

Trianel

Ideen.
Gemeinsam.
Umsetzen.



Beschaffungsstrategien für Stadtwerke im GModG

Gebäudemodernisierungsgesetz: Bio-Treppe und Grüngasquote
Portfoliomodelle und langfristige Lieferverträge

Trianel Strategieberatung, September 2026

Hinweise zum Webinar

Wir freuen uns über Ihre **Fragen**! Bitte stellen Sie diese über die **Chat-Funktion.**

Allen Teilnehmer:innen senden wir die Präsentation nach dem Webinar zu.



Achtung!

Das Webinar wird aufgezeichnet

Beschaffungsstrategien im GModG: unser Programm



Dirk Goebels

Senior Consultant
Beratung Midstream



Paul Jüngst

Abteilungsleiter
Trendscouting

Unsere Agenda

1 Beschaffungspflichten und Regulierung

2 Implikationen des GModG und Marktlage

3 Reaktionsmuster und empfohlene Strategie

Es ergeben sich zwei getrennte Beschaffungspflichten aus dem GModG

Grüngasquote und Bio-Treppe adressieren unterschiedliche Akteure – **wirken aber zusammen auf die Beschaffungsstrategie.**

Grüngasquote

Adressiert Inverkehrbringer – Portfolioebene

Ab 2028 müssen Gas-/Heizöllieferanten einen wachsenden Anteil grüner Gase in Verkehr bringen – startend bei bis zu 1 %, ausgestaltet als handelbare THG-Minderungsquote.

Bio-Treppe

Adressiert Heizungseigentümer – Einzelvertragsebene

Ab 2029 steigt der Pflichtanteil grüner Brennstoffe je neuer Öl-/Gasheizung von 10 % auf bis zu 60 % im Jahr 2040, nachgewiesen über einen Liefervertrag mit dem Gasversorger.

Verknüpfung

Massenbilanzielle Anrechnung geplant

Die Grüngasquote soll auf die Bio-Treppe anrechenbar sein – für Stadtwerke entstehen damit zwei parallele, aber verzahnte Beschaffungspflichten.

Preis- und Mengenrisiko in der Beschaffung

Preis- und Mengenrisiko

Deutlicher Preisaufschlag

Biomethan kostet mit rund 12,4 ct/kWh inklusive Steuern und Abgaben fast doppelt so viel wie fossiles Erdgas (6,5 ct/kWh); reine Beschaffungspreise lagen Anfang 2026 bereits bei 7,5 bis 8 ct/kWh.

Strukturelle Knappheit

Die deutsche Biomethanproduktion von rund 12 bis 13 TWh ist bereits zu etwa 88 % ausgelastet und größtenteils in Blockheizkraftwerken, als Biokraftstoff oder in der Industrie gebunden.

Zusätzlicher Bedarf durch die Quote

Allein eine einprozentige Grüngasquote im Startjahr 2028 erzeugt 1,8 TWh Zusatzbedarf – Stadtwerke konkurrieren damit direkt mit Industrie und Gewerbe um dieselben knappen Mengen.

Beschaffung in Zahlen

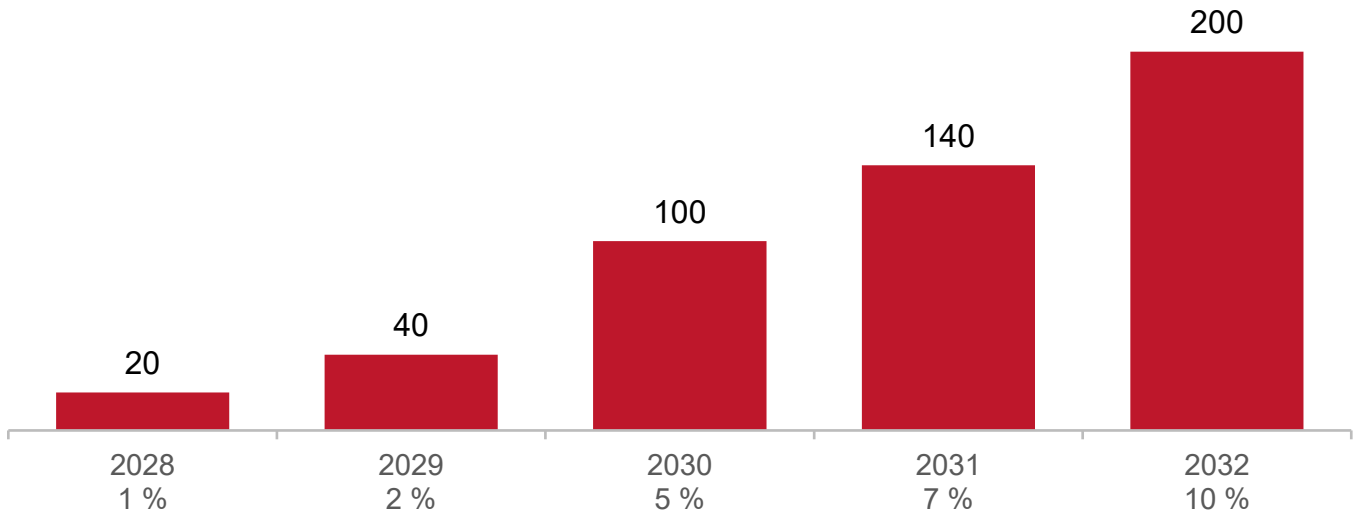
▪ Erdgaspreis 2026	**6,5 ct/kWh**
▪ Biomethanpreis 2026	**12,4 ct/kWh**
▪ Biomethan-Produktion DE	**ca. 12–13 TWh**
▪ Auslastung Bestandsanlagen	**ca. 88 %**
▪ Zusatzbedarf 1 % Quote (2028)	**1,8 TWh**

Stadtwerke konkurrieren mit Industrie und Gewerbe um dieselben knappen Grüngas-Mengen – frühzeitige Mengensicherung wird zum Wettbewerbsvorteil.

Mehrkosten durch die Grüngasquote: rund 500.000 € in fünf Jahren

Beispiel mit 50 GWh Haushaltsabsatz pro Jahr: Der **Quotenpfad der BMWE-Eckpunkte** verzehnfacht die Pflichtmenge bis 2032 – die Kosten steigen entsprechend.

Jährliche Mehrkosten der Quotenerfüllung (T€)



Quote laut Eckpunkten unter dem Jahr · Pflichtmenge: 0,5 → 5,0 GWh/Jahr

Ergebnis 2028–2032

500 T€

bisher: 210 T€
(1 % konstant, 8,4 ct/kWh)

Pflichtmenge kumuliert	12,5 GWh
Mehrpreis Biomethan	4 ct/kWh
Je 1 ct/kWh Mehrpreis	± 125 T€
Bandbreite 3–5 ct/kWh	375–625 T€
Aufschlag Haushalt 2032	0,40 ct/kWh
EFH, 20.000 kWh, 2032	≈ 80 €/Jahr

Biotreppe on top

≈ 36 T€ bis 2032

Die Quote wird angerechnet: Kunden mit neuer Gasheizung brauchen nur die Lücke zwischen Biotreppe und Quote zusätzlich (2030: 15 % − 5 % = 10 %). Bei +2,5 % Neuanlagen-Absatz pro Jahr sind das ca. 0,9 GWh bis 2032 (ohne Anrechnung ca. 73 T€), bezahlt über den Biotreppen-Tarif. Nach 2032 wächst der Bedarf wieder, da die Lücke bei ca. 10 Prozentpunkten bleibt. Anrechnungsverfahren noch offen.

Vereinfachte Modellrechnung mit konstanten Mengen und Preisen. Quote nur auf Haushaltsabsatz (Gewerbe/Industrie ausgenommen). Mehrpreis = Biomethan-Beschaffung ca. 8 ct/kWh minus Erdgas ca. 4 ct/kWh, ohne CO_2-Ersparnis bei Nachhaltigkeitsnachweis und ohne Ersatzzahlung (Höhe offen). Quelle: BMWE-Eckpunkte Grüngas-/Grünheizölquote (13.10.2026), eigene Berechnung.

Drei Kernaussagen zur Beschaffung

Das GModG verändert die Gasbeschaffung von Stadtwerken grundlegend – **von der reinen Erdgas-Portfoliosteuerung hin zum Wettlauf um knappe grüne Gase.**

01

Neue Pflichtbeschaffung

Grüngasquote und Bio-Treppe verpflichten zu wachsenden Grüngas-Anteilen

Ab 2028 (Grüngasquote) und 2029 (Bio-Treppe) müssen Stadtwerke Biomethan, Wasserstoff und weitere grüne Gase in wachsenden Anteilen beschaffen.

02

Preis- und Mengenrisiko

Grüne Gase sind knapp und deutlich teurer

Biomethan kostet mit rund 12,4 ct/kWh fast doppelt so viel wie Erdgas – bei einem Markt, der bereits zu 88 % ausgelastet ist.

03

Absicherungsinstrumente

Verträge, Zertifikate und Diversifikation schaffen Planungssicherheit

Langfristige Lieferverträge, Quotenzertifikatehandel und eine Streuung über mehrere grüne Gasarten reduzieren das Beschaffungsrisiko.

Grüngas- & Grünölquote und Biotreppe im Zeitverlauf

Das GModG legt Quoten von 2028 bis 2040 fest.

2028

Start der gesetzlichen Grüngas- & Grünölquote (§ 42a GModG).

2029

Start Biotreppe: Min. 10% Bioanteil & CO_2-Kostenaufteilung.

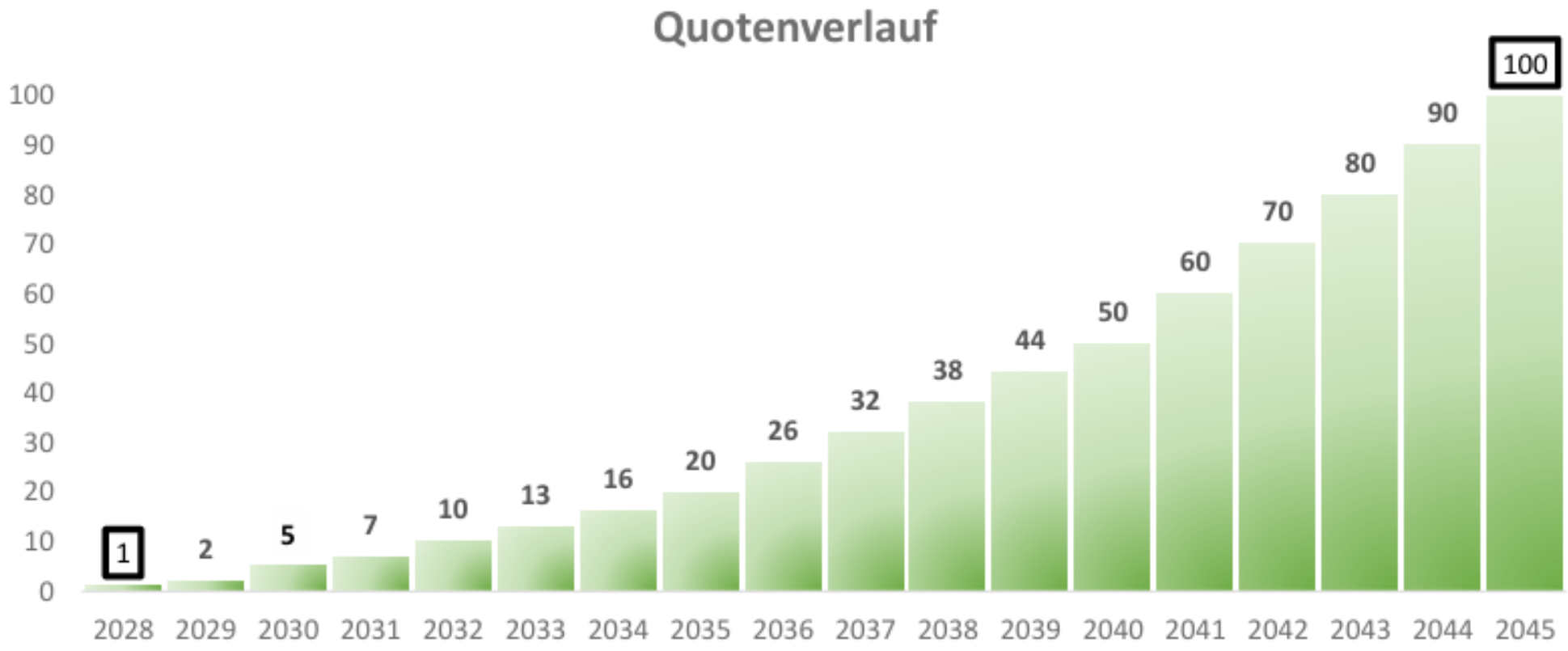
2030

Erhöhung auf 15% Bioanteil & gesetzliche Evaluation.

2035 - 2040

Steigerung von 30% (2035) auf 60% (2040) Biobrennstoffe.

Am 13. 10.2026 legt das BMWE ein Eckpunktepapier zur Grüngasquote vor



Ab 2028 schreibt die Grüngas- und Grünölquote die schrittweise Umstellung auf biogene Brennstoffe vor

2028

Start der gesetzlichen Grüngas- & Grünölquote für Energieversorger (§ 42a GModG).

Auswirkung für Stadtwerke:

Beschaffung: Stadtwerke müssen zunehmend biogene oder andere erneuerbare Brennstoffe beschaffen, etwa Biomethan, Biogas, Bioheizöl

- **Steigende Kosten:** Erneuerbare Brennstoffe sind derzeit meist teurer als fossiles Erdgas oder Heizöl. Das kann die Beschaffungskosten erhöhen und sich auf Endkundenpreise auswirken.
- **Nachweis- und Dokumentationspflichten:** Herkunft, Nachhaltigkeit und eingesetzte Mengen müssen über Zertifizierungssysteme dokumentiert werden.
- **Staffelung der Quote bis 2045:** Die Steigerung der Grüngasquote soll im Ausgestaltungsgesetz zum GModG (angekündigt bis 1.12.2026) festgelegt werden.

Ab 2029 Boom bei PPAs und BtoB-Grünstrom durch verstärkte Investitionen in Großwärmepumpen, Power-to-Heat und integrierte Quartierskonzepte

2029

Pflicht zur CO_2-Kostenbeteiligung der Vermieter.

Kostendruck treibt Elektrifizierung

Fossiles Heizen wird durch steigende CO_2-Kosten für Immobiliengesellschaften und Industrie unrentabel.

- **Massiver Wandel der Lasten:** Großkunden investieren verstärkt in Großwärmepumpen, Power-to-Heat (PtH) und integrierte Quartierskonzepte.

Der daraus resultierende elektrische Zusatzbedarf lässt die Nachfrage nach Grünstrom-PPAs stark ansteigen.

Bio-Treppe vs. Grüngasquote: zwei getrennte Instrumente im GModG

Beide Regelungen verpflichten zu steigenden Anteilen grüner Brennstoffe – **sie unterscheiden sich jedoch darin, wen sie adressieren und auf welcher Ebene sie wirken.**

Merkmal	Bio-Treppe	Grüngas-/Grünheizölquote
Adressat	Eigentümer/Betreiber neuer Öl- oder Gasheizungen	Inverkehrbringer von Erdgas und Heizöl (Energieversorger)
Wirkungsebene	Gebäude-/Anlagenebene (einzelne Heizung)	Lieferketten-/Marktebene (gesamte Liefermenge)
Start & Staffelung	Ab 2029: 10 % → 2030: 15 % → 2035: 30 % → 2040: 60 %	Ab 2028: bis zu 1 %, danach moderat steigend
Geltungsbereich	Nur neu eingebaute Öl-/Gasheizungen	Gesamte Liefermenge Erdgas/Heizöl, ohne Industrie und Gewerbe
Nachweisform	Liefervertrag mit Öl-/Gasversorger, Prüfung durch Schornsteinfeger	Bilanzielle bzw. massenbilanzielle Erfüllung
Regelungsort	Im GModG selbst geregelt	Eckpunkte für Sommer 2026 angekündigt, Verortung (GModG oder EnWG) noch offen

Verknüpfung: Die Grüngasquote soll massenbilanziell auf die Bio-Treppe anrechenbar sein. Für Stadtwerke heißt das: Bio-Treppe betrifft die Kundenberatung beim Heizungstausch, die Grüngasquote die eigene Beschaffungsstrategie als Gasversorger.

Weitere Kostentreiber neben der reinen Gasbeschaffung

CO2-Preis und Netzentgelte wirken zusätzlich **– und müssen gemeinsam mit den Rohstoffkosten modelliert werden.**

CO2-Preis

Fossiler Anteil wird zusätzlich bepreist

2026/27 gilt ein gesetzlicher Korridor von 55 bis 65 €/t. Ab 2028 bildet sich der Preis im EU-ETS2 frei am Markt – für den fossilen Gasanteil werden deutlich steigende Preise erwartet.

Netzentgelte

Sinkende Absatzmengen verteuern das Netz

Prognosen zeigen eine mögliche Verzehnfachung der Gasnetzentgelte zwischen 2025 und 2045 – von 2,33 auf 22 ct/kWh.

Kumulierter Effekt

Drei Kostenblöcke wachsen gemeinsam

Rohstoffkosten, CO2-Preis und Netzentgelte müssen in der Beschaffungsstrategie als ein gemeinsam wachsender Kostenkomplex modelliert werden – nicht isoliert.

Weitere Kostentreiber neben der reinen Gasbeschaffung

CO2-Preis und Netzentgelte wirken zusätzlich **– und müssen gemeinsam mit den Rohstoffkosten modelliert werden.**

CO2-Preis

Fossiler Anteil wird zusätzlich bepreist

2026/27 gilt ein gesetzlicher Korridor von 55 bis 65 €/t. Ab 2028 bildet sich der Preis im EU-ETS2 frei am Markt – für den fossilen Gasanteil werden deutlich steigende Preise erwartet.

Netzentgelte

Sinkende Absatzmengen verteuern das Netz

Prognosen zeigen eine mögliche Verzehnfachung der Gasnetzentgelte zwischen 2028 und 2045 – von 2,33 auf 22 ct/kWh.

Kumulierter Effekt

Drei Kostenblöcke wachsen gemeinsam

Rohstoffkosten, CO2-Preis und Netzentgelte müssen in der Beschaffungsstrategie als ein gemeinsam wachsender Kostenkomplex modelliert werden – nicht isoliert.

Unser Lösungsansatz: Ein integriertes Gesamtkostenmodell mit gezielter Absicherung je Kostenblock

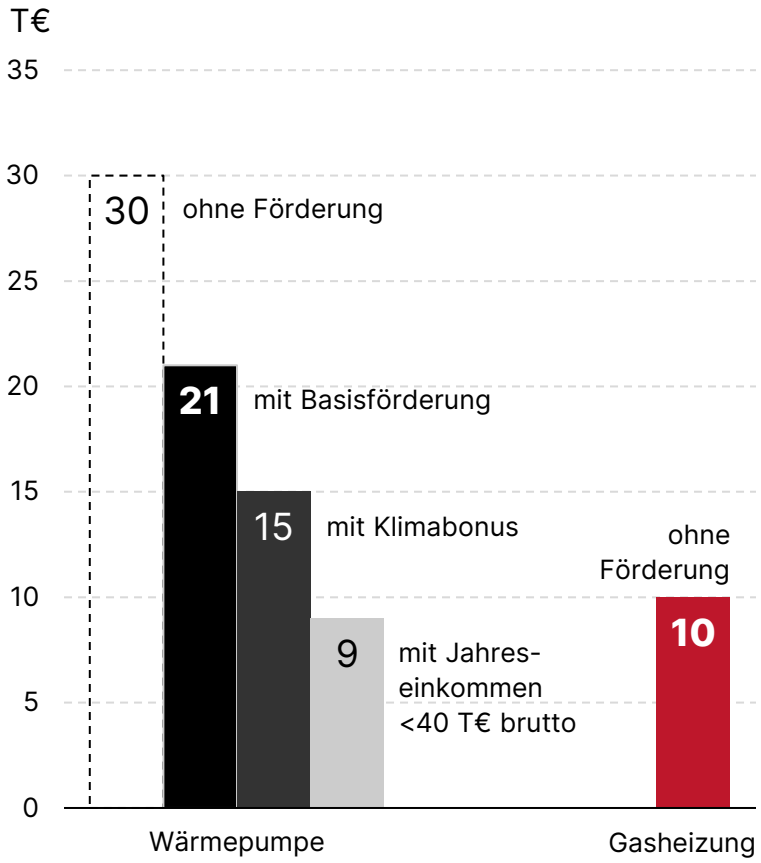
CO2-Kosten absichern: CO2-Preis im Übergang BEHG → ETS2 in Szenarien einpreisen, Zertifikatsbedarf tranchiert beschaffen und den fossilen Anteil schrittweise durch Grüngas senken.

Netzentgelte weitergeben: Netzentgelt-Szenarien je Netzgebiet einkalkulieren, Preisanpassungsklauseln verankern und Kundenwechsel zu Wärmepumpe oder Fernwärme mit eigenen Produkten begleiten.

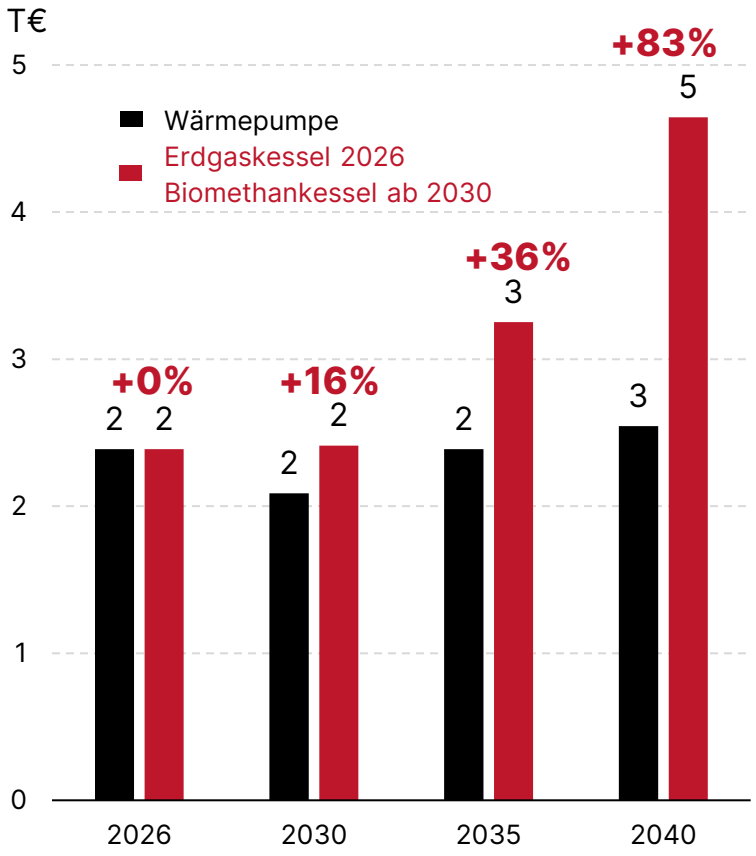
Gesamtkosten steuern: Wir modellieren Rohstoff, CO2 und Netz in einem gemeinsamen Szenariomodell, leiten daraus Beschaffungs- und Tarifstrategie ab und aktualisieren es jährlich.

Für Eigentümer selbstgenutzten Einfamilienhäusern bliebe die Gasheizung in Folge des GModG eine attraktive Heiztechnologie.

Investition gesamt



Verbrauchsgebundene Kosten p. a.





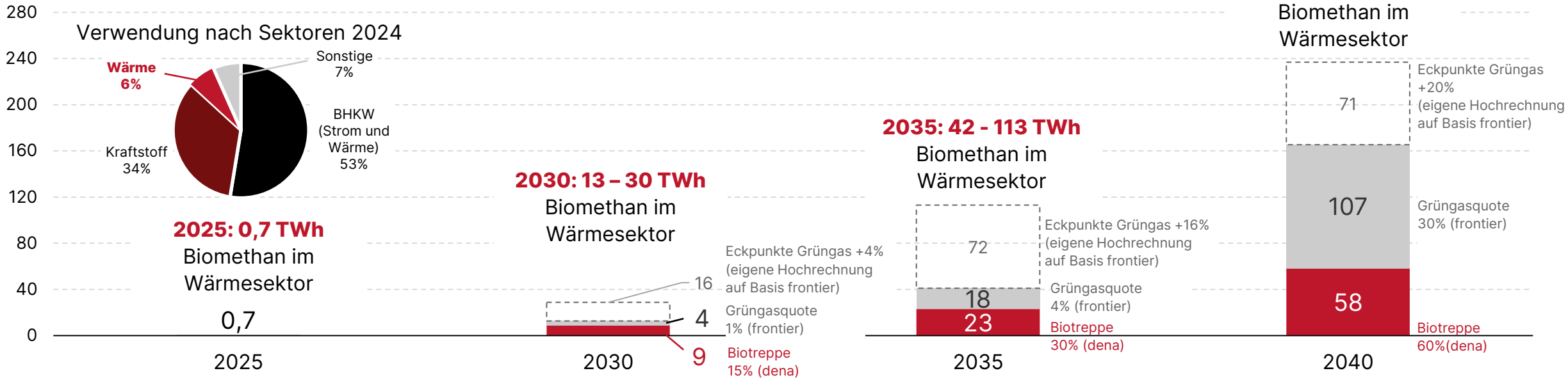
Amortisation Investition Wärmepumpe

	Einkommen unter 40 T€	Basis + Boni	Basis
Förderanteil	70%	55%	35%
Amortisation (Jahr in dem die Amortisation eintritt bei Investition in 2026)	2026	**2039**	**2043**

Gebäudedaten: EFH BJ 1958-1968, Effizienzklasse F, Beh. Wohnfläche 121 m², Heizlast 6 kW; Quellen: Fraunhofer ISI (2026), eigene Berechnungen

GModG würde bis 2030 zu einem Rückgang des Biomethanbedarfs im Vergleich zum EEG führen, ab 2035 zu einem exponentiellen Anstieg.

Entwicklung Grüngasbedarfe im Gebäudesektor auf Grundlage des GModG (in TWh/a)



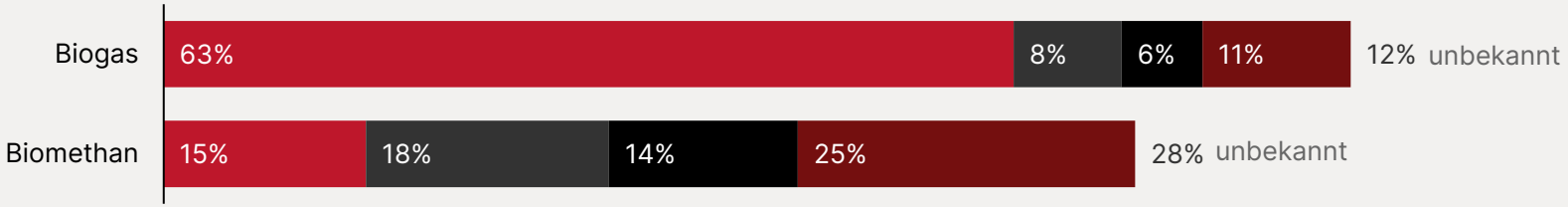
enervis – Studie zu zusätzlichen Bedarfen an Biomethan aus dem GModG sowie dem Vergleich der Biomethanbedarfe zwischen GEG und GModG

zus. Bedarf aus Biotreppe	2030: +10 TWh Biomethan	2040: +59 TWh Grüngas
Vergleich GModG vs. GEG	2029: -1,5 TWh Biomethan	2040: +24 TWh Biomethan, +2 Mio. Gasheizungen (zusätzlich)

Quellen: dena (2026), enervis (2026), frontier/epico (2026)

Biogas wird in der EU am häufigsten zur Stromerzeugung eingesetzt, Biomethan im Verkehr. Der Einsatz im Wärmemarkt erfordert deutlich höhere Kosten.

Biogas- und Biomethanverbrauch nach Sektoren in Europa 2024



Biogasmarkt in Deutschland



- 10 TWh Biomethan-Aufbereitung und Einspeisung
- 85 TWh Biogas in der Vor-Ort-Verstromung

Stromerzeugung

Umstellung in Deutschland unattraktiv

- **Anschlussförderung EEG:** Profitabler Weiterbetrieb mit flexibler Vor-Ort Verstromung → **90% der Erlöse abgesichert**
  (EEG und Flex-Zuschlag)
- **Biomethanaufbereitung** kapitalintensiver, weniger profitabel und risikoreicher → **90% der Erlöse nicht abgesichert**
  (Gaspreise und THG-Quoten)
- **Laufende Gesetzesvorhaben erhöhen Risiken** der Biomethanaufbereitung
  - Neuregelung Kostenteilung Gasnetzanschluss ab 2027
  - Kündigung Netzanschluss nach 10 Jahren möglich bei Stilllegung Gasnetz

Gebäude

- Gebäudesektor im Rahmen EU ETS 2 vssl. ab 2028 europaweit CO_2-Preisen ausgesetzt
- In Deutschland aktuell geringe **Zahlungs-bereitschaft** für Grünattribut auf Grundlage fixierter BEHG-Preise **11-13 € / MWh**

Industrie

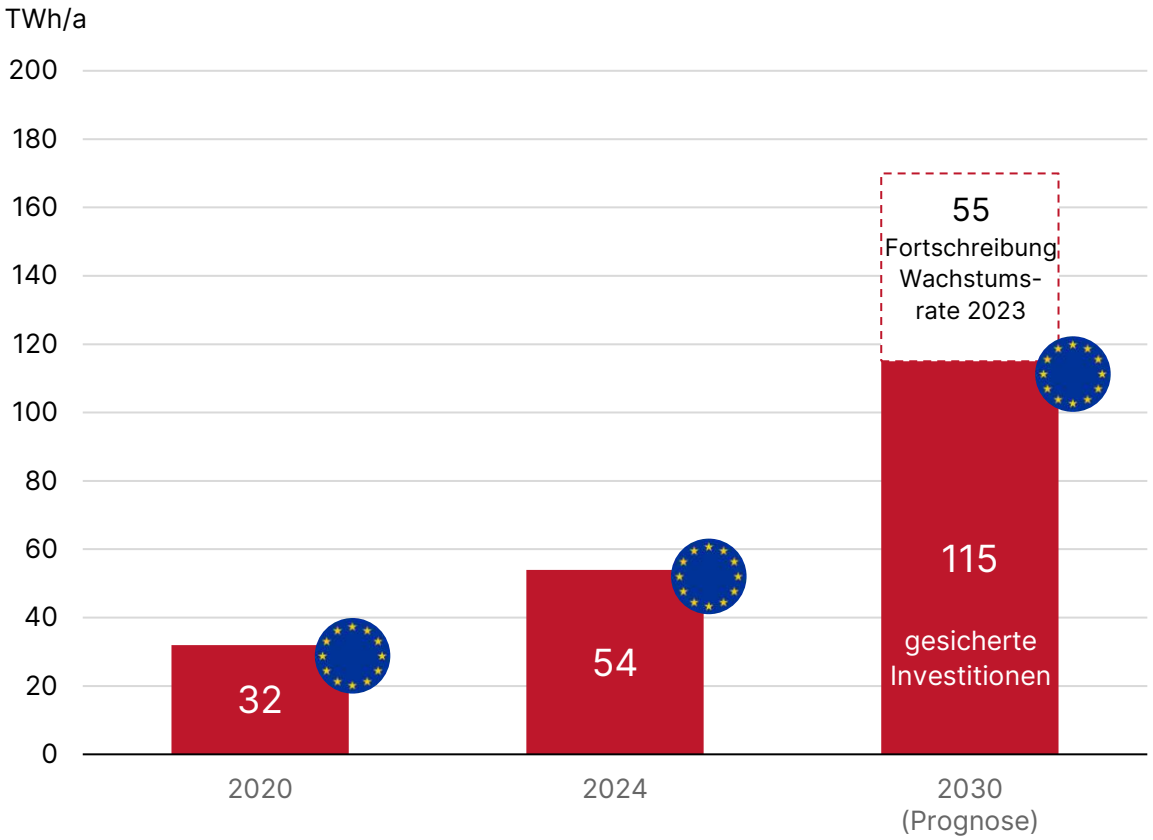
- Dekarbonisierungsalternative (Glas, Stahl, Düngemittel) bei ausbleibender bzw. verzögerter Wasserstoff-Verfügbarkeit
- **Zahlungsbereitschaft** Grünattribut auf Höhe EU-ETS 1 ca. **20 € / MWh**

Verkehr

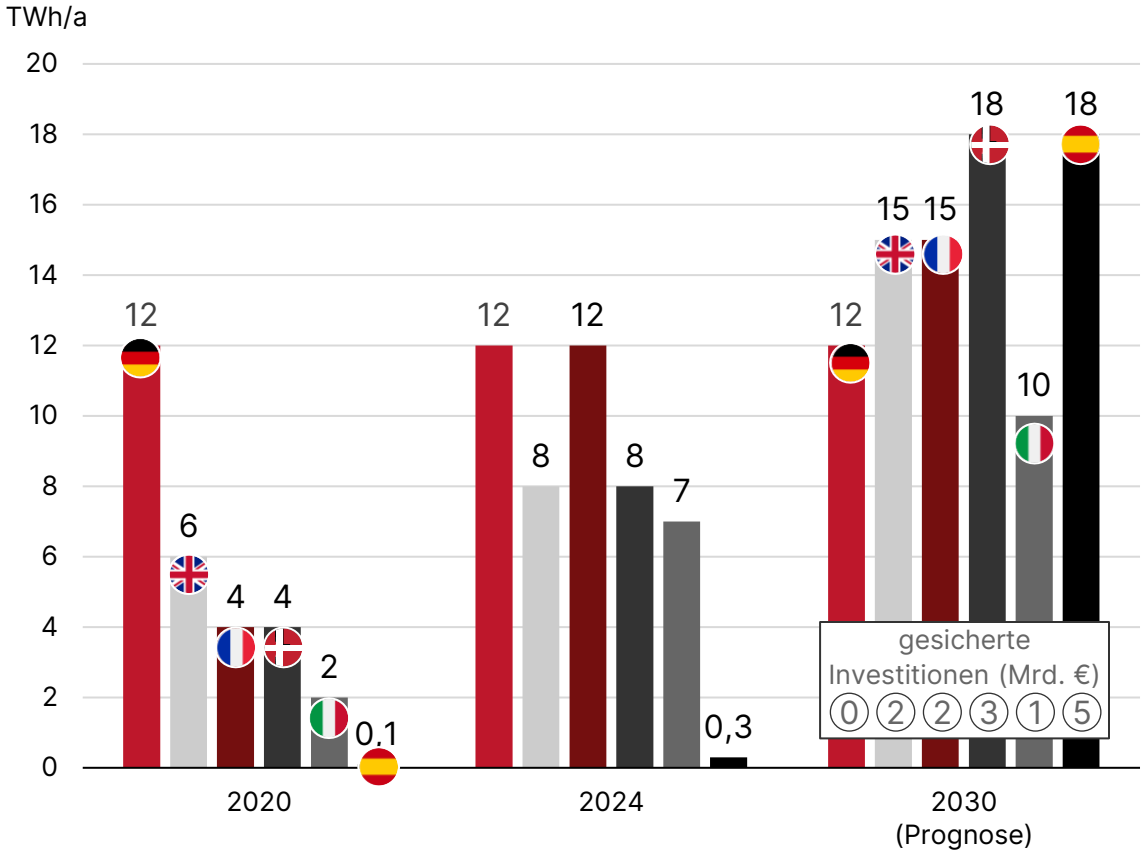
- Steigende Nachfrage durch Reduktionsziele
  - Schiffsverkehr (FuelEU Maritime): **-2,5 % 2025** → -6 % 2030 → **-31% 2040**
  - Straßenverkehr: THG-Quoten (BImSchG) **12 % 2026** → 26,5 % 2030 → **65 % 2040**
- Bio-LNG Kapazität **2024: 14 TWh/a**
  - +13 TWh/a seit 2020, +9 TWh/a bis 2028
  - 78% für Schwerlastverkehr, 17% Schifffahrt
- **Zahlungsbereitschaft** Grünattribut **80-90 €/MWh** durch Erholung Markt THG-Quoten
  - 2025 ca. 100 € / t CO_2
  - 2026 über 300 € / t CO_2

Deutschland ist der führende Markt für Biogas in Europa, stagniert aber. Frankreich ist stark gewachsen, Spanien investiert stark.

Biomethanerzeugung in Europa



Biomethanerzeugung in Europa (TOP 5 Länder)



Quellen: EBA Statistical Report 2025

Die Entwicklung der relevantesten europäischen Märkte von Biomethan ist stark geprägt durch die jeweils implementierten Fördermechanismen.

Land	**Deutschland**	**Frankreich**	**Dänemark**	**UK**	**Italien**	**Spanien**
Erlösstruktur und **Förderungen**	▪ Marktpreise (Gas, HKNs, CO_2) ▪ **THG-Quote** (indirekte Förderung)	▪ Marktpreise (Gas) ▪ **Fixe Einspeise-tarife** (staatlich garantiert decken Vollkosten und Rendite)	▪ Marktpreise (Gas, HKNs, CO_2) ▪ **Fester Basis-zuschlag** ▪ **Gleitender Zusatz** abhängig von Gaspreis	▪ Marktpreise (Gas, HKNs, CO_2) ▪ **Staatliche Zuschüsse** (degressiv nach produzierter Menge), über 15 Jahre fest	▪ Marktpreise ▪ **Einspeise-vergütung** ▪ **Zertifikate** im Verkehrssektor ▪ **CAPEX-Förderung**	▪ Marktpreise (Gas und Zertifikate) ▪ **CAPEX - Förderung**
Einnahme-stabilität	●●○ Biomethan marktbasiert, Strom auskömmlich gefördert	●●● OPEX-Fördersatz im Bereich 70-90%, 15-20 Jahre	●●● OPEX-Fördersatz im Bereich 50-70%, 20 Jahre	●●○ OPEX-Fördersatz im Bereich 40-60%, 15 Jahre	●●○ 40% CAPEX, Einspeise-vergütung und Zertifikate	●○○ Rein Marktorientierter Ausbau
Risiko	●●● Marktrisiken und perspektiven Netzanschluss unklar	●○○ Cfd-Förderrahmen mit 15 Jahren Laufzeit genehmigt	●●○ Zunehmend marktorientierte Ausrichtung, Engpässe Gasnetz	●●○ Regelmäßig angepasster Förderrahmen	●●● Förderregime ausgelaufen, Anschlussregelung fehlt	●●● Förderung fragmentarisch nächste Runde unklar
Mehrerlös-Potenzial	●●● Knappheitspreise bei hohem Bedarf Verkehr und Gebäude	●○○ Grüne Eigenschaft bei Förderung an Staat abgetreten	●●○ Zusatzerlöse aus grüner Eigenschaft möglich	●●○ Zusatzerlöse aus grüner Eigenschaft möglich	●●● Zusatzerlöse aus grüner Eigenschaft möglich	●●● Vermarktung grüne Eigenschaft, günstige Substrate
Ziel 2030	kein Ziel	44 TWh	18 TWh (100% EE-Gas)	Kein Ziel	55 TWh	20 TWh
GAP (Ist-Ziel)	**-**	**32 TWh**	**10 TWh**	**-**	**48 TWh**	**20 TWh**

●●● Hoch ●●○ Mittel ●○○ Niedrig

Strategische Reaktionsmuster von Stadtwerken

Das Klimaziel 2045 setzt den Rahmen – **Quote und Biotreppe verschärfen den Handlungsdruck**.

Rückzug

Beschleunigte Abschreibung von Gasnetzen

Einige Stadtwerke schreiben Bestandsnetze bereits beschleunigt ab, um sie später stilllegen zu können, statt in teure Grüngas-Beschaffung zu investieren.



Aufbau

führt zu →

Eigene Grüngas-Beschaffung ausbauen

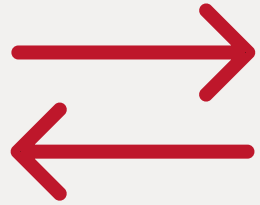
Andere Stadtwerke sichern sich frühzeitig Zugang zu Biomethanmengen, um das Gasnetz langfristig als dekarbonisierte Infrastruktur weiterzubetreiben.



Parallelstrukturen

Zwei getrennte Beschaffungsstränge nötig

Wer eigene Grüngasmengen beschafft, braucht zwei Stränge: portfolioweites Hedging für die Grüngasquote und kundenindividuelles Sourcing für Bio-Treppe-Verträge.



Absicherungsinstrumente für die Grüngas-Beschaffung

Instrument	Funktionsweise	Nutzen für Stadtwerke
Langfristige Lieferverträge	Mehrjährige Abnahmevereinbarung mit Biomethan-Erzeugern, teils mit Mitfinanzierung des Anlagenausbaus	Stabile Preise und gesicherte Mengen als Grundsockel
Massenbilanzierung	Nachhaltigkeitsnachweis an das physische Produkt gekoppelt (z. B. Biogasregister Deutschland, BiMaS)	Pflichtverfahren für die Quotenerfüllung
Herkunftsnachweise (HKN) / Book & Claim (Status offen)	Konzept: getrennter Handel von Nachweis und physischem Gas; ob HKN auf die Grüngasquote anrechenbar werden, regelt erst das noch ausstehende Ausgestaltungsgesetz (angekündigt bis 1.12.2026)	Bestehende Registerinfrastruktur (u. a. HkNRG) für Gaskennzeichnung vorhanden – Quotenfähigkeit und damit Kosteneffizienz derzeit nicht gesichert
Quotenzertifikatehandel (Konzeptvorschlag)	In der Fachdiskussion vorgeschlagenes Modell (u. a. Frontier Economics): handelbare THG-Minderungsquote mit Zukaufsoption bei Unterdeckung – nicht Teil des verabschiedeten GModG	Würde flexible Feinsteuerung ermöglichen, sofern so im Ausgestaltungsgesetz beschlossen – aktuell keine Rechtsgrundlage
Portfoliodiversifikation	Streuung über Biomethan, Wasserstoff, synthetisches Methan und Bioöl	Reduziert Abhängigkeit von der knappsten Gasart

Die konkrete Ausgestaltung der Grüngasquote (u. a. Anrechenbarkeit von HKN, Handelsmechanismus) ist offen und wird laut GModG bis 1.12.2026 in einem gesonderten Gesetz festgelegt.

Empfohlene Portfoliostrategie

Eine Kombination aus drei Bausteinen schafft die beste Balance **zwischen Planungssicherheit und Flexibilität**.

Grundsockel

Langfristige Lieferverträge

Physisch gesicherte Mengen über mehrjährige Abnahmeverträge, ggf. mit Beteiligung am Anlagenausbau.

Feinsteuerung

Zukauf von Quotenzertifikaten

Flexibler Ausgleich der Restquote über den entstehenden Zertifikatehandel statt vollständiger Eigenbeschaffung.

Risikostreuung

Diversifikation über Gasarten

Verteilung auf Biomethan und synthetisches Methan reduziert die Abhängigkeit von der knappsten Ressource.

→ **Da die endgültige Ausgestaltung von Grüngasquote und HKN-Register erst bis Ende 2026 feststeht, sollte die Beschaffungsstrategie flexibel bleiben, um kurzfristig auf die finale Regelung reagieren zu können.**

Ihre Souveränität im Grüngasmarkt: Trianel übernimmt Beschaffung & Abwicklung

Baustein	Was wir für Sie tun	Ihr Nutzen
Mengenforecast	Wir prognostizieren, wie viel Erdgas Sie je Kundengruppe (RLM, SLP, Wohnungswirtschaft) durch Grüngas/H_2 ersetzen müssen.	Sie planen Ihren Bedarf nach Ihrer eigenen Kundenstruktur – ohne Über- oder Unterdeckung.
Handelspartner aufbauen	Wir bauen für Sie ein Netzwerk geprüfter Biomethan-, Grüngas- und HKN-Handelspartner auf.	Sie erhalten Zugang zu verlässlichen Partnern, ohne selbst den Markt sondieren zu müssen.
Ausschreibungsbegleitung	Wir identifizieren und auditieren Lieferanten und führen die RFPs für Sie durch.	Sie profitieren von Transparenz und besten Marktpreisen trotz Marktfragmentierung.
Beschaffungsstrategie erstellen	Wir beraten Sie individuell und entwickeln mit Ihnen eine Beschaffungsstrategie für Biomethan, Grüngas und HKN.	Sie beschaffen nach einem klaren Fahrplan, abgestimmt auf Ihr Portfolio und Ihre Risikoneigung.
Biogasmengen beschaffen	Wir beschaffen die benötigten Biomethan- und Grüngasmengen und sichern Preis und Verfügbarkeit ab.	Sie erfüllen Ihre Quote mit gesicherten Mengen zu planbaren Kosten.
Grüngas-Bilanzkreis	Wir richten Subbilanzkreise für Biomethan / H_2 ein und führen sie für Sie.	Sie trennen graues und grünes Gas systemisch exakt – ohne eigenen Aufbau.
Registeranbindung	Wir begleiten Ihre Anbindung an das dena-Biomethanregister und an Nachweisdatenbanken.	Sie führen Zertifikate und Nachweise lückenlos und prüfsicher.
Tarifaufbau und -anpassung	Wir kalkulieren Ihre Grüngastarife und passen bestehende Tarife an die neuen Beschaffungskosten an.	Sie geben Mehrkosten transparent und nachvollziehbar an Ihre Kunden weiter.
Portfolioabbildung	Wir überarbeiten die Abbildung Ihres Portfolios um grüne Mengen, Nachweise und Kundenzuordnung.	Sie behalten Position, Kosten und Risiko je Produkt im Blick.
Beschaffungs- und Risikohandbuch	Wir passen Ihr Beschaffungshandbuch und Ihr Risikohandbuch an neue Instrumente, Limite und Zuständigkeiten an.	Sie sind für Revision und Prüfung sauber aufgestellt.

GModG Ready in 12 Wochen: sicher startklar für Grüngasquote und Biotreppe

Ein Projekt in drei Phasen – **danach übernehmen wir auf Wunsch den laufenden Betrieb.**

W1	W2	W3	W4	W5	W6	W7	W8	W9	W10	W11	W12

1 Analyse & Strategie

Mengenforecast je Kundengruppe, Beschaffungsstrategie

→ **Bedarf bekannt, Strategie freigegeben**

2 Markt & Struktur

Handelspartner-Shortlist, Ausschreibung (erste RFP), Subbilanzkreis einrichten, Registeranbindung begleiten

→ **Lieferant gewählt, Vertrag unterschriftsreif**

Tarifaufbau (Quote & Biotreppe), Portfolioabbildung, Beschaffungs- und Risikohandbuch

3 Integration

Tarife kalkuliert, Systeme und Handbücher angepasst ←

Ende Woche 12: **GModG Ready**

AB WOCHE 13 · LAUFEND

Folgemandat GModG Betrieb

- Biogasmengen beschaffen und absichern
- Grüngas-Bilanzkreis führen
- Nachweise im Register führen und entwerten
- Tarife und Forecast jährlich anpassen

Voraussetzungen: Absatz- und Kundendaten in Woche 1, fester Entscheider für die Strategiefreigabe in Woche 4, Gremientermine vorab geplant.

Jetzt starten: Mengen für 2028 werden 2027 beschafft – wer früh startet, kauft ohne Zeitdruck ein.

Weitere Fragen?



Sprechen Sie uns gerne an!



Dirk Goebels

Senior Consultant
Beratung Midstream

+49 151 12245308
d.goebels@trianel.com



Paul Jüngst

Abteilungsleiter
Trendscouting

+49 170 7898946
p.juengst@trianel.com


Wer sich jetzt Zugang
zu grünen Gasen sichert,
gewinnt den Beschaffungsvorteil
von morgen.