

DEKARBONISIERUNG DES GASSEKTORS UND SEKTORKOPPLUNG

Sicherstellung eines marktbasiereten Ansatzes:
ein Bericht für die European Federation of
Energy Traders (EFET)

26. Februar 2020



Christoph Riechmann

 christoph.riechmann@frontier-economics.com

Dan Roberts

 dan.roberts@frontier-economics.com

Frontier Economics Ltd. ist Mitglied des Frontier Economics Netzwerks, das aus zwei separaten Unternehmen mit Sitz in Europa (Frontier Economics Ltd.) und Australien (Frontier Economics Pty Ltd.) besteht. Beide Unternehmen befinden sich in unabhängigem Besitz, und die von einem Unternehmen eingegangenen rechtlichen Verpflichtungen erlegen dem anderen Unternehmen im Netzwerk keine Verpflichtungen auf. Alle in diesem Dokument geäußerten Ansichten sind die Ansichten von Frontier Economics Ltd.

INHALT

Zusammenfassung	4
1 Das Gassystem spielt in einem dekarbonisierten Energiesektor auch langfristig eine Rolle	6
1.1 Die Energiewende wird Transport und Speicherung von Energie vor große Herausforderungen stellen	6
1.2 Das Gassystem ist gut geeignet, um zur Bewältigung dieser Herausforderungen beizutragen	8
1.3 Ziel dieser Studie ist es, politische Optionen zur Beanreizung der Dekarbonisierung im Gassektor zu analysieren und Empfehlungen abzuleiten	10
2 Der derzeitige klimapolitische Rahmen sendet keine konsistenten Signale für die Dekarbonisierung von Gas	11
2.1 Der derzeitige klimapolitische Rahmen ist nicht optimal ausgestaltet	11
2.2 Das Marktdesign kann die Wahl zwischen verschiedenen Technologien und Energieträgern verzerren	14
2.3 Die aktuellen politischen und marktlichen Rahmenbedingungen erhöhen die Risiken einer unzureichenden oder ineffizienten Energiewende	17
3 Es gibt eine Reihe von möglichen Lösungen, aber kein "Allheilmittel"	18
3.1 Zunächst sollte Klarheit über die politische Zielsetzung und die Rolle von Märkten und Anreizen hergestellt werden	18
3.2 Sowohl CO ₂ -Preismechanismen als auch Fördermechanismen können Anreize für entsprechende Investitionen schaffen	19
3.3 Marktbasierte Ansätze (CO ₂ -Bepreisung und Förderung der Emissionsvermeidung) sind effektiv – und haben gewisse Vor- und Nachteile	21
3.4 Jedes System muss von Reformen begleitet werden, die sicherstellen, dass Projektentwickler umfassenden Preissignalen ausgesetzt sind und Netzinvestitionen optimiert werden	28
4 Unsere Empfehlungen	30

ZUSAMMENFASSUNG

Auf lange Sicht wird konventionelles Erdgas in einem dekarbonisierten europäischen Energiesystem nur noch eine begrenzte Rolle spielen. Dennoch können erneuerbare und andere kohlenstoffarme Gase dazu beitragen, die Herausforderungen für Transport und Speicherung von Energie anzugehen, die in einer zunehmend dekarbonisierten Wirtschaft immer wichtiger werden.

Frontier Economics ("Frontier") hat im Auftrag der European Federation of Energy Traders (EFET) verschiedene Optionen für ein zukünftiges Marktdesign evaluiert, die die CO₂-Reduzierung im Gassektor auf marktbasierter, technologieneutraler Weise beanreizen (oder alternativ die Nichtreduzierung bestrafen)¹. Darüber hinaus analysieren wir geeignete Rahmenbedingungen, um die im Gassystem vorhandene Flexibilität effizient zu nutzen, das Elektrizitätssystem zu unterstützen, das durch steigende Anteile an intermittierender erneuerbarer Stromerzeugung gekennzeichnet ist. Dies wird als ein wichtiges Element der "Sektorkopplung" angesehen, also einer verstärkten Interaktion zwischen dem Strom-, Gas- und möglicherweise anderen Brennstoffsektoren.

Dieser Bericht ist wie folgt strukturiert:

- in Abschnitt 1 wird die zukünftige Rolle von Gas im Energiesystem dargestellt;
- in Abschnitt 2 werden die aktuellen klimapolitischen Instrumente im Bereich Dekarbonisierung und Sektorkopplung analysiert und die potenziellen Auswirkungen unveränderter Rahmenbedingungen auf die Energiewende untersucht;
- in Abschnitt 3 werden die möglichen Optionen für eine Reform des klimapolitischen Rahmens zur Unterstützung der Gasdekarbonisierung bewertet; und
- in Abschnitt 4 werden unsere Empfehlungen an die politischen Entscheidungsträger ausführlicher dargelegt.

Der umseitige Kasten enthält eine Zusammenfassung unserer Empfehlungen.

¹ Diese Studie konzentriert sich auf marktbasierter Lösungen zur Dekarbonisierung des Gassektors. Elemente der vorgeschlagenen Lösungen könnten auch für flüssige Kohlenwasserstoffbrennstoffe gelten, die im Verkehrssektor eine wichtige Rolle spielen. Da der derzeitige klimapolitische Rahmen für den Verkehr aus einem unterschiedlichen Instrumentarium besteht (z.B. Flottenemissionsziele), müsste dieser unterschiedliche Ausgangspunkt jedoch bei künftigen Interventionen im Verkehrssektor berücksichtigt werden. Dies liegt außerhalb des Rahmens dieser Studie.

EMPFEHLUNGEN FÜR POLITISCHE ENTSCHEIDUNGSTRÄGER

- Es sollten klare übergeordnete Ziele für die Dekarbonisierung der gesamten Wirtschaft festgelegt werden. Die Vorteile (aber auch Grenzen) von Märkten und finanziellen Anreizen sollten klar ausgesprochen werden.
- Langfristig sollte ein glaubwürdiges und EU-weit einheitliches CO₂-Preissystem etabliert werden. Dieses System könnte im EU-Emissionshandelssystem (ETS) verankert werden, wobei eine Ausweitung des ETS auf Gebäude und Verkehr (einschließlich des Schiffsverkehrs) ein wichtiger Schritt wäre. Den Mitgliedstaaten sollten Instrumente zur Verfügung stehen, um die damit verbundenen Verteilungseffekte zu mildern.
- Es sollte ein Fahrplan für eine stärkere Harmonisierung von nationalen CO₂-Preissystemen sowie für eine langfristige Zusammenführung in einem EU-weiten System festgelegt werden. Dies gilt sowohl für künftige CO₂-Preisregelungen im Gassektor als auch für bestehende Regelungen im Stromsektor.
- Neben der Bepreisung von CO₂ kann es in einer Übergangsphase Sinn machen befristet marktbasierter Fördermechanismen für die Produktion kohlenstoffarmer Gase zu nutzen (insbesondere so lange noch mit stark sinkenden Technologiekosten zu rechnen ist). Entsprechende Mechanismen sollten technologieneutral sein, keine festen und nicht-marktorientierten Subventionen beinhalten und über die innereuropäischen Grenzen (und von Drittländern) hinweg offen sein. Die Mechanismen sollten sich auf den Gas- und Stromsektor erstrecken. Außerdem sollte bereits ein klarer Ausstiegspfad definiert werden für die Phase, in der ein CO₂-Preismechanismus ausreichende Anreizwirkung entfaltet.
- Um zu gewährleisten, dass zeitlich begrenzte Fördermechanismen den Preismechanismus des ETS nicht untergraben, sollte der Reduktionspfad der im Markt verfügbaren ETS-Zertifikate entsprechend reduziert werden, um die durch die parallelen Fördermechanismen erzielte CO₂-Vermeidung anzurechnen.
- Begleitend zur Einführung von CO₂-Preismechanismen und/oder marktbasierter Förderung sollte ein Zertifizierungssystem für den relativen Treibhausgas-Gehalt von Gasen entwickelt werden. Idealerweise baut ein solches System auf bestehenden EU-Instrumenten wie Herkunftsnachweisen oder Nachhaltigkeitszertifikaten auf.
- Die Beteiligung von regulierten Infrastrukturbetreibern an Umwandlungsanlagen wie z.B. Power-to-Gas sollte vermieden werden, wenn sich diese auch marktgetrieben entwickeln können. Für eine Beteiligung regulierter Unternehmen sollte eine klare Rechtfertigung (z.B. in Form von Marktversagen) vorliegen, die nicht mit anderen Mitteln (z.B. durch Reform des Marktdesigns) gelöst werden kann.
- Es sollten regulatorische und institutionelle Maßnahmen, einschließlich sektorübergreifender Kosten-Nutzen-Analysen, implementiert werden, die eine optimierte Entwicklung der Netzinfrastruktur für Strom und Gas auf nationaler und EU-Ebene sicherstellen.
- Die Preissignale im Strom- und Gasmarkt (u.a. in Form von Anschlussentgelten, Netztarifen, Engpasspreisen, Einnahmen aus Systemdienstleistungen und/oder Bepreisung von Ausgleichs-/Regelenergie) sollten die (positiven wie negativen) Auswirkungen der Investitions- und Betriebsentscheidungen der Marktteilnehmer auf das gesamte Energiesystem widerspiegeln. Steuern, Abgaben- und Tarifstrukturen, die die Entscheidungen der Marktteilnehmer verzerren, sollten vermieden werden.
- Weiterhin sollte die Förderung von Forschung und Entwicklung im Bereich kohlenstoffarmer Gasttechnologien vorangetrieben werden.

1 DAS GASSYSTEM SPIELT IN EINEM DEKARBONISIERTEN ENERGIESEKTOR AUCH LANGFRISTIG EINE ROLLE

In diesem Abschnitt legen wir die potenzielle Rolle von erneuerbaren und anderen kohlenstoffarmen Gasen in einem dekarbonisierten EU-Energiesystem dar.

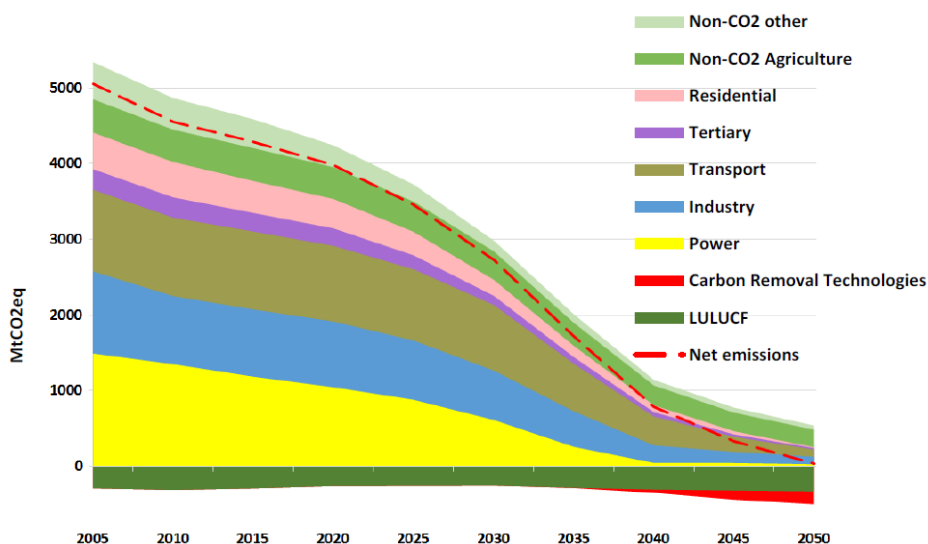
- Zunächst erläutern wir einige der Herausforderungen, die sich aus der fortschreitenden Dekarbonisierung der EU-Wirtschaft ergeben können.
- Anschließend diskutieren wir, welchen Beitrag das Gassystem zur Bewältigung dieser Herausforderungen leisten kann.

1.1 Die Energiewende wird Transport und Speicherung von Energie vor große Herausforderungen stellen

Die neue EU-Kommission hat einen "European Green Deal" vorgeschlagen, der darauf abzielt, die "Klimaneutralität" bis 2050 gesetzlich zu verankern und die bestehenden Reduktionsziele für Treibhausgasemissionen (THG) bis 2030 zu verschärfen².

Um die **Kohlenstoffneutralität** zu erreichen, ist eine **Dekarbonisierung der gesamten Wirtschaft erforderlich**, auch in den Sektoren, die derzeit von Erdgas (und anderen fossilen Brennstoffen) abhängig sind (Abbildung 1).

Abbildung 1 Dekarbonisierung in allen Sektoren ist erforderlich, um die Klimaziele der EU für 2050 zu erreichen



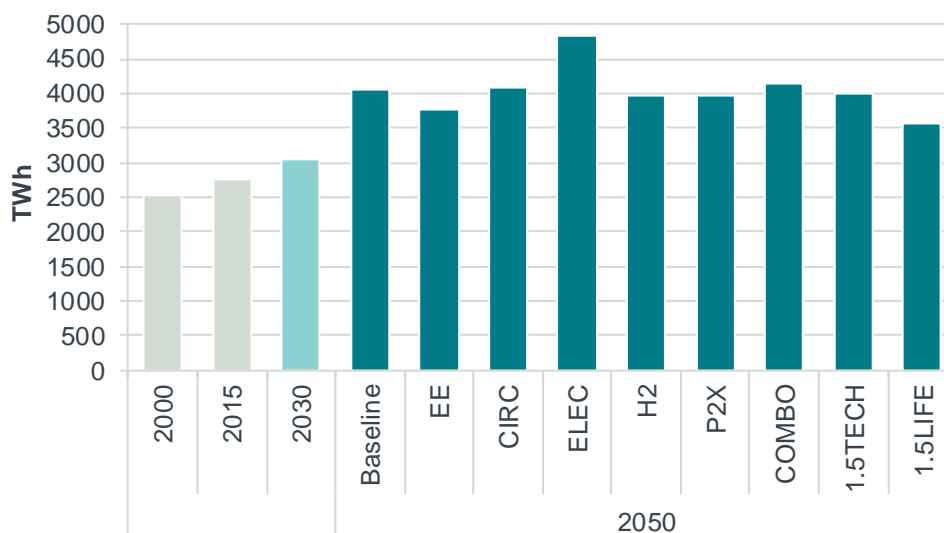
Quelle: EC (2018), "Ein sauberer Planet für alle: Eine Europäische strategische, langfristige Vision für eine wohlhabende, moderne, wettbewerbsfähige und klimaneutrale Wirtschaft", COM(2018) 773 final Brüssel, 28.11.2018

² Siehe "Communication from the Commission: The European Green Deal", COM/2019/640 final.

Obwohl es einige Unsicherheiten hinsichtlich der Ausgestaltung des zukünftigen Energiesystems gibt, zeigen die bestehenden Projektionen der Europäischen Kommission³, dass der **Gassektor langfristig eine Rolle** bei der europäischen Energiewende **spielen wird**.

Eine der zentralen Thesen in allen überprüften Studien ist die Erwartung eines sinkenden Endenergiebedarfs bis 2050, der mittels eines sinkenden Heizbedarfs (in Gebäuden und Industrie) auf der einen Seite und Verlagerung auf energieeffizientere Verkehrsmittel andererseits realisiert werden soll. Es wird erwartet, dass ein Teil des dann gesunkenen Gesamtenergiebedarfs durch die zunehmende Elektrifizierung der Bereiche Wärme, Kälte und Transport gedeckt wird. Während die Gesamtenergienachfrage sinkt, wird daher erwartet, dass die zunehmende Elektrifizierung zu einem **Anstieg des Strombedarfs** führen wird (Abbildung 2).

Abbildung 2 EU-28 Endnachfrage nach Elektrizität in verschiedenen Szenarien



Quelle: Frontier Economics und CE Delft (2019), "Potentials of sector coupling for decarbonisation". Die zugrundeliegenden Daten stammen aus den Szenarien, die in der European Commission (2018) "A Clean Planet for all, A European strategic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy" vorgestellt wurden.

Es bestehen erhebliche Unsicherheiten, wie dieser Strombedarf in Zukunft gedeckt werden kann. Die Kernenergie ist nur in einigen Ländern politisch akzeptiert. Andere kohlenstoffarme regelbare Erzeugungstechnologien (z.B. thermische Erzeugung mit Kohlenstoffabscheidung und -speicherung) können eine wesentliche Rolle spielen. Um die allgemeinen Klimaziele zu erreichen, **muss jedoch ein Großteil dieses Anstiegs der Elektrizitätsnachfrage durch erneuerbare Energien**, einschließlich intermittierender Photovoltaik (PV) und Windenergie **gedeckt werden**.⁴

³ Frontier Economics, CE Delft et al (2019), "Potentials of sector coupling for decarbonisation: Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU : intermediate report".

⁴ Ebd., Fußnote 6: "Asset (2018) erwartet einen Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung in der EU von etwas über 70% bis 2050 (etwa 50% im Jahr 2030). IRENA (2018) erwartet für das REmap-Szenario 2050 einen Anteil von 94% erneuerbarer Energie an der Stromversorgung in der EU. Greenpeace (2015) erwartet für OECD-Europa (einschließlich Israel und der Schweiz) im Jahr 2050 95% im Szenario

Angesichts der wahrscheinlich zunehmenden Unterbrechbarkeit der Stromerzeugung und der stark saisonalen Energienachfrage in weiten Teilen Europas (Spitzenwerte im Winter für Heizzwecke in vielen Mitgliedstaaten), **wird eine zentrale Herausforderung für ein dekarbonisiertes EU-Energiesystem die Gewährleistung der Flexibilität der Energieversorgung auch im Hinblick auf saisonale Zeiträume sein.** Da die neue Energieproduktion nicht unbedingt in der Nähe von Nachfragezentren angesiedelt sein muss, **wird eine weitere Herausforderung darin bestehen, einen kostengünstigen Transport der Energie sicherzustellen.**

1.2 Das Gassystem ist gut geeignet, um zur Bewältigung dieser Herausforderungen beizutragen

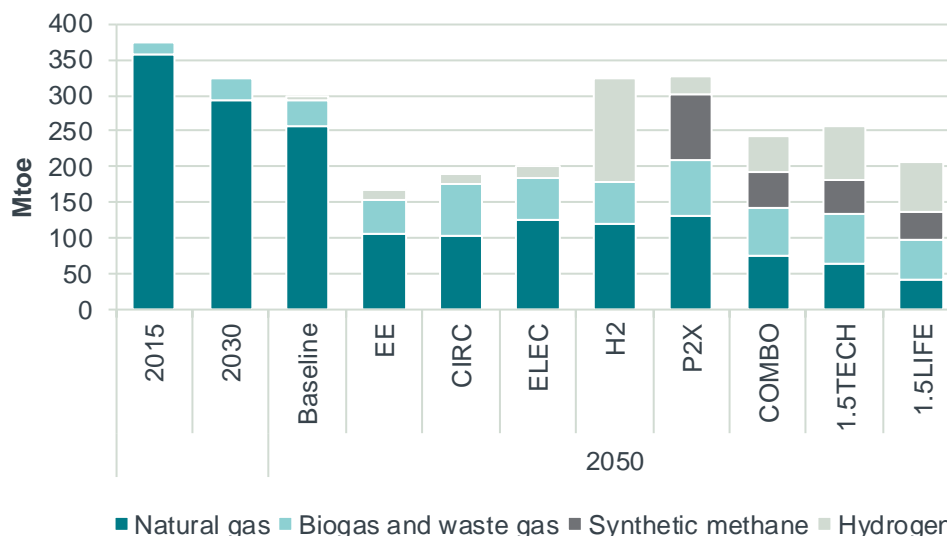
Auch zukünftig kann die Verwendung von **Gasen dazu beitragen, diese beiden Herausforderungen zu bewältigen.** Zum Beispiel:

- Die Gasinfrastruktur kann zur effizienten **Speicherung großer Energiemengen** über Wochen, Monate und Jahreszeiten hinweg genutzt werden. Im Gegensatz dazu wäre es nicht effizient, Strom in großen Mengen und über längere Zeiträume mit Speichertechnologien wie Batterien zu speichern. Die Energiespeicherung in Form von Gas profitiert eindeutig von der hohen Energiedichte von Gas im Vergleich zu Elektrizität.
- Die direkte Übertragung von Elektronen über die Elektrizitätsinfrastruktur ist auch im Zeitalter der Elektrifizierung nicht unbedingt die kostengünstigste Art des Energietransports. Es kann **kostengünstiger** sein, **erneuerbare oder kohlenstoffarme Energie** von dort, wo sie am effizientesten bzw. natürlich produziert werden kann, zum Ort des Verbrauchs zu **transportieren**, und zwar in ursprünglicher Gasform oder sogar (trotz Effizienzverlusten bei der Umwandlung) durch Umwandlung in Gas (aus Elektrizität) und Transport der Energie unter Nutzung der Gasinfrastruktur. Dies kann sowohl für den Transport über große Distanzen, z.B. von Offshore-Windanlagen zu Nachfragezentren, als auch für die lokale Verteilung gelten.

Es ist daher wahrscheinlich, dass der **Gassektor langfristig eine Rolle spielen wird, vorausgesetzt, er wird zunehmend dekarbonisiert.** Dies stimmt mit den Ergebnissen der meisten von uns überprüften Studien überein, wobei es einige Unsicherheiten hinsichtlich der Gesamtnachfrage nach Gas (und der Nachfrage nach verschiedenen Gasen) gibt (siehe Abbildung 3).

[Energie-Revolution] (66% im Jahr 2030) und 100% im Szenario [fortgeschrittene Energie-Revolution] (70% im Jahr 2030).

Abbildung 3 EU-28 Nachfrage nach Gasen über verschiedene Szenarien

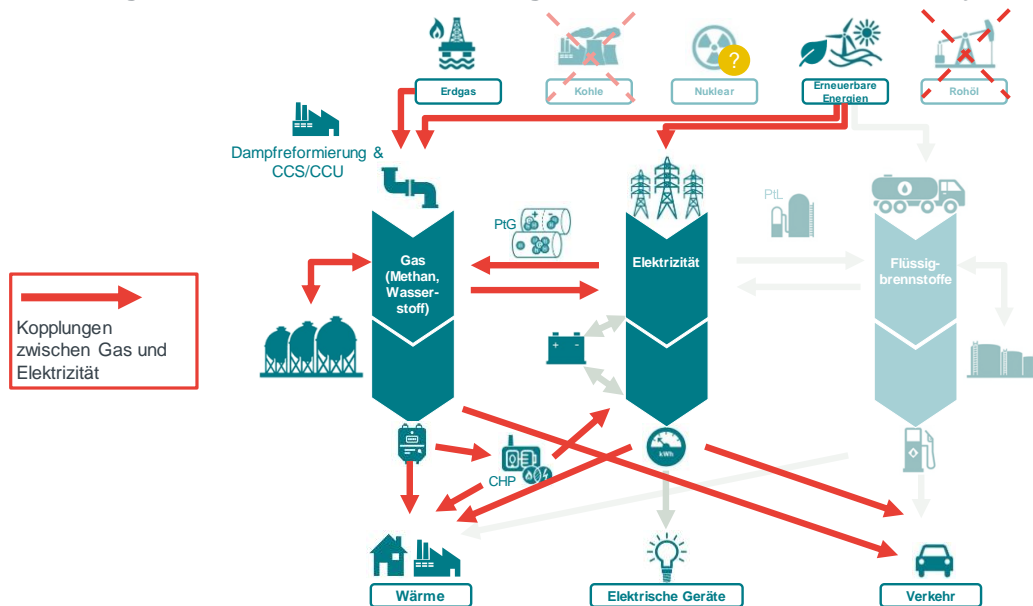


Quelle: Frontier Economics und CE Delft (2019), "Potentials of sector coupling for decarbonisation". Die zugrundeliegenden Daten stammen aus den Szenarien, die in der European Commission (2018) "A Clean Planet for all, A European strategic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy" vorgestellt wurden.

Eine Vielzahl erneuerbarer und kohlenstoffarmer Gasproduktionstechnologien existieren, bzw. befinden sich aktuell in der Entwicklung. Diese haben das Potenzial, einen wesentlichen Beitrag zur Dekarbonisierung zu leisten (Abbildung 3). Beispiele für erneuerbare Gase sind Biogas und seine Aufbereitung zu Biomethan. Wasserstoff, der auf Basis von Erdgas hergestellt wird, kann (in Kombination mit der Kohlenstoffabscheidung und -nutzung oder -speicherung) als "kohlenstoffarm" (wenn auch nicht erneuerbar) angesehen werden. Die Herstellung synthetischer Gase durch Elektrolyse (auch als "Power-to-Gas" oder PtG bezeichnet) könnte, je nach der verwendeten Stromquelle, entweder als erneuerbar oder als kohlenstoffarm eingestuft werden.

Der zunehmende Einsatz von PtG-Technologien (und anderer Technologien, wie z.B. Hybrid-Wärmepumpen) wird zu einer **engeren Verbindung zwischen dem Strom- und dem Gassektor** (sogenannte „Sektorkopplung“) führen als dies derzeit der Fall ist (siehe Abbildung 4).

Abbildung 4 Zunehmende Verbindungen zwischen Strom- und Gassystem



Quelle: Frontier Economics

1.3 Ziel dieser Studie ist es, politische Optionen zur Beanreizung der Dekarbonisierung im Gassektor zu analysieren und Empfehlungen abzuleiten

Angesichts der zu erwartenden Veränderungen des Energiesystems und um angemessene Politikempfehlungen abzuleiten hat uns EFET beauftragt, folgenden Fragen nachzugehen:

1. Wie könnten die EU und nationale Regierungen Maßnahmen auf den Weg bringen, durch die der Erdgassektor einen Beitrag zur Dekarbonisierung der Wirtschaft leistet und nicht länger selbst Quelle von Kohlenstoffemissionen ist?
 - a. Welche Art von Maßnahmen sind wirtschaftlich am effizientesten?
 - b. Wie ließen sich Maßnahmen mit dem EU-ETS vereinbaren?
 - c. Könnte eine mögliche Lösung ein gesamteuropäischer Zertifikatehandel sein, über den ein Zeitplan für die Dekarbonisierung des Gassystems festgelegt wird?
2. Welche Maßnahmen können dazu beitragen, dass das Gassystem zur Flexibilität des Elektrizitätssystems beiträgt (in dem Maße, wie es vom Markt benötigt und bewertet wird)?

Diese Fragen werden im weiteren Verlauf des Berichts behandelt:

- In Abschnitt 2 werden die aktuellen (klima-)politischen Rahmenbedingungen der Gasdekarbonisierung und Sektorkopplung und deren Auswirkungen auf die Energiewende analysiert;
- In Abschnitt 3 werden klimapolitische Reformoptionen zur Beanreizung der Dekarbonisierung im Gassektor bewertet; und
- Abschnitt 4 enthält unsere Empfehlungen für politische Entscheidungsträger.

2 DER DERZEITIGE KLIMAPOLITISCHE RAHMEN SENDET KEINE KONSISTENTEN SIGNALE FÜR DIE DEKARBONISIERUNG VON GAS

In diesem Abschnitt analysieren wir die derzeitigen klimapolitischen Rahmenbedingungen für die Dekarbonisierung von Gas und die Sektorkopplung und betrachten deren Auswirkungen auf die Energiewende.

- Wir beschreiben die aktuelle Klimapolitik der EU und zeigen Lücken und Überschneidungen des bestehenden Instrumentariums auf.
- Wir legen dar, welche weiteren Marktregelungen die Wahl zwischen verschiedenen Technologien und Energieträgern verzerren können.
- Wir fassen die wichtigsten Schwachstellen des derzeitigen politischen Rahmens zusammen.

2.1 Der derzeitige klimapolitische Rahmen ist nicht optimal ausgestaltet

2.1.1 Das bestehende Instrumentarium weist sowohl Lücken als auch Überschneidungen auf

Auf EU-Ebene wurden zentrale Bestandteile des politischen Rahmens zur Dekarbonisierung noch während der Amtszeit der vorherigen Kommission aktualisiert (bis Ende 2019).

Das **EU-Emissionshandelssystem** (ETS) setzt nun ein verbindliches Ziel für die Reduzierung der Treibhausgasemissionen in den von ihm erfassten Sektoren von 43 % bis 2030 gegenüber den Werten von 2005. Die Preise für CO₂-Emissionszertifikate (EUA) sind nach der Verabschiedung der überarbeiteten ETS-Richtlinie⁵, die Bestimmungen für eine Marktstabilitätsreserve (MSR) enthielt, deutlich gestiegen. Die Preise lagen im Jahr 2019 bei durchschnittlich 25 EUR/tCO₂e. Das ETS deckt derzeit die Stromerzeugung⁶, die Schwerindustrie und die innereuropäischen Flüge ab.

Die **Lastenteilungsverordnung**⁷ legt verbindliche Emissionsreduktionsziele für die Mitgliedstaaten in Sektoren fest, die nicht in den Anwendungsbereich des EU-ETS für den Zeitraum 2021-30 fallen.

Die neugefasste **Erneuerbare-Energien-Richtlinie** (RED II) legt ein verbindliches Ziel für die Produktion aus erneuerbaren Energiequellen (EE) als Prozentsatz des Endenergieverbrauchs von mindestens 32 % auf EU-Ebene fest. Es umfasst sektorale Unterziele für die Sektoren Wärme und Kälte sowie für den Verkehr. Die

⁵ OJ L 76 vom 19.3.2018, S. 3-27.

⁶ Nur für Anlagen über 20 MW obligatorisch.

⁷ OJ L 156 vom 19.6.2018, S. 26-42.

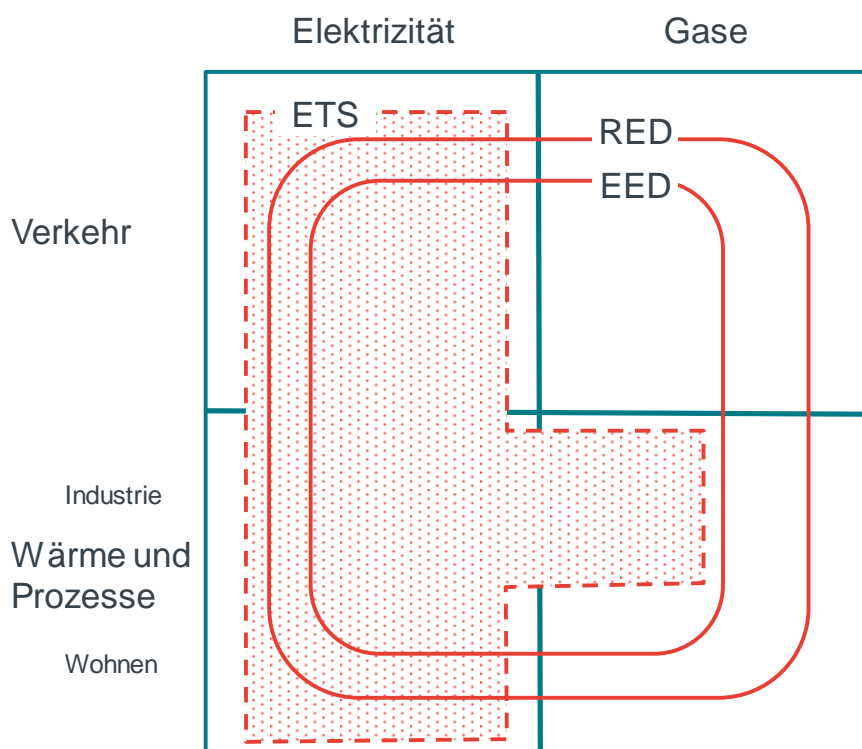
Mitgliedstaaten⁸ sind nun verpflichtet, integrierte nationale Energie- und Klimapläne (NECP) vorzulegen, aus denen hervorgeht, wie sie zu den EU-weiten Zielen für den Zeitraum 2021-2030, einschließlich des Ziels für erneuerbare Energien, beitragen werden.

Die **Energieeffizienz-Richtlinie** (in der Fassung von 2018)⁹

- legt ein erhöhtes verbindliches Energieeffizienzziel auf EU-Ebene fest, das einen maximalen Verbrauch von 1273 Mtoe an Primärenergie und 956 Mtoe an Endenergie im Jahr 2030 impliziert (verglichen mit der tatsächlichen Primärenergieversorgung von 1624 Mtoe und dem Endenergieverbrauch von 1060 Mtoe im Jahr 2017); und
- erweitert die Verpflichtung zur Energieeinsparung im Endverbrauch, indem sie die EU-Länder verpflichtet, im Zeitraum 2021-2030 jährlich neue Energieeinsparungen in Höhe von 0,8 % des Endenergieverbrauchs zu erzielen.

Der aktuelle europäische Politikrahmen ist in Abbildung 5 zusammengefasst. Hier ist dargestellt, in welchem Umfang die drei wichtigsten politischen Instrumente (EU-ETS, RED II und EED) auf die in diesem Bericht betroffenen Energieträger, d.h. Strom und Gase und auf die Hauptverbrauchssektoren, insbesondere Verkehr, Industrie und Wohnen Anwendung finden.

Abbildung 5 Sektorale Abdeckung der aktuellen klimapolitischen Regelungen



Quelle: Frontier Economics.

⁸ OJ L 328 vom 21.12.2018, S. 82-209.

⁹ OJ. L 328 vom 21.12.2018, S. 210-230.

2.1.2 Der derzeitige klimapolitische Rahmen führt zu Ineffizienzen

Im Gassektor zeigen sich **Lücken** im derzeitigen klimapolitischen Rahmen. Darüber hinaus können **sich** die politischen Instrumente **überschneiden** (Abbildung 5). Dies **untergräbt die Effektivität und Effizienz der Maßnahmen**. Hier einige spezifische Beispiele:

- **Unvollständige Abdeckung des EU-ETS führt zu ineffizienten Vermeidungsmaßnahmen:** Einige Sektoren (Energieerzeugung und große energieintensive Industrieanlagen) sind vom EU-ETS abgedeckt, während andere (Gebäude, kleinere Industrieanlagen sowie Straßen- und Seeverkehr) nicht unter das EU-ETS fallen. Dies kann zu einer unzureichenden Emissionsvermeidung in Sektoren führen, die nicht vom ETS abgedeckt sind. Werden alternative politische Maßnahmen in den nicht vom ETS abgedeckten Sektoren umgesetzt, kann dies ebenfalls zu ineffizienten Signalen und Vermeidungsaktivitäten in den Mitgliedstaaten und in verschiedenen Sektoren führen könnte.¹⁰
- **Überlappende Maßnahmen führen zu ineffizienten Minderungsaktivitäten:** Es gibt derzeit keinen spezifischen Mechanismus, um sicherzustellen, dass das EU-ETS automatisch an die Auswirkungen der im Rahmen von RED II und Energieeffizienzrichtlinie umgesetzten politischen Maßnahmen angepasst wird. So haben beispielsweise Förderprogramme für EE-Strom und Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) in der Vergangenheit zu einer sinkenden Nachfrage nach EUAs aus dem Stromsektor geführt (und reduzieren diese auch weiterhin), wodurch der EUA-Preis gesunken ist (da die ETS-Obergrenze nicht automatisch an die durch andere Instrumente bewirkte Senkung angepasst wird). Im Rahmen des ETS verringert der niedrigere EUA-Preis den Anreiz zur Einführung von Minderungsmaßnahmen, die möglicherweise billiger gewesen wären als die von den Förderprogrammen für EE-Strom und KWK vorangetriebenen Maßnahmen.
- **Unvollständige Abdeckung von RED II führt zu ineffizienten Investitionen in kohlenstoffarme Gase:** RED II legt Ziele für den Anteil des Verbrauchs von Energie aus erneuerbaren Energiequellen fest, nicht aber für nicht erneuerbare (wenn auch potenziell kohlenstoffarme) Alternativen. Zu diesen Alternativen gehört Wasserstoff, der aus Erdgas mit Hilfe von Technologien zur Kohlenstoffabscheidung hergestellt oder durch Elektrolyse mit Hilfe von Kernenergie synthetisiert wird. Die unterschiedliche Behandlung von erneuerbaren und anderen kohlenstoffarmen Energieformen kann zu einer ineffizienten Dekarbonisierung im Gassektor führen.

¹⁰ Selbst in Sektoren, die unter das EU-ETS fallen, kann das System der kostenlosen Zuteilung von EUAs dazu führen, dass die Anreize zur Dekarbonisierung abnehmen. Bei der Wasserstoffproduktion beispielsweise wird das Volumen der kostenlosen Zuteilung auf der Grundlage der direkten Emissionen berechnet, die mit der Wasserstoffproduktion verbunden sind (und ist mit dem historischen Produktionsniveau verknüpft). Dies verringert die Anreize, von der konventionellen Wasserstoffproduktion auf alternative, potenziell emissionsärmere Produktionsmethoden umzusteigen. Dies wird weiter beschrieben in Frontier Economics et al. (2019), "Potentials of sector coupling for decarbonisation": Bewertung der regulatorischen Hindernisse bei der Verbindung des Gas- und Stromsektors in der EU: Abschlussbericht", Abschnitt 5.2.4.

- **Das Versäumnis, politische Fördermaßnahmen für kohlenstoffarme Gase über die Mitgliedstaaten hinweg zu koordinieren, führt dazu, dass die Maßnahmen zur Emissionsverringerung sehr ineffizient sind:** RED II setzt primär auf freiwillige Initiativen und definiert keine spezifischen Maßnahmen, mit denen die Erneuerbarenziele auf Mitgliedsländerebene erreicht werden sollen. Abgesehen von der grundsätzlichen Förderung von EE-Strom und der Definition eines Rahmens, der eine Monetarisierung der Zahlungsbereitschaft der Kunden für erneuerbare Energien ermöglicht (durch die Verpflichtung zur Ausstellung von Herkunftsnachweisen), gibt es in RED II (oder in den Leitlinien für staatliche Beihilfen im Energie- und Umweltbereich, bzw. "EEAG") nur wenige konkrete Einzelheiten darüber, wie die Förderung erneuerbarer Energien aussehen soll, um die Erfüllung der Ziele zu gewährleisten. Außerhalb des Strombereichs verlangen die EEAG beispielsweise nicht, dass für EEAG-Förderprogramme Ausschreibungen erforderlich sind oder dass die Erzeuger Marktpreissignalen ausgesetzt werden. Dies lässt den Mitgliedstaaten Spielraum für unterschiedliche Ansätze zur Förderung erneuerbarer Gase. Dies wiederum kann zu Vermeidungsmaßnahmen führen, die nicht zuletzt auf EU-weiter Ebene höhere Kosten verursachen.
- **Unzureichende Harmonisierung der Energiesteuern, die zu ineffizienten Vermeidungsaktivitäten führt:** Die Dienststellen der Kommission haben selbst festgestellt¹¹, dass die Energiebesteuerungsrichtlinie (ETD)¹² zu unangemessenen Preissignalen führen könnte, indem sie die Verbraucher von der Wahl saubererer Brennstoffe abhält. Ganz allgemein kann die mangelnde Harmonisierung der nationalen Steuersysteme für fossile Brennstoffe zu potenziellen Verzerrungen des Handels zwischen den Mitgliedstaaten führen.
- **Unklare politische Ziele, die zu ineffizienter CO₂-Vermeidung führen:** Es fehlt ein standardisierter Ansatz zur Messung und Bewertung der mit verschiedenen Technologien verbundenen Treibhausgasemissionen, wobei ein "Lebenszyklus"-Ansatz in einigen Bereichen (z.B. Biokraftstoffe), aber nicht in anderen (z.B. Batterien) diskutiert wird. Dies könnte zu Aktivitäten führen, die zu einer insgesamt suboptimalen Kohlenstoffvermeidung beitragen.

2.2 Das Marktdesign kann die Wahl zwischen verschiedenen Technologien und Energieträgern verzerren

Darüber hinaus gibt es **derzeit möglicherweise** aufgrund allgemeinerer, außerhalb der Klimapolitik liegender Faktoren **keine gleichen Wettbewerbsbedingungen** zwischen verschiedenen Technologien und Arten von Infrastruktur. Diese Faktoren können **verhindern, dass das Gassystem ein effizientes Maß an Flexibilität** für das Energiesystem **anbietet**. In unserem

¹¹ "Bewertung der Richtlinie 2003/96/EG des Rates vom 27. Oktober 2003 zur Restrukturierung der gemeinschaftlichen Rahmenvorschriften zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom", SWD(2019) 332 endg., S. 63.

¹² ABl. L 283 vom 31.10.2003, S. 51-70.

jüngsten Bericht für die Kommission werde diese Themen näher beschrieben¹³ und wir fassen sie im Folgenden kurz zusammen.

2.2.1 Die Ausgestaltung des Großhandelsmarktes führt dazu, dass die Marktteilnehmer nicht die vollen Auswirkungen ihres Handels auf das Gesamtsystem berücksichtigen

Die **Kosten, Entgelte und Abgaben, mit denen die Marktteilnehmer konfrontiert sind** (z.B. Anschlussgebühren, Netztarife und Bepreisung von Ausgleichs-Regelenergie), **aber auch Einnahmequellen, die sie nutzen können** (z.B. Einnahmen aus Systemdienstleistungen), **spiegeln häufig nicht die zusätzlichen Kosten und Vorteile wider**, die entsprechende Maßnahmen für das Energiesystem bedeuten. Durch die Sektorkopplung werden die möglichen Folgen dieser Entwicklung noch bedeutsamer: So kann eine Power-to-Gas Anlage beispielsweise Auswirkungen auf die künftigen Kosten für den Netzausbau und die Kosten für den Netzausgleich über die Strom- und Gasnetze hinweg haben.¹⁴

Um dies zu korrigieren, sind weitere Reformen sowohl auf nationaler als auch auf EU-Ebene erforderlich, wie beispielsweise reformierte Netzentgeltstrukturen, um Beiträge zur Systemstabilität zu vergüten, voll definierte Flexibilitätsmärkte, und die Implementierung aller bestehender Rechtsvorschriften für den Energiebinnenmarkt, einschließlich der Netzwerk Codes. Wie in unserem Bericht für die Kommission festgestellt,¹⁵ wäre eine marktbasierende Entschädigung für das Engpassmanagement auf Übertragungs- und Verteilungsebene ein Beispiel derartiger erforderlicher Änderungen zur Gewährleistung verbesserter standortbezogener Signale.

2.2.2 Auch die Struktur von Abgaben und Entgelten kann den Wettbewerb verzerren

Auch die Gestaltung sonstiger **Steuern, Abgaben und Entgelte**, die zur Deckung irreversibel entstandener Kosten verwendet werden, kann **den Wettbewerb verzerren**. So wird beispielsweise in unserem Bericht für die Kommission hinsichtlich der Kostenumlage in einem tendenziell weniger ausgelasteten Gassystem festgestellt:¹⁶

“...there is a risk that, with declining volumes of gas transported, unit tariffs would need to increase to ensure recovery of sunk costs (i.e. those costs associated with legacy investments that have been irreversibly incurred and which do not vary with consumption).”

¹³ Frontier Economics et al (2019), “Potentials of sector coupling for decarbonisation: Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU : final report”, available at the following link: <https://ec.europa.eu/energy/en/studies/potentials-sector-coupling-decarbonisation-assessing-regulatory-barriers>

¹⁴ Weitere Komplikationen können sich bei der Beurteilung der Auswirkungen von Steuern und Subventionen an anderer Stelle der Wertschöpfungskette ergeben: zum Beispiel die Wirkung von Agrarsubventionen auf die Biomethanproduktion oder die Wirkung von Subventionen für erneuerbaren Strom auf die Großhandelspreise und damit auf die Synthesegasproduktion.

¹⁵ Ebd., S. 72.

¹⁶ Ebd., S. 59.

“[This] might in the medium and long term undermine the affordability and competitiveness of gas. It may incentivise switching away from gas to other energy carriers, to an extent that might not be cost effective from a societal perspective (because the increase in tariffs would not be cost reflective).”

Darüber hinaus kann die Erhebung von Energiesteuern auf den von in Umwandlungsanlagen wie PtG verwendeten Strom diese gegenüber alternativen Formen der Gasproduktion, bei denen solche Steuern nicht erhoben werden, benachteiligen.¹⁷

Diskussionen über die angemessene Art und Weise, in der versunkene Kosten und Einnahmen zur Finanzierung öffentlicher Güter gedeckt werden können, sind nicht unbedingt neu. Im Fall der Sektorkopplung kommt jedoch eine zusätzliche Komplexitätsebene hinzu. Dies bedeutet, dass **Gas und Elektrizität (und andere Energieträger) zunehmend als Substitute angesehen werden können**. Es ist daher **notwendig, verzerrende Entscheidungen zwischen den Sektoren zu vermeiden** und sicherzustellen, dass die Preisunterschiede nur die tatsächlichen zugrunde liegenden gesellschaftlichen Kostenunterschiede widerspiegeln (z.B. unterschiedliche Technologiekosten, Systemkosten oder Umweltexternalitäten).

2.2.3 Mangelhafte Koordinierung unter den Netzbetreibern kann zu unnötig hohen Kosten der Energieversorgung führen

Die Investitionen in die Strom- und Gasnetze müssen unter Berücksichtigung der Möglichkeiten alternativer Infrastrukturentwicklungen optimiert werden. Zwar koordinieren Strom- und Gasnetzbetreiber ihre Aktivitäten mittlerweile besser, z.B. im Rahmen der gemeinsamen Szenarien von ENTSOG und ENTSO-E und der Entwicklung eines integrierten Strom- und Gasmodells. Das Vorgehen soll einer engeren Verknüpfung der jeweiligen Zehnjahres-Netzentwicklungspläne (TYNDP) dienen. Es ist jedoch noch unklar, ob und wie die ENTSOs dieses Modell in der Praxis anwenden werden oder ob es daraufhin zu geänderten Investitionsentscheidungen kommen wird.

Darüber hinaus führt eine verstärkte Koordinierung allein nicht dazu, die **Präferenzen, die einzelne Netzbetreiber möglicherweise** für ihre eigenen Infrastrukturlösungen und die von ihnen verantworteten Anlagengegenstände haben, zu überwinden. Die Lösung dieses Problems ist in erster Linie eine Frage der Regulierung. Auf **nationaler Ebene sollten die Regulierungsbehörden über Instrumente verfügen, Anreize für optimierte Lösungen zu schaffen** (mit Blick auf Gas und Elektrizität sowie auf die Übertragung und Verteilung). Darüber hinaus hat die Bereitstellung effizienter Infrastrukturpläne eine **bedeutende grenzübergreifende Dimension**. Daher sollten Regulierungsbehörden und ÜNB/FNB eng zusammenarbeiten, um **eine effektive internationale Optimierung** zu gewährleisten. Einige Instrumente (wie die grenzübergreifende Kostenallokation und die Unterstützung durch EU-Fonds wie die Connecting Europe Facility) sind zwar vorhanden, wirken sich aber nicht unbedingt auf die Optimierung in der Planungsphase aus, sodass zusätzliche Maßnahmen wahrscheinlich erforderlich werden.

¹⁷ Ebd., S. 58.

2.3 Die aktuellen politischen und marktlichen Rahmenbedingungen erhöhen die Risiken einer unzureichenden oder ineffizienten Energiewende

Angesichts der Lücken und Überschneidungen im derzeitigen klimapolitischen Rahmen und mangelnden wettbewerblichen Bedingungen auf den Märkten besteht die **Gefahr, dass**

- es unzureichend Anreize für Innovationen (insbesondere im Gassektor) gibt;
- Investitionen zur Förderung der Dekarbonisierung (auch hier insbesondere im Gassektor) nicht in erforderlichem Umfang erfolgen;
- Wettbewerbsverzerrungen zwischen den Technologien (im gesamten Energiesektor) zu erheblicher Ineffizienz bei der Tötigung von Investitionen führen; und dass
- die Kunden letztlich mehr für die Energiewende zahlen als nötig.

Ohne das Vorhandensein von **klaren Marktsignalen kann die Forderung aufkommen, sich bei Investitionen in oder dem Betrieb von Infrastruktur**, die auch wettbewerblich entwickelt werden könnte, **verstärkt auf regulierte Unternehmen zu verlassen**. Die Beteiligung regulierter Unternehmen an bestimmten Arten von Infrastruktur (wie z.B. Netzwerken) kann weiterhin relevant sein und regulierte Unternehmen können ebenfalls eine wichtige Rolle bei der Erprobung von Technologien im Rahmen von Pilotprojekten spielen sowie bei der Integration von Wertschöpfungsketten, wenn Koordinierungsprobleme eine wichtige Rolle spielen.¹⁸ Geben politische Entscheidungsträger jedoch dieser Forderung außerhalb bestimmter Bereiche nach, führt dies zu einer Einschränkung des Wettbewerbs und letztlich zu einer Gefahr für Innovationen, d.h. es erhöht die Wahrscheinlichkeit, dass die Kunden zu viel für die falschen Investitionen an den falschen Orten zahlen.

¹⁸ Beispiele für potenzielle Koordinationsprobleme finden sich auf S.46-48 von Frontier Economics et al (2019), "Potentials of sector coupling for decarbonisation: Assessing regulatory barriers in linking the gas and electricity sectors in the EU : final report".

3 ES GIBT EINE REIHE VON MÖGLICHEN LÖSUNGEN, ABER KEIN "ALLHEILMITTEL"

In diesem Abschnitt bewerten wir Möglichkeiten einer Reform des klimapolitischen Rahmens zur Förderung der Dekarbonisierung im Gassektor:

- Zunächst betrachten wir einige übergeordnete Überlegungen bezüglich des Gesamtrahmens.
- In der Folge erläutern wir die von uns in Betracht gezogenen Optionen näher und bewerten ihre Fähigkeit, einen Beitrag zur effektiven und effizienten Umsetzung der Dekarbonisierungsziele der EU zu leisten. Hierbei berücksichtigen wir
 - CO₂-Preismechanismen;
 - Fördermechanismen; und
 - einen Vergleich unterschiedlicher Arten von Fördermechanismen.

3.1 Zunächst sollte Klarheit über die politische Zielsetzung und die Rolle von Märkten und Anreizen hergestellt werden

Die ersten Schritte in einem aktualisierten klimapolitischen Rahmenwerk sollten auf den folgenden Aspekten bestehen:

- **Definition eines übergeordneten Dekarbonisierungsziels:** Wenn der Klimaschutz das Hauptziel ist, wäre es wünschenswert, dieses Ziel im Sinne einer gesamtwirtschaftlichen Dekarbonisierung zu definieren. Uns ist jedoch bewusst, dass die politischen Entscheidungsträger möglicherweise Teilziele für einzelne Sektoren wie Wärme/ Kälte und Verkehr definieren oder vielleicht für eine Übergangszeit sogar gassektorspezifische Ziele festlegen wollen. Langfristig jedoch sollten sektorspezifische Unterziele vermieden werden und es sollte den marktbasierenden Signalen überlassen werden, die Dekarbonisierung der Sektoren zu steuern, in denen dies am kostengünstigsten realisiert werden kann.
- **Grenzen von Marktanreizen bei der Zielerreichung:** Der Einsatz von Marktmechanismen und Anreizen zur Dekarbonisierung hat klare Vorteile. **Einige Bereiche der Energiewende** (z.B. die Umstellung ganzer Gasverteilungsgebiete auf die Nutzung von Wasserstoff) **erfordern jedoch eine erhebliche Koordinierung** - Märkte und Anreize allein reichen möglicherweise nicht aus, um in diesen Bereichen wirksame Ergebnisse zu erzielen. Die politischen Entscheidungsträger sollten klar definieren, wie mit solchen Einschränkungen umgegangen werden soll.

Die politischen Entscheidungsträger können sich dann auf die Frage konzentrieren, wie der Markt am besten genutzt werden kann, um **Anreize zur Umsetzung des Dekarbonisierungsziels zu schaffen**. Dies erfordert einen

kohärenten Rahmen, in dem die Kohlenstoffvermeidung auf **marktbasierte, technologieneutrale** Weise belohnt wird. Im Idealfall wäre dieser Rahmen auf **Gas, Elektrizität und andere Energieträger** (wie z.B. flüssige Brennstoffe) anwendbar, sodass ein konsistenter Rahmen entsteht, der perspektivisch mehrere Brennstoffe umfassen kann. Dieser Rahmen sollte Maßnahmen beinhalten, die sowohl einen Nachfrage-"Pull" nach kosteneffizienter Kohlenstoffvermeidung als auch einen Angebots-"Push" für die Bereitstellung kohlenstoffarmer Energie oder, im Idealfall, eine Kombination aus beiden bieten.

3.2 Sowohl CO₂-Preismechanismen als auch Fördermechanismen können Anreize für entsprechende Investitionen schaffen

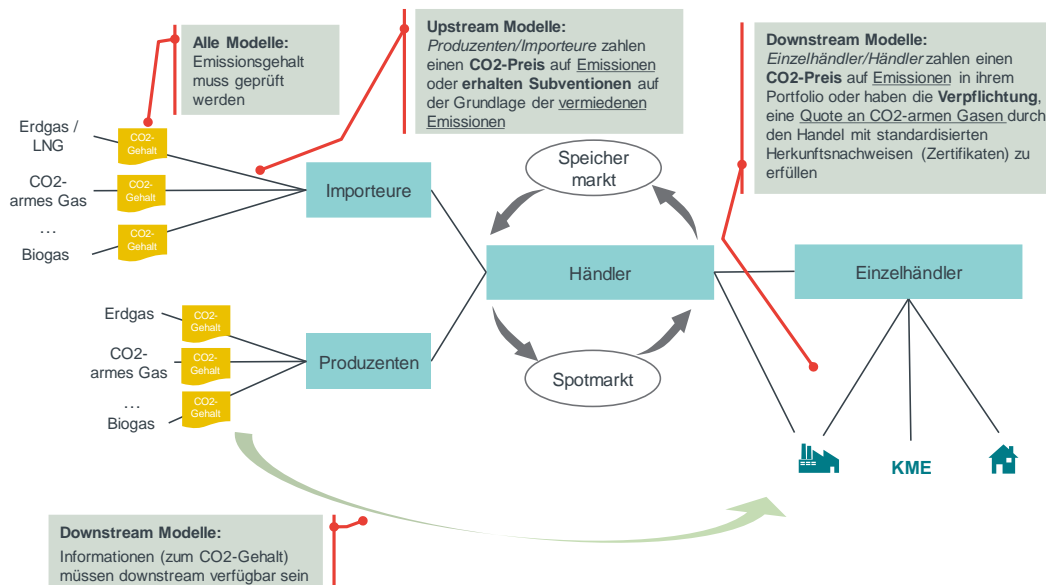
Frontier hat die relativen Vorzüge zweier übergeordneter Modelle (abgesehen von der erforderlichen Förderung von Forschung und Entwicklung zur Senkung der Technologiekosten) bewertet, die Teil dieses Maßnahmenpakets sein könnten:

- **CO₂-Preismechanismen wie** das ETS, bei dem kohlenstoffintensive Aktivitäten „bestraft“ und so Anreize für kohlenstoffarme Technologien gegeben wird, die sich sowohl auf die vorgelagerten ("Push") als auch auf die nachgelagerten ("Pull") Effekte auswirken. Unabhängig davon ist zu entscheiden, auf welcher Ebene der Wertschöpfungskette der CO₂-Preis gesetzlich angewandt wird.
- **Fördermechanismen**, mit denen Anreize für kohlenstoffarme Technologien bzw. Emissionsvermeidungen geschaffen werden können¹⁹. Im Rahmen der Fördermechanismen betrachten wir zwei Modelle:
 - Ein **"Upstream" Ansatz basierend auf Ausschreibungen**, der einen Technologie-"Push" bietet; und
 - **Handelbare Zertifikatssysteme**, bei denen zum Erreichen eines bestimmten Ziels Dekarbonisierungsquoten auf Einzelhandelsebene festgelegt werden. Diese Quoten können durch den Handel und die Einlösung von standardisierten, von qualifizierten Produzenten stammenden Zertifikaten, erfüllt werden, und somit eine Nachfrage ("Pull") nach Emissionsvermeidung schaffen.

Die verschiedenen Modelle sind in der folgenden Abbildung dargestellt.

¹⁹ Der Status quo der Klimapolitik für den Stromsektor lässt sich am besten als ein hybrides System beschreiben. Das EU-ETS führt eine Preisgestaltung für Kohlenstoff ein, die einen Anreiz für die Umstellung auf eine emissionsärmere Produktion am Rand bietet, aber ein Großteil des Aufbaus erneuerbarer Energien wurde durch Subventionssysteme gefördert. Das ETS ist auf große Konversionsanlagen (von Primärenergie auf Elektrizität) ausgerichtet und deckt daher nicht direkt alle Energieverbraucher ab, richtet sich aber auch nicht ausschließlich an Importeure oder Produzenten.

Abbildung 6 Darstellung verschiedener Optionen zur Schaffung von Dekarbonisierungsanreizen



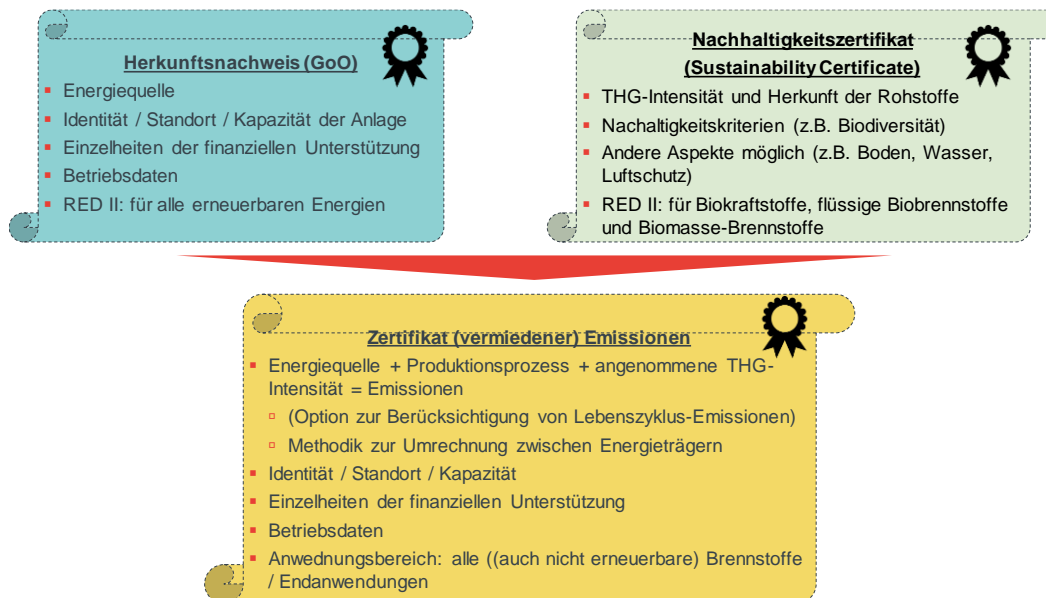
Quelle: Frontier Economics.

Beide Modelle erfordern eine einheitliche Definition zur Bestimmung des Kohlenstoffgehalts von dekarbonisiertem Gas (abhängig von der Art des Gases und seinem Herstellungsprozess). Hierbei könnten bestehende Instrumente genutzt, kombiniert und erweitert werden (z.B. Herkunftsnachweise und Nachhaltigkeitszertifikate gemäß RED II). Ziel wäre die Definition einer "gemeinsamen Währung" anhand derer das Ausmaß bestimmt werden könnte, in dem verschiedene Gase, abhängig von ihrem jeweiligen Kohlenstoffgehalt, belohnt (oder bestraft) werden sollten. Sofern gewünscht, ließen sich hier auch die nach dem "Lebenszyklus"-Ansatz bemessenen Emissionen berücksichtigen.

Im Rahmen der Fördermechanismen könnte eine solche gemeinsame Währung dann, wie das Instrument selbst, auf Elektrizität und andere Energieträger ausgeweitet werden, auch wenn dies in der Umsetzung eine Reihe von Komplexitäten mit sich bringt.²⁰

²⁰ Während man davon ausgehen kann, dass der Verbrauch oder die Produktion einer Einheit kohlenstoffarmen Gases die Produktion oder den Verbrauch von Erdgas, das einen relativ gut spezifizierten Kohlenstoffgehalt hat, ausgleichen kann, ist dies bei der Produktion oder dem Verbrauch einer Einheit erneuerbarer Elektrizität nicht der Fall, bei der die Kohlenstoffeinsparung je nach dem jeweiligen Technologiemix im übrigen Elektrizitätssystem im Laufe der Zeit erheblich variieren kann.

Abbildung 7 "Gemeinsame Währung" für die Zertifizierung der Emissionen verschiedener Gase



Quelle: Frontier Economics

Abbildung 8 Rolle von Verboten der fossilen Brennstoffnutzung bei der Energiewende

Während der Schwerpunkt unseres Berichts auf marktbasierter Ansätze zur Förderung der Dekarbonisierung liegt, können sich Entscheidungsträger in der politischen Realität auch für die Umsetzung nicht marktbasierter Ansätze entscheiden. Spezifische Verbote der Verwendung von fossilen Brennstoffen, wie die Pläne mehrerer EU-Mitgliedstaaten, die Kohleverstromung bis zu einem bestimmten Datum auslaufen zu lassen oder vorgeschlagene Verbote der (Neu-) Installation von Gaskesseln in bestimmten Wohngebäuden sind Beispiele solcher nicht marktwirtschaftlicher Ansätze.

Solche Ansätze können zwar ein geeigneter Weg sein, um bestimmte politische Ziele zu erreichen (z.B. den Wunsch, bestimmte fossile Brennstofftechnologien auslaufen zu lassen - siehe Abschnitt 3.1). In vielen Situationen besteht jedoch die Gefahr, dass sie die Kosten für die Erfüllung der übergeordneten Dekarbonisierungsziele erhöhen.

Insbesondere sind solche Verbote in der Regel nicht angemessen, wenn die politischen Entscheidungsträger unsicher sind, welche Technologien in Zukunft wahrscheinlich kosteneffizient sein werden. So kann zwar ein vollständiges Verbot von Gaskesseln Investitionen in alternative Heiztechnologien fördern. Wenn allerdings zukünftig Gaskessel mit dekarbonisierten Gasen (zu angemessenen Kosten) betrieben werden können, ist dies möglicherweise kein kosteneffizienter Ansatz.

3.3 Marktbasierete Ansätze (CO₂-Bepreisung und Förderung der Emissionsvermeidung) sind effektiv – und haben gewisse Vor- und Nachteile

3.3.1 Die CO₂-Bepreisung ist wahrscheinlich die effizienteste langfristige Lösung

Eine stringente CO₂-Bepreisung ist wahrscheinlich die effizienteste Lösung, insbesondere wenn sie „Downstream“ angewendet wird (d.h. an dem Punkt, an

dem der Brennstoff verbraucht wird). Aus den Plänen für einen europäischen Green Deal geht klar hervor, dass es eine breite politische Unterstützung für das EU-ETS gibt. Der Vorschlag zur Verschärfung des ETS und zur Festlegung eines rechtlich verbindlichen EU-Ziels zur "Klimaneutralität", könnte den EUA Preis erhöhen, da dies neben der verschärften ETS-Obergrenze auch die langfristige Glaubwürdigkeit des Systems erhöht.

Die Vorschläge der Kommission zur Ausweitung des ETS (auf Gebäude sowie Straßen- und Schiffsverkehr) und zur Reform der ETD²¹ könnten, wenn sie umgesetzt werden, zu einer größeren Konsistenz der CO₂-Preise in den meisten Sektoren der europäischen Wirtschaft führen. Dies wiederum würde dazu beitragen, dass die **kosteneffizientesten Maßnahmen zur Emissionsenkung** umgesetzt werden.

Die **EU-weite CO₂-Bepreisung sollte daher das langfristige Ziel** der politischen Entscheidungsträger sein. Während bei auf Förderung basierten Ansätzen die Mitnahmeeffekte für bestehende kohlenstoffarme Energieproduzenten (wie auch die Kosten für bestehende kohlenstoffreiche Energieproduzenten) begrenzt werden können, **können CO₂-Preisbasierte Ansätze jedoch - unter bestimmten Umständen - zu höheren Energiepreisen für Endverbraucher führen**. Dies kann Bedenken über die Bezahlbarkeit von Energie insbesondere im Haushaltsbereich hervorrufen. Für die Verbraucher in der Industrie können Wettbewerbsbedenken aufgrund der gestiegenen Energiepreise und der höheren Kosten der CO₂-Emissionen entstehen. Für Unternehmen, die in internationalem Wettbewerb stehen, erhöht sich dadurch das Risiko einer Verlagerung von CO₂-Emissionen ins nichtregulierte Ausland.

Typischerweise versuchen politische Entscheidungsträger, die negativen Verteilungseffekte der Energiepolitik innerhalb des Energiesektors anzugehen, indem sie z.B. (ausgewählten) Verbrauchern Rabatte bei bestimmten Energiekosten gewähren. Ein solcher Ansatz schmälert jedoch Effizienz und Effektivität einer CO₂-Bepreisung. Es ist jedoch **möglich, die Verteilungseffekte von CO₂-Preisen auf andere Weise anzugehen ohne dass die Marktteilnehmer von dem CO₂-Preis zu befreien**. Die Auswirkungen auf die Energiepreise können zum Beispiel durch Fiskaltransfers wie Steuererstattungen oder Direktzahlungen sowohl auf nationaler Ebene als auch auf europäischer Ebene unter den Mitgliedstaaten²² gemildert werden. Der Vorschlag der Kommission, einen **Grenzausgleichsmechanismus für Kohlenstoff** zu schaffen, könnte, wenn die praktischen Umsetzungsprobleme überwunden werden können, ein **wirksames Instrument sein, um die Verlagerung von CO₂-Emissionen in** gewissem Umfang **zu bekämpfen**. Bei Gasen könnte ein solcher Mechanismus auf Importe basierend auf ihrem jeweiligen Kohlenstoffgehalt angewandt werden, um gleiche Wettbewerbsbedingungen zwischen inländischer und ausländischer Produktion zu gewährleisten.

Um die politische Stabilität und Glaubwürdigkeit zu gewährleisten, müssen die Verteilungseffekte der CO₂-Bepreisung gelöst werden. Nur so kann das

²¹ "Mitteilung der Kommission: European Green Deal", KOM/2019/640 final.

²² Zu diesem Zweck hat die Kommission einen „Just Transition Mechanism“ vorgeschlagen, einschließlich eines „Just Transition Funds“, um die derzeit am stärksten von fossilen Brennstoffen abhängigen EU-Regionen beim Energieübergang zu unterstützen.

erforderliche langfristige Investitionssignal erfolgreich gegeben werden. Umgekehrt kann eine fehlende Lösung der auftretenden Verteileffekte letztlich dazu führen, dass langfristig die Glaubwürdigkeit eines CO₂-Preisansatzes untergraben oder zumindest verzerrt wird. Dies gilt umso mehr vor dem Hintergrund, dass die CO₂-Preise wahrscheinlich erheblich steigen müssen, um Treibhausgasemissionen langfristig zu senken.²³

3.3.2 Marktbasierter Fördermechanismen können Investitionen fördern und eine sinnvolle Übergangslösung darstellen

Trotz ihrer wahrscheinlich geringeren Effizienz im Vergleich zu einem stringenten CO₂-Preis (siehe weitere Einzelheiten unten), **können Fördermechanismen für die Produktion dekarbonisierter Gase vorteilhaft sein**. Insbesondere können sie so ausgestaltet werden, dass die Investitionssicherheit gewährleistet ist (siehe Abschnitt 3.3.3 zu näheren Details). Selbst wenn die Förderkosten auf die Energieverbraucher umgelegt werden, **könnten die Auswirkungen auf die Energiepreise für die Verbraucher im Vergleich zu einer stringenten CO₂-Bepreisung geringer sein**, da die Förderung auf neue Investitionen ausgerichtet werden kann (und so Mitnahmeeffekte bei etablierten Technologien vermieden werden können).

Förderungen können auch einen angemessenen Mechanismus darstellen, um die erforderlichen technologischen Kostensenkungen in einer Übergangsphase zu realisieren. Die folgende Abbildung 9 veranschaulicht dies anhand eines vereinfachten Beispiels der erwarteten Kostenentwicklung für Wasserstoff.

- Erwartungsgemäß werden die Kosten für Elektrolysetechnologien langfristig sinken. Wir schätzen den für die Umstellung von Erdgas auf Wasserstoff aus erneuerbarer Elektrizität erforderlichen CO₂-Preis in 2050 auf etwa 100-330 EUR/tCO_{2e} (ohne Infrastruktur- und Gerätekosten)²⁴. Dies läge innerhalb der Spanne künftiger CO₂-Preisschätzungen²⁵ und würde darauf hindeuten, dass langfristig die CO₂-Preise ausreichende Signale für die Dekarbonisierung von Gasen setzen.

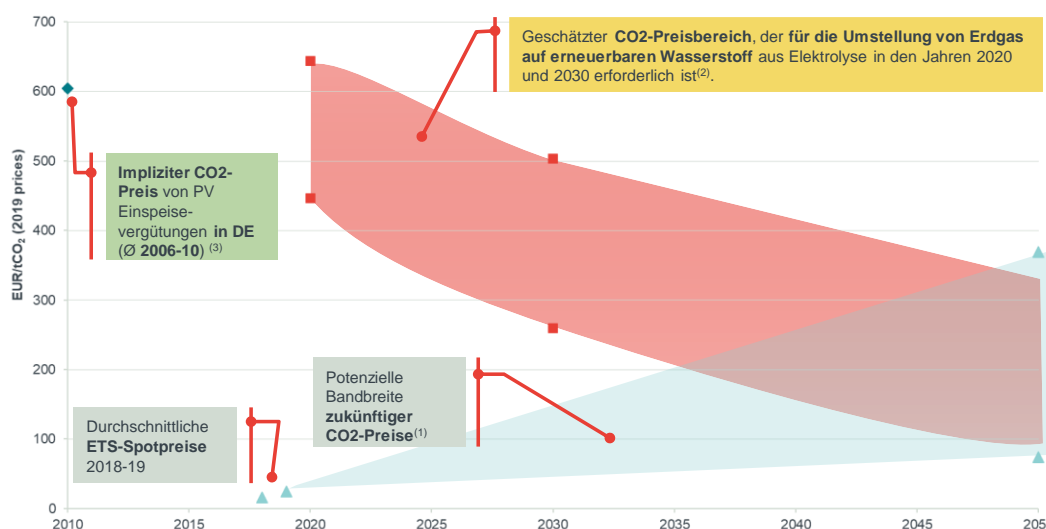
²³ Die EBRD verwendet "Schatten"-Preise für Kohlenstoff für 2050 im Bereich von 74 - 147 EUR/tCO_{2e} (basierend auf den Empfehlungen der High Level Commission on Carbon Prices). Das jüngste langfristige Strategiepapier der Europäischen Kommission schätzt die Preise sogar noch höher ein: 250 EUR/tCO_{2e} bei den Szenarien mit 80 % Reduzierung und 350 EUR/tCO_{2e} bei den Szenarien, die bis 2050 Netto-Null-THG-Emissionen erreichen

²⁴ Die hier vorgestellten Zahlen basieren auf Berechnungen in unserem Kalkulationstool, das mit der Studie von Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und Frontier Economics (2018) "The Future Cost of Electricity-Based Synthetic Fuels" vorgelegt wurde. Wir haben den Break-even-Kohlenstoffpreis für sauberen Wasserstoff (im Vergleich zu Erdgas) berechnet, basierend auf "Referenz"-Fallannahmen für Wasserstoff, der durch Elektrolyse in nordafrikanischen Solaranlagen hergestellt wird, einschließlich der Kosten für den Export nach Deutschland. In den vorgelegten Schätzungen sind die Kosten für die Modernisierung der Gasinfrastruktur und -geräte nicht berücksichtigt. Schätzungen des kostendeckenden Kohlenstoffpreises sind von einer Reihe von Annahmen abhängig, darunter die Kosten für Elektrizität, die Kosten für die Wasserstofferzeugungstechnologie und den kontrafaktischen Brennstoff (d.h. Erdgas oder konventioneller Wasserstoff). Die vorgestellte Bandbreite basiert auf den "optimistischen" und "pessimistischen" Szenarien aus der Agora/Frontier-Studie.

²⁵ Siehe Fußnote 23. Wir erkennen an, dass es ein Element der Zirkularität bei der Durchführung solcher Vergleiche gibt (da die Schätzungen der Schatten-Kohlenstoffpreise selbst von den Schätzungen der Technologiekosten abhängen), obwohl wir sie nur zur Veranschaulichung vornehmen.

- Derzeit befinden sich Elektrolysetechnologien allerdings in der frühen Phase der kommerziellen Nutzung. Wir schätzen den Break-even-CO₂-Preis für „grünen“ Wasserstoff im Jahr 2020 auf etwa 445-645 EUR/tCO₂e. Dies liegt deutlich über dem aktuellen CO₂-Preis (etwa 25 EUR/tCO₂e).
- Eine Verschärfung der CO₂-Allokation in einem reformierten ETS mit dem Ziel, den Einsatz von Elektrolyseuren heute zu gewährleisten, würde daher sowohl der Wirtschaft als auch den Verbrauchern erhebliche Kosten aufbürden (die CO₂-Preise würden für alle Marktteilnehmer auf ein sehr hohes Niveau steigen, um die Kosten für teure Vermeidungsoptionen zu decken). Gezielte Fördermechanismen könnten dazu beitragen, die Technologiekosten zu senken, und hätten geringere Verteilungseffekte, da die Förderung nach Technologiebändern differenziert werden kann.²⁶
- Tatsächlich basierten die meisten Fördermaßnahmen für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im vergangenen Jahrzehnt auf einer solchen Logik. Abbildung 9 veranschaulicht auch, dass die impliziten Kosten der frühen historischen Förderung von Photovoltaik in Deutschland, umgerechnet in Vermeidungskosten (inflationsbereinigt) bei etwa 600 EUR/tCO₂e lagen und sich damit im Rahmen der aktuellen Kostenschätzungen für Wasserstoffproduktion durch Elektrolyse bewegen.

Abbildung 9 Kostenentwicklung für Wasserstoffproduktion aus Elektrolyse und CO₂-Preis



Quelle: Frontier Economics, basierend auf den unten angegebenen Quellen.

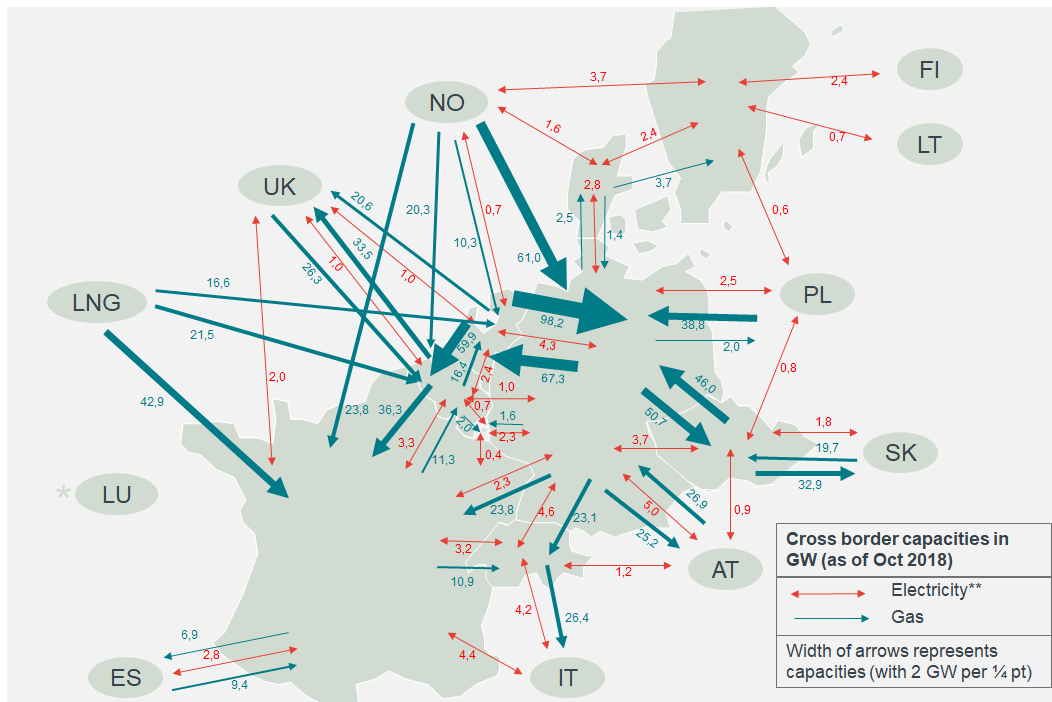
Anmerkung: (1) Siehe Fußnote 23. (2) siehe Fußnote 24. (3) Marcantonini und Ellerman (2014) "The Implicit Carbon Price of Renewable Energy Incentives in Germany", EUI-Arbeitspapier.

Fördermechanismen werden als Haupttreiber für die Verringerung der Treibhausgasemissionen **eindeutig weniger effizient sein** als ein harmonisierter Kohlenstoffpreis auf EU-Ebene:

²⁶ Siehe auch Fußnote 28.

- Sie fokussieren auf die geförderten Technologien und **haben** als solche **keinen umfassenden wirtschaftlichen Effekt**. Sie setzen auch keine Preissignale für kohlenstoffintensive Produktion oder Importe.
- Fehler bei der Festlegung des Förderniveaus können zu erheblichen unnötigen Kosten für Verbraucher führen, wenn bei der Auswahl der zu fördernden Projekte und Technologien kein ausreichender Wettbewerb herrscht.
- Es besteht ein erhebliches Risiko, dass Fördermechanismen auf nationaler (und nicht EU-übergreifender) Ebene implementiert werden.²⁷ **Eine mangelnde EU-weite Koordinierung und grenzüberschreitende Öffnung solcher Förderprogramme wird die Kosten** solcher Maßnahmen (aus EU-weiter Sicht) **erheblich steigern**. Anstatt die Produktion in der gesamten EU zu optimieren, sodass sie dort stattfindet, wo sie am preisgünstigsten ist und dann die Handelsmöglichkeiten innerhalb der EU zu nutzen, würden nationale Förderprogramme vorgeben, in welchen Ländern die Produktion dekarbonisierter Gase stattfindet. Berücksichtigt man die enorme Kapazität an Gastransportkapazitäten innerhalb und außerhalb der EU, so wären die Kosten eines nationalen Ansatzes für Gas wesentlich höher als dies beim Strom – mit stärker begrenzter grenzüberschreitender Infrastruktur - der Fall ist (siehe Abbildung 10).

Abbildung 10 Grenzüberschreitende Transportkapazitäten für Gas und Strom zwischen acht analysierten Ländern*



Quelle: Frontier Economics und IAEW (2019) "The value of gas infrastructure in a climate-neutral Europe".

Anmerkung: *Die im Rahmen der oben genannten Studie analysierten Länder waren Belgien, die Schweiz, die Tschechische Republik, Deutschland, Dänemark, Frankreich, die Niederlande und Schweden.

²⁷ Wir stellen fest, dass es in der Vergangenheit starke politische Einwände gegen die Öffnung von- RESE- Förderprogrammen gegeben hat.

3.3.3 Sowohl Upstream als auch Downstream ansetzende Fördermechanismen haben Vorzüge

Wie oben erwähnt, betrachten wir zwei verschiedene Arten von Mechanismen zur Förderung der Emissionsvermeidung, und zwar

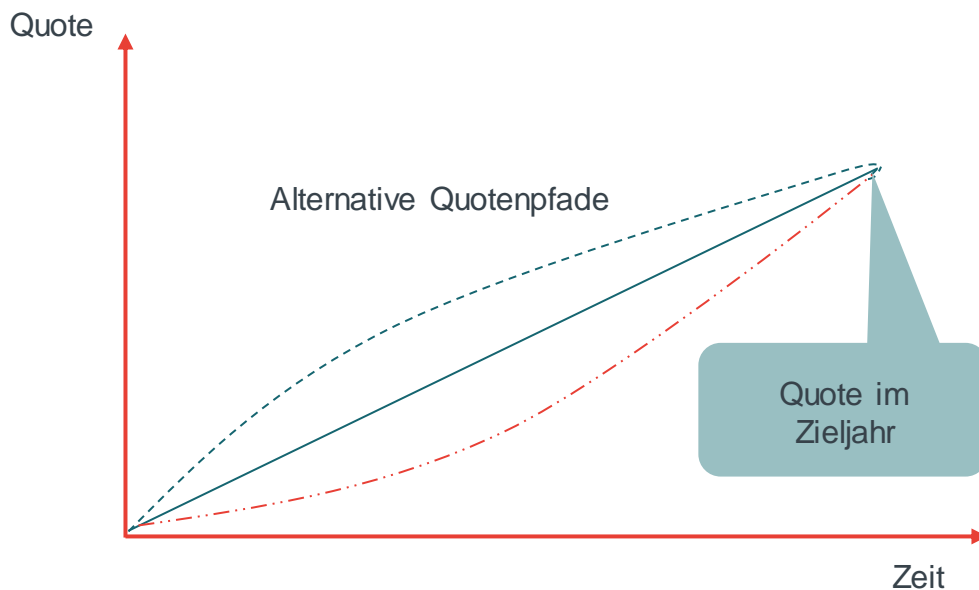
- einen "vorgelagerten" Upstream-Ansatz auf Basis von Ausschreibungen (z.B. zur Förderung der Produktion von kohlenstoffarmem Gas oder der Umwandlung in kohlenstoffarmes Gas); und
- handelbare Zertifikatssysteme, bei denen auf der letzten Handelsebene Quoten für das Erreichen bestimmter Dekarbonisierungsziele festgelegt würden (z.B. die Verpflichtung, einen bestimmten Prozentsatz des Gasverkaufs aus kohlenstoffarmen Quellen zu beziehen), die durch den Handel und die Einlösung von standardisierten Zertifikaten aus qualifizierter Produktion erfüllt werden könnten.

Mit beiden Mechanismen können die allgemeinen Dekarbonisierungsziele erreicht werden (und beide könnten perspektivisch von Gas auf andere Energieformen ausgeweitet werden). Im Falle von Upstream Ausschreibungen müsste seitens der Politik sichergestellt werden, dass es im Zuge der laufenden Ausschreibungsprozesse zu ausreichender dekarbonisierter Gasproduktion kommt, um die Dekarbonisierungsziele zu erreichen. Das Ausschreibungsverfahren würde den politischen Entscheidungsträgern die Kontrolle über die Förderbudgets ermöglichen.

Im Falle eines **Systems handelbarer Zertifikate sollte das System einen klaren Dekarbonisierungspfad und Zeitplan** enthalten (d.h. eine Verschärfung der Ziele von Jahr zu Jahr). Dabei sollten alternative Wege zur Erfüllung der Quote erlaubt sein. Der optimale Weg hängt vom Potenzial der verschiedenen Technologien ab (siehe Abbildung 11):

- Ein linearer Pfad würde einen stetigen Fortschritt und wenige nicht-finanzielle Einschränkungen für die jeweiligen Technologien widerspiegeln.
- Im Falle einer Technologie, die ein erhebliches Potenzial hat und sehr schnell entwickelt werden kann, ist ein konkaver Weg (obere Linie) möglicherweise geeigneter.
- Im Umkehrschluss wäre für eine wichtige Technologie, deren Potenzial z.B. aus Planungsgründen für einige Jahre nicht ausgeschöpft werden kann, ein konvexer Weg (untere Linie) möglicherweise besser geeignet.

Abbildung 11 Alternative Quotenpfade



Quelle: Frontier Economics.

Beide Mechanismen erfordern ein erhebliches Maß an politischem Input.

Erstens erfordern beide Ansätze politische Entscheidungen hinsichtlich der spezifischen Dekarbonisierungsziele im Gassektor. Hier besteht die Gefahr, dass diese auf ein ineffizientes Niveau festgelegt werden, wodurch die Kosten der Gesamtenergieversorgung nicht mehr optimal wären. Darüber hinaus erfordern beide Systeme seitens der Politik die Definition von Regeln zur Auswahl der förderfähigen Produktions- und Umwandlungstechnologien. Schließlich können beide Mechanismen so ausgestaltet werden, dass spezifische Produzentenrenten minimiert und eine möglichst hohe Vielzahl an Technologien²⁸ gefördert werden. Dies lässt sich realisieren:

- bei Ausschreibungen durch Verwendung technologiespezifischer Reserve-/Höchstpreise und/oder Höchst-/Mindestvolumen/Budgets; und
- bei Zertifikatssystemen durch die Verwendung von Technologiebändern (wobei die Emissionsvermeidung durch weniger ausgereifte Technologien höher bewertet wird als die Vermeidung durch etablierte Technologien).

Beide Mechanismen können so gestaltet werden, dass sie die Investitionssicherheit erhöhen.

- Im Falle von Ausschreibungen wird dies durch die Möglichkeit langfristiger Verträge und durch die politische Verpflichtung, erratische Schwankungen in der Unterstützung zu vermeiden, erreicht.

²⁸ Die Gewährung von technologieutraler Förderung durch wettbewerbsfähige Verfahren stärkt den Wettbewerb zwischen den Technologien und schafft starke Anreize für Technologien, die Kosten zu senken, um größere Marktanteile zu erobern. Ein möglicher Grund für eine Differenzierung der Förderung könnte darin bestehen, die Entwicklung von Technologien voranzutreiben, die weniger ausgereift sind, aber das Potenzial haben, kosteneffizient zu werden. Eine gewissen Subjektivität dieser Beurteilung ist unvermeidbar, wodurch die Gefahr bestehen kann, dass die falschen Technologien zusätzlich unterstützt werden. Daher sollte eine solche Differenzierung zeitlich begrenzt werden, mit einem klaren Zeitplan für die Beendigung einer etwaigen Vorzugsbehandlung.

- Im Falle von Zertifikatssystemen ist es wichtig, dass
 - angemessene Sanktionen bei Nichterfüllung der Verpflichtungen vorgesehen sind und das System so ausgestaltet ist, dass die Preise stabil bleiben, wenn die geforderte Verpflichtung erfüllt wird;
 - es einen liquiden Markt für Zertifikate gibt (dies wäre z.B. im Fall eines grenzübergreifenden Zertifikatehandels wahrscheinlicher); und dass
 - die Marktteilnehmer darauf vertrauen, dass das Förderniveau nicht (unerwartet) geändert wird nachdem Investitionsentscheidungen getroffen wurden, und das System längerfristig Bestand hat (das würde Marktteilnehmer die Möglichkeit eröffnen, auf Mechanismen zur Steuerung der Preisvolatilität zurückzugreifen - einschließlich des so genannten "Banking and Borrowing" von Zertifikaten).

Wir stellen jedoch fest, dass die Praxis der nationalen Quoten- und Zertifikatsregelungen im Elektrizitätssektor von wiederholten Veränderungen und Reformen geprägt ist. In der Tat gingen viele der Programme im Laufe der Zeit in zentral gesteuerte Ausschreibungsverfahren über. Dies kann das Vertrauen der Marktteilnehmer in national als gleichwertig angesehene Quotensysteme für kohlenstoffarme Gase von vorneherein unterminieren.

3.4 Jedes System muss von Reformen begleitet werden, die sicherstellen, dass Projektentwickler umfassenden Preissignalen ausgesetzt sind und Netzinvestitionen optimiert werden

Unabhängig vom gewählten Ansatz ist es, wie wir in Abschnitt 2 festgestellt haben, **wichtig, dass die Entwickler kohlenstoffarmer Gasproduktionsanlagen, aber auch andere Marktteilnehmer, den richtigen Preissignalen aus Systemsicht ausgesetzt sind** (u.a. in Form von Anschlussentgelten, Netzentgelten, Engpasspreisen, Einnahmen aus Systemdienstleistungen und/oder Entgelten für Ausgleichs-/Regelenergie). Dies gilt insbesondere für Strom-/Gas-Technologien, bei denen Preissignale für das gesamte System sowohl in Bezug auf den Strom- als auch auf den Gasmarkt benötigt werden.

- Das Marktdesign sollte sicherstellen, dass die Marktteilnehmer die zukunftsgerichteten Kosten, die ihre Investitionen und betrieblichen Entscheidungen über das gesamte Energiesystem hinweg verursachen (oder die Vorteile, die sie schaffen), tragen. Hierzu ist ein Maßnahmenmix erforderlich, wie beispielsweise die Gewährleistung vollständiger Märkte für Ausgleichs-/Regelenergie, und Reformen der Netztarife für Strom und Gas um die von den Marktteilnehmern auferlegten Kosten besser widerzuspiegeln (siehe Abschnitt 2.2.1).
- Andere Kosten (wie "versunkene" Netzkosten und Förderkosten für die Produktion von dekarbonisierter Energie) sollten so amortisiert werden, dass sie das Verhalten der Marktakteure nicht ineffizient verzerren (indem sie z.B. Anreize zur Umgehung von Entgelten schaffen oder die Einführung kohlenstoffarmer Gasttechnologien mit den Altlasten früherer Investitionen in

das Gasnetz belasten). Dies liegt in erster Linie in der Verantwortung der nationalen Behörden, sollte aber auch im Rahmen des Revisionsprozesses der ETD und der EEAG sowie bei einer eventuellen Überarbeitung der Strom- und Gasnetzkodizes für die Netzentgelte berücksichtigt werden (siehe Abschnitt 2.2.2).

Schlussendlich **müssen die regulatorischen und institutionellen Rahmenbedingungen überprüft werden, um optimalere Entscheidungen über Infrastrukturinvestitionen im Strom- und Gasbereich zu gewährleisten** (siehe Abschnitt 2.2.3). Eine Möglichkeit bestünde darin, dass ACER und/oder die nationalen Regulierungsbehörden durch das Setzen geeigneter regulatorischer Anreize sicherstellen, dass die ÜNB/FNB im Strom- und Gasbereich alternative Lösungen zur eigenen Infrastruktur in Betracht ziehen, um so die Gesamtkosten zu reduzieren. Artikel 32 der revidierten Elektrizitätsrichtlinie²⁹ verpflichtet die Mitgliedstaaten bereits dazu, sicherzustellen, dass die Betreiber von Elektrizitätsverteilungsnetzen Nachfrageflexibilität (demand side response) und Flexibilität aus Energiespeichern beziehen, wenn dies kostengünstiger ist als Investitionen in die Netzinfrastruktur. Dieses Prinzip sollte auf das gesamte Energiesystem, sprich auf Transport, Gasnetze und die gesamte EU ausgeweitet werden.

²⁹ L 158 vom 14.6.2019, S. 125-199.

4 UNSERE EMPFEHLUNGEN

Die politischen Entscheidungsträger sollten klare Ziele für die Dekarbonisierung der Gesamtwirtschaft festlegen. Falls notwendig könnten vorübergehend Teilziele für den Gassektor vereinbart werden, wenn dies der Förderung von Erstinvestitionen dient (siehe Abschnitt 3.1). Auch sollte die Politik die Vorteile des Einsatzes von Märkten und Anreizen für die Dekarbonisierung berücksichtigen, aber auch die Grenzen dieses Ansatzes hinsichtlich einer ggf. erforderlichen stärker zentralisierten Koordinierung kennen (z.B. bei der Umstellung einer Region auf eine neue Gasart).

Langfristig sollte ein harmonisiertes EU-weites CO₂-Preissystem (z.B. auf der Grundlage des EU-ETS) als die effizienteste marktbasierende Maßnahme zur Erreichung der Dekarbonisierungsziele, einschließlich der Dekarbonisierung des Gassektors, implementiert werden (siehe Abschnitt 3.3.1). Die Ausweitung des ETS auf Gebäude sowie den Straßen- und Schiffsverkehr wäre ein erster wichtiger Schritt hin zur Erreichung eines solchen Systems. Da Verteilungswirkungen von zentraler Bedeutung für die politische Akzeptanz sind, sollten die EU-Vorschriften (wie die Vorschriften über staatliche Beihilfen und den Kohäsionsfonds) den Mitgliedstaaten die erforderlichen Instrumente an die Hand geben, um die potenziellen Verteilungseffekte solcher Regelungen abzumildern.

Einige Mitgliedsstaaten werden möglicherweise nationale Ansätze zur CO₂-Preisgestaltung bevorzugen³⁰. Diskrepanzen zwischen den nationalen Systemen und dem EU-ETS bergen jedoch die Gefahr, die Kosten der Energieversorgung unnötig zu erhöhen. Die EU-Politik kann aber dazu beitragen, die Glaubwürdigkeit und Wirksamkeit der nationalen Maßnahmen zu erhöhen, indem sie einen Weg aufzeigt, wie die nationalen Systemen bestmöglich harmonisiert und letztendlich mit einem erweiterten EU-ETS zusammengeführt werden können.

Gleichzeitig gilt es, Übergangslösungen als praktische Realität zu berücksichtigen. Für einen Übergangszeitraum sollte der politische Rahmen marktbasierende Fördermechanismen für die Produktion von kohlenstoffarmen Gasen zulassen. Dadurch kann die frühe Phase der kommerziellen Einführung wirksamer unterstützt werden, als dies durch eine CO₂-Bepreisung allein der Fall wäre (siehe Abschnitt 3.3.3). Innerhalb des EU-ETS sollten die Wechselwirkungen mit den Fördermechanismen berücksichtigt werden (z.B. durch eine entsprechende Verringerung des Angebots an ETS-Zertifikaten, die dem Markt zur Verfügung gestellt werden, um die durch die Fördermechanismen erzielte Emissionsminderung zu berücksichtigen). So soll vermieden werden, dass Fördermechanismen das ETS durch Preissenkungen der EUAs untergraben. Bei der Ausgestaltung der Mechanismen sollte auch deren potenzielle Ausweitung auf kohlenstoffarme Gase und Elektrizität (und möglicherweise andere Brennstoffe) berücksichtigt werden.

³⁰ So wie der von Deutschland vorgeschlagene Emissionshandel für Verkehr und Gebäude.

Zudem sollten bei der **Ausgestaltung der Fördermechanismen die bisherigen Erfahrungen** mit Förderprogrammen für erneuerbaren Strom (siehe Abschnitt 2.1.2) **berücksichtigt werden**.

- Feste **Einspeisetarife** mit administrativ festgelegten Preisen, die einzelne Technologien bevorzugen, sollten **vermieden werden**. Stattdessen sollten die Regeln für staatliche Beihilfen und/oder die Energiegesetzgebung vorsehen, dass Förderniveaus in einem standardmäßig **technologieneutralen Wettbewerbsprozess** festgelegt werden, der (möglicherweise zeitlich begrenzte) Ausnahmen für weniger ausgereifte Technologien beinhaltet.
- Förderregelungen für die Dekarbonisierung von Gas sollten sicherstellen, dass die **Marktteilnehmer weiterhin den Preissignalen auf Großhandelsebene ausgesetzt bleiben** (z.B., indem die Förderung in Form einer festen Prämie über die Marktpreise erfolgt) und die volle Verantwortung für den Bilanzausgleich tragen.
- Die Programme sollten von Anfang an **über die Grenzen der EU** (und für Drittländer) **hinweg offen** sein. Wenn dies politisch nicht umsetzbar ist, wäre eine begrenzte Inklusion von Import- oder Exportmengen, verbunden mit einer schrittweisen Öffnung im Zeitverlauf eine denkbare Alternative.
- Die Regeln sollten bereits **den geplanten Ausstieg aus dem Fördermechanismus** vorsehen, sobald ein CO₂-Preissystem ausreichende Anreize zur Dekarbonisierung sicherstellt.

Die politischen Entscheidungsträger sollten **verhindern, dass regulierte Unternehmen Infrastrukturinvestitionen tätigen oder Infrastrukturen betreiben, die durch entsprechende wettbewerbsorientierte Arrangements entstehen oder betrieben werden können**. Die Beteiligung von regulierten Unternehmen an bestimmten Arten von Infrastruktur (wie z.B. Netzwerken) kann weiterhin relevant sein und regulierte Unternehmen können ebenfalls bei der Erprobung und beim Testen neuer Technologien und deren Integration in den Markt eine Rolle spielen, wenn Koordinierungshemmnisse auftreten. Darüber hinaus sollte der Betrieb und/oder der Besitz von Anlagen wie PtG-Anlagen durch einen ÜNB/FNB nur sehr restriktiv, d.h. auf der Grundlage einer klaren Begründung (z.B. Marktversagen³¹) und unter strengen Auflagen sowie mit einer klaren Ausstiegsroute zugelassen werden.³²

Um sowohl die CO₂-Bepreisung als auch marktbasierter Fördermechanismen zu unterstützen, sollte ein **System zur Zertifizierung des relativen THG-Emissionsgehalts** (oder der Emissionsvermeidung) **von Gasen auf einer konsistenten Basis** entwickelt werden, und zwar sowohl für innerhalb als auch für außerhalb der EU erzeugte Gase. Dies **könnte auf den bestehenden EU-Instrumenten** für erneuerbare Energien **aufbauen**, wie z.B. Herkunftsnachweisen und Nachhaltigkeitszertifikaten (siehe Abschnitt 3.2).

Die Reform der Strom- und Gasmärkte, der Netzentgelte und Netzzugangsregelungen sowie der Steuern und Abgaben sollte fortgesetzt werden

³¹ Beispiele für mögliche Begründungen sind in Frontier Economics et al. (2019), S.46-48, aufgeführt.

³² Ein solcher Ansatz würde den bestehenden Bestimmungen der Elektrizitätsrichtlinie für das Eigentum der Stromnetzbetreiber an Speicheranlagen ähneln.

und es sollte insbesondere **sichergestellt sein** (siehe Abschnitt 3.4), **dass die Marktteilnehmer:**

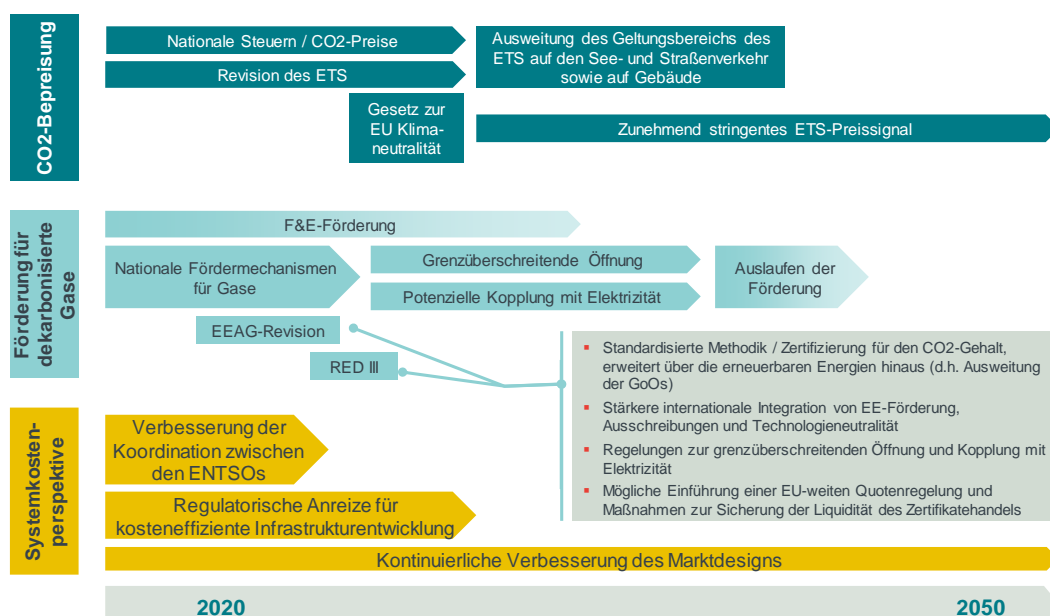
- **Preissignalen ausgesetzt sind, die die Auswirkungen ihrer Aktivität auf das Gas- und Elektrizitätssystem widerspiegeln;** und dass sie
- **nicht mit Steuern, Entgelten oder Abgaben konfrontiert sind, die irreversibel versunkene Kosten decken und welche die Art und Weise der Entwicklung und des Betriebs von Anlagen unnötig verzerren.**

Die politischen Entscheidungsträger sollten **dafür sorgen, dass regulatorische und institutionelle Regelungen auf nationaler und internationaler Ebene Anreize zur Optimierung von Investitionen in die Netzinfrastruktur** für Strom und Gas schaffen (siehe Abschnitt 3.4).

Schließlich wird es für die Politik auch in Zukunft bedeutsam sein, **Forschung und Entwicklung im Bereich der kohlenstoffarmen Gase zu fördern:** Die Herausforderung besteht darin, das Gleichgewicht zu finden zwischen der Gewährleistung des Wettbewerbs zwischen den Technologien einerseits und der Unterstützung weniger ausgereifter Technologien, die eine tragfähige Zukunftsoption darstellen könnten, andererseits. Bestehende EU-weite Institutionen (wie der Innovationsfonds des EU-ETS) könnten für diese Zwecke genutzt werden.

Unsere wichtigsten Empfehlungen sind in der folgenden Abbildung zusammengefasst, die einen möglichen Fahrplan für künftige Reformen aufzeigt.

Abbildung 12 Fahrplan für zukünftige Reformen zur Dekarbonisierung im Gassektor



Quelle: Frontier Economics

