

Wasserstoff als Energieträger der Zukunft

eine Option für die Energieversorgung in Industrie und Verwaltung?

Freiburg, den 10.06.2021

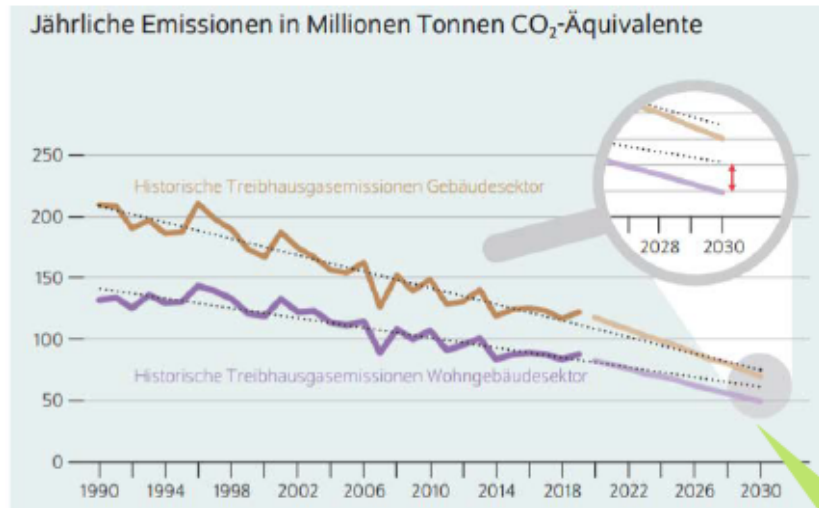


Dienstleistungen für
energieintensive Standorte

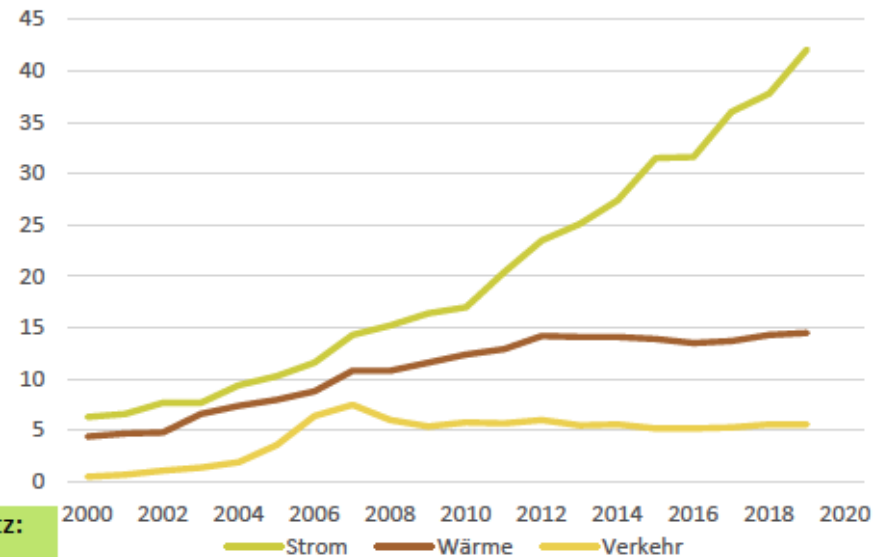
Warum ist grünes Gas notwendig?

Treibhausgasemissionen aus dem Gebäudesektor Anteil

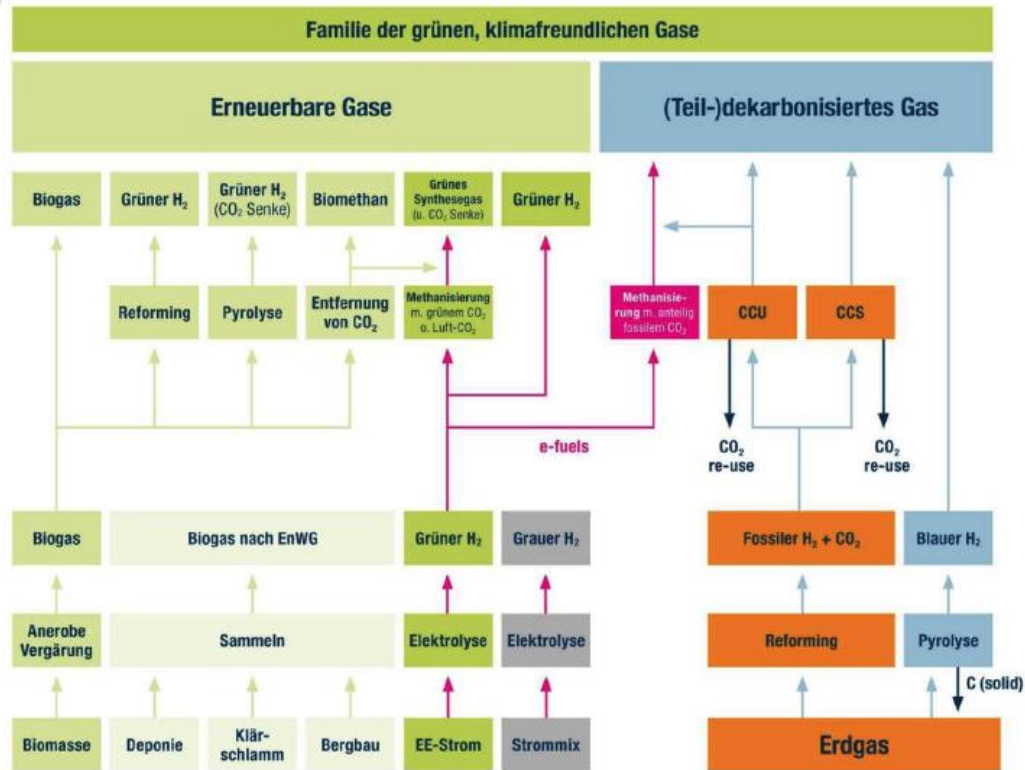
Erneuerbare Energien in den Sektoren
Strom, Wärme und Mobilität



**Ziel Bundesklimaschutzgesetz:
Senkung auf 70 Mio. t!**



Übersicht der grünen Gase



die Wasserstoff-Strategie der Bundesrepublik



Ziel der Wasserstoff-Strategie der Bundesrepublik Deutschland ist es, wettbewerbsfähigen grünen Wasserstoff als Ersatz für Fossile Brennstoffe zur Verfügung zu stellen. Dies umfasst:

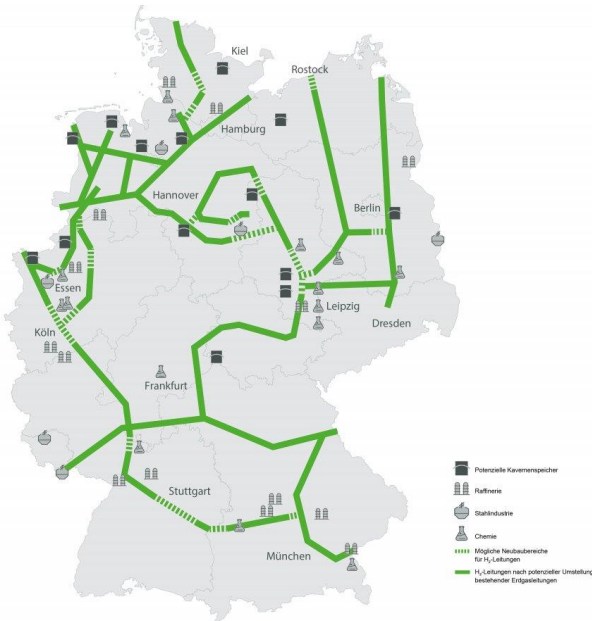
- Bereitstellung von Wasserstoff als Beitrag zur Dekarbonisierung in Industrie, Verkehr und Wärmemarkt,
- Aufbau eines internationalen Handelsnetzes für Wasserstoff,
- Umsetzen einer „Hochlauf-Kurve“ zur Erzeugung von grünem Wasserstoff aus erneuerbarem Strom in Deutschland (Technologie-Demonstration im industriellen Maßstab,
- Schaffen einer Verteilstruktur / Infrastruktur für Transport und Speicherung von Wasserstoff,

(Energie-)Politischer Rahmen

- steigende CO₂-Steuer auf fossile Brennstoffe bei gleichzeitiger schrittweiser Senkung der EEG-Abgabe erhöht die Akzeptanz und Wirtschaftlichkeit des Einsatzes von erneuerbaren Energien im Wärmemarkt,
- Förderung von Elektroliseuren als Instrument zur Netzentlastung im Stromnetz (Speicherung zu Zeiten geringer Abnahme und hoher Erzeugung),
- Förderung von Pilotprojekten sowie der Hochlaufkurve.

Vision einer Wasserstoff-Infrastruktur

Vision für ein H₂-Netz



Disclaimer: Bei der Karte handelt es sich um eine schematische Darstellung, die hinsichtlich der eingezeichneten Speicher und Abnehmer keinen Anspruch auf Vollständigkeit erhebt.

Eine Vision eines Wasserstoff-Fernleitungsnetzes wurde von den Erdgas-Fernleitungsnetzbetreibern im Januar 2020 veröffentlicht.

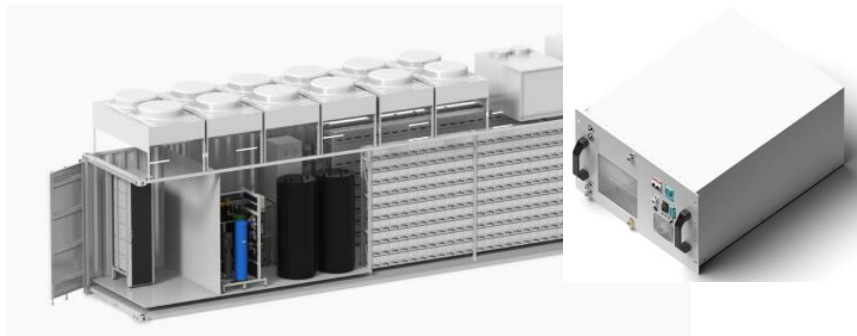
Das Netz hat eine Länge von etwa 5.900 km. Es basiert zu 90 % auf bestehenden Erdgasnetzen.

Wasserstoffprojekte werden seit 2020 im Netzentwicklungsplan der Gasnetzbetreiber berücksichtigt.

Derzeit gilt eine gesetzliche Max.-Menge Wasserstoff zur Zumischung in das Erdgasnetz von 5 %, die eingehalten werden muss. Für die jeweiligen Anwendungsbereiche von Erdgas gibt es Klärungsbedarf, welche Anteile Wasserstoff als unkritisch angesehen werden können. Im Transportnetz (ohne Verdichtung) gilt eine Zumischung von bis zu 30 % als unkritisch.

Quelle: Sachstandsbericht der Bundesregierung Grenzwerte für Wasserstoff in der Erdgasinfrastruktur, 06/2019

Wasserstoffproduktion / Elektrolyseure



Wasserstoffherstellung im Elektrolyseur

Membran-Technologie (PEM / AEM) mit Wirkungsgrad von etwa 65 – 75 %, das führt bei einem Strompreis (ohne Netzkosten) von 50 €/MWh zu Gestehungskosten von nur noch 65 – 70 €/MWh,

Aufbau von Großanlagen in Modulbauweise bei Nutzung der AEM-Technologie, es wird durch zukünftige Komponenten-Optimierung ein Effekt vergleichbar mit der Entwicklung in der IT-Speicher-Entwicklung erwartet, dadurch sollen die derzeit hohen Betriebskosten / Investitionskosten drastisch gemindert werden.

PEM: Proton Exchange Membran; AEM: Anion Exchange Membran

Fotonachweis: Homepage Enapter GmbH

Handlungspfade für grünen Wasserstoff und grünes Methan

Aus erneuerbarem Strom kann sowohl grüner Wasserstoff als auch grünes Methangas erzeugt werden. Es ist aus Sicht von Experten unklar, welcher Handlungspfad im Wärmemarkt die Oberhand gewinnen wird.

grünes Methan¹:

- Uneingeschränkte Weiternutzung der Infrastruktur der Erdgasverteilung und–nutzung,
- Lagerung und Transport einfach,
- Nur geringfügige Leistungseinschränkungen / Umstellungskosten bei Umstellung von Prozessen von Erdgas auf grünes Gas.
- Produktion aus Biomasse ist begrenzt und wird den Bedarf an grünem Gas im Wärmemarkt nur zu etwa 25 % decken können,
- es entstehen bei der Verbrennung NO_x und CO

grüner² / blauer³ Wasserstoff:

- geringerer Energieaufwand als zur Erzeugung von grünem Methan aus Erneuerbarem Strom (es entfällt der Schritt der Methanisierung von H_2 und CO_2 zu CH_4 und O_2),
- Lösungen für die sichere und dauerhafte Lagerung mit hoher Energiedichte derzeit noch im Forschungsstadium,
- Projekte mit Carbon Capture and Storage (CCS), die bei der Erzeugung von blauem Wasserstoff wichtiger Bestandteil sind, befindet sich noch im Entwicklungsstadium
- Transport im Pipeline-Netz bisher nur bedingt möglich (Stahl ist nicht uneingeschränkt „Wasserstoff-Dicht“).

(1) Grünes Methan: Herstellung von grünem Wasserstoff, anschließende Methanisierung $2 \text{H}_2 + \text{CO}_2 \rightarrow \text{CH}_4 + \text{O}_2$

(2) Grüner Wasserstoff: Herstellung aus Wasser $2 \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{H}_2 + 2 \text{O}_2$

(3) Blauer Wasserstoff: Herstellung aus Erdgas $\text{CH}_4 + \text{O}_2 \rightarrow 2 \text{H}_2 + \text{CO}_2$, Abscheidung des CO_2 mittels Carbon Capture and Storage CCS

Die Gesteungskosten für grünen Wasserstoff liegen derzeit bei über 400 €/MWh (zum Vergleich: blauer Wasserstoff: < 100 €/MWh, Erdgas inkl. CO₂-Steuer, ohne Netznutzung derzeit < 25 €/MWh, bei steigender CO₂-Steuer zukünftig > 30 €/MWh).

Fachleute schätzen, dass grüner Wasserstoff im Jahr 2050 für etwa 80 €/MWh verfügbar sein wird (zum Vergleich: blauer Wasserstoff: etwa 30 €/MWh, jeweils ohne Infrastruktur-Kosten und ohne Steuern).

Perspektivisch wird blauer Wasserstoff und Erdgas preislich auf vergleichbarem Niveau liegen. Ob und wie die Preislücke zwischen grünem Wasserstoff und Erdgas geschlossen wird ist offen.

Wärmeerzeugung mit Verbrennungsprozessen wird in den nächsten Jahren schrittweise teurer werden.

Für Energieverbraucher resultiert daraus:

Es wird in den kommenden 10 – 20 Jahren ein Innovationsdruck entstehen, fossile Brennstoffe durch CO₂-arme Energieträger zu ersetzen. Dabei bestehen jenseits von Einspar-Maßnahmen mehrere Handlungspfade:

- Deckung des Wärmebedarfs aus dem Strommarkt (Wärmepumpen, Dampferzeugung elektrisch),
- Feuerungsanlage zumindest zur Dampferzeugung und KWK; Beschaffung von Biogas / Biomasse zur Feuerung,
- Feuerungsanlage zumindest zur Dampferzeugung und KWK; Beschaffung von grünem Wasserstoff, Methan oder einem Mischbrennstoff

Es ist derzeit nicht absehbar, welcher Handlungspfad der wirtschaftlichste sein wird.

(1) Quelle der Kostenermittlung: EWI 11/2020,

(2) Zum Vergleich: Im Jahr 2000 wurde Solarstrom orientiert an den Gesteungskosten mit 0,50 €/kWh vergütet. Derzeit wird Solarstrom mit etwa 0,09 – 0,07 €/kWh vergütet (> Faktor 5).

Wasserstoff wird in 20 Jahren eine bedeutsame Rolle als Energieträger spielen.

Innovatoren investieren bereits heute in Wasserstoff-Technologien und beschleunigen damit die Marktreife.

Es ist zu erwarten, dass grüner Brennstoff deutlich teurer sein wird als fossile Brennstoffe. Ein schrittweiser Anstieg der CO₂-Steuer wird zu einer Angleichung der Preise führen.

Szenarien für Energieverbraucher:

- Biogas, grünes Methan und Wasserstoff werden Teil des Erdgas-Mixes im öffentlichen Netz. Abnehmer erhalten „Grüngas“-Angebote und nutzen die heutige Infrastruktur. Bestehende und neue KW(K)K-Anlage können ohne erhebliche Einschränkungen zur Erzeugung von grünem Strom und Wärme genutzt werden,
- es wird eine Versorgungs-Infrastruktur für Wasserstoff geschaffen, wer daran teilhaben will muss seine KW(K)K-Infrastruktur anpassen, um grünen Strom und Wärme zu erzeugen,
- ob Strom oder grünes Gas zur Deckung von Mittel- und Spitzenlast-Wärme eingesetzt werden, entscheidet sich an der verfügbaren Menge von grünem Gas und daran, ob Strom mittelfristig günstig sein wird; nach derzeitigen Prognosen wird grünes Gas nicht in ausreichender Menge verfügbar sein,
- der Preis von Gas und von Strom wird sich an einander annähern.

Kontakt



Energie Service Laß Lüdeking GmbH

Neubergweg 15
79104 Freiburg

Horst Laß

+49 (0) 761 6125 3939

lass@energie-service.org

Gerd Lüdeking

+49 (0) 761 6125 3942

luedeking@energie-service.org