



**WASSERSTOFF
KOMPASS**

ENERGIEVERSORGUNG

Stromsystem





WASSERSTOFF KOMPASS

ÜBERGREIFENDE ASPEKTE

- Regulatorischer Rahmen
- Zielgerichteter H₂-Einsatz
- Fachkräftesicherung
- Akzeptanz und Sicherheit
- Klima und Ressourcen

BEREITSTELLUNG

- H₂-Erzeugung
- H₂-Import
- Infrastruktur

INDUSTRIEZWEIGE

- Stahlindustrie
- Chemische Industrie
- Raffinerien
- Zementindustrie
- Glasindustrie

MOBILITÄT UND TRANSPORT

- Kraftfahrzeuge
- Schifffahrt
- Luftverkehr
- Schienenverkehr

ENERGIEVERSORGUNG

- Gebäudewärme
- Prozesswärme
- Stromsystem**

GLOSSAR

1 Generelle Aspekte des Stromsystems

- Das Stromsystem 2045
- Fünf »Stellschrauben« für ein defossilisiertes Stromsystem
- Ökonomische Aspekte
- Versorgungssicherheit
- Endenergiebedarf
- Treibhausgasemissionen
- Wasserstoffbedarfe

8 Forschungs- und Entwicklungsbedarfe

- Begleitforschung

8 Handlungsoptionen

- Verbrauchsflexibilisierung mithilfe von Elektrolyseuren
- Engpassmanagement durch Standortwahl von Elektrolyseuren
- Speicherung von elektrischer Energie in Form von Wasserstoff oder seinen Derivaten
- Turbinen zur Stromerzeugung
- Stationäre Brennstoffzellen zur Stromerzeugung

23 Literatur

Stromsystem

- › Dekarbonisierter Strom aus Wind- und Solarenergie leistet den größten Beitrag zur Defossilisierung unserer Wirtschaft, aber die Stabilität des Stromsystems muss gegen die Volatilität dieser Energien abgesichert werden. Dafür sind der massive Ausbau von Wind- und PV-Anlagen sowie der Stromnetzausbau in Deutschland und Europa Grundvoraussetzungen. Sie sind das Rückgrat einer erfolgreichen Energiewende.
- › Die flexible Erzeugung von Wasserstoff und seinen Derivaten per Elektrolyse flexibilisiert den Stromverbrauch, trägt zum Einklang zwischen Erzeugung und Verbrauch bei und macht Stromerzeugungsspitzen nutzbar.
- › Wasserstoff und seine Derivate ermöglichen die langfristige und großskalige Speicherung von Energie sowie deren Transport über weite Strecken.

Generelle Aspekte des Stromsystems

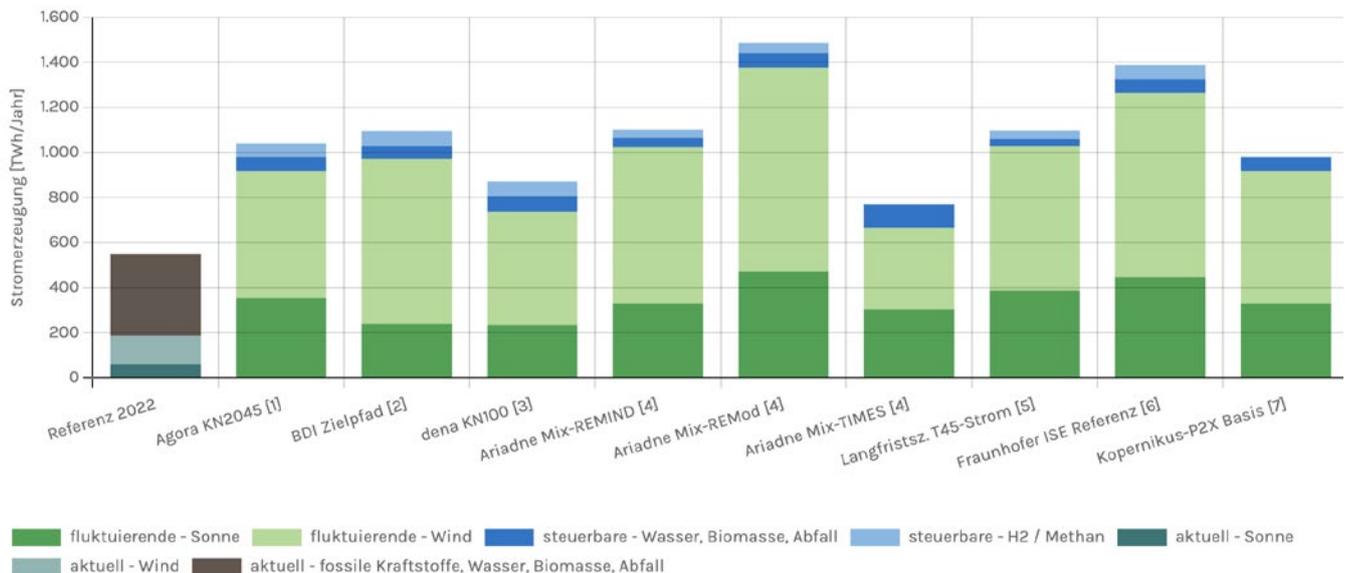
Die defossilisierte Strombereitstellung steht im Zentrum der Energiewende, da der Ausstieg aus fossilen Energieträgern (78 Prozent des Primärenergieverbrauchs in Deutschland im Jahr 2019) größtenteils über die Elektrifizierung erfolgen wird. Die direkte Nutzung von Strom kann zu hohen Energieeinsparungen durch Effizienzsteigerung führen. Mit Strom können aber auch synthetische Energieträger wie Wasserstoff (H₂) und seine Derivate (unter anderem Methan, Methanol, Ammoniak und Kerosin) erzeugt werden. Die indirekte Elektrifizierung bezieht sich dann auf die Verwendung solcher strombasierter Energieträger, insbesondere, wo keine direkte Elektrifizierung möglich ist, um fossile Energieträger zu ersetzen.

Das Stromsystem 2045

Szenarien^{[1][2][3][4][5][6][7]} zum klimaneutralen Deutschland gehen entsprechend von einer deutlichen Erhöhung der Stromerzeugung bis 2045 aus (x1,3–2,3). Laut dieser Szenarien stammt der defossilisierte Strom zu circa 90 Prozent aus Wind- und Solarenergie und zu 10 Prozent aus steuerbaren Energiequellen wie Wasserkraft, Biomasse, Abfall sowie Wasserstoff und seinen Derivaten.

Stromerzeugung im Jahr 2045

Fluktuierende und steuerbare Stromerzeugung im Jahr 2022 (Referenz aus AG Energiebilanzen e.V.^[12]) und 2045 (Szenarien^{[1][2][3][4][5][6][7]}) in Terawattstunden



Fünf »Stellschrauben« für ein defossilisiertes Stromsystem

Der steuerbare Anteil der Strombereitstellung ist unverzichtbar für die Stabilität des Stromsystems. Denn Wind- und Solarenergie fluktuieren mit dem Wetter. Zugleich fluktuert der Verbrauch entsprechend der Nachfrage, bisher unabhängig von der Erzeugung. Für die Stabilität des Stromsystems ist es jedoch entscheidend, Stromerzeugung und -verbrauch jederzeit miteinander in Einklang zu bringen. Um diesen Einklang von Erzeugung und Verbrauch zu gewährleisten, existieren fünf sich gegenseitig ergänzende »Stellschrauben«:

1. der starke Ausbau von Wind- und PV-Anlagen,
2. der Netzausbau für einen europaweiten Stromverbund,
3. die Flexibilisierung des Verbrauchs,
4. die Umwandlung und Speicherung von elektrischer Energie und
5. der Import von synthetischen Energieträgern zur Verstromung.

Die ersten zwei Stellschrauben sind wesentliche Grundvoraussetzungen für ein defossilisiertes Stromsystem und damit auch für eine erfolgreiche Energiewende. Der massive Ausbau erneuerbarer Energien auf europäischer Ebene und die Verstärkung eines europaweiten Stromverbunds vernetzen Regionen mit unterschiedlichen Wetterbedingungen sowie Verbrauchsprofilen. Durch Stromimporte und -exporte können so lokale Schwankungen ausgeglichen und Dunkelflauten überbrückt und damit die Versorgungssicherheit eines jeden europäischen Landes gewährleistet werden.

Für die letzten drei Stellschrauben spielen die Wasserelektrolyse, Wasserstoff und seine Derivate entscheidende Rollen: Die Elektrolyse trägt zur Flexibilisierung des Stromverbrauchs und somit zur Stabilität des Stromsystems bei. Wasserstoff und seine Derivate ermöglichen die langfristige und großskalige Speicherung sowie den Transport von Energie und können nach Bedarf verstromt werden.

Ökonomische Aspekte

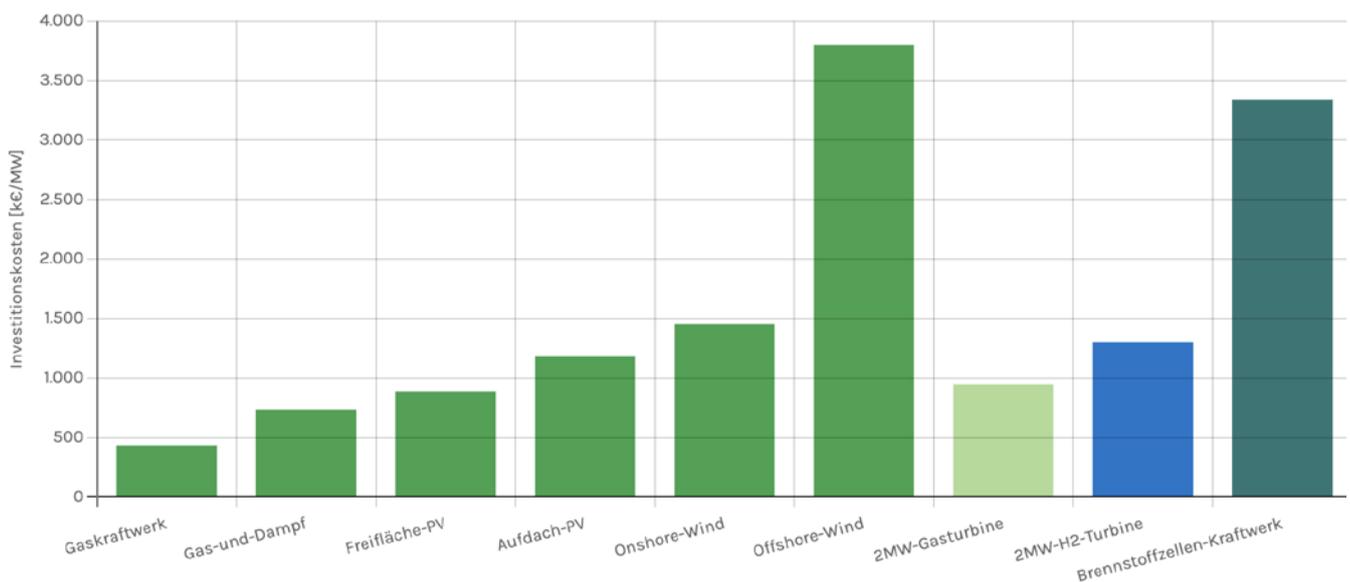
Die Bundesagentur für Arbeit zählt im Jahr 2021 insgesamt 214.808 Beschäftigte im Bereich der Elektrizitätsversorgung.^[9]

Die deutsche Stromwirtschaft umfasste im Jahr 2022:^[10]

- > 1.156 Stromerzeuger (die 5 größten davon machen circa 2 Drittel der Gesamterzeugung aus),
- > 4 Übertragungs- und 895 Verteilnetzbetreiber,
- > 137 Stromspeicherbetreiber und
- > 1.277 Stromhändler und 1.359 Stromlieferanten.

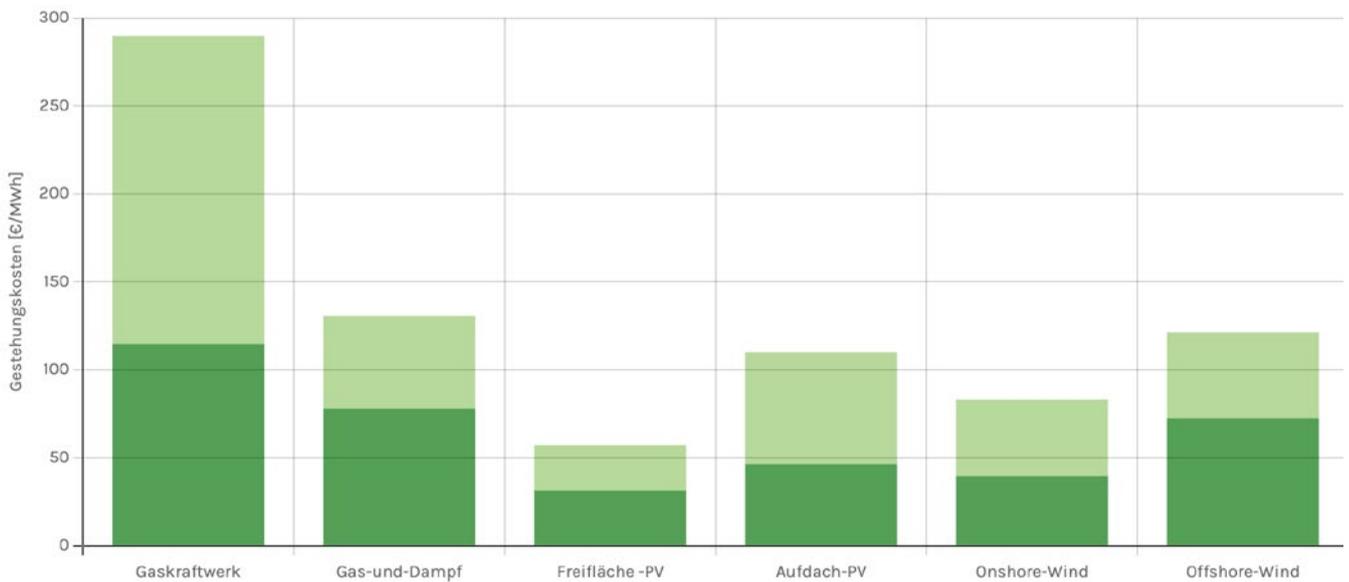
Investitionskosten

für verschiedene Stromerzeugungsanlagen nach den Energiearten in Tausend Euro pro Megawatt.^[32] Zum Vergleich sind die Investitionskosten von kommerziell verfügbaren Turbinen zur Anwendung in der Industrie^[33] sowie von einem Brennstoffzellen-Kraftwerk mit angegeben.^[35]



› Bei Gaskraftwerken sind die Investitionskosten am niedrigsten, aber die Betriebskosten sind in diesem Fall deutlich höher als für die anderen Kraftwerke. Somit fallen die Gestehungskosten (Investitions- plus Betriebskosten) von Strom aus Gaskraftwerken deutlich höher aus als die Gestehungskosten von Strom aus Wind- oder Solaranlagen.

Gestehungskosten für verschiedene Kraftwerke
nach den Energiearten in Euro pro Megawattstunde.^[41]



Versorgungssicherheit

Die heimische Stromerzeugung reduziert die Abhängigkeit von Energieimporten, muss gleichzeitig aber gegen die Volatilität erneuerbarer Energien abgesichert werden.

Die fünf oben beschriebenen Stellschrauben gewährleisten zusammen die Versorgungssicherheit des Stromsystems.

Sektorkopplung (strombasierte Erzeugung von Wasserstoff und seinen Derivaten, mögliche Speicherung oder Nutzung der Energie in anderen Sektoren sowie Rückverstromung) kann einen wesentlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit und einem effizienteren Energiesystem leisten.

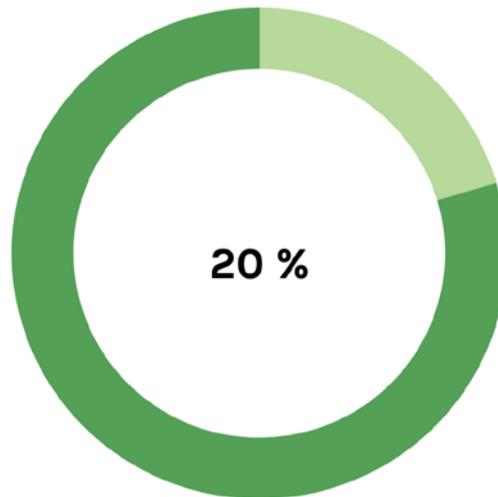
Endenergiebedarf

Im Jahr 2021 wurden in Deutschland 497 Terawattstunden Strom verbraucht. Dies entspricht 20 Prozent des Endenergieverbrauchs.^[1]

Die Nettostromerzeugung belief sich dabei auf 559 Terawattstunden, was einer Durchschnittsleistung von 64 Gigawatt entspricht.^[2] Die Lastspannbreite lag im Jahr 2021 zwischen 36,4 und 81,4 Gigawatt.^[3]

Endenergieverbrauch

Anteil des Stroms am Endenergieverbrauch in TWh



Strom Rest

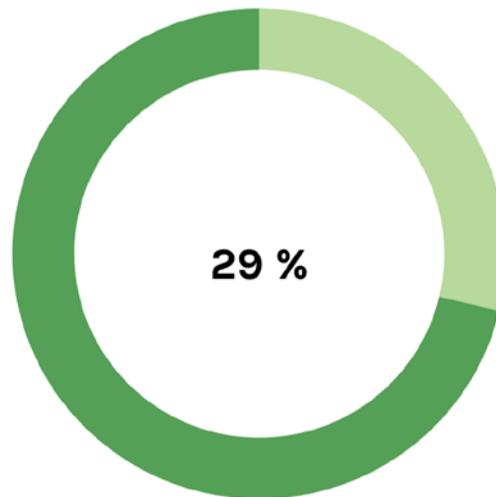
Treibhausgasemissionen

Die Stromerzeugung verursachte 219 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente im Jahr 2021,^[14] was 29 Prozent der Gesamtemissionen entsprach.

Verglichen mit anderen europäischen Ländern wie Österreich, Frankreich oder Schweden ist Netzstrom in Deutschland sehr CO₂-intensiv: Ohne Betrachtung der Vorketten entstehen bei der Stromerzeugung im Mittel 418 Gramm CO₂ pro Kilowattstunde. Unter Berücksichtigung der Vorketten sind es 475 Gramm CO₂ pro Kilowattstunde.^[14]

Treibhausgasemissionen

Anteil der Stromerzeugung an den Treibhausgasemissionen im Jahr 2021 in Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente



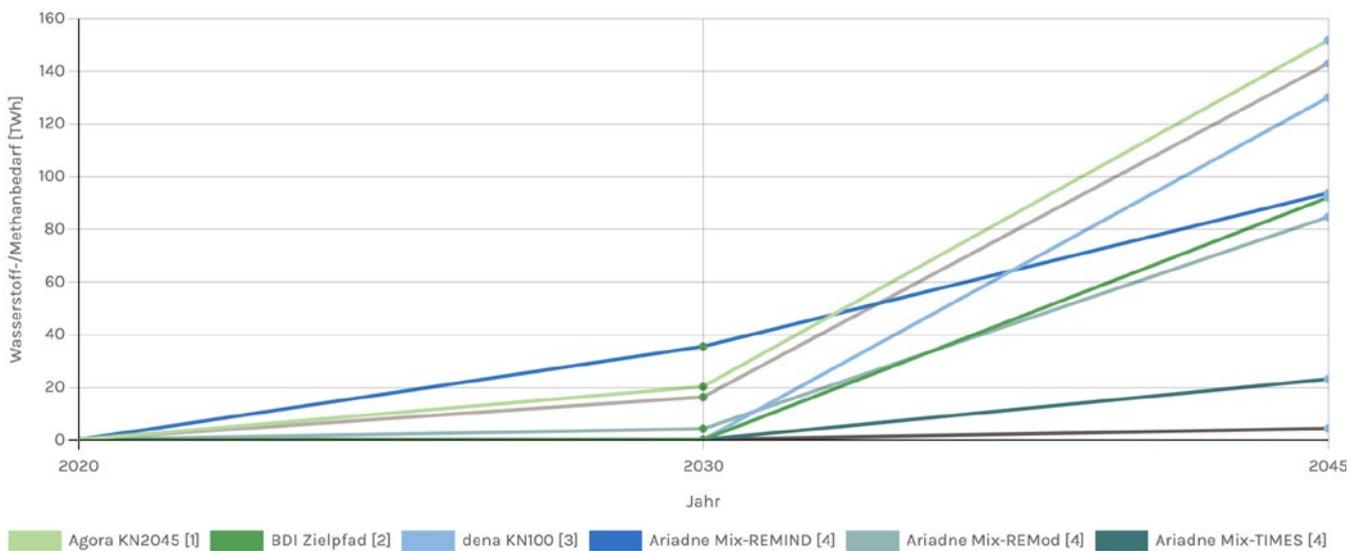
 Stromerzeugung  Rest

Wasserstoffbedarfe

Die meisten Szenarien^{[1][2][3][4][6]} erwarten für ein klimaneutrales Stromsystem im Jahr 2045 Bedarfe an strombasierten Gasen (H₂ oder sein Derivat Methan) zur Rückverstromung in Turbinen in Höhe von etwa 85 bis 150 Terawattstunden.

Bedarfe an strombasierten Gasen zur Verstromung

Bedarfe an Wasserstoff und/oder seinem Derivat Methan zur Verstromung in Gaskraftwerken nach Studienlage, in Terawattstunden.
[1] [2][3][4][6][7]



Szenarien, in denen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit zum Beispiel Übertragungsstrom (Importe)^[7] oder Strom aus Geothermie^[4] bevorzugt werden, ergeben deutlich niedrigere Einschätzungen von etwa 4 bis 23 Terawattstunden.

AUSWAHL ÖFFENTLICH GEFÖRDERTER PROJEKTE

- > Kopernikus-Projekt Ariadne
<https://www.kopernikus-projekte.de/projekte/ariadne>
- > Kopernikus-Projekt P2X
<https://www.kopernikus-projekte.de/projekte/p2x>

Forschungs- und Entwicklungsbedarfe

- › Der Umgang mit fluktuierender Stromerzeugung muss bei dem Aufbau eines resilienten Stromsystems erprobt werden.
- › Effizienzverbesserung und Langlebigkeit, etwa durch Reduktion von Verschleiß, sollten erzielt werden.
- › Bei KWK-Technologien sollten Brennprozesse mit Wasserstoff erforscht und verbessert werden, zum Beispiel zur Reduktion von Stickoxiden.

Begleitforschung

Neben den technologischen Forschungsbedarfen könnten weitere Fragestellungen aufkommen, etwa zu sozialer Akzeptanz und regionalen Umsetzungsmöglichkeiten. Auch weiterführende ökonomische und ökologische Analysen können notwendig sein.

Handlungsoptionen

Verbrauchsflexibilisierung mithilfe von Elektrolyseuren

Verbrauchsflexibilisierung ist eine wichtige Stellschraube, um den Einklang zwischen Erzeugung und Verbrauch zu gewährleisten. Sie wird durch die Ab- oder Zuschaltung beziehungsweise das Runter- oder Hochfahren flexibler Industrieprozesse oder Geräte erreicht.

Als flexibler Prozess wird die Elektrolyse künftig einen signifikanten Anteil (10 Gigawatt in 2030 laut der Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie)^[39] am deutschen Stromverbrauch haben und kann daher einen wesentlichen Beitrag zur Flexibilisierung des Stromverbrauchs leisten.^[16]

Verschiedene flexible Betriebsweisen sind denkbar: Zum Beispiel fährt ein Elektrolyseur in den Teillastbetrieb oder ganz herunter, wenn die Strompreise zu hoch sind, die Leistung von Erneuerbaren-Energien-Anlagen zu niedrig ist oder die Stabilität des Stromnetzes durch ein zu hohes Angebot an Strom gefährdet ist (Angebot von negativer Regelleistung).^[16] In den umgekehrten Fällen fährt der Elektrolyseur hoch. Durch Elektrolyse kann auch überschüssiger Strom aufgenommen werden. Somit wird die Energie chemisch gespeichert beziehungsweise im Sinne der Sektorkopplung zum Beispiel für Industrie- oder Verkehrssektoren nutzbar gemacht werden.

Zu beachten ist, dass sich nicht alle Elektrolyseurtypen gleichermaßen als flexible Stromverbraucher eignen. Die Eignung ergibt sich im Wesentlichen aus Startdauer, Teillastbereich und Lastgradient des jeweiligen Elektrolysetyps im Vergleich mit den jeweiligen Reaktivitätsanforderungen der Regelenergie. ^{[16] [17] [18]}

Voraussetzungen

- › Investitionskosten von Elektrolyseuren müssen hinreichend niedrig sein, um eine flexible Fahrweise mit geringen Volllaststunden wirtschaftlich zu machen.

Vorteile

- › Ein flexibler Betrieb des Elektrolyseurs passt den Stromverbrauch besser an die volatile Stromerzeugung an und unterstützt somit die Netzstabilität.
- › Stromüberschüsse können von Elektrolyseuren aufgenommen und nutzbar gemacht werden. Dies wirkt sich auch positiv auf die Wasserstoffherzeugung aus heimischen Quellen aus.
- › Die Flexibilität der Elektrolyse ermöglicht die Teilnahme an der sogenannten Regelenergie, was neben der Wasserstoffproduktion eine weitere Vergütungsoption bietet.

Nachteile

- › Eine dynamische Fahrweise verringert im Vergleich zu einer konstanten Fahrweise die Lebensdauer der Elektrolyseure (unter anderem aufgrund der mechanischen Belastung durch Temperatur- und Druckschwankungen und des schnelleren Elektroden- und Katalysatorverschleißes).
- › Bei der alkalischen Elektrolyse beträgt die Minimalteillast circa 20 Prozent. Darunter kann der H₂-Anteil im Sauerstoff zu groß werden. Ab 2 Prozent wird der Elektrolyseur automatisch zum Explosionsschutz abgeschaltet.

Folgen

- › Wenn Wasserstoff nicht bei Bedarf, sondern entsprechend den Schwankungen der Stromerzeugung produziert wird, dann muss er in ausreichender Menge als Puffer zwischen Produktion und Verbrauch gespeichert werden können.

Ökonomische Aspekte

Die Wirtschaftlichkeit des Elektrolyseurbetriebs ist vor allem von Investitionskosten, Strompreisen, Wasserstoffpreisen und möglichen zusätzlichen Vergütungen abhängig. Bei einem dynamischen Einsatz steigen die Wasserstoffgestehungskosten bei wenigen Betriebsstunden aufgrund der aktuell hohen Investitionskosten trotz der dann niedrigen Stromkosten.

Versorgungssicherheit

Durch den flexiblen Betrieb von Elektrolyseuren kann der Stromverbrauch besser an die volatile Erzeugung erneuerbaren Stroms angepasst werden. Stromüberschüsse können von Elektrolyseuren aufgenommen und nutzbar gemacht werden.

Akteur*innen

› Wasserstoffherzeuger

MASSNAHME

MASSNAHME

› Förderung der Investitionskosten flexibler Elektrolyseure

Flexibel betriebene Elektrolyseure laufen nicht kontinuierlich und erzielen einen niedrigeren Gewinn als Elektrolyseure, die ganzjährig bei Volllast betrieben werden.^[23] Um den Bau flexibel betriebener Elektrolyseure anzuregen, könnten die Investitionskosten gefördert werden. Die Förderung könnte voraussetzen, dass Elektrolyseurprojekte bereits mögliche Abnehmer oder Speichermöglichkeiten für die nicht planbaren Mengen erzeugten H₂ identifiziert haben.

INITIATOREN

› Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz

Engpassmanagement durch Standortwahl von Elektrolyseuren

Im Vergleich zu ihren durchschnittlichen Leistungen verursachen volatile erneuerbare Energien hohe Erzeugungsspitzen, die vom Netz nicht immer abgenommen werden können. Dies führt zu Stromnetz-Engpässen, die die Versorgungssicherheit bedrohen, und die mithilfe von Maßnahmen des Einspeisemanagements und des Redispatch behoben werden. Das bedeutet, dass Erneuerbare-Energien-Anlagen räumlich vor dem Engpass abgeregelt werden müssen und der fehlende Strom dahinter durch steuerbare (heute fossile) Kraftwerke erzeugt werden muss. Mit dem massiven Ausbau von erneuerbaren Energien wird das Vorkommen von Netzengpässen und somit Abregelungen steigen. Statt der Abregelung könnte der erneuerbare Strom von kleinen flexiblen Elektrolyseuren zur H₂-Herstellung und zur Vermeidung von Netzengpässen genutzt werden.

Wichtig für den Nutzen von Elektrolyseuren im Engpassmanagement ist die Platzierung an Standorten, wo es zu hohen Belastungen des Stromnetzes kommt.

Voraussetzungen

- › Ausreichende Mengen an Überschussstrom, der sonst abgeregelt würde, müssen erzeugt werden – dies ist voraussichtlich durch den starken Ausbau der erneuerbaren Energien ab circa 2030 der Fall. ^{[19][20]}
- › Elektrolyseure müssten an Standorten platziert werden, an denen Netzengpässe häufig zu erwarten sind.

Vorteile

- › Der teure Netzausbaubedarf, um Erzeugungsspitzen aufzunehmen, würde sinken. Hier ginge es vor allem um die Mittelspannungsnetze, die erwartbar besonders von Engpassmanagementmaßnahmen betroffen wären. ^[21]
- › Entschädigungszahlungen für den abgeregelt Strom können eingespart werden.
- › Die Entstehung von lokalen H₂-Wertschöpfungsketten kann angeregt werden.

Nachteile

- › Elektrolyseure konkurrieren mit günstigeren Flexibilitätsoptionen.
- › Ohne zusätzliche Anreize ist ein netzdienlicher Betrieb unattraktiv für Elektrolyseurbetreiber.
- › Wenn nur Überschussstrom bezogen wird, sind größere Elektrolyseure mit einer Leistungsklasse von über 5 Megawatt nicht wirtschaftlich. ^[19]
- › Dezentral erzeugter H₂ ist für die zentrale H₂-Versorgung, die große Mengen benötigt, eher ungeeignet. Denn der Transport- und Speicheraufwand des dezentral produzierten H₂ könnte sehr hoch ausfallen.

Folgen

Wenn kleinere Elektrolyseure gebaut werden, um durch eine flexible Fahrweise und den ausschließlichen Bezug von Überschussstrom zum Engpassmanagement beizutragen und der Wasserstoff lokale Anwendung findet,

- › dann können verschiedene Voraussetzungen für lokale Akzeptanz bei der lokalen Bevölkerung geschaffen werden: Sie haben einen geringeren Flächenbedarf, es werden keine oder weniger Pipelines benötigt und es entstehen Arbeitsplätze und Wertschöpfung vor Ort.

Wenn Elektrolyseure an netzdienlichen Standorten gebaut werden, die auch langfristig nicht an ein europäisches H₂-Pipelinennetz angebunden werden,

- › dann können diese Standorte trotz fehlender Infrastruktur mit H₂ versorgt werden.

Ökonomische Aspekte

Wenn Erneuerbare-Energien-Anlagen abgeregelt werden, wird der nicht produzierte Strom entschädigt. Entschädigungszahlungen sind beispielsweise von 2012 bis 2022 von 33 Millionen Euro auf 807 Millionen Euro gestiegen. ^{[20][40]}

Diese Entschädigungszahlungen geben einen Hinweis auf den ökonomischen Wert einer bewussten Standortwahl flexibler Elektrolyseure, die den sonst abgeregelt Strom nutzen. Eine Studie schätzt die Entschädigungszahlungen für 2030 auf zwischen knapp einer Milliarde bis fast 2 Milliarden Euro und

für 2050 auf 1,1 bis 5,1 Milliarden Euro.^[20] Die Spannbreiten sind auf den Grad des Netzausbaus sowie auf Flexibilitätsoptionen wie flexible Verbraucher und Speicher zurückzuführen.

Von 2,8 Milliarden Euro Redispatch-Kosten in einem Referenzszenario könnten über 250 Millionen Euro dank einer günstigen Platzierung von Elektrolyseuren eingespart werden.^[22]

Im Zuge des Ausbaus der Netze zu einem vollständig EE-basierten Stromsystem könnten 7 bis 8 Prozent der Netzausbaukosten – knapp 100 Millionen Euro – bei der Platzierung und dem Einsatz von netzdienlichen Elektrolyseuren eingespart werden.^[19]



STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG

› Einige Stakeholder*innen hinterfragten die Nutzung von Elektrolyseuren als Erbringer netzdienlicher Flexibilität im Sinne des Stromnetz-Engpassmanagements, da andere Flexibilitätsoptionen, vor allem batterieelektrische Fahrzeuge und Batteriespeicher, effizienter sein könnten. Andere Stakeholder*innen wiederum plädierten für eine starke Vergütung der Flexibilität als Anreiz für den Bau von netzdienlichen Elektrolyseuren.

Akteur*innen

- › Kommunale Unternehmen und andere privatwirtschaftliche Marktteilnehmer, die Flexibilität in Form von Elektrolyse anbieten
- › Verteil- und/oder Übertragungsnetzbetreiber, die Flexibilitätsangebote annehmen und Redispatch-Kapazitäten anfordern
- › Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

MASSNAHMEN

MASSNAHME

› Förderung der Investitionskosten netzdienlicher Elektrolyseure

Netzdienlich betriebene Elektrolyseure laufen nicht kontinuierlich und erzielen einen niedrigeren Gewinn als nicht netzdienlich eingesetzte Elektrolyseure.^[23] Um den Bau kleinerer netzdienlicher Elektrolyseure anzuregen, könnten die Investitionskosten gefördert werden. Die Förderung könnte voraussetzen, dass Elektrolyseurprojekte bereits mögliche Abnehmer identifiziert haben, beispielsweise dank Integration in ein Hubkonzept oder in ein lokales H₂-Zentrum.

INITIATOREN

- › Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz

MASSNAHME
> Vergütung der netzdienlichen Flexibilität

Stromverbraucher mit netzdienlich flexiblem Verbrauch könnten vom Verteilnetzbetreiber für diese Leistung vergütet werden. Diese Vergütung könnte in bilateralen Verträgen festgelegt werden oder dynamisch auf einem Flexibilitätsmarkt erfolgen.^[24] Je nach Höhe der Vergütung könnte der Bau von Elektrolyseuren unterschiedlich stark angereizt werden.


STIMMEN AUS DEM STAKEHOLDERDIALOG

> Einige Stakeholder*innen hinterfragten die Nutzung von Elektrolyseuren als Erbringer netzdienlicher Flexibilität, da sie in diesem Fall häufig unrentabel wären und andere Flexibilitätsoptionen wie Batteriespeicher effizienter sein könnten. Andere Stakeholder*innen wiederum plädierten für eine starke Vergütung der Flexibilität.

INITIATOREN

> Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

Speicherung von elektrischer Energie in Form von Wasserstoff oder seinen Derivaten

Die Speicherung von elektrischer Energie ist zentral für die Versorgungssicherheit des zukünftigen Stromsystems, weil der Stromverbrauch der wetterbedingten Stromerzeugung nicht komplett folgen kann.

Aktuell sind Pumpspeicher die am weitesten verbreitete Speichertechnologie (weltweit 99 Prozent der Speicherleistung im Jahr 2015)^[25] und Batterien die am schnellsten wachsende Technologie (insbesondere Lithium-Ionen-Batterien).^{[26][27]}

Diese Speichertechnologien sind kurzfristig beziehungsweise haben kleine Kapazitäten.^[28] Für die langfristige (zum Beispiel saisonale) Speicherung, die große Kapazitäten einbezieht, muss die Energie in Molekülen gespeichert werden.^[28]

Im heutigen Stromsystem erfüllen fossile Energieträger diese Rolle, aber in Zukunft werden Wasserstoff oder seine Derivate hierzu einen wesentlichen Beitrag leisten.

In Zeiten mit hoher Stromerzeugung werden Wasserstoff und seine Derivate durch Elektrolyse und Folgeprozesse bereitgestellt, dann transportiert und gespeichert und bei Bedarf in Turbinen oder Brennstoffzellen rückverstromt. Wasserstoff und seine Derivate können auch aus Ländern mit hohem Potenzial an erneuerbaren Energien importiert, heimisch gespeichert und bei Bedarf rückverstromt werden.

Voraussetzungen

> Die benötigten Wasserstoffmengen (laut Szenarien bis zu 150 Terawattstunden) erfordern eine unterirdische Lagerung, zum Beispiel in Salzkavernen.

Vorteile

- > Wenn die elektrische Energie in Molekülen gespeichert wird, ist sie leichter über lange Strecke transportierbar als in Form von Strom.
- > Die Umwidmung bestehender Kavernenspeicher für die H₂-Speicherung würde eine Speicherkapazität von 33 Terawattstunden ermöglichen,^[29] aber das technische Potenzial für Kavernenneubau in Norddeutschland beläuft sich auf 9.400 Terawattstunden.^[30]

Nachteile

- > Im Vergleich zur direkten Stromnutzung entstehen hohe Energieverluste von etwa 55 bis 70 Prozent entlang der gesamten Prozesskette vom Strom zu Wasserstoff (beziehungsweise Derivaten) und der darauffolgenden Rückverstromung.^[28]

Folgen

- > Wenn H₂ und seine Derivate als Speichermedien im Stromsystem Anwendung finden, dann ergeben sich daraus neue Absatzmöglichkeiten für sonst eventuell ungenutzte Kapazitäten von EE-Anlagen.

Ökonomische Aspekte

Die Lagerung von großen Mengen an Molekülen ist günstig, aber ihre strombasierte Erzeugung sowie Rückverstromung in Gaskraftwerken sind teuer und die hohen Energieverluste entlang der Gesamtkette erhöhen diese Kosten.

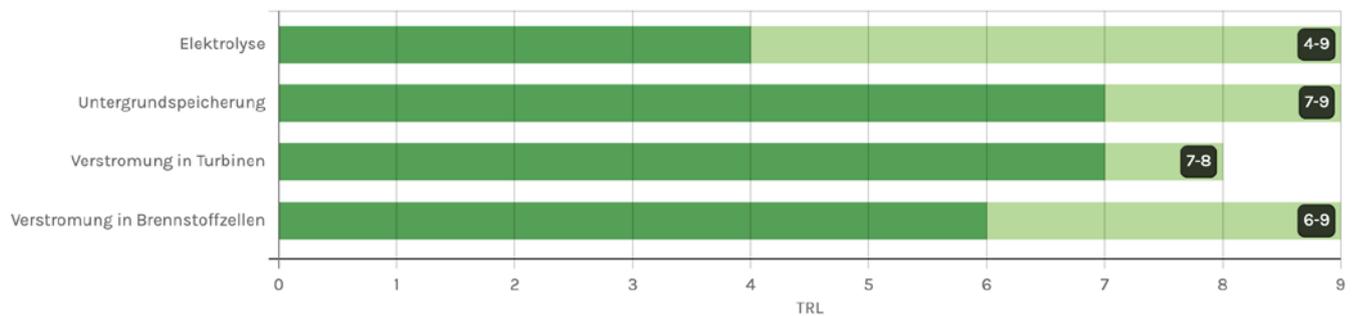
Versorgungssicherheit

In Form von Molekülen kann Energie lange und annähernd verlustfrei gespeichert werden. Dies wirkt sich förderlich auf die Versorgungssicherheit des Gesamtenergiesystems aus.

Technologiereifegrad

Technology Readiness Level

Die Speicherung von elektrischer Energie in Form von Wasserstoff oder seinen Derivaten erfolgt in verschiedenen Schritten. Die einzelne TRL werden hier zusammengefasst. Für die Elektrolyse liegt der TRL je nach Technologie zwischen 4-9, für die H₂-Untergroundspeicherung bei 7-9, für die Rückverstromung mittels H₂-Turbinen bei 7-8 und mittels stationäre Brennstoffzellen je nach Technologie zwischen 6-9.



Wasserstoffbedarfe

Die meisten Szenarien ^{[1][2][3][4][5][6][7]} gehen davon aus, dass im Jahr 2045 zwischen 85 und 150 Terawattstunden H₂ oder Methan zur Verstromung benötigt werden.

AUSWAHL RELEVANTER PROJEKTE

- › EU-gefördertes Projekt HYFLEXPOWER: Demonstrationsanlage in industriellem Maßstab zur Speicherung von elektrischer Energie in Form von H₂
<https://www.hyflexpower.eu/>
- › Das IPCEI-Projekt LHyVE entspricht flexible Erzeugung von Wasserstoff sowie seine Speicherung und Rückverstromung.
<https://lhyve.de/>
- › Im Reallabor-Projekt Referenzkraftwerk Lausitz (RefLau) wird das Konzept von Speicherkraftwerk demonstriert mit Speicherung von Stromüberschuss in Form von H₂ und Anbietung von Regelleistung.
<https://www.reflau.com/projekt>

Akteur*innen

- › Speicherbetreiber (zentrale Anwendungen)
- › Endkunden wie Industrie, Kommune und Haushalte (dezentrale Anwendungen)

MASSNAHMEN

MASSNAHME

› Anlegen einer strategischen Reserve

Analog zur Vorgabe der strategischen Erdgasspeichervolumina ließe sich beispielsweise auch die Versorgung mit Wasserstoff absichern. Dies wäre ein Anreiz für den Auf- beziehungsweise Umbau einer Speicherinfrastruktur.

INITIATOREN

- › Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz

MASSNAHME

› Befreiung von Entgelten und Umlagen

Um die Nutzung von geologischen Speichern anzureizen, könnte eine Befreiung von Entry-beziehungsweise Exit-Entgelten und -Umlagen in Betracht gezogen werden.

INITIATOREN

- › Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz

Turbinen zur Stromerzeugung

Wasserstoffverstromung ist in einem defossilisierten Stromsystem unerlässlich, um Dunkelflauten zu überbrücken und Spitzenlast zu decken, da die regelbare Verstromung von erneuerbaren Energien wie Biomasse, Wasserkraft, Abfall und Geothermie nicht ausreichen wird. In großen Maßstäben kann sie mittels Gasturbinen gewährleistet werden.

Gasturbinen finden Anwendung sowohl in der Industrie mit typischen elektrischen Leistungen von 2 bis 30 Megawatt als auch in Gaskraftwerken zur Einspeisung ins Netz der allgemeinen Versorgung mit typischen elektrischen Leistungen von 60 bis 400 Megawatt.

Für das Stromsystem gehen die Szenarien^{[1][2][3][4][5][6][7]} davon aus, dass sich die Gaskraftwerksleistung gegenüber den heutigen circa 30 Gigawatt um den Faktor 2 bis 4 erhöhen wird. Diese Gaskraftwerke werden kurzfristig mit Erdgas und langfristig unter anderem mit H₂ versorgt (synthetisches Methan oder Biomethan stellen weitere Optionen dar). Aufgrund der Knappheit von H₂ und seinen Derivaten sowie der Kosten und hohen Verluste bei den Umwandlungen werden sie nur als Reserveleistung genutzt werden.

Voraussetzungen

- › H₂-Versorgung von Anlagen: Im Fall von Spitzenlast oder Dunkelflauten muss genügend Wasserstoff zur Verfügung stehen.
- › Normale Gasturbinen sind wegen unterschiedlicher Verbrennungseigenschaften für H₂ nicht geeignet, und müssen H₂-ready gebaut oder umgebaut werden. Der vgb energy e. V. sieht auf dem Weg zu H₂-Readiness zwei Zwischenstufen.^[31] Mit wenigen Ausnahmen können aktuelle Brenner eine Beimischung bis zu circa 17 Vol.-% H₂ verarbeiten. Von circa 17 bis 53 Volumenprozent H₂ ist eine Umrüstung in den allermeisten Fällen technisch möglich. Ab 53 Volumenprozent H₂ ist eine Umrüstung gegebenenfalls nur mit sehr hohem Aufwand möglich; es muss eine neue Brennertechnologie zum Einsatz kommen.

Vorteile

- › Gasturbinen können schnell hochfahren und sind daher gut geeignet, um schnell auf Erzeugungsrückgänge oder Verbrauchsspitzen zu reagieren.
- › Die Reinheit des Wasserstoffs spielt für Turbinen eine untergeordnete Rolle.
- › Dank ihrer hohen Temperatur von über 500 Grad Celsius kann die Abwärme für industrielle Prozesse oder in einer Dampfturbine (Gas- und Dampfkraftwerke) genutzt werden. Dadurch erhöht sich die Gesamtenergieeffizienz.

Nachteile

- › Investitionskosten machen einen wesentlichen Anteil an den Kosten der Verstromung von H₂ in Turbinen, weil sie nur wenige Stunden (circa 1.000 im Jahr) in Betrieb sein werden.
- › Wie bei allen thermischen Verfahren zur Stromerzeugung ist der Wirkungsgrad einer Gasturbine (ohne Abwärmenutzung) bei Nennleistung niedrig (40 Prozent; sogar unter 30 Prozent für kleine Turbinen). Bei einer (flexiblen) Teilleistung sinkt er weiter (bis zu circa 20 Prozent bei Mindestlast).

Folgen

Die H₂-Verstromung in Turbinen kann eine ausreichende Erzeugungsleistung schnell bereitstellen und so großräumig die allgemeine Versorgung und Netzstabilität gewährleisten.

Ökonomische Aspekte

Aktuelle Investitionskosten belaufen sich auf 435.000 Euro pro Megawatt für ein Gaskraftwerk (bis zu 400 Megawatt) und 735.000 Euro pro Megawatt für ein Gas-und-Dampfkraftwerk (bis zu 800 Megawatt), beide für den Betrieb mit Erdgas.^[32]

Wasserstoff-ready-Gasturbinen für die Industrie sind schon kommerziell verfügbar und schlagen zum Beispiel mit 1,3 Millionen Euro pro Megawatt für eine 2-Megawatt-Turbine zu Buche.^[33] Im Vergleich kostet die herkömmliche Erdgasvariante der Turbine 950.000 Euro pro Megawatt. Zum Vergleich: Das weltweit größte Brennstoffzellen-Kraftwerk mit 79 Megawatt hat 3,34 Millionen Euro pro Megawatt gekostet.^[35]

Versorgungssicherheit

Schnellstartfähige Gasturbinen sind notwendig für die Stabilität des Stromnetzes und die Versorgungssicherheit, da sie Schwankungen in der Erzeugung sowie Dunkelflauten überbrücken können.

Akteur*innen

- › Stromerzeuger, Industrie

Endenergiebedarf

Je nach Szenario würden bis zu 150 Terawattstunden H₂ oder seines Derivates Methan pro Jahr benötigt, um die Versorgungssicherheit während saisonaler Schwankungen, Dunkelflauten oder Lastspitzen zu gewährleisten.

Technologiereifegrad

Technology Readiness Level

Der Technologiereifegrad für den Einsatz von Wasserstoffturbinen zur Stromerzeugung liegt zwischen 7 und 8.^{[33][34]}



Wirkungsgrad

Stromerzeugungswirkungsgrade mit Wasserstoffturbinen werden denen mit Erdgas vermutlich ähnlich bleiben:^[15]

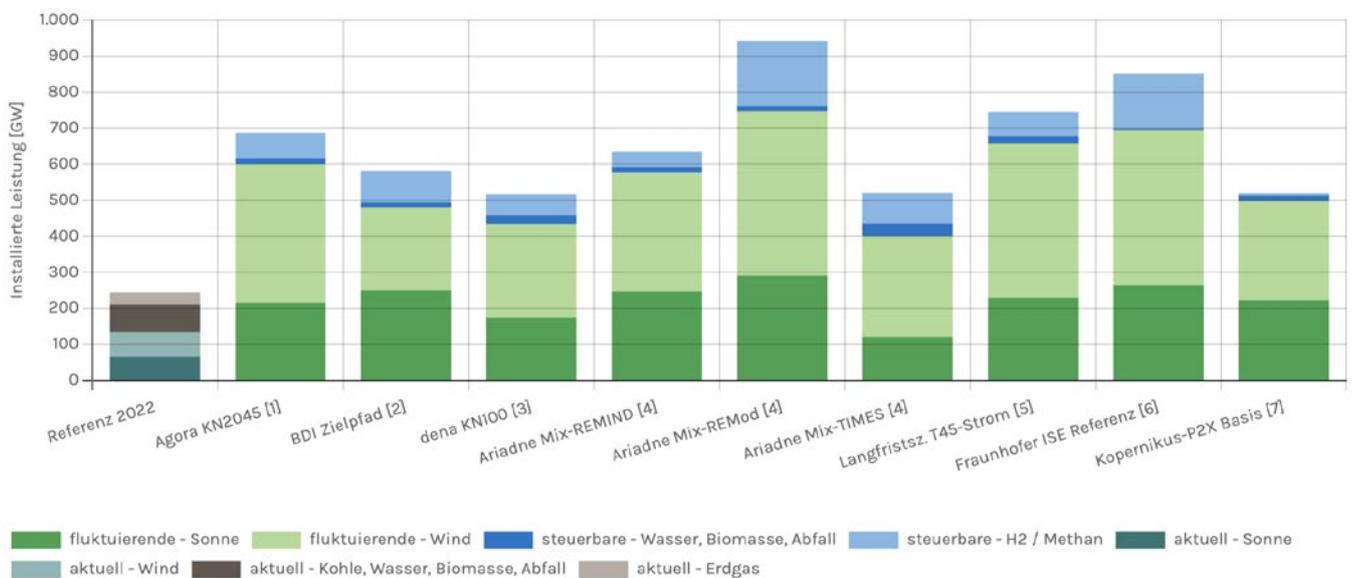
- > Gasturbine: 39 Prozent bei Nennlast; 19 Prozent bei Mindestlast
- > Gas-und-Dampfkraftwerk: 59 Prozent bei Nennlast; 48 Prozent bei Mindestlast

Kraftwerksleistung

Für das Stromsystem gehen die Szenarien^{[1][2][3][4][5][6][7]} davon aus, dass die Gaskraftwerksleistung sich gegenüber den heutigen circa 30 Gigawatt um den Faktor 2 bis 4 erhöhen wird.

Kraftwerkskapazitäten im Jahr 2045

Fluktuierende und steuerbare installierte Leistung in GW im Jahr 2022 als Referenz^[13] und 2045 laut Szenarien.^{[1][2][3][4][5][6][7]}



Wasserstoffbedarfe

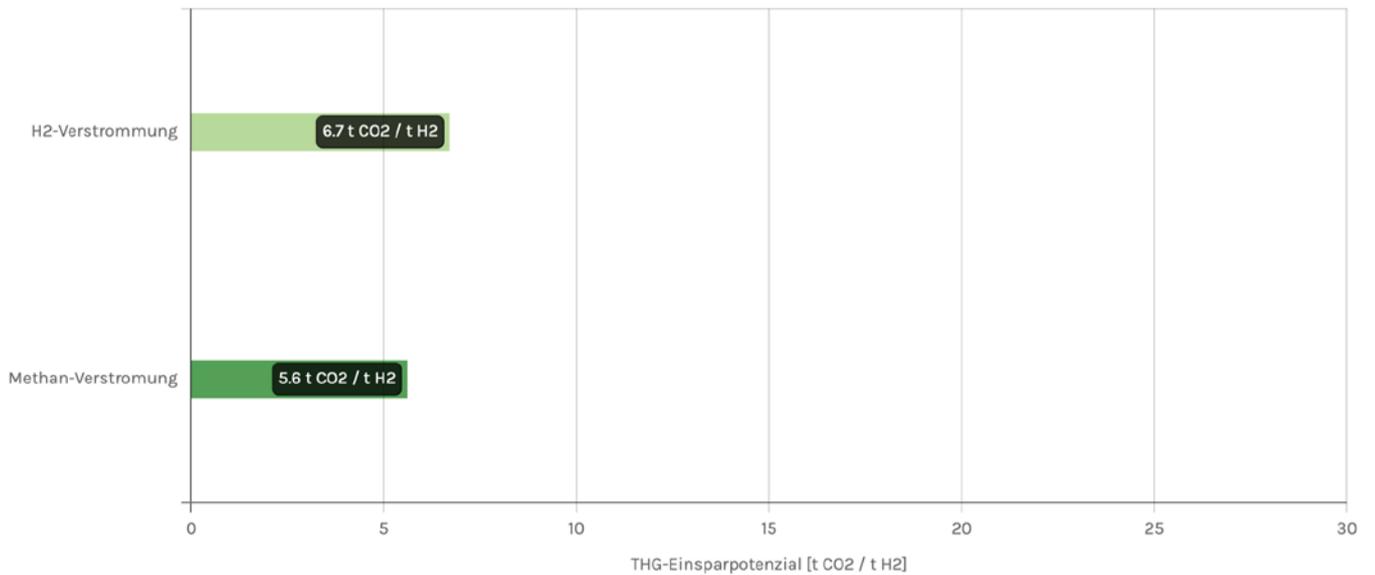
Um 1 Kilowattstunde Strom durch eine Turbine zu erzeugen, werden 2,6 bis 5,3 Kilowattstunden H₂ benötigt (Wirkungsgrade zwischen 19 und 39 Prozent). In eine Gas-und-Dampfkraftwerk sind 1,7 bis 2,1 Kilowattstunden H₂ benötigt. Für die Versorgungssicherheit des Gesamtstromsystems werden laut modellierten Szenarien bis zu 150 Terawattstunden H₂ zur Verstromung in Gaskraftwerken benötigt.

Minderungspotential

Die Verstromung von Wasserstoff statt Erdgas in Turbinen vermeidet ohne Berücksichtigung von Vorketten 6,7 Kilogramm CO₂ pro Kilogramm H₂ (eigene Berechnung mithilfe von Kennzahlen von Erdgasturbinen ^[15]).

Die Verstromung des H₂-Derivats Methan statt Erdgas vermeidet 5,6 Kilogramm CO₂ pro Kilogramm H₂ (eigene Berechnung auf der Basis von Kennzahlen der Umwandlung von H₂ zu Methan ^[42]).

Treibhausgasminderungspotenzial in Tonnen CO₂ pro Tonne Wasserstoff
für die Verstromung von H₂ und von Methan (nach Umwandlung von H₂ zu Methan).



Stationäre Brennstoffzellen zur Stromerzeugung

In Brennstoffzellen wird Strom durch die Reaktion von Wasserstoff mit Sauerstoff ohne Verbrennung produziert, was NO_x-Emissionen vermeidet, Lärm reduziert und zu höheren Wirkungsgraden führen kann. Die Wärme kann aus-gekoppelt und so der Gesamtwirkungsgrad erhöht werden. Es gibt verschiedene Brennstoffzellen-Technologien; Polymerelektrolytmembran- und Festoxid-Brennstoffzellen (PEMFC beziehungsweise SOFC) dominieren den Gesamtmarkt von stationären und mobilen Anwendungen mit 64 Prozent beziehungsweise 29 Prozent der Verkäufe deutlich.^[35]

Im Vergleich zu Turbinen sind Brennstoffzellen eher für kleinere, dezentrale Anwendungen geeignet: zum Beispiel in Haushalten, Serveranlagen oder Offgrid-Anwendungen. Die große Mehrheit der weltweit verkauften Brennstoffzellensysteme wurde für die Erzeugung von Strom und Wärme in kleineren Gebäuden, sogenannte Mikro-KWK-Anlagen, installiert.^[35] Nichtsdestotrotz existieren auch Brennstoffzellen-Kraftwerke, insbesondere in Korea mit mehreren Anlagen über 40 Megawatt, einschließlich der weltweit größten in Incheon um 79 Megawatt sowie angekündigte Projekte bis zu 105 Megawatt.^[35]

Voraussetzungen

- › Für dezentrale Anwendungen von H₂ sind ein H₂-Verteilnetz oder eine dezentrale H₂-Versorgung nötig.

Vorteile

- › Brennstoffzellen sind effizienter und leiser als Gasturbinen.

Nachteile

- › PEM-Brennstoffzellen benötigen Platin, das ein hohes Versorgungsrisiko für Europa birgt und eine große Umweltbelastung zur Folge hat.^[36]

Folgen

- › Stationäre Brennstoffzellen ermöglichen integrierte, dezentrale Inselsysteme mit zum Beispiel eigener Stromerzeugung, einem hybriden Batterie-Wasserstoff-Speicher und einer Mikro-KWK-Anlage.

Ökonomische Aspekte

Im Jahr 2020 wurden weltweit 56.800 stationäre Brennstoffzellen mit insgesamt 325 Megawatt Leistung verkauft, davon circa 47.000 Mikro-KWK-Anlage in Japan und 5.000 in Deutschland, dem zweiten großen Erstabsatzmarkt.^{[35][37]}

Das weltweit größte Brennstoffzellenkraftwerk mit 79 Megawatt hat 3,34 Millionen Euro pro Megawatt gekostet.^[35] Zum Vergleich belaufen sich die Investitionskosten eines konventionellen Gaskraftwerks (bis zu 400 Megawatt) auf 435.000 Euro pro Megawatt.^[32]

Aktuell kostet eine erdgasbetriebene SOFC-Mikro-KWK-Anlage mit einer elektrischen Leistung von 750 Watt circa 25 Millionen Euro pro Megawatt. ^[38]
Zum Vergleich: Eine 2-Megawatt-H₂-Turbine kostet circa 1,3 Millionen Euro pro Megawatt.

Versorgungssicherheit

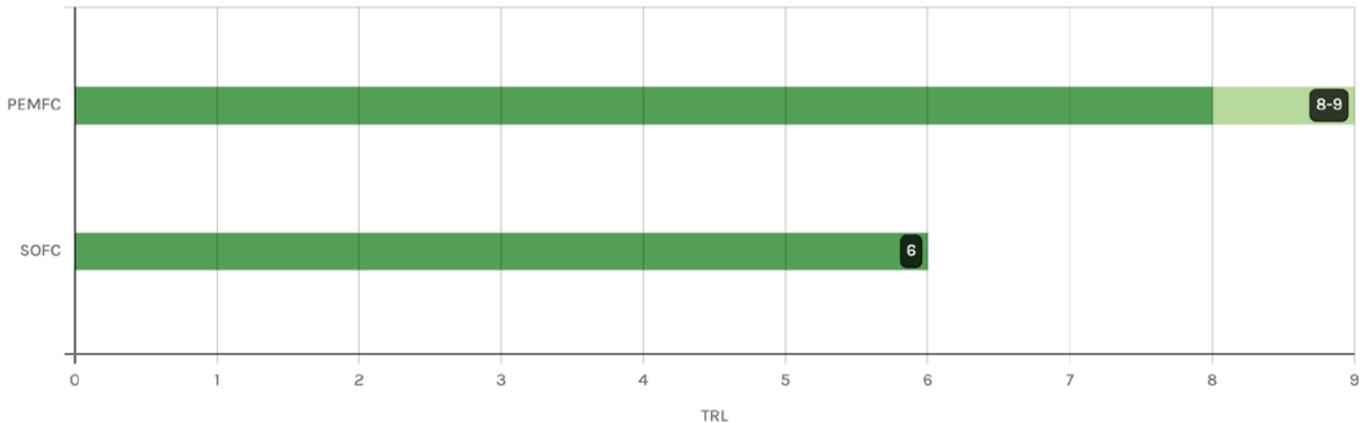
> Stationäre Brennstoffzellen können die dezentrale beziehungsweise lokale Versorgungssicherheit unterstützen, zum Beispiel in Haushalten.

Technologiereifegrad

Es gibt zwei dominierende Brennstoffzellentechnologien: die Protonenaustauschmembranbrennstoffzelle (PEMFC: proton exchange membrane fuel cell) und die Hochtemperaturbrennstoffzelle beziehungsweise Festoxidbrennstoffzelle (SOFC: solid oxide fuel cell).

Technology Readiness Level

Der Technologiereifegrad für die zwei dominierenden Brennstoffzellentechnologien liegt zwischen 8 und 9 für PEMFC und bei 6 für SOFC.^[34]



Wirkungsgrad

> Wirkungsgrad: 40 bis 60 Prozent (nur Strom) – mit Abwärmeauskopplung: bis zu über 90 Prozent. ^[35]

Wasserstoffbedarfe

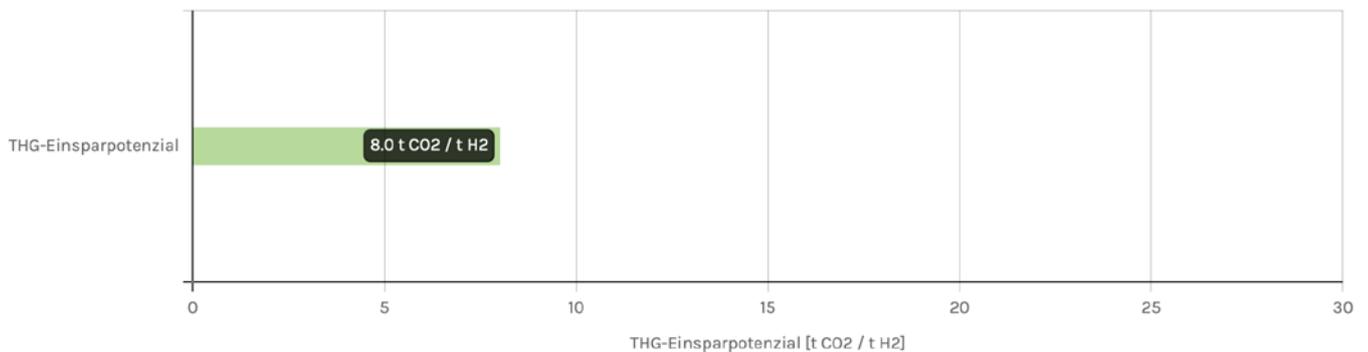
Um 1 Kilowattstunde Strom durch eine stationäre Brennstoffzelle zu erzeugen, sind 1,7 bis 2,5 Kilowattstunden H₂ nötig (Wirkungsgrade von 40 bis 60 Prozent).

Für die Versorgung eines 2-Personen-Haushalts, der im Durchschnitt 2.000 Kilowattstunden Strom pro Jahr verbraucht, werden 3,4 bis 5 Megawattstunden H₂ (102 bis 150 Kilogramm) benötigt.

Minderungspotential

Wenn ein Haushalt seinen Strom aus einer stationäre H₂-Brennstoffzelle statt aus dem Netz beziehen würde, würden 8 Kilogramm CO₂ pro Kilogramm H₂ eingespart werden (Annahme: Strommix-Fußabdruck von 420 Gramm CO₂ pro Kilowattstunde und Brennstoffzelle-Wirkungsgrad von 60 Prozent).

Treibhausgasreduzierungspotential in Tonnen CO₂ pro Tonne Wasserstoff



Akteur*innen

- › Brennstoffzellenhersteller
- › Haushalte
- › Kommunen (Insel-Systeme)

MASSNAHME

MASSNAHME

› Kommunikation zur Anwendung in Haushalten und Kommunen

Stationäre Brennstoffzellen sind eine effizientere und kostengünstigere Möglichkeit zur Rückverstromung als H₂-Turbinen. Somit könnte es zum Anreizen deren Nutzung ausreichen, diese Vorteile zu vermitteln, beispielsweise in Kommunikations- und Austauschformaten zur lokalen Anwendung von H₂.

INITIATOREN

- › Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz
- › Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
- › Politik und Verwaltung auf Landes- und kommunaler Ebene, vor allem in den Bereichen Wirtschaft(-sförderung) und Energie

Literatur

- [1] **Agora Energiewende (2021):** Klimaneutrales Deutschland 2045. <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/klimaneutrales-deutschland-2045/>
- [2] **BDI (2021):** Klimapfade 2.0. <https://bdi.eu/publikation/news/klimapfade-2-0-ein-wirtschaftsprogramm-fuer-klima-und-zukunft/>
- [3] **dena Deutsche Energie-Agentur (2021):** dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. <https://www.dena.de/newsroom/publikationsdetailansicht/pub/abschlussbericht-dena-leitstudie-aufbruch-klimaneutralitaet/>
- [4] **Kopernikus-Projekt Ariadne (2021):** Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045. https://ariadneprojekt.de/media/2022/02/Ariadne_Szenarienreport_Oktober2021_corr0222.pdf
- [5] **Fraunhofer ISI et al. (2021):** Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3. Update T 45. <https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/>
- [6] **Fraunhofer ISE (2021):** Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem (Update Klimaneutralität 2045). <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Fraunhofer-ISE-Studie-Wege-zu-einem-klimaneutralen-Energiesystem-Update-Klimaneutralitaet-2045.pdf>
- [7] **Kopernikus-Projekt P2X (2022):** Optionen für ein nachhaltiges Energiesystem mit Power-to-X-Technologien. https://www.kopernikus-projekte.de/lw_resource/datapool/systemfiles/cbox/2560/live/lw_datei/221025_p2x_roadmap_4_web.pdf
- [8] **Deutsche Umwelthilfe (2021):** Versorgungssicherheit mit 100% EE. https://www.duh.de/fileadmin/user_upload/download/Projektinformation/Erneuerbare_Energien/DUH_Hintergrundpapier_Versorgungssicherheit_Nov21.pdf
- [9] **Deutscher Bundestag:** Anzahl der Beschäftigten in der Energie- und Wasserwirtschaft. <https://www.bundestag.de/resource/blob/898846/5d985cc6f3232476ede6f02f41fd926f/WD-5-060-22-pdf-data.pdf>
- [10] **BDEW:** Jahresbericht 2022. https://www.bdew.de/media/documents/Pub_20221220_Jahresbericht2022_Foliensatz.pdf
- [11] **AGEB:** Bilanz 2021. <https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/bilanzen-1990-bis-2030/>
- [12] **AGEB:** Stromerzeugung nach Energieträgern (Strommix) von 1990 bis 2022. https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2023/03/STRERZ22A11_Abg_0223.pdf
- [13] **Fraunhofer ISE:** Energy-Charts, zuletzt aufgerufen am: 01.08.2023. <https://www.energy-charts.info/charts/power/chart.htm?l=de&c=DE&interval=year&year=2021>
- [14] **Umweltbundesamt:** Entwicklung der spezifischen Treibhausgas-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 – 2022, zuletzt aufgerufen am: 11.07.2023. <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/entwicklung-der-spezifischen-treibhausgas-9>
- [15] **Milojic, George und Dyllong, Yvonne (2016):** Vergleich der Flexibilität und der CO₂-Emissionen von Kohlen- und Gaskraftwerken, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 66, 7, 29-33. https://www.energie.de/fileadmin/dokumente/et/Archiv_Zukunftsfragen/2016/Zukunftsfragen_2016_07.pdf

- [16] **FfE (2023):** Beitragsreihe Wasserstoff Deep Dives: Elektrolyseur-Betriebsweisen. <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/beitragsreihe-wasserstoff-deep-dives-elektrolyseur-betriebsweisen/>
- [17] **FfE (2019):** Elektrolyse – Die Schlüsseltechnologie für Power-to-X. <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/elektrolyse-die-schluesselftechnologie-fuer-power-to-x/>
- [18] **Lage et al. (2023):** Technical evaluation of the flexibility of water electrolysis systems to increase energy flexibility: A review, International Journal of Hydrogen Energy, 48, 42, 15771-15783. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.01.044>
- [19] **Schalling et al. (2022):** Netzdienliche Wasserstofferzeugung. Studie zum Nutzen kleiner, dezentraler Elektrolyseure. Reiner Lemoine Institut (RLI), Berlin. https://reiner-lemoine-institut.de/wp-content/uploads/2022/03/2022-03-10_Abschlussbericht_Netzdienliche_Wasserstofferzeugung.pdf
- [20] **Merten et al. (2020):** Bewertung der Vor- und Nachteile von Wasserstoffimporten im Vergleich zur heimischen Erzeugung. Wuppertal Institut, Wuppertal. <https://wupperinst.org/fa/redaktion/downloads/projects/LEE-H2-Studie.pdf>
- [21] **Bundesnetzagentur (2022):** Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilernetze 2021. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/ZustandAusbauVerteilernetze2021.pdf?__blob=publicationFile&v=3
- [22] **Amprion (2023):** Fallstudie – Vorteile lokaler Kapazitätsanreize im Systemmarkt. https://www.amprion.net/Dokumente/Transparenz/Studien-und-Stellungnahmen/2023/amprion_fallstudie___lokale_kapazitaetsanreize.pdf
- [23] **Bundesnetzagentur (2023):** Bericht zu Stand und Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Elektrizität. <https://dserver.bundestag.de/btd/20/055/2005555.pdf>
- [24] **Bundesnetzagentur (2017):** Flexibilität im Stromversorgungssystem – Bestandsaufnahme, Hemmnisse und Ansätze zur verbesserten Erschließung von Flexibilität. <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NetzentwicklungSmartGrid/Flexibilitaet/start.html>
- [25] **dena:** Pumpspeicher integrieren die Erneuerbaren ins Netz, zuletzt aufgerufen am: 11.07.2023. <https://www.dena.de/themen-projekte/energiesysteme/flexibilitaet-und-speicher/pumpspeicher/>
- [26] **energie.de:** Stromspeicher – Stiefkinder der Energiewende, zuletzt aufgerufen am: 11.08.2023. <https://www.energie.de/et/news-detailansicht/nsctrl/detail/News/stromspeicher-stiefkinder-der-energiewende>
- [27] **EnBW:** Darum sind Stromspeicher für die Energiewende so wichtig, zuletzt aufgerufen am: 11.08.2023. <https://www.enbw.com/unternehmen/eco-journal/stromspeicher-fuer-die-energiewende.html>
- [28] **Sterner, Michael und Stadler, Ingo (2017):** Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration, 2. Auflage. <https://doi.org/10.1007/978-3-662-48893-5>
- [29] **Nationaler Wasserstoffrat, 2022:** Wasserstoffspeicher-Roadmap 2030 für Deutschland. https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2022/2022-11-04_NWR_Stellungnahme_Wasserstoff-Speicher-Roadmap.pdf
- [30] **Caglazan et al. (2020):** Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in Europe, International Journal of Hydrogen Energy, 45, 11, 6793-6805. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.12.161>

- [31] **VGBE (2023):** Factsheet H₂-Readiness für Gasturbinenanlagen.
https://www.vgbe.energy/wp-content/uploads/2023/01/H2-Ready-GT_Factsheet-final.pdf
- [32] **Spörk, Patrick Michael (2020):** Entwicklung der spezifischen Investitionskosten von Kraftwerken auf Basis erneuerbarer und konventioneller Energieträger. Masterarbeit, Technische Universität Graz, Graz.
<https://diglib.tugraz.at/download.php?id=6093e88b63f93&location=browse>
- [33] **Kawasaki:** Enhancement of Fuel Flexibility of Industrial Gas Turbines by Development of Innovative Hydrogen Combustion Systems, zuletzt aufgerufen am: 11.07.2023. <https://www.kawasaki-gasturbine.de/en/products/turbine-generator-sets/hydrogen-technology>
- [34] **Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg, Energie Campus Nürnberg (2021):** Handbook: Screening Wasserstoff Technik. https://www.encn.de/fileadmin/user_upload/EnCN_Studie_Wasserstofftechnologie_2021.pdf
- [35] **E4tech (2021):** The Fuel Cell Industry Review 2021.
<https://www.e4tech.com/resources/249-fuel-cell-industry-review-2021.php>
- [36] **Mori et al. (2021):** Criticality and Life-Cycle Assessment of Materials Used in Fuel-Cell and Hydrogen Technologies, Sustainability, 13, 6, 3536.
<https://doi.org/10.3390/su13063565>
- [37] **NOW (2022):** Metastudie Wertschöpfungskette Brennstoffzelle.
https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2022/08/NOW_Wertschoepfungskette-Brennstoffzelle.pdf
- [38] **Brennstoffzellenheizung:** Kosten 2023 im Überblick, zuletzt aufgerufen am: 01.08.2023. <https://www.thermondo.de/leistungen/heizsystem/brennstoffzellenheizung/kosten/>
- [39] **Bundesregierung (2023):** Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie – NWS 2023. https://www.bmbf.de/SharedDocs/Downloads/de/2023/230726-fortschreibung-nws.pdf?__blob=publicationFile&v=1
- [40] **Eicke, Anselm (2023):** Nutzen statt Abregeln. Regionale Reduktion von Netzentgelten in Starkwindzeiten. Im Auftrag von Agora Energiewende.
https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Blog/2023/Nutzen_statt_Abregeln/20230418_Nutzen_statt_Abregeln.pdf
- [41] **Fraunhofer ISE (2021):** Stromgestehungskosten erneuerbare Energien.
https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2021_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf
- [42] **Energy.nl:** Methane Production from CO₂, zuletzt aufgerufen am: 01.08.2023.
<https://energy.nl/data/methane-production-from-co%e2%82%82/>



Beteiligte Institutionen

DEUTSCHE AKADEMIE DER
TECHNIKWISSENSCHAFTEN

acatech Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e.V.

acatech berät Politik und Gesellschaft, unterstützt die innovationspolitische Willensbildung und vertritt die Technikwissenschaften international. Ihren von Bund und Ländern erteilten Beratungsauftrag erfüllt die Akademie unabhängig, wissenschaftsbasiert und gemeinwohlorientiert. acatech verdeutlicht Chancen und Risiken technologischer Entwicklungen und setzt sich dafür ein, dass aus Ideen Innovationen und aus Innovationen Wohlstand, Wohlfahrt und Lebensqualität erwachsen. acatech bringt Wissenschaft und Wirtschaft zusammen. Die Mitglieder der Akademie sind herausragende Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler aus den Ingenieur- und den Naturwissenschaften, der Medizin sowie aus den Geistes- und Sozialwissenschaften. Die Senatorinnen und Senatoren sind Persönlichkeiten aus technologieorientierten Unternehmen und Vereinigungen sowie den großen Wissenschaftsorganisationen. Neben dem acatech FORUM in München als Hauptsitz unterhält acatech Büros in Berlin und Brüssel.

www.acatech.de

Gesellschaft für Chemische Technik
und Biotechnologie e.V.

DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V.

Die DECHEMA ist das kompetente Netzwerk für chemische Technik und Biotechnologie in Deutschland. Sie vertritt als gemeinnützige Fachgesellschaft diese Gebiete in Wissenschaft, Wirtschaft, Politik und Gesellschaft. Die DECHEMA fördert den technisch-wissenschaftlichen Austausch von Fachleuten unterschiedlicher Disziplinen, Organisationen und Generationen und bündelt das Know-how von über 5.500 Einzel- und Fördermitgliedern. Sie engagiert sich in (inter-)nationalen technischen Expertengremien und ist in öffentlich geförderten F&E-Projekten sowie der Auftragsforschung aktiv. Dabei koordiniert sie große Forschungsverbände und ist in verschiedenen Fördermaßnahmen für die Begleitforschung verantwortlich.

www.dechema.de

Autor*innen

- > **Dr. Jens Artz**
Teamleiter DECHEMA
- > **Dr. Benjamin Baur**
Referent Stakeholder-Dialog acatech
- > **Marie Biegel**
Studentische Hilfskraft acatech
- > **Dr. Dominik Blaumeiser**
Wissenschaftlicher Referent DECHEMA
- > **Jasper Eitze**
Teamleiter acatech
- > **Dr. Alexandra Göbel**
Wissenschaftliche Referentin DECHEMA
- > **Tamara Hanstein**
Wissenschaftliche Referentin DECHEMA
- > **Dr. Christopher Hecht**
Wissenschaftlicher Referent ISEA RWTH Aachen University / acatech
- > **Thomas Hild**
Wissenschaftlicher Referent DECHEMA
- > **Florian Hölting**
Wissenschaftlicher Referent ISEA RWTH Aachen University / acatech
- > **David Knichel**
Wissenschaftlicher Referent acatech
- > **Valerie Kwan**
Referentin Stakeholder-Dialog acatech
- > **Jördis Lemke**
Teamassistentin acatech
- > **Dr. Michaela Löffler**
Wissenschaftliche Referentin DECHEMA
- > **Dr. Andrea Lübcke**
Teamleiterin acatech
- > **Alena Müller**
Referentin Stakeholder-Dialog acatech
- > **Lars Ole Reimer**
Redakteur Multimedia acatech
- > **Dr. Damien Rolland**
Wissenschaftlicher Referent DECHEMA
- > **Anna Runkel**
Studentische Hilfskraft acatech
- > **Emre Yildirim**
Studentische Hilfskraft acatech

Ansprechpartner*innen acatech

- > **Jasper Eitze**
eitze@acatech.de
- > **Dr. Andrea Lübcke**
luebcke@acatech.de

Ansprechpartner*innen DECHEMA

- > **Dr. Jens Artz**
jens.artz@dechema.de
- > **Dr. Michaela Löffler**
michaela.loeffler@dechema.de



WASSERSTOFF KOMPASS

IMPRESSUM

Wasserstoff-Kompass
- Handlungsoptionen für die Wasserstoffwirtschaft

Herausgebende

**acatech – Deutsche Akademie
der Technikwissenschaften e.V.**

Geschäftsstelle
Karolinenplatz 4
80333 München
T +49 (0) 89 / 52 03 09-0
F +49 (0) 89 / 52 03 09-900
info@acatech.de
www.acatech.de

**DECHEMA Gesellschaft für
Chemische Technik und Biotechnologie e.V.**

Theodor-Heuss-Allee 25
60486 Frankfurt am Main
T +49 (0) 69 / 75 64-0
info@dechema.de
www.dechema.de

Geschäftsführendes Gremium des Präsidiums / acatech

Prof. Dr. Ann-Kristin Achleitner, Prof. Dr. Ursula Gather,
Dr. Stefan Oschmann, Manfred Rauhmeier,
Prof. Dr. Christoph M. Schmidt, Prof. Dr.-Ing. Thomas Weber,
Prof. Dr.-Ing. Johann-Dietrich Wörner
Vorstand i.S.v. § 26 BGB:
Prof. Dr.-Ing. Johann-Dietrich Wörner,
Prof. Dr.-Ing. Thomas Weber, Manfred Rauhmeier

Verantwortlicher im Sinne des Presserechts

Dr. Jens Artz, DECHEMA

Redaktion

Jasper Eitze, Dr. Andrea Lübcke / acatech
Dr. Jens Artz, Dr. Michaela Löffler / DECHEMA

Gestaltung und Satz

Lindner & Steffen GmbH, www.lindner-steffen.de

Bildnachweis

AdobeStock: Justlight

Die Projektpartner danken dem Bundesministerium
für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) sowie dem
Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF)
für die finanzielle Unterstützung des Vorhabens
(FKZ 03EWT002).

Betreut wurde das Projekt durch den Projektträger Jülich.

Erschienen im März 2024 in Frankfurt am Main

1. Auflage

ISBN 978-3-89746-245-8

www.wasserstoff-kompass.de

Empfohlene Zitierweise

acatech, DECHEMA (Hrsg.): Wasserstoff-Kompass
- Handlungsoptionen für die Wasserstoffwirtschaft,
Frankfurt am Main 2023, ISBN: 978-3-89746-245-8
<https://www.wasserstoff-kompass.de/handlungsfelder#>



Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages