



© quka/Shutterstock



Stahlproduktion

Der Einsatz von grünem Wasserstoff in der Stahlproduktion ist eine vielversprechende Option, um die CO₂-Emissionen erheblich zu senken.

In Deutschland werden jährlich ca. 45 Mio. Tonnen Stahl erzeugt.¹ Die Stahlherstellung erfolgt heute überwiegend durch kohle- bzw. koks-basierte Prozesse zur Reduktion von Eisenerz im Hochofen. Dabei werden große Mengen CO₂ emittiert. Eine Alternative zur gängigen Eisenerz-reduktion im Hochofen unter Einsatz von Kohlenstoff ist die Direktreduktion von Eisenerz unter Einsatz von Wasserstoff. Darüber hinaus wird Wasserstoff bereits heute in der Stahlverarbeitung als Inert-

gas² eingesetzt. Dieser Wasserstoff wird bisher aus Erdgas-Dampfreformierung gewonnen. Grundsätzlich kann der heutige und der für die Direktreduktion zukünftig benötigte Wasserstoffbedarf sukzessiv durch grünen Wasserstoff gedeckt werden. Durch eine vollständige Substitution des Kohle- bzw. Koksbedarfs entsteht in Deutschland ein zusätzlicher Wasserstoffbedarf von 2,4 Mio. Tonnen pro Jahr.³ Durch eine Vorortproduktion könnten auch die heute üblichen Lkw-Transporte des Wasserstoffs zur Stahlproduktions-anlage nahezu vollständig entfallen.

Ca. 67 Mio. t CO₂-Äq. emittiert die deutsche Stahlindustrie pro Jahr.⁴ 49-51 % CO₂-Emissionen sollen bis 2030 gegenüber 1990 im Industriebereich eingespart werden.⁵

Bis zu 95 % CO₂-Emissionen können durch die Direktreduktion mit grünem Wasserstoff anstelle der Stahlerzeugung über die Hochofenroute eingespart werden.⁶

H₂

Wasserstoff



Leicht zu realisierende Emissionsreduktion; durch die Erzeugung am Ort des Verbrauchs ist kein Wasserstofftransport erforderlich.



Bei Stromengpässen kann der Prozess auf Erdgas umgestellt werden.



Großes CO₂-Einsparpotenzial durch schrittweise Implementierung in neue Stahlerzeugungsprozesse



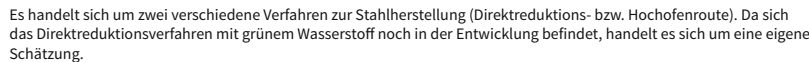
Aufgrund seiner Lagerfähigkeit kann das reduzierte Eisenerz (DRI bzw. Eisenschwamm) eine Pufferfunktion übernehmen.



Das EU-Emissionshandelssystem bietet kaum Anreize für den Einsatz von CO₂-neutralem Wasserstoff im Stahlprozess.

in Deutschland⁷ in €/t

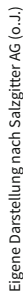
Bei den Wirtschaftlichkeitsberechnungen werden die Gesamtkosten der Stahlherstellung einschließlich der Kosten der CO₂-Emissionen bei der Herstellung berücksichtigt.



Alternative Technologien

erzeugung aus Eisenerz erforderlich bleiben.¹⁰

Stahlherstellungsprozesse — Direktreduktion — Hochofen



Der in Direktreduktionsanlagen eingesetzte Wasserstoff kann

sukzessive durch grünen Wasserstoff ersetzt werden.¹¹ Je nach Ausbaustufe lassen sich 10 Prozent bis 95 Prozent der CO₂-Emissionen (bezogen auf die gesamte Prozesskette der Stahlerzeugung) einsparen.¹²

Infrastruktur

stant durchlaufen muss, kann bei Stromengpässen der Prozess

auf Erdgas umgestellt werden. Außerdem kann bei einer hohen Stromproduktion eine höhere Menge Eisenschwamm erzeugt werden und somit durch seine Lagerfähigkeit eine gewisse Flexibilität im Produktionsprozess generiert werden.¹³

Rechtspolitischer Rahmen

nehmen ist darüber hinaus grundsätzlich die

Nach heutigem Stand der Emissionshandels-

umstellen, daher keinen großen Anreiz.¹⁷

1 DWV (2018). **2** Reaktionsträges Gas, das sich an nur wenigen chemischen Reaktionen beteiligt. **3** LBST (2017). **4** DWV (2018). **5** BMUB (2016). **6** Salzgitter AG (o.J.). **7** Für die Berechnung zur Herstellung der Power Fuels werden die Daten der entsprechenden PtX-Technologien verwendet. **8** Wirtschaftsvereinigung Stahl (o.J.). **9** HYBRIT (o.J.). **10** Expertenbefragung. **11** Bsp. Salzgitter AG, Projekt SALCOS® (Salzgitter Low CO₂-Steelmaking). **12** Salzgitter AG (o.J.). **13** Salzgitter AG (o.J.). **14** z. B. § 118 Abs. 6, 7 EnWG oder § 9a StromStG. **15** Emissions Trading System der EU, Richtlinie 2003/87/EG (Emissionshandelsrichtlinie). **16** Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz. **17** Die Zuteilung von CO₂-Zertifikaten erfolgt EU-weit nach einheitlichen Zuteilungsregeln, wobei in der laufenden dritten Handelsperiode seit dem Jahr 2013 der überwiegende Teil der Zertifikate nicht mehr kostenlos vergeben, sondern versteigert wird. Übergangsweise gibt es weiterhin eine kostenlose Zuteilung für die Industriesektoren, die einem starken internationalen Wettbewerb ausgesetzt sind. Die kostenlose Zuteilung erfolgt auf Basis anspruchsvoller Richtwerte, sogenannter Benchmarks. Diese richten sich nach dem Durchschnitt der EU-weit 10 % besten Technologien eines Sektors.



Industrielle Prozesswärme

Power Fuels können bei der Dekarbonisierung industrieller Prozesswärmanwendungen eine wichtige Rolle spielen. Sie können insbesondere dann eingesetzt werden, wenn keine effizienten elektrothermischen Alternativen zur Verfügung stehen oder produktions-spezifische Anforderungen einen Verbrennungsprozess erfordern.

Der Industriesektor ist gegenwärtig für rund 30 Prozent des deutschen Endenergieverbrauchs und somit für erhebliche CO₂-Emissionen verantwortlich. Der Großteil der Endenergie (65 Prozent bzw. 467 TWh) wird für die industrielle Prozesswärmebereitstellung eingesetzt, dabei dominieren fossile Brennstoffe wie Erdgas, Erdöl oder Steinkohle mit ca. 80 Prozent.¹ Grundsätzlich

existieren auch strombasierte Technologien zur Prozesswärmebereitstellung, z. B. Elektrodenkessel und Wärmepumpen. Rund 75 Prozent der industriellen Prozesswärme wird jedoch auf einem Temperaturniveau von über 500 °C benötigt,² für das nach heutigem technischen Stand elektrothermische Querschnittstechnologien³ nur in begrenztem Maße zur Verfügung stehen. Bei der Verwendung von Power Fuels kann Wärme auch auf diesen hohen Temperaturniveaus klimafreundlich mit etablierten Technologien und ohne tiefgreifende Eingriffe in die bestehenden Produktionsverfahren bereitgestellt werden. Power Fuels stellen somit für die Dekarbonisierung der Prozesswärmebereitstellung eine passende Ergänzung zur elektrischen Wärmebereitstellung dar.⁴

126 Mio. t CO₂-Äq. wurden 2016 durch die Verbrennung fossiler Brennstoffe für die Bereitstellung von industrieller Prozesswärme emittiert.⁵

49-51 % CO₂-Emissionen sollen bis 2030 gegenüber 1990 im Industriesektor eingespart werden.⁶

H₂

Wasserstoff



Möglichkeit zur Dekarbonisierung von hohen Temperaturniveaus und schwer elektrifizierbaren Anwendungen



Höhere Gesamtkosten: Die Kosten für Power Fuels sind insbesondere von den Stromgestehungs- und -nebenkosten abhängig.



Synthetisches Methan



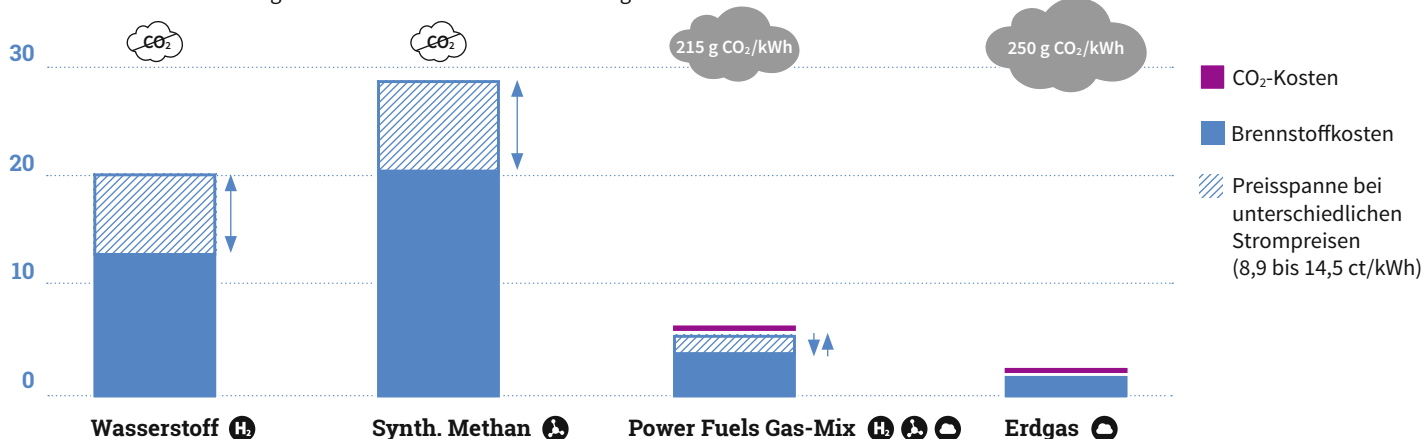
Weiternutzung von bereits erprobten Technologien (z. B. Industriekessel und -öfen)



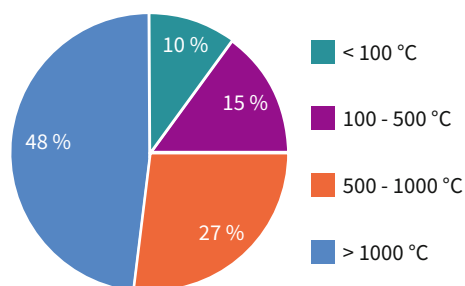
Aufgrund geringer Preise für Emissionszertifikate bietet das EU-Emissionshandelssystem kaum Anreize für den Einsatz von Power Fuels in der Prozesswärme.

Brennstoffkostenvergleich der unterschiedlichen Energieträger, aktueller Stand in Deutschland⁷ in ct/kWh

Bei den Wirtschaftlichkeitsberechnungen werden die Kosten der Brennstoffbereitstellung einschließlich der Kosten der CO₂-Emissionen bei der Herstellung betrachtet. Infrastrukturbezogene Kosten werden nicht berücksichtigt.



Power Fuels Gas-Mix: Analog zum Wärmemarkt für Haushalte wird von einer derzeit möglichen Mischung von 80 Volumenprozent Erdgas, 10 Volumenprozent Wasserstoff und 10 Volumenprozent synth. Methan ausgegangen. Für Energieerzeugnisse, die von Unternehmen des produzierenden Gewerbes in bestimmten Prozessen (u.a. Herstellung von Glas, Keramik, Zement, chemische Reduktionsverfahren, Stahlerzeugung) verheizt werden, fällt keine Energiesteuer an (vgl. § 51 EnergiStG).



Eigene Darstellung nach DLR (2017)

Prozesswärme nach Temperaturniveaus

Prozesswärme beschreibt grundsätzlich diejenige Wärme, welche zur Herstellung, Weiterverarbeitung oder Veredelung von Produkten genutzt wird. Dabei wird Wärme aufgrund der hohen Diversität von industriellen Produktions-

prozessen auf unterschiedlichen Temperaturniveaus benötigt. Ein hohes Temperaturniveau von über 500 °C ist beispielsweise für Produktionsprozesse in den Wirtschaftszweigen Grundstoffchemie, Glas und Keramik, Verarbeitung von Steinen und Erden sowie Metallerzeugung und -bearbeitung erforderlich.⁸

Alternative Technologien

Neben Power Fuels kann die Dekarbonisierung der Prozesswärmebereitstellung über effiziente strombasierte Querschnittstechnologien wie Elektrodenkessel und Wärmepumpen erfolgen. Diese Technologien können Wärme jedoch lediglich bis zu einem begrenzten Temperaturniveau von max. 240 °C bereitstellen.⁹ Darüber hinaus existieren direkt-elektrische Prozesswärmeanwendungen, welche deutlich höhere Temperaturniveaus abdecken können, wie beispielsweise elektrische Schmelzwannen in der Glasindustrie oder elektrische Schmelzöfen in Aluminiumgießereien. Die direkte

Umwandlung von elektrischer Energie in Wärme ist aus energetischer Sicht in der Regel effizienter als über die Zwischenprodukte der Power Fuels. Das Einsatzgebiet Power Fuels ist daher vorwiegend in jenen Produktionsprozessen zu sehen, in denen keine effizienten elektrophischen Alternativen zur Verfügung stehen, z. B. bei der Oberflächenbehandlung von Keramiken und Ziegeln oder bei der Weiterverarbeitung von Stahl.¹⁰ Für das Jahr 2050 wird davon ausgegangen, dass ein industrieller Prozesswärmebedarf von circa 200 TWh besteht, welcher ausschließlich über Verbrennungsprozesse gedeckt werden kann.¹¹ Dieser Bedarf ist dadurch besonders interessant für Power

Fuels. Ferner können zur Bereitstellung von Prozesswärme auch biogene Brennstoffe, wie z. B. Biomethan, eingesetzt werden. Jedoch ist die Verfügbarkeit von Biomethan aufgrund der begrenzten landwirtschaftlichen Anbauflächen in Deutschland insbesondere vor dem Hintergrund der Konkurrenz zur Lebensmittelproduktion limitiert. Ebenfalls kann eine verstärkte Nutzung von industrieller Abwärme zur Dekarbonisierung der Prozesswärmebereitstellung beitragen, wobei diese jedoch eher durch ein niedriges Temperaturniveau gekennzeichnet ist.

Rechtspolitischer Rahmen

Beim Strombezug eines Unternehmens zur elektrolysebasierten Erzeugung von Prozesswärme entstehen grundsätzlich Stromnebenkosten (vgl. Factsheet „PtX-Strombezug“). Ein Unternehmen des produzierenden Gewerbes kann jedoch von einer Stromsteuerprivilegierung profitieren, wenn der Strom zur

Elektrolyse entnommen wird.¹² Je nachdem, ob das Unternehmen einem Wirtschaftszweig der Anlage 4 des EEG 2017 angehört und insbesondere stromkostenintensiv ist, kann eine EEG-Umlagebegrenzung um bis zu 20 Prozent nach den Begrenzungsfällen der besonderen Ausgleichsregelung möglich sein, §§ 64, 63 Nr. 1 EEG 2017. Abhängig davon, ob

das Unternehmen am ETS-Handel¹³ beteiligt ist, kann sich die Herstellung von Wasserstoff und/oder synthetischem Methan auf EE-Strombasis zur anschließenden Prozesswärmeerzeugung letztlich reduzierend auf die CO₂-Kosten des Unternehmens auswirken, da weniger Zertifikate erworben werden müssen.

¹ BMWi (2018). ² DLR (2017). ³ Technologien, deren Einsatzgebiet nicht auf einzelne Wirtschaftszweige begrenzt ist. So werden Industrieöfen zur Wärmebereitstellung, als Beispiel für eine Querschnittstechnologie, in mehreren Wirtschaftszweigen eingesetzt. ⁴ Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und Frontier Economics (2018). ⁵ BMWi (2018). ⁶ BUMB (2016). ⁷ Für die Berechnung zur Herstellung der Power Fuels werden die Daten der entsprechenden PtX-Technologien verwendet. ⁸ Fraunhofer IFAM (2014). ⁹ Biedermann, Kolb (2014). ¹⁰ VDE (2015). ¹¹ Agora Verkehrswende, Agora Energiewende & Frontier Economics (2018). ¹² § 9a Abs. 1 Nr. 1, § 2 Nr. 3 StromStG. ¹³ EU Emissions Trading System (EU-Emissionshandelssystem), Richtlinie 2003/87/EG, Umsetzung im Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG), nach Anlage 1 Teil 2 des TEHG nehmen grundsätzlich Betreiber großer Verbrennungsanlagen mit einer Feuerungswärmeleistung über 20 Megawatt (größtenteils Energieanlagen und energieintensive Industrieanlagen) am ETS in Deutschland teil.