

# Bewertung der Direktreduktion von Eisenerz mittels Elektrolyse-Wasserstoff



**Förderkennzeichen:** 03ET1630A

**Förderbereich:** Energieeffizienz in Industrie und Gewerbe,  
Handel und Dienstleistungen (GHD)

## Verbundpartner

Technische Universität Darmstadt\*\*  
\*\*Konsortialführer



Karlsruher Institut für Technologie



## Im Unterauftrag

IREES GmbH



ETA-Solutions GmbH



Karlsruhe, den 30.04.2020

- Korrigierte Fassung September 2020 -



Gefördert durch:



Bundesministerium  
für Wirtschaft  
und Energie

aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

## **Projektleitung**

Prof. Dr.-Ing. Eberhard Abele

Jessica Walther

Technische Universität Darmstadt

Institut für Produktionsmanagement, Technologie und Werkzeugmaschinen (PTW)

Eugen Kogon Straße 4

D – 64287 Darmstadt

Tel. + 49 (6151) 16 20478

Fax + 49 (6151) 16 20087

info@ptw.tu-darmstadt.de

## **Verfasser der vorliegenden Untersuchung:**

### **IREES GmbH**

#### **Oliver Lösch**

Prof. Dr. Eberhard Jochem

Natalja Ashley-Belbin

Gregor Zesch

Kontakt :

Oliver Lösch

Schönfeldstraße 8

76131 Karlsruhe

0721 / 9152636 -22

o.loesch@irees.de

---

---

## Inhaltsverzeichnis

---

0. Kurzdarstellung der genutzten Methodik EDUAR&D.....	1
1. Beschreibung der untersuchten Technologie.....	2
2. Marktkontexturierung.....	4
3. Energietechnische und -wirtschaftliche Bewertung.....	10
4 Technikzyklusanalyse .....	18
5. Innovationssystemanalyse .....	22
6. Ableitung möglicher Entwicklungsziele (technisch und ökonomisch).....	25
7. Identifikation von technologischen und ökonomischen Engpässen und Markthemmnissen.....	27
8. Empfehlungen und mögliche Policy-Maßnahmen.....	28



---

## 0. Kurzdarstellung der genutzten Methodik EDUAR&D

---

EDUAR&D, kurz für „Energiedaten und -analyse R&D“, ist die im Rahmen des Projekts EE4InG genutzte Methodik zur Bewertung von vielversprechenden Technologien, die potenziell zu einer erheblichen Senkung des Energiebedarfs und/oder der Treibhausgasemissionen in den Forschungsfeldern (und teilweise darüber hinaus) beitragen könnten. EDUAR&D ist ein strukturierter Such- und Analyseprozess, der verschiedenste methodische Ansätze zur Darstellung, Analyse und Bewertung der Technologien miteinander verbindet. Dabei muss nicht zwangsläufig jede EDUAR&D-Analyse das gesamte Tableau der zur Verfügung stehenden Optionen nutzen: dies ist teilweise abhängig von den zur Verfügung stehenden Informationsquellen. Ziel ist es, Handlungsempfehlungen (z.B. bzgl. thematischer Schwerpunktsetzungen, Intensivierung bestehender Förderungen, etc.) insbesondere für die zukünftige Energieforschung des Bundes abzuleiten. Die EDUAR&D-Methodik wurde im Auftrag des BMWi am Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung entwickelt (Jochem et al. 2009).

Abbildung 1 zeigt den typischen Gesamtablauf des EDUAR&D-Prozesses.

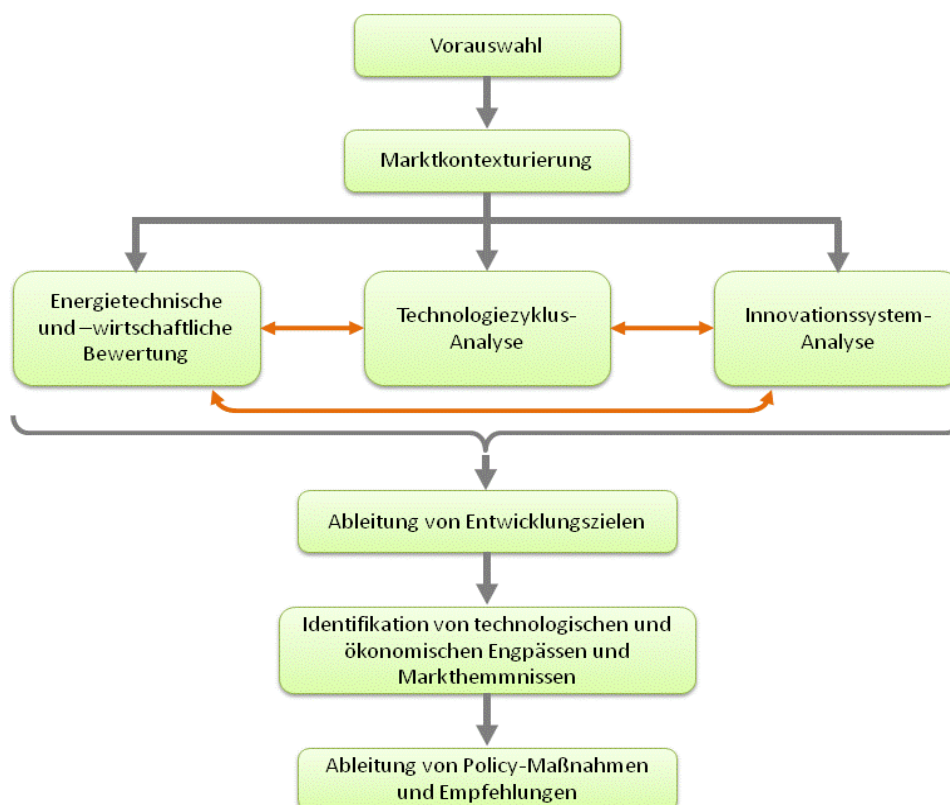


Abbildung 1: Typische Struktur von EDUAR&D

Quelle: Eigene Darstellung IREES

Für die durch einen knappen Vorauswahl-Prozess identifizierte Technologie (beispielsweise anhand ihrer potenziellen Relevanz für den Energieverbrauch oder die THG-Emissionen einer Branche oder eines bestimmten Produktionsprozesses) wird zunächst eine Markttexturierung durchgeführt. Diese beschreibt die Regionalität der denkbaren Märkte und die derzeitige oder absehbar überwiegende Marktform (Monopol – Polypol) sowie mögliche Konkurrenztechnologien und die hierdurch absehbare Wettbewerbsintensität.

Zentraler und komplexester Teil ist die dreigliedrige Analyse, die aus einer energietechnischen /-wirtschaftlichen Bewertung, einer Technologiezyklus-Analyse sowie einer Innovationssystem-Analyse besteht. Die energietechnische/-wirtschaftliche Bewertung kann verschiedene Komponenten beinhalten, wie eine erste Abschätzung des möglichen Einflusses der Technologie auf den Energiebedarf und die THG-Emissionen (entsprechende Diffusion vorausgesetzt), die Angabe von Kosten-Nutzen-Indikatoren sowie weitere, auch qualitative Bewertungen, z.B. bzgl. möglichem Exportpotenzial. Die Technikzyklus-Analyse dient dazu, die technologische und ökonomische Marktnähe der Technik besser verorten zu können. Die sechs Phasen des Technikzyklus können auch dazu dienen, je nach Verortung der Technologie zielgerichtete Handlungsempfehlungen abzuleiten. Die Verortung im Technikzyklus kann durch Patent- und Publikationsanalysen unterstützt werden (z.B. über das Verhältnis von Grundlagen-/Anwendungspatenten, Zunahme oder Abnahme von Patenten und Publikationen über die Zeit). Auch eine SWOT-Analyse kann Bestandteil der Technikzyklus-Analyse sein. Gemäß der Definition in (Carlsson et al. 2002) generieren, verbreiten und nutzen Innovationssysteme Innovationen. Sie setzen sich zusammen aus Komponenten und Relationen, wobei erstere Akteure, Technologien und den regulatorischen Rahmen (inkl. Förderpolitik) umfassen, und letztere die vielfältigen formellen und informellen Beziehungen zwischen diesen Komponenten.

Die Analyse schließt mit der Identifikation möglicher Entwicklungsziele, von technologischen und ökonomischen Engpässen und Markthemmnissen aus den vorherigen Analyseschritten. Hieraus werden dann wiederum Handlungsempfehlungen abgeleitet.

---

## **1. Beschreibung der untersuchten Technologie**

---

Die Direktreduktion von Eisenerz ist ein Prozess zur Gewinnung von Eisenschwamm (bzw. DRI - direct reduced iron) aus Eisenerz, das anschließend in einem Elektrolichtbogenofen (EAF) zu Rohstahl weiterverarbeitet werden kann, und somit eine Alternative zur dominierenden Hochofenroute. Im Gegensatz zur Hochofenroute wird das Eisenerz „direkt“, d.h. ohne Schmelzprozess und damit bei geringeren Temperaturen, zu reduziert. Im Gegensatz zu Roheisen handelt es sich beim Eisenschwamm daher nicht um ein flüssiges, sondern festes Produkt. Verschiedene Verfahrensausprägungen sind bekannt und auf dem Markt, diese unterscheiden sich voneinander im Wesentlichen durch die eingesetzten Reduktionsmittel/Energieträger sowie durch die Granularität der Ausgangsstoffe (Stückerz/Pellets einerseits und Feinerze andererseits). So kommt für Stückerze/Pellets sowie gasförmig vorliegende Reduktionsmittel insbesondere ein Gasgegenstromverfahren und als Reaktor ein Schachtofen (ähnlich dem Hochofen bei der Hochofenroute) in Frage, während für die Reduktion von Feinerzen auf Drehrohröfen oder Wirbelschichtbettverfahren gesetzt wird. (Lösch et al. 2018)

Als erste Einschränkung des von dieser Bewertung erfassten Produktionssystems werden nur Gasgegenstrom-/Schachtofenverfahren betrachtet. Als Produkt des Direktreduktionsverfahrens gemäß dieser Einschränkung entsteht zunächst sogenannter Eisenschwamm bzw. DRI („direct reduced iron“).

Zentral für das hier untersuchte Produktionssystem ist jedoch die Option, nicht nur aus Erdgas (Methan) gewonnenes Synthese-/Reduktionsgas (Wasserstoff und Kohlenmonoxid), sondern auch Wasserstoff aus einer Wasserelektrolyse für den Reduktionsprozess im Schachtofen zu nutzen. Sofern für die Wasserelektrolyse elektrischer Strom aus vollständig erneuerbaren Quellen zum Einsatz kommt, ist dieses Verfahren zur Produktion von Wasserstoff emissionsfrei. Es ist darüber hinaus grundsätzlich möglich sowohl reinen Wasserstoff aus der Elektrolyse als auch Mischungen in beliebigen Anteilen aus fossil gewonnenem Synthesegas und Elektrolysewasserstoff zu nutzen. Dies wiederum ermöglicht eine bzgl. der Zusammensetzung des Reduktionsgases flexible

---

Fahrweise des Schachtofens und somit ein Optimieren des Produktionsprozesses, z.B. bzgl. der Verfügbarkeit erneuerbaren Stroms oder relativer Energieträgerpreise. Allerdings können nicht alle heute am Markt gängigen Schachttöfen, zumindest nicht ohne erhebliche technische Anpassungen, zugleich sowohl Wasserstoff als auch Erdgas nutzen. Derzeit bietet diese Option nur Energiron/ZR, siehe auch Kapitel 2. Im Fokus der weiteren F&E stehen die Handlungslücken- und Optionen zur technologischen und ökonomischen Marktfähigkeit des Produktionssystems mit der Nutzung von Elektrolyse-Wasserstoff<sup>1</sup>. Daher wird hier ein Produktionssystem (in verschiedenen Ausprägungen) zur Direktreduktion von Eisenerz im Schachtofenverfahren, das sowohl mit reinem Elektrolyse-Wasserstoff als auch mit Elektrolyse-Wasserstoff und reformiertem Erdgas betrieben werden kann, jedoch nicht ein solches Verfahren das ausschließlich reformiertes Erdgas nutzt, untersucht.

Abbildung 2 zeigt ein mögliches, technologisch ambitioniertes Prozessdesign der Direktreduktionsroute, das deutlich über die bisher marktüblichen Verfahren (Erzeugung von Eisenschwamm mit reformiertem Erdgas) hinausgeht. Die zentralen Technologiekomponenten / Aggregate sind dabei der Schachtofen, in dem die Reduktion des Erzes stattfindet, der Elektrolyseur (hier: Feststoffoxid-/Hochtemperaturelektrolyseur – SOE) der in dem gezeigten Verfahrensbeispiel sowohl Wasserstoff aus Wasser (Nebenprodukt Sauerstoff) als auch Synthesegas (Kohlenmonoxid und Wasserstoff) aus Kohlendioxid gewinnen kann (Co-Elektrolyse) – hierbei wird das Gichtgas des Schachtofens der SOE zugeführt. Neben der Kreislaufführung des Kohlenstoffs ermöglicht die Hochtemperaturelektrolyse auch (bis zu einem thermodynamischen Limit) die Nutzung der Abwärme des Gichtgases und somit die Reduktion des spezifischen Stromeinsatzes gegenüber z.B. der alkalischen Elektrolyse. Zusätzlich kann Erdgas als Precursor für Synthesegas eingesetzt werden. Die Direktreduktionsroute könnte auch (zunächst) mit marktgängigen alkalischen Elektrolyseuren umgesetzt werden. Im Projektkontext von EE4InG, bei dem technologische und ökonomische Entwicklungspotenziale von energieanwendenden Technologien im Vordergrund stehen, erscheint die gezeigte Verfahrensvariante mit Co-Elektrolyse als besonders interessant. Die hier gezeigte Verfahrensvariante wurde von Salzgitter Flachstahl zum Patent angemeldet (Müller 2016).

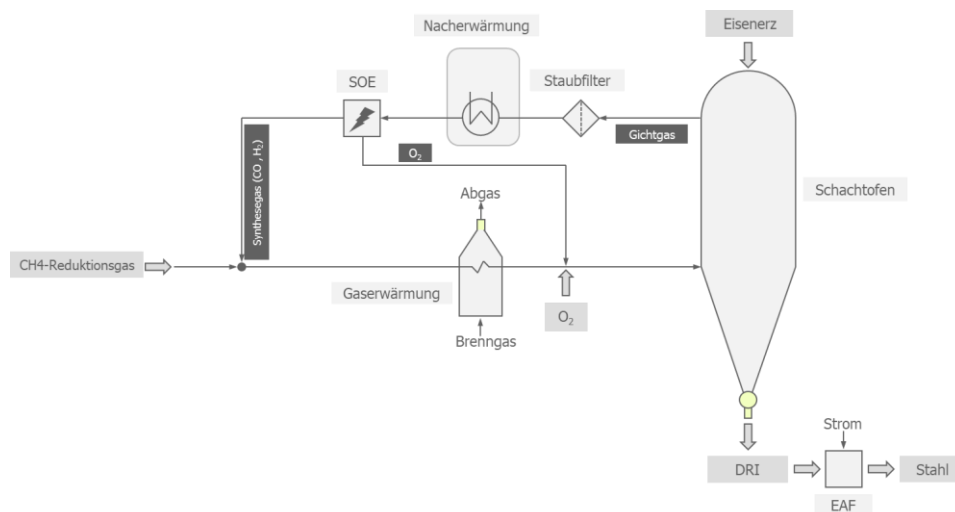


Abbildung 2: Ein mögliches fortgeschrittenes Prozessdesign für die Direktreduktionsroute zur Produktion von Eisenschwamm/DRI und Rohstahl aus stückigen Eisenerzen

Quelle: (Müller 2016), Abbildung IREES

<sup>1</sup> Grundsätzlich ist auch die Nutzung von Wasserstoff aus der Dampfreformierung oder der Methanpyrolyse denkbar, dies wird als mögliche Konkurrenztechnologie zur Wasserelektrolyse mitbetrachtet.

---

## 2. Marktkontexturierung

---

Grundsätzlich handelt es sich bei Stahl um ein weltweit gehandeltes und standardisiertes Produkt, dass aufgrund seiner überragenden Bedeutung als Basismaterial für Infrastrukturen und zahlreichen weiteren Branchen (Automobilbau, Maschinenbau, Weiße Ware etc.) ebenso weltweit angewandt wird. Der Markt für das Produkt Stahl ist also auf der globalen Ebene angesiedelt.

Dies spiegelt sich auch auf der Ebene der Anlagen- und Technologielieferanten für die stahlproduzierenden Unternehmen sowie bei diesen selbst wider. Im Folgenden wird kurz auf zentrale Marktstrukturen eingegangen. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass das untersuchte Verfahren ein komplexes Produktionssystem aus verschiedenen Technologiekomponenten und Nebenanlagen darstellt. Berücksichtigt werden nur diejenigen Märkte und Akteure der Wertschöpfungskette, die für die Herstellung von Roheisen oder alternativ Eisenschwamm/DRI als Ausgangsmaterial für Primärstahl eine Rolle spielen (also z.B. keine Stahlschrottmärkte).

### Eisenerzlieferanten als globales de-facto-Oligopol

Wie in (Lösch 2019) bereits dargelegt, wird der für die internationale Stahlproduktion entscheidende (mit Ausnahme teilweise der chinesischen Produktion) Seehandel von Eisenerz mindestens im Hinblick auf die Preissetzung durch ein de-facto-Oligopol der Rohstoffproduzenten Vale (Brasilien), BHP Billiton und Rio Tinto (UK/Australien) beherrscht: diese drei Unternehmen kontrollieren 70% des internationalen Seehandels und haben daher gegenüber den auf Erzimporte angewiesenen Stahlunternehmen eine erhebliche Marktmacht.

### Stahlhersteller als globales Polypol, Stahlherstellung als globaler Markt mit starken regionalen Produktionszentren

Demgegenüber steht eine relativ große Anzahl an Stahlherstellern<sup>2</sup>, eine global marktbeherrschende Stellung kann auf Unternehmensebene, trotz der Konsolidierungsprozesse der vergangenen Jahrzehnte, nicht gesehen werden. Gemäß (worldsteel 2019) betrug die gesamte globale Produktion an Primärstahl im Jahr 2018 1.280 Millionen Tonnen, die Gesamtstahlproduktion inkl. Sekundärstahl und Direktreduktion betrug 1.807 Millionen Tonnen. Demgegenüber kam ArcelorMittal als weltgrößter Stahlhersteller nur auf 96,4 Mio. t (5,3% der Gesamtproduktion), die größten fünf Stahlhersteller auf in Summe 302,7 Mio. t und somit nur 16,8% der Gesamtproduktion. Selbst die größten 20 Stahlhersteller kommen in Summe nur auf 672,5 Mio. t bzw. 37,2 % der Weltproduktion im Jahr 2018.

Die größten Stahlhersteller selbst sind oftmals multinationale Konzerne mit komplexer Eigentümerstruktur, was sich oftmals aus einer sehr langen Historie und entsprechend über den Zeitablauf variierender Unternehmensstrategie (Konsolidierungs- und Abstoßungsprozesse) verstehen lässt. So ist beispielsweise der weltgrößte Stahlhersteller ArcelorMittal ein europäisch-indisches Unternehmen, hervorgegangen aus einer feindlichen Übernahme von Arcelor durch Mittal im Jahr 2006. Das Unternehmen hat Produktionsstätten in 60 Ländern auf allen Kontinenten (ArcelorMittal n.d.).

Hinsichtlich der regionalen Verteilung der Stahlproduktion ist einerseits klar, dass Stahl auf allen Kontinenten produziert wird, andererseits sind klare Produktionszentren zu erkennen. Die besondere Rolle Chinas, als Produzent von mehr als der Hälfte der globalen Rohstahlmenge, wurde an anderer Stelle bereits analysiert (Lösch 2019). Sieht man von China ab, sind die EU, die NAFTA-Staaten (USA, Mexico, Kanada), Japan und Indien bedeutende Produktionszentren (worldsteel 2019), mit ggü. China abnehmenden Produktionsanteilen in den letzten Jahren. Dies gilt

---

<sup>2</sup> Die Quelle weist Primär- und Sekundärstahlmengen nicht nach Unternehmen differenziert aus

---



insbesondere für die EU: fand in 2008 noch knapp 15 % der globalen Produktion in der EU statt, ist dieser Anteil bis 2018 auf rund 9 % zurückgegangen. Entsprechend der Wirtschaftsstärke entfallen nur rund 2% der weltweiten Stahlproduktion auf Afrika.

Innerhalb der EU nimmt Deutschland wiederum mit einer Produktionsmenge von 42,4 Mio. t in 2018 und damit 25,3 % an der gesamten EU-Produktion eine Sonderstellung ein. Nächste größte Produktionsländer sind Italien mit 24,5 Mio. t (14,6 %) und Frankreich mit 15,4 Mio. t (9,2 %) (Eurofer 2019).

#### Status Quo der Herstellung von DRI und Rohstahl per Direktreduktion

Die Direktreduktion von Eisenerz zur Gewinnung von Eisenschwamm/DRI und schließlich Stahl findet derzeit in verschiedenen Verfahren auf Erdgas- oder Kohlebasis statt. Insgesamt ist ausweislich der Daten von (worldsteel 2019) ein klarer Trend zur Produktionszunahme auf niedrigem absolutem Niveau zu erkennen: von 2011 bis 2018 stieg die globale Produktionsmenge von 76,7 auf knapp 100 Mio. t Eisenschwamm aus dem Direktreduktionsverfahren. Alleine zwischen 2016 und 2018 stieg die globale Produktionsmenge um 36 % (Midrex 2018). Produktionsschwerpunkte liegen hierbei vor allem in Indien (30,4 Mio. t\_2018) und dem Iran (25,7 Mio.t\_2018), gefolgt mit deutlichem Abstand von Russland (7,9 Mio. t\_2018), Mexiko (6 Mio. t\_2018) und einigen weiteren Ländern mit vergleichbaren Produktionsmengen wie Ägypten und Saudi-Arabien. Eine deutliche Zunahme ist in den USA zu verzeichnen, von 1,3 Mio. t\_2014 auf 3,4 Mio. t\_2018 (worldsteel 2019)<sup>3</sup>. Dies ist auf die Inbetriebnahme der DR-Anlage von Voestalpine in Texas zurückzuführen, die seit April 2017 im Vollbetrieb arbeitet und eine jährliche Produktionskapazität von 2 Mio. t aufweist (voestalpine 2017). In der EU ist die Produktionsmenge bislang sehr gering, sie wird für 2018 mit 0,7 Mio. t angegeben, wobei diese vollständig auf die Anlage von ArcelorMittal in Hamburg entfallen.

#### Marktsituation der gasbasierten Produktionsverfahren für DRI: ein globales Duopol

Wie in Abbildung 3 und Abbildung 4 gezeigt, dominieren einige wenige Verfahren die weltweite Produktion von DRI. Die kohlebasierten Verfahren mit Drehrohröfen, die insbesondere die Produktion in Indien dominieren (Midrex 2018), sind nicht Gegenstand dieser Analyse und werden nur ggf. als mögliche Wettbewerbstechnologien berücksichtigt. Bei den gasbasierten Verfahren gibt es derzeit nur drei relevante, marktgängige Alternativen: Midrex einerseits und die HyL III (Energiron) sowie EnergironZR Verfahren, mit einer Gesamtproduktion von 80 Mio. t im Jahr 2018 (Midrex 2018), wobei Midrex eine dominierende Stellung einnimmt. EnergironZR steht hierbei für „Energiron Zero Reformer“, die Reformierung des Erdgases findet nicht extern, sondern unter Druck (6-8 Bar) autokatalytisch direkt am Eisenerz im Schachtofen statt.

---

<sup>3</sup> Leicht abweichende Angaben zu den DRI-Produktionsmengen finden sich in Midrex (2018).

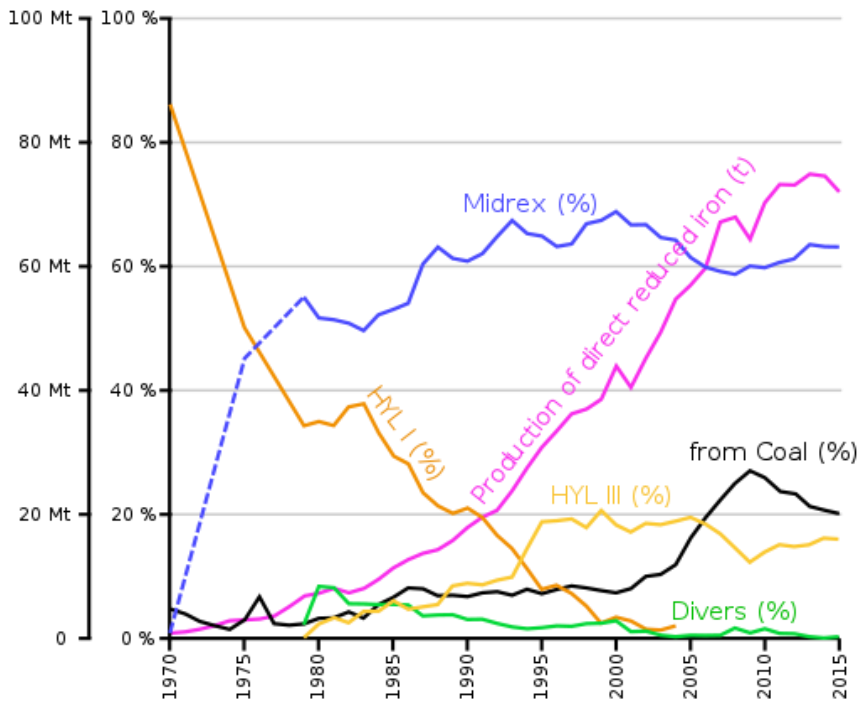


Abbildung 3: Globale Produktionsmengen von direkt reduziertem Eisen (DRI) und Anteile der Produktionsverfahren 1970 bis 2015

Quelle: (Wikipedia 2019a)

### 2018 World DRI Production by Process

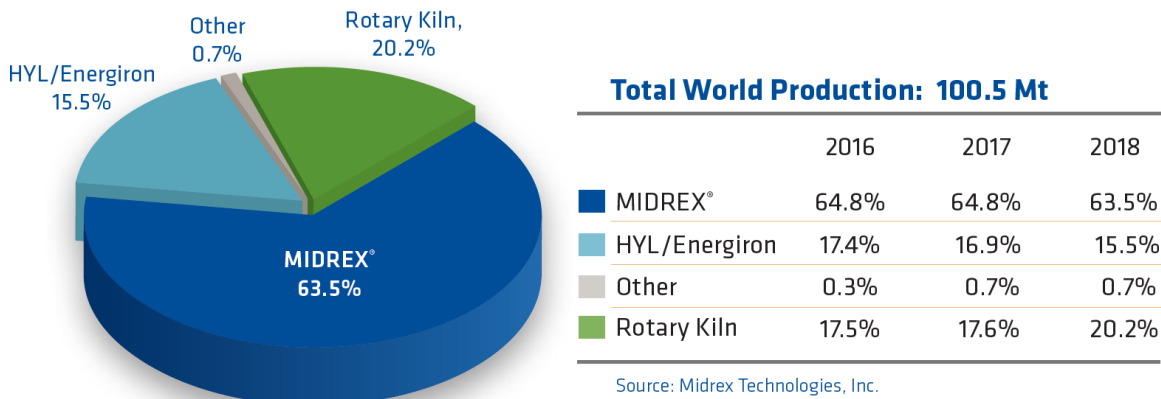


Abbildung 4: Anteile der DRI-Produktionsverfahren 2016 bis 2018 (Rotary kiln = Drehrohrföfen; HYL/Energiron = Summe aus HYL III und EnergironZR)

Quelle: (Midrex 2018)

Das Midrex Verfahren wird von Midrex Technologies mit Hauptsitz in den USA entwickelt und vertrieben. Bereits seit 1983 gehört das 1966 gegründete Unternehmen zum japanischen Stahlhersteller und Anlagenbauer Kobe Steel (Midrex n.d.b).

Die HYL/Energiron Verfahren sind Eigentum von Hyl Technologies S.A. mit Sitz in Mexiko (tenova n.d.). Dort wurde das Verfahren ursprünglich von der Firma Hojalata y Lamina S.A. (daher der Name HYL) entwickelt (Dipl.-Ing. Ralf Bartos et al. 2015). Hyl Technologies ist eine Tochtergesellschaft des italienischen Anlagenbauers Tenova, der wiederum Teil des argentinischen Mischkonzerns Techint ist (Wikipedia 2019b). Die HYL-Verfahren werden gemeinsam von Hyl Technologies und dem italienischen Anlagenbauer Danieli weiterentwickelt und vertrieben (tenova n.d.). Die Unternehmensstruktur ist in diesem Fall also sehr komplex.

Für die gasbasierte Direktreduktion liegt derzeit also ein globales Duopol vor. Auf zentrale technologische Unterschiede der beiden Verfahren wird weiter unten eingegangen.

### Elektrolyseure

Die Marktsituation der Elektrolyseure unterscheidet sich abhängig von der Technologie<sup>4</sup>.

Die alkalische Elektrolyse, als marktreife und etablierte Technologie, ist durch verschiedene Hersteller am Markt vertreten, in Deutschland beispielsweise durch Uhde Chlorine Engineers GmbH, eine Tochter von thyssenkrupp (Thyssenkrupp n.d.a), Wasserelektrolyse Hydrotechnik GmbH (Hydrotechnik n.d.) sowie McPhy Energy Deutschland GmbH, Tochter der französischen McPhy (McPhy n.d.b). Darüber hinaus sind Nel Hydrogen (Nelhydrogen n.d.) und Hydrogen Pro (Hydrogen Pro n.d.) aus Norwegen zu erwähnen.

Auch bei der PEM-Elektrolyse, die derzeit verstärkt über Demonstrationsprojekte im MW-Leistungsbereich auf den Markt drängt, gibt es bereits eine Reihe von Herstellern auf dem globalen Markt, in Deutschland beispielsweise Siemens (Siemens n.d.) mit den Silyzer 200 und 300 Baureihen, die iGas energy GmbH mit dem green electrolyzer (Igas-Enrgy n.d.), sowie H-Tec Systems GmbH mit der H-Tec Serie (H-TEC Systems n.d.).

Die Hochtemperatur-Elektrolyse (HTEL/SOE) hingegen ist, aufgrund derzeit noch fehlender technischer Reife und industrieller Skalierbarkeit, noch auf Pilotprojekte beschränkt (wie z.B. SALCOS<sup>5</sup>) und es sind nur wenige Akteure am Herstellermarkt zu erkennen. In Deutschland beschränkt sich dies auf die Sunfire Fuel Cells GmbH, deren derzeit lieferbares System Sunfire hylink eine Nennleistung von 150 kWh aufweist (Sunfire n.d.a) – dies entspricht einer Produktionsmenge von ca. 2,5 – 3 kg H<sub>2</sub> pro Stunde.

Auch wenn die hier aufgeführten Hersteller nur exemplarisch sind, ist die Anzahl der Marktakteure aufgrund der bislang geringen Nachfrage nach Elektrolyse-Wasserstoff noch relativ gering. Es kann davon ausgegangen werden, dass sich Wettbewerb und Akteursvielfalt erhöhen, wenn dauerhaft eine größere Nachfrage entsteht (Smolinka et al. 2018) – beispielsweise durch eine Anwendung von Elektrolyse-Wasserstoff in erheblichem Umfang in der Stahlindustrie. Ob sich dann jedoch bestimmte Hersteller aus bestimmten Ländern eine hervorgehobene Marktstellung erarbeiten können, erscheint derzeit noch völlig offen. Hier könnte eine Zukunftschance für die deutsche Industrie liegen.

---

<sup>4</sup> Siehe die Differenzierung und Beschreibung der drei Technologievarianten unter „Technikzyklusanalyse“ weiter unten.

<sup>5</sup> Siehe auch hierzu die weiteren Angaben im Abschnitt „Technikzyklusanalyse“

## Mögliche Konkurrenztechnologien

Da die Direktreduktionsroute ein Produktionssystem ist, kann sich die Betrachtung von Konkurrenztechnologien sowohl auf einzelne Technologiekomponenten des Systems, oder auf das gesamte System beziehen. Ohne Anspruch auf Vollständigkeit<sup>6</sup> werden im Folgenden exemplarisch die Eisenerzelektrolyse und die Methanpyrolyse betrachtet.

### *Eisenerzelektrolyse*

Unter „Eisenerzelektrolyse“ werden hier mögliche Verfahren subsummiert, welche Roheisen durch eine direkte elektrochemische Aufspaltung der eingesetzten Eisenerze gewinnen. Dies entspricht damit einem direktelektrischen Verfahren zur Gewinnung von Rohstahl.

Derzeit werden zwei Verfahrensvarianten diskutiert bzw. in Piloten getestet: einerseits die Eisenerzelektrolyse unter Nutzung eines alkalischen Elektrolyts, z.B. Natriumhydroxidlösung. Hierbei wird ultrafein (~10µm; Siderwin n.d. a) pulverisiertes Eisenerz mit der Lösung vermischt. Andererseits das Pyro-Elektrolyseverfahren bei welchem das Eisenerz in einer heißen (1.600 °C) Oxidschmelze, die als Elektrolyt dient, gelöst wird. (Lösch et al. 2018)

Der potenzielle Vorteil der elektrochemischen Verfahren liegt insbesondere in der Vermeidung von Umwandlungsverlusten, da elektrische Energie direkt eingesetzt werden kann zur Ermöglichung der Redox-Reaktion und kein Zwischenspeicher in Form chemischer Energie (z.B. Wasserstoff) erforderlich ist. Potenziell ist die Eisenerzelektrolyse daher potenziell sehr energieeffizient (so geben (Fischedick et al. 2014) 9,3 GJ/t Rohstahl an, wobei hier allerdings der Energieaufwand für das ultrafeine Mahlen des Erzes unberücksichtigt bleibt), (Lavelaine 2019) hingegen gibt den gesamten Energiebedarf für die alkalische Eisenerzelektrolyse mit 13 GJ/t Rohstahl an. Die Eisenerzelektrolyse wird bislang allerdings nur im Labormaßstab realisiert. Beide Verfahren haben sich dort als prinzipiell durchführbar erwiesen. Verschiedene Autoren (Fischedick et al. 2014; Fleiter et al. 2013) erwarten eine mögliche Markteinführung jedoch aufgrund der derzeit mangelnden technologischen Reife nicht vor 2040.

ArcelorMittal arbeitet bereits seit 2004 mit einer Reihe von Partnern an einem alkalischen Elektrolyseverfahren mit ultrafeinem Erz zur Gewinnung von Stahl (Siderwin n.d.a), zu Beginn des Projekts wurde im Rahmen des ULCOS-Programms der EU die ULCOWIN-Technologie entwickelt, nach dem Ende von ULCOS schloss sich das Projekt Siderwin<sup>7</sup> an, dass im Rahmen von HORIZON 2020 Fördermittel erhält. Ziel von Siderwin ist es, die bestehende ULCOWIN-Technologie bis zu TRL 6 (Prototyp in Einsatzumgebung) weiterzuentwickeln. Das Projekt läuft noch bis Ende 2022, seit Mai 2019 wird das Gebäude errichtet, das die Siderwin-Pilotanlage beherbergen soll (Siderwin n.d. b).

Zwar erscheint die Eisenerzelektrolyse aufgrund ihrer hohen potenziellen Energieeffizienz und der direkten Nutzung von Strom als potenziell relevante Konkurrenztechnologie zur Direktreduktionsroute, allerdings wäre eine Markteinführung ab 2040 (bei entsprechenden F&E-Anstrengungen und politischen Rahmenbedingungen vielleicht ab 2035) deutlich zu spät, um bis 2050 eine erhebliche Marktdurchdringung zu erreichen, wie dies bei der Direktreduktionsroute zumindest technologisch denkbar erscheint.

---

<sup>6</sup> Betrachtet werden hier beispielsweise kein kohlebasierten Direktreduktionsverfahren oder Schmelzverfahren, da diese als nicht zielkompatibel angesehen werden.

<sup>7</sup> Development of new methodologies for Industrial CO<sub>2</sub>-free steel production by electroWinning

---

## Methanpyrolyse

Eine denkbare Konkurrenztechnologie zur Wasserelektrolyse bzgl. einer CO<sub>2</sub>-freien/armen Gewinnung von Wasserstoff ist die Methanpyrolyse. Bei der Methanpyrolyse wird Methan bei über 1.000 °C unter Ausschluss von Sauerstoff thermisch in Wasserstoff und reinen Kohlenstoff gespalten, dabei entstehen zunächst keine CO<sub>2</sub>-Emissionen. Als Methanquelle können neben Erdgas grundsätzlich auch biogene Stoffe genutzt werden. Der technologische Reifegrad dieser Methode liegt derzeit laut (DECHEMA 2017) bei 4 – 5. Die Methanpyrolyse wird derzeit beispielsweise im Rahmen eines neuen (Start Oktober 2019) Kooperationsprojekts zwischen wintershall dea und dem Karlsruher Institut für Technologie weiterentwickelt (Wintershall Dea n.d.). Verfahrenstechnisch kommt ein mit Flüssigmetall gefüllter Blasenreaktor zum Einsatz. Für die Bewertung der potenziellen THG-Vermeidung ist die nachgelagerte Verwendung des als Feststoff anfallenden reinen Kohlenstoffs entscheidend.

Der klare Vorteil der Methanpyrolyse gegenüber der Wasserelektrolyse liegt in dem deutlich niedrigeren Energiebedarf zur Spaltung des Ausgangsmoleküls, da die aufzubringende Energie (Reaktionsenthalpie) für die Zerlegung des Wassermoleküls deutlich höher ist als diejenige für das Methanmolekül. Dies veranschaulicht Abbildung 5.

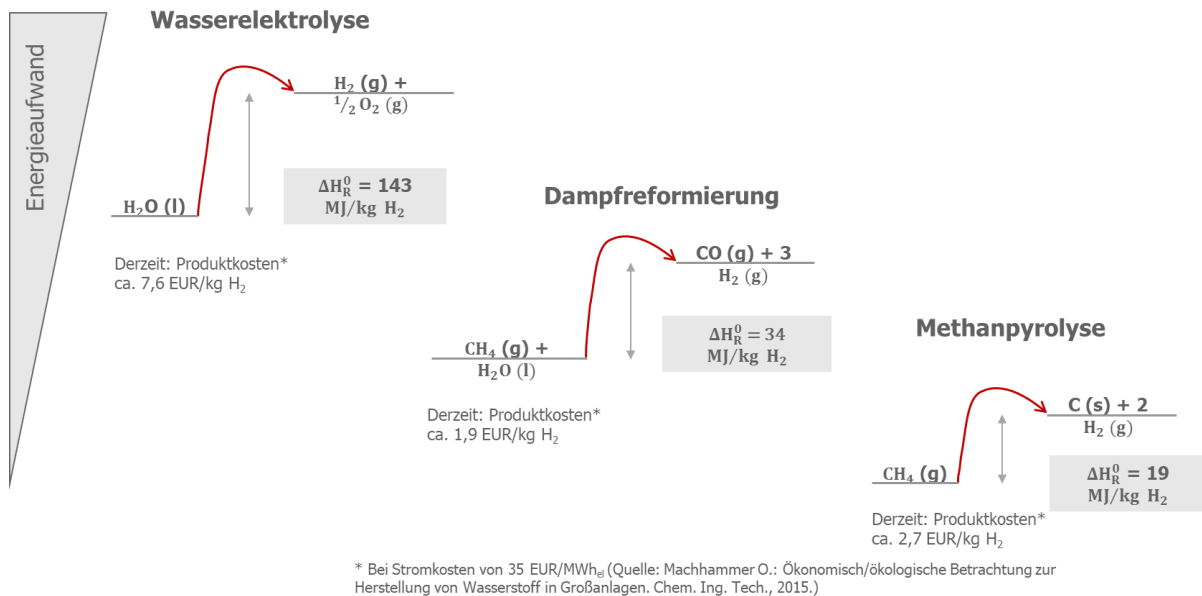


Abbildung 5: Vergleich der Reaktionsenthalpien verschiedener Verfahren zur Gewinnung von Wasserstoff zur Illustration der physikalischen Grenzen der Herstellungsverfahren

Quelle: (Machhammer et al. 2015), Darstellung IREES

Wie Abbildung 5 zeigt, liegen die typischen Produktkosten für Wasserstoff aus Erdgas, sowohl bei der etablierten Dampfreformierung als auch zukünftig möglicherweise bei der Methanpyrolyse, erheblich unter denjenigen von Elektrolyse-Wasserstoff (Dampfreformierung : Elektrolyse ca. 1 : 4). Diese Relation hängt von einer Reihe von Faktoren ab, insbesondere dem Verhältnis von Strompreis zu effektivem CO<sub>2</sub>-Preis, sowie der Senkung von Wandlungsverlusten etc. durch weitere Technologieentwicklung oder Systemintegration. Siehe hierzu auch die Angaben in Kapitel 3 zur energietechnischen und -wirtschaftlichen Bewertung der Direktreduktionsroute.

Insofern ist die Frage zu beantworten, ob und wie auch eine verstärkte Nutzung von Erdgas zur Gewinnung von Wasserstoff zielkompatibel sein kann. Fraglich ist insbesondere die Verwendung des anfallenden Kohlenstoffs, in Form von CO, CO<sub>2</sub> oder reinem Kohlenstoff.

---

### 3. Energietechnische und -wirtschaftliche Bewertung

---

Der konkrete Energieträgerverbrauch und die damit einhergehenden CO<sub>2</sub>-Emissionen, spezifisch pro Tonne Produkt, des Produktionssystems „Stahlherstellung auf Basis einer gasbasierten Direktreduktion in einem Schachtofen“ sind stark abhängig von der konkreten Systemkonfiguration (beispielsweise Wahl des Schachtofenverfahrens, Wahl der Elektrolysetechnologie), den spezifischen Emissionen des Strombezugs und von dem Energieträger- und Feedstockmix (Reduktionsgas, Schrott/EAF). Um diese Werte für ein bestimmtes real existierendes Stahlwerk oder eine konkrete mögliche Systemkonfiguration genauer zu ermitteln, wäre letztlich eine umfangreiche Modellierung erforderlich. Daher werden im Folgenden „Typische“ Werte angegeben, und wo auf Basis vorhandener Informationen möglich, weiter ausdifferenziert.

#### Spezifische Energieverbräuche und Emissionen verschiedener Primärstahl-Prozesse

Die spezifischen Emissionen der Direktreduktionsroute mit 100% Erdgas als Reduktionsgas liegen bereits erheblich niedriger als die durch die Hochofenroute erreichbaren: nach Scholz 2004 zitiert in (Kirschen et al. 2011) liegt das technische Limit für den spezifischen Emissionswert der Hochofenroute bei 1,52 t CO<sub>2</sub>/ t Rohstahl. Dieser Wert wurde scheinbar anhand einer Kohlenstoffbilanz ermittelt und enthält daher die der Nutzung der Kuppelgase zuzurechnenden Emissionen. Aus den für die Hochofenroute relevanten Benchmarkwerten für die dritte Handelsperiode des Emissionshandels (Hot Metal Benchmark bezogen auf Roheisen, Sinter Benchmark bezogen auf Sinter, Coke Benchmark bezogen auf Koks; European Commission 2011) lässt sich ein „kombinierter Benchmarkwert“ bezogen auf die Rohstahlmenge (ohne Walzen und weitere Verarbeitung) ermitteln. Die Nutzung von Kuppelgasen in Kraftwerken ist aus Sicht dieses Benchmarks als extern anzusehen und nicht in diesem berücksichtigt. Unter der Annahme, dass bei der Hochofenroute typischerweise ~20% Schrott im Konverter eingesetzt werden, beträgt dieser kombinierte Benchmarkwert 1,4 t CO<sub>2</sub>/t Rohstahl. Zur Berechnung dieses Wertes werden typische Einsatzmengen von Sinter und Koks pro Tonne Roheisen herangezogen, um die zurechenbaren Koks- und Sinterbenchmarks pro Tonne Roheisen zu ermitteln. Die so berechnete Summe wird dann von der Bezugsgröße Roheisen auf die Bezugsgröße Rohstahl umgerechnet. Da der Hot Metal Benchmark um die Emissionen der exportierten Kuppelgase korrigiert ist, sind diese in dem genannten kombinierten Benchmark auch nicht enthalten. Die realen, durchschnittlichen spezifischen Emissionen der bestehenden integrierten Stahlwerke liegen nochmals deutlich höher, in der EU im Jahr 2010 nach (Wörtler et al. 2013) bei ca. 1,9 t CO<sub>2</sub>/t Rohstahl. Allerdings beinhaltet dieser Durchschnittswert auch die (relativ geringen) spezifischen Emissionen für das Walzen und wohl auch die Emissionen aus der Nutzung der Kuppelgase. Nach (Kirschen et al. 2011) beträgt der Industriedurchschnitt für die EU-Primärstahlproduktion 1,63 t CO<sub>2</sub>/t Rohstahl und der Durchschnitt der 10% besten Anlagen liegt bei 1,475 CO<sub>2</sub>/t Rohstahl; dieser Wert kommt dem oben genannten kombinierten Benchmark sehr nahe. Es ist daher zu vermuten, dass die Angaben in Kirschen et al. 2011 die Nutzung der Kuppelgase sowie das Walzen nicht bilanzieren.

Die spezifischen Emissionen der Direktreduktionsroute hängen von den jeweiligen Anteilen an Eisenschwamm/DRI und Stahlschrott im EAF ab. Nach Angaben von (Hille and Redenius 2018a) liegen die dem Erdgaseinsatz im Schachtofen zurechenbaren spezifischen Emissionen bei einem Einsatz von 100% DRI bei 666 kg CO<sub>2</sub>/t Rohstahl, bei einem Verhältnis DRI zu Stahlschrott im EAF von 80:20 bei 622 kg CO<sub>2</sub>/t Rohstahl. Hinzu kämen 30 kg CO<sub>2</sub>/t Rohstahl durch den Einsatz von Schäumkohle und durch den Elektrodenabbrand im Elektrolichtbogenofen (Hölling et al. 2017) sowie rund 38 kg CO<sub>2</sub>/t Rohstahl für den Brantkalk Einsatz. (Hille und Redenius 2018b)

---

Somit ergäben sich für eine vollständig erdgasbasierte Direktreduktionsroute bei Nutzung von emissionsfreiem Strom im EAF und für die Nebenanlagen spezifische Emissionen von 734 kg CO<sub>2</sub>/t Rohstahl, bei einem Einsatz von 100% DRI, bei einem Verhältnis von DRI zu Schrott von 80:20 dementsprechend ca. 690 kg CO<sub>2</sub>/t Rohstahl. Der letztgenannte Wert entspricht einer Reduktion um etwas mehr als 50 % gegenüber dem oben genannten Benchmark für die Hochofenroute.

Für Deutschland wird der Emissionsfaktor von Erdgas vom Umweltbundesamt mit 55,9 t CO<sub>2</sub>/TJ angegeben (Kristina Jührich 2016), die zitierte Angabe eines typischen Ausstoßes von 666kg CO<sub>2</sub>/t DRI entspricht daher einem erdgasbedingten Energiebedarf von 11,9 GJ/ t DRI. Dieser Wert enthält bereits die zur Aufheizung des Erdgases auf Reaktionstemperatur erforderliche Energie (Hille and Redenius 2020). Hinzu kommen die mit der Erschmelzung des DRI zu Stahl im EAF verbundenen Energieverbräuche und Emissionen. Für den spezifischen Strombedarf des EAF finden sich verschiedene Angaben zwischen 2,5 und 3,3 GJ/t Rohstahl, im Weiteren wird von 3 GJ/t ausgegangen bei einem Einsatz von 100% DRI im EAF, dieser Wert findet sich auch in (Arens et al. 2016). In Summe ergibt sich somit ein Energiebedarf von ca. 14,9 GJ/t Rohstahl für die Direktreduktionsroute mit Erdgas bei Einsatz von 100% DRI im EAF und von ca. 14,1 GJ/t Rohstahl bei einem Verhältnis von DRI : Schrott 80:20. Bei Nutzung rein erneuerbar erzeugten Stroms ergeben sich für die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen die oben bereits genannten 0,73 t CO<sub>2</sub>/t Rohstahl bei 100% DRI und 0,69 CO<sub>2</sub>/t Rohstahl bei einem Verhältnis von DRI : Schrott 80:20. Bei Annahme des derzeitigen (2019) deutschen Strommixes mit einem Emissionsfaktor von ca. 400 g CO<sub>2</sub>/kWh durch den EAF kämen zusätzliche spezifische Emissionen von 0,33 t CO<sub>2</sub>/t Rohstahl hinzu. Für den Gesamtprozess ergäben sich somit in Summe 1,06 t CO<sub>2</sub>/t Rohstahl (100% DRI) bzw. 1,02 t CO<sub>2</sub>/t (80% DRI) Rohstahl.

Für die Direktreduktionsroute mit 100% Elektrolyse-Wasserstoff stammen die Angaben zum spezifischen Energieverbrauch und dem spezifischen Emissionswert bei Nutzung von 100% erneuerbaren Energien aus Vogl et al. (2018). Allerdings wird dort auch von einem relativ geringen spezifischen Strombedarf des EAF von 2,5 GJ/t Rohstahl ausgegangen, mit dem höheren Wert von 3 GJ/t ergibt sich die in Abbildung 6 genannte Spanne für den spezifischen Energieverbrauch der Produktionsroute. Analog zur Rechnung für die erdgasbasierte DR-Route ergibt sich bei einem Einsatz von 80% DRI und 20% Schrott ggü. dem Einsatz von 100% Schrott ein um 0,8 GJ/t Rohstahl geringerer spezifischer Energieverbrauch.

Eine überschlägige Rechnung verdeutlicht die besondere Bedeutung der Energiewende im Stromsektor für die spezifischen Emissionen dieses Produktionssystems und die systemische/sectorübergreifende Herausforderung bei der Elektrifizierung der deutschen Stahlproduktion: beim derzeitigen deutschen Strommix (2019, 400g CO<sub>2</sub>/kWh) hätte die H<sub>2</sub>-Direktreduktion spezifische Gesamtemissionen von ca. 1,6 t CO<sub>2</sub>/t Rohstahl und läge damit noch höher als für die Direktreduktion mit 100% Erdgas. Aufgrund des erheblichen Mehrbedarfs an Erzeugungskapazitäten für eine Elektrifizierung der deutschen Primärstahlerzeugung ist eine solche Betrachtung aber rein theoretischer Natur, da diese zusätzlichen Erzeugungskapazitäten sowieso nur als erneuerbare Kapazitäten vorstellbar sind. Die Frage, wo dieser Zubau in welchem Umfang stattfinden kann, oder ob Import eine große Rolle spielen muss, wird hier zunächst nicht betrachtet, stellt sich jedoch vor dem Hintergrund der politisch erwünschten Dekarbonisierung der Industrie (nicht nur für die Stahlindustrie) jedoch akut.

Abbildung 6 gibt einen Überblick über die Energieverbräuche und spezifischen Emissionen (pro Tonne Rohstahl) der oben beschriebenen Produktionsprozesse.

Um die verschiedenen Quellen und die dort genutzten Bilanzgrenzen konsistent zu integrieren um eine Vergleichbarkeit zu ermöglichen, müssen bei den DR/EAF-Routen noch die Energieeinsätze und Emissionen für das Pelletieren des Eisenerzes addiert werden, da der Wert für die BF/BOF-

Route diese Werte für die Agglomeration des Erzes ebenfalls enthält. (Hooley et al. 2013) geben für das Pelletieren von Hämatit einen Wert von 1 GJ/ an, bei einem Eisengehalt von ca. 65 Massenprozent ergibt sich so ein zusätzlicher Energieverbrauch von 1,5 GJ pro Tonne Rohstahl. Die zusätzlichen Emissionen betragen nach (Hooley et al. 2013) 80 kg CO<sub>2</sub> pro Tonne Hämatit-Pellets, und somit ca. 123 kg CO<sub>2</sub> pro Tonne Rohstahl bei 100% DRI und ca. 98 kg CO<sub>2</sub> pro Tonne Rohstahl bei 80% DRI.

Darüber hinaus berücksichtigt die Darstellung in Abbildung 6 die mögliche Spannbreite der Allokation der bei der BF/BOF-Route insgesamt eingesetzten Energie vor dem Hintergrund einer weiteren Nutzung, sowohl prozessintern als auch extern, der entstehenden Kuppelgase.

Produktionssystem	Energiebedarf [GJ/t]	Spezifische Emissionen [t CO <sub>2</sub> /t]
<b>Hochofenroute (BF/BOF)<sup>8</sup></b>	~18,2 (Bei vollständiger Allokation der Energieeinsätze - Kohlenstoffbilanz)	1,475 - 1,63 (ohne Walzen und Kuppelgasnutzung)
	~ 15 (Bei vollständiger Gutschrift für exportierte Kuppelgase)	~1,9 (inkl. Walzen und Kuppelgasnutzung)
<b>100%-CH<sub>4</sub>-DR/EAF<sup>9</sup></b>	~16,4 (100% DRI)	0,85 (RES) 1,18 (Strommix 2019)
	~ 15,6 (80 % DRI)	0,8 (RES) 1,12 (Strommix 2019)
<b>100%-H<sub>2</sub>-DR/EAF<sup>10</sup></b>	~14,6 (100% DRI)	0,18 (RES) 1,62 (Strommix 2019)
	~ 13,8 (80% DRI)	0,15 (RES) 1,53 (Strommix 2019)

Abbildung 6: Gesamtüberblick über typische spezifische (pro Tonne Rohstahl) Energiebedarfs- und THG-Emissionswerte der Hochofenroute und der Direktreduktionsroute (inklusive Erzagglomeration (Sintern/Pelletieren), bei DR-Route mit 0% / 20% Schrottnutzung im EAF)

Quellen: Siehe Fußnoten

<sup>8</sup> Fishedick et al. (2014), Wörtler et al. (2013), European Commission (2011), Kirschen et al. (2011), Hille and Redenius (2020).

<sup>9</sup> Eigene Berechnungen beruhend auf Arens et al. (2016), Hille and Redenius (2018b, 2020), Hooley et al. (2013).

<sup>10</sup> Eigene Berechnungen beruhend auf Fishedick et al. (2014), Vogl et al. (2018), Hölling et al. (2017), Hooley et al. (2013).



## Gesamtenergiewirtschaftliche Relevanz einer Diffusion der Direktreduktionsroute

Unterstellt man hinreichende Technologiereife und Wettbewerbsfähigkeit (siehe unten) der Direktreduktionsroute auf Basis von erneuerbar erzeugtem Elektrolysewasserstoff, führt dies – im Extremfall einer vollständigen Diffusion – zu einem erheblichem Mehrbedarf an erneuerbar erzeugtem Strom. Nach (Vogl et al. 2018) beträgt der spezifische Strombedarf des Prozesses für Elektrolyse und EAF 3,5 MWh/t Rohstahl, andere Quellen (Hille und Redenius 2018a) nennen einen spezifischen Bedarf von 4 MWh/t Rohstahl. Ausgehend von der derzeitigen Primärstahlerzeugung in Deutschland von ca. 30 Mio. t pro Jahr ergäbe sich also ein Mehrbedarf von 105-120 TWh/a. Dies entspräche einem Anteil von 15-20% der derzeitigen Bruttostromerzeugung Deutschlands und der Hälfte des derzeit erzeugten erneuerbaren Stroms. Dies verdeutlicht die erheblichen sektorübergreifenden Auswirkungen einer Strategie zur Elektrifizierung der Stahlindustrie.

Allerdings bietet der Direktreduktionsprozess erhebliche Flexibilisierungsoptionen, was seine Integration in das Gesamtsystem deutlich vereinfachen dürfte. Besonders interessant ist die mögliche Flexibilität der DRI-Schachtöfen (derzeit gilt dies allerdings nur für EnergironZR), den Anteil an Elektrolysewasserstoff im Reduktionsgas schrittweise erhöhen bzw. auch variieren können. Die Anlagen könnten sich so den für die Elektrolyse zur Verfügung stehenden erneuerbaren Strommengen bzw. den relativen Energieträgerpreisen (Elektrizität/Erdgas) anpassen. Weitere Flexibilitätsoptionen bieten die Speicherung von Wasserstoff und/oder DRI (in Form von HBI). Diese Optionen bieten nicht nur die Möglichkeit einer schrittweisen und gesamtsystemdienlichen Einführung des Prozesses, sondern auch der Kostenoptimierung und somit einer Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit. Um diese komplexen Flexibilitätsoptionen im Hinblick auf ihre Auswirkungen auf z.B. die spezifischen Energieverbräuche/Emissionen und Kosten in Abhängigkeit der Energiepreisvektoren und sonstiger Parameter zu entwickeln, wäre eine dynamische Modellierung des Produktionssystems und seiner Eingangsparameter erforderlich. Dies ist im Rahmen der vorliegenden Bewertung nicht möglich, diese muss sich daher auf statische Abschätzungen beschränken.

## Vorläufige Abschätzung des maximalen CO<sub>2</sub>-Vermeidungspotenzials bis 2050 für Deutschland

Im Folgenden wird das THG-Vermeidungspotenzial auf Grundlage der oben dargelegten Parameter abgeschätzt. Dabei wird davon ausgegangen, dass ausschließlich erneuerbarer Strom für die Wasserelektrolyse und den EAF zum Einsatz kommt.

Grundlegende Annahme für die Abschätzung ist, dass die Stilllegung von Hochöfen und der Ersatz durch eine Direktreduktionsanlage nur erfolgt, wenn eine neue Ofenreise ansteht. Die typische Betriebsdauer einer Ofenreise beträgt 10 bis 20 Jahre, als Durchschnittswert werden 15 Jahre angenommen. Da für diese Analyse keine Informationen über die genauen Produktionsmengen und die Lebensdauern seit der letzten Ofenreise der deutschen Hochöfen vorliegen, wird ein einfacherer Ansatz zur schrittweisen Diffusion gewählt: in jedem Jahr wird 1/15 der gesamten Oxygenstahlmenge durch Direktreduktionsstahl ersetzt. In der Realität würde ein Ausphasen der Hochöfen natürlich diskontinuierlich erfolgen. Hieraus lässt sich aber erkennen, sofern die Wettbewerbsfähigkeit in diesem Zeitraum absehbar hergestellt würde, dass eine Substitution der gesamten Primärstahlkapazität Deutschlands bis zum Jahr 2050 durchaus möglich wäre. Zwar eröffnet eine anstehende Ofenreise den relativ besten Investitionszeitpunkt, die notwendigen Investitionen können jedoch bei weitem nicht aus den für die sowieso für den Hochofen anfallenden Mitteln gedeckt werden.

Unabhängig hiervon stellt sich natürlich ebenso die Frage nach der Entwicklung der Produktionsmengen in Deutschland. Diese unterliegt ganz erheblichen Unsicherheiten, die von der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung über die globale Arbeitsteilung in den kommenden

Jahrzehnten bis hin zu materialbezogenen Handlungsoptionen in der Wertschöpfungskette (Materialeffizienz, Leichtbau, Materialsubstitution – siehe auch Lösch et al. 2017) reichen.

Insgesamt betragen die der Rohstahlproduktion in Deutschland zurechenbaren direkten CO<sub>2</sub>-Emissionen derzeit (2017/2018) ausweislich der Daten von (Umweltbundesamt 2019) und (Statistisches Jahrbuch Stahl 2018/19) 56,75 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalent. Allerdings liegen keine Daten für die der Primärstahl- und Sekundärstahlerzeugung jeweils zuzuordnenden Emissionen vor. Ausgehend von der oben angegebenen spezifischen Emission durch den Einsatz von Schäumkohle sowie der im Nationalen Inventarbericht angegebenen spezifischen Emission für den Elektrodenabbrand lässt sich, bei einer Sekundärstahlmenge von 12,7 Mio. t in 2019, deren direkte (nicht strombedingte) Gesamtemission auf knapp 0,5 Mio. t abschätzen. Für die Direktreduktionsanlage in Hamburg lassen sich weitere 0,35 Mio. t pro Jahr veranschlagen. Demnach verblieben für die Primärstahlproduktion 56,25 Mio. t, was wiederum bei einer Produktionsmenge von 29,7 Mio. t (2018) einer durchschnittlichen spezifischen Emission von 1,88 t CO<sub>2</sub>/t Rohstahl der deutschen Primärstahlherstellung entspricht. Allerdings enthält dieser Wert auch die Emissionen die dem Walzen zuzuordnen sind, sowie darüber hinaus auch die Emissionen aller der Stahlindustrie zuzurechnenden Kraftwerke und Kessel und somit auch die Nutzung der Kuppelgase (Umweltbundesamt 2019). Die so ermittelte durchschnittliche spezifische Emission von 1,88 t CO<sub>2</sub>/t Rohstahl entspricht hinsichtlich der Bilanzierungsgrenzen daher am ehesten der Angabe in Wörtler et al. 2013 für die durchschnittlichen Emissionen der Primärstahlherstellung in Europa.

Maßgeblich für die vorliegende Betrachtung sind die durch einen Technologiewechsel verursachten Energie- und Emissionseinsparungen. Da die Kuppelgase der BF/BOF-Route einerseits zur Stromerzeugung und andererseits für nachfolgende Prozesse wie das Walzen genutzt werden, die auch bei der Direktreduktionsroute erforderlich sind, liegt es nahe, die hiermit verbundenen Emissionen des Referenzverfahrens nicht mit zu bilanzieren. Im Sinne einer konservativen Abschätzung des Einsparpotenzials, das sich nur auf den Verfahrenswechsel für die Primärstahlerzeugung und nicht auf die durchschnittliche Effizienz der bestehenden Referenzanlagen beziehen soll, erscheint es weiterhin sinnvoll die durchschnittliche spezifische Emission der besten Anlagen in Europa als Referenzwert heranzuziehen. Hierfür wird im Folgenden daher der Wert von 1,475 CO<sub>2</sub>/t Rohstahl aus Kirschen et al. 2011 genutzt.

Als Differenz zwischen den spezifischen Emissionen des gewählten Referenzwerts der BF/BOF-Route (1,475 t CO<sub>2</sub>/t Rohstahl) und H<sub>2</sub>-DR-EAF mit 100% erneuerbarem Strom (ca. 0,15 t CO<sub>2</sub>/t Rohstahl) ergibt sich somit ein theoretisches, maximales und durch den Technologiewechsel induziertes Einsparpotenzial bei vollständiger Diffusion und gleichbleibender Primärstahl-Produktionsmenge von ca. 39,4 Mio. t CO<sub>2</sub> pro Jahr. Diese verfahrenszentrierte Betrachtung entspricht jedoch nicht dem in der Emissionsberichterstattung üblichen Quellenprinzip, da das Sintern im Inland beim integrierten Stahlwerk stattfindet, während die Pellets für die Direktreduktionsroute direkt von den Erzlieferanten geliefert werden und die damit verbundenen Emissionen im Ausland stattfinden. Wird dies berücksichtigt, ergibt sich eine weitere Einsparung von 0,1 t CO<sub>2</sub>/t Rohstahl und somit bei vollständiger Diffusion und gleichbleibender Primärstahlherstellung eine Gesamteinsparung von 42,4 Mio. t CO<sub>2</sub> pro Jahr.

Ausgehend von Abbildung 6 können die möglichen Energieeinsparungen wie folgt angegeben werden, sofern die Bilanzgrenze nicht berücksichtigt, dass die Emissionen für das Sintern von Erz bei der BF/BOF-Route im Inland, und das Pelletieren von Erz für die DRP/EAF-Route im Ausland bei den Rohstofflieferanten stattfindet:

- bei Nutzung von 100% DRI im EAF eine spezifische Einsparung von ca. 0,4 GJ/t Rohstahl (-3% ggü. Hochofen), somit bei einer Produktionsmenge von derzeit 29,7 Mio. t insgesamt 11,9 PJ / 3,3 TWh
-

- bei Nutzung von 80% DRI und 20% Schrott eine Einsparung von 1,2 GJ pro Tonne Rohstahl (-8% ggü. Hochofen), somit bei einer Produktionsmenge von 29,7 Mio. t insgesamt 35,6 PJ bzw. 9,9 TWh.

Bei dieser Bilanzierung sind die spezifischen Energieeinsparungen des Verfahrens relativ gering, es zeigt sich dabei auch die Relevanz der Schrottnutzung.

Rechnet man die im Ausland stattfindende Pelletherstellung heraus, ergeben sich erheblich höhere Einsparungen, die jedoch nicht einer technologiezentrierten Betrachtung entsprechen. Bei Nutzung von 100% DRI ergeben sich so spezifische Einsparungen von 1,9 GJ/ t Rohstahl, und bei 80% DRI-Einsatz 2,7 GJ / t Rohstahl.

Insgesamt ist festzuhalten, dass die genannten Emissions- und Energieeinsparungen von den konkreten Verfahrenskonfigurationen und der Effizienz der Nutzung der eingesetzten Energie abhängig sind. Die hier genannten Werte können daher nur zur Orientierung dienen.

In erster Linie, wie oben dargestellt, handelt es sich um eine Substitution von Kohle/Koks durch elektrischen Strom, mit den entsprechenden Herausforderungen für die gesamte Energiewirtschaft.

#### Kosten und Wettbewerbsfähigkeit, mögliche Szenarien

Bzgl. der spezifischen Produktionskosten für eine Tonne Rohstahl über die Direktreduktionsroute mit 100% Wasserstoff finden sich derzeit noch nur wenige Angaben in der Literatur, so beispielsweise in (Fischedick et al. 2014) und (Vogl et al. 2018). Zentraler Unterschied der Herangehensweise ist, dass Fischedick et al. davon ausgehen, dass nur erneuerbarer Überschussstrom verwendet wird und für die Aufrechterhaltung des Betriebs Wasserstoffspeicher zum Einsatz kommen. Dies erhöht die notwendige Elektrolysekapazität und die damit zusammenhängenden Investitionskosten pro Rohstahlkapazität erheblich gegenüber dem Ansatz von Vogl et al., welche von einer kontinuierlichen Produktion und somit Volllast der Elektrolyseure unter Nutzung von zusätzlichen EE-Erzeugungskapazitäten ausgehen. Der konservativere Ansatz scheint es in diesem Fall zu sein, nicht davon auszugehen, dass zukünftig Überschussstrom genutzt werden kann (da die Elektrifizierung der energienachfragenden Sektoren nicht nur die Stahlindustrie betrifft), sondern von der Notwendigkeit zusätzlicher Kapazitäten auszugehen. Daher werden im Folgenden die Werte von Vogl et al. vorläufig übernommen. Allerdings handelt es sich auch bei Vogl et al. 2019 um eine statische Betrachtung, die nur die Reduktion mit Elektrolysewasserstoff berücksichtigt. In einem flexiblen System, das auch teilweise auf die Nutzung von Erdgas setzt, werden die vorhandenen Elektrolysekapazitäten im Jahresdurchschnitt nicht unter Volllast laufen und Speicher erforderlich sein. Fischedick et al. geben die spezifischen CAPEX insgesamt für die Direktreduktionsroute pro Tonne Rohstahlkapazität mit 874 € an, Vogl et al. mit 574 €.

Aufgrund des hohen spezifischen Strombedarfs der Wasserelektrolyse-Direktreduktionsroute ist zu erwarten, dass die spezifischen Gesamtkosten auch sehr stark vom Strompreis abhängen werden. Die statische Modellrechnung von (Vogl et al. 2018) zeigt, dass die Stromkosten bei einem Preis von 40 €/MWh (was gut dem durchschnittlichen Strompreis der Grundstoffindustrie in Deutschland entspricht) 32 % der Gesamtkosten ausmachen, bei einem Strompreis von 80 €/MWh sogar 47 %. Die anderen berücksichtigten Kostenbestandteile (CAPEX-Abschreibung, Rohstoffkosten, sonstige Betriebskosten) werden als konstant angenommen.

Während (Vogl et al. 2018) drei verschiedene Zeitpunkte für die Kalkulation der spezifischen CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten betrachten – Neuzustellung des Hochofens (relining), Neubau auf der grünen Wiese (green field), Neubau auf einem Altstandort (brown field) – erscheint für die Primärstahlerzeugung in der EU vor dem Hintergrund der Herausforderungen der Stahlindustrie (Lösch 2019) nur die Neuzustellung als realistisches Szenario, daher soll nur dieses hier wiedergegeben werden.

In Abbildung 7 sind die derzeit plausibelsten Abschätzungen (Vogl et al. 2018) der Differenzkosten sowie der nötigen CO<sub>2</sub>-Preise bzw. Vermeidungskosten für die beiden Produktionssysteme wiedergegeben.

Strompreis	BF/BOF Kosten	H2/DR/EAF Kosten	Break-Even CO <sub>2</sub> -Preis	Kosten-differenz	Kosten--differenz
EUR/MWh	EUR/t <sub>cs</sub>	EUR/t <sub>cs</sub>	EUR/tCO <sub>2</sub>	EUR/t <sub>cs</sub>	%
20	307	361	30	54	18%
<b>40</b>	<b>307</b>	<b>431</b>	<b>68</b>	<b>123</b>	<b>40%</b>
60	307	500	106	193	63%
80	307	570	144	262	85%
100	307	639	183	332	108%

Abbildung 7: Vergleich der spezifischen Produktionskosten / CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten für die Produktionssysteme BF/BOF und H<sub>2</sub>-DR-EAF

Quelle: (Vogl et al. 2018)

Klar zu erkennen ist hier die besondere Bedeutung des Strompreises und des tatsächlichen, effektiven CO<sub>2</sub>-Preises für die Wettbewerbsfähigkeit der Direktreduktionsroute gegenüber der Hochofenroute. Dies gilt bei allen Unsicherheiten, die sich insbesondere aus der Komplexität des Produktionssystems und der damit einhergehenden Freiheitsgrade für die Betriebsführung (und somit allerdings auch für die Optimierung) des Prozesses und aus der Variabilität der Preise für Roh- und Einsatzstoffe (Lösch 2019) ergeben. Beim derzeitigen Industriestrompreis in Deutschland von ca. 40 €/MWh lägen die spezifischen Produktionskosten der Direktreduktionsroute um 40 % höher gegenüber der Hochofenroute. Zur Sicherstellung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit wird ein politisch induzierter Mechanismus letztlich unumgänglich sein, sei es in Form eines Grenzausgleichssteuersystems, in Form von Nutzungsquoten für „grünen“ Stahl, oder anderen Instrumenten.

Die kürzlich erschienene Studie von (Schneider et al. 2019) macht Angaben zu möglichen spezifischen Produktionskosten für das Jahr 2050. Hier werden Annahmen insbesondere für die zukünftigen Investitionskosten des Elektrolyseurs (250 – 500 €/kW), den Stromkosten, Volllaststunden und Wasserstoffbezugskosten hinterlegt. Diese Studie geht davon aus, dass Wasserstoff grundsätzlich über Pipelines bezogen wird und somit Transportkosten anfallen. Der obere Wert der so ermittelten Produktionskosten beträgt 630 €/t Rohstahl (Wasserstoffimport, 5,04€/kg), der untere Wert 532€/t Rohstahl (Wasserstoff in Europa erzeugt, 2,78€/kg). Aus den in der Studie angenommenen spezifischen Produktionskosten für die Hochofenroute von 391 €/t Rohstahl und den vermeidbaren CO<sub>2</sub>-Emissionen (ca. 1,5 t CO<sub>2</sub>/t Rohstahl<sup>11</sup>) ergeben sich bei der genannten Spanne der Produktionskosten für die Direktreduktionsroute CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten von 94 bis 159€/t CO<sub>2</sub>. Diese sind mit den in Abbildung 7 gezeigten Werten gut konsistent.

<sup>11</sup> Ansatz: Als Referenzwert wird der EU-Durchschnittswert ohne Walzen und Kuppelgasnutzung für die BF/BOF-Route aus Kirschen et al. 2011 von 1,63 t

Ergänzend können die in (Jochem und Lösch unveröffentlicht) entwickelten beiden konträren Präsenarien für die mögliche Entwicklung von Energie- und CO<sub>2</sub>-Preisen in Abhängigkeit des Ambitionsniveaus der Klimaschutzpolitik betrachtet werden. In dem unambitionierten Referenzszenario für die Großhandelspreise energieintensiver Abnehmer der Industrie wird ein effektiver (nach Berücksichtigung der Ausnahmeregelungen (z.B. weiterhin kostenfreie Allokation über Carbon-Leakage-Liste, die weiterhin als in Kraft angenommen werden) CO<sub>2</sub>-Preis von gerade einmal 20 € im Jahr 2050 erwartet (aufgrund der zunehmenden Debatte um die CO<sub>2</sub>-Bepreisung könnte er auch etwas darüber liegen), der Strompreis verbleibt ungefähr auf dem gleichen Niveau wie heute. Letzteres gilt auch im ambitionierten PolitikszENARIO, allerdings wird hier ein deutlich höherer CO<sub>2</sub>-Preis (in Preisen von 2017) von 100 € unterstellt. Darüber hinaus unterscheidet sich der unterstellte Preis für Wasserstoff. Im Referenzszenario wird von steigenden Preisen bei der Herstellung mit Dampfreformierung (von heute 20€ /MWh auf 40€ /MWh aufgrund entsprechend steigender Erdgaspreise) und konstanten Preisen bei der Wasserelektrolyse (80€ /MWh) ausgegangen. Im PolitikszENARIO steigt der Preis bei der Dampfreformierung bis 2050 nochmal etwas stärker an (45€ /MWh), der Preis für „grünen“ Elektrolysewasserstoff sinkt hingegen auf 70 € /MWh. Letzteres bedingt durch die Annahme, dass erneuerbarer Strom für den Zweck der Wasserelektrolyse von allen energiepolitischen Abgaben/Umlagen befreit ist.

Ausgehend von diesen Überlegungen und unter Zugrundelegung der Daten lässt sich der Schluss ziehen, dass bei dem unterstellten PolitikszENARIO einer ambitionierten Klimapolitik die Wettbewerbsfähigkeit der Direktreduktionsroute gegeben wäre, bei dem Referenzszenario jedoch ganz deutlich nicht.

---

## 4 Technikzyklusanalyse

---

Die Technikzyklusanalyse steht hier vor der Herausforderung, dass nicht eine einzelne Technik, sondern ein Produktionssystem bewertet werden soll, das sich aus unterschiedlichen Technologiekomponenten zusammensetzt, und dass für diese Technologiekomponenten teilweise auch noch mehrfache Varianten denkbar/möglich sind. Die folgende Einordnung ist daher als erster Versuch zu bezeichnen. Zunächst werden die relevantesten Technologiekomponenten separat betrachtet.

Darüber hinaus ist anzumerken, dass ein möglicher und hilfreicher Bestandteil einer Technikzyklusanalyse, der die Einordnung wesentlich erleichtert bzw. zu deren Plausibilisierung beiträgt, eine Patent- und/oder Publikationsanalyse ist. Im vorliegenden Fall konnten für das untersuchte Produktionssystem jedoch nur zwei Patente identifiziert werden, darunter das oben genannte, die explizit ein System zur Reduktion von stückigen Eisenerzen mit Wasserstoff umfassen. Daher konnte hier leider keine Auswertung vorgenommen werden.

Ergänzend zur Technologiezyklusanalyse wird auch noch eine Einstufung nach Technology Readiness Level (TRL) vorgenommen. Während der Technikzyklus technische Reife und wirtschaftliche Chancen verbindet und einen „typischen“ Entwicklungsverlauf für Energietechnologien abbildet, fokussiert die Einschätzung nach TRL nur nach technologischer Reife.

### Schachtofen

Der Schachtofen kann als marktgängig bezeichnet werden, wie oben geschildert dominieren Midrex und Hyl/Energiron den Markt für die Direktreduktion von Stückerzen/Pellets. Inkrementelle Technologieweiterentwicklungen sind jedoch denkbar und werden auch vorangetrieben, so betreibt beispielsweise Midrex Technologies ein Technology Center in den USA. Im Fokus stehen dabei die Erhöhung der Anlagenflexibilität im Hinblick auf die Nutzung von Erzen unterschiedlichster chemischer Zusammensetzung, die Erhöhung der Maximalkapazität neuer Anlagendesigns (derzeit ist ein Anlagendesign mit einer Jahreskapazität von 3 Millionen Tonnen DRI in der Entwicklung) sowie die Reduktion des spezifischen Energieeinsatzes durch die interne Nutzung von Prozesswärmeströmen. Die Nutzung von Wasserstoff als Reduktionsgas scheint jedoch kein explizites Ziel der Entwicklungsarbeiten von Midrex Technologies zu sein. (Midrex n.d.).

### Wasserelektrolyseure <sup>12</sup>

Bei der Wasserelektrolyse wird Wasser elektrochemisch in Wasserstoff und Sauerstoff gespalten. Die dafür mindestens benötigte Energie liegt bei 285,9 kJ/mol H<sub>2</sub>O<sup>13</sup> bzw. 142 MJ/kg H<sub>2</sub> (DECHEMA 2017), entsprechend der Reaktionsenthalpie. Für ein Kilogramm Wasserstoff werden somit mindestens 39,45 kWh an Energie benötigt. Zugleich entspricht dies dem Brennwert von Wasserstoff, d.h. der spezifischen Energiemenge, die durch den Wasserstoff chemisch gespeichert wird. Bei der Elektrolyse fallen nur indirekte CO<sub>2</sub>-Emissionen für die Erzeugung des für die Elektrolyse notwendigen Stroms an. Abhängig von dem Elektrolyt wird nach unterschiedlichen Elektrolyseuren unterschieden: alkalische Elektrolyse (AE), Protonenaustauschmembran-

---

<sup>12</sup> Text aktualisiert basierend auf Lösch et al. (2018).

<sup>13</sup> Für flüssiges Wasser. Bei Dampf reduziert sich die dann noch erforderliche Reaktionsenthalpie entsprechend um die Verdampfungsenthalpie des Wassers.

---

Elektrolyse (PEM, engl. proton exchange membrane electrolysis) und Hochtemperatur- bzw. Feststoffoxidelektrolyse (SOE, engl. solid oxide electrolysis).

### *Alkalische Elektrolyse*

Bei der alkalischen Elektrolyse dient eine 20 – 40 %-ige Kaliumhydroxid-Lauge (KOH-Lauge) als Elektrolyt (Smolinka et al. 2011). Diese Technologie ist schon relativ ausgereift und hat einen TRL von 7 – 9 (DECHEMA 2017). Elektrolysesysteme auf Modulebene (Stacks) produzieren zwischen 0,02 – 68,28 kg H<sub>2</sub>/h bei einer Leistungsaufnahme von 1,8 – 5.300 kW (NEW 2014). Der Systemwirkungsgrad, bezogen auf den Heizwert, liegt bei etwa 43 - 67 %. Die Lebensdauer des Gesamtsystems wird mit 20 – 30 Jahren angegeben. Der Systemwirkungsgrad wird laut (NEW 2014) bis 2030 auf 53 – 70 % steigen.

### *Protonenaustauschmembran-Elektrolyse (PEM)*

Bei der PEM wird das Wasser ohne flüssigen Elektrolyten gespalten (Smolinka et al. 2011), eine Protonenaustauschmembran dient als Elektrolyt.

Die PEM-Elektrolysesysteme sind mit einer Produktionskapazität auf Modulebene von 0,001 – 21,56 kg H<sub>2</sub>/h und einer Leistungsaufnahme von 2 – 1.150 kW kommerziell erhältlich (NEW 2014), wobei schon eine Anlage mit einer Kapazität von 10 MW konzipiert wurde und seit Juni 2019 in der Raffinerie Rheinland, im Werk Wesseling, gebaut wird. Die Bau der Anlage soll in der zweiten Jahreshälfte 2020 abgeschlossen sein, nach Angaben der Betreiber handelt es sich um die weltweit größte Anlage ihrer Art, die Jahresproduktion läge bei 1.300 Tonnen Wasserstoff (Shell 2019). Der technologische Reifegrad der PEM-Technologie liegt nach (DECHEMA 2017) bei 7 – 8 (DECHEMA 2017), da jedoch immer größere Anlagen dieser Art projektiert und auch tatsächlich gebaut werden, erscheint eine Bewertung mit TRL 8-9 mittlerweile angemessener. Der Wirkungsgrad eines PEM Gesamtsystems, bezogen auf den Heizwert, liegt zwischen 45 – 71 % (NEW 2014), bis 2030 wird eine Steigerung auf 62 – 74 % (LHV) prognostiziert (NEW 2014). Im Hinblick auf eine zukünftige großtechnische Anwendung in der Stahlerzeugung stellen insbesondere die Haltbarkeit der Elektrolysezellen im Dauerbetrieb, rasche Lastwechsel sowie die weitere Verwendung des bei der Elektrolyse anfallenden Sauerstoffs Herausforderungen dar.

### *Hochtemperatur- bzw. Feststoffoxidelektrolyse*

Als Elektrolyt dient hier eine Oxidkeramik, die für Sauerstoffionen permeabel ist (Smolinka et al. 2011). Durch die hohen Betriebstemperaturen von 700 – 900 °C wird der spezifische Strombedarf ggü. der alkalischen Elektrolyse um bis zu 25 % reduziert, da ein Teil der benötigten Energie als Wärme bereitgestellt wird (Smolinka et al. 2011). Die benötigte Wärme könnte auch mittels industrieller Abwärme zur Verfügung gestellt werden, weshalb diese Technologie auch für die Nutzung in einem integrierten Produktionsprozess wie der Direktreduktionsroute, bei der erhebliche Wärmeströme anfallen, attraktiv erscheint.

Der SO-Elektrolyseur hat mit TRL 5 – 6 den niedrigsten technologischen Reifegrad und existiert bislang hauptsächlich im Labormaßstab (DECHEMA 2017). Dem deutschen Unternehmen Sunfire GmbH ist es gelungen, einen Hochtemperaturolektrolyseur mit einer Leistung von 3,59 kg H<sub>2</sub>/h, einer Leistungsaufnahme von 150 kW, einem spezifischem Stromverbrauch von 41 kWh/kg H<sub>2</sub> und somit einem Systemwirkungsgrad von 82 %<sup>14</sup> herzustellen und kommerziell zu vertreiben. Dieser Elektrolyseur kommt auch im Rahmen des Demonstrationsvorhabens GrInHy auf dem Werksgelände der Salzgitter Flachstahl GmbH als möglicher Baustein des Projekts SALCOS, d.h. der von Salzgitter angestrebten emissionsarmen Stahlherstellung auf Wasserstoffbasis, zum

---

<sup>14</sup> Der Systemwirkungsgrad berechnet sich als Quotient des spezifischen Strombedarfs und des Heizwerts (LHV) des Produkts Wasserstoff.

Einsatz (Salzgitter n.d.). Darüber hinaus, so (Smolinka et al. 2018), könnte laut einer Befragung von zentralen Akteuren die Hochtemperaturelektrolyse bis zum Jahr 2030 wettbewerbsfähig im direkten Vergleich zur alkalischen oder PEM-Elektrolyse werden.

### Erste Einordnung im Technikzyklus

Während der Elektrolichtbogenofen insbesondere zur Herstellung von Sekundärstahl bereits weitverbreitet ist und daher im Technikzyklus ganz rechts einzuordnen ist, ist der Schachtofen zwar marktgängig, oftmals (abhängig von regionalen Marktpreisen) aber nicht wettbewerbsfähig. Die Produktionsmengen von DRI gegenüber dem Roheisen der Hochofenroute sind immer noch relativ gering, allerdings ist in den letzten Jahren, auch statistisch belegt (Midrex 2018) ein deutliches Anwachsen der Produktionskapazitäten zu beobachten. Insofern kann der Schachtofen als zentrale Technologiekomponente zwischen Aufstieg und Diffusion eingeordnet werden.

Die Wasserelektrolyse, unabhängig von ihrer technologischen Ausprägung, kann zwischen Euphorie und Ernüchterung eingeordnet werden. Denn einerseits wird „grüner Wasserstoff“ als Kernelement einer zukünftig CO<sub>2</sub>-neutralen Energiewirtschaft angesehen und es ist seit wenigen Jahren auch ein deutlich zunehmendes Interesse zu erkennen (auch z.B. an der Nationalen Wasserstoffstrategie, Reallabore des EFP, Kopernikus-Projekt zu PtX, Forschungsmaßnahmen im KSP2030, etc.), andererseits ist die Wettbewerbsfähigkeit von Elektrolyse-Wasserstoff ggü. den auf Erdgas basierenden Verfahren derzeit und bei gleichbleibenden Rahmenbedingungen auch absehbar nicht gegeben.

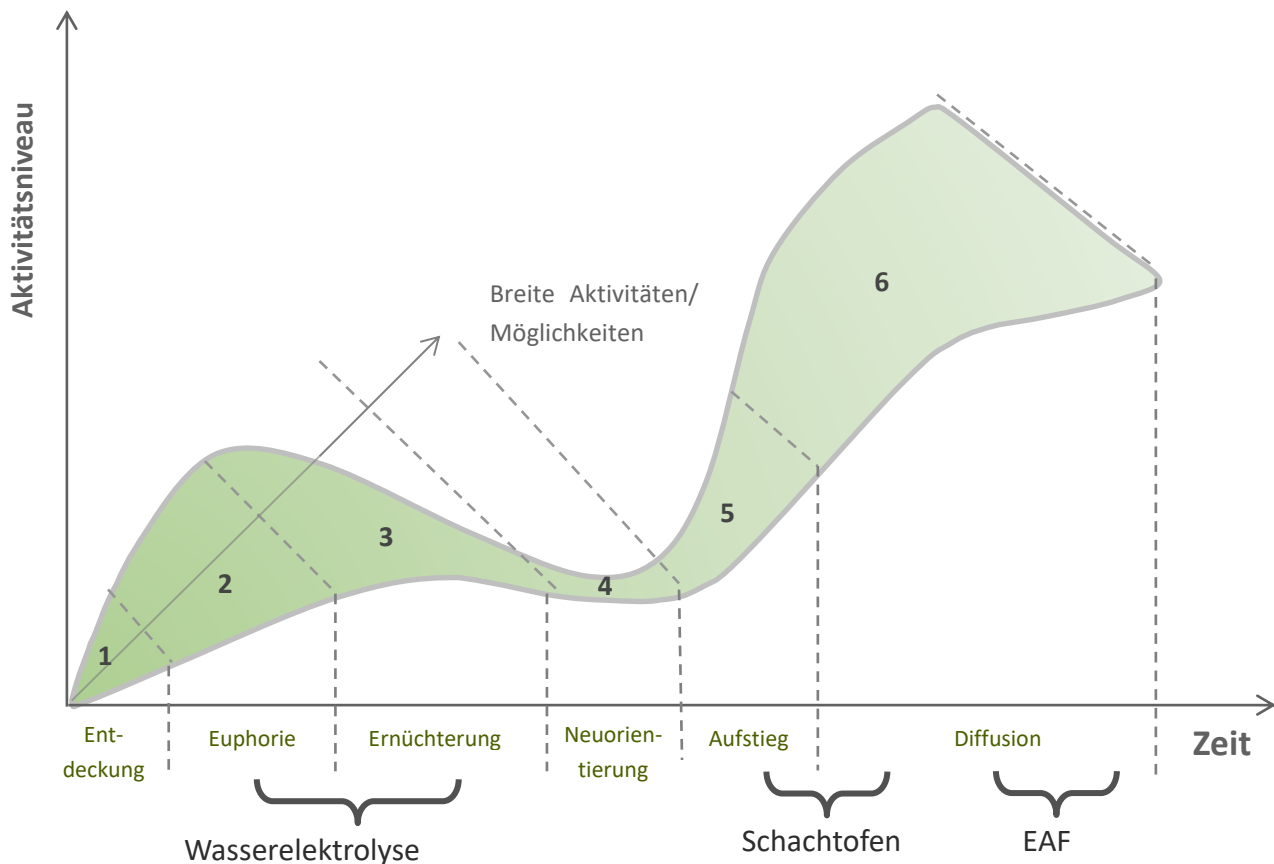


Abbildung 8: Einordnung der Direktreduktionsroute mit H<sub>2</sub> im Technikzyklus



## Erste Einordnung im TRL-Schema

Wie beim Technikzyklus kann auch im TRL-Schema der EAF als ausgereift angesehen werden (TRL 9). Auch der Schachtofen ist technologisch ausgereift und kann mit TRL 9 eingestuft werden, Entwicklungspotenzial beschränkt sich auf inkrementelle Verbesserungen, z.B. eine ggf. noch optimierfähige Abwärmenutzung, Erhöhung der Produktionskapazität des Reaktors und Verbesserung der Prozessführung. Im Unterschied zum Technologiezyklus ist beim TRL-Schema nach den drei Technologievarianten der Wasserelektrolyse zu unterscheiden. Die Alkali-Elektrolyse kann als technologisch ausgereift angesehen werden (TRL 9), erste PEM-Elektrolyseure werden als Demonstrationsanlagen in industriellem Maßstab derzeit gebaut (TRL 8-9). Die Hochtemperatur-/Feststoffoxidelektrolyse hingegen ist derzeit noch im Wesentlichen in der Entwicklung, erste verfügbare Anlagen sind von sehr geringer Produktionskapazität, weshalb derzeit eine Einstufung in TRL 6-7 (Prototyp in Laborumgebung / teilweise im Einsatz) plausibel erscheint.

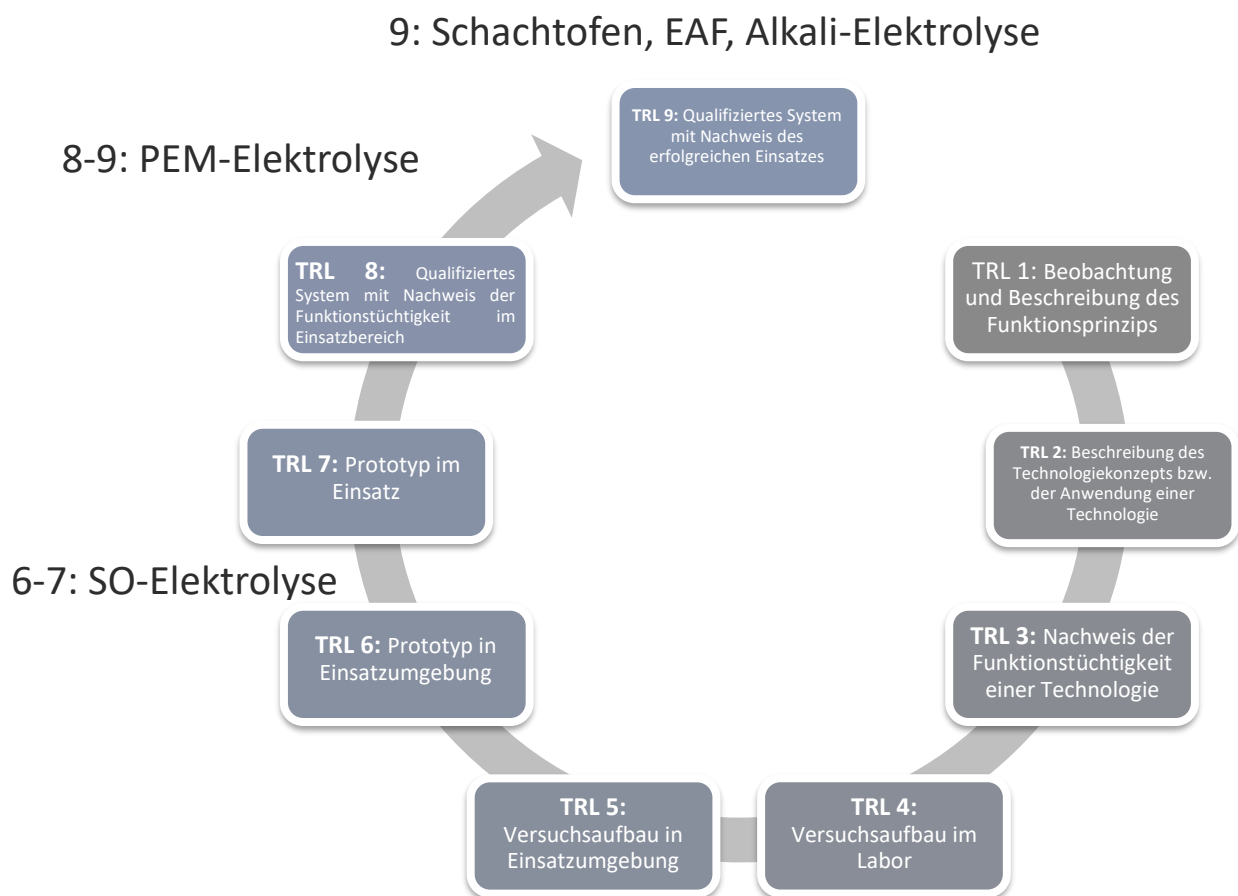


Abbildung 9: Eingruppierung der zentralen Technologiekomponenten des Produktionssystems Direktreduktionsroute nach TRL

## Vergleich unterschiedlicher Elektrolysetechnologien

Die bisherige Analyse der unterschiedlichen Technologiekomponenten hat gezeigt, dass unter dem Gesichtspunkt von Forschung und Entwicklung die Wasserelektrolyseure im Fokus der Aufmerksamkeit stehen sollten. Wie gerade gezeigt, ist dabei zwischen den alkalischen, der PEM und den SOE-Elektrolyseuren zu unterscheiden. Diese Technologien haben unterschiedliche Stärken und Schwächen im Hinblick auf ihre Nutzung in dem hier analysierten Produktionssystem der Direktreduktionsroute. Einen ersten Technologievergleich, der im Zuge folgender Analysen in eine vollständige SWOT-Analyse münden könnte, zeigt Abbildung 10. Dabei ist eine Reihe von Eigenschaften, die für die Anwendung in dem untersuchten Produktionssystem besonders vorteilhaft

erscheinen, hervorgehoben. Beispielsweise die Betriebstemperatur der Hochtemperatur-/Feststoffoxidelektrolyse, die eine Nutzung des mit dem Gichtgas des Schachtofens verbundenen Abwärmestroms ermöglichen könnte.

	Alkalische Elektrolyse	PEM	SOEC
Wesentliche Unterschiede	<ul style="list-style-type: none"> <li>TRL 9</li> <li>Eine 20 – 40 %-ige Kalilauge dient als Elektrolyt</li> <li>60 - 80 °C Betriebstemperatur</li> <li>15 bar Betriebsdruck</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>TRL 8 – 9</li> <li>Eine Ionen-leitfähige Kunststoffmembran dient als Elektrolyt</li> <li>60 - 90 °C Betriebstemperatur</li> <li>30 bar Betriebsdruck</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>TRL 6 – 7</li> <li>Als Elektrolyt dient hier eine für Sauerstoffionen durchlässige Oxidkeramik</li> <li><b>700 - 900 °C Betriebstemperatur</b></li> <li>10 - 20 bar Betriebsdruck</li> </ul>
Vorteile	<ul style="list-style-type: none"> <li><b>Gut erprobte Technologie</b></li> <li>Edelmetall-Katalysatoren nicht notwendig</li> <li>Lange Lebensdauer</li> <li>Dynamische Leistungsänderung und kurzer Überlastbetrieb zulässig</li> <li>Vergleichbar geringe Investitionen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Hohe Leistungsdichte und Effizienz</li> <li><b>Teillastbetrieb und kurzer Überlastbetrieb zulässig</b></li> <li><b>Einfache Systemtechnik</b></li> <li>Hohe Gasreinheit</li> <li>Hohe Drücke sowie Differenzdruckbetrieb möglich</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li><b>Reversibler Einsatz möglich (Elektrolyse und Brennstoffzelle)</b></li> <li><b>Durch Abwärmenutzung Strombedarfsreduktion</b></li> <li><b>Hoher Wirkungsgrad möglich</b></li> </ul>
Nachteile	<ul style="list-style-type: none"> <li>Gasaufbereitung notwendig</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Teure Materialien notwendig (u.a. Titan und Edelmetalle)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Sehr hohe Investitionskosten</li> <li>Durch hohe Betriebstemperaturen hohe Belastung des Materials</li> </ul>
Beispielanlage	Kommerziell: McPhy (Hersteller, international) <ul style="list-style-type: none"> <li>McLyzer 800-30</li> <li>ca. 4 MW<sub>el</sub> Nennleistung</li> <li>54 kWh<sub>el</sub>/kg Energiebedarf</li> <li>67 kg H<sub>2</sub>/h</li> <li>30 bar (ü) Wasserstoffdruck</li> </ul>	Demonstrationsprojekt REFHYNE: ITM Power <ul style="list-style-type: none"> <li><b>10 MW<sub>el</sub> Anlage Nennleistung</b></li> <li>Keine Angaben zum Durchsatz</li> </ul> Kommerziell: iGas energy GmbH (Hersteller, DE) <ul style="list-style-type: none"> <li>gEL 320-1250 PEM MD</li> <li>bis zu 2,1 MW<sub>el</sub> Nennleistung</li> <li>63 kWh<sub>el</sub>/kg Energiebedarf</li> <li>bis zu 27 kg H<sub>2</sub>/h</li> <li>40 bar Wasserstoffdruck</li> </ul>	Feldtest (Projekt GrInHy): Sunfire Fuel Cells GmbH (Hersteller, DE) <ul style="list-style-type: none"> <li>150 kW<sub>el</sub> / Modul Nennleistung (erweiterbar auf 750 kW<sub>el</sub>)</li> <li><b>44 kWh<sub>el</sub>/kg Energiebedarf</b></li> <li>3,4 kg H<sub>2</sub>/h (erweiterbar auf 16,8 kg H<sub>2</sub>/h)</li> <li>10 bar (ü) Wasserstoffdruck</li> </ul>

Abbildung 10: Erster Technologievergleich der drei relevantesten Wasserelektrolysetechnologien

Quellen: Eigene Zusammenstellung IREES auf Basis von (Smolinka et al. 2011; Smolinka et al. 2018; McPhy n.d.a; Shell Deutschland Oil GmbH 2019; iGas energy n.d.; Sunfire n.d.b)

## 5. Innovationssystemanalyse

Zentrale Komponenten des betrachteten technologischen Innovationssystems sind als Akteure insbesondere die Stahlhersteller, deren Technologielieferanten sowie Wissenschaft und Forschung. Die Politik agiert sowohl als Regulierer der Rahmenbedingungen und als Fördermittelgeber für F&E- sowie Pilot- und Demonstrationsvorhaben. Bislang steht hierbei der Gedanke einer Förderung klar im Vordergrund. Die Regulierung durch das ETS kann nicht als Teil dieses Innovationssystems betrachtet werden, da der Cap-and-Trade Mechanismus durch die Benchmarks für bestimmte Produktionsprozesse darauf angelegt ist, die Diffusion der effizientesten marktverfügbaren Technologieausprägung zu befördern, nicht jedoch den Markteintritt gänzlich neuer Produktionssysteme für das gleiche Produkt – im Gegenteil, das ETS kann sogar einen Fehlanreiz für Investitionen in Demonstrationsanlagen darstellen, da hierdurch ein Sinken des Benchmarks droht (Lösch et al. 2018). Eine exemplarische Auflistung relevanter Vertreter dieser Akteursgruppen/Komponenten, ohne Anspruch auf Vollständigkeit, zeigt Abbildung 11.



Abbildung 11: Auswahl zentraler Akteure des Innovationssystems "Rohstahlerzeugung mit Wasserstoff"

Abkürzungen: AE – alkalische Elektrolyse, PEM – Protonenaustauschmembranelektrolyse, SOE – Feststoffoxid-/Hochtemperaturelektrolyse, FONA – Forschung für nachhaltige Entwicklung, KSP2030 – Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung

Die Relationen der Akteure/Komponenten sind vielfältig, im Mittelpunkt eines technologischen Innovationssystems, das aus dem Blickwinkel einer wünschenswerten Markteinführung des Produktionssystems „Direktreduktionsroute“ betrachtet wird, steht jedoch der Stahlhersteller als Akteur, der letztlich die Technologie am Markt im Wettbewerb mit anderen Optionen zum Erfolg führen muss. Ausgehend von dieser Überlegung lassen sich die vielfältigen Verbindungen zwischen den Akteuren am besten an Hand einer konkreten Unternehmensstrategie exemplarisch darstellen (Abbildung 12).

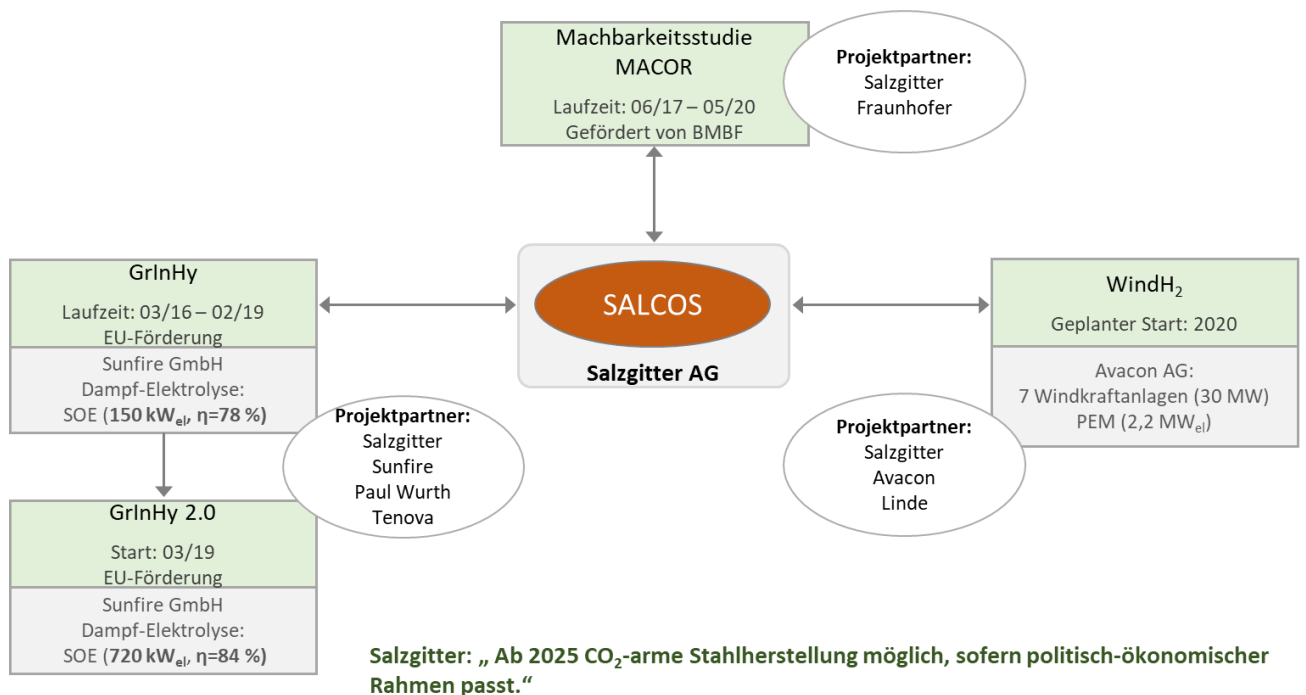


Abbildung 12: Verflechtungen im Innovationssystem "Direktreduktionsroute mit grünem Wasserstoff", dargestellt anhand von SALCOS

Quelle: eigene Darstellung IREES, öffentlich verfügbare Informationen von (Salzgitter n.d.)

SALCOS ist die übergreifende Strategie der Salzgitter AG zur schrittweisen Dekarbonisierung ihrer Primärstahlherstellung (Salzgitter n.d.). Dabei setzt Salzgitter auf die hier bereits beschriebenen Flexibilitäten des Direktreduktionsverfahrens, insbesondere auf die flexible Nutzung von Wasserelektrolyse und Erdgas als Reduktionsgasquellen. Abbildung 12 zeigt die derzeit laufenden Teilprojekte, die zu SALCOS beitragen, und die daran beteiligten Akteure: zum einen die Machbarkeitsstudie MACOR, die gemeinsam mit mehreren Fraunhofer-Instituten durchgeführt wird, zum anderen zwei Pilotprojekte zur Produktion von Elektrolyse-Wasserstoff (GrInHy 2.0 und WindH<sub>2</sub>). Während GrInHy 2.0 als Fortsetzung von GrInHy insbesondere die Skalierung und Effizienzsteigerung der Feststoffoxid-/Hochtemperaturelektrolyse zum Ziel hat, setzt das noch geplante Projekt WindH<sub>2</sub> auf die PEM-Elektrolyse und testet zugleich den Betrieb mehrerer Windkraftanlagen auf dem Werksgelände. Insbesondere für die Feststoffoxid-/Hochtemperaturelektrolyse könnte das konkrete Innovationssystem so zur deutlichen Steigerung der Technologiereife (TRL 6-7) beitragen und so auch die Nutzung dieser Technologie in anderen Anwendungsbereichen befördern. Insgesamt sind alle in Abbildung 11 genannten Akteure/Komponenten an SALCOS beteiligt, so beispielsweise die Technologielieferanten/Anlagenbauer sunfire, Paul Wurth, Avacon und Tenova, als auch Forschung und Wissenschaft sowie Fördermittelgeber auf europäischer und nationaler Ebene.

Weitere Projekte der in Abbildung 11 genannten Stahlhersteller mit verschiedenen Partnern, die auf die Erprobung oder Markteinführung von Technologien zur Stahlherstellung mit Wasserstoff über die Direktreduktionsroute abzielen, sind, ohne Anspruch auf Vollständigkeit:

- Arcelor Mittal Hamburg GmbH: Aufbau einer H-DR-Demonstrationsanlage (0,1 Mio. t DRI) in den nächsten Jahren, zunächst mit „grauem“ Wasserstoff aus dem Gichtgas der bestehenden DR-Anlage (ArcelorMittal 2019);
- SSAB, LKAB und Vattenfall AB (Schweden): HYBRIT-Projekt, Aufbau einer H-DR Demonstrationsanlage mit Nutzung von grünem Wasserstoff, Pilotphase 2018-2024 (Aufbau eines DR-Piloten, darüber hinaus Teilprojekt zur Dekarbonisierung der Pelletierung und Aufbau eines unterirdischen H<sub>2</sub>-Speichers, ab 2025 Demonstrationsanlage (Hybrit n.d.b, n.d.a);
- ThyssenKrupp Steel: nach eigener Aussage gleichberechtigte Verfolgung der Pfade CDA und CCU, bzgl. CDA zunächst Einblasung von H<sub>2</sub> (Ersatz von Einblaskohle) in bestehende Hochöfen, als nächster Schritt sind erste großtechnische H-DR-Anlagen ab Mitte der 2020er Jahre geplant, komplette Umstellung auf H-DR-EAF bis 2050 (Thyssenkrupp n.d.b).

---

## 6. Ableitung möglicher Entwicklungsziele (technisch und ökonomisch)

---

Für den Gesamtprozess der Direktreduktionsroute steht die Optimierung des Zusammenspiels der Technologiekomponenten sowie die optimierte Anlagenführung im Vordergrund. Dies betrifft insbesondere die Optimierung der energetisch und ökonomisch optimalen Integration der Wärmeströme (einschließlich ggf. einer Nutzung von Restabwärme), abhängig von dem gewählten Prozessdesign und den Inputfaktoren. Letztlich sind dafür Demonstrationsanlagen im industriellen Maßstab erforderlich, um diese Optimierung im laufenden Betrieb durchführen zu können. Ex Ante sind Simulationen erforderlich<sup>15</sup>.

Darüber hinaus bietet das Produktionssystem eine Reihe von Flexibilitätsoptionen, die potenziell als systemdienlich vermarktet werden könnten, beispielsweise durch die Erhöhung oder Reduktion von Lasten durch die Zwischenspeicherung von Wasserstoff oder DRI. Dies könnte zur Erhöhung der Wettbewerbsfähigkeit des Produktionssystems beitragen, allerdings kann die Nutzung von Flexibilitäten auch mit Opportunitätskosten einhergehen, beispielsweise durch die Verringerung von Volllaststunden der Elektrolyseure.

Bzgl. der zentralen Technologiekomponenten gibt es insbesondere bei den Wasserelektrolyseuren noch technologisches Entwicklungspotenzial und damit einhergehend auch Möglichkeiten zur Kostensenkung. Das Entwicklungspotenzial ist naheliegenderweise für die PEM und SOE Elektrolyseure noch höher als für die alkalische Elektrolyse (AE), allerdings handelt es sich hierbei nicht zwangsläufig nur um einen „Annäherungsprozess“ der beiden erstgenannten Technologien gegenüber der AE, sondern es ist durchaus denkbar, dass die alkalische Elektrolyse bzgl. ihrer Leistungsparameter künftig „überholt“ wird. Jedoch sind sämtliche Schätzungen hierzu mit erheblichen Unsicherheiten behaftet. Dies soll exemplarisch mit Ergebnissen von (Smolinka et al. 2018) veranschaulicht werden. Dort wurden relevante Akteure (u.a. Hersteller) nach möglichen Entwicklungspfaden für die CAPEX befragt, und diese dann als Grundlage für die Parametrisierung von Szenarien genutzt. Abbildung 13 zeigt, dass für jede Technologie die drei Pfade (progressiv/zentral/konservativ) sowohl für den Status Quo als auch für die Entwicklungsperspektive stark voneinander abweichen. Es zeigt sich auch, bei Betrachtung des Basisjahrs, dass wie zu erwarten bei der SOE (hier HTEL genannt) aufgrund fehlender Marktgängigkeit und Information die Abschätzungen am stärksten voneinander abweichen. Allerdings wird bei der SOE auch das größte Kostensenkungspotenzial, sowohl relativ zum Basisjahr als auch relativ ggü. den beiden anderen Technologien im jeweiligen Jahr, gesehen. Bereits 2030 würde demnach der SOE in allen drei Entwicklungspfaden die geringsten CAPEX aufweisen. Allerdings handelt es sich letztlich um Expertenschätzungen, die mit erheblichen Unsicherheiten behaftet sind.<sup>16</sup> Dennoch verdeutlicht dies das zumindest denkbare Entwicklungspotenzial der Technologie.

---

<sup>15</sup> In wie weit solche bereits durchgeführt werden, beispielsweise im Zuge von Machbarkeitsstudien, kann Gegenstand von Expertengesprächen im weiteren Verlauf des Projektes sein.

<sup>16</sup> Dies wurde von Smolinka et al. 2018 bei der Anpassung der Szenarienparametrisierung berücksichtigt

CAPEX in [€/kW]	Fragebögen			Parametrisierung		
	2017	2030	2050	2017	2030	2050
<i>(Entwicklungspfad)</i>						
<b>PEM (progressiv)</b>	1.390	490	210	<i>n.v.</i>	<i>n.v.</i>	<i>n.v.</i>
<b>PEM (zentral)</b>	1.470	810	510	1.460	810	510
<b>PEM (konservativ)</b>	1.540	1.120	800	1.540	1.090	770
<b>AEL (progressiv)</b>	620	410	250	<i>n.v.</i>	<i>n.v.</i>	<i>n.v.</i>
<b>AEL (zentral)</b>	920	690	500	700	450	450
<b>AEL (konservativ)</b>	1.220	970	750	1.000	700	650
<b>HTEL (progressiv)</b>	1.350	310	160	<i>n.v.</i>	<i>n.v.</i>	<i>n.v.</i>
<b>HTEL (zentral)</b>	2.300	460	280	1.410	800	550
<b>HTEL (konservativ)</b>	3.250	610	400	<i>n.v.</i>	<i>n.v.</i>	<i>n.v.</i>

Abbildung 13: Mögliche Entwicklungspfade für die Herstellungskosten (CAPEX) von AE, PEM, SOE auf Basis von Stakeholder-Befragungen

Quelle: (Smolinka et al. 2018)

Ein spezifisches technologisches Entwicklungsziel für die Feststoffoxid-/Hochtemperaturelektrolyse ist die Verbesserung der Zellstabilität. Derzeit kommt es aufgrund verschiedener Degradationsprozesse (Nickelverarmung der Kathode an der Grenzfläche zum Elektrolyten, Agglomeration von Nickelpartikeln in der Kathode und hierdurch Verkleinerung der reaktiven Oberfläche, und weitere) zu erheblichen Wirkungsgradverlusten von 3-5% pro 1000 Betriebsstunden durch steigenden Ohm'schen Widerstand (Dr. Schroeder et al. 2015; Fang et al. 2015). Ziel muss es sein, den spezifischen Technologievorteil, die Nutzung von Wärmeströmen und somit die Verringerung des Bedarfs an Strom, möglichst auszureizen. Auch die Optimierung des Stackdesigns sowie der Fertigungsschritte für die SOE birgt noch Potenzial. Dies wurde bereits durch das von BMWi geförderte Projekt FOSUS (Funktionsoptimiertes Stackdesign und Skalierung SOEC) aufgegriffen (Strohbach et al. 2018). Hier konnten für weitere Entwicklungsarbeiten insbesondere die Verwendung alternativer Elektrolytmaterialien als auch eine weitere Verringerung der Elektrolytdicke als Themen identifiziert werden.

Bei der PEM-Elektrolyse steht insbesondere der Ersatz von Edelmetallen (Iridium) im Fokus, da sonst das Kostensenkungspotenzial einerseits und die mögliche Marktdurchdringung andererseits gefährdet erscheint (Smolinka et al. 2018).

---

## **7. Identifikation von technologischen und ökonomischen Engpässen und Markthemmnissen**

---

Zentrale Problematik für den künftigen Einsatz des Produktionssystems der Direktreduktionsroute ist die mangelnde relative Wettbewerbsfähigkeit gegenüber der die Primärstahlherstellung dominierenden Hochofenroute. Ein grundlegendes technologisches Hemmnis, dass einen kurz-mittelfristigen Einsatz des Produktionssystems verhindern könnte, besteht nicht.

Wie oben geschildert gibt es zwar technologische Entwicklungspotenziale insbesondere bei den Elektrolyseuren, es wäre aber unproblematisch ein solches System mit marktgängigen alkalischen Elektrolyseuren aufzubauen. Aus Sicht der Technologieanwender (grundsätzlich und nicht nur in bzgl. der Stahlherstellung) ist die Frage der Technologieauswahl (alkalisch/PEM/SOE) nachrangig, entscheidend sind letztlich die Kosten der Wasserstoffproduktion [€/kg]. Darüber hinaus wird von den dort Befragten der SOE-Technologie ein gutes Potenzial zugesprochen, wo Dampf oder Hochtemperaturabwärme vorhanden sind (Smolinka et al. 2018).

Auch ohne eine detaillierte Simulation konkreter Prozessdesigns bzw. Verfahrensvarianten erscheint es recht klar, dass eine technologische Optimierung allein nicht zu einer wettbewerbsfähigen Primärstahlerzeugung auf Basis grünen Wasserstoffs führen würde. Letztlich wird es sowohl darauf ankommen, einerseits technologische Kostensenkungspotenziale zu adressieren, wobei die Feststoffoxid-/Hochtemperaturelektrolyse als Effizienztechnologie beitragen könnte, und andererseits die Preisrelation zwischen Strompreis und Kohlenstoff zu Gunsten des Stroms zu verschieben.

Ausgehend von Abbildung 7 erscheint, unter Berücksichtigung der Preisvolatilitäten auch der Inputfaktoren wie Eisenerz und Koks Kohle (Lösch 2019) bei derzeitigem Industriestrompreis (~40 €/MWh) ein effektiver CO<sub>2</sub>-Preis von ~100 €/t CO<sub>2</sub> erforderlich, um für das Gesamtsystem Direktreduktionsroute ggü. den bestehenden integrierten Stahlwerken eine Wettbewerbsfähigkeit zu ermöglichen. Allerdings bestehen auch hier erhebliche Unsicherheiten, insbesondere im Hinblick auf die Entwicklung der Strompreise, da von der Notwendigkeit erheblicher zusätzlicher erneuerbarer Erzeugungskapazitäten für die Elektrolyseure (und/oder erheblicher Wasserstoffimporte) ausgegangen werden muss.

---

## 8. Empfehlungen und mögliche Policy-Maßnahmen

---

### *Notwendigkeit einer energiewirtschaftlichen Gesamtstrategie*

Derzeit gibt es kein politisch-energiewirtschaftliches Gesamtkonzept für die Elektrifizierung der Stahlherstellung (und auch nicht für andere Branchen bzw. die deutsche Industrie als Ganzes). Zwar gibt es eine ganze Reihe von Studien, die sich z.B. dem möglichen künftigen Wasserstoffbedarf zur Erreichung der klimapolitischen Ziele der Bundesregierung widmen, es zeigt sich jedoch bei der Betrachtung unterschiedlicher Szenarienarbeiten, dass die Unsicherheiten enorm sind und es daher einer klaren politischen Rahmensetzung bedarf – auch und gerade um Planungssicherheit zu gewinnen. Als Beispiel sei hier nur auf eine Auswertung in (Smolinka et al. 2018) verwiesen. Dort wurden insgesamt 15 Studien mit 50 Szenarien analysiert, die unter anderem den zukünftigen Bedarf an Elektrolysekapazität in Deutschland projizieren. Es zeigt sich (siehe Abbildung 14), dass die Spannbreite enorm ist, was auf sehr stark auseinanderdriftende Annahmen der Szenarien schließen lässt.

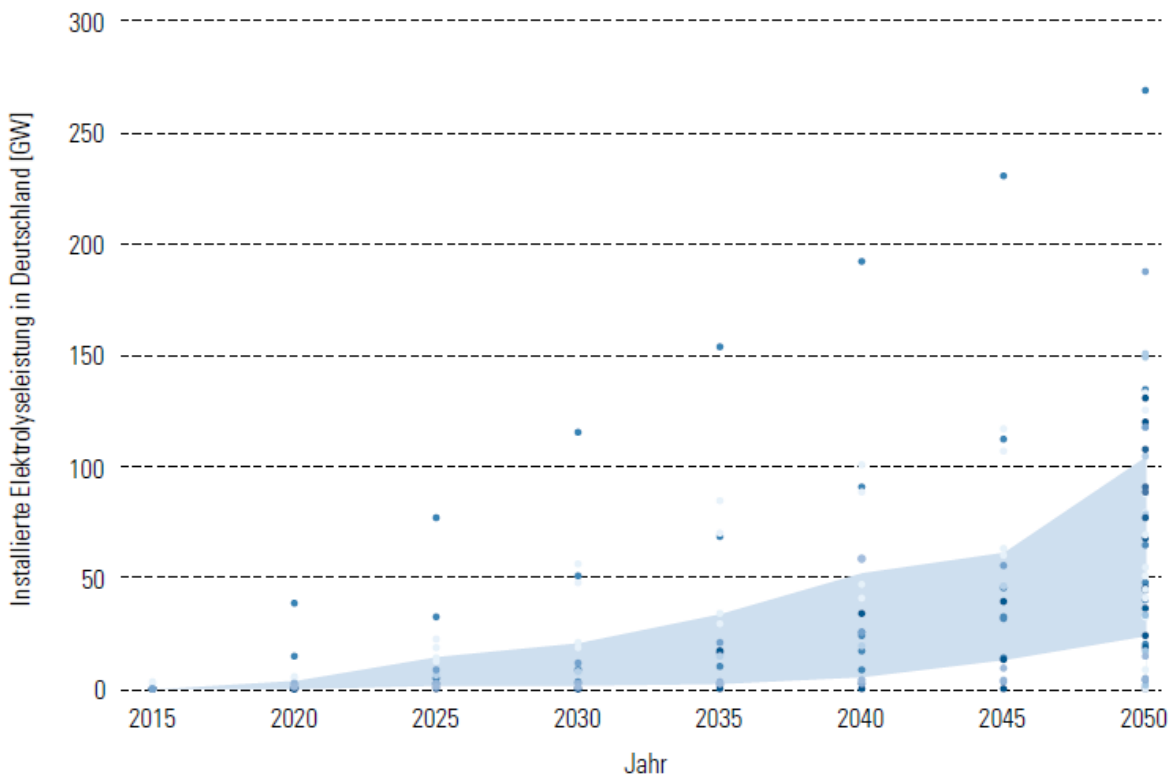


Abbildung 14: Auswertung von aktuellen Szenarienarbeiten (50 Szenarien) - installierte Elektrolyseleistung in Deutschland (Bereich zwischen 25 und 75 % Quantil hervorgehoben)

Quelle: Smolinka et al. 2018

Ob die angekündigte „Nationale Wasserstoffstrategie“ (BMWi 2019) eine solche umfassende politische Rahmensetzung, die zu einer Verengung des Möglichkeitsraums und somit verbesserten Planungsperspektiven der Akteure führen könnte, bereits leisten kann, ist derzeit offen. Die möglichen gravierenden Auswirkungen und Erfordernisse einer Nutzung relevanter

---



Wasserstoffmengen in Deutschland spiegelt sich derzeit nicht in den energie- und klimapolitischen Zielsetzungen der Bundesregierung (z.B. Ausbauziele Erneuerbare, Reduktion Stromverbrauch).

Weitere Fragestellungen ergeben sich im Hinblick auf die zukünftigen Produktionsmengen von Primärstahl in Deutschland.

### *Politikinstrumente zur Optimierung/Anpassung der ökonomischen Rahmenbedingungen*

Auch unabhängig von der o.g. Gesamtstrategie sind eine ganze Reihe von Politikinstrumenten denkbar, welche die Investitionsneigung insbesondere der Stahlhersteller verbessern könnten und somit die Umsetzung der oben beschriebenen Strategien der Stahlhersteller und ihrer Partner insbesondere bzgl. der Errichtung von Pilot- und Demonstrationsanlagen befördern könnten. Diese Politikinstrumente werden in der Literatur und auch teilweise in politischen Programmen (Klimaschutzprogramm 2030) bereits diskutiert:

- Einführung von Carbon Contracts for Differences (CCfD): Mit Hilfe dieses Instruments könnten insbesondere Betriebskostenrisiken (Differenzkosten zur Hochofenroute, Preisvolatilitätsrisiken) abgedeckt werden und somit ein wesentliches Investitionshemmnis deutlich reduziert werden. Der Staat als Vertragspartner übernimmt hierbei über die Vertragslaufzeit das Differenzkostenrisiko. Aus Sicht des Staates ist das Instrument reizvoll, da eine Überförderung/Mitnahme durch die gegenseitige Zahlungsverpflichtung in Abhängigkeit des Vorzeichens der Differenzkosten (abhängig von der konkreten Ausgestaltung des Instruments) nahezu ausgeschlossen ist. Das Instrument wird im Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zumindest angesprochen.
- Auch ein höherer effektiver CO<sub>2</sub>-Preis für Stahl, verbunden mit einem Grenzausgleichsmechanismus (z.B. Border-Tax-Adjustment) ist bereits seit längerem in der Diskussion. Diese Thematik wird auch durch den von der Europäischen Kommission vorgeschlagenen „Green Deal“ angesprochen – die weitere Entwicklung in diesem Kontext ist derzeit (Januar 2020) noch ungewiss. Dies ließe sich ggf. auch mit einem Mechanismus zur Weiterreichung des CO<sub>2</sub>-Preises Downstream in die Wertschöpfungskette verbinden, wie beispielsweise seit längerem vom Deutschen Institut für Wirtschaftsforschung und anderen diskutiert. Umzusetzen wären diese Instrumente aber wohl nur auf europäischer Ebene (EU bzw. EWR), was die Komplexität erheblich erhöht, unter anderem durch unklare Konformität mit WTO-Regelungen.
- Eine Quote für die Einspeisung von Wasserstoff in Erdgasnetze könnte den Markthochlauf von Wasserelektrolyseuren und indirekt auch die Technologieweiterentwicklung befördern. Zu beachten wären aber die technischen Restriktionen, insbesondere durch die H<sub>2</sub>-Toleranz der angeschlossenen Verbraucher.
- Auch Quoten für „grüne“ Grundstoffe wie Stahl aus der H-DR-Route für die nachfolgenden Wertschöpfungsketten wären denkbar, verschiedene Analysen zeigen, dass mit steigender Wertschöpfungstiefe materialbezogene Kostenbestandteile stark zurückgehen und daher die Weitergabe eines (auch deutlich höheren) CO<sub>2</sub>-Preissignals durchaus tragbar erscheint. Für typische Automobile lägen die relativen Mehrkosten bezogen auf die Endkundenpreise bei unter 1% (Lösch et al. 2019). Zu beachten wären allerdings ungewollte Substitutionseffekte hin zu nicht-adressierten Materialien.
- Eine weitere Option zur Anreizsetzung für die Stahlabnehmer wäre die Ermöglichung der Erfüllung bereits vorhandener regulatorischer Auflagen bzgl. der Emissionsminderung. Insbesondere für die Automobilbranche erscheint dies interessant und potenziell umsetzbar, so wäre es denkbar, dass ein Teil der materialbezogenen Emissionsminderung bei Verwendung von „grünem“ Stahl (oder anderen emissionsarm erzeugten Materialien) auf die

Flottengrenzwerte entsprechend der EU Fahrzeughrichtlinie angerechnet wird. Aus Sicht der Automobilhersteller könnte es ökonomisch sinnvoller sein, die (bezogen auf die Endkundenpreise geringen, siehe oben) Differenzkosten für grünen Stahl zu tragen anstatt die hierdurch vermiedenen Strafzahlungen bei Nichterreichen der Flottengrenzwerte. Der Umfang der möglichen Anrechnung auf die Flottengrenzwerte müsste so ausgestaltet werden, dass kein Fehlanreiz für die Automobilhersteller entsteht, weitere Anstrengungen zur Effizienzsteigerung des Antriebsstrangs zu unterlassen. Für die Ausgestaltung einer solchen (teilweisen) Anrechnungsmöglichkeit der Nutzung emissionsarm hergestellter Materialien könnte konkret bei der Ökoinnovationstabelle der EU-Fahrzeughrichtlinie angesetzt werden. (Hille and Redenius 2020)

Zur möglichen Wirkungsweise dieser Instrumente finden sich ausführlichere Angaben und Darstellungen beispielsweise in (Agora Energiewende und Wuppertal Institut 2019) sowie in (Lösch et al. 2018).

Letztlich ist die weitere Technologieentwicklung bzw. -optimierung auch der Direktreduktionsroute auf die Durchführung vielfältiger Tests im realen industriellen Maßstab angewiesen. Insoweit dienen die auszugsweise genannten Politikinstrumente auch der weiteren Technologieentwicklung.

#### *F&E-Aktivitäten*

Derzeit sind bereits erhebliche, seitens staatlicher Geldgeber geförderte F&E-Aktivitäten zu grünem Wasserstoff zu beobachten, von der Grundlagenforschung bis zur Pilotanlage. Beispielsweise seien Kopernikus, FONA, sowie das 7. Energieforschungsprogramm genannt. Inwieweit Forschungsthemen im Detail, wie beispielsweise die Degradation von Elektroden bei der Feststoffoxid-/Hochtemperaturelektrolyse bereits in ausreichendem Maße adressiert werden oder verstärkt angegangen werden sollten, ist noch zu klären. Aus Sicht der von (Smolinka et al. 2018) befragten Stakeholder ist die weitere Förderung der SOE sinnvoll, auch wenn grundsätzlich hinreichende technologische Alternativen am Markt verfügbar sind, da sich eine am Markt verfügbare Technologievielfalt positiv auf den Wettbewerb und damit auch auf die Ausschöpfung von Kostensenkungspotenzialen auswirken könnte.

#### *Marktchancen für deutsche Technologielieferanten nur bei Elektrolyseuren*

Eine Forcierung der F&E-Aktivitäten und eines möglichen Markteintritts der Direktreduktionsroute mit grünem Wasserstoff bietet hauptsächlich hinsichtlich der Elektrolyseure potenzielle Marktchancen für deutsche Hersteller, insbesondere bei den beiden Technologien mit noch erheblichem technischen Entwicklungspotenzial (PEM und SOE). Bei den Schachtöfen, wie oben gezeigt, dominieren zwei global agierende Hersteller den Markt und es ist nicht absehbar, dass hier ein Markteintritt neuer Akteure erfolgreich realisiert werden könnte.

---

## Literaturverzeichnis

---

- Agora Energiewende und Wuppertal Institut. (2019). *Klimaneutrale Industrie: Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement*. Berlin.
- ArcelorMittal. (n.d.). Interactive Map. ArcelorMittal. <https://corporate.arcelormittal.com/who-we-are/interactive-map>. Accessed 18 November 2019.
- ArcelorMittal. (2019). *Weltneuheit für Stahl: ArcelorMittal untersucht industriellen Einsatz von reinem Wasserstoff*.  
<https://hamburg.arcelormittal.com/Nachhaltigkeit/Engagement/broker.jsp?uMen=014f6fbb-a799-5199-f8b4-947d7b2f25d3&uCon=71a40c6c-f454-b961-d4e1-e3050736c0f2&uTem=aaaaaaaa-aaaa-aaaa-aaaa-000000000042>. Accessed 2 December 2019.
- Arens, M., Worell, E., Eichhammer, W., Hasanbeigi, A., & Zhang, Q. (2016). Pathways to a low-carbon iron and steel industry in the medium-term – the case of Germany. *Journal of Cleaner Production*.
- BMU. (2019). *Projektionsbericht*. [https://cdr.eionet.europa.eu/de/eu/mmr/art04-13-14\\_lcds\\_pams\\_projections/projections/envxnw7wq/Projektionsbericht-der-Bundesregierung-2019.pdf](https://cdr.eionet.europa.eu/de/eu/mmr/art04-13-14_lcds_pams_projections/projections/envxnw7wq/Projektionsbericht-der-Bundesregierung-2019.pdf). Accessed 2 December 2019.
- BMW. (2019). *Altmaier: „Deutschland soll bei Wasserstofftechnologien Nummer 1 in der Welt werden“*.
- Carlsson, B., Jacobsson, S., Holmen, M., & Rickne, A. (2002). Innovation systems: analytical and methodological issues. *Research Policy*(31), 233–245.
- DECHEMA. (2017). *Low carbon energy and feedstock for the European chemical industry*.
- Dipl.-Ing. Ralf Bartos, Dr.-Ing. Stefanie Brockmann, & Dr.-Ing. Reinhard Fandrich. (2015). *STAHLFIBEL*. Düsseldorf: Stahleisen GmbH.
- Dr. Schroeder, M., The, D.-N., & Grieshammer, S. (2015). *Abschlussbericht des Forschungsvorhabens HORIZONT: Hochtemperatur-Wasserelektrolyse: Identifizierung, Interpretation und Reduzierung der Zelloxidation*. <https://www.tib.eu/de/suchen/id/TIBKAT%3A863967388/>. Accessed 2 December 2019.
- Eurofer. (2019). *European Steel in Figures*.
- European Commission. (2011). *Beschluss der Kommission vom 27. April 2011 zur Festlegung EU-weiter Übergangsvorschriften zur Harmonisierung der kostenlosen Zuteilung von Emissionszertifikaten gemäß Artikel 10a der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates: Aktenzeichen K(2011) 2772*.
- Fang, Q., Blum, I., & Menzler N. H. (2015). Performance and Degradation of Solid Oxide Electrolysis Cells in Stack. Forschungszentrum Jülich, Institute of Energy and Climate Research, Jülich, Germany. *Journal of The Electrochemical Society*(162), 907–912.
- Fischedick, M., Marzinkowski, J., Winzer, P., & Weigel, M. (2014). *Techno-economic evaluation of innovative steel production technologies*.
- Fleiter, T., Schломann, B., & Eichhammer, W. (2013). *Energieverbrauch und CO<sub>2</sub>-Emissionen industrieller Prozesstechnologien.: Einsparpotenziale, Hemmnisse und Instrumente*. Stuttgart.  
<http://gso.gbv.de/DB=2.1/PPNSET?PPN=741216000&COOKIE=U999,K999,D2.1,E12665715-53,I0,B9994+++++,SY,A,H13-15,,17-23,,30,,50,,60-61,,73-78,,88-90,NGAST,R88.66.4.0,FN>. Accessed 2 December 2019.
- Hille, V., & Redenius, A. (2018a). *Stahl und Eisen: Statements führender Unternehmen aus der Stahl- und Zulieferindustrie*. <https://www.stahleisen.de/stahl-und-eisen/wp-content/uploads/sites/4/2018/10/stahl-und-eisen-11-18.pdf>. Accessed 19.11.19.
- Hille, V., & Redenius, A. (2018b). *Expertengespräch über THG-arme Primärstahlerzeugung: Expertengespräch an Oliver Löscher*. Salzgitter.
- Hille, V., & Redenius, A. (2020). *Expertengespräch Dr. Volker Hille und Dr. Alexander Redenius mit IREES (Oliver Löscher) zur Direktreduktionsroute*. Salzgitter/Karlsruhe.
- Hölling et al. (2017). *Bewertung der Herstellung von Eisenschwamm unter Verwendung von Wasserstoff*.
-

- Hooley, L., Riesbeck, J., Wikström, J.-O., & Björkman, B. (2013). Role of Ferrous Raw Materials in the Energy Efficiency of Integrated Steelmaking. *ISIJ International*(54), 596–604.
- H-TEC Systems. (n.d.). *Hydrogen is now..* <https://www.h-tec-systems.com/>. Accessed 19.11.19.
- Hybrit. (n.d.a). *Fossil-free steel: Summary of findings from HYBRIT Pre-Feasibility Study 2016–2017*. This work was funded by the Swedish Energy Agency, SSAB, LKAB, and Vattenfall. <http://www.hybritdevelopment.com/>. Accessed 2 December 2019.
- Hybrit. (n.d.b). *Three Hybrit pilot projects - towards fossil free iron and steel*. <http://www.hybritdevelopment.com/articles/three-hybrit-pilot-projects>. Accessed 2 December 2019.
- Hydrogen Pro. (n.d.). High Pressure Alkaline Electrolysers. Hydrogen Pro. <https://www.hydrogen-pro.com/>. Accessed 18 November 2019.
- Hydrotechnik. (n.d.). Wasserelektrolyse. <http://www.ht-hydrotechnik.de/home/>. Accessed 18 November 2019.
- iGas energy. (n.d.). *Green Electrolyzer: Wasserstoff aus Erneuerbaren Energien*. [https://igas-energy-de/fileadmin/individual/igas-energy-de/editor/Broschueren/iGas\\_green\\_Elektrolyzer\\_D\\_\\_170420.pdf](https://igas-energy.de/fileadmin/individual/igas-energy-de/editor/Broschueren/iGas_green_Elektrolyzer_D__170420.pdf). Accessed 9 December 2019.
- Igas-Enrgy. (n.d.). *Wasserstoff aus Erneuerbaren Energien: ... zur richtigen Zeit am richtigen Ort*. <https://igas-energy.de/produkte/wasserstoff-aus-erneuerbaren-energien/#c10142>. Accessed 18 November 2019.
- Jochem, E., Bradke, H., Marscheider-Weidemann, F., Som, O., Mannsbart, W., Cremer, C., et al. (2009). *Improving the Efficiency of R&D and the Market Diffusion of Energy Technologies*. Heidelberg: Physica-Verlag.
- Jochem, E., & Lösch, O. (unveröffentlicht). *Prä-Szenarien für Energiepreise in Industrie und Gewerbe für die Periode 2020 bis 2050*.
- Kirschen, M., Badr, K., & Pfeifer, H. (2011). Influence of direct reduced iron on the energy balance of the electric arc furnace in steel industry. *Energy*(36), 6146–6155.
- Kristina Juhrich. (2016). *CO2-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe*. Dessau-Roßlau. [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1968/publikationen/co2-emissionsfaktoren\\_fur\\_fossile\\_brennstoffe\\_korrektur.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1968/publikationen/co2-emissionsfaktoren_fur_fossile_brennstoffe_korrektur.pdf). Accessed 19.11.19.
- Lavelaine, H. (2019). *Siderwin project: electrification of primary steel production for direct CO2 emission avoidance*.
- Lösch, O. (2019). *Trends und Einflussfaktoren für die energie- und emissionsbezogene Innovationsfähigkeit der Eisen- und Stahlherstellung*. In: Frensch, A.-C., Weyand, A., Walther, J., Prof. Dr.-Ing Jörg Sauer, Dr. Bernhard Schäfer, Prof. Dr.-Ing. Eberhard Jochen, et al. (2019).: *Whitepaper: Arbeitsstand. Unveröffentlicht. 1. Halbjahr 2019*.
- Lösch, O., Toro, F., Ashley-Belbin, N., Reitze, F., & Schön, M. (2018). *Prozessemissionen in der deutschen Industrie und ihre Bedeutung für die nationalen Klimaschutzziele - Problemdarstellung und erste Lösungsansätze: Arbeitspapier 4 im Rahmen des Vorhabens "Klimaschutz durch Energieeffizienz"*. Karlsruhe.
- Lösch, O., Vogl, V., & Arens, M. (2019). *How to get green steel into the market?*. Lund.
- Machhammer, O., Bode, A., & Hormuth, W. (2015). *Ökonomisch/ökologische Betrachtung zur Herstellung von Wasserstoff in Großanlagen*. <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/cite.201400151>. Accessed 19.11.19.
- McPhy. (n.d.a). *New generation alkaline electrolysis for large-scale platforms (multi-MW): Augmented McLyzer: 20, 100 MW and more (GW) architectures*. <https://mcphy.com/en/our-products-and-solutions/electrolyzers/augmented-mclyzer/>. Accessed 9 December 2019.
- McPhy. (n.d.b). Worldwide presence. McPhy. <https://mcphy.com/en/mcphy/worldwide-presence/>. Accessed 18 November 2019.
- Midrex. (n.d.a). *Forms of DRI: The Steel Industry's Most Flexible Metallic Charge Material*. DRI is the steel industry's most flexible metallic charge material, and the MIDREX Process can produce, discharge and
-

- transport DRI in the form best suited to the application.. <https://www.midrex.com/technology/direct-reduced-iron/forms-of-dri/>. Accessed 25 November 2019.
- Midrex. (n.d.b). *History: Bilding Our Future on 50 Years of Success*. <https://www.midrex.com/history/>. Accessed 18 November 2019.
- Midrex. (2018). *World direct reduction Statistics* .
- Müller, P. (2016).  
METHOD AND DEVICE FOR OPERATING A DIRECT REDUCTION REACTOR FOR PRODUCING DIRECT-REDUCED IRON FROM IRON ORE, 17 Nov 2016.
- Nelhydrogen. (n.d.). Unlocking the potential of renewables. Nelhydrogen. <https://nelhydrogen.com/>. Accessed 18 November 2019.
- NEW. (2014). *Development of Water Electrolysis in the EU* .
- Reckter, B. (2017). *CO2-freier Stahl ist technisch denkbar*. <https://www.vdi-nachrichten.com/Technik/CO2-freier-Stahltechnisch-denkbar>. Accessed 19 March 2018.
- Salzgitter. (n.d.). *Unsere Klimastrategie zur nachhaltigen Stahlproduktion*. <https://salcos.salzgitter-ag.com/>. Accessed 25 November 2019.
- Schneider, C., Samadi, S., Holtz, G., Kobelia, G., Lechtenböhrer, S., & Witecka, W. (2019). *Klimaneutrale Industrie: Ausführliche Darstellung der Schlüsseltechnologien für die Branchen Stahl, Chemie und Zement*. Analyse im Auftrag von Agora Energiewende.. Berlin. <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/klimaneutrale-industrie-2/>. Accessed 2 December 2019.
- Shell. (2019). *Shell Rheinland Raffinerie: Baubeginn der weltweit größten Wasserstoff-Elektrolyse*. <https://www.shell.de/ueber-uns/projects-and-sites/shell-rheinland-refinery/aktuelles/refhyne.html>. Accessed 25 November 2019.
- Shell Deutschland Oil GmbH. (2019). *Shell Rheinland Raffinerie: Baubeginn der weltweit größten Wasserstoff-Elektrolyse*. <https://refhyne.eu/de/shell-rheinland-raffinerie-baubeginn-der-weltweit-grosten-wasserstoff-elektrolyse-2/>. Accessed 9 December 2019.
- Siderwin. (n.d.a). *Development of new methodologies for industrial CO2-free steel production by electrowinning*. <https://www.siderwin-spire.eu/content/objectives>. Accessed 2 December 2019.
- Siderwin. (n.d.b). *News*. <https://www.siderwin-spire.eu/news>. Accessed 2 December 2019.
- Siemens. (n.d.). *Silyzer Portfolio*. <https://new.siemens.com/global/de/produkte/energie/erneuerbare-energien/hydrogen-solutions.html#Portfolio>. Accessed 18 November 2019.
- Smolinka, T., Günther, M., & Garche, J. (2011). *Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien* .
- Smolinka, T., Wiebe, N., Sterchele, P., & Palzer, A. (2018). *Studie IndWEDe: Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme* .
- Statistisches Jahrbuch Stahl. (2018/19) .
- Strohbach, T., Surrey, A., Geipel, C., Herbrig, K., Pötschke, M., Reichel, L., et al. (2018). *FOSUS Abschlussbericht: Funktionsoptimiertes Stackdesign und Skalierung SOEC*. <https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/?op=enargus.eps2&q=SOEC&id=404771&v=10>. Accessed 2 December 2019.
- Sunfire. (n.d.a). *Preisgünstige Gewinnung von Wasserstoff*. <https://www.sunfire.de/de/produkte-und-technologie/sunfire-hylink>. Accessed 19.11.19.
- Sunfire. (n.d.b). *Wasserstoff für Walzwerke*. <https://www.sunfire.de/de/grinhy>. Accessed 9 December 2019.
- tenova. (n.d.). *TENOVA HYL*. <https://www.tenova.com/about-us/who-we-are/tenova-hyl/>. Accessed 18 November 2019.
- Thyssenkrupp. (n.d.a). *Hydrogen from water electrolysis - solutions for sustainability: Green hydrogen for energy storage, sustainable chemicals, mobility and more*. <https://www.thyssenkrupp-uhde-chlorine-engineers.com/en/products/water-electrolysis-hydrogen-production>. Accessed 3 February 2019.

- Thyssenkrupp. (n.d.b). *Unsere Klimastrategie zur nachhaltigen Stahlproduktion*. <https://www.thyssenkrupp-steel.com/de/unternehmen/nachhaltigkeit/klimastrategie/>. Accessed 2 December 2019.
- Umweltbundesamt. (2019). *Treibhausgas-EmissionenBerichterstattung unter der Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2019: Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 – 2017*. <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/berichterstattung-unter-der-klimarahmenkonvention-4>. Accessed 19.11.19.
- voestalpine. (2017). *Direktreduktionsanlage in Texas seit 1. April 2017 in Vollbetrieb*. <https://www.voestalpine.com/group/de/media/presseaussendungen/2017-05-10-voestalpine-direktreduktionsanlage-in-texas-seit-1-april-2017-in-vollbetrieb/>. Accessed 18 November 2019.
- Vogl, V., Åhman, M., & Nilsson, L. J. (2018). Assessment of hydrogen direct reduction for fossil-free steelmaking. *Journal of Cleaner Production*(203), 736–745.
- Wikipedia. (2019a). Direct reduced iron. [https://en.wikipedia.org/wiki/Direct\\_reduced\\_iron](https://en.wikipedia.org/wiki/Direct_reduced_iron). Accessed 18 November 2019.
- Wikipedia. (2019b). Tenova. Wikipedia. <https://de.wikipedia.org/wiki/Tenova>.
- Wintershall Dea. (n.d.). *Wasserstoff aus Erdgas ohne CO2-Emissionen: Wintershall Dea und KIT starten Kooperationsprojekt*. <https://wintershalldea.com/de/newsroom/wasserstoff-aus-erdgas-ohne-co2-emissionen-wintershall-dea-und-kit-starten-kooperationsprojekt>. Accessed 19.11.19.
- worldsteel. (2019). *World Steel in Figures* .
- Wörtler, M., Schuler, F., Voigt, N., Schmidt, T., Dahlmann, P., Lungen, H. B., et al. (2013). *Steel's contribution to a low-carbon Europe 2050: Technical and economic analysis of the sector's CO2 abatement potential*. [https://www.stahl-online.de/wp-content/uploads/2013/09/Schlussbericht-Studie-Low-carbon-Europe-2050\\_-Mai-20131.pdf](https://www.stahl-online.de/wp-content/uploads/2013/09/Schlussbericht-Studie-Low-carbon-Europe-2050_-Mai-20131.pdf). Accessed 3 February 2020.
-