

DEFOSSILISIERUNG DER PROZESSINDUSTRIE IN DEUTSCHLAND – WELCHE ENERGIEBEDARFE SIND ZU ERWARTEN?

Hendrik Scharf

Technische Universität Dresden, Fakultät Wirtschaftswissenschaften, Professur für Energiewirtschaft, + 49 351 463 39008, hendrik.scharf@tu-dresden.de, ee2.biz

Kurzfassung: Die Defossilisierung des Industriesektors hat weitreichende Auswirkungen auf künftige Energiebedarfe. Insbesondere die Entwicklung der Strom- und Wasserstoffnutzung ist für die Planung von Energieinfrastrukturen von besonderer Relevanz. Dieser Artikel präsentiert einen Bottom-Up-Ansatz, mit welchem sich für verschiedene Annahmen zur Entwicklung der Energie- und Treibhausgasemissionszertifikatspreise auf Basis des Vergleichens der Kosten zur Vermeidung von Treibhausgasemissionen industrielle Energiebedarfe in Deutschland bestimmen lassen. Mit diesem Ansatz werden zunächst für verschiedene Szenarien mit unterschiedlichen Wasserstoff- und Treibhausgasemissionszertifikatspreisen nationale Wasserstoff- und Elektrizitätsbedarfe bestimmt und anschließend anhand von Standortdaten zur bestehenden Industrie für ausgewählte Szenarien regionalisiert. Je nach Szenario ergeben sich für das Referenzjahr 2035 Bedarfe an emissionsarmem Wasserstoff zwischen 0 TWh und 72 TWh, während der Strombedarf durch die direkte Elektrifizierung von Produktionssystemen um zwischen 10 TWh bis 88 TWh gegenüber einem vollständigen Einsatz konventioneller Produktionssysteme ansteigt. Für das Referenzjahr 2045 wird das Erreichen des Ziels der Klimaneutralität unterstellt. Es ergeben sich je nach Szenario Wasserstoffbedarfe zwischen 312 TWh und 429 TWh sowie Strombedarfe zwischen 179 TWh und 290 TWh. Die Verteilung des Wasserstoffbedarfs auf die Standorte der einzelnen Branchen zeigt eine sehr ausgeprägte Zentralisierung bei den Wasserstoffmengen, die als Rohstoff sowie als Reaktionsmittel eingesetzt werden, und eine im Vergleich dazu starke Dezentralisierung bei den Wasserstoffmengen, die zur Bereitstellung von Prozesswärme eingesetzt werden.

Keywords: Industrietransformation, Bottom-Up-Modellierung, Vermeidungskosten, Energiewendeszenarien

1 Einleitung

Dieser Artikel stellt einen Bottom-Up-Ansatz vor, welcher für einen gegebenen Szenariorahmen unter Einbeziehung verschiedener Technologien und Energieformen auf Industrieprozessebene die kostengünstigste Option zur Vermeidung des Ausstoßes von Treibhausgasen (THG) selektiert und die aus einer entsprechenden Prozessumstellung resultierenden Energiebedarfe bestimmt. Hierbei berücksichtigt das dafür eingesetzte Modell für die Vermeidung von THG-Emissionen verschiedene Optionen zur Prozessumstellung, bei denen fossile Energieträger durch THG-emissionsarm produzierten Wasserstoff oder Strom ersetzt werden. Zu diesem Zweck wurden für eine Vielzahl von Produkten der energieintensiven Industrie konventionelle Referenz-Produktionssysteme sowie deren Optionen zur Vermeidung von THG-

Emissionen definiert und ihre techno-ökonomischen Parameter in ein Modell für die Durchführung der Kostenvergleiche implementiert.

Das Modell berechnet für verschiedene Szenarien zu jedem betrachteten Produkt die spezifischen Vermeidungskosten der Umstellung des konventionellen Produktionssystems auf eine oder mehrere emissionsarme Alternativen. Nachdem dadurch die kostengünstigste Option zur Vermeidung von THG-Emissionen je Produktionssystem gefunden wurde, werden für alle die Optionen, deren Vermeidungskosten den innerhalb des Szenarios festgelegten Preis für die Emission von Treibhausgasen unterschreiten, mittels Annahmen zu künftigen Produktionsvolumina in Deutschland die resultierenden absoluten Wasserstoff- und Elektrizitätsbedarfe berechnet und aufsummiert. Anschließend werden für ausgewählte Szenarien die sich einstellenden Wasserstoffbedarfe anhand historischer Daten zu Industriestandorten regionalisiert. Der entwickelte Ansatz zur Ermittlung und Regionalisierung industrieller Energiebedarfe kann einen wichtigen Beitrag zur Entscheidungsfindung in der Energiepolitik z.B. bei der Priorisierung von Fördermaßnahmen, im Industriesektor bei der Investitionsplanung oder bei Energieinfrastrukturbetreibern bei Planungen zu Netzaus- und Umbaumaßnahmen leisten.

Im Folgenden werden in Kapitel 2 das eingesetzte Modell, die Auswahl der Produkte, deren Umstellung der Produktion auf THG-emissionsarme Verfahren betrachtet wird, die modellierten Szenarien sowie die Methodik zur Regionalisierung der Energiebedarfe vorgestellt. Anschließend werden in Kapitel 3 die Ergebnisse zu den zu erwartenden Elektrizitäts- und Wasserstoffbedarfen je Szenario präsentiert und die für eine Auswahl an Szenarien regionalisierten Wasserstoffbedarfe gezeigt. Schließlich fasst Kapitel 4 die Ergebnisse zusammen und diskutiert an die Analyse in diesem Beitrag anknüpfende Fragestellungen.

2 Methodik zur Abschätzung und Regionalisierung künftiger Energiebedarfe

2.1 Beschreibung des Modells

In dem für diesen Artikel angewendeten Modell werden für einen gegebenen Szenariorahmen die spezifischen THG-Vermeidungskosten verschiedener Industrien berechnet. Die zugrundeliegende Methodik der Erhebung und Implementierung der dazu erforderlichen techno-ökonomischen Parameter wird in Scharf et al. [1] näher erläutert.

In dem Modell werden die Vermeidungskosten zur Umstellung eines konventionellen Produktionssystems berechnet, indem für jedes konventionelle Referenz-Produktionssystem die Differenzen aus den spezifischen Produktionskosten der THG-emissionsarmen und des konventionellen Verfahrens gebildet und durch die durch die Umstellung des Verfahrens realisierbare Minderungsmenge an THG-Emissionen geteilt werden. Die spezifischen Produktionskosten ergeben sich dabei, normiert auf eine Anlagenkapazität von einer Tonne pro Jahr, aus den mit der Umstellung der mit dem konventionellen Verfahren verbundenen Industrieprozesse zu erbringenden Investitionen, den Energie- und Materialkosten sowie den Wartungs- und Betriebskosten. Für die konventionellen Referenz-Produktionssysteme werden keine Investitionen berücksichtigt, da von abgeschriebenen Anlagen ausgegangen wird. Die durch eine Prozessumstellung realisierbare Minderungsmenge an THG-Emissionen wird aus der Differenz der THG-

Emissionsintensität des konventionellen und der des THG-emissionsarmen Verfahrens, unter Einbeziehung der energetischen und der prozessbedingten THG-Emissionen, bestimmt.

Der für das jeweilige Szenario zu erwartende absolute Wasserstoff- und Stromeinsatz ergibt sich aus der Summe der jeweiligen spezifischen Wasserstoff- und Strombedarfe der für jedes Produkt bestimmten günstigsten Vermeidungskosten, die den zugrunde gelegten Zertifikatspreis zur Emission von Treibhausgasen (CO₂-Preis) unterschreiten, multipliziert mit der jeweils angenommenen gesamten Produktionsmenge in Deutschland.

2.2 Auswahl von Produktionssystemen

Aufgrund der Vielfalt an Produktionssystemen ist es erforderlich, für die Analyse besonders energieintensive Produktionssysteme anhand von Abschneidekriterien auszuwählen. Die Bestimmung des Anteils der ausgewählten Prozesse an den gesamten THG-Emissionen und Brennstoffbedarfen der Prozessindustrie basiert auf den in Schloman et al. [2] angegebenen prozessspezifischen THG-Emissionen und den in Rehfeldt et al. [3] angegebenen prozessspezifischen Brennstoffbedarfen für Industriewärme. Tabelle 1 zeigt die Produkte, deren Herstellung über Referenz-Produktionssysteme in dem Modell Berücksichtigung findet.

Die konventionellen Fertigungsverfahren zur Herstellung der gezeigten Produkte haben einen Anteil von 86 % an den gesamten in Schloman et al. [2] ausgewiesenen direkten energetischen und prozessbedingten THG-Emissionen und einen Anteil von 82 % an dem gesamten Brennstoffeinsatz für Prozesswärme gemäß Rehfeldt et al. [3].

2.3 Definition des Szenariorahmens

Die definierten Szenarien unterscheiden sich in Bezug auf die Preise für Wasserstoff und für Zertifikate zum Ausstoß von THG-Emissionen. Als Referenzjahre werden 2035 und 2045 betrachtet. Alle anderen Energie- und Materialpreise werden konstant gehalten. Tabelle 2 zeigt die Parameterausprägungen der einzelnen Szenarien. Da für 2045 das Erreichen des Ziels der Klimaneutralität unterstellt wird, findet für dieses Jahr kein CO₂-Preis Berücksichtigung. Stattdessen wird die Menge an emittierbaren energetischen THG-Emissionen auf null gesetzt. Prozessbedingte THG-Emissionen werden durch die Umstellung von Kohlenstoffanoden auf inerte Anoden bei der Herstellung von Primäraluminium und die Abscheidung und -Sequestrierung von THG-Emissionen bei der Klinkerherstellung weitestgehend reduziert. Für die Vermeidung von THG-Emissionen aus der Nutzung von Erdgas für metallurgische Zwecke ist der Wechsel auf synthetisches Methan vorgesehen.

Tabelle 1: Berücksichtigte Produkte

Branche	Produkte
Basischemie	Ammoniak, hochveredelte Chemikalien, Methanol, Waschsoda
Eisen und Stahl	Primärstahl, Sekundärstahl
Nichteisenmetalle	Primäraluminium, Primärkupfer, Sekundäraluminium
Nichtmetallische Mineralien	Behälterglas, Branntkalk, Feuerfestkeramik, Flachglas, Klinker, Ziegel
Papier	Grafikpapier, Hygienepapier, Wellpappe

Tabelle 2: Szenariorahmen

	H₂-Preis [€₂₀₂₀/MWh]	CO₂-Preis [€₂₀₂₀/t]
2035	120	200
	120	300
	100	200
	100	300
	80	200
	80	300
2045	110	---
	90	---
	70	---

Anders als in Scharf et al. (2022) wird für diesen Artikel angenommen, dass der Wasserstoff nicht mit Elektrizität aus dem Netz zu Industriestrompreisen produziert wird, sondern der Bezug von THG-emissionsarmer Energie nahe den Gestehungskosten möglich ist, indem beispielsweise ein Elektrolyseur direkt an einen Windpark im In- oder Ausland angeschlossen wird. Somit liegen die Wasserstoffpreise der Szenarien bewusst unter den Wasserstoffgestehungskosten, die sich unter Einbeziehung von Energiekosten zum angenommenen Industriestrompreis von konstant 99,26 €₂₀₂₀ pro MWh ergäben.

Um für die mit der Herstellung eines jeden Produkts identifizierten kostengünstigsten Verfahren verbundenen absoluten Energiebedarfsmengen bestimmen zu können, werden Annahmen zu Herstellungsmengen der einzelnen Produkte getroffen. Die in Czock et al. [4] explizit aufgeführten Produktmengen werden aus dieser Studie übernommen. Für die übrigen Produkte werden die Angaben zur Entwicklung der Produktionsvolumina aus Duscha et al. [5] verwendet. Da der Betrachtungszeitraum in Duscha et al. [5] im Jahr 2040 endet, werden für das Referenzjahr 2045 die Angaben für 2040 aus dieser Studie übernommen. Da beide Studien keine Produktionsvolumina für 2035 angeben, wurden für dieses Referenzjahr die angehenden Produktionsmengen der Jahre 2030 und 2040 linear interpoliert.

2.4 Erfassung von Standortdaten

Für die Regionalisierung der auf nationaler Ebene berechneten Wasserstoffbedarfe wird angenommen, dass bestehende Standorte im Zuge der Transformation beibehalten werden. Für die Verteilung der nationalen Mengen auf Industriestandorte werden historische Mengen- oder Kapazitätsdaten der Standorte als Allokationsschlüssel verwendet. Da verschiedene Quellen mit voneinander abweichenden Bezugsgrößen, Branchenumfang, Detailtiefe und Datenqualität vorliegen, wurden die Allokationsschlüssel je nach Produkt aus unterschiedlichen Quellen herangezogen. Tabelle 3 zeigt die verwendeten Datenquellen je in diesem Artikel betrachteten Produkt und die als Allokationsschlüssel verwendete Bezugsgröße.

Tabelle 3: Für die Regionalisierung des nationalen Wasserstoffbedarfs verwendete standortbezogene Datenquellen mit Zuordnung, welche Bezugsgröße aus den Quellen für welches Produkt verwendet worden ist

	Europäische Kommission (Hrsg.) [6]	European Steel Association (Hrsg.) [7]	Neuwirth et al. [8]
Beschreibung	Register der unter den europäischen Emissionshandel fallenden Anlagen	Karte zu Anlagen zur Produktion von Stahl in Europa	Papier zu standortscharfen industriellen Wasserstoffpotentialen
Verwendete Bezugsgröße	Verifizierte THG-Emissionen aus dem Jahr 2018	Produktionskapazitäten	Wasserstoffpotentiale
Nutzung für	Feuerfestkeramik, Primärkupfer, Waschsoda, Ziegel	Sekundärstahl	Ammoniak, Behälterglas, Branntkalk, Flachglas, Grafikpapier, hochveredelte Chemikalien, Hygienepapier, Klinker, Methanol, Primäraluminium, Primärstahl, Wellpappe

Die für die verschiedenen Bezugsgrößen angegebenen standortgenauen Werte werden nach Produkten differenziert als Allokationsschlüssel für die Gewichtung verwendet, nach der die mit dem Modell berechneten nationalen Wasserstoffmengen je Produkt auf die einzelnen Standorte verteilt werden.

3 Ergebnisse der Szenarien zur künftigen Wasserstoff- und Stromnachfrage in Deutschland

3.1 Einsatz von THG-emissionsarmem Wasserstoff und von Elektrizität in ganz Deutschland

Abbildung 1 zeigt für jedes Szenario die mit dem Bottom-Up-Modell bestimmten Wasserstoffmengen nach Einsatzzweck. Diesen werden die Szenarioergebnisse zu den sich ergebenden Mengen an Elektrizität gegenübergestellt. Unter den Szenarioannahmen für das Jahr 2035 werden einige konventionelle Produktionssysteme nicht auf THG-emissionsarme Verfahren umgestellt. Die Abbildung zeigt für 2035 sowohl den sich ergebenden direkten Stromeinsatz in umgestellten Produktionssystemen als auch die in konventionellen Verfahren, deren Vermeidungskosten höher als der für das Szenario festgelegte CO₂-Preis sind, eingesetzte Menge an elektrischer Energie.

Wie in der Abbildung zu sehen, ergibt sich mit dem Modell im Jahr 2035 erst bei den Szenarien mit niedrigeren Wasserstoffpreisen ein nennenswerter Einsatz von THG-emissionsarm hergestelltem Wasserstoff. Bei einem Wasserstoffpreis von 120 €₂₀₂₀ pro MWh liegt für beide Ausprägungen bei den CO₂-Preisen die Wasserstoffnachfrage bei nahe null. Sinkt der Wasserstoffpreis auf 100 €₂₀₂₀ pro MWh, zeigen die Ergebnisse bei einem CO₂-Preis von 200 €₂₀₂₀ pro Tonne eine Wasserstoffnachfrage von 3 TWh. Steigt der CO₂-Preis auf 300 €₂₀₂₀ pro Tonne an, werden weitere Produktionssysteme umgestellt, sodass die Wasserstoffnachfrage um 9 TWh ansteigt. In beiden Szenarien wird der Wasserstoff nahezu ausschließlich verwendet, um in Öfen und Boilern Prozesswärme bereitzustellen. Wasserstoff als Reaktionsmittel findet,

von dem sehr kleinen, sich bereits bei CO₂-Preisen von 200 €₂₀₂₀ pro Tonne und Wasserstoffpreisen von 120 €₂₀₂₀ pro MWh ergebenden Einsatz für die Pyrolyse von Altplastik, die in dem Modell hinterlegt ist,¹ abgesehen, erst bei einem Wasserstoffpreis von 80 €₂₀₂₀ pro MWh und einem CO₂-Preis von 300 €₂₀₂₀ pro Tonne für die Ammoniaksynthese Anwendung. Die dafür eingesetzte Menge liegt bei 22 TWh. Weitere mengenmäßig relevante Prozesse, die in diesem Szenario auf Wasserstoff umgerüstet werden, sind die Dampfbereitstellung für Wellpappe und Grafikpapier in Wasserstoffboilern, für welche 30 TWh an Wasserstoff eingesetzt werden. Darüber hinaus werden auch bereits bei einem CO₂-Preis von 200 €₂₀₂₀ pro Tonne insgesamt 7 TWh für die Dampfbereitstellung in der Chemieindustrie sowie 11 TWh in Brennöfen für die Herstellung nichtmetallischer Mineralien verwendet. Weitere 3 TWh entfallen bei einem Wasserstoffpreis von 80 €₂₀₂₀ pro MWh und bereits bei einem CO₂-Preis von 200 €₂₀₂₀ pro Tonne auf die Herstellung von Primäraluminium.

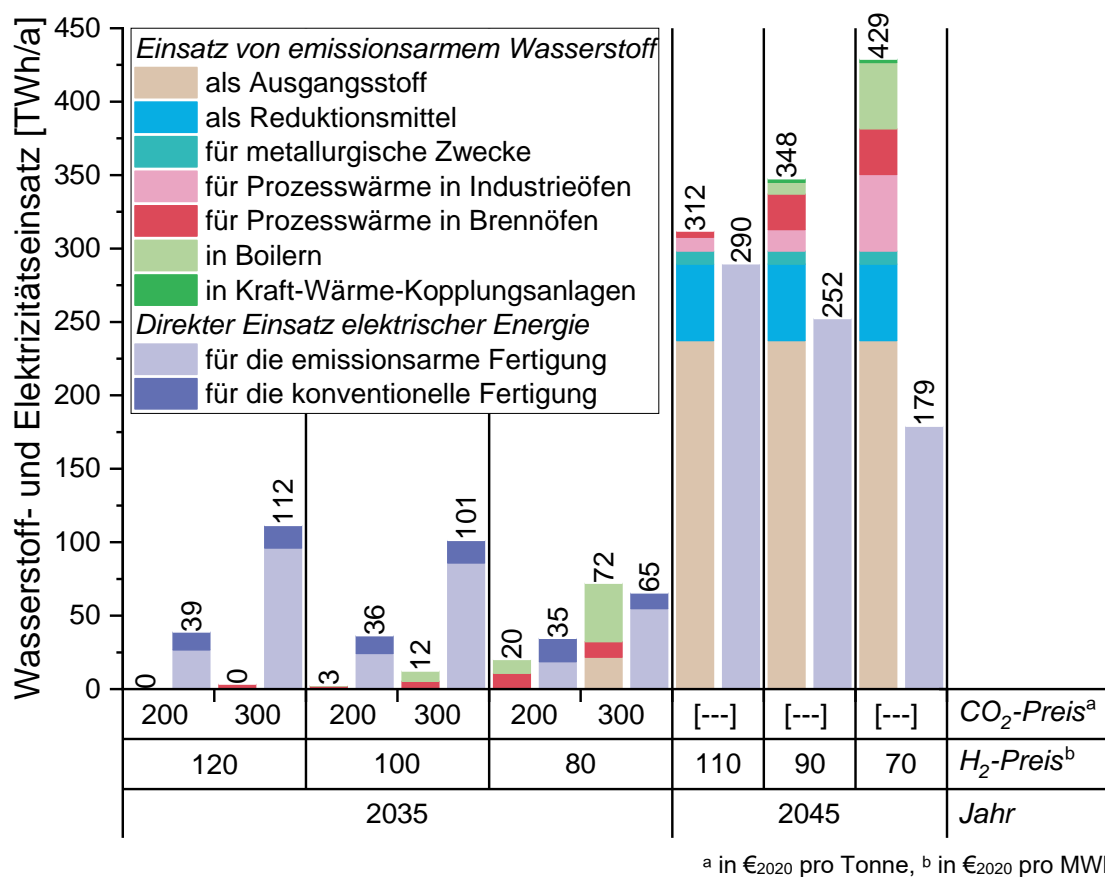


Abbildung 1: Modellierter Wasserstoff- und Stromeinsatz nach Nutzungszwecken

¹ Die Pyrolyse von Altplastik für die Herstellung hochveredelter Chemikalien ist mit den aus Geres et al. [9] entnommenen Potentialen zur Verfügbarkeit von Altplastik in dem Modell hinterlegt. Die Pyrolyse erfordert geringe Mengen an Wasserstoff (vgl. Leeuw und Koelemeijer [10]), welcher als THG-emissionsarmer Wasserstoff berücksichtigt wird. Da Altplastik als deutlich kostengünstiger als das im konventionellen Verfahren als Ausgangsstoff eingesetzte Rohbenzin angenommen wird, ergeben sich für die Umstellung auf Altplastik trotz des damit verbundenen Investitions- und Wasserstoffbedarfs geringere Produktionskosten als bei dem konventionellen Verfahren.

In allen Szenarien übersteigt der Stromeinsatz durch die im Zuge der direkten Elektrifizierung vorgenommenen Substitution fossiler Brennstoffe bereits den Strombedarf der konventionellen Verfahren. Auch hier zeigt sich eine starke Abhängigkeit von dem angenommenen CO₂-Preis. Liegt dieser bei 200 €₂₀₂₀ pro Tonne, hat der Wasserstoffpreis nur geringen Einfluss auf Höhe der Stromnachfrage. Bei CO₂-Preisen von 300 €₂₀₂₀ pro Tonne hängt die direkte Stromnachfrage stark von dem angenommenen Wasserstoffpreis ab. Alleine die direkte Elektrifizierung der Papierindustrie, die sich bei CO₂-Preisen zwischen 200 €₂₀₂₀ pro Tonne und 300 €₂₀₂₀ pro Tonne einstellt, erhöht die Stromnachfrage um 58 TWh bei Wasserstoffpreisen zwischen 120 €₂₀₂₀ pro MWh und 100 €₂₀₂₀ pro MWh sowie um 30 TWh, wenn ein Wasserstoffpreis von 80 €₂₀₂₀ pro MWh angenommen wird, da die Umstellung mancher Prozesse bei diesem Wasserstoffpreis auf Wasserstoff statt einer direkten Elektrifizierung die kostengünstigere Option darstellt. Weitere wesentliche Beiträge zur Erhöhung der Stromnachfrage sind zudem auf Prozessumstellungen bei der Behälter- und Flachglasproduktion sowie bei der Herstellung von Waschsoda zurückzuführen. Auch noch bei einem Wasserstoffpreis von 80 €₂₀₂₀ pro MWh werden Prozesse dieser Industrien bei Vermeidungskosten von unter 200 €₂₀₂₀ pro Tonne direkt elektrifiziert, wodurch gegenüber einer konventionellen Fertigung ein weiterer zusätzlicher Strombedarf von 9 TWh entsteht.

Während sich bei jeder Kombination der für 2035 angenommenen Wasserstoff- und Zertifikatspreise von der Ammoniaksynthese abgesehen wegen Vermeidungskosten von mehr als 300 €₂₀₂₀ pro Tonne keine Umstellung auf eine THG-emissionsarme Fertigung der Verfahren ohne direktelektrische Alternative ergibt,² werden im Jahr 2045 aufgrund der angestrebten Klimaneutralität auch die konventionellen Produktionssysteme mit sehr hohen Vermeidungskosten auf THG-emissionsarme Verfahren umgestellt. Bei einem angenommenen Wasserstoffpreis von 110 €₂₀₂₀ pro MWh setzt sich dabei der einstellende Wasserstoffbedarf von insgesamt 312 TWh zu 96 % aus der Umstellung von Prozessen ohne direktelektrische Alternative zusammen, da zur Prozesswärmebereitstellung bei diesem Wasserstoffpreis nahezu ausschließlich auf Strom zurückgegriffen wird. Bei einem Wasserstoffpreis von 90 €₂₀₂₀ pro MWh fällt der Anteil des Wasserstoffeinsatzes in Verfahren ohne direktelektrische Alternative auf 86 %, da bei diesem Preis in einigen Produktionssystemen die Prozesswärmebereitstellung durch Wasserstoff die kostengünstigere Variante ist, während bei 70 €₂₀₂₀ pro MWh noch weitere Verfahren auf Wasserstoff umgestellt werden, sodass der Wasserstoffeinsatz in THG-emissionsarmen Anwendungsbereichen ohne direktelektrische Alternative bei diesem Preis nur noch 70 % der dann insgesamt nachgefragten 429 TWh ausmachen.

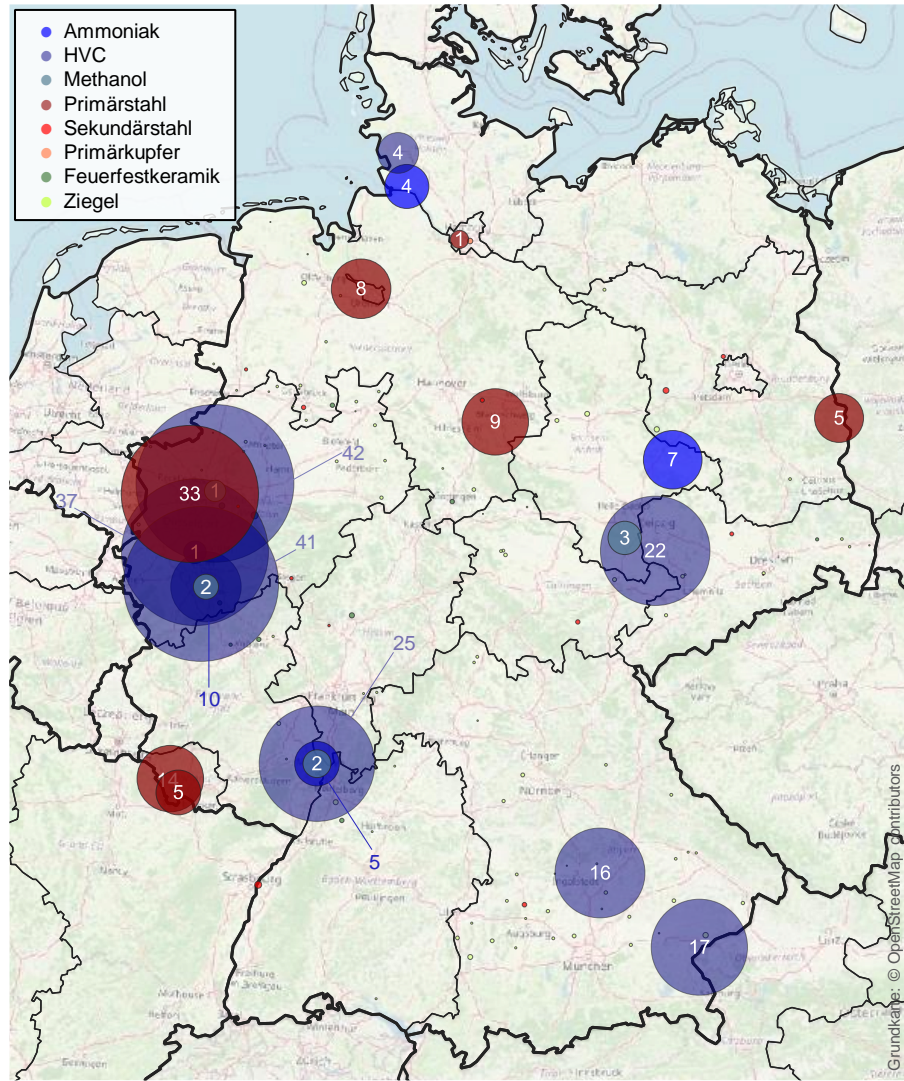
Bei einem Wasserstoffpreis von 110 €₂₀₂₀ pro MWh ergibt sich aufgrund der direkten Elektrifizierung des Großteils der betrachteten Industrieprozesse ein Elektrizitätsbedarf von 290 TWh. Ähnlich wie bei Wasserstoff fließt ein Großteil der eingesetzten Menge an elektrischer Energie in Prozesse, für die keine wasserstoffbasierte Vermeidungsoption vorgesehen ist. Bei der emissionsarmen Herstellung von Flüssigstahl über die Primärroute entfallen ca. 30 % des gesamten Strombedarfs auf Lichtbogenöfen. Alleine der Strombedarf der Lichtbogenöfen der Primärroute macht bei einem Wasserstoffpreis von 110 €₂₀₂₀ pro MWh 6 % des gesamten Stromeinsatzes aus. Die Herstellung hochveredelter Chemikalien (HVC) über das Methanol-

² Im Falle der chemischen Industrie ist der Einsatz von Wasserstoff für die ablaufenden Reaktionen erforderlich, im Falle der Primärstahlherstellung ist zwar eine direkte Elektrifizierung mit der Eisenerzelektrolyse technisch möglich, jedoch aufgrund fehlender Marktreife in dem Modell nicht berücksichtigt.

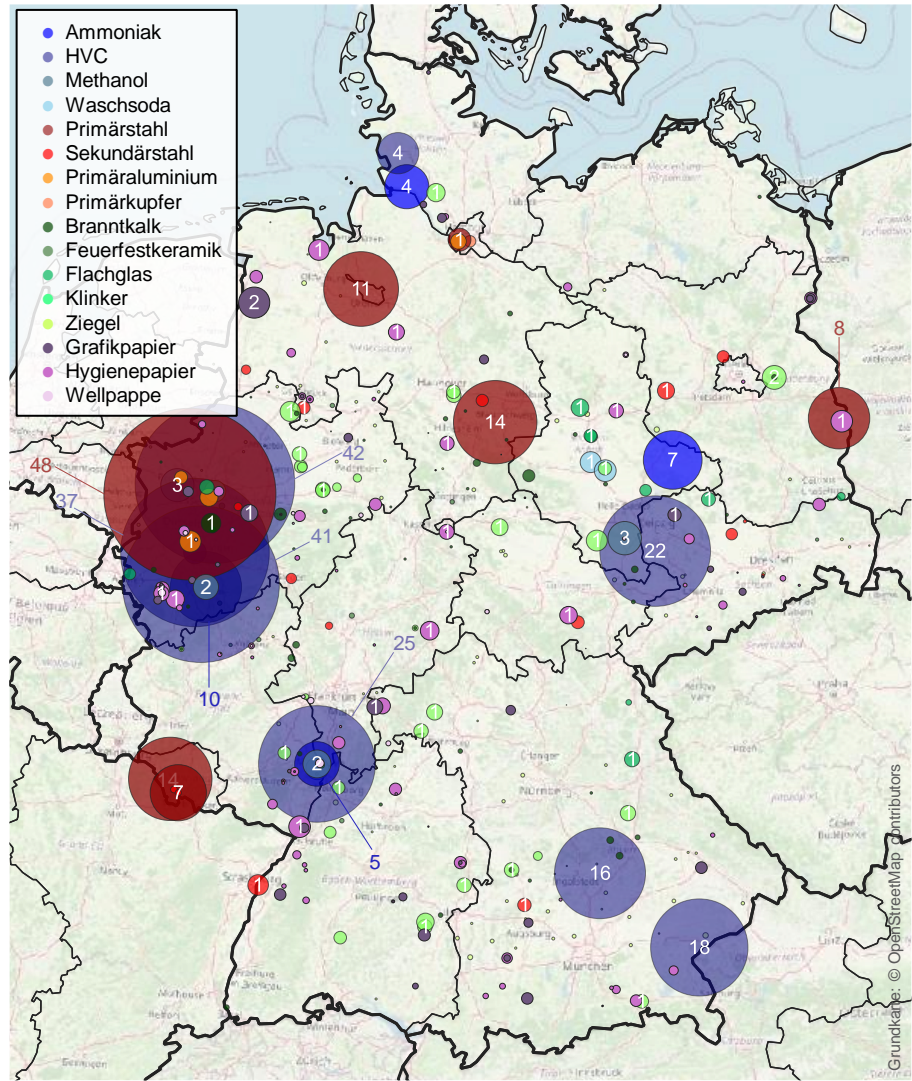
to-Olefine-Verfahren macht weitere 26 % des Strombedarfs aus. Bei 110 €₂₀₂₀ pro MWh wird der zusätzliche Prozesswärmebedarf der Direktreduktionsöfen zur Stahlherstellung direkt elektrisch bereitgestellt. Dieser Prozess hat, nach der Produktion von Klinker und Wellpappe, mit einem Anteil von 12 %, den drittgrößten Strombedarf bei diesem Wasserstoffpreis. Die Herstellung von Wellpappe macht mit 39 TWh ca. 14 %, das Klinkerbrennen mit 30 TWh ca. 10 % des Strombedarfs aus. Die Elektrizitätsbedarfe zur Herstellung aller anderen Produkte liegen bei einem Wasserstoffpreis von 110 €₂₀₂₀ pro MWh jeweils bei ca. 10 TWh oder darunter. Bei niedrigeren Wasserstoffpreisen sinkt der Strombedarf aufgrund der Umstellung weiterer Verfahren auf Wasserstoff anstelle einer direkten Elektrifizierung deutlich. Während bei einem Wasserstoffpreis von 90 €₂₀₂₀ pro MWh für die meisten Prozesse weiterhin die direkte Elektrifizierung die kostengünstigere Vermeidungsoption ist, sodass der Strombedarf gegenüber einem Wasserstoffpreis von 110 €₂₀₂₀ pro MWh um nur 38 TWh niedriger ausfällt, werden bei einem Wasserstoffpreis von 70 €₂₀₂₀ pro MWh nahezu alle Prozesse, bei denen eine entsprechende Option hinterlegt ist, auf Wasserstoff umgestellt. Bei einem derart niedrigen Wasserstoffpreis machen die Primärstahlherstellung und das Methanol-to-Olefine-Verfahren mit einem Strombedarf von 103 TWh rund 58 % der gesamten Menge an eingesetzter elektrischer Energie aus.

3.2 Regionalisierung der Ergebnisse zur Wasserstoffnachfrage ausgewählter Szenarien

Abbildung 2 zeigt für das Jahr 2045 die sich ergebenden Wasserstoffeinsätze je Produkt verteilt anhand des jeweiligen Allokationsschlüssels auf Standorte. Es ist ersichtlich, dass die auf nationaler Ebene hohen Mengen an Wasserstoff für die Nutzung als Ausgangsstoff und als Reduktionsmittel sich nur auf wenige Standorte verteilen, sodass an einer Handvoll Entnahmestellen sehr hohe Bedarfe zu erwarten sind. Alleine der Wasserstoffbedarf der Stahl- und Chemieindustrie in Rhein- und Ruhrgebiet macht bei einem Wasserstoffpreis von 110 €₂₀₂₀ pro MWh 60 % und bei einem Wasserstoffpreis von 70 €₂₀₂₀ pro MWh 44 % der modellierten gesamtdeutschen Nachfrage aus. Der Wasserstoffeinsatz zur Bereitstellung von Hochtemperaturwärme fällt nicht nur was die gesamtdeutschen Mengen angeht deutlich geringer als die Verwendung als Ausgangsstoff oder als Reduktionsmittel aus, sondern verteilt sich auf eine deutliche größere Anzahl an Standorten, sodass sich für Wasserstoffbedarfe mit dem Einsatzzweck Prozesswärmebereitstellung eine deutlich dezentralere Verteilung der Nachfrage als bei der Chemieindustrie und der Primärstahlherstellung ergibt. Während die für das Jahr 2045 modellierte durchschnittliche Wasserstoffnachfrage bei einem Wasserstoffpreis von 70 €₂₀₂₀ pro MWh bei Standorten der Chemieindustrie 11 TWh und bei Standorten der Stahlindustrie 15 TWh beträgt, liegen die durchschnittlichen Wasserstoffeinsätze an Standorten der anderen Branchen bei deutlich unter 1 TWh pro Jahr.



a



b

Abbildung 2: Regionalisierung der modellierten Wasserstoffnutzung bei einem Wasserstoffpreis von 110 €₂₀₂₀ pro MWh (a) und 70 €₂₀₂₀ pro MWh (b) im Jahr 2025.

4 Fazit

In diesem Artikel werden für die Referenzjahre 2035 und 2045 mit einem Bottom-Up-Modell für 25 konventionelle industrielle Herstellungsverfahren bei verschiedenen Wasserstoff- und CO₂-Preisen die kostengünstigsten direktelektrischen oder wasserstoffbasierten Optionen zur Vermeidung von Treibhausgasoptionen identifiziert, resultierende Energiebedarfe in Deutschland bestimmt und auf einzelne Standorte regionalisiert.

Mit dem gewählten Ansatz ergeben sich für das Jahr 2035 nur mit für den Einsatz von Wasserstoff besonders optimistischen Szenarien nennenswerte Bedarfsmengen von bis zu 72 TWh. Dieser Bedarf ergibt sich für das Szenario mit einem sehr niedrigen Wasserstoffpreis von 80 €₂₀₂₀ pro MWh und einem CO₂-Preis von 300 €₂₀₂₀ pro Tonne. Bereits durch die Anpassung einer dieser beiden Szenarioparameter sinkt der Wasserstoffeinsatz deutlich, und zwar um 52 TWh bei einer Absenkung des CO₂-Preises auf 200 €₂₀₂₀ pro Tonne oder um 60 TWh, wenn der Wasserstoffpreis um 20 €₂₀₂₀ pro MWh erhöht wird. Für das Referenzjahr 2045 wird das Erreichen des Ziels der Klimaneutralität angenommen. Aufgrund hoher Vermeidungskosten werden die konventionellen Verfahren mit sehr hohen zu erwartenden Wasserstoffbedarfen aus der Chemie- und Stahlindustrie erst in diesem Referenzjahr auf THG-emissionsarme Verfahren umgestellt. Mit eingesetzten Mengen zwischen 312 TWh bis 429 TWh ergeben sich für 2045 deutlich höhere Wasserstoffbedarfe als im Referenzjahr 2035. Die Wasserstoffbedarfe der Stahl- und Chemiebranche verteilen sich auf nur sehr wenige Standorte, sodass im Falle einer Defossilisierung dieser Branchen punktuell sehr hohe Wasserstoffbedarfe entstehen.

Die Verfahren mit den höchsten Einsatzmengen an Wasserstoff sind gleichzeitig die Verfahren mit Prozessen, bei denen der Einsatz von Wasserstoff aus chemischen Gründen oder einer zu späten Marktreife direktelektrischer Verfahren als unvermeidbar gilt. Dies betrifft die Produktion von Ammoniak, Methanol, hochveredelten Chemikalien und Primärstahl. Entsprechend hängt der sich insgesamt ergebende Wasserstoffbedarf stark von den Annahmen zur heimischen Produktionsmengenentwicklung ab. Wird beispielsweise im Falle von HVC eine andere Produktionsmenge zugrunde gelegt oder dem Modell vorgegeben, für die Herstellung aus dem Ausland importiertes Rohbenzin in Dampfspaltern anstelle von heimisch hergestelltem Methanol für die HVC-Synthese zu nutzen, sinken die gesamten Wasserstoffbedarfe des Industriesektors in Deutschland drastisch.

Auch den Einsatz elektrischer Energie betreffend gibt es einige wenige Prozesse, bei denen dieser unvermeidbar ist bzw. als unvermeidbar angenommen wird. Zu nennen sind hier insbesondere die Nutzung in Lichtbogenöfen für die Herstellung von Primär- und Sekundärstahl sowie der Prozess der direkten Luftabscheidung zur Deckung des Bedarfs an Kohlenstoffdioxid bei der Methanolsynthese. Im Referenzjahr 2045 werden direkt in Lichtbogenöfen 23 TWh an elektrischer Energie eingesetzt. Die Herstellung von Methanol verursacht 79 TWh, von denen 78 TWh auf das zu HVC weiterverarbeitete Methanol entfallen. Somit hätten von den Modellannahmen abweichende Produktionsmengen bei Stahl und hochveredelten Chemikalien oder ein Weiterbetrieb von Dampfspaltern mit importiertem Rohbenzin statt des Umstiegs auf die Synthese aus Methanol auch was den Strombedarf angeht große Auswirkungen auf die Szenarioergebnisse. Da bei der Methanolsynthese zwei Fünftel des direkten Strombedarfs auf

den Prozess der direkten Luftabscheidung entfallen, würde auch die Verwendung anderer Bezugsoptionen für Kohlenstoffdioxid als die in dem Modell angenommene, wie z.B. die Nutzung des prozessbedingtem Kohlenstoffdioxid bei der Klinkerherstellung, den Strombedarf deutlich senken, erfordern jedoch den Aufbau einer entsprechenden Infrastruktur und im Falle der Nutzung von Kohlenstoffdioxid aus nicht-erneuerbaren Quellen eine ausreichende Verfügbarkeit an Senken, um das Ziel der Klimaneutralität weiterhin zu erreichen.

Neben der Herstellung von Primärstahl und hochveredelten Chemikalien entfallen höhere Energiebedarfe auf die Wellpappe- und Klinkerherstellung, sodass insbesondere auch Abweichungen bei den für diese Produkte getroffenen Annahmen zu den Herstellungsmengen größere Auswirkungen auf die Ergebnisse hätten. Aufgrund von Vermeidungskosten zwischen 200 €₂₀₂₀ pro Tonne und 300 €₂₀₂₀ pro Tonne betrifft dies im Falle von Wellpappe, anders als die Stahlproduktion, die Herstellung von Methanol als Endprodukt und dessen Synthese zu hochveredelten Chemikalien, auch die Ergebnisse für das Referenzjahr 2035. Gerade bei der Klinkerherstellung könnte der sich je nach Szenario ergebende Wasserstoff- oder Stromeinsatz auch deutlich überschätzt werden, da bei der Modellierung die Annahme getroffen wurde, dass der Einsatz von Abfallbrennstoffen bei einer Prozessumstellung, um das Ziel einer defossilisierten Produktion zu erreichen, nicht mehr möglich ist. Sollte im Zuge der angestrebten Defossilisierung die Möglichkeit des thermischen Einsatzes der Abfallbrennstoffe für das Klinkerbrennen und auch die Dampfbereitstellung für die Abscheidung des Kohlenstoffdioxids bestehen, entfielen die bei Szenarien mit niedrigeren Wasserstoffpreisen anfallenden 19 TWh an Wasserstoff und 6 TWh an elektrischer Energie bei Wasserstoffpreisen von 70 €₂₀₂₀ pro MWh bzw. eine Strommenge von 26 TWh bei Wasserstoffpreisen von 110 €₂₀₂₀ und 90 €₂₀₂₀ pro MWh.

Künftige Arbeiten könnten den gewählten Ansatz auf Nutzungsmengen weiterer Energieformen ausweiten und dabei auch explizit die Bedarfe fossiler Energieträger analysieren. Auch könnte der Ansatz um den Aspekt einer möglichen Abwanderung von Wertschöpfungsstufen in das Ausland erweitert werden. Darüber hinaus könnten künftige Arbeiten, anstatt pauschaler, standortbezogene Energiepreise berücksichtigen. Beispielsweise sind im Falle eines Bezugs über Flüssiggasterminals oder der Nutzung von Windkraft auf See zur Wasserelektrolyse im Süden Deutschlands aufgrund weiterer Transportwege höhere Wasserstoffbezugskosten als im Norden zu erwarten. Auch die Bezugspreise für Standorte mit kleineren Bedarfen könnten höher als die von Standorten mit großen Bedarfen ausfallen. Methodisch könnten die Infrastrukturkosten z.B. durch die Implementierung der techno-ökonomischen Daten zu den Industrieprozessen in Energiesystemmodelle abgebildet werden.

Referenzen

- [1] H. Scharf, O. Sauerbrey, und D. Möst, „Defossilisation of the industrial sector - A techno-economic bottom-up approach to determining CO₂ abatement costs“, in 2022 18th International Conference on the European Energy Market (EEM), Ljubljana, Slovenia: IEEE, Sep. 2022, S. 1–12. doi: 10.1109/EEM54602.2022.9921043.
- [2] B. Schlomann u. a., Energieverbrauch und CO₂-Emissionen industrieller Prozesstechnologien: Einsparpotenziale, Hemmnisse und Instrumente. in ISI-Schriftenreihe „Innovationspotenziale“. Stuttgart: Fraunhofer-Verl, 2013. [Online]. Verfügbar unter: https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/ccx/2013/Umweltforschungsplan_FKZ-370946130.pdf.

- [3] M. Rehfeldt, T. Fleiter, und F. Toro, „A bottom-up estimation of the heating and cooling demand in European industry“, *Energy Efficiency*, Bd. 11, Nr. 5, S. 1057–1082, Juni 2018, doi: 10.1007/s12053-017-9571-y.
- [4] B. Czock et al., Gutachterberichte dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität - Eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH, 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/Alle_Gutachten_dena-Leitstudie_Aufbruch_Klimaneutralitaet.pdf.
- [5] V. Duscha, T. Fleiter, M. Rehfeldt, und F. Sensfuss, Vermeidungskostenkurven für das Europäische Emissionshandelssystem (EU ETS). In *Climate Change 07/2022*. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt, 2022. [Online]. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/cc_07-2022_vermeidungskostenkurven_fuer_das_europaeische_emissionshandelssystem.pdf.
- [6] Europäische Kommission (Hrsg.), 2021: European Union Transaction Log. European Union Transaction Log (EUTL). [Online]. Verfügbar unter: <https://ec.europa.eu/clima/ets/>.
- [7] European Steel Association (Hrsg.), Map of EU steel production sites. [Online]. Verfügbar unter: https://www.eurofer.eu/assets/Uploads/Map-20191113_Eurofer_SteelIndustry_Rev3-has-stainless.pdf.
- [8] M. Neuwirth, T. Fleiter, P. Manz, und R. Hofmann, „The future potential hydrogen demand in energy-intensive industries - a site-specific approach applied to Germany“, *Energy Conversion and Management*, Bd. 252, S. 115052, Jan. 2022, doi: 10.1016/j.enconman.2021.115052.
- [9] R. Geres, A. Kohn, S. C. Lenz, F. Ausfelder, A. Bazzanella, und A. Möller, Roadmap Chemie 2050 auf dem Weg zu einer treibhausgasneutralen chemischen Industrie in Deutschland: Eine Studie von DECHEMA und FutureCamp für den VCI. Frankfurt am Main: DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V, 2019. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.vci.de/vci/downloads-vci/publikation/2019-10-09-studie-roadmap-chemie-2050-treibhausgasneutralitaet.pdf>.
- [10] M. de Leeuw, R. Koelemeijer, Decarbonisation Options for the Dutch Waste Incineration Industry. Den Haag: Niederländische Umweltagentur und Niederländische Organisation für Angewandte Naturwissenschaftliche Forschung, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2022-decarbonisation-options-for-the-dutch-waste-incineration-industry-4916.pdf>.