

## Heizen mit Wasserstoff? Möglichkeiten der Dekarbonisierung für Privathaushalte in Deutschland im Jahr 2050

**Verfasser:** Chelsea Baldino, Jane O'Malley, Stephanie Searle (ICCT) und Adam Christensen (Three Seas Consulting)

**Stichwörter:** kohlenstoffarmes Heizen, Heizkosten pro Haushalt, Wasserstoff, erneuerbarer Strom, Brennstoffzelle, Wasserstoffkessel, Wärmepumpe, Hybrid-Wärmepumpe, Elektrolyse, Methan-Dampfreformierung, Dampfreformierung, SMR

### Zusammenfassung

Die deutsche Regierung hat sich das Ziel gesetzt, die Treibhausgasemissionen (THG) im Gebäudebereich im Vergleich zum Jahr 1990 bis zum Jahr 2030 um zwei Drittel zu senken. Ein wichtiger Faktor für das Erreichen dieser Zielsetzung wird die Wärmeversorgung sein. Ca. 60 % des Endenergiebedarfs für deutsche Wohngebäude entfällt auf die Raumheizung, wobei zwei Drittel der Energie für die Raumheizung aus fossilen Brennstoffen gewonnen werden. Bei der Wärmeversorgung bestehen mehrere Möglichkeiten zur THG-Reduktion. Die Bundesregierung wird noch festlegen müssen, welche der Optionen sie fördert—vor allem vor dem Hintergrund, dass 17 % der deutschen Privathaushalte einen hohen Anteil des Einkommens für Energie ausgeben. Im Rahmen dieser Studie bewerten wir unterschiedliche Pfade der Wärmeversorgung für Wohngebäude mit niedriger THG-Emission sowie THG-neutrale Pfade für Deutschland, um zu bestimmen, welcher im Jahr 2050 der kostenseitig wettbewerbsfähigste sein wird: 1. Wasserstoffkessel, 2. Wasserstoff-Brennstoffzellen mit einem Hilfswasserstoffkessel für Kälteperioden, 3. mit erneuerbarem Strom betriebene Luftwärmepumpen und 4. Wärmepumpen mit einem Hilfswasserstoffkessel für Kälteperioden. Wir beziehen kohlenstofffreien Wasserstoff in unsere Bewertung mit ein, der mithilfe von erneuerbarem Strom durch Elektrolyse gewonnen wird, außerdem treibhausgasarmen Wasserstoff aus der Dampfreformierung von Methan (Steam Methane Reforming, SMR) unter Verwendung von Erdgas in Kombination mit einer Kohlenstoffabscheidung und -speicherung (Carbon Capture and Storage, CCS): SMR + CCS.

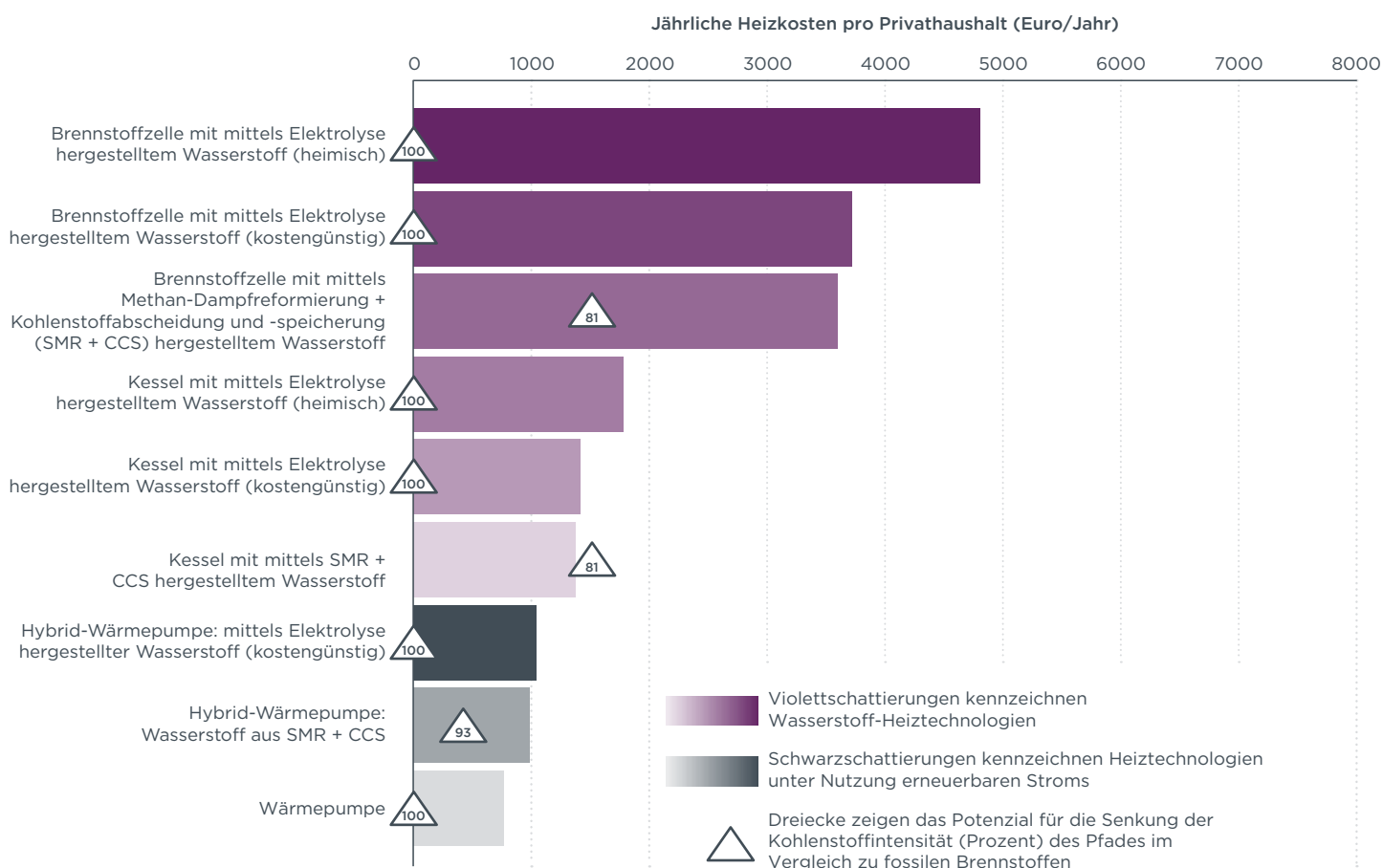
[www.theicct.org](http://www.theicct.org)

[communications@theicct.org](mailto:communications@theicct.org)

[twitter @theicct](https://twitter.com/theicct)

**Danksagung:** Dieser Bericht wurde von der European Climate Foundation unterstützt. Die Verfasser sind verantwortlich für die in diesem Bericht enthaltenen Informationen und Ansichten. Die European Climate Foundation ist nicht für jegliche mögliche Verwendung der enthaltenen bzw. zum Ausdruck gebrachten Informationen verantwortlich. Dank geht an Peter Mock, Stijn Carton, Femke de Jong, Eleonora Moschini und Kaliana French für die fachliche Prüfung.

**Die Abbildung ES1 zeigt, dass Luftwärmepumpen gemäß unserer Bewertung im Jahr 2050 die kosteneffizienteste Heiztechnologie für Wohngebäude darstellen werden, wobei die Kosten im Vergleich zu reinen Wasserstofftechnologien um mindestens 40 % geringer sind. Bei Durchführung einer Sensitivitätsanalyse—selbst wenn die Erdgaskosten im Jahr 2050 50 % niedriger oder die Kosten für erneuerbaren Strom 50 % höher wären als in unserer zentralen Annahme—resultieren Wärmepumpen immer noch als kosteneffizienter als Wasserstoffkessel oder Brennstoffzellen.** Unsere Ergebnisse zeigen, dass im Jahr 2050 mittels Elektrolyse hergestellter und aus anderen Teilen Europas eingeführter Wasserstoff im Vergleich zu mittels SMR + CCS in Deutschland hergestelltem Wasserstoff kostenseitig wettbewerbsfähig sein könnte, obwohl Wasserstoff heute noch nicht in ausreichendem Maße durch Elektrolyse hergestellt wird. Verglichen mit allen Pfaden der Wärmeversorgung mit niedriger THG-Emission, die wir im Rahmen dieser Studie bewerten, wären Energieeffizienzmaßnahmen zur Reduzierung des Wärmebedarfs eine kosteneffizientere Strategie zur Senkung der Treibhausgasemissionen. Unsere Analyse zeigt, dass alle Pfade, bei denen erneuerbarer Strom zum Einsatz kommt, eine THG-Intensität von nahe null aufweisen, während mittels SMR + CCS hergestellter Wasserstoff die Treibhausgasemissionen im Vergleich zu mittels Erdgas hergestelltem Wasserstoff um 69 %–93 % reduzieren könnte, wenn in Zukunft Verbesserungen vorgenommen werden, um die THG-Intensität für diesen Pfad zu reduzieren. Unsere Ergebnisse haben Relevanz für politische Entscheidungsträger in Deutschland, die entscheiden, wie sowohl die Wärmeversorgung dekarbonisiert als auch die Energiearmut gemindert werden sollen.



**Abbildung ES1.** Kostenvergleich (in Euro) und Potenzial zur Senkung der Treibhausgasintensität verschiedener technologischer Optionen zum Beheizen eines Privathaushalts während eines Jahres in Deutschland im Jahr 2050

## Einleitung

Die Bundesregierung hat sich das ehrgeizige Ziel gesetzt, das Land bis zum Jahr 2050 zu dekarbonisieren, was bedeutet, dass alle Sektoren innerhalb der kommenden Jahrzehnte eine nahezu vollständige Dekarbonisierung durchlaufen müssen (Bundesregierung Deutschland, 2021). Aktuell ist der Energiebedarf zum Heizen und Kühlen in Deutschland der EU-weit höchste (in absoluten Zahlen). Für deutsche Wohngebäude werden zwei Drittel des Energiebedarfs für die Raumheizung mit fossilen Brennstoffen abgedeckt (UBA, 2020). Gleichzeitig geben gemäß Informationen der EU-Beobachtungsstelle für Energiearmut 17 % der deutschen Privathaushalte einen hohen Anteil des Einkommens für Energie aus. 3 % der Menschen sind nicht in der Lage, ihren Wohnraum angemessen zu beheizen (2020).

Die deutsche Regierung hat sich das Ziel gesetzt, die Treibhausgasemissionen (THG) im Gebäudebereich im Vergleich zum Jahr 1990 bis zum Jahr 2030 um zwei Drittel zu senken (BMUB, 2021). Die Verbesserung der Energieeffizienz von Gebäuden spielt eine wichtige Rolle bei der Reduzierung des Heizwärmebedarfs. Jedoch müssen Veränderungen in Bezug auf die zum Heizen von Wohngebäuden verwendeten Energiequellen vollzogen werden, um die drastische Reduzierung der Treibhausgasemissionen gemäß der Zielsetzung der Regierung umzusetzen. Einige Energie-Interessengruppen wie beispielsweise Agora Energiewende unterstützen den Einsatz von Wärmepumpen, die mit erneuerbarem Strom betrieben werden, um eine Dekarbonisierung zu erzielen. Wärmepumpen sind technisch ausgereift. Sie können direkt mit erneuerbarem Strom betrieben werden und Wirkungsgrade zwischen 250 % und 400 % erreichen. Mehr als 100 % sind möglich, weil sie die Wärme vielmehr übertragen als erzeugen (Moya, Tsiropoulous, Tarvydas, Nijs, 2019). Sie befürworten den Einsatz von mittels Elektrolyse hergestelltem Wasserstoff nur in den Bereichen, in denen eine Elektrifizierung schwierig ist (Buck, Graf und Graichen, 2019). Auf der anderen Seite stehen Befürworter wie beispielsweise der Hydrogen Council für den weitverbreiteten Einsatz dekarbonisierter Gase wie Wasserstoff, um eine Dekarbonisierung der Wärmeversorgung zu erreichen. 2020 hat die Bundesregierung außerdem „Die Nationale Wasserstoffstrategie“ veröffentlicht, die auch beinhaltet, dass Wasserstoff in der Wärmeversorgung stärker genutzt werden soll. Eine Möglichkeit zur Herstellung treibhausgasarmen Wasserstoffs ist ein Prozess zur Kohlenstoffentfernung, wie beispielsweise die Methan-Dampfreformierung (SMR) von Erdgas, in Kombination mit einer Kohlenstoffabscheidung und -speicherung (CCS). Es kann außerdem kohlenstofffreier Wasserstoff durch Elektrolyse unter Verwendung von Strom aus erneuerbaren Energien produziert werden.

Hinsichtlich der nationalen Ziele zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen sieht sich die Bundesregierung der wichtigen Frage gegenüber, welche treibhausgasarmen und treibhausgasneutralen Pfade zur Wärmeversorgung aktuell mit Blick auf die globale Wettbewerbsfähigkeit im Jahr 2050 gefördert werden sollen. Diese Studie stellt eine Ergänzung zu ähnlichen Analysen im Vereinigten Königreich und der Europäischen Union dar, außerdem zu einer in naher Zukunft zu veröffentlichen Studie in den Niederlanden. Sie stützt sich auf die von Baldino, O'Malley, Searle, Zhou und Christensen (2020) entwickelte Methodik und Bewertung. Für unsere Kostenanalyse konzentriert sich diese Studie auf Einfamilienhäuser, da in 60 % der Wohngebäude in Deutschland nur eine oder zwei Familien leben (Hebling et al., 2019). Wir bewerten vier Szenarien zur Wärmeversorgung zum Beheizen von Einfamilienhäusern in Deutschland: 1. mit Wasserstoff betriebener Kessel, 2. Wasserstoff-Brennstoffzelle kombiniert mit einem Hilfswasserstoffkessel für Kälteperioden, 3. zu 100 % mit erneuerbarem Strom betriebene Wärmepumpe zur Deckung des gesamten Heizwärmebedarfs und 4. Hybrid-Wärmepumpe mit Hilfswasserstoffkessel für Kälteperioden. Im Folgenden beleuchten wir die Auswirkung all dieser Pfade für die Wärmeversorgung auf die Treibhausgasemissionen über den gesamten Lebenszyklus.

## Methodik

Um die Kosten und die THG-Intensität der einzelnen Pfade für die Wärmeversorgung zu bestimmen, wenden wir dieselbe Methodik an und tätigen dieselben Annahmen wie Baldino et al. (2020). Es gelten lediglich die hier spezifizierten Unterschiede.

### Kosten für die Wasserstoffproduktion

Wir bewerten mittels SMR + CCS hergestellten Wasserstoff sowie mittels Elektrolyse hergestellten Wasserstoff, bei der nur Strom aus erneuerbaren Energien zum Einsatz kommt, für das Jahr 2050. Dabei wird dieselbe Methodik zur Kalkulation der Kosten für die Wasserstoffherstellung mittels SMR + CCS angewandt wie in Baldino et al. (2020). Aktuell werden 97 % des Erdgases nach Deutschland importiert, wovon der Großteil aus Russland, den Niederlanden und Norwegen stammt (U.S. Energy Information Administration, 2020). Da Norwegen zu den weltweit größten Produzenten von Wasserstoff durch SMR + CCS zählt und bereits Gas nach Deutschland exportiert, nehmen wir an, dass im Jahr 2050 der gesamte mittels SMR + CCS hergestellte Wasserstoff aus Norwegen importiert werden wird (Westphal, Dröge und Geden, 2020). Der Erdgaspreis hat einen großen Anteil an den Gesamtkosten für die Herstellung von Wasserstoff mittels SMR + CCS. Unsere Schätzung des Erdgaspreises in Norwegen für das Jahr 2050 basiert auf dem Verrechnungspreis für Erdgas (Großhandel) im Jahr 2019 in Norwegen von Equinor, für den wir eine prognostizierte Preissteigerung bis 2050 gemäß unserer Studie zum Vereinigten Königreich einrechnen (Equinor, 2020; Baldino et al., 2020). Hinzu rechnen wir geschätzte Gebühren für die Gasverteilung, Steuern sowie eine Handelsspanne auf der Grundlage der durchschnittlichen Differenz zwischen den Großhandels- und den Verbraucherpreisen (für industrielle Großkunden), die wir im Rahmen unserer Analysen im Vereinigten Königreich und den Niederlanden berechnet haben (Baldino et al., 2020; ECN, o. D.; Europäische Kommission, 2020).

In einer kürzlich veröffentlichten ICCT-Studie (Christensen, 2020) wurden die Produktionskosten für erneuerbaren, mittels Elektrolyse hergestellten Wasserstoff in europäischen Ländern genannt. Diese basieren auf den Kapazitätsfaktoren der Wind- und Solarenergie aus der Studie der Gemeinsamen Forschungsstelle (JRC, Joint Research Centre) der Europäischen Kommission. Für diese Bewertung erhielten wir aktualisierte Kapazitätsfaktoren der Wind- und Solarenergie vom JRC, anhand derer wir die Kosten für mittels Elektrolyse hergestellten Wasserstoff angepasst haben (F. Monforti-Ferrario, persönliche Kommunikation, 15. Dezember 2020). Außerdem wird deutlich, dass Schweden EU-weit einer der Orte sein wird, an dem Wasserstoff mittels Elektrolyse zu den niedrigsten Kosten hergestellt werden kann. Daher schließen wir hier Pfade zur Wärmeversorgung mittels Wasserstoff unter Voraussetzung dieses Wasserstoffpreises ebenfalls mit ein. Die Pfade für die Wärmeversorgung zu diesem Preis für mittels Elektrolyse hergestellten Wasserstoff können als beispielhaft für ein Szenario betrachtet werden, in dem mittels Elektrolyse hergestellter Wasserstoff aus einem anderen EU-Land importiert wird, das zu niedrigeren Kosten produzieren kann als Deutschland.

### Wasserstofftransport

Grundsätzlich ist der Brennstofftransport via Pipeline wirtschaftlicher, wenn der Bedarf hoch ist, als wenn er niedrig ist. Wir nehmen an, dass dies der Fall wäre, wenn in Deutschland Kessel oder Brennstoffzellen allgemein mit Wasserstoff betrieben würden. Für diese Szenarien zur Wärmeversorgung nehmen wir an, dass unter Verwendung eines Netzes, das dem der aktuellen Erdgaspipeline ähnlich ist, ungefähr dieselbe Menge Wasserstoff transportiert werden könnte. Die vorhandenen Erdgaspipelines müssten abhängig vom Material nachgerüstet oder überholt werden, um für den Transport von Wasserstoff geeignet zu sein. Aktuell verläuft eine Pipeline zwischen Kårstø in Norwegen und Dornum in Deutschland (Europipe II), die 1999 in Betrieb genommen

wurde (norwegische Regierung, o. D.). Wir gehen davon aus, dass diese Pipeline für den Transport von Wasserstoff geeignet ist und nicht nachgerüstet werden müsste, da Unterwasser-Pipelines, die in den 1990er Jahren gebaut wurden, in der Regel aus wasserstoffkompatiblen Werkstoffen gefertigt wurden (Oil and Gas Technology Centre, o. D.). Für die mit Deutschland verbundenen Pipelines bewerten wir die Kosten für das Nachrüsten und den Umbau des vorhandenen Erdgas-Pipelinennetzes gemäß unserer Methodik in Baldino et al. (2020). Wir verwenden die aktuelle Gesamtlänge der Fernleitung laut Astorri et al. (2018) sowie die aktuelle Länge der Verteilleitung laut Gasunie (o. D.). Des Weiteren beziehen wir eine geplante Verlängerung der Fernleitungen von 810 km mit ein (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2020).

Wir nehmen an, dass der Wasserstoffbedarf im Jahr 2050 dem Bedarf entspricht, den wir—unveränderte Bedingungen vorausgesetzt—aktuell für Erdgas für das Jahr 2050 erwarten würden und beziehen uns für diesen Wert auf das EU-Referenzszenario (Europäische Kommission, 2016). Gemäß unseren Berechnungen amortisieren sich die Gesamtkosten für die Nachrüstung der Pipelines innerhalb von 30 Jahren in 2050. Aus diesen Gesamtkosten werden dann anhand des Gesamtgasbedarfs die Kosten pro Kilogramm berechnet. Wir gehen davon aus, dass die Versorgungsunternehmen und Pipeline-Betreiber den Wasserstoffverbrauchern eine Gebühr für die Nutzung der Pipelines berechnen würden und nehmen an, dass diese Gebühr den aktuellen Gebühren für die Erdgasverteilung in Deutschland entspricht. Wir schätzen, dass sich diese Gebühr auf die Differenz zwischen dem Großhandels- und dem Verbraucherpreis (für Wohngebäude) für Erdgas beläuft. Dabei stützen wir uns auf Daten von Eurostat (Europäische Kommission, 2020) und der International Gas Union (2018).

Für Szenarien, in denen Hilfswasserstoffkessel ergänzend zu Wärmepumpen genutzt werden, erwarten wir einen niedrigeren Gesamtwasserstoffbedarf als für Szenarien, in denen ausschließlich Wasserstoff genutzt wird, und nehmen an, dass Wasserstoff per Tankschiff aus Norwegen über die Nordsee und anschließend per Lkw innerhalb Deutschlands transportiert wird. Wir nehmen für die Berechnung der Transportkosten für flüssigen Wasserstoff über die Nordsee dieselbe Verflüssigungsgebühr an wie Baldino et al. (2020). Wir verwenden einen Rechner von sea-distances.org und nehmen eine Geschwindigkeit von 19 Knoten an, laut Rogers (2018) eine typische Geschwindigkeit für den Seetransport von Flüssigerdgas (LNG, Liquefied Natural Gas), um die Anzahl der Tage zu berechnen, die eine Verschiffung von Kristiansund in Norwegen nach Hamburg in Anspruch nehmen würde. Kristiansund gehört zu den Häfen, die der Anlage Tjeldbergodden von Equinor am nächsten gelegen sind. Sie erwarten, dort zum Jahr 2025 eine Anlage zur Verflüssigung von Wasserstoff eingerichtet zu haben (Norwegian Centres of Expertise Maritime CleanTech, o. D.). Wir nehmen einen Tag für das Laden sowie einen Tag für das Löschen des flüssigen Wasserstoffs an und addieren die Anzahl der für eine Rückfahrt erforderlichen Tage, da eine Rückfracht bei solch einer Verschiffung nicht wahrscheinlich sein wird (Rogers, 2018). Wir verwenden die Tragfähigkeit eines Tankers in Bezug auf Flüssigwasserstoff, ebenso wie die Hafengebühren, Versicherungskosten, Maklergebühren und Charterkosten pro Tag gemäß Rogers (2018). Wir multiplizieren die für LNG geschätzten Charterkosten mit 125 %, da Wasserstoff bei niedrigeren Temperaturen transportiert werden muss als LNG (Krewitt und Schmid, 2005). Außerdem berechnen wir in Anlehnung an Rogers (2018) und Krewitt und Schmid (2005), wie viel Wasserstoff „verdampft“ werden würde, weil er als Treibstoff für den Tanker genutzt würde.

Wir nehmen als Lkw-Fahrstrecke innerhalb Deutschlands 415 km an. Das entspricht der Entfernung zwischen der deutschen Küste und Spangenberg, dem Bevölkerungsmittelpunkt Deutschlands. Obwohl dies eine vereinfachte Annahme für die Lkw-Fahrstrecken darstellt, die in einem Land von der Größe Deutschlands erwartet werden können, wird der Großteil der Transportkosten durch die Verflüssigung verursacht, sodass diese Entfernung die Endkosten der Wärmeversorgung nicht

wesentlich beeinflusst (Yang und Ogden, 2007). In Baldino et al. (2020) legen wir eine Sensitivitätsanalyse der Auswirkung der Lkw-Fahrstrecke auf die Endkosten der Wärmeversorgung dar.

In Bezug auf die Kosten für den Transport kostengünstigen, mittels Elektrolyse hergestellten Wasserstoffs von Schweden nach Deutschland nehmen wir an, dass Schweden in der Lage sein wird, Wasserstoff über die vorhandenen oder bereits im Bau befindlichen Pipelines zu exportieren. Daher veranschlagen wir keine zusätzlichen Kosten. Über die Baltic Pipe, deren Fertigstellung für 2022 erwartet wird, wird Schweden mit Erdgas aus Norwegen versorgt werden. Die Baltic Pipe beginnt an der Europipe II, die zwischen Norwegen und Deutschland verläuft (NS Energy, o. D.). Daher könnte dieses vorhandene System im Jahr 2050 für den Transport von mittels Elektrolyse hergestelltem Wasserstoff von Schweden nach Deutschland genutzt werden.

Außerhalb unserer Hauptszenarien zur Wärmeversorgung, in denen durch Elektrolyse hergestellter Wasserstoff verwendet wird, betrachten wir die Möglichkeit, mittels Elektrolyse hergestellten Wasserstoff aus dem Nahen Osten oder Nordafrika zur Nutzung in Wasserstoffkesseln in Deutschland zu importieren. An diesen Orten könnte aufgrund der dortigen hohen Kapazitätsfaktoren der Solarenergie Wasserstoff mittels Elektrolyse zu niedrigeren Kosten produziert werden als Wasserstoff 2050 an den günstigsten Orten in der EU produziert werden wird. Die Kosten für mittels Elektrolyse produzierten Wasserstoff im Nahen Osten verwenden wir gemäß Perner, Unteutsch und Lövenich (2018) (1,73 € pro kg). Wir wenden dieselbe Methodik an, die wir auch verwenden, um die Transportkosten von Norwegen nach Deutschland zu berechnen und nutzen sea-distances.org zur Berechnung der Anzahl der Tage, die benötigt werden würden, um den Wasserstoff per Tanker von Ägypten nach Hamburg zu verschiffen.

## Heiztechnik für Wohngebäude und Kosten

Den Bedarf an Raumheizung in Privathaushalten aus dem Jahr 2015 übernehmen wir von Fleiter et al. (2017). Fleiter et al. prognostizieren innerhalb der 14 bewerteten EU-Mitgliedstaaten eine Reduzierung des Heizwärmebedarfs zwischen 2015 und 2050 von insgesamt 25 %. Diesen Wert wenden wir in unserer Studie auf den Bedarf an Raumheizung in Wohngebäuden für 2015 an. Wir bewerten vier Szenarien zur Wärmeversorgung von Einfamilienhäusern in Deutschland: 1. mit Wasserstoff betriebener Kessel, 2. Wasserstoff-Brennstoffzelle kombiniert mit einem Hilfswasserstoffkessel für Kälteperioden, 3. zu 100 % mit erneuerbarem Strom betriebene Wärmepumpe zur Deckung des gesamten Heizwärmebedarfs und 4. Hybrid-Wärmepumpe mit Hilfswasserstoffkessel für den Fall, dass die Wärmepumpe während Kälteperioden nicht den gesamten Bedarf decken kann.

Zwei unserer Szenarien schließen einen Hilfswasserstoffkessel für Kälteperioden ein. Sowohl Wärmepumpen als auch Brennstoffzellen-Heizgeräte gewährleisten bei sehr niedrigen Temperaturen möglicherweise keine ausreichende Wärmeversorgung. Um den Zeitanteil zu bestimmen, während dem der Hilfswasserstoffkessel benötigt werden würde, um entweder ergänzend zu einer Wärmepumpe oder einer Brennstoffzelle eingesetzt zu werden, analysieren wir die täglichen Durchschnittstemperaturen in Deutschland von 1983 bis 1996 mittels typischer meteorologischer Jahresdaten (American Society of Heating, Refrigeration, and Air-Conditioning Engineers ASHRAE, 2001). Laut unseren Berechnungen könnte eine Wärmepumpe oder eine Brennstoffzelle genutzt werden, um 62 % des jährlichen Heizwärmebedarfs abzudecken. Während der restlichen Zeit würde ein Hilfskessel benötigt. Wir beziehen keine Wärmespeicherung in unsere Bewertung mit ein. Nähere Informationen zu dieser Berechnung finden sich in Baldino et al. (2020).

Brennstoffzellen erzeugen vornehmlich Strom, wobei auch Wärme und Wasser als Nebenprodukte entstehen. Wir nehmen an, dass der erzeugte Strom verwendet werden

würde, um den Strombedarf des betreffenden Wohngebäudes zu decken, und leiten den Strombedarf für Wohngebäude in Deutschland im Jahr 2050 von Klaus, Vollmer, Werner, Lehmann und Müschen (2010) ab, wobei wir annehmen, dass der überschüssig erzeugte Strom an Versorgungsunternehmen zum durchschnittlichen Großhandelspreis für erneuerbaren Strom in Deutschland im Jahr 2050 verkauft würde, der auf unserer Prognose für Preise von erneuerbarem Strom in Searle and Christensen (2018) basiert.

## Ergebnisse

Abbildung 1 zeigt einen Vergleich der jährlichen Kosten der unterschiedlichen Möglichkeiten zur Wärmeversorgung für Einfamilienhäuser in Deutschland im Jahr 2050. Unsere Ergebnisse besagen, dass bei allen Szenarien, die Luftwärmepumpen einschließen, niedrigere Kosten anfallen als bei Technologien, bei denen ausschließlich Wasserstoff zum Einsatz kommt. Für einen deutschen Privathaushalt, in dem eine unabhängige Wärmepumpe genutzt wird, wären die Kosten abhängig von der Wasserstoffquelle um 40 %-60 % niedriger als für einen Privathaushalt, in dem ein Wasserstoffkessel zum Einsatz kommt. Sollte in einem deutschen Privathaushalt zusätzlich zu einer Wärmepumpe ein Hilfskessel für Kälteperioden benötigt werden, wären die Gesamtheizkosten abhängig von der Art des Wasserstoffs immer noch 20 %-50 % niedriger als im Falle der ausschließlichen Nutzung eines Wasserstoffkessels. Die Nutzung eines Brennstoffzellen-Heizgeräts wäre die kostspieligste Option für einen Privathaushalt: Sie wäre ungefähr 3-mal so teuer wie die Nutzung eines Wasserstoffkessels mit derselben Wasserstoffart. Das kostengünstigste Brennstoffzellen-Szenario ist immer noch 4-mal so teuer wie das Szenario, in dem eine unabhängige Wärmepumpe zum Einsatz kommt.



**Abbildung 1.** Kostenvergleich (in Euro) und Potenzial zur Senkung der Treibhausgasintensität verschiedener technologischer Optionen zum Beheizen eines Privathaushalts während eines Jahres in Deutschland im Jahr 2050

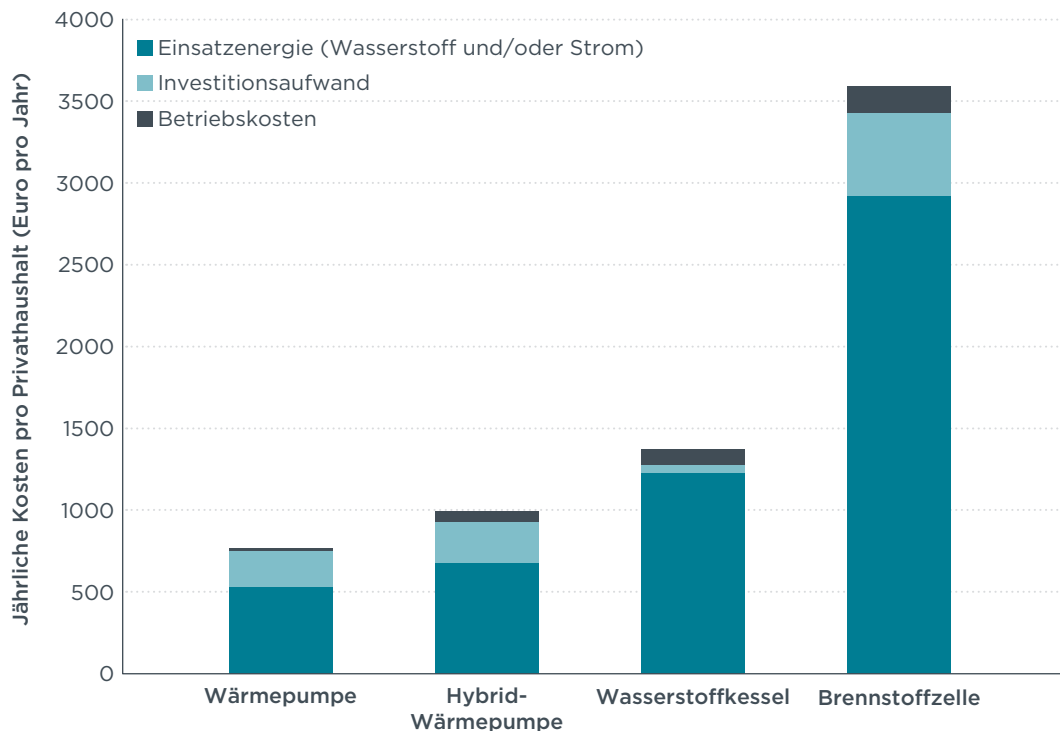
Unser Vergleich zeigt, dass der kostengünstige, mittels Elektrolyse hergestellte Wasserstoff aus Schweden etwas teurer ist als der mittels SMR + CCS hergestellte Wasserstoff, wobei die Kosten zwei Dritteln der Kosten für in Deutschland selbst mittels Elektrolyse produzierten Wasserstoff entsprechen. Die relativen Kosten der jeweiligen Pfade, bei denen Wasserstoff zum Einsatz kommt, liegen in diesen Unterschieden der Produktionskosten begründet. Wir untersuchen auch, wie viel es kosten könnte, mittels Elektrolyse hergestellten Wasserstoff von außerhalb der EU zu importieren, wo die Produktionskosten niedriger sein könnten. Die Herstellungskosten für mittels Elektrolyse hergestellten Wasserstoff liegen im Nahen Osten laut der Einschätzung von Perner, Unteutsch und Lövenich (2018) bei der Hälfte unserer niedrigen Preiseinschätzung für Schweden. Jedoch wird deutlich, dass die zusätzlichen Kosten für den Transport dieses Wasserstoffs aus dem Nahen Osten im Vergleich zu mittels Elektrolyse in Schweden hergestelltem Wasserstoff die Einsparungen bei den Herstellungskosten mehr als aufwiegen, sodass die Kosten der Wärmeversorgung für die Verbraucher dieselben wären. Das liegt daran, dass der mittels Elektrolyse hergestellte Wasserstoff aus dem Nahen Osten für den Transport verflüssigt werden müsste, während wir annehmen, dass der Wasserstoff aus Schweden durch vorhandene oder zu konstruierende Pipelines nach Deutschland geliefert werden könnte. Wenn die Nutzung dieser Pipelines im Jahr 2050 nicht möglich sein sollte, könnten die Kosten für den Import von mittels Elektrolyse hergestelltem Wasserstoff aus dem Nahen Osten geringer sein als diejenigen für den Import aus Schweden.

Abbildung 1 zeigt auch die THG-Intensitäten aller Pfade für die Wärmeversorgung. Dort ist ersichtlich, dass alle Pfade, die auf erneuerbarem Strom aus der Wind- oder Solarenergie basieren, THG-neutral sind und im Vergleich zu Erdgas die Treibhausgasemissionen um 100 % senken. Die Pfade, bei denen mittels SMR + CCS hergestellter Wasserstoff genutzt wird, weisen eine durchschnittliche THG-Intensität zwischen 5 g CO<sub>2</sub>e/MJ und 22 g CO<sub>2</sub>e/MJ auf, was im Vergleich zu Erdgas einer Reduzierung der Treibhausgase um 69 %–93 % mit dem Pfad SMR + CCS entspricht (dargestellt als durchschnittliche THG-Reduzierung von 81 % in Abbildung 1). Diesbezüglich nehmen wir an, dass sich SMR++-CCS-Prozesse im Vergleich zum heutigen Stand in ihrer Umweltleistung verbessern und dass für diese ein Teil des treibhausgasarmen Wasserstoffs anstelle von Erdgas als Prozessbrennstoff verwendet werden wird. Mittels SMR + CCS hergestellter Wasserstoff würde eine höhere THG-Intensität aufweisen, wenn Erdgas als Prozessbrennstoff verwendet würde. Die Spanne für das Einsparpotenzial für Treibhausgas in Bezug auf diesen Pfad spiegelt eine Spanne angenommener Leckraten in der vorgelagerten Erdgasproduktion und während des Transports wider (0,5 %–2 %), sowie eine Spanne der Kohlenstoffabscheidungseffizienz (70 %–90 %) (Parkinson, 2019). Die THG-Intensität des Pfades, bei dem die Hybrid-Wärmepumpe zum Einsatz kommt, ist ein gewichteter Mittelwert des für die Wärmepumpe benötigten erneuerbaren Stroms sowie des mittels SMR + CCS hergestellten Wasserstoffs, der für den Hilfswasserstoffkessel benötigt wird, auf der Grundlage, dass der Kessel während 38 % des Jahres genutzt würde. Baldino et al. (2020) erklären genauer, wie wir diese THG-Intensitäten ableiten.

Abbildung 2 zeigt eine Aufschlüsselung der Gesamtkosten für jeden Pfad in Einsatzenergie (Wasserstoff oder erneuerbarer Strom), Investitionsaufwand und Betriebskosten. Es werden nur Pfade angezeigt, bei denen mittels SMR + CCS hergestellter Wasserstoff zum Einsatz kommt. Die Energiekosten des Brennstoffzellen-Szenarios beschreiben den Nettoertrag aus dem Verkauf des überschüssigen Stroms in das Stromnetz. Bei jedem Pfad macht die Einsatzenergie (Wasserstoff oder erneuerbarer Strom) den Großteil der Gesamtkosten aus. Beim Wasserstoffkessel sind die Betriebskosten höher als der Investitionsaufwand, weil Wasserstoffkessel relativ günstig in der Anschaffung sind, jedoch jährlich gewartet werden müssen. Bei den anderen Pfaden macht der Investitionsaufwand den zweithöchsten Kostenanteil aus. Diese Abbildung zeigt, dass, während der Investitionsaufwand für eine Wärmepumpe höher ist

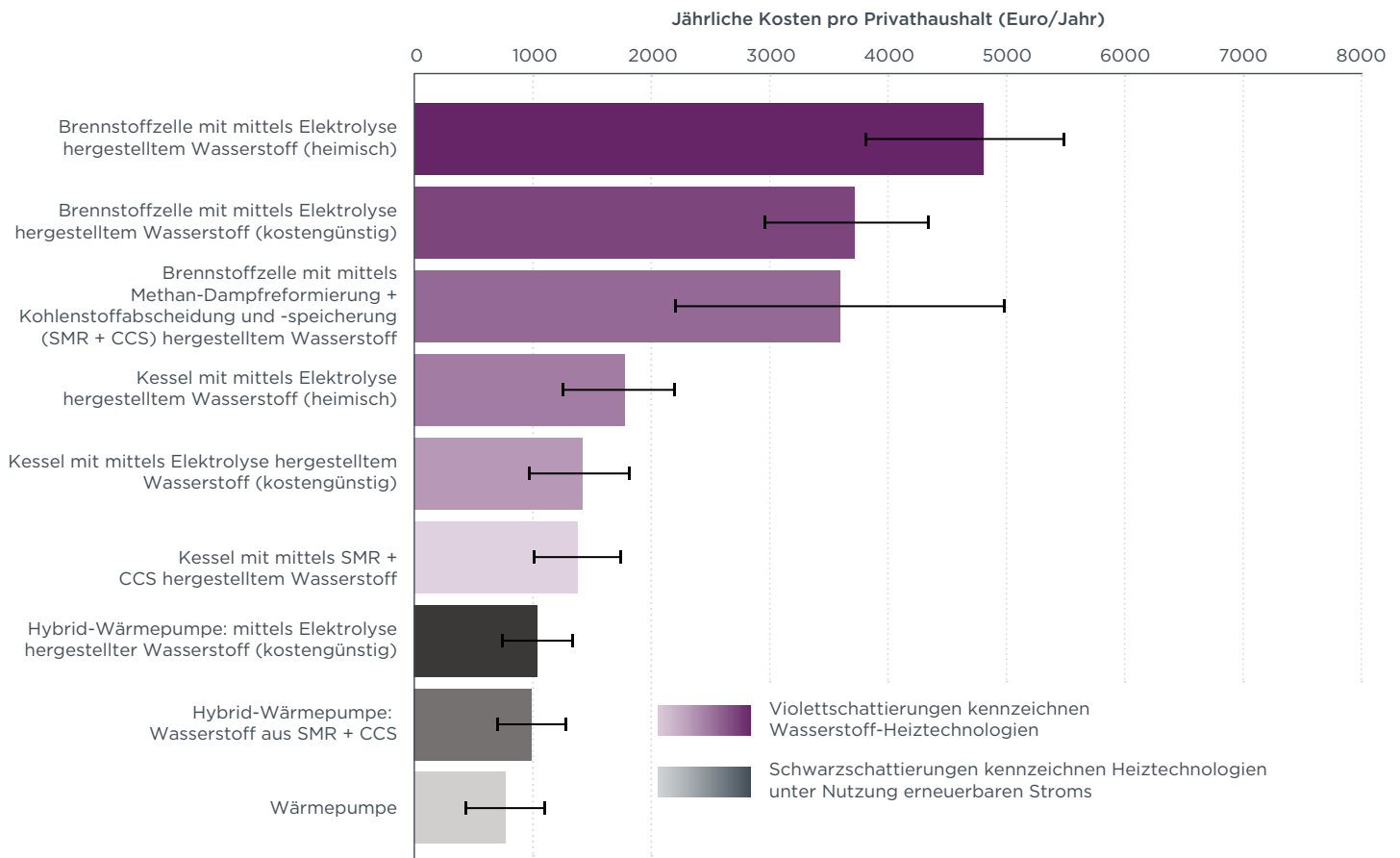


als für einen Wasserstoffkessel, die jährlichen Kosten für Wärmepumpen aufgrund der niedrigeren Energiekosten geringer sind. Während die Energiekosten für Brennstoffzellen aufgrund des überschüssigen Stroms, den die Zellen produzieren, reduziert werden, ist diese Reduzierung nicht hoch genug, um Brennstoffzellen im Vergleich zu den anderen Pfaden kostenseitig wettbewerbsfähig zu machen. Das liegt vor allem darin begründet, dass Brennstoffzellen für Privathaushalte keinen Pfad zur kosteneffizienten Stromerzeugung darstellen.



**Abbildung 2.** Kostenanteile der Pfade für die Wärmeversorgung. Anmerkung: Die Energiekosten für das Brennstoffzellen-Szenario sind der Nettoertrag aus dem Verkauf des überschüssigen produzierten Stroms in das Stromnetz. Bei den Pfaden mit Wasserstoffverwendung handelt es sich um mittels SMR + CCS hergestellten Wasserstoff

Abbildung 2 zeigt, dass die Kosten für die Einsatzenergie (Wasserstoff oder erneuerbarer Strom) bei jedem der Pfade den Großteil der Kosten ausmachen. Abbildung 3 veranschaulicht, dass die Sensitivitätsanalyse verdeutlicht, inwiefern eine Änderung der Energiepreise unsere Ergebnisse beeinflussen würde. In allen Szenarien mit Ausnahme des Brennstoffzellen-Szenarios, bei dem mittels SMR + CCS hergestellter Wasserstoff zum Einsatz kommt, entsprechen die untere und die obere Grenze der Fehlerbalken der gesamten Ergebnisspanne, die wir für die Veränderung dreier Parameter berechnen: Erdgaspreise, Preise von erneuerbarem Strom sowie Gebühren für die Gasverteilung und Steuern. In dieser Sensitivitätsanalyse erhöhen und senken wir die Kosten für diese drei Parameter um 50 %. Im Brennstoffzellen-Szenario, bei dem mittels SMR + CCS hergestellter Wasserstoff zum Einsatz kommt, senkt ein niedrigerer Erdgaspreis die Kosten, während ein hoher Preis für erneuerbaren Strom den Ertrag des durch Privathaushalte verkauften überschüssigen Stroms an die Netzbetreiber erhöht, sodass die Gesamtkosten für diesen Pfad gesenkt werden. Die Kombination dieser Änderungen führt in der Sensitivitätsanalyse somit zu einer starken Reduzierung der Kosten für das Brennstoffzellen-Szenario mit mittels SMR + CCS hergestelltem Wasserstoff (untere Grenze), während hohe Erdgaspreise und niedrige Preise für erneuerbaren Strom den gegenteiligen Effekt hätten (obere Grenze). Jedoch verändert die Sensitivitätsanalyse die Kosten aller Szenarien zur Wärmeversorgung um 20 %-40 %.



**Abbildung 3.** Sensitivitätsanalyse (siehe Fehlerbalken) zu den Kosten der Wärmeversorgung von Privathaushalten

Alle Wärmepumpen-Szenarien wären weiterhin die kosteneffizienteste Option, selbst wenn die Preise für erneuerbaren Strom 50 % höher oder die Erdgaspreise und die Kosten für die Gasverteilung 50 % niedriger wären, als wir annehmen. Unsere Berechnungen ergeben, dass der Kostenvorteil von Wärmepumpen gesteigert werden würde, wenn die Erdgaspreise und die Gebühren für die Gasverteilung im Jahr 2050 50 % höher oder die Preise für erneuerbaren Strom 50 % niedriger wären als in unserer zentralen Annahme. Selbst eine Änderung der Energiepreise um 50 % würde nicht dazu führen, dass die Brennstoffzellen-Szenarien im Vergleich zu den anderen Pfaden kostenseitig wettbewerbsfähig würden.

## Diskussion

**Bezüglich der von uns bewerteten treibhausgasarmen bzw. treibhausgasneutralen Pfade zur Wärmeversorgung von Privathaushalten zeigt sich, dass der Betrieb von Wärmepumpen mit erneuerbarem Strom, um ein Einfamilienhaus mit Wärme zu versorgen, gegenüber dem Einsatz von Wasserstoff in Kesseln oder Brennstoffzellen in Deutschland einen Kostenvorteil bedeutet. Ebenso zeigen die Bewertungsergebnisse, dass Wärmepumpen-Szenarien im Vergleich zu Pfaden, bei denen mittels SMR + CCS hergestellter Wasserstoff verwendet wird, eine starke Einsparung von Treibhausgasen bedeuten—selbst wenn die verbesserte Umweltleistung dieses Pfades berücksichtigt wird.** Aufgrund der erwarteten Klimaerwärmung und der verbesserten Dämmung von Wohnhäusern könnte eine unabhängige Wärmepumpe möglicherweise ausreichen, um im Jahr 2050 in Deutschland Wohngebäude zu beheizen. Möglicherweise würde jedoch zusätzlich ein Hilfskessel benötigt. Insgesamt zeigen die Analyseergebnisse, dass jedes Wärmepumpen-Szenario (mit und ohne Hilfskessel) die kostengünstigste Möglichkeit zur Wärmeversorgung für ein Einfamilienhaus in Deutschland im Jahr 2050 darstellt. Eine

Hybrid-Wärmepumpe, die mit mittels SMR + CCS hergestelltem Wasserstoff betrieben wird, produziert im Vergleich zu Pfaden, für die ausschließlich mittels SMR + CCS hergestellter Wasserstoff eingesetzt wird, weniger als 50 % der Treibhausgasemissionen.

**In unserer Analyse wird deutlich, dass mittels Elektrolyse hergestellter Wasserstoff die stärksten Treibhausgaseinsparungen aller Wasserstoffpfade ermöglicht. Durch Elektrolyse hergestellter Wasserstoff kann nur zu ähnlichen Kosten geliefert werden wie mittels SMR + CCS produzierter Wasserstoff, wenn er aus Ländern importiert wird, die ihn zu niedrigeren Kosten produzieren können als Deutschland.** Selbst wenn die THG-Emissionen für den Pfad, bei dem mittels SMR + CCS hergestellter Wasserstoff genutzt wird, im Vergleich zu heute stark reduziert werden, treten dennoch erhebliche THG-Emissionen durch Leckagen an der vorgelagerten Erdgasproduktion sowie durch eine unvollständige CO<sub>2</sub>-Abscheidung auf. Des Weiteren zeigt sich, dass mit mittels SMR + CCS hergestelltem Wasserstoff im Vergleich zu fossilem Gas lediglich eine Reduktion von 69 %-93 % erzielt werden kann, während alle Pfade, die auf erneuerbarem Strom basieren, einschließlich durch Elektrolyse hergestellter Wasserstoff, kohlenstofffrei sind.

Im Vergleich zu unseren anderen Analysen bezüglich des Vereinigten Königreichs und der EU sowie einer niederländischen Studie, die bald veröffentlicht wird, zeigt sich in dieser Analyse ein geringerer Kostenvorteil der Wärmepumpen im Verhältnis zu Szenarien für die Wärmeversorgung mittels Wasserstoff. Das liegt darin begründet, dass wir für das Jahr 2050 aufgrund des geringeren Potenzials in Bezug auf die Wind- und Solarenergie sowie aufgrund hoher Steuern und Gebühren der Versorgungsunternehmen einen höheren Endverbraucherpreis für erneuerbaren Strom für Deutschland prognostizieren als für die anderen Regionen. Außerdem würde der Hilfswasserstoffkessel in Deutschland in den Hybrid-Wärmepumpen-Szenarien während einer längeren Zeit im Laufe des Jahres eingesetzt werden müssen, weil Kälteperioden im Vergleich zu den anderen Regionen häufiger auftreten. Trotz dieser Unterschiede zwischen unserer Analyse für Deutschland und denen für andere Regionen wird hier deutlich, dass Wärmepumpen-Szenarien im Vergleich zu allen Szenarien für die Wärmeversorgung mit Wasserstoff immer noch einen Kostenvorteil bieten. Dieses Ergebnis ist selbst dann gültig, wenn die Preise für erneuerbaren Strom 50 % höher oder die Erdgaspreise 50 % niedriger wären, als wir in unseren Hauptszenarien annehmen.

In anderen Studien zur Untersuchung von Strategien für eine kostengünstige Reduzierung der Kohlenstoffintensität der Wärmeversorgung in Deutschland wurden ähnliche Schlussfolgerungen gezogen wie in unserer Studie. Eine Studie des Forschungszentrums Jülich zur Energiewende Deutschlands ergab, dass der kosteneffizienteste Weg des Landes zu einer Reduzierung der Treibhausgasemissionen um 95 % vom Stand im Jahr 1990 bis zum Jahr 2050 die Deckung von 83 % des Wärmebedarfs mit erneuerbarem Strom wäre, wobei als vorherrschende Technologie Wärmepumpen zum Einsatz kommen würden (Robinius et al., 2019). In ähnlicher Weise wird in einem Positionspapier von Fraunhofer zu einer „Wasserstoff-Roadmap für Deutschland“ konstatiert, dass in Zukunft nicht für Gebäude mit der höchste Wasserstoffbedarf bestehen wird und dass der Großteil des Wärmebedarfs mithilfe von mit erneuerbarem Strom betriebenen Wärmepumpen abgedeckt werden wird (Hebling et al., 2019). In diesem Papier wird erklärt, dass es nur eine mögliche langfristige Nachfrage nach treibhausgasarmem Wasserstoff für Gebäude geben wird, wenn sowohl in Deutschland produzierter als auch importierter erneuerbarer Strom für Deutschland zum Betrieb von Wärmepumpen nur eingeschränkt verfügbar ist. Im Papier heißt es weiterhin, dass mit Wasserstoff betriebene Brennstoffzellenheizungen mittelfristig kein Marktpotenzial haben. In einer weiteren Studie von Fraunhofer werden die niedrigere Effizienz von Pfaden zur Wärmeversorgung mittels Wasserstoff sowie die reduzierte Verfügbarkeit von mittels Elektrolyse hergestelltem Wasserstoff im Jahr 2050 gemessen am erwarteten Heizwärmebedarf als die Hauptgründe dafür angeführt,

dass Wärmepumpen die beste Option für die Wärmeversorgung in Deutschland sind (Gerhardt et al., 2020).

Sicherlich werden Energieeffizienzmaßnahmen für Gebäude für jeden Pfad der Wärmeversorgung mit niedriger THG-Emission eine wichtige Rolle spielen. Diese Maßnahmen werden außerdem die Rentabilität des Einsatzes von unabhängigen Wärmepumpen in Deutschland erhöhen. Einige Stakeholder, wie beispielsweise Agora Energiewende, nehmen an, dass Energieeffizienzmaßnahmen in den Jahren bis 2030 bei der Reduzierung der Klimafolgen die wichtigste Rolle spielen werden (Buck, Graf und Graichen, 2019). Unsere Studie zum Vereinigten Königreich ergibt, dass die Kosten zur Reduzierung des Wärmebedarfs in einem typischen Wohngebäude im Vereinigten Königreich um 15 % mittels Dämmung oder anderer Energieeffizienzmaßnahmen je kWh geringer sind als die Kosten für die Wärmeversorgung bei allen Pfaden zur Wärmeversorgung, die wir in unsere Analyse einschließen (Baldino et al., 2020). Dies ist ein wichtiger Aspekt, da in einer kürzlich veröffentlichten Studie festgestellt wurde, dass die Reduzierung des Heizwärmebedarfs in Deutschland im Laufe der vergangenen zehn Jahre nur in den milderen Wintern begründet liegt, nicht in der verbesserten Gebäudeeffizienz. Es bedarf zusätzlicher Anreize, um die Verbesserung der Energieeffizienz von Gebäuden zu erreichen (DIW Berlin, 2020). Kurzfristig könnten die COVID-19-Konjunkturpakete in Deutschland Zuschüsse beinhalten, um die Kosten für energetische Überholungen abzudecken (Quitow und Letz, 2020).

Ein Bericht der Deutsche Energie-Agentur zur Energiewende spiegelt wider, wie wichtig Verbesserungen der Gebäudeeffizienz als Voraussetzung für das Erreichen der Klimaziele sind (Bründlinger et al., 2018). Sie legen jedoch dar, dass ihr „Technologiemix-Szenario“ mit einem hohen Anteil „Power Fuels“ auf der Grundlage von Wasserstoff dazu beitragen wird, die Klimaziele zu niedrigeren Kosten zu erreichen als im Elektrifizierungsszenario, das sich stark auf Wärmepumpen stützt. In Bezug auf die Wärmeversorgung beinhaltet ihr „Technologiemix-Szenario“ im Jahr 2050 in Gebäuden in Deutschland mehr Gasheizungen als Wärmepumpen. Das würde einen deutlich höheren Import von Brennstoffen auf der Grundlage von Wasserstoff erfordern. Unsere Analyse der Kosten für den Import von mittels Elektrolyse hergestelltem Wasserstoff aus dem Nahen Osten macht deutlich, dass, selbst wenn im Nahen Osten Wasserstoff zu niedrigeren Kosten produziert werden kann als in europäischen Ländern, die Kosten für die Verflüssigung und Verschiffung dieses Wasserstoffs die Kostenvorteile der Produktion wieder aufheben. Unsere Berechnungen ergeben, dass der Import von Wasserstoff aus dem Nahen Osten zur Nutzung in einem Kessel ungefähr genauso viel kosten würde wie die Nutzung günstigen, mittels Elektrolyse in Europa hergestellten Wasserstoffs, und dass beide Pfade immer noch 40 % teurer wären als unser reines Wärmepumpen-Szenario.

In ähnlicher Weise schlussfolgert der Hydrogen Council, dass die Lösungen unter Verwendung von Wasserstoff die kosteneffizientesten Möglichkeiten darstellen, um zunehmend treibhausgasarme Energie für die Wärmeversorgung zu nutzen. In der Studie werden die Kosten für die Lieferung von mittels Elektrolyse hergestelltem Wasserstoff nach Deutschland niedriger geschätzt als in unserer Analyse. Dort wird berichtet, dass aufgrund von Skaleneffekten bei der Herstellung von Elektrolyseuren sowie aufgrund der niedrigen Kosten für erneuerbaren Strom die Kosten für die Produktion erneuerbaren Wasserstoffs mittels Offshorewind in Europa bis zum Jahr 2030 auf 2,05 € (2,50 USD) pro kg fallen werden (Hydrogen Council, 2020). Unter Anwendung der Methodik von Christensen (2020) zeigt sich jedoch, dass die niedrigsten Herstellungskosten für mittels Elektrolyse in der EU produzierten Wasserstoff im Jahr 2050 3,50 € pro kg betragen werden, also 20 Jahre nach dem vom Hydrogen Council in der Studie abgesteckten Zeitrahmen. In der Studie des Hydrogen Council wird außerdem berichtet, dass die Verschiffungskosten für mittels Elektrolyse hergestellten Wasserstoff von Saudi-Arabien nach Deutschland im Jahr 2030 2,70 € pro kg betragen werden. In der Studie wird

festgestellt, dass mehr als die Hälfte der Kosten durch die Produktion verursacht werden, während die restlichen Kosten durch die Verteilung verursacht werden, beispielsweise durch den Transport. Dieser Gesamtpreis deckt sich mit unseren Ergebnissen zu den Kosten für aus dem Nahen Osten nach Deutschland gelieferten Wasserstoff auf der Grundlage der Prognose für die Wasserstoffherstellungskosten von Perner et al. Wir erwarten diese Kosten jedoch im Jahr 2050, nicht im Jahr 2030.

Des Weiteren berichtet Bloomberg New Energy Finance, dass die Kosten für mittels Elektrolyse hergestellten Wasserstoff wesentlich niedriger sind, als unsere Berechnungen unter Anwendung von Christensens (2020) Annahmen zeigen. BNEF schreibt, dass Deutschland im Jahr 2050 Kosten von 3,28 € (4,00 USD) pro kg erreichen kann, womit die Kosten ca. 40 % unter den von uns unter Orientierung an Christensen (2020) prognostizierten Kosten lägen (5,26 € (6,41 USD) pro kg). BNEF schätzt im Bericht *Hydrogen: The Economics of Space and Water Heating* die Lebensdauerkosten für dieselben Pfade zur Wärmeversorgung, die wir in unserer Analyse einschließen (BNEF, 2019). Unter der Annahme eines „mäßigen Wärmebedarfs“ stellt BNEF fest, dass die Lebensdauerkosten für einen Privathaushalt in Deutschland bei Einsatz einer Luftwärmepumpe zum Beheizen annähernd genauso hoch sein werden wie die für einen Wasserstoffkessel, der mit mittels Elektrolyse hergestelltem Wasserstoff betrieben wird, während die Nutzung einer Brennstoffzelle der günstigste aller Pfade wäre. Dieses Ergebnis ist entgegengesetzt zu unserem. Unsere Analyseergebnisse zeigen, dass mit mittels Elektrolyse hergestelltem Wasserstoff betriebene Brennstoffzellen die teuerste der drei Optionen darstellen und dass Wärmepumpen im Vergleich zu Wasserstoffkesseln einen Kostenvorteil von mindestens 40 % erreichen, auch wenn der Wasserstoffkessel mit kostengünstigem, mittels Elektrolyse hergestelltem Wasserstoff (aus Schweden) betrieben wird.

## Schlussfolgerung

In dieser Studie werden die Kosten und die THG-Leistung von treibhausgasarmen Möglichkeiten zur Wärmeversorgung für Deutschland im Jahr 2050 bewertet. Unsere Ergebnisse zeigen, dass durch die Nutzung von Wasserstoff aus fossilen Brennstoffen aufgrund von Leckagen in der vorgelagerten Erdgasproduktion sowie aufgrund der unvollständigen Kohlenstoffabscheidung keine vollständige Dekarbonisierung der Wärmeversorgung erreicht werden kann. Selbst in einem Szenario, in dem treibhausgasfreie oder -arme Energie für den SMR-Prozess genutzt wird, werden auf diesem Pfad immer noch 7 %-31 % der THG-Emissionen freigesetzt, die beim Einsatz von fossilem Gas freigesetzt werden. Im Gegensatz dazu wäre die Nutzung von Wind- und Solarenergie für Wärmepumpen und für die Herstellung von Wasserstoff mittels Elektrolyse vollständig kohlenstofffrei.

Unsere Analyse verdeutlicht, dass im Jahr 2050 in Deutschland die Nutzung kohlenstofffreien Stroms für Wärmepumpen unter den von uns betrachteten treibhausgasarmen Optionen zur Wärmeversorgung den größten Kostenvorteil für Bewohner von Einfamilienhäusern birgt, während mit mittels Elektrolyse unter Verwendung kohlenstofffreien Stroms hergestelltem Wasserstoff betriebene Brennstoffzellen am kostspieligsten sind. Die Nutzung einer Wärmepumpe zum Beheizen eines Hauses kostet mindestens 40 % weniger als alle Szenarien zur Wärmeversorgung mit Wasserstoff in unserer Analyse. Hybrid-Wärmepumpen, bei denen Wasserstoff in einem Hilfskessel zum Einsatz kommt, stellen in unserer Analyse den zweitgünstigsten Pfad zur Wärmeversorgung dar. Diese Option ist 20 %-50 % günstiger als die Nutzung eines unabhängigen Wasserstoffkessels. Der Import von mittels Elektrolyse hergestelltem Wasserstoff aus Ländern innerhalb und außerhalb der EU, die diesen günstig herstellen können, würde für die Pfade zur wasserstoffbasierten Wärmeversorgung gegenüber der Nutzung von in Deutschland selbst mittels Elektrolyse produziertem Wasserstoff einen Kostenvorteil bedeuten.

Wir erkennen an, dass die Heizkosten für das Jahr 2050 aus unserer Analyse relativ unsicher sind. Ein Großteil dieser Unsicherheit ist auf die Unsicherheit bezüglich der künftigen Preise für Erdgas und erneuerbaren Strom zurückzuführen. Unsere Sensitivitätsanalyse zeigt, dass, selbst wenn die Preise für erneuerbaren Strom 50 % höher lägen oder die Erdgaspreise 50 % niedriger als in unserer zentralen Annahme, Wärmepumpen im Jahr 2050 immer noch die kosteneffizienteste Option zur Wärmeversorgung wären. Gleichzeitig bestehen immer noch Unsicherheiten bezüglich der Auswirkungen der Wasserstoffspeicherung auf das Gasnetz und der Auswirkungen des erneuerbaren Stroms auf das Stromnetz. Diese Faktoren werden die Heizkosten im Jahr 2050 in einer Form beeinflussen, die heute schwer vorherzusehen ist.

## Literaturhinweise

- ASHRAE. 2001. International Weather for Energy Calculations (IWEC Weather Files) Users Manual and CD-ROM. Retrieved from <https://energyplus.net/weather/sources#IWEC>
- Astorri, S., Boorschma, A., Fernandez, M., Mittrache, R., Reberol, J., Romero, N., ..., INV WG. (2018). Ten Year Network Development Plan: Infrastructure Report. Retrieved from ENETSOG [https://www.entsog.eu/sites/default/files/2018-12/ENTSOG\\_TYNDP\\_2018\\_Infrastructure%20Report\\_web.pdf](https://www.entsog.eu/sites/default/files/2018-12/ENTSOG_TYNDP_2018_Infrastructure%20Report_web.pdf).
- Baldino, C., O'Malley, J., Searle, S., Zhou, Y., & Christensen, A. (2020). *Hydrogen for Heating? Decarbonization Options for Households in the United Kingdom in 2050*. Retrieved from the International Council on Clean Transportation <https://theicct.org/publications/hydrogen-heating-UK-dec2020>.
- Baldino, C., O'Malley, J., Searle, S., & Christensen, A. (In press). *Hydrogen for Heating? Decarbonization Options for Households in the Netherlands in 2050*. International Council on Clean Transportation.
- Bloomberg New Energy Finance. (2019). Hydrogen: The Economics of Space and Water Heating.
- Bründlinger, T., Elizalde-König, J., Frank, O., Gründig, D., Jugel, C., Kraft, P., ..., & Wolke, M. (2018). *Integrated Energy Transition: Impulses to shape the energy system up to 2050*. Retrieved from Deutsche Energie-Agentur: <https://www.dena.de/en/integrated-energy-transition/>.
- Buck, M., Graf, A., & Graichen, P. (2019). *European Energy Transition 2030: The Big Picture. Ten Priorities for the next European Commission to meet the EU's 2030 targets and accelerate towards 2050*. Retrieved from Agora Energiewende: [https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2019/EU\\_Big\\_Picture/153\\_EU-Big-Pic\\_WEB.pdf](https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2019/EU_Big_Picture/153_EU-Big-Pic_WEB.pdf).
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation, and Nuclear Safety). (2021). Climate Action Plan 2050-Germany's long-term low greenhouse gas emission development strategy. <https://www.bmu.de/en/topics/climate-energy/climate/national-climate-policy/greenhouse-gas-neutral-germany-2050/>.
- Christensen, A. (2020). *Assessment of Hydrogen Production Costs from Electrolysis: United States and Europe*. Retrieved from the International Council on Clean Transportation <https://theicct.org/publications/assessment-hydrogen-production-costs-electrolysis-united-states-and-europe>.
- DIW Berlin. (2020, September 30). Wärmemonitor: Deutsche Haushalte heizen etwas weniger - CO<sub>2</sub>-Emissionen sinken kaum (Heat monitor: German households heat a little less - CO<sub>2</sub> emissions hardly fall) [Press release]. Retrieved from [https://www.diw.de/de/diw\\_01c.799833.de/waermemonitor\\_deutsche\\_haushalte\\_heizen\\_etwas\\_weniger\\_co2-emissionen\\_sinken\\_kaum.html](https://www.diw.de/de/diw_01c.799833.de/waermemonitor_deutsche_haushalte_heizen_etwas_weniger_co2-emissionen_sinken_kaum.html)
- ECN. (n.d.) National Energy Outlook 2017. Retrieved from [https://english.rvo.nl/sites/default/files/2017/11/National%20Energy%20Outlook%202017\\_Summary.pdf](https://english.rvo.nl/sites/default/files/2017/11/National%20Energy%20Outlook%202017_Summary.pdf)
- Equinor. (2020). Internal gas price. Retrieved from <https://www.equinor.com/en/investors/our-dividend/internal-gas-price.html>
- EU Energy Poverty Observatory. (2020). Member State Report: Germany. Retrieved from <https://www.energypoverty.eu/observatory-documents/germany>
- European Commission. (2016). *EU reference scenario 2016: Energy, transport and GHG emissions, trends to 2050*. [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20160713%20draft\\_publication\\_REF2016\\_v13.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20160713%20draft_publication_REF2016_v13.pdf)
- European Commission. (2020). Eurostat: Energy statistics-supply, transformation and consumption. Retrieved on June 15, 2020 from <http://ec.europa.eu/eurostat/data/database>.
- Federal Ministry for Economic Affairs and Energy. (2020). Natural gas supply in Germany. Retrieved from <https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Artikel/Energy/gas-natural-gas-supply-in-germany.html>
- Fleiter, T., Elsland, R., Herbst, A., Manz, P., Popovski, Rehfeldt, M.,..., & Stabat, P. (2017). *Baseline scenario of the heating and cooling demand in buildings and industry in the 14 MSs until 2050*. Retrieved from the Heat Roadmap for the EU: [https://heatroadmap.eu/wp-content/uploads/2018/11/HRE4\\_D3.3andD3.4.pdf](https://heatroadmap.eu/wp-content/uploads/2018/11/HRE4_D3.3andD3.4.pdf)
- Gerhardt, N., Bard, J., Schmitz, R., Beil, M., Pfennig, M., & Kneiske, T. (2020). *Hydrogen in the Energy System of the Future: Focus on Heat in Buildings*. Retrieved from Fraunhofer IEE: <https://www.iee.fraunhofer.de/en/presse-infothek/press-media/overview/2020/Hydrogen-and-Heat-in-Buildings.html>
- German Federal Government. (2021). What is the German government doing for the climate? <https://www.bundesregierung.de/breg-en/issues/climate-action/government-climate-policy-1779414>
- Gasunie. (n.d.) Status Quo. Retrieved from <https://www.gasunie.de/en/infrastructure/infrastructure-in-germany/statusquo>

- Hebling, C., Ragwitz, M., Fleiter, T., Groos, U., Härle, D., Held, A., ...& Wietschel, M. (2019). Eine Wasserstoff-Roadmap für Deutschland (A hydrogen roadmap for Germany). Retrieved from the Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI: [https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/2019-10\\_Fraunhofer\\_Wasserstoff-Roadmap\\_fuer\\_Deutschland.pdf](https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/2019-10_Fraunhofer_Wasserstoff-Roadmap_fuer_Deutschland.pdf)
- Honoré, A. (2018). *Decarbonisation of heat in Europe: Implications for natural gas demand*. Retrieved from the Oxford Institute for Energy Studies: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2018/05/Decarbonisation-of-heat-in-Europe-implications-for-natural-gas-demand-NGI30.pdf>
- Hydrogen Council. (2020). *Path to hydrogen competitiveness: A cost perspective*. [https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2020/01/Path-to-Hydrogen-Competitiveness\\_Full-Study-1.pdf](https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2020/01/Path-to-Hydrogen-Competitiveness_Full-Study-1.pdf)
- International Gas Union. (2018). *Wholesale Gas Price Survey, 2018 Edition*. Retrieved from <https://www.igu.org/resources/wholesale-gas-price-survey-2018-edition/>
- Krewitt, W. & Schmid, S. (2005). CASCADE MINTS: WP 1.5 Common Information Database, D 1.1 Fuel Cell Technologies and Hydrogen Production/Distribution Options. Retrieved from [https://www.dlr.de/fk/Portaldata/40/Resourcen/dokumente/publikationen/2005-09-02\\_CASCADE\\_D1.1\\_fin.pdf](https://www.dlr.de/fk/Portaldata/40/Resourcen/dokumente/publikationen/2005-09-02_CASCADE_D1.1_fin.pdf)
- Moya, J., Tsiropoulous, I., Tarvydas, D., & Nijs, W. (2019). *Hydrogen use in EU decarbonisation scenarios*. Retrieved from the European Commission Joint Research Centre: [https://ec.europa.eu/jrc/sites/jrcsh/files/final\\_insights\\_into\\_hydrogen\\_use\\_public\\_version.pdf](https://ec.europa.eu/jrc/sites/jrcsh/files/final_insights_into_hydrogen_use_public_version.pdf)
- Norwegian Centres of Expertise Maritime CleanTech. (n.d.) Norwegian future value chains for liquid hydrogen. <https://maritimecleantech.no/wp-content/uploads/2016/11/Report-liquid-hydrogen.pdf>
- Norwegian Government. (n.d.). 15: Pipelines and land facilities. <https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/kilde/oed/bro/2004/0006/ddd/pdfv/204688-factsog1504.pdf>
- NS Energy. (n.d.) Baltic Pipe Project. <https://www.nsenerybusiness.com/projects/baltic-pipe-project/>
- Oil and Gas Technology Centre, (n.d.) *Phase 1 Project Report: Delivery of an offshore hydrogen supply programme via industrial trials at the Flotta Terminal*. Retrieved from [https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/866379/Phase\\_1\\_-\\_OGTC\\_-\\_Hydrogen\\_Offshore\\_Production.pdf](https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/866379/Phase_1_-_OGTC_-_Hydrogen_Offshore_Production.pdf)
- Perner, J., Unteutsch, M., & Lövenich, A. (2018). *The Future Cost of Electricity-based Synthetic Fuels*. Retrieved from Agora Energiewende: [https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2017/SynKost\\_2050/Agora\\_SynKost\\_Study\\_EN\\_WEB.pdf](https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2017/SynKost_2050/Agora_SynKost_Study_EN_WEB.pdf)
- Quitow, R. & Letz, S. (2020). The Neglected Heating Sector. <https://www.iass-potsdam.de/en/news/neglected-heating-sector>
- Rogers, H. (2018). *The LNG forecast: costs rebounding, outlook uncertain*. Retrieved from the Oxford Institute for Energy Studies: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2018/02/The-LNG-Shipping-Forecast-costs-rebounding-outlook-uncertain-Insight-27.pdf>
- Robinius, M., Markewitz, P., Lopion, P., Kullmann, F., Heuser, P-M., Syranidis, K., ..., & Stolten, D. (2019). Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050 (Kurzfassung) (Cost-efficient and climate-friendly transformation strategies for the German energy system up to the year 2050). Retrieved from Forschungszentrum Jülich: [https://www.fz-juelich.de/iek/iek-3/DE/News/TransformationStrategies2050/\\_node.html](https://www.fz-juelich.de/iek/iek-3/DE/News/TransformationStrategies2050/_node.html)
- Searle, S. & Christensen, C. (2018). *The decarbonization potential of electrofuels in the European Union*. Retrieved from The International Council on Clean Transportation: <https://www.theicct.org/publications/decarbonization-potential-electrofuels-eu>
- Umwelt Bundesamt (Federal Environment Agency). (2020). Energy consumption for fossil and renewable heat. Energieverbrauch für fossile und erneuerbare Wärme. <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energieverbrauch-fuer-fossile-erneuerbare-waerme#warmeverbrauch-und-erzeugung-nach-sektoren>
- U.S. Energy Information Administration. (2020). Germany. <https://www.eia.gov/international/analysis/country/DEU>
- Westphal, K., Dröge, S., & Geden, O. (2020). *The International Dimensions of Germany's Hydrogen Policy*. Retrieved from the German Institute for International and Security Affairs: <https://www.swp-berlin.org/10.18449/2020C32/>
- Yang, C & Ogden, J. (2007). Determining the lowest-cost hydrogen delivery mode. *International Journal of Hydrogen Energy*, 32, 268- 286.