



STUDIE

**U.S.-Inflation Reduction Act –
Analyse von Chancen und Risiken
durch Kosten- und
Förderungsvergleich zwischen USA
und DE für EE, H₂ und EVs**

Jakob Eckardt, Bastian Stenzel, Jannik Hoehne, Marie Münch

Vorbemerkung

Alle Rechte vorbehalten. Inhaltliche Beiträge von adelphi sowie das Gesamtwerk unterliegen dem deutschen Urheberrechtsgesetz. Beiträge Dritter sind entsprechend kenntlich gemacht. Die Vervielfältigung, Weiterverwendung oder Verbreitung sowie weitere nicht vom Urheberrecht gedeckt Nutzungsarten bedürfen der schriftlichen Zustimmung durch adelphi. Die Wiedergabe von Teilen des Werks ist nur unter Nennung der Quelle zulässig.

Diese Studie wurde durch adelphi im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (VB1) im Rahmen des Projekts „Energiekooperationen mit den USA und Kanada“ erstellt.

Die Inhalte spiegeln ausschließlich die Erkenntnisse und Meinung der Autoren wider und stellen nicht die Position des Auftraggebers oder weiterer Mitglieder und Stakeholder der Klima- und Energiepartnerschaft dar.

Herausgeber: adelphi consult GmbH
Alt-Moabit 91
10559 Berlin
T: +49 (030) 8900068-0
E: office@adelphi.de
W: www.adelphi.de

Autoren: Jakob Eckardt, Bastian Stenzel, Jannik Hoehne, Marie Münch

Layout: adelphi

Bildnachweise: [European Union, 2022](#) (Photographer: Christophe Licoppe)

Stand: 31. März 2023 (Version 2)¹

© 2023 adelphi

¹ Im Vergleich zur ursprünglich veröffentlichten Version der Studie (vom 24.03.2023) wurden Anpassungen bzgl. der Darstellung der möglichen Fördersummen und -laufzeiten in der EU/ DE vorgenommen (Kapiteln 3.3.2, 5.3.1 und 6.3.2; siehe Fußnoten), die aber die grundsätzlichen Ergebnisse der Studie nicht maßgeblich veränderten.

Executive Summary

Die Verabschiedung des US Inflation Reduction Acts (IRA) wird als ein wichtiger Schritt für die Dekarbonisierung und den Klimaschutz gesehen, sowohl in den USA als auch international. Die darin enthaltenen Subventionen in Form von Tax Credits für energiewenderelevante Technologien bergen allerdings neben großen Chancen (u.a. Technologiekostenreduktion, Steigerung von internationalem Angebot und Investitionsinteresse) auch industrie- und handelspolitische Risiken für Deutschland (DE) und Europa. Ziel der Studie ist es, die möglichen Effekte des IRA anhand eines Technologiekosten- und Förderungsvergleichs zwischen den USA (national) und DE in den Bereichen Photovoltaik (PV), Windenergie, Wasserstoff und Elektrofahrzeuge (inkl. Batterieherstellung) zu analysieren und darauf aufbauend die erwarteten Implikationen für energiewenderelevante Investitions- und Handelsflüsse sowie erste Überlegungen zu Auswirkungen auf die Dekarbonisierung allgemein zu skizzieren.

Die Analyse zeigt, dass durch die IRA-Subventionen in den meisten genannten Bereichen relevante Kosten- bzw. Gewinnunterschiede nach Einberechnung von Förderung (und Vermarktung) zum Vorteil des US-Markts gegenüber DE/EU entstehen können. Diese werden zwar unterschiedlich hoch ausfallen, aber sie können - so die Einschätzung der bislang publizierten Analysen und im Rahmen dieser Untersuchung interviewten Expert*innen - (zusammen mit anderen Aspekten) in vielen der untersuchten Bereiche einen signifikanten Einfluss auf Investitionsentscheidungen und internationale Lieferketten zur Folge haben, sowohl bzgl. der Technologieherstellung als auch bei deren Ausbau. Die komplexen Domestic-Content-Bestimmungen des IRA spielen bei den Ergebnissen dieser Vergleiche insgesamt nur eine nachgeordnete Rolle (abgesehen von der Anforderung zur Produktion/ Endmontage (von EVs) in den USA).

Im Bereich der **Stromerzeugung durch Windkraft und Solar PV** wurde durch den IRA die Verfügbarkeit der bereits seit vielen Jahrzehnten bestehenden Tax Credits für EE (mit Laufzeit über zehn Jahre) nun längerfristig verankert (bis die Treibhausgasemissionen im US-Stromsektor um mindestens 75% ggü. 2022 gefallen sind, aber mindestens bis 2032). An deren Höhe hat sich im Vergleich zu den Vorjahren nicht viel geändert, aber sie wurde um verschiedene Boni ergänzt. Beim Kostenvergleich inkl. Förderung und Vermarktung zwischen den USA und DE können sich durch die Tax Credits relevante Unterschiede bei den möglichen Gewinnen zum Vorteil der USA ergeben (z.B. durchschnittlich rund 60-72% niedrigere Gewinne in DE für neue Windenergieanlagen in 2022, ohne Boni), was (zusammen mit anderen Faktoren) einen maßgeblichen Einfluss auf (internationale) Investitionen in Erneuerbare Energien (EE) haben kann, so die interviewten Industrieexpert*innen. Die Einhaltung der Domestic-Content-Bestimmungen für den 10%-Bonus spielt dabei laut Expert*inneneinschätzungen vorerst nur eine untergeordnete Rolle, da sie kurzfristig mit hohen Kosten für Projektentwickler*innen und Zulieferer*innen verbunden sein werden. Bei dem Vergleich kommt in DE/Europa noch hinzu, dass durch die nun möglichen Eingriffe in die EE-Märkte durch (zeitlich befristete) Gewinnabschöpfungsmechanismen zusätzliche Investitionsunsicherheiten generiert werden, wie viele Expert*innen aus der Forschung und Industrie kritisieren.

Im Bereich der **Herstellung von PV-Komponenten** können die neuen, sehr hohen IRA-Manufacturing-Tax-Credits (mit Laufzeit bis 2032) zu großen Kostenunterschieden führen (mit 27-111% höheren Kosten in DE/EU ggü. den USA), basierend auf ähnlichen Ausgangskosten und bei Einberechnung von in Einzelfällen verfügbarer Projektförderung in Europa, die aber insg. um ein Vielfaches niedriger und zudem nicht garantiert ist (z.B. \$70/kW in IRA vs. \$4,4/kW in EU Innovation Fund für Modulherstellung). Laut Expert*inneneinschätzungen kann es durch diese Unterschiede zu maßgeblichen internationalen Investitionsverschiebungen in Richtung des US-Markts kommen, da die subventionierte US-Produktion nun sogar günstiger als in China und

Südostasien sein kann. Dementsprechend sind mittel- und langfristig auch günstige US-PV-Exporte nach Europa realistisch, was sich positiv auf die dortigen Kosten der Transformation auswirken, aber auch (geplante) europäische PV-Produktionsstandorte gefährden kann. Die International Energy Agency (IEA) erwartet, dass die PV-Herstellungskapazitäten in den USA durch den IRA entlang der Lieferkette stark ausgebaut werden, während in Europa ohne weitere Maßnahmen nur ein vergleichsweise kleiner Zuwachs erwartet wird. Bei der **Herstellung von Windenergiekomponenten** sind die entstehenden Kostenunterschiede (inkl. Förderung) deutlich kleiner (rund 19% höherer Kosten in DE/EU), weshalb auch die möglichen Auswirkungen auf Investitionen und Handel als geringer, aber mittelfristig dennoch als relevant eingeschätzt werden.

Die IRA-Tax Credits für die **Herstellung von Batterien** (mit Laufzeit bis 2032) sind laut Expert*inneneinschätzungen und ersten Studien so attraktiv, dass Investitions- und Produktionsverlagerungen in Richtung der USA durchaus realistisch sind (Stand Januar 2023), weil die Batterieherstellung dort nun um ein Vielfaches stärker und planbarer gefördert wird, als in DE/EU (max. \$45/kWh in USA vs. ~\$0,3-2,4/kWh aus IPCEI-Beispielen Northvolt, ACC, Tesla). Während die Preisunterschiede 2022 noch gering waren (USA \$157/kWh; DE \$169/kWh) kann die Batterieherstellung künftig in den USA (\$112/kWh mit IRA-Förderung) deutlich günstiger werden, als in Europa (Deutschland: ~\$167/kWh inkl. Förderung) und sogar als in China (derzeit \$127/kWh). Ohne weitere Maßnahmen kann dies dem schnellen Aufbau einer großskaligen Batterieindustrie in Europa im Wege stehen und mittelfristig subventionierte Batterieexporte aus den USA nach Europa zur Folge haben, welche einerseits die europäische Verkehrswende durch höheres Angebot und niedrigere Preise beschleunigen, aber andererseits auch europäischen Produzenten schaden können.

Im Vergleich zur Produktionsförderung bei Batterien wird die IRA-Förderung für den **Verkauf von E-Fahrzeugen** im PKW-Bereich in den nächsten Jahren als etwas weniger relevant im Hinblick auf europäische Hersteller angesehen. Die maximal verfügbare Förderung ist in beiden Ländern derzeit nahezu gleich hoch (rund \$7.500) und die Unterschiede zwischen den verbleibenden Verkaufskosten inkl. Förderung minimal: Unter Berücksichtigung der Förderung beträgt der durchschnittliche Verkaufspreis für Elektro-PKW in den USA \$43.000, in Deutschland \$40.600 (wobei diese Werte unterschiedliche Konsumpräferenzen nicht berücksichtigen). Allerdings könnten die strengen Domestic-Content-Anforderungen für den Neukauf von privaten Battery Electric Vehicle (BEVs) und Plug-In Hybrid Electric Vehicle (PHEVs) (Stand Januar 2023) kurzfristig praktisch zu einem Stopp der US-Förderung führen, da kein Autohersteller in den USA diese derzeit einhalten kann und der dafür notwendige Aufbau von alternativen Batterielieferketten mit vollständigem Ausschluss von China und Russland mind. rund fünf Jahre dauern wird. Kurzfristig wird die Absatzförderung in Deutschland daher sogar höher sein (Kostenvorteil 14 – 20%). Im privaten PKW-Bereich werden Nachteile für Importfahrzeuge daher allenfalls mittel- und langfristig erwartet. Bei gewerblichen Fahrzeugen inkl. LKWs- und Bussen wird die Kaufförderung in den USA über die nächsten Jahre deutlich höher sein als in Deutschland (bis zu \$40.000). In diesem Bereich existieren aber keine Domestic-Content-Regelungen, so dass keine Diskriminierung ausländischer Unternehmen und Exporte erwartet wird (s. dazu auch Stellungnahme der EU-Kommission vom 29.12.22). Gleichzeitig ermöglicht die „gewerbliche Nutzung“ möglicherweise den geförderten Ankauf europäischer PKW durch amerikanische Leasingfirmen.

Bei der Herstellung von **Wasserstoff** durch Elektrolyse entsteht durch den neuen IRA-Tax-Credit auf die Produktion ein sehr großer Kostenunterschied inkl. Förderung ggü. den USA, aufbauend auf leichten Vorteilen durch bessere EE-Ressourcen und damit niedrigere Levelized Cost of Electricity (LCOE) in den USA. Die Förderinstrumente für H₂ in Europa sind bisher größtenteils nachfrageorientiert, während die USA nun durch IRA und Hydrogen Hubs vor allem

angebotsseitig gefördert wird. Die max. IRA-Förderung von \$3/kgH₂ für Grünwasserstoff ist dabei höher, als das, was derzeit in Einzelfällen überschlagsartig gefördert wird (IPCEI-Bsp. mit ~\$1/kgH₂ über Lebenszeit bzw. ~\$2,8/kgH₂ über 10 Jahre gerechnet). Hinzu kommt die mögliche zusätzliche Förderung durch die Tax Credits für EE (rund \$2-3/kgH₂). Expert*innen erwarten u.a. daher, dass dies Investitionsentscheidungen für zukünftige H₂-Produktionsprojekte maßgeblich zum Vorteil der USA beeinflussen könnte, aber keine Verlegung bereits bestehender Projekte zur Folge haben sollte. Zudem werden durch die IRA-Förderung und andere Faktoren günstige US-Exporte von H₂-(Derivaten) und Sustainable Aviation Fuels (SAF) in Richtung Europa mittelfristig realistisch, was auch das H₂-Angebot erhöhen und damit den H₂-Markthochlauf in Europa beschleunigen kann.

Für die Herstellung von **Elektrolyseuren** hat Europa zurzeit größere Kapazitäten als die USA, aber bei den Kosten für Elektrolyseure gibt es derzeit keine signifikanten Unterschiede. Expert*innen schätzen, dass die Förderung für die Herstellung von Elektrolyseuren in Europa derzeit höher ist als in den USA und sehen u.a. deshalb die Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Technologieproduktion durch den IRA derzeit nicht grundsätzlich gefährdet. Die bestehenden Fertigungskapazitäten in Europa, den USA und global können bei steigender Nachfrage und Investitionssicherheit in den nächsten Jahren grundsätzlich ausreichend hochskaliert werden, um die globale Nachfrage mindestens mittel- und langfristig decken zu können, so derzeitige Expert*inneneinschätzungen und bisherige Analysen von IEA und BNEF. Der größte Kapazitätsszubau wird hierbei in Europa und China erwartet. Die Herstellung von Elektrolyseuren muss aber nicht zwingend in der Nähe des späteren H₂-Produktionsstandorts erfolgen, wodurch sich signifikante Exportchancen für europäische Hersteller Richtung USA ergeben werden. Allerdings wird die US-Nachfrage nach Elektrolyseuren durch die IRA-H₂-Förderung wahrscheinlich stark ansteigen, was laut Expert*innen kurzfristig einen signifikanten Teil der derzeit verfügbaren Zuliefererkapazitäten binden und damit den H₂-Hochlauf in Europa leicht bremsen könnte.

Durch den IRA wird die **Investitionssicherheit im US-Markt** in den genannten Bereichen im Vergleich zu DE/EU weiter erhöht, die schon jetzt durch weniger Marktregulierung und etwas kürzere Genehmigungsverfahren hoch ist. Die wichtigsten Aspekte der IRA-Tax Credits sind neben ihrer Höhe, dass sie längerfristig garantiert sind (zum Teil bis in die 2040er Jahre hinein), relativ unkompliziert umgesetzt und monetarisiert werden können (bewährtes System) und ohne Obergrenzen bzgl. des Fördervolumens daherkommen. Dies steht oft im Gegensatz zur projektspezifischen, aufwändigeren und nicht garantierten Programmförderung in DE/EU, die mitunter erst nach erfolgter Investitionsentscheidung zugesagt werden und damit wenig neue Investitionsanreize setzen, wie einzelne Interviewpartner*innen kritisieren. Die erhöhte Investitionssicherheit in den USA drückt sich u.a. bereits durch einen Ankündigungsboom an neuen EE-Projekten und Herstellungsanlagen für PV-Module und Batterien aus. Energiewenderelevante Investitionen wuchsen in den USA in den letzten Jahren schon stark an, waren aber insg. dennoch deutlich niedriger als in Europa und China. Diese Lücke wird sich wahrscheinlich nun schließen, angetrieben u.a. durch den IRA. Die IEA erwartet einen starken Nachfragezuwachs für EE, E-Fahrzeuge und H₂ in den USA, der potentiell sogar höher sein könnte, als in Europa.

Diese Aspekte sollten bei den derzeit diskutierten industrie- und förderpolitischen **Antworten der EU/DE auf den IRA** berücksichtigt werden. Gleichzeitig sind aber auch schnelle Verbesserungen bei nicht finanziellen Aspekten in DE/EU mindestens ebenso wichtig, wie z.B. bei Genehmigungsverfahren, Netzausbau, Fachkräfteentwicklung. Auch wenn sich Details im Hinblick auf die **weitere Implementierung des IRA** mit der geplanten Verabschiedung von Umsetzungsrichtlinien des Internal Revenue Service (IRS) noch konkretisieren werden, wird dies voraussichtlich nur wenig an den zentralen Implikationen des US-Gesetzes ändern.

Inhaltsverzeichnis

Executive Summary	2
Inhaltsverzeichnis	5
Abkürzungsverzeichnis	6
Einleitung	8
1 Übersicht zu IRA-Tax Credits (für PV, Wind, H₂ und E-Fahrzeuge)	9
2 IRA-Auswirkungen auf Investitionen und Nachfrage	11
3 Solar PV	15
3.1 Marktübersicht/ Handelszahlen	15
3.2 Förderungsvergleich (für utility scale)	15
3.3 Kostenvergleich (mit und ohne Förderung)	19
3.4 Implikationen	24
4 Onshore Wind	28
4.1 Marktübersicht/ Handelszahlen	28
4.2 Förderungsvergleich	28
4.3 Kostenvergleich (mit und ohne Förderung)	30
4.4 Implikationen	34
5 Grünwasserstoff	36
5.1 Marktübersicht/ Handelszahlen	36
5.2 Förderungsvergleich	36
5.3 Kostenvergleich (mit und ohne Förderung)	39
5.4 Implikationen	43
6 Elektrofahrzeuge	47
6.1 Marktübersicht/ Handelszahlen	47
6.2 Förderungsvergleich	48
6.3 Kostenvergleich (mit und ohne Förderung)	51
6.4 Implikationen	56
7 Fazit	59
8 Quellenverzeichnis	61

Abkürzungsverzeichnis

ACP	American Clean Power
ALK	Alkalische Elektrolyseure
BCG	Boston Consulting Group
BEV	Battery Electric Vehicle
BIL	Bipartisan Infrastructure Law
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BNEF	BloombergNEF
CAPEX	Capital Expenditures (Investitionsausgaben)
CBO	Congressional Budget Office
CCS	Carbon Capture and Storage
CCUS	Carbon Capture Use and Storage
CRS	Congressional Research Service
CS	Credit Suisse
CSIS	Center for Strategic and International Studies
DAC	Direct Air Capture
DOE	Department of Energy
DOT	Department of Transport
EC	Europäische Kommission
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EFRE	Europäischer Fonds für Regionale Entwicklung
EU	Europäische Union
EU ETS	EU-Emissionshandelssystem
EV	Electric Vehicle
EWI	Instituts für Energiewirtschaft der Universität zu Köln
FCEV	Fuel Cell Electric Vehicle
FCHO	Fuels Cells and Hydrogen Observation
GW	Gigawatt
ICCT	International Council on Clean Transportation
IEA	International Energy Agency
IPCEI	Important Project of Common European Interest
IRA	Inflation Reduction Act
IRENA	International Renewable Energy Agency
IRS	Internal Revenue Service (Bundessteuerbehörde)
ISE	Institut für Solare Energiesysteme
ITC	Investment Tax Credit

LCFS	Low Carbon Fuels Standard
LCOE	Levelized Cost of Electricity (Stromgestehungskosten)
LCOH	Levelized Cost of Hydrogen (Wasserstoff-Erzeugungskosten)
LNG	Liquefied Natural Gas
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NDRC	National Development and Reform Commission – People’s Republic of China
NWR	Nationaler Wasserstoffrat
O&M	Operation & Maintenance
PHEV	Plug-In Hybrid Electric Vehicle
PPA	Power Purchase Agreement
PTC	Production Tax Credit
PV	Photovoltaik
REC	Renewable Energy Certificates
RED	Renewable Energy Directive
RPS	Renewable Portfolio Standards
SAF	Sustainable Aviation Fuel
SEIA	Solar Energy Industries Association
SWP	Stiftung Wissenschaft und Politik
STEPS	Stated Policies Scenario
THG	Treibhausgase
TWh	Terawattstunde
UFLPA	Uyghur Forced Labor Prevention Act
WEA	Windenergieanlagen

Einleitung

Der im August 2022 in den USA verabschiedete „**Inflation Reduction Act (IRA)**“ wird derzeit in Europa vielfältig diskutiert im Kontext von Klimaschutz, Dekarbonisierung, grüner Industriepolitik, Diversifizierung von Lieferketten, Schaffung neuer Wertschöpfung und Arbeitsplätze sowie Reduzierung der derzeitigen Importabhängigkeit von einzelnen Ländern. Dabei klingt immer mit, dass die neue US-Förderung in Form von Tax Credits (Steuervergünstigungen) sehr viel höher und effektiver sei, als die bestehenden Fördermechanismen in Europa, was dementsprechend zu einer Besserstellung des US-Markts führen würde und der Idealvorstellung eines **internationalen „level playing field“** entgegenstünde. Wie groß dieser nun erwartete Unterschied bei der Förderung und den danach verbleibenden Kosten für den Ausbau und die Herstellung der energiewenderelevanten Technologien aber wirklich ist, wird bisher in der Debatte nicht weiter quantifiziert und ist größtenteils noch nicht analysiert worden.

Methodik: Die vorliegende Studie setzt an dieser Lücke an, indem anhand einer Auswertung bestehender Studien und Daten (insb. Boston Consulting Group (BCG) 2022; Credit Suisse (CS); International Energy Agency (IEA) 2022a; International Renewable Energy Agency (IRENA) 2022) sowie mehrerer Interviews mit Expert*innen aus Industrie, Forschung und Beratung **erste Näherungswerte zum Kostenvergleich mit und ohne Förderung und Vermarktung** zwischen Deutschland (DE) und den USA in den Bereichen Solar Photovoltaik (PV), Onshore Windkraft, Wasserstoff (H₂) und Elektrofahrzeuge entwickelt werden. Die Ausgangspunkte dabei sind möglichst aktuelle, vergleichbare Technologiekosten im Durchschnitt für beide Länder, wovon dann die relevanten durchschnittlichen Fördersummen (und Vermarktungen) abgezogen werden, um verbleibende Kosten/ Gewinne miteinander vergleichen zu können. Basierend auf diesen Ergebnissen und weiteren Aspekten werden anschließend Implikationen bzgl. Investitions- und Handelsflüssen zwischen den Märkten sowie möglichen Chancen und Risiken für die Dekarbonisierung in DE/ der EU erläutert. Die Ergebnisse einer kritischen Diskussion erster Ergebnisse mit **Expert*innen** fließen dabei in die Gesamtbetrachtung ein. Dabei zeigte sich, dass die Unsicherheiten bei den Einschätzungen zu den Implikationen des IRA aufgrund der zeitlichen Nähe zur Verabschiedung bisher noch groß sind.

Der **Hauptfokus dieser Studie** liegt auf dem U.S.-IRA und der Förderung in DE durch Bundes- und EU-Ebene. Subnationale Förder- und Anreizprogramme konnten im Rahmen dieser Studie nicht mit aufgenommen und analysiert werden. Zudem wurden ausschließlich die Bereiche **PV** (utility scale, Freiflächenanlagen), **Onshore-Windkraft** (utility scale), **Wasserstoffproduktion durch Elektrolyse** und **Elektrofahrzeuge inkl. Batterieproduktion** analysiert, während andere energiewenderelevante Bereiche des IRA und der DE/EU-Förderung bewusst ausgelassen wurden (Carbon Capture Use and Storage (CCUS), Aufdach-PV, Batteriespeicher im Stromsektor, Netzausbau etc.). Auch die ebenfalls relevanten Bereiche Fachkräfte- und Rohstoffverfügbarkeit konnten in Rahmen dieser Studie nicht näher beleuchtet werden.

Zudem muss vorab darauf hingewiesen werden, dass die meisten der angekündigten **Umsetzungsrichtlinien** („guidances“) für die Tax Credits durch den Internal Revenue Service (IRS) in Zusammenarbeit mit anderen Behörden derzeit noch nicht veröffentlicht wurden (Stand Anfang März 2023), weshalb einige Details zur Implementierung und Interpretation des IRA noch offen sind, z.B. zu den Domestic-Content-Regelungen. Dabei geht es z.B. um die genaue Definition von „final assembly“ für E-Fahrzeuge, die in Nordamerika stattfinden muss. Bevor diese und andere Details nicht veröffentlicht sind, können die Auswirkungen des IRA auf Technologiekosten, Investitionsentscheidungen und Lieferketten noch nicht umfänglich bewertet werden (sowohl von der Industrie als auch von den Analysten) – an den zentralen Wirkmechanismen des Programms werden sie aber nichts ändern.

1 Übersicht zu IRA-Tax Credits (für PV, Wind, H₂ und E-Fahrzeuge)

	Förderung für	Förderhöhe ² (Laufzeit)	Domestic-Content-Boni und -Bestimmungen
Wind & PV	<p>Stromerzeugung (Sec. 45/45Y, Laufzeit über 10 Jahre)</p> <p>oder</p> <p>Investition in EE-Anlagen, Netzanbindung und Speicher (Sec. 48/48E)</p> <p>(beide verfügbar bis mind. 2032)</p>	<p>\$26,4/ MWh in 2022 (Production Tax Credit, PTC)</p> <p>oder</p> <p>30% Investment Tax Credit (ITC) auf Capital Expenditures (CAPEX)</p>	<p>+10% (PTC) oder +10%-Pkt. (ITC), wenn 100% Stahl/ Eisen und 40% der Komponenten in USA hergestellt wurden. Anteil steigt in 2025 auf 45%, in 2026 auf 50% und ab 2026 auf 55%.</p> <p>+10%(p), für Projekte in US „energy communities“</p>
	<p>Herstellung von Technologie (Sec. 45X, bis max. 2032)</p>	<p>Onshore & Offshore Wind: \$160.000/MW insg.</p> <p>Solar PV: u.a. \$0,04/W für Zellen, \$0,07/W für Module, \$12/m² für Wafer, \$0,4/m² für Backsheet, \$3/kg für Polysilizium, \$0,0025/W für Wechselrichter</p>	<p>Nur für Produktion in den USA (100%, keine Ausnahme)</p>
H₂	<p>H₂-Produktion (Sec. 45V, über 10 Jahre bis Baubeginn 2032)</p> <p>oder</p> <p>Investition in Anlagen (Sec. 48/48E, ITC)</p>	<p>Je nach erreichter Treibhausgasbilanz (THG)-Bilanz:</p> <ul style="list-style-type: none"> • \$0,60/kg oder 6% (ITC) bei 2,5-4 kgCO_{2e}/kg H₂ • \$0,75/kg oder 7,5% (ITC) bei 1,5-2,5 kgCO_{2e}/kgH₂ • \$1/kg oder 10% (ITC) bei 0,45 - 1,5 kgCO_{2e}/kgH₂ • \$3/kg oder 30% (ITC) bei < 0,45 kgCO_{2e}/kgH₂ 	<p>Nur für Produktion in den USA (100%, keine Ausnahme)</p>

² Unter Einhaltung der Arbeits- und Ausbildungsstandards („prevailing wage and apprenticeship requirements“).

EVs	Kauf E-Fahrzeug privat neu, Sec. 30D	Max. \$7.500 pro BEV/PHEV (wenn mind. 7 kWh, unter 6.350 kg, max. Kaufpreis \$80.000 für Vans, SUV, und Pickup-Trucks sowie max. \$55.000 für andere) ³ (bis max. 2032)	Endmontage muss in Nordamerika erfolgen. Davon \$3.750, wenn die Produktion oder Montage von Batteriekomponenten zu mind. 50% in Nordamerika erfolgt. ⁴ Davon \$3.750, wenn die Förderung oder Weiterverarbeitung kritischer Mineralien in der Batterie zu mind. 40% in den USA oder einem Freihandelspartnerland erfolgte oder diese in Nordamerika recycled wurden. ⁵ Keine Anwendbarkeit ab 2024/ 2025, wenn Batteriekomponenten oder -Mineralien aus z.B. China oder Russland kommen.
	Kauf E-Fahrzeug privat gebraucht (Sec. 25E),	max. \$4.000 für BEV/ PHEVs bis Kaufpreis \$25.000 ⁶	Keine
	Kauf E-Fahrzeug kommerziell neu (auch f. Leasingzwecke) (Sec. 45W)	\$7.500 pro BEV/ PHEV unter 6.350 kg, bis zu \$40.000 für über 6.350 kg, (bis max. 2032)	Keine
	Produktion von Batteriekomponenten (45X PTC)	\$45/kWh für Batterieproduktion (Zellen und Module insg.) 10% der Produktionskosten für Elektrodenmaterialien und kritische Mineralien (bis max. 2032)	Nur für Produktion in den USA (100%, keine Ausnahme)
Alle	Investition in Anlage zur Technologieherstellung (Sec. 48C)	30% ITC auf CAPEX u.a. für Herstellung von E-Fahrzeugen/Batterien/EE-Technologie im Rahmen eines \$10 Mrd.-Programms	Projektauswahl u.a. basierend auf größtmöglicher Schaffung von US-Arbeitsplätzen

³ Nur verfügbar für Käufer mit einem gewichteten Durchschnittseinkommen unter \$300,000 für joint filers, \$225,000 für head-of-household filers, \$150,000 for single filers.

⁴ Wertanteil mindestens 50% in 2023, 60% in 2024/25, 70% in 2026, 80% in 2027, 90% in 2028, und 100% ab 2029.

⁵ Wertanteil mindestens 40% in 2023, 50% in 2024, 60% in 2025, 70% in 2026, und 80% ab 2027.

⁶ Weitere Bedingungen : unter 6350kg, mind. 2 Jahre altes Modell, nur bis durchschnittliches Einkommen bis \$150.000 für joint return or a surviving spouse, \$112.500 für head of household, und \$75.000 für alle Anderen.

2 IRA-Auswirkungen auf Investitionen und Nachfrage

Wie in der vorherigen Übersicht dargestellt, beinhaltet der IRA sowohl Tax Credits (ITC oder PTC) für die Stromerzeugung, Wasserstoffproduktion und den Kauf von E-Fahrzeugen als auch für die Herstellung der dazugehörigen Technologien (Batterien, PV-Module, Windturbinen, Elektrolyseure etc.). Diese Kombination von Technologiezubau- und Herstellungsförderung wird vielfältige Auswirkungen auf Dekarbonisierungsbestrebungen sowie Technologiemarkte haben - national als auch international. Eine der wichtigsten, wenn nicht sogar die wichtigste, Auswirkung des IRA ist laut Expert*inneneinschätzungen und Analysen die (weitere) **Erhöhung der Investitionssicherheit für die Herstellung und den Zubau von energiewenderelevanten Technologien** (EE, H₂, E-Fahrzeuge, Carbon Capture and Storage (CCS) etc.) in den USA durch die festen, garantierten Tax Credits, die in den meisten Fällen bis 2032 und teilweise sogar darüber hinaus verfügbar sein werden. Bei der EE-Stromerzeugung und H₂-Produktion können die Tax Credits sogar bis weit in die 2040er-Jahre greifen, da sie eine Laufzeit von 10 Jahren ab Baubeginn haben. Diese **Langfristigkeit und Planbarkeit** der Tax Credits ist sowohl für die EE-Branche als auch den Verkehrsbereich in den USA neu und steht im Gegensatz zu den ein-, zwei- oder fünfjährigen Verlängerungen zuvor, die in der Regel kurzfristig in den letzten Tagen des Jahres verabschiedet wurden und damit den Verlauf der Marktentwicklungen maßgeblich beeinflussten (BCG 2022; IEA 2022a). Abgesehen davon ist die Förderung über die Tax Credits **vergleichsweise einfach und effizient** ausgestaltet, da das System für alle Beteiligten in den USA bestens bekannt ist und die Förderung auf Bundes- und Staatenebene in vielen anderen Bereichen auch über Tax Credits funktioniert. Die zusätzlichen Kosten für die Inanspruchnahme sollten sich daher auch in Grenzen halten, da sie Teil der normalen jährlichen Steuererklärung sein werden, für die Unternehmen ohnehin Aufwand haben und oft Unterstützung beauftragen.

Bei einem „Tax Credit“ handelt es sich um eine **Steuergutschrift** die – anders als steuerlich absetzbare Kosten, *tax deductions* – die Steuerlast 1:1 reduzieren. Im Regelfall (sog. „nonrefundable tax credits“) kann die Steuerlast damit bis maximal 0 reduziert werden, es erfolgt also keine Steuerrückzahlung. Allerdings können Tax Credits nun zusätzlich auf **zwei neue Arten monetarisiert** werden, was die Investitionssicherheit weiter erhöht: Über die Option der Direktauszahlung („Direct Pay Option“, Sec. 6417) oder durch Verkauf der Steuergutschriften (oder eines Teils davon) (Sec. 6418). Die **Direktauszahlung** ist bei den Tax Credits für den EE-Ausbau (48E, 45Y) allerdings nur für steuerbefreite und andere Organisationen möglich, die keine klassischen Unternehmen sind, darunter bundesstaatliche und lokale Regierungen sowie ländliche Stromgenossenschaften (Foley 12.08.2022). Im Falle der Tax Credits für die Technologieherstellung (Sec. 45X) und Wasserstoffproduktion (45V) gilt diese Beschränkung nicht, allerdings können andere, nicht-steuerbefreite Organisationen, wie z.B. klassische Unternehmen, die Direktauszahlung nur für die ersten fünf Jahre bekommen. Bei der Monetarisierung durch **Weiterverkauf** („Transfer of Credits“) können nun Steuergutschriften an andere steuerpflichtige Unternehmen oder Organisationen gegen Bargeldzahlung verkauft, aber daraufhin nicht weiterverkauft werden. Insgesamt tragen beide neuen Optionen zur einfacheren Monetarisierung und Verwendbarkeit der Tax Credits bei, indem die Abhängigkeit der Projektfinanzierung von Eigenkapital verringert wird (CS 2022; Foley 12.08.2022; Foley 27.10.22; PWC 2022).

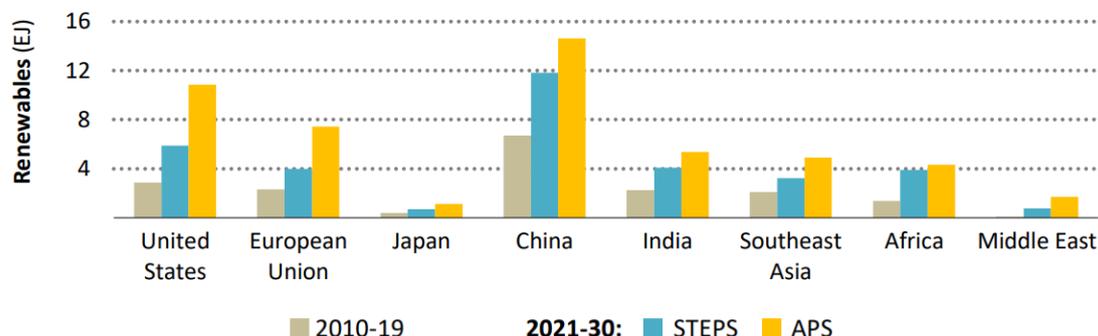
Im internationalen Vergleich waren die **Investitionen in energiewenderelevante Bereiche** in den USA in den letzten Jahren deutlich niedriger als in Europa und China und machten 2021 nur 15% der globalen Investitionen aus (insg. \$700 Mrd. in 2021) (BloombergNEF (BNEF) 2022). Im Zeitraum von 2020 bis Sommer 2022 wurde in den USA mit rund \$240 Mrd. nur rund halb so viel in die Energiewende investiert, wie in Europa mit rund \$500 Mrd. und

China mit rund \$610 Mrd. (CS 2022). Aber auch bereits vor der Verabschiedung des IRA wuchsen die energiewenderelevanten Investitionen in den USA an – laut BNEF (2022) über 70% in den letzten fünf Jahren. In 2021 wurden in den USA rund \$105 Mrd. investiert, davon rund 45% in EE und 34% in Elektromobilität. Die Investitionen in den Verkehr und H₂ haben sich zuletzt durch den E-PKW-Boom (dabei vor allem reine Battery Electric Vehicles (BEVs)) und auch den gestiegenen Verkauf von Brennstoffzellenfahrzeugen (Fuel Cell Electric Vehicles, FCEV) und den Ausbau der Infrastruktur dafür in den letzten Jahren verdoppelt (BNEF 2022).

Im Bereich der Clean-Tech-Herstellung gibt es seit der Verabschiedung des IRA im Vergleich zu den Vorjahren einen regelrechten **Projektboom in den USA**. American Clean Power (ACP) zählt allein von August bis Dezember 20 Projektankündigungen (Neubau/Erweiterung), darunter zwölf für die Herstellung von PV-Modulen und -Zellen (mit geplanten Kapazitäten von rund 22 Gigawatt (GW)/Jahr), sechs für die Batterieherstellung und zwei für Windkraftanlagen. Die Mehrheit der Anlagen wird im Süden und Südosten der USA entwickelt und soll bis 2025 in Betrieb sein (ACP 2022).

Expert*innen der IEA erwarten in ihrer neuesten Studie, dass der IRA die Dekarbonisierung in den USA im Vergleich zu den bisherigen Szenarien stark beschleunigen wird. Darauf aufbauend prognostizieren sie, dass der insgesamt Nachfragezuwachs an erneuerbaren Energien (nicht nur EE-Strom) in den USA bis 2030 höher sein wird, als in der EU und allen anderen Ländern mit Ausnahme von China, siehe Abbildung 1 (IEA 2022b):

Abbildung 1: Erwarteter EE-Nachfragezuwachs nach Region/Land und Szenario (nach IEA World Energy Outlook 2022)⁷



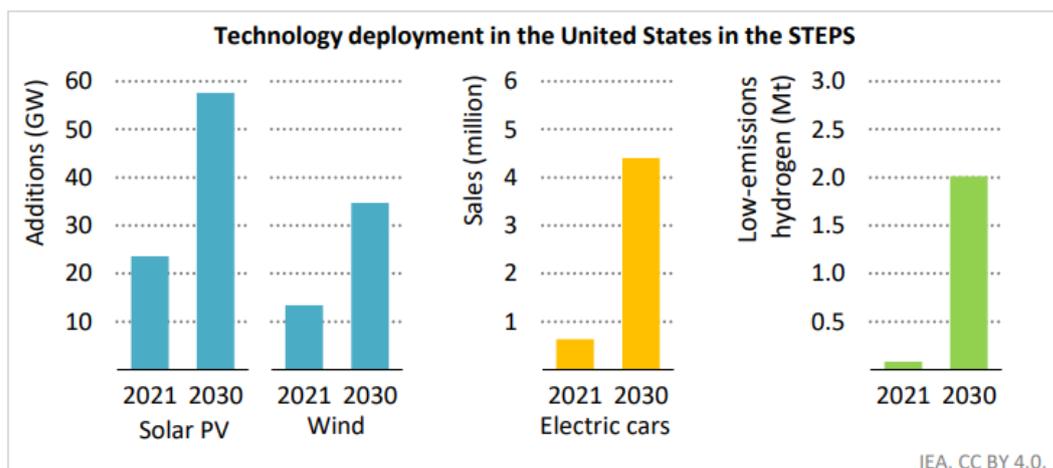
Quelle: IEA 2022b (CC BY 4.0)

Unter anderem wird dabei davon ausgegangen, dass sich durch den IRA und andere Maßnahmen in den USA die jährlichen US-Ausbauzahlen für Windenergie und Solar PV bis 2030 mehr als verdoppeln und die Neuwagenverkäufe von E-Fahrzeugen circa versiebenfachen gegenüber 2021, siehe Abbildung 2.

⁷ Das Stated Policies Scenario (STEPS) im World Energy Outlook 2022 der IEA umfasst bereits die erwarteten Effekte durch US IRA, US Infrastructure and Jobs Act, REPowerEU etc. Zentrale Annahmen darin sind: «In the Stated Policies Scenario (STEPS), we explore how the energy system evolves if we retain current policy settings. These include the latest policy measures adopted by governments around the world, such as the Inflation Reduction Act in the United States, but do not assume that aspirational or economy-wide targets are met unless they are backed up with detail on how they are to be achieved.»; «Global energy demand growth of around 1% per year to 2030 is met in aggregate almost entirely by renewables, (...) the only sources to show growth in advanced economies to 2030 are low-emissions» (IEA 2022b)

Das Announced Pledges Scenario (APS) « assumes that all aspirational targets announced by governments are met on time and in full, including their long-term net zero and energy access goals ». Zentrale Annahme dabei ist: « In the Announced Pledges Scenario (APS), governments get the benefit of the doubt. In this scenario, their targets are achieved on time and in full, whether they relate to climate change, energy systems or national pledges in other areas such as energy access. Trends in this scenario reveal the extent of the world's collective ambition, as it stands today, to tackle climate change and meet other sustainable development goals. »

Abbildung 2: Erwarteter jährlicher Ausbau an EE, EVs und H₂ in den USA nach IEA Stated Policies Scenario (STEPS)



Quelle: IEA 2022b (CC BY 4.0)

Daher werden die USA aufgrund des IRA als **der neue Clean-Tech-Wachstumsmarkt** von vielen Beobachtern gesehen, bei dem die **Domestic-Content-Bestimmungen kurz- und mittelfristig nur eine untergeordnete Rolle** spielen werden aufgrund ihrer Komplexität und den damit verbundenen hohen Zusatzkosten.

Aber auch der **europäische Markt bleibt gerade im EE-Bereich weiterhin attraktiv**: Der jährliche EE-Ausbau in den USA wird nach Projektionen der IEA um rund 25% steigen ggü. den Szenarien ohne IRA, was zu einem kumulierten Ausbau von 281 GW bis 2027 führen wird, nahezu vollständig in Form von Solar PV und Windenergie. Im Vergleich dazu erwartet die IEA allerdings in der EU einen noch deutlich höheren kumulierten Zubau an EE-Kapazitäten im Stromsektor von rund 344 GW (2022-2027), mehr als doppelt so viel wie in den letzten fünf Jahren (2016-2021). Für Deutschland wird ein EE-Ausbau von 97 GW erwartet, ebenfalls doppelt so hoch wie in den letzten 5 Jahren, vor allem aufgrund der neuen EE-Ziele und Beschleunigungsmaßnahmen (IEA 2022a). Insgesamt zeigen die IEA-Projektionen und deren Anpassung nach Verabschiedung von IRA, REPowerEU etc., dass trotz des attraktiven IRA weiterhin ein stärkerer EE-Ausbau in Europa erwartet wird, als in den USA, auch aufgrund der eigenen Maßnahmen in den letzten Monaten (siehe Tabelle 1).

Tabelle 1: Entwicklung des EE-Ausbaus international nach IRA, REPowerEU etc.

	EU	USA	China
EE-Kapazitätszubau, 2022-2027 (main case, inkl. IRA, REPowerEU etc.)	344 GW	281 GW	1072 GW
Anpassung der IEA-Zubau-Projektionen wegen neuer Policies (IRA, REPowerEU etc.) in 2022 ggü. 2021	+ 35%	+ 26%	+ 36%
Totale erwartete EE-Kapazitäten in 2027	885 GW	653 GW	2139 GW

Quelle: IEA 2022a

Insgesamt erwarten bisherige Analysen, dass durch den IRA, das Bipartisan Infrastructure Law (BIL) und andere US-Maßnahmen in den nächsten zehn Jahren deutlich mehr öffentliches Geld aus den USA in die Energiewende investiert werden wird als in den letzten Jahrzehnten (dreimal so viel wie in 2009-2017), was laut Expert*innen zudem substantielle private Investitionen in diese Bereiche anreizen wird (CS 2022; IEA 2022b).

Einer der wichtigsten und überraschendsten Aspekte der IRA Tax Credits ist, dass das insgesamt **Fördervolumen nach oben unbegrenzt** ist, abgesehen von der Laufzeit. Bisherige Analysen und Expert*innen gehen daher von sehr hohen Abrufen speziell bei H₂ und der Clean-Tech-Manufacturing aus und erwarten dementsprechend **hohe resultierende Kosten für das US-Budget** (CS 2022). CS (2022) erwartet, dass die Gesamtkosten für die energiewenderelevanten Bereiche (ohne Kaufbonus für E-Fahrzeuge) bis 2031 mind. rund dreimal höher ausfallen könnten, als das Congressional Budget Office (CBO) in seiner ersten Einschätzung erwartet (\$174 Mrd. vs. \$576 Mrd.), davon rund 50% für die Manufacturing Tax Credits). Die 10%-Boni für Domestic-Content und andere Aspekte im EE-Bereich spielen in der Hochrechnung nur eine kleine Rolle, könnten aber die Kosten um weitere \$24 Mrd. erhöhen. Darauf aufbauend erwarten die Autoren der Studie von Credit Suisse circa nochmal so viel an privaten Investitionen, die durch die Tax Credits angereizt werden (rund \$650 Mrd. für die Bereiche der EE, H₂ und Clean-Tech) (CS 2022).

Aufgrund dieser hohen erwarteten Kosten für das US-Budget erwarten manche Expert*innen aus den Bereichen Forschung und Beratung eine zukünftige (aber wahrscheinlich nicht rückwirkende) **Einschränkung oder Verringerung der Tax Credits**, z.B. durch Anpassung der Umsetzungsrichtlinien, Nichtausstellung von Genehmigungen (z.B. für neue Ammoniakexportterminals), oder eine Gesetzesänderung (falls politisch möglich). Dafür spräche auch, dass es ohne Einschränkungen zu einer möglichen Überförderung der Technologien aufgrund fallender Preise kommen und somit auch ein großes, subventioniertes Exportgeschäft (z.B. bei Wasserstoff) entstehen kann, was wiederum handelspolitische Konflikte mit anderen Ländern zu Folge haben könnte. Gegen eine zukünftige Einschränkung der IRA-Tax Credits spricht allerdings, dass Änderungen am IRA aufgrund potentieller Arbeitsplatzverluste unpopulär und daher politisch schwierig wären, die dauerhafte Subventionierung von US-Exporten in manchen Bereichen nicht unüblich ist (z.B. indirekt bei der Öl- und Gasförderung; TPC 2020) und eine mögliche US-Führungsrolle beim Export grüner Technologien/ Energieträger durchaus gewünscht sein kann, um das derzeitige fossile Exportgeschäft schrittweise zu ersetzen.

Unabhängig davon ob der IRA zukünftig eingeschränkt wird oder nicht, kann er laut Beobachtern eine **langfristige positive und stabilisierende Wirkung auf die Klimaschutzpolitik** in den USA haben, da nun viele Produktionsstandorte und Arbeitsplätze im Clean-Tech-Bereich (z.B. Batterie- und PV-Herstellung) in südlichen und südöstlichen Bundesstaaten entstehen, die damit ihre bisherige Rolle als eher Bremser in der Klimaschutzpolitik wohl aus rein wirtschaftlichen Gründen überdenken könnten. Daher kann der erwartete Aufschwung der neuen sog. „clean economy“ in den USA sowohl die nationale als auch die internationale Klimapolitik nachhaltig positiv beeinflussen und die Rolle der USA als Klimaschutzpartner für Europa langfristig stärken, zusätzlich zu den prognostizierten THG-Reduktionen in den USA durch den IRA.

Allerdings wird die **IRA-Förderung allein nicht alle existierenden Probleme bei der Energiewende und Dekarbonisierung lösen** können. Zuerst müssen die Details in der Umsetzung der IRA-Standards so ausgestaltet werden, dass sie effektiv und praktikabel sind, damit die erhöhten Fördersummen erreicht werden können und neue, nachhaltige Wertschöpfung in den USA entsteht. Zudem müssen, ähnlich wie in Europa, auch in den USA **Planungs- und Genehmigungsverfahren** deutlich beschleunigt werden, damit EE-Projekte, Clean-Tech-Produktionsanlagen, und Energieinfrastrukturprojekte im erwarteten Umfang und der notwendigen Geschwindigkeit gebaut werden können, so Analysen und Expert*inneneinschätzung. **Weitere wichtige Hürden** sind auch weiterhin bestehende Lieferkettenengpässe, Handelsbeschränkungen, gestiegene Rohstoffpreise (durch Pandemie

und Energiekrise) sowie der bestehende Fachkräftemangel in vielen relevanten Bereichen, wie in Europa auch, so Analysen und Expert*innen (BCG 2022; CS 2022; IEA 2022a).

3 Solar PV

3.1 Marktübersicht/ Handelszahlen

Derzeit dominiert China den globalen PV-Markt: seine Anteile an den globalen Herstellungskapazitäten für Module, Zellen, Wafer und Polysilizium betragen laut einer Studie der IEA jeweils über 75% und Chinas Nachfrage nach PV-Anlagen machte in 2021 rund 36% der globalen Nachfrage aus, so viel wie in Europa (17%) und Nordamerika (18%) zusammen. Laut IEA wird diese chinesische Dominanz auch mindestens mittelfristig in ähnlich hohem Maße anhalten, trotz industriepolitischer Maßnahmen in den USA, Indien und Europa (IEA 2022a).

Im internationalen Vergleich gibt es in Europa und Nordamerika nur kleine, aber mindestens nennenswerte Herstellungskapazitäten für Polysilizium und Module (8%/ 6% und 3%/ 2% des globalen Markts jeweils). Daher wird ein Großteil der PV-Module für Europa derzeit direkt aus China importiert. Aufgrund von Handelsbarrieren und Importzöllen importiert der US-Markt derzeit rund 80% der PV-Module indirekt über chinesische Weltmarktführer mit Produktionsstandorten vor allem in Malaysia, Vietnam und Thailand. Allerdings plant die US-Regierung ab 2024 die Einführung von Importzöllen auch für viele dieser Unternehmen, zusätzlich zu existierenden Zöllen auf PV-Produkte direkt aus China (IEA 2023; Reuters 02.12.2022). Zudem wurden seit Inkrafttreten des Uyghur Forced Labor Prevention Act (UFLPA) im Sommer 2022 viele PV-Importe an US-Häfen wegen Verdacht auf Verbindungen zur Zwangsarbeit in der Region Xinjiang vorerst aufgehalten, was den Solarausbau in den USA gebremst hat.

Die Rolle deutscher PV-Zulieferer im US-Markt ist sehr klein und der transatlantische Handel von PV-Produkten ist für beide Länder nicht besonders relevant/ ausschlaggebend. Deutsche Exporte in die USA machten im Schnitt der letzten fünf Jahre nur rund 1,5% aller US-PV-Importe und rund 5% aller deutschen PV-Exporte aus (UN Comtrade Database).

3.2 Förderungsvergleich (für utility scale)

3.2.1 Übersicht zur Förderung in USA und DE/EU

U.S. Inflation Reduction Act			DE/EU-Förderung (für Freiflächenanlagen)		
Tax Credits		Höhe (bei Einhaltung Arbeits- und Ausbildungsstandards)	Domestic-Content-Bestimmungen und -Bonii	Förderung	Höhe
Stromerzeugung	Stromerzeugung (Sec. 45/45Y PTC, bis mind. 2032 verfügbar ⁸ , Laufzeit 10 Jahre)	\$26,4/MWh (in 2022), bestehend aus \$3/MWh (Basiswert) x 5 (für Arbeits- und Ausbildungsstandards) x 1,76 (Inflation Adjustment Factor in 2022). Dazu kommen Erlöse aus der Vermarktung, z.B. ØPPAs in 2022 von \$36-46/MWh. ⁹	+ 10% (PTC) oder +10%-Pkt. (ITC), wenn 100% Stahl/ Eisen und 40% der Komponenten in USA hergestellt wurden (gemessen am Wert). Anteil steigt in 2025 auf 45%, in 2026 auf 50% und ab 2026 auf 55%. + 10%(-Pkt.), für Projekte in US „energy communities“ + 10-20%(-Pkt.) für “low-income communities”	EEG-Marktprämie (Ø Zuschlagswert in 2022) als garantierter Erlös bei Einspeisung ¹⁰	\$55 – 61/MWh (5,2- 5,8 € ct/kWh)
	Investition in EE-Anlage (Sec. 48/48E, bis mind. 2032)	30% auf CAPEX (ITC)		Keine vergleichbare direkte Förderung (Höchstens indirekt über EU ETS, Renewable Energy Directive (RED), Industrienachfrage)	
Technologieherstellung	Produktion von PV-Komponenten (Sec. 45X, bis 2032 ¹¹) (zusätzlich zu Förderung der Stromerzeugung, siehe oben)	Insg. circa \$182,5/kW, davon: <ul style="list-style-type: none"> • thin film/ crystalline cell: \$0,04/W_{dc} • wafer: \$12/m² • solar grade polysilicon: \$3/kg • polymeric backsheet: \$0,4/m² • solar module: \$0,07/W_{dc} • torque tubes: \$0,87/kg • structural fastener: \$2,28/kg • central inverter (> 1 MW_{ac}): \$0,0025/W 	Förderung nur für Produktion in den USA (100%, keine Ausnahme)	Keine vergleichbare, garantierte Förderung, aber projektspezifische Förderung möglich, z.B. durch EU Innovation Fund, Europäischen Fond für regionale Entwicklung (EFRE), Landesförderungen für Unternehmensansiedlungen (beide nicht EE-spezifisch).	
	Investition in Produktionsanlagen (48C, bis 2032)	30% ITC auf CAPEX für Produktion oder -Recycling (nur für ausgewählte Projekte in \$10-Mrd.-Programm)	Projektauswahl u.a. basierend auf größtmöglicher Schaffung von US-Arbeitsplätzen		

⁸ Verfügbarkeit bis die THG-Emissionen im US-Stromsektor um mindestens 75% ggü. 2022 gefallen sind oder mind. bis 2032, wenn das Emissionsziel schon eher erreicht wird.

⁹ LevelTenEnergy 2022 : Solar P25 Market-Averaged National Index, Q1 2022 – Q4 2022. Includes PPA price offers for wholesale energy market across all US ISOs and the Alberta Electric System Operator.

¹⁰ BNetzA 2023a: Ergebnisse der BNetzA-Ausschreibungsrunden für Solaranlagen Freifläche in 2022 (Durchschnittliche, mengengewichtete Zuschlagswerte) ; durchschn. Wechselkurs für 2022 von \$1,0538 = 1 €. Hinweis: Die zulässigen Höchstwerte für EEG-Ausschreibungen wurden zwischen 2022 und 2023 signifikant erhöht (für Solarfreiflächenanlagen von 5,9 Cent pro kWh in November 2022 auf 7,37 Cent pro kWh in März 2023), was zu höheren Zuschlagswerten in 2023 führen kann..

¹¹ Volle Förderung pro Produktionseinheit bis einschließlich 2029 verfügbar. Anschließend Phase-Down mit nur noch 75% der Förderung in 2030, 50% in 2031, 25% in 2032 und 0% ab 2033.

3.2.2 US-Förderung für Stromerzeugung (utility scale)

Tax Credits für EE gibt es in den USA schon seit mehreren Jahrzehnten: der ITC („energy tax credit“) für alternative Energieträger zu Öl und Gas wurde bereits 1979 eingeführt; der PTC („renewable electricity production tax credit“) für damals nur Windkraft und Biomasse in 1992. **In der Vergangenheit hatten die Tax Credits eher geringe Laufzeiten und wurden daher oft im Rahmen der Haushaltserstellung verlängert und verändert**, was einen signifikanten Einfluss auf die jährlichen Ausbautzahlen und Entwicklung des Sektors hatte (Congressional Research Service (CRS) 2021; 2020).

Vor der Verabschiedung des IRA sollte der ITC für PV-Projekte bis 2025 schrittweise auslaufen (bezogen auf deren Baubeginn), nachdem er unter Trump in 2019 nicht weiter verlängert wurde. Zwischen 2020 und 2022 lag der **ITC bei 26%** und führte zu Budgetkosten von rund \$4-5 Mrd. pro Jahr. Zusammen mit dem PTC für Windenergieanlagen (WEA), der zuletzt auch schon bei rund **\$26/kWh** lag (Basiswert von \$15/kWh multipliziert mit sog. „Inflation Adjustment Factor“ von 1,7 in 2020-2021 und 1,75 in 2022), waren es rund \$7-9 Mrd. pro Jahr (BNEF 2022). Im Vergleich dazu lagen allein die Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)-Differenzkosten für PV in DE zuletzt bei 9-10 Mrd. € pro Jahr (Institut für Solare Energiesysteme (ISE) 18.12.2022).

Durch den IRA wurden die bestehenden, nicht komplementären PTC und ITC (Section 45 und 48, US Internal Revenue Code) für erneuerbare Energien mit Laufzeiten über 10 Jahre ab Baubeginn/ Inbetriebnahmen angepasst und ihre Verfügbarkeit **kurzfristig bis 2024 verlängert**. Zudem wurde der Rahmen ausgeweitet: der PTC ist nun auch wieder für PV-Anlagen verfügbar (nachdem er seit 2006 für diese Projekte ausgesetzt war) und der ITC kann nun auch für Netzanbindung und Stromspeicher in Verbindung mit EE-Stromerzeugung verwendet werden.

Ab 2025 werden diese Tax Credits durch neue, **technologieneutral** ausgestaltete, aber sonst nahezu gleiche Versionen (Section 45Y und 48E) abgelöst (ebenfalls mit Laufzeiten von über 10 Jahren). Diese sind dann nur noch für Anlagen mit null oder negativen THG-Emissionen verfügbar (gemessen am lokalen Ausstoß bei der Stromerzeugung in CO_{2e}/KWh abzüglich CCS-Raten), während sie bis dahin u.a. auch für nicht erneuerbare Anlagen verfügbar sind (z.B. gasbetriebene Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, Mikroturbinen (ITC) und energetische Müllverwertungsanlagen (PTC)). Zudem werden die Tax Credits dann **so lange verfügbar sein** (bezogen auf ab Baubeginn/ Inbetriebnahme der Anlagen), **bis die jährlichen THG-Emissionen im US-Stromsektor um mindestens 75% ggü. 2022 gefallen sind** oder bis mindestens 2032 mit anschließendem schrittweisen „Phase-down“, wenn dieses Emissionsziel schon eher erreicht wird. Aufbauend auf derzeitigen Erwartungen zu der Entwicklung des Stromsektors in den USA (prognostizierte Emissionsreduktion um 50% bis 2030 ggü. heute durch IRA und Co.), können EE-Projekte damit wahrscheinlich **bis weit in die 2040er-Jahre hinein in den USA gefördert werden** (CS 2022; IEA 2022b).

Durch den IRA wird der Basisförderbetrag der Tax Credits grundsätzlich abgesenkt ggü. der vorheriger Mindesthöhe, aber es wurde ein **neuer Fünffachmultiplikator (5x) bei Einhaltung bestimmter Lohn- und Ausbildungsstandards** (während Konstruktion, Betrieb und Anpassung der Projekte) eingeführt, durch den dann wiederum das vorherige Niveau erreicht wird (\$15 /MWh (ohne Einberechnung vom Inflationsfaktor) beim PTC und 30% auf CAPEX beim ITC). Daher ändert der IRA vor allem die langfristige Verfügbarkeit der EE-Förderung, nicht aber die grundsätzlichen EE-Förderhöhe (ohne Boni). Durch den IRA gibt es aber nun zusätzliche **Bonusförderbeträge** in Höhe von plus zehn Prozent bei PTC oder zehn Prozentpunkte bei ITC, wenn jährlich steigende Domestic-Content-Bestimmungen erreicht

werden (Details siehe Übersicht oben) und weitere plus zehn Prozent (PTC) oder zehn Prozentpunkte (ITC) (vom Ausgangswert), wenn die geförderte Anlage in einer sog. „**energy community**“ entsteht, was vor allem für Kohle-, Öl- und Gasregionen mit erhöhter Arbeitslosigkeit und Anlagenschließungen zutrifft, sowie nochmal 10-20%(-Pkt.), wenn das Projekt die spezifischen Anforderungen einer sog. „**low-income community**“ erfüllt. Somit ergeben sich bei Einhaltung aller genannten Anforderungen maximale Förderungen von bis zu rund \$37/MWh beim PTC oder 70% der CAPEX beim ITC. Die Details zur konkreten Erfüllung dieser Bestimmung werden noch durch Guidelines des Treasury Department und DOE festgelegt.

Die explizite **Möglichkeit zur Einführung von Ausnahmen zu den Domestic-Content-Bestimmungen** durch Bundesbehörden gibt es im für diese Studie relevanten Teil des IRA ausschließlich bei Verwendung der Direktauszahlungsoption des PTC für EE (Sec. 45/45Y), die eigentlich bis 2026 schrittweise heruntergefahren werden soll, wenn Projekte die Domestic-Content-Bestimmungen (siehe Übersicht oben) nicht einhalten. Zu dieser Phase-Down-Regelung kann das DOE allerdings noch Ausnahmen erlassen, wenn die Domestic-Content-Bestimmungen zu Kostensteigerungen von über 25% führen oder US-Produkte nicht verfügbar sind. Für die allgemeine Erreichung des Domestic-Content-Bonus ist im IRA keine explizite Möglichkeit für Ausnahmen zu finden.

Bezüglich der neuen **Lohn- und Ausbildungsstandards** („prevailing wage and apprenticeship requirements“) sind einige Details noch offen, aber die interviewten Expert*innen und bestehende Studien gehen bisher grundsätzlich davon aus, dass deren Einhaltung **mittel- und langfristig kein großes Problem** darstellen wird, gerade nicht für Unternehmen die bereits in den USA sind. Allerdings wird die Anforderung „prevailing wages“ zu zahlen und der mit dem Nachweis verbundene zusätzliche bürokratische Aufwand laut Expert*innen die **Produktionskosten wahrscheinlich erhöhen**. Zudem wird die vollständige Überprüfung der Einhaltung der Standards durch Zertifikate über die ganze Wertschöpfungskette für den Bau und Betrieb der Anlagen über zehn Jahre sehr kompliziert sein, da dies auch Sub- und Subsubunternehmer betreffen wird, die zum Teil nur kurzfristig über Tagesverträge beauftragt werden.

Neben dem IRA wird der Ausbau von PV- und WEA in derzeit 29 US-Bundesstaaten (indirekt) durch verbindlich vorgegebene EE-Quoten (sog. Renewable Portfolio Standards, RPS) für Stromversorger gefördert, welche dann in Ausschreibungen für EE-Power Purchase Agreement (PPAs) bzw. Renewable Energy Certificates (REC) münden, um diese Quoten einhalten zu können. Die RPS wurden in vielen Bundesstaaten in den letzten Jahren schrittweise erhöht. Zudem gibt es in den USA auch sog. „green power markets“ auf denen RECs auf freiwilliger Basis durch Unternehmen erworben werden können. Diese Form der Förderung auf bundesstaatlicher Ebene wird allerdings im Rahmen dieser Studie nicht mit betrachtet.

3.2.3 US-Förderung für die Technologieherstellung

Neben den bereits bestehenden PTC und ITC für die EE-Stromerzeugung wurde durch den IRA auch ein neuer sog. „**Advanced Manufacturing Production Credit**“ (Sec. 45X) eingeführt, der die Technologieherstellung in den USA pro Produktionseinheit finanziell mit einer fixen Summe (siehe Übersicht in Kap. 3.2.1) fördert, darunter u.a. Komponenten für Solar- und WEA, Batterien und kritische Mineralien. Die Förderung ist von 2023 bis 2029 mit 100% der Fördersumme verfügbar und wird dann bis 2032 schrittweise auf null heruntergefahren (für alle Anlagen, unabhängig vom Baubeginn). Details zu den konkreten Fördersummen pro Produktionseinheit siehe Übersichten am Beginn der einzelnen Kapitel.

Die einzige Domestic-Content-Anforderung hierbei ist, dass die **Produktion** der jeweils geförderten Komponenten **in den USA** stattfinden muss. Die gleichzeitige Anwendung dieses 45X-Tax Credit und des 48C-Tax Credit für Investitionen in Anlage zur Technologieherstellung über ein Programm von \$10 Mrd. (siehe Übersicht) ist ausgeschlossen.

3.3 Kostenvergleich (mit und ohne Förderung)

3.3.1 Stromerzeugung und Ausbau

Die Entwickler*innen von PV-Projekten können sich entweder für die Förderung über den PTC in \$/kWh oder ITC auf die CAPEX entscheiden. Laut Expert*innen und ersten Analysen könnten sich PV-Projekte (utility scale) wohl eher für den PTC entscheiden, da dieser sich für sie mehr lohnen wird als der ITC (welcher sich eher für Aufdachsolar und Kernkraftwerke lohnen wird) (CS 2022, LevelTen Energy 2022; Solar Energy Industries Association (SEIA) 2022a). Ähnlich wie in Deutschland sind die Systemkosten von PV-Anlagen „utility scale“ in den USA um 6-7% zwischen Q3 2021 und Q3 2022 gestiegen, u.a. aufgrund hoher Kosten für Polysilizium, Material und Löhne (inflationsbedingt) (SEIA 2022a).

Bisherige Analysen zeigen, dass sich die Levelized Cost of Electricity (LCOE) für PV-Anlagen (utility scale) durch die Tax Credits deutlich reduzieren werden, je nach Annahmen um ca. 40-50% ggü. den LCOE ohne Förderung (BCG 2022; CS 2022). Allerdings weisen Entwickler*innen darauf hin, dass sie die vollen Auswirkungen des IRA auf ihre PPAs und LCOE bisher noch nicht einschätzen können, da die wichtigen Richtlinien zur Umsetzung der Regelungen für die Boni noch ausstehen (LevelTen 17.10.2022). Zudem erwarten manche Expert*innen, dass sich die Einhaltung der ambitionierten Domestic-Content-Bestimmungen kurz- und mittelfristig für den 10%-Bonus wirtschaftlich wahrscheinlich nicht lohnen wird. Daher wurden die verschiedenen Boni auf PTC und ITC bei den folgenden Berechnungen zu den Kostenunterschieden herausgelassen. Zudem werden bei der folgenden Gegenüberstellung vereinfachend die durchschnittlichen US-PPA-Erlöse für PV-Anlagen aus 2022 verwendet, da angenommen wird, dass sich die PPAs in den USA zunächst nicht stark verändern werden, weil die vor Verabschiedung des IRA bestehenden ITC und PTC nicht bzw. nicht viel niedriger waren als nun mit IRA (ohne Boni) (ITC: 26% vorher vs. 30% heute; PTC rund \$26/MWh vorher und jetzt).

Tabelle 2: Kosten- und Gewinnvergleich inkl. Förderung und Vermarktung für PV-Freiflächenneuanlagen (utility scale, ohne IRA-Boni)

	USA	DE	Delta (DE/US)
LCOE ohne Förderung ¹² :	\$38/MWh (Ø 2022, CS) \$55/MWh (2021, IRENA)	\$44/MWh (Ø 2021, ISE) \$61/MWh (2021, IRENA)	+16% +10%
Förderung und Vermarktung (Stand 2022):	\$26/MWh (PTC, ohne Boni) + \$39/MWh (Ø) durch PPAs ¹³ = \$65/MWh (ohne Einbezug der Laufzeiten), bzw. ~\$52/MWh (auf 20 Jahre gerechnet) ¹⁴	\$58/MWh (Ø EEG-Zuschlagswerte 2022 als garantierter Gesamterlös über 20 Jahre) ¹⁵	-11%
Gewinne inkl. Förderung und Vermarktung ¹⁶ (ohne Einbezug der Laufzeiten):	\$27/MWh (LCOE von CS), \$10/MWh (LCOE von IRENA)	\$14/MWh (LCOE von ISE), -\$3/MWh (LCOE von IRENA)	-48%
Gewinne beispielhaft auf 20 Jahre gerechnet:	~ \$14/MWh (LCOE von CS), ~ -\$3/MWh (LCOE von IRENA)	\$14/MWh (LCOE von ISE), -\$3/MWh (LCOE von IRENA)	~ 0%
Fazit (Stand 2022):	Aufbauend auf einem bestehenden LCOE-Delta ggü. den USA (eher klein; vor allem aufgrund unterschiedlicher Solarressourcen) ergibt sich durch den US PTC (ohne Boni) und die Erlöse aus der PPA-Vermarktung derzeit ein relevantes Kosten-/Gewinndelta ggü. den USA (von rund -48%) für Neuanlagen in 2022, wenn die unterschiedlichen Laufzeiten der IRA- und EEG-Förderung sowie der PPA-Vermarktung aufgrund von vielfältigen Unsicherheiten nicht einbezogen werden. Dieser Unterschied kann je nach Annahmen aber in den nächsten Jahren auch potentiell größer oder kleiner ausfallen: Geht man davon aus, dass die PPA-Erlöse mittel- und langfristig sinken werden, u.a. aufgrund sinkender LCOE und staatlich geförderter PV-Komponentenproduktion (wie von Expert*innen der US-PPA-Vermarktungsplattform LevelTen Energy (2022) erwartet), dann kann das dargestellte Delta auch kleiner ausfallen. Allerdings könnte das Delta auch erstmal noch größer sein, wenn die neuen IRA-Boni für		

¹² Die angegebenen LCOE-Werte sind gewichtete Durchschnitte für Neuanlagen in den angegebenen Jahren. Weitere Details siehe in den jeweiligen Quellen.

¹³ Durchschnittliche in 2022 geschlossene PPA-Werte laut LevelTenEnergy (2022): Solar P25 Market-Averaged National Index, Q1 2022 – Q4 2022. Die Laufzeit der in 2022 abgeschlossenen PPAs beträgt zwischen 5-25 Jahre.

¹⁴ Beispielhafte Berechnung für besseren Vergleich zum EEG, basierend auf der Annahme, dass die IRA-PTC-Förderung für Projekte nach 10 Jahren ausläuft (wie derzeit der Fall) und beispielhaften gleichbleibenden PPAs über 20 Jahre (wie in 2022 teilweise in den USA abgeschlossen).

¹⁵ BNetzA 2023a: Ergebnisse der BNetzA-Ausschreibungsrunden für Solaranlagen Freifläche in 2022 (Durchschnittliche, mengengewichtete Zuschlagswerte); durchschn. Wechselkurs für 2022 von \$1,0538 = 1 €. Hinweis: Die zulässigen Höchstwerte für EEG-Ausschreibungen wurden zwischen 2022 und 2023 signifikant erhöht (für Solarfreiflächenanlagen von 5,9 Cent pro kWh in November 2022 auf 7,37 Cent pro kWh in März 2023), was zu höheren Zuschlagswerten in 2023 führen kann.

¹⁶ Unter Annahme gleichbleibender PPA-Erlöse. Für DE: Ohne Einberechnung einer möglichen Stromerlösabschöpfung, welche aber das Delta der verbleibenden Kosten zu den USA weiter erhöhen könnte.

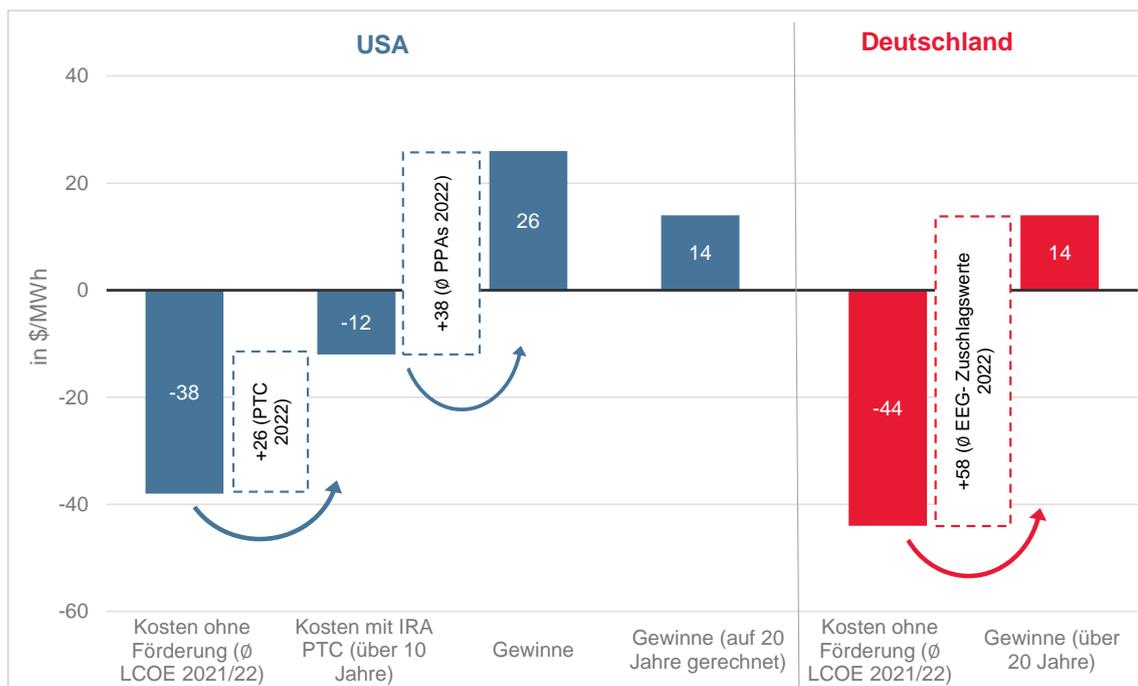
Domestic-Content, „Energy Communities“ etc. zu moderaten Kosten erreicht werden können.

Werden die unterschiedlichen Laufzeiten allerdings in den Vergleich mit eingerechnet (20 Jahre EEG-Förderung, 10 Jahre IRA-Förderung, und beispielhaft PPA-Laufzeit von 20 Jahren in den USA), dann entstehen im hier berechneten übersichtsartigem Vergleich keine relevanten Unterschiede bei den möglichen Gewinnen. Dieser Vergleich beinhaltet allerdings auch vielfältige Unsicherheiten, wie z.B. bezüglich der PPA-Laufzeiten und -Marktentwicklung in den USA sowie der Entwicklung der verschiedenen Förderinstrumente über die nächsten Jahre.

Aufgrund dieser verschiedenen Szenarien, Annahmen und der daraus resultierenden Unsicherheiten, können im Rahmen dieser Studie keine genauen Prognosen für die Entwicklung der Kosten- und Gewinnunterschiede in den nächsten Jahren gemacht werden.

Quellen: Eigene Berechnungen basierend auf Daten von BNEF 30.06.2022; CS 2022; ISE (2021); IRENA 2021; LevelTenEnergy 2021, 2022.

Abbildung 3: Kosten- und Gewinnvergleich für PV-Freiflächenneuanlagen (utility scale, für 2022, ohne IRA-Boni)



Quellen: Eigene Darstellung basierend auf Daten von BNEF 30.06.2022; CS 2022; Fraunhofer ISE (2021); IRENA 2021; LevelTenEnergy 2021, 2022.

Hinweis: Weitere Annahmen und Beschreibung siehe oben in Tabelle 3.

3.3.2 Technologieherstellung

Mit Blick auf die heutige internationale Wettbewerbsfähigkeit haben China und die ASEAN-Länder (Vietnam, Thailand und Malaysia) die niedrigsten Herstellungskosten in allen Segmenten der Lieferkette für PV-Anlage. Sie profitieren von Skaleneffekten durch die Größe der dortigen Produktionsanlagen, eine stark integrierte Lieferkette, relativ niedrige Energiekosten und hohe Arbeitsproduktivität. Die in den letzten Jahren stark gestiegenen Energiepreise in Europa haben den Kostenunterschied bei der PV-Komponentenherstellung

zu China und anderen Ländern in Asien weiter vergrößert; heute sind sie für die Industrie circa dreimal so hoch wie in China und Indien. In den USA machen bisher u.a. höhere Overhead- und Arbeitskosten die dortige PV-Herstellung nur bedingt wettbewerbsfähig ggü. China (IEA 2022a). Studien und Expert*innen schätzen, dass die **Kosten für die Herstellung von PV-Modulen ohne Förderung in den USA und DE/EU derzeit nahezu gleichhoch** sind, aber rund 15-20% höher als in China (IEA 2022a). Im Bereich der Herstellung und Verarbeitung von Polysilizium sind die Kostenunterschiede ohne Förderung zwischen EU/USA und China/Asien noch größer (BNEF 07.11.22).

Im Vergleich zur oben beschriebenen IRA-Förderung für die Technologieherstellung, existiert **in DE oder auf EU-Ebene keine vergleichbare, garantierte Förderung pro Produktionseinheit** oder als Anteil am CAPEX. Allerdings können Projekte zur Herstellung von PV-Komponenten über verschiedene spezifische und allgemeine Programme auf EU-, Bundes- und Landesebene Förderung im Einzelfall erhalten, so z.B. durch den EU Innovation Fund, den Europäischen Fond für regionale Entwicklung (EFRE) sowie durch dt. Landesförderungen für Unternehmensansiedlungen, wenn sie die oft langwierigen Auswahlverfahren (beim EU Innovation Fund rund 2 Jahre) erfolgreich durchlaufen.

In dem ersten Call des **EU Innovation Funds** wurde ein Projekt von Enel Green Power für die PV-Modulherstellung in Süditalien ausgewählt und bekommt nun insg. rund 118 Mio. € an Förderung, um seine bestehenden Kapazitäten von 200 MW auf 3 GW pro Jahr bis Sommer 2024 auszubauen. Damit könnte es die bisher größte PV-Modulproduktion in Europa werden (European Commission (EC) 2021; PV Magazine 01.04.2022). Im Vergleich zum IRA-Tax Credit (Sec. 45X) entspricht das circa einer **Förderung von rund \$4,4/kW über 10 Jahre gerechnet**.¹⁷ In den USA könnte ein Projekt dieser Größenordnung zwischen 2023 und 2032 eine Förderung von insg. rund \$1,6 Mrd. erhalten (Phasedown mit eingerechnet). Im zweiten Call des Funds wurde ein Projekt von REC Solar für den Aufbau einer PV-Modulproduktion in Frankreich vorausgewählt (2 GW Kapazität), das aber seit Dezember 2022 vorerst nicht weitergeführt werden soll (aufgrund von „various market changes“). Die finale Förderhöhe bei dem Projekt wurde zuvor noch nicht von der EC bekanntgegeben (PV Magazine 05.12.2022). Im dritten Call des Funds, der bis Q4 2023 beendet sein soll, sind rund 700 Mio. € für Clean-Tech-Manufacturing vorgesehen (EC 2023).

Tabelle 4: Vergleich Herstellungskosten für PV-Module, ohne und mit Förderung (für utility scale, 2022)

	USA	DE	Delta (DE/US)
PV-Modulkosten ohne Förderung ¹⁸	\$350/kW (2022, IEA) \$420/kW (Q3 2022, NREL)	\$360/kW (2022, IEA) ~\$450/kW (Q4 2022) ¹⁹	3% 7%
Förderung	IRA Sec. 45X (über 10 Jahre ²⁰):	Keine vergleichbare, garantierte Förderung.	

¹⁷ Anmerkung: *Die ursprünglich veröffentlichte Version der Studie wurde angepasst, indem die Fördersumme auf 10 Jahre gerechnet wurde, um eine bessere Vergleichbarkeit mit dem IRA Tax Credit über 10 Jahre zu erreichen.

¹⁸ Für mono PERC c-Si und Polysiliziumpreis von \$37/kg.

¹⁹ Eigene Berechnung basierend auf Daten von PhotovoltaikPreismonitor Deutschland, 2021 Q4 und 2022 Q4, BSW-Solar und EUPD Research, bei denen ein Kostenanstieg um 26% gegenüber 2021 Q4 angegeben wird.

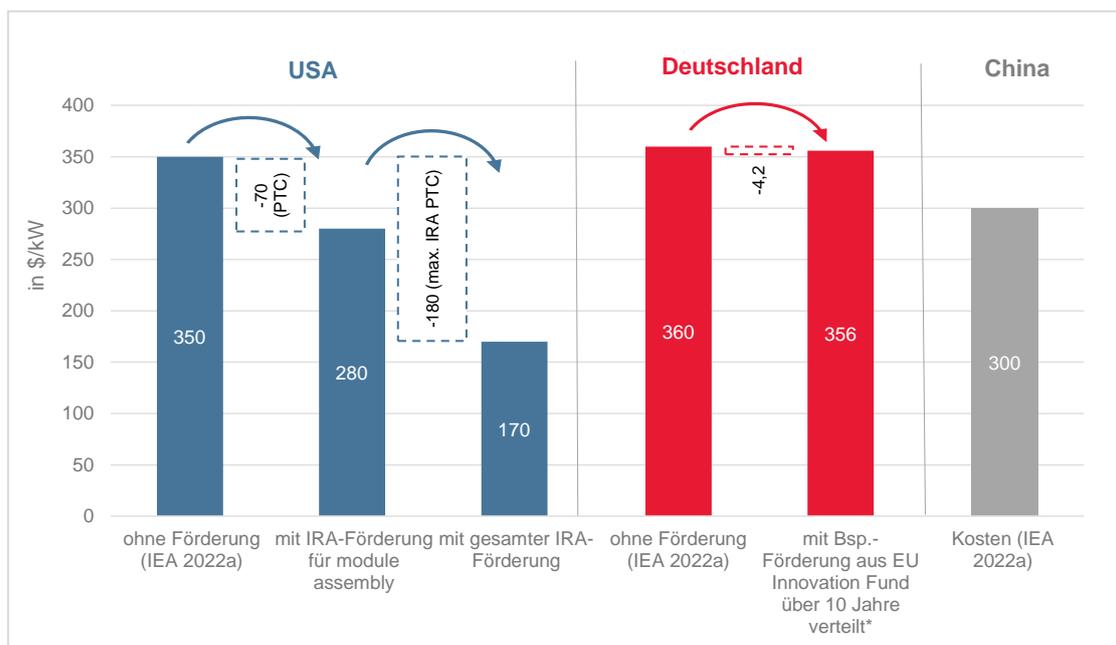
²⁰ Volle Förderung pro Produktionseinheit bis einschließlich 2029 verfügbar. Anschließend Phase-Down mit nur noch 75% der Förderung in 2030, 50% in 2031, 25% in 2032 und 0% ab 2033. Hier angegebene Werte für Polysilizium und Wafer beziehen sich auf die erwartete Kostenreduktionen in \$/kW, wie sie andere Analysen erwarten (CS 2022 ; IEA 2022a).

	<ul style="list-style-type: none"> Polysilizium: \$10/kW Wafer: \$60/kW Zellen: \$40/kW Module assembly: \$70/kW insg. rund \$180/kW möglich	Bsp. aus EU Innovation Fund für Modulherstellung: ~\$4,4/kW (118 Mio. € für 2,8 GW über 10 Jahre gerechnet) ¹⁷ .	
Verbleibende Kosten inkl. Förderung	\$170/kW (2022) (mit PTC entlang der Lieferkette) \$280/kW (mit nur PTC für module assembly) (IEA 2022c)	\$360/kW (2022) (ohne Förderung) ~\$356/kW (mit Förderung aus EU Innovation Fund über 10 Jahre gerechnet)	111% 27%
Fazit:	Aufgrund der IRA-Manufacturing Tax Credits kann ein relevantes Kostendelta zum deutlichen Vorteil der USA ggü. DE entstehen (27-111%). Selbst wenn es im Einzelfall EU-Förderung gibt (siehe oben), dann ist diese derzeit deutlich geringer als die neuen IRA-Fördersummen (z.B. \$4,2/kW vs. \$70/kW bei Module assembly über 10 Jahre). Zusätzlich dazu erwarten die Autor*innen der Studie von CS noch stärkere Kostensenkungen in den USA (auf \$50-100/kW) für die zweiten Hälfte dieses Jahrzehnts aufgrund der Tax Credits sowie Lern- und Skaleneffekte, was die dargestellten Unterschiede weiter vergrößern könnte (CS 2022).		

Quellen: Eigene Berechnungen basierend auf Daten von CS 2022; Deloitte 2022; IEA 2022a; IRENA 2022; NREL 2022.

International gesehen kann die Produktion in den USA durch die Tax Credits **wettbewerbsfähig werden ggü. der Produktion in China/Asien** bzw. deren Kosten dort noch deutlich unterbieten, wenn die möglichen Tax Credits entlang der gesamten Lieferkette für die Herstellung von PV-Anlagen genutzt werden, wie folgende Darstellung u.a. verdeutlicht.

Abbildung 4: Kostenvergleich PV-Modulherstellung ohne und mit Förderung (für utility scale, 2022)



Quellen: Eigene Darstellung basierend auf Daten von CS 2022; Deloitte 2022; IEA 2022a; IRENA 2022; NREL 2022. Anmerkungen: *Die ursprünglich veröffentlichte Version der Studie wurde angepasst, indem die Fördersumme auf 10 Jahre gerechnet wurde, um eine bessere Vergleichbarkeit mit dem IRA Tax Credit über 10 Jahre zu erreichen. Die

von der IEA berichteten Produktionskosten für PV-Module in China beinhalten grundsätzlich staatliche Förderung, die aber im Rahmen dieser Studie nicht quantifiziert dargestellt werden kann.

Neben der Förderung entlang der Lieferkette für PV-Module, gibt es z.B. auch Manufacturing Tax Credits für die **Herstellung von Wechselrichtern**. Bei Anlagen von utility scale (>1 MW) beträgt diese \$2,5/kW, was bei einer beispielhaften Anlage mit Produktionskapazitäten von 20 GW über 10 Jahre insgesamt rund \$50 Mio. ausmachen würde. Im Vergleich dazu berichten Industrieexpert*innen, dass eine vergleichbare Anlage durch die verschiedenen europäischen Programme zwischen 7-14 Mio. € Förderung potentiell erhalten könnte, wenn die Antragsverfahren erfolgreich sind. Damit sind die Fördermengen für die Herstellung von Wechselrichtern in Europa deutlich niedriger als in den USA, was aber in diesem Fall nicht ausreichen würde, um den in 2021 existierenden Kostenunterschied von rund 33% zum Vorteil von DE (für 2021: \$61/kW vs. \$46/kW) auszugleichen (IRENA 2022).

Mit Blick auf die internationalen Märkte sind die IRA Tax Credits insgesamt darauf ausgelegt, die bestehenden **Mehrkosten für die Produktion in den USA bzw. den Aufbau von US-Produktionsanlagen** (mehr als) **auszugleichen** im Vergleich zu Importen aus den asiatischen Märkten bzw. Investitionen in Asien, damit ein Anreiz für Investitionen in den USA geschaffen wird. Zum Beispiel betragen die CAPEX für eine Produktionsanlage für PV-Zellen in den USA laut BNEF circa \$196 Mio./GW/Jahr, während sie in China bei rund \$66 Mio./GW/Jahr liegen (BNEF 07.11.22). Im Vergleich dazu kann eine neue US-Produktionsanlage für PV-Zellen, die zum Beispiel in 2026 in Betrieb geht, nun eine Förderung von \$40 Mio./GW/Jahr bekommen, was bis zum Auslaufen der IRA Tax Credits in 2032 insgesamt rund \$280 Mio. ergäbe und den CAPEX-Unterschied damit mehr als ausgleichen könnte, selbst wenn die finalen Investitionskosten in den USA noch höher ausfallen, als von BNEF angenommen (z.B. aufgrund von neuen IRA-Arbeitsstandards und neuen Lieferketten) (BNEF 07.11.22).

3.4 Implikationen

Die interviewten Expert*innen erwarten, dass die zuvor dargestellten möglichen Gewinnunterschiede (ohne Einberechnung der Laufzeitunterschiede) zusammen mit der neuen längerfristigen Verfügbarkeit der Tax Credits, den neuen direkten Monetarisierungsoptionen und der erwarteten EE-Nachfragesteigerung in den USA aufgrund des IRA das Potential haben, **Investitionsentscheidungen** für Solarparks maßgeblich zugunsten des US-Markts beeinflussen zu können, gerade wenn es sich um international agierende Investor*innen und Entwickler*innen handelt, die bereits mit dem US-Markt vertraut sind.

Zudem weisen Industrieexpert*innen darauf hin, dass der **US-Markt auch bei anderen relevanten Aspekten vergleichsweise gut aufgestellt** ist, wie zum Beispiel bei der Dauer von Genehmigungsverfahren, Flächenverfügbarkeit, Solarressourcenqualität und den regulatorischen Rahmenbedingungen. Bei Letzterem wird hierbei speziell auf die positiven Effekte von weniger Marktregulierung in den USA hingewiesen und die derzeitigen Vorhaben zur Gewinnabschöpfung bei EE in Europa kritisiert, da diese nicht zu Investitionssicherheit beitragen. Für die EU/ DE spricht bei diesem Vergleich u.a. die planbar hohe Nachfrage durch EU-Emissionshandelssystem (EU ETS), RED und andere gesetzliche Vorgaben für Dekarbonisierung auf nationaler Ebene sowie die langen Laufzeiten der europäischen auktionbasierten Fördermechanismen, z.B. EEG-Förderung über 20 Jahre ggü. 10 Jahre bei IRA PTC.

Aufbauend auf der gesteigerten Investitionssicherheit für EE durch den IRA erwarten die bisherigen Analysen, dass der **PV-Ausbau in den USA in den nächsten Jahren stark zunehmen wird**, im Vergleich zu einem Szenario ohne IRA, trotz kurzfristiger bestehender Unwägbarkeiten aufgrund von möglichen Importzöllen, Handelsbeschränkungen für chinesische Produkte (Uyghur Forced Labor Prevention Act) und Unterbrechungen der Lieferkette (BCG 2022; BNEF 26.10.2022; CS 2022; IEA 2022a). Laut Einschätzungen von BNEF und der IEA könnte der PV-Ausbau über die nächsten Jahre um circa 20% pro Jahr steigen und in 2030 ein Niveau von über 50 GW pro Jahr erreichen (im Vergleich zu rund 40 GW ohne IRA und 23 GW in 2022) (BNEF 26.10.2022; IEA 2022b). Die Studie von CS geht von ähnlichen Ausbausteigerungen und einem insgesamten PV-Ausbau bis 2031 von rund 370 GW aus (davon 56 GW für die H₂-Produktion und Direct Air Capture (DAC)). Damit könnten sich die PV-Stromerzeugungskapazitäten der USA insgesamt bis 2030 rund verdreifachen (IEA 2022b), allerdings weist die SEIA auch darauf hin, dass es weiterhin durch Lieferkettenengpässe (vor allem wegen der Handelsbeschränkungen und Importzölle) zu Verzögerungen kommen wird und daher die Auswirkungen des IRA frühestens in 2024 oder 2025 voll im US-PV-Markt zu spüren sein werden, wenn neue großskalige US-Produktionsanlagen inkl. IRA-Tax Credits in Betrieb genommen wurden (SEIA 2022a).

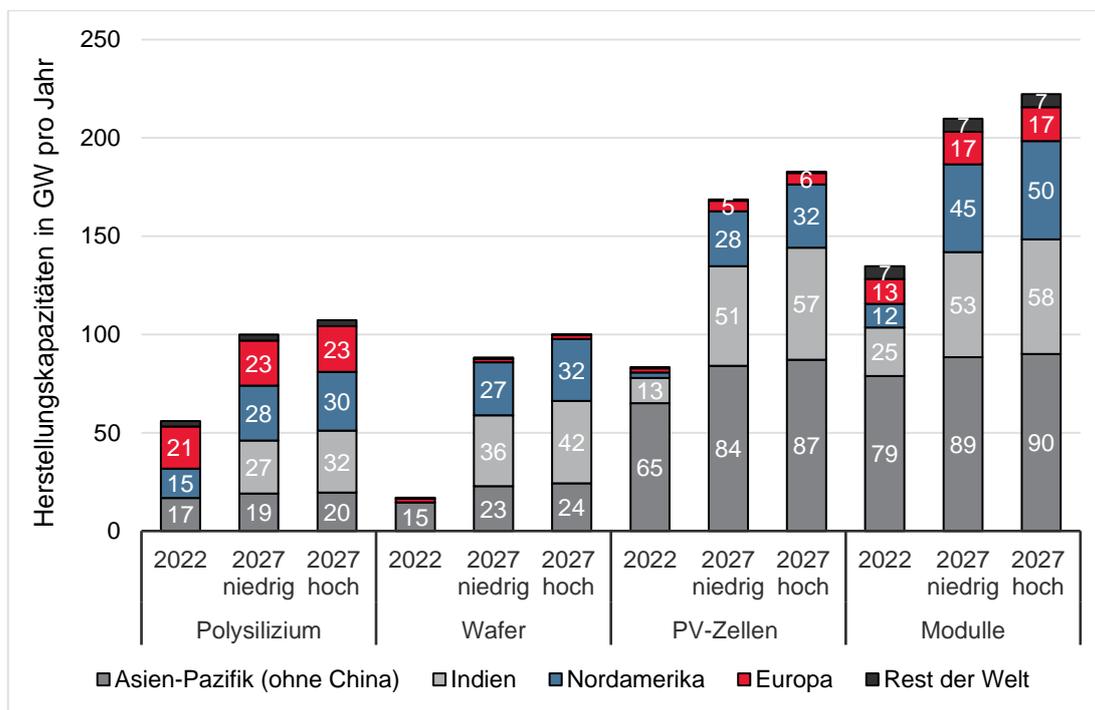
Dass abgesehen davon auch in Europa ein stark wachsender EE-Zubau in den nächsten Jahren erwartet/ angestrebt wird, wurde bereits zuvor in Kapitel 2 erläutert.

Im **Bereich der Technologieherstellung** erwarten Expert*innen einen **großen und schnellen Zubau an PV-Produktionskapazitäten angetrieben durch die sehr attraktiven IRA-Manufacturing-Tax-Credits** und die PTC/ITC für den Ausbau der EE-Stromerzeugungskapazitäten inkl. Domestic-Content-Boni sowie durch Importzölle und andere Handelsbeschränkungen für PV-Importe vor allem aus China. Laut IEA befinden sich in den USA bereits mehrere neue Projekte für die Produktion von PV-Modulen in der Entwicklung, mit insg. Kapazitäten von rund 15 GW/Jahr (IEA 2022a) und die ersten US-Produktionslinien für PV-Zellen und -Module könnten schon 2024 in Betrieb genommen werden, gefolgt von Wafern in 2025 und Polysilizium in 2026 (CS 2022).

Daher erwartet die IEA, dass die **Herstellungskapazitäten in Nordamerika** vor allem aufgrund des IRA bis 2027 deutlich ansteigen werden: für Polysilizium von rund 15 GW auf 30 GW, für Wafer von 0 GW auf mind. 27 GW, für Zellen von 3 GW auf mind. 28 GW und für Module von 12 GW auf mind. 44 GW (IEA 2022a). Damit könnte die prognostizierte US-Nachfrage von rund 50 GW pro Jahr in 2030 bereits zu großen Teilen durch heimische Produktion abgedeckt werden (CS 2022). Die restliche Nachfrage könnte weiterhin durch Importe aus Südostasien (und Indien) bedient werden, wo laut IEA noch ein deutlich stärkerer Kapazitätszubau erwartet wird als in den USA (siehe Abb. 5) (IEA 2022a).

In Europa gibt es derzeit nur 21,4 GW Produktionskapazitäten für Polysilizium und circa 12,7 GW für PV-Module, aber kaum Kapazitäten für Wafer (1,9 GW) und PV-Zellen (2,2 GW). Im Gegensatz zu den USA und Asien wird **in Europa im Basisszenario ohne weitere Maßnahmen kein umfangreicher Kapazitätszubau** für die PV-Herstellung bis 2027 erwartet (IEA 2022a), wie folgende Abbildung der IEA zeigt:

Abbildung 5: Erwartete Entwicklung von PV-Herstellungskapazitäten (ohne China), 2017-2027

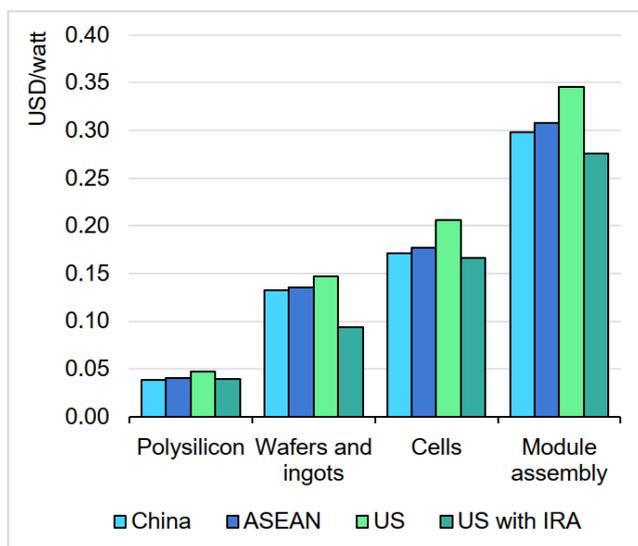


Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von IEA 2022c (CC BY 4.0). Hinweis: Werte für die Szenarien in 2027 basieren auf bisher veröffentlichten Projekten und Policies.

In China wird in den nächsten Jahren sogar noch ein größerer Zubau an PV-Herstellungskapazitäten erwartet, als in den zuvor genannten Regionen. Daher gehen Expert*innen der IEA davon aus, dass das **globale PV-Angebot die Nachfrage ab 2027 übersteigen könnte**, was wiederum niedrige Preise, hohe Konkurrenz sowie mögliche Ausbaustopps zur Folge haben könnte (IEA 2022a).

Aktuelle Studien erwarten, dass die **Herstellungskosten für PV-Komponenten in den USA aufgrund der IRA-Förderung schon kurzfristig ungefähr das gleiche Niveau erreichen könnten, wie die der derzeit günstigsten Hersteller in Asien (China)**, und zum Ende des Jahrzehnts aufgrund potentieller Skaleneffekte in den USA sogar deutlich niedriger sein könnten (CS 2022; IEA 2022a). Im Detail erwarten die Autor*innen der Studie von Credit Suisse eine Kostenreduktion von circa \$300/kW in 2024 auf circa \$50-100/kW zwischen 2025–2030 durch die Tax Credits, Skaleneffekten sowie Lernraten von 1% pro Jahr. Im Vergleich dazu sollen die nicht subventionierten Produktionskosten bei \$250-300/kW in diesem Zeitraum liegen, ähnlich wie die derzeitigen Produktionskosten auch. Folgende IEA-Grafik verdeutlicht den Einfluss der IRA-Förderung auf die Kosten und zeigt, dass bei vollständiger Anrechnung der Tax Credits die Produktion in den USA dann wettbewerbsfähig mit asiatischen Ländern sein könnte:

Abbildung 6: US-Herstellungskosten für PV-Module (konventionell) ohne und mit IRA Tax Credits im Vergleich zu China und ASEAN (IEA 2022c)



Quelle: IEA 2022c (CC BY 4.0.)

Allerdings wird es laut den interviewten Expert*innen durch die Tax Credits vor allem zu **Kostenreduktionen** für die Herstellung der Module (und deren Subkomponenten) in den USA kommen, aber wahrscheinlich weniger im Rest der Wertschöpfungskette für PV-Anlagen, wie z.B. bei der sog. „Balance of System Hardware“ (Gestelle/ Aufständerung, Verkabelung etc.), den Installationskosten und den „Soft Costs“, die insgesamt rund 75% der installierten Kosten für Solarparks ausmachen (IRENA 2022).

Die Autor*innen der Studie von CS (2022) erwarten, dass die USA durch den IRA mittel- und langfristig sogar zu einem relevanten **Exporteur von PV-Modulen** werden könnten, was aber aufgrund der hohen Subventionen auch zu einem Handelsstreit mit konkurrierenden Ländern führen könnte (CS 2022). Aufgrund der großen Nachfrage in den USA, den bisher sehr kleinen existierenden Herstellungskapazitäten in den USA und deren Bestreben zuerst einmal schrittweise die Abhängigkeit von Importen aus Asien stark zu reduzieren, halten die interviewten Expert*innen es allerdings für nicht sehr wahrscheinlich, dass es schon in dieser Dekade zu umfangreichen US-PV-Exporten kommt. Zudem sehen sie im IRA ein gewisses **Potential zur Überförderung der PV-Herstellung** und würden daher eine schrittweise Absenkung oder Einschränkung der Tax-Credits im Verlauf der Jahre für realistisch halten, sollte dies politisch und rechtlich möglich sein.

Grundsätzlich wären **PV-Exporte von den USA nach Europa** erstmal positiv zu bewerten, um die erwartete hohe Nachfrage in Europa decken zu können, Preise zu reduzieren und Lieferketten zu diversifizieren. Allerdings sehen Expert*innen durch die vergleichsweise hohen IRA Tax Credits auch das Risiko, dass potentielle Investitionen in PV-Produktionsanlagen nicht in Europa getätigt werden, sondern in die USA verschoben werden, da dort nun attraktivere Rahmenbedingungen vorherrschen. Die Quantifizierung solcher Erwägungen von Investor*innen ist im Rahmen dieser Studie und zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht möglich. Zudem könnten IRA-subsidierte US-PV-Exporte zusätzlich zu den bestehenden (subsidierten) Exporten aus China die Wirtschaftlichkeit europäischer Standorte (weiter) gefährden, da sie das Angebot an sehr günstigen PV-Modulimporten in Europa weiter erhöhen. Auch mit Blick auf mögliche Arbeitsmarktentwicklungen in Europa könnte ein solches Szenario negative Folgen haben, auch wenn die Herstellung von PV-Modulen nur einen kleinen Teil des insg. Personalbedarfs ausmacht (relevanter sind hierbei Installation und Herstellung von Halterungen, Kabeln, Wechselrichtern etc.).

4 Onshore Wind

4.1 Marktübersicht/ Handelszahlen

In den USA existieren Produktionskapazitäten für alle Hauptkomponenten von WEA (in 2021 circa 12 GW/Jahr für Gondeln (nacelle assembly), 9 GW/Jahr für Türme und 5 GW für Rotorblätter). Dennoch ist der US-Markt im Bereich der Zulieferung von Subkomponenten stark importabhängig (z.B. bei Getrieben und Generatoren, Materialien für Rotorblätter etc.), trotz des Zubaus an Produktionskapazitäten in den USA über die letzten Jahre in Bereichen Nacelle und Fundamente (Wiser et al. 2022). Importe von Komponenten und Subkomponenten machten in den letzten Jahren fast die Hälfte des Werts einer in den US errichteten durchschnittlichen WEA (onshore) aus (Baranowski et al. 2022). Dabei war der Importanteil in 2021 im Bereich Rotorblätter mit 75-85% am höchsten, gefolgt von Türmen mit 30-45% (Wiser et al. 2022). General Electric, Siemens Gamesa und Vestas sind die Hauptzulieferer für Windturbinen in den USA und haben dort umfangreiche Produktionsstandorte vor allem für den Bau von Gondeln, Türmen und Rotorblättern errichtet, um u.a. Transportkosten zu reduzieren, von niedrigen Energiepreisen in den USA zu profitieren und nicht von Importzöllen betroffen zu sein (Baranowski et al. 2022).

Die Rolle europäischer/ deutscher Zulieferer von Windturbinen und deren Komponenten (gerade Generatoren, Getriebe und Antriebswellen) für den US-Markt ist groß und der transatlantische Handel von Windenergie-Komponenten Produkten ist für beide Seiten relevant. Insgesamt kamen in 2021 rund 75% aller US-Importe von Gondeln und deren Subkomponenten aus Europa, gefolgt von 50% aller Generatoren und 25% aller Rotorblätter (Wiser et al. 2022). Deutsche Exporte in die USA machten im Schnitt der letzten 5 Jahre rund 28% aller US-Windturbinen-Importe aus und circa 10% des gesamten US-Markts. In 2021, exportierte Deutschland Windturbinen mit einem Wert von ca. \$92,6 Mio. in die USA, was rund 4% der gesamt deutschen Windturbinen-Exporte entspricht (in den letzten fünf Jahren lag der Anteil bei rund 3%) (UN Comtrade Database 2022).

4.2 Förderungsvergleich

4.2.1 Übersicht zur Förderung in USA und DE/EU

U.S. Inflation Reduction Act				DE/EU-Förderung	
	Tax Credits	Höhe (bei Einhaltung der Arbeits- und Ausbildungsstandards)	Domestic-Content-Bestimmungen und -Boni	Förderung	Höhe
Stromerzeugung	Stromerzeugung (Sec. 45/45Y, verfügbar bis mind. 2032 ²¹ , Laufzeit 10 Jahre)	\$26,4/MWh (in 2022), bestehend aus \$3/MWh (Basiswert) x 5 (für Arbeits- und Ausbildungsstandards) x 1,76 (Inflation Adjustment Factor in 2022). Dazu kommen Erlöse aus der Vermarktung, z.B. ØPPAs in 2022 von \$34-42/MWh. ²²	+10%(p), wenn 100% Stahl/ Eisen und 40% der Komponenten in USA hergestellt wurden (gemessen am Wert). Anteil steigt in 2025 auf 45%, in 2026 auf 50% und ab 2026 auf 55%.	EEG-Marktprämie (Ø 2022) ²³	Onshore: \$61-62/MWh (5,8-5,9 € Cent /kWh)
	Investition in EE-Anlage (Sec. 48/48E, bis mind. 2032)	30% auf CAPEX (ITC)	+10%(p), für Projekte in US „energy communities“ + 10-20%(p) für “low-income communities”	Keine vergleichbare direkte Förderung (Höchstens indirekt über EU ETS, RED, Industrienachfrage).	
Technologieherstellung	Produktion von Komponenten (Sec. 45X, bis 2032) ²⁴	insg. circa \$160.000/MW, davon: <ul style="list-style-type: none"> • Nacelle: \$50.000/MW • Tower: \$30.000/MW • Fundament \$20.000/MW • Rotorblatt: \$20.000/MW • Central Inverter (> 1 MW): \$2.500/MW 	Förderung nur für Produktion in den USA (100%, keine Ausnahme)	Keine vergleichbare, garantierte Förderung, aber projektspezifische Förderung möglich, z.B. durch EU Innovation Fund, Europäischen Fond für regionale Entwicklung (EFRE), Landesförderungen für Unternehmensansiedlungen (beide nicht EE-spezifisch).	
	Investition in Produktionsanlagen (48C, bis 2032)	30% ITC für Technologieherstellung oder -recycling (nur für ausgewählte Projekte in 10-Mrd.-Programm)	Projektauswahl u.a. basierend auf größtmöglicher Schaffung von US-Arbeitsplätzen		

²¹ Verfügbarkeit bis die THG-Emissionen im US-Stromsektor um mindestens 75% ggü. 2022 gefallen sind oder mind. bis 2032, wenn das Emissionsziel schon eher erreicht wird. Phaseout erfolgt dann in drei Schritten, z.B. 100% in 2033, 75% in 2034, 50% in 2035, und 0% ab 2036.

²² LevelTenEnergy 2021, 2022: Solar P25 Market-Averaged National Index, Q4 2021 – Q3 2022. Includes PPA price offers for wholesale energy market across all US ISOs and the Alberta Electric System Operator.

²³ BNetzA 2023b: Ergebnisse der BNetzA-Ausschreibungsrunden für Windkraftanlagen in 2022: Durchschnittliche, mengengewichtete Zuschlagswerte von 5,76 – 5,87 €/kWh; durchschn. Wechselkurs für 2022 von \$1,0538 = 1 €. Hinweis : Die zulässigen Höchstwerte für EEG-Onshore-Wind-Ausschreibungen wurden von 5,88 Cent pro kWh in 2022 auf 7,35 Cent pro kWh in 2023 erhöht, was zu einem höheren durchschnittlichen, mengengewichteten Zuschlagswert von 7,34 Cent pro kWh in Februar 2023 führte.

²⁴ Tax Credits für die Technologieherstellung können zusätzlich zu den Tax Credits für die Stromerzeugung (PTC oder ITC) in Anspruch genommen werden. Volle Förderung pro Produktionseinheit bis einschließlich 2029 verfügbar. Anschließend Phase-Down mit nur noch 75% der Förderung in 2030, 50% in 2031, 25% in 2032 und 0% ab 2033.

4.2.2 US-Förderung für Stromerzeugung

Siehe Kapitel 3.2.2, da sich die Förderung durch die Tax Credits Sec. 45/45Y und 48/48C sowie die bundesstaatlichen Renewable Portfolio Standards (RPS) für Windenergie und PV sich grundsätzlich kaum unterscheidet.

4.2.3 US-Förderung für die Technologieherstellung

Siehe Kapitel 3.2.3. für die Allgemeine Beschreibung des IRA-Manufacturing PTC (Sec. 45X). Des Weiteren existieren in einigen US-Bundesstaaten Förderprogramme für den Ausbau von Herstellungsanlagen für Windenergiekomponenten. Während im Bereich Offshore-Wind Technologieherstellungskapazitäten oft über sog. Local-Content-Anforderungen (teilweise auch regional oder national) in Rahmen von Kapazitätsausschreibungen der Bundesstaaten gefördert werden, spielen solche Anforderungen im Bereich Onshore Wind kaum eine Rolle, da sie nicht in die RPSs der Bundesstaaten inkludiert sind (soweit im Rahmen dieser Studie ersichtlich).

4.3 Kostenvergleich (mit und ohne Förderung)

4.3.1 Stromerzeugung und Ausbau

Bestehende Analysen und eigenen Berechnungen zufolge wird sich der 45/4Y-PTC für Onshore-Wind-Projekte mehr lohnen, als der 48/48E-ITC (BCG 2022; CS 2022; IEA 2022). Wie auch zuvor bei Solar PV, wurde bei den folgenden Vergleichen der Domestic-Content-Bonus und die anderen Boni auf PTC und ITC rausgelassen, da bis dato nicht absehbar ist, wie hoch die zusätzlichen Kosten für deren Einhaltung sind und ob es sich demzufolge für Projekte überhaupt lohnen wird, diese Boni kurzfristig anzustreben. Zudem werden bei der folgenden Gegenüberstellung vereinfachend die durchschnittlichen US-PPA-Erlöse für WEA aus 2022 verwendet, da angenommen wird, dass sich die PPAs in den USA zunächst nicht stark verändern werden. Diese Annahme ergibt sich daraus, dass die vor Verabschiedung des IRA bestehenden ITC und PTC nicht bzw. nicht viel niedriger waren, als nun mit IRA ohne Boni (ITC: 26% vorher vs. 30% heute; PTC rund \$26/MWh vorher und jetzt).

Tabelle 5: LCOE-Vergleich mit Förderung und Vermarktung (IRA/EEG) für Onshore-Wind-Neuanlagen (utility scale, ohne IRA-Boni)

	USA	DE	Delta DE/US
Ø LCOE ohne Förderung ²⁵ :	\$30/MWh (Ø 2021, IRENA) ²⁶ \$44/MWh (Ø 2022, CS)	\$51/MWh (Ø 2021, IRENA) ²⁰ \$68/MWh (Ø 2021, ISE)	+70% +54%
Förderung und Vermarktung (in 2022):	\$26/MWh (PTC, ohne Boni, über 10 Jahre) + \$44/MWh (Ø PPA in 2022 ²⁷) = \$70/MWh (ohne Einbezug der Laufzeiten), ~ \$57/MWh (über 20 Jahre gerechnet) ²⁸	\$62/MWh (Ø EEG-Zuschlagswerte in 2022 als gesamter garantierter Erlös über 20 Jahre) ²⁹	-11,4%
Gewinne inkl. Förderung und Vermarktung (ohne Einbezug der Laufzeiten):	\$40/MWh (LCOE von IRENA),	\$11/MWh (LCOE von IRENA),	-72,5%
Gewinne beispielhaft auf 20 Jahre gerechnet:	\$27/MWh (LCOE von IRENA)	\$11/MWh (LCOE von IRENA),	-59,3%
Fazit:	Aufbauend auf relevanten LCOE-Unterschieden für Neuanlagen (u.a. aufgrund besserer Windressourcen in den USA) ergibt sich durch den PTC (ohne Boni) und die zusätzliche derzeitige PPA-Vermarktung ein potentiell relevantes Kostendelta ggü. den USA, mit durchschnittlich rund 72,5% niedrigeren möglichen Gewinnen in DE (ohne Einbezug der unterschiedlichen Laufzeiten). Werden die unterschiedlichen Laufzeiten allerdings in den Vergleich mit eingerechnet (20 Jahre EEG-Förderung, 10 Jahre IRA-Förderung, und beispielhafte PPA-Laufzeit von 20 Jahren in den USA), dann verringert sich der verbleibende Unterschied im hier berechneten überschlagsartigen Vergleich auf rund -60%. Wie bei PV auch, kann dieser Unterschied in den nächsten Jahren je nach Annahmen größer oder kleiner ausfallen: Geht man z.B. davon aus, dass die PPA-Erlöse mittel- und langfristig sinken werden, u.a.		

²⁵Die angegebenen LCOE-Werte sind gewichtete Durchschnitte für Neuanlagen in den angegebenen Jahren. Weitere Details siehe in den jeweiligen Quellen.

²⁶Bei: Weighted average capacity factor für USA 45,1%, für DE 27,7% ; Weighted average total installed costs für USA \$1,382/kW, für DE 1,712/kW in 2021.

²⁷Durchschnittliche in 2022 geschlossene PPA-Werte laut LevelTenEnergy (2022): Wind P25 Market-Averaged National Index, Q1 2022 – Q4 2022. Die Laufzeit der in 2022 abgeschlossenen PPAs beträgt zwischen 5-25 Jahre.

²⁸Beispielhafte Berechnung für besseren Vergleich zum EEG, basierend auf der Annahme, dass die IRA-PTC-Förderung für Projekte nach 10 Jahren ausläuft (wie derzeit der Fall) und beispielhaften, gleichbleibenden PPAs über 20 Jahre (wie in 2022 teilweise in den USA abgeschlossen).

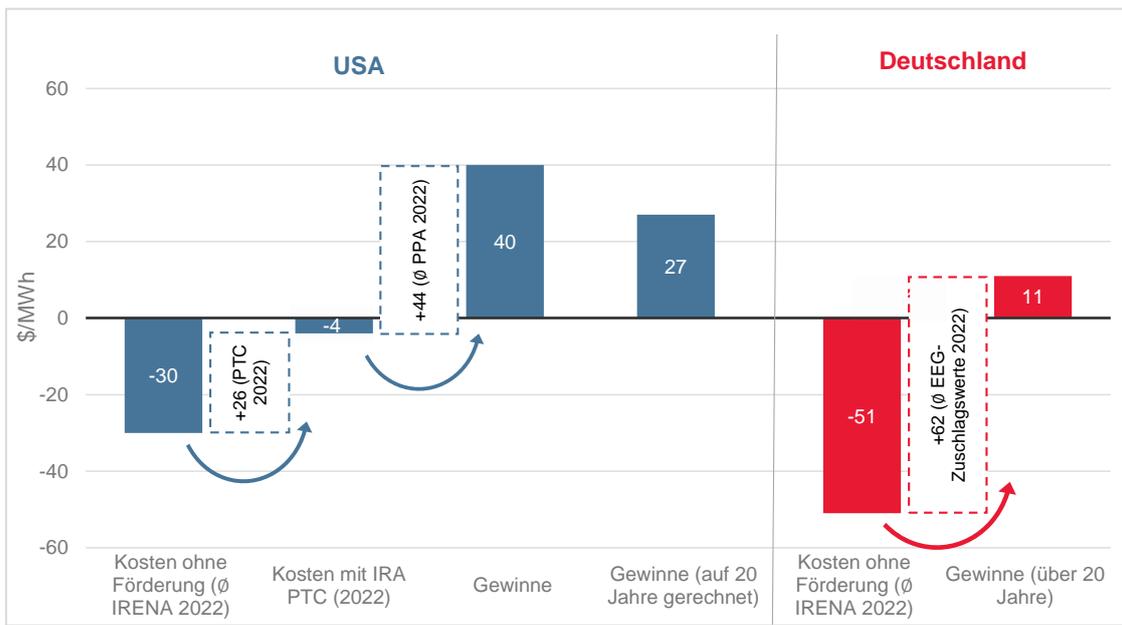
²⁹BNetzA 2023b: Ergebnisse der BNetzA-Ausschreibungsrunden für Windkraftanlagen in 2022: Durchschnittliche, mengengewichtete Zuschlagswerte von 5,76 – 5,87 €/ct/kWh; durchschn. Wechselkurs für 2022 von \$1,0538 = 1 €. Hinweis : Die zulässigen Höchstwerte für EEG-Onshore-Wind-Ausschreibungen wurden von 5,88 Cent pro kWh in 2022 auf 7,35 Cent pro kWh in 2023 erhöht, was zu einem höheren durchschnittlichen, mengengewichteten Zuschlagswert von 7,34 Cent pro kWh in Februar 2023 führte.

aufgrund höherer Förderung, sinkender LCOE und staatlich geförderter Komponentenproduktion (wie von Expert*innen der US-PA-Vermarktungsplattform LevelTen Energy (2022) erwartet), dann kann das dargestellte Delta auch kleiner ausfallen. Allerdings könnte das Delta auch erstmal noch größer ausfallen, wenn die neuen IRA-Boni für Domestic-Content, „Energy Communities“ etc. zu moderaten Kosten erreicht werden. Aufgrund dieser verschiedenen Szenarien, Annahmen und den daraus resultierenden Unsicherheiten, können im Rahmen dieser Studie keine Prognosen für die Entwicklung der Kosten- und Gewinnunterschiede in den nächsten Jahren gemacht werden.

Quellen: Eigene Berechnungen basierend auf Daten von BCG 2022; BNetzA 2023a, b; CS 2022; IRENA 2022; LevelTenEnergy 2021, 2022.

Laut Daten der IRENA ist der ursprüngliche LCOE-Unterschied für Onshore-Wind zwischen Deutschland und den USA hauptsächlich auf die dort durchschnittlich besseren Windressourcen bei Neuanlagen zurückzuführen (z.B. Capacity Factor in 2019-2021 in den USA durchschnittlich 44%, in DE durchschnittlich 31%). Zudem sind die Kosten für Operation & Maintenance (O&M) etwas höher in den USA, als in Deutschland (IRENA 2022).

Abbildung 7: Kosten- und Gewinnvergleich für Onshore-Wind-Anlagen (für 2022, ohne IRA-Boni)



Quellen: Eigene Darstellung basierend auf Daten von BCG 2022; BNetzA 2023a, b; CS 2022; IRENA 2022; LevelTenEnergy 2021, 2022.

Hinweis: Weitere Annahmen und Beschreibung siehe oben in Tabelle 5.

4.3.2 Technologieherstellung

Tabelle 6: Vergleich Technologiekosten inklusive Förderung für Onshore-Wind-Anlagen (utility scale, für 2022)

	USA	DE/EU	Delta (DE/USA)
Technologiekosten für WEA (ohne Fundamente)	\$800-950/kW (Ø 875) (2022, Wisser et al. 2022) ³⁰ (ausgehend von ähnlich hohen Kosten und Kostensteigerungen in 2022)		0%
Förderung	Insg. \$140/kW (ohne Fundamente) über 10 Jahre ³¹ ~\$100/kW (CS 2022)	Keine vergleichbare, garantierte Förderung und Projektbeispiele für Förderung.	
Verbleibende Kosten inkl. Förderung	\$660-810/kW (Ø 735)	\$800-950/kW	17-21%
Fazit:	Durch den IRA-Manufacturing Tax Credit für Rotorblätter, Türme und Gondeln (nacelle assembly) können die Kosten für die Herstellung von WEA insg. um rund 17-21% reduziert werden. Basierend auf der Annahme von circa den gleichen Herstellungskosten in den USA und DE/ EU (Wisser et al. 2022), würde sich damit ein relevantes Kostendelta ggü. DE/ EU ergeben, wenn hier keine Förderung verfügbar ist. Zudem könnte der Unterschied mittelfristig noch größer ausfallen, da durch den IRA gleichzeitig auch die Herstellung von kritischen Mineralien und seltenen Erden gefördert wird (10% der Produktionskosten), welche gerade für die Herstellung der Generatoren etc. für WEA wichtig sind. Inwiefern die Einhaltung der Lohn- und Ausbildungsstandards aber die derzeitigen Kosten für die Herstellung in den USA auch erstmal etwas erhöhen könnten, lässt sich derzeit noch nicht vollends abschätzen.		

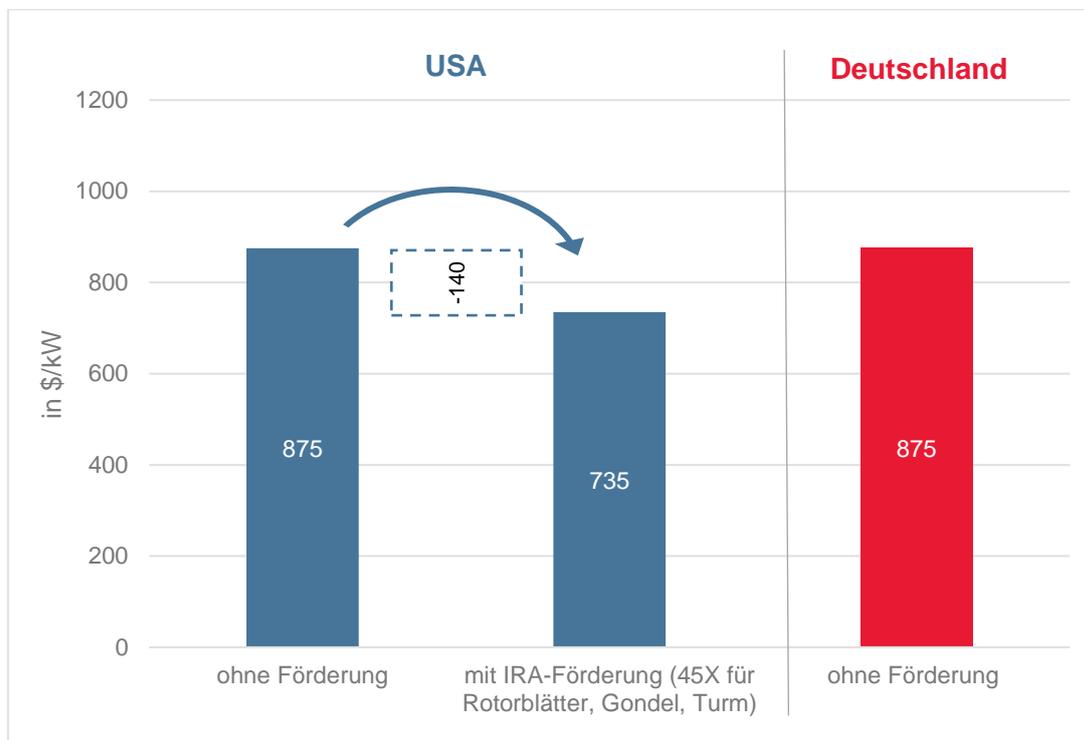
Quellen: Eigene Berechnungen basierend auf Daten von CS 2022 und Wisser et al. 2022.

Expert*innen gehen davon aus, dass die Kosten für WEA aufgrund von Lieferkettenengpässen und allgemein steigenden Rohstoffpreisen als Folge der Pandemie und des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine sowohl in den USA als auch in Europa von 2021 auf 2022 um min. 5-10% gestiegen sind (IEA 2021, 2022; Wisser et al. 2022).

³⁰ Andere vergleichbare Daten mit möglichen Kostenunterschieden waren im Rahmen dieser Studie nicht ersichtlich.

³¹ Volle Förderung pro Produktionseinheit bis einschließlich 2029 verfügbar. Anschließend Phase-Down mit nur noch 75% der Förderung in 2030, 50% in 2031, 25% in 2032 und 0% ab 2033.

Abbildung 8: Kostenvergleich für die Herstellung von Windenergieanlagen (onshore) mit und ohne Förderung (IRA Sec. 45X, für 2022)



Quellen: Eigene Darstellung basierend auf Daten von CS 2022 und Wiser et al. 2022.

4.4 Implikationen

Studien erwarten, dass der **Ausbau der Windenergie in den USA durch den IRA deutlich stärker sein wird, als ohne** (BCG 2022; BNEF 26.10.2022; CS 2022; IEA 2022a), was voraussetzt, dass auch deutlich mehr in den US-Markt investiert werden wird. Laut BNEF könnte der Ausbau von rund 10 GW pro Jahr in 2022 auf 23 GW in 2030 steigen (im Vergleich zu 16 GW in 2030 ohne IRA). Im Durchschnitt erwarten sie rund 20% höhere Ausbauzahlen durch die IRA Tax Credits bis 2030 (BNEF 26.10.2022). Somit könnten laut CS rund 130 GW an Windenergiekapazitäten bis 2030 installiert werden (davon könnten 30 GW für H₂ und DAC verwendet werden), was einer Verdoppelung der derzeitigen Kapazitäten (140 GW, Ende 2022) entspräche (ACP 2023). Gleichzeitig erwarten Expert*innen der IEA aber auch einen starken Zubau der EE-Kapazitäten in den nächsten Jahren in Europa, der insg. sogar noch höher sein könnte, als in den USA.

Diese Prognosen basieren u.a. auf der Annahme, dass die **internationale Investitionsbereitschaft** der Industrie, Banken und anderer Akteure in den nächsten Jahren ausreichend groß ist für das gleichzeitige Wachstum in Europa, den USA und anderen Märkten (vor allem China). Daneben werden auch andere Aspekte, wie z.B. die Verfügbarkeit von Lieferketten- und Fachkräftekapazitäten sowie schnellere Genehmigungsverfahren eine wichtige Rolle spielen. Trotz des hohen erwarteten internationalen Investitionsinteresses in EE, können laut den interviewten Expert*innen sowohl die zuletzt genannten Aspekte, als auch die erwartbaren Gewinnpotentiale verbunden mit Förderungs- und Vermarktungsmöglichkeiten die Attraktivität der unterschiedlichen Märkte maßgeblich prägen und damit einen **relevanten Einfluss auf die zeitliche Priorisierung und Fokussierung im**

internationalen Investitionsgeschehen der nächsten Jahre haben. Die Kosten- und Förderungsvergleiche in dieser Studie haben gezeigt, dass US-Windenergieprojekte durch die US Tax Credits derzeit deutlich höhere Gewinne erzielen können, als Neuanlagen in Deutschland. Dieses erwartete Gewinndelta zusammen mit den im IRA gesetzlich verankerten langen Verfügbarkeiten der Tax Credits und der Förderung für die Technologieherstellung kann laut ersten Expert*inneneinschätzungen groß genug sein, um einen relevanten Einfluss auf Investitionsentscheidungen zum Vorteil des US-Markts zu haben.

Andere Faktoren spielen hierbei aber natürlich auch eine wesentliche Rolle: Es gibt in den USA, ähnlich wie in Deutschland auch, einige unmittelbare **Hindernisse für den Ausbau der Windenergie**, die nicht durch die IRA-Subventionen allein gelöst werden können. Darunter fallen insbesondere Lieferkettenengpässe, Verzögerungen bei Genehmigungen für Windparks und Netzanschlüsse, sowie der dringend benötigte stärkere Ausbau der überregionalen Übertragungsnetze, so Expert*innen (BNEF 26.10.2022). Im Vergleich dazu gelten in Deutschland bisher vorrangig Flächenmangel und Genehmigungsengpässe als Hauptgründe für den stockenden Onshore-Wind-Ausbau, die durch das angekündigte Beschleunigungsgesetz (Sommerpaket 2022) adressiert werden sollen (Deutsche WindGuard 2023). Ein umfassender Vergleich dieser relevanten Faktoren in den USA und DE/EU kann hier allerdings nicht erfolgen, da dies den Umfang dieser Studie übersteigen würde.

Im **Bereich der Herstellung von WEA** führen die IRA Tax Credits zu einem vergleichsweise kleinen, aber dennoch **relevanten Kostendelta von circa 10-15%** ggü. DE/ EU, angenommen die Technologiekosten sind weiterhin nahezu gleich in beiden Märkten (und keine vergleichbare Förderung existiert in DE/EU). Dementsprechend können **Investitionen in neue Produktionsanlagen für Komponenten von WEA (onshore) in den USA derzeit attraktiver sein, als in DE/EU**, gerade für international agierende Akteure, die bereits mit dem US-Markt vertraut sind. Dazu trägt auch bei, dass durch den IRA gleichzeitig die US-Nachfrage nach in den USA hergestellten Komponenten für WEA über den Domestic-Content-Bonus im Rahmen der PTC oder ITC für die Stromerzeugung gefördert wird.

Laut bisheriger Analysen sind die neuen Tax Credits so attraktiv, dass die Kosten für die Herstellung von Windturbinen in den USA mittelfristig um mehr als 50% fallen könnten (durch Förderung und Skaleneffekte) und die heimische Lieferkette in 2030 schon 90% der in den USA verwendeten Komponenten liefern könnte (CS 2022). Gleichzeitig soll laut den Autor*innen der Studie von CS (2022) durch den IRA die Möglichkeit entstehen, dass die USA langfristig zu einem Nettoexporteur von Windkomponenten werden (CS 2022). Gegen dieses sehr optimistische (und für uns nicht vollständig nachvollziehbare) Szenario spricht, dass die USA derzeit noch sehr importabhängig sind und in manchen Bereichen erstmal den Rückstand in der Wirtschaftlichkeit ggü. anderen Ländern aufholen müssen, z.B. bei der Produktion von Rotorblättern (Baranowski et al. 2022). Zudem ist zu erwarten, dass hochsubventionierte Exporte von Windenergiekomponenten zu handels- oder industriepolitischen Antworten anderer Länder führen.

Die in Kapitel 4.1 beschriebenen derzeitigen Exporte von WEA-Komponenten von DE/EU in die USA sind laut ersten Analysen und Expert*inneneinschätzungen zumindest kurz- und mittelfristig nicht direkt durch den IRA gefährdet, u.a. weil der zuvor beschriebene IRA-Domestic-Content-Bonus in diesem Bereich vergleichsweise klein ist, der Ausbau lokaler Produktionsanlagen mehrere Jahre in Anspruch nehmen wird und die Nachfrage für WEA-Komponenten in den USA und international in den nächsten Jahren wahrscheinlich erstmal deutlich größer sein wird, als das Angebot.

5 Grünwasserstoff

5.1 Marktübersicht/ Handelszahlen

Sowohl in der EU als auch in den USA plant man, ab 2030 rund 10 Mio. Tonnen (t) emissionsarmen/ grünen Wasserstoff zu produzieren. Während die US-Regierung bisher damit rechnet, dass dies zur Deckung des eigenen Bedarfs in 2030 ausreichen sollte (DOE 2022), sind in der EU noch weitere 10 Mio. t an Importen vorgesehen (EC 2020). In Deutschland wird bisher mit einer insg. Wasserstoffnachfrage von bis zu 130 Terawattstunden (TWh) in 2030 (4,2 Mio. t) gerechnet, wovon rund 20-30 TWh (0,6-0,9 Mio. t) als Grünwasserstoff im Land selbst durch rund 10 GW-Elektrolysekapazitäten produziert und bis zu 75 TWh (2,25 Mio. t) als emissionsarmer Wasserstoff importiert werden sollen (davon circa mehr als die Hälfte in Form von Grünwasserstoff).

Im Jahr 2021 lag die installierte Elektrolysekapazität in den USA bei ungefähr 120 MW, dem sind in 2022 ca. 300 MW hinzugefügt worden; in Europa betrug die installierte Leistung im Jahr 2021 ca. 135 MW (BNEF 2022; Stiftung Wissenschaft und Politik (SWP) 2022). Damit liegen sowohl die USA als auch Europa weit entfernt von der Kapazität die benötigt wird, um die jeweiligen langfristigen Ziele zu erreichen (Details unter 5.4).

Mit 10% Marktanteil an der globalen Produktionskapazität für Elektrolyseure liegt die USA ein gutes Stück hinter Europa (mit 30-40%) (BNEF 14.11.22; IEA 2022d). Im Jahr 2021 wurden Elektrolyseure im Wert von rund \$4,3 Mio. von Deutschland in die USA exportiert. Im Laufe der letzten sechs Jahre entsprachen die Exporte in die USA im Durchschnitt nur 10% der exportierten Elektrolyseure Deutschlands (UN Comtrade Database). Zurzeit werden weder grüner Wasserstoff noch etwaige Derivate zwischen Europa und den USA gehandelt.

5.2 Förderungsvergleich

5.2.1 Übersicht zur Förderung in USA und DE/EU

Inflation Reduction Act			DE/EU
Tax Credits für	Höhe (bei Einhaltung Arbeits- und Ausbildungsstandards)	Domestic-Content-Bestimmungen und -Boni	Förderprogramme in DE und EU
H ₂ -Produktion (Sec. 45V) ³² (verfügbar bis Baubeginn 2032, Förderlaufzeit 10 Jahre)	Pro kg H ₂ je nach THG-Bilanz: <ul style="list-style-type: none"> • \$0,60 bei 2,5 - 4 kgCO_{2e}/kgH₂ • \$0,75 bei 1,5 - 2,5 kgCO_{2e}/kgH₂ • \$1 bei 0,45 - 1,5 kgCO_{2e}/kgH₂ • \$3 bei unter 0,45 kgCO_{2e}/kgH₂ 	Nur für Produktion in den USA (100%, keine Ausnahme)	Keine vergleichbare direkte Förderung
oder			Förderung durch u.a. folgende Programme (überwiegend, aber nicht ausschließlich für Produktion in Europa): IPCEI Hy2Tech: 5,4 Mrd. € IPCEI Hy2Use: 5,2 Mrd. € Horizon Europe: ~840 Mio. € European Hydrogen Bank: 3 Mrd. € EU Innovation Fund 3rd Call: ~1,7 Mrd. €
Investition in H ₂ -Produktionsanlagen (Sec. 48 ITC für „energy storage technology“) (verfügbar bis mind. 2032)	ITC auf CAPEX je nach THG-Bilanz: <ul style="list-style-type: none"> • 6% bei 2,5 - 4 kgCO_{2e}/kgH₂ • 7,5% bei 1,5 - 2,5 kgCO_{2e}/kgH₂ • 10% bei 0,45 - 1,5 kgCO_{2e}/kgH₂ • 30% bei unter 0,45 kgCO_{2e}/kgH₂ 	+10%(p), wenn 100% Stahl/ Eisen und 40% der Komponenten in USA hergestellt wurden. Anteil steigt in 2025 auf 45%, in 2026 auf 50% und ab 2026 auf 55%. +10%(p), für Projekte in US „energy communities“ (Details siehe Kap. 3.2)	
oder			
Investition in Technologieherstellung (Sec. 48C)	30% ITC für u.a. Elektrolyseur- oder Brennstoffzellenfertigung (nur für ausgewählte Projekte im Rahmen eines allg. \$10 Mrd.-Programms (auch für EVs, Batterien, EE-Technologie etc. förderbar))	Projektauswahl u.a. basierend auf größtmöglicher Schaffung von US-Arbeitsplätzen	

³² Bei Grünwasserstoff können zusätzlich dazu auch noch die Tax Credits für EE (Sec. 45/48, PTC/ITC) beansprucht werden.

5.2.2 US-Förderung für H₂-Produktion

Die Produktion von emissionsärmerem H₂ kann in den USA vor allem durch Steuervergünstigungen im Rahmen des IRA und Zuschüsse/Kredite im Rahmen der vier geplanten Clean Hydrogen Hubs der BIL gefördert werden (\$8 Mrd., mind. 1x Blau-H₂, 1x Grün-H₂ und 1x für H₂ aus Kernkraft). Gefördert wird dabei größtenteils technologieneutral und nach THG-Emissionsbilanz, aber ohne Farbenlehre. Der Rahmen dieser Studie ist auf den Förder- und Kostenvergleich von grünem/ elektrolysebasiertem Wasserstoff begrenzt.

Durch den **Clean Hydrogen Production Credit** (Sec. 45V, PTC) des IRA kann die **H₂-Produktion je nach THG-Lebenszyklus-Bilanz** sowie Einhaltung von Arbeits- und Ausbildungsstandards mit bis zu \$3/kg H₂ über 10 Jahre ab Inbetriebnahme der Anlage gefördert werden (Abstufungen siehe vorherige Übersicht). Verfügbar ist der Tax Credit für Projekte mit Baubeginn bis Ende 2032. Oft werden vom US-Finanzministerium zwei bis vier Jahre als Bauzeit gewährt, was bedeutet, dass die H₂-Förderung im Einzelfall bis weit in die 2040er-Jahren erfolgen kann. Zusätzlich dazu können bei Grünwasserstoff auch die Steuergutschriften für EE-Stromerzeugung (siehe Kapitel 3 und 4) gleichzeitig geltend gemacht werden.

Damit wird vor allem **Grünwasserstoff** und H₂ basierend auf Atomstrom viel Förderung bekommen können und somit in vielen Bereichen **konkurrenzfähig ggü. grauem Wasserstoff/ fossilen Energien** werden. Dies wird auch für Blau-H₂ erwartet, allerdings werden Produzenten hier eher die seit vielen Jahren bestehenden Tax Credits für CCS in Anspruch nehmen, die durch den IRA nochmal deutlich gestiegen sind, aber nicht komplementäre zu dem zuvor beschriebenen H₂-PTC in Anspruch genommen werden können.

Weitere **Details zur Implementierung**, Additionalität der Stromerzeugung, Einbezug bzw. Annahmen zu Vorkettenemissionen und Zertifizierung sind Stand Januar 2023 noch nicht veröffentlicht, Beobachter berichten jedoch, dass sich wichtige Stakeholder aus der Industrie für möglichst wenig strenge IRA-Regelungen diesbezüglich einsetzen.

Die durch den PTC erwarteten **Ausgaben** im Bereich H₂ unterscheiden sich durchaus bei der Betrachtung der öffentlichen Schätzungen und der Einschätzung der Wirtschaft. Das Congressional Budget Committee schätzte im August 2022 die Ausgaben für den Tax Credit auf ca. \$13 Mrd. bis 2031 (Joint Committee on Taxation 2022), jedoch wurden die erwarteten Produktionsmengen, auf denen die Schätzung beruht, nicht angegeben. Die Studie von CS schätzt die Kosten auf \$33 Mrd., basierend auf einer hohen Nachfrage und einem Produktionsvolumen von 6,5 Mio. t H₂ (davon 50 % grün) im Jahr 2030 (CS 2022).

Durch den PTC können sich die **Wirtschaftlichkeitsverhältnisse der verschiedenen H₂-Produktionsoptionen** auf dem US-Markt verschieben. Die Grünwasserstoffproduktion wird mittelfristig am günstigsten sein. Verschiedene Studien rechnen bei Anwendung der Tax Credits für H₂-Produktion und EE-Stromerzeugung mit Produktionskosten von voraussichtlich unter \$1/kg (Details unter 5.3) (CS 2022; Rhodium Group 2022). Damit hat grüner Wasserstoff gegenüber grauem Wasserstoff (rund \$2,43/kg) deutliche Kostenvorteile. Schon heute ist Blauwasserstoff durch den IRA-Tax Credit wettbewerbsfähig mit grauem Wasserstoff (CS 2022). Eine detaillierte Analyse der Kosten und Förderung für Blauwasserstoff, sowie die erwartete reale Kostensenkung ohne IRA-Förderung ist im Rahmen dieser Studie nicht vorgesehen.

Als Alternative zum zuvor beschriebenen 45V-PTC steht US-Wasserstoffproduzenten der **48-ITC („Energy Credit“)** aus dem EE-Bereich zur Verfügung. Durch den ITC können als

„energy storage technology“ spezifizierte Anlagen, zur Erzeugung von sauberem Wasserstoff, prozentuale Förderung auf die CAPEX erhalten. Die Höhe des ITCs liegt je nach THG-Lebenszyklus-Bilanz und unter Einhaltung der Arbeits- und Ausbildungsstandards zwischen 30% und 6%, die Abstufungen erfolgen dabei gleich zum 45V-PTC. Bei Erfüllen von Domestic-Content-Bestimmungen kann der ITC um weitere 10% erhöht werden, zusätzliche 10% erhalten Projekte in US „energy communities“. Der Sec. 48-ITC kann allerdings nicht zu dem 45V-PTC addiert werden. Nach ersten Einschätzungen scheint der ITC insg. weniger relevant für Wasserstoffproduktionsvorhaben zu sein, als der 45V-PTC.

5.2.3 US-Förderung für die Technologieherstellung

Neben den zuvor beschriebenen Tax Credits für die Produktion von Wasserstoff, bietet der IRA auch die Möglichkeit die **Investitionskosten von Fertigungsanlagen für Elektrolyseure** und Brennstoffzellen zu senken. Im Rahmen des „Advanced Energy Project Credit“ (Sec. 48C) besteht für steuerzahlende Unternehmen die Möglichkeit eine Steuergutschrift von bis 30% auf die CAPEX zu erhalten, wenn Lohn- und Ausbildungsstandards eingehalten werden.

Allerdings erfolgt die Investitionsförderung hier im Rahmen eines **Programms von „nur“ \$10 Mrd.**, was aber auch für Anlagen zur Herstellung von E-Fahrzeugen, Batterien, EE-Technologie etc. verfügbar sein wird und daher insgesamt kein sonderlich großes Volumen aufweist. Der hier beschriebene ITC kann ebenfalls nicht zusätzlich zu den Tax Credit für die H₂-Produktion beansprucht werden, was ihn aufgrund des überwältigenden PTCs für H₂-Produktionsvorhaben wenig relevant macht.

5.3 Kostenvergleich (mit und ohne Förderung)

Der deutsche und europäische Ansatz der Förderungen unterscheidet sich wesentlich von dem amerikanischen. Im Allgemeinen sind die Förderinstrumente in Europa zurzeit eher nachfrageorientiert um dadurch Produktionsbedarf zu generieren. Dies steht im Kontrast zur **angebotsseitigen Förderung des IRA**. Beide Ansätze verfolgen das Ziel eine ganzhaltige Wasserstoffwirtschaft aufzubauen. Den IRA-Steuergutschriften der USA stehen in Deutschland und der EU verschiedene Förderprogramme gegenüber, die durch unterschiedliche Mechanismen den Wasserstoffhochlauf initiieren und beschleunigen sollen. Zusätzlich existieren in den USA und DE/EU auch Förderprogramme auf den subnationalen Ebenen.

Auf europäischer Ebene spielen besonders die beiden **Important Project of Common European Interest (IPCEI)** Programme „IPCEI Hy2Tech“ (Fokus: Endnutzer im Bereich der Mobilität) und „IPCEI Hy2Use“ (Fokus: wasserstoffbezogene Infrastruktur und Wasserstoffanwendungen im industriellen Sektor) eine wichtige Rolle, wodurch die Mitgliedsstaaten über 10 Mrd. € an öffentlichen Mitteln (von Bund und Land) für die Projektförderung bereitstellen dürfen. Durch beide Programme werden 76 Projekte in ganz Europa für den Aufbau einer strategischen Wasserstoffwertschöpfungskette gefördert (EC 15.07.2022; EC 21.09.2022). Weitere Förderinstrumente der EU sind die geplante European Hydrogen Bank und das Horizon Europe Programm.

Im September 2022 kündigte die Europäische Kommission die Gründung der European Hydrogen Bank an. Unterstützt durch 3 Mrd. € aus dem Innovation Fund soll die Bank Wasserstoffangebot und -nachfrage ausgleichen, Marktunsicherheiten reduzieren und damit

die Wasserstoffwirtschaft zum Hochlauf bringen. Durch das Horizon-Europe-Programm unterstützt das europäische Clean Hydrogen Partnership mit 1 Mrd. € Forschung und Innovation von neuen Wasserstofftechnologien (EC 15.11.2022). Akkumuliert ergeben diese Programme in DE und auf EU-Ebene bereits ca. 14 Mrd. € Förderung, aber der Zugriff ist antragsabhängig und kann daher nicht wie in der USA von Projekten pauschal einkalkuliert werden.

5.3.1 Wasserstoffproduktion

Die in Studien berechneten **Produktionskosten für elektrolysebasierten Wasserstoff (netzgebunden)** liegen je nach Annahmen in den USA derzeit bei durchschnittlich ca. \$5 – 6/kg (DOE 2022; IRENA 2021) und in Deutschland bei ca. \$6–8/kg, in europäischen Ländern und US-Bundesstaaten mit besseren EE-Ressourcen, wie z.B. Spanien oder Texas, werden Produktionskosten von unter \$5/kg berechnet (Fuels Cells and Hydrogen Observation 2022; International Council on Clean Transportation (ICCT) 2022). Die Kostendifferenz für die H₂-Produktion (Levelized Cost of Hydrogen, LCOH) ohne Förderung zwischen Deutschland und den USA resultiert dabei hauptsächlich aus den besseren EE-Ressourcen in den USA und daher niedrigeren LCOE. Konkrete Produktionskosten anhand von echten großskaligen Produktionsanlagen gibt es bisher kaum, da solche Projekte meist gerade erst entwickelt werden, weshalb wir uns im Folgenden auf die in Studien berechneten Zahlen beziehen. Allerdings muss beachtet werden, dass geplante, netzunabhängige Projekte potentiell niedrigere Produktionskosten aufweisen können u.a. aufgrund wegfallender Netzentgelte etc. In einem theoretischen Szenario des Instituts für Energiewirtschaft der Universität zu Köln (EWI) wurden für die USA **netzunabhängige Produktionskosten** von grünem Wasserstoff von durchschnittlich rund \$4/kg berechnet. Damit wären die netzungebundenen Produktionskosten ca. 12% niedriger als in den Berechnungen für Deutschland (\$4,5/kg).³³

Durch den **IRA-PTC** können amerikanische Wasserstoffproduzenten **bis zu \$3/kgH₂** erhalten, was die LCOH von Grünwasserstoff in der USA auf ca. \$2-3/kg senken kann (basierend auf heutigen \$5 – 6/kg laut DOE (2022) und IRENA (2021)). In Deutschland und Europa gibt es keine vergleichbare Förderung, die für Wasserstoffproduzenten garantiert verfügbar ist. Somit entsteht ein großes Kostendelta von durchschnittlich rund 180% (siehe Tabelle 9). Allerdings werden **in Deutschland und Europa Förderungen auf Projektebene** vergeben, wodurch sich die Kosten einzelner Produzenten reduzieren. Für die wenigen, existierenden **IPCEI-Beispielprojekte** lässt sich überschlagsartig eine Förderung von **rund \$2,7-2,8/kg über 10 Jahre**³⁴ bzw. \$1/kg über die gesamte Lebenszeit approximieren, was das verbleibende Kostendelta zu den USA bei Grünwasserstoffprojekten auf rund zwischen 50-140% reduzieren könnte (siehe Tabelle 7).³⁵

Durch weitere IRA-Förderungen, vor allem für erneuerbare Energien, kann das Kostendelta zwischen europäischer und amerikanischer Produktion noch weiter ansteigen. Erste Studien

³³ Diese Berechnungen basieren auf dem global hydrogen cost tool des EWI (2021), zugrundeliegende Annahmen können Tabelle 9 entnommen werden.

³⁴ Anmerkung: Die ursprünglich veröffentlichte Version der Studie wurde angepasst, indem die Fördersumme auf 10 Jahre gerechnet wurde, um eine bessere Vergleichbarkeit mit dem IRA Tax Credit über 10 Jahre zu erreichen.

³⁵ BASF erhält 134 Mio. € IPCEI-Förderung und plant jährlich 5.000 t grünen Wasserstoff mit einem PEM-Elektrolyseur zu produzieren. Bei einer Lebensdauer von 60.000 Stunden und durchschnittlich 2.000 Volllaststunden pro Jahr, werden ca. 150 Mio. kg Wasserstoff produziert (IRENA 2021; SWR 04.10.2022). Daraus resultiert eine Förderung von ca. \$0,95/kg H₂ über die Lebenszeit. Auf 10 Jahre verteilt ergibt sich eine Förderung von rund \$2,8/kg.

COBRA erhält 220 Mio. € Förderung vom spanischen Staat und plant jährlich 8.550 t grünen Wasserstoff zu produzieren. Dabei ist die Art der Elektrolyseure noch nicht bekannt, insgesamt wird 205 MW Elektrolysekapazität installiert. Bei einer durchschnittlichen Lebensdauer von Elektrolyseuren von 60.000 Stunden werden bei 2.000 Volllaststunden ca. 256,5 Mio. kg grüner Wasserstoff produziert (EC 13.10.2022; IRENA 2021). Daraus resultiert eine Förderung von ca. \$0,91/kg H₂. Auf 10 Jahre verteilt ergibt sich eine Förderung von rund \$2,7/kg.

erwarten, dass durch die zusätzlichen EE-Tax Credits die LCOH in 2030 auf <\$1/kg bis <\$0/kg fallen könnten (CS 2022; Rhodium Group 2022). Zusätzlich könnten sich durch einen Hochlauf der Projektentwicklung und der damit verbundenen Liefer- und Wertschöpfungskette in den USA die Kosten abseits von Produktion und Technologiebeschaffung, also für Projektplanung und -umsetzung, im Vergleich zu Deutschland und Europa verringern.³⁶ Für Europa werden von CS für 2030 LCOH von ca. \$2,3/kg erwartet, für Deutschland rechnet der Nationaler Wasserstoffrat (NWR) mit einem Großhandelspreis von \$3,8/kg (ohne Förderung) (CS 2022; NWR 2022).

Tabelle 7: Kostenvergleich mit und ohne Förderung für H₂-Produktion durch Elektrolyse

	USA	DE/EU	Delta (DE/US)
LCOH ohne Förderung, netzgebundene Elektrolyse, Kapazitätsfaktor (~90%)	~\$5-6/kg (2020, DOE 2022 ³⁷ ; IRENA 2021)	~\$6-8/kg (2020-2021, FCHO 2022 ³⁸ ; ICCT 2022)	30%
Förderung für H ₂ -Produktion	\$3/kg (angenommen min. THG-Level des IRA, über 10 Jahre)	Keine vergleichbare, garantierte Förderung. Aus IPCEI-Bsp. BASF und COBRA: ~ \$2,7-2,8/kg (über 10 Jahre gerechnet) ³⁴ (~ \$1/kg, über Lebensdauer) ³⁵	
Verbleibende Kosten inkl. H ₂ -Förderung, netzgebunden	\$2-3/kg	\$6-8/kg, \$3-5/kg (mit bsp. IPCEI-Förderung über 10 Jahre gerechnet) ³⁴ (\$5-7/kg, mit IPCEI-Förderung über Lebensdauer)	180% 50-66% 140%
Weitere mögliche Kostenreduktion durch EE-Tax-Credits	\$2-3/kg ³⁹ (circa)	Keine vergleichbare Förderung	
Verbleibende Kosten inkl. IRA-Förderung für H ₂ und EE	<\$0-1/kg	Nicht relevant	>900%
Fazit:	Durch den max. IRA-Tax-Credit wäre die derzeitige H ₂ -Produktion in DE durchschnittlich zwischen 50-180% teurer als in den USA mit IRA. Das Kostendelta ohne Förderung ist getrieben durch die unterschiedlichen LCOE. Wird die IRA-Förderung für EE ebenfalls hinzugerechnet, können die Produktionskosten für grünen H ₂ in den USA noch weiter sinken und zukünftig deutlich unter \$1/kg liegen.		

³⁶ Dieser Effekt konnte in den 2010er Jahren in der PV Industrie zwischen Deutschland und der USA beobachtet werden. Die Anlagen wurden zwar zu einheitlichem Preis global gehandelt, aber lange Zeit haben Projekte in der USA fast doppelt so viel für die Installierung bezahlt wie in Deutschland.

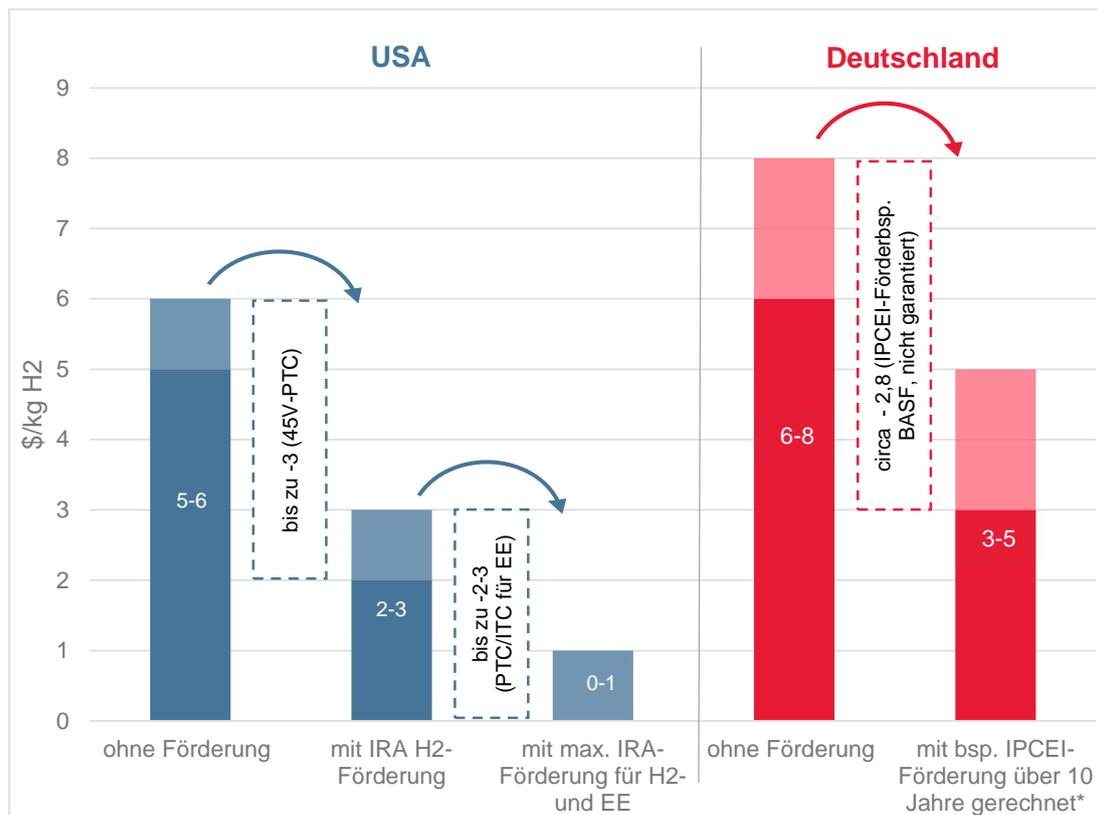
³⁷ DOE's H2A model: PEM CAPEX von \$1,500/kW (low volume manufacturing), Strompreis von \$50/MWh, Kapazitätsfaktor 90%.

³⁸ FCHO 2022 basierend auf Elektrolyseur CAPEX von 600€/kW, 4.000h Laufzeit pro Jahr, inkl. Steuern, Netzabgaben etc.

³⁹ Eigene Approximation: CS (2022) berechnet Wasserstoffproduktionskosten von \$2,40 -2,90/kg bei einer LCOE von \$23/MWh (IRA-EE-Förderung einberechnet), DOE (2022) berechnet \$5-6/kg mit LCOE von \$50/MWh (ohne IRA-EE-Förderung). Unter der Annahme von ähnlichen Rahmenbedingungen werden die Wasserstoffproduktionskosten, durch verringerte LCOE als Folge von IRA-EE-Förderung um ca. \$2-3/kg reduziert.

Quellen: Eigene Berechnungen basierend auf Daten von CS 2022; DOE 2022; FCHO 2022; ICCT 2022; IRENA 2021.

Abbildung 9: Kostenvergleich mit und ohne Förderung für H₂-Produktion durch Elektrolyse (netzgebunden, mit LCOH für 2020-2021)



Quellen: Eigene Darstellung basierend auf Daten von CS 2022; DOE 2022; FCHO 2022; ICCT 2022; IRENA 2021. Hinweis: Annahmen siehe Tabelle 9 und Fußnoten. *Es erfolgte eine Anpassung ggü. der Version 1 der Studie zur besseren Vergleichbarkeit der Förderhöhen und -Längen.

5.3.2 Technologieherstellung

Die Kosten der Technologieherstellung ergeben sich hauptsächlich aus den Kosten des Elektrolyseurs. Die heutigen Kosten (einschließlich der Kosten für die Ausrüstung, die Gasaufbereitung, die Einregulierung der Anlage sowie für Planung, Beschaffung und Bau) werden für alkalische Elektrolyseure (ALK) auf \$1.400/kW und für PEM-Elektrolyseure auf \$1.770/kW geschätzt. Es bestehen nach Einschätzung der IEA und Expert*innen keine signifikanten Kostenunterschiede zwischen dem europäischen und amerikanischen Markt (IEA 2022e). Andere Schätzungen der IRENA beziehen sich ausschließlich auf die Kosten des Elektrolyseurs und liegen für 2020 bei \$500–1.000/kW für ALK-Elektrolyseure und bei \$700–1.400/kW für PEM-Elektrolyseure (IRENA 2021).

Durch den “Advanced Energy Project Credit” können sich Technologiehersteller aus der USA auf Projektebene für einen Tax Credit von bis zu 30% der Investitionskosten bewerben, wodurch die Elektrolyseurherstellungskosten reduziert werden. Allerdings muss hierbei berücksichtigt werden, dass, wie unter 0 beschrieben, verschiedene Energieprojekte sich auf die Förderung bewerben können und somit keine pauschale Förderung der

Elektrolyseurproduktion vorgesehen ist. Zudem ist der Credit bei \$10 Mrd. gedeckelt, was die Relevanz für die Elektrolyseurherstellung insgesamt wahrscheinlich deutlich verringert.

Auch in Europa wird die Technologieentwicklung auf Projektebene gefördert, besonders durch „IPCEI Hy2Tech“ erhalten 41 Vorhaben insg. 5,4 Mrd. €. Unter anderem wird ein deutsches Projekt zur Serienproduktion von ALK und Hochtemperatur-Elektrolyseuren gefördert (EC 15.07.2022). Außerdem werden in Europa durch das Clean Hydrogen Partnership die Forschung und Innovation von neuen Wasserstofftechnologien mit 1 Mrd. € unterstützt und über den Innovation Fund stehen ebenfalls bis zu 700 Mio. € für Technologieentwicklung zur Verfügung. Im IRA ist spezifische Förderung für die Forschung und Innovation in dem Bereich nicht enthalten, allerdings stellt der BIL \$750 Mio. dafür bereit.

Expert*innen schätzen, dass die Technologieförderung auf europäischer Ebene damit insgesamt höher ist als durch US-Förderinstrumente, und sehen die Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Technologieproduktion durch den IRA derzeit nicht gefährdet.

5.4 Implikationen

Der IRA bietet neben der Kostenreduktion gerade bei der grünen **Wasserstoffproduktion** einige weitere Vorteile, um den amerikanischen Wasserstoffhochlauf zu forcieren. Der PTC kann von jedem Projekt beansprucht werden, ist längerfristig verfügbar und (bisher) im Volumen unbegrenzt, was zu der Investitionssicherheit für Projektmanager und Investoren beiträgt.

Im Vergleich dazu ist **EU-/DE-Förderung in ihrer Planbarkeit, zeitlichen Verfügbarkeit und Höhe oft stark eingeschränkt** (besonders durch das EU-Beihilferecht⁴⁰), und bringt häufig vergleichsweise hohe Transaktionskosten⁴¹ mit sich, was zu Unsicherheiten für zeitkritische Investitionsentscheidungen führt (NWR 2022). Auf europäischer Ebene sind die Nachhaltigkeitsanforderungen für grünen Wasserstoff im Rahmen der Delegated Acts zu Art. 27 und Art. 28 der REDII mittlerweile von der EU-Kommission angenommen und veröffentlicht, was die bis zuletzt bestehenden Unsicherheiten für Investitionen verkleinert. In der USA sind die Kriterien zur THG-Berechnung der H₂-Produktion noch nicht im Detail veröffentlicht. Diese verschiedenen Rahmenbedingungen (besonders die Planbarkeit und zeitliche Verfügbarkeit der IRA-Förderung) sowie die **signifikanten Kostenvorteile (doppelt) subventionierten US-Wasserstoffproduktion**, können laut ersten Expert*inneneinschätzungen zu internationalen Investitionsverschiebungen für zukünftige H₂-Produktionsprojekte in Richtung des US-Markts führen. Allerdings wird bisher nicht davon ausgegangen, dass **bereits geplante Projekte im deutschen oder europäischen Raum** aufgrund der IRA-Förderung überdacht oder zurückgezogen werden. Ausschlaggebend für derzeit oft noch ausgesetzten Investitionsentscheidungen für deutsche oder europäische Projekte sind/waren laut Expert*innen eher die für lange Zeit nicht abschließend geklärten regulatorischen Rahmenbedingungen in der EU (RED, Delegated Acts) sowie derzeitige Entwicklungen bzgl. Strompreisbremse/ Gewinnabschöpfung und damit einhergehende Schwierigkeiten PPAs für Wasserstoffprojekte abzuschließen.

Im Bereich der **energieintensiven Industrien** wie Chemie und Stahl sind bisher keine Pläne für Investitionsverschiebungen aufgrund der angekündigten IRA-Förderung zu erkennen.

⁴⁰ Grundsätzlich sieht der Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEU-Vertrag) ein Verbot staatlicher Beihilfen vor. Ausnahmen, die mit dem Binnenmarkt vereinbar sind, kann die Europäische Kommission genehmigen (BMWK 2023).

⁴¹ Besonders durch Arbeitszeitstunden für Antragsstellung und steigende Kosten durch zeitliche Verzögerungen.

Deutsche Stahlproduzenten wie die Stahl-holding-Saar, Thyssenkrupp oder Salzgitter AG kündigten weitere Investitionen in deutsche Standorte an (Salzgitter AG 10.11.2022; SHS 02.12.2022; thyssenkrupp 2023). Prinzipiell scheint es auch für Expert*innen aus der Forschung plausibel zu sein, bestehende Standorte in Europa beizubehalten und potentiell günstigeren Wasserstoff oder Derivate zu importieren, anstatt ganze Produktionsanlagen zu hohen Kosten zu verlagern. Dies scheint auch vor dem Hintergrund der nachfrageorientierten Fördermechanismen für Wasserstoff und der hohen erwarteten Nachfrage nach z.B. Stahl in der EU plausibel. Es bleibt zu berücksichtigen, dass dadurch der zusätzliche Aufbau einer Grün-Stahl-Industrie (oder anderen emissionsarmen, energieintensiven Industrie) in den USA keineswegs ausgeschlossen wird.

Der **Gesamteffekt des IRAs bezüglich des Hochlaufs der Wasserstoffwirtschaft** wird durchaus als positiv für Europa angesehen. Expert*innen schätzen, dass durch den Markthochlauf der „sauberen“ Wasserstoffproduktion in den USA auch der globale (und dadurch auch der europäische) Markt in Gang kommen kann und somit insgesamt deutlich mehr globale Investitionen angereizt werden (mittel- und langfristig daher eher kein „Nullsummenspiel“ was die Investitionen angeht). Zusätzlich hilft es dem europäischen Markt, wenn der kostspielige Teil der Lerninvestitionen in der Wasserstoffproduktion durch einen anderen Markt übernommen wird, denn dadurch wird es auch in Drittländern zu Kostensenkungen kommen. Zudem können H₂-Exporte aus Drittländern durch die IRA-Produktionsförderung in den USA wahrscheinlich nicht mehr wettbewerbsfähig sein und daher potentiell nach Deutschland und Europa umgelenkt werden, was sich für das dortige H₂-Angebot positiv auswirken würde.

Die US-Wasserstoffstrategie (2022) nennt den **Export von Wasserstoff** oder Wasserstoffträgern für die Gewährleistung der Energiesicherheit von verbündeten Staaten als langfristiges Ziel. Auch vor dem Hintergrund, dass die Nachfrage nach Liquefied Natural Gas (LNG)-Exporten langfristig sinken wird, werden US-Wasserstoffexporte u.a. auch nach Europa wahrscheinlich an Bedeutung gewinnen, was zu einer Diversifizierung der Energieimporte nach Europa stark beitragen kann. Durch den IRA wird der Export von subventioniertem Wasserstoff grundsätzlich nicht reguliert oder unterbunden.

Besonders relevant für den transatlantischen Handel könnten dabei auch **Sustainable Aviation Fuels (SAF)** basierend auf emissionsarmen Wasserstoff aus den USA werden, die einfacher zu transportieren sind als Wasserstoff selbst. Zusätzlich wird die Nachfrage nach SAFs in Europa bis 2030 deutlich steigen. Durch die Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates zur Gewährleistung gleicher Wettbewerbsbedingungen für einen nachhaltigen Luftverkehr, gilt ab dem Jahr 2025 ein Mindestanteil von 2% SAF für alle Flugkraftstoffe. In 2030 wird dieser Mindestanteil zunächst auf 6% (davon mindestens 0,7% synthetische Flugkraftstoffe), und in 2035 auf 20% (davon mindestens 5% synthetische Flugkraftstoffe) erhöht (Rat der Europäischen Union 2022). Expert*innen schätzen die Möglichkeit der Einfuhr von SAFs aus den USA in die EU auch langfristig als hoch ein. Sollte die US-Regierung Exporte von SAFs, die durch subventionierten Wasserstoff produziert wurden, verhindern wollen, wäre es für die US-Regierung schwierig nachzuvollziehen, ob subventionierter Wasserstoff für die Herstellung verwendet wurde, da es aktuell keine ersichtlichen Bestimmungen zur Überwachung der Lieferkette von SAFs gibt. Ein solches Vorgehen bzgl. möglicher SAF-Exporte stünde allerdings auch nicht im Einklang mit der SAF Grand Challenge Roadmap (DOE und weitere US-Behörden 2022), in der grundsätzlich kein eindeutiges Ziel für SAF-Exporte genannt wird, aber das Potential von US-Exporten hervorgehoben wird.

Bei **grünen Ammoniakexporten** wäre die mögliche Begrenzung von Exporten einfacher, da zur Ausweitung der Exportmengen von Ammoniak neue genehmigungsbedürftige

Ammoniakterminals errichtet werden müssten. Berechnungen von CS (2022) und anderen Expert*inneneinschätzungen zu Folge, könnten die Kosten des Wasserstoff-PTCs die prognostizierten Kosten von \$11 Mrd. bis 2031 deutlich übersteigen und somit die US-Regierung eventuell zukünftig zum Handeln zwingen. Ob ein solches Szenario aber eintritt, ist bis auf weiteres völlig offen.

Insgesamt scheinen die Kombination der Produktionsförderung in den USA und der Nachfrageförderung in Europa, sowie die regulatorischen Rahmenbedingungen großes Potential für Ex- und Importe von Wasserstoffprodukten mit sich zu bringen. Mögliche Importe können während des Markthochlaufs in Europa relevant werden und überschüssige Nachfrage während der Ausweitung der lokalen Produktion decken. Hierbei wird die weitere **Kooperation mit den USA bezüglich H₂-Standards und Zertifizierung** für die EU und Deutschland von großer Bedeutung sein, da die USA durch den erwarteten schnellen Hochlauf der Wasserstoffproduktion voraussichtlich in einer führenden Position in diesem Bereich sein werden, sich bisherige Ansätze bzgl. Nachhaltigkeitsstandards aber bereits signifikant von der EU unterscheiden.

Mögliche IRA-subventionierte US-H₂-Exporte könnten allerdings auch das potentielle Risiko für Deutschland und Europa bergen, dass die heimische Wasserstoffwirtschaft nicht wettbewerbsfähig sein könnte und der europäische Hochlauf verzögert würde. Denn, auch wenn Transportkosten nicht zu vernachlässigen sind, belaufen sich diese auf unter \$1,5/kg (IEA 2019), wodurch voraussichtlich ein relevantes Kostendelta bestehen bleiben wird.

Bis 2030 wird die globale **Nachfrage an Elektrolysekapazitäten** enorm zunehmen: Um in 2030 jährlich 10 Mio. t emissionsarmen Wasserstoff zu produzieren, wie in den USA und der EU bisher das Ziel, werden abhängig von den zugrundeliegenden Annahmen jeweils 80-120 GW Elektrolysekapazitäten benötigt (NWR 2022; SWP 2022).⁴² Auch China und Indien (aktuell und in Zukunft relevante Produzenten von Elektrolyseuren) haben sich ambitionierte Ausbauziele gesetzt. Während Indien bis 2030 5 Mio. t grünen Wasserstoff selbst produzieren will (Ministry of New and Renewable Energy 2023), hat China noch keine konkreten Angaben veröffentlicht, strebt aber bis 2030 die „breite Nutzung der Wasserstoffproduktion aus erneuerbaren Energien“ an. Zudem will die staatlich unterstützte Industriegruppe „China Hydrogen Alliance“ den Bau von 100 GW an erneuerbarer Wasserstoffproduktionskapazität bis 2030 erreichen (National Development and Reform Commission – People’s Republic of China (NDRC) 29.03.2022; SWP 2022).

Zurzeit weist die USA einen Anteil von ca. 10% der **weltweiten Produktionskapazität von Elektrolyseuren** auf, jeweils rund 40% der Produktionskapazität beanspruchen Europa und China, die letzten 10% teilen sich im Rest der Welt auf (BNEF 14.11.22; IEA 2022d). Die globale Produktionskapazität für 2022 wird von der IEA auf ca. 15 GW geschätzt. Auch in Zukunft werden, nach bisherigen Einschätzungen (Stand Herbst 2022) von IEA und BNEF, die **Fertigungskapazitäten für Elektrolyseure zu großen Teilen in Europa und China liegen**. Basierend auf den geplanten und angekündigten Fertigungskapazitäten werden ab 2026 (Europa) und 2027 (China) jeweils ca. 20 GW Elektrolyseleistung pro Jahr angefertigt werden können. Damit decken sie zwei Drittel der prognostizierten globalen Produktion ab, Indien und die USA werden voraussichtlich ca. 2,5 GW jährlich produzieren können und ca.

⁴² Im Rahmen des REPowerEU Programms wurde die geplante Elektrolysekapazität in der Wasserstoffstrategie der EU Kommission, von 40 GW auf 120 GW erhöht und als notwendiges Ziel zur Produktion von 10 Mio. t erneuerbarem H₂ angegeben. Der NWR berechnete, dass für die Produktion von 10 Mio. t sauberem H₂ in den USA, Elektrolysekapazitäten von 78 GW benötigt werden (unter der Annahme, dass 2/3 des Wasserstoffs durch Elektrolyse bei einem Wirkungsgrad von 70% und 4.000 Volllaststunden produziert werden).

15 GW werden jährlich im Rest der Welt hergestellt (BNEF 14.11.2022; IEA 2022d).⁴³ In diesem Szenario würden die US-Marktanteile auf ca. 5% sinken.

Die **US-Nachfrage nach Elektrolyseuren wird daher, zumindest kurzfristig, zu großen Teilen durch den globalen Markt gedeckt werden**, wobei fraglich bleibt, inwieweit der US-Markt Zugriff auf chinesische Produktion haben wird. Voraussichtlich wird China große Teile seiner Elektrolyseurproduktion selbst beanspruchen und die US-Regierung wird verhindern wollen, vermeintliche Technologiefortschritte Chinas zu finanzieren. Laut Beobachter*innen sieht die US-Regierung China bei der Elektrolyseuranfertigung eher als Konkurrent und weniger als Zulieferer, ähnlich wie in anderen Clean-Tech-Bereichen auch (Bloomberg, 10.01.2023). Daher erwarten manche Expert*innen, dass die **USA mittel- und langfristig (2030) einen höheren Marktanteil anstrebt** als durch die IEA bisher prognostiziert wird, angetrieben durch die IRA-subventionierte Nachfrage nach Elektrolyseuren und um weniger abhängig von ausländischen Exporten zu sein. Auch wenn Elektrolyseure und deren Komponenten derzeit relativ einfach international transportiert werden können, halten es Expert*innen dennoch für langfristig wirtschaftlich sinnvoll, geplante Gigafabriken zur Elektrolyseuranfertigung nah am Nachfragemarkt zu errichten. Folglich werden die **Elektrolyseure für den Wasserstoffhochlauf in der USA voraussichtlich zunächst in Europa angefertigt**. Dabei warnen der NWR (2022) und die Wirtschaftsvereinigung Stahl (2022), dass durch die ambitionierten US-Pläne für die heimische Wasserstoffwirtschaft und die nun bestehende Investitionssicherheit signifikante Teile der global produzierten Mengen an Elektrolyseuren kurzfristig an die USA gehen und Elektrolyseurhersteller ihre Kapazitäten dorthin verlagern könnten.

Dem gegenüber steht die Meinung anderer interviewter Expert*innen aus der Forschung, die die **Produktionskapazitäten von Elektrolyseuren** nicht als Hinderungsgrund für den Wasserstoffhochlauf global sehen, weil ihrer Einschätzung nach die Herstellungskapazitäten grundsätzlich schnell hochskaliert werden können (unter den richtigen regulatorischen Gegebenheiten und funktionierenden Lieferketten) und die Ankündigungen der Elektrolyseurhersteller für plausibel eingeschätzt werden, durch welche die Kapazitäten bis 2030 auf bis zu 70 GW pro Jahr ansteigen würden (u.a. IEA 2022b). Sollte dies erreicht werden, wird es mindestens mittel- und langfristig möglich sein, die globale Nachfrage zu decken. Hierbei wird auf PV, Wind und andere Industrien verwiesen, wo bereits gezeigt werden konnte, wie Produktionskapazitäten in kurzer Zeit enorm skaliert wurden.

⁴³ Wichtig: Die prognostizierten Elektrolyseuranfertigungskapazitäten der IEA basieren auf Projektankündigungen und -planungen. Noch nicht geplante oder angekündigte Projekte sind darin nicht einkalkuliert. Durch Förderungen des IRA könnten die Fertigungskapazitäten der USA ansteigen.

6 Elektrofahrzeuge

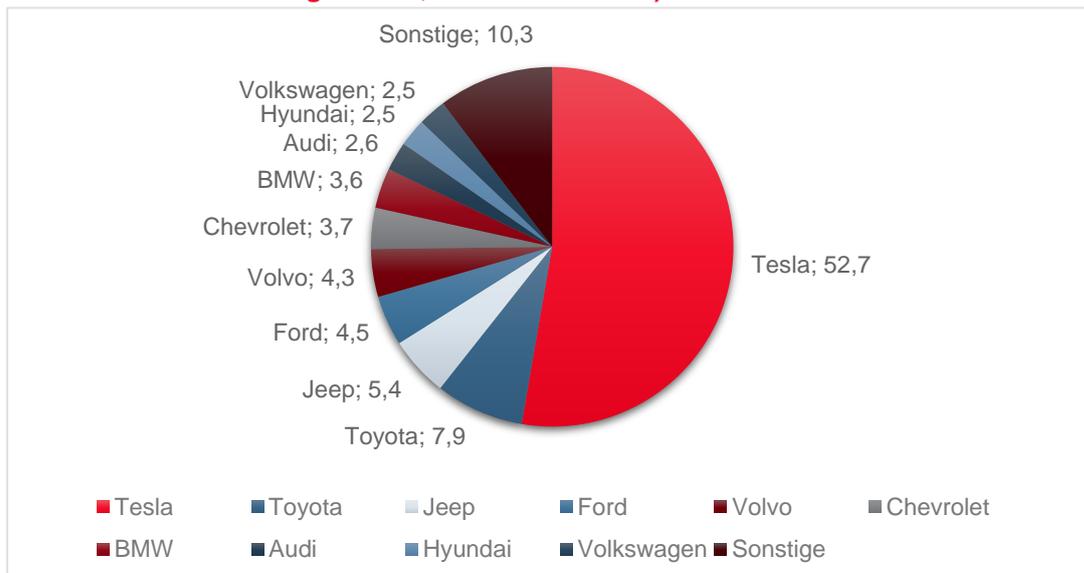
6.1 Marktübersicht/ Handelszahlen

Der globale Markt für Elektrofahrzeuge (batterieelektrisch (BEV) und Plug-In-Hybride (PHEV)) hat sich 2021 mit 6,6 Mio. verkauften Fahrzeugen nahezu verdoppelt und damit ein neues Allzeithoch erreicht. Etwa 50% der Verkäufe entfielen dabei auf China, 35% auf Europa und 10% auf die USA (IEA 2022f).

Der US-Markt ist nach einem Rückgang um etwa 10% in den Vorjahren 2021 erstmals wieder stark gewachsen und lag mit etwa 631.000 verkauften Fahrzeugen in einer ähnlichen Größenordnung wie Deutschland (690.000; IEA 23.05.2022). Damit waren 4,5% der Neuwagenverkäufe in den USA Elektrofahrzeuge (Deutschland: 26%; IEA 2022f). Fast alle dieser Fahrzeuge sind PKW oder leichte Nutzfahrzeuge, der Anteil an LKW ist verschwindend gering. Mittelfristig strebt die US-Regierung eine E-Quote von 50% bei allen Neuverkäufen im Jahr 2030 an. Zum Vergleich: In Deutschland sollen zu diesem Zeitpunkt 15 Mio. E-PKW in Betrieb sein, was etwa 35% der derzeitigen Flotte entspricht – nach 2035 sollen in der EU nach gegenwärtigen Plänen keine neuen PKW und leichten Nutzfahrzeuge mit Verbrennungsmotor mehr zugelassen werden. LKW sind von diesen Vorgaben bislang nicht erfasst.

Der Anteil an batterieelektrischen Fahrzeugen ist mit 75% gegenüber PHEVs schon heute dominant und wächst überdies schneller. Die Auswahl verfügbarer Modelle in den USA ist mit 63 geringer als in der EU (184), unangefochtener Marktführer ist der US-Hersteller Tesla mit mehr als 50% Marktanteil nach Stückzahlen (vor allem Model Y: 190.000; Model 3: 121.000; IEA 2022f)⁴⁴. Der Anteil deutscher Hersteller bleibt demgegenüber vergleichsweise gering:

Abbildung 10: Verkaufsanteile in den USA (BEV und PHEV) nach Hersteller 2021 (alle Fahrzeugklassen, Stückzahlen in %)



Quelle: Statista 2023

⁴⁴ Betrachtet man nur das Wachstumssegment der BEVs liegt Teslas Anteil sogar noch höher, vgl. <https://electrek.co/2022/03/17/tesla-still-dominates-us-electric-car-market/>.

Der durchschnittliche Verkaufspreis lag dabei in den letzten Jahren um \$69.000 für BEVs und \$49.000 für PHEVs (Statista 2023).

Der US-Anteil von 10% an der weltweiten Elektrofahrzeugproduktion entspricht etwa dem Anteil des Landes an den weltweiten Verkäufen. Die USA produzieren damit etwa so viele Fahrzeuge, wie im Land abgesetzt werden. Rund 26 Modelle werden derzeit in den USA endmontiert. Neben Tesla, General Motors und Toyota sind darunter auch einige Produkte deutscher Hersteller (DOE n.d.):

- Audi Q5 (Modell 2022)
- BMW 330e
- BMW X5 xDrive45e (PHEV) (Modelle 2022, 2023)
- Volkswagen ID.4 (Modell 2023)

Gleichzeitig haben deutsche Exporte in die USA in den letzten Jahren stark zugenommen. 2021 wurden batterieelektrische PKW (HS 870380) im Wert von ca. \$2,35 Mrd. (+112%) in die USA ausgeführt, was circa 15% der gesamt exportierten leichten Elektrofahrzeuge Deutschlands ausmacht. Damit betrug der Anteil am E-Fahrzeugmarkt in den USA etwa 7,25% - gleichzeitig war die Bundesrepublik über die letzten vier Jahre mit einem Anteil von etwa 30% an den Gesamtimporten der wichtigste ausländische Lieferant von BEV in die USA. Die Bedeutung der deutschen PHEV-Exporte (HS 870360) fiel demgegenüber mit \$0,35 Mrd. (2021) gering aus. Umgekehrt exportierten die USA deutlich mehr PHEV (\$1,4 Mrd.) nach Deutschland, als BEVs (\$30 Mio.) (UN Comtrade).

Die Produktion von Batterien als einem der zentralen Bauteile für diese Fahrzeugsparte findet zum ganz überwiegenden Teil (75%) in China statt, der US-Fertigungsanteil beträgt etwa 7% (IEA 2022f), wobei zahlreiche Einzelkomponenten wiederum aus China importiert werden. Dementsprechend haben sich die US-Importe von Lithium-Ionen-Batterien (alle Anwendungsfelder) 2021 gegenüber dem Vorjahr verdoppelt, wobei der Bedarf bei Elektrofahrzeugen seit Q2/2020 besonders stark gestiegen ist (S&P Global 25.02.2022).

Bereits vor der Verabschiedung des IRA gehörte die Förderung der heimischen Batterieproduktion im BIL mit designierten \$3 Mrd. neben dem Ausbau der Lade-Infrastruktur (\$7,5 Mrd.) zu den erklärten Prioritäten der Biden-Administration.

6.2 Förderungsvergleich

6.2.1 Übersicht zur Förderung in USA und DE/EU

Inflation Reduction Act			DE/EU	
Förderung für	Förderhöhe	Domestic-Content-Bestimmungen und -Boni	Förderung für	Höhe
Kauf E-Fahrzeug privat neu, Sec. 30D (bis 2032)	Max. \$7.500 pro BEV/PHEV (wenn mind. 7 kWh, unter 6.350 kg, max. Kaufpreis \$80.000 ⁴⁵ für Vans, SUV, und Pickup-Trucks sowie max. \$55.000 für andere) ⁴⁶	Endmontage (final assembly) muss in Nordamerika erfolgen. Davon \$3.750, wenn die Produktion oder Montage von Batteriekomponenten zu einem Mindestanteil in Nordamerika erfolgt (Wertanteil mindestens 50% in 2023, 60% in 2024/25, 70% in 2026, 80% in 2027, 90% in 2028, und 100% ab 2029) Davon \$3.750, wenn die Förderung oder Weiterverarbeitung kritischer Mineralien in der Batterie zu einem Mindestanteil in den USA oder einem Freihandelspartnerland erfolgte oder diese in Nordamerika (USA, CAN, MEX) recycled wurden (Wertanteil mindestens 40% in 2023, 50% in 2024, 60% in 2025, 70% in 2026, und 80% ab 2027). Keine Anwendbarkeit, wenn Komponenten oder Mineralien der Batterie aus "foreign countries of concern" (z.B. China, Russland) kommen (ab 2024/ 2025).	Kauf BEV neu, (bis 40.000 €)	4.500 € (2023) 3.000 € (ab 2024)
			Kauf BEV neu, zw. 40.000-60.000 €	3.000 € (2023) 0 € (ab 2024)
			KFZ-Steuer auf 0% für 10 Jahre, danach 50%	2.000 - 3.000 € über 10 Jahre
Kauf E-Fahrzeug privat gebraucht, Sec. 25E (bis 2032)	\$4.000 oder 30% des Verkaufspreises (das jeweils niedrigere) für BEV/ PHEVs ⁴⁷	Keine (d.h. in EU hergestellte Fahrzeuge/ Komponenten können davon profitieren)	Kauf BEV gebraucht	3.000 € (2023) 2.400 € (ab 2024)

⁴⁵ Alle Preisgrenzen beziehen sich auf den Nettolistenpreis bzw. «suggested retail price»

⁴⁶ Nur verfügbar für Käufer mit einem gewichteten Durchschnittseinkommen unter \$300.000 für joint filers, \$225.000 für head-of-household filers, \$150.000 for single filers

⁴⁷ Bedingungen: wenn unter 6.350 kg, mind. 2 Jahre altes Modell, Kaufpreis bis \$25.000, mind. 7 kWh, nur bis durchschnittliches Einkommen bis \$150.000 für joint return or a surviving spouse, \$112.500 für head of household, und \$75.000 für alle anderen

Kauf von E-Fahrzeug (auch für Leasingzwecke) kommerziell neu, Sec. 45W	\$7.500 für BEV/ PHEV unter 6.350 kg (mind. 7 kWh) bis zu \$40.000 für über 6.350 kg (mind. 15kWh)	Keine (d.h. in EU hergestellte Fahrzeuge/ Komponenten können davon profitieren)	Siehe Privatfahrzeug, aber ab 2024 keine Förderung mehr.	
			KFZ-Steuer auf 0% für 10 Jahre, danach 50%	2.000 - 3.000 € über 10 Jahre
Produktion von Komponenten Sec. 45X (bis 2032) ⁴⁸	Battery cell: \$35/kWh Battery module: \$10/ kWh (oder \$45/kWh for Module ohne Zellen) ⁴⁹ Electrode active materials: 10% of production costs Applicable critical minerals: 10% of production costs	Förderung nur für Produktion in den USA (100%, keine Ausnahme)	Keine vergleichbare, garantierte Direktförderung. Aber Förderung durch verschiedene Programme möglich, z.B. im Rahmen der Batterien-IPCEIs (z.B. 155 Mio. € für Batteriezellfabrik mit 60 GWh von Northvolt in Heide oder 437 Mio. € für ACC in Kaiserslautern mit 24 GWh).	
oder				
Investition in Anlage, Sec. 48C	30% ITC auf CAPEX potentiell für Herstellung von E-Fahrzeugen und Batterien im Rahmen eines \$10 Mrd.-Programms	Projektauswahl u.a. basierend auf größtmöglicher Schaffung von US-Arbeitsplätzen		

⁴⁸ Anforderung : Einhaltung von spezifischen Arbeits- und Ausbildungsstandards. Volle Förderung pro Produktionseinheit bis einschließlich 2029 verfügbar. Anschließend Phase-Down mit nur noch 75% der Förderung in 2030, 50% in 2031, 25% in 2032 und 0% ab 2033.

⁴⁹ Gilt nur für Module mit einer Gesamtkapazität ab 7 kWh, d.h. Zielrichtung sind hier für E-Fahrzeuge, aber auch für Stromspeicher möglich.

6.2.2 US-Förderung für den Kauf von Elektrofahrzeugen

Der Kauf von Elektrofahrzeugen wird in den USA bereits seit mehreren Jahren durch Tax Credits gefördert. **Vor Inkrafttreten des IRA** waren es zwischen \$2.500 und \$7.500 je nach Batteriekapazität und Gewicht des Fahrzeugs, seit August 2022 beschränkt sich diese Förderung auf Fahrzeuge mit Endmontage in Nordamerika. Gefördert werden konnten dabei nur PKW ab 5kWh-Batteriekapazität (mit externer Ladefähigkeit) und bis zu 200.000 Stück pro Hersteller pro Jahr (sog. „Volume Cap“). Aber auch bei Erreichung dieser Obergrenze für die Förderung sind die US-Verkaufszahlen für E-Fahrzeuge in den letzten Jahren nicht stark eingebrochen, d.h. die Nachfrage war auch ohne Tax Credits ähnlich hoch (Center for Strategic and International Studies (CSIS) 15.09.2022). Dies kann als Indikator für eine gegenüber anderen Faktoren eher untergeordnete Rolle der Tax Credits zur Marktstimulation bei Elektrofahrzeugen gewertet werden. **Neu im IRA ist**, dass für den Bereich der PKW und leichten Nutzfahrzeuge (der bislang mit Abstand größte Markt) nun die Einhaltung zusätzlicher Local-Content-Bedingungen bei der Batteriefertigung ausschlaggebend für die Höhe der Förderung ist – Erfüllung der übrigen Randbedingungen (z.B. Endmontage in Nordamerika, Mindestbatteriegröße) vorausgesetzt. Endverbraucher*innen können ihre Steuerlast damit um maximal \$7.500 reduzieren, allerdings ist keine Monetarisierung oder Steuerrückerstattung möglich (sog. non-refundable tax credit). Weitere Details zu den neuen IRA-Förderhöhen und -bedingungen für private und kommerzielle Neuwagen (inkl. Busse/LKW) sowie private Gebrauchtwagen können der Tabelle unter 6.2.1 entnommen werden. Bezüglich der Implementierung will das US Finanzministerium (Treasury Department) zusammen mit der Bundessteuerbehörde (IRS) genaue Richtlinien für die Anwendung der Domestic-Content-Bestimmungen (critical mineral and battery component requirements) sowie der weiteren Vorgaben bis März 2023 veröffentlichen.

Zusätzlich zu den IRA Tax Credits wird der Kauf von Elektrofahrzeugen auch auf Bundesstaatenebene gefördert/ angereizt, z.B. durch den California Low Carbon Fuels Standard (LCFS).

6.2.3 US-Förderung für die Technologieherstellung

Für eine allgemeine Beschreibung des IRA-Manufacturing PTC (Sec. 45X) siehe Kapitel 3.2.3., für Fördersummen pro Produktionseinheit (48C) siehe Übersicht oben (Kapitel 6.2.1.)

6.3 Kostenvergleich (mit und ohne Förderung)

6.3.1 Kauf von E-Fahrzeugen

Sowohl in den USA als auch in Deutschland profitieren Käufer*innen eines Elektrofahrzeugs von einer **Einmalprämie** beim Kauf. Die mögliche Maximalförderung für **neue Privat-PKW** fällt dabei in den USA höher aus (bis zu \$7.500) als in Deutschland (bis zu 4.500 €). Allerdings profitieren Nutzer*innen in Deutschland von zusätzlichen Vergünstigungen während der **Nutzung**, insbesondere dem Wegfall der KfZ-Steuer. So ergibt sich über einen Nutzungszeitraum von 10 Jahren eine mit den USA vergleichbare maximal-Förderquote in Deutschland:

Tabelle 8: Verkaufspreisvergleich inklusive Förderung für BEV-Neuwagen privat

	USA	DE	Delta (DE/US)
Verkaufspreis ohne Förderung	\$51.000 (Ø 2021, IEA 2022f)	\$48.000 (Ø 2021, IEA 2022f)	- 6%
Förderung in 2023 ⁵⁰	Sec. 30D: max. \$7.500 (bei voller Einhaltung von Domestic-Content) \$3.750 (bei nur halber Einhaltung) \$0 (bei Nichteinhaltung der Domestic-Content-Bestimmungen)	Umweltprämie (ohne Herstelleranteil): 4.500 € + KFZ-Steuer auf 0%: circa 2.500 € insg. (über 10 Jahre) = Insg. max. rund 7.000 € (\$7.400) (über 10 Jahre)	-1%
Verbleibende Kosten inkl. Förderung	\$43.500 \$47.250 (bei nur 50% Tax Credit) \$51.000 (keine Tax Credit)	\$40.600	-7% -14% -20%
Fazit:	Förderhöhen sind nahezu identisch, praktisch kann in den nächsten Jahren der Fördervergleich zugunsten Deutschlands ausfallen, wenn IRA Tax Credits aufgrund der strengen Domestic-Content-Bestimmungen kurz- und mittelfristig vorläufig nicht mehr verfügbar sind. Resultierende Endverbraucher*innenpreise hingegen sind nur bedingt vergleichbar, da den Durchschnittspreisen unterschiedliche Warenkörbe zugrunde liegen können.		

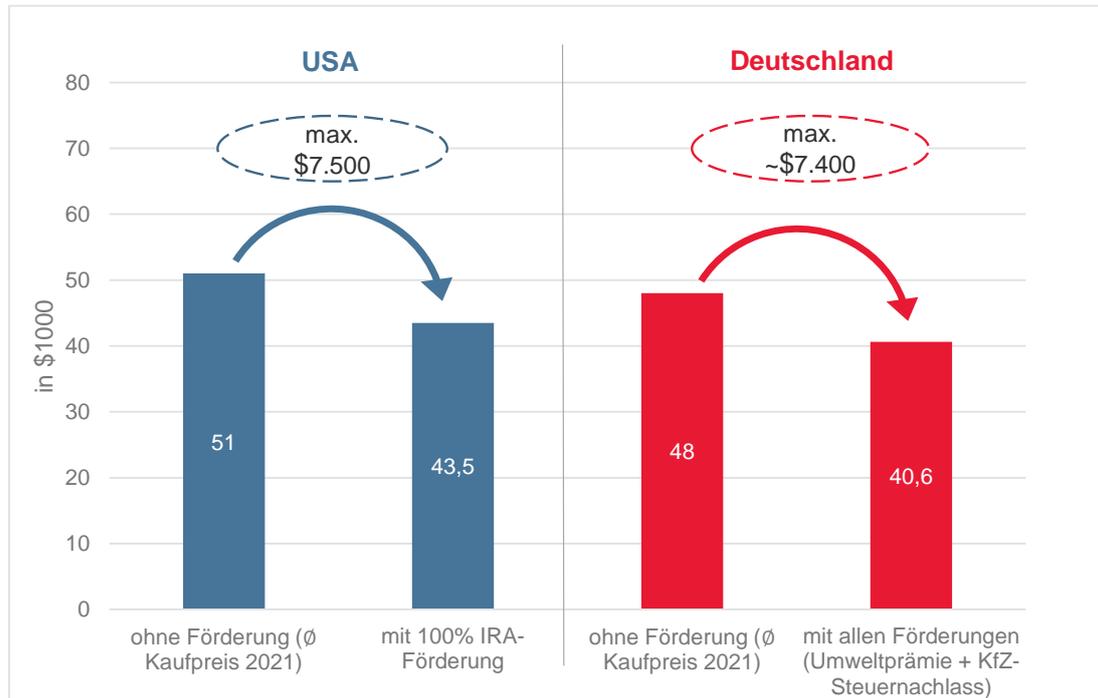
Quellen: Eigene Berechnungen basierend auf Daten von IAE 2022f.

Die weitere geplante Absenkung des Umweltbonus 2024 würde je nach Anschaffungspreis zu einer etwas geringeren Gesamtförderhöhe in Deutschland führen. Allerdings bleiben hierbei der Unternehmensanteil sowie die Möglichkeit, Triebhausgas-Quoten zu veräußern unberücksichtigt, da es sich nicht um unmittelbar budgetwirksame Mechanismen handelt. Aus **Sicht der Verbraucher*innen** bestehen damit aber in beiden Ländern vergleichbare Anreize für den Erwerb eines **BEV**. Abweichend davon kommen **PHEVs** nur in den USA in den Genuss einer Förderung.

Zu beachten ist bei diesem Vergleich allerdings die unterschiedliche **Förderlogik**, die in Deutschland eher auf den Hochlauf von BEV insgesamt abzielt, indem Anschaffung und Betrieb bezuschusst werden. Begleitende industriepolitische Effekte treffen dabei grundsätzlich alle Anbieter gleichermaßen. In den USA hingegen hängt die Förderung für Endverbraucher*innen an der Einhaltung der Local-Content-Anforderungen durch die Hersteller und hat damit die primäre Funktion, Produzenten in den USA einen möglichen Wettbewerbsvorteil am Markt zu verschaffen, indem entsprechende Fahrzeuge ggf. günstiger angeboten werden können (insbesondere im Hinblick darauf, dass die Produktion der fraglichen Komponenten ihrerseits gefördert wird, s. 6.3.2).

⁵⁰ Für Kaufpreis bis 40.000€. Durchschn. Wechselkurs für 2022 von \$1,0538 = 1 €.

Abbildung 11: Kostenvergleich BEV mit und ohne Förderung



Quellen: Eigene Berechnungen basierend auf Daten von IAE 2022f.

Von der Local-Content-Regelung nicht betroffen ist die Förderung für **gebrauchte Privatfahrzeuge**. Mit \$4.000 in den USA und 2.400 – 3.000 € (Kfz-Steuerbefreiung) in Deutschland liegen diese in einer vergleichbaren Größenordnung, zusätzliche Anforderungen an die Fahrzeuge bestehen auch in den USA nicht.

Gewerblich genutzte Fahrzeuge erhalten in den USA grundsätzlich dieselbe Förderung wie private, wobei **LKW** ab 6,35 t und mit mindestens 15 kWh Leistung Tax Credits von bis zu \$40.000 in Anspruch nehmen können. Es gibt keine Beschränkungen für den 40.000-US-Dollar-Kredit für gewerbliche LKW. Daher schätzt CS (2022), dass die Gesamtbetriebskosten für batterieelektrische LKW damit geringer sein könnten als für Diesel-LKW (wenn auch noch nicht für Brennstoffzellen-LKW), was Transportdienstleister (insbesondere solchen mit kürzeren/lokalen Strecken) helfen würde, die Elektrifizierung zu beschleunigen (CS 2022). In Deutschland existiert keine Förderung in vergleichbarer Größenordnung. Gleichzeitig ist die US-Förderung – im Gegensatz zu Privatfahrzeugen – nicht an die Erfüllung etwaiger Local-Content-Regelungen geknüpft, so dass sie potentiell allen Marktteilnehmern gleichermaßen zugutekommt.

Die Definition „gewerblich genutzter Fahrzeuge“ bietet dabei europäischen Herstellern potentiell eine Möglichkeit, indirekt von Steuergutschriften auch bei PKW zu profitieren. Grund dafür ist, dass auch Fahrzeuge unter 6.350 kg von der Förderung für „Gewerbliche“ profitieren und gleichzeitig der Erwerb zu Leasingzwecken explizit in der Definition für gewerbliche Nutzung erwähnt wird („acquired for use or lease“, Sec 45W (c) (1)). Leasingunternehmen (Marktanteil bei Neuanmeldungen geschätzt zwischen 20 und 30%) profitieren damit vom Erwerb europäischer Fahrzeuge gleichermaßen steuerlich wie beim Kauf nordamerikanischer Produkte

6.3.2 Technologieherstellung

Die Technologieförderung für EVs in den USA ist in erster Linie auf den Aufbau einer lokalen Wertschöpfungskette für Batterien gerichtet. Im Wesentlichen erhalten die Hersteller dabei einen Fixbetrag für produzierte Einheiten oder 30% ITCs auf die Investitionsausgaben zum Aufbau einer Produktion für Batterien oder Elektrofahrzeuge im Rahmen eines 10-Mrd.-Programms. Eine direkt vergleichbare Förderung pro Produktionseinheit existiert in Deutschland nicht, weshalb als exemplarischer Vergleichswert Förderungen für IPCEI herangezogen werden.

Tabelle 9: Vergleich der Technologieherstellungskosten inklusive Förderung

	USA	DE/EU	Delta (DE/US)
Batterieproduktionskosten	\$157/kWh (2022, BNEF)	\$169/kWh (2022, BNEF)	+ 8%
Förderung	IRA Sec. 45X (über 10 Jahre) ⁵¹ : <ul style="list-style-type: none"> • \$35/kWh (Zellen), • \$10/kWh (Module) insg. \$45/kWh (+ 10% der Produktionskosten für kritische Mineralien)	Keine vergleichbare, garantierte Förderung. Bsp. IPCEI-Förderung (nicht garantiert): ~\$1,9-2,4/kWh (ACC; Tesla), \$0,3/kWh (Northvolt, Module) pro Jahr über 10 Jahre gerechnet ⁵²	- 94%
Verbleibende Kosten inkl. Förderung	~\$112/kWh	\$169/kWh (ohne Förderung) ~\$167/kWh (bei IPCEI-Bsp. ACC)	+ 51% + 49%

Quelle: Eigene Berechnung basierend auf Daten von BNEF 06.12.2022

Angaben von BNEF zufolge sind die Kosten für Lithium-Ionen-Batterien 2022 erstmals seit über 10 Jahren wieder gestiegen und lagen für Europa bei knapp \$170/kWh, für die USA bei \$157/kWh und für China bei \$127/kWh. Durch die Manufacturing Tax Credits (insg. \$45/kWh) könnten die Kosten von Batterien in den USA um rund 30% sinken (von rund \$160/kWh auf \$115/kWh). Damit wäre die **Produktion in den USA durch die Subvention deutlich günstiger als in Europa und sogar günstiger als in China** derzeit (BNEF 06.12.2022).

Im Durchschnitt kostete eine kWh an Batteriemodulen damit \$151, was allerdings alle Verwendungen (z.B. auch als Stromspeicher) einschließt. Speziell für Elektrofahrzeuge lag der Preis mit \$138 für Module etwas niedriger, für Zellen betrug er \$115 (jeweils pro kWh). Gründe für die hohen Preise sieht BNEF vor allem in gestiegenen Rohstoffkosten, mit einem generellen Preisrückgang wird erst 2024 gerechnet (BNEF 06.12.2022).

In Ermangelung direkter Vergleichsmöglichkeiten lassen sich entsprechende Förderungen in Deutschland nur anhand konkreter Projekte approximieren, die etwa von einer **Förderung der IPCEIs in der Batteriezellenfertigung** (vgl. BMWi 01.09.2021) profitieren.

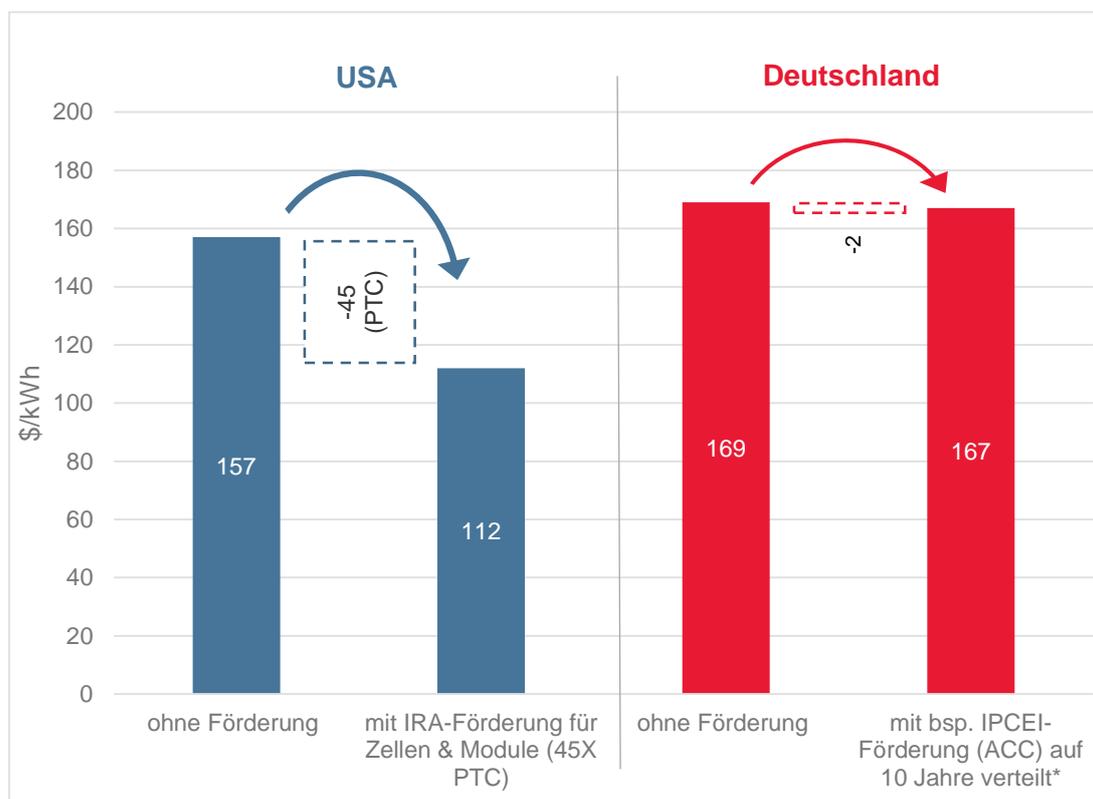
⁵¹ Volle Förderung pro Produktionseinheit bis einschließlich 2029 verfügbar. Anschließender Phase-Down mit nur noch 75% der Förderung in 2030, 50% in 2031, 25% in 2032 und 0% ab 2033

⁵² Anmerkung: Die ursprünglich veröffentlichte Version der Studie wurde angepasst, indem die Fördersumme auf 10 Jahre gerechnet wurde, um eine bessere Vergleichbarkeit mit dem IRA Tax Credit über 10 Jahre zu erreichen.

So erhielt die schwedische **Northvolt** einen IPCEI-Förderbescheid über einmalig 155 Mio. € für den Aufbau einer Batteriefabrik mit einer Produktionskapazität von 60 GWh in Schleswig-Holstein (electrive.net 11.05.22) – dies entspricht rechnerisch einer Bezuschussung in Höhe von rund \$0,3/kWh pro Jahr über 10 Jahre verteilt⁵³. Bezogen auf die Modulproduktion ergibt sich in den USA für die Umsetzung eines Projekts dieser Größenordnung ein Vergleichswert von \$600 Mio. pro Jahr (bei voller Kapazitätsauslastung). Zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Berichts ist noch keine finale Investitionsentscheidung gefallen.

Ein Förderbescheid liegt auch für eine 24-GWh-Fabrik der **ACC in Kaiserslautern** vor, mit insg. 437 Mio. € einmalig bzw. rund \$1,9/kWh pro Jahr über 10 Jahre verteilt (zur besseren Vergleichbarkeit mit dem IRA Tax Credit) (electrive.net 02.09.2021). **Tesla** hatte ebenfalls einen Antrag im Rahmen des IPCEI gestellt und für das 50 GWh-Batteriewerk in Grünheide 1,14 Mrd. € in Aussicht (knapp \$2,4/kWh pro Jahr über 10 Jahre verteilt), zog den Antrag aber letztlich zurück (Handelsblatt 26.11.2021).⁵²

Abbildung 12: Kostenvergleich Batterieproduktion mit und ohne Förderung



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von BNEF 06.12.2022

Anmerkung: *Die ursprünglich veröffentlichte Version der Studie wurde angepasst, indem die Fördersumme auf 10 Jahre gerechnet wurde, um eine bessere Vergleichbarkeit mit dem IRA Tax Credit über 10 Jahre zu erreichen.

Tatsächlich liegen also die zugesagten **Förderungen für vergleichbare Projekte in Deutschland um Größenordnungen hinter den eingeführten Regelungen im IRA**. Hinzu kommen grundlegende Unterschiede bei der Bewilligung: Während in den USA nun eine feste Förderzusage für 10 Jahre besteht, die für den Investor a priori gut planbar ist, steht in Deutschland zunächst Beantragung, Prüfung und schließlich die (mögliche) Bewilligung, was

⁵³ Hinweis: Es erfolgte eine Anpassung ggü. der Version 1 der Studie zur besseren Vergleichbarkeit der Förderhöhen und -Längen..

von einzelnen Interviewpartner*innen eher als „nachträgliche Belohnung“ und weniger als Anreizsystem bewertet wurde.

6.4 Implikationen

Die Auswirkungen des IRA auf die **Marktentwicklung für EVs in den USA** insgesamt werden mittelfristig als **spürbar, aber nicht bahnbrechend** eingeschätzt. So gehen etwa die Analysten der Rhodium Group davon aus, dass der IRA die Verbreitung von EVs grundsätzlich beschleunigen und etwa dazu führen wird, dass der Anteil von E-PKW an den Verkäufen im Jahr 2030 auf 19-57% gegenüber 12-43% ohne IRA steigt (Rhodium Group 12.08.2022). Dies deckt sich grob mit der Einschätzung der IEA, die für 2030 von einem EV-Verkaufsanteil von 30% (vor allem aufgrund des IRA) ausgeht (IEA 2022b). Auch die BCG prognostiziert einen deutlichen Anstieg und weist in diesem Zusammenhang auch auf die nicht-monetären Effekte des IRA (z.B. Wegfall einer Volume-Cap (Mengenbegrenzung) für die Hersteller und 10-jährige Planungssicherheit) hin. Demzufolge könnte der IRA (in Kombination mit weiteren Programmen einzelner Bundesstaaten) die ökonomische Wettbewerbsfähigkeit von geförderten E-PKW gegenüber Verbrennern (Preisgleichheit) um 5 Jahre beschleunigen (BCG 2022). Einige Beobachter äußern sich unter **Klimagesichtspunkten** kritisch zur Förderung von PHEV und fürchten einen potentiell steigenden Marktanteil, was sich allerdings in bestehenden Prognosen noch nicht widerspiegelt (Statista 2023).

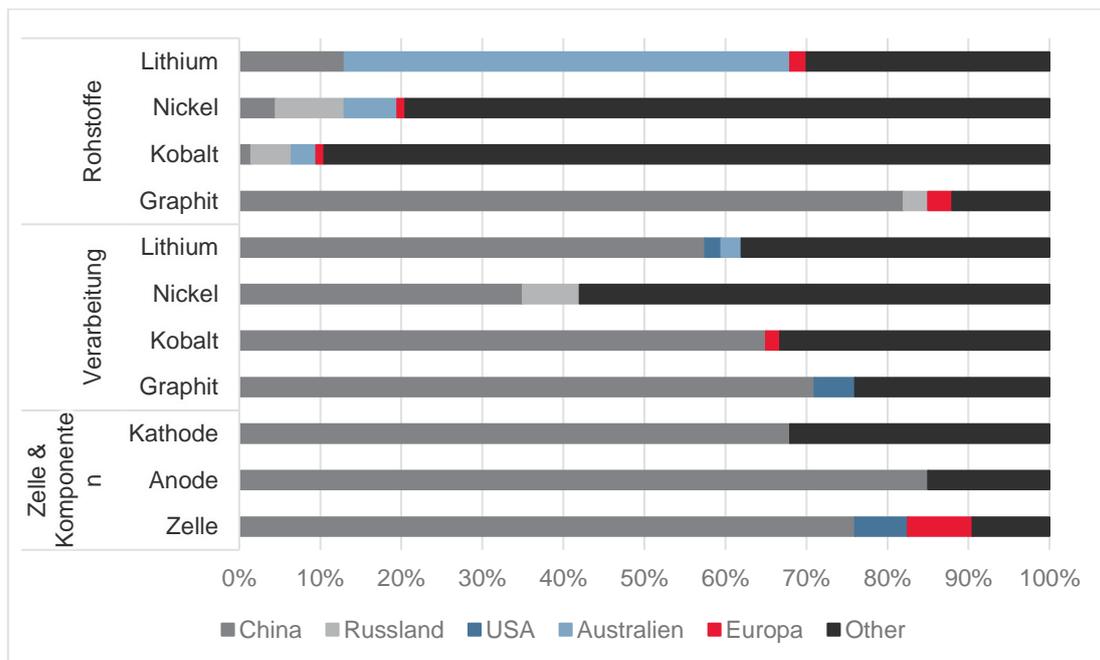
Gleichzeitig weisen mehrere Analysten darauf hin, dass es für Hersteller in den USA **kurzfristig** kaum möglich sein wird, die Local-Content-Kriterien zu erfüllen, da der dafür notwendige Aufbau einer Lieferkette zur Batterieproduktion „im günstigsten Fall mehrere Jahre in Anspruch nehmen wird“ (CSIS 15.09.2022) und bereits ein einziger Verstoß bei der Materialbeschaffung (z. B. die Verwendung von in China verarbeitetem Graphit) dazu führen könnte, dass das Fahrzeug keinen Anspruch auf die \$7.500 Gutschrift hat (CS 2022). Zusammengefasst: „The new structure of the 30D EV tax credit limits its impacts in the near term, as manufacturers race to meet critical mineral and battery component sourcing requirements“ (Rhodium Group 12.08.2022). Damit werden voraussichtlich in den kommenden Jahren nur wenige Fahrzeuge tatsächlich in den Genuss der Förderung kommen, was möglicherweise zu einer Kaufentscheidung zugunsten von Verbrennern führen (CS 2022) und damit den EV-Absatz in den kommenden Jahren sogar verlangsamen könnte (CSIS 15.09.2022).

Insgesamt kann man sagen, dass der IRA über seine Laufzeit bestehende Trends tendenziell **beschleunigen** wird. Inwiefern **Importeure** dadurch potentiell einen Nachteil erleiden, wird in entscheidendem Maße davon abhängen, wie schnell und zu welchen Kosten eine Lieferkette für Batterien in den USA tatsächlich aufgebaut werden kann. Entsprechend zurückhaltend sind selbst Expert*innen mit ihrer Einschätzung; vor dem Hintergrund der Erfahrungen mit der „Volume Cap“ in der Vergangenheit (kein nennenswerter Absatzrückgang), der allgemein noch stark überdurchschnittlichen Kosten für Elektrofahrzeuge und des erwarteten zusätzlichen Marktvolumens durch den IRA wird die **Absatzförderung** in den USA aber tendenziell als eher untergeordnetes Problem für DE-Produzenten eingeschätzt, zumal auch etliche deutscher Hersteller bereits mit Produktionen vor Ort vertreten sind und gewerblich genutzte Importfahrzeuge ebenso von der Förderung profitieren (EC 29.12.2022).

Potentiell einschneidende Auswirkungen werden durch die **Produktionsförderung für Batterien im IRA** erwartet. Derzeit sind die USA bei der Produktion von Lithium-Ionen-Batterien und kritischen Mineralien weltweit noch nicht wettbewerbsfähig (CS 2022). Bislang

liegen die Kapazitäten sowohl für die Verarbeitung einzelner Rohstoffe (wie Lithium, Kobalt und Graphit) als auch für die Produktion ganzer Lithium-Ionen-Batterien ganz überwiegend in China; auch Russland nimmt derzeit mit etwa 20% Weltmarktanteil für Nickel eine wichtige Position in der Lieferkette ein (vgl. CSIS 15.09.2022):

Abbildung 13: Anteil der globalen Herstellungskapazitäten für Batteriematerialien in USA, Freihandelspartnern, China und anderen Ländern



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten von IEA 2022g.

Wie die Darstellung zeigt, betrifft dies (mit Ausnahme von Graphit) nicht die generelle Verfügbarkeit der benötigten Rohstoffe. Nach Einschätzung der CS ist dennoch nicht ausgemacht, dass die Ansiedlung entsprechender Verarbeitungskapazitäten in den USA tatsächlich wirtschaftlich erfolgen kann: „Die Steuergutschrift für fortschrittliche Fertigung stellt potenziell erhebliche Mittel für die Entwicklung einer lokalisierten Lieferkette für Batterien und kritische Materialien bereit, obwohl noch nicht bekannt ist, ob sie ausreicht, um zusätzliche Investitionen in den drittgrößten EV-Markt der Welt anzuziehen [...]. Es muss eine gründliche Kostenanalyse durchgeführt werden, um festzustellen, ob die Kosten für die Einhaltung der Vorschriften eine akzeptable Rendite erbringen oder die Wettbewerbsfähigkeit verbessern werden“ (CS 2022).

Gleichzeitig gehen Studien von BNEF und CS von einem Kapazitätswachstum für Batteriefertigung auf über 500-600 GWh pro Jahr in 2030 aus (eine Versechsfachung der Kapazität von 2022), vor allem aufgrund der erwarteten hohen Nachfrage nach E-Fahrzeugen und den sehr attraktiven Manufacturing Tax Credits für die Produktion in den USA.

Tatsächlich wurden bereits in der Zeit vor Verabschiedung des IRA und in den ersten Monaten danach etliche Projekte angekündigt, einige Beispiele:

- South Korean SK Innovation und Ford (Joint Venture BlueOvalSK) investieren \$11,4 Mrd. für zwei Herstellungsstandorte in Tennessee and Kentucky mit insg. 129 GWh ab 2027 für Fords E-Fahrzeuge.

- Stellantis mit Samsung SDI und mit LG Energy Solution mit jeweils einer Produktionskapazität von 40 GWh ab 2024 bzw. 2025.
- GM und LG Energy Solution (Joint Venture Ultium Cells) investieren \$4,9 Mrd. in den Bau einer zweiten und dritten Batteriefabrik in Spring Hill, Tennessee, und in Lansing, Michigan, die 2023 bzw. 2024 in Betrieb gehen sollen (BNEF 2022).

Ungeachtet dessen, ob die Ziele zur einheimischen Batterieproduktion der USA letztlich vollumfänglich erreicht werden können, ist weitgehend unbestritten, dass die Förderbedingungen in den USA günstiger sind, als in Europa. Dies zeigen exemplarisch die Beispiele von Northvolt und Tesla (vgl. Abschnitt 6.3.2). Für westliche Produzenten könnte dies ein Anreiz sein, anstehende Investitionsentscheidungen im Zweifel zugunsten der USA zu treffen. Transport & Environment sieht die USA durch die Manufacturing Tax Credits in einer starken Position für die Herstellung von Batterien und EVs, die die internationale Wettbewerbslandschaft „dramatisch“ verändern wird (T&E 30.09.2022). Dies deckt sich mit den Befürchtungen einzelner interviewter Branchenbeobachter*innen, dass dadurch in Europa Produktionskapazitäten verloren gehen können, was zu einer fortbestehenden Importabhängigkeit bei dieser wichtigen Technologie und letztlich auch einer Schwächung des Industriestandorts beitragen würde.

7 Fazit

Die vorliegende Untersuchung unternimmt den Versuch, die seit Verabschiedung des IRA geführte Debatte um die Auswirkungen der in den USA eingeführten Förderungen anhand konkreter **Vergleiche in ausgewählten klima- und energierelevanten Sektoren** einzuordnen und zu bewerten. Auf dieser Grundlage soll auch eine Abschätzung der Chancen und Risiken – auch für deutsche/europäische Produzenten - unternommen werden, die sich durch den IRA ergeben.

Dabei gilt es grundsätzlich zu beachten, dass es sich bei dem vorliegenden Papier um eine **Momentaufnahme** handelt. Zum Zeitpunkt der Erstellung waren viele Bestimmungen des IRA erst wenige Wochen in Kraft und praktische Erfahrungen mit der Umsetzung kaum vorhanden; in etlichen Bereichen werden Details erst durch die Verabschiedung entsprechender Umsetzungsrichtlinien des IRS klargestellt (voraussichtlich bis Ende März 2023). Gleichzeitig erlaubt die Methodik keine komplexen Modelle etwa zur Prognose künftiger Preisentwicklungen oder Interdependenzen aus Förderanpassung und Marktentwicklung.

Zusammenfassend lässt sich zunächst festhalten, dass die Technologie- und Produktionskosten in den untersuchten Bereichen bereits ohne Förderung in den USA meist etwas geringer sind, als in Deutschland. Unter Berücksichtigung der in beiden Ländern existierenden Förderprogramme vergrößert sich dieser Abstand. Besonders deutlich fällt dieser Unterschied bei der Grünwasserstoffherstellung sowie der Produktion von Solarmodulen aus. Die Förderung durch den IRA ist einerseits **quantitativ umfangreich** (sowohl gemessen an der Produktionseinheit als auch am erwarteten, ungedeckelten Gesamtvolumen), verspricht daneben aber vor allem ein hohes Maß an **Transparenz und Planungssicherheit**. Umfang und Langfristigkeit der Förderung lassen klar das Bestreben erkennen, die entsprechenden Industrien in den USA nachhaltig zu stärken, international konkurrenzfähig bei der Produktion und Anwendung zu werden und derzeitige Importabhängigkeiten (von asiatischen Zulieferern) zu reduzieren.

Es besteht weitgehend Einigkeit darüber, dass der IRA zu einem **beschleunigten Ausbau** der Erneuerbaren Energien und einer **stärkeren Treibhausgasreduktion** in den USA führen wird, im Vergleich zu vorherigen Szenarien ohne IRA. Durch die voraussichtlich stark erhöhte Nachfrage nach entsprechenden Technologien und einem schnelleren Markthochlauf (etwa bei Wasserstoff und Elektrofahrzeugen) in den USA können sich auch **Chancen** für deutsche/europäische Anlagenhersteller und Zulieferer ergeben. Da davon ausgegangen werden muss, dass ein Produktionshochlauf in den USA in den verschiedenen Bereichen mehrere Jahre in Anspruch nehmen wird (und mittelfristig primär die erwartete zusätzliche Nachfrage in den USA deckt), betrifft dies nicht nur bereits in den USA aktive Unternehmen, sondern auch Importe aus der EU. Die starke Subventionierung der **Wasserstoffproduktion** in den USA ermöglicht eine Herstellung zu deutlich geringeren Kosten als in Deutschland, was perspektivisch die Importe von Wasserstoff(derivaten) aus den USA in den Bereich des Möglichen rücken lässt und damit eine zusätzliche Option bei der Deckung des deutschen Wasserstoffbedarfs eröffnet.

Zu den oft zitierten **Risiken** des IRA gehören mögliche **Wettbewerbsnachteile** für europäische Produzenten durch **Local-Content-Bestimmungen**. In der Tat wurden in der Debatte Stimmen laut, die hierin unzulässige nichttarifäre Handelshemmnisse sehen. Bezüglich der **praktischen Implikationen** ergibt sich jedoch ein differenziertes Bild. Tendenziell wird davon ausgegangen, dass die Einhaltung der entsprechenden Bestimmungen zumindest kurz- und mittelfristig auch mit höheren Kosten für die Produzenten verbunden sein wird, so dass die höhere Förderung nicht zwingend zu einem

Wettbewerbsvorteil führt. Für den Bereich der **EE-Stromproduktion** werden die möglichen zusätzlichen Domestic-Content-Boni daher als eher nachrangig eingeschätzt; beim Verkauf von **Elektrofahrzeugen** wird sogar davon ausgegangen, dass die US-Förderung durch die neuen Anforderungen in den nächsten Jahren faktisch wegfallen bzw. verringert wird, da diese zumindest kurzfristig nicht oder nur teilweise eingehalten werden können. Zudem besteht nicht in allen betroffenen Bereichen ein direkter Wettbewerb, etwa, weil eine entsprechende Industrie in Europa nur eingeschränkt existiert (z.B. Herstellung von PV-Modulen).

Dagegen zeichnet sich ab, dass die Förderbedingungen des IRA in einzelnen Bereichen so attraktiv sind, dass sie durchaus zu einer **Verschiebung von Investitionen** in den nächsten Jahren führen können - insbesondere in Kombination mit **weiteren Standortfaktoren** wie Marktpotential, Kundennähe oder niedrigen Energiekosten. Dies kann sich insbesondere in Bereichen nachteilig auswirken, in denen (bestehende oder strategisch geplante) europäische Standorte direkt mit nordamerikanischen konkurrieren, so etwa bei der Herstellung von Batterien und PV-Komponenten, der Endmontage von E-Fahrzeugen und der Produktion von Wasserstoff. Dies könnte sich aufgrund der potentiell unterschiedlichen Gewinnerwartungen auch auf strategische Investments für Erneuerbare erstrecken. Eine Konzentration auf den US-Markt könnte dabei stark nachgefragte strategische Ressourcen (und Fachkräfte) binden und entsprechende Entwicklungen in anderen Regionen verlangsamen.

Bislang lassen sich allenfalls **Einzelfälle** im Zusammenhang mit dieser Entwicklung aufzeigen, wie zum Beispiel die mögliche Verlagerung der Endfertigung für Batterien aus Grünheide. Inwieweit einzelne Unternehmensentscheidungen sich tatsächlich zu einem Trend entwickeln, könnte zu einem späteren Zeitpunkt Gegenstand einer separaten Untersuchung sein.

Festzuhalten bleibt in jedem Fall, dass die Höhe der Förderung im IRA nicht das alleinige – und in vielen Fällen wohl auch nicht das ausschlaggebende – Kriterium für eine Investitionsentscheidung darstellt. Weitere Faktoren – insbesondere die Langfristigkeit, Transparenz und Praktikabilität der Förderung, aber auch „weiche“ Standortfaktoren, wie die Verfügbarkeit von Arbeitskräften, Dauer von Genehmigungsverfahren, politische Stabilität etc. – sind ebenso relevant. Dies gilt es auch bei der Bewertung der Handlungsoptionen aus europäischer Sicht im Blick zu behalten.

8 Quellenverzeichnis

- 26 USC §45: Electricity produced from certain renewable resources etc., Internal Revenue Code, prepared by Office of the Law Revision Counsel of the United States House of Representatives. <https://uscode.house.gov/view.xhtml?req=granuleid:USC-prelim-title26-section45&num=0&edition=prelim>
- 26 USC §48: Energy credit, Internal Revenue Code, prepared by Office of the Law Revision Counsel of the United States House of Representatives. <https://uscode.house.gov/view.xhtml?req=granuleid:USC-prelim-title26-section48&num=0&edition=prelim>
- 26 USC 45Y: Clean electricity production credit, Internal Revenue Code, prepared by Office of the Law Revision Counsel of the United States House of Representatives. <https://uscode.house.gov/view.xhtml?req=granuleid:USC-prelim-title26-section45Y&num=0&edition=prelim>
- 26 USC 48E: Clean electricity investment credit, Internal Revenue Code, prepared by Office of the Law Revision Counsel of the United States House of Representatives. <https://uscode.house.gov/view.xhtml?req=granuleid:USC-prelim-title26-section48E&num=0&edition=prelim>
- 26 USC 45X: Advanced manufacturing production credit, Internal Revenue Code, prepared by Office of the Law Revision Counsel of the United States House of Representatives. <https://uscode.house.gov/view.xhtml?req=granuleid:USC-prelim-title26-section45X&num=0&edition=prelim>
- 26 USC 45V: Credit for production of clean hydrogen, Internal Revenue Code, prepared by Office of the Law Revision Counsel of the United States House of Representatives. <https://uscode.house.gov/view.xhtml?req=granuleid:USC-prelim-title26-section45V&num=0&edition=prelim>
- ACP (American Clean Power) (2022): Clean Energy Investing in America, December 2022. https://cleanpower.org/wp-content/uploads/2022/12/ACP_Clean_Energy_Investing_In_America_Report_Q422.pdf
- ACP (American Clean Power) (2023): U.S. Installed and Potential Wind Power Capacity and Generation, dargestellt von WINDEXchange.energy.gov, <https://windexchange.energy.gov/maps-data/321>
- Baranowski, Ruth; Cooperman, Aubryn; Gilman, Patrick; and Lantz, Eric (2022): Wind Energy Supply Chain Deep Dive Assessment. US Department of Energy. <https://www.energy.gov/sites/default/files/2022-02/Wind%20Supply%20Chain%20Report%20-%20Final%202.25.22.pdf>
- BCG (Boston Consulting Group) (2022): US Inflation Reduction Act: Climate & Energy Features and Potential Implications, August 2022. <https://media-publications.bcg.com/BCG-Executive-Perspectives-US-Inflation-Reduction-Act-16August2022.pdf>
- Bloomberg (10.01.2023): China has set its sights on cornering another green energy market: hydrogen. <https://www.bloomberg.com/news/articles/2023-01-10/is-green-hydrogen-the-fuel-of-the-future-china-us-europe-are-betting-on-it?leadSource=verify%20wall>
- BMWK (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz) (2023): Beihilfenkontrollpolitik, letzte Einsicht am 19.01.2023. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Europa/beihilfenkontrollpolitik.html>
- BNEF (Bloomberg New Energy Finance) (2022): Sustainable Energy in America 2022 Factbook, Tracking Market & Policy Trends. Developed in partnership with the Business Council for Sustainable Energy. <https://bcse.org/wp-content/uploads/2022/10/2022-Sustainable-Energy-in-America-Factbook.pdf>

- BNEF (Bloomberg New Energy Finance) (30.06.2022): Cost of New Renewables Temporarily Rises as Inflation Starts to Bite. <https://about.bnef.com/blog/cost-of-new-renewables-temporarily-rises-as-inflation-starts-to-bite/>
- BNEF (Bloomberg New Energy Finance) (07. 11.2022): Localizing Clean Energy Value Chains Will Come at a Cost, <https://about.bnef.com/blog/localizing-clean-energy-value-chains-will-come-at-a-cost/>
- BNEF (Bloomberg New Energy Finance) (14.11.2022): A Breakneck Growth Pivot Nears for Green Hydrogen. <https://about.bnef.com/blog/a-breakneck-growth-pivot-nears-for-green-hydrogen/>
- BNEF (Bloomberg New Energy Finance) (06.12.2022): Lithium-ion Battery Pack Prices Rise for First Time to an Average of \$151/kWh. <https://about.bnef.com/blog/lithium-ion-battery-pack-prices-rise-for-first-time-to-an-average-of-151-kwh/>
- BNetzA (Bundesnetzagentur) (2023a): Beendete Ausschreibungen, Ergebnisse der Ausschreibungsrunden für Solaranlagen 2022. <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Solaranlagen1/BeendeteAusschreibungen/start.html>
- BNetzA (Bundesnetzagentur) (2023b): Beendete Ausschreibungen, Ergebnisse der Ausschreibungsrunden für Windenergie-Anlagen an Land 2022. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Wind_Onshore/BeendeteAusschreibungen/start.html
- BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie) (01.09.2021): IPCEIs in der Batteriezellfertigung. [Microsoft Word - 0902 Infopapier IPCEIs in der Batteriezellfertigung \(bmwk.de\)](https://www.bmwk.de/SharedDocs/Infopapier/Infopapier-IPCEIs-in-der-Batteriezellfertigung.pdf?__blob=publicationFile)
- BDI (Bundesverband der Deutschen Industrie e.V.) (2023): Inflation Reduction Act: Europa im Wettbewerb um die grüne Transformation. <https://bdi.eu/publikation/news/inflation-reduction-act-europa-im-wettbewerb-um-die-gruene-transformation>
- CRS (Congressional Research Service) (2021): The Energy Credit or Energy Investment Tax Credit (ITC), Updated April 23, 2021. <https://crsreports.congress.gov/product/pdf/IF/IF10479>
- CRS (Congressional Research Service) (2020): The Renewable Electricity Production Tax Credit: In Brief, Updated April 29, 2020. <https://sgp.fas.org/crs/misc/R43453.pdf>
- CS (Credit Suisse) (2022): US Inflation Reduction Act – A tipping point in climate action. <https://www.credit-suisse.com/treeprintusinflationreductionact>
- CSIS (Center for Strategic and International Studies) (15.09.2022): IRA and the EV Tax Credits—Can We Kill Multiple Birds with One Stone? <https://www.csis.org/analysis/ira-and-ev-tax-credits%E2%80%94can-we-kill-multiple-birds-one-stone-0>
- Deutsche WindGuard (2023): Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland, Jahr 2022. https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/06-zahlen-und-fakten/20230118_Status_des_Windenergieausbaus_an_Land_Jahr_2022.pdf
- Deutschlandfunk Kultur (05.12.2022): Autobatteriewerk in Schleswig-Holstein: Subventionswettrennen mit den USA. <https://www.deutschlandfunkkultur.de/northvolt-batteriefabrik-heide-schleswig-holstein-100.html>
- DOE (Department of Energy) (n.d.): Alternative Fuels Data Center. Electric Vehicles with Final Assembly in North America. <https://afdc.energy.gov/laws/electric-vehicles-for-tax-credit>
- DOE (Department of Energy) (2022): DOE National Clean Hydrogen Strategy and Roadmap. September 2022. <https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/clean-hydrogen-strategy-roadmap.pdf>

- DOE (Department of Energy) (16.12.2022): Biden-Harris Administration Announces \$750 Million to Accelerate Clean Hydrogen Technologies.
<https://www.energy.gov/articles/biden-harris-administration-announces-750-million-accelerate-clean-hydrogen-technologies>
- DOE, U.S. Department of Transportation, and U.S. Department of Agriculture, in collaboration with the U.S. Environmental Protection Agency (2022): SAF Grand Challenge Roadmap Flight Plan for Sustainable Aviation Fuel. September 2022.
<https://www.energy.gov/sites/default/files/2022-09/beto-saf-gc-roadmap-report-sept-2022.pdf>
- EC (Europäische Kommission) (2020): Eine Wasserstoffstrategie für ein Klimaneutrales Europa. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0301&from=EN>
- EC (Europäische Kommission) (2021): First Call for Large-Scale Projects List of Proposals Pre-Selected for a Grant. https://climate.ec.europa.eu/system/files/2021-11/policy_funding_innovation-fund_large-scale_successful_projects_en.pdf
- EC (Europäische Kommission) (2022a): Innovation Fund Second Call for Large-Scale Projects: List of Proposals Pre-Selected for a Grant.
https://climate.ec.europa.eu/system/files/2022-07/LSC2_List_of_pre-selected_projects_6.pdf
- EC (Europäische Kommission) (2022b): Third Call for Large-Scale Projects.
https://climate.ec.europa.eu/eu-action/funding-climate-action/innovation-fund/large-scale-calls_en
- EC (Europäische Kommission) (15.07.2022): IPCEI: EU-Kommission gibt grünes Licht zur Förderung von Wasserstofftechnologie – auch in Deutschland.
https://germany.representation.ec.europa.eu/news/ipcei-eu-kommission-gibt-grunes-licht-zur-forderung-von-wasserstofftechnologie-auch-deutschland-2022-07-15_de
- EC (Europäische Kommission) (21.09.2022): State Aid: Commission approves up to €5.2 billion of public support by thirteen Member States for the second Important Project of Common European Interest in the hydrogen value chain.
https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_5676
- EC (Europäische Kommission) (13.10.2022): State aid: Commission approves €220 million Spanish measure to support COBRA in production of renewable hydrogen.
https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_6017
- EC (Europäische Kommission) (15.11.2022): In focus: Renewable hydrogen to decarbonise the EU's energy system. https://commission.europa.eu/news/focus-renewable-hydrogen-decarbonise-eus-energy-system-2022-11-15-0_en
- EC (Europäische Kommission) (29.12.2022): EU welcomes access to US subsidy scheme for commercial vehicles.
https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_22_7869
- EC (Europäische Kommission) (2023): Third Call for Large-Scale Projects.
https://climate.ec.europa.eu/eu-action/funding-climate-action/innovation-fund/large-scale-calls_en
- EIA (U.S. Energy Information Administration) (2022): Levelized Costs of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2022.
https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/electricity_generation.pdf
- Electrive.net (02.09.2021): BMWi übergibt Batterie-Förderbescheid in Kaiserslautern.
<https://www.electrive.net/2021/09/02/bmwi-uebergibt-batterie-foerderbescheid-in-kaiserslautern/>
- Electrive.net (11.05.2022): Northvolt erhält IPCEI-Förderbescheid.
<https://www.electrive.net/2022/05/11/northvolt-erhaelt-ipcei-foerderbescheid/>

- Foley (27.10.22): Made in the USA - IRA Tax Credits for Renewable Energy Component Manufacturers. <https://www.foley.com/en/insights/publications/2022/10/ira-tax-credits-renewable-energy-component>
- FCHO (Fuels Cells and Hydrogen Observation) (2022): Levelised Cost of Hydrogen, March 2022. <https://www.fchobservatory.eu/observatory/technology-and-market/levelised-cost-of-hydrogen-grid-connected-electrolysis>
- German American Chambers of Commerce (GACC) (2023): 2023 German American Business Outlook (GABO). <https://www.gaccmidwest.org/en/media/publications/german-american-business-outlook>
- H2Global Stiftung (2023): The H2Global Mechanism, letzte Einsicht am 11.01.2023. <https://www.h2global-stiftung.com/project/h2g-mechanism>
- Handelsblatt (26.11.2021): Sorge um Batteriegeheimnisse: Darum verzichtet Tesla auf milliardenschwere Staatshilfe. <https://www.handelsblatt.com/unternehmen/industrie/tesla-sorge-um-batteriegeheimnisse-darum-verzichtet-tesla-auf-milliardenschwere-staatshilfe/27837626.html>
- ICCT (International Council on Clean Transportation) (2022): Cost of Renewable Hydrogen Produced Onsite at Hydrogen Refueling Stations in Europe. <https://theicct.org/wp-content/uploads/2022/02/fuels-eu-cost-renew-H-produced-onsite-H-refueling-stations-europe-feb22.pdf>
- IEA (International Energy Agency) (2019): The Future of Hydrogen - Seizing Today's Opportunities. https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen.pdf
- IEA (International Energy Agency) (2022a): Renewables 2022 - Analysis and Forecast to 2027. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/64c27e00-c6cb-48f1-a8f0-082054e3ece6/Renewables2022.pdf>
- IEA (International Energy Agency) (2022b): World Energy Outlook 2022. https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/electricity_generation.pdf
- IEA (International Energy Agency) (2022c): Will new PV manufacturing policies in the United States, India and the European Union create global PV supply diversification? <https://www.iea.org/reports/will-new-pv-manufacturing-policies-in-the-united-states-india-and-the-european-union-create-global-pv-supply-diversification>
- IEA (International Energy Agency) (2022d): Electrolysers - Technology deep dive. <https://www.iea.org/reports/electrolysers>
- IEA (International Energy Agency) (2022e): Global Hydrogen Review 2022. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/c5bc75b1-9e4d-460d-9056-6e8e626a11c4/GlobalHydrogenReview2022.pdf>
- IEA (International Energy Agency) (2022f): Global EV Outlook 2022, Securing supplies for an electric future. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ad8fb04c-4f75-42fc-973a-6e54c8a4449a/GlobalElectricVehicleOutlook2022.pdf>
- IEA (International Energy Agency) (2022g): Global Supply Chains of EV Batteries. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/4eb8c252-76b1-4710-8f5e-867e751c8dda/GlobalSupplyChainsOfEVBatteries.pdf>
- IEA (International Energy Agency) (2023): Energy Technology Perspectives 2023. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/d5a18261-96c5-4f3c-b052-f7405a93cf10/EnergyTechnologyPerspectives2023.pdf>
- IEA (International Energy Agency) (23.05.2022): Global EV Data Explorer. <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/global-ev-data-explorer>
- Inflation Reduction Act of 2022, Public Law No 117-169 (08/16/2022), 117th Congress. <https://www.congress.gov/bill/117th-congress/house-bill/5376/text>

- IRENA (International Renewable Energy Agency) (2021): Making the Breakthrough: Green hydrogen policies and technology costs, 2021. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Nov/IRENA_Green_Hydrogen_breakthrough_2021.pdf?la=en&hash=40FA5B8AD7AB1666EECBDE30EF458C45EE5A0AA6#:~:text=Green%20hydrogen%20now%20costs%20USD.times%20more%20than%20grey%20hydrogen.
- IRENA (International Renewable Energy Agency) (2022): Renewable Power Generation Costs in 2021. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Jul/IRENA_Power_Generation_Costs_2021.pdf?rev=34c22a4b244d434da0accde7de7c73d8
- IRS (Internal Revenue Service) (2022): Topic A — Frequently Asked Questions About the Eligibility Rules for the New Clean Vehicle Credit. <https://www.irs.gov/newsroom/topic-a-frequently-asked-questions-about-the-eligibility-rules-for-the-new-clean-vehicle-credit>
- ISE (Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE) (2021): Levelized Cost of Electricity Renewable Energy Technologies, June 2021. https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/EN2021_Fraunhofer-ISE_LCOE_Renewable_Energy_Technologies.pdf
- Joint Committee on Taxation (09.08.2022): Estimated Budget Effects Of The Revenue Provisions Of Title I – Committee On Finance, Of An Amendment In The Nature Of A Substitute To H.R. 5376, “An Act To Provide For Reconciliation Pursuant To Title II Of S. Con. Res. 14,” As Passed By The Senate On August 7, 2022, And Scheduled For Consideration By The House Of Representatives On August 12, 2022. <https://www.jct.gov/publications/2022/jcx-18-22/>
- LevelTen (13.01.2022): Q4 2021 PPA Price Index - North America. <https://www.leveltenenergy.com/post/q4-2021>
- LevelTen (13.04.2022): Q1 2022 PPA Price Index - Executive Summary North America. <https://www.leveltenenergy.com/post/q1-2022>
- LevelTen (13.07.2022): Q2 2022 PPA Price Index - Executive Summary North America. <https://www.leveltenenergy.com/post/q2-2022>
- LevelTen (14.10.2021): Q3 2021 PPA Price Index - North America. <https://www.leveltenenergy.com/post/q3-2021>
- LevelTen (17.10.2022): Q3 2022 PPA Price Index - Executive Summary North America. <https://www.leveltenenergy.com/post/q3-2022>
- MNRE (Ministry of New and Renewable Energy – Government of India) (2023): National Green Hydrogen Mission. https://mnre.gov.in/img/documents/uploads/file_f-1673581748609.pdf
- NDRC (National Development and Reform Commission – People’s Republic of China) (29.03.2022): China maps 2021-2035 plan on hydrogen energy development. https://en.ndrc.gov.cn/news/pressreleases/202203/t20220329_1321487.html
- NREL (National Renewable Energy Laboratory) (27.10.2022): Fall 2022 - Solar Industry Update. <https://www.nrel.gov/docs/fy23osti/84515.pdf>
- NWR (Nationaler Wasserstoffrat) (2022): Stellungnahme: Einschätzung zum Inflation Reduction Act, 9. Dezember 2022. https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2022/5_NWR-Stellungnahme_IRA_final.pdf
- PV Magazine (01.04.2022): Enel, European Commission sign grant agreement for 3 GW Italian module factory. <https://www.pv-magazine.com/2022/04/01/enel-european-commission-sign-grant-agreement-for-3-gw-italian-module-factory/>
- PV Magazine (05.12.2022): REC scraps plan to build 4 GW solar module factory in France. <https://www.pv-magazine.com/2022/12/05/rec-scraps-plan-to-build-4-gw-solar-module-factory/>

[factory-in-france/#:~:text=REC%20says%20it%20has%20dropped,in%20the%20town%20of%20Hambach](#)

PWC (2022): Inflation Reduction Act: Energy-related credits may provide opportunities for infrastructure asset managers. <https://www.pwc.com/us/en/services/tax/library/ira-energy-related-credits-may-benefit-certain-asset-managers.html>

Rat der Europäischen Union (2022): Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates zur Gewährleistung gleicher Wettbewerbsbedingungen für einen nachhaltigen Luftverkehr, 02.06.2022. <https://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-9805-2022-INIT/de/pdf>

Reuters (02.12.2022): U.S. to expand solar panel tariffs after probe finds Chinese evasion. <https://www.reuters.com/markets/commodities/us-says-solar-imports-four-southeast-asian-countries-were-dodging-china-tariffs-2022-12-02/>

Rhodium Group (12.08.2022): A Turning Point for US Climate Progress: Assessing the Climate and Clean Energy Provisions in the Inflation Reduction Act. <https://rhg.com/research/climate-clean-energy-inflation-reduction-act/>

Salzgitter AG (10.11.2022): Salzgitter AG stellt neue Feuerverzinkungsanlage vor. <https://www.salzgitter-ag.com/de/newsroom/pressemeldungen/details/salzgitter-ag-stellt-neue-feuerverzinkungsanlage-vor-20296.html>

SEIA (Solar Energy Industries Association) (2022): Solar Market Insight Report 2022 Q4. <https://www.seia.org/research-resources/solar-market-insight-report-2022-q4>

SHS (Stahl Holding Saar) (02.12.2022): Investition von historischem Ausmaß für mehr Klimaschutz: Aufsichtsräte beschließen Investitionen in Höhe von 3,5 Milliarden für grünen Stahl von der Saar. <https://www.stahl-holding-saar.de/shs/de/presse/pressemitteilungen/investition-von-historischem-ausmass-fuer-mehr-klimaschutz-aufsichtsrate-beschliessen-investitionen-in-hoehe-von-3-5-milliarden-fuer-gruenen-stahl-von-der-saar-105074.shtml>

Statista (2023): Mobility Market Insights: Electric Vehicles – Unites States. [Electric Vehicles - US | Statista Market Forecast](#)

SWP (Stiftung Wissenschaft und Politik) (2022): Elektrolyseure für die Wasserstoffrevolution. <https://www.swp-berlin.org/publikation/elektrolyseure-fuer-die-wasserstoffrevolution>

SWR (04.10.2022): EU-Kommission genehmigt 134-Millionen-Unterstützung für BASF. <https://www.swr.de/swraktuell/rheinland-pfalz/ludwigshafen/basf-eu-kommission-hilfen-100.html>

TPC (Tax Policy Center) (2020): What tax incentives encourage energy production from fossil fuels?, Key Elements of the U.S. Tax System, Updated May 2020. https://www.taxpolicycenter.org/sites/default/files/briefing-book/3.15.1_0.pdf

thyssenkrupp (26.01.2023): thyssenkrupp Steel schnürt größtes Investitionspaket seit 20 Jahren. <https://www.thyssenkrupp-steel.com/de/unternehmen/strategie-20-30/investitionen/investitionen.html>

Transport & Environment (30.09.2022): Industrial policy is not a relic of the past but key to winning the green energy race. [Industrial policy is not a relic of the past but key to winning the green energy race - Transport & Environment \(transportenvironment.org\)](#)

UN Comtrade (2022): UN Comtrade Database, letzte Einsicht am 08.12.2022. <https://comtrade.un.org/data>

Wiser, Ryan; Bolinger, Mark; Hoen, Ben; Millstein, Dev; Rand, Joe; Barbose, Galen; Darghouth, Naïm; Gorman, Will; Jeong, Seongeun; and Paulos, Ben (2022): Land-Based Wind Market Report: 2022 Edition. https://www.energy.gov/sites/default/files/2022-08/land_based_wind_market_report_2202.pdf

WV Stahl (2022): Der US-Inflation Reduction Act aus Sicht der Stahlindustrie in Deutschland,
November 2022. https://www.stahl-online.de/wp-content/uploads/202211_PosPap_IRA.pdf