



NEWSLETTER

Energie- und Klimapolitik
»Ausbau Erneuerbare Energien«

Ausgabe 2

8. März 2023

Ausbau der Erneuerbaren Energien – Turbo erforderlich!

Neue Finanzierungskonzepte umsetzen

Im Jahr 2022 sind die CO₂-Minderungsziele erneut verfehlt worden. Die Energiewende verzögert sich weiterhin. Ein Grund dafür ist die Investitionsunsicherheit für die Projektbetreiber der Erneuerbaren Energien. Die Frage nach zukunftsfähigen Finanzierungsmodellen für den Ausbau der Erneuerbaren Energien stellt sich immer dringlicher.

Die Finanzierungsfrage der Energiewende hat drei wesentliche Aspekte:

1. Der schnelle Ausbau der Erneuerbaren Energien (politisches Ziel: 80 % Erneuerbare im Strommix 2030)
2. Die Versorgungssicherheit angesichts eines steigenden Strombedarfs (Anstieg von derzeit ca. 500 TWh auf 750 TWh in 2030)
3. Wettbewerbsfähige Strompreise für die Industrie (im Kontext Industriestrompreis und Klimaneutrales Strommarktdesign)

Dieser Newsletter gibt einen Überblick über die bestehenden und die derzeit diskutierten ergänzenden Finanzierungsmodelle von EE-Anlagen, die die Grundlage einer erfolgreichen Energiewende sind.

Investitions- und Planungssicherheit

Die Bundesregierung hat im sogenannten Sommerpaket (Anpassung von Bundesimmissionsschutzgesetz,

Bundesnaturschutzgesetz, Baugesetzbuch, Raumordnungsgesetz) die Grundlagen dafür gelegt, dass Planungs- und Genehmigungsverfahren beschleunigt und die im »Osterpaket« angehobenen Ausbauziele von Windkraft und Photovoltaik umgesetzt werden können. In den nächsten Jahren ist mit enormen Produktionszahlen von Windturbinen und PV-Modulen zu rechnen. Gleichzeitig erleben wir, wie Produktionsanlagen verlagert und Arbeitsplätze in diesen zukunftsweisenden Technologien abgebaut werden. Projektentwickler der Erneuerbaren Energien halten sich nach wie vor mit Investitionen zurück, was sich in der Auftragsvergabe für die Industrie spiegelt.

Ohne Planungssicherheit darüber, wann und wo wie viel Kapazitäten in Deutschland aufgebaut werden, übersetzen sich erwartete Marktentwicklungen nicht in reale Investitionen vor Ort. Die Unternehmen bedienen dann Projekte in anderen Ländern. Schon heute produzieren deutsche Windanlagenhersteller vor allem für Projekte in den Niederlanden. Umgekehrt kommen die Windanlagen, die hier aufgestellt werden, oft aus anderen Ländern. Die Gefahr besteht, dass der Hochlauf der Energiewendetechnologien sich dauerhaft nicht in heimischer Wertschöpfung widerspiegelt. Selbstverständlich ist das auch klimapolitisch problematisch: die Produkte werden fern ihrer Einsatzorte gefertigt, benötigen eine hochkomplexe Logistik und verursachen unnötig CO₂-Emissionen. Mit der falschen industriepolitischen Steuerung geht die Energiewende an den Menschen vorbei.

Die Investitionsentscheidungen der Anlagenbauer, die jetzt anstehen, müssen also im Rahmen einer zuverlässigen und langfristigen Steuerungsperspektive gelenkt werden. Der nächste Schritt, nach dem die gesetzlichen Voraussetzungen geschaffen wurden, ist nun, das politische Vorhaben der beschleunigten Energiewende in Investitionsbereitschaft und funktionierende Geschäftsmodelle zu übersetzen. Eine gesicherte Finanzierungsperspektive ist hierfür eine Grundvoraussetzung. Kurze Lieferketten zwischen lokaler Nachfrage und lokaler Produktion kommen dann zustande, wenn der Projektbetreiber investiert und vor Ort bestellt. Das volatile Marktumfeld muss mit langfristigen Verträgen beruhigt werden. Dazu gibt es verschiedene Ansätze. Es werden zwei Modelle vorgestellt, die in der Diskussion besonders häufig vorkommen: CfDs (Contracts for Difference) und PPAs (Power Purchase Agreement).

Finanzierungsmodelle im EEG

Die Finanzierung der Erneuerbaren Energien hat mit dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) 2000 so begonnen, dass Anlagenbetreiber eine **fixe Einspeisevergütung** vom Staat zugesichert bekommen haben. Das sollte den Investoren Planungssicherheit geben. Die Vergütung ist degressiv angelegt, verringert sich also mit der Zeit und erzeugt so den Druck, effizienter zu produzieren. Diese Vergütung wurde aus einem Topf bezahlt, in den alle Strombezieher über die EEG-Umlage eingezahlt haben. In der EEG-Novelle von 2012 wurde die feste Einspeisevergütung ergänzt durch eine geförderte Direktvermarktung (**Marktprämie**), bei der der Produzent seinen Strom direkt an den Verbraucher verkauft und hierfür eine Prämie vom Staat erhalten kann, welche die Rentabilität der Produktion garantiert (fixe Marktprämie). Damit sollte die Stromerzeugung durch Erneuerbare Energien markttauglicher gemacht werden.

2014 wurde das Verhältnis zugunsten der Marktprämie verschoben: die Regierung führte ab einer bestimmten Anlagengröße eine **Direktvermarktungspflicht** ein. In der EEG2017-Novelle kam es zu einer entscheidenden Veränderung. Die Vergütungshöhe wurde nun von den Projektentwicklern selbst über ein **Auktionsverfahren** der Bundesnetzagentur bestimmt. Den Zuschlag zur Förderung bekamen die Betreiber mit den niedrigsten Geboten. Der Staat zahlt je die Differenz zwischen anzulegendem Wert und aktuellem Strompreis, wenn er darunterliegt (**gleitende Marktprämie**). Wenn er darüber liegt, zahlt er nichts. So ist der Verkauf zum Preis des anzulegenden Werts garantiert und gleichzeitig die Produktion zu einem möglichst niedrigen Preis über das Auktionsmodell angereizt. Dieses Finanzierungsmodell wurde im EEG 2021 fortgeschrieben. Aktuell werden fast alle Windenergieanlagen und circa ein Drittel der Solaranlagen über die gleitende Marktprämie finanziert. Die Förderung wird in der Regel über zwanzig Jahre

gewährt, sodass die ersten Anlagen also ab 2020 aus ihrer Förderung rausfielen. Gleichzeitig stieg durch den Ausbau der EE die EEG-Umlage in den letzten Jahren von etwa 2 ct/KWh (2010) auf 6,75 ct/KWh (2020). Diese wurde mit dem EEG 2023 abgeschafft. Trotzdem erhöht sich sowohl von der Angebots- als auch der Nachfrageseite des Grünstroms nun der Druck, neben der weiterhin wichtigen Marktprämie über künftige Finanzierungsmöglichkeiten der Erneuerbaren nachzudenken. Denn die Ausbauziele der Bundesregierung setzen **Milliardeninvestitionen**¹ voraus und die Finanzierung des EEG-Topfes aus Bundesmitteln steht nun unter Finanzierungsvorbehalt eines unter ständigem Konsolidierungsdruck stehenden Haushalts. Investitionssicherheit und somit eine verlässliche und grüne Energieproduktion sind somit nach wie vor gefragt – für die Investoren und für die Abnehmer, besonders in den energieintensiven Industrien.

Klimaschutz- bzw. Differenzverträge/ Contracts for Difference

Neben der Finanzierung im EEG werden zurzeit alternative Finanzierungs- oder Fördermodelle diskutiert. Hierbei sind vor allem sogenannte **Klimaschutzverträge** oder **CfDs** (Contracts for Difference) im Gespräch. Diese Vertragsform der CfDs kommt aus dem Finanzwesen und wurde in der Energiewirtschaft vor allem in Bezug auf Windkraftanlagen ins Spiel gebracht, wo 2018 schon Marktprämien von 0 ct. zustande kamen, es also keiner Förderung mehr bedurfte. Der Ansatzpunkt ist, dass die Kosten für Errichtung (CAPEX) und Betrieb (OPEX) von klimafreundlichen Produktionsanlagen aktuell noch höher sind, als der Weiterbetrieb von aktuell fossil betriebenen Produktionsanlagen. Der Umstieg ist vielfach mit erheblichen Unsicherheiten in der Markt- und Preisentwicklung verbunden. Exogene Schocks wie die Pandemie oder der Ukrainekrieg haben die Unsicherheiten noch erhöht. Die Klimaschutzverträge setzen hier an, da sie ein festen Preis für die Grünstromproduktion bzw. den -bezug garantieren.

Ein Lösungsvorschlag ist das CfD-Pollingmodell vom DIW. Diese Verträge werden in diesem Modell nach zwei Seiten geschlossen, jeweils ist der Staat Vertragspartner: für die Seite der Erzeuger und der (meist industriellen) Großverbraucher. Für die **Seite der Erzeuger** sieht der Prozess so aus: nach einer erfolgreichen Bewerbung in einem Ausschreibungsverfahren wird zwischen dem Erzeuger von Erneuerbaren Energien und dem Staat ein Vertrag geschlossen. Der darin festgelegte Preis wird in einem Ausschreibungsverfahren ermittelt (strike price). Dieser Preis bildet die Basis, auf welcher der Erzeuger sein Projekt wirtschaftlich betreiben kann. Sollte der Großhandelspreis nach

¹ RWE geht von 25 Milliarden Euro allein für den Wind Offshore Bereich aus.

Abbildung 3

Konzept eines Differenzvertrags



Quelle: Eigene Darstellung

© DIW Berlin 2022

Durch mögliche Rückzahlungen aus den Differenzverträgen werden die KundInnen indirekt gegen hohe Strompreise abgesichert.

der Realisierung des Projektes unterhalb des vereinbarten Preises fallen, wird die Differenz vom Staat ausgeglichen. Soweit folgt das Modell der Logik der Marktprämie. Das Neue ist: wenn der Marktpreis oberhalb des vereinbarten Preises liegt, die Erlöse also über die Erwartung steigen, wird die Differenz zurück an den Staat gezahlt. Das verhindert eine Überförderung und entlastet den Haushalt.

Die Tatsache, dass der Staat mit seiner Finanzkraft Vertragspartner ist, senkt das Investitionsrisiko. Schwankende Rohstoff- und Energiepreise oder unsichere Erlöse aus Grünstromproduktion können zwischen privaten Vertragspartnern schnell zu einer Projektabsage führen: Dieses Risiko lassen sich die Banken durch Risikoaufschläge absichern. Wenn der Staat über CfDs einen festen Strompreis garantiert, sinken die Kosten für die Bauprojekte und damit der Eigenkapitalbedarf der EE-Projektbetreiber. In der Folge können zuverlässig Aufträge an die Produzenten der Anlagen gegeben werden. Standorte und Beschäftigung in der Windanlagenindustrie sind so gesichert und können entsprechend der politisch beschlossenen Ausbauziele aufgebaut werden. Für die **Seite der Verbraucher** werden die Differenzverträge mit spiegelbildlicher Wirkung geschlossen: ist der vereinbarte Preis höher als der Marktpreis, was vor allem am Anfang der Vertragslaufzeit der Fall sein wird, zahlt der Staat die Differenz. Mit dem Aufbau der Erneuerbaren Energien und ihrer zunehmenden Integration in das

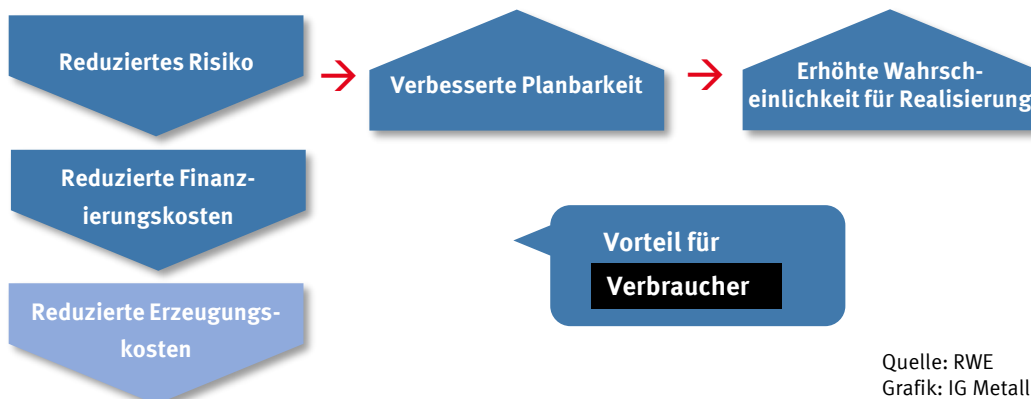
Stromnetz wird der Grünstrompreis sinken. Fällt der Preis unter den im Vertrag festgelegten Preis, geht die Differenzzahlung vom Unternehmen an den Staat. Die Umstellung der energieintensiven Industrie auf Grünstrombezug wird so langfristig kalkulierbar. In Frankreich und Großbritannien wird dieses Modell schon erfolgreich angewendet. In weiteren europäischen Ländern (Polen, Irland, Litauen) wird es gerade entwickelt. In GB erwartet man sogar dass eine Förderung der EE über die CfDs hinaus bald nicht mehr nötig sein wird (förderfreie CfDs).

PPA – Power Purchase Agreements

Als ein weiteres Instrument werden sogenannte Power Purchase Agreements diskutiert. Hierbei handelt es sich um langfristige Lieferverträge von grünem Strom, die außerhalb der staatlichen Fördersystematik zwischen Stromproduzenten (etwa Wind- oder Solarparkbetreiber) und -abnehmern (meist große Industrie- oder Gewerbekunden) individuell vereinbart werden. Solche Verträge sollen Stromlieferanten und -abnehmern, die hier auch Stromversorger sein können, angesichts der volatilen Stromproduktion durch Erneuerbare und der unklaren Strompreisentwicklung auch außerhalb der staatlichen EEG-Förderung und ohne den Staat als Vertragspartner Planungssicherheit bieten. Sie werden – analog zu den Klimaschutzverträgen - zu einem bestimmten Festpreis entlang angenommenen Marktentwicklungen geschlossen und funktionieren so, dass im Falle von Strompreisen oberhalb

Contracts for Difference (CfD)

Abgesicherte Erlöse ✓ →



Quelle: RWE
Grafik: IG Metall

des vereinbarten Festpreises Ausgleichszahlungen von Anbieter an Abnehmer gezahlt werden und im Falle von Strompreisen unterhalb des Festpreises in die andere Richtung. Die Stromlieferungen zwischen Anbieter und Abnehmer können rein bilanziell (offsite PPA), physisch am Standort (onsite PPA) oder über einen Händler (synthetisch) ablaufen. PPAs haben damit eine im Vergleich zur Direkteinspeisung und der Marktprämie vom Staat unabhängige Vertragsform. Das Modell ist in den USA und Skandinavien im Bereich der Erneuerbaren weit verbreitet. In Europa beziehen sich die meisten PPAs auf Windkraftanlagen (90 % Windkraft, 8 % PV). 2018 haben Windparkbetreiber Verträge mit einem Umfang von 1,5 GW Kapazität unterzeichnet. Seit 2021 wächst die Menge der Verträge zu PV aber immer weiter.² Erst im Januar 2023 ist es zu einem neuen großvolumigen PPA zwischen RWE auf der einen und den Badischen Stahlwerken, Bosch, Infraser Höchst, Schott, Telefonica, Vodafone, Wacker, Mainova sowie ZF gekommen. Zu den Abnehmern zählen also Großkunden aus den verschiedensten Branchen. Weltweit sind zwischen 2013 und 2018 PPAs mit einem Volumen von 23,6 GW zustande gekommen.

in der letzten Zeit enorm zugenommen hat, entstehen hier schnell große Risiken besonders für energieintensive Unternehmen. Im Energieportfolio großer Unternehmen machen PPAs deswegen bisher eher einen geringen Teil aus. Die Finanzierungskosten für eine schnelle Grünstrom-Versorgung der Industrieunternehmen steigen unnötig, sollte man auf dieses Finanzierungsmodell allein zurückgreifen. Aktuell abgeschlossene PPAs zeigen aber, dass dieser Effekt verringert wird, in dem sich mehrere Unternehmen in einem PPA zusammenfinden. Der risikomindernde Effekt bleibt aber geringer, als im Fall der Klimaschutzverträge, bei denen der Staat Vertragspartner ist.

Der Zusammenhang mit dem Industriestrompreis

Die Stromkosten waren in Deutschland schon seit längerer Zeit sowohl im Bereich der Haushalte, des Gewerbes, aber auch für die Industrie innerhalb Europas und international sehr hoch. 2021 war der Industriestrompreis sowohl für KMU (500 - 2000 MWh), als auch für Großkunden (ab 20.000 MWh), der höchste in Europa (18,13 ct bzw. 12,67 ct./KWh) (Destatis). Im internationalen Vergleich, der für die energieintensive Industrie aufgrund der Carbon Leakage Gefahr die relevante Messgröße ist, ist der Unterschied noch deutlicher. In den USA haben Industriekunden (keine Unterscheidung) 2021 für umgerechnet 11,1 ct/KWh Strom bezogen. In China für umgerechnet 9 ct/KWh.³

Diesem Problem möchte sich nun auch das BMWK annehmen. Bundeswirtschaftsminister Habeck kündigte daher im Dezember 2022 einen grünen Industriestrompreis für 2023 an. Grundlage ist die Verordnungsermächtigung für einen Industriestrompreis nach § 96a WindaufSeeG. In einem vom Ministerium beauftragten Gutachten wird ein Basismodell vorgestellt, nach dem die oben beschriebenen zweiseitigen CfDs (oder Doppel-CfDs) mit dem Staat als Market-Maker im Bereich der Offshore Windenergie langfristige Verträge zu Grünstromproduktion und -abnahme bilden. Dort wo beide Preise matchen entsteht ein grüner Industriestrompreis. Allerdings ist die Wirkung langfristig angelegt, entsprechende CfDs würden frühestens 2024 gebildet. Die Genehmigungen und der Bau der Anlagen würde die Stromproduktion entsprechend auf Ende des Jahrzehnts verschieben. Die Wirkung der Strompreisbremse auf 12 Cent/KWh für die Industrie endet wiederum schon im April 2024, sodass hier eine Regulationslücke von mehreren Jahren klafft, in dem die Industriestrompreisfrage weiter offen ist.

Energie

Grünstrom für die Industrie

Weltweite PPA*

Volumen in Gigawatt (GW)



HANDELSBLATT-GRAFIK

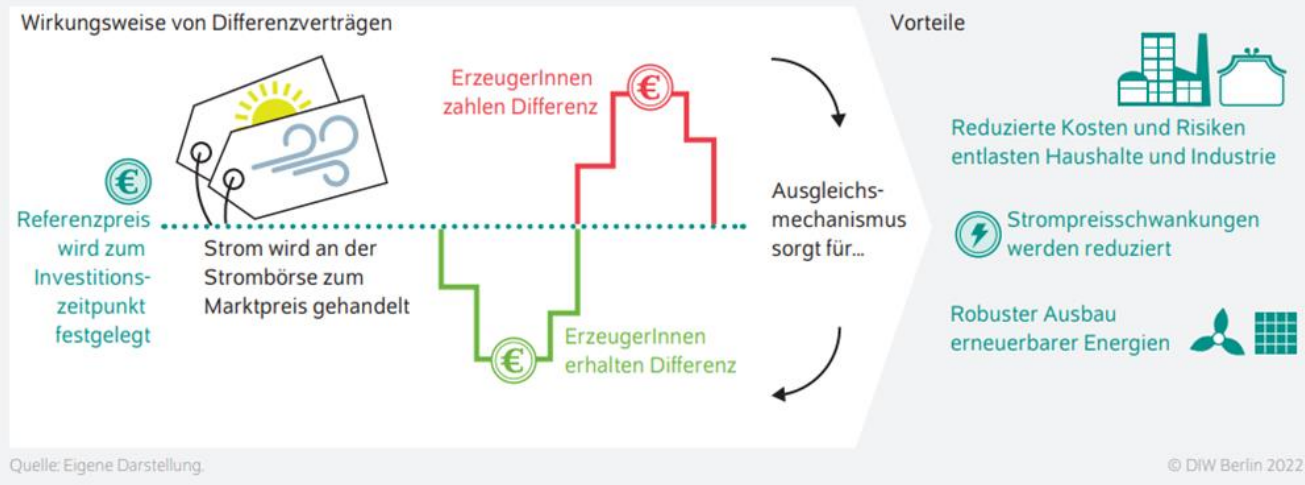
Quelle: Bloomberg

Die Konstruktion der PPAs hat allerdings auch **Nachteile**. Ein zentraler Kritikpunkt ist, dass besonders große (energieintensive) Unternehmen PPAs über so viel Energie bräuchten, dass sie die Zahlungsverpflichtungen im Falle von niedrigen Strompreisen schnell stark belasten könnten. Da der Wert der PPAs mit der Volatilität der Strompreisentwicklung steigt und diese

² <https://www.pv-magazine.de/2021/09/27/ppa-photovoltaik-projekte-zeigen-2021-ein-starkes-wachstum/>

³ Quelle: <https://focus.cbbc.org/electricity-costs-and-chinas-race-for-net-zero/#.Y9KU-ISZOUk>; nach globalpatrolprices.com vom Dezember 2021

Differenzverträge sichern auch KonsumentInnen besser gegen Strompreisrisiken ab



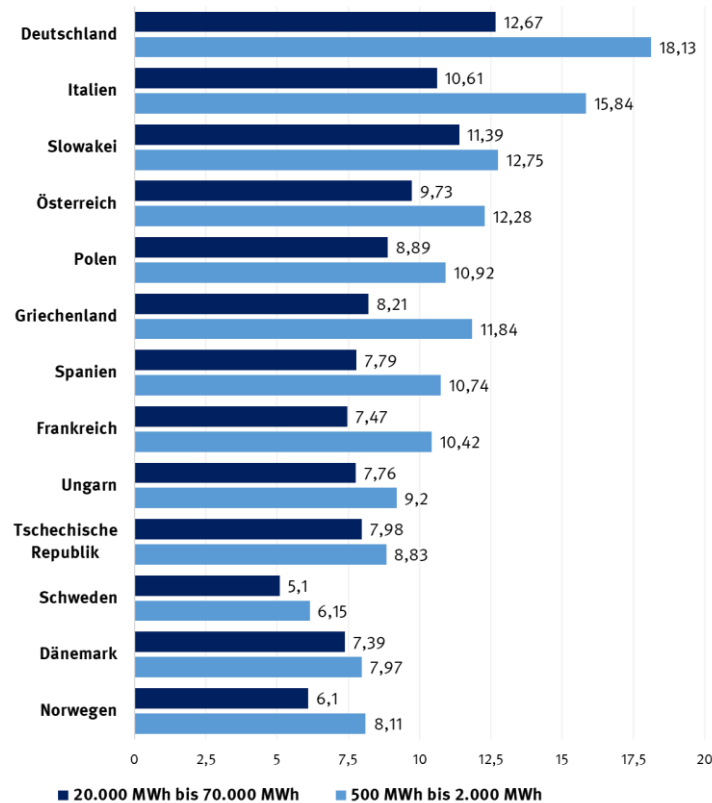
Bewertung

Die beschriebenen paradoxen Effekte der Produktions- und Nachfragemärkte für Erneuerbare-Energien-Anlagen müssen schnellstmöglich behoben werden. Sie weisen klima- und beschäftigungs-politisch sehr negative Effekte auf. Die politisch beschlossenen Ausbauziele müssen sich in Wertschöpfung mit kurzen Lieferketten und mit sicherer und guter Beschäftigung widerspiegeln. Es braucht schnell wirksame Finanzierungsmodelle, die die Marktunsicherheit im Verlauf der Energiewende auffangen. Und schließlich müssen sie die notwendige Flexibilität anreizen, die für eine immer stärkere Integration der volatilen Grünstromproduktion in den Strommarkt notwendig ist. Gleichzeitig dürfen die staatlichen Fördermaßnahmen nicht ausufern und den Haushalt über Gebühr belasten. Die IG Metall sieht Klimaschutzverträge (CfDs) hier als ein zentrales Instrument, das die Förderkosten berechenbar macht. Neben dem aktuellen Prozess zu Klimaschutzverträgen auf der Nachfrageseite (energieintensive Industrie) muss hier so schnell wie möglich eine Förderrichtlinie verabschiedet werden. PPAs können zusätzlich, unabhängig von Haushaltsbeschlüssen der Bundesregierung, ein sinnvolles Instrument der Ergänzung im privatwirtschaftlichen Bereich sein.

Für die energieintensiven Industriebranchen ist zusätzlich eine schnelle Lösung für einen international wettbewerbsfähigen Industriestrompreis notwendig. Allein die Stahlindustrie steht in Deutschland für 80.000 Arbeitsplätze und steht am Anfang einer potenziell grünen Wertschöpfungskette und hat damit eine hohe strategische Bedeutung für die Dekar-

bonisierung der Industrie in Deutschland. Ein Carbon Leakage, also ein Abwandern aufgrund der Mehrkosten durch die Transformation, hätte weitreichende negative Konsequenzen für die gesamte Industrie und die Wertschöpfungsketten in Deutschland.

Strompreise für Industriekunden in ausgewählten europäischen Ländern nach Verbrauchsmenge im Jahr 2021 (in Euro-Cent pro Kilowattstunde)



KONTAKT

Maximilian Strötzel
 FB Industrie-, Energie- und Strukturpolitik
 Telefon: +49 (0)69 6693-2967, maximilian.stroetzel@igmetall.de