



Power-Purchase-Agreements (PPA) zur Belieferung von Elektrolyseanlagen zur Herstellung synthetischer Kraft- stoffe aus erneuerbare Energien





Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung
Baden-Württemberg (ZSW)
Meitnerstraße 1, D-70563 Stuttgart

Projektleitung: Maike Schmidt

E-Mail: maike.schmidt@zsw-bw.de

Phone: +49-(0)711-7870-232

Bearbeiter: Jochen Metzger, Maike Schmidt, Peter Bickel
Stuttgart, den 25. Juli 2021

Inhaltsverzeichnis

1	Fazit und Empfehlungen	2
2	Hintergrund	3
3	Rahmenbedingungen für den Strombezug von Elektrolyseanlagen	4
3.1	Regulatorische Anforderungen für die Bereitstellung von grünem Wasserstoff.....	4
3.2	Betriebsweise der Elektrolyse.....	7
3.3	Power-Purchase-Agreements.....	9
3.4	Stromlieferung aus dem Ausland.....	12
3.5	Annahmen zur Einschätzung des Strombezugspreises	14
4	Einschätzung des Strompreises	16
4.1	PPA-Preis	16
4.1.1	Preisbestandteile	16
4.1.2	Verfügbare Preisdaten.....	18
4.1.3	Schätzung des PPA-Preises.....	21
4.2	Staatlich regulierte Strompreisbestandteile	26
4.2.1	Netzentgelte.....	26
4.2.2	Konzessionsabgabe	27
4.2.3	EEG-Umlage.....	28
4.2.4	KWKG-Umlage	30
4.2.5	Offshore-Netzumlage.....	30
4.2.6	§ 19-Umlage	30
4.2.7	Umlage für abschaltbare Lasten (AbLaV-Umlage)	31
4.2.8	Stromsteuer	31
4.2.9	Zusammenfassung	31
4.3	Strompreiskompensation im Rahmen des EU-ETS.....	32
4.4	Zusammenfassende Darstellung eines möglichen Stromgesamtpreises	32
5	Literaturverzeichnis	34

1 Fazit und Empfehlungen

Ziel der vorliegenden Analyse war die Beantwortung der Frage, wie eine Strombelieferung der - vorbehaltlich des Erhalts einer Förderung und der Darstellbarkeit eines Business Cases - geplanten reFuels Pilotanlage am Standort der MiRO in Karlsruhe mit erneuerbarem Strom im Rahmen eines PPA erfolgen kann und welcher Strombezugspreis bei einer Belieferung ab dem Jahr 2025 hierbei zu erwarten ist. Hier wird sehr deutlich, dass sowohl die Möglichkeiten der Strombelieferung (Geografische Lage, Art der Stromquelle, Alter der Stromerzeugungsanlagen, Vertragsart) als auch die Höhe des zu erwartenden Strompreises wesentlich von den regulatorischen Anforderungen an den Strombezug für die Produktion von grünem Wasserstoff abhängen. Neben den, ggf. übergangsweise, definierten Kriterien zur EEG-Umlagebefreiung auf nationaler Ebene, sind hierbei vor allem die Kriterien auf EU-Ebene maßgeblich, die im Herbst 2021 im Rahmen eines delegierten Rechtsakts definiert und festgelegt werden sollen. Es sei darauf hingewiesen, dass eine mögliche Strompreiskompensation im Rahmen des EU-ETS in der vorliegenden Betrachtung nicht untersucht wurde. Sofern diese in Anspruch genommen werden kann, ließen sich die Strombeschaffungskosten ggf. weiter reduzieren.

Unter Berücksichtigung der bestehenden Unsicherheiten (Strompreisentwicklung, regulatorische Anforderungen, Wert der Grünstromeigenschaft, individuelle PPA-Ausgestaltung) und der getroffenen Annahmen (Lieferbeginn im Jahr 2025, Laufzeit von 10 Jahren, Bezug eines erneuerbaren Strommixes) kann ein Strompreis zwischen knapp 50 EUR/MWh und gut 70 EUR/MWh (5,0 ct/kWh und 7,0 ct/kWh) erreicht werden. Entscheidend hierbei ist die unterstellte Befreiung von der EEG-Umlage und damit verbunden von weiteren Umlagen. Die in der derzeitigen Verordnung nach § 93 EEG enthaltenen Kriterien für eine vollständige Umlagebefreiung stehen dem jedoch entgegen, da die Befreiung auf 5.000 Vollbenutzungsstunden im Jahr begrenzt ist. Sollten die Kriterien für die EEG-Umlagebefreiung dauerhaft so bleiben, würde dies bedeuten, dass für einen wirtschaftlichen Strombezug die Elektrolyseleistung um 60 % erhöht und ein Wasserstoffspeicher errichtet werden müsste, um einen kontinuierlichen Betrieb der nachgelagerten Syntheseeinheiten zu gewährleisten. Da die Kapitalkosten der Elektrolyse neben dem Strompreis der zweite große Kosteneinflussfaktor für die Wasserstoffherstellungskosten sind und somit letztlich auch für die Produktkosten, müsste die Wirtschaftlichkeit dieses Konzepts vertieft geprüft werden. Eine Änderung der Strombezugskriterien in der Verordnung nach § 93 EEG wäre somit Voraussetzung für die Errichtung der geplanten Pilotanlage. Auch die künftigen Anforderungen des zu erwartenden, delegierten Rechtsakts auf EU-Ebene sind hierbei von entscheidender Bedeutung.

Um die Umsetzung der Pilotanlage für reFuels am Standort der MiRO in Karlsruhe zu unterstützen, ist eine möglichst offene Definition der Strombezugskriterien notwendig, die die Nutzung aller erneuerbaren Energieträger (außer Biomasse) ebenso zulässt wie ein gemischtes Portfolio an Alt- und Neuanlagen ohne strikte Vorgaben zur Zusätzlichkeit. Zudem sollten starke Einschränkungen der Betriebsdauern möglichst vermieden werden. Sehr enge Definitionen und Regelungen führen gerade für Pilot- und Demonstrationsanlagen, um die es bis zur erfolgreichen Installation der in der nationalen Wasserstoff-Strategie angestrebten Elektrolyse-Kapazität von 5 GW weitgehend geht, nicht zum Ziel. „Mikromanagement“ auf Ebene der Elektrolyseanlagen-Betreiber bezüglich der Beschaffung und Nachweisführung von erneuerbarem Strom ist für ein Erreichen der erhofften Technologie- und Marktführerschaft bei den Wasserstofftechnologien kontraproduktiv. Die genannten Kriterien spiegeln mögliche Flexibilitätsanforderungen im künftigen Energie(ziel)system wider, ohne jedoch zu berücksichtigen, dass es für die Elektrolyse als Alternativtechnologie für die Wasserstoffproduktion zunächst darum geht, Markteintrittsbarrieren erfolgreich zu überwinden. Indem der

Bezug von regenerativem Strom bei Elektrolyseanlagen über gekoppelte Herkunftsnachweise weitgehend sichergestellt wird, tragen diese durch eine steigende Nachfrage nach Grünstrom und über den Abschluss von PPAs zum Ausbau der erneuerbaren Stromversorgung bei. Der Befürchtung eines Anstiegs bzw. eines verlangsamten Absinkens des fossilen Stromanteils bei der Stromnachfrage außerhalb der Wasserstoffproduktion wird am besten durch einen beschleunigten, kapazitätsseitig deutlich erhöhten Ausbau der erneuerbaren Stromversorgung begegnet, der dafür sorgt, dass der Regenerativstromanteil an der Stromversorgung sukzessive und dynamisch steigt, wodurch auch über das Netz bezogener Graustrom zunehmend klimaneutral wird. Ausbaudefizite bei den erneuerbaren Energien sollten nicht zu Verzögerungen im Markthochlauf der Wasserstofftechnologien führen.

2 Hintergrund

Im Rahmen des Projekts „reFuels – Kraftstoffe neu denken“ wird für den Standort der Mineralö Raffinerie Oberrhein (MiRO) in Karlsruhe eine Pilotanlage zur Produktion von 50.000 t Synthesekraftstoff pro Jahr konzipiert und wenn möglich im Rahmen eines Folgeprojekts realisiert. Aus den 50.000 t Synthesekraftstoffgemisch sollen verschiedene Kraftstoff-Fractionen bereitgestellt werden und einen Beitrag zur mit dem Gesetz zur Weiterentwicklung der Treibhausgasemissionsquote festgelegten Reduktion der Treibhausgasemissionen im Verkehr durch den Einsatz von alternativen Kraftstoffen um 25% bis 2030 leisten. Insbesondere die neueingeführte Quote für synthetisches Kerosin von 0,5% ab 2026, die auf 2% im Jahr 2030 steigt, eröffnet hier einen wichtigen Absatzmarkt. Da neben eKerosin immer auch eDiesel in der Produktion anfällt, ist die neu geschaffene Möglichkeit der Doppelanrechnung von strombasierten Kraftstoffen im Straßenverkehr, ein weiterer wichtiger Baustein für den wirtschaftlichen Betrieb der angestrebten Pilotanlage.

Teil der - vorbehaltlich des Erhaltens einer Förderung und der Darstellbarkeit eines Business Cases - geplanten reFuels-Pilot-Produktion ist eine 100 MW Elektrolyse-Anlage, die den benötigten Wasserstoff liefert. Damit der erzeugte Kraftstoff als erneuerbarer Kraftstoff anerkannt werden kann, muss der Wasserstoff aus erneuerbaren Energien stammen. Dies ist nur über den vollständigen Bezug von erneuerbarem Strom für die Elektrolyse möglich. Die Produktionskosten von grünem Wasserstoff werden im Wesentlichen über die drei Hauptkomponenten Investitionskosten für die Elektrolyse, jährliche Laufzeit der Elektrolyse (Volllaststunden) und den zu entrichtenden Strompreis für den Strombezug der Elektrolyse bestimmt. Den möglichen Strompreisen für einen vollständig erneuerbaren Strombezug von Elektrolyseanlagen unter Berücksichtigung der geltenden Randbedingungen widmet sich die folgende Analyse.

In Kapitel 3 werden dabei zunächst die Rahmenbedingungen für den Strombezug von Elektrolyseanlagen herausgearbeitet. Hierzu erfolgt eine Darstellung der regulatorischen Anforderungen für grünen Wasserstoff, da hieraus wesentliche Bedingungen für den Strombezug resultieren (Abschnitt 3.1). Abschnitt 3.2 erläutert den Zusammenhang zwischen der Betriebsweise der Elektrolyseanlage, dem Strombezug und den Herstellungskosten des Wasserstoffs (Wasserstoffgestehungskosten). Die Möglichkeiten zur Ausgestaltung von Verträgen zur Lieferung erneuerbaren Stroms (Power Purchase Agreements, PPA) sind Gegenstand von Abschnitt 3.3. Sie dienen als Grundlage für die weitere Betrachtung, insbesondere zum PPA-Preis. In Abschnitt 3.4 werden Besonderheiten bei der Stromlieferung aus dem Ausland und die damit verbundenen Hürden dargestellt, die einen grenzüberschreitenden Strombezug derzeit wenig attraktiv erscheinen lassen. Basierend auf den vorangegangenen Betrachtungen

erfolgt in Abschnitt 3.5 die Definition von zwei möglichen Szenarien mit unterschiedlichen Randbedingungen als Basis für die Abschätzung des möglichen Strombezugspreises in Kapitel 3.

Abschnitt 4.1 erläutert die Zusammensetzung des PPA-Preises (4.1.1) und stellt verfügbare Preisdaten vor (4.1.2), bevor die Methodik der Preisschätzung und deren Ergebnisse erläutert werden (4.1.3). In Abschnitt 4.2 werden die staatlich regulierten Strompreisbestandteile jeweils kurz erläutert und ihre Höhe für den betrachteten Fall der reFuels-Pilotanlage am Standort in Karlsruhe bestimmt. Abschnitt 4.3 geht auf die Möglichkeit der Strompreiskompensation im Rahmen des EU-ETS ein, die zur Einsparung von Strombezugskosten dienen könnte, bevor in Abschnitt 4.4 eine Zusammenfassung der Ergebnisse der vorangegangenen Abschnitte erfolgt. Das Fazit der durchgeführten Analysen und die Ableitung von Handlungsempfehlungen findet sich vorangestellt in Kapitel 1.

3 Rahmenbedingungen für den Strombezug von Elektrolyseanlagen

Der Strombezug von Elektrolyseanlagen unterliegt einer Reihe von Rahmenbedingungen, die sich sowohl auf die in Frage kommenden Stromquellen als auch auf den Strompreis wesentlich auswirken. Sie werden nachfolgend erläutert und als Basis für die Einschätzung des möglichen Strombezugspreises in zwei Szenarien überführt.

3.1 Regulatorische Anforderungen für die Bereitstellung von grünem Wasserstoff

Die regulatorischen Anforderungen an den Strombezug für die Herstellung nicht biogener, erneuerbarer Kraftstoffe aus grünem Wasserstoff bestimmen wesentlich, welche Randbedingungen beim Abschluss eines Stromabnahmevertrags (PPA) für eben diesen Zweck zu berücksichtigen sind. Sie wirken sich somit unmittelbar auf die Nutzbarkeit unterschiedlicher Stromquellen und auf den zu erwartenden Strombezugspreis aus. Darüber hinaus sind die Kriterien für den Strombezug auch bei der Minderung bzw. Befreiung von staatlich regulierten Strompreisbestandteilen (z.B. EEG-Umlage, KWGK-Umlage, Offshore-Netzumlage, vgl. Abschnitt 4.2.3 bis 4.2.5) relevant, die die Höhe des möglichen Strombezugspreises ebenfalls wesentlich beeinflussen. Regulatorische Vorgaben gibt es sowohl auf europäischer als auch auf nationaler Ebene.

Auf europäischer Ebene sind in der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RL (EU) 2018/2001; RED II) im Rahmen der vorangestellten Begründung unter Ziffer 90 verschiedene Anforderungen für erneuerbare, flüssige und gasförmige Kraftstoffe für den Verkehr formuliert. Neben dem Bezug von erneuerbarem Strom soll eine zeitliche und geographische Korrelation der Kraftstoffproduktion mit der Stromerzeugung sichergestellt werden. Demzufolge muss **Zeitgleichheit** zwischen Stromproduktion und Wasserstoffproduktion bestehen. Zudem darf zwischen Stromerzeugungsanlage und Wasserstoffproduktionsstandort kein Netzengpass bestehen. Darüber hinaus wird „**Zusätzlichkeit**“ als weitere Anforderung genannt. Diese wird als zusätzlicher Beitrag zur Nutzung erneuerbarer Energien oder zu deren Finanzierung spezifiziert. Es ist vorgesehen, dass die EU-Kommission bis Ende 2021 einen delegierten Rechtsakt erlässt, in dem eine gemeinsame Methode zur Festlegung der Anforderungen definiert wird (Art. 27 RL (EU) 2018/2001). Die in der Begründung der RED II genannten, noch zu konkretisierenden Anforderungen bieten Interpretationsspielraum. Bevor die genauen Anforderungen feststehen, können somit nur vorläufige Überlegungen angestellt und Einschätzungen gegeben werden.

Die Anforderung der **Zeitgleichheit** kann im Rahmen eines Stromlieferungsvertrags grundsätzlich dargestellt werden. Die **Zusätzlichkeit** dürfte sowohl beim Strombezug aus Neuanlagen, als auch beim Bezug aus Altanlagen nach Förderende erfüllt werden können, da bei Letzteren mit dem Strombezug die Weiterbetriebsphase finanziert wird und entsprechende PPAs hierbei für gesicherte Einnahmen sorgen. Sofern diese Altanlagen ohne die PPAs stillgelegt würden, kann hier von **Zusätzlichkeit** im Sinne eines zusätzlichen Beitrags zur Nutzung erneuerbarer Energien gesprochen werden. Eine gewisse Unsicherheit bleibt jedoch bestehen, da der Weiterbetrieb bei einer entsprechenden Preisentwicklung am Strommarkt auch ohne den Abschluss von PPAs gesichert sein könnte. In diesem Fall würde der Strom direkt an der Strombörse vermarktet werden. In den kommenden Jahren wird dies in Deutschland vor allem auf die Stromerzeugung aus alten Windkraftanlagen an Land zutreffen. Etwas anders verhält sich die Situation bei der Wasserkraft. Das Potenzial für neue Wasserkraftwerke ist in Deutschland sehr gering. Bei bestehenden Anlagen ist das Kriterium der **Zusätzlichkeit** jedoch schwer begründbar. Von den in Deutschland bestehenden Wasserkraftwerken mit einer Leistung von rund 5,6 GW haben ca. 2,5 GW grundsätzlich keinen Anspruch auf eine EEG-Vergütung und weitere 1,5 GW wurden in der Vergangenheit trotz Förderanspruchs außerhalb des EEG vermarktet [1]. Der Strombezug einer Elektrolyseanlage aus solchen Wasserkraftwerken, bspw. durch ein PPA, würde in diesen Fällen also nicht den Weiterbetrieb der Anlagen sicherstellen, so dass nicht von **Zusätzlichkeit** gesprochen werden kann. Sowohl für die Stromerzeugung aus Windenergie an Land nach Förderende, als auch aus Wasserkraft bleibt jedoch abzuwarten, wie die genauen Kriterien für die **Zusätzlichkeit** auf EU-Ebene definiert werden.

Die zweite Vorgabe der RED II, dass **kein Netzengpass zwischen Stromerzeugungsanlage und Wasserstoffherzeugung** bestehen darf, könnte zu einer vergleichsweise starken regionalen Einschränkung der erneuerbaren Stromerzeugungs-Anlagen führen, aus denen eine Belieferung möglich ist. Gemäß Strommarkt-Verordnung (EU) 2019/943 werden die Grenzen zwischen Gebotszonen aufgrund langfristiger, struktureller Engpässe des Stromübertragungsnetzes festgelegt, während innerhalb von Gebotszonen keine strukturellen Engpässe vorliegen dürfen (Art. 14 Abs. 1 VO (EU) 2019/943). Käme diese Definition bei den durch die EU-Kommission festzulegenden Anforderungen zur Anwendung, wäre ein Strombezug nur innerhalb der Gebotszone Deutschland-Luxemburg möglich. Der Abschluss von PPAs zur Belieferung der Pilotanlage in Karlsruhe mit Stromerzeugungsanlagen aus dem europäischen Ausland, die ggf. günstigere Stromerzeugungskosten¹ aufweisen, wäre somit nicht möglich. Eine Belieferung mit Strom aus Offshore-Windenergieanlagen in Norddeutschland wäre hingegen zulässig, sofern kein struktureller Netzengpass zwischen Nord- und Süddeutschland besteht. In diesem Kontext sieht die EU-Strommarktverordnung für alle europäischen Mitgliedsstaaten ab dem Jahr 2020 vor, dass 70 % der für grenzüberschreitende Stromflüsse relevanten Netzelemente für den internationalen Stromhandel vorgehalten werden müssen. Das deutsche Übertragungsnetz erfüllt diese Anforderung derzeit nicht, was bedeutet, dass strukturelle Netzengpässe vorliegen. Die Feststellung der deutschen Übertragungsnetzbetreiber hierzu in einem Bericht im Juli 2019 [2] wurde durch die Bundesnetzagentur im November 2019 bestätigt [3]. Die „70%-Regel“ kann jedoch für vier Jahre ausgesetzt werden, wenn das jeweilige Land einen Aktionsplan vorlegt, der beschreibt, wie die Engpässe behoben werden sollen und der eine jährliche Steigerung der verfügbaren Netzkapazität vorsieht. Dem ist Deutschland mit der Vorlage eines entsprechenden Aktionsplans [4] nachgekommen, der die Behebung der Engpässe bis Ende

¹ Die Stromerzeugungskosten bezeichnen die durchschnittlichen Produktionskosten eines Energieträgers bezogen auf die produzierte Strommenge (z.B. in ct/kWh). Dazu wird ein finanzmathematischer Mittelwert sämtlicher diskontierter Kosten (Investitions- und Betriebskosten) und Energiemengen über die Betriebsdauer einer Stromerzeugungsanlage gebildet.

2025 vorsieht. Die im Bericht der Übertragungsnetzbetreiber festgestellten strukturellen Engpässe in Deutschland betreffen insbesondere die Nord-Süd-Verbindungen. Ausgehend von der Engpassdefinition in Art. 14 der Strommarkt-Verordnung besteht für den Standort Karlsruhe bis zum Jahr 2025 das Risiko einer Einschränkung des Strombezugs auf Stromerzeugungsanlagen aus dem süddeutschen Raum. Sofern Deutschland seine Verpflichtungen bis 2025 erfüllt und hiervon ist auszugehen, da andernfalls eine Aufspaltung der deutschen Strompreiszone droht, dürften innerdeutsche Netzengpässe nach 2025 für den Strombezug für die Herstellung von grünem Wasserstoff kein Hindernis mehr darstellen. Eine freie Wahl der Vertragspartner innerhalb Deutschlands wäre somit wahrscheinlich möglich, auch wenn das Netzengpasskriterium der RED II streng ausgelegt würde.

Auf nationaler Ebene ist gemäß § 93 EEG eine Rechtsverordnung zu erlassen, die die Anforderungen definiert, die für eine EEG-Umlagebefreiung und damit indirekt auch für eine Befreiung von der KWKG- und Offshore-Netzumlage zu erfüllen sind. Hinsichtlich der Umsetzung ist davon auszugehen, dass langfristig eine Orientierung an den Festlegungen auf europäischer Ebene erfolgt (vgl. Gesetzesbegründung zu § 69 b EEG 2021 [5] sowie Abschnitt 4.2.3). Da die Verordnung nach § 93 EEG erstmals bis zum 30.06.2021 zu erlassen ist, die Festlegung der Anforderungen auf europäischer Ebene (delegierter Rechtsakt) voraussichtlich später erfolgen wird, besteht bei den Anforderungen der Rechtsverordnung nach § 93 EEG Anpassungsbedarf, wenn die EU-Regelung in Kraft tritt.

Die Verordnung [6] sieht eine Begrenzung der EEG-Umlagebefreiung nach § 69b EEG nur für die Stromnutzung vor, die in den **ersten 5.000 Vollbenutzungsstunden**² eines Kalenderjahres in einer Elektrolyseanlage bei der Herstellung von grünem Wasserstoff stattfindet. Der genutzte Strom muss nachweislich aus erneuerbaren Energien stammen und zu mindestens 80 % [7, S. 5] aus Stromerzeugungsanlagen innerhalb der deutschen Strompreiszone stammen. Die restlichen 20 % des Stroms müssen aus Strompreiszonen stammen, die mit der deutschen Strompreiszone elektrisch verbunden sind. Für die gesamte Strommenge darf keine Förderung nach EEG, KWKG oder eine sonstige Förderung in Anspruch genommen werden. Für den Nachweis der erneuerbaren Eigenschaft sind für den inländischen Strombezug Herkunftsnachweise erforderlich, bei denen die Lieferung des Herkunftsnachweises mit der Stromlieferung in den Bilanzkreis des Elektrizitätsversorgungsunternehmens gekoppelt ist (gekoppelte Herkunftsnachweise, vgl. § 16 Abs. 3 Herkunftsnachweis- und Regionalnachweis-Durchführungsverordnung (HkRNDV)). Falls der Strom vor Ort erzeugt wird und ohne Netzdurchleitung geliefert wird, reicht ein Nachweis des zeitgleichen Verbrauchs durch die Elektrolyseanlage aus. Für den Strombezug aus dem Ausland sind gekoppelte Herkunftsnachweise derzeit nicht möglich, weswegen ungekoppelte Nachweise vorerst ausreichen. In der Begründung des Verordnungsentwurfes ist jedoch eine Prüfung vorgesehen, wie gekoppelte Herkunftsnachweise künftig auch bei Strombezug aus dem Ausland genutzt werden können.

In der 37. BImSchV besteht bereits eine Definition zur Anrechnung strombasierter Kraftstoffe auf die Treibhausgasquote beim Inverkehrbringen fossiler Otto- und Dieselmotorkraftstoffe, berücksichtigt aber bislang nur komprimiertes synthetisches Methan und Wasserstoff aus Elektrolyse. Die bislang definierten Anforderungen setzen die Nutzung erneuerbarer Energien nicht biogenen Ursprungs voraus, wobei der Strom aus einer EE-Anlage vor Ort ohne Nutzung des öffentlichen Netzes bezogen werden muss oder der Strom bei Bezug aus dem Netz nur im Rahmen eines Vertrags über ab- bzw. zuschaltbare Lasten

² Nach der im Gesetz vorgenommenen Definition ist die Anzahl der Vollbenutzungsstunden der Quotient aus dem gesamten kalenderjährlichen Stromverbrauch und dem maximalen Stromverbrauch der Elektrolyseanlage zur Produktion von Grünem Wasserstoff im Auslegungszustand während einer Betriebsstunde unter normalen Einsatzbedingungen.

nach § 13 Abs. 6 EnWG bezogen werden darf (§ 3 Abs. 2 37. BImSchV). Es ist davon auszugehen, dass hier zeitnah eine Anpassung erfolgen wird. So werden in der Begründung des „Gesetzes zur Weiterentwicklung der Treibhausgasminderungs-Quote“, welches für Fluggastkraftstoffe u.a. eine Mindestquote für strombasierte Kraftstoffe ab dem Jahr 2026 vorsieht, die von der EU-Kommission festzulegenden Strombezugskriterien als Voraussetzung für eine Mehrfachanrechnung von grünem Wasserstoff in einer angestrebten Änderung der 37. BImSchV genannt [8]. Sollte keine entsprechende Änderung der 37. BImSchV erfolgen, erscheint eine Umsetzung der in Karlsruhe geplanten Pilotanlage mit einer Jahresproduktion von 50.000 t reFuels und einer Elektrolyseleistung von 100 MW unrealistisch, da der Aufbau entsprechender, erneuerbarer Stromerzeugungskapazitäten in Form von Windenergie und Photovoltaik vor Ort ohne Netzdurchleitung ebenso wenig umsetzbar erscheint wie der Strombezug im Rahmen eines Vertrags über ab- und zuschaltbare Lasten.

Als Ergebnis der durchgeführten Analyse ist festzuhalten, dass sich die regulatorischen Anforderungen für die Produktion von grünem Wasserstoff auf europäischer Ebene derzeit noch in der Diskussion befinden. Mit der Verordnung in § 93 EEG wurde in Deutschland zwar eine rechtliche Regelung getroffen, diese jedoch anzupassen ist, falls sich Widersprüche zur EU-Regelung ergeben. Bei der Betrachtung möglicher Ausgestaltungsvarianten wird deutlich, dass bei einer strengen Festlegung bestimmter Kriterien zum Teil erhebliche wirtschaftliche Herausforderungen für die Produktion von grünem Wasserstoff entstehen könnten. Da die vorliegende Betrachtung eine Abschätzung für das Jahr 2025 trifft, folgt die nachfolgende Analyse in Anlehnung an die aktuellen Kriterien der RED II.

3.2 Betriebsweise der Elektrolyse

Aus den in Abschnitt 3.1 dargestellten regulatorischen Anforderungen für grünen Wasserstoff kann es Vorfestlegungen für die Betriebsweise der Elektrolyseanlage geben, was wiederum die zu kontrahierende erneuerbare Stromerzeugungsleistung, bspw. in einem PPA, beeinflusst. Aus diesen Gründen werden nachfolgend Zusammenhänge zwischen der Betriebsweise von Elektrolyseanlagen und deren Wirtschaftlichkeit analysiert.

Wie die Elektrolyseanlage betrieben wird, hängt im Wesentlichen von der Veränderungsrate der Wasserstoffherstellungskosten³ in Abhängigkeit von der jährlichen Betriebsdauer ab (vgl. Abbildung 1) und wird daneben durch den erzielbaren Abnahmepreis des Wasserstoffs⁴ am Markt beeinflusst. Die Wasserstoffherstellungskosten setzen sich aus den Investitionskosten der Elektrolyseanlage (CAPEX), dem Strompreis, sowie den Wartungs- und Betriebskosten (OPEX) zusammen. Wartungs- und Betriebskosten lassen sich hierbei in fixe und variable Kosten unterteilen. Als maximal mögliche Betriebsdauer wird von ca. 8.000 h pro Jahr ausgegangen, da die restliche Zeit für Wartungs- und Revisionsarbeiten benötigt wird. Der in Abbildung 1 dargestellte, schematische Verlauf der Wasserstoffherstellungskosten zeigt, dass die fixen Kostenbestandteile mit jeder weiteren Betriebsstunde abnehmen. Dagegen ist für die variablen Betriebskosten von gleichbleibenden oder leicht steigenden Kosten für längere Jahreslaufzeiten auszugehen. Für die Stromkosten ist, bei dem in der Darstellung angenommenen Strombezug an der Strombörse, von einem Anstieg der Kosten mit steigender Jahresbetriebsdauer auszugehen, da die Elektrolyseanlage dann zunehmend in Stunden mit höherem Strompreis betrieben werden muss.

³ Analog zu den Stromerzeugungskosten bezeichnen Wasserstoffherstellungskosten die durchschnittlichen Produktionskosten des Wasserstoffs je produzierter Wasserstoffmenge (z.B. in ct/kWh oder EUR/t)

⁴ Wird der Wasserstoff unternehmensintern weiterverwertet, gibt es keinen Abnahmepreis. Jedoch gibt es auch in diesem Fall eine Obergrenze der Kosten, ab der die Weiterverwertung nicht mehr wirtschaftlich ist.

Aus der Summe der Kostenbestandteile und deren Verlauf in Abhängigkeit der Betriebsdauer ergibt sich ein Kostenminimum. Dieses kann beeinflusst durch die variablen Kostenbestandteile auch unterhalb der maximalen Betriebsdauer liegen. Das betriebswirtschaftliche Optimum liegt in diesem Fall jedoch bei einem höheren Anteil an Volllastbetriebsstunden, da der Absatzpreis des Wasserstoffs höher als das Kostenminimum liegen muss. Solange die Differenz aus dem Wasserstoffpreis und den Wasserstofferzeugungskosten positiv ist und folglich ein positiver Deckungsbeitrag erwirtschaftet wird, lohnt es sich, die Betriebsdauer der Anlage zu erhöhen. In dem dargestellten, schematischen Bild, würde die Anlage aufgrund des Kostenverlaufs erst bei knapp 95% der Jahresstunden (rd. 8.300 h) nicht mehr länger betrieben. Da für den praktischen Betrieb jedoch mehr Zeit für Wartungs- und Revisionsarbeiten notwendig ist, läge der optimale Betriebspunkt im angenommenen Beispiel bei ca. 8.000 h (gut 90% der Jahresstunden) und würde maßgeblich durch die Dauer der Wartungs- und Revisionsarbeiten bestimmt. Für andere Verhältnisse zwischen Wasserstofferzeugungskosten und Absatzpreis bzw. andere Verhältnisse und Verläufe der Kostenbestandteile, können sich jedoch andere optimale Betriebspunkte ergeben.

Wasserstoffgestehungskosten

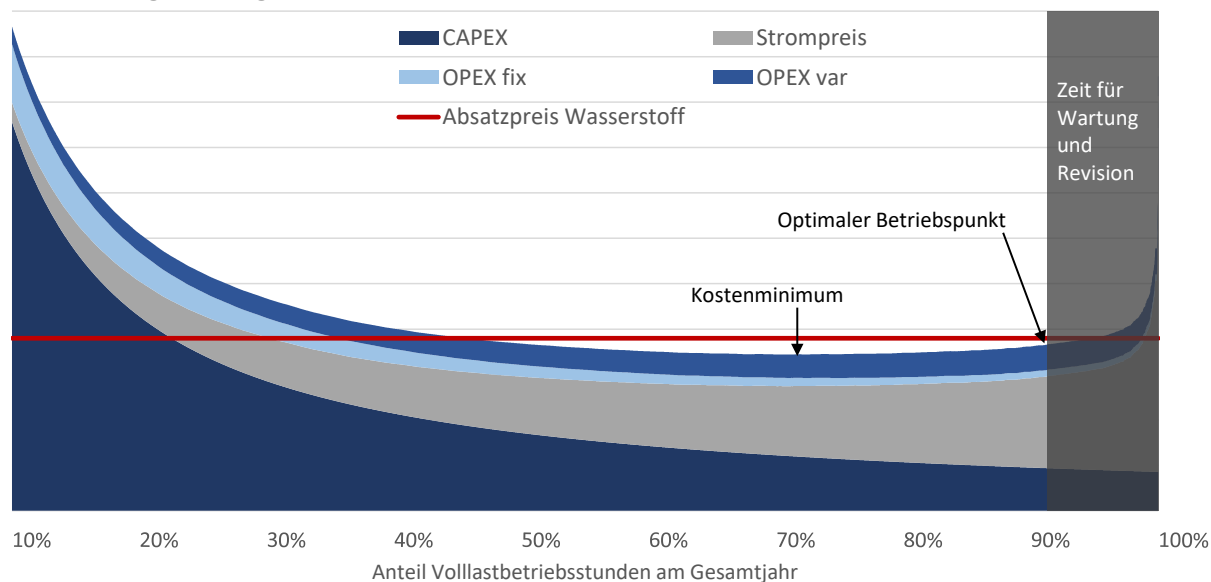


Abbildung 1: Schematische Darstellung des Zusammenhangs zwischen Wasserstofferzeugungskosten, Absatzpreis des Wasserstoffs und Betriebsweise der Elektrolyse bei Strombezug an der Börse. Kostenverhältnisse und -verläufe beispielhaft. Eigene Darstellung in Anlehnung an [9]

Bei einem Strombezug per PPA würde ausgehend von derzeitigen PPA-Abschlüssen mit hoher Wahrscheinlichkeit ein Fixpreis vereinbart. Der Strompreis verändert sich in diesem Fall nicht mehr direkt mit steigender Betriebsstundenzahl, der abgebildete Verlauf des Anteils der Stromkosten an den Wasserstofferzeugungskosten gilt in diesem Fall nicht. Jedoch hängt auch der Strompreis eines PPA von der jährlichen Betriebsdauer und dem damit einhergehenden Lieferprofil ab. Die Beschaffung eines 100 MW-Grundlastprofils aus erneuerbaren Energien für 8.000 h im Jahr bei einer durchgehenden Betriebsweise der Elektrolyse ist teurer, als eine, an der erneuerbaren Stromproduktion orientierte Fahrweise („as produced“-Profil) mit 5.000 Volllaststunden (der Elektrolyse) pro Jahr.⁵ Da aktuell offen ist, ob die Nutzung von Strom aus Wasserkraft für die Produktion von grünem Wasserstoff zulässig sein

⁵ Zur Produktion der gleichen Wasserstoffmenge ist in diesem Fall jedoch eine deutlich höhere Elektrolyseleistung notwendig, die mit höheren Investitionskosten einhergeht.

wird (vgl. Abschnitt 3.1), kann es nicht als gesichert angesehen werden, dass eine Stromlieferung mit einem Grundlastprofil mit hoher Volllaststundenzahl für eine Leistung von 100 MW am Standort Karlsruhe über ein PPA möglich sein wird. Eine Grundlastbelieferung ausschließlich aus fluktuierenden Energieträgern wäre in der maximalen Jahrestundenzahl begrenzt, da es Zeiten gibt, in denen die kontrahierten Anlagen keinen Strom produzieren (Stichwort Dunkelflaute). Seitens des beliefernden Stromhändlers würde dies zudem die Vorhaltung einer erneuerbaren Stromerzeugungsleistung voraussetzen, die sehr deutlich über der Leistung des Elektrolyseurs liegt. In Stunden mit hoher regenerativer Stromerzeugung müsste ein großer Teil des Stroms dann anderweitig vermarktet werden, was ggf. mit einem höheren PPA-Strompreis einhergeht.

Sollte Wasserkraft als ergänzender Teil eines PPAs nicht möglich sein, stellt sich somit die Frage, ob eine flexible Betriebsweise der Elektrolyseanlage in Kombination mit einem Wasserstoffspeicher aus betriebswirtschaftlichen Gesichtspunkten die vorteilhaftere Variante darstellt. Da die nachgelagerten Prozesse bei der Herstellung von reFuels eine kontinuierliche Wasserstoffversorgung benötigen, müsste ein Wasserstoffspeicher als Puffer zur vorgelagerten variablen Produktion dienen. Die Kosten der Speicherung sind in eine vergleichende Gesamtbetrachtung jedoch ebenso einzubeziehen, wie die notwendige, höhere Elektrolyseleistung. Bezogen auf den Strombezug wäre ein solcher Betrieb ggf. mit Vorteilen verbunden, wenn ein PPA „as produced“ und somit günstiger abgeschlossen werden könnte. Mit einer Kombination aus Photovoltaik, Offshore-Wind und/oder Wind an Land dürfte mindestens eine mittlere Auslastung der Elektrolyse möglich sein. Mit Blick auf die mit der Energiewende verbundenen Herausforderungen der kommenden Jahre (weiter steigender Anteil erneuerbare Energien und daraus folgend zunehmende Zeiten mit sehr hoher und sehr geringer erneuerbarer Stromerzeugung) wäre eine an der erneuerbaren Stromerzeugung orientierte Betriebsweise zudem systemdienlicher. Technologien zur Energiespeicherung, zu denen je nach Weiterverwendung auch die Produktion von Wasserstoff zu zählen ist, werden künftig in Zeiten einer hohen EE-Stromproduktion betrieben werden, um Erzeugungsspitzen in die Zeiten geringer Stromproduktion zu verschieben. Die Produktion von Elektrolysewasserstoff als Rohstoff für weiterführende Prozesse sollte nach Möglichkeit ebenfalls an der Stromerzeugungssituation orientiert betrieben werden, um Engpasssituationen im Stromnetz nicht zu verschärfen.

3.3 Power-Purchase-Agreements

Der Begriff Power-Purchase-Agreement (PPA) bezeichnet grundsätzlich einen Stromliefervertrag, unabhängig von der Art des erzeugten bzw. verkauften Stroms. Mit dem beginnenden Zubau von PV-Freiflächenanlagen und Offshore-Windenergie ohne die Inanspruchnahme einer EEG-Förderung sowie ersten Anlagen (insbesondere Windenergieanlagen an Land), deren EEG-Förderzeitraum endet, wird der Begriff in Deutschland zunehmend für Verträge zur Abnahme von erneuerbarem Strom, der keine Förderung in Anspruch nimmt, verwendet. Nachfolgend werden als Grundlage für die weitere Betrachtung die wichtigsten Begriffe, Vertragstypen und Ausgestaltungsoptionen von PPAs erläutert.

Der Abschluss eines PPA bietet dem Stromanbieter bzw. Stromerzeugungsanlagenbetreiber die Möglichkeit, sich über die längerfristige Festschreibung seines Stromlieferpreises gegen zukünftig sinkende Strompreise abzusichern und damit über den gesamten Vertragszeitraum planbare Erlöse zu erzielen. Bei Neuanlagen stellt dies darüber hinaus eine zwingende Voraussetzung für eine mögliche Fremdfinanzierung der Stromerzeugungsanlage dar - beispielsweise in Form einer Kreditfinanzierung über eine Bank. Der im PPA vereinbarte fixe Stromerlös sichert hierbei die Deckung der Kapital- ebenso wie der Betriebskosten der Anlage ab. Bei Stromerzeugungsanlagen, die nach dem Ende der Inanspruchnahme

einer Förderung, den Weiterbetrieb über die Erlöse aus einem PPA sichern, müssen nur die Betriebskosten gedeckt sein, weil die Anlage bereits im vorhergehenden Förderzeitraum abgeschrieben wurde und kein Kapitaldienst mehr zu erbringen ist. Für den Abnehmer des Stromes bietet das PPA umgekehrt die Möglichkeit, sich gegen steigende Strompreise abzusichern. In zunehmendem Maße steht hierbei jedoch auch der Bezug von Grünstrom⁶ im Mittelpunkt, um eigene Ziele oder gesetzliche Vorgaben hinsichtlich der CO₂-Minderung zu erreichen.

PPAs bieten als privatrechtliche, bilaterale Verträge zwischen Stromanbieter und -abnehmer grundsätzlich einen sehr hohen individuellen Gestaltungsspielraum für die Vertragsparteien. In Abhängigkeit von der Art der Belieferung - durch eine Stromerzeugungsanlage am Ort der Stromabnahme oder über das öffentliche Stromnetz - wird zwischen **Onsite-** und **Offsite-PPAs** unterschieden. Onsite-PPAs haben den Vorteil, dass bei der Stromlieferung ohne Nutzung des öffentlichen Netzes eine Reihe von Entgelten, Abgaben und Umlagen entfällt⁷. Häufig stehen jedoch vor Ort nicht genügend geeignete Flächen zur Errichtung von erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen zur Verfügung. Zudem fallen Kosten für die Verlegung eigener Stromleitungen an.

Je nach Betriebsphase der Stromerzeugungsanlage wird zwischen einem **Neuanlagen-PPA** und einem **Weiterbetriebs-PPA** unterschieden. Neuanlagen benötigen zur Absicherung der Finanzierung i.d.R. längere Vertragslaufzeiten (ca. 10 Jahre), während bei Anlagen nach Förderende auch kürzere Vertragslaufzeiten (1 bis 5 Jahre) attraktiv sein können. Grundsätzlich ist es auch zulässig, dass Stromerzeugungsanlagen, die über einen laufenden Förderanspruch aus dem EEG verfügen, ihren Strom zeitweise außerhalb der EEG-Förderung im Rahmen eines PPAs vermarkten. Dies wird für die Anlagen dann attraktiv, wenn der erzielbare PPA-Preis über der Höhe des EEG-Förderanspruchs liegt. Da die Finanzierung dieser Anlagen durch den EEG-Förderanspruch gesichert ist, sind die Vertragsdauern beliebig variabel.

Ein weiteres Unterscheidungskriterium für PPA besteht in der Art des Stromabnehmers. Wird der Strom von einem Stromversorgungsunternehmen abgenommen, spricht man von einem **Utility-PPA**, während der direkte Strombezug durch ein Industrie- oder Gewerbeunternehmen als **Corporate-PPA** bezeichnet wird. Bei Neuanlagen akzeptieren finanzierende Banken in der Regel nur Stromabnehmer mit hoher Bonität (i.d.R. investment grade rating [10], d.h. BBB- (Standard & Poor's) bzw. Baa3 (Moody's)).

Neben **physischen PPAs**, bei denen eine tatsächliche Stromlieferung erfolgt, werden auch **finanzielle bzw. virtuelle PPAs** angeboten, die für die Vertragsparteien lediglich als Preisabsicherung (ggf. ergänzt um die Lieferung von Herkunftsnachweisen) dienen, ohne dass eine tatsächliche Stromlieferung stattfindet. Bei physischen PPAs ist in der Regel ein Stromhändler involviert, der als Dienstleister die energiewirtschaftliche Abwicklung (z.B. Bilanzkreisbewirtschaftung, Beschaffung von Reststrommengen) zwischen Anlagenbetreiber und Stromabnehmer übernimmt, insbesondere, wenn keine der Vertragsparteien über das entsprechende Know-how und die Infrastruktur verfügt. Verträge mit zwischengeschaltetem Stromhändler werden als **sleeved PPA** bezeichnet (vgl. Abbildung 2). In Deutschland sind bisher vor allem physische Offsite-PPAs (ggf. als sleeved PPA) relevant, die sowohl für Neuanlagen

⁶ Aufgrund des Doppelvermarktungsverbot im EEG dürfen Herkunftsnachweise (HKN, vgl. Art. 19 RED II) in Deutschland nur für Strom aus Anlagen ohne EEG-Förderung ausgestellt werden. Herkunftsnachweise dienen dazu, gegenüber Endkunden die erneuerbare Eigenschaft des Stroms kenntlich zu machen. Sie können auf Antrag des Stromproduzenten ausgestellt werden.

⁷ Netzentgelte, Konzessionsabgabe, KWKG-Umlage, Offshore-Netzumlage, § 19-Umlage, Umlage für abschaltbare Lasten sowie unter bestimmten Voraussetzungen (Anlage < 2 MW und Lieferung im räumlichen Zusammenhang) die Stromsteuer.

(vor allem Photovoltaik, vereinzelt auch Offshore-Wind) als auch Weiterbetriebsanlagen (häufig Wind an Land) abgeschlossen werden. Als Stromabnehmer kommen sowohl Stromversorger als auch Industrie- und Gewerbeunternehmen vor.

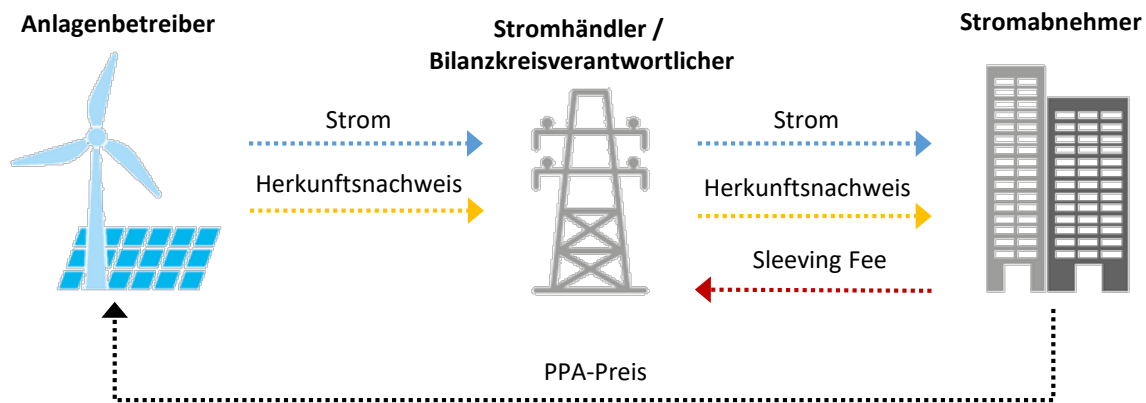


Abbildung 2: Schematische Darstellung eines sleeved PPA. Abbildung in Anlehnung an [11]

Wesentliche Aspekte bei der Vertragsgestaltung eines PPA sind die vereinbarte Stromlieferungsmenge bzw. das Stromlieferprofil, das Preismodell sowie die Vertragslaufzeit. Die Festlegung hinsichtlich der **Stromlieferungsmenge bzw. des -profils** bestimmt gleichzeitig die Verteilung des Mengenrisikos zwischen Stromproduzent und Stromabnehmer. Bei einer Abnahme des Stroms in genau der Menge und dem Profil wie von der EE-Anlage produziert („**as produced**“), besteht für den Stromproduzenten kein Mengenrisiko, da der Stromabnehmer vertragsgemäß die produzierte Gesamtmenge zum vereinbarten Preis abnimmt. Das Mengenrisiko liegt in diesem Fall vollständig beim Stromhändler bzw. Stromabnehmer, da er sich um Prognoseabweichungen und daraus resultierende Abweichungen der Liefermengen kümmern muss und entsprechend zusätzlichen Strom kaufen, oder überschüssigen Strom verkaufen muss. Als Variante der „as-produced“-Lieferung kann nur ein bestimmter Anteil der produzierten Menge zum vereinbarten Preis abgenommen werden, während die restliche Strommenge zum aktuellen Spotmarktpreis geliefert wird. Auch hier liegt das Mengenrisiko vollständig beim Stromhändler bzw. Stromabnehmer. Der Stromproduzent übernimmt jedoch einen Teil des Marktpreisrisikos, da ein Teil der produzierten Strommenge zum schwankenden Spotmarktpreis verkauft wird [12].

Liefervarianten, bei denen auch der Stromproduzent Teile des Mengenrisikos übernimmt, werden als „**fixed volume**“ bezeichnet. In der flexibleren Form von Verträgen mit festgelegter Liefermenge verpflichtet sich der Stromproduzent dazu, in einem bestimmten Zeitraum (Monat, Vierteljahr, Jahr) eine bestimmte Strommenge zu liefern. Der genaue Zeitpunkt der Lieferung bleibt hierbei variabel. Liegt die produzierte Strommenge unter der zugesagten Menge, muss der Stromproduzent (bzw. als Dienstleistung der zwischengeschaltete Stromhändler) die fehlende Strommenge zukaufen, um die gesamte zugesagte Liefermenge erfüllen zu können. Je nach Bezugszeitraum kann die im Zeitraum zu liefernde Strommenge beispielsweise die Saisonalität der Erzeugung einzelner Energieträger wie Windenergie oder Photovoltaik berücksichtigen. Verträge mit fester Liefermenge können auch um ein (z.B. stündliches) Lieferprofil ergänzt werden. Dabei kann es sich um ein typisches Erzeugungsprofil des jeweiligen Energieträgers, um das Nachfrageprofil des Stromabnehmers, bspw. für den Strombedarf an einem bestimmten Industriestandort oder um ein **Grundlastprofil**, also eine gleichbleibende Strommenge in jeder Stunde des Bezugszeitraums, handeln. Auch in diesen Fällen ist eine Anpassung der Menge in

bestimmten Zeitintervallen möglich. Der Stromproduzent muss sämtliche Abweichungen der Stromproduktion vom Lieferprofil ausgleichen. In diesem Fall trägt der Stromproduzent das vollständige Mengenrisiko [12–15]. Die Vereinbarung von festen, am Stromverbrauch des Abnehmers orientierten Lieferprofilen ist in Deutschland bislang eher selten. Anhand eines PPA-Abschlusses zwischen Enovos, Statkraft und Daimler [16] zeigt sich jedoch, dass die Umsetzung bei passenden Randbedingungen grundsätzlich möglich ist. Die Übernahme von Mengenrisiken setzt jedoch sehr gute Strommarktkennntnisse voraus, die nicht zwingend zur Kernkompetenz der Betreiber von erneuerbare Energien-Anlagen gehören. Bei Neuanlagen-PPAs für Photovoltaik-Anlagen ist somit schon alleine wegen der Fremdfinanzierung durch Banken davon auszugehen, dass kaum Mengenrisiken übernommen werden und Verträge in der Regel „as produced“ abgeschlossen werden. Auch bei Weiterbetriebs-PPAs für Wind an Land dürfte die Übernahme von Mengenrisiken eher die Ausnahme sein. Bei Offshore-Wind scheint dies dagegen durchaus denkbar, da die Stromproduzenten häufig über Strommarktkennntnisse verfügen bzw. selbst große Energieversorger sind. Können bzw. wollen weder Stromproduzent noch Stromabnehmer Risiken übernehmen, bietet sich ein sleeved PPA an, bei dem der Stromhändler diese übernimmt.

Die derzeit üblichste Variante des **Preismodells** bei PPAs in Deutschland sind **Festpreise** [17], was nicht zuletzt an den Anforderungen finanzierender Banken liegt. Durch die höhere Sicherheit im Festpreismodell reduzieren sich für den Stromproduzenten die Finanzierungs- und damit auch die Stromerzeugungskosten, wodurch er wiederum einen geringen Preis anbieten kann.[13] Weitere Formen der Preisgestaltung sind **indexbasiert**. Hier wird bspw. der Großhandelspreis als Index zugrunde gelegt, wobei Mindest- und/oder Maximalpreise festgelegt werden (**Cap and Floor**) können. Alternativ kann eine gestufte Preisanpassung während der Laufzeit vereinbart werden, die sich an der Indexentwicklung orientiert. [12, 13, 17] Hinsichtlich der **Vertragslaufzeit** besteht zwischen Stromproduzent und -abnehmer ein gegenläufiges Interesse. Für den Stromproduzenten erhöht sich mit zunehmender Vertragslaufzeit der gesicherte Ertrag, was sich positiv auf die Fremdfinanzierung der Anlage auswirkt. Aus Sicht von Stromabnehmern nimmt mit zunehmender Vertragslaufzeit die Preisunsicherheit zu, weswegen versucht wird, eine zu lange Bindung zu meiden.[13]

Basierend auf den dargestellten Optionen zur Festlegung von Vertragsklauseln ergibt sich eine große Spannweite möglicher Vertragsvarianten. Geht man vom derzeitigen Stand des PPA-Marktes in Deutschland aus, erscheint für die Belieferung der geplanten Elektrolyseanlage eine physisches Offsite-PPA als sleeved PPA wahrscheinlich, da eine Stromproduktion im notwendigen Umfang vor Ort nicht möglich ist, es derzeit unklar ist, ob ein virtuelles PPA ausreicht, um die Anforderungen an grünen Wasserstoff zu erfüllen und die Bündelung der notwendigen unterschiedlichen Stromproduzenten am ehesten durch einen Stromhändler erfolgen kann. Bezüglich des Lieferprofils wäre durch den Stromhändler ein Grundlastprofil möglich, falls die Betriebsweise der Elektrolyseanlage nicht an der erneuerbaren Stromerzeugung orientiert stattfindet. Als Preismodell erscheint ein Festpreismodell naheliegend, um Planungssicherheit für die Wasserstoffproduktion zu schaffen. Durch das sleeved PPA wäre es jedoch auch möglich, dass der Stromhändler den Stromproduzenten Fixpreise anbietet und dem Stromabnehmer – bei entsprechender Risikobereitschaft – variable Preise.

3.4 Stromlieferung aus dem Ausland

Andere Länder weisen zum Teil ein größeres Winddargebot oder eine höhere solare Einstrahlung auf, wodurch für den Betrieb von Windenergie- und Photovoltaikanlagen günstigere Bedingungen vorliegen und Strom zu niedrigeren Stromerzeugungskosten produziert werden kann. Eine Stromlieferung aus

Anlagen in solchen Ländern könnte also potenziell zu niedrigeren Strombezugskosten führen. Im Folgenden wird deswegen geprüft, ob die Belieferung aus ausländischen Stromerzeugungsanlagen eine Option für den Strombezug von Elektrolyseanlagen darstellt.

Stromlieferungen zwischen Gebotszonen setzen den Kauf der notwendigen Übertragungskapazität an den Grenzkuppelstellen für die jeweiligen Lieferzeitpunkte voraus. Hierfür wird bei gekoppelten Märkten im Day-Ahead (DA)- und Intraday (ID)-Handel als Verfahren die implizite Kapazitätsvergabe eingesetzt, bei der die notwendige Kapazität bei Abschluss des Handelsgeschäftes mit erworben wird. Bei nicht gekoppelten Märkten sowie Termingeschäften wird die Kapazität separat gehandelt [18]. Bei Abschluss eines grenzüberschreitenden PPAs ist davon auszugehen, dass die Kapazität am Terminmarkt (also in einer expliziten Auktion) gesichert würde, um die tatsächliche Lieferung sicherzustellen. Explizite Kapazitätsauktionen in Europa werden seit 2018 vom Joint Allocation Office (JAO) durchgeführt, welches von 25 Übertragungsnetzbetreibern aus 22 Ländern gegründet wurde. Jahresauktionen finden jeweils zum Jahresende für das kommende Jahr statt, Monatsauktionen gegen Monatsende. In den Auktionen wird jeweils nur ein Teil der verfügbaren Kapazität an den jeweiligen Grenzen vergeben. Eine längerfristige Sicherung von Übertragungskapazität an den Grenzen ist derzeit nicht möglich, was eine deutliche Hürde für den langfristigen Abschluss von grenzüberschreitenden Stromlieferverträgen darstellt [19]. Zur Veranschaulichung wird nachfolgend die Preisentwicklung an den Grenzen zwischen Spanien und Frankreich sowie Frankreich und Deutschland dargestellt (Abbildung 3). Basierend auf den Jahresauktionen hätten die Kosten für Internektorkapazitäten in den betrachteten Jahren für eine Lieferung von Spanien nach Deutschland somit zwischen gut 2,74 EUR/MWh (0,274 ct/kWh) und knapp 5,07 EUR/MWh (0,507 ct/kWh) gelegen (Summe der Kosten zwischen Spanien und Frankreich sowie Frankreich und Deutschland). Anhand der Monatsauktionen ergibt sich eine größere Spannbreite zwischen 0,51 EUR/MWh (0,051 ct/kWh) und 12,70 EUR/MWh (1,27 ct/kWh). Die Preise an den einzelnen Grenzen variieren stark und hängen von der verfügbaren Übertragungskapazität und der jeweiligen Nachfrage und somit von der künftigen Entwicklung von Engpässen, ebenso wie von der Inbetriebnahme weiterer Internektoren ab.

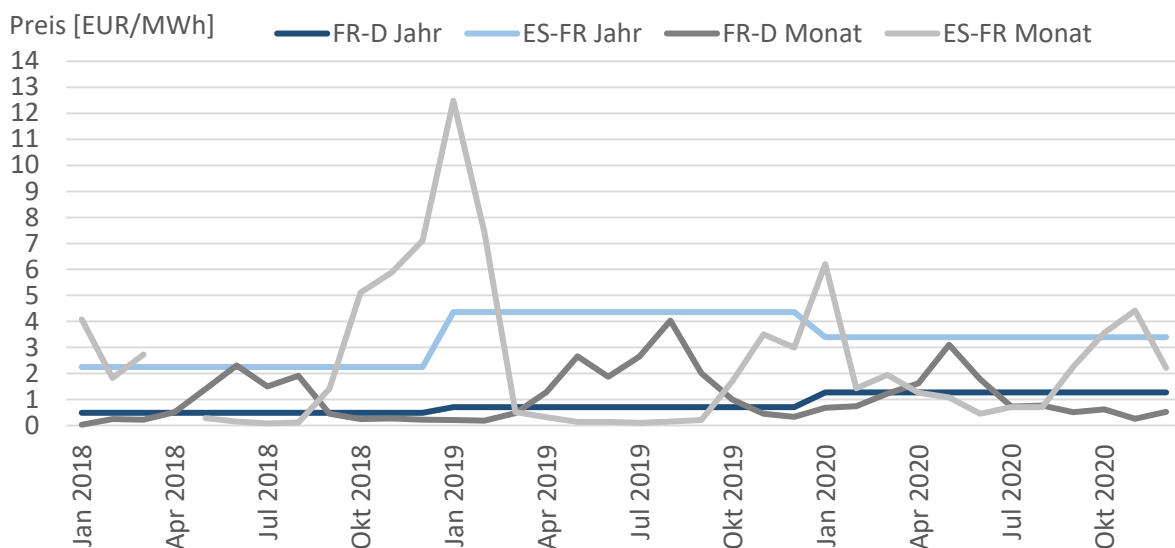


Abbildung 3: Preisentwicklung der Jahres- und Monatsauktionen für Internektorkapazität zwischen Frankreich und Deutschland sowie Spanien und Frankreich in den Jahren 2018 bis 2020. Eigene Darstellung basierend auf [20]

Neben der Beschaffung der Durchleitungskapazität an den Grenzkuppelstellen sind grenzüberschreitende Stromlieferungen mit weiteren Herausforderungen verbunden. Eine Stromlieferung mit Einspeisung bzw. Entnahme von Strom aus unterschiedlichen Marktgebieten führt zu einer höheren Komplexität in der energiewirtschaftlichen Abwicklung, da unterschiedliche Preisregime für Ausgleichsenergie berücksichtigt werden müssen, ebenso wie unterschiedliche Preisprognosen (Price-Forward-Curves) bei der Bepreisung von Erzeugungs- und Entnahmelastgängen. Aus diesem Grund sind grenzüberschreitende PPAs mit physischer Stromlieferung derzeit absolute Ausnahmen. Wenn PPAs über mehrere Länder hinweg geschlossen werden, werden diese meist als virtuelle PPAs ausgestaltet, d.h. es findet keine tatsächliche Stromlieferung statt, sondern nur eine finanzielle Absicherung, die um die Lieferung von Herkunftsnachweisen ergänzt wird. Ob dies ausreichend sein wird, um die Anforderungen an die Produktion von grünem Wasserstoff zu erfüllen, ist aktuell offen. Dies wird erst nach deren Festlegung durch die EU-Kommission im Rahmen des delegierten Rechtsakts, bzw. nach dem Inkrafttreten der Übergangsregelung im Zuge der Verordnung nach § 93 EEG endgültig feststehen (vgl. Abschnitt 3.1). Hier bestehen für die nationalen Regierungen entsprechende Handlungsmöglichkeiten, dies über die Beteiligung in den entsprechenden Gremien zu unterstützen.

3.5 Annahmen zur Einschätzung des Strombezugspreises

Basierend auf den vorangegangenen Analysen (Abschnitte 3.1 bis 3.4) ergeben sich für die Randbedingungen eines PPAs zur Belieferung der geplanten reFuels Pilotanlage verschiedene Freiheitsgrade die aus den zum Teil offenen rechtlichen Regelungen sowie aus den grundsätzlichen Gestaltungsmöglichkeiten eines PPA resultieren. Da die möglichen Ausprägungen dieser Freiheitsgrade für die weitere Betrachtung relevant sind, werden nachfolgend entsprechende Annahmen getroffen, die ausgehend vom derzeitigen Stand als wahrscheinlich erachtet werden. Insbesondere die Schätzung des Strombezugspreises hängt wesentlich davon ab, welche Stromerzeugungsanlagen (Technologie und Standort) zur Verfügung stehen.

Hinsichtlich der Kriterien für grünen Wasserstoff erfolgt eine Orientierung an den Kriterien auf EU-Ebene, da eine Anpassung der nationalen Regelungen an diese Kriterien geplant ist, sobald der delegierte Rechtsakt der EU-Kommission vorliegt. (vgl. § 12 h Abs. 2 des derzeitigen Verordnungsentwurfs zum EEG [6]). Hierzu werden zwei Szenarien definiert:

- Szenario A (optimistische Annahmen): Weiche Festlegung des Zusätzlichkeitskriteriums für grünen Wasserstoff. Zulässigkeit und Verfügbarkeit von Strom aus Wasserkraft und Wind an Land aus Bestandanlagen zusätzlich zu Photovoltaikstrom aus Freiflächenanlagen und Strom aus Offshore-Windenergieanlagen.
- Szenario B (pessimistische Annahmen): Strenge Festlegung des Zusätzlichkeitskriteriums für grünen Wasserstoff, so dass der Strom nur aus Neuanlagen bezogen werden kann. Dies bedeutet, dass ein Strombezug über PPA voraussichtlich nur aus Photovoltaik-Freiflächenanlagen und Offshore-Windenergie-Anlagen möglich ist. Windenergie an Land und Wasserkraft könnten nicht genutzt werden, weil Strom aus förderfreien Altanlagen nicht als zusätzlich anerkannt wird und in diesen Technologiesegmenten keine förderfreien Neuanlagen gebaut werden.

Die Netzengpässe zwischen Nord- und Süddeutschland müssen bis 2025 behoben sein, damit keine innerdeutsche Trennung der Gebotszone erfolgt. Da angenommen wird, dass die reFuels Pilotanlage frühestens im Jahr 2026 die Produktion von grünem Wasserstoff aufnimmt (Genehmigung 2022, Baubeginn 2023), kann davon ausgegangen werden, dass das bislang in der RED II formulierte

Netzengpasskriterium – erneuerbare Stromerzeugung und die Produktion von grünem Wasserstoff müssen sich auf der gleichen Seite eines möglichen Netzengpasses befinden – deutschlandweit erfüllt sein wird. Mit den geplanten Inbetriebnahmen der Hochspannungsgleichstromleitungen „Ultranet“ von Osterrath nach Philippsburg (im so genannten Korridor A) bis zum Jahr 2024 bzw. „A-Nord“ von Emden bis Osterrath im Jahr 2025, besteht für den Standort Karlsruhe zudem eine vergleichsweise direkte Anbindung an Stromerzeugungsanlagen in Norddeutschland.

Da zwischen Strompreiszonen per Definition Netzengpässe bestehen (Art. 14 Abs. 1 VO (EU) 2019/943), lässt dies den Schluss zu, dass ohne Änderungen der bestehenden Regelwerke kein physischer Strombezug aus dem Ausland möglich sein dürfte. Auch ein rein virtueller Strombezug aus dem Ausland in Verbindung mit Herkunftsnachweisen dürfte basierend auf den aktuell bekannten, aber noch vagen Anforderungen an die erneuerbare Stromlieferung für die Produktion von grünem Wasserstoff nicht möglich sein. Folglich basieren die folgenden Überlegungen auf einem Strombezug innerhalb Deutschlands.

4 Einschätzung des Strompreises

Basierend auf den Annahmen in Abschnitt 3.5 wird nachfolgend die Spannbreite möglicher Strombezugspreise der geplanten Elektrolyseanlage ab dem Jahr 2025 geschätzt. In Abschnitt 3.1 wird dazu ein möglicher PPA-Preis abgeleitet. Hierbei wird zunächst die Zusammensetzung von PPA-Preisen analysiert (4.1.1) bevor anhand verfügbarer aktueller Preisdaten (4.1.2) eine Schätzung für das Jahr 2025 (4.1.3) vorgenommen wird. In Abschnitt 4.2 werden die staatlich regulierten Strompreisbestandteile und ihre Höhe im vorliegenden Fall abgeleitet. Abschnitt 4.3 stellt die Möglichkeit der Strompreiskompensation im Rahmen des EU-ETS vor, bevor in Abschnitt 4.4 eine Übersicht der durchgeführten Preisanalyse erfolgt.

4.1 PPA-Preis

4.1.1 Preisbestandteile

Der in einem PPA vereinbarte Strompreis orientiert sich zunächst an der Erwartung der künftigen Großhandelspreise während der Vertragslaufzeit, da benötigte Strommengen grundsätzlich auch im Stromhandel beschafft werden könnten⁸. Für die derzeitige Erwartung des künftigen Großhandelspreises der nächsten drei Jahre können Terminmarktpreise (Futures / Forwards) als Referenz herangezogen werden. Da PPAs häufig für längere Zeiträume abgeschlossen werden, reicht dies jedoch nicht aus, um die Preisentwicklung während der Vertragslaufzeit abzubilden. Für längere Zeiträume gibt es am Terminmarkt keine ausreichende Liquidität, sodass die Aussagekraft der ausgewiesenen Preise nicht repräsentativ ist. Für Zeiträume, die über sechs Jahre hinausgehen, werden gar keine Produkte gehandelt. Großhandelspreise in diesen Zeiträumen lassen sich nur mit Hilfe von Fundamentalmodellen abschätzen.[21]

Als Referenzpreis zur Ableitung des möglichen PPA-Preises wird der Grundlastpreis⁹ herangezogen. Von dem, über die Vertragslaufzeit angenommenen Grundlastpreis werden verschiedene, mit dem PPA einhergehende Kosten und Risikomargen abgezogen. Für den Endpreis aus Sicht des Stromabnehmers bzw. -produzenten ist dabei entscheidend, wer die jeweiligen Kosten bzw. das Risiko übernimmt. Die nachfolgende Darstellung bezieht sich auf ein „as produced“-PPA mit Festpreis, bei dem der Stromproduzent sämtliche Risiken abgibt. Dieser Fall wird als Ausgangsbasis für die weitere Betrachtung genutzt, u.a. weil verfügbare Preisdaten von dieser Konstellation ausgehen. In weiteren Schritten wird daraus dann der Preis aus Sicht des Stromabnehmers sowie für ein PPA mit Grundlastprofil abgeleitet.

Vom über die Vertragslaufzeit angenommenen Grundlastpreis an der Strombörse wird zunächst der **Profilmfaktor des Energieträgers** abgezogen, da der Marktwert des Einspeiseprofiles erneuerbarer Energien in einem Stromsystem, das von deren Erzeugung bestimmt wird, niedriger ist, als der durchschnittliche Marktwert eines Grundlastprofils. Der Profilmfaktor sollte hierbei auch eine mögliche künftige Minderung des Marktwertes beinhalten, die durch die zunehmende Gleichzeitigkeit der Stromerzeugung bei weiter steigenden Anteilen erneuerbarer Energien entsteht. [13, 21, 22]

⁸ Für Grünstrom gilt dies zwar nur bedingt, da über die Strombörse gehandelter Strom als Strom unbekannter Herkunft (Graustrom) gilt und somit keine grüne Eigenschaft aufweist, dennoch wird der Großhandelspreis als Preisreferenz für PPAs herangezogen.

⁹ D.h. der Preis für eine durchgehende Belieferung über 24 h am Tag.

Für die energiewirtschaftliche Abwicklung des PPAs fallen **Vermarktungskosten** an. Diese beinhalten Kosten für den Ausgleich von Prognosefehlern am Intradaymarkt, Kosten für die Beschaffung von Ausgleichsenergie sowie ein Dienstleistungsentgelt für den Stromhändler [13, 22, 23]. Ggf. können auch Kosten für Absicherungsgeschäfte am Terminmarkt (Hedging) enthalten sein. Bei Corporate PPAs ist dies jedoch nicht zwingend notwendig [15]. Aufgrund der Dargebotsabhängigkeit erneuerbarer Energien ergeben sich bei der Bepreisung der Stromlieferung **Mengen- und Preisrisiken**. Diese können anhand einer Monte-Carlo Simulation quantifiziert werden und werden für die Bildung des Preises des PPA ebenfalls abgezogen [15, 23]. Neben den genannten Kosten und Risiken wirkt sich die **Grünstromeigenschaft** dagegen steigernd auf den Wert des Stroms aus. Als Anhaltspunkt zur Quantifizierung des Werts der Grünstromeigenschaft kann der Preis für Herkunftsnachweise (HKN) herangezogen werden.[13, 23] Die Preistransparenz hierbei ist jedoch gering, da aktuelle, kostenfrei verfügbare und öffentlich zugängliche Preisangaben bislang nicht existieren [24]. Herkunftsnachweise aus norwegischer Wasserkraft scheinen jedoch um den Faktor fünf bis zehn günstiger zu sein, als solche aus Anlagen in Deutschland [25]. Aus der Summe der genannten Preisbestandteile (vgl. Abbildung 4) ergibt sich der so genannte faire Preis, den der Stromproduzent (Lieferung as produced, Abgabe sämtlicher Risiken) erhält¹⁰.

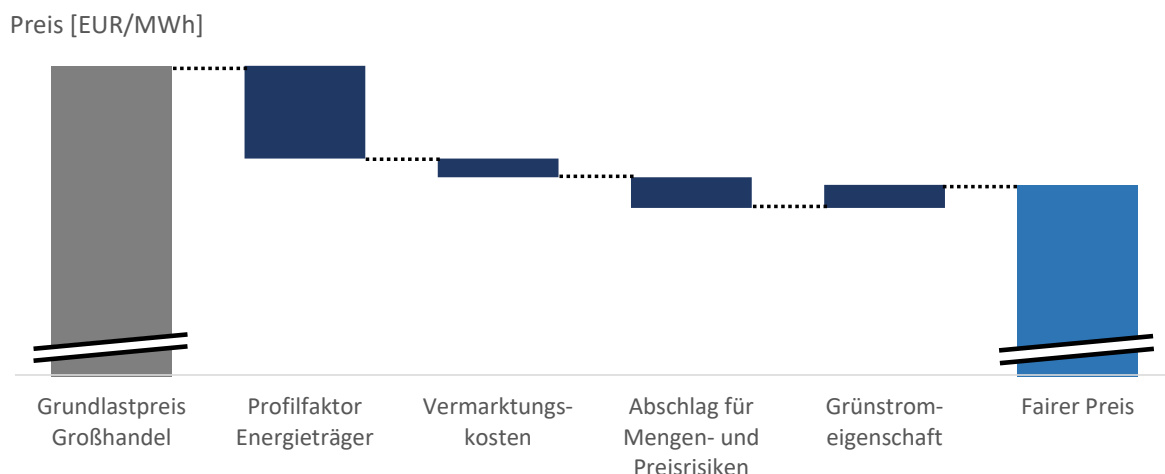


Abbildung 4: PPA-Preisbestandteile bei Lieferung „as produced“. Eigene Darstellung.

Aus Sicht des Stromabnehmers – beispielsweise des Betreibers der reFuels-Produktionsanlage - läge der Strombezugspreis bei einem sleeved PPA jedoch höher, da Mengen- und Preisrisiken typischerweise von einem Stromhändler übernommen werden, bei dem auch die Vermarktungskosten anfallen. Die jeweiligen Preisbestandteile sind aus Sicht des Stromabnehmers somit zum fairen Preis hinzuzuzaddieren. Richtet sich der Stromverbrauch des Abnehmers nicht nach der Produktion der kontrahierten erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen, sondern wird eine kontinuierliche Stromlieferung benötigt (Grundlastfahrweise), fallen zusätzliche Kosten an¹¹. Die Kosten für die Belieferung mit Strom in Zeiträumen, die noch nicht oder nicht vollständig durch fluktuierende erneuerbare Energien abgedeckt sind, sind höher als die Kosten einer reinen Grundlastbelieferung. Dies liegt in der Belieferung mit einem zur kontrahierten EE-Erzeugung komplementären Restprofil begründet, in dem die Stunden mit niedrigen

¹⁰ Je nach vertraglicher Ausgestaltung (vgl. Abschnitt 2.1) zwischen den beteiligten Akteuren sind beliebige andere Varianten der Kosten- und Risikoverteilung denkbar, die sich entsprechend auf den Liefer- bzw. Abnahmepreis auswirken.

¹¹ Bei einer Elektrolyseanlage wäre grundsätzlich auch eine an der EE-Erzeugung orientierte Fahrweise denkbar (vgl. Abschnitt 2.2), die dann allerdings die Zwischenspeicherung des erzeugten Wasserstoffs und ggf. eine höhere Anlagenleistung erfordert.

Preisen (hohe EE-Erzeugung) nicht enthalten sind, wodurch sich ein höherer Profilvertrag ergibt [13]. Bei einer Grundlastbelieferung mit einem Mindestanteil an fluktuierenden Energieträgern ist zudem eine erneuerbare Stromerzeugungsleistung erforderlich, die deutlich oberhalb der Netzanschlussleistung der Elektrolyse liegt. Der Stromproduzent erzeugt dann in Zeiten mit hohem EE-Dargebot (beispielsweise witterungsbedingt hoher Gleichzeitigkeit von Solar- und Windstromproduktion) deutlich höhere Strommengen, als der Stromabnehmer im Grundlastprofil kontrahiert hat. Diese Strommengen werden zum jeweiligen Marktwert verkauft. Da der Marktwert in diesen Stunden jedoch niedriger ist, entstehen bei den Anlagenbetreibern durch die nicht vollständige Stromabnahme im PPA Mindereinnahmen, die in der Bewertung des PPA-Preises berücksichtigt werden müssen. Aufgrund des veränderten Lieferprofils (Beschaffung komplementäres Profil, Veräußerung nicht benötigter Strommengen) liegt der Preis eines PPA mit Grundlastprofil somit höher.

4.1.2 Verfügbare Preisdaten

Als Grundlage für die Schätzung einer möglichen Preisspanne für PPAs im Jahr 2025 werden nachfolgend verfügbare Preisdaten analysiert. Dabei ist zunächst die allgemeine Entwicklung der Strompreise relevant. Deren künftige Entwicklung hängt von einer Vielzahl von Faktoren ab und ist dementsprechend mit Unsicherheiten behaftet. Einflussfaktoren sind die Entwicklung der Stromnachfrage (inklusive zusätzlicher Nachfrager wie Elektromobilität, elektrische Wärmepumpen, Wasserstoffherstellung), die Entwicklung der Brennstoffpreise ebenso wie die der Preise für CO₂-Zertifikate, der zeitliche Verlauf der Abschaltung konventioneller Kraftwerke, die Ausbaudynamik der erneuerbaren Stromerzeugung, der Zubau von Speichertechnologien, die Entwicklung der Flexibilität im Stromsystem sowie die Kopplung der europäischen Strommärkte. Abbildung 5 zeigt verschiedene vergleichsweise aktuelle Szenarien zur künftigen Entwicklung des Stromgroßhandelspreises. Die angegebenen Preise sind als reale Werte mit den jeweiligen Bezugsjahren als Preisbasis angegeben.

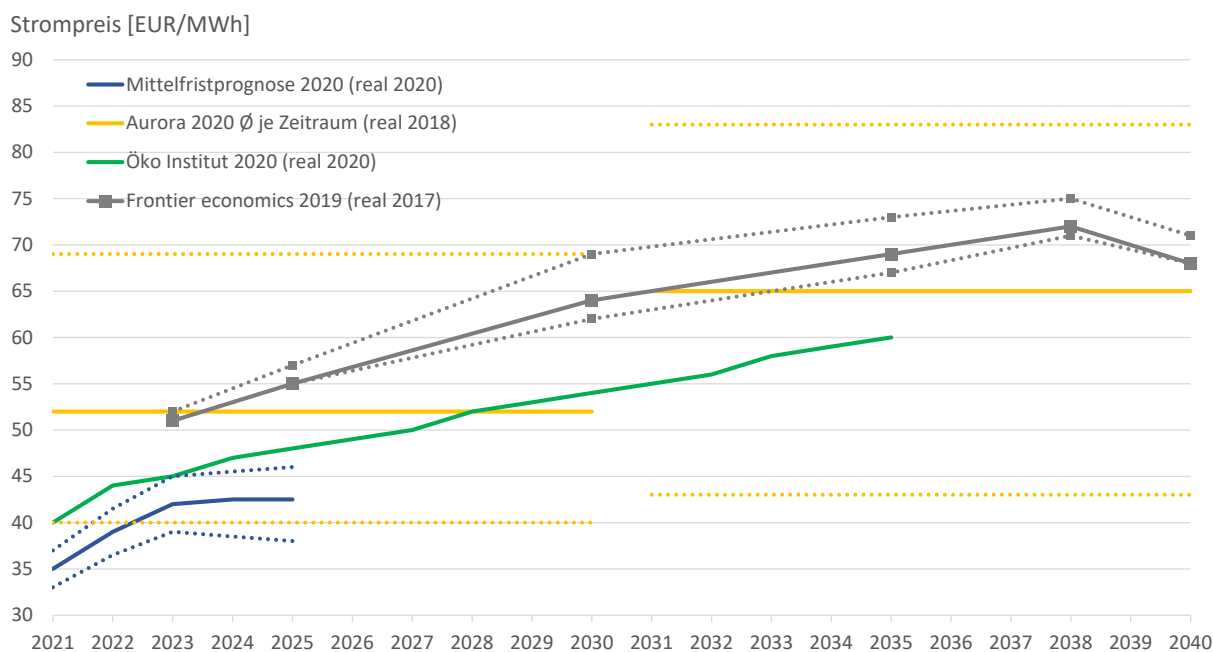


Abbildung 5: Strompreisentwicklung (real) in verschiedenen Szenarien. Durchgehende Linie = Zentrales Szenario, gestrichelte Linie = oberes/unteres Szenario. Eigene Darstellung basierend auf [13, 26–28]

Zur Einschätzung künftiger Strompreise während der Vertragslaufzeit eines PPAs werden dagegen nominale Werte benötigt, die durch den Aufschlag der jeweiligen Inflationsraten auf die realen Preise berechnet werden können. Für die Jahre bis 2020 wird die tatsächliche Inflationsrate im jeweiligen Jahr zugrunde gelegt. Ab dem Jahr 2021 wird, basierend auf der durchschnittlichen Inflationsrate seit dem Jahr 2001 (1,42%), von einer jährlichen Inflation von 1,5 % ausgegangen. Um den Preis eines PPA mit zehnjähriger Laufzeit ab dem Jahr 2025 zu schätzen werden Preisszenarien bis zum Jahr 2035 benötigt¹². Ausgehend von den verbleibenden, jeweils zentralen Szenarien ergibt sich ein Preiskorridor für den nominalen Großhandelspreis zwischen 52 EUR/MWh und 61 EUR/MWh (5,2 ct/kWh / 6,1 ct/kWh) im Jahr 2025. Dieser steigt bis zum Jahr 2035 auf 75 EUR/MWh bis 89 EUR/MWh (7,5 ct/kWh / 8,9 ct/kWh) an.

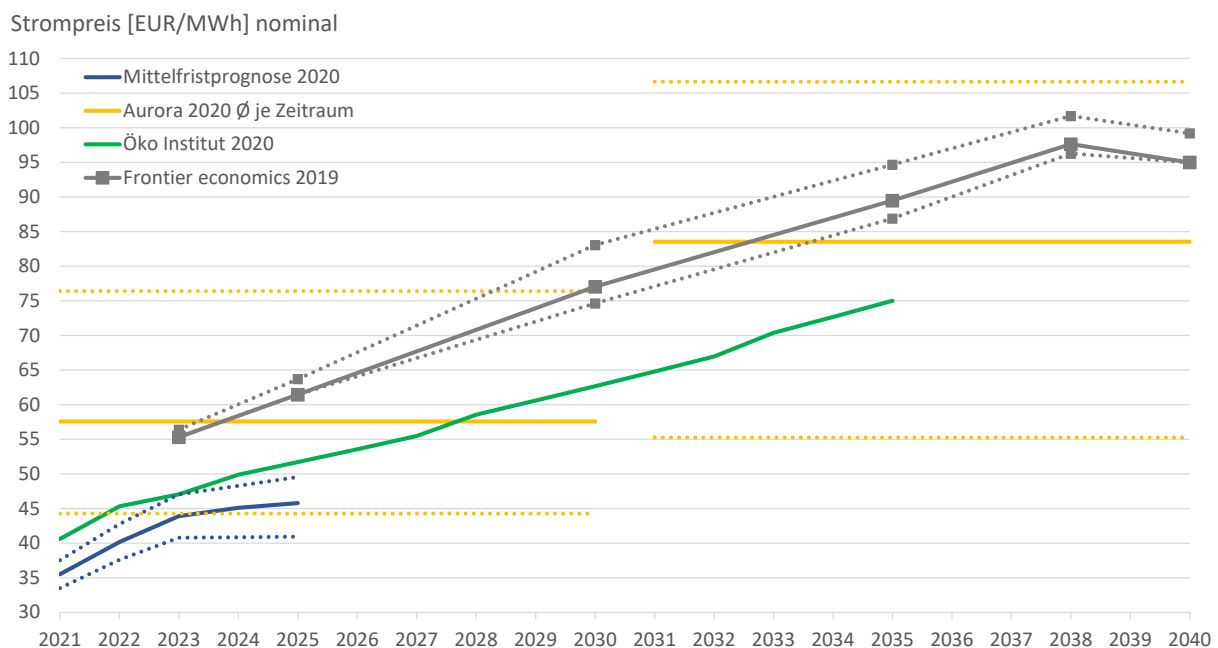


Abbildung 6: Strompreisentwicklung (nominal) in verschiedenen Szenarien. Durchgehende Linie = Zentrales Szenario, gestrichelte Linie = oberes/unteres Szenario. Eigene Darstellung. Reale Ausgangswerte basierend auf [13, 26–28]

Neben der künftigen Strompreisentwicklung dienen derzeitige PPA-Preise aus Ausgangsbasis zur Preisschätzung. Detaillierte Preisdaten zu tatsächlich abgeschlossenen PPAs in Deutschland sind derzeit nicht frei verfügbar. Frei verfügbare, hypothetische Preiseinschätzungen gibt es durch den PPA-Preisindex des Plattformanbieters Pexapark [29] und den PPA-Preismonitor von Energy Brainpool [23]. Der PPA-Plattformanbieter LevelTen Energy veröffentlicht quartalsweise einen Preisindex, der auf realen Angebotsdaten beruht [30]. Kostenpflichtige Angebote gibt es quartalsweise durch den Plattformanbieter Zeigo [31] zusammen mit S&P Platts (basierend auf den Plattformdaten von Zeigo) sowie halbjährlich durch Bloomberg New Energy Finance (BNEF) basierend auf einer Befragung von Marktakteuren [32]. Da PPA-Preise, wie in Abschnitt 4.1.1 erläutert, von einer Vielzahl von Faktoren abhängen, müssen zur richtigen Einordnung die jeweils getroffenen Annahmen genauer betrachtet werden.

¹² Die Szenarien der Mittelfristprognose können aufgrund der Laufzeit bis 2025 nicht berücksichtigt werden. Ihre Darstellung erfolgt nur nachrichtlich, um zu verdeutlichen, dass auch niedrigere Strompreisentwicklungen möglich sind.

Der von Pexapark bereitgestellte Index „PEXA Germany“ geht von einem „as produced“ PPA mit zehnjähriger Laufzeit aus. Die gewichtete Zusammensetzung nach erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien (Wind an Land, Offshore Wind, Photovoltaik) richtet sich dabei nach der Zubauproggnose der jeweiligen Stromerzeugungstechnologien im jeweiligen Land durch Bloomberg New Energy Finance. Die Erstellung des Index basiert auf der Berechnung eines fairen Preises, welcher mit realen PPA-Abschlüssen abgeglichen und entsprechend angepasst wird.[15] Der PPA-Preismonitor von Energy Brainpool berechnet für Wind an Land, Offshore Wind und Photovoltaik in Deutschland jeweils einen fairen Wert und unterstellt dabei einen Festpreis bei einer Vertragsdauer von fünf Jahren. Die Lieferung erfolgt wie prognostiziert („as prognosis“).[23] Ob hiermit die Übernahme des Risikos der Prognoseabweichung durch den Stromproduzenten gemeint ist, bleibt unklar. Die Beschreibung der Methodik (sowie eine weitere Veröffentlichung [21]) legt nahe, dass entsprechende Abweichungen im Preis berücksichtigt sind, der Stromproduzent die Risiken also nicht übernimmt. Nachfolgend wird von der Vergleichbarkeit mit einer „as produced“-Lieferung ausgegangen. Der Preisindex von LevelTenEnergy gibt Preise für verschiedene europäische Länder für Photovoltaik und Windenergie an und basiert auf realen Angebotspreisen, die auf der Plattform des Anbieters abgegeben wurden. Dabei wird ein Festpreis und eine „as produced“-Lieferung vorgegeben. Die Vertragslaufzeiten liegen zwischen 10 und 15 Jahren. Der Index beruht auf dem Angebotsquartil mit den niedrigsten Preisen, da davon ausgegangen wird, dass tatsächliche PPA-Abschlüsse innerhalb dieses Quartils stattfinden. Der Preis realer Vertragsvereinbarungen kann jedoch deutlich unter dem Quartilswert liegen, weil auch hier der PPA-Abschluss bei den günstigsten Preisen wahrscheinlicher ist. [30] Für die angegebenen Preise für Wind wird keine Zusammensetzung zwischen Wind an Land und Offshore Wind angegeben. Bei den Preisdaten von S&P Platt/Zeigo sowie von Bloomberg New Energy Finance geht aus den frei verfügbaren Informationen nicht hervor, von welchen Vertragskonditionen ausgegangen wird. Bei beiden Anbietern scheint es zudem ebenfalls keine separate Betrachtung für Wind an Land und Offshore Wind zu geben. Abbildung 7 zeigt einen Überblick der verschiedenen Preisdaten der Quartale Q1/2020 bis Q1/2021.

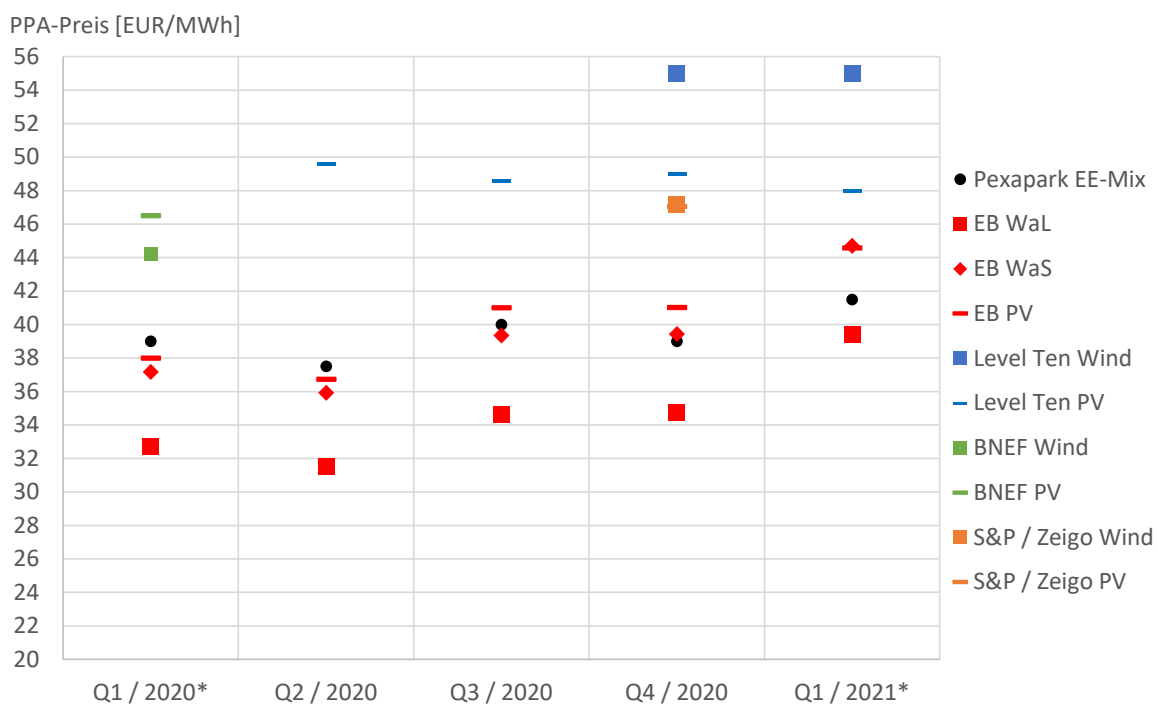


Abbildung 7: Vergleich der PPA-Preisdaten verschiedener Datenanbieter. *Quartalsdaten Pexapark / Energy Brainpool unvollständig. Eigene Darstellung basierend auf [30, 31, 33–35]

Beim Vergleich der Daten fällt auf, dass die Preisdaten von Level Ten am höchsten liegen, was in der Ausweisung des Quartilswertes der günstigsten Angebote begründet sein dürfte. Zwischen den Daten von Pexapark und Energy Brainpool, die sich zum Teil überschneiden, und den restlichen Anbietern scheint es zudem eine größere Preisdifferenz zu geben. Da die Daten der restlichen Anbieter jedoch nur vereinzelt vorliegen, lässt sich dies nicht abschließend bewerten. Eine mögliche Ursache könnte in der jeweils verwendeten Methodik liegen. Während die Angaben von Pexapark und Energy Brainpool auf der Berechnung des fairen Werts beruhen, basieren die Angaben von Level Ten und Zeigo auf Plattformdaten, die Angaben von Bloomberg New Energy Finance auf einer Befragung. Pexapark gleicht die Daten jedoch ebenfalls mit tatsächlichen Preisen ab. Eine weitere Auffälligkeit ergibt sich bei den Daten von Level Ten und S&P Zeigo, da der PPA-Preis von Wind hier gleich auf oder höher als der Preis von Photovoltaik liegt. Dies widerspricht den Angaben von Bloomberg New Energy Finance und Energy Brainpool und legt aufgrund der Marktwerte in der Vergangenheit nahe, dass es sich um Preisdaten für Offshore Wind handelt. Aufgrund der vergleichsweise guten Übereinstimmung zwischen den Daten von Pexapark und Energy Brainpool und der durchgängigen Datenverfügbarkeit werden diese als Basis für die weitere Preisschätzung verwendet. Die bestehende Unsicherheit aufgrund der abweichenden Preisdaten der restlichen Quellen wird über die Ausweisung von Preisspannen in der Schätzung abgebildet.

4.1.3 Schätzung des PPA-Preises

Zur Schätzung des PPA-Preises werden die Preisangaben von Pexapark sowie Energy Brainpool zwischen März 2020 und Februar 2021 verwendet. Der durch die Corona-Pandemie verursachte Preisrückgang im Frühjahr 2020 wird als vorübergehender Sondereffekt nicht berücksichtigt. Ausgehend von den Daten von Pexapark ergibt sich somit eine Preisspanne zwischen 37 EUR/MWh und 43 EUR/MWh für einen heutigen PPA-Abschluss aus Sicht des Stromproduzenten mit Lieferung „as produced“ und zehnjähriger Laufzeit. (vgl. Abbildung 8).



Abbildung 8: Entwicklung des PPA-Preisindex „PEXA Germany“ zwischen März 2020 und Februar 2021. Eigene Darstellung basierend auf [33]

Um einen Vergleichswert zu ermitteln, wird analog für die Entwicklung des PPA-Preismonitors von Energy Brainpool ein gemischter Wert berechnet. Die Gewichtung der Energieträger basiert dabei auf der prognostizierten Stromerzeugung des Anlagenzubaus zwischen 2020 und 2025 gemäß Mittelfristprognose [26]. Die Preisspanne, die sich daraus ergibt, liegt im Szenario A (Verfügbarkeit Wind an Land) zwischen 36 EUR/MWh und 45 EUR/MWh (3,6 ct/kWh bzw. 4,5 ct/kWh) und ist somit vergleichbar zum Preisindex von Pexapark. Zwar ist eine direkte Vergleichbarkeit aufgrund der unterschiedlichen, angenommenen Vertragslaufzeiten nicht gegeben, dennoch erscheint die ähnliche Spannbreite beider Datenquellen als plausible Basis für die weitere Betrachtung. Im Szenario B (keine Verfügbarkeit von Wind an Land) ergibt sich ein Preis, der rund 1 EUR/MWh (0,1 ct/kWh) höher liegt als der in Szenario A.

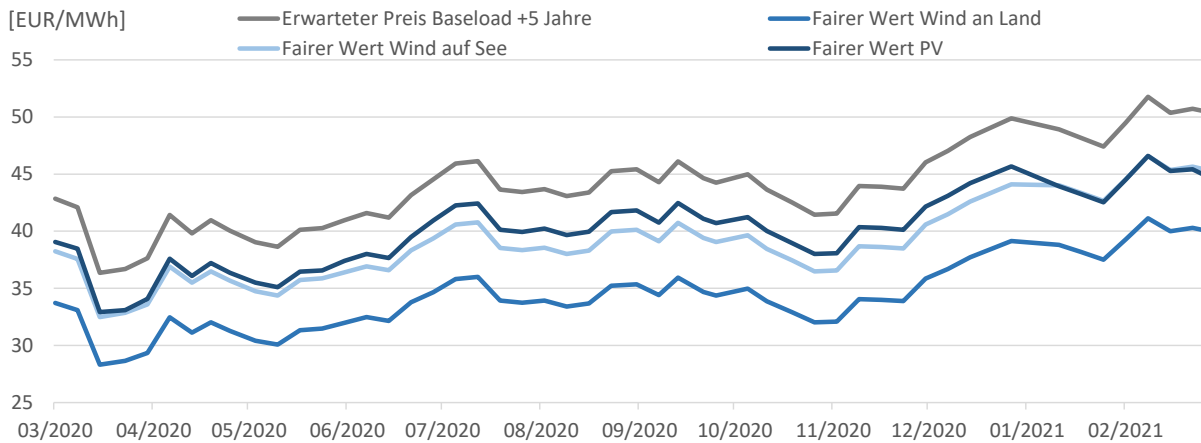


Abbildung 9: Entwicklung des fairen Werts für Wind an Land, Wind auf See und PV zwischen März 2020 und Februar 2021. Eigene Darstellung basierend auf [34]

Wie bereits erläutert, müssen bei einem sleeved PPA für den Preis aus Abnehmersicht noch die Vermarktungskosten sowie Aufschläge für Mengen- und Preisrisiken einkalkuliert werden. Basierend auf den Angaben von Energy Brainpool wird davon ausgegangen, dass der Preis aus Abnehmersicht in der dargestellten, gemischten Zusammensetzung hierdurch um rund 2 EUR/MWh (0,2 ct/kWh) steigt. Aus Abnehmersicht liegt die heutige Preisspanne somit bei 38 EUR/MWh bis 47 EUR/MWh (3,8 ct/kWh bis 4,7 ct/kWh) für eine Lieferung „as produced“ (Szenario A) bzw. 39 EUR/MWh bis 48 EUR/MWh (3,9 ct/kWh bis 4,8 ct/kWh) (Szenario B).

Für die Prognose der möglichen Höhe eines PPA-Abschlusses im Jahr 2025 wird unterstellt, dass sich die PPA-Preise analog zu den Großhandelspreisen entwickeln. Als oberer Wert der Spannbreite der Preisentwicklung wird das mittlere Szenario von Frontier economics angenommen, als unterer Wert der Spannbreite dient das Szenario des Öko-Instituts (vgl. Abbildung 6). Daraus ergibt sich zwischen 2020 und 2025 ein Anstieg des mittleren nominalen Großhandelspreises für die jeweils folgenden 10 Jahre zwischen knapp 25% und knapp 30%. Die genannte Preisspanne aus Abnehmersicht liegt im Jahr 2025 somit bei 47 EUR/MWh bis 61 EUR/MWh (4,7 ct/kWh bis 6,1 ct/kWh) (Szenario A) bzw. bei 49 EUR/MWh bis 63 EUR/MWh (4,9 ct/kWh bis 6,3 ct/kWh) (Szenario B).

Um den Preis für die Belieferung mit einem Grundlastprofil zu bewerten, müssen zusätzlich zum „as produced“-Preis weitere Kosten berücksichtigt werden. Da fluktuierende erneuerbare Energien allein das angenommene Grundlastprofil (100 MW, 8.000 h/a) nicht vollständig abdecken können, muss ein zusätzliches, zur fluktuierenden EE-Erzeugung komplementäres Profil beschafft werden [13]. Zudem resultieren aus der, gegenüber der Elektrolyseleistung deutlich höheren Leistung der fluktuierenden Stromerzeugung Stromüberschüsse, die nicht im Rahmen des PPA genutzt werden können und die

überwiegend in Zeiten mit tendenziell niedrigem Börsenstrompreis anfallen. Zur Ermittlung der Mehrkosten durch für die Grundlastbelieferung wird ein gemischtes Stromlieferportfolio aus Offshore Wind, Wind an Land und Photovoltaik modelliert. Hierzu werden Erzeugungsprofile eines Offshore-Windparks, eines süddeutschen Windparks und einer süddeutschen Photovoltaik-Freiflächenanlage für die Jahre 2016 bis 2018 skaliert, um verschiedene Zusammensetzungen des Stromlieferportfolios und deren Auswirkung auf den Preis für ein Grundlastprofil zu ermitteln. Dabei werden die stündlichen Großhandelspreise der Jahre 2016 bis 2018 verwendet. Für Zeiten und Mengen, die nicht durch die fluktuierenden Energieträger abgedeckt werden können, wird zunächst eine Lieferung von Strom aus Wasserkraft unterstellt (Szenario A). Da zum aktuellen Zeitpunkt offen ist, ob dies mit den EU-Kriterien für grünen Wasserstoff vereinbar sein wird, wird zudem geprüft, welche Abdeckung der Stromversorgung nur mit förderfreien Neuanlagen fluktuierender Energieträger (PV, Offshore Wind) möglich ist (Szenario B). Für die Fahrweise der Wasserstoffproduktion aus Elektrolyse wird ein durchgehender Betrieb mit einer konstant benötigten Leistung von 100 MW unterstellt, wobei in jedem Quartal jeweils eine einwöchige Unterbrechung für Wartungs- und Revisionsarbeiten vorgesehen wird.

Zur Einschätzung der Mehrkosten einer Grundlastbelieferung gegenüber einem „as produced“ - Profil, werden in Szenario A drei unterschiedliche Varianten betrachtet. Als Randbedingung wird die maximale Leistung der einsetzbaren fluktuierenden Stromerzeugung auf 400 MW begrenzt. Zusammen mit 100 MW Wasserkraft¹³ ergibt sich eine einsetzbare erneuerbare Stromerzeugungsleistung von maximal 500 MW. Dabei ist zudem zu beachten, dass Wasserkraft als grundlastfähige Stromerzeugung künftig stärker nachgefragt werden könnte, so dass ein hoher Anteil an der Stromversorgung der Elektrolyse ggf. nicht möglich ist. Um dem gerecht zu werden, wird der Maximalanteil der Wasserkraft an der Stromlieferung auf 30% begrenzt. Um dennoch insgesamt eine Grundlastlieferung erreichen zu können, sind in den drei betrachteten Fällen jeweils mindestens 300 MW an fluktuierender Erzeugung notwendig. Tabelle 1 zeigt die betrachteten Varianten und die jeweilige Zusammensetzung der Stromerzeugung sowie die resultierenden Mehrkosten des Grundlastprofils im Überblick.

Tabelle 1: Zusammensetzung der Stromerzeugungsleistung und Mehrkosten für eine Grundlastbelieferung in den betrachteten Fällen

	min. Leistung flukt. Stromerzeugung	min. PPA-Preis	Anteile Stromerz. gem. Mittelfristprogn.
Wasserkraft [MW]	100	100	100
Offshore Wind [MW]	185	203	53
Wind an Land [MW]	97	69	108
Photovoltaik [MW]	24	129	234
Summe [MW]	406	500	494
Mehrkosten Grundlast ggü. "as produced" [EUR/MWh]	7	6	7

In der Variante in der die Leistung der fluktuierenden Stromerzeugung minimiert wird (bei maximal 30 % Wasserkraftanteil an der Stromerzeugung) resultiert ein hoher Anteil an Windenergie, während Photovoltaik mit 24 MW – dies entspricht einer Photovoltaik-Freiflächenanlage in der Größe von ca. 34 Fußballfeldern – einen sehr geringen Anteil ausmacht. Da Offshore Wind und Wind an Land höhere Volllaststunden aufweisen, ist diese Zusammensetzung bei dem Ziel die Gesamtleistung der fluktuierenden

¹³ Zur Einordnung: Dies entspricht gut 11 % der 2020 in Baden-Württemberg installierten Wasserkraftleistung von rd. 890 MW [36], bzw. 67 % der Leistung des größten Laufwasserkraftwerks in Deutschland in Iffezheim.

Stromerzeugung zu minimieren, folgerichtig. Die Mehrkosten der Grundlastbelieferung lägen in diesem Fall bei rund 7 EUR/MWh (0,7 ct/kWh). In der zweiten Betrachtungsvariante war das Optimierungsziel die Minimierung der Mehrkosten des PPA-Preises bei der Grundlastbelieferung, die bei gut 6 EUR/MWh (0,6 ct/kWh) liegen. Hierzu werden gut 200 MW Offshore Wind¹⁴, rd. 70 MW Wind an Land¹⁵ und knapp 130 MW¹⁶ Photovoltaik benötigt. In den betrachteten Fällen weicht der Mix der Stromerzeugung von der für die „as produced“-Lieferung unterstellten Zusammensetzung ab, weshalb die Werte nur begrenzt vergleichbar sind. Unterstellt man eine zum „as produced“-Preis vergleichbare Zusammensetzung der Stromerzeugungsleistung führt dies unter den genannten Randbedingungen zu einem Wasserkraftanteil von 35%. Die Zusammensetzung der fluktuierenden EE-Leistung beträgt in diesem Fall 54 MW Offshore Wind, 109 MW Wind an Land und 237 MW PV. Die Mehrkosten des PPAs lägen ebenfalls bei gut 7 EUR/MWh (0,7 ct/kWh).

Auf Basis der durchgeführten Betrachtung wird im Sinne einer vorsichtigen Schätzung vom oberen Ende der ermittelten Bandbreite der Mehrkosten für eine Grundlastbelieferung von rund 7 EUR/MWh (0,7 ct/kWh) ausgegangen¹⁷. Für ein PPA, das heute abgeschlossen würde, ergibt sich somit eine Preisspanne von 45 EUR/MWh bis 54 EUR/MWh (4,5 ct/kWh bis 5,4 ct/kWh). Für den Lieferbeginn im Jahr 2025 legen die Analyseergebnisse einen Anstieg auf 56 EUR/MWh bis 71 EUR/MWh (5,6 ct/kWh bzw. 7,1 ct/kWh) nahe.

Es sei darauf hingewiesen, dass die zugrundeliegende Modellierung Strompreise der Jahre 2016 bis 2018 verwendet und die zukünftige Strompreisentwicklung explizit nicht miteinbezieht. Die Verwendung von Erzeugungsprofilen einzelner realer erneuerbarer Stromerzeugungseinheiten schränkt die Aussagekraft der Ergebnisse gegenüber einer umfassenden Modellierung unter Berücksichtigung unterschiedlichster Kombinationen von Erzeugungsprofilen ein. Dies hätte den Untersuchungsrahmen der vorliegenden Analyse jedoch deutlich überschritten. Bestehende Unsicherheiten bezüglich der Preisentwicklung bestimmter Energieträger aufgrund von Knappheitssituationen blieben ebenfalls unberücksichtigt.

Im Szenario B (kein Wind an Land, keine Wasserkraft) ist eine **Grundlastbelieferung für 8.000 h im Jahr nicht möglich**. Ausgehend vom zuvor angenommenen starren Lastprofil der Elektrolyse und einer Beschränkung der Stromerzeugungsleistung auf 500 MW, lassen sich, bezogen auf die Elektrolyseleistung maximal knapp 6.300 Volllaststunden erreichen. Hierzu wären gut 360 MW Offshore Wind und knapp 140 MW Photovoltaik notwendig¹⁸. Dabei würden jedoch nur 78 % der benötigten Strommenge von 800 GWh/a (entspricht einer Wasserstoffproduktion zwischen 14.500 bis 16.000 t/a) erreicht. Umgekehrt würden nur rund 42 % der fluktuierenden Stromerzeugung durch die Elektrolyse genutzt. Die verbleibenden 58 % müssten als Überschuss anderweitig vermarktet werden. Eine flexible Betriebsweise der Elektrolyseanlage führt hier zu deutlichen Verbesserungen. Folgt der Betrieb der Elektrolyseanlage der erneuerbaren Stromerzeugung, ließe sich die vollständige Wasserstoffmenge bei knapp

¹⁴ Zur Einordnung: Die Leistung der seit 2013 in Deutschland in Betrieb gegangenen Offshore Windparks lag zwischen gut 100 MW und rund 460 MW je Park

¹⁵ Entspricht in etwa 23 Windkraftanlagen mit jeweils 3 MW (Durchschnitt der derzeit zugebauten Anlagen)

¹⁶ Entspricht einer Fläche von rund 180 Fußballfeldern

¹⁷ BNEF beziffert die Mehrkosten für eine Grundlastbelieferung europäischer PPAs im ersten Halbjahr 2020 auf 1,5 EUR/MWh bis 3,5 EUR/MWh [32]. Da PPA-Preisangaben jedoch immer von einer Vielzahl von Einzelfaktoren abhängig sind, lässt sich die Vergleichbarkeit der Angaben nicht beurteilen.

¹⁸ Die angegebene Zusammensetzung der Stromerzeugung resultiert aus dem Optimierungsziel, die Stromerzeugungsleistung zu minimieren. Eine wirtschaftliche Optimierung, die im vorliegenden Fall nicht möglich war, könnte ggf. zu einem höheren Photovoltaikanteil führen.

6.300 Volllaststunden (bezogen auf die Elektrolyseleistung) mit ebenfalls rund 360 MW Offshore Wind und rund 120 MW Photovoltaik erreichen. Hierzu müsste die Elektrolyseleistung jedoch auf rd. 130 MW erhöht werden und es wäre ein Speicher notwendig, um die Schwankungen der Wasserstoffproduktion für die nachfolgenden reFuels-Prozesse zu glätten. Durch eine weitere Erhöhung der Elektrolyseleistung auf 160 MW, die zusätzliche Speicherkapazität für Wasserstoff benötigen würde, ließen sich die Volllaststunden bei gleichbleibender Wasserstoffherzeugung der Elektrolyse (14.500 bis 16.000 t/a) auf 5.000 h pro Jahr senken. Zur Strombelieferung wäre dann theoretisch nur noch eine Offshore-Windleistung von knapp 300 MW notwendig¹⁹. Der Windstrom würde in diesem Fall zu 75 % durch die Elektrolyseanlage verbraucht. Tabelle 2 zeigt die geschilderten Optionen des Elektrolysebetriebs und die damit einhergehende, benötigte Stromerzeugung im Vergleich.

Tabelle 2: Vergleich der in Szenario B möglichen Betriebsweisen und deren Auswirkung auf die benötigte Stromerzeugung

Betriebsweise Elektrolyse	durchgehend	flexibel	flexibel
Elektrolyseleistung [MW]	100	130	160
Volllaststunden Elektrolyse [h/a]	6.300	6.300	5.000
Stromerzeugungsleistung [MW]	500	480	300
Offshore Wind	360	360	300
Photovoltaik	140	120	-
Abdeckung benötigter Strombedarf (800 GWh/a)	78%	100%	100%
Anteil genutzte Stromerzeugung	42%	56%	75%

Die in Szenario B unterstellte harte Auslegung des Zusätzlichkeitskriteriums und die daraus resultierende Beschränkung des Strombezugs auf Offshore-Wind- und Photovoltaikanlagen erlaubt keinen kontinuierlichen Betrieb der Elektrolyse (8.000 h pro Jahr). Um dennoch die erforderlichen Wasserstoffmengen produzieren zu können, ist eine deutliche Erhöhung der zu installierenden Elektrolyseleistung erforderlich. Zudem ist die Installation von Wasserstoffspeichern zwingend, wenn eine kontinuierliche Versorgung der Synthesenanlagen erfolgen soll. Dies führt zu einem erhöhten Investitionsbedarf und folglich zu höheren Wasserstoffherzeugungskosten.

Tabelle 3 fasst die Ergebnisse der durchgeführten Analyse möglicher PPA-Preise zusammen. Diese sind aufgrund der bestehenden vielfältigen Einflussfaktoren keinesfalls als exakte Angaben zu verstehen, sondern dienen lediglich zur Abschätzung der ungefähren Größenordnung.

Tabelle 3: Übersicht der PPA-Preise nach Szenario und Lieferprofil

EUR/MWh (ct/kWh)		Szenario A		Szenario B	
		<i>min</i>	<i>max</i>	<i>min</i>	<i>max</i>
"as produced"	heute	38 (3,8)	47 (4,7)	39 (3,9)	48 (4,8)
	2025	47 (4,7)	61 (6,1)	49 (4,9)	63 (6,3)
Grundlastprofil	heute	45 (4,5)	54 (5,4)	-	-
	2025	56 (5,6)	71 (7,1)	-	-

¹⁹ Bei der durchgeführten Preisschätzung (Szenario B, „as produced“) wird dennoch eine gemischte Zusammensetzung unterstellt, da in der Praxis von einer Minimierung der Strombezugskosten auszugehen ist (im Gegensatz zur hier angewendeten Minimierung der Stromerzeugungsleistung), bei der ein gewisser Photovoltaikanteil plausibel erscheint.

4.2 Staatlich regulierte Strompreisbestandteile

Die im vorhergehenden Abschnitt ermittelten möglichen Strombeschaffungspreise, zu denen ein PPA für eine Pilotanlage am Standort der MiRO in Karlsruhe abgeschlossen werden könnte, sind nur ein Teil des tatsächlich zu entrichtenden Strombezugspreises. Darüber hinaus sind noch weitere Strompreisbestandteile in Form von Entgelten, Abgaben und Umlagen zu berücksichtigen. Diese fallen bei Bezug von Grünstrom teilweise in geringerer Höhe an. Auch Befreiungstatbestände für energieintensive Unternehmen spielen eine wichtige Rolle bei der Festsetzung der Höhe der zu entrichtenden Entgelte und Umlagen. Die nachfolgende Darstellung schlüsselt dies jeweils für die einzelnen Strompreisbestandteile auf. Dabei wird auch eine Einschätzung für den konkreten Fall der Pilotanlage mit einer Elektrolysekapazität von 100 MW bzw. 160 MW am Standort der MiRO in Karlsruhe getroffen. Hierfür wird eine gleich große Netzanschlussleistung von 100 MW bzw. 160 MW unterstellt, da der Netzanschluss eigens für die Elektrolyseanlage errichtet wird. Hinsichtlich der Betriebsweise der Elektrolyse werden zwei Fälle unterschieden: Zum einen wird ein kontinuierlicher Betrieb mit 8.000 Volllaststunden pro Jahr bei einer Leistung von 100 MW angenommen, der zu einem Strombezug von 800 GWh/a und einem H₂-Output-Strom von 14.500 t/a bis 16.000 t/a führt. Zum anderen wird eine flexible Betriebsweise unterstellt, die mit maximal 5.000 Volllaststunden und einer Leistung von 160 MW den gleichen Strombezug und H₂-Output-Strom erreicht. Hierfür wäre eine entsprechend große Wasserstoff-Speicherkapazität vorzuhalten, deren Kosten und Realisierungsmöglichkeiten zu prüfen wären.

4.2.1 Netzentgelte

Netzentgelte dienen zur Finanzierung von Bau, Betrieb und Instandhaltung der Stromnetze und unterliegen der staatlichen Regulierung. Sie werden dem Stromkunden durch den Stromlieferanten in Rechnung gestellt und von diesem an die zuständigen Netzbetreiber weitergeleitet. Die Höhe der Netzentgelte eines Stromkunden hängt von der Spannungsebene des Netzanschlusses ab. Verbraucher die auf der Mittel- oder Hochspannungsebene angeschlossen sind, müssen keine Entgelte für die darunter liegenden Spannungsebenen entrichten. Für den Fall der Pilotanlage in Karlsruhe wird bei der geforderten Anschlussleistung von 100 MW bzw. 160 MW ein Anschluss im Verteilnetz der Stadtwerke Karlsruhe Netzservice GmbH auf Hochspannungsebene angenommen²⁰.

Im Bereich der Netznutzungsentgelte bestehen drei Möglichkeiten der Netzentgeltreduktion:

- Gemäß § 19 Abs. 2 Satz 1 Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) müssen Netzbetreiber Letztverbrauchern reduzierte Netzentgelte (maximale Reduktion 80%) anbieten, wenn der Höchstlastbeitrag des Verbrauchers erheblich von der Höchstlast der restlichen Verbraucher der gleichen Netzebene abweicht (atypische Netznutzung). Dies ist dann der Fall, wenn die Höchstlast außerhalb der vom Netzbetreiber zu veröffentlichenden Hochlastzeitfenster liegt. Um diese Bedingung zu erfüllen, darf die Strombezugsleistung bei einem Anschluss auf Hochspannungsebene während der Hochlastzeitfenster maximal bei 90% der Jahreshöchstlast liegen.[37] Für die in Szenario A bei Grundlastbelieferung angenommene kontinuierliche Betriebsweise der Elektrolyse dürfte die Strombezugsleistung während der Hochlastzeitfenster²¹, dann nur bei 90 MW liegen. Ob diese Einschränkung der Betriebsweise wirtschaftlich vorteilhaft ist, lässt sich ohne detaillierte Prüfung

²⁰ Bei den angenommenen Anschlussleistungen ist es je nach Netzsituation vor Ort möglich, dass die Anschlusskapazität im 110-kV-Verteilnetz nicht ausreicht und der Netzanschluss an einem Umspannwerk zwischen Übertragungsnetz und Verteilnetz erfolgen muss. Dies lässt sich jedoch nur im Rahmen der individuellen Netzanschlussprüfung klären.

²¹ Für das Jahr 2021 gelten im Netzgebiet der Stadtwerke Karlsruhe folgende Hochlastzeitfenster: 01.03. bis 31.05.: 12:30 - 13:00 Uhr; 01.09. bis 30.11.: 10:15 - 14:30 Uhr und 17:30 - 18:15 Uhr; 01.12. bis 28.02.: 09:30 - 18:00 Uhr [38]

nicht beantworten. Da § 19 Abs. 2 Satz 2 bei 8.000 Volllaststunden jedoch eine weitergehende Reduktion ermöglicht, scheint atypische Netznutzung in Szenario A keine vorteilhafte Option zu sein. Da in Szenario B eine flexible, an der erneuerbaren Stromerzeugung orientierte Betriebsweise unterstellt wird (160 MW, 5.000 Volllaststunden), wäre auch hier genauer zu prüfen, ob eine Leistungseinschränkung in bestimmten Zeiträumen wirtschaftlich vorteilhaft ist. Für die weitere Betrachtung wird davon ausgegangen, dass keine atypische Netznutzung vorliegt.

- Ein reduziertes Netzentgelt muss zudem angeboten werden, wenn eine Stromabnahme von mehr als 10 GWh pro Jahr vorliegt und die Höhe der Benutzungsstunden (Quotient aus Strombezug und maximaler Leistung [39]) über 7.000 h/a liegen (§ 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV). Voraussetzung hierfür ist, dass die Kosten einer angenommenen, fiktiven Netznutzung des Letztverbrauchers niedriger sind, als die allgemeinen Netzentgelte. Hierfür werden vom Netzbetreiber die Kosten für den so genannten physikalischen Pfad zu einer geeigneten Erzeugungsanlage oder einem geeigneten Netzknotenpunkt angesetzt. Geeignet bedeutet dabei, dass die Erzeugungsanlage oder der Netzknotenpunkt grundsätzlich dazu in der Lage sind, den Strombedarf des Letztverbrauchers abzudecken.[37] Sind diese Voraussetzungen erfüllt, kann das Netzentgelt in Abhängigkeit der Benutzungsstunden auf bis zu 20 % (> 7.000 h), 15 % (> 7.500 h) bzw. 10 % (> 8.000 h) abgesenkt werden. Ausgehend von den Netzentgelten der Stadtwerke Karlsruhe im Jahr 2021 [40] ergibt sich somit eine mögliche Spannweite der Netzentgelte zwischen rund 12,40 EUR/MWh (1,24 ct/kWh) (falls die Voraussetzungen für eine Reduzierung des Netzentgeltes nicht gegeben sind) und 1,24 EUR/MWh (0,124 ct/kWh) (bei maximaler Absenkung auf 10%) bei einer kontinuierlichen Betriebsweise der Elektrolyse. Bei einer flexiblen Betriebsweise mit einer Wasserstoffproduktion in lediglich 5.000 Stunden im Jahr (Anschlussleistung 160 MW) sind die Voraussetzungen für ein reduziertes Netzentgelt nicht erfüllt, so dass die Netzentgelte der Hochspannungsebene vollumfänglich anfallen, die aktuell bei rd.18,9 EUR/MWh (1,89 ct/kWh) liegen.
- Neben den Möglichkeiten der Netzentgeltreduktion in der StromNEV sieht § 118 Abs. 6 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) im Rahmen einer Übergangsbestimmung eine vollständige Befreiung von Netzentgelten für Stromspeicher vor. Voraussetzung ist, dass die Anlagen ab dem 4. August 2011 innerhalb von 15 Jahren in Betrieb genommen werden und eine zeitlich verzögerte Rückverstromung in dasselbe Netz erfolgt. Ist dies der Fall erfolgt eine Netzentgeltbefreiung für 20 Jahre ab Inbetriebnahme der Anlage. Die Voraussetzung der Rückverstromung in dasselbe Netz (§ 118 Abs. 6 S.3 EnWG) wird in Satz 7 der Bestimmung jedoch für die Wasserstoffherzeugung durch Elektrolyse aufgehoben²². Bei der im vorliegenden Fall geplanten Inbetriebnahme der Elektrolyseanlage vor dem 4. August 2026 fallen somit für 20 Jahre **keine Netzentgelte** an.

4.2.2 Konzessionsabgabe

Konzessionsabgaben werden von Energieleitungsbetreibern an Gemeinden und Landkreise entrichtet, als Gegenleistung für das Recht öffentliche Verkehrswege bei der Verlegung und beim Betrieb der Leitungen benutzen zu dürfen (§ 1 Konzessionsabgabenverordnung, KAV). Für Sondervertragskunden ist die Konzessionsabgabe nach § 2 Abs. 3 Nr. 1 KAV auf 0,11 ct/kWh begrenzt. Sie kann zudem vollständig entfallen, wenn der individuelle Strompreis unter dem durchschnittlichen Strompreis aller Sondervertragskunden (ohne Umsatzsteuer) im vorletzten Kalenderjahr liegt (§ 2 Abs. 4 KAV). Für das Jahr 2019 lag der durchschnittliche Strompreis aller Sondervertragskunden (ohne Umsatzsteuer) bei 14,52

²² Vgl. hierzu auch [41, S. 29]

ct/kWh [44]. Unter den angenommenen Randbedingungen würde daher die Konzessionsabgabe für die Pilotanlage auf dem Gelände der MiRO in Karlsruhe entfallen (vgl. Abschnitt 4.4).

4.2.3 EEG-Umlage

Die EEG-Umlage dient zur Finanzierung des Ausbaus der erneuerbaren Stromerzeugung in Deutschland. Dies geschieht, indem die von den Letztverbrauchern durch die Netzbetreiber erhobenen Einnahmen aus der Umlage zur Förderung erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen eingesetzt werden, die sich nicht vollständig am Strommarkt refinanzieren können. Innerhalb des EEG existiert im Rahmen der sogenannten besonderen Ausgleichsregelung eine Begrenzung der Höhe der zu übernehmenden Anteile an der EEG-Umlage für stromkostenintensive Unternehmen, unabhängig von jeglicher Wasserstoffherzeugung. Diese soll helfen für im internationalen Wettbewerb stehende Unternehmen Wettbewerbsnachteile zu vermeiden.

Im EEG 2021 wurden mit § 64a und § 69b zwei weitere Regelungen eingeführt, die explizit die Umlageminderung bzw. -befreiung bei der Herstellung von Wasserstoff adressieren. § 64a regelt die Wasserstoffproduktion in stromkostenintensiven Unternehmen, § 69b die Herstellung von explizit grünem Wasserstoff. Die Inanspruchnahme der einen Regelung schließt die Inanspruchnahme der anderen Regelung aus und umgekehrt. Somit können berechnete Unternehmen nur von jeweils einer der beiden Regelungen Gebrauch machen. Ein Wechsel in die jeweils andere Regelung ist jedoch jährlich möglich.

Nach § 69b fällt für Strom der von Unternehmen zur Herstellung von grünem Wasserstoff verbraucht wird, unabhängig vom Verwendungszweck des Wasserstoffs, keine EEG-Umlage an. Sofern die Elektrolyseanlage an das öffentliche Stromnetz angeschlossen ist, muss dies über einen eigenen Zählpunkt erfolgen. Die Regelung gilt nur für Wasserstoffproduktionsanlagen, die vor dem 1. Januar 2030 in Betrieb genommen werden. Zudem wird die Regelung erst anwendbar, wenn eine Rechtsverordnung nach § 93 EEG erlassen wurde, die die Anforderungen an den Strombezug und den verwendbaren erneuerbaren Strommix für die Herstellung von grünem Wasserstoff definiert, was mit dem Beschluss der Verordnung [6] durch die Bundesregierung am 19.05.2021 der Fall ist (zu den Details der Regelung vergleiche Abschnitt 3.1). Die Rechtsverordnung soll gemäß Gesetzesbegründung [5] die Ergebnisse nationaler und europäischer „Diskussions- und Umsetzungsprozesse auch mit Blick auf die Europäische Erneuerbare-Energien-Richtlinie („RED II“)“ berücksichtigen, um eine rechtssichere Definition von grünem Wasserstoff zu ermöglichen. Gleichzeitig war die Verordnung war die Verordnung jedoch erstmals bis zum 30. Juni 2021 zu erlassen (§ 96 Abs. 4 EEG). Je nach Inhalt der auf europäischer Ebene ausstehenden Festlegung der Anforderungen an grünen Wasserstoff ist somit ggf. eine Anpassung der nationalen Regelung erforderlich.

Für die zu erlassende Rechtsverordnung ist die Bundesregierung ermächtigt (§ 93 EEG), die Begrenzung der EEG-Umlage in § 64a für stromintensive Unternehmen nur für solche Unternehmen zuzulassen, die grünen Wasserstoff herstellen. In der aktuellen Verordnung ist dies jedoch nicht vorgesehen – die Begrenzung nach § 64a EEG ist somit nicht an grünen Wasserstoff gebunden. Als zwingende Voraussetzung für die Anerkennung von grünem Wasserstoff (derzeit also nur für die Regelung nach § 69b EEG) ist bereits im EEG festgelegt, dass nur erneuerbarer Strom genutzt werden darf, der keine finanzielle Förderung über das EEG im Sinne einer EEG-Vergütung erhält. Weitere inhaltliche, räumliche und zeitliche Anforderungen können im Rahmen der Verordnung gestellt werden, wobei für alle Anforderungen auch die Möglichkeit der Einführung einer Staffelung besteht, was ggf. nur mit einer teilweisen

Befreiung des Strombezugs von der EEG-Umlage einhergehen würde. Weitere Inhalte der Verordnungsermächtigung sind die Festlegung zur Nachweisführung, besondere Bestimmungen für Demonstrations- und Pilotvorhaben sowie Vertrauensschutz für Unternehmen, die vor dem Erlass der Verordnung tätig geworden sind.

§ 64a zur Regelung der EEG-Umlagereduzierung bei der Wasserstoffproduktion von stromkostenintensiven Unternehmen sieht eine Beschränkung auf Unternehmen der Branche „Herstellung von Industriegasen“ (Nr. 78 der Anlage 4 des EEG) vor. Zusätzlich erlaubt Absatz 5 die Anwendbarkeit der Regelung auch auf selbstständige Teile von Unternehmen, wenn die elektrochemische Herstellung von Wasserstoff den größten Beitrag zur gesamten Wertschöpfung des selbständigen Unternehmensteils leistet. Hierfür ist für das Gesamtunternehmen keine spezielle Branchenzugehörigkeit erforderlich. Ebenso lässt Absatz 6 die Anwendung in nichtselbstständigen Unternehmensteilen zu²³, in denen Wasserstoff elektrochemisch hergestellt wird, sofern die Elektrolyseeinheit über mess- und eichrechtskonforme Messseinrichtungen an allen Entnahmepunkten und Eigenversorgungsanlagen verfügt. Auch hier gilt, dass das Gesamtunternehmen keiner speziellen Branche angehören muss. Das Unternehmen muss ein zertifiziertes Umwelt- oder Energiemanagementsystem nachweisen. Bei Unternehmen mit einem Stromverbrauch unter 5 GWh reicht auch ein System zur Verbesserung der Energieeffizienz nach § 3 Spitzenausgleich-Effizienzsystemverordnung aus. Bei Erfüllung der Voraussetzungen können die Unternehmen eine Begrenzung der EEG-Umlage auf 15 % beantragen. Zudem wird die Höhe der Umlage über alle begrenzten Abnahmestellen hinweg auf 0,5 % der Bruttowertschöpfung des Durchschnitts der letzten drei Geschäftsjahre begrenzt, falls die Stromkostenintensität des Unternehmens mindestens 20% betragen hat. Für die Begrenzung gilt jedoch ein Mindestwert der EEG-Umlage von 0,1 ct/kWh. Für neu gegründete Unternehmen werden in § 64a Abs. 4 abweichende Regelungen für den Nachweis der Voraussetzungen genannt.

Zur Höhe der EEG-Umlage der geplanten Elektrolyse am MIRO-Standort in Karlsruhe sind zum derzeitigen Zeitpunkt nur vorläufige Einschätzungen möglich. Ob die Regelung des § 64a oder des § 69b vorteilhafter ist, hängt von der Unternehmensstruktur ab, in der die Elektrolyseanlage betrieben wird und davon, ob und in welchem Umfang nach Erlass des delegierten Rechtsakts auf EU-Ebene eine Anpassung der Rechtsverordnung nach § 93 EEG erfolgt. Die Festlegungen hierzu haben wesentliche Auswirkungen auf die Möglichkeiten des Grünstrombezugs im Rahmen von PPAs, gegebenenfalls aber auch auf die mögliche Betriebsweise der Elektrolyseanlage. Mit der derzeitigen Regelung (Begrenzung der Umlagebefreiung nach § 69b auf 5.000 Volllaststunden der Elektrolyseanlage) könnte die Regelung nach § 64a ggf. vorteilhafter sein, allerdings wäre der produzierte Wasserstoff in diesem Fall nicht grün.

Die vorliegende Analyse wurde vor Veröffentlichung der Verordnung nach § 93 EEG durchgeführt. Dabei wurde davon ausgegangen, dass die EEG-Umlagebefreiung sich nach den Kriterien der RED II richtet, da die nationalen Regelungen die dortigen Festlegungen als Minimalvorgabe gebunden sind und in der Gesetzesbegründung zu § 93 EEG [5] eine Orientierung an den Kriterien auf europäischer Ebene in Aussicht gestellt wurde. Demnach wäre eine vollständige Befreiung von der EEG-Umlage unabhängig von der Anzahl der Volllaststunden möglich. Die zwischenzeitlich beschlossene Rechtsverordnung mit der Begrenzung der Umlagebefreiung auf 5.000 Stunden steht dieser Annahme entgegen. Für den betrachteten Fall mit 8.000 Volllaststunden käme somit nur eine teilweise Befreiung von der

²³ Bei nicht selbstständigen Unternehmensteilen ist die Begrenzung der Umlage auf den Strom zur Herstellung von Wasserstoff begrenzt. Bei der Ermittlung der Bruttowertschöpfung sind nur die Zahlungsströme anzusetzen, die in unmittelbarem Zusammenhang mit der Wasserstoffherstellung stehen.

EEG-Umlage nach § 69 b in Betracht. Da jedoch eine Einschätzung ab dem Jahr 2025 getroffen wird, ist davon auszugehen, dass die Verordnung nach § 93 EEG an die Kriterien des delegierten Rechtsakts zumindest teilweise angepasst werden muss. Inwiefern hierbei eine Anpassung zu den Vorgaben zur Betriebsweise (5.000 h) vorgenommen wird²⁴, lässt sich derzeit kaum vorhersehen, da nationale Regelungen ggf. auch strenger sein können als die Vorgaben auf EU-Ebene. Darüber hinaus ist künftig jedoch von einer stark abnehmenden Bedeutung der EEG-Umlage auszugehen. Einerseits besteht derzeit ein parteiübergreifender Konsens die EEG-Umlage mittelfristig abzuschaffen, andererseits endet für viele EEG-Anlagen mit hohem Fördersatz während der ersten Betriebsjahre der geplanten Pilotanlage die Förderdauer, wodurch sich die Höhe der EEG-Umlage deutlich verringert. Für die weitere Betrachtung wird deswegen davon ausgegangen, dass für den geplanten Strombezug ab 2025 keine EEG-Umlage anfällt.

4.2.4 KWKG-Umlage

Analog zur EEG-Umlage wird Strom aus Anlagen in denen gleichzeitig Strom und Wärme produziert wird (Kraft-Wärme-Kopplung, KWK) ebenfalls über eine Umlage auf den letztverbrauchten Strom gefördert (KWKG-Umlage). Die Befreiungs- bzw. Eingrenzungstatbestände der KWKG-Umlage richten sich nach den Bestimmungen bei der EEG-Umlage. Nach § 27d KWKG verringert sich die KWKG-Umlage bei Strom zur Herstellung von grünem Wasserstoff nach den Kriterien von § 69b EEG. Die KWKG-Umlagebegrenzung richtet sich gemäß § 27 Abs. Nr. 2 KWKG nach der Begrenzung der EEG-Umlage in § 64a EEG. Analog zur EEG-Umlage richtet sich ist die Einschätzung zur Höhe der KWKG-Umlage nach der Rechtsverordnung nach § 93 EEG. In Übereinstimmung mit der Annahme zur EEG-Umlage wird für die Pilotanlage am Standort der MiRO in Karlsruhe auch für die KWKG-Umlage von einer vollständigen Befreiung ausgegangen.

4.2.5 Offshore-Netzumlage

Die Offshore-Netzumlage wurde ursprünglich als Offshore-Haftungsumlage zur Finanzierung von Entschädigungszahlungen für die verspätete Netzanbindung von Offshore-Windparks eingeführt. Seit 2019 enthält sie auch die Kosten für den Bau und Betrieb der Leitungen zur Anbindung von Offshore-Windparks. Diese sind damit nicht mehr in den Netzentgelten enthalten.[47] Wie bei der EEG- und KWKG-Umlage erfolgt die Erhebung durch den Netzbetreiber. Für die Offshore-Netzumlage sind nach § 17f Abs. 5 S2. EnWG die §§ 26a bis 28 und 30 KWKG anzuwenden. Folglich richtet sich die Höhe der Offshore-Netzumlage nach dem EEG, weswegen auch hier eine Abhängigkeit von der Rechtsverordnung nach § 93 EEG besteht. Analog zu den vorangegangenen Annahmen wird für die Pilotanlage am Standort der MiRO in Karlsruhe davon ausgegangen, dass sie von der Offshore-Netzumlage ebenfalls vollständig befreit würde.

4.2.6 § 19-Umlage

Die aus den Regelungen zur Gestaltung individueller Netzentgelte (siehe Abschnitt 4.2.1) resultierenden entgangenen Erlöse können sich Verteilnetzbetreiber von den vorgelagerten Übertragungsnetzbetreibern erstatten lassen. Die Übertragungsnetzbetreiber sind wiederum berechtigt hierfür einen Aufschlag auf die Netzentgelte der Letztverbraucher zu erheben (§19 Abs. 2 S.15 StromNEV), die sogenannte §

²⁴ Eine zwischenzeitliche Ergänzung der Verordnungsermächtigung in § 93 Abs. 2 EEG ermöglicht es dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie zusammen mit dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit die Volllaststundenzahl für die Befreiung anzupassen [45, S. 47; 46, S. 45]

19 Umlage. Die Befreiungstatbestände der § 19-Umlage richten sich nach den §§ 26, 28 und 30 des KWKG 2016. Für die erste GWh Strombezug ist demnach die volle § 19-Umlage zu entrichten (im Jahr 2021 0,432 ct/kWh [48]). Für Strommengen die über 1 GWh hinausgehen, dürfen sich die Netzentgelte durch die § 19-Umlage maximal um 0,05 ct/kWh erhöhen. Bei Unternehmen des produzierenden Gewerbes, deren Stromkosten 4 % des Umsatzes im vorherigen Geschäftsjahr übersteigen, darf die Erhöhung maximal 0,025 ct/kWh betragen. Letzteres dürfte für die geplante Elektrolyse am Standort der MiRO in Karlsruhe zutreffen, sodass die gewichtete § 19-Umlage im Jahr 2021 bei rund 0,26 EUR/MWh (0,026 ct/kWh) liegt, sowohl wenn die Anlage kontinuierlich mit 8.000 Volllaststunden betrieben wird, als auch bei flexibler Betriebsweise.

4.2.7 Umlage für abschaltbare Lasten (AbLaV-Umlage)

Die Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet sogenannte abschaltbare Lasten, d.h. Stromverbraucher, die im Bedarfsfall abgeschaltet werden können, vorzuhalten. Für die Bereitschaft entsprechende Stromverbraucher abschalten zu lassen, erhalten die Betreiber dieser Anlagen ein Leistungsentgelt. Bei einer tatsächlichen Abschaltung erfolgt zusätzlich die Zahlung eines Arbeitsentgeltes. Beide Entgelte werden über die AbLaV-Umlage finanziert. Bei der Umlage für abschaltbare Lasten gibt es keine Begrenzungs- oder Befreiungstatbestände. Sie ist durch alle Letztverbraucher zu entrichten und beträgt im Jahr 2021 0,009 ct/kWh [49].

4.2.8 Stromsteuer

Die Stromsteuer wurde in Deutschland im Rahmen der sogenannten Ökosteuern eingeführt, um Energie zu versteuern und damit Anreize zur Nutzung von Effizienzpotenzialen zu schaffen. Für Unternehmen des produzierenden Gewerbes gibt es seit Einführung der Steuer Befreiungsmöglichkeiten. So ist Strom, der von Unternehmen des produzierenden Gewerbes für Elektrolyse verbraucht wird, gemäß § 9a StromStG auf Antrag von der Stromsteuer befreit. Weitere Möglichkeiten der Steuerentlastung bzw. -befreiung für Unternehmen des produzierenden Gewerbes bestehen in § 9b und § 10 StromStG. Da der Stromverbrauch im Fall der Pilotanlage am Standort der MiRO in Karlsruhe nahezu ausschließlich durch die Elektrolyse stattfinden würde und somit von der Stromsteuer befreit ist, erfolgt keine nähere Betrachtung der weiteren Befreiungsmöglichkeiten.

4.2.9 Zusammenfassung

Die durchgeführte Analyse zeigt, dass für den zur Produktion von grünem Wasserstoff via Elektrolyse eingesetzten Strom wesentliche Bestandteile der staatlich regulierten Strompreisbestandteile entfallen. In Summe ergibt sich ein Beitrag der staatlich regulierten Preisbestandteile zum Strompreis von rd. 0,4 EUR/MWh (0,04 ct/kWh). Hierbei ist jedoch insbesondere die getroffene Annahme der vollständigen Befreiung von der EEG-Umlage (und damit verbunden von der KWKG- und der Offshore-Netzumlage) zu beachten, die eine Änderung der Kriterien für die Erzeugung von grünem Wasserstoff im EEG voraussetzt. Tabelle 4 zeigt die Zusammensetzung in der Übersicht.

Tabelle 4: Übersicht der staatlich regulierten Strompreisbestandteile.

Preisbestandteil	[EUR/MWh]
Netzentgelt	0
Konzessionsabgabe	0
EEG-Umlage	0
KWKG-Umlage	0

Offshore-Netzumlage	0
§ 19-Umlage	0,26
AbLaV-Umlage	0,09
Stromsteuer	0
Summe	0,4

4.3 Strompreiskompensation im Rahmen des EU-ETS

Um Carbon-Leakage zu vermeiden, sind im Rahmen des Europäischen Emissionshandelssystems (EU-ETS) Beihilfemöglichkeiten für die entsprechenden Branchen vorgesehen, die es den Mitgliedsstaaten ermöglichen, Unternehmen eine Kompensation der ihnen aus dem EU-ETS-CO₂-Preis entstehenden Mehrkosten für den beschafften Strom zu gewähren. Dabei waren Stromlieferverträge, die keine CO₂-Kosten enthalten, bislang von der Kompensation explizit ausgeschlossen. Dies macht PPAs für erneuerbaren Strom, die naturgemäß keine CO₂-Kosten enthalten, weil im Rahmen der erneuerbaren Stromerzeugung entweder keine CO₂-Emissionen anfallen oder diese im Fall von Biomasse als klimaneutral eingestuft werden und keine Bepreisung stattfindet, für die betroffenen Unternehmen unattraktiv. Mit den ab 2021 geltenden, überarbeiteten EU-ETS-Beihilfeleitlinien [50] ist die Strompreiskompensation für Unternehmen in den befreiten Branchen auch beim Bezug von Grünstrom möglich. In Anhang I der Beihilfeleitlinien wird die Herstellung von Wasserstoff als Carbon-Leakage gefährdeter Teil des Industriegassektors genannt, ohne eine Einschränkung auf bestimmte Produktionsprozesse, bei denen CO₂ freigesetzt wird, wie Dampfreformierung vorzunehmen. Der Erhalt einer Strompreiskompensation bei gleichzeitigem erneuerbarem Strombezug im Rahmen eines PPA für den Strombedarf der Elektrolyseanlagen erscheint somit möglich. Die Umsetzung der Beihilferichtlinie in nationales Recht steht allerdings noch aus. Anhand des der Novelle des EEG 2021 vorangestellten Entschließungsantrags des Bundestags sowie einer Antwort der Bundesregierung auf eine kleine Anfrage der FDP [51] ist jedoch von einer zeitnahen Umsetzung auszugehen. Eine konkrete Betrachtung zur möglichen Höhe einer Strompreiskompensation ist ohne die Details der nationalen Umsetzung und die notwendigen spezifischen Unternehmensdaten nicht möglich. In Fallbeispielen von Aurora Energy Research [13] wird für ein Chemieunternehmen und einen Aluminiumhersteller eine Strompreiskompensation von umgerechnet 12 EUR/MWh (1,2 ct/kWh) in Aussicht gestellt.

4.4 Zusammenfassende Darstellung eines möglichen Stromgesamtpreises

Der mögliche Gesamtstrombezugspreis für die Pilotanlage zur reFuels-Erzeugung am Standort der MiRO in Karlsruhe ergibt sich aus dem möglichen PPA-Preis zuzüglich der verbleibenden staatlich regulierten Strompreisbestandteile (für diese werden für das Jahr 2025 die heutigen Werte angesetzt). Im Szenario A (vgl. Abbildung 10) ergibt sich bei flexibler Fahrweise der Elektrolyse **heute** ein Strompreis zwischen 38 und 48 EUR/MWh (3,8 ct/kWh und 4,8 ct/kWh), bei kontinuierlichem Betrieb liegt die Spannweite zwischen 46 und 55 EUR/MWh (4,6 ct/kWh und 5,5 ct/kWh). Im **Jahr 2025** ergibt sich bei flexibler Fahrweise eine Strompreisspanne zwischen 48 und 62 EUR/MWh (4,8 ct/kWh und 6,2 ct/kWh) bzw. 57 und 71 EUR/MWh (5,7 ct/kWh und 7,1 ct/kWh) bei kontinuierlichem Betrieb. Im Szenario B ist, wie in Abschnitt 4.1.3 erläutert, ein kontinuierlicher Betrieb der Elektrolyse nicht möglich. Der Strompreis bei flexibler Fahrweise liegt jeweils 1 bis 2 EUR/MWh (0,1 bis 0,2 ct/kWh) über den Werten aus Szenario A. In der Betrachtung nicht berücksichtigt ist eine mögliche Strompreiskompensation im Rahmen des ETS.

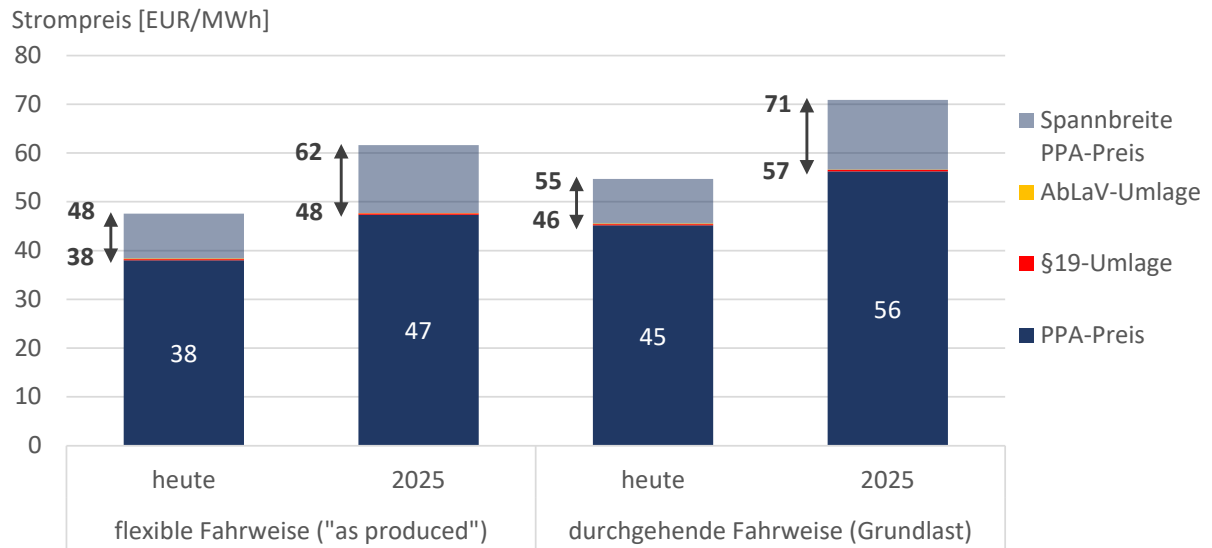


Abbildung 10: Spannbreite und Zusammensetzung der geschätzten PPA-Strompreise im Szenario A.

5 Literaturverzeichnis

1. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWI). *Marktanalyse Wasserkraft* [online]. Verfügbar unter: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/marktanalysen-photovoltaik-wasserkraft.pdf?__blob=publicationFile&v=11
2. 50 HERTZ, et al., AMPRION, TENNET und TRANSNET BW. *Engpassbericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber gemäß Artikel 14 Abs. 7 Strommarkt-Verordnung (EU) 2019/943* [online]. 2019. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK04/BK4_91_Weiteres/Engpassbericht/190704_4_UENB_Engpassbericht_final_BA.pdf?__blob=publicationFile&v=3
3. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). *Bericht gemäß Artikel 14 Absatz 7 der Verordnung (EU) 2019/943* [online]. 2019. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK04/BK4_91_Weiteres/Engpassbericht/191128_Bestaetigung_Engpassbericht_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=3
4. BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE (BMWI). *Aktionsplan Gebotszone – Gemäß Art. 15 Verordnung (EU) 2019/943* [online]. 2020. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/aktionsplan-gebotszone.pdf?__blob=publicationFile&v=10
5. DEUTSCHER BUNDESTAG. *Drucksache 19/25326: Bericht des Ausschusses für Wirtschaft und Energie (9. Ausschuss) a) zum dem Gesetzentwurf der Bundesregierung – Drucksachen 19/23482, 19/24234, 19/24535 Nr. 10 – Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften* [online]. 2020. Verfügbar unter: <http://dipbt.bundestag.de/dip21/btd/19/253/1925326.pdf>
6. DEUTSCHER BUNDESTAG. *Drucksache 19/29793: Verordnung zur Umsetzung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2021 und Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften – Vorabfassung* [online]. 2021. Verfügbar unter: <https://dserver.bundestag.de/btd/19/297/1929793.pdf>
7. DEUTSCHER BUNDESTAG. *Drucksache 19/30902: Beschlussempfehlung des Ausschusses für Wirtschaft und Energie zu der Verordnung der Bundesregierung – Drucksachen 19/29793, 19/29997 Nr. 2.4 – Verordnung zur Umsetzung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2021 und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften* [online]. 2021. Verfügbar unter: <https://dserver.bundestag.de/btd/19/309/1930902.pdf>
8. BUNDESMINISTERIUM FÜR UMWELT, NATURSCHUTZ UND NUKLEARE SICHERHEIT (BMU). *Referentenentwurf der Bundesregierung: Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung der Treibhausgasminderungs-Quote* [online]. 2021. Verfügbar unter: https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Glaeserne_Gesetze/19._Lp/thg_quote/Entwurf/thg_quote_refe_bf.pdf
9. AURORA ENERGY RESEARCH. *Is hydrogen an upside for renewables?* 2021.
10. HAMBURG COMMERCIAL BANK. *Corporate PPA – Green electricity for corporate consumers.* 2021.
11. HSH NORDBANK. *Power Purchase Agreements aus Finanzierungssicht. Vortrag im Rahmen der 22. Forumssitzung „Finanzierung & Recht“ am 5. Februar 2019 in Hamburg.* [online]. 2019. Verfügbar unter: https://www.erneuerbare-energien-hamburg.de/de/mitglieder/foren/finanzierungsrecht/rueckblicke/details/id-22-fourm-finanzierung-recht.html?file=files/eehh-website/upload/eehh/DE/events/2019/Finanzierung%20%26%20Recht/2019_02_05_PPA_HSH_Pr%C3%A4sentation.pdf
12. ENERGY BRAINPOOL. *White Paper Power Purchase Agreements II: Marktanalyse, Bepreisung & Hedgingstrategien.* 2019.
13. DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR (DENA). *Corporate Green PPAs: Ökonomische Analyse – Perspektiven langfristiger grüner Stromlieferverträge aus Sicht von Nachfragern* [online]. 2020. Verfügbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2020/2020_02_24_dena_Marktmonitor_2030_Corporate_Green_PPAs.pdf

14. AQUILA CAPITAL. *Power Purchase Agreements: Perspektiven auf dem europäischen Markt* [online]. 2019. Verfügbar unter: https://www.aquila-capital.de/fileadmin/user_upload/PDF_Files_Whitepaper-Insights/2019-11-15_Whitepaper_PPA_DE.pdf
15. PEXAPARK. Pexaquote – The PPA Price Reference, Frequently Asked Questions: What types of PPA products are there? . 2021.
16. STATKRAFT. Statkraft und Enovos liefern grünen Strom an Daimler. [online]. 2020. Verfügbar unter: <https://www.statkraft.com/presse/news/Archiv/2020/statkraft-und-enovos-liefern-grunen-strom-an-daimler/>
17. AURORA ENERGY RESEARCH. *Industrial decarbonisation: The role of green power procurement and hydrogen*. 2021.
18. AUSTRIAN POWER GRID AG. Allokation grenzüberschreitender Leitungskapazitäten – Vergabe nach dem Bestbieter-Prinzip. [online]. [Zugriff am: 31. März 2021]. Verfügbar unter: <https://www.apg.at/de/markt/strommarkt/Allokationen>
19. RE-SOURCE. *Introduction to Corporate Sourcing of Renewable Electricity in Europe* [online]. 2020. Verfügbar unter: <https://resource-platform.eu/wp-content/uploads/files/statements/RE-Source-introduction-to-corporate-sourcing.pdf>
20. JOINT ALLOCATION OFFICE. Market data, Yearly / Monthly Auctions. [online]. 2021. Verfügbar unter: <https://www.jao.eu/main>
21. ENERGY BRAINPOOL. *Faire Preisgestaltung bei PPAs. Vortrag im Rahmen der C.A.R.M.E.N.e.V. Web-Konferenz „Stromvermarktung durch Power Purchase Agreements“ am 02.12.2020*. 2020.
22. PEXAPARK. Wie lässt sich ein PPA-Preis beim Stromverkauf ermitteln? Ein Rechenbeispiel. *Euwid neue Energie. Dossier „Geschäftsmodell Power Purchase Agreement (PPA): Potenzial zum Megatrend?“* [online]. 2021. Verfügbar unter: <https://media.energie-stellenmarkt.de/uploads/2020/02/Pexapark.jpg>
23. ENERGY BRAINPOOL. *PPA-Preismonitor* [online]. 2021. Verfügbar unter: https://www.energybrainpool.com/fileadmin/download/PPA/Energy-Brainpool_PPA-Preismonitor.pdf
24. UMWELTBUNDESAMT. *Marktanalyse Ökostrom II – Marktanalyse Ökostrom und HKN, Weiterentwicklung des Herkunftsnachweissystems und der Stromkennzeichnung. Abschlussbericht* [online]. 2019. [Zugriff am: 2. März 2021]. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-08-15_cc_30-2019_marktanalyse_oe-kostrom_ii.pdf
25. KÖPKE, Ralf. Wir erleben eine V-Bewegung. *Energie & Management* [online]. 1. November 2020. Verfügbar unter: <https://enervis.de/wp-content/uploads/2020/11/EM-20-21-2020.pdf>
26. ENERVIS. *Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG geförderten Kraftwerken für die Kalenderjahre 2021 bis 2025* [online]. 2020. Verfügbar unter: <https://www.netztransparenz.de/EEG/Mittelfristprognosen/Mittelfristprognose-2021-2025>
27. ÖKO-INSTITUT. *EEG-Rechner für Excel – Berechnungs- und Szenarienmodell zur Ermittlung der EEG-Umlage bis 2035* [online]. 2020. Verfügbar unter: https://static.agora-energie-wende.de/fileadmin2/Projekte/EEG-Rechner/Prognose_2021/2020-10-15_AGORA-EEG-Rechner_v4_1_1.xls
28. FRONTIER ECONOMICS. *Energiewirtschaftliche Notwendigkeit der Braunkohlegewinnung und -nutzung im rheinischen Revier – eine Studie für die RWE Power AG* [online]. 2019. [Zugriff am: 2. März 2021]. Verfügbar unter: https://www.frontier-economics.com/media/3931/energiewirtschaftliche-notwendigkeit-der-braunkohlegewinnung-und-nutzung-im-rheinischen-revier-dezember_2019.pdf
29. PEXAPARK. Market View - PexaQuote. [online]. 2021. Verfügbar unter: <https://quote.pexapark.com/#/market-view/ppa-index>
30. LEVELTEN ENERGY. *LevelTen Energy PPA Price Index – Europe, Q4 2020* [online]. 2021. Verfügbar unter: <https://leveltenenergy.com/blog/ppa-price-index/q4-2020/>
31. ZEIGO. Zeigo and S&P Global Platts PPA Pricing Report: European power purchase agreement offers drift lower in Q4 2020. [online]. 2021. Verfügbar unter: <https://www.zeigo.com>

32. BLOOMBERG NEF. Sweden, Spain the Cheapest European Markets for Wind and Solar Corporate PPAs, BNEF Survey Finds. [online]. 2020. Verfügbar unter: <https://about.bnef.com/blog/sweden-spain-the-cheapest-european-markets-for-wind-and-solar-corporate-ppas-bnef-survey-finds/>
33. PANTUA, Daniela. PPA-Preistrends und Deals (KW 8). *EUWID Neue Energie Nachrichten* [online]. 2021. Verfügbar unter: <https://www.euwid-energie.de/ppa-preistrends-und-deals-kw-8/>
34. ENERGY BRAINPOOL. PPA-Preismonitor von Energy Brainpool für den EID. *Energie Informationsdienst*. 2021 2020. Nr. diverse Ausgaben.
35. DOUKAS, Haris. *Bilateral PPAs - International Practice and the Greek Peculiarity* [online]. 2020. Verfügbar unter: <https://renewablestorageforum.gr/wp-content/uploads/2020/11/Doukas.pdf>
36. KELM, Tobias und WALKER, Marion. *Erneuerbare Energien in Baden-Württemberg 2020 – Erste Abschätzung, Stand April 2021* [online]. 2021. [Zugriff am: 15. Juni 2021]. Verfügbar unter: https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/2_Presse_und_Service/Publikationen/Energie/Erneuerbare-Energien-2020-erste-Ab-schaetzung-barrierefrei.pdf
37. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA) BESCHLUSSKAMMER 4. *Beschluss BK4-13-739* [online]. 2013. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1_GZ/BK4-GZ/2013/2013_bis0999/2013_bis799/BK4-13-0739/BK4-13-0739_Beschluss.pdf;jsessionid=71FF973E05C8D52760EF8D18FB34240E?__blob=publicationFile&v=8
38. NETZSERVICE STADTWERKE KARLSRUHE. *Hochlastzeitfenster der Stadtwerke Karlsruhe Netzservice GmbH Jahr 2021* [online]. 2020. Verfügbar unter: <https://www.netzservice-swka.de/netze-wAssets/docs/Sparten/Strom/Netzzugang/Preisblaetter/Hochlastzeitfenster-2021.pdf>
39. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). *FAQ – Häufig gestellte Fragen zur Festlegung hinsichtlich der sachgerechten Ermittlung individueller Entgelte nach § 19 Abs. 2 StromNEV (BK4-13-739) vom 11.12.2013* [online]. 2013. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/BK04/BK4_71_NetzE/BK4_71_Ind_NetzE_Strom/Downloads/FAQ_Haeufig_gestellte_Fragen.pdf;jsessionid=71FF973E05C8D52760EF8D18FB34240E?__blob=publicationFile&v=4
40. NETZSERVICE STADTWERKE KARLSRUHE. *Preise für die Nutzung des Stromverteilnetzes der Stadtwerke Karlsruhe Netzservice GmbH 2021* [online]. 2020. Verfügbar unter: <https://www.netzservice-swka.de/netze-wAssets/docs/Sparten/Strom/Netzzugang/Preisblaetter/Endg-Preisblatt-2021.PDF>
41. DEUTSCHER BUNDESTAG. *Drucksache 19/28407: Unterrichtung durch die Bundesregierung: Entwurf eines Gesetzes zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht – Drucksache 19/27453 – Stellungnahme des Bundesrates und Gegenäußerung der Bundesregierung* [online]. 2021. Verfügbar unter: <https://dserver.bundestag.de/btd/19/284/1928407.pdf>
42. SCHÄFER-STRADOWSKY, Simon und BOLT, Benjamin. „Power-to-Gas“ – gesetzlich konturierte Verwertungspfade für den Weg in die energiepolitische Gegenwart. *Zeitschrift für Umweltrecht (ZUR)* [online]. 2015. Nr. 9. Verfügbar unter: https://www.zur.nomos.de/fileadmin/zur/doc/Aufsatz_ZUR_15_09.pdf
43. ALTROCK, Martin. *Rechtsrahmen für eine erfolgreiche Sektorenkopplung: Status quo und mögliche regulatorische Entwicklungslinien. Umweltrechtliches Praktikerseminar Universität Gießen*. 2018.
44. STATISTISCHES BUNDESAMT. Durchschnittserlös bei Abgabe von Strom an Haushalte 2019 um 3,5 % gestiegen, bei Gas um 3,2 %. [online]. Verfügbar unter: https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2020/12/PD20_499_433.html
45. DEUTSCHER BUNDESTAG. *Drucksache 19/30899: Beschlussempfehlung des Ausschusses für Wirtschaft und Energie a) zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung – Drucksachen 19/27453, 19/28407, 19/28605 Nr. 1.16 – Entwurf eines Gesetzes zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht b) zu dem Antrag der Abgeordneten Dr. Martin Neumann, Michael Theurer, Reinhard Houben, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der FDP – Drucksache 19/27819* – [online]. 2021. [Zugriff am: 1. Juli 2021]. Verfügbar unter: <https://dserver.bundestag.de/btd/19/308/1930899.pdf>

46. DEUTSCHER BUNDESTAG. *Drucksache 19/31009. Bericht des Ausschusses für Wirtschaft und Energie a) zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung – Drucksachen 19/27453, 19/28407, 19/28605 Nr. 1.16 – Entwurf eines Gesetzes zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht b) zu dem Antrag der Abgeordneten Dr. Martin Neumann, Michael Theurer, Reinhard Houben, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der FDP – Drucksache 19/27819* – [online]. 2021. Verfügbar unter: <https://dserver.bundestag.de/btd/19/310/1931009.pdf>
47. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). Offshore-Netzumlage. [online]. 2021. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/A_Z/O/Offshore-Netzumlage.html
48. 50 HERTZ, et al. § 19 StromNEV-Umlage 2021. [online]. 2021. Verfügbar unter: <https://www.netztransparenz.de/EnWG/-19-StromNEV-Umlage/-19-StromNEV-Umlagen-Uebersicht/-19-StromNEV-Umlage-2021>
49. 50 HERTZ, et al. AbLaV-Umlage 2021. [online]. Verfügbar unter: <https://www.netztransparenz.de/EnWG/Abschaltbare-Lasten-Umlage/Abschaltbare-Lasten-Umlagen-Uebersicht/AbLaV-Umlage-2021>
50. EUROPÄISCHE KOMMISSION. *Leitlinien für bestimmte Beihilfemaßnahmen im Zusammenhang mit dem System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten nach 2021* [online]. 2020. Verfügbar unter: [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020XC0925\(01\)&from=DE](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020XC0925(01)&from=DE)
51. DEUTSCHER BUNDESTAG. *Drucksache 19/24779. Schriftliche Fragen mit den in der Woche vom 23. November 2020 eingegangenen Antworten der Bundesregierung* [online]. 2020. Verfügbar unter: <https://dip21.bundestag.de/dip21/btd/19/247/1924779.pdf>