



# DIHK-Konzept StromPartnerschaft

Auswirkungen auf Preise, EE-Ausbau und  
Bundshaushalt

August 2023

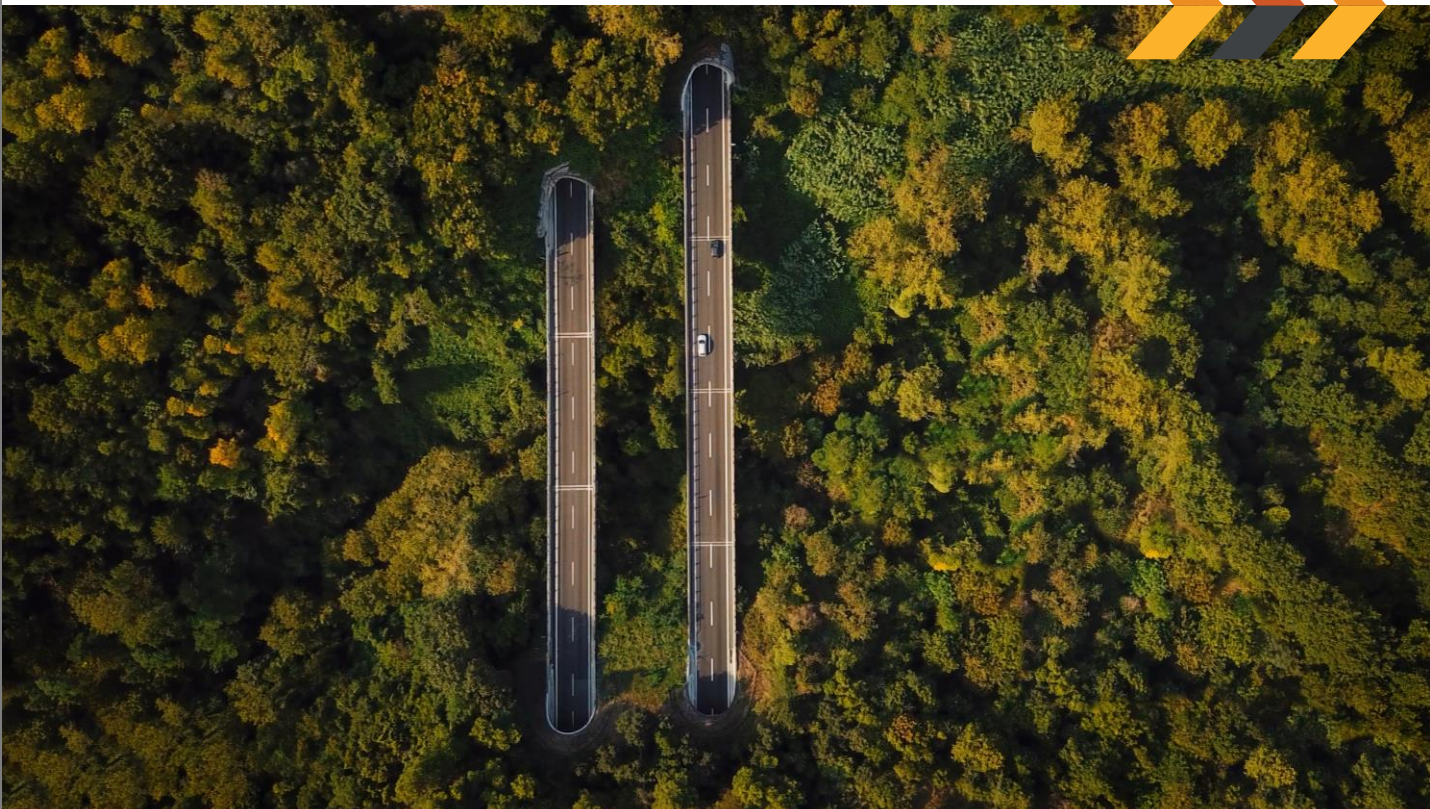






# Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung.....	2
1. Hintergrund .....	3
2. Aufgabenstellung .....	4
3. Ausgestaltung der StromPartnerschaft .....	5
4. Methodik & wesentliche Annahmen .....	7
5. Ergebnisse .....	9
6. Diskussion.....	12
7. Anhang .....	15



# Zusammenfassung

Durch das Anreizmodell „StromPartnerschaft“ soll Unternehmen und Anlagenbetreibern gemeinsam für grünen Direktstrombezug aus PV- und Windkraft-Anlagen (Onshore) ein 25% Investitionszuschuss und eine Reduzierung der Netzentgelte um 2 ct/kWh gewährt werden.

Damit könnten kurz- bis mittelfristig ...

- ... die Strompreise für Unternehmen um maximal 3,7 ct/kWh sinken
- ... Erneuerbare-Energien-Anlagen mit Kapazitäten von etwa 50 GW vorgezogen werden
- ... bis zu 74 TWh pro Jahr an Grünstrom für die deutsche Wirtschaft erzeugt werden
- ... bis zu 21 Mrd. € an EEG-Förderung (Marktprämie) eingespart werden
- ... ein bedeutender Beitrag zur Erreichung der EE-Ausbauziele geleistet werden
- ... die Standortbedingungen für die deutsche Wirtschaft verbessert werden
- ... zusätzliche Wertschöpfung und Steuereinnahmen generiert werden

Das Anreizmodell "StromPartnerschaft" hat in dieser Ausgestaltung einen Gesamtfinanzierungsbedarf i.H.v. 34,8 Mrd. €. Auf den Vorzieheffekt von 12 Jahren bezogen entsteht so ein Finanzierungseffekt i.H.v. durchschnittlich 2,9 Mrd. € pro Jahr und über die Gesamtlaufzeit von 27 Jahren i.H.v. durchschnittlich 1,3 Mrd. € pro Jahr.



# 1. Hintergrund

Die globale Energiekrise hat Europa überdurchschnittlich stark getroffen und das Risiko einer massiven Verschiebung der europäischen Wirtschaftsstruktur bis hin zu einer Deindustrialisierung offenbart. Während die Energieversorgung im vergangenen Winter sichergestellt werden konnte, bezahlen Unternehmen, die heute Strom für die kommenden Jahre kaufen, mehr als das Doppelte des Durchschnittspreises aus den Vorkrisenjahren. Diese Situation wird nach allen bekannten Prognosen bis mindestens 2030 bestehen bleiben. So ist die deutsche Wirtschaft im internationalen Vergleich mit überdurchschnittlichen hohen Endkundenstrompreisen konfrontiert.

Um diese schwerwiegende Belastung für die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Wirtschaft zu dämpfen, bieten sich insbesondere eine Entlastung der Stromkosten von Steuern, Abgaben und Umlagen sowie eine Stärkung des direkten Ausbaus Erneuerbarer Energien im gewerblichen Maßstab an. Dazu schlägt die DIHK ein für alle Unternehmen zugängliches Anreizmodell für preisgünstigen grünen Direktstrom vor („StromPartnerschaft“). Steuern, Umlagen und Entgelte kann der Staat unverzüglich und unbürokratisch senken. Ebenso können Investitionszuschüsse helfen, Erneuerbare Energien auszubauen und preisgünstige Direktstromlieferverträge mit Unternehmen insbesondere in der Industrie zu unterstützen.

Durch diesen marktgetriebenen Vorschlag sollen Unternehmen in die Lage versetzt werden, ihre betrieblichen Klimaschutzstrategien selbst voranzutreiben, die Versorgungssicherheit zu erhöhen und ihre Wettbewerbsfähigkeit aktiv sicherzustellen. Eine solche „StromPartnerschaft“ lässt sich schnell und unkompliziert umsetzen. Sie trägt dazu bei, den Klimaschutz zu stärken und die nationale Wertschöpfung zu steigern. Damit kann die Bundesregierung Vertrauen in den Standort Deutschland zurückgewinnen und der gesamten Wirtschaft eine wettbewerbsfähige Perspektive auf dem Weg der Transformation sichern.





## 2. Aufgabenstellung

Das Anreizmodell „StromPartnerschaft“ muss möglichst einfach und unbürokratisch ausgestaltet sein, eine zur Partnerschaft anregende, faire Verteilung der Anreize sowie eine effiziente Mittelverwendung gewährleisten. Dazu gilt es, die Anreize so zu setzen, dass sowohl der Bau Erneuerbare-Energien-Anlagen als auch deren Betrieb nachhaltig finanziell angereizt werden.

PwC wurde von der DIHK beauftragt, bei der Ausgestaltung der „StromPartnerschaft“ zu unterstützen und die Effekte der „StromPartnerschaft“ in einer Modellierung zu quantifizieren.

Im Fokus standen dabei die folgenden Fragen und Effekte:

- 1** Welcher Strompreis entsteht durch das Anreizmodell für grünen Direktstrombezug?
- 2** Welche zusätzlich generierten MW-Leistungen an Erneuerbaren Energien und welches privatwirtschaftliche Investitionsvolumen werden dadurch angereizt?
- 3** Welche kurz- bis mittelfristigen Effekte ergeben sich daraus für den Bundeshaushalt?



### 3. Ausgestaltung der StromPartnerschaft

Unternehmen in Deutschland sollen durch die „StromPartnerschaft“ angereizt werden, Strom direkt aus neu und für diesen Zweck in Deutschland errichtete PV-Freiflächen- und Onshore-Windkraft-Anlagen zu beziehen.<sup>1</sup> Dazu sollen die Unternehmen entweder selbst EE-Anlagenbetreiber werden oder den Strom über ein Corporate-PPA langfristig von einem Dritten als EE-Anlagenbetreiber<sup>2</sup> beziehen.

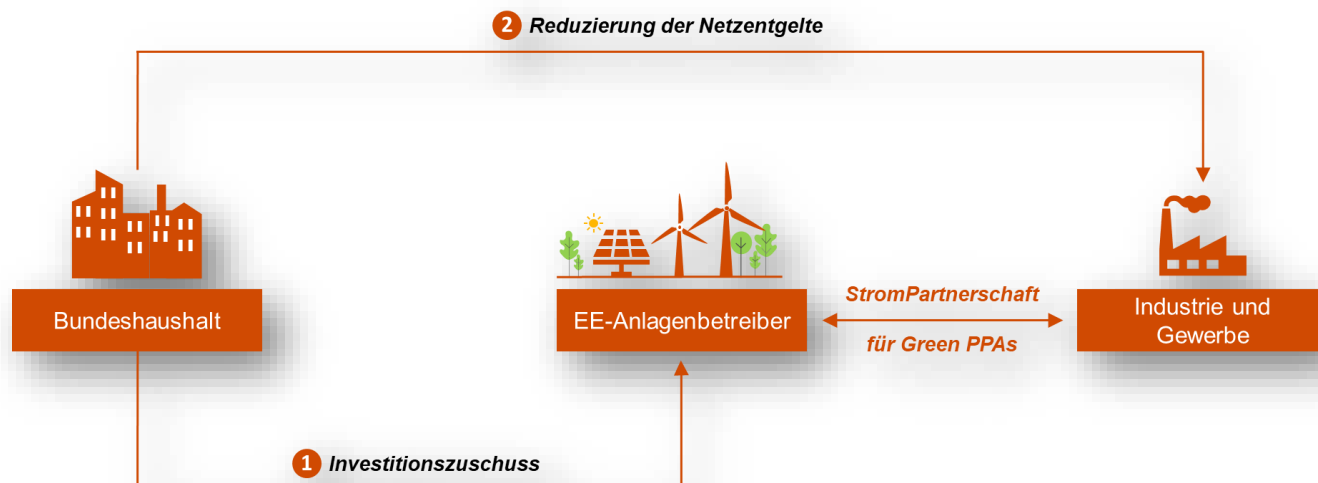


Abbildung 1: Akteure und Systematik StromPartnerschaft

Die „StromPartnerschaft“ jenseits des räumlichen Zusammenhangs soll dabei durch einen einmaligen **Investitionszuschuss (Anreiz 1)** und eine mengenabhängige **Reduzierung der Netzentgelte (Anreiz 2)** für den selbst verbrauchten bzw. über das PPA bezogenen Strom angereizt werden. Die Anreize sollen vorab nur gemeinsam und anlagenspezifisch gewährt werden. Insbesondere im typischen Fall des Corporate-PPA ist bereits in der Planungsphase die partnerschaftliche Zusammenarbeit notwendig. Im anderen Fall profitiert das Unternehmen als EE-Anlagenbetreiber von beiden Anreizen selbst. Die Ausgestaltung der StromPartnerschaft fokussiert Projekte bei welcher der Strom von der EE-Anlage über das öffentliche Netz zum Unternehmen geleitet werden muss.

Das Anreizmodell soll unabhängig von sonstigen Voraussetzungen, wie z.B. Energieintensität, Größe oder Branchenzugehörigkeit, sein und im Sinne der sonstigen Direktvermarktung ohne EEG-Förderung betrieben werden. Die Finanzierung der Anreize soll durch den Bundeshaushalt erfolgen.

<sup>1</sup> Die „StromPartnerschaft“ fokussiert auf PV-Freiflächen- und Onshore-Windkraft-Anlagen. Während PV-Gebäude-Anlagen typischerweise keine für ein PPA attraktiven Kapazitäten aufweisen, scheinen sich Offshore-Windkraft-Anlagen aufgrund des Flächenzugangs, der komplexen Planungs- und Genehmigungsverfahren sowie den Herausforderungen beim Netzanschluss als kurz- bis mittelfristige Lösung nicht anzubieten. Gleiches gilt für die nicht im breiten Maßstab realisierbaren Wasserkraft-Anlagen und Biomassekraftwerke.

<sup>2</sup> Zur Vereinfachung wird angenommen, dass der EE-Anlagenbetreiber stets auch wirtschaftlicher Eigentümer der Anlage ist.

## Anreiz 1 – Investitionszuschuss

In Kongruenz zu anderen Vorschlägen soll ein Investitionszuschuss als Steuerzulage i.H.v. jeweils einmalig 25% gewährt werden. Diese soll direkt voll wirksam sein und für den kompletten Investitionsbetrag (CAPEX) und für dasjenige Unternehmen gelten, welches die Investition tätigt und wirtschaftlicher Eigentümer der Anlage ist.

## Anreiz 2 – Reduzierung der Netzentgelte

Für den grünen Direktstrom soll eine Reduzierung der Netzentgelte von 2 ct/kWh pauschal gewährt werden. Diese Reduzierung soll für alle Unternehmen, also auch jene mit ansonsten bereits reduzierten Netzentgelten (atypische/intensive Netznutzung), gelten und diese Reduzierung auch nicht beeinflussen. Die Reduzierung der Netzentgelte soll für 15 Jahre ab Inbetriebnahme der Anlage gewährt werden und bezieht sich nur auf die Strommengen aus Anlagen in der StromPartnerschaft.

Darüber hinaus wäre ein zusätzlicher Anreiz denkbar, mit dem die Reduzierung der Netzentgelte höher ausgestaltet werden könnte, wenn Erzeugung und Verbrauch sich in räumlicher Nähe befinden, um damit eine regionale bzw. dezentrale Stromerzeugung anzureizen (dieser Anreiz wurde jedoch in der vorliegenden Studie nicht modelliert).

*Anmerkung: ein Sockelbetrag der Netzentgelte von rund von 0,5 ct/kWh verbleibt immer. Zudem werden leistungsgemessene Kunden (RLM-Kunden) bei den Netzentgelten vor allem nach dem höchsten Bezug aus dem Netz abgerechnet. Der Einfachheit halber wurde für die Untersuchung unterstellt, dass es sich um einen reinen Arbeitspreis handelt. Die Leistungskomponente der Netzentgelte müsste bei Anwendung der StromPartnerschaft entsprechend umgerechnet werden.*



## 4. Methodik & wesentliche Annahmen

### Strompreis

Zur Ermittlung des durch das Anreizmodell für grünen Direktstrombezug entstehenden Strompreises wurde entsprechend der gängigen Praxis für PPAs das Discounted-Cashflow-Verfahren angewendet. Für die Investitions- und Betriebskosten wurden gegenwärtig marktübliche Preise angenommen. Zu den Stromgestehungskosten wurde eine Rendite i.H.v. 5,0% für den Anlagenbetreiber über eine Laufzeit von 25 Jahren addiert. Ferner wurde davon ausgegangen, dass der Effekt des Investitionszuschusses über den Anlagenbetreiber vollständig weitergegeben wird, weil die Renditeerwartungen des Anlagenbetreiber bereits in den Stromgestehungskosten berücksichtigt wurden.<sup>3</sup> Der Diskontierungsfaktor wurde mit 5,0% angenommen und orientiert sich damit an gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten (engl. Weighted Average Cost of Capital, „WACC“) für Erneuerbare Energie Projekte in Deutschland.<sup>4</sup> Die EE-Anlagen wurden technologiespezifisch analysiert.

### EE-Anlagen

Die folgenden EE-Anlagen wurden im Modell stellvertretend analysiert:

	PV	Windkraft
<b>Art</b>	Freifläche	Onshore
<b>Kosten zur Errichtung der Anlage</b>	625.000 €/MWp	2.530.000 €/MWp
davon <b>Investitionskosten (CAPEX)<sup>5</sup></b>	600.000 €/MWp	2.300.000 €/MWp
<b>Preisverfall pro Jahr</b>	6,0%	6,0%
<b>Jährliche Betriebskosten (OPEX)</b>	1,5% der CAPEX	1,5% der CAPEX
<b>Durchschnittliche Anlagengröße</b>	5 MWp	10 MWp
<b>Benutzungstunden pro Jahr</b>	1.000 h	2.440 h
<b>Stromerzeugung pro Jahr</b>	5.000 MWh	24.400 MWh

Table 1: Exemplarische Daten PV-Anlage und Windkraftanlage

### Vorzieheffekte

Es wurde davon ausgegangen, dass es sich bei den zusätzlich generierten MW-Leistungen um Vorzieheffekte handelt und die zugebauten EE-Anlagen zu einem späteren Zeitpunkt und dann günstigeren Investitionskosten sowieso errichtet worden wären. Zur Vereinfachung wurde darüber hinaus angenommen, dass die Investition

<sup>3</sup> Dies beutet im Umkehrschluss nicht, dass das Konzept der „StromPartnerschaft“ eine vollständige Weitergabe des Effekts zwingend voraussetzt.

<sup>4</sup> Der angesetzte Diskontierungsfaktor beruht auf PwC-internen Erfahrungswerten und kann in der Praxis stark variieren.

<sup>5</sup> Rest = Sonstige Nebenkosten (Projektkosten bis zur Errichtung, Netzanschluss, Gutachten etc.)



sofort erfolgt (Stichtagsbetrachtung) und die durch das Anreizmodell generierten zusätzlichen MW-Leistungen mit einem Versatz von 3 Jahren bei PV-Freiflächen- und 5 Jahren bei Onshore-Windkraft-Anlagen errichtet werden. Als Referenzszenario für den Ausbaupfad von Anlagen wird der Ausbaupfad gemäß EEG 2023 angenommen. Aus den zusätzlich generierten MW-Leistungen wurden das korrespondierende privatwirtschaftliche Investitionsvolumen ermittelt.

### **Isolierte Betrachtung**

Zur besseren Nachvollziehbarkeit wurde unterstellt, dass kein Verlagerungseffekt stattfindet - die Anlagen für Industrie & Gewerbe werden zusätzlich und nicht anstatt der Anlagen in anderen Sektoren errichtet. Außerdem beeinflussen die zusätzlich generierten MW-Leistungen die Entwicklung der spezifischen Anlagenkosten (€/kWp) bzw. den Preisverfall am Markt nicht.

### **Ressourcenverfügbarkeit**

Es wurde angenommen, dass die Verfügbarkeit von Hardware, Installationskapazitäten, Flächen, Netzen und Netzanschlüssen sowie Finanzierungspartnern ausreichend gegeben ist. Zu Wahrung eines konservativen Ansatzes wurde angenommen, dass PV-Freiflächen-Anlagen nach einer Vorlaufzeit von 3 Jahren und Windkraft-Anlagen (Onshore) mit einer Vorlaufzeit von 5 Jahren errichtet werden. Dies und eine etwaig höhere Zahlungsbereitschaft für Flächen und Fachkräfte bietet dem Markt die Möglichkeit, sich entsprechend auf die Nachfrage einzustellen. Zu erwartende Beschleunigungen in den Planungs- und Genehmigungsprozessen wurden entsprechend nicht berücksichtigt und könnten einen schnelleren Hochlauf der StromPartnerschaft ermöglichen.



## 5. Ergebnisse

### Strompreis

Mit einem Investitionszuschuss i.H.v. 25% lassen sich die bottom-up berechneten Gestehungskosten inkl. 5% Rendite für den Anlagenbetreiber für PV-Freiflächen-Anlagen im Rechenbeispiel um 1,6 ct/kWh auf 6,4 ct/kWh senken. Vergleicht man den Effekt des Investitionszuschusses auf den Wert des PPA bzw. des PPA-Strompreises, fällt auf, dass dieser geringer als jener einer Reduzierung der Netzentgelte um 2 ct/kWh ist.

#### PPA-Strompreis einer PV-Freiflächen-Anlage

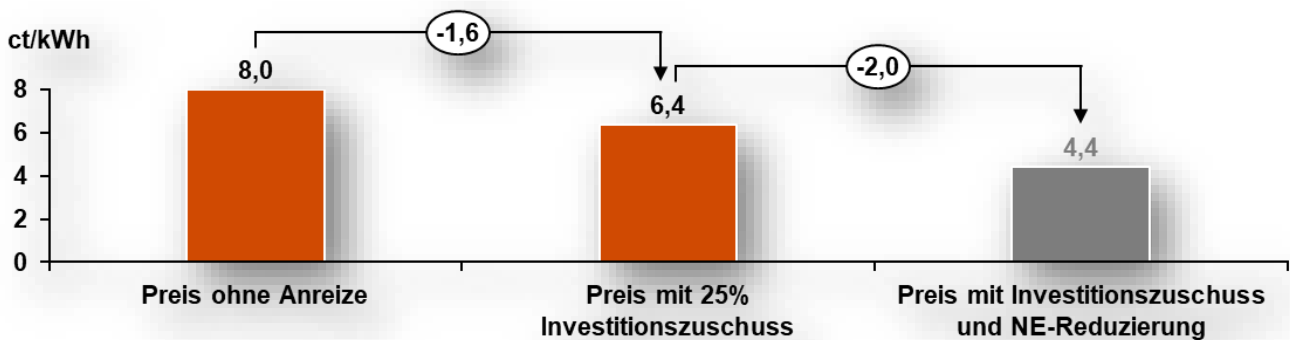


Abbildung 2: Kosteneffekt eines 25% Investitionszuschusses auf PPA-Strompreis einer PV-Freiflächen-Anlage

Aufgrund der anderen spezifischen Kosten- und Erzeugungsstruktur von Onshore-Windkraft-Anlagen (höhere CAPEX, höhere OPEX und mehr Vollaststunden) führt ein Investitionszuschuss i.H.v. 25% bei diesen im Rechenbeispiel zu einem höheren Preissenkungseffekt von 1,7 ct/kWh. Daraus ergibt sich ein PPA-Strompreis von 7,6 ct/kWh.

**PPA-Strompreis einer Windkraftanlage (Onshore)**

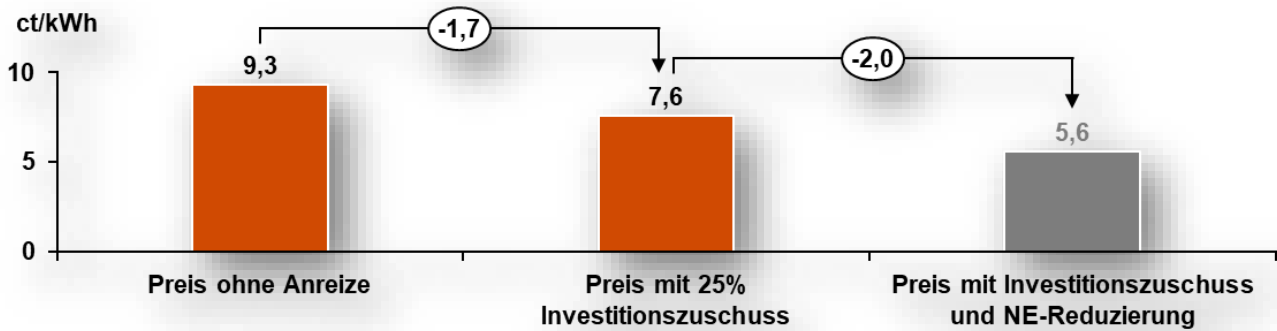


Abbildung 3: Kosteneffekt eines 25% Investitionszuschuss auf PPA-Strompreis einer Windkraftanlage (Onshore)

Am Rechenbeispiel der PV-Freiflächen-Anlage stellt sich der Effekt auf den tatsächlich vom Unternehmen zu zahlenden Bruttostrompreis dann wie folgt dar:

**Exemplarischer Strompreis für die Industrie (Abnahmefall 160 MWh bis 20 GWh / 50% PPA und 50% Terminmarkt)<sup>6</sup>, exkl. MwSt.**

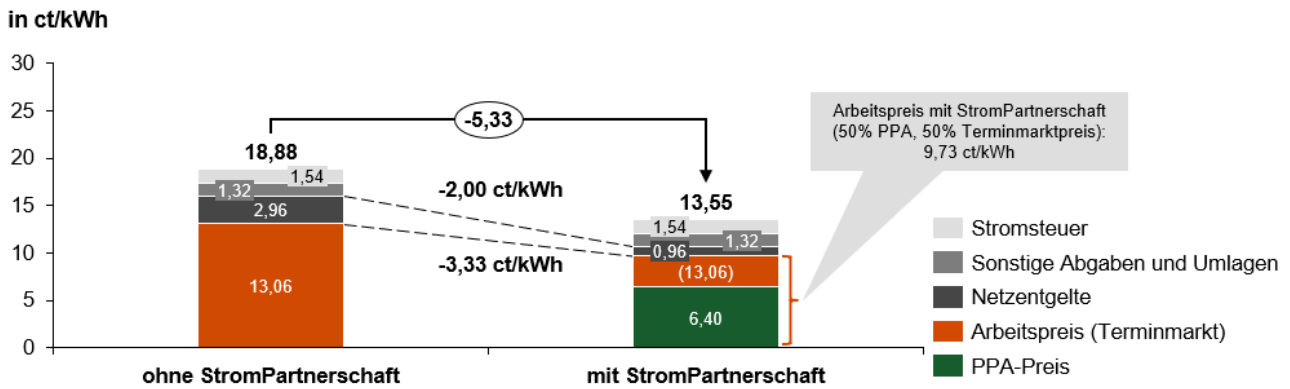


Abbildung 4: Exemplarischer Industriestrompreis unter Berücksichtigung eines Investitionszuschusses und reduzierten Netzentgelten

<sup>6</sup> Mit Terminmarktkontrakt Cal 23/24/25, 80% Base, 20% Peakload: 13,06 ct/kWh, Stand 26.06.2023 (energate). Die Strompreise für die energieintensive Industrie liegen entsprechend niedriger, da Abgaben und Umlagen durch bestehende Entlastungen teilweise noch weiter reduzierbar sind.



**Exemplarischer Strompreis für das Gewerbe (Abnahmefall 50 MWh 50% PPA und 50% Terminmarkt)<sup>7</sup>, exkl. MwSt.**

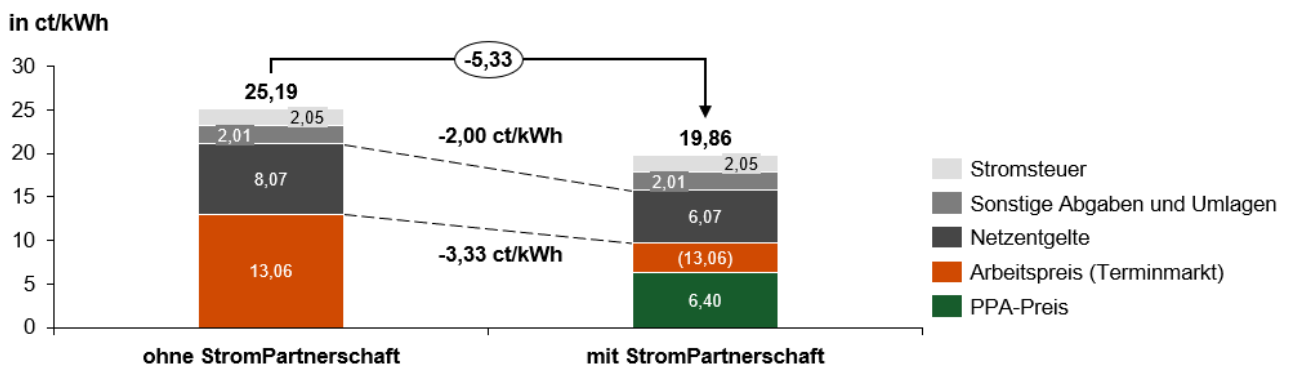


Abbildung 5: Exemplarischer Gewerbestrompreis unter Berücksichtigung eines Investitionszuschusses und reduzierten Netzentgelten

**Zusätzlich generierte MW-Leistungen**

Der durch die Anreize zu erzielende Vorzieheffekt beträgt gemäß Berechnungen rund 11 Jahre. Dies entspricht vorgezogenen EE-Kapazitäten von insgesamt 47,6 GW und einem privatwirtschaftlichen Investitionsvolumen von knapp 30 Mrd. €. Für den gleichen Zeitraum ist gemäß EEG 2023 der Zubau von insgesamt 295,2 GW Kapazitäten für PV-Freiflächen- und Windkraft-Anlagen (Onshore) vorgesehen.

	PV	Windkraft (Onshore)	Summe
<b>Vorgezogene Kapazitäten</b>	<b>29,6 GW</b>	<b>18,0 GW</b>	<b>47,6 GW</b>
	über 11 Jahre (von 2025-2035)	über 11 Jahre (von 2027-2037)	
<b>Geplante Kapazitäten gemäß EEG 2023</b>	<b>221,0 GW</b>	<b>74,2 GW</b>	<b>295,2 GW</b>
	(von 2025-2035)	(von 2027-2037)	
<b>Erzeugte Strommenge</b>	<b>29,7 TWh p.a.</b>	<b>43,9 TWh p.a.</b>	<b>73,6 TWh p.a.</b>
	(max.)	(max.)	(max.)
<b>Vorgezogene Investitionen</b>	<b>18,5 Mrd. €</b>	<b>11,2 Mrd. €</b>	<b>29,7 Mrd. €</b>
	(max. 2,0 Mrd. € p.a.)	(max. 1,1 Mrd. € p.a.)	(max. 3,1 Mrd. € p.a.)

Tabelle 2: Anzunehmende Auswirkungen der vorgestellten StromPartnerschaft

<sup>7</sup> Mit Terminmarktkontrakt Cal 23/24/25, 80% Base, 20% Peakload: 13,06 ct/kWh, Stand 26.06.2023 (energate).

Dies entspräche umgerechnet einem „Beitrag“ der „StromPartnerschaft“ von 12% bei PV-Freiflächen- und 24% bei Onshore-Windkraft-Anlagen (zusammen 16%) zur Erreichung der gesetzlichen Ausbauziele im gleichen Zeitraum. Sind alle Anlagen im Jahr 2037 errichtet, so beträgt die jährlich im Rahmen der „StromPartnerschaft“ erzeugte Strommenge bis zu 73,6 TWh/a.

### Effekte für den Bundeshaushalt

Unter den genannten Annahmen entsteht ein Gesamt-Finanzierungsbedarf für den Bundeshaushalt i.H.v. 34,9 Mrd. € bzw. durchschnittlich 2,9 Mrd. € pro Jahr. Auf den Investitionszuschuss entfallen dabei rund 42% der Kosten und auf die Netzentgelt-Reduzierung rund 58%.

	PV	Windkraft (Onshore)	Gesamt
Zu finanzierender Investitionszuschuss	<b>4,4 Mrd. €</b> (Ø 0,4 Mrd. € p.a.)	<b>10,3 Mrd. €</b> (Ø 0,9 Mrd. € p.a.)	<b>14,7 Mrd. €</b> (Ø 1,3 Mrd. € p.a.)
Zu finanzierende Netzentgelt-Reduzierung	<b>8,9 Mrd. €</b> (Ø 0,6 Mrd. € p.a.)	<b>11,2 Mrd. €</b> (Ø 1,0 Mrd. € p.a.)	<b>20,1 Mrd. €</b> (Ø 1,6 Mrd. € p.a.)
<b>Gesamt-Finanzierungsbedarf</b>	<b>13,3 Mrd. €</b> (Ø 1,0 Mrd. € p.a.)	<b>21,5 Mrd. €</b> (Ø 1,9 Mrd. € p.a.)	<b>34,8 Mrd. €</b> (Ø 2,9 Mrd. € p.a.)

Table 3: Kostenbelastung der Maßnahmen für den Bundeshaushalt

Den Kosten der Maßnahmen für den Bundeshaushalt steht ein Kostenvermeidungspotenzial im Rahmen der EEG-Förderung (Marktprämie<sup>8</sup>), i.H.v. bis zu 20,7 Mrd. € bzw. durchschnittlich 1,3 Mrd. € pro Jahr gegenüber.

	PV	Windkraft (Onshore)	Gesamt
Potenzial vermiedener EEG-Förderung	<b>Max. 6,2 Mrd. €</b> (Ø 0,3 Mrd. € p.a.)	<b>Max. 14,5 Mrd. €</b> (Ø 1,0 Mrd. € p.a.)	<b>Max. 20,7 Mrd. €</b> (Ø 1,3 Mrd. € p.a.)

Table 4: Kostenvermeidungspotenzial für den Bundeshaushalt

<sup>8</sup> Zugrundeliegende Annahmen: Durchschnittliche Marktprämie (2020-2022) wurde für 20 Jahre als konstant angenommen; PV: 1,04 ct/kWh, Windkraft (Onshore): 1,65 ct/kWh. Da die Differenzkosten kaum vorhersehbar sind, können die tatsächlichen Werte auch deutlich abweichen.

## 6. Diskussion

Die dargestellten Ergebnisse gehen von **idealtypischen Bedingungen und Annahmen** aus. Sie sollen die Diskussion anregen und das große Potenzial der „StromPartnerschaften“ für eine nachhaltige Transformation des Energiesystems und die Erreichung der Ziele des EEG 2023 verdeutlichen.

Neben einer Verbesserung der Standortbedingungen für die deutsche Wirtschaft versprechen „StromPartnerschaften“ auch **zusätzliche inländische Wertschöpfung** und entsprechende Steuermehreinnahmen.

Die mit einem PPA verbundenen **allgemeinen Herausforderungen** (insbesondere Bewertungs- und Risikomanagementfragen) im noch am Anfang stehenden deutschen PPA-Markt bleiben auch bei der Umsetzung von „StromPartnerschaften“ grundsätzlich bestehen. Mit einer für einen mindestens mittleren Zeitraum (z.B. 15 Jahre) verbindlich gewährten Reduzierung der Netzentgelte lässt sich dabei zumindest ein **Teil des Risikos begrenzen**. Staatliche Garantien, KfW Kredite oder Hermes Bürgschaften zur Unterstützung des PPA-Markts wie sie aktuell in der EU und Deutschland diskutiert werden, können das Risiko zusätzlich eingrenzen. Obgleich der damit einhergehende Effekt voraussichtlich kleiner ist, harmonisieren solche Instrumente mit der StromPartnerschaft und können insbesondere den Mittelstand bei der erfolgreichen Umsetzung von PPA-Projekten unterstützen.

Insgesamt würde die StromPartnerschaft dazu führen, dass sich der deutsche PPA-Markt schneller entwickelt und einen Leitmarkt sichert. Die deutsche Wirtschaft ist darauf für die Erreichung ihrer betrieblichen Klimaneutralitätsziele zwingend angewiesen.

Bei der Reduzierung der Netzentgelte scheint es besonders wichtig, dass diese durch den **Bundeshaushalt** finanziert wird und die Netzentgelte durch das Anreizmodell für Marktteilnehmer jenseits der „StromPartnerschaft“ dadurch nicht steigen.

Für eine weitere Entlastung der Übertragungsnetze könnte die Reduzierung der Netzentgelte durch einen **Regionalbonus** weiter differenziert werden. Dabei bietet sich an bei der Übertragung des Stroms zwischen Anlage und Unternehmen die tatsächlich genutzten bzw. ungenutzten Netzebenen durch den Regionalbonus abzubilden. So würden Anlagen in regionaler Nähe einen besonderen Anreiz erfahren. Die damit einhergehende Reduzierung des Engpassmanagements entlastet zugleich alle Verbraucher. Dies könnte sich auch positiv auf die regionale Akzeptanz neuer EE-Anlagen auswirken.

Vor dem Hintergrund der Tatsache, dass das Stromerzeugungsprofil der EE-Anlage und das Stromverbrauchsprofil des Unternehmens typischerweise nicht übereinstimmen bzw. die EE-Anlage nicht den gesamten Strombedarf des Unternehmens decken kann, ist eine **Residuallieferung** erforderlich. Ein Effekt einer „StromPartnerschaft“ auf den Preis der Residuallieferung kann dabei im Einzelfall nicht ausgeschlossen werden. Gleichzeitig wird mit einer Förderung der „StromPartnerschaft“ ein spezifisches Stromprodukt als Teil einer risikodiversifizierten Beschaffungsstrategie angereizt.



Unternehmen bedürfen gerade in der gegenwärtigen Situation zeitnah zu realisierende und Sicherheit schaffende Lösungen. Auch mit der Annahme einer ausreichenden Ressourcenverfügbarkeit für eine „StromPartnerschaft“ verbleibt das **Hemmnis langwieriger Planungs- und Genehmigungsverfahren und unzureichender Flächen**. Ferner verbleibt die Herausforderung des Netzanschlusses durch den Netzbetreiber. In ausgewählten Fällen könnten Direktleitungen zwischen Anlage und Unternehmen Abhilfe schaffen.

Zudem könnten existierende PPA-Verträge, die der StromPartnerschaft in ihrer Ausgestaltung entsprechen, in das Anreizmodell integriert werden. Damit würden Pioniere auf dem immer noch jungen Markt für PPAs in Deutschland nicht benachteiligt und laufende Verhandlungen nicht durch mögliche Anpassungen in der Regulierung gebremst. Aufgrund der geringen Anzahl entsprechender PPA-Verträge sind die damit einhergehenden zusätzlichen Kosten für den Bundeshaushalt handhabbar.

Zu prüfen gilt es, ob es sich bei den durch den Bundeshaushalt zu finanzierenden Anreizen um **staatliche Beihilfen** handelt. Während ein Investitionszuschuss i.H.v. 25% im Rahmen des nationalen Steuerrechts auch für die Forschungsförderung gewährt wird, setzt eine pauschale Reduzierung der Netzentgelte zumindest eine Abstimmung und Prüfung voraus.



## 7. Anhang

### Abkürzungen

€	Euro
a	Jahr(e)
CAPEX	Capital Expenditures / Investitionsausgaben
ct	Cent
EE	Erneuerbare-Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde(n)
i.H.v.	in Höhe von
inkl.	inklusive
kWh	Kilowattstunde(n)
max.	maximal
Mrd.	Milliarde(n)
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde(n)
MWp	Megawatt-Peak
NE	Netzentgelte
OPEX	Operational Expenditures / Betriebsausgaben
p.a.	pro Jahr
PPA	Power Purchase Agreement
PV	Photovoltaik
TWh	Terawattstunde(n)
z.B.	zum Beispiel

Tabelle 5: Abkürzungsverzeichnis



**PwC Deutschland**

**Dr. Volker Breisig**

Partner - Public & Energy Consulting  
Moskauer Straße 19  
40227 Düsseldorf  
Mob +49 160 712 0737  
volker.breisig@pwc.com

**Nicolas Deutsch**

Director - Public & Energy Consulting  
Friedrich-Ebert-Anlage 35-37  
60327 Frankfurt am Main  
Mob +49 160 5364728  
nicolas.deutsch@pwc.com

**Marc Jimenez Weese**

Manager - Public & Energy Consulting  
Bernhard-Wicki-Straße 8  
80636 München  
Mob +49 160 97098607  
marc.jimenez.weese@pwc.com

**Adrian Bründl**

Specialist - Public & Energy Consulting  
Bernhard-Wicki-Straße 8  
80636 München  
Mob +49 175 9270935  
adrian.bruendl@pwc.com

**Datum:**

August 2023

