

Wirtschaftlich bleiben post EEG

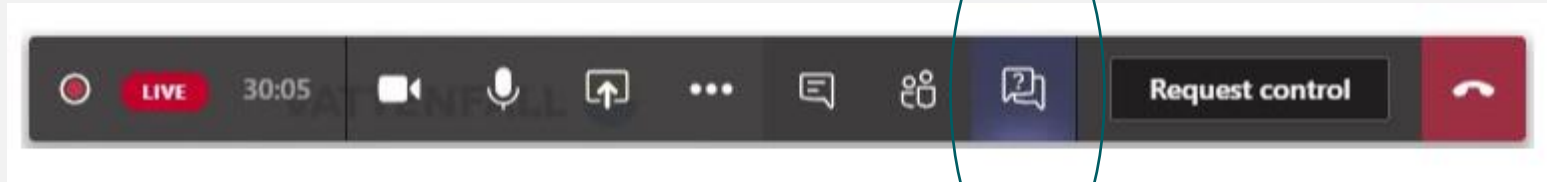
alle Infos & Möglichkeiten zum gewinnbringenden
Weiterbetrieb Ihrer Ü20-Windanlagen

04. und 06. Oktober 2022

Matthias Gladasch
Vattenfall Energy Trading GmbH

Wirtschaftlich bleiben post EEG


Fragen während des Webinars?






Wirtschaftlich bleiben post EEG

Ihre Fragen beantworten wir gern...

 **Matthias Gladasch**
Renewables Sales Manager

 Renewables Origination Germany
Business Area Markets
Vattenfall Energy Trading GmbH
Dammstr. 29-32
D-20354 Hamburg

 +49 40 24430-531
+49 172 6723167

 matthias.gladasch@vattenfall.de
 www.vattenfall.de/energiehandel



Agenda

1. Vattenfall im Überblick
2. Weiterbetrieb – Ausblick
3. Angebotsvoraussetzungen
4. Mögliche Risiken
5. Vermarktungsformen
6. Strompreisdeckel
7. Ihre Fragen



Wirtschaftlich bleiben post EEG

1. Vattenfall im Überblick

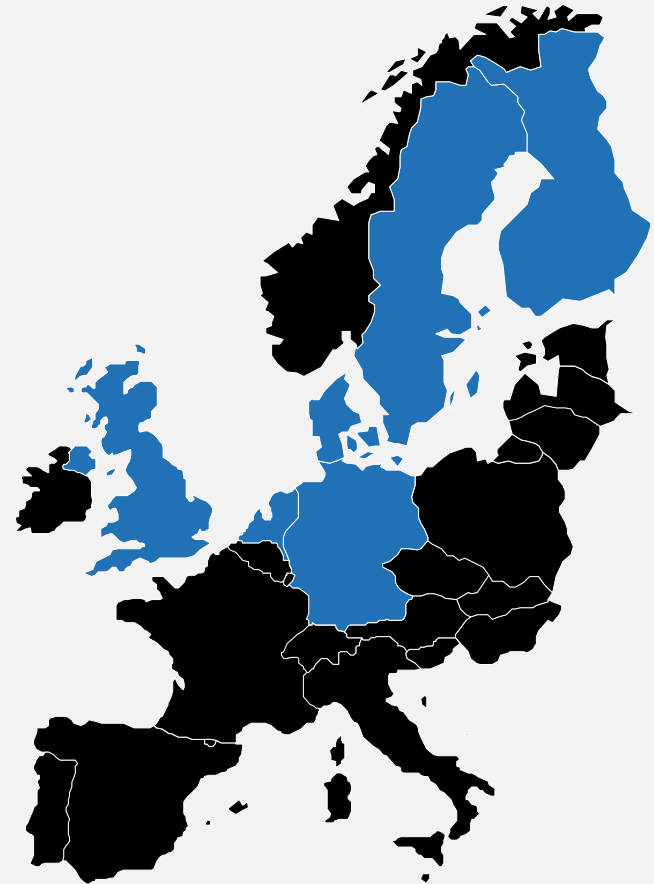
Hauptsitz: Solna, Schweden

Mitarbeiterzahl: rund 19.000

Kernmärkte: Schweden, Deutschland, Niederlande, Dänemark, Großbritannien und Finnland

Rating: Moody's AAA; S&P BBB+

Ownership: im Besitz des schwedischen Staates



2. Weiterbetrieb - Ausblick

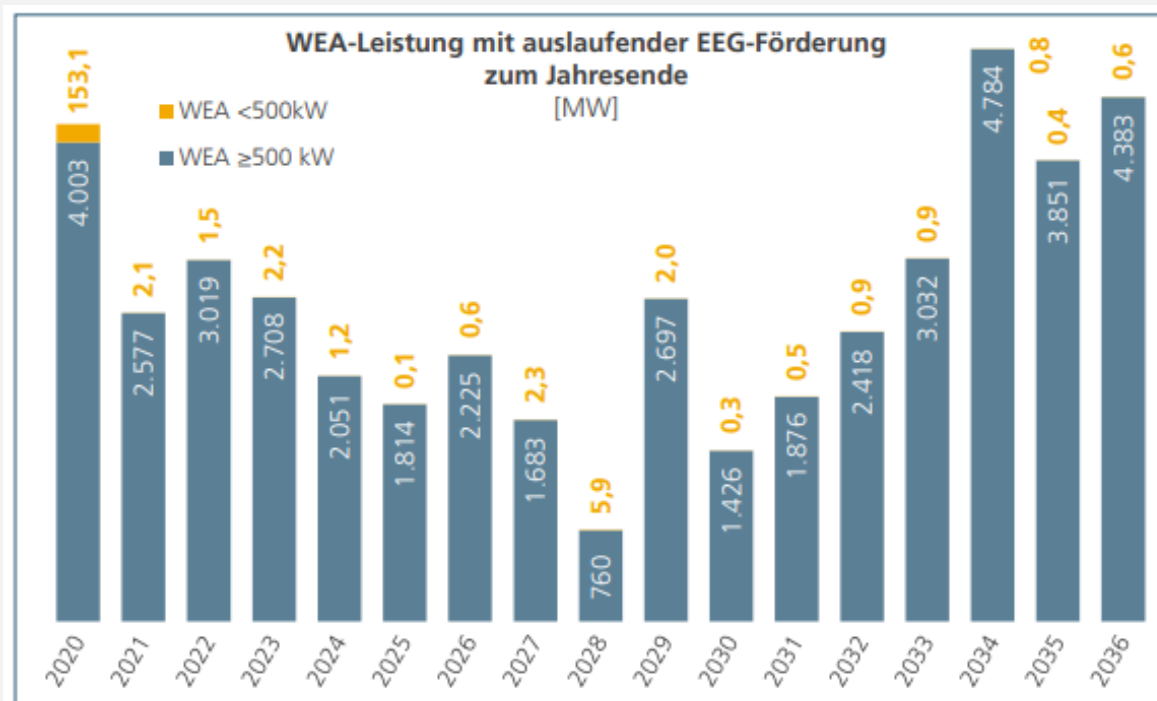


Abbildung 6: Windenergieleistung mit auslaufender EEG-Förderung zwischen Ende 2020 und 2036; Quelle: ÜNB, Auswertung & Grafik: FA Wind

A photograph of an offshore wind farm in the ocean. In the foreground, the white, foamy wake of a boat moves from the bottom center towards the left. Several white wind turbines with yellow bases are visible in the distance under a clear blue sky. The text 'Angebotsvoraussetzungen' is overlaid in the center in a large, white, sans-serif font.

Angebotsvoraussetzungen

3. Angebotsvoraussetzungen



Für Windanlagen



Techn. Voraussetzungen

GPS-Koordinaten

Stamm- und Lastgangsdaten

Turbinenhersteller und –modell
Parkname
Leistung
Geokoordinaten
Nabenhöhe
Rotordurchmesser
IBN Datum

Getrennte Zähler bei Mischpark

Getrennte Steuerung bei Mischpark

Alle benötigten Technischen Voraussetzungen
für den Weitebetrieb wie z. B.
Stand sicherheitsgutachten etc.



Für präzisere Angebotslegung:

Historische Lastgangsdaten und Einspeisemgt./Redispatch 2.0 Informationen der letzten 2-3 Jahre

3. Angebotsvoraussetzungen

Wesentliche PPA-Regelungen

Regelung	Möglichkeiten
Sicherheiten	Umfangreiches Instrumentarium: Bankgarantie oder Bankbürgschaft (ggf. Vorgabe zur Bankennatur), Konzernbürgschaft, Knüpfung an standardisierte Ratings, Vorgaben zur Höhe (mind./max.) der Sicherheit ggf. im Zeitverlauf abnehmend
Schadensersatz	Festlegung des Eintretens, Berechnungsvorgaben zur Höhe z.B. durch mark-to-market, ggf. zzgl. Pönale / Mindestbetrag / Abwicklungskosten
Kündigungsrechte	Möglichkeit zur Definition konkreter Gründe (z.B. mehrmalige Pflichtverletzung, Verschlechterung Kreditrating, Insolvenz, Eigentümerwechsel, ...)
Höhere Gewalt	Möglichkeit, neben der juristisch-allgemeinen Formulierung, konkrete Ereignisse zu definieren (z.B. Ausfall Kommunikation, Netzfehler, ...)
Redispatch 2.0 (Abregelung durch NB)	Regelung bzgl. (Nicht-)Lieferung/Zahlung, Kompensation (auch HKN)

A photograph of an offshore wind farm. In the foreground, the white, churning wake of a boat is visible, splashing water. In the middle ground, several white wind turbines with yellow bases are situated in the dark blue ocean. The sky is a clear, light blue. The text 'Mögliche Risiken' is overlaid in the center in a large, white, sans-serif font.

Mögliche Risiken

4. Mögliche Risiken

Risikoarten

1 Preisrisiko

→ Spotpreis – Chance – Risiko falls unter Betreiberannahme.

2 Profil Risiko

→ Bei Spot bei Anlagenbetreiber und bei Fixpreis bei dem Vermarkter

3 Volumen Risiko

→ Bei dem Fixpreis trägt es der Vermarkter , Betreiber –pay as produced – daher trägt auch ein gewisses Volumenrisiko

4 Ausgleichs- energie Risiko

→ Trägt der Vermarkter bei Spot und Fixpreis

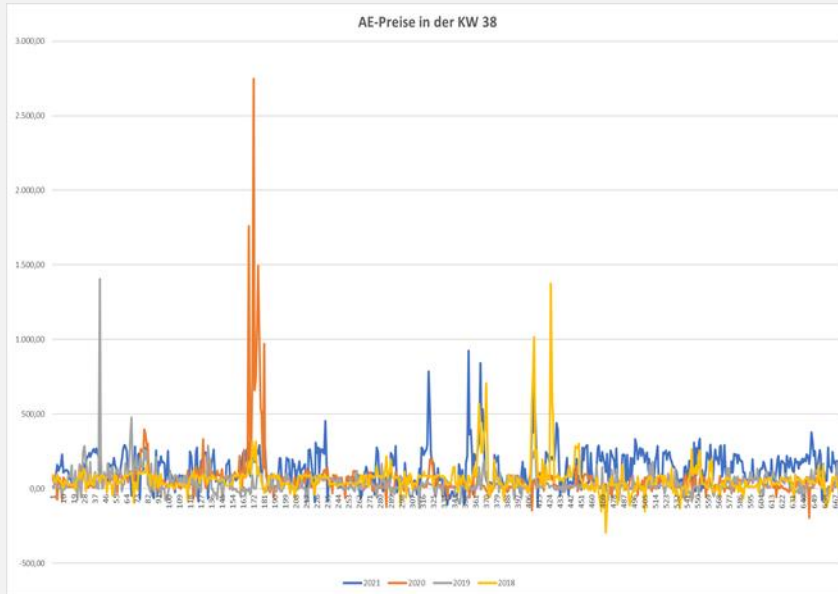
5 Kredit-/ Ausfall Risiko

→ Insolvenz der SPV
→ Trägt der Vermarkter bei Fixpreis

4. Mögliche Risiken | Ausgleichsenergieerisiko

Direktvermarktung Ausgleichsenergieerisiko

Die **Ausgleichsenergiepreise für Bilanzkreisabweichungen** sind sehr stark gestiegen!
Wie wird die Entwicklung unter Berücksichtigung des fortschreitenden EE-Ausbau sein?

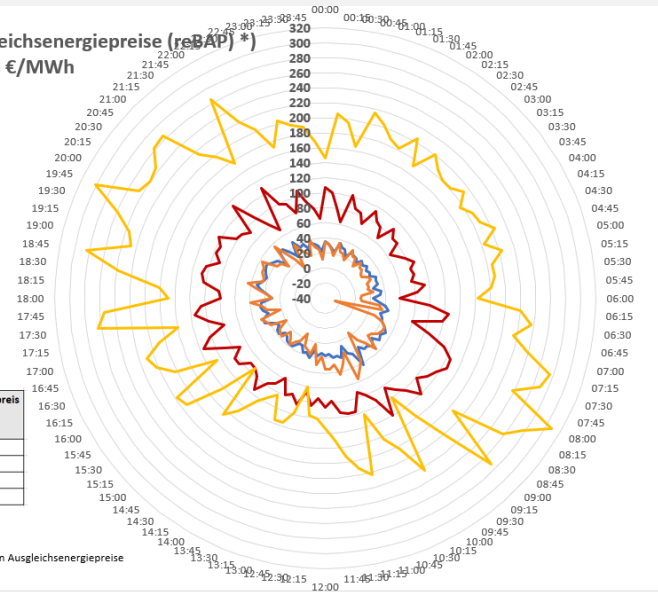


Entwicklung der Ausgleichsenergiepreise (reBAP) *
in €/MWh

- 2019
- 2020
- 2021
- 2022 (bis 31.07.2022)

Jahr	Durchschnittspreis reBAP [€/MWh]
2019	36,85
2020	33,43
2021	101,31
2022 (bis 31.07.2022)	194,16

*) Abgebildet sind die durchschnittlichen Ausgleichsenergiepreise je 1/4h über alle Tage des Jahres.



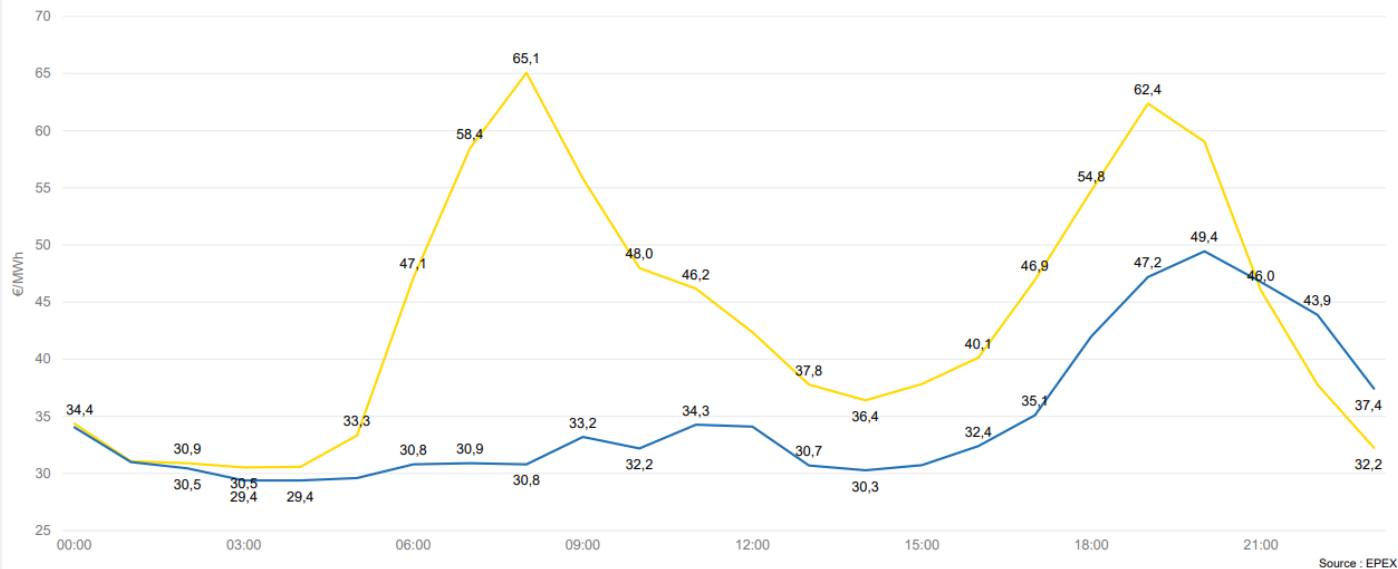
4. Mögliche Risiken | Ausgleichsenergiesrisiko

Preise September 2020

Spotmarktpreise EPEX

Date	Base	Peak	Off Peak	Off Peak 1	Off Peak 2	DiD Base	DiD Peak	DiD Off Peak	DiD Off Peak 1	DiD Off Peak 2
06.09.2020	34,83	34,41	35,26	30,70	44,37	8,71	13,38	4,03	6,35	-0,61
07.09.2020	43,54	47,80	39,28	37,04	43,77					

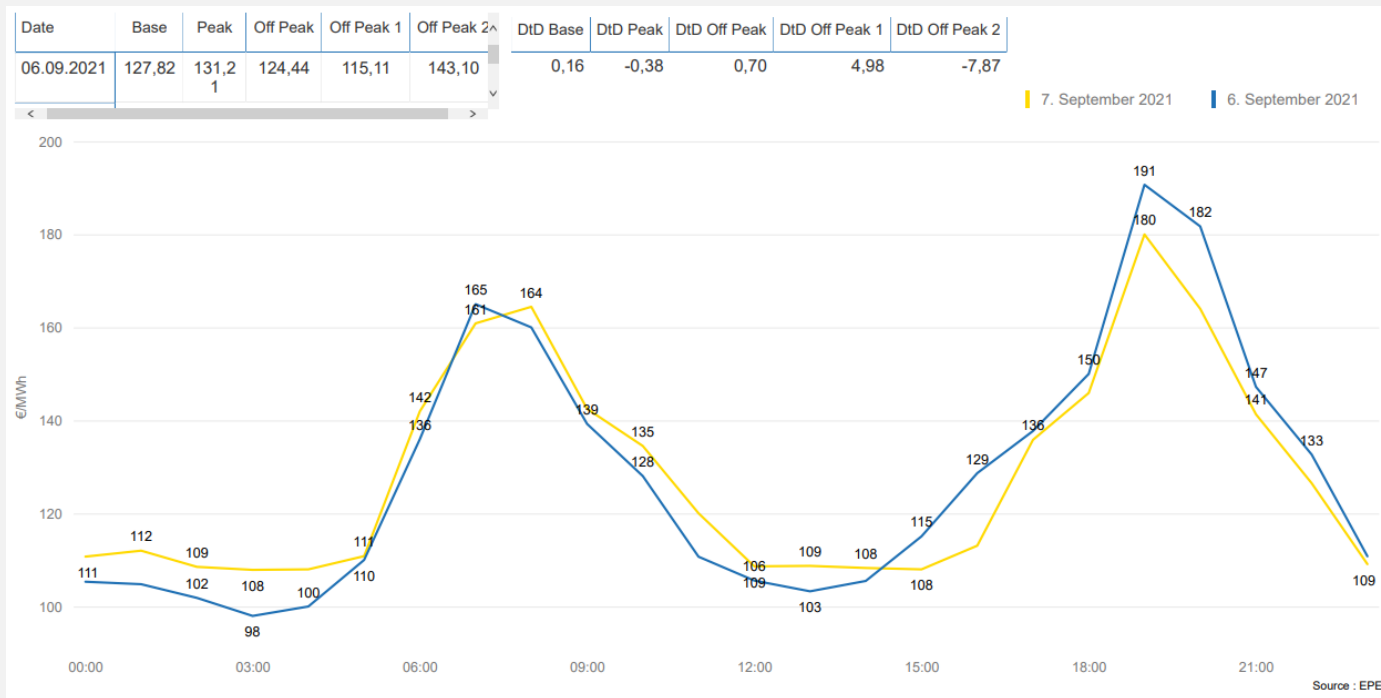
7. September 2020 6. September 2020



4. Mögliche Risiken | Ausgleichsenergiesrisiko

Preise September 2021

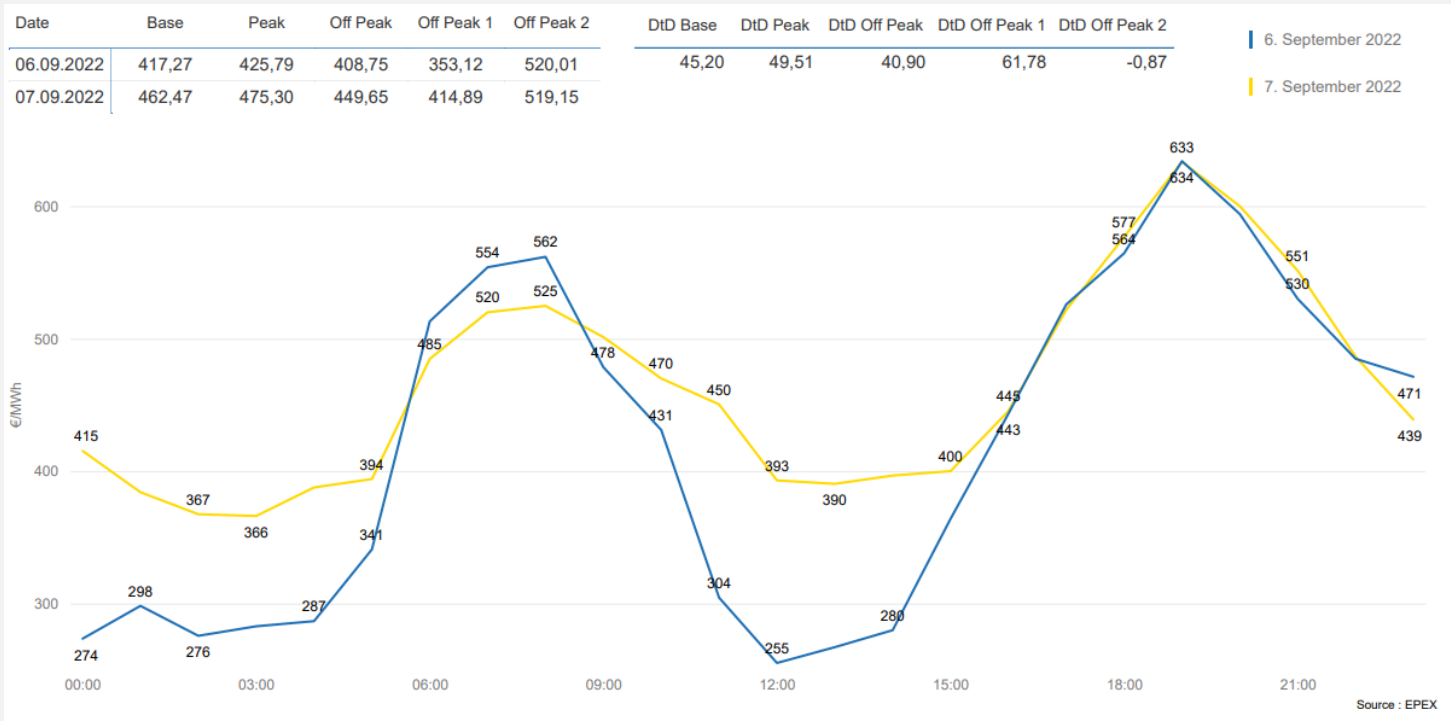
Spotmarktpreise EPEX



4. Mögliche Risiken | Ausgleichsenergiesrisiko

Preise September 2022

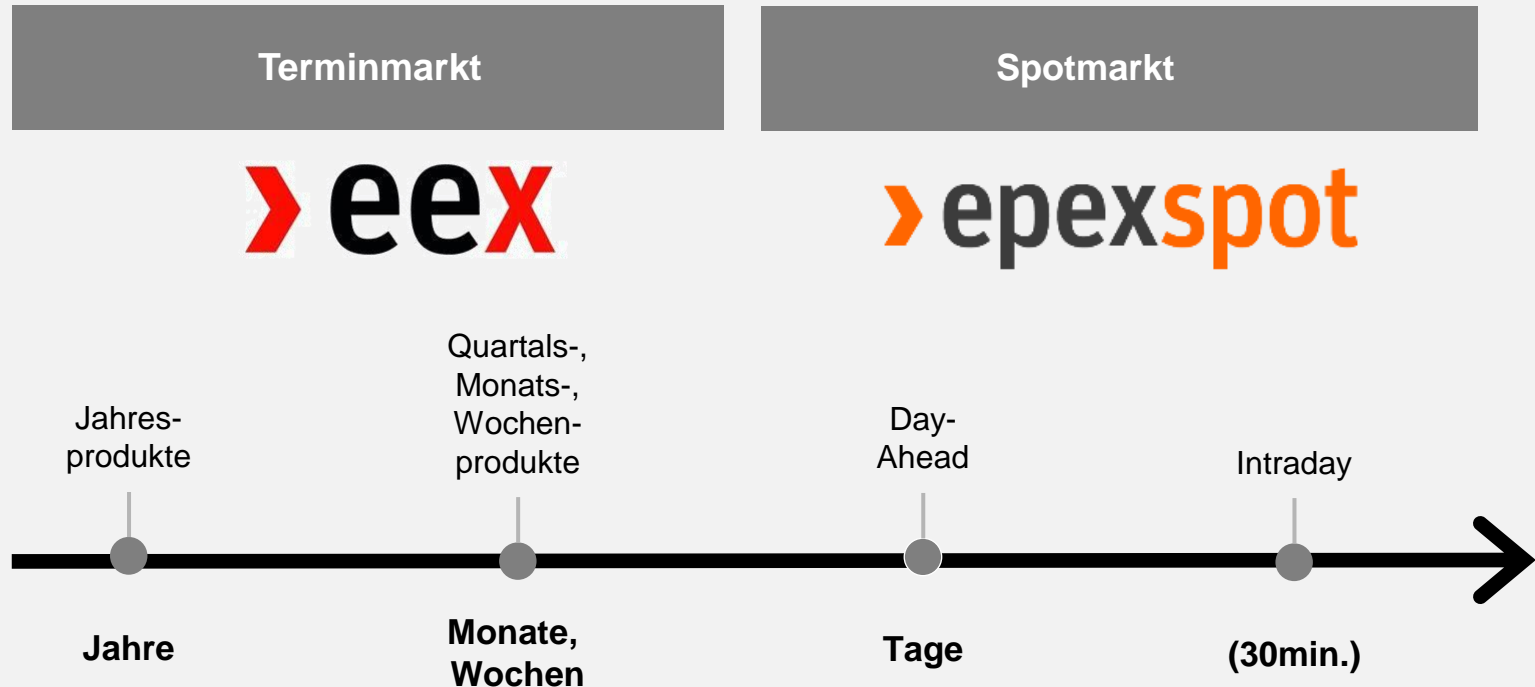
Spotmarktpreise EPEX



A photograph of an offshore wind farm in the ocean. In the foreground, the white, churning wake of a boat is visible. Several white wind turbines with yellow bases are scattered across the horizon under a clear blue sky. The text 'Vermarktungsformen' is overlaid in the center in a large, white, sans-serif font.

Vermarktungsformen

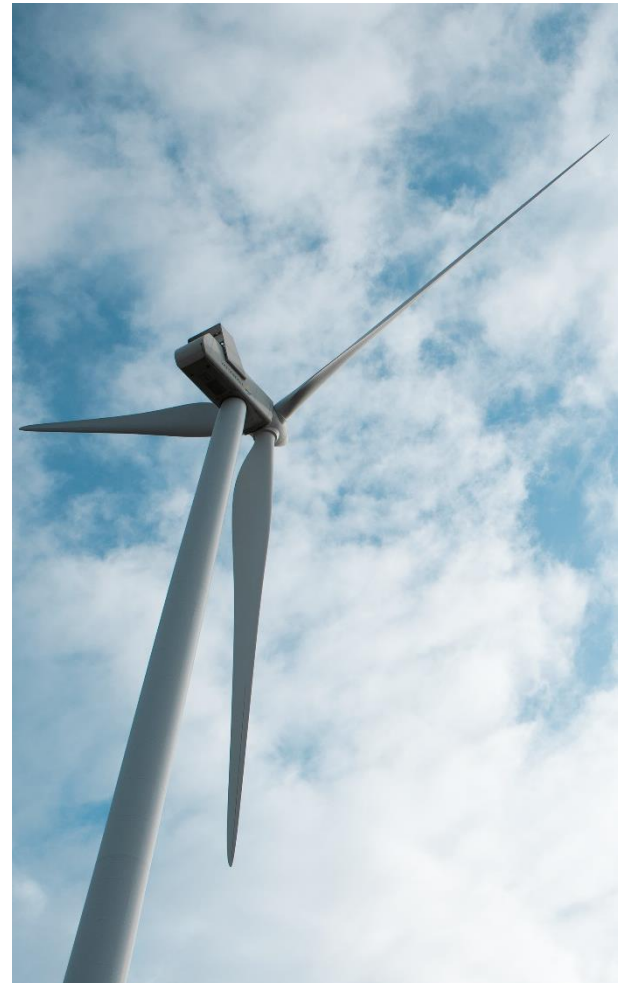
Stromhandelsplätze Deutschland



Vergütungsmodelle

Vermarktungsformen

1. SPOT*X
2. Fixpreis PPA



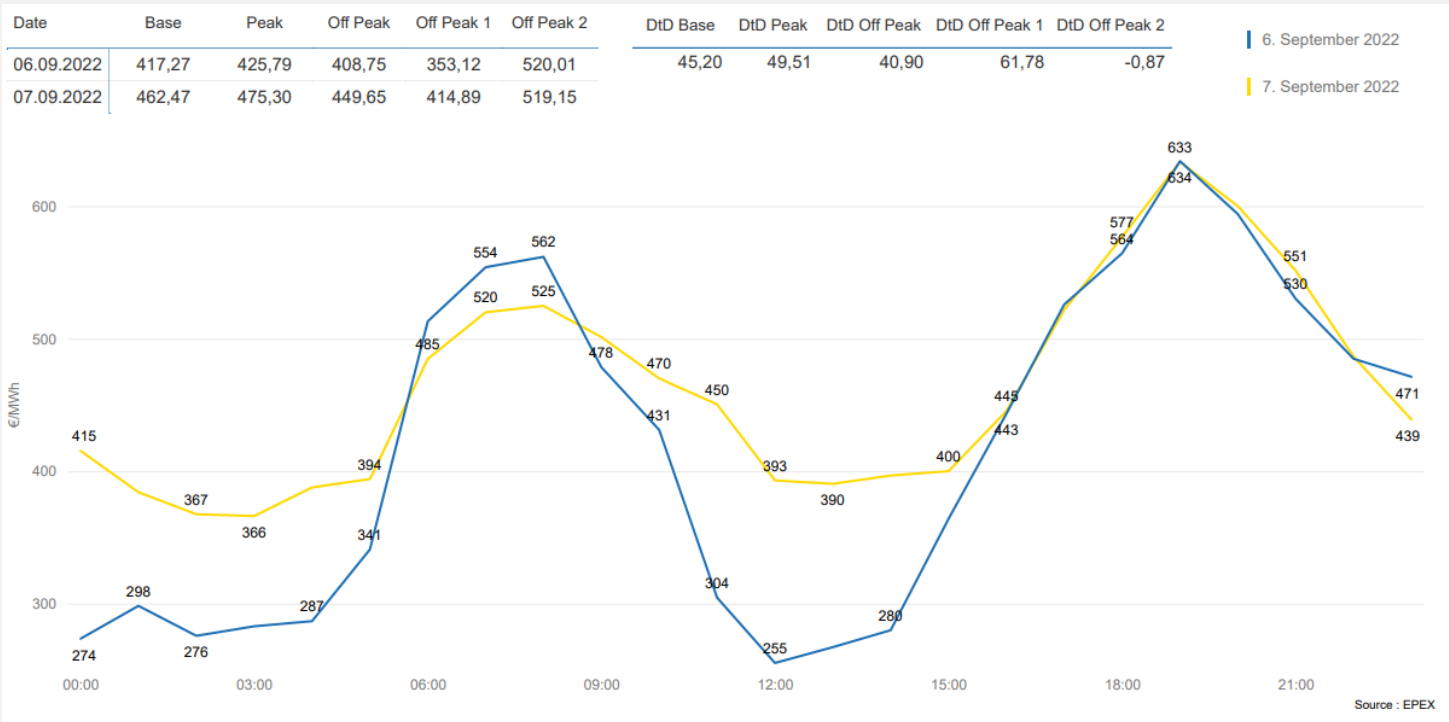
5. Vermarktungsformen | SPOT*X

1. Wie entsteht der Preis?
2. Vertragseckpunkte
3. Risikoverteilung
4. Vor- und Nachteile

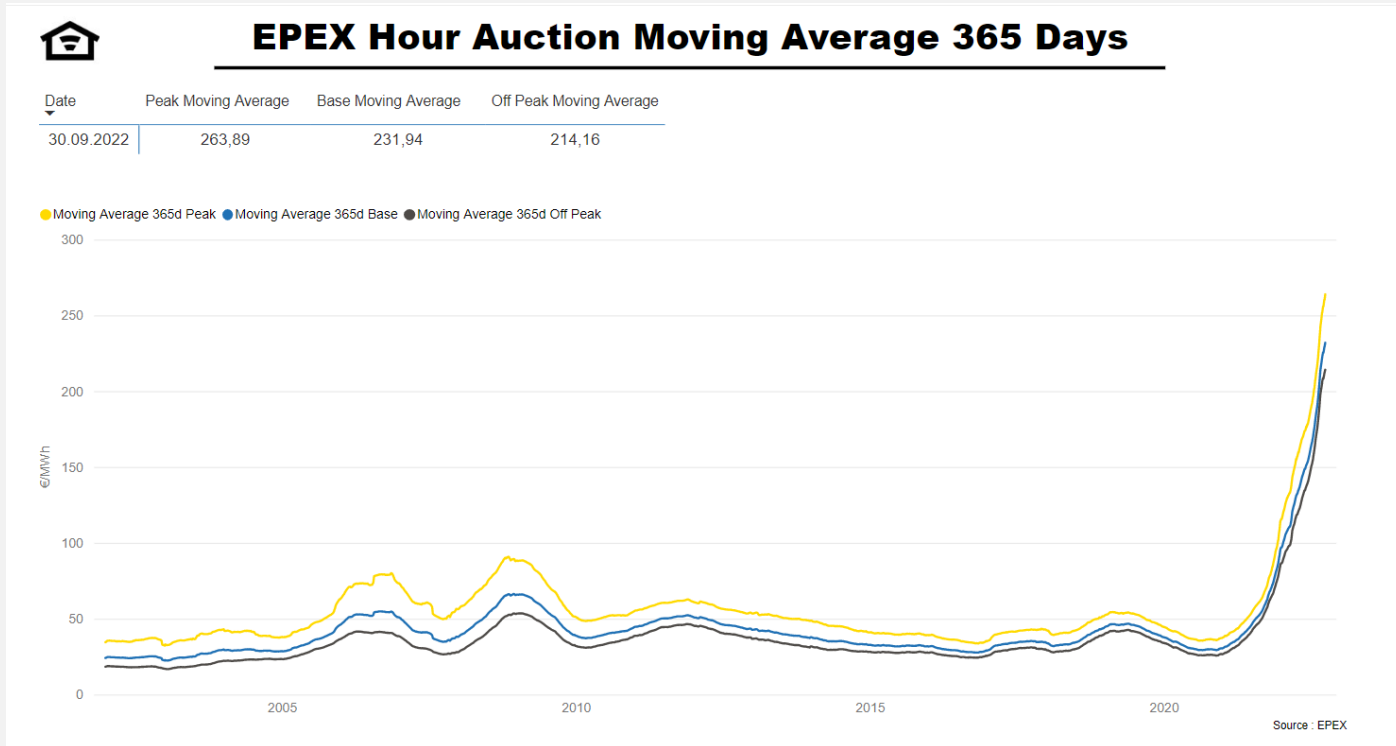


Preise September 2022

Spotmarktpreise EPEX



1. Wie entsteht der Preis?



2. Vertragseckpunkte

- Zeitliche flexible Vertragslaufzeiten
- Jede in einer Stunde erzeugte MWh wird mit dem entsprechenden EPEX-Dayahead-Preis (Spotpreis) vergütet
- Bei Abregelung durch VET oder VNB (RD 2.0):
 - $EPEX \leq 0$ €/MWh: Keine Vergütung (Abregelung bei negativen Preisen)
 - $EPEX > 0$ €/MWh: Vergütung EPEX ./ DL-Entgelt
- Das Dienstleistungsentgelt berechnet sich in Prozent des Monatsmittelwert der Stundenkontrakte EPEX Spot Marktgebiet DE-LU: <https://www.netztransparenz.de/EEG/Marktpraemie/Marktwerte>).

3. Risikoverteilung

Betreiber

- Preisrisiko (aber auch Chance)
- Profilrisiko

Vermarkter

- Ausgleichenergie-Risiko (balancing risk)

4. Vor- und Nachteile

Vorteile:

- Flexible Laufzeit - z.B. bei Repowering
- Kein Anreiz bei positiven Preisen abzuregeln
- Kein Risikoabschlag/ „faire“ Vergütung des Anlagenbetreibers entsprechend erzielter Erlöse

Nachteile:

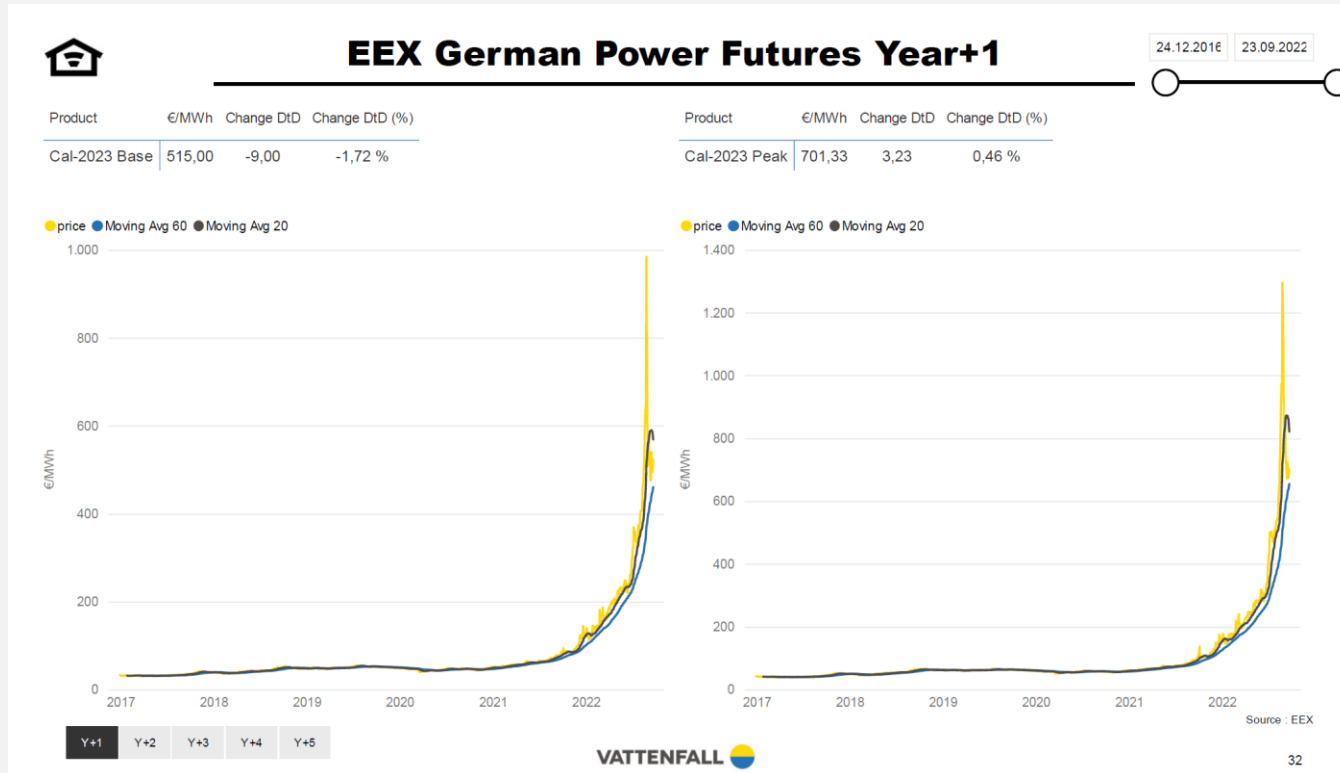
- Volatil (Chance/Risiko) eigene Position zur Preisentwicklung notwendig

5. Vermarktungsformen | Fixpreis PPA

1. Wie entsteht der Preis?
2. Vertragseckpunkte
3. Risikoverteilung
4. Vor- und Nachteile



1. Wie entsteht der Preis?

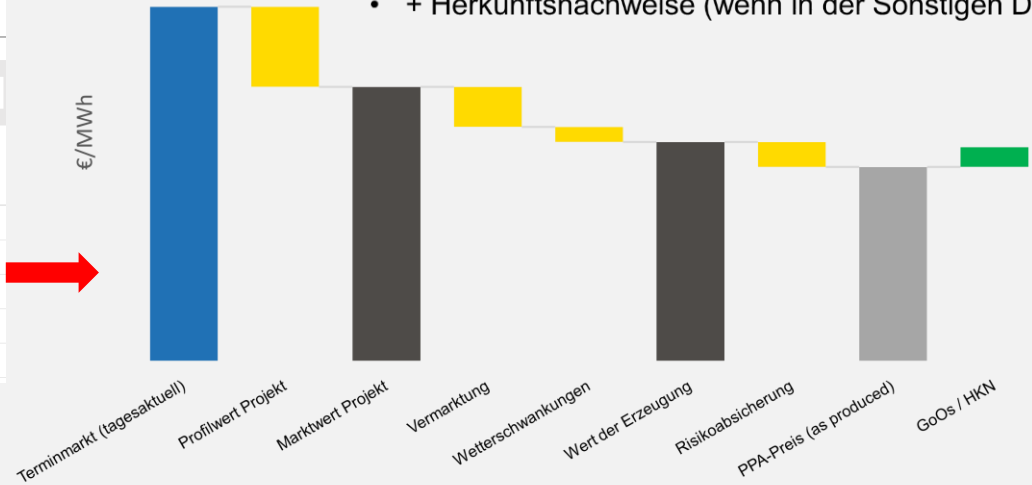


Direktvermarktung Festpreis-Absicherung

Der Preis eines PPA ist abhängig von:

- Preis am Terminmarkt für Monate/Quartale/Jahre
- - Profilverwert, Quotient aus erzielbaren Erlösen zum Base-Preis unter Berücksichtigung der Laufzeit
- - Ausgleichsenergie (Balancing)
- - Faktor für Wetterschwankungen
- - Einpreisen von Risiken, wie technische Verfügbarkeit, Ausfall, etc.
- + Herkunftsnachweise (wenn in der Sonstigen DV)

Name	Letzter Preis	Letztes Volumen	Abrechnungspreis
4/22	553,00	2.209	535,14
1/23	710,00	2.159	705,35
2/23	415,00	2.184	431,94
3/23	405,00	2.208	395,35
4/23	550,00	2.209	570,33



Quelle: <https://www.eex.com/de/marktdaten/strom/futures/#%7B%22snippetpicker%22%3A%22EEX%20German%20Power%20Future%22%7D>

2. Vertragseckpunkte

- 100 % der Mengen
- Laufzeit: 1 Jahr (aktuell)
- Grundsätzliches Recht des Vermarkters abzuregeln
- Sicherheiten
- Verfügbarkeit
- Preis: Strom + HKNs (Herkunftsnachweise)



3. Risikoverteilung

Betreiber

- Technisches Risiko (Verfügbarkeit, etc.)

Vermarkter

- Ausgleichenergie-Risiko (balancing risk)
- Profilirisiko – wie ändern sich die Marktwerte im Vergleich zur Einschätzung?
- Volumenrisiko/Mengenrisiko – Wieviel wird die EE Anlage produzieren?
- Ausfallrisiko
- Wetterrisiko
- Kostenrisiko – wie entwickeln sich die AE-Preise?



Finanzielle Absicherung des Vertragswertes (Menge x Preis) erforderlich mit einer Bankbürgschaft des Anlagenbetreibers als Sicherheit im Falle eines Ausfalls!

4. Vor- und Nachteile

Vorteile:

- Preissicherheit für Vertragslaufzeit
- Eine Absicherung bei fallenden Markt/Spot-Preisen

Nachteile:

- Hoher Risikoabschlag
- Eine Limitierung bei steigenden Markt/Spot-Preisen
- Keine Flexibilität mehr durch festgesetzte Vertragslaufzeit
- Gegenseitige Verpflichtungen (Lieferverpflichtung, Zahlungsverpflichtung - >Thema Sicherheiten muss geklärt sein)

Spotvermarktung oder Fixpreis?

Kernfrage: Was passt besser – Spotvermarktung oder Fixpreis

- Abhängig von Standort – Repowering wann?
- Abhängig vom Markt – fallender Markt oder steigender Markt
- Abhängig von Risikoneigung

ABER: Wie wirkt sich der geplante „Strompreisdeckel“ auf die Fixpreis-Absicherung aus ?

A photograph of an offshore wind farm. In the foreground, there are large, white, foamy waves crashing. In the middle ground, several wind turbines are visible, with the closest one having a yellow base. The sky is a clear, bright blue.

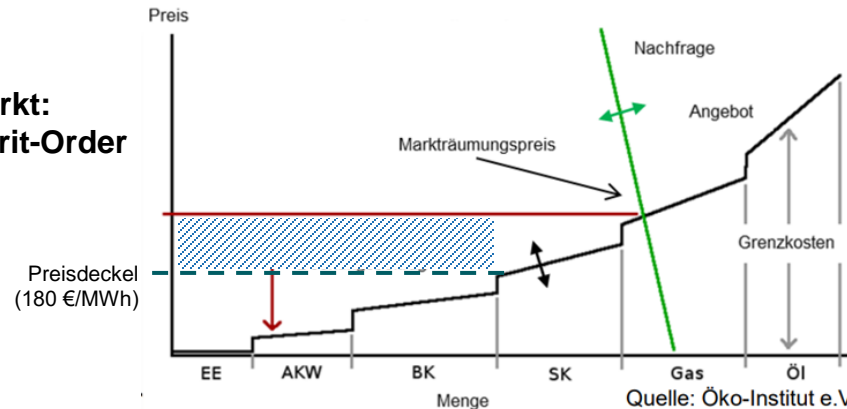
Strompreisdeckel

Strompreisdeckel

Der „**Strompreisdeckel**“ und was bisher veröffentlicht wurde im „**Vorschlag für eine Verordnung des Rates über Notfallmaßnahmen als Reaktion auf die hohen Energiepreise**“ (Quelle: <https://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-12999-2022-INIT/de/pdf>):

- Der Strompreisdeckel bzw. die Markterlösobergrenze bezieht sich auf die „realisierten Markterlöse“, d.h. auf Erlöse auf dem Dayahead-Markt Strom (Spotmarkt) sowie ggf. auf Preisfixierungen am Terminmarkt.
- Die Signalwirkung der Preise soll nicht gestört werden, d.h. Preisfindung auf Basis des Merit-Order-Prinzips bleibt.
- Die Erlösobergrenze soll für alle Stromerzeugungseinheiten gelten, die nicht Erdgas/Steinkohle als Brennstoff einsetzen.
- Eine Markterlösobergrenze in Höhe von **180 €/MWh** als Höchstwert scheint gesetzt zu sein.
- Der Differenzbetrag zwischen Spotpreis und Erlösobergrenze wird vom Anlagenbetreiber (AB) an den Netzbetreiber (NB) abgeführt.
- Laufzeit der Maßnahme vom **01.12.2022 bis 30.06.2023** (Review bis 30.04.2023 durch EU)

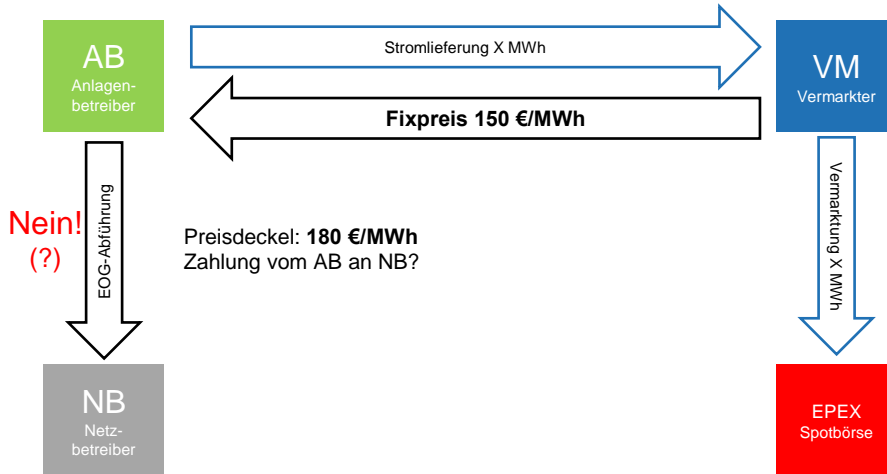
Beispiel Spotmarkt: Preisbildung Merit-Order und Preisdeckel



Quelle: Öko-Institut e.V. und eigene Ergänzungen

Strompreisdeckel – Fixpreis I

Auswirkung auf eine Fixpreis-Absicherung



Fixpreis: 150 €/MWh unterhalb der Markterlösobergrenze

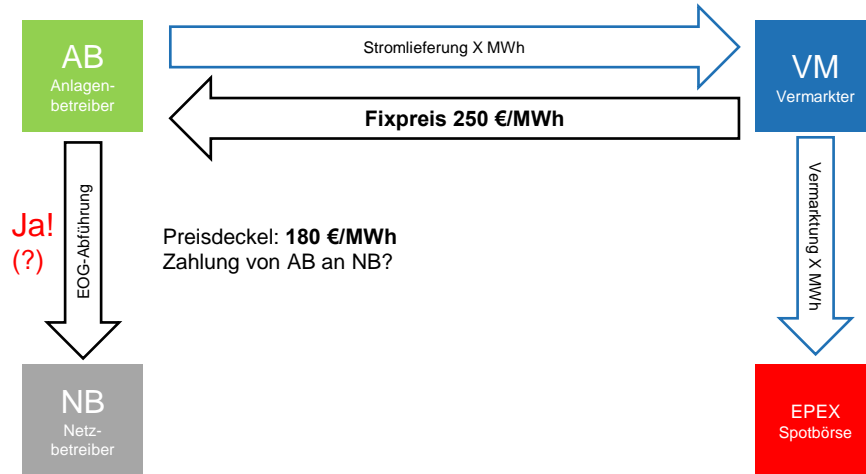
Liegt die individuelle Fixpreis-Absicherung bei der Vermarktung von Post-EEG-Anlagen unterhalb der Markterlösobergrenze in Höhe von 180 €/MWh, ist diese Vereinbarung sehr wahrscheinlich nicht betroffen bzw. wird ausgenommen von der Regelung zum Strompreisdeckel!

Muss der AB dem NB nachweisen, dass eine derartige Vereinbarung besteht?

Vermutlich Ausnahmeregelung für Fixpreis-Absicherungen unter der Erlösobergrenze!(!?)

Strompreisdeckel – Fixpreis II

Auswirkung auf eine Fixpreis-Absicherung



Fixpreis: 250 €/MWh oberhalb der Markterlösobergrenze

Liegt die individuelle Fixpreis-Absicherung bei der Vermarktung von Post-EEG-Anlagen oberhalb der Markterlösobergrenze in Höhe von 180 €/MWh, ist diese Vereinbarung sehr wahrscheinlich betroffen von der Regelung zum Strompreisdeckel!

„Rückzahlung“ von AB an NB in Höhe von 70 €/MWh!

Bleibt der VM schadlos oder ist er im Prozess eingebunden?

Muss der AB dem NB nachweisen, dass eine derartige Vereinbarung besteht?

Wer erstellt eine Rechnung / Gutschrift?

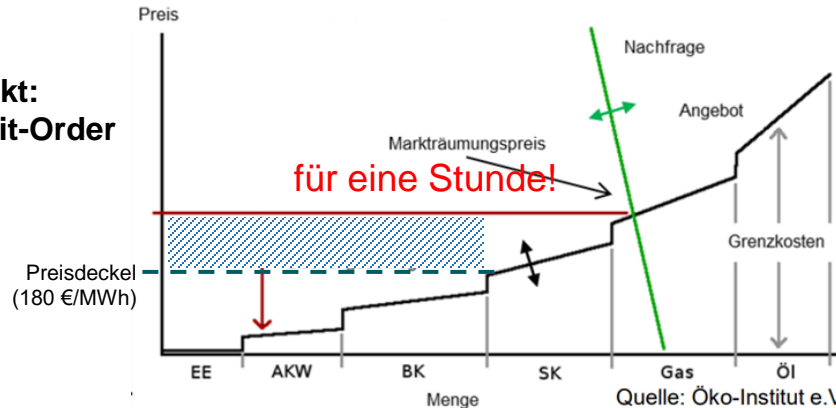
Vermutlich keine Ausnahmeregelung für Fixpreis-Absicherungen über der Erlösobergrenze, d.h. Abführung der Differenz vom AB an den NB! (?)

Strompreisdeckel – Spot I

Der „**Strompreisdeckel**“ und was bisher veröffentlicht wurde im „Vorschlag für eine Verordnung des Rates über Notfallmaßnahmen als Reaktion auf die hohen Energiepreise“ (Quelle: <https://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-12999-2022-INIT/de/pdf>):

- Der Strompreisdeckel bzw. die Markterlösobergrenze bezieht sich auf die „realisierten Markterlöse“, d.h. auf Erlöse auf dem Dayahead-Markt Strom (Spotmarkt) sowie ggf. auf Preisfixierungen am Terminmarkt.
- Die Signalwirkung der Preise soll nicht gestört werden, d.h. Preisfindung auf Basis des Merit-Order-Prinzips bleibt.
- Die Erlösobergrenze soll für alle Stromerzeugungseinheiten gelten, die nicht Erdgas/Steinkohle als Brennstoff einsetzen.
- Eine Markterlösobergrenze in Höhe von **180 €/MWh** als Höchstwert scheint gesetzt zu sein.
- Der Differenzbetrag zwischen Spotpreis und Erlösobergrenze wird vom Anlagenbetreiber (AB) an den Netzbetreiber (NB) abgeführt.
- Laufzeit der Maßnahme vom 01.12.2022 bis 30.06.2023 (Review bis 30.04.2023 durch EU)

Beispiel Spotmarkt: Preisbildung Merit-Order und Preisdeckel



Welche Basis wird als erreichter Erlös der EE-Anlage herangezogen?

Strompreisdeckel – Spot II

Monatsmarktwerte (MW) gemäß Anlage 1 (zu § 23a EEG) Nr. 5.2



MW Wind an Land – Parkname XYZ (überdurchschnittliche Performance)

28,500

MW Wind an Land – Parkname ABC (unterdurchschnittliche Performance)

27,000

Auf welcher Basis wird die Markterlösobergrenze für die EE-Anlagen bestimmt?

Auf dem **durchschnittlichen Spotpreis**?

⇒ Eher ungerecht, weil EE-Anlagen fluktuierende Erzeuger sind und geringe bzw. keine Einspeisung unberücksichtigt bleibt (keine Mengengewichtung)

Auf dem **energieträgerspezifischen Marktwert**?

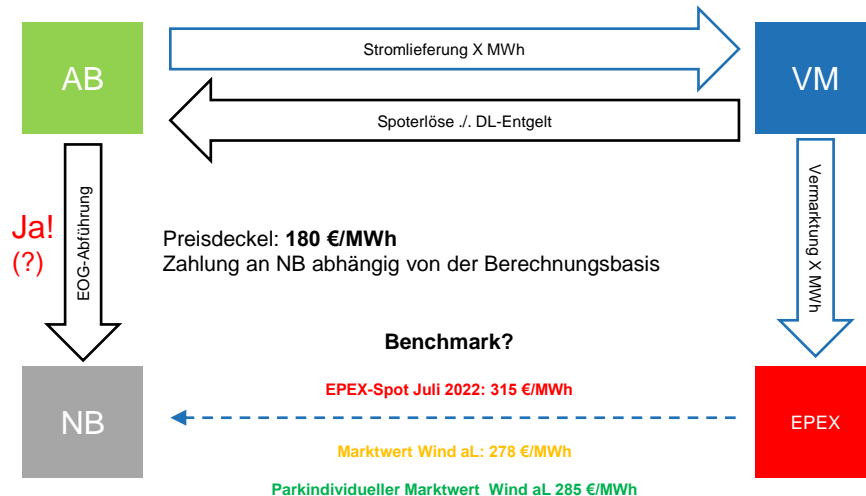
⇒ Besser, weil mengengewichteter Preis. Der Marktwert gilt für den bundesweiten Durchschnitt, d.h. EE-Anlagen mit unterdurchschnittlicher Performance zahlen mehr an NB und vice versa.

Auf dem **individuellen, parkspezifischen Marktwert**?

⇒ Gerecht, aber sehr, sehr aufwendig!

Strompreisdeckel- Spot III

Auswirkung auf eine Spotbasierte Vermarktung



Welche Basis wird für die Berechnung der Rückzahlung an den NB im Rahmen des Strompreisdeckels herangezogen?

Der **durchschnittliche Spotpreis**?

- ⇒ Schmälerung der Erlöse, weil im Monat Juli 135 €/MWh (315 ./ 180) an NB abgeführt werden müssen.
- ⇒ ABER: Welche Erlöse hatte der AB wirklich?

Der **energieträgerspezifischen Marktwert**?

- ⇒ Schmälerung der Erlöse, weil im Monat Juli 98 €/MWh (278 ./ 180) an NB abgeführt werden müssen.
- ⇒ ABER: Welche Erlöse hatte der AB wirklich?

Der **individuelle, parkspezifische Marktwert**?

- ⇒ Schmälerung der Erlöse, weil im Monat Juli 105 €/MWh (285 ./ 180) an NB abgeführt werden müssen.

Strompreisdeckel

Die Auswirkung auf die Vermarktung von Post-EEG-Anlagen hängt wesentlich von der Ausgestaltung der Regelungen zum Strompreisdeckel ab:

- aus Sicht des **Vermarkters (VM)**:
 - Vermarktung der EE-Anlage soll nach wie vor an der Spotbörse EPEX ohne Eingriff in die Preisbildung erfolgen!
Frage: Greift hier schon die Erlösobergrenze? Vermutlich nicht!
 - Kosten und Kostenentwicklung verändern sich für VM nicht und bleiben ggf. auf dem sehr hohen Niveau (AE-Preise etc.)
- aus Sicht des **Anlagenbetreibers (AB)**:
 - Erlöse auf Basis Fixpreis => ggf. Erlösabführung an NB, wenn Fixpreis > Markterlösobergrenze; sonst nicht
 - Erlöse auf Basis Spotpreis
Frage: Auf welchen Wert (durchschnittlicher Spotpreis, energieträgerspezifischer bundesweiter Marktwert oder individueller Marktwert der EE-Anlage) wird sich die Markterlösobergrenze beziehen?
=> Erlösabführung an NB sehr wahrscheinlich, wenn Monatsmarktwerte > Markterlösobergrenze

Gefahr von Verlusten für VM dann, wenn die Markterlösobergrenze dessen Einnahmesituation beeinflusst, aber die Kosten gleich bleiben!

ABER: Wird der VM nicht doch in die „Abwicklung“ einbezogen?

AB hat ggf. drastische Mindereinnahmen im Vergleich zur heutigen Situation, erlöst aber mehr als mit vormals kalkulierten individuellen Anzulegenden Wert der EE-Anlage!

A photograph of an offshore wind farm in the ocean. In the foreground, the white, foamy wake of a boat is visible, moving from the bottom center towards the left. Several white wind turbines with yellow bases are scattered across the horizon under a clear blue sky. The text 'Ihre Fragen' is overlaid in the center in a large, white, sans-serif font.

Ihre Fragen


Aufzeichnung & Präsentationsunterlagen


Sie erhalten in der Woche nach dem Webinar eine E-Mail mit einem Link zur Aufzeichnung und den Unterlagen.


**Hier finden Sie die Aufzeichnungen und Unterlagen aller Webinare:
energysales.vattenfall.de/veranstaltungen/webinare/unterlagen**

Ihre Fragen beantworten wir gern...

 **Jonas Zastrow**
Renewables Customer Care
Manager

 Renewables Origination Germany
Business Area Markets
Vattenfall Energy Trading GmbH
Dammtorstr. 29-32
D-20354 Hamburg

 +49 40 24430-537
+49 173 5917854

 jonas.zastrow@vattenfall.de
 www.vattenfall.de/energiehandel

