

Volatile Strompreise – Risiken und Chancen für Direktvermarktung und PPA



Agenda

1

Preisentwicklung

2

Chancen

3

Herausforderungen

4

Produktvarianten



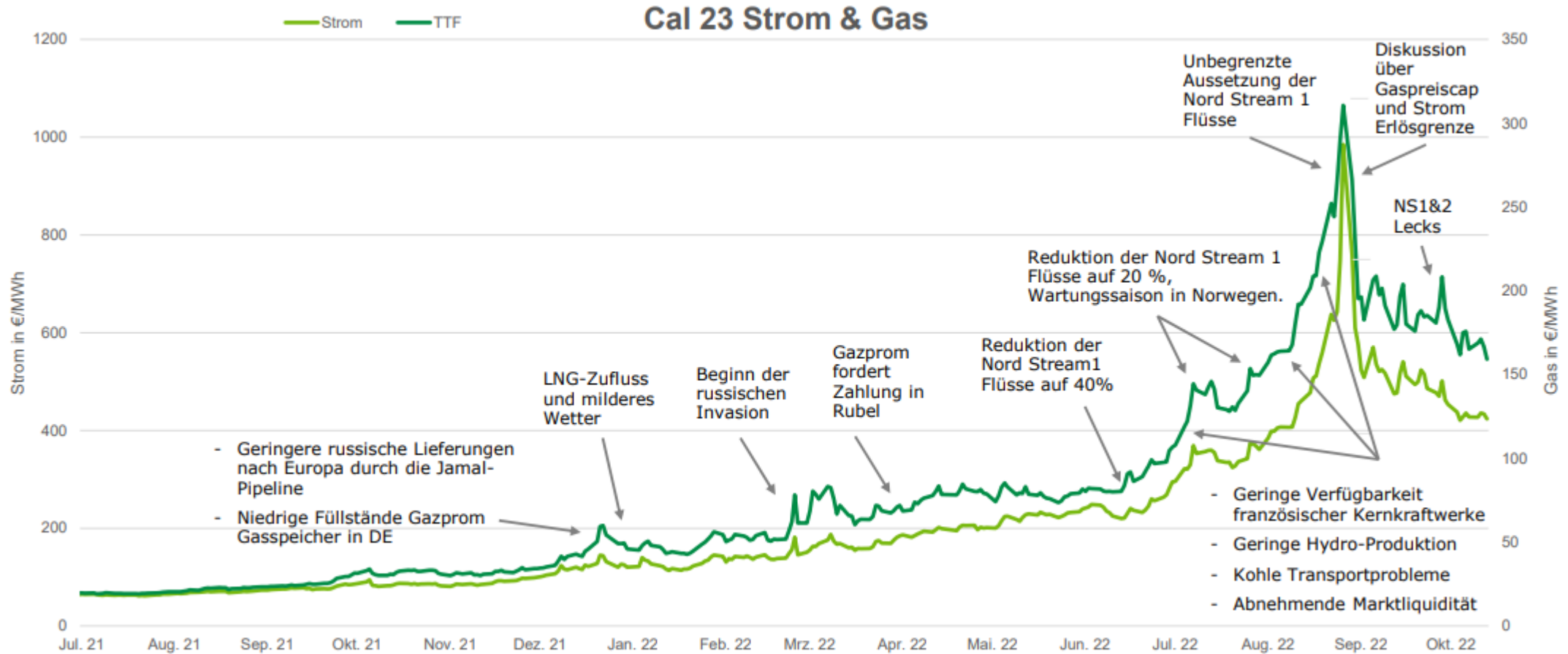
1

Preisentwicklung Strommärkte



Preisentwicklung

■ Die kurzfristige Entwicklung – Strom Base Frontjahr

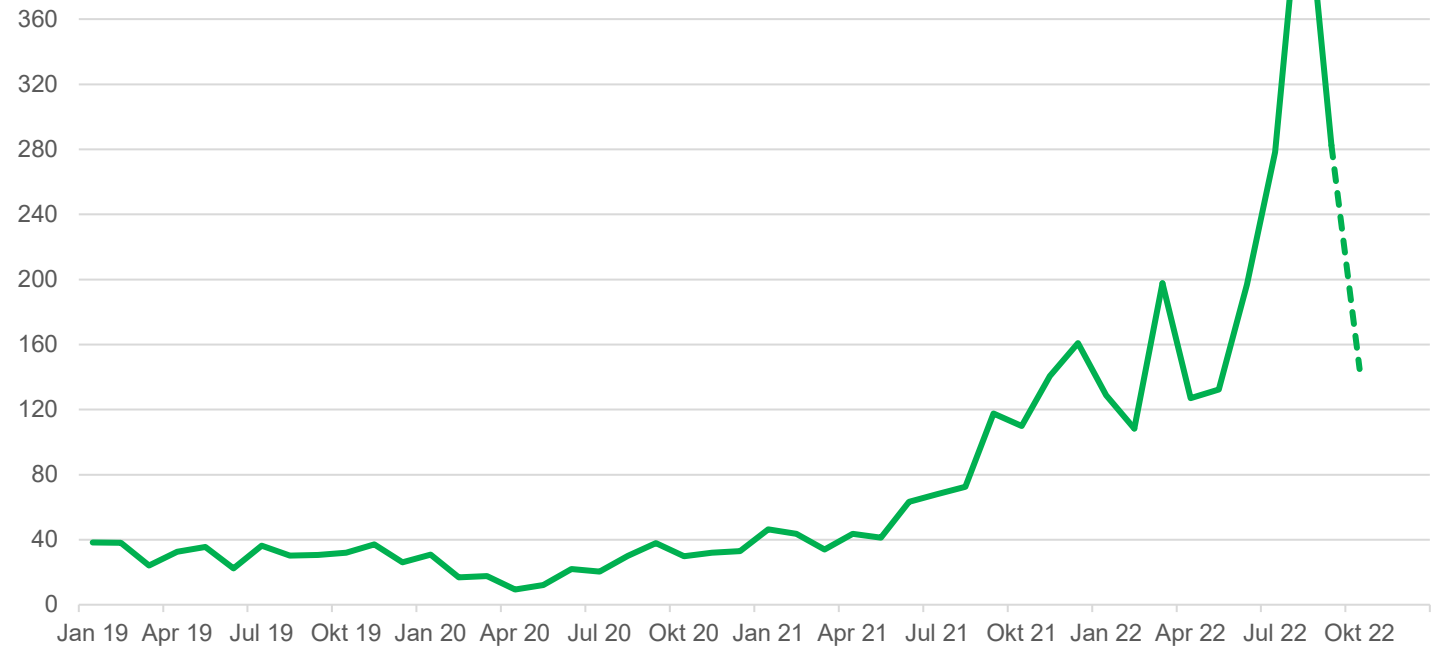


Sources: EEX



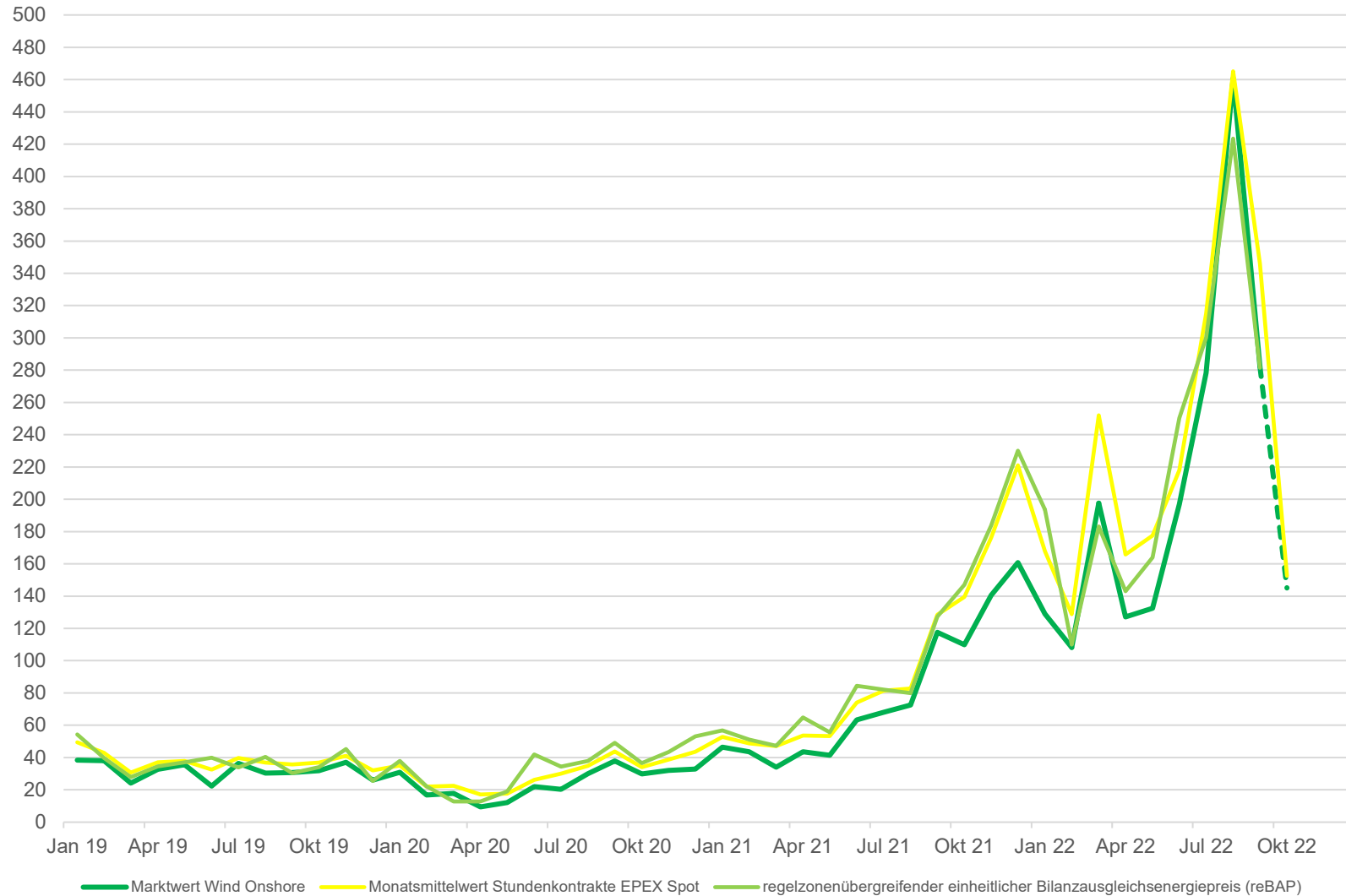
Strompreisentwicklung – Marktwerte Windenergie an Land

Angaben in €/MWh	Jan 21	Feb 21	Mrz 21	Apr 21	Mai 21	Jun 21	Jul 21	Aug 21	Sep 21	Okt 21	Nov 21	Dez 21
Marktwert Wind Onshore	46,45	43,61	33,95	43,53	41,34	63,30	68,08	72,53	117,54	109,82	140,56	160,77
Angaben in €/MWh	Jan 22	Feb 22	Mrz 22	Apr 22	Mai 22	Jun 22	Jul 22	Aug 22	Sep 22	Okt 22	Nov 22	Dez 22
Marktwert Wind Onshore	128,88	108,25	197,66	127,03	132,42	196,92	278,24	460,92	282,38	145,00		
										<i>Prognose</i>		





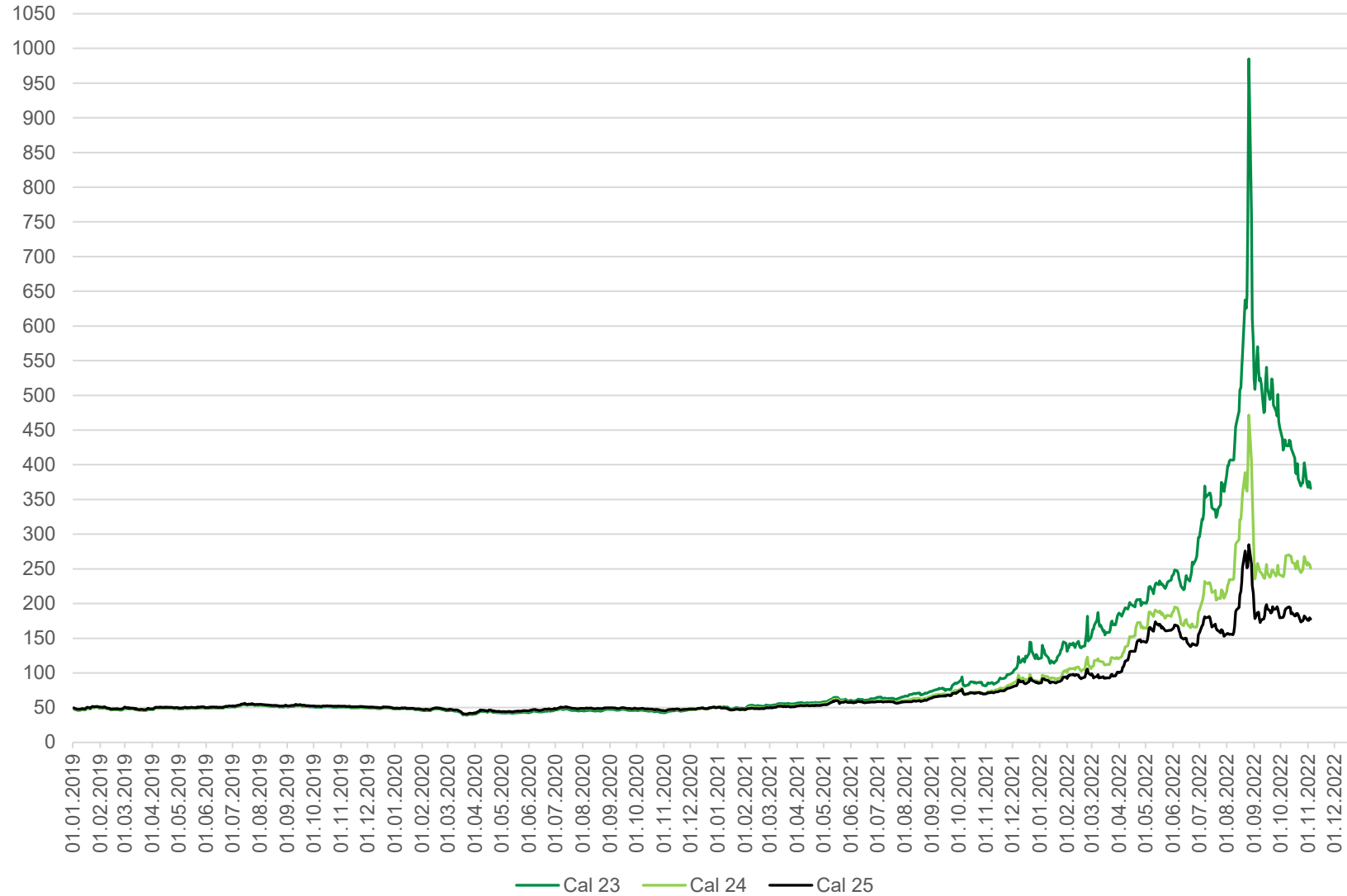
Preisentwicklung – Marktwerte, Spotmarkt und reBAP



- reBAP ist die Abkürzung für regelzonenübergreifender einheitlicher Bilanzausgleichsenergiepreis
- Hohe Korrelation zwischen Spotmarktpreis und reBAP



Strompreisentwicklung – Futures EEX





2

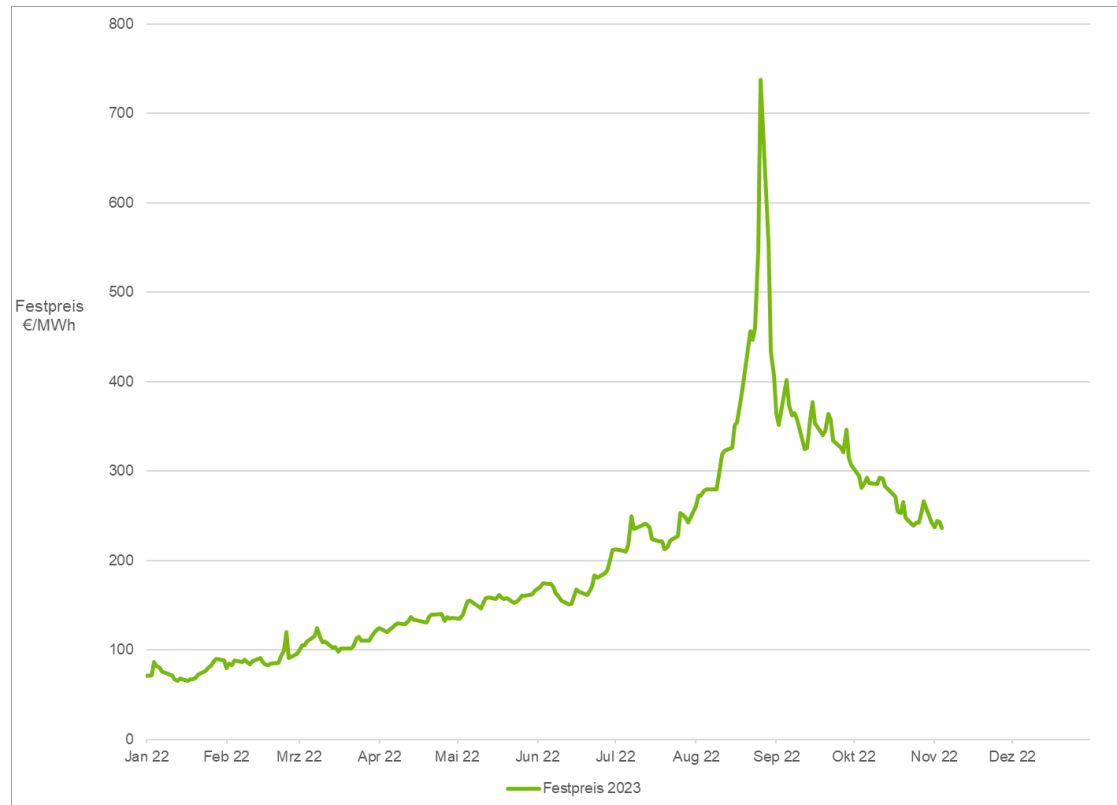
Chancen



Preisentwicklung - Chancen

PPA für ausgeförderte Windenergieanlagen

- Grafik zeigt Entwicklung für Festpreis für Cal23 für WEA im Weiterbetrieb
- Man bedenke, dass die EEG-Vergütung in der Regel bei ca. 90 €/MWh lag



- Weiterbetrieb wirtschaftlich sehr interessant
- Überwiegende Teil der Betreiber entscheidet sich für Festpreis, allerdings auch Vergütung zu Marktwert oder EPEX Spot möglich



Preisentwicklung - Chancen

PPA für PV-Greenfield

Beispiel:

- PVA mit 20 MWp
- IBN 01.03.2023 und Start PPA ab 01.07.2023
- Vergütung auf Basis pay-as-produced auf die gesamte eingespeiste Menge

Jahr	Festpreis
2. HJ 2023	244,97 €/MWh
2024	169,39 €/MWh
2025	122,27 €/MWh
2026	99,77 €/MWh
2027	82,80 €/MWh
2028	74,01 €/MWh
2029	67,21 €/MWh
2030	62,38 €/MWh
2031	59,32 €/MWh
2032	57,44 €/MWh
Mittel	95,94 €/MWh

Indikation von Juli 2022

- PV-Greenfield = PV-Projekte ohne Anspruch auf EEG-Vergütung
- Finanzierung meist nur möglich mit Abschluss von Festpreisen
- Banken verlangen meist PPA-Laufzeit > 5 Jahre; bei größerem EK-Anteil sehen wir auch teilweise PPA mit 3 Jahren
- Projekte meist in der Größenordnung ab 5 MW bis teilweise > 100 MW



Preisentwicklung - Chancen

Festpreisabsicherungen im Rahmen von Direktvermarktungsverträgen

- Aufgrund der hohen Marktpreise können Anlagenbetreibern Festpreisabsicherungen angeboten werden, die deutlich über dem EEG-Vergütungsanspruch liegen
- Anstatt Marktwert wird Betreibern ein Festpreis ausgezahlt
- Seit Jahresbeginn 2022 vergüten wir nicht mehr 100% der Planmenge, sondern nur noch max. 50 - 75%
- Aufgrund der untertägigen starken Preisschwankungen hat sich das Modell der "Zielpreise" etabliert



Zielpreis-Order

- Betreiber gibt Zielpreis und Bindefrist vor; z.B. 240 €/MWh für Cal23 und Bindefrist bis 18.11.2022
 - Zielpreis wird im Rahmen der Bindefrist erreicht -> Vertrag kommt zustande
 - Zielpreis wird nicht erreicht -> neuer Zielpreis oder Vergütung auf Basis Marktwert/EPEX Spot



3

Herausforderungen



Preisentwicklung - Herausforderungen

Abschluss von PPA bzw. Festpreisen für DV-Verträge

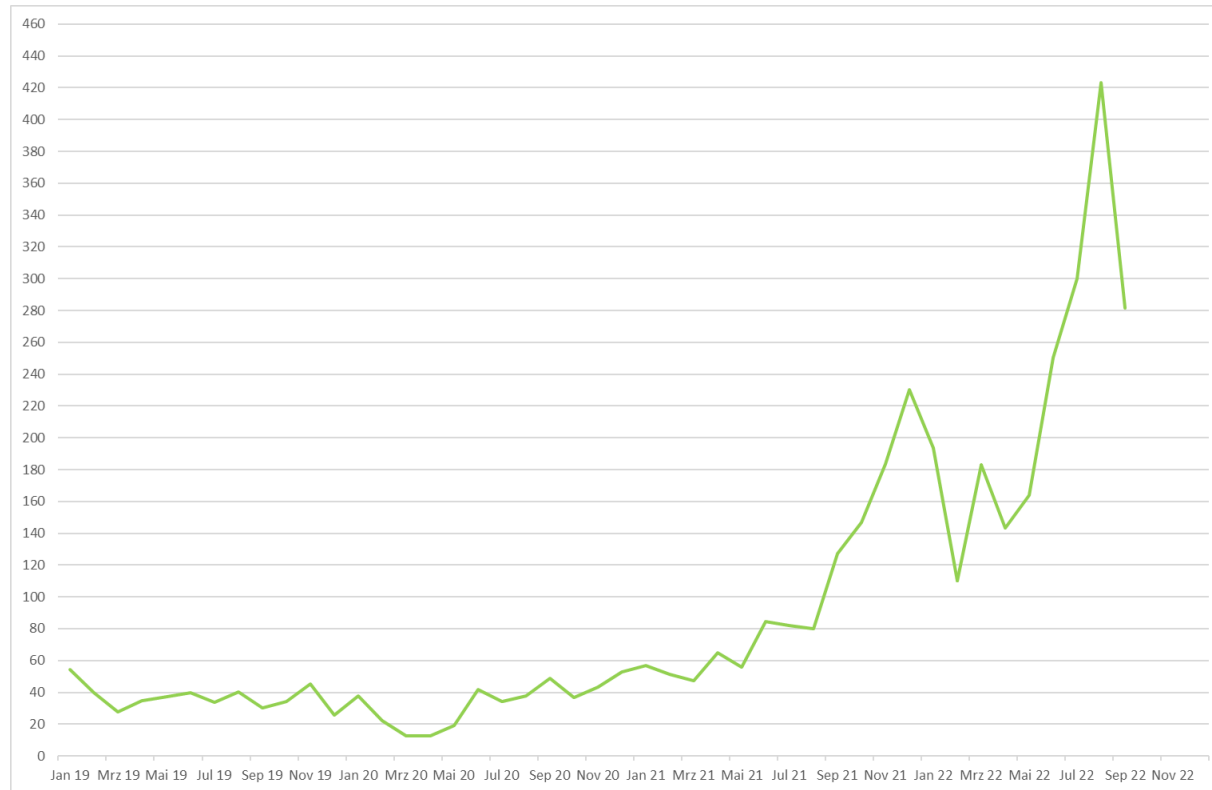
- Extrem hohe Strompreise erschweren Abschlüsse von Festpreisen bzw. PPA
- Viele Händler wollen bei dem Strompreisniveau keine Eindeckung mehr vornehmen
- Handelslinien mit vielen Handelspartnern erschöpft
- Aufbau neuer Handelspartner dauert ca. 3-4 Monate, teilweise bis zu einem Jahr
- Interne Limitierungen



Preisentwicklung - Herausforderungen

Auswirkung auf Direktvermarktung

- Hohe Strompreise führen zu deutlich höheren Ausgleichsenergiekosten
- Grafik zeigt Preisentwicklung regelzonenübergreifender Bilanzierungsausgleich (reBAP)





Preisentwicklung - Herausforderungen

Auswirkung auf Direktvermarktung

- Hohe Strompreise führen zu deutlich höheren Marktwertvor- bzw. –nachteilen
- Deutlich geänderte Direktvermarktungsentgelte für 2023
- Vermarktungsentgelte werden auf Basis des aktuellen Marktniveaus berechnet
- Einführung von “dynamischen Entgelten” mit Kopplung am Marktwert oder Spotpreis
 - Fixes Direktvermarktungsentgelt mit Preisanpassung in besonderen Marktlagen
 - Marktwert-Index
 - Spot-Index
- Index-Produkte bieten die Chance an fallenden Marktpreisen zu partizipieren



4

Produktvarianten



Produktvarianten

Fixes Direktvermarktungsentgelt

- Klassisches fixes Direktvermarktungsentgelt in €/MWh
- Regelung der “Preisanpassung in besonderen Marktlagen” Ende 2021 neu eingeführt
- Besondere Marktlage liegt vor, wenn technologiespezifischer Monatsmarktwert > Anzulegender Wert
- In den Fällen erhöht sich das Vermarktungsentgelt um 5% aus der Differenz von Anzulegendem Wert zu Monatsmarktwert
- Mit der Regelung sollen die erhöhten Ausgleichsenergiekosten bei gestiegenen Spotmarktpreisen kompensiert werden

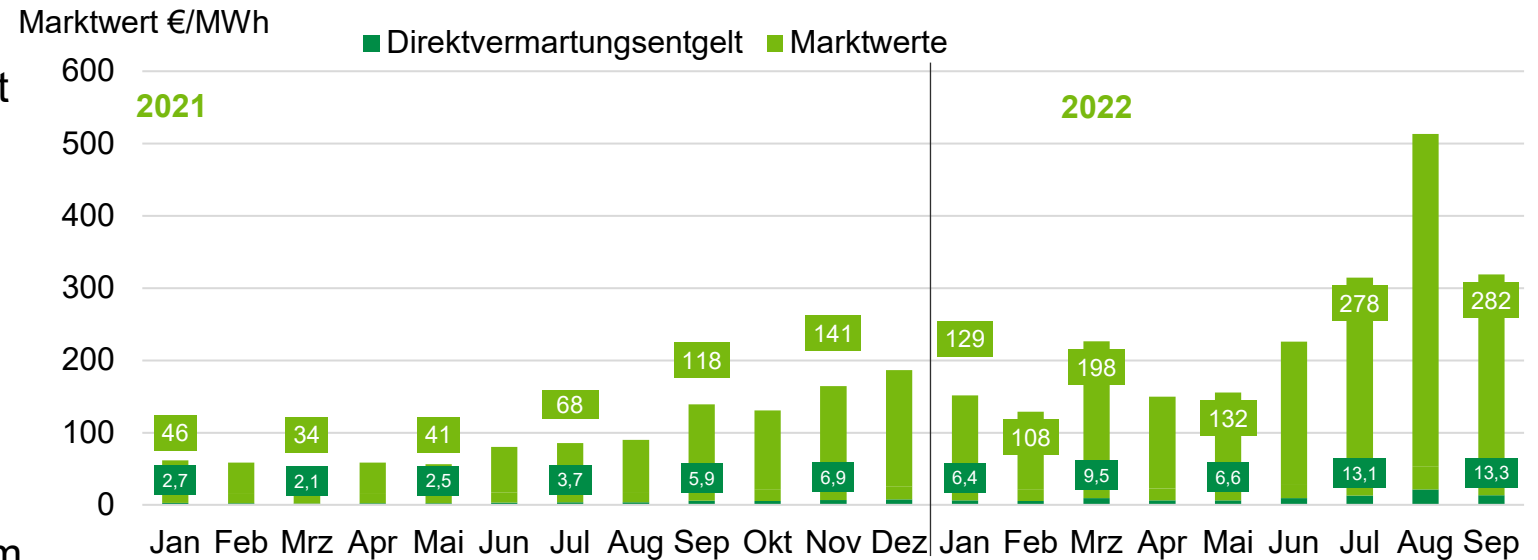
- Bsp.: Vergütung = Monatsmarktwert Wind onshore - 4,20 in €/MWh (zzgl. Preisanpassung besondere Marktlage)



Produktvarianten

Marktwert-Index

- Monatliches Vermarktungsentgelt ist an den energieträgerspezifischen Monatsmarktwert gekoppelt
- Index enthält:
 - Marktwertvor- bzw. -nachteil der jeweiligen Anlage in % vom Monatsmarktwert
 - Spezifische Ausgleichsenergiekosten in % vom Monatsmarktwert
- Regelung der “Preisanpassung in besonderen Marktlagen” entfällt
- Bsp.: Vergütung = Monatsmarktwert Wind onshore - (4,5% x Monatsmarktwert Wind onshore) – 1,50 in €/MWh





Produktvarianten

Spot-Index

- Vermarktungsentgelt ist an den EPEX Spot Preis (Preis der Day-Ahead-Auktion EPEX Spot) gekoppelt
- Index enthält:
 - Spezifische Ausgleichsenergiekosten in % vom EPEX Spot Preis
- Marktwertigkeit der Anlage verbleibt beim Betreiber (keine Auszahlung Monatmarktwert)
- Keine Weitergabe negativer Spotmarktpreise
- Regelung der “Preisanpassung in besonderen Marktlagen” entfällt

- Bsp.: Vergütung = EPEX Spot - (X% x EPEX Spot) – Z in €/MWh



Vielen Dank!

Mike Kutzner

BayWa r.e. Energy Trading GmbH
Leiter Key Account Management
m.kutzner@baywa-re.com



Copyright

© Copyright BayWa r.e. AG, 2022

The content of this presentation (including text, graphics, photos, tables, logos, etc.) and the presentation itself are protected by copyright. They were created by BayWa r.e. AG independently.

Any dissemination of the presentation and/or content or parts thereof is only permitted with written permission by BayWa r.e. Without written permission of BayWa r.e., this document and/or parts of it must not be passed on, modified, published, translated or reproduced, either by photocopies, or by others – in particular by electronic procedures. This reservation also extends to inclusion in or evaluation by databases. Infringements will be prosecuted.