

Direktvermarktung

You'll never walk alone

26. und 28. August 2025

Michael Schilling und Hanno Mieth
Vattenfall Energy Trading GmbH

Direktvermarktung – You'll never walk alone

You'll never walk alone – Du wirst Deinen Weg nie allein gehen

Das Lied „**You'll never walk alone**“ erlangte 1963 durch die englische Band Gerry and the Peacemakers **Weltruhm**. Der Song handelt von Hoffnung, Vertrauen und Solidarität.

Ursprünglich ist das Lied Teil des **Broadway-Musicals Carousel** aus dem Jahr 1945. Erzählt wird darin die Geschichte eines Karussellarbeiters, der aus finanzieller Not einen Raubüberfall begeht. Er will die Zukunft seiner Frau und ihres ungeborenen Kindes absichern und stirbt dabei.

Inzwischen ist es eine **Fußball-Hymne**, die in vielen Stadien von den Fans vor den Spielen angestimmt werden – z.B. beim FC Liverpool und Borussia Dortmund.

Songtext

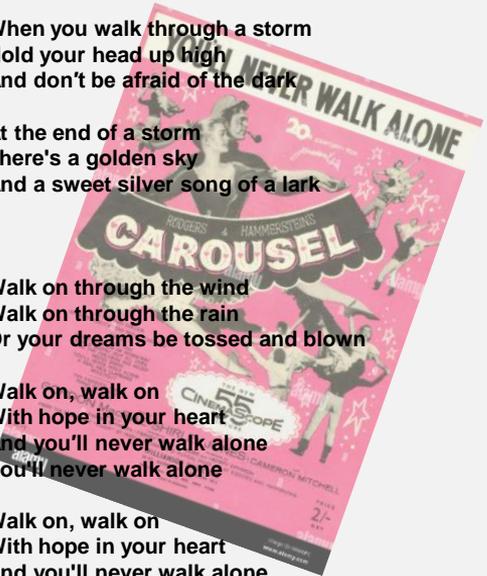
When you walk through a storm
Hold your head up high
And don't be afraid of the dark

At the end of a storm
There's a golden sky
And a sweet silver song of a lark

Walk on through the wind
Walk on through the rain
Or your dreams be tossed and blown

Walk on, walk on
With hope in your heart
And you'll never walk alone
You'll never walk alone

Walk on, walk on
With hope in your heart
And you'll never walk alone
You'll never walk alone



Agenda

- **Entwicklung der Erneuerbaren Energie in Deutschland**
- **Direktvermarktung und Marktwertisiko**
- **Nichtverfügbarkeiten – warum Mitteilungen so wichtig sind**
- **reBAP – Entwicklung der Ausgleichsenergiepreise**
- **Umstellung EPEX auf 1/4h-Day-Ahead**
- **Preiszonensplitting – update**
- **Regulatorische Änderungen (EnWG-E – Redispatch)**
- **Zusammenfassung**
- **Ihre Fragen**



Agenda

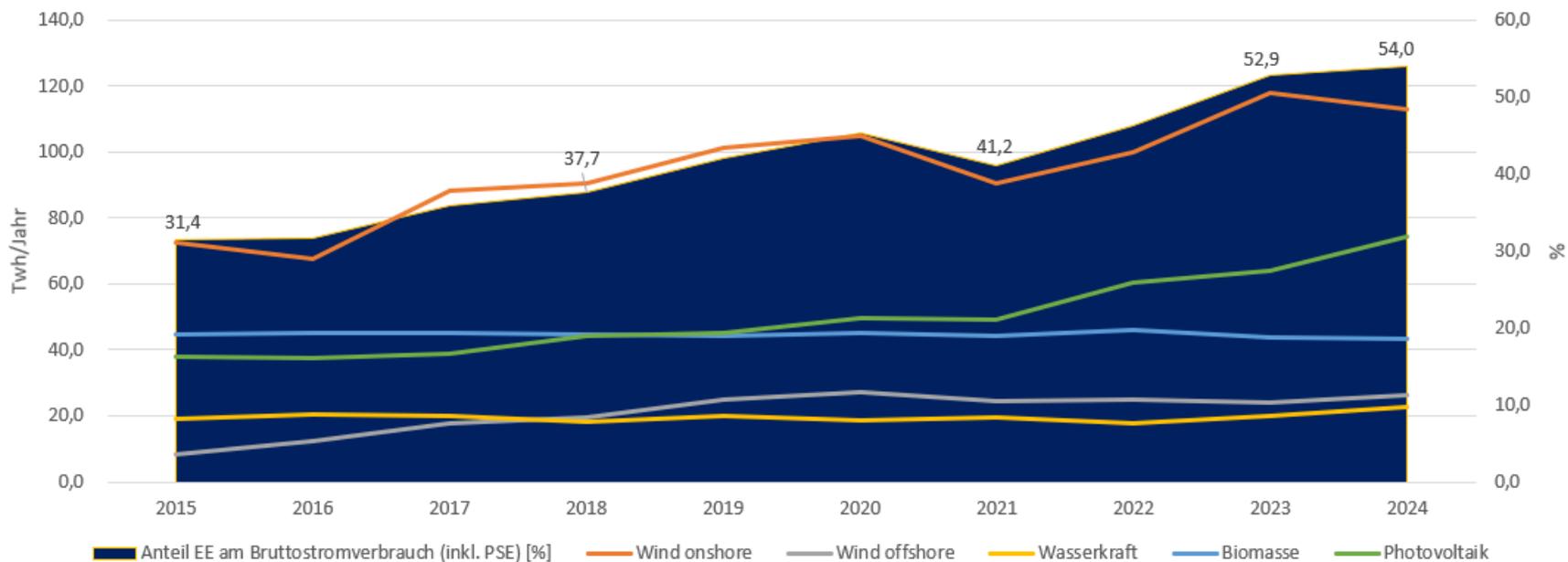
- **Entwicklung der Erneuerbaren Energie in Deutschland**
- Direktvermarktung und Marktwertisiko
- Nichtverfügbarkeiten – warum Mitteilungen so wichtig sind
- reBAP – Entwicklung der Ausgleichsenergiepreise
- Umstellung EPEX auf 1/4h-Day-Ahead
- Preiszonensplitting – update
- Regulatorische Änderungen (EnWG-E – Redispatch)
- Zusammenfassung
- Ihre Fragen



1. Entwicklung der Erneuerbaren Energie in Deutschland

Entwicklung der EE-Erzeugung

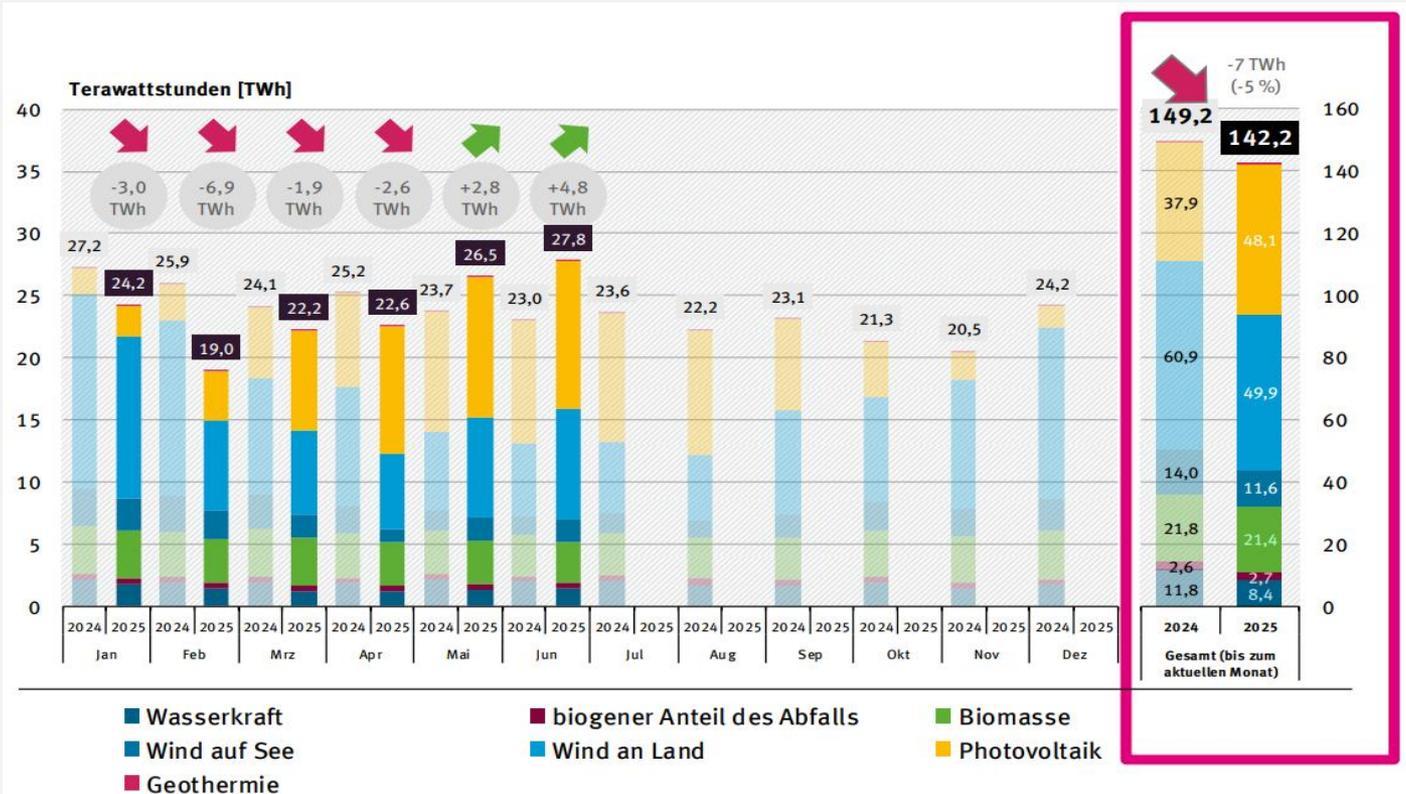
Anteile der EE an der Stromerzeugung



Quelle: <https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/zusatzinformationen/>

1. Entwicklung der Erneuerbaren Energie in Deutschland

Entwicklung der EE-Erzeugung



Quelle: https://aq-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/Erneuerbare_Halbjahr2025_AGEE-Stat.pdf

1. Entwicklung der Erneuerbaren Energie in Deutschland

Notwendige Entwicklung der EE

Abb. 5: Gesamtleistung solare Strahlungsenergie
Bruttoleistung in Megawatt [MW]

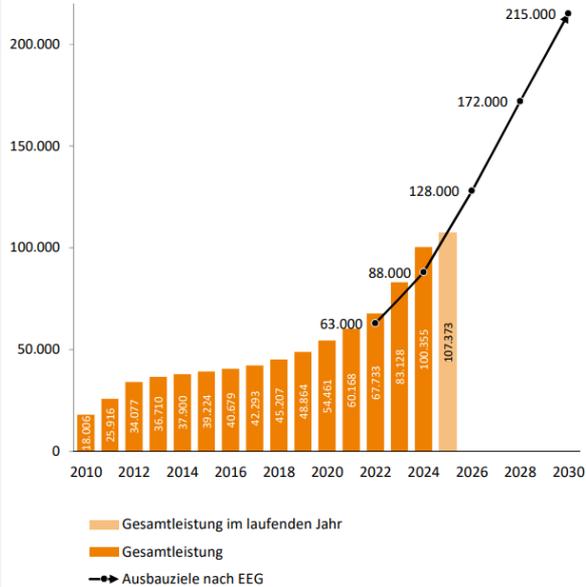


Abb. 6: Gesamtleistung Windenergie an Land
Bruttoleistung in Megawatt [MW]

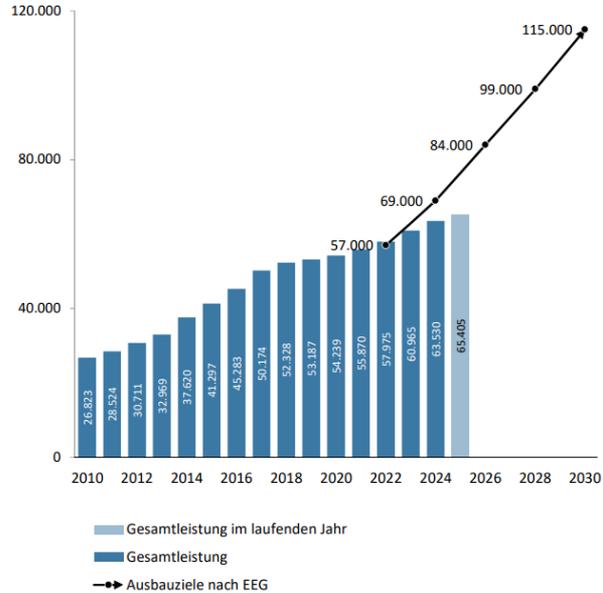
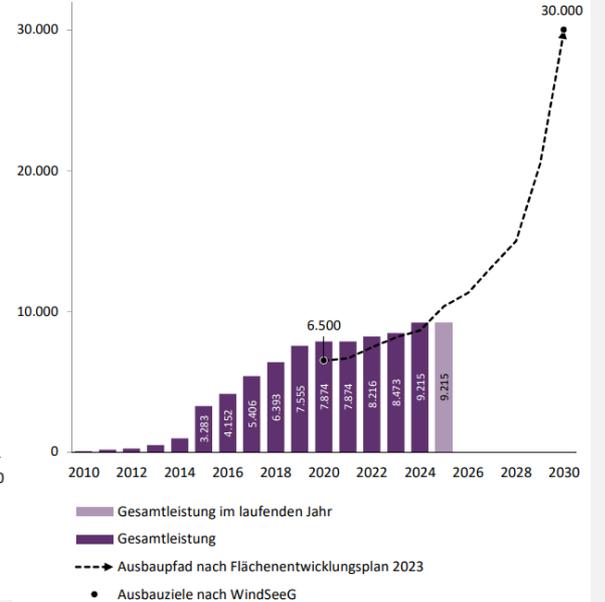


Abb. 7: Gesamtleistung Windenergie auf See
Bruttoleistung in Megawatt [MW]



Quelle: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/EE-Statistik/DL/EEStatistikMaSIR.pdf?__blob=publicationFile&v=36

1. Entwicklung der Erneuerbaren Energie in Deutschland

Notwendige Entwicklung der EE

Abb. 1: Monatlicher Nettozubau Solare Strahlungsenergie

Bruttoleistung in Megawatt [MW]

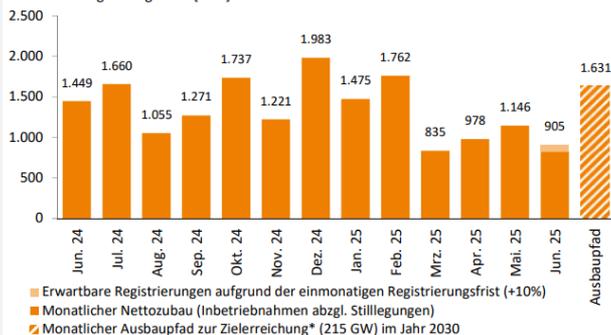


Abb. 2: Monatlicher Nettozubau Windenergie an Land

Bruttoleistung in Megawatt [MW]

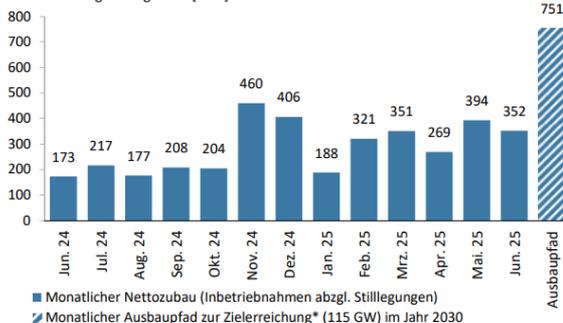
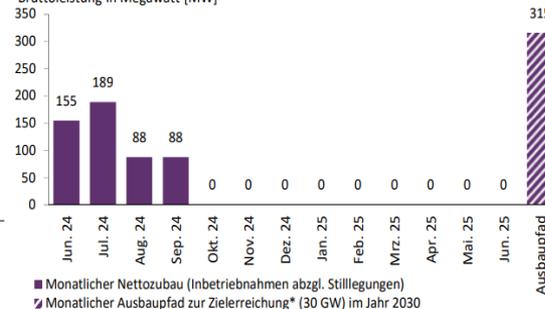


Abb. 3: Monatlicher Nettozubau Windenergie auf See

Bruttoleistung in Megawatt [MW]



Quelle: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/EE-Statistik/DL/EEStatistikMaStR.pdf?__blob=publicationFile&v=36

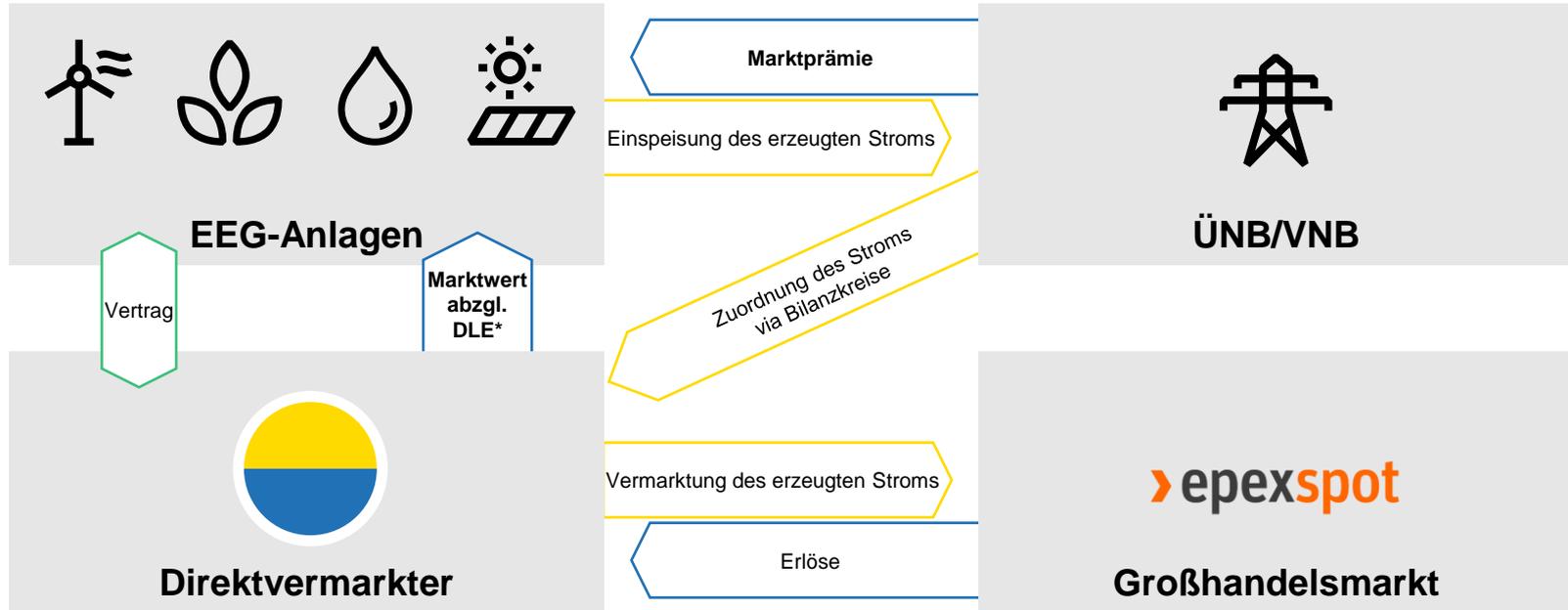
Agenda

- Entwicklung der Erneuerbaren Energie in Deutschland
- **Direktvermarktung und Marktwertisiko**
- Nichtverfügbarkeiten – warum Mitteilungen so wichtig sind
- reBAP – Entwicklung der Ausgleichsenergiepreise
- Umstellung EPEX auf ¼h-Day-Ahead
- Preiszonensplitting – update
- Regulatorische Änderungen (EnWG-E – Redispatch)
- Zusammenfassung
- Ihre Fragen



2. Direktvermarktung und Marktwertisiko

Direktvermarktung Funktionsweise

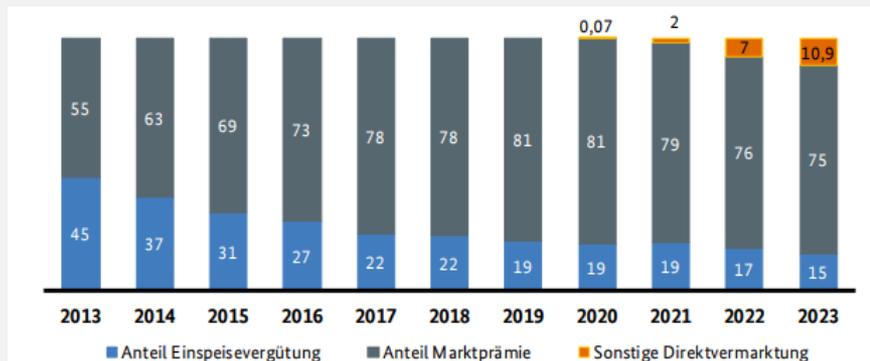


* Dienstleistungsentgelt

2. Direktvermarktung und Marktwertisiko

Entwicklung der DV

Anteil der Vermarktungsformen
an der eingespeisten Jahresarbeit in Prozent



Eingespeiste Jahresarbeit nach Vermarktungsform
und Energieträger für das Jahr 2023

	alle in GWh	Einspeisevergütung		Marktprämie	
		in GWh	Anteil in Prozent	in GWh	Anteil in Prozent
Wasserkraft	5.514	797	14%	3.405	62%
Gase ^[1]	698	49	7%	384	55%
Biomasse	37.057	1.817	5%	32.667	88%
Geothermie	193	4	2%	188	98%
Wind an Land	116.067	541	0%	97.688	84%
Wind auf See	23.555	143	1%	22.129	94%
Solar	52.932	30.846	58%	19.124	36%
Gesamt	236.015	34.198	14%	175.585	74%

[1] Deponie-, Klär- und Grubengas

Quelle: <https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2024.pdf>

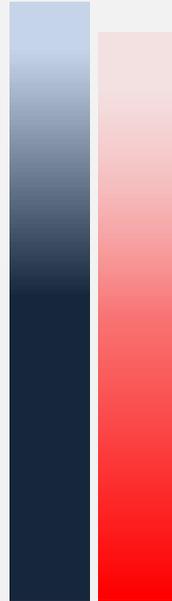
2. Direktvermarktung und Marktwertisiko

Direktvermarktung - Kalkulation

Der Direktvermarkter muss sowohl die zukünftigen **Erlöse** als auch die **Kosten** abschätzen:

- Erlöse durch **Vermarktung** an der EPEX Spot:
 - wetterabhängig
 - standortabhängig
 - technikabhängig
 - Berücksichtigung von Auflagen
- Erlöse durch **Optimierung** am Intraday-Markt mittels marktbedingten Abregelungen
- Erlöse durch das **Dienstleistungsentgelt**
- ggf. Erlöse durch
 - REMIT-Übernahme
 - erhöhten Aufwand bei anhaltend schlechter IST-Datenqualität der EEG-Anlage

Marktwertisiko!



- Kosten der **Vergütung an Anlagenbetreiber**
 - der Einspeisemengen (energieträgerspez. Monatsmarktwert)
 - ggf. bei RD2.0-Maßnahmen des VNB
 - bei marktbedingten Abregelungen
- Kosten der Risikoübernahme hinsichtlich Entwicklung der **Ausgleichsenergiepreise**
- Kosten der **Abwicklung**
 - Prognose inhouse
 - Marktkommunikation
 - RD2.0
 - ggf. REMIT

Ausgleichsenergieisiko!

2. Direktvermarktung und Marktwertisiko

Marktwert - Einflussfaktoren

Der Marktwert ist der **spezifische Erlös je erzeugter Megawattstunde** innerhalb eines Jahres und abhängig von verschiedenen Faktoren.

Das **Marktwertisiko**, d.h. die **negative Abweichung** zwischen den **prognostizierten und den realisierten (zukünftigen) Erlösen**, ist das größte Risiko in der Direktvermarktung.

Eine **gute Datengrundlage** zu den EE-Anlagen und Einspeisezeitreihen sowie präzise Analyse- und Prognosetools sowohl für die Preisentwicklung als auch für die standortabhängigen und energieträgerspezifischen Erzeugungsprofile reduzieren das Risiko und sind essentiell wichtig.

Allgemein:

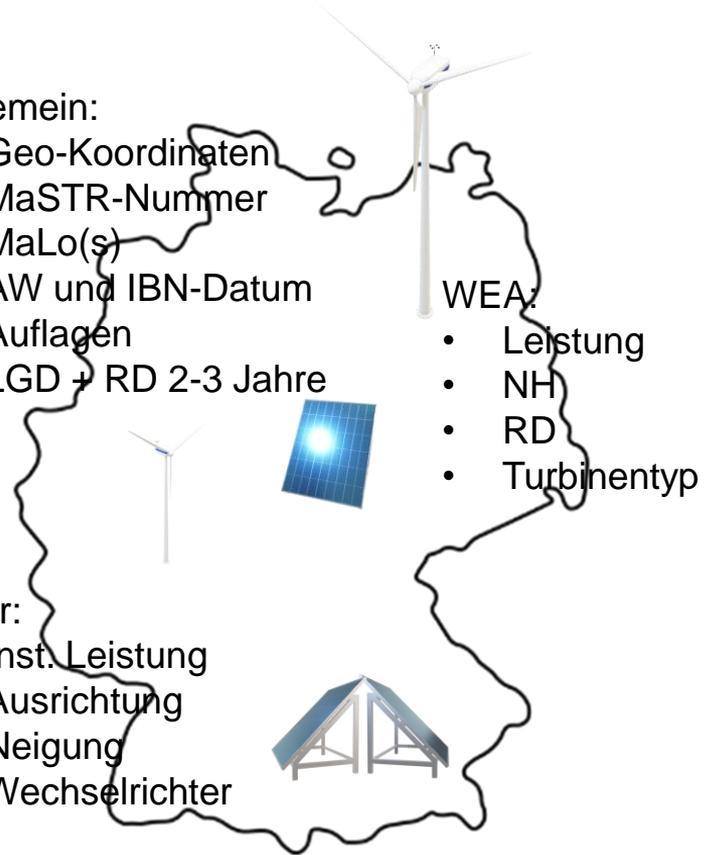
- Geo-Koordinaten
- MaSTR-Nummer
- MaLo(s)
- AW und IBN-Datum
- Auflagen
- LGD + RD 2-3 Jahre

WEA:

- Leistung
- NH
- RD
- Turbinentyp

Solar:

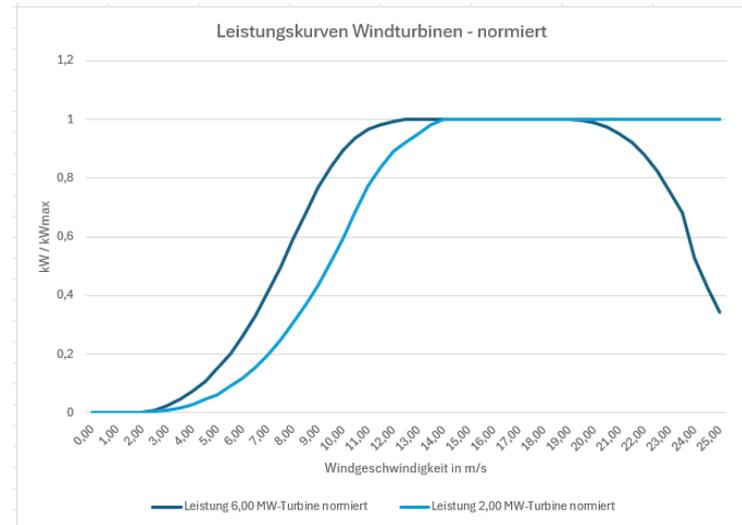
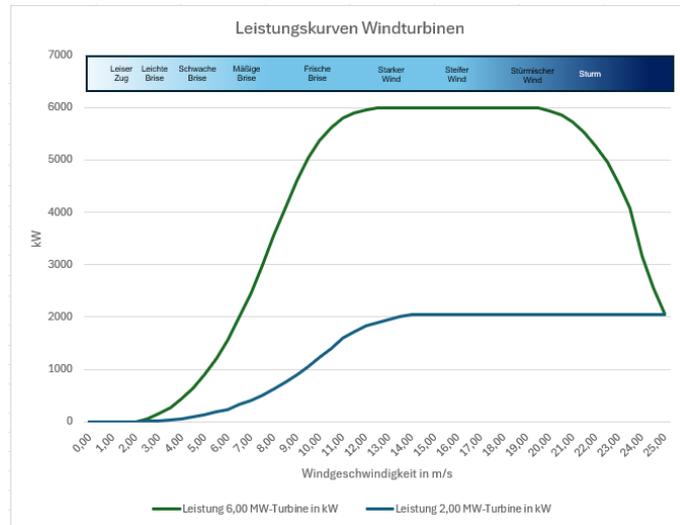
- Inst. Leistung
- Ausrichtung
- Neigung
- Wechselrichter



2. Direktvermarktung und Marktwertisiko

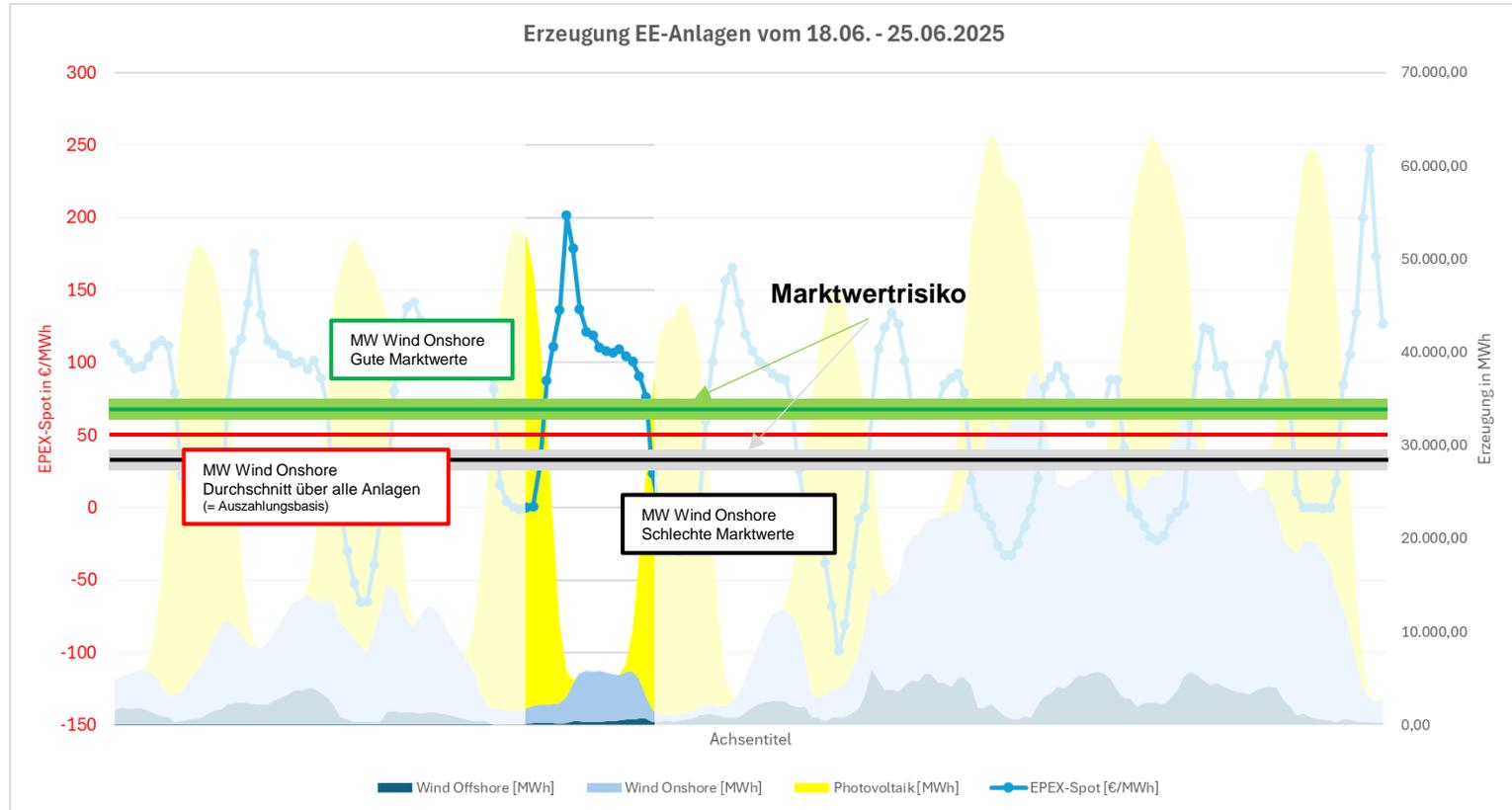
Marktwert – Einflussfaktor Turbine

Neue leistungsstarke Windturbinen (z.B. 6,0 MW, NH>150 m, RD 160-180 m) haben bereits bei niedrigen Windgeschwindigkeiten einen signifikant höheren Ertrag als ältere Turbinentypen (z.B. 2,0 MW, NH 100 m, RD 70-80 m). Die Wahrscheinlichkeit, dass diese Anlagen bereits bei höheren Spotpreisen (= wenig Windaufkommen) einspeisen, ist relativ hoch und der Marktwert steigt (und vice versa)!



2. Direktvermarktung und Marktwertisiko

Marktwertisiko



Quelle Daten: <https://www.smard.de/>

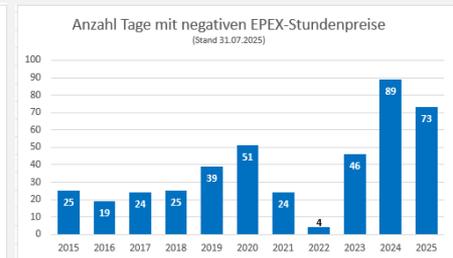
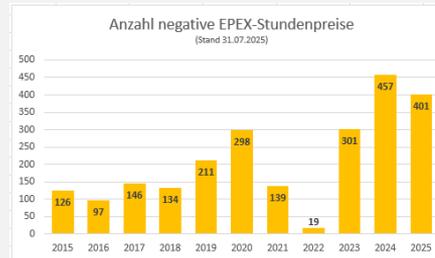
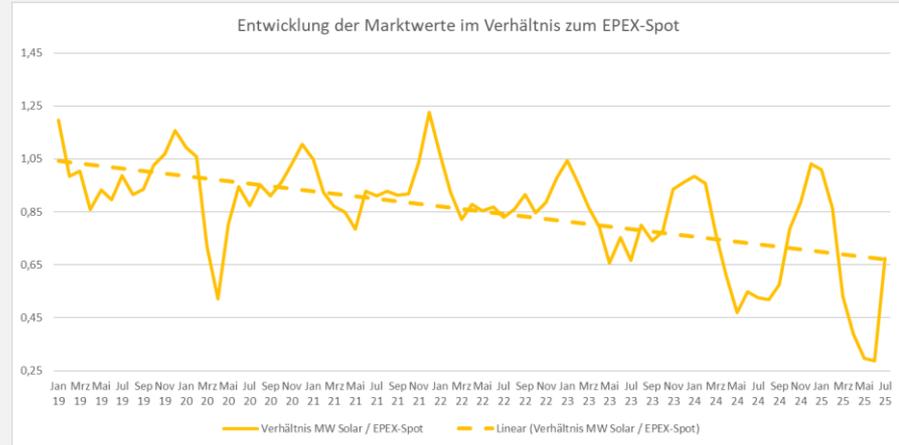
2. Direktvermarktung und Marktwertisiko

Marktwertisiko - Entwicklung

Mit steigendem EE-Ausbau sinken die energieträgerspezifischen Marktwerte – der **Kannibalisierungseffekt**.

Wir erwarten, dass sich dieser Trend fortsetzt und ggf. an Dynamik gewinnt!

Die **Anzahl der Stunden mit negativen EPEX-Preisen** nimmt weiterhin zu und belastet sowohl die Refinanzierung der EE-Projekte als auch die Vermarktungsmöglichkeiten der erzeugten EE-Mengen.



Agenda

- Entwicklung der Erneuerbaren Energie in Deutschland
- Direktvermarktung und Marktwertisiko
- **Nichtverfügbarkeiten – warum Mitteilungen so wichtig sind**
- reBAP – Entwicklung der Ausgleichsenergiepreise
- Umstellung EPEX auf 1/4h-Day-Ahead
- Preiszonensplitting – update
- Regulatorische Änderungen (EnWG-E – Redispatch)
- Zusammenfassung
- Ihre Fragen



3. Nichtverfügbarkeiten – warum Mitteilungen so wichtig sind

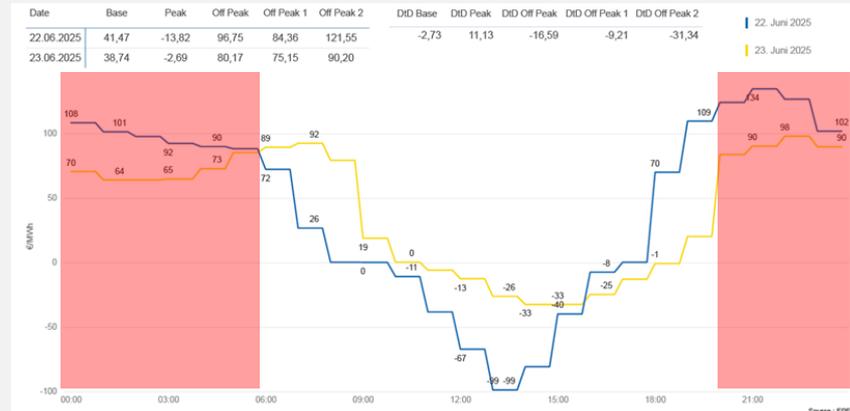
Marktwertisiko – Auflagen

Auch **Auflagen bei dem Betrieb von EE-Anlagen** (speziell betroffen sind WEA) beeinflussen den Marktwert!

Art der Auflage	vorhanden ja / nein	Zeitraum Datum		Zeitraum Uhrzeit		Leistungsabsenkung auf
		von	bis	von	bis	
Fledermausabschaltung	ja	01.06.	30.09.	1h vor SU	1h nach SA	500 kW
Vogelflugabsenkung	nein					
Schattenwurfabsenkung	nein					
Schallschutzabsenkung	nein					
Ernte/Mahd-Abschaltung	nein					
Eiswurfabschaltung	nein					



Informationen über Art und Umfang sind bereits für die Angebotserstellung wichtig sowie natürlich bei der Vermarktung der Anlagen.



Agenda

- Entwicklung der Erneuerbaren Energie in Deutschland
- Direktvermarktung und Marktwertisiko
- Nichtverfügbarkeiten – warum Mitteilungen so wichtig sind
- **reBAP – Entwicklung der Ausgleichsenergiepreise**
- Umstellung EPEX auf 1/4h-Day-Ahead
- Preiszonensplitting – update
- Regulatorische Änderungen (EnWG-E – Redispatch)
- Zusammenfassung
- Ihre Fragen



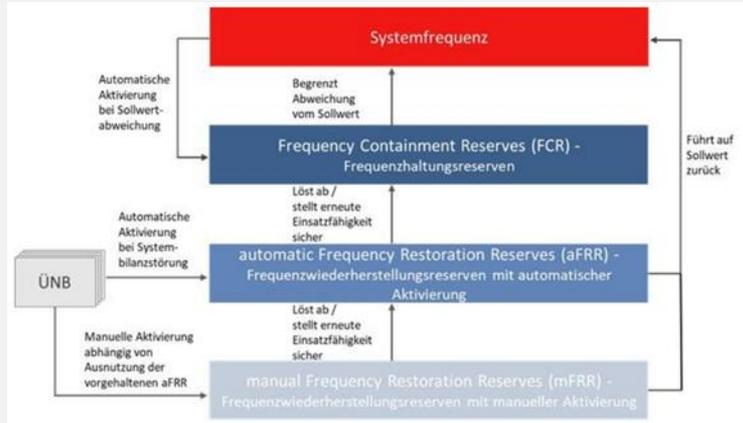
4. reBAP – Entwicklung der Ausgleichsenergiepreise

Direktvermarktung - AE-Risiko I

„Zwei Seiten einer Münze“: Regel- und Ausgleichsenergie

Regelenergie: Um ein **stabiles Stromnetz** zu gewährleisten, muss die Leistungsbilanz von Stromentnahmen und Stromeinspeisungen jederzeit ausgeglichen sein. Abweichungen resultieren in Schwankungen der **Netzfrequenz**.

Zum **Ausgleich von Leistungsdefiziten oder -überschüssen** halten die Übertragungsnetzbetreiber Regelreservekapazitäten bzw. **Regelleistung** vor und setzen diese in Form von **Regelarbeit** ein.



Alte Bezeichnungen: FCR = Primärregelreserve (PRL); aFRR = Sekundärregelreserve (SRL); mFRR = Minutenreserve (MRL)

Quelle Grafik: [Beschreibung von Konzepten des Systemausgleichs und der Regelreservemärkte in Deutschland](#)



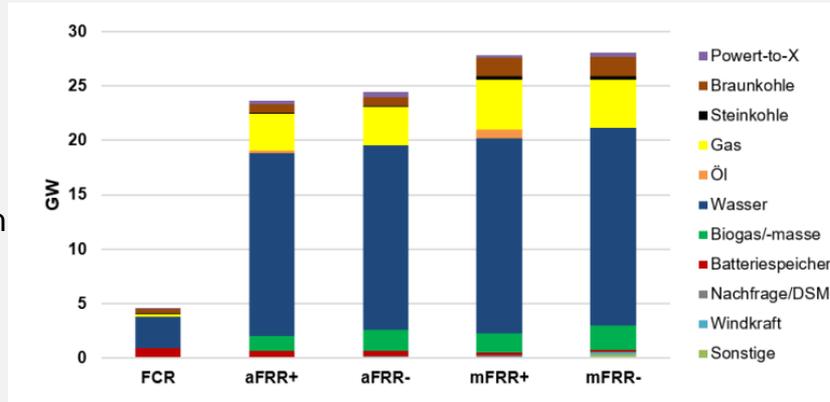
4. reBAP – Entwicklung der Ausgleichsenergiepreise

Direktvermarktung - AE-Risiko I

„Zwei Seiten einer Münze“: Regel- und Ausgleichsenergie

Regelenergie: Regelreserveanbieter müssen den **Nachweis zur Erfüllung** der technischen Anforderungen für die Bereitstellung der unterschiedlichen Regelreservequalitäten erbringen (**Präqualifikation**).

Neben der technischen Kompetenz muss eine ordnungsgemäße Erbringung der Regelreserven unter betrieblichen Bedingungen und die wirtschaftliche Leistungsfähigkeit des potenziellen Anbieters gewährleistet sein.



Präqualifizierte Leistung (in GW) in Deutschland differenziert nach Erzeugungstechnologien und Richtung (Quelle: Regelleistung.net – Stand: Q4/2024)

Quelle Grafik: [Beschreibung von Konzepten des Systemausgleichs und der Regelreservemärkte in Deutschland](#)



4. reBAP – Entwicklung der Ausgleichsenergiepreise

Direktvermarktung - AE-Risiko I

„Zwei Seiten einer Münze“: Regel- und Ausgleichsenergie

Ausgleichsenergie: Durch **Bilanzierung aller Zählwerte** innerhalb eines Bilanzkreises stellt der ÜNB für **jeden Bilanzkreis und für jede viertelstündliche Bilanzierungsperiode** fest, welches Bilanzungleichgewicht sich ergeben hat.

Das **Ungleichgewicht eines Bilanzkreises entspricht der Ausgleichsenergie**, die der Bilanzkreis in Anspruch genommen oder geliefert hat. Die Abrechnung erfolgt durch den ÜNB an die Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) auf Basis eines **für jede Viertelstunde** separat ermittelten, mit dem jeweiligen Bilanzkreissaldo zu multiplizierenden **Ausgleichsenergiepreises**.

Dieser **Preis**, der positiv oder negativ sein kann, wird **bundesweit** für alle in Anspruch genommenen Ausgleichsenergiemengen (Über- sowie Unterspeisungen) **einheitlich** angewendet.

Bilanzkreis	Entnahme/Einspeisung von Ausgleichsenergie	Vorzeichen reBAP	Finanzielle Auswirkung für BKV
Unterspeist	Entnahme	Positiv	Rechnung
Unterspeist	Entnahme	Negativ	Gutschrift
Überspeist	Einspeisung	Positiv	Gutschrift
Überspeist	Einspeisung	Negativ	Rechnung

Quelle: [Beschreibung von Konzepten des Systemausgleichs und der Regelreservemärkte in Deutschland](#)



4. reBAP – Entwicklung der Ausgleichsenergiepreise

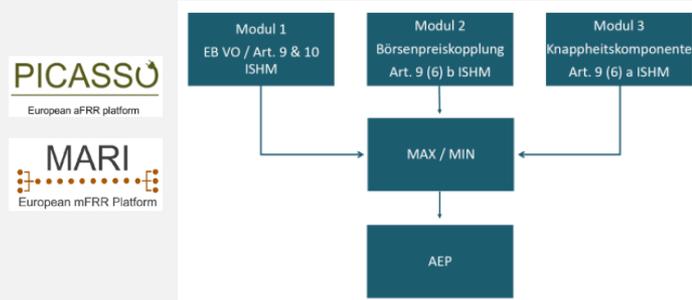
Direktvermarktung - AE-Risiko I

„Zwei Seiten einer Münze“: Regel- und Ausgleichsenergie

Ausgleichsenergie: Bis zum 21.06.2022 wurde der reBAP kostenbasiert berechnet. Im Grundsatz wurden dabei die in einer Viertelstunde aufgetretenen Regelarbeitskosten durch den Saldo der abgerufenen Regelarbeitsmengen dividiert.

Die Vorgaben einer EU-Leitlinie (EB VO) erforderten eine **Anpassung der Hauptkomponente der Ausgleichsenergiepreisberechnung**, die die ÜNB auch als „Modul 1“ bezeichnen.

Seitdem finden hauptsächlich die **Preise der europäischen Plattformen PICASSO** für aFRR und **MARI** für mFRR Eingang in die Berechnung des reBAP. Die Module 2 / 3 haben zusätzlich einen korrigierenden Einfluss auf den reBAP.



Abkürzungen:

reBAP = regelzonenübergreifender einheitlicher Bilanzausgleichsenergiepreis

MARI = Manually Activated Reserves Initiative

PICASSO = Platform for the International Coordination of the Automatic frequency restoration process and Stable System Operation

Quelle: [Beschreibung von Konzepten des Systemausgleichs und der Regelreservemärkte in Deutschland](#)



4. reBAP – Entwicklung der Ausgleichsenergiepreise

Direktvermarktung - AE-Risiko II

Die ÜNB sorgen in jeder 1/4h für eine ausgeglichene Bilanz von Stromerzeugung und –verbrauch. Abweichungen zwischen Prognose- und Ist-Daten werden dem BKV in Rechnung gestellt.

Die **durchschnittlichen Ausgleichsenergiepreise** sind nach dem extremen Jahr 2022 wieder sukzessive gesunken, verharren seit 2023 aber auf einem gleichbleibendem Niveau.

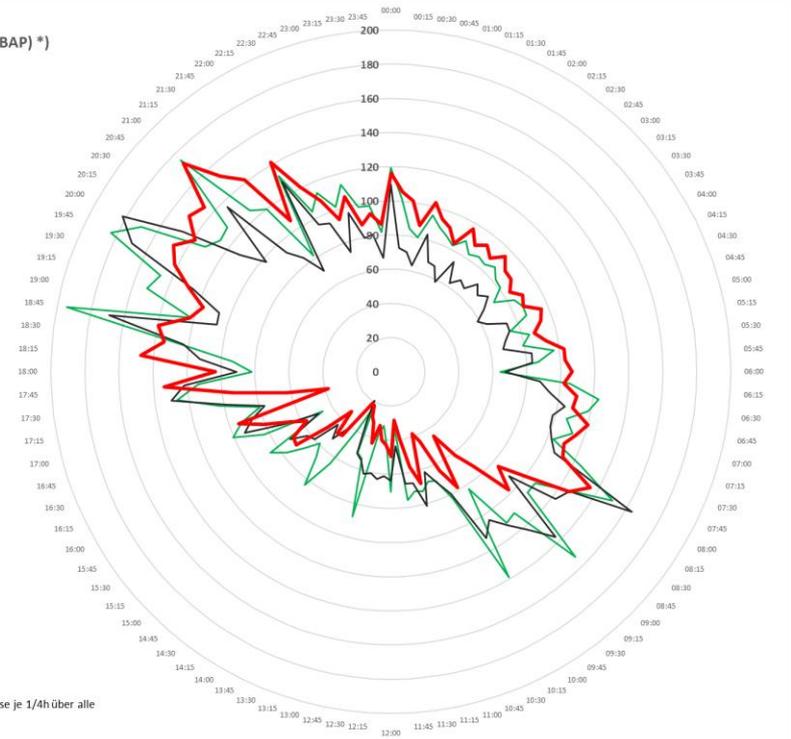
reBAP = regelzonenübergreifender einheitlicher Bilanzausgleichsenergiepreis

Entwicklung der Ausgleichsenergiepreise (reBAP) *)
in €/MWh

— 2023 — 2024 — 2025 (bis Juni)

Jahr	Durchschnittspreis reBAP [€/MWh]
2019	36,85
2020	33,43
2021	101,31
2022	216,39
2023	95,64
2024	85,77
2025 (bis Juni)	89,56

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

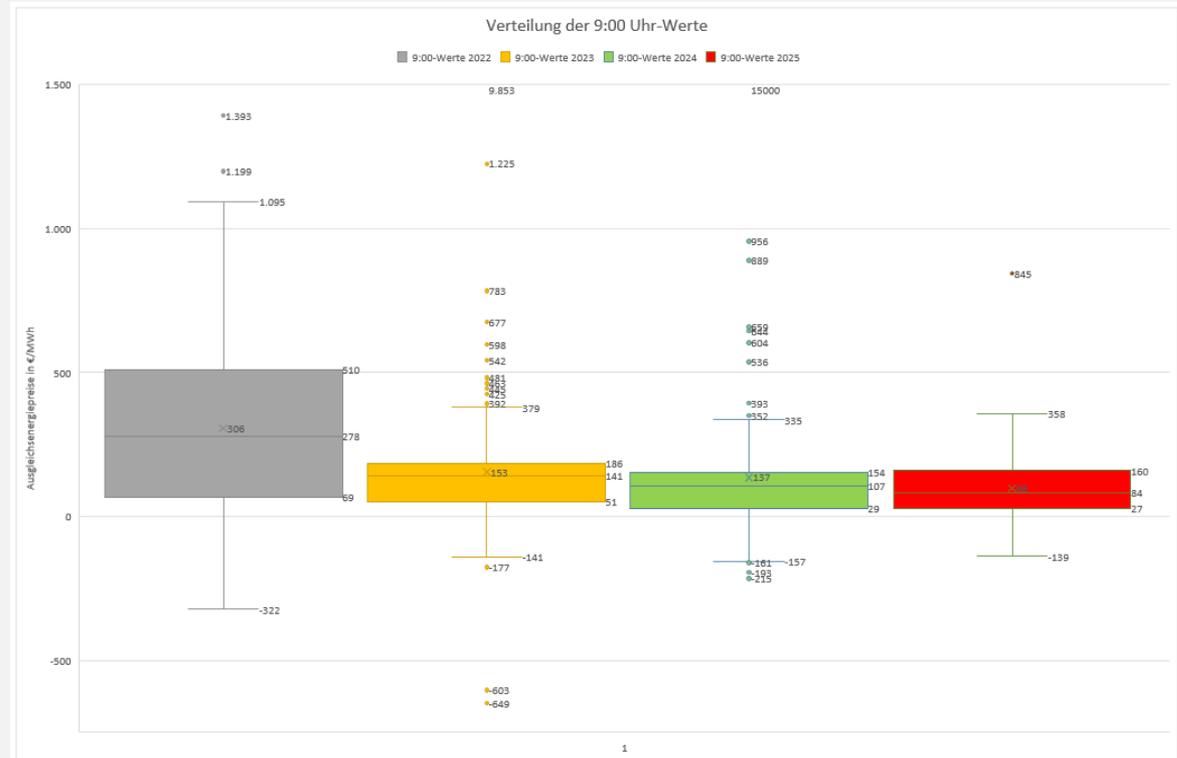


4. reBAP – Entwicklung der Ausgleichsenergiepreise

Direktvermarktung AE-Risiko III

Die **Schwankungsbreite der Ausgleichsenergiepreise** sinken ebenfalls seit 2022 und verharren seitdem auf einem gleichbleibendem Niveau.

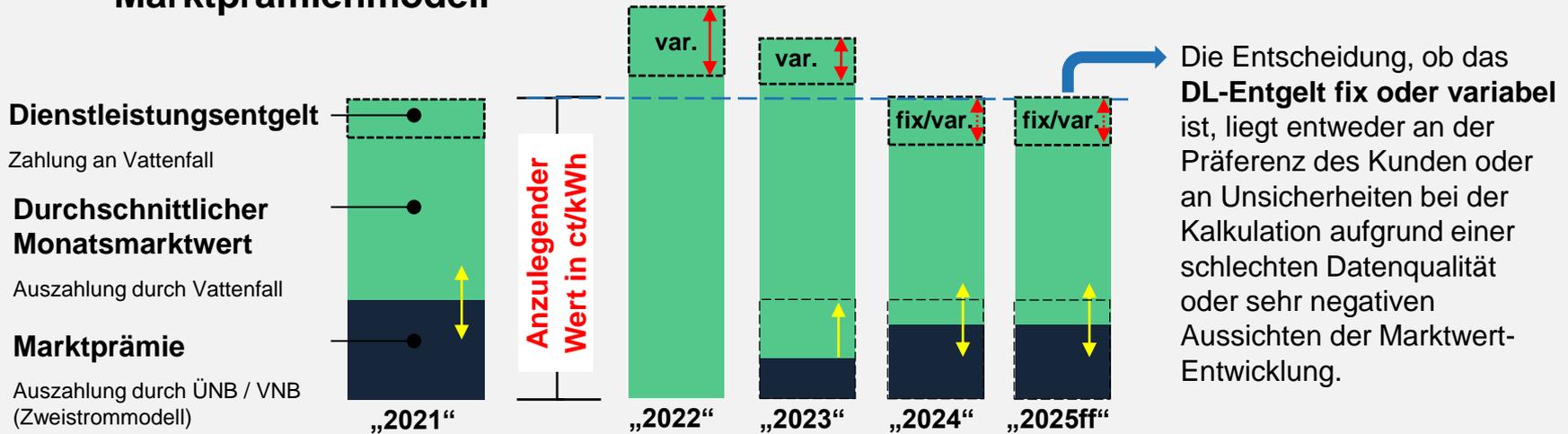
Daher ist eine **gute Prognosequalität** nach wie vor **unerlässlich** für eine erfolgreiche Vermarktung von EE-Anlagen.



5. Umstellung EPEX auf ¼h-Day-Ahead

Direktvermarktung – 2025ff

Marktprämienmodell



Agenda

- Entwicklung der Erneuerbaren Energie in Deutschland
- Direktvermarktung und Marktwertisiko
- Nichtverfügbarkeiten – warum Mitteilungen so wichtig sind
- reBAP – Entwicklung der Ausgleichsenergiepreise
- **Umstellung EPEX auf 1/4h-Day-Ahead**
- Preiszonensplitting – update
- Regulatorische Änderungen (EnWG-E – Redispatch)
- Zusammenfassung
- Ihre Fragen



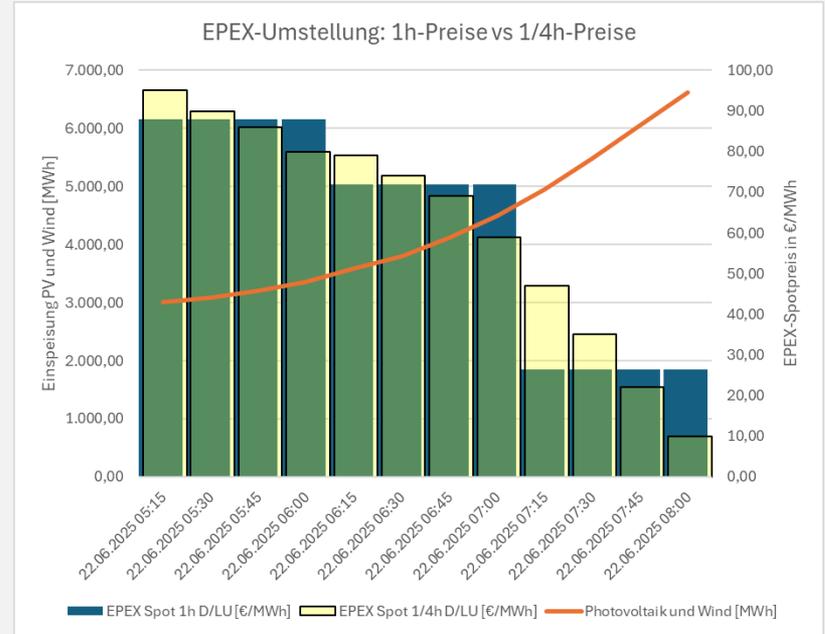
5. Umstellung EPEX auf ¼h-Day-Ahead

Marktwertrisiko – EPEX-Umstellung

Worum geht es? Bisher wurde an der EPEX Spot-Strombörse in der sogenannten **Day-Ahead-Auktion** Strom in **60-Minuten-Zeitintervallen** gehandelt. Diese werden nun auf **15 Minuten verkürzt**. Insbesondere die immer besser werdenden, viertelstundenscharfen Prognosen für die erneuerbaren Energien können dann in der Day-ahead-Auktion gehandelt werden.

Aktuell muss jeder Marktteilnehmer nach der Day-ahead-Auktion um 12 Uhr an einer weiteren Viertelstunden-Auktion um 15 Uhr (IDA1) teilnehmen, damit die **Beschaffung und Vermarktung viertelstundenscharf** erfolgen kann und er seiner **Bilanzkreistreue** gerecht wird.

Wann? Eigentlich sollte es schon am 11. Juni losgehen – doch die EPEX Spot hat dafür plädiert, die **Einführung des Viertelstundenhandels auf den 30. September** zu verschieben.



5. Umstellung EPEX auf ¼h-Day-Ahead

Marktwertrisiko – EPEX-Umstellung

Auf welcher Grundlage erfolgt die Umstellung?

Die Umstellung auf den Viertelstunden-Handel ist u.a. eine Verpflichtung aus dem **Clean Energy Package der EU** und gilt für alle nominierten Strommarktbetreiber (Nominated Electricity Market Operators, NEMO, in Deutschland die EPEX Spot) die am Single Day-ahead Coupling (SDAC) beteiligt sind.

Welche Auswirkungen werden erwartet? Alle Marktteilnehmer müssen sich auf das neue 15-Minuten-Intervall einstellen: **höherer Daten- und Rechenaufwand sowie Anpassungen der IT-Systeme, Prozesse und Verträge.**

Letztlich profitieren aber alle von einer präziseren Preisbildung und der besseren Integration von Flexibilität – der Markt, die Erneuerbaren und alle Marktakteure.

L 158/54

DE

Amtsblatt der Europäischen Union

14.6.2019

VERORDNUNG (EU) 2019/943 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES

vom 5. Juni 2019
über den Elektrizitätsbinnenmarkt
(Neufassung)
(Text von Bedeutung für den EWR)
Artikel 8

Handel an den Day-Ahead- und Intraday-Märkten

- (1) Die NEMO lassen zu, dass die Marktteilnehmer Energie möglichst echtzeitnah, zumindest jedoch bis zu dem Zeitpunkt der Schließung des zonenübergreifenden Intraday-Marktes, handeln.
- (2) Die NEMO bieten den Marktteilnehmern die Möglichkeit, Energie an den Day-Ahead- und Intraday-Märkten in zeitlichen Intervallen zu handeln, die mindestens so kurz sind wie das Bilanzkreisabrechnungszeitintervall.
- (3) Die NEMO stellen für den Handel in den Day-Ahead- und Intraday-Märkten Produkte zur Verfügung, die mit Mindestgebotsgrößen von 500 kW oder weniger klein genug sind, um die wirksame Beteiligung der Laststeuerung, der Energiespeicherung und kleiner Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen — auch durch direkte Teilnahme der Kunden — zu ermöglichen.
- (4) Bis zum 1. Januar 2021 beträgt das Bilanzkreisabrechnungszeitintervall in allen Fahrplangebieten 15 Minuten, sofern die Regulierungsbehörden keine Freistellung oder Ausnahme gewährt haben. Freistellungen dürfen nur bis zum 31. Dezember 2024 gewährt werden.

Wurde von allen nationalen Regulierungsbehörden eines Synchrongebiets eine Ausnahme gewährt, so beträgt das Bilanzkreisabweichungszeitintervall ab dem 1. Januar 2025 nicht mehr als 30 Minuten.

Abkürzungen: NEMO = Nominated Electricity Market Operator; in Deutschland die EPEX Spot

Quelle: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019R0943>,
<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017R2195>

Agenda

- Entwicklung der Erneuerbaren Energie in Deutschland
- Direktvermarktung und Marktwertisiko
- Nichtverfügbarkeiten – warum Mitteilungen so wichtig sind
- reBAP – Entwicklung der Ausgleichsenergiepreise
- Umstellung EPEX auf 1/4h-Day-Ahead
- **Preiszonensplitting – update**
- Regulatorische Änderungen (EnWG-E – Redispatch)
- Zusammenfassung
- Ihre Fragen



6. Preiszonensplitting – update

Preiszonensplitting - Hintergrund

Ziel der EU: Die Europäische Kupferplatte

Das Verfahren zur effizienten Nutzung der nur begrenzt verfügbaren Übertragungskapazitäten zwischen verschiedenen Ländern oder Gebotszonen wird als **Marktkopplung (Market Coupling)** bezeichnet. Es wird gemeinsam von den Übertragungsnetzbetreibern und den Strombörsen organisiert.

Die Bundesnetzagentur arbeitet gemeinsam mit den anderen europäischen Regulierungsbehörden und der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) an der Umsetzung der **Vorgaben der Europäischen Union** zur Marktkopplung.



Quelle: https://www.entsoe.eu/network_codes/bzr/

6. Preiszonensplitting – update

Preiszonensplitting - Hintergrund



Die **CACM^{*}-Verordnung** (VO (EU) 2015/1222) ist am 14.08.2015 in Kraft getreten. Die Verordnung schreibt gesamteuropäische Regeln für den vor- und untertägigen Stromhandel (kurzfristiger Handelsbereich) vor und legt die Berechnung und Zuweisung der grenzüberschreitenden Stromübertragungskapazitäten für diese Zeitbereiche fest.

U.a. werden die EU-ÜNB verpflichtet, eine gemeinsame Studie zu **alternativen Gebotszonenkonfigurationen** durchzuführen (**Bidding Zone Review**). Ziel ist die Beurteilung, ob neue Konfigurationen die wirtschaftliche Effizienz und die grenzüberschreitenden Handelsmöglichkeiten erweitern könnten.

Grenzen zwischen Gebotszonen sollten langfristige, strukturelle Überlastungen im EU-Übertragungsnetz widerspiegeln (nachgewiesen durch einen **dreijährlichen ENTSO-E-Bericht**).

*) CACM = Capacity Allocation and Congestion Management

Quellen: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK06/BK6_86_int_Strom/862_cacm/cacm_node.html

Clean Energy Package (CEP)



In 2019 the EU overhauled its energy policy framework to help us move away from fossil fuels towards cleaner energy - and, more specifically, to deliver on the EU's [Paris Agreement](#) commitments for reducing greenhouse gas emissions.

Energy performance
in buildings

Governance
regulation

Electricity
market design

Energy efficiency

Renewable energy

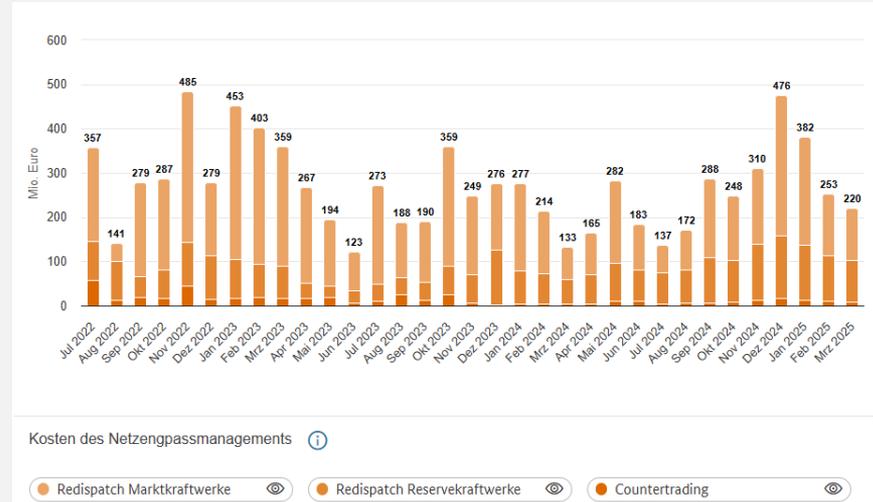
Quellen: https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans-package_en?prefLang=de

6. Preiszonensplitting – update

Preiszonensplitting – 2.BZR

Der Handlungsdruck seitens EU / ACER wächst...

- Aufgrund der **hohen RD-Kosten** und den **unerwünschten Ringflüssen** durch benachbarte Staaten/Gebotszonen, hat die **ACER** bereits im **August 2022** Vorschläge für eine **Aufteilung der deutschen Gebotszone** gemacht.
- Es sollten **4 Alternativen** mit 2 – 5 innerdeutschen Gebotszonen von den ÜNB bewertet werden.
- Maßstab waren 22 Kriterien hinsichtlich Netzsicherheit, Markteffizienz, Stabilität und Robustheit sowie den Auswirkungen auf die Energiewende.
- Die **Ergebnisse des Bidding Zone Reviews (BZR)** wurden Ende April 2025 veröffentlicht.



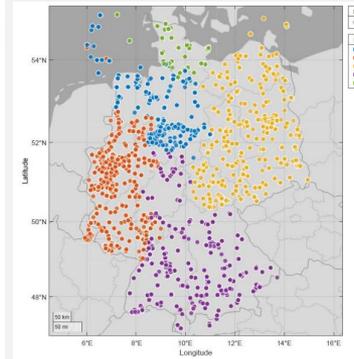
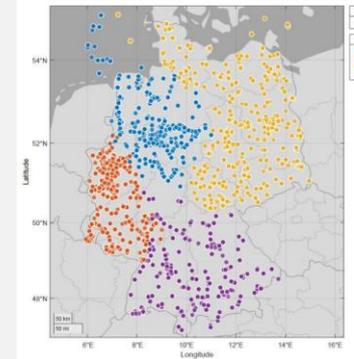
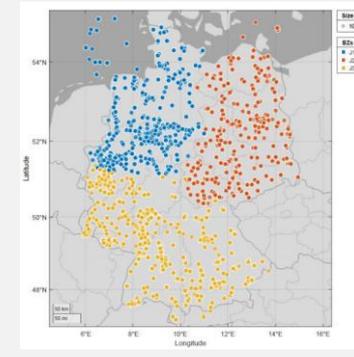
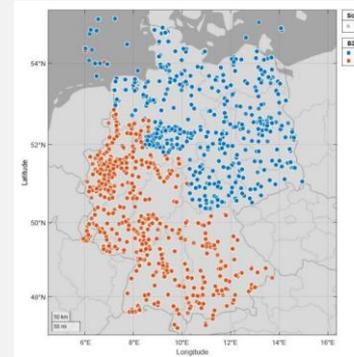
Balkendiagramm <https://www.smard.de/page/home/topic-article/216804/217642/uneinheitliche-entwicklungen>

6. Preiszonensplitting – update

Preiszonensplitting – Ergebnisse

Ergebnisse des 2.BZR für die Region Zentraleuropa:

- „Die **Simulationsergebnisse** zeigen eine **höhere Wirtschaftlichkeit** für alle deutsch-luxemburgischen Split-Konfigurationen (**zwischen 251 und 339 Millionen Euro für das Zieljahr 2025**), wobei die Aufteilung Deutschland-Luxemburgs in **fünf BZs** unter den analysierten Alternativkonfigurationen hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit **am besten** abschneidet.
- Die niederländische Split-Konfiguration zeigt ebenfalls einen leicht positiven Effekt auf die Wirtschaftlichkeit (9 Millionen Euro für das Zieljahr 2025).
- Die französischen und italienischen Alternativkonfigurationen zeigen einen negativen Effekt auf die Wirtschaftlichkeit.“



6. Preiszonensplitting – update

Preiszonensplitting – 70%-Ziel

Grenzüberschreitenden Stromhandel fördern bedeutet im Sinne der EU-Verordnung 2019/943:

- Die **ÜNB** dürfen die den Marktteilnehmern zur Verfügung zu stellende **Verbindungs-kapazität nicht beschränken**, um einen Engpass in ihrer eigenen Gebotszone zu beheben oder um Stromflüsse zu bewältigen, die aufgrund von Transaktionen innerhalb der Gebotszonen entstanden sind.
- Diese Vorgabe gilt als erfüllt, wenn mindestens **70% der Übertragungskapazität** sämtlicher Netzelemente für Stromimporte, -exporte oder -transite auf dem Day-ahead-Markt **bis 31.12.2025 zur Verfügung gestellt werden**.
- Nachweis des Fortschritts durch jährlichen Bericht der deutschen ÜNB auf Basis des „Aktionsplan Gebotszone“ vom 28.12.2019 des BMWK.

Grenze		% der Kapazität pro CNE (Core) oder Grenze (Hansa)						
		2020	2021	2022	2023	2024	2025	Ab 31.12.2025
CWE/CEE bzw. Core		11,5	21,3	31,0	40,8	50,5	60,3	70,0
DE-DK1		23,9	31,6	39,4	47,0	54,6	62,3	70,0
DE-DK2	Kontek	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0
	KF CGS ⁶	0	11,7	23,3	35,0	46,7	58,3	
DE-NO2		0	11,7	23,3	35,0	46,7	58,3	70,0
DE-SE4 ⁷		41,4	46,2	50,9	55,7	60,5	65,2	70,0

Die **BNetzA** hat die Einhaltung des linearen Verlaufsplans zur Erreichung des **70%-Ziels für das Jahr 2023** überprüft, bestätigt und **genehmigt**. **Die Genehmigung für das Jahr 2024 steht noch aus!**

Quellen: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/A/aktionsplan-gebotszone.pdf?__blob=publicationFile&v=3;
https://www.netztransparenz.de/xspproxy/api/staticfiles/ntp-relaunch/dokumente/strommarktdesign/clean-energy-package/cep70%20compliance_bericht%202023_de.pdf
[https://team.intern.adns/websites/BK6608/Freigegebene_Dokumente/EU-Genehmigungen/5ÜNB_Monitoring_15_EltVO_-_622-24-002/Genehmigung/01_Genehmigungsbescheid/01_Vorversionen/240521_Entwurf_Genehmigungsbescheid_final_622-24-002_geschwärzt_\(bundnesnetzagentur.de\);](https://team.intern.adns/websites/BK6608/Freigegebene_Dokumente/EU-Genehmigungen/5ÜNB_Monitoring_15_EltVO_-_622-24-002/Genehmigung/01_Genehmigungsbescheid/01_Vorversionen/240521_Entwurf_Genehmigungsbescheid_final_622-24-002_geschwärzt_(bundnesnetzagentur.de);)

6. Preiszonensplitting – update

Preiszonensplitting – Auswirkungen

Wie würde sich eine Gebotszonenentrennung auf die Direktvermarktung auswirken?

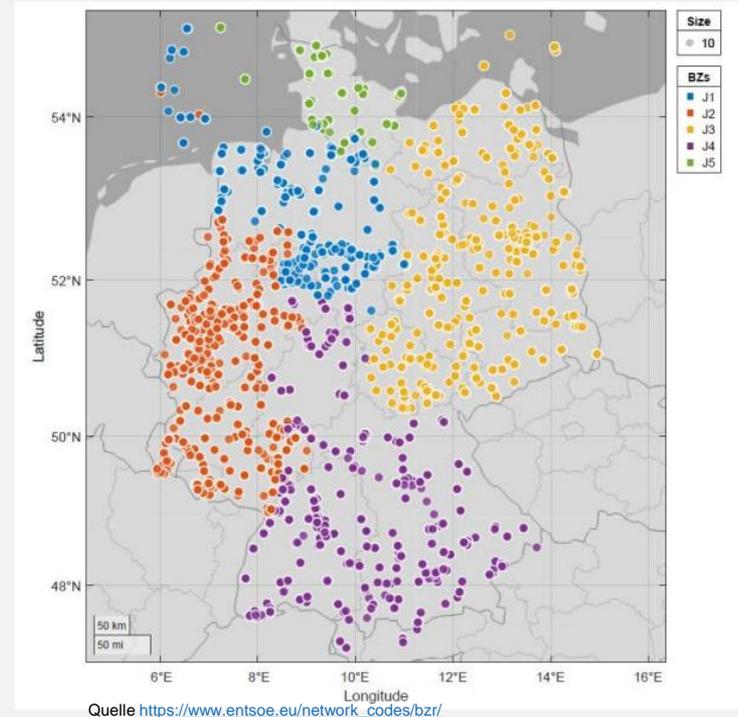
Wie würden sich die **Marktwerte** in den einzelnen Gebotszonen entwickeln?

Würde es auch unterschiedliche **AE-Preise** je Gebotszone geben?

Wie hoch wird der organisatorische **Mehraufwand** für die Anlagenbetreiber und Direktvermarkter werden?

Nach wie vor viele Fragen, aber leider keine Antworten!

Sicher ist, dass alle Verträge neu verhandelt werden müssten, weil die Risiken sich ändern würden und ggf. eine Anpassung der Dienstleistungsentgelte erforderlich wird!



Agenda

- Entwicklung der Erneuerbaren Energie in Deutschland
- Direktvermarktung und Marktwertisiko
- Nichtverfügbarkeiten – warum Mitteilungen so wichtig sind
- reBAP – Entwicklung der Ausgleichsenergiepreise
- Umstellung EPEX auf 1/4h-Day-Ahead
- Preiszonensplitting – update
- **Regulatorische Änderungen (EnWG-E – Redispatch)**
- Zusammenfassung
- Ihre Fragen



7. Regulatorische Änderungen (EnWG-E – Redispatch)

Aktuelle rechtliche Änderungen

Gesetzesentwurf der Bundesregierung (Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie)
vom **06.08.2025**

„Entwurf eines Gesetzes zur **Änderung des Energiewirtschaftsrechts** zur Stärkung des **Verbraucherschutzes im Energiebereich**, zur Änderung **weiterer energierechtlicher Vorschriften** sowie zur rechtsförmlichen Bereinigung des Energiewirtschaftsrechts“

Überblick:

- Artikelgesetz mit Änderung verschiedener Gesetze & Verordnungen wie EnWG, NABEG, EEG
- Ziele:
 - Stärkung des Verbraucherschutzes im Energiebereich
 - Umsetzung von EU-Vorgaben mit Fristen, z.B. ([RICHTLINIE \(EU\) 2019/944](#) vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt, [RICHTLINIE \(EU\) 2024/1711](#) vom 13. Juni 2024 in Bezug auf die Verbesserung des Elektrizitätsmarktdesigns in der Union

Gesetzesentwurf der Bundesregierung

Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Stärkung des Verbraucherschutzes im Energiebereich sowie zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften¹⁾

Vom ...

Der Bundestag hat das folgende Gesetz beschlossen:

Inhaltsübersicht

Artikel 1	Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes
Artikel 2	Änderung der BSI-Kritisverordnung
Artikel 3	Änderung der Verordnung zur Festlegung weiterer Bestimmungen zur Treibhausgasverminderung bei Kraftstoffen
Artikel 4	Änderung des Börsengesetzes
Artikel 5	Änderung des Körperschaftsteuergesetzes
Artikel 6	Änderung des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen
Artikel 7	Änderung der Konzessionsabgabenverordnung
Artikel 8	Änderung der Niederspannungsanschlussverordnung
Artikel 9	Änderung der Niederdruckanschlussverordnung
Artikel 10	Änderung der Stromgrundversorgungsverordnung
Artikel 11	Änderung der Gasgrundversorgungsverordnung
Artikel 12	Änderung der Verordnung zum Schutz von Übertragungsnetzen
Artikel 13	Änderung der Systemstabilitätsverordnung
Artikel 14	Änderung der Kapazitätsreserveverordnung
Artikel 15	Änderung des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes Übertragungsnetz
Artikel 16	Änderung des Messstellenbetriebgesetzes
Artikel 17	Änderung des Erdgas-Wärme-Soforthilfegesetzes
Artikel 18	Änderung des Strompreisbremsengesetzes
Artikel 19	Änderung des Erdgas-Wärme-Preisbremsengesetzes
Artikel 20	Änderung des Energiesicherungsgesetzes
Artikel 21	Änderung der Gassicherungsverordnung
Artikel 22	Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes
Artikel 23	Änderung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes
Artikel 24	Änderung des Energiefinanzierungsgesetzes
Artikel 25	Änderung des Wärmeplanungsgesetzes
Artikel 26	Änderung der Betriebssicherheitsverordnung
Artikel 27	Änderung der Luftverkehrs-Ordnung
Artikel 28	Inkrafttreten

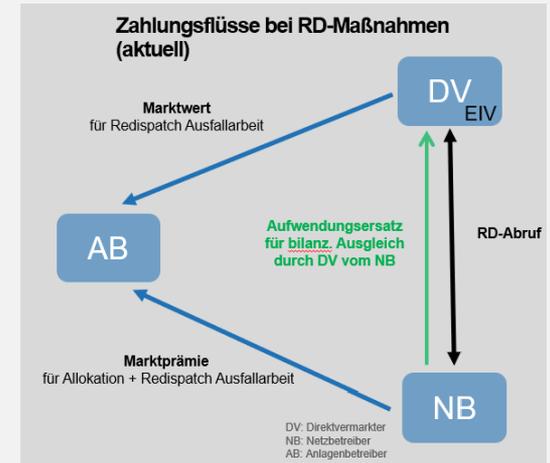
7. Regulatorische Änderungen (EnWG-E – Redispatch)

Relevante rechtliche Inhalte & Auswirkungen auf die Stromvermarktung → Redispatch

Bisheriger Stand Redispatch

- § 13a Abs. 1a Satz 1 EnWG: „Der **Bilanzkreisverantwortliche** der betroffenen Einspeise- oder Entnahmestelle hat einen **Anspruch** auf einen **bilanziellen Ausgleich der Maßnahme** gegen den Übertragungsnetzbetreiber.“
- § 13a Abs. 2 Satz 1 EnWG: “Eine ... vorgenommene Anpassung ist zwischen dem Betreiber des **Übertragungsnetzes** und dem **Betreiber der Anlage** angemessen **finanziell** auszugleichen.“
- BNetzA Beschlüsse [BK6-20-061](#), [BK6-20-059](#) (bilanzieller Ausgleich von Redispatch Maßnahmen)
- Anwendung der „**BDEW-Übergangslösung**“. Danach erfolgt, soweit kein bilanzieller Ausgleich durch den Netzbetreiber erfolgt – der bilanzielle Ausgleich durch den **BKV, der dafür einen Aufwendungsersatz** vom anweisenden Netzbetreiber erhält.

- ⇒ die praktischen Erfahrungen bei der Umsetzung des bilanziellen Ausgleichs sind sehr unterschiedlich
- ⇒ für Anlagen, die direkt an das Übertragungsnetz angeschlossen sind, wird der bilanzielle Ausgleich praktiziert
- ⇒ bei Anlagen mit Anschluss an niedrigeren Spannungsebenen ist der **bilanz. Ausgleich über Pilotprojekte** nicht hinausgekommen; Pilotprojekte wurden mit Wirkung zum 01.08.2023 beendet.
- ⇒ **Fortentwicklung der regul. Vorgaben für RD 2.0 notwendig.** Ziel: Vermeidung negativer Auswirkungen auf die Systembilanz, Kommunikationsprozesse & Formate vereinfachen



7. Regulatorische Änderungen (EnWG-E – Redispatch)

Relevante rechtliche Änderungen mit Auswirkungen auf die Stromvermarktung → Redispatch

Überblick 3 Neuregelungen (Entwurf)

§ 14 Abs. 1a
EnWG-E

§ 14 Abs. 1b
EnWG-E

Regelungs-
entwurf
BK6-23-241

1. Änderungen durch EnWG-Entwurf, Artikel 1 Nr. 23c → § 14 Abs. 1a neu

- ⇒ **BNetzA** bestimmt zukünftig, **welche VNB zum bilanziellen Ausgleich verpflichtet** sind
- ⇒ Ist VNB verpflichtet, den bilanziellen Ausgleich zu leisten, **gilt bisheriges RD-Regime**
- ⇒ Ist ein VNB **nicht zum bilanz. Ausgleich verpflichtet**, muss er einen finanziellen Ausgleich leisten (siehe nächsten Punkt)

„(1a) Die **Regulierungsbehörde** regelt durch eine bis zum Ablauf des 31. Dezember 2031 zu befristende **Festlegung** nach § 29 Absatz 1, unter welchen Voraussetzungen **§ 13a Absatz 1a Satz 1 und 2 für Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen** entsprechend **anzuwenden** ist. Die Regulierungsbehörde kann die Anwendung insbesondere auf bestimmte Netzebenen, Anlagenarten und Anlagengrößen sowie auf bestimmte Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen beschränken oder von der Zustimmung der Betreiber vorgelagerter Elektrizitätsversorgungsnetze oder anderer Beteiligter abhängig machen.“

7. Regulatorische Änderungen (EnWG-E – Redispatch)

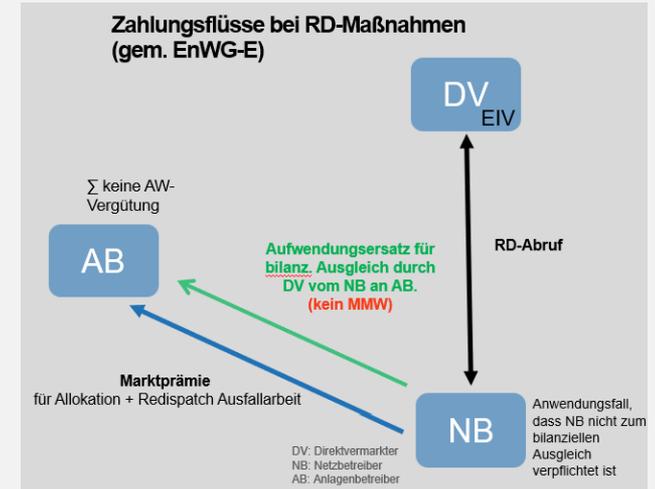
Relevante rechtliche Änderungen mit Auswirkungen auf die Stromvermarktung → Redispatch

2. Änderungen durch EnWG-Entwurf, Artikel 1 Nr. 23c → § 14 Abs. 1b neu

- ⇒ Sofern VNB nicht zum bilanz. Ausgleich verpflichtet ist, wird **statt des bilanziellen Ausgleichs** durch den VNB ein **finanzieller Aufwandsersatz** eingeführt
- ⇒ Anspruchsberechtigt ist der **Betreiber und nicht mehr der BKV**. Zwar wird der bilanzielle Ausgleich vom BKV vorgenommen, soll aus Vereinheitlichungsgründen der Abrechnung aber **direkt mit dem Betreiber erfolgen**
- ⇒ Vgl. Regime **Einspeisemanagement** ?

- ⇒ Achtung: Finanzieller Aufwandsersatz (Kosten des Direktvermarkters für Ersatzbeschaffung) durch den VNB entspricht **nicht** dem Monatsmarktwert, somit **keine AW-Vergütung** durch den VNB
- ⇒ **Vergütungsregelung für RD-Ausfallarbeit durch den Direktvermarkter ist daher anzupassen/berücksichtigen** (“Anlagenbetreiber und [...] Vermarktungsunternehmen steht es frei, vertragliche Abreden über den Ausgleich in ihrem zivilrechtlichen Innenverhältnis zu treffen.“¹⁾)

¹⁾ Gesetzesbegründung, Besonderer Teil, Nr. 23c, S. 153.



7. Regulatorische Änderungen (EnWG-E – Redispatch)

Relevante rechtliche Änderungen mit Auswirkungen auf die Stromvermarktung → Redispatch

3. Regelungsentwurf der Beschlusskammer **BK6-23-241** zur **Konsultation** vom 11.04.2025

- Bestandteil des Festlegungsverfahrens zur Fortentwicklung des sog. „Redispatch 2.0“
- Bestandteile (Auszug):
 - Anlage "**Bilanzieller Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen (BilAReM)**" ([Anlage 2](#))

Inhalte:

- Die **bestehenden Festlegungen** BK6-20-059, BK6-20-060 und BK6-20-061 werden **ersetzt**
- Bis zum **01.01.2032** sollen alle Anlagen nach von den VNBs (in Abstimmung mit den ÜNBs) zu bestimmenden **Clustern** in das **Planwertmodell überführt** werden. Eine Überführung darf nur zum Quartalsbeginn, frühestens zum 01.01.2027 wirksam werden
- Abrechnungsvarianten Ausfallarbeit:
 - für neg. Redispatch stehen **zukünftig nur Spitz- u. vereinfachte Spitzabrechnung** zur Verfügung. Sofern keine Zuordnung durch den Betreiber erfolgt, findet die vereinfachte Spitzabrechnung Anwendung.
 - **Übergangsregelung:** Anlagen, die der **Pauschalabrechnung** zugeordnet waren, bleiben bis zum 30.11.2026 in dieser Variante, sofern der Betreiber nicht vorher eine andere Abrechnungsvariante festlegt
 - Verfahren zur Berechnung der **Ausfallarbeit bei Überbauung von Anschlüssen**

7. Regulatorische Änderungen (EnWG-E – Redispatch)

Relevante rechtliche Änderungen mit Auswirkungen auf die Stromvermarktung → Redispatch

Weiterer (Gesetzgebungs-)prozess:

- EnWG-E am **06.08.2025** beschlossen durch die **Bundesregierung**
 - nach der parl. Sommerpause im Herbst **Beratung im Bundestag**, Änderungen sind möglich!
 - danach Behandlung im **Bundesrat**
 - Inkrafttreten: am Tag nach der Verkündung
- Die **BNetzA-Festsetzungsbeschlüsse** folgen nach Abschluss der Konsultation und müssen sich im Einklang mit den Regelungen des EnWG befinden.

Zusammenfassung:

- Änderungen am EnWG-Entwurf nicht ausgeschlossen
- Welcher VNB führt zukünftig den bilanziellen Ausgleich durch (wie bisher auch) ?
- Falls nicht, steht der finanzielle Aufwendersersatz für den bilanz. Ausgleich dem Betreiber, und nicht mehr dem Direktvermarkter zu. Deshalb müssen **bestehende DV-Verträge** hinsichtlich der Vergütung für RD-Ausfallarbeit **angepasst** werden.
- **Nach Inkrafttreten** des Gesetzes sind für neue Angebote/Verträge die neuen gesetzl. Regelungen im zivilrechtlichen Vertrag für die Vergütung der RD-Ausfallarbeit zu berücksichtigen.

Agenda

- Entwicklung der Erneuerbaren Energie in Deutschland
- Direktvermarktung und Marktwertisiko
- Nichtverfügbarkeiten – warum Mitteilungen so wichtig sind
- reBAP – Entwicklung der Ausgleichsenergiepreise
- Umstellung EPEX auf 1/4h-Day-Ahead
- Preiszonensplitting – update
- Regulatorische Änderungen (EnWG-E – Redispatch)
- Zusammenfassung
- Ihre Fragen



Zusammenfassung

- Die Direktvermarktung bleibt ein wesentlicher Baustein für das Gelingen der ambitionierten Energiewende in Deutschland.
- Auch wenn die Rahmenbedingungen sich ändern, die Integration der Erneuerbaren Energien in den Strommarkt ist alternativlos und unumkehrbar.
- Nur so wird die Energieversorgung langfristig wirtschaftlich (bezahlbar), sicher (qualitativ und quantitativ) sowie umweltverträglich (ressourcenschonend).

You'll never walk alone!