

Negative Strompreise und § 24 EEG: Auswirkungen für Offshore-Projekte

Offshoretage | Berlin, 17. März 2016 | Dr. Nicolai Herrmann

Inhalte

Einführung: negative Strompreise und § 24 EEG

Auswirkung auf Anlageneinsatz und Erlöse

Anpassung des § 24 und mögliche zukünftige Entwicklungen

Entstehung und Relevanz negativer Strompreise

Preisbildung auf dem Strommarkt – Merit-Order-Kurve

Der Energy-Only-Market („EOM“) koordiniert den Kraftwerkseinsatz

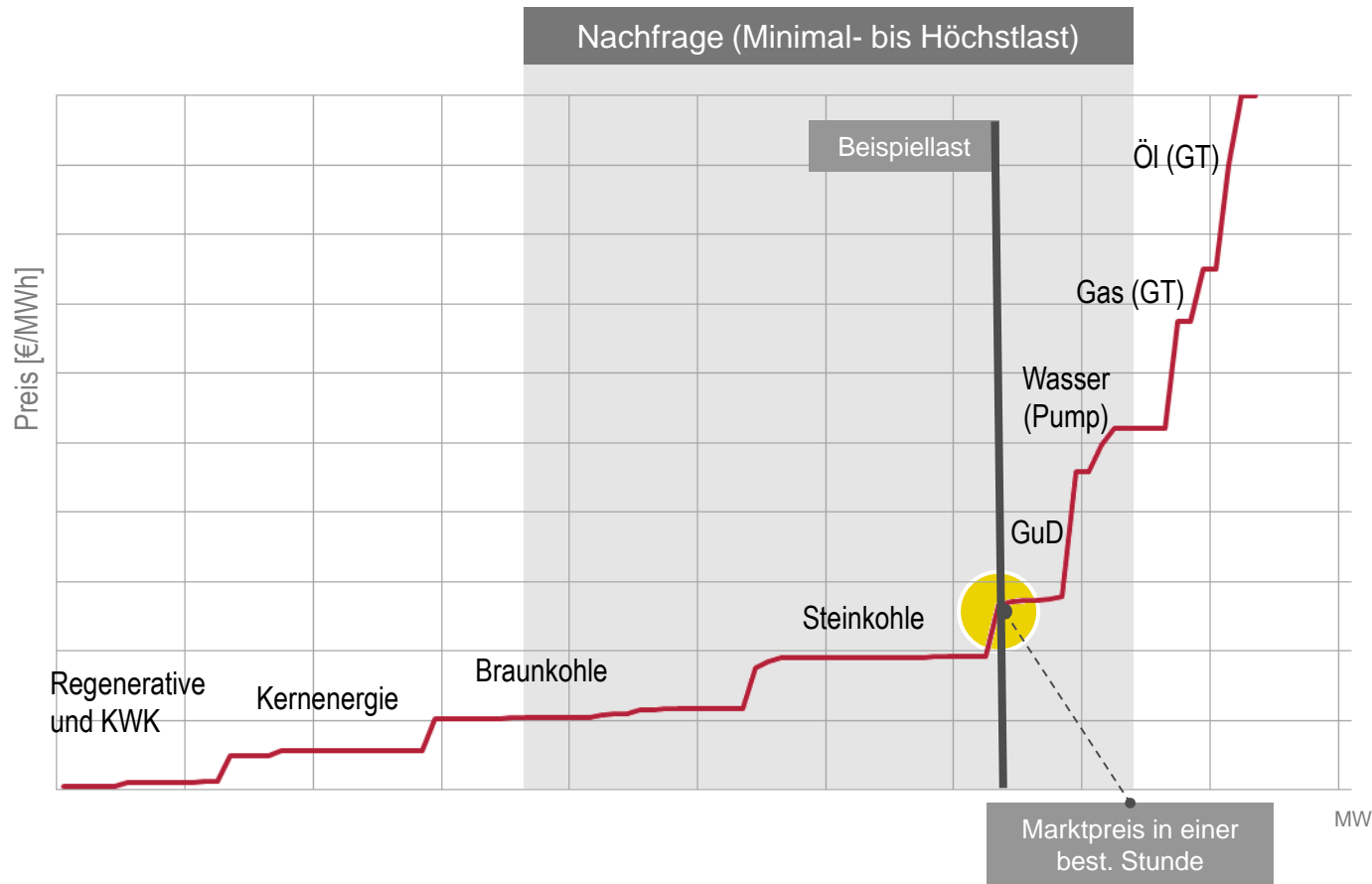


Abbildung: enervis

Erläuterungen

- Gebotspreise aller Erzeuger basieren auf den kurzfristigen (variablen) Erzeugungskosten
- Schnittpunkt mit der Nachfrage definiert Grenzpreis
- Grenzpreis gilt für alle in dieser Stunde zur Lastdeckung abgerufenen Erzeuger

Preisbildung auf dem Strommarkt – negative Preise

Merit-Order-Effekt geförderter Erzeugung

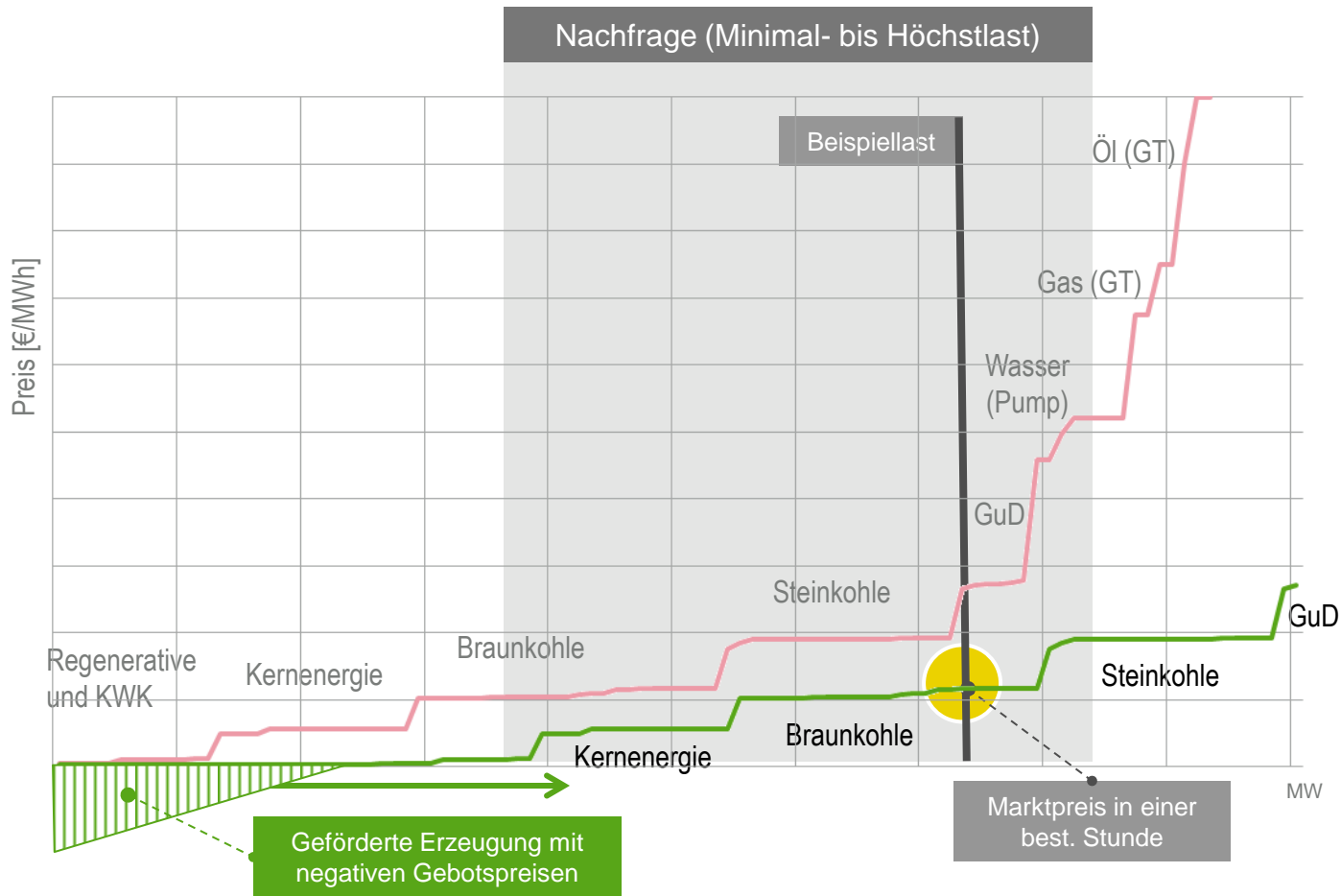


Abbildung: enervis

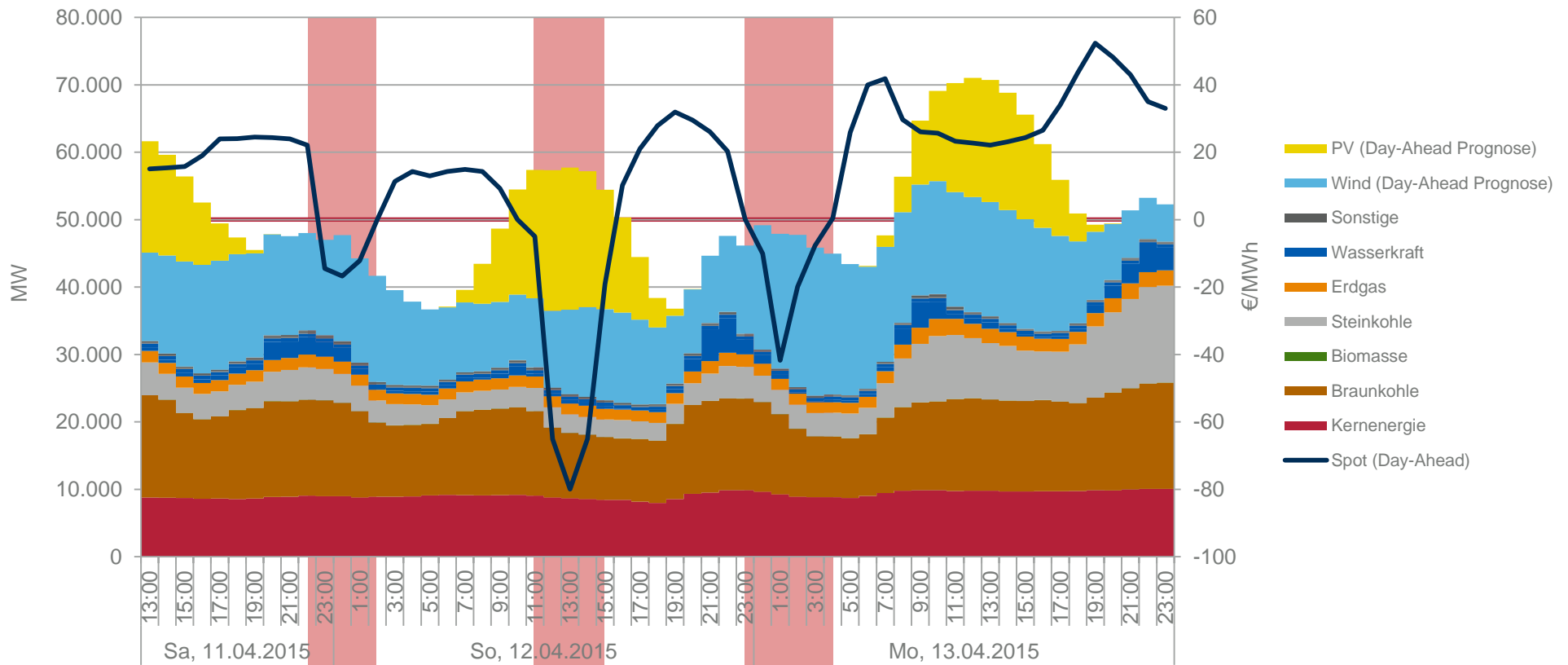
Erläuterungen

- Gebotspreise basieren auf variablen Erzeugungskosten, dabei werden erzeugungsbasierte Förderung sowie Inflexibilitätskosten von Kraftwerken eingepreist
- Im Bereich der geförderten Erzeugung und aufgrund von Inflexibilitätskosten treten auch negative Gebote auf
- Setzen diese Gebote den Preis, kommt es vorübergehend zu negativen Strompreisen (vor allem bei niedriger Stromnachfrage)

Marktlage zum Zeitpunkt negativer Strompreise

Beispieldaten der EPEX Spot (Day-ahead-Markt) aus 2015

Einspeisung aus Anlagen > 100 MW und Erneuerbare (11. - 13.04.2015)



Daten: Transparenzplattform der EEX

Regelungen des § 24 EEG

Der § 24 EEG 2014 auf den Punkt gebracht

Energiepolitisches Ziel

Zum Zeitpunkt ohnehin negativer Strompreise soll die arbeitsbasierte Förderung keinen zusätzlichen Anreiz für die Stromproduktion aus Erneuerbaren geben



Umsetzung im aktuellen EEG 2014

- Für alle Stunden, in denen der Strompreis im kurzfristigen Handel an der EPEX über einen Zeitraum von ≥ 6 Stunden am Stück negativ ist, wird die Marktprämie nicht ausgezahlt (d.h. vorübergehender Förder-Stop)
- Dies gilt für alle Windenergieanlagen (außer Demonstrationsprojekte) mit Inbetriebnahme ab dem 01.01.2016 und installierter Anlagenleistung ≥ 3 MW
- Damit fallen Offshore-Projekte, die 2016 ff. in Betrieb gehen, unter §24 und sind bezüglich möglicher Erlösverluste durch diese Regelung zu bewerten

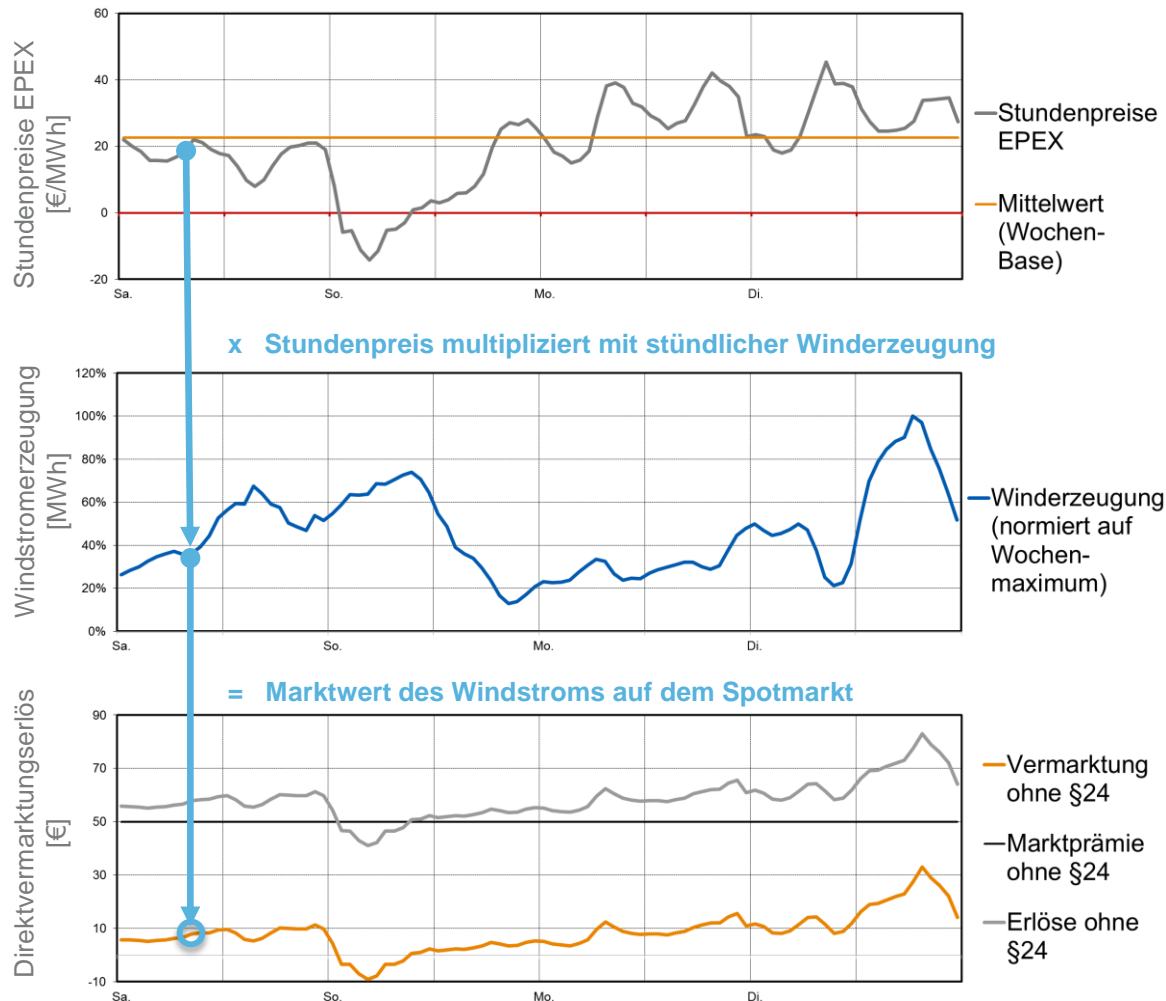
Wortlaut des § 24 EEG 2014

Entfall der Förderung bei negativen Strompreisen ≥ 6 Stunden in Folge

- (1) Wenn der Wert der Stundenkontrakte für die Preiszone Deutschland/Österreich am Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE in Paris an mindestens sechs aufeinanderfolgenden Stunden negativ ist, verringert sich der anzulegende Wert nach § 23 Absatz 1 Satz 2 für den gesamten Zeitraum, in denen die Stundenkontrakte ohne Unterbrechung negativ sind, auf null.
- (2) ...
- (3) Die Absätze 1 und 2 sind nicht anzuwenden auf
 - 1. Anlagen, die vor dem 1. Januar 2016 in Betrieb genommen worden sind,
 - 2. Windenergieanlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 3 Megawatt (...), wobei jeweils § 32 Absatz 1 Satz 1 entsprechend anzuwenden ist,
 - 3. Demonstrationsprojekte.
- Geplante Ergänzung des Abs. (1) aus dem Referentenentwurf vom 29.02.2016):
 - „Der Wert eines Stundenkontraktes nach Satz 1 ist negativ, wenn für die betreffende Stunde jeweils der Wert in der vortägigen Auktion am Spotmarkt und der volumengewichtete Durchschnitt der Preise aller Transaktionen im kontinuierlichen untertägigen Handel am Spotmarkt negativ sind.“ → Verknüpfung der Preise im Day-ahead- und Intra-day-Handel

Marktwert Wind & Einfluss negativer Preise ohne § 24

Beispielwoche 2015 – Marktprämienmodell



Berechnung des Marktwertes:

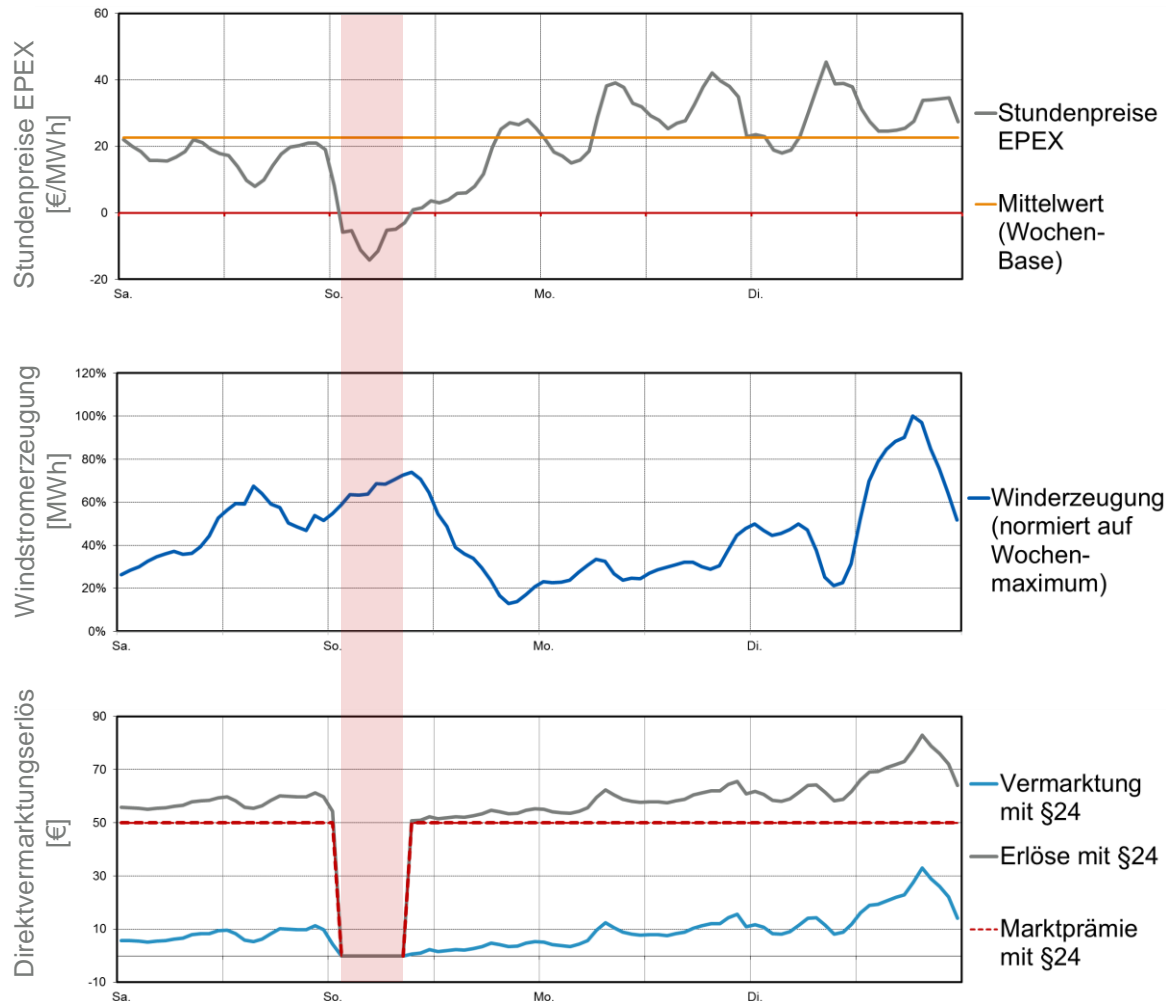
- Durchschnittlicher Marktwert von Offshorewind liegt bei ca. 93% des Basepreises, für Onshorewind bereits < 85%
- Ursache: hohe Gleichzeitigkeit der Windeinspeisung (Merit-Order-Effekt)

Wirkung negativer Preise bisher:

- Marktwert sinkt durch negative Preise, im Gegenzug steigt aber die gleitende Marktprämie, so dass Betreiber weitgehend gegen neg. Preise abgesichert sind
- Kein Risiko eines kompletten Erlösausfalls, es verbleiben lediglich die Differenzen zum bundesweiten Marktwert als Erlösrisiko/-chance

Marktwert Wind & Einfluss negativer Preise mit § 24

Beispielwoche 2015 – Marktprämienmodell



Wirkung negativer Preise mit § 24:

- Effekt von negativen Preisen mit Dauer < 6 Stunden wie bisher
- § 24 führt jedoch das Risiko des kompletten Ausfalls der Vergütung (Marktprämie) bei negativen Preisen ≥ 6 Stunden ein
- In diesen Stunden würde daher keine Vermarktung mehr erfolgen (negativer Deckungsbeitrag!)
- Dies bewirkt ggf. auch höhere Direktvermarktungskosten und führt zu einer Umverteilung der Risiken zwischen Betreiber und Direktvermarkter

Anpassung des § 24 und mögliche zukünftige Entwicklungen

EEG-Gesetzentwurf schlägt Ergänzung des § 24 vor

1. Derzeitige Gesetzeslage

- §24-Regelung bezieht sich auf negative Preise im Day-Ahead-Markt



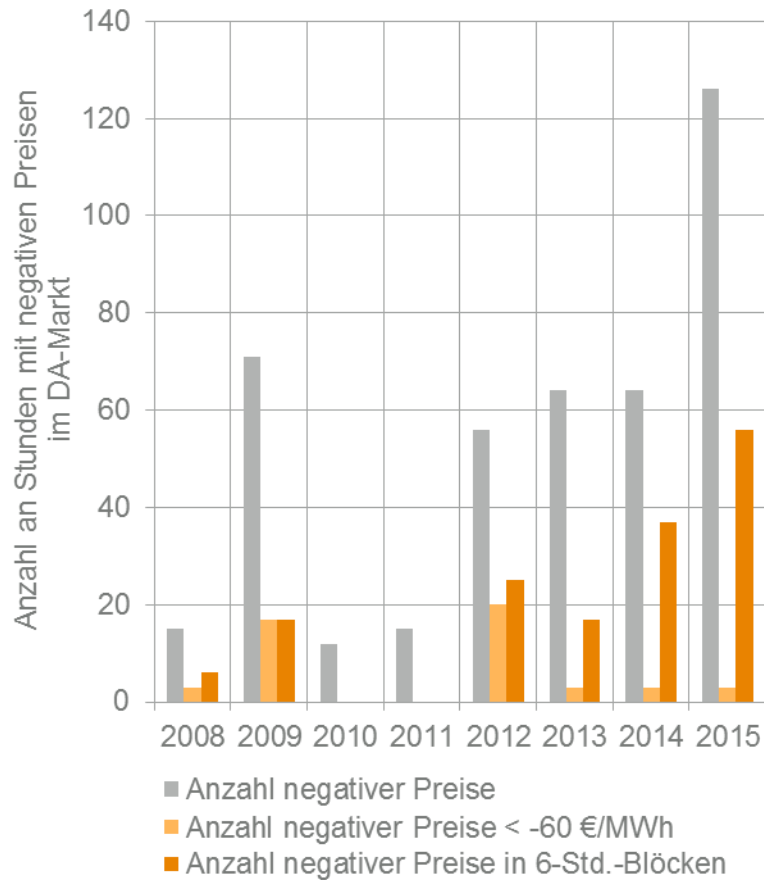
2. Mögliche Veränderung des §24 im Referentenentwurf EEG 2016 (§24 wird zu §51)

- Verknüpfung parallel negativer Preise aus Day-Ahead- und Intradaymarkt zur Bestimmung der negativen 6h-Blöcke nach §24/§51
- Regelung würde Begrenzung / Reduzierung der Verlust-Risiken bewirken
- Jedoch weiterhin Risiko-Abschätzung notwendig, da keine Reduktion unter Relevanzschwelle zu erwarten.

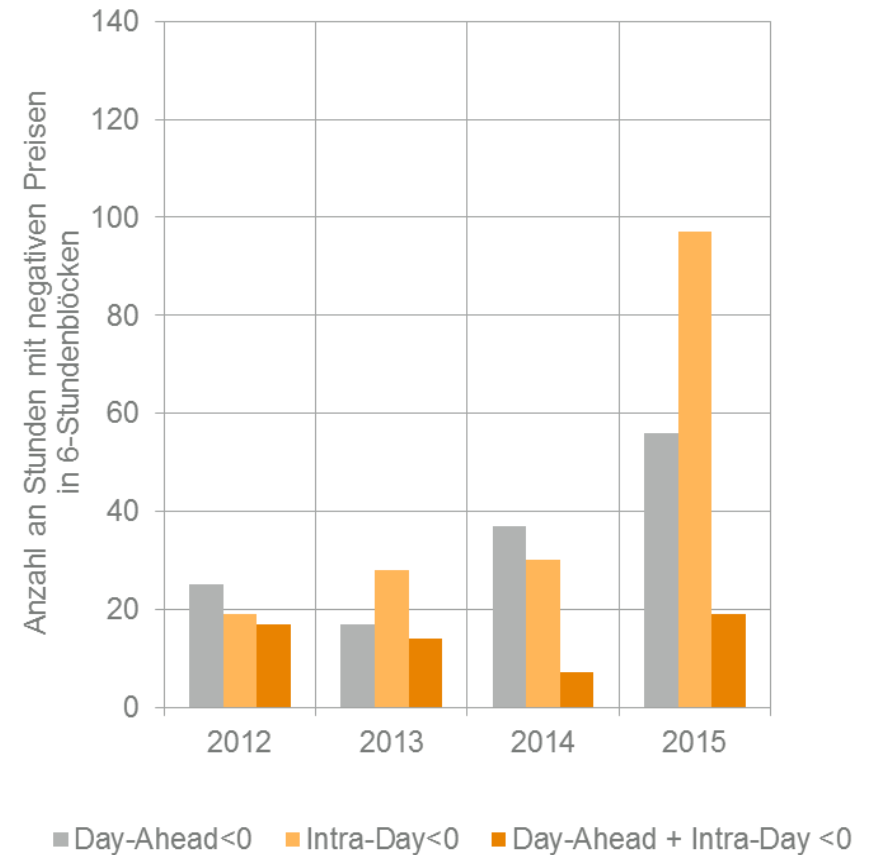
Historische Entwicklung negativer Preise an der EPEX

DA: Day-Ahead, ID: Intra-Day

Nur DA-Markt (Regelung im EEG 2014)



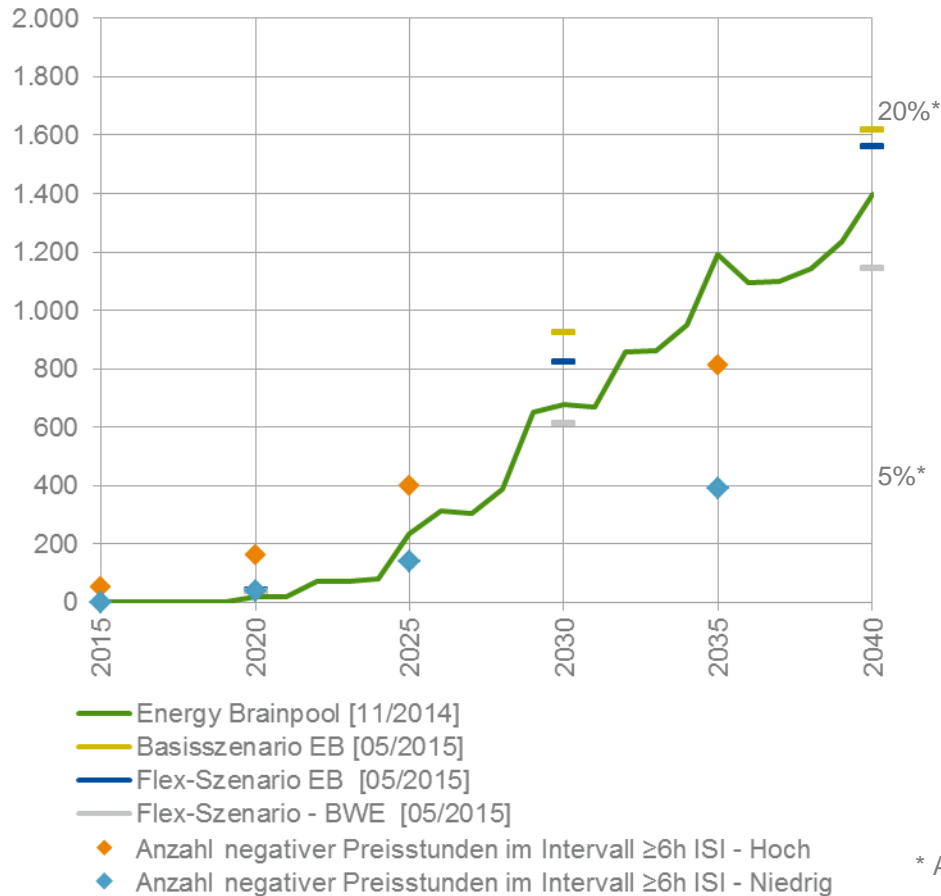
Verknüpfung DA & ID-Markt (Entwurf EEG 2016)



§ 24 – Was bringt die Zukunft?

Abschätzung anhand von Strommarktmodellierungen

Prognosen von §24-Stunden bis 2040



* Anteil an Jahresstunden

Prognose von §24-Stunden

- Studien (siehe z.B. links) zeigen starke Zunahme von negativen Preisen unter § 24
- Bewertung ist abhängig insbesondere von Annahmen zu Windzubau, Nachfrageentwicklung und Flexibilisierung des Stromsystems
- Wirkung der Novelle (Verknüpfung mit Intra-day-Notierungen) hier noch nicht abgebildet
- Investoren, Banken und Betreiber beauftragen daher zunehmend **eigene energiewirtschaftliche Analysen** um ihre Assets gezielt zu bewerten:
 - § 24-Studie
 - Erlösgutachten

§ 24-Studie von enervis

Die Studie kann bei enervis erworben werden

1 **Energiewirtschaftliche Treiber:**

- Regelungen des §24/§51 und europäischer Regelungsrahmen
- Beschreibung der Ursachen, Auslöser und Treiber negativer Strompreise
- Historische Häufigkeit und Struktur negativer EPEX-Preise
- Darstellung ausgewählter energiewirtschaftlicher Treiber



2 **Prognose der zukünftigen Entwicklung negativer Preise und 6-Stundenblöcke**

- 3 Strommarktszenarien bis zum Jahr 2040 (Basis: stundenscharfe Kalkulation)
- Berechnung der Anzahl negativer Stundenpreise und Anzahl von 6-h-Blöcken
- Vergleich mit anderen Studien und Einordnung der Ergebnisse
- Diskussion möglicher Sensitivitäten der Marktentwicklungen



3 **Bedeutung für die Bewertung von Erneuerbaren-Energien-Projekten**

- Stundenscharfe Berechnung der jährlichen Erlösverluste für 4 Beispielwindstandorte bis 2040
- Einfluss auf Direktvermarktungskosten und -risiken sowie Projektfinanzierung
- Einordnung der geplanten Änderungen des §24/§51 und erwartete Auswirkungen

http://www.enervis.de/images/stories/enervis/pdf/publikationen/gutachten/151124_enervis_Angebot_Studie_24EEG.pdf

Fazit zum § 24 EEG – Bedeutung für Offshore

1. Negative Preise sind kein unbekanntes energiewirtschaftliches Phänomen, sondern können fundamental begründet und daher auch prognostiziert werden
2. Tendenziell ist mit steigender Anzahl (und Länge) von negativen Preisen zu rechnen
3. § 24 betrifft alle WEA-Neuinbetriebnahmen $\geq 3\text{MW}$, auch Offshorewind
4. Die Auswirkungen des § 24 sind daher für die Projektbewertung zu untersuchen, v.a. im Hinblick auf:
 - Einspeiseerlöse bzw. Erlösverluste
 - Projektfinanzierung
 - Direktvermarktungskosten
5. Entwurf des EEG 2016: Geplante Korrelation aus Day-ahead- und Intra-day-Markt reduziert Häufigkeit des § 24, erschwert jedoch die Prognostizierbarkeit
6. Wichtige Einflussfaktoren sollten daher in einem Strommarktmodell abgebildet und in ihrer Wirkung für Offshoreprojekte analysiert werden. Untersuchungsgegenstand ist dabei der erwartete Marktwert sowie Erlösverluste durch § 24 (Erlösgutachten)



© enervis energy advisors GmbH, 2015
Schlesische Str. 29-30
10997 Berlin
Germany
Fon +49 (0)30 695175-0
Fax +49 (0)30 695175-20
E-Mail kontakt@enervis.de

enervis – Beratungsfelder und Auszug der Referenzen

Managementberatung für die Energiewirtschaft

enervis ist einer der Marktführer für Strommarktmodellierungen und modellgestützte Assetbewertung

Strommarkt

- Strommarktmodellierung
- Fundamentalmmodell Strompreise
- Dispatch & Wirtschaftlichkeit

Erneuerbare Energien

- Bewertung v. Windprojekten
- Marktwertanalysen, Erlösgutachten
- Direktvermarktung

Markt u. Regulierung

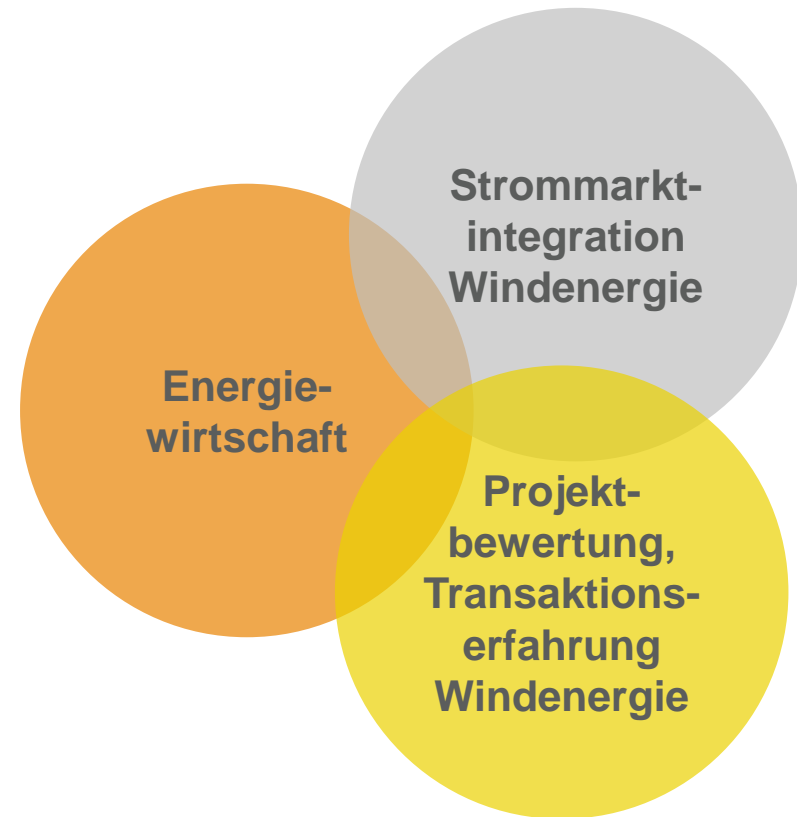
- Strommarktdesign
- EE-Fördermodelle
- Regulierungsdesign im Strom- und Gasmarkt

enervis kombiniert energiewirtschaftliches Know-How und langjährige Markterfahrung in der Windbranche

Kernkompetenzen von enervis:

- **Strommarktmodellierung und -analyse**
- **Jahrelange Projekterfahrung Wind:**
 - Projektbewertung, Due Diligences
 - Begleitung Projektsuche und -entwicklung
- **Experten für die Schnittstelle Strommarkt / Windenergie:**
 - Marktwertanalysen für Windprojekte
 - Erlösgutachten und Erlösprognosen
 - Bewertung Weiterbetrieb
- **Windenergieauktionen:**
 - Wettbewerbs- und Strategieteilnahmen
 - Modellierung von Auktionsergebnissen



Dr. Nicolai Herrmann

Prokurist | enervis energy advisors GmbH

Beratungsschwerpunkte



nicolai.herrmann@enervis.de

Energiewirtschaft

- Markt- und Wettbewerbsanalysen,
- Strommarktdesign
- Erneuerbare Energien (insbesondere Windenergie)
- Investitions- und Projektbewertung
- Stromspeicher

Curriculum Vitae

- Dipl. Wirtschaftsingenieur “Energie- und Umweltmanagement“ Universität Flensburg und Griffith University (Australien)
- Projektmanager in der Technologiestrategieabteilung der MVV Energie AG (Mannheim)
- Wirtschaftswissenschaftliche Promotion bei Prof. Hohmeyer, Universität Flensburg und University of Maryland (USA)
- Seit 2009 Unternehmensberater bei enervis energy advisors GmbH (Berlin)



© enervis energy advisors GmbH, 2015
Schlesische Str. 29-30
10997 Berlin
Germany
Fon +49 (0)30 695175-0
Fax +49 (0)30 695175-20
E-Mail kontakt@enervis.de

Einflüsse auf das zukünftige Auftreten negativer Preise

Häufigkeiten negativer Preise	Wesentliche energiewirtschaftliche Treiber
	<p>(Punktuelle) Absenkung der Residuallast z.B. durch:</p> <ul style="list-style-type: none">• geringere Stromnachfrage• vermehrte EE-Einspeisung durch stärkeren EE-Zubau in DE und/oder im Ausland und/oder ertragreiches Wind-Jahr
	<p>(Punktuelle) Anhebung der Residuallast z.B. durch:</p> <ul style="list-style-type: none">• Geringere EE-Einspeisung (weniger EE-Zubau in DE und/oder im Ausland, ertragarmes Jahr, Abregelung von EE-Anlagen)• Zubau von Speichern, Lastflexibilität• Zusätzliche Stromnachfrage (z.B. Speicher, E-Mobilität)• Lastflussbasiertes Market Coupling mit Nachbarstrommärkten• Zubau von Kuppelkapazitäten zum Ausland