

Redispatch-Auswirkungen in Deutschland verstehen

Hasewind Forum, 5. Oktober 2026

Simon Koch



Bei Aurora analysieren wir den deutschen Strommarkt und erstellen Langfristszenarien und Preisprognosen

A U R  R A

Subscription Analytics:
Forecasts & Insight Analysis



Power & Renewables Service

Robust, transparent analysis, widely used and trusted amongst major market participants

Bankable forecasts to support asset financing and in-depth analysis to underpin your investment strategies



Flexible Energy Add-On

Detailed analysis and granular forecasts for power, balancing, and ancillary service markets plus investment case data for a wide range of battery storage and gas peaker business models



Grid Add-On

Granular analysis of network constraints and impact on the economics of generation and flexibility assets, including scenarios with varying network capacity



Hydrogen Service

Comprehensive and in-depth analysis of evolving hydrogen market dynamics, the demand outlook, policy and regulatory environment, and impact on electrolyser investment economics

Software Solutions



The trusted decision making platform



The true value of your wind site



Battery valuations, perfected



PPA pricing made transparent



Solar value you can bank

EOS Subscriber Platform



Report & Forecast Dataset Library | Historical Data Dashboard | Forecast Scenario Explorer | Software

I. Einführung

II. Auswirkungen von Redispatch auf Geschäftsmodelle

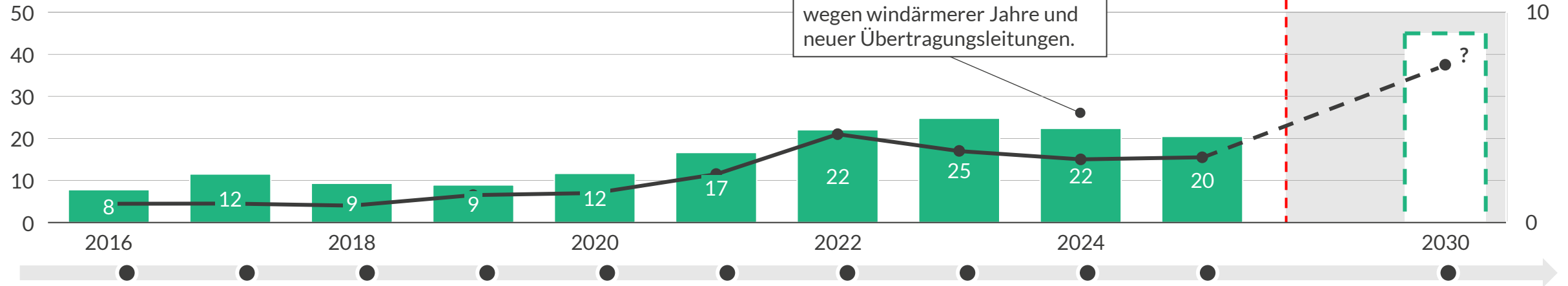
III. Auswirkungen auf EEG-Auktionen

IV. Key takeaways

Steigende Redispatchkosten und Probleme im Systembetrieb führen zu immer mehr Regulierung, die netzdienliches Verhalten anreizen soll

ÜNB-induzierte Redispatch-Volumen in Deutschland

TWh

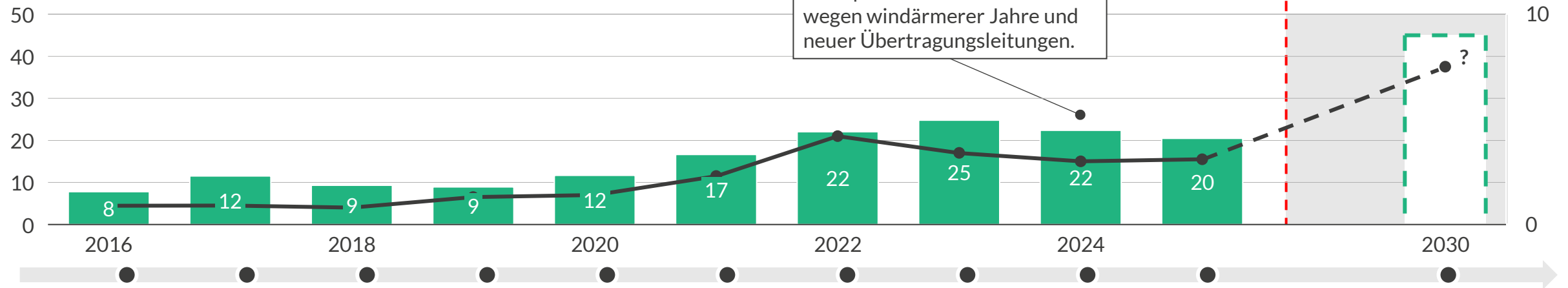


■ Redispatch-Volumen ● Redispatchkosten

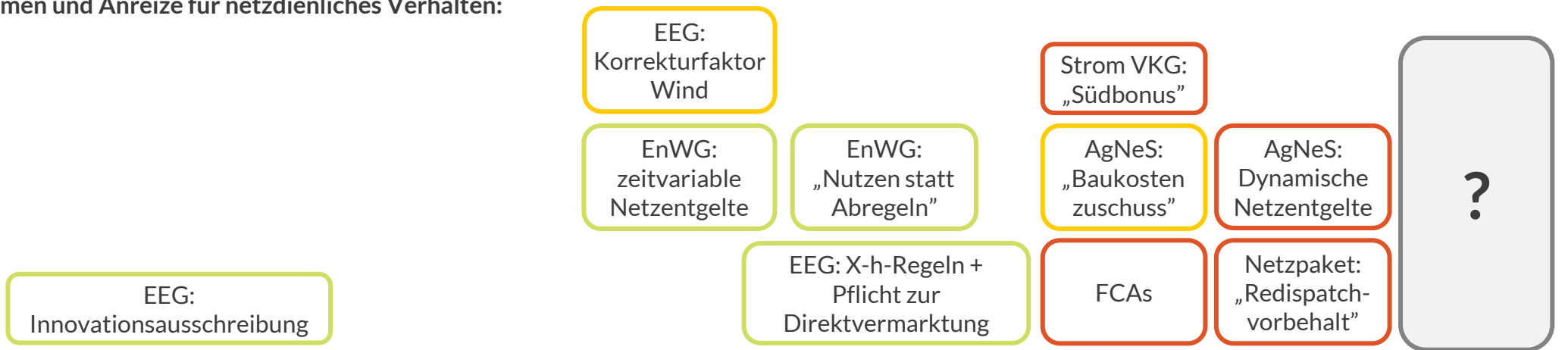
Steigende Redispatchkosten und Probleme im Systembetrieb führen zu immer mehr Regulierung, die netzdienliches Verhalten anreizen soll

ÜNB-induzierte Redispatch-Volumen in Deutschland

TWh



Regulatorische Maßnahmen und Anreize für netzdienliches Verhalten:



■ Redispatch-Volumen ● Redispatchkosten □ Geringe Wirkung □ Mittlere Wirkung □ Hohe Wirkung

 Deep-dive

Das *Netzpaket* setzt neue Anlagen in kapazitätslimitierten Gebieten bis zu 20% unkompensiertem Redispatch aus

1

Ob, wann und wie lange Gebiete kapazitätslimitiert sind, ist sehr unsicher; die aktuelle Diskussion deutet auf Folgendes hin:

1) 18% in ausgewiesenen Windvorranggebieten. 2) Der Wegfall der finanziellen Redispatch-Vergütung gilt nur für Anlagen, deren Netzverknüpfungspunkt festgelegt wurde, **nachdem** das jeweilige Netzgebiet bereits als kapazitätslimitiert ausgewiesen war.

Das *Netzpaket* setzt neue Anlagen in kapazitätslimitierten Gebieten bis zu 20% unkompensiertem Redispatch aus

1

Ob, wann und wie lange Gebiete kapazitätslimitiert sind, ist sehr unsicher; die aktuelle Diskussion deutet auf Folgendes hin:

>5%

der Jahreserzeugung müssen abgeregelt sein, damit ein Gebiet als kapazitätslimitiert gilt.

1) 18% in ausgewiesenen Windvorranggebieten. 2) Der Wegfall der finanziellen Redispatch-Vergütung gilt nur für Anlagen, deren Netzverknüpfungspunkt festgelegt wurde, **nachdem** das jeweilige Netzgebiet bereits als kapazitätslimitiert ausgewiesen war.

Das *Netzpaket* setzt neue Anlagen in kapazitätslimitierten Gebieten bis zu 20% unkompensiertem Redispatch aus

1

Ob, wann und wie lange Gebiete kapazitätslimitiert sind, ist sehr unsicher; die aktuelle Diskussion deutet auf Folgendes hin:

>5%

der Jahreserzeugung müssen abgeregelt sein, damit ein Gebiet als kapazitätslimitiert gilt.

20%

des jährlichen Energieertrags ist die **maximale Abregelungsmenge** ohne Vergütung.¹

1) 18% in ausgewiesenen Windvorranggebieten. 2) Der Wegfall der finanziellen Redispatch-Vergütung gilt nur für Anlagen, deren Netzverknüpfungspunkt festgelegt wurde, **nachdem** das jeweilige Netzgebiet bereits als kapazitätslimitiert ausgewiesen war.

Das *Netzpaket* setzt neue Anlagen in kapazitätslimitierten Gebieten bis zu 20% unkompensiertem Redispatch aus

1 Ob, wann und wie lange Gebiete kapazitätslimitiert sind, ist sehr unsicher; die aktuelle Diskussion deutet auf Folgendes hin:

>5%

der Jahreserzeugung müssen abgeregelt sein, damit ein Gebiet als kapazitätslimitiert gilt.

20%

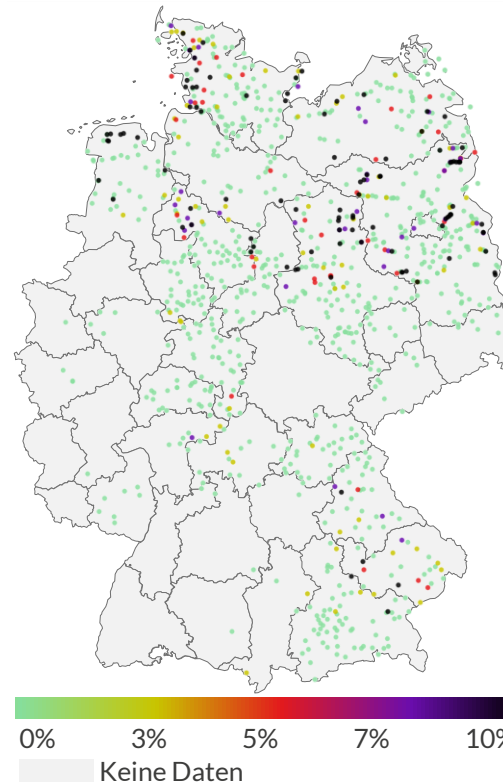
des jährlichen Energieertrags ist die **maximale Abregelungsmenge** ohne Vergütung.¹

6 Jahre

maximale Dauer der Kapazitätslimitierung, einmalig um 18 Monate verlängerbar.

2 Laut *Netzpaket* tragen neue Anlagen das Risiko unkompensierten Redispatches („Redispatchvorbehalt“)

Zuordnung kapazitätslimitierter Gebiete in Deutschland auf Basis von 2025-Daten



1) 18% in ausgewiesenen Windvorranggebieten. 2) Der Wegfall der finanziellen Redispatch-Vergütung gilt nur für Anlagen, deren Netzverknüpfungspunkt festgelegt wurde, **nachdem** das jeweilige Netzgebiet bereits als kapazitätslimitiert ausgewiesen war.

Das *Netzpaket* setzt neue Anlagen in kapazitätslimitierten Gebieten bis zu 20% unkompensiertem Redispatch aus

1 Ob, wann und wie lange Gebiete kapazitätslimitiert sind, ist sehr unsicher; die aktuelle Diskussion deutet auf Folgendes hin:

>5%

der Jahreserzeugung müssen abgeregelt sein, damit ein Gebiet als kapazitätslimitiert gilt.

20%

des jährlichen Energieertrags ist die **maximale Abregelungsmenge** ohne Vergütung.¹

6 Jahre

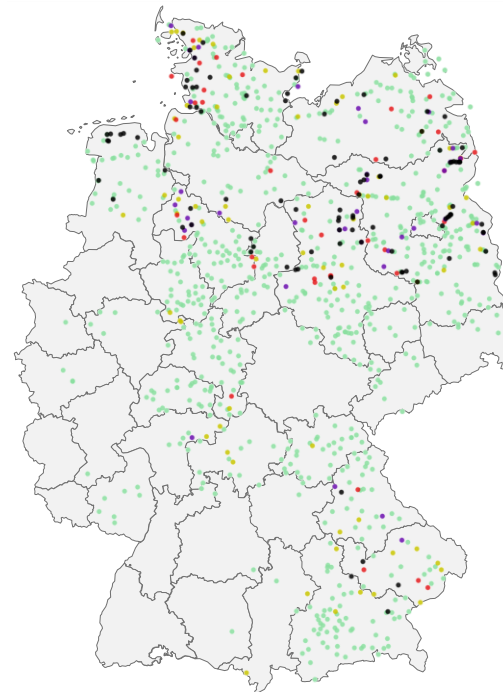
maximale Dauer der Kapazitätslimitierung, einmalig um 18 Monate verlängerbar.

Finanzielle Vergütung

entfällt. in der Übergangsregelung zu Redispatch 2.0 ist die Behandlung **weiterhin unklar**.²

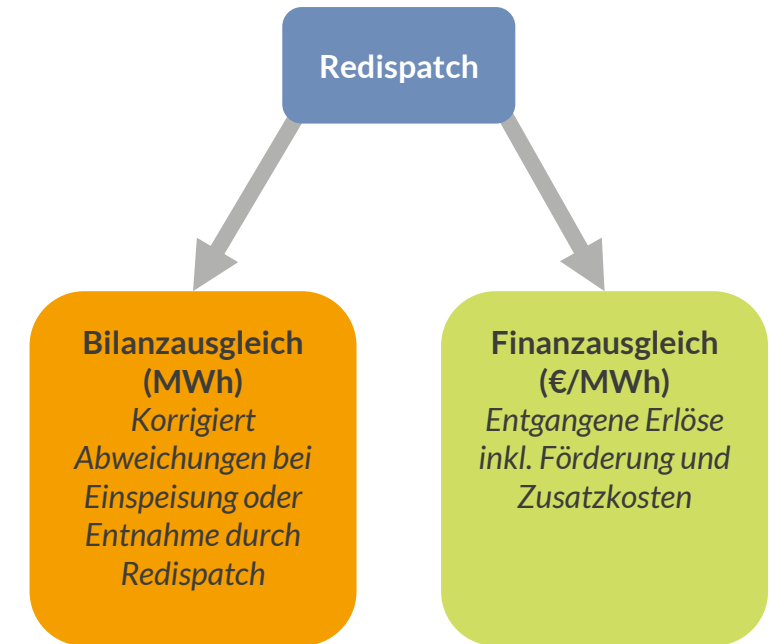
2 Laut *Netzpaket* tragen neue Anlagen das Risiko unkompensierten Redispatches („Redispatchvorbehalt“)

Zuordnung kapazitätslimitierter Gebiete in Deutschland auf Basis von 2025-Daten



0% 3% 5% 7% 10%
Keine Daten

3 Das *Netzpaket* könnte neue EE-Anlagen in kapazitätslimitierten Regionen die Förderung für redispatchte Mengen kosten.



1) 18% in ausgewiesenen Windvorranggebieten. 2) Der Wegfall der finanziellen Redispatch-Vergütung gilt nur für Anlagen, deren Netzverknüpfungspunkt festgelegt wurde, **nachdem** das jeweilige Netzgebiet bereits als kapazitätslimitiert ausgewiesen war.

I. Einführung

II. Auswirkungen von Redispatch auf Geschäftsmodelle

III. Auswirkungen auf EEG-Auktionen

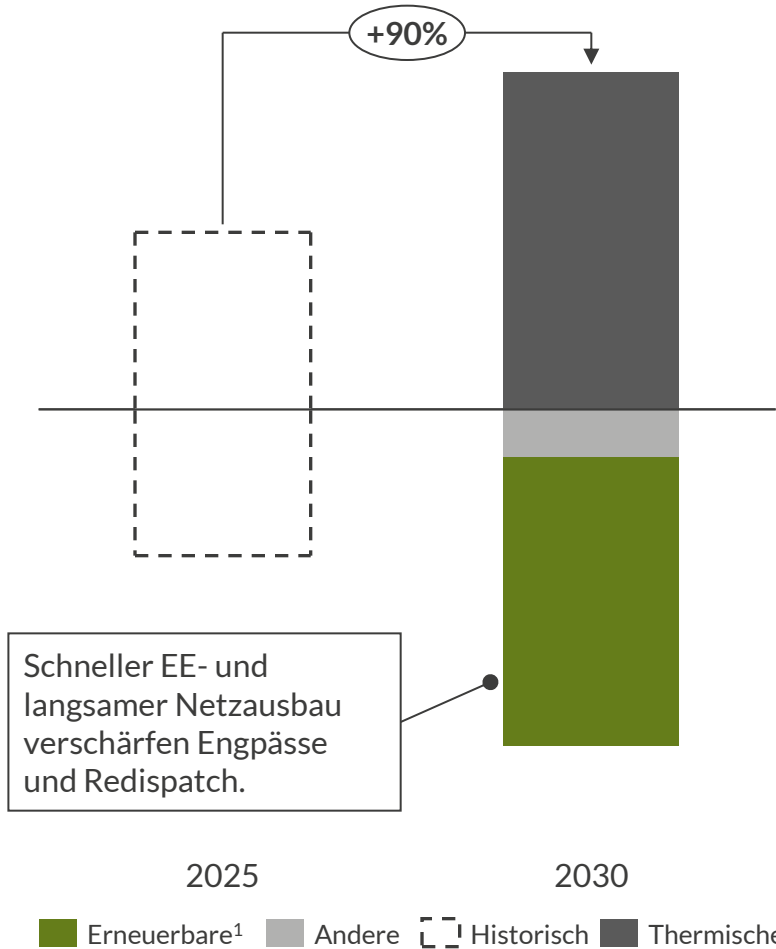
IV. Key takeaways

Wir erwarten einen Anstieg der Redispatch-Mengen um 90% bis 2030, was den Druck auf Anlagenbetreiber weiter erhöht

A U R  R A

Wir erwarten einen Anstieg der Redispatch-Mengen um 90% bis 2030, was den Druck auf Anlagenbetreiber weiter erhöht

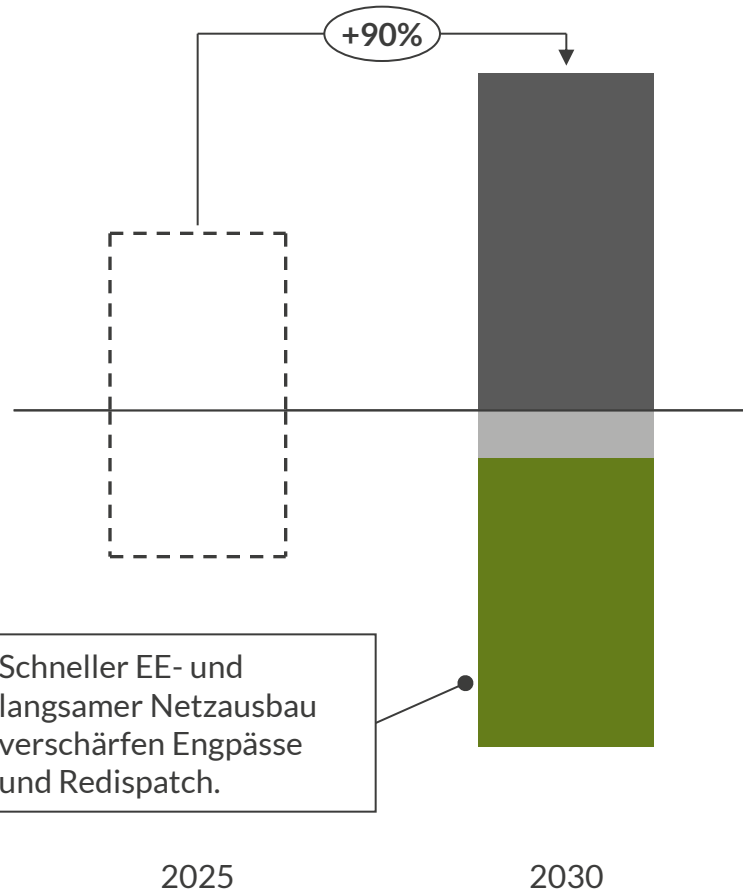
Gesamtes modelliertes ÜNB-induziertes
Redispatch-Volumen, TWh



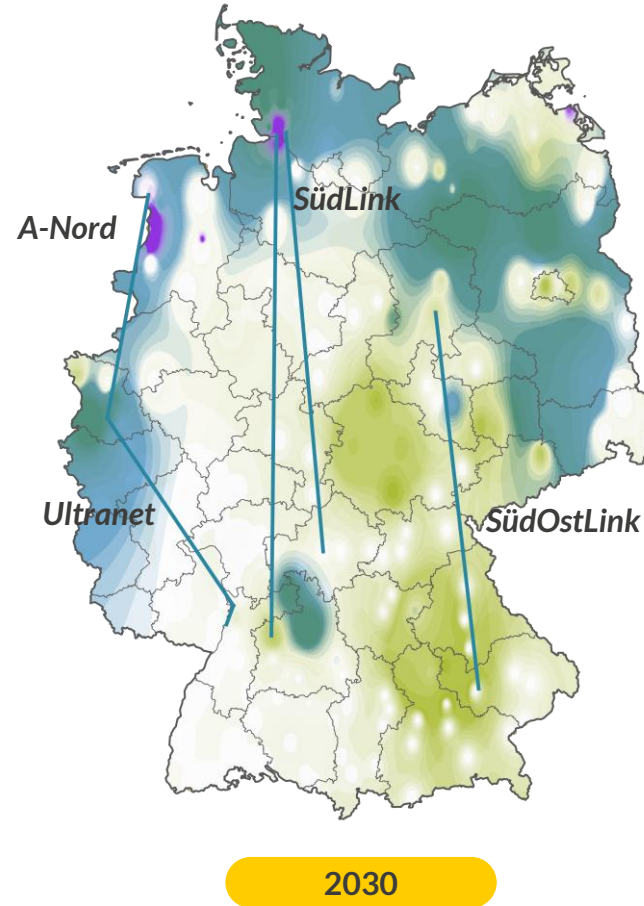
1) Solar-PV, Wind an Land, Wind auf See

Wir erwarten einen Anstieg der Redispatch-Mengen um 90% bis 2030, was den Druck auf Anlagenbetreiber weiter erhöht

Gesamtes modelliertes ÜNB-induziertes Redispatch-Volumen, TWh



Modellierte Regionalverteilung des Abwärts-Redispatch Erneuerbarer, TWh



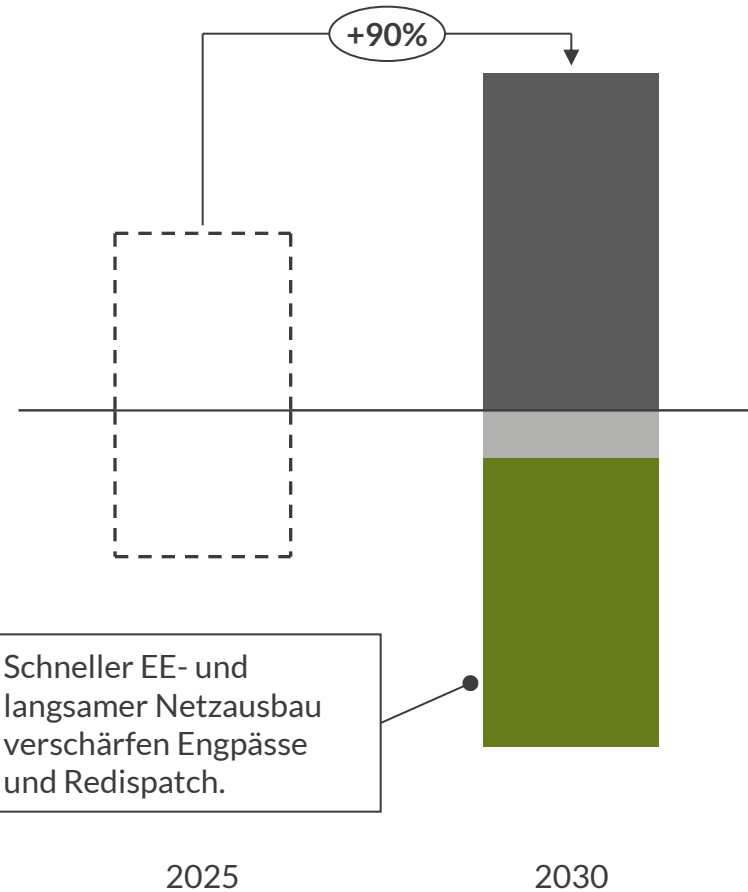
Erneuerbare¹ Andere Historisch Thermische

Solar PV Wind an Land Wind auf See

1) Solar-PV, Wind an Land, Wind auf See

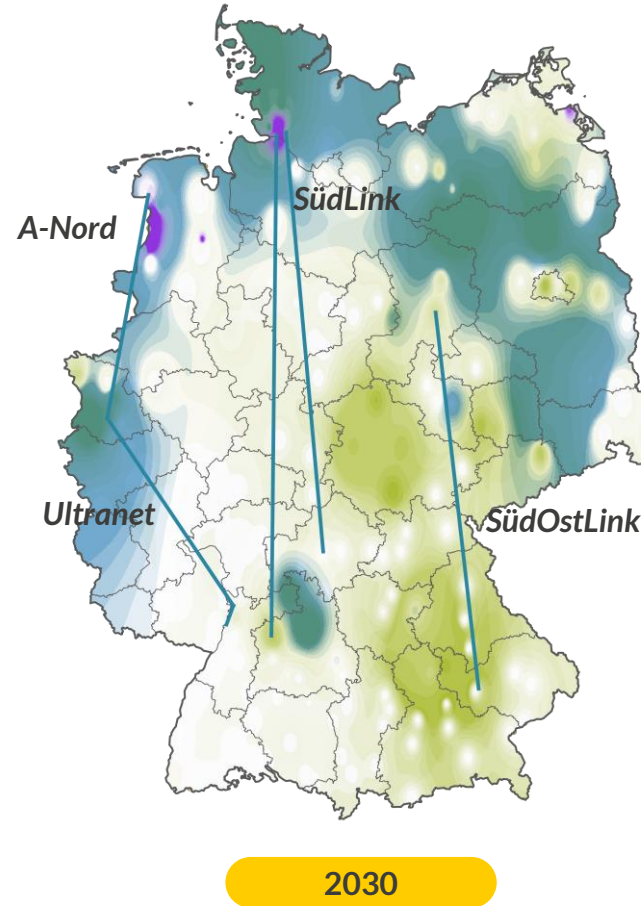
Wir erwarten einen Anstieg der Redispatch-Mengen um 90% bis 2030, was den Druck auf Anlagenbetreiber weiter erhöht

Gesamtes modelliertes ÜNB-induziertes Redispatch-Volumen, TWh



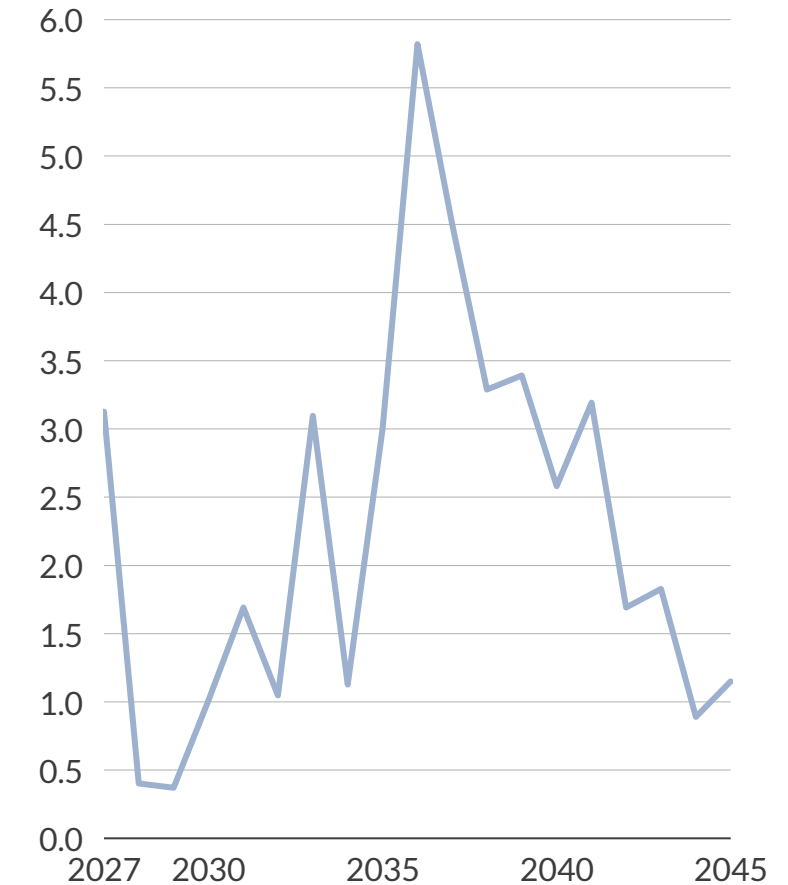
Erneuerbare¹ Andere Historisch Thermische

Modellierte Regionalverteilung des Abwärts-Redispatch Erneuerbarer, TWh



Solar PV Wind an Land Wind auf See

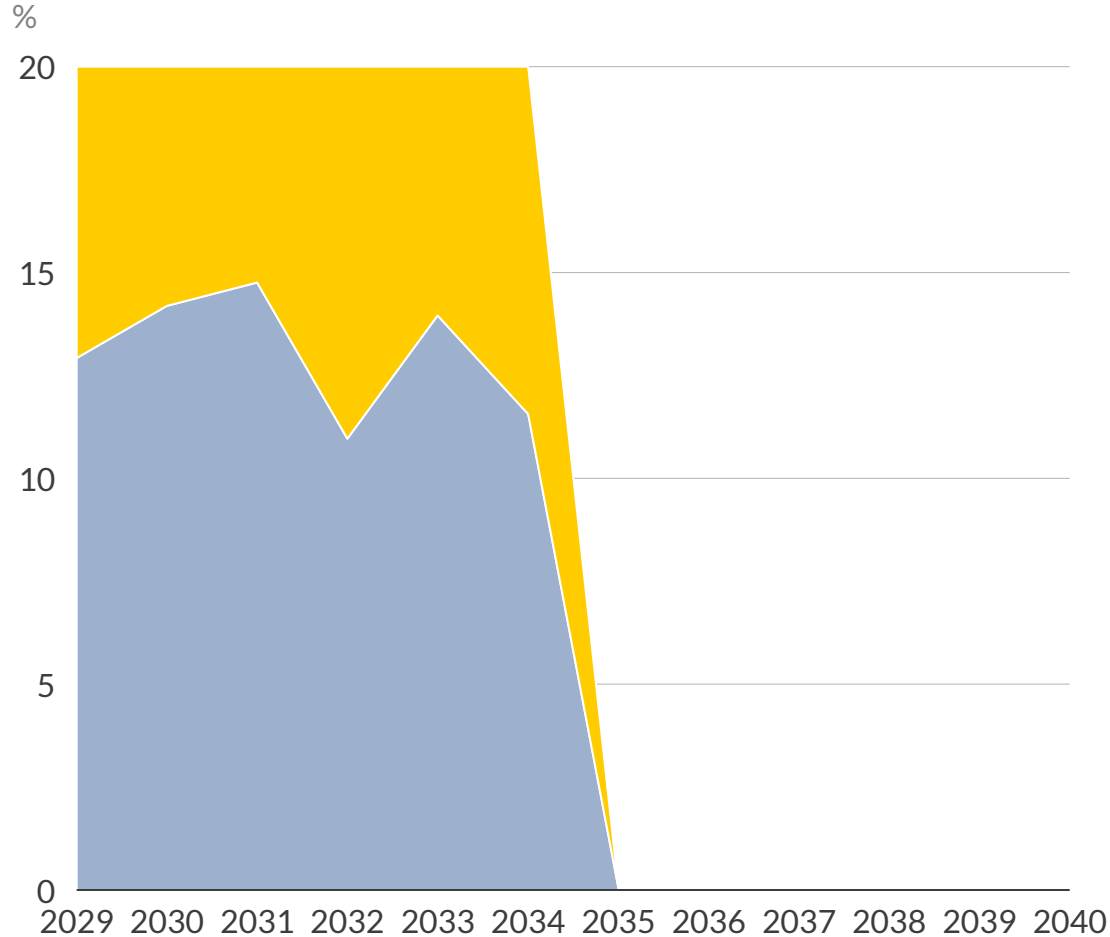
Beispielhafte anlagenspezifische technische Abregelung, % von Gesamterzeugung



1) Solar-PV, Wind an Land, Wind auf See

Bei Wind an Land liegt der Erlöseffekt des Netzpakets bei 5,1 % und sinkt auf 1,4 %, wenn nur die finanzielle Komponente entfällt

Modellierter vs. 20%-Redispatch als Anteil an der Erzeugung – Wind an Land¹

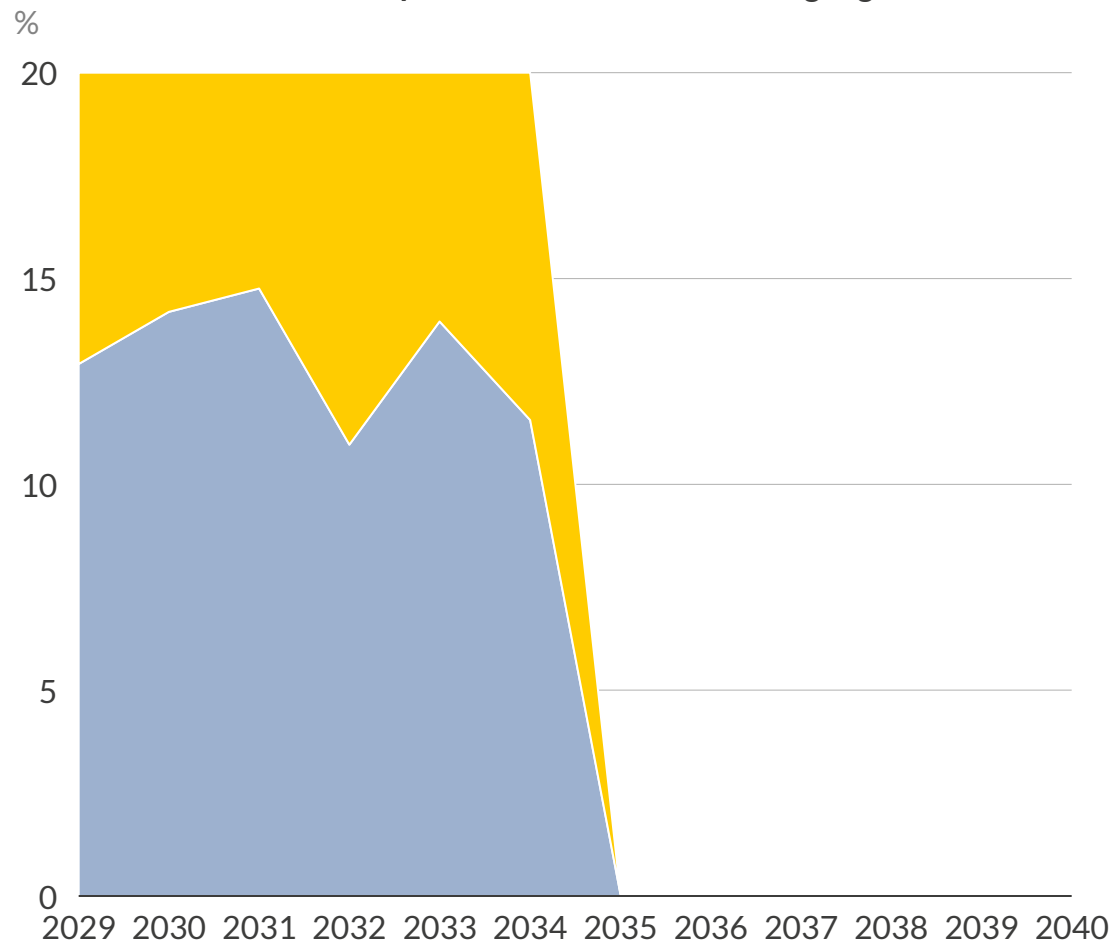


■ Überschätzter Redispatch (20%-Regel) ■ Modell-Redispatch

¹ Basisfall: Windanlage an Land mit 32MW (10 Turbinen à 3,2MW), 32MW Netzanschluss und EEG-Vertrag ab COD 2029 mit Zuschlagswert von 62€/MWh, vor Korrektur. ² Bei erwartetem Redispatch von 13%, Wegfall der gesamten Redispatch-Vergütung (finanzielle Vergütung inkl. Redispatch-2.0-Übergangsmengen, für 6 Jahre) und schlechteren Finanzierungsbedingungen.

Bei Wind an Land liegt der Erlöseffekt des Netzpakets bei 5,1 % und sinkt auf 1,4 %, wenn nur die finanzielle Komponente entfällt

Modellierter vs. 20%-Redispatch als Anteil an der Erzeugung – Wind an Land¹



■ Überschätzter Redispatch (20%-Regel) ■ Modell-Redispatch

Gefährdete Jahreserlöse einer stark abgeregelten Windanlage in Norddeutschland¹

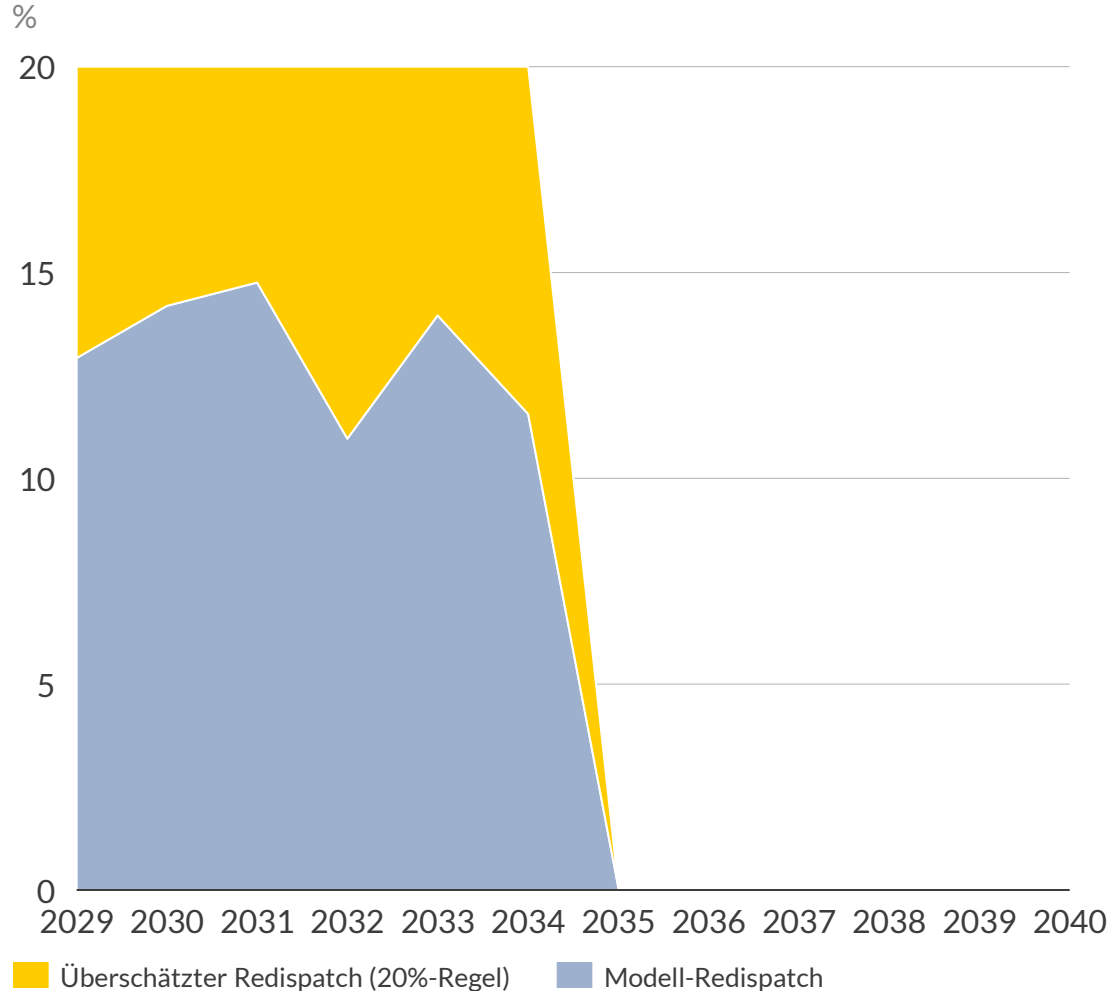
% der voll vergüteten Erlöse, real 2025



1) Basisfall: Windanlage an Land mit 32MW (10 Turbinen à 3,2MW), 32MW Netzanschluss und EEG-Vertrag ab COD 2029 mit Zuschlagswert von 62€/MWh, vor Korrektur. 2) Bei erwartetem Redispatch von 13%, Wegfall der gesamten Redispatch-Vergütung (finanzielle Vergütung inkl. Redispatch-2.0-Übergangsmengen, für 6 Jahre) und schlechteren Finanzierungsbedingungen.

Bei Wind an Land liegt der Erlöseffekt des Netzpakets bei 5,1 % und sinkt auf 1,4 %, wenn nur die finanzielle Komponente entfällt

Modellierter vs. 20%-Redispatch als Anteil an der Erzeugung – Wind an Land¹



Gefährdete Jahreserlöse einer stark abgeregelten Windanlage in Norddeutschland¹

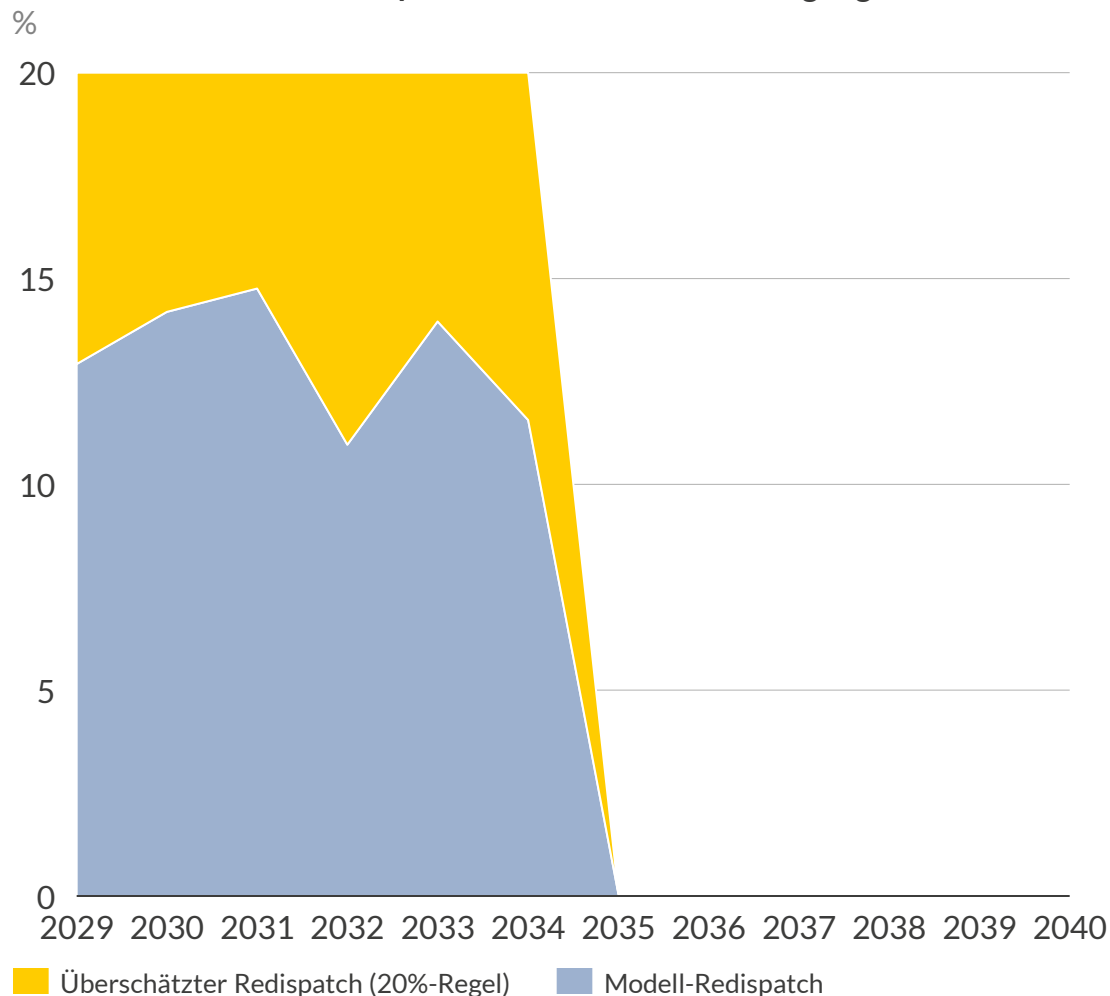
% der voll vergüteten Erlöse, real 2025



1) Basisfall: Windanlage an Land mit 32MW (10 Turbinen à 3,2MW), 32MW Netzanschluss und EEG-Vertrag ab COD 2029 mit Zuschlagswert von 62€/MWh, vor Korrektur. 2) Bei erwartetem Redispatch von 13%, Wegfall der gesamten Redispatch-Vergütung (finanzielle Vergütung inkl. Redispatch-2.0-Übergangsmengen, für 6 Jahre) und schlechteren Finanzierungsbedingungen.

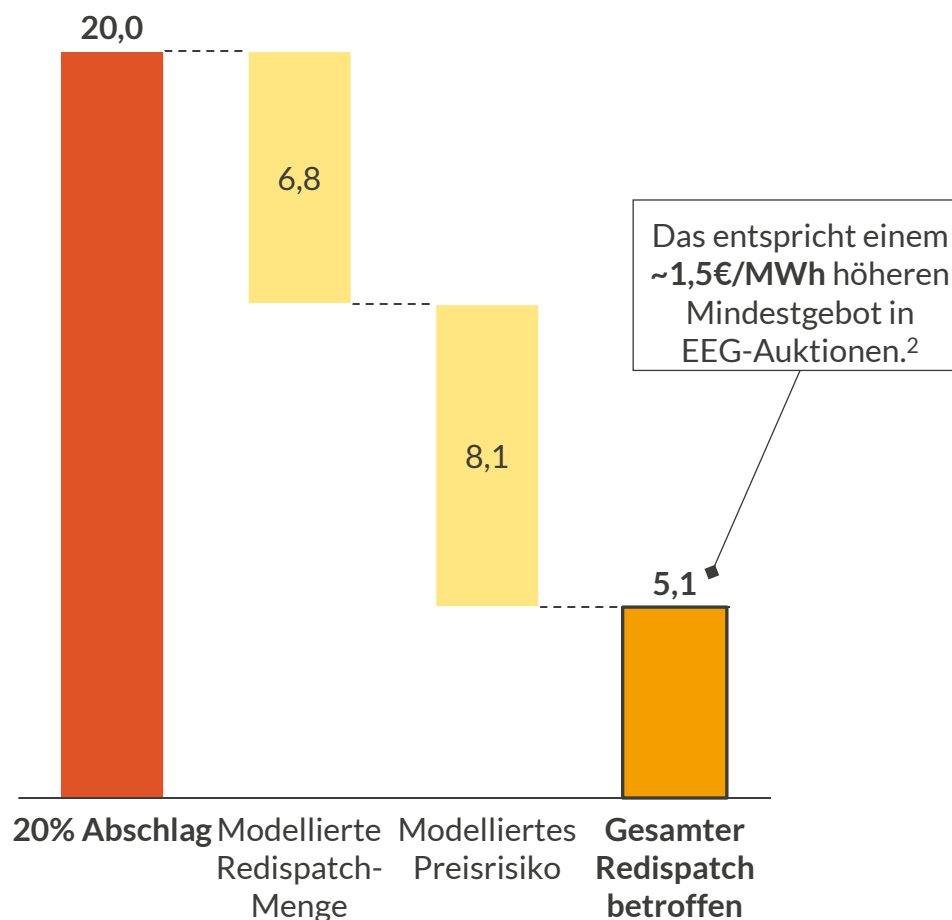
Bei Wind an Land liegt der Erlöseffekt des Netzpakets bei 5,1 % und sinkt auf 1,4 %, wenn nur die finanzielle Komponente entfällt

Modellierter vs. 20%-Redispatch als Anteil an der Erzeugung – Wind an Land¹



Gefährdete Jahreserlöse einer stark abgeregelten Windanlage in Norddeutschland¹

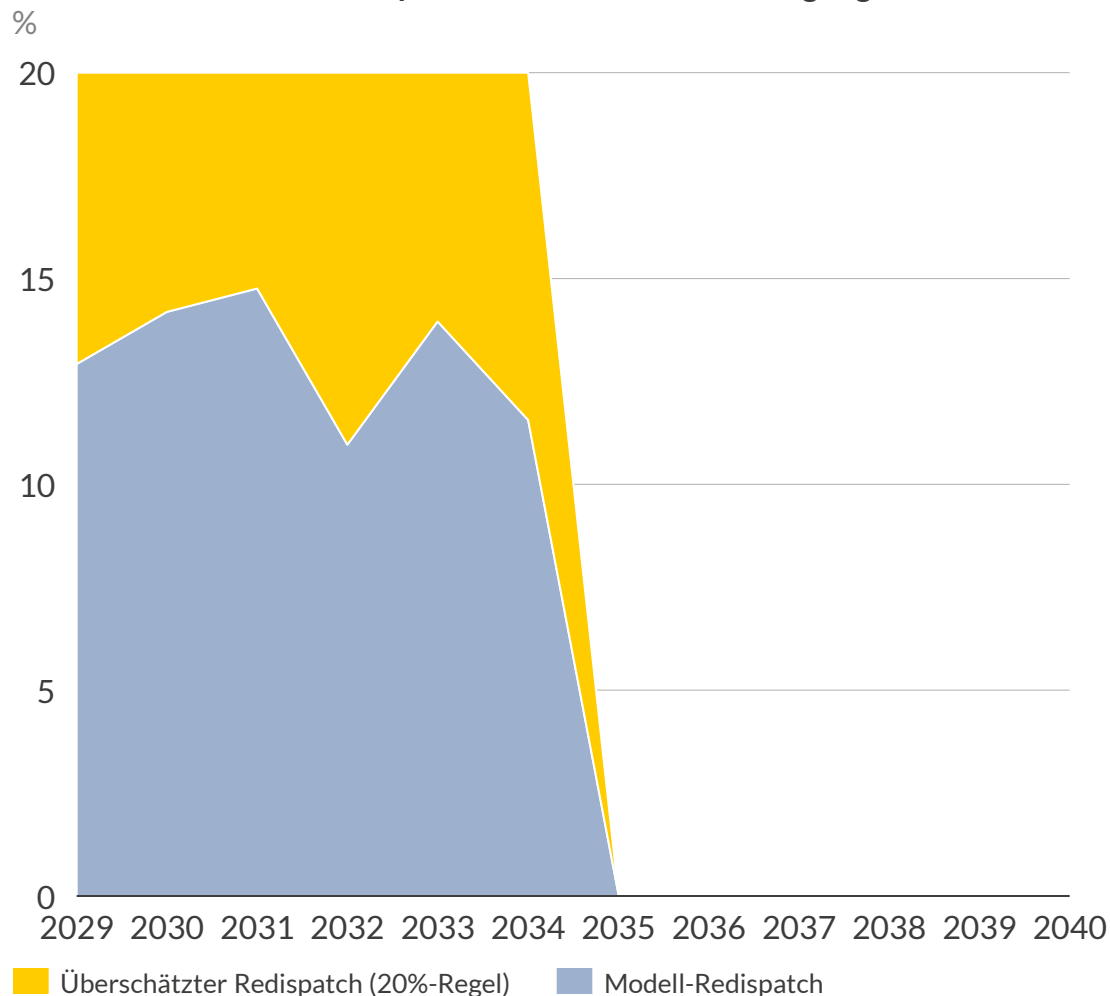
% der voll vergüteten Erlöse, real 2025



1) Basisfall: Windanlage an Land mit 32MW (10 Turbinen à 3,2MW), 32MW Netzanschluss und EEG-Vertrag ab COD 2029 mit Zuschlagswert von 62€/MWh, vor Korrektur. 2) Bei erwartetem Redispatch von 13%, Wegfall der gesamten Redispatch-Vergütung (finanzielle Vergütung inkl. Redispatch-2.0-Übergangsmengen, für 6 Jahre) und schlechteren Finanzierungsbedingungen.

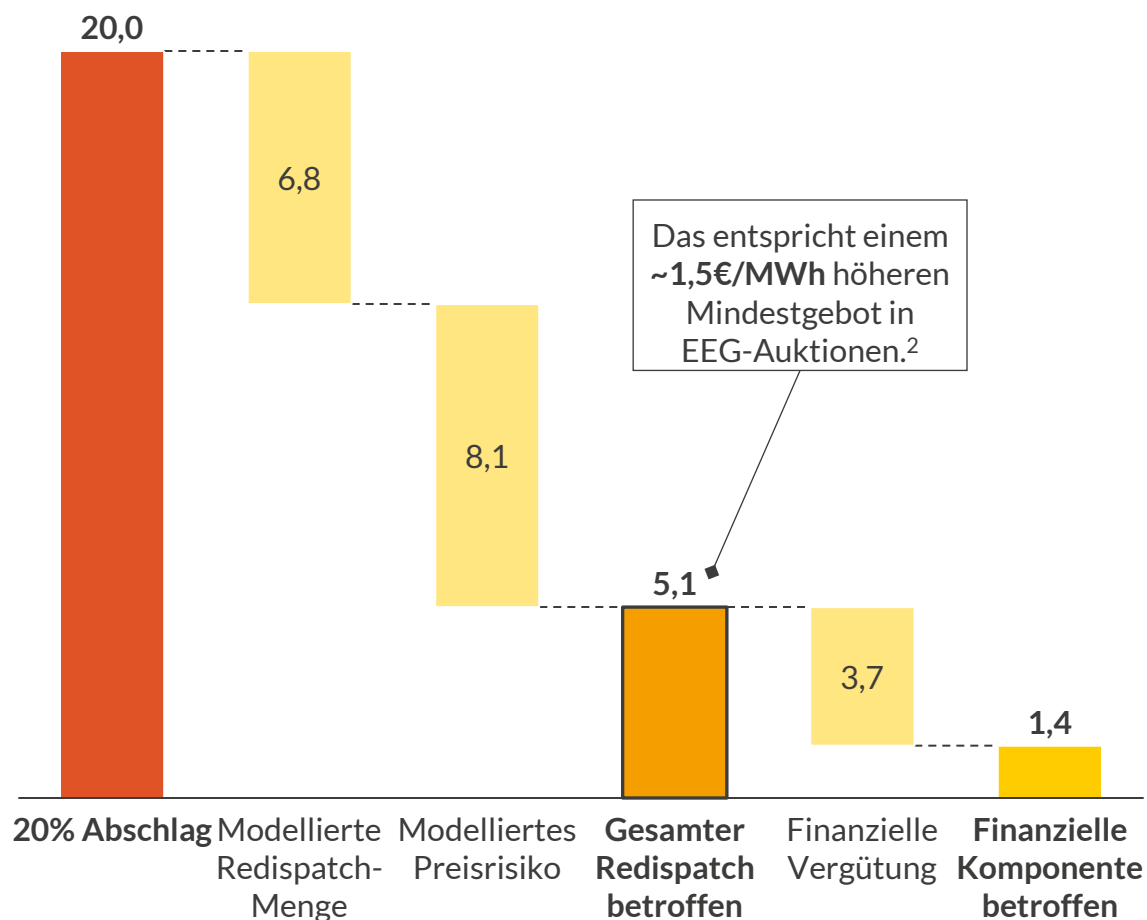
Bei Wind an Land liegt der Erlöseffekt des Netzpakets bei 5,1 % und sinkt auf 1,4 %, wenn nur die finanzielle Komponente entfällt

Modellierter vs. 20%-Redispatch als Anteil an der Erzeugung – Wind an Land¹



Gefährdete Jahreserlöse einer stark abgeregelten Windanlage in Norddeutschland¹

% der voll vergüteten Erlöse, real 2025

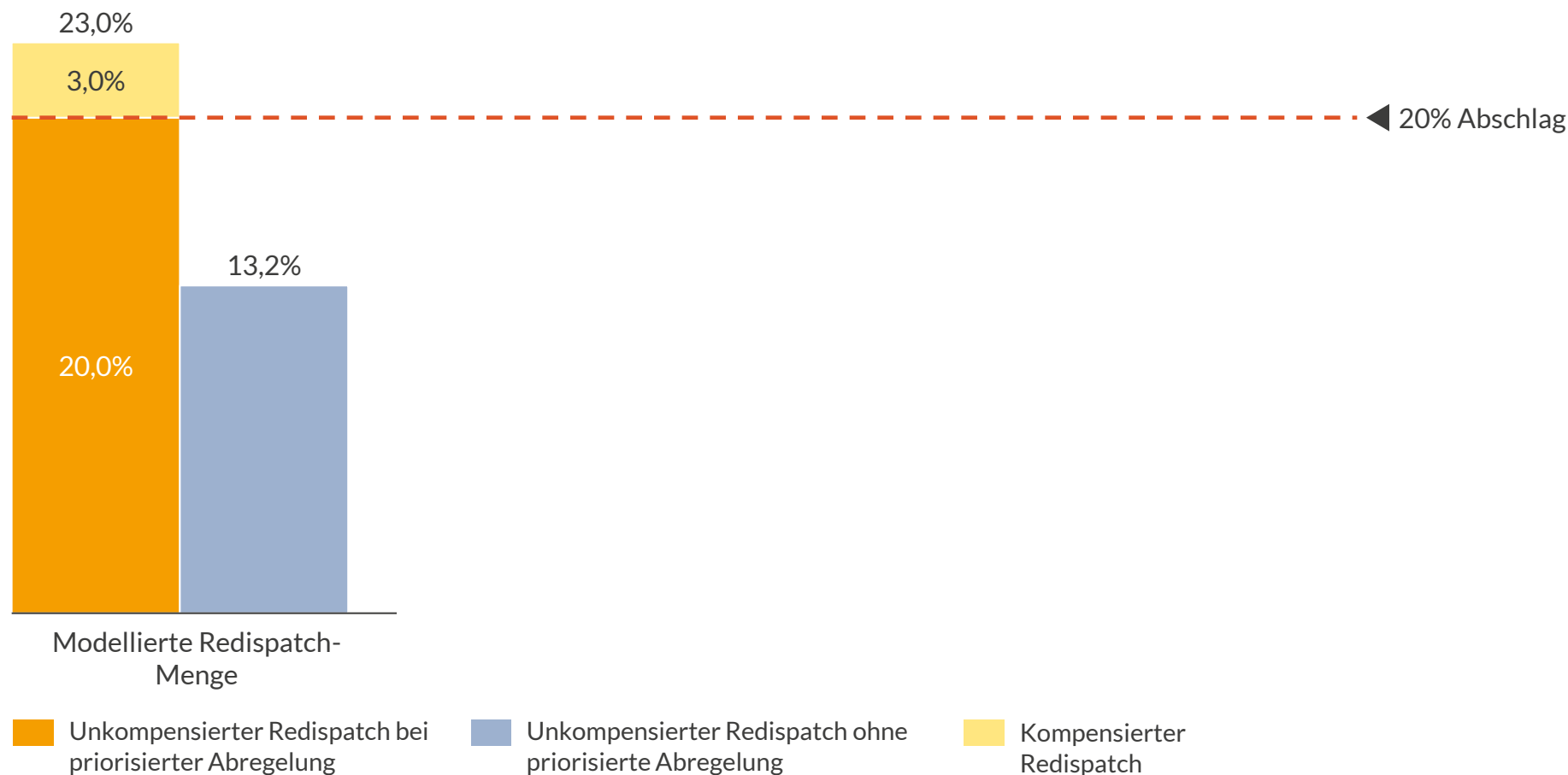


1) Basisfall: Windanlage an Land mit 32MW (10 Turbinen à 3,2MW), 32MW Netzanschluss und EEG-Vertrag ab COD 2029 mit Zuschlagswert von 62€/MWh, vor Korrektur. 2) Bei erwartetem Redispatch von 13%, Wegfall der gesamten Redispatch-Vergütung (finanzielle Vergütung inkl. Redispatch-2.0-Übergangsmengen, für 6 Jahre) und schlechteren Finanzierungsbedingungen.

Werden neue Anlagen zuerst abgeregelt, steigt das Erlösrisiko an Land auf 9,8%, bleibt aber unter dem 20%-Abschlag

Gefährdete Jahreserlöse einer stark abgeregelten Windanlage in Norddeutschland mit priorisiertem Redispatch¹

% der voll vergüteten Erlöse, real 2025

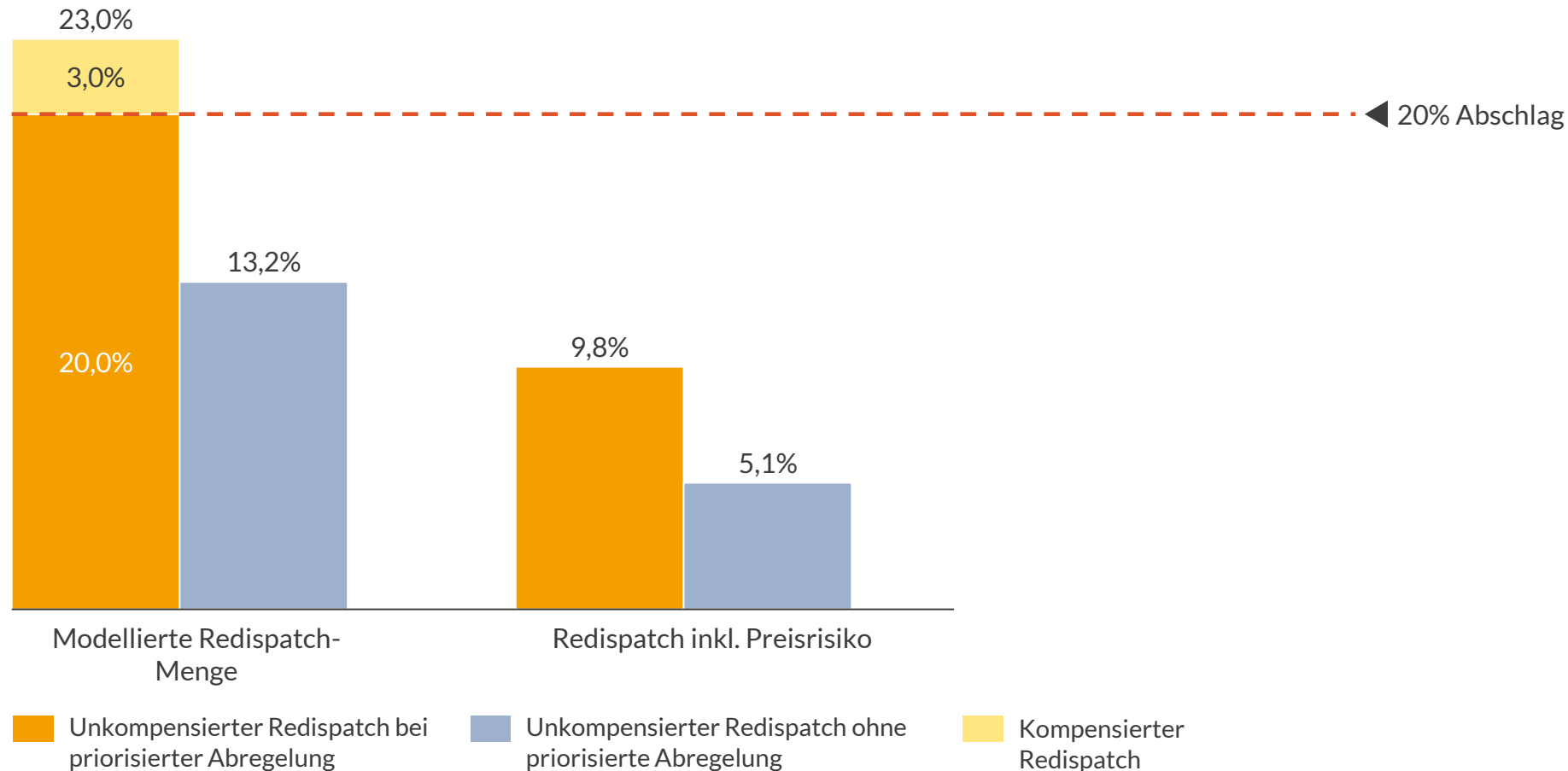


- Die 20% unkompensierter Redispatch machen es für Netzbetreiber vergleichsweise günstiger, neue Anlagen zur Abregelung anzuweisen.
- Wird eine neu gebaute Windanlage so beim Redispatch priorisiert, steigen ihre möglichen Verluste durch unkompensierten Redispatch deutlich.
- Unklar ist jedoch, ob ein solches Redispatch-Verhalten rechtlich Bestand hätte.

1) Bei jeder Redispatch-Anweisung am Netzknoten werden alle Windanlagen, die nach Einführung des Netzpakets 2027 gebaut werden, gleichrangig zur Reduzierung ihrer Erzeugung herangezogen. Ältere (voll vergütete) Anlagen werden nur abgeregelt, wenn der angeforderte Redispatch die Kapazität der neu gebauten Anlagen übersteigt.

Werden neue Anlagen zuerst abgeregelt, steigt das Erlösrisiko an Land auf 9,8%, bleibt aber unter dem 20%-Abschlag

Gefährdete Jahreserlöse einer stark abgeregelten Windanlage in Norddeutschland mit priorisiertem Redispatch¹
% der voll vergüteten Erlöse, real 2025

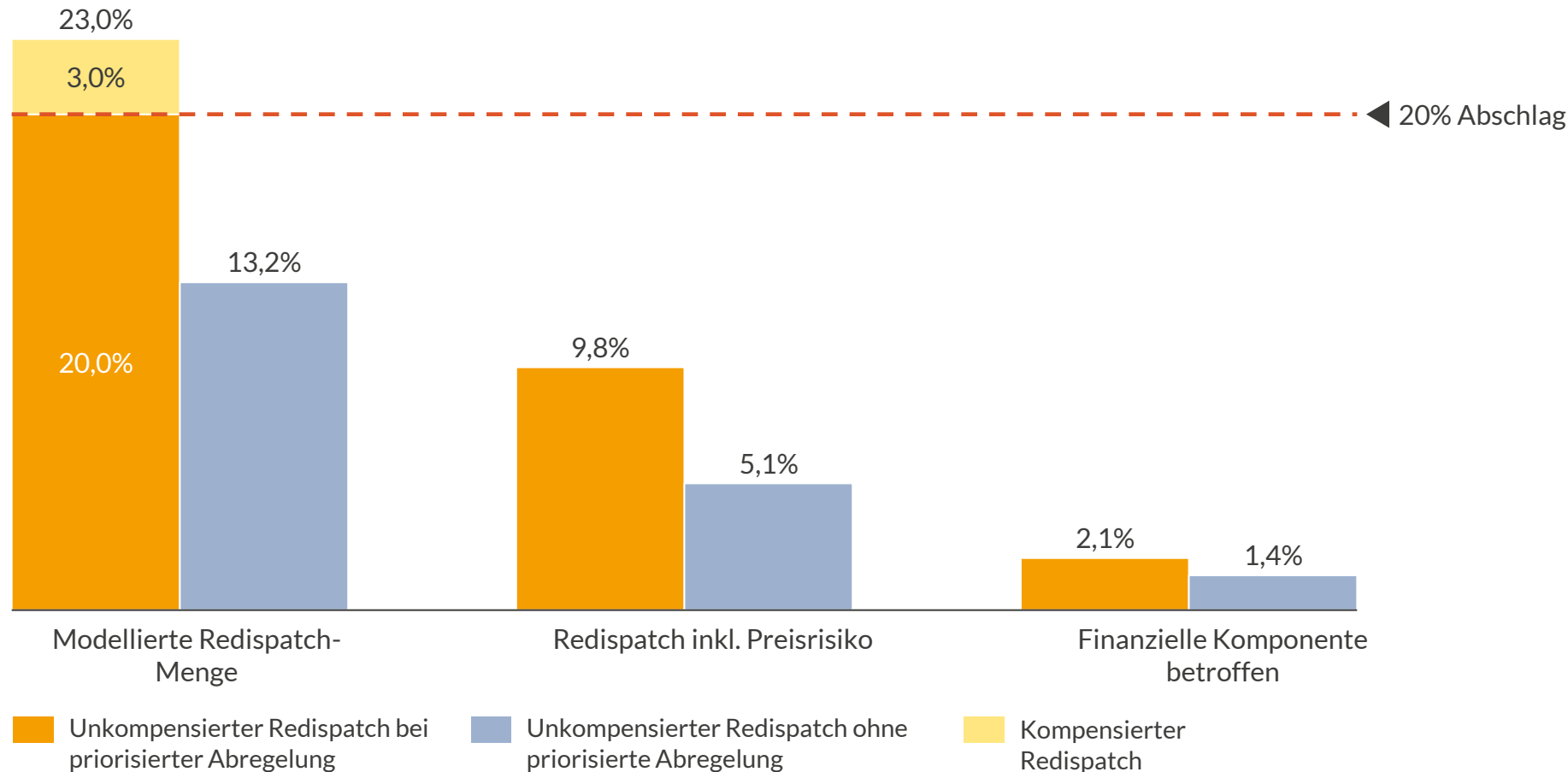


- Die 20% unkompensierter Redispatch machen es für Netzbetreiber vergleichsweise günstiger, neue Anlagen zur Abregelung anzuweisen.
- Wird eine neu gebaute Windanlage so beim Redispatch priorisiert, steigen ihre möglichen Verluste durch unkompensierten Redispatch deutlich.
- Unklar ist jedoch, ob ein solches Redispatch-Verhalten rechtlich Bestand hätte.

1) Bei jeder Redispatch-Anweisung am Netzknoten werden alle Windanlagen, die nach Einführung des Netzpakets 2027 gebaut werden, gleichrangig zur Reduzierung ihrer Erzeugung herangezogen. Ältere (voll vergütete) Anlagen werden nur abgeregelt, wenn der angeforderte Redispatch die Kapazität der neu gebauten Anlagen übersteigt.

Werden neue Anlagen zuerst abgeregelt, steigt das Erlösrisiko an Land auf 9,8%, bleibt aber unter dem 20%-Abschlag

Gefährdete Jahreserlöse einer stark abgeregelten Windanlage in Norddeutschland mit priorisiertem Redispatch¹
% der voll vergüteten Erlöse, real 2025



- Die 20% unkompensierter Redispatch machen es für Netzbetreiber vergleichsweise günstiger, neue Anlagen zur Abregelung anzuweisen.
- Wird eine neu gebaute Windanlage so beim Redispatch priorisiert, steigen ihre möglichen Verluste durch unkompensierten Redispatch deutlich.
- Unklar ist jedoch, ob ein solches Redispatch-Verhalten rechtlich Bestand hätte.

1) Bei jeder Redispatch-Anweisung am Netzknoten werden alle Windanlagen, die nach Einführung des Netzpakets 2027 gebaut werden, gleichrangig zur Reduzierung ihrer Erzeugung herangezogen. Ältere (voll vergütete) Anlagen werden nur abgeregelt, wenn der angeforderte Redispatch die Kapazität der neu gebauten Anlagen übersteigt.

I. Einführung

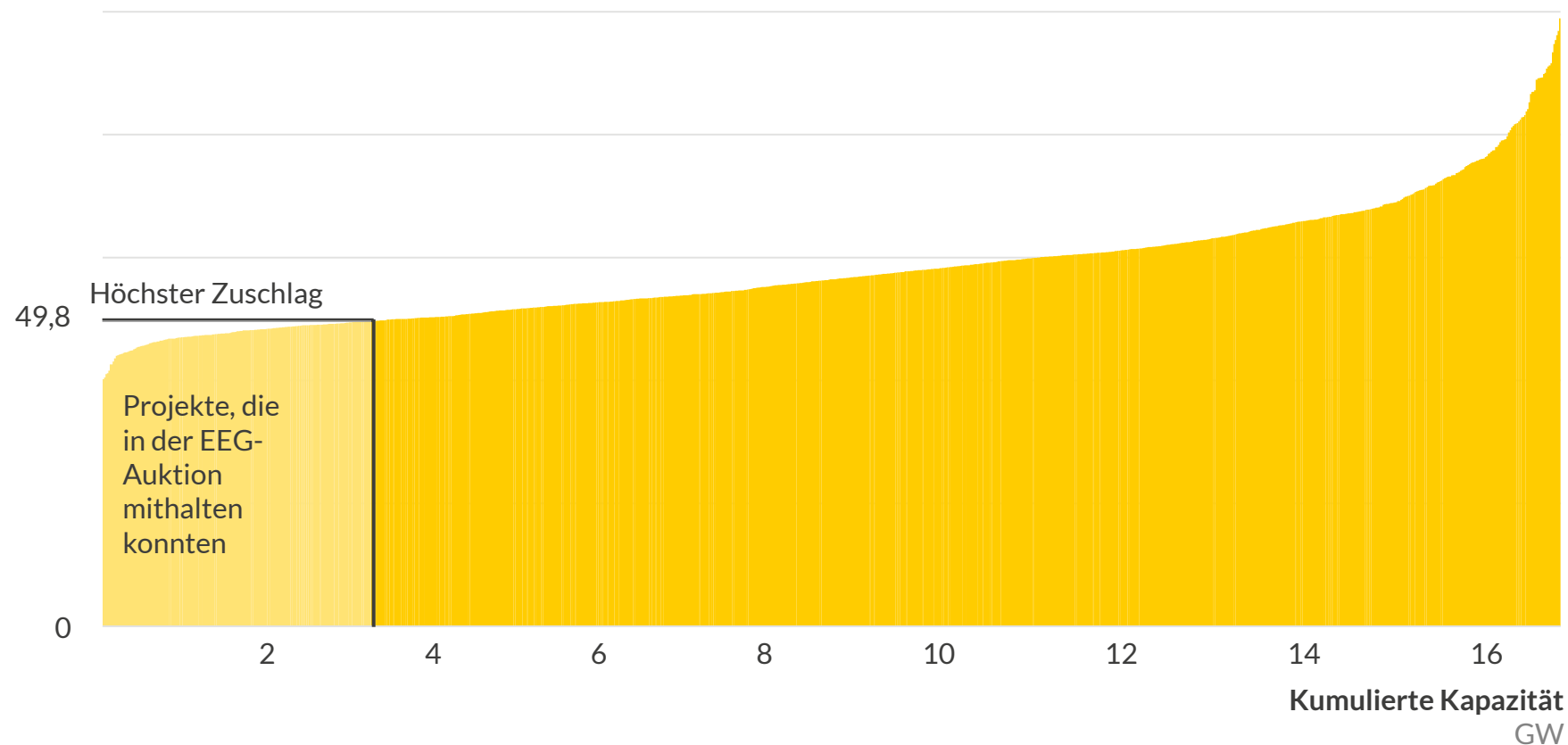
II. Auswirkungen von Redispatch auf Geschäftsmodelle

III. Auswirkungen auf EEG-Auktionen

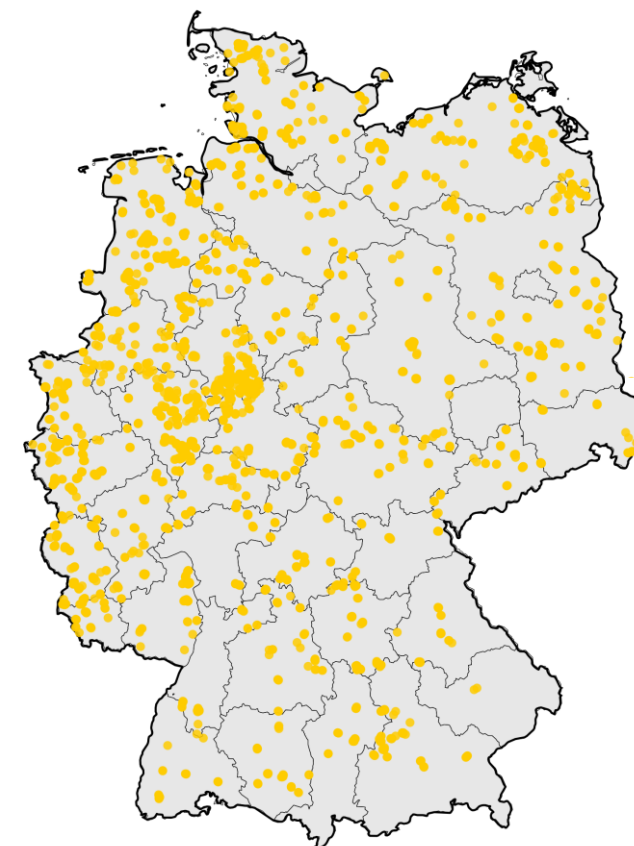
IV. Key takeaways

Nur 3,3GW konnten in der EEG-Windausschreibung im August unter dem höchsten Zuschlagswert bieten

Merit Order Mindestgebote *ohne* Netzpaket-Effekt, Gesamtgebote August 2026
€/MWh



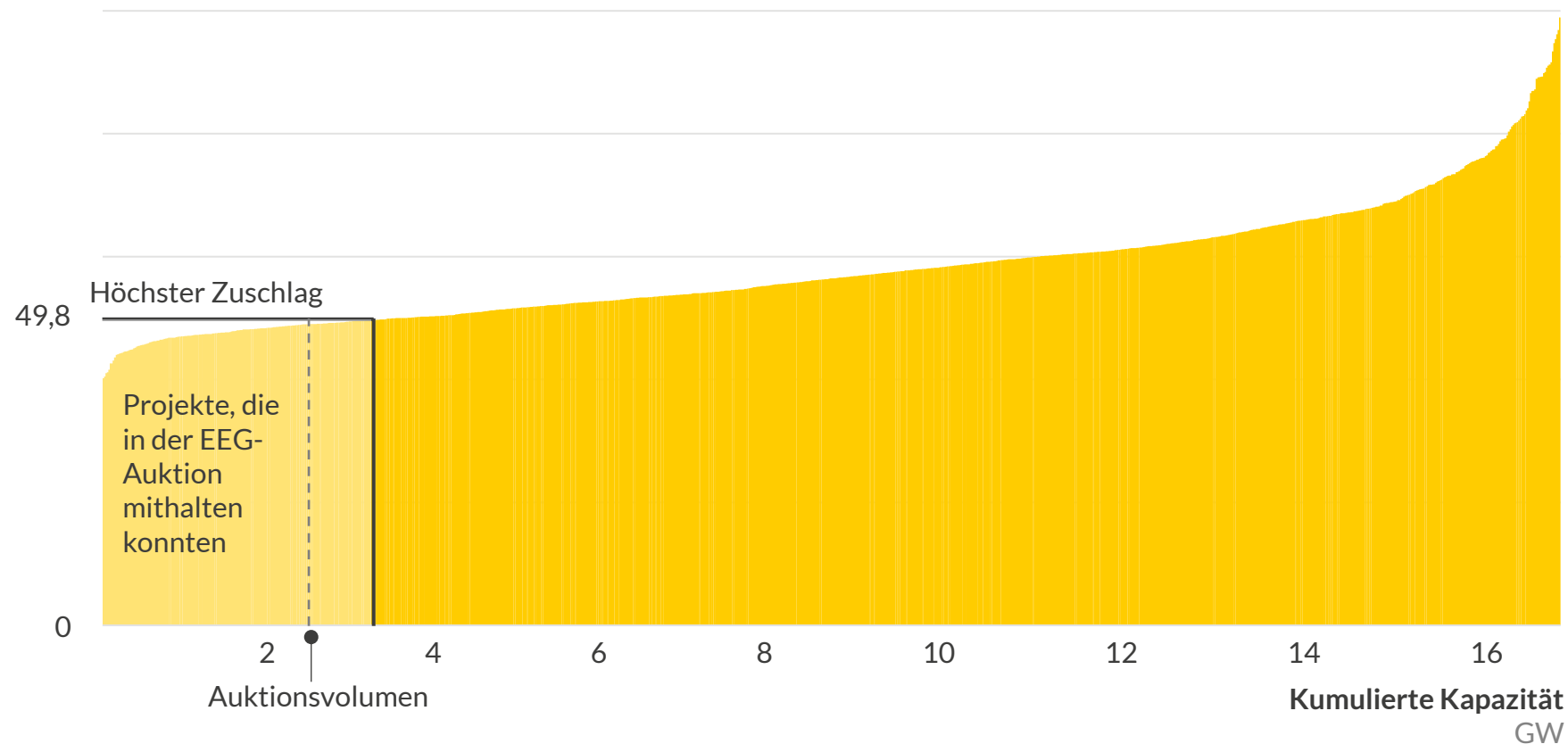
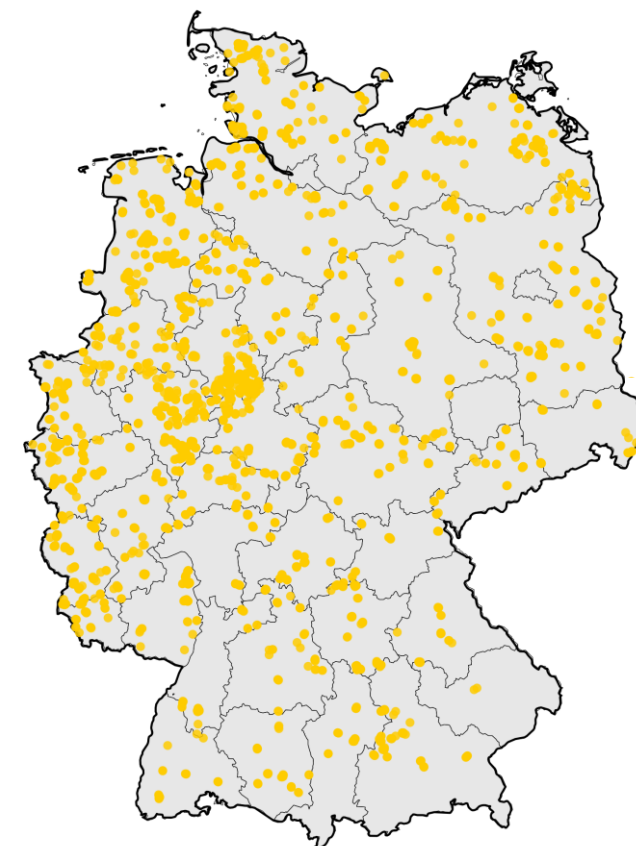
Karte aller potenziellen Projekte



Nur 3,3GW konnten in der EEG-Windausschreibung im August unter dem höchsten Zuschlagswert bieten

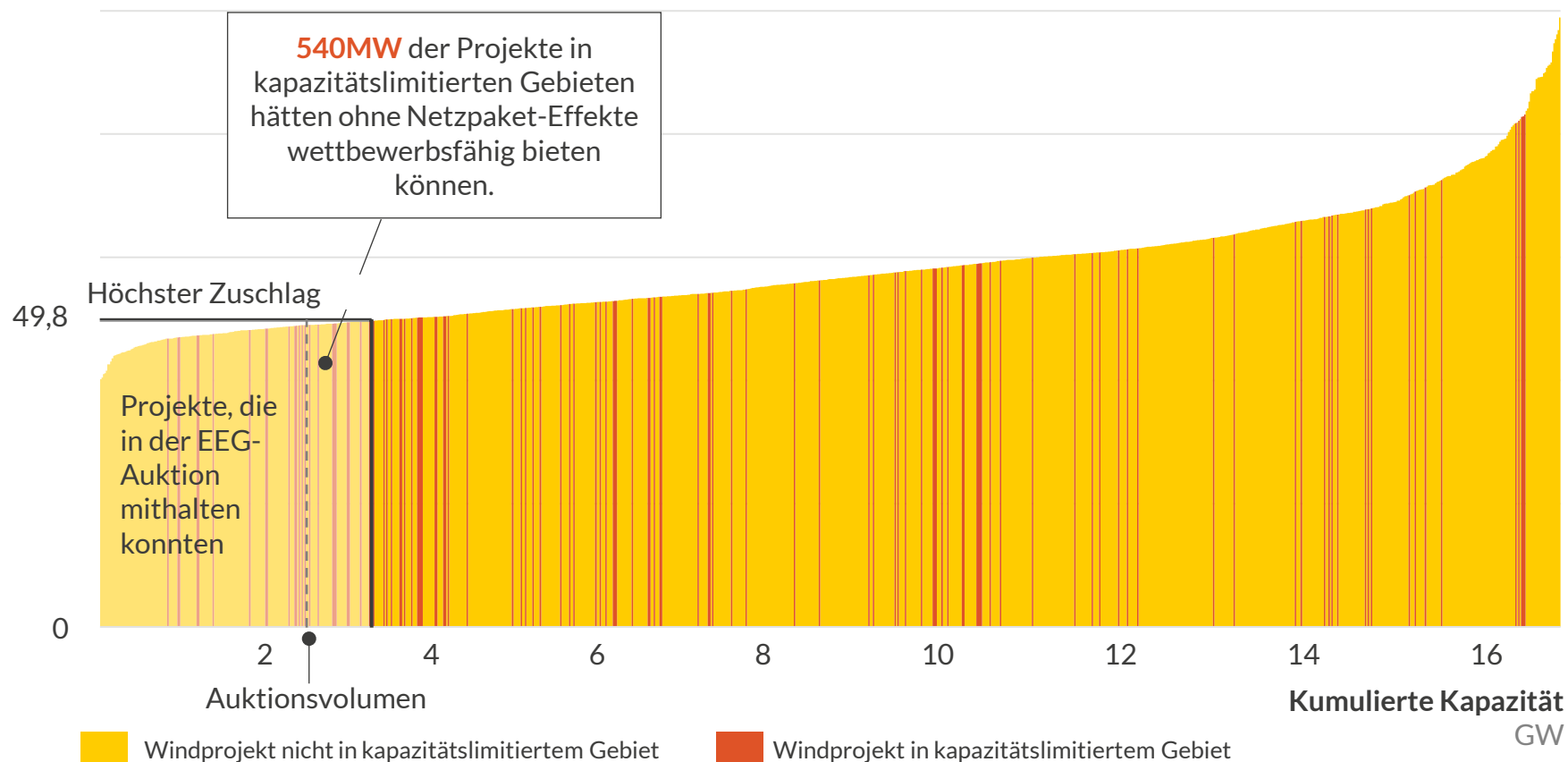
Merit Order Mindestgebote ohne Netzpaket-Effekt, Gesamtgebote August 2026
€/MWh

Karte aller potenziellen Projekte

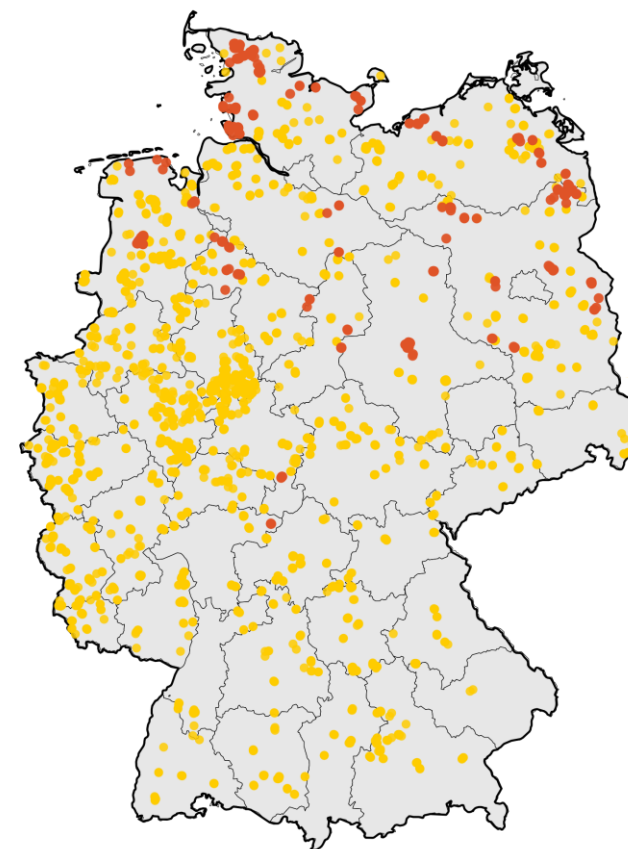


12% der EEG-Windkapazität im August wären durch das *Netzpaket* betroffen gewesen

Merit Order Mindestgebote *ohne Netzpaket*-Effekt, Gesamtgebote August 2026¹
€/MWh



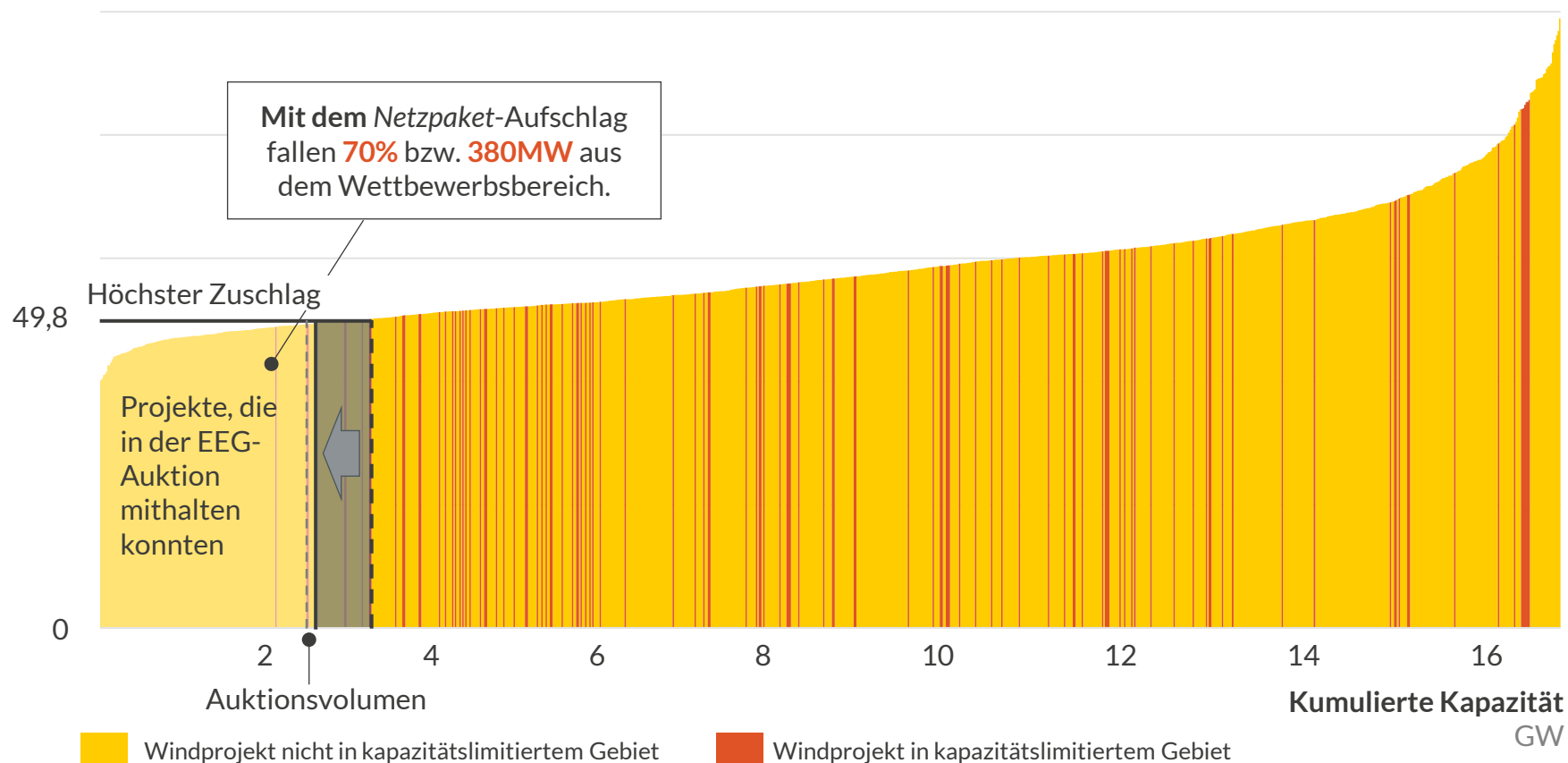
Karte aller potenziellen Projekte



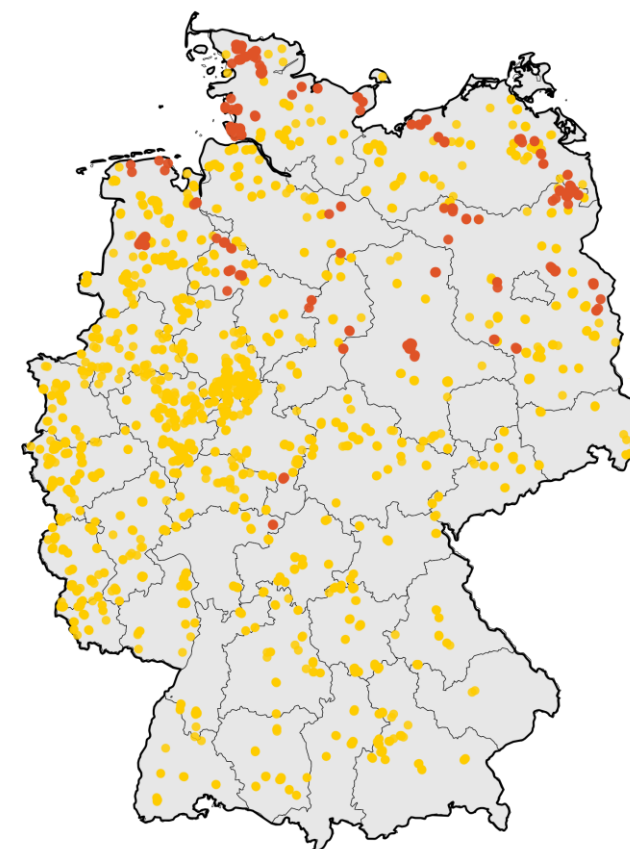
1) Annahme: Das Netzpaket erhöht das Mindestgebot um 1,5€/MWh. Grundlage ist eine Anlage mit erwartetem Redispatch von 13% über 6 Jahre, bei Wegfall der finanziellen Vergütung inkl. Redispatch-2.0-Übergangsmengen.

Das *Netzpaket* hätte über 70% der Projekte in kapazitätslimitierten Gebieten aus der EEG-Ausschreibung gedrängt

Merit Order Mindestgebote mit *Netzpaket*-Effekt, Gesamtgebote August 2026¹
€/MWh



Karte aller potenziellen Projekte



1) Annahme: Das *Netzpaket* erhöht das Mindestgebot um 1,5€/MWh. Grundlage ist eine Anlage mit erwartetem Redispatch von 13% über 6 Jahre, bei Wegfall der finanziellen Vergütung inkl. Redispatch-2.0-Übergangsmengen.

- I. Einführung
- II. Auswirkungen von Redispatch auf Geschäftsmodelle
- III. Auswirkungen auf EEG-Auktionen
- IV. Key takeaways

 **Redispatch-Ausblick:** Volumen verdoppeln sich bis 2030 fast und bleiben danach hoch, neue Gesetze verlagern das Risiko auf Anlagenbetreiber.

 **Redispatch muss modelliert werden:** Gefährdete Erlöse liegen mit 1,4–5,1% (Wind an Land) und bis zu 9,8% (priorisierte Anlage) weit unter dem 20%-Worst-Case.

 **Das Netzpaket verändert die EEG-Ausschreibung:** Über 70% der Projekte in kapazitätslimitierten Gebieten wären aus dem Wettbewerb gedrängt worden.

AURORA



ENERGY RESEARCH