AURORA
ENERGY RESEARCH

Studie zur Auswirkung dynamischer Netzentgelte auf das Stromsystem

März 2026

Haftungsausschluss

Aurora gewährt keine Zusicherungen oder Garantien hinsichtlich des Inhalts, der Vollständigkeit oder der Richtigkeit dieses Berichts. Die Verwendung dieses Berichts erfolgt auf eigene Verantwortung und unterliegt den Hinweisen und Haftungsausschlüssen am Ende dieses Berichts.

© Aurora Energy Research Ltd. –

Executive Summary

(1/2)

Aurora Energy Research hat im Auftrag eines Unternehmenskonsortiums[1] eine umfassende quantitative und qualitative Analyse zur Einführung dynamischer Netzentgelte (dNE) durchgeführt. Die zentralen Ergebnisse dieser Analyse werden in dieser Studie dargestellt.

Eine wesentliche Annahme der Untersuchung ist die Einführung von dNE mit begrenzter räumlicher Granularität, das heißt auf regionaler Ebene in 22 Zonen. Die Modellierungen basieren auf dem Aurora Central Szenario für die Jahre 2029 und 2037. Insgesamt wurden fünf unterschiedliche Ausgestaltungsvarianten dynamischer Netzentgelte analysiert.

1 Gesamtsystem: Zonale dNE reduzieren Redispatch nur teilweise – verursachen dabei aber starke systemische Nebenwirkungen.

- **Zonale dNE führen zu Überreaktionen im Marktdispatch**: Die ausgelösten Erzeugungsverschiebungen liegen für das Jahr 2037 bereits bei Annahme von dNE in Höhe von nur ±10 €/MWh bei insgesamt 54TWh, und damit deutlich über dem Redispatchvolumen in einem Basisszenario ohne dNE (19 TWh). In einer dNE-Ausgestaltungsvariante mit höheren dNE sind die Effekte um ein Vielfaches größer.
- **Redispatch wird nur teilweise reduziert**: Unter Annahme vollkommener Voraussicht auf Netzengpässe wird in den getesteten dNE-Ausgestaltungen eine Reduktion der Redispatch-Volumina von 5 - 63% erreicht. Bei Annahme unvollkommener Voraussicht sinkt die Redispatch-Minderungswirkung auf maximal 58%, da Preissignale weniger zielgerichtet sind.
- **EE-Einspeisung sinkt deutlich, thermische Erzeugung steigt**: Durch die Kombination aus starker Marktreaktion und hohem verbleibendem Redispatchbedarf sind alle getesteten dNE-Szenarien durch deutlich weniger EE und mehr thermische Erzeugung geprägt. Schon dNE in Höhe von ±10 €/MWh haben im Jahr 2037 eine Mindererzeugung von EE in Höhe von 14TWh zur Folge. Das entspricht dem Doppelten der erforderlichen netzbedingten Abregelung in diesem Jahr ohne die Einführung von dNE.
- **Strompreise und CO_2-Emissionen steigen**: Die Verschiebung hin zu thermischer Erzeugung hebt das Preisniveau; die kostenbasierte dNE - Ausgestaltungsvariante zeigt einen um 13 % höheren Grundlastpreis gegenüber dem Basisszenario. Gleichzeitig steigen die CO_2-Emissionen um 26% (2029) und 22% (2037)
- **Wohlfahrtsverlust:** Die Mehrproduktion teurerer thermischer Anlagen zulasten günstiger EE-Erzeugung erzeugt einen Wohlfahrtsverlust, der in der kostenbasierten dNE-Ausgestaltung im Jahr 2029 1,6 Milliarden Euro beträgt.

1) EnBW, Engie, LEAG, Onyx Power, RWE, Statkraft, Trianel, Uniper, Vattenfall.

Quellen: Aurora Energy Research

Executive Summary

(2/2)

Aurora Energy Research hat im Auftrag eines Unternehmenskonsortiums[1] eine umfassende quantitative und qualitative Analyse zur Einführung dynamischer Netzentgelte (dNE) durchgeführt. Die zentralen Ergebnisse dieser Analyse werden in dieser Studie dargestellt.

Eine wesentliche Annahme der Untersuchung ist die Einführung von dNE mit begrenzter räumlicher Granularität, das heißt auf regionaler Ebene in 22 Zonen. Die Modellierungen basieren auf dem Aurora Central Szenario für die Jahre 2029 und 2037. Insgesamt wurden fünf unterschiedliche Ausgestaltungsvarianten dynamischer Netzentgelte analysiert.

2 **Verteilungseffekte**: dNE verschieben Kosten und Erlöse stark zwischen Regionen und Akteuren – mit Risiken für Investitionen und Akzeptanz.

- **Regionale Effekte konzentrieren sich stark und verschieben Standortattraktivität**: EE-Mindererzeugung konzentriert sich auf norddeutsche Regionen und wird v. a. durch Wind (on-/offshore) getrieben; PV-Effekte sind im Vergleich geringer, werden aber bis 2037 regional stärker.
- **Sehr ungleiche Belastung/Entlastung für Erzeuger**: Mengengewichtete dNE unterscheiden sich regional um bis zu 64 €/MWh; Regionen mit hoher Windkonzentration und begrenzter Leitungskapazität werden stark belastet.
- **Wirtschaftlichkeit bestehender und neuer EE-Projekte wird regional stark belastet**[2]:

Onshore-Wind: Mindererlöse bis −70 % in bestimmten Regionen im Norden; gleichzeitig hohe Erlössteigerungen in anderen Regionen, ohne dass dortige Anlagen einen Beitrag zur Redispatch-Auflösung leisten (Mitnahmeeffekte)

Offshore-Wind: Mindererlöse von bis zu −67 % für ein Teil der Nordsee-Flotte. Nur Anlagen mit direkter Anbindung weiter im Inland können positive Effekte erwarten.

Solar-PV: bis 2037 regional Mindererlöse von bis zu −45 % möglich (Verteilnetzengpässe in Ausbau-Hotspots). Hohe Erlössteigerungen in vielen Regionen, ohne dass die Anlagen einen Beitrag zur Redispatch-Auflösung leisten

- **Verbraucherseite (direkter Effekt der dNE)**: inverses Muster zu Erzeugern, aber überwiegend höhere Belastung: Bei Bandlast-Annahme profitieren nur wenige Regionen von negativen dNE, während die Mehrheit von dNE-Kosten betroffen ist; in West/Südwest sind bis zu +26 €/MWh zusätzliche Kosten durch dNE möglich.
- **Mit Strompreiseffekt verschärft sich die Verbraucherbelastung**: Der höhere Großhandelspreis wirkt in allen Zonen, Gesamteffekte steigen lokal auf bis zu +37 €/MWh, während Vorteile in "Gewinnerregionen" schrumpfen.

1) EnBW, Engie, LEAG, Onyx Power, RWE, Statkraft, Trianel, Uniper, Vattenfall; 2) Für die Redispatchkosten-basierte Ausgestaltungsvariante

Quellen: Aurora Energy Research

Agenda

AURORA

I. Einleitung

II. Auswirkung dynamischer Netzentgelte auf das Stromsystem

1. Gesamtsystembetrachtung
2. Regionale Verteilungseffekte

III. Weitere Implikationen dynamischer Netzentgelte

Die BNetzA strebt die Einführung dynamischer Netzentgelte an, um netzdienliches Verhalten durch variable Kosten zu fördern

AURORA

Zielbild der Netzentgeltreform
Auszug aus dem AgNes Diskussionspapier

Funktionsweise dynamischer Netzentgelte
Vereinfachte Darstellung

	Stromeinspeisung	*Stromentnahme*
Positiver Redispatch	Negatives Entgelt	Positives Entgelt
Kein Redispatch	Kein Entgelt	Kein Entgelt
Negativer Redispatch	Positives Entgelt	Negatives Entgelt

- Die BNetzA strebt eine **Reformierung der Netzentgelte zum 31. Dezember 2028 an,** um den Anforderungen der Energiewende gerechter zu werden
- Neuen Netzentgelte sollen **„transparent, marktgerecht, flexibel und möglichst fair** an den tatsächlichen Netzbelastungen ausgerichtet sein“
- Dynamische Netzentgelte (dNE) erfüllen eine **Anreizfunktion** indem sie netzdienliches Verhalten fördern
- dNE können auch eine Finanzierungsfunktion übernehmen, wenn sie auf Gruppen angewandt werden, die derzeit keine Netzentgelte zahlen (z. B. Speicher oder Erzeuger). Dies ist jedoch nicht ihr primäres Ziel.

- **dNE sind zeitvariable Gebühren für die Nutzung des Stromnetzes**, die sich nach der Auslastung des Netzes richten. Aus Sicht eines Erzeugers:
  - **Positives Netzentgelt** entsteht bei **Überschusserzeugung**
  - **Negatives Netzentgelt** entsteht bei **Mangelerzeugung**
- **Netzengpasssignale sind regionsspezifisch und symmetrisch,** das heißt positive und negative Netzentgelte finden gleichzeitig statt
- **dNE** sollen **einen Tag im Voraus vor der Day-ahead Auktion** veröffentlicht werden, damit sie in den Kraftwerkseinsatz ex-ante systemdienlicher machen und damit den Bedarf für Redispatch minimieren

Quellen: Bundesnetzagentur, Aurora Energy Research

Aurora integriert für die Modellierung von dynamischen Netzentgelten Strommarkt- und Netzmodellierung in einem iterativen Prozess

AURORA

1 dNE Input Parameter

- Definition von dNE – Regionen
- Definition von 5 Ausgestaltungs-möglichkeiten der dNE

2 Strommarkt Input Parameter

- Technologieparameter, Politik, Nachfrage und Leistung wie in *Aurora Central* Q3 2025

3 Aurora Strommarktmodell

- Modellierung eines Basisszenarios (Aurora Central ohne dNE)
- Modellierung von 5 Strommarktszenarien mit dNE (Aurora Central mit dNE)
- Berücksichtigung von EEG-Förderung beim Dispatch von EE[2]

4 Strommarkt – Outputs

- Anlagenscharfer Dispatch in stündlicher Granularität
- Stündliche Preise
- Emissionen

5 Netzmodell – Inputparameter

- (Zukünftiges) Übertragungssnetz[1],
- Nodale Anlagenzuweisung
- Nodale Nachfragesteuerung

6 Aurora Netzmodell

- Modellierung von Übertragungsbeschränkungen im Basisszenario und in den Szenarien mit dNE
- Stündliche Granularität

7 Network Model Outputs

- Technologie- und knotenscharfe Redispatchvolumina in stündlicher Granularität für das Basisszenario und die dNE - Szenarien

Modellierung | Input | Output

1) Basierend auf dem *Netzentwicklungsplan* und Aurora's Expertise. 2) Im Strommarktmodell wird zwischen EEG-geförderten und rein marktlichen EE-Anlagen unterschieden. Bei Dispatch-Entscheidungen und der Wirkung der dNE-Signale wird berücksichtigt, ob eine Anlage über einen anzulegenden Wert verfügt.

Quellen: Aurora Energy Research

Wir analysieren die Systemauswirkungen für 2 repräsentative Jahre auf Basis von Aurora Central und den 22 WAPP-Regionen

AURORA

1 Als Zieljahre der Analyse dienen das geplante **Startjahr der dNE (2029**) und das Zieljahr des NEP (2037).

- 2026: Konsultation der *BNetzA* zur Ausgestaltung der DNE
- **2029: Geplante Einführung der dNE auf Übertragungsnetzebene**
- 2030 – 2035 : Schrittweise Ausweitung der dNE auf Verteilnetzebene
- **2037: Reduktion von Redispatch im Zieljahr des NEP[1]**

2 Aurora Central bildet die **wahrscheinlichste Entwicklung des Strommarkts** mit **konservativen Annahmen zur Umsetzung politischer Ziele** ab.

	Aurora Central	NDP (Szenario C)
Dekarbonisierung	2060	2045
Angebot (EE-Ausbau)	429 GW (2045)	+64%
Stromnachfrage	846 TWh (2045)	+54%
Netzausbau	10,700 km (2035)	+40%

3 **Deutschland wird in 22 Preisregionen unterteilt,** die sich an den WAPP[2]-Zonen der Übertragungsnetzbetreiber orientieren.

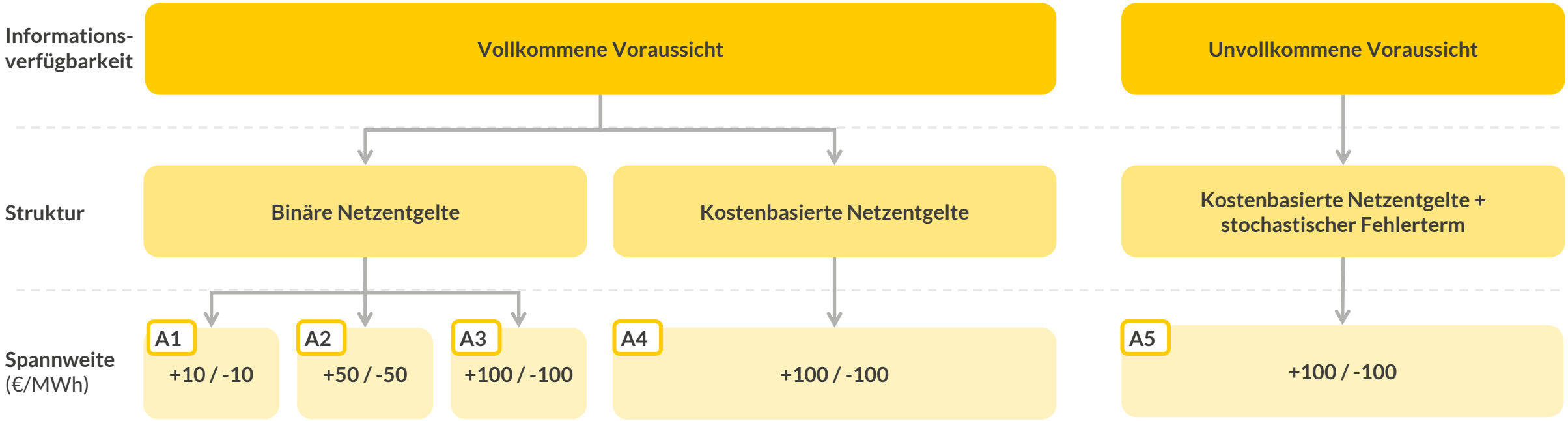
1) Netzentwicklungsplan 2) Weak Ahead Planning Process

Quellen: Aurora Energy Research

Wir modellieren 5 Ausgestaltungsmöglichkeiten dynamischer Netzentgelte, die sich hinsichtlich Höhe und Struktur unterscheiden

AURORA

Übersicht der getesteten dNE – Ausgestaltungsvarianten



In der **binären Ausgestaltung** können die dNE **nur zwei Ausprägungen** annehmen, deren Wert – positiv oder negativ - von der Richtung des Netzengpasses abhängt. In den **kostenbasierten Varianten** hingegen können die dNE **jeden Wert innerhalb der vorgesehenen Bandbreite** annehmen. Der konkrete Wert in einer Stunde ergibt sich aus den Kosten des Redispatch, der ohne dNE erforderlich wäre, um den jeweiligen Netzengpass aufzulösen (siehe nächste Folie).

Quellen: Aurora Energy Research

Die dNE – Variante 4 basiert auf technologiespezifischen Redispatch-Kosten; Sensitivität 5 bildet die Annahme eines Prognosefehlers ab

dNE – Ausgestaltungsvariante	Beschreibung
A4 **Kostenbasierte Netzentgelte mit vollkommener Informationsverfügbarkeit**	Auf Basis stündlicher zonale Redispatchbedarfe werden zonale Merit-Orders erstellt, aus denen ein technologieabhängiger Clearing-Preis abgeleitet wird. Dieser Clearing-Preis dient als dynamisches Netzentgelt und ist auf ±100 €/MWh begrenzt. Deep-dive zur Methodik auf der nächsten Seite
A5 **Kostenbasierte Netzentgelte + stochastischer Fehlerterm**	In der Praxis können Prognosen der Redispatch-Volumina fehlerbehaftet sein. Um reale Situationen mit unvollkommener Informationslage zum Zeitpunkt der dNE-Festlegung abzubilden, werden 50% der Jahresstunden ausgewählt und der jeweilige Wert der dNE mit dem der folgenden Stunde vertauscht.

Die Varianten A4 und A5 bilden einen Proxy für einen realen kostenbasierten Ansatz. Dieser Ansatz wurde gewählt, da aus Veröffentlichungen der Bundesnetzagentur hervorgeht, dass sie für die Bestimmung dynamischer Netzentgelte grundsätzlich einen kostenbasierten Mechanismus prüft bzw. anstrebt. Vereinfachungen bei der Ableitung stündlicher Redispatch-Kosten können zu Ungenauigkeiten in der resultierenden Preisbildung führen. In der praktischen Umsetzung wäre eine genauere Bestimmung der dNE grundsätzlich möglich und könnte die Zielgenauigkeit der Preissignale erhöhen.

Quellen: Aurora Energy Research

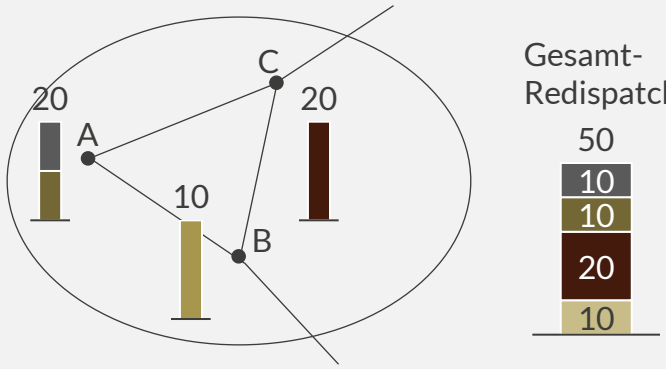
In der kostenbasierten Ausgestaltung der dNE erfolgt die Bestimmung der dNE auf Basis der jeweils stündlichen Redispatchbedarfe

1 Ermittlung des zonalen Redispatchbedarfs

- Stündliche Bestimmung des Redispatch-Bedarfs je Zone über eine Aggregation der jeweiligen Redispatch-Bedarfe aller Netzknoten innerhalb der Zone
- Ableitung der Redispatch-Richtung auf zonaler Ebene: Entweder Redispatch Up (zusätzliche Erzeugung erforderlich), oder Redispatch Down (Erzeugungsreduktion erforderlich)

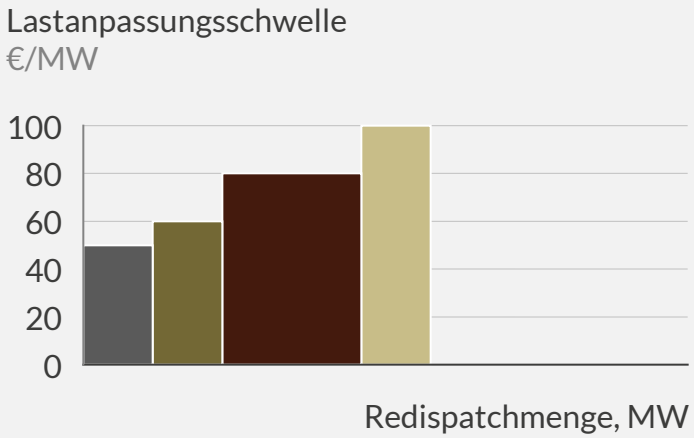
Beispielzone in Stunde mit Redispatch Up

MW



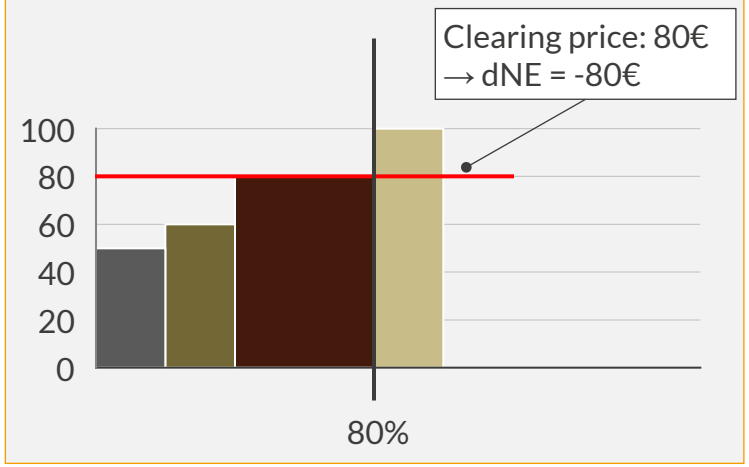
2 Bildung der Redispatch-Merit-Order

- Ermittlung der Lastanpassungsschwelle (LAS) je Anlage bzw. Anlagentechnologie[1]
- Definition der LAS als: Differenz zwischen Day-Ahead-Marktpreis und technologiespezifischen Grenzkosten
- Sortierung der Anlagen nach aufsteigenden LAS



3 Ableitung des dynamischen Netzentgelts

- Bestimmung des preissetzenden LAS-Niveaus als Clearing Price der Merit-Order
- Clearing Price entspricht den LAS der Anlage bzw. Anlagentechnologie, die 80 % des Redispatch-Bedarfs deckt
- Definition des dynamischen Netzentgelts:
  Redispatch Up → negatives Einspeiser-dNE
  Redispatch Down → positives Einspeiser-dNE



● Netzknotenpunkt Anlage 1 Anlage 2 Anlage 3 Anlage 4

1) Größere Anlagen sind einzeln abgebildet, kleiner Anlagen sind nach Erzeugungstechnologie aggregiert.

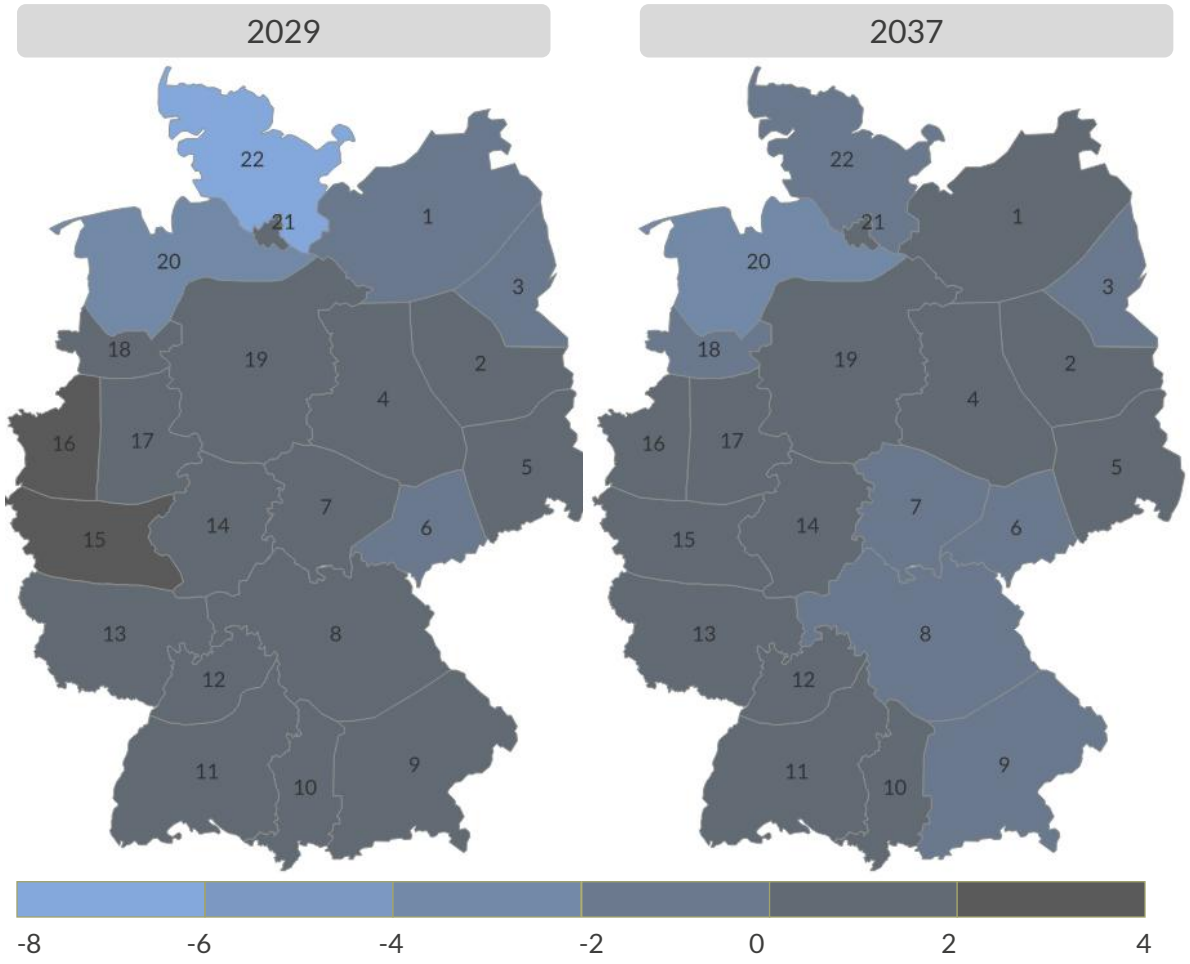
Quelle: Aurora Energy Research

Der Großteil der Netzengpassvolumina wird auch in Zukunft auf einzelne Regionen konzentriert sein

AURORA

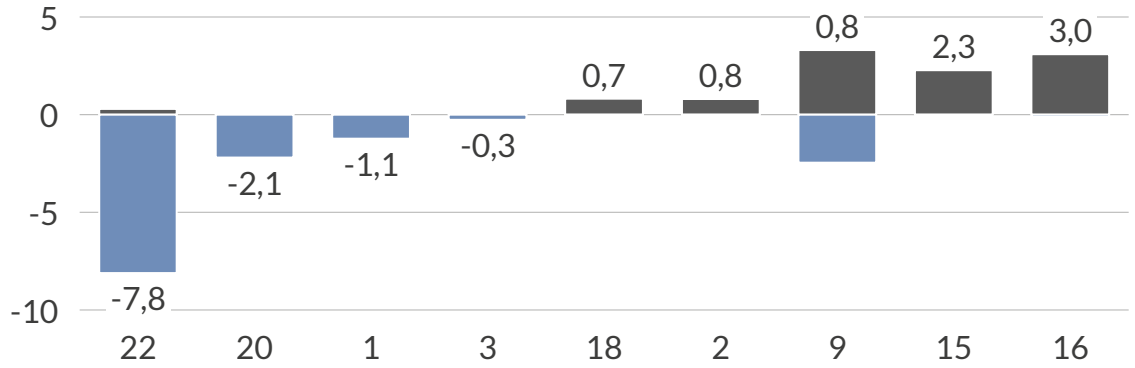
Redispatchvolumina nach Region im Basis-Szenario[1]

TWh



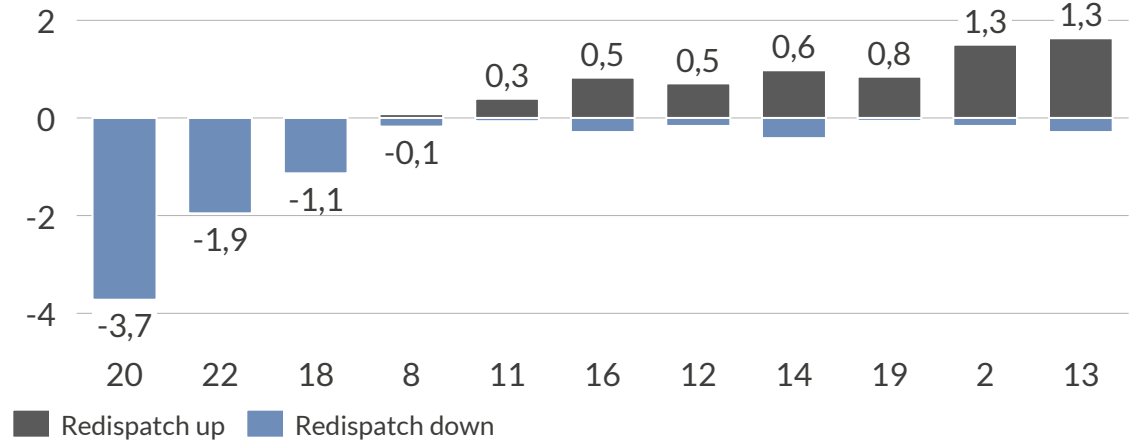
Redispatchvolumina nach WAPP-Zone, 2029

TWh



Redispatchvolumina nach WAPP-Zone, 2037

TWh



1) Summe aus Redispatch up und Redispatch down Volumina

Quellen: Aurora Energy Research

Agenda

AURORA

I. **Einleitung**

II. **Auswirkung dynamischer Netzentgelte auf das Stromsystem**

1. Gesamtsystembetrachtung
2. Regionale Verteilungseffekte

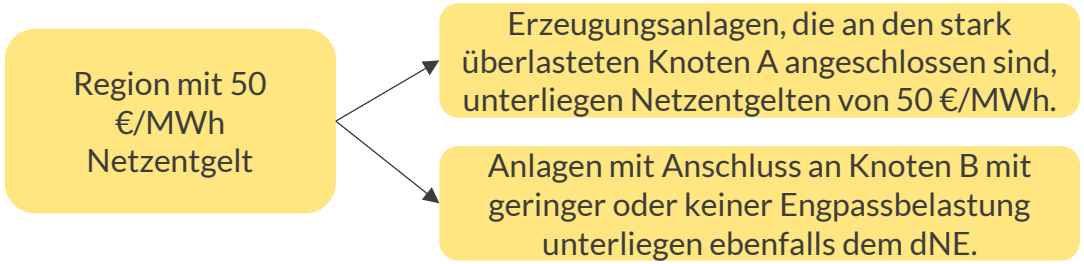
III. **Weitere Implikationen dynamischer Netzentgelte**

Netzentgelte können aufgrund unzureichender regionaler Granularität und Prognosefehlern unbeabsichtigte Markteffekte auslösen

AURORA

Unzureichende Granularität regionaler Signale führt zu **Treffungenauigkeit** und **Überreaktionen** im Kraftwerkseinsatz

- **Engpässe** im deutschen Strommarkt sind häufig stark **lokal begrenzt** und entstehen meist an einzelnen Leitungen oder Umspannwerken.
- Eine **Aggregation** der Netzsituation auf regionale Ebenen birgt das Risiko, solche **lokalen Engpässe nicht richtig abzubilden**.
- Die daraus abgeleiteten dynamischen Netzentgelte spiegeln den tatsächlichen Netzzustand am jeweiligen Netzanschlusspunkt daher oft nicht adäquat wider.
- Zwei Anlagen innerhalb derselben Region können sich in unterschiedlichen Engpasssituationen befinden, erhalten aber identische Netzentgeltsignale (siehe unten).
- Dies kann zu **Fehlanreizen im Dispatch** führen: Anlagen ohne lokalen Engpass werden unnötig belastet, während tatsächlich netzbelastende Anlagen nicht ausreichend bepreist werden.



Prognosefehler aufgrund der zeitlichen Verzögerung zwischen dNE – Festlegung und Engpassereignissen führen zu **Ungenauigkeit**

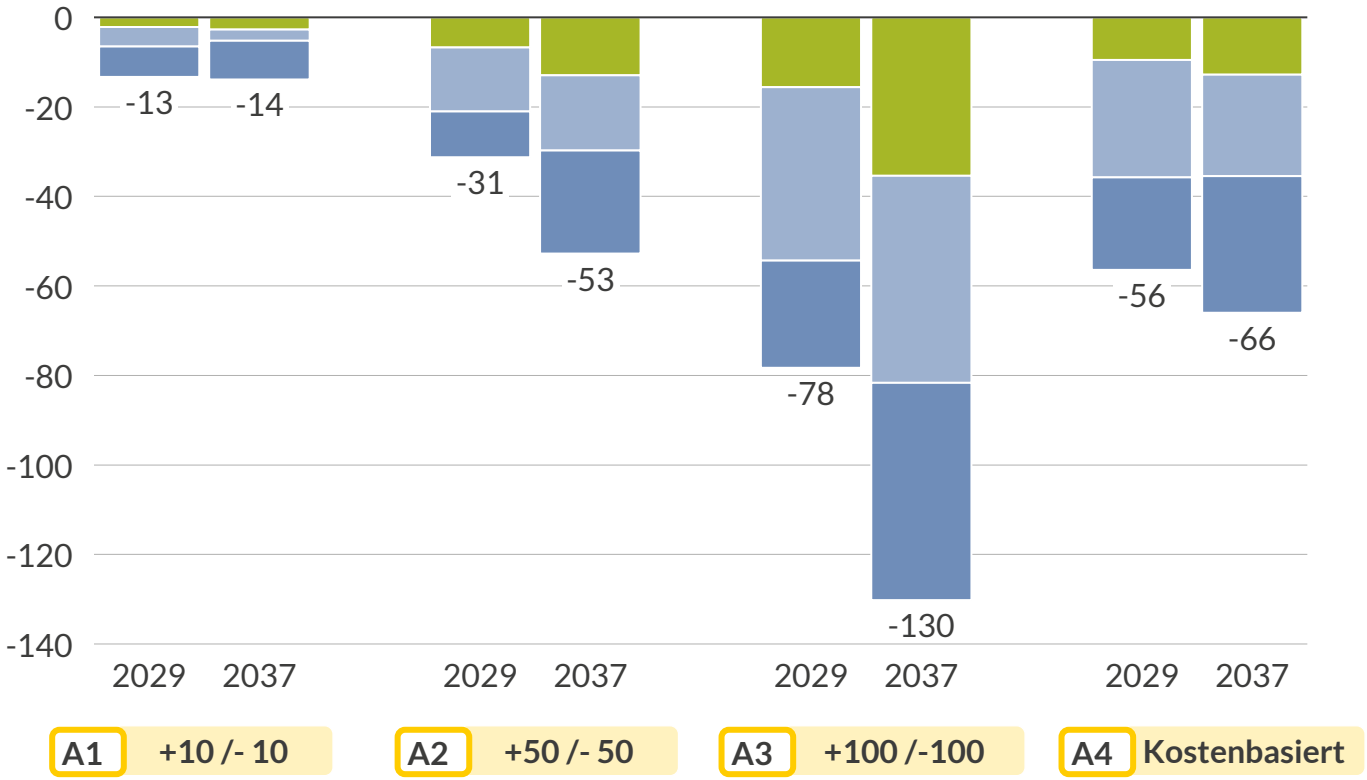
- In Deutschland wird das Redispatch-Volumen maßgeblich durch wetterabhängige erneuerbare Erzeugung bestimmt.
- Da die dynamischen Netzentgelte einen Tag vor der tatsächlichen Erzeugung festgelegt werden, sind **Prognosefehler unvermeidlich**, und das reale Redispatch-Volumen kann deutlich von den vorhergesagten Netzbedingungen abweichen.
- Dies kann dazu führen, dass **nur ein Teil der tatsächlichen Netzengpässe** in den dynamischen Netzentgelten **abgebildet** wird.
- Darüber hinaus können **potenziell sogar zusätzliche Redispatch-Volumina** entstehen: Anlagen reduzieren ihre Einspeisung oder verschieben ihren Verbrauch, weil sie aufgrund prognostizierter Redispatch-Down-Mengen mit hohen Netzentgelten rechnen. Treten die tatsächlichen Engpässe jedoch räumlich oder zeitlich an anderer Stelle auf, kann das Verhalten der Anlagen die Netzsituation unbeabsichtigt verschärfen.

Quellen: Aurora Energy Research

Insgesamt wird durch die Einführung zonaler dynamischer Netzentgelte deutlich mehr EE-Erzeugung abgeregelt …

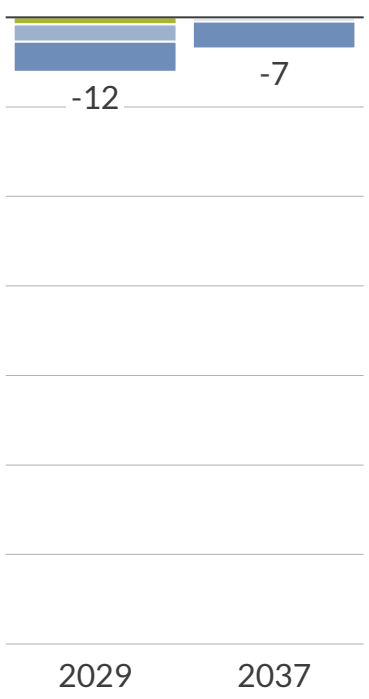
Delta der Nettoerzeugungsmengen von EE im Vergleich zum Basisszenario, inkl. Redispatch

TWh



EE-Redispatch, Basisszenario[1]

TWh



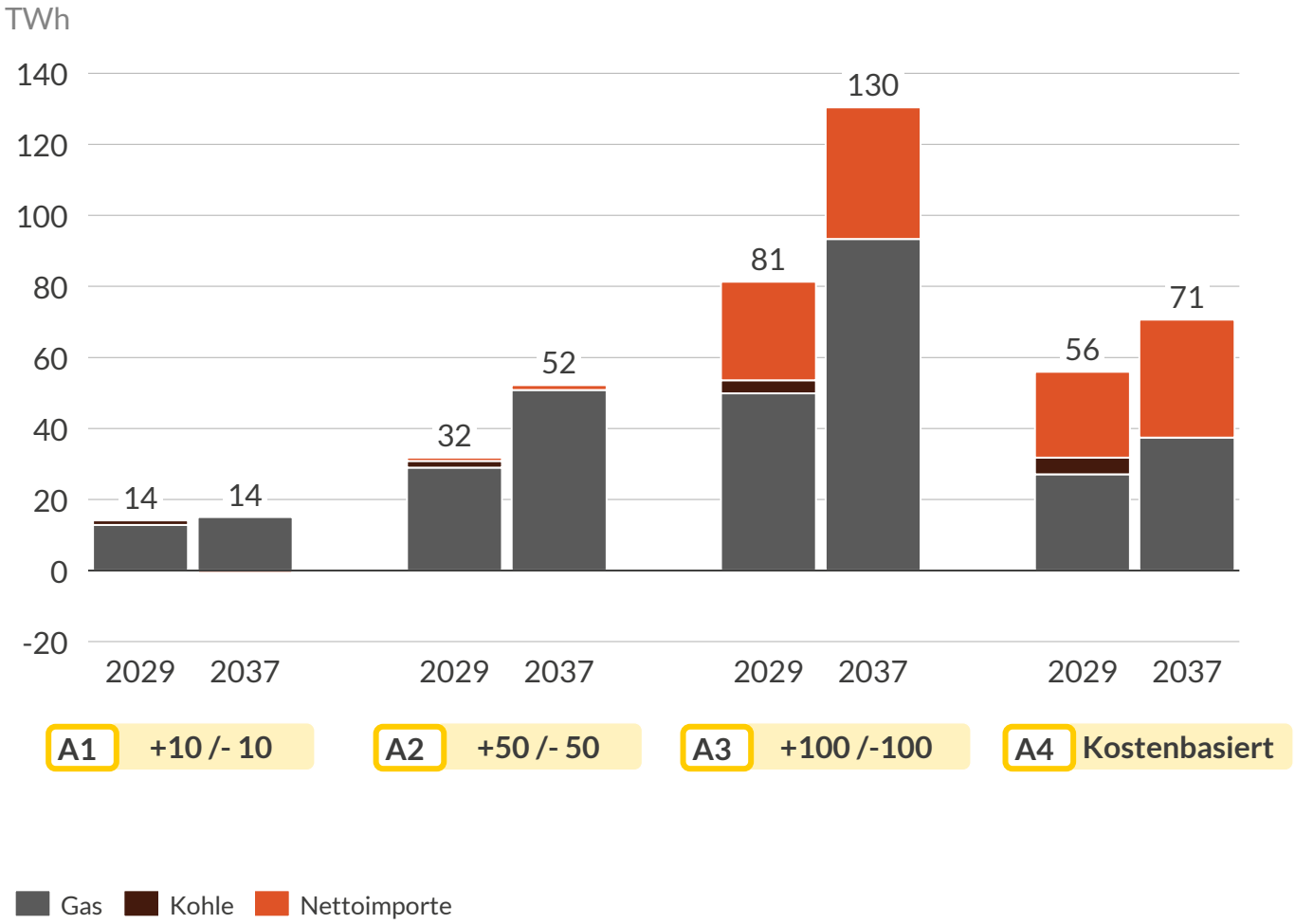
- Die linke Grafik kombiniert sowohl die Netto-Änderungen der Stromerzeugung im Markt (Folie 16) als auch die Redispatch-Volumina (Folie 17).
- In allen Ausgestaltungsvarianten führt die Kombination aus Marktreaktion und verbleibendem Redispatch zu deutlich mehr EE-Abregelung als im Basisszenario ohne dNE.
- Bereits bei dNE von 10 €/MWh fällt der Effekt stark aus: 2037 werden in A1 rund 14 TWh EE-Erzeugung abgeregelt. Zum Verglich (rechte Grafik): Das entspricht dem Doppelten der Redispatch-bedingten Abregelung im Basisszenario.
- In der Variante A4 entspricht das Delta der abgeregelten EE-Erzeugung dem Neunfachen des Redispatch-Volumens im Basisszenario

1) Netto-Redispatch-Volumen der erneuerbaren Energien im Basisszenario

Quellen: Aurora Energy Research

…was durch eine höhere Erzeugung von thermischen Kraftwerken und Stromimporten aus dem Ausland ausgeglichen wird

Delta der Nettoerzeugungsmengen von thermischen Kraftwerken und Importen im Vergleich zum Basisszenario, inklusive Redispatch



Redispatch thermischer Kraftwerke, Basisszenario,[1]

- Die linke Grafik kombiniert sowohl die Netto-Änderungen der Stromerzeugung im Markt (Folie 16) als auch die Redispatch-Volumina (Folie 17).
- In allen Ausgestaltungsvarianten führt die Kombination aus Marktreaktion und verbleibendem Redispatch zu deutlich mehr thermischer Erzeugung als im Basisszenario ohne dNE.
- Bereits bei dNE von 10 €/MWh fällt der Effekt stark aus: 2037 wird in A1 rund 14 TWh mehr Strom aus thermischen Kraftwerken erzeugt. Zum Verglich (rechte Grafik): Das entspricht dem Doppelten der Redispatch-bedingten thermalen Erzeugung im Basisszenario.

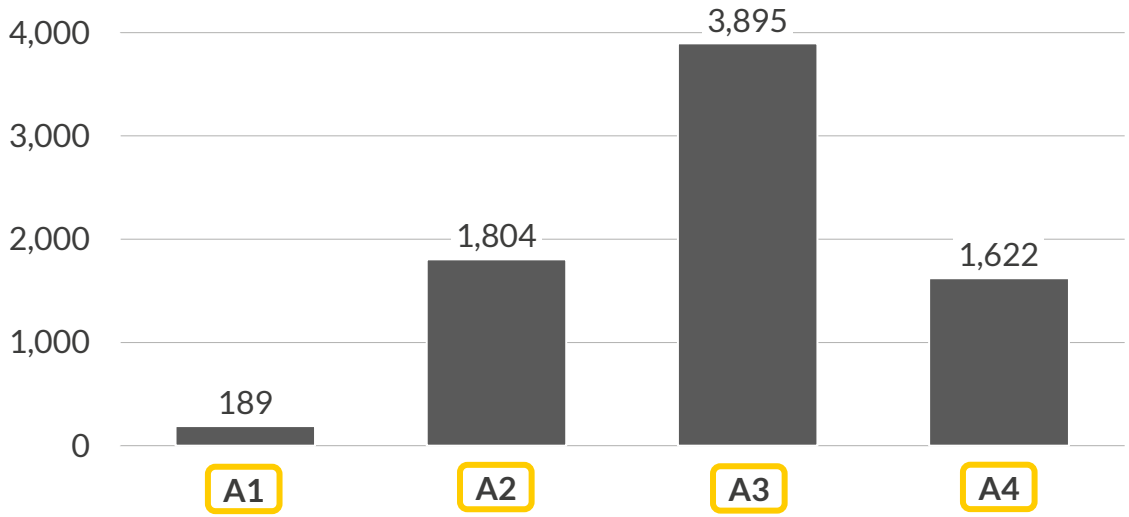
1) Netto-Redispatch-Volumen thermischer Kraftwerke im Basisszenario

Quellen: Aurora Energy Research

Zonale dNE führen zu einem Wohlfahrtsverlust und bei hohen Preissignalen zu einem Abfluss von Produzentenrente ins Ausland

Abschätzung Wohlfahrtsverlust, gemessen an den Kosten zusätzlicher thermischer Erzeugung[1], 2029

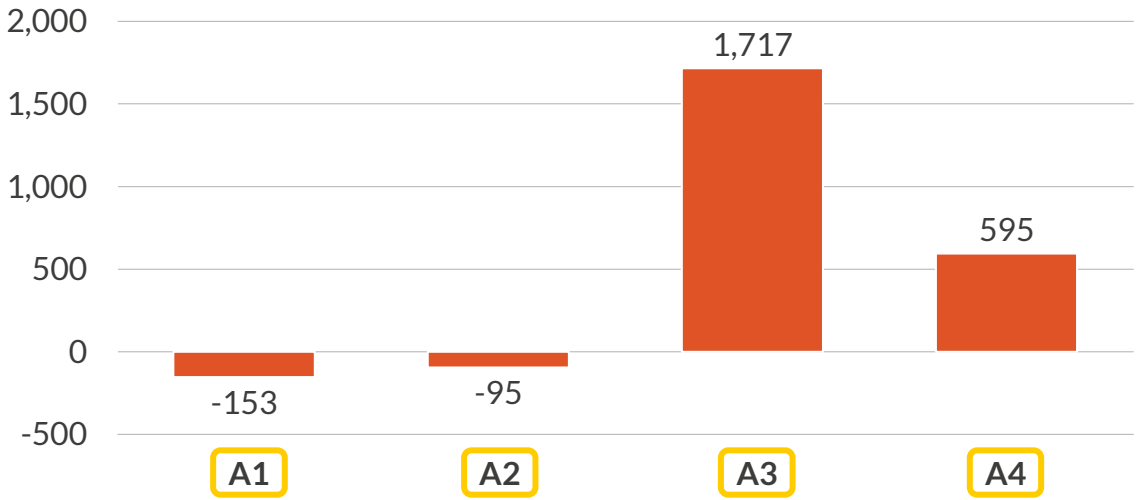
Millionen €



- Dynamische Netzentgelte können Wohlfahrtsverluste verursachen, wenn sie zu Lastverschiebungen führen, die den Einsatz zusätzlicher thermischer Erzeugung erforderlich machen.
- Der Wohlfahrtsverlust lässt sich als zusätzliche Erzeugungskosten abschätzen, insbesondere durch den verstärkten Einsatz von Gas- oder Kohlekraftwerken mit hohen variablen Kosten.

Abfluss von Produzentenrente ins Ausland, gemessen am Wert der zusätzlichen Nettoimporte, 2029

Millionen €



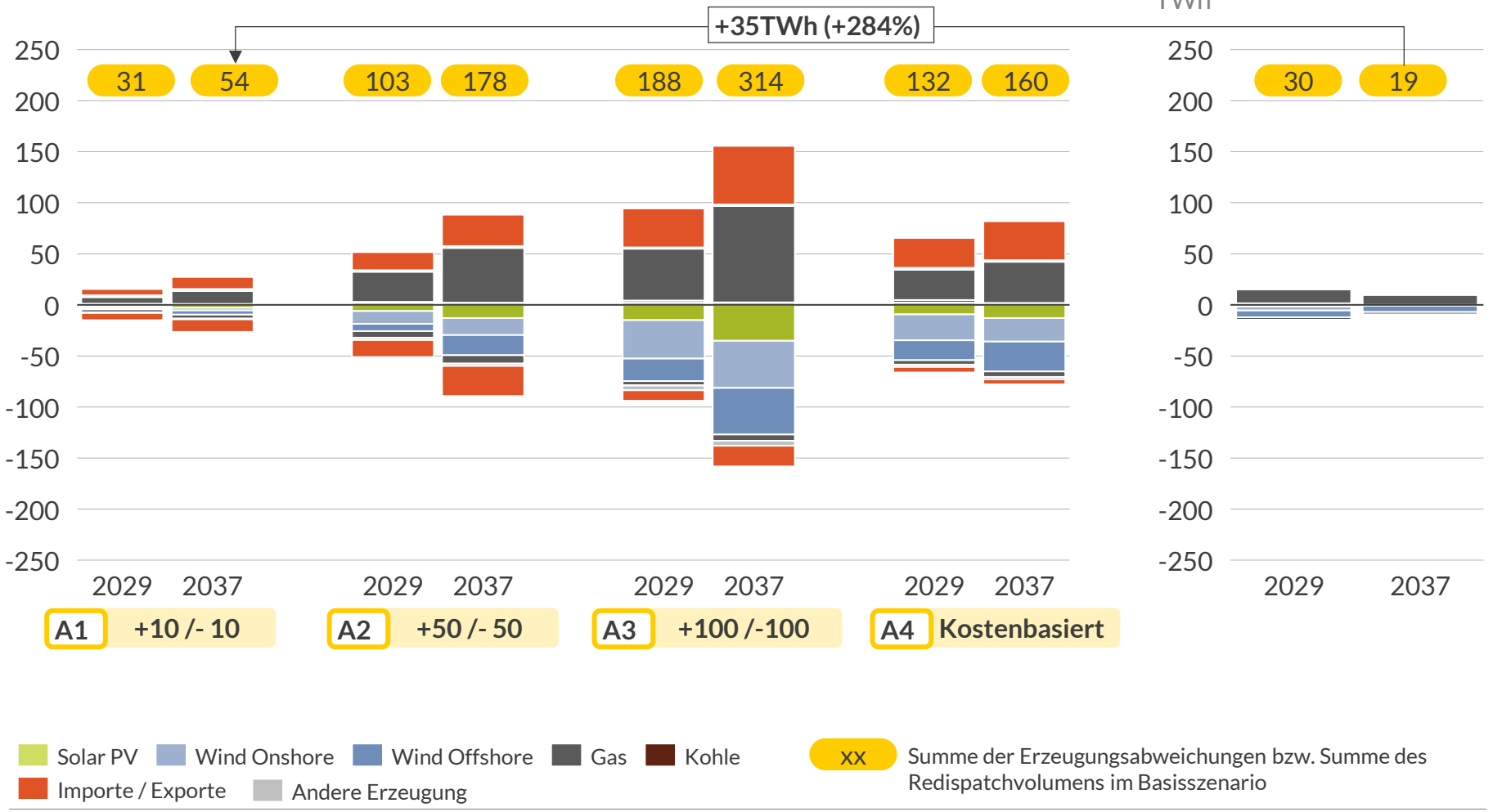
- Dynamische Netzentgelte können zu einem Abfluss von Produzentenrente ins Ausland führen, wenn sie zusätzliche Stromimporte gegenüber inländischer Erzeugung begünstigen.
- Dieser Effekt lässt sich als Wert der zusätzlichen Nettoimporte quantifizieren, bewertet zu den jeweiligen Großhandelspreisen.
- Ein entsprechender Effekt tritt bei den binären dNE - Ausgestaltungen mit kleineren Spannen (10€ und 50€) noch nicht auf (hier entsteht eine leichte zusätzliche Produzentenrente), aber bei den Ausgestaltungen mit einer Spanne von bis zu 100€.

1) SRMC Gas 100 €/MWh. SRMC Kohle 140 €/MWh,2029.

Quellen: Aurora Energy Research

Grund sind Überreaktionen bei Dispatch-Entscheidungen im Strommarkt, die schon bei einer Höhe von 10€/MWh eintreten…

Delta der Stromerzeugung zum Basisszenario für 2029 (exklusive Redispatch)
TWh



Vergleich: Redispatch im Basisszenario
TWh

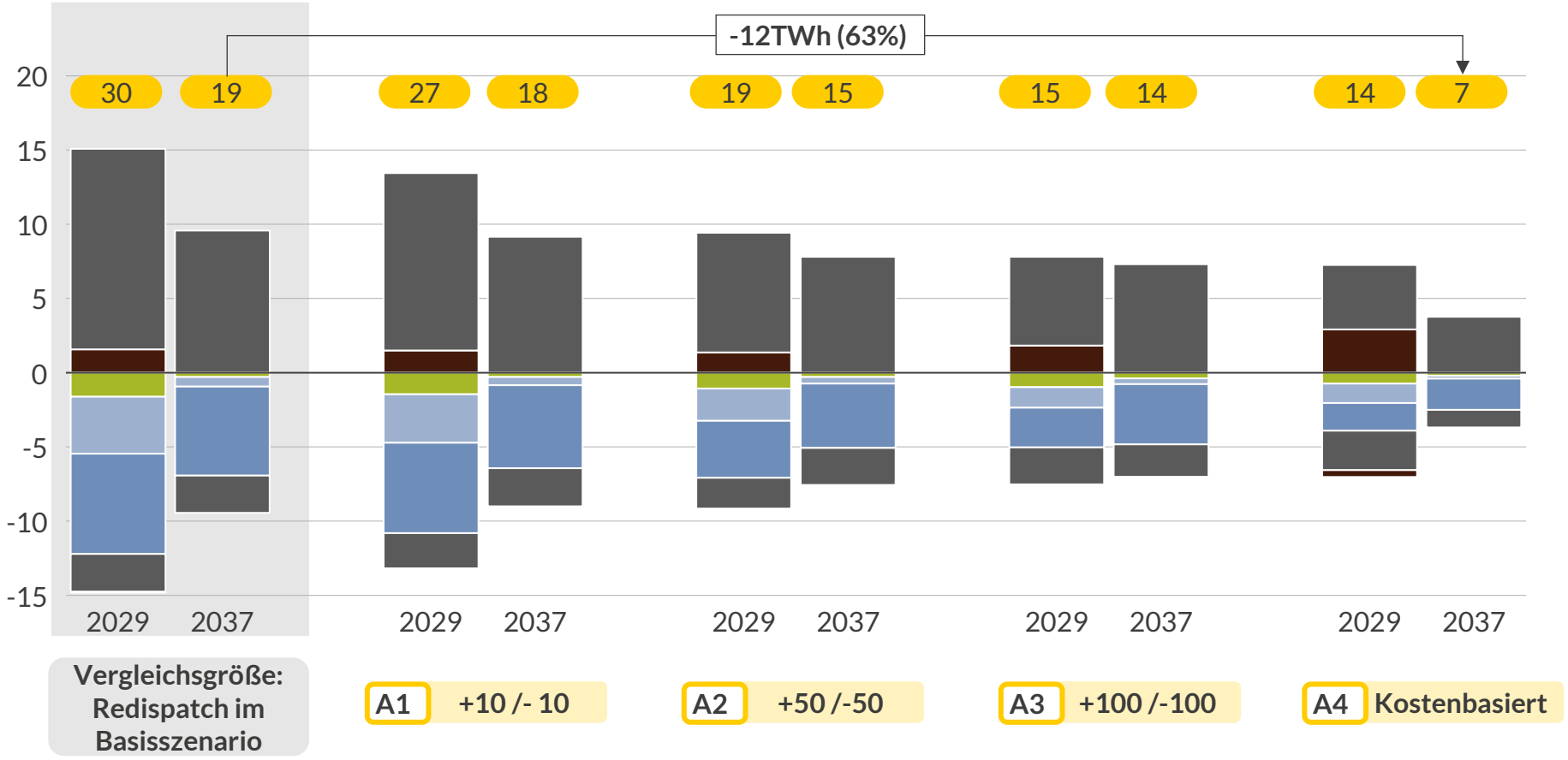
- Der Kraftwerksdispatch reagiert auf die Einführung von dNE: Die Erzeugung von EE verringert sich, während die thermische Erzeugung zunimmt.
- Bereits bei einem dNE-Niveau von 10 €/MWh kommt es im Jahr 2037 im Vergleich zum Basisszenario zu Dispatch-Änderungen im Umfang von insgesamt 54 TWh. Damit liegen die durch dNE ausgelösten Verschiebungen um 35 TWh über dem Redispatch-Volumen, das wir im Basisszenario ohne dynamische Netzentgelte erwarten.
- Die kostenbasierte dNE - Implementierung (A4) würde zu Erzeugungsabweichungen von insgesamt 160 TWh im Jahr 2037 führen, 8x höher als das Redispatch-Volumen im Basisszenario.

Quellen: Aurora Energy Research

…verbunden mit einer nur teilweisen Minderung des Redispatch-Bedarfs bei einer zonalen Implementierung dynamischer Netzentgelte

Redispatchvolumina in den dNE-Szenarien mit vollkommener Voraussicht im Vergleich zum Basisszenario

TWh

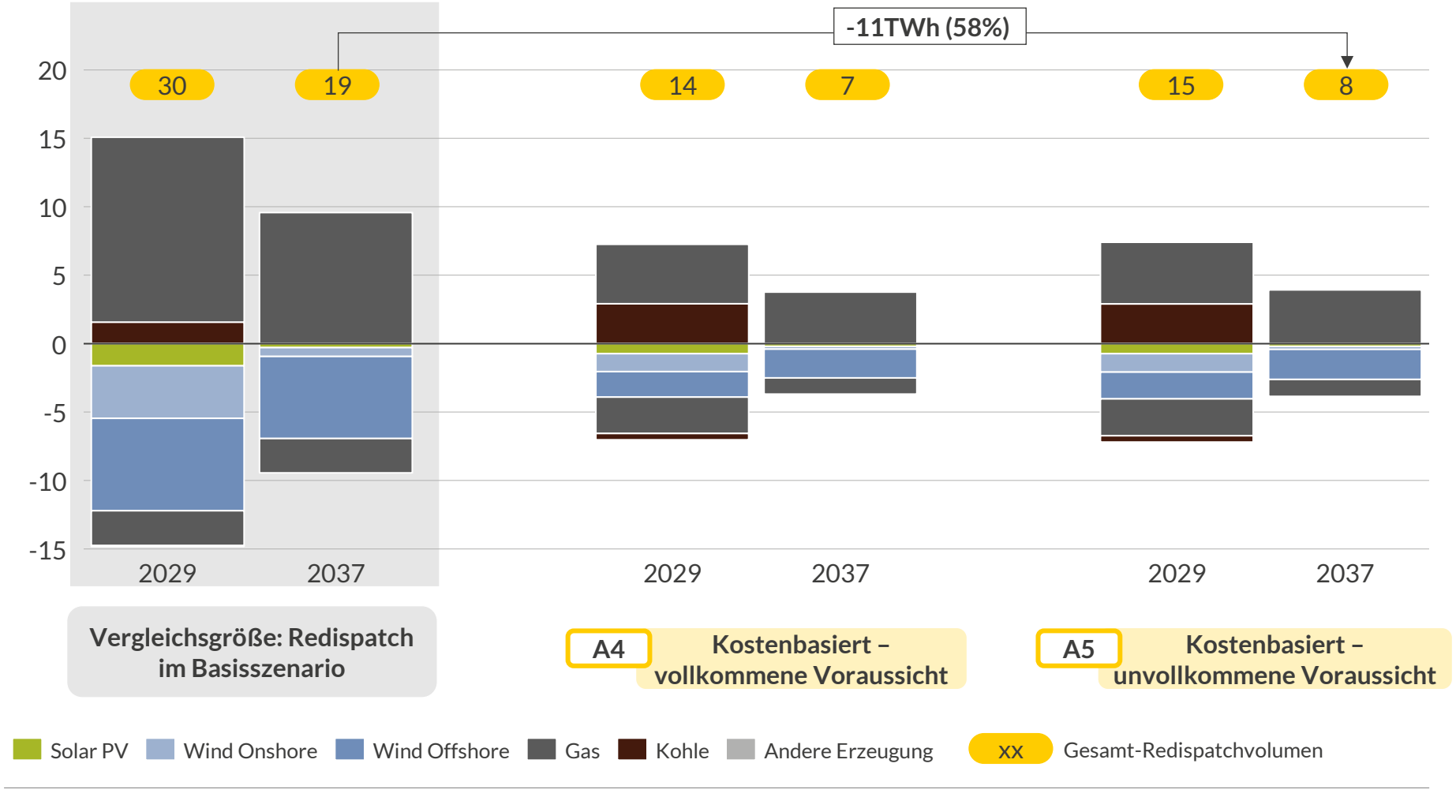


- In allen getesteten Ausgestaltungsvarianten mit vollkommener Voraussicht auf Netzengpässe (A1–A4) reduzieren die dNE das Redispatch-Volumen im Vergleich zum Basisszenario.
- In den binären Varianten nimmt die redispatchmindernde Wirkung mit steigender dNE-Höhe zu; am stärksten fällt die Reduktion in der kostenbasierten Variante A4 aus.
- Im Jahr 2029 erzielt A4 eine Verringerung des Redispatch-Volumens um 53 %; im Jahr 2037 steigt dieser Wert auf 63 %.

Quellen: Aurora Energy Research

Die Annahme einer unvollkommenen Voraussicht reduziert die Redispatch-Minderungswirkung auf maximal 58%

Redispatchvolumina in den kostenbasierten dNE-Szenarien im Vergleich zum Basisszenario
TWh

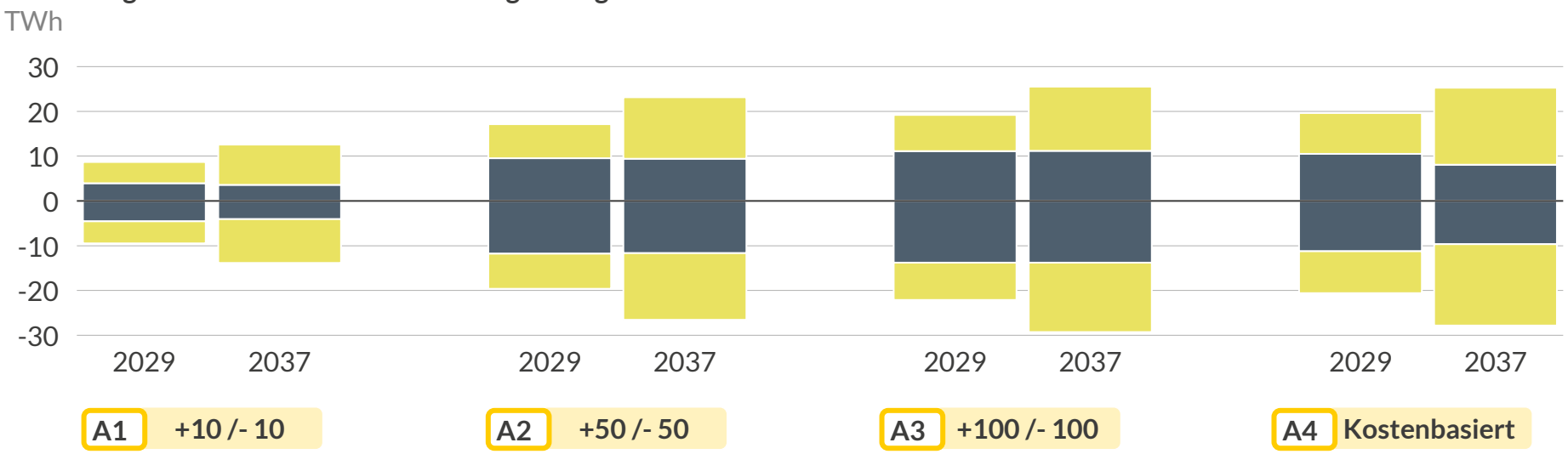


- A5 simuliert unvollkommene Voraussicht durch ein Vertauschen von dNE-Werten zwischen zwei aufeinanderfolgenden Stunden in 50 % der Stunden.
- Unter der Annahme unvollkommener Voraussicht fällt die Wirksamkeit dynamischer Netzentgelte zur Reduktion von Redispatch geringer aus.
- Die Ergebnisse unterstreichen die hohe Bedeutung von präziser Engpass- und Redispatch-Voraussicht für die Effektivität dynamischer Netzentgelte.
- Prognosefehler bei Netzengpässen führen zu weniger zielgerichteten Preissignalen und damit zu suboptimalen Dispatch-Anreizen.

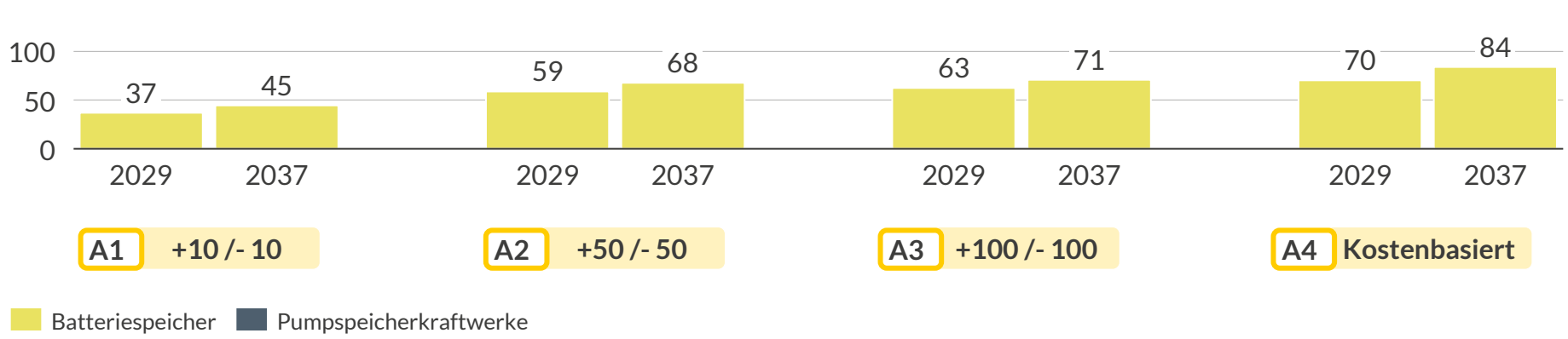
Quellen: Aurora Energy Research

Auch Speicher reagieren schon auf niedrige dNE deutlich, wodurch operative Unsicherheiten und Investitionsrisiken steigen

Delta der geladenen und entladenen Energiemengen zum Basisszenario für 2029 und 2037[1]



Delta der Lade-/Entlademengen für Batteriespeicher relativ zum Gesamtdurchsatz[2] im Basisszenario



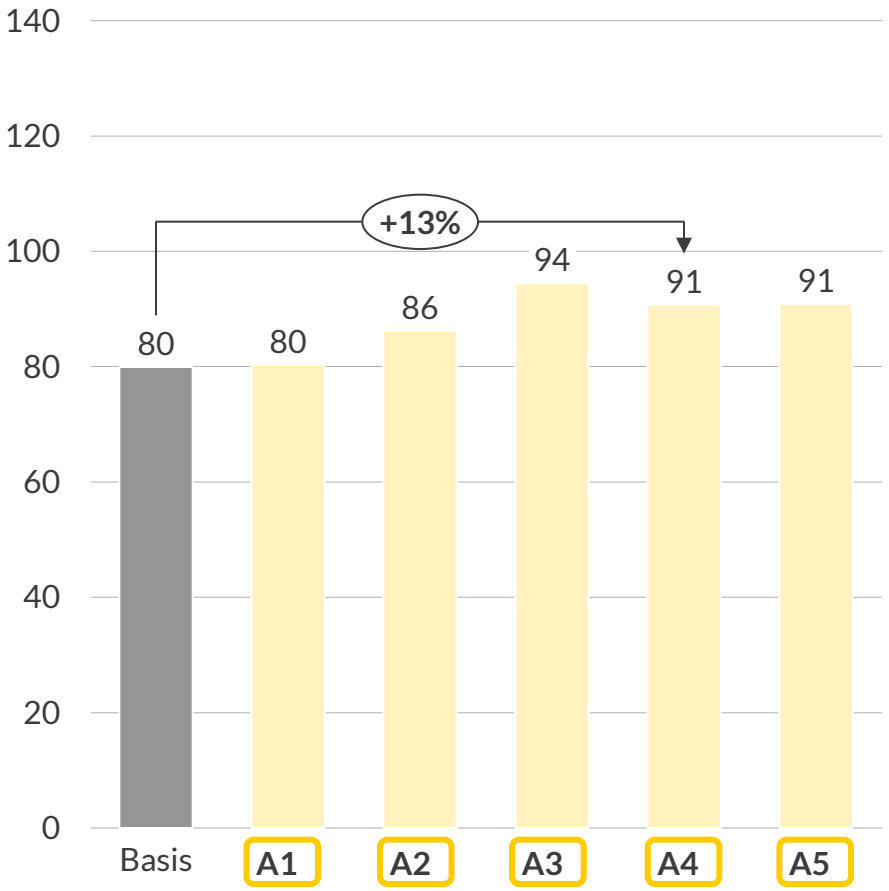
1) Berechnet auf Basis der stündlichen Differenzen zwischen dem Speichereinsatz in den dNE-Szenarien und dem Basisszenario; negative und positive Abweichungen werden dabei getrennt aggregiert. 2) Summe aus geladenen und entladenen Strommengen über ein Jahr

Quellen: Aurora Energy Research

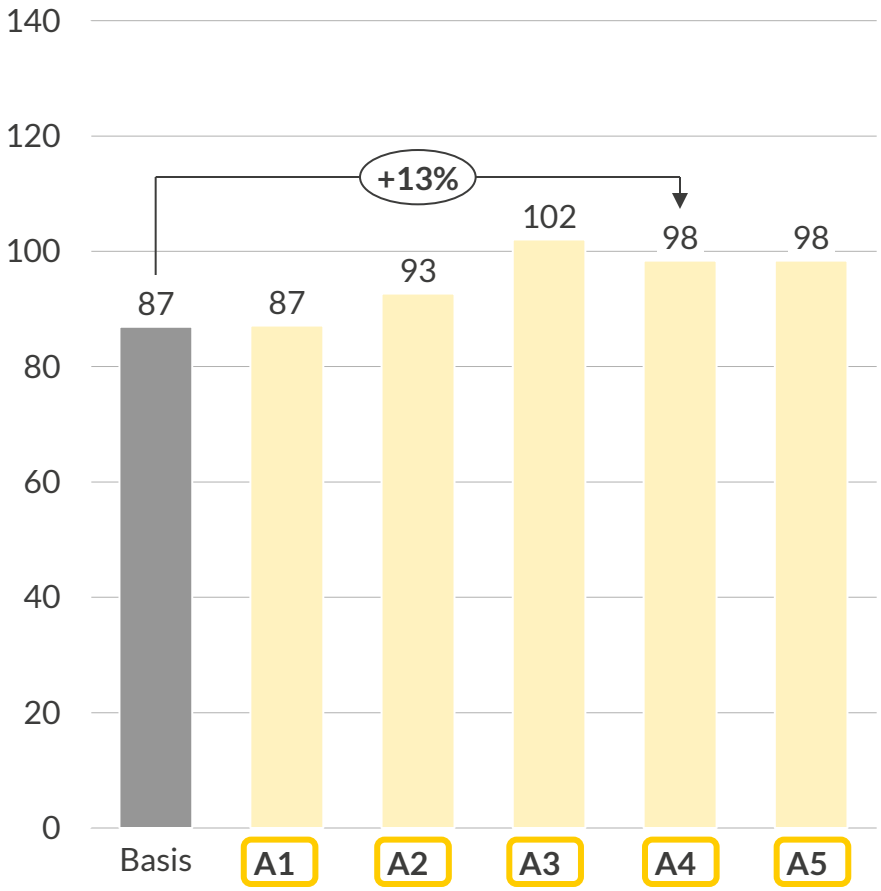
- Die Strommarktszenarien mit dNE zeigen deutliche Veränderungen in den Lade- und Entlademustern der Speicher.
- Bereits in Variante A1 mit einer dNE-Höhe von 10 €/MWh summieren sich die Abweichungen der stündlichen Lade- und Entlademengen im Vergleich zum Basisszenario im Jahr 2029 auf 9.7 TWh für Batteriespeicher.
- Das entspricht 37 % des gesamten Energiedurchsatzes von Batteriespeichern im Basisszenario im Jahr 2029.
- Die starken Veränderungen im Speichereinsatz erhöhen die operative Unsicherheit für Speicherbetreiber, da Erlöse schwieriger prognostizierbar werden und sich damit Investitions- und Finanzierungsrisiken erhöhen

Die Verlagerung der Erzeugung von Erneuerbaren zu thermischen Kraftwerken führt zu höheren Strompreisen…

Grundlastpreis im Jahr 2029 nach dNE-Szenario
€/MWh



Grundlastpreis im Jahr 2037 nach dNE-Szenario
€/MWh

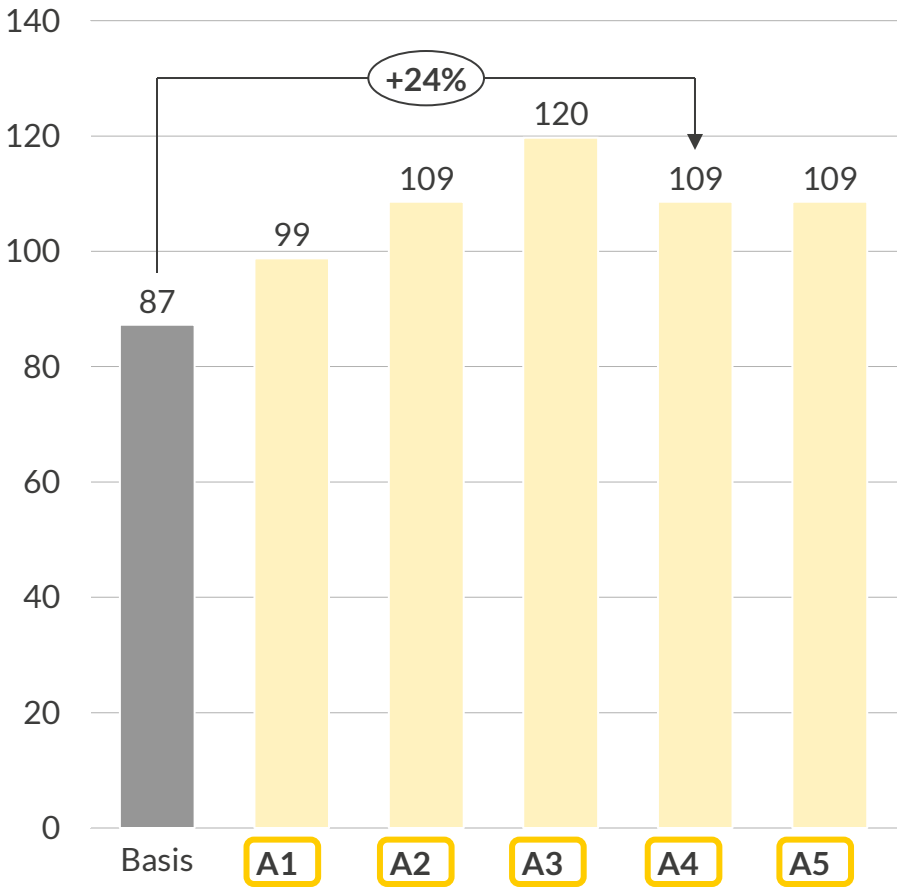


- In den binären dNE-Ausgestaltungsvarianten mit 50 €/MWh und 100 €/MWh (A2, A3) sowie in den beiden kostenbasierten Varianten (A4, A5) liegt der durchschnittliche Spotpreis deutlich über dem Niveau des Basisszenarios.
- Ursache hierfür ist die Verlagerung von erneuerbarer zu thermischer Erzeugung: Thermische Kraftwerke mit höheren Erzeugungkosten setzen in mehr Stunden den Preis und erhöhen dadurch das Strompreisniveau.
- In der kostenbasierten Variante A4 liegt der Grundlastpreis in beiden Referenzjahren um 13 % über dem Basisszenario.

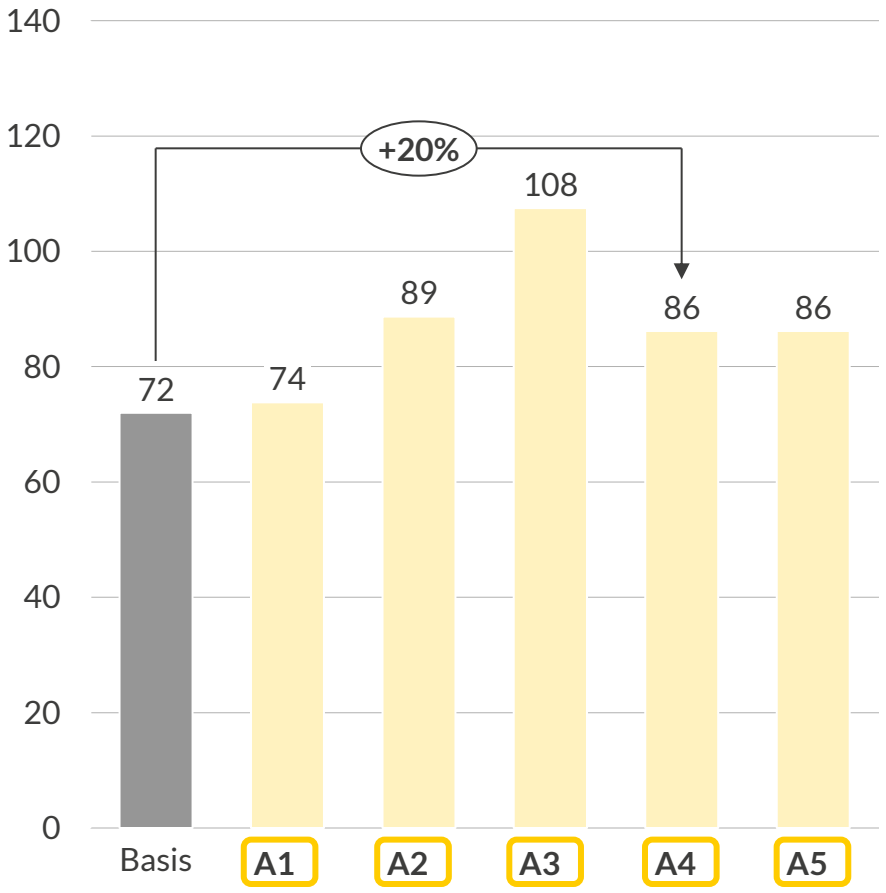
Quellen: Aurora Energy Research

…und höheren CO2-Emissionen

CO2-Emissionen im Jahr 2029 nach dNE-Szenario[1]
Millionen Tonnen



CO2-Emissionen im Jahr 2037 nach dNE-Szenario[1]
Millionen Tonnen



- Die erhöhte thermische Erzeugung in den dNE-Ausgestaltungsvarianten führt zu einem Anstieg der CO_2-Emissionen im Stromsektor.
- In der kostenbasierten Variante A4 liegen die CO_2-Emissionen im Jahr 2029 26 % und im Jahr 2037 22 % über dem Niveau des Basisszenarios.
- Diese Werte berücksichtigen bereits den emissions-mindernden Effekt des niedrigeren Redispatch Bedarfs thermischer Kraftwerke
- Damit wirken die dNE in der zonalen Ausgestaltung klimapolitischen Zielen entgegen.

1) Inklusive Berücksichtigung des Redispatch-Einsatzes thermischer Kraftwerke

Quellen: Aurora Energy Research

Agenda

AURORA

I. **Einleitung**

II. **Auswirkung dynamischer Netzentgelte auf das Stromsystem**

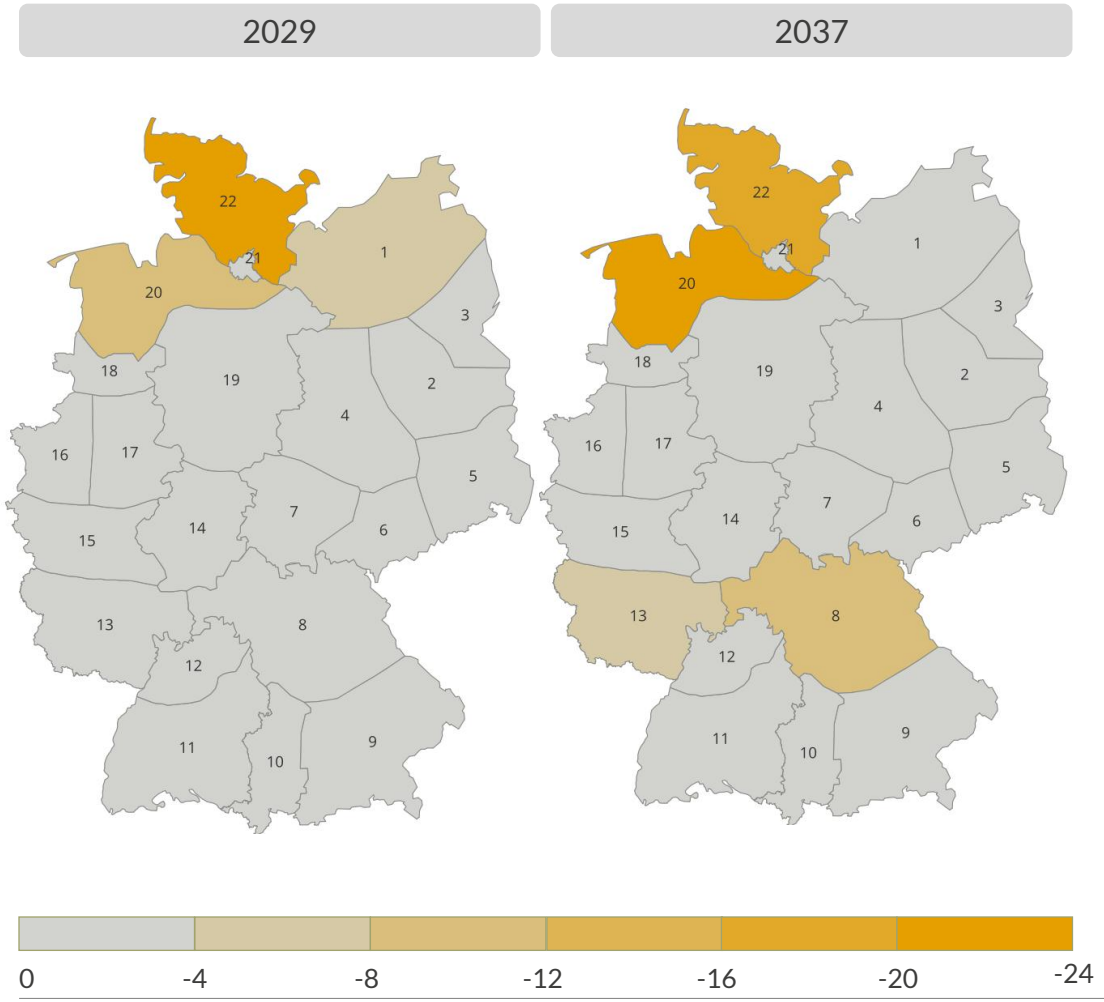
1. Gesamtsystembetrachtung
2. Regionale Verteilungseffekte

III. **Weitere Implikationen dynamischer Netzentgelte**

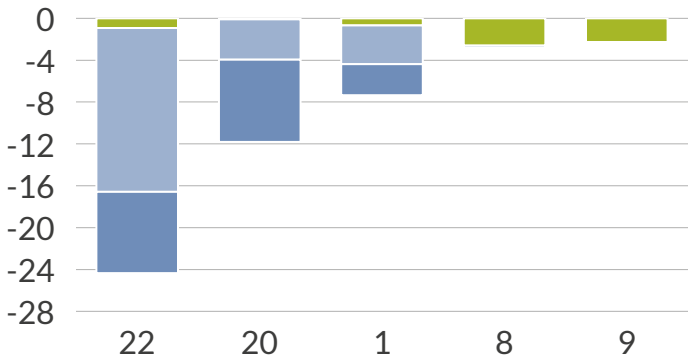
AURORA

Die durch dNE ausgelöste Mindererzeugung von Erneuerbaren Energien konzentriert sich stark auf einzelne Regionen

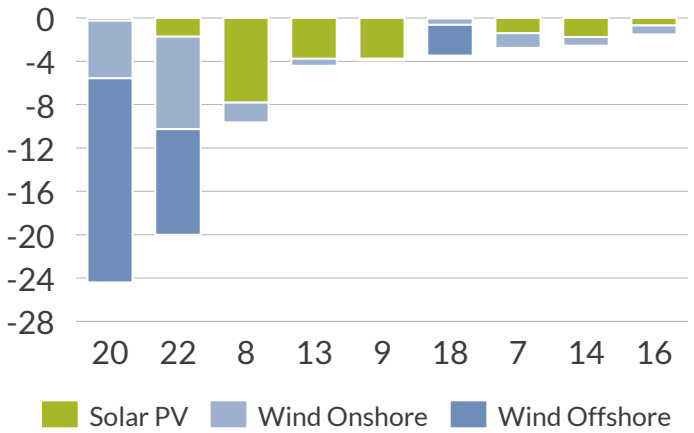
EE-Erzeugungsdelta, Basisszenario vs. kostenbasierte dNE Ausgestaltung
TWh



EE-Erzeugungsdelta zum Basisszenario nach Technologie, 2029
TWh



EE-Erzeugungsdelta zum Basisszenario nach Technologie, 2037
TWh



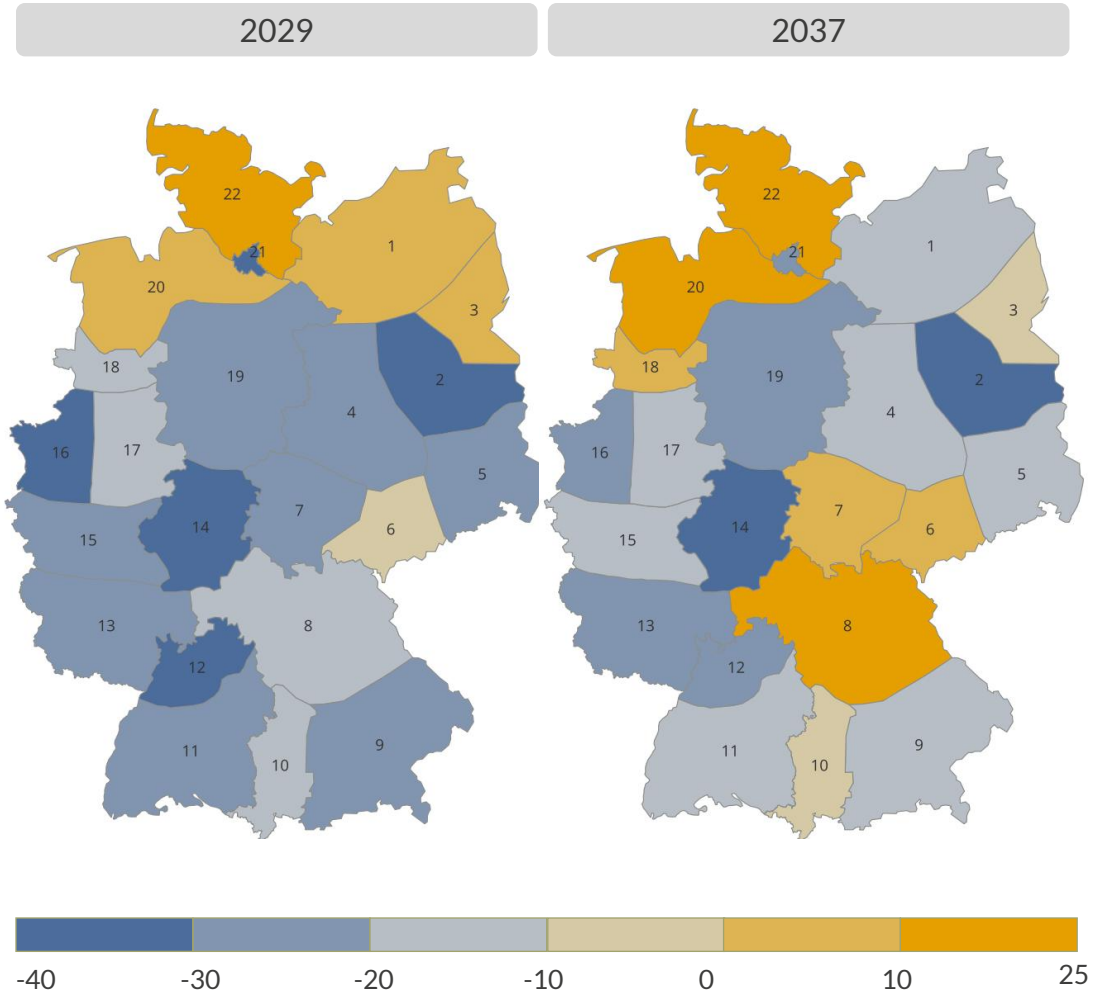
- Die Einführung kostenbasierter dNE führt zu einer signifikanten Mindererzeugung der Erneuerbaren, die sich fast ausschließlich auf norddeutsche Regionen konzentriert.
- Der Rückgang wird primär durch Windkraftanlagen (Onshore und Offshore) getrieben. Im Gegensatz dazu sind die Auswirkungen auf PV-Anlagen geringer.
- Die Lage verschärft sich 2037 besonders im Norden Niedersachsens und Nordern Bayerns. Grund hierfür ist die zunehmende Asynchronität zwischen EE-Zubau und Netzausbau: In Region 20 getrieben von Windkraftzubau, in 8 von Solarzubau.

Quellen: Aurora Energy Research

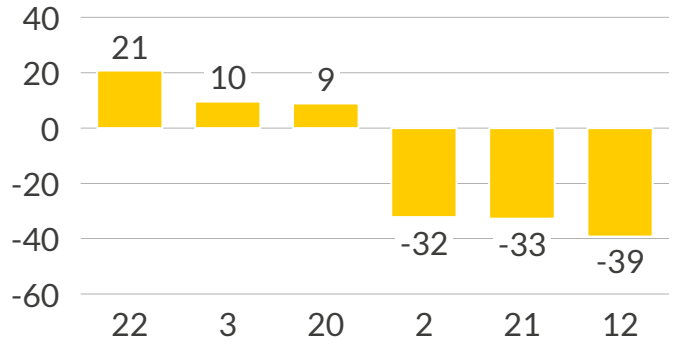
AURORA

dNE führen je nach Standort zu sehr ungleichen Kosten bzw. Auszahlungen für Erzeuger – mit einer Spanne von bis zu 64 €/MWh

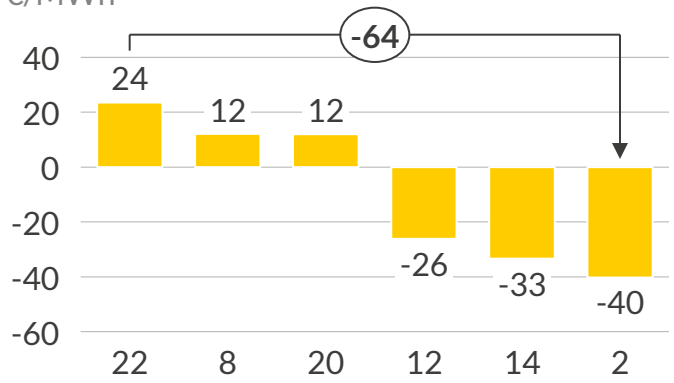
Mengengewichteter Durchschnittswert der dNE nach Region[1]
€/MWh



Mengengewichteter Durchschnittswert der dNE nach Region[1], 2029
€/MWh



Mengengewichteter Durchschnittswert der dNE nach Region[1], 2037
€/MWh



- Die dNE führen zu extremen regionalen Unterschieden von bis zu 64 €/MWh, was die wirtschaftliche Attraktivität von Standorten massiv verschiebt
- Regionen wie 22 und 20 bleiben aufgrund der hohen Windkonzentration und mangelnder Leitungskapazität dauerhaft in der Hochkosten-Zone.
- In Region 8 (Nordbayern) steigen die Kosten bis 2037 deutlich an, da der starke Solar-Zubau die lokalen Verteilnetze zunehmend unter Druck setzt.
- Auf der anderen Seite profitieren Erzeuger in anderen Regionen von durchschnittlich sehr negativen dNE; mit dem Maximum von -40€/MWh in der Region 12, in der häufig zusätzliche Leistung bereitgestellt werden muss.

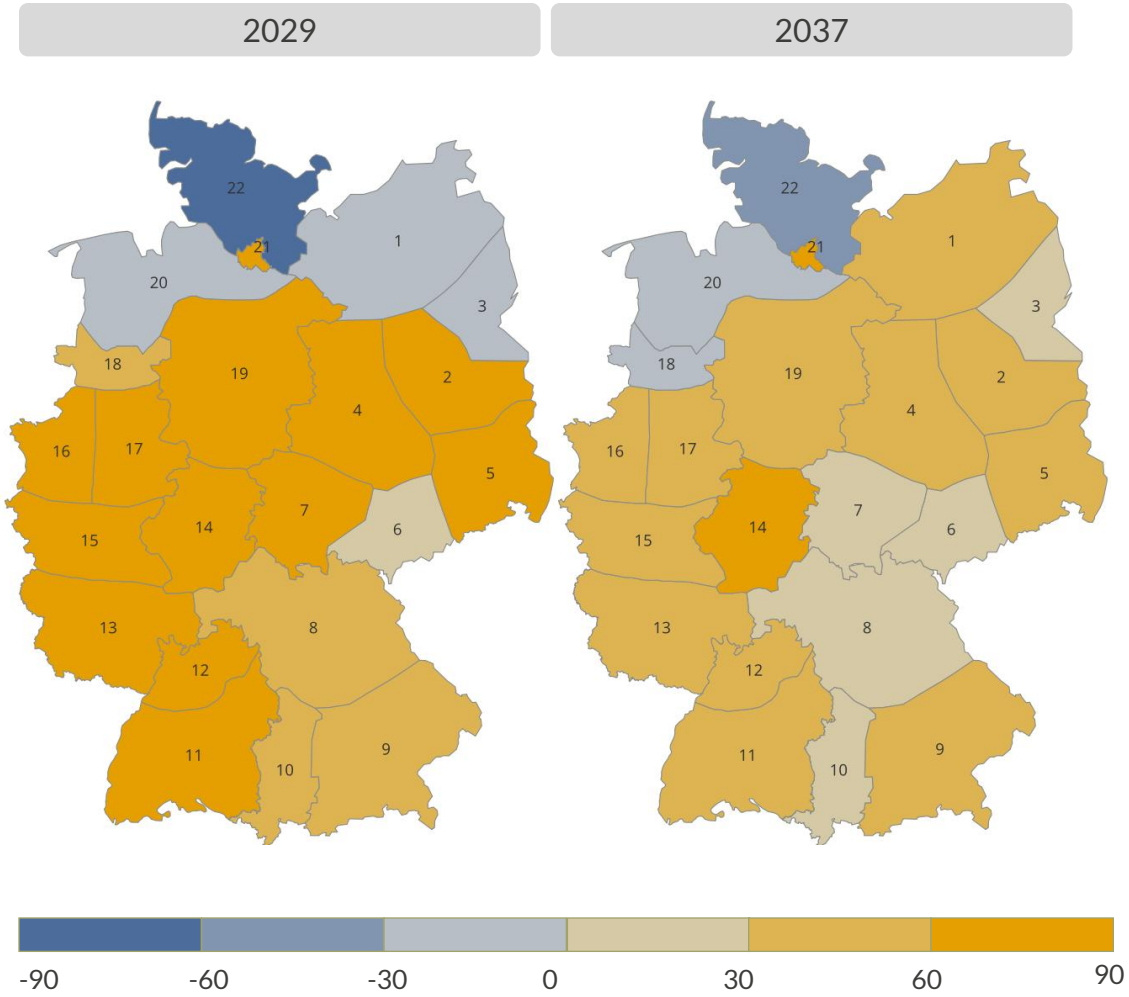
1) stündliche regionale Erzeugung, multipliziert mit dem jeweils gültigen dNE und über das Jahr aufsummiert.

Quellen: Aurora Energy Research

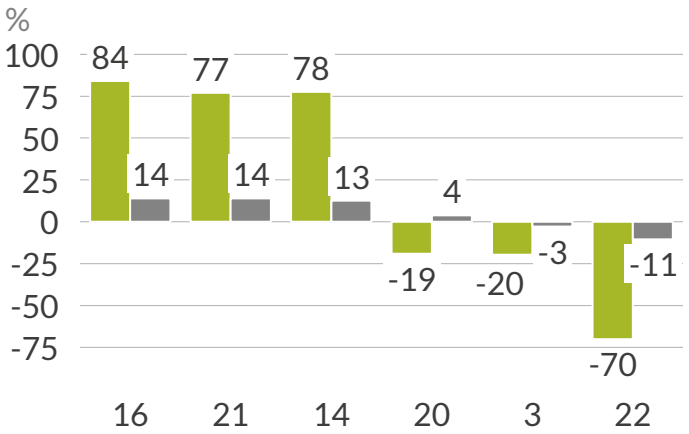
Dynamische Netzentgelte führen zu Mindererlösen von bis zu 70% für Onshore Wind Anlagen in bestimmten Regionen

Delta der Onshore Wind - Erlöse nach Region, Basisszenario vs. A4

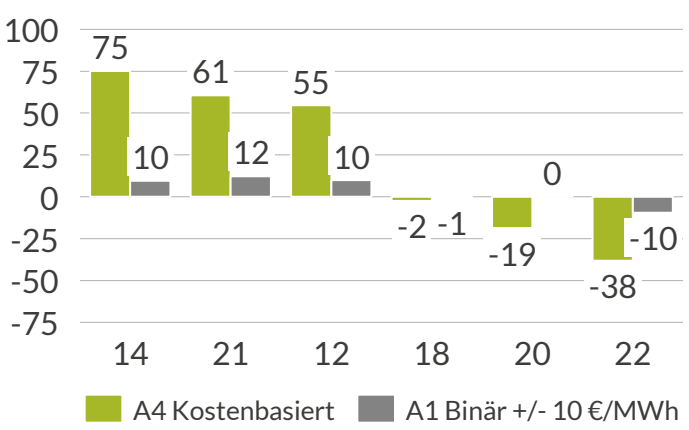
%



Delta der Onshore Wind - Erlöse nach Region, 2029



Delta der Onshore Wind - Erlöse nach Region, 2037



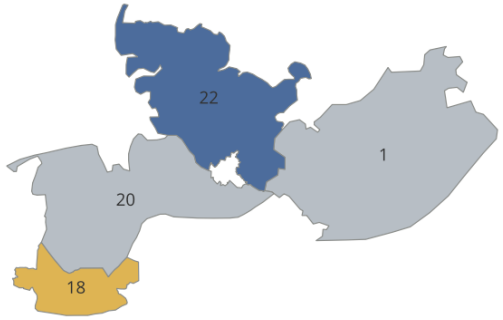
- Onshore-Windanlagen in Norddeutschland (Region 22) sehen sich Mindererlösen von bis zu 70% gegenüber dem Basisszenario ausgesetzt.
- Im Gegensatz dazu verzeichnen zentrale und südliche Regionen signifikante Erlössteigerungen von über 80% im Jahr 2029.
- Mit der Inbetriebnahme neuer Nord-Süd-Interkonnektoren schwächen sich die extremen Erlösausschläge bis 2037 zwar leicht ab, dennoch bleiben signifikante regionale Unterschiede in den Erlösauswirkungen bestehen.

Quellen: Aurora Energy Research

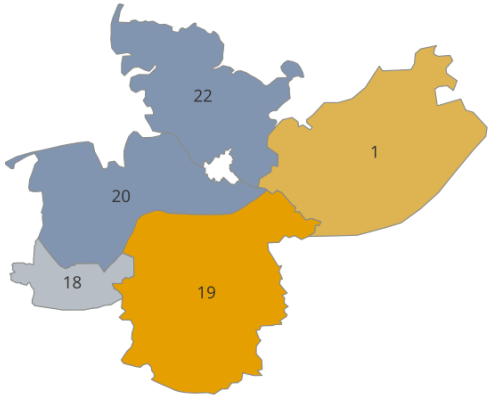
Dynamische Netzentgelte führen zu Mindererlösen von bis zu 67% für Offshore Wind Anlagen in bestimmten Regionen

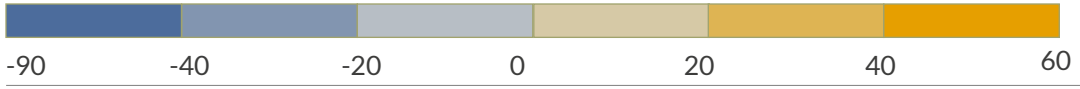
Delta der Offshore Wind - Erlöse nach Region, Basisszenario vs. A4
%

2029

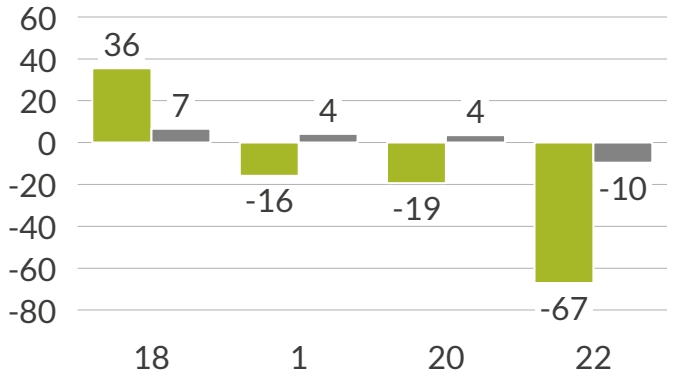


2037

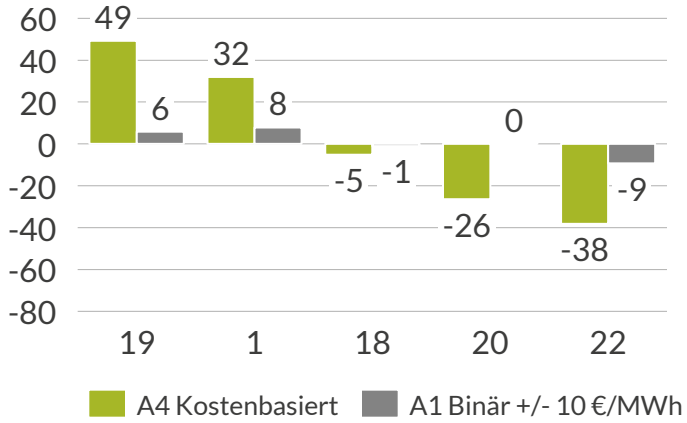




Delta der Offshore Wind - Erlöse nach Region, 2029, %



Delta der Offshore Wind - Erlöse nach Region, 2037, %



- An Region 22 angeschlossene Offshore Wind - Anlagen sind 2029 bei Annahme der kostenbasierten dNE-Ausgestaltung (A4) mit massiven Mindererlösen von bis zu 67% konfrontiert, wodurch kein wirtschaftlicher Betrieb der Anlagen mehr möglich wäre.
- Positive Effekte entstehen nur für jene Offshore Windparks, die über direkte Leitungen weiter im Inland angeschlossen werden (zB Region 18 und 19)

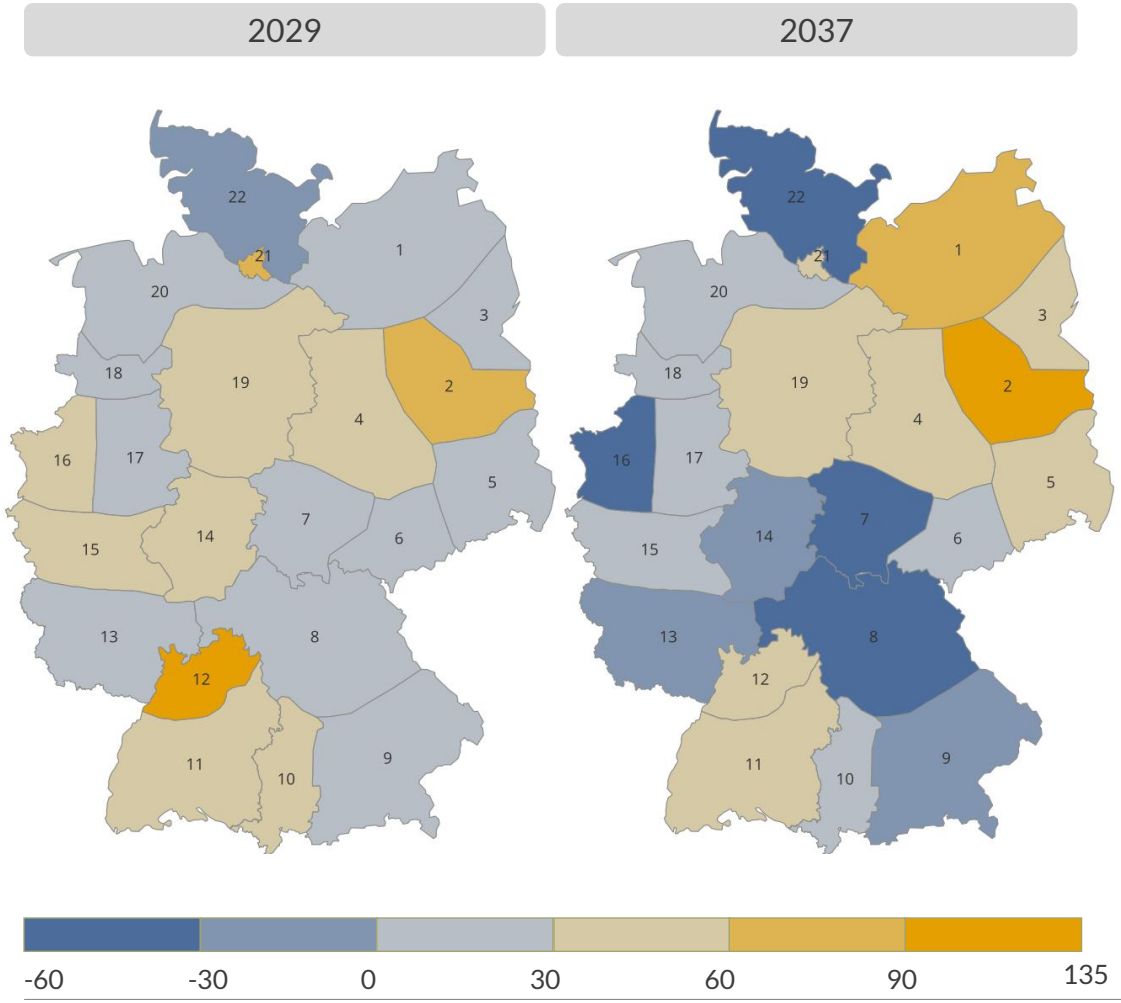
Quellen: Aurora Energy Research

AURORA

Dynamische Netzentgelte führen zu Mindererlösen von bis zu 45% für Solar PV Anlagen in bestimmten Regionen

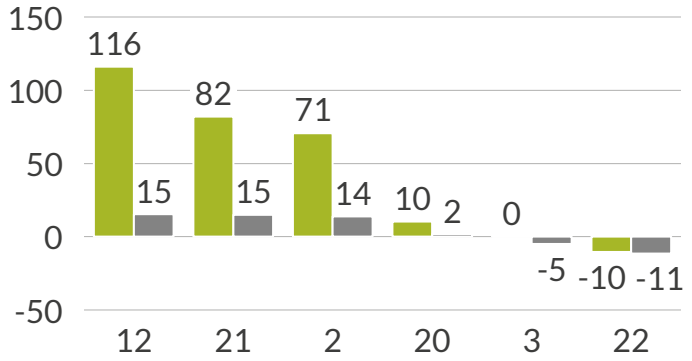
Delta der Solar PV - Erlöse nach Region, Basisszenario vs. A4

%



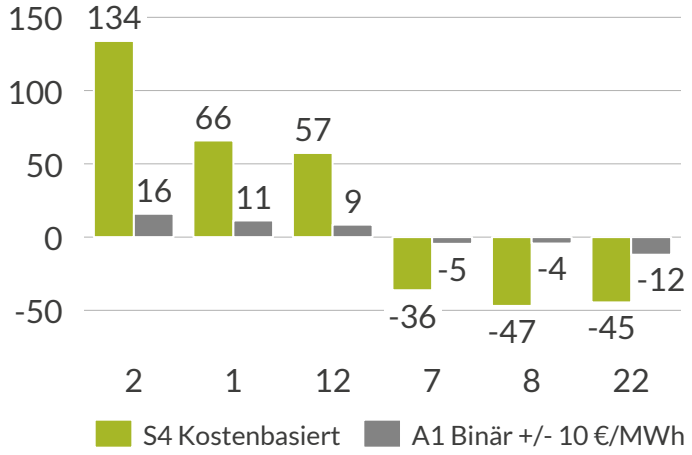
Delta der Solar PV - Erlöse nach Region, 2029

%



Delta der Solar PV - Erlöse nach Region, 2037

%

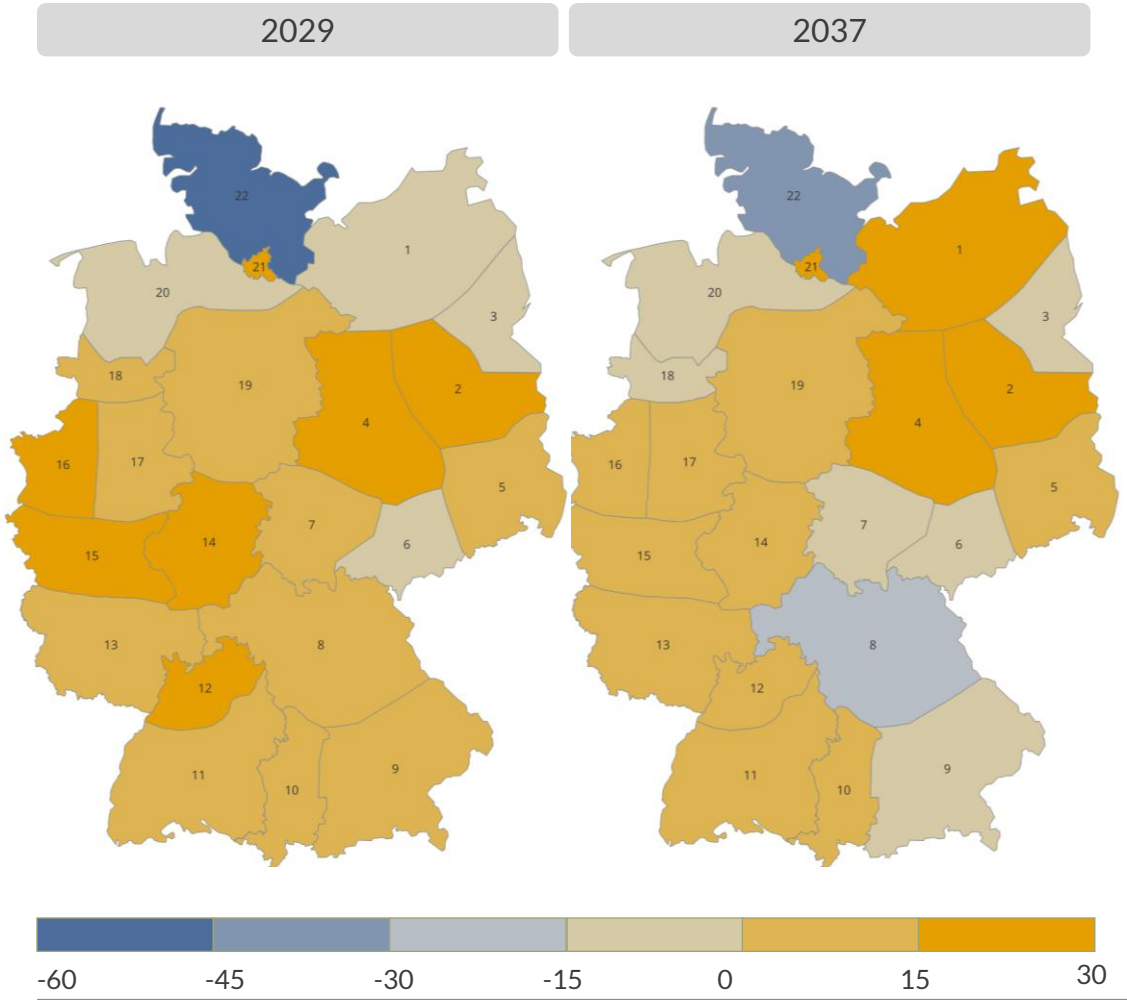


- Während die negativen Effekte 2029 noch moderat sind, führen dNE bis 2037 in einzelnen Regionen bei Annahme der kostenbasierten Ausgestaltung zu Mindererlösen von fast 50 %, da der massive Solar-Zubau die Kapazitäten der Verteilnetze übersteigt.
- Das Modell zeigt eine starke Schere zwischen Ausbau-Hotspots im Süden und profitierenden Regionen (z. B. Region 2 mit >130 % Erlössteigerung) aufgrund unterschiedlicher Netzbelastungen.

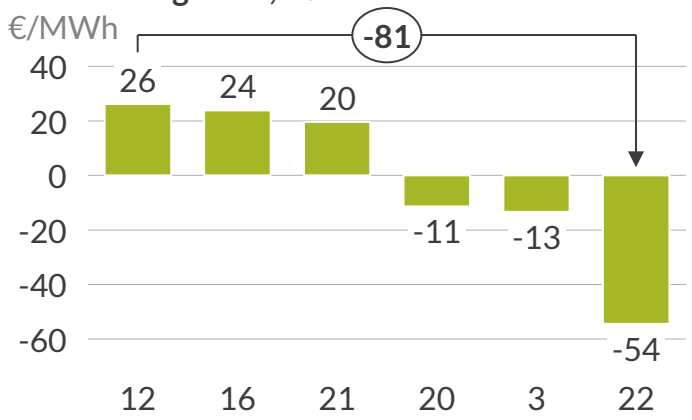
Quellen: Aurora Energy Research

Stromverbraucher werden durch dNE in den meisten Regionen belastet, mit regionalen Unterschieden von bis zu 81 €/MWh

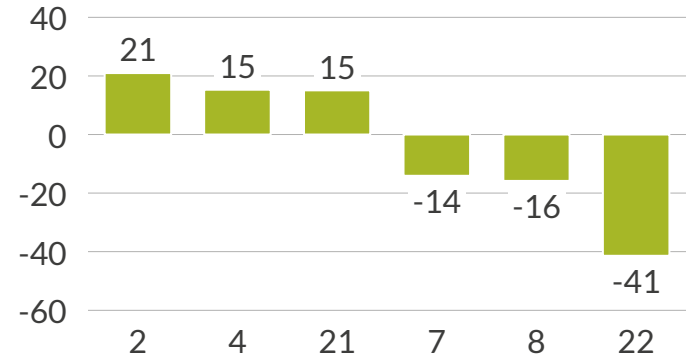
Durchschnitt der Verbraucher-dNE bei Bandlastverbrauch, A4
€/MWh



Durchschnitt der dNE bei Bandlastverbrauch für einzelne Regionen, 2029
€/MWh



Durchschnitt der dNE bei Bandlastverbrauch für einzelne Regionen, 2037
€/MWh

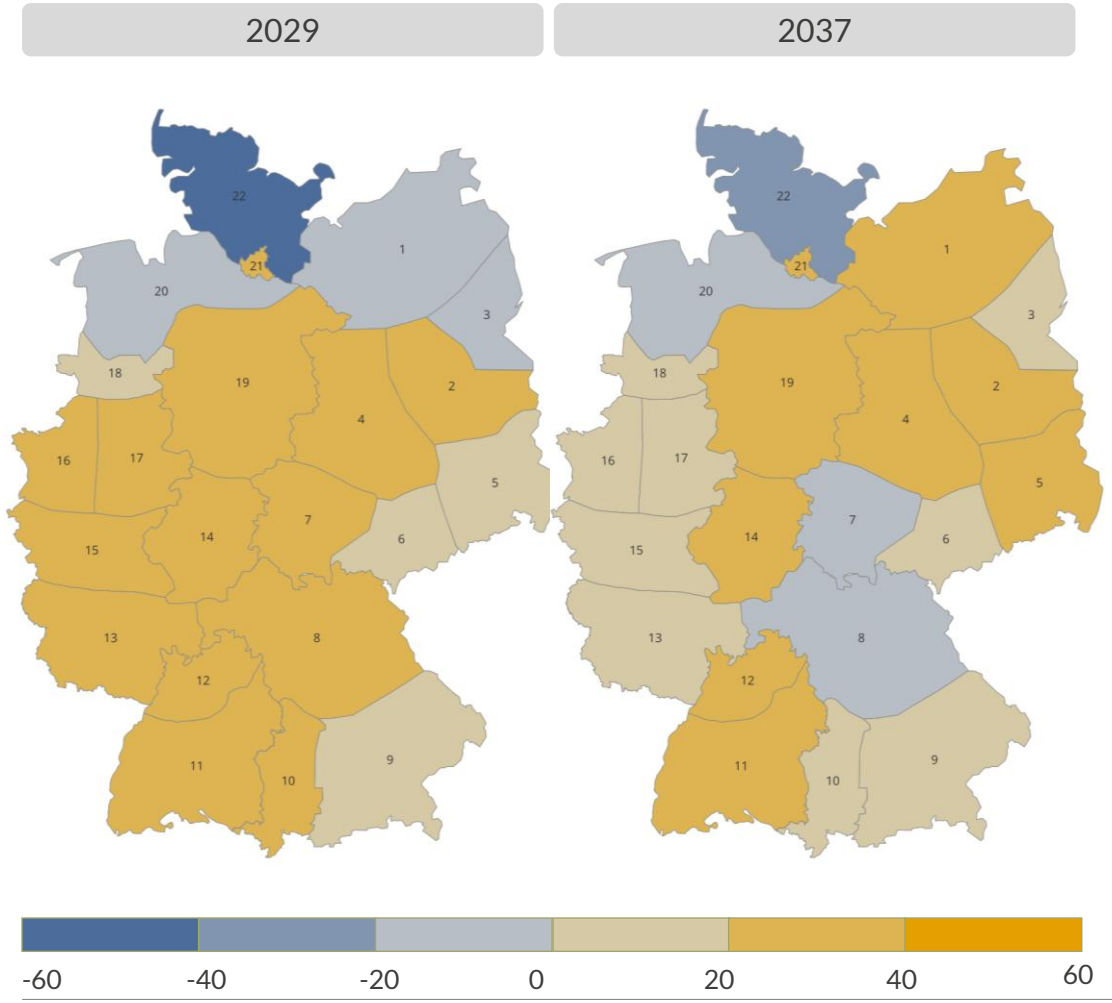


- Für diese Folie wird angenommen, dass ein Verbraucher mit Bandlast dNE auf seinen Strombezug zahlt.
- Regional zeigt sich ein umgekehrtes Bild zu den Erzeugern: In wenigen Regionen profitieren inflexible Verbraucher von durchschnittlich negativen dNE, während sie in den meisten Regionen belastet werden.
- Besonders in industriestarken Regionen im Westen und Südwesten Deutschlands wären bei der Ausgestaltungsvariante 4 hohe zusätzliche Kosten von bis zu 26€/MWh zu erwarten.

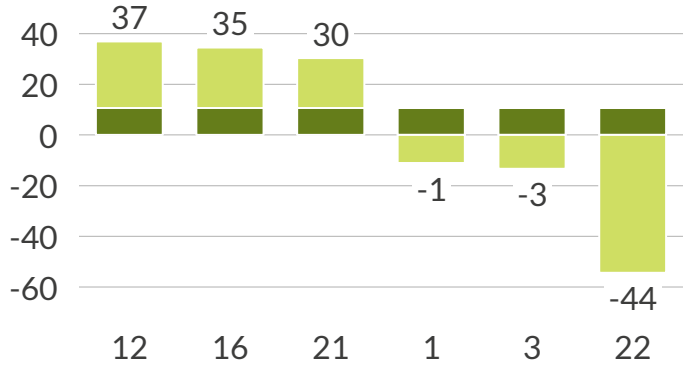
Quellen: Aurora Energy Research

Die Kombination aus höheren Strompreisen und dNE führt zu Mehrkosten von Verbrauchern von bis zu 37 €/MWh

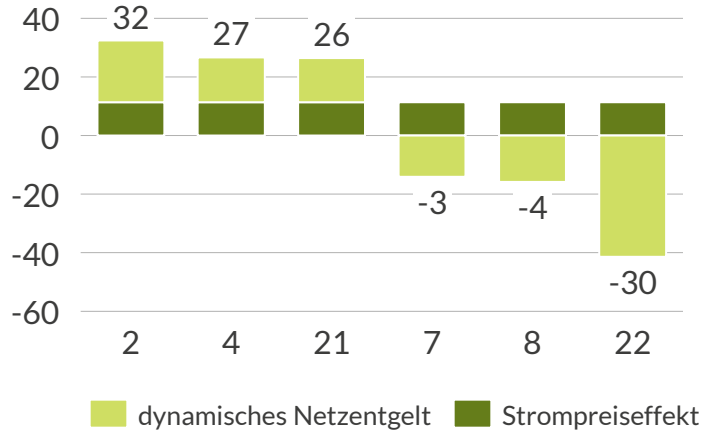
Delta der Stromkosten bei Bandlastverbrauch, Basisszenario vs. A4
€/MWh



Delta der Stromkosten, Basisszenario vs. Sensitivität 4, 2029
€/MWh



Delta der Stromkosten, Basisszenario vs. Sensitivität 4, 2037
€/MWh



- Berücksichtigt man zusätzlich zum direkten dNE-Effekt auch den indirekten Effekt über höhere Strompreise, verschlechtert sich die Situation für Verbraucher weiter.
- In allen Zonen wirkt der höhere Großhandelspreis, der in der kostenbasierten Variante um 11 €/MWh steigt (siehe Seite 20).
- Dadurch erhöhen sich die Mehrkosten für Verbraucher in einzelnen Regionen im Westen und Südwesten auf bis zu 37 €/MWh, während die Vorteile in den wenigen profitierenden Regionen sinken.

Quellen: Aurora Energy Research

Agenda

AURORA

I. **Einleitung**

II. **Auswirkung dynamischer Netzentgelte auf das Stromsystem**

1. Gesamtsystembetrachtung
2. Regionale Verteilungseffekte

III. **Weitere Implikationen dynamischer Netzentgelte**

Strukturelle Hürden limitieren die Wirksamkeit dynamischer Netzentgelte

Argument	Ausführung
Grenzen der praktischen Umsetzbarkeit und Nachteile einer feineren räumlichen Granularität: Eine feinere räumliche Granularität könnte Fehlanreize von dNE reduzieren, ist aber technisch und organisatorisch kaum realisierbar, erhöht die Anfälligkeit für Prognosefehler, und verschlechtert zugleich die Planbarkeit für Erzeuger.	▪ **Überreaktionen bei grober Auflösung**: Modellierungsergebnisse zeigen, dass dNE auf Basis von 22 Zonen zu übermäßigen Abregelungen erneuerbarer Anlagen führen, ohne den Redispatchbedarf wesentlich zu senken. ▪ **Theoretischer Vorteil granularerer Modelle, aber hohe Komplexität**: Nodalere oder eng definierte (ggf. dynamische) Engpasszonen könnten Fehlanreize verringern. Die technische Komplexität und Abstimmung würden jedoch signifikant steigen. ▪ **Verschärfung von Prognosefehlern**: Mit zunehmender regionaler Auflösung wirken sich Prognosefehler stärker aus, da sie sich in kleineren Regionen weniger ausmitteln und unmittelbarer zu fehlerhaften dNE-Signalen führen. ▪ **Auf ÜNB-Ebene schwierig, auf VNB-Ebene unrealistisch**: Bereits auf Übertragungsnetzebene wäre eine konsistente, dynamische Zonendefinition herausfordernd. Auf Verteilnetzebene ist die Zahl der Akteure, Datenpunkte und Schnittstellen so groß, dass ein praktikabler Betrieb kaum vorstellbar ist. ▪ **Geringe Planbarkeit für Marktteilnehmer**: Höhere Granularität bedeutet stärkere räumliche und zeitliche Schwankungen der dNE, was Investitionssicherheit und operative Planung für Erzeuger erschwert.
Ungenauigkeit durch zeitliche Verzögerung Dynamische Netzentgelte können kurzfristige Engpassänderungen nicht adressieren, da sie mit zeitlichen Verzögerungen arbeiten und damit auf volatile Systemzustände zu langsam reagieren.	▪ **Zeitliche Verzögerungen begrenzen die Steuerungswirkung**: dNE reagieren nur auf erwartete, nicht aber auf tatsächlich auftretende, kurzfristige Systemzustände. ▪ **Kurzfristige Engpässe entstehen oft plötzlich und sind schwer prognostizierbar**: Volatile EE-Einspeisungen, Lastsprünge oder kurzfristige Handelsreaktionen können Engpässe innerhalb weniger Minuten verändern – nachdem die dNE bereits definiert sind. ▪ **Zentraler Redispatch bleibt unverzichtbar**: Da dNE kurzfristige Engpasssituationen nicht verhindern können, wird Redispatch weiterhin notwendig sein, um Netzengpässe zu beheben.

Quellen: Aurora Energy Research

dNE schaffen neue Unsicherheiten in Langfristmärkten, PPAs und Tolling-Verträgen

Argument	Ausführung
Potenziell nachteilige Effekte auf die Langfristmärkte: Dynamische Netzentgelte können – sofern sie preisändernd wirken – Hedging-Entscheidungen und die Funktion von Terminmärkten beeinträchtigen.	▪ **dNE können Marktpreise beeinflussen, wenn sie ausreichend hoch sind**: Die Ergebnisse der Strommarktmodellierung zeigen, dass dNE bei einer gewissen Höhe Spotpreise verändern. ▪ **Langfristmärkte bleiben grundsätzlich stabil – solange dNE nicht Teil der Terminpreisbildung werden**: Solange dNE nicht systematisch in Forward- oder Futures-Preise einfließen, bleibt das langfristige Preisniveau für die meisten Marktakteure weitgehend unverändert. ▪ **Veränderung der Effektivität zonaler Hedging-Produkte**: Für einzelne Akteure kann sich jedoch die Treffsicherheit bestehender Hedging-Instrumente verschlechtern: Zonale Financial-Forwards oder CfDs werden weniger wirksam, wenn dNE zu einer stärkeren Divergenz zwischen tatsächlichen Spotpreisen inklusive dNE und zonalen Terminpreisen führen.
Potenziell nachteilige Effekte auf PPAs und Tolling Agreements dNE erhöhen die Unsicherheit über zukünftige Standortkosten und erschweren damit die Preisbildung und Risikoverteilung in PPAs und Tolling-Verträgen.	▪ **dNE müssen in die Preisbildung eingepreist werden**: Da dNE variable Standortkosten darstellen, müssen Investoren und Offtaker sie in PPA- und Tolling-Preise einrechnen. Dies führt typischerweise zu Risikoaufschlägen, insbesondere wenn Höhe und Häufigkeit der dNE schwer prognostizierbar sind. ▪ **Unsicherheit über Weitergabe und Optimierbarkeit bei Bestandsanlagen**: Für bestehende PPAs und Tolling Agreements ist unklar, ob dNE als zusätzliche Kosten an den Offtaker weitergereicht werden dürfen bzw. können. Gleichzeitig ist fraglich, ob der Offtaker die dNE in seine Dispatchoptimierung einbeziehen kann, falls er keine unmittelbare Steuerungsmöglichkeit über das Asset hat. ▪ **Reduzierte Vertragsstabilität und komplexere Risikozuordnung**: Die zusätzliche Kostenkomponente erschwert die Risikoallokation zwischen den Parteien und kann bestehende Vertragsstrukturen destabilisieren – etwa wenn dNE zu häufigen, nicht vorgesehenen Anpassungsbedarfen führen.

Quellen: Aurora Energy Research

AURORA
ENERGY RESEARCH

Haftungsausschluss und Urheberrecht

AURORA

Urheberrechtshinweis und Haftungsausschluss

- Dieses Dokument (der „**Bericht**“) und sein Inhalt (einschließlich, aber nicht auf Text, Bilder, Grafiken und Illustrationen beschränkt) sind urheberrechtlich geschütztes Material von Aurora Energy Research Limited, einer oder mehreren ihrer Tochtergesellschaften und anderen, später gegründeten Tochtergesellschaften oder sonst verbundenen Unternehmen von Aurora Energy Research Limited (zusammen „**Aurora**“), sofern nicht anders angegeben.
- Dieser Bericht enthält vertrauliche Informationen von Aurora und darf ohne vorherige schriftliche Zustimmung von Aurora weder ganz noch teilweise kopiert, reproduziert, verbreitet oder in irgendeiner Weise für kommerzielle Zwecke verwendet werden.
- **Es ist untersagt, ohne die vorherige schriftliche Zustimmung von Aurora:**
  - **die stündlichen und/oder unterstündigen Prognosedaten von Aurora offenzulegen, einschließlich der Weitergabe solcher Daten an professionelle Berater oder sonstige Dritte; und**
  - **die stündlichen und/oder unterstündigen Prognosedaten von Aurora in Stromanalyse-Software von Drittanbietern zu verwenden – einschließlich, aber nicht beschränkt auf Anwendungen zur Anlagensteuerung oder -bewertung.**

Haftungsausschluss

- Dieser Bericht wird „wie besehen“ ausschließlich zu Ihrer Information bereitgestellt, und weder Aurora noch seine Direktoren, Mitarbeiter, Vertreter oder verbundenen Unternehmen geben ausdrückliche oder stillschweigende Zusicherungen oder Garantien hinsichtlich seiner Genauigkeit, Zuverlässigkeit, Vollständigkeit oder Eignung für einen bestimmten Zweck.
- Die Haftung von Aurora hinsichtlich dieses Berichts ist auf Schäden, die vorsätzlich oder grob fahrlässig verursacht werden, beschränkt, im Übrigen ist eine Haftung des Auftragnehmers ausgeschlossen. Diese Haftungsbeschränkung gilt nicht in Bezug auf die Haftung für Schäden, die auf der Verletzung von Leben, Körper und Gesundheit, beruhen oder die auf der Verletzung einer Vertragspflicht, deren Erfüllung die ordnungsgemäße Durchführung des Vertrags überhaupt erst ermöglicht und auf deren Einhaltung der Vertragspartner regelmäßig vertrauen darf (Kardinalpflicht). Eine weitergehende Haftung, insbesondere für mittelbare oder Folgeschäden (z. B. entgangenen Gewinn oder Datenverluste), ist ausgeschlossen. Zwingende gesetzliche Vorschriften, insbesondere nach dem Produkthaftungsgesetz, bleiben unberührt.
- Die Verwendung des Berichts erfolgt ausschließlich auf Ihr eigenes Risiko. Der Bericht darf nicht als Grundlage für irgendeinen Zweck verwendet werden oder als Ersatz für Ihre eigenen unabhängigen Untersuchungen und Ihr eigenes vernünftiges Urteil verwendet werden.
- Die in diesem Bericht enthaltenen Informationen können Annahmen, Absichten und Erwartungen zum Zeitpunkt der Veröffentlichung des Berichts widerspiegeln. Aurora beabsichtigt nicht, diese Informationen zu aktualisieren und übernimmt dahingehend auch keine Verpflichtung.
- Wenn Sie Kunde von Aurora sind und einen Dienstleistungsvertrag mit Aurora vereinbart haben („**Dienstleistungsvertrag**“) oder den Bericht vorbehaltlich einer Freigabe, einer Vertrauensvereinbarung oder einer anderen Vereinbarung mit Aurora („**alternative Vereinbarung**“) erhalten haben, unterliegt Ihr Zugriff auf den Bericht, sowie dessen Verwendung ebenfalls den Bedingungen dieses Dienstleistungsvertrags oder der alternativen Vereinbarung zwischen Ihnen und Aurora.
- Dieser Urheberrechtshinweis und Haftungsausschluss darf nicht aus diesem Bericht entfernt werden und muss auf allen autorisierten kopierten, reproduzierten oder verbreiteten Versionen erscheinen.
- Bei Unstimmigkeiten oder Widersprüchen zwischen diesem Urheberrechtshinweis und Haftungsausschluss und Ihrem Dienstleistungsvertrag oder Ihrer alternativen Vereinbarung hat Ihr Dienstleistungsvertrag oder Ihre alternative Vereinbarung diesbezüglich Vorrang.