

FOLGEN DER EINFÜHRUNG VON EINSPEISENETZENT- GELTEN IM DEUTSCHEN STROMMARKT

Kurzstudie im Auftrag der RWE AG

26. FEBRUAR 2026

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	3
Hintergrund	7
BNetzA evaluiert die Einführung von Einspeiseentgelten als Teil des AgNes-Prozesses	7
Unser Ansatz	7
Einspeisenetzentgelte führen zu Verlagerung von heimischer Erzeugung ins Ausland	10
Einspeisenetzentgelte erhöhen Preise am Strom- und Kapazitätsmarkt	12
Kurzfristig steigen die Strompreise am Großhandelsmarkt	12
Langfristig erhöhen sich die Kosten eines Kapazitätsmarktes	13
Höhere Stromgroßhandelspreise und Kapazitätsmarktpreise sowie EE-Förderbedarfe konterkarieren Entlastung der Verbraucher	16
Zwischenergebnis: Zusätzliche Belastung über den Strom- und Kapazitätsmarkt von bis zu 5,5 Mrd. € im Jahr 2035	16
Mehrbelastung betrifft auch Erzeuger erneuerbarer Energien, der EE-Förderbedarf steigt an und belastet den Staatshaushalt	17
In Summe wird die Entlastung der Verbraucher durch Steigerung anderer Kosten fast vollständig kompensiert	19
Trotz der Preiswirkung wird die Wirtschaftlichkeit von Bestandskraftwerken belastet und kreiert volkswirtschaftliche Ineffizienz	22
Wirtschaftlichkeit der Gas-Bestandskraftwerke sinkt deutlich	22
Verschlechterung der wirtschaftlichen Situation kann zu volkswirtschaftlich ineffizienten Stilllegung von Bestandskraftwerken führen	24
Einspeiseentgelte lösen Verteilungseffekte im benachbarten Ausland aus	26

Zusammenfassung

Im Rahmen der Überarbeitung der „Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom“ (AgNes) erwägt die Bundesnetzagentur (BNetzA) die Einbeziehung von Einspeisern bei der zukünftigen Finanzierung der Netzkosten. Vor diesem Hintergrund hat die RWE AG Frontier Economics damit beauftragt, etwaige Rückwirkungen einer solchen geänderten Kostenteilung (Finanzierungskomponente) auf die Stromwirtschaft zu untersuchen. Dabei betrachten wir drei denkbare Ausgestaltungen:

- **Kapazitätsbasierte Einspeisenetzentgelte:** Die anteiligen Netzkosten werden über die Kraftwerkskapazität umgelegt (€/kW/a).
- **Arbeitsbasierte Einspeisenetzentgelte:** Die Umlage der anteiligen Netzkosten erfolgt über die ins Netz eingespeiste Energiemenge (€/kWh).
- **Kombiniertes Einspeisenetzentgelt:** Die Hälfte der anteiligen Netzkosten wird über die Kapazität, die andere Hälfte über die eingespeiste Energiemenge umgelegt.

Wir fassen die Ergebnisse der Analyse wie folgt zusammen:

Die Einführung von Einspeisenetzentgelten würde zu keiner signifikanten Verbraucherentlastung führen und stattdessen volkswirtschaftliche Ineffizienzen sowie nicht-intendierte Verteilungseffekte im benachbarten Ausland induzieren, bei gleichzeitiger Belastung heimischer Erzeuger und des Staatshaushalts.

Einspeisenetzentgelte verlagern Erzeugung ins benachbarte Ausland, Netto-Importe steigen um mehr als 80 TWh

Die Einspeisenetzentgelte verteuern die inländische Stromerzeugung gegenüber den Kraftwerken im benachbarten Ausland. Im Rahmen der Marktkopplung verlagert sich die Stromerzeugung ins Ausland und die Stromimporte nach Deutschland steigen um mehr als 80 TWh an (im Jahr 2030, arbeitsbasierte Einspeisenetzentgelte).

Einspeisenetzentgelte lösen Preiseffekte am Stromgroßhandelsmarkt und Kapazitätsmarkt in Deutschland aus

Inländische Stromerzeuger würden einen Teil der Einspeisenetzentgelte an Letztverbraucher weitergeben. Im Fall der arbeitsbasierten Entgelte werden etwa 40% der Mehrkosten auf den Stromgroßhandelsmarkt weiter gereicht, d. h. die **Preise steigen im Jahr 2030 um mehr als 6 €/2021/MWh**. Auch in dem ab 2032 geplanten umfassenden Kapazitätsmarkt steigen die Kapazitätspreise, da Mehrkosten für die Bereithaltung der gesicherten Leistung eingepreist werden. Im **Jahr 2035 steigen die Kapazitätspreise aufgrund der Einführung um bis zu 55 €/2021/kW/a** (kapazitätsbasiertes Einspeisenetzentgelt) und würden sich damit im Vergleich zu einer Situation ohne Einspeisenetzentgelte mehr als verdoppeln.

Einspeisenetzentgelte erhöhen den Förderbedarf für erneuerbare Energie

Neben konventionellen Kraftwerken und Speichern sind auch EE-Anlagenbetreiber negativ von der Einführung von Einspeisenetzentgelten betroffen. Trotz höherer Erlöse auf dem Strom- und Kapazitätsmarkt bei steigenden Preisen fallen ihre Deckungsbeiträge bedingt durch die erhöhten Kosten aufgrund der Einspeisenetzentgelte deutlich. Für Neuanlagen ist deshalb mit einem unmittelbaren Anstieg des Förderbedarfs von etwa 5 Mrd. €₂₀₂₁ im Jahr 2030 und ca. 10 Mrd. €₂₀₂₁ im Jahr 2035 zu rechnen, was den Staatshaushalt entsprechend belasten würde. Würden zudem die Fördersätze für EE-Bestandsanlagen aufgrund der Einführung der Einspeisenetzentgelte angepasst, kämen weitere Kosten für den Staatshaushalt im unteren einstelligen Milliardenbereich hinzu.

Zusätzliche Unsicherheiten durch Einführung der Einspeisenetzentgelte können Finanzierungskosten weiter erhöhen

Zu den oben beschriebenen, direkten Effekten können indirekte Wirkungen hinzukommen. Die potenzielle Einführung von Einspeisenetzentgelten und deren unklare künftige Entwicklung stellt eine zusätzliche Unsicherheit bei Wirtschaftlichkeitsrechnungen für Neuinvestitionen dar. Diese spiegeln sich in der Regel in der erwarteten Kapitalverzinsung und damit den Kapitalkosten wider: So würde z.B. eine 1%-Erhöhung des WACC die Kosten der KWS-Neubauten um ca. 100 Mio. €₂₀₂₁ pro Jahr erhöhen.

Entlastung der Stromverbraucher wird durch diese Effekte zum Großteil oder vollständig kompensiert

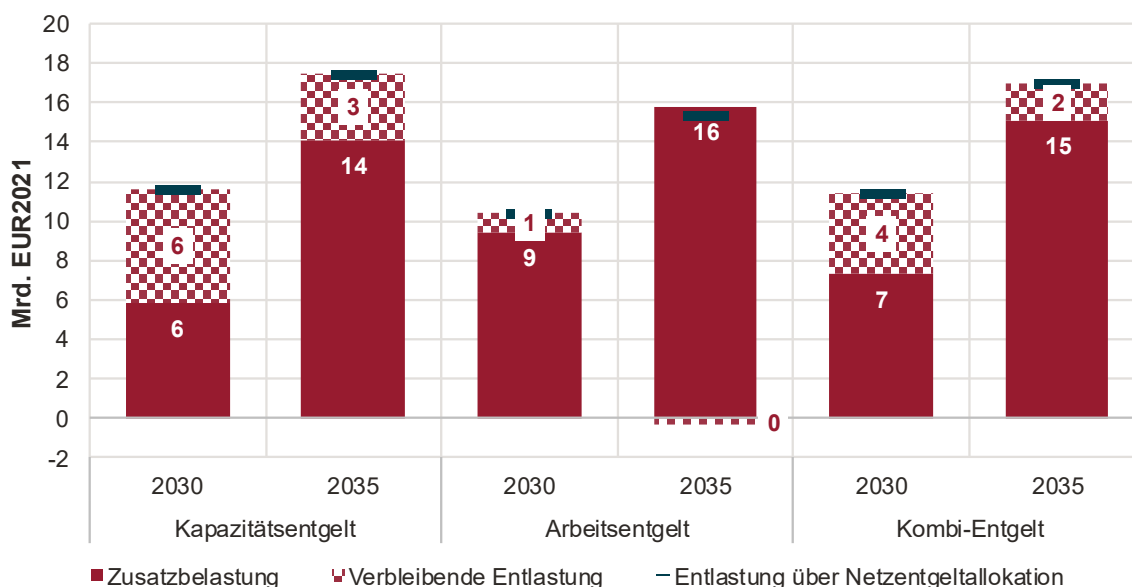
Eines der Ziele der BNetzA ist es, durch die Einführung von Einspeisenetzentgelten möglichst alle Netznutzer, also auch die Erzeugerseite, an den steigenden Netzkosten zu beteiligen. Unsere Analyse zeigt jedoch, dass ein Großteil der Ersparnisse der Stromverbraucher, der durch Einspeisenetzentgelte erzielt werden soll, durch Mehrkosten an anderer Stelle kompensiert wird. Verbraucher und Steuerzahler sehen sich insbesondere konfrontiert mit

- höheren Strompreisen,
- höheren Kapazitätspreisen und damit höheren Kosten für die gesicherte Leistung,
- einem größeren Finanzierungsbedarf für die Kraftwerksneubauten im Rahmen der Kraftwerksstrategie, sowie
- einem höheren EE-Förderbedarf, der im heutigen EEG-Regime zulasten des Staatshaushalts geht.

So werden gemäß unseren Berechnungen im **Jahr 2030** je nach Einspeiseentgeltsystematik ca. **50% bis 90%** der erhobenen Einspeiseentgelte zurückverteilt und somit schließlich von den Stromverbrauchern und Steuerzahlern getragen (**Abbildung 1**). Im **Jahr 2035** steigen diese Werte je nach Einspeisepreisregime auf 65% bis 100%. Hierbei sind mögliche weitere Umverteilungswirkungen wie z.B. Anpassungen von Fördersätzen für EE-Bestandsanlagen,

volkswirtschaftliche Kosten aufgrund von möglichen vorzeitigen Stilllegungen von Bestandsanlagen sowie höhere Risikozuschläge in Investitionsrechnungen noch nicht enthalten.

Abbildung 1 Rückverteilungswirkungen (DE) von Einspeisenetzentgelten an Verbraucher bzw. Steuerzahler



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Verbraucherbelastung ergibt sich aus der Summe der Strompreiszahlungen; den Zahlungen für gesicherte Leistung sowie dem Finanzierungsbedarf der KWS-Neubauten; Zwischenjahre interpoliert. Netzkostenreallokation basiert auf Bundesnetzagentur (13. Mai 2025) – „Rahmenfestlegung Allgemeine Netzentgelt-systematik Strom (AgNes)“. Die Analysen berücksichtigen damit eine höhere Reallokation von Netzkosten auf die Einspeiser, als im am 17. Februar 2026 veröffentlichten BNetzA-Papier „Einspeiseentgelte: Orientierungspunkte der BNetzA“, welches eine Reallokation von ca. 2 Mrd. € vorsieht. Die grundsätzliche Auswirkung der Einspeisenetzentgelte bleibt von der Reduktion jedoch unberührt.

Somit kann das erhoffte Ziel einer geänderten Teilung der Netzkosten zwischen Verbrauchern und Einspeisern in der energiewirtschaftlichen Praxis durch die Einführung von Einspeisenetzentgelten nicht oder nur sehr eingeschränkt erreicht werden. Dabei ergeben sich auch zukünftige Wirkungen auf den Haushalt des Bundes. Hinzu kommt das Risiko zusätzlicher volkswirtschaftlicher Kosten durch mögliche vorzeitige Stilllegungen von Bestandsanlagen und höhere Kapitalkosten durch gestiegene Unsicherheit.

Neben den skizzierten Umverteilungseffekten drohen volkswirtschaftliche Ineffizienzen aufgrund potenzieller Stilllegungen von Bestandsanlagen in Bereich zwischen 4 und 10 Mrd. €

Die Einführung von Einspeisenetzentgelten belastet trotz der beobachteten Preiseffekte die Wirtschaftlichkeit von Gas-Bestandskraftwerken deutlich. Die höheren Kosten führen dazu, dass – abhängig vom Einspeisenetzentgeltsystem – im Jahr 2030 zwischen 4 und 13 GW an Gas-Bestandskraftwerken stilllegungsbedroht sein könnten – insbesondere, wenn sich die Einführung eines Kapazitätsmarktes verzögern sollte. Unter der Annahme, dass diese

Kapazitäten im Rahmen eines Kapazitätsmarktes durch zusätzliche Neubauten zu ersetzen wären, würden so **volkswirtschaftlich ineffiziente Ersatzinvestitionen¹ mit Kosten von 4 bis 10 Mrd. €₂₀₂₁** notwendig.

Einspeisenentgelte führen zu Verteilungseffekten im benachbarten Ausland

Die Verlagerung von Erzeugungsmengen von Deutschland ins benachbarte Ausland geht auch mit einem Anstieg der dortigen Strompreise einher. Dies induziert eine Umverteilung von Stromverbrauchern zu Stromproduzenten in den betroffenen Ländern und äußert sich auch in einem Einfluss auf die Entwicklung ausländischer Erzeugungskapazitäten.

Die **Einführung von Einspeisenentgelten würde seine Zielsetzung einer signifikanten Verbraucherentlastung weitgehend verfehlen** und stattdessen **volkswirtschaftliche Ineffizienzen** sowie **nicht-intendierte Verteilungseffekte** im benachbarten Ausland induzieren.

¹ Barwert über 20 Jahre (3% Diskontrate).

Hintergrund

BNetzA evaluiert die Einführung von Einspeiseentgelten als Teil des AgNes-Prozesses

Die BNetzA hat im Mai 2025 ein Verfahren zur Rahmenfestlegung der „Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom“ (AgNes) eröffnet, das auf eine grundlegende Reform der Netzentgelte abzielt. Sie begründet dies mit (a) steigenden Kosten bei einer immer kleiner werdenden Zahl von Netznutzern, (b) nicht ausreichenden Lokationssignalen für Anlagenbetreiber und (c) derzeit mangelnden Anreizen für flexibles Verhalten. RWE bringt sich als Stakeholder in den AgNes-Prozess ein und hat Frontier Economics Ltd. („Frontier“) beauftragt, weitergehende Analysen mit dem Schwerpunkt auf die volks- und energiewirtschaftlichen Auswirkungen von möglichen Einspeisenetzentgelten (insbesondere auf den Strommarkt, die Energiekosten, die Belastungen für den Staatshaushalt etc.) zu erarbeiten.

Im Folgenden beschreiben wir, welche Auswirkungen durch die Einführung von Einspeisenetzentgelten als Finanzierungskomponente im deutschen Strommarkt zu erwarten wären.

Unser Ansatz

Wir nutzen unser integriertes Strom- und Energiemarktmodell COMET, um die Auswirkungen der Einspeisenetzentgelte auf den Strommarkt zu untersuchen. Dabei betrachten wir drei Szenarien:

- **Szenario 1:** Kapazitätsbasierte Einspeisenetzentgelte;
- **Szenario 2:** Arbeitsbasierte Einspeisenetzentgelte;
- **Szenario 3:** Kombinierte kapazitäts- und arbeitsbasierte Einspeisenetzentgelte.

Die Ergebnisse dieser Szenarien vergleichen wir jeweils mit einem Basis-Szenario, ohne Einspeisenetzentgelte.

Die Höhe der Netzentgelte orientiert sich an einem Szenario der BNetzA, wonach ca. 7,3 Mrd. € an Einspeisenetzentgelten (Finanzierungskomponente) erhoben werden könnten². Die Einspeisetarife, die durch alle Stromerzeuger in Deutschland zu entrichten wären, berechnen wir ausgehend von der Struktur der Stromerzeugung in 2024 und halten diese über den Betrachtungszeitraum konstant bei:

² Bundesnetzagentur (13. Mai 2025) – „Rahmenfestlegung Allgemeine Netzentgeltsystematik Strom (AgNes)“; S.26, Satz Aufzählungspunkt 3. Die Analysen berücksichtigen damit eine höhere Reallokation von Netzkosten auf die Einspeiser, als im am 17. Februar 2026 veröffentlichten BNetzA-Papier „Einspeiseentgelte: Orientierungspunkte der BNetzA“, welches eine Reallokation von ca. 2 Mrd. € vorsieht. Die grundsätzliche Auswirkung der Einspeisenetzentgelte bleibt von der Reduktion jedoch unberührt.

- **Szenario 1:** 29,07 €/kW/a, basierend auf einer Gesamtbasis von 251,122 GW installierter Kapazität im Jahr 2024;
- **Szenario 2:** 16,92 €/MWh, basierend auf einer inländischen Nettostromerzeugungsmenge von 431,5 TWh im Jahr 2024;
- **Szenario 3:** 8,46 €/MWh und 14,53 €/kW/a, als Kombination von Szenario 1 und Szenario 2 mit jeweils der Hälfte des angesetzten Wertes.

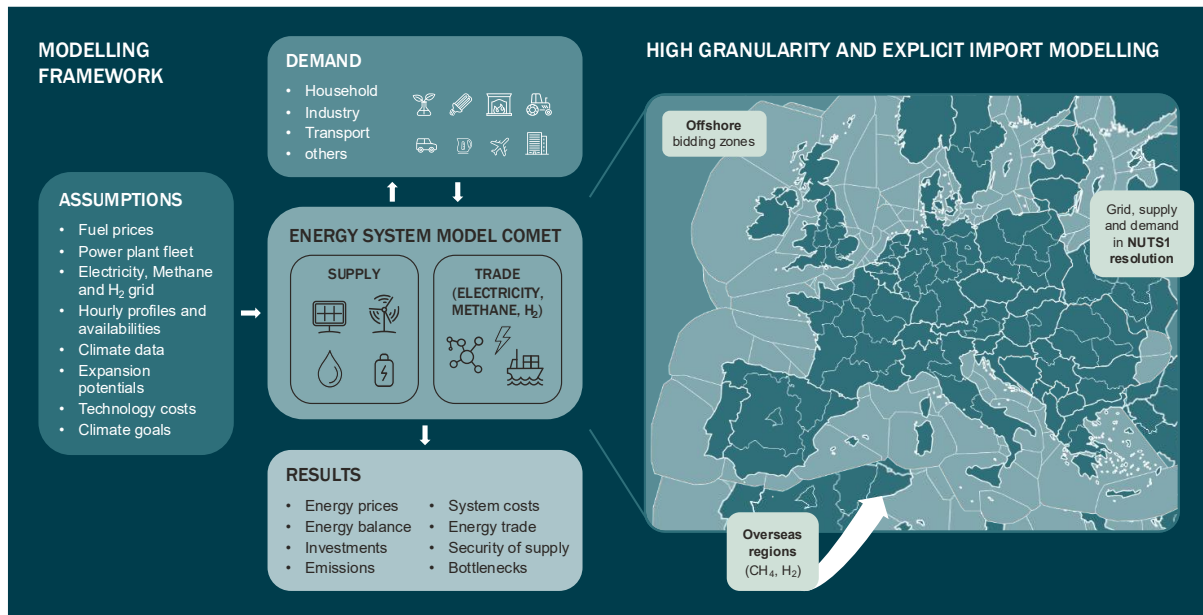
Die Einspeisenetzentgelte in Deutschland werden in unserem Modell ab dem Jahr 2029 erhoben und zeigen im Modelljahr 2030 erste Wirkung. Wir unterstellen ein konstantes Niveau an Einspeisenetzentgelten. Das heißt, der Umlagebetrag steigt mit einem Anstieg der Stromerzeugungskapazität bzw. der Stromerzeugungsmenge. Je nach Szenario liegt der Umlagebetrag im Jahr 2030 zwischen 10,4 (S2) und 11,6 Mrd. € (S1) bzw. im Jahr 2035 zwischen 15,4 Mrd. € (S2) und 17,5 Mrd. € (S3). Dieser Anstieg der modellierten Kostenbelastung stellt vor dem Hintergrund der erwarteten Netzkostensteigerung eine konservative Annahme dar: In einer gemeinsamen Studie mit *Consentec* für den BDEW ermitteln wir eine mögliche Verdopplung der jährlichen Netzkosten zwischen 2023 und 2045 auf über 70 Mrd. €₂₀₂₃ pro Jahr.³ In diesem Fall würden die oben ausgewiesenen spezifischen Umlagebeträge entsprechend steigen.

Darüber hinaus unterstellen wir, dass Deutschland zum Jahr 2032 einen umfassenden Kapazitätsmarkt⁴ einführen wird und, dass im Rahmen der Kraftwerksstrategie bis zum Jahr 2030 5 GW und bis zum Jahr 2032 insgesamt 10 GW moderne Gaskraftwerke zugebaut werden. Weiterhin unterstellen wir, dass in den anderen in unserem Modell abgebildeten Ländern Einspeise- und/oder Kapazitätsnetzentgelte entsprechend der heutigen Regelungen erhoben werden. Alle übrigen Annahmen orientieren sich an öffentlichen Standard-Quellen, wie dem Stated Policies Szenario („STEPS“) des World Energy Outlook 2025 für Brennstoff- und CO₂-Preise sowie dem Netzentwicklungsplan und die BMWK Langfristszenarien für die Entwicklung der Stromnachfrage und dem Zubau von Erneuerbaren Energien. **Abbildung 2** gibt einen Überblick über unser Modell COMET (*Cross-Sector Optimisation Model for the Energy Transition*).

³ Die Studie „Consentec/Frontier (2024) – [Prognose und Analyse der Netzentgeltentwicklung Strom | Studie im Auftrag des BDEW](#), S.18“ geht von mehr als einer Verdopplung der Netzkosten zwischen 2023 (ca. 30 Mrd.€₂₀₂₃) und 2045 (auf über 70 Mrd. €₂₀₂₃) aus.

⁴ Annahme: 93% der zeitgleichen Jahreshöchstlast muss durch inländische gesicherte Leistung vorgehalten werden.

Abbildung 2 COMET-Modellübersicht



Quelle: Frontier Economics

Einspeisenentgelte führen zu einer Verlagerung von heimischer Erzeugung ins Ausland

Einspeisenentgelte führen zu einer Erhöhung der Kosten der Stromerzeugung in Deutschland, entweder über höhere fixe Betriebskosten (Szenario 1), höhere variable Kosten der Stromerzeugung (Szenario 2) oder beides (Szenario 3). Deutschland verfügt über 24 GW⁵ an Stromübertragungskapazitäten zu seinen Nachbarländern und ist als Teil der CORE-Region vollständig in die lastflussbasierte Marktkopplung („FMBC“) des europäischen Strommarkts integriert. Im Rahmen des integrierten Strommarktes werden gegeben der Übertragungskapazitäten, über Ländergrenzen hinweg, die günstigsten Kraftwerke zur Deckung der Stromnachfrage eingesetzt.

Die Erhebung von Einspeisenentgelten führt somit insbesondere dazu, dass inländische Stromerzeugung zurückgeht und der Stromimport nach Deutschland ansteigt. Es geht somit nationale Wertschöpfung der Energiewirtschaft an das Ausland verloren.

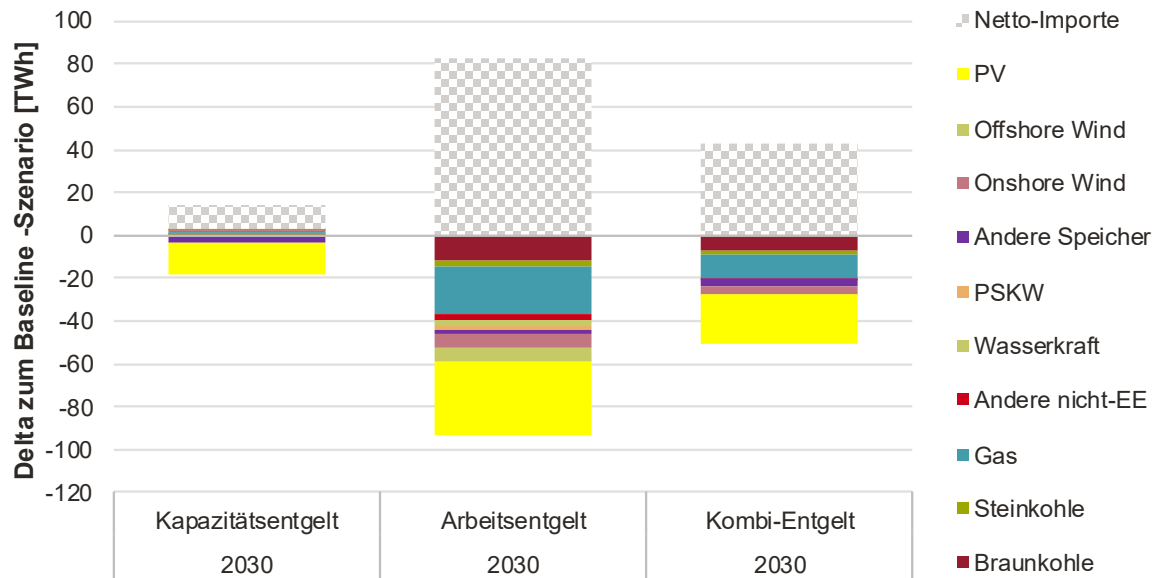
Nachfolgend illustrieren wir diesen Effekt anhand der Unterschiede zwischen den Szenarien im ersten Jahr der Einführung der Einspeiseentgelte (2030). **Abbildung 3** zeigt die Veränderung der Nettostromerzeugung in Deutschland im Vergleich zum Basisfall ohne Einspeisenentgelte.

Über alle Szenarien hinweg wird deutlich, dass die Einführung der Einspeisenentgelte mit einem Anstieg der Netto-Importe einhergeht:

- **Szenario 1: Kapazitätsentgelt** – Der Erzeugungsrückgang fällt am kleinsten aus und beschränkt sich in erster Linie auf weniger Stromerzeugung aus PV und Speichern, deren marktgetriebener Zubau aufgrund der höheren Fixkosten geringer ausfällt. Neben Nettoimporten steigt geringfügig die Auslastung von Gaskraftwerken, um eine Stromlücke von ca. 20 TWh zu füllen.
- **Szenario 2: Arbeitsentgelt** – Der größte Effekt auf die inländische Stromerzeugung zeigt sich bei Einführung eines Arbeitsentgelts, welches die Nettostromerzeugung um über 90 TWh reduziert. Auch hier geht der Zubau von PV zurück, darüber hinaus sinkt auch die Erzeugung aus konventionellen Kraftwerken (Gas / Kohle). Entsprechend steigen die Nettostromimporte um über 80 TWh.
- **Szenario 3: Kombi-Entgelt** – Das Kombi-Entgelt reduziert die inländische Stromerzeugung um etwa 40 TWh, die Wirkung liegt demnach erwartungsgemäß zwischen der von Szenario 1 und 2.

⁵ Quelle: TYNDP (2024) – [Line data including reference grid](#), File: ReferenceGrid_Electricity

Abbildung 3 Einfluss der Einspeisenetzentgelte auf die Stromerzeugung (DE, 2030)



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Negative Werte bedeuten weniger Erzeugung im Szenario mit Einspeisenetzentgelten.

Einspeisenentgelte erhöhen Preise am Strom- und Kapazitätsmarkt

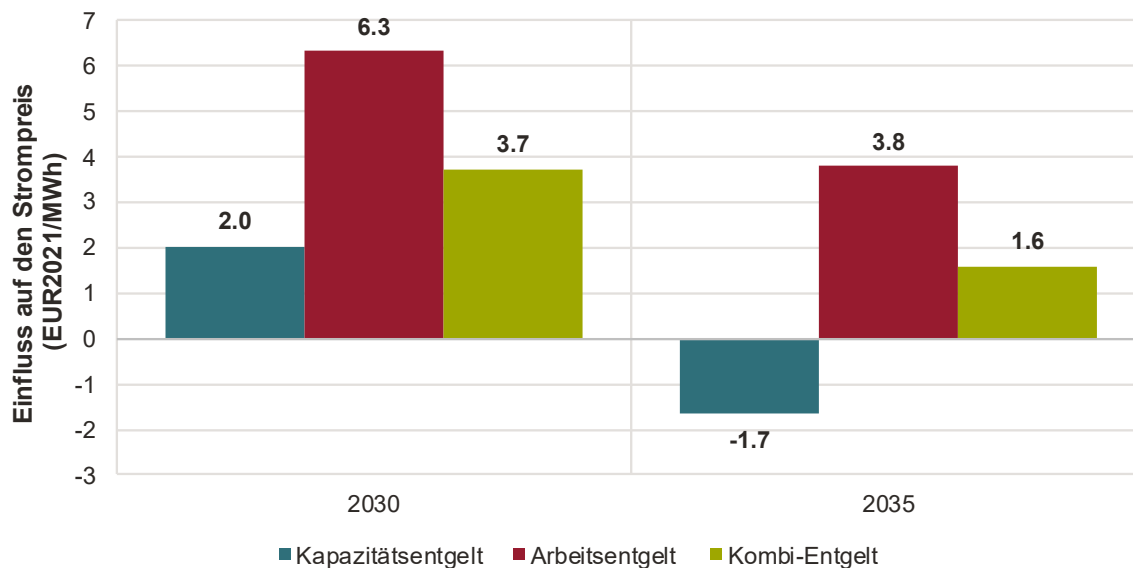
Kurzfristig steigen die Strompreise am Großhandelsmarkt

Die Einspeisenentgelte werden von den Stromerzeugern in den Geboten am Strommarkt berücksichtigt und somit an die Verbraucher weitergegeben. Mit der Einführung eines Kapazitätsmarktes sind ab 2032 für den Strommarkt nicht mehr ein, sondern zwei Preiselemente relevant: Neben dem Preis für die Stromlieferung (Energiepreis) wird auch die Bereitstellung von gesicherter Leistung bepreist (Kapazitätspreis). Da ein Teil der Kosten, der vorher im Energiepreis berücksichtigt wurde, nun in den Preis für gesicherte Leistung einfließt, sind beide Preise eng miteinander verknüpft, sodass die Einführung der Einspeisenentgelte beide Preise beeinflusst.

- Im **Kapazitätsentgelte-Szenario** steigen die Strompreise im Jahr 2030 im Vergleich zum Basisfall ohne Einspeisenentgelte am geringsten, um 2 €₂₀₂₁/MWh. Dieser Anstieg ist damit zu begründen, dass in Knappheitssituationen von Bietern auch Fixkostenanteile in Knappheitspreisen berücksichtigt werden, da im Jahr 2030 der Kapazitätsmarkt noch nicht in Kraft getreten ist. Weiterhin unterliegt der Kraftwerkspark Änderungen, welche sich preissteigernd auswirken. Im Jahr 2035 kommt es zu einem Rückgang der Strompreise, weil ein Großteil der Zusatzkosten in den bis dahin in Kraft getretenen Kapazitätsmarkt verschoben wird und damit wieder durch die Verbraucher zu tragen ist.
- Der größte Strompreisanstieg ist im **Arbeitspreis-Szenario** zu beobachten: Die höheren variablen Kosten der Stromerzeugung führen zu einem Anstieg von 6,3 €₂₀₂₁/MWh im Vergleich zum Basisfall. Dies entspricht einer Preiserhöhung von knapp +10%. Im Jahr 2035 sinkt die Preisdifferenz auf +3,8 €₂₀₂₁/MWh, weil auch in diesem Szenario ein Teil der Einspeisenentgelte sich in höheren Kapazitätspreisen widerspiegelt.
- Das **Kombinationsentgelt** erhöht sowohl die fixen Betriebskosten als auch die variablen Einsatzkosten, diese jedoch in einem geringeren Maße. Die Preissteigerung im Jahr 2030 beträgt 3,7 €₂₀₂₁/MWh und im Jahr 2035 1,6 €₂₀₂₁/MWh.

Die Stromgroßhandelspreise steigen demnach in allen Szenarien (vor Einführung eines Kapazitätsmarktes) in Deutschland an. Aufgrund der oben beschriebenen Interaktion mit dem EU-Ausland werden allerdings nicht die gesamten Netzentgelte weitergereicht, sondern nur ein gewisser Anteil – im Arbeitsentgelt-Szenario in etwa 40%.

Abbildung 4 Strompreiseffekte der Einspeisenetzentgelte (2030 und 2035)



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Positive Werte bedeuten einen Preisanstieg gegenüber dem Basisfall ohne Einspeisenetzentgelte

Langfristig erhöhen sich die Kosten eines Kapazitätsmarktes

Nachfolgend diskutieren wir zuerst den Einfluss auf die Kosten der Kraftwerksneubau-Ausschreibungen im Rahmen der Kraftwerksstrategie (T-5 Auktionen) und anschließend auf die Preisbildung im umfassenden Kapazitätsmarkt. Dabei gehen wir davon aus, dass die KWS-Neubauten in den ersten 15 Jahren keine Kapazitätszahlungen aus dem umfassenden Kapazitätsmarkt erhalten dürfen, sondern Kapazitätszahlungen allein aus den Auktionen im Rahmen der Kraftwerksstrategie erhalten.

Einspeisenetzentgelte erhöhen den Finanzierungsbedarf der Kraftwerksstrategie um bis zu 670 Mio. €₂₀₂₁ im Jahr 2035

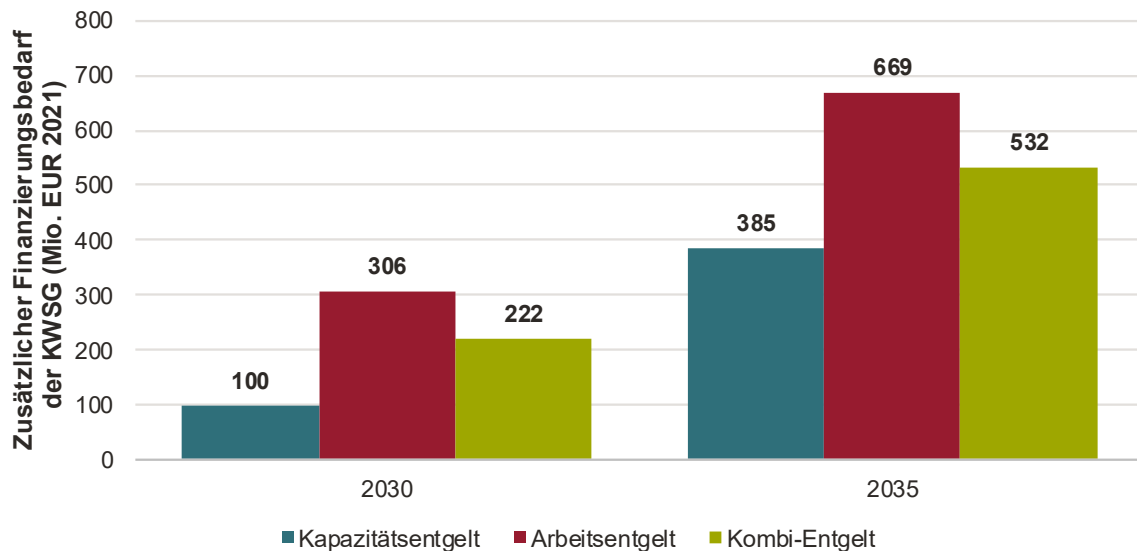
Ausgehend von den Strommarkterlösen, variablen Einsatz- sowie Fixkosten und einer Kapitalkostenannuität⁶ leiten wir den Finanzierungsbedarf der KWS als „Missing Money“ dieser Kraftwerke für die Jahre 2030 und 2035 ab.

Die Einführung der Einspeisenetzentgelte steigert den Finanzierungsbedarf dabei um bis zu 306 Mio. €₂₀₂₁ im Jahr 2030 und um bis zu 670 Mio. €₂₀₂₁ im Jahr 2035 (Arbeitsentgelt-Szenario) gegenüber dem Basisfall ohne Einspeisenetzentgelte (**Abbildung 5**). Dass der stärkste Effekt bei Arbeitsentgelten auftritt, ist neben der Erhöhung der Kostenbasis der Kraftwerke mit

⁶ Annahme: CAPEX Annuität 70 €/kW.

der damit einhergehenden Reduktion der Auslastung verbunden: Die Erzeugung aus Gaskraftwerken geht gegenüber dem Basisfall zurück (siehe **Abbildung 3**).

Abbildung 5 Einfluss auf den Finanzierungsbedarf der KWS



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Finanzierungsbedarf der KWS ergibt sich aus CAPEX-Annuität – Deckungsbeitrag.

Zusätzliche Unsicherheiten durch Einführung der Einspeisenetzentgelte können Finanzierungskosten weiter erhöhen

Zusätzlich zu den oben beschriebenen direkten Effekten können indirekte Wirkungen hinzukommen. Die potenzielle Einführung von Einspeiseentgelten und die künftige Entwicklung stellt eine zusätzliche Unsicherheit bei Wirtschaftlichkeitsrechnungen insbesondere für Neuinvestitionen dar. So ist in naher Zukunft (z.B. zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe bei Ausschreibungen in Fördermechanismen) unklar, in welcher Weise, in welcher Höhe und von welchen Erzeugern in Zukunft Einspeiseentgelte erhoben werden. Diese zusätzlichen Unsicherheiten für Investoren, die selbst dann greifen, wenn Investoren Annahmen für Einspeiseentgelte in ihren Investitionsrechnungen unterstellt haben, übersetzen sich in der Regel in höhere interne Renditeanforderungen (ausgedrückt in einer höheren internen Hurdle Rate für den IRR einer Investition = Risikoprämien). Dies hat wiederum Auswirkungen auf die Kapital- und damit Investitionskosten der zu errichtenden Anlagen. So hätte z.B. eine Steigerung des WACC von einem 1%-Punkt (z.B. von 5% auf 6%) bei 2-jähriger Bauzeit und 40-jähriger Betriebszeit eines neuen Gaskraftwerkes eine Kostensteigerung von ca. 15% zur Folge. Bezogen auf die KWS-Neubauten würde dies z.B. jährliche Mehrkosten in Höhe von 100 Mio. €₂₀₂₁ bedingen, die in die Gebote für Kraftwerksausschreibungen eingepreist würden.

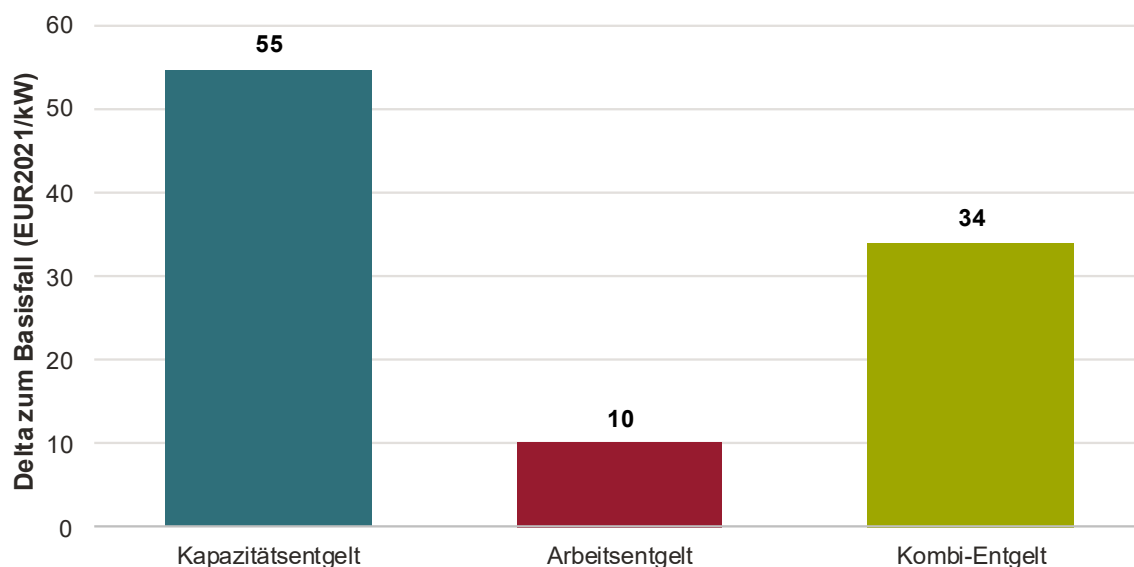
Einspeisenentgelte erhöhen die Kapazitätspreise im umfassenden Kapazitätsmarkt

Einspeisenentgelte haben unmittelbar Auswirkungen auf die Kosten eines zukünftigen Kapazitätsmarktes in Deutschland. Wir illustrieren die Wirkung der Einspeisenentgelte auf den Kapazitätspreis auf Basis unserer Modellsimulationen für das Jahr 2035:

- Im **Kapazitätsentgeltszenario** steigt der Kapazitätspreis um 55 €/2021/kW an und übersteigt damit den eigentlichen Wert des Kapazitätsentgelts. Dies ist auf die oben beschriebene Interaktion aus Energie- und Kapazitätspreis zurückzuführen. Im Kapazitätsentgelt werden die Mehrkosten insb. im Kapazitätsmarkt verortet, was im Gegenzug dazu führt, dass die Strompreise im Vergleich zum Basisfall um bis zu -1,7 €/2021/MWh (siehe **Abbildung 4**) fallen.
- Im **Arbeitspreisszenario** fallen die Mehrkosten in erster Linie im variablen Anteil des Stromsystems an, und der Anstieg der Leistungspreise im Jahr 2035 fällt mit 10 €/2021/kW geringer aus.
- Die Einführung eines **Kombinationsentgelts** erhöht die durchschnittlichen Kapazitätspreise um 34 €/2021/kW.

Diese Wirkung stellen wir in **Abbildung 6** dar.

Abbildung 6 Kapazitätspreiseffekte der Einspeisenentgelte (2035)



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Dargestellt sind die mit der gesicherten Leistung gewichteten Durchschnittspreise zwischen 2032 und 2040; Zwischenjahre interpoliert.

Höhere Stromgroßhandelspreise und Kapazitätsmarktpreise sowie EE-Förderbedarfe konterkarieren Entlastung der Verbraucher

Die oben beschriebenen Effekte führen dazu, dass die Belastung der Verbraucher ansteigt und einen Großteil der intendierten Entlastung kompensiert. Die wesentlichen Elemente sind:

- Belastungen über den Anstieg der Strompreise sowie die Kosten des Kapazitätsmarktes bzw. der KWS-Neubauten; und
- Ein Anstieg des EE-Förderbedarfs, der ebenfalls zu Lasten der Verbraucher bzw. des Staatshaushalts geht.

Zwischenergebnis: Zusätzliche Belastung über den Strom- und Kapazitätsmarkt von bis zu 5,5 Mrd. € im Jahr 2035

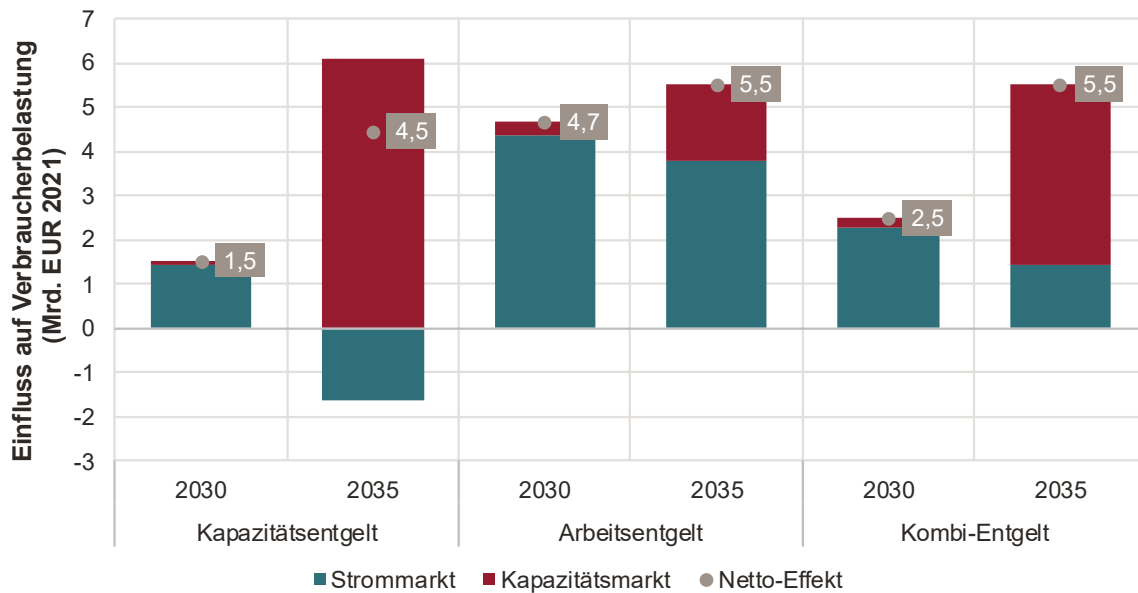
Berücksichtigt man die drei oben genannten Effekte, die Veränderung der Strompreise und der Kosten für die Kraftwerksreserve sowie des umfassenden Kapazitätsmarktes, lassen sich erste Effekte auf die Verbraucher in Deutschland illustrieren: Wir definieren die Belastung der Verbraucher als Produkt der Strompreiseffekte mit der inländischen Stromnachfrage, erhöhtem Finanzierungsbedarf der KWS-Kraftwerke sowie der steigenden Kapazitätspreise mit dem Angebot gesicherter Leistung.⁷

Abbildung 7 zeigt die zusätzliche Belastung der Stromverbraucher in den Jahren 2030 und 2035, aufgeteilt in Effekte auf dem Strommarkt und Kapazitätsmarkt (inkl. KWS), wobei die Auswirkungen auf den EE-Förderbedarf noch nicht berücksichtigt sind:

- Im **Kapazitätsentgeltsszenario** beträgt die Belastung 1,5 Mrd. €₂₀₂₁ im Jahr 2030 und 4,5 Mrd. €₂₀₂₁ im Jahr 2035, wobei eine Entlastung auf der Stromseite berücksichtigt wird.
- Im **Arbeitspreisszenario** liegt die zusätzliche Verbraucherbelastung im Jahr 2030 bei 4,7 und im Jahr 2035 bei 5,5 Mrd. €₂₀₂₁.
- Die Einführung eines **Kombinationsentgelts** induziert zusätzliche Belastungen in Höhe von 2,5 (2030) bzw. 5,5 (2035) Mrd. €₂₀₂₁.

⁷ Aus der gesicherten Leistung ausgenommen sind Kohlekraftwerke, die keine Kapazitätszahlung erhalten dürfen.

Abbildung 7 Zwischenergebnis: Verbraucherbelastung aus Strom- und Kapazitätsmarkt ohne zusätzliche EE-Förderbedarfe (2030 und 2035)



Quelle: Frontier Economics

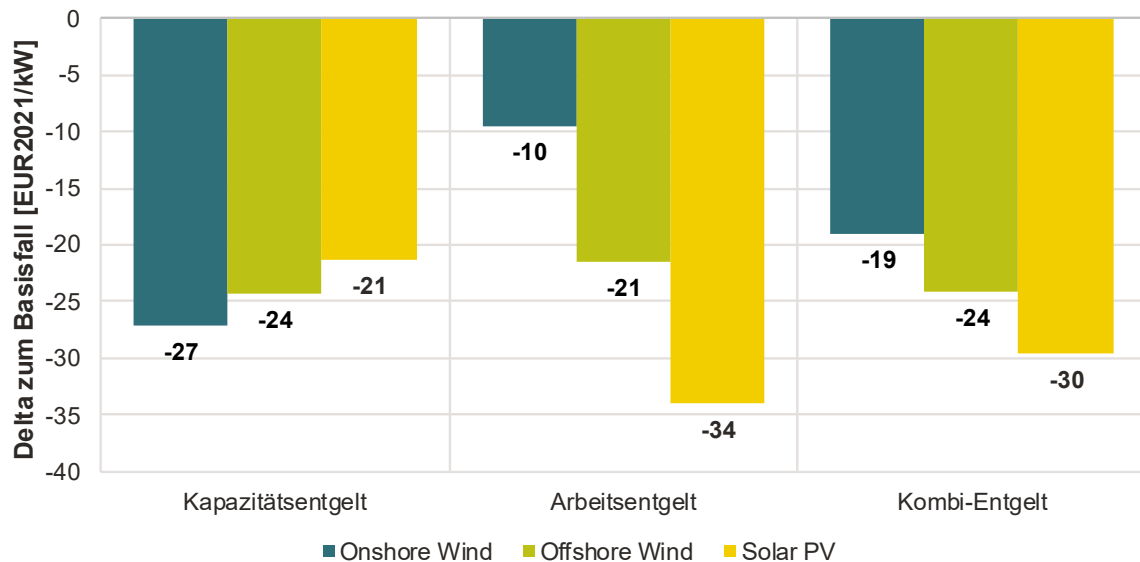
Hinweis: Zusätzlicher Finanzierungsbedarf der KWS-Neubauten als Bestandteil des Kapazitätsmarkts dargestellt

Mehrbelastung betrifft auch Erzeuger erneuerbarer Energien, der EE-Förderbedarf steigt an und belastet den Staatshaushalt

Eine zusätzliche Belastung entsteht für die Bürger bzw. die Steuerzahler zudem durch einen ansteigenden Förderbedarf erneuerbarer Energien. Dies gilt insbesondere für geförderte Zubauten, deren geänderte Kostenstruktur im künftigen Fördersystem Berücksichtigung finden müsste: Die Veränderung der Kostenbasis findet dann Eingang in die Wirtschaftlichkeitsberechnungen der Teilnehmer an Ausschreibungen für die Errichtung von EE-Anlagen und wirkt sich somit direkt auf die Förderhöhe für den gewünschten Ausbaupfad aus.

Abbildung 8 zeigt exemplarisch die Auswirkung der Einspeisenetzentgelte auf den Deckungsbeitrag von EE-Anlagen im Jahr 2030.

Abbildung 8 Einfluss der Einspeisenetzentgelte auf die Deckungsbeiträge von EE-Anlagen (2030)



Quelle: Frontier Economics

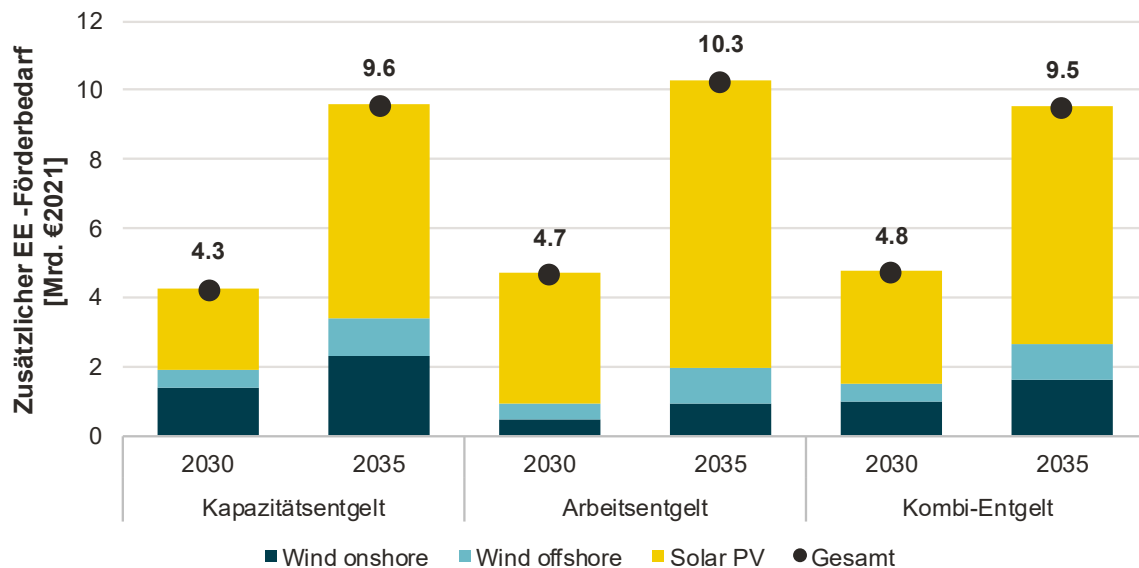
Hinweis: Deckungsbeitrag definiert als Stromverkaufserlöse – variable und fixe Betriebskosten

Nachfolgend quantifizieren wir den zusätzlichen Förderbedarf⁸ für Neuanlagen⁹, die ab dem Jahr 2026 errichtet werden (**Abbildung 9**). Eine zusätzliche Belastung aus der Förderung von Bestandsanlagen wird nicht berücksichtigt:

- Im Jahr 2030 liegt der zusätzliche Förderbedarf zwischen 4,3 (Kapazitätsentgelt) und 4,8 Mrd. €₂₀₂₁ (Kombi-Entgelt).
- Im Jahr 2035 steigt der zusätzliche Förderbedarf auf zwischen 9,5 (Kombi-Entgelt) und 10,3 (Arbeitsentgelt) Mrd. €₂₀₂₁.

⁸ Die zusätzlichen EE-Förderkosten berücksichtigen wir über die Veränderung der Deckungsbeiträge. Diese berücksichtigen sowohl die Veränderung der Kostenstruktur als auch den Anstieg der Erlöse über die Strom- und Kapazitätspreiseffekte.

⁹ Der Ausbaupfad für EE-Anlagen orientiert sich am „O45-Strom“-Szenario der Langfristszenarien des BMW.

Abbildung 9 Zusätzlicher EE-Förderbedarf für Neuanlagen (2030 und 2035)

Quelle: Frontier Economics

Darüber hinaus ist nicht auszuschließen, dass es zu einem Anstieg der Förderkosten für Bestandsanlagen kommt: Deren bestehende Fördersätze wären ggf. nach Einführung von Einspeiseentgelten anzupassen, um die Wirtschaftlichkeit bereits errichteter Anlagen abzusichern. Es wäre möglich, dass Betreiber von bestehenden EE-Anlagen, die unter einem Förderregime errichtet wurden, versuchen würden, über eine gerichtliche Klärung der Rechtmäßigkeit der Einführung von Einspeiseentgelten die Mehrbelastungen in nachträglich erhöhte Fördersätze zu überführen, um die reduzierten Deckungsbeiträge (siehe **Abbildung 8**) auszugleichen.

In der oben dargestellten Berechnung sind lediglich die durch die Einspeiseentgelte induzierten Mehrkosten von in den nächsten Jahren zu errichtenden Neuanlagen enthalten. Käme es zusätzlich zu einer teilweisen oder vollständigen Reallokation von Mehrkosten für Bestandsanlagen in die Fördersätze der Betreiber von Bestandsanlagen, würden die jährlichen Zusatzbelastungen nochmals um jeweils ca. 3 Mrd. €₂₀₂₁ ansteigen.

In Summe wird die Entlastung der Verbraucher durch Steigerung anderer Kosten fast vollständig kompensiert

Über die Erhebung von Einspeiseentgelten werden in unserer Analyse im Jahr 2030 zwischen 10,4 und 11,6 Mrd. € der Netzkosten auf die Erzeugerseite gewälzt und somit die Verbraucherseite entlastet; im Jahr 2035 sind es zwischen 15,4 und 17,5 Mrd. €.¹⁰ Demgegenüber

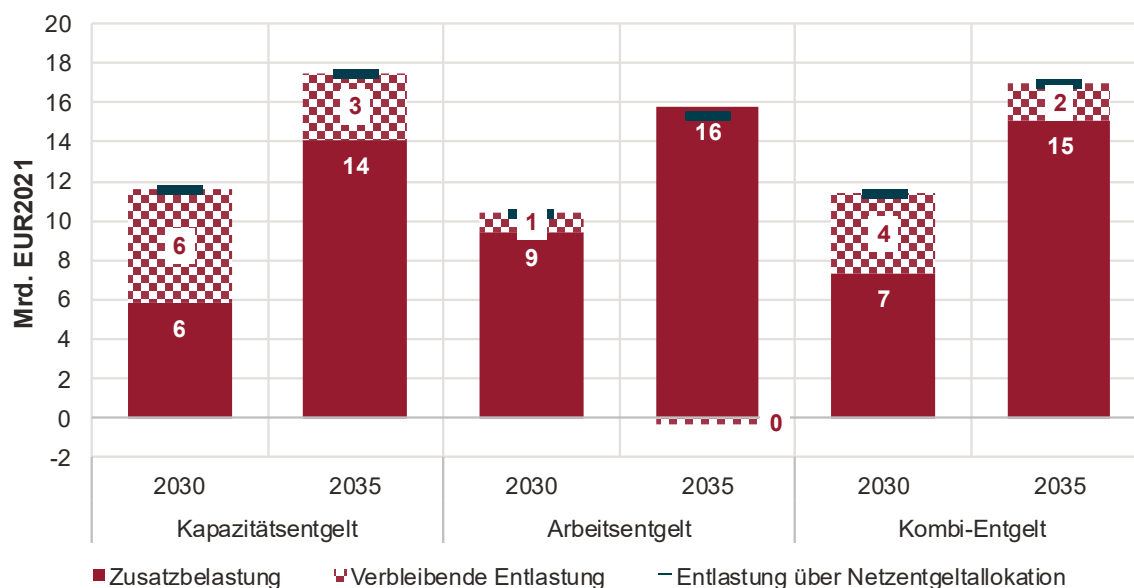
¹⁰ Dies bedingt sich durch eine sich in der Zukunft ändernde Bezugsbasis (installierte Leistung bzw. inländische Erzeugung) bei konstant angenommen spezifischen Einspeiseentgelten, siehe Seite 8.

stehen die oben beschriebenen Mehrbelastungen über die Mechanismen Strompreis, Kapazitätsmarkt und EE-Förderung.¹¹

Abbildung 10 setzt diese Zahlen ins Verhältnis und zeigt die Netto-Entlastung, die bei den Verbrauchern verbleiben würde:

- Bei Einführung eines **Kapazitätsentgelts** würde im Jahr 2030 die Hälfte der Entlastung durch Mehrkosten kompensiert, im Jahr 2035 sind es sogar 80%.
- Die Einführung eines **Arbeitsentgelts** würde dazu führen, dass im Jahr 2030 90% der intendierten Entlastung über die oben beschriebenen Mechanismen kompensiert werden. Im Jahr 2035 sinkt die Netto-Entlastung sogar auf 0.
- Bei der Einführung eines **Kombi-Entgelts** verbleiben nach Berücksichtigung der Zusatzkosten im Jahr 2030 in 36% als Netto-Entlastung der Stromverbraucher, im Jahr 2035 noch 10%.

Abbildung 10 Zusätzliche Verbraucherbelastung (DE) durch die Einspeisenetzentgelte und erreichte Netto-Entlastung



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Verbraucherbelastung ergibt sich aus der Summe der Strompreiszahlungen; den Zahlungen für gesicherte Leistung sowie dem Finanzierungsbedarf der KWS-Neubauten sowie dem zusätzlichen EE-Förderbedarf.

Käme es zusätzlich zu einer teilweisen oder vollständigen Reallokation von Mehrkosten für Bestandsanlagen in die Fördersätze der Betreiber von Bestandsanlagen oder würden die Investoren in Neuanlagen erhöhte Risikoprämien in ihre Gebote für Kraftwerksstrategie oder Kapazitätsmarkt einpreisen, würde in praktisch allen Fällen die Entlastung der Verbraucher vollständig durch gegenläufige Effekte kompensiert. Darüber hinaus hat die Einführung der Einspeisenetzentgelte Folgen für Bestandskraftwerke am Strommarkt. Die Verschlechterung

¹¹ Steuerliche Effekte oder weitere Abgaben sind nicht berücksichtigt.

der Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen und etwaige volkswirtschaftliche Mehrkosten, die durch ineffiziente Stilllegungen hervorgerufen werden, betrachten wir im nächsten Abschnitt.

Trotz der Preiswirkung wird die Wirtschaftlichkeit von Bestandskraftwerken belastet und kreiert volkswirtschaftliche Ineffizienz

Ein Teil der Einspeiseentgelte wird, wie oben beschrieben, insbesondere im Fall der Arbeitspreisentgelte, über die Strompreise an die Stromverbraucher weitergegeben. Ein Teil der zusätzlichen Kosten verbleibt jedoch bei den Kraftwerksbetreibern. Dies gilt insbesondere vor Einführung eines Kapazitätsmarktes – und für die EE-Bestandsanlagen. Entsprechend ist mit negativen Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit der bestehenden Erzeugungsanlagen zu rechnen.

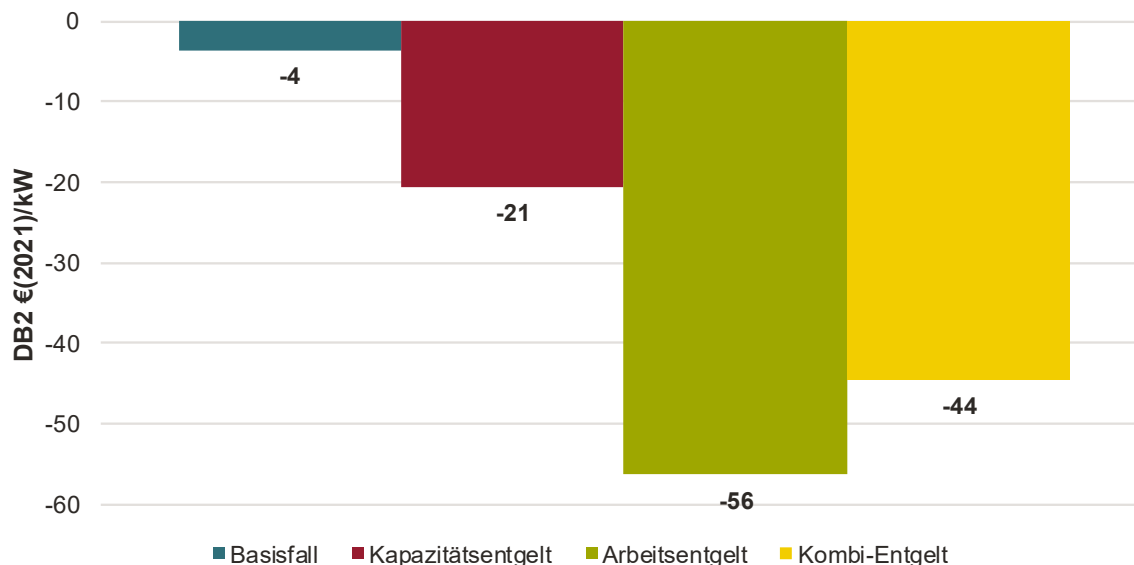
Wirtschaftlichkeit der Gas-Bestandskraftwerke sinkt deutlich

Ein Fokus der politischen Diskussion liegt auf der Bereitstellung gesicherter Leistung, insbesondere aus Gaskraftwerken.

In dem Zusammenhang ist nicht nur die wirtschaftliche Situation von neuen Gaskraftwerken, die im Rahmen der Kraftwerksstrategie bzw. eines Kapazitätsmarktes zugebaut werden (siehe oben), von Bedeutung, sondern vor allem auch die von Gas-Bestandskraftwerken. Kommt es vor Einsetzen des Kapazitätsmarktes zu weiteren Schließungen von Bestandsanlagen, die aufgrund der Einspeisenentgelte in wirtschaftliche Schieflage geraten sind, erhöht dies die volkswirtschaftlichen Kosten, um das gleiche Niveau an gesicherter Leistung sicherzustellen und kreiert dadurch volkswirtschaftliche Ineffizienz.

Abbildung 11 zeigt exemplarisch am Beispiel eines modernen Gas-Kraftwerk (CCGT), wie sich die Wirtschaftlichkeit deutlich verschlechtert: Im Basisfall bewegt sich das Kraftwerk am Rande der Wirtschaftlichkeit, eine Stilllegung würde aufgrund des Optionswertes des Kraftwerkes eher nicht erfolgen. Durch die Einführung der Einspeisenentgelte sinkt die Profitabilität deutlich und bewegt sich eindeutig in einen deutlich negativen Bereich.

Abbildung 11 Deckungsbeitrag Gas CCGT (2030)



Quelle: Frontier Economics

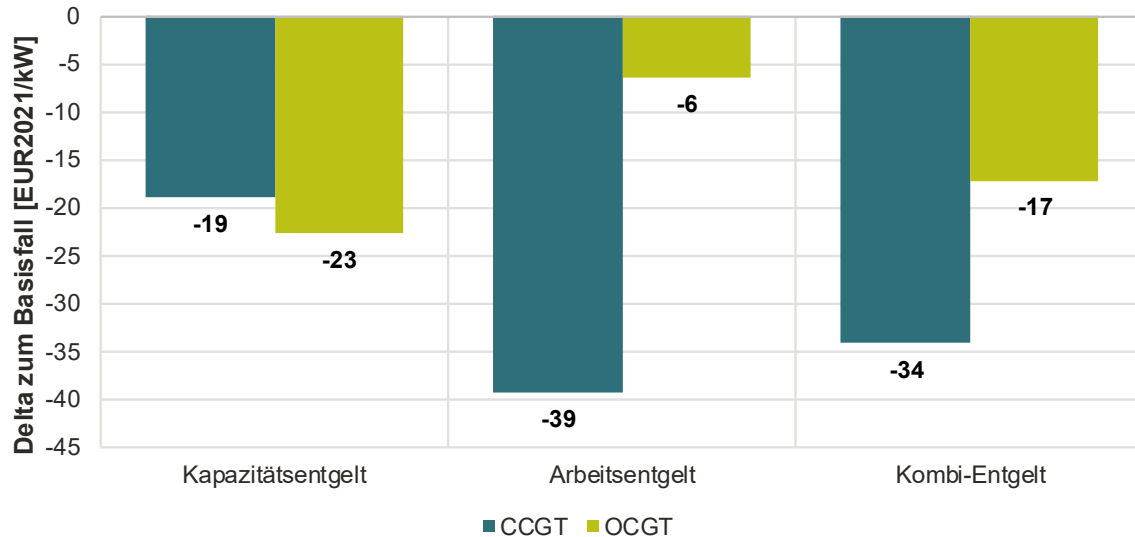
Hinweis: DB2= Deckungsbeitrag definiert als Stromverkaufserlöse – variable und fixe Betriebskosten; Wirtschaftlichkeitsanalyse für ein Gas-CCGT mit 56% Wirkungsgrad.

Die Verschlechterung der Wirtschaftlichkeit durch die Einführung von Einspeisenetzentgelten betrifft den gesamten Gas-Bestand: **Abbildung 12** zeigt den durchschnittlichen Einfluss der Einspeisenetzentgelte auf die Deckungsbeiträge¹² aller Bestands-CCGTs und OCGTs in Deutschland im Jahr 2030:

- Bei Einführung des **kapazitätsbasierten Einspeisenetzentgelts** sinkt der durchschnittliche Deckungsbeitrag der Kraftwerke in etwa um den Betrag, der für das Einspeisenetzentgelt erhoben wird (29 €/kW/a). Der leichte Anstieg der Strompreise sowie ein leichter Anstieg der Erzeugung aus den Gaskraftwerken, um den Rückgang der PV-Erzeugung zu kompensieren, federn einen kleinen Teil des Deckungsbeitragsverlusts ab.
- Das **Arbeitsnetzentgelt** betrifft insbesondere die CCGT-Kraftwerke, deren Auslastung stärker unter den zusätzlichen Kosten leidet als die der OCGT-Kraftwerke, die ohnehin nur in wenigen Hochpreisstunden zum Einsatz kommen. Der durchschnittliche Deckungsbeitrag der CCGT sinkt um fast 40 €/kW, der der OCGT um 6 €/kW.
- Das **Kombinationsentgelt** ähnelt in seiner Wirkung dem Arbeitspreisentgelt, wobei der durchschnittliche Deckungsbeitrag für CCGT etwas weniger stark sinkt als beim Arbeitspreisentgelt (-34 €/kW) und der der OCGT dafür stärker betroffen ist (-17 €/kW).

¹² Deckungsbeitrag (DB2) = Erlöse aus dem Stromverkauf – variable Einsatzkosten – fixe Betriebskosten

Abbildung 12 Einfluss der Einspeisenetzentgelte auf die Deckungsbeiträge von Gas-Bestandskraftwerken (2030)



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Deckungsbeitrag definiert als Stromverkaufserlöse – variable und fixe Betriebskosten

Verschlechterung der wirtschaftlichen Situation kann zur volkswirtschaftlich ineffizienten Stilllegungen von Bestandskraftwerken führen

Die Wirtschaftlichkeit der Gas-Bestandskraftwerke leidet deutlich unter der Einführung der Einspeisenetzentgelte. Dies kann dazu führen, dass Kraftwerke noch vor der Einführung des Kapazitätsmarktes aus dem Markt ausscheiden, mit der Folge, dass im Rahmen des Kapazitätsmarktes mehr gesicherte Leistung beschafft werden müsste.

Nachfolgend bewerten wir, wie viele Kraftwerke von einer Stilllegung in Folge der Einführung der Einspeisenetzentgelte bedroht wären. Wir nehmen an, dass eine Stilllegung droht, wenn der Deckungsbeitrag so stark ins Negative sinkt, dass auch die fixen Betriebskosten des Folgejahres verloren gingen. Die volkswirtschaftlichen Kosten der notwendigen Ersatzinvestitionen bewerten wir anhand der annuitätischen Kapitalkosten der Ersatzinvestition über einen Zeitraum von 20 Jahren.¹³

- Im Fall eines **Kapazitätsentgelts** sinken die Deckungsbeiträge insb. der OCGT-Kraftwerke so deutlich, dass in Summe 13 GW Bestandskraftwerke von einer Stilllegung

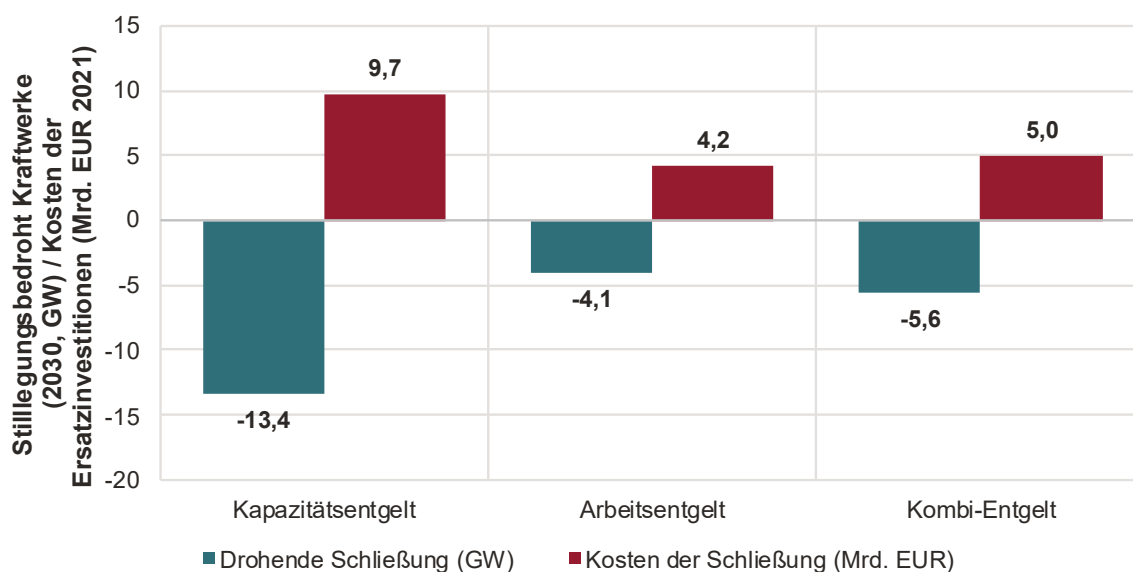
¹³ CCGT: 70 €/kW; OCGT 35 €/kW. Die durchschnittliche Restlaufzeit der Gas-Bestandskraftwerke beträgt in etwa 20 Jahre. Kosten werden als Barwert im Jahr 2030 (3%) dargestellt.

bedroht wären. Dies ginge mit notwendigen vorzeitigen Ersatzinvestitionen in Höhe von **9,7 Mrd. €₂₀₂₁** einher.

- Die Einführung eines **Arbeitsentgeltes** betrifft demgegenüber in erster Linie die CCGT-Kraftwerke. In Summe werden 4 GW als stilllegungsbedroht identifiziert und es könnten volkswirtschaftliche Kosten in Höhe von **4,2 Mrd. €₂₀₂₁** ausgelöst werden.
- Das **kombinierte Einspeisenetzentgelt** führt dazu, dass 5,6 GW im Jahr 2030 stilllegungsbedroht sind. Dies würde volkswirtschaftlich ineffiziente Ersatzinvestitionen in Höhe von **5 Mrd. €₂₀₂₁** auslösen.

Es ist heute nicht absehbar, inwieweit diese Stilllegungen vor dem Hintergrund der Einführung eines Kapazitätsmarktes tatsächlich stattfinden würden. Sollten diese Stilllegungen allerdings erfolgen, wären diese als volkswirtschaftlich ineffizient zu bewerten, da sie nicht auf Grundlage einer fundamentalen stromwirtschaftlichen Erwägung erfolgen, sondern durch einen regulatorischen Eingriff in die Allokation von (versunkenen) Netzkosten hervorgerufen werden.

Abbildung 13 Mögliche volkswirtschaftlich ineffiziente Stilllegungen aufgrund von Einspeisenetzentgelten (2030)



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Kosten der Ersatzinvestitionen entsprechen den diskontiert (3%) Kapitalkosten eines Neubaukraftwerks über einen Zeitraum von 20 Jahren.

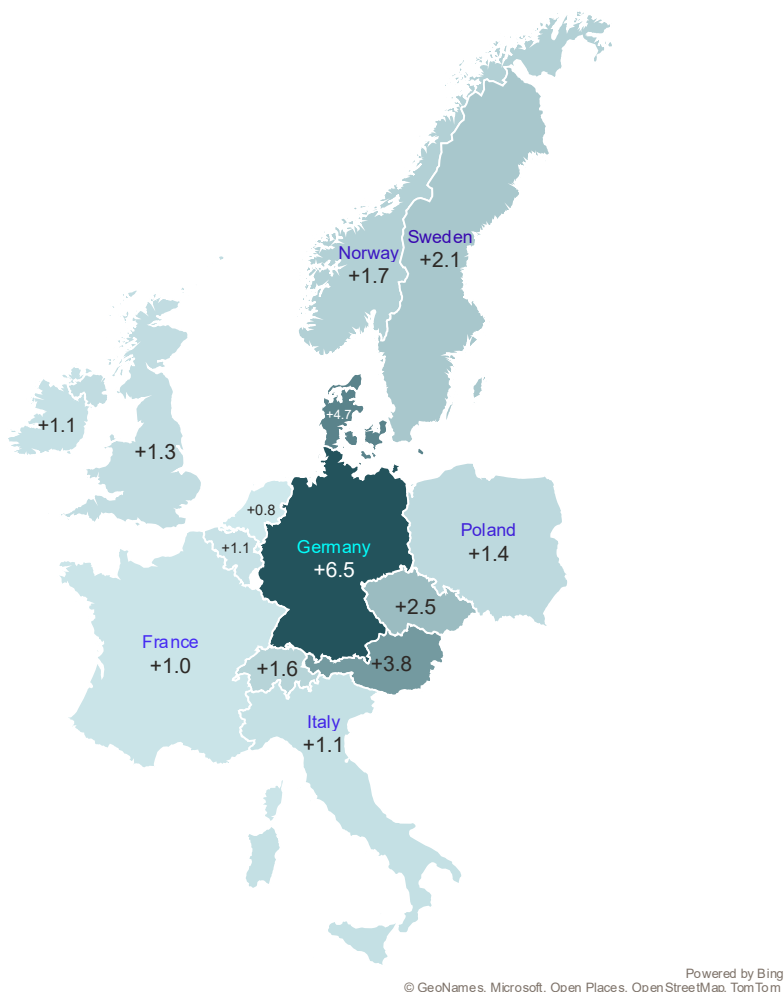
Einspeiseentgelte lösen Verteilungseffekte im benachbarten Ausland aus

Durch die Einführung von Einspeiseentgelten steigen nicht nur die Preise in Deutschland, sondern bedingt durch die Kopplung der europäischen Elektrizitätsmärkte ergeben sich auch Spillover-Effekte in den umliegenden Ländern.

Einspeisenentgelte führen auch im Ausland zu Preissteigerungen

Neben dem oben bereits dargestellten Preisanstieg in Deutschland, fällt der Effekt im Arbeitsentgeltszenario in Dänemark, Österreich und Tschechien mit einem durchschnittlichen jährlichen Preisanstieg von jeweils +4,7, +3,8 bzw. +2,5 €/2021/MWh am stärksten aus (**Abbildung 14**).

Abbildung 14 Preisanstieg im Arbeitsentgeltszenario im Jahr 2030 in umliegenden europäischen Ländern



Quelle: Frontier Economics

Quelle: Veränderung des Base-Preises gegenüber dem Basisfall (€/2021/MWh).

Einspeisenentgelte beeinflussen Kraftwerkskapazitäten im Ausland

Weiterhin ist eine Verlagerung der Erzeugungskapazitäten in das umliegende Ausland zu erwarten. Während die gesamten Erzeugungskapazitäten in Deutschland im Jahr 2030 im Arbeitsentgelttarif um 17,5 GW zurückgehen, steigen diese in den umliegenden Ländern in Summe um 5,7 GW an, d. h. es kommt zu einer Produzentenbevorteilung im umliegenden Ausland.

Frontier Economics Ltd ist Teil des Frontier Economics Netzwerks, welches aus zwei unabhängigen Firmen in Europa (Frontier Economics Ltd) und Australien (Frontier Economics Pty Ltd) besteht. Beide Firmen sind in unabhängigem Besitz und Management, und rechtliche Verpflichtungen einer Firma erlegen keine Verpflichtungen auf die andere Firma des Netzwerks. Alle im hier vorliegenden Dokument geäußerten Meinungen sind die Meinungen von Frontier Economics Ltd.