



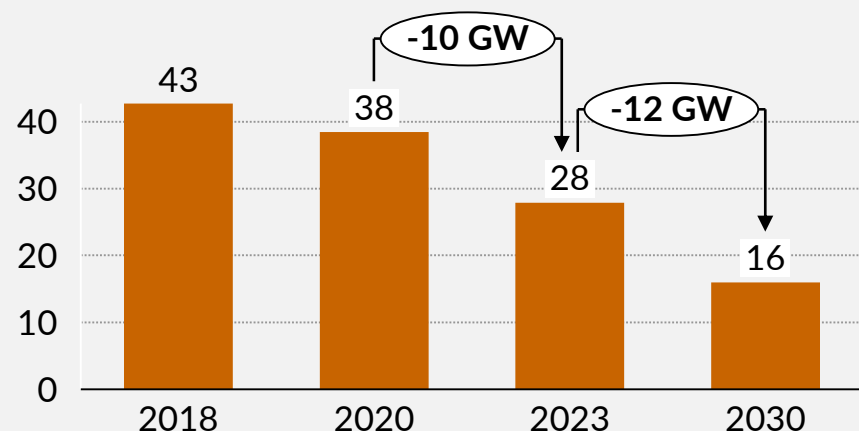
Auswirkungen der Schließung von Kohlekraftwerken auf den deutschen Strommarkt

Analyse im Auftrag des BDI und des DIHK, Januar 2019

Kurzzusammenfassung: Kontext und Szenario-Rahmen

- Im Kontext der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ analysiert Aurora Energy Research in dieser Kurzstudie die Auswirkungen von Kohle-Schließungsmaßnahmen auf den deutschen Strommarkt
- Hierzu betrachten wir zwei Szenariowelten:
 - Ein **politisches Zielszenario**, dessen Annahmen Auroras Central Scenario, Stand Oktober 2018, (also der aus Sicht Auroras wahrscheinlichsten Entwicklung der Welt) mit Umsetzung des 65%-EE-Ziels in 2030 entsprechen
 - Ein **Risikoszenario**, in dem sich die Steinkohle- und Erdgaspreise gegenläufig entwickeln (15% niedrigerer Steinkohle- und 40% höherer Erdgaspreis). Ein möglicher Treiber für eine solche Entwicklung wäre eine politisch geförderte Umstellung der Energiewirtschaft Chinas von Kohle auf Erdgas. Zusätzlich wird das 65%-EE-Ziel für 2030 nicht umgesetzt; der subventionierte EE-Ausbau folgt den EEG 2017-Pfaden plus Sonderausschreibungen gemäß Koalitionsvertrag.
- In beiden Welten vergleichen wir zwei Szenarien:
 - „ohne Kohlemaßnahme (KM)“, in dem wir die ökonomisch getriebene Entwicklung des Systems simulieren
 - „mit Kohlemaßnahme (KM)“, in dem bis 2023 10 GW Kohlekraftwerke stillgelegt werden und bis 2030 weitere Schließungen durchgeführt werden, sodass im politischen Zielszenario die 2030-Ziele für den Stromsektor (180-186 Mio. tCO₂) erreicht werden

Entwicklung der Kohlekapazitäten im politischen Zielszenario mit KM, GW




Kurzzusammenfassung: zentrale Ergebnisse

Faktoren

- A Strompreiseffekt** Die vorzeitige Schließung von Kohlekraftwerken führt zu einem Anstieg der Strompreise am Großmarkt. Der Effekt ist sensitiv hinsichtlich der Entwicklung der Brennstoffpreise. Der Preisanstieg in 2030 lässt sich wie folgt quantifizieren:
- Politisches Zielszenario: + 4 EUR/MWh
 - Risikoszenario: + 14 EUR/MWh
-
- B CO2-Emissionen** Die Kohlemaßnahmen führen zu Emissionseinsparungen, allerdings werden auch Emissionen über den Strombinnenmarkt ins Ausland verschoben. Einsparungen (und prozentuale Verlagerung ins Ausland) in 2030 betragen:
- Politisches Zielszenario: - 35 Mio. tCO₂ pro Jahr (-41%)
 - Risikoszenario: - 84 Mio. tCO₂ pro Jahr (-44%)
-
- C Systemkosten** Bei der Umsetzung einer Kohlemaßnahme steigen Strompreise und Kosten zur Sicherung der Versorgungssicherheit. Durch die höheren Strompreise sinkt der Subventionsbedarf von EE-Anlagen. Insgesamt steigen die Systemkosten in 2030 um:
- Politisches Zielszenario: 1,4 Mrd. EUR pro Jahr
 - Risikoszenario: 6,7 Mrd. EUR pro Jahr
-
- D Versorgungssicherheit** In 2030 liegt die am Strommarkt verfügbare regelbare Leistung unter der prognostizierten Lastspitze, sodass auf Importe zur Deckung der Lastspitze zurückgegriffen werden muss. Eine Kohlemaßnahme würde die Leistung weiter verringern. Die Kapazität für die zusätzliche Absicherung in 2030 beträgt:
- Politisches Zielszenario: Δ 8 GW
 - Risikoszenario: Δ 18 GW

Wir analysieren zwei Szenarien: das politische Zielszenario und das Risikoszenario

Aurora Central 

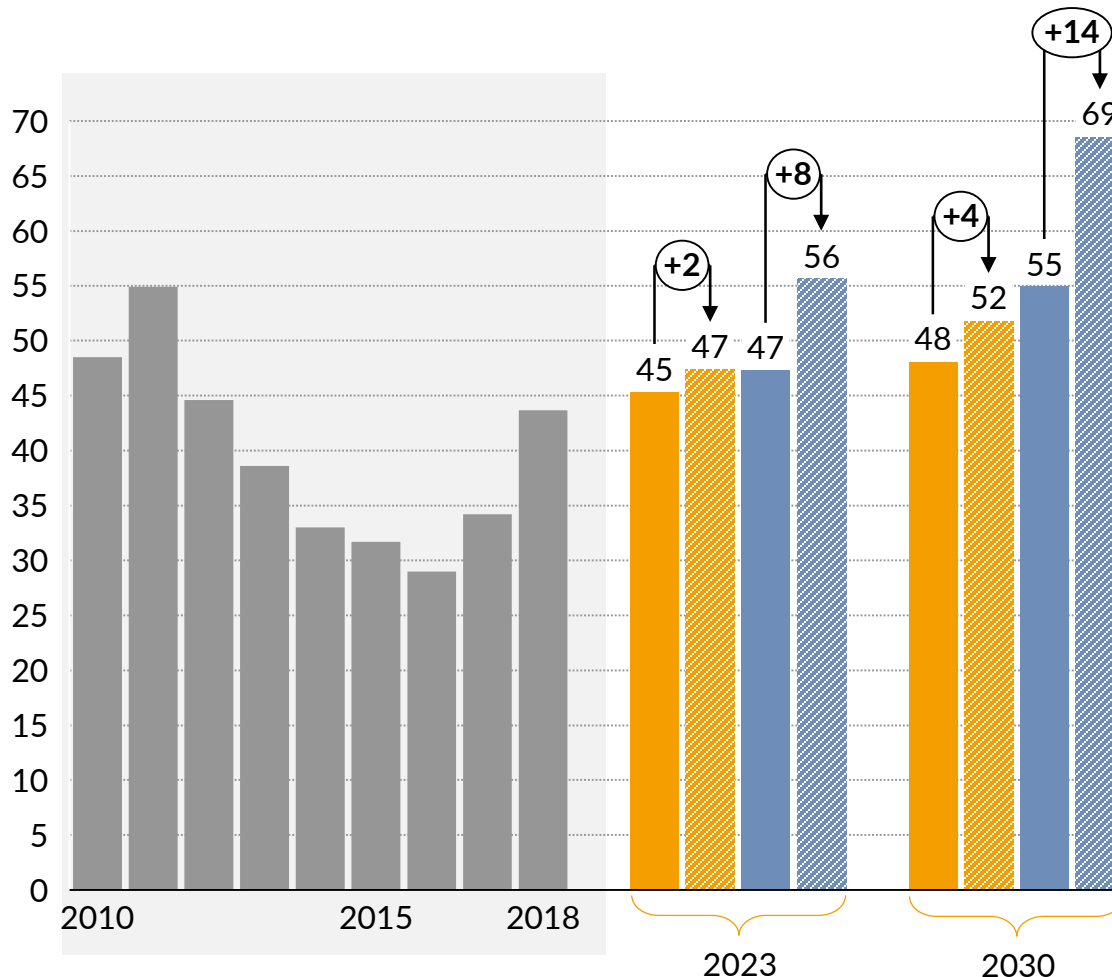
Verschiebung im Verhältnis von Erdgas- und Steinkohlepreisen, bspw. durch Maßnahmen in China 

Treiber		Politisches Zielszenario	Risikoszenario	<p>Beide Szenarien werden mit und ohne Kohlemaßnahme simuliert:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Ohne Kohlemaßnahme folgt die Entwicklung des Systems ökonomisch getriebenen Investitionsentscheidungen ▪ Mit Kohlemaßnahme werden bis 2023 10 GW Kohlekraftwerke stillgelegt; bis 2030 folgen weitere Schließungen, sodass im politischen Zielszenario die 2030-Ziele für den Stromsektor von 180-186 Mio. tCO₂ erreicht werden
EE-Ausbau		65%-EE-Ziel in 2030 inkl. Sonderausschreibungen: <ul style="list-style-type: none"> ▪ 2023: 282 TWh ▪ 2030: 384 TWh 	EEG 2017-Pfad inkl. Sonderausschreibungen: <ul style="list-style-type: none"> ▪ 2023: 258 TWh ▪ 2030: 308 TWh 	
Rohstoffpreise (real 2017)	Steinkohle	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 2023: 7,9 EUR/MWh ▪ 2030: 8,2 EUR/MWh 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 2023: 6,6 EUR/ MWh ▪ 2030: 6,9 EUR/ MWh 	
	Gas	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 2023: 22 EUR/MWh ▪ 2030: 27 EUR/MWh 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 2023: 31 EUR/MWh ▪ 2030: 38 EUR/MWh 	
	CO ₂	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 2023: 19 EUR/tCO₂ ▪ 2030: 32 EUR/ tCO₂ 		

Angaben zum Energiegehalt von Brennstoffen beziehen sich auf den Brennwert.

A Kohlekraftwerksschließungen führen 2030 zu 4 bis 14 EUR/MWh höheren Großhandelsstrompreisen

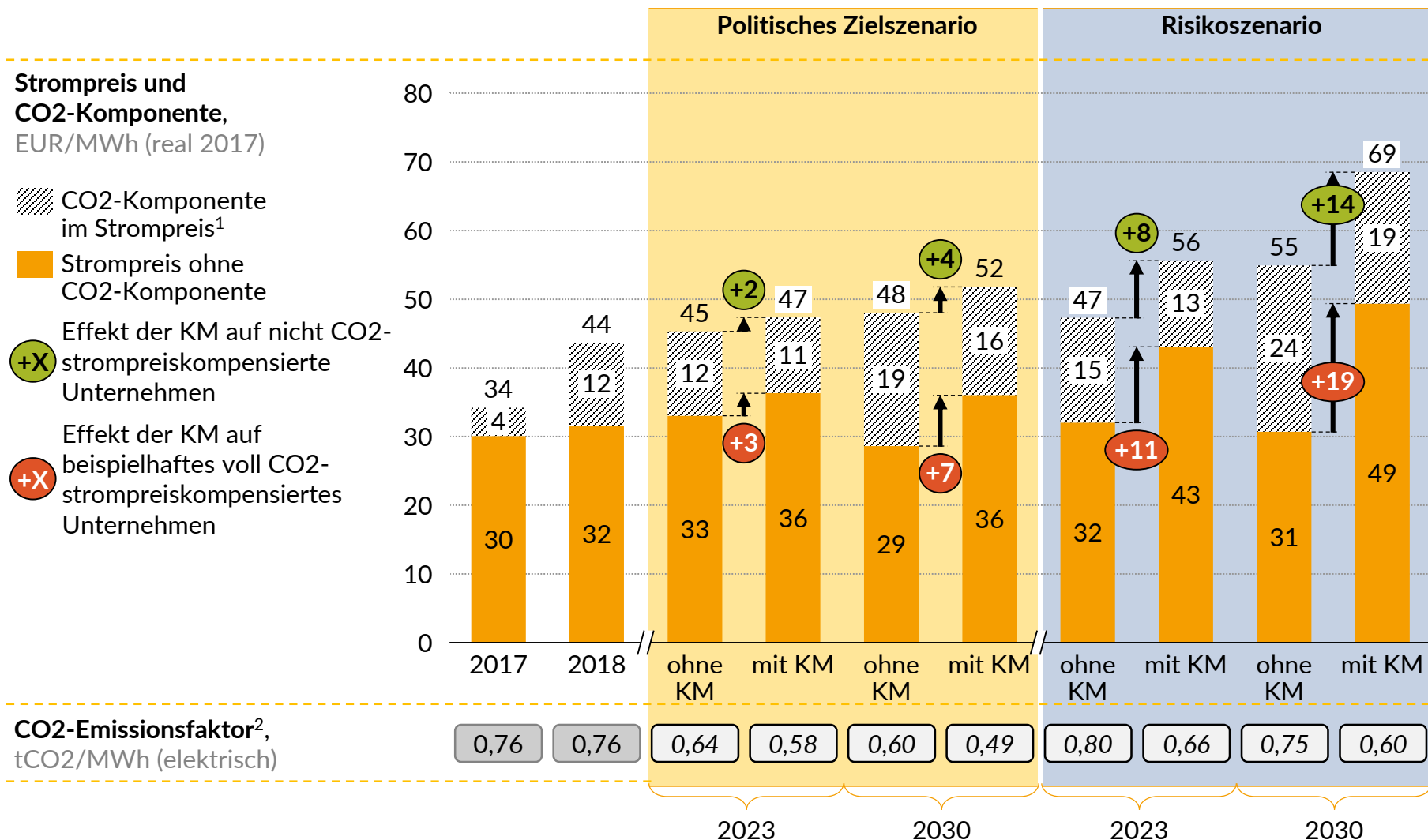
Großhandelsstrompreis (day-ahead),
EUR/MWh (real 2017)



- Historisch
- Politisches Zielszenario ohne KM
- Politisches Zielszenario mit KM
- Risikoszenario ohne KM
- Risikoszenario mit KM

- Auch ohne regulatorische Schließungen von Kohlekraftwerken steigt der Strompreis leicht, da durch den Atomausstieg Gaskraftwerke häufiger den Preis setzen und Gas- und CO₂-Preise langfristig steigen
- Im politischen Zielszenario steigt durch die Schließung von 10 GW Kohlekraftwerken bis 2023 der Strompreis um 2 EUR/MWh; bei einem niedrigeren Steinkohle-, einem höheren Erdgaspreis und weniger EE-Ausbau könnte der Effekt auf 8 EUR/MWh steigen
- Weitere Schließungen bis 2030 führen zu 4 EUR/MWh höheren Großhandelsstrompreisen im politischen Zielszenario; im Risikoszenario könnte der Effekt mit 14 EUR/MWh deutlich höher ausfallen

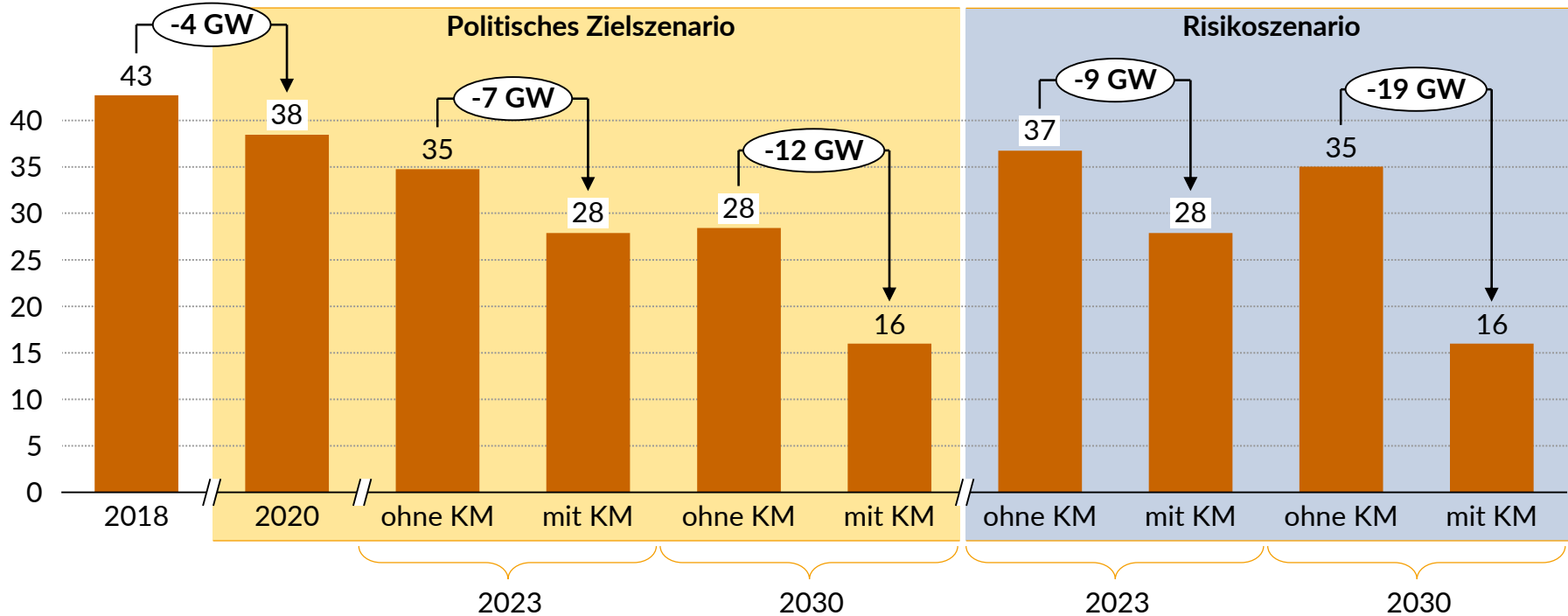
Führt die KM zu einer Anpassung des CO2-Emissionsfaktors sind ihre Auswirkungen auf die stromintensive Industrie noch größer



1) Berechnet als das Produkt des CO2-Emissionsfaktors und des CO2-Preises. 2) 2017 und 2018 richten sich nach der für 2013-2020 festgelegten Emissionsintensität für Mittel- und Westeuropa; Folgejahre richten sich nach der Emissionsintensität in Deutschland in den jeweiligen Jahren (Ergebnis der Modellierung).

Im Risikoszenario bleiben mehr Kohlekraftwerke im Markt, sodass der Umfang der Kohlemaßnahme größer ausfällt

Kohlekraftwerkskapazitäten, GW



- Angekündigte Stilllegungen: 4 GW
- Inbetriebnahme von Datteln 4 in 2021 angenommen

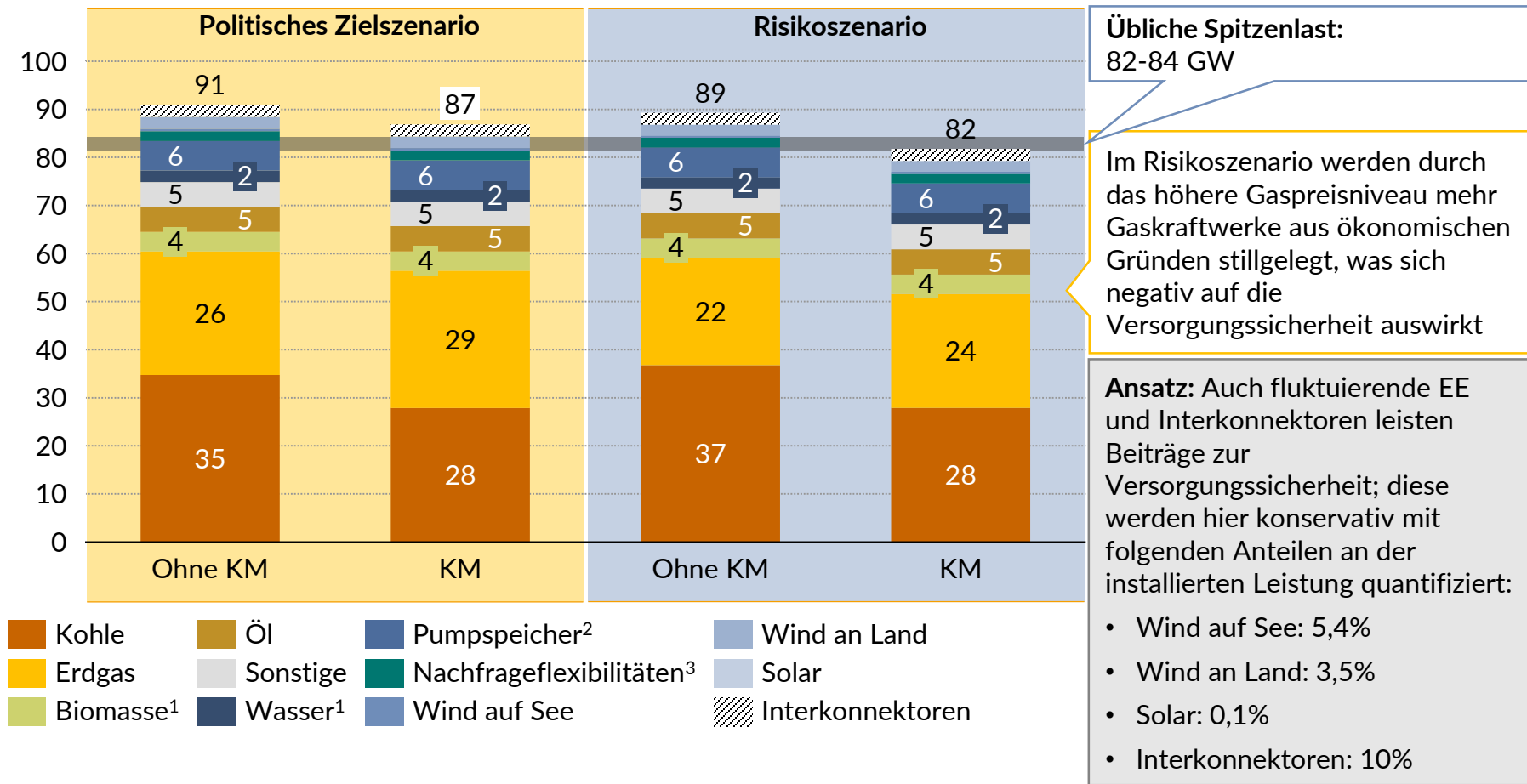
- 4 GW Kohlekraftwerke schließen bis 2023 auch ohne regulatorische Intervention aus ökonomischen Gründen; 11 GW bis 2030
- Mit KM sinkt die Leistung auf insgesamt 28 GW in 2023 bzw. 16 GW in 2030

- Durch das höhere Preisniveau im Risikoszenario bleiben ohne Intervention fast alle Kohlekraftwerke am Markt
- Dadurch vergrößert sich der Netto-Effekt der Kohlemaßnahme auf 9 GW in 2023 und 19 GW in 2030

Abweichungen bei Summen durch Rundungen möglich.

2023: Die Kohlemaßnahme verknappt die regelbare Leistung; Importe müssten die Spitzenlast decken

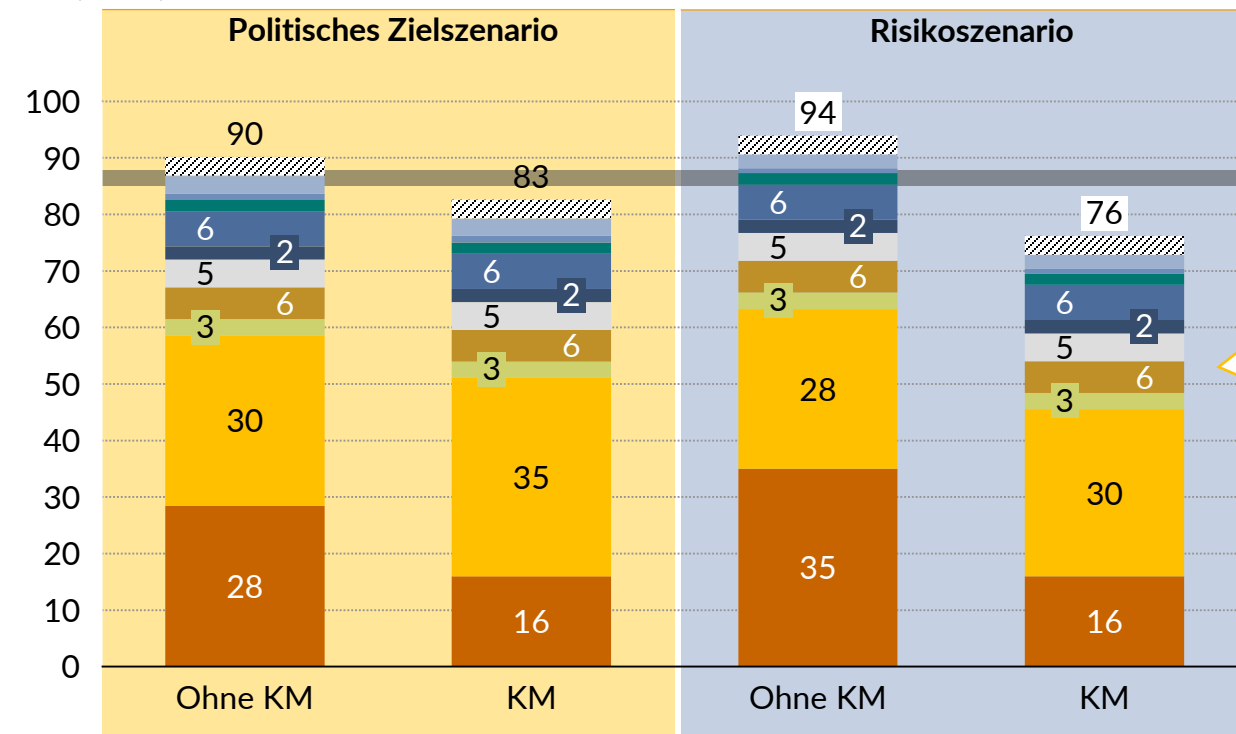
Regelbare Leistung am Strommarkt und Beiträge von Erneuerbaren und Interkonnektoren in 2023, GW (netto)



1) Bei durchschnittlicher Auslastung. 2) Nur Pumpspeicher in Deutschland. Zusätzlich sind 3 GW an Pumpspeicherleistung im benachbarten Ausland (AT, LUX) direkt an das deutsche Netz angeschlossen. 3) 2 GW.

2030: Es erfolgt weniger Zubau als Kraftwerke stillgelegt werden; Importe sind zur Deckung der Spitzenlast notwendig

Regelbare Leistung am Strommarkt und Beiträge von Erneuerbaren und Interkonnektoren in 2030, GW (netto)



Übliche Spitzenlast:
86-89 GW

Auch langfristig führt das höhere Gaspreinsniveau im Risikoszenario dazu, dass weniger Gas-KW am Markt bleiben.

Ohne KM wird dieser Effekt durch mehr Kohlekapazitäten überkompensiert.

Ansatz: Auch fluktuierende EE und Interkonnektoren leisten Beiträge zur Versorgungssicherheit; diese werden hier konservativ mit folgenden Anteilen an der installierten Leistung quantifiziert:

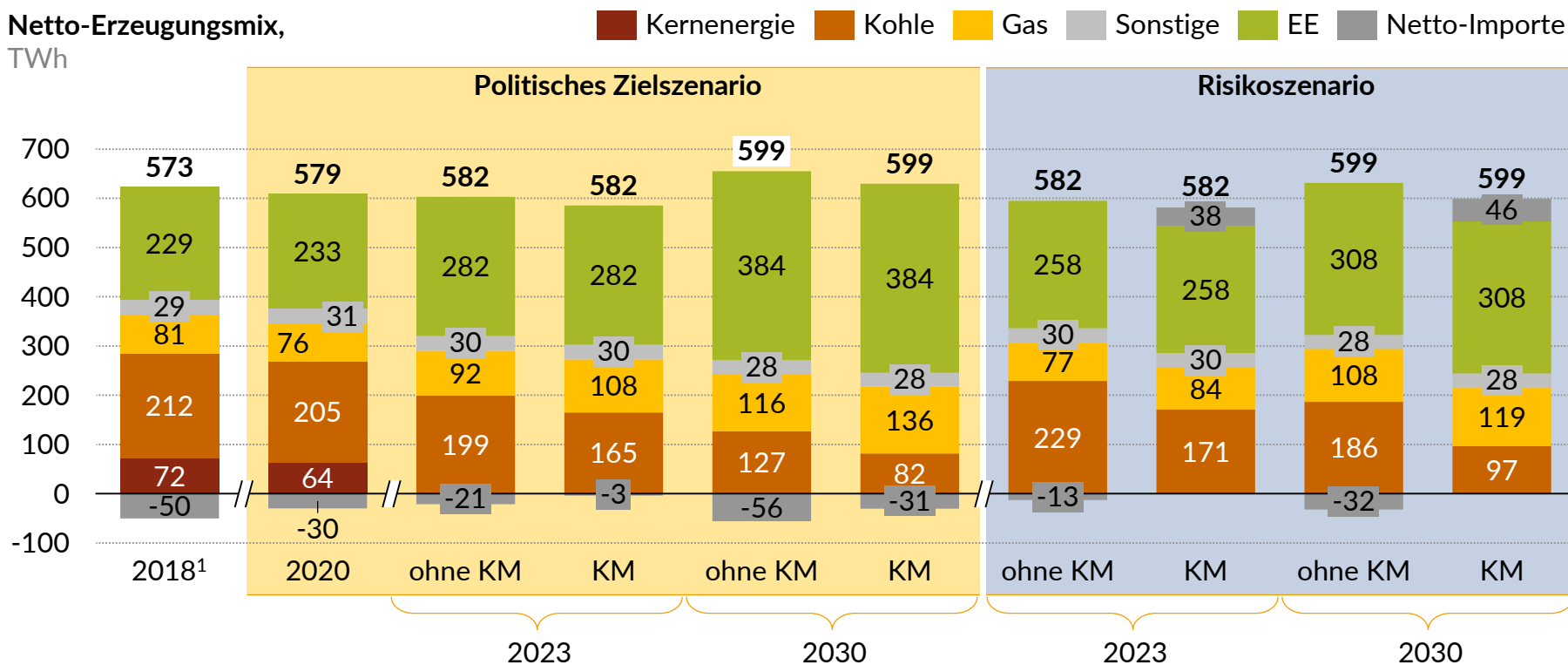
- Wind auf See: 5,4%
- Wind an Land: 3,5%
- Solar: 0,1%
- Interkonnektoren: 10%

- Kohle
- Öl
- Erdgas
- Biomasse¹
- Wasser¹
- Pumpspeicher²
- Nachfrageflexibilitäten³
- Wind an Land
- Wind auf See
- Solar
- ▨ Interkonnektoren

1) Bei durchschnittlicher Auslastung. 2) Nur Pumpspeicher in Deutschland. Zusätzlich sind 3 GW an Pumpspeicherleistung im benachbarten Ausland (AT, LUX) direkt an das deutsche Netz angeschlossen. 3) 2 GW.

Die sinkende Kohleverstromung wird durch Gaskraftwerke und niedrigere Exporte bzw. höhere Importe ausgeglichen

Netto-Erzeugungsmix,
TWh



- Die EE-Erzeugung steigt durch weiteren Zubau
- Kohle- und Nuklearverstromung werden zum Teil durch Gas-Verstromung ersetzt

- Durch den Abschluss des Atomausstiegs steigt die Gasverstromung
- Mit der Kohlemaßnahme sinken Exporte; dennoch bleibt Deutschland Netto-Exporteur
- Für den Prognosezeitraum wird die Fortführung der KWK-Förderung unterstellt

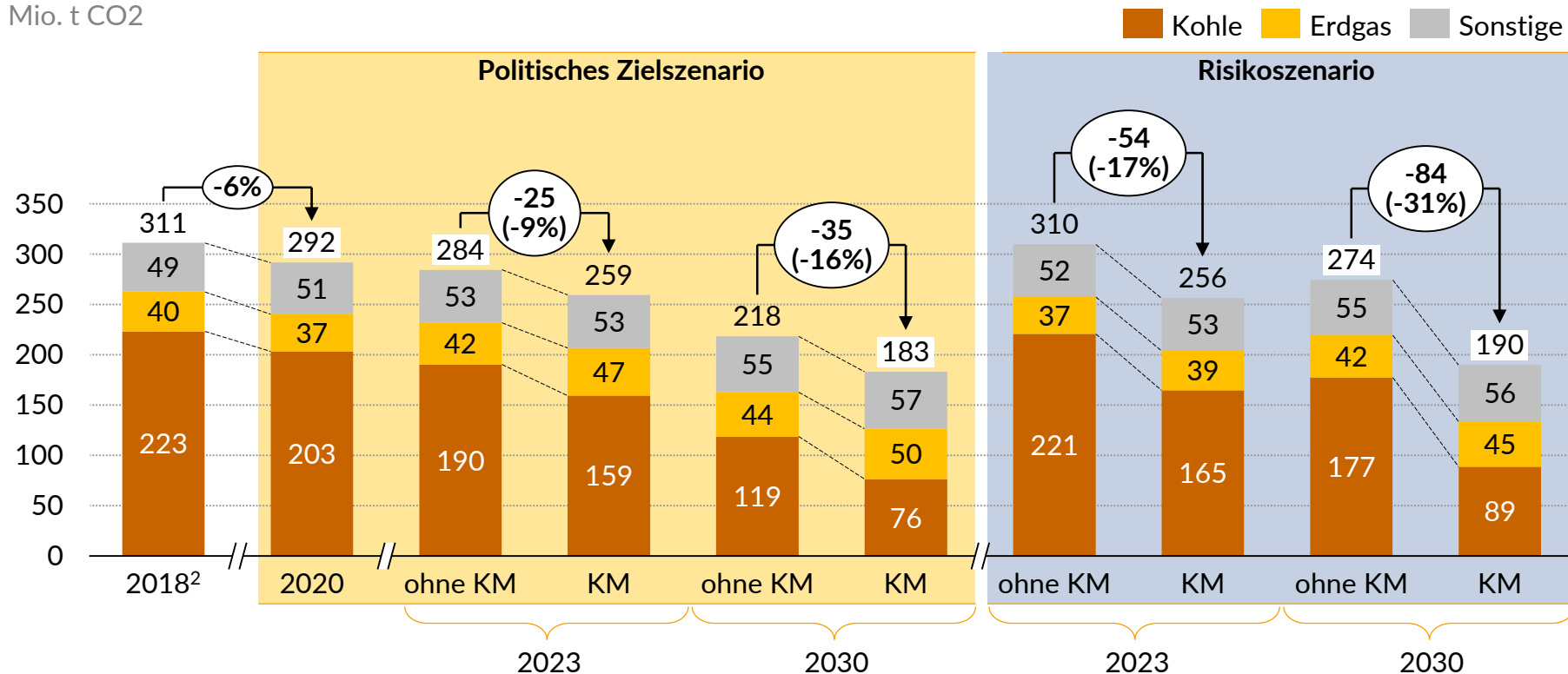
- Die Schließungsmaßnahme hätte bei einer „ungünstigen“ Rohstoffpreisentwicklung und weniger EE-Ausbau größere Auswirkungen
- Bereits mittelfristig entstehen signifikante Netto-Importe durch den niedrigeren EE-Ausbau in diesem Szenario

1) Vorläufige Angaben, z.T. geschätzt.

In 2030 ist der Effekt der KM im Risikoszenario prozentual doppelt so groß wie im politischen Zielszenario

CO₂-Emissionen des deutschen Stromsektors nach Brennstoff,¹

Mio. t CO₂



- Durch Stilllegungen und EE-Ausbau sinken die Emissionen des Stromsektors bis 2020

- Der Atomausstieg wirkt sich negativ auf die Emissionen aus, sodass diese mittelfristig nur leicht zurückgehen
- EE-Ausbau und CO₂-Preise treiben die Emissionsreduktionen in 2030

- Im Risikoszenario wird mehr Kohle und weniger Gas verstromt
- Mit Ausnahme der Beobachtung in 2023 mit KM verursacht dies höhere Emissionen ggü. dem politischen Zielszenario

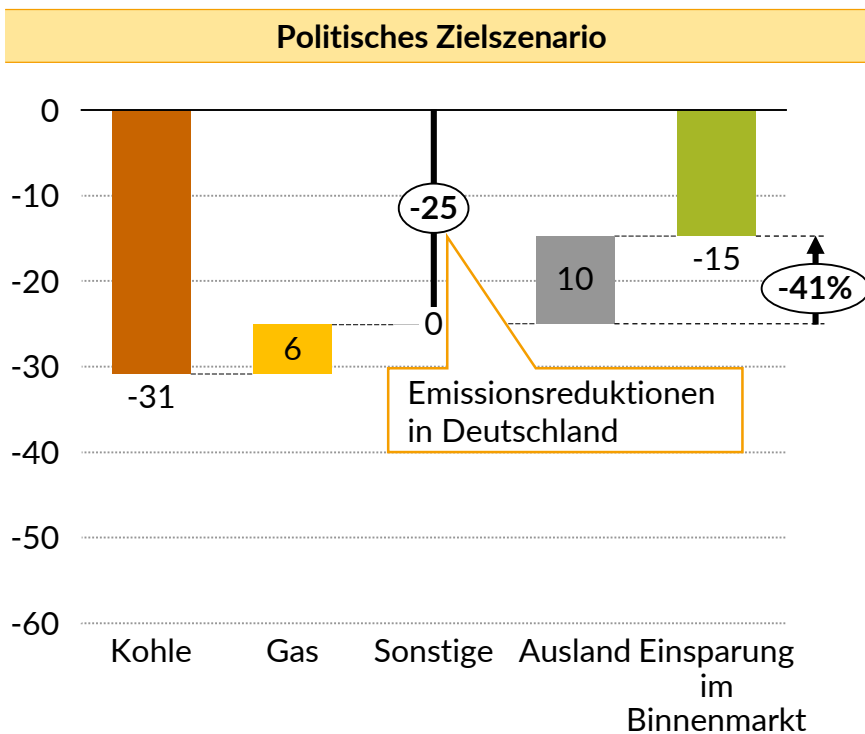
1) Strom & Wärme. 2) Eigene Schätzung auf Grundlage von Erzeugungsdaten der AGEB.

B 2023: 41-53% der in DE eingesparten Emissionen fallen durch Verschiebung von Erzeugung ins Ausland zusätzlich an

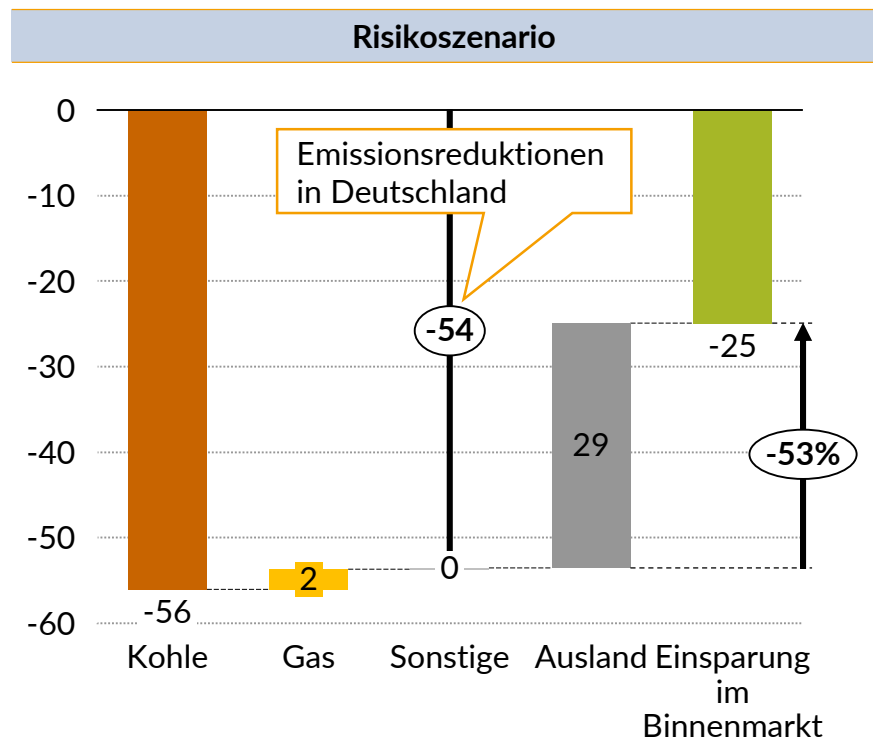
Auswirkung der KM auf die Emissionen in 2023,¹

Mio. t CO₂ pro Jahr

■ Kohle
 ■ Gas
 ■ Sonstige
 ■ Ausland
 ■ Einsparungen im Strombinnenmarkt



- Durch Emissionsverschiebungen ins Ausland reduziert sich die Klimaschutzwirkung der Kohlemaßnahme um 41%



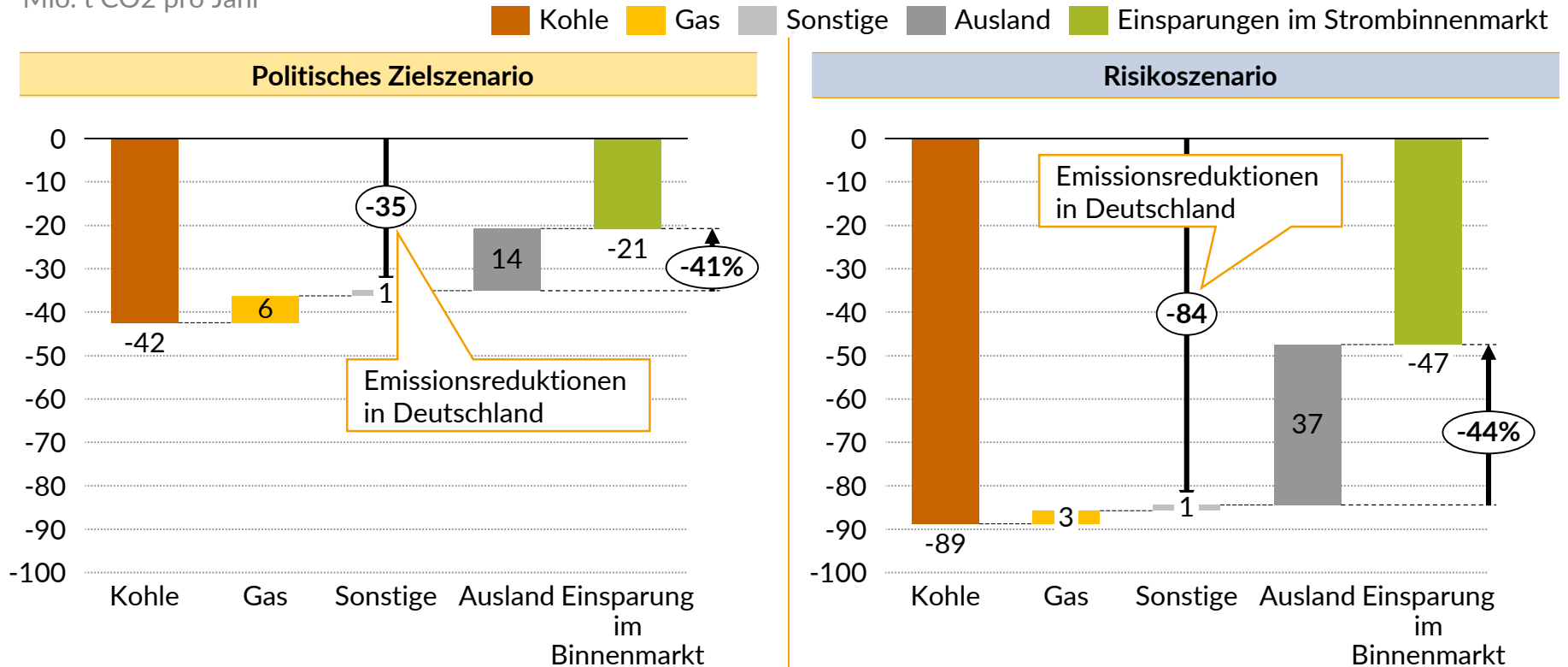
- Bei einer „ungünstigen“ Rohstoffpreisentwicklung ist die Wirkung der Schließungsmaßnahme größer, allerdings werden auch absolut und relativ mehr Emissionen ins Ausland verschoben

1) Es wird angenommen, dass die durch die KM unter Einbeziehung des Stromaustauschsaldos im europäischen Strombinnenmarkt frei werdenden Zertifikate stillgelegt werden, sodass die Maßnahme keine Auswirkungen auf die CO₂-Preise hat.

B 2030: 41-44% der in DE eingesparten Emissionen fallen durch Verschiebung von Erzeugung ins Ausland zusätzlich an

Auswirkung der KM auf die Emissionen in 2030,¹

Mio. t CO₂ pro Jahr



- Wie in 2023 werden 41% der vermiedenen Emissionen ins Ausland verlagert

- Die Bedeutung von Kohle in Nachbarländern nimmt bis 2030 ab, sodass die Verlagerung ins Ausland im Verhältnis zu 2023 sinkt

1) Es wird angenommen, dass die durch die KM im europäischen Strombinnenmarkt frei werdenden Zertifikate stillgelegt werden, sodass die Maßnahme keine Auswirkungen auf die CO₂-Preise hat.

Wir quantifizieren drei wesentliche Aspekte der Systemkosten einer Kohlemaßnahme

Quantifizierte Systemkostenkomponenten

Stromkosten

- Stellt den Anstieg der Kosten für die Stromerzeugung dar
- Der Posten ergibt sich aus der Summe des stündlichen Produkts aus Strompreisen und Stromnachfrage

EEG-Umlage

- EE-Förderung führt zum Zubau, wenn sie mindestens die Differenz zwischen den Stromgestehungskosten und den am Markt erzielbaren Einnahmen ausgleichen; durch höhere Strompreise verringert sich diese Differenz, sodass der Subventionsbedarf sinkt
- Es wird angenommen, dass die EEG-Umlage dieser vereinfachten Berechnung des Förderbedarfs folgt

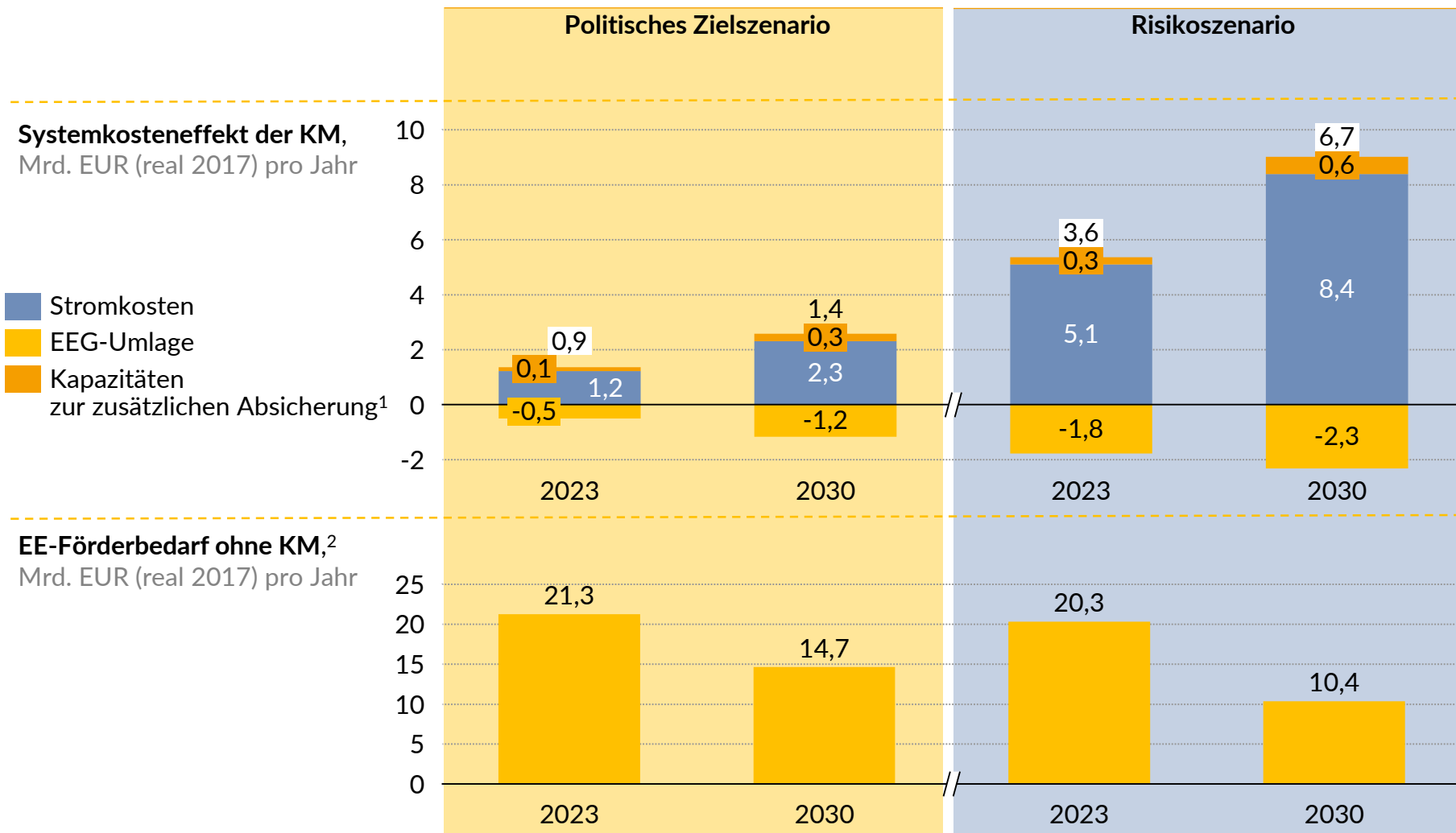
Zusätzliche Absicherung

- Die Lastspitze im Energy-only-Markt kann durch regelbare, aber auch durch fluktuierende EE-Anlagen sowie Importe gedeckt werden
- Zur Absicherung kann darüber hinaus politisch gewünscht sein, dass die Spitzenlast allein durch inländische regelbare Kapazitäten gedeckt werden kann
- Durch die KM entsteht dabei eine zusätzliche Lücke: die Kosten dieser zusätzlichen Absicherung ergeben sich aus den CAPEX-Annuitäten sowie den fixen laufenden Kosten der Gasturbinen¹, die zur Schließung dieser Lücke erforderlich wären
- Im modellierten Durchschnittsjahr erfolgt kein Abruf der zusätzlichen Absicherung

Andere mögliche Systemkostenbestandteile, die zwischen den Szenarien variieren können, wie z.B. Netzausbaukosten, Kosten kurzfristiger Prognosefehler oder Entschädigungszahlungen an Kraftwerksbetreiber, bleiben in dieser Berechnung unberücksichtigt.

1) Die Absicherung könnte alternativ durch eine Reserve aus stillgelegten Kohlekraftwerken erfolgen, was u. E. zu leicht höheren Kosten führen würde.

Die Systemkosten werden primär durch den Anstieg der Strompreise getrieben

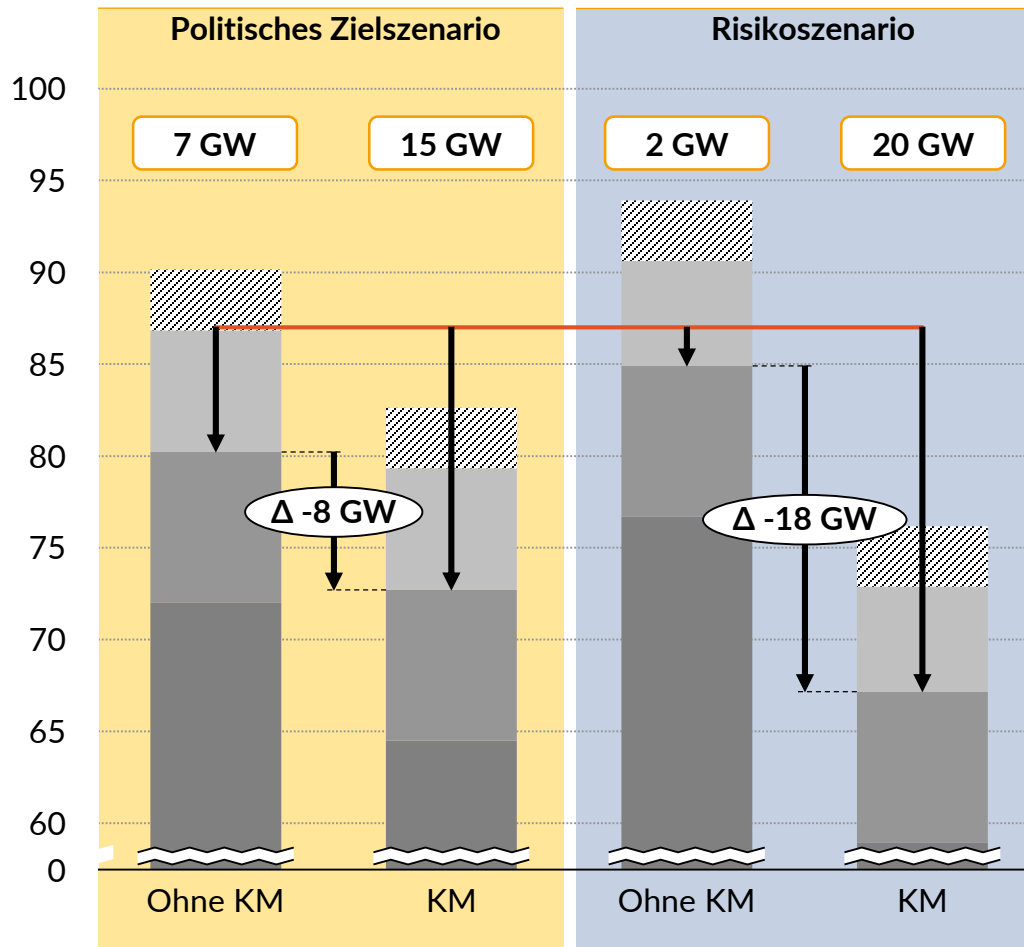


1) Es werden folgende Annahmen getroffen: CAPEX 360.000 EUR/MW, fixe laufende Kosten 10.000 EUR/MW pro Jahr, Lebensdauer der Kraftwerke von 25 Jahren; Kapitalkosten 5% real.

2) Die Berechnung berücksichtigt den Subventionsbedarf von Solar-, Wind an Land- sowie Wind auf See-Anlagen und Biomasse.

D Eine KM würde die am Markt verfügbare Kapazität zur Deckung der Spitzenlast um 8 bzw. 18 GW reduzieren

Installierte Leistung und Versorgungsbeiträge im Vergleich zur Spitzenlast in 2030, GW

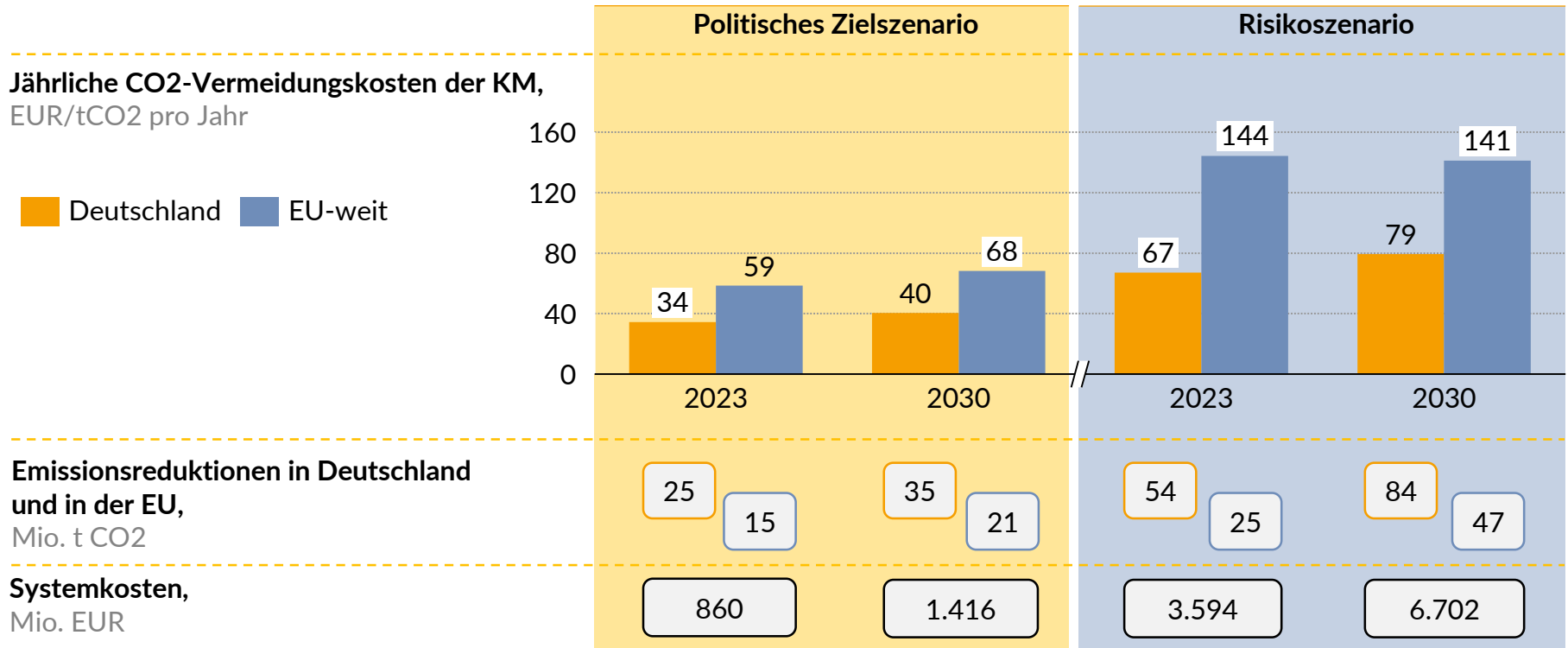


- Spitzenlast
- ▨ Interkonnektoren (10% der inst. Leistung)
- EE inkl. Wasserkraft
- Pumpspeicher und Nachfrageflexibilität
- Regelbare thermische Leistung
- Kapazität zur zusätzlichen Absicherung¹

- Regelbare thermische Leistung, Nachfrageflexibilität und Pumpspeicherleistung liegen in Summe in 2030 unter der Spitzenlast
- In den meisten Jahren kann die Spitzenlast trotzdem durch Importe gedeckt werden
- Als zusätzliche Absicherung kann es jedoch politisch gewünscht sein, die Spitzenlast durch heimische regelbare Leistung decken zu können
- Die Lücke vergrößert sich bei einer KM, sodass mehr Kapazitäten für die zusätzliche Absicherung nötig sind
- Die Annuitäten zur Finanzierung dieser Kapazität (36 kEUR/MW)² werden zu den Systemkosten der KM gezählt

1) Es wird das politische Ziel unterstellt, dass die Deckung der Spitzenlast mit regelbarer thermischer Erzeugung, Pumpspeichern (6 GW) und Nachfrageflexibilität (2 GW) möglich sein soll.
 2) Es werden folgende Annahmen getroffen: CAPEX 360.000 EUR/MW, fixe laufende Kosten 10.000 EUR/MW pro Jahr, Lebensdauer der Kraftwerke von 25 Jahren; Kapitalkosten 5% real

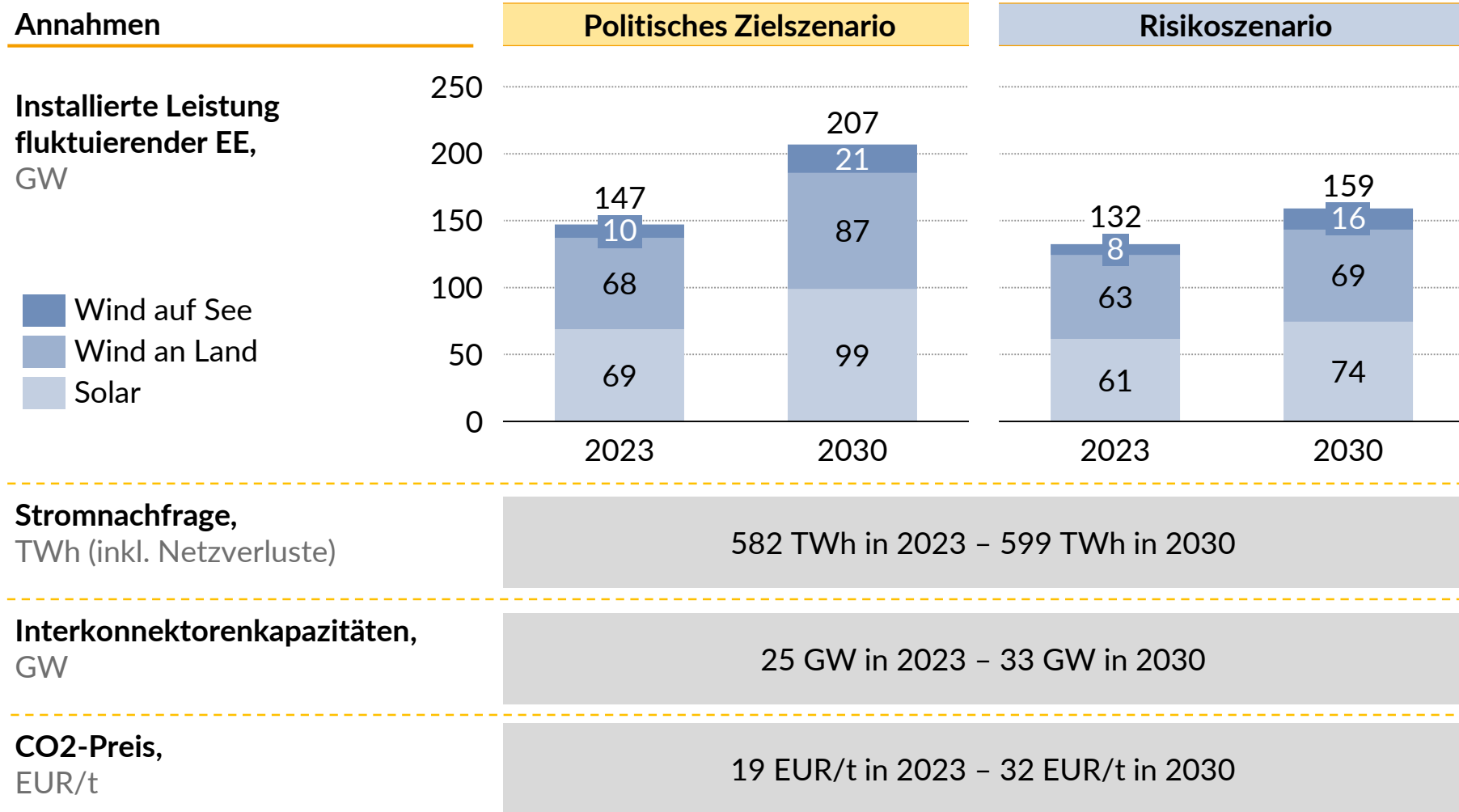
Im politischen Zielszenario liegen nationale Vermeidungskosten bei 34-40 EUR/t, im Risikoszenario doppelt so hoch



- Durch die Kohlemaßnahme entstehen Systemkosten; diese variieren nach Jahr und Szenario
- CO₂-Vermeidungskosten berechnen sich aus dem Verhältnis zwischen den anfallenden Systemkosten und den vermiedenen Emissionen
- Die Reduktion der Emissionen kann sich auf
 - die in **Deutschland** anfallenden Emissionen beziehen
 - die **EU-weit** anfallenden Emissionen beziehen, sodass die Verlagerungen ins Ausland mitberücksichtigt werden

Abweichungen durch Rundungen möglich

Die wesentlichen Annahmen des politischen Zielszenarios entsprechen denen von Aurora Central mit 65%-EE-Pfad



Eine Kompensation für indirekte CO2-Kosten besteht bis 2020; eine Nachfolgeregelung steht noch aus

Beihilfen für indirekte CO2-Kosten des Emissionshandels (Strompreiskompensation) in Deutschland

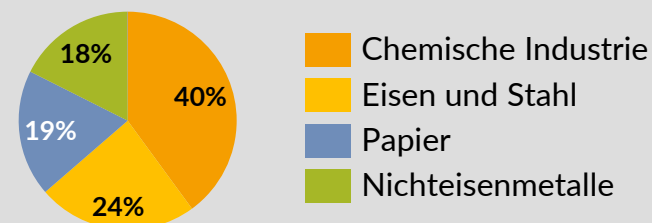
Hintergrund: Erzeuger wälzen CO2-Kosten auf den Strompreis. Insbesondere stromintensive Industrien sind davon betroffen. Gemäß den Leitlinien der Europäischen Kommission können Mitgliedsstaaten nationale Regelungen zur Kompensation solcher indirekter CO2-Kosten erlassen.

Ziele: Erhalt der internationalen Wettbewerbsfähigkeit und Vermeidung von Verlagerungseffekten.

Anlagengröße: Pro Anlage ist die erste Gigawattstunde verbrauchten Stroms nicht privilegiert.

CO2-Emissionsfaktor¹: 0,76 tCO₂/MWh

Anteil der Branchen am Beihilfevolumen²



Zeitraum
2013-2020

Über die Verlängerung der Strompreiskompensation nach 2021 ist noch zu entscheiden. Grundsätzlich gibt es zwei unterschiedliche Methodologien zur Festlegung des Emissionsfaktors:

- Durchschnittlicher Emissionsfaktor** – Hierbei wird der Emissionsfaktor als Durchschnitt des Strommixes berechnet: die gesamten Emissionen werden durch die gesamte Strommenge geteilt.
- Marginaler Emissionsfaktor** – Der Emissionsfaktor wird als gewichteter Durchschnitt der am Großmarkt den Preis setzenden Erzeugungstechnologien berechnet.

Sachgerecht ist die Verwendung der zweiten Methode, da diese eine genauere Abbildung der CO2-Preiskomponente des Börsenstroms ermöglicht. Zudem würde die Abwanderung heimischer Industrie die Emissionen dem marginalen Emissionsfaktor entsprechend verändern. Daher setzen wir den marginalen Emissionsfaktor an.

Zeitraum
ab 2021

Kontext zu
möglichen
Kohle-
maßnahmen

Eine Kohlemaßnahme würde die Emissionsintensität des in Deutschland erzeugten Stroms senken und könnte somit zu einer niedrigeren Strompreiskompensation für stromintensive Industrien führen. Damit fiel der Strompreiseffekt der Maßnahme für diese Unternehmen stärker aus als für nicht kompensierte Unternehmen.

1) Für die Abrechnungsjahre 2013-2020 und berechnet als die CO2-Intensität für Mittel- und Westeuropa. 2) Abrechnungsjahr 2016.

Details und Haftungsausschluss

Publikation	Erstellt durch	Freigegeben durch
Auswirkungen der Schließung von Kohlekraftwerken auf den deutschen Strommarkt	Raffaele Sgarlato (raffaele.sgarlato@auroraer.com) Kimberly Liu (kimberly.liu@auroraer.com)	Hanns Koenig (hanns.koenig@auroraer.com)

Allgemeiner Haftungsausschluss

Dieses Dokument wird Ihnen in der vorliegenden Form nur zur Information bereitgestellt und Aurora Energy Research GmbH („Aurora“), seine Geschäftsführer, Mitarbeiter, Vertreter oder verbundene Unternehmen (zusammen nachfolgend als seine „Partner“ bezeichnet), gibt hinsichtlich der Richtigkeit, Verlässlichkeit oder Vollständigkeit weder ausdrücklich noch stillschweigend eine Zusicherung oder Gewährleistung ab. Aurora und seine Partner übernehmen keine Verantwortung und keine Haftung für jedweden Schaden, der aus der Nutzung dieses Dokuments entsteht. Dieses Dokument darf für keinen Zweck herangezogen oder als Grundlage verwendet oder als Ersatz für Ihre eigenen Untersuchungen und fundierten Beurteilungen verwendet werden. Die in diesem Dokument enthaltenen Informationen spiegeln unsere Überzeugungen, Annahmen, Absichten und Erwartungen zum Zeitpunkt des Verfassens dieses Dokuments wider; Änderungen sind vorbehalten. Aurora übernimmt keine Verpflichtung zur Aktualisierung dieser Informationen und beabsichtigt keine solche Aktualisierung.

Zukunftsgerichtete Aussagen

Dieses Dokument enthält zukunftsgerichtete Aussagen und Informationen, die Auroras aktuelle Einschätzung hinsichtlich zukünftiger Ereignisse und finanzieller Ergebnisse widerspiegeln. Wörter wie „glauben“, „erwarten“, „planen“, „können“, „werden“, „würden“, „könnten“, „sollten“, „voraussehen“, „schätzen“, „prognostizieren“, „beabsichtigen“, oder „Prognose“ bzw. Varianten dieser Wörter oder anderer ähnlicher Ausdrücke werden eingesetzt, um zukunftsgerichtete Aussagen und Informationen als solche zu kennzeichnen. Tatsächlich eintretende Ergebnisse können sich, da sie bekannten oder unbekanntem Risiken und Unsicherheiten unterliegen, von den Erwartungen, die in diesen zukunftsgerichteten Aussagen formuliert oder impliziert sind, wesentlich abweichen. Zu bekannten Risiken und Unsicherheiten gehören unter anderem: vertragliche Risiken, die Bonität von Kunden, die Leistung von Lieferanten und die Verwaltung von Anlagen und Personal; Risiken im Zusammenhang mit finanziellen Faktoren wie der Volatilität von Wechselkursen, der Erhöhung von Zinssätzen, Beschränkungen in Bezug auf den Kapitalzugang sowie Schwankungen auf den globalen Finanzmärkten; mit inländischen und ausländischen staatlichen Vorschriften verbundene Risiken einschließlich Exportkontrollen und wirtschaftlichen Sanktionen und weitere Risiken wie z. B. Rechtsstreitigkeiten. Die oben genannte Liste ist nicht abschließend.

Urheberrecht

Dieses Dokument und sein Inhalt (unter anderem der Text, die Abbildungen, Grafiken und Illustrationen) ist urheberrechtlich geschütztes Eigentum von Aurora. Kein Teil dieses Dokuments darf ohne vorherige schriftliche Genehmigung von Aurora kopiert, vervielfältigt, verteilt oder in irgendeiner Art und Weise kommerziell genutzt werden.