
Die Energiewende und die französische *Transition énergétique* bis 2030

Fokus auf den Stromsektor. Deutsch-französische Wechselwirkungen bei den Entscheidungen zu Kernenergie und Kohleverstromung vor dem Hintergrund des Ausbaus der Erneuerbaren Energien.

STUDIE

Agora
Energiewende



IDDRI



Die Energiewende und die französische *Transition énergétique* bis 2030

IMPRESSUM

STUDIE

Die Energiewende und die französische
Transition énergétique bis 2030

Fokus auf den Stromsektor. Deutsch-französi-
sche Wechselwirkungen bei den Entscheidungen
zu Kernenergie und Kohleverstromung vor dem
Hintergrund des Ausbaus der Erneuerbaren
Energien.

DURCHFÜHRUNG DER STUDIE:

Dimitri Pescia (Agora Energiewende),
Nicolas Berghmans (IDDRI)

Berater (Artelys)
Laurent Fournié
Alice Chiche
Adrien Saint-Pierre

Diese Studie hat von zahlreichen Konsultationen
mit Experten im Elektrizitätssektor in Frankreich
sowie in Deutschland profitiert. Wir danken Ihnen
ganz herzlich für Ihre sehr hilfreichen Beiträge.

Satz: UKEX GRAPHIC
Titelbild: istock.com/Leonid Andronov

138/07-5-2018/DE

Veröffentlichung: August 2018

ERSTELLT VON:

Agora Energiewende

Anna-Louisa-Karsch-Straße 2 | 10178 Berlin
T +49 (0) 30 700 14 35-000
F +49 (0) 30 700 14 35-129
www.agora-energiewende.de
info@agora-energiewende.de

IDDRI

Institut du développement durable et des relations internationales

27, rue Saint-Guillaume 75337 Paris cedex 07
France
T +33 (0)1 45 49 76 60
F +33 (0)1 45 49 76 85
www.iddri.org
iddri@iddri.org



Unter diesem QR-Code steht
diese Publikation als PDF zum
Download zur Verfügung.

Bitte zitieren als:

Agora Energiewende, IDDRI (2018):
Die Energiewende und die französische *Transition
énergétique* bis 2030 – Fokus auf den Stromsek-
tor. Deutsch-französische Wechselwirkungen bei
den Entscheidungen zu Kernenergie und Kohle-
verstromung vor dem Hintergrund des Ausbaus
der Erneuerbaren Energien.

www.agora-energiewende.de

Vorwort

Liebe Leserin, lieber Leser, in Übereinstimmung mit dem Pariser Klimaschutzabkommen streben Frankreich und Deutschland eine grundlegende Dekarbonisierung der Wirtschaft bis 2050 an, was bedeutende sektorale Veränderungen mit sich bringen wird. Trotz der unterschiedlichen Ausgangspunkte im Stromsektor – Dominanz der Kernenergie in Frankreich und kohlebasiertes Stromsystem in Deutschland – haben beide Länder ähnliche Ziele. So soll die Stromerzeugung aus Erneuerbarer Energien stärker in den Fokus gerückt, die Energieeffizienz verbessert und die Elektrifizierung anderer Sektoren verstärkt werden.

Der erwartete Ausbau von Windenergie und Photovoltaik in beiden Ländern folgt einem erheblichen Kostenrückgang in beiden Technologien in jüngster Zeit. Er wird zu einer grundlegenden Transformation der Stromsysteme führen. Die Anpassung des gesamten Energiesystems an die fluktuierende Stromerzeugung aus Windkraft und Photovoltaik wird unerlässlich. Vor diesem Hintergrund stellt sich auf beiden Seiten des Rheins die Frage nach der Restrukturierung des konventionellen Kraftwerksparks.

Die jeweils von Frankreich und Deutschland getroffenen Entscheidungen hinsichtlich dieser Restrukturierung werden bis zum Jahr 2030 einen großen Einfluss auf den grenzüberschreitenden Stromhandel und die Bildung der Börsenstrompreise auch jenseits der jeweiligen Landesgrenzen haben. Die Entscheidungen werden zudem erhebliche Auswirkungen auf die Erreichung der europäischen Energie- und Klimaziele und auf die europäische Energieunion haben.

In dieser Studie sollen die wechselseitigen und über die Landesgrenzen hinweg reichenden Auswirkungen nationaler politischer Entscheidungen aufgezeigt werden. Dabei ist es unser Ansinnen, den offenen und transparenten Dialog zwischen Akteuren beider Länder zu fördern, um zu einem gemeinsamen Verständnis der Energiewende beizutragen und die für eine Integration des EU-Energiebinnenmarktes notwendigen Abstimmungen weiter voranzutreiben.

Wir wünschen Ihnen eine anregende Lektüre!
Dr. Patrick Graichen, Direktor Agora Energiewende,
Michel Colombier, wissenschaftlicher Direktor am
Institut du développement durable et des relations internationales (IDDRI)

Das Wichtigste auf einen Blick:

1

Deutschland und Frankreich stehen vor dem Hintergrund des Wachstums der Erneuerbaren Energien vor gemeinsamen Herausforderungen bei der Restrukturierung des bestehenden Kraftwerksparks. Beide Länder werden die Erzeugung von Wind- und Solarstrom bis 2030 deutlich erhöhen müssen, um ihre Ausbauziele für Erneuerbare Energien zu erreichen. Zur Vermeidung von Stranded Assets ist eine damit einhergehende schrittweise Reduktion konventioneller Kapazitäten unerlässlich.

2

In Frankreich bergen der geplante Zubau der Erneuerbaren Energien und die Investitionen zum Erhalt von über 50 Gigawatt Kernkraftkapazität ein großes Risiko von Stranded Assets im Stromsektor. Zu wachsenden Stromexporten Frankreichs würde es bereits kommen, wenn das Land mehr als 40 Gigawatt Kernkraftwerke im Jahr 2030 in Betrieb hielte. Zudem würde Frankreich sein Ziel, den Kernenergieanteil im Strommix auf 50 Prozent zu reduzieren, erst nach 2030 erreichen können. Selbst wenn eine Steigerung der französischen Stromexportkapazitäten um 60 Prozent, eine Verdopplung der Interkonnektoren innerhalb der Europäischen Union und eine CO₂-Bepreisung von 30 Euro pro Tonne CO₂ angenommen werden, wäre die Wirtschaftlichkeit eines Kernkraftwerksparks mit einer Kapazität von über 50 Gigawatt bis 2030 gefährdet.

3

Wenn Deutschland seine Klimaziele erreichen will, muss es bis 2030 seine Stromerzeugung aus Kohle halbieren und den Anteil der Erneuerbaren Energien am Stromverbrauch auf 60 Prozent erhöhen. In diesem Fall wäre die Bilanz für den grenzüberschreitenden Stromhandel zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern ausgeglichen. Die geplante Erhöhung des Anteils der Erneuerbaren Energien auf 65 Prozent des Bruttostromverbrauchs im Jahr 2030 wird dazu beitragen, eine unerwünschte Importabhängigkeit Deutschlands trotz des Kohleausstiegs zu vermeiden.

4

Frankreich und Deutschland sollten ihre nationalen Strategien für den konventionellen Kraftwerkspark schnellstmöglich festlegen. Für die Umsetzung der Energiewende auf bilateraler, regionaler und europäischer Ebene sind enge Konsultationen und gemeinsame Maßnahmen zur Bewältigung der grenzüberschreitenden Herausforderungen notwendig. Initiativen für den Ausbau der Erneuerbaren Energien und der Interkonnektoren sowie zur CO₂-Bepreisung sollten koordiniert werden.

Inhalt

Zusammenfassung	7
Executive Summary	23
Einführung: Frankreich und Deutschland sind zentrale Impulsgeber der europäischen Energiewende	37
1. Gemeinsame Herausforderungen von Deutschland und Frankreich bei der Transformation ihrer nationalen Stromsysteme	39
1.1 Energieeffizienzeffekte stabilisieren Stromverbrauch	40
1.2 Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien als gemeinsame Priorität	42
1.3 Flexibilität als neues Energiewende-Paradigma	46
1.4 Umbau des konventionellen Kraftwerksparks als Herausforderung	50
2. Allgemeiner Rahmen der Studie und Vorstellung des analysierten Strommix	55
2.1 Acht Szenarien für Frankreich und Deutschland im Jahr 2030	55
2.2 Wichtigste Ergebnisse der Studie in Bezug auf Frankreich und Deutschland	59
3. Ein CO₂-ärmeres und flexibleres Stromsystem für 2030	63
3.1 CO ₂ -ärmerer Strommix in allen Szenarien	63
3.1.1 Ein beschleunigter Ausstieg aus der Kohle ist unvermeidbar, wenn die deutschen Klimaziele erreicht werden sollen	64
3.1.2 In Frankreich und Deutschland getroffene Entscheidungen beeinflussen auch die europäischen CO ₂ -Emissionen bis 2030	67
3.2 Flexibilitätsinstrumente erleichtern die Integration von Windenergie- und Photovoltaikanlagen in das französische und deutsche Stromsystem 2030	68
3.2.1 Laststeuerung und Stromspeicherung vereinfachen die Integration der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in beiden Ländern bis 2030	72
3.2.2 Das deutsche Stromsystem passt sich der fluktuierenden EE-Stromerzeugung an; der Betrieb von thermischen Kraftwerken wird tief greifenden Änderungen unterzogen	72
3.2.3 Ein Großteil des Kernkraftwerksparks müsste 2030 häufig im Lastfolgebetrieb arbeiten, um zur Flexibilität des Stromsystems beizutragen	74

4. Die Markterlöse für Stromerzeuger hängen 2030 von den Strategien zum Umbau des konventionellen Kraftwerksparks und zur CO₂-Bepreisung ab	79
4.1 Abnehmende Stromgestehungskosten für Erneuerbare Energien, aber ungewisse Finanzierung über Markterlöse	79
4.2 Eine Kernenergiekapazität von mehr als 40 Gigawatt in Frankreich würde zu mehr Stromexporten führen; die Rentabilität eines Kernkraftwerksparks mit mehr als 50 Gigawatt Leistung wäre nicht gewährleistet	85
4.3 Ein planvoller Ausstieg aus der Kohleverstromung erhöht die Erlöse für die 2030 im Stromsystem verbleibenden Kohlekraftwerke	91
4.3.1 Beschleunigter Ausstieg aus der Kohle erhöht Rentabilität der verbleibenden Kohlekraftwerke	91
4.3.2 Ohne beschleunigten Kohleausstieg wären Betreiber von Braunkohlekraftwerken aufgrund stärkerer Abbauaktivitäten mit dem Risiko von <i>Stranded Assets</i> konfrontiert	92
4.3.3 Ein höherer CO ₂ -Preis senkt die Margen für Stein- und Braunkohlekraftwerke deutlich	92
4.3.4 Die Rentabilität des Kohlekraftwerksparks in Deutschland hängt auch von der Kernenergiekapazität in Frankreich ab	92
5. Grenzüberschreitende Auswirkungen der Szenarien	95
5.1 Unterschiedliche Strategien der beiden größten Stromexporteure Europas in Bezug auf den künftigen Stromhandel	95
5.2 Eine hohe Kernenergiekapazität in Frankreich verringert die Emissionen und senkt die Marktpreise in Deutschland	97
5.3 Die Entscheidungen Deutschlands beeinflussen die Bilanzen in Frankreich kaum, jedoch verbessert eine Erhöhung des Ausbauziels für Erneuerbare Energien den deutschen Stromhandelssaldo	99
5.4 Die Erhöhung des CO ₂ -Preises auf 50 Euro je Tonne ermöglicht zusätzliche Emissionseinsparungen zu niedrigen Kosten. Damit gehen große Verteilungseffekte einher	102
Schlussfolgerungen: Einbettung nationaler Energiewendestrategien in den strategischen Rahmen der Energieunion	105
Anhang	109
Literaturverzeichnis	135

Zusammenfassung

Frankreich und Deutschland stehen vor gemeinsamen Herausforderungen: Die Integration der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und der schrittweise Umbau des konventionellen Kraftwerksparks

Als Antwort auf die drohende Erderwärmung haben sich Frankreich und Deutschland zu einer umfassenden Transformation ihrer Energiesysteme verpflichtet. Aufgrund ihrer Historie haben beide Länder im Stromsektor jedoch unterschiedliche Ausgangssituationen. Insbesondere die Rolle der Kernenergie ist in beiden Ländern grundsätzlich verschieden: Deutschland hat den Atomausstieg bis 2022 beschlossen. Frankreich hingegen wird einen substanziellen Anteil der Kernenergie am Strommix beibehalten, plant aber, diesen auf 50 Prozent zu reduzieren, um die Versorgung zu diversifizieren.

Die deutsche Energiewende und die *Transition énergétique* in Frankreich weisen mittelfristig jedoch auch zahlreiche Gemeinsamkeiten auf. Hierzu gehören die stärkere Nutzung Erneuerbarer Energien, die Verbesserung der Energieeffizienz und die Erhöhung der Stromnutzung im Verkehrs- und Wärmesektor (Sektorkopplung).

Insbesondere die Ausbauziele für die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien bis 2030 sind vergleichbar: In Deutschland beträgt der geplante Anteil am Stromverbrauch bislang 50 Prozent, in Frankreich soll sich der Anteil an der Stromerzeugung auf 40 Prozent belaufen.¹ Die neue Regierung in Deutschland plant, den Anteil auf 65 Prozent am Stromverbrauch auszuweiten.

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien vollzieht sich in beiden Ländern in unterschiedlichem Tempo. Deutschland setzt bereits seit den 2000er-Jahren auf

1 In Deutschland betrug der Anteil der Erneuerbaren Energien am Stromverbrauch im Jahr 2017 36 Prozent (im Vergleich zu 32 Prozent im Jahr 2016), wohingegen die erneuerbare Stromerzeugung in Frankreich bei 17,8 Prozent lag.

einen entschiedenen Ausbau der Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie. Frankreich hingegen hat Windkraft und Photovoltaik langsamer ausgebaut, da das Land historisch bedingt bedeutende Wasserkraftkapazitäten besitzt.

Bis zum Jahr 2030 werden beide Länder jedoch in erheblichen Maße Photovoltaik und Windkraft ausbauen. Der Rückgang der Kosten für diese Technologien erleichtert dieses Vorhaben. Mittlerweile sind sie in Deutschland und vielen anderen Ländern bei Neuinvestitionen wettbewerbsfähig gegenüber konventionellen Stromerzeugungstechnologien.

In Frankreich werden sich die Kosten für Photovoltaik und Windkraft trotz eines langsameren Ausbaus aller Wahrscheinlichkeit nach bis 2030 an das deutsche Niveau angleichen. Dies liegt insbesondere an der höheren Sonneneinstrahlung und den besseren Windverhältnissen.

Die jüngsten Ausschreibungsergebnisse verdeutlichen, dass durchschnittliche Stromgestehungskosten von vier Cent je Kilowattstunde für Photovoltaikstrom und von unter fünf Cent je Kilowattstunde für Strom aus Onshore-Windenergieanlagen² sowie

2 Verglichen mit den Ergebnissen der letzten Windenergie-Ausschreibungen in Deutschland, bei denen Projekte mit einer Mindestvergütung von durchschnittlichen 4,7 Cent je Kilowattstunde bei voraussichtlicher Inbetriebnahme im Jahr 2022 bezuschlagt wurden, scheint hier eine eher konservative Abschätzung zugrunde gelegt. Allerdings spiegelt das Ergebnis der letzten Ausschreibungsrunde nicht zwangsweise die echten Projektkosten wider. Dabei handelt es sich um eine Mindestvergütung, die als Berechnungsbasis für die monatlichen Projektvergütungen dient. Auf die Gesamtlebensdauer der Anlagen bis 2045 bezogen können die Projekte *a priori* höhere Erträge erwirtschaften. Außerdem ist es denkbar, dass aus Akzeptanzgründen die besten und günstigsten Standorte nicht durchweg für Windenergieprojekte zur Verfügung stehen; auch hierdurch können höhere durchschnittliche Stromgestehungskosten bedingt sein. Marktbeobachter sind darüber hinaus der Ansicht, dass bestimmte Akteure niedrige Vergütungssätze aus strategischen Gründen angelegt haben, um Ausschreibungen zu gewinnen.



sechs Cent je Kilowattstunde für Strom aus Offshore-Windenergieanlagen realistisch sind. Trotzdem stellt die fluktuierende Einspeisung von Wind- und Solarenergie für das Stromsystem eine Herausforderung dar.³ Der Erhöhung der Flexibilität im Stromsystem durch technische und regulative Maßnahmen kommt dabei eine Schlüsselrolle zu, um die Erneuerbaren Energien zu integrieren.

Deutschland und Frankreich haben entsprechend ihrer Ziele Ausbaukorridore für Erneuerbare Energien beschlossen.⁴ Darüber hinaus wurden in der Diskus-

3 Siehe hierzu die Studie von Fraunhofer IWES (2015): *The European Power System in 2030: Flexibility Challenges and Integration Benefits. An Analysis on behalf of Agora Energiewende.*

4 Der französische Mehrjahresplan für Energie (PPE) von 2016 legt die Ausbauziele für Erneuerbare Energien nach Technologiesektoren für die Jahre 2018 und 2023 fest. Die Ziele für 2023 sollen in einer Revision festgelegt werden, deren Verabschiedung im Jahr 2018 vorgesehen ist. Darüber hinaus werden neue Ziele für 2028 festgelegt. Die deutschen

sion jedoch noch keine Strategien für den Umgang mit den Kohlekraftwerken in Deutschland beziehungsweise mit den Kernkraftwerken in Frankreich festgelegt, obwohl diese für das Erreichen der energie- und klimapolitischen Ziele von großer Bedeutung sind. Veränderungen bezüglich der Nutzung von Kohle- und Atomstrom werden sowohl für die Stromerzeuger als auch für die Entwicklung des internationalen Stromhandels wirtschaftliche Auswirkungen haben und erfordern daher Planungssicherheit.

Acht Szenarien für Frankreich und Deutschland im Jahr 2030

Für die bestehenden Kraftwerksparks in Frankreich und Deutschland wurden in dieser Studie acht Zukunftsszenarien untersucht, um die Folgen unterschiedlicher Entwicklungen für das europäische Stromsystem im Jahr 2030 zu erörtern. Konkret wurden zehn einzelne Wetterjahre im Stundentakt modelliert (siehe Abbildung Z1). Jede der Varianten repräsentiert einen Satz realistischer Annahmen für einzelne Parameter, die die Entwicklung des Strommarkts bestimmen.

Der Stromverbrauch in Europa stabilisiert sich, weil Fortschritte bei der Energieeffizienz die zunehmende Anzahl elektrischer Verbraucher kompensieren. Der Anteil der Erneuerbaren Energien nimmt entsprechend der nationalen Ausbauziele zu. Zudem werden in einem ehrgeizigen, aber realistischen Tempo neue Interkonnektoren und Flexibilitätsoptionen zur Integration Erneuerbarer Energien ausgebaut.⁵

Die meisten Szenarien in dieser Studie nehmen für das Jahr 2030 einen Preis von 30 Euro pro Tonne CO₂

Ausbauziele für Erneuerbare Energien sind im Gesetz für den Ausbau Erneuerbarer Energien (EEG) festgeschrieben.

5 Für die Interkonnektoren wird angenommen, dass die Hälfte der Projekte, die im zehnjährigen europaweiten Netzentwicklungsplan (TYNDP) von 2016 aufgeführt sind, umgesetzt wird. Dadurch würde sich die derzeitige Interkonnektorenkapazität von 57 Gigawatt auf mehr als 136 Gigawatt verdoppeln.

im Europäischen Emissionshandel an. Es gibt lediglich ein Szenario, das von einem höheren Preis von 50 Euro je Tonne⁶ ausgeht.

Durch den Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbarer Energien ist zu erwarten, dass die CO₂-Intensität des Strommixes sinkt

In allen betrachteten Szenarien wurde ein bedeutender Zuwachs der Erneuerbaren Energien (EE) unterstellt. Die EE-Stromerzeugung erreicht im Jahr 2030 in Frankreich 220 Terawattstunden.⁷ In Szenarien in Deutschland mit einem moderaten Ausbau der Erneuerbaren werden 320 Terawattstunden EE-Strom erzeugt, in Szenarien mit ambitioniertem Ausbau steigt die Erzeugung sogar auf 355 Terawattstunden im Jahr 2030.⁸

In den Szenarien mit ambitioniertem Wachstum der Erneuerbaren Energien kann Deutschland das derzeit noch geltende Ausbauziel von 50 Prozent für Erneuerbare Energien übertreffen.⁹ Auch Frankreich würde seine selbst gesteckten Erneuerbaren-Ziele bei einer Reduzierung des Kernkraftwerksbestands auf 40 Gigawatt Leistung erreichen.

In allen untersuchten Szenarien ist die Versorgungssicherheit gewährleistet: In Frankreich wird das von den Regierungsbehörden¹⁰ festgelegte Kriterium der Versorgungssicherheit in allen Szenarien eingehalten.

6 Die Energiepreise wurden aus den Prognosen des „New Policy“-Szenarios aus dem *World Energy Outlook* der Internationalen Energieagentur entnommen (Stand 2015).

7 Gegenüber 95 Terawattstunden im Jahr 2016.

8 Gegenüber 191 Terawattstunden im Jahr 2016.

9 In dem Szenario mit einem mittleren Anteil Erneuerbarer Energien, decken Erneuerbare Energien 53 Prozent des Stromverbrauchs in Deutschland ab. Das Szenario mit einem höheren Anteil Erneuerbarer Energien entspricht hingegen einem Anteil von 59 Prozent des Stromverbrauchs, der aus Erneuerbarer Energie gedeckt wird.

10 In Frankreich gibt das Kriterium für die Versorgungssicherheit maximal drei Stunden *Loss of Load Expectation (LOLE)* pro Jahr vor.

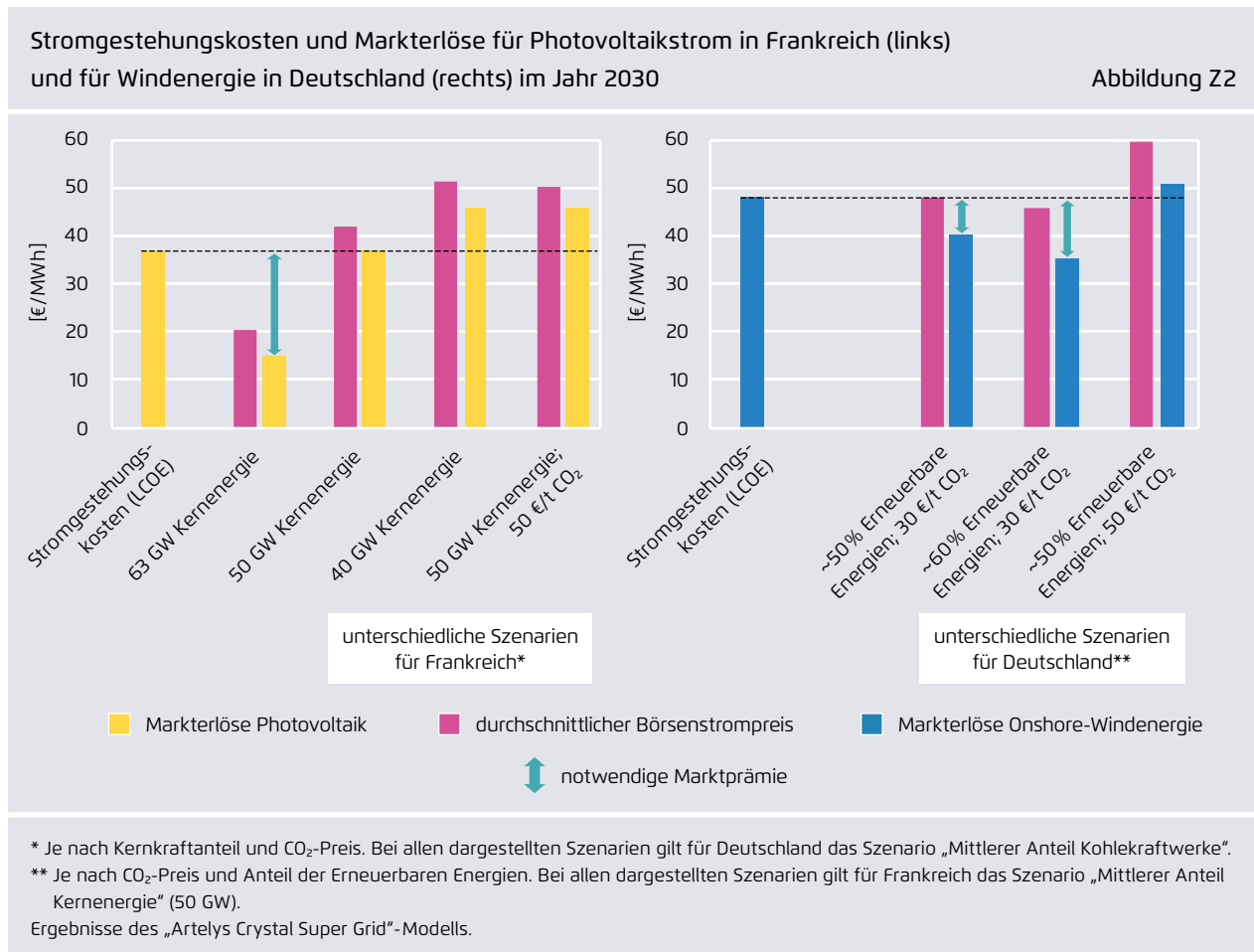
Und auch für Deutschland ist in den betrachteten Szenarien keine Gefährdung der Versorgungssicherheit festgestellt worden. Die CO₂-Emissionen der beiden Länder sind bis 2030 in allen Szenarien niedriger als im Ausgangsjahr.

Der Anstieg der fluktuierenden erneuerbaren Erzeugung aus Wind- und Solarenergie erfordert für alle konventionellen Kraftwerke, einschließlich der nuklearen, einen flexibleren Betrieb. Der Ausbau zusätzlicher Flexibilitätsoptionen im Stromsystem (beispielsweise Lastmanagement, Speicher, Interkonnektoren) entlastet dabei die konventionellen Kraftwerke hinsichtlich der Flexibilitätsanforderungen.

Die Kosten für die Erneuerbaren Energien sinken. Ob sie sich jedoch allein durch Markterlöse refinanzieren können, hängt von der Entwicklung der konventionellen Kraftwerkskapazitäten und von der CO₂-Bepreisung ab

Die Kosten für die Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie sind in den vergangenen Jahren sehr stark gesunken. Die derzeitige Phase niedriger Strommarktpreise könnte jedoch andauern und damit die Möglichkeit einschränken, die Kosten der Erneuerbaren Energien allein durch die Erlöse am Strommarkt zu decken. Dies ist auch eines der Argumente, die den Fortbestand der Refinanzierungsinstrumente für Erneuerbare Energien rechtfertigen, da ohne diese Instrumente nur wenige Investitionen in neue Kapazitäten getätigt würden.

Die Möglichkeit, im Jahr 2030 die Kosten für die Erneuerbaren Energien allein über den Strommarkt zu decken, wird sowohl von der Entwicklung der Stromgestehungskosten als auch von der Entwicklung der Großhandelsstrompreise abhängen. Wie unsere Studie zeigt, wird die Entwicklung der Großhandelsstrompreise in hohem Maße von den Strategien Frankreichs und Deutschlands für ihren



jeweiligen konventionellen Kraftwerkspark und vom CO₂-Preis beeinflusst werden.

Verbleiben die heute in Frankreich bestehenden 63 Gigawatt an Kernkraftwerken auch 2030 vollständig im Markt, führt dies zu einer Reduktion der durchschnittlichen Einnahmen für Photovoltaikstrom in Frankreich auf weniger als 15 Euro pro Megawattstunde. Dieses Preisniveau liegt weit unter dem notwendigen Betrag zur vollständigen Refinanzierung einer Photovoltaikanlage. Bei einer Anpassung des Kernkraftwerksparks auf 40 beziehungsweise 50 Gigawatt und einer gleichzeitigen Erhöhung des CO₂-Preises auf 50 Euro je Tonne lägen die Erlöse für Photovoltaik-Freiflächenanlagen bei über 45 Euro je Megawattstunde. Dies wäre ein Strompreisniveau, bei dem um das Jahr 2030 die Erlöse einer Photovol-

taikanlage am Strommarkt höchstwahrscheinlich ihre Kosten decken können.

Die Photovoltaikstromerzeugung aus Freiflächenanlagen in Deutschland könnte sich in den meisten Szenarien im Wesentlichen über den Marktpreis refinanzieren, sobald der CO₂-Preis die Marke von 30 Euro je Tonne CO₂ überschreitet. Wir nehmen in dieser Studie Stromgestehungskosten für Freiflächenkraftwerke von 41 Euro pro Megawattstunde an und haben je nach Szenario (bei einer CO₂-Bepreisung von 30 Euro je Tonne) Markterlöse zwischen 38 und 47 Euro pro Megawattstunde ermittelt. Bei einer CO₂-Bepreisung von 50 Euro je Tonne lägen die Markterlöse im Jahr 2030 sogar bei 56 Euro pro Megawattstunde.

Für Windenergie zeigt die Studie hingegen, dass die Börsenstrompreise im Jahr 2030 sowohl in Frank-

reich als auch in Deutschland nicht ausreichen, um deren Stromgestehungskosten zu decken. Ausnahmen bilden Konstellationen, in denen die Kosten für die Windenergie deutlich unter 40 Euro pro Megawattstunde sinken oder der CO₂-Preis auf 50 Euro je Tonne CO₂ steigt. Bei CO₂-Preisen von 30 Euro je Tonne wäre demzufolge eine zusätzliche Refinanzierung der Windenergie, beispielsweise über eine Marktprämie, weiterhin erforderlich.

Werden hohe Anteile konventioneller Kapazitäten im Bereich der Kohle und der Kernenergie aufrechterhalten, führt dies zur Verzögerung des Zeitpunkts, an dem die Erneuerbaren Energien ihre Kosten im Wesentlichen über den Strommarkt decken. Dieser Zusammenhang zwischen den Markterlösen der Erneuerbaren Energien und der Größe der konventionellen Kraftwerkskapazitäten verdeutlicht, dass die Reduktion der konventionellen Erzeugung in enger Abstimmung mit dem Ausbau der Erneuerbaren Energien erfolgen muss. Wenn der Umbau des Stromsystems nicht koordiniert verläuft, könnten Kostensteigerungen in den Refinanzierungssystemen zulasten der Endverbraucher die Folge sein.

Der „Kannibalisierungseffekt“ der Erneuerbaren Energien ist spürbar, kann aber durch den Ausbau der Flexibilität im Strommarkt begrenzt werden

Für die dargebotsabhängigen Erneuerbaren Energien gilt: Je größer ihr Anteil am Strommix ist, desto geringer werden ihre relativen Erlöse im Strommarkt. Dieses Phänomen wird als Kannibalisierung bezeichnet. Von diesen Auswirkungen ist vor allem Deutschland betroffen, da höhere Anteile variabler Erneuerbarer Energien angestrebt werden.

Die Nutzung von zusätzlichen Flexibilitätsoptionen kann die Auswirkungen des Kannibalisierungseffektes jedoch spürbar begrenzen. Unsere Studie zeigt, dass sich der durchschnittliche Unterschied zwischen dem Börsenstrompreis und dem Erlös der Erneuerbaren Energien im Jahr 2030 auf einem ähnlichen

Niveau wie im Ausgangsjahr bewegen wird.¹¹ Damit tritt durch die Erhöhung der Flexibilität im Strommarkt auch bei steigenden Erneuerbaren-Anteilen keine substantielle Verschlechterung der Erlössituation auf.

Die Zunahme der EE-Kapazitäten geht einher mit dem Ausbau von zusätzlichen Interkonnektoren, von Lastverschiebungs- und Speicherkapazitäten (Pumpspeicherkraftwerke und Batterien) sowie von neuen flexiblen Nutzungen (Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen). In Frankreich verstärkt ein größerer verbleibender Kernkraftwerkspark die Minderung der Erlöse für Erneuerbare Energien. Der Rückgang der Erlöse würde die Photovoltaikstromerzeugung stärker treffen als die Onshore- und Offshore-Windkraft.

Würden in Frankreich Kernkraftkapazitäten über 40 GW erhalten, stiegen die Stromexporte deutlich. Die Wirtschaftlichkeit eines Kernkraftwerksparks mit einer Kapazität von mehr als 50 Gigawatt wäre gefährdet

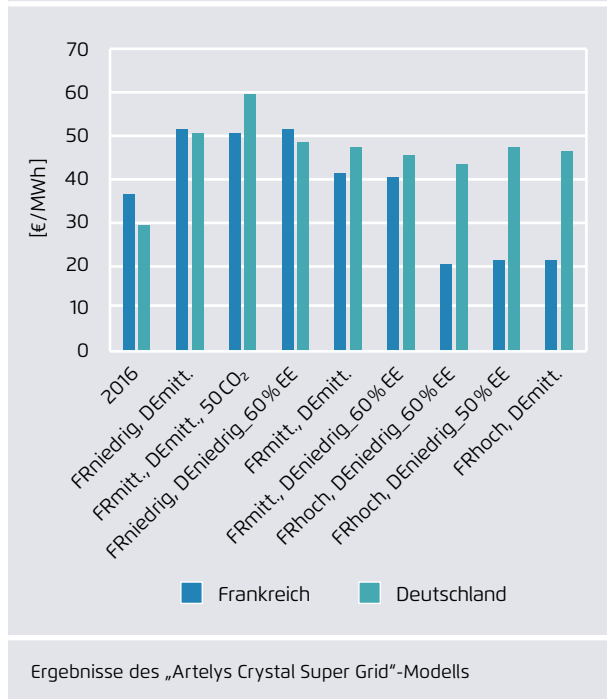
Aus historischen Gründen verfügt Frankreich über einen großen Kernkraftwerkspark von 58 Reaktoren (mit insgesamt 63,1 Gigawatt Leistung), wovon der Großteil im Jahr 2030 bereits 40 Jahre am Netz wäre. Eine Laufzeitverlängerung für diese Reaktoren über das Jahr 2030 hinaus ist eine der Optionen, die heute im Rahmen der französischen Strategie diskutiert werden; eine solche Verlängerung erfordert beachtliche Investitionen.

Im Jahr 2015 wurde beschlossen, den Kernenergieanteil am französischen Strommix bis zum Jahr 2025 auf 50 Prozent zu reduzieren (gegenüber 72 Prozent im Jahr 2016). Damit einher geht das Ziel, den Erzeugungsmix in Frankreich zu diversifizieren. Bereits bei

¹¹ Dieser durchschnittliche Unterschied wird von den Netzbetreibern auf -6 bis -9 Prozent für PV und als -15 bis -21 Prozent für Onshore-Windenergie beziffert.

Durchschnittliche Börsenstrompreise in Frankreich und Deutschland in den Jahren 2016 und 2030 gemäß den unterschiedlichen Szenarien

Abbildung Z3



einer Kernkraftwerksleistung von mehr als 40 Gigawatt im Jahr 2030 würde Frankreich mehr Strom an seine Nachbarländer exportieren als bislang. Zudem würde eine Kernenergieleistung von mehr als 40 Gigawatt im Jahr 2030 dazu führen, dass das Ziel, den Kernenergieanteil am Strommix auf 50 Prozent zu reduzieren, erst später als 2030 erreicht werden könnte. Die derzeitige französische Regierung hat im November 2017 angekündigt, dass sich die Erreichung des Ziels verzögern werde. Ein neues Zieldatum wurde nicht benannt.

Angesichts der Ausbauziele für Erneuerbare Energien in Frankreich und Europa und eines eher gleichbleibenden Strombedarfs sinken die Absatzchancen für Strom aus Kernenergie. Folglich müsste die Erzeugung von Strom aus Kernenergie in Frankreich deutlich flexibler als heute erfolgen. Eine solche Flexibilisierung, obgleich technisch realisierbar, hätte zu einer deutlichen Steigerung der Stromgestehungskosten von

Reaktoren mit verlängerter Laufzeit zur Folge. Insbesondere der Wartungsaufwand für Kernkraftwerke im Lastfolgebetrieb steigt erheblich. Zum anderen würde ein größerer Kernkraftwerkspark wegen des damit verbundenen großen Stromangebots die Börsenstrompreise niedrig halten und somit die Wirtschaftlichkeit der Neuinvestitionen in die Laufzeitverlängerung von Kernkraftwerken verschlechtern.

In unseren Szenarien beträgt der durchschnittliche Erlös für Strom aus Kernenergie im Jahr 2030 bei 63 Gigawatt Erzeugungskapazitäten nur 23 Euro je Megawattstunde. Eine Anpassung des nuklearen Kraftwerksparks auf 50 oder 40 Gigawatt würde die Strompreise jeweils auf 42 beziehungsweise 52 Euro je Megawattstunde erhöhen (siehe Abbildung Z3).

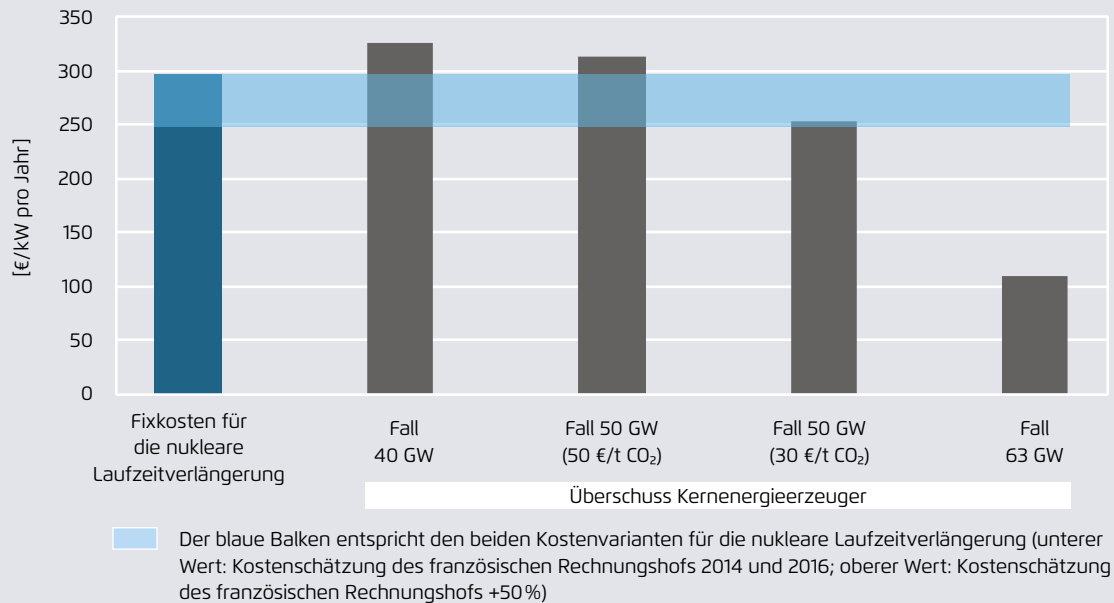
Die Erlöse der Kernkraftwerke hängen dabei sowohl von der Höhe der CO₂- und Brennstoffpreise als auch von der angenommenen Interkonnektorenkapazitäten in Europa ab. Zum Beispiel erhöhen sich die durchschnittlichen Erlöse eines Kernkraftwerksparks mit einer Leistung von 50 Gigawatt um 10 Euro je Megawattstunde, wenn die CO₂-Bepreisung von 30 auf 50 Euro pro Tonne steigt.

Eine optimale Größe für einen nuklearen Kraftwerkspark nach wirtschaftlichen Kriterien ergibt sich aus realistischen Annahmen zum Stromverbrauch, zur Kapazität der Interkonnektoren und zur Entwicklung der Brennstoffkosten sowie aus den Ausbauzielen der Erneuerbaren Energien und den Annahmen zu Investitionskosten einer Laufzeitverlängerung. Trotz einer Erhöhung der französischen Exportkapazitäten um 60 Prozent, einer Verdopplung der gesamten europäischen Interkonnektorenkapazität und einer CO₂-Bepreisung von 30 Euro pro Tonne wäre die Wirtschaftlichkeit einer Laufzeitverlängerung für einen Kraftwerkspark mit mehr als 50 Gigawatt in unseren Szenarien nicht garantiert.

Wie Abbildung Z4 zeigt, würden die Strommarkterlöse bei einer installierten Kernkraftwerksleistung von 50 Gigawatt (zwischen 250 bis 313 Euro pro

Vergleich der Fixkosten für die Laufzeitverlängerung der Kernkraft mit dem Überschuss der Kernenergieerzeuger

Abbildung Z4



Ergebnisse des „Artelys Crystal Super Grid“-Modells

Kilowatt und Jahr in Abhängigkeit vom CO₂-Preis) die fixen Kosten der Laufzeitverlängerung lediglich knapp decken. Die Reduktion der französischen Kernkraftwerksleistung bis 2030 um 13 Gigawatt wäre also schon allein aus wirtschaftlichen Erwägungen sinnvoll. Steigen die Kosten, die für die Laufzeitverlängerung von Kernkraftwerken aufgebracht werden müssen, so erhöht sich der Anteil der Kraftwerksleistung, für die eine Laufzeitverlängerung wirtschaftlich nicht rentabel wäre.

Die Stromgestehungskosten der Kernkraftwerke mit verlängerter Laufzeit sind in hohem Maße abhängig vom Auslastungsgrad der Reaktoren. Die Kosten der Laufzeitverlängerung sind mit den Kosten für Windkraft und Photovoltaik vergleichbar.

Ausgehend von den Daten des französischen Rechnungshofes würden die Stromgestehungskosten der Kernkraftwerke mit verlängerten Laufzeiten bei

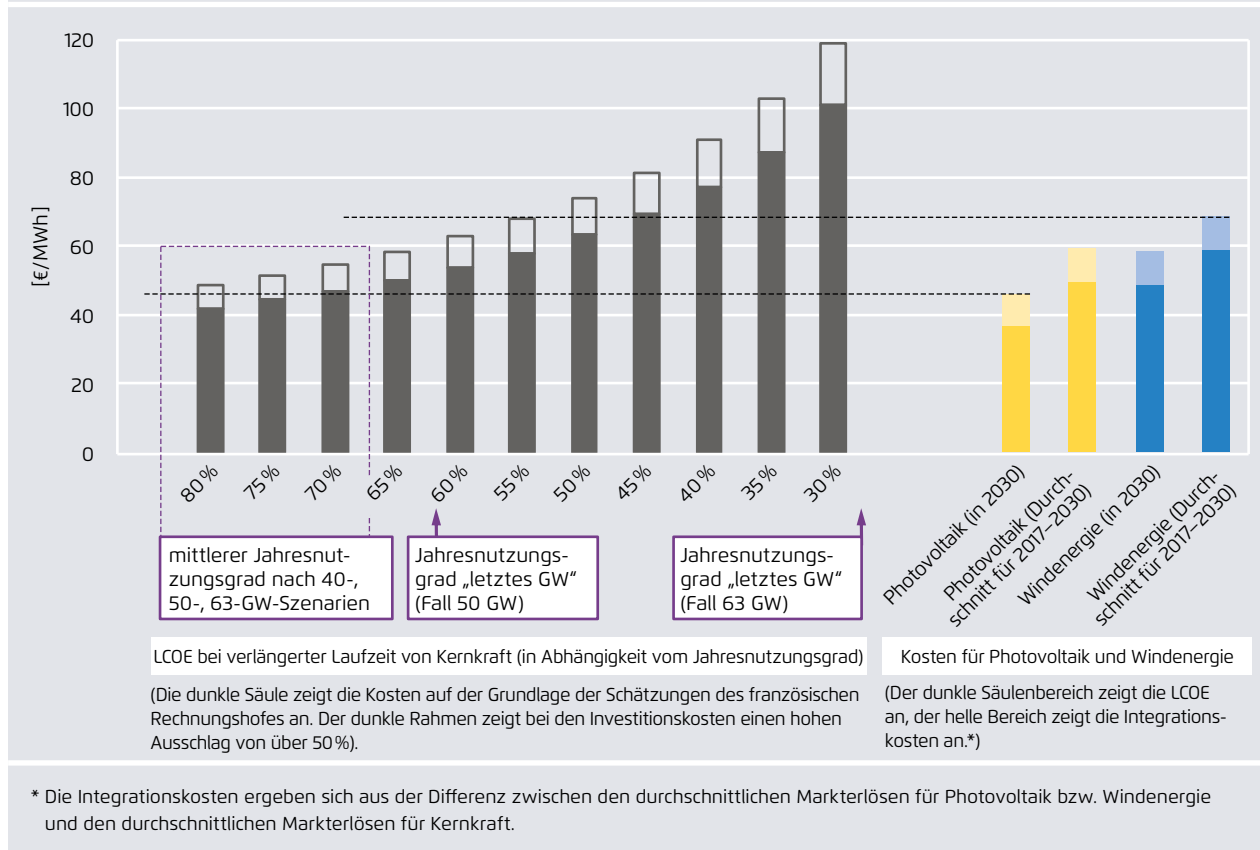
42 Euro je Megawattstunde¹² liegen. Dabei wurde eine Kraftwerksauslastung in Höhe von 80 Prozent unterstellt, was etwa 7.000 Volllaststunden pro Jahr entspricht und mit den heutigen Laufzeiten vergleichbar ist. Bei um 50 Prozent erhöhten Kosten für die Laufzeitverlängerung würden die Stromgestehungskosten 49 Euro je Megawattstunde betragen (siehe Abbildung Z5).

In allen betrachteten Szenarien ist bis 2030 eine Senkung der durchschnittlichen Kernkraftwerksauslastung zu verzeichnen. Die Auslastung reicht

¹² Die höhere Variante geht davon aus, dass die Kosten für eine Verlängerung um 50 Prozent höher sind als die Annahmen des Rechnungshofes. Sie soll die technischen und wirtschaftlichen Unwägbarkeiten im Falle der Laufzeitverlängerung von Kernkraftreaktoren verdeutlichen sowie die Kostenunterschiede bei Reaktoren je nach Alter und Alterungsrate reflektieren. Für eine ausführlichere Darstellung der Fragen zur Laufzeitverlängerung des französischen Kernkraftwerksparks siehe Rüdinger, A.; Colombier, M.; Berghmans, N.; Criqui, P.; Menanteau, P., 2017.

Stromgestehungskosten (LCOE) für Kernenergie gemäß dem Jahresnutzungsgrad der Reaktoren im Vergleich zu den Stromgestehungskosten für Erneuerbare Energien

Abbildung Z5



von 79 Prozent bei 40-Gigawatt-Kernkraftwerken bis 71 Prozent bei 63-Gigawatt-Kraftwerken. Somit schwanken in Abhängigkeit von der Auslastung die Stromgestehungskosten bei verlängerter Laufzeit zwischen 42 und 55 Euro je Megawattstunde. Die Auslastung des „letzten installierten Gigawatts an Leistung“¹³ nimmt viel stärker ab und erreicht bei einer installierten Kernkraftleistung von 63 Gigawatt nur noch 27 Prozent, bei 50 Gigawatt sind es 64 Prozent und bei 40 Gigawatt 77 Prozent. Die Stromgestehungskosten des letzten Gigawatts bei 63 Gigawatt installierter Kernkraftleistung lägen deutlich höher,

nämlich zwischen 100 und 120 Euro je Megawattstunde. Damit wären die Kosten zwei- bis dreimal so hoch wie bei Windkraft oder Photovoltaik.

Ein Vergleich der Stromgestehungskosten der Kernenergie mit den Erzeugungskosten für Erneuerbare Energien, unter der Berücksichtigung der witterungsbedingt schwankenden Erlöse¹⁴, zeigt, dass für den Zeitraum von 2017 bis 2030 ein Kernkraftwerk mit einer durchschnittlichen jährlichen Auslastung von

13 Diese Auslastung errechnet sich aus dem Vergleich von 63 Gigawatt und 62 Gigawatt jährlicher Stromerzeugung aus Kernkraft (und durch den Vergleich der 50- und 49-Gigawatt-Szenarien sowie der 40- und 39-Gigawatt-Szenarien).

14 Bei dieser Annäherung wurde die Differenz der Erlöse zwischen der witterungsabhängigen Erneuerbaren Erzeugung und der steuerbaren Stromerzeugung aus Kernkraft berücksichtigt. Diese Differenz wird zuweilen den Erneuerbaren Energien als eine der Komponenten der Integrationskosten zugeschrieben (neben den Netz- und Ausgleichskosten). Siehe auch Agora Energiewende (2015): *Coûts d'intégration de l'éolien et du solaire photovoltaïque*.

weniger als 55 Prozent (dies entspricht 4.820 Stunden pro Jahr) höhere Kosten verursacht als eine alternative Stromerzeugung mit Solarenergie (siehe Abbildung Z5).

Im Jahr 2030 könnte ein Kernkraftwerk, dessen Auslastung unter 75 Prozent sinkt, höhere Stromproduktionskosten verursachen als eine Photovoltaik-Freiflächenanlage. Daraus lässt sich für die französische Diskussion ableiten, dass Investitionen in Erneuerbare Energien bis zu einem Anteil von 40 Prozent wirtschaftlich sinnvoll sind. Darüber hinaus liegen die Kosten der Erneuerbaren Energien auf einem ähnlichen Niveau wie die Kosten für die Laufzeitverlängerung von Kernkraftwerken. Bei einem Anteil von 40 Prozent an der Stromerzeugung beträgt die Differenz zwischen den durchschnittlichen Markterlösen für Wind- und Solarstrom im Vergleich zu Strom aus Kernenergie weniger als 10 Euro je Megawattstunde.

Wenn Deutschland seine Klimaziele bis 2030 erreichen will, muss es seine Kohlestromerzeugung halbieren und den Erneuerbare-Energien-Anteil am Stromverbrauch auf mindestens 60 Prozent erhöhen

Die Stromerzeugung in Deutschland wird aktuell von Kohlekraftwerken dominiert.¹⁵ 2016 entfiel ein Anteil von 40 Prozent an der Stromerzeugung in Deutschland auf Kohle. Die CO₂-Emissionen im deutschen Stromsektor betragen im Jahr 2016 306 Megatonnen CO₂. Dies entspricht 472 Gramm CO₂ je Kilowattstunde. Im Vergleich zu Frankreich mit 53 Gramm CO₂ je Kilowattstunde verursacht somit jede Kilowattstunde Strom in Deutschland die neunfache CO₂-Menge. Will Deutschland seine Klimaziele bis zum Jahr 2030 erreichen, muss es seinen Kohleanteil in der Stromerzeugung um die Hälfte reduzieren. Damit

würden die Emissionen der Stromerzeugung bis 2030 auf unter 160 Megatonnen CO₂ sinken.

Mit Blick auf die Herausforderungen für den Klimaschutz in Deutschland sollten die Anzahl der Kohlekraftwerke sowie deren Auslastung (Volllaststunden) bis zum Jahr 2030 deutlich reduziert werden. Dabei würde ein beschleunigter Ausstieg aus der Kohle die verbleibenden deutschen Kohlekraftwerke nicht notwendigerweise belasten, denn die Erhöhung der Börsenstrompreise würde die Margen für die verbleibenden Anlagen vergrößern.

Ebenso wie mehrere andere Studien¹⁶ zeigt auch unsere Analyse, dass die Stilllegung von Kohlekraftwerken zum Ende ihrer technischen Lebensdauer (45 Betriebsjahre¹⁷) nicht ausreicht, um die Reduktionsziele im deutschen Stromsektor rechtzeitig bis 2030 zu erreichen. Dies gilt auch bei einem Anstieg der CO₂-Preise auf 30 Euro je Tonne CO₂ (siehe Abbildung Z6). Ein CO₂-Preis von 50 Euro je Tonne CO₂ im Jahr 2030 würde Deutschland seinen Klimazielen zwar näherbringen, böte allerdings keine Garantie für das Erreichen der Ziele. Daher ist ein beschleunigter, regulativer Ausstieg aus der Kohleverstromung unerlässlich.

Als Ausgleich für den notwendigen Rückgang der Kohlestromerzeugung hat Deutschland entweder die Möglichkeit, den Ausbau der Erneuerbaren Energien stärker voranzutreiben oder – wenn der Ausbau ausbleiben sollte – höhere Stromimporte zu akzeptieren. Um die Klimaziele einzuhalten und gleichzeitig die Stromhandelsbilanz ausgeglichen zu halten, sollte Deutschland den Kohleausstieg an eine Steigerung des Erneuerbare-Energien-Ausbaus auf einen Anteil

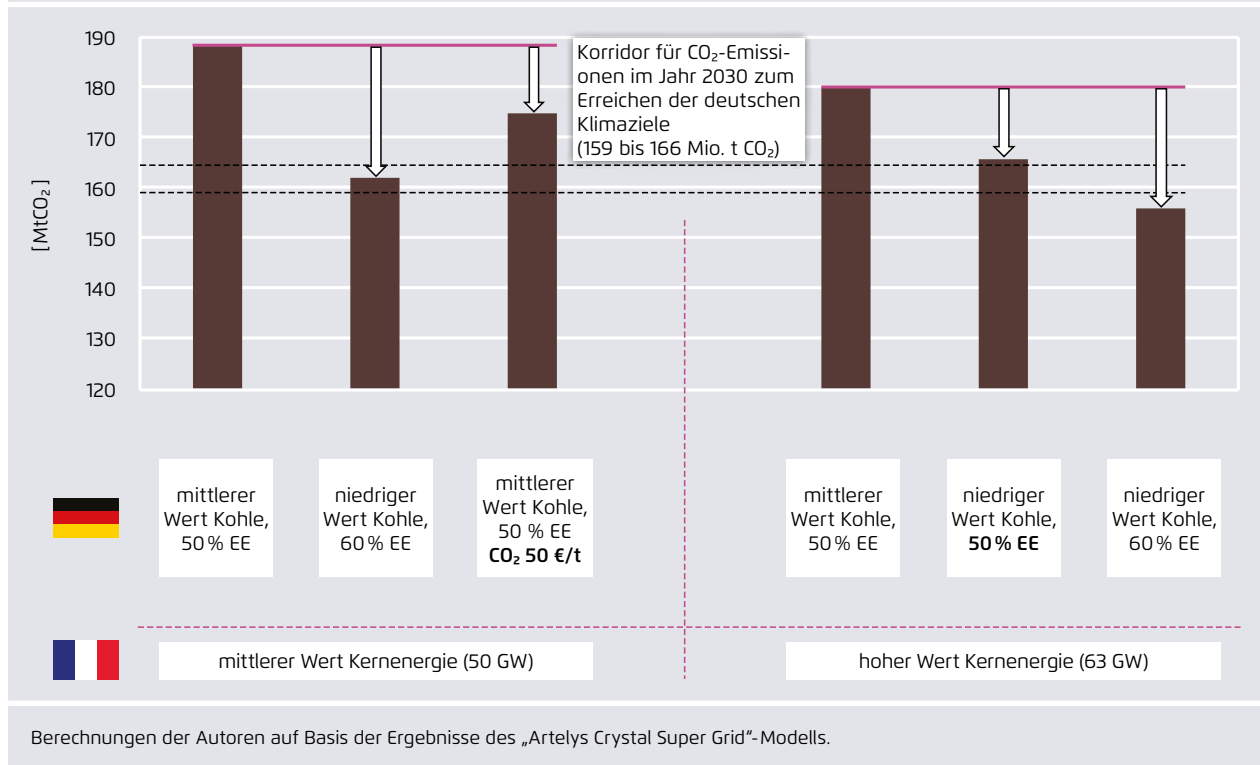
15 2016 betrug die installierte Gesamtkapazität, Braun- und Steinkohle zusammengenommen, rund 50 Gigawatt, davon 21 Gigawatt Braunkohle und 28 Gigawatt Steinkohle.

16 Agora Energiewende (2016): *Eleven principles for a consensus on coal. Concept for a stepwise decarbonisation of the German power sector*; UBA (2017): *Kohleverstromung und Klimaschutz bis 2030*; SRU (2017): *Kohleausstieg jetzt einleiten*; Greenpeace (2017): *Klimaschutz durch Kohleausstieg*.

17 Annahme der deutschen Übertragungsnetzbetreiber im Netzentwicklungsplan Strom 2017 (Szenario NEP B 2017).

CO₂-Emissionen in Deutschland im Jahr 2030 nach unterschiedlichen Szenarien, gemäß Entwicklung des jeweiligen Strommixes in Frankreich und Deutschland

Abbildung Z6



von 60 Prozent am Stromverbrauch koppeln. Die von der neuen Bundesregierung geplante Anhebung des Ausbauziels auf einen Anteil von 65 Prozent am Stromverbrauch weist somit in die richtige Richtung. Würde Deutschland seine Ausbauziele für Erneuerbare Energien nicht auf deutlich über 50 Prozent anheben, so könnte es seine Klimaziele nur erreichen, wenn Frankreich einen Kernkraftwerkspark mit 63 Gigawatt aufrechterhält. Diese Option würde die jährliche Stromhandelsbilanz stark verändern: Die deutschen Nettoimporte würden im Jahr 2030 41 Terawattstunden erreichen.

Ein Kohleausstieg würde den Strompreis für die deutschen Verbraucher im Verhältnis zum Referenzmodell nur leicht erhöhen, insbesondere wenn der Ausstieg durch erhöhte Ausbauziele für Erneuerbare Energien ausgeglichen wird. Der von der neuen Bundesregierung geplante stärkere Ausbau der Erneuerbaren Energien sichert also Deutschland nicht nur eine aus-

geglichenere Handelsbilanz, sondern trägt auch dazu bei, dass die Börsenstrompreise weniger stark steigen, was den Großverbrauchern zugutekommt.

Im Vergleich zu den Kosten, die die Stromverbraucher in Deutschland momentan für die Finanzierung der Erneuerbaren Energien über die EEG-Umlage aufbringen¹⁸, würden die gesamten Mehrkosten für den zusätzlichen Erneuerbare-Energien-Ausbau mit circa 400 Millionen Euro bis 2030¹⁹ bescheiden ausfallen. Die Ausweitung des Erneuerbaren-Anteils um 10 Prozentpunkte, also eine Erhöhung von 50 auf

¹⁸ 23,8 Milliarden Euro im Jahr 2018.

¹⁹ Zusatzkosten für den deutschen Verbraucher bei einem beschleunigten Kohleausstiegsszenario und einer Erhöhung des Anteils von Erneuerbaren Energien auf 60 Prozent im Vergleich zu einem wirtschaftlichen Stilllegungsszenario für Kohle und einem Anteil von 50 Prozent Erneuerbarer Energien.

60 Prozent, würde die EEG-Umlage für nicht privilegierte Stromverbraucher nur um 0,1 Cent je Kilowattstunde erhöhen.

Unterschiedliche Strategien der beiden europäischen Hauptstromexporteure in Bezug auf die zukünftige Stromhandelsbilanz

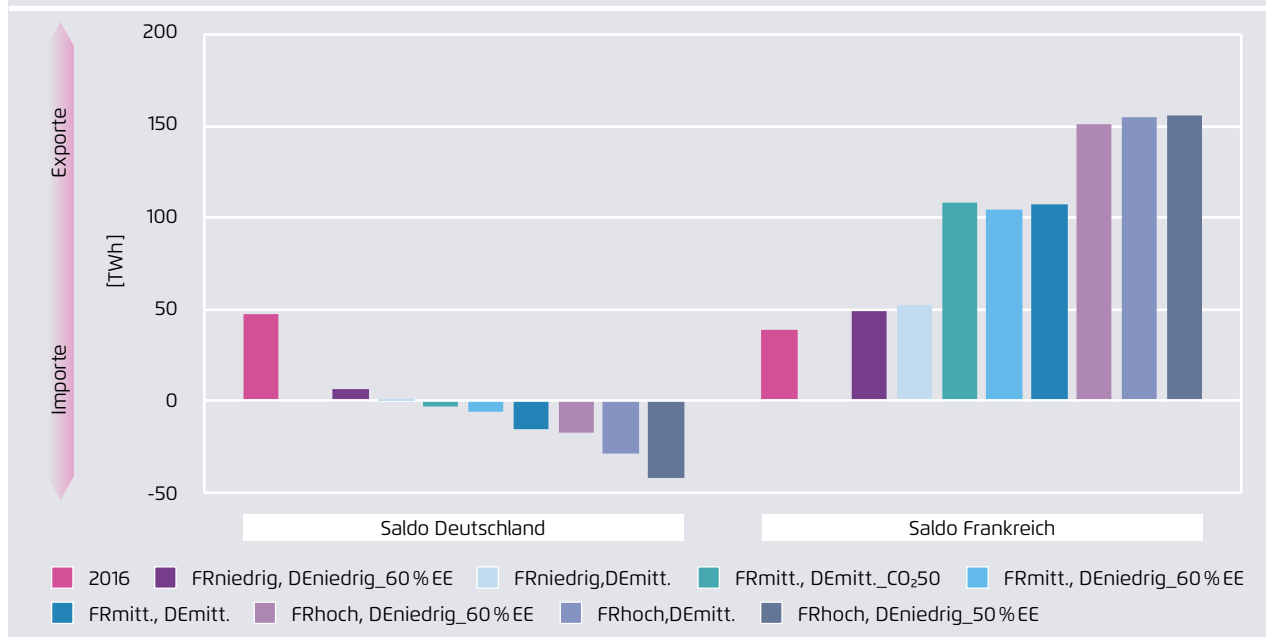
Die Reduktion der deutschen Kohlestromerzeugung bis 2030 würde in allen betrachteten Szenarien zu einem Abschmelzen des aktuellen Exportüberschusses führen (siehe Abbildung Z7). Deutschland würde je nach Tag und Jahreszeit aufgrund der fluktuierenden Erzeugung der Erneuerbaren Energien Strom importieren beziehungsweise exportieren. In Abhängigkeit davon, wie die französischen Entscheidungen zur Kernenergie ausfallen, könnte die deutsche Stromhandelsbilanz somit stärker exportbeziehungsweise importlastig ausfallen. Mit der Anhebung des Erneuerbare-Energien-Ausbauziels in Deutschland sind allerdings Szenarien mit leichten

Exportüberschüssen oder ausgeglichener Strombilanz wahrscheinlicher als Szenarien mit hohen Importsalden. Dies gilt insbesondere dann, wenn Frankreich seine Kernenergiekapazität reduziert.

Die Laufzeitverlängerung für große Teile des französischen Kernkraftwerksparks bei gleichzeitigem Ausbau der Erneuerbaren Energien würde bedeuten, dass Frankreich eine Strategie mit massiven Stromexporten verfolgen würde. Würde die Kernkraftkapazität von aktuell 63 Gigawatt auf 40 Gigawatt reduziert, läge der Exportüberschuss Frankreichs, ähnlich wie heute, bei etwa 50 Terawattstunden pro Jahr. Kapazitäten, die 40 Gigawatt übersteigen, würden fast vollständig für Stromexporte genutzt werden. Bei einer Kernkraftkapazität von 50 Gigawatt zöge dies einen Exportsaldo von 110 Terawattstunden pro Jahr nach sich. Falls die Erzeugungskapazitäten auf dem derzeitigen Niveau von 63 Gigawatt verharren, so stiege der Exportsaldo auf nahezu 150 Terawattstunden pro Jahr.

Stromhandelsbilanzen von Deutschland und Frankreich (in TWh) nach unterschiedlichen Szenarien für 2030 im Vergleich zu 2016

Abbildung Z7



Ergebnisse des „Artelys Crystal Super Grid“-Modells.

Ein größerer französischer Kernkraftwerkspark hätte auf deutscher Seite deutliche Auswirkungen: Die durchschnittlichen Strompreise in Deutschland würden zum Beispiel in den Szenarien mit höheren französischer Kernenergiekapazitäten (63 Gigawatt) um 5 Euro je Megawattstunde niedriger ausfallen als in den Szenarien mit weniger Kernenergie in Frankreich (40 Gigawatt).

Drei Politikstrategien müssen für das Erreichen der europäischen Klimaziele koordiniert werden: Der Kohleausstieg, die Anpassung des Kernenergie und die CO₂-Bepreisung für die Stromerzeugung

Die Entscheidungen Frankreichs und Deutschlands im Hinblick auf den Umbau ihrer Stromsektoren sowie bezüglich einer möglichen Einführung einer

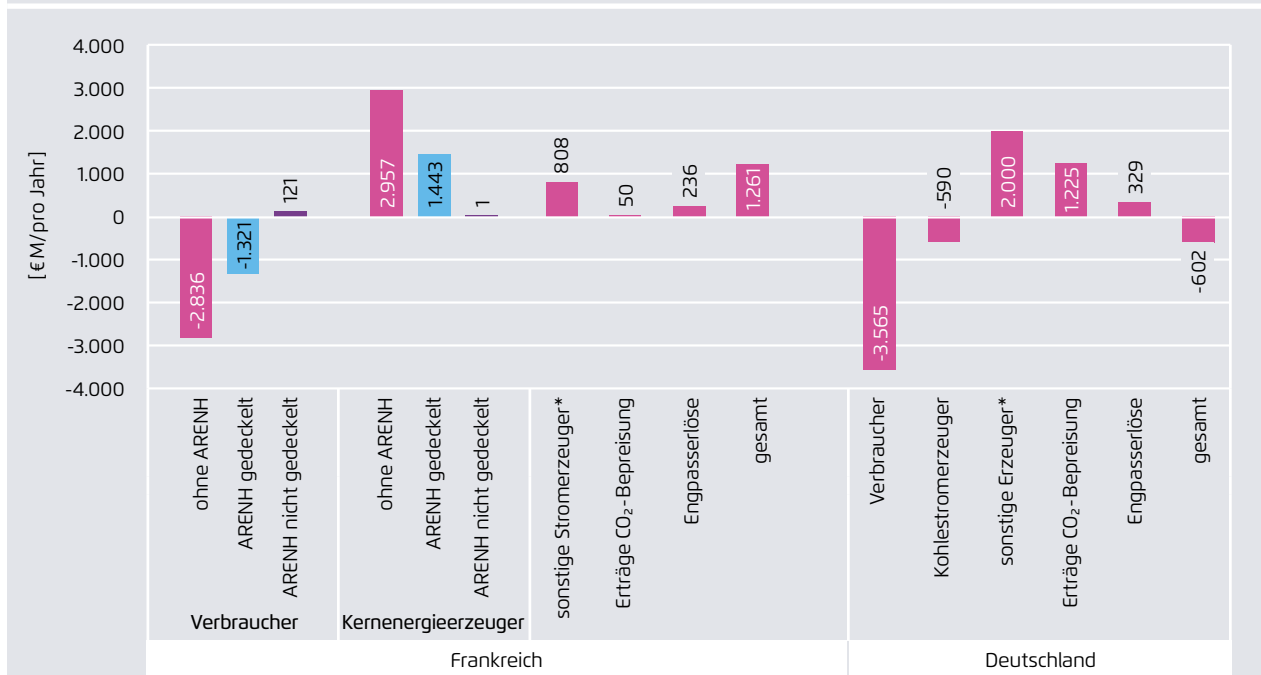
CO₂-Bepreisung für die Stromerzeugung werden erhebliche Auswirkungen auf die Erreichung der europäischen Klimaziele haben.

Die Erhaltung der aktuellen Kernenergiekapazitäten in Frankreich würde dazu beitragen, die CO₂-Emissionen der Europäischen Union durch eine deutliche Erhöhung der französischen Stromexporte zu reduzieren. Derartige Strategien bergen jedoch erhebliche wirtschaftliche Risiken, insbesondere dann, wenn sie nicht mit dem Ausbau von Interkonnektoren und der Schaffung einer wirksamen CO₂-Bepreisung in Europa einhergehen. Mögliche Fehlinvestitionen und mangelnde Wirtschaftlichkeit müssten letztendlich die französischen Verbraucher zum Beispiel über Kapazitätsmechanismen tragen.

Deutschland kann seine Klimaziele im Stromsektor ebenfalls erreichen, indem es eine Verminderung der

Verteilungseffekte im Falle einer Erhöhung der CO₂-Bepreisung von 30 auf 50 €/t CO₂ in Frankreich und Deutschland

Abbildung Z8



* Stromerzeugungstechnologien außer Kernenergie, Stein- und Braunkohle, Solarenergie, Offshore- und Onshore-Windenergie. Berechnungen der Autoren auf Basis der Ergebnisse des „Artelys Crystal Super Grid“-Modells.

Kohleverstromung durch einen stärkeren Ausbau der Erneuerbare Energien kompensiert. Alternativ könnte die Kompensation durch eine Ausweitung der Stromimporte erfolgen. Die aktuelle politische Entwicklung in Deutschland verdeutlicht, dass die Tendenz klar in Richtung eines schnellen Ausbaus der Erneuerbaren Energien geht. Die Erlöse der deutschen Stromerzeuger und damit die Refinanzierung der Erneuerbaren Energien wären jedoch von einer stark exportorientierten Strategie Frankreichs betroffen.

Auf europäischer Ebene stellt eine wirksame CO₂-Bepreisung ein wichtiges Instrument zur Dekarbonisierung des Stromsektors dar. Die Anhebung der CO₂-Preise hätte jedoch erhebliche Verteilungswirkungen zwischen den Marktakteuren, den Verbrauchern und auch zwischen den Ländern zur Folge. Insgesamt würde Frankreich Gewinne in Höhe von 1,2 Milliarden Euro erzielen, Deutschland würde im Rahmen der Umverteilung hingegen Verluste in Höhe von 600 Millionen Euro verbuchen. Die Verteilungswirkung macht deutlich, dass ein gemeinsames politisches Agieren notwendig ist, um politisch tragfähige Kompromisse zu erzielen (siehe Abbildung Z8). Diese Umverteilung zwischen Kohlestromerzeugern und Kernkraftwerksbetreibern sowie zwischen Deutschland und Frankreich erklärt zu großen Teilen die unterschiedlichen Positionen der französischen und deutschen Akteure zur CO₂-Bepreisung.²⁰

20 Die Umverteilungseffekte können jedoch teilweise begrenzt werden. Zusätzliche Einnahmen für die Staatshaushalte durch den CO₂-Preis, können als Entschädigung für die von höheren CO₂-Preisen betroffenen Unternehmen wieder ausgeschüttet werden. In Deutschland werden die zusätzlichen Einnahmen auf 1,2 Milliarden Euro im Jahr 2030 geschätzt. Auf französischer Seite wurde der ARENH-Mechanismus für den „regulierten Zugang zu Strom aus Kernkraftwerken“ eingeführt (ARENH = accès régulé à l'électricité nucléaire historique), der für einen Teil der Kernenergieerzeugung (100 Terawattstunden) eine Preisdeckelung auf 42 Euro je Megawattstunde für den Verkauf an alternative Stromanbieter vorsieht. Für den Fall, dass diese Preisregulierung an die Endkunden weitergegeben wird, reduziert sie die Kosten für die französischen Verbraucher, indem sie den Gewinn der Kernkraftwerksbetreiber durch die höheren CO₂-Preise begrenzt.

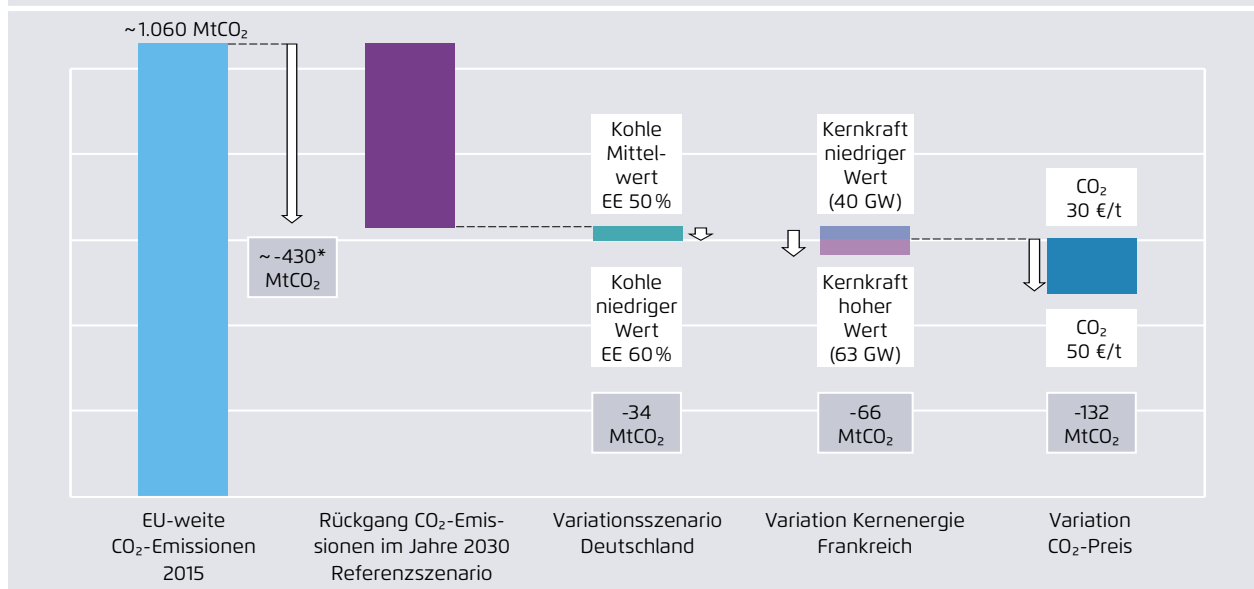
Wenn eine europäische Energieunion Realität werden soll, müssen nationale Energiewendestrategien mit den Strategien der europäischen Nachbarn abgestimmt werden: Die Schlussfolgerungen

Die Transformation der Stromsysteme in Frankreich und in Deutschland ist in einen breiteren europäischen Rahmen eingebettet, dessen Ziele die Reduktion der CO₂-Emissionen, der Ausbau der Erneuerbaren Energien, die Steigerung der Energieeffizienz und die Stärkung des Energiebinnenmarktes sind. Vor diesem Hintergrund müssen die Mitgliedsstaaten der Europäischen Union im Rahmen ihrer nationalen Strategien die zunehmende Verflechtung ihrer Energiesysteme berücksichtigen. Frankreich und Deutschland nehmen hierbei aufgrund ihrer zentralen geografischen Lage im europäischen Stromnetz eine entscheidende Rolle ein. Ihre Entscheidungen zum Umbau ihrer Stromsysteme werden wesentlichen Einfluss darauf haben, inwieweit die europäischen Energie- und Klimaziele erreicht werden können.

Wie unsere Studie zeigt, sind Investitionen zur Laufzeitverlängerung des französischen Kernkraftwerks-parks mit Kapazitäten von mehr als 50 Gigawatt nicht wirtschaftlich, selbst wenn eine deutliche Verstärkung der Exportabsatzmärkte angenommen wird. Das sollte bei den Strategien zur Weiterentwicklung der französischen Kernenergie vollumfänglich berücksichtigt werden. Die grenzüberschreitenden Wechselwirkungen zwischen Erneuerbare-Energien-Ausbau, Wirtschaftlichkeit von Investitionen in den Erzeugungspark und Einführung von CO₂-Preisen sollten im Einzelnen erforscht werden. Darüber hinaus sollte ein Rückgang der Kernenergiekapazitäten in Frankreich mit einem Anstieg des europäischen CO₂-Preises oder der Verabschiedung eines Kohleausstiegsplan in Deutschland verbunden werden, um negative Auswirkungen auf die europäische CO₂-Bilanz zu vermeiden. Die Halbierung der Kohlestromerzeugung in Deutschland würde den Exportüberschuss des Landes verringern und den Umfang der Stromimporte erhöhen, falls nicht gleichzeitig die Erneuerbaren Energien

Rückgang der CO₂-Emissionen in Europa zwischen 2015 und 2030 gemäß den unterschiedlichen Szenarien

Abbildung Z9



*Beim angenommenen Rückgang bis 2030 handelt es sich um eine Schätzung, die sich insbesondere an die Höhe der Emissionen aus der Stromerzeugung mittels Kraft-Wärme-Kopplung in den verschiedenen europäischen Ländern annähert. ECF (2017), Eurostat, TYNDP (2016), Berechnungen der Autoren auf Basis der Ergebnisse des „Artelys Crystal Super Grid“-Modells.

weiter ausgebaut werden (siehe Abbildungen Z7 und Z10). Die zunehmende Vernetzung der europäischen Stromsysteme führt dazu, dass die wechselseitigen Auswirkungen politischer Maßnahmen zunehmen. Dadurch wären die Markterlöse der deutschen Stromerzeuger und die nationalen CO₂-Emissionen in Deutschland stärker den Entscheidungen seiner Nachbarländer ausgesetzt. In ähnlicher Weise würde für Frankreich ein schnellerer Ausbau der Erneuerbaren Energien in Europa die französische Kernenergieerzeugung beeinflussen und so das Risiko von *Stranded Investments* bei der Kernenergie erhöhen.

Eine schnelle Entscheidung zu den nationalen Strategien – zur Rolle der Kernenergie in Frankreich und zur Rolle der Kohlestromerzeugung in Deutschland – würde die Vereinbarkeit der Ansätze beider Länder vereinfachen. Bei der Ausarbeitung dieser nationalen Strategien sollten beide Länder eng zusammenarbeiten, insbesondere um den grenzüberschreitenden Auswirkungen Rechnung zu tragen. Diese enge Konsultation wäre im Einklang mit dem Vorschlag

der EU Kommission zu einer Verordnung über das *Governance-System* der Energieunion. Zukunftsorientierte, gründliche Analysen zum Thema können den Weg für einen transparenten und offenen Dialog zu den nationalen Strategien der beiden Nachbarländer im Stromsektor ebnen.

Nach konkreter Ausarbeitung dieser Strategien könnten Frankreich und Deutschland auf deren Grundlage neue gemeinsame Maßnahmen im Sinne einer Energiewende auf bilateraler, regionaler oder europäischer Ebene ergreifen. Denkbare gemeinsame Maßnahmen wären beispielsweise die engere Zusammenarbeit beim Ausbau der Erneuerbare-Energien-Kapazitäten und der Interkonnectoren oder auch eine politische Initiative für eine stärkere CO₂-Bepreisung bei der Stromerzeugung. Dabei könnten Deutschland und Frankreich eine entscheidende Rolle im Ringen um politische Lösungen spielen, die zu einer konkreten Verwirklichung der Energiewende in ganz Europa führen würden. So würde diese Umgestaltung im Zentrum einer Neuausrichtung des Projekts Europa stehen.

Tagesaktuelles Saldo des internationalen Stromhandels in Deutschland und Frankreich
 bei 60% Erneuerbare Energien in Deutschland und 63 GW Kernenergie in Frankreich

Abbildung Z10

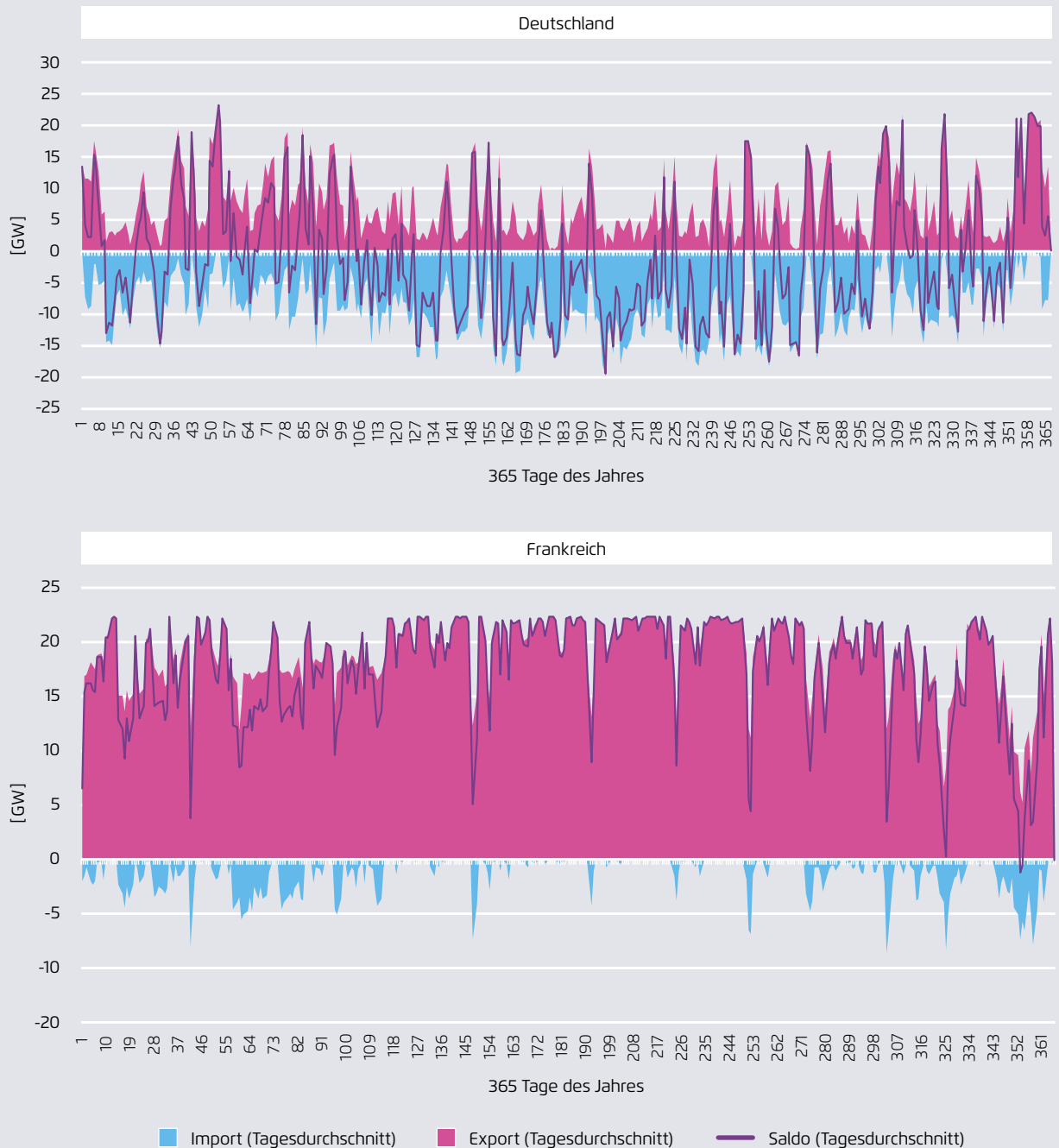


Abbildung der Autoren. Diese Abbildung zeigt tagesaktuell die Salden des Stromhandels in Frankreich und Deutschland im Fall eines erhöhten französischen Kernenergieanteils (63 GW) und eines deutschen Kohleausstiegs gekoppelt an eine Erhöhung des Erneuerbare-Energien-Anteils auf 60% in Deutschland. Der deutsche Stromhandel (oben) ist im Jahresverlauf abwechselnd zwischen Export und Import orientiert; der französische Stromhandel hingegen ist fast ausschließlich exportorientiert.

Executive summary

France and Germany face common challenges: the integration of renewable energy production, along with the resizing of their conventional power production fleet.

To fight against climate change, France and Germany have both engaged in major transformations of their energy systems. In the electricity sector, both countries have different starting points inherited from past decisions. In addition, the future role envisioned for nuclear energy differs: Germany has decided to phase out nuclear by 2022, whilst France has decided to reduce its share to 50% of electricity production to diversify its power supply.¹ However, beyond these differences, the French energy transition and the German Energiewende pursue several similar goals in the medium term: increasing renewable energy, improving energy efficiency and increasing the use of electricity in transports and buildings.

By 2030, France and Germany have set ambitious targets for the development of renewable electricity generation: 65% of electricity consumption in Germany and 40% of electricity production in France.² Until now, however, these technologies have developed at different rates in both countries. Germany has actively developed the production of solar photovoltaic and wind power since the early 2000s, whereas France, which has a large hydroelectric fleet, has developed these technologies much more gradually. Yet both countries are now aiming for similar growth rates in wind and solar photovoltaic production by 2030, facilitated by the recent fall in the production costs of these technologies.

1 Meeting these objectives was initially set for 2025. However, the new French government announced in November 2017 that it intended to postpone meeting the target of 50% without specifying a new date.

2 In 2016, renewable energies accounted for 32% of electricity consumption in Germany (36% in 2017) and 17.8% of electricity production in France.

In Germany and many other countries, these technologies are now able to compete against conventional power generation technologies. Their development therefore is increasingly economically motivated. Despite a lower level of development in France, solar and wind energy costs are likely to reach parity with costs in Germany by 2030, given that sunlight and wind patterns are more favourable in France. Based on the latest tenders, average production costs of around 0.04 €/kWh for solar PV, below 0.05 €/kWh for onshore wind³ and 0.06 €/kWh for offshore wind power now seem feasible for new production capacities in Europe. The variable nature of this type of production however poses a challenge to the electrical system, which requires an adaptation of its organization and the development of the appropriate level of flexibility.⁴

While both countries are developing detailed trajectories for the development of renewable energies,⁵

3 This level may seem conservative when compared to the results of recent wind tenders in Germany, which were won by projects requiring an average remuneration level of 0.047 €/kWh for commissioning in 2022. Yet, the level of recent tenders does not necessarily reflect the actual cost of wind projects. Firstly, this price represents a minimum remuneration (which serves as a basis for calculating the monthly remuneration of projects), so that the projects can in principle be remunerated at higher levels over the total lifetime of the installation (by 2045). Furthermore, those projects relying on larger wind turbines face the risk of lower acceptance with the local population. Finally, some observers consider that these very low levels are a reflection of the strategic behaviour of certain actors to win bids.

4 See in particular the study Fraunhofer IWES (2015): *The European Power System in 2030: Flexibility Challenges and Integration Benefits. An Analysis on behalf of Agora Energiewende.*

5 In France, the 2016 Multiannual Energy Plan sets detailed renewable energy development targets for the technology sector for 2018 and 2023, and a new version planned for adoption in 2018 will specify the objective for 2023 and set new ones for 2028. The German renewable energy targets are set in the Renewable Energy Sources Act (EEG Act).

2030 Scenarios for France and Germany Figure ES1

CO ₂ reference price of 30 €/t		High nuclear (63 GW), PPE RES	Medium nuclear (50 GW), PPE RES	Low nuclear (40 GW), PPE RES
	Medium coal* (24,3 GW) RES ~ 50%	✓	✓ + CO ₂ high price €50/t	✓
	Low coal (18,6 GW) RES ~ 60%	✓	✓	✓
	Low coal (18,6 GW) RES ~ 50%	✓		

* A scenario with a coal capacity exceeding 24,3 GW in 2030 in Germany is not considered, as it appears politically and economically improbable (for more details see Agora Energiewende (2016): *Eleven principles for a consensus on coal: Concept for a stepwise decarbonisation of the German power sector.* Agora/Iddri (2018)

there is still uncertainty regarding their strategies for their conventional production fleets, coal in Germany and nuclear in France. These strategies will nevertheless be decisive for achieving the climate and energy objectives of both countries and the European Union. They will also have economic consequences for electricity producers in all sectors and on the evolution of the international electricity trade.

Eight intersecting scenarios for 2030 studied for France and Germany

To shed light on the debate, this study provides a detailed exploration of the consequences for the European electricity system resulting from eight different intersecting scenarios regarding the size of the conventional power fleets in France and Germany in 2030, modelled for 10 weather years (see Figure ES1). Each of these variants considers a set of realistic assumptions regarding the evolution of other parameters of the sector.

Electricity consumption is stabilizing in Europe as energy efficiency gains accelerate, counterbalancing the electrification of new uses. Renewable energies are growing in line with national objectives. New interconnectors and other flexibility solutions for the integration of renewable energies are developing at an ambitious but realistic pace.⁶ The cost of CO₂ for the whole of Europe is 30 €/tCO₂ for electricity production, except for one scenario where a higher price of 50 €/t CO₂ is set.⁷

Less carbon intensive electricity mixes transformed by the increase in renewable generation in 2030

Renewable energies are progressing significantly in all scenarios considered, reaching 220 TWh/year in France,⁸ 320 TWh/year in Germany in the 50% renewable case and 355 TWh/year in the 60% renewable case.⁹ These levels enable Germany to exceed its current renewable energy target¹⁰ and France to reach it when its nuclear fleet is reduced to 40 GW. Security of supply is guaranteed in all scenarios considered. Thus, in France, the criterion of security of supply as defined by the public authorities¹¹ is verified in all scenarios while no hours of shortage are recorded in Germany. In both countries, all mixes considered for 2030 emit less CO₂ than at

6 In all scenarios, interconnectors assumptions are based on the completion of half of the planned projects in the Ten Year European Network Development Plan 2016, which represents more than a doubling of capacity on the European scale, from 57 to 136 GW.

7 Energy prices are derived from projections of the International Energy Agency's "New Policy" scenario of the *World Energy Outlook* (2015).

8 Compared to 95 TWh in 2016.

9 Compared to 191 TWh in 2016.

10 Renewable energies thus cover 53% of gross electricity consumption in Germany in 2030 in the medium renewable case, and 59% of gross consumption in the high renewable case.

11 In France, the criterion of security of supply is fixed at 3 hours of Loss of Load Expectation per year.

present. The increase in variable renewable production leads to greater flexibility in the operation of power plants means, including nuclear, and is facilitated by the development of additional flexibility solutions for the electrical system.

The cost of renewable energy will continue decline, but the ability of renewables to cover their cost with market revenues will depend on the resizing of conventional power plant capacities and the CO₂ price

The cost of renewables has fallen sharply in recent years. Nevertheless, the current low market price of electricity, which could persist, limits its ability to cover its investment costs with electricity market revenues. This is one of the arguments that today justifies keeping support schemes for renewable producers, without which few investments in new capacity would happen. In 2030, the ability for power producers to cover their costs from the power market will therefore depend on the evolution of these costs, but also on the evolution of market prices. Our study shows that the evolution of these market prices will be closely linked to the choices made on the size of the conventional power plant fleet and the CO₂ price level.

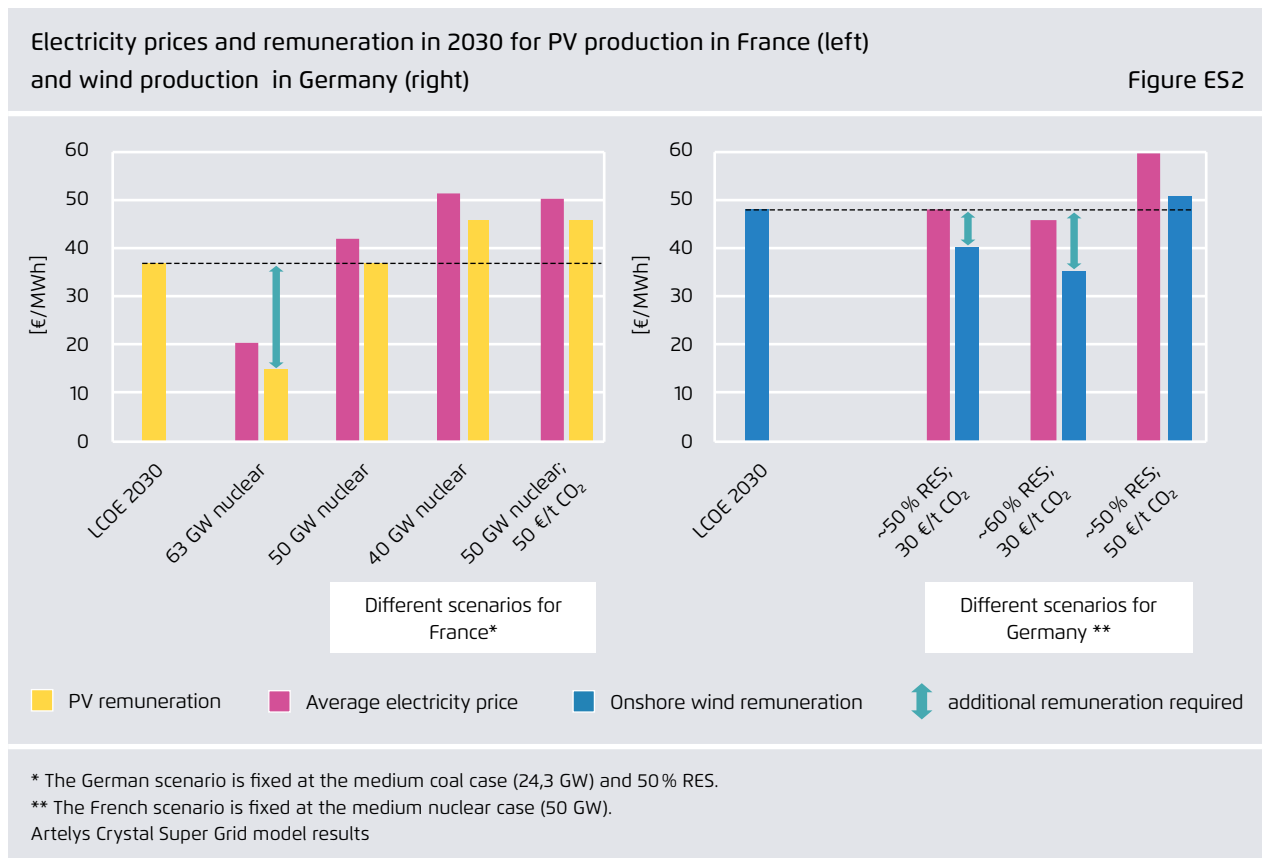
In France, maintaining a nuclear generation capacity of 63 GW reduces the average annual remuneration of solar photovoltaic production to less than 15 €/MWh, well below the levels necessary to cover its cost. When the nuclear fleet is reduced to 40 GW or 50 GW with an increase of the CO₂ price to 50 €/t CO₂, the remuneration of ground-mounted solar PV goes above 45 €/MWh, a price level that would probably allow the costs of new projects to be covered by market revenues at this time horizon. In Germany, ground-mounted solar PV is also close to economic equilibrium in the majority of scenarios considered once the price of CO₂ reaches 30 €/t. According to our assumptions, PV production costs would reach 41 €/MWh and its remuneration would be between

38 €/MWh and 47 €/MWh, depending on the scenarios (for a CO₂ price of 30 €/t), or even 56 €/MWh in a scenario with a CO₂ price of 50 €/t. On the other hand, market prices could remain insufficient to cover the costs of wind power by 2030, in France and Germany alike, except if these costs decrease below 40 €/MWh, or if the CO₂ price rises to 50 €/t. An additional remuneration would therefore continue to be required for wind energy with a CO₂ price of 30 €/t CO₂.

Maintaining high conventional production capacity therefore delays the moment when renewable producers can cover their costs with market revenues. This strong link between the remuneration of renewable energy producers and the composition of the power mix shows the importance of closely coordinating the strategies on conventional power with the rise of renewable energy. An uncoordinated transition would risk raising the cost of support mechanisms for renewable energy borne by final consumers.

The “cannibalization effect” of renewable energies is real but limited by the development of flexibility solutions

The correlation of weather-dependent renewable electricity contributes to the higher decrease of their remuneration compared to other production technologies, when their share in the electricity mix increases (the so-called cannibalization effect). This effect primarily concerns Germany, which targets higher levels of variable renewable energy. The development of additional flexibility solutions however, makes it possible to limit this effect. In the scenarios of this study, the reduction in the remuneration of renewable energies in 2030 compared to the average market prices in Germany remains at levels similar to those projected for the coming years by the grid operator (from -6% to -9% for PV, from -15% to -21% for onshore wind), because the increase in renewable energy capacity coincides with the development of additional interconnection capacities, demand response and storage capacity (pumped-storage and



batteries) and new flexible consumption (electric vehicles, heat pumps). In France, a larger nuclear fleet reinforces the loss of revenue of renewable energy, the decrease being greater for solar photovoltaic production than for onshore and offshore wind power.

In France, maintaining a nuclear capacity of more than 40 GW would increase electricity exports. The profitability of a nuclear fleet over 50 GW would not be guaranteed.

France has a large nuclear fleet of 58 reactors (for a total of 63.1 GW), a large majority of which will have been in operation for 40 years by 2030. An extension of their operation beyond this term is one of the identified options for France and would require significant investment to be carried out. To diversify its electricity production mix, an objective of reducing

the share of nuclear power to 50% in 2025 (compared to 72% in 2016) was approved in 2015 with the French law on energy transition and green growth. In November 2017 the current government announced that it would postpone its nuclear target without establishing a new deadline.

Our study shows that maintaining a nuclear fleet that exceeds 40 GW in 2030 would lead to an increase of the French electricity exports, but also postpone the achievement of the 50% nuclear target to beyond 2030.

Given the planned development of renewable energy in France and Europe, it is not clear whether there will always be sufficient demand to absorb both nuclear and renewable generation. Nuclear energy would therefore need to modulate its production more often, thus reducing its utilization. Although technically possible, this modulation would significantly increase the production costs of extended-life reactors.

In addition, a large nuclear fleet would contribute to the depreciation of electricity market prices and reduce the profitability of reinvesting in the nuclear reactors. In our scenarios, the average selling price of nuclear electricity would reach only 23 €/MWh in 2030 with a nuclear fleet of 63 GW. Resizing the fleet to 50 GW or 40 GW would raise these prices to 42 €/MWh and 52 €/MWh, respectively (see Figure ES3). These results depend on the level of CO₂ and fuel prices, as well as assumptions about electricity interconnectors. For example, the average remuneration of a 50 GW nuclear fleet is increased by 10 €/MWh if the CO₂ price rises from 30 €/t to 50 €/t.

If we make realistic assumptions about electricity consumption, interconnectors capacity and fuel prices, and if we assume that renewable energy are developed as planned, a comparison between the costs of production of extended nuclear reactors and the revenues from the sale of this electricity on the market shows that there is an optimal size for the nuclear fleet that can be estimated based on an

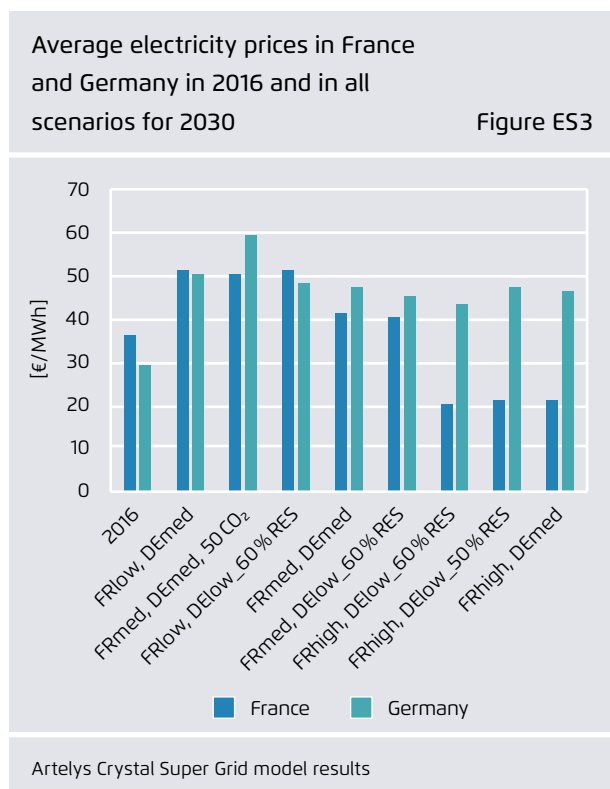
economic criterion. Despite a 60% increase in French export capacity, a doubling of interconnectors capacity in Europe and a CO₂ price of 30 €/t, the profitability of reinvesting to extend the nuclear fleet to above 50 GW would not be ensured in our scenarios.

Nuclear power remuneration (250 € to 313 € kW/year depending on the CO₂ price) would barely cover the fixed cost of extending the reactors to 50 GW (see Figure ES4). In such a context, the decommissioning of up to 13 nuclear GW by 2030 could be carried out on a purely economic basis. A higher reinvestment cost for the extension of the lifetime of nuclear reactors would increase the amount of nuclear capacity that could be phased-out on an economic criterion.

The production cost of extended nuclear power plants is highly dependent on the reactor utilization rate. This cost is comparable to alternative wind and PV technology.

On the basis of data from the French Court of Auditors, the cost of extended nuclear power production would reach 42 €/MWh with an average utilization rate of about 80%. These costs would be increased to 49 €/MWh if there was a 50% increase in the reinvestment cost for nuclear lifetime extension (see Figure ES5)¹².

In all scenarios considered, the average loading factor of the nuclear fleet drops in 2030, by 79% (low nuclear scenario) and down to 71% (high nuclear). At these levels, the average production cost of the extended fleet is between 42 € and 55 €/MWh. The



12 In the high variant scenario we consider that the cost of reinvestment in nuclear reactors is increased by 50% compared to estimates from the Court of Auditors. It aims to illustrate the technical and economic uncertainties surrounding the extension of nuclear reactors and the existence of differences in costs between nuclear reactors according to their age and ageing rate. For a more detailed discussion of the uncertainties about the extension of the French nuclear fleet, see (Rüdinger, A.; Colombier, M.; Berghmans, N.; Criqui, P.; Menanteau, P., 2017)

utilization of the “last installed GW”¹³ decreases even more and reaches only 27% for 63 GW of nuclear, 64% for 50 GW and 77% for 40 GW. The 63rd extended GW would thus have a production cost in the order of 100 € to 120 €/MWh, i.e. two to three times more than the wind or solar alternative.

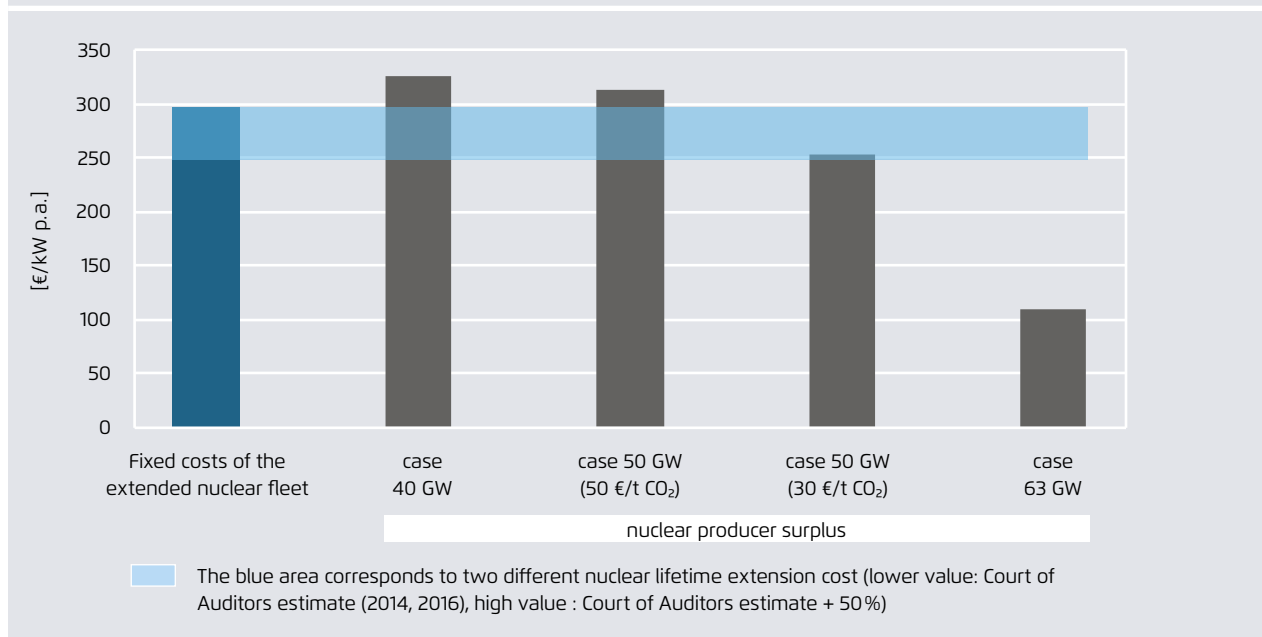
A comparison with renewable production costs, taking into account the difference in value of technologies for the electrical system,¹⁴ shows that an extended nuclear reactor with an average annual

utilization rate of less than 50% (4,820 hours per year) could be more expensive than a solar-based alternative over the entire period 2017–2030 (see Figure ES5). In 2030, a nuclear reactor with a load rate of less than 70% could be more expensive than ground-mounted solar plants. This shows that investing in renewable generation capacity to reach a 40% share is economically viable and can be compared to reinvestment in the nuclear fleet. At these levels of renewable production, the difference in average market remuneration between wind and solar PV production on one side, and nuclear power generation on the other, is below 10 €/MWh.

- 13 This load rate is calculated by comparing the annual nuclear generation of nuclear capacities of, respectively, 63 GW and 62 GW, 50 and 49 GW and 40 and 39 GW to the annual full load production of 1 GW of nuclear power.
- 14 This approach takes into account the difference in market revenues between renewable generation and nuclear generation. This difference is sometimes attributed to renewables as one of the components of the “integration costs” (in addition to network and balancing costs); see in particular “The Integration Costs of Wind and Solar Power”. Agora Energiewende (2015).

Fixed costs of nuclear power production compared to the nuclear producer surplus in different scenarios for 2030

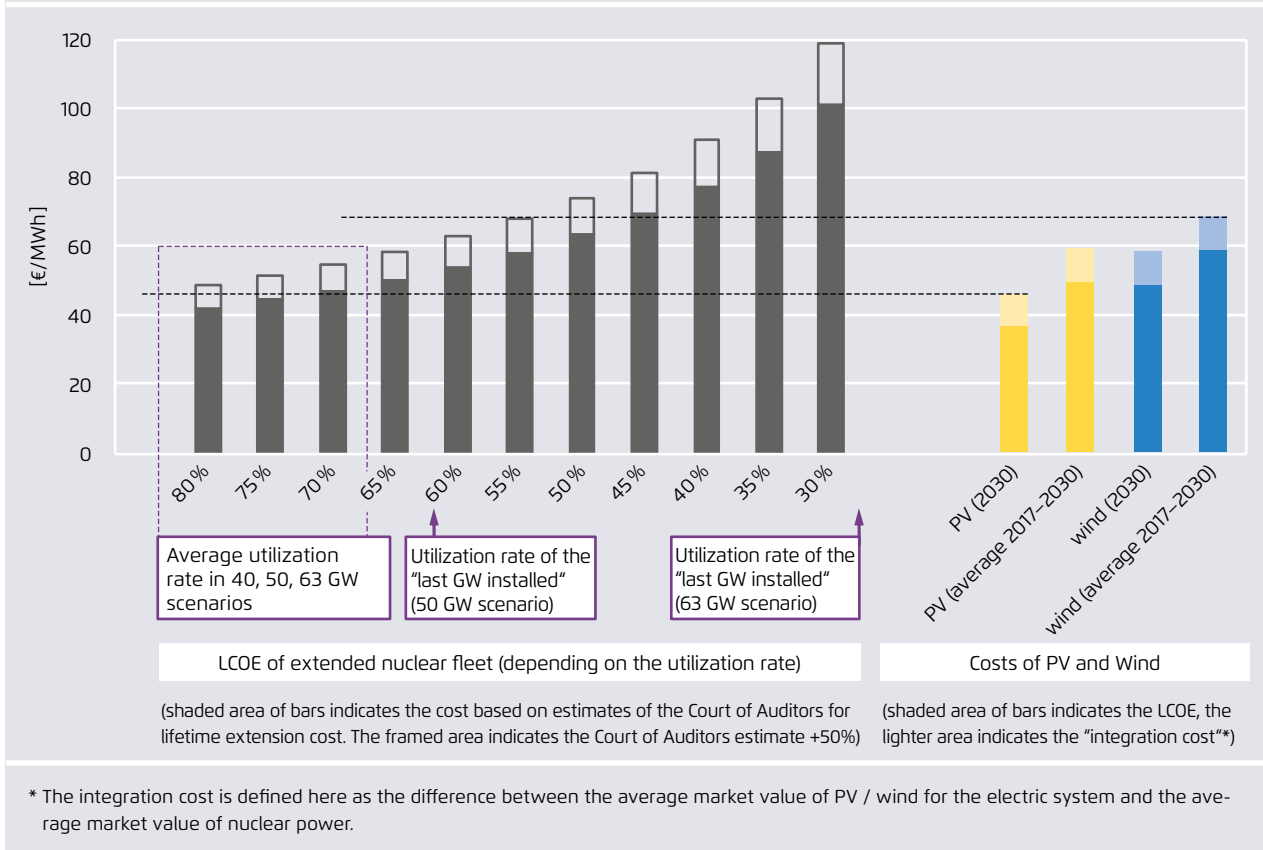
Figure ES4



Artelys Crystal Super Grid model results.

Nuclear generation costs (LCOE) according to the utilization rate of the reactors and compared with the production costs of renewable energy

Figure E55



Achieving German climate goals requires a halving of coal-fired generation by 2030 and raising the national renewable target to at least 60% of electricity consumption

In Germany, electricity production remains dominated by coal-fired power plants,¹⁵ which accounted for 40% of the national electricity production in 2016. As a result of this still very carbon-intensive electricity mix, the CO₂ emissions of the German electricity sector reached 292 Mt CO₂ in 2017 (472 g CO₂/kWh produced), i.e. electricity production with nine times more emissions than France (53g CO₂/kWh produced).

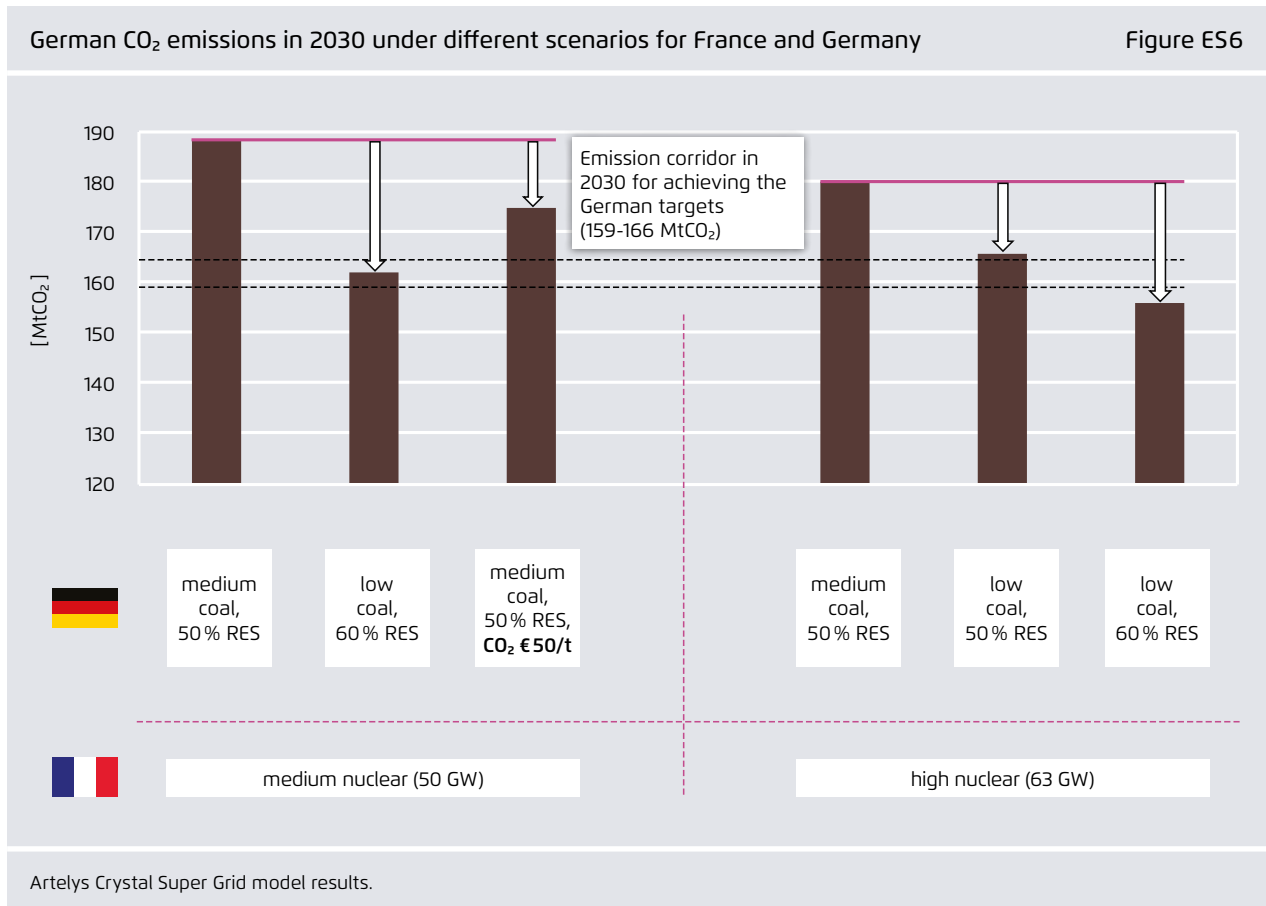
The German climate objective implies a halving of the share of coal in the electricity sector by 2030 to limit emissions from electricity production to less than 160 Mt CO₂ by 2030. The size of the power generation fleet, as well as the utilization rate of the plants, will have to be significantly reduced by this time horizon to reach the country's climatic objectives. An accelerated reduction of coal capacity in Germany would not necessarily affect coal producers, as rising electricity market prices could increase the profit margins of the maintained capacities, despite lower electricity generation.

15 Coal and lignite combined. In 2017, the total installed capacity was around 46 GW (21 GW lignite, 25 GW coal)

In accordance with several recent works,¹⁶ this study shows that the decommissioning rate of coal plants at the end of their technical lifespan – estimated at 45 years¹⁷ of operation – is insufficient to achieve the emission reduction objectives of the German electricity sector by 2030, despite an increase in the price of CO₂ to 30 €/t (see Figure ES6). A CO₂ price of 50 €/t at this time horizon would bring Germany closer to its climate goals, although would not be sufficient for it to reach them. An accelerated coal phase-out strategy is therefore necessary.

To compensate for the decline in coal production, Germany can either increase its development of renewables or increase its electricity imports. A coal phase-out coupled with an increase in the renewable target to 60% of electricity consumption would enable Germany to meet its climate objectives, while maintaining an electricity trade balance close to equilibrium. The new federal government’s target of 65% renewable energy in electricity consumption is thus moving in the right direction. Without raising its renewable targets beyond 50%, Germany could reach the upper limit of its climate objective, but only if France maintains a nuclear fleet of 63 GW. This second option would widen the country’s annual trade balance, making it a net importer of 41 TWh in 2030 or 8% of German domestic consumption.

- 16 Agora Energiewende (2016): Eleven principles for a consensus on coal. Concept for a stepwise decarbonisation of the German power sector. UBA (2017). Kohleverstromung und Klimaschutz bis 2030. SRU (2017). Kohleausstieg jetzt einleiten. Greenpeace (2017). Klimaschutz durch Kohleausstieg.
- 17 Hypothesis made by German transmission system operators in NEP-B.



An accelerated coal phase-out would moderately increase the price of electricity for the German consumer compared to the reference case, especially if offset by increased renewable targets. Indeed, the stronger expansion in renewable energy planned by the new federal government will contribute to the dampening of prices on the electricity wholesale market whilst ensuring that Germany has a more favourable balance of trade in electricity. Nevertheless costs for German consumers will increase slightly (an additional 400 € m by 2030¹⁸), a modest increase compared to the costs borne by the German consumer for the financing of renewable energies through the EEG contribution which amounts to 23.8 billion € for 2018. Increasing the development of renewable energy from 50% to 60% of consumption in 2030 would increase the EEG contribution of household and industry consumers by only 0.1 € cts/kWh on average.

Contrasting strategies in terms of international electricity trade for Europe's two largest electricity exporters

In Germany, the reduction of coal production capacity by 2030 would lead to a rebalancing of the current export balance in all scenarios considered (see Figure ES7). Germany would import and export significant volumes, varying according to the day and season, depending on the availability of renewable energy production. This balance of trade could be slightly export or import-orientated, depending on decisions in France on the future of its nuclear fleet. With the increase of the German government's renewable energy target, scenarios where the country is an exporter or close to having a neutral balance of trade in electricity are now more likely than those where the level of imports increase.

18 Additional cost to the German consumer of an accelerated coal phase out strategy combined with an increase in renewable energy target to 60% in 2030, compared to a scenario of economic decommissioning of coal and 50% renewable energy.

For France, the lifetime extension of a large part of the current nuclear fleet while developing renewable energies at the planned rate would amount to building a strategy for the mass export of electricity to its European neighbours. A nuclear capacity reduced to 40 GW would maintain the export balance of France at levels similar to those of today, i.e. around 50 TWh/year. Beyond this, the additional nuclear generation would almost completely result in increased exports, which would then reach 110 TWh/year when 50 GW of nuclear generation capacity is kept, and nearly 150 TWh/year if the nuclear capacity remains at the current level of 63 GW. A larger nuclear fleet would therefore have a significant impact beyond national borders. For example, average electricity prices in Germany would fall by around 5 €/MWh in "high nuclear" scenarios compared to "low nuclear" scenarios.

Phasing out coal, rescaling the nuclear fleet and increasing the CO₂ price for electricity production. These constitute three levers to articulate in order to achieve European climate objectives

The strategies that will be implemented by France and Germany for the development of their electricity mix, as well as the CO₂ price level for electricity generation will have a decisive impact on the European Union's CO₂ balance, and its ability to achieve its climate goals. Maintaining the current nuclear capacity in France would contribute to a reduction of the EU's CO₂ emissions, through a significant increase in French electricity exports. However, such a choice would be economically risky if it is not linked with the development of the interconnectors capacity and the requisite CO₂ price level in Europe. Potential stranded costs would be ultimately borne by the French citizen.

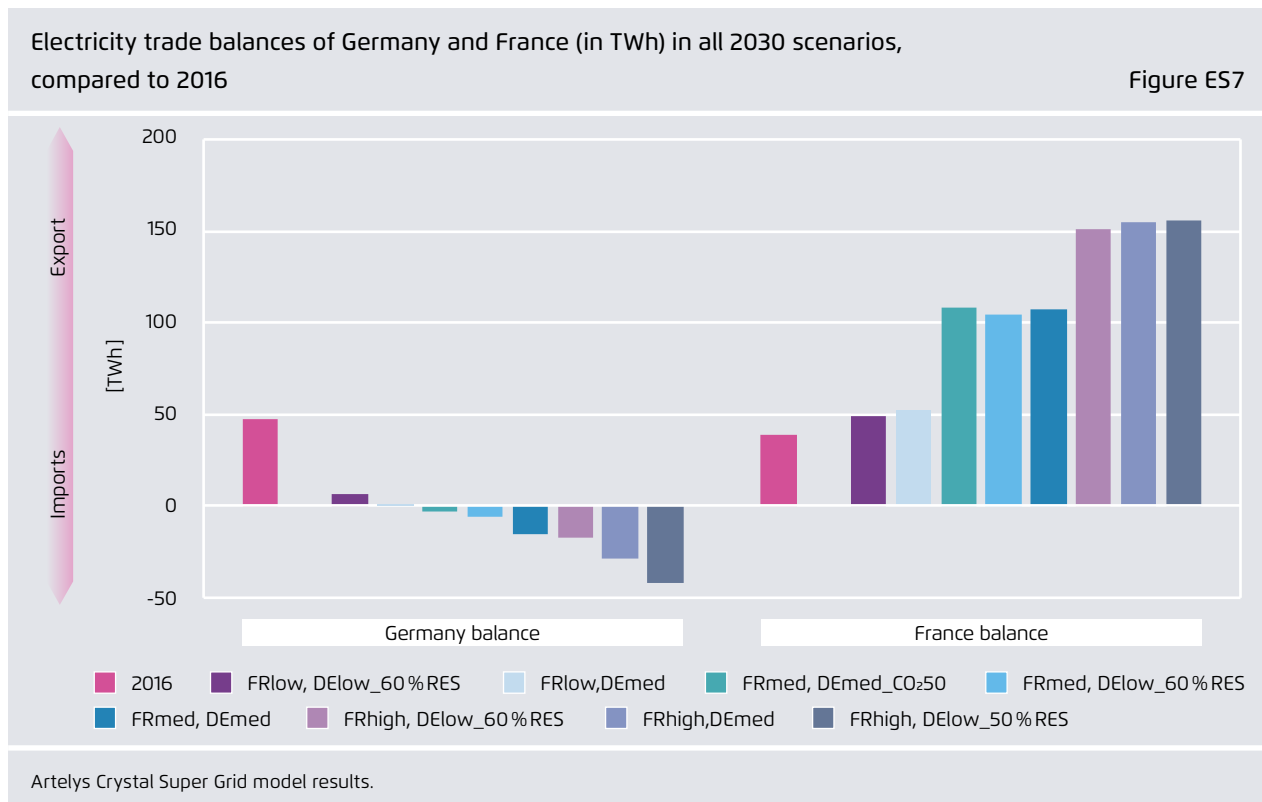
For its part, Germany could achieve its climate objectives by favouring a domestic option, that is to say by offsetting the reduction in its coal-fired electricity

production by reinforcing its renewable objectives, or by the increased use of electricity imports. The current political situation in Germany clearly underlines a tendency towards higher renewable energy targets. The remuneration of German electricity producers, and in particular the refinancing of renewable energy projects, would nevertheless be affected if the choices made in France lead to a strong increase in the country's electricity exports.

A coordination tool at the European level is the price of CO₂. A concerted effort to increase the CO₂ price from 30 € to 50 €/t CO₂ applied to electricity generation would have a significant impact in terms of reducing European emissions – a further decrease of 130 MtCO₂ in medium scenarios for France and Germany – and would enable a better remuneration of renewable and nuclear production in both countries. This measure would, however, have significant redistributive effects for the actors in the sector, and would require strong political compromises. These

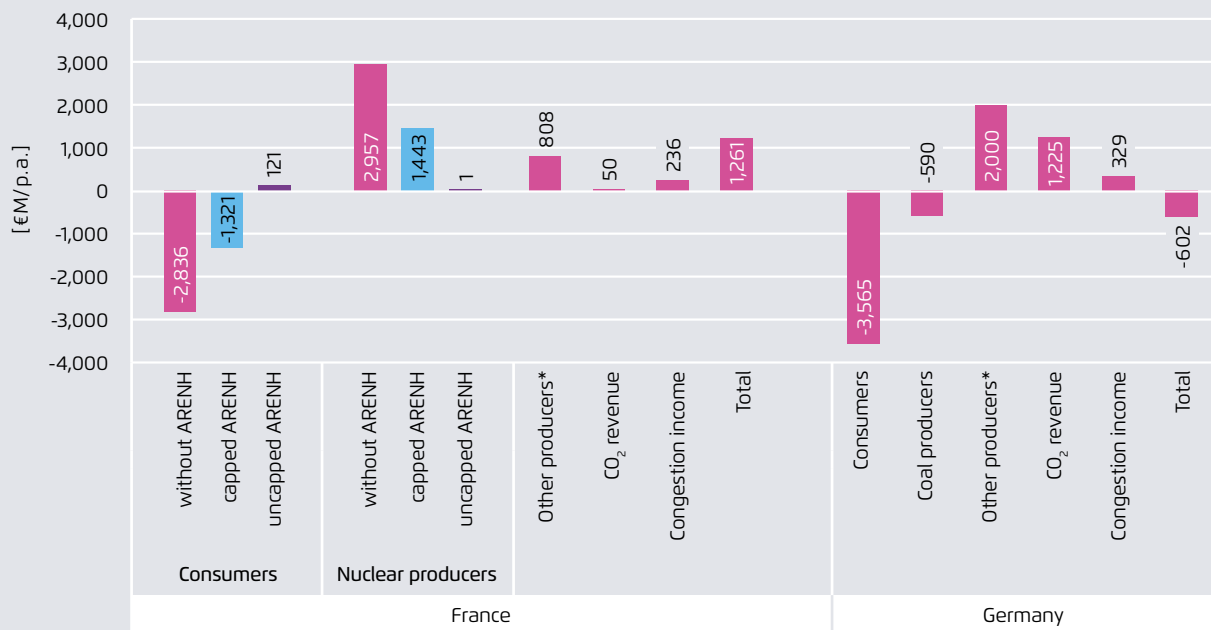
effects are asymmetrical between the players of the two countries, the French actors would benefit from a gain of 1.2 billion € when the German players would lose a total of 602 million €. These transfers of wealth between actors of both countries largely explains the different positions on both sides of the Rhine regarding the reinforcement of CO₂ prices.¹⁹

19 These redistributive effects may, however, be partially limited, as they generate additional revenue for states (estimated at €1.2 billion/year in Germany), which can be used to offset the losers of this measure at the national level. In France, the Regulated Access to Historical Nuclear Electricity (ARENH) mechanism limits the price of 100 TWh/year of nuclear generation sold to alternative electricity providers to 42 €/MWh. This regulated price, expected to last until 2025, could, if it is extended and if transferred to the final consumer, reduce the cost of a rise of the CO₂ price for the French consumer, while reducing the profit of the nuclear producer.



Redistributive impacts in France and Germany of an increase in CO₂ price for power production in the EU from 30 € to 50 € per tonne

Figure ES8



* Production technologies other than nuclear, coal-based (hard coal and lignite), solar and wind (onshore and offshore)
Artelys Crystal Super Grid model results.

Conclusion: define national transition strategies for power systems compatible with the achievement of the European Energy Union

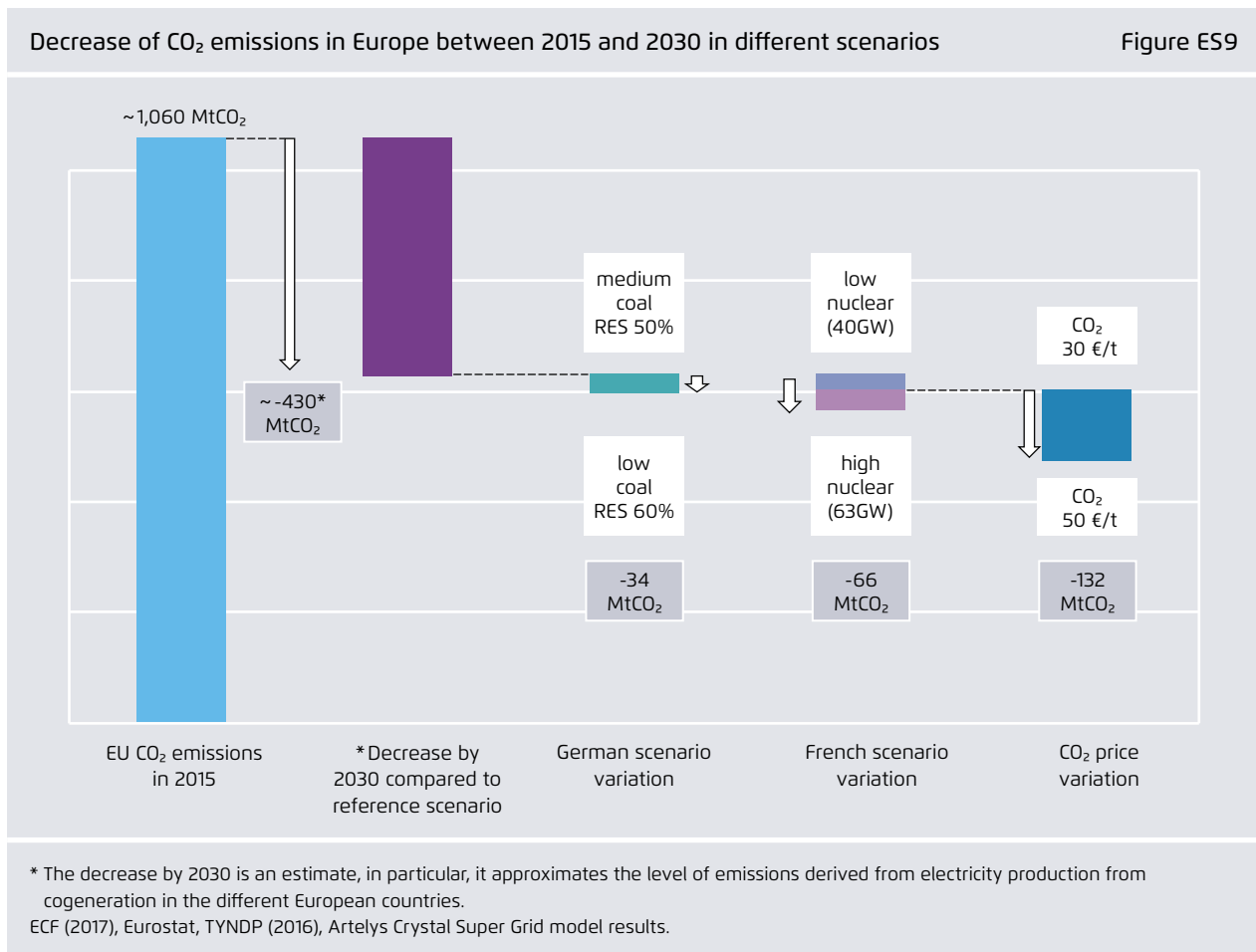
The transformations of the French and German electricity systems are part of a broader European framework aimed at reducing CO₂ emissions, developing renewable energies and energy efficiency, as well as strengthening the domestic energy market. In this context, the EU Member States will have to take into account the growing interdependence of their energy systems in order to develop their national strategies. In this respect, France and Germany play a pivotal role due to their position at the heart of the European electricity network. The choices made by these two countries regarding the evolution of their electricity systems will therefore have a strong influence on the achievement of Europe's energy and climate objectives.

This study shows that in France reinvestments for the lifetime extension of a nuclear capacity greater than 50 GW could not be profitable, even if we assume that there is a significant strengthening of interconnector capacities and the CO₂ price reaches 30 €/t. The definition of the strategy on the nuclear fleet should fully integrate this dimension and cross-border impacts should be studied in detail. In Germany, a coal phase-out would reduce the country's export surplus and increase the level of electricity imports (see Figures ES7 and ES10). Furthermore, in the context of strengthened interconnections in the European electricity system, the cross-border effects resulting from national decisions will increase. The energy policy choices made by Germany's neighbours will thus have a more significant effect on the remuneration of German electricity producers. This will also be the case for the country's CO₂ emissions. With regards to France, a

more rapid expansion of renewables in Europe would limit French nuclear exports and increase the risks of stranded assets in its electricity system.

Reconciling the French and German approaches would be facilitated by a swift decision on the national strategies for nuclear power in France and coal in Germany. These two countries should consult each other closely when defining these strategies, particularly regarding their cross-border impacts, as called for by the proposal for a new energy-climate governance presented by the European Commission in November 2016. In-depth forecasts on this subject can serve as a basis for transparent and open dialogue on national electricity strategies on both sides of the Rhine.

Once these strategies have been better defined, France and Germany could, on this basis, initiate new joint actions to implement the energy transition at bilateral, regional and European levels. These joint actions could take the form of closer cooperation on the development of renewable capacities and inter-connectors, or of a political initiative to reinforce the CO₂ price for electricity production. France and Germany could then play a decisive role in shaping necessary political compromises to enable the energy transition to become a reality throughout Europe, thus helping to put this transition at the heart of a revival of the project of European integration.



Daily balance of crossborder electricity trade in Germany and France in the scenario "low coal 60% RES" for Germany and "high nuclear" for France

Figure ES10

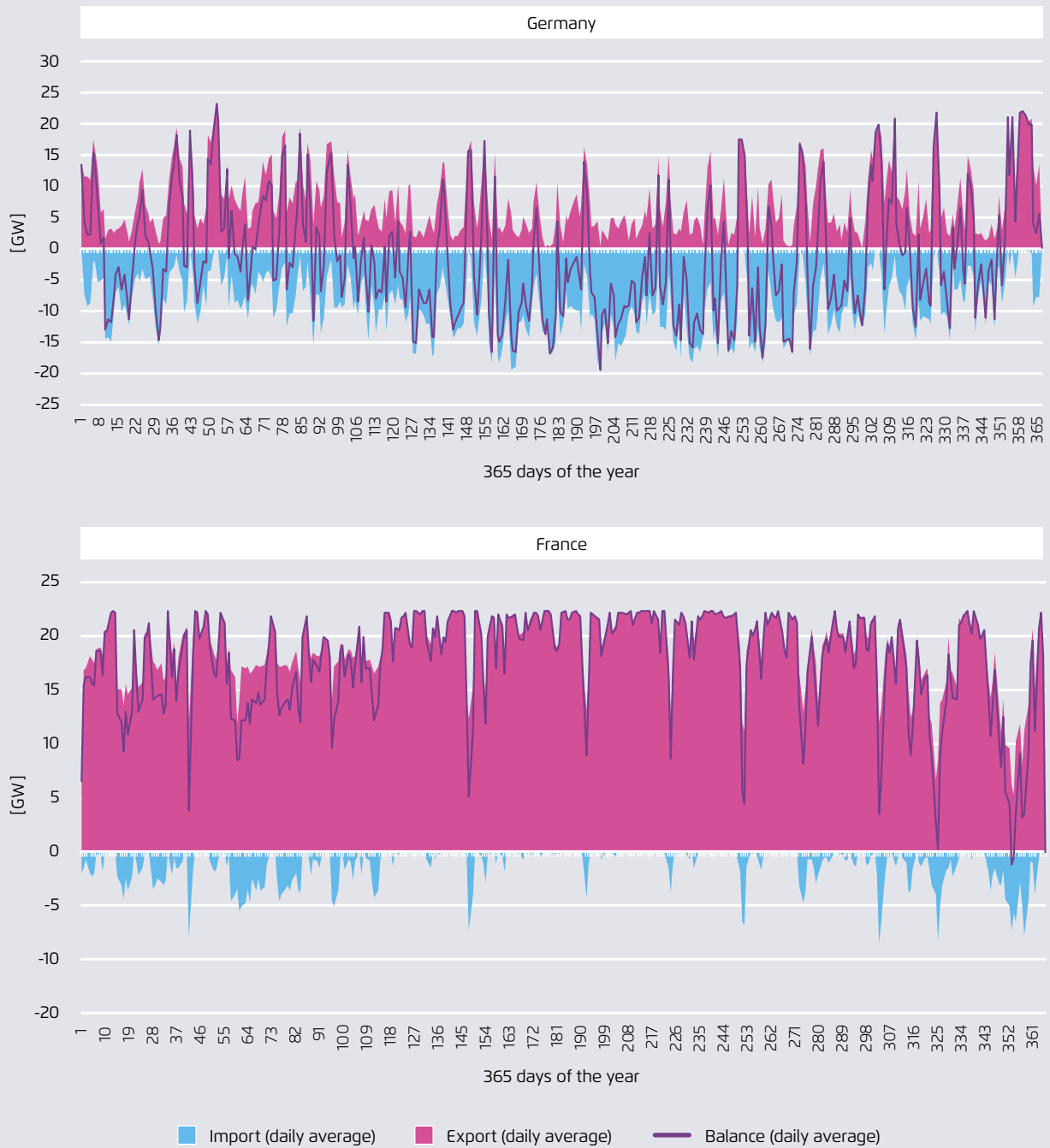


Illustration by the authors. This figure shows the daily balances of electricity trading in the two countries in the case of high nuclear power (63 GW) in France and coal phase-out, coupled with an increase in renewable energies to 60% in Germany. German trade (top) alternates throughout the year between exports and imports, while French trade is almost always oriented towards exports.

Einführung: Frankreich und Deutschland sind zentrale Impulsgeber der europäischen Energiewende

Vor dem Hintergrund, den europäischen Energiesektor wettbewerbsfähig, sicher und CO₂-arm zu gestalten, haben sich die EU-Länder auf eine tief greifende Transformation ihrer Energiesysteme verständigt. Eingebettet in die europäische Klima- und Energiepolitik und den strategischen Rahmen der Energieunion wird auf dem gesamten europäischen Kontinent einer Energiewende basierend auf Erneuerbaren Energien und Energieeffizienz umgesetzt werden.¹ Noch immer verursacht der europäische Stromsektor hohe energiebedingte Treibhausgasemissionen. Die Transformation dieses Sektors ist daher unabdingbare Voraussetzung, wenn die europäischen Klimaziele erreicht werden sollen. Dies gilt umso mehr, als gerade die verstärkte Stromnutzung im Wärme- und Verkehrssektor dazu dienen soll, die Emissionen dieser beiden Sektoren zu verringern. Der Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien ist ein Kern-

punkt der politischen und wirtschaftlichen Agenda Europas: Lag ihr Anteil an der kontinentalen Stromerzeugung 2010 noch bei 20 Prozent, so beläuft er sich heute bereits auf 30 Prozent.² Sollen die für 2030 aufgestellten europäischen Klimaziele erreicht werden, müsste der Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung auf rund 55 Prozent im Jahresdurchschnitt angehoben werden.³ Dieses Wachstum dürfte zum Großteil mit den zunehmend wettbewerbsfähigen Solar- und Windenergietechnologien erfolgen.

Für den Ausbau der fluktuierenden Wind- und Solarstromerzeugung müssen Strominfrastrukturen und -märkte noch stärker auf Flexibilität ausgelegt werden. Vor diesem Hintergrund hat die Europäische Kommission auf Antrag der Mitgliedstaaten das Legislativpaket *Saubere Energie für alle Europäer* vorgeschlagen. Es enthält Entwürfe für Richtlinien und Verordnungen zur künftigen Organisation der europäischen Strommärkte. Der zunehmende Einsatz Erneuerbarer Energien bringt es mit sich, dass auch der Ruf nach einer Verstärkung und besseren Nutzung des Stromnetzes lauter wird. Dies käme nicht nur der Solidarität zwischen den Mitgliedstaaten zugute, sondern würde auch Synergien zwischen den nationalen Stromsystemen fördern. Auch auf EU-Ebene wird dem Ziel des Ausbaus der Infrastruktur Priorität eingeräumt.⁴

1 In den Schlussfolgerungen des Europäischen Rates vom 23. und 24. Oktober 2014 setzte sich die Europäische Union bis 2030 drei Ziele: Sie wollte die EU-Treibhausgasemissionen um mindestens 40 Prozent reduzieren, den Anteil der Erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch der EU auf mindestens 27 Prozent erhöhen und die Energieeffizienz auf EU-Ebene um mindestens 27 Prozent gegenüber dem Referenzjahr 2007 steigern. Im Rahmen des *Saubere Energie für alle Europäer*-Pakets haben sich das EU-Parlament und der EU-Ministerrat im Juni 2018 darauf geeinigt, das Erneuerbaren-Ziel der EU auf mindestens 32 Prozent und das EU-Effizienz-Ziel auf mindestens 32,5 Prozent zu steigern. Diese Sektorenziele führen im Ergebnis zu einer Reduktion von Treibhausgasemissionen von rund 45 Prozent bis 2030. Nach verschiedenen Berechnungen müsste die Europäische Union die Treibhausgasemissionen um rund 55 Prozent bis 2030 reduzieren, um auf einem nahezu linearen Pfad die Vorgaben durch das Pariser Klimaschutzabkommen von „deutlich weniger als 2 Grad“ Erderwärmung zu erreichen. Welche Fortschritte die Europäische Union auf ihrem Weg zu einer CO₂-armen Wirtschaft bereits erreicht hat, ist bei Spencer, Pierfederici, Sartor & Berghmans (2016) dargelegt.

2 vgl. Agora Energiewende & Sandbag (2018b)

3 siehe Europäische Kommission (2014)

4 Durch Festlegung eines Stromverbundziels, demgemäß Interkonnektoren mit einer Leistung zur Verfügung stehen müssen, die 15 Prozent der installierten Kraftwerksleistung in den jeweiligen Mitgliedsstaaten entsprechen muss und bei Projekten von gemeinsamem Interesse administrative und finanzielle Unterstützung gewähren soll. Für nähere Informationen zu den derzeit auf der Liste geführten Projekten sowie den für ihre Umsetzung vorgesehenen Hilfsmaßnahmen siehe: http://europa.eu/rapid/press-release_MEMO-15-6108_en.htm.

Diese gezielten Maßnahmen zur Transformation der Stromerzeugung kommen zu einem Zeitpunkt, zu dem das europäische Stromsystem ohnehin mit einem strukturellen Wandel konfrontiert ist. Das Wachstum der Stromnachfrage hat sich in den vergangenen zehn Jahren in Europa stark verlangsamt. Diese Entwicklung ist in erster Linie der Finanzkrise 2008 zugeschrieben worden. Jedoch haben auch Fortschritte bei der Energieeffizienz zu der verringerten Stromnachfrage beigetragen; dadurch wird der zusätzliche Strombedarf neuer Stromanwendungen im Wärme- oder Verkehrssektor abgedeckt werden.

Die auf europäischer Ebene beobachteten Entwicklungen spiegeln sich in den politischen Strategien der einzelnen Mitgliedstaaten wider. So befassen sich Deutschland und Frankreich als wichtigste Impulsgeber der europäischen Energiewende bereits jetzt mit konkreten Zielkorridoren für den Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien. Bislang beschränken beide Länder ihre Strategien zur Zukunft der konventionellen Kapazitäten – Kohlekraftwerke in Deutschland und Kernkraftwerke in Frankreich – jedoch nur auf die politischen Ziele, die CO₂-Emissionen (Deutschland) beziehungsweise den Anteil der Kernenergie an der Gesamtstromerzeugung auf 50 Prozent (Frankreich) zu verringern. Die Entscheidungen, die beide Länder zur Zukunft ihres konventionellen Kraftwerksparks treffen, werden erheblichem Einfluss darauf nehmen, ob und inwieweit die EU ihre Klima- und Energieziele 2030 erreicht.

Die vorliegende Studie untersucht konkrete Auswirkungen, die innerhalb verschiedener Szenarien zum Umgang mit dem konventionellen Kraftwerkspark in Frankreich und Deutschland bis 2030 abzusehen sind. Das erste Kapitel stellt gemeinsame Herausforderungen der beiden Länder bei der Transformation ihre nationalen Stromsysteme heraus. Im zweiten Kapitel werden das Verfahren, die Annahmen und die wichtigsten Resultate einer Analyse zu verschiedenen Szenarien des europäischen Stromsystems 2030 vorgestellt. Die hierfür verwendeten Modelle wurden von Artelys bereitgestellt. Das dritte Kapitel befasst

sich konkret mit ausgewählten Schlüsselergebnissen der Studie und geht insbesondere auf Herausforderungen in puncto Flexibilität und Erreichung der Klimaziele ein. Im vierten Kapitel werden die Markterlöse der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien, Kernenergie und Kohle dargelegt. Das fünfte und letzte Kapitel widmet sich der Frage, welche grenzüberschreitenden Auswirkungen die von Frankreich und Deutschland getroffenen energiepolitischen Entscheidungen auf das vernetzte Stromsystem haben.

1. Gemeinsame Herausforderungen von Deutschland und Frankreich bei der Transformation ihrer nationalen Stromsysteme

Frankreich und Deutschland haben sich im Rahmen der *Transition Énergétique* und der Energiewende ehrgeizige Ziele bis zum Jahr 2030 gesetzt. Der Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien (EE) gehört in beiden Ländern zum Leitthema der Energiepolitik. Auf deutscher Seite ist im Koalitionsvertrag der aktuellen Bundesregierung verankert, den Anteil der Erneuerbaren Energien im Zuge der Energiewende von 36,1 Prozent im Jahr 2017 (Anteil am Bruttostromverbrauch) auf 65 Prozent im Jahr 2030 zu steigern.⁵ In Frankreich sieht das 2015 verabschiedete Energiewendegesetz für grünes Wachstum (*Loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte*) vor, dass 2030 40 Prozent des in Frankreich erzeugten Stroms aus Erneuerbaren Energien stammen soll (gegenüber 19,6 Prozent im Jahr 2016).

Frankreich und Deutschland verfügen über die beiden größten Strommärkte Europas. Mehr als ein Drittel des in Europa erzeugten und verbrauchten Stroms entfällt auf die beiden Länder.⁶ Aufgrund ihrer zentralen Lage im europäischen Stromnetz und der Tatsache, dass beide Länder zusammen Netzverbindungen zu zwölf anderen Staaten besitzen, sind Frankreich und Deutschland die wichtigsten Stromexporteure in Europa. Der Nettohandelsaldo 2016 belief sich auf 47 Terawattstunden (8 Prozent der

nationalen Erzeugung) in Deutschland und 39 Terawattstunden (7 Prozent) in Frankreich.

Zudem gelten Frankreich und Deutschland auch bei der Integration ihrer Stromsysteme als Pioniere. So haben sie zunächst den Ausbau der Kapazitäten an den Netzübergangsstellen (Interkonnektoren) und die betriebliche Synchronisierung ihrer Stromnetze⁷ vorangetrieben. Später wurden dann die Regeln der nationalen Strommärkte im Rahmen dreier Legislativpakete zur Schaffung eines Elektrizitätsbinnenmarkts⁸ aufeinander abgestimmt. Dieser Prozess der Integration stützt sich zudem auf eine enge regionale Zusammenarbeit. Diese hat 2010 zur Kopplung der *Day-ahead*-Märkte⁹ in der Region Mittel- und Westeuropa¹⁰ geführt, dem auch Frankreich und Deutschland angehören. Damit war der Grundstein

5 Bei Redaktionsschluss der französischen Originalversion dieser Studie wurden noch die Erneuerbare-Energien-Ziele aus dem EEG 2014 für 2025 und 2035 zugrunde gelegt.

6 37 Prozent der Stromerzeugung sowie 34 Prozent des Stromverbrauchs der Europäischen Union. Deutschland erzeugte 2016 653 Terawattstunden, Frankreich 552 Terawattstunden Strom (zum Vergleich: Insgesamt produzierten alle 28 Staaten der EU 2851 Terawattstunden Strom. Quelle: Enerdata).

7 Frankreich, Westdeutschland und die Schweiz waren 1951 als Schlüsselakteure an den ersten synchronisierten Betriebsmaßnahmen unter Leitung der Union für die Koordinierung des Transports von Elektrizität (*Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity*, UCTE) beteiligt. siehe hierzu die historischen Archive auf der ENTSO-E-Website: www.entsoe.eu/news-events/former-associations/Pages/default.aspx

8 Die drei europäischen Legislativpakete zum Energiebinnenmarkt aus den Jahren 1996, 2003 und 2009.

9 Die Kopplung der Strommärkte dient als Mechanismus, mit dem sich Interkonnektoren auf effizientere Art und Weise nutzen lassen. Operativ geht es darum, deren Handelskapazitäten im Rahmen impliziter (Kapazitäts- und Energie-) Auktionen an den Stromhandelsbörsen so zu belegen, dass die Preisunterschiede zwischen zwei oder mehreren Marktzone minimiert werden.

10 Durch die Kopplung der *Day-ahead*-Märkte lassen sich die Netzübergangsstellen zwischen zwei Staaten besser nutzen und Preisunterschiede zwischen nationalen Strommärkten glätten.

für die multiregionale Kopplung gelegt, die heute 85 Prozent des europäischen Stromverbrauchs abdeckt.¹¹

1.1 Energieeffizienzeffekte stabilisieren Stromverbrauch

In der Vergangenheit galt, dass die Stromnachfrage mit zunehmendem Bevölkerungswachstum und steigender wirtschaftlicher Aktivität wächst. Dieses Zukunftsbild eines kontinuierlich steigenden Stromverbrauchs hat bei der Planung vieler Stromsysteme als Ausgangsbasis gedient.¹² Auch die Elektrifizierung neuer Anwendungsbereiche, die heute – insbesondere im Verkehrs- und Wärmesektor – als wesentliche Voraussetzung für den erfolgreichen Umstieg auf ein CO₂-armes Energiesystem gilt, hat historisch zur Steigerung des Strombedarfs beigetragen.¹³ Diese Vorstellung muss inzwischen in vielen Industrienationen überdacht werden, da sich seit der Wirtschaftskrise 2009 Wirtschaftswachstum und Stromverbrauch zunehmend entkoppelt haben und der Stromverbrauch in Europa inzwischen recht stabil ist. Diese kaum vorhersehbare Stagnation der Stromnachfrage hat zu einem beträchtlichen und dauerhaften Rückgang der Strommarktpreise auf dem Kontinent geführt und die Betreiber konventioneller Kraftwerke, die gleichzeitig den Ausbau der Erneuer-

baren Energien und den Rückgang der Energie- und CO₂-Preise verkraften mussten, vor finanzielle Herausforderungen gestellt.

Der Rückgang der Stromnachfrage kann verschiedenen Faktoren zugeschrieben werden: Das Wirtschafts- und Bevölkerungswachstum ist zurückgegangen; Energieeffizienzgewinne werden schneller umgesetzt und der Anteil der verbrauchsintensiven Branchen am EU-Bruttoinlandsprodukt nimmt ab (Berghmans, 2017). Mit relativer Sicherheit kann auch davon ausgegangen werden, dass sich Energieeffizienzgewinne weiter umsetzen lassen, indem Elektrogeräte „naturgemäß“ – zum Ende ihrer Lebensdauer – gegen technisch fortschrittlichere Modelle ausgetauscht werden. Im Gegensatz dazu herrscht bezüglich des Umfangs der Elektrifizierung für neue Anwendungen im Verkehrs- und Wärmesektor größere Unsicherheit, da öffentliche Strategien in diesem Bereich von der Entschlossenheit der öffentlichen Hand abhängen.

Die Netzbetreiber rechnen in ihren Prognosen bis 2030 mit einer stabilen Stromnachfrage in Europa, wobei Energieeffizienzgewinne den zusätzlichen Verbrauch, der sich aus neuen Anwendungsgebieten und dem konjunkturellen Wachstum ergibt, ausgleichen. Für Frankreich geht die 2016 vom französischen Übertragungsnetzbetreiber RTE veröffentlichte *Bilan prévisionnel du réseau de transport d'électricité* (Prognose zum Gleichgewicht aus Stromangebot und Stromnachfrage) im mittleren Verbrauchsszenario erstmals von einem moderaten Rückgang des Stromverbrauchs (minus 0,3 Prozent pro Jahr) bis 2021 aus. In den drei in der RTE-Prognose betrachteten Szenarien (hoher, mittlerer und niedriger Verbrauch) schlägt sich die verbesserte Energieeffizienz deutlich in der Stromnachfrage (minus 35 bis minus 39 Terawattstunden) nieder. Wichtigste Unsicherheitsfaktoren sind das Wirtschafts- und Bevölkerungswachstum (plus 4 bis plus 29 Terawattstunden) und die neuen Stromanwendungen (plus 4 bis plus 18 Terawattstunden).

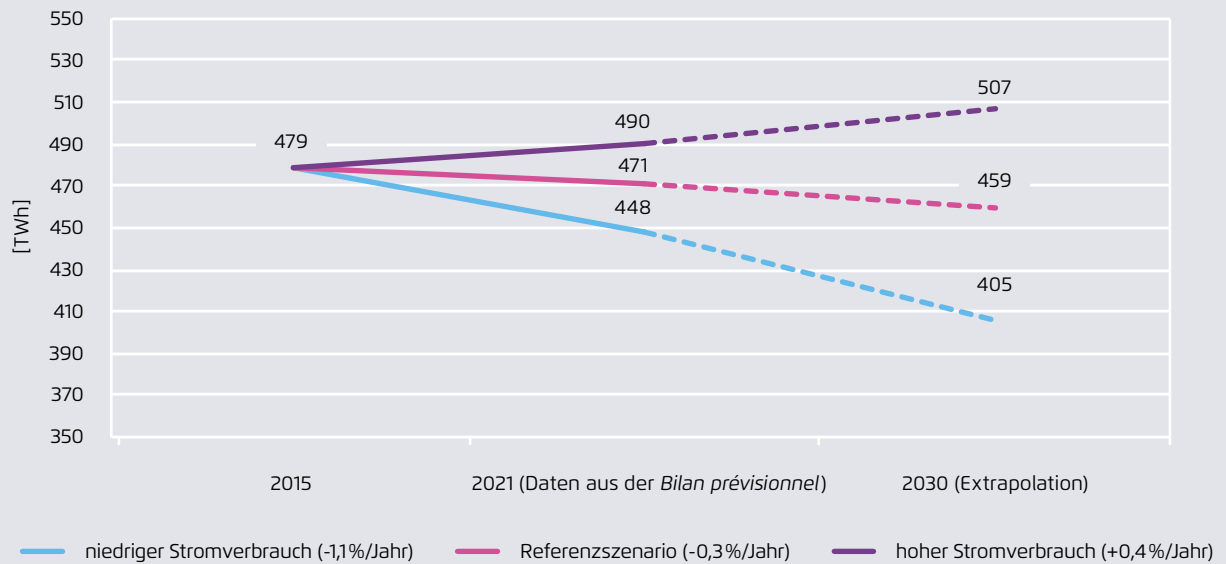
11 siehe www.epexspot.com/fr/couplage/un_pas_de_plus_vers_l_integration_de_marche

12 In Frankreich ist der Stromverbrauch seit der Nachkriegszeit bis 2006 praktisch ununterbrochen gestiegen.

13 Das Referenzszenario der Europäischen Kommission geht davon aus, dass der Stromanteil am Bruttoendenergieverbrauch auf Grundlage aktueller Maßnahmen von 21 Prozent im Jahr 2015 auf 28 Prozent im Jahr 2050 steigen wird (Europäische Kommission, 2016). In verschiedenen Szenarien, in denen die Vorgabe des von der EU beschlossenen *Fahrplans für den Übergang zu einer wettbewerbsfähigen CO₂-armen Wirtschaft bis 2050* (Europäische Kommission, 2011a), den weltweiten Temperaturanstieg auf weniger als zwei Grad zu begrenzen, eingehalten wird, liegt der Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch bei 36 bis 39 Prozent.

Entwicklung des Bruttostromverbrauchs in Frankreich (samt Netzverlusten) gemäß den Szenarien in der 2016 von RTE veröffentlichten *Bilan prévisionnel*

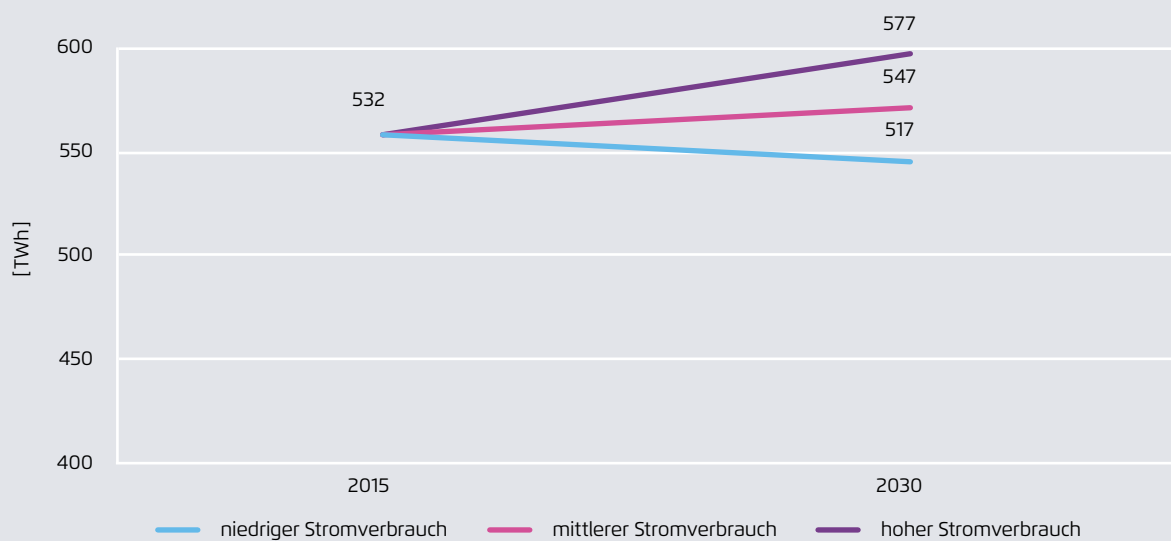
Abbildung 1



IDDR1, Daten aus der *Bilan prévisionnel* (RTE, 2016b).

Entwicklung des Nettostromverbrauchs in Deutschland gemäß den Szenarien im deutschen Netzentwicklungsplan 2017

Abbildung 2



NEP (2017)

Abbildung 1 zeigt diese Entwicklungen für alle drei Verbrauchsszenarien mit Verlängerung der jeweiligen Tendenz bis 2030. Das verlängerte mittlere Szenario führt bis 2030 zu einem Rückgang des französischen Inlandsstromverbrauchs um vier Prozent auf 459 Terawattstunden. Dies entspräche dem Strombedarf von 2006. In Deutschland geben die verschiedenen im Netzentwicklungsplan (NEP, 2017) dargestellten Szenarien bis 2030 einen Entwicklungskorridor vor, der von einem leichten Rückgang um 15 Terawattstunden (beim niedrigen Szenario) bis hin zu einem moderaten Anstieg um 45 Terawattstunden im Vergleich zu 2015 reicht. Diese Szenarien sind in Abbildung 2 dargestellt. Das mittlere Referenzszenario ergibt einen leicht ansteigenden Stromverbrauch (plus 15 Terawattstunden, also ein Anstieg um jährlich 0,2 Prozent) auf 547 Terawattstunden¹⁴, der darauf basiert, dass Energieeffizienzgewinne in Höhe von 32,5 Terawattstunden und ein aus der Integration neuer Elektrifizierungsanwendungen resultierender Anstieg des Stromverbrauchs von 47,5 Terawattstunden (plus 40 Terawattstunden für Wärmepumpen sowie plus 7,5 Terawattstunden für Elektrofahrzeuge) verzeichnet werden.

Die grundlegenden Tendenzen sind also in beiden Ländern ähnlich, obwohl ihre Ausgangssituationen anders gestaltet sind. Mit diesen Unterschieden lässt sich auch der (extrapolierte), im Vergleich zu Frankreich höhere, Inlandsstromverbrauch in Deutschland erklären. Zunächst einmal ist die Elektrifizierung des Wärmesektors in Frankreich heute stärker ausgeprägt als in Deutschland. Im Jahr 2015 entfielen auf Heizungen und Warmwasserbereiter 89 Terawattstunden des französischen Stromverbrauchs; in Deutschland verbrauchte dieser Stromsektor im gleichen Zeitraum nur 40 Terawattstunden. Damit werden in Frankreich 19 Prozent des Stromverbrauchs im Wärmesektor verzeichnet, gegenüber sechs Prozent in Deutschland.¹⁵ Im Zuge des Ausbaus

der Wärmepumpen (plus 40 Terawattstunden), mit denen vorrangig Öl- und Gasheizungen ersetzt werden sollen, leiten sich für den deutschen Wärmesektor höhere Stromverbräuche ab. Andererseits ist das Potenzial für Energieeffizienzgewinne von elektrischen Heizungen in Frankreich, wo effizienzärmere Lösungen gegen effizientere Lösungen (Wärmepumpen und thermodynamische Warmwasserbereiter) ausgetauscht werden, natürlich viel größer.

1.2 Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien als gemeinsame Priorität

Um ihre Ausbauziele für Erneuerbare Energien zu erreichen, greifen Frankreich und Deutschland primär auf den Zubau von Solar- und Windenergiekapazitäten zurück. Diese Strategie ist aufgrund des beträchtlichen Rückgangs der Stromgestehungskosten beider Technologien gerechtfertigt. Deutschland strebt in diesem Bereich einen jährlichen (Brutto-)¹⁶ Zubau von mindestens fünf Gigawatt an Onshore-Windenergie und Photovoltaik bis 2030¹⁷ an. Dadurch würden die installierten Nettoerzeugungskapazitäten um etwa 60 Prozent (gegenüber 86 Gigawatt Ende 2016) steigen. Deutschland will zudem bis 2030 15 Gigawatt an Offshore-Windenergiekapazitäten installieren (gegenüber 5,4 Gigawatt Ende 2017). Mit diesem Wachstum würden die Windenergie- und Photovoltaikkapazitäten des deutschen

14 Nettoverbrauch, einschließlich Verteilnetzverlusten

15 Die Zahlen sind der ODYSSEE-Datenbank (Enerdata, 2017) entnommen.

16 Das Nettowachstum der installierten Kapazitäten wird darunter liegen, da einige Anlagen (insbesondere Windenergieanlagen) schrittweise durch modernere Anlagen ersetzt werden (*Repowering*).

17 Gemäß der von der Bundesregierung aufgestellten und im Netzentwicklungsplan (NEP, 2017) dargelegten Zielen. Insgesamt sind so im Zeitraum von 2017 bis 2030 Bruttokapazitäten in Höhe von nahezu 90 Gigawatt zu installieren (Bruttokapazitäten berücksichtigen den Austausch alter Anlagen am Lebensende). Das neue Ausbauziel für Erneuerbare Energien (Anteil von 65 Prozent am Stromverbrauch 2030) muss dazu führen, dass die installierten Kapazitäten jährlich zunehmen.

Stromsystems bis 2030 auf 140 Gigawatt ansteigen. Bei Wasser- und Biomassekraftwerken bliebe hingegen etwa das Niveau von heute bestehen.¹⁸ Nichtsdestotrotz hat die neue Bundesregierung im Koalitionsvertrag vereinbart den Ausbau von Wind- und Solarenergie in Deutschland zu beschleunigen, da sie das bisherige Ausbauziel vor dem Hintergrund der Dekarbonisierung weiterer Anwendungsgebiete (insbesondere Elektromobilität und Wärmepumpen) für unzureichend erachtet. Die Windenergie- und Photovoltaikkapazitäten sollten bis 2030 auf etwa 205 Gigawatt gesteigert werden und so den Anteil der Erneuerbaren Energien am Strommix auf 65 Prozent des Stromverbrauchs bringen.¹⁹

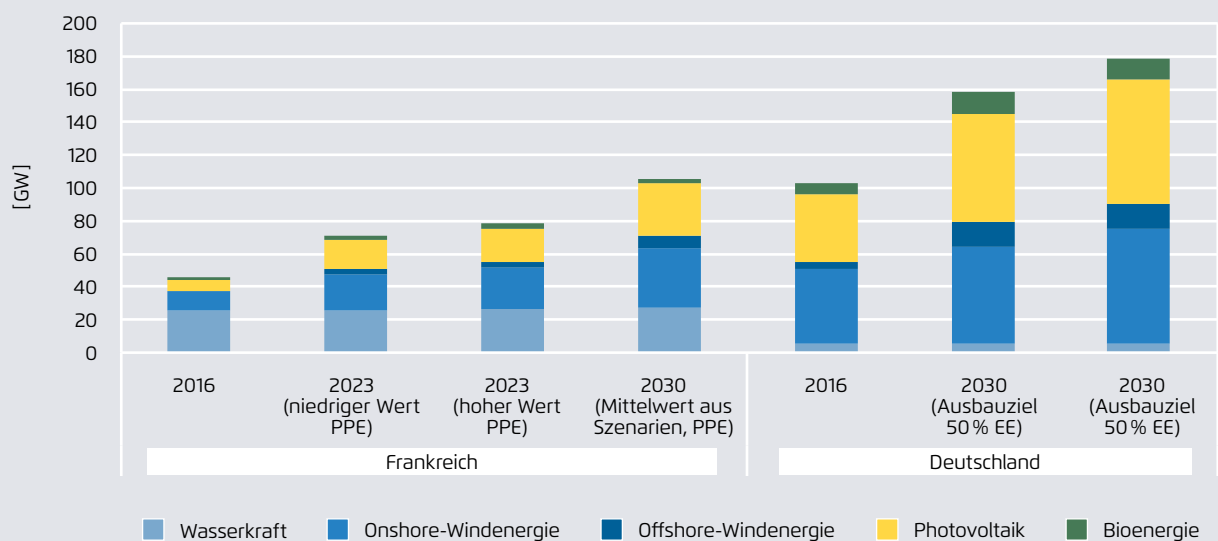
Frankreich besitzt in puncto Erneuerbare Energien ein höheres Potenzial als Deutschland. Allein über den größeren Wasserkraftwerkspark, der Ende 2017 mit einer installierten Kapazität von 25,5 Gigawatt aufwarten konnte (gegenüber 5,6 Gigawatt in Deutschland), kann Frankreich 19 Prozent seines Stroms aus erneuerbaren Quellen erzeugen. Doch obwohl auch die Windverhältnisse und die Sonneneinstrahlung vorteilhafter sind als in Deutschland, steht Frankreich im Bereich der Windenergie erst bei einer installierten Kapazität von 13,5 Gigawatt. Das Land besitzt keine Offshore-Windenergieparks und seine Photovoltaikkapazitäten belaufen sich auf 7,6 Gigawatt. Seit Verabschiedung des französischen Energiewendegesetzes für grünes Wachstum 2015 werden in Frankreich die Ausbauziele für Erneuerbare Energien nach Technologiesektoren in der französischen mehrjährigen Programmplanung für Energie (*Programmation pluriannuelle de l'énergie*, PPE) festgelegt. Diese 2016 erstmals aufgelegte PPE legt die Ziele für 2018 und 2023 im Rahmen zweier Ausbaukorridore (hohes und

18 Das relativ begrenzte Potenzial der Wasserkraft ist bereits ausgeschöpft und das Wachstum der Biomassekapazitäten ergibt sich im Wesentlichen aus dem Austausch stillgelegter Anlagen.

19 siehe Agora Energiewende (2018)

Aktuelle (2016) und geplante (2030) Kapazitäten der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in Frankreich und Deutschland

Abbildung 3



Darstellung der Autoren auf Basis folgender Daten: <https://www.energy-charts.de/> (Fraunhofer ISE), RTE (2016) und französisches Ministerium für Umwelt, Energie und Meeresangelegenheiten (*Ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer*, 2016)

niedriges Szenario) fest. Extrapoliert man das angestrebte Wachstum bis 2030, sollten die Kapazitäten zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien, kumuliert für alle Technologien, bei 106 Gigawatt liegen. Zu den Ende 2016 installierten 45,8 Gigawatt Erneuerbare-Energien-Kapazitäten müssen sich bis 2030 zusätzlich 25 Gigawatt Photovoltaik-, 24 Gigawatt Onshore-Windenergie- und sieben Gigawatt Offshore-Windenergie-Leistung addieren (Abbildung 3). Um dieses Ziel erreichen zu können, müsste das jährliche Wachstum der Kapazitäten im Bereich Erneuerbare Energien bis 2030 im Vergleich zur Geschwindigkeit des Zubaus von 2016 um 50 Prozent auf jährlich durchschnittlich vier Gigawatt erhöht werden. Selbst ein solcher Ausbaupfad wäre angesichts des in letzter Zeit in Deutschland beobachteten Ausbaus relativ zurückhaltend. In Bezug auf die installierte Leistung würde Frankreich bis 2030 lediglich das Niveau erreichen, das in Deutschland bereits 2016 vorlag.

Windenergie und Photovoltaik als Schlüsseltechnologien für die Energiewende in Frankreich und Deutschland

Bereits 2016 entfielen 80 Prozent der neuen Erzeugungskapazitäten in Frankreich und Deutschland auf die Bereiche Windenergie und Photovoltaik. Auf diese beiden Technologien dürfte auch der Großteil des Zubaus bis 2030 entfallen.

Seitdem im vergangenen Jahrzehnt die ersten umfangreichen Fördermechanismen für diese Stromerzeugungstechnologien eingeführt wurden, sind deren Kosten stark gefallen. Dies ist einerseits sukzessiven technischen Innovationen und andererseits Skaleneffekten zuzuschreiben, die sich aus der Erschließung des Weltmarkts ergeben. Dieser Kostenrückgang wurde in Prospektivstudien häufig unterschätzt. Er sorgt nun jedoch dafür, dass Windenergie und Photovoltaik in immer mehr Ländern als wettbewerbsfähige Alternative zu konventionellen Stromerzeugungstechnologien angesehen werden. Zahlreiche Prospektivstudien gehen davon aus, dass die Kosten, insbesondere im Bereich der Photovol-

taik, weiterhin beträchtlich zurückgehen werden. In Europa könnten diese Kosten im Schnitt auf vier Cent pro Kilowattstunde für PV-Freiflächenanlagen sowie auf weniger als fünf Cent je Kilowattstunde für Onshore- und sechs Cent je Kilowattstunde für Offshore-Windparks sinken.²⁰ Die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien ist damit nicht länger als eine staatlich geförderte Nische anzusehen. Stattdessen bieten sich diese Technologien als eine wettbewerbsfähige Lösung für die klimaneutrale Stromerzeugung an.

Der Kostenrückgang zeigt sich insbesondere im Ergebnis der aktuellen Ausschreibungen zu neuen Erzeugungskapazitäten. Die Bezugspreise, die für Strom aus neuen Anlagen in Deutschland und Frankreich garantiert werden, verringern sich ständig. Für PV-Freiflächenanlagen liegen sie in Frankreich bei 5,55 Cent²¹, in Deutschland bei 4,33 Cent je Kilowattstunde²², was einem Preisrückgang von 30 bis 40 Prozent in nur zwei Jahren entspricht. Für Onshore-Windenergieanlagen haben die letzten Ausschreibungen durchschnittliche Mindestertelose in Höhe von 4,73 Cent je Kilowattstunde²³ in Deutsch-

20 Die Kostenannahmen, auf denen die vorliegende Studie basiert, sind aus verschiedenen Berichten zusammengetragen, auf die in Anhang 5 „Kostenannahmen für die Stromerzeugung mit verschiedenen Technologien“ eingegangen wird. Diese Kosten berücksichtigen die Netzanchlusskosten für Photovoltaik- und Onshore-Windenergieanlagen, nicht jedoch die Anschlusskosten für Offshore-Windenergieparks. Die Gesamtkosten für Offshore-Windenergieparks liegen deutlich höher (siehe Agora Energiewende, 2015).

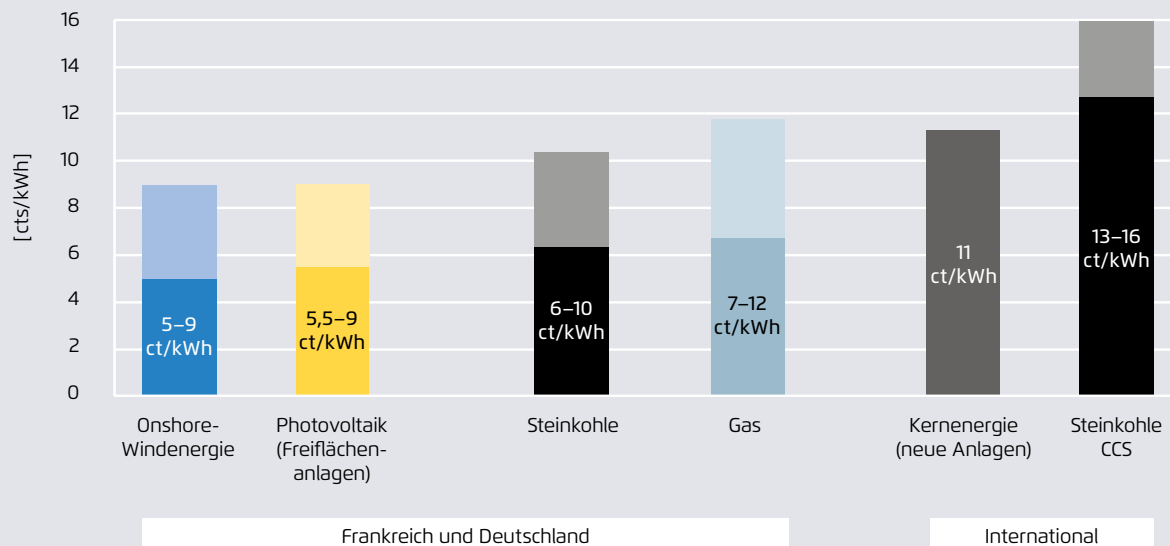
21 Ohne Berücksichtigung der Marktprämie von zusätzlich 0,3 Cent je Kilowattstunde, die für Bürgerenergieprojekte ausgezahlt wird.

22 Ergebnis der deutschen Ausschreibung im Februar 2018 (Bundesnetzagentur, 2018) und der französischen Ausschreibung im Juli 2017 (zweite Runde der PV-Ausschreibung „CRE 4“ und erste Windenergieausschreibung im Februar 2018).

23 Dieses Erlösniveau, das neuen Anlagen mit geplanter Inbetriebnahme 2022 zugewiesen wird, spiegelt nicht notwendigerweise die Gesamtkosten von

Vergleich der Stromgestehungskosten verschiedener Technologien in Frankreich und Deutschland (Stand: 2017)

Abbildung 4



(Agora Energiewende, 2017b)

land beziehungsweise 6,54 Cent je Kilowattstunde²⁴ in Frankreich ergeben. Das entspricht den Stromge-

Windenergieparks wider. Es handelt sich um Mindestertelose, die als Berechnungsgrundlage für die monatlichen Projekterlöse dienen, sodass die Anlage bei einem Anstieg der Strompreise über ihre Lebensdauer, die auf 25 Jahre geschätzt wird, grundsätzlich höhere Erlöse erwirtschaften kann. Nach Redaktionsschluss der französischen Originalversion dieser Studie wurde bei einer Ausschreibung für Onshore-Windkraft im Mai 2018 in Deutschland ein mittlerer Zuschlagswert von 5,73 Cent pro Kilowattstunde erzielt.

24 Die Einspeisevergütung für neue Windenergieanlagen belief sich 2016 für die ersten zehn Jahre auf 8,2 Cent pro Kilowattstunde und für die anschließenden fünf Jahre, je nach Betrieb, auf 2,8 bis 8,2 Cent je Kilowattstunde. Der Zeitplan für mehrjährige Windenergieausschreibungen, der im Mai 2017 von der französischen Regulierungsbehörde für Energie (CRE) herausgegeben wurde, kann von folgender Website abgerufen werden: www.cre.fr/documents/appels-d-offres/appel-d-offres-portant-sur-la-realisation-et-l-exploitation-d-installations-de-production-d-electricite-a-partir-de-l-energie-mecanique-du-vent-implantees-a-terre.

stehungskosten neuer Gas- oder Steinkohlekraftwerke und ist mit den Stromgestehungskosten von Kernkraftwerken vergleichbar, die zur Laufzeitverlängerung modernisiert werden sollen. In jedem Fall liegen die Ausschreibungsergebnisse unter den Kosten anderer CO₂-armer Energieformen (siehe Abbildung 4)²⁵. Schließlich konnten durch den Bau der ersten Offshore-Windenergieparks in Deutschland die Kosten für entsprechende neue Anlagen beträchtlich gesenkt werden. Bei den ersten deutschen Ausschreibungen für Offshore-Windparks wurden 2017 für anspruchsvolle Projekte Zuschlagswerte von lediglich 0,44 Cent je Kilowattstunde (bei Betriebsbeginn 2024/25) erreicht. Drei Projekte haben einen Zuschlag von 0,00 Cent je Kilowattstunde erhalten. Damit verzichteten die Betreiber dieser Windparks auf jedwede Marktprämie; die Finanzierung der Projekte

25 siehe Anhang 5 „Kostenannahmen für die Stromerzeugung mit verschiedenen Technologien“ und Agora Energiewende (2017c): *The Cost of Renewable Energy* (Seite 6, Tabelle 2)

soll ausschließlich über Marktpreise erfolgen. Diese extrem wettbewerbsfähigen Gebote setzen einerseits auf technologische Weiterentwicklungen (künftige Windenergieanlagenklasse mit einer Leistung zwischen 10 und 15 Megawatt) und andererseits auf eine deutliche Verbesserung der Marktbedingungen bis 2030 (Hoffnung auf einen deutlichen Anstieg der Großhandelsstrompreise). In Frankreich wurden bei den 2011 und 2013 für Offshore-Windenergieparks²⁶ durchgeführten Ausschreibungen insgesamt drei Gigawatt an Kapazitäten zu einem garantierten Abnahmepreis von 18 bis 20 Cent pro Kilowattstunde vergeben. Mit dem Bau der Anlagen wurde jedoch noch nicht begonnen. Für 2018 wurden in Frankreich zwei weitere Ausschreibungen angesetzt, die aufgrund der Erfahrungen in anderen europäischen Ländern zu deutlich niedrigeren Zuschlagswerten führen dürften.

Die Kosten für Windenergie- und Photovoltaikprojekte liegen in Frankreich deutlich über denen in Deutschland, wobei der Unterschied bei der Windenergie besonders stark ausgeprägt ist. Die Gründe hierfür liegen einerseits an der geringeren Reife des Marktes in Frankreich und andererseits an den dort geltenden restriktiveren Vorschriften, welche lange Realisierungszeiten für Projekte nach sich ziehen. Der Kostenrückgang bei Photovoltaik und Windenergie dürfte sich in den kommenden Jahren fortsetzen und die Kostenunterschiede zwischen verschiedenen europäischen Ländern dürften vor dem Hintergrund verbesserter gesetzlicher Vorgaben für solche Projekte abnehmen²⁷. In Frankreich wurden diesbezüglich Bestimmungen im Energiewendegesetz für grünes Wachstum von 2015 eingeführt.²⁸ Weitere

Maßnahmen zur Verkürzung der Umsetzungsfristen für Windparkprojekte wurden am 18. Januar 2018 auf Grundlage der Ergebnisse einer Arbeitsgruppe zur Windenergie angekündigt.²⁹ Die Bildung einer Arbeitsgruppe für Solarenergie ist für März 2018 vorgesehen. Diese Maßnahmen könnten, in Kombination mit den ehrgeizigen Ausbauzielen für Erneuerbare Energien, eine höhere installierte Leistung der Anlagen, große Skalenerträge und eine Annäherung an die in Deutschland beobachteten Kosten ermöglichen. Angesichts des in Frankreich im Vergleich zu Deutschland günstigeren Wind- und Solardargebots ist diese Aussicht umso realistischer.

1.3 Flexibilität als neues Energiewende-Paradigma

Der Ausbau der fluktuierenden Erneuerbaren Energien – Windenergie und Solarenergie – wird tiefgreifende Veränderungen für die Stromsysteme mit sich bringen. Aufgrund der Dargebotsabhängigkeit der Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen, das heißt der Abhängigkeit von meteorologischen Bedingungen (Sonneneinstrahlung, Windstärke), muss das gesamte Stromsystem flexibel genug ausgelegt sein, um das Gleichgewicht zwischen Stromangebot und Stromnachfrage jederzeit herstellen zu können. Einige EU-Länder haben bereits jetzt einen hohen Anteil fluktuierender Erneuerbarer Energien in ihre Stromsysteme integriert. Hierzu gehören Dänemark (46 Prozent des Stromverbrauchs 2017), Spanien (24 Prozent) und Deutschland (24 Prozent).

26 www.ecologique-solidaire.gouv.fr/eolien-en-mer

27 Siehe Anhang 5 „Kostenannahmen für die Stromerzeugung mit verschiedenen Technologien“, der eine vergleichende Analyse der kürzlich durchgeführten Studien enthält und auf die in dieser Studie berücksichtigten Kostenannahmen eingeht.

28 Der Übergang zu einer Sammelgenehmigung und die Begrenzung der Netzanschlussfristen auf 18 Monate. Für nähere Informationen siehe Rüdinger (2016).

29 Diese Maßnahmen dienen in erster Linie dazu, die Bearbeitungsfristen in Verwaltungsverfahren, mit denen behördlich erteilte Genehmigungen angefochten werden, zu verkürzen. Welche konkreten Vorschläge dabei unterbreitet werden, kann von der Website des französischen Ministeriums für den ökologischen und solidarischen Wandel (*Ministère de la Transition écologique et solidaire*, METS) heruntergeladen werden: www.ecologique-solidaire.gouv.fr/plan-liberation-des-energies-renouvelables-sebastien-lecornu-presente-conclusions-du-groupe-travail.

Über verschiedene Flexibilitätsoptionen können diese Stromsysteme Ungleichgewichte zwischen der Stromnachfrage und dem von Erneuerbare-Energien-Anlagen bereitgestellten Strom jederzeit ausgleichen.

Die Flexibilisierung der konventionellen Stromerzeugung (Gas-, Kohle- und Kernkraftwerke) ist ein erster Lösungsansatz. Um schnell auf die schwankende EE-Stromerzeugung reagieren zu können, müssen die Kraftwerke folgende technische Anforderungen erfüllen: sehr geringe Mindestlast, hohe Laständerungsgeschwindigkeit und kurze Anfahrzeiten. Klassischerweise zählen Gaskraftwerke zu den flexibelsten Anlagen, aber auch Kohle- und Kernkraftwerke besitzen ein hohes Flexibilitätspotenzial. Dies gilt insbesondere, wenn hierfür gezielte Investitionen getätigt werden.³⁰

Die Ausweitung des grenzüberschreitenden Stromhandels ist eine zweite Flexibilisierungsoption, die sich zu geringen Kosten umsetzen lässt. Über den Stromhandel, der durch den Ausbau der Stromnetze möglich wurde, können Stromerzeugung und Stromverbrauch über ein großes geografisches Gebiet ausgeglichen werden. Der Flexibilitätsbedarf sinkt, da die Verbrauchs- und die Erzeugungsprofile der Erneuerbaren Energien in den Ländern Europas nicht identisch sind (vgl. Fraunhofer IWES, 2015). So weht der Wind beispielsweise nicht in ganz Europa einheitlich oder gleichzeitig.

Erneuerbare Energiequellen bergen ebenfalls wichtige Flexibilitätsoptionen für das Stromsystem. Über Wasserkraftwerke kann, mit oder ohne Pumpspeichersystem, Energie gespeichert und freigegeben und dadurch im entscheidenden Moment Strom in das System eingespeist werden. Die Aussichten für

den Ausbau der Wasserkraft sind in Europa schwach, da das Potenzial in den günstigen Gebieten (Alpen, Skandinavien) bereits weitgehend ausgeschöpft ist. Auch die Stromerzeugung aus Biomasse bietet sich als Option zur Steuerung der EE-Stromerzeugung an, die flächendeckende Nutzung ist jedoch durch befürchtete Umweltauswirkungen des Betriebs sowie Bodennutzungskonflikte begrenzt. Zudem kann die Stromerzeugung aus Solar- und Windenergieanlagen in Zeiten des Lastüberschusses teilweise abgeregelt werden.

Laststeuerung und Lastverschiebung erlauben es bereits heute, die Stromnachfrage zu Spitzenlastzeiten zu begrenzen. Aktuellen Studien zufolge lassen sich 29 Prozent des europäischen Stromverbrauchs über technische Mittel steuern. Ein großer Teil dieser Laststeuerungskapazitäten wird von mittelgroßen Verbrauchsstellen gestellt (SiaPartners, 2015). Die Herausforderung besteht demnach darin, den Rechtsrahmen so anzupassen, dass die Entwicklung wirtschaftlicher und damit zukunftsfähiger Betriebsmodelle begünstigt wird.³¹

Die Stromspeicherung, die durch die Entwicklung neuer Speichertechnologien möglich geworden ist, ergänzt die von Pumpspeicherkraftwerken gebotene Flexibilität. Zu den Innovationen gehören beispielsweise Lithium-Ionen-Akkumulatoren (insbesondere in der Elektromobilität), deren Kosten schnell sinken, sowie Druckluftenergie- und Schwungradspeicherkraftwerke für die ultrakurzfristige Speicherung. Langfristig kann eine verstärkte Sektorenkopplung – über *Power-to-Gas*, *Power-to-Liquid* und *Power-to-Heat* – für Wärme- und Kältenetze ebenfalls ein Lösungsansatz sein, mit dem sich die Variabilität der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien auffangen lässt.

30 siehe insbesondere Agora Energiewende (2017) für einen Überblick über die technischen Möglichkeiten zur Flexibilisierung der Kohlekraftwerke sowie EDF (2013) und Cany et al. (2016) für einen Lösungsansatz betreffend die französischen Kernkraftwerke

31 Es existieren mehrere wirtschaftliche Modelle, welche den Ausbau der Laststeuerung begünstigen: Vertragsabschluss mit dem Übertragungsnetzbetreiber und Beteiligung an Großhandels- und Regelenergiemärkte über einen Direktvermarkter für mittlere und Großabnehmer sowie differenzierte Energiepreisbildung für flächendeckenden Verbrauch.

Veränderungen bei der Strommarktorganisation und der Netzbetriebsführung können dazu beitragen, dass das bestehende Flexibilitätspotenzial optimal genutzt wird.³² Insbesondere durch kurzfristigere Produkte auf dem *Day-ahead*- und *Intraday*-Markt und durch echtzeitnähere Handelsfristen³³ lassen sich Schwankungen der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien günstiger einbinden. Auch eine bessere Übereinstimmung von Preiszonen und engpassfreien Netzregionen ist wünschenswert. Schließlich könnten künftig alle Akteure (einschließlich Laststeuerungsanbieter, Direktvermarkter und Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen), die flexibel agieren können, in Regenergiemärkte eingebunden werden. Durch die Kopplung dieser Märkte über einen größeren geografischen Bereich lässt sich ein breites Spektrum von Flexibilitätsoptionen bündeln, wobei Netzengpässe berücksichtigt werden müssen.

Frankreich und Deutschland verfügen bereits heute über ein großes Flexibilitätspotenzial

Das französische Stromsystem besitzt bereits heute ein großes Flexibilitätspotenzial. Ein Grund dafür sind zunächst die steuerbaren Erzeugungskapazitäten. Der französische Wasserkraftwerkspark verfügt über eine Leistung von etwa 19 Gigawatt, die in Speicher eingebunden sind (kurzfristige, tägliche und saisonale Speicher). Diese Leistung kann abgerufen werden, um auf eine schwankende Stromnachfrage zu reagieren. Auch die französischen Kernkraftwerke tragen mit einer installierten Leistung von 63 Gigawatt zur Flexibilität bei: Das Erzeugungsniveau der

Reaktoren wird an zyklische (tägliche, wöchentliche und saisonale) Bedarfsschwankungen angepasst. Darüber hinaus stellen die Kernkraftwerke Primärregelreserven bereit. Neuere Reaktoren sind in der Lage, im Lastfolgebetrieb zu arbeiten. Damit decken sie, wie in Abbildung 5 gezeigt, einen Teil des Flexibilitätsbedarfs. Doch auch wenn sich diese Erzeugungsschwankungen auf technischer Ebene auffangen lassen, stellt sich die Frage, ob eine stärker variierende Kernenergieerzeugung ökonomisch sinnvoll ist. Da die Fixkosten von Kernkraftwerken sehr hoch ausfallen, sind deren Betreiber aus wirtschaftlicher Sicht angehalten, so viel Strom wie möglich zu erzeugen.

Neben Wasser- und Kernkraftwerken sind auch etwa 20 Gigawatt steuerbare konventionelle Kraftwerke, wie Gas-, Heizöl-, Biomasse- und Abfallwertungsanlagen, in das französische Stromsystem eingebunden. Schließlich belaufen sich die gemäß tariflichen oder vertraglichen Vereinbarungen vorrätig zu haltenden Lastabschaltungskapazitäten heute schätzungsweise auf 2,5 Gigawatt, wobei geplant ist, diese bis 2018 auf fünf Gigawatt und bis 2023 auf sechs Gigawatt zu erhöhen.

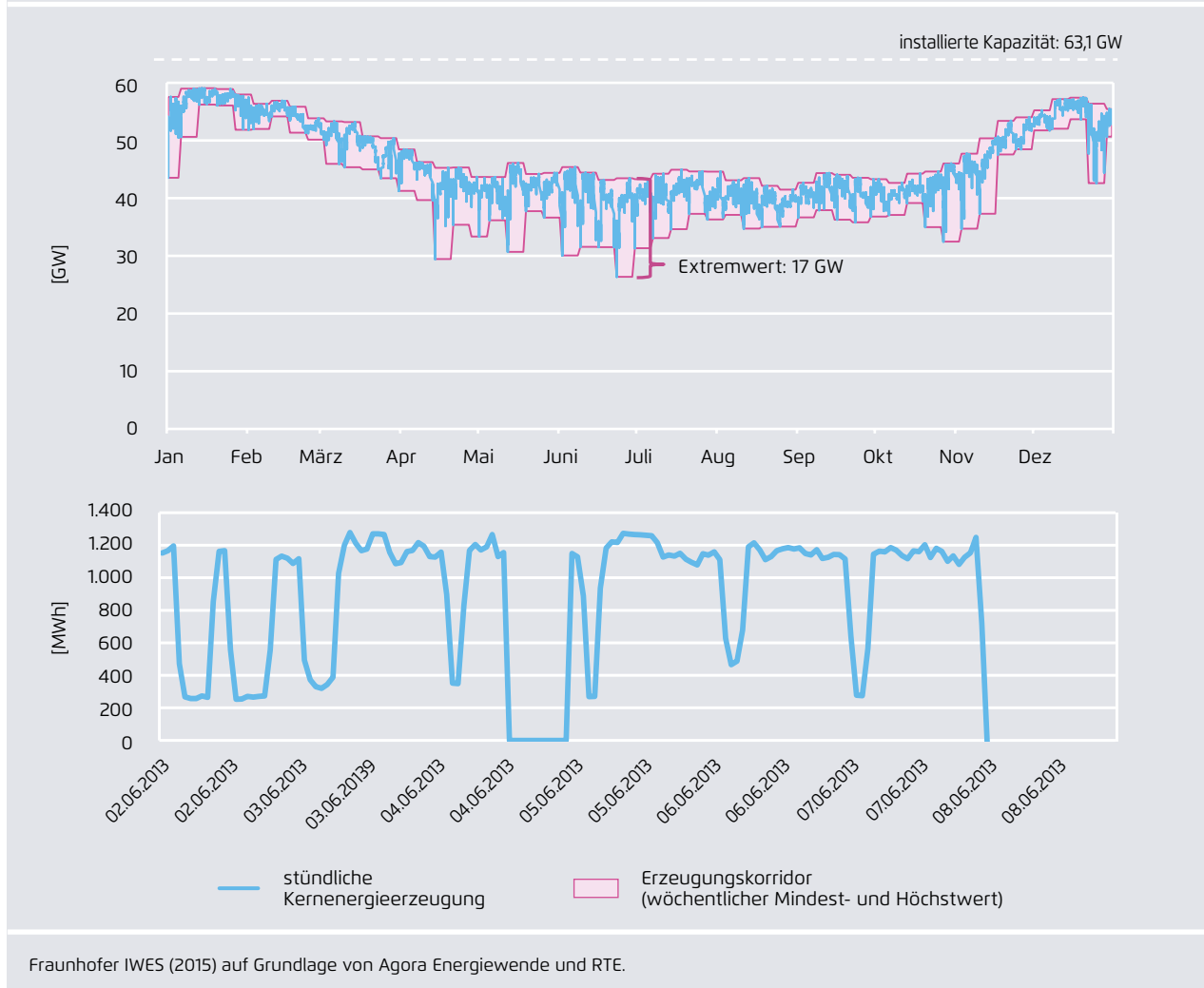
In Deutschland wird die Flexibilität des Stromsystems heute im Wesentlichen durch thermische Kraftwerke (ursprünglich vor allem Gas-, inzwischen jedoch auch Kohlekraftwerke) und durch Pumpspeicherkraftwerke sichergestellt, deren Kapazitäten 2017 bei etwa 6,5 Gigawatt lagen. Hierbei hat es große Entwicklungen im konventionellen Kraftwerkspark gegeben: Im Dezember 2015 beispielsweise reagierten sie weit flexibler auf Preisschwankungen, als man dies vor einigen Jahren für möglich gehalten hätte. Durch diese Anpassungen wurde das negative Strompreisniveau auf dem Markt begrenzt. Die Sonnenfinsternis vom 20. März 2015 – einem an sich sehr sonnigen Tag – lieferte ein weiteres aussagekräftiges Beispiel. Sobald sich am Vormittag dieses Tages der Mond vor die Sonne schob, ging die Solarstromerzeugung 65 Minuten lang um zwölf Gigawatt zurück; danach stieg sie innerhalb von 75 Minuten um 19 Gigawatt. Diese 2015 noch als außergewöhn-

32 siehe insbesondere RAP (2014) für eine allgemeine Beschreibung der auf kurze Sicht nötigen Marktanpassungen sowie Microeconomix & CE Delft (2016) für eine detailliertere Beschreibung der bereits heute von Frankreich, Deutschland und den anderen Mitgliedsländern des Pentalateralen Energieforums (PLEF) umgesetzten Marktkopplungsmechanismen

33 In Deutschland wurden 2011 15-Minuten-Blöcke für die Stromlieferung eingeführt. Seit 2015 kann Strom zwischen Frankreich, Deutschland und Österreich bis zu 30 Minuten vor der Lieferung verkauft werden (Quelle: EPEX SPOT.)

Jährliche Schwankung der Kernenergieerzeugung in Frankreich (Stand: 2013) und beispielhafte Modulation der Leistung eines Atomreaktors über eine Woche im Juni 2013 (niedrig)

Abbildung 5



lich betrachteten Schwankungen, dürften 2030 die Norm sein, da die Stromerzeugung aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien dann einen Anteil von 65 Prozent ausmachen soll.

Das französische und das deutsche Stromsystem verfügen zudem über große Interkonnektorenkapazitäten für den internationalen Stromhandel. An diesen Netzübergangsstellen lassen sich erzeugte Stromüberschüsse zu europäischen Nachbarn exportieren beziehungsweise zur Deckung der nationalen Nachfrage benötigte Strommengen importieren. Das französische Stromsystem verfügte 2015 über eine

Interkonnektorenkapazität von 13,5 Gigawatt für den Stromexport beziehungsweise 9,8 Gigawatt für den Stromimport.³⁴ In Deutschland standen an den Netzübergangsstellen 10,2 Gigawatt für den Export und 13 Gigawatt für den Import zur Verfügung.³⁵ Der vom Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (*European Network of Transmission System Operators for Electricity, ENTSO-E*)³⁶ erstellte Netzentwick-

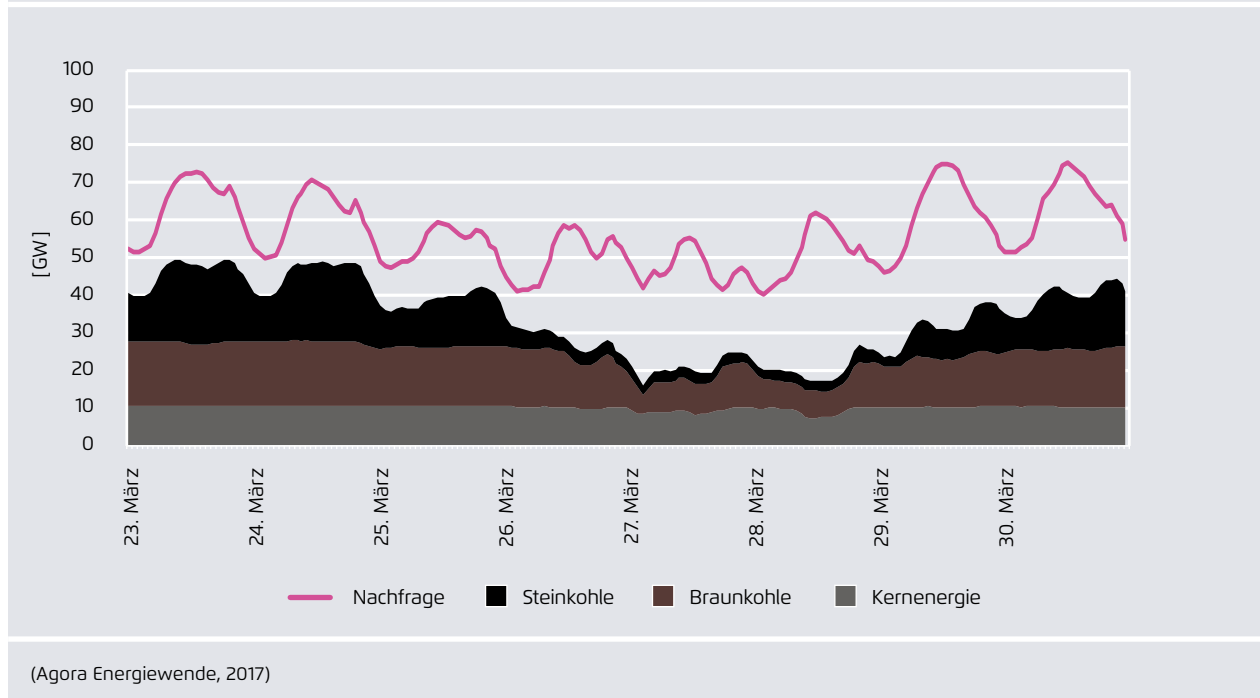
³⁴ CRE (französische Regulierungsbehörde für Energie, 2016)

³⁵ BNetzA/BKA (2017)

³⁶ ENTSO-E (2016)

Stromerzeugung von Kern-, Steinkohle- und Braunkohlekraftwerken in Deutschland während einer Woche im März 2016

Abbildung 6



(Agora Energiewende, 2017)

lungsplan sieht vor, den Ausbau der Interkonnektoren stark zu beschleunigen. Vor diesem Hintergrund könnten sich deren Kapazitäten auf EU-Ebene bis 2030 verdoppeln (Anstieg von 57 Gigawatt im Jahr 2015 auf 136 Gigawatt im Jahr 2030).³⁷ Schließlich könnten sowohl in Frankreich als auch in Deutschland in den nächsten zehn Jahren neue Flexibilitätsinstrumente für Verteilnetze entstehen, vorausgesetzt, dieser Ausbau wird von günstigen wirtschaftlichen und gesetzlichen Bedingungen begleitet. Insbesondere über die Weiterentwicklung des gesteuerten Ladens von Elektrofahrzeugen oder die Entwicklung netzgebundener Stromspeicherlösungen lässt sich die künftige Integration der fluktuierenden Erneuerbaren Energien ins Stromnetz vereinfachen.

³⁷ Auch wenn eine große Zahl neuer Interkonnektoren geplant wird, müssen diese Vorhaben mit Vorsicht betrachtet werden. Dies ist damit zu begründen, dass in Europa von der Machbarkeitsstudie bis zur Inbetriebnahme der Infrastruktur im Schnitt zehn Jahre und mehr vergehen.

1.4 Umbau des konventionellen Kraftwerksparks als Herausforderung

Als Antwort auf die Erderwärmung haben sich Frankreich und Deutschland verpflichtet, ihre konventionellen Kraftwerksparks im Zuge einer umfassenden Transformation zu dekarbonisieren. Beide Länder haben aufgrund ihrer Historie im Stromsektor jedoch unterschiedliche Ausgangssituationen: Während sich der Erzeugungsmix in Frankreich zu 72 Prozent aus Kernenergie und zu 18,7 Prozent aus Erneuerbaren Energien zusammensetzt und daher bereits CO₂-arm ist (im Schnitt 53 Gramm CO₂ pro Kilowattstunde)³⁸, basiert die Stromerzeugung in Deutschland vorrangig auf fossilen Energieträgern. Hier belaufen sich die Emissionen noch immer auf 306 Megatonnen CO₂³⁹ (472 Gramm CO₂ je Kilowattstunde). Zudem unterscheidet sich die Haltung

³⁸ RTE (2016a)

³⁹ UBA (2017)

beider Länder zur Kernenergie: Deutschland hat den stufenweisen Atomausstieg bis 2022 beschlossen. Frankreich hingegen wird einen substanziellen Anteil der Kernenergie am Strommix beibehalten, plant aber, diesen auf 50 Prozent zu reduzieren, um die Stromversorgung zu diversifizieren.

Trotz dieser Unterschiede setzen beide Staaten heute auf einen zielgerichteten Ausbau der Stromerzeugung aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien aus Wind- und Solarenergie. Die für 2030 gesetzten Ziele werden, insbesondere bei stagnierender oder zurückgehender Stromnachfrage, Auswirkungen darauf haben, welche Rolle die konventionelle Stromerzeugung künftig einnimmt und wie diese Anlagen betrieben werden. Steigt der Anteil der fluktuierenden Erneuerbaren Energien, sind konventionelle Kraftwerke zunehmend gezwungen, sich vom Grundlastbetrieb⁴⁰ zu verabschieden und ihre Erzeugung stattdessen allmählich an die Erzeugungsschwankungen der Erneuerbare-Energien-Anlagen anzupassen. Dies wirkt sich sowohl auf die Erlöse der Betreiber als auch auf die Wirtschaftlichkeit der Branche aus. Vor diesem Hintergrund müssen Deutschland und Frankreich zudem Strategien zum Umbau oder zur Stilllegung konventioneller Kraftwerke definieren, damit *Stranded Assets* vermieden werden.

Beide Länder haben Zielkorridore für den Ausbau der Erneuerbaren Energien gesetzt. Nichtsdestotrotz ist die Entwicklung konkreter Strategien zum Umbau des konventionellen Kraftwerksparks, also insbesondere der Kohlekraftwerke in Deutschland und der Kernkraftwerke in Frankreich, noch immer ungewiss und aus politischer Sicht heikel. Jedoch hängt es in entscheidendem Maße von den Strategien zum Umbau des konventionellen Kraftwerksparks ab, ob und inwieweit die Europäische Union ihre Klima- und Energieziele erreicht. Da die Stromerzeugung aus Kohle beziehungsweise Kernenergie noch immer einen hohen Stellenwert besitzt, prädestiniert sie mögli-

che Entwicklungen der nationalen Stromsysteme, die Dynamik des grenzüberschreitenden Stromhandels, die Entwicklung der Marktpreise und die Entwicklungen der Erlöse aller Erzeugungstechnologien. Vor diesem Hintergrund ist es unbedingt erforderlich, die Strategien zum Umbau der konventionellen Kraftwerke europaweit mit dem Ausbau der Erneuerbaren Energien und der Entwicklung weiterer Flexibilitätsinstrumente abzustimmen. Nur so lassen sich die gesetzten politischen Ziele erreichen und kann gleichzeitig das Risiko von *Stranded Assets* begrenzt werden.

Zur Zukunft des französischen Kernkraftwerksparks

Das 2015 verabschiedete französische Energiewendegesetz setzt das Ziel, den Strommix in Frankreich zu diversifizieren. So sieht das Gesetz vor, die nuklearen Erzeugungskapazitäten auf das aktuelle Niveau – 63,2 Gigawatt – zu deckeln und den Anteil der Kernenergie an der französischen Stromerzeugung bis 2025 um die Hälfte zu reduzieren.⁴¹ Was in Bezug auf den Weiterbetrieb oder die Stilllegung von Anlagen konkret getan werden muss, um dieses Ziel erreichen zu können, muss noch festgelegt werden. Eine strategische Option für die Zukunft des französischen Stromsystems besteht darin, die Laufzeit einiger oder aller Anlagen des bestehenden Kernkraftwerksparks, der 2016 noch immer 72 Prozent des nationalen Stroms erzeugt hat, über die geplante Betriebsdauer von 40 Jahren hinaus zu verlängern. Die Stilllegung vorhandener Reaktoren ist gegenwärtig noch nicht vorgesehen. Davon ausgenommen sind die beiden Reaktoren des elsässischen Kernkraftwerks Fessenheim, die mit Inbetriebnahme des neuen Europäischen Druckwasserreaktors (EPR) in Flamanville vom Netz gehen sollen.⁴² Die Konkretisierung des Zielkorridors

40 Eine Anlage arbeitet im Grundlastbetrieb, wenn sie mindestens 7.000 Stunden jährlich bei Volllast betrieben wird.

41 Die französische Regierung hat im November 2017 bekannt gegeben, die Erreichung ihres Kernenergie-Abbau-Ziels zu verschieben: www.gouvernement.fr/conseil-des-ministres/2017-11-07/trajectoire-d-evolution-de-l-energie-electrique.

42 Der EPR von Flamanville ist der einzige derzeit in Frankreich im Bau befindliche Reaktor. Seine Inbetriebnahme ist für Ende 2019 vorgesehen.

für den französischen Kernkraftwerkspark bestimmt daher in entscheidendem Maße, wie die Energiewende im französischen Stromsystem verläuft und inwieweit die gesetzten Ziele erreicht werden können.

Der französische Kernkraftwerkspark besteht aktuell aus 58 Reaktoren, die zwischen 1977 und 1996 gebaut wurden. Die kumulierte Leistung von 63 Gigawatt teilt sich auf drei Baureihen auf.⁴³ Der Großteil der Reaktoren wird das vierzigste Betriebsjahr vor 2030 erreichen, 37 Reaktoren sogar vor 2025 (siehe Abbildung 7). Die Reinvestition in einige dieser Reaktoren könnte sich als rentabel erweisen, da es sich um Kraftwerke handelt, deren ursprüngliche Investitionen bereits weitgehend abgeschlossen sind.

Dennoch bestehen bezüglich der Laufzeitverlängerungen gewisse Unsicherheiten. Zunächst einmal hängt eine Laufzeitverlängerung davon ab, ob die

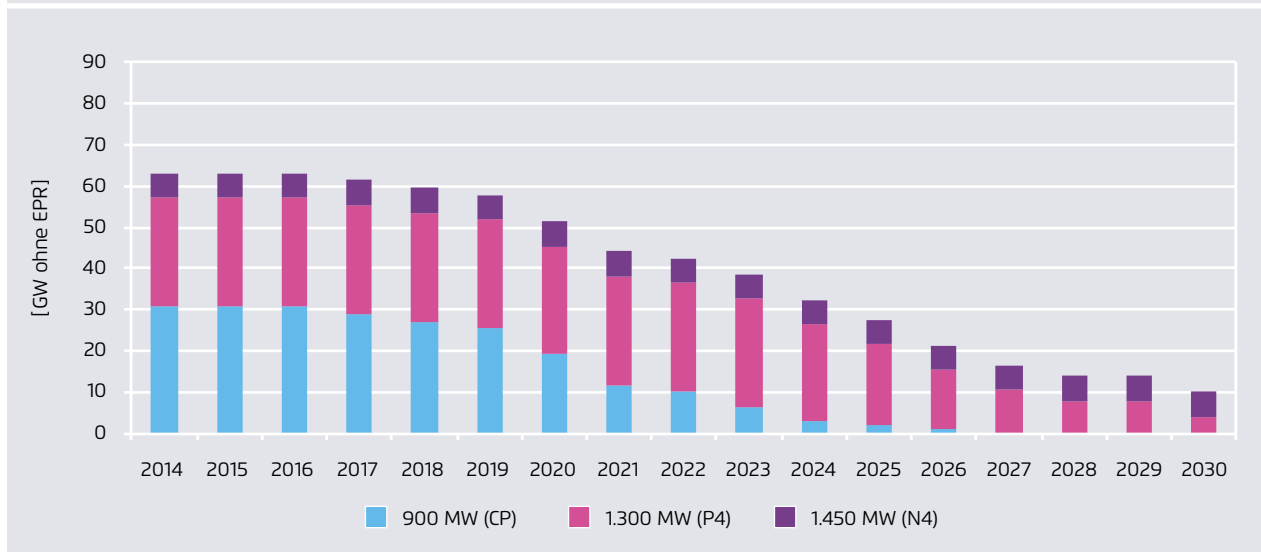
Betriebsgenehmigung für die Kraftwerke über die Dauer von 40 Jahren hinaus verlängert wird. Die dafür notwendige technische Bewertung wird anlässlich der vierten Zehnjahresinspektion von der französischen Behörde für nukleare Sicherheit (*Autorité de sûreté nucléaire, ASN*) vorgenommen. Sie wird auf einem Regelwerk zu Sicherheitsvorschriften basieren, das noch erarbeitet werden muss.⁴⁴ Die Aufsichtsbehörden werden in der Bewertung auf die technische Machbarkeit der Laufzeitverlängerung eingehen und sich dazu äußern, welche Investitionen nötig sind, um die Laufzeit jedes einzelnen Reaktors zu verlängern.

43 34 900 MW-Reaktoren (Baulinie CP), 20 1.300 MW-Reaktoren (Baulinie P4) und vier 1.450 MW-Reaktoren (Baulinie N4)

44 Diese Sicherheitsvorschriften sind stetig zu verschärfen, um dem aktuellen Stand der Technik und der Alterung der Kernreaktoren Rechnung zu tragen. Eine allgemeine Stellungnahme zur Laufzeitverlängerung der CP-Reaktoren (900-MW-Klasse) über die geplante Betriebsdauer von 40 Jahren hinaus sollte ursprünglich 2018 von der ASN herausgegeben werden. Die Veröffentlichung dürfte sich aber auf 2020 oder 2021 verschieben: <https://investir.lesechos.fr/actions/actualites/nucleaire-avis-definitif-de-l-asn-en-2020-21-sur-la-duree-des-centrales-1719437.php>. siehe Marignac (2014) für nähere Angaben zum Inspektionsverfahren

Voraussichtliche Entwicklung der vor 40 Jahren in Betrieb genommenen Kernenergiekapazitäten ohne Laufzeitverlängerung

Abbildung 7



(Rüdinger et al., 2017)

Ob die Wirtschaftlichkeit des Weiterbetriebs bei einer Laufzeitverlängerung gegeben ist, wird auch davon abhängen, wie sich das gesamte Stromsystem entwickelt, da dies Auswirkungen auf die Auslastung der laufzeitverlängerten Reaktoren und ihrer Kosten hat. Werden die Stromerzeugungskapazitäten in Frankreich stark ausgebaut, so könnte die Wirtschaftlichkeit aller Kraftwerke gefährdet sein, es sei denn, es werden ausreichend Absatzmöglichkeiten des in Frankreich überschüssigen Stroms im Export gefunden.

Umstrukturierung des Kohlekraftwerksparks in Deutschland

In Deutschland wird die Stromerzeugung bislang von Kohlekraftwerken dominiert. Deren installierte Kapazität beläuft sich auf 46 Gigawatt (davon 21 Gigawatt Braunkohle- und 25 Gigawatt Steinkohlekraftwerke). Damit stellten Kohlekraftwerke 2017 rund 40 Prozent der nationalen Stromerzeugung. Vor allem deshalb beliefen sich die CO₂-Emissionen des deutschen Stromsektors im Jahr 2017 auf 292 Megatonnen.

Deutschland hat sich im Rahmen seiner Klimapolitik verpflichtet, seine Treibhausgasemissionen bis 2020 um 40 Prozent, bis 2030 um mindestens 55 Prozent und bis 2050 um 80 bis 95 Prozent zu reduzieren (im Vergleich zu 1990). Da heute etwa ein Drittel der Treibhausgasemissionen auf den Stromsektor entfallen, ist dessen Restrukturierung unabdingbar, um diese Klimaziele erreichen. Ende 2017 lagen die Emissionen um 27 Prozent unter denen im Jahr 1990. Aktuellen Prognosen zufolge wird der Rückgang bis 2020 bei lediglich 30 bis 31 Prozent liegen. Damit wäre das nationale Ziel verfehlt, es sei denn, das Land ergreift drastische Maßnahmen zum Umbau des Stromsektors.⁴⁵ Um das für 2030 aufgestellte Ziel zu erreichen, müssten die Emissionen im Stromsektor im Vergleich zu 1990 um etwa 60 Prozent⁴⁶

45 Agora Energiewende (2017b)

46 Der Beitrag, den die Sektoren Strom, Wärme und Verkehr zur Erreichung des nationalen Klimaziels (-60 Prozent bis 2030) leisten, liegt über dem Durchschnitt (-55 Prozent).

abnehmen. Die Emissionen dürfen damit zu diesem Zeitpunkt höchstens bei 159 bis 166 Megatonnen CO₂ liegen. Dieses Klimaziel lässt sich nur erreichen, wenn der Anteil der Kohleenergie am Stromsektor bis 2030 halbiert wird.⁴⁷

Mit Blick auf die Klimaziele sollte Deutschland sowohl die Anzahl der Kohlekraftwerke als auch deren Auslastung bis 2030 deutlich reduzieren.⁴⁸ Mehrere Studien⁴⁹ haben ergeben, dass das Tempo der Stilllegung von Kraftwerken aus technischen und wirtschaftlichen Gründen zum Ende ihres postulierte Lebenszyklus nach 45 bis 50 Betriebsjahren⁵⁰ unzureichend sein könnte – vor allem wenn die Preise für CO₂-Emissionen auf einem niedrigen Stand bleiben. Die Ende 2017 beschlossene Reform des europäischen Emissionshandelssystems ist daher ein erster Schritt in die richtige Richtung. Durch die Reformmaßnahmen sollte der CO₂-Preis allmählich

Das Potenzial zur Verringerung der Emissionen ist in anderen Sektoren (Industrie und Landwirtschaft) begrenzter, da sich die dort anfallenden Emissionen mittelfristig nur schwer oder zu hohen Kosten vermeiden lassen. Demzufolge müssen die Klimaziele über verstärkte Bemühungen in den Energiesektoren erreicht werden.

47 Agora Energiewende (2017)

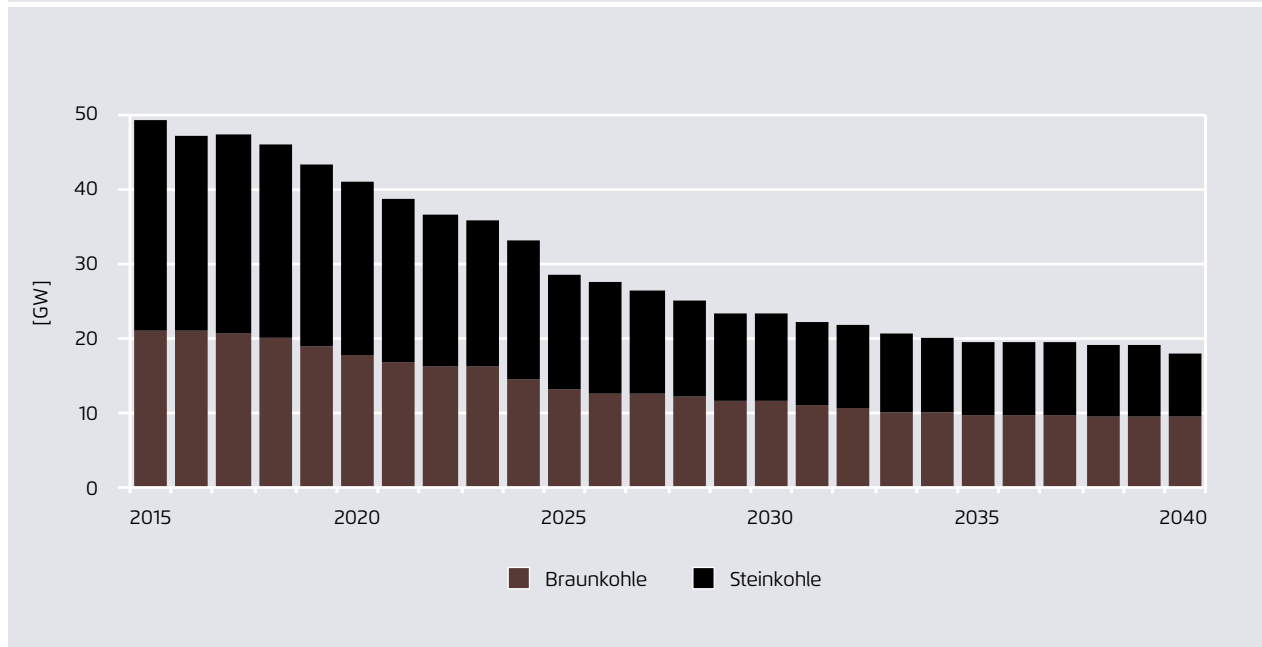
48 Zum Teil liegt das daran, dass 2015 entschieden wurde, zwischen 2017 und 2020 insgesamt 2,7 Gigawatt an Braunkohlekapazitäten – gegen Zahlung einer finanziellen Entschädigung an die Betreiber – vom Markt zu nehmen und stillzulegen, damit Deutschland seine für 2020 aufgestellten Klimaziele nähern kommen kann.

49 Siehe insbesondere Agora Energiewende (2016), UBA (2017a), Greenpeace (2017).

50 Auf diese technische Lebensdauer der Anlagen beziehen sich Netzbetreiber in ihrem Netzentwicklungsplan (NEP, 2017). Eine Betriebsdauer von 50 Jahren entspricht dem konservativsten Szenario (NEP-A), bei dem der „Status Quo“ beibehalten wird. Eine Betriebsdauer von 45 Jahren entspricht dem mittleren Szenario (NEP-B) und einer beschleunigten Energiewende (NEP-C). Im Rahmen der 2015 von Agora durchgeführten Studie Elf Eckpunkte für einen Kohlekonsens (Agora, 2015) wird die technische Lebensdauer von Braunkohlekraftwerke im Referenzszenario auf 50 Jahre und für Steinkohlekraftwerke auf 40 Jahre geschätzt.

Erwartete Entwicklung der deutschen Kohlekraftwerke am Ende ihrer Lebensdauer

Abbildung 8



(Agora Energiewende, 2016)

Annahme: Lebensdauer von 50 Jahren für Braunkohle- und von 40 Jahren für Steinkohlekraftwerke

steigen und damit die Stromerzeugung emissionsintensiver Anlagen verteuern. Dennoch scheinen die Reformen nicht auszureichen, um einen CO₂-Preis zu erreichen, der für eine wirtschaftlich bedingte Stilllegung der Kohlekraftwerke bis 2030 benötigt würde.

In Ländern wie Deutschland, wo der Strommix einen hohen Kohleenergieanteil aufweist (oder emissionsreiche Branchen vorherrschen), gestaltet es sich für politische Entscheidungsträger nach wie vor schwierig, Maßnahmen zur Steigerung der CO₂-Preise zu ergreifen, um so einen Einklang mit den gesetzten Klimazielen herzustellen (bis 2030 auf 40 Euro je Tonne und bis 2040 auf mehr als 50 Euro je Tonne oder sogar – für die Stilllegung der neuesten Braunkohlekraftwerke – auf mehr als 60 Euro je Tonne).

Angesichts der wirtschaftlichen und sozialen Folgen in den Bergbaurevieren stößt die Restrukturierung des Kohlekraftwerksparks in Deutschland auf politischen Widerstand. Daher sollten breit ange-

legte nationale Maßnahmen ergriffen werden, in die alle politischen und sozio-ökonomischen Kriterien einbezogen werden, um die Steuerung über den CO₂-Preis zu ergänzen. Ein langfristig angelegter und konsensorientierter nationaler Plan zum Ausstieg aus der Kohle, wie er 2016 von Agora Energiewende (Agora Energiewende, 2016) vorgeschlagen wurde, würde eine gerechte und allmähliche Energiewende in Deutschland begünstigen und dabei allen Stakeholdern ein Mindestmaß an Sicherheit und Transparenz zusichern.

2. Allgemeiner Rahmen der Studie und Vorstellung des analysierten Strommix

2.1 Acht Szenarien für Frankreich und Deutschland im Jahr 2030

Die vorliegende Studie betrachtet die Transformation des europäischen Stromsystems bis 2030 vor dem Hintergrund des angestrebten Ausbaus der Erneuerbaren Energien. Dabei werden verschiedene Strategien zur Zukunft des konventionellen Kraftwerksparks in Frankreich und in Deutschland beleuchtet. In beiden Ländern werden politische Ziele und Korridore für den Ausbau der Kapazitäten der Erneuerbare-Energien-Stromerzeugung festgelegt. Für die Zukunft der Kernkraftwerke in Frankreich beziehungsweise der Kohlekraftwerke in Deutschland wurde hingegen, obwohl ihnen im jeweiligen nationalen Energiemix noch immer eine wichtige Rolle zukommt, noch keine Strategie verabschiedet.⁵¹

Auf beiden Seiten des Rheins ist nun eine Debatte darüber entbrannt, welche Strategien geeignet sein könnten, um die Stilllegung der konventionellen Kraftwerke mit dem Zubau der Erneuerbare-Energien-Kapazitäten und der Entwicklung der Stromnachfrage in Einklang zu bringen. Der gewählte Ansatz muss es zudem ermöglichen, die gesetzten Klimaziele zu erreichen und die in Frankreich geplante Verringerung des Kernenergieanteils zu verwirklichen.

Die vorliegende Studie soll diese Fragen klären. Dazu orientiert sie sich an den festen beziehungsweise absehbaren Ausbauzielen für Erneuerbare Energien. Sie untersucht überdies verschiedene Szenarien im Hinblick auf die Rolle von Kernenergie (Frankreich) und der Kohleverstromung (Deutschland) bis 2030.

51 In Frankreich stellten Kernkraftwerke 2016 72 Prozent der Stromerzeugung; in Deutschland produzierten Stein- und Braunkohlekraftwerke zusammen 42,9 Prozent der Stromerzeugung.

Die Studie bewertet technische und wirtschaftliche Parameter des europäischen Stromsystems: Strommarktpreise, Erlöse für die Betreiber verschiedener Stromerzeugungstechnologien, CO₂-Emissionen und grenzüberschreitender Stromhandel im europäischen Stromnetz. Sieben Szenarien widmen sich Strategien zum Umbau des konventionellen Kraftwerksparks in Frankreich und Deutschland bis 2030. In einem achten Szenario wird untersucht, welche Auswirkungen ein höherer CO₂-Preis hätte. Für jedes einzelne Szenario werden jeweils zehn Wetterjahre im Stundentakt modelliert (siehe Abbildung 9).

Die in dieser Studie untersuchten Referenzszenarien wurden auf Grundlage von Prognosen der Übertragungsnetzbetreiber beider Länder angepasst.⁵² Die Annahmen wurden basierend auf einer Durchsicht der neuesten Prospektivstudien erarbeitet. So lassen sich realistische wirtschaftliche und politische Aussichten ableiten, die den aktuellen Wissensstand bestmöglich wiedergeben.⁵³

Für beide Länder werden jeweils drei Szenarien untersucht. Diese Szenarien gehen davon aus, dass der Ausbau der Erneuerbaren Energien im Einklang mit den gesetzten oder diskutierten nationalen Zielsetzungen erfolgt. In Bezug auf die Kernenergiekapazitäten (Frankreich) und Kohlekraftwerkskapazitäten (Deutschland) werden hingegen verschiedene Entwicklungen bis 2030 betrachtet. Zur besseren Vergleichbarkeit wird vorausgesetzt, dass alle ande-

52 *Bilan prévisionnel* 2014 und 2016 in Frankreich beziehungsweise Netzentwicklungsplan (NEP, 2017) in Deutschland.

53 Hinweis: Die französische Netzentwicklungsprognose 2017, die Anfang 2018 veröffentlicht wurde, sowie der neue deutsche Szenariorahmen (NEP 2018), konnten in dieser Studie nicht berücksichtigt werden.

ren Annahmen (beispielsweise grenzüberschreitende Übertragungskapazitäten, Strommix in anderen europäischen Ländern, Höhe der Stromnachfrage) für alle Szenarien gleich sind. So lassen sich die Auswirkungen der in Frankreich und Deutschland getroffenen Entscheidungen auf die Stromhandelsdynamik, die Markterlöse der Technologien und die CO₂-Emissionen isoliert betrachten.

Frankreich: Ausbau der Erneuerbaren Energien gemäß Extrapolation der in der mehrjährigen Programmplanung für Energie angegebenen Ziele und drei Kernenergieszenarien bis 2030

Für die drei für Frankreich untersuchten Szenarien wird davon ausgegangen, dass die Erneuerbare-Energien-Kapazitäten den in der französischen mehrjährigen Programmplanung für Energie (PPE) bis 2023 vorgesehenen Zielkorridoren entspricht. Diese wurden für die Zwecke der Studie bis 2030 extrapoliert. Konkret belaufen sich die für dieses Zieljahr angenommenen Kapazitäten auf 106 Gigawatt Erneuerbare Energien. Davon entfallen 27,5 Gigawatt auf Wasserkraft, 36 Gigawatt auf Onshore-Windenergie, 7,2 Gigawatt auf Offshore-Windenergie, 32 Gigawatt auf Photovoltaik und 3,2 Gigawatt auf andere erneuerbare Energieträger (Biomasse, Erdwärme). Diese Kapazitäten reichen aus, um den angestrebten Anteil von 40 Prozent Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien bis 2030 zu erreichen oder ihm zumindest nahezukommen.

Was den Kernkraftwerkspark angeht, so werden für 2030 drei verschiedene Kapazitätsszenarien untersucht. Für das hohe Kernenergieszenario (FRhoch) wird davon ausgegangen, dass die gesetzliche Obergrenze von 63 Gigawatt bis 2030 über eine Laufzeitverlängerung des aktuellen Kraftwerksparks aufrechterhalten wird (eine Ausnahme bildet die Anlage in Fessenheim). Ein zweites – mittleres – Szenario (FRmitt.) basiert darauf, dass die Kernenergiekapazität bis 2030 auf 50 Gigawatt verringert wird. Für diese Variante wären 13 Reaktoren der 900-Megawatt-Klasse (40 Prozent der 32 verbleibenden

Reaktoren mit dieser Leistung) und ein Reaktor der 1.300-Megawatt-Klasse stillzulegen. Für das letzte – niedrige – Kernenergieszenario (FRniedrig) wird hingegen angenommen, dass die Kernenergiekapazitäten bis 2030 auf 40 Gigawatt verringert werden. Hierfür müssten 24 Reaktoren der 900-Megawatt-Klasse (75 Prozent der verbleibenden Reaktoren dieser Leistung) und ein Reaktor der 1.300-Megawatt-Klasse vom Netz genommen werden. Schließlich wird für alle Szenarien davon ausgegangen, dass die Kohlekraftwerke komplett stillgelegt werden und die restlichen thermischen Kraftwerke konstant 14,8 Gigawatt beisteuern, wovon 6,2 Gigawatt auf GuD-Kraftwerke entfallen. Dies entspricht der aktuellen Kapazität, erhöht um das – aktuell im Bau befindliche – Kraftwerk in Landdivisiau.

Deutschland: Drei Szenarien in Abhängigkeit von verschiedenen Kohleausstiegskonzepten und Erneuerbare-Energien-Ausbauzielen

Für Deutschland basieren die Annahmen über die 2030 installierten Erneuerbare-Energien-Erzeugungskapazitäten auf den im mittleren Szenario des Netzentwicklungsplans (NEP-B, 2017) der deutschen Übertragungsnetzbetreiber genannten Werten. Dieses Szenario wird als Referenzfall verwendet; es zielt auf einen Anteil von 50 Prozent Erneuerbare Energien bis 2030 und entspricht einer Erneuerbare-Energien-Erzeugungskapazität von 159 Gigawatt. Davon entfallen 58 Gigawatt auf Onshore-Windenergie, 15 Gigawatt auf Offshore-Windenergie und 66 Gigawatt auf Photovoltaik. Da Deutschland bei der Erreichung seiner Klimaziele im Rückstand ist, plant die neue Bundesregierung, den Zubau der Erneuerbaren Energien zu beschleunigen.⁵⁴ Im Zuge der vorliegenden Studie wird daher auch ein Szenario betrachtet, bei dem der Ausbau der Onshore-Windenergie und Photovoltaik beschleunigt wird, damit die Erneuerbaren Energien bis 2030 einen Anteil von mehr als 60 Prozent am Stromverbrauch erreichen

54 siehe Koalitionsvertrag zwischen CDU/CSU und SPD von Februar 2018 (CDU/CSU und SPD, 2018)

können. Die Gesamtkapazitäten für die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien würden sich demnach auf 180 Gigawatt belaufen, davon 70 Gigawatt Onshore-Windenergie und 75 Gigawatt Photovoltaik⁵⁵.



Da politische Unsicherheit zum Tempo der Strommix-Dekarbonisierung herrscht, empfiehlt es sich bezüglich des Kohlekraftwerksparks, mehrere Kapazitätsentwicklungen bis 2030 zu betrachten. Ein erstes – mittleres – Kohlekraftwerksszenario (DEmitt.) basiert darauf, dass bis 2030 Erzeugungskapazitäten von 24,3 Gigawatt bestehen bleiben, davon 9,5 Gigawatt an Braunkohle- und 14,8 Gigawatt an Steinkohlekapazitäten. Für dieses mittlere Referenzszenario des 2017 herausgegebenen Netzentwicklungsplans (NEP-B) ist vorgesehen, Anlagen stillzulegen, die das Ende ihrer 45-jährigen Betriebsdauer erreichen. Es wird also auf Reinvestitionen zur Laufzeitverlängerung der Kraftwerke verzichtet. Obwohl die Laufzeitverlängerung von Kohlekraftwerken über ihre ursprüngliche technische Lebensdauer hinaus möglich ist, erscheint sie politisch wenig wahrscheinlich und wirtschaftlich riskant (Agora Energiewende, 2016). Ein zweites – niedriges – Kohleszenario (DENiedrig) geht von einer beschleunigten Stilllegung der Kraftwerke aus, sodass der Kohleausstieg bis 2040 vollständig bewältigt ist.⁵⁶ Bei dieser Variante verbleiben 2030 noch 9,1 Gigawatt Braunkohle- und 9,5 Gigawatt Steinkohlekapazitäten im deutschen Strommix. Das mittlere Kohleszenario (24,3 Gigawatt) wird lediglich in Kombination mit einem 50-Prozent-Ausbauziel für Erneuerbare Energien betrachtet. Für das niedrige Kohleszenario (18,6 Gigawatt) werden hingegen zwei Ausbauvarianten untersucht: das 50-Prozent-Ausbauziel sowie

die Anhebung des Ausbauziels auf etwa 60 Prozent. Diese beiden Varianten dienen dazu, mögliche Entscheidungen, die in Deutschland zum verstärkten Ausbau der Erneuerbaren Energien oder zum vermehrten Rückgriff auf Stromimporte (zum Ausgleich des beschleunigten Kohleausstiegs) getroffen werden, beleuchten zu können.

Acht Szenarien zur Untersuchung der Auswirkungen nationaler Entscheidungen auf das Nachbarland, inklusiv eine Variante zur CO₂-Bepreisung

Wie in Abbildung 9 dargestellt, lassen sich aus der Kombination der nationalen Szenarien neun mögliche Varianten ableiten. Sieben davon sind Gegenstand der vorliegenden Studie. Das niedrige Kohleszenario für Deutschland ohne Anhebung des Ausbauziels der Erneuerbaren Energien wird einzig für den Fall untersucht, dass Frankreich seine Kernenergiekapazitäten von 63 Gigawatt beibehält. Denn diese Kombination erlaubt es, den Anstieg der Stromim-

Untersuchte Szenarien in Frankreich und Deutschland bis 2030 Abbildung 9

				
	CO ₂ -Referenzpreis bei 30 €/t	hoher Anteil Kernenergie (63 GW) EE-Mehrjahresplan	mittlerer Anteil Kernenergie (50 GW) EE-Mehrjahresplan	niedriger Anteil Kernenergie (40 GW) EE-Mehrjahresplan
 mittlerer Anteil Kohlekraftwerke (24,3 GW) RES ~ 50%		✓	✓ <small>Variante hoher CO₂-Preis (50 €/t)</small>	✓
niedriger Anteil Kohlekraftwerke (18,6 GW) RES ~ 60%		✓	✓	✓
niedriger Anteil Kohlekraftwerke (18,6 GW) RES ~ 50%		✓		

* Für Deutschland wird für 2030 ein Szenario mit mehr als 25 GW Kohlekraftwerkskapazität nicht mit einbezogen, da dies sowohl politisch als auch wirtschaftlich unwahrscheinlich ist (siehe hierzu Agora Energiewende (2016): *Eleven principles for a consensus on coal: Concept for a stepwise decarbonisation of the German power sector.* Agora/Iddri (2018))

55 Die vorgesehenen Kapazitäten von Erneuerbaren Energien im Rahmen dieses Szenarios stimmen größtenteils mit den genehmigten Werten des Szenarios A 2030 des deutschen Netzentwicklungsplans 2019-2030 überein. Zur Einhaltung des 65 Prozent-Ziels bis 2030 müsste die installierte Nettokapazität auf 215 Gigawatt ansteigen (siehe Agora 2018).

56 Kohleausstieg-Szenario 2040 (Agora Energiewende, 2016)

porte infolge eines beschleunigten Ausstiegs aus der Kohle ohne Anhebung des Ausbauziels der Erneuerbare Energien zu bewerten. Schließlich wird im Einklang mit den Prognosen der Marktakteure für alle Szenarien davon ausgegangen, dass der CO₂-Preis bis 2030 bei 30 Euro je Tonne liegen wird. Die Preise für fossile Energieträger wurden aus dem „New Policy“-Szenario des *World Energy Outlook 2016* der Internationalen Energieagentur entnommen. Für eine Szenarienkombination (mittleres Kohleszenario für Deutschland und mittleres Kernenergieszenario für Frankreich) wird mit einer CO₂-Bepreisung von 50 Euro je Tonne gearbeitet, um die Auswirkungen einer deutlicheren Umkehr der *Merit Order* von Kohle- und Gaskraftwerken bis 2030 Rechnung zu tragen.

Grundlegende Annahmen zur Analyse der Szenarien

Welche allgemeinen Annahmen den Szenarien zugrunde gelegt wurden, ist im Folgenden zusammengefasst. Nähere Angaben hierzu sind im Anhang zu finden.

Stabilisierte Stromnachfrage in Frankreich und Deutschland. Die Annahmen zum Stromverbrauch leiten sich von den neuesten – mittleren – Prognosen zur langfristigen Entwicklung des Stromverbrauchs ab, auf die sich Übertragungsnetzbetreiber in ihrem Szenariorahmen gestützt haben. Demnach dürfte sich die jährliche Stromnachfrage 2030 auf 459 Terawattstunden in Frankreich beziehungsweise 547 Terawattstunden in Deutschland belaufen. Beide Werte basieren auf Fortschritten bei der Energieeffizienz und einem Anstieg der Elektrifizierung im Verkehrs- und Wärmesektor (siehe Kapitel 1.1). So wird davon ausgegangen, dass 2030 6,9 Millionen Elektrofahrzeuge in Frankreich beziehungsweise drei Millionen Elektrofahrzeuge in Deutschland unterwegs sein werden.⁵⁷

⁵⁷ Die Werte entstammen der *Bilan prévisionnel* (Frankreich) sowie dem *Netzentwicklungsplan 2017* (Deutschland).

Realistisches Wachstum der Interkonnektorenkapazitäten. Die Annahmen zu den Interkonnektoren basieren auf einer projektbezogenen Analyse der im europäischen Netzentwicklungsplan (ENTSO-E, 2016) angegebenen Netzübergangsstellen, mit der deren Machbarkeit bis 2030 erörtert werden sollte.⁵⁸ Etwas mehr als die Hälfte der von den Netzbetreibern angekündigten Projekte bis zu diesem Zeitpunkt wird als realistisch umsetzbar angesehen, wovon mehr als acht Gigawatt zusätzlicher Exportkapazitäten in Frankreich im Vergleich zu 2015 (insgesamt 21,8 Gigawatt) und 8,5 Gigawatt in Deutschland (insgesamt 18 Gigawatt) angenommen werden.

Großer Ausbau von Flexibilitätsoptionen. Die Annahmen zu steuerbaren Erzeugungskapazitäten, zu Speicheroptionen (Pumpspeicherkraftwerke [PSW], Batterien) und zur Laststeuerung basieren auf politischen Zielsetzungen beziehungsweise entsprechen den Prognosen der Netzbetreiber.⁵⁹ Es wird davon ausgegangen, dass das Laden von Elektrofahrzeugen zu 70 Prozent steuerbar ist. Bei Warmwasserbereitern beläuft sich der Anteil der steuerbaren Leistung auf 80 Prozent.⁶⁰ Zudem wird bis 2030 von 1,5 Gigawatt an neuen PSW-Kapazitäten in Frankreich und fünf Gigawatt an zusätzlichen Kapazitäten in der deutschen Regelzone (davon 1,3 Gigawatt in Luxemburg und 2,2 Gigawatt in Österreich) ausgegangen. Die Inanspruchnahme solcher Flexibilitätsoptionen wird im Stundentakt dynamisch mit dem restlichen Stromsystem optimiert, wobei dies gemäß repräsen-

⁵⁸ Die Analyse orientiert sich an dem von Agora Energiewende in einer Studie von 2013 (Agora Energiewende, 2013) gewählten Ansatz, wobei dieser für die Zwecke der vorliegenden Studie von Agora Energiewende aktualisiert wurde.

⁵⁹ In den Anhängen 1, 2 und 3 sind die Annahmen zum verbleibenden Kraftwerkspark und den Flexibilitätsoptionen zusammengefasst.

⁶⁰ In Deutschland sind elektrische Warmwasserspeicher weit weniger verbreitet. Diese Flexibilitätsannahme wird im deutschen Netzentwicklungsplan (NEP, 2017) nicht berücksichtigt.

Kasten 1. Versorgungssicherheit und Optimierung der Interkonnektorenkapazitäten und der Kraftwerksparks

In dieser Studie werden die Kraftwerksparks und Interkonnektorenkapazitäten zwischen den europäischen Ländern in den verschiedenen bis 2030 untersuchten Szenarien exogen festgelegt. Dies bedeutet, dass die wirtschaftliche Optimierung der Kraftwerksparks und der Interkonnektoren nicht überprüft wurde. Das Modell kontrolliert demnach nicht, ob die in Erzeugungskapazitäten und Interkonnektoren getätigten Investitionen

auf Grundlage der auf dem Großhandelsmarkt von den Stromerzeugern und Netzbetreibern erhaltenen Erlöse als rentabel einzustufen sind. Dieser Ansatz ist im Rahmen der vorliegenden Studie gerechtfertigt, da die Entscheidungen zur Zukunft der Kohle- und Kernkraftwerke bis 2030 heute weitgehend von energiepolitischen Bestrebungen bestimmt werden: Verpflichtung zum Ausbau der Erneuerbaren Energien, Einhaltung der gesetzten Klimaziele in Deutschland, nationale Strategie zur Zukunft des Kernkraftwerksparks in Frankreich. Dennoch begrenzt dieser Ansatz die Ergebnisse der Analyse.

tativen technischen Eigenschaften der konkreten Anwendungen (tägliches Befüllen von Warmwasserspeichern, Anwesenheit der Fahrzeuge an der Ladestation zum Laden usw.) erfolgt.

Ehrgeiziger Ausbau der Erneuerbaren Energien in ganz Europa. Der Erzeugungs- und Verbrauchsmix für die restlichen EU-Länder entspricht den Annahmen, auf die ENTSO-E für das Szenario „Vision 3“ im Rahmen seines Zehnjahresplans zur Netzentwicklung zurückgegriffen hat (ENTSO-E, 2016). Dieses Szenario sieht für alle anderen europäischen Länder (außer Frankreich und Deutschland) einen Anteil von rund 50 Prozent für Erneuerbare Energien vor.

Wie auch in den von den Übertragungsnetzbetreibern erstellten Referenzszenarien⁶¹ ist das Kriterium der Versorgungssicherheit⁶² in allen hier untersuch-

ten Szenarien sichergestellt. Dies bedeutet, dass das Gleichgewicht aus Stromangebot und Stromnachfrage in Frankreich und in Deutschland auch für den Fall gewährleistet ist, dass Kohle- und Kernenergiekapazitäten gleichzeitig abnehmen.

2.2 Wichtigste Ergebnisse der Studie in Bezug auf Frankreich und Deutschland

Im folgenden Kapitel sind die wichtigsten Resultate der im Rahmen dieser Studie für Frankreich und Deutschland untersuchten Szenarien sowie deren Auswirkungen aufgeführt.

Die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien steigt in Frankreich und Deutschland stark an. Die Erneuerbare-Energien-Stromerzeugung wird in Frankreich von 95 Terawattstunden im Jahr 2016 auf 220 Terawattstunden im Jahr 2030 ansteigen. In Deutschland beläuft sie sich beim Szenario mit etwa

61 *Bilan prévisionnel* in Frankreich, Netzentwicklungsplan 2017 (NEP) in Deutschland und „Visions“ des ENTSO-E für andere europäische Länder (ENTSO-E, 2016).

62 Die Übereinstimmung von Angebot und Nachfrage für zehn typische Wetterjahre wird in Frankreich auf Basis des geltenden Versorgungssicherheitskriteriums (*Loss of Load Expectation*, LOLE unter drei Stunden) überprüft. Dieses Kriterium der Versorgungssicherheit liegt für alle französischen Szenarien bis 2030 bei unter drei Stunden im Jahr. Für den Fall, dass sich Deutschland für den

Ausstieg aus der Kohle entscheidet und die Kernenergiekapazitäten in Frankreich auf 40 Gigawatt verringert werden, beläuft sich das LOLE im Schnitt in unseren Szenarien in Frankreich auf 1,7 Stunden. In Deutschland liegt der Ausfall in allen untersuchten Szenarien bei null Stunden.

50 Prozent Erneuerbarer Energien auf 310 Terawattstunden und beim Szenario mit etwa 60 Prozent Erneuerbarer Energien auf 355 Terawattstunden (gegenüber 217 Terawattstunden im Jahr 2017). Die Abregelung von Erneuerbare-Energien-Anlagen bleibt in allen untersuchten Szenarien begrenzt.⁶³

Die Stein- und Braunkohleverstromung in Deutschland sinkt, da die Kapazität von 45 Gigawatt im Jahr 2016 auf – je nach betrachtetem Szenario – 24,3 oder 18,6 Gigawatt im Jahr zurückgeht. Die Kohleverstromung nimmt auch dann ab, wenn der CO₂-Preis auf 50 Euro pro Tonne steigt und die Kernenergiekapazität in Frankreich zunimmt.

Die Kernenergieerzeugung in Frankreich hängt stark davon ab, wie viele Kernenergiekapazitäten zur Verfügung stehen. Im (niedrigen) 40-Gigawatt-Szenario beläuft sich die Produktion auf 280 Terawattstunden, im (mittleren) 50-Gigawatt-Szenario auf 340 Terawattstunden und im (hohen) 63-Gigawatt-Szenario auf 390 Terawattstunden. Liegen die Kernenergiekapazitäten bei mehr als 40 Gigawatt, zieht dies in erster Linie einen Anstieg der Stromexporte Frankreichs nach sich.

Der in Frankreich für den Erzeugungsmix 2030 angestrebte Anteil von Erneuerbaren Energien⁶⁴ lässt sich nur erreichen, wenn die Kernenergie-

kapazitäten auf 40 Gigawatt verringert werden.

In diesem Fall beliefe sich der Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung in Frankreich auf 42 Prozent. Der Anteil der Kernenergie betrüge 54 Prozent und läge damit über dem Ziel von 50 Prozent. Im Falle des mittleren und hohen Kernenergieszenarios würde dieser Zielwert – mit 59 beziehungsweise 63 Prozent – noch deutlicher verfehlt. Damit könnte Frankreich auch sein Ausbauziel für die Erneuerbare Energien, die im 50-Gigawatt-Szenario lediglich 38 Prozent und im 63-Gigawatt-Szenario lediglich 35 Prozent der französischen Stromerzeugung 2030 stellen würden, unmöglich erreichen.

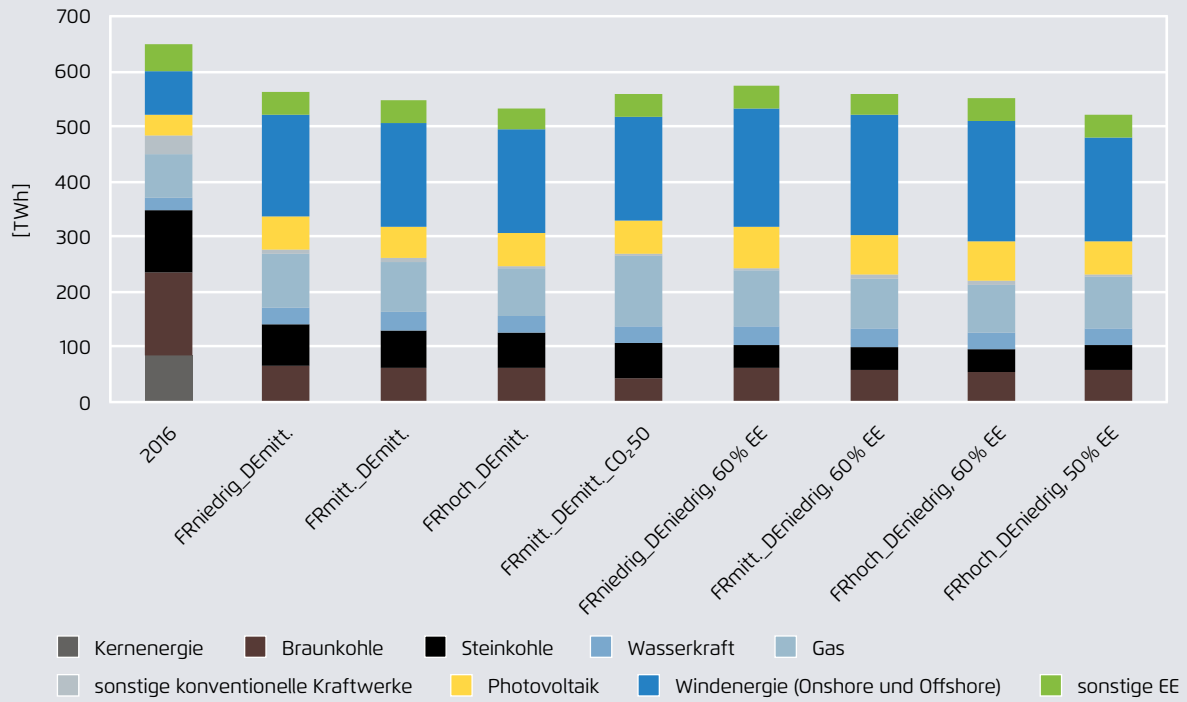
Deutschland erreicht seine Ausbauziele für Erneuerbare Energien in allen Szenarien, kann die gesetzten Klimaziele jedoch nur bei Verringerung der Kohleenergiekapazitäten verwirklichen. Die Erreichung der gesetzten Klimaziele vereinfacht sich, wenn der Ausstieg aus der Kohle durch eine Anhebung des Ausbauziels für Erneuerbare Energien ausgeglichen wird, sodass diese 2030 etwa 60 Prozent des Stromverbrauchs ausmachen. Auch die Erhöhung des CO₂-Preises auf 50 Euro je Tonne sowie die Beibehaltung hoher Kernenergiekapazitäten in Frankreich würden zur Verringerung der deutschen CO₂-Emissionen beitragen.

Je höher die französische Kernenergiekapazität 2030, desto niedriger die mittleren Börsenstrompreise in Frankreich und Deutschland (siehe Abbildung 11). Die Preise belaufen sich in Frankreich für das niedrige Kernenergieszenario (40 Gigawatt) auf 51 Euro pro Megawattstunde, für das mittlere Kernenergieszenario (50 Gigawatt) auf 42 Euro pro Megawattstunde und für das hohe Kernenergieszenario (63 Gigawatt) auf 21 Euro pro Megawattstunde. Zum Vergleich: 2016 lagen sie bei 37 Euro pro Megawattstunde. Entscheidet sich Frankreich für einen größeren Kernkraftwerkspark, so hat dies Einfluss auf die deutschen Preise. Im Gegensatz zum niedrigen Kernenergieszenario, fallen die Marktpreise in Deutschland um zwei Euro pro Megawattstunde, wenn sich Frankreich für das 50-Gigawatt-Konzept

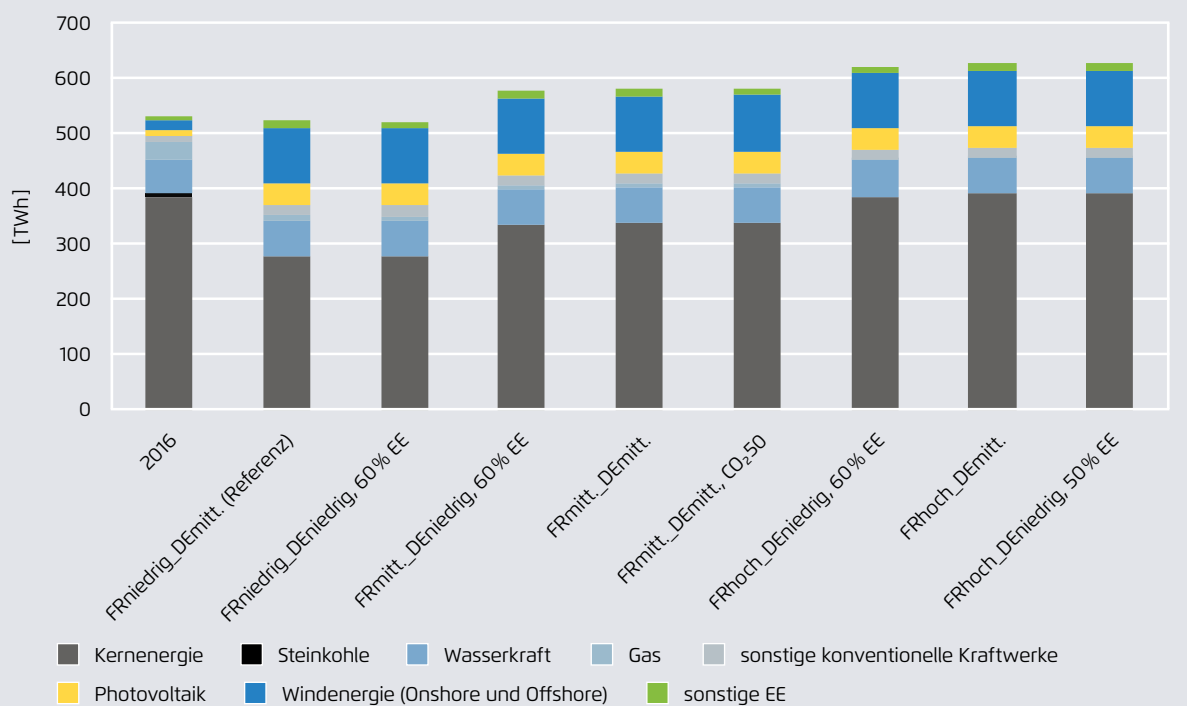
63 In Frankreich kommt die Abregelung von Erneuerbare-Energien-Anlagen in allen betrachteten Szenarien auf weniger als 0,5 Terawattstunden (beim flexiblen Erzeugungsgradienten der Kernkraftwerke) beziehungsweise auf ein bis fünf Terawattstunden (beim beschränkten Erzeugungsgradienten der Kernkraftwerke, siehe Anhang 7). In Deutschland liegt die abgeregelte Strommenge bei einem Erneuerbaren-Energien-Zubau auf einen Anteil von 60 Prozent am Stromverbrauch bei höchstens etwas über fünf Terawattstunden. Das Modell berücksichtigt allerdings keine internen Engpässe des Stromnetzes, wodurch die tatsächlich benötigte Lastspitzenreduktion unterschätzt werden könnte.

64 Erzeugungsmix mit einem Kernenergieanteil von 50 Prozent und einem Erneuerbare-Energien-Anteil von 40 Prozent.

Erzeugungsmix in Deutschland in den Jahren 2016 und 2030 (gemäß unterschiedlichen Szenarien) Abbildung 10a



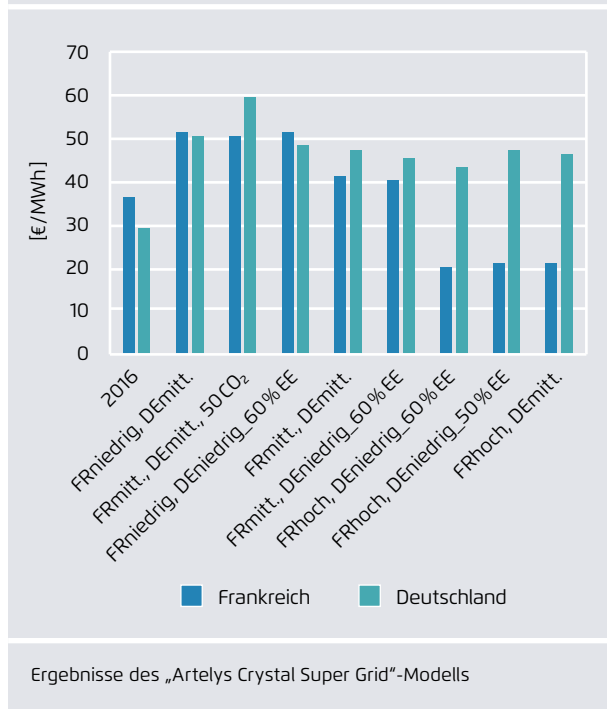
Erzeugungsmix in Frankreich in den Jahren 2016 und 2030 (gemäß unterschiedlichen Szenarien) Abbildung 10b



AG Energiebilanz (2017), RTE (2016a) und Ergebnisse des „Artelys Crystal Super Grid“-Modells

Durchschnittliche Börsenstrompreise in Frankreich und Deutschland in den Jahren 2016 und 2030 gemäß den unterschiedlichen Szenarien

Abbildung 11



gien auf 60 Prozent des deutschen Stromverbrauchs begleitet, sinken die Preise stattdessen um einen bis drei Euro pro Megawattstunde in Deutschland und sehr wenig (weniger als einen Euro pro Megawattstunde) auch in Frankreich.

Die Erhöhung des CO₂-Preises von 30 auf 50 Euro je Tonne führt zu einem deutlichen Anstieg der Börsenstrompreise in Europa.

Die Börsenstrompreise liegen bei der Kombination aus mittlerem Kernenergieszenario in Frankreich und mittlerem Kohleszenario (50 Prozent Erneuerbare Energien) in Deutschland bei etwa 50 Euro pro Megawattstunde (plus 8,6 Euro pro Megawattstunde) in Frankreich und etwa 59 Euro pro Megawattstunde (plus 11,5 Euro pro Megawattstunde) in Deutschland.

entscheidet, und um vier Euro pro Megawattstunde, wenn Frankreich das 63-Gigawatt-Szenario wählt. Die für Deutschland untersuchten Erzeugungsmix-Varianten haben weit weniger Einfluss auf die französischen Strompreise (unter einem Euro je Megawattstunde).

Der beschleunigte Ausstieg aus der Kohle führt zu höheren Strompreisen, sofern er nicht von einer Anhebung des Erneuerbare-Energien-Ausbauziels begleitet wird. Die Preise würden im Vergleich zum Referenzfall um vier Prozent auf 50,7 Euro pro Megawattstunde⁶⁵ steigen und damit unter dem im Zeitraum 2007 bis 2012 verzeichneten Jahresschnitt (50 bis 70 Euro je Megawattstunde) bleiben. Wird der beschleunigte Ausstieg aus der Kohle von einer Anhebung des Ausbauziels für Erneuerbare Ener-

65 wenn Frankreich das 63-Gigawatt-Szenario wählt

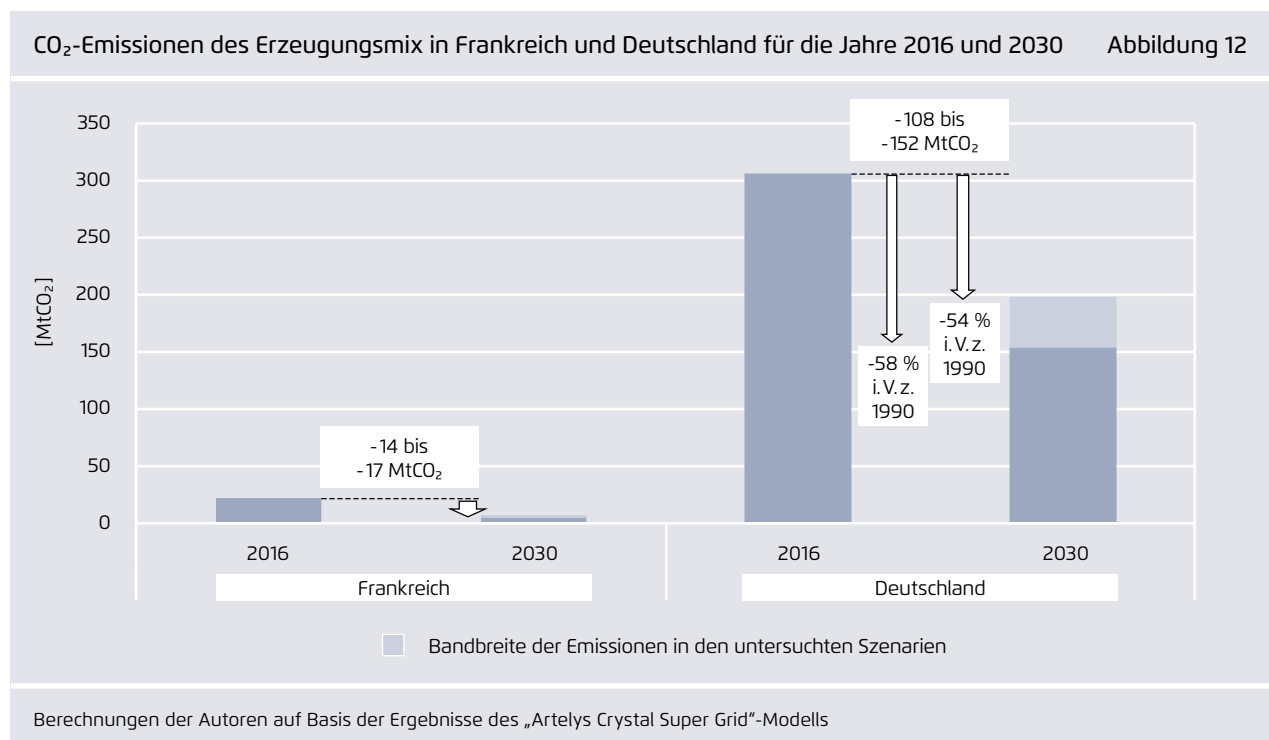
3. Ein CO₂-ärmeres und flexibleres Stromsystem für 2030

3.1 CO₂-ärmerer Strommix in allen Szenarien

Bis 2030 werden die stromerzeugungsbedingten CO₂-Emissionen sowohl in Frankreich als auch in Deutschland sinken (siehe Abbildung 12).

Dabei werden die Emissionen der französischen Stromerzeugung in allen betrachteten Szenarien zurückgehen, da gemäß der 2016 beschlossenen mehrjährigen Programmplanung für Energie die Kohleverstromung in Frankreich bis 2023 aufgegeben wird. Die Entscheidung, welche Kernenergiekapazität bis 2030 bestehen soll, hat nur begrenzten Einfluss auf die CO₂-Bilanz des französischen Erzeugungsmix. Die Emissionen bleiben für alle Szenarien unter 15 Megatonnen CO₂ jährlich (gegenüber 28,3 Megatonnen CO₂ im Jahr 2016).

Für Deutschland zeigen alle untersuchten Szenarien, dass die CO₂-Emissionen bis 2030 abnehmen werden. Das konkrete Ausmaß der Verringerung schwankt jedoch je nach Szenario zwischen minus 100 und minus 150 Megatonnen CO₂ und hängt ab von der Entscheidung hinsichtlich des Tempos des Kohleausstiegs, von der CO₂-Bepreisung und von der Entwicklung des Erzeugungsmix in benachbarten Ländern, insbesondere Frankreich. Die Eliminierung der CO₂-freien Kernenergiekapazitäten im europäischen Stromsystem verbessert die Wettbewerbsfähigkeit der Stromerzeugungsanlagen, insbesondere der Kohlekraftwerke, in den europäischen Ländern. Eine Verringerung der Kernenergiekapazitäten kann demnach, selbst wenn sie auf die französischen CO₂-Emissionen nur sehr geringe Auswirkungen hat, zu einem Anstieg der CO₂-Emissionen in benachbarten Ländern (insbesondere Deutschland) führen.



Durch den Dominoeffekt beträfe dies alle am europäischen Übertragungsnetz beteiligten Länder. Die Emissionsminderung fällt größer aus, wenn Deutschland den Ausstieg aus der Kohle beschleunigt, die Erneuerbaren Energien auf einen Anteil von mehr als 60 Prozent am Stromverbrauch ausbaut und Frankreich gleichzeitig einen hohen Anteil an Kernenergie beibehält. Im Gegensatz dazu wäre der Rückgang der deutschen Emissionen geringer, wenn Deutschland seine Kohlekraftwerke erst zum Ende ihrer technischen Lebensdauer (nach 45 Betriebsjahren) stilllegt, ohne das Ausbauziel für Erneuerbare Energien (50 Prozent) anzuheben, und wenn Frankreich seine Kernenergiekapazitäten auf 40 Gigawatt senkt.

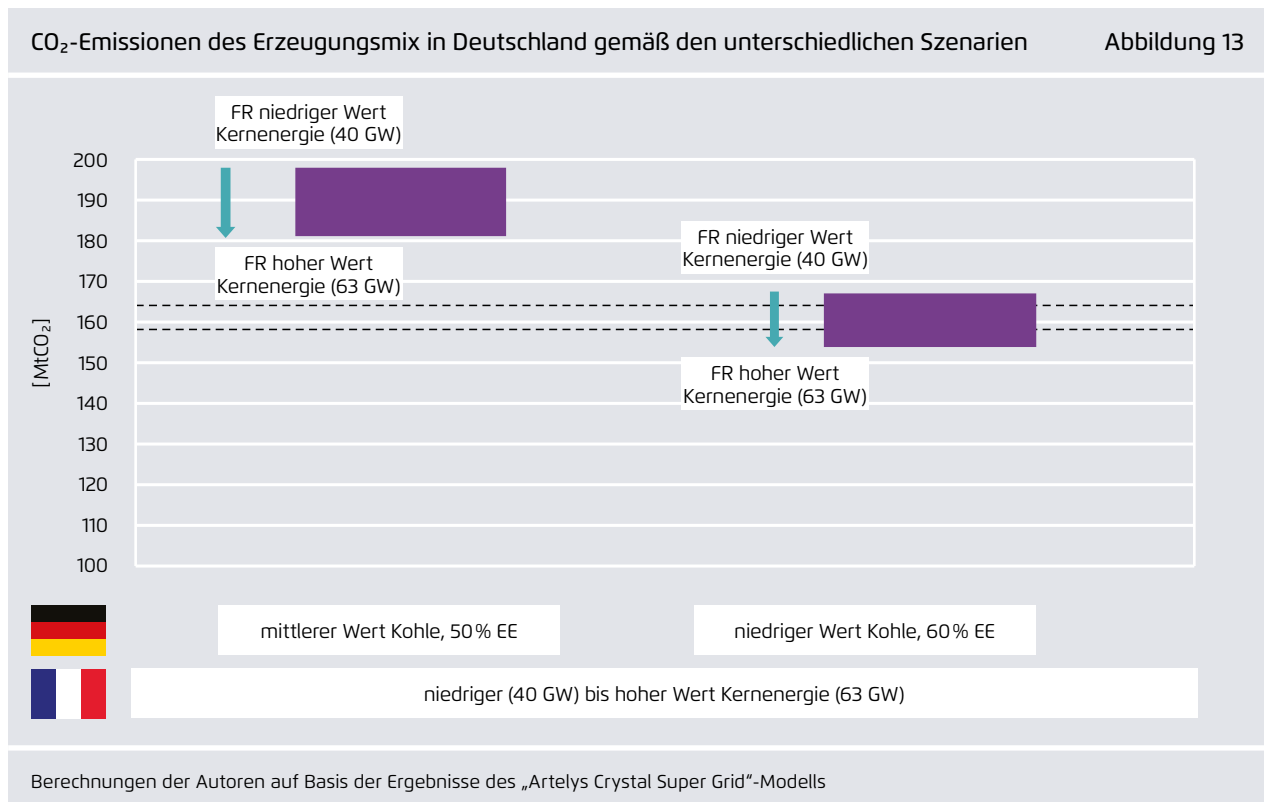
3.1.1 Ein beschleunigter Ausstieg aus der Kohle ist unvermeidbar, wenn die deutschen Klimaziele erreicht werden sollen

Abbildung 13 zeigt die CO₂-Emissionen des deutschen Stromsystems im Jahr 2030 für die verschiedenen für Deutschland und Frankreich untersuchten Szenarien.

narien.⁶⁶ Die violetten Wertebereiche decken die drei Kernenergieszenarien für Frankreich ab. Die beiden gepunkteten Linien geben an, welche CO₂-Emissionen für das deutsche Stromsystem im Jahr 2030 angestrebt werden (zwischen 159 und 165 Megatonnen CO₂). Die Abbildung erlaubt drei Schlussfolgerungen:

1. Ohne beschleunigten Ausstieg aus der Kohle (linke Darstellung) gelingt es Deutschland nicht, sein Emissionsziel zu erreichen, unabhängig davon, welche Entscheidung Frankreich zur Zukunft seines Kernkraftwerksparks trifft. Hier entspricht die untere Grenze (180 Megatonnen CO₂) des Wertebereichs dem Szenario ohne Restrukturierung des französischen Kernkraftwerksparks (die Kapazität bleibt bei 63 Gigawatt). Die obere Grenze

66 Für die Berechnung der Emissionen werden auch Stromerzeugungsanlagen an industriellen Standorten (Eigenverbrauch) berücksichtigt, da diese bei der Festlegung der nationalen Klimaziele einbezogen werden.



(199 Megatonnen CO₂) würde erreicht, wenn sich Frankreich entscheidet, die Kernenergiekapazitäten auf 40 Gigawatt zu verringern.

- Entscheidet sich Deutschland für den beschleunigten Ausstieg aus der Kohle und die Anhebung des nationalen Ausbauziels für Erneuerbare Energien auf etwa 60 Prozent des nationalen Stromverbrauchs (rechte Darstellung), dann sinken die Emissionen des deutschen Stromsektors entsprechend dem gesetzten Klimaziel (155 Megatonnen CO₂), es sei denn, Frankreich setzt seine Kernenergiekapazität auf 40 Gigawatt herab. Im letztgenannten Fall lägen die deutschen Emissionen (169 Megatonnen CO₂) um vier Megatonnen CO₂ über dem oberen Grenzwert des Zielkorridors.
- Setzt Frankreich auch künftig auf eine hohe Kernenergiekapazität, so trägt dies zur Verringerung der

deutschen Emissionen bei: So würde Deutschland bei einem hohen bis niedrigen Kernenergieszenario (in Abhängigkeit vom deutschen Szenario) Emissionen in der Größenordnung von 15 bis 20 Megatonnen CO₂ einsparen.

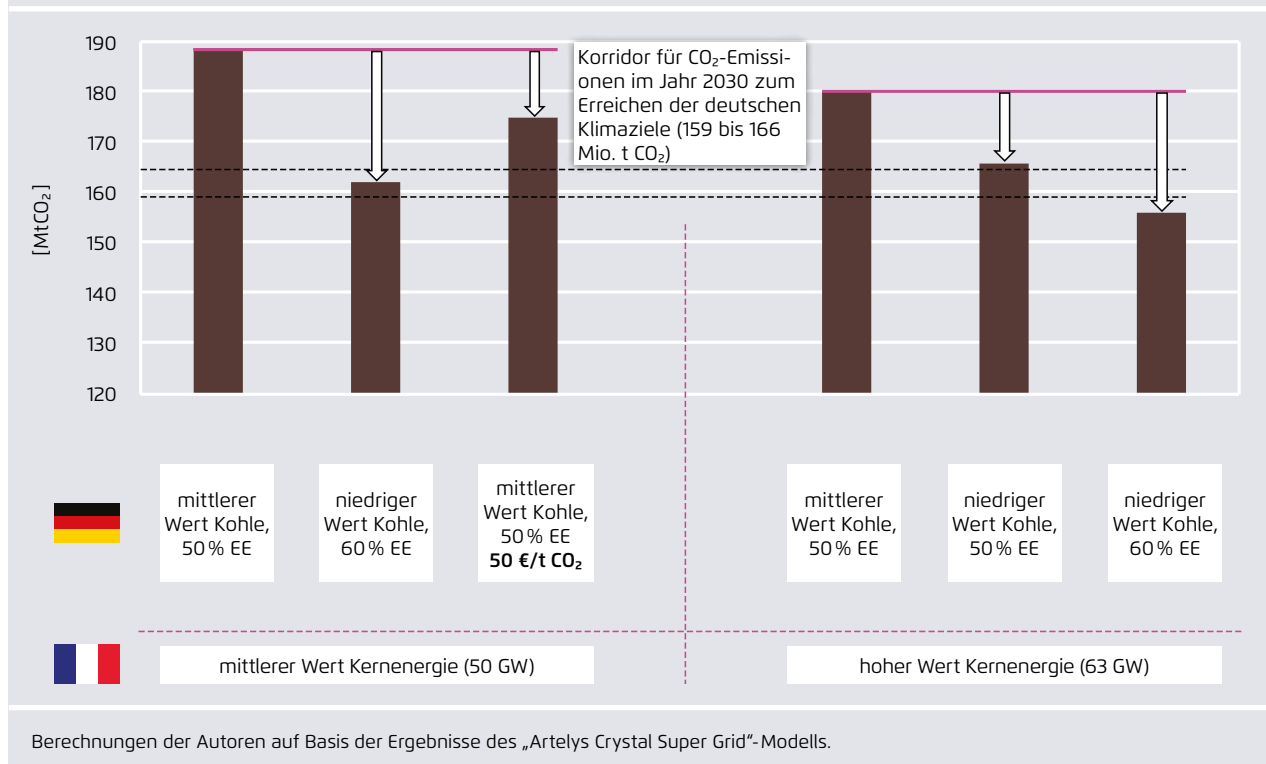
Ein Rückgang der Kohleverstromung in Deutschland lässt sich also durch die Anhebung des Ausbauziels für Erneuerbare Energien auf 60 Prozent und mehr oder durch einen verstärkten Rückgriff auf Stromimporte ausgleichen.

Abbildung 14 zeigt die Ergebnisse der Analyse zu den CO₂-Emissionen des deutschen Stromsystems für unterschiedliche Szenarienkombinationen.

Der linke Bereich zeigt verschiedene Minderungsvarianten für den Fall, dass die Kernenergiekapazität in Frankreich auf 50 Gigawatt verringert wird.

CO₂-Emissionen in Deutschland im Jahr 2030 nach unterschiedlichen Szenarien, gemäß Entwicklung des jeweiligen Strommixes in Frankreich und Deutschland

Abbildung 14



Ausgehend vom mittleren Kohleszenario und einem Ausbauziel von 50 Prozent für Erneuerbare Energien (linker Balken) ist dargestellt, wie Deutschland seinen Strommix über die Anhebung des Erneuerbare-Energien-Ausbauziels (mittlerer Balken) beziehungsweise über die Beschleunigung des Kohleausstiegs mittels höherer CO₂-Bepreisung (rechter Balken) dekarbonisieren könnte. Auf die erste der hier genannten Lösungen wurde bereits im letzten Kapitel eingegangen. Damit könnte das Land seine Klimaziele erreichen. In der zweiten Variante bliebe die installierte Kohlekapazität gleich, die Auslastung der Kraftwerke würde jedoch reduziert. In diesem Fall würde Deutschland sein Klimaziel trotz eines Rückgangs der CO₂-Emissionen (auf 174 Megatonnen) verfehlen.

Der Bereich rechts zeigt verschiedene Varianten für den Fall, dass Frankreich seine Kernenergiekapazität bei 63 Gigawatt hält. Für den dritten Balken (rechts) wird davon ausgegangen, dass der Ausstieg aus der Kohle in Deutschland über die Anhebung des Ausbauziels für Erneuerbare Energien (von 50 auf 60 Prozent) aufgefangen wird. Wie oben bereits erläutert, könnte Deutschland sein Klimaziel in diesem Fall (mit einem Ausstoß von 155 Megatonnen CO₂ im Jahr 2030) erreichen. Der mittlere Balken zeigt die Folgen eines deutschen Kohleausstiegs, ohne Anhebung des Ausbauziels für Erneuerbare Energien. In diesem Szenario, das mit 165 Megatonnen an CO₂-Emissionen einhergeht, nähert sich Deutschland seinen Klimazielen auf Kosten einer negativen Stromhandelsbilanz (-41 Terawattstunden) an. Es ist fraglich, ob ein solches Szenario, bei dem Deutschland zur Erreichung seiner Klimaziele seine Importabhängigkeit erhöhen müsste, politisch überhaupt durchzusetzen ist (siehe Kapitel 5.1).⁶⁷ So können sich einige

67 Hinweis: Dieses Szenario führt zu leicht anderen Ergebnissen als eine 2016 von Agora Energiewende durchgeführte Studie (Agora Energiewende, 2016). Diese ergab, dass ein Kohleausstiegsszenario bis 2040 auch ohne Anhebung des Ausbauziels für Erneuerbare Energien (etwa 50 Prozent) dazu führt, dass der deutsche Stromsektor sein Klimaziel erreicht und die Stromhandelsbilanz ausgeglichen ist. Die Unterschiede zwischen den

deutsche Politiker – und Teile der Gesellschaft – nur schwer mit der Vorstellung anfreunden, im eigenen Land schrittweise aus der Kernenergie und Kohle auszusteigen, dafür aber mehr Strom aus Ländern (insbesondere Frankreich, Tschechische Republik und Polen) zu importieren, die für ihre Stromerzeugung auf genau diese Technologien zurückgreifen. Diese Einschätzung wird noch dadurch untermauert, dass der Stromhandelssaldo Deutschlands seit 15 Jahren positiv ist und die Exporte seit 2011 noch deutlich zugenommen haben. Die Bewahrung des deutschen Handelsüberschusses oder zumindest einer ausgeglichenen Handelsbilanz ist daher ein wichtiges Argument in der Debatte. Man könnte sogar sagen, dass diesem Merkmal des deutschen Stromsystems aus politischer Sicht ein extrem hoher Wert beigemessen wird. Es wird als politisches Argument benutzt, um zu rechtfertigen, dass Deutschland aus der Kohleverstromung und der Kernenergie aussteigen kann, ohne auf die Hilfe benachbarter Staaten angewiesen zu sein.

Durch die Anhebung des Ausbauziels für Erneuerbare Energien auf einen Anteil von 65 Prozent am Stromverbrauch im Jahr 2030 kann dieses politische Ziel verwirklicht und Deutschland eine stärker ausgeglichene Handelsbilanz zugesichert werden.

Ergebnissen beider Untersuchungen lassen sich hauptsächlich den folgenden Faktoren zuschreiben: Erstens legt die 2016 von Agora Energiewende durchgeführte Studie einen niedrigeren Stromverbrauch (520 Terawattstunden) als die vorliegende Studie (547 Terawattstunden) zugrunde. Das bedeutet, dass die ältere Untersuchung eine geringere zusätzliche Elektrifizierung und/oder höhere Energieeffizienzeffekte voraussetzt. Zweitens geht das 2016 von Agora Energiewende gewählte Szenario davon aus, dass Frankreich seine Kernenergiekapazität bis 2030 auf 55,7 Gigawatt verringert (während in der vorliegenden Studie die Beibehaltung von 63 Gigawatt Kernenergiekapazitäten untersucht wird).

3.1.2 In Frankreich und Deutschland getroffene Entscheidungen beeinflussen auch die europäischen CO₂-Emissionen bis 2030

Die Entscheidungen, die Frankreich und Deutschland hinsichtlich ihres konventionellen Kraftwerks-parks treffen, haben ebenso wie die CO₂-Bepreisung entscheidenden Einfluss auf die Emissionsbilanz des gesamten europäischen Stromsystems (siehe Abbildung 15) und darauf, ob es der Europäischen Union gelingen wird, ihre Klimaziele zu erreichen.

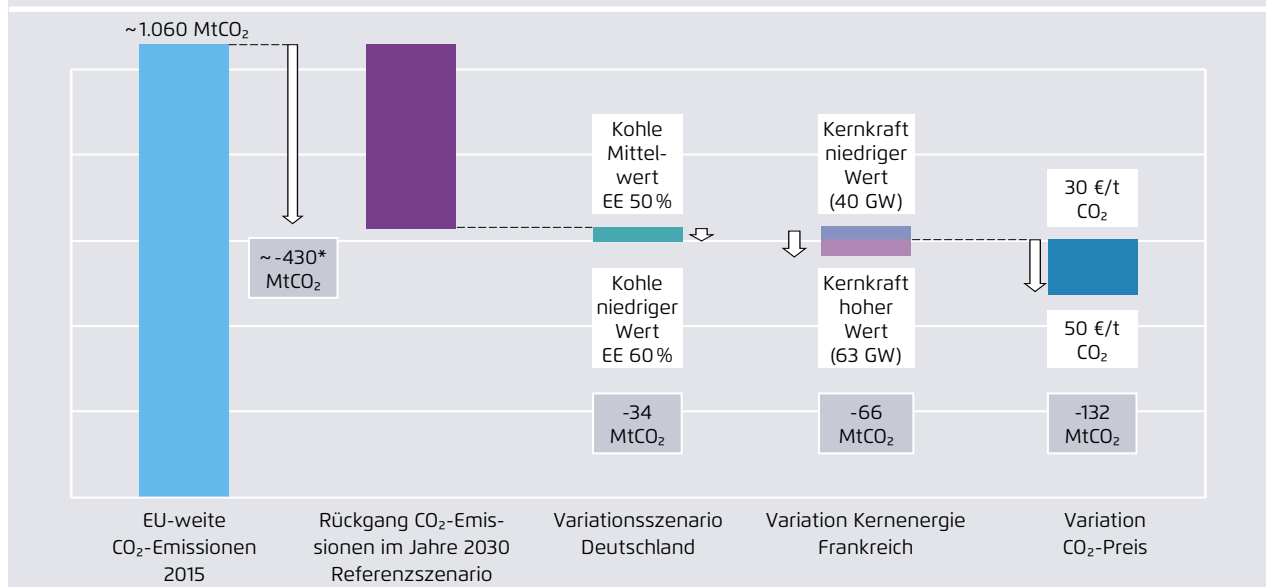
Im Referenzszenario für das übrige Europa⁶⁸, das für die vorliegende Studie herangezogen wird, und unter Berücksichtigung eines mittleren Kohleszenarios für Deutschland sowie eines niedrigen Kernenergiesze-narios für Frankreich ließen sich die europäischen CO₂-Emissionen bis 2030 um 430 Megatonnen ver-

ringern. Behält Frankreich hingegen eine Kernener-giekapazität von über 40 Gigawatt bei, könnten die CO₂-Emissionen der europäischen Stromerzeugung um zusätzliche 36 Megatonnen CO₂ (beim 50-Giga-watt-Szenario) beziehungsweise um zusätzliche 66 Megatonnen CO₂ (beim 63-Gigawatt-Szenario) gesenkt werden. Diese Emissionsminderung fände – aufgrund des Stromhandels im europäischen Strom-netz – weitestgehend außerhalb von Frankreich statt. Dies liegt daran, dass der aus Frankreich exportierte (CO₂-ärmere) Strom in den anderen Ländern der Europäischen Union eine CO₂-intensivere Stromer-zeugung ersetzt. Die größten Emissionsminderungen ließen sich demnach in den Ländern mit dem CO₂-intensivsten Strommix erzielen. Im Vergleich zum Referenzfall würde Deutschland seine Emissionen bis 2030 um zusätzliche 18 Megatonnen CO₂ senken können, wenn Frankreich das hohe Kernenergiesze-nario wählt. Auch in Italien und Polen ließen sich so jeweils acht Megatonnen CO₂, in der Tschechischen Republik etwa fünf Megatonnen CO₂ einsparen.

68 das Szenario „Vision 3“, auf das der Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) im Rahmen seines Zehnjahresplans zur Netzentwicklung (TYNDP) zurückge-griffen hat

Rückgang der CO₂-Emissionen in Europa zwischen 2015 und 2030 gemäß den unterschiedlichen Szenarien

Abbildung 15



* Beim angenommenen Rückgang bis 2030 handelt es sich um eine Schätzung, die sich insbesondere an die Höhe der Emissionen aus der Stromerzeugung mittels Kraft-Wärme-Kopplung in den verschiedenen europäischen Ländern annähert. ECF (2017), Eurostat, TYNDP (2016), Berechnungen der Autoren auf Basis der Ergebnisse des „Artelys Crystal Super Grid“-Modells.

Durch einen beschleunigten Ausstieg aus der Kohleverstromung und die gleichzeitige Anhebung des Ausbauziels für Erneuerbare Energien auf 60 Prozent in Deutschland könnten auf EU-Ebene weitere 34 Megatonnen CO₂ eingespart werden, wobei das Gros der Einsparungen (28 Megatonnen CO₂) in Deutschland selbst verzeichnet würde. Ohne die parallele Erhöhung des Ausbauziels für Erneuerbare Energien müsste Deutschland stärker auf Stromimporte zurückgreifen (siehe Kapitel 5.1). Die allgemeinen Auswirkungen auf die europäischen CO₂-Emissionen würden geringer ausfallen, da die Kohleverstromung durch andere CO₂-emittierende Technologien in Deutschland und benachbarten Ländern ersetzt würde.⁶⁹

Die deutlichsten Auswirkungen auf die CO₂-Emissionen der EU hätte eine Erhöhung der CO₂-Preise von 30 auf 50 Euro je Tonne, da klimafreundlichere Stromerzeugungsanlagen in ganz Europa wettbewerbsfähiger würden. Durch die Erhöhung der CO₂-Preise auf 50 Euro je Tonne würde sich die *Merit Order* der Stromerzeugungsanlagen zulasten von Kohlekraftwerken, insbesondere der ältesten Kohlekraftwerke, und zugunsten von Gaskraftwerken verschieben. Auf EU-Ebene könnten nahezu 132 Megatonnen CO₂ zusätzlich eingespart werden, würde der CO₂-Preis auf 50 Euro pro Tonne erhöht. So könnten die Emissionen im Vergleich zu einem Szenario mit einem CO₂-Preis von 30 Euro pro Tonne um zusätzliche 20 Prozent reduziert werden.⁷⁰

69 Die Auswirkungen höherer Stromimporte auf die Emissionen wurden vor dem Hintergrund des hohen Kernenergieszenarios in Frankreich bewertet. Die Analyse zeigt, dass sich beim Ausstieg aus der Kohle mit paralleler Erhöhung des Ausbauziels für Erneuerbare Energien auf 60 Prozent 31 Megatonnen CO₂ einsparen lassen. Im Vergleich dazu läge die Emissionsminderung lediglich bei sechs Megatonnen CO₂, sollte Deutschland es nicht schaffen, den Anteil der Erneuerbaren Energien auf mehr als 50 Prozent im Jahr 2030 zu erhöhen und deshalb vermehrt auf Stromimporte angewiesen zu sein.

70 Auf Grundlage des aktuellen Strommix von 13 europäischen Ländern gehen die französische Umweltagentur ADEME und der französische Übertragungsnetzbetreiber

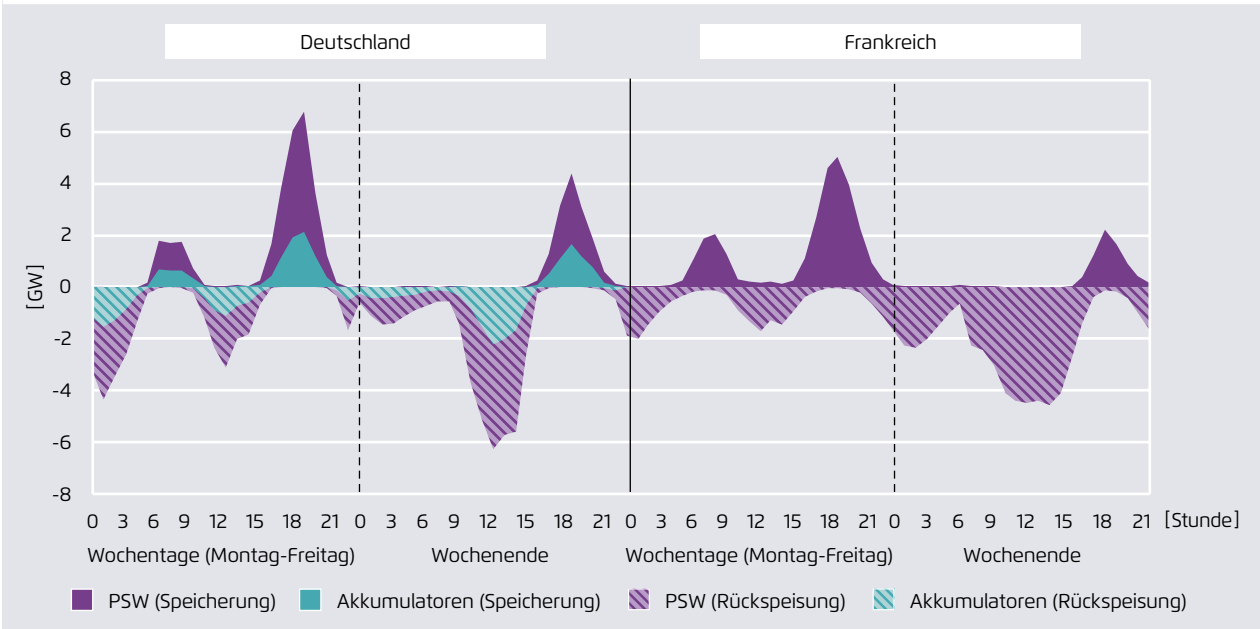
3.2 Flexibilitätsinstrumente erleichtern die Integration von Windenergie- und Photovoltaikanlagen in das französische und deutsche Stromsystem 2030

Die im Rahmen dieser Studie modellierten Stromsysteme verfügen 2030 über ein höheres Flexibilitätspotenzial, als es derzeit der Fall ist. Dies ist insbesondere der Entwicklung von Speicherlösungen (Pumpspeicherwerken, Batterien), der Laststeuerung (Laden von Elektrofahrzeugen und Nutzung von elektrischen Warmwasserbereitern) und Lastverschiebungskapazitäten zuzuschreiben. Dank dieser Flexibilitätsoptionen können große Mengen Erneuerbare-Energien-Strom leichter integriert und die Abregelung von Erneuerbare-Energien-Anlagen in allen für Frankreich und Deutschland untersuchten Szenarien auf einem sehr niedrigen Niveau (unter fünf Terawattstunden jährlich) gehalten werden⁷¹ (siehe Kapitel 3.2.1). In Frankreich lassen sich dank dieser Flexibilität Erneuerbare Energien mit Grundlastbetrieb der Kernkraftwerke kombinieren (insbesondere bei sinkender Nachfrage oder in Wochen, die durch eine sehr starke Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien gekennzeichnet sind, siehe Abbildungen 17 und 24). Trotz der Entwicklung der neuen flexiblen Ressourcen dürfte die Flexibilität des Stromsystems auch 2030 noch vorrangig über konventionelle

RTE davon aus, dass sich 15 Prozent beziehungsweise 150 Megatonnen CO₂ vermeiden ließen, wenn der CO₂-Preis in der gesamten EU einheitlich von 30 auf 50 Euro pro Tonne erhöht würde (ADEME, RTE, 2016).

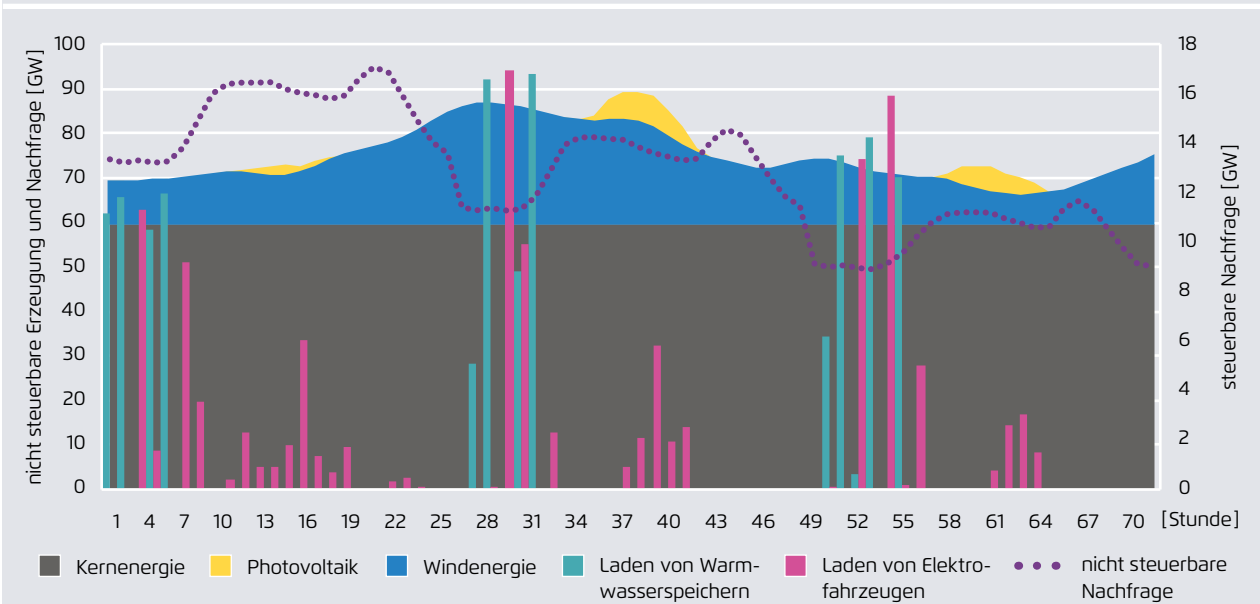
71 In Frankreich liegt die Abregelung in allen betrachteten Szenarien bei weniger als 0,5 Terawattstunden pro Jahr (beim flexiblen Erzeugungsgradienten der Kernkraftwerke) beziehungsweise zwischen einem und fünf Terawattstunden pro Jahr (beim eingeschränkten Erzeugungsgradienten der Kernkraftwerke). In Deutschland liegt die Abregelung bei einem Erneuerbare-Energien-Zubau auf 60 Prozent höchstens leicht über fünf Terawattstunden pro Jahr. Das Modell berücksichtigt allerdings keine internen Engpässe des Stromnetzes, wodurch die tatsächlich benötigte Lastspitzenreduktion unterschätzt werden könnte.

Durchschnittliches wöchentliches Profil in Deutschland (mittlerer Wert Kohle, 50% EE) und Frankreich (Kernenergie 40 GW) für die Speicherung und Rückspeisung von Strom im Jahr 2030 **Abbildung 16**



Ergebnisse auf Basis des „Artelys Crystal Super Grid“-Modells

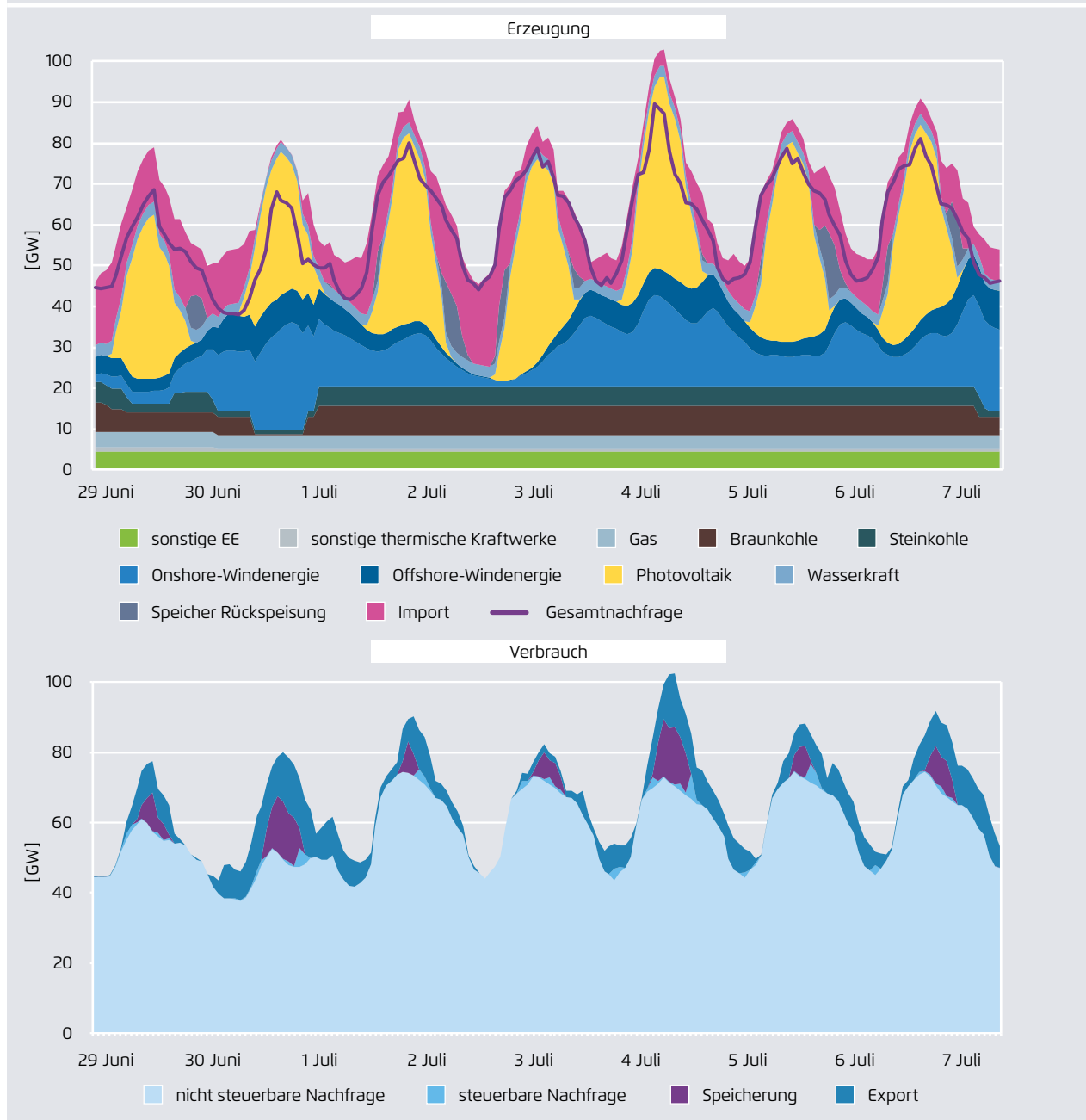
Drei Tage (Freitag bis Sonntag) Mitte Dezember 2030 in Frankreich (63-Gigawatt-Kernenergie-Szenario) **Abbildung 17**



Ergebnisse auf Basis des „Artelys Crystal Super Grid“-Modells: Die Abbildung gibt die Stromerzeugung aus Kernenergie, Windenergie, Photovoltaik sowie den nicht steuerbaren Verbrauch (Achse links) und die steuerbare Nachfrage (Achse rechts) an.

Stromerzeugung und Stromverbrauch in Deutschland (Szenario „niedriger Anteil Kohlekraftwerke, 60 % EE“*) während einer Woche im Juli 2030

Abbildung 18



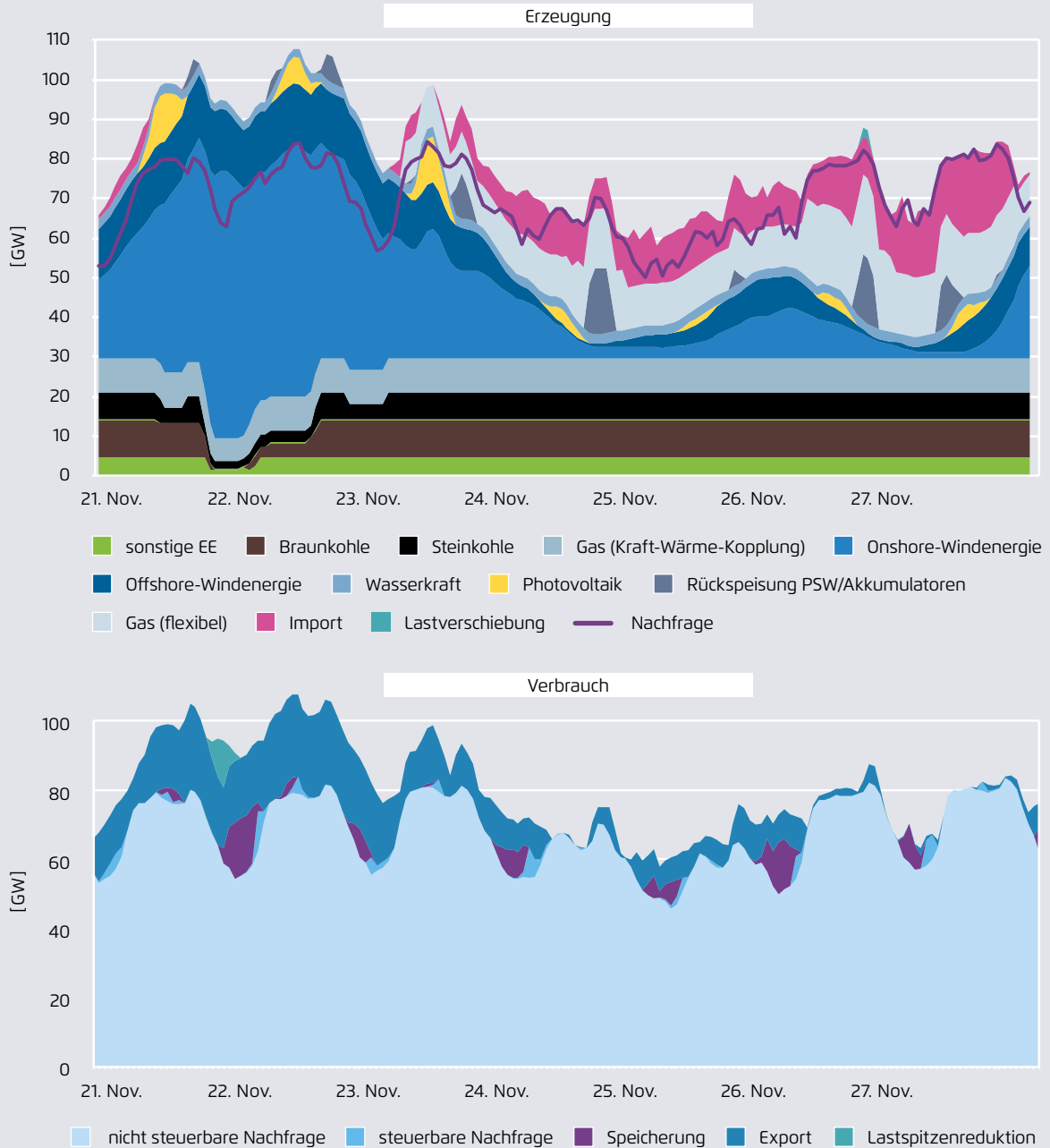
* mittleres Kernenergieszenario in Frankreich (50 Gigawatt)

Diese Woche im Juli 2030 in Deutschland verzeichnet eine sehr starke Sonneneinstrahlung, sodass die fluktuierenden Erneuerbaren Energien (Windenergie und Photovoltaik) 55 Prozent des wöchentlichen Stromverbrauchs abdecken. In dieser Zeit wird die konventionelle Stromerzeugung auf ein Minimum abgesenkt, wobei bestimmte technische Systemvorgaben einzuhalten sind (Mindesterzeugung [Must-Run] für die Kraft-Wärme-Kopplung und die Bereitstellung notwendiger Systemdienstleistungen). Deutschland neigt in der dargestellten Woche dazu, Strom tagsüber zu exportieren und nachts, bei schwacher Windhöffigkeit, zu importieren. Die Dynamik des grenzüberschreitenden Handels gestaltet sich jedoch komplexer. So importiert und exportiert Deutschland beispielsweise am 2. Juli während der PV-Erzeugungsspitze gleichzeitig (etwa zehn Gigawatt in beide Richtungen) über unterschiedliche Interkonnektoren. Ein Teil der Importe stammt aus Pumpspeicherkraftwerken, die der deutschen Regelzone angehören.

Ergebnisse auf Basis des „Artelys Crystal Super Grid“-Modells

Stromerzeugung und Stromverbrauch in Deutschland (Szenario „niedriger Anteil Kohlekraftwerke, 60% EE“*) während einer Woche im November 2030

Abbildung 19



* niedriges Kernenergieszenario in Frankreich (40 Gigawatt)

Diese Abbildung zeigt sechs Tage Ende November im Jahr 2030 in Deutschland, die sich durch sehr starke Winde auszeichnen, welche zum Wochenende hin abflachen. Dieser Rückgang der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien wird durch die Aktivierung von Gaskraftwerken, die Freigabe von Strom aus Speicherkraftwerken und den Stromhandel mit benachbarten Staaten aufgefangen. Die deutsche Netto-Handelsbilanz ist in dieser Woche stark importorientiert. Das Land verfügt zwar über genügend eigene Kapazitäten, um Lastspitzen abzudecken, kann dies über Stromimporte jedoch zu niedrigeren Kosten tun. Zudem ist Deutschland regelmäßig in der Situation, gleichzeitig (an verschiedenen Grenzen) zu exportieren und zu importieren, um von den günstigsten Angeboten am Markt zu profitieren. Ergebnisse auf Basis des „Artelys Crystal Super Grid“-Modells

Kraftwerke bereitgestellt werden. In Deutschland betrifft dies im Wesentlichen Gaskraftwerke und den verbleibenden Kohlekraftwerkspark (3.2.2). In Frankreich hingegen muss der Kernkraftwerkspark flexibler betrieben werden können, insbesondere, wenn die aktuelle Kapazität von 63 Gigawatt beibehalten und nicht verringert wird (3.2.3).

3.2.1 Laststeuerung und Stromspeicherung vereinfachen die Integration der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in beiden Ländern bis 2030

Wie Abbildung 16 zeigt, findet die Speicherung Erneuerbarer Energien in der Regel nachts statt, wenn starke Winde wehen und der Verbrauch niedrig ist, sowie tagsüber zwischen 10 und 15 Uhr bei höchster Sonneneinstrahlung. Die gespeicherte Energie wird dann am Abend zwischen 17 und 22 Uhr sowie wochentags in den frühen Morgenstunden abgegeben. Die wöchentlichen Speicherprofile (Akkumulatoren, Pumpspeicherkraftwerke) in Deutschland und in Frankreich besitzen gewisse Ähnlichkeiten. Dennoch ist auf einen großen Unterschied hinzuweisen: In Frankreich können dank der Speicherkapazität der Pumpspeicherkraftwerke von 30 Stunden Speicherung Unterschiede zwischen dem Stromangebot und der Stromnachfrage auch zwischen Wochentagen und dem Wochenende ausgeglichen werden. Dies ist in Deutschland, wo der Strom nur für sechs Stunden gespeichert wird, nicht möglich.

Auch das gesteuerte Laden von Warmwasserbereitern und von Elektrofahrzeugen spielt im Stromsystem 2030 eine wichtige Rolle. Diese Situation wird in Abbildung 17 anhand von drei Tagen Mitte Dezember 2030 für Frankreich dargestellt. Warmwasserspeicher und Elektrofahrzeuge werden nachts geladen, wenn die Stromnachfrage gering ist. Dabei gilt: Je höher die Windstromerzeugung und je niedriger die Stromnachfrage, desto mehr Energie steht für die Ladevorgänge zur Verfügung. Darüber hinaus werden Elektrofahrzeuge auch mitten am Tag geladen, um einen Teil der Erzeugungsspitzen von Photovol-

taikanlagen aufzunehmen. Wird diese intelligente Steuerung mit anderen Flexibilitätsoptionen und Stromexporten kombiniert, könnten französische Kernkraftwerke weiterhin bei Volllast arbeiten (hier: bei 63 Gigawatt), selbst wenn die nicht steuerbare Nachfrage manchmal hinter dieser Leistung zurückbleibt.

3.2.2 Das deutsche Stromsystem passt sich der fluktuierenden EE-Stromerzeugung an; der Betrieb von thermischen Kraftwerken wird tief greifenden Änderungen unterzogen

Bei einer Steigerung des Anteils der Erneuerbaren Energien auf 60 Prozent und mehr bis 2030 ist das deutsche Stromsystem tief greifenden Änderungen unterworfen. So deckt die erzielte Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien während neun Wochen⁷² mehr als 80 Prozent der Stromnachfrage. Während 930 Stunden des Jahres decken die Erneuerbare Energien sogar mehr als 100 Prozent der Stromnachfrage. Andererseits reicht die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in drei Wochen des Jahres kaum aus, um 30 Prozent der nationalen Nachfrage zu befriedigen. Das in diesem Zeitraum verzeichnete Erzeugungsdefizit wird über Gaskraftwerke, grenzüberschreitendem Handel und die Freigabe gespeicherten Stroms (aus Pumpspeicherkraftwerken und Akkumulatoren) gedeckt. Diese Extremfälle der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien sind in den Abbildungen 18 und 19 dargestellt.

Durch den Zubau der Erneuerbaren Energien in Deutschland ist die Betriebsweise von thermischen Kraftwerken (Gas-, Steinkohle-, Braunkohle-, Biomassekraftwerke, Anlagen zur Abfallverwertung) tief greifenden Änderungen unterworfen. So arbeiten diese künftig hauptsächlich im Teillastbetrieb.⁷³

72 Durchschnittswerte über zehn Wetterjahre. Szenario: 60 Prozent Erneuerbare Energien in Deutschland und niedriges Kernenergieszenario in Frankreich

73 Im Gegensatz zum Grundlastbetrieb mit mindestens 7.000 Stunden jährlich arbeiten Kraftwerke im Teillastbetrieb lediglich zwischen 1.750 und 7.000 Stunden unter

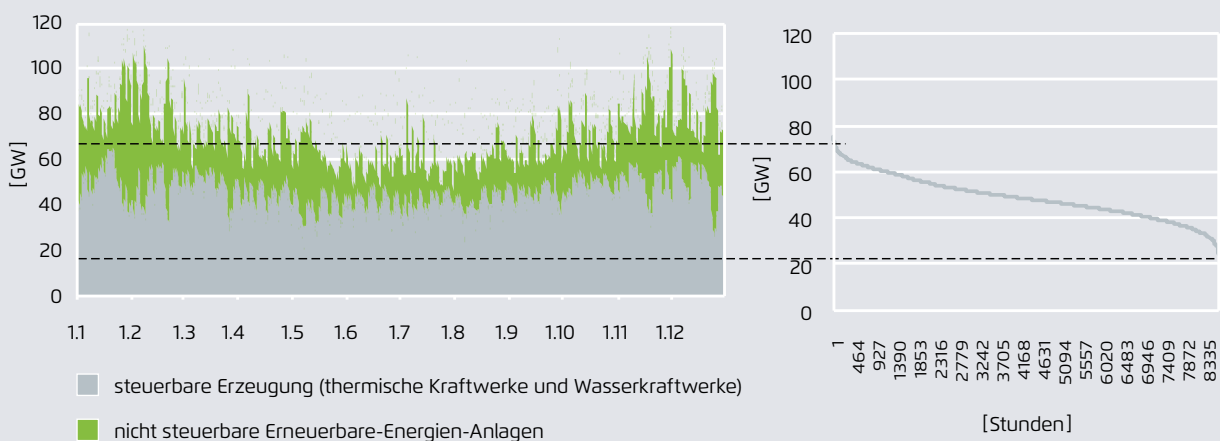
Kasten 2: Monotone Abbildung der Residuallast

Um die Flexibilität eines Stromsystems zu analysieren, empfiehlt es sich, die Residuallast als monotone Funktion darzustellen. Hierfür wird zunächst – für jede Stunde des Jahres – ermittelt, welche Differenz zwischen dem Stromverbrauch und der Stromerzeugung aus fluktuierender Wind- und Solarenergie vorliegt. Daraus lässt sich ableiten, wie viel Strom von konventionellen Kraftwerken bereitgestellt werden muss, um die Versorgungssicherheit zu jeder Stunde zu gewährleisten. Anschließend werden diese Werte – für die

8.760 Stunden im Jahr – vom höchsten zum niedrigsten geordnet. Abbildung 20 zeigt die residuale Lastdauerkurve (*load duration curve*) am Beispiel der Stromerzeugung 2016 in Deutschland. Aus dieser Darstellung lässt sich ablesen, welche Leistung (in Gigawatt) für bestimmte Stunden im Jahr vom konventionellen Kraftwerkspark bereitgestellt werden muss. Unter Einbeziehung von Kostenindikatoren (Fixkosten und variable Kosten) lassen sich zudem Rückschlüsse darauf ziehen, mit welchem Erzeugungsmix die jährliche Stromnachfrage zu geringeren Kosten gedeckt werden kann.

Jahresstromerzeugung 2016 in Deutschland (links) und monotone Abbildung der Residuallast (rechts)

Abbildung 20



Berechnung der Autoren der Studie

Diese Situation ist in Abbildung 21 dargestellt, wo die Residualerzeugung (siehe Kasten) des Kraftwerksparks der Jahre 2016 und 2030 miteinander verglichen wird. Bedingt durch den höheren Anteil der Erneuerbaren Energien am Strommix werden 2030 lediglich 27 Gigawatt der thermischen Kraftwerke an mehr als 7.000 Stunden (im Grundlastbetrieb) genutzt (gegenüber 45 Gigawatt heute). Andererseits werden 2030 auch 26 Gigawatt der thermischen Kraftwerke für 1.750 bis 7.000 Stunden jährlich im Teillastbetrieb

eingesetzt, wohingegen 2016 lediglich 16 Gigawatt in diesem Modus arbeiteten.

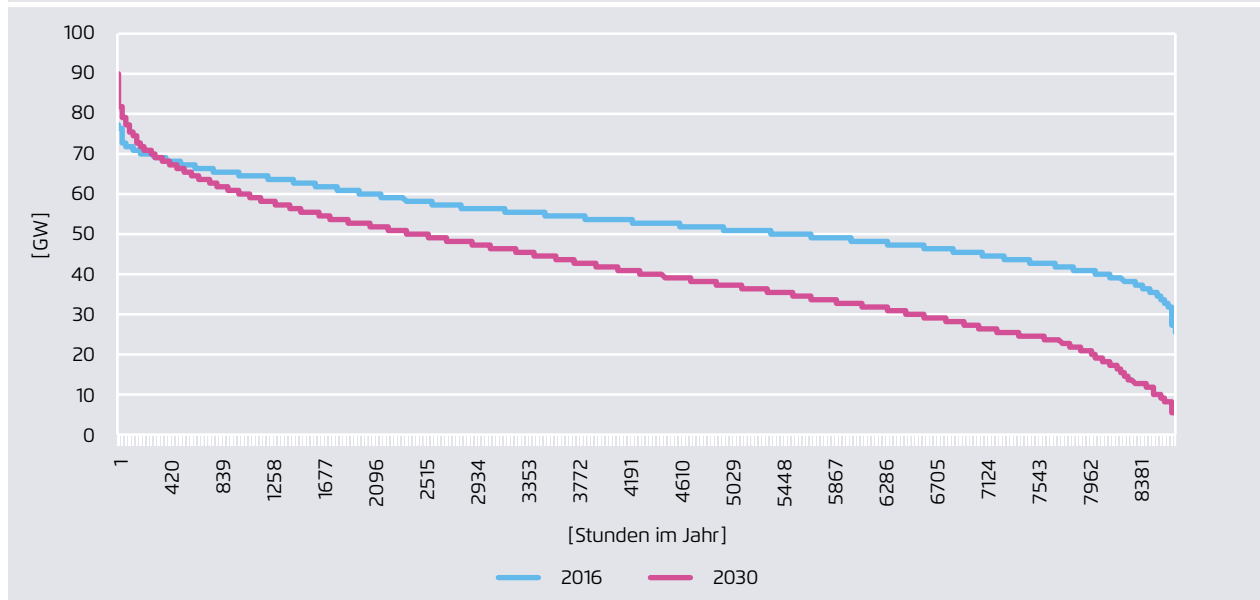
Auch der kurzfristige Betrieb der thermischen Kraftwerke ändert sich bei einem Erneuerbare-Energien-Anteil von 60 Prozent grundlegend. Wie in Abbildung 22 dargestellt, wird der stündliche Erzeugungsgradient⁷⁴ 2030 im Vergleich zu heute sehr viel höher sein und bei bis zu zwölf Gigawatt liegen

⁷³ Volllast pro Jahr.

⁷⁴ das heißt Variationen der stündlichen Erzeugung nach oben oder unten, in Abhängigkeit von der entnommenen Leistung

Monotone Abbildung der Residuallast in Deutschland (Szenario: 60% EE)
für die Jahre 2016 und 2030

Abbildung 21



Hinweis: Die Daten für 2016 sind Istdaten (Quelle: www.agora-energiewende.de/de/themen/-agothem-/Produkt/produkt/76/Agorameter/); die Daten für 2030 wurden auf Basis des „Artelys Crystal Super Grid“-Modells (für eine Wetterwoche) berechnet.

(gegenüber höchstens fünf Gigawatt im Jahr 2013). Dies gilt auch für den Fall, dass die entnommene Leistung gering ist. Dieser flexible Betriebsmodus, der heute bereits regelmäßig bei einigen Kraftwerken zu beobachten ist, würde auf den gesamten Kraftwerksbestand übertragen.

3.2.3 Ein Großteil des Kernkraftwerksparks müsste 2030 häufig im Lastfolgebetrieb arbeiten, um zur Flexibilität des Stromsystems beizutragen

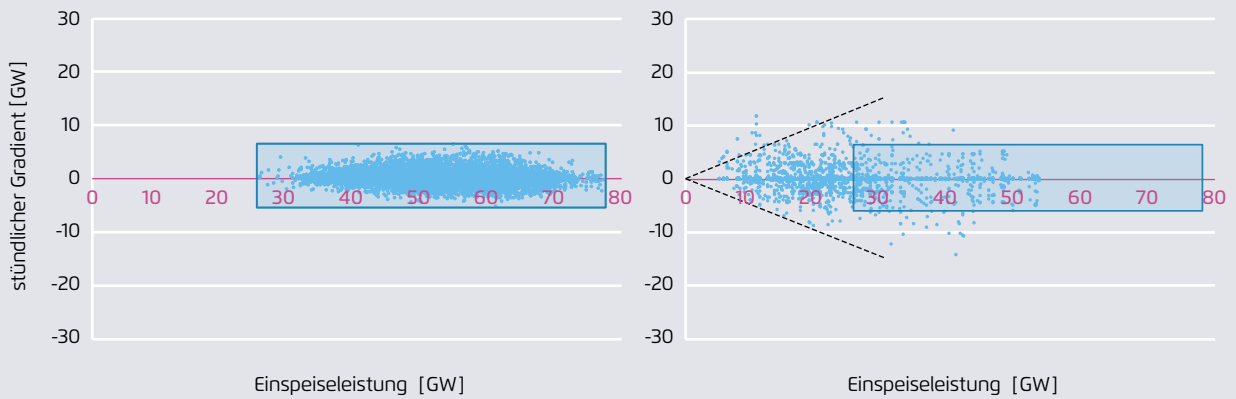
In Frankreich sind grundlegende Änderungen bei den Erzeugungsprofilen der Kernkraftwerke zu erwarten, wenn der Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung auf etwa 40 Prozent ansteigt. Abbildung 23 zeigt das Erzeugungsprofil des Kernkraftwerksparks für das hohe (63 Gigawatt) und das niedrige Kernenergieszenario (40 Gigawatt) für zehn modellierte Wetterjahre. Die erzielten Ergebnisse werden mit der Situation verglichen, wie sie 2013 vorlag. Während 2013 noch 41 Gigawatt der Kernenergiekapazität im Volllastbetrieb arbeiteten, so

sinkt die Leistung der Kernkraftwerke im Volllastbetrieb bis 2030 im Schnitt auf 34 Gigawatt. Dies gilt für das hohe Kernenergieszenario (63 Gigawatt), nur etwas mehr als die Hälfte der Kernkraftwerke würde demnach dann noch im Volllastbetrieb arbeiten können. Andererseits gilt für den Fall, dass die Kapazität der Kernenergie bis 2030 auf 40 Gigawatt gesenkt wird, dass etwa 28 Gigawatt, also 70 Prozent der vorhandenen Kapazitäten, im Volllastmodus betrieben werden. Dies entspricht in etwa dem aktuellen Niveau. Reduziert Frankreich also seine Kernenergiekapazitäten auf 40 Gigawatt, so wird der Betrieb der verbliebenen Kernkraftwerke nahezu unter den aktuellen technischen Bedingungen fortgeführt. Bei einer höheren Kernenergiekapazität muss der Betrieb der Reaktoren hingegen stark angepasst werden.

Die Analyse der Erzeugungsprofile erfolgt ohne Berücksichtigung der stündlichen Dynamik (stündliche Schwankung der vom verfügbaren Kraftwerkspark bereitgestellten Leistung). Diese stündliche Dynamik dürfte bei der Kernenergieerzeugung 2030

Erzeugungsgradienten der thermischen Kraftwerke in Deutschland für die Jahre 2013 (links) und 2030 (Szenario: 60% EE, rechts)

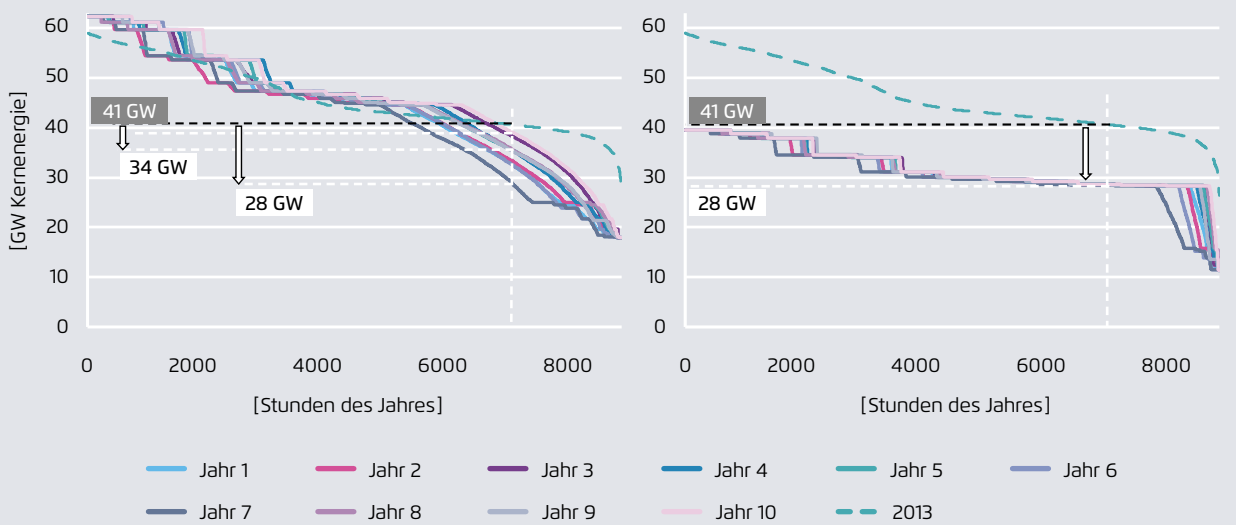
Abbildung 22



Hinweis: Diese Zahlen geben die stündlichen Erzeugungsgradienten in Deutschland in Abhängigkeit von der vorstündlichen Einspeiseleistung für die 8.760 Stunden des Jahres an. Im linken Teil der Abbildung (Istdaten des Jahres 2013) liegt dieser stündliche Gradient noch bei weniger als 5 Gigawatt. Zudem liegt die Erzeugung der thermischen Kraftwerke immer über 25 Gigawatt (diese häufig *Must-Run* genannte Mindestleistung gibt an, dass das ganze Jahr über mindestens 25 Gigawatt von thermischen Kraftwerken produziert werden, zum Großteil in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und Biomassekraftwerken). Im rechten Teil der Abbildung (modellierte Ergebnisse für das Jahr 2030) schwankt der stündliche Gradient stärker – um bis zu 12 Gigawatt. Insbesondere die Werte unter der gestrichelten Linie zeigen an, dass der konventionelle Kraftwerkspark sein Erzeugungsniveau für einige Stunden um mehr als 50 Prozent binnen einer Stunde erhöhen (oder senken) muss. Zudem wird das *Must-Run*-Niveau im Sommer 2030 auf etwa 5 Gigawatt gesenkt. Berechnungen auf Basis des „Artelys Crystal Super Grid“-Modells

Jahresdauerlinie von Kernenergie 2030 für das 63-Gigawatt-Szenario (links) und das 40-Gigawatt-Szenario (rechts)

Abbildung 23



Die gestrichelte Linie zeigt die Istdaten für das Jahr 2013. Die durchgezogene Linie zeigt die Ergebnisse des Modells. Die Stufen in diesem Schaubild ergeben sich aus der Modellierung der Verfügbarkeit der Kernkraftanlagen (monatlich schwankender Verfügbarkeitskoeffizient). Berechnungen auf Basis des „Artelys Crystal Super Grid“-Modells

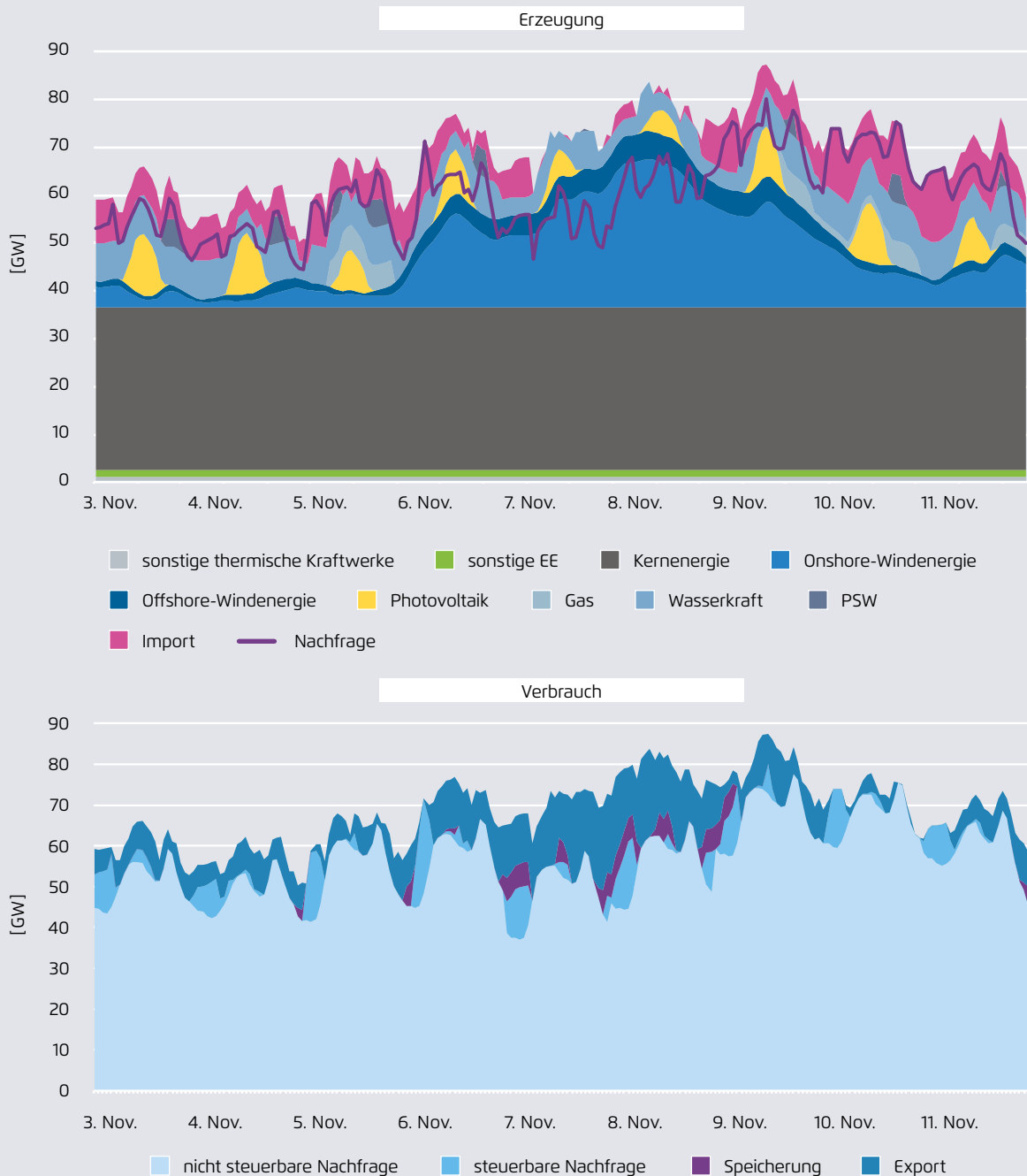
höher ausfallen als noch heute, insbesondere wenn sich Frankreich dazu entscheidet, seine Kernenergiekapazität auf einem hohen Niveau zu belassen. Ein großer Teil des Kraftwerksparks würde dann wie beschrieben im Lastfolgebetrieb arbeiten. Die vorliegende Studie zeigt, dass selbst bei Einführung eines strengen Grenzwerts für die stündlichen Erzeugungsschwankungen des Kernkraftwerksparks (Begrenzung des stündlichen Gradienten auf zehn Prozent der zu einem bestimmten Zeitpunkt verfügbaren Kernenergiekapazität⁷⁵) die Abregelungen bei den Erneuerbaren Energien gering bleiben würden. Diese beliefe sich im Fall des 63-Gigawatt-Szenarios auf fünf Terawattstunden und im Falle des 40-Gigawatt-Szenarios auf eine Terawattstunde. Das entspricht ein bis zwei Prozent der Erneuerbare-Energien-Stromerzeugung (siehe Anhang 7). Ohne eine solche stündliche Begrenzung des Erzeugungsgefälles

lägen die Abregelungen in allen betrachteten Szenarien bei weniger als einer Terawattstunde. Sollen 2030 tatsächlich 220 Terawattstunden an Erneuerbare-Energien-Strom in das französische Stromsystem eingebunden werden, so muss der Kernkraftwerkspark zwingend flexibler einsetzbar sein. Der Betrieb darf sich nicht an langfristig vorhersehbaren Zyklen orientieren, sondern muss flexibel an die aktuellen Schwankungen der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien angepasst werden. Diese Modulation ist jedoch im Rahmen der technischen Möglichkeiten umsetzbar, vor allem wenn sich Frankreich dazu entscheidet, den aktuellen Kernkraftwerkspark zu verkleinern. Sollte die Leistung von Kernreaktoren aus betrieblichen Gründen nur in geringem Maße moduliert werden können, so würden die Abregelungen, wenn auch in verhältnismäßig geringem Maße, bei den Erneuerbare-Energien-Anlagen zunehmen.

75 Dies bedeutet, dass der stündliche Gradient der Kernkraftwerkerzeugung je nach Jahreszeit zwei bis sechs Gigawatt nicht übersteigen darf. Würde dieser Grenzwert erhöht, läge der stündliche Erzeugungsgradient der Reaktoren an 425 Stunden im Jahr bei über fünf Gigawatt (im 63-Gigawatt-Szenario). Im Falle des 40-Gigawatt-Szenarios wäre die Entwicklung des Gradienten moderater (an 163 Stunden über der Marke von fünf Gigawatt).

Stromerzeugung und Stromverbrauch in Frankreich (Szenario „niedriger Anteil Kernenergie (40 Gigawatt)**“) an neun Tagen im November 2030

Abbildung 24



* deutsches Szenario: mittlerer Wert Kohle, 50 Prozent EE

In der hier dargestellten Novemberwoche fällt die steuerbare Nachfrage, etwa von Warmwasserspeichern oder Elektrofahrzeugen, auf die Nachtstunden, wenn die nicht flexible Nachfrage gering ist. Auch die Hydraulikspeicher der PSW greifen nachts bei erhöhter Windstromerzeugung oder tagsüber während der Erzeugungsspitzen der Photovoltaikanlagen. Die Hydraulikturbine wird zu Spitzenlastzeiten gegen 19 Uhr aktiviert. Über diese Flexibilitätsmechanismen kann über die gesamte Woche eine Kernenergieerzeugung von 40 Gigawatt aufrechterhalten werden.

Berechnungen auf Basis des „Artelys Crystal Super Grid“-Modells

4. Die Markterlöse für Stromerzeuger hängen 2030 von den Strategien zum Umbau des konventionellen Kraftwerksparks und zur CO₂-Bepreisung ab

4.1 Abnehmende Stromgestehungskosten für Erneuerbare Energien, aber ungewisse Finanzierung über Markterlöse

Die Gestehungskosten für Strom aus Erneuerbaren Energien sind in den vergangenen Jahren stark zurückgegangen. Auf Basis der hier zugrunde gelegten Kostenannahmen könnten die Stromgestehungskosten von Erneuerbare-Energien-Anlagen, die 2030 in Frankreich und Deutschland in Betrieb genommen werden, im Schnitt bei vier Cent je Kilowattstunde für Photovoltaikanlagen, bei weniger als fünf Cent je Kilowattstunde für Onshore-Windenergieanlagen und bei sechs Cent je Kilowattstunde für Offshore-Windparks liegen.⁷⁶ Damit lägen die Kosten je nach

Land und eingesetzter Stromerzeugungstechnologie um 15 bis 40 Prozent unter dem heutigen Kosteniveau (siehe Tabelle 1). Die Stromgestehungskosten sind in Frankreich aufgrund des dort allgemein größeren Solar- und Windpotenzials etwas niedriger als in Deutschland.

Weil nicht ausgeschlossen ist, dass die seit Beginn des Jahrzehnts zu verzeichnende Phase niedriger Strompreise an der Strombörse weiterhin andauert, wäre damit die Möglichkeit eingeschränkt, die Kosten

drei Cent je Kilowattstunde (siehe Agora Energiewende, 2015). Die für Onshore-Windenergie- und Photovoltaikanlagen angegebenen Stromgestehungskosten beinhalten hingegen die Netzanschlusskosten. In Frankreich umfassen die Anschlusskosten auch einen Baukostenzuschuss zur Netzanbindung der Erneuerbare-Energien-Anlagen (*schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables*, S3REN), der sich im Schnitt auf 24 Euro je Kilowatt beläuft. Der deutsche Rechtsrahmen sieht keine Umlegung der Netzausbaukosten auf Entwickler/Stromerzeuger vor; sie sind daher in dieser Analyse nicht inbegriffen.

76 Die hier für Offshore-Windenergieparks angegebenen Kosten verstehen sich ausschließlich der für die Parks anfallenden Netzanschlusskosten. Diese Kosten können relativ hoch ausfallen. Dies gilt insbesondere für Deutschland, wo die Parks in großer Entfernung von der Küste errichtet werden. Schätzungsweise belaufen sie sich auf

Ergebnisse der Ausschreibungen 2017 für neue Photovoltaik- und Windenergieanlagen samt Kostenannahmen für 2030

Tabelle 1

Eurocent/kWh	Deutschland			Frankreich	
	Ausschreibungen 2017/18		2030	Ausschreibungen 2017/18	2030
PV-Freiflächenanlagen	6,58 (Februar 2017)	4,33 (Februar 2018)	4,10	5,55 (Juli 2017)	3,71
Onshore-Windenergie		4,73 (Februar 2018)	5,29	6,54 (Februar 2018)	4,90
Offshore-Windenergie			5,86		6,12

CRE, Bundesnetzagentur, Berechnungen der Autoren

der Erneuerbaren Energien allein durch die Erlöse am Strommarkt zu decken. Das ist einer der Gründe, die für ein Beibehalten von Förderinstrumenten für neue Erneuerbare-Energien-Anlagen sprechen. Diese Fördermechanismen schützen Projektentwickler heute in gewissem Maße vor dem Risiko zu niedriger Markterlöse. Bis 2030 könnten die Fördermechanismen, die bereits in der jüngeren Vergangenheit auf eine größere Marktintegration umgestellt wurden, angesichts der wirtschaftlichen Reife der Erneuerbare-Energien-Technologien erneut geändert werden. Hierbei stellt sich auch die Frage, ob und wann sich Erneuerbare-Energien-Anlagen künftig allein durch die Erlöse am Strommarkt refinanzieren können.

Die bislang nur begrenzt steuerbare Stromerzeugung aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien (Windenergie, Photovoltaik) fällt zeitlich nicht notwendigerweise mit Stromnachfragespitzen zusammen.⁷⁷ Da die Grenzkosten der Anlagen quasi bei null liegen, besteht das Risiko, dass die Betreiber die Stromerzeugung fortsetzen, obwohl die Marktpreise fast bei null oder sogar darunter liegen.⁷⁸ Zudem geht die Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien mit einer gewissen Gleichzeitigkeit einher.⁷⁹ Vor diesem Hintergrund sinkt ihr Verkaufspreis (oder „Marktwert“), wenn die Primärressource ausgiebig vorhan-

den ist (hohe Sonneneinstrahlung, starke Winde). Diese Situation hat beträchtliche Auswirkungen auf die Markterlöse, die für fluktuierende Erneuerbare Energien erzielt werden können und die allgemein unter den mittleren Marktpreisen liegen. Je höher die Marktdurchdringung der Erneuerbaren Energien, desto mehr verstärkt sich dieses Phänomen, das als *Merit-Order*-Effekt bekannt ist.⁸⁰ Der entsprechende Verlust der EE-Anlagenbetreiber fällt geringer aus, wenn ausreichende Flexibilitätsoptionen im Stromsystem vorhanden sind.

Ob Erneuerbare-Energien-Anlagen ihre Fixkosten auch ohne Marktprämie decken können, hängt im Allgemeinen davon ab, wie sehr die Stromgestehungskosten zurückgehen, wie sich die durchschnittlichen Börsenstrompreise und insbesondere die Energie- und CO₂-Preise entwickeln und welche Kraftwerkstechnologien und Flexibilitätsoptionen den Strommix bestimmen. Die Ergebnisse der im Rahmen dieser Studie betrachteten Szenarien zeigen, dass sich der Zeitpunkt, zu dem die Erneuerbaren Energien ihre Kosten ausschließlich über Markterlöse finanzieren können, verschiebt, wenn größere konventionelle Erzeugungskapazitäten im Stromsystem verbleiben. Dieser Zusammenhang zwischen den Markterlösen der Erneuerbaren Energien und der Zusammensetzung des Strommix verdeutlicht, dass die Anpassung der konventionellen Erzeugung in enger Abstimmung mit dem Ausbau der Erneuerbaren Energien erfolgen muss. Verläuft der Umbau des Stromsystems nicht koordiniert, könnten Kostensteigerungen bei den Fördermechanismen für Erneuerbare Energien die Folge sein, die dann von den Endverbrauchern zu tragen sind.

Französische und deutsche PV-Freiflächenanlagen könnten sich bis 2030 nur über den Markt refinanzieren

In einigen von uns untersuchten Szenarien sind Photovoltaik-Freiflächenanlagen in Frankreich und

77 Windenergie- und Photovoltaikanlagen erzeugen dann Strom, wenn der Wind weht beziehungsweise die Sonneneinstrahlung günstig ist. Von der Lastreduktion (bei schwacher Stromnachfrage) abgesehen, können sie die Erzeugung nicht an die Nachfrage anpassen. Dennoch sind Anreize für eine gedrosselte Stromerzeugung vorstellbar, sodass die Anlagen ihre Stromerzeugung grundsätzlich bei Bedarf auch erhöhen können.

78 Aktuell ist es für Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen in Deutschland aufgrund der Förderregularien des Erneuerbare-Energien-Gesetzes wirtschaftlich sinnvoll, bis zu sechs Stunden lang auch dann Strom zu erzeugen, wenn die Marktpreise negativ sind. Erst bei negativen Strompreisen über einen Zeitraum von mehr als sechs Stunden entfällt die Förderung.

79 Dies gilt insbesondere für Photovoltaikanlagen, die im gleichen geografischen Gebiet errichtet wurden und alle- samt Strom erzeugen, sobald der Himmel nicht bedeckt ist.

80 Hirth (2013)

Deutschland 2030 in der Lage, ihre Kosten allein über den Markt zu decken. In Frankreich hängt das vom Anteil der Kernenergie 2030 und vom CO₂-Preis ab. Wie in Abbildung 25 angegeben, können sich Photovoltaik-Freiflächenanlagen ohne Marktprämie finanzieren, sofern die Kernenergiekapazitäten auf 40 Gigawatt reduziert werden oder bei einer Kombination von 50 Gigawatt Kernenergiekapazität und einem CO₂-Preis von 50 Euro pro Tonne. Ein Beibehalten der Kernenergiekapazität von 63 Gigawatt würde die Marktpreise und somit auch die Erlöse für die Anlagenbetreiber stark herabsetzen. Die mittleren Erlöse lägen in diesem Fall nur noch bei 15 Euro pro Megawattstunde und damit deutlich unterhalb der Kostendeckungsgrenze.

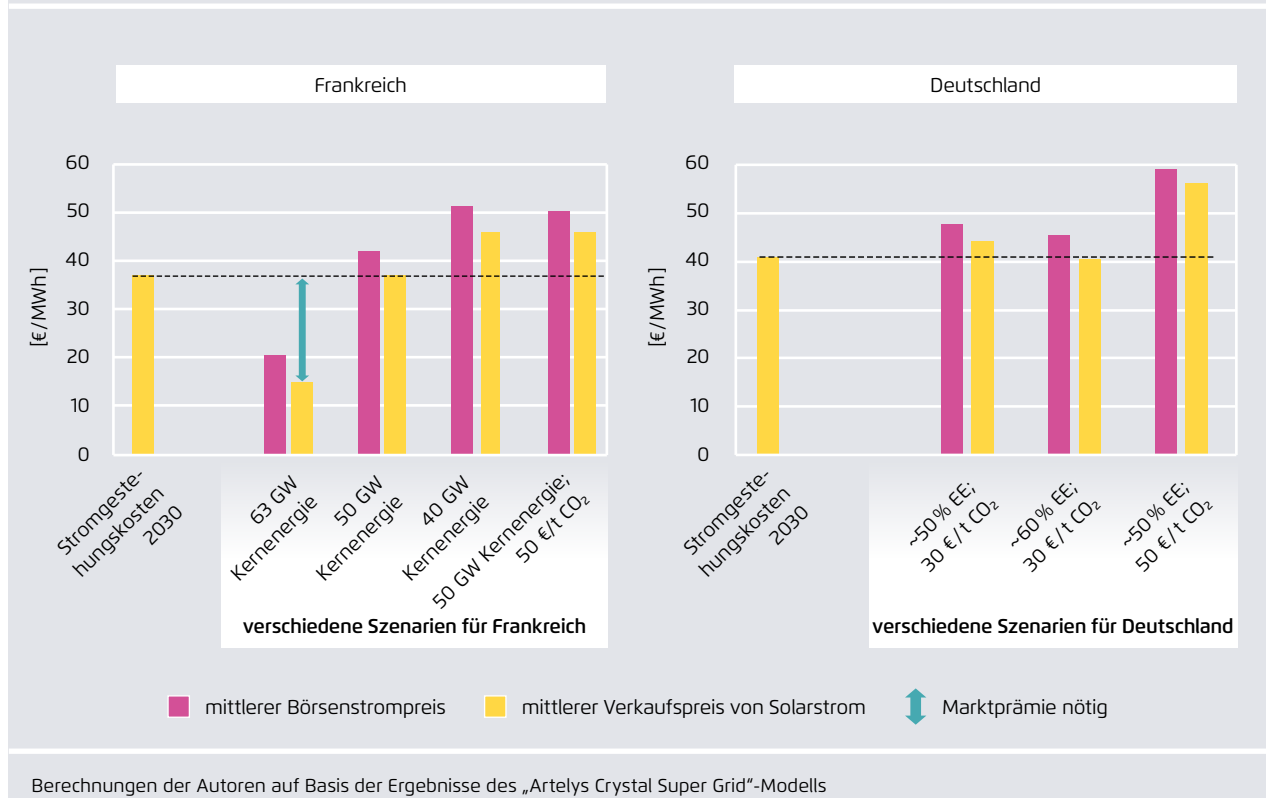
Für Deutschland zeigt unsere Analyse, dass Photovoltaik-Freiflächenanlagen ihre Fixkosten 2030 bei einem Anteil der Erneuerbaren Energien von

50 Prozent über Markterlöse finanzieren können (siehe Abbildung 25). Auch wenn das Ausbauziel auf 60 Prozent angehoben wird, wäre eine Refinanzierung am Strommarkt gewährleistet. Die Erhöhung des CO₂-Preises auf 50 Euro pro Tonne würde deutlich höhere Erlöse ermöglichen.

Die vorliegende Analyse ist statisch und betrifft lediglich das Jahr 2030. Tatsächlich hängt die Marktrentabilität einer Investition in PV- oder Windenergieanlagen davon ab, wie sich die Strompreise und möglichen Erlöse über die gesamte Lebensdauer der Anlage (vor und nach 2030) entwickeln, und auf welchem Niveau die Stromgestehungskosten zum Zeitpunkt der Aufnahme des Anlagenbetriebs gesunken sein werden. Dadurch könnte der Wendepunkt zugunsten der Refinanzierung der Erneuerbaren Energien über den Markt möglicherweise bereits vor 2030 erreicht werden.

Mittlere Börsenstrompreise und Markterlöse für PV-Anlagen 2030 in Frankreich (links) und Deutschland (rechts)

Abbildung 25



Onshore-Windenergie weiterhin auf Marktprämie angewiesen

Für Windenergie an Land sind die für die Szenarien dieser Studie geschätzten Marktpreise 2030 unzureichend, um die Stromgestehungskosten zu decken – es sei denn, der CO₂-Preis würde auf 50 Euro je Tonne erhöht. Der Ausbau dieser Technologie hängt also auch weiterhin von einer Marktprämie oder anderweitigen Förderung ab. Dass in den Szenarien nur die Onshore-Windenergie, nicht jedoch die Photovoltaik abhängig von Förderungen bleiben wird, lässt sich zwei Faktoren zuschreiben: Einerseits ist es wahrscheinlich, dass die Stromgestehungskosten für Windenergie weiterhin deutlich über denen von Photovoltaik-Freiflächenanlagen liegen. Andererseits ist der Rückgang der Erlöse für Windenergie in den Szenarien stärker ausgeprägt als bei den Solaranlagen. Dieser Unterschied ergibt sich daraus,

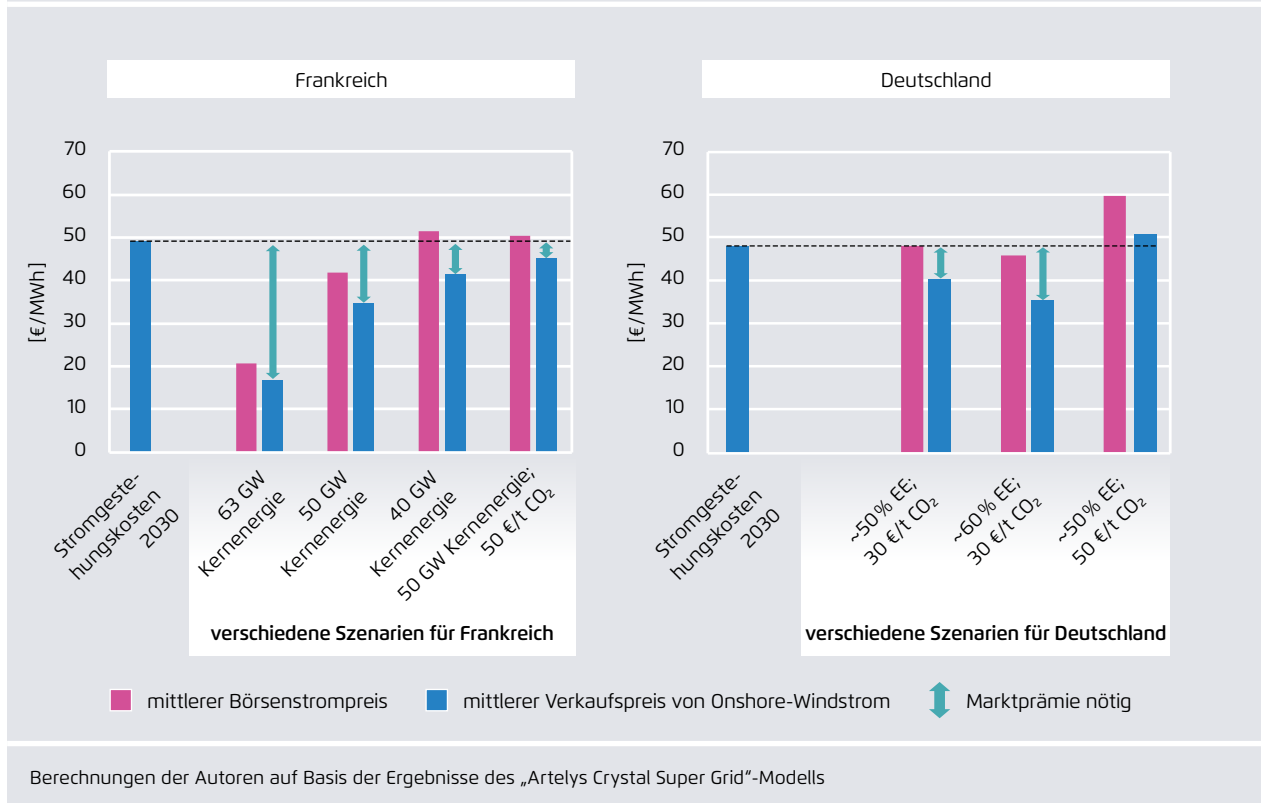
dass die Windstromerzeugung größer ist (187 bis 218 Terawattstunden Windstrom gegenüber 60 bis 73 Terawattstunden Solarstrom in Deutschland und 101 Terawattstunden Windstrom gegenüber 39 Terawattstunden Solarstrom in Frankreich) und dass nur eine geringe Korrelation zwischen der Windstromerzeugung und Starklastzeiten besteht.

In Frankreich führt eine höhere Kernenergiekapazität zu Einnahmeverlusten für Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen. Das macht deren Finanzierung zu einer Herausforderung

Die Ergebnisse der verschiedenen Szenarien zeigen, dass die Markterlöse für Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen in Frankreich 2030 stark davon abhängen, wie hoch die Kernenergiekapazität dann sein wird. Sollte eine große Flotte von Kernkraftwerken aufrechterhalten werden, so verrin-

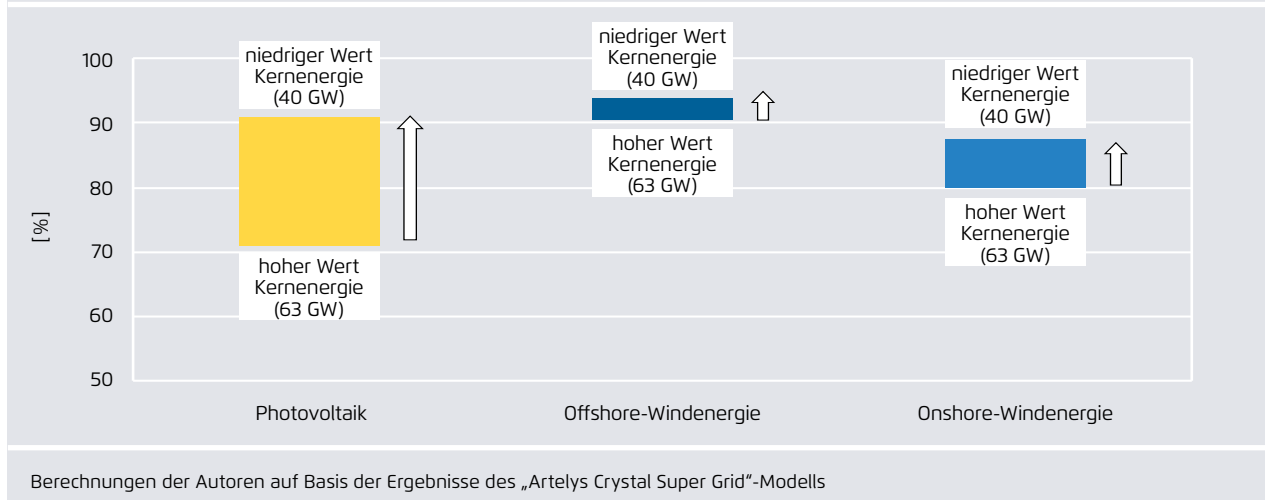
Mittlere Börsenstrompreise und Markterlöse für Onshore-Windenergieanlagen 2030 in Frankreich (links) und Deutschland (rechts)

Abbildung 26



Marktwert der Erneuerbaren Energien 2030 in Frankreich (in Prozent des mittleren jährlichen Börsenstrompreises)

Abbildung 27



gern sich die Börsenstrompreise und damit auch die Erlöse für Erneuerbare-Energien-Stromerzeuger. Das Ausmaß der Erlösminderung ist hierbei größer als das des Rückgangs der Börsenstrompreise. Dieser Effekt ist, wie Abbildung 27 zeigt, besonders deutlich im Fall der Photovoltaik. Beim niedrigen Kernenergieszenario (40 Gigawatt) liegen die Markterlöse für französische Photovoltaikanlagen im Schnitt um zehn Prozent unter den Börsenstrompreisen; beim 50- oder 63-Gigawatt-Szenario liegt die Differenz bei 30 Prozent. Dieses Beispiel zeigt, dass der *Merit-Order*-Effekt nicht nur an den Anteil der Erneuerbaren-Energien-Erzeugung gebunden ist, sondern darüber hinaus auch an das restliche Stromsystem. Den Rückgang des Marktwerts im Stromsystem bei steigenden Anteilen von Erneuerbaren Energien alleine dieser Energieform zuzuschreiben, ist daher nicht gerechtfertigt. Die Markterlöse aus dem Betrieb von Photovoltaik- und Windenergieanlagen in Frankreich betragen im niedrigen Kernenergieszenario 6,7 Milliarden Euro, im hohen Kernenergieszenario jedoch nur 2,4 Milliarden Euro; der Anteil der Erneuerbaren Energien ist hierbei gleich.

Im mittleren Szenario könnten die Markterlöse für Strom von Erneuerbare-Energien-Anlagen durch Anhebung des CO₂-Preises von 30 auf 50 Euro pro

Tonne um 1,1 Milliarden Euro steigen. Unmittelbare Auswirkungen auf die Vergütungen der Anlagen sind dabei nicht zwingend, sofern für den damit erzeugten Strom weiterhin Fördermittel gezahlt werden. So wird ein großer Teil der Erneuerbare-Energien-Kapazitäten in Frankreich auch weiterhin von der Einspeisevergütung profitieren, deren Finanzierung über die CSPE-Umlage (*contribution au service public de l'électricité*) derzeit noch vom Stromabnehmer übernommen wird.⁸¹ Die Erlösdifferenz zwischen dem 40- und dem 63-Gigawatt-Szenario in Höhe von 4,3 Milliarden Euro würde letztendlich weitestgehend vom französischen Endverbraucher getragen.

In Deutschland ist der *Merit-Order*-Effekt der Erneuerbaren Energien spürbar, kann aber durch den Ausbau von Flexibilitäten im Strommarkt begrenzt werden

Für die dargebotsabhängigen Erneuerbaren Energien gilt: Je größer ihr Anteil am Strommix, desto geringer

81 Ab 2017 profitiert die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien zudem von der Finanzierung durch den Beitrag für Klima und Energie (*contribution climat-énergie*). Dieser wird, mit Ausnahme einiger Anwendungsbereiche, von Betreibern fossiler Kraftwerke (Gas, Steinkohle, Erdöl und Derivate) gezahlt.

Marktbasierte Vergütung der Solar- und Windstromerzeuger in Frankreich nach verschiedenen Szenarien

Tabelle 2

	niedriges Szenario (40 GW Kernenergie)	mittleres Szenario (50 GW Kernenergie) (30/50 Euro je Tonne CO ₂)	hohes Szenario (63 GW Kernenergie)
Photovoltaik	1,8 Mrd. Euro/Jahr	1,5 Mrd. Euro/Jahr / 1,8 Mrd. Euro/Jahr	0,6 Mrd. Euro/Jahr
Offshore-Windenergie	1,1 Mrd. Euro/Jahr	0,9 Mrd. Euro/Jahr / 1 Mrd. Euro/Jahr	0,4 Mrd. Euro/Jahr
Onshore-Windenergie	3,5 Mrd. Euro/Jahr	2,7 Mrd. Euro/Jahr / 3,2 Mrd. Euro/Jahr	1,3 Mrd. Euro/Jahr
PV + Windenergie gesamt	6,7 Mrd. Euro/Jahr	5,2 Mrd. Euro/Jahr / 6,3 Mrd. Euro/Jahr	2,4 Mrd. Euro/Jahr

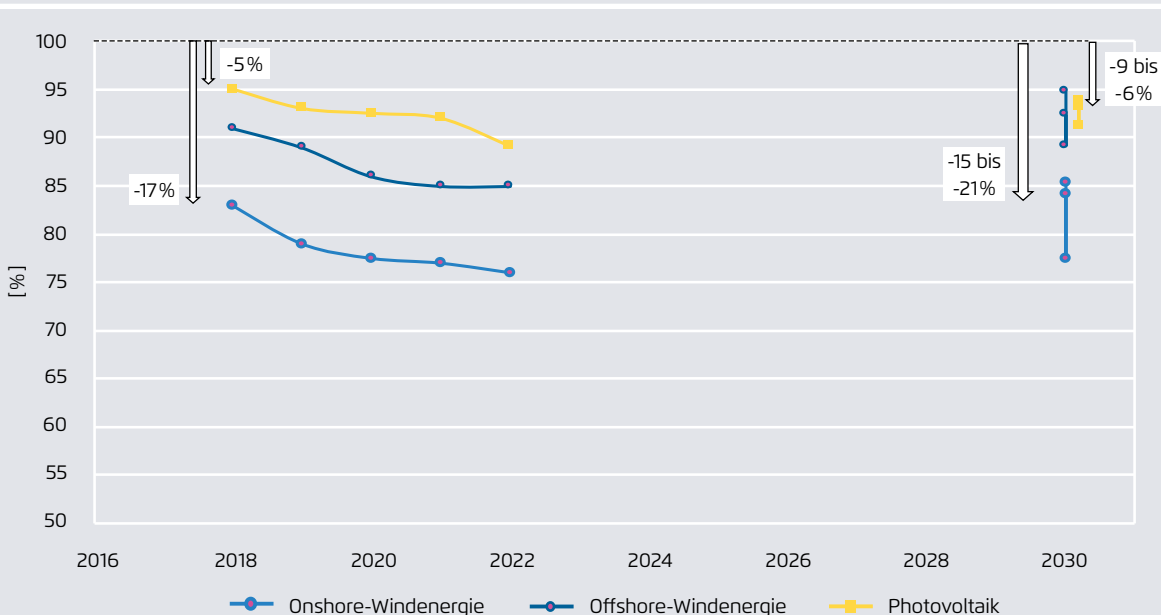
Berechnungen der Autoren auf Basis der Ergebnisse des „Artelys Crystal Super Grid“-Modells

werden ihre relativen Erlöse im Strommarkt. Dieses Phänomen wird als *Merit-Order*-Effekt bezeichnet. Von diesen Auswirkungen ist vor allem Deutschland betroffen, da hier höhere Anteile variabler Erneuerbarer Energien angestrebt werden. Die Nutzung von zusätzlichen Flexibilitätsoptionen kann die Auswirkungen des *Merit-Order*-Effekts jedoch spürbar begrenzen. Unsere Studie zeigt, dass sich der durchschnittliche Unterschied zwischen den Erlösen der

Erneuerbaren Energien und dem Börsenstrompreis im Jahr 2030 auf einem ähnlichen Niveau bewegen wird, wie es für die kommenden Jahre von den Übertragungsnetzbetreibern prognostiziert wird. So beläuft sich die Differenz für Photovoltaikanlagen auf minus 6 bis minus 9 Prozent und für Onshore-Windenergieanlagen auf minus 15 bis minus 21 Prozent. Abbildung 28 zeigt das Verhältnis aus marktbasierter Vergütung der Erneuerbaren Energien und dem mitt-

Marktwert der fluktuierenden Erneuerbaren Energien im Verhältnis zum mittleren Börsenstrompreis

Abbildung 28



r2b (2017), Berechnungen der Autoren auf Basis der Ergebnisse des „Artelys Crystal Super Grid“-Modells

leren Börsenstrompreis in Deutschland: Links sind die Prognosen der Netzbetreiber bis 2022 dargestellt, rechts die Ergebnisse der hier untersuchten Szenarien bis 2030. Ein Wert von 100 Prozent entspricht einer Technologie, die über das gesamte Jahr zum mittleren Börsenstrompreis vergütet wird.

Der Abbildung zufolge wird die Differenz der marktbasierter Vergütung für Erneuerbare Energien zum mittleren Börsenstrompreis im Jahr 2030 je nach Szenario stärker ausgeprägt sein als heute, im Ausmaß jedoch mit dem vergleichbar bleiben, was bereits für die kommenden Jahre erwartet wird. Dieses Ergebnis basiert auf unseren Annahmen zum Ausbau der Flexibilitätsoptionen (Interkonnektoren, Pumpspeicherkraftwerke, Akkumulatoren und gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen) in Kombination mit dem Anstieg der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien. Ohne diese zusätzlichen Flexibilitätsinstrumente würde der Wertverlust der Erneuerbaren Energien höher ausfallen

4.2 Eine Kernenergiekapazität von mehr als 40 Gigawatt in Frankreich würde zu mehr Stromexporten führen; die Rentabilität eines Kernkraftwerks-parks mit mehr als 50 Gigawatt Leistung wäre nicht gewährleistet

Die Wirtschaftlichkeit von Kernkraftwerken, deren Laufzeit verlängert wird, hängt davon ab, ob sich die Kosten dafür über Markterlöse refinanzieren lassen. Der Großteil der Kosten bei Kernkraftwerken entfällt auf Investitionskosten sowie Wartungs- und Fixkosten zum Betrieb der Kraftwerke. Variable Betriebskosten sind demgegenüber untergeordnet. Weil damit Fixkosten die Zusammensetzung der Stromgestehungskosten dominieren, bestimmt die Auslastung der Reaktoren somit maßgeblich die Höhe der Stromgestehungskosten.

Die Stromgestehungskosten der Kernkraftwerke hängen in hohem Maße vom Auslastungsgrad der Reaktoren ab

Die mittlere jährliche Auslastung⁸² der französischen Kernreaktoren beläuft sich bislang auf etwa 80 Prozent, was ungefähr 7.000 Volllaststunden jährlich entspricht. Unter Berücksichtigung der vom französischen Rechnungshof⁸³ gewählten Kostenschätzungen zur Laufzeitverlängerung der Kernenergieanlagen (Programm *Grand carénage*⁸⁴ mit einer Abschreibung der *Retrofit*-Maßnahmen über 20 Jahre und ohne Verzinsung des für den Bau der Reaktoren ursprünglich aufgewandten Kapitals) belaufen sich die Stromgestehungskosten eines Reaktors mit einer Auslastung von 80 Prozent im Schnitt auf schätzungsweise 42 Euro je Megawattstunde.⁸⁵ Dieser Betrag entspricht im Schnitt Reinvestitionskosten in Höhe von 1.184 Euro je Kilowatt. Bei einer Erhöhung der Reinvestitionskosten um 50 Prozent auf 1.776 Euro je Kilowatt würden die Stromgestehungskosten bei einer Reaktorauslastung von 80 Prozent im Schnitt nahezu 49 Euro je Megawattstunde betragen.

Die nachlassende Elektrizitätsnachfrage und die verstärkte Stromerzeugung aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien werden die Absatzmöglichkeiten für

82 Verhältnis zwischen der Anzahl der Betriebsstunden des Kernreaktors und der Anzahl der Jahresstunden.

83 siehe *Le coût de production de l'électricité nucléaire, actualisation 2014* (Stromgestehungskosten in der Kernenergie, Aktualisierung 2014) und das Kapitel *La maintenance des centrales nucléaires: une politique remise à niveau, des incertitudes à lever* (Wartung von Kernkraftwerken: überarbeitete Vorschriften und bleibende Unsicherheit) im Jahresbericht des französischen Rechnungshofs (*Cour des Comptes*, 2016)

84 Hier wird davon ausgegangen, dass Kernkraftwerke nach Ablauf der geplanten 40 Betriebsjahre komplett abgeschrieben sind.

85 Auf die Berechnung der Stromgestehungskosten (*levelized cost of energy*, LCOE) wird in Anhang 5 „Kostenannahmen für die Stromerzeugung mit verschiedenen Technologien“ näher eingegangen.

Kernenergie bis 2030 begrenzen. In Abhängigkeit von der Größe des Kernkraftwerksparks, der zu diesem Zeitpunkt betrieben wird, ist es wahrscheinlich, dass die Reaktoren häufiger im Lastfolgebetrieb betrieben werden und deshalb ihr Auslastungsgrad sinkt. Obwohl eine solche Veränderung des Betriebs aus technischer Sicht möglich ist (siehe Kapitel 3.2.3), würde sie die Wirtschaftlichkeit der Kernkraftwerke gefährden: Wie in Abbildung 29 gezeigt, steigen die Stromgestehungskosten bei laufzeitverlängerten Reaktoren deutlich an, wenn die Auslastung der Reaktoren verringert wird. Bei einer Auslastung von 50 Prozent erhöhen sich die Stromgestehungskosten für den bestehenden Kernkraftwerkspark auf 63 Euro je Megawattstunde. Wird für die Laufzeitverlängerung von 50 Prozent höheren Investitionskosten ausgegangen, so liegen die Stromgestehungskosten bei 75 Euro je Megawattstunde.

Auch wenn der Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und die verringerte Nachfrage den Absatz der erzeugten Kernenergie auf nationaler Ebene beschränken, kann Frankreich durch Vergrößerung seiner Handelskapazitäten mit benachbarten

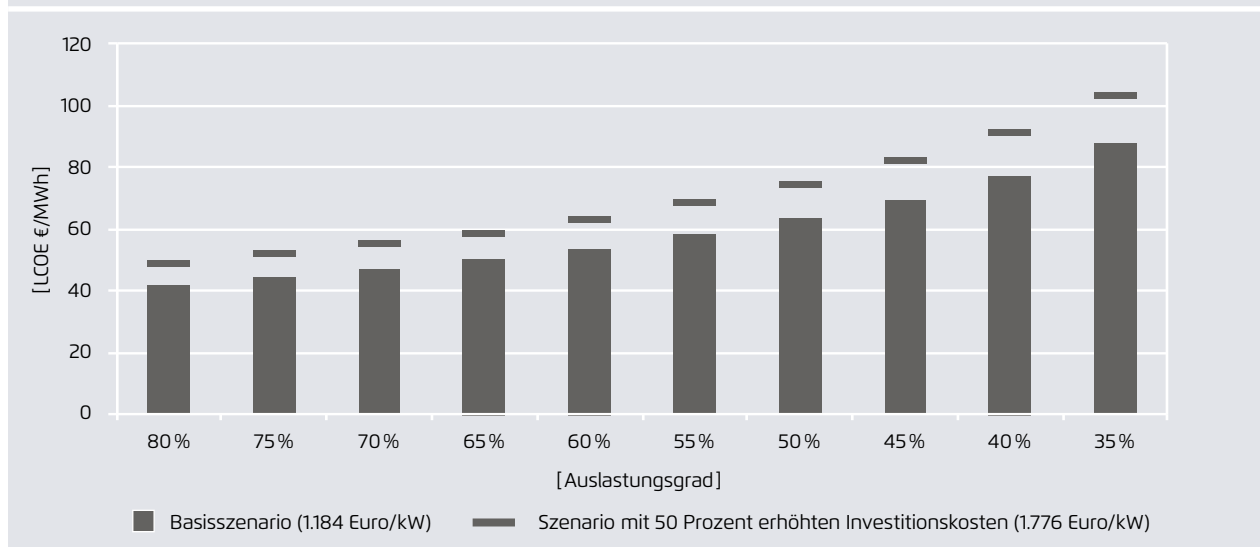
Ländern zusätzliche Strommengen dorthin exportieren. Ob es dazu kommt, hängt einerseits von der Kapazität der Interkonnektoren ab, deren Ausbau als zentrales Thema auf der Agenda der Europäischen Union steht, andererseits aber auch von der Entwicklung des Strommix in den benachbarten Ländern. Dies betrifft insbesondere die Entwicklung der dortigen Kernenergie- und Erneuerbaren-Kapazitäten.⁸⁶

In den bis 2030 betrachteten Szenarien ist erkennbar, dass – bei sonst gleichen Verhältnissen – die mittlere Auslastung der Reaktoren im Verhältnis zur installierten Kapazität in Frankreich abnimmt. Der mittlere Auslastungsgrad des Kernkraftwerksparks liegt 2030 demnach bei 71 Prozent, falls Frankreich das aktuelle Niveau von 63 Gigawatt Kernkraftwerksleistung beibehält. Wird die Kapazität auf 50 oder 40 Gigawatt reduziert, so steigt die Auslastung auf 77 beziehungs-

86 Entlang der *Merit Order* ist die Kernenergieerzeugung die konventionelle Stromerzeugungstechnologie mit den niedrigsten variablen Stromgestehungskosten. Die Grenzkosten von Photovoltaik- und Windenergieanlagen liegen jedoch quasi bei null, sodass diese bei Verfügbarkeit vor der Kernenergieerzeugung eingesetzt werden.

Stromgestehungskosten (LCOE) für den Kernkraftwerksbestand mit verlängerter Laufzeit in Abhängigkeit vom Auslastungsgrad der Erzeugungskapazitäten

Abbildung 29



Berechnungen der Autoren auf Grundlage des französischen Rechnungshofes (*Cour des Comptes*, 2014 und 2016)

weise 79 Prozent. Die Auslastung des letzten installierten Gigawatts („Grenzkraftwerke“⁸⁷) beträgt im 63-Gigawatt-Szenario lediglich 27 Prozent und ist damit dreimal kleiner als im 40-Gigawatt-Szenario, wo eine Auslastung von 74 Prozent erreicht wird.

Bei einer Kapazität von mehr als 50 Gigawatt ist die Rentabilität des Kernkraftwerksparks ungewiss

Die Größe des Kernkraftwerksparks hat daher maßgeblichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Reaktoren im Jahr 2030. Bei einer höheren Kernenergiekapazität nimmt zwar die Stromerzeugung in Summe zu, jedoch steigen auch die spezifischen Stromkosten, wenn die Reaktoren aufgrund der zurückgefahrenen Erzeugung nicht ausgelastet sind. Hinzu kommt, dass der zusätzlich erzeugte Strom im Schnitt zu niedrigeren Preisen verkauft wird, da die Aufrechterhaltung einer höheren Kernenergiekapazität Druck auf die Börsenstrompreise ausübt. Im Gegenzug führt eine höhere CO₂-Bepreisung zu ansteigenden Markterlösen für die Betreiber der Kernkraftwerke.

In Abbildung 31 ist die Bilanz der Kernenergiebranche für die verschiedenen untersuchten Szenarien dargestellt, wobei der Jahresüberschuss im Verhältnis zu den Fixkosten der Kernenergieerzeugung betrachtet wird. Das Diagramm verdeutlicht, dass im niedrigen Kernenergieszenario (40 Gigawatt) die Erlöse am Strommarkt ausreichen, um die Fixkosten des bestehenden Kernkraftwerksparks zu decken. Strom aus Kernenergie wird dabei im Schnitt zu einem Preis von 52 Euro je Megawattstunde verkauft. Daraus ergeben sich jährliche Einnahmen pro installiertem Gigawatt in Höhe von 325 Millionen Euro; ein Betrag,

mit dem sich die Fixkosten für laufzeitverlängerte Reaktoren von 249 Millionen Euro pro Jahr und Gigawatt decken lassen. Der Gewinn der Kernkraftwerksbetreiber lässt sich demnach auf drei Milliarden Euro pro Jahr für den gesamten Kraftwerksbestand beziffern (siehe Tabelle 3).

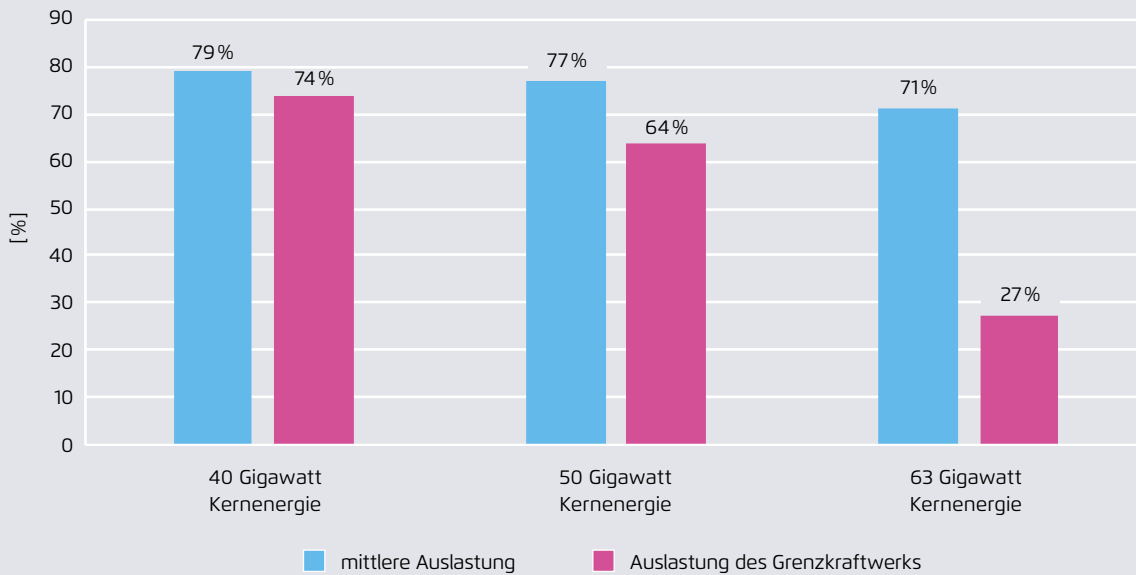
Im Gegenzug verringert sich dieser Gewinn auf 0,3 Milliarden Euro pro Jahr im mittleren Kernenergieszenario (50 Gigawatt). Im hohen Kernenergieszenario (63 Gigawatt) wird er negativ und beläuft sich auf minus 9 Milliarden Euro pro Jahr. In diesen Fällen kann die höhere Kernenergieerzeugung den Einnahmeverlust nicht mehr ausgleichen. Letzterer ergibt sich daraus, dass auf der einen Seite die Markterlöse für Strom aus Kernenergie sinken (auf 42 Euro pro Megawattstunde im 50-Gigawatt-Szenario beziehungsweise auf 23 Euro pro Megawattstunde im 63-Gigawatt-Szenario) und auf der anderen Seite die Fixkosten bei einem großen Kernkraftwerkspark steigen. Im Szenario „mittlere Kernenergie“ (50 Gigawatt) lassen sich mit Erhöhung des CO₂-Preises auf 50 Euro pro Tonne die Markterlöse für Strom aus Kernenergie auf 51 Euro je Megawattstunde erhöhen, wodurch die Bilanz der Kernkraftwerke ausgeglichener wäre. Der Gewinn für die Betreiber der Kernkraftwerke stiege so auf mehr als drei Milliarden Euro pro Jahr, ein Niveau, das mit dem im niedrigen Kernenergieszenario (40 Gigawatt) vergleichbar ist. Schließlich wirken sich auch Kosten für die Laufzeitverlängerung, insofern sie über den Kostenschätzungen des französischen Rechnungshofs liegen, negativ auf der Wirtschaftlichkeit des Kernkraftwerksparks aus.

Die Untersuchung der Szenarien zeigt, dass die Beibehaltung einer Kernenergiekapazität von mehr als 50 Gigawatt bis 2030 angesichts des vorgesehenen Ausbaus der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien selbst bei höheren Stromexporten nicht notwendigerweise rentabel ist. Würde eine Kernenergiekapazität von mehr als 50 Gigawatt beibehalten, stiege das Risiko von *Stranded Assets* im französischen Stromsystem. Eine Kernenergiekapazität von 40 bis 50 Gigawatt im Jahr 2030 ließe sich bei einem

87 Diese Auslastung des Grenzkraftwerks wird berechnet, indem die jährliche Stromerzeugungswerte von Kernkraftwerksparks mit jeweils 63 und 62 Gigawatt, 50 und 49 Gigawatt sowie 40 und 39 Gigawatt Leistung miteinander verglichen werden. Für diese Berechnungen wird vom mittleren Kohleszenario und einem Erneuerbare-Energien-Anteil von etwa 50 Prozent für Deutschland ausgegangen.

Mittlere und Grenzauslastung der Atomreaktoren in verschiedenen Szenarien

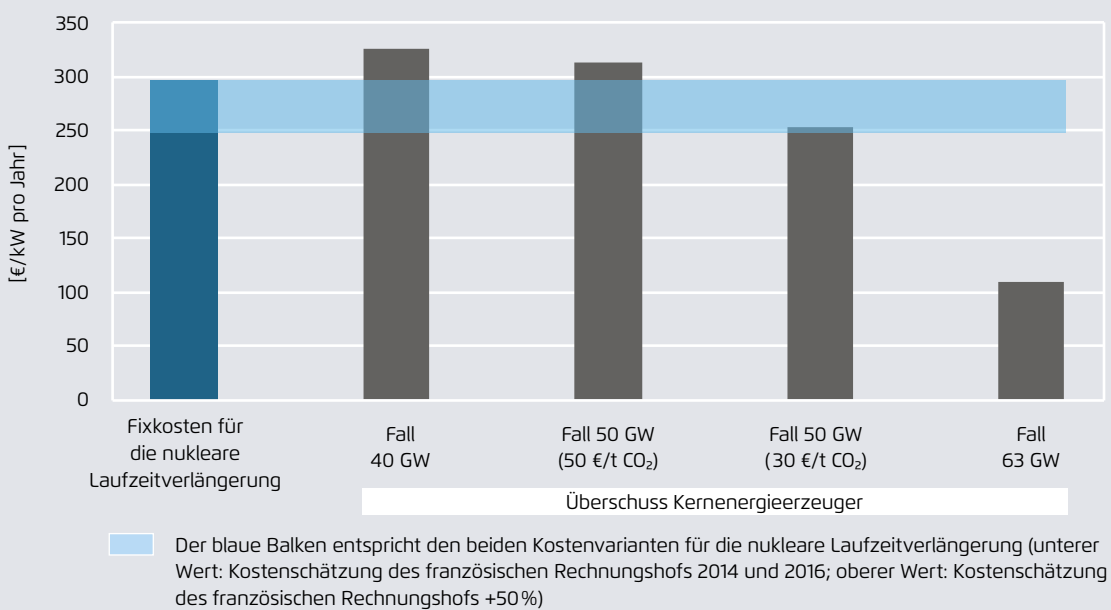
Abbildung 30



Berechnungen auf Basis des „Artelys Crystal Super Grid“-Modells

Vergleich der Fixkosten für die Laufzeitverlängerung der Kernkraft mit dem Überschuss der Kernenergieerzeuger

Abbildung 31



Ergebnisse des „Artelys Crystal Super Grid“-Modells

Bilanz der Kernenergiebranche 2030 in Abhängigkeit von der gewählten Kernenergiekapazität Tabelle 3

	40 GW	50 GW (30/50 Euro/tCO ₂)	63 GW
Markterlöse für Strom aus Kernenergie	52 Euro/MWh	42/51 Euro/MWh	23 Euro/MWh
Kernenergieerzeugung	280 TWh	340 TWh	390 TWh
Überschuss des Kraftwerksbetreibers	13 Mrd. Euro/Jahr	13/16 Mrd. Euro/Jahr	7 Mrd. Euro/Jahr
Überschuss pro installiertem GW	325 Mio. Euro/Jahr/GW	254/313 Mio. Euro/Jahr/GW	110 Mio. Euro/Jahr/GW
geschätzter Gewinn/Verlust pro installiertem GW	+76 Mio. Euro/Jahr/GW	+5 Mio. Euro/Jahr/GW / +65 Mio. Euro/Jahr/GW	-140 Mio. Euro/Jahr/GW
geschätzter Gewinn für den Kernkraftwerksbetreiber	+3 Mrd. Euro/Jahr	+0,3 Mrd. Euro/Jahr / +3,2 Mrd. Euro/Jahr	-9 Mrd. Euro/Jahr

Hinweis: Die Fixkosten der Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke belaufen sich auf 249 Millionen Euro pro Jahr und Gigawatt. Sie umfassen auch die notwendigen Investitionen zur Laufzeitverlängerung sowie die fixen Betriebskosten. Nähere Angaben sind Anhang 5 „Kostenannahmen für die Stromerzeugung mit verschiedenen Technologien“ zu entnehmen. Der angegebene Gewinn des Kraftwerksbetreibers berücksichtigt keine Vergütungen abseits der Strommarktes, auf die der Betreiber gegebenenfalls Anspruch hat.

CO₂-Preis von 30 Euro je Tonne über den Verkauf des erzeugten Stroms am Markt finanzieren. Die Erzeugungskosten, insbesondere die Kosten für die Reinvestition in den Kernkraftwerkspark, dürften jedoch die Kostenprognosen nicht signifikant übersteigen. Schließlich würde sich die Erhöhung des CO₂-Preises auf 50 Euro je Tonne positiv in der Rentabilität der Kernkraftwerke niederschlagen. Ferner könnte durch einen höheren CO₂-Preis eine größere Erzeugungskapazität aufrechterhalten werden: Steigende Markterlöse würden die geringere Auslastung der Reaktoren ausgleichen.

Zu beachten ist, dass die Strategie, die Deutschland in Bezug auf seine Kohlekraftwerke und den Ausbau der fluktuierenden Erneuerbaren Energien verfolgt, begrenzte Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit des französischen Stromsystems hat. Auf technischer Ebene hätte die Beibehaltung der Kohlekapazitäten quasi keinen Effekt auf die französische Kernenergieerzeugung, da Letztere in der *Merit Order* Vorrang hat. So würde ein verstärkter Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland die Stromimporte aus Frankreich sowie die Erlöse für Strom aus Kernenergie nur in begrenztem Maße verringern. Beispielsweise würde eine Anhebung des Anteils der Erneuerbaren Energien von 50 auf 60 Prozent in Deutschland die Kernenergieerzeugung in Frankreich um lediglich

4,4 Terawattstunden und die Erlöse im Schnitt um 0,4 Euro je Megawattstunde reduzieren (im Falle des hohen Kernenergieszenarios von 63 Gigawatt).

Die Stromgestehungskosten für Erneuerbare Energien sind mit denen von modernisierten Kernkraftwerken vergleichbar

Vor dem Hintergrund, dass die Kosten für die Wind- und Solarstromanlagen stark zurückgegangen sind, nähern sich deren Stromgestehungskosten den *Levelized Cost of Electricity* (LCOE) der bestehenden Kernkraftwerke an. Dies gilt insbesondere dann, wenn die Auslastung der bestehenden Kernkraftwerke sinkt. In allen untersuchten Szenarien liegen die mittleren Stromgestehungskosten der modernisierten Kernkraftwerke zwischen 42 und 55 Euro je Megawattstunde, während die LCOE der Windenergie- und Photovoltaikanlagen 2030 bei 37 beziehungsweise 48 Euro pro Megawattstunde liegen werden. Der Vergleich der Stromgestehungskosten hat jedoch seine Grenzen, da nicht alle Auswirkungen auf das Stromsystem und der Interaktionen der verschiedenen Technologien, insbesondere der variablen Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien, Berücksichtigung finden können. Man kann daher die Differenz der Marktwerte der verschiede-

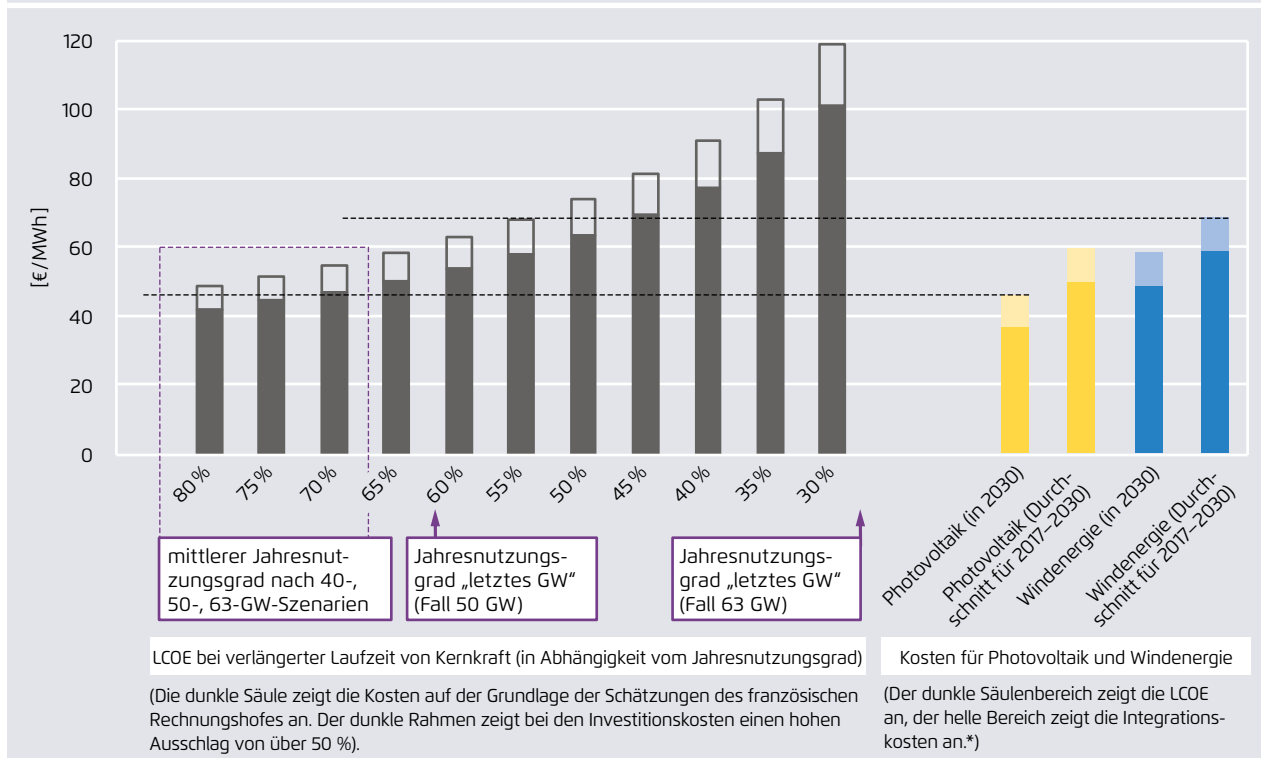
nen Stromerzeugungstechnologien betrachten.⁸⁸ Im Rahmen unserer Szenarien zeigt ein solcher Vergleich (siehe Abbildung 32), dass für den Zeitraum von 2017 bis 2030 ein bestehender Reaktor mit einer mittleren Jahresauslastung von weniger als 55 Prozent (4.820 Stunden pro Jahr) höhere Stromgestehungskosten aufweist als die Stromerzeugung mit Solarenergie. Im Jahr 2030 könnte auch ein Kernreaktor, dessen Auslastung auf weniger als 70 Prozent sinkt, höhere Stromgestehungskosten aufweisen als eine Photovoltaik-Freiflächenanlage.

88 Hier wird die Differenz aus den Markterlösen für die nicht steuerbaren Erneuerbaren Energien und der steuerbaren Stromerzeugung berücksichtigt. Diese Differenz wird zuweilen den Erneuerbaren Energien als eine der Komponenten der Integrationskosten zugeschrieben (neben den Netz- und Ausgleichskosten). siehe auch Agora Energiewende (2015)

Betrachtet man das letzte „installierten Kernenergie-GW“ (siehe Abbildung 30), so zeigt sich, dass dessen Auslastung im 50-Gigawatt-Szenario auf 64 Prozent sinkt, im 63-Gigawatt-Szenario sogar auf 27 Prozent. Damit korrespondieren hohe Stromgestehungskosten der entsprechenden Grenzkraftwerke: Auf das 63. Gigawatt würden im hohen Kernenergieszenario Stromgestehungskosten in der Größenordnung von 100 Euro je Megawattstunde entfallen. Damit lägen die LCOE zwei- bis dreimal über denen von Windenergie- und Photovoltaikanlagen. Diese Ergebnisse beruhen naturgemäß auf dem Zusammenspiel der für diese Studie berücksichtigten Kostenannahmen. Dennoch verdeutlichen sie die Notwendigkeit eines Vergleichs zwischen den Kosten, die gemäß der ASN-Stellungnahme für im Rahmen der Laufzeitverlängerung nötige Arbeiten anfallen, mit den Kosten einer alternativen Lösung mit Erneuer-

Stromgestehungskosten (LCOE) für Kernenergie gemäß dem Jahresnutzungsgrad der Reaktoren im Vergleich zu den Stromgestehungskosten für Erneuerbare Energien

Abbildung 32



* Die Integrationskosten ergeben sich aus der Differenz zwischen den durchschnittlichen Markterlösen für Photovoltaik bzw. Windenergie und den durchschnittlichen Markterlösen für Kernkraft.

erbaren Energien. Bei einem Anteil der fluktuierenden Erneuerbaren Energien in Frankreich von etwa 25 Prozent des Stromverbrauchs liegt die durchschnittliche Differenz zwischen den Markterlösen für Wind- und Solarstrom und denen für Kernenergiestrom bei weniger als zehn Euro je Megawattstunde. Dadurch ist ein solcher Vergleich trotz der Nichtsteuerbarkeit der Erneuerbaren Technologien möglich.

4.3 Ein planvoller Ausstieg aus der Kohleverstromung erhöht die Erlöse für die 2030 im Stromsystem verbleibenden Kohlekraftwerke

Die Entwicklung des deutschen Kohlekraftwerks-parks (Stein- und Braunkohle) beeinflusst nicht nur die CO₂-Emissionen des Landes, sondern auch die Erlöse derjenigen Anlagen, die 2030 noch am Netz sind. Die Erlöse hängen von der verbleibenden Kohlekapazität in Deutschland ab, aber auch vom CO₂-Preis, vom Anteil der Erneuerbaren Energien und den Entwicklungen des Strommix in benach-

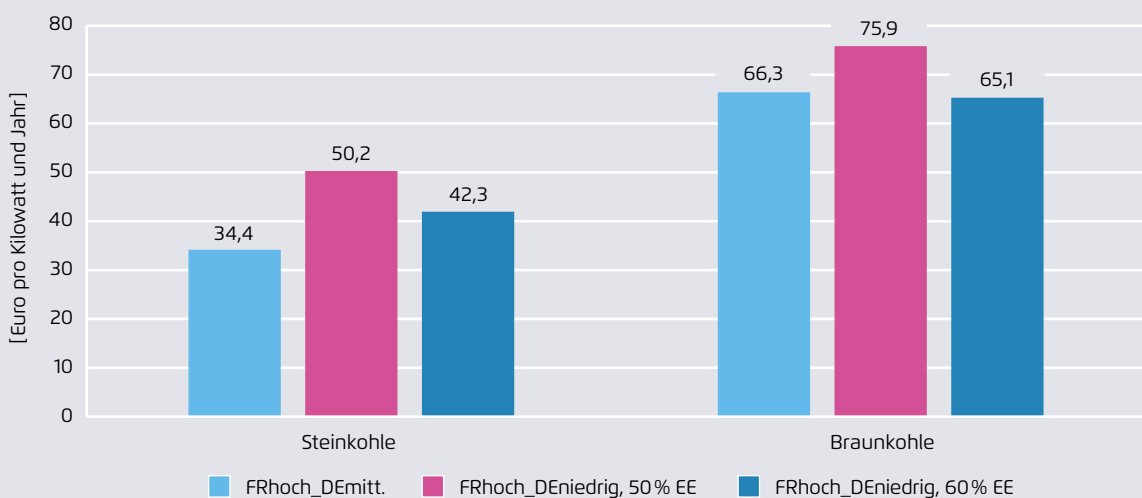
barten Ländern, insbesondere des Kernenergiemix in Frankreich. Das vorliegende Kapitel betrachtet die Auswirkungen einzeln auf Grundlage der untersuchten Szenarien. Hierbei gehen wir für das mittlere Kohleszenario davon aus, dass sich die Kapazität der Kohlekraftwerke bereits dadurch stark verringern wird, dass Anlagen nach 45 Betriebsjahren technisch stillgelegt werden.

4.3.1 Beschleunigter Ausstieg aus der Kohle erhöht Rentabilität der verbleibenden Kohlekraftwerke

Abbildung 33 zeigt die Markterlöse für Stein- und Braunkohlekraftwerke in Deutschland für den Fall, dass Frankreich an 63 Gigawatt Kernenergieleistung festhält. Der Überschuss liegt im mittleren Kohleszenario bei 34 Euro pro Kilowatt und Jahr für Steinkohlekraftwerke und bei 66 Euro pro Kilowatt und Jahr für Braunkohlekraftwerke. Durch einen beschleunigten Ausstieg aus der Kohle könnte dieser Überschuss auf 50 beziehungsweise 76 Euro pro Kilowatt und Jahr steigen. Für den Fall, dass der beschleunigte Kohleausstieg mit einer Anhebung des Anteils der

Überschuss der deutschen Kohlekraftwerksbetreiber in Abhängigkeit von der verbleibenden Kohlekapazität und vom Anteil der Erneuerbaren Energien (bei 63 Gigawatt Kernkraftkapazität in Frankreich)

Abbildung 33



Berechnungen der Autoren auf Basis des „Artelys Crystal Super Grid“-Modells

Erneuerbaren Energien einhergeht (von etwa 50 auf 60 Prozent des Stromverbrauchs), ist der Anstieg des Überschusses bescheidener und liegt lediglich bei 42 beziehungsweise 65 Euro pro Kilowatt und Jahr. In allen drei Fällen könnten die Betreiber der Kohlekraftwerke ihre Fixkosten decken, die auf 34 Euro pro Kilowatt und Jahr geschätzt werden.

4.3.2 Ohne beschleunigten Kohleausstieg wären Betreiber von Braunkohlekraftwerken aufgrund stärkerer Abbauaktivitäten mit dem Risiko von *Stranded Assets* konfrontiert

Bei den Braunkohlekraftwerken stellt sich die Situation uneinheitlich dar. Ihre Fixkosten werden je nach Betriebsalter auf 40 bis 60 Euro pro Kilowatt und Jahr geschätzt. Hierin nicht einbezogen wurden die Fixkosten der Tagebaue, die den Brennstoff für den Betrieb der Braunkohlekraftwerke liefern. Die Tagebau-Fixkosten werden 2025 schätzungsweise zwischen 12 und 14 Euro pro Kilowatt liegen (Öko-Institut, 2017). Die gesamten Fixkosten, die den Kraftwerksbetreibern entstehen, liegen somit eher in der Größenordnung von 52 bis 74 Euro je Kilowatt, sodass sie nicht notwendigerweise in der Lage sind, ihre Kosten in den von uns untersuchten Szenarien zu decken. Darüber hinaus können zusätzliche Fixkosten entstehen, falls der Aufschluss neuer Tagebaue nötig wird, um den Kohlebedarf der 2030 noch arbeitenden Anlagen zu decken. In diesem Fall (vgl. ebenda) entstehen zusätzliche Fixkosten in Höhe von 66 bis 80 Euro pro Kilowatt. Diese Kosten lassen sich jedoch vermeiden, wenn auf den Aufschluss neuer Tagebaue verzichtet wird. Andernfalls können den Betreibern der Anlagen *Stranded Investments* entstehen. Auf Grundlage der hier betrachteten Szenarien folgt der Neuaufschluss von Tagebauen somit keiner wirtschaftlichen Logik (selbst wenn, wie in dieser Studie geschehen, nur relativ geringe Umweltkosten eingerechnet werden).

4.3.3 Ein höherer CO₂-Preis senkt die Margen für Stein- und Braunkohlekraftwerke deutlich

Ein Anstieg des CO₂-Preises von 30 auf 50 Euro pro Tonne erhöht die Grenzkosten von Stein- und

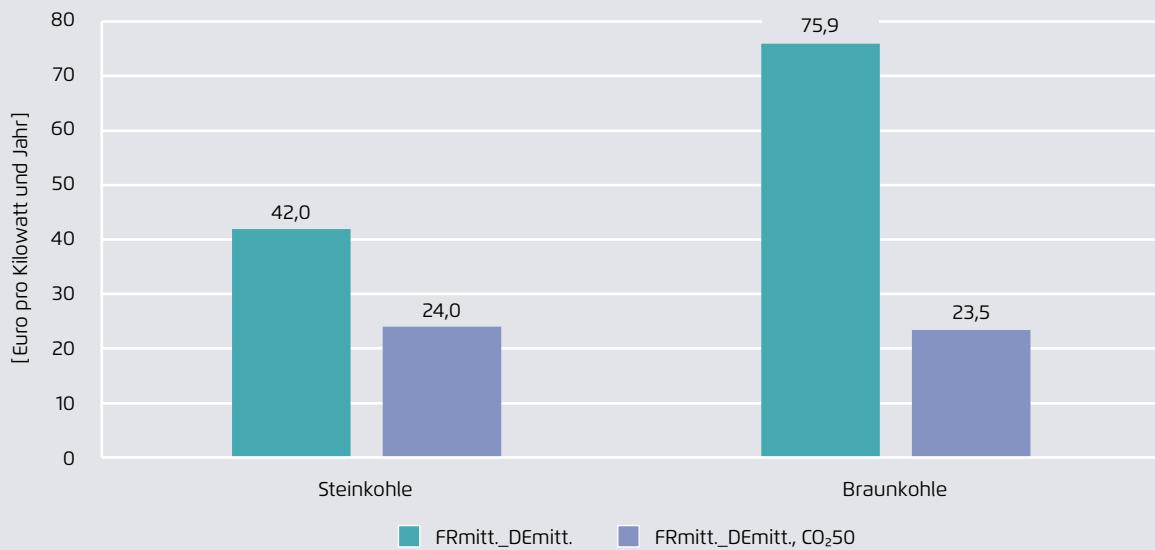
Braunkohlekraftwerken. Sie würden deshalb seltener eingesetzt werden und die Erlöse aus ihrer Stromerzeugung würden geringer. Betrachtet man jeweils das mittlere Szenario für Frankreich und Deutschland, so würde sich der Überschuss der Kohlestromerzeuger auf 24 Euro je Kilowatt und Jahr verringern und somit nicht ausreichen, um die Fixkosten der Kraftwerke zu decken. Es wäre folglich im Interesse der Betreiber von Stein- und Braunkohlekraftwerken, die Erzeugungskapazitäten aus wirtschaftlichen Gründen zurückzufahren.

4.3.4 Die Rentabilität des Kohlekraftwerksparks in Deutschland hängt auch von der Kernenergiekapazität in Frankreich ab

Die Entwicklung des Kernkraftwerksparks in Frankreich hat Einfluss auf die Rentabilität der in Deutschland betriebenen Kohlekraftwerke. Da die Kernenergie geringere Grenzkosten als die Kohleenergie verursacht, kann die Stromproduktion französischer Kernkraftwerke – genügend große Kapazitäten an den Interkonnektoren vorausgesetzt – dazu führen, dass die Stromerzeugung deutscher Kohlekraftwerke sinkt. Umgekehrt führt die Verringerung der Kernenergiekapazität im französischen Strommix zu einer besseren Wettbewerbsfähigkeit der Kohlekraftwerke im deutschen Stromsystem. Dieser in Abbildung 35 dargestellte Effekt belegt, dass der Überschuss der Kohlekraftwerke in Deutschland (im mittleren Kohleszenario) von der in Frankreich installierten Kernenergiekapazität abhängt. Für den Fall, dass diese auf 40 Gigawatt abgesenkt wird, steigt der Überschuss der verbleibenden Stein- und Braunkohlekraftwerke in Deutschland im Vergleich zum Überschuss im hohen Kernenergieszenario auf 18 beziehungsweise 23 Euro pro Kilowatt und Jahr. Zugleich steigt die Auslastung der verbleibenden Kohlekraftwerke. Dadurch wären in Deutschland höhere CO₂-Emissionen zu verzeichnen. Um diesen Effekt zu verhindern, muss ein Rückgang der Kernenergiekapazität in Frankreich mit höheren CO₂-Preisen beziehungsweise einem geregelten Kohleausstieg in Deutschland verknüpft werden.

Überschuss der deutschen Kohlekraftwerksbetreiber für das mittlere Kohleszenario in Abhängigkeit vom CO₂-Preis

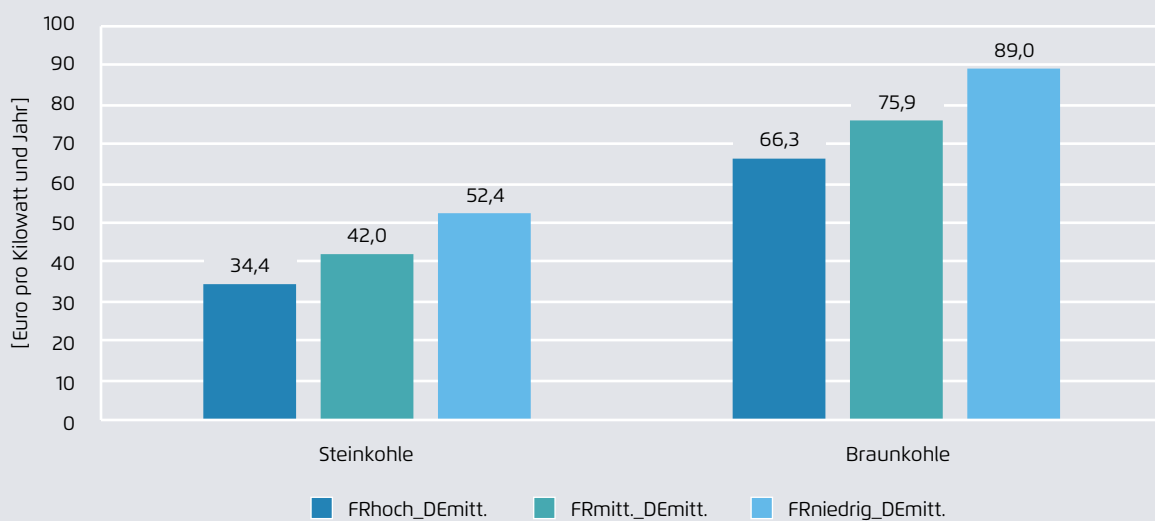
Abbildung 34



Berechnungen der Autoren auf Basis der Ergebnisse des „Artelys Crystal Super Grid“-Modells

Überschuss der deutschen Kohlekraftwerksbetreiber für das mittlere Kohleszenario in Abhängigkeit von der Kernkraftkapazität in Frankreich

Abbildung 35



Berechnungen der Autoren auf Basis der Ergebnisse des „Artelys Crystal Super Grid“-Modells

5. Grenzüberschreitende Auswirkungen der Szenarien

Das französische und das deutsche Stromsystem liegen im Herzen Europas; sie sind gemeinsam mit zwölf anderen europäischen Staaten vernetzt. Zudem stehen Frankreich und Deutschland gemeinsam für ein Drittel des innerhalb der Europäischen Union erzeugten und verbrauchten Stroms.⁸⁹ Aufgrund der Vernetzung der Stromnetze und Strommärkte haben die Entscheidungen, die Deutschland und Frankreich in Bezug auf ihre nationalen Stromsysteme treffen, erhebliche Auswirkungen auf benachbarte Staaten.⁹⁰

89 37 Prozent der Erzeugung sowie 34 Prozent des Stromverbrauchs in der Europäischen Union (653 beziehungsweise 552 Terawattstunden Strom) wurden 2016 in Deutschland beziehungsweise in Frankreich produziert; alle 28 Staaten kommen auf 2.851 Terawattstunden. (Quelle: Enerdata)

90 So hat beispielsweise die Nichtverfügbarkeit von 20 Kernreaktoren, die im Winter 2016/17 auf Anordnung der ASN abgeschaltet waren, zu einem sofortigen und flächendeckenden Anstieg der Strompreise in Europa geführt (<http://fr.reuters.com/article/companyNews/idFRL8N1D13SE>).

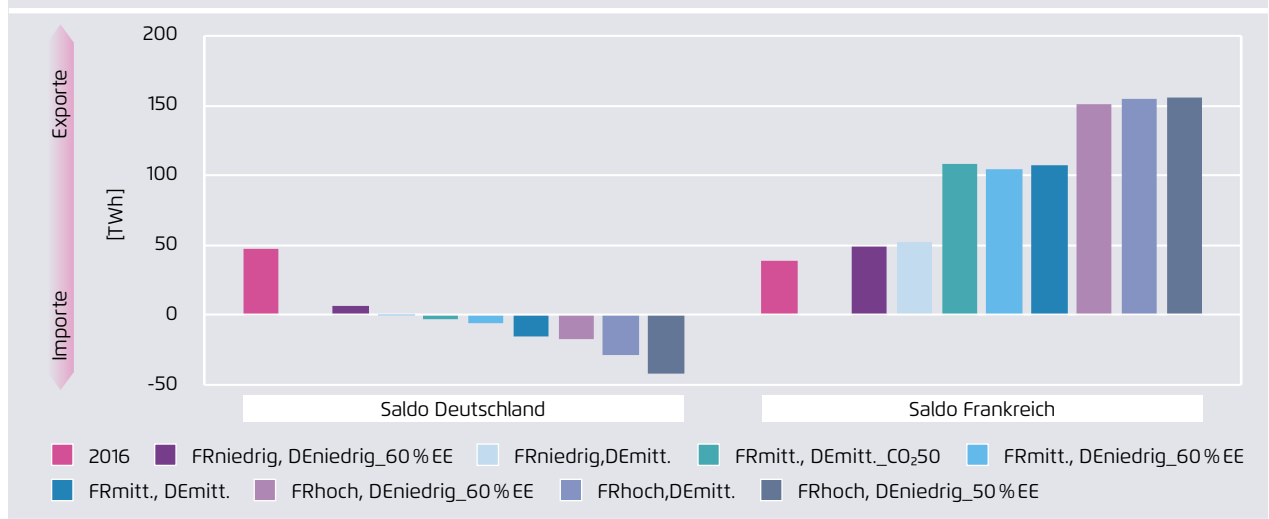
In diesem Kapitel werden die grenzüberschreitenden Auswirkungen auf technischer und wirtschaftlicher Ebene bis 2030 untersucht. Dabei werden zunächst potenzielle Vereinbarkeiten und Reibungspunkte bestimmter nationaler Entscheidungen herausgestellt. Anschließend wird darauf eingegangen, was dies für die Debatte zur Integration der europäischen Strommärkte bedeutet.

5.1 Unterschiedliche Strategien der beiden größten Stromexporteure Europas in Bezug auf den künftigen Stromhandel

Frankreich und Deutschland sind derzeit die beiden wichtigsten Stromexporteure in Europa. Die Nettostromexporte beliefen sich 2016 auf 39 Terawattstunden für Frankreich und 47 Terawattstunden für Deutschland; dies entsprach sieben beziehungsweise

Stromhandelsbilanzen von Deutschland und Frankreich (in TWh) nach unterschiedlichen Szenarien für 2030 im Vergleich zu 2016

Abbildung 36



Ergebnisse des „Artelys Crystal Super Grid“-Modells.

acht Prozent der inländischen Stromerzeugung⁹¹. Die von uns untersuchten Szenarien zeigen, dass der Stromhandel in beiden Ländern bis 2030 eine unterschiedliche Entwicklung nehmen dürfte (siehe Abbildung 36).

Deutsche Stromhandelsbilanz in allen Szenarien ausgeglichen

In Deutschland würde eine Verringerung der aktuellen Kohlekraftwerkskapazität den Exportsaldo des Landes entscheidend reduzieren. Bei fünf der acht untersuchten Szenarien ist die Handelsbilanz fast ausgeglichen, sie variiert lediglich zwischen minus

17 und plus 7 Terawattstunden. Die Spanne beläuft sich somit auf weniger als drei Prozent des deutschen Stromverbrauchs. Zum Vergleich: Heute liegt der Exportsaldo bei acht Prozent des nationalen Verbrauchs. Konkret bleiben die Stromexporte in allen betrachteten Szenarien nahe der heutigen Werte: Bei einem Ausbauziel von 50 Prozent Erneuerbare Energien werden 51 bis 66 Terawattstunden pro Jahr exportiert (gegenüber 63 Terawattstunden im Jahr 2016). Würde ein beschleunigter Ausstieg aus der Kohle durch die Erhöhung des Ausbauziels der Erneuerbaren Energien auf 60 Prozent ausgeglichen, stiege das jährliche Exportvolumen auf 67 bis 75 Terawattstunden pro Jahr an. Im Gegenzug würden die Stromimporte in allen betrachteten Szenarien deutlich auf 68 bis 93 Terawattstunden ansteigen. Dies entspricht 12 beziehungsweise 17 Prozent des Stromverbrauchs 2030. Im Vergleich dazu wurden 2016 lediglich 16 Terawattstunden Strom importiert.

91 2017 beliefen sich die Nettostromexporte auf 38 Terawattstunden für Frankreich und 54 Terawattstunden für Deutschland; dies entsprach sieben beziehungsweise acht Prozent der inländischen Bruttostromerzeugung.

Jährliche Stromexporte und Stromimporte in Frankreich und Deutschland für unterschiedliche Szenarien

Abbildung 37



Die Entwicklung des Stromhandels zwischen Deutschland und seinen Nachbarstaaten ist angesichts der nationalen Energiedebatte ein sensibles Thema. Das Land hat sich entschieden, bis 2022 aus der Kernenergie auszusteigen, und führt nun eine Grundsatzdebatte zur Zukunft der Kohle (siehe Kapitel 3.1.1). Die Erhöhung des Anteils der Erneuerbaren Energien auf 65 Prozent am Bruttostromverbrauch im Jahr 2030 dient daher auch dazu, die Importabhängigkeit Deutschlands bei einem Kohleausstieg zu vermeiden.

Der französische Stromhandel bleibt unabhängig vom betrachteten Szenario stark exportorientiert

Der französische Handelssaldo entwickelt sich in allen untersuchten Szenarien entgegengesetzt zu Deutschland. Im Falle des – niedrigen – 40-Gigawatt-Szenarios bliebe der französische Nettohandelsaldo bei rund 50 Terawattstunden und damit nahe den aktuellen Werten. Verbleibt eine Kernenergiekapazität von mehr als 40 Gigawatt im Stromsystem, führt dies in erster Linie dazu, dass die französischen Stromexporte steigen und die Stromimporte sinken. Der Handelssaldo würde in diesem Fall auf 110 Terawattstunden (plus 56 Terawattstunden) im mittleren Kernenergieszenario beziehungsweise auf nahezu 150 Terawattstunden (plus 100 Terawattstunden) im hohen Kernenergieszenario ansteigen. Die zusätzliche Kernenergieerzeugung von 61 Terawattstunden im 50-Gigawatt-Szenario gegenüber dem 40-Gigawatt-Szenario würde vollständig in einem Anstieg des Handelssaldos aufgehen (plus 56 Terawattstunden). Diese Ergebnisse lassen zwei Schlussfolgerungen zu:

Erstens wäre ein Kernkraftwerkspark mit 40 Gigawatt Kapazität, kombiniert mit dem geplanten Ausbau der Erneuerbaren Kapazitäten, ausreichend, um den inländischen Strombedarf in Frankreich zu decken und den Stromhandelssaldo auf dem heutigen Stand zu halten. Insbesondere während der winterlichen Spitzenlast wird auf Stromimporte zurückgegriffen wohingegen in Phasen hoher Erneuerbare-Energien-

Erzeugung die Stromexporte steigen. Zweitens ist ein französischer Erzeugungspark, der sich 2030 nahezu ausschließlich aus Erneuerbare-Energien-Anlagen und Kernkraftwerken mit geringen variablen Kosten zusammensetzt, äußerst wettbewerbsfähig. Die französische Stromerzeugung wäre häufig günstiger als die in benachbarten Ländern und würde daher gemäß *Merit Order* für die Deckung des Strombedarfs in Frankreich und im Rest Europas in Anspruch genommen werden.

5.2 Eine hohe Kernenergiekapazität in Frankreich verringert die Emissionen und senkt die Marktpreise in Deutschland

Ob das französische Stromsystem export- oder importorientiert sein wird, wird in starkem Maße davon abhängen, welche Strategie Frankreich für die Zukunft seiner Kernkraftwerksflotte heranzieht. Die Entscheidung darüber hat demnach erhebliche Auswirkungen auf die Nachbarn Frankreichs, insbesondere auf den Handelssaldo in Deutschland. In den hier betrachteten Szenarien über die Kohle- und Erneuerbare-Energien-Entwicklung bleibt die deutsche Handelsbilanz über alle Interkonnektoren hinweg leicht exportorientiert (plus 0,5 und plus 7 Terawattstunden), falls Frankreich seine Kernenergiekapazität auf 40 Gigawatt verringert (niedriges Szenario). Im Falle des mittleren Kernenergieszenarios (50 Gigawatt) entwickelt sich der deutsche Handelssaldo leicht in Richtung Importe (zwischen minus 3 und minus 15 Terawattstunden). Schließlich würde die deutsche Handelsbilanz beim hohen 63-Gigawatt-Kernenergieszenario stark von Importen geprägt. Diese beliefen sich in Abhängigkeit vom gewählten Kohleszenario auf minus 17 bis minus 42 Terawattstunden (siehe Abbildung 36). Damit einhergehend würde eine hohe Kernenergiekapazität in Frankreich zur Verringerung der stromerzeugungsbedingten CO₂-Emissionen in Deutschland (das hohe Kernenergieszenario in Frankreich führt gegenüber dem niedrigen Kernenergieszenario zu

Emissionsreduktionen von 15 bis 20 Megatonnen CO₂ in Deutschland) und zur Verringerung der Börsenstrompreise in Deutschland um vier Euro je Megawattstunde (im Jahresmittel) beitragen. Der hierfür zu zahlende politische Preis – Klimaschutz und Energiewende in Deutschland unter Zuhilfenahme französischer Kernenergie – würde in Deutschland jedoch zu erheblichen Diskussionen führen.

Die Analyse der Verteilungseffekte der verschiedenen Kernenergieszenarien zeigt für Frankreich unterschiedliche Trends. Zunächst ist der wirtschaftliche

Gewinn für französische Akteure im mittleren Kernenergieszenario (50 Gigawatt) höher als im niedrigeren Kernenergieszenario (40 Gigawatt). Das hohe Kernenergieszenario beschert den französischen Marktakteuren hingegen (im Vergleich zum 50- und 40-Gigawatt-Modell) durchgängig Verluste. Wie viel Kernenergiekapazität Frankreich behält, hat auch Auswirkungen auf die Verteilungseffekte zwischen Frankreich und Deutschland: Die deutschen und französischen Akteure profitieren im Allgemeinen im mittleren Kernenergieszenario mehr als im niedrigen Kernenergieszenario. Hingegen beschert das hohe

Verteilungseffekte 2030 bei Laufzeitverlängerung des französischen Kernkraftwerksparks: Vergleich des mittleren (50 GW) und hohen (63 GW) Szenarios mit dem niedrigen Szenario (40 GW) Abbildung 38



* Stromerzeugungstechnologien außer Kernenergie, Stein- und Braunkohle, Photovoltaik und Windenergie (Onshore und Offshore)
 Auf die Kostenannahmen für den Zeitraum 2016 bis 2030 wird in Anhang 5 „Kostenannahmen für die Stromerzeugung mit verschiedenen Technologien“ näher eingegangen. Die Differenz zwischen Markterlösen und Stromgestehungskosten der Erneuerbaren Energien werden auf die Endverbraucher umgelegt, wobei vereinfachend angenommen wird, dass die Förderung der Erneuerbaren Energien bis 2030 verlängert wird. Die Engpasserlöse zwischen Deutschland und Frankreich machen die Hälfte der Engpasserlöse über sämtliche nationalen Grenzen aus. Nähere Informationen zur Berechnungsmethode sind in Anhang 6 enthalten.
 Ergebnisse des „Artelys Crystal Super Grid“-Modells.

Kernenergieszenario den Akteuren in Deutschland einen Gewinn von 719 Millionen Euro jährlich, wohingegen französische Akteure Verluste in Höhe von 207 Millionen Euro jährlich verkraften müssten (siehe Abbildung 38). Dies zeigt, dass eine höhere Kernenergiekapazität in Frankreich für die Nachbarstaaten im Allgemeinen volkswirtschaftliche Vorteile bringt, dass sie jedoch für französische Marktakteure das Risiko wirtschaftlicher Verluste mit sich bringt.

In einzelnen Bereichen sind die Verteilungseffekte deutlicher zu spüren. In Frankreich und Deutschland profitieren vorrangig die Verbraucher davon, wenn die Kernenergiekapazität in Frankreich auf hohem Niveau bleibt, da es hierdurch zu einem Rückgang der Börsenstrompreise kommt. Im Vergleich zum Referenzszenario wären die Ausgaben für Strom der französischen Verbraucher im Jahr 2030 im mittleren Kernenergieszenario um 3,5 Milliarden Euro niedriger. Im hohen Kernenergieszenario beliefen sich die Einsparungen auf mehr als zehn Milliarden Euro. Dies gilt trotz der entgangenen Einnahmen aufseiten der Erneuerbaren Energien, die aufgrund der Finanzierung der Fördermechanismen für Erneuerbare Energien auszugleichen sind. Umgekehrt würde der Rückgang der Börsenstrompreise Stromerzeugern – in erster Linie bei der Kernenergie – bis 2030 Verluste in Höhe von 2,7 Milliarden Euro (mittleres Kernenergieszenario) beziehungsweise von 11,8 Milliarden Euro (hohes Kernenergieszenario) einbringen – jeweils als Differenz zu den Erlösen im niedrigen Kernenergieszenario. Schließlich würden, insbesondere im hohen Kernenergieszenario, die Engpasserlöse stark ansteigen, weil die Kapazität der Interkonnektoren immer häufiger erschöpft wäre. In Frankreich beliefen sich die Engpasserlöse für 2030 auf 4,8 Milliarden Euro (nahezu das Dreifache des jährlichen Investitionsprogramms für das französische Übertragungsnetz, das 1,55 Milliarden Euro im Jahr 2016 umfasste; weitere Informationen zu den Engpasserlösen und deren Berechnung enthält Kasten 3).

5.3 Die Entscheidungen Deutschlands beeinflussen die Bilanzen in Frankreich kaum, jedoch verbessert eine Erhöhung des Ausbauziels für Erneuerbare Energien den deutschen Stromhandelssaldo

Geht der Ausstieg aus der Kohleverstromung in Deutschland mit einer Anhebung des Ausbauziels für Erneuerbare Energien einher (von 50 auf mindestens 60 Prozent des Verbrauchs), so steigt der nationale Handelssaldo deutlich – je nach Szenario – von plus 6,5 auf plus 11,3 Terawattstunden. Da für die zusätzliche Wind- und Solarstromerzeugung keinerlei variable Kosten anfallen, verbessert sich die Wettbewerbsfähigkeit des deutschen Strommix auf den europäischen Großhandelsmärkten. Durch den Ersatz der kohlebasierten Stromerzeugung durch Erneuerbare Energien kann Deutschland seinen Handelssaldo weitgehend ausgleichen. Auf die Bilanzen im französischen Stromsystem haben die in Deutschland beschlossenen Strategien jedoch nur wenig Auswirkungen. So würde ein beschleunigter Kohleausstieg in Deutschland den französischen Handelssaldo je nach Szenario um 0,3 bis 3 Terawattstunden erhöhen. Ähnlich verhält es sich mit dem begrenzten Einfluss der in den Szenarien für Deutschland untersuchten Entwicklungen auf die französischen Marktpreise. Bei einer Anhebung des deutschen Ausbauziels für Erneuerbare Energien auf einen Anteil von 60 Prozent am Verbrauch würden die Marktpreise in Frankreich um weniger als einen Euro je Megawattstunde sinken. Dies liegt an der äußerst starken Wettbewerbsfähigkeit des französischen Erzeugungsmix.

Die Analyse der Verteilungseffekte zwei verschiedener Strategien zum beschleunigten Ausstieg aus der Kohle ist – im Vergleich zum mittleren Szenario⁹² –

92 Das mittlere Szenario für Deutschland (NEP 2030-B) geht von einer Stilllegung der Kraftwerke nach 45 Betriebsjahren aus. Für diese Analyse wird für Frankreich das hohe Kernenergieszenario (63 Gigawatt) zugrunde gelegt.

zusammenfassend in Abbildung 39 dargestellt. Das erste Kohleausstiegsszenario zeichnet sich durch einen stärkeren Rückgriff Deutschlands auf Stromimporte aus, das zweite Szenario berücksichtigt die Anhebung des Ausbauziels für Erneuerbare Energien von 50 auf 60 Prozent. In beiden Fällen verbessert sich die Situation der Kohlekraftwerksbetreiber im Vergleich zum Referenzfall. Durch den Anstieg der Börsenstrompreise steigen ihre Margen im Jahr 2030 trotz der geringeren Stromerzeugung.

Im Zuge einer Strategie mit verstärktem Rückgriff auf Stromimporte würden die Konsumentenrenten der deutschen Stromverbraucher aufgrund des Anstiegs der Börsenstrompreise bis 2030 um 467 Millionen Euro sinken. Für den Fall, dass das Ausbauziel für Erneuerbare Energien angehoben wird, ginge sie um 858 Millionen Euro zurück.⁹³ Die 2030 verzeich-

93 Hinweis: Die angegebenen Beträge beziehen sich ausschließlich auf das Jahr 2030. Die kumulierten Kosten für den gesamten Ausbaukorridor wurden nicht bewertet.

Verteilungseffekte der deutschen Dekarbonisierungsstrategie: Vergleich zwischen einem Szenario mit größeren Stromimporten (niedriger Wert Kohle, 50% EE) und einem Szenario mit Anhebung des Ausbauziels (niedriger Wert Kohle, 60% EE) bezogen auf den Referenzfall (mittlerer Wert Kohle, 50% EE)

Abbildung 39



* Stromerzeugungstechnologien außer Kernenergie, Stein- und Braunkohle, Photovoltaik und Windenergie (Onshore und Offshore). Auf die Kostenannahmen für den Zeitraum 2016 bis 2030 wird in Anhang 5 „Kostenannahmen für die Stromerzeugung mit verschiedenen Technologien“ näher eingegangen. Die Differenz zwischen Markterlösen und Stromgestehungskosten der Erneuerbaren Energien werden auf die Endverbraucher umgelegt, wobei vereinfachend angenommen wird, dass die Förderung der Erneuerbaren Energien bis 2030 verlängert wird. Die Engpasserlöse zwischen Deutschland und Frankreich machen die Hälfte der Engpasserlöse über sämtliche nationalen Grenzen aus. Nähere Informationen zur Berechnungsmethode sind in Anhang 6 enthalten. Ergebnisse des „Artelys Crystal Super Grid“-Modells

Kasten 3. Engpasserlöse und Finanzierung des Übertragungsnetzes

Bei gesättigten Interkonnektorkapazitäten weichen die Preise der benachbarten Staaten beziehungsweise Strompreiszonen voneinander ab und die Leistungsflüsse gehen von der Zone, in der ausreichend Strom vorhanden ist und die Preise niedrig sind, in die Zone über, in der weniger Strom zur Verfügung steht und die Preise höher sind. Der Engpasserlös ist definiert als die Preisdifferenz zwischen den Preiszonen multipliziert mit den Stromflüssen in allen Stunden. Die Engpasserlöse werden gleichmäßig zwischen den Netzbetreibern

beider Zonen verteilt. Die Netzbetreiber können diese Geldmittel anschließend unterschiedlichen Verwendungszwecken zuführen: Den neuesten Daten des Verbands Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E)⁹⁵ zufolge werden heute weniger als ein Drittel dieser Einnahmen für den Ausbau der Interkonnektorenkapazitäten eingesetzt. Der Restbetrag wird für die Gewährleistung der Verfügbarkeit solcher Kapazitäten an Netzübergangsstellen, für die Verringerung der Übertragungsnetzentgelte oder für die Bildung von Rücklagen in den Bilanzen der Netzbetreiber verwendet.

nete Differenz in Höhe von etwa 400 Millionen Euro resultiert aus der Differenz aus den Kosten für zusätzliche Erneuerbare-Energien-Kapazitäten einerseits und den Gewinnen aus sinkenden Börsenstrompreisen (Folge eines höheren Anteils an Erneuerbaren Energien) andererseits.⁹⁴ Insgesamt zeigt sich, dass es für Deutschland etwas günstiger ist, auf Stromimporte zurückzugreifen, anstatt das Ausbauziel für Erneuerbare Energien auf 60 Prozent anzuheben. Dies gilt allerdings nur unter der Annahme, dass in den Nachbarländern Deutschlands im Jahr 2030 weiterhin Erzeugungsüberkapazitäten vorhanden sind. Gleichwohl ist die Kostendifferenz zwischen den beiden Szenarien mit rund 400 Millionen Euro im Vergleich zu den Kosten, die dem deutschen Endabnehmer heute für die EEG-Umlage entstehen (etwa 23,8 Milliarden Euro im Jahr 2018) relativ niedrig.⁹⁵ Die Erhöhung des Erneuerbare-Energien-Anteils um zehn Prozentpunkte, also eine Erhöhung von 50 auf 60 Prozent, würde die EEG-Umlage für nicht privilegierte Stromverbraucher nur um 0,1 Cent je Kilowattstunde erhöhen.

Wie oben bereits erwähnt, ist es mehr als fraglich, ob eine auf höheren Stromimporten basierende Dekarbonisierungsstrategie in Deutschland politisch durchsetzbar wäre. Die Erhöhung des nationalen Ausbauziels für Erneuerbare Energien, wie sie von der neuen Bundesregierung angestrebt wird, stößt in Deutschland auf mehr Fürsprecher, auch wenn die Kosten für den Verbraucher dadurch leicht ansteigen. Schließlich hat die in Deutschland gewählte Strategie auch Auswirkungen über die nationalen Grenzen hinaus. So würden französische Stromerzeuger zusätzliche Absatzmöglichkeiten erhalten, wenn Deutschland vermehrt auf Importe setzt. Sie hätten potenzielle Mehreinnahmen in Höhe von 107 Millionen Euro im Jahr 2030 (ohne Berücksichtigung von Einnahmen für Betreiber von EE-Anlagen). Andererseits würden die Absatzmöglichkeiten für französische Erzeuger eingeschränkt, wenn Deutschland die Erneuerbaren Energien wie geplant ausbaut und die Börsenstrompreise dadurch sinken.

94 plus 20 Gigawatt Onshore-Windenergie und Solarenergie

95 Diese Bewertung hängt jedoch stark davon ab, welche Investitionskosten für Erneuerbare Energien zugrunde gelegt werden.

96 siehe hierzu die Studie zur Bewertung der Folgenabschätzung, die von der Europäischen Kommission zu den Engpasserlösen durchgeführt wurde: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/final_report_clean_version_may_3_2017.pdf

5.4 Die Erhöhung des CO₂-Preises auf 50 Euro je Tonne ermöglicht zusätzliche Emissionseinsparungen zu niedrigen Kosten. Damit gehen große Verteilungseffekte einher

Die Erhöhung des CO₂-Preises ist ein wichtiger Hebel, um CO₂-ärmere Stromerzeugungskapazitäten zu begünstigen und die Investition in neue – klimafreundlichere – Kapazitäten zu fördern. Mit einem Anstieg des CO₂-Preises von 30 auf 50 Euro je Tonne im Jahr 2030 könnten 128 Megatonnen CO₂ eingespart werden. Die zusätzlichen Stromgestehungskosten beliefen sich in Europa auf 5,2 Milliarden Euro und würden durchschnittlichen CO₂-Vermeidungskosten von 41 Euro pro vermiedener Tonne CO₂ entsprechen. Im Vergleich dazu würde ein beschleunigter Ausstieg aus der Kohle in Deutschland, der durch eine Anhebung des Anteils Erneuerbarer Energien am Stromverbrauch auf 60 Prozent ausgeglichen wird⁹⁷, die Emissionen in Europa um 32 Megatonnen CO₂ verringern. Die Kosten hierfür betrügen schätzungsweise 2,3 Milliarden Euro. In diesem Fall beliefen sich die CO₂-Vermeidungskosten auf 67,8 Euro pro vermiedener Tonne CO₂.

Das Ergebnis zeigt, dass die Erhöhung der CO₂-Preise für die Stromerzeugung die kostengünstigste Lösung ist, um die gesetzten Klimaziele zu erreichen. Angesichts der seit beinahe zehn Jahren andauernden, bislang jedoch vergeblichen Bemühungen auf europäischer Ebene, dieses Preissignals zu stärken, wird jedoch auch die Schwierigkeit dieser Aufgabe klar. Diese ergeben sich in erster Linie aus den durch höhere CO₂-Preise verursachten Verteilungseffekten. Ein höherer CO₂-Preis wirkt sich auf die europäischen Börsenstrompreise, auf das Erzeugungsniveau klimaschädlicher Kraftwerke und auf den grenzüberschreitenden Handel aus. Für Frankreich und Deutschland sind diese Effekte in Abbildung 40 zusammengefasst.

97 Szenario „niedriger Anteil Kohlekraftwerke, 60 % EE“ in Deutschland

Die Auswirkungen eines höheren CO₂-Preises sind in beiden Ländern unterschiedlich: Französische Akteure profitieren beispielsweise in der Gesamtheit von einem zusätzlichen Gewinn in Höhe von 1,2 Milliarden Euro im Jahr 2030, wenn der CO₂-Preis von 30 auf 50 Euro je Tonne erhöht wird, wohingegen deutsche Akteure Mindereinnahmen von insgesamt 602 Millionen Euro verbuchen. Diese Konstellation ist der Grund dafür, warum Deutschland und Frankreich unterschiedliche Positionen zur CO₂-Bepreisung einnehmen. In beiden Ländern würden höhere Strompreise von den Verbrauchern getragen. Sie werden teilweise durch geringere Aufwendungen zur Förderung Erneuerbarer Energien ausgeglichen. Der Staatshaushalt könnte bei höheren CO₂-Preisen auch höhere Einnahmen verbuchen. Stromerzeuger könnten ebenfalls von diesem Anstieg der Strompreise profitieren und ihre Einnahmen erhöhen.

Die Erträge für jede einzelne Stromerzeugungstechnologie hänge jedoch davon ab, wie viel CO₂ bei der Stromerzeugung entsteht. In Deutschland würden die Betreiber der 2030 noch operierenden Kohlekraftwerke – mit einer Leistung von 24,3 Gigawatt im mittleren Kohle-Szenario – jährlich etwa 590 Millionen Euro an Gewinnen einbüßen, wenn der CO₂-Preis von 30 auf 50 Euro pro Tonne erhöht würde. In Frankreich hänge der Gewinn, der sich aus einer solchen Maßnahme für Kernkraftwerksbetreiber ergäbe, davon ab, wie sich der ARENH-Mechanismus⁹⁸ entwickelt. Dieser begrenzt den Preis für einen bestimmten Teil der Stromerzeugung aus Kernenergie auf 42 Euro je Megawattstunde. Würde dieser Mechanismus vor 2030 aufgegeben, könnten insbesondere Kernenergieerzeuger durch den höheren CO₂-Preis schätzungsweise drei Milliarden Euro

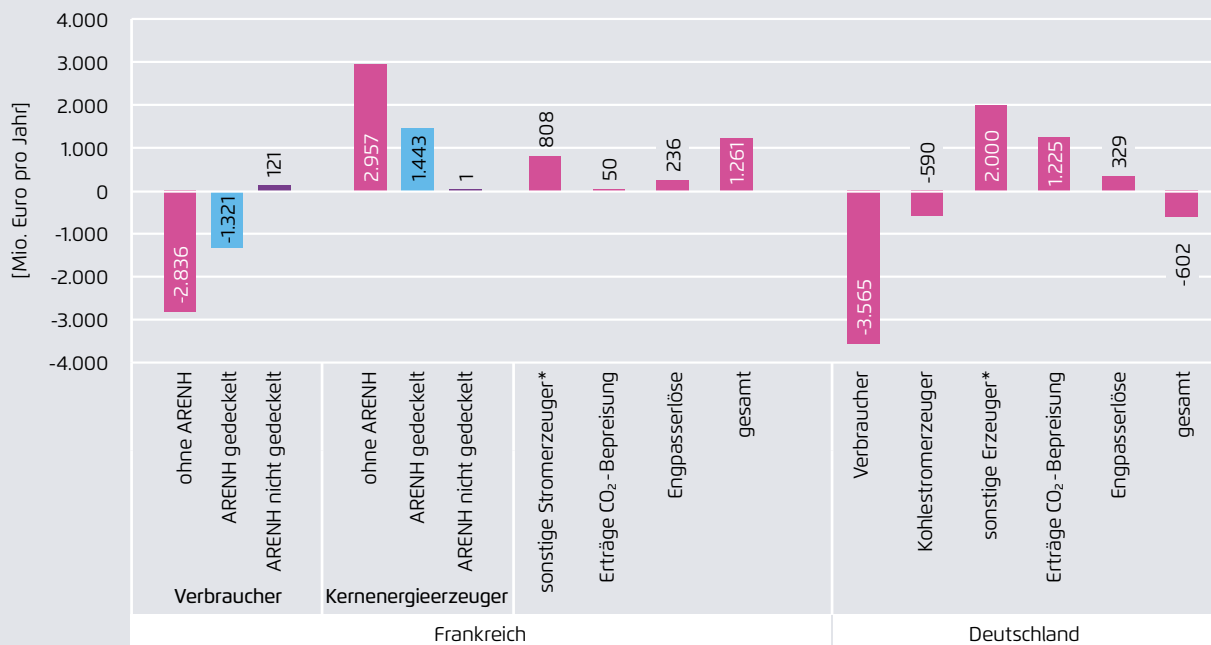
98 Der französische Mechanismus für den regulierten Zugang zu Strom aus Kernkraftwerken (*accès régulé à l'électricité nucléaire historique*, ARENH) gilt zunächst bis 2025. ARENH legt fest, dass jeder (neben EDF aktive) Stromvertrieb Kernenergie zu einem regulierten Preis von 42 Euro je Megawattstunde einkaufen kann. Diese Regelung gilt derzeit noch für eine Strommenge von bis zu 100 Terawattstunden über alle Stromvertriebe kumuliert.

jährlich zusätzlich erzielen. Umgekehrt gilt für den Fall, dass ARENH über 2025 hinaus mit der aktuellen Höchstgrenze von 100 Terawattstunden verlängert wird, dass der Gewinn der Kernenergieerzeuger auf 1,4 Milliarden Euro begrenzt wäre. Somit wäre auch der Verlust, der aufgrund des höheren CO₂-Preises von den Verbrauchern getragen würde, auf 1,3 Milliarden Euro begrenzt (gegenüber 2,8 Milliarden Euro ohne ARENH-Mechanismus). Schließlich läge der Effekt eines höheren CO₂-Preises auf die Erträge aus der Kernenergieerzeugung bei Ausweitung des Mechanismus auf die gesamte Kernenergieerzeugung bei null, und die französischen Verbraucher würden von einem Gewinn von schätzungsweise 121 Millionen Euro jährlich profitieren.

Schließlich könnten die Verluste der Verbraucher und einiger Stromerzeuger in gewissem Maße durch die zusätzlichen staatlichen Einnahmen aus höheren CO₂-Preisen ausgeglichen werden, wobei gleichzeitig die Anreizwirkung des CO₂-Preises samt der zugehörigen Emissionsminderung erhalten bliebe. In Deutschland würde der Staat 2030 nahezu 1,2 Milliarden Euro zusätzlich einnehmen (im Vergleich zu einem Szenario mit einem CO₂-Preis von 30 Euro pro Tonne), die für Kompensationsmaßnahmen zugunsten der am meisten von einem höheren CO₂-Preis betroffenen Stromverbraucher sowie der vom Strukturwandel betroffenen Regionen verwendet werden könnten.

Verteilungseffekte im Falle einer Erhöhung der CO₂-Bepreisung von 30 auf 50 €/t CO₂ in Frankreich und Deutschland

Abbildung 40



* Stromerzeugungstechnologien außer Kernenergie, Stein- und Braunkohle, Photovoltaik und Windenergie (Onshore und Offshore)
 Auf die Kostenannahmen für den Zeitraum 2016 bis 2030 wird in Anhang 5 „Kostenannahmen für die Stromerzeugung mit verschiedenen Technologien“ näher eingegangen. Die Differenz zwischen Markterlösen und Stromgestehungskosten der Erneuerbaren Energien werden auf die Endverbraucher umgelegt, wobei vereinfachend angenommen wird, dass die Förderung der Erneuerbaren Energien bis 2030 verlängert wird. Die Engpasserlöse zwischen Deutschland und Frankreich machen die Hälfte der Engpasserlöse über sämtliche nationalen Grenzen aus. Nähere Informationen zur Berechnungsmethode sind in Anhang 6 enthalten.
 Ergebnisse des „Artelys Crystal Super Grid“-Modells

Schlussfolgerungen: Einbettung nationaler Energiewendestrategien in den strategischen Rahmen der Energieunion

Die EU-Mitgliedstaaten müssen ihre Maßnahmen zum Umbau ihrer Stromsysteme auf die europäischen Klima- und Energieziele abstimmen. Bis 2030 ist ein Erneuerbare-Energien-Anteil von EU-weit mindestens 32 Prozent am Endenergieverbrauch zu erreichen. Kombiniert mit dem Ziel, die Energieeffizienz bis 2030 um mindestens 32,5 Prozent gegenüber dem Referenzjahr 2007 zu steigern, würden die Treibhausgasemissionen in der EU um rund 45 Prozent im Vergleich zu 1990 verringert. Vor diesem Hintergrund geht es auch in Frankreich und Deutschland darum, eine nationale Strategie zu entwickeln, mit der sich die EU-Klima- und Energieziele verwirklichen lassen und die gleichzeitig den komplexen Verflechtungen einzelstaatlicher Energiesysteme sowie den Auswirkungen der von den benachbarten Mitgliedstaaten getroffenen Entscheidungen Rechnung trägt. Aufgrund ihrer Lage im europäischen Stromnetz fällt Frankreich und Deutschland, im wahrsten Sinne des Wortes, eine „zentrale“ Rolle bei der europäischen Energiewende zu. Zusammen besitzen beide Länder Netzverbindungen zu zwölf anderen europäischen Staaten. Die Entscheidungen, die in Deutschland und Frankreich getroffen werden, bestimmen also in entscheidendem Maße mit, inwieweit die EU ihre gesetzten Klima- und Energieziele erreichen kann. Dennoch herrscht in beiden Ländern bezüglich der Restrukturierung der konventionellen Kapazitäten – Kernkraftwerke in Frankreich beziehungsweise Kohlekraftwerke in Deutschland – bisher noch große Unsicherheit.

Für Frankreich ergibt die vorliegende Studie, dass es selbst bei einer drastischen Erhöhung der Stromexporte und einer CO₂-Bepreisung von 30 Euro pro Tonne fraglich ist, ob Investitionen zur Laufzeitverlängerung der Kernenergiekapazitäten über

die 50-Gigawatt-Marke hinaus rentabel sind. Die Auslegung des Kernkraftwerksparks muss daher mit dem Ausbau der Erneuerbaren Energien und der Interkonnektoren-Kapazitäten abgestimmt werden und unter Berücksichtigung der Entscheidungen anderer Mitgliedstaaten erfolgen. Nur so kann das große Risiko von *Stranded Assets* vermieden werden. Darüber hinaus müsste ein Rückgang der Kernenergiekapazität in Frankreich in jedem Fall mit einem Anstieg der europäischen CO₂-Preise oder einem Plan zum Kohleausstieg in Deutschland verknüpft werden, da anderenfalls negative Auswirkungen auf die europäische Klimabilanz zu befürchten sind. Auf deutscher Seite müsste die Kohlestromerzeugung mindestens halbiert werden, um die Klimaziele zu erreichen. Dadurch würde der Exportsaldo Deutschlands abnehmen, es müsste mehr Strom importiert werden. Deutschland könnte insofern ein Absatzmarkt für den französischen Stromüberschuss darstellen. Nichtsdestotrotz wäre eine solche Strategie in Deutschland in politischer Hinsicht heikel, vor allem, weil der in Frankreich erzeugte Strom noch immer zu einem hohen Anteil aus Kernenergie stammt. Die geplante Erhöhung des Anteils der Erneuerbaren Energien auf 65 Prozent des Bruttostromverbrauchs im Jahr 2030 dient daher auch dazu, die Importabhängigkeit Deutschlands bei einem eventuellen Kohleausstieg zu vermeiden. Der beschleunigte Zubau der Erneuerbaren-Energien-Kapazitäten trägt jedoch dazu bei, die Überkapazitäten im EU-Stromsystem zu erhöhen – sofern nicht gleichzeitig eine Reduktion der Kohle- und Kernenergie-Kapazitäten erfolgt – wodurch die Phase der niedrigen Börsenstrompreise in Europa weiter anhielte.

Am Beispiel von Frankreich und Deutschland lässt sich gut zeigen, dass für eine verstärkte Integration

Tagesaktuelles Saldo des internationalen Stromhandels in Deutschland und Frankreich bei 60 % Erneuerbare Energien in Deutschland und 63 GW Kernenergie in Frankreich

Abbildung 41

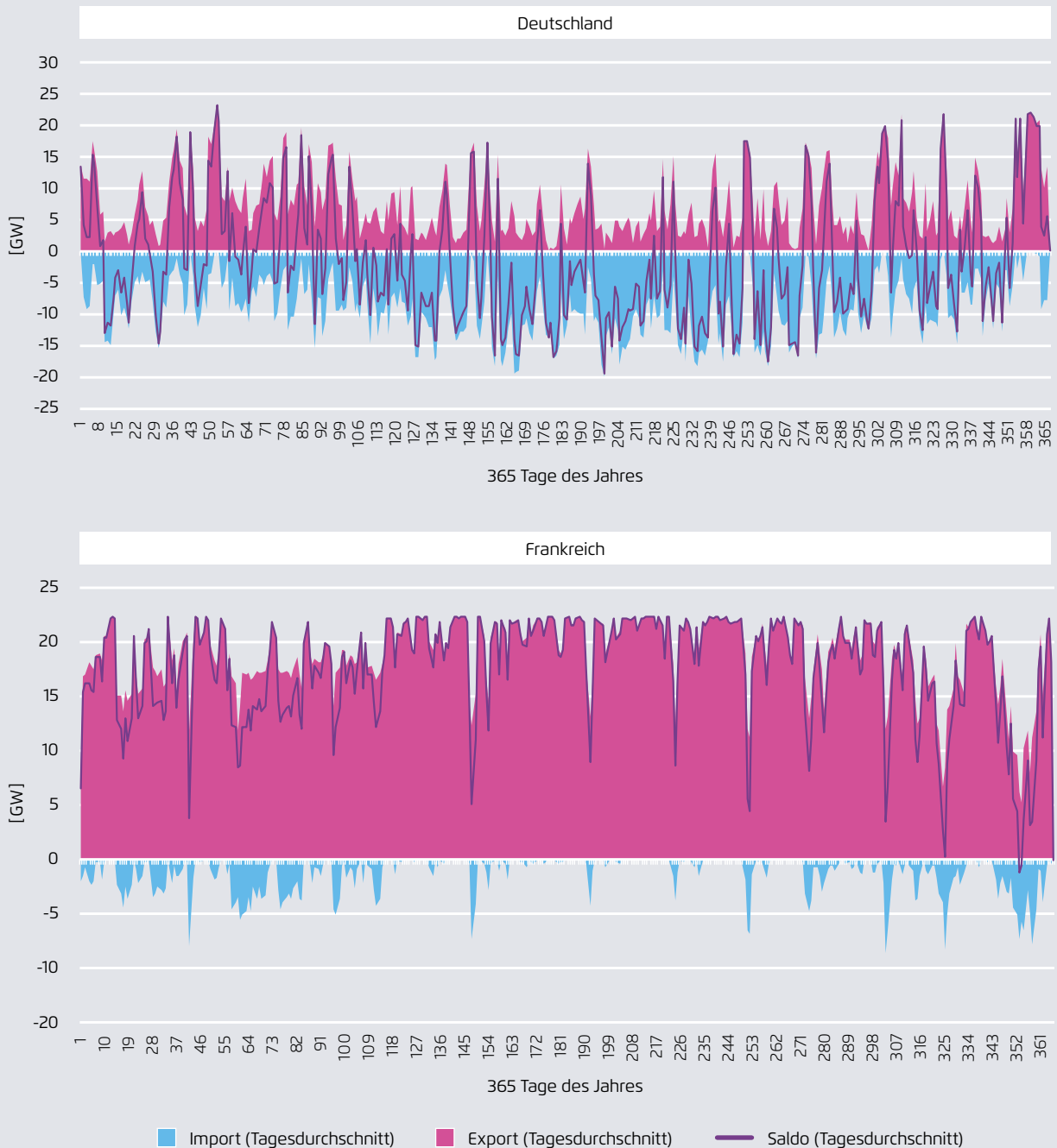


Abbildung der Autoren. Diese Abbildung zeigt tagesaktuell die Salden des Stromhandels in Frankreich und Deutschland im Fall eines erhöhten französischen Kernenergieanteils (63 GW) und eines deutschen Kohleausstiegs gekoppelt an eine Erhöhung des Erneuerbare-Energien-Anteils auf 60 % in Deutschland. Der deutsche Stromhandel (oben) ist im Jahresverlauf abwechselnd zwischen Export und Import orientiert; der französische Stromhandel hingegen ist fast ausschließlich exportorientiert.

der europäischen Stromsysteme einige Reibungspunkte überwunden werden müssen, bevor die Marktakteure grenzüberschreitend davon profitieren können: Durch eine optimierte Bündelung der kontinentalen Ressourcen lässt sich der Investitionsbedarf im Stromsektor begrenzen, was sich auch in niedrigeren Kosten für den europäischen Endverbraucher niederschlägt. Steigen die Anteile der Wind- und Solarstromerzeugung, lassen sich regionale Stromüberschüsse, eine stärkere europäische Marktintegration vorausgesetzt, auf kontinentaler Ebene verwerten (Fraunhofer IWES, 2015). Im Gegensatz dazu führen nationale Strategien, die sich in ihren grenzüberschreitenden Auswirkungen nicht mit den energiepolitischen Zielen benachbarter Staaten vereinbaren lassen, zu einer stärkeren Fragmentierung der europäischen Strommärkte. Dadurch würde die aktuelle Situation der Überkapazitäten im europäischen Stromsektor zementiert.

Schnelligkeit bei den Entscheidungen zu den nationalen Strategien – zur Rolle der Kernenergie in Frankreich und zur Rolle der Kohlestromerzeugung in Deutschland – würde es erleichtern, die Ansätze beider Länder miteinander vereinbar zu machen. Bei der Ausarbeitung ihrer nationalen Strategien sollten beide Länder eng zusammenarbeiten, insbesondere auch, um den grenzüberschreitenden Auswirkungen Rechnung zu tragen. Diese enge Konsultation steht im Einklang mit dem 2016 unterbreiteten – und im Juni 2018 im Trilog verabschiedeten – Vorschlag der EU-Kommission zu einer Verordnung über das *Governance-System* der Energieunion. Zukunftsorientierte, gründliche Analysen können den Weg für einen transparenten und offenen Dialog zu den nationalen Strategien in den Stromsektoren von Deutschland und Frankreich ebnen.

Nach konkreter Ausarbeitung dieser Strategien könnten Frankreich und Deutschland neue gemeinsame Maßnahmen im Sinne einer Energiewende auf bilateraler, regionaler oder europäischer Ebene ergreifen. Denkbar wären beispielsweise eine engere Zusammenarbeit beim Ausbau der Interkonnekto-

ren und der Erneuerbaren Energien oder auch eine politische Initiative für höhere CO₂-Preise in der Stromerzeugung. Dabei könnten Deutschland und Frankreich eine entscheidende Rolle im Ringen um politische Kompromisse spielen, die zu einer konkreten Verwirklichung einer Energiewende in ganz Europa führen würden. Sie könnte dann womöglich im Zentrum einer Neuausrichtung des Projekts Europa insgesamt stehen.

Anhänge

ANHANG 1

Installierte Kapazitäten und Stromerzeugung nach Technologie in Frankreich und Deutschland im Jahr 2030 für die verschiedenen in dieser Studie vorgestellten Szenarien

Installierte Erzeugungskapazitäten (GW) in Frankreich und Deutschland (2030)

Tabelle A1

GW		FRniedrig,	FRniedrig,	FRmitt.,	FRmitt.,	FRmitt.,	FRhoch,	FRhoch,	FRhoch,	
		DEmitt.	DEniedrig_	DEmitt.	DEniedrig_	DEmitt._	DEmitt.	DEniedrig_	DEniedrig_	
			60 % EE		60 % EE	50 CO ₂		60 % EE	50 % EE	
Frankreich	Erneuerbare Energien (in allen Szenarien identisch)									
	Onshore-Windenergie	36								
	Offshore-Windenergie	7,2								
	Photovoltaik	32								
	Wasserkraft	27,5								
	davon PSW	5,8								
	sonstige EE	3,2								
	Kernenergie									
		40	40	50	50	50	63	63	63	
	sonstige konventionelle Kraftwerke (in allen Szenarien identisch)									
	Gas	6,2								
	sonstige konventionelle Kraftwerke	8,6								

Deutschland	Photovoltaik und Windenergie									
	Onshore-Windenergie	58,5	70	58,5	70	58,5	58,5	70	58,5	
	Photovoltaik	66,3	75,3	66,3	75,3	66,3	66,3	75,3	66,3	
	sonstige EE (in allen Szenarien identisch)									
	Offshore-Windenergie	15								
	Wasserkraft	17,5								
	davon PSW	11,9								
	sonstige EE	7,5								
	Kohle									
	Steinkohle	14,8	9,5	14,8	9,5	14,8	14,8	9,5	9,5	
	Braunkohle	9,5	9,1	9,5	9,1	9,5	9,5	9,1	9,1	
	konventionelle Nicht-Kohle-Kraftwerke (in allen Szenarien identisch)									
	Gas	37,8								
	sonstige konventionelle Kraftwerke	3								

Stromerzeugung nach Technologie im Jahr 2030 für unterschiedliche französische Szenarien (TWh)

Tabelle A2

TWh	FRniedrig, DEmitt.	FRniedrig, DENiedrig_ 60% EE	FRmitt., DEmitt.	FRmitt., DENiedrig_ 60% EE	FRmitt., DEmitt._ 50 CO ₂	FRhoch, DEmitt.	FRhoch, DENiedrig_ 60% EE	FRhoch, DEmitt._ 50% EE
Onshore-Windenergie	79	79	79	79	79	79	79	79
Offshore-Windenergie	23	23	23	23	23	23	23	23
Photovoltaik	39	39	39	39	39	39	39	39
Wasserkraft	73	73	74	71	73	71	71	71
<i>davon PSW</i>	8	8	9	6	8	6	6	6
sonstige EE	12	12	12	12	12	12	12	12
EE gesamt	217	217	217	217	217	217	217	217
Kernenergie	278	276	338	335	338	390	386	390
Gas	9	9	5	5	7	2	2	2
sonstige konventionelle Kraftwerke	10	10	10	10	10	10	10	10
Erzeugung gesamt	514	513	571	568	572	619	615	620
Handelssaldo	52	50	107	104	109	155	151	156
Abregelung von EE-Anlagen	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,3	0,4	0,3
Verbrauch*	459	459	459	459	459	459	459	459

* inklusive Netzverluste, jedoch ohne Berücksichtigung von Pumpspeicherkraftwerken und Akkumulatoren

Stromerzeugung nach Technologie im Jahr 2030 für unterschiedliche deutsche Szenarien (TWh)

Tabelle A3

TWh	FRniedrig, DEmitt.	FRniedrig, DEniedrig_ 60 % EE	FRmitt., DEmitt.	FRmitt., DEniedrig_ 60 % EE	FRmitt., DEmitt._ 50 CO ₂	FRhoch, DEmitt.	FRhoch, DEniedrig_ 60 % EE	FRhoch, DEniedrig_ 50 % EE
Onshore-Windenergie	123	153	123	153	123	123	153	123
Offshore-Windenergie	64	64	64	64	64	64	64	64
Photovoltaik	60	73	60	73	60	60	73	60
Wasserkraft	32	33	31	33	30	31	33	32
davon PSW	9	11	9	11	8	9	11	10
sonstige EE	40	40	40	40	40	40	40	40
EE gesamt	310	352	310	352	310	309	352	309
Gas	99	101	92	94	129	86	88	94
Steinkohle	74	45	69	43	64	64	41	44
Braunkohle	66	60	63	57	43	60	54	59
sonstige konventionelle Kraftwerke	2	2	2	2	2	2	2	2
Akkumulatoren (Rückspeisung)	3	3	3	3	3	3	4	3
Erzeugung gesamt*	551	560	535	547	548	522	536	509
Handelssaldo	0,5	7,0	-15,1	-6,0	-2,6	-28,5	-17,2	-41,8
Abregelung von EE-Anlagen	0,7	3,0	0,8	3,1	0,8	0,9	3,3	0,9
Nettoverbrauch*	547	547	547	547	547	547	547	547

* inklusive Netzverluste, jedoch ohne Berücksichtigung von Pumpspeicherkraftwerken und Akkumulatoren. Hinweis: Das deutsche Ausbauziel für Erneuerbare Energien wird als prozentualer Anteil am Bruttostromverbrauch (Eigenverbrauch der Kraftwerke inbegriffen) angegeben. Dieser Bruttoverbrauch wird sich 2030 auf 599,9 Terawattstunden belaufen.

ANHANG 2 Annahmen zu den Handelskapazitäten an Netzübergangsstellen

Der Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) geht in seinem Zehnjahresplan zur Netzentwicklung auf seine Vision zum Ausbau der Infrastruktur bis 2030 ein.⁹⁹ Laut aktueller Fassung des Netzentwicklungsplans ist vorgesehen, bis 2030 (im Vergleich zu 2015) bis zu 70 Gigawatt an zusätzlichen Interkonnektorenkapazitäten zwischen den europäischen Staaten zu errichten. Diese Zahl ist angesichts der üblichen Realisierungszeiten für Netzübergangsstellen des Stromnetzes mit Vorsicht zu betrachten. Nicht selten vergehen in Europa zehn Jahre und mehr, bis ein Projekt dieser Art umgesetzt ist. Ursachen hierfür sind behördliche Hürden,

99 ENTSO-E (2016)

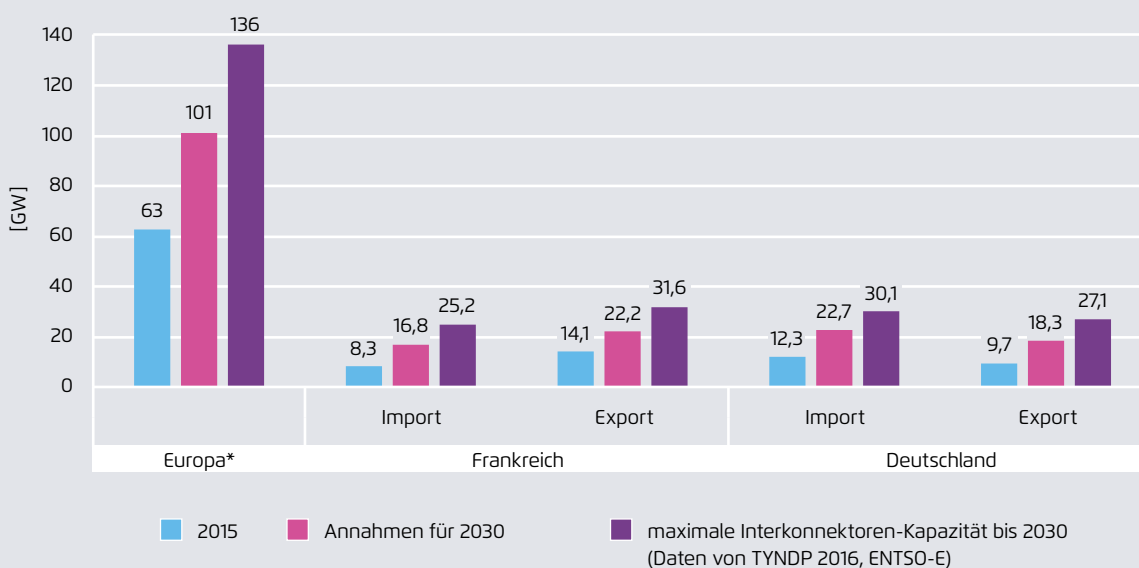
Widerspruchsverfahren und die fehlende Finanzierung der Projekte.

Die für die Studie genutzten Annahmen zu den Kapazitäten an Netzübergangsstellen basieren auf einer projektbezogenen Machbarkeitsanalyse der bis 2030 im europäischen Netzentwicklungsplan vorgesehenen Interkonnektoren. Dabei werden für die vorliegende Studie lediglich Projekte berücksichtigt, die sich in einer der folgenden Phasen befinden: *design & permitting, commissioned und under construction*.¹⁰⁰ Damit kann etwas mehr als die Hälfte der von den europäischen Netzbetreibern angestrebten Projekte für das Jahr 2030 als realistisch umsetzbar eingeschätzt werden. Für Frankreich bedeutet diese

100 entsprechend einem Verfahren, das ähnlich bereits für die 2013 von Agora Energiewende erarbeitete Studie herangezogen wurde

Interkonnektoren (Annahme) für Strom in Europa, in Frankreich und in Deutschland im Jahr 2030 und Vergleich mit Projekten, die im zehnjährigen Ausbauplan der europäischen Übertragungsnetzbetreiber inbegriffen sind

Abbildung A 1



* Veranschaulichung, da einige europäische Länder für die Modellierung in Zonen zusammengefasst werden. ENTSO-E (2016), CRE (2016), Monitoringbericht (2015), ACER (2015), Analyse der Autoren

Prognose, dass der derzeitige Stand bei den Interkonnektoren sowie die im Bau befindlichen Anlagen berücksichtigt werden. Hinzu kommen folgende Netzübergangsstellen: Golf von Biskaya (Frankreich-Spanien), Eleclink (Frankreich-Vereinigtes Königreich) und Savoie-Piémont (Frankreich-Italien). In Bezug auf europäische Interkonnektoren vorsichtig vorzugehen, ist auch dadurch gerechtfertigt, dass die Engpässe in den nationalen Stromnetzen bis 2030 wahrscheinlich bestehen bleiben. Dadurch wird die Kapazität, die an Netzübergangsstellen für den grenzüberschreitenden Handel zur Verfügung steht, in mehreren Mitgliedstaaten eingeschränkt.¹⁰¹

Die Stromhandelsströme zwischen den Ländern werden explizit mithilfe eines üblichen NTC-Modells (*Net Transfer Capacity*) simuliert, das die maximalen Handelskapazitäten darstellt.

Die für die Interkonnektoren bis 2030 genutzten Annahmen sind in Abbildung A1 und Tabelle A4 zusammengetragen.

101 siehe ACER (2017)

Annahmen zu Interkonnektoren in Frankreich und Deutschland 2030

Tabelle A4

Frankreich 2030		
Netzübergang zu...	Export (MW)	Import (MW)
Deutschland	3.000	3.000
Belgien	3.820	2.580
Vereinigtes Königreich	3.000	3.000
Spanien	5.000	5.000
Italien	3.800	2.000
Schweiz	3.200	1.100
Gesamt	21.820	16.680

Deutschland 2030		
Netzübergang zu...	Export (MW)	Import (MW)
Frankreich	3.000	3.000
Österreich	5.000	5.000
Belgien	1.000	1.000
Schweiz	1.650	4.000
Tschechische Republik	1.600	2.600
Dänemark	2.530	2.700
Luxemburg	2.300	2.300
Niederlande	4.590	4.600
Norwegen	1.400	1.400
Polen	2.000	3.000
Schweden	570	580
Gesamt*	18.280	22.730

* Ohne Österreich und Luxemburg, die zur Zeit in der deutschen Gebotszone integriert sind.

ANHANG 3 Allgemeine Funktionsweise des Modells

In dieser Studie werden die für 2030 angenommenen Stromerzeugungskapazitäten exogen festgelegt. Die mittleren Szenarien, die für Frankreich und Deutschland betrachtet werden, basieren auf den Ausbaupfaden der jeweiligen Länder: *Bilan prévisionels* in Frankreich (RTE 2014 und 2016), dem Netzentwicklungsplan für Deutschland (NEP 2017) und dem Zehnjahresplan zur Netzentwicklung für andere europäische Länder (TYNDP 2016). Die Anpassungen der entsprechenden Erzeugungskapazitäten (Kernenergie, Erneuerbare Energien, Steinkohle, Braunkohle) gehen jedoch nicht mit einer wirtschaftlichen Optimierung der anderen an das System angeschlossenen Erzeugungskapazitäten einher. Das bedeutet, dass die vorliegende Studie Stilllegungs- und Investitionsentscheidungen in Umbaumaßnahmen von Anlagen nicht berücksichtigt, die sich aus der Erhöhung oder Minderung der hier untersuchten Erzeugungskapazitäten ableiten.¹⁰²

Der dargestellte Ansatz ist im Rahmen dieser Studie gerechtfertigt, da die Entscheidungen zur Zukunft der Erneuerbaren Energien sowie der Kohle- und Kernkraftwerke bis 2030 heute weitgehend von energiepolitischen Bestrebungen bestimmt werden: Die Verpflichtung zum Einsatz von Erneuerbaren Energien (aufgeschlüsselt nach Technologie), die Einhaltung der in Deutschland gesetzten Klimaziele, die politischen Ziele zur Zukunft des Kernkraftwerksparks in Frankreich. Andererseits lassen sich dadurch Entwicklungen bei der Investition in Spitzenkapazitäten, die für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit nötig sind, nicht konkret beleuchten.¹⁰³

102 So ist beispielsweise vorstellbar, dass höhere CO₂-Preise einige Erzeuger dazu bringen, unrentable Anlagen zu schließen.

103 Diese Entscheidung wurde bewusst getroffen, da – wie es derzeit der von Überkapazitäten gekennzeichnete europäische Markt zeigt – durchaus ein dauerhaftes

In Frankreich sollten Investitionen in Spitzenkraftwerke, die für die Versorgungssicherheit unerlässlich sind, durch die Vergütung aus dem Kapazitätsmechanismus gesichert sein. Für Deutschland haben Referenzstudien gezeigt, dass die Investitionskosten dieser Anlagen – auch bei einer höheren Marktdurchdringung der Erneuerbaren Energien – über die auf dem Großhandelsmarkt¹⁰⁴ erzielten Erlöse abgesichert werden können. In diesem Fall müssten Investoren jedoch ein höheres Risiko eingehen.¹⁰⁵ Nach einer langen politischen und technischen Debatte hat man sich in Deutschland entschieden, eine strategische Reserve anzulegen, in der Anlagen marktunabhängig vergütet werden.

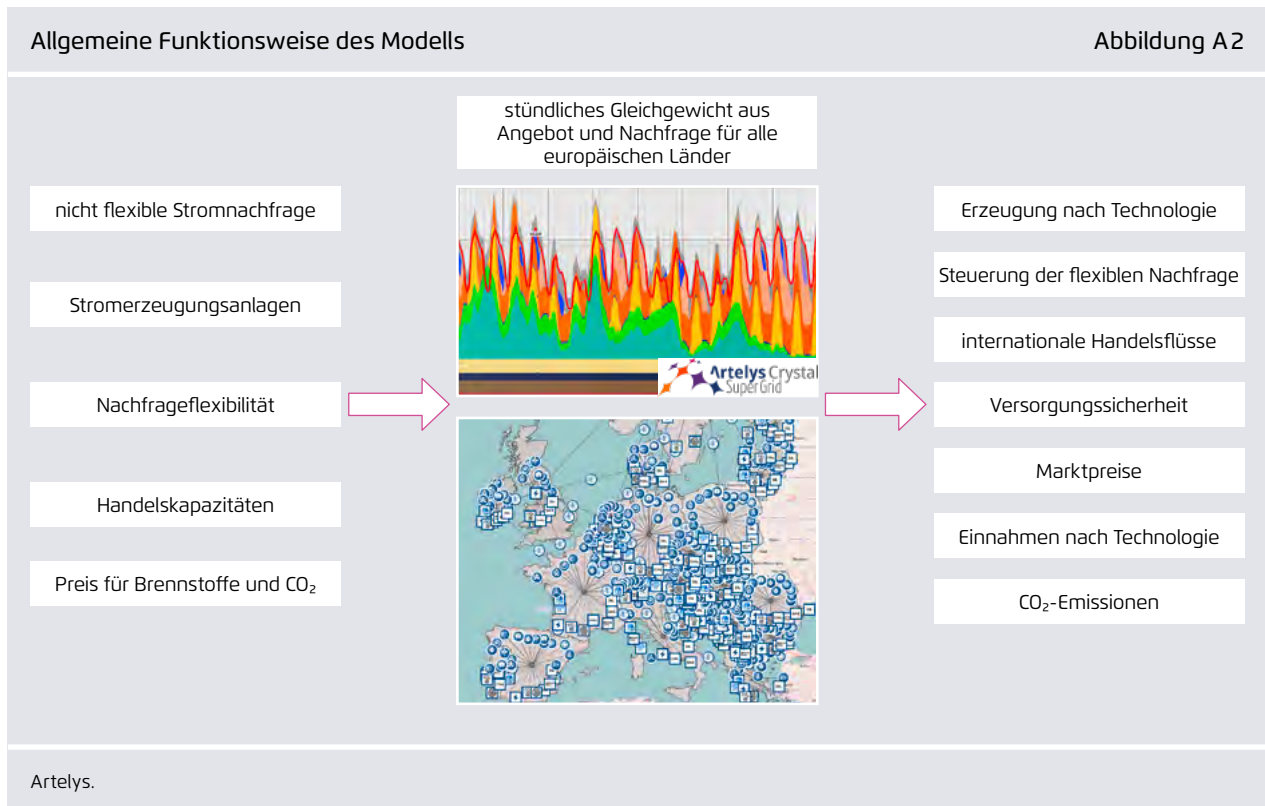
Beschreibung der Simulationen und der verwendeten Software

Für jedes Szenario wurde mithilfe der Software *Artelys Crystal Super Grid* die Erzeugung, die Stromspeicherung und die Stromübertragung im ENTSO-E-Gebiet im Stundentakt über zehn Wetterjahre optimiert. Dieses von Artelys entwickelte und vertriebene Tool dient dazu, die europäischen Energiesysteme einer technisch-wirtschaftlichen Bewertung zu unterziehen. Das Programm besitzt eine grafische Benutzeroberfläche, mit der sich Modelle erarbeiten und Resultate analysieren las-

Ungleichgewicht zwischen Erzeugungskapazitäten und Stromnachfrage bestehen kann. In den vergangenen Jahren wurden in vielen EU-Ländern Vergütungsmechanismen für Anlagen eingeführt, die Erzeugungs- und Laststeuerungskapazitäten zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit beisteuern. Da diese Vergütungen zusätzlich zu den Markterlösen ausgezahlt werden, ist die Entscheidung zugunsten der Investition in den Bau neuer oder den Erhalt bestehender Anlagen nicht mehr nur von den Strommarktgegebenheiten abhängig. Auf Grundlage von Referenzszenarien, die bereits für andere europäische Länder verwendet wurden (TYNDP-Szenarien), ist davon auszugehen, dass alle Anlagen, die zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit benötigt werden, auch 2030 noch betrieben werden.

104 Consentec, Fraunhofer ISI, r2b (2015)

105 Artelys (2016)



sen. Es modelliert den kostenoptimalen Einsatz des Kraftwerkparks im Stundentakt für alle europäischen Länder und mehrere Klimaszenarien. Weiterhin werden in den verwendeten Modellen zahlreiche technische und wirtschaftliche Parameter berücksichtigt. Hierzu gehören das dynamische Management der Wasserkraft-Kapazitäten unter Berücksichtigung der Pegelstände, die Kosten für Brennstoffe und CO₂, die dynamischen Eigenschaften der thermischen Kraftwerke (Flexibilität, Inbetriebnahmekosten usw.). Die dafür zu lösenden Gleichungen berücksichtigen etwa 50 Millionen Variablen und Parameter. Für ihre Lösung wird auf den ausgereiften Algorithmus der *Artelys Optimization Engine* zurückgegriffen, welche die Optimierungssuite FICO Xpress nutzt. Abbildung A2 zeigt, wie die Software funktioniert.

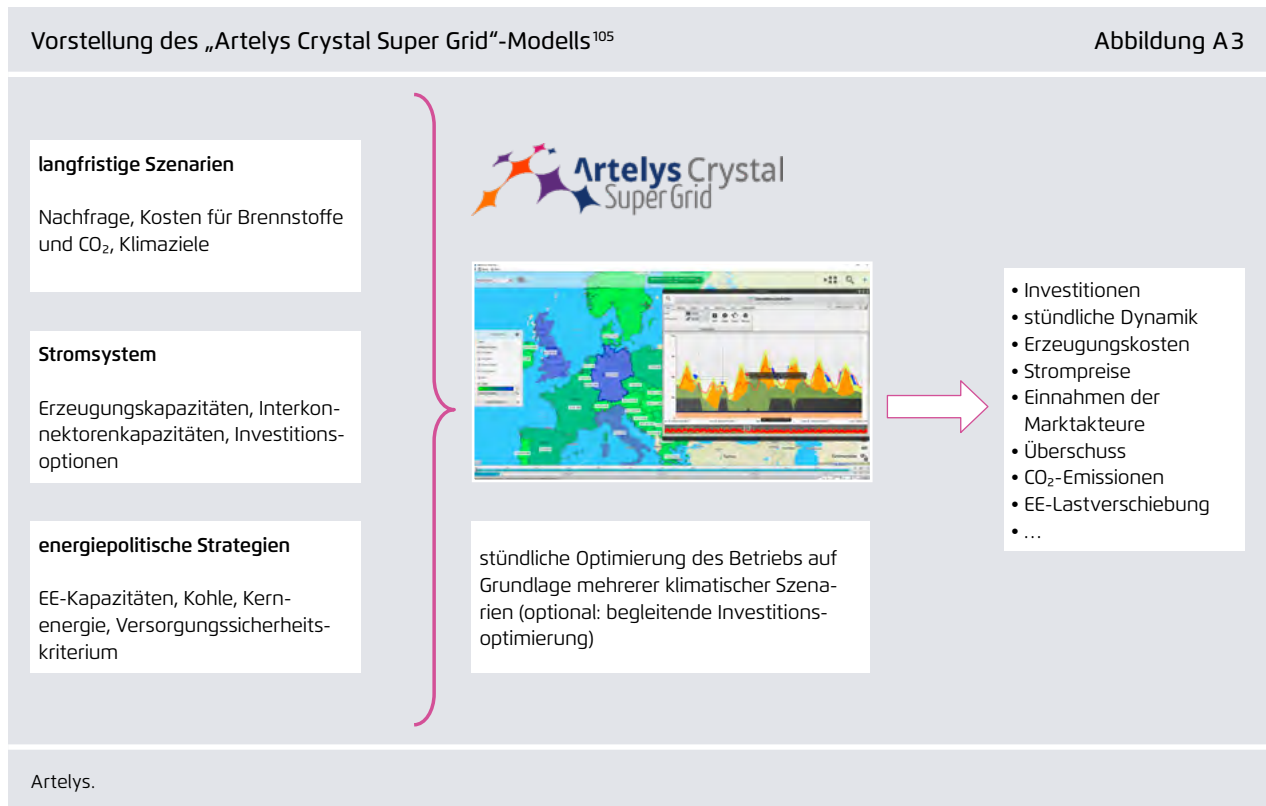
Das Modell, das in der vorliegenden Studie für Frankreich, Deutschland sowie ihre direkten und – in Zonen zusammengefassten – indirekten Nachbarn verwendet wird, berücksichtigt die betrieblichen Modalitäten aller Stromerzeugungs- und Stromspeichertechnolo-

gien, Laststeuerungsmaßnahmen sowie den Stromhandel zwischen den betrachteten Gebieten.

Die Optimierung erfolgt aus EU-Sicht gemäß dem wirtschaftlichen Kriterium der Stromgestehungskosten-Minimierung über das gesamte Jahr für alle ENTSO-E-Mitglieder.

Dabei erfüllt das Modell für jede Stunde des Jahres folgende Randbedingungen:

- Nachfrage und Angebot befinden sich jederzeit im Gleichgewicht.
- Der Stromhandel zwischen Ländern ist begrenzt durch die *Net Transfer Capacity*.
- Thermische Kraftwerke werden unter Berücksichtigung ihrer technischen Eigenschaften eingesetzt (Wirkungsgrad, Flexibilität, Gradienten, Inbetriebnahmekosten usw.).
- Technische Vorgaben bezüglich der Systemflexibilität werden berücksichtigt.



Verwendung der Artelys-Datenbank

Die Annahmen zum Energiemix aller europäischen Länder basieren auf dem „Vision 3 – 2030“-Szenario im Zehnjahresplan (TYNDP) des Verbands Europäischer Übertragungsnetzbetreiber.

Die ENTSO-E-Daten wurden nach Bedarf für jedes Mitgliedsland durch folgende Daten aus der Artelys-Datenbank ergänzt:

- Die Wasserkraftwerke wurden nach Typen aufgeschlüsselt (Laufwasserkraftwerke, Speicherkraftwerke, Pumpspeicherkraftwerke, Leistung etc.).
- Der Verlauf der stündlichen Erneuerbare-Energien-Stromerzeugung berücksichtigt zehn Wetterjahre.

→ Der stündliche Stromverbrauch über diese zehn Wetterjahre basiert auf einem statistischen Modell, dem die von ENTSO-E bereitgestellten normalisierten Temperaturdaten und historische Temperaturverläufe zugrunde gelegt werden.

¹⁰⁶ Die Funktion der Investitionsoptimierung wurde für die vorliegende Studie nicht verwendet.

Flexibilitätsmodell

Flexibilitätsannahmen

Tabelle A5

Annahmen zur Flexibilität im Jahr 2030 auf Grundlage nationaler Prognosen ¹⁰⁶		Frankreich	Deutschland	
Elektrofahrzeuge	Bestand an Elektrofahrzeugen (in Millionen)	6,9	3	
	jährlicher Verbrauch (TWh)	14,6	7,5	
	steuerbarer Anteil	70 %	70 %	
Warmwasserbereiter	jährlicher Verbrauch (TWh)	17,76	–	
	steuerbarer Anteil	80 %	–	
Akkumulatoren	Kapazität (GW)	0	4,5	
Pumpspeicherkraftwerke (PSW)	Kapazität (GW)	5,8 ¹⁰⁷	11,9 ¹⁰⁸	
Annahmen zur Lastverschiebung		Frankreich	Deutschland	
Wärmepumpen	Anzahl (in Millionen)	k. A. (in der nicht flexiblen Nachfrage enthalten)	2,6	
	jährlicher Verbrauch (TWh)		26	
	flexibler Anteil		0	77 %
	LastabschaltungsKapazitäten (GW)		0	2
	Aktivierungspreis (Euro/MWh)		0	90
sonstige Lastverschiebungen	Kapazität (GW)	6 GW	4	
	Aktivierungspreis (Euro/MWh)	400	400	

RTE (2014, 2016), NEP (2017).

Die im Rahmen dieser Studie für Frankreich und Deutschland zugrunde gelegten Flexibilitätsannahmen sind in Tabelle A5 zusammengefasst.

Die saisonale Stromspeicherung, insbesondere *Power-to-Gas*, wird in dieser Studie nicht berücksichtigt. Aufgrund der hohen Kosten bietet sie sich bislang nur als langfristige Flexibilitätsoption an, auf die nur bei einer sehr hohen Marktdurchdringung der Erneuerbaren Energien (über 70 Prozent) zurückgegriffen wird.

¹⁰⁷ NEP (2017) und RTE (2014 und 2016)

¹⁰⁸ Dies entspricht einer Erhöhung um 1,5 Gigawatt im Vergleich zum aktuellen Wert.

¹⁰⁹ Dies entspricht einer Erhöhung um 5,4 Gigawatt im Vergleich zum aktuellen Wert, davon 3,5 Gigawatt Kapazitäten in Österreich und Luxemburg, die zur deutschen Regelzone gehören.

Hydroelektrische Kraftwerke

Für die Einbindung von Wasserkraftwerken, die einem jährlichen Erzeugungsprofil folgen, stützt sich das Modell auf Mindestpegelstände, welche zweiwöchig bilanziert werden. Diese Darstellung ermöglicht die akkurate Darstellung der Wasserkraft unter zwei Gesichtspunkten:

- Die Erzeugung an Wochentagen wird mit Blick auf die Stromgestehungskosten des Kraftwerksparks optimiert.
- Die Vorgabe der Mindestpegelstände kompensieren, dass eine Optimierung über einen zweiwöchentlichen Horizont hinaus nicht möglich ist, und verteilt den Verbrauch über das Jahr realistisch.

Stromspeicherung

Pumpspeicherkraftwerke (PSW) werden als Stromspeicher mit einem Wirkungsgrad von 81 Prozent abgebildet. Sie zeichnen sich in jedem Land durch ein spezifisches Energie-Leistungsverhältnis (*energy-to-power ratio, E2P*) aus.¹¹⁰ Gemäß der von RTE veröffentlichten *Bilan prévisionnel* beläuft sich die PSW-Kapazität in Frankreich auf 5,8 Gigawatt (E2P-Ratio von 30 Stunden). In Deutschland sieht der Netzentwicklungsplan eine PSW-Kapazität von 11,9 Gigawatt (bei Vollastentladung über sechs Stunden) vor. Darüber hinaus verfügt Deutschland dank seiner Akkumulatoren (E2P-Ratio von 4 Stunden) über eine zusätzliche Flexibilität in Höhe von 4,5 Gigawatt.

Das Verhalten dieser Speicher wird – gleichzeitig mit dem restlichen Stromsystem – dynamisch optimiert, wobei die maximalen Speicherkapazitäten und

¹¹⁰ berechnet auf Grundlage der Daten aus F. Geth, T. Brijs, J. Kathan, J. Driesen, R. Belmans: *An overview of large-scale stationary electricity storage plants in Europe: Current status and new developments*, Renewable and Sustainable Energy Reviews 52(2015) 1.212–1.227

die maximale Leistung beim Be- und Entladen zu berücksichtigen sind.

Laststeuerung

Die Flexibilität von verschiedenen Verbrauchern wird unter Berücksichtigung ihrer spezifischen Eigenheiten abgebildet:

Warmwasserbereiter und Elektrofahrzeuge

In Frankreich erfolgt die Modellierung unter der Annahme, dass 80 Prozent des täglichen Stromverbrauchs für Warmwasserbereiter (entspricht 14 Terawattstunden jährlich) frei über den Tag (zwischen 6:00 Uhr morgens und 6:00 Uhr am nächsten Tag) verteilt werden können und dass diese Verteilung dynamisch (optimiert gegenüber dem restlichen Stromsystem) erfolgt.

Darüber hinaus wird sowohl in Frankreich als auch in Deutschland davon ausgegangen, dass das Laden von Elektrofahrzeugen zu 70 Prozent dynamisch optimiert wird, in Bezug auf das gesamte Stromsystem (dies entspricht zehn beziehungsweise fünf Terawattstunden pro Jahr). Die Anwesenheit von

Ankunfts- und Abfahrtsprofile für Elektrofahrzeuge an Ladestationen an einem Tag

Abbildung A 4



Artelys.

Fahrzeugen an Ladestationen wird (auf Grundlage von Ankunfts- und Abfahrtsprofilen der Fahrzeuge) modelliert und ihre Entnahme aus dem Netz – gleichzeitig mit dem restlichen Stromsystem – dynamisch optimiert, wobei vorgegeben ist, dass das Laden zum Zeitpunkt der Abfahrt abgeschlossen sein muss (wie in Abbildung A4 angegeben).

Durch das gesteuerte Laden von Elektrofahrzeugen werden die Verbrauchsspitzen (üblicherweise am Ende des Tages) gegenüber dem ungesteuerten Laden abgemindert, in dem sie teilweise auf den frühen Morgen – wenn die Nachfrage gering ist – oder auf die Mittagsstunden mit einer hohen Photovoltaikerzeugung verschoben werden (siehe Abbildung A5).

Lastverschiebungen in der Industrie und Wärmepumpen

Sowohl Frankreich als auch Deutschland haben die Möglichkeit, auf Lastmanagementkapazitäten in der Industrie zurückzugreifen. Die werden mit

sechs (Frankreich) beziehungsweise vier Gigawatt (Deutschland) beziffert. Bis zu diesen Grenzen können Lastverschiebungen in Anspruch genommen werden, wobei für die Aktivierung variable Kosten in Höhe von 400 Euro je Megawattstunde anfallen¹¹¹. Darüber hinaus wird für Deutschland auch berücksichtigt, dass Wärmepumpen – mit Kapazitäten von bis zu zwei Gigawatt – zur Lastverschiebung beitragen könnten. Für die Aktivierung dieser Option fallen variable Kosten von 90 Euro je Megawattstunde an.

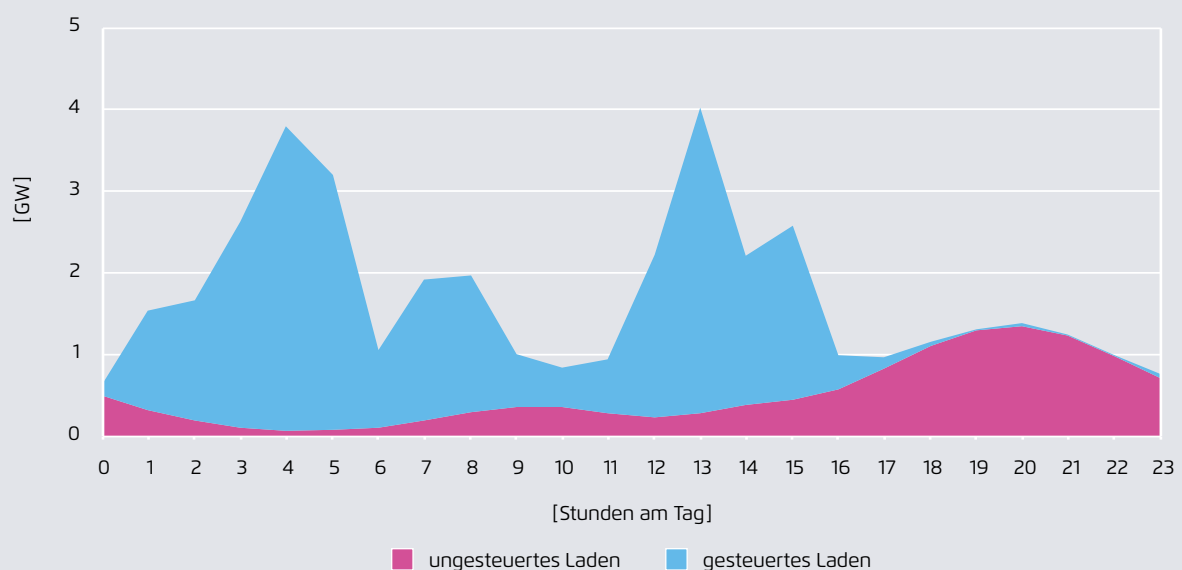
Thermische Kraftwerke

Thermische Kraftwerke werden unter Berücksichtigung einiger technischer Vorgaben modelliert (Wirkungsgrad, CO₂-Emissionen, Anfahrkosten, Flexibilität, Mindeststillstandsdauer, Mindestlast).

¹¹¹ Unsere Annahmen zur Lastmanagementkapazitäten entstammen der *Bilan prévisionnel* (Frankreich) sowie dem Netzentwicklungsplan 2017 (Deutschland).

Mittleres Ladeprofil [GW] für Elektrofahrzeuge in Deutschland (50% EE) im Jahr 2030

Abbildung A5



Artelys. Diese Abbildung zeigt das Ladeprofil für Elektrofahrzeuge zu jeder Stunde eines Tages im Jahr 2030 an.

Die hierfür verwendeten Modelle und Daten bauen auf dem Bericht *METIS Power System Module*¹¹² auf. Die dynamische Steuerung der Kraft-Wärme-Kopplung wird (außer bei Lastverschiebungen in Deutschland) nicht modelliert. Es wird davon ausgegangen, dass die Kraft-Wärme-Kopplung statisch gemäß einem vorab definierten Profil funktioniert. In Deutschland erreicht die Kraft-Wärme-Kopplung bei einer installierten Kapazität von 17 Gigawatt einen Wert von jährlich 67 Terawattstunden (Stand: 2030).

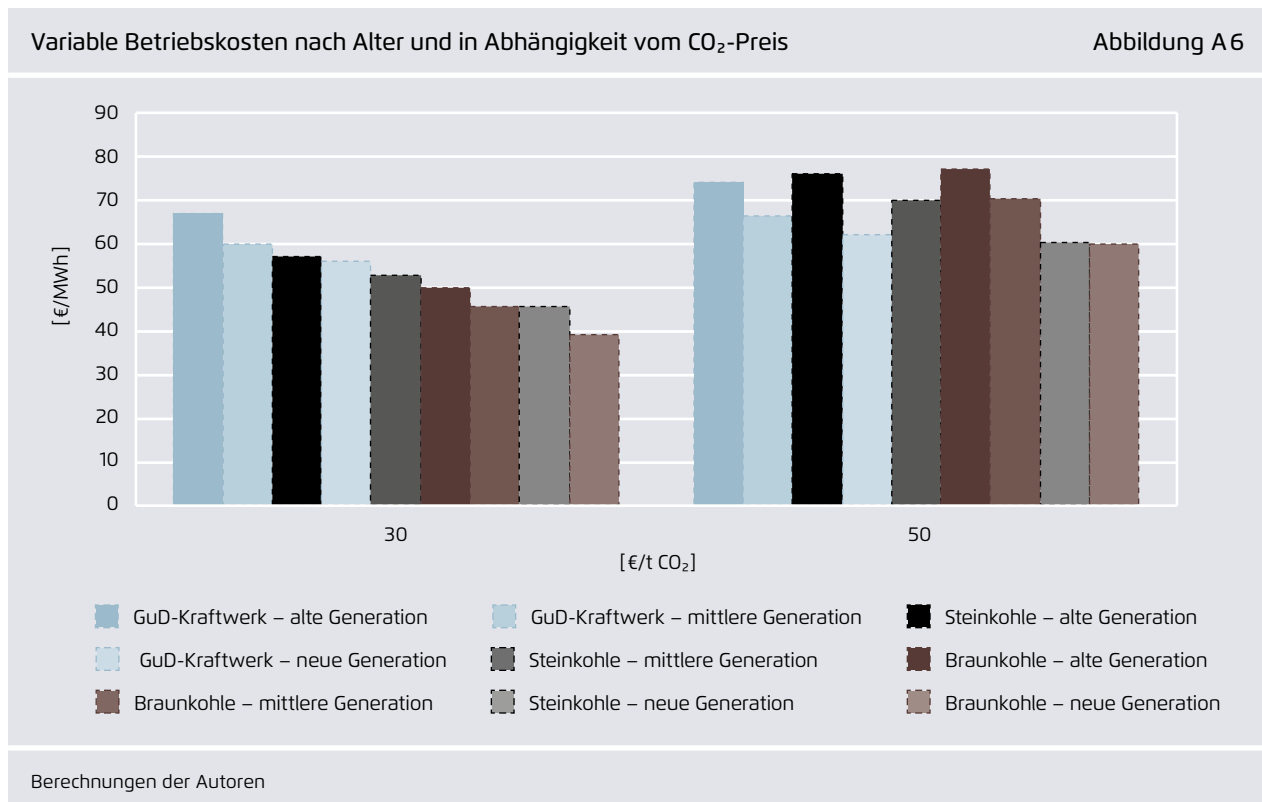
Für jede Technologie, die im Teillastmodus betrieben wird (Steinkohle, Braunkohle und GuD-Kraftwerke), werden je nach Alter der Kraftwerke drei Wirkungsgradkategorien unterschieden (alte Kraftwerke, Kraftwerke mittlerer Generation, neue Kraftwerke)¹¹³.

Dadurch lässt sich die *Merit Order* der verschiedenen Kraftwerkstypen relativ fein darstellen. Bei einem CO₂-Preis von 30 Euro je Tonne (wie in den meisten betrachteten Szenarien angenommen) liegen die variablen Betriebskosten (inklusive CO₂) der ältesten Steinkohlekraftwerke über denen der neuesten GuD-Kraftwerke. Die jüngste Generation der Steinkohlekraftwerke ist dann wettbewerbsfähiger als die beiden älteren Generationen von Braunkohleanlagen. Die *Merit Order* verändert sich stark, wenn der CO₂-Preis auf 50 Euro je Tonne steigt. In diesem Fall erzeugen die zwei leistungsstärksten GuD-Kraftwerksgenerationen Strom zu geringeren Kosten als die Mehrheit der Stein- und Braunkohleanlagen mit Ausnahme der neuesten Anlagen. Dies ist in Abbildung A6 dargestellt.

112 https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/power_system_module.pdf

113 aufbereitet auf Grundlage der KTH-Daten für ganz Europa (für Deutschland mithilfe von verfeinerten Daten aus

dem NEP) und projiziert bis 2030 auf Grundlage der von ENTSO-E erarbeiteten Prognosen zur Entwicklung des Kraftwerksparks



ANHANG 4

Marktpreise und Erlöse für Erzeugungstechnologien in verschiedenen modellierten Szenarien

Tabelle A6 fasst die französischen und deutschen Börsenstrompreise im Jahresmittel für das Jahr 2030 und für jedes der hier betrachteten Szenarien zusammen. Diese mittleren Strompreise errechnen sich aus dem stündlichen Gleichgewichtspreis von Stromangebot und Stromnachfrage. Abweichungen der Marktpreise in verschiedenen Szenarien basieren auf den Annahmen zur Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks in Frankreich und Deutschland. Die anderen grundlegenden Annahmen bleiben über alle Szenarien hinweg ähnlich.

Markterlöse nach Stromerzeugungstechnologien

Wann eine Anlage Strom erzeugt, hängt von der ihr zugrunde liegenden Technologie ab. Daraus ergibt sich, dass nicht für alle Technologien die gleichen

Markterlöse auf dem Großhandelsmarkt erzielt werden können. Allgemein gesagt, verkaufen Erneuerbare-Energien-Anlagen mit nicht steuerbarer Erzeugung (Windenergie, Photovoltaik) den von ihnen erzeugten Strom im Schnitt zu geringeren Preisen als Betreiber von thermischen Kraftwerken (Kernenergie, Gas, Steinkohle, Braunkohle).¹¹⁴ Abbildung A7 fasst die für 2030 errechneten Vergütungen in den verschiedenen Szenarien für Strom aus den unterschiedlichen Technologien zusammen.

¹¹⁴ Die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien fällt nicht unbedingt mit Zeiten großer Nachfrage zusammen. Darüber hinaus neigen Erneuerbare Energien dazu, gleichzeitig Strom zu erzeugen, was zu einer Abwertung ihrer Verkaufserlöse führt (*Merit-Order-Effekt*). Konventionelle Kraftwerke passen ihre Erzeugung in der Regel an, um von hohen Preisen, die insbesondere zu Starklastzeiten erzielt werden können, zu profitieren.

Durchschnittliche Preise am Großhandelsmarkt in allen Szenarien

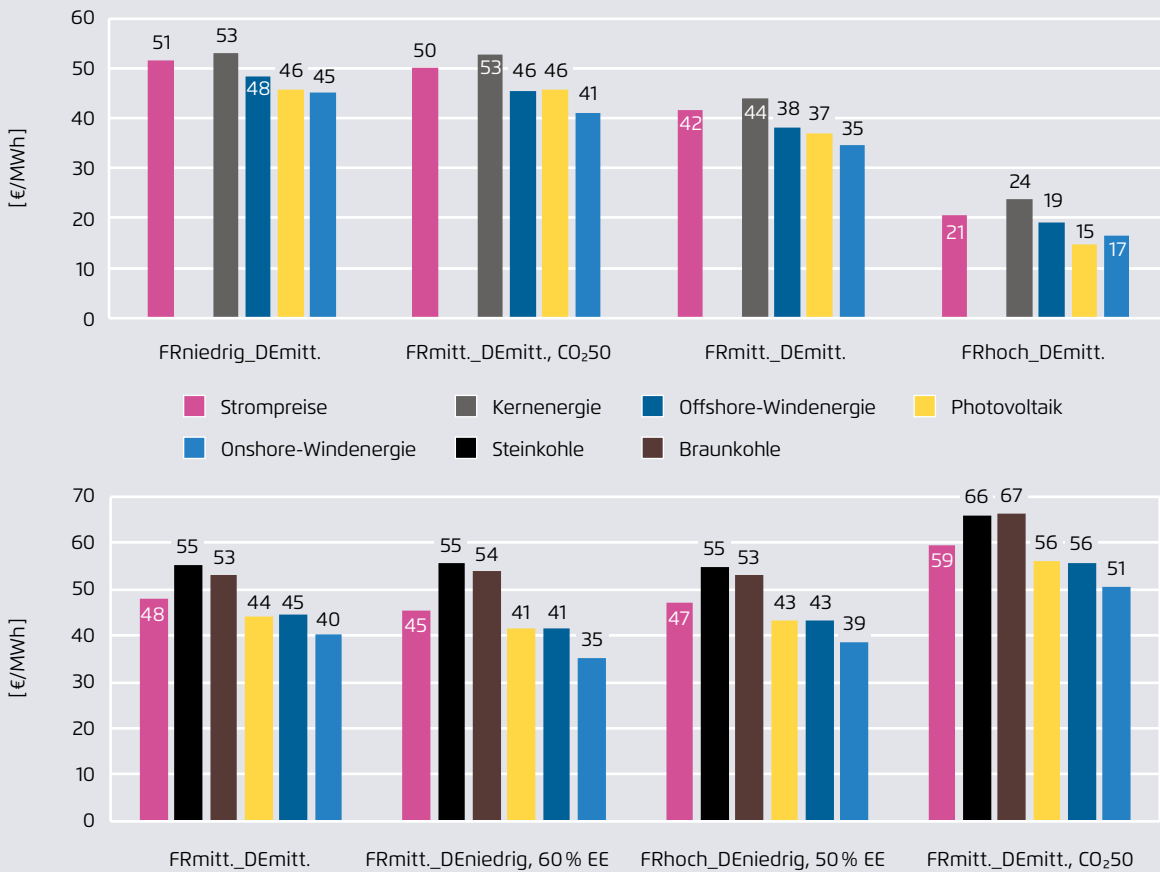
Tabelle A6

€/MWh	2016	FRniedrig_ DEmitt.	FRmitt._ DEmitt., CO ₂ 50	FRniedrig_ DENiedrig, 60% EE	FRmitt._ DEmitt.	FRmitt._ DENiedrig, 60% EE	FRhoch_ DENiedrig, 60% EE	FRhoch_ DENiedrig, 50% EE	FRhoch_ DEmitt.
Frankreich	36,7	51,4	50,3	51,2	41,7	40,8	20,2	20,8	20,6
Deutschland	29,0	50,2	59,3	48,9	47,8	45,4	43,0	47,0	46,0

RTE (2016) und Ergebnisse des „Artelys Crystal Super Grid“-Modells

Markterlöse für Stromerzeugungstechnologien in verschiedenen Szenarien für Frankreich (oben) und Deutschland (unten) im Jahr 2030

Abbildung A 7



Ergebnisse des „Artelys Crystal Super Grid“-Modells

ANHANG 5

Kostenannahmen für die Stromerzeugung mit verschiedenen Technologien

1. Erneuerbare Energien: Photovoltaik und Onshore-Windenergie

Die Kosten der Stromerzeugung auf Basis Erneuerbarer Energien sind in den vergangenen Jahren sehr stark gesunken. Dieser Kostenrückgang wurde in den meisten Propektivstudien stark unterschätzt, wie die Disparität zwischen den vergangenen Vorhersagen und den Ergebnissen der letzten Ausschreibungen zeigt. Der Übergang zum Ausschreibungssystem wurde erst kürzlich in Europa vollzogen. Angesichts fehlender Erfahrungen zu den Realisierungsquoten sollte die Bewertung der Ausschreibungsergebnisse mit einer gewissen Vorsicht erfolgen. Nichtsdestotrotz kann aufgrund des massiven Preisverfalls seit Einführung des Ausschreibungssystems und aufgrund der den Erneuerbaren Energien zugeschriebenen Eigenschaften mit relativer Gewissheit davon ausgegangen werden, dass die niedrigen Preise anhalten werden.

Die der vorliegenden Studie zugrunde gelegten Kostenannahmen wurden auf Grundlage von Literaturwerten gesetzt und mit Experten konsultiert. Die Auswahl der Kostenannahmen beruht auf vier Leitprinzipien:

- **Annäherung der Investitionskosten für Solarstromanlagen in Frankreich und Deutschland bis 2030, aber Unterschiede für Windenergieanlagen bleiben größtenteils bestehen** (mehr große Windenergieanlagen in Deutschland als in Frankreich)
- **Rückgang der Investitionskosten (CAPEX) entsprechend neuester Studien**
- **Betriebskosten (OPEX), Lebensdauer der Kraftwerke und Anzahl der Volllaststunden in Übereinstimmung mit den neuesten Studien**
- **einheitliche Kapitalkosten für Erneuerbare-Energien-Anlagen von fünf Prozent auf die Investitionskosten**

Aufgrund der Höhe der Fixkosten von Erneuerbare-Energien-Anlagen haben die Kapitalkosten einen großen Einfluss auf die Stromgestehungskosten (LOCE) der Projekte. Heute liegt der gewichtete mittlere Kapitalkostensatz (*weighted average cost of capital*, WACC) der Wind- und Solarenergieprojekte – angesichts der aktuell besonders günstigen Finanzierungsbedingungen und der für Projekte eingerichteten Fördermechanismen – wahrscheinlich unter fünf Prozent in Deutschland. Dennoch erscheint ein WACC von fünf Prozent im Jahr 2030 realistisch, sofern die gesetzlichen Rahmenbestimmungen stabil bleiben. Denn es ist wahrscheinlich, dass die Zinsen, die derzeit auf einem historischen Tiefstand liegen, künftig wieder steigen werden.

Mittlere Kosten für Photovoltaik

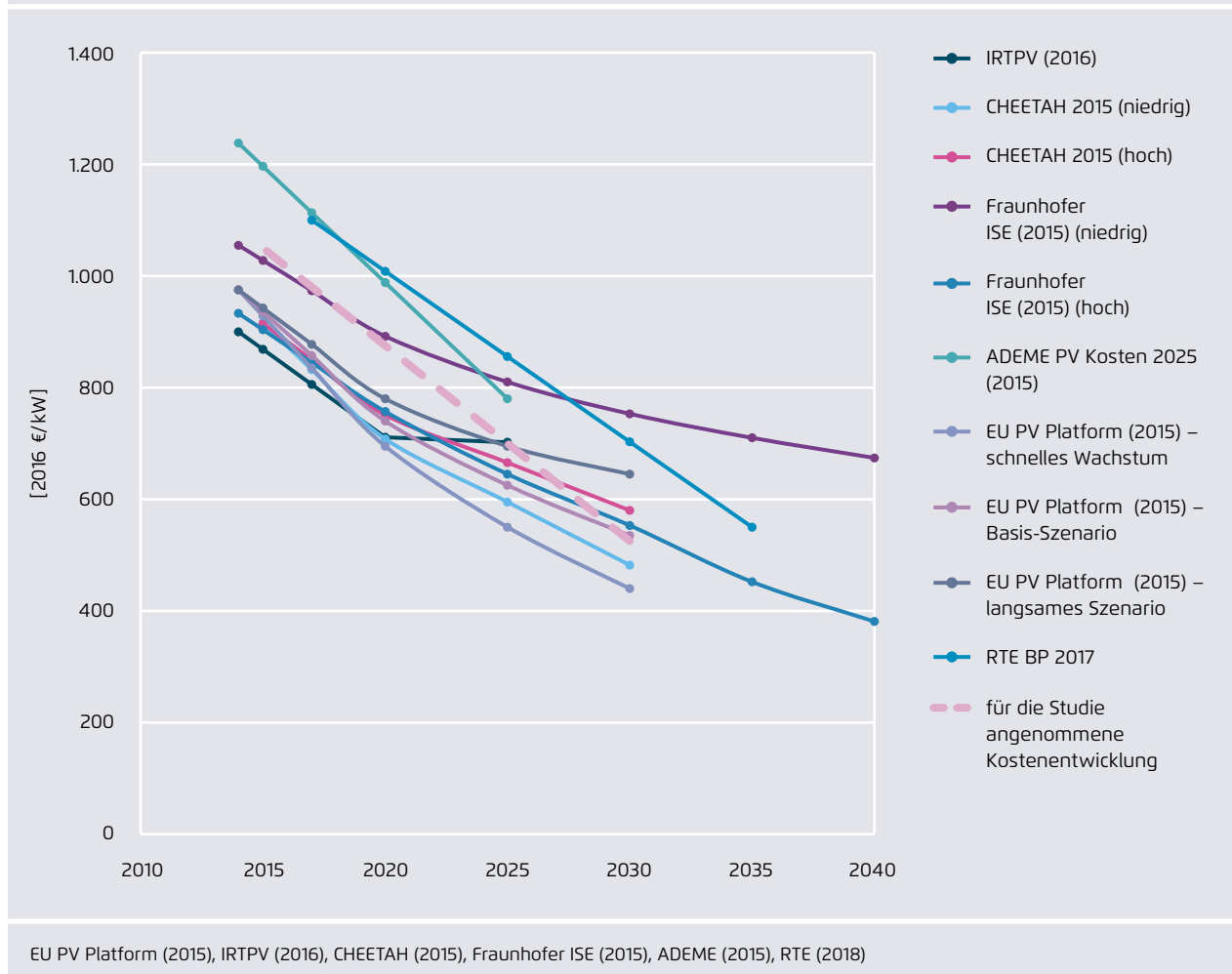
Die Kosten von Photovoltaikprojekten sind heute in Frankreich in der Regel höher als in Deutschland. Dies liegt am geringeren Reifegrad des französischen Marktes, zu erkennen an Unterschieden bei den Installationskosten, den gesetzlichen Bestimmungen und den Finanzierungsmechanismen. Angesichts des hohen Ausbauziels, das sich Frankreich im Bereich der Erneuerbaren Energien gesetzt hat, und angesichts der bereits ergriffenen sowie der geplanten Maßnahmen zur Verbesserung der gesetzlichen Bestimmungen kann jedoch davon ausgegangen werden, dass sich die Investitionskosten in beiden Ländern bis 2030 annähern werden.

Im Rahmen dieser Studie werden zwei Typen von Photovoltaikanlagen berücksichtigt: Freiflächenanlagen und Dachanlagen. Die Verteilung der installierten Kapazitäten auf diese beiden Anlagentypen im Zeitraum von 2016 bis 2030 entspricht den auf nationaler Ebene erarbeiteten Plänen. In Deutschland setzen sich die installierten Kapazitäten zu einem Drittel aus Freiflächenanlagen und zu zwei Dritteln aus Dachanlagen zusammen. In Frankreich liegt das Verhältnis bei 40 Prozent Freiflächenanlagen zu 60 Prozent Dachanlagen. Bezüglich der Dachanlagen ist zu betonen, dass der französische Gesetzgeber mehr Anreize als Deutschland bietet, die Technologie

stärker ins Gebäude zu integrieren, was höhere Kosten verursacht. Abbildung A8 zeigt Annahmen zu den Investitionskosten (CAPEX), die in mehreren Studien gefunden wurden, sowie die für unsere Studie berücksichtigten Kostenannahmen. Die anderen für die Kostenberechnung benötigten Daten sind in den Tabellen A7 und A8 zusammengetragen. Auf Grundlage unserer Literaturrecherche setzen wir für neue Photovoltaikfreiflächenanlagen bis 2030 1.300 Jahresvolllaststunden in Frankreich beziehungsweise 1.050 Stunden in Deutschland an. Diese Auslastung ist höher als die heutige; sie spiegelt den Rückgang der Systemverluste wider.

Entwicklung der PV-Investitionskosten in Frankreich und Deutschland gemäß neueren Studien

Abbildung A 8



Photovoltaik-Freiflächenanlagen

Tabelle A7

CAPEX 2016 (Euro pro Kilowatt)	CAPEX 2030* (Euro pro Kilowatt)	OPEX (Euro pro Kilowatt und Jahr)	gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten (WACC)	Lebensdauer (Jahre)	LCOE 2030 (Richtwert) in Cent je kWh (Volllaststunden)
Frankreich					
1.000	524 ¹¹⁴	2,5 % der CAPEX	5 %	25	3,7 (1.300 Stunden)
Deutschland					
800	500	2,5 % der CAPEX	5 %	25	4,1 (1.050 Stunden)

* für die Studie angenommener Wert

Photovoltaik-Dachanlagen¹¹⁵

Tabelle A8

	CAPEX 2016 (Euro pro Kilowatt)	CAPEX 2030* (Euro pro Kilowatt)	OPEX (Euro pro Kilowatt und Jahr)	gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten (WACC)	Lebensdauer (Jahre)
Frankreich¹¹⁶					
Wohngebäude	2.000	1.000	2,5 % der CAPEX	5 %	25
Industriegebäude	1.200	600	2,5 % der CAPEX	5 %	25
Deutschland¹¹⁷					
Wohngebäude	1.400	800	2,5 % der CAPEX	5 %	25
Industriegebäude	1.100	600	2,5 % der CAPEX	5 %	25

* für die Studie angenommener Wert

115 Dieser Wert umfasst die Anschlusskosten, einschließlich eines Kostenanteils für die Regionalentwicklungspläne zur Netzanbindung Erneuerbarer Energien (*schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables*, S3REN), der sich im Schnitt auf 24 Euro je Kilowatt beläuft. Der deutsche Rechtsrahmen sieht keine Umlegung der Netzausbaukosten auf Entwickler/ Stromerzeuger vor; sie sind daher in dieser Analyse nicht inbegriffen.

116 Für Wohngebäude wird von einer generischen Dachanlagenklasse ausgegangen. Die Kostendifferenz zwischen Frankreich und Deutschland (für die Jahre 2015 und 2030) erklärt sich insbesondere aus der französischen Vorgabe, Anlagen in Gebäude zu integrieren (in Deutschland quasi nicht existent).

117 Wir gehen für Frankreich von folgender Verteilung aus: 75 Prozent auf Industrie- und 25 Prozent auf Wohngebäuden.

118 Wir gehen für Deutschland von folgender Verteilung aus: 60 Prozent auf Industrie- und 40 Prozent auf Wohngebäuden.

Entwicklung der Investitionskosten für Windenergieanlagen gemäß verschiedenen neueren Studien (für verschiedene Anlagentypen)

Abbildung A9



- ADEME 100% EE (2014)_FR_Wind_groß
- ADEME 100% EE (2014)_FR_Wind_klassisch
- NREL TRG 1 Mid (US) Overnight Capital Costs
- NREL TRG 3 Mid (US) Overnight Capital Costs
- NREL Exp El. 2016 (med.) Total upfront capital costs
- NREL Exp El. 2016 (min.) Total upfront capital costs
- IRENA 2016 (Global) Total weighted average installed costs
- SER (2014)_P[2,3]MW_h[98]m_(2014-2016)
- IRENA 2015 (DE) Average total installed costs
- IEA 2015 (DE)
- IEA 2015 (world min.)
- Consentec 2013 (max.)
- Consentec 2013 (min.)
- RTE bp2017 (Standardanlage)
- RTE bp2017 (nächste Anlagengeneration)
- für Deutschland angenommene Kostenentwicklung
- für Frankreich angenommene Kostenentwicklung
- Windguard (2015)_P[2,3]MW_h[<100]m
- Windguard (2015)_DE_P[3,4]MW_h[120,140]m
- Windguard (2015)_DE_P[2,3]MW_h[120,140]m

NREL (2016), Windguard (2015), IRENA (2016), Wise et al (2016), ADEME (2014), RTE (2018), Consentec (2013), SER (2014), IRENA (2015), IEA (2015). Die Punkte geben die Ist-Projektkosten für 2015 an. Die angenommene Kostenentwicklung beruht auf verschiedenen Prospektivstudien.

Mittlere Kosten von Onshore-Windenergieanlagen

Die Kosten für Onshore-Windenergieprojekte sind heute in Deutschland niedriger als in Frankreich. Dieser Unterschied lässt sich einerseits mit der größeren Reife des deutschen Windenergiemarktes erklären, andererseits aber auch dadurch, dass in Deutschland mehr Anlagen stehen, die bei identischer Nennleistung (in Deutschland drei bis vier Megawatt) größere Rotoren (Durchmesser zwischen 110 und 140 Meter) besitzen. Diese großen Anlagen zeichnen sich dadurch aus, dass sie trotz leicht erhöhter Investitionskosten deutlich höhere Jahresvollbenutzungstunden aufweisen, was sich positiv auf die Stromgestehungskosten auswirkt. Solche Windenergieanlagen dürften 2030 in Deutschland einen großen Anteil ausmachen. In Frankreich, wo der Gesetzgeber insbesondere hinsichtlich der Raumordnung strengere Vorgaben definiert hat, dürften weniger große Windenergieanlagen errichtet werden.

Diese Unterschiede sind der Grund, warum wir für 2030 davon ausgehen, dass die Anlagen in Deutschland einen höheren Auslastungsgrad als in Frankreich haben – trotz des dort höheren Windpotenzials. Allerdings bedingen sie auch leicht erhöhte Investitionskosten. Die für 2030 zugrunde gelegte Auslastung (2.500 Volllaststunden in Frankreich beziehungsweise 2.600 Volllaststunden in Deutschland) könnte

angesichts der aktuellen und angekündigten technologischen Entwicklungen konservativ erscheinen¹¹⁹; wir gehen jedoch in dieser Studie davon aus, dass die Verbreitung immer höherer Windenergieanlagen in beiden Ländern angesichts vielfach nur schwer zu gewinnender Akzeptanz dafür begrenzt sein könnte. Abbildung A9 zeigt unsere Ansätze für die Investitionskosten (CAPEX), die auf mehreren neueren Studien beruhen. Die gestrichelten Linien geben an, welche Annahmen zur Kostenentwicklung unserer Studie zugrunde liegt.

119 siehe Windguard (2017), Fraunhofer IWES (2017), Agora Energiewende (2017e)

Kostenannahmen für Onshore-Windenergie

Tabelle A 9

2016		2030		OPEX (Euro je Kilowatt und Jahr)	gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten (WACC)	Lebensdauer (Jahre)	LCOE 2030 (Richtwert)
CAPEX (Euro je Kilowatt)	Volllaststunden pro Jahr	CAPEX (Euro je Kilowatt)	Volllaststunden pro Jahr				
Frankreich							
1.450	2.200	1.200	2.500	3% der CAPEX	5%	25	4,84
Deutschland							
1.350	2.300	1.250	2.600	3% der CAPEX	5%	25	4,86

2. Kosten der konventionellen Stromerzeugungstechnologien

Die Kostenannahmen für konventionelle – fossile – Technologien decken sich mit den Annahmen, die auch der Studie (Agora Energiewende, 2016) zugrunde gelegt wurden. Die höheren gewichteten Kapital-

kosten (WACC von 7,1 Prozent) ergeben sich aus dem höheren Risiko, dem diese Erzeuger unterworfen sind, wenn sie den von ihnen erzeugten Strom auf dem Markt verkaufen beziehungsweise sich mit Brennstoffen an Energiemärkten versorgen. Konventionelle Kraftwerke unterliegen demnach einem höheren Marktrisiko als Erneuerbare-Energien-Anlagen.

Kostenannahmen für konventionelle Kraftwerke

Tabelle A10

	CAPEX 2015 (Euro je Kilowatt)	OPEX (Euro je Kilowatt und Jahr)	gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten (WACC)	Lebensdauer (Jahre)
Steinkohle	1.700	34	7,1 %	45
Braunkohle	1.900	47,5	7,1 %	45
OCGT	450	13	7,1 %	40
CCGT	750	19	7,1 %	40

Siehe Agora (2016), NEP (2017) für die Lebensdauer der Anlagen

3. Kosten für die Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke in Frankreich

Für die Laufzeitverlängerung der französischen Kernreaktoren sind, wie deren Betreiber EDF in seinem Programm *Grand Carénage* angibt, beträchtliche Investitionen nötig.¹²⁰ Hierzu müssen die laufenden Betriebskosten der Reaktoren gerechnet werden; andererseits ist ein Gewinn zu verbuchen, der sich aus der zeitlichen Verschiebung der Rück-

stellungen für den Rückbau der Reaktoren ergibt. Im Rahmen der vorliegenden Studie gehen wir für den Fall der Laufzeitverlängerung der Reaktoren über 40 Betriebsjahre von folgenden Kostenansätzen aus:

- **Investitionskosten** in Höhe der im Rahmen des Programms *Grand Carénage* vom Kraftwerksbetreiber EDF übermittelten Daten
- **Betriebskosten** gemäß den Prognosen des französischen Rechnungshofs in seinem Bericht von 2014¹²¹
- **Gewinn**, der sich daraus ergibt, dass der Rückbau der laufzeitverlängerten Reaktoren um 20 Jahre verschoben wird¹²²

120 Das Investitionsprogramm *Grand Carénage* umfasst sämtliche Investitionen, die für die Laufzeitverlängerung des französischen Kraftwerksbestands benötigt werden: Sanierungs- und Modernisierungsarbeiten für höhere Sicherheit gemäß den Empfehlungen, welche die ASN nach der Nuklearkatastrophe in Fukushima (2011) herausgegeben hat; Investitionen in die Kraftwerkssicherheit, bestehend aus Kontrollmaßnahmen im Rahmen der Zehnjahresinspektion und von potenziell erforderlichen Reinvestitionen, die durch die Verschärfung der Sicherheitsvorschriften der ASN nötig sind, sowie gegebenenfalls erforderliche Maßnahmen zum Austausch bestimmter Bauteile nach 30 Betriebsjahren (Dampferzeuger, Transformatoren, Wechselstromgeneratoren). Für weitere Informationen siehe <https://www.edf.fr/>.

121 *Le coût de production de l'électricité nucléaire actualisation 2014* (Stromgestehungskosten in der Kernenergie, Aktualisierung 2014) – Mai 2014, französischer Rechnungshof: www.ccomptes.fr/sites/default/files/EzPublish/RPA2016-Tome-1-integral.pdf

122 Die gesetzlichen Verpflichtungen werden auf Grundlage eines Kostenvoranschlags für den Rückbau des Kernkraftwerks Dampierre (1,1 Milliarden Euro) veranschlagt.

Wir gehen davon aus, dass die getätigten Investitionen eine Laufzeitverlängerung um 20 Jahre ermöglichen. Damit läge die Gesamtbetriebsdauer – wie in den Vereinigten Staaten für Reaktoren ähnlicher Technologie beschlossen – bei 60 Jahren.¹²³ Nichtsdestotrotz weisen wir darauf hin, dass die ASN Betriebsgenehmigungen anlässlich ihrer Zehnjahresinspektionen immer nur über eine Laufzeit von zehn Jahren ausstellt. Das bedeutet, dass auch für den Fall, dass die ASN anlässlich des vierten Zehnjahresbesuchs (VD 4) eine Betriebsgenehmigung über die ursprünglich geplanten 40 Betriebsjahre hinaus erteilt, nicht davon ausgegangen werden darf, dass sie anlässlich der möglichen fünften Zehnjahresinspektion (VD 5) eine neue über das 50. Betriebsjahr hinausgehende Genehmigung ausstellt. Müsste ein laufzeitverlängerter Reaktor seinen Betrieb nach 50 Jahren einstellen, wäre der Abschreibungszeitraum für die im Zuge der Laufzeitverlängerung getätigten Investitionen verkürzt, wodurch die für die Kernenergieerzeugung berechneten LOCE¹²⁴ steigen würden.

123 Für 87 der 99 in den Vereinigten Staaten errichteten Reaktoren wurde eine Laufzeitverlängerung auf bis zu 60 Jahre beschlossen. Die Liste der Reaktoren kann hier abgerufen werden: www.nei.org/Knowledge-Center/Nuclear-Statistics/US-Nuclear-Power-Plants/US-Nuclear-License-Renewal-Filings.

124 LCOE (*Levelized cost of electricity*) bezeichnet die Stromgestehungskosten.

Investitionskostenschätzung in Bezug auf eine Laufzeitverlängerung

Um die nötigen Investitionskosten einzuschätzen, stützen wir uns auf Kostenprognosen, die vom Betreiber EDF für sein Investitionsprogramm *Grand Carénage* zum Einsatz kommen. Der französische Rechnungshof hat sich ebenfalls in seinen Berichten aus den Jahren 2014 und 2016 auf diese gestützt. Im Jahr 2016 schätzte EDF die Investitionsgesamtkosten für den Zeitraum von elf Jahren zwischen 2014 und 2025 auf 56,4 Milliarden Euro₂₀₁₁. Der französische Rechnungshof erweiterte diese Prognose 2016 für den Zeitraum 2014 bis 2030 auf 74,73 Milliarden Euro₂₀₁₃.¹²⁵ Die im letzten Bericht verwendete Schätzung berücksichtigt auch die Investitionen für die Laufzeitverlängerung des gesamten französischen Kernkraftwerksparks (56 Reaktoren¹²⁶). Auf diese beziehen wir uns in unserer Studie. Konkret entspricht dies Investitionskosten in Höhe von 1,33 Milliarden Euro pro Reaktor oder 1.184 Euro je Kilowatt Erzeugungsleistung. Die Hälfte der Investitionen fließt in Sicherheitsmaßnahmen.

125 www.ccomptes.fr/sites/default/files/EzPublish/RPA2016-Tome-1-integral.pdf

126 Mit Ausnahme der beiden Reaktoren im Kernkraftwerk Fessenheim, die mit Inbetriebnahme des Europäischen Druckwasserreaktors (EPR) in Flamanville Ende 2018 stillgelegt werden sollen.

Kostenaufteilung des EDF-Investitionsprogramms „Grand Carénage“

Tabelle A 11

Art der Investition	in %	geschätzte Kosten in Euro ₂₀₁₃ je Kilowatt bei einer Laufzeitverlängerung von 20 Jahren
Investitionen nach Fukushima Daiichi	16 %	189
sonstige Investitionen in die Reaktorsicherheit	34 %	403
Wartung und Sanierung	29 %	343
Betrieb und sonstige Instandsetzungsarbeiten	21 %	249
gesamt	100 %	1.185

Berechnungen der Autoren auf Basis der Daten des französischen Rechnungshofs (Cour des Comptes, 2014 und 2016)

Diese Investitionen sind mit Unsicherheiten behaftet, da noch kein Regelwerk zu Sicherheitsvorschriften vorliegt, das für eine Laufzeitverlängerung über 40 Betriebsjahre¹²⁷ hinaus zu Rate gezogen werden kann. Mit dem Durchschnittswert lässt sich der Investitionsbedarf unter verschiedenen Reaktoren glätten. Nichtsdestotrotz ist es aus mehreren Gründen wahrscheinlich, dass die anfallenden Kosten in Abhängigkeit vom jeweiligen Reaktor variieren: bauliche Unterschiede zwischen den betrachteten Reaktoren (Baulinien CP, NP und P4); historische Betriebsdaten, die das Ausmaß der nötigen Sanierungsarbeiten beeinflussen, oder auch bereits ange-setzte Austauscharbeiten für große Komponenten, die bei Laufzeitverlängerung für bestimmte Reaktoren nötig sind.¹²⁸ Wir haben uns daher dafür entschieden, in unserer Studie ebenso mit einer zweiten Kostenvariante zu arbeiten, für die wir um 50 Prozent höhere Investitionskosten annehmen, nämlich **1.777 Euro₂₀₁₃ je Kilowatt**. Mit dieser Kostenvariante können wir die Auswirkungen auf die Stromgeste-

hungskosten eines Kernkraftwerks darstellen, dessen Laufzeitverlängerung teurer ist als der von EDF geschätzte Durchschnitt.

Betriebskostenschätzung für den Kernkraftwerkspark und Rückstellungen für die Entsorgung der nuklearen Abfälle

Die Betriebskosten werden auf Grundlage des Berichts des französischen Rechnungshofs 2014 ermittelt. Sämtliche Betriebskosten, mit Ausnahme der Kosten für Brennstoffe, sind Fixkosten. Tabelle A2 fasst alle hier betrachteten Fixkosten zusammen. Insgesamt werden die Fixkosten für den Zeitraum von 2011 bis 2025 mit 132 Euro je Kilowatt beziehungsweise 156 Euro je Kilowatt (bei Einrechnung der Rückstellungen für die Entsorgung) veranschlagt.

Geschätzter Gewinn aus den Rückstellungen aufgrund der Verschiebung des Kernkraftwerk-Rückbaus um 20 Jahre

Bei diesen Rückstellungen handelt es sich um Rücklagen der Kernkraftwerksbetreiber, die der französische Gesetzgeber fordert, um den Rückbau der Reaktoren am Ende ihrer Betriebsdauer zu bezahlen. Die ursprünglich für einen Zeitraum von 30 Jahren vorgesehene und später auf 40 Jahre verlängerte jährliche Bildung von Rückstellungen reduzieren sich bei einer Laufzeitverlängerung über 40 Jahre hinaus.

127 Eine erste allgemeine Stellungnahme zur Laufzeitverlängerung der CP-Reaktoren (900-MW-Klasse) über die geplante Betriebsdauer von 40 Jahren hinaus sollte ursprünglich 2018 von der ASN herausgegeben werden.

128 Zu diesem letzten Punkt gibt EDF beispielsweise an, dass im Mai 2016 der Austausch von 27 Dampferzeugern ange-laufen ist. Dies entspricht etwa der Hälfte des Bestands.

Jährliche Fixkosten für den Betrieb zwischen 2011 und 2025

Tabelle A12

	betriebliche Fixkosten (in Milliarden Euro ₂₀₁₃)	betriebliche Fixkosten (in Euro ₂₀₁₃ je Kilowatt)
Personalkosten	3,3	52
externe Beschaffung	2,5	40
Steuern und Abgaben	1,5	24
zentrale Funktionen und Support	1,1	17
Gesamtfixkosten für den Betrieb	8,3	132
Rückstellungen für die Entsorgung der nuklearen Abfälle	1,5	24
Gesamtfixkosten (ohne Investitionen) in Euro₂₀₁₃ je Kilowatt		156

Tabelle B, S. 14, und Tabelle F, S. 24 (Cour des Comptes, 2014) sowie Berechnungen der Autoren

Denn durch eine Laufzeitverlängerung bleibt dem Kraftwerksbetreiber mehr Zeit, um die Investitionskosten für den Rückbau seiner Reaktoren anzuspüren. Bei einem festen Abzinsungssatz von 4,8 Prozent würden sich diese Rückstellungen, die sich bei einer Betriebsdauer von 40 Jahren auf 515 Millionen Euro pro Jahr belaufen, auf 365 Millionen Euro pro Jahr reduzieren, wenn die Laufzeit der Kernreaktoren auf 60 Jahre steigt. Dadurch würden die jährlichen Rückstellungen pro Kilowatt installierter Leistung von 8,16 Euro auf 5,79 Euro sinken.

Berechnung der Stromgestehungskosten für den laufzeitverlängerten Kernkraftwerksbestand

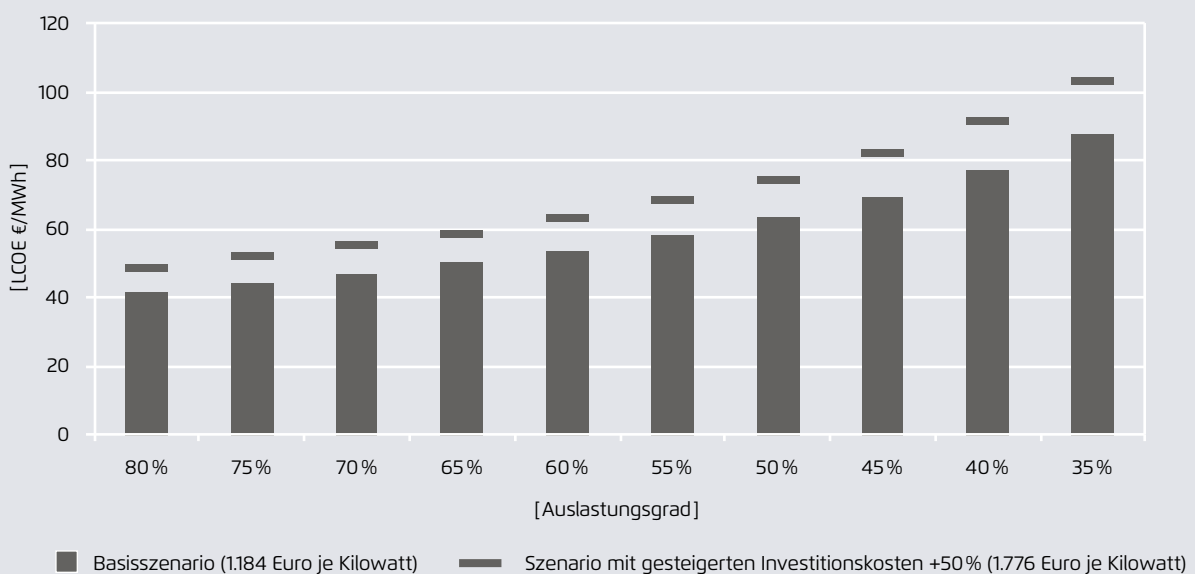
Insgesamt belaufen sich die fixen Betriebskosten für den Kernkraftwerksbestand auf 249 Euro₂₀₁₃ pro Kilowatt und Jahr. Hierfür wurden die im Rahmen des EDF-Investitionsprogramms *Grand Carénage* nötigen Investitionen (95 Euro₂₀₁₃ je Kilowatt und Jahr) und die Fixkosten (156 Euro₂₀₁₃ je Kilowatt und Jahr) berücksichtigt sowie Rückstellungen für den

Rückbau von etwa 2,4 Euro₂₀₁₃ je Kilowatt und Jahr in Abzug gebracht. Bei der hohen Kostenvariante belaufen sich diese Gesamtbetriebskosten auf 296 Euro₂₀₁₃ je Kilowatt und Jahr.

Hierzu kommen die variablen Stromgestehungskosten in Höhe von 6,40 Euro₂₀₁₃ pro Megawattstunde, die den Kosten für die Brennstoffe entsprechen. Die Stromgestehungskosten für den laufzeitverlängerten Kernkraftwerksbestand liegen demnach für einen Reaktor mit einem Auslastungsgrad von 80 Prozent bei 41,9 Euro je Megawattstunde beziehungsweise (in der hohen Kostenvariante) bei 48,6 Euro je Megawattstunde. Sinkt die Auslastung auf 50 Prozent, erhöhen sich die LCOE je nach Investitionskostenvariante auf 63 Euro beziehungsweise 74 Euro pro Megawattstunde.

Stromgestehungskosten (LCOE) des Kraftwerksbestands mit verlängerter Laufzeit in Abhängigkeit von der Auslastung der Anlagen

Abbildung A 10



Berechnungen der Autoren auf Basis der Daten des französischen Rechnungshofs (Cour des Comptes, 2014 et 2016)

ANHANG 6

Verfahren zur Berechnung der Verteilungseffekte zwischen den französischen und deutschen Akteuren in verschiedenen Szenarien

Die Abbildungen 38, 39 und 40 der Studie zeigen die Verteilungseffekte, die sich in Abhängigkeit von der Größe des Kernkraftwerksparks, der in Deutschland verabschiedeten Strategie zur Verringerung der CO₂-Emissionen und eines von 30 Euro auf 50 Euro je Tonne erhöhten CO₂-Preises in Deutschland und Frankreich ergeben. Zunächst werden all diese Effekte im Verhältnis zu einem Referenzszenario bewertet, sodass die Daten im Verhältnis zum gewählten Referenzszenario Gewinnen oder Verlusten entsprechen.

Werden für ein Szenario verschiedene installierte Stromerzeugungskapazitäten betrachtet, so werden die zusätzlichen oder vermiedenen LCOE den Betreibern der entsprechenden Anlagen zugeschrieben. Die Stromgestehungskosten werden auf Basis der in Anhang 5 für den Zeitraum 2016 bis 2030 angegebenen Kostenschätzungen veranschlagt.¹²⁹ Was die Betreiber von Photovoltaik- und Windenergieanlagen angeht, wurden für diese Studie die Differenz der Erlöse sowie der Investitions- und Stromgestehungskosten auf die Endverbraucher in Frankreich und Deutschland umgelegt. Dabei wird davon ausgegangen, dass die Fördermechanismen für Erneuerbare Energien den Stromerzeugern auch weiterhin ein sicheres Einkommen gewährleisten.¹³⁰

Die Differenz der Engpasserlöse in den verschiedenen Szenarien werden für jeden Interkonnektor ermittelt und je zur Hälfte auf die beiden am Netzübergang beteiligten Länder umgelegt. Schließlich werden die Aufwendungen für die CO₂-Emissionen auf Grundlage der CO₂-Emissionsbilanzen und des für die Stromerzeugung in Frankreich und Deutschland geltenden CO₂-Preises für unterschiedliche Szenarien berechnet. Welche Auswirkungen Variationen bei den EU-Emissionen aufgrund von Entwicklungen im europäischen Emissionshandel auf den CO₂-Preis haben, wird hier nicht modelliert, da dieses nicht Gegenstand der Studie ist.

ANHANG 7

Flexibilität der Kernenergieerzeugung

Im Rahmen der vorliegenden Studie werden in Bezug auf die Flexibilität des Kernkraftwerksparks zwei Fälle betrachtet (siehe Abbildung A11):

→ **Flexibler Erzeugungsgradient:** Hier wird davon ausgegangen, dass der Gradient der Stromerzeugung nicht begrenzt ist,¹³¹ die Mindestleistung eines Reaktors im Betrieb jedoch 40 Prozent seiner Nennleistung entspricht.¹³² Bei der Darstellung im Stundentakt entsprechen diese technischen Werte den Eigenschaften der neuesten Reaktoren, die im Lastfolgebetrieb eingesetzt werden können.¹³³ Bei der Stromerzeugung mit flexiblem Gradienten werden keine zusätzlichen technischen oder sicherheitsrelevanten Vorgaben berücksichtigt,

129 Die Investitionskosten bei Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke belaufen sich auf 1.185 Euro je Kilowatt, im Falle der Steinkohlekraftwerke auf 1.700 Euro je Kilowatt und bei Braunkohlekraftwerken auf 1.900 Euro je Kilowatt.

130 Diese Annahme ist vereinfachend. Im Jahr 2030 wird die Förderung für einige Erneuerbare-Energien-Anlagen nach derzeitigem Stand ausgelaufen sein, da diese in der Regel für 20 bis 25 Jahre gewährt wird.

131 Das bedeutet, dass ein Reaktor seine Erzeugung P innerhalb einer Stunde auf einen Wert zwischen Mindestleistung P_{\min} und Nennleistung P_{nom} anpassen oder gänzlich herunterfahren kann.

132 Das bedeutet, dass ein Reaktor mit einer Leistung von einem Gigawatt mindestens 400 Megawatt Leistung abgeben muss.

133 siehe insbesondere NEA (2013)

Stündliche Gradienten der Kernenergieerzeugung in Abhängigkeit von der vorstündlichen Einspeiseleistung: Vergleich zwischen 2013 und verschiedenen Szenarien 2030

Abbildung A11



RTE-Daten (2013) und Analyse der Ergebnisse des „Artelys Crystal Super Grid“-Modells

welche die stündliche Flexibilität der Kernenergieerzeugung beschränken könnte.¹³⁴

→ **Beschränkter Erzeugungsgradient:** Bei diesem Fall wurde analysiert, wie sich zusätzliche Vorgaben zum Erzeugungsgradienten auf den kurzfristigen Betrieb auswirken.¹³⁵ Bei dieser Sensitivitätsanalyse wird für den (gesamten) Kernkraftwerkspark ein maximaler stündlicher Gradient definiert. Dieser beträgt zehn Prozent der jederzeit verfügbaren Kernenergiekapazität. Dieser Gradient entspricht den bereits heute gängigen Höchstgrenzen.¹³⁶ Diese zusätzlichen sehr konservativen Vorgaben führen dazu, dass – statt auf die Modulation der Kernenergieerzeugung – häufiger auf die Abregelungen von Erneuerbare-Energien-Anlagen zurückgegriffen wird.

Der in beiden Fällen erreichte stündliche Gradient der Kernenergieerzeugung ist in den Abbildungen A11 für die Jahre 2013 (Verarbeitung von Ist-Daten) und 2030 (Ergebnisse der Modellierung für die Szenarien mit 40, 50 oder 63 Gigawatt Kernenergie) dargestellt. Die rosafarbenen Punkte zeigen die Kernenergieerzeugung mit beschränktem Gradienten; die blau punktierten Linien die stündlichen Gradienten für den Fall eines flexiblen Erzeugungsgradienten.

Die Analyse zeigt, dass die stündliche Erzeugungsrampe 2013 zu keinem Zeitpunkt zehn Prozent der verfügbaren Leistung überschreitet (Diagramm oben links). Im Fall der flexiblen Erzeugung wird diese Schwelle im 63-Gigawatt-Szenario an 425 Stunden

im Jahr überschritten, im 40-Gigawatt-Szenario sind es 163 Stunden. Dank der Flexibilität des Kernkraftwerksparks lässt sich die abgeregelte Strommenge bei Erneuerbare Energien in sämtlichen Szenarien auf weniger als eine Terawattstunde jährlich begrenzen.

Auch im Falle des eingeschränkten Erzeugungsgradienten bleibt die Abregelung von Erneuerbare-Energien-Anlagen überschaubar. Die dadurch entgangene Stromproduktion beläuft sich im Fall des 63-Gigawatt-Szenarios auf fünf Terawattstunden und im Fall des 40-Gigawatt-Szenarios auf eine Terawattstunde im Jahr. Das entspricht ein bis zwei Prozent der Stromerzeugung Erneuerbarer Energien.

Die Einbindung eines Anteils von 40 Prozent Erneuerbare Energien in das französische Stromsystem hat also keine grundlegenden Auswirkungen auf den kurzfristigen Betrieb der Kernkraftwerke. Dabei ist zu beachten, dass sich der Betrieb nicht an langfristig vorhersehbaren Zyklen orientieren darf, sondern flexibel an die aktuellen Schwankungen der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien angepasst werden muss. Stündliche Modulationen bleiben jedoch im Rahmen technisch machbarer Möglichkeiten, insbesondere wenn die Leistung der Kernkraftwerksflotte reduziert wird. Wären die betrieblichen Beschränkungen der Kernreaktoren noch restriktiver, dann wäre die Abregelung der Erneuerbare-Energien-Anlagen zwar ausgeprägter, jedoch noch immer verhältnismäßig schwach.

134 siehe insbesondere Fraunhofer IWE5 (2015)

135 wobei weiterhin die Vorgabe gilt, dass ein in Betrieb befindlicher Reaktor mindestens 40 Prozent der Nennleistung erbringen muss

136 Dies bedeutet, dass der stündliche Gradient des Kernkraftwerksparks je nach Jahreszeit zwei bis sechs Gigawatt nicht übersteigen darf. Würde dieser Grenzwert erhöht, läge der stündliche Erzeugungsgradient der Reaktoren an 425 Stunden im Jahr bei über fünf Gigawatt (im 63-Gigawatt-Szenario). Im Falle des 40-Gigawatt-Szenarios wäre die Entwicklung dieses Gradienten moderater (163 Stunden über der Marke von fünf Gigawatt).

Literaturverzeichnis

ACER. (2016). *Market monitoring report 2015.*

ACER. (2017). *Market monitoring report 2016.*

Ademe. (2015). *Un mix électrique 100% renouvelable ? Analyses et optimisations.*

Ademe; RTE. (2016). *Signal prix du CO₂ – Analyse de son impact sur le système électrique européen.*

Ademe. (2016). *Coûts des énergies renouvelables en France.*

Agora Energiewende. (2013). *Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland.*

Agora Energiewende. (2015). *The Integration Cost of Wind and Solar Power.*

Agora Energiewende. (2016). *Eleven principles for a consensus on coal: concept for a stepwise decarbonisation of the German power sector.*

Agora Energiewende. (2017a). *Flexibility in thermal power plants.*

Agora Energiewende. (2017b). *The Big Picture.*

Agora Energiewende. (2017c). *The Energiewende in a nutshell.*

Agora Energiewende. (2017d). *Das Klimaschutzziel von -40 Prozent bis 2020: Wo landen wir ohne weitere Maßnahmen?*

Agora Energiewende. (2017e). *Future cost of onshore wind. Recent auction results, long-term outlook and implications for upcoming German auctions.*

Agora Energiewende. (2017f). *The cost of renewable energy. A critical assessment of the Impact Assessments underlying the Clean Energy for All Europeans-Package. June 2017.*

Agora Energiewende (2017g). *The Cost of Renewable Energy.*

Agora Energiewende (2018). *Stromnetze für 65 Prozent Erneuerbare bis 2030.*

Agora Energiewende and Sandbag. (2018). *The European Power Sector in 2017. State of Affairs and Review of Current Developments.*

Berghmans, N. (2017). *La demande d'électricité en France : quels enjeux pour la transition énergétique ? Studies N° 06/17, Iddri, Paris, France, 32 p.*

BnetzA/BKA. (2017). *Monitoringbericht 2017. Bundesnetzagentur-Bundeskanzleramt.*

Cany, C., Mansilla, C., da Costa, P., Mathonnière, G., Duquesnoy, T., & Baschwitz, A. (2016). *Nuclear and intermittent renewables : two compatible supply options? The case of the French power mix. Energy Policy, 95 (2016), 135-146.*

CHEETAH. (2015). *Cost reduction through material optimisation and higher energy output of solar photovoltaic modules. Costreduction Analysis of the cost reduction potential of the PV technology.*

Commission européenne. (2011a). *Communication sur une Feuille de route vers une économie compétitive à faible intensité de carbone à l'horizon 2050.*

Commission européenne. (2011b). *Impact assessment of the Energy Roadmap 2050 Communication.*

Commission européenne. (2014). *Analyse d'impact accompagnant la communication "Un cadre d'action en matière de climat et d'énergie pour la période comprise entre 2020 et 2030".*

Commission européenne. (2016). *EU Reference Scenario 2016, Energy, transport and GHG emissions trends.*

Consentec, Fraunhofer ISI, r2b. (2015). *Leitstudie Strommarkt 2015. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.*

Cour des Comptes. (2014 et 2016). *Le coût de production de la filière nucléaire.*

CRE. (2016). *Les interconnexions électriques et gazières en France – Un outil au service de la construction d'un marché européen intégré.* 15/06/2016.

EDF. (2013). *Load Following, EDF Experience Feed-back.* IAEA Technical Meeting: Load Following, France.

ENTSOE. (2016). *TYNDP. Ten-Year Network Development Plan.*

EU PV Platform. (2017). *True Competitiveness of Solar PV – A European Case Study.* European PV Technology and Innovation Platform Steering Committee (2017).

Fraunhofer ISE. (2015). *Current and Future Cost of Photovoltaics. Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems.* Study on behalf of Agora Energiewende.

Fraunhofer IWES. (2015). *The European Power System in 2030: Flexibility Challenges and Integration Benefits.* An Analysis with a Focus on the Pentilateral Energy Forum Region. Analysis on behalf of Agora Energiewende.

Greenpeace. (2017). *Klimaschutz durch Kohleausstieg.*

Hirth. (2013). *Market value of variable renewables.*

IEA. (2015). *Medium-Term Renewable Energy Market Report 2015.*

IRENA. (2016). *The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025.*

IRENA. (2017). *Renewable Power Generation Cost in 2017.*

ITRPV. (2016). *International Technology Roadmap for Photovoltaic. Seventh Edition.* October 2016.

Marignac, Y. (2014). *L'échéance des 40 ans pour le parc nucléaire français. Processus de décision, options de renforcement et coûts associés à une éventuelle prolongation d'exploitation au-delà de 40 ans des réacteurs EDF.* WISE-Paris.
<http://www.greenpeace.org/france/PageFiles/266521/greenpeace-rapport-echeance-40ans.pdf>.

Ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer. (2016). *Programmation pluriannuelle de l'énergie*

Microeconomix and CE Delft. (2016). *Refining Short-Term Electricity Markets to Enhance Flexibility.* Study on behalf of Agora Energiewende.

NEA. (2012). *Nuclear energy and renewables. System effects in Low-carbon electricity systems.*

NEP. (2017). *Netzentwicklungsplan 2030.*

NREL. (2017). *Annual Technology Baseline (ATB).*
http://www.nrel.gov/analysis/data_tech_baseline.html

Öko-Institut. (2017). *Die deutsche Braunkohlenwirtschaft. Historische Entwicklungen, Ressourcen, Technik, wirtschaftliche Strukturen und Umweltauswirkungen.* Studie im Auftrag von Agora Energiewende und der European Climate Foundation. .

RAP. (2014). *Power Market Operations and System Reliability.* A study on behalf of Agora Energiewende.

r2b (2017). *Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG-geförderten Kraftwerken für die Kalenderjahre 2018 bis 2022.*

RTE. (2016a). *Bilan électrique français 2016.* Données consultées le 21 août 2017 à l'adresse suivante :
<http://bilan-electrique-2016.rte-france.com/>.

RTE. (2016b). *Bilan prévisionnel de l'équilibre offre demande.*

RTE. (2018). *Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France. Version 2017.*

Rüdinger, A. (2016). *Éléments d'analyse pour une stratégie de déploiement et d'intégration des énergies renouvelables en France.* Paris, France, 32 p: Working Papers N°03/16, Iddri, .

Rüdinger, A., Spencer, T., Sartor, O., Mathieu, M., Colombier, M., & Ribera, T. (2014). *Getting out of the perfect storm: towards coherence between electricity market policies and EU climate and energy goals.* Paris : IDDRI.

Rüdinger, A.; Colombier, M.; Berghmans, N.; Criqui, P.; Menanteau, P. (2017). *La transition du système électrique français à l'horizon 2030 - Une analyse exploratoire des enjeux et des trajectoires.* Paris, France, 38 p.: Studies N°05/17, Iddri.

SiaPartners. (2015). *Demand Response: A study of its Potential in Europe.*

SPD, C. e. (2018). *Ergebnisse der Sondierungsgespräche von CDU, CSU, SPD.*

Spencer, T., Pierfederci, R., Sartor, O., & Berghmans, N. (2016). *State of the Low-Carbon Energy Union: Assessing the EU's progress towards its 2030 and 2050 climate objectives.* Study n°08/2016, IDDRI, Paris, France, 46 p.

UBA. (2017a). *Kohleverstromung und Klimaschutz bis 2030.*

UBA. (2017b). *Umweltbundesamt. Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990.*

Windguard. (2015). *Kostensituation der Windenergie an Land.*

Windguard. (2017). *Kostendruck und Technologieentwicklung im Zuge der ersten Ausschreibungsrunden für die Windenergie an Land.*

Wind Europe. (2017). *Unleashing Europe's offshore wind potential. A new resource assessment.*

Wiser et al. (2016). *Forecasting Wind Energy Costs & Cost Drivers: The Views of the World's Leading Experts.* Berkely Lab, NREL, IEA Wind Task 26.

Publikationen von Agora Energiewende

AUF ENGLISCH

[FAQ EEG – Energiewende: What do the new laws mean?](#)

Ten questions and answers about EEG 2017, the Electricity Market Act, and the Digitisation Act

[Reducing the cost of financing renewables in Europe](#)

A proposal for an EU Renewable Energy Cost Reduction Facility ("RES-CRF")

[Refining Short-Term Electricity Markets to Enhance Flexibility](#)

Stocktaking as well as Options for Reform in the Pentalateral Energy Forum Region

[Energy Transition in the Power Sector in Europe: State of Affairs in 2015](#)

Review on the developments in 2015 and outlook on 2016

[A Pragmatic Power Market Design for Europe's Energy Transition](#)

The Power Market Pentagon

[Eleven Principles for a Consensus on Coal](#)

Concept for a stepwise decarbonisation of the German power sector (Short Version)

[The Integration Costs of Wind and Solar Power](#)

An Overview of the Debate of the Effects of Adding Wind and Solar Photovoltaics into Power Systems

AUF DEUTSCH

[FAQ EEG – Energiewende: Was bedeuten die neuen Gesetze?](#)

Zehn Fragen und Antworten zu EEG 2017, Strommarkt- und Digitalisierungsgesetz

[Eigenversorgung aus Solaranlagen](#)

Das Potenzial für Photovoltaik-Speicher-Systeme in Ein- und Zweifamilienhäusern, Landwirtschaft sowie im Lebensmittelhandel

[Elf Eckpunkte für einen Kohlekonsens](#)

Konzept zur schrittweisen Dekarbonisierung des deutschen Stromsektors
(Lang- und Kurzfassung)

[Der Klimaschutzbeitrag der Stromsektors bis 2040](#)

Entwicklungspfade für die deutschen Kohlekraftwerke und deren wirtschaftliche Auswirkungen

[Wie hoch ist der Stromverbrauch in der Energiewende?](#)

Energiepolitische Zielszenarien 2050 - Rückwirkungen auf den Ausbaubedarf von Windenergie und Photovoltaik

Publikationen von Agora Energiewende

Ein Kraftwerkspark im Einklang mit den Klimazielen

Handlungslücke, Maßnahmen und Verteilungseffekte bis 2020

Transparenzdefizite der Netzregulierung

Bestandsaufnahme und Handlungsoptionen

Die Entwicklung der EEG-Kosten bis 2035

Wie der Erneuerbaren-Ausbau entlang der langfristigen Ziele der Energiewende wirkt

Aktionsplan Lastmanagement

Endbericht einer Studie von Connect Energy Economics

Die Sonnenfinsternis 2015: Vorschau auf das Stromsystem 2030

Herausforderungen für die Stromversorgung in Systemen mit hohen Anteilen an Wind- und Solarenergie

Die Rolle des Emissionshandels in der Energiewende

Perspektiven und Grenzen der aktuellen Reformvorschläge

Netzentgelte in Deutschland

Herausforderungen und Handlungsoptionen

Erneuerbare-Energien-Gesetz 3.0

Konzept einer strukturellen EEG-Reform auf dem Weg zu einem neuen Strommarktdesign

Stromspeicher in der Energiewende

Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz

Energieeffizienz als Geschäftsmodell

Ein Umsetzungsmodell für Artikel 7 der europäischen Effizienzrichtlinie

Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien

Handlungsvorschläge basierend auf einer Analyse von Potenzialen und energiewirtschaftlichen Effekten

Positive Effekte von Energieeffizienz auf den deutschen Stromsektor

Endbericht einer Studie von der Prognos AG und dem Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IEAW)

12 Thesen zur Energiewende

Ein Diskussionsbeitrag zu den wichtigsten Herausforderungen im Strommarkt, (Lang- und Kurzfassung)

Alle Publikationen finden Sie auf unserer Internetseite: www.agora-energiewende.de

Über Agora Energiewende und IDDRI

Agora Energiewende versteht sich als Denk- und Politiklabor für wirtschaftliche und politische Fragen zur Energiewende, in dessen Mittelpunkt der Dialog mit den energiepolitischen Akteuren steht. Es entwickelt Strategien für die Energiewende auf der Grundlage von technisch-wirtschaftlichem Sachverstand.

IDDRI (*Institut du développement durable et des relations internationales*) ist ein unabhängiges, interdisziplinär arbeitendes Forschungsinstitut mit Sitz in Paris, das sich mit dem Übergang zu einer nachhaltigen Entwicklung und einem damit einhergehenden Wohlstand für alle beschäftigt. IDDRI beschreibt die Anforderungen an eine effektive Integration von Nachhaltigkeitsaspekten in staatliches Handeln und macht Vorschläge für geeignete Maßnahmen. Das Institut ist auf unterschiedlichen Ebenen für die internationale Zusammenarbeit und die Politik in Ländern, Kommunen und Unternehmen tätig.



Unter diesem QR-Code steht
diese Publikation als PDF zum
Download zur Verfügung.

Agora Energiewende

Anna-Louisa-Karsch-Straße 2 | 10178 Berlin | Germany
T +49 (0)30 700 14 35-000
F +49 (0)30 700 14 35-129
www.agora-energiewende.de
info@agora-energiewende.de

Institut du développement durable et des relations internationales

27, rue Saint-Guillaume 75337 Paris cedex 07 France
T +33 (0)1 45 49 76 60
F +33 (0)1 45 49 76 85
www.iddri.org
nicolas.berghmans@iddri.org

