

Modellbasierte Szenarienuntersuchung der Entwicklungen im deutschen Stromsystem unter Berücksichtigung des europäischen Kontexts bis 2050

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Inhaltlicher Endbericht (FKZ: 03ET4031 A und B)

Freiburg, Bremen,
Berlin

Die Verantwortung für den Inhalt der Veröffentlichung
liegt bei den Autorinnen und Autoren.

30.09.2019

Autorinnen und Autoren

Dr. Matthias Koch
David Ritter
Christoph Heinemann
Dr. Markus Haller
Dr. Dierk Bauknecht
Lothar Rausch
Sarah Olbrich
Öko-Institut e.V.

Geschäftsstelle Freiburg

Postfach 17 71
79017 Freiburg
Hausadresse
Merzhauser Straße 173
79100 Freiburg
Telefon +49 761 45295-0

Büro Berlin

Schicklerstraße 5-7
10179 Berlin
Telefon +49 30 405085-0

Prof. Dr. Gert Brunekreeft
Dr. Roland Meyer
Jacobs University Bremen gGmbH



Büro Darmstadt

Rheinstraße 95
64295 Darmstadt
Telefon +49 6151 8191-0

Jurga Tallat-Kelpsaite
Robert Brückmann
eclareon GmbH



info@oeko.de
www.oeko.de

Jacobs University Bremen

Prof. Dr. Gert Brunekreeft
Campus Ring 1
28759 Bremen
Telefon +49 421 200-3497
Fax: +49 421 200-4877
E-Mail: g.brunekreeft@jacobs-university.de

eclareon GmbH

Robert Brückmann
Albrechtstraße 22
10117 Berlin
Telefon +49 30 88 66 740-20
Fax: +49 30 88 66 740-10
E-Mail: rb@eclareon.com

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	6
Tabellenverzeichnis	8
1. Zusammenfassung und Abstract	9
1.1. Zusammenfassung	9
1.2. Abstract	12
2. Einleitung und Zielsetzung	14
3. Teil 1: Länderrecherche und Aufbereitung von öffentlich zugänglichen Daten und Zeitreihen	15
3.1. Vorgehensweise bei der Länderrecherche und der Datenaufbereitung	15
3.2. Strommix und CO ₂ -Emissionen der Stromerzeugung	16
3.2.1. Ausgangslage im Jahr 2016	16
3.2.2. CO ₂ -Minderungsziele für den Zeitraum bis 2050	18
3.3. EE-Anteil und EE-Strommix	18
3.3.1. Ausgangslage im Jahr 2016	18
3.3.2. EE-Ziele für den Zeitraum bis 2050	19
3.4. Transformation des konventionellen Kraftwerksparks in Europa	20
3.4.1. Ausgangslage im Jahr 2016	20
3.4.2. Transformationsziele im konventionellen Kraftwerkspark für den Zeitraum bis 2050	21
3.4.2.1. Kohleverstromung	21
3.4.2.2. Kernenergienutzung	23
3.5. Flexibilitätsoptionen im europäischen Stromsystem	24
3.5.1. Ausgangslage im Jahr 2016	24
3.5.2. Potenziale und Ziele zum Flexibilitätsausbau	26
3.6. Vernetzungsgrad, Strompreise sowie Import und Export Bilanz	27
3.6.1. Ausgangslage im Jahr 2016	27
3.6.2. Ziele und Erwartungen an die zukünftige Entwicklung bezüglich Vernetzungsgrad und Strompreise	31
4. Teil 2: Szenarienanalyse und Modellierungsannahmen	32
4.1. Strommarktmodell PowerFlex-Grid-EU	32
4.1.1. Modellbeschreibung	32
4.1.2. Modellweiterentwicklung	33
4.2. Szenarienbeschreibung	34

4.2.1.	Ausbau der Kuppelkapazitäten (Vernetzung)	34
4.2.2.	Umsetzungsgrad der Energiewende im Stromsystem	36
4.2.3.	Bandbreite des EE-Angebots im Verhältnis zur Stromnachfrage in den Szenarien	39
4.2.4.	Bandbreite des Vernetzungsgrades in den Szenarien	42
4.2.5.	Verfügbarkeit von Flexibilitätsoptionen in der Szenarienanalyse	46
4.2.6.	Sonstige Rahmendaten und Parameter	47
4.3.	Indikatoren zur Auswertung der Modellergebnisse	48
5.	Teil 3: Interpretation der Ergebnisse anhand der zentralen Forschungsfragen	49
5.1.	Forschungsfrage 1: Rollen der einzelnen Länder bei der Umsetzung der Energiewende in Europa	49
5.1.1.	Bestehende Rollen einzelner Länder im europäischen Stromsystem	49
5.1.2.	Zukünftiges Rollenverständnis als Ergebnis aus der Länderrecherche	51
5.1.3.	Rolle der Länder in der Szenarienanalyse	53
5.1.4.	Fazit	58
5.2.	Forschungsfrage 2: Wie wirken sich unterschiedliche Umsetzungsgeschwindigkeiten bei der Energiewende in Europa zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern aus?	59
5.2.1.	Welche Auswirkungen hat es für den deutschen Kraftwerkspark, wenn sich das europäische Umfeld ändert?	59
5.2.2.	Wirtschaftlichkeitsbetrachtung von thermischen Kraftwerken in Europa	62
5.2.2.1.	Steinkohle und Braunkohle in Polen	63
5.2.2.2.	Kernenergie in Frankreich	64
5.2.2.3.	Erdgas in Spanien	65
5.2.3.	Fazit	66
5.3.	Forschungsfrage 3: Auswirkung eines verzögerten Ausbaus der Interkonnektor-Kapazitäten	67
5.3.1.	Auswertung der Indikatoren CO ₂ -Emissionen, Strommix, Stromaustausch und Strompreise	67
5.3.2.	Fazit	72
5.4.	Forschungsfrage 4: Wie wirken sich grenzüberschreitende Kapazitätsmärkte auf nationale Strompreise, Preisverzerrungen und Investitionsanreize aus? Welche Bedeutungen hat in diesem Zusammenhang der Ausbau von Grenzkuppelstellen?	73
5.4.1.	Ziele und Formen von Kapazitätsmärkten	73
5.4.1.1.	Das Missing-Money-Problem	73
5.4.1.2.	Formen von Kapazitätsmechanismen	74
5.4.1.3.	Kapazitätsmechanismen in Europa	76

5.4.2.	Grenzüberschreitende Kapazitätsmärkte	78
5.4.2.1.	Grenzüberschreitende Effekte von Kapazitätsmärkten	78
5.4.2.2.	Auswirkungen von CRMs auf den grenzüberschreitenden Handel	79
5.4.2.3.	Grenzüberschreitende Beteiligung an Kapazitätsmärkten	81
5.4.3.	Grenzüberschreitende Fördersysteme für erneuerbare Energien	85
5.4.4.	Fazit	89
6.	Ländersteckbriefe	90
6.1.	Dänemark	90
6.2.	Polen	93
6.3.	Tschechische Republik	98
6.4.	Slowakische Republik	102
6.5.	Österreich	106
6.6.	Schweiz	112
6.7.	Frankreich	115
6.8.	Luxemburg	119
6.9.	Belgien	121
6.10.	Niederlande	124
6.11.	Norwegen	127
6.12.	Schweden	130
6.13.	Vereinigtes Königreich	134
6.14.	Spanien	138
6.15.	Italien	141
7.	Anhang (NTC-Berechnungen)	144
7.1.	Qualitative Analyse der NTC-Entwicklung	144
7.2.	Quantitative Umsetzung der NTC-Anpassungen	145
8.	Literaturverzeichnis	148

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 3-1:	CO ₂ -Emissionen der Stromerzeugung und Strommix im Jahr 2016	17
Abbildung 3-2:	Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und EE-Anteil an der Netto-Stromnachfrage im Jahr 2016	19
Abbildung 3-3:	Transformation des konventionellen Kraftwerksparks: Ausstieg aus der Kohleverstromung?	22
Abbildung 3-4:	Transformation des konventionellen Kraftwerksparks: Ausstieg aus der Kernenergie?	24
Abbildung 3-5:	Installierte Leistung von Pumpspeicherwerken und Speicherwasserkraftwerken sowie von fluktuierenden EE im Jahr 2016	26
Abbildung 3-6:	Installierte Erzeugungsleistung, NTC Kuppelkapazität und daraus resultierende Kennzahl „Electricity interconnectivity“ im Jahr 2016	28
Abbildung 3-7:	Mittlere Strompreise in den europäischen Ländern im Jahr 2016	29
Abbildung 3-8:	Import und Export Bilanz 2016	30
Abbildung 4-1:	Aufbau der Szenarien für die Stromsystemanalyse	34
Abbildung 4-2:	Entwicklung der Kuppelkapazitäten im ENTSO-E Gebiet	35
Abbildung 4-3:	Angenommene Reduktion der Investitionen in den Ausbau der Kuppelkapazitäten in Europa	36
Abbildung 4-4:	Ausbau der erneuerbaren Energien	37
Abbildung 4-5:	Ausstieg aus der konventionellen Stromerzeugung	38
Abbildung 4-6:	Entwicklung der Stromnachfrage	39
Abbildung 4-7:	EE-Anteil an der Netto-Stromnachfrage bei unambitionierter Energiewende im Jahr 2030	41
Abbildung 4-8:	EE-Anteil an der Netto-Stromnachfrage bei ambitionierter Energiewende im Jahr 2050	42
Abbildung 4-9:	Bandbreite des Vernetzungsgrades in den Szenarien im Vergleich zu 2016 für Spanien, Italien, Frankreich, Deutschland, Polen und Dänemark	43
Abbildung 4-10:	Installierte Erzeugungsleistung, Kuppelkapazität und daraus resultierende Kennzahl „electricity interconnectivity“ bei unambitionierter Energiewende und starker Vernetzung im Jahr 2050	45
Abbildung 4-11:	Installierte Erzeugungsleistung, Kuppelkapazität und daraus resultierende Kennzahl „electricity interconnectivity“ bei ambitionierter Energiewende und geringer Vernetzung im Jahr 2050	46
Abbildung 5-1:	Bestehende Rolle der betrachteten Länder im europäischen Energiesystem (basierend auf entso-e Daten von 2016)	50
Abbildung 5-2:	Geplanter Ausbau der EE-Stromerzeugung (Anteil an der Stromnachfrage)	52
Abbildung 5-3:	Zukünftiges Rollenverständnis der betrachteten Länder	53
Abbildung 5-4:	Transitflüsse in ausgewählten Ländern in der Szenarienanalyse	54
Abbildung 5-5:	Nettoimporte in ausgewählten Ländern in der Szenarienanalyse	56
Abbildung 5-6:	CO ₂ -Intensität in ausgewählten Ländern in der Szenarienanalyse	57

Abbildung 5-7:	EE-Anteil der Stromerzeugung in ausgewählten Ländern in der Szenarienanalyse	58
Abbildung 5-8:	Strommix in Deutschland. Links: starke Vernetzung, niedriges Ambitionsniveau im Ausland. Rechts: Änderung der Stromerzeugung durch Erhöhung des Ambitionsniveaus im Ausland.	60
Abbildung 5-9:	Nettoimporte (links) und Speicherverluste (rechts) in Deutschland	61
Abbildung 5-10:	CO ₂ -Emissionen in Deutschland	62
Abbildung 5-11:	Wirtschaftlichkeit von Steinkohlekraftwerken in Polen	63
Abbildung 5-12:	Wirtschaftlichkeit von Braunkohlekraftwerken in Polen	64
Abbildung 5-13:	Wirtschaftlichkeit von Kernkraftwerken in Frankreich	65
Abbildung 5-14:	Wirtschaftlichkeit von Erdgaskraftwerken in Spanien	66
Abbildung 5-15:	CO ₂ -Emissionen im Stromsektor in Europa	68
Abbildung 5-16:	Strommix Europa - links: ambitioniertes Szenario, stark vernetzt; rechts: Änderung durch verringerte Interkonnektor-Kapazitäten im ambitionierten Szenario	69
Abbildung 5-17:	Stromtausch und Transitflüsse relativ zur Jahresstromnachfrage	70
Abbildung 5-18:	Stromtausch und Transitflüsse bei ambitionierter Energiewende und starker Vernetzung im Jahr 2050	71
Abbildung 5-19:	Stromtausch und Transitflüsse bei ambitionierter Energiewende und geringer Vernetzung im Jahr 2050	71
Abbildung 5-20:	Änderungen der Stromerzeugung und der durchschnittlichen Strompreise durch verringerten Netzausbau in einzelnen Ländern im Jahr 2050	72
Abbildung 5-21:	Formen von Kapazitätsmechanismen	75
Abbildung 5-22:	Zentrale vs. dezentrale CRMs	76
Abbildung 5-23:	CRMs in Europa	77
Abbildung 5-24:	Grenzüberschreitende Effekte eines CRM	80
Abbildung 5-25:	Formen der grenzüberschreitenden Beteiligung an Kapazitätsmärkten	82
Abbildung 5-26:	Solar im Süden und Wind an den Küsten vor allem in Nord-West und Nord-Ost Europa.	86

Tabellenverzeichnis

Tabelle 3-1:	Installierte elektrische Leistung von Pump- und Speicherwasserkraftwerken in 2016	25
Tabelle 4-1:	EE-Angebot im Verhältnis zur Netto-Stromnachfrage im gesamten Betrachtungsraum	39
Tabelle 4-2:	Eigenschaften der Batteriespeicher und Power-to-Gas-Anlagen	47
Tabelle 4-3:	Brennstoff- und CO ₂ -Preise	47
Tabelle 4-4:	Betriebs- und Wartungskosten	48
Tabelle 4-5:	Liste der angewendeten Ergebnis-Indikatoren	48
Tabelle 5-1:	Auswirkungen eines CRM in Markt 1 auf Preise und Interkonnektornutzung (Annahme: Markt 2 bleibt Energy-only-Markt)	81
Tabelle 5-2:	Effekt der grenzüberschreitenden EE-Förderung auf den Ausbaubedarf der Übertragungsnetze	88

1. Zusammenfassung und Abstract

1.1. Zusammenfassung

Deutschland ist in einer geographisch zentralen Lage in das europäische Stromsystem eingebunden. Über grenzüberschreitende Stromleitungen sind die Stromnetze der einzelnen Länder miteinander verbunden und bilden den europäischen Netzverbund. Zudem ermöglicht der europäische Binnenmarkt einen länderübergreifenden Stromhandel, so dass sich zwischen den nationalen Stromsystemen zahlreiche Möglichkeiten für Wechselwirkungen und Interaktionen im europäischen Netzverbund ergeben.

Vor diesem Hintergrund war das Ziel dieses Projektes, die Entwicklung des Stromsektors in Deutschland als Teil des europäischen Stromsystems zu analysieren und mögliche Wechselwirkungen zwischen Deutschland und den europäischen Nachbarländern in verschiedenen Szenarien bis zum Jahr 2050 zu untersuchen.

Die Untersuchung gliederte sich dabei in drei Teile:

- Im ersten Teil wurden im Rahmen einer Länderrecherche qualitative und quantitative Daten zu ausgewählten europäischen Ländern erhoben und in Form von tabellarischen Steckbriefen sowie thematischen Karten dargestellt (Kapitel 3).
- Darauf aufbauend wurden im zweiten Teil europäische Szenarien für den Zeitraum 2030 bis 2050 definiert und berechnet, in die die Transformation des Stromsektors in Deutschland eingebettet ist (Kapitel 4).
- Im dritten Teil wurden anhand von zentralen Forschungsfragen die Ergebnisse aus den beiden ersten Teilen interpretiert und bewertet (Kapitel 5).

Teil 1: Länderrecherche und Aufbereitung von öffentlich zugänglichen Daten und Zeitreihen

Um einen Überblick über mögliche Entwicklungspfade in Europa zu gewinnen, wurde von eclareon eine Länderrecherche durchgeführt. Untersucht wurden alle Nachbarländer mit einer direkten Leitungsverbindung zu Deutschland¹ sowie noch die drei größeren europäischen Länder Vereinigtes Königreich, Spanien und Italien. Zudem wurden vom Öko-Institut bei ENTSO-E² und Eurostat³ öffentlich zugängliche Daten und Zeitreihen⁴ für das Jahr 2016 erfasst und für den Ländervergleich aufbereitet.

Basierend auf dieser Datengrundlage wurden Ländersteckbriefe und thematische Karten zu Strommix und CO₂-Emissionen der Stromerzeugung, zu EE-Anteil und EE-Strommix, zu Vernetzungsgrad, Strompreisen und Import-Export Bilanz sowie zu Flexibilitätsoptionen erstellt.

Hinsichtlich der CO₂-Emissionen der Stromerzeugung wird eine starke Korrelation zur Stromerzeugung aus Kohle sichtbar. Mit Blick auf die Transformation des konventionellen Kraftwerksparks im Rahmen der Energiewende stehen demnach insbesondere Länder vor Herausforderungen, die

¹ Dänemark, Polen, Tschechien, Slowakei, Österreich, Schweiz, Frankreich, Luxemburg, Belgien, Niederlande, Norwegen und Schweden

² Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber, <https://www.entsoe.eu/Pages/default.aspx>

³ Statistisches Amt der Europäischen Union mit Sitz in Luxemburg, <http://ec.europa.eu/eurostat/web/main/home>

⁴ Einspeisezeitreihen für PV, Wind onshore, Wind offshore und Laufwasser, Lastzeitreihen der Stromnachfrage, Stromaustausch zwischen den Ländern in Form von physikalischen und kommerziellen Flüssen und Day-ahead-Strompreise

heute noch erhebliche Erzeugungsanteile aus Kohle und Kernenergie vorweisen. Das sind insbesondere Deutschland, Polen, Frankreich, Tschechien und die Slowakei.

Beim Ausbau erneuerbarer Energien stehen insbesondere Länder vor Herausforderungen, die heute erst geringe EE-Anteile an der Stromproduktion vorweisen, wie zum Beispiel Tschechien, Niederlande, Polen und Belgien. Im Gegensatz dazu weisen jedoch bereits heute auch schon einige Länder einen hohen EE-Anteil an der Stromnachfrage auf. In Norwegen, Schweden, Österreich und der Schweiz ist dabei Wasserkraft der dominierende erneuerbare Energieträger. In Dänemark, Deutschland, Spanien und dem Vereinigten Königreich stellt hingegen Windkraft die bedeutendste erneuerbare Energiequelle dar, jedoch im Mix mit anderen erneuerbaren Energieträgern wie Biomasse und Photovoltaik.

Länder mit einem hohen Anteil an fluktuierenden erneuerbaren Energieträgern, wie er zukünftig durch den Zubau an Wind und Photovoltaik verstärkt auftreten wird, benötigen jedoch auch ausreichend Flexibilität, um die schwankende Einspeisung ausgleichen zu können. Dabei wird deutlich, dass die Herausforderungen bei der Integration von fluktuierenden erneuerbaren Energien in Deutschland beträchtlich sind. Ländern mit erheblich weniger Erzeugung aus fluktuierenden, erneuerbaren Energien stehen hier erheblich höhere Flexibilitätsleistungen zur Verfügung (z.B. Spanien, Frankreich, Italien). Daraus lässt sich die These ableiten, dass Deutschland bei der Integration erneuerbarer Energien auch auf Flexibilitätsoptionen in den europäischen Nachbarländern angewiesen ist.

Teil 2: Szenarienanalyse und Modellierungsannahmen

Basierend auf einer Literaturrecherche wurde eine Meta-Analyse zu europäischen Strommarktszenarien durchgeführt und es wurden Szenarien für eine Stromsystemanalyse für die Jahre 2030, 2040 und 2050 definiert. Als Hauptparameter, anhand deren sich die Szenarien grundsätzlich unterscheiden, wurden mit je zwei Ausprägungen der Ausbau der Kuppelkapazitäten (starke und geringe Vernetzung) sowie der Umsetzungsgrad der Energiewende im europäischen Ausland (ambitionierte und unambitionierte Energiewende) verwendet. Das Szenario für Deutschland entspricht dem Klimaschutzenszenario 2050 mit einer CO₂-Minderung von 95 % bis 2050 („KS95-Szenario“) (Öko-Institut und Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI) 2015).

Die Entwicklung der Kuppelkapazitäten im ENTSO-E Gebiet orientiert sich in den Szenarien mit starker Vernetzung an den eHighway Szenarien (Andersky et al. 2015). Diese Szenarien spiegeln den oberen Rand des Ausbaus der Kuppelkapazitäten wider, wie er in der Literatur beschrieben wird und steigen gegenüber dem heutigen Niveau in etwa auf das Sechsfache an. Im Gegensatz dazu wird in den Szenarien mit geringer Vernetzung eine Verzögerung beim Ausbau der Kuppelkapazitäten unterstellt. Aus dem Vergleich der für das Jahr 2020 prognostizierten Investitionen im TYNDP 2016 und dem TYNDP 2018 wurde eine Reduktion der prognostizierten Investitionen abgeleitet. Hieraus ergibt sich für das Szenario „geringe Vernetzung“ im Vergleich zum Szenario „hohe Vernetzung“ eine Reduktion der Kuppelkapazitäten um 28 % im Jahr 2030, um 34 % im Jahr 2040 und um 37 % im Jahr 2050.

Das Ambitionsniveau bei der Umsetzung der Energiewende im europäischen Stromsystem wurde insbesondere durch den Ausbau der erneuerbaren Energien und den Ausstieg aus der konventionellen Stromerzeugung unterschieden. Die Entwicklung der Stromnachfrage ist in beiden Szenarien relativ ähnlich und steigt gegenüber dem heutigen Niveau, durch die Berücksichtigung von Effizienzmaßnahmen einerseits und neuer Stromverbraucher andererseits, leicht an. In den Szenarien mit einer ambitionierten Umsetzung der Energiewende wird ein deutlicher Ausbau der Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik unterstellt. Dieser Ausbau bewegt sich am oberen Rand der in

der Literatur vorhandenen Szenarien. In den Szenarien mit einer unambitionierten Umsetzung der Energiewende wird die Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik auch ausgebaut, jedoch nur entlang des unteren Randes der Literaturrecherche. Im Jahr 2050 liegt die installierte Wind- und Photovoltaik-Leistung in den Szenarien mit einer unambitionierten Umsetzung der Energiewende nur bei 40 % im Vergleich zu der installierten Leistung in den Szenarien mit einer ambitionierten Umsetzung. Der Ausstieg aus der konventionellen Stromerzeugung fällt in den ambitionierten Szenarien deutlicher aus als in den unambitionierten Szenarien. Die ambitionierten Szenarien beinhalten einen vollständigen Ausstieg aus der Kohleverstromung und der Stromerzeugung aus Kernenergie bis 2050.

Teil 3: Interpretation der Ergebnisse anhand der zentralen Forschungsfragen

- Rollen der einzelnen Länder bei der Umsetzung der Energiewende in Europa
 - Für den Großteil der betrachteten Länder ändert sich die heutige Rolle im europäischen Stromsystem nicht grundsätzlich. So behalten die nordischen Länder Norwegen und Schweden ihre Rolle als Stromexporteur und Italien, Belgien und die Niederlande ihre Rolle als Stromimporteur bei.
 - Für Frankreich und das Vereinigte Königreich hängt die Rolle als Stromexport- oder Importland stark von dem Ausbau erneuerbarer Energien ab. In den Szenarien mit einer ambitionierten Energiewende mit hohen EE-Anteilen wird das Vereinigte Königreich zum Stromexporteur (v.a. aufgrund von Windenergie) und Frankreich zum Stromimporteur. In den Szenarien mit einer unambitionierten Energiewende ist es anders herum: Frankreich ist Nettostromexporteur (v.a. aufgrund der Kernenergienutzung) und das Vereinigte Königreich ist Stromimporteur.
 - Im Rahmen des europäischen Binnenmarktes wird die Vernetzung des Elektrizitätssystems zwischen den Europäischen Ländern vorangetrieben. Die Szenarienanalyse zeigt, dass die Funktion des Transitlandes dadurch immer relevanter wird. Insbesondere Deutschland, Frankreich und die Schweiz sind und bleiben auf Grund ihrer geographischen Lage und ihrer guten Einbindung in das Verbundnetz Transitländer von großer und weiter zunehmender Bedeutung.
- Wie wirken sich unterschiedliche Umsetzungsgeschwindigkeiten bei der Energiewende in Europa zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern aus?
 - Kurz- und mittelfristig führt eine Erhöhung des Ambitionsniveaus auf europäischer Ebene durch den Anstieg des CO₂-Preises in Deutschland zu einer geringeren Auslastung noch existierender Steinkohlekraftwerke. Kompensiert wird dies im Jahr 2030 vor allem durch eine stärkere Auslastung von inländischen Erdgaskraftwerken. Im Jahr 2040 werden stattdessen Importe aus benachbarten Ländern gestärkt.
 - Langfristig (im Jahr 2050) sind die Ergebnisse davon geprägt, dass Deutschland auf Grund des starken EE-Zubaus deutlich mehr Strom erzeugt als verbraucht und somit zum Nettoexporteur wird. Dabei wird im Falle wenig ambitionierter europäischer Klimapolitik die Flexibilität des Kraftwerkspark im Ausland genutzt, um vor allem in Zeiten mit hohem Windangebot überschüssige Energie ins Ausland exportieren zu können.
 - Wenn das Ambitionsniveau im Ausland steigt, gehen die Nettoexporte deutlich zurück. Um den Flexibilitätsbedarf zu decken, gewinnt stattdessen der Einsatz von Speichern (z.B. Power-to-Gas mit Rückverstromung oder Batteriespeicher) innerhalb von Deutschland an Bedeutung.
 - Die wirtschaftlichen Perspektiven von Kraftwerken im europäischen Ausland gestalten sich je nach Energieträger sehr unterschiedlich. Sie sind in jedem Fall geprägt von den im Zeitverlauf

steigenden Strompreisen und der CO₂-Intensität des Energieträgers. Insbesondere Kernkraftwerke können bei hohen CO₂-Preisen und steigenden Strompreisen hohe Deckungsbeiträge erwirtschaften. Steinkohle- und Braunkohlekraftwerke hingegen werden bei einer Verschärfung der klimapolitischen Rahmenbedingungen mit deutlichen wirtschaftlichen Verlusten konfrontiert. Erdgaskraftwerke kommen insbesondere im Fall einer schlechten Vernetzung der Länder untereinander verstärkt zum Einsatz, können aber auch in diesem Fall vermutlich nur durch zusätzliche Finanzierungsmechanismen (z.B. Kapazitätsmärkte) am Markt gehalten werden.

- Auswirkung eines verzögerten Ausbaus der grenzüberschreitenden Stromleitungen
 - Für den untersuchten verzögerten Ausbau der Kuppelkapazitäten lassen sich insbesondere im Jahr 2050 im ambitionierten Energiewende-Szenario starke Effekte beobachten. Hier führt die Verringerung der Kuppelkapazitäten um 37 % zu einer Verdopplung der CO₂-Emissionen. Dieser Emissionsanstieg resultiert aus einer verminderten Integration von erneuerbaren Energien in Nord-Europa und einer dadurch notwendigen verstärkter Erdgasverstromung in Süd-Europa.
 - Dabei ist zu beachten, dass selbst im Fall „geringe Vernetzung“ ein beträchtlicher Ausbau der Kuppelkapazitäten vorgesehen ist. In 2030 und 2040 liegen die Kuppelkapazitäten in etwa auf dem Niveau der Szenarien des TYNDP 2018. Im Jahr 2050 erfolgt fast eine Vervielfachung gegenüber dem heutigen Wert.
- Wie wirken sich grenzüberschreitende Kapazitätsmärkte auf nationale Strompreise, Preisverzerrungen und Investitionsanreize aus? Welche Bedeutungen hat in diesem Zusammenhang der Ausbau von Grenzkuppelstellen?
 - Kapazitätsmärkte führen zu einem stärkeren Preiswettbewerb auf den Strommärkten, so dass Exporte in die benachbarten Länder tendenziell zunehmen bzw. Importe abnehmen. Sofern der Kapazitätsmarkt effizient ausgestaltet ist und keine Überkapazitäten angereizt werden, verbessert sich mit dem stärkeren Wettbewerb auch die Effizienz der Preisbildung auf den Strommärkten, da die Preisgebote näher an den Grenzkosten liegen, während die Fixkosten vorwiegend durch die Kapazitätzahlungen gedeckt werden. Die Vermeidung von Investitionsverzerrungen und Überkapazitäten erfordert jedoch eine grenzüberschreitende Beteiligung benachbarter Kapazitäten am Kapazitätsmarkt, wie sie auch von der EU gefordert wird.
 - Die Auswirkungen von Kapazitätsmechanismen auf die Nutzung der Grenzkuppelstellen hängen vom ursprünglichen Preisverhältnis und damit der Stromhandelsrichtung zum Nachbarland ab. Bei grenzüberschreitenden Kapazitätsmechanismen sind die Auswirkungen geringer, da ein gleichgerichteter Preiseffekt auch im benachbarten Land auftritt.
 - Im Falle einer strategischen Reserve, wie sie in Deutschland als vorübergehende Lösung etabliert wurde, ist von vernachlässigbaren Auswirkungen auf den grenzüberschreitenden Stromhandel auszugehen, da diese zur im Notfall aktiviert wird. Umgekehrt sind in Frankreich und Polen umfassende Kapazitätsmärkte eingeführt worden, die dazu beitragen dürften, Deutschlands Stromexporte zu reduzieren.

1.2. Abstract

Germany is located in a geographically centralized position in the European electricity grid. National electricity grids are connected with each other via cross border interconnection lines and form the European electricity grid. Furthermore the single European market enables cross border trading of electricity. Therefore numerous interactions and interdependencies could arise between the national electricity systems. The aim of this project was the analysis of the development of the

German electricity system as part of the European electricity sector and the evaluation of different interdependencies between Germany and its neighboring countries within different scenarios until 2050.

For most of the considered countries their current role in the European electricity system does not change in principle. The Nordic countries Norway and Sweden keep their role as export nations in terms of electricity, whereas Italy, Belgium and the Netherlands keep importing the main share of electricity.

For France and the United Kingdom the resulting role as import or export nation for electricity depends on the development of renewable energies. For European scenarios with high shares of renewable energies the United Kingdom becomes an export nation for electricity (especially due to wind energy) and France becomes an import nation. For European scenarios with higher parts of conventional power plants it's vice versa: France becomes an export nation for electricity (especially due to nuclear power plants) and the United Kingdom becomes an import nation.

Within the single European market the interconnectivity of electricity systems between European countries get pushed. The scenario analysis shows that the role of transit countries is getting more and more important. Especially Germany, France and Switzerland stay transit countries with a significant and increasing relevance due to their centralized geographical location in Europe.

An increase of the level of ambition leads on an European level in the short- and the long-term to a reduction of the utilization rate of existing coal-fired power plants. The reason is the increase of the price for CO₂ in Germany. In 2030 the lower usage of hard coal is compensated by an increase of gas-fired plants in Germany. In 2040 the compensation comes from electricity imports.

The results for the more distant future (the year 2050) show that Germany is becoming an exporting nation for electricity due to the strong expansion of renewable energy plants and the relating increase of electricity production. In the case of the assumption of an unambitious European climate policy, Germany uses the flexibility options of foreign power plants. Especially in times of high wind energy supply, the excess electricity can be exported to the neighboring countries.

High impacts of a possible delay of planned coupling capacities can be observed especially in the ambitious scenario in 2050. The reduction of the coupling capacity by 35 % leads to a doubling of the CO₂ emissions. The reason for this increase of emissions is a reduced integration of renewable energies in northern Europe and a resulting necessary for an enhanced production of electricity based on gas in southern Europe.

It is expected that there will be effects upon the coupling capacities due to the augmented introduction of capacity mechanisms. These increase the strong price competition on the electricity markets, so that exports in the neighbor countries rise or rather the electricity imports decrease. However, the direction of the effects upon current flows and therefore the usage of the interconnectors is not clear. This depends on the relative price ratio. Effects on prices and possible price distortions due to capacity markets should be reduced with the help of cross-border participation. This can especially help to reduce over-capacities of production units occurring in only nationally based capacity markets.

2. Einleitung und Zielsetzung

Deutschland ist in einer geographisch zentralen Lage in das europäische Stromsystem eingebunden. Über grenzüberschreitende Stromleitungen (so genannte Kuppelstellen oder Interkonnektoren) sind die Stromnetze der einzelnen Länder miteinander verbunden und bilden den europäischen Netzverbund. Zudem ermöglicht der europäische Binnenmarkt einen länderübergreifenden Stromhandel. Zwischen den nationalen Stromsystemen ergeben sich im europäischen Netzverbund zahlreiche Möglichkeiten für Wechselwirkungen und Interaktionen.

Vor diesem Hintergrund war das Ziel dieses Projektes, die Entwicklung des Stromsektors in Deutschland als Teil des europäischen Stromsystems zu analysieren und mögliche Wechselwirkungen zwischen Deutschland und den europäischen Nachbarländern in verschiedenen Szenarien bis zum Jahr 2050 zu untersuchen.

Die Untersuchung gliedert sich dabei in drei Teile:

- Im ersten Teil werden im Rahmen einer Länderrecherche qualitative und quantitative Daten zu ausgewählten europäischen Ländern erhoben und in Form von tabellarischen Steckbriefen sowie thematischen Karten dargestellt (Kapitel 3).
- Darauf aufbauend werden im zweiten Teil europäische Szenarien für den Zeitraum 2030 bis 2050 definiert und berechnet, in die die Transformation des Stromsektors in Deutschland eingebettet ist. Im Rahmen einer quantitativen, modellbasierten Szenarienanalyse werden der Stromaustausch zwischen Deutschland und den Nachbarländern sowie der dabei zugrundeliegende länderspezifische Brennstoffmix und die daraus resultierenden CO₂-Emissionen analysiert (Abschnitt 4.2).
- Im dritten Teil werden anhand von zentralen Forschungsfragen die Ergebnisse aus den beiden ersten Teilen interpretiert und bewertet.

Die zentralen Forschungsfragen in diesem Projekt sind:

- Forschungsfrage 1: Welche Rollen können die untersuchten Länder für das Gelingen einer europäischen Energiewende einnehmen (z.B. als Transitländer, Speichervländer oder Erzeugerländer) (Abschnitt 5.1)?
- Forschungsfrage 2: Wie wirken sich unterschiedliche Umsetzungsgeschwindigkeiten bei der Energiewende in Europa zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern aus (Abschnitt 5.2)?
- Forschungsfrage 3: Welche Auswirkungen hat ein verzögerter Ausbau der Interkonnektor-Kapazitäten auf Strompreise und CO₂-Emissionen in Deutschland und in Europa (Abschnitt 5.3)?
- Forschungsfrage 4: Wie wirken sich grenzüberschreitende Kapazitätsmärkte auf nationale Strompreise, Preisverzerrungen und Investitionsanreize aus? Welche Bedeutungen hat in diesem Zusammenhang der Ausbau von Grenzkuppelstellen (Abschnitt 5.4)?

Das Projekt wurde von den beiden Verbundpartnern Öko-Institut e.V. und Jacobs University Bremen bearbeitet. eclareon hat im Unterauftrag des Öko-Instituts die Länderrecherche durchgeführt.

3. Teil 1: Länderrecherche und Aufbereitung von öffentlich zugänglichen Daten und Zeitreihen

3.1. Vorgehensweise bei der Länderrecherche und der Datenaufbereitung

Um einen Überblick über mögliche Entwicklungspfade in Europa zu gewinnen, wurde von eclareon eine Länderrecherche durchgeführt. Untersucht wurden alle Nachbarländer mit einer direkten Leitungsverbindung zu Deutschland⁵ sowie noch die beiden größeren europäischen Länder Spanien und Italien.

Die Länderexperten von eclareon haben anhand einer gemeinsam erarbeiteten, projektspezifischen Themenübersicht die möglichen Entwicklungsoptionen für die definierten Zielländer ermittelt und die dafür erforderlichen energiewirtschaftlichen und politischen Daten erhoben. Dies schließt sowohl qualitative Daten, wie zum Beispiel die länderspezifischen Interessenslagen und politische Strategien zur Transformation des Energiesystems, zu Klimaschutz und zur Einbindung in den europäischen Strommarkt (Importe, Exporte und Transite), als auch quantitative Daten, wie zum Beispiel Statistiken und Prognosen in Bezug auf die bestehenden Kraftwerke in den jeweiligen Ländern, ein.

Grundlage für diese Datenerhebung waren zum einen bestehende Datenbanken (z.B. RES LEGAL Europe oder Keep-on-Track!), sekundäre Quellen - Studien, Berichte und akademische Veröffentlichungen, die zum größten Teil nur in den jeweiligen Landessprachen vorliegen, und nationale Strategien, Aktionspläne und weitere rechtliche Dokumente. Zum anderen haben die Länderexperten von eclareon eine Reihe von Interviews mit den relevanten nationalen öffentlichen und privaten Akteuren durchgeführt.

Zudem wurden vom Öko-Institut bei ENTSO-E⁶ und Eurostat⁷ die folgenden öffentlich zugänglichen Daten und Zeitreihen für das Jahr 2016 erfasst und für den Ländervergleich der oben genannten 15 Länder aufbereitet:

- Einspeisezeitreihen für Photovoltaik, Wind onshore, Wind offshore und Laufwasser
- Lastzeitreihen der Stromnachfrage
- Stromaustausch zwischen den Ländern in Form von physikalischen und kommerziellen Flüssen
- Day-ahead-Strompreise

Die Aufbereitung der Rohdaten für die ENTSO-E Zeitreihen in stündlicher Auflösung umfasste dabei zum einen das Füllen von Datenlücken mittels linearer Interpolation für einzelne Stunden (zum Beispiel bei der Umstellung von Winter- auf Sommerzeit) und zum anderen eine Skalierung der stündlichen Profile auf Jahreswerte aus der Eurostat Datenbank. Durch den Skalierungsschritt werden einzelne Komponenten, die in den Rohdaten der ENTSO-E Profile nicht erfasst, nachträglich berücksichtigt und die Zeitreihe so mit den Jahreswerten von Eurostat harmonisiert.

⁵ Dänemark, Polen, Tschechien, Slowakei, Österreich, Schweiz, Frankreich, Luxemburg, Belgien, Niederlande, Norwegen, Schweden und das Vereinigte Königreich

⁶ Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber, <https://www.entsoe.eu/Pages/default.aspx>

⁷ Statistisches Amt der Europäischen Union mit Sitz in Luxemburg, <http://ec.europa.eu/eurostat/web/main/home>

Die Ergebnisse der Länderrecherche und der Datenaufbereitung sind in Form von länderspezifischen Steckbriefen in Kapitel 6 zusammenfassend dargestellt. Die Ländersteckbriefe weisen dabei folgende Themengebiete und Positionen auf:

- Qualitative Einschätzung zu den Wechselwirkungen zwischen dem jeweiligen Land und Deutschland
- CO₂-Emissionen 2016 und nationale bzw. europäische Klimaschutzziele
- Stromerzeugung 2016
- Mittlerer Börsenstrompreis 2016
- Installierte Kraftwerksleistung 2016
- Transformation des konventionellen Kraftwerksparks
- Nationale und europäische Ausbauziele für erneuerbare Energien
- Stromnachfrage 2016, Sektorenkopplung und Entwicklung der Stromnachfrage
- Flexibilitäts- und Speicheroptionen
- Import- und Exportbilanz 2016, Netzausbau und Ausbau der Kuppelkapazitäten

Darüber hinaus werden in den folgenden Unterkapiteln für das Jahr 2016 die Ergebnisse der Länderrecherche und der Datenaufbereitung themenbezogen ausgewertet und dargestellt. Diese Ergebnisse geben einen Überblick über die aktuelle Situation im europäischen Stromsystem und stellen den Ausgangspunkt für die Definition der Szenarien und die anschließende Modellierung dar. Dabei werden folgende Themengebiete betrachtet:

- Strommix und CO₂-Emissionen der Stromerzeugung
- EE-Anteil und EE-Strommix
- Transformation des europäischen Kraftwerksparks
- Vernetzungsgrad und mittlere Strompreise
- Europäischer Stromaustausch
- Flexibilitätsoptionen im europäischen Stromsystem

Die Inputdaten und Modellergebnisse der Szenarienanalyse für die Szenarien mit ambitionierter Energiewende in den Jahren 2030, 2040 und 2050 sind zudem auf der Datenplattform ZENODO⁸ veröffentlicht.

3.2. Strommix und CO₂-Emissionen der Stromerzeugung

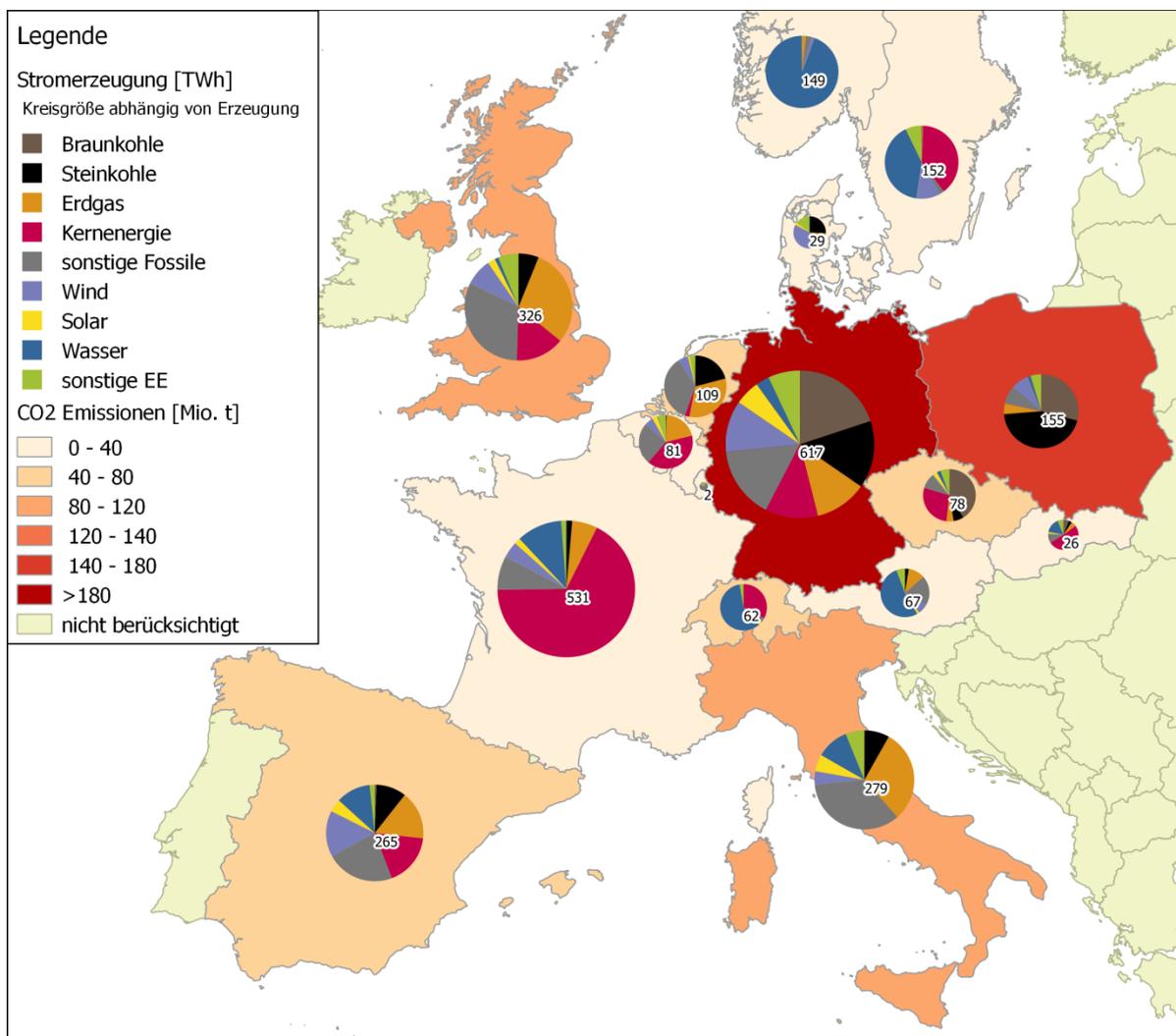
3.2.1. Ausgangslage im Jahr 2016

Die CO₂-Emissionen der Stromerzeugung und der Stromerzeugungsmix im Jahr 2016 für die im Ländervergleich berücksichtigten Länder zeigt Abbildung 3-1. Die Karte verdeutlicht die starke Korrelation zwischen der Stromerzeugung aus Kohle und der Höhe der CO₂-Emissionen, wie sie ins-

⁸ <https://zenodo.org/record/3257495>

besondere für Deutschland, Polen und Tschechien sichtbar wird. Länder mit einem hohen Anteil an CO₂-intensiver Stromerzeugung haben dabei im Rahmen der Energiewende und der Transformation des Kraftwerksparks hin zu Erneuerbaren Energien eine besondere Herausforderung zu erfüllen. Insbesondere in Deutschland und Polen spiegelt sich der hohe Braunkohleanteil in den hohen CO₂-Emissionen der Stromerzeugung wider. Für Deutschland belaufen sich die CO₂-Emissionen der Stromerzeugung auf 301 Millionen Tonnen CO₂ und für Polen auf 157 Millionen Tonnen CO₂. In allen anderen europäischen Ländern liegen die CO₂-Emissionen der Stromerzeugung deutlich bzw. sehr deutlich unter 90 Millionen Tonnen CO₂ (vgl. auch Ländersteckbrief in Abschnitt 6.2). Die CO₂-Intensität der Stromerzeugung zeigt für ausgewählte Länder Abbildung 5-6. Auch hier weisen Polen und Deutschland die höchsten Werte für das Jahr 2016 auf.

Abbildung 3-1: CO₂-Emissionen der Stromerzeugung und Strommix im Jahr 2016



Quelle: (Agora Energiewende und Sandbag 2018); Eurostat 2016, Daten für die Schweiz und Norwegen wurden (International Energy Agency (IEA) 2017) entnommen.

3.2.2. CO₂-Minderungsziele für den Zeitraum bis 2050

Hinsichtlich der Reduktion der CO₂-Emissionen aus der Stromerzeugung stehen insbesondere Länder vor Herausforderungen, die heute noch hohe CO₂-Emissionen vorweisen. Das sind insbesondere Deutschland, Polen und Tschechien.

In der Länderrecherche wurde deshalb auch der Frage nachgegangen, welche CO₂-Minderungsziele die einzelnen Länder verfolgen. Dabei gibt es jeweils Länder, die ambitionierte nationale CO₂-Minderungsziele anstreben sowie Länder, die sich in erster Linie auf die allgemeinen europäischen CO₂-Minderungsziele beziehen (vgl. Kapitel 6).

Länder mit ambitionierten nationalen CO₂-Minderungszielen über alle Sektoren sind:

- Dänemark (-40% bis 2020)
- Schweden (-40% bis 2020 und -85% bis 2045)
- Deutschland (-40% bis 2020 und -55% bis 2030)
- Norwegen (-40% bis 2030)

3.3. EE-Anteil und EE-Strommix

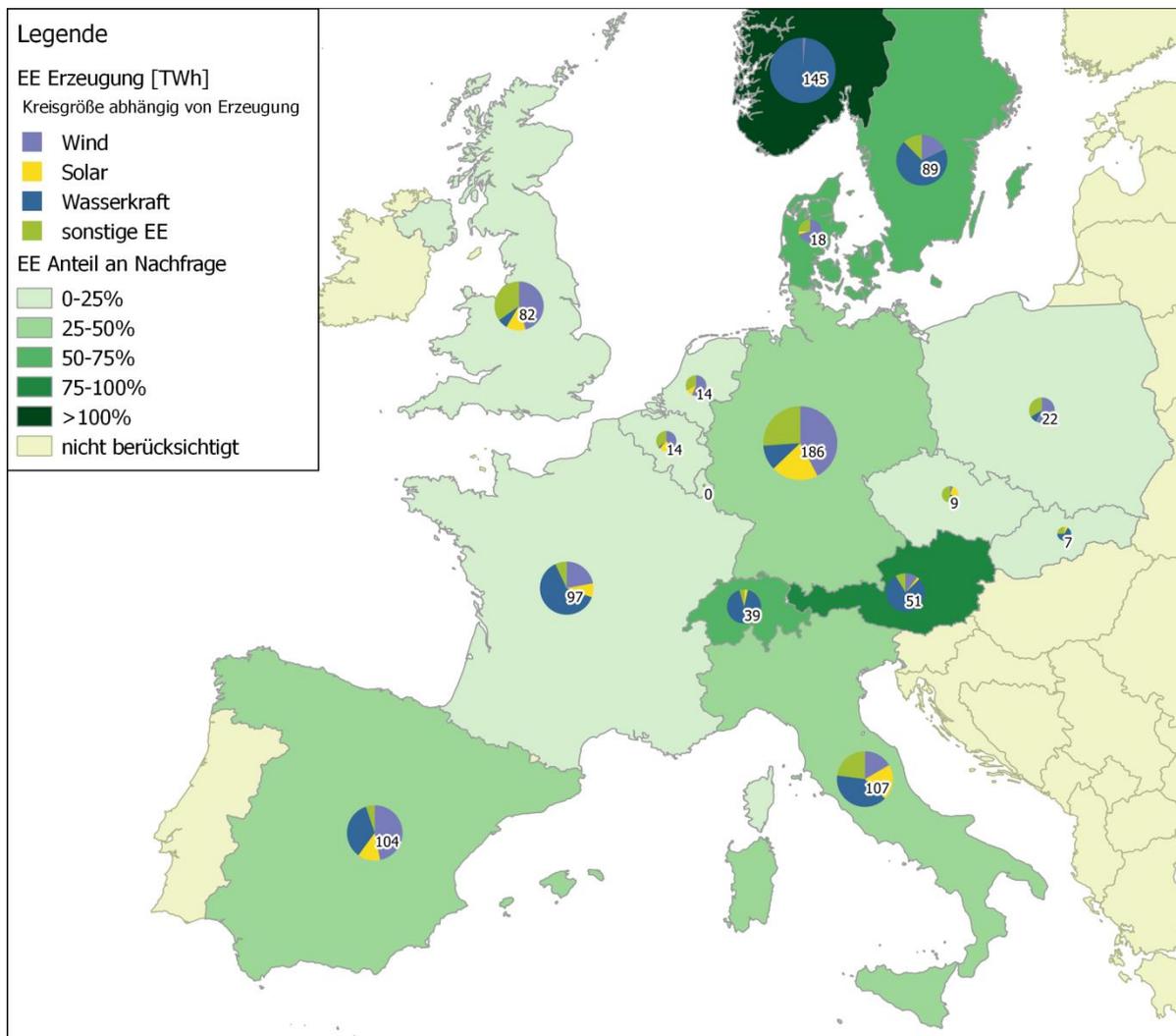
3.3.1. Ausgangslage im Jahr 2016

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und der EE-Anteil an der Stromnachfrage im Jahr 2016 ist für die im Ländervergleich berücksichtigten Länder in Abbildung 3-2 dargestellt. Dabei wird deutlich, dass bereits heute einige Länder einen hohen EE-Anteil an der Stromnachfrage aufweisen. In Norwegen, Schweden, Österreich und der Schweiz ist dabei Wasserkraft der dominierende erneuerbare Energieträger. In Dänemark, Deutschland, Spanien und dem Vereinigten Königreich stellt hingegen Windkraft die bedeutendste erneuerbare Energiequelle dar, jedoch im Mix mit anderen erneuerbaren Energieträgern wie Biomasse und Photovoltaik.

Länder mit einem hohen Anteil an fluktuierenden erneuerbaren Energieträgern, wie er zukünftig durch den Zubau an Wind und Photovoltaik verstärkt auftreten wird, benötigen jedoch auch ausreichend Flexibilitätsoptionen, um die schwankende Einspeisung ausgleichen zu können. In Europa lassen sich diesbezüglich folgende Ländercluster bilden:

- Hinsichtlich des aktuellen EE-Anteils und des aktuellen EE-Mix ähneln sich Deutschland, Italien und Spanien. Diese Länder treten in die nächste Phase der Energiewende mit einem EE-Anteil von ca. 35 % ein und die fluktuierenden Erzeugungsquellen Photovoltaik und Wind haben jeweils einen Anteil von ca. 60 % an der erneuerbaren Stromerzeugung. Während Spanien mehr Erzeugung aus Wasserkraft aufweisen kann, spielt in Deutschland die Biomasse eine größere Rolle. Beide Energieträger können die Einspeiseschwankungen zumindest teilweise ausgleichen.
- Mit relevanten Erzeugungsanteilen aus Wind und Photovoltaik an der gesamten Stromerzeugung müssen insbesondere Deutschland, Dänemark und das Vereinigte Königreich zurechtkommen.
- Norwegen, Schweden, Frankreich, Österreich und die Schweiz weisen hohe Anteile an Wasserkraft im erneuerbaren Strommix auf.

Abbildung 3-2: Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und EE-Anteil an der Netto-Stromnachfrage im Jahr 2016



Quelle: (Agora Energiewende und Sandbag 2018); Daten für die Schweiz und Norwegen wurden (International Energy Agency (IEA) 2017) entnommen.

3.3.2. EE-Ziele für den Zeitraum bis 2050

Mit Blick auf den Ausbau erneuerbarer Energien stehen insbesondere Länder vor Herausforderungen, die heute erst geringe EE-Anteile an der Stromproduktion vorweisen. Das sind insbesondere Tschechien (12 %), Niederlande (13 %), Polen (14 %) und Belgien (17 %).

In der Länderrecherche wurde deshalb auch der Frage nachgegangen, welche Ziele die einzelnen Länder beim EE-Ausbau verfolgen. Dabei gibt es jeweils Länder, die einen zügigen Ausbau der erneuerbaren Energien anstreben und nationale EE-Ausbauziele verfolgen sowie Länder, die sich in erster Linie auf die allgemeinen europäischen EE-Ausbauziele beziehen (vgl. Kapitel 0).

Länder mit ambitionierten nationalen EE-Ausbauzielen sind:

- Norwegen (>115% bis 2020)

- Österreich (100% bis 2030)
- Dänemark (100% bis 2035)
- Schweden (100% bis 2040)
- Schweiz (100% bis 2050)
- Spanien (90% – 100% bis 2050)

3.4. Transformation des konventionellen Kraftwerksparks in Europa

Neben den spezifischen CO₂-Emissionen konventioneller Kraftwerke, stellt deren häufig auch unflexible Fahrweise eine weitere Herausforderung für die Transformation des Energiesystems dar. Unflexible konventionelle Kraftwerke können sich nur unzureichend an das fluktuierende Dargebot von erneuerbaren Energien anpassen. Neben Kohlekraftwerken betrifft dies insbesondere auch Kernkraftwerke als zweite Gruppe der vergleichsweise unflexiblen Kraftwerke.

3.4.1. Ausgangslage im Jahr 2016

Der konventionelle Kraftwerkspark ist in folgenden Ländern noch von einer erheblichen Leistung an Kohlekraftwerken geprägt:

- Deutschland: 47,7 GW
- Polen: 26,5 GW
- Vereinigtes Königreich: 15,5 GW
- Spanien: 10,0 GW
- Tschechien: 9,1 GW
- Italien: 6,4 GW
- Dänemark: 4,6 GW
- Niederlande: 4,6 GW

Bezogen auf die Stromerzeugung nehmen zudem Polen und Tschechien eine Sonderstellung innerhalb der EU ein. Kohlekraftwerke haben dort einen Anteil an der Gesamterzeugung von rund 75 % (Polen) bzw. rund 50 % (Tschechien).

In den nachfolgenden Ländern werden Kernkraftwerke betrieben:

- Frankreich: 63,1 GW
- Deutschland: 10,8 GW
- Vereinigtes Königreich: 9,2 GW
- Schweden: 9,1 GW
- Spanien: 7,6 GW
- Belgien: 5,9 GW

- Tschechien: 4,0 GW
- Schweiz: 3,3 GW
- Slowakei: 1,9 GW

Dabei nehmen Frankreich, Belgien und die Slowakei bezogen auf die Stromerzeugung eine Sonderstellung innerhalb der EU ein. Kernkraftwerke haben dort einen Anteil an der Gesamterzeugung von rund 75 % (Frankreich) bzw. rund 50 % (Belgien und die Slowakei).

Mit Blick auf die Transformation des konventionellen Kraftwerksparks im Rahmen der Energiewende stehen demnach insbesondere Länder vor Herausforderungen, die heute noch erhebliche Erzeugungsanteile aus Kohle und Kernenergie vorweisen. Das sind insbesondere Deutschland, Polen, Frankreich, die Tschechische Republik und die Slowakei.

3.4.2. Transformationsziele im konventionellen Kraftwerkspark für den Zeitraum bis 2050

In der Länderrecherche wurde der Frage nachgegangen, welche Ziele die einzelnen Länder zu den Themen Kohleverstromung und Kernenergienutzung verfolgen. Dabei gibt es für beide Kraftwerkstechnologien jeweils Länder, die einen Ausstieg oder zumindest eine Reduktion der diesbezüglichen Stromerzeugung planen sowie Länder, die einen Ausbau oder die Beibehaltung der aktuellen Stromerzeugung beabsichtigen.

3.4.2.1. Kohleverstromung

In folgenden europäischen Ländern gibt es die Zielsetzung, in den nächsten Jahren aus der Kohleverstromung auszusteigen bzw. diese zu reduzieren:

- Komplettausstieg in Belgien seit 2016
- Komplettausstieg in Frankreich bis 2021 angekündigt⁹
- Komplettausstieg in Schweden bis 2022
- Komplettausstieg in England und Österreich bis 2025
- Teilausstieg / Komplettausstieg in Italien für den Zeitraum 2025 bis 2030
- Teilausstieg bis Ende 2024 und Komplettausstieg bis Ende 2029 in den Niederlanden
- Komplettausstieg in Dänemark bis 2030
- Komplettausstieg in Deutschland bis spätestens 2038 gemäß den Empfehlungen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“. Bis zum Jahr 2030 sollen die im Markt betriebenen Kraftwerkskapazitäten für Braunkohle auf 9 GW und für Steinkohle auf 8 GW reduziert werden (Matthes 2019). Dies entspricht einem Teilausstieg bis 2030 von -65 % für Steinkohle und von -55 % für Braunkohle.
- In Spanien wird davon ausgegangen, dass aufgrund steigender CO₂-Preise die Kohleverstromung mittelfristig aus betriebswirtschaftlichen Gründen ausläuft. Darüber hinaus ist ein

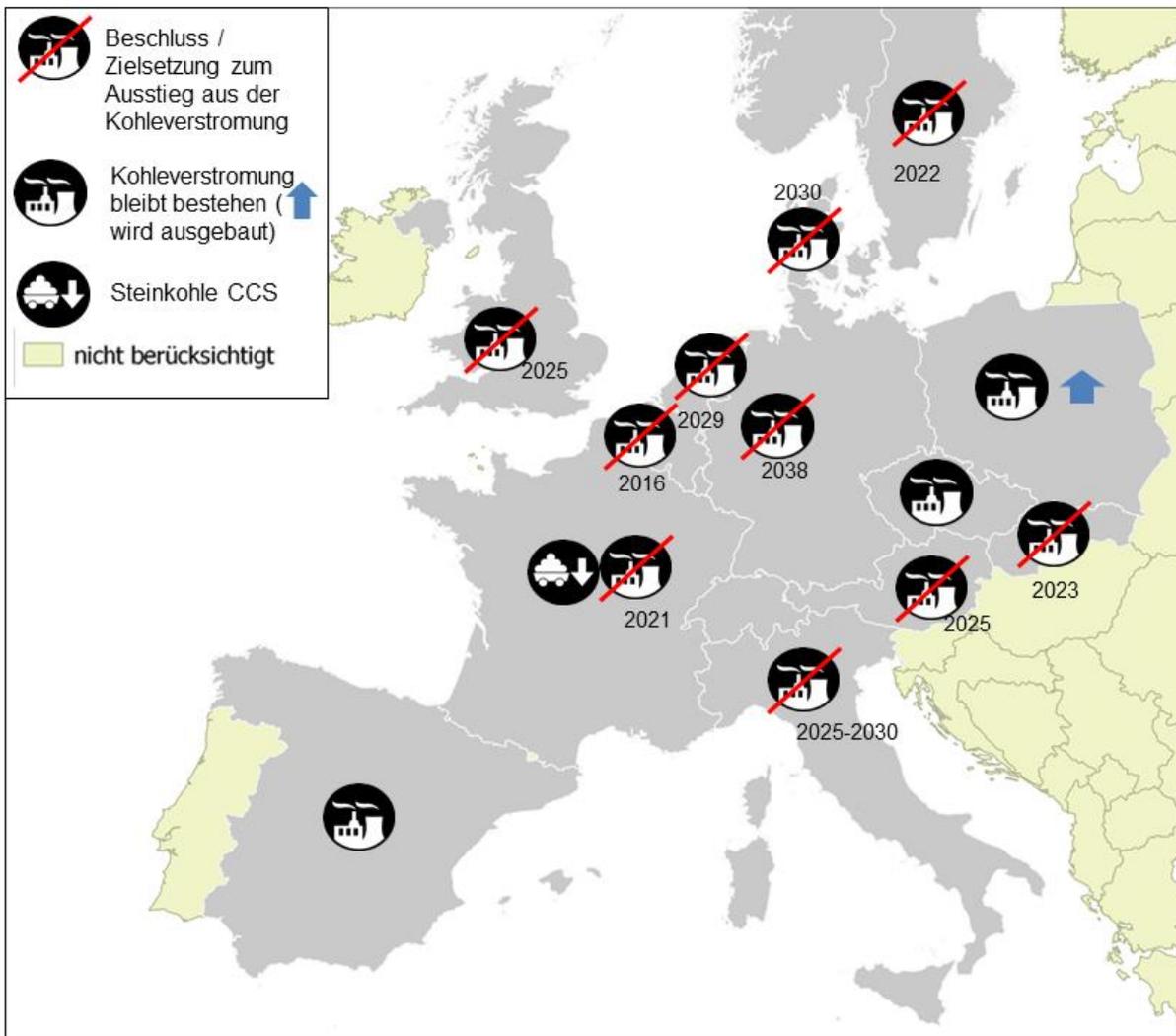
⁹ <https://www.independent.co.uk/news/world/europe/france-coal-power-station-emmanuel-macron-davos-shut-2021-a8176796.html>

Kohleausstieg bis 2025 in der Diskussion, auf den balearischen Inseln befindet sich dieser im Gesetzgebungsverfahren (Europe Beyond Coal 2019).

- Für die Slowakei gibt es aktuell die Zielvorgabe, bis 2023 aus der Kohleverstromung auszustiegen (Europe Beyond Coal 2019).

In Tschechien sollen die heimischen Kohlevorkommen noch vollständig genutzt werden. Polen beabsichtigt, seine konventionelle Stromerzeugung auszubauen.

Abbildung 3-3: Transformation des konventionellen Kraftwerksparks: Ausstieg aus der Kohleverstromung?



Quelle: Öko-Institut e.V., basierend auf den Ergebnissen der Länderrecherche

Insgesamt kann für den europäischen Kraftwerkspark von einem deutlichen Rückgang der Kohleverstromung bis 2030 ausgegangen werden. Die derzeitigen Pläne und Ankündigungen zum Kohleausstieg summieren sich auf -45 % bis zum Jahr 2030 für die Länder in der EU (Europe Beyond Coal 2019) (vgl. auch Abbildung 3-3 mit der Darstellung der im Ländervergleich berücksichtigten Länder sowie Kapitel 6).

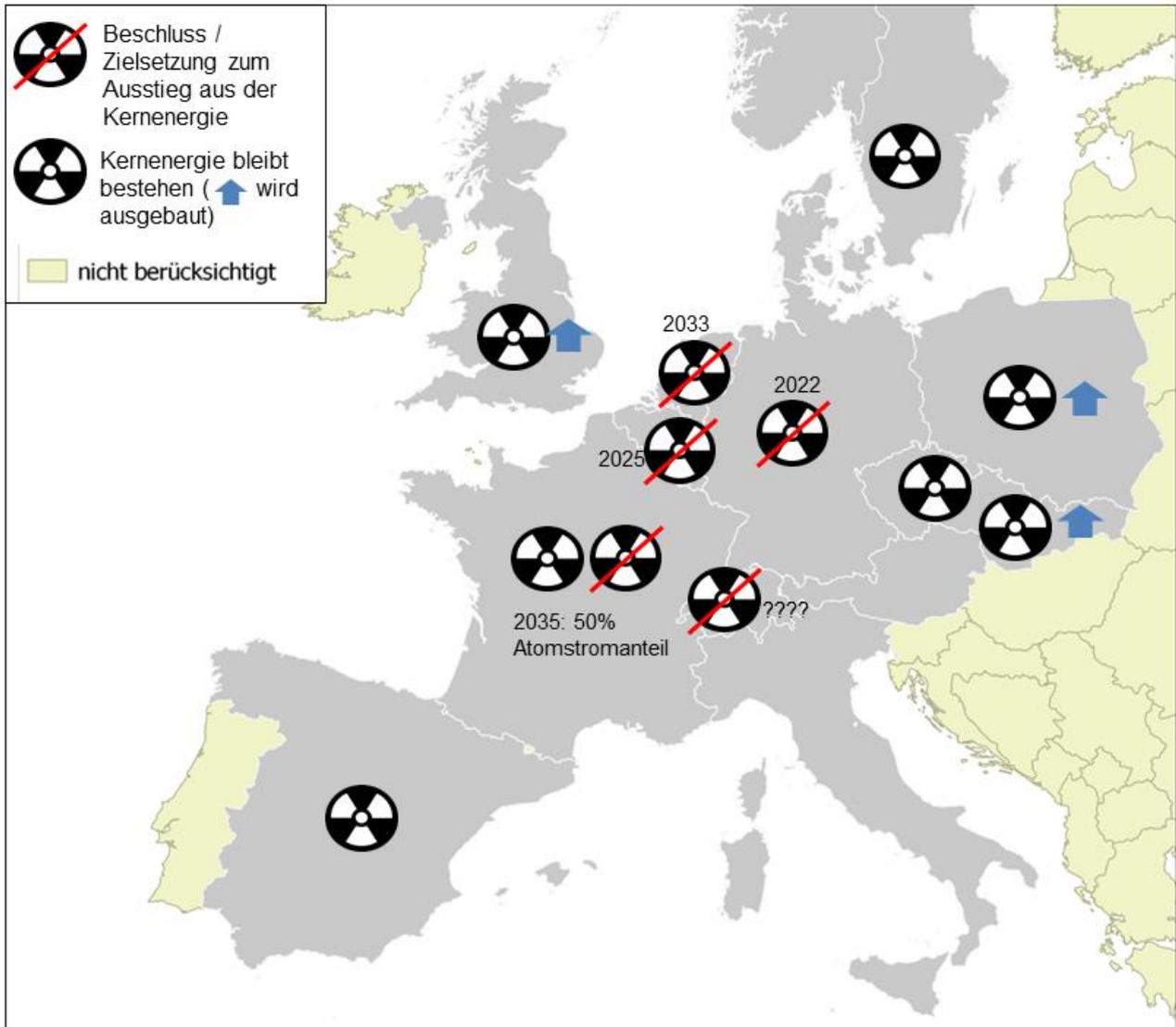
3.4.2.2. Kernenergienutzung

In folgenden europäischen Ländern gibt es die Zielsetzung, in den nächsten Jahren aus der Kernenergienutzung auszusteigen bzw. diese zu reduzieren:

- Komplettausstieg in Deutschland bis 2022
- Komplettausstieg in Belgien bis 2025
- Komplettausstieg in den Niederlanden bis 2033
- Komplettausstieg in der Schweiz (Datum hängt von attestierter Sicherheit der derzeit in Betrieb befindlichen Kernkraftwerke ab)
- Teilausstieg in Frankreich auf dann 50 % Kernenergieanteil in 2035

In Tschechien, Schweden und Spanien sollen die bestehenden Kernkraftwerke weiterbetrieben werden, ohne dass eine Reduzierung der Stromerzeugung beabsichtigt ist. Im Vereinigten Königreich sowie in Polen und der Slowakei sollen neue Kernkraftwerke gebaut werden (vgl. auch Abbildung 3-4 mit der Darstellung der im Ländervergleich berücksichtigten Länder sowie Kapitel 6).

Abbildung 3-4: Transformation des konventionellen Kraftwerksparks: Ausstieg aus der Kernenergie?



Quelle: Öko-Institut e.V., basierend auf den Ergebnissen der Länderrecherche

3.5. Flexibilitätsoptionen im europäischen Stromsystem

Eine weitere Herausforderung im Rahmen der Energiewende ist der Aufbau von Flexibilität im europäischen Stromsystem, um fluktuierende Erneuerbare Erzeugung in das Energiesystem zu integrieren. Dies betrifft insbesondere Länder mit hohen Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energien und im Vergleich dazu einem nur geringen Anteil an Flexibilitätsoptionen.

3.5.1. Ausgangslage im Jahr 2016

In Abbildung 3-5 ist die installierte Leistung von Pump- und Speicherwasserkraftwerken sowie die installierte Leistung der fluktuierenden Energieträger Wind, Photovoltaik und Laufwasser im Jahr 2016 dargestellt. Es wird deutlich, dass die Herausforderungen bei der Integration von fluktuieren-

den erneuerbaren Energien in Deutschland beträchtlich sind. Ländern mit erheblich weniger Erzeugung aus fluktuierenden, erneuerbaren Energien stehen hier erheblich höhere Flexibilitätsleistungen zur Verfügung (z.B. Spanien, Frankreich, Italien). Daraus lässt sich die These ableiten, dass Deutschland bei der Integration erneuerbarer Energien auch auf Flexibilitätsoptionen in den europäischen Nachbarländern angewiesen ist.

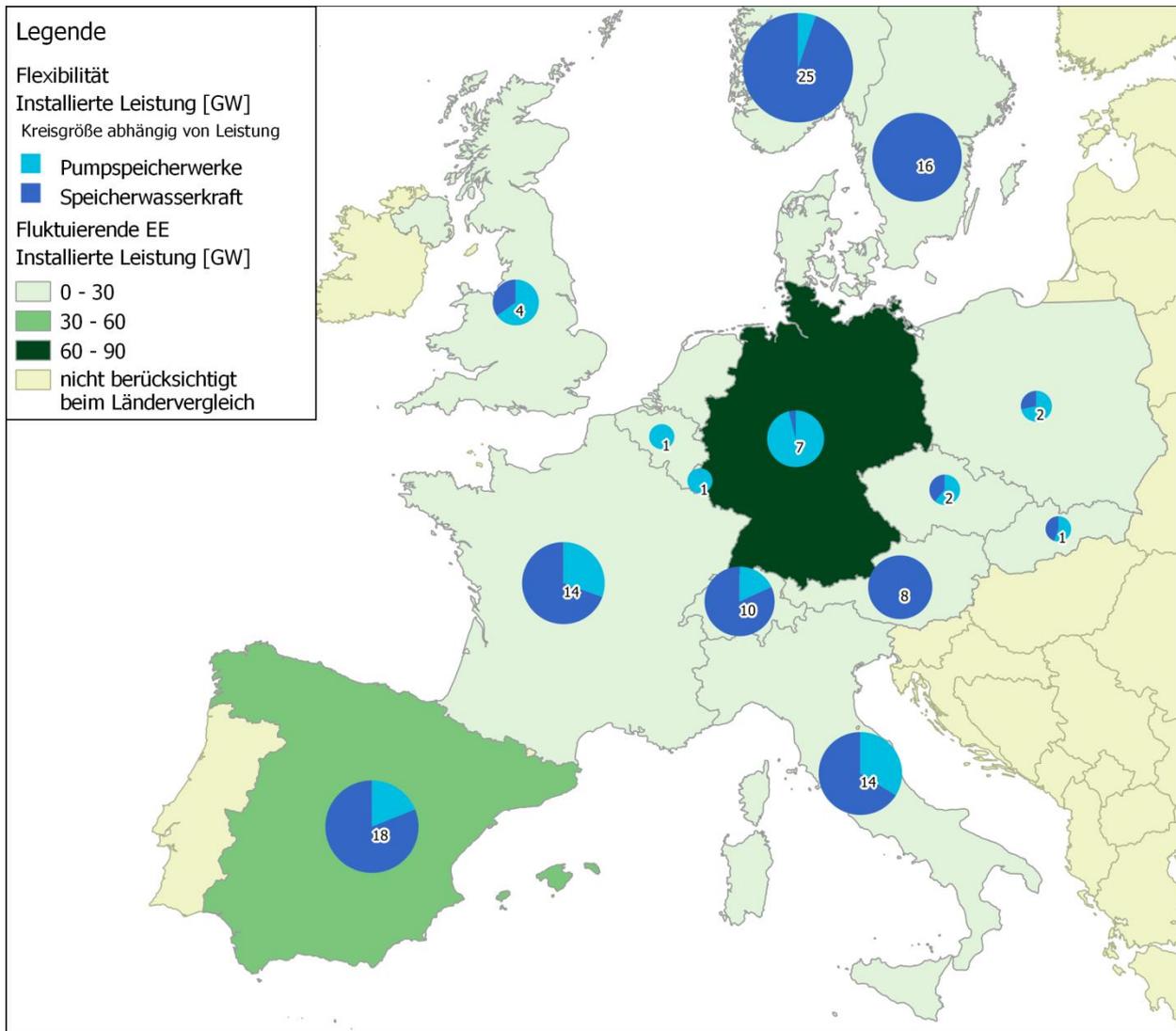
Ein Ziel der Länderrecherche war es auch, die Zuordnung der installierten elektrischen Leistung von Wasserkraftwerken auf Pumpspeicherkraftwerke, Speicherwasserkraftwerke und Laufwasserkraftwerke zu präzisieren. Die Ergebnisse zeigt Tabelle 3-1, die einzelnen Länder sind hinsichtlich ihrer Leistung aus Pump- und Speicherwasserkraftwerken absteigend sortiert.

Tabelle 3-1: Installierte elektrische Leistung von Pump- und Speicherwasserkraftwerken in 2016

Land	PSW	SWK	PSW & SWK	Laufwasser	Wasser gesamt
NO	1,3 GW	23,4 GW	24,7 GW	6,3 GW	31,0 GW
ES	3,3 GW	14,3 GW	17,6 GW	2,7 GW	20,3 GW
IT	4,8 GW	9,3 GW	14,1 GW	12,4 GW	26,5 GW
FR	4,2 GW	9,6 GW	13,8 GW	11,6 GW	25,4 GW
SE	0,1 GW	10,8 GW	10,9 GW	5,8 GW	16,7 GW
AT	3,8 GW	4,6 GW	8,4 GW	5,7 GW	14,1 GW
CH	1,8 GW	8,1 GW	9,9 GW	4,0 GW	13,9 GW
UK	2,8 GW	1,5 GW	4,3 GW	0 GW	4,3 GW
CZ	1,2 GW	0,8 GW	2,0 GW	0,3 GW	2,3 GW
PL	1,4 GW	0,6 GW	2,0 GW	0,4 GW	2,4 GW
SK	0,7 GW	0,6 GW	1,3 GW	1,2 GW	2,5 GW
LU	1,3 GW	0 GW	1,3 GW	0 GW	1,3 GW
BE	1,3 GW	0 GW	1,3 GW	0,1 GW	1,4 GW
Summe	28,0 GW	83,6 GW	111,6 GW	50,5 GW	162,1 GW

Quelle: Öko-Institut e.V., basierend auf ENTSOE und Länderrecherche

Abbildung 3-5: Installierte Leistung von Pumpspeicherwerken und Speicherwasserkraftwerken sowie von fluktuierenden EE im Jahr 2016



Quelle: entso-e (Österreich: [https://www.e3-consult.at/files/suremma/SuREmMa_Technischer_Bericht_C_final\(2\).pdf](https://www.e3-consult.at/files/suremma/SuREmMa_Technischer_Bericht_C_final(2).pdf))

3.5.2. Potenziale und Ziele zum Flexibilitätsausbau

In der Länderrecherche wurde der Frage nachgegangen, inwieweit die bestehenden Flexibilitätsoptionen ausgebaut und neue Flexibilitätsoptionen erschlossen werden sollen.

Ein Großteil der Länder beabsichtigt zumindest im Pilot- und Demonstrationsmaßstab stationäre Batteriespeicher und Lastmanagement zu erproben. In Italien soll die Batteriekapazität von 50 MW (2016) auf 5 GW (2030) ausgebaut werden, um damit rund 40 % der erwarteten EE-Überschüsse in Mittel- und Süditalien zwischenspeichern zu können. In Frankreich spielt Lastmanagement bereits heute eine größere Rolle. So sind rund 3 GW über Anpassungsmechanismen oder variable Tarife im Einsatz und Lastmanagement soll auf 6 GW im Jahr 2023 ausgebaut werden. Das DSM-Potenzial in Frankreich liegt bei 15 GW – 25 GW. Etwa 5 % – 7,5 % des Stromverbrauchs privater französischer Haushalte werden als DSM geeignet eingeschätzt.

Für den Ausbau der klassischen Flexibilitätsoptionen Pump- und Speicherwasserkraftwerke liegen moderate Ausbauabsichten vor, größeren Ausbaumaßnahmen stehen häufig Umweltschutzaufgaben entgegen. Bis 2035 ist von einer Erhöhung der Erzeugungsleistung von Pump- und Speicherwasserkraftwerken, teilweise durch die Ertüchtigung von Bestandsanlagen, in Höhe von rund 11 GW auszugehen. Dies entspricht einer Erhöhung um knapp 10% der heutigen installierten Leistung und ist auf folgende Länder zurückzuführen:

- Österreich: +3,5 GW
- Vereinigtes Königreich: +2,5 GW
- Frankreich: +2,2 GW
- Schweiz: +1,5 GW
- Norwegen: +1,5 GW

3.6. Vernetzungsgrad, Strompreise sowie Import und Export Bilanz

Die Kennzahl „Electricity interconnectivity“ stellt ein Maß für den Vernetzungsgrad im europäischen Stromverbund dar. Im Jahr 2002 wurde für die Länder in der Europäischen Union eine Zielgröße in Höhe von 10 % formuliert (Barcelona European Council 2002, p. 15), die bis zum Jahr 2020 erreicht werden soll. Für das Jahr 2030 wird die Zielgröße auf 15 % erhöht (Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament und den Rat (COM(2015) 82 final) 2015).

Für die weitere methodische Konkretisierung, wie zum Beispiel die Bestimmung und Interpretation der Kennzahl, wurde eine Expertengruppe eingerichtet. Die Kennzahl „Electricity interconnectivity“ ist demnach definiert als Importkapazität geteilt durch Erzeugungsleistung („...defined as import capacity over installed generation capacity in a Member State...“) und wird gemessen als NTC-Kapazität geteilt durch Erzeugungsleistung („...measured as a ratio of net transfer capacity to installed generation capacity...“) (European Commission Expert Group 2017, S. 3 und 24).

Darüber hinaus diskutiert die Expertengruppe verschiedene Varianten zur Definition der „Electricity interconnectivity“ und erörtert deren Vor- und Nachteile. Die Variante für den Zähler besteht darin, anstelle der NTC Kuppelkapazität die physikalische Kapazität der Kuppelleitungen zu verwenden. Die Varianten für den Nenner bestehen darin, anstelle der gesamten Erzeugungsleistung entweder eine gewichtete Summe der Erzeugungsleistung, nur die Erzeugungsleistung der Erneuerbaren Energien oder die maximale Stromnachfrage zu verwenden (European Commission Expert Group 2017, S. 25 - 28).

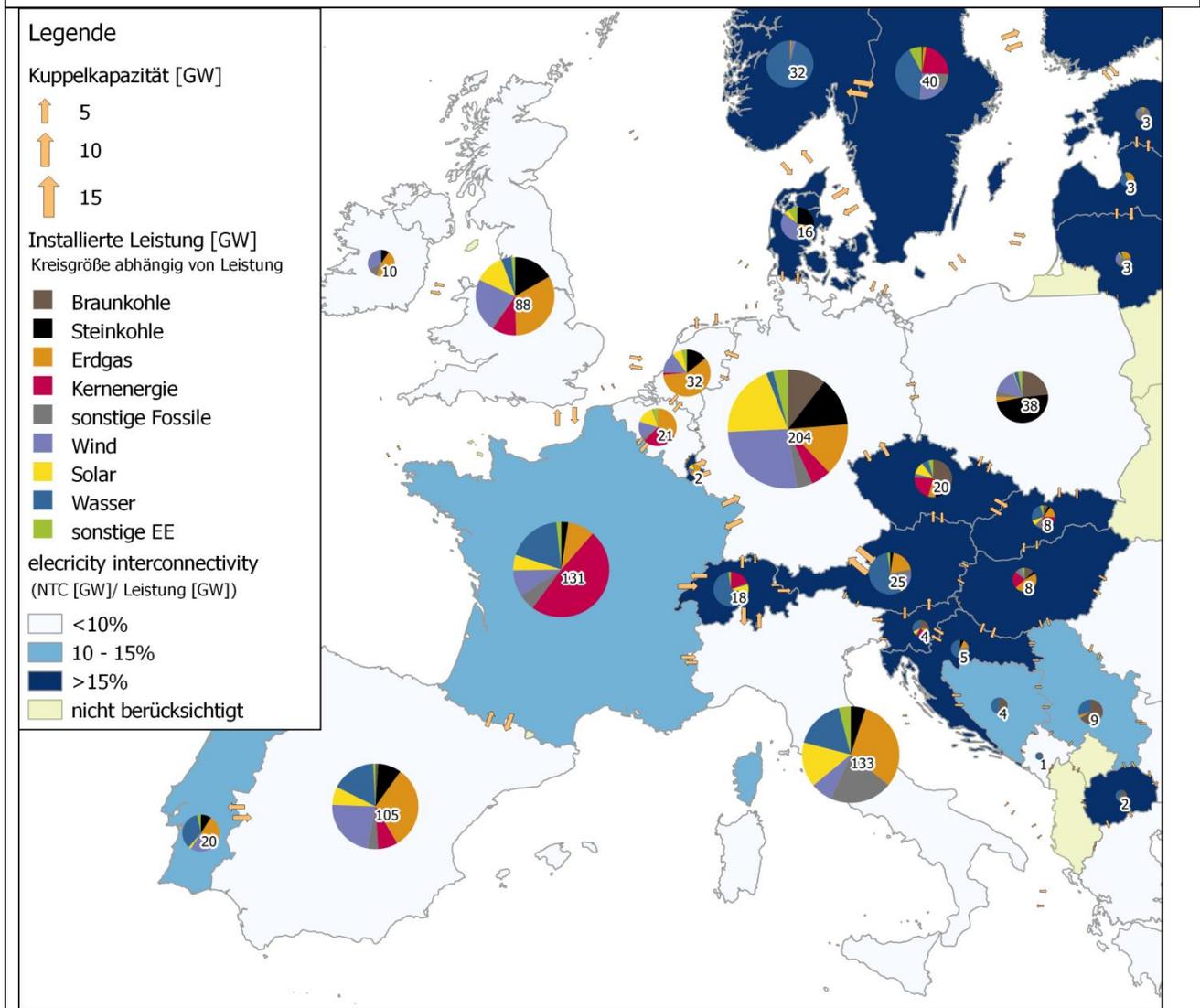
In diesem Beitrag wird zur Bestimmung der Kennzahl „Electricity interconnectivity“ (Vernetzungsgrad) die Definition „NTC-Kapazität geteilt durch elektrische Erzeugungsleistung“ verwendet.

3.6.1. Ausgangslage im Jahr 2016

In Abbildung 3-6 sind die einzelnen Komponenten für Deutschland und seine Nachbarländer sowie Italien und Spanien für das Jahr 2016 dargestellt. Die Länder, die sich in einer geographischen Randlage oder Insellage befinden, weisen typischerweise einen geringen Vernetzungsgrad auf. Diese sind Italien (3 %), Spanien (4 %) und das Vereinigte Königreich (4 %). Obwohl sich Deutschland in einer geographisch vorteilhaften Lage innerhalb Europas befindet, liegt der Vernetzungsgrad nur bei 7 %. Ein Grund hierfür ist der vergleichsweise hohe Anteil an fluktuierenden erneuerbaren Energien, welcher die installierte Erzeugungsleistung (somit den Nenner) erhöht und die Kennzahl verringert. Auch Polen (6 %) und Belgien (8 %) weisen einen Vernetzungsgrad in ähnli-

cher Größe zu Deutschland auf und liegen auch unter dem EU Ziel für 2020 in Höhe von 10 %. Die Niederlande (10 %) und Frankreich (11 %) haben das EU Ziel im Jahr 2016 erreicht. Einen deutlich höheren Vernetzungsgrad mit 20 % bis 40 % zeigen die Skandinavischen Länder Norwegen, Schweden und Dänemark, die Alpenländer Österreich und die Schweiz sowie Tschechien und die Slowakei.

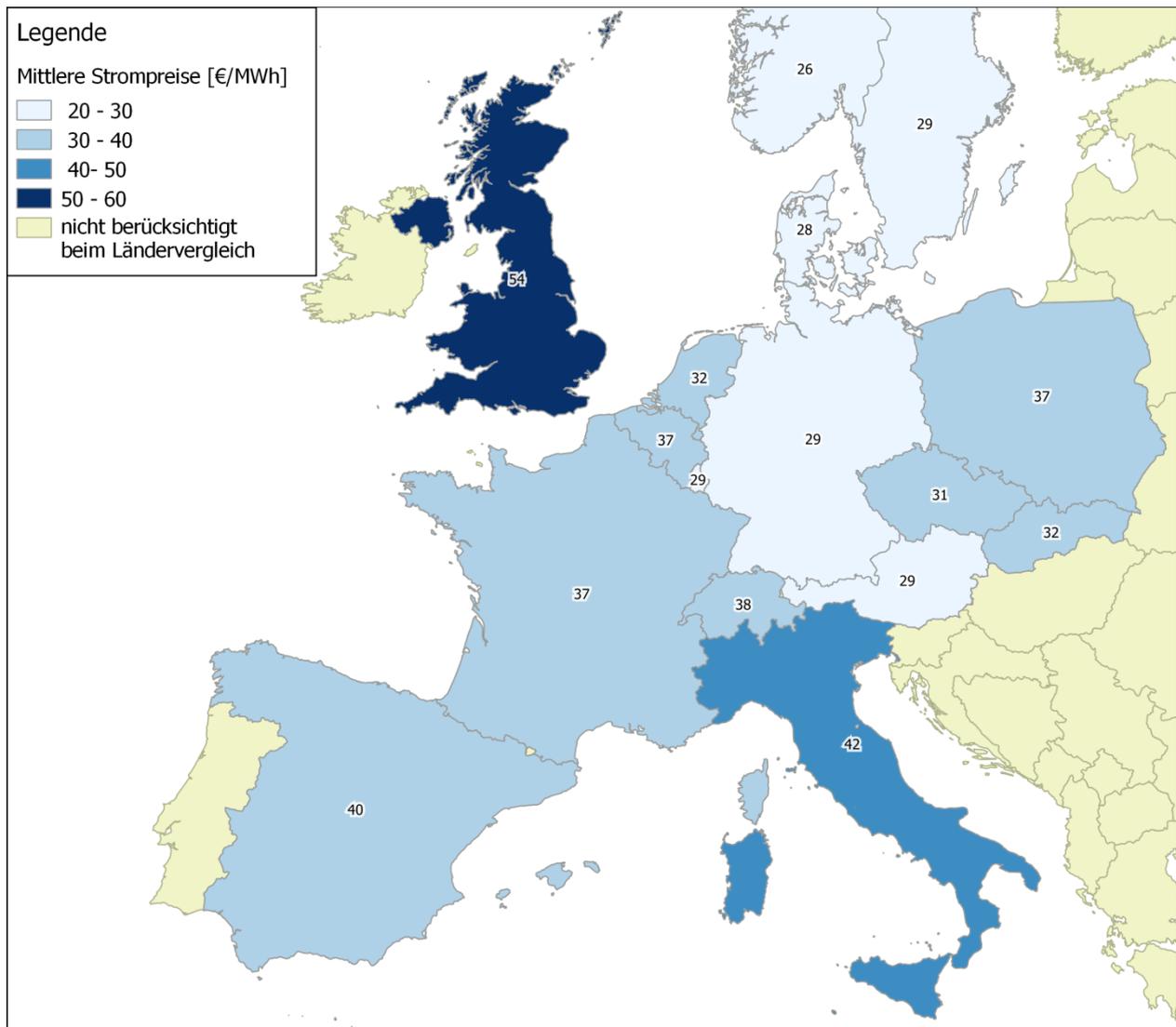
Abbildung 3-6: Installierte Erzeugungsleistung, NTC Kuppelkapazität und daraus resultierende Kennzahl „Electricity interconnectivity“ im Jahr 2016



Quelle: Öko-Institut e.V., basierend auf der Net Generation Capacity sowie den NTC Werten der ENTSO-E Transparency Plattform

Hohe Vernetzungsgrade führen in den beteiligten Ländern zu einheitlicheren Strompreisen, wie Abbildung 3-7 für Norwegen, Schweden und Dänemark zeigt. Länder mit einem geringen Vernetzungsgrad haben im Jahr 2016 vergleichsweise hohe Börsenstrompreise, wie zum Beispiel das Vereinigte Königreich, Italien oder Spanien.

Abbildung 3-7: Mittlere Strompreise in den europäischen Ländern im Jahr 2016



Quelle: Öko-Institut e.V.

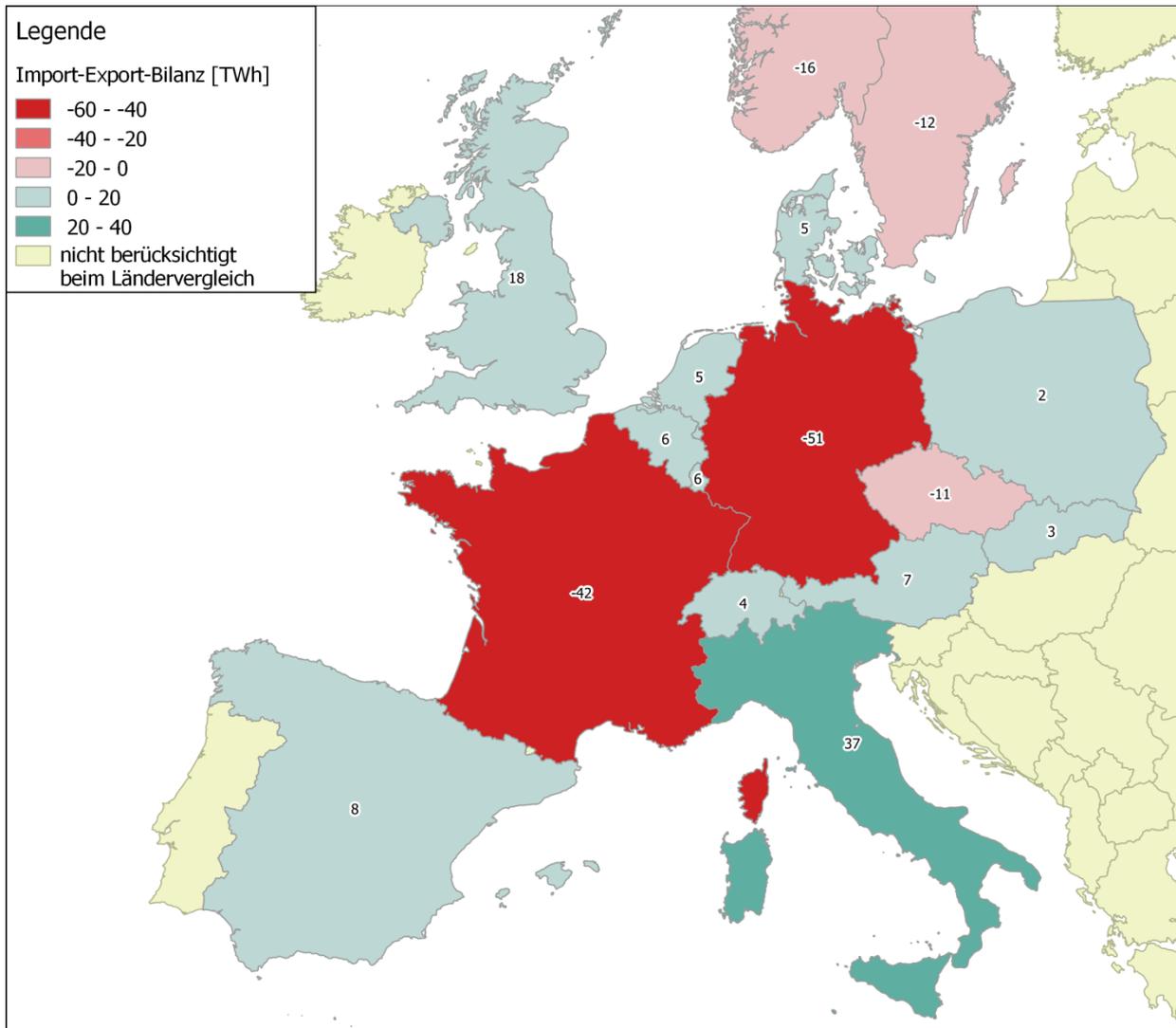
Der Stromaustausch im europäischen Netzverbund bildet Import- und Exportländer heraus. Diese Import und Export Struktur ist ein Resultat der Erzeugungskosten und der länderübergreifenden Austauschkapazitäten für Strom. Tendenziell exportieren Länder Strom, die geringe Grenzkosten der Stromerzeugung (Wasserkraft, Kernenergie und Kohleverstromung) aufweisen, während Länder mit hohen Grenzkosten (Gaskraftwerke) oder zu geringen Erzeugungskapazitäten Strom importieren müssen.

Als Exportländer treten im Jahr 2016 Deutschland (51 TWh Nettostromexport), Frankreich (42 TWh Nettostromexport), Norwegen (16 TWh Nettostromexport) und Tschechien (11 TWh Nettostromexport) in Erscheinung. Während der deutsche Stromexport in erster Linie auf Kohleverstromung und der französische Stromexport auf Kernenergie basieren, kann Norwegen hauptsächlich Strom aus Wasserkraft exportieren. Bei Tschechien resultiert der Stromexport aus Kohleverstromung und Kernenergie, bei Schweden sind es Wasserkraft und Kernenergie.

Als Importländer treten im Jahr 2016 im wesentlichen Italien (37 TWh Nettostromimport), das Vereinigte Königreich (17 TWh Nettostromimport), Spanien (8 TWh Nettostromimport), Österreich (7 TWh Nettostromimport) und Belgien (6 TWh Nettostromimport) auf.

Die anderen Länder hatten eine eher ausgeglichene Import und Export Bilanz.

Abbildung 3-8: Import und Export Bilanz 2016



Quelle: Öko-Institut e.V., basierend auf (Publications Office of the European Union 2018)

3.6.2. Ziele und Erwartungen an die zukünftige Entwicklung bezüglich Vernetzungsgrad und Strompreise

Hinsichtlich des Vernetzungsgrades im europäischen Stromverbund strebt die EU einen Zielwert von 15 % bis zum Jahr 2030 an. Darüber hinaus wird generell eine Stärkung des europäischen Binnenmarktes im Stromsektor verfolgt¹⁰.

Als Ergebnis der Länderrecherche zeigte sich für die einzelnen Themenbereiche ein unterschiedliches Bild, wobei entweder jeweils die Vorteile oder die Nachteile einer möglichen Entwicklung im Vordergrund stehen:

- Themenbereich Vernetzungsgrad:
 - Eine zunehmende Vernetzung kann positiv bewertet werden, beispielsweise um die Versorgungssicherheit zu erhöhen, die Stromexportchancen der inländischen Stromerzeugung zu verbessern oder die Möglichkeiten zum Stromimport zu differenzieren. Diese Einschätzung wird beispielsweise von Schweden genannt, welches sich als zukünftiges Stromexportland sieht.
 - Eine zunehmende Vernetzung kann jedoch auch negativ gesehen werden, da sie zum Beispiel einen Ausbau der nationalen Stromnetze erforderlich machen oder auch zu steigenden Strompreisen führen kann. Polen, Tschechien und Österreich haben aufgrund von Nord-Süd-Engpässen im deutschen Übertragungsnetz Phasenschieber an ihren Kuppelstellen installiert, um ihre nationalen Übertragungsnetze vor Ringflüssen zu schützen. In Norwegen als einem Land mit vergleichsweise niedrigen Strompreisen würden bei einer zunehmenden Vernetzung die höheren Strompreise aus den Nachbarländern zu einem Anstieg der Strompreise in Norwegen führen.
- Themenbereich Strompreise:
 - Sinkende Strompreise als Ergebnis einer zunehmenden Vernetzung werden von einzelnen Ländern positiv bewertet, da sie zum Vorteil der inländischen Stromverbraucher sind. Dies trifft beispielsweise auf die Niederlande zu.
 - Sinkende Strompreise können aber auch negativ bewertet werden, da sie die Wettbewerbsfähigkeit der inländischen Kraftwerke beeinträchtigen können. Diese Einschätzung wurde in Polen und in Tschechien geäußert.

¹⁰ Vgl. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019L0944&from=EN>

4. Teil 2: Szenarienanalyse und Modellierungsannahmen

4.1. Strommarktmodell PowerFlex-Grid-EU

4.1.1. Modellbeschreibung

Das Strommarktmodell PowerFlex-Grid-EU ist ein Fundamentalmodell für den europäischen Strommarkt, welches Kraftwerke, Speicher und Flexibilitätsoptionen kostenminimal einsetzt, um die Stromnachfrage und den Bedarf an Regelleistung zu decken.

Das Einsatzmodell ist als lineares Optimierungsproblem formuliert und in der Software GAMS implementiert. Es wird mit Hilfe des CPLEX Algorithmus (Simplex Algorithmus) gelöst. Die Minimierung der Summe aller variablen Kosten stellt die Zielfunktion des Optimierungsproblems dar. Der zulässige Betrieb von Kraftwerken, Speichern und Flexibilitätsoptionen wird über Nebenbedingungen definiert.

Die zeitliche Auflösung des Optimierungsproblems beträgt eine Stunde. Der Betrachtungszeitraum liegt bei einem Kalenderjahr (d. h. 8.760 Zeitschritte). Innerhalb dieses Betrachtungszeitraums werden sequenziell Lösungen für jeweils einen Optimierungszeitraum berechnet. Dieser Optimierungszeitraum rolliert mit einer entsprechenden Schrittweite durch das Kalenderjahr. Die Länge eines Optimierungszeitraums ist frei einstellbar und reicht von 24 h bis 8.760 h. Im Wesentlichen hängt die eingestellte Länge eines Optimierungszeitraums von der Problemkomplexität sowie der gewünschten zeitlichen Vorausschau ab. In diesem Projekt wurde aufgrund der durchgeführten Modellerweiterung zu Speicherkraftwerken (siehe unten) ein ganzjähriger Optimierungszeitraum eingestellt.

Die einzelnen Kraftwerke in Deutschland werden im Modell detailliert mit Hilfe technischer und ökonomischer Parameter abgebildet. Thermische Kraftwerke werden nach Möglichkeit blockscharf erfasst und sowohl punktscharf einem Umspannwerk als auch regional einem Bundesland zugeordnet. Kleinere thermische Stromerzeugungsanlagen, wie z.B. Blockheizkraftwerke, werden in technologie- und bundeslandscharfe Gruppen zusammengefasst und mit Hilfe von typspezifischen Parametern charakterisiert. Biomassekraftwerke, die Biogas, Holz oder Pflanzenöl einsetzen, sind Teil des thermischen Kraftwerksparks. Ihr Einsatz ist unter Berücksichtigung von technologiespezifischen Restriktionen ebenfalls flexibel und Teil der Optimierung. KWK-Kraftwerke müssen zudem die Nachfrage nach Fernwärme decken.

Für die dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien Laufwasser, Offshore Wind, Onshore Wind und Photovoltaik wird das maximal zur Verfügung stehende Stromangebot aus skalierten generischen oder historischen stündlich aufgelösten Einspeiseprofilen vorgegeben. Die tatsächlich eingespeiste Menge an Wasser-, Wind- und Photovoltaikstrom wird modellendogen bestimmt und ist Teil der Lösung. Dargebotsabhängiger erneuerbarer Strom kann somit auch abgeregelt werden, z. B. bei negativer Residuallast und unzureichender Speicherkapazität.

Für must-run-Kraftwerke, wie z. B. Gichtgas- oder Müllverbrennungsanlagen, wird eine ganzjährig gleichverteilte Stromeinspeisung unterstellt, die im Gegensatz zu EE-Anlagen nicht abgeregelt werden kann (Koch et al. 2015).

Für das deutsche Stromsystem stehen im PowerFlex-Modell folgende Flexibilitätsoptionen als auswählbare Module zur Verfügung:

- Flexibilisierung von Biogas- und Klärgasanlagen mit Hilfe eines Gasspeichers und einer erhöhten BHKW-Leistung

- Flexibilisierung von KWK-Kraftwerken mit Hilfe eines Wärmespeichers sowie zusätzlichen Wärmequellen (erdgasbetriebener Heizkessel, elektrischer Heizstab, Solarthermie)
- Pumpspeicherkraftwerke
- Lastmanagement in den Sektoren Haushalte (aggregiert über verschiedene Gerätetypen), Gewerbe, Handel und Dienstleistung (aggregiert über Untersektoren), Industrie (Papier-, Zement- und Chlorindustrie), Wärmepumpe und Elektromobilität (smart charging)
- Photovoltaik-Batteriespeicher zur Eigenverbrauchsoptimierung
- Power-to-Gas
- Power-to-Heat

Das deutsche Übertragungsnetz kann zudem mithilfe des DC-Ansatzes für rund 500 Netzknoten und für rund 1000 Trassen abgebildet werden (Koch et al. 2017). Restriktionen aus dem innerdeutschen Übertragungsnetz werden in diesem Projekt jedoch nicht betrachtet.

Der Stromaustausch zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern wird durch die Abbildung aller ENTSO-E Länder, mit Ausnahme der Inselstaaten Island, Malta und Zypern, modelliert. Die einzelnen Länder werden jeweils durch einen Knoten repräsentiert und sind über Kuppelstellen (Transportmodellansatz) miteinander verbunden. Der konventionelle Kraftwerkspark in den ENTSO-E Ländern setzt sich aus brennstoff- und technologiespezifischen sowie altersabhängigen Aggregaten zusammen.

Im Zuge der Transparenz und der Validierung der Modellmethodik war und ist das Strommarktmodell PowerFlex auch an folgenden Projekten zum Thema „Modellvergleich“ beteiligt:

- Projekt „RegMex - Modellexperimente und -vergleiche zur Simulation von Wegen zu einer vollständig regenerativen Energieversorgung“, dort im Modellexperiments 2: „Stromsystem und flexible Sektorenkopplung“ beteiligt (Lechtenböhrer et al. 2018).
- Projekt „MODEX-NET“ (2019 – 2021): Vergleich von Stromnetzmodellen im europäischen Kontext
- Projekt „MODEX-POLINS“ (2019 – 2021): Modellvergleich zur Wirkungsanalyse politischer Steuerungsinstrumente

4.1.2. Modellweiterentwicklung

Die in diesem Projekt vorgenommene Modellerweiterung fokussiert auf die Bereitstellung von zusätzlichen Flexibilitätsoptionen in den europäischen Ländern. Bislang waren diese auf Pumpspeicherkraftwerke und auf Speicherwasserkraftwerke beschränkt. Die Einsatzentscheidung für Speicherwasserkraftwerke erfolgte dabei im Rahmen der Modifikation eines historischen Erzeugungsprofils.

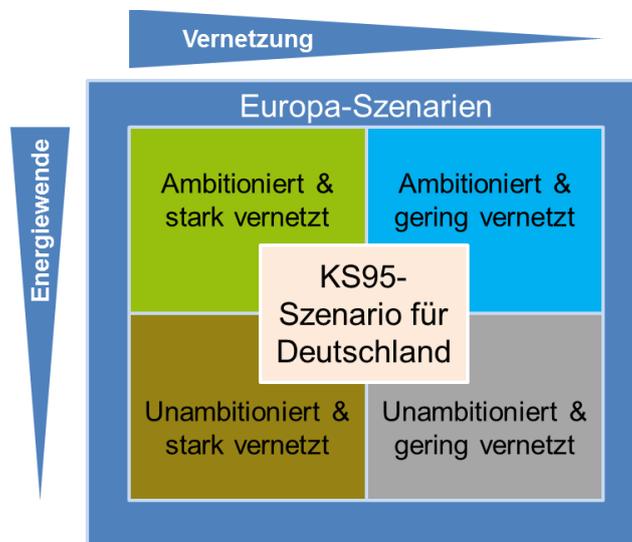
- **Batteriespeicher:** Für die Abbildung von kurzfristiger Flexibilität wird ein länderspezifischer Batteriespeicher eingeführt.
- **Power-to-Gas-to-Power:** Für die Abbildung von langfristiger Flexibilität wird ein länderspezifischer Elektrolyseur mit Gasspeicher und inländischer Rückverstromung eingeführt.
- **Saisonale Speicherwasserkraftwerke:** Um auch neue Erzeugungsprofile für Speicherwasser berechnen zu können, die unabhängig von einem vorgegebenen historischen Er-

zeugungsprofil sind, werden Speicherwasserkraftwerke in diesem Projekt mit einem Zuflussprofil und einem Speicherfüllstand modelliert. Dadurch gewinnen sie eine größere Flexibilität, benötigen jedoch einen ganzjährigen Optimierungszeitraum (siehe oben).

4.2. Szenarienbeschreibung

Die Szenarien für die Stromsystemanalyse werden für die Jahre 2030, 2040 und 2050 definiert. Als Hauptparameter, anhand deren sich die Szenarien grundsätzlich unterscheiden, werden der Ausbau der Kuppelkapazitäten („Vernetzung“) sowie der Umsetzungsgrad der Energiewende im europäischen Ausland verwendet (Abbildung 4-1). Das Szenario für Deutschland entspricht dem Klimaschutzszenario 2050 mit einer CO₂-Minderung um 95 % bis 2050 („KS95-Szenario“) (Öko-Institut und Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI) 2015).

Abbildung 4-1: Aufbau der Szenarien für die Stromsystemanalyse

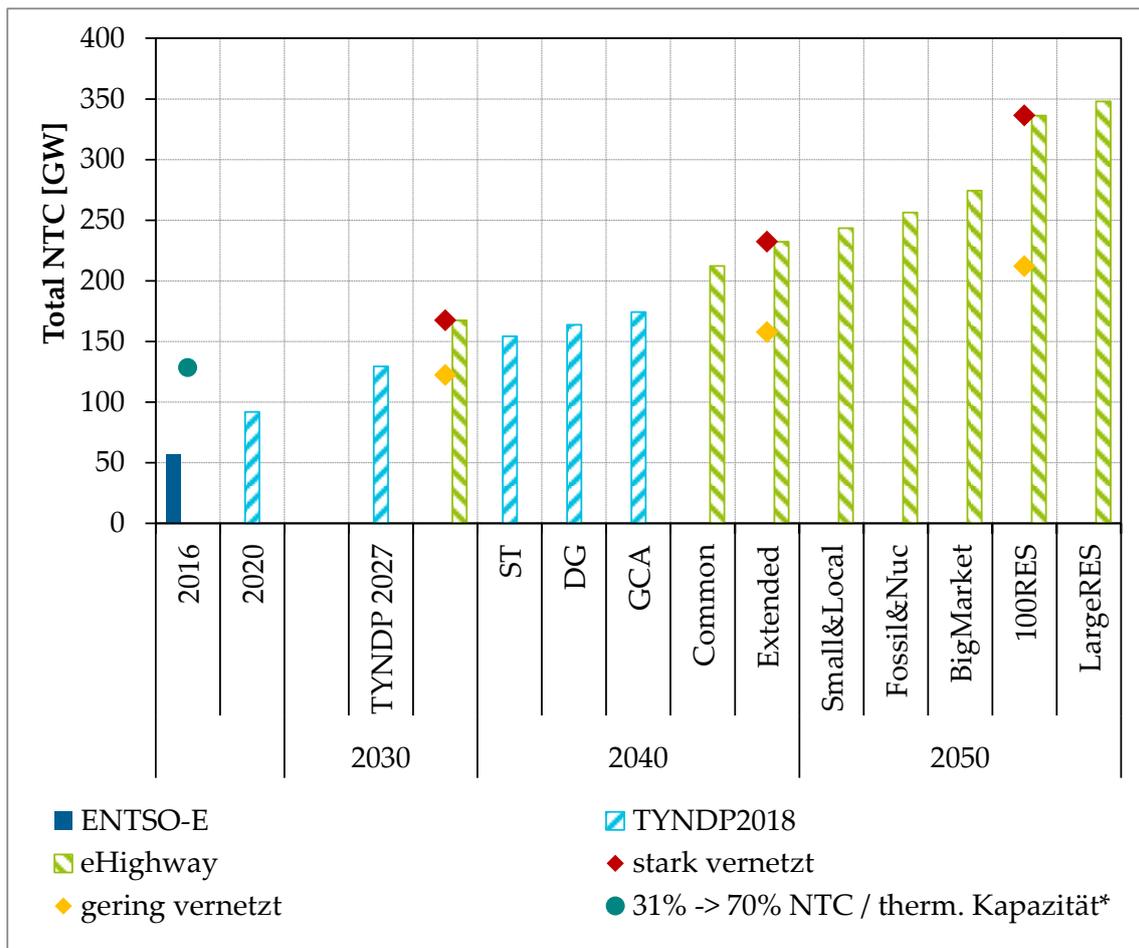


Quelle: Öko-Institut e.V.

4.2.1. Ausbau der Kuppelkapazitäten (Vernetzung)

Die Entwicklung der Kuppelkapazitäten im ENTSO-E Gebiet orientiert sich in den Szenarien mit starker Vernetzung an den eHighway Szenarien. Für das Jahr 2040 wird das „Extended Scenario“ und für das Jahr 2050 das „100% RES“ Szenario ausgewählt (Andersky et al. 2015). Diese Szenarien spiegeln den oberen Rand des Ausbaus der Kuppelkapazitäten wider, wie er in der Literatur beschrieben wird (Abbildung 4-2).

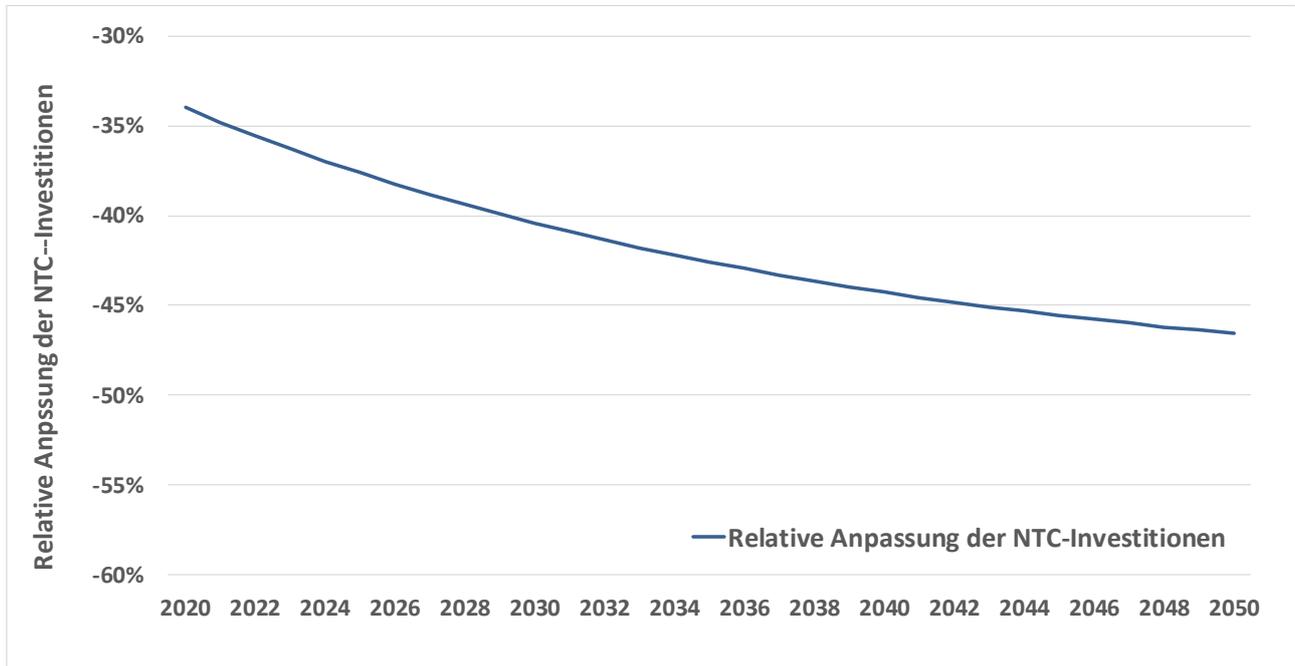
Abbildung 4-2: Entwicklung der Kuppelkapazitäten im ENTSO-E Gebiet



* Anstieg der NTCs der aus einem höheren NTC zu thermische Netzkapazität resultieren würde: 2016: Ø 31 % (Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) 2016), 2025: min. 70 % (European Commission (EC) 2017)
Quelle: Basierend auf (Ritter et al. 2019)

Im Gegensatz dazu wird in den Szenarien mit geringer Vernetzung eine Verzögerung beim Ausbau der Kuppelkapazitäten unterstellt. Aus dem Vergleich der für das Jahr 2020 prognostizierten Investitionen im TYNDP 2016 und dem TYNDP 2018 wurde eine Reduktion der prognostizierten Investitionen in Höhe von 34 % abgeleitet. Diese Verzögerung bei den Investitionen in den Ausbau der Kuppelkapazitäten wurde auf Basis ökonomisch plausibler Annahmen bis zum Jahr 2050 fortgeschrieben und kumuliert sich dabei zu einer Verzögerung von 46 % (Abbildung 4-3). Die Ableitung der Investitionsverzögerungen wird im Anhang (NTC-Anpassungen) in Kapitel 7 dargestellt. In Kombination mit den bereits heute bestehenden Kuppelkapazitäten ergeben sich für die Szenarien mit geringer Vernetzung die in Abbildung 4-2 als gelbe Raute dargestellten Kuppelkapazitäten. Diese Kuppelkapazitäten sind im Jahr 2030 um 28 %, im Jahr 2040 um 34 % und im Jahr 2050 um 37 % geringer als in den Szenarien mit hoher Vernetzung.

Abbildung 4-3: Angenommene Reduktion der Investitionen in den Ausbau der Kuppelkapazitäten in Europa



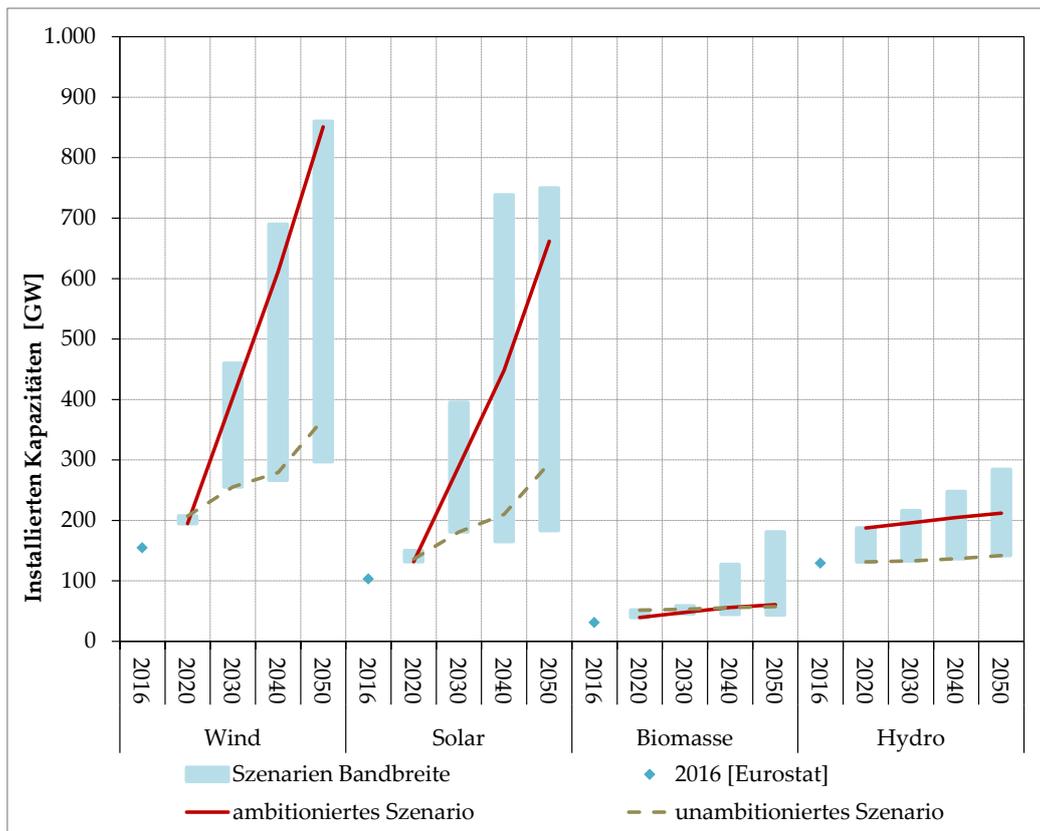
Quelle: Jacobs University Bremen auf Basis von TYNDP 2016 und TYNDP 2018; Basierend auf (Ritter et al. 2019)

4.2.2. Umsetzungsgrad der Energiewende im Stromsystem

Die Energiewende im Stromsystem lässt sich mit Hilfe des Ausbaus der erneuerbaren Energien, dem Ausstieg aus der konventionellen Stromerzeugung und der Entwicklung der Stromnachfrage charakterisieren. In den Szenarien mit einer ambitionierten Umsetzung der Energiewende wird ein deutlicher Ausbau der Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik unterstellt. Dieser Ausbau bewegt sich am oberen Rand der in der Literatur vorhandenen Szenarien. In den Szenarien mit einer unambitionierten Umsetzung der Energiewende wird die Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik auch ausgebaut, jedoch nur entlang des unteren Randes der Literaturrecherche. Im Jahr 2050 liegt die installierte Wind- und Photovoltaik-Leistung in den Szenarien mit einer unambitionierten Umsetzung der Energiewende nur bei 40 % im Vergleich zu der installierten Leistung in den Szenarien mit einer ambitionierten Umsetzung. Bei der Stromerzeugung aus Wasserkraft fällt der Unterschied zwischen dem ambitionierten und dem unambitionierten Szenario weniger stark ins Gewicht: Das unambitionierte Szenario liegt bei rund 75 % der installierten Leistung von Wasserkraftwerken im Vergleich zum ambitionierten Szenario. Für die Stromerzeugung aus Biomasse wird in beiden Szenarien nur ein geringer Anstieg unterstellt und die Szenarien unterscheiden sich in diesem Parameter kaum (siehe Abbildung 4-4¹¹).

¹¹ Eine detaillierte Darstellung der einzelnen Szenarien findet sich in Ritter et al. 2019

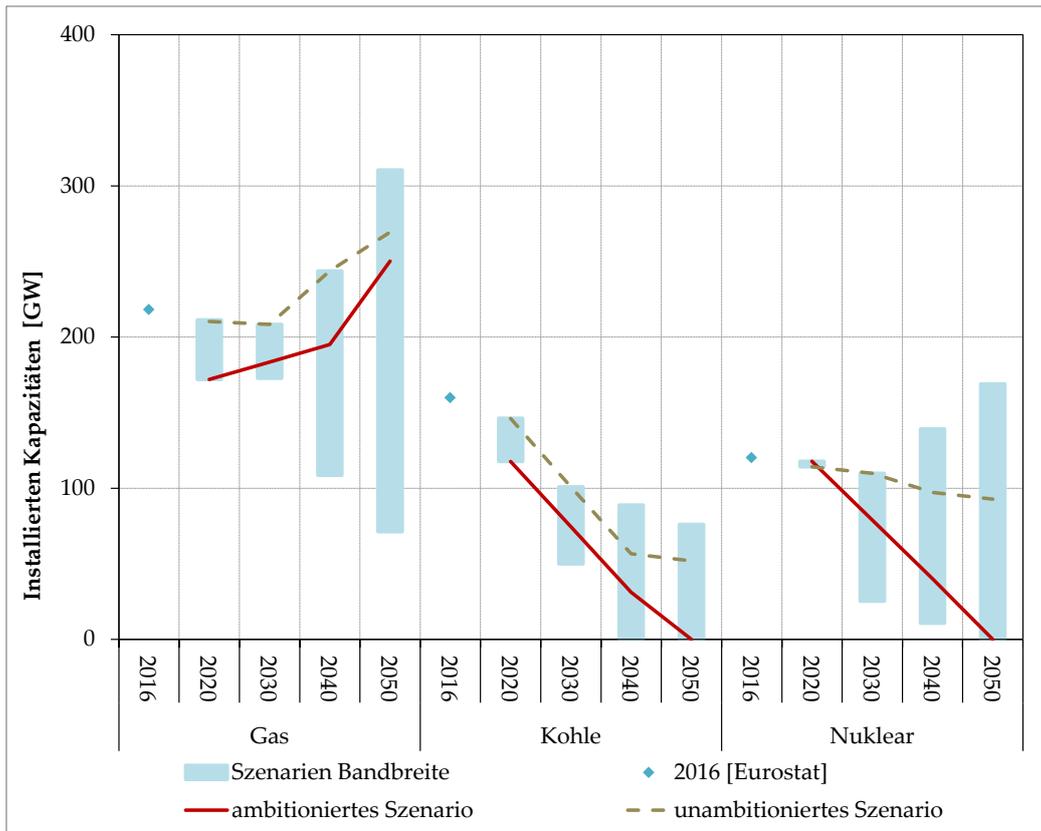
Abbildung 4-4: Ausbau der erneuerbaren Energien



Quelle: Basierend auf (Ritter et al. 2019)

Der Ausstieg aus der konventionellen Stromerzeugung fällt in den ambitionierten Szenarien deutlicher aus als in den unambitionierten Szenarien. Die ambitionierten Szenarien beinhalten einen vollständigen Ausstieg aus der Kohleverstromung und der Stromerzeugung aus Kernenergie. Die installierte Leistung von Erdgaskraftwerken steigt in beiden Szenarien bis zum Jahr 2050 an und wird als Backup-Technologie vorgehalten (Abbildung 4-5).

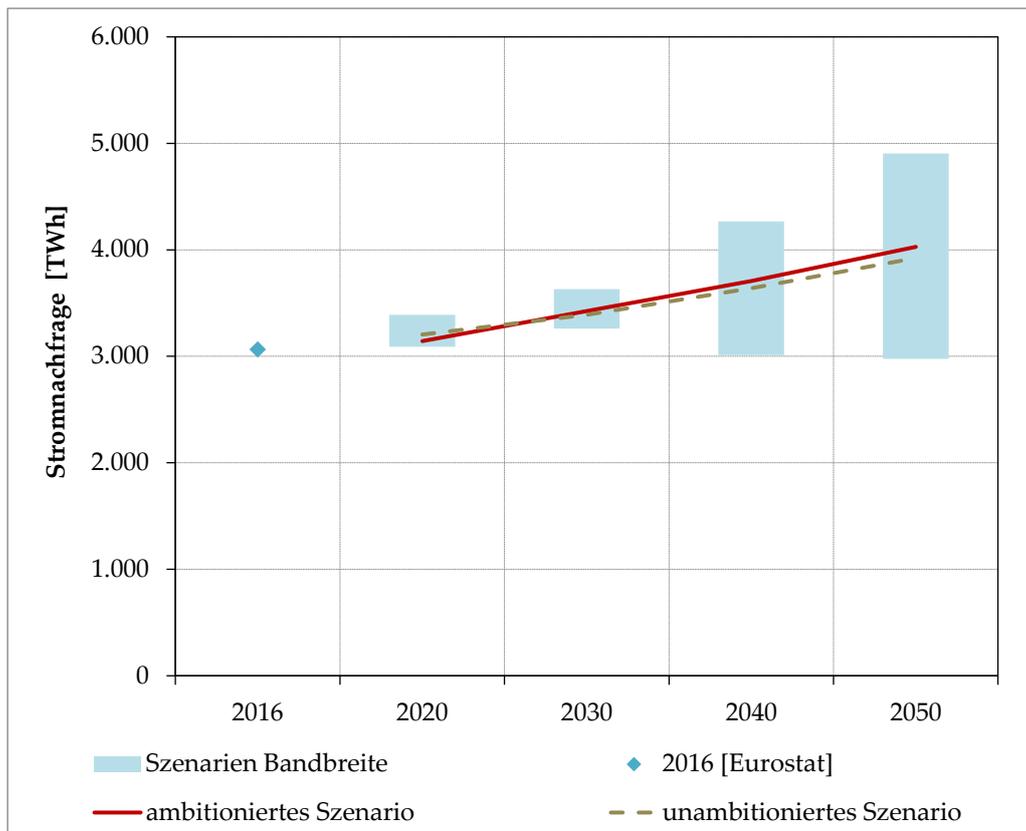
Abbildung 4-5: Ausstieg aus der konventionellen Stromerzeugung



Quelle: Basierend auf (Ritter et al. 2019)

Im Bereich der Stromnachfrage unterscheiden sich das ambitionierte und das unambitionierte Szenario kaum. In beiden Szenarien steigt die Stromnachfrage bis zum Jahr 2050 um rund 30 % an (Abbildung 4-6). Der Stromverbrauch aus neuen Stromanwendungen, wie z.B. Elektromobilität, Power-to-Heat oder Power-to-Gas, übersteigt den Effekt der Stromeinsparung aufgrund von Effizienzmaßnahmen deutlich.

Abbildung 4-6: Entwicklung der Stromnachfrage



Quelle: Basierend auf (Ritter et al. 2019)

4.2.3. Bandbreite des EE-Angebots im Verhältnis zur Stromnachfrage in den Szenarien

Das EE-Angebot im Verhältnis zur Netto-Stromnachfrage (die Brutto-Stromnachfrage ergibt sich erst als Ergebnis der Modellierung) steigt für den gesamten Betrachtungsraum von 54 % im Jahr 2030 im unambitionierten Szenario bis auf 100 % in 2050 im ambitionierten Szenario an (Tabelle 4-1).

Tabelle 4-1: EE-Angebot im Verhältnis zur Netto-Stromnachfrage im gesamten Betrachtungsraum

	2016	2030	2040	2050
unambitioniertes Szenario		54 %	59 %	70 %
ambitioniertes Szenario	34 %	63 %	83 %	100 %

Quelle: Eigene Berechnung

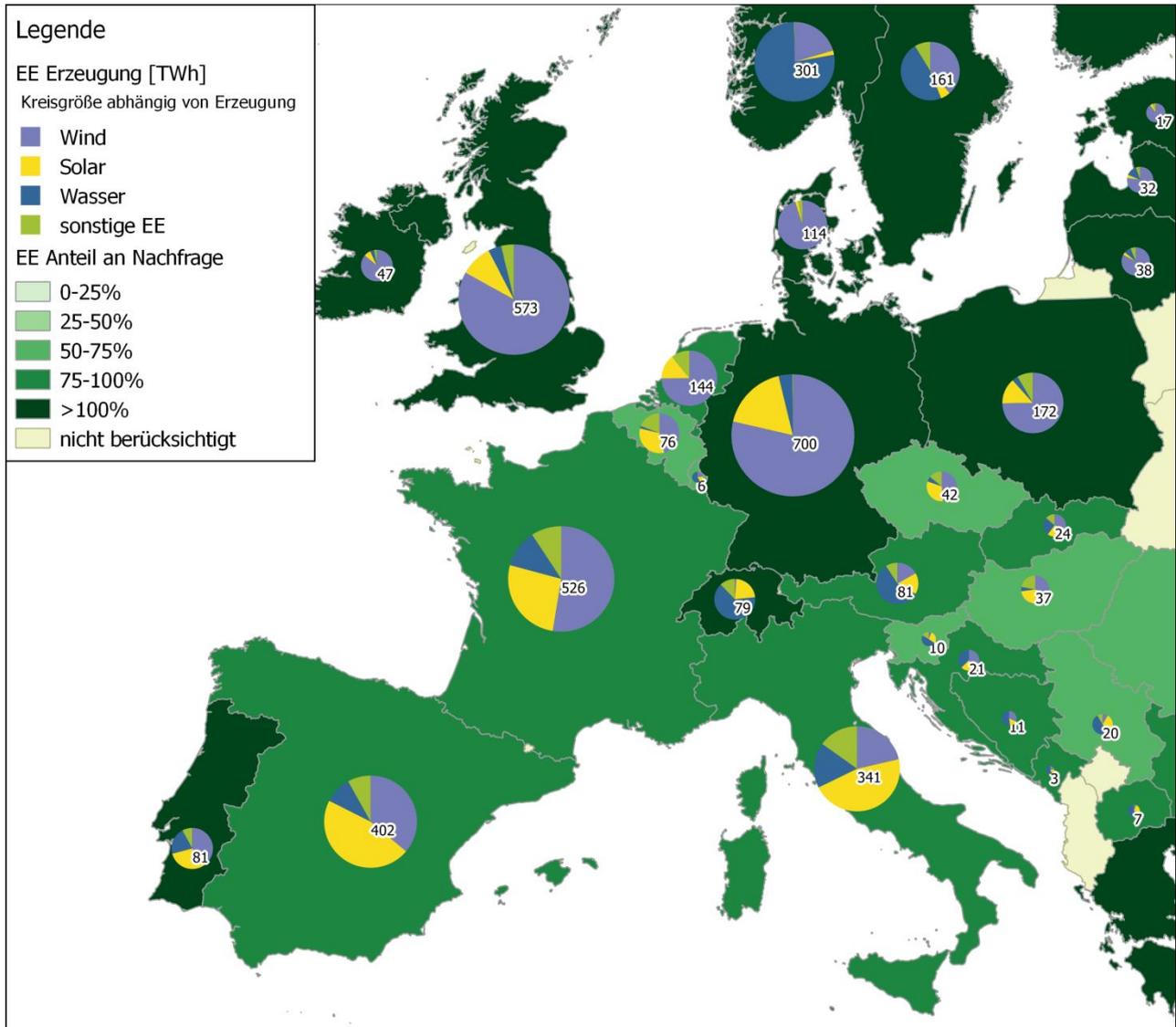
Innerhalb des ENTSO-E Gebiets lassen sich dabei hinsichtlich des verfügbaren EE-Angebots im Verhältnis zur Stromnachfrage verschiedene Ländergruppen bilden.

Das unambitionierte Szenario im Jahr 2030 stellt die untere Bandbreite in der Szenarienanalyse dar. Innerhalb des ENTSO-E Gebiets reicht die Bandbreite von 9 % bis 120 % EE-Angebot im Verhältnis zur Stromnachfrage (Abbildung 4-7):

- Länder mit mehr als 100 % EE-Angebots im Verhältnis zur Stromnachfrage: Norwegen (120 %), Schweiz (110 %) und Dänemark (105 %)
- Länder mit 75 % bis 100 % EE-Angebot im Verhältnis zur Stromnachfrage: Portugal (81 %) und Österreich (77 %)
- Länder mit 50 % bis 75 % EE-Angebot im Verhältnis zur Stromnachfrage: Schweden (72 %), Deutschland (67 %), Spanien (58 %), Griechenland (58 %), Rumänien (54 %), Vereinigtes Königreich (54 %) und Finnland (52 %)
- Länder mit 25 % bis 50 % EE-Angebot im Verhältnis zur Stromnachfrage: Lettland (49 %), Mazedonien (48 %), Kroatien (47 %), Italien (47 %), Irland (46 %), Weißrussland (45 %), Serbien (45 %), Slovenien (43 %), Frankreich (41 %), Niederlande (39 %), Bulgarien (37 %), Belgien (31 %)
- Länder mit weniger als 25 % EE-Angebot im Verhältnis zur Stromnachfrage: Slowakei (24 %), Estland (21 %), Polen (20 %), Moldawien (19 %), Litauen (19 %), Luxemburg (11 %), Tschechische Republik (10 %) und Ungarn (9 %)

- Länder mit 50 % bis 75 % EE-Angebot im Verhältnis zur Stromnachfrage: Rumänien (74 %), Slowenien (64 %), Serbien (64 %)
- Länder mit 25 % bis 50 % EE-Angebot im Verhältnis zur Stromnachfrage: Ungarn (63 %), Belgien (62 %) und die Tschechische Republik (58 %)

Abbildung 4-8: EE-Anteil an der Netto-Stromnachfrage bei ambitionierter Energiewende im Jahr 2050



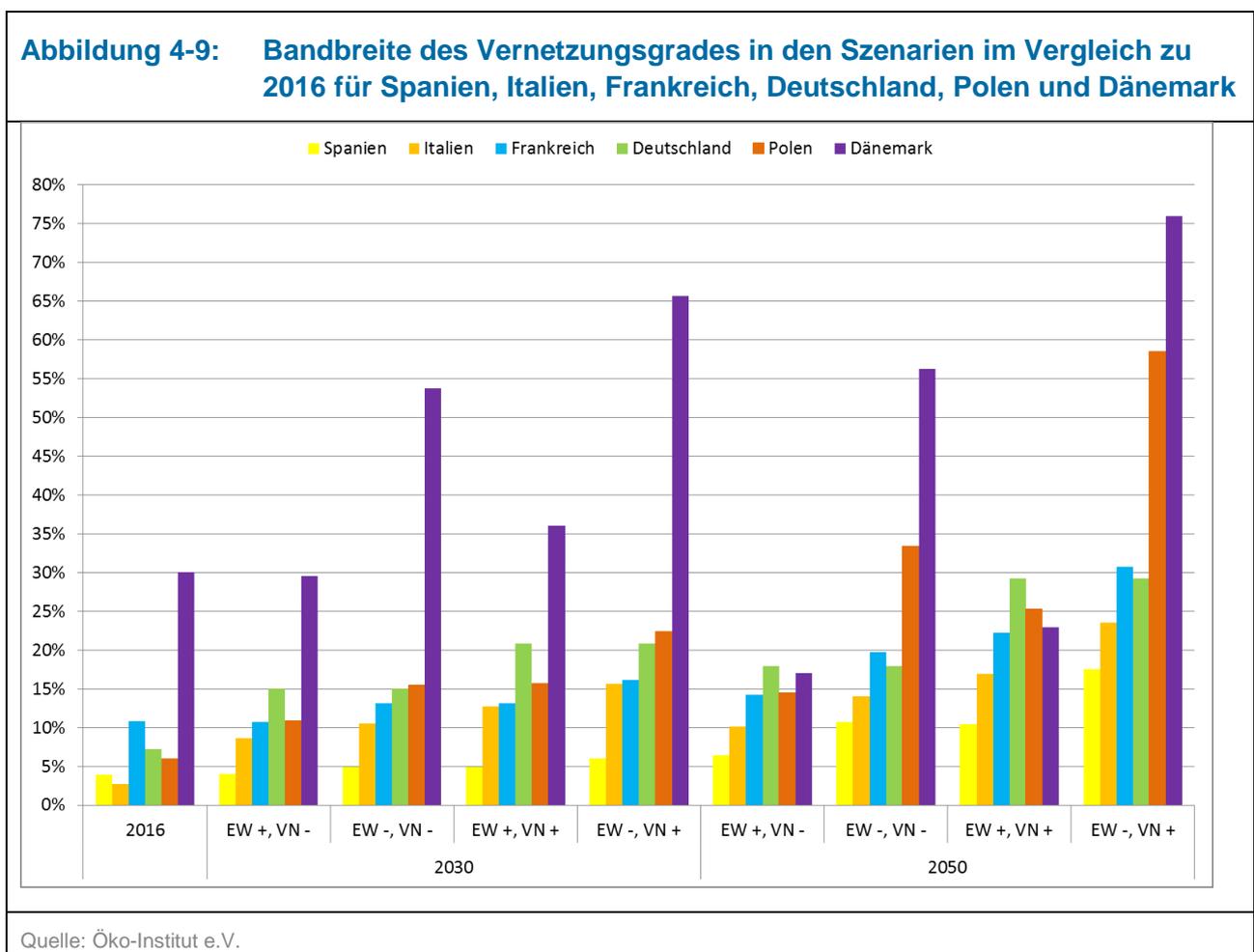
Quelle: Öko-Institut e.V.

4.2.4. Bandbreite des Vernetzungsgrades in den Szenarien

Die Bandbreite des Vernetzungsgrades in den Szenarien zeigt Abbildung 4-9 im Vergleich zu 2016 für Spanien, Italien, Frankreich, Deutschland, Polen und Dänemark. Der Vernetzungsgrad wird über die Kennzahl „Electricity interconnectivity“ dargestellt. Grundsätzlich gilt, dass der Vernetzungsgrad in der Szenarienkombination „ambitionierte Energiewende (EW +)“ und „geringe Ver-

netzung (VN -)“ jeweils am geringsten ist und in der Szenarienkombination „unambitionierte Energiewende (EW -)“ und „starke Vernetzung (VN +)“ jeweils am höchsten. Der Grund dafür ist, dass die Szenarien mit ambitionierter Energiewende eine insgesamt höhere installierte Erzeugungskapazität aufweisen, insbesondere von Wind- und Photovoltaik-Anlagen.

Darüber hinaus ist zu beobachten, dass der Vernetzungsgrad der einzelnen Länder im Zeitraum von 2016 bis 2050 größtenteils ansteigt. Das bedeutet, dass die Leistung der Kuppelkapazitäten im langfristigen Vergleich zwischen dem Jahr 2016 und dem Jahr 2050 stärker ansteigt als die installierte Erzeugungleistung des Kraftwerksparks. Auf diesem Transformationspfad gibt es jedoch auch Kombinationen, wo der Vernetzungsgrad abnimmt, da die installierte Erzeugungleistung stärker ansteigt als der Ausbau der Kuppelkapazitäten (z.B. in Dänemark in den Szenarien mit ambitionierter Energiewende im Jahr 2050).



Im Jahr 2050 weist das Szenario mit hoher Vernetzung und unambitionierter Energiewende für die betrachteten Kernländer der Länderrecherche einen Vernetzungsgrad auf, der durchgängig über dem EU-Zielwert für das Jahr 2030 in Höhe von 15 % liegt (Abbildung 4-10). Für einzelne Länder liegt die „electricity interconnectivity“ auch deutlich darüber. Dieses Szenario stellt die obere Bandbreite des Vernetzungsgrades dar.

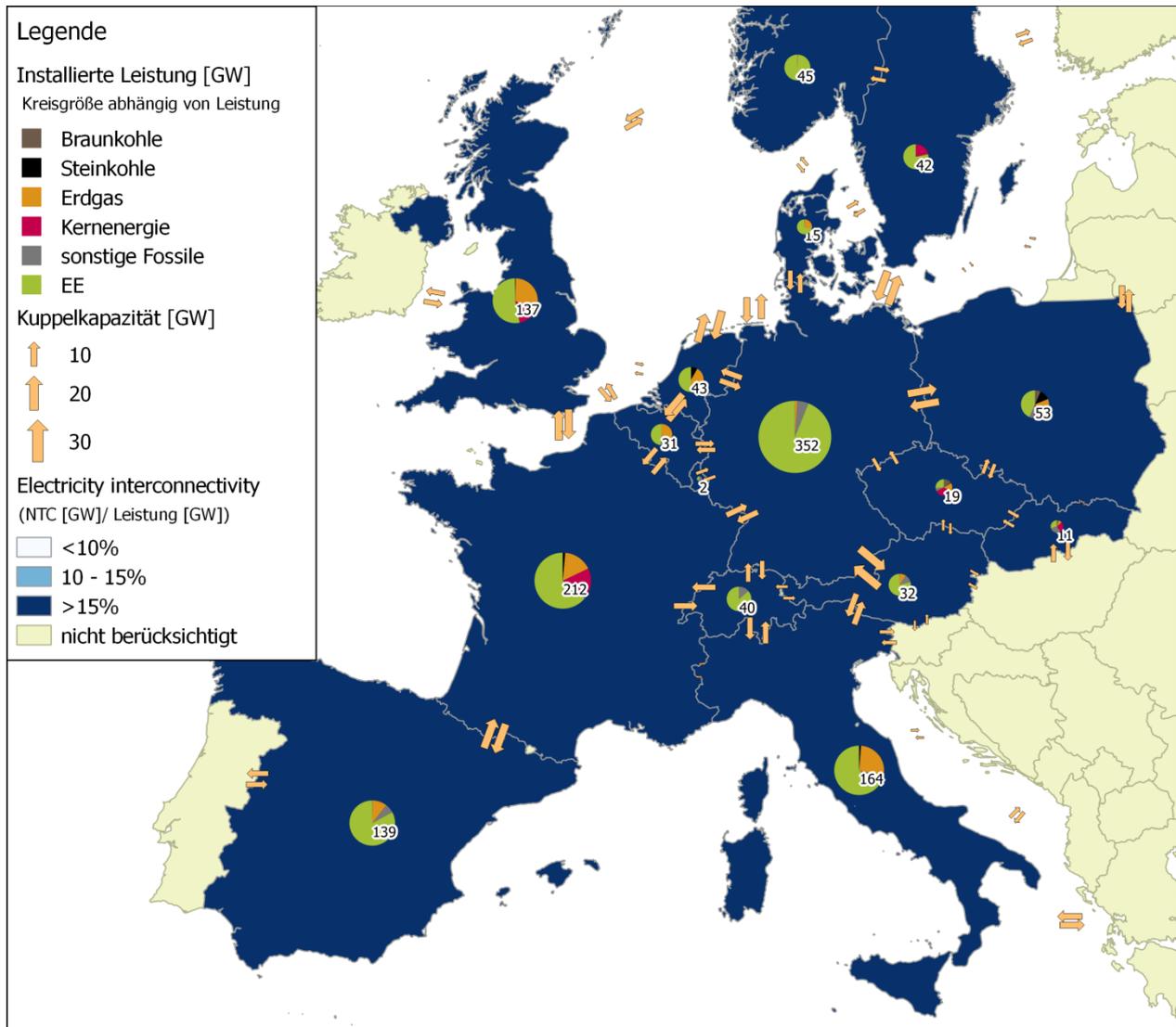
Im Gegensatz dazu fällt der Vernetzungsgrad im Jahr 2050 für das Szenario mit geringer Vernetzung und ambitionierter Energiewende deutlich geringer aus: in Spanien und dem Vereinigten Kö-

nigreich liegt die „electricity interconnectivity“ unter dem EU-Zielwert für das Jahr 2020 in Höhe von 10 %, in Frankreich, Italien und Polen wird der EU-Zielwert für das Jahr 2030 in Höhe von 15 % unterschritten (Abbildung 4-11). Dieses Szenario stellt die untere Bandbreite des Vernetzungsgrades dar.

Im Vergleich zur Ausgangslage im Jahr 2016 (vgl. Abbildung 3-6) ist jedoch selbst in dieser für den Vernetzungsgrad ungünstigsten Szenariokombination des Jahres 2050 die „electricity interconnectivity“ für Belgien, Niederlande, Deutschland deutlich höher und liegt über 15 %. Die noch im Jahr 2016 sichtbare schwache Vernetzung Deutschlands mit seinen westlichen und östlichen Nachbarländern ist deutlich zurück gegangen.

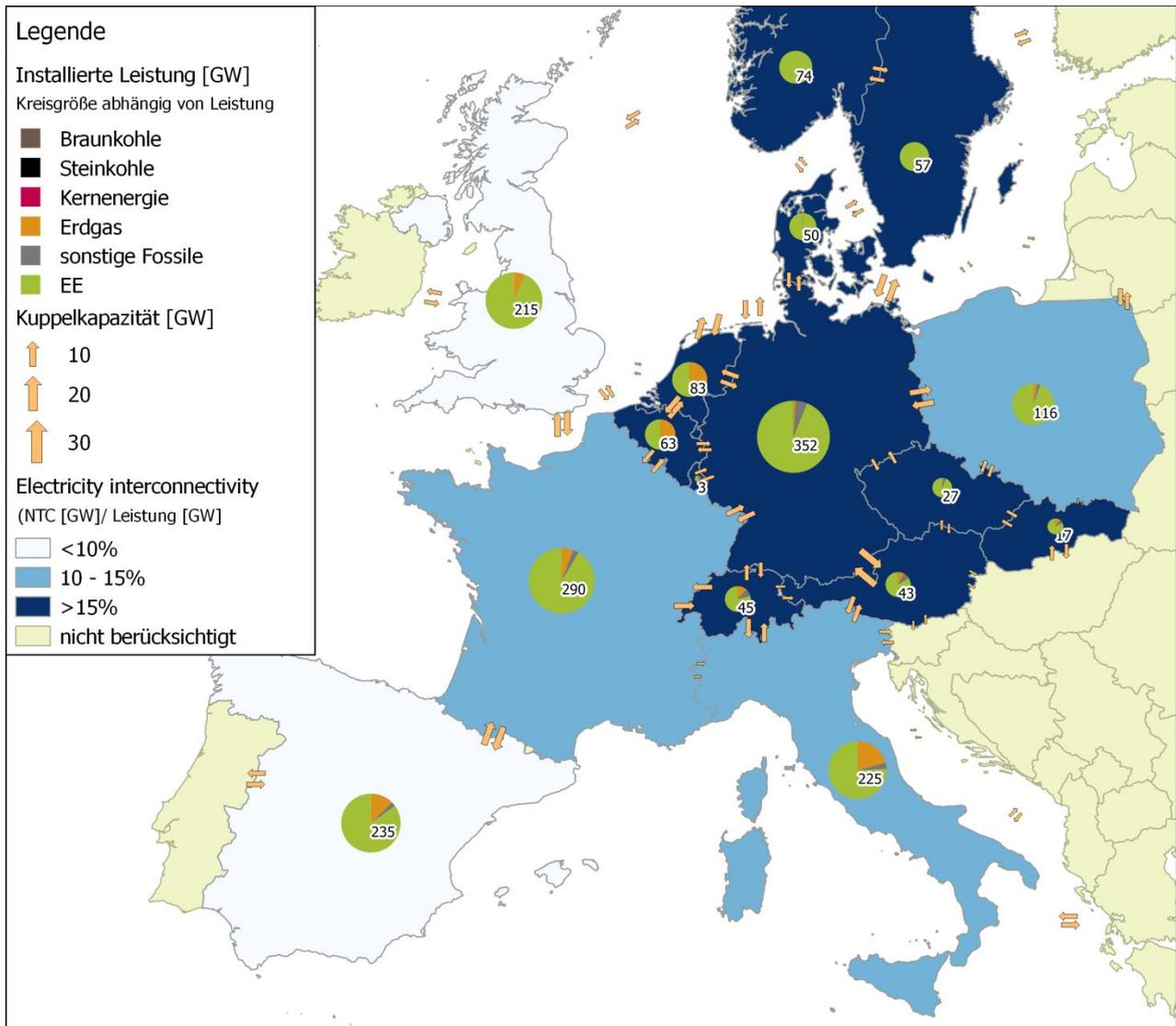
Der Vernetzungsgrad in den Szenarien mit unambitionierter Energiewende und geringer Vernetzung sowie mit ambitionierter Energiewende und hoher Vernetzung liegt innerhalb der in Abbildung 4-10 und Abbildung 4-11 dargestellten Bandbreite, wobei das Szenario mit hoher Vernetzung und ambitionierter Energiewende näher an der oberen Bandbreite liegt und das Szenario mit geringer Vernetzung und unambitionierter Energiewende näher an der unteren Bandbreite.

Abbildung 4-10: Installierte Erzeugungsleistung, Kuppelkapazität und daraus resultierende Kennzahl „electricity interconnectivity“ bei unambitionierter Energiewende und starker Vernetzung im Jahr 2050



Quelle: Öko-Institut e.V.

Abbildung 4-11: Installierte Erzeugungsleistung, Kuppelkapazität und daraus resultierende Kennzahl „electricity interconnectivity“ bei ambitionierter Energiewende und geringer Vernetzung im Jahr 2050



Quelle: Öko-Institut e.V.

4.2.5. Verfügbarkeit von Flexibilitätsoptionen in der Szenarienanalyse

Neben flexiblen Kraftwerken wurden die nachfolgenden Flexibilitätsoptionen in der Modellierung berücksichtigt:

- Pumpspeicher (PSW)
- Speicherwasserkraft (SWK)
- Power-to-Gas (PtG)
- Batteriespeicher

Die Annahmen zur Entwicklung von PSW- und SWK-Kapazitäten wurden wie in Kapitel 4.2.2 beschrieben für Deutschland dem Klimaschutzszenario 95 (Öko-Institut und Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI) 2015) und für Europa im unambitionierten Szenario dem EU Reference-Scenario (European Commission (EC) 2016a) sowie im ambitionierten Szenario dem eHighway 2050 (Andersky et al. 2015) entnommen.

Zur Berücksichtigung von zusätzlichen Kurz- und Langfristspeichern wurden Batterien und Power-to-Gas Anlagen implementiert. Die wichtigsten Eigenschaften sind in Tabelle 4-2 dargestellt. Die Annahmen für die Batteriespeicher basieren auf dem Angaben im Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans Strom 2030 (Bundesnetzagentur (BNetzA) 2018). Die Elektrolyseur-Kapazitäten für Power-to-Gas Anlagen wurden mit 10 % der Photovoltaik- und Windkapazitäten angesetzt. Für die Rückverstromung wurde keine Begrenzung gesetzt. Der Gesamt-Wirkungsgrad von Power-to-Gas Anlagen inklusive Rückverstromung wurde basierend auf (Agora Verkehrswende und Agora Energiewende 2018) abgeleitet.

Tabelle 4-2: Eigenschaften der Batteriespeicher und Power-to-Gas-Anlagen

Technologien	Be- und Entladeleistung	Speicher-Kapazität	Gesamt-Wirkungsgrad
Batterien	10 % der installierten Photovoltaik-Leistung	10 % der installierten Photovoltaik-Leistung * 1h	95 %
Power-to-Gas	Elektrolyseur Kapazität: 10 % der installierten Photovoltaik- und Wind-Leistung Rückverstromungskapazität: 100 % der Jahreshöchstlast	100 % der Jahresstromnachfrage	2030: 34 % 2040: 36 % 2050: 38 %

Quelle: Bundesnetzagentur (BNetzA) 2018; Agora Verkehrswende und Agora Energiewende 2018 und eigene Annahmen (Basierend auf (Ritter et al. 2019).)

4.2.6. Sonstige Rahmendaten und Parameter

Die Brennstoffpreise basieren auf dem Klimaschutzszenario 95 und wurden zwischen ambitionierten und unambitionierten Szenario nicht variiert. Die CO₂-Preise sind für das ambitionierte Szenario dem Klimaschutzszenario 95 und für das unambitionierte Szenario dem EU Reference Scenario 2016 entnommen. Die Brennstoffpreise für Öl, Gas und Steinkohle sowie die CO₂-Preise sind in Tabelle 4-3 angegeben. Die Betriebs- und Wartungskosten für den Betrieb konventioneller Kraftwerke sind in Tabelle 4-4 dargestellt.

Tabelle 4-3: Brennstoff- und CO₂-Preise

		2030	2040	2050
Brennstoffpreise [€/MWh]	Öl	52,6	57,2	60,5
	Erdgas	32,6	36,3	37,2
	Steinkohle	13,0	14,0	14,4
CO ₂ -Preise [€/t CO ₂]	unambitioniertes Szenario	32	50	83
	ambitioniertes Szenario	87	143	200

Quelle: Repenning et al. 2015; European Commission (EC) 2016a

Tabelle 4-4: Betriebs- und Wartungskosten

Energieträger	fix (€/kWa)	variabel (€/kWh)
Kernenergie	70,0	2,0
Braunkohle	74,7	2,3
Steinkohle	40,0	2,0
Erdgas	17,0	1,0

Quelle: Repenning et al. 2015

4.3. Indikatoren zur Auswertung der Modellergebnisse

Die Ergebnisse der Strommarktmodellierung setzen sich in erster Linie aus den technologie- und länderspezifischen Zeitreihen von Stromerzeugungsanlagen und Flexibilitätsoptionen sowie der Auslastung der Kuppelstellen zusammen.

Um diese Modellergebnisse auszuwerten und darzustellen, werden die stündlich aufgelösten Zeitreihen typischerweise zu Jahressummen aggregiert und weiter zu nachfolgenden länderspezifischen Indikatoren zusammengefasst:

Tabelle 4-5: Liste der angewendeten Ergebnis-Indikatoren

Kategorie	Ergebnis-Indikator	Einheit	Beschreibung	Angewendet in Forschungsfrage:
Stromerzeugungsmix	Fossile Brennstoffe und erneuerbare Energien	TWh/a	Erzeugungsmengen je Energieträger	3
	EE-Anteil an der Stromerzeugung	%	Anteile erneuerbarer Erzeugung an der Stromerzeugung	1
	EE-Anteil an der Stromnachfrage	%	Anteile erneuerbarer Erzeugung an der Stromnachfrage	3
Emissionen	CO ₂ -Emissionen	Mio. t CO ₂ /a	Jährliche CO ₂ -Emissionen im Stromsektor	1, 2 und 3
Stromtausch	Nettoimporte	TWh/a	Jahressumme von Importen und Exporten. Vorzeichenkonvention: Importe = positiv, Exporte = negativ	1, 2 und 3
	Transitflüsse	TWh/a	Jahressumme der in jeder Stunde durch ein Land hindurchgeleiteten Strommengen	1 und 3
Einsatz von Flexibilität	Speicherverluste	TWh/a	Speicherverluste durch Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken, Power-to-Gas-to-Power Anlagen sowie Batterie	2

		rien		
Preise	Strompreise	€/MWh	Mittlere jährliche Strompreise je Land	3
Wirtschaftlichkeit von konventionellen Kraftwerken	Auslastung	%	Tatsächlich erzeugte Strommenge / erzeugte Strommenge bei voller Auslastung	2
	Deckungsbeitrag I	€/MW pro Jahr	Jährliche Erlöse abzüglich kurzfristige Grenzkosten, bezogen auf installierte Leistung	2
	Deckungsbeitrag II	€/MW pro Jahr	Jährliche Erlöse abzüglich kurzfristiger Grenzkosten und fixer Betriebs- und Wartungskosten, bezogen auf die installierte Leistung	2

Quelle: Eigene Darstellung

5. Teil 3: Interpretation der Ergebnisse anhand der zentralen Forschungsfragen

5.1. Forschungsfrage 1: Rollen der einzelnen Länder bei der Umsetzung der Energiewende in Europa

Ausgehend von den Ergebnissen der Länderrecherche und der Datenaufbereitung für das Jahr 2016 zeigen wir in diesem Abschnitt, welche Rolle die betrachteten Länder aktuell im europäischen Stromsystem einnehmen (Abschnitt 5.1.1). Daran anschließend stellen wir als Ergebnis der Länderrecherche dar, welche Rollen die einzelnen Länder bei der Umsetzung der Energiewende in Europa erwarten (Abschnitt 5.1.2). Dieser Einschätzung stellen wir abschließend die Indikatoren und Modellergebnisse aus der Szenarienanalyse gegenüber (Abschnitt 5.1.2).

5.1.1. Bestehende Rollen einzelner Länder im europäischen Stromsystem

Die Abbildung 5-1 zeigt auf Basis der Daten aus dem Jahr 2016 (vgl. Abschnitt 3) schematisch die aktuelle Rolle der untersuchten Länder im europäischen Stromsystem auf. Die Rolle wird dabei aus der Sicht eines vernetzten europäischen Stromsystems definiert. Die Rollen spiegeln also wider, welche Anforderungen bzw. welches Angebot das jeweilige Land in einem stark vernetzten europäischen Energiesystem einbringt.

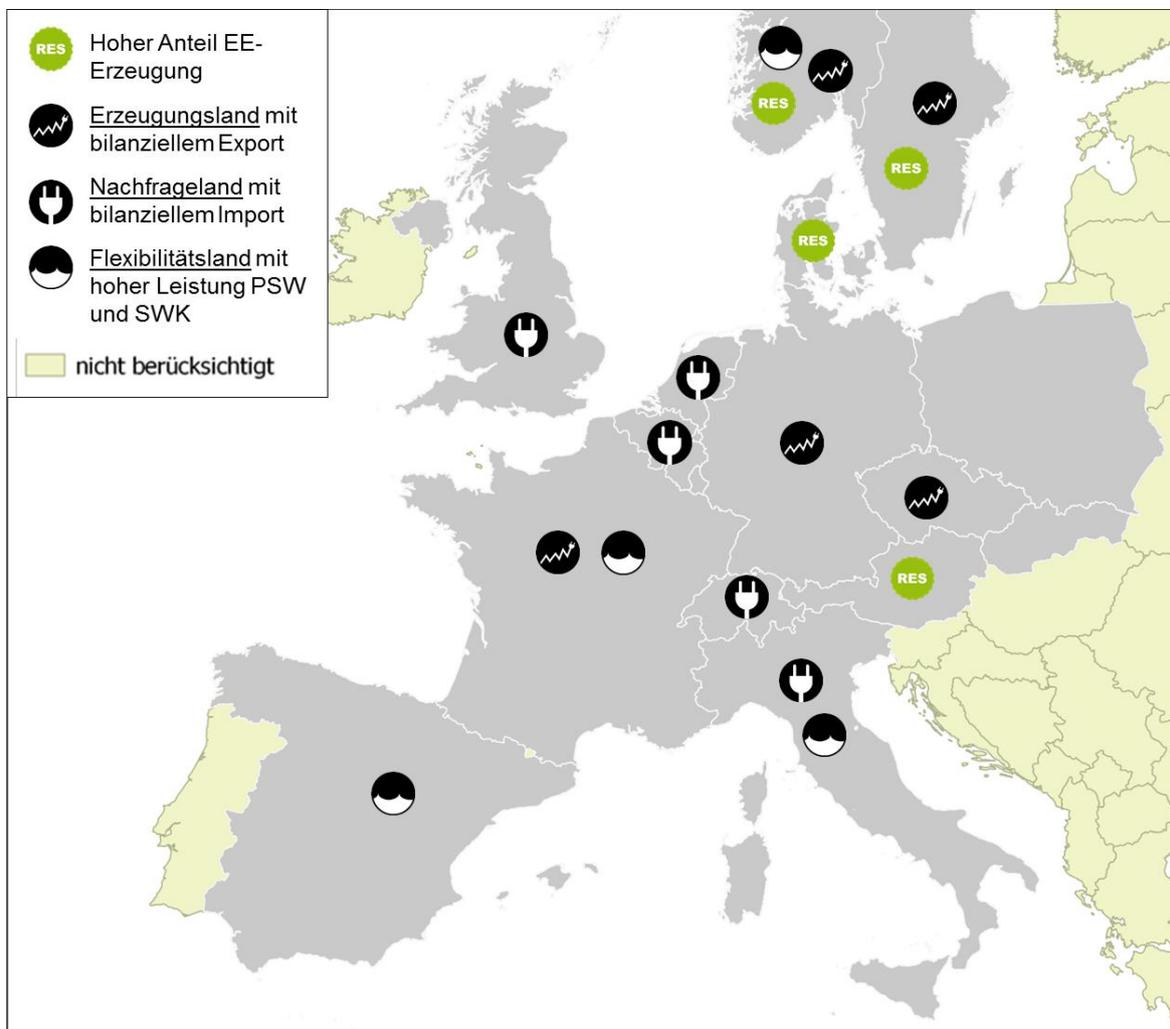
Die Daten zeigen die folgenden Rollen für die europäischen Länder auf. Dabei konnte nicht jedem Land eine spezifische Rolle zugewiesen werden. Vielmehr wurde herausgearbeitet, welche herausragenden Rollen zu erkennen sind:

- Die Nordeuropäischen Länder (Norwegen, Schweden und Dänemark) sowie Österreich erzeugen schon heute große Mengen Elektrizität aus erneuerbaren Quellen und können als **EE-Erzeugungsländer** klassifiziert werden.
- **Erzeugungsländer** mit hohen Exportraten sind Deutschland, Frankreich, Norwegen, Schweden und Tschechien. Während Norwegen überwiegend Strom aus Wasserkraft exportiert, basiert der Export in Schweden auf Wasserkraft und Kernenergie, in Frankreich überwiegend auf Kernenergie und in Deutschland und Tschechien auf Kohleverstromung und Kernenergie (vgl. Abbildung 3-8 und Abbildung 3-1).

- **Flexibilität** auf Basis von Großspeichern (Pumpspeicherwerken) oder Speicherwasserkraftwerken kann insbesondere in Spanien, Norwegen, Italien und Frankreich zur Verfügung gestellt werden (vgl. Abbildung 3-5).
- Die **Nachfrageländer** zeichnen sich durch signifikante Nettoimporte aus, wie zum Beispiel Italien, Belgien, Niederlande und das Vereinigte Königreich (vgl. Abbildung 3-8).

Es kann festgestellt werden, dass die Rollen der Länder maßgeblich von den topologischen und geographischen Gegebenheiten abhängen. Das Potenzial für Wind- und Wasserkraft bestimmt maßgeblich das EE-Erzeugungspotenzial und das Potenzial für die Speicherwasserkraft und Pumpspeicherwerke das Flexibilitätspotenzial.

Abbildung 5-1: Bestehende Rolle der betrachteten Länder im europäischen Energiesystem (basierend auf entso-e Daten von 2016)



PSW: Pumpspeicher, SWK: Speicherwasser

Quelle: Öko-Institut e.V. auf Basis der Energiesystemdaten aus Abschnitt 3

5.1.2. Zukünftiges Rollenverständnis als Ergebnis aus der Länderrecherche

In nahezu allen europäischen Ländern gibt es die Zielsetzung, in den nächsten Jahren die EE-Stromerzeugung auszubauen. Länder, die bereits einen hohen EE-Anteil an der Stromnachfrage haben, streben einen EE-Anteil von 100 % an:

- Norwegen: 115 % EE-Anteil an der Stromnachfrage bis 2020¹²
- 100 % EE-Anteil an der Stromnachfrage in Österreich bis 2030, in Dänemark bis 2035, in Schweden bis 2040 und in der Schweiz bis 2050

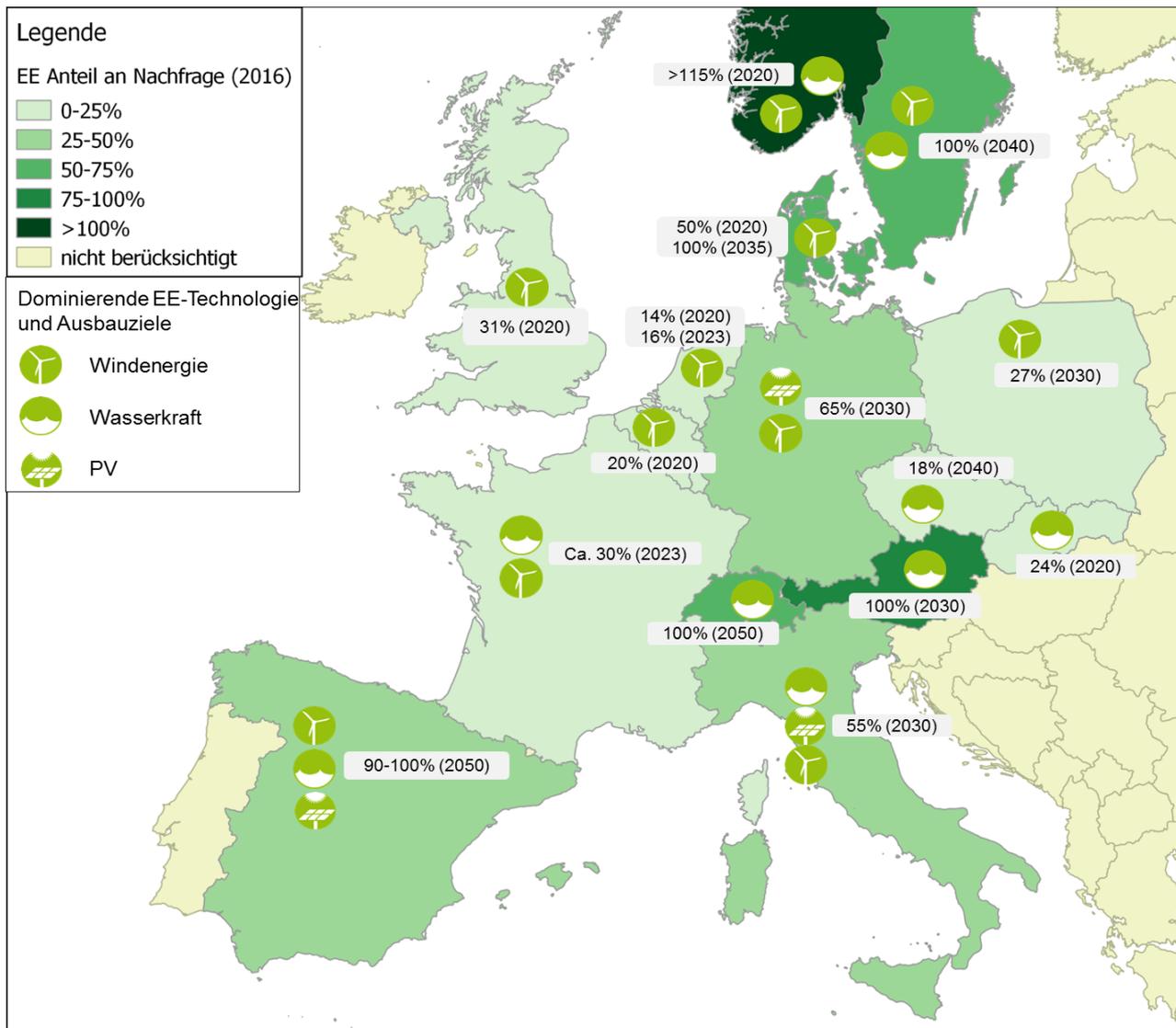
Daneben wollen einige Länder ihren EE-Anteil an der Stromnachfrage auf mindestens 50 % bis zum Jahr 2030 erhöhen:

- Deutschland auf 65 %
- Italien auf 55 %

Darüber hinaus gibt es eine Gruppe von Ländern, deren mittelfristiges EE-Ausbauziel im Stromsektor nur rund 20 % beträgt, wie z.B. Niederlande, Belgien, Polen und Tschechien. Als Minimalziel bekennen sich alle Länder zu dem EU-weiten Ziel einen EE-Anteil bezogen auf den gesamten Endenergieverbrauch für Strom, Wärme und Kraftstoffe in Höhe von 32 % bis zum Jahr 2030 zu erreichen. Die Abbildung 5-2 zeigt die gesetzten EE-Ausbauziele pro Land sowie die dominierende EE-Technologie, die dabei zum Einsatz kommen soll.

¹² Norwegen beabsichtigt, mehr erneuerbaren Strom zu erzeugen als es selbst verbraucht. Dies führt zu einem EE-Anteil an der inländischen Last von mehr als 100%.

Abbildung 5-2: Geplanter Ausbau der EE-Stromerzeugung (Anteil an der Stromnachfrage)



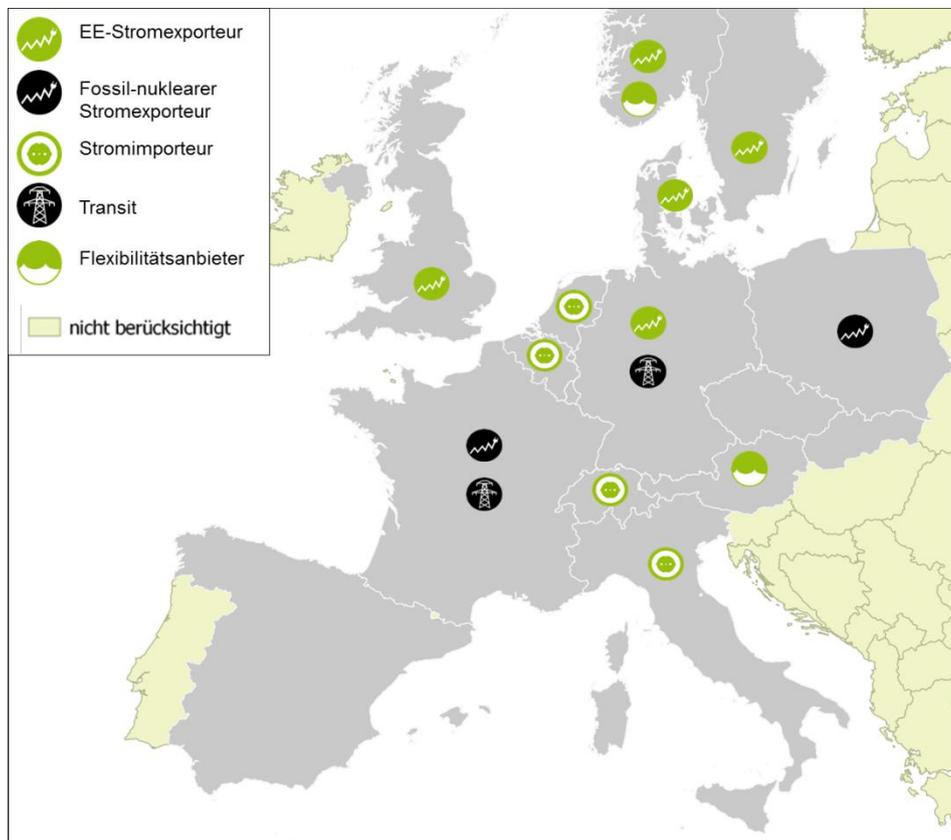
Quelle: Auf Basis der Länderrecherche (siehe Kapitel 3) und Ländersteckbriefe (Kapitel 6)

Das zukünftige Rollenverständnis der betrachteten Länder ist in Abbildung 5-3 abgebildet. Auf Basis der Zielsetzungen dieser Länder zeichnet sich mittelfristig in Form eines Nord-Süd-Trichters eine hohe EE-Stromerzeugung in Skandinavien, Deutschland und den Alpenländern ab (Erzeugungsländer). Darüber hinaus sehen sich auch Polen und Frankreich als Erzeugungsländer, allerdings in erster Linie von fossil oder nuklear erzeugtem Strom. Das Vereinigte Königreich könnte zudem aufgrund der hohen Windstrompotenziale ebenfalls die Rolle eines Erzeugerlandes einnehmen, eine entsprechende Vernetzung mit dem europäischen Festland vorausgesetzt (kabelgebundener Stromtransit durch die Nordsee).

Als Nachfrageländer treten die Niederlande, Belgien, Italien und zumindest saisonal in den Wintermonaten auch die Schweiz auf. Für Deutschland und Frankreich ergibt sich dadurch aufgrund deren geographischer Lage die Rolle als Transitland, sowohl in der Nord-Süd Richtung, als auch in Richtung Westen und Osten.

Norwegen und Österreich können sich die Rolle als Speicherland durchaus vorstellen, aber nicht in einer maximalen Ausprägung mit starken negativen Effekten im eigenen Land.

Abbildung 5-3: Zukünftiges Rollenverständnis der betrachteten Länder



Quelle: Auf Basis der Länderrecherche (siehe Kapitel 3)

5.1.3. Rolle der Länder in der Szenarienanalyse

Im Gegensatz zu den vorherigen Abschnitten, in denen die momentane Rolle der Länder auf Basis historischer Daten sowie das Rollenverständnis auf Basis von politischen Zielsetzungen dargestellt wurde, findet in diesem Abschnitt eine Rollenzuordnung der Länder auf Basis der Ergebnisse der Szenarienanalyse statt.

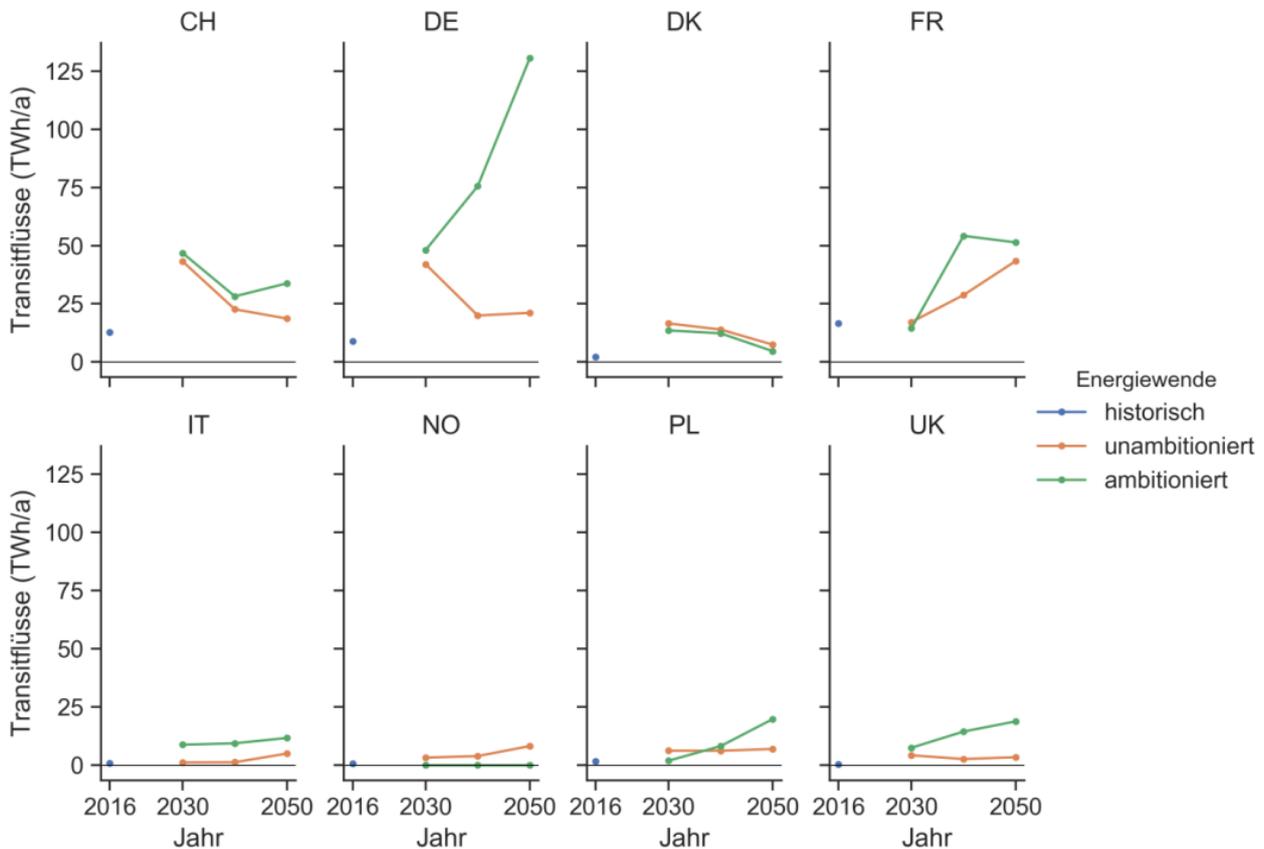
Im Rahmen des europäischen Binnenmarktes wird die Vernetzung des Elektrizitätssystems zwischen den europäischen Ländern vorangetrieben. Die Szenarienanalyse (vgl. Kapitel 0) zeigt, dass die Funktion des **Transitlandes** dadurch immer relevanter wird.

Abbildung 5-4 zeigt die jährlichen Transitflüsse (also Strommengen, die durch ein Land hindurch geleitet werden) für ausgewählte Länder. Länder mit hohen Transitflüssen sind beispielsweise Deutschland, Frankreich und die Schweiz. Dieses Resultat spiegelt die zentrale Lage dieser Länder in Europa wieder. Insbesondere wenn in Europa eine ambitionierte Energiewende verfolgt wird, steigen die Transitflüsse nochmals an. Dieser Effekt ist auf die Möglichkeit des Netzes zurückzuführen, erneuerbare Stromerzeugung geographisch zu verteilen und zeitlich unterschiedliche Einspeisespitzen auszugleichen. Deutschland nimmt im ambitionierten Szenario eine Spitzenposition bei den Transitflüssen ein. Das ist unter anderem auf die Lage zwischen der EE-

Einspeiseregion (Nordseeraum, Nordeuropa) und den Nachfrageländern Italien, Belgien und den Niederlanden zurückzuführen. Dänemark als mögliches Bindeglied zwischen Norwegen und Schweden und Mitteleuropa hat nur eine kleine Rolle als Transitland, da bei einer starken Vernetzung auch Direktleitungen insbesondere von Norwegen nach Deutschland, dem Vereinigten Königreich und den Niederlanden vorgesehen sind.

Aus zeitlicher Perspektive bleiben die Rollen für fast alle betrachteten Länder über die Szenariojahre erhalten. Im ambitionierten Szenario nehmen die Transitflüsse jedoch im Zeitverlauf eher zu, im unambitionierten Szenario bleiben sie eher konstant oder sie nehmen ab. Deutschland und Frankreich verzeichnen einen starken Anstieg der Transitflüsse mit zunehmendem Ausbau der erneuerbaren Energien im Zeitverlauf. Diese beiden Länder nehmen eine Sonderstellung innerhalb der Transitländer ein.

Abbildung 5-4: Transitflüsse in ausgewählten Ländern in der Szenarienanalyse



Quelle: eigene Modellierung Öko-Institut e.V.

Die Rolle als Import- oder Exportland wird in Abbildung 5-5 erkenntlich. Abbildung 5-5 zeigt die jährlichen Nettoimporte für ausgewählte Länder. Positive Werte bedeuten in der gewählten Darstellung, dass ein Land mehr Strom importiert als es exportiert. Im Fall negativer Werte verhält es sich umgekehrt. Ergänzend dazu sind die durchschnittliche CO₂-Intensität der Stromerzeugung (Abbildung 5-6) sowie der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung (Abbildung 5-7) dargestellt.

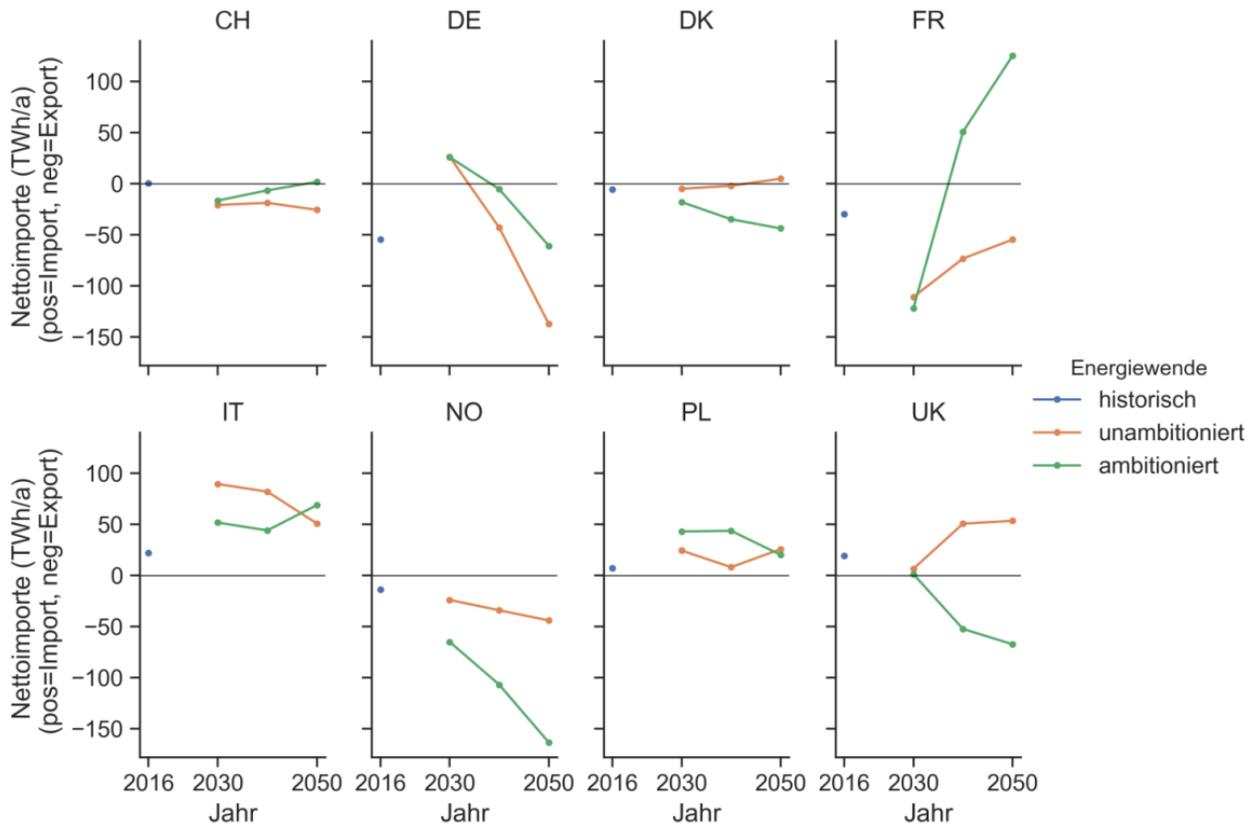
Unter den betrachteten Ländern können nur drei Länder robust der Rolle als Exporteur oder Importeur zugeordnet werden. Norwegen ist eindeutig als Exportland zu klassifizieren und exportiert sowohl im ambitionierten als auch im unambitionierten Fall Strom. Dies ist auf die hohen Wasserkraftpotenziale in Norwegen zurückzuführen. Italien und Polen sind in allen hier betrachteten Szenarien Importländer. Beide Länder weisen (gemeinsam mit Deutschland) auch die höchsten CO₂-Intensitäten der Stromerzeugung auf.

Die Szenarienanalyse zeigt zudem, dass die Rolle als Exportland oder Importland deutlich von dem Ambitionsniveau der Energiewende abhängig ist. Das beste Beispiel dafür ist Frankreich. Während Frankreich im unambitionierten Szenario Strom aus Kernenergie exportiert (ähnlich wie heute) so wandelt sich das Bild im ambitionierten Szenario. In diesem Fall wird Frankreich einer der größten Nettoimporteure in dem untersuchten Szenario.

In UK verhält sich das genau andersherum. Im unambitionierten Szenario importiert UK im Zeitverlauf immer mehr Strom, während im ambitionierten Szenario durch den Zubau von Windenergie insbesondere nach Frankreich exportiert wird.

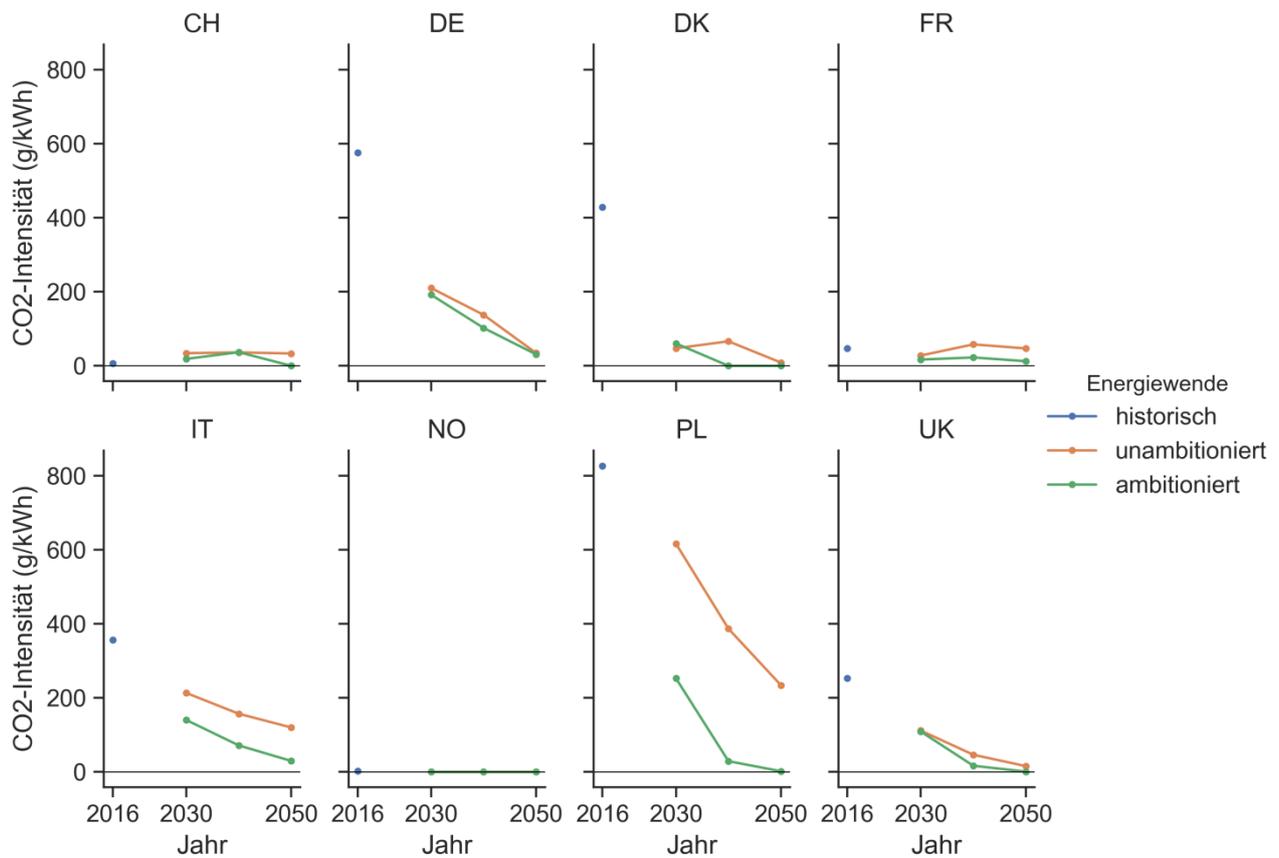
Für Deutschland zeichnet sich ein Rollenwechsel im Zeitverlauf ab: Im Gegensatz zu der gegenwärtigen Situation, in der Deutschland deutlich mehr Strom exportiert als importiert, wird Deutschland in den hier untersuchten Szenarien im Jahr 2030 zum Importland. Eine Erklärung hierfür ist die deutliche Abnahme der verfügbaren Kraftwerkskapazitäten auf Grund des bis zu diesem Zeitpunkt vollzogenen Atomausstiegs und der zügigen Außerbetriebnahme von Steinkohle- und Braunkohlekraftwerken. Langfristig wird dies durch den starken Ausbau erneuerbarer Kapazitäten kompensiert, so dass Deutschland im Jahr 2050 wieder deutlich mehr Strom exportiert als importiert. Im unambitionierten Szenario sind die Nettoexporte von Deutschland deutlich größer. In diesem Fall profitiert Deutschland von der Flexibilität des konventionellen Kraftwerksparks in den benachbarten Ländern, um vor allem im Falle hohen Windangebots überschüssige Energie zu exportieren (siehe auch Abschnitt 5.2.1). Zu beachten ist an dieser Stelle, dass (anders als in den übrigen Ländern) der Kraftwerkspark für Deutschland im ambitionierten und im unambitionierten Szenario identisch ist. Die unterschiedlichen Ergebnisse sind hier also ausschließlich auf die veränderten Rahmenbedingungen (insbesondere den CO₂-Preis) und die unterschiedlichen Kraftwerksparks im europäischen Ausland zurückzuführen.

Abbildung 5-5: Nettoimporte in ausgewählten Ländern in der Szenarienanalyse



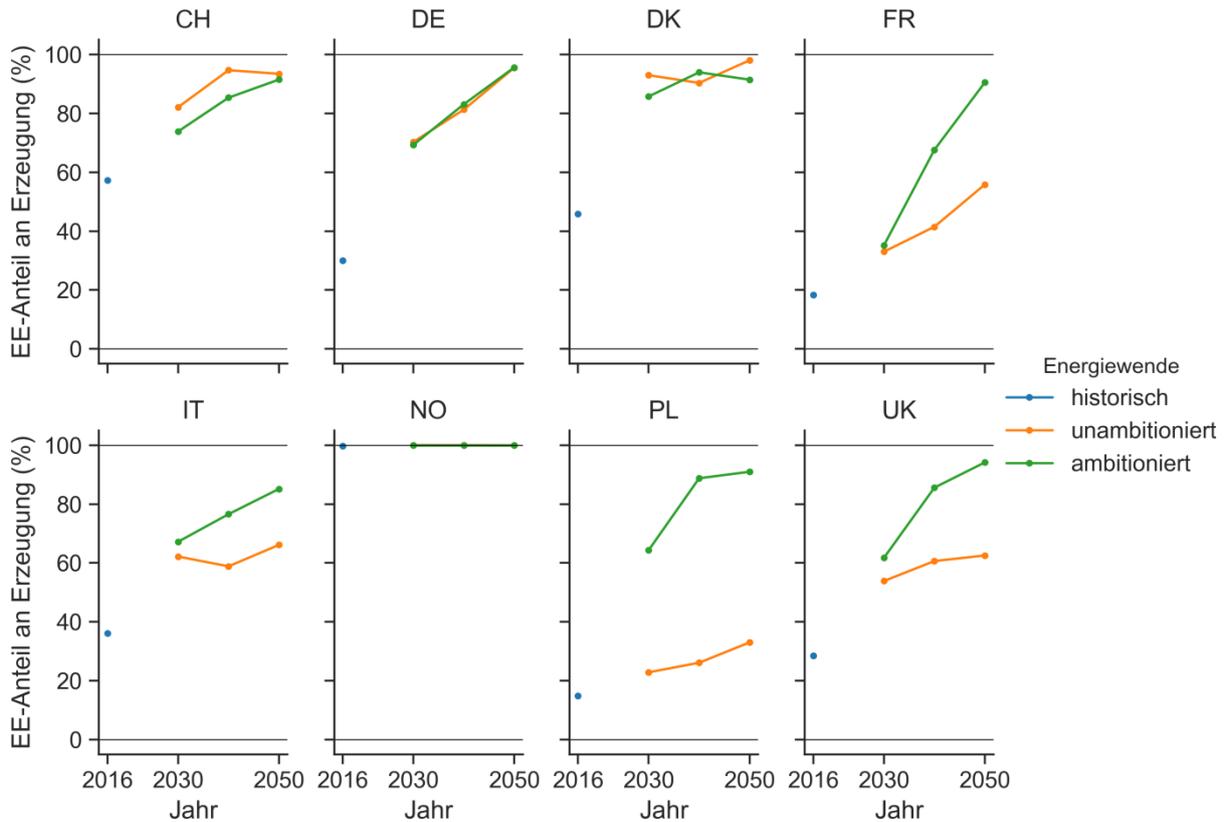
Quelle: eigene Berechnungen Öko-Institut e.V.

Abbildung 5-6: CO₂-Intensität in ausgewählten Ländern in der Szenarienanalyse



Quelle: eigene Berechnungen Öko-Institut e.V.

Abbildung 5-7: EE-Anteil der Stromerzeugung in ausgewählten Ländern in der Szenarienanalyse



Quelle: eigene Modellierung Öko-Institut e.V.

5.1.4. Fazit

Für den Großteil der betrachteten Länder ändert sich die heutige Rolle im europäischen Stromsystem nicht grundsätzlich. So behalten die nordischen Länder Norwegen und Schweden ihre Rolle als Stromexporteur und Italien, Belgien und die Niederlande ihre Rolle als Stromimporteur bei.

Für Frankreich und das Vereinigte Königreich hängt die Rolle als Stromexport- oder Importland stark von dem Ausbau erneuerbarer Energien ab. In den Szenarien mit einer ambitionierten Energiewende mit hohen EE-Anteilen wird das Vereinigte Königreich zum Stromexporteur (v.a. aufgrund von Windenergie) und Frankreich zum Stromimporteur. In den Szenarien mit einer unambitionierten Energiewende ist es anders herum: Frankreich ist Nettostromexporteur (v.a. aufgrund der Kernenergienutzung) und das Vereinigte Königreich ist Stromimporteur.

Im Rahmen des europäischen Binnenmarktes wird die Vernetzung des Elektrizitätssystems zwischen den Europäischen Ländern vorangetrieben. Die Szenarienanalyse zeigt, dass die Funktion des Transitlandes dadurch immer relevanter wird. Insbesondere Deutschland, Frankreich und die Schweiz sind und bleiben auf Grund ihrer geographischen Lage und ihrer guten Einbindung in das Verbundnetz als Transitländer von großer Bedeutung.

Transitländer übernehmen im europäischen Stromsystem eine wichtige Enabler-Funktion für die Verteilung günstigen EE-Stroms und der damit einhergehenden Abnahme der CO₂-Emissionen.

Anreize, diese Transitrolle im europäischen Stromsystem aktiv einzunehmen, müssen darum auf europäischer Ebene gesetzt werden.

5.2. Forschungsfrage 2: Wie wirken sich unterschiedliche Umsetzungsgeschwindigkeiten bei der Energiewende in Europa zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern aus?

In diesem Abschnitt werden Szenarien mit unterschiedlichen Umsetzungsgeschwindigkeiten für die Energiewende in Europa verglichen. Dabei wird in jedem Szenario von einer ambitionierten Klimapolitik in Deutschland ausgegangen, d.h. das 95 % Minderungsziel bis zum Jahr 2050 wird in diesem Szenario erreicht. Für die Entwicklung in den anderen Ländern werden ambitionierte und nicht ambitionierte Szenarien verglichen (vgl. Abschnitt 4.2). Zunächst wird untersucht, welche Auswirkungen unterschiedliche Ambitionsniveaus im Ausland auf das Energiesystem in Deutschland haben (Abschnitt 5.2.1). Anschließend wird exemplarisch eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung von Kraftwerken in ausgewählten europäischen Ländern durchgeführt (Abschnitt 5.2.2).

5.2.1. Welche Auswirkungen hat es für den deutschen Kraftwerkspark, wenn sich das europäische Umfeld ändert?

In allen Szenarien wird davon ausgegangen, dass in Deutschland ambitionierte Klimapolitik umgesetzt und das Ziel einer Minderung der CO₂-Emissionen um 95 % bis zum Jahr 2050 (ggü. 1990) erreicht wird. Für den Stromsektor entspricht dies einer nahezu vollkommenen Dekarbonisierung (siehe Abschnitt 4.2.2). Für das europäische Ausland werden Szenarien mit sehr unterschiedlichem Ambitionsniveau verglichen (vgl. Abschnitt 4.2).

Abbildung 5-8 zeigt auf der linken Seite die Entwicklung des Stromerzeugungsmixes sowie der Nettoimporte in Deutschland bis zum Jahr 2050 bei niedrigem Ambitionsniveau im Ausland (und starkem Vernetzungsgrad).¹³ Deutlich zu erkennen ist die Verdrängung thermischer Stromerzeugung durch erneuerbare Energieträger. Für das Jahr 2030 ist – auf Grund des vollzogenen Kernenergie-Ausstiegs und der zügigen Außerbetriebnahme von Steinkohle- und Braunkohlekraftwerken – ein Nettoimport von ca. 25 TWh/a zu erkennen. Dieser Effekt ist jedoch nur vorübergehend – in 2040 ist die Import-Export-Bilanz ausgeglichen, und im Jahr 2050 ist – trotz der in der langen Frist steigenden Stromnachfrage – ein Exportüberschuss in Höhe von ca. 150 TWh/a zu verzeichnen.

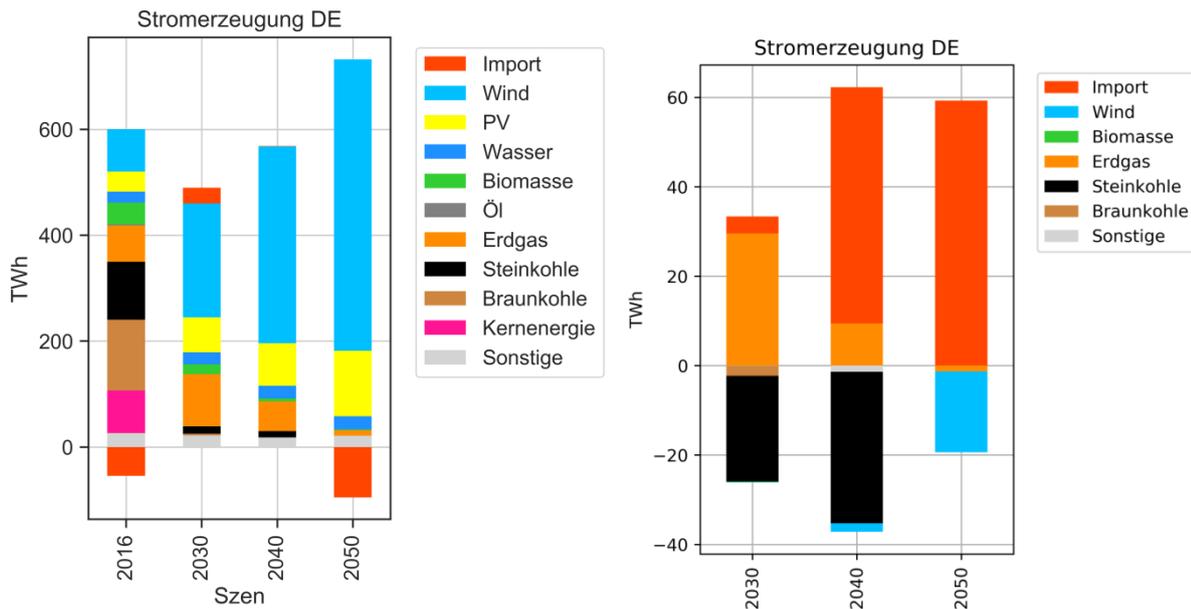
Auf der rechten Seite in Abbildung 5-8 ist dargestellt, wie sich Stromerzeugung in Deutschland sowie die Nettoimporte vom Ausland nach Deutschland ändern, wenn das Ambitionsniveau im Ausland steigt.¹⁴ Dabei wird ebenfalls von einem hohen Vernetzungsgrad ausgegangen. Zunächst ist zu erkennen, dass der mit einer ambitionierten europäischen Klimapolitik einhergehende hohe CO₂-Preis in Deutschland zu einer reduzierten Auslastung von Steinkohlekraftwerken führt (Rückgang um ca. 25 TWh/a in 2030 sowie ca. 35 TWh in 2040). Im Jahr 2030 wird dies durch eine stärkere Auslastung inländischer Erdgaskraftwerke kompensiert. Im Jahr 2040 geht die reduzierte Auslastung der Steinkohlekraftwerke mit einer Reduktion der Exporte einher. Im Jahr 2050 haben die internationalen Entwicklungen keinerlei Auswirkungen auf den Einsatz fossiler Energieträger in Deutschland mehr, weil in dem unterstellten Szenario im Jahr 2050 alle Stein- und Braunkohlekraftwerke stillgelegt wurden. Ein Anstieg des Ambitionsniveaus im Ausland führt im Jahr 2050

¹³ Als Nettoimporte ist die jährliche Summe aus Importen (positiv) und Exporten (negativ) zu verstehen. Ein positiver Wert bezeichnet also einen Importüberschuss, ein negativer Wert einen Exportüberschuss.

¹⁴ Gezeigt ist also die Differenz zwischen den Szenarien mit hohem und mit niedrigem Ambitionsniveau.

jedoch zu einer deutlichen Verringerung der Nettoexporte. Der höhere Anteil fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung im Ausland (die zum Teil korrelieren mit der EE-Erzeugung in Deutschland) bewirkt, dass in Deutschland erzeugte EE-Überschüsse nicht mehr so leicht ins Ausland exportiert werden können. Dies führt einerseits zu einem leichten Anstieg der Abregelung von Windkraftanlagen um ca. 20 TWh/a, und andererseits zu einem deutlich erhöhten Bedarf für den Einsatz von Speichertechnologien (Power-to-Gas mit Rückverstromung und Batteriespeicher).

Abbildung 5-8: Strommix in Deutschland. Links: starke Vernetzung, niedriges Ambitionsniveau im Ausland. Rechts: Änderung der Stromerzeugung durch Erhöhung des Ambitionsniveaus im Ausland.



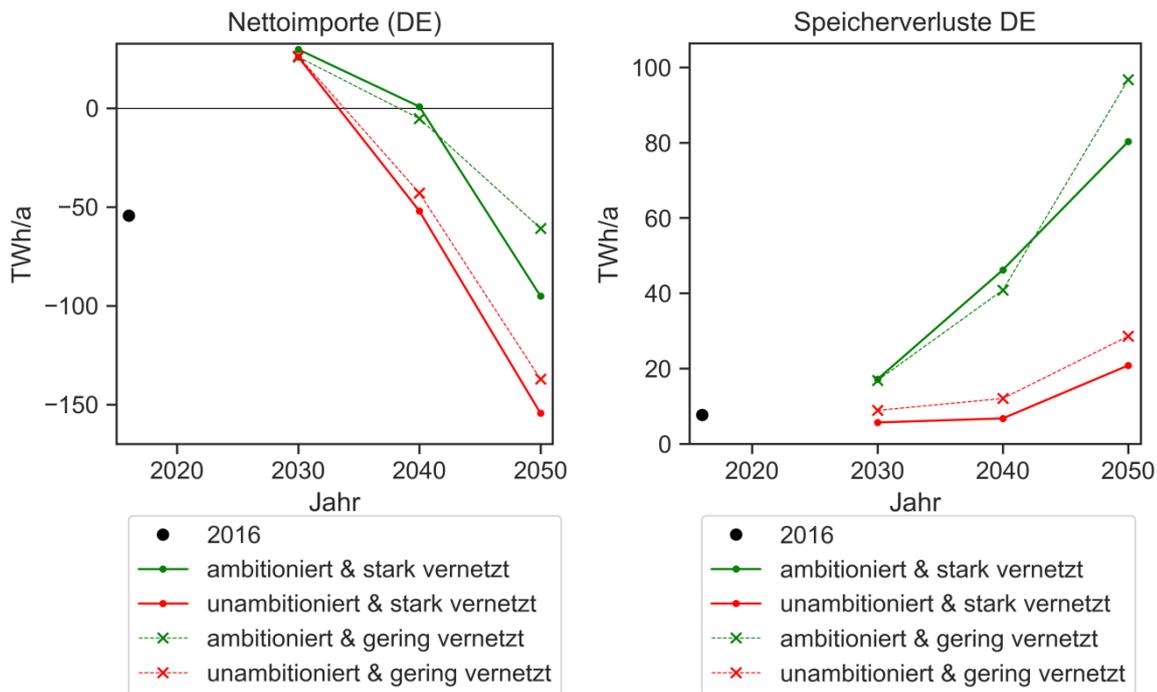
Erläuterungen:

- Wasser: Summe aus Laufwasser und Speicherwasser
- Wind: Summe aus Wind Onshore und Wind Offshore
- Import: Summe aus Importen (positiv) und Exporten (negativ)

Quelle: eigene Modellierung Öko-Institut e.V.

Abbildung 5-9 zeigt die Entwicklung von Nettoimporten und Speicherverlusten in Deutschland. Eine Erhöhung des Ambitionsniveaus im Ausland führt zu einem Rückgang der Nettoexporte (je nach Vernetzungsgrad um 60-75 TWh/a im Jahr 2050). Im Gegenzug steigen die Speicherverluste im selben Stützjahr um 60-70 TWh/a an.

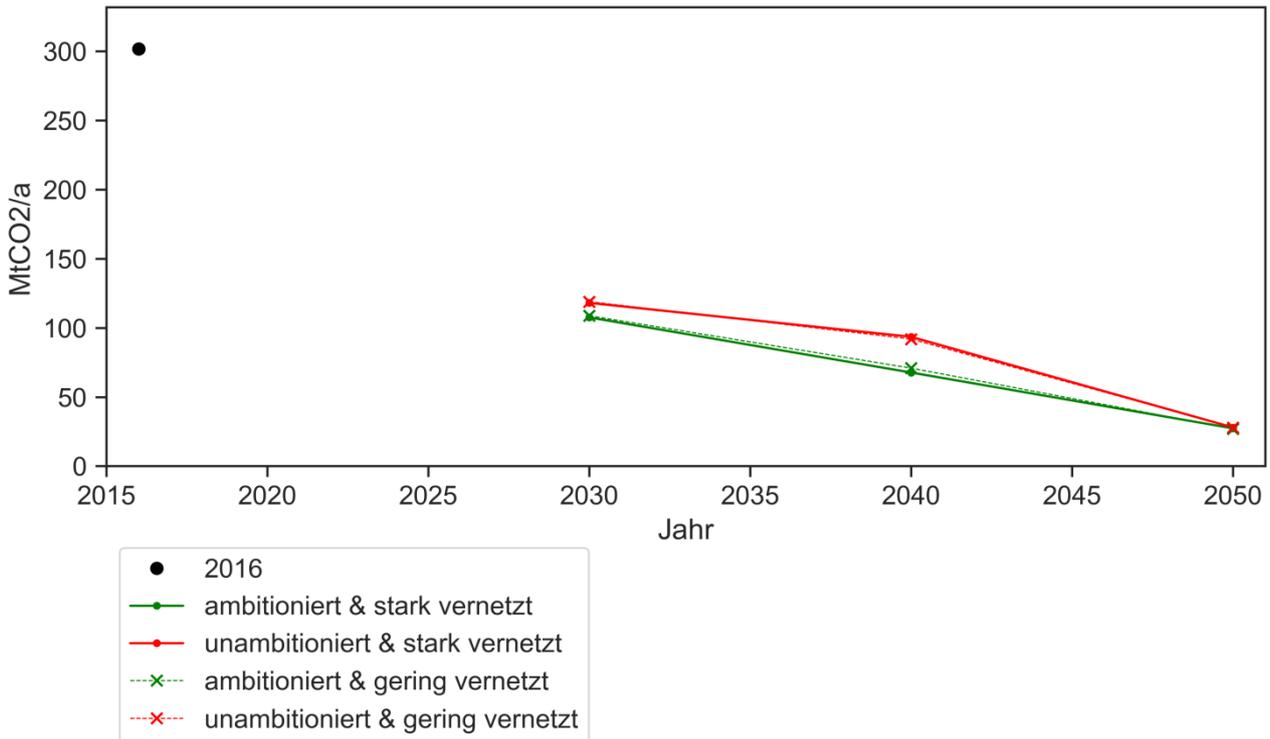
Abbildung 5-9: Nettoimporte (links) und Speicherverluste (rechts) in Deutschland



Quelle eigene Modellierung Öko-Institut e.V.

Abbildung 5-10 zeigt die CO₂-Emissionen in Deutschland sowie die Nettoimporte nach Deutschland für alle untersuchten Szenarien. In den ambitionierten Szenarien führt die teilweise Verdrängung von Steinkohle- durch Erdgaskraftwerke in den Jahren 2030 und 2040 zu einer CO₂-Minderung in Deutschland von 10 bzw. 25 Mio. t CO₂. Die Exporte aus Deutschland heraus sinken durch eine Erhöhung des Ambitionsniveaus in den Jahren 2040 und 2050 um ca. 60 TWh/a. Eine verstärkte Vernetzung der Länder untereinander führt zu einem verstärkten Stromaustausch zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern, hat allerdings keinen signifikanten Einfluss auf die CO₂-Bilanz in Deutschland.

Abbildung 5-10: CO₂-Emissionen in Deutschland



Quelle: eigene Modellierung Öko-Institut e.V.

5.2.2. Wirtschaftlichkeitsbetrachtung von thermischen Kraftwerken in Europa

In diesem Abschnitt wird exemplarisch für verschiedene Kraftwerkstypen in einzelnen Ländern untersucht, wie sich Ambitionsniveau und Vernetzungsgrad auf die Wirtschaftlichkeit des Betriebs auswirken. Für jeden Kraftwerkstyp wird der Einsatz in einem Land betrachtet, in dessen Energiesystem der jeweilige Energieträger eine herausragende Rolle spielt. Diskutiert werden Steinkohle- und Braunkohlekraftwerke in Polen, Kernkraftwerke in Frankreich sowie Erdgaskraftwerke in Spanien.

Es werden die jeweils über das Jahr aggregierte Auslastung sowie Deckungsbeitrag I und Deckungsbeitrag II der Kraftwerke ausgewertet (siehe Abschnitt 4.3). Der Deckungsbeitrag I ist als Indikator für die Erlöse abzüglich der variablen Kosten zu interpretieren. Der Deckungsbeitrag II berücksichtigt zusätzlich fixe Betriebs- und Wartungskosten und kann genutzt werden, um abzuschätzen, inwiefern durch die Einnahmen eines Kraftwerkes die variablen und fixen Betriebs- und Wartungskosten gedeckt werden können. Ein wirtschaftlicher Betrieb des Kraftwerkes ist möglich, wenn für den Deckungsbeitrag II positive Werte erzielt werden können. Kapitalkosten werden nicht berücksichtigt. Die verwendeten Kostenparameter sind in Abschnitt 4.2.6 aufgeführt.

Hier gezeigt sind die spezifischen jährlichen Deckungsbeiträge aller Kraftwerke eines bestimmten Energieträgers in einem bestimmten Land, also z.B. der jährliche Deckungsbeitrag aller Kernkraftwerke in Frankreich geteilt durch die Leistung aller Kernkraftwerke in Frankreich.

Es ist zu beachten, dass die installierten Kraftwerkskapazitäten in den hier diskutierten Untersuchungen exogen definiert wurden (eine endogene Stilllegung oder ein Neubau von Kraftwerken auf

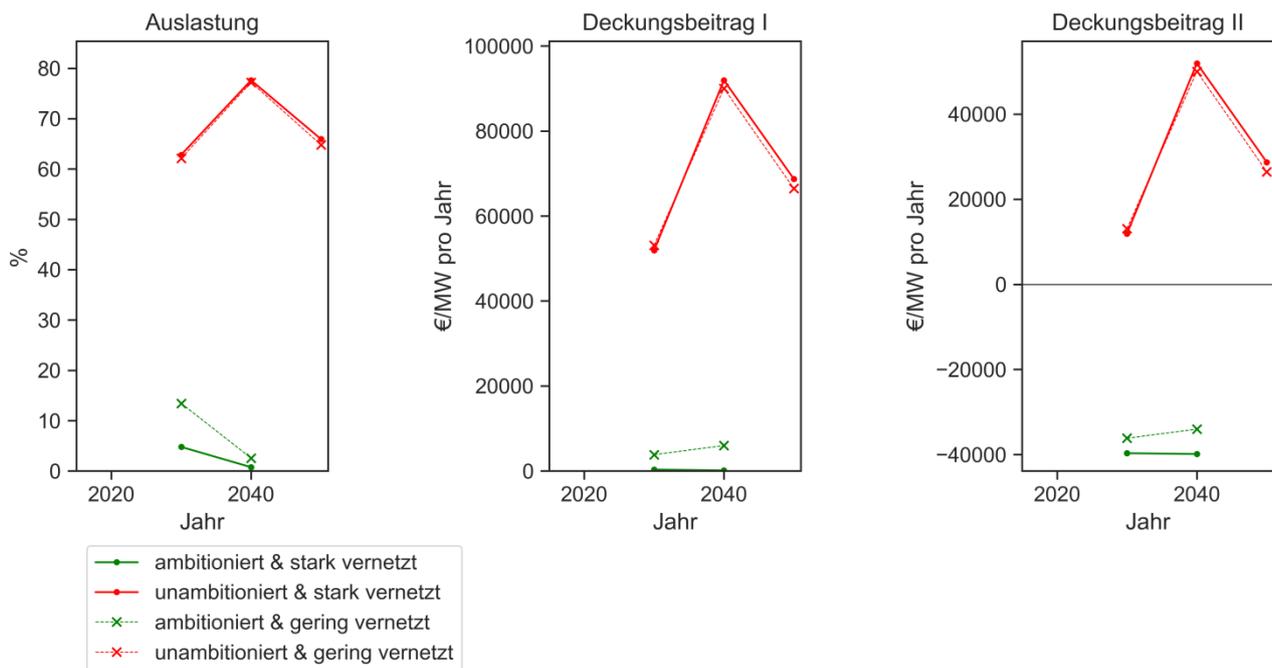
Grund einer Änderung der Erlössituation wird also nicht durchgeführt), und dass sich die installierten Kraftwerksleistungen im ambitionierten und unambitionierten Szenario unterscheiden.

5.2.2.1. Steinkohle und Braunkohle in Polen

Die nachfolgenden Abbildungen zeigen den Einsatz von Steinkohlekraftwerken (Abbildung 5-11) und Braunkohlekraftwerken (Abbildung 5-12) in Polen. Zu erkennen ist, dass die Auslastung dieser Kraftwerke in den ambitionierten Szenarien gegenüber den weniger ambitionierten Szenarien deutlich zurückgeht. Dies ist auf die im ambitionierten Fall höheren CO₂-Preise zurückzuführen. Zu beachten ist hier, dass im ambitionierten Szenario exogen bereits von einer deutlich beschleunigten Außerbetriebnahme von Stein- und Braunkohlekraftwerken ausgegangen wird. Trotz des stark verkleinerten Kraftwerksparks sinkt die Auslastung der verbleibenden Kraftwerke. Im ambitionierten Szenario sinken die Kraftwerkskapazitäten im Jahr 2050 auf null.

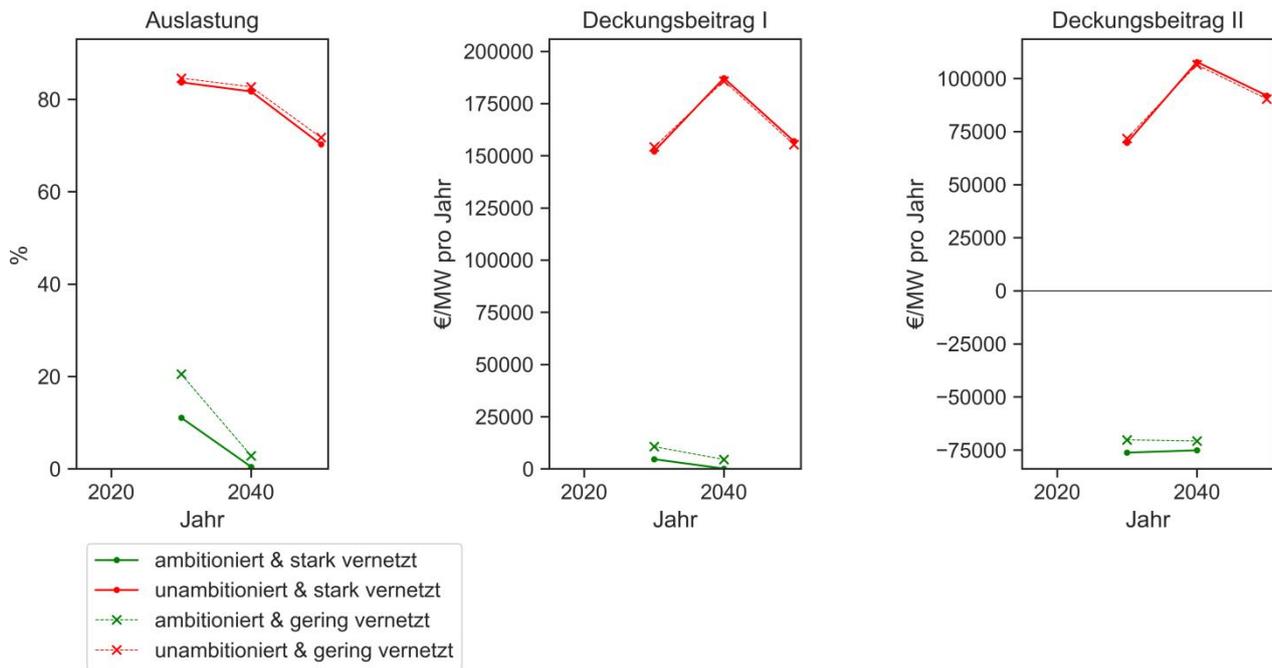
Die geringere Auslastung und die hohen CO₂-Preise gehen mit niedrigeren Deckungsbeiträgen einher; die Deckungsbeiträge II werden im ambitionierten Szenario deutlich negativ, d.h. ein wirtschaftlicher Betrieb der Kraftwerke ist angesichts der hohen CO₂-Preise nicht mehr möglich.

Abbildung 5-11: Wirtschaftlichkeit von Steinkohlekraftwerken in Polen



Quelle: eigene Modellierung Öko-Institut e.V.

Abbildung 5-12: Wirtschaftlichkeit von Braunkohlekraftwerken in Polen

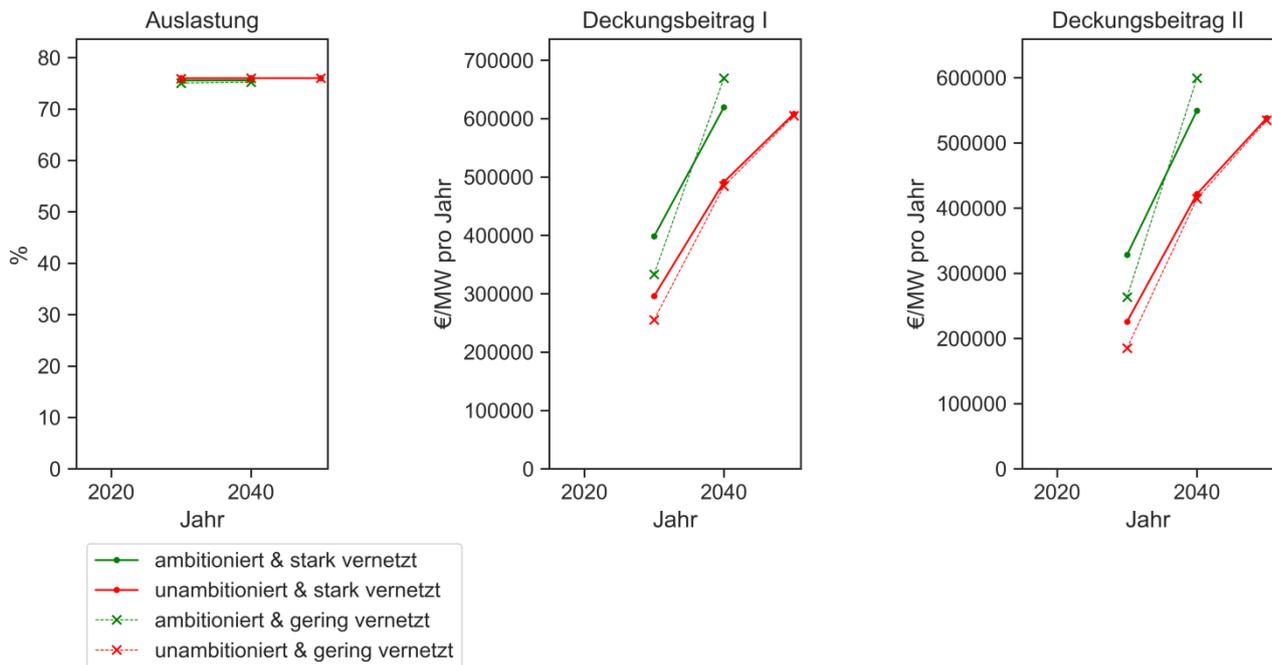


Quelle: eigene Modellierung Öko-Institut e.V.

5.2.2.2. Kernenergie in Frankreich

Abbildung 5-13 zeigt den Einsatz von Kernenergie in Frankreich. Die Kernkraftwerke werden in allen Szenarien maximal ausgelastet und erwirtschaften außerordentlich hohe Deckungsbeiträge. Der Anstieg der Strompreise führt in allen Szenarien im Zeitverlauf zu einem Anstieg der Deckungsbeiträge. Im ambitionierten Szenario sind die Deckungsbeiträge höher als im unambitionierten Szenario, da die höheren CO₂-Preise zu einem Anstieg der Strompreise führen, aber keinen Einfluss auf die Stromgestehungskosten der Kernkraftwerke haben.

Abbildung 5-13: Wirtschaftlichkeit von Kernkraftwerken in Frankreich



Quelle: eigene Modellierung Öko-Institut e.V.

5.2.2.3. Erdgas in Spanien

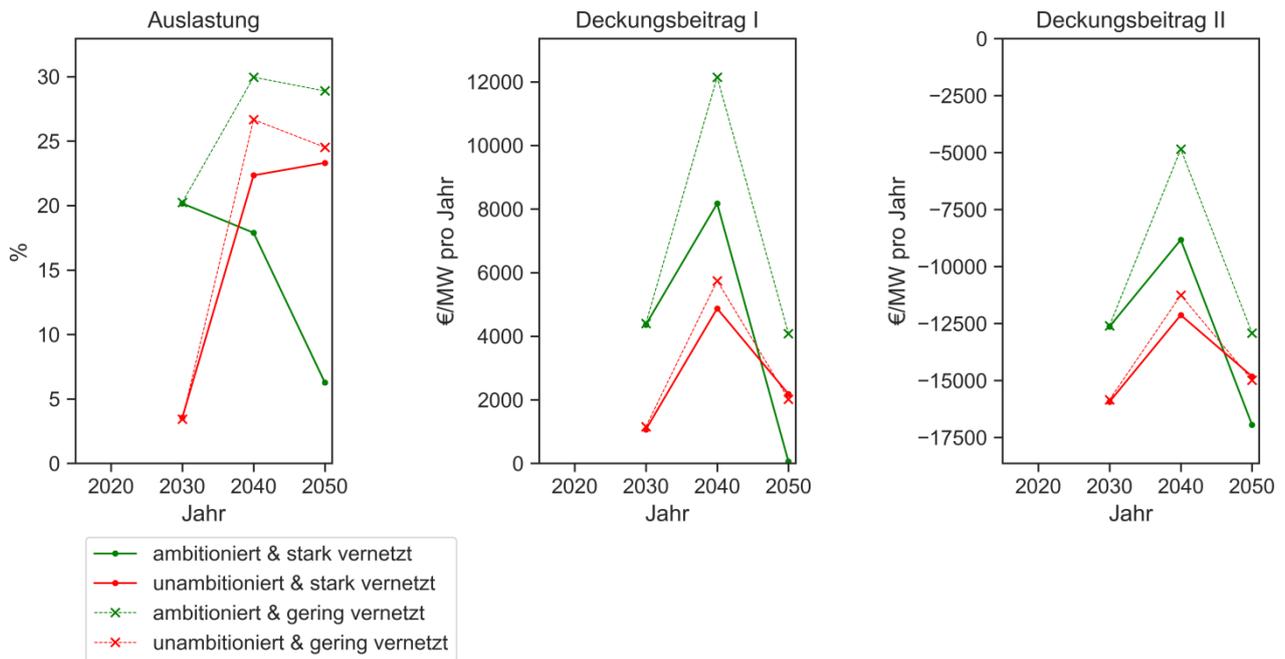
Abbildung 5-14 zeigt den Einsatz von Erdgaskraftwerken in Spanien. Im Gegensatz zum Einsatz von Kohle- und Kernkraftwerken ist hier ein deutlicher Einfluss des Vernetzungsgrades zu erkennen. Insbesondere in den ambitionierten Szenarien wird bei starkem Ausbau der Stromnetze deutlich weniger Erdgas eingesetzt. Dies führt auch zu einer deutlichen Reduktion der Deckungsbeiträge. Die deutliche Abhängigkeit des Einsatzes von Gaskraftwerken vom Ausbau der Stromnetze ist auch in Abbildung 5-20 zu erkennen.

Im unambitionierten Fall hat der Netzausbau deutlich weniger Auswirkungen auf den Einsatz.

Insbesondere in der Übergangsphase (im Jahr 2040) können hohe Deckungsbeiträge erzielt werden. Langfristig (im Jahr 2050) sinken die Deckungsbeiträge wieder, da sich die weiter steigenden CO₂-Preise auch auf die Grenzkosten von Gaskraftwerken nachteilig auswirken.

Zu beachten ist, dass die Deckungsbeiträge II in allen Szenarien negative Werte annehmen, d.h. dass Erdgaskraftwerke nicht in der Lage sind, ihre variablen und fixen Kosten durch die Vermarktungserlöse zu decken. Dies weist darauf hin, dass unter Umständen zusätzliche Einnahmequellen erforderlich sind, um die Kraftwerke am Markt zu halten (z.B. Kapazitätsprämien).

Abbildung 5-14: Wirtschaftlichkeit von Erdgaskraftwerken in Spanien



Quelle: eigene Modellierung Öko-Institut e.V.

5.2.3. Fazit

- Kurz- und mittelfristig führt eine Erhöhung des Ambitionsniveaus auf europäischer Ebene durch den Anstieg des CO₂-Preises in Deutschland zu einer geringeren Auslastung noch existierender Steinkohlekraftwerke. Kompensiert wird dies im Jahr 2030 vor allem durch eine stärkere Auslastung von inländischen Erdgaskraftwerken. Im Jahr 2040 werden stattdessen Importe aus benachbarten Ländern gestärkt.
- Langfristig (im Jahr 2050) sind die Ergebnisse davon geprägt, dass Deutschland auf Grund des starken EE-Zubaus deutlich mehr Strom erzeugt als verbraucht und somit zum Nettoexporteur wird. Dabei wird im Falle einer wenig ambitionierten europäischen Energiewende bzw. Klimapolitik die Flexibilität des Kraftwerksparks im Ausland genutzt, um vor allem in Zeiten mit hohem Windangebot überschüssige Energie ins Ausland exportieren zu können.
- Wenn das Ambitionsniveau im Ausland steigt, gehen die Nettoexporte deutlich zurück. Um den Flexibilitätsbedarf zu decken, gewinnt stattdessen der Einsatz von Speichern (Power-to-Gas mit Rückverstromung und Batteriespeicher) innerhalb von Deutschland an Bedeutung.
- Es zeigt sich also, dass bei der Energiewende in Deutschland in Kombination mit einem wenig ambitionierten europäischen Umfeld durchaus Flexibilität aus dem Ausland zum Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch genutzt wird. Steigt das Energiewende-Ambitionsniveau jedoch auch in den Nachbarländern an, so werden vermehrt (teurere) Flexibilitätsoptionen im Inland genutzt.
- Die wirtschaftlichen Perspektiven von Kraftwerken im europäischen Ausland gestalten sich je nach Energieträger sehr unterschiedlich. Sie sind in jedem Fall geprägt von den im Zeitverlauf steigenden Strompreisen.

- Die Wirtschaftlichkeit der Steinkohlekraftwerke und Braunkohlekraftwerke in Polen oder Tschechien ist stark abhängig von dem Ausbau erneuerbarer Energien und dem CO₂-Preisniveau. Werden EE stark ausgebaut (ambitionierte EW) und sind die CO₂-Preise hoch, dann sind die Deckungsbeiträge der Steinkohlekraftwerke deutlich negativ. Werden EE nicht stark ausgebaut, profitieren diese Kraftwerke stark von den höheren Strompreisen im europäischen Binnenmarkt.
- Die Kernkraftwerke in Frankreich profitieren deutlich von den höheren Strompreisen einer ambitionierten Energiewende, auch weil hohe CO₂-Preise nicht relevant sind für Kernkraftwerke. Der Vernetzungsgrad zeigt für die Wirtschaftlichkeit der Kernkraftwerke keinen signifikanten Einfluss.
- Erdgaskraftwerke, wie z.B. in Spanien, können insbesondere in der Transformationsphase (Szenariojahr 2040) hohe Deckungsbeiträge erzielen, wenn eine ambitionierte Energiewende durchgeführt wird. Insbesondere bei schwacher europäischer Vernetzung in Verbindung mit einem starken EE-Ausbau werden vermehrt Gaskraftwerke in Südeuropa eingesetzt. Allerdings zeichnet sich ab, dass selbst in diesem Fall zusätzliche Finanzierungsmechanismen (z.B. in Form eines Kapazitätsmarktes) notwendig werden könnten, um die Kraftwerke am Markt zu halten.

5.3. Forschungsfrage 3: Auswirkung eines verzögerten Ausbaus der Interkonnektor-Kapazitäten

In dieser Forschungsfrage wurde der Ausbau der Interkonnektoren variiert um deren Auswirkungen auf die zentralen Indikatoren Stromaustausch, CO₂-Emissionen, Strommix und Strompreise zu untersuchen. Diese Untersuchung wurde detailliert als wissenschaftliche Veröffentlichung und als Open Access Beitrag in der Zeitschrift *Energies* im Rahmen des Special Issues „100% Renewable Energy Transition: Pathways and Implementation“¹⁵ dargestellt (Ritter et al. 2019). Im Nachfolgenden wird zusammenfassend auf die zentralen Ergebnisse eingegangen.

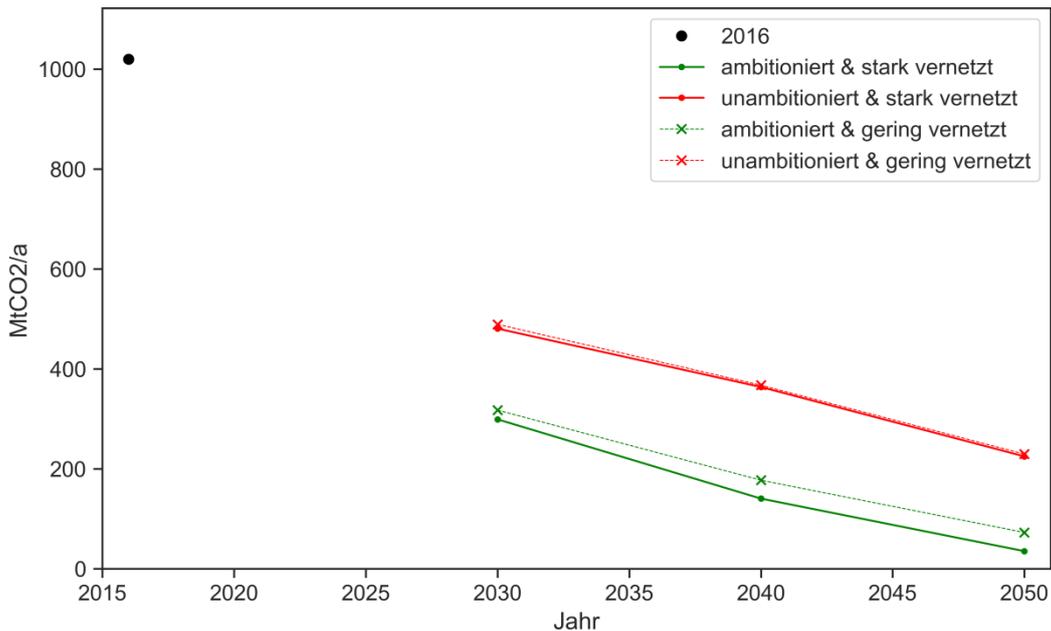
Die heute beobachtbaren Verzögerungen beim Ausbau der Interkonnektor-Kapazitäten wurden, wie in Kapitel 4.2.1 beschrieben, für die Szenariojahre 2030, 2040 und 2050 fortgeschrieben. Das führt gegenüber dem Szenario mit hoher Vernetzung zu einer Minderung der Interkonnektor-Kapazitäten um 28 % im Jahr 2030, um 34 % im Jahr 2040 und um 37 % im Jahr 2050.

5.3.1. Auswertung der Indikatoren CO₂-Emissionen, Strommix, Stromaustausch und Strompreise

In Abbildung 5-15 sind die CO₂-Emissionen in Europa für das historische Jahr 2016 und die Szenario-Jahre 2030, 2040 und 2050 dargestellt. Im unambitionierten Szenario liegen die CO₂-Emissionen, aufgrund des stärker durch fossile Erzeugungsanlagen geprägten Kraftwerksparks, deutlich über dem ambitionierten Szenario. Die Effekte des verzögerten Ausbaus der Interkonnektoren sind im unambitionierten Szenario jedoch marginal. Im ambitionierten Szenario resultiert aus den niedrigeren Interkonnektor-Kapazitäten für das Szenariojahr 2050 eine Verdopplung der CO₂-Emissionen von 35 Millionen Tonnen auf ca. 70 Millionen Tonnen.

¹⁵ <https://www.mdpi.com/1996-1073/12/16/3098>

Abbildung 5-15: CO₂-Emissionen im Stromsektor in Europa

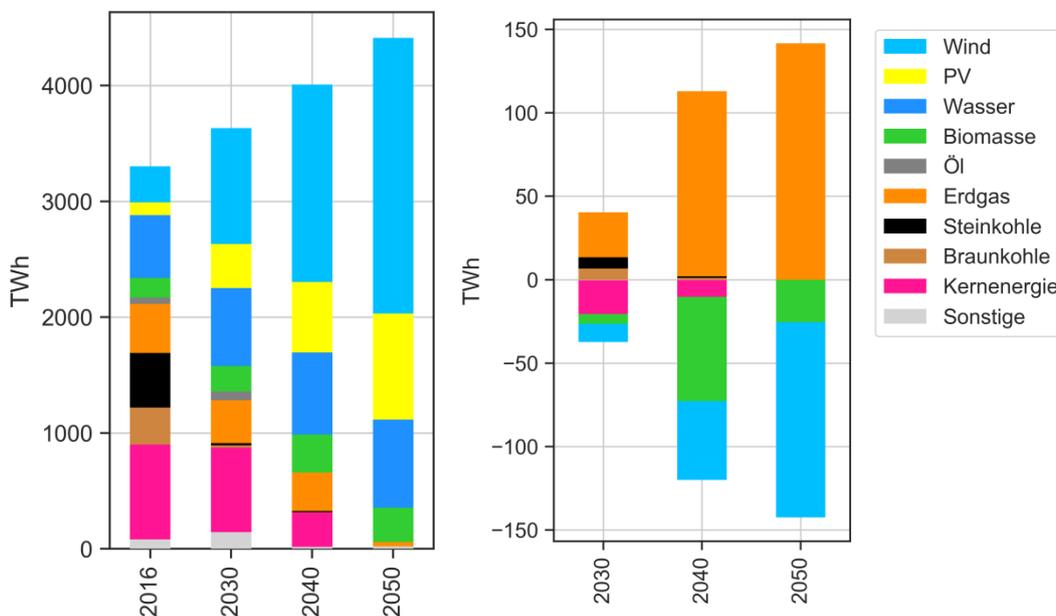


Quelle: 2016 (Sandbag; United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC))

Diese Mehremissionen im ambitionierten Szenario resultieren, wie in Abbildung 5-16 auf der rechten Bildseite dargestellt, insbesondere aus einer Verringerung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und einem stärkeren Einsatz von Erdgaskraftwerken. Im Jahr 2030 ergeben sich auch eine verringerte Nutzung von Kernkraftwerken und ein stärkerer Einsatz von Kohlekraftwerken.

Abbildung 5-16 zeigt zudem auf der linken Bildseite die Entwicklung des Strommixes im ambitionierten Szenario bei starker Vernetzung. Hier ist bereits bis zum Jahr 2030 ein deutlicher Anstieg der EE-Erzeugung an der Stromnachfrage auf 63 % und eine fast vollständige Verdrängung der Kohleverstromung zu sehen. Dies führt zu den starken Emissionsminderungen bis zum Jahr 2030, die in Abbildung 5-15 zu sehen sind.

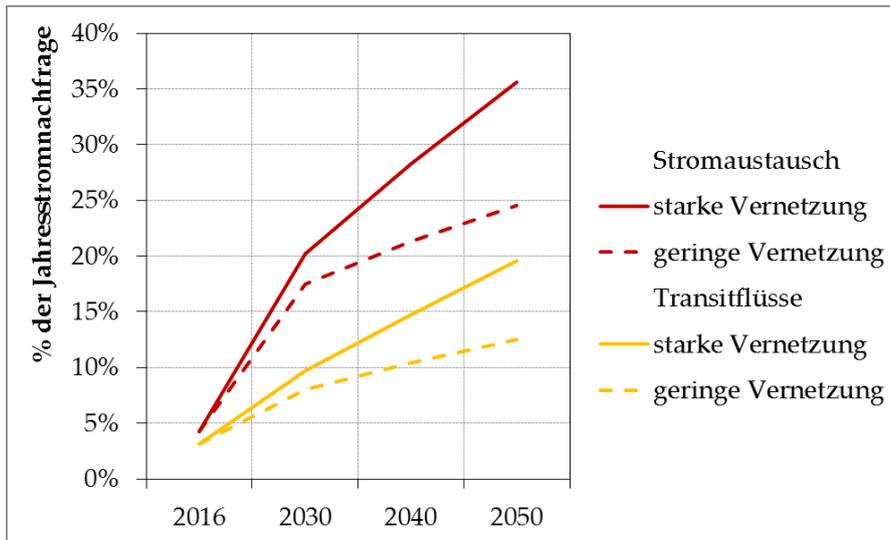
Abbildung 5-16: Strommix Europa - links: ambitioniertes Szenario, stark vernetzt; rechts: Änderung durch verringerte Interkonnektor-Kapazitäten im ambitionierten Szenario



Quelle: 2016 (Eurostat; ENTSO-E)

Abbildung 5-17 zeigt die Entwicklung des Stromaustauschs und der Transitflüsse für Europa im Verhältnis zur Stromnachfrage. Transitflüsse sind hierbei die Strommengen, die nicht in den Importländern verbleiben sondern in Drittländer weitergeleitet werden (detaillierte Herleitung siehe (Ritter et al. 2019)). Es zeigt sich, dass sowohl die zwischen Ländern ausgetauschten Strommengen als auch die Transitflüsse deutlich ansteigen. Im Jahr 2050 werden im stark vernetzten Fall ca. 35 % der europäischen Stromnachfrage durch eine Produktion im Ausland gedeckt und ca. 20 % der Stromnachfrage durchqueren Länder als Transitflüsse. Die Verzögerung beim Ausbau der Interkonnektor-Kapazitäten führt zu einer Reduktion des relativen Stromaustauschs um ca. 10 Prozentpunkte sowie um 7 Prozentpunkte bei den Transitflüssen.

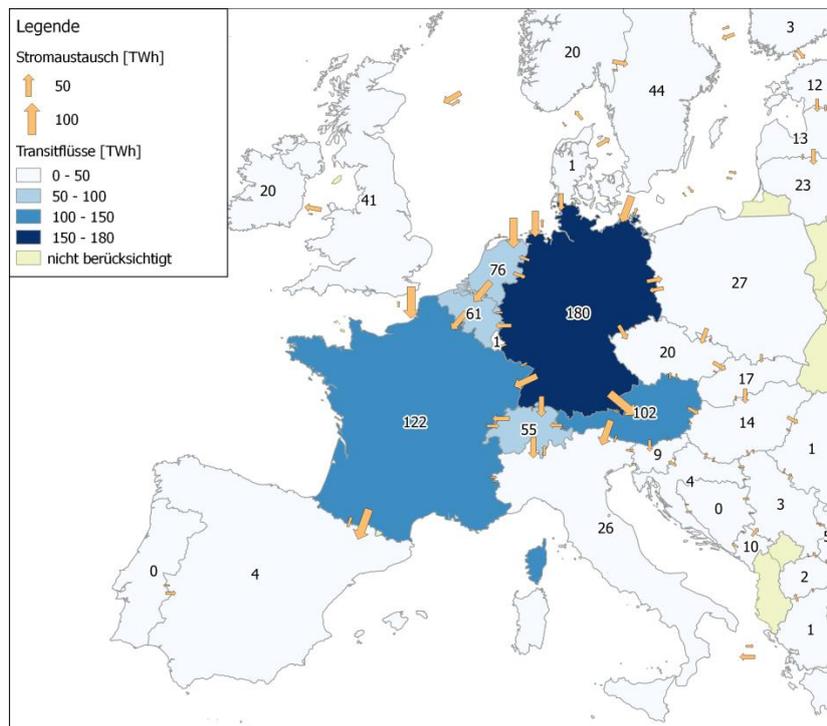
Abbildung 5-17: Stromaustausch und Transitflüsse relativ zur Jahresstromnachfrage



Quelle: Basierend auf (Ritter et al. 2019)

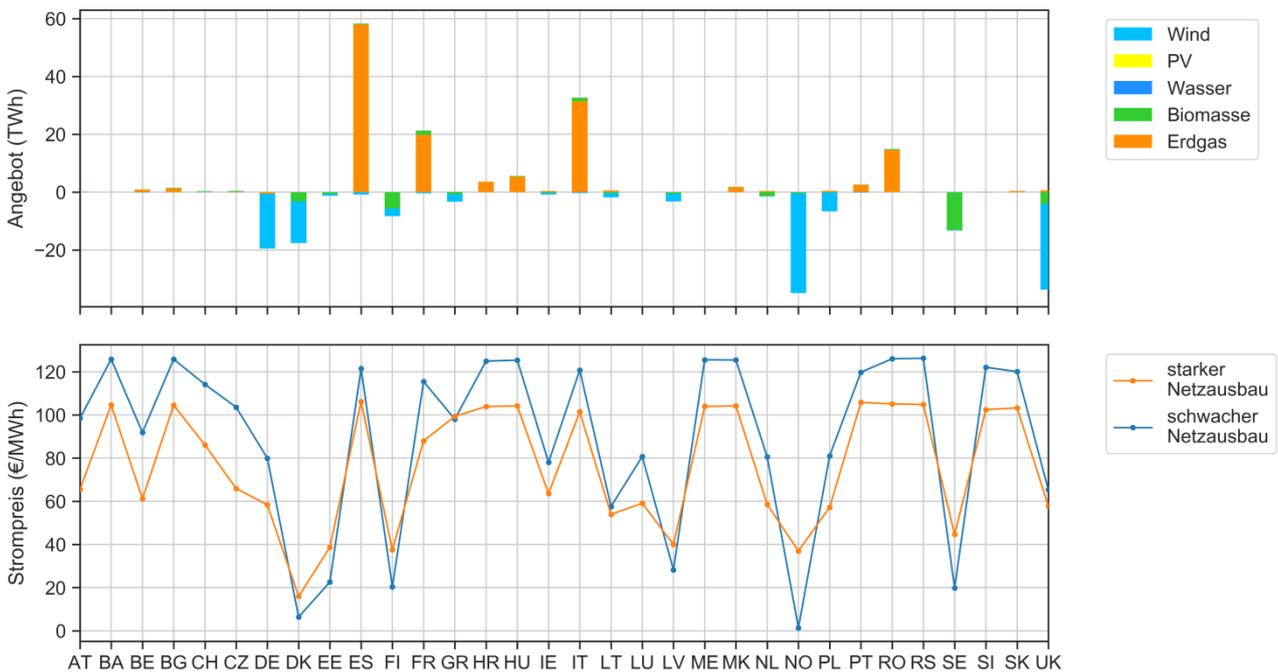
In Abbildung 5-18 wird der Stromaustausch zwischen den modellierten Ländern für das Jahr 2050 für die starke Vernetzung und in Abbildung 5-19 für die geringere Vernetzung dargestellt. Betrachtet man die als Pfeile dargestellten Import- und Exportflüsse, zeigt sich in beiden Fällen eine deutliche Flussrichtung von Nord- nach Südeuropa. In Zentraleuropa gelegene Länder, wie insbesondere Deutschland und Frankreich, weisen sehr hohe Transitflüsse auf, die sich im Fall einer geringeren Vernetzung naturgemäß verringern.

Abbildung 5-18: Stromaustausch und Transitflüsse bei ambitionierter Energiewende und starker Vernetzung im Jahr 2050



Die verminderten Möglichkeiten zum Stromaustausch führen, wie in Abbildung 5-20 dargestellt, zu einer verringerten Integration von Strom aus Windenergie und Biomasse in Nordeuropa, wodurch in Südeuropa mehr Erdgas verstromt werden muss. Diese Änderung bei der europäischen Stromproduktion führt zu einer Reduktion der Strompreise in Nordeuropa und zu deren Anstieg in Südeuropa. Über ganz Europa gemittelt steigen die Strompreise durch die geringere Vernetzung um ca. 20 % an.

Abbildung 5-20: Änderungen der Stromerzeugung und der durchschnittlichen Strompreise durch verringerten Netzausbau in einzelnen Ländern im Jahr 2050



Quelle: eigene Berechnung

5.3.2. Fazit

Bereits im Fall „geringe Vernetzung“ liegt ein relativ starker NTC-Ausbau vor (vgl. Abbildung 4-2). In 2030 und 2040 liegen die NTCs in etwa auf dem Niveau des TYNDP 2018. Im Jahr 2050 erfolgt fast eine Vervierfachung gegenüber dem heutigen Wert.

Starke Effekte lassen sich insbesondere in 2050 im ambitionierten Energiewende-Szenario beobachten. Hier führt die Verringerung der NTC-Kapazitäten um ca. 35 % zu einer Verdopplung der CO₂-Emissionen. Dieser Emissionsanstieg resultiert aus einer verminderten Integration von erneuerbaren Energien in Nord-Europa und einer dadurch notwendigen verstärkter Erdgasverstromung in Süd-Europa. Zudem steigen über ganz Europa gemittelt die Strompreise durch die geringere Vernetzung um ca. 20 % an.

5.4. Forschungsfrage 4: Wie wirken sich grenzüberschreitende Kapazitätsmärkte auf nationale Strompreise, Preisverzerrungen und Investitionsanreize aus? Welche Bedeutungen hat in diesem Zusammenhang der Ausbau von Grenzkuppelstellen?

Forschungsfrage 4 thematisiert die Auswirkungen grenzüberschreitender Kapazitätsmärkten. Die Änderung des Marktdesigns weg von reinen Energiemärkten (energy-only markets) zu kapazitätsbasierten Vergütungen von Erzeugern beeinflusst Preise und Investitionsanreize und damit auch den grenzüberschreitenden Handel. Daraus resultiert die Frage, wie sich unterschiedliche Formen des Marktdesigns auf die Nutzung der Grenzkuppelstellen und damit die ökonomischen Anreize für den Interkonnektor-Ausbau auswirken. Diese Effekte wurden im Rahmen des Vorhabens nicht modelliert, sondern qualitativ untersucht.¹⁶ Als Referenzfall werden zunächst nationale Kapazitätsmärkte betrachtet, an denen ausschließlich inländische Kapazitäten teilnehmen dürfen. Kapazitätsmärkte führen tendenziell zu geringeren Strompreisen auf den Großhandelsmärkten und beeinflussen damit den grenzüberschreitenden Stromhandel abhängig vom bestehenden Verhältnis der Preisniveaus. Wird eine grenzüberschreitende Beteiligung an Kapazitätsmärkten ermöglicht, wie es die Europäische Kommission inzwischen auch vorschreibt, fallen die Preiseffekte geringer aus. Dies liegt insbesondere daran, dass die Berücksichtigung benachbarter Kapazitäten die notwendige Vorhaltung von Erzeugungskapazitäten reduziert. Die Stärke dieses Effekts hängt wiederum von den bestehenden Kapazitäten der Grenzkuppelstellen ab und damit der Frage, wieviel gesicherte Kapazität aus den Stromnachbarländern als Beitrag zur nationalen Versorgungssicherheit zur Verfügung steht. Im folgenden Abschnitt 5.4.1 werden die Ziele und Formen von Kapazitätsmechanismen dargestellt und ein Überblick über die bestehenden Mechanismen in Europa gegeben. Anschließend wird in Abschnitt 5.4.2 auf die Thematik der grenzüberschreitenden CRMs eingegangen. Der Schwerpunkt liegt dabei auf den grundsätzlichen Effekten auf die Grenzkuppelstellen. Die Frage der Effizienz dieser Effekte steht eher im Hintergrund.¹⁷ Abschnitt 5.4.3 ergänzt die Diskussion um das Marktdesign um die Frage der grenzüberschreitenden Förderung erneuerbarer Energien und wie diese mit dem Ausbaubedarf der Grenzkuppelstellen zusammenhängt.

5.4.1. Ziele und Formen von Kapazitätsmärkten

5.4.1.1. Das Missing-Money-Problem

Das „Zielmodell“ der Europäischen Kommission für den Elektrizitätsbinnenmarkt basiert in erster Linie auf einem funktionierenden Energy-only-Markt, bei dem die Vergütung für Erzeugung (und ebenso Nachfragemanagement) ausschließlich auf den Strompreisen basiert. Sofern kein Marktversagen vorliegt, sollten die Strompreise sowohl für den kurzfristigen Handel als auch für langfristige Investitionen effiziente Signale liefern. Steigende Preise in einem Markt schaffen Anreize für Erzeugungsinvestitionen, während zunehmende Preisunterschiede zwischen den verbundenen Märkten zu einem Anstieg der Engpasserlöse führen und somit Anreize für den Ausbau von Grenzkuppelstellen bzw. Interkonnektoren setzen.

In vielen europäischen Märkten gibt es jedoch Bedenken, dass die Strompreise (insbesondere in Knappheitssituationen) nicht hoch genug sind, um hinreichende Investitionsanreize zu schaffen

¹⁶ Wesentliche Erkenntnisse dieser Analyse werden in Kürze in Brunekreeft und Meyer 2019 veröffentlicht.

¹⁷ Ineffizienzen können beispielsweise durch unzureichende Abstimmungen der Kapazitätsmärkte auftreten. Dies betrifft z.B. die Fristigkeiten von Kapazitätsauktionen (Bhagwat et al. 2016, S. 15). Erfahrungen aus den USA, in denen Kapazitätsmärkte schon eine längere Tradition haben, zeigen, dass das Marktdesign für Kapazitätsmärkte auf Grund der hohen Komplexität der Märkte fehleranfällig ist und somit häufig Marktverzerrungen und Ineffizienzen auftreten, die auch grenzüberschreitende Auswirkungen haben können (Bhagwat et al. 2017).

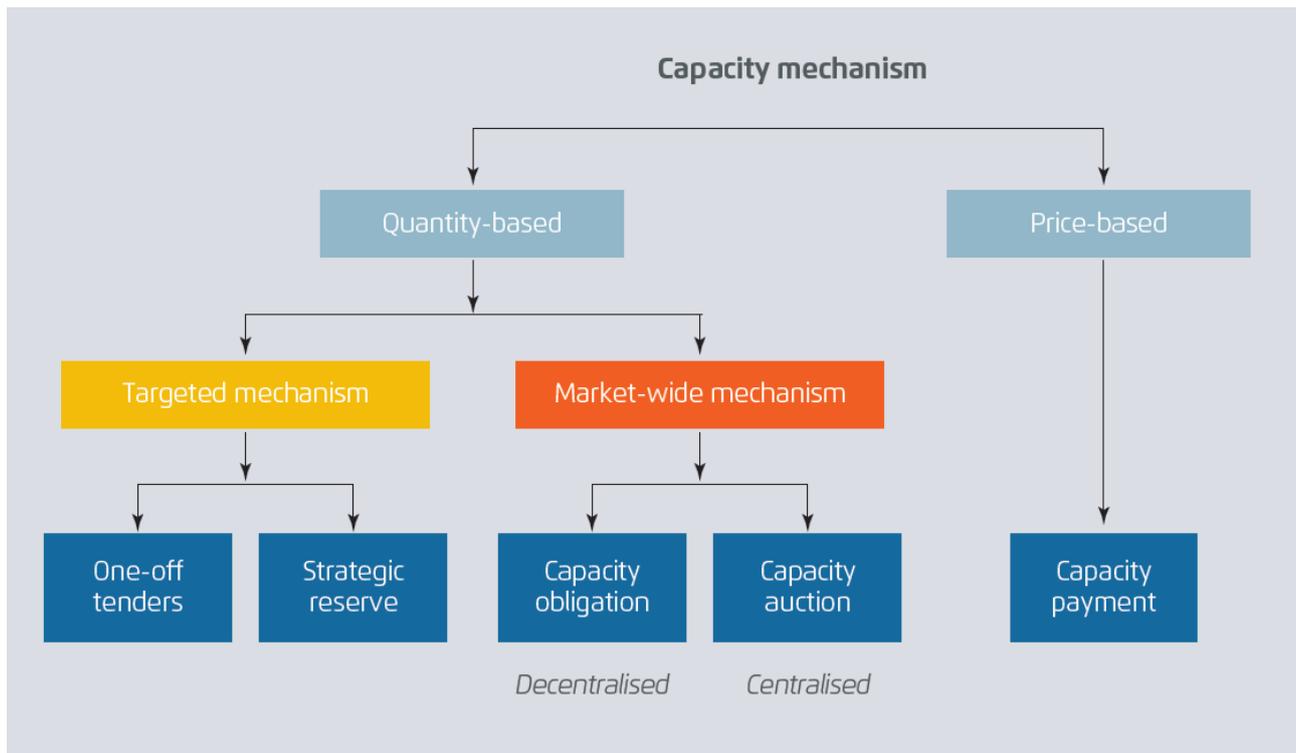
(vgl. z.B. European Commission (EC) 2016b, Réseau de transport d'électricité (RTE) 2014, Compass Lexecon 2017). Vor allem der massive Ausbau geförderter erneuerbarer Energien kann die Knappheitserlöse verringern und effiziente Preissignale für Kapazitätsinvestitionen unterdrücken, die zum Ausgleich der volatilen Stromerzeugung erneuerbarer Energien notwendig sind. Die zu Grunde liegende Diskussion ist vor allem in den USA unter dem Begriff „missing money“ bekannt geworden (Crampton und Stoft 2006). Als mögliche Lösung wurden verschiedene Formen von Kapazitätsmechanismen (*capacity remuneration mechanisms* oder kurz: CRMs) entwickelt, die zusätzlich zu den Stromerlösen eine Vergütung für die Bereithaltung von Kapazitäten vorsehen. Mehrere europäische Länder (darunter UK, Frankreich, Polen und auch Deutschland) haben inzwischen bereits CRMs eingeführt. Obwohl die Europäische Kommission den potenziellen Bedarf an CRMs in begründeten Fällen anerkennt, hat sie die Besorgnis über mögliche Marktverzerrungen und grenzüberschreitende Effekte geäußert, die CRMs verursachen können (Tennbakk et al. 2016).

5.4.1.2. Formen von Kapazitätsmechanismen

Eine grundsätzliche Einteilung von CRMs ist in Abbildung 5-21 dargestellt. Dabei wird zwischen *volumenbasierten* und *preisbasierten CRMs* unterschieden. Bei volumenbasierten CRMs erfolgt im Gegensatz zu den preisbasierten keine administrative Festlegung der Kapazitätsvergütung.¹⁸ Stattdessen wird eine Menge an benötigten Kapazitäten festgelegt, die dann z.B. in Form regelmäßiger Kapazitätsauktionen oder über einen Kapazitätsmarkt beschafft wird. Die Vergütung entspricht dann dem Auktionspreis oder dem Marktpreis.

¹⁸ Der Nachteil preisbasierter CRMs ist das Risiko einer Über- oder Unterinvestition, da kleine Fehler bei der Bestimmung des Kapazitätspreises große Auswirkungen auf das Investitionsgleichgewicht haben können (Brunekreeft und Meyer 2019). Darüber hinaus sind Kapazitätzahlungen häufig nicht technologieneutral und werden von der Europäischen Kommission in der Regel als unerlaubte staatliche Beihilfe („state aid“) betrachtet (European Commission (EC) 2014).

Abbildung 5-21: Formen von Kapazitätsmechanismen

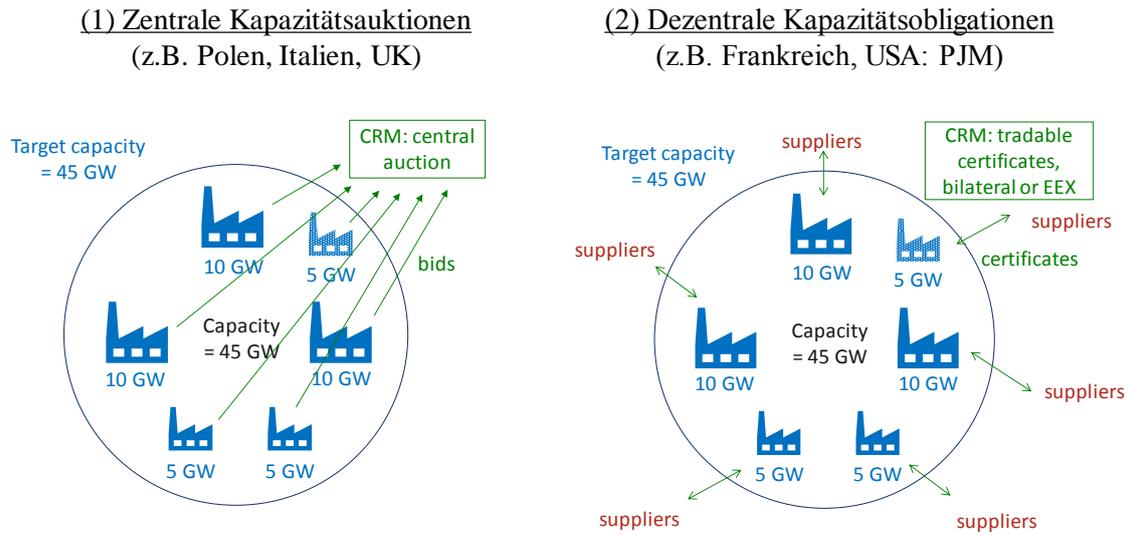


Quelle: Phil Baker et al. 2015, S. 9.

Ferner lassen sich CRMs in *zielgerichtete Kapazitätsmechanismen* (targeted mechanism) und *umfassende Kapazitätsmärkte* (market-wide mechanisms) unterteilen. Eine strategische Reserve, wie sie jüngst in Deutschland eingeführt wurde, wird als zielgerichtetes CRM betrachtet, da sie nur Kapazitätsvergütungen für eine bestimmte (Reserve)- Kapazität beinhaltet, die nur in Notfallsituationen zentral vom Übertragungsnetzbetreiber aktiviert wird. Aus diesem Grund wird eine strategische Reserve auch von der EU-Kommission als Energy-only-Markt aufgefasst, von dem keine wesentlichen grenzüberschreitende Effekte ausgehen (European Commission (EC) 2016b). Der Fokus der Untersuchung liegt daher auf den (umfassenden) Kapazitätsmärkten.

Kapazitätsmärkte umfassen den gesamten Markt und können entweder als *zentrale Kapazitätsauktionen* (capacity auction) oder als *dezentrale Kapazitätsverpflichtungen* (capacity obligation) ausgestaltet sein. In beiden Modellen wird die gesamte Kapazitätsmenge festgelegt, die entweder zentral (z.B. durch den ÜNB) oder dezentral (durch die Stromanbieter) erworben werden muss. Als Anbieter fungieren im Wesentlichen die Erzeuger, die den Kapazitätspreis erhalten, und im Gegenzug die angebotene Kapazität im Bedarfsfall verfügbar halten müssen. In beiden Fällen werden in der Regel Auktionen durchgeführt. Im dezentralen System kann zudem auch ein Handel mit den Kapazitätszertifikaten möglich sein. Bei Nichtverfügbarkeit der Kapazitäten oder einer zu geringen Vorhaltung von Zertifikaten durch die Händler wird eine Strafzahlungen fällig, um die Anreize sicherzustellen. Abbildung 5-22 illustriert die beiden Systeme.

Abbildung 5-22: Zentrale vs. dezentrale CRMs

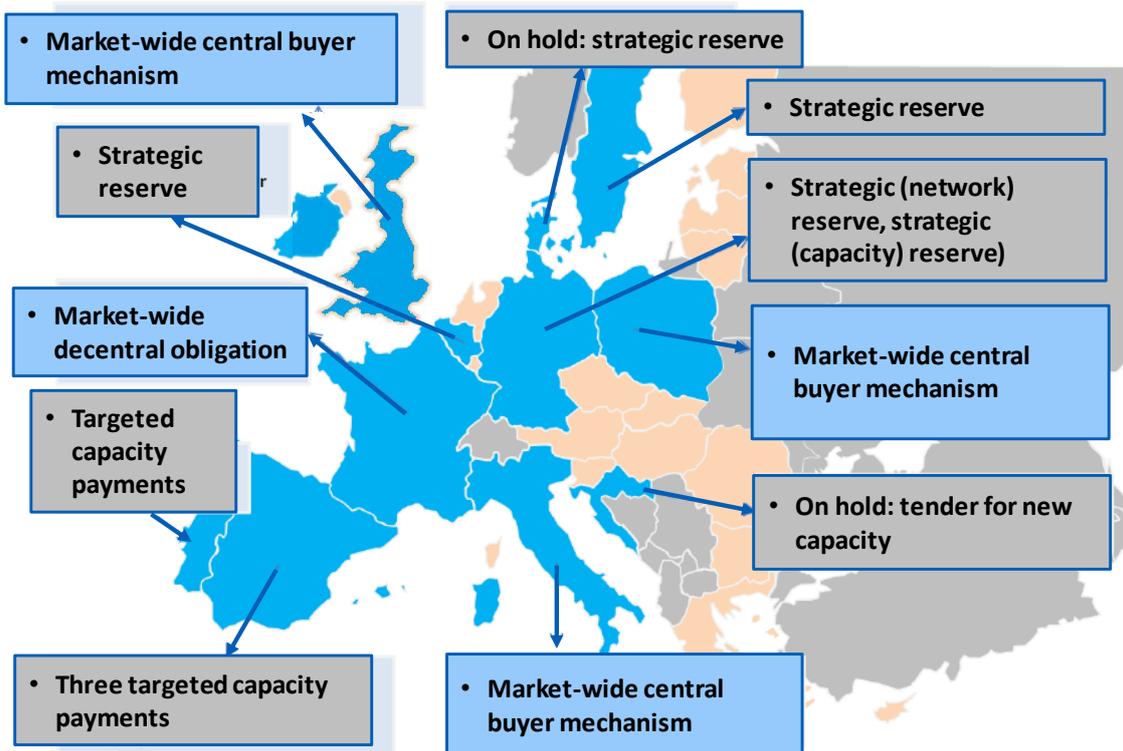


Quelle: Eigene Darstellung.

5.4.1.3. Kapazitätsmechanismen in Europa

Die aktuell in Europa bestehenden Kapazitätsmechanismen werden in Abbildung 5-23 dargestellt. Für die nachfolgende Bewertung der grenzüberschreitenden Effekte sind vor allem die umfassenden Kapazitätsmärkte von Bedeutung, die in der Abbildung farbig hervorgehoben wurden.

Abbildung 5-23: CRMs in Europa



Quelle: Aktualisierte Darstellung aus European Commission (EC) 2016b, S. 55.

Stellvertretend für die beiden zuvor dargestellten Formen von Kapazitätsmärkten werden im Folgenden die CRMs in Frankreich (dezentraler Ansatz) und Polen (zentraler Ansatz) illustriert. Beide Länder sind als unmittelbare Stromnachbarn von besonderer Bedeutung für Deutschland.

Dezentrale Kapazitätsobligationen in Frankreich

Frankreich hat sich für ein System mit dezentralen Kapazitätsobligationen entschieden, das seit Anfang 2017 aktiv ist und das vom französischen Übertragungsnetzbetreiber RTE verantwortet wird. Die erste Auktion für das Jahr 2017 fand am 15. Dezember 2016 statt (BKW 2016). In diesem Ansatz sind Stromversorger verpflichtet, Zertifikate für Kapazitätsgarantien zu erwerben, die beispielsweise von Kraftwerken oder Lastmanagern angeboten werden. Dies gilt für die vom Netzbetreiber RTE deklarierten Spitzenzeiten; auf Grund der überwiegend strombasierten Wärmeversorgung betrifft dies ausschließlich Wintermonate (Réseau de transport d'électricité (RTE) 2014).

Die ausgegebenen Zertifikate können bilateral sowie an der EPEX Spotmarkt gehandelt werden und gelten in der Regel ein Jahr im Voraus. Es gibt jedoch Ausnahmen, nach denen unter bestimmten Bedingungen eine Laufzeit von sieben Jahren gilt; dies soll die Planungssicherheit für Investitionen der Kapazitätsanbieter erhöhen.

Mit Hilfe von Validierungsverfahren soll von RTE sichergestellt werden, dass keine Kapazitäten vergütet werden, die nur „auf dem Papier“ existieren, ohne tatsächlich einen Beitrag zur Versorgungssicherheit zu leisten. Ein historischer Datenvergleich überprüft die Kapazitätsangaben der Anbieter, um zu verhindern, dass zu wenige Zertifikate ausgestellt werden, um die Preise künstlich

in die Höhe zu treiben. Größere Anbieter müssen bei den Auktionen bestimmte Mindestmengen an Zertifikaten bereitstellen zur Gewährleistung der Liquidität. Ab 2020 ist eine *direkte grenzüberschreitende Beteiligung* für ausländische Kapazitäten vorgesehen, so dass diese direkt an den Auktionen teilnehmen können (Réseau de transport d'électricité (RTE) 2014). Einzelheiten zur Ausgestaltung der grenzüberschreitenden Teilnahme und deren Kategorisierung werden in Abschnitt 5.4.2.3 dargestellt.

Zentrale Kapazitätsauktion in Polen

In Polen wurde ein zentraler Kapazitätsmarkt eingeführt. Erste Auktionen wurden für den 15.11.2018 (für 2021), 05.12.2018 (für 2022) und 21.12.2018 (für 2023) terminiert; für spätere Auktionen soll die Vorlaufzeit fünf Jahre betragen. In den Auktionen agiert der ÜNB als *single buyer* für Kapazitätsobligationen (Soltysinski, Kawecki & Szlezak (SK&S) 2018). Die Anbieter der Obligationen verpflichten sich,

- Stromlieferungen innerhalb der festgelegten Periode zu gewährleisten und
- in Notfallsituationen eine bestimmte Menge an Strom tatsächlich zu liefern.

Somit gibt es nicht nur eine Bereithaltungsverpflichtung, sondern in Knappheitssituationen auch eine Lieferverpflichtung. Als Notfallsituationen gelten Spitzenlastzeiten, in denen die Reservekapazitäten, die dem ÜNB zu Verfügung stehen, unter eine festgelegte Mindestmenge fallen. Der ÜNB muss den erwarteten Eintritt dieser Notfallsituation mindestens acht Stunden im Voraus anmelden (Soltysinski, Kawecki & Szlezak (SK&S) 2018, S. 2).

Der Kapazitätsmarkt ist im Grundsatz technologieneutral und bezieht sich sowohl auf bestehende Anlagen als auch Neuanlagen und DSM; Einschränkungen bestehen jedoch hinsichtlich festgelegter Kriterien der Versorgungssicherheit.

Die Kapazitätsauktionen sollen auch für Anbieter aus Stromnachbarländern offen sein. Dabei kann sowohl (vergleichbar mit dem geplanten französischen Ansatz) eine *direkte grenzüberschreitende Beteiligung* als auch eine *indirekte Beteiligung* durch die ÜNBs erfolgen. Eine nähere Beschreibung der Formen grenzüberschreitender Beteiligung erfolgt in Abschnitt 5.4.2.3.

5.4.2. Grenzüberschreitende Kapazitätsmärkte

5.4.2.1. Grenzüberschreitende Effekte von Kapazitätsmärkten

Die Entwicklung unterschiedlicher Formen von CRMs kann Auswirkungen auf den europäischen Stromverbund haben. Man kann dabei zwischen Kapazitätseffekten und Preiseffekten unterscheiden (Meyer und Gore 2015).

- Kapazitätseffekte resultieren daraus, dass durch die Einführung eines Kapazitätsmarktes Investitionen beanreizt werden, die zu einer Erhöhung der Erzeugungskapazitäten führen. Dadurch kommt es seltener zu Knappheitssituationen und Importe aus den benachbarten Ländern werden durch inländische Erzeugung ersetzt. Umgekehrt können die Exporte in das Nachbarland zunehmen und die dortigen Knappheitspreise reduzieren, wodurch Investitionen weniger attraktiv werden.
- Preiseffekte resultieren in erster Linie daraus, dass CRMs zu einer Änderung des Bietverhaltens im Energiemarkt führen können. Da Erzeuger für die Bereithaltung der Kapazität vergütet werden, sind sie nicht auf hohe Knappheitspreise angewiesen, um ihre Fixkosten zu decken. Daher kann der zweiteilige Tarif (bestehend aus Energie- und Kapazitätspreis) zu niedrigeren Energie-

geboten und damit zu einer Senkung der Knappheitspreise führen. Dies gilt sowohl für den CRM-Markt als auch für das Nachbarland, da sich die geringeren Preise auch auf die Vergütung von importiertem Strom auswirken.

Beide Effekte führen im Grunde zu einem „Export“ des Missing-Money-Problems: Mit anderen Worten wird das Missing-Money-Problem auf Kosten der Erzeuger des Nachbarlandes gelöst, indem es zu einem teilweisen Crowding-Out der dortigen Erzeugungskapazitäten kommt. Aus Konsumentensicht sind die Effekte umgekehrt: Konsumenten im CRM-Land zahlen für zusätzliche Kapazitäten, die teilweise über Exporte ins Nachbarland fließen, während die dortigen Konsumenten von geringeren Preisen profitieren (free-riding).

5.4.2.2. Auswirkungen von CRMs auf den grenzüberschreitenden Handel

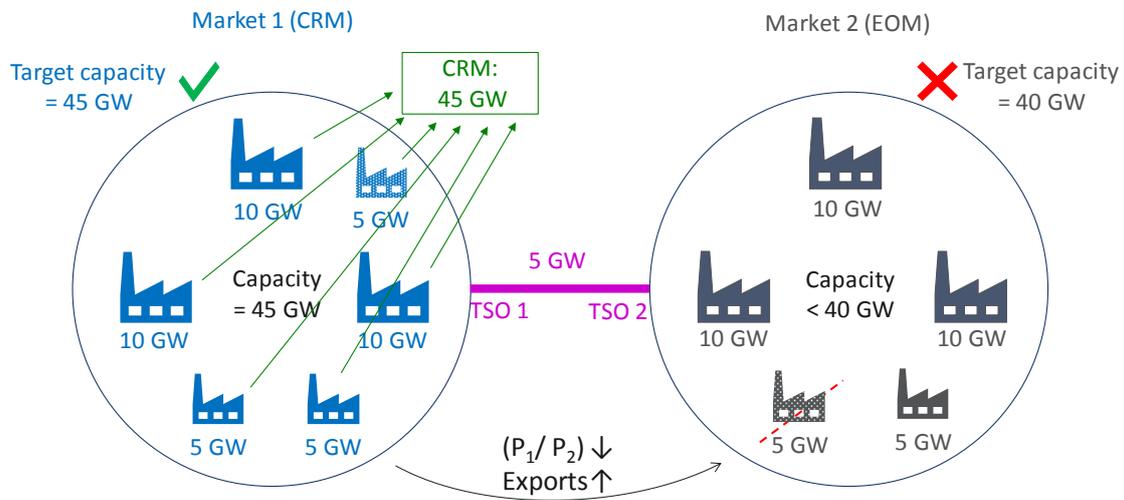
Wie wirkt sich die Einführung eines Kapazitätsmarktes auf den grenzüberschreitenden Handel und damit den Ausbaubedarf der Grenzkuppelstellen aus? Für die Analyse wird vereinfachend von zwei Ländern ausgegangen, von denen Land 1 einen CRM einführt, während Land 2 an einem Energy-only-Markt festhält.¹⁹ Abbildung 5-24 stellt die Effekte grafisch dar. Dabei wird eine Unterscheidung nach der üblichen Stromhandelsrichtung vorgenommen, da sich die Richtungen der Effekte demnach unterscheiden. In Fall 1 sei Land 1 Nettoexporteur, in Fall 2 Nettoimporteur.

Zunächst wird angenommen, dass es keine grenzüberschreitende Beteiligung am CRM gibt, d.h. nur Kapazitäten aus Land 1 dürfen an den Kapazitätsauktionen teilnehmen. Es erfolgt hier keine Unterscheidung zwischen dem dezentralen und zentralen CRM-Ansatz, da die Auswirkungen sich nicht grundsätzlich unterscheiden. Für Land 1 wird ein Missing-Money-Problem derart unterstellt, dass die Gesamtkapazität in der Ausgangssituation (40 GW) unter der Zielkapazität (45 GW) liegt. Die Interkonnektor-Kapazität zwischen beiden Ländern beträgt im Beispiel 5 GW.

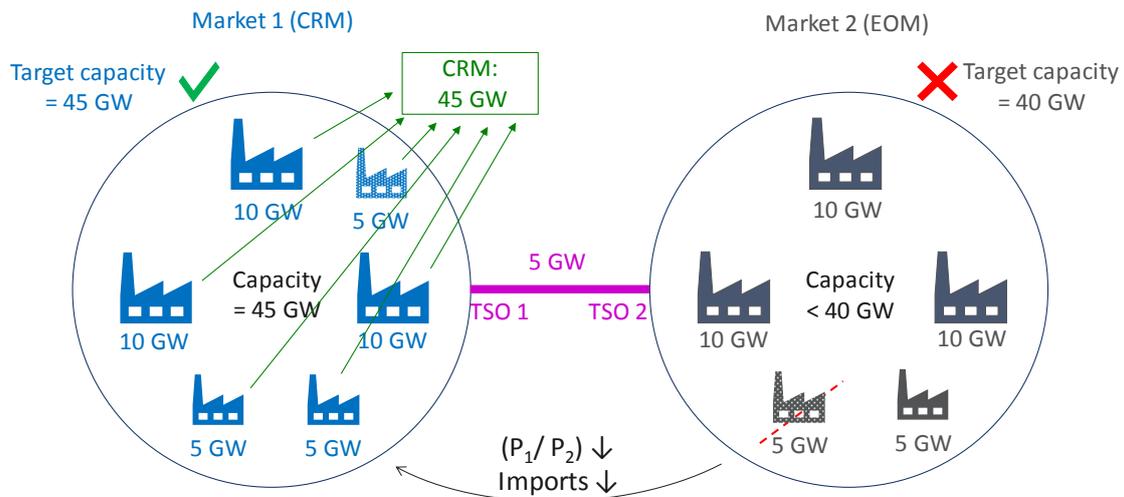
¹⁹ Der symmetrische Fall, in dem beide Länder einen CRM einführen, wird an dieser Stelle nicht untersucht, da sich die Effekte dann tendenziell ausgleichen, so dass die grenzüberschreitenden Auswirkungen gering sind (vgl. Meyer und Gore 2015).

Abbildung 5-24: Grenzüberschreitende Effekte eines CRM

Fall A: CRM-Markt 1 ist Nettoexporteur



Fall B: CRM-Markt 1 ist Nettoimporteur



Quelle: Eigene Darstellung.

Im Fall A wird für den CRM-Markt ein im Durchschnitt niedrigeres Preisniveau unterstellt, so dass Land 1 Nettoexporteur ist. In diesem Fall steigt die Interkonnektornutzung gegenüber der Ausgangssituation mit zwei Energy-only-Märkten an. Grund hierfür ist die Erhöhung der Kapazität in Land 1 um 5 GW auf Grund der Kapazitätsauktionen. Zentral hierbei ist die Annahme, dass die möglichen Importe in Höhe von bis zu 5 GW aus dem Nachbarland weder explizit noch implizit bei der Bestimmung der Zielkapazität berücksichtigt werden.

Zum einen sinkt durch die Investitionen das durchschnittliche Preisniveau ebenso wie die Knappheitspreise, so dass die Exporte in das Nachbarland ansteigen. Auf Grund der zusätzlichen Kapazitäten steigt der Wettbewerbsdruck im CRM-Markt. Auf Grund der Kapazitätzahlungen sind ge-

ringere Margen zur Kostendeckung erforderlich, so dass sich das Bietverhalten der Akteure im CRM-Land in Richtung einer grenzkostenbasierten Preisbildung ändert.

In Land 2 führt der erhöhte Import zu einem höheren Preisdruck, so dass auf längere Sicht ein Rückgang der Kapazitäten zu erwarten ist: Aus Sicht der Erzeuger wird das Missing-Money-Problem „importiert“, wenngleich die Konsumenten von den geringeren Preise profitieren. Die Zunahme der Preisdifferenz führt zu höheren Engpasserlösen für die Interkonnektoren, so dass Anreize bestehen, die Grenzkuppelstellen auszubauen.

Im Fall B ergibt sich die umgekehrte Auswirkung auf die Nutzung der Interkonnektoren. Land 1 ist nun Nettoimporteur und hat zunächst ein höheres Preisniveau, das mit der Zunahme der Kapazitäten, in Folge der Einführung des CRM, sinkt. Es kommt damit zu einer Verringerung der Preisdifferenz und die Importe aus Land 2 nehmen ab. Entsprechend sinken die Engpasserlöse, und die Nutzung der Interkonnektoren nimmt ab.²⁰ Tabelle 5-1 fasst die Ergebnisse für beide Fälle zusammen.

Tabelle 5-1: Auswirkungen eines CRM in Markt 1 auf Preise und Interkonnektornutzung (Annahme: Markt 2 bleibt Energy-only-Markt)

	Preisdifferenz $P=P_1-P_2$	Auswirkung CRM auf Strompreise und absolute Preisdifferenz	Auswirkungen auf Handel/ Interkonnektornutzung ΔINT
CRM-Markt 1:			
Fall A: Netto-Exporteur	$P < 0$	$\Delta P_1 < 0, \Delta P_2 > 0: P > 0$	$\Delta INT > 0$
Fall B: Netto-Importeur	$P > 0$	$\Delta P_1 < 0, \Delta P_2 > 0: P < 0$	$\Delta INT < 0$

Quelle: Eigene Darstellung

Ein wichtiger Aspekt der grenzüberschreitenden Effekte betrifft die Frage der grenzüberschreitenden Beteiligung: Dürfen Kapazitäten aus Stromnachbarländern am CRM teilnehmen und, wenn ja, in welcher Form? Werden rein nationale CRMs etabliert, und somit der Beitrag von Importen zur eigenen Versorgungssicherheit ignoriert, werden tendenziell Überkapazitäten aufgebaut. Nicht zuletzt deshalb ist die Sicherstellung und Harmonisierung der grenzüberschreitenden Beteiligung an CRMs ein wichtiges Anliegen der Europäische Kommission (vgl. European Commission (EC) 2016b, Tennbakk et al. 2016). Im folgenden Abschnitt werden die möglichen Formen und Auswirkungen der grenzüberschreitenden Teilnahme an Kapazitätsmärkten untersucht.

5.4.2.3. Grenzüberschreitende Beteiligung an Kapazitätsmärkten

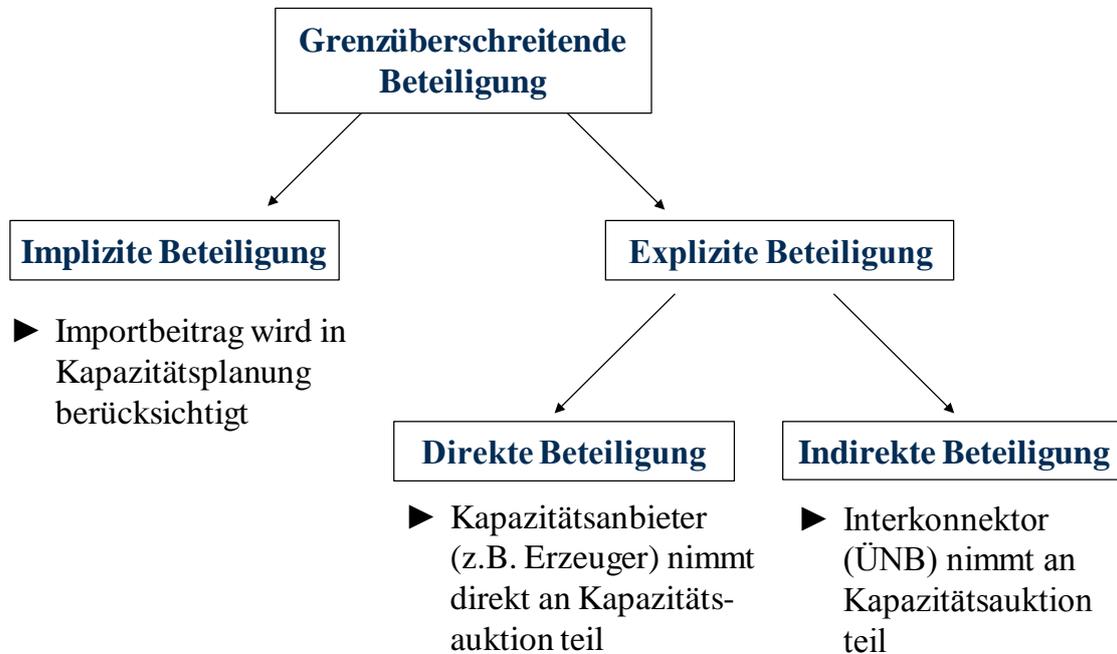
Formen der grenzüberschreitenden Beteiligung

Die Vermeidung von Überkapazitäten und Verzerrungen im grenzüberschreitenden Handel erfordert aus Sicht der EU-Kommission eine Form der Beteiligung von Erzeugungs- oder Nachfrageka-

²⁰ Einschränkung sei angemerkt, dass die genannten Auswirkungen durchschnittliche Effekte sind, die von der spezifischen Merit Order und Nachfrageentwicklungen der Länder abhängen. Die Stromrichtung ist nicht immer eindeutig und die Interkonnektornutzung in Knappheitssituationen ist davon abhängig, ob diese symmetrisch oder asymmetrisch zwischen den Ländern auftreten. Die Effekte können sich somit auch (teilweise) ausgleichen.

pazitäten aus dem benachbarten Ausland. Hierbei kann zwischen *impliziter* und *expliziter Beteiligung* unterschieden werden (Tennbakk et al. 2016). Abbildung 5-25 zeigt die grundsätzliche Einteilung der grenzüberschreitenden Beteiligung.

Abbildung 5-25: Formen der grenzüberschreitenden Beteiligung an Kapazitätsmärkten



Quelle: Jacobs University Bremen auf Basis von (Tennbakk et al. 2016).

Eine **implizite Beteiligung** bedeutet, dass der CRM nur Gebote der inländischen Kapazitätsanbieter zulässt, der Importbeitrag aus benachbarten Märkten jedoch bei der Berechnung des nationalen Kapazitätsbedarfs berücksichtigt wird. Dies gilt aus Sicht der EU als Mindestanforderung für CRMs. Kapazitäts- und Preiseffekte fallen geringer aus, da keine Überkapazitäten im CRM-Markt angereizt werden. Dennoch verbleiben Preis- und Investitionsverzerrungen, die den grenzüberschreitenden Handel beeinflussen, da nur die inländischen Kapazitäten Kapazitätserlöse erhalten und somit einen Wettbewerbsvorteil gegenüber den Kapazitäten des benachbarten Marktes haben (Tennbakk et al. 2016).

Die **explizite Beteiligung** grenzüberschreitender Kapazitäten bezieht dagegen den benachbarten Markt in die Kapazitätzahlungen mit ein und verhindert somit Preis- und Investitionsverzerrungen einer Ungleichbehandlung. Hierbei unterscheidet Tennbakk et al. 2016 zwischen einer direkten und einer indirekten Beteiligung. Durch die **direkte Beteiligung** können grenzüberschreitende Ressourcen unmittelbar im benachbarten Kapazitätsmarkt mitbieten. Diese Option wird als effizienteste Lösung betrachtet, ist aber auch am schwierigsten zu implementieren. Eine der Herausforderungen besteht darin, die Verfügbarkeit von Erzeugungs- oder Nachfragerressourcen im Ausland sicherzustellen und ihren jeweiligen Beitrag zur Versorgungssicherheit zu bewerten. Insbesondere ist auch die Bewertung von Netzrestriktionen äußerst komplex (Kenneth Van den Bergh et al. 2018). Da Engpasssituationen in den verbundenen Ländern zeitgleich auftreten können, aber nicht unbedingt müssen, ist eine regionale Analyse des Verbundnetzes erforderlich (Tennbakk et al. 2016). Darüber hinaus stellt sich die Frage, wie die Verfügbarkeit der Interkonnektor sichergestellt

werden kann, die zur Bereitstellung der grenzüberschreitenden Ressourcen erforderlich ist. Die zwei Formen der Versteigerung von Grenzkuppelkapazitäten sind bereits aus dem Energiehandel bekannt: implizite und explizite Auktionen.

- **Implizite Auktionen** würden zeitgleich mit den Kapazitätsauktionen stattfinden und den Betreibern der Interkonnektoren die Engpasserlöse aus dem Unterschied zwischen den Kapazitätspreisen der Märkte zuteilen – vergleichbar mit den Strompreisunterschieden im Energiemarkt. Sie gelten als effizienter, da die Märkte für Energie/Kapazität einerseits und für Übertragungskapazität andererseits simultan geräumt werden. Es ist jedoch unklar, ob und wie solche impliziten Auktionen für dezentrale Kapazitätsmarktmodelle umgesetzt werden können, da es hier auch eine Sekundärhandel gibt (Tennbakk et al. 2016).
- **Explizite Auktionen** vermeiden dieses Problem, erhöhen jedoch die Unsicherheit für Kapazitätsanbieter bezüglich des Preises für die Übertragungskapazität. Dies kann zu einer Verringerung der Kapazitätsangebote führen und damit zu einer Erlösminderung für die Grenzkuppelstellen (Tennbakk et al. 2016).

Eine zweite Form der expliziten Beteiligung ist die **indirekte Beteiligung**. Dies bedeutet, dass nicht die Kapazitätsanbieter selbst, sondern der Interkonnektor am benachbarten Kapazitätsmarkt teilnimmt. Mit anderen Worten, die Kapazitätsvergütung geht an den Betreiber der Grenzkuppelstelle, in der Regel der ÜNB, der damit für die Bereitstellung der Energie- und Grenzkuppelkapazität verantwortlich ist. Ausländische Produktionskapazitäten würden indirekt (durch Verträge mit dem ÜNB) profitieren. Dieser Mechanismus ist auch für dezentralisierte Kapazitätsmärkte einfacher zu implementieren, da nur der ÜNB am Kapazitätsmarkt teilnimmt. Zudem erlaubt dies auch eine implizite Auktionierung der Grenzkuppelstellen. Theoretisch erscheint die indirekte Beteiligung jedoch weniger effizient als die direkt, explizite Beteiligung (vgl. Cepeda 2018).

Grenzüberschreitende Beteiligung an den Beispielen Frankreich und Polen

Die oben skizzierten Kapazitätsmärkte in Frankreich und Polen sind von der European Commission (EC) 2018 genehmigt worden, da sie den „State-Aid“-Vorgaben der European Commission (EC) 2014 erfüllen. Für beide Systeme ist eine explizite grenzüberschreitende Beteiligung vorgesehen, wenngleich diese derzeit noch nicht umgesetzt wurden.

Das System der Kapazitätsobligationen in **Frankreich** wurde schrittweise ausländischen Anbietern geöffnet. In einem ersten Schritt wurde zunächst als Übergangslösung nur eine *implizite Beteiligung* umgesetzt. Der Übertragungsnetzbetreiber (Réseau de transport d'électricité (RTE) 2014) hat anschließend eine Roadmap für eine *direkte, explizite Beteiligung* erarbeitet, die ursprünglich ab 2019 eine grenzüberschreitende Kapazität von knapp 7 GW ermöglichen sollte. Da die notwendigen Kooperationsvereinbarungen mit den benachbarten ÜNBs nicht rechtzeitig abgeschlossen werden konnten, wurde die Einführung auf 2020 verschoben; bis dahin soll lediglich eine *indirekte Beteiligung* durch die ÜNBs möglich sein (Montelnews 2019).

Mit Hilfe der ÜNB-Kooperation soll ein einheitlicher Mechanismus etabliert werden, um sicherzustellen, dass die aus dem Nachbarland auktionierte Kapazität tatsächlich verfügbar ist. Wie von der EU-Kommission gefordert, soll aus Effizienzgründen keine Reservierung von Interkonnektor-Kapazitäten erfolgen. Das Preisrisiko für die IC-Nutzung liegt somit bei den Kapazitätsanbietern (Réseau de transport d'électricité (RTE) 2014).

Der zentrale Kapazitätsmarkt in Polen sieht ab 2025 eine explizite grenzüberschreitende Beteiligung vor. Zunächst wurden gesetzlich drei geografische Zonen festgelegt: Litauen, Schweden und die direkt angeschlossenen Stromsysteme von Deutschland, Tschechien und der Slowakei. Für

jede der Zonen wird pro Ausschreibung die maximal mögliche Menge an Kapazitätsverpflichtungen bestimmt, die von den Kapazitätsanbietern angeboten werden können – in der Summe wird etwa eine Kapazität von 1 GW erwartet (Soltysinski, Kawecki & Szlezak (SK&S) 2018). Dabei sind zwei Varianten möglich: Entweder (1) der ÜNB des Stromnachbarn tritt als Kapazitätsanbieter auf, oder (2) die benachbarten Kapazitätseinheiten treten als Anbieter auf dem Kapazitätsmarkt auf. Fall (1) entspricht der oben beschriebenen indirekten Beteiligung, bei der der jeweilige ÜNB stellvertretend als Teilnehmer an den Kapazitätsauktionen fungiert und auch die Erlöse erhält. Im Fall (2) erfolgt eine direkte Beteiligung durch die Kapazitätsanbieter. Dabei wird eine Vorauswahl in Form von "preliminary auctions" getroffen, deren Gewinner dann für die Kapazitätsauktionen zugelassen werden (Soltysinski, Kawecki & Szlezak (SK&S) 2018).

Auswirkungen der grenzüberschreitenden Beteiligung auf die Interkonnektoren

Wie beeinflussen die unterschiedlichen Formen der grenzüberschreitenden Beteiligung an Kapazitätsmärkten die Nutzung der Grenzkuppelstellen und die Anreize zu deren Ausbau?

Wie im vorherigen Abschnitt 5.4.2.2 untersucht wurde, führt ein CRM zu höherer Kapazität und sinkenden Preisen im aktiven Land, während die Auswirkungen auf die Interkonnektornutzung vom relativen Preisniveau zwischen den Ländern abhängt (vgl. Tabelle 5-1).

Eine grenzüberschreitende Beteiligung reduziert die Preiseffekte eines CRM und damit die Auswirkungen auf den Interkonnektorbedarf. Dieser gegenläufige Effekt hängt von der Form der Beteiligung ab. Im Fall einer *impliziten Beteiligung* wird der Import-Beitrag zur Versorgungssicherheit bei der Festlegung der Zielkapazität des CRM berücksichtigt. Dadurch kommt es zu einem geringeren Zubau an Kapazitäten und die wettbewerbsbedingte Verringerung des Preisniveaus im CRM-Markt fällt weniger stark aus.

- Ist Land 1 Netto-Exporteur (Fall A mit $P_1 < P_2$), sinkt die (negative) Preisdifferenz ($P_1 - P_2$) weniger stark. Mit anderen Worten wird der Anstieg des absoluten Preisunterschieds geringer ausfallen. Infolgedessen werden die Exporte in Land 2 – und damit die Interkonnektornutzung – weniger stark ansteigen als im Fall eines isolierten CRMs.
- Ist Land 1 Netto-Importeur (Fall B mit $P_1 > P_2$), wird es umgekehrt zu einem geringeren Absinken der (positive) Preisdifferenz ($P_1 - P_2$) kommen. Somit sinken die Importe aus Land 2 – und damit die Interkonnektornutzung – weniger stark als im isolierten Fall.

Eine *explizite Beteiligung* wird die Auswirkungen des CRMs auf den grenzüberschreitenden Handel zusätzlich reduzieren. Erfolgt eine *direkte Beteiligung* benachbarter Kapazitäten, so fällt ein Teil der CRM-Erlöse auch im Land 2 an. Diese Erlöse tragen zu einer Refinanzierung der dortigen Kapazitäten bei, wodurch es c.p. auch in Land 2 zu einem Absinken des Preisniveaus kommt. Im Fall einer *indirekten Beteiligung* werden die CRM-Erlöse an den ÜNB ausgezahlt, der am CRM teilnimmt und damit als Nachfrager nach Kapazitäten in Land 2 auftritt. Auch wenn die Kapazitätsanbieter in Land 2 in diesem Fall nur indirekt profitieren, gehen die Effekte grundsätzlich in die gleiche Richtung, so dass die grenzüberschreitenden Effekte geringer ausfallen als im Fall der impliziten Beteiligung (Tennbakk et al. 2016).

Insgesamt lässt sich schlussfolgern, dass die Auswirkungen von Kapazitätsmärkten auf den Ausbaubedarf der Intekonnektoren fallabhängig sind. In jedem Fall wirkt eine grenzüberschreitende Beteiligungsmöglichkeit ausländischer Kapazitäten effizienzfördernd sowohl hinsichtlich der Vermeidung übermäßiger Erzeugungskapazitäten als auch des grenzüberschreitenden Handels. Dabei favorisiert die Tennbakk et al. 2016 die Option der expliziten Beteiligung und stellt zumindest

vier Anforderungen an einen gemeinsamen Regelrahmen für Kapazitätsmärkte (Tennbakk et al. 2016):

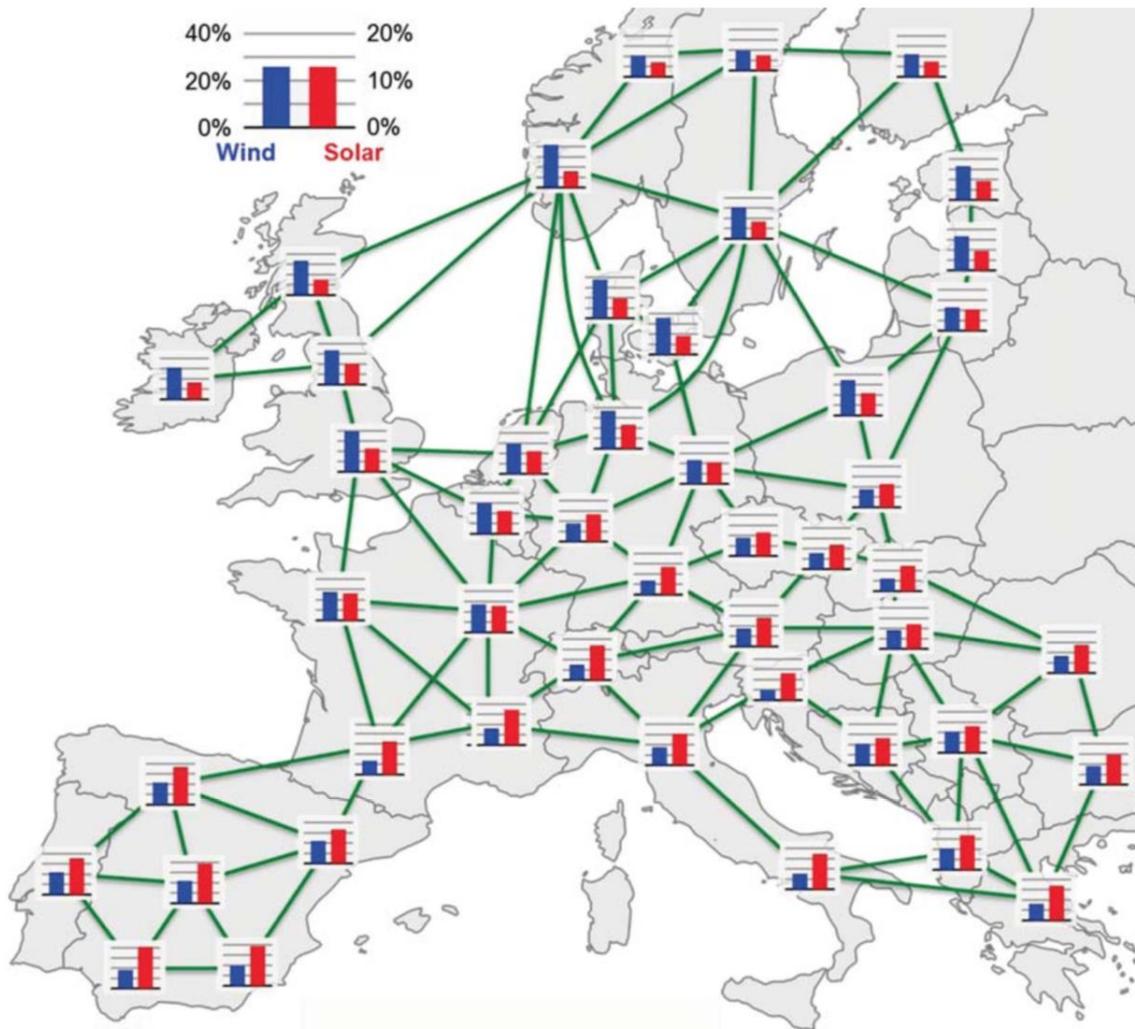
- (1) Möglichkeit der Beteiligung von Kapazitäten an mehreren Kapazitätsmärkten
- (2) Verfügbarkeitsverpflichtungen sind Lieferverpflichtungen vorzuziehen
- (3) Explizite Auktionierung der Grenzkuppelstellen nur im Fall dezentraler Kapazitätsmärkte
- (4) Anreize für ÜNB zur Bereitstellung von Interkonnektorkapazitäten sollten aus dem allgemeinen Regulierungsrahmen resultieren, d.h. die Kapazitätsmärkte sollten nicht zu einer Beeinflussung der Stromrichtung durch den ÜNB führen.

5.4.3. Grenzüberschreitende Fördersysteme für erneuerbare Energien

Neben den Entwicklungen bei den grenzüberschreitenden Kapazitätsmechanismen, wie oben beschrieben, gibt es derzeit auch Entwicklungen bei grenzüberschreitenden EE-Fördersystemen mit möglichen Auswirkungen auf die Nutzung und den Ausbau der Interkonnektorkapazitäten. Nach erster vorläufiger Auswertung argumentieren wir, dass die Auswirkung grenzüberschreitender RES-Fördersysteme auf die Grenzkuppelstellen vorerst eher gering sein wird und in der vorliegenden Analyse vernachlässigt werden kann.

Die zentrale Idee bei den grenzüberschreitenden EE-Fördersystemen ist neben der Förderung des EU-Binnenmarktes die Vorstellung, dass erneuerbare Energien vor allem dort gebaut werden sollen wo deren Wirkungsgrad am höchsten ist; d.h. Solar im Süden und Wind an den Küsten (tendenziell im Norden Europas). Es soll angemerkt werden, dass die Energieeffizienz der Anlagen nur *ein* Kriterium für den Standort ist. Kosteneffektivität beim Bau und Betrieb der Anlagen, Netzanschlusskosten und Verfügbarkeit der Flächen spielen eine weitere wichtige Rolle in der optimalen Standortentscheidung. Ecofys und eclareon 2018, S. 44 w.) weisen darauf hin, dass Regulierungsthemen im breiteren Sinne eine größere Rolle bei der Standortentscheidung spielen könnten als die reine Ressourcenverfügbarkeit. Der so erzeugte Strom muss über das Übertragungsnetz zum Verbraucher gebracht werden; in der optimalen Standortentscheidung muss eine Abwägung hinsichtlich der Nutzung und dem Ausbaubedarf der Übertragungsnetze und der Interkonnektoren gemacht werden. Green et al. (2016, S. 2) beziffern, dass 73 GW Windkapazität und 16 GW Solarkapazität bei optimierten pan-Europäischen Standortentscheidungen (vgl. Abbildung 5-26) eingespart werden könnten. Das bedeutet, dass die Systemkosten durch den optimierten pan-Europäischen Ausbau der EE-Anlagen im Jahr 2030, unter Berücksichtigung des Ausbaus der Übertragungsnetze, bis zu 5 % oder 15 Milliarden Euro pro Jahr weniger betragen könnten. Das ist beträchtlich, erfordert jedoch auch durch die notwendige pan-Europäische Zusammenarbeit umfangreiche institutionelle System- und Regelanpassungen.

Abbildung 5-26: Solar im Süden und Wind an den Küsten vor allem in Nord-West und Nord-Ost Europa.



Quelle: Green et al. (2016, Abb. 3, S. 7).

Die RES-E Richtlinie (EE-Richtlinie 2009) beschreibt bereits die grenzüberschreitenden Kooperationsmechanismen in Art 6 bis 11. Insbesondere arbeitet die Richtlinie mit

- Statistische Transfers zwischen Mitgliedstaaten
- Gemeinsame Projekte zwischen Mitgliedstaaten
- Gemeinsame Förderregelungen

Wichtig allerdings ist, dass sämtliche Initiativen auf Freiwilligkeit beruhen und keine Ziele vorgegeben sind. Die grenzüberschreitenden Kooperationsmechanismen in der RES-E Richtlinie 2009 wurden bislang auf Grund hoher Komplexität und Transaktionskosten anscheinend kaum angewendet (Ecofys und eclareon 2018, S. 46). Im Entwurf der neuen RES-E Richtlinie (COM/2016/0767 final/2 - 2016/0382 (COD)), die am 01.01.2021 in Kraft treten soll, wird in Art. 5 die pan-Europäische Kooperation verstärkt:

„Die Mitgliedstaaten tragen dafür Sorge, dass mindestens 10 % der in jedem Jahr zwischen 2021 und 2025 und mindestens 15 % der in jedem Jahr zwischen 2026 und 2030 neu geförderten Kapazität Anlagen in anderen Mitgliedstaaten offen stehen.“

Insgesamt stellen aber Ecofys und eclareon 2018, S. 49) fest, dass die EU-Kommission die grenzüberschreitende EE-Kooperation zwar ermöglicht und fördert, aber die grenzüberschreitenden regulatorischen Hürden nicht abbaut; infolgedessen dürfte die Auswirkung gering sein.

In Deutschland ist die grenzüberschreitende EE-Förderung im EEG festgehalten, mehr spezifisch aber in der Grenzüberschreitende-Erneuerbare-Energien-Verordnung (GEEV, vom 10.08.2017). Für die darin spezifizierte grenzüberschreitende Beteiligung bei Ausschreibungen gelten drei Prinzipien (vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 2016, S. 2):

- das Vorliegen einer völkerrechtlichen Vereinbarung,
- die Wahrung des Gegenseitigkeitsprinzips und
- der physikalische Import

Punkt 2 erscheint politisch inspiriert und ist ökonomisch etwas problematisch. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 2016, S. 5) beschreibt, dass wenn Land A x MW ausschreibt und für Teilnahme aus Land B öffnet, Land B auch x MW ausschreibt und für Teilnahme aus Land A öffnet. Die Ausschreibungen müssen nicht zwingend gleich groß sein. Spätestens dann, wenn die Grenzen des RES-Potenzials in einem Land erreicht werden, dürfte dieses Prinzip ineffizient werden. Die ganze Idee der grenzüberschreitenden Förderung ist, dass primär dort gebaut wird, wo die Anlagen den höchsten Wirkungsgrad erzielen. Das alles hat nur dann wirkliche Auswirkung auf grenzüberschreitende Interkonnektoren, wenn das Gegenseitigkeitsprinzip nicht zu strikt angewendet wird.

Der optimale pan-Europäische Ausbau der EE-Anlagen erfordert einen vermehrten grenzüberschreitenden Handel. Dementsprechend ist ein zweiter Aspekt bei der optimalen Standortentscheidung der EE-Anlagen der Netzausbau; dies betrifft die grenzüberschreitenden Kuppelstellen genauso wie die inländischen Übertragungsnetze. Wir konzentrieren uns hier auf die Effekte bei den grenzüberschreitenden Interkonnektoren.

Green et al. (2016) machen mittels eines pan-Europäischen Simulationsmodells eine umfassende Studie. Die Studie vergleicht zwei Szenarien. Ein Szenario (*national*) basiert auf den nationalen EE-Ausbauplänen aus den Energy Roadmap 2050 der EU-Kommission; in diesem Szenario optimiert jedes Land für sich allein. Das andere Szenario übernimmt diese Ausbauziele, realloziert jedoch die Anlagen auf die Standortorte mit den jeweils höchsten Wirkungsgraden (*coordinated*). Die Berechnungen sind auf Basis 2030. Tabelle 5-2 fasst die Ergebnisse für den Ausbau der Übertragungsnetze zusammen, wobei zwischen grenzüberschreitend (oben) und inländisch (unten) unterschieden wird.

Tabelle 5-2: Effekt der grenzüberschreitenden EE-Förderung auf den Ausbaubedarf der Übertragungsnetze

	Base Case		10% Demand Response		High-cost Transmission	
	National	Coord.	National	Coord.	National	Coord.
International flows (TWh)	810.2	1162.1	828.8	1169.1	849.5	1161.0
Mean line utilisation (%)	42%	47%	47%	54%	53%	55%
Mean proportion of congested hours	21%	27%	26%	34%	44%	44%
Transmission surplus (€ bn.)	3.67	5.83	3.17	5.31	5.20	8.65
Extra capacity built (GW-km)	37,173	58,091	32,510	49,305	25,638	41,853
Intra-country flows (TWh)	709.4	1087.9	719.0	1128.9	724.2	1103.5
Mean line utilisation (%)	30%	35%	33%	39%	35%	42%
Mean proportion of congested hours	11%	13%	12%	16%	24%	26%
Transmission surplus (€ bn.)	1.97	3.19	1.58	2.90	2.51	4.50
Extra capacity built (GW-km)	23,370	42,886	16,897	36,716	13,760	30,779

Quelle: Green et al. 2016, S. 5.

Es ist ersichtlich, dass das koordinierte Szenario erheblich mehr Ausbau der Übertragungsnetze erfordert als das nationale Szenario: ca. 1,5-mal mehr bei den Grenzkuppelstellen und 1,8-mal mehr bei den inländischen Netzen. In monetären Werten bedeutet das Mehrkosten für den Ausbau der Übertragungsnetze für die grenzüberschreitende EE-Förderung von ca. 3 Milliarden Euro pro Jahr (annuitätisch) (Green et al. 2016, S. 12). Er soll angemerkt werden, dass die Effekte pro Grenze und pro Land recht unterschiedlich sind.

Diese Mehrkosten von 3 Milliarden Euro pro Jahr erscheinen auf dem ersten Blick recht hoch. Jedoch sind die positiven Effekte der grenzüberschreitenden Koordination erheblich höher. Zudem sind die Zahlen nicht sehr hoch im Vergleich zu den Gesamtkosten der europäischen Stromversorgung. Die wichtigste Einschränkung dürfte allerdings sein, dass Green et al. (2016) ein Idealszenario mit optimierter Koordination durchrechnen; die Wahrscheinlichkeit, dass dieses Idealszenario erreicht wird ist sehr gering, so dass dementsprechend der effektive Netzausbaubedarf geringer ausfallen wird.

Um den realen Ausbau der Interkonnektoren einschätzen zu können, unterscheiden wir zwei Szenarien. Zum einen business as usual (BAU), mit wenig grenzüberschreitender Dynamik, oder anders gesagt wenig EU-Kooperation. In diesem Falle entwickelt sich die grenzscheidende Förderung nicht oder nur zögerlich, so dass der zusätzliche Ausbaubedarf für die Interkonnektoren gering sein wird. In diesem Szenario ist die pan-Europäische EE-Förderung praktisch nicht relevant für unsere Analyse.

Zum anderen ein Szenario mit einer dynamischer EU-Kooperation; dieses Szenario entspricht den Berechnungen in der oben erwähnten Studie (Green et al. 2016), wobei wir erwarten können, dass

der Ausbaubedarf beträchtlich ist. In diesem Szenario gilt wiederum zu unterscheiden: 1) Mehr Bedarf an Interkonnektorkapazität führt tatsächlich zu entsprechend mehr Investitionen. In dem Falle steigt auch das Verzögerungspotenzial mit Auswirkung auf Berechnungen und Planungen. Oder 2) Mehr Bedarf an Interkonnektorkapazität führt nicht zu mehr Investitionen, dafür dann aber zu mehr Engpässen, so dass letztendlich die regionalen RES-Ausbaupläne nicht verwirklicht werden können. Im Grunde führt das zurück zum BAU-Szenario.

Als Zwischenfazit ist festzuhalten, dass nach vorläufiger Einschätzung die derzeitigen Entwicklungen bei der pan-Europäischen EE-Förderung vorerst keine wesentliche Auswirkung auf den Interkonnektorausbau haben wird. Zum einen ist die Dynamik bei der grenzüberschreitenden EE-Kooperation gering und zum anderen sind die Effekte auf die Interkonnektoren auch bei hoher Dynamik überschaubar.

5.4.4. Fazit

Kapazitätsmärkte führen tendenziell zu geringeren Strompreisen und können damit den grenzüberschreitenden Stromhandel abhängig vom Verhältnis der Preisniveaus verstärken oder auch reduzieren.

Führt ein Netto-Stromexportland einen Kapazitätsmarkt ein, wird sich das durchschnittliche Preisniveau in diesem Land im Vergleich zu den Strom importierenden Nachbarländern reduzieren. Als Folge wird der grenzüberschreitende Handel eher zunehmen; ebenso steigen mit der Strompreisdifferenz auch die ökonomischen Anreize, die Interkonnektoren weiter auszubauen. Umgekehrt wird ein Kapazitätsmarkt in einem Land mit Netto-Stromimporten die Auslastung der Interkonnektoren reduzieren und damit zu einem geringeren Ausbaubedarf führen, da sich die Preisniveaus annähern.

Sofern der Kapazitätsmarkt effizient ausgestaltet ist und keine nationalen Überkapazitäten beanreizt werden, sollte sich die Effizienz der Preisbildung auf den Strommärkten eher verbessern. Dies liegt daran, dass die Preisgebote näher an den Grenzkosten liegen, während Fixkosten stärker durch die Kapazitätszahlungen gedeckt werden können. Um Überkapazitäten zu vermeiden, sind jedoch grenzüberschreitende Beteiligungsmöglichkeiten an Kapazitätsmärkten erforderlich. Diese führen im Vergleich zu isolierten nationalen Kapazitätsmärkten zu geringeren Preiseffekten. Eine effiziente Umsetzung ist jedoch komplex und erfordert eine regionale Analyse der Netzgegebenheiten. Die EU fordert dabei eine direkte Beteiligung grenzüberschreitender Kapazitäten, entweder durch die Kapazitätsanbieter selbst oder durch den angrenzenden ÜNB. Im Falle einer strategischen Reserve, wie sie in Deutschland als vorübergehende Lösung etabliert wurde, ist von vernachlässigbaren Auswirkungen auf den grenzüberschreitenden Stromhandel auszugehen, da diese zur im Notfall aktiviert wird. Umgekehrt sind in Frankreich und Polen umfassende Kapazitätsmärkte eingeführt worden, die dazu beitragen dürften, Deutschlands Strom-exporte zu reduzieren

Signifikante Auswirkungen pan-europäischer Fördermechanismen für erneuerbare Energien auf Interkonnektorkapazität und –ausbau erscheinen hingegen vorerst nicht wahrscheinlich. Zum einen ist die Dynamik bei der grenzüberschreitenden EE-Kooperation gering und zum anderen sind die Effekte auf die Interkonnektoren auch bei hoher Dynamik überschaubar.

6. Ländersteckbriefe

6.1. Dänemark

Themengebiet	Ergebnis der Länderrecherche
Qualitative Einschätzung zu den Wechselwirkungen zwischen dem jeweiligen Land und Deutschland	<ul style="list-style-type: none"> • Dänemark sieht sich mit Deutschland bei der Energiewende („grøn omstilling“) auf einem gemeinsamen Weg. • Positiv werden Exporte dänischer Windenergiefirmen sowie von dänischem Windstrom gesehen, ebenso wie ein gemeinsames Fördersystem für Photovoltaik-Anlagen • Negative Strompreise durch Windenergieüberschüsse werden negativ gesehen. • Weiterer Windausbau in Dänemark (und Schleswig-Holstein) benötigt innerdeutschen Netzausbau in Nord-Süd Richtung (Agora Energiewende 2015a).
CO ₂ -Emissionen 2016 und nationale bzw. europäische Klimaziele	<ul style="list-style-type: none"> • Nationale CO₂-Emissionen (alle Sektoren) 2016 (EEA greenhouse gas - data viewer): 53 Mio. t CO₂ • CO₂-Emissionen der Stromerzeugung 2016 (Sandbag Climate EU ETS Dashboard, verified emissions of power installations²¹): 10 Mio t CO₂ • Nationale Minderungsziele gegenüber 1990 (The Danish Government 2013): <ul style="list-style-type: none"> ○ -40 % bis 2020 • Europäische Minderungsziele gegenüber 1990: <ul style="list-style-type: none"> ○ -20 % bis 2020 (schwächer als nationales Minderungsziel) ○ -40 % bis 2030 (schwächer als nationales Minderungsziel) ○ -80 % / -95 % bis 2050
Stromerzeugung 2016	<p>Auswertung der Eurostat Daten für „Supply, transformation and consumption of electricity - annual data [nrg_105a]“</p> <ul style="list-style-type: none"> • Braunkohle: 0 TWh • Steinkohle: 8,1 TWh • Öl: 0,2 TWh • Gas: 2,1 TWh • Sonstige (fossil): 0,8 TWh • Kernenergie: 0 TWh • Wind: 12,8 TWh • Solar: 0,7 TWh • Biomasse: 4,7 TWh • Wasserkraft: < 0,1 TWh • Pumpspeicher: 0 TWh

²¹ http://sandbag-climate.github.io/EU_ETS_Dashboard.html#

	<ul style="list-style-type: none">• Gesamt: 29,4 TWh• EE-Anteil an der Stromproduktion: 62 %
Mittlerer Börsenstrompreis 2016	<ul style="list-style-type: none">• 28,0 €/MWh (ENTSO-E)
Installierte Kraftwerksleistung 2016	Auswertung der ENTSO-E Net Generation Capacity <ul style="list-style-type: none">• Braunkohle: 0 GW• Steinkohle: 4,6 GW• Erdgas: 2,4 GW• Öl: 0,8 GW• Kernenergie: 0 GW• Sonstige Fossile: 0,1 GW• Pumpspeicher: 0 GW• Wind: 5,2 GW• Photovoltaik: 0,9 GW• Laufwasser: 0,1 GW• Speicherwasser: 0 GW• Biomasse: 1,2 GW• Sonstige EE: 0,4 GW
Transformation des konventionellen Kraftwerksparks	<ul style="list-style-type: none">• Kohleausstieg bis 2030 (The Danish Government 2013)• Spätestens ab 2035 keine fossilen Kraftwerke mehr, wegen 100 % EE-Ziel im Stromsektor (siehe unten)
Nationale und europäische Ausbauziele für erneuerbare Energien	Nationale Ausbauziele EE-Ausbauziele bis 2020: <ul style="list-style-type: none">• 35 % EE in Strom und Wärme• 50 % Windenergie im Stromsektor, davon Offshore Wind 600 MW Kriegers Flak, 400 MW in Horns Rev und weitere 500 MW in Küstennähe sowie 1.800 MW Onshore Wind (Danish Ministry of Climate, Energy and Building 2012) EE-Ausbauziel bis 2035: <ul style="list-style-type: none">• 100 % EE in Strom und Wärme EE-Ausbauziel bis 2050: <ul style="list-style-type: none">• 100 % EE in Strom, Wärme, Industrie und Transport (The Danish Government 2013) Europäische Ausbauziele <ul style="list-style-type: none">• Länderspezifischer Zielwert für Dänemark für den Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendenergieverbrauch im Jahr 2020 gemäß EU Richtlinie 2009/28/EG: 30 % (EE-Richtlinie 2009)• Europäischer Zielwert für die EU insgesamt für den Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendenergieverbrauch im Jahr 2030: 32 % (RED II 2018)

<p>Stromnachfrage 2016, Sektorenkopplung und Entwicklung der Stromnachfrage</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Stromnachfrage 2016: 34 TWh (ENTSO-E) • Es wird ein Anstieg der Stromnachfrage bis 2026 auf etwa 42 TWh prognostiziert (Energinet.dk 2017).
<p>Flexibilitäts- und Speicheroptionen</p>	<ul style="list-style-type: none"> • In Dänemark gibt es keine Pumpspeicherkraftwerke. • Lastmanagement wird in Dänemark bei Wärmepumpen in Fernwärmenetzen und Elektrofahrzeugen angewendet. Quantitative Angaben sind hierzu nicht bekannt.
<p>Import- und Exportbilanz 2016, Netzausbau und Ausbau der Kuppelkapazitäten</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Import- und Exportbilanz 2016 (Publications Office of the European Union 2018) sowie (Agora Energiewende und Sandbag 2019) <ul style="list-style-type: none"> ○ Import: 15 TWh ○ Export: 10 TWh ○ Nettoimport: 5 TWh • Dänemarks Stromsystem basiert auf dem Stromaustausch mit den Nachbarländern Norwegen, Deutschland und Schweden. Der Stromaustausch soll nicht begrenzt sondern weiter ausgebaut und als Flexibilitätsoption werden (Agora Energiewende 2015a). • Ein konkretes Projekt ist die Combined Grid Solution – Kriegers Flak (CGS), wo die dänische Region Sjælland und Mecklenburg-Vorpommern über zwei Offshore Windparks miteinander verbunden werden. Die Fertigstellung ist für Ende 2019 geplant²². • Es gibt auch Pläne, die dänisch-deutsche Verbindung von Jütland (Westdänemark) nach Norddeutschland zu verbessern. <p>Project of Common Interest (PCI) in Dänemark :Project of Common Interest (PCI) in Dänemark :</p> <ul style="list-style-type: none"> • 1.3.1 Verbindungsleitung zwischen Endrup (DK) und Niebüll (DE) • 1.3.2 Inländische Verbindungsleitung zwischen Niebüll und Brunsbüttel (DE) • 1.4.1 Verbindungsleitung zwischen Kassø (DK) und Audorf (DE) • 1.4.2 Inländische Verbindungsleitung zwischen Audorf und Hamburg/Nord (DE) • 1.4.3 Inländische Verbindungsleitung zwischen Hamburg/Nord und Dollern (DE)

²² <https://www.50hertz.com/de/Netz/Netzentwicklung/ProjekteaufSee/CombinedGridSolutionKriegersFlakCGS>

6.2. Polen

Themengebiet	Ergebnis der Länderrecherche	Quelle
Qualitative Einschätzung zu den Wechselwirkungen zwischen dem jeweiligen Land und Deutschland	<ul style="list-style-type: none"> • Der Ausbau von Windanlagen in Norddeutschland führt zu einem zeitweiligen Stromüberschuss und zu Ringflüssen durch das polnische Stromnetz (Dziennik, 2014²³). • Der Mangel an Verbindungen zwischen Nord- und Süddeutschland wird hierfür als Hauptgrund gesehen (Biznes Alert, 2016²⁴). • Der Beauftragte der polnischen Regierung für Strategische Energieinfrastruktur, Piotr Naimski, stellte fest, dass Polen solchen Ringflüssen entgegenwirken muss, was mit dem Einsatzes eines Phasenschiebers seit 2013 auch geschieht (OSW, 2014²⁵). • Dennoch nahm der cross border redispatch zwischen 2011 und 2015 zu (Wysokie Napięcie, 2016²⁶). • Die Strategie für Verantwortliche Entwicklung bis 2020 sieht vor, dass „aufrechte Bedingungen und Stromhandelsregeln in Mittel-Osteuropa sichergestellt werden, darunter auch durch eine Neutralisierung von Ringflüssen“ (Departament Strategii Rozwoju (Ministerstwo Rozwoju) 2017). • Andererseits würden größere Handelsmöglichkeiten für Strom den Strompreis in Polen reduzieren (Biuletyn Niemiecki, 2014²⁷). 	
CO ₂ -Emissionen 2016 und nationale bzw. europäische Klimaschutzziele	<ul style="list-style-type: none"> • Nationale CO₂-Emissionen (alle Sektoren) 2016 (EEA greenhouse gas - data viewer): 398 Mio. t CO₂ Äq. • CO₂-Emissionen der Stromerzeugung 2016 (Sandbag Climate EU ETS Dashboard, verified emissions of power installations²⁸): 157 Mio t CO₂ • Nationale Minderungsziele gegenüber 1990: <ul style="list-style-type: none"> ○ -30 % bis 2030 (Ministry of Energy Poland 2018) ○ Um die CO₂-Minderungsziele zu erreichen, soll mit der Kernenergienutzung im Stromsektor begonnen werden (Ministry of Energy Poland 2018). • Europäische Minderungsziele gegenüber 1990: <ul style="list-style-type: none"> ○ -20 % bis 2020 ○ -40 % bis 2030 ○ -80 % /-95 % bis 2050 	
Stromerzeugung 2016	Auswertung der Eurostat Daten für „Supply, transformation and consumption of electricity - annual data [nrg_105a]“	

²³ <http://gospodarka.dziennik.pl/news/artykuly/455088,polska-importuje-prad-zagraniczna-energia-tansza-od-krajowej.html>

²⁴ Naimski: Powstaje nowa, samodzielna polityka energetyczna Polski <http://biznesalert.pl/naimski-powstaje-nowa-samodzielnna-polityka-energetyczna-polski-rozmowa/>

²⁵ Rafał Bajczuk: Odnawialne źródła energii w Niemczech, obecny stan rozwoju, grupy interesu i wyzwania. Verfügbar unter: https://www.osw.waw.pl/sites/default/files/raport_oze_pl_net11.pdf

²⁶ Polska ponownie będzie importerem prądu. Verfügbar unter: <http://wysokienapiecie.pl/rynek/1511-polska-ponownie-bedzie-importerem-pradu>

²⁷ Andrzej Ancygier: Niemiecka polityka energetyczna: dwa kroki naprzód, jeden krok w tył. Verfügbar unter: http://fwpn.org.pl/assets/Publikacje/Biuletyn_Niemiecki/2014/BIULETYN_NIEMIECKI_NR_52.pdf

²⁸ http://sandbag-climate.github.io/EU_ETS_Dashboard.html#

Fossile Kraftwerke

- Braunkohle: 47,2 TWh
- Steinkohle: 72,8 TWh
- Öl: 1,9 TWh
- Gas: 7,5 TWh
- Sonstige (fossil): 2,8 TWh
- Kernenergie: 0 TWh
- Pumpspeicher: 0,5 TWh

Erneuerbare Energien

- Wind: 12,6 TWh
- Solar: 0,1 TWh
- Biomasse: 7,6 TWh
- Wasserkraft: 2,1 TWh

Gesamt

- Fossile Kraftwerke: 133 TWh
- Erneuerbare Energien: 22 TWh
- **Gesamt: 155 TWh**
- **EE-Anteil an der Stromproduktion: 14,5 %**

Mittlerer Börsenstrompreis 2016

- 37,3 €/MWh (ENTSO-E)

Installierte Kraftwerksleistung 2016

Auswertung der ENTSO-E Net Generation Capacity sowie URE, 2017²⁹

Fossile Kraftwerke

- Braunkohle: 8,6 GW
- Steinkohle: 17,9 GW
- Erdgas: 1,2 GW
- Öl: 0,3 GW
- Kernenergie: 0 GW
- Sonstige Fossile: 1,0 GW
- Pumpspeicher: 1,8 GW

Erneuerbare Energien

- Wind: 5,7 GW
- Photovoltaik: 0,1 GW
- Laufwasser: 1,0 GW
- Speicherwasser: 0 GW
- Biomasse: 0,9 GW

Transformation des konventionellen Kraftwerksparks

- Der Plan für die Sicherstellung der Stromnachfrage in den Jahren 2016-2025 setzt den Erhalt von Kraftwerken, die auf polnischen Ressourcen basieren (insbesondere Stein- und Braunkohle), voraus (Polski Sieci Elektroenergetyczne 2015).
- Der Kohlestromanteil soll von aktuell 80 % auf 60 % im Jahr 2030 gesenkt werden (Ministry of Energy Poland 2018).

²⁹ Urząd Regulacji Energetyki, Moc zainstalowana (MW), <https://www.ure.gov.pl/pl/oze/potencjal-krajowy-oze/5753.Moc-zainstalowana-MW.html>

- Im Zeitraum 2033 – 2043 sollen in Polen 6 Kernkraftwerke in Betrieb genommen werden mit einer elektrischen Leistung von insgesamt 6 – 9 GW (Ministry of Energy Poland 2018).

Nationale und europäische Ausbauziele für erneuerbare Energien

Nationale Ausbauziele

- Für das Jahr 2025 wird ein Anstieg der EE-Stromerzeugung um 30 % im Vergleich zu 2016 angestrebt (Polski Sieci Elektroenergetyczne 2015). Dies entspricht einem EE-Anteil von rund 19 % im Stromerzeugungsmix:
 - Wind: 19,4 TWh
 - Solar: 0,6 TWh
 - Biomasse: 6,5 TWh
 - Wasserkraft: 2,7 TWh
- Für das Jahr 2030 wird ein EE-Anteil von 27 % im Stromerzeugungsmix angestrebt (Ministry of Energy Poland 2018).
- 21 % EE-Anteil am Bruttoendenergieverbrauch im Jahr 2030 (Ministry of Energy Poland 2018)

Europäische Ausbauziele

- Länderspezifischer Zielwert für Polen für den Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendenergieverbrauch im Jahr 2020 gemäß EU Richtlinie 2009/28/EG: **15 %** (EE-Richtlinie 2009)
- Europäischer Zielwert für die EU insgesamt für den Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendenergieverbrauch im Jahr 2030: **32 %** (RED II 2018)

Stromnachfrage 2016, Sektorenkopplung und Entwicklung der Stromnachfrage

- Stromnachfrage 2016: 153 TWh (ENTSO-E)
- Es wird ein Anstieg der Stromnachfrage bis 2025 auf etwa 190 TWh prognostiziert (jährliche Zunahme von 1,5 %) (Polski Sieci Elektroenergetyczne 2015).

Flexibilitäts- und Speicheroptionen

- In Polen gibt es sechs PSW mit einer gesamten Kapazität von 1,8 GW:
 - Żarnowiec: 716 MW
 - Porąbka-Żar: 500 MW
 - Solina-Myczkowce: 200 MW
 - Żydowo: 167 MW
 - Czorsztyn-Niedzica-Sromowce Wyżne: 95 MW
 - Elektrownia Dychów: 90 MW
- Das Unternehmen Energa plant eine Speicherwasserkraft-Kaskade an der Weichsel in Siarzewo zu bauen. Sie soll eine elektrische Leistung von 80 MW erreichen und 300-450 GWh Strom pro Jahr produzieren (Gramwzielone, 2016³⁰).
- Der erste Batteriespeicher in Polen wurde im September 2016 in Puck (Pommern) in Betrieb gesetzt. Er hat die Leistung von 0,75 MW und Kapazität von 1,5 MWh (Globenergia, 2016³¹).

³⁰ Elektrownia wodna na Wiśle bliżej realizacji. Verfügbar unter: <http://gramwzielone.pl/trendy/21501/elektrownia-wodna-na-wisle-blizej-realizacji-dzieki-gdos>

³¹ Pierwszy w Polsce magazyn energii o mocy 0,75 MW uruchomiony. Verfügbar unter: <https://globenergia.pl/pierwszy-w-polsce-magazyn-energii-o-mocy-075-mw-uruchomiony/>

- Die großen Energieverbraucher bieten Demand Side Response (DSR) Dienstleistungen an. Bisher wurden in diesem Bereich Verträge mit dem Volumen von ungefähr 200 MW abgeschlossen. Das Potenzial von Lastmanagement wird in Polen auf 2000 MW geschätzt (Pawłowicz, 2015³²).
- Die Strategie für Verantwortliche Entwicklung bis 2020 sieht eine Entwicklung von Technologien für Energiespeicherung vor. Es werden jedoch keine konkreten Pläne und Maßnahmen genannt (Departament Strategii Rozwoju (Ministerstwo Rozwoju) 2017).

Import- und Exportbilanz 2016, Netzausbau und Ausbau der Kuppelkapazitäten

- Import- und Exportbilanz 2016 (Publications Office of the European Union 2018) sowie (Agora Energiewende und Sandbag 2019)
 - Import: 14 TWh
 - Export: 12 TWh
 - Nettoimport: 2 TWh
- Der Plan für die Sicherstellung der Stromnachfrage in den Jahren 2016-2025 geht von einem Ausbau der Kuppelkapazitäten zwischen Polen und Deutschland um 3500 MW (Import nach Polen) bzw. 2000 MW (Export aus Polen) aus (Polski Sieci Elektroenergetyczne 2015; Agora Energiewende und Sandbag 2019).

An der deutsch-polnischen Grenze werden zwei Projekte durchgeführt:

- **GerPol Improvements:** Leistungserhöhung der Linie Krajnik-Vierraden von 220 kV auf 400 kV und die Installation eines Phasenschiebers. Die Importmöglichkeiten werden um 500 MW und Exportmöglichkeiten um 1500 MW erhöht (Polski Sieci Elektroenergetyczne 2015; Agora Energiewende und Sandbag 2019).
- **GerPol Power Bridge:** Bis 2020 soll das interne Netz vorbereitet werden; bis 2030 wird eine neue deutsch-polnische Kuppelleitung geplant. In der ersten Etappe werden die Importmöglichkeiten um 1500 MW und die Exportmöglichkeiten um 500 MW vergrößert. In der zweiten Etappe wird die Importkapazität um weitere 1500 MW erhöht (Polski Sieci Elektroenergetyczne 2015; Agora Energiewende und Sandbag 2019).

Project of Common Interest (PCI) innerhalb Polens (inländische Verbindungsleitung) :Project of Common Interest (PCI) innerhalb Polens (inländische Verbindungsleitung) :

- 3.14.2 zwischen Krajnik und Baczyna
- 3.14.3 zwischen Mikułowa und Świebodzice
- 3.14.4 zwischen Baczyna und Plewiska

³² Możliwość usprawnienia zarządzania popytem na energię elektryczną w Polsce. Verfügbar unter: http://www.efcongress.com/sites/default/files/mozliwosc_usprawnienia_zarzadzania_popytem_na_energie_elektryczna_w_polsce.pdf

6.3. Tschechische Republik

Themengebiet	Ergebnis der Länderrecherche
Qualitative Einschätzung zu den Wechselwirkungen zwischen dem jeweiligen Land und Deutschland	<ul style="list-style-type: none"> • Aufgrund des starken Zubaus von Windenergie in Norddeutschland, einem verzögerten innerdeutschen Netzausbau in Nord-Süd-Richtung sowie der bis Oktober 2018 noch einheitlichen Strompreiszone Deutschland-Österreich kam und kommt es zu physikalischen Ringflüssen über das tschechische Übertragungsnetz (Filip Černoch et al. 2016). • Der tschechische Übertragungsnetzbetreiber ČEPS hat deshalb mehrere Phasenschieber an der deutsch-tschechischen Grenze installiert (ČEPS 2017) (oEnergetice 2017³³).
CO ₂ -Emissionen 2016 und nationale bzw. europäische Klimaschutzziele	<ul style="list-style-type: none"> • Nationale CO₂-Emissionen (alle Sektoren) 2016 (EEA greenhouse gas - data viewer): 131 Mio. t CO₂ Äq. • CO₂-Emissionen der Stromerzeugung 2016 (Sandbag Climate EU ETS Dashboard, verified emissions of power installations³⁴): 50 Mio t CO₂ • Nationale Minderungsziele gegenüber 2005: <ul style="list-style-type: none"> ○ -22 % bis 2020 ○ -30 % bis 2030 • Europäische Minderungsziele gegenüber 1990: <ul style="list-style-type: none"> ○ -20 % bis 2020 ○ -40 % bis 2030 ○ -80 % /-95 % bis 2050
Stromerzeugung 2016	<p>Auswertung der Eurostat Daten für „Supply, transformation and consumption of electricity - annual data [nrg_105a]“</p> <p>Fossile Kraftwerke</p> <ul style="list-style-type: none"> • Braunkohle: 33,6 TWh • Steinkohle: 5,2 TWh • Öl: < 0,1 TWh • Gas: 3,6 TWh • Sonstige (fossil): 2,7 TWh • Kernenergie: 22,8 TWh <p>Erneuerbare Energien</p> <ul style="list-style-type: none"> • Wind: 0,5 TWh • Solar: 2,1 TWh • Biomasse: 4,5 TWh • Wasserkraft: 2,0 TWh • Pumpspeicher: 1,2 TWh <p>Gesamt</p>

³³ The CEPS launched two of the four phase-shifting transformers (ČEPS spustil dva ze čtyř regulačních transformátorů). Available at: <http://oenergetice.cz/elektrina/ceps-spustil-dva-ze-ctyr-regulacnich-transformatoru/>

³⁴ http://sandbag-climate.github.io/EU_ETS_Dashboard.html#

-
- Fossile Kraftwerke: 68 TWh
 - Erneuerbare Energien: 9 TWh
 - **Gesamt: 77 TWh**
 - **EE-Anteil an der Stromproduktion: 11,8 %**
-

Mittlerer Börsenstrompreis
2016

- 31,0 €/MWh (ENTSO-E)
-

Installierte Kraftwerksleistung
2016

Auswertung der ENTSO-E Net Generation Capacity sowie (Energy Regulatory Office 2017)

Fossile Kraftwerke

- Braunkohle: 7,9 GW
- Steinkohle: 1,2 GW
- Erdgas: 1,2 GW
- Öl: 0 GW
- Kernenergie: 4,0 GW
- Sonstige Fossile: 0,4 GW
- Pumpspeicher: 1,2 GW

Erneuerbare Energien

- Wind: 0,3 GW
 - Photovoltaik: 2,0 GW
 - Laufwasser: 0 GW
 - Speicherwasser: 1,2 GW
 - Biomasse: 0,9 GW
-

Transformation des konventionellen Kraftwerksparks

- Die Stromerzeugung aus fossilen Kraftwerken bleibt von 2016 bis 2040 annähernd konstant.
- Innerhalb der fossilen Stromerzeugung nimmt die Stromerzeugung aus Braunkohle um rund zwei Drittel und die Stromerzeugung aus Steinkohle um mehr als die Hälfte ab.
- Im Gegenzug nimmt die Stromerzeugung aus Kernenergie aufgrund von neuen Kernkraftwerken ab 2030 deutlich zu.
- Die Stromerzeugung aus Erdgaskraftwerken nimmt bis 2040 moderat zu.
- Die EE-Stromerzeugung wird sich bis 2040 in etwa verdoppeln, der EE-Anteil bleibt jedoch unter 25 %.

Fossile Kraftwerke in 2040 (Ministry of Industry and Trade of the Czech Republik 2014, S. 117)

- Braunkohle: 13,5 TWh
- Steinkohle: 2,0 TWh
- Gas: 7,1 TWh
- Sonstige (fossil): 2,6 TWh
- Kernenergie: 43,2 TWh

Erneuerbare Energien in 2040 (Ministry of Industry and Trade of the Czech Republik 2014, S. 120)

- Wind: 2,3 TWh
 - Solar: 5,9 TWh
-

- Biomasse: 9,4 TWh
- Wasserkraft: 2,5 TWh

Gesamt in 2040

- Fossile Kraftwerke: 68 TWh
- Erneuerbare Energien: 20 TWh
- **Gesamt: 88 TWh**

EE-Anteil in 2040: 22,7 %

Nationale und europäische Ausbauziele für erneuerbare Energien

Nationale Ausbauziele

- 15,3 % EE-Anteil am Bruttoendenergieverbrauch im Jahr 2020 (Ministry of Industry and Trade of the Czech Republik 2015, S. 13)
- 21 % EE-Anteil am Bruttoendenergieverbrauch im Jahr 2040 (Ministry of Industry and Trade of the Czech Republik 2014, S. 151).
- Korridor für die EE-Stromerzeugung im Jahr 2040: 18 % – 25 % (Ministry of Industry and Trade of the Czech Republik 2014, S. 46)

Europäische Ausbauziele

- Länderspezifischer Zielwert für die Tschechische Republik für den Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendenergieverbrauch im Jahr 2020 gemäß EU Richtlinie 2009/28/EG: **13 %** (EE-Richtlinie 2009)
- Europäischer Zielwert für die EU insgesamt für den Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendenergieverbrauch im Jahr 2030: **32 %** (RED II 2018)

Stromnachfrage 2016, Sektorenkopplung und Entwicklung der Stromnachfrage

- Stromnachfrage 2016: 63,7 TWh (ENTSO-E)
- Prognostizierte Entwicklung der Stromnachfrage (Ministry of Industry and Trade of the Czech Republik 2014, S. 122)
 - 2020: 73,8 TWh
 - 2025: 77,6 TWh
 - 2030: 80,7 TWh
 - 2035: 83,3 TWh
 - 2040: 84,8 TWh

Flexibilitäts- und Speicheroptionen

- Pumpspeicherkraftwerke 2016: 1,2 GW (Energy Regulatory Office 2017)
- Speicherwasserkraftwerke 2016: 1,1 GW (Energy Regulatory Office 2017)
- Batteriespeicher im Verteilnetz
 - SIESTORAGE in Mydlovary (E.ON company), 1 MWh storage capacity
 - Prakšice (Solar Global company) , 1 MWh storage capacity
- Lastmanagementpotenzial:
 - Haushalte und GHD: 8,1 GW und 11 GWh (Ondrej Malík Agust 2016, S. 40)
 - Industrie: 45 MW und 90 MWh (Ondrej Malík Agust 2016, S. 36)

Import- und Exportbilanz

- Import- und Exportbilanz 2016 (Publications Office of the European

2016, Netzausbau und Ausbau der Kuppelkapazitäten

Union 2018) sowie (Agora Energiewende und Sandbag 2019)

- Import: 14 TWh
 - Export: 25 TWh
 - Nettoexport: -11 TWh
 - Die Tschechische Republik strebt auch bis 2040 einen Nettostromexport in der Größenordnung von 10 TWh bis 15 TWh an (Ministry of Industry and Trade of the Czech Republic 2014).
 - Project of Common Interest (PCI) innerhalb der Tschechischen Republik (inländische Verbindungsleitung) :Project of Common Interest (PCI) innerhalb der Tschechischen Republik (inländische Verbindungsleitung) :
 - 3.11.1 zwischen Vernerov und Vitkov
 - 3.11.2 zwischen Vitkov und Prestice
 - 3.11.3 zwischen Prestice und Kocin
 - 3.11.4 zwischen Kocin und Mirovka
 - 3.11.5 zwischen Mirovka und der Leitung V413
-

6.4. Slowakische Republik

Themengebiet	Ergebnis der Länderrecherche
Qualitative Einschätzung zu den Wechselwirkungen zwischen dem jeweiligen Land und Deutschland	<ul style="list-style-type: none"> • Obwohl die Slowakische Republik kein direktes Nachbarland von Deutschland ist, treten dennoch Wechselwirkungen im Zusammenhang mit den Ringflüssen von Norddeutschland über Polen und die Tschechische Republik nach Österreich und Bayern auf (IEA - International Energy Agency 2018, S. 70).
CO ₂ -Emissionen 2016 und nationale bzw. europäische Klimaschutzziele	<ul style="list-style-type: none"> • Nationale CO₂-Emissionen (alle Sektoren) 2016 (EEA greenhouse gas - data viewer): 41 Mio. t CO₂ • CO₂-Emissionen der Stromerzeugung 2016 (Sandbag Climate EU ETS Dashboard, verified emissions of power installations³⁵): 5 Mio t CO₂ • BIP der Slowakei unter 90 % des EU-Durchschnitts -> CO₂-Emissionen in den Nicht-ETS Sektoren dürfen steigen (ca.13 % gegenüber 2005) • Europäische Minderungsziele gegenüber 1990: <ul style="list-style-type: none"> ○ -20 % bis 2020 ○ -40 % bis 2030 ○ -80 % /-95 % bis 2050
Stromerzeugung 2016	<p>Auswertung der Eurostat Daten für „Supply, transformation and consumption of electricity - annual data [nrg_105a]“</p> <ul style="list-style-type: none"> • Braunkohle: 1,6 TWh • Steinkohle: 1,0 TWh • Öl: 0,4 TWh • Gas: 1,5 TWh • Sonstige (fossil): 0,6 TWh • Kernenergie: 14 TWh • Wind: < 0,1 TWh • Solar: 0,5 TWh • Biomasse: 1,6 TWh • Wasserkraft: 4,4 TWh • Pumpspeicher: 0,2 TWh • Gesamt: 26 TWh • EE-Anteil an der Stromproduktion: 25,4 %
Mittlerer Börsenstrompreis 2016	<ul style="list-style-type: none"> • 31,6 €/MWh (ENTSO-E)
Installierte Kraftwerksleistung 2016	<p>Auswertung der ENTSO-E Net Generation Capacity</p> <p>Fossile Kraftwerke</p> <ul style="list-style-type: none"> • Braunkohle: 0,5 GW • Steinkohle: 0,2 GW

³⁵ http://sandbag-climate.github.io/EU_ETS_Dashboard.html#

- Erdgas: 1,1 GW
- Öl: 0,3 GW
- Kernenergie: 2,0 GW
- Sonstige Fossile: 0,4 GW
- Pumpspeicher: 0,9 GW

Erneuerbare Energien

- Wind: 0 GW
- Photovoltaik: 0,5 GW
- Laufwasser: 1,8 GW
- Speicherwasser: 0 GW
- Biomasse: 0,3 GW

Transformation des konventionellen Kraftwerksparks

- Die Slowakische Republik betreibt derzeit vier Kernkraftwerksblöcke und produziert damit rund 55 % des Stroms (IEA - International Energy Agency 2018, S. 82):
 - Bohunice V2 (2 × 505 MW)
 - Mochovce 1&2 (2 × 470 MW)
- Derzeit sind zwei weitere Kernkraftwerksblöcke im Bau:
 - Mochovce 3&4 (2 × 470 MW)
- Darüber hinaus wird ein neuer Kernkraftwerkblock mit 1.200 MW am Standort Bohunice geplant und soll ab 2035 in Betrieb gehen.
- Die Slowakische Republik setzt auch bis zum Jahr 2030 auf eine stabile Nutzung von heimischer Steinkohle zur Stromerzeugung, wenn gleich auch auf einem geringen Niveau (rund 1,5 TWh) (Ministry of Economy of the Slovak Republic 2014, S. 46).

Nationale und europäische Ausbauziele für erneuerbare Energien

Nationale Ausbauziele

- Der Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendenergieverbrauch im Jahr 2020 entspricht mit 14 % exakt dem länderspezifischen Zielwert gemäß EU Richtlinie 2009/28/EG (Ministry of Economy and Construction of the Slovak Republic 2010, S. 13).
- Der EE-Anteil im Strommix soll im Jahr 2020 bei 24 % liegen (Ministry of Economy and Construction of the Slovak Republic 2010, S. 13). Dieser Zielwert beinhaltet nur eine sehr geringe jährliche Steigerung und wurde bereits im Jahr 2016 übertroffen.

Europäische Ausbauziele

- Länderspezifischer Zielwert für die Slowakische Republik für den Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendenergieverbrauch im Jahr 2020 gemäß EU Richtlinie 2009/28/EG: **14 %** (EE-Richtlinie 2009)
- Europäischer Zielwert für die EU insgesamt für den Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendenergieverbrauch im Jahr 2030: **32 %** (RED II 2018)

Stromnachfrage 2016, Sektorenkopplung und Entwicklung der Stromnachfrage

- Stromnachfrage 2016: 27,2 TWh (ENTSO-E)
- Die Stromnachfrage ist im Zeitraum 2006 bis 216 um rund 5 % angestiegen (IEA - International Energy Agency 2018, S. 67).

Prognostizierte Entwicklung der Stromnachfrage bis 2026 mit einer Steigerung von 1,2 %/a gemäß dem slowakischen Netzentwicklungsplan (Slo-

venská elektrizačná prenosová sústava, a. s. 2016, S. 20)

- 2020: 31,75 TWh
- 2022: 32,5 TWh
- 2024: 33,25 TWh
- 2026: 33,75 TWh

Prognostizierte Entwicklung der Stromnachfrage mit einer Steigerung von 0,6 %/a, 1,2 %/a und 1,4 %/a (Ministry of Economy of the Slovak Republic 2014, S. 67)

- 2030: 31,3 TWh – 35,8 TWh
- 2035: 32,4 TWh – 37,9 TWh

Flexibilitäts- und Speicheroptionen

- Pumpspeicherkraftwerke: 0,9 GW (Ministry of Economy and Construction of the Slovak Republic 2010, S. 30)
 - Čierny Váh mit 734 MW
 - Liptovská Mara mit 98 MW
 - Dobšiná mit 24 MW
 - Ružín mit 60 MW
- Geplantes PSW-Neubaukraftwerk ab 2025: Ipeľ mit 560-600 MW

Import- und Exportbilanz 2016, Netzausbau und Ausbau der Kuppelkapazitäten

- Import- und Exportbilanz 2016 (Publications Office of the European Union 2018) sowie (Agora Energiewende und Sandbag 2019)
 - Import: 13 TWh
 - Export: 10 TWh
 - Nettoimport 3 TWh
- Die Slowakische Republik ist seit 2007 ein Nettoimporteur von bis zu 3 TWh und ein Transitland für Strom: Der Strom wird aus Polen und der Tschechischen Republik bezogen und nach Ungarn und die Ukraine weitergeleitet (IEA - International Energy Agency 2018, S. 66).
- Mittelfristig möchte die Slowakische Republik wieder zum Nettoexporteur von Strom werden, wie sie es bereits vor 2007 war (IEA - International Energy Agency 2018, S. 83).
- Im Vergleich zu seiner installierten Kraftwerksleistung weist die Slowakische Republik eine vergleichsweise hohe Kuppelkapazität auf, insbesondere zur Tschechischen Republik. Mit 43 % liegt die Kennzahl „electricity interconnectivity“ deutlich über den EU-Zielen von 10 % bis 2020 bzw. 15 % bis 2030 (IEA - International Energy Agency 2018, S. 70).
- Project of Common Interest (PCI) in der Slowakischen Republik (inländische Verbindungsleitung) :Project of Common Interest (PCI) in der Slowakischen Republik (inländische Verbindungsleitung) :
 - 3.16.1 Verbindungsleitung Ungarn — Slowakei zwischen Gabčíkovo (SK), Gönyű (HU) und Veľký Ďur (SK)
 - 3.17 Verbindungsleitung Ungarn — Slowakei zwischen Sajóvánka (HU) und Rimavská Sobota (SK)

6.5. Österreich

Themengebiet

Ergebnis der Länderrecherche

Qualitative Einschätzung zu den Wechselwirkungen zwischen dem jeweiligen Land und Deutschland

Auftrennung der gemeinsamen Strompreiszone zwischen Österreich und Deutschland

- Am 1.10.2018 wurde die gemeinsame Strompreiszone zwischen Österreich und Deutschland aufgrund eines Beschlusses der europäischen Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) aufgetrennt.
- Grund für die Auftrennung waren ein zunehmender Stromimport von Österreich aus Deutschland und damit verbundene Ringflüsse von Norddeutschland über Polen und Tschechien.
- Der Stromimport resultiert auch aus der Interaktion der Pumpspeicherkraftwerke in Österreich mit günstigen Strompreisen (Einspeicherung).

Auswirkungen auf Strompreise und EE-Ausbau

- Durch die Auftrennung der gemeinsamen Strompreiszone zwischen Österreich und Deutschland werden die Strompreise in Österreich steigen.
- Einspeisetarife für erneuerbare Energien werden in Österreich aus einem jährlichen fixen Budget finanziert (Kommunalkredit Austria AG und SCWP Schindhelm 2017, S. 26). Bei steigenden Strompreisen können deshalb mehr EE-Projekte finanziert werden. Vor der Auftrennung der gemeinsamen Strompreiszone kam es aufgrund von niedrigen Strompreisen zu einer Warteliste mit EE-Ausbauprojekten (Kommunalkredit Austria AG und SCWP Schindhelm 2017, S. 28).

Grenzüberschreitender Redispatch

- Neben einer Beschränkung der Handelskapazität zwischen Deutschland und Österreich auf 4,9 GW sind zusätzlich auch Verträge über grenzüberschreitenden Redispatch zwischen österreichischen und deutschen Übertragungsnetzbetreibern geschlossen worden.
- Die vereinbarte Redispatch Kapazität, die von Österreich zur Verfügung gestellt wird, beträgt ab dem Winter 2018/2019 1 GW und erhöht sich im Folgejahr auf 1.5 GW (Argus, 2017, S. 2 f.).

Installation von Phasenschiebern für zukünftig mehr Flexibilität

- Zur gezielten Steuerung der Stromflüsse ist die Installation von Phasenschieber(-Transformatoren) ab 2019 an der Grenze von Österreich zu Tschechien geplant, mit dem Ziel, die Ost-West Transportkapazität zu erhöhen.

CO₂-Emissionen 2016 und

- Nationale CO₂-Emissionen (alle Sektoren) 2016 (EEA greenhouse

nationale bzw. europäische Klimaschutzziele	gas - data viewer): 82 Mio. t CO ₂ Äq. <ul style="list-style-type: none">• CO₂-Emissionen der Stromerzeugung 2016 (Sandbag Climate EU ETS Dashboard, verified emissions of power installations³⁶): 5 Mio t CO₂• Das im Jahr 2011 beschlossene Klimaschutzgesetz setzt Emissionshöchstmengen für insgesamt sechs Sektoren bis 2020 fest und regelt die Erarbeitung und Umsetzung von Klimaschutzmaßnahmen außerhalb des EU-Emissionshandels.• Nationale Minderungsziele gegenüber 2005 (Umweltbundesamt GmbH 2018, S. 43):<ul style="list-style-type: none">○ -16 % bis 2020○ -36 % bis 2030• Europäische Minderungsziele gegenüber 1990:<ul style="list-style-type: none">○ -20 % bis 2020○ -40 % bis 2030○ -80 % /-95 % bis 2050
---	---

Stromerzeugung 2016	Auswertung der Eurostat Daten für „Supply, transformation and consumption of electricity - annual data [nrg_105a]“ <ul style="list-style-type: none">• Braunkohle: 0 TWh• Steinkohle: 1,9 TWh• Öl: 0,5 TWh• Gas: 8,3 TWh• Sonstige (fossil): 3,1 TWh• Kernenergie: 0 TWh• Wind: 5,2 TWh• Solar: 1,1 TWh• Biomasse: 4,4 TWh• Wasserkraft: 39,8 TWh• Pumpspeicher: 3,1 TWh• Gesamt: 64 TWh• EE-Anteil an der Stromproduktion: 79 %
---------------------	--

Mittlerer Börsenstrompreis 2016	<ul style="list-style-type: none">• 29,2 €/MWh (ENTSO-E)
---------------------------------	--

Installierte Kraftwerksleistung 2016	Auswertung der ENTSO-E Net Generation Capacity sowie der Markttransparenzdaten von Austrian Power Grid (APG) ³⁷ <p>Fossile Kraftwerke</p> <ul style="list-style-type: none">• Braunkohle: 0 GW• Steinkohle: 0,6 GW• Erdgas: 4,8 GW• Öl: 0,2 GW
--------------------------------------	---

³⁶ http://sandbag-climate.github.io/EU_ETS_Dashboard.html#

³⁷ <https://www.apg.at/de/markt/Markttransparenz/erzeugung/installierte-leistung>

- Kernenergie: 0 GW
- Sonstige Fossile: 1,0 GW
- Pumpspeicher: 3,8 GW

Erneuerbare Energien

- Wind: 2,7 GW
- Photovoltaik: 1,0 GW
- Laufwasser: 5,6 GW
- Speicherwasser: 4,6 GW
- Biomasse: 0,6 GW

Transformation des konventionellen Kraftwerksparks

- Die österreichische Energiewirtschaft plant den Ausstieg aus der Kohleverstromung bis zum Jahr 2025³⁸ (Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus und Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie 2018, S. 43).

Nationale und europäische Ausbauziele für erneuerbare Energien

Nationale Ausbauziele

- Mengenmäßige EE-Ausbauziele im Stromsektor zwischen 2010 und 2020 (Nationalrat von Österreich 2019, §4)
 - Wasserkraft: +1.000 MW (ca. +4.000 GWh)
 - Wind: +2.000 MW (ca. +4.000 GWh)
 - Biomasse: : +200 MW (ca. +1.300 GWh)
 - Photovoltaik: : +1.200 MW (ca. +1.200 GWh)
- Für das Jahr 2030 wird eine bilanzielle Stromversorgung mit 100 % erneuerbaren Energien angestrebt (Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus und Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie 2018, S. 23).

Europäische Ausbauziele

- Länderspezifischer Zielwert für Österreich für den Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendenergieverbrauch im Jahr 2020 gemäß EU Richtlinie 2009/28/EG: **34 %** (EE-Richtlinie 2009)
- Europäischer Zielwert für die EU insgesamt für den Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendenergieverbrauch im Jahr 2030: **32 %** (RED II 2018)

Stromnachfrage 2016, Sektorenkopplung und Entwicklung der Stromnachfrage

- Stromnachfrage 2016: 67,4 TWh (ENTSO-E)

Prognostizierte Entwicklung der Bruttostromnachfrage bis 2050 im WEM-Szenario (with existing measures) (Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency 2015, S. 39)

- 2020: 72,2 TWh
- 2030: 86,1 TWh
- 2040: 99,4 TWh
- 2050: 113,3 TWh

Die Stromnachfrage wächst im WEM-Szenario durchschnittlich um 1,5 %/a bis 2050.

³⁸ <https://www.derstandard.at/story/2000097095275/strompreis-soll-ohne-kohle-stabil-bleiben>

Prognostizierte Entwicklung der Bruttostromnachfrage bis 2050 im WAM-Szenario (with additional measures) (Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency 2015, S. 43)

- 2020: 69,9 TWh
- 2030: 81,7 TWh
- 2040: 95,4 TWh
- 2050: 110,1 TWh

Die Stromnachfrage wächst im WAM-Szenario durchschnittlich um 1,5 %/a bis 2050.

Prognostizierte Entwicklung der Bruttostromnachfrage bis 2050 im WAM+-Szenario (with additional measures – plus) (Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency 2015, S. 49)

- 2020: 69,4 TWh
- 2030: 71,1 TWh
- 2040: 72,9 TWh
- 2050: 72,2 TWh

Die Stromnachfrage wächst im WAM+-Szenario durchschnittlich um 0,15 %/a bis 2050.

Flexibilitäts- und Speicheroptionen

Pumpspeicherkraftwerke und Speicherwasserkraftwerke

- Pumpspeicherkraftwerke und Speicherwasserkraftwerke stellen wesentliche Flexibilitäts- und Speicheroptionen in Österreich dar.
- Ausgehend von insgesamt 6 GW Erzeugungsleistung in 2016 sollen bis 2035 weitere 3,5 GW zugebaut werden (Neubarth 2017, S. 20).

Lastmanagement

- Regelenergie kann sowohl von Erzeugern als auch von Verbrauchern bereitgestellt werden. In Österreich sind auch einzelne Verbraucher für den Regelenergiemarkt präqualifiziert und registriert.
- Für Demand Side Management gibt es zudem netzgebietsspezifische, zeitabhängige Tarife für das Netznutzungsentgelt (Energie-Control Austria 2017).

Photovoltaik-Batteriespeicher

- Im Jahr 2017 waren rund 4.000 Photovoltaik Heimspeichersysteme mit einer kumulierten nutzbaren Speicherkapazität von rund 27 MWh in Betrieb (Lukas Fischer und Kurt Leonhartsberger 2019). In den Jahren 2015 und 2016 betrug der Zuwachs jeweils rund +50 % und auch für das Jahr 2018 wird ein deutlicher Zuwachs erwartet.

Import- und Exportbilanz 2016, Netzausbau und Ausbau der Kuppelkapazitäten

- Import- und Exportbilanz 2016 (Publications Office of the European Union 2018) sowie (Agora Energiewende und Sandbag 2019)
 - Import: 26 TWh
 - Export: 19 TWh

- Nettoimport: 7 TWh
- Seit 2000 ist Österreich größtenteils Nettostromimporteur in der Größenordnung von jährlich 3 bis 10 TWh³⁹.
- Zur gezielten Steuerung der Stromflüsse ist die Installation von Phasenschieber(-Transformatoren) ab 2019 an der Grenze zu Tschechien geplant, mit dem Ziel, die Ost-West Transportkapazität zu erhöhen. Die gehandelte Kapazität zwischen Deutschland und Tschechien sowie Polen konnte bereits durch den Einsatz von Phasenschiebern erhöht werden. Ein solcher Effekt wird auch an der österreichisch-tschechischen Grenze erwartet, sobald Phasenschieber in Betrieb sind (Argus, 2017, S. 2-6).

Der Masterplan für die Stromnetzentwicklung bis 2030 beschreibt unter dem Stichwort „380kV-Sicherheitsring“ folgenden Netzausbaubedarf (Austrian Power Grid (APG) 2013, S. 63):

- **Nord-Süd Engpässe:** Eine Belastungssteigerung auf den innerösterreichischen Leitungen in Nord-Süd-Richtung ist absehbar. Die diesbezüglich netzzentlastende **Maßnahme A** ist einerseits die Realisierung der 380-kV-Salzburgleitung vom Netzknoten St. Peter zum Netzknoten Tauern sowie die Deutschlandleitung von St. Peter nach Bayern. In südlicher Verlängerung dazu betrifft dies auch die Italienleitung von Lienz in die Veneto Region (IT).
- **Ost-West Engpässe:** Es zeigen sich auch zunehmende Ost-West-Flüsse in Österreich, v.a. entlang der Donauschiene und in Kärnten im Süden Österreichs. Ein Grund dafür liegt in den Windgebieten im Osten Österreichs und dem zumindest teilweise daraus resultierenden Stromtransport zu den Pumpspeicherkraftwerken im Westen Österreichs. Darüber hinaus belasten auch starke Import- oder Exportflüsse nach Südosteuropa (Slovenien, Ungarn und die Slowakei) die bestehenden Ost-West-Leitungen in Österreich.
- Project of Common Interest (PCI) in Österreich :Project of Common Interest (PCI) in Österreich :
 - Cluster Österreich — Deutschland:
 - 3.1.1 Verbindungsleitung zwischen St. Peter (AT) und dem Raum Isar (DE)
 - 3.1.2 Inländische Verbindungsleitung zwischen St. Peter und den Tauern (AT)
 - 3.1.4 Inländische Verbindungsleitung zwischen Westtirol und Zell-Ziller (AT)
 - 3.2.2 Inländische Verbindungsleitung zwischen Lienz und Obersielach (AT)
 - 3.4 Verbindungsleitung zwischen Wurmlach (AT) und Somplago (IT)
 - 2.18 Erhöhung der Pumpspeicherkapazität im Kaunertal, Tirol (AT)

³⁹ Energiebilanzen für Österreich ab 1970 (endgültige Ergebnisse), Bilanz der Elektrischen Energie 1970 bis 2017 (Überblick)

6.6. Schweiz

Themengebiet	Ergebnis der Länderrecherche
Qualitative Einschätzung zu den Wechselwirkungen zwischen dem jeweiligen Land und Deutschland	<ul style="list-style-type: none"> Die Schweiz ist insbesondere im Winter ein Stromimporteur und damit auch auf Stromexporte aus Deutschland angewiesen (Eidgenössische Elektrizitätskommission 2016). An der Grenze zwischen Deutschland und der Schweiz besteht ein dauerhafter Netzengpass, den die verantwortlichen deutschen Übertragungsnetzbetreiber Transnet BW und Amprion GmbH und die Schweizer Netzgesellschaft Swissgrid mittels Auktionen bewirtschaften⁴⁰. Die strukturellen Netzengpässe in Süddeutschland spielen in Kombination zum geplanten Ausstieg aus der Kernenergie und Kohleverstromung, welche ebenfalls Süddeutschland betreffen, eine signifikante Rolle für die künftige Versorgungssicherheit der Schweiz. Es besteht eine gewisse Unsicherheit, ob und inwiefern die Stilllegung der Grundlastkraftwerke Süddeutschlands realisierbar ist und inwiefern Deutschland in der Lage sein wird, die Exporte in den Süden während den kritischen Phasen zu gewährleisten (Eidgenössische Elektrizitätskommission 2016).
CO ₂ -Emissionen 2016 und nationale bzw. europäische Klimaschutzziele	<ul style="list-style-type: none"> Nationale CO₂-Emissionen (alle Sektoren) 2016 (EEA greenhouse gas - data viewer): 53 Mio. t CO₂ Äq. CO₂-Emissionen der Stromerzeugung 2016 (Inventory data and documentation submitted under the UNFCCC in 2018 (covering the years 1990-2016)): 3 Mio t CO₂ Nationale Minderungsziele gegenüber 1990 gemäß der Energiestrategie 2050: <ul style="list-style-type: none"> -20 % bis 2020 (Bundesamt für Umwelt BAFU 2017) 2008 wurde in der Schweiz die CO₂-Steuer für fossile Brennstoffe (z.B. Heizöl und Erdgas), die für Strom- und Wärmeerzeugung genutzt werden, eingeführt⁴¹.
Stromerzeugung 2016	<p>Auswertung der Schweizerischen Elektrizitätsstatistik 2016</p> <ul style="list-style-type: none"> Sonstige (fossil): 2,0 TWh Kernenergie: 20,2 TWh Wind: 0,1 TWh Solar: 1,3 TWh Biomasse: 1,7 TWh Wasserkraft: 36,3 TWh Pumpspeicher: 0 TWh Gesamt: 62 TWh EE-Anteil an der Stromproduktion: 64%
Mittlerer Börsenstrompreis 2016	<ul style="list-style-type: none"> 37,9 €/MWh (ENTSO-E)

⁴⁰ <https://www.transnetbw.de/de/strommarkt/engpassmanagement/de-ch>

⁴¹ <https://www.hev-schweiz.ch/politik/energie-umwelt/co2-abgabe/>

Installierte Kraftwerksleistung 2016 Auswertung der ENTSO-E Net Generation Capacity sowie (Ess et al. 2012)

Fossile Kraftwerke

- Braunkohle: 0 GW
- Steinkohle: 0 GW
- Erdgas: 0 GW
- Öl: 0 GW
- Kernenergie: 3,33 GW
- Sonstige Fossile: 0,21 GW
- Pumpspeicher: 1,8 GW

Erneuerbare Energien

- Wind: 0,1 GW
- Photovoltaik: 1,39 GW
- Laufwasser: 4 GW
- Speicherwasser: 8,1 GW
- Biomasse: 0,3 GW

Transformation des konventionellen Kraftwerksparcs

- Am 21. Mai 2017 haben die Schweizer über ihre neue Energiepolitik im Rahmen einer Volksabstimmung entschieden. Knapp 60% haben für einen Ausstieg aus der Kernenergie, sowie für eine höhere Förderung der Energieeffizienz und der erneuerbarer Energien gestimmt.
- Das auf dem Ergebnis der Volksabstimmung aufbauende Energiegesetz verbietet den Bau neuer Atomkraftwerke, begrenzt deren Lebensdauer jedoch nicht. Die fünf in Betrieb befindlichen Atomkraftwerke können so lange laufen, wie sie die Sicherheitsanforderungen erfüllen⁴².

Ausbauziele für erneuerbare Energien

Nationale Ausbauziele

- Die Energiestrategie 2050 des Bundes sieht einen Anstieg der inländischen Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft) vor (Bundesamt für Energie (BFE) 2017b):
 - 4,4 TWh bis 2020
 - 11,4 TWh bis 2035

Stromnachfrage 2016, Sektorenkopplung und Entwicklung der Stromnachfrage

- Stromnachfrage 2016: 60 TWh (ENTSO-E)
- Der Bundesrat hat die Effizienz- und Energieverbrauchsziele gesetzlich für 2020 und 2035 als Richtwerte in der Energiestrategie 2050 festgeschrieben. Bis 2020 soll der durchschnittliche Stromverbrauch pro Person um 3% und bis 2035 um 13% sinken, bezogen auf das Basisjahr 2000 (Bundesamt für Energie (BFE) 2017b).
- Entwicklung der Stromnachfrage durch inländische Mobilität (Bundesamt für Energie (BFE) und Prognos AG 2012, S. 118)
 - 2000: 2,7 TWh
 - 2010: 3,2 TWh
 - 2020: 3,9 TWh – 4,6 TWh
 - 2030: 4,8 TWh – 6,8 TWh
 - 2040: 5,9 TWh – 9,6 TWh

⁴² <https://www.nzz.ch/schweiz/abstimmung-vom-21-mai-das-energiegesetz-auf-einen-blick-ld.1288154>

-
- 2050: 6,6 TWh – 11,4 TWh
-

Flexibilitäts- und Speicheroptionen

Pumpspeicherkraftwerke und Speicherwasserkraftwerke

- Pumpspeicherkraftwerke mit 1,8 GW elektrischer Leistung.
- Speicherwasserkraftwerke mit 8,1 GW elektrischer Leistung.
- Ausbau der Wasserkraft um bis zu 1,5 GW geplant
- Potenziale für die Erhöhung der Stromerzeugung aus Wasserkraft (Bundesamt für Energie (BFE) und Prognos AG 2012, S. 126f)
 - 2020: 4,5 TWh – 5,0 TWh
 - 2035: 5,1 TWh – 6,4 TWh
 - 2050: 5,9 TWh – 8,6 TWh

Lastmanagement

- Keine Informationen

Batteriespeicher

- Keine Informationen

Import- und Exportbilanz 2016, Netzausbau und Ausbau der Kuppelkapazitäten

- Import- und Exportbilanz 2016 (Bundesamt für Energie (BFE) 2017a)
 - Import: 38 TWh
 - Export: 34 TWh
 - Nettoimport: 4 TWh

Project of Common Interest (PCI) in der Schweiz :Project of Common Interest (PCI) in der Schweiz :

- 2.14 Verbindungsleitung zwischen Thusis(Sils (CH) und Verderio Inferiore (IT)
 - 2.15.1 Verbindungsleitung zwischen Airolo (CH) und Baggio (IT)
-

6.7. Frankreich

Themengebiet	Ergebnis der Länderrecherche
Qualitative Einschätzung zu den Wechselwirkungen zwischen dem jeweiligen Land und Deutschland	<ul style="list-style-type: none">• Zwischen Frankreich und Deutschland gibt es einen wechselseitigen Stromaustausch (RTE 2015a):<ul style="list-style-type: none">○ Nachts exportiert Frankreich Strom nach Deutschland○ Tagsüber exportiert Deutschland Strom nach Frankreich○ Im Winter exportiert Deutschland mehr Strom nach Frankreich als im Sommer.• Aufgrund des geplanten EE-Ausbaus in beiden Ländern werden voraussichtlich auch die Stromaustausche zwischen den beiden Ländern zunehmen.• Darüber hinaus sind Kuppelleitungen zwischen Frankreich und Deutschland die Hälfte der Zeit ausgelastet (RTE 2015a), im Vergleich zu nur 20% der Zeit im Jahr 2010. Die führt bereits zu Preisdiskrepanzen auf den Strommärkten der CWE-Region (CWE steht für „Market Coupling Western Europe“ und umfasst Frankreich, Deutschland und die Benelux-Staaten)⁴³.• Um sich auf diese erhöhten Wechselwirkungen einzustellen, planen die Übertragungsnetzbetreiber RTE, Transnet BW und Amprion folgende Netzausbauprojekte (RTE 2015b):<ul style="list-style-type: none">○ Im Februar 2015 haben Transnet BW und RTE eine Vereinbarung unterschrieben, um bis 2025 die Leitung zwischen Muhlbach (Elsaß) und Eichstetten (Baden) von 225 kV auf 400 kV zu verstärken.○ Amprion und RTE befinden sich zur Zeit im Gespräch, um die Stromleitungen zwischen Vigy und Uchtelfangen auszutauschen. Die neue Stromleitung soll spätestens bis 2025 in Betrieb genommen werden.○ Insgesamt sind bis 2030 zwischen 1 und 2 GW zusätzlicher Verbundnetz-Kapazität zwischen Frankreich und Deutschland geplant.• Der national eingeführte Kapazitätsmarkt in Frankreich führt tendenziell zu sinken Strompreisen. Davon profitieren einerseits Stromverbraucher in Deutschland, andererseits erzielen deutsche Kraftwerksbetreiber dadurch geringere Erlöse (Agora Energiewende 2015b).
CO ₂ -Emissionen 2016 und nationale bzw. europäische Klimaschutzziele	<ul style="list-style-type: none">• Nationale CO₂-Emissionen (alle Sektoren) 2016 (EEA greenhouse gas - data viewer): 475 Mio. t CO₂ Äq.• CO₂-Emissionen der Stromerzeugung 2016 (Sandbag Climate EU ETS Dashboard, verified emissions of power installations): 30 Mio t CO₂• Nationale Minderungsziele gegenüber 1990:<ul style="list-style-type: none">○ -40 % bis 2020○ -75 % bis 2050

⁴³

<http://energypoint.bearingpoint.com/blog/2015/05/18/coup-de-vent-en-mer-du-nord-ou-rayon-de-soleil-en-baviere-leffet-papillon-des-energies-renouvelables-en-europe/>

	<ul style="list-style-type: none"> • Europäische Minderungsziele gegenüber 1990: <ul style="list-style-type: none"> ○ -20 % bis 2020 ○ -40 % bis 2030 ○ -80 % /-95 % bis 2050
Stromerzeugung 2016	<p>Auswertung der Eurostat Daten für „Supply, transformation and consumption of electricity - annual data [nrg_105a]“</p> <ul style="list-style-type: none"> • Braunkohle: 0 TWh • Steinkohle: 7,8 TWh • Öl: 1,8 TWh • Gas: 33,6 TWh • Sonstige (fossil): 5,3 TWh • Kernenergie: 381 TWh • Wind: 21,4 TWh • Solar: 8,2 TWh • Biomasse: 6,8 TWh • Wasserkraft: 60,5 TWh • Pumpspeicher: 4,8 TWh • Gesamt: 526 TWh • EE-Anteil an der Stromproduktion: 18,4%
Mittlerer Börsenstrompreis 2016	<ul style="list-style-type: none"> • 36,7 €/MWh (ENTSO-E)
Installierte Kraftwerksleistung 2016	<p>Auswertung der ENTSO-E Net Generation Capacity</p> <p>Fossile Kraftwerke</p> <ul style="list-style-type: none"> • Braunkohle: 0 GW • Steinkohle: 3,0 GW • Erdgas: 11,7 GW • Öl: 7,1 GW • Kernenergie: 63,1 GW • Sonstige Fossile: 0 GW • Pumpspeicher: 0 GW <p>Erneuerbare Energien</p> <ul style="list-style-type: none"> • Wind: 11,7 GW • Photovoltaik: 6,8 GW • Laufwasser: 21,1 GW • Speicherwasser: 2,7 GW • Biomasse: 1,1 GW • Sonstige EE: 1,1 GW
Transformation des konventionellen Kraftwerksparks	<ul style="list-style-type: none"> • Laut Einschätzungen des Übertragungsnetzbetreibers RTE soll der thermische Kraftwerkspark bis 2021 insgesamt reduziert werden. <ul style="list-style-type: none"> ○ Stilllegung aller Heizölkraftwerke bis 2021 geplant (RTE 2016, S. 66) ○ Kohleausstieg bis 2021 geplant (RTE 2016, S. 67) • Zudem soll die Stromerzeugung aus Kernenergie bis 2025 auf 50%

der gesamten Stromproduktion verringert werden.

Nationale und europäische Ausbauziele für erneuerbare Energien

Nationale Ausbauziele für erneuerbare Energien bis 2023 (Ministère de l'Environnement, de l'énergie et de la mer, en charge des relations internationales sur le climat 2016)

- Wind onshore: 21,8 GW – 26,0 GW (ca. 48 TWh)
- Wind offshore: 3 GW (ca. 12 TWh)
- Photovoltaik: 18,2 GW – 20,2 GW (ca. 19 TWh)
- Wasserkraft: 25,8 GW – 26,1 GW (ca. 60 TWh)
- Biomasse: 1,0 GW – 1,3 GW (ca. 7 TWh)
- Dieser EE-Zubau entspricht einem EE-Anteil an der Stromnachfrage von rund 30%.

Europäische Ausbauziele

- Länderspezifischer Zielwert für Frankreich für den Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendenergieverbrauch im Jahr 2020 gemäß EU Richtlinie 2009/28/EG: 23 % (EE-Richtlinie 2009)
- Europäischer Zielwert für die EU insgesamt für den Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendenergieverbrauch im Jahr 2030: 32 % (RED II 2018)

Stromnachfrage 2016, Sektorenkopplung und Entwicklung der Stromnachfrage

- Stromnachfrage 2016: 483 TWh (ENTSO-E)
- Reduktionsziele für den Endenergieverbrauch in Frankreich, bezogen auf 2012 (Ministère de l'Environnement, de l'énergie et de la mer, en charge des relations internationales sur le climat 2016)
 - 2020: -12,6%
 - 2050: -50%

Flexibilitäts- und Speicheroptionen

Pumpspeicherkraftwerke und Speicherwasserkraftwerke

- Speicherwasserkraftwerke mit 10 GW elektrischer Leistung
- Schwall-Sunk-Kraftwerke mit 4 GW elektrischer Leistung
- Pumpspeicherkraftwerke mit 5 GW elektrischer Leistung
- Ausbau der Speicherwasserkraftwerke um bis zu 200 MW geplant
- Ausbau der Pumpspeicherkraftwerke um bis zu 2 GW geplant

Lastmanagement

- 3 GW über Anpassungsmechanismen oder variable Tarife im Einsatz
- Schrittweiser Ausbau auf 6 GW in 2023 geplant.
- Das DSM-Potenzial liegt bei 15 GW – 25 GW.
- Etwa 5 % – 7,5 % des Stromverbrauchs privater Haushalte werden als DSM geeignet eingeschätzt.

Batteriespeicher

- Derzeit keine relevanten Anwendungen.

Import- und Exportbilanz 2016, Netzausbau und Ausbau der Kuppelkapazitäten

- Import- und Exportbilanz 2016 (Publications Office of the European Union 2018) sowie (Agora Energiewende und Sandbag 2019)
 - Import: 20 TWh
 - Export: 61 TWh
 - Nettoexport: -41 TWh
-

Project of Common Interest (PCI) in Frankreich :

- 1.6 Verbindungsleitung Frankreich – Irland zwischen La Martyre (FR) und Great Island oder Knockraha (IE)
 - 1.7 Cluster Verbindungsleitungen Frankreich – Vereinigtes Königreich, das eines oder mehrere der folgenden PCI umfasst:
 - 1.7.1 Verbindungsleitung zwischen den Cotenin (FR) und der Umgebung von Exeter (UK) [derzeit bekannt als ‚Projekt FAB‘]
 - 1.7.2 Verbindungsleitung zwischen Tourbe (FR) und Chilling (UK) [derzeit bekannt als ‚Projekt IFA2‘]
 - 1.7.3 Verbindungsleitung zwischen Le Havre (FR) und Lovedan (UK) [derzeit bekannt als ‚Projekt AQUIND‘]
 - 1.7.5 Verbindungsleitung zwischen der Umgebung von Dunkerque (FR) und der Umgebung von Kingsnorth (UK) [derzeit bekannt als ‚Grindlink‘]
 - 2.4 Verbindungsleitung zwischen Codrongianos (IT), Lucciana (Korsika, FR) und Suvereto (IT)
 - 2.5.1 Verbindungsleitung zwischen Grande Ile (FR) und Piosasco (IT)
 - 2.7 Verbindungsleitung zwischen Aquitanien (FR) und dem Baskenland (ES)
 - 2.27.1 Verbindungsleitung zwischen Aragón (ES) und den Atlantischen Pyrenäen (FR)
 - 2.27.2 Verbindungsleitung zwischen Navarra (ES) und Landes (FR)
-

6.8. Luxemburg

Themengebiet	Ergebnis der Länderrecherche
Qualitative Einschätzung zu den Wechselwirkungen zwischen dem jeweiligen Land und Deutschland	<ul style="list-style-type: none"> • Das Pumpspeicherkraftwerk Vianden in Luxemburg ist an das deutsche Stromnetz angeschlossen. • Davon abgesehen gibt es keine direkte Kuppelleitung zwischen Deutschland und Luxemburg. • Dadurch ergeben sich nur indirekte Effekte über die Nachbarländer Frankreich und Belgien. • Luxemburg ist Nettostromimporteur und damit auch Stromabnehmer für die deutschen Stromexportüberschüsse der letzten Jahre.
CO ₂ -Emissionen 2016 und nationale bzw. europäische Klimaschutzziele	<ul style="list-style-type: none"> • Nationale CO₂-Emissionen (alle Sektoren) 2016 (EEA greenhouse gas - data viewer): 12 Mio. t CO₂ Äq. • CO₂-Emissionen der Stromerzeugung 2016 (Sandbag Climate EU ETS Dashboard, verified emissions of power installations): 0,1 Mio t CO₂ • Europäische Minderungsziele gegenüber 1990: <ul style="list-style-type: none"> ○ -20 % bis 2020 ○ -40 % bis 2030 ○ -80 % /-95 % bis 2050
Stromerzeugung 2016	<ul style="list-style-type: none"> • Auswertung der Eurostat Daten für „Supply, transformation and consumption of electricity - annual data [nrg_105a]“ Braunkohle: 0 TWh • Steinkohle: 0 TWh • Öl: 0 TWh • Gas: 0,2 TWh • Sonstige (fossil): < 0,1 TWh • Kernenergie: 0 TWh • Wind: 0,1 TWh • Solar: 0,1 TWh • Biomasse: 0,1 TWh • Wasserkraft: 0,1 TWh • Pumpspeicher: 1,4 TWh • Gesamt: 0,8 TWh • EE-Anteil an der Stromproduktion: 50%
Mittlerer Börsenstrompreis 2016	<ul style="list-style-type: none"> • 29,0 €/MWh (ENTSO-E)
Installierte Kraftwerksleistung 2016	<p>Auswertung der ENTSO-E Net Generation Capacity</p> <p>Fossile Kraftwerke</p> <ul style="list-style-type: none"> • Braunkohle: 0 GW • Steinkohle: 0 GW • Erdgas: 0,5 GW • Öl: 0 GW • Kernenergie: 0 GW • Sonstige Fossile: 0 GW

	<ul style="list-style-type: none"> • Pumpspeicher: 1,3 GW
	<p>Erneuerbare Energien</p> <ul style="list-style-type: none"> • Wind: 0,1 GW • Photovoltaik: 0,1 GW • Laufwasser: 0,0 GW • Speicherwasser: 0 GW • Biomasse: 0 GW • Sonstige EE: 0 GW
Transformation des konventionellen Kraftwerksparks	<ul style="list-style-type: none"> • Der konventionelle Kraftwerkspark spielt in Luxemburg nur eine untergeordnete Rolle.
Nationale und europäische Ausbauziele für erneuerbare Energien	<p>Europäische Ausbauziele</p> <ul style="list-style-type: none"> • Länderspezifischer Zielwert für Luxemburg für den Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendenergieverbrauch im Jahr 2020 gemäß EU Richtlinie 2009/28/EG: 11 % (EE-Richtlinie 2009) • Europäischer Zielwert für die EU insgesamt für den Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendenergieverbrauch im Jahr 2030: 32 % (RED II 2018)
Stromnachfrage 2016, Sektorenkopplung und Entwicklung der Stromnachfrage	<ul style="list-style-type: none"> • Stromnachfrage 2016: 6,5 TWh (ENTSO-E)
Flexibilitäts- und Speicheroptionen	<p>Pumpspeicherkraftwerke und Speicherwasserkraftwerke</p> <ul style="list-style-type: none"> • Es gibt keine Speicherwasserkraftwerke. • Die elektrische Leistung des Pumpspeicherkraftwerks Vianden wurde in den Jahre 2014 / 2015 von 1,1 GW auf 1,3 GW erhöht. Zudem wurde die Speicherkapazität der bestehenden Ober- und Unterbecken um jeweils 500.000 m³ erhöht. • Eine darüber hinaus gehende Erweiterung ist derzeit nicht geplant. <p>Lastmanagement</p> <ul style="list-style-type: none"> • Keine Informationen <p>Batteriespeicher</p> <ul style="list-style-type: none"> • Keine Informationen
Import- und Exportbilanz 2016, Netzausbau und Ausbau der Kuppelkapazitäten	<ul style="list-style-type: none"> • Import- und Exportbilanz 2016 (Publications Office of the European Union 2018) sowie (Agora Energiewende und Sandbag 2019) <ul style="list-style-type: none"> ○ Import: 7,7 TWh ○ Export: 1,4 TWh ○ Nettoimport: 6,3 TWh

6.9. Belgien

Themengebiet	Ergebnis der Länderrecherche
Qualitative Einschätzung zu den Wechselwirkungen zwischen dem jeweiligen Land und Deutschland	<ul style="list-style-type: none"> • Bislang gibt es noch keine direkte Kuppelleitung zwischen Belgien und Deutschland, so dass auch keine direkten Wechselwirkungen mit Deutschland möglich sind • Belgien ist jedoch über die Niederlande und über Frankreich mit dem europäischen Stromnetz verbunden. Als Nettostromimporteureur bezieht Belgien damit auch Strom aus Deutschland. • Derzeit wird zwischen Deutschland und Belgien ein HGÜ-Kabel mit einer elektrischen Leistung von 1 GW verlegt, das „Aachen Lüttich Electricity Grid Overlay (ALEGrO)“. Die Inbetriebnahme ist für 2020 geplant⁴⁴. • Mit ALEGrO werden die Wechselwirkungen mit dem deutschen Stromsystem stärker werden und Nordrhein-Westfalen wird eine Transitregion für den Nettostrombedarf in Belgien werden.
CO ₂ -Emissionen 2016 und nationale bzw. europäische Klimaschutzziele	<ul style="list-style-type: none"> • Nationale CO₂-Emissionen (alle Sektoren) 2016 (EEA greenhouse gas - data viewer): 122 Mio. t CO₂ Äq. • CO₂-Emissionen der Stromerzeugung 2016: 26 Mio t CO₂ (Sandbag Climate EU ETS Dashboard, verified emissions of power installations) • Nationale Minderungsziele gegenüber 2005: <ul style="list-style-type: none"> ○ -21 % bis 2020 (ETS Sektoren) ○ -15 % bis 2050 (Nicht-ETS Sektoren) • Europäische Minderungsziele gegenüber 1990: <ul style="list-style-type: none"> ○ -20 % bis 2020 ○ -40 % bis 2030 ○ -80 % /-95 % bis 2050
Stromerzeugung 2016	<p>Auswertung der Eurostat Daten für „Supply, transformation and consumption of electricity - annual data [nrg_105a]“</p> <ul style="list-style-type: none"> • Braunkohle: 0 TWh • Steinkohle: 0,4 TWh • Öl: < 0,1 TWh • Gas: 21,3 TWh • Sonstige (fossil): 3,5 TWh • Kernenergie: 41,1 TWh • Wind: 5,5 TWh • Solar: 3,1 TWh • Biomasse: 5,0 TWh • Wasserkraft: 0,4 TWh • Pumpspeicher: 1,1 TWh • Gesamt: 80 TWh • EE-Anteil an der Stromproduktion: 17,5%
Mittlerer Börsenstrompreis	<ul style="list-style-type: none"> • 36,6 €/MWh (ENTSO-E)

⁴⁴ <https://www.amprion.net/Netzausbau/Aktuelle-Projekte/ALEGrO-Deutschland-Belgien/>

2016

Installierte Kraftwerksleistung 2016

Auswertung der ENTSO-E Net Generation Capacity

Fossile Kraftwerke

- Braunkohle: 0 GW
- Steinkohle: 0 GW
- Erdgas: 6,6 GW
- Öl: 0,2 GW
- Kernenergie: 5,9 GW
- Sonstige Fossile: 0,4 GW
- Pumpspeicher: 1,3 GW

Erneuerbare Energien

- Wind: 2,3 GW
- Photovoltaik: 3,1 GW
- Laufwasser: 0,1 GW
- Speicherwasser: 0 GW
- Biomasse: 0,8 GW
- Sonstige EE: 0 GW

Transformation des konventionellen Kraftwerksparks

- Das letzte in Betrieb befindliche Kohlekraftwerk in Belgien wurde im März 2016 stillgelegt und es sind keine weiteren Kohlekraftwerke im Bau.
- Belgien plant zudem bis 2025 komplett aus der Kernenergienutzung auszusteigen:
 - Stilllegung von Doel 3 (1 GW) bis 2022
 - Stilllegung von Tihange 2 (1 GW) bis 2023
 - Stilllegung von Tihange 1 & 3 sowie Doel 4 (jeweils 1 GW) bis 2025
- Begleitend zum Kernenergieausstieg sollen dezentrale Stromerzeugungskapazitäten (z.B. Erdgas-BHKW) aufgebaut werden. Es wird jedoch bezweifelt, dass dies in entsprechender Höhe passieren wird.

Nationale und europäische Ausbauziele für erneuerbare Energien

Nationale Ausbauziele

- 13 % EE-Anteil am Endenergieverbrauch bis 2020
- 8,3 GW installierte elektrische Kapazität für erneuerbare Energien im Stromsektor

Europäische Ausbauziele

- Länderspezifischer Zielwert für Belgien für den Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendenergieverbrauch im Jahr 2020 gemäß EU Richtlinie 2009/28/EG: 13 % (EE-Richtlinie 2009)
- Europäischer Zielwert für die EU insgesamt für den Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendenergieverbrauch im Jahr 2030: 32 % (RED II 2018)

Stromnachfrage 2016, Sektorenkopplung und Entwicklung der Stromnachfrage

- Stromnachfrage 2016: 86,7 TWh (ENTSO-E)
- Das EU-Effizienzziel für den Endenergieverbrauch in Belgien liegt bei -18% bis 2020 bezogen auf 2007.
- Es wird ein Anstieg der Stromnachfrage durch Elektrofahrzeuge und

Wärmepumpen erwartet.

Flexibilitäts- und Speicheroptionen

Pumpspeicherkraftwerke und Speicherwasserkraftwerke

- 3 Pumpspeicherkraftwerke mit 1,3 GW elektrischer Leistung und 5,7 GWh Speicherkapazität
- Es gibt keine Speicherwasserkraftwerke.

Lastmanagement

- Bis zu 6 % der elektrischen Last (rund 850 MW) möglich

Batteriespeicher

- Keine Informationen
-

Import- und Exportbilanz 2016, Netzausbau und Ausbau der Kuppelkapazitäten

- Import- und Exportbilanz 2016 (Eurostat) (Publications Office of the European Union 2018) sowie (Agora Energiewende und Sandbag 2019)
 - Import: 14,6 TWh
 - Export: 8,5 TWh
 - Nettoimport: 6,1 TWh

Project of Common Interest (PCI) in Belgien

- 1.1.1 Verbindung zwischen Gezelle (BE) und der Umgebung von Richborough (UK)
 - 1.15 Verbindungsleitung zwischen dem Gebiet von Antwerpen (BE) und der Umgebung von Kemsley (UK)
 - 1.18 Offshore-Pumpspeicherwerk in Belgien
 - 2.2.1 Erste Verbindungsleitung zwischen Lixhe (BE) und Oberzier (DE) [derzeit bekannt als ‚ALEGrO‘]
 - 2.2.4 Zweite Verbindungsleitung zwischen Belgien und Deutschland
 - 2.23 Inländische Verbindungsleitung an der Nordgrenze Belgiens zwischen Zandvliet und Lillo-Liefkenshoek (BE) und zwischen Liefkenshoek und Mercator, einschließlich eines Umspannwerks in Lillo (BE) [derzeit bekannt als ‚BRABO II + III‘]
 - 2.24 Inländische Verbindungsleitung Horta-Mercator („Backbone West“) (BE)
-

6.10. Niederlande

Themengebiet	Ergebnis der Länderrecherche
Qualitative Einschätzung zu den Wechselwirkungen zwischen dem jeweiligen Land und Deutschland	<ul style="list-style-type: none"> • Der niederländische und der deutsche Strommarkt sind über die Marktkopplung der Region Zentralwesteuropa (CWE) miteinander verbunden. • Die Niederlande importierten in den letzten Jahren überwiegend günstigen Strom aus Deutschland und profitieren dadurch von sinkenden Strompreisen. • Gleichzeitig geht durch die Stromimporte auch die fossile Stromerzeugung in den Niederlanden zurück (überwiegend in Gaskraftwerken), was zu sinkenden nationalen CO₂-Emissionen führt und die Einhaltung der Klimaschutzziele erleichtert. • Loop-Flows aufgrund des Nord-Süd Engpasses im deutschen Stromnetz stellen kein größeres Problem dar, da an den Kuppelstellen zwischen Deutschland und den Niederlanden Phasenschieber im Einsatz sind.
CO ₂ -Emissionen 2016 und nationale bzw. europäische Klimaschutzziele	<ul style="list-style-type: none"> • Nationale CO₂-Emissionen (alle Sektoren) 2016 (EEA greenhouse gas - data viewer): 207 Mio. t CO₂ Äq. • CO₂-Emissionen der Stromerzeugung 2016 (Sandbag Climate EU ETS Dashboard, verified emissions of power installations): 50 Mio t CO₂ • Nationale Minderungsziele gegenüber 1990: <ul style="list-style-type: none"> ○ -25 % bis 2020⁴⁵ ○ -55 % bis 2030⁴⁶ • Europäische Minderungsziele gegenüber 1990: <ul style="list-style-type: none"> ○ -20 % bis 2020 ○ -40 % bis 2030 ○ -80 % /-95 % bis 2050
Stromerzeugung 2016	<p>Auswertung der Eurostat Daten für „Supply, transformation and consumption of electricity - annual data [nrg_105a]“</p> <ul style="list-style-type: none"> • Braunkohle: 0 TWh • Steinkohle: 33,6 TWh • Öl: 0,1 TWh • Gas: 51,9 TWh • Sonstige (fossil): 5,5 TWh • Kernenergie: 3,7 TWh • Wind: 8,2 TWh • Solar: 1,6 TWh • Biomasse: 4,7 TWh • Wasserkraft: 0,1 TWh • Pumpspeicher: 0 TWh

⁴⁵ http://www.ce.nl/publicatie/wordt_de_25%25_emissiereductie_van_broeikasgassen_in_2020_gehaald/1983

⁴⁶ https://takvera.blogspot.co.uk/2016/09/netherlands-parliament-increases_25.html

	<ul style="list-style-type: none">• Gesamt: 109 TWh• EE-Anteil an der Stromproduktion: 13,4%
Mittlerer Börsenstrompreis 2016	<ul style="list-style-type: none">• 32,2 €/MWh (ENTSO-E)
Installierte Kraftwerksleistung 2016	Auswertung der ENTSO-E Net Generation Capacity Fossile Kraftwerke <ul style="list-style-type: none">• Braunkohle: 0 GW• Steinkohle: 4,6 GW• Erdgas: 19,3 GW• Öl: 0 GW• Kernenergie: 0,5 GW• Sonstige Fossile: 0 GW• Pumpspeicher: 0 GW Erneuerbare Energien <ul style="list-style-type: none">• Wind: 4,1 GW• Photovoltaik: 2,0 GW• Laufwasser: 0 GW• Speicherwasser: 0 GW• Biomasse: 0,5 GW• Sonstige EE: 0,7 GW
Transformation des konventionellen Kraftwerksparks	<ul style="list-style-type: none">• Im Zeitraum 2015 und 2016 gingen 3 neue Steinkohlekraftwerke mit rund 3 GW elektrischer Leistung in Betrieb. Derzeit sind 5 Steinkohlekraftwerke in den Niederlanden in Betrieb.• Bis Ende 2024 sollen die 2 älteren Steinkohlekraftwerke stillgelegt werden⁴⁷.• Für Ende 2029 ist ein vollständiger Ausstieg aus der Kohleverstromung geplant und ein entsprechendes Gesetz befindet sich im Gesetzgebungsverfahren⁴⁸.• Das einzige Kernkraftwerk in den Niederlanden, das Kraftwerk „Borssele“ mit einer elektrischen Leistung von 485 MW, soll bis 2033 stillgelegt werden⁴⁹.
Nationale und europäische Ausbauziele für erneuerbare Energien	Nationale Ausbauziele ⁵⁰ <ul style="list-style-type: none">• 14% EE-Anteil am Bruttostromverbrauch bis 2020• 16% EE-Anteil am Bruttostromverbrauch bis 2023 Europäische Ausbauziele <ul style="list-style-type: none">• Länderspezifischer Zielwert für die Niederlande für den Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendenergieverbrauch im Jahr 2020 gemäß EU Richtlinie 2009/28/EG: 14 % (EE-Richtlinie 2009)

⁴⁷ <https://www.energate-messenger.de/news/183252/rwe-erwaegt-klage-gegen-niederlaendischen-kohle-exit>

⁴⁸ <https://www.montelnews.com/en/story/dutch-mps-approve-coal-exit-bill/1024577>

⁴⁹ <http://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-g-n/netherlands.aspx>

⁵⁰ <https://www.government.nl/topics/climate-change/eu-policy>

	<ul style="list-style-type: none"> • Europäischer Zielwert für die EU insgesamt für den Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendenergieverbrauch im Jahr 2030: 32 % (RED II 2018)
Stromnachfrage 2016, Sektorenkopplung und Entwicklung der Stromnachfrage	<ul style="list-style-type: none"> • Stromnachfrage 2016: 115,6 TWh (ENTSO-E) • Energieeffizienzziel der EU in Höhe von 1,5%/a bis 2020 • Elektromobilität (S. Hijgenaar 2016): <ul style="list-style-type: none"> ○ Durchdringungsgrad 2016: 1% (ca. 100.000 Fahrzeuge) ○ Verbot der Neuzulassung für Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren für 2025 bis 2035 geplant. ○ Für 2035 wird ein Durchdringungsgrad von 80% bis 90% erwartet. • Wärmepumpen (Dutch Heat Pump Association 2015): <ul style="list-style-type: none"> ○ 2016: 100.000 Stück ○ Prognose für 2020: 500.000 Stück
Flexibilitäts- und Speicheroptionen	<p>Pumpspeicherkraftwerke und Speicherwasserkraftwerke</p> <ul style="list-style-type: none"> • In den Niederlanden gibt es keine Pumpspeicherkraftwerke <p>Lastmanagement</p> <ul style="list-style-type: none"> • Keine Informationen <p>Batteriespeicher</p> <ul style="list-style-type: none"> • 10 MW Batteriespeicherkapazität in 2016, überwiegend für netzdienlichen Betrieb • 2 weitere Batteriespeicher in Planung
Import- und Exportbilanz 2016, Netzausbau und Ausbau der Kuppelkapazitäten	<ul style="list-style-type: none"> • Import- und Exportbilanz 2016 (Publications Office of the European Union 2018) sowie (Agora Energiewende und Sandbag 2019) <ul style="list-style-type: none"> ○ Import: 24,3 TWh ○ Export: 19,3 TWh ○ Nettoimport: 5,0 TWh • Es wird erwartet, dass die Niederlande Nettostromimporteur bleiben, u.a. auch, um die nationalen Klimaziele besser erfüllen zu können. Der Nettostromimport kann in den nächsten Jahren auf bis zu 20 TWh ansteigen⁵¹. • Aufbau eines HVDC Offshore Netzes zur Anbindung von Offshore Windenergieanlagen in der Nordsee. <p>Project of Common Interest (PCI) in den Niederlanden:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 1.16 Verbindungsleitung zwischen den Niederlanden und dem Vereinigten Königreich • 1.17 Druckluftenergiespeicher in Zuidwendig (NL)

⁵¹ <http://www.ce.nl/publicatie/wordt-de-25-25-emissiereductie-van-broeikasgassen-in-2020-gehaald/1983>

6.11. Norwegen

Themengebiet	Ergebnis der Länderrecherche
Qualitative Einschätzung zu den Wechselwirkungen zwischen dem jeweiligen Land und Deutschland	<ul style="list-style-type: none"> • Da es noch keinen direkten Anschluss zwischen den nationalen Stromsystemen von Deutschland und Norwegen gibt, gibt es zwischen den beiden Ländern auch keine direkten Wechselwirkungen. • Norwegen und Deutschland errichten jedoch aktuell zwei Unterseeleitungen für Stromimporte und –exporte mit jeweils 1,4 GW (Nord-Link und NorGer), die 2020 betriebsbereit sein sollen. • Beide Länder haben großes Interesse am Stromaustausch. Norwegen kann beispielsweise von günstigem norddeutschen Windstrom profitieren und den Betrieb seiner Speicherwasserkraftwerke daran ausrichten. In Zeiten mit hohen Strompreisen kann Norwegen den gespeicherten Strom wieder an Deutschland verkaufen⁵². Diese Einschätzung vertrat der norwegische Botschafter in Berlin bei einem Interview 2017⁵³. • Gegenüber größeren Eingriffen in die Umwelt und das Landschaftsbild durch den Ausbau von Speicherkraftwerken und Stromleitungen gibt es in Norwegen jedoch auch Kritik, vor allem wenn kein ausreichender Nutzen für Norwegen erwartet wird.^{54 55}
CO ₂ -Emissionen 2016 und nationale bzw. europäische Klimaschutzziele	<ul style="list-style-type: none"> • Nationale CO₂-Emissionen (alle Sektoren) 2016 (EEA greenhouse gas - data viewer): 55 Mio. t CO₂ Äq. • CO₂-Emissionen der Stromerzeugung 2016 (Sandbag Climate EU ETS Dashboard, verified emissions of power installations): 2 Mio t CO₂ • Nationale Minderungsziele gegenüber 1990: <ul style="list-style-type: none"> ○ -40 % bis 2030⁵⁶
Stromerzeugung 2016	<p>Auswertung der Eurostat Daten für „Supply, transformation and consumption of electricity - annual data [nrg_105a]“</p> <ul style="list-style-type: none"> • Braunkohle: 0 TWh • Steinkohle: < 0,1 TWh • Öl: < 0,1 TWh • Gas: 2,5 TWh • Sonstige (fossil): 0,3 TWh • Kernenergie: 0 TWh • Wind: 2,1 TWh • Solar: 0 TWh • Biomasse: 0,2 TWh • Wasserkraft: 143 TWh • Pumpspeicher: 1 TWh

⁵² <https://www.statnett.no/her-bygger-vi/mellomlandsforbindelser/nordlink/>

⁵³ <https://businessportal-norwegen.com/2017/09/14/deutschland-wird-immer-wichtiger/>

⁵⁴ <https://taz.de/Energiewende-in-Europa!/5111153/>

⁵⁵ <https://www.zeit.de/2011/36/Energie-Deutschland-Norwegen>

⁵⁶ <https://www.regjeringen.no/en/aktuelt/innsending-av-norges-klimamal-til-fn/id2403782/>

	<ul style="list-style-type: none"> • Gesamt: 148 TWh • EE-Anteil an der Stromproduktion: 98%
Mittlerer Börsenstrompreis 2016	<ul style="list-style-type: none"> • 26,0 €/MWh (ENTSO-E)
Installierte Kraftwerksleistung 2016	<p>Auswertung der ENTSO-E Net Generation Capacity sowie (Ess et al. 2012)</p> <p>Fossile Kraftwerke</p> <ul style="list-style-type: none"> • Braunkohle: 0 GW • Steinkohle: 0 GW • Erdgas: 0,5 GW • Öl: 0 GW • Kernenergie: 0 GW • Sonstige Fossile: 0 GW • Pumpspeicher: 1,3 GW <p>Erneuerbare Energien</p> <ul style="list-style-type: none"> • Wind: 0,9 GW • Photovoltaik: 0 GW • Laufwasser: 6,3 GW • Speicherwasser: 23,4 GW • Biomasse: 0 GW • Sonstige EE: 0 GW
Transformation des konventionellen Kraftwerksparks	<ul style="list-style-type: none"> • Der konventionelle Kraftwerkspark spielt in Norwegen keine Rolle.
Ausbauziele für erneuerbare Energien	<p>Nationale Ausbauziele</p> <ul style="list-style-type: none"> • Für das Jahr 2020 (Ministry of Petroleum and Energy 2012) <ul style="list-style-type: none"> ○ EE-Anteil am Bruttoendenergieverbrauch: 67,5% ○ EE-Anteil am Bruttostromverbrauch: 115%
Stromnachfrage 2016, Sektorenkopplung und Entwicklung der Stromnachfrage	<ul style="list-style-type: none"> • Stromnachfrage 2016: 131,4 TWh (ENTSO-E) • Elektromobilität ist in Norwegen sehr erfolgreich. Das norwegische Parlament hat sich das Ziel gesetzt ab 2025 nur noch Elektroautos, Wasserstoffautos oder Hybridelektrofahrzeug neu zuzulassen⁵⁷.
Flexibilitäts- und Speicheroptionen	<p>Pumpspeicherkraftwerke und Speicherwasserkraftwerke</p> <ul style="list-style-type: none"> • Pumpspeicherkraftwerke mit 1,3 GW elektrischer Leistung • Speicherwasserkraftwerke mit 23,4 GW elektrischer Leistung • Der Ausbau von bestehenden Anlagen im Sinne von zusätzlicher Turbinenleistung ist teilweise möglich (bis max. 2,5 GW), Neubauprojekte sind aufgrund von Umweltschutzauflagen unwahrscheinlich. <p>Lastmanagement</p> <ul style="list-style-type: none"> • Wenig Bedarf aufgrund hohem Speicherwasseranteil als dominierende Flexibilitätsoption <p>Batteriespeicher</p> <ul style="list-style-type: none"> • Wenig Bedarf aufgrund hohem Speicherwasseranteil als dominie-

⁵⁷ <https://elbil.no/english/norwegian-ev-policy/>

rende Flexibilitätsoption

Import- und Exportbilanz 2016, Netzausbau und Ausbau der Kuppelkapazitäten

- Import- und Exportbilanz 2016 (Publications Office of the European Union 2018) sowie (Agora Energiewende und Sandbag 2019)
 - Import: 6 TWh
 - Export: 22 TWh
 - Nettoexport: 16 TWh
- Der Stromaustausch mit den Nachbarländern Schweden, Dänemark und den Niederlanden soll insgesamt erweitert werden.
- Es gibt Netzengpässe im Südnorwegen. Die bestehenden 300 kV-Leitungen sollen bis 2022 auf 420 kV erweitert werden (Statnett 2015).

Project of Common Interest (PCI) in Norwegen:

- 1.8 Cluster Deutschland – Norwegen
 - 1.8.1 Verbindungsleitung zwischen Wilster (DE) und Tonstad (NO)
 - 1.8.2 Ausbau der Binnennetzinfrastruktur in Südnorwegen
 - 1.10 Cluster Verbindungsleitung Vereinigtes Königreich -- Norwegen, das eines oder mehrerer der folgenden PCI umfasst:
 - 1.10.1 Verbindungsleitung zwischen Blythe (UK) und Kvilldal (NO)
 - 1.10.2 Verbindungsleitung zwischen Peterhead (UK) und Simadalen (NO)
-

6.12. Schweden

Themengebiet	Ergebnis der Länderrecherche
<p>Qualitative Einschätzung zu den Wechselwirkungen zwischen dem jeweiligen Land und Deutschland</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Deutschland ist ein wichtiger Absatzmarkt für schwedischen Strom. • Ein Ziel der langfristigen Energiepolitik Schwedens ist die Fortführung der Nettostromexporte (Framework agreement between the Swedish Social Democratic Party, the Moderate Party, the Swedish Green Party, the Centre Party and the Christian Democrats 2016). • Nord-Süd Engpässe im deutschen Stromnetz werden als Nachteil für schwedische Stromexporte gesehen und widersprechen den EU-Ambitionen für einen gemeinsamen europäischen Strombinnenmarkt (Swedish Energy Markets Inspectorate 2016). • Schweden und Deutschland verbindet eine Unterwasser- Hochspannungs-Gleichstrom (HVDC)-Linie „Baltic Cable“ (600 MW). • Darüber hinaus wird mit der „Hansa Power Bridge“ eine weitere Unterwasser-HVDC-Linie mit einer Kapazität von 700 MW zwischen Schweden und Deutschland gebaut (Statnett et al. 2016). • Durch eine verstärkte Anbindung an Deutschland verspricht sich Schweden auch eine Erhöhung der Versorgungssicherheit durch die damit verbesserte Möglichkeit zum Stromimport (Svenska Kraftnät 2015).
<p>CO₂-Emissionen 2016 und nationale bzw. europäische Klimaschutzziele</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Nationale CO₂-Emissionen (alle Sektoren) 2016 (EEA greenhouse gas - data viewer): 55 Mio. t CO₂ Äq. • CO₂-Emissionen der Stromerzeugung 2016 (Sandbag Climate EU ETS Dashboard, verified emissions of power installations): 6 Mio t CO₂ • Nationale Minderungsziele gegenüber 1990: <ul style="list-style-type: none"> ○ -40 % bis 2020 ○ -85 % bis 2045 ○ In Bezug auf Treibhausgasemissionen, die nicht im ETS erfasst sind, zielt Schweden auf eine Minderung von -63% in 2030 und von -75% in 2040 (Europäische Kommission 2017). ○ Das Ziel der Regierung ist, dass Schweden im Jahr 2045 ein CO₂-neutrales Land ist und danach negative Emissionen aufweist (Europäische Kommission 2017). • Europäische Minderungsziele gegenüber 1990: <ul style="list-style-type: none"> ○ -20 % bis 2020 ○ -40 % bis 2030 ○ -80 % /-95 % bis 2050
<p>Stromerzeugung 2016</p>	<p>Auswertung der Eurostat Daten für „Supply, transformation and consumption of electricity - annual data [nrg_105a]“</p> <ul style="list-style-type: none"> • Braunkohle: 0 TWh • Steinkohle: 0,2 TWh • Öl: 0,3 TWh • Gas: 0,7 TWh • Sonstige (fossil): 2,3 TWh

-
- Kernenergie: 59,6 TWh
 - Wind: 15,5 TWh
 - Solar: 0,1 TWh
 - Biomasse: 10,9 TWh
 - Wasserkraft: 62 TWh
 - Pumpspeicher: 0,1 TWh
 - **Gesamt: 152 TWh**
 - **EE-Anteil an der Stromproduktion: 58 %**
-

Mittlerer Börsenstrompreis 2016

- 29,2 €/MWh (ENTSO-E)
-

Installierte Kraftwerksleistung 2016 Auswertung der ENTSO-E Net Generation Capacity sowie (Ess et al. 2012)

Fossile Kraftwerke

- Braunkohle: 0 GW
- Steinkohle: 0,2 GW
- Erdgas: 0,9 GW
- Öl: 3,2 GW
- Kernenergie: 9,1 GW
- Sonstige Fossile: 0,6 GW
- Pumpspeicher: 0,1 GW

Erneuerbare Energien

- Wind: 6,5 GW
 - Photovoltaik: 0 GW
 - Laufwasser: 5,8 GW
 - Speicherwasser: 10,8 GW
 - Biomasse: 3,2 GW
 - Sonstige EE: 0 GW
-

Transformation des konventionellen Kraftwerksparks

- Schweden hat den Ausstieg aus der Nutzung fossiler Energieträger bis 2030 angekündigt.
 - Schweden hat ohnehin kaum Kohlekraftwerkskapazitäten und plant bis 2022 für die letzten verbleibenden Kohle-KWK-Kraftwerke aus der Kohle auszusteigen⁵⁸.
 - Kernenergie spielt in Schweden eine wichtige Rolle. Die durchschnittliche Stromerzeugung in Kernkraftwerken lag in den letzten Jahren rund 60 TWh/a bzw. etwa 40% der gesamten Stromerzeugung Schwedens.
 - Dennoch hat der Ausstieg aus der Kernenergie in Schweden begonnen. Vier Reaktoren mit einer elektrischen Leistung von 2,9 GW werden bis 2020 stillgelegt.
 - Der weitere Betrieb der anderen sechs Kernkraftwerke ist offen und wird in erster Linie über deren Wirtschaftlichkeit entschieden. Laut dem Energieabkommen von Juni 2016 müssen die Kernkraftwerke ab 2019 ihre Kosten selbst tragen und bekommen keine Subventio-
-

⁵⁸ <https://bioenergyinternational.com/heat-power/fortum-varme-to-fast-track-coal-phase-out-plan-new-chp-in-stockholm>

nen mehr. Deren Stilllegung soll spätestens nach 60 Betriebsjahren im Zeitraum 2040 bis 2045 erfolgen⁵⁹.

- Der Bau neuer Reaktoren ist grundsätzlich möglich, falls diese an existierenden Kraftwerksstandorten gebaut werden (Framework agreement between the Swedish Social Democratic Party, the Moderate Party, the Swedish Green Party, the Centre Party and the Christian Democrats 2016).
- Das Thema Kernenergie ist in Schweden stark mit dem Thema Versorgungssicherheit verbunden (Svenska Kraftnät 2015).

Nationale und europäische Ausbauziele für erneuerbare Energien

Nationale Ausbauziele

- Für das Jahr 2020
 - 50% EE-Anteil am Bruttoendenergieverbrauch
 - 63% EE-Anteil am Bruttostromverbrauch
- Für das Jahr 2040
 - 100% EE-Anteil am Bruttostromverbrauch (Framework agreement between the Swedish Social Democratic Party, the Moderate Party, the Swedish Green Party, the Centre Party and the Christian Democrats 2016)

Europäische Ausbauziele

- Länderspezifischer Zielwert für Schweden für den Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendenergieverbrauch im Jahr 2020 gemäß EU Richtlinie 2009/28/EG: 49 % (EE-Richtlinie 2009)
- Europäischer Zielwert für die EU insgesamt für den Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendenergieverbrauch im Jahr 2030: 32 % (RED II 2018)

Stromnachfrage 2016, Sektorenkopplung und Entwicklung der Stromnachfrage

- Stromnachfrage 2016: 140,3 TWh (ENTSO-E)
- Energieeffizienzziele
 - -20% bis 2020 im Vergleich zu 2008 (The Swedish National Action Plan for the promotion of the use of renewable energy in accordance with Directive 2009/28/EC and the Commission Decision of 30.06.2009. 2010)
 - -50% bis 2030 im Vergleich zu 2005 (Europäische Kommission 2017)
- Schweden fördert die Elektromobilität mit einer Elektroauto- und Elektrobus-Prämie sowie einer staatlichen Kofinanzierung für Gemeinden und Bezirksräte für lokale und regionale Investitionen in den öffentlichen Verkehr.

Flexibilitäts- und Speicheroptionen

Pumpspeicherkraftwerke und Speicherwasserkraftwerke

- Speicherwasserkraftwerke mit 10,8 GW elektrischer Leistung
- In Schweden gibt es drei Pumpspeicherkraftwerke mit einer gesamten installierten Leistung von 91,6 MW: Letten (36 MW), Kymmen (55 MW) und Eggsjön (0,6 MW). Alle drei PSW befinden sich in Värmland (Westschweden).
- Ein Ausbau der Wasserkraft ist aufgrund von Umweltschutzauflagen

⁵⁹ <https://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-o-s/sweden.aspx>

in Schweden nicht mehr zu erwarten.

Lastmanagement

- Keine Informationen

Batteriespeicher

- Keine Informationen

Import- und Exportbilanz 2016, Netzausbau und Ausbau der Kuppelkapazitäten

- Import- und Exportbilanz 2016 (Publications Office of the European Union 2018) sowie (Agora Energiewende und Sandbag 2019)
 - Import: 14 TWh
 - Export: 26 TWh
 - Nettoexport: 12 TWh
- Der schwedische Übertragungsnetzbetreiber Svenska Kraftnät und weitere nordische ÜNB sehen die Notwendigkeit, den Vernetzungsgrad zu erhöhen, um den nordischen Stromüberschuss zu exportieren. Mangelnde Kuppelkapazitäten werden als Gefahr für das Erreichen der EE-Ziele gesehen (Fingrid et al. 2014).
- Netzengpässe treten in Schweden zwischen dem Nord- und Südschweden auf. Die Stromerzeugung aus Wasserkraft in dem nördlichen Teil Schwedens muss nach Südschweden übertragen werden, während die Übertragungskapazität zwischen den Gebotsgebieten (bidding areas) begrenzt ist.
- Netzengpässe kommen in Schweden auch vor, wenn der Strom im großen Ausmaß aus Dänemark und dem europäischen Festland in Richtung Südnorwegen über Westschweden übertragen wird (Swedish Energy Markets Inspectorate 2016).
- In Schweden und auch anderen nordischen Ländern werden Netzengpässe durch Marktteilung (market splitting) und Countertrading (counter-trading) behoben.
- Eines der größten aktuellen Projekte für die Erhöhung der Übertragungskapazitäten und der Versorgungssicherheit im nordischen Stromsystem ist das „South West Link“ Projekt. Ziel dieses Projektes ist, die Netzengpässe zwischen Mittel- und Südschweden zu reduzieren. Nach der Umsetzung soll „South West Link“ die Übertragungskapazität zwischen Mittel- und Südschweden um bis um 25% erhöhen (Swedish Energy Markets Inspectorate 2016). Die zusätzliche Kapazität beträgt 2 mal 600 MW und steht ab 2018 bereit.

Project of Common Interest (PCI) in Schweden:

- 4.4.2 Inländische Verbindungsleitung zwischen Ekhyddan und Nybro/ Hemsjö (SE)
 - 4.10.1 Verbindungsleitung zwischen Nordfinland und Nordschweden
-

6.13. Vereinigtes Königreich

Themengebiet	Ergebnis der Länderrecherche
Qualitative Einschätzung zu den Wechselwirkungen zwischen dem jeweiligen Land und Deutschland	<ul style="list-style-type: none"> • Da es (noch) keinen direkten Anschluss zwischen den nationalen Stromsystemen von Deutschland und dem Vereinigten Königreich gibt, gibt es zwischen den beiden Ländern auch keine direkten Wechselwirkungen. • Man kann jedoch annehmen, dass indirekte Wechselwirkungen entstehen, da beide Länder mit den nationalen Stromsystemen der Nachbarländer, wie z.B. Frankreich und die Niederlande, verbunden sind. • Ab 2023 soll ein Seekabel von Wilhelmshaven nach England mit einer Leistung von 1,4 GW in Betrieb gehen⁶⁰ (Streckenmaßnahme M 534: Fedderwarden - Großbritannien).
CO ₂ -Emissionen 2016 und nationale bzw. europäische Klimaschutzziele	<ul style="list-style-type: none"> • Nationale CO₂-Emissionen (alle Sektoren) 2016 (EEA greenhouse gas - data viewer): 517 Mio. t CO₂ Äq. • CO₂-Emissionen der Stromerzeugung 2016 (Sandbag Climate EU ETS Dashboard, verified emissions of power installations): 82 Mio t CO₂ • Nationale Minderungsziele gegenüber 1990: <ul style="list-style-type: none"> ○ -57 % bis 2030 ○ -80 % bis 2050 • Europäische Minderungsziele gegenüber 1990: <ul style="list-style-type: none"> ○ -20 % bis 2020 ○ -40 % bis 2030 ○ -80 % /-95 % bis 2050
Stromerzeugung 2016	<p>Auswertung der Eurostat Daten für „Supply, transformation and consumption of electricity - annual data [nrg_105a]“</p> <ul style="list-style-type: none"> • Braunkohle: 0 TWh • Steinkohle: 28,1 TWh • Öl: 0,7 TWh • Gas: 138,2 TWh • Sonstige (fossil): 6,2 TWh • Kernenergie: 67,8 TWh • Wind: 37,4 TWh • Solar: 10,4 TWh • Biomasse: 28,5 TWh • Wasserkraft: 5,4 TWh • Pumpspeicher: 3,0 TWh • Gesamt: 323 TWh • EE-Anteil an der Stromproduktion: 25 %

⁶⁰ <https://www.nwzonline.de/wirtschaft/weser-ems/wilhelmshaven-milliarden-projekt-von-neuconnect-trasse-soll-wilhelmshaven-und-england-verbinden-a-50,5,3947642977.html> sowie <https://www.nwzonline.de/plus/wilhelmshaven-projekt-neuconnect-in-wilhelmshaven-stromkabel-von-england-nach-deutschland-trotzt-brexit-a-50,5,2398639996.html>

Mittlerer Börsenstrompreis 2016 • 49,7 €/MWh (ENTSO-E)

Installierte Kraftwerksleistung Auswertung der ENTSO-E Net Generation Capacity 2016

Fossile Kraftwerke

- Braunkohle: 0 GW
- Steinkohle: 15,5 GW
- Erdgas: 30,6 GW
- Öl: 0,9 GW
- Kernenergie: 9,2 GW
- Sonstige Fossile: 0 GW
- Pumpspeicher: 2,8 GW (Länderrecherche)

Erneuerbare Energien

- Wind: 15 GW
 - Photovoltaik: 11,5 GW
 - Laufwasser: 0 GW
 - Speicherwasser: 1,5 GW (Länderrecherche)
 - Biomasse: 1,4 GW
 - Sonstige EE: 0 GW
-

Transformation des konventionellen Kraftwerksparks

- Kohleausstieg bis 2025 geplant⁶¹
 - CO₂-Emissionsobergrenze in Höhe von 450 g/kWh ab 2025 geplant, Kohlekraftwerke könnten dann nur noch mit CCS zu betrieben werden⁶².
 - Die britische Regierung plant auch weiter Gaskraftwerke zu fördern. Um die Klimaschutzziele für 2050 erfüllen zu können, müssen diese jedoch Carbon Capture & Storage verbunden werden (The Parliamentary Office of Science and Technology 2015).
 - Im Gegensatz zu Kohlenkraftwerken wird die Atomenergie im Vereinigten Königreich politisch unterstützt, da sie als eine „saubere“ Energie betrachtet wird (Department for Energy and Climate Change 2013).
 - Im Rahmen der 2050 Klimawandelstrategie, ist Atomenergie ein wichtiger Bestandteil des nationalen Energiemixes. Da eine größere Anzahl von Kernkraftwerken bis 2030 stillgelegt werden müssen, werden neue Investitionen in diesem Sektor realisiert (Department of Energy & Climate Change 2016).
 - Derzeit sind etwa 10 – 15 Kernkraftwerke mit einer installierten elektrischen Leistung von 15 bis 20 GW im Gespräch. Am weitesten ist die Planung für den Standort Hinkley Point fortgeschritten.
 - Zudem gibt es seit 2015 ein neues Forschungs- & Entwicklungsprogramm „Revive UKs nuclear expertise“. Das Programm fördert hauptsächlich die Entwicklung von kleineren Kernreaktoren (small modular reactors)⁶³.
-

⁶¹ <https://www.gov.uk/government/news/government-announces-plans-to-close-coal-power-stations-by-2025>

⁶² <https://af.reuters.com/article/africaTech/idAFL8N1P022F>

⁶³ <https://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-t-z/united-kingdom.aspx>

Nationale und europäische Ausbauziele für erneuerbare Energien

Nationale Ausbauziele

- EE-Anteile für das Jahr 2020 (Department of Energy and Climate Change 2010)
 - Wärme & Kälte: 12%
 - Strom: 31%
 - Verkehr: 10,3%

Europäische Ausbauziele

- Länderspezifischer Zielwert für das Vereinigte Königreich für den Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendenergieverbrauch im Jahr 2020 gemäß EU Richtlinie 2009/28/EG: 15 % (EE-Richtlinie 2009)
- Europäischer Zielwert für die EU insgesamt für den Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendenergieverbrauch im Jahr 2030: 32 % (RED II 2018)

Stromnachfrage 2016, Sektorenkopplung und Entwicklung der Stromnachfrage

- Stromnachfrage 2016: 336,8 TWh (ENTSO-E)
- Entwicklung der Stromnachfrage (National Grid plc 2016, S. 25)
 - 2020: 322 – 330 TWh
 - 2030: 318 – 346 TWh
 - 2040: 329 – 384 TWh
- Darin Stromnachfrage durch Elektromobilität (National Grid plc 2016)
 - 2020: 0,3 – 1,1 TWh
 - 2030: 2,4 – 12 TWh
 - 2040: 8,5 – 23,6 TWh

Flexibilitäts- und Speicheroptionen

Pumpspeicherkraftwerke und Speicherwasserkraftwerke

- Speicherwasserkraftwerke mit 1,5 GW elektrischer Leistung
- 4 Pumpspeicherkraftwerke mit 2,8 GW elektrischer Leistung und 24 GWh Speicherkapazität
- Ausbau der Pumpspeicherkraftwerke um bis zu 2,5 GW geplant (Scottish Renewables 2016).

Lastmanagement

- 1,8 GW bis 2,6 GW im Einsatz, leichter Ausbau geplant

Batteriespeicher

- Mehrere große Batteriespeicher für netzdienlichen Betrieb
- Übertragungsnetzbetreiber schreibt weitere Batteriespeicher bis zu insgesamt 1,6 GW aus

Import- und Exportbilanz 2016, Netzausbau und Ausbau der Kuppelkapazitäten

- Import- und Exportbilanz 2016 (Publications Office of the European Union 2018) sowie (Agora Energiewende und Sandbag 2019)
 - Import: 20 TWh
 - Export: 2 TWh
 - Nettoimport: 18 TWh

Project of Common Interest (PCI) im Vereinigten Königreich:

- 1.1.1 Verbindungsleitung zwischen Gezelle (BE) und der Umgebung von Richborough (UK)

-
- 1.7 Cluster Verbindungsleitungen Frankreich – Vereinigtes Königreich
 - 1.7.1 Verbindungsleitung zwischen den Cotenin (FR) und der Umgebung von Exeter (UK) [derzeit bekannt als ‚Projekt FAB‘]
 - 1.7.2 Verbindungsleitung zwischen Tourbe (FR) und Chilling (UK) [derzeit bekannt als ‚Projekt IFA2‘]
 - 1.7.3 Verbindungsleitung zwischen Le Havre (FR) und Lovedan (UK) [derzeit bekannt als ‚Projekt AQUIND‘]
 - 1.7.5 Verbindungsleitung zwischen der Umgebung von Dunkerque (FR) und der Umgebung von Kingsnorth (UK) [derzeit bekannt als ‚Grindlink‘]
 - 1.10 Cluster Verbindungsleitung Vereinigtes Königreich -- Norwegen, das eines oder mehrerer der folgenden PCI umfasst:
 - 1.10.1 Verbindungsleitung zwischen Blythe (UK) und Kvilldal (NO)
 - 1.10.2 Verbindungsleitung zwischen Peterhead (UK) und Simadalen (NO)
 - 1.13 Verbindungsleitung Island – Vereinigtes Königreich
 - 1.14 Verbindungsleitung zwischen Revsig (DK) und Bicker Fen (UK)
 - Verbindungsleitung zwischen dem Gebiet von Antwerpen (BE) und der Umgebung von Kemsley (UK)
 - 1.16 Verbindungsleitung zwischen den Niederlanden und dem Vereinigten Königreich
 - 2.13 Cluster Verbindungsleitung Irland – Vereinigtes Königreich
 - 2.13.1 Verbindungsleitung zwischen Woodland (IE) und Turleenan (UK)
 - 2.12.2 Verbindungsleitung zwischen Srananagh (IE) und Turleenan (UK)
-

6.14. Spanien

Themengebiet	Ergebnis der Länderrecherche
Qualitative Einschätzung zu den Wechselwirkungen zwischen dem jeweiligen Land und Deutschland	<ul style="list-style-type: none"> • Spanien ist nur über Frankreich an den europäischen Netzverbund angeschlossen. • Es werden keine deutlichen Wechselwirkungen mit Deutschland erwartet.
CO ₂ -Emissionen 2016 und nationale bzw. europäische Klimaschutzziele	<ul style="list-style-type: none"> • Nationale CO₂-Emissionen (alle Sektoren) 2016 (EEA greenhouse gas - data viewer): 341 Mio. t CO₂ Äq. • CO₂-Emissionen der Stromerzeugung 2016 (Sandbag Climate EU ETS Dashboard, verified emissions of power installations): 62 Mio t CO₂ • Europäische Minderungsziele gegenüber 1990: <ul style="list-style-type: none"> ○ -20 % bis 2020 ○ -40 % bis 2030 ○ -80 % /-95 % bis 2050 • Spanien hat keine nationalen CO₂-Minderungsziele • Werden die europäischen Minderungsziele auf Spanien übertragen, so verbleiben für Spanien 14 – 88 Mio. t CO₂ Äq. bis 2050 (Deloitte Consulting 2016)
Stromerzeugung 2016	<p>Auswertung der Eurostat Daten für „Supply, transformation and consumption of electricity - annual data [nrg_105a]“</p> <ul style="list-style-type: none"> • Braunkohle: 1,7 TWh • Steinkohle: 31,7 TWh • Öl: 11,9 TWh • Gas: 50,9 TWh • Sonstige (fossil): 5,2 TWh • Kernenergie: 55,4 TWh • Wind: 48,9 TWh • Solar: 13,6 TWh • Biomasse: 5,4 TWh • Wasserkraft: 36,4 TWh • Pumpspeicher: 3,5 TWh • Gesamt: 261 TWh • EE-Anteil an der Stromproduktion: 40 %
Mittlerer Börsenstrompreis 2016	<ul style="list-style-type: none"> • 39,7 €/MWh (ENTSO-E)
Installierte Kraftwerksleistung 2016	<p>Auswertung der ENTSO-E Net Generation Capacity</p> <p>Fossile Kraftwerke</p> <ul style="list-style-type: none"> • Braunkohle: 1,1 GW • Steinkohle: 9,0 GW • Erdgas: 32,2 GW • Öl: 3,4 GW • Kernenergie: 7,6 GW

- Sonstige Fossile: 0,7 GW
- Pumpspeicher: 3,3 GW

Erneuerbare Energien

- Wind: 23,1 GW
- Photovoltaik: 7 GW
- Laufwasser: 2,7 GW
- Speicherwasser: 14,3 GW
- Biomasse: 0,7 GW
- Sonstige EE: 0,1 GW

Transformation des konventionellen Kraftwerksparks

- Der Kohleausstieg ist in Spanien derzeit in der Diskussion. Ein mögliches Stilllegungsdatum ist 2025.
- Auf den balearischen Inseln werden die ersten beiden Kohlekraftwerke bis 2020 und die letzten beiden Kohlekraftwerke bis 2025 stillgelegt⁶⁴.

Nationale und europäische Ausbauziele für erneuerbare Energien

Nationale Ausbauziele

- Spanischer Aktionsplan für Erneuerbare Energien (Subdirección General de Planificación Energética y Seguimiento 2010)
 - 20% EE-Anteil am Endenergieverbrauch bis 2020
 - 10% EE-Anteil im Verkehrssektor bis 2020
- 90 – 100 % EE-Anteil im Stromsektor für das Jahr 2050 (Deloitte Consulting 2016)

Europäische Ausbauziele

- Länderspezifischer Zielwert für Spanien für den Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendenergieverbrauch im Jahr 2020 gemäß EU Richtlinie 2009/28/EG: 20 % (EE-Richtlinie 2009)
- Europäischer Zielwert für die EU insgesamt für den Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendenergieverbrauch im Jahr 2030: 32 % (RED II 2018)

Stromnachfrage 2016, Sektorkopplung und Entwicklung der Stromnachfrage

- Stromnachfrage 2016: 266,5 TWh (ENTSO-E)
- Referenzszenario für das Jahr 2020: 359 TWh (Subdirección General de Planificación Energética y Seguimiento 2010, S. 27)
- Transformationsszenario zur Erreichung der EU-Ziele (Deloitte Consulting 2016, S. 33)
 - 2020: 284 – 305 TWh
 - 2030: 305 – 375 TWh
 - 2040: 364 – 475 TWh
 - 2050: 410 – 570 TWh
- Sektorkopplung
 - 0,5 Mio. Elektrofahrzeuge bis 2020, d.h. +1,5 TWh Stromverbrauch bzw. 3 – 300 MW Peakleistung (Subdirección General de Planificación Energética y Seguimiento 2015)

64

<http://iidma.org/index.php/en/iidma-and-recommon-welcome-the-new-climate-change-law-of-the-balearic-islands-which-puts-an-end-to-coal/>

Flexibilitäts- und Speicheroptionen

Pumpspeicherkraftwerke und Speicherwasserkraftwerke

- In 2016 erzeugten Speicherwasserkraftwerke rund 31 TWh Strom.
- Das Potenzial für die Stromerzeugung aus Speicherwasserkraftwerken liegt bei rund 65 TWh.
- Pumpspeicherkraftwerke mit 3,3 GW elektrischer Leistung
- Speicherwasserkraftwerke mit 14,3 GW elektrischer Leistung
- Der Ausbau von PSW und SWK ist nicht geplant.

Lastmanagement

- Keine Informationen

Batteriespeicher

- Mehrere Batteriespeicher mit 2 – 8 MW in 2016

Import- und Exportbilanz 2016, Netzausbau und Ausbau der Kuppelkapazitäten

- Import- und Exportbilanz 2016 (Publications Office of the European Union 2018) sowie (Agora Energiewende und Sandbag 2019)
 - Import: 22 TWh
 - Export: 14 TWh
 - Nettoimport: 8 TWh

Bis 2025: PCI-Verbindung 2.7 (siehe unten) zwischen Frankreich und Spanien durch den Golf von Biskaya von Gatica (Basque Country, ES) und Cubnezais (Nouvelle Aquitaine, FR). Die Verbindung soll die Austauschkapazität um 2 mal 1000 MW erhöhen.

PCI-Verbindungen 2.27.1 und 2.27.2 (siehe unten) zwischen Frankreich und Spanien zur Durchquerung der Pyrenäen.

An der Spanisch-Portugiesischen Grenze wird die PCI-Verbindung 2.17 (siehe unten) zwischen den Regionen von Galizien und Minho gebaut, die die Übermittlungskapazität von Spanien nach Portugal von derzeit 1.600 bis 2.700 MW auf 3.200 MW erhöhen sollen.

Im November 2016 wurde ein Vertrag geschlossen, der das Ziel verfolgt, die Verbindungen zwischen Marokko und Spanien sowie weiteren europäischen Ländern auszubauen⁶⁵.

Project of Common Interest (PCI) in Spanien:

- 2.7 Verbindungsleitung zwischen Aquitanien (FR) und dem Baskenland (ES)
- 2.17 Verbindungsleitung Portugal – Spanien zwischen Beariz – Fontefría (ES) – Ponte de Lima (PT) und Ponte de Lima – Villa Nova de Famalicão (PT), einschließlich Umspannwerken in Beariz (ES), Fontefría (ES) und Ponte de Lima (PT)
- 2.27.1 Verbindungen zwischen Aragón (ES) und den Atlantischen Pyrenäen (FR)
- 2.27.2 Verbindungsleitung zwischen Navarra (ES) und Landes (FR)

⁶⁵ <https://www.energias-renovables.com/panorama/acuerdo-para-facilitar-el-intercambio-de-energia-20161117>

6.15. Italien

Themengebiet	Ergebnis der Länderrecherche
Qualitative Einschätzung zu den Wechselwirkungen zwischen dem jeweiligen Land und Deutschland	<ul style="list-style-type: none"> • Italien ist Nettostromimporteuer und damit ein Abnehmer der deutschen Stromexporte in den letzten Jahren. • Italien möchte seine Anbindung an das europäische Stromnetz verstärken, insbesondere in Richtung Österreich, Slovenien, Montenegro, Schweiz und Frankreich. • Mit der Verstärkung der Kuppelleitungen von Italien nach Österreich und Frankreich werden auch die möglichen Wechselwirkungen mit Deutschland zunehmen.
CO ₂ -Emissionen 2016 und nationale bzw. europäische Klimaschutzziele	<ul style="list-style-type: none"> • Nationale CO₂-Emissionen (alle Sektoren) 2016 (EEA greenhouse gas - data viewer): 438 Mio. t CO₂ Äq. • CO₂-Emissionen der Stromerzeugung 2016 (Sandbag Climate EU ETS Dashboard, verified emissions of power installations): 89 Mio t CO₂ • Nationale Minderungsziele gegenüber 2015: <ul style="list-style-type: none"> ○ -19 % bis 2030 • Europäische Minderungsziele gegenüber 1990: <ul style="list-style-type: none"> ○ -20 % bis 2020 ○ -40 % bis 2030 ○ -80 % /-95 % bis 2050
Stromerzeugung 2016	<p>Auswertung der Eurostat Daten für „Supply, transformation and consumption of electricity - annual data [nrg_105a]“</p> <ul style="list-style-type: none"> • Braunkohle: 0,2 TWh • Steinkohle: 32,4 TWh • Öl: 9,0 TWh • Gas: 121,6 TWh • Sonstige (fossil): 7,6 TWh • Kernenergie: 0 TWh • Wind: 17,7 TWh • Solar: 22,1 TWh • Biomasse: 24,5 TWh • Wasserkraft: 42,4 TWh • Pumpspeicher: 1,8 TWh • Gesamt: 278 TWh • EE-Anteil an der Stromproduktion: 38 %
Mittlerer Börsenstrompreis 2016	<ul style="list-style-type: none"> • 42,1 €/MWh (ENTSO-E)
Installierte Kraftwerksleistung 2016	<p>Auswertung der ENTSO-E Net Generation Capacity</p> <p>Fossile Kraftwerke</p> <ul style="list-style-type: none"> • Braunkohle: 0 GW • Steinkohle: 6,4 GW • Erdgas: 40,0 GW

	<ul style="list-style-type: none"> • Öl: 22,2GW • Kernenergie: 0 GW • Sonstige Fossile: 4,5 GW • Pumpspeicher: 4,8 GW <p>Erneuerbare Energien</p> <ul style="list-style-type: none"> • Wind: 9,4 GW • Photovoltaik: 19,3 GW • Laufwasser: 12,5 GW • Speicherwasser: 9,3 GW • Biomasse: 4,0 GW • Sonstige EE: 1,1 GW
Transformation des konventionellen Kraftwerksparks	<ul style="list-style-type: none"> • Kohleausstieg für den Zeitraum 2025 bis 2030 geplant (Strategia Energetica Nazionale 2017 2017, S. 25) (Strategia Energetica Nazionale (SEN) 2017, S. 138)
Nationale und europäische Ausbauziele für erneuerbare Energien	<p>Nationale Ausbauziele</p> <ul style="list-style-type: none"> • Für das Jahr 2020 <ul style="list-style-type: none"> ○ 17% EE-Anteil am Bruttoendenergieverbrauch ○ Dieses Ziel wurde bereits 2015 erreicht. • Für das Jahr 2030 <ul style="list-style-type: none"> ○ 28% EE-Anteil am Bruttoendenergieverbrauch ○ 55% EE-Anteil im Stromsektor ○ 30% EE-Anteil im Wärmesektor ○ 21% EE-Anteil im Transportsektor <p>(Ministero dello Sviluppo Economico und Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare 2018, S. 14)</p> <p>Europäische Ausbauziele</p> <ul style="list-style-type: none"> • Länderspezifischer Zielwert für Italien für den Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendenergieverbrauch im Jahr 2020 gemäß EU Richtlinie 2009/28/EG: 17 % (EE-Richtlinie 2009, Anhang I A) • Europäischer Zielwert für die EU insgesamt für den Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendenergieverbrauch im Jahr 2030: 32 % (RED II 2018)
Stromnachfrage 2016, Sektorenkopplung und Entwicklung der Stromnachfrage	<ul style="list-style-type: none"> • Stromnachfrage 2016: 313,5 TWh (ENTSO-E) • Effizienzziel im Bereich der Stromnachfrage in Höhe von -1,5%/a • Sektorenkopplung <ul style="list-style-type: none"> ○ Bis 2030 werden 5 Millionen Elektrofahrzeuge erwartet (Strategia Energetica Nazionale (SEN) 2017) ○ Es wird erwartet, dass Wärmepumpen zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen im Gebäudesektor beitragen.
Flexibilitäts- und Speicheroptionen	<p>Pumpspeicherkraftwerke und Speicherwasserkraftwerke</p> <ul style="list-style-type: none"> • 18,5 GW Pumpspeicherkraftwerke in 2016 • Die bestehenden Pumpspeicherkraftwerke sollen zukünftig effizienter

genutzt werden und teilweise auch ausgebaut werden.

Lastmanagement

Batteriespeicher

- 50 MW Batteriespeicherkapazität in 2016
- 5 GW Batteriespeicherkapazität bis 2030 geplant, insbesondere in Mittel- und Süditalien

Import- und Exportbilanz 2016, Netzausbau und Ausbau der Kuppelkapazitäten

- Import- und Exportbilanz 2016 Import- und Exportbilanz 2016 (Publications Office of the European Union 2018) sowie (Agora Energiewende und Sandbag 2019)
 - Import: 43 TWh
 - Export: 6 TWh
 - Nettoimport: 37 TWh

Italien beabsichtigt auch den bestehenden Nord – Süd Engpass in Italien zu beheben (+4,2 GW) und Süditalien an Tunesien (+0,6 GW) anzubinden.

Project of Common Interest (PCI) in Italien:

- 2.4 Verbindungsleitung zwischen Codrongianos (IT), Lucciana (Korsika, FR) und Suvereto (IT)
 - 2.5.1 Verbindungsleitung zwischen Grande Ile (FR) und Piosasco (IT)
 - 2.14 Verbindungsleitung zwischen Thuisis/ Sils (CH) und Verderio Inferiore (IT)
 - 2.15.1 Verbindungsleitung zwischen Airolo (CH) und Baggio (IT)
 - 3.4 Verbindungsleitung zwischen Wurmlach (AT) und Somplago (IT)
 - 3.21 Verbindungsleitung zwischen Salgareda (IT) und Divača -- Region Bericevo (SI)
 - 3.22.5 Verbindungsleitung zwischen Villanova (IT) und Lastva (ME)
 - 3.27 Verbindungsleitung zwischen Sizilien (IT) und dem Knotenpunkt Tunesien (TU)
-

7. Anhang (NTC-Berechnungen)

Den Modellsimulationen liegen Annahmen darüber zu Grunde, wie sich die Grenzkuppelstellen zukünftig weiterentwickeln. Basis hierfür sind Prognosedaten von eHighway 2050 100 % RES zur Entwicklung der „*net transfer capacities*“ (NTCs) bis 2050. Diese Zahlen stellen jedoch idealisierte Entwicklungen der grenzüberschreitenden Kuppelkapazitäten dar, die sich stärker am Ausbaubedarf der Grenzkuppelstellen orientieren als an den Hemmnissen, die diesem Ausbau in der Praxis entgegenstehen. Die aktuellen Zahlen zeigen deutliche Verzögerungen beim NTC-Ausbau (ACER, 2016). Es ist daher zu erwarten, dass auch in Zukunft ein planmäßiger Ausbau nur dann erfolgen kann, wenn die politischen Rahmenbedingungen für die Integration des Stromsystems verbessert werden. Aus diesem Grund wird für die Modellberechnungen eine Unterscheidung nach den Szenarien „starke Vernetzung“ und „schwache Vernetzung“ vorgenommen, und die NTC-Prognose von eHighway dementsprechend angepasst. Im Folgenden werden zunächst qualitativ die Einflussfaktoren untersucht, die den Ausbau der Grenzkuppelstellen beeinflussen. Anschließend wird das quantitative Vorgehen zur Ermittlung der NTC-Anpassungen dargestellt.

7.1. Qualitative Analyse der NTC-Entwicklung

Die Ableitung der NTC-Entwicklungen bis 2050 basieren auf den EHighway-Szenarien. Für die Differenzierung der Prognosen nach den Vernetzungsszenarien unterstellen wir, dass ein bedarfsmäßiger Ausbau, wie er den Berechnungen von eHighway zu Grunde liegt, nur im Szenario „starke Vernetzung“ erfolgt. Mit anderen Worten wird eine Anpassung der Prognosewerte lediglich für das Szenario „geringe Vernetzung“ vorgenommen. Hierfür haben wir zunächst qualitativ die politischen Einflussfaktoren abgeleitet, die aus unserer Sicht zu Anpassungen der NTC-Werte nach unten führen werden. Wir unterscheiden die folgenden drei Einflussfaktoren auf den NTC-Ausbau: (1) Bürokratie und soziale Akzeptanz, (2) Größeneffekte und (3) der Regulierungsrahmen.

(1) Bürokratie und soziale Akzeptanz

Bürokratische Hürden, insbesondere bei den Genehmigungsverfahren für den Netzausbau, haben einen wesentlichen Einfluss auf die Geschwindigkeit des NTC-Ausbaus. ACER (2016) identifiziert bei einem Drittel der „*projects of common interest*“ (PCI) Genehmigungsverfahren als Hauptursache für Verzögerungen (ACER, Figure 27, S. 41). Auf Grund des starken prognostizierten Ausbaus in den Szenarien, demnach es zu einer Verdreifachung der Interkonnektor-Kapazitäten kommen soll, ist mir einem Genehmigungsstau z.B. durch Überlastungen der Behörden und einer Verringerung der sozialen Akzeptanz zu rechnen. Eine Einhaltung der prognostizierten NTC-Entwicklung erfordert eine entsprechende Anpassung der Personalausstattung der Behörden, eine stärkere internationale Kooperation der Instanzen und eine Einbindung der Bevölkerung in die Entscheidungsprozesse notwendig. Roland Berger (2011a,2011b) beklagen außerdem einen Mangel an Transparenz für die Entscheidungsträger bezüglich des Status und der Herausforderungen in laufenden Genehmigungsverfahren.

Für das Szenario „schwache Vernetzung“ nehmen wir an, dass eine hinreichende Anpassung der Rahmenbedingung politische nicht gewollt bzw. umsetzbar ist. Entsprechend kommt es zu einer Anpassung der Prognosewerte nach unten.

(2) Größeneffekte

Unter Größeneffekten verstehen wir die ökonomische Kostenentwicklung des NTC-Ausbaus in Abhängigkeit von der Stärke des NTC-Ausbaus. Hier sind gegenläufige Effekt zu erwarten. Einerseits kommt es vermutlich zu einer Kostendegression, da höhere physische Kapazitäten nicht mit proportional steigenden Kostenverbunden sind. Sowohl bei der Genehmigung als auch der Verlegung von Leitungen fallen in erheblichem Maße Fixkosten an, die die Kosten je MW an Ausbau

reduzieren. Auch sind Lernkurveneffekte zu erwarten, die durch den starken Anstieg der kumulierten Investitionen zu Kostenreduktionen führen. Auf der anderen Seite müssen mit zunehmendem Ausbau auch weniger günstige Trassen erschlossen werden, z.B. Stadtgebiete anstelle von Agrarflächen. Dies erhöht die Kosten und verzögert die Genehmigungsprozesse. Auch Fachkräfte werden ggf. schwerer zu akquirieren sein, was zu weiteren Verzögerungen und Kostensteigerungen führen kann.

Der Nettoeffekt der gegenläufigen Einflüsse auf den Ausbau sind unklar. Wir gehen davon aus, dass die Größeneffekte sich in der Summe nicht merklich quantitativ auswirken.

(3) Regulierungsrahmen

Nicht zuletzt wird die Entwicklung der NTC-Kapazitäten in erheblichem Maße von den regulatorischen Rahmenbedingungen bestimmt.

Aus ökonomischer Sicht bestimmt die Regulierung maßgeblich die Investitionsbedingungen, also sich aus den zu erwartenden Erlösen und Möglichkeiten der Kapitalbeschaffung für die Investoren ergeben. Zunehmende Investitionsrisiken bei grenzüberschreitenden Netzverbindungen (insbesondere Unterseekabeln) erfordern eine Anpassung der Regulierung hin zu stabilen Regelungen zur Kostenanerkennung und Kostenverteilung (Vgl. Roland Berger, 2011a). Im Szenario „schwache Vernetzung“ werden daher regulatorische Investitionshürden auf Grund mangelnder Kooperation und Risikoabgeltung betrachtet, die in den ursprünglichen Prognosewerten von EHighway nicht berücksichtigt wurden.

Ein weiterer regulatorischer Aspekt betrifft die Frage, welcher Teil der physikalischen Kapazitäten (TCCs) dem Markt überhaupt effektiv als NTCs zur Verfügung stehen. Die Differenz zwischen beiden Werten ist zum einen durch die notwendige „*remaining available margin*“ (RAM) bedingt, die als Sicherheitsmarge für den Systembetrieb erforderlich ist. Zum anderen kann sie jedoch auch strategisch beeinflusst werden, weshalb es sich der Europäische Rat zum Ziel gesetzt hat, bis Ende 2025 eine Verfügbarkeit von mindestens 75 % der TCCs für den Markt zu erreichen (siehe auch (EFET et al., 2018)). Ob dieses Ziel gelingt, hängt von technischen Umsetzungsschwierigkeiten im Systembetrieb ab, wie zum Beispiel Netzengpässen innerhalb der Gebotszonen. Entscheidend wird aber auch die Entwicklung des regulatorischen Rahmens und des politischen Kooperationswillens sein, die Effizienz der Interkonnektornutzung zu verbessern. Auch hier unterstellen wir für das Szenario der „geringen Vernetzung“ eine zaghafte Anpassung des Regulierungsrahmens, und somit weitere Verzögerungen bei der Entwicklung der NTC-Kapazitäten.

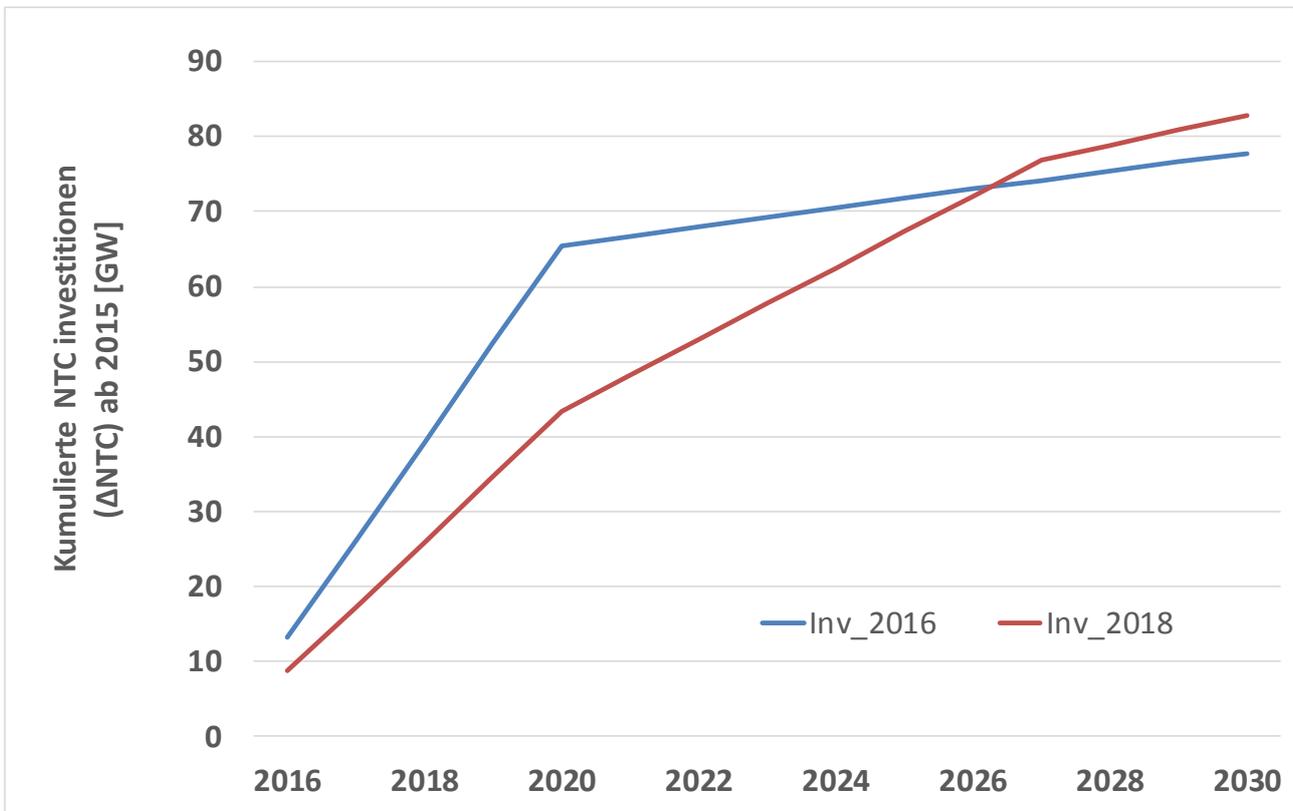
7.2. Quantitative Umsetzung der NTC-Anpassungen

Eine genaue Quantifizierung der dargestellten Effekte auf die NTC-Entwicklungen ist mangels Daten und theoretischer Fundierung in der Literatur nicht möglich. Auf eine quantitative Unterteilung der einzelnen Effekte wird daher zu Gunsten eines plausiblen Verlaufs der Gesamteffekte verzichtet.

Die Datenlage lässt eine Einschätzung der Investitionsanpassungen einzig für das Jahr 2020 zu. Hier gibt es Vergleichswerte aus den „Ten Year Network Development Plans“ von ENTSO-E. Durch einen Vergleich der TYPNDs aus den Jahren 2016 und 2018 lässt sich eine Korrektur der Investitionsprognosen für das Jahr 2020 ableiten.

In der folgenden Abbildung sind die kumulierten NTC-Investitionen für die ENTSO-E-Region basierend auf den beiden TYNDPs dargestellt. Die Jahre zwischen den Zeitschritten wurden linear interpoliert, wobei 2020 der einzige Zeitschritt ist, der in beiden Prognosen enthalten ist. Als Kapazi-

tätswert je Interkonnektor wird jeweils die Durchschnittskapazität aus beiden Stromrichtungen angesetzt.



Wie die Abbildung zeigt, kommt es zu einer deutlichen Anpassung der prognostizierten Investitionen bis 2020 nach unten, während es danach zu einer Annäherung bis 2026 kommt. Unserer Einschätzung nach ist diese Annäherung jedoch darauf zurückzuführen, dass es keine Informationen zu weiter in der Zukunft liegenden Investitionskorrekturen gibt, und auch keine Annahmen dazu getroffen werden.

Wir greifen daher auf die Anpassungen für 2020 zurück und schreiben die daraus resultierende Entwicklung für die Zeitschritte 2030, 2040 und 2050 basierend auf unseren Annahmen zu den Einflussfaktoren fort.

Ausgangspunkt sind die absehbaren NTC-Anpassungen für das Jahr 2020 auf Basis des Vergleichs der Prognosewerte aus dem TYNDP 2018 und dem TYNDP 2016. Zunächst werden für beide Datenbanken die geplanten Neuinvestitionen errechnet, indem von den prognostizierten Kapazitäten für 2020 jeweils die Ist-Kapazitäten im Jahr 2016 abgezogen werden:

$$Inv^{2016} = NTC_{2020}^{TYNDP_{2016}} - NTC_{2016}$$

$$Inv^{2018} = NTC_{2020}^{TYNDP_{2018}} - NTC_{2016}$$

Mit

Inv^{2016} Geplante Investitionen zwischen 2020 und 2016 basieren auf TYPND 2016

Inv^{2018} Geplante Investitionen zwischen 2020 und 2016 basieren auf TYPND 2018

Durch den Vergleich dieser Investitionszahlen ergibt sich im Durchschnitt über alle Interkonnectoren eine relative Anpassung der Investitionen in Höhe von

$$dInv = \frac{Inv^{2018} - Inv^{2016}}{Inv^{2016}} \approx 34 \%$$

Mit anderen Worten erfolgt die Anpassung immer relativ zu den 2016 geplanten Investitionen.

Wir unterstellen für alle betrachteten Interkonnectoren die gleiche relative Investitionsanpassung und schreiben diese auf Basis von Annahmen in die Zukunft fort. Basierend auf den Einschätzungen der Einflussfaktoren gehen wir im Fall der „geringen Vernetzung“ im Zeitverlauf von einer negativen Investitionsanpassung aus, die im Zeitverlauf regressiv ansteigt. Für das Szenario „starke Vernetzung“ wird keine Anpassung angenommen, d.h. es wird ein idealisierter Investitionsverlauf unterstellt. Als Ergebnis resultiert die in Abbildung 4-3 dargestellte relative Investitionsanpassung im Szenario „schwache Vernetzung“.

8. Literaturverzeichnis

- Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) (2016): Recommendation of the ACER No 02/2016 on the Common Capacity Calculation and Redispatching and Countertrading Cost Sharing Methodologies. Hg. v. Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER). Ljubljana.
- Agora Energiewende (2015a): A Snapshot of the Danish Energy Transition. Agora Energiewende. Berlin, zuletzt geprüft am 21.02.2017.
- Agora Energiewende (Hg.) (2015b): Potential Interactions between Capacity Mechanisms in France and Germany. Descriptive Overview, Cross-border Impacts and Challenges, zuletzt geprüft am 26.09.2019.
- Agora Energiewende; Sandbag (2018): The European Power Sector in 2017 - State of Affairs and Review of Current Developments. Berlin, London. Online verfügbar unter https://www.agora-energie-wende.de/fileadmin/Projekte/2018/EU_Jahresrueckblick_2017/Agora_EU-report-2017_WEB.pdf, zuletzt geprüft am 01.02.2018.
- Agora Energiewende; Sandbag (Hg.) (2019): The European Power Sector in 2018. Up-to-date analysis on the electricity transition. Online verfügbar unter https://www.agora-energie-wende.de/fileadmin2/Projekte/2018/EU-Jahresauswertung_2019/Agora-Energie-wende_European-Power-Sector-2018_WEB.pdf, zuletzt geprüft am 17.07.2019.
- Agora Verkehrswende; Agora Energiewende (Hg.) (2018): Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe. Frontier Economics. Berlin. Online verfügbar unter https://www.agora-energie-wende.de/fileadmin2/Projekte/2017/SynKost_2050/Agora_SynCost-Studie_WEB.pdf, zuletzt geprüft am 23.05.2018.
- Andersky, Thomas; Sanchis, Gerald; Betraoui, Brahim (2015): e-HIGHWAY 2050 - Modular Development Plan of the Pan-European Transmission System 2050. Deliverable 2.1. Data sets of scenarios for 2050, zuletzt geprüft am 03.09.2018.
- Austrian Power Grid (APG) (Hg.) (2013): Masterplan 2030. Für die Entwicklung des Übertragungsnetzes in Österreich Planungszeitraum 2013 – 2030 Mit Ausblick bis 2050. Wien, zuletzt geprüft am 24.07.2019.
- Barcelona European Council. Presidency Conclusions. SN 100/1/02 REV 1 (2002), zuletzt geprüft am 02.05.2019.
- Bhagwat, Pradyumna C.; de Vries, Laurens J; Hobbs, Benjamin F. (2016): Expert survey on capacity markets in the US: Lessons for the EU. In: *Utilities Policy* (38), S. 11–17, zuletzt geprüft am 19.09.2019.
- Bhagwat, Pradyumna C.; Iychettira, Kaveri K.; Richstein, Jörn C.; Chappin, Emile J.L.; de Vries, Laurens J (2017): The effectiveness of capacity markets in the presence of a high portfolio share of renewable energy sources. In: *Utilities Policy* (48), S. 76–91, zuletzt geprüft am 19.09.2019.
- BKW (2016): Frankreichs Kapazitätsmarkt. BKW Blog. Unter Mitarbeit von Alexandra Berchtold. Hg. v. BKW. Online verfügbar unter <http://blog.bkw.ch/frankreichs-kapazitaetsmarkt/>.
- Brunekreeft, Gert; Meyer, Roland (2019): Cross-Border Electricity Interconnectors in the EU: The Status Quo. In: Erik Gawel, Sebastian Strunz, Paul Lehmann und Alexandra Purkus (Hg.): *The European Dimension of Germany's Energy Transition. Opportunities and Conflicts*: Springer.
- Bundesamt für Energie (BFE) (Hg.) (2017a): Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2016. Bern, zuletzt geprüft am 09.09.2019.
- Bundesamt für Energie (BFE) (Hg.) (2017b): Energiestrategie 2050 nach der Volksabstimmung vom 21. Mai 2017. Bern, zuletzt geprüft am 27.09.2019.
- Bundesamt für Energie (BFE); Prognos AG (Hg.) (2012): Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050. Energienachfrage und Elektrizitätsangebot in der Schweiz 2020 - 2050. Ergebnisse der Modellrechnungen für das Energiesystem. Basel, zuletzt geprüft am 27.09.2019.
- Bundesamt für Umwelt BAFU (Hg.) (2017): Faktenblatt. Emissionsreduktionsziele für 2015 und 2020 sowie Entwicklung 1990-2015 nach Sektor. Ittingen (CH), zuletzt geprüft am 27.09.2019.
- Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus; Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie (Hg.) (2018): #mission 2030. Die österreichische Klima- und Energiestrategie. Wien, zuletzt geprüft am 24.07.2019.

- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2016): Öffnung des EEG für Strom aus anderen EU-Mitgliedsstaaten im Rahmen der Pilot-Ausschreibung für Photovoltaik-Freiflächenanlagen. Eckpunktepapier. Eckpunktepapier. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), zuletzt geprüft am 19.09.2019.
- Bundesnetzagentur (BNetzA) (2018): Genehmigung des Szenariorahmens 2019-2030. Bonn.
- Cepeda, Mauricio (2018): Assessing cross-border integration of capacity mechanisms in coupled electricity markets. In: *Energy Policy* (119), S. 28–40, zuletzt geprüft am 18.09.2019.
- ČEPS (Hg.) (2017): Development Plan for the Transmission System of the Czech Republic 2017–2026, zuletzt geprüft am 18.07.2019.
- Compass Lexecon (2017): Assessment of the impact of the Polish capacity mechanism on electricity markets. Paris.
- Crampton, Peter; Stoft, Steven (2006): The Convergence of Market Designs for Adequate Generating Capacity with Special Attention to the CAISO's Resource Adequacy Problem. A White Paper for the Electricity Oversight Board. Center for Energy and Environmental Policy Research, zuletzt geprüft am 16.09.2019.
- Danish Ministry of Climate, Energy and Building (2012): DK Energy Agreement, zuletzt geprüft am 16.05.2018.
- Delegierte Verordnung (EU) 2018/540 der Kommission - vom 23. November 2017 - zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 347/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates in Bezug auf die Unionsliste der Vorhaben von gemeinsamem Interesse, zuletzt geprüft am 22.07.2019.
- Deloitte Consulting (Hg.) (2016): Un modelo energético sostenible para España en 2050. Recomendaciones de política energética para la transición. Madrid, zuletzt geprüft am 26.09.2019.
- Departament Strategii Rozwoju (Ministerstwo Rozwoju) (Hg.) (2017): Strategia na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju. do roku 2020 (z perspektywą do 2030 r.). Warschau (ISBN 978-83-7610-615-1), zuletzt geprüft am 18.07.2019.
- Department for Energy and Climate Change (Hg.) (2013): Long-term Nuclear Energy Strategy, zuletzt geprüft am 26.09.2019.
- Department of Energy & Climate Change (Hg.) (2016): Nuclear power in the UK, zuletzt geprüft am 26.09.2019.
- Department of Energy and Climate Change (Hg.) (2010): National Renewable Energy Action Plan for the United Kingdom. Article 4 of the Renewable Energy Directive 2009/28/EC, zuletzt geprüft am 26.09.2019.
- Dutch Heat Pump Association (Hg.) (2015): Heat pumps in domestic housing and demand management. Positioning paper, zuletzt geprüft am 26.09.2019.
- Ecofys; eclareon (2018): Cross-Border Renewables Cooperation. Study on behalf of Agora Energiewende. Unter Mitarbeit von Christian Redl und Matthias Buck. Hg. v. Agora Energiewende, zuletzt geprüft am 19.09.2019.
- Eidgenössische Elektrizitätskommission (Hg.) (2016): Stromversorgungssicherheit der Schweiz 2016. Bericht der ElCom. Bern, zuletzt geprüft am 27.09.2019.
- Energie-Control Austria (Hg.) (2017): „TARIFE 2.0“ Weiterentwicklung der Netzentgeltstruktur für den Stromnetzbereich. Positionspapier der Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control). Wien, zuletzt geprüft am 24.07.2019.
- Energinet.dk (Hg.) (2017): Environmental Report 2017. Environmental report for Danish electricity and CHP for 2016 status year. Fredericia, Denmark. Online verfügbar unter www.energinet.dk, zuletzt geprüft am 17.07.2019.
- Energy Regulatory Office (Hg.) (2017): Yearly Report on the Operation of the Czech Electricity Grid 2016. Prague, zuletzt geprüft am 22.07.2019.
- ENTSO-E (Hg.): Transparency Platform. Online verfügbar unter <https://transparency.entsoe.eu/>, zuletzt geprüft am 29.05.2019.
- Ess, Florian; Haefke, Lea; Hobohm, Jens; Frank, Peter; Wünsch, Marco (2012): Bedeutung der internationalen Wasserkraft-Speicherung für die Energiewende. Hg. v. Weltenergieerat Deutschland e.V. Prognos. Berlin. Online verfügbar unter http://www.prognos.com/fileadmin/pdf/publikationsdatenbank/121009_Prognos_Bericht_Internationale_Speicherung_WEC__9_Okt_ober_2012.pdf, zuletzt geprüft am 10.09.2014.

- Europäische Kommission (Hg.) (2017): Country Report Sweden 2017. Including an In-Depth Review on the prevention and correction of macroeconomic imbalances. SWD(2017) 92 final. Brüssel, zuletzt geprüft am 26.09.2019.
- Europe Beyond Coal (Hg.) (2019): Overview: National coal phase-out announcements in Europe. Status July 2019. Online verfügbar unter <https://beyond-coal.eu/wp-content/uploads/2019/07/Overview-of-national-coal-phase-out-announcements-Europe-Beyond-Coal-July-2019.pdf>, zuletzt geprüft am 29.08.2019.
- European Commission Expert Group (2017): Towards a sustainable and integrated Europe, Report of the Commission Expert Group on electricity interconnection targets. Hg. v. European Commission, zuletzt geprüft am 02.05.2019.
- European Commission (EC) (2014): Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014-2020, zuletzt geprüft am 10.02.2016.
- European Commission (EC) (Hg.) (2016a): EU Reference Scenario 2016. Energy, transport and GHG emissions - Trends to 2050.
- European Commission (EC) (2016b): Final Report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms. Commission Staff Working Document. Brussels. Online verfügbar unter <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52016SC0385&from=EN>, zuletzt geprüft am 07.09.2017.
- European Commission (EC) (2017): COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS: Communication on strengthening Europe's energy networks. Hg. v. European Commission (EC). Brussels.
- European Commission (EC) (2018): State aid: Commission approves six electricity capacity mechanisms to ensure security of supply in Belgium, France, Germany, Greece, Italy and Poland. Press release. Hg. v. European Commission (EC). Online verfügbar unter https://europa.eu/rapid/press-release_IP-18-682_en.htm.
- Eurostat (Hg.): Supply, transformation and consumption of electricity - annual data. nrg 105a. Online verfügbar unter http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_105a&lang=en, zuletzt geprüft am 20.05.2019.
- Filip Černoch; Jan Osička; Yulia Borchevska; Veronika Jurčová; Robert Ach-Hübner (2016): Energiewende. Impacts on energy security of the Czech Republic and Poland. Hg. v. Masaryk University Center for Energy Studies. Brno, zuletzt geprüft am 18.07.2019.
- Fingrid; Landsnet; Svenska Kraftnät; Statnett; Energinet.dk (Hg.) (2014): Nordic Grid Development Plan 2014, zuletzt geprüft am 26.09.2019.
- Framework agreement between the Swedish Social Democratic Party, the Moderate Party, the Swedish Green Party, the Centre Party and the Christian Democrats (2016). Online verfügbar unter <https://www.government.se>, zuletzt geprüft am 26.09.2019.
- Green, Richard; Pudjianto, Danny; Staffell, Iain; Strbac, Goran (2016): Market Design for Long-Distance Trade in Renewable Electricity. In: *The Energy Journal* (37), S. 5–22, zuletzt geprüft am 19.09.2019.
- IEA - International Energy Agency (Hg.) (2018): Energy Policies of IEA Countries: Slovak Republic 2018 Review, zuletzt geprüft am 22.07.2019.
- International Energy Agency (IEA) (Hg.) (2017): Electricity Information (2017 edition). Paris.
- Kenneth Van den Bergh; Kenneth Bruninx; Erik Delarue (2018): Cross-border reserve markets: network constraints in cross-border reserve procurement. In: *Energy Policy* (113), S. 193–205, zuletzt geprüft am 18.09.2019.
- Koch, Matthias; Bauknecht, Dierk; Heinemann, Christoph; Ritter, David; Vogel, Moritz; Tröster, Eckehard (2015): Modellgestützte Bewertung von Netzausbau im europäischen Netzverbund und Flexibilitätsoptionen im deutschen Stromsystem im Zeitraum 2020–2050. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft (ZfE)* 39 (1), S. 1–17. DOI: 10.1007/s12398-015-0147-2.
- Koch, Matthias; Flachsbarth, Franziska; Bauknecht, Dierk; Heinemann, Christoph; Ritter, David; Winger, Christian et al. (2017): Dispatch of Flexibility Options, Grid Infrastructure and Integration of Renewable Energies Within a Decentralized Electricity System. In: Valentin Bertsch, Wolf Fichtner, Vincent Heuveline und Thomas Leibfried (Hg.): *Advances in Energy System Optimization. Proceedings of the first International Symposium on Energy System Optimization*. Cham, Switzerland: Birkhäuser (Trends in Mathematics), S. 67–86.

- Kommunalkredit Austria AG; SCWP Schindhelm (Hg.) (2017): Investieren in Erneuerbare Energie 2017. Wien, zuletzt geprüft am 24.07.2019.
- Lechtenböhrer, Stefan; Gils, Hans-Christian; Sterchele, Philip; Kost, Christoph; Brucker, Lucas; Janßen, Tombke et al. (2018): RegMex - Modellexperimente und -vergleiche zur Simulation von Wegen zu einer vollstaendig regenerativen Energieversorgung, zuletzt geprüft am 12.07.2018.
- Lukas Fischer; Kurt Leonhartsberger (2019): Marktentwicklung von PV-Heimspeichersystemen in Österreich. Hg. v. 11. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien. Wien, zuletzt geprüft am 24.07.2019.
- Matthes, Felix Chr. (2019): Die Empfehlungen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ hinsichtlich Klimaschutz und Energiewirtschaft. Stellungnahme zur Anhörung des Ausschusses für Wirtschaft, Energie und Landesplanung des Landtags Nordrhein-Westfalen am 13. Februar 2019. Öko-Institut, zuletzt geprüft am 01.03.2019.
- Meyer, Roland; Gore, Olga (2015): Cross-border effects of capacity mechanisms: Do uncoordinated market design changes contradict the goals of the European market integration? In: *Energy Economics* (51), S. 9–20, zuletzt geprüft am 17.09.2019.
- Ministère de l’environnement, de l’énergie et de la mer, en charge des relations internationales sur le climat (Hg.) (2016): Programmation pluriannuelle de l’énergie. Décret no 2016-1442, zuletzt geprüft am 26.09.2019.
- Ministero dello Sviluppo Economico; Ministero dell’ambiente e della tutela del territorio e del mare (Hg.) (2018): Italy’s national energy strategy 2017. Online verfügbar unter <http://www.newslettereuropean.eu/italian-national-energy-strategy-sen-next/>, zuletzt geprüft am 25.09.2019.
- Ministry of Economy and Construction of the Slovak Republic (Hg.) (2010): National Renewable Energy Action Plan. (Slovak Republic), zuletzt geprüft am 22.07.2019.
- Ministry of Economy of the Slovak Republic (Hg.) (2014): Energy Policy of the Slovak Republic. New version, zuletzt geprüft am 22.07.2019.
- Ministry of Energy Poland (Hg.) (2018): Energy Policy of Poland until 2040 (EPP2040). Extract from the draft. Warschau, zuletzt geprüft am 18.07.2019.
- Ministry of Industry and Trade of the Czech Republik (Hg.) (2014): State Energy Policy of the Czech Republik. Prag, zuletzt geprüft am 18.07.2019.
- Ministry of Industry and Trade of the Czech Republik (Hg.) (2015): The National Action Plan of the Czech Republic for Renewable Energy Sources. Prag, zuletzt geprüft am 18.07.2019.
- Ministry of Petroleum and Energy (Hg.) (2012): National Renewable Energy Action Plan under Directive 2009/28/EC. Norway. Inofficial translation of September 2012, based on NRAP in Norway of June 2012, zuletzt geprüft am 26.09.2019.
- Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament und den Rat (COM(2015) 82 final). Erreichung des Stromverbundziels von 10 %, Vorbereitung des europäischen Stromnetzes auf 2020 (2015), zuletzt geprüft am 02.05.2019.
- Montelnews (2019): RTE denies blocking foreign firms from capacity market. Unter Mitarbeit von Aia Helena Brnic und Muriel Boselli. Hg. v. Montelnews. Online verfügbar unter <https://www.montelnews.com/en/story/rte-denies-blocking-foreign-firms-from-capacity-market/969822>.
- National Grid plc (Hg.) (2016): Future Energy Scenarios. GB gas and electricity transmission. Warwick, zuletzt geprüft am 26.09.2019.
- Nationalrat von Österreich (2019): Bundesgesetz über die Förderung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern. Ökostromgesetz 2012 – ÖSG 2012, vom Fassung vom 24.07.2019, zuletzt geprüft am 24.07.2019.
- Neubarth, Juergen (2017): Die Rolle der Speicherwasserkraft im österreichischen und europäischen Stromversorgungssystem. Technischer Bericht C. zu Endbericht Sustainable River Management – Energiewirtschaftliche und umweltrelevante Bewertung möglicher schwalldämpfender Maßnahmen. Wien, zuletzt geprüft am 24.07.2019.

- Öko-Institut; Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI) (Hg.) (2015): Klimaschutzszenario 2050. 2. Endbericht. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit; 2. Aufl. Unter Mitarbeit von Hans-Joachim Ziesing. Berlin.
- Ondrej Malík (Agust 2016): Demand Side Management System for Optimizing Operation of Power Grids with Renewable Energy Sources. Hg. v. Czech Technical University in Prague. Prague, zuletzt geprüft am 22.07.2019.
- Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency (Hg.) (2015): Szenarien für Strom- und Fernwärmeaufbringung und Stromnachfrage im Hinblick auf Klimaziele 2030 und 2050. Wien, zuletzt geprüft am 23.07.2019.
- Phil Baker; Edith Bayer; Jan Rączka (2015): Capacity market arrangements in Great Britain. Forum for Energy Analysis, zuletzt geprüft am 16.09.2019.
- Polski Sieci Elektroenergetyczne (Hg.) (2015): Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2016-2025. Konstancin-Jeziorna. Online verfügbar unter https://slidex.tips/queue/plan-rozwoju-w-zakresie-zaspokojenia-obecnego-i-przyszego-zapotrzebowania-na-ene-4?&queue_id=-1&v=1563434277&u=MTk0Lj11LjE4Ni4yNDU=, zuletzt geprüft am 18.07.2019.
- Publications Office of the European Union (Hg.) (2018): Energy balance sheets. 2016 DATA. 2018 edition, zuletzt geprüft am 09.09.2019.
- Repenning, Julia; Hermann, Hauke; Emele, Lukas; Jörß, Wolfram; Blanck, Ruth; Loreck, Charlotte et al. (2015): Klimaschutzszenario 2050. 2. Modellierungsrunde. Unter Mitarbeit von Hans-Joachim Ziesing. Hg. v. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB). Öko-Institut; Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI). Berlin. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/oekodoc/2451/2015-608-de.pdf>, zuletzt geprüft am 15.05.2017.
- Réseau de transport d'électricité (RTE) (2014): French capacity market. Report accompanying the draft rules. Paris. Online verfügbar unter http://www.rte-france.com/sites/default/files/2014_04_09_french_capacity_market.pdf, zuletzt geprüft am 21.09.2017.
- RED II 2018 (11.12.2018): Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen. In: *Amtsblatt der Europäischen Union* (L 328), S. 82–209. Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001>.
- EE-Richtlinie 2009 (23.04.2009): Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG. In: *Amtsblatt der Europäischen Union* (L 140), S. 16–62. Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009L0028&from=EN>.
- Ritter, David; Meyer, Roland; Koch, Matthias; Haller, Markus; Bauknecht, Dierk; Heinemann, Christoph (2019): Effects of a Delayed Expansion of Interconnector Capacities in a High RES-E European Electricity System. In: *Energies* 12(16) (3098). Online verfügbar unter <https://doi.org/10.3390/en12163098>, zuletzt geprüft am 28.08.2019.
- RTE (Hg.) (2015a): Bilan électrique 2014, zuletzt geprüft am 26.09.2019.
- RTE (Hg.) (2015b): Schéma décennal de développement du réseau de transport d'électricité. Édition 2015, zuletzt geprüft am 26.09.2019.
- RTE (Hg.) (2016): Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France. Edition 2016, zuletzt geprüft am 29.08.2019.
- S. Hijgenaar (2016): Electric vehicles - the driving power for energy transition. Master Thesis, zuletzt geprüft am 26.09.2019.
- Sandbag (Hg.): EU ETS Dashboard. Online verfügbar unter http://sandbag-climate.github.io/EU_ETS_Dashboard.html, zuletzt geprüft am 29.05.2019.
- Scottish Renewables (Hg.) (2016): The Benefits of Pumped Storage Hydro to the UK. Glasgow, zuletzt geprüft am 26.09.2019.
- Slovenská električná prenosová sústava, a. s. (Hg.) (2016): National Ten Year Network Development Plan for the period 2017 - 2026, zuletzt geprüft am 22.07.2019.

- Soltysinski, Kawecki & Szlezak (SK&S) (2018): Polish model of Capacity Market. Unter Mitarbeit von Krzysztof Cichocki, Tomasz Młodawski und Maciej Lewicki, zuletzt geprüft am 17.09.2019.
- Statnett (Hg.) (2015): Report to ACM, DERA and NVE on the NTCs on NorNed and Skagerrak, zuletzt geprüft am 26.09.2019.
- Statnett; Energinet.dk; Svenska Kraftnät; Fingrid (Hg.) (2016): Challenges and Opportunities for the Nordic Power System. Oslo, zuletzt geprüft am 26.09.2019.
- Strategia Energetica Nazionale (SEN). Documento di consultazione (2017), zuletzt geprüft am 29.08.2019.
- Strategia Energetica Nazionale 2017. Audizione Parlamentare (2017). Rom, zuletzt geprüft am 29.08.2019.
- Subdirección General de Planificación Energética y Seguimiento (Hg.) (2010): Plan de Acción Nacional de Energías Renovables de España (PANER) 2011-2020, zuletzt geprüft am 26.09.2019.
- Subdirección General de Planificación Energética y Seguimiento (Hg.) (2015): Planificación energética. Plan de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica 2015-2020. Madrid, zuletzt geprüft am 26.09.2019.
- Svenska Kraftnät (Hg.) (2015): Network Development Plan 2016 – 2025. A Ten-Year Plan for the Swedish National Grid. Sundbyberg, zuletzt geprüft am 26.09.2019.
- Swedish Energy Markets Inspectorate (Hg.) (2016): The Swedish Electricity and Natural Gas Market 2015. Eskilstuna, zuletzt geprüft am 26.09.2019.
- Tennbakk, Berit; Capros, Pantelis; Höschle, Hanspeter; Jenssen, Åsmund; Wolst, Justin; Zampara, Marilena (2016): Framework for cross-border participation in capacity mechanisms. Final Report. Hg. v. European Commission (EC), zuletzt geprüft am 16.09.2019.
- The Danish Government (2013): The Danish Climate Policy Plan. Towards a low carbon society. Hg. v. Danish Ministry of Energy, Climate and Buildings, zuletzt geprüft am 06.11.2015.
- The Parliamentary Office of Science and Technology (Hg.) (2015): Future of Natural Gas in the UK. POSTnote Number 513, zuletzt geprüft am 26.09.2019.
- The Swedish National Action Plan for the promotion of the use of renewable energy in accordance with Directive 2009/28/EC and the Commission Decision of 30.06.2009. (2010), zuletzt geprüft am 26.09.2019.
- Umweltbundesamt GmbH (Hg.) (2018): Klimaschutzbericht 2018. (2. korrigierte Auflage). Wien, zuletzt geprüft am 23.07.2019.
- United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) (Hg.): Member States' CRF submissions to UNFCCC 2018. Online verfügbar unter <https://unfccc.int/process/transparency-and-reporting/reporting-and-review-under-the-convention/greenhouse-gas-inventories-annex-i-parties/national-inventory-submissions-2018>, zuletzt geprüft am 29.05.2019.
- GEEV, vom 10.08.2017 (16.08.2017): Verordnung zur grenzüberschreitenden Ausschreibung für Strom aus erneuerbaren Energien (Grenzüberschreitende-Erneuerbare-Energien-Verordnung - GEEV).