

Energie in der Europäischen Union

- 3.1 Zahlen und Fakten
- 3.2 Potenziale einer Verzahnung von Strom- und Gasinfrastrukturen für die Energiewende
- 3.3 Geologische CO₂-Speicherung als Klimaschutzmaßnahme – Wohin geht die Reise?
- 3.4 Vom Abgas zum Rohstoff
- 3.5 EU-Winterpaket: Generalüberholung der europäischen Strommarktregeln
- 3.6 Nuklearstrategie in Frankreich und Großbritannien



3.1 Zahlen und Fakten

- **Konstanter Stromverbrauch bei starker Wirtschaftsleistung aber mildem Klima**
- **Erneuerbare Energien erreichen einen Anteil von 32,3 % an der gesamten Stromerzeugung**
- **Während die Stromerzeugungsleistung der erneuerbaren Energien um mehr als 30 GW anwächst, sinkt die Leistung der konventionellen Anlagen um ca. 10 GW**

Wirtschaftliche Rahmenbedingungen

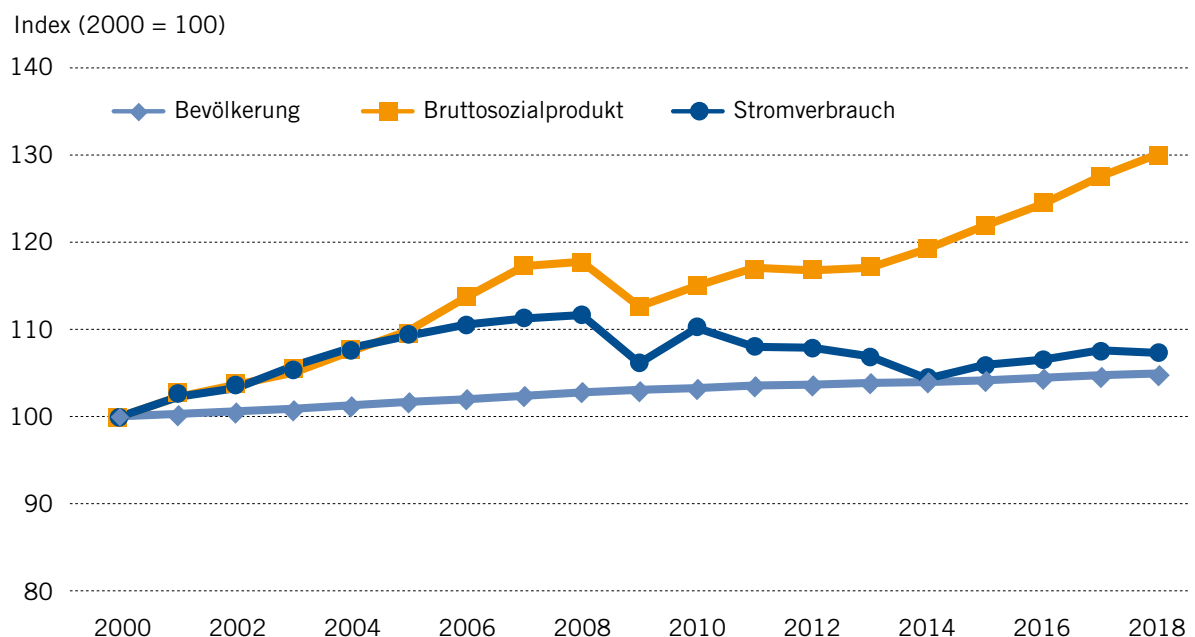
Das Bruttonationaleinkommen (BNE) der EU28 stieg im Jahr 2018 gegenüber 2017 um 2,0 % an. Das Wachstum der Einzelländer variierte dabei von 0,7 % in Dänemark bis zu 7,2 % in Irland. Die drei Länder mit dem absolut höchsten BNE, Deutschland, Großbritannien und Frankreich, wiesen ein Wachstum zwischen 1,3 % und 1,5 % auf. Die Bevölkerungszahl in der EU28 stieg u. a. durch Zuwanderungen im Jahr 2018 um 0,2 % auf ca. 511 Millionen an. Die Stromintensität (Stromverbrauch pro BNE-Einheit) sank weiter kontinuierlich wie in den Vorjahren im Jahr 2018 gegenüber 2017 um 1,7 % auf nunmehr 0,205 kWh/€. Dies bedeutet im Vergleich zu 2010 eine kumulierte Verbesserung in der Stromintensität um mehr als 13 %.

Stromverbrauch in der Europäischen Union

Der Stromverbrauch in der EU28 fiel trotz starker wirtschaftlicher Aktivität geringfügig im Jahr 2018 gegenüber 2017 um 0,3 % auf geschätzte 3.250 TWh. Dieser Sachverhalt wurde insbesondere durch das relativ milde Klima im Winter begünstigt. Der Stromverbrauch ist aber über die vergangenen vier Jahre relativ stabil gewesen und wurde weniger stark von Wettereinflüssen oder Wirtschaftsaktivität beeinflusst als der Primärenergieverbrauch. In den Jahren 2015–2017 wuchs der Primärenergieverbrauch jeweils um ca. 1 % pro Jahr und lag im Jahr 2017 um mehr als 5 % über dem gesetzten Zielwert für 2020.

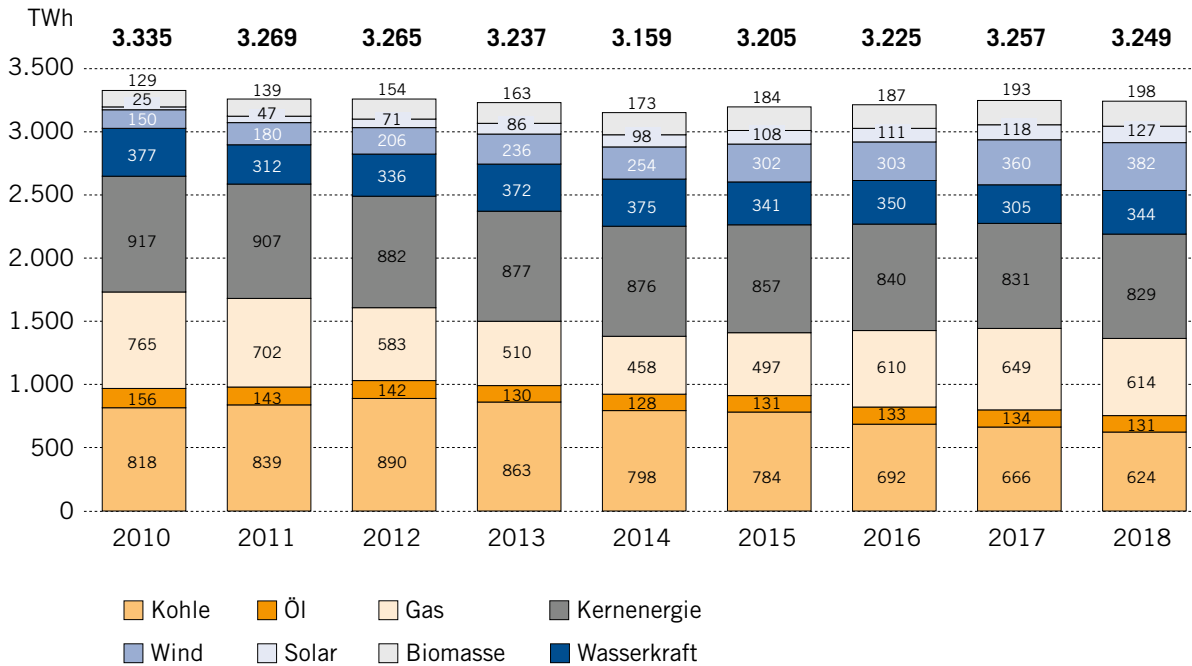
➔ **Erneuerbare Energien erreichen einen Anteil an der Brutto-Stromerzeugung von 32 %**

Abbildung 3.1: Entwicklung von Bevölkerung, Bruttonationaleinkommen und Stromverbrauch in EU28



Quellen: GlobalInsight, IHS Markit, Enerdata, Agora/Sandbag

Abbildung 3.2: Entwicklung der Brutto-Stromerzeugung EU28, 2010–2018 in TWh



Quellen: Agora/Sandbag, IHS Markit, Enerdata, Eurostat, nationale Statistiken

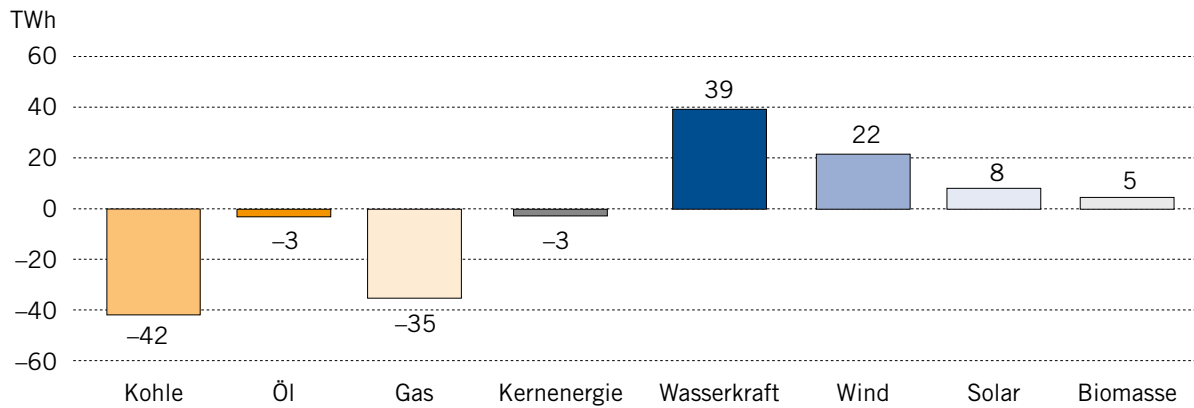
Der Energiemix in der Stromversorgung verschob sich weiter in Richtung der erneuerbaren Energien, die im Jahr 2018 nunmehr einen Anteil von 32,3 % (im Jahr 2017 nur 30,0 %) an der Brutto-Stromerzeugung erreichten. Dieser erhöhte Anteil beruht im Wesentlichen auf der höheren Erzeugung aus Wasserkraft (+39 TWh), die nach einem außergewöhnlich trockenem Jahr 2017 nunmehr wieder auf das langjährig mittlere Erzeugungsniveau zurückkehrte. Aber auch die Windenergie konnte deutlich zulegen (+22 TWh), während die solare Stromerzeugung trotz der starken Einstrahlung im Sommer nur um 8 TWh anstieg. Die hohen Temperaturen in den Sommermonaten wirken sich nachteilig auf den Wirkungsgrad der Solarmodule aus und die höchsten Produktionsraten werden eher in den Monaten April und Mai erreicht. Die Stromerzeugung aus allen erneuerbaren Energien in Summe überstieg im Jahr 2018 erstmalig die 1.000 TWh Marke in der EU28.

➔ Innerhalb der fossilen
Energieträger Verschiebung
von Kohle zu Gas

Die konventionelle Stromerzeugung sank im Jahr 2018 um mehr als 2 %-Punkte, deckte aber weiterhin mehr als zwei Drittel der gesamten Erzeugung ab. Die Erzeugung aus Kohle reduzierte sich um 42 TWh und setzte damit den seit 2013 beginnenden kontinuierlichen Rückgang fort. Dieser Trend wird auch in den folgenden Jahren anhalten, da zahlreiche Länder in der EU28 (u. a. Großbritannien, Frankreich, Schweden und aktuell auch Deutschland) einen mittelfristigen Ausstieg aus der Kohlestromerzeugung beschlossen haben. Auch die Stromerzeugung aus Gaskraftwerken sank im Jahr 2018 um 35 TWh, allerdings im Vergleich zu einer besonders hohen Erzeugung im Jahr 2017 und verbleibt über die letzten drei Jahre auf einem relativ hohen Niveau. Die nukleare Stromerzeugung blieb stabil gegenüber dem Jahr 2017, da Rückgänge in Belgien in der zweiten Jahreshälfte (-13 TWh) wegen Nichtverfügbarkeit von Reaktoren durch vermehrte Erzeugung aus Kernkraftwerken in Frankreich vollständig kompensiert wurden.

Die Stromerzeugung und damit auch der Verbrauch sind trotz Effizienzverbesserung auf der Verbraucherseite (z. B. LED-Beleuchtung, Verbrauchsetiketten für Elektrogeräte) relativ stabil in der EU28 über die letzte Dekade, da neue Anwendungen die Einsparungen im konventionellen Bereich kompensieren. Die zunehmende Elektrifizie-

Abbildung 3.3: Entwicklung der Stromerzeugung nach Energieträgern 2018 vs. 2017 in TWh

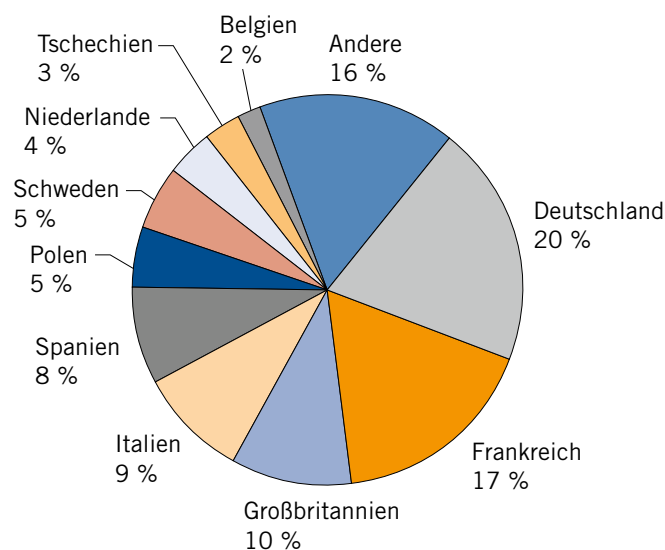


Quellen: Agora/Sandbag, IHS Markit, Enerdata, Eurostat, nationale Statistiken

rung von Anwendungen z.B. im Verkehr (Elektromobilität) oder in der Wärmeversorgung (Wärmepumpen) steht aber erst am Anfang. Die meisten Prognosen zeigen deshalb einen steigenden Strombedarf für die Zukunft. Dies ist nicht im Widerspruch zu den Zielen hinsichtlich Effizienzverbesserung bzw. Emissionsminderung, da eine Elektrifizierung grundsätzlich eine höhere Effizienz bietet und dem Zuwachs beim Stromverbrauch ein überproportionaler Rückgang beim Primärenergieverbrauch gegenübersteht.

In den meisten Prognosen für den Stromverbrauch ist noch nicht der potenzielle zusätzliche Strombedarf aus erneuerbaren Energien für die Produktion von synthetischen „grünen“ Brennstoffen über Elektrolyseverfahren enthalten. Diese „Power-to-X“-Verfahren werden zum einen für die Dekarbonisierung des Verkehrssektors (neben der direkten Elektrifizierung) und zum anderen für die Integration von hohen Anteilen an fluktuierenden erneuerbaren Energien benötigt werden, da ihr Betrieb an das Angebot/Nachfrageverhältnis ausgerichtet werden

Abbildung 3.4: Stromerzeugung im Jahr 2018 nach Ländern in Prozent



Quellen: Agora/Sandbag, IHS Markit, Enerdata, Eurostat, nationale Statistiken

kann. Längerfristig können die Elektrifizierung und die Herstellung von synthetischen Brennstoffen den Strombedarf nach aktuellen Studien um bis zu 30 % gegenüber dem heutigen Niveau erhöhen.

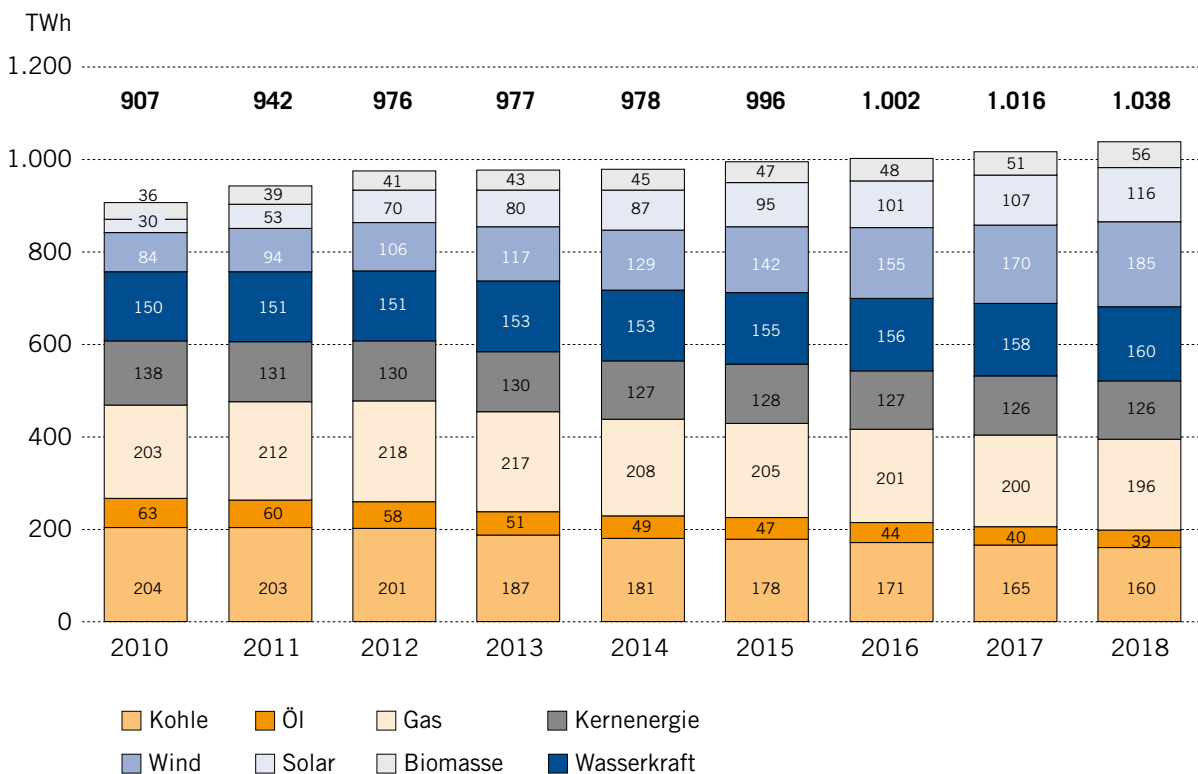
Bei der Stromerzeugung der einzelnen Mitgliedsländer der EU28 ist die signifikante Reduktion in Belgien mit -12,7 % im Jahr 2018 gegenüber 2017 besonders auffällig. Sie beruhte auf der Nicht-Verfügbarkeit von mehreren Kernkraftwerken wegen ungeplanter Revisionen aufgrund von Schadensfällen. Die um ca. 13 TWh geringere Erzeugung in Belgien wurde weitestgehend durch Kernkraftwerke in Frankreich ersetzt. In Ländern mit den höchsten Stromverbräuchen in der EU28 waren die Entwicklungen unterschiedlich: einerseits fiel der Stromverbrauch (Deutschland -0,8 %, Großbritannien -0,8 %, Italien sogar -1,6 %), während in anderen Ländern ein Zuwachs (Spanien +0,5 %, Tschechien +1,6 %) beobachtet wurde.

Kapazität für Stromerzeugung

Die Stromerzeugungskapazität betrug in der EU28 im Jahr 2018 ca. 1040 GW und stieg damit gegenüber 2017 um etwa 21 GW an. Der Zuwachs resultiert überwiegend aus dem erfolgten Zubau bei der Windenergie (+14 GW) und bei der solaren Stromerzeugung (+10 GW). Windenergie und Solar erreichten im Jahr 2018 gemeinsam eine installierte Leistung von über 300 GW. Im Jahr 2018 wurde erstmals nahezu ein Gleichstand zwischen der Leistung aller erneuerbaren Energien (517 GW) und der der konventionellen Stromerzeugungsanlagen (521 GW) erreicht.

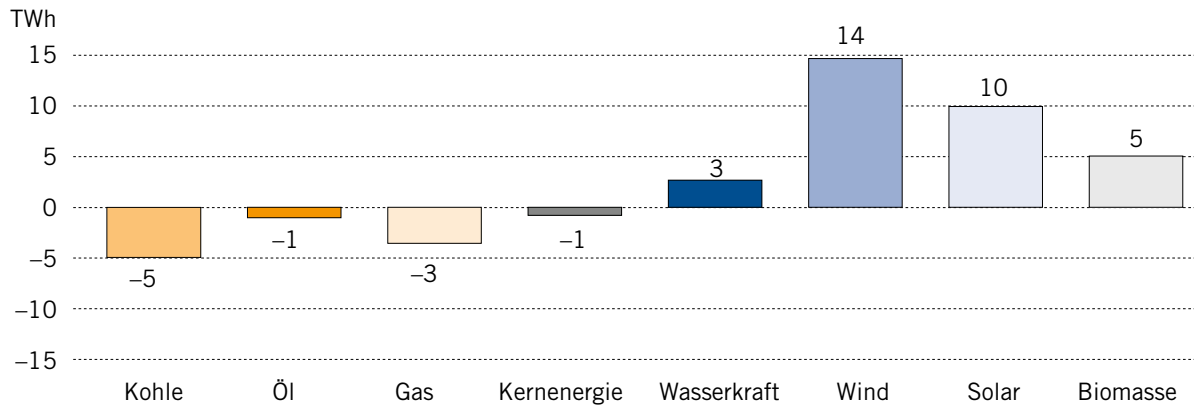
➔ Nahezu gleiche Kapazität für erneuerbare Energien und konventionelle Kraftwerke

Abbildung 3.5: Leistungsentwicklung von Stromerzeugungsanlagen 2010–2018 in GW



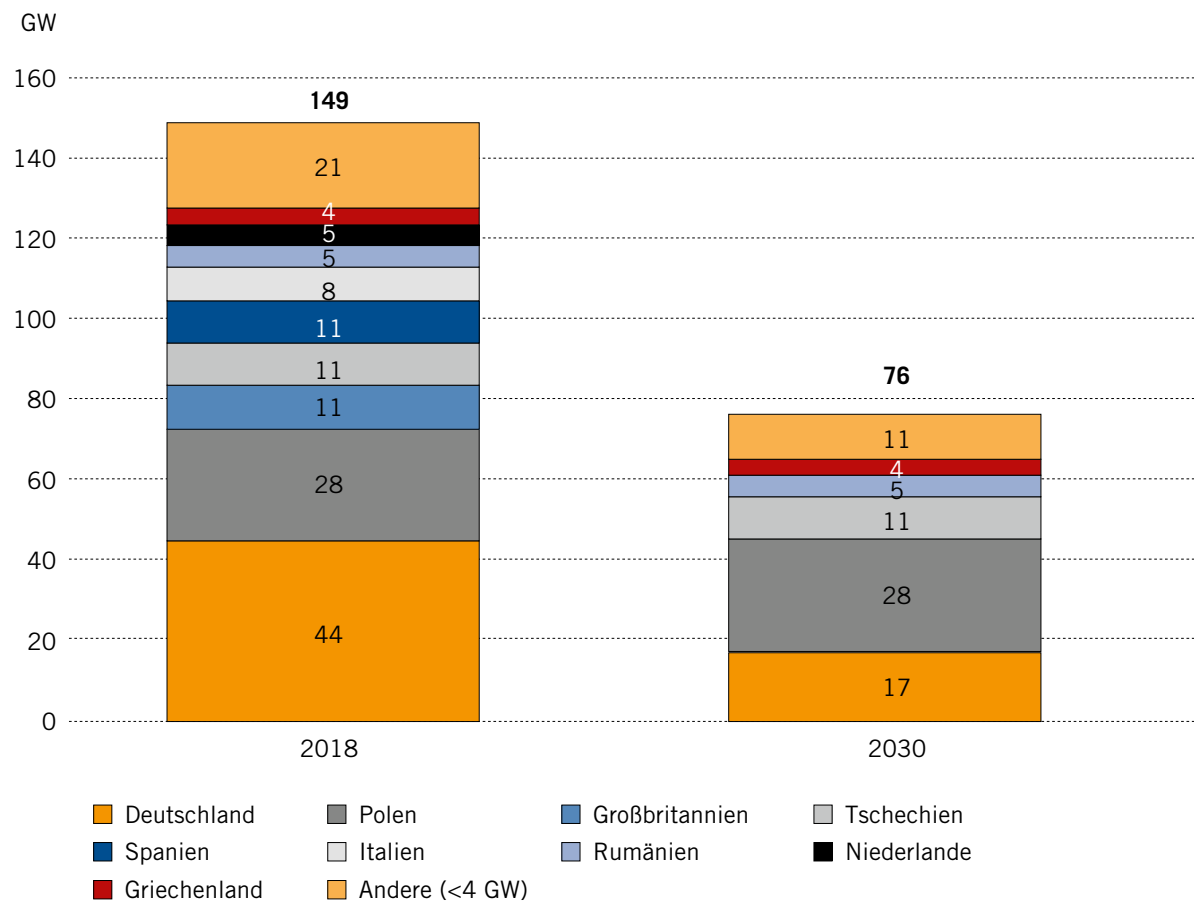
Quellen: Agora/Sandbag, IHS Markit, Enerdata, Eurostat, nationale Statistiken

Abbildung 3.6: Veränderung der Stromerzeugungskapazität 2018 vs. 2017 in GW



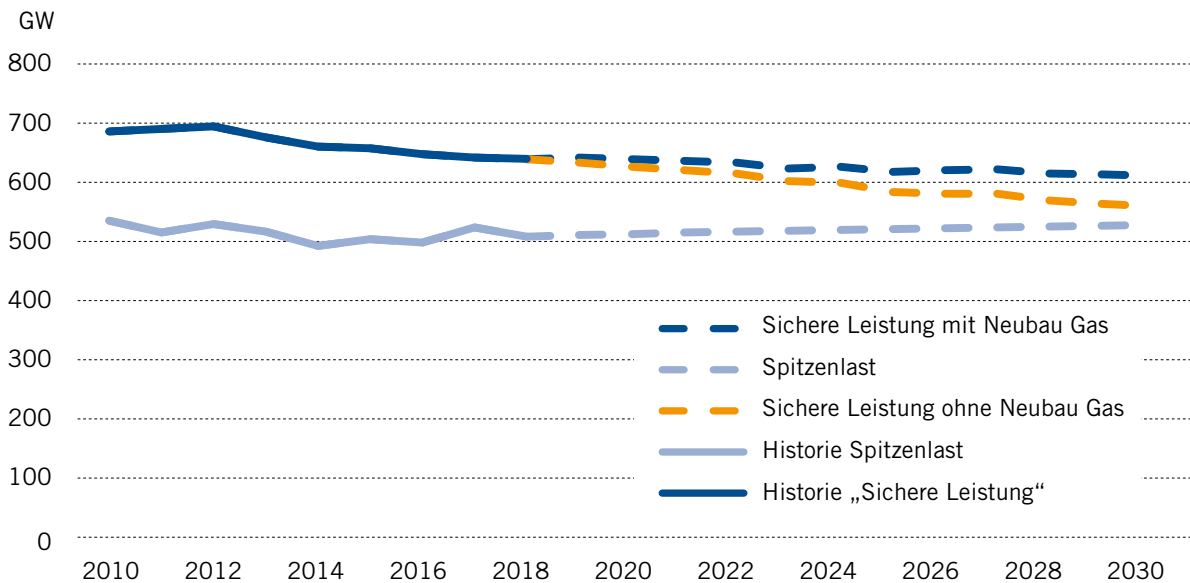
Quellen: IHS Markit, nationale Planungen, WindEurope, Solar Power Europe, IEA-PVPS

Abbildung 3.7: Ausblick für Kohlekraftwerksleistung in EU28 bis 2030 in GW



Quellen: Nationale Stilllegungsplanungen

Abbildung 3.8: Ausblick für Spitzenlast und gesicherte Kraftwerksleistung in EU28 bis 2030 in GW



Quellen: IHS Markit, nationale Planungen, eigene Analyse

Dem Zuwachs bei den erneuerbaren Energien (+31 GW) gegenüber wurde die Leistung der konventionellen Kraftwerke um 10 GW reduziert. Etwa die Hälfte der entfallenden Leistung bei den konventionellen Anlagen entfiel allein auf Kohlekraftwerke (-5 GW). Seit 2012 wurde die Leistung der konventionellen Kraftwerke kumuliert um ca. 86 GW vermindert.

Auch in Zukunft werden signifikante Leistungen an konventioneller Kraftwerkskapazität stillgelegt werden. Dies resultiert einerseits aus dem Erreichen der technischen Lebensdauer der Anlagen (45 % der thermischen Kraftwerke in der EU28 sind älter als 30 Jahre, 20 % sogar älter als 40 Jahre), oder aber aus expliziten Stilllegungsplänen wie z. B. für die Kohle. Bis 2030 wird nach derzeitigen Planungen die bisherige installierte Leistung für Kohlekraftwerke von 149 GW um etwa die Hälfte auf ca. 76 GW reduziert werden. Besonders hohe Stilllegungen von Kohlekraftwerken werden in Deutschland (-27 GW), Großbritannien (-11 GW), Spanien (-11 GW), Italien (-8 GW) und der Niederlande (-5 GW) erwartet.

Dem Rückbau an konventioneller Kraftwerksleistung steht eine mindestens konstante, eventuell sogar leicht ansteigende Spitzenlast im europäischen Stromnetz (derzeit ca. 510 GW) gegenüber. Für eine Bewertung der Versorgungssicherheit wird das Verhältnis von gesicherter Kraftwerksleistung und Spitzenlast analysiert. Macht man die üblichen Ansätze für die Analyse der gesicher-

ten Kraftwerksleistung (Abschläge für Revisionen, ungeplante stochastische Ausfälle für thermische Kraftwerke etc. und entsprechende Annahmen für die minimale Verfügbarkeit von erneuerbaren Energien zum Zeitpunkt der Spitzenlast für Wind 15 %, Solar 0 %, Biomasse 80 % und Wasserkraft 50 %), so resultiert für das Jahr 2018 eine gesicherte Leistung von ca. 640 GW und damit eine zur Zeit über die gesamte EU28 gemittelte komfortable Reservermarge von ca. 26 %.

→ Hohe Stilllegung bei den thermischen Kraftwerkskapazität in Zukunft erwartet

Aufgrund der erwarteten Stilllegungen für fossile und nukleare Kraftwerke in der EU28 von mehr als 160 GW bis 2030 wird die Reservermarge trotz eines veranschlagten Leistungszubaus von 15 GW für Nuklear (z. B. UK, Frankreich, Finnland, Ungarn), ca. 5 GW für Kohle (in Bau befindliche Anlagen vor allem in Polen) und von 51 GW für Gas auf die allgemein als minimale Reserve angesehene Marke von 15 % sinken¹. Sollte der Zubau an Gaskraftwerken wegen mangelnder Marktanreize gänzlich ausbleiben, so würde die Reservermarge auf ei-

¹ Quelle jeweils IHS Markit Rivalry Szenario 2018

nen unzureichenden Wert von 6 % abfallen. An diesem Ausblick würde sich auch durch einen umfangreichen Ausbau des Stromnetzes, Erweiterung der Kopplungskapazitäten bzw. Ausbau von Stromspeichern (insbesondere Batteriespeichern) nichts Wesentliches ändern. Eine besondere Herausforderung in der Versorgungssicherheit stellen die alljährlich mehrtätigen „Dunkelflauten“ dar, in denen Europa-weit kaum eine Einspeisung aus Wind- und Solaranlagen erfolgt. Sie können durch Kurzzeitspeicher wie Batterien nicht überbrückt werden.

→ Die sicher verfügbare Kraftwerkskapazität nimmt ab

Stromimporte/-exporte

Die Summe aller Stromimporte bzw. -exporte innerhalb der EU28 betrug in 2018 300 TWh und lag damit ca. 3 % niedriger als im Jahr 2017. Der saldierte Stromaustausch erreicht damit ca. 9 % des gesamten Stromverbrauchs in der EU28. Spitzenreiter als Stromexporteure war im Jahr 2018 Frankreich mit 62,5 TWh und verdrängte damit Deutschland mit einem Stromexportsaldo von 51 TWh im Jahr 2018 von der Spitzenposition aus dem Vorjahr.

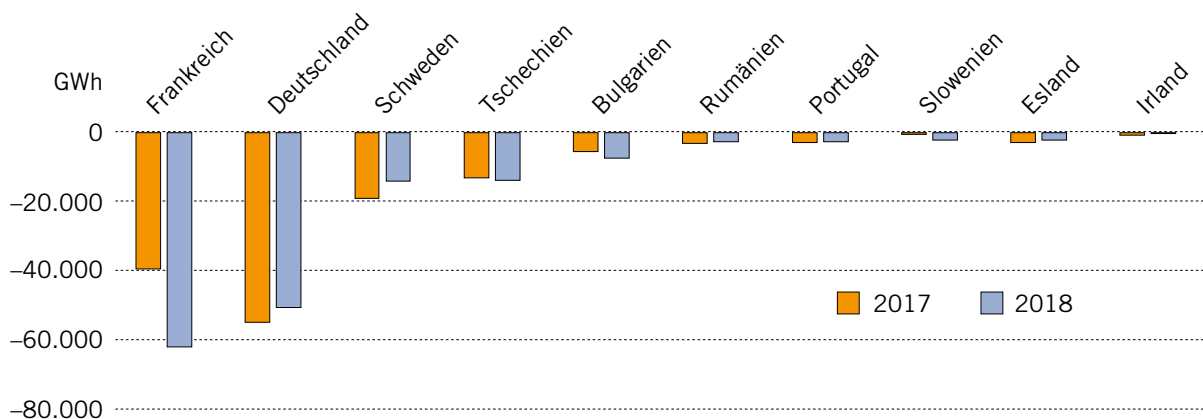
Bei den Stromimporten hat Italien eine dominante Position innerhalb der EU28. Im Jahr 2018 stiegen die Importe auf fast 44 TWh und machten allein ca. 15 % der gesamten Stromimporte in der EU28 aus. Der augenfällige Anstieg der Stromimporte in Belgien wurde bereits zuvor

erklärt. Darüber hinaus verzeichneten aber auch die meisten anderen Länder mit bereits zuvor hohen Stromimporten einen weiteren Anstieg im Jahr 2018 gegenüber 2017.

CO₂-Emissionen und Dekarbonisierungsoptionen

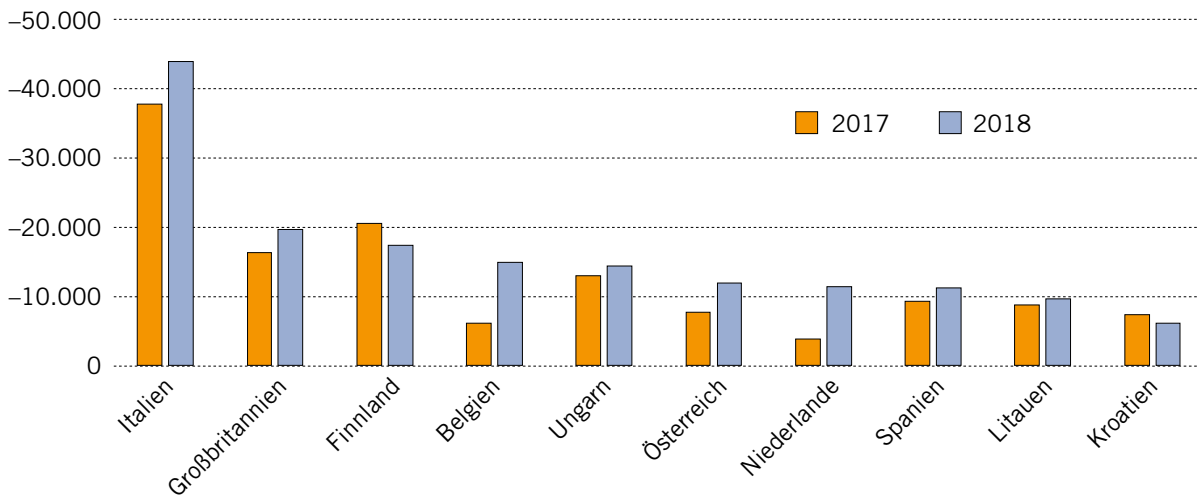
Die CO₂-Emissionen aus dem gesamten Energieverbrauch nahmen nach ersten Schätzungen der europäischen Umweltbehörde im Jahr 2018 leicht um 0,6 % zu gegenüber 2017. Ein besonderer Anstieg der Emissionen wird für die Länder Spanien, Frankreich und Polen erwartet. Die Zunahme der Emissionen im Jahr 2018 ist geringer als im Vorjahr (+1,8 % in 2017) und gefährdet noch nicht die Zielvorgaben für 2020 bzw. 2030. Diese können auf EU28-Ebene sehr wahrscheinlich eingehalten werden. Sie zeigen aber, wie schnell die emissionsmindernde Wirkung des wachsenden Beitrags der erneuerbaren Energien Wind und Solar PV durch einen Anstieg im gesamten Energieverbrauch, Wetterschwankungen oder leichte Änderungen im Energiemix der fossilen Energieträger kompensiert werden kann. Insbesondere der Verkehrssektor erweist sich aufgrund der stagnierenden oder sogar steigenden CO₂-Emissionen als besonders problematisch. Die CO₂-Emissionen aus dem Stromsektor konnten dagegen um geschätzte 5 % reduziert werden. Die Minderung resultierte aus der geringeren Erzeugung aller fossilen Energieträger, die durch den CO₂-freien Strom aus erneuerbaren Energien ersetzt wurde.

Abbildung 3.9: Stromexporte in den Jahren 2017 und 2018 für EU28-Länder mit den größten Stromexporten in GWh



Quellen: ENTSO-E

Abbildung 3.10: Stromimporte in den Jahren 2017 und 2018 für EU28-Länder mit den größten Stromimporten in GWh



Quellen: ENTSO-E

Im Jahr 2018 haben die Verbrauchssektoren Verkehr und Wärmeversorgung zunehmend Aufmerksamkeit hinsichtlich CO₂-Emissionen bzw. Schadstoffemission insgesamt erfahren. Während in den vergangenen Jahren im Stromsektor durch den Ausbau der erneuerbaren Energien signifikante Reduktionen in den Treibhausgasemissionen erzielt wurden, stagnierten diese oder stiegen in den genannten Verbrauchssektoren in der Vergangenheit sogar an. Zur Reduktion der CO₂-Emissionen in diesen Sektoren bieten sich neben der direkten Elektrifizierung durch Elektromobilität bzw. Wärmepumpen auch innovative Technologien (Elektrolyse und diverse Syntheseverfahren) zur Herstellung von synthetischen gasförmigen oder flüssigen Brennstoffen basierend auf Strom aus erneuerbaren Energien an. Synthetische, CO₂-arme flüssige Brennstoffe sind insbesondere für den Flug- und Schiffsverkehr von zwingender Bedeutung, da diese überwiegend nicht durch eine Elektrifizierung dekarbonisiert werden können. Im vergangenen Jahr wurden in der EU28 zahlreiche Demonstrationsprojekte für „Power-to-Gas/Liquids“ initiiert, die die großtechnische Einsatzfähigkeit der neuen Technologien unter Beweis stellen werden. Neben der Erzeugung in der EU28 werden auch Importe aus Ländern mit optimalen Produktionsbedingungen (minimale Stromkosten für erneuerbaren Energien, hohe Auslastungen) diskutiert. Hierzu wurde im vergangenen Jahr eine Studie vom Weltenergieat – Deutschland e. V. erstellt, die das Potential aufzeigte und die Fokusländer identifizierte.

Ausblick für das europäische Stromsystem bis 2030


Die Umwälzung im Energiemix im europäischen Stromsektor von fossilen zu erneuerbaren Energien geht weiter voran, wenn auch derzeit etwas weniger dynamisch als in den Anfangsjahren der Dekade. Die CO₂-arme Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wird in Zukunft zweifelsfrei immer mehr das „Rückgrat“ einer dekarbonisierten Energieversorgung insgesamt bilden. Die Sektorenkopplung, d. h. die Verknüpfung des Stromsektors mit den anderen Endverbrauchersektoren wie Verkehr und Wärmeversorgung für Gebäude und Industrie, wird übereinstimmend von allen Experten als der zentrale Hebel für eine umfassende Dekarbonisierung der gesamten Energieversorgung gesehen.

Dabei werden neben einer weitreichenden direkten Elektrifizierung von Anwendungen sicherlich auch die Bereitstellung von synthetischen Brennstoffen eine maßgebliche Rolle spielen. Synthetische Brennstoffe stellen nicht nur stromnetzunabhängige, CO₂-freie Energieträger mit hoher Energiedichte dar, sondern ihre zeitlich abgestimmte Herstellung kann auch einen Beitrag zur Stabilisierung eines Stromsystems mit einem hohen Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien leisten. Darüber hinaus bieten sie eine Option für großvolumige, langzeitige (saisonale) Energiespeicher, die die Batterien nicht bieten können. Letztere haben ihre Einsatzschwerpunkte in der kurzzeitigen Kompensation von Einspeiseschwankungen von Wind und Solar.

3.2 Potenziale einer Verzahnung von Strom- und Gasinfrastrukturen für die Energiewende

- **Neue Transport- und Speichermöglichkeiten für Erneuerbare durch Integration von Strom- und Gasinfrastrukturen**
- **Power-to-Gas kann helfen das Stromnetz zu stabilisieren, die Abregelung von Windenergie zu begrenzen und künftigen Netzausbaubedarf zu begrenzen**
- **Strom und Gas können sich in Zukunft gegenseitig ergänzen, um die europäischen Klimaziele zu erreichen**

Im Zuge der Energiewende muss ein steigender Anteil erneuerbarer Energien in das Energiesystem integriert werden. Dazu muss in den nächsten Jahren die Stromnetz-Infrastruktur runderneuert werden: Mehrere tausend Kilometer neuer Höchstspannungsleitungen und verstärkter bestehender Leitungen bilden dann das neue Energiewendenetz. Dieser gesetzlich festgelegte Netzausbau schafft nicht nur die Grundlage für die energiepolitischen Ausbauziele der Energiewende bis 2030, sondern ist auch die kostengünstigste und effizienteste Lösung hierfür. Allerdings reicht der Ausbau der Stromnetze allein nicht aus, um die ehrgeizigen Ziele der Energiewende auch nach 2030 erfolgreich umzusetzen. Eine Integration eines Anteils von 65 oder sogar 100 Prozent erneuerbarer Energien kann nicht allein mit dem Stromnetz bewältigt werden. Notwendig sind deshalb auch andere Lösungen: Neue Technologien sind notwendig, um die erneuerbaren Energien auch in anderen Sektoren als der Stromversorgung nutzbar zu machen. Digitalisierung, aber auch Speicher können hier einen wichtigen Beitrag leisten. Gerade bei Speichern sind allerdings technisch und wirtschaftlich überzeugende Lösungen zur Speicherung großer Mengen elektrischer Energie erforderlich. Power-to-Gas kann hier einen Beitrag leisten, da entsprechende Anlagen regenerativen Strom in Gas (grüner Wasserstoff oder Methan) umwandeln, das über die Gasnetze transportiert oder gespeichert werden kann. Der so umgewandelte regenerative Strom kann in anderen Sektoren eingesetzt werden. Diese umfassende Kopplung von Sektoren wie Energie, Verkehr, Industrie und Wärme stellt dem Energiesystem die benötigte Flexibilität zur Verfügung und liefert zusätzliche Transportmöglichkeiten für erneuerbare Energien.

 **Integration der Erneuerbaren erfordert Netzausbau, aber auch Speicher und Digitalisierung**

Power-to-Gas: Pilotprojekte bereiten Boden

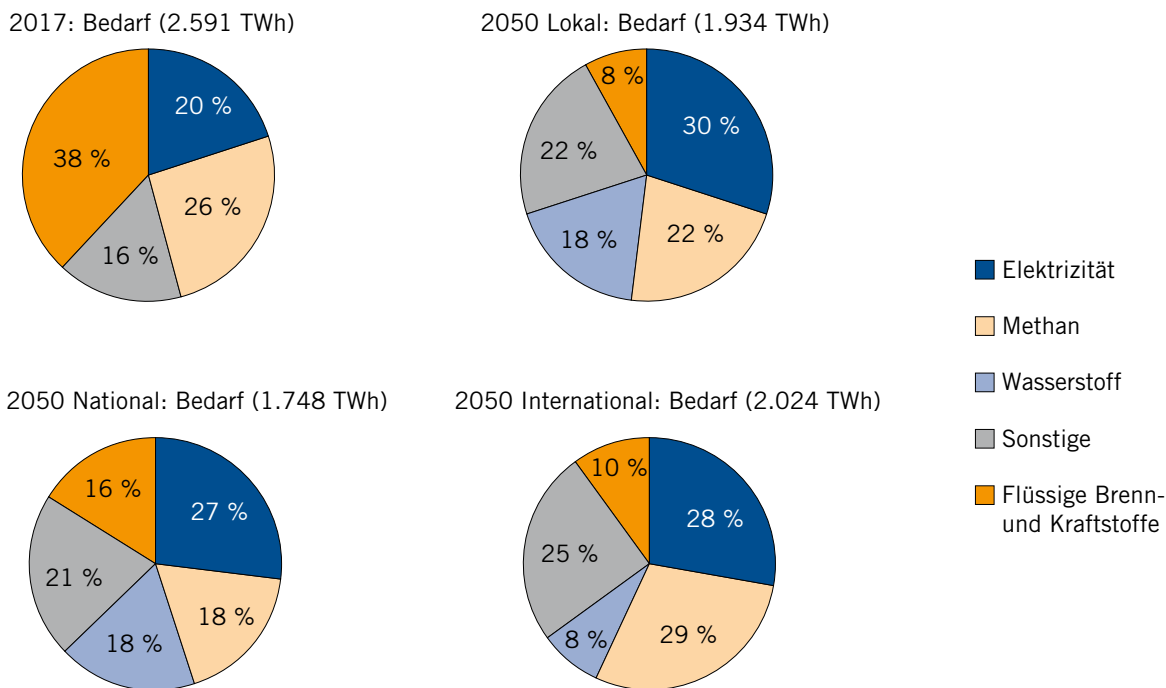
Aktuell laufen in Deutschland Pilotprojekte an, in denen erste Erfahrungen mit Power-to-Gas-Anlagen im industriellen Maßstab gesammelt und gleichzeitig die Entwicklung marktfähiger Strukturen und die Steigerung der Leistungsfähigkeit von Elektrolyseuren vorangetrieben

werden soll. Unter anderem wurden im Rahmen des Ideenwettbewerbs „Reallabore der Energiewende“ des Bundeswirtschaftsministeriums eine zweistellige Zahl von Projektskizzen eingereicht sowie weitere Pilotprojekte außerhalb dieses Rahmens vorangetrieben. In einigen dieser Projekte wollen die beteiligten Unternehmen 100 Megawatt-Power-to-Gas-Anlagen errichten und das umgewandelte Gas für die Sektorenkopplung nutzen.

Einigen dieser Projekte gemeinsam sind folgende Elemente: So planen die beteiligten Unternehmen den Bau ihrer entsprechenden Power-to-Gas-Pilotanlage an Standorten, an dem vor allem Offshore-Windstrom gesammelt wird. Die Anlagen sollen nach Inbetriebnahme grünen Strom in grünes Gas umwandeln. Dieses kann einerseits über bestehende Gasleitungen teilweise als reines H₂, teilweise nach Beimischung vom Standort des Elektrolyseurs in Ballungsräume transportiert werden, steht aber auch über Wasserstoff-Tankstellen dem Mobilitätssektor und über die Speicherung in Kavernen direkt der Industrie zur Verfügung. Gleichzeitig können die Power-to-Gas-Anlagen dazu beitragen, das Übertragungsnetz bei hoher Windstromeinspeisung von Engpässen zu entlasten und zu stabilisieren. So kann insbesondere überschüssiger Windstrom sinnvoll genutzt werden. Über die Dekarbonisierung von Industrie, Transport und Wärme hinaus wird damit dem Übertragungsnetz Flexibilität zur Verfügung gestellt, denn die Kopplung der Strom- und Gas-Infrastrukturen zum Transport und zur Speicherung von erneuerbar erzeugter Energie erhöht deren Verfügbarkeit zeitlich und örtlich.

Zu den Fragen, die mit den Anlagen untersucht werden sollen, gehören etwa die Entwicklung marktfähiger Strukturen, die Steigerung der Leistungsfähigkeit von Elektrolyseuren, das Zusammenspiel mit Industrie und Wärmesektor einschließlich Bewirtschaftungsmodellen von Speichern sowie die Vereinbarkeit mit volatiler Erzeugung, die Netzsteuerung und die die Bereitstellung von Systemdienstleistungen.

Abbildung 3.12: Jährlicher Bedarf in Deutschland 2017, sowie in drei Szenarien 2050



Quelle: Infrastructure Outlook 2050

ranreiben. Große Speicherkapazitäten (Batteriespeicher und Power-to-Gas) gleichen die schwankende Einspeisung kurzfristig und langfristig aus. Das zweite Szenario geht von einem starken Ausbau der Windenergieerzeugung aus, die vor allem über die Stromnetze transportiert wird. Auch hier werden Speicher in Form von Batteriespeichern und Power-to-Gas benötigt. Gleichzeitig wird ein erheblicher Anteil erneuerbaren Stroms in Wasserstoff und Methan umgewandelt und in anderen Sektoren genutzt. Das dritte Szenario geht davon aus, dass erneuerbarer Strom international dort erzeugt wird, wo die Quellen am wirtschaftlichsten verfügbar sind. Der erneuerbare Strom wird daher vor allem umgewandelt in Wasserstoff oder Methan importiert, während die innerdeutsche Erzeugung von erneuerbarer Energie niedriger ist als in den anderen beiden Szenarien.

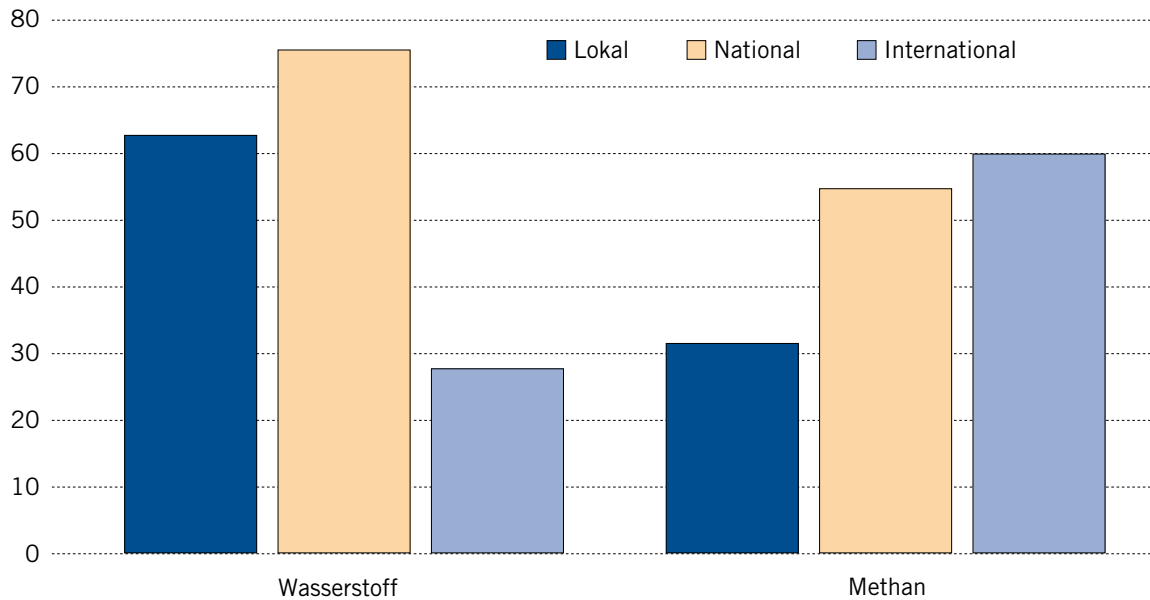
Über alle Szenarien hinweg kommt die Studie zu dem Ergebnis, dass 2050 die bestehenden Strom- und Gasinfrastrukturen im zukünftigen Energiesystem eine entscheidende Rolle spielen und sich ergänzen: Der direkte Transport von Strom bleibt für die Sektoren, in denen eine Elektrifizierung möglich ist, auch 2050 die beste und kostengünstigste Option. Eine Option für die Dekarboni-

sierung anderer Sektoren kann die Umwandlung von regenerativ erzeugtem Strom in (nachhaltige) Gase wie grüner Wasserstoff oder Methan sein. 2050 könnten so bis zu 30 Prozent des Verbrauchs in Deutschland durch Strom und bis zu 40 Prozent durch in Wasserstoff und Methan umgewandelten Strom gedeckt werden.

➔ Klimaziele 2050 durch stärkere Verzahnung von Strom- und Gasinfrastruktur unterstützen

Obwohl bis 2050 zusätzliche Stromspeicher (z. B. Batteriespeicher, Pumpspeicher) zur Verfügung stehen werden, braucht das Energiesystem laut Studie in Zukunft Gaskavernen, da sie mit ihrer großen Kapazität erneuerbare Energien saisonal und langfristig speichern können. Dadurch ist es möglich, Flexibilität für regelmäßige saisonale Effekte wie etwa Zeiten sehr geringer Solar- und/oder Windstromerzeugung in längeren Kälteperioden vorzuhalten. Die bestehenden Speicherkapazitäten für Methan in Deutschland reichen auch für den zukünftigen Bedarf (zwischen 30 und 60 TWh) aus, während die Kapazität

Abbildung 3.13: Benötigte Speicherkapazitäten für Wasserstoff und Methan in Deutschland für drei Szenarien 2050



Quelle: Infrastructure Outlook 2050

der Gaskavernen teils erhöht werden muss, um den Bedarf zu decken (zwischen 30 und 75 TWh).

Während der Infrastrukturausblick 2050 zu dem Schluss kommt, dass Power-to-Gas eine wichtige Rolle im zukünftigen Energiesystem spielen wird und so aus (überschüssiger) Sonnen- und Windenergie große Mengen an Wasserstoff gewonnen werden können, warnt er gleichzeitig: Power-to-Gas-Anlagen sollten in der Nähe von erneuerbaren Erzeugungsanlagen errichtet werden, um zu vermeiden, dass erneuerbarer Strom erst über weite Strecken zu ihnen transportiert werden muss. Ansonsten könnte dies zu einer Überlastung des Stromnetzes und damit zu einem höheren Netzausbaubedarf führen.

3.3 Geologische CO₂-Speicherung als Klimaschutzmaßnahme – Wohin geht die Reise?

- **Neue Perspektiven in ausgeförderten Erdöl- und Erdgaslagerstätten**
- **Kohlendioxid Speichergesetz (KSpG)**

Die Abscheidung von CO₂ aus Industrie- und Feuerungsanlagen und dessen Speicherung im Untergrund (CCS) kann einen signifikanten Beitrag zur Reduktion der Treibhausgasemissionen leisten. Weltweit existieren 43 operierende bzw. weitreichend geplante Großanlagen im Industriemaßstab (Global CCS Institute 2018). Die IEA (2016) und das GCCSI (2018) gehen davon aus, dass, neben Maßnahmen wie Effizienzverbesserungen, dem wachsenden Einsatz erneuerbarer Energien, Brennstoff-Wechsel beim Endverbraucher und dem Ausbau der Kernenergie, CCS-Technologien in der Mitte des Jahrhunderts global einen deutlichen Beitrag zur CO₂-Emissionsreduktion leisten müssen, um das 2 °C-Ziel einzuhalten. So stellt der Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) in seinem im Oktober 2018 veröffentlichten Sonderbericht ‚Global Warming of 1,5 °C‘ heraus, dass im 21. Jahrhundert zwischen 100 und 1000 Milliarden Tonnen CO₂ abgeschieden und entweder genutzt oder gespeichert werden müssen, um den globalen Temperaturanstieg zu begrenzen.

➔ **Nachnutzung vorhandener Infrastruktur für CCS**

Die erschöpften Kohlenwasserstofflagerstätten unter der Nordsee und deren benachbarte Aquifere bieten Möglichkeiten zu Speicherung anthropogener CO₂-Emissionen. Teile der bestehenden Infrastruktur, unter anderem Pipelines könnten genutzt werden, um CO₂ von Industrieanlagen an den Küsten zu den Speicherstandorten zu transportieren. In Großbritannien wurde bereits eine Lizenzoption für ein derartiges Projekt vor der Küste Schottlands vergeben (Crown Estate Scotland 2018).

CCS (engl. Abkürzung für „carbon dioxide capture and storage“) ist ein Akronym für die Prozesskette „CO₂-Abscheidung – Transport – geologische Speicherung“, bei der das Treibhausgas CO₂ an Punktquellen – z. B. Industrie- oder Feuerungsanlagen – abgeschieden und komprimiert, per Rohrleitung oder Schiff zu einem Speicherort transportiert und dort im geologischen Untergrund dauerhaft eingelagert wird.

CCU (engl. Abkürzung für „carbon dioxide capture and utilisation“) beschreibt ebenso die CO₂-Abscheidung an einer Punktquelle, jedoch eine nachfolgende Nutzung des CO₂.

Bei der Herstellung von Wasserstoff aus fossilen Energieträgern kann CO₂ abgeschieden und am Ort der Förderung gespeichert werden. Für Erdgas wird diese Option diskutiert. Für Kohle gibt es bereits weitgehende Planungen und Verträge zwischen Australien und Japan. Japan will zukünftig Wasserstoff importieren, der aus australischer Kohle gewonnen wurde (HESC und CarbonNet Projekte).

Als ein Instrument der Klimapolitik gibt es inzwischen weltweit 51 Kohlenstoff-Bepreisungsinitiativen, davon 25 Emissionshandelssysteme und 26 Kohlenstoffsteuern (World Bank 2018). In etlichen europäischen Ländern existieren sogar beide Maßnahmen nebeneinander, bspw. in den skandinavischen und den westeuropäischen Staaten. Die höchste Kohlenstoffsteuer erhebt Schweden mit 139 US\$/t CO₂-Äquivalente, gefolgt von der Schweiz, Finnland, Norwegen und Frankreich. In Norwegen war diese im Jahr 1991 eingeführte Besteuerung ein mitentscheidender Grund für die seit dem Jahr 1996 aktiv betriebene Abscheidung von CO₂ aus dem Erdgas im Feld Sleipner und dessen Re-Injektion in den Untergrund. In den USA gibt es seit 2018 – zunächst zeitlich auf 10 Jahre limitiert – unterschiedlich hohe Steuergutschriften für eine CO₂-Abtrennung und -Lagerung, je nach Kombination mit einer dauerhaften geologischen Speicherung oder mit einer EGR- (enhanced gas recovery) oder EOR- (enhanced oil recovery) Maßnahme.

Die Rolle der Emissionszertifikate in Europa

Im Europäischen Emissionshandelssystem (ETS) wird der CO₂-Ausstoß seit 2005 bepreist. In der Vergangenheit gab es ein Überangebot an Zertifikaten, entsprechend niedrig war ihr Preis. Ein wirtschaftlicher Anreiz zur Treibhausgasreduktion war somit nicht gegeben, als Klimaschutzinstrument zeigte der Emissionshandel nur bedingt Wirkung. Im April 2018 wurde das ETS reformiert. Dadurch hat sich der CO₂-Preis in den letzten Monaten deutlich erhöht (Agora Energiewende und Öko-Institut 2018).

➔ **Reform des Europäischen Emissionshandelssystems wird zur Neubewertung von CCS Technologie führen**

Im Kraftwerkssektor konnte die Abscheidung einer Tonne CO₂ von 100 US\$ auf etwa 60 US\$ gesenkt werden. Im Bereich der Erdgasverarbeitung, Düngemittelherstellung und Ethanolproduktion aus Biomasse liegen die Kosten pro vermiedener Tonne CO₂ derzeit zwischen 20 bis 33 US\$. In den energieintensiven Industrien der Eisen- und Stahlherstellung sowie der Zementproduktion liegen die Kosten noch höher bei 67 bis 119 sowie 104 bis 194 US\$/t CO₂ (GCCSI 2017). Forschung und Entwicklung sowie die Erfahrungen aus den weltweit laufenden Demonstrationsanlagen lassen weitere substanzielle Kostenreduktionen in den nächsten fünf bis sieben Jahren erwarten (GCCSI 2017). Zusammen mit steigenden Zertifikatspreisen werden Klimaschutzmaßnahmen für die Wirtschaft damit attraktiver.

Einen weiteren Anreiz zur Umsetzung von CCS-Projekten setzt die Europäische Union mit dem Innovations-Fond, der u. a. kommerzielle CCS-Demonstrationsprojekte unterstützt, die auf eine umweltverträgliche Abscheidung und geologische Speicherung von CO₂ abzielen. Die Finanzierung erfolgt aus dem Verkauf von 400 Millionen Zertifikaten der Reserve für neue Marktteilnehmer des ETS. Aufgrund der in der Vergangenheit niedrigen Zertifikatspreise und unterschätzten Problemen in Bezug auf Technik, soziale Akzeptanz und damit verbundenen Genehmigungsschwierigkeiten wurden 11 der als förderungswürdig ausgewählten CCS-Projekte aus dem Vorgängerprogramm „NER300“ zurückgezogen. Das letzte verbliebene Projekt war White Rose in Großbritannien, aus dem sich die britische Regierung jedoch Anfang 2016 zurückzog. Acht Jahre nach Inkrafttreten des Programms gibt es in der Europäischen Union kein CCS-Demonstrationsprojekt. Geplanter Start des neuen Programms ist das Jahr 2021.

Was passiert in Deutschland?

Im Jahr 2012 trat in Umsetzung der Richtlinie 2009/31/EG der EU in Deutschland das „Gesetz zur Demonstration der dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid (Kohlendioxid-Speicherungsgesetz – KSpG)“ in Kraft. Es regelt zunächst – Anträge durften bis zum 31.12.2016 bei den zuständigen Behörden gestellt werden – die Erforschung, Erprobung und Demonstration von Technologien zur dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid in unterirdischen Gesteinsschichten. Die Bundesländer können bestimmen, dass eine Erprobung nur in bestimmten Regionen zulässig oder in bestimmten Gebieten unzulässig ist. Diese „landesrechtliche Ausstiegs Klausel“ wurde von den Bundesländern mit den vermutlich höchsten Speicherpotenzialen Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vor-

pommern und Niedersachsen per Landesgesetz flächendeckend genutzt, in Brandenburg gibt es dazu einen Landtagsbeschluss mit analoger Wirkung. Die Bundesregierung hat dem Parlament im Dezember 2018 einen Bericht zur Evaluierung des Kohlendioxid-Speicherungsgesetzes übergeben, in dem über die Anwendung des Gesetzes seit 2012 in Deutschland sowie über die international gewonnenen Erfahrungen berichtet wird (Deutscher Bundestag Drucksache 19/6891). Demnach wurden in Deutschland innerhalb der gesetzlichen Frist keine Speicheranträge gestellt. Da „die Bundesregierung unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen derzeit keine Notwendigkeit für gesetzgeberische Maßnahmen im Bereich des Kohlendioxid-Speicherungsgesetzes“ sieht, wird es vorerst keine CO₂-Speicher in Deutschland geben. Durch das Bundesberggesetz und die entsprechenden Ausführungen im Kohlendioxid-Speicherungsgesetz KSpG sind die möglichen geologischen und geotechnischen Risiken und der Umgang mit diesen bestmöglich gewürdigt. Darüber hinaus werden seit dem Jahr 2012 von ISO – auf deutscher Seite unterstützt durch entsprechende Spiegelgremien beim DIN – untergesetzliche Regelwerke für alle Schritte der CCS-Prozesskette formuliert. Diese Maßnahmen schließen natürlich nicht jegliches Risiko, bspw. infolge Fahrlässigkeit, aus.

Pilotprojekte zeigen die Machbarkeit der CSS-Technologie

Am Forschungsstandort Ketzin, nahe Potsdam, wurden zwischen 2008 und 2013 insgesamt 67.271 t CO₂ in porösen Sandsteinschichten in 630 bis 650 m Tiefe gespeichert. Das Pilotprojekt ist abgeschlossen. Die Bohrungen sind inzwischen verfüllt und der Standort ist rückgebaut (GFZ 2018).

Das BMBF fördert CCU-Projekte der stofflichen Nutzung von CO₂ zur Verbreitung der Rohstoffbasis, beispielsweise in der Fördermaßnahme CO₂-Plus (2010–2016). Im laufenden Kopernikus-Projekt „Power-to-X“ (BMBF 2018a) erforscht ein großes Konsortium Technologien, die Strom aus erneuerbaren Quellen in stoffliche Energieträger und Chemieprodukte umwandeln sollen. Das Projekt „Carbon2Chem“ erforscht die Nutzung von Hüttengasen, die bei der Stahlerzeugung anfallen, als Ressource für Basischemikalien BMBF (2018b).

Im September des Jahres 2018 hat die Deutsche Akademie der Technikwissenschaften acatech das Positionspapier „CCU und CCS – Bausteine für den Klimaschutz in

der Industrie“ vorgestellt (acatech 2018). In dem Papier wird die mögliche Einsparung fossiler Rohstoffe durch CCU hervorgehoben. Da durch eine zukünftige Kreislauf-führung des Kohlenstoffs jedoch keine nachhaltige Min-derung großer CO₂-Mengen erwartet wird, sollte CCS für industrielle Quellen in der Debatte um Klimaschutzoptio-nen und mögliche Wege der Emissionsminderung nicht ausgeschlossen werden.

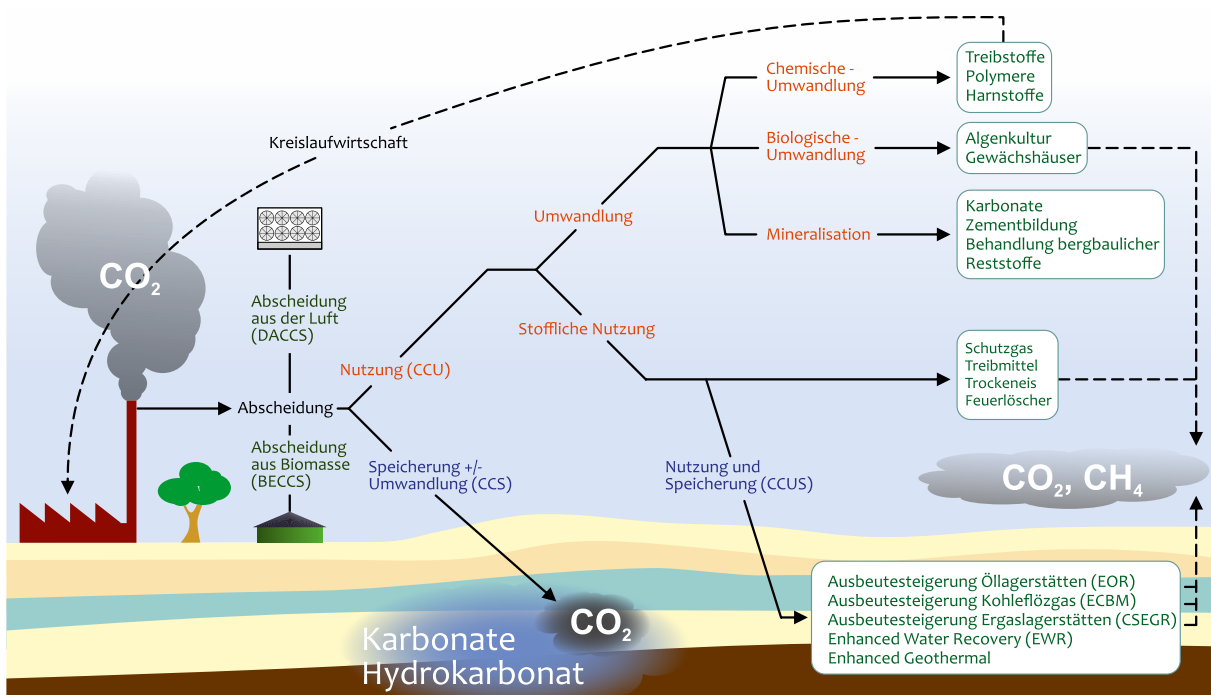
Andere Wege der CO₂-Abscheidung und Speicherung

Neben Industrie- und Feuerungsanlagen, die CO₂ aus geogenen Kohlenstoffquellen emittieren, werden auch die Abscheidung und Speicherung von CO₂ bei der Nut-zung von Biomasse (BECCS) oder der direkten Abscheidung aus der Luft (DACCS) erprobt. Mit diesen Verfahren erhofft man sich „negative Emissionen“ erreichen zu können, wenn die Menschheit die CO₂-Neutralität bis zur Mitte dieses Jahrhunderts nicht erreichen kann und CO₂ aus der Atmosphäre entfernen muss.

Die technisch aufwendige Entfernung von CO₂ direkt aus der Luft könnte an geeigneten Speicherstandorten erfol-gen. Ob die derzeit in Pilotanlagen getestete Technologie unter Berücksichtigung des Material- und Flächenbe-darfs sowie der Betriebsmittel und des Strombedarfs eine tragfähige Lösung im erforderlichen großen Maßstab wä-re, ist derzeit noch eine offene Frage. In der zweiten Hälfte des Jahrhunderts könnten nach Ansicht einiger Wissenschaftler (Rockström et al. 2017) 5 Gt bis 10 Gt CO₂-Emissionen jährlich durch BEECS vermieden wer-den sollen. Der dafür notwendige, großflächige Anbau von nachwachsenden Rohstoffen wird nicht nur von Bio-fuelwatch als ökologisch sehr problematisch angesehen (Ernsting & Munnion 2015).

➔ Kohlendioxid wird schon lange zur Erhöhung der Produktion konventioneller Lagerstätten genutzt

Abbildung 3.14: Schematische Übersicht über verschiedene Technologiepfade zur Abscheidung, Nutzung und Speicherung von CO₂



Quelle: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR)

Im Untergrund kann CO₂ im Porenraum der Gesteine gespeichert werden. Andere Konzepte setzen auf die Lösung von CO₂ in salinaren Tiefenwässern, wobei Hydrogenkarbonat-Anionen entstehen, oder die Umwandlung in reaktiven Gesteinen zu festen Karbonaten. Bei der Ausbeutesteigerung von Öllagerstätten durch CO₂-Fluten (CO₂-EOR) werden Speicherung und Nutzung miteinander kombiniert (CCUS). Diese Technologie wird im industriellen Maßstab bereits seit 1972 in Nordamerika eingesetzt. Dafür wird CO₂ überwiegend an Industrieanlagen mit hohen CO₂-Gehalten in den Gasströmen abgeschieden, seit Ende 2016 aber auch erstmals kommerziell an einem Kohlekraftwerk in Texas. Das zur Ausbeutesteigerung von Erdöllagerstätten genutzte CO₂ verbleibt dabei zum Teil im Untergrund. In ähnlicher Weise wird CO₂ auch in erschöpfte Erdgaslagerstätten (CSEGR) oder zur Flözgasgewinnung in nicht abbauwürdige Kohleflöze geleitet (ECBM). Diese beiden Verfahren wurden bisher nur in wenigen Pilot- und Demonstrationsprojekten eingesetzt. Wissenschaftler in China und den USA propagieren, CO₂ in salinaren Aquiferen zu speichern und gleichzeitig das Formationswasser zu fördern, um in Entsalzungsanlagen Wasser zur Bewässerung semi-arider Gebieten zu gewinnen (EWR). Dadurch könnten Probleme durch die Verdrängung von Salzwasser im Untergrund vermieden werden. Stattdessen fallen dann jedoch Salze und Laugen obertage an, für deren Nutzung oder Entsorgung dann Lösungen gefunden werden müssen. Heizkraftwerke könnten einen Teil ihres Energiebedarfs aus Geothermiebohrungen beziehen, CO₂ abscheiden und dieses in gelöster Form in den Bohrungen zur Reinjektion des abgekühlten Thermalwassers mit versenken.

Fazit

In der Fachwelt werden unterschiedlichste Optionen zur wirklichen oder vermeintlichen Reduktion von CO₂-Emissionen in die Atmosphäre diskutiert. Für diese Diskussion ist eine objektive Vergleichbarkeit der Optionen anzustreben, beispielsweise mittels umfassender Lebenszyklusanalysen. Unabhängig von der Bewertung der Optionen erscheint es grundsätzlich notwendig für den Standort Deutschland, eine neue, unvoreingenommene Debatte aller gesellschaftlichen Interessenvertreter über CCS und CCU in Gang zu setzen.

3.4 Vom Abgas zum Rohstoff

- **Chemie setzt zunehmend auf CO₂ als Alternative zum Erdöl**
- **Erste Produkte am Markt – zahlreiche Forschungsprojekte**
- **Beitrag zu Ressourceneffizienz und Kreislaufwirtschaft**

Ein Abgas, das dem Klima schadet – so wird Kohlendioxid überwiegend wahrgenommen. In der Chemie- und Kunststoffindustrie betrachtet man das Molekül jedoch zunehmend mit anderen Augen: Die Branche entwickelt und nutzt vermehrt nachhaltige Rohstoffe aus CO₂, um ihre Produkte klimafreundlicher herzustellen. Auch Wissenschaft, Politik und Investoren sehen hier vielversprechende Perspektiven.

Bislang benötigt die Chemie für ihre Produktion überwiegend fossile Rohstoffe, vor allem Erdöl. Diese liefern neben Energie auch den Kohlenstoff, aus dem chemische Produkte wie Farbstoffe, Medikamente und auch Kunststoffe bestehen.

Gemessen am gesamten weltweiten Verbrauch liegt der Erdölbedarf der Chemiebranche heute bei 7 bis 8 %. Experten halten aber für möglich, dass die relative stoffliche Nutzung von Erdöl bis 2050 auf 25 bis 30 % steigt, da die Nachfrage nach Chemie- und Kunststoffprodukten weiter wachse und gleichzeitig andere Sektoren wie der Mobilitätssektor voraussichtlich prozentual weniger Öl benötigten.

Die Nutzung von Erdöl setzt allerdings klimaschädliche Treibhausgase frei, allen voran CO₂. Die Chemieindustrie ist hier der drittgrößte Emittent in Europa. Damit hat der Sektor im Umkehrschluss eine sehr wichtige Rolle und kann dazu beitragen, die EU-Klimaschutzziele zu erreichen (80 bis 95 % weniger Treibhausgase bis 2050 verglichen mit 1990), damit die zunehmende Erderwärmung noch begrenzt werden kann. Als Basisindustrie hat die Chemie zudem Auswirkungen auf die Nachhaltigkeitsbilanz und den Klimaeffekt nachgelagerter Branchen.



CO₂ wird zunehmend zum Ersatz für Erdöl.

(Bild: Covestro)

Gleichzeitig muss sich die Chemieindustrie darauf einstellen, dass die Verursachung von Treibhausgasen künftig mehr kostet. 2018 haben sich die Preise für CO₂-Zertifikate im Vorgriff auf die Reform des europäischen Emissionshandels bereits vervielfacht. Experten vermuten, dass sie bis 2023 noch weiter klettern könnten, auf 35 bis 40 Euro pro Tonne.

Weg vom Erdöl

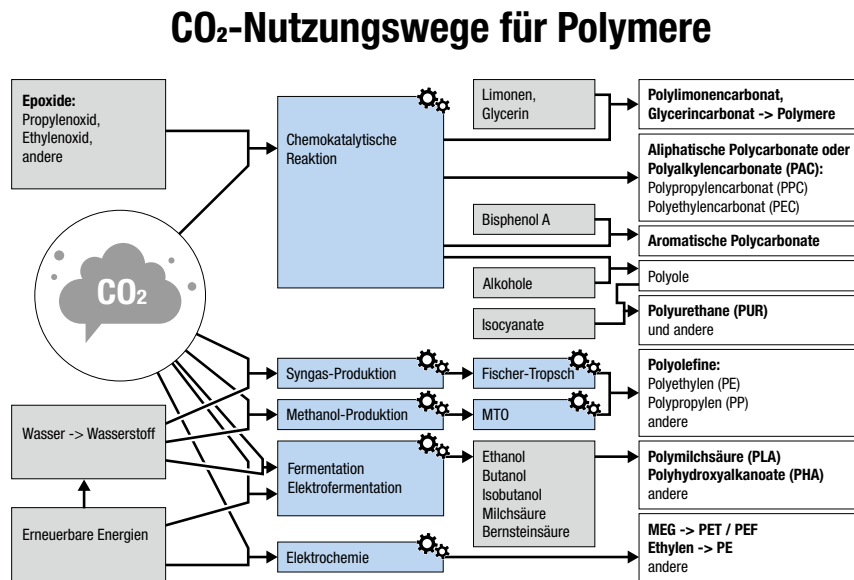
Gründe genug, die Umstellung der Ressourcenbasis voranzutreiben. Daran arbeitet die Chemie- und Kunststoffbranche schon seit längerem, indem sie pflanzliche Biomasse statt Erdöl als Kohlenstoff-Quelle nutzt. Von 2008 bis 2015 ist in der EU der Anteil an pflanzlichem Kohlenstoff in der Produktion von elf auf 14 % gestiegen. Die Herstellung erfolgt inzwischen zu einem großen Teil mittels der industriellen („weißen“) Biotechnologie bei milden Reaktionsbedingungen. Auch der Aufbau komplexerer chemischer Verbindungen auf Pflanzenbasis ist technisch zunehmend möglich.

➔ Chemie noch stark abhängig von fossilen Rohstoffen

Nun eröffnen sich zwei weitere Perspektiven. Zum einen gerät mit der von Brüssel vorangetriebenen Transformation zur Kreislaufwirtschaft das Recycling verstärkt in den Blick, um Abfälle als Kohlenstofflieferanten zu nutzen. Hierbei sollten alle technischen Möglichkeiten berücksichtigt werden – also auch das chemische Recycling, wodurch sich direkt neue Rohstoffe gewinnen lassen.

Wachsendes Interesse an CO₂

Zum anderen bietet sich an, Kohlendioxid als Ersatz für Erdöl zu verwenden. In diversen Studien zum Thema aus der jüngsten Zeit heißt es, die Verwendung von CO₂ in der chemischen Industrie sei eine „interessante technologische Option“, vornehmlich bei der Ressourcenschonung. Das Thema stoße auf „wachsendes Interesse“ in Industrie, Wissenschaft und Politik. Auf diesem Gebiet sei in den letzten fünf Jahren „beachtlicher Fortschritt“ erzielt worden.

Abbildung 3.15: CO₂ bietet der Kunststoffindustrie zahlreiche Optionen.Alle Abbildungen verfügbar unter www.bio-based.eu/markets

© -Institute.eu | 2019

Grafik: nova-Institut

Zahlreiche wissenschaftliche Einrichtungen, Industrieunternehmen und Start-ups beschreiten bereits diesen nachhaltigen neuen Weg und kooperieren in großen Projekten. So arbeiten Experten zufolge bereits rund 30 Unternehmen aus Asien, Europa und Nordamerika an einer Vielzahl von CO₂-basierten Kunststoffen. Inzwischen seien mehr als 160.000 Tonnen CO₂-basierte Polymere auf dem Markt, schreibt das renommierte nova-Institut in einer Studie vom Februar 2019.

➔ Immer mehr Unternehmen setzen auf CO₂ als Kohlenstoff-Lieferanten

Unter anderem werden Komponenten für Polyurethan-Schaumstoffe und Bindemittel vertrieben, die teilweise mit Kohlendioxid hergestellt werden und in Matratzen beziehungsweise Sportböden Verwendung finden können. Das große Potenzial und die Vielzahl von innovativen Ansätzen wird auch auf zahlreichen internationalen Tagungen deutlich wie der „7th Conference on Carbon Dioxide as Feedstock for Fuels, Chemistry and Polymers“, die im März 2019 in Köln stattfand.

Erkundung, Entwicklung und Einsatz alternativer Rohstoffe werden auch auf politischer Ebene gefördert – etwa durch das EU-Forschungsrahmenprogramm „Horizon 2020“, das 2021 mit „Horizon Europe“ fortgesetzt werden soll. In Deutschland wird das Thema beispielsweise im Zuge des Ende 2017 von der Bundesregierung aufgelegten Rahmenprogramms „Forschung für Nachhaltige Entwicklung – FONAS“ vorangetrieben.

So betonte der Staatssekretär im Bundesministerium für Bildung und Forschung, Dr. Georg Schütte, anlässlich des Rohstoffgipfels 2018 an der Technischen Universität Berlin: „Wir unterstützen den Ersatz fossiler Rohstoffe durch gezielte Forschungsförderung im Bereich der Bioökonomie und der Nutzung von CO₂. So sichern wir auch unsere internationale Wettbewerbsfähigkeit.“

3.5 EU-Winterpaket: Generalüberholung der europäischen Strommarktregeln

- **Spaltung der deutschen Preiszone durch weite Öffnung der Interkonnektoren für Handelsgeschäfte abwendbar**
- **Neue und klarer definierte Rollen stärken Funktionsfähigkeit des Marktes**
- **Ziele für erneuerbare Energien (32 %) und Energieeffizienz (32,5 %) verbinden Binnenmarkt und Energiewende**

Das sogenannte Winterpaket soll durch eine Weiterentwicklung der Regeln für den Strombinnenmarkt sowie der Vorgaben für Energieeffizienz, erneuerbare Energien und eine neue Governance-Struktur dazu beitragen, die energie- und klimapolitischen Ziele der EU umzusetzen. Dem Markt kommt hierbei eine zentrale Rolle zu.

Das nun verabschiedete umfangreiche Paket war am 30. November 2016 von der Europäische Kommission unter dem Titel „Saubere Energie für alle Europäer“ eingebracht worden.

Kernelemente des Pakets sind die Neufassung der Strommarkt-Verordnung und Richtlinie aus dem dritten Energiebinnenmarktpaket sowie eine Neufassung der Erneuerbare Energien-Richtlinie. Desweiteren beinhaltet das Paket u. a. Vorschläge zur Revision der Energieeffizienz-Richtlinie und der Gebäudeeffizienzrichtlinie, der ACER-Verordnung der Verordnung zur Risikovorsorge im Stromsektor sowie einen Verordnungsvorschlag zur Governance der Energieunion.

Stromgroßhandel

Die in der Strombinnenmarktverordnung enthaltenen Vorschriften zum Großhandel verändern die in Deutschland geltenden Regeln nur unwesentlich. Aus deutscher Sicht liegt der Wert der neuen Vorschriften darin, dass z. B. das in Deutschland bereits seit langem verankerte Prinzip der Bilanzkreisverantwortlichkeit überall in der EU Anwendung finden wird. Das gilt in ähnlicher Weise für die Ausgestaltung der Spot- und Terminmärkte sowie des Regelenergiemarkts. Neu ist allerdings, dass die Beschaffung von Regularbeit in gewissem Umfang offen für eine grenzüberschreitende Beteiligung ausgestaltet sein wird.

Deutsche Preiszone

Die Strombinnenmarktverordnung regelt u. a. auch die Kapazitätsvergabe an den Interkonnektoren im europäischen Stromverbundsystem.

Über den Zuschnitt der Preiszonen hatte es zuvor einen längeren Streit gegeben. Der zu regelnde Grundkonflikt besteht in unterschiedlichen Planungshorizonten: Die Konfiguration von Preiszonen muss regelmäßig überprüft

werden. Ist zu erwarten, dass ein Engpass innerhalb einer Preiszone auch in drei Jahren noch nicht beseitigt ist, wird über die Anpassung des Zuschnitts der Preiszone entschieden. Es droht also eine Aufteilung. Netzausbau, der erst zu einem späteren Zeitpunkt Abhilfe schaffen kann, darf nicht berücksichtigt werden. Demgegenüber benötigt Netzausbau bekanntermaßen Realisierungszeiten von bis zu zehn Jahren und mehr.

→ Spaltung der deutschen Preiszone vorerst abgewendet

Deutschland kann eine mögliche Aufspaltung der Preiszone abwenden, wenn es von der neu geschaffenen Möglichkeit eines Aktionsplans Gebrauch macht. Bis spätestens ab Ende 2025 müssen die Interkonnektoren zu mind. 70 % ihrer Kapazität für Handelsgeschäfte zur Verfügung stehen. Hierfür sind Redispatch-Maßnahmen zu ergreifen. In Notfällen können Übertragungsnetzbetreiber die Kapazität von Interkonnektoren aber reduzieren.

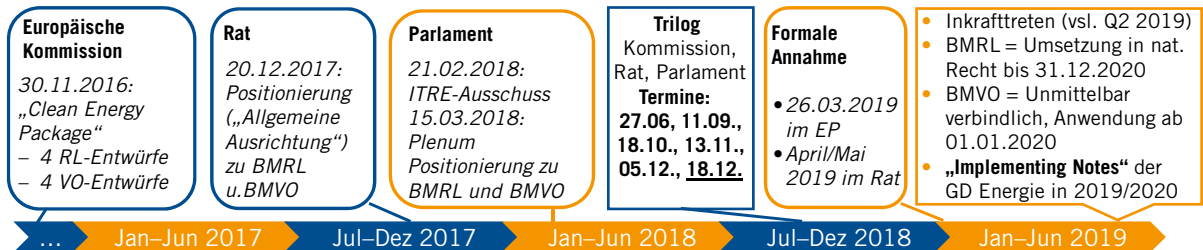
Die neuen Regelungen sollten aber nicht nur als „Deutschland-Klausel“ verstanden werden. Die Regelung, wonach 70 % der Interkonnektorenkapazität für den kommerziellen Austausch zur Verfügung stehen müssen, gilt für alle Mitgliedstaaten.

Versorgungssicherheit

Ob der Nachfrage nach Strom auch genügend gesicherte Leistung in Form von Kraftwerken, Speichern und kundenseitigen Flexibilitäten gegenüberstehen bzw. in Zukunft gegenüberstehen werden, ist von höchster volkswirtschaftlicher Bedeutung. Die Frage, wann Versorgungssicherheit gegeben ist, wurde in der Vergangenheit oft unterschiedlich beurteilt. Jetzt ist klar, dass für die Beurteilung nicht nur die Situation in einem bestimmten Mitgliedstaat maßgeblich ist, sondern dass auch die Lage in anderen Mitgliedstaaten in die Prüfung einzubeziehen ist.

→ Europäischer Gesetzgeber hält im Grundsatz an Energy Only Markt fest

Abbildung 3.16: Abschluss Strombinnenmarkt-RL und -VO



Quelle: BDEW

Der europäische Gesetzgeber konnte sich nicht dazu entschließen, ein einheitliches europäisches Marktdesign zu entwickeln, mit dem Investitionen in gesicherte Leistung zur Verfügung gestellt werden. Infolgedessen wird der europäische Binnenmarkt durch einen Flickenteppich von Staaten ohne und Staaten mit Kapazitätsmärkten bzw. Strategischen Reserven und anderen Kapazitätsmechanismen geprägt sein.

Vor der Einrichtung nationaler Kapazitätsmechanismen ist ihr Bedarf auf Grundlage einer europäisch harmonisierten Systemadäquanalyse nachzuweisen, Abweichungen aufgrund ergänzender nationaler Berechnungen sind zu begründen. Auch sind sie grenzüberschreitend zu öffnen und ihre Auswirkungen auf das Ausland sorgfältig abzuschätzen. Strategische Reserven genießen Vorrang vor Kapazitätsmärkten. Die Teilnahme von Kohlekraftwerken an Kapazitätsmechanismen wird durch eine Obergrenze für die CO₂-Emissionen streng begrenzt. Die Mitgliedstaaten dürfen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit nicht auf Autarkie setzen.

Kooperation der Übertragungsnetzbetreiber

Die Übertragungsnetzbetreiber müssen ihre regionale Zusammenarbeit vertiefen. Zu diesem Zweck richten sie bis 1.7.2022 regionale Koordinierungszentren ein. Zu deren Aufgaben zählen koordinierte Kapazitätskalkulationen, gemeinsame Netzmodellierungen und Systemsicherheitsanalysen, regionale Ausfallplanungen sowie die Unterstützung bei Netzschutz- und Netzwiederaufbauplänen.

Regionale Koordinierungszentren erarbeiten koordinierte Maßnahmen und Empfehlungen. Übertragungsnetzbetreiber müssen diese umsetzen, es sei denn, dies würde Sicherheitsgrenzen verletzen. Eine Nicht-Umsetzung bedarf der Begründung. Die Übertragungsnetzbetreiber behalten die Verantwortung für den Systembetrieb (Steu-

erung der Stromflüsse, Wahrung Systemsicherheit, effizienten Netzbetrieb).

Kompetenzen von EU-Kommission und ACER, weitere Institutionen

Es findet eine spürbare Kompetenzverlagerung von den Mitgliedstaaten und deren Regulierungsbehörden hin zur EU-Kommission und zur Agentur der Europäischen Union für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) statt. So kann die EU-Kommission Durchführungrechtsakte oder delegierte Rechtsakte ohne Vorschlag von ACER, ENTSO-E oder der neu geschaffenen EU DSO Entity als rechtsverbindliche Leitlinien erlassen.

Auch ACER können künftig neue Aufgaben übertragen werden. Anknüpfungspunkt ist die allgemeine Streit-schlichtungskompetenz der Agentur. Das gilt auch für delegierte Rechtsakte. Eine Zustimmung der Mitgliedstaaten zu diesen delegierten Rechtsakten ist nicht vorgesehen. Damit droht eine Verlagerung von politisch relevanten Fragen in technische Prozesse und Institutionen.

In Analogie zum Europäischen Netz der Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-Strom), wird eine Europäische Organisation der Verteilernetzbetreiber (EU-VNBO) geschaffen. Die Beteiligung von Verteilernetzbetreibern ist freiwillig. Die EU-VNBO ist für die Erarbeitung von Netzkodizes im Auftrag der EU-Kommission zuständig, die das Verteilernetz betreffen.

Marktdesign der Endkundenmärkte

Aus deutscher Perspektive stellen die neuen Regelungen der Strombinnenmarkttrichtlinie (BMRL) eine im Wesentlichen behutsame Weiterentwicklung des Endkundenmarkts dar.

Neu ist z. B., dass Anbieter mit mehr als 200.000 Kunden dynamische Tarife anbieten müssen, also Produkte, die die Preisschwankungen auf den Spotmärkten in Intervallen widerspiegeln. Voraussetzung ist allerdings die Installation eines intelligenten Zählers. Der deutsche Zeitplan für den Roll Out solcher Zähler gerät unter Druck. Mitgliedstaaten, die vor dem Inkrafttreten der BMRL mit der systematischen Einführung intelligenter Messsysteme begonnen haben, müssen bis 2024 80 % der Endkunden mit intelligenten Messsystemen ausgestattet haben.

Aggregatoren, aktive Kunden und Bürgerenergiegemeinschaften

Das Winterpaket definiert neue Rollen für aktive Kunden, Bürger-Energiegemeinschaften und unabhängige Aggregatoren. Inhaltlich geht es um das Marktdesign für dezentrale Märkte. Die Beschreibung von Rollen gibt den Marktakteuren Sicherheit und verleiht darauf ausgelegten Geschäftsmodellen Auftrieb. Schönheitsfehler ist, dass auch die Erneuerbare Energien-Richtlinie Definitionen für Eigenversorger und Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften enthält, die ähnlich, aber nicht vollkommen deckungsgleich mit den o.g. Rollen sind.

Der Grundgedanke des Level Playing Field durchzieht die Vorschriften zu aktiven Kunden, Bürger-Energiegemeinschaften und unabhängigen Aggregatoren. Die verschiedenen Marktakteure können sich hierauf frei bewegen, sofern die Strombinnenmarkt-Richtlinie keine Einschränkungen vorsieht. Den Rechten stehen aber auch Pflichten gegenüber. Diese Pflichten stellen sicher, dass das Level Playing Field auch gegenüber anderen Marktakteuren gewahrt bleibt.

Tabelle 3.1: Aktive Verbraucher – Level Playing Field

Rechte	Pflichten
Verkauf erzeugter Energie/Angebot eigener Flexibilität mit und ohne Aggregatoren	Ausgewogene Beteiligung an Systemkosten (Netzentgelte)
Diskriminierungsverbot	Bilanzkreisverantwortung
keine doppelten Netzentgelte für Speicher	Beteiligung an Umlagen (Kann-Regelung)

Abweichende Regelung in RED II wurde von EP und Rat angenähert → Art. 21 Abs. 3 Buchst. a

Quelle: BDEW

Rolle der Verteilnetzbetreiber

Die Entflechtungsvorschriften sind gegenüber der bisherigen Richtlinie, die seit dem Jahr 2011 im Energiewirtschaftsgesetz umgesetzt ist, unverändert. Künftig wird auch zu einzelnen Tätigkeiten, die nicht dem Netzbetrieb zuzuordnen sind, genauer geregelt, unter welchen Bedingungen diese durch Netzbetreiber durchgeführt werden dürfen.

Spezielle Regelungen wurden unter anderem für den Betrieb von Energiespeichern und von Ladeinfrastruktur entwickelt. Dort gilt ein Vorrang für die Zuordnung zum Wettbewerb. Nur wenn sich im Zuge eines Markttests zeigt, dass Marktakteure diese Aufgaben nicht wahrnehmen, dürfen Netzbetreiber solche Anlagen errichten oder betreiben. Eine Ausnahme gilt für vollständig integrierte Netzkomponenten, die in der Richtlinie definiert werden.

Die BMRL verlangt nun, dass die Mitgliedstaaten den Regulierungsrahmen so ausgestalten, dass er eine markt-basierte Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen durch Verteilnetzbetreiber anreizt. Anders als bisher wird Verteilnetzbetreibern explizit die Durchführung eines Engpassmanagement im eigenen Netzgebiet zugeordnet.

Die Beschaffung dieser Flexibilität soll gemäß transparenten, diskriminierungsfreien, markt-basierten Prozessen ablaufen. Eine Ausnahme gilt, wenn die zuständige Regulierungsbehörde eine markt-basierte Beschaffung als nicht wirtschaftlich einstuft bzw. wenn sie Marktverzerrungen oder eine Zunahme von Engpässen vorhersieht.

EU-weiter Rahmen für erneuerbare Energien und europäisches Ausbauziel für 2030

Bei der Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien gelten die Prinzipien der Direktvermarktung und der Ausschreibung bzw. andere markt-basierte Systeme wie Quoten verbunden mit Zertifikatehandel. Die Förderung muss in Form einer fixen oder gleitenden Marktprämie erfolgen. In bestimmten Fällen können Mitgliedstaaten Ausschreibungen zur Förderung der Erneuerbare-Energien-Anlagen außerdem technologiespezifisch ausgestalten. Die Öffnung der Fördersysteme für ausländische Anlagen soll auf Freiwilligkeit der Mitgliedstaaten beruhen. Als unverbindlicher Richtwert sind jährliche Quoten von 5 % in den Jahren 2023–2026 sowie 10 % in den Jahren 2026–2030 vorgegeben.

Bis 2030 sollen mind. 32 % des Bruttoendenergieverbrauchs in der Europäischen Union aus erneuerbaren

Energien gedeckt werden. Eine Überprüfung dieses verbindlichen Ziels ist bis 2023 vorgesehen. Verbindliche Ziele für die einzelnen Mitgliedstaaten werden nicht mehr festgelegt. Damit diese dennoch in angemessener Form zur Erreichung des EU-Ziels beitragen, enthält die Verordnung zur Governance der Energieunion entsprechende Kontroll- und Druckmittel.

→ Europäisches Ausbauziel für erneuerbare Energien: 32 % vom Endenergieverbrauch im Jahr 2030

Auch wenn die Veränderungen für Deutschland weniger stark ins Auge fallen, liegt das Verdienst der Erneuerbare Energien-Richtlinie darin, dass das Spektrum an Fördermechanismen im Sinne der EU Beihilfeleitlinien deutlich eingeeengt wird.

Einspeisevorrang erneuerbarer Energien

Der klassische Einspeisevorrang für erneuerbare Energien wird ab einer installierten Leistung von mehr als 400 kW beseitigt. Für kleine EE-Anlagen sowie hocheffiziente KWK-Anlagen (< 400 kW und ab 01.01.2026: < 200 kW) sollen Mitgliedstaaten einen Einspeisevorrang vorsehen. Unter engen Voraussetzungen kann der Mitgliedstaat hiervon abweichen.

Erneuerbare Energien in anderen Sektoren

Um den Anteil erneuerbarer Energien im Wärme- und Kältesektor zu steigern, sollen die Mitgliedstaaten nach 2020 eine jährliche Steigerung des Anteils von Erneuerbaren-Wärme/-Kälte am Endenergieverbrauch von 1,3 Prozentpunkten anstreben.

In Wärme- und Kältenetzen soll ab 2020 der Anteil von Wärme aus erneuerbaren Energien und Abwärme um einen Prozentpunkt pro Jahr ansteigen (Option a) oder die Betreiber von Wärme- und Kältenetzen sollen verpflichtet werden, Anbieter von Wärme/Kälte aus erneuerbaren Energien an ihr Netz anzuschließen und die Erneuerbaren-Wärme/-Kälte und Abwärme zu „erwerben“, wenn bestimmte Voraussetzungen gegeben sind (Option b).

Für Inverkehrbringer von Kraftstoffen gilt eine Reihe von neuen bzw. erweiterten Pflichten im Hinblick auf den Anteil erneuerbarer Energien am Kraftstoffabsatz (14 % Anteil erneuerbarer Energien am Kraftstoffabsatz; Be-

grenzung der Anrechenbarkeit von Biokraftstoffen aus Energiepflanzen (max. 7 %) sowie von bestimmten nicht fortschrittlichen Biokraftstoffen aus Abfällen und Reststoffen (maximal 1,7 %).

Weitere Steigerung der Energieeffizienz

Die Energieeffizienz-Richtlinie legt ein unverbindliches europäisches Ziel für die Energieeinsparung von 32,5 % in 2030 fest. Die Mitgliedstaaten melden hierzu ihre nationalen Ziele, die dann von der Kommission bis 2023 zusammengefasst und ggf. nachgesteuert werden. Allerdings verpflichtet die Richtlinie Nationalstaaten auf jährliche Einsparziele, die auf neuen Einsparmaßnahmen beruhen müssen.

In der Gebäudeeffizienz-Richtlinie werden erstmals umfassende Anforderungen an eine Ladeinfrastruktur in Gebäuden formuliert: Nicht-Wohngebäude mit mehr als zehn Parkplätzen müssen bei Neubau und umfangreichen Renovierungen mit einem Ladepunkt für Elektrofahrzeuge ausgerüstet sein, an 20 % der Parkplätze muss eine Vorverkabelung erfolgen. Ab 2025 müssen Mitgliedstaaten Anforderungen für alle Nicht-Wohngebäude, also auch im Gebäudebestand, mit mehr als 20 Parkplätzen einführen. Im Falle der Wohngebäude soll bei Neubau oder Renovierungen, die den Parkplatz oder die elektrische Infrastruktur betreffen, bei mehr als zehn Parkplätzen jeweils eine Vorverkabelung für jeden Stellplatz erfolgen.

Inkrafttreten und Umsetzung

Es gibt für die Richtlinien und Verordnungen des Winterpakets keine einheitlichen Daten für Inkrafttreten und Umsetzung. Nach der formalen Annahme im EU-Parlament und im Ministerrat wird die Veröffentlichung etwa gegen Ende des zweiten Quartals 2019 erwartet. Die BMRL ist bis zum 31.12.2020 in nationales Recht umzusetzen. Die BMVO ist 20 Tage nach Veröffentlichung unmittelbar verbindlich, ist aber erst ab dem 01.01.2020 anwendbar. Die ACER-Verordnung tritt am zwanzigsten Tag nach ihrer Veröffentlichung im Amtsblatt der Europäischen Union im Juni in Kraft und ist unmittelbar anwendbar. Die Erneuerbare Energien-Richtlinie muss von den Mitgliedstaaten bis 30.6.2021 in nationales Recht umgesetzt werden. Die Gebäudeeffizienzrichtlinie ist bis 10. März 2020 umzusetzen. Dieses Datum gilt auch für die Umsetzung der Energieeffizienz-Richtlinie.

3.6 Nuklearstrategie in Frankreich und Großbritannien

- **Deutschland: Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie zur Stromerzeugung bis 2022**
- **Frankreich: Kernenergie bleibt Herzstück der Stromversorgung, wird aber bis 2035 von 70 % auf 50 % reduziert durch Abschaltung von 14 Reaktoren**
- **Großbritannien: Neubau von bis zu 9 Kernkraftwerken zur Reduktion von CO₂-Emissionen geplant, Bestandsanlagen gehen aus Altersgründen vom Netz, Brexit als Unsicherheitsfaktor**

Deutschland hat beschlossen, spätestens im Jahr 2022 die Nutzung der Kernenergie zur Stromerzeugung zu beenden. Aus globaler Sicht bleibt die Kernenergie dennoch weiterhin ein Energieträger von Relevanz. Sie deckt heute 11 % des weltweiten Strombedarfs aus 450 Leistungsreaktoren mit einer Nettokapazität von 396 GWe. 55 Kernkraftwerke mit einer Nettokapazität von 56 GWe befinden sich derzeit im Bau. Asien hat mit 141 Reaktoren insgesamt die größte Anzahl von Kernkraftwerken in Betrieb, gefolgt von Nordamerika mit 117, Westeuropa mit 112, Zentral- und Osteuropa mit 71, Lateinamerika mit 7 sowie Afrika mit 2. Über 50 Länder nutzen die Technologie darüber hinaus in 225 Forschungsreaktoren.

In Europa sind es vor allem Frankreich und Großbritannien, die ihre Nuklearstrategie aktuell anpassen. Die Länder setzen zu unterschiedlich hohen Anteilen auf Kernenergie in ihrem Portfolio der Stromerzeugung. Frankreich bezieht mit rund 70 % den höchsten Anteil seines Stroms aus Kernenergie. Mit gut 20 % ist Großbritannien aus Kernenergie versorgt.

Frankreich

Den Grundstein für die Energiewende in Frankreich legte das im August 2015 von der damaligen sozialistischen Regierung unter Staatspräsident François Hollande verabschiedete **Gesetz zur Energiewende für grünes Wachstum (LTECV: Loi de transition énergétique pour la croissance verte)**. Die dazugehörigen Aktionspläne sollen Frankreich in die Lage versetzen, einen wirksameren Beitrag zur Bekämpfung des Klimawandels und zum Umweltschutz zu leisten und seine Unabhängigkeit im Energiebereich zu stärken. Erklärtes Ziel ist es, Unternehmen und Bürgern Zugang zu Energie zu wettbewerbsfähigen Kosten zu ermöglichen, sowie Wachstums-, Wettbewerbs- und Beschäftigungsmöglichkeiten für bestehende Industrien und künftige Sektoren zu nutzen. Die Abhängigkeit von Kernenergie, der wichtigsten Energiequelle des Landes, soll langfristig reduziert werden. Die Entwicklung erneuerbarer Energien und die Maßnahmen zur Energieeffizienz sollen beschleunigt werden, um bis zum Jahr 2050 weitgehende Klimaneutralität zu erreichen.

Im Juli 2017 legte die neue französische Regierung unter Staatspräsident Emmanuel Macron darüber hinaus ihren **Klimaplan (Plan Climat)** vor. Damit soll das Pariser Klimaabkommen unumkehrbar gemacht, das fossile Energiezeitalter beendet, CO₂-Neutralität hergestellt und Frankreich ein Spitzenplatz in der ökologischen Wirtschaft verschafft werden. Im Fokus stehen Forschung und Innovation zur Erreichung der Klimaziele.

 **Kernenergie bleibt Herzstück der Stromversorgung – in reduzierter Form**

Frankreich verfügt über 58 Kernreaktoren mit einer Gesamtnettokapazität von 63 GWe und erzeugt rund 70 % seines Stroms aus Kernenergie. Ein Kernkraftwerk wird derzeit in Frankreich am Standort Flamanville in der Normandie gebaut. Das ursprüngliche Ziel des Energiewendegesetzes, den Kernenergieanteil bis 2025 auf 50 % zu reduzieren, wurde im November 2017 durch die französische Regierung zeitlich nach hinten verschoben, da es die Kohlendioxidemissionen des Landes erhöhen, sowie Versorgungssicherheit und Arbeitsplätze gefährden würde.

Die im November 2018 vorgestellte neue Energiestrategie Frankreichs, der **Multijahresplan bis 2028 (Programmation pluriannuelle de l'énergie)**, sieht vor, dass die Kernenergie zwar weiterhin als Herzstück des Stromsystems bestehen bleibt, doch die **Reduktion des Kernenergieanteils um 20 % nunmehr bis 2035** erfolgen soll.

Der französische Präsident Emmanuel Macron kündigte an, dass dieses Reduktionsziel mit der **Stilllegung von 14 der 58 in Betrieb befindlichen Kernreaktoren bis 2035** erreicht werde. Demnach könnten bis 2030 bis zu sechs Kernkraftwerke stillgelegt werden, einschließlich der Schließung des Kernkraftwerks Fessenheim nahe der deutschen Grenze im Jahr 2020. Die verbleibenden acht weiteren Reaktoren sollen bis 2035 abgeschaltet werden. Dieser Zeitrahmen könnte gemäß Macron auch überdacht werden, wenn die Speichertechnologien zur Marktreife kämen und eine bessere Integration erneuerbarer Energien ermöglichen und wenn die europäische Integration stärker werde.

Was den Bau neuer Kernkraftwerke anbelangt, hat die Regierung den staatlichen Energieversorger EDF aufgefordert, ein neues Nuklearprogramm zu definieren und Preisverpflichtungen einzugehen, um die Wettbewerbsfähigkeit der Kernenergie zu erhöhen. EDF besitzt und betreibt alle 58 französischen Anlagen und plant, die weiter in Betrieb bleibenden Anlagen zu modernisieren. Bis zum Jahr 2021, also noch vor den nächsten Präsidentschaftswahlen, sollen die nuklearen Zukunftspläne transparent dargelegt werden.

Großbritannien

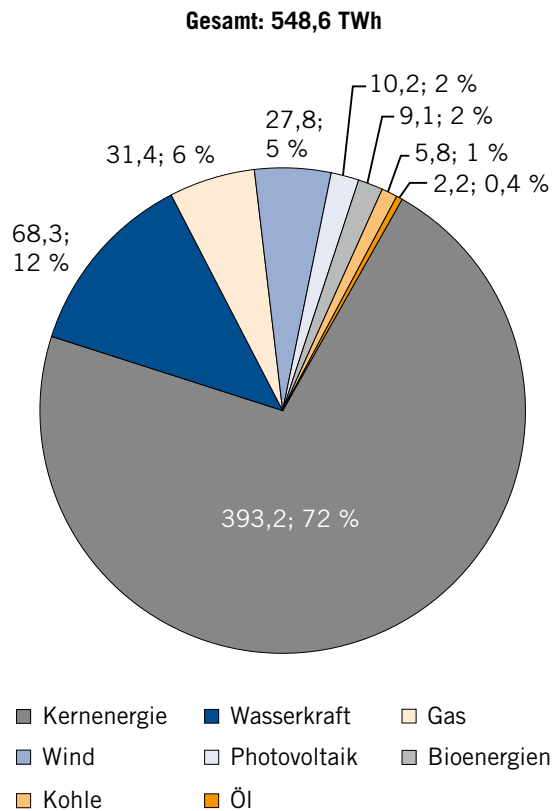
Großbritannien hatte Anfang 2008 entschieden, alternde Kernkraftwerke durch neue zu ersetzen. Das Land betreibt derzeit 15 Anlagen, baut in Hinkley Point gegenwärtig eine neue und plant darüber hinaus den Bau von neun weiteren mit einer Kapazität von rund 13.000 MWe. Das würde den Kernenergieanteil von heute rund 20 % auf rund 40 % nahezu verdoppeln. Dies ausdrücklich, um die Abhängigkeit von fossilen Energien und deren klimaschädigenden Treibhausgasemissionen zu reduzieren. Am weitesten fortgeschritten ist das Projekt von Hinkley Point im Süden Englands, dessen Bau im Dezember 2018 begann. Drei weitere ursprünglich geplante Projekte wurden zwischenzeitlich wieder verworfen, teils aus Kostengründen, teils wegen der Unsicherheiten bedingt durch den nahenden Brexit.

Die grundsätzliche Haltung der britischen Regierung zum Neubau von Kernkraftwerken bleibt auch während der Brexit-Verhandlungen konstant. Sie erkennt weiterhin den besonderen Beitrag der Kernenergie zur Energiesicherheit und zur Reduktion von Treibhausgasen an.

Großbritannien wird sich neben seiner EU-Zugehörigkeit auch aus dem Euratom-Vertrag zurückziehen. Um die internationalen Sicherheitsbestimmung und Verpflichtungen zur nuklearen Nichtverbreitung (Non-Proliferation) weiterhin umzusetzen, wird das Land eigene Gesetze zur nuklearen Sicherheit in Kraft setzen. Dieser sogenannte Nuclear Safeguards Act trat zum Teil bereits im Juni 2018 in Kraft und ähnelt vom Umfang der Richtlinien her dem Euratom-Vertrag.

➔ Kernenergie zur Senkung der CO₂-Emissionen

Abbildung 3.17: Netto-Stromerzeugung in Frankreich nach Energieträgern im Jahr 2018 in TWh



Quelle: RTE, Frankreich

Die wesentlichen Eckpfeiler der aktuellen Energiestrategie legte Großbritannien im Rahmen der **Clean Growth Strategy** aus 2017 fest. Demnach sollen die CO₂-Emissionen bis 2050 um 57 % gegenüber 1990 reduziert werden – nicht zuletzt mithilfe der Kernenergie. Das Land plant darüber hinaus, den Anteil der erneuerbaren Energien am Gesamtenergieverbrauch bis 2020 auf insgesamt 15 Prozent zu steigern. Strom sollte zu rund 30 Prozent aus erneuerbaren Energiequellen stammen, vor allem aus Windkraft. Im Jahr 2018 wurde dieses Ziel bereits übererfüllt, erneuerbare Energien machten circa ein Drittel der Stromerzeugung aus, etwa die Hälfte davon aus Windkraft.

Ende 2018 hat Großbritannien den ersten Entwurf des **National Energy and Climate Plan (NECP)** veröffentlicht. Dieser wird durch die Europäische Kommission genutzt, um die Einhaltung der Energie- und Klimaziele für das Jahr 2030 zu überprüfen. Der NECP fasst dabei die wichtigsten Regierungsprogramme zusammen, u. a. auch die

2017 beschlossene Clean Growth Strategy. Wichtig sind hierbei Pläne für den Ausbau der Stromverbindungen zu anderen EU-Ländern sowie die Strategie der Regierung, die Dekarbonisierung mittels Investitionen und Innovationen zu fördern. Für den Zeitraum 2015 bis 2021 sind Investitionen im Wert von mehr als einer Milliarde Euro in die Energiewirtschaft geplant. Schwerpunkt der Förderung ist die weitere Kostensenkung von erneuerbaren Energiequellen.

➔ Baustart Hinkley Point C im Dezember 2018

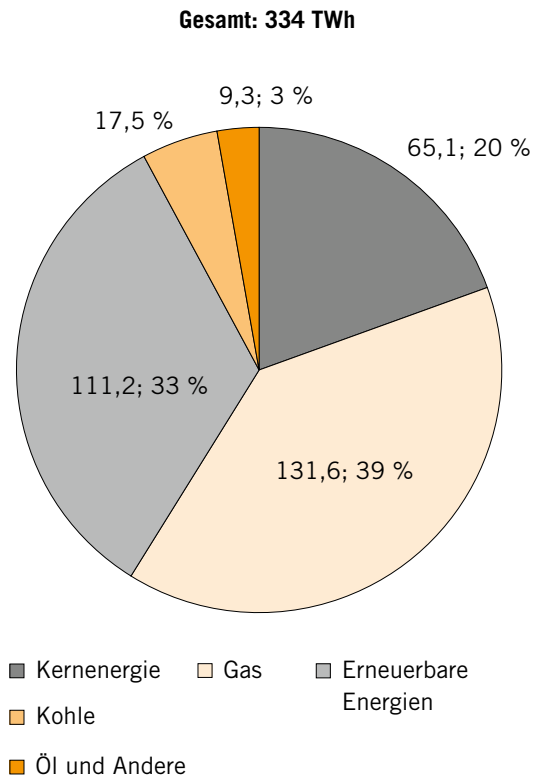
In den kommenden 15 Jahren wird die gesamte Kernkraftwerksflotte Großbritanniens stillgelegt. Das erste Kraftwerk soll 2023 vom Netz gehen und das letzte im Jahr 2035, sofern keine Laufzeitverlängerungen vereinbart werden. Neubauten sind an fünf Standorten geplant und werden in der Hauptsache von asiatischen und französischen Kernkraftwerksherstellern ausgeführt.

Hinkley Point C ist der erste Kernkraftwerks-Neubau in Großbritannien seit Jahrzehnten. Die Baukosten werden auf gut 21 Milliarden Euro geschätzt und von einem französisch-chinesischen Konsortium finanziert. Das Kraftwerk soll 2023 ans Netz gehen. Kernpunkt der Kritik war die großzügige Einspeisevergütung der Regierung, für 35 Jahre einen jährlich mit der Inflation steigenden Absatzpreis zu garantieren. Pro Megawattstunde erhält der Betreiber so fast 110 Euro. Das ist etwa das Doppelte des derzeitigen Marktpreises. Damit übernimmt die Regierung das Risiko für den Strompreis, der Betreiber die Finanzierung und das Ausführungsrisiko.

Diese Milliarden-Subventionen sind nach einer Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs jedoch rechtens. Eine Förderung der Kernenergie auch mittels Anreizen decke sich mit dem Ziel der Euratom-Gemeinschaft, Investitionen im Bereich der Kernenergie zu erleichtern. Jedes Land in der EU habe das Recht, zwischen verschiedenen Energiequellen zu wählen.

Kritiker an dieser Preisbindung auf Jahrzehnte hielten hingegen Alternativen für geeigneter: Günstigere Kernkraftprojekte, flexible Erdgas-Kraftwerke, mehr Verbindungsleitungen zwischen Großbritannien und dem europäischen Festland sowie die Nutzung billiger werdender erneuerbarer Energien. Andererseits steht Kernenergie für Zuverlässigkeit, trägt also dazu bei, dass die Stromspeisung auch bei Wetterkapriolen stabil bleibt.

Abbildung 3.18: Netto-Stromerzeugung in Großbritannien nach Energieträgern im Jahr 2018 in TWh



Quelle: Department for Business, Energy & Industrial Strategy, UK

Die britische Regierung will in den kommenden Jahren noch weitere Kernkraftwerke bauen lassen. Nicht nur, weil die Mehrzahl der bestehenden Anlagen bis 2030 vom Netz gehen wird, sondern auch wegen der Zusage, bis 2025 alle Kohlekraftwerke abzuschalten. Die Lücke sollen Kern- und Gaskraftwerke schließen. Anders als in Deutschland unterstützt die Mehrheit der Bevölkerung in Großbritannien die Kernenergie weiterhin. Inwieweit und zu welchen Konditionen sich die Neubaupläne nach vollzogenem Ausstieg aus der EU konkretisieren, bleibt abzuwarten.