

3.1 Zahlen und Fakten

Die Energiemärkte in der EU-28 befinden sich im Spannungsfeld zwischen den Vereinbarungen für Emissionsminderungen und der Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit. Mit der Zunahme der fluktuierenden erneuerbaren Energien Wind und Solar wird der Bedarf für großvolumige Langzeitenergiespeicher und intelligente Netze immer offensichtlicher. Zudem erfordert eine weitreichende Dekarbonisierung eine umfangreiche Elektrifizierung und die Einführung von „grünen Brennstoffen“ in allen Verbrauchssektoren.

Wirtschaftliche Rahmenbedingungen

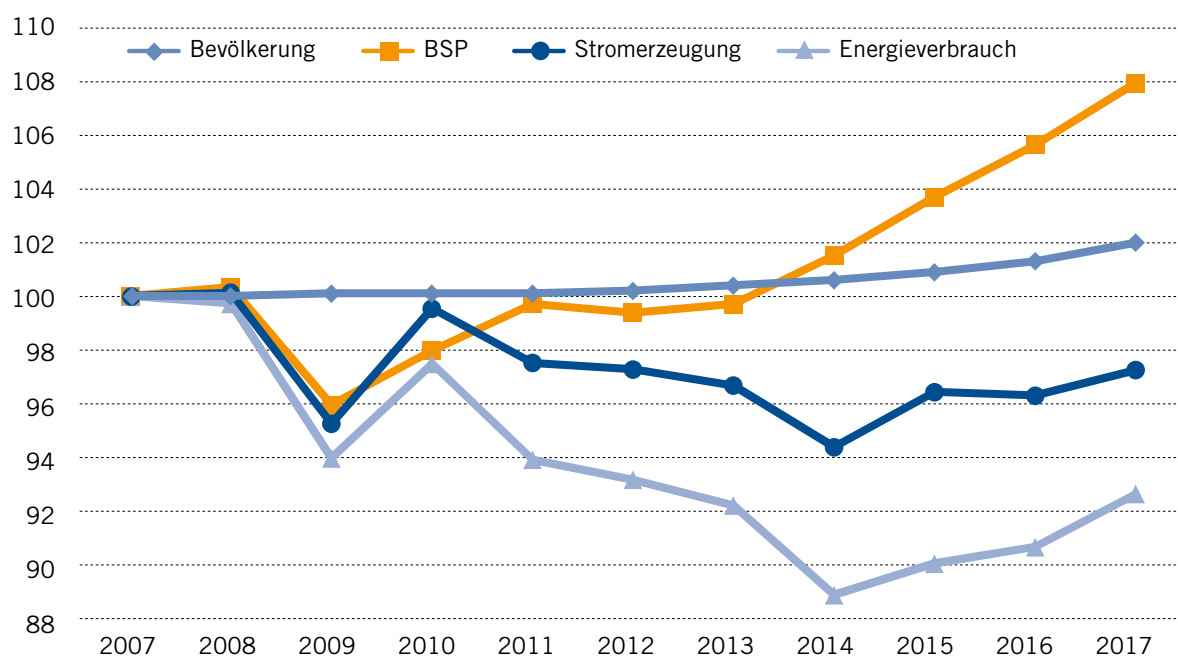
Die Wirtschaft in der Europäischen Union konnte im nunmehr vierten aufeinanderfolgenden Jahr ein signifikantes Wachstum aufweisen. Das Brutto sozialprodukt (BSP) nahm 2017 in der EU-28 real um 2,2 % im Vergleich zum Vorjahr zu. Das größte absolute Wachstum verzeichneten die Länder Deutschland, Großbritannien Frankreich und Spanien.

Die Energieintensität (Verhältnis zwischen eingesetzter Energie und Wirtschaftsleistung) ist seit 2007 stetig gesunken und erreichte in 2017 einen Wert von 0,109 kgoe/€. Sie lag damit ca. 15 % unterhalb des Wertes für 2007. Darin spiegelt sich die steigende Energieeffizienz in allen Verbrauchssektoren wider.

Primärenergieverbrauch steigt erneut an

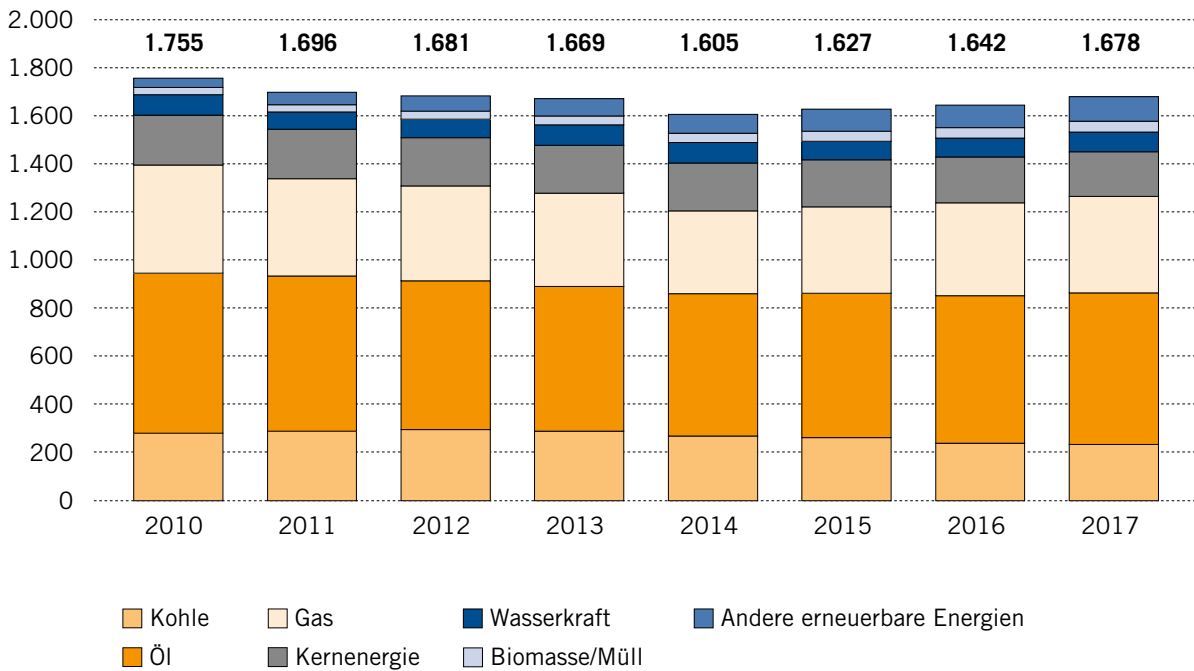
Der Primärenergieverbrauch in der EU-28 betrug nach ersten Schätzungen in 2017 ca. 1.678 Mtoe. Dies bedeutet einen Anstieg von 2,2 % gegenüber dem Vorjahresniveau. Seit dem zwischenzeitlichen Rekordwert in 2010 sank der Primärenergieverbrauch bis 2014 kontinuierlich. Seit 2014 ist der Verbrauch aber wieder gestiegen, wenn auch mit geringen Wachstumsraten. Dies ist insbesondere dem Wirtschaftswachstum geschuldet. Der Anteil der erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch betrug in 2017 13,6 %, was eine Erhöhung gegenüber dem Vorjahr um einen halben Prozentpunkt bedeutet. Die EU-Kommission schlug kürzlich eine Anhebung der Zielvorgabe für 2030 von bisher 27 % auf nunmehr 35 % vor.

Abbildung 3.1: Bevölkerungszahl, Brutto sozialprodukt, Primärenergie- und Stromverbrauch in der EU-28 2007–2017 (indiziert 2007=100)



Quellen: GlobalInsight, IHS, Eurostat, IEA Statistiken, BP Statistical Review

Abbildung 3.2: Primärenergieverbrauch, EU-28, 2010–2017 in Mtoe

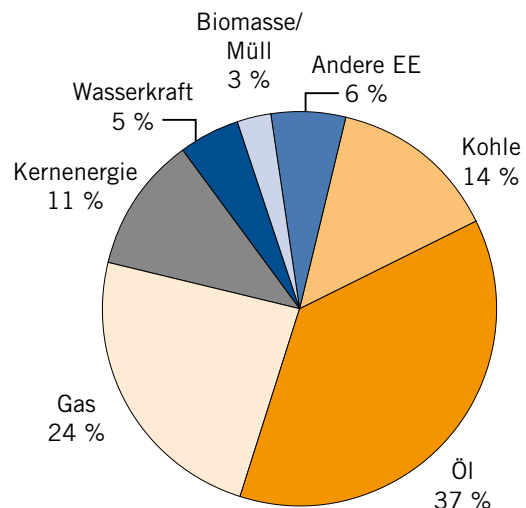


Quellen: IHS, Eurostat, IEA Statistiken, BP Statistical Review, nationale Statistiken

Die Steigerung des Anteils der erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch gestaltet sich deutlich schwieriger als im Stromsektor. Die Klimaschutzvereinbarungen von COP21 erfordern aber auch hier eine Beschleunigung in der Entwicklung. Die EU-Kommission nimmt sich verstärkt des Themas an, z. B. durch ein Effizienzprogramm oder eine Brennstoffregulierung („Clean Fuel Strategy“).

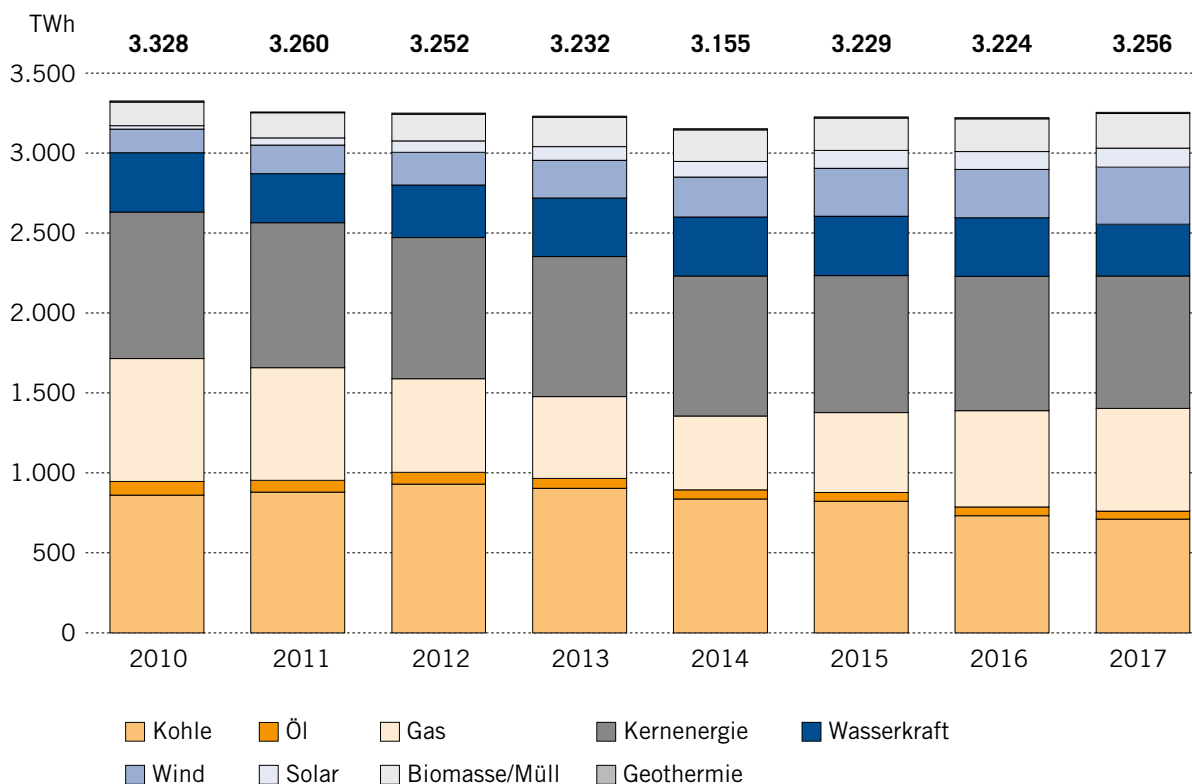
Beim Primärenergieverbrauch gab es innerhalb der fossilen Brennstoffe eine Verschiebung in den Anteilen von Kohle (-2,2 %) hin zu Erdöl (+2,6 %) und insbesondere Erdgas (+3,9 %). Dies resultiert zum einen aus dem höheren Transportaufkommen und zum anderen aus dem Ersatz von Kohle durch Gas in der Stromerzeugung. Der höhere Anteil von Erdgas spiegelt die deutlich geringeren Preise für Erdgas in 2017 wider, die zu einer verbesserten Wirtschaftlichkeit und deshalb einem vermehrten Einsatz dieses Energieträgers führten. Der Anteil der Kernenergie nahm um ca. 2 % ab. Ein besonders hohes Wachstum von 8 % konnten die erneuerbaren Energien wie Biomasse, Wind und Solar verzeichnen, die insbesondere im Stromsektor zulegen.

Abbildung 3.3: Struktur des Primärenergieverbrauchs EU-28, 2017, absolut 1.678 Mtoe



Quellen: IHS, Eurostat, IEA Statistiken, BP Statistical Review, nationale Statistiken

Abbildung 3.4: Entwicklung der Brutto-Stromerzeugung EU-28, 2010–2017, in TWh



Quelle: IHS, Eurostat, IEA Statistiken, Agora/Sandberg, nationale Statistiken

Stromverbrauch steigt ebenfalls wieder leicht an

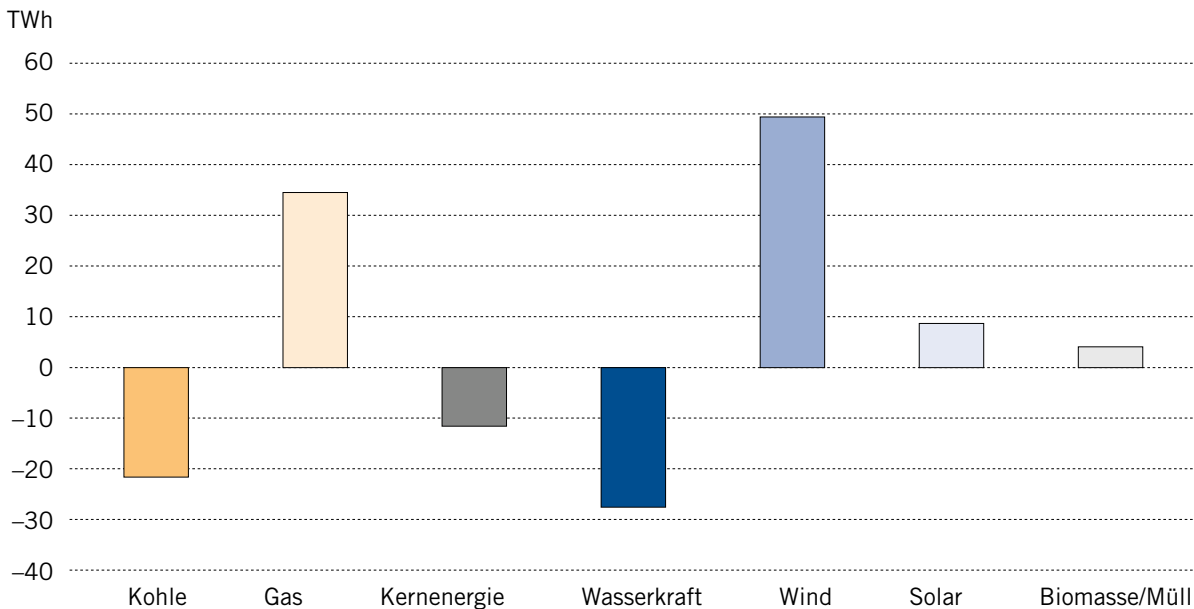
Die Brutto-Stromerzeugung der EU-28 lag in 2017 nach den bisher verfügbaren statistischen Daten mit ca. 3.256 TWh geringfügig (+1 %) über dem Vorjahresniveau. Das Wachstum in der Stromproduktion ist überwiegend im Einklang mit der Wirtschaftsentwicklung. Ein besonders hohes Wachstum in der Stromerzeugung wiesen die Länder Deutschland, Italien, Schweden und Polen auf. Ein deutlicher Rückgang in der Stromproduktion war in Frankreich und Spanien zu verzeichnen.

Der Anteil der erneuerbaren Energien einschließlich Wasserkraft in der Stromerzeugung lag mit mehr als 31 % in 2017 nur geringfügig (+0,6 %) höher als im Vorjahr. Das Wachstum wurde hauptsächlich getrieben durch die Windenergie, die überdurchschnittlich um 18 % zulegte. Dies ist zum einen in dem dynamischen Ausbau der Windparks, hierbei insbesondere auch durch eine nennenswerte Inbetriebnahme von Offshore-Anlagen, und zum anderen durch überdurchschnittliche Windverhältnisse begründet. Die solare Stromerzeugung legte um ca. 8 % zu.

➔ Es gab eine Verschiebung von Kohle zu Erdgas, wobei der Anteil von Kohle um ca. 3 Prozentpunkte abnahm und Erdgas um ca. 6 Prozentpunkte zulegen konnte.

Besonders in Großbritannien wurde die Erzeugung aus Kohle wegen der hohen Abgaben für CO₂-Emissionen („Carbon Price Floor“) deutlich reduziert. Damit setzte sich dieser Trend seit 2014 kontinuierlich fort. Trotz des niedrigen CO₂-Preises im ETS-System erlangten die Gaskraftwerke durch die günstigen Gaspreise eine Verbesserung in der Wirtschaftlichkeit gegenüber der Kohle. Auch der Anteil von Kernenergie fiel in der EU-28 um mehr als einen Prozentpunkt zurück, u.a. wegen der verminderten Leistung in Deutschland und der zeitweisen Außerbetriebsetzung von Kernkraftwerken in Frankreich zu Beginn des Jahres 2017.

Abbildung 3.5: Entwicklung der Stromerzeugung einzelner Energieträger in 2017 im Vergleich zu 2016, in TWh



Quelle: IHS, Eurostat, IEA Statistiken, Agora/Sandberg, nationale Statistiken

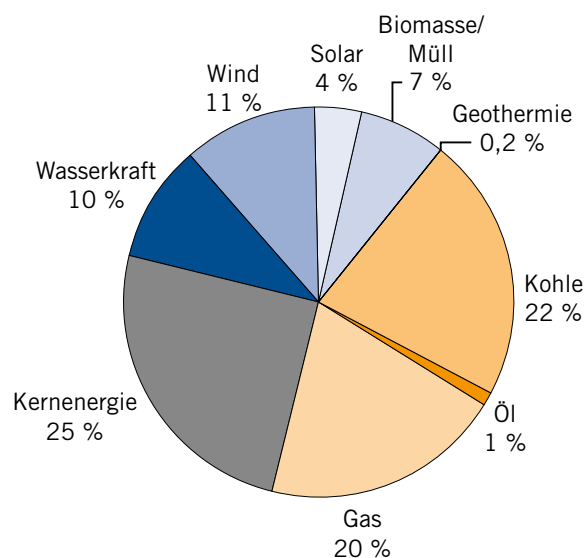
Innerhalb der erneuerbaren Energien konnte insbesondere Wind deutlich zulegen (+49 TWh), während für Solar und Biomasse nur ein geringes Wachstum von +9 bzw. +4 TWh zu verzeichnen war. Die Wasserkraft hatte dagegen im Vergleich zu 2016 ein eher schwächeres Ertragsjahr.

→ Trotz des intensiven Ausbaus der erneuerbaren Energien im Stromsektor dominierte mit einem gemeinsamen Anteil ca. 68 % nach wie vor die konventionelle Stromerzeugung aus fossilen und nuklearen Energieträgern.

Deren gemeinsamer Anteil war damit weniger als einen Prozentpunkt niedriger als im Vorjahr. Den größten Anteil innerhalb der konventionellen Stromerzeugung hatte weiterhin trotz der rückläufigen Entwicklung die Kernenergie mit 25 %, gefolgt von Kohle mit einem Anteil von 22 % und Erdgas mit einem Anteil von nunmehr 20 %.

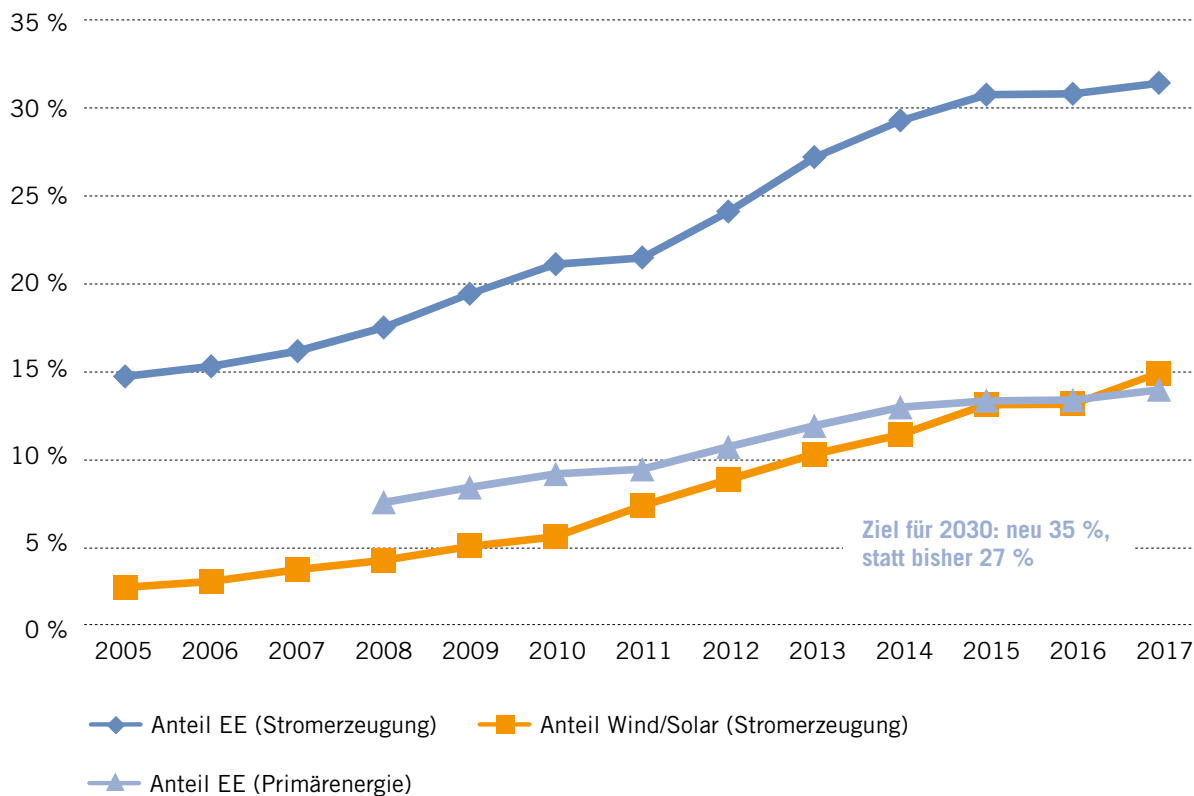
Innerhalb der erneuerbaren Energien rangierte 2017 erstmals die Windenergie mit einem Anteil von 11 % vor

Abbildung 3.6: Struktur der Brutto-Stromerzeugung EU-28, 2017, absolut ca. 3.256 TWh



Quelle: IHS, Eurostat, IEA Statistiken, Agora/Sandberg, nationale Statistiken

Abbildung 3.7: Anteil der erneuerbaren Energien in der Primärenergie- und Stromversorgung 2010–2017 in der EU



Quelle: IHS, Eurostat, IEA Statistiken, nationale Statistiken

der Wasserkraft mit einem Anteil von 10 %. Die Stromerzeugung aus Biomasse/Müll erreichte einen Beitrag von 7 %, während die Solarenergie gemittelt über alle Mitgliedsländer einen Anteil von 4 % erzielen konnte. Die Stromerzeugung aus Solarenergie war in den einzelnen Mitgliedsländern allerdings sehr unterschiedlich. In den Ländern Deutschland, Italien und Spanien war ihr Anteil mit 6 % bis 8 % deutlich höher als der EU-Durchschnitt.

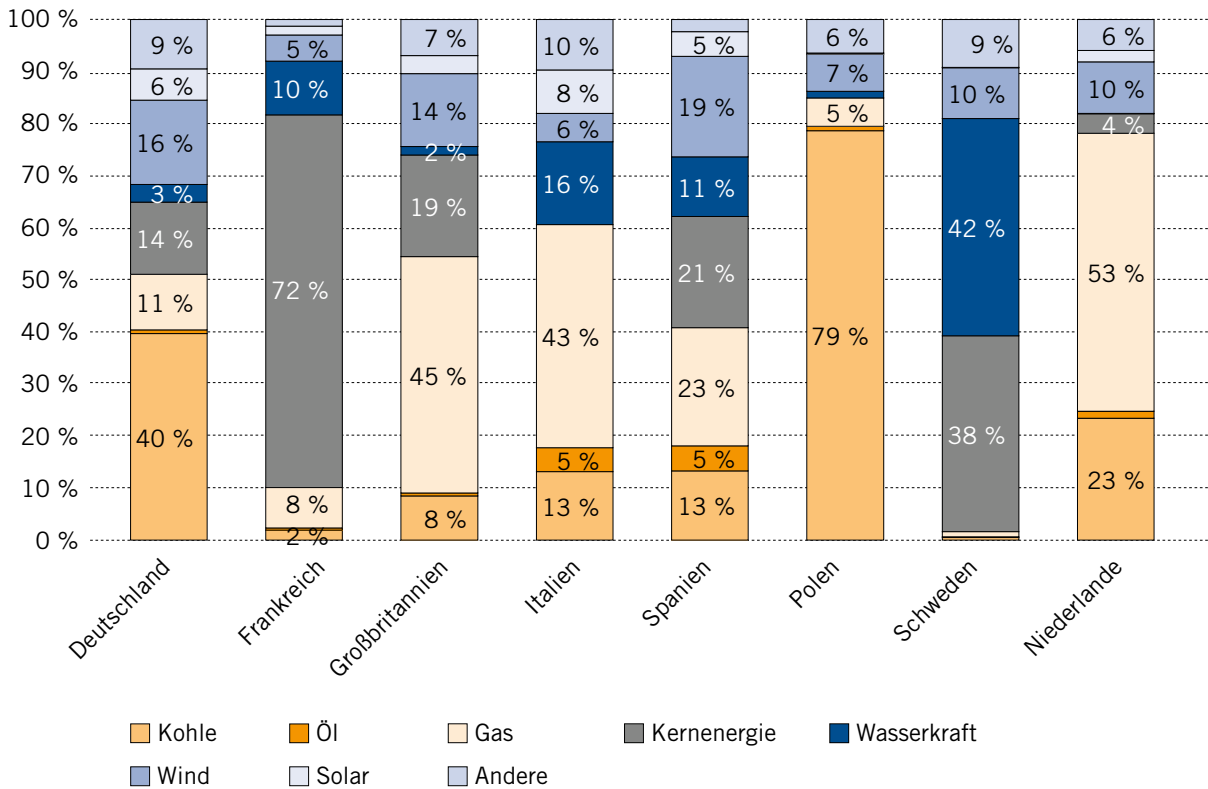
Trotz der zurzeit moderaten Preise für die fossilen Brennstoffe Kohle, Öl und Erdgas in 2017, bleibt die wirtschaftliche Situation für die konventionellen Kraftwerke schwierig. Der Großhandelspreis für Grundlaststrom fiel wegen der vermehrten Einspeisung der erneuerbaren Energien in einigen Ländern auf einen Wert unterhalb von 30 Euro pro MWh. In der zweiten Jahreshälfte gab es wieder einen moderaten Anstieg im Großhandelspreis, der aber weiterhin nur eine geringe Marge („Spark Spread“) bei den variablen Betriebskosten erlaubt. Die seit Jahren kontinuierlich zurückgehende Auslastung der konventionellen Kraftwerke wegen der wachsenden Einspeisung

von erneuerbaren Energien stellt eine weitere Herausforderung für die bestehenden Kraftwerke dar. An eine Refinanzierung von Kraftwerksneubauten aus dem „Energy-Only-Market“ ist unter diesen Randbedingungen nicht zu denken. Der alternde Kraftwerkspark in der EU-28 und auch die neuen Anforderungen an Flexibilität und Versorgungssicherheit erfordern aber grundsätzlich mehr Investitionen in neue Kraftwerksanlagen.

Der Energiemix in der Stromerzeugung ist in den einzelnen Mitgliedsländern der EU-28 sehr unterschiedlich. Der Stellenwert der einzelnen Energieträger ist in den Ländern bedingt durch die historische Entwicklung, der Versorgungsmöglichkeit mit einzelnen Energieträgern (nationale Ressourcen bzw. Importmöglichkeiten) sowie durch die Energiepolitik der nationalen Regierungen in den letzten ein bis zwei Dekaden definiert.

So hat die Kohle in Polen einen sehr hohen Anteil von nahezu 80 %. Aber auch in Deutschland liegt der Anteil von Kohle mit 40 % weit über dem EU-Durchschnitt.

Abbildung 3.8: Energiemix in der Stromerzeugung für ausgewählte Länder der EU-28, 2017



Quelle: IHS, Eurostat, IEA Statistiken, Agora/Sandberg, nationale Statistiken

In Großbritannien reduzierte sich der Anteil der Kohle bereits in 2016 drastisch um ca. 14 %-Punkte und dieser Trend setzte sich in 2017 fort auf nunmehr 9 %. Damit machte Großbritannien einen großen Schritt bezüglich seines erklärten Ziels, die Stromerzeugung aus Kohle bis 2025 zu beenden.

Besonders hohe Anteile an erneuerbarer Energie hat Schweden mit 61 % (davon allein 42 % aus Wasserkraft), gefolgt von Italien, Spanien und Deutschland mit Anteilen zwischen 40 % und 34 %. Bei den kombinierten Anteilen von Wind- und Solarenergie liegen Spanien und Deutschland mit 24 % bzw. 22 % in Führung.

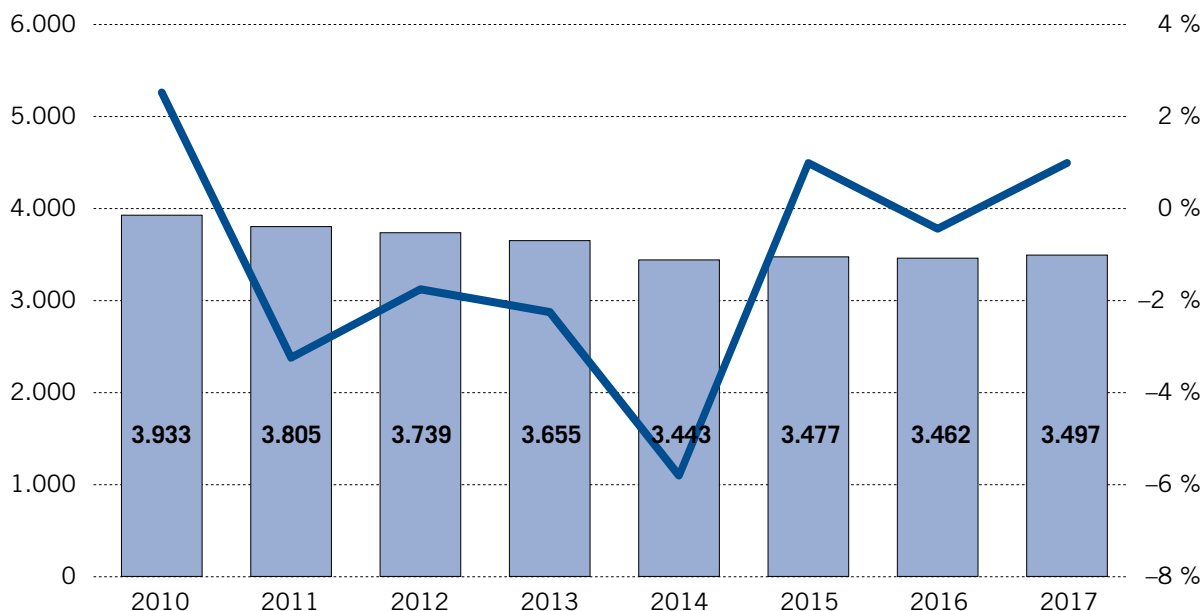
CO₂-Emissionen steigen wieder leicht an

Die CO₂-Emissionen sind nach den bisherigen ersten Schätzungen in 2017 auf EU-28 Ebene um ca. 1 % gestiegen. Der Anstieg resultiert maßgeblich aus dem höheren Primärenergieverbrauch um mehr als 2 % aufgrund

der positiven wirtschaftlichen Entwicklung der EU-28. Dieser Anstieg konnte durch den vermehrten Einsatz von erneuerbaren Energien nicht gänzlich abgefangen werden. Nach einer kontinuierlichen Reduktion der Emissionen bis 2014 stagnierten die CO₂-Emissionen seitdem nahezu auf demselben Niveau. Dieser Stillstand wurde maßgeblich durch den Verkehrssektor bewirkt, der aufgrund des erhöhten Verkehrsaufkommens im letzten Jahr sogar einen Anstieg der Emissionen aufweist. Die EU-Kommission erkennt aber den Handlungsbedarf und initiiert bereits diverse Programme für eine Emissionsminderung im Verkehrssektor („Strategy for Low-Emission Mobility“, „Fuel Quality Directive“).

➔ Die CO₂-Emissionen sind nach den bisherigen ersten Schätzungen in 2017 auf EU-28 Ebene um ca. 1 % gestiegen.

Abbildung 3.9: CO₂-Emissionen in der EU-28; Absolutwerte in Mt und Änderungsraten in %



Quelle: IEA, BP Statistical Review, CarbonBrief

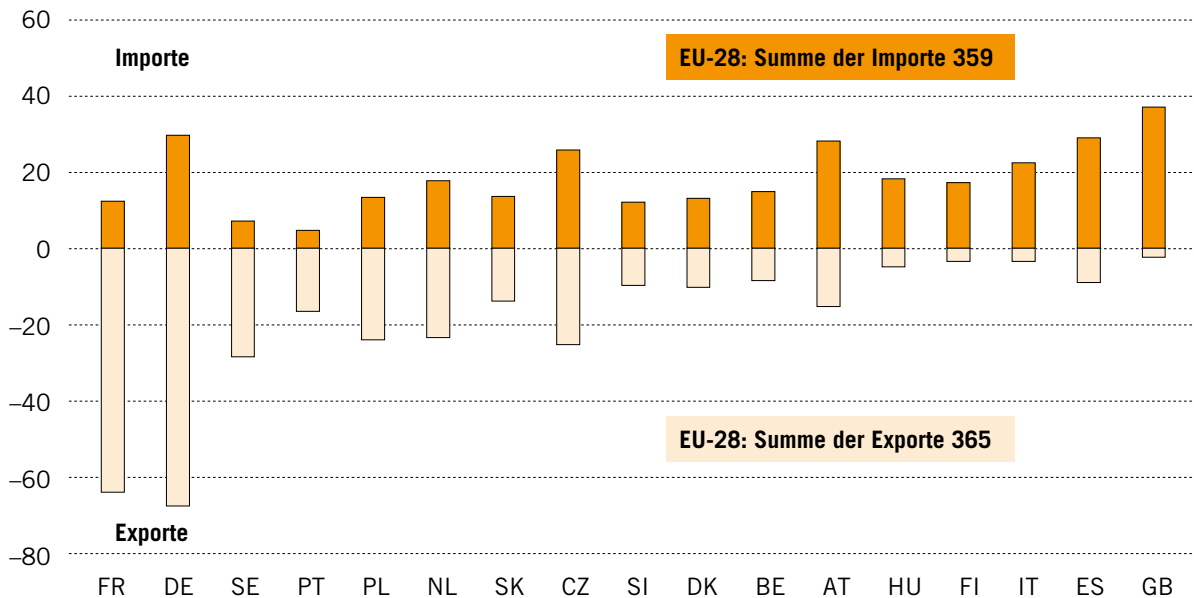
Stromtausch innerhalb der EU-28 weiterhin auf hohem Niveau

Der Stromtausch zwischen den Mitgliedsländern in der EU-28 betrug 2017 ca. 360 TWh (Stromexporte 365 TWh, Stromimporte 359 TWh, die Differenz resultiert aus Stromtausch mit nicht-EU Mitgliedsländern). Der Stromtausch entspricht damit etwa 11 % der Stromerzeugung in der EU-28. Deutschland hatte mit ca. 100 TWh den größten kumulierten Stromimport und -export. Der größte Netto-Stromexporteur der EU in 2017 war aber Frankreich mit einem Export-/Importsaldo von 52 TWh. Frankreich konnte damit seine traditionelle Position als Rekord-Stromexporteur zurückerobern, nachdem im Winter 2016/17 mehrere Kernkraftwerksblöcke wegen Sicherheitsüberprüfungen über mehrere Monate stillstanden und damit die Stromexporte minderten. Im Frühjahr 2017 nahmen aber alle Blöcke wieder ihren Betrieb auf. Der außergewöhnlich hohe CO₂-Preis in Großbritannien begünstigte den Stromexport von Frankreich als auch von Deutschland aus nach Großbritannien. Dieser Trend wird vermutlich wegen der knapper werdenden Kapazitäten in Großbritannien aufgrund der Stilllegung von Kohle- und Kernkraftwerken andauern. Zurzeit werden die Transferkapazitäten zwischen Großbritannien und dem Kontinent per Seekabel von 2 auf 4 GW verdoppelt.

➔ **Deutschland ist mit einem Export-/Importsaldo von 54,9 TWh der größte Stromexporteur.**

In Deutschland belief sich der Saldo auf 54,9 TWh, war also höher als die angegebenen 52 TWh für Frankreich. Der steigende Stromtausch zwischen den EU-Ländern ist vom EU-Parlament gewünscht, um die Markttransparenz zu erhöhen und damit die Strompreisfindung zu optimieren. Auch soll der Ausbau der Übertragungskapazitäten der Versorgungssicherheit dienen. Es besteht aber die Gefahr, dass der zeitliche Ausgleich der nationalen Lasten und die momentane Verfügbarkeit der erneuerbaren Energie zum Zeitpunkt der Spitzenlast im europäischen Stromsystem überschätzt werden. Dieser Ansatz soll vor dem Hintergrund der geplanten Stilllegung von Kohle- und Kernkraftwerken den Bedarf für neue konventionelle Kraftwerkskapazität minimieren. Ereignisse in der jüngeren Vergangenheit, wie z. B. der temporäre Ausfall von ca. 12 GW Kernkraftwerksleistung in Frankreich im Winter 2016/17 (was nur etwa 1 % der gesamten Stromerzeugungskapazität in der EU entspricht), führten aber zu Preissprüngen auf über 120 €/MWh und zeigten, wie empfindlich die Balance von Angebot und Nachfrage im Stromsektor in der EU ist.

Abbildung 3.10: Stromimporte/-exporte in der EU-28, 2017, in TWh



Quelle: ENTSOE, Eurostat

Rund 1.000 GW installierte Stromerzeugungsanlagen in der EU

Die installierte Leistung aller Stromerzeugungsanlagen in der EU-28 betrug ca. 1.000 GW in 2017. Sie wuchs nur geringfügig gegenüber dem Vorjahr (+19 GW), da der Zubau bei den erneuerbaren Energien von insgesamt +22 GW gegenüber 2016 durch die Stilllegung von konventionellen Kraftwerken zum Teil kompensiert wurde. Diese parallele Entwicklung ist seit einigen Jahren zu beobachten. Den stärksten Zubau in 2017 hatte die Windenergie mit nahezu 16 GW (Onshore +12,2 GW, Offshore +3,2 GW), gefolgt von Photovoltaik mit +6 GW.

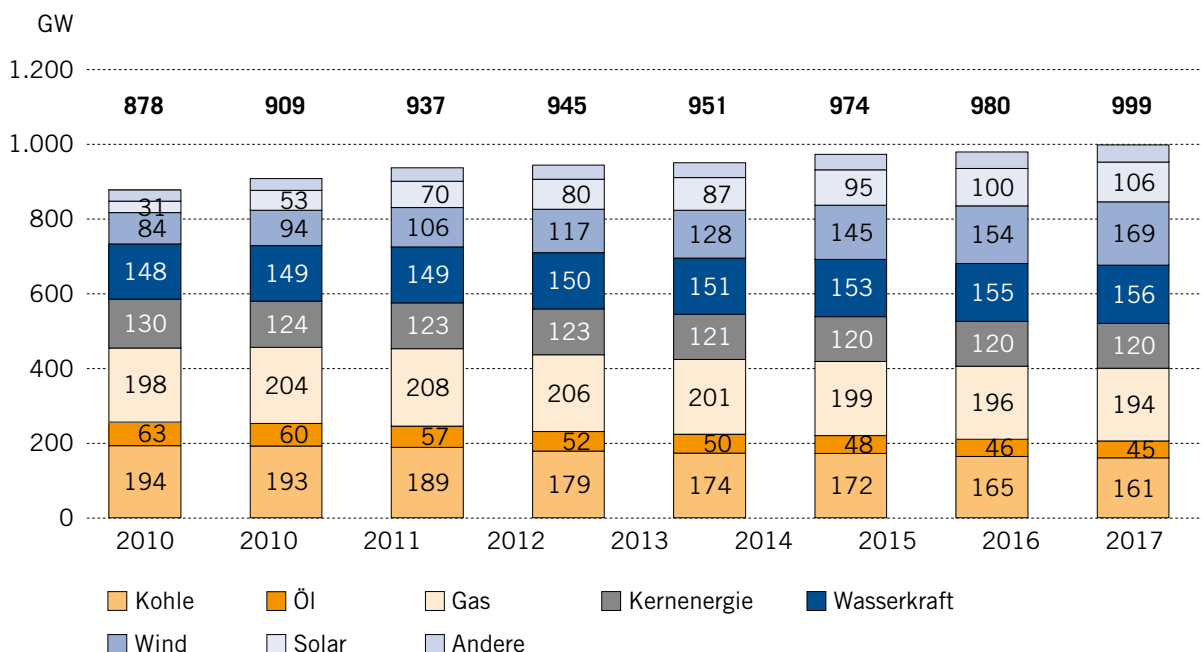
➔ **Offshore-Wind erreichte eine installierte Gesamtleistung von 15,5 GW und Wind nahezu 170 GW EU-weit. Die solare Stromerzeugung erzielte bis Ende 2017 eine Gesamtkapazität von 106 GW.**

Der Zubau bei Windenergie fiel in 2017 sehr hoch aus (zweithöchster Jahreswert nach dem Jahr 2014 mit ca. 17 GW), da zum einen die Offshore-Installationen mit

Netzanbindung nunmehr ausgereift sind. Zum anderen stehen in mehreren Ländern Umstellungen in den Fördermechanismen (Auktionen statt feste Einspeisevergütungen) an, die zu einem Vorziehen der Installationen in das Jahr 2017 führten. Auch für solare Großanlagen wurden inzwischen Auktionen eingeführt. Die Auktionen haben sich bewährt, da die Vergabepreise durchweg deutlich unterhalb der früheren Einspeisetarife lagen. Die Neuinstallationen von Solaranlagen liegen aber signifikant unter den Rekordwerten von 14 bis 22 GW pro Jahr in den Jahren 2009 bis 2013, da zahlreiche Länder Zielkorridore für die Auktionen und die Entwicklung der Kapazität insgesamt vorgegeben haben.

Der Rückbau von konventionellen Kraftwerken ist seit einigen Jahren zu beobachten. Er erfolgt zum Teil beim Erreichen der technischen Lebensdauer der Anlagen, aber auch vorzeitig aus wirtschaftlichen Gründen – da die vermehrte Einspeisung von erneuerbarem Strom die Auslastung der konventionellen Kraftwerke kontinuierlich sinken lässt. Die geringere Auslastung gepaart mit niedrigen Börsenpreisen hat dazu geführt, dass die Einkünfte aus dem Stromverkauf allein („Energy-Only Market“) kaum noch ausreichend für den Betrieb der Kraftwerke sind. Eine Refinanzierung von Kraftwerksneubauten ist unter diesen Marktbedingungen nicht möglich. Da einige Länder aber bereits Ausstiegsbeschlüsse für die Stromerzeugung aus Kohle gefasst haben, nimmt die Kapazität

Abbildung 3.11: Installierte Kraftwerksleistung EU-28, 2010–2017, in GW



Quellen: IHS, IEA, WindEurope, Europe Solar Production (ESP), eigene Abschätzungen

von Kohlekraftwerken seit Jahren stetig ab. Diese Reduktion in der Leistung fossiler Kraftwerk gepaart mit den Stilllegungsplänen für Kernkraftwerke u. a. in Deutschland, Großbritannien und Frankreich werden mittelfristig zu einer knapperen Reservekapazität führen. Der aktuelle Bericht der ENTSO-E zur langfristigen Systemkonformität weist ebenfalls daraufhin.

Es wird häufig argumentiert, dass in der EU bisher erhebliche Überkapazitäten vorliegen und der Ausbau der Transferkapazitäten im Netz trotz einer Reduktion der konventionellen Kraftwerkskapazitäten eine ausreichende Versorgungssicherheit garantieren. In der EU-28 sind aber bis 2025 noch erhebliche Stilllegungen von Kernkraftwerken (z.B. in Deutschland, Schweiz, Belgien, Großbritannien, Frankreich) und von Kohleblöcken (z.B. Deutschland, Großbritannien, Niederlande, Schweden) geplant. Damit wird in nennenswertem Umfang sicher verfügbare Kraftwerkskapazität aufgegeben, für die noch kein entsprechender Ersatz z.B. in Form von Reservekraftwerken, Batteriespeichern oder Lastmanagement geschaffen wurde. Bislang wurden auf EU-Ebene auch noch keine neuen Marktmechanismen eingeführt, um die Versorgungssicherheit langfristig zu garantieren. Zum Teil führen Regierungen auf nationaler Ebene Kapazitätsmärkte in unterschiedlicher Ausgestaltung ein (z.B.

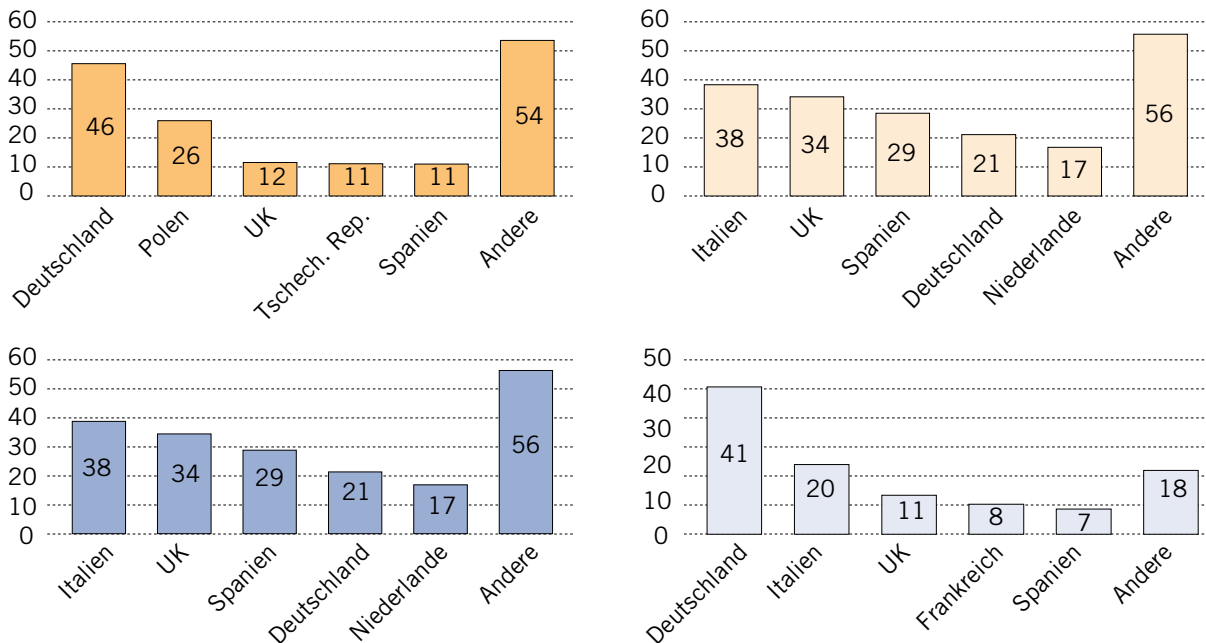
Großbritannien, Frankreich, Polen). Nationale Regelungen führen aber zu Marktverzerrungen und verhindern eine effektive Regelung auf EU-Ebene.

➔ In 2017 wurden insgesamt 3.148 MW neue Offshore-Windkapazität in Betrieb genommen – dies entspricht einer Verdopplung im Vergleich zu 2016.

Die Installationen erfolgten in Großbritannien (1.679 MW, Deutschland 1.247 MW und Belgien Finnland und Frankreich (zusammen 227 MW). In 2017 wurde die erste schwimmende Wind-Offshore Plattform (Hywind in Schottland) in Betrieb genommen. Zurzeit sind noch 2,9 GW Wind Offshore-Kapazität im Bau befindlich.

Die Auktionsergebnisse für Windenergie in 2017 bewegten sich für Onshore zwischen 3,3 und 5,7 €/ct/kWh, für Offshore inkl. Netzanbindung zwischen 5,8 und 8,8 €/ct/kWh. Diese Auktionsergebnisse liegen deutlich unter den Vergütungen früherer Jahre und spiegeln den starken Wettbewerb unter den Projektentwicklern wider. In 2017

Abbildung 3.12: Installierte Kraftwerksleistung für Kohle, Gas, Wind und Solar für die Top 5-Länder in 2017, in GW



Quellen: IHS, IEA, WindEurope, Europe Solar Production (ESP), eigene Abschätzungen

erfolgten sogar erste Angebote für Wind Offshore-Anlagen (allerdings ohne Netzanbindung) ohne zusätzliche Vergütung und damit eine reine Refinanzierung über den Stromverkauf an der Börse. Dafür mussten die Börsenpreise trotz der erwarteten Kostenreduktionen für die Windturbinen aber deutlich steigen.

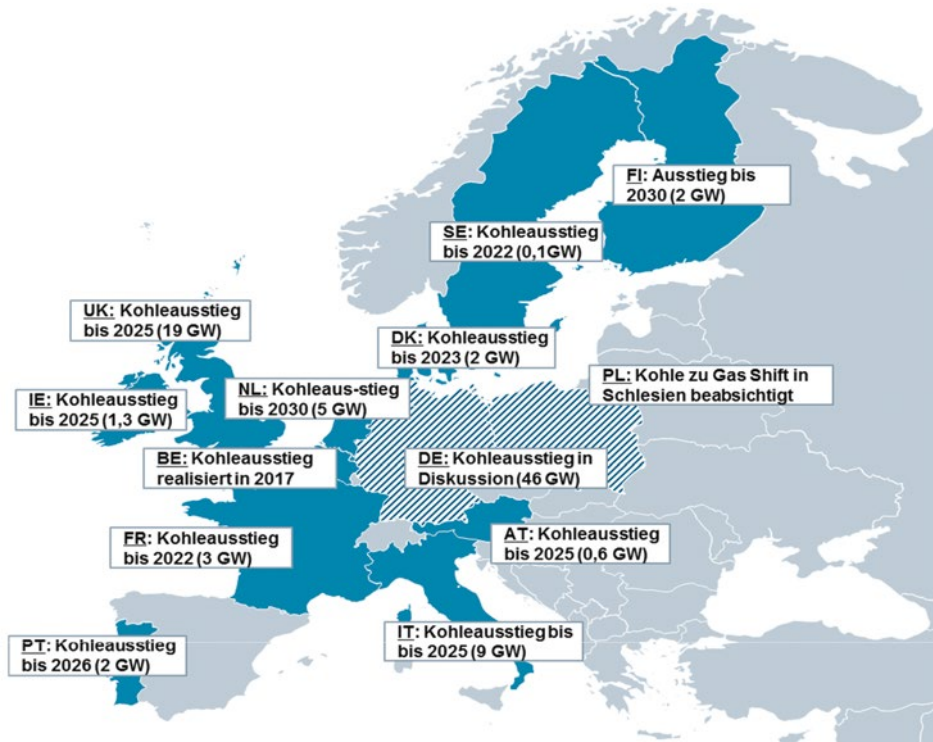
Die Neuinstallationen für Solar PV lagen in 2017 bei ca. 8,8 GW, das ist etwa auf dem Level der Inbetriebnahmen in den Jahren 2014 bis 2016, aber deutlich unter den Rekordvergabejahren 2011 und 2012 mit jeweils 22,7 bzw. 17,7 GW. Die Auktionsergebnisse für solare Großanlagen lagen in 2017 zwischen 5 und 6,5 € ct/kWh und damit ebenfalls deutlich unter der Einspeisevergütungen früherer Jahre. Die Neuinstallationen werden aber insgesamt durch die Vorgabe von Zubaukorridoren definiert.

➔ Zahlreiche Länder in der EU haben Beschlüsse zum Ausstieg aus der Stromerzeugung aus Kohle getroffen.

Hierunter sind einerseits Länder mit einer geringen Kapazität an Kohlekraftwerken, für die der Ausstieg keine besondere Relevanz hat. Andererseits gibt es aber auch Länder mit einer nennenswerten Kapazität, wie z. B. Großbritannien, Italien und die Niederlande, die ebenfalls relativ kurzfristige Ausstiegsbeschlüsse gefasst und im Fall von Großbritannien auch schon maßgeblich vorangetrieben haben.

Vom Europa-Parlament wurde in der Strommarktverordnung die Einführung eines Emissionsstandards von 550 g CO₂/kWh vorgeschlagen für alle Kraftwerke, die eine Vergütung aus Kapazitätsmarktsystemen erlangen wollen. Dies würde faktisch alle Kohlekraftwerke ausschließen. Die Umsetzung der kürzlich alternativ vorgeschlagenen Begrenzung auf 200 kg CO₂/kW wäre für Kohlekraftwerke mit einer Teilnahme am Kapazitätsmarkt mit nur sehr geringer Auslastung von ca. 200 bis 300 Stunden pro Jahr verbunden. Die EU kann noch keine gemeinsame Linie für die Einführung eines einheitlichen Kapazitätsmarktes finden. Deshalb wird er auf nationaler Ebene in Ländern wie Großbritannien, Frankreich, Belgien, Polen, Italien und Griechenland eingeführt. In Deutschland und einigen skandinavischen Ländern wählte man dagegen die „strategische Reserve“ als Lö-

Abbildung 3.13: Beschlüsse über Ausstieg aus der Stromerzeugung aus Kohle in der EU



Quelle: IHS, nationale Regierungen

sungsansatz für die Versorgungssicherheit im Stromsektor. Um Wettbewerbsverzerrungen zu vermeiden, wäre es aber sinnvoll, längerfristig eine Vereinheitlichung zu erreichen.

Ausblick – Energiemärkte im Umbruch

Die Vereinbarungen von COP21 sehen eine Treibhausgas-Neutralität in der 2. Hälfte des 21. Jahrhunderts vor.

➔ Die EU hat das Ziel einer CO₂-Reduktion von 80 % bis 2050.

Ziel ist es, die globale Erwärmung auf maximal 2 °C Temperaturanstieg gegenüber dem vorindustriellen Niveau zu begrenzen. Mittlerweile wurden die im Abkommen enthaltenen Zielsetzungen der EU-28 in einigen Ländern bereits in nationale Zielvorgaben, wie z. B. in Deutschland mit dem Klimaschutzplan, umgesetzt.

Diese neuen, alle Sektoren umfassenden Zielvorgaben stellen eine neue Dimension in der Transformation der Energiemärkte dar, die weit über die bisherigen „Energiewenden“ hinausgehen. Neben einer Beschleunigung der bis dato schon im Fokus stehenden Transformation in dem Stromsektor ist nunmehr auch ein allumfassender Ansatz in allen Endverbrauchersektoren erforderlich. Dies betrifft wegen des hohen Energiebedarfs insbesondere den Verkehrssektor und die Wärmeversorgung in der Industrie sowie in den Haushalten und im Gewerbe.

➔ Sektorkopplung als Hebel für Reduzierung des Energiebedarfs.

Ein wichtiger Hebel für die Reduzierung des Energiebedarfs wird in einer Kopplung dieser Sektoren mit dem Stromsektor gesehen. Eine weitreichende Elektrifizierung der bisher mit fossilen Brennstoffen versorgten Anwendungen wie Verkehr, Prozess- und Raumwärme verspricht eine signifikante Erhöhung der Energieeffizienz und ermöglicht eine deutliche Erhöhung des Anteils er-

neuerbarer Energien. Neben der Elektrifizierung über z. B. Elektromobilität und Wärmepumpen sind aber auch innovative Technologien wie die Erzeugung synthetischer Brennstoffe basierend auf dem Strom aus erneuerbaren Energien erforderlich. Diese können helfen, den vom Stromnetz unabhängigen Energiebedarf von Anwendungen wie Flugverkehr, Schifffahrt, Langstrecken-LKW, von energieintensiven Industrieprozessen sowie Petrochemie-Bedarf abzudecken. Andererseits ermöglichen die synthetischen Brennstoffe die zwingend erforderliche Langzeitspeicherung von aus erneuerbaren Energien erzeugter Energie. Letzteres ist erforderlich, um eine ausreichende Versorgungssicherheit über das ganze Jahr zu gewährleisten.

Zurzeit werden zahlreiche Demoprojekte für „grünen“ Wasserstoff bzw. auf erneuerbare Energien basierte synthetische Brennstoffe in diversen Anwendungen wie Raffinerien, Metallindustrie oder Brennstoffe für den Verkehrssektor initiiert. Auch wird bereits der Einsatz von Wasserstoff in Gasturbinen zur Wiederverstromung in Betracht gezogen. All diese Anwendungen weisen den Weg in eine gänzlich CO₂-freie Energieversorgung. Die notwendigen Technologien wie Elektrolyseure und Syntheseanlagen stehen bereit. Die Reifung und Standardisierung dieser Technologien und die notwendige Kostenreduktion werden, wie schon zuvor bei den erneuerbaren Energien beobachtet, Hand in Hand gehen. Die Politik ist aufgefordert, diese Entwicklung durch entsprechende Rahmenbedingungen und Fördermaßnahmen für Demoprojekte zu unterstützen.