

## Wirtschaftsbericht

## Rahmenbedingungen

## Gesamtwirtschaftliche Entwicklung

## Konjunktur

Die internationale Wirtschaftsentwicklung verlor 2019 an Fahrt. Vom Rückgang des Wirtschaftswachstums waren alle für uns relevanten Volkswirtschaften betroffen. Die Ursachen für die Wachstumsabschwächung lagen vor allem auf politischer Ebene: die Handelsstreitigkeiten der USA mit China und der EU, Unsicherheiten im Zusammenhang mit dem Ausscheiden des Vereinigten Königreichs aus der EU und drohende militärische Konflikte im Nahen und Mittleren Osten. Belastend wirkten in Deutschland zusätzlich die strukturellen Probleme der gesamtwirtschaftlich bedeutenden Automobilindustrie. In der Türkei verringerten sich der Zufluss ausländischer Investitionen und das Tourismusgeschäft aufgrund zunehmender politischer Unsicherheiten.

Die Wirtschaftslage in Europa und in Deutschland sollte sich 2020 gegenüber 2019 geringfügig verbessern. Diese Erwartung gründet auf einer Belebung der Auslandsnachfrage, vor allem aus den wachstumsstarken Schwellenländern, sowie auf einer Entspannung im Bereich der politischen Risiken, beispielsweise bei den handelspolitischen Auseinandersetzungen. Von der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung werden 2020 voraussichtlich keine wesentlichen positiven oder negativen Einflüsse auf den Geschäftsverlauf der EnBW ausgehen.

## Entwicklung des Bruttoinlandsprodukts (BIP)

in %	2020	2019	2018 <sup>1</sup>
Welt	3,4	3,0	3,6
Euroraum	1,4	1,2	1,9
Deutschland	1,2	0,5	1,5
Frankreich	1,3	1,2	1,7
Schweden	1,5	0,9	2,3
Schweiz	1,3	0,8	2,8
Tschechien	2,6	2,5	3,0
Türkei	3,0	0,2	2,8

<sup>1</sup> Vorjahreszahlen angepasst.

## Zinsentwicklung

Nachdem es lange Zeit so aussah, dass die amerikanische Notenbank die Leitzinsen weiter erhöhen würde, kam es im Sommer zur Zinswende in den USA. Die Europäische Zentralbank (EZB) blieb vor dem Hintergrund einer sich abschwächenden Konjunktur bei ihrer expansiven Geldpolitik.

Die Diskontierungszinssätze für Pensions- und Kernenergie-rückstellungen von Unternehmen sind im Jahr 2019 weiter gesunken, sodass sich insbesondere die Barwerte der Pensionsverpflichtungen der EnBW zinsgetrieben erhöht haben.

Die Konsensprognose für den EZB-Hauptrefinanzierungssatz liegt unverändert bei 0,00%.

## Branchenentwicklung und Wettbewerbssituation

## Auswahl an internationalen, nationalen, regionalen und neuen Wettbewerbern

Etablierte Wettbewerber		Neue Wettbewerber			
<b>National und international</b> ALPIQ, EDF, EDPR, Enel, Engie, E.ON, Equinor, EVN, Fortum, Iberdrola, Ørsted, RWE, Vattenfall, Verbund	<b>Regional</b> Badenova, Entega, EWE, Mai-nova, MVV, N-Er-gie, SWM, Thüga	<b>Commodity-/Lösungsanbieter/Start-ups</b> 1&1, bliss.energy, Deutsche Telekom, Fastned, Kesselheld, Lichtblick, NEXT Kraftwerke, Sonnen, stromio	<b>Erneuerbare Energien</b> BayWa r.e., Encavis, ENERTRAG, PNE Wind, theolia, wpd	<b>Andere Industrien</b> Daimler, Google, Shell, Tesla, VW/Elli	<b>Finanzinvestoren</b> Capital Stage, KGAL, Talanx
<ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; Schwerpunkt in den Bereichen erneuerbare Energien, Netze, Vertrieb/Lösungen</li> <li>&gt; Zum Teil Spezialisierung bei internationalen Wettbewerbern</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; Eintritt neuer Marktteilnehmer verstärkt den Wettbewerb und führt zu einer Dekonstruktion der Wertschöpfungskette</li> <li>&gt; Neue Wettbewerber mit starker Fokussierung/Spezialisierung auf ein Geschäftsfeld</li> </ul>			

Die Energiebranche ist derzeit von tief greifenden Umbrüchen geprägt. Besonderer Veränderungsdruck geht dabei von der Energiewende aus. Aber auch zum Beispiel von der Digitalisierung, der Sektorkopplung (Glossar, ab Seite 139) oder dem Autarkiestreben der Kommunen wird starker Druck auf die Branche erzeugt.

Von großer Bedeutung ist dabei, dass der Energiesektor einer starken Regulierung unterliegt und die Politik entsprechend stark in die Entwicklungen eingreift. Dies betrifft gegenwärtig insbesondere den Umbau der Erzeugungslandschaft. Längerfristig werden hier vor allem erneuerbare Energien ihren Anteil in den Bereichen Verkehr und Wärme steigern. Gleichzeitig verändern sich die Geschäftsmodelle der Energieversorgungsunternehmen. Zudem treten auch neue, branchenfremde Akteure in den Energiemarkt ein. Dies betrifft besonders das Commodity- und Lösungsgeschäft. Zusätzlich findet eine Neuaufteilung entlang der traditionellen Wertschöpfungskette der Branche mit einer Spezialisierung auf einzelne Geschäftsfelder statt.

Wesentlicher Einfluss auf den deutschen und auch den europäischen Energiemarkt geht von der Aufteilung des RWE-Tochterunternehmens innogy auf E.ON und RWE sowie die zusätzlich vereinbarten Tauschvorgänge verschiedener Assets beider Unternehmen aus.

Die klassischen Energieversorgungsunternehmen müssen ihre Wettbewerbsfähigkeit in den einzelnen Geschäftsbereichen überprüfen, die Potenziale eines veränderten Marktumfelds nutzen und ihre Strategien zukunftsorientiert neu ausrichten.

## Segmentübergreifende Rahmenbedingungen

### Klimaschutz

Klimaschutz genießt in der Öffentlichkeit eine zunehmend stärkere Aufmerksamkeit. Sichtbare Zeichen dafür sind beispielsweise die „Fridays for Future“-Bewegung und die Ergebnisse der Europawahlen.

In Deutschland werden die nationalen Klimaziele für das Jahr 2020 voraussichtlich deutlich verfehlt. Das von der Bundesregierung auf den Weg gebrachte Klimaschutz-Maßnahmenpaket beinhaltet den Kohleausstieg, die Einführung einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung in den Sektoren Verkehr und Wärme sowie zahlreiche weitere Maßnahmen, beispielsweise zur Förderung der Elektromobilität. Der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch soll bis zum Jahr 2030 auf 65 % ansteigen. Es ist jedoch auch – vor allem aufgrund des schleppenden Windonshore-Ausbaus – mit den neuen Klimaschutzmaßnahmen nicht zu erwarten, dass das 65%-Ziel erreicht werden kann.

Wir setzen uns weiterhin für die Einführung eines Mindestpreises für CO<sub>2</sub> im Stromsektor und eine klimaorientierte Reform des Steuer-, Abgaben- und Umlagensystems ein, um die notwendige Lenkungswirkung auf Investitionen in klimaschonende Technologien zu unterstützen.

Der Finanzvorstand der EnBW, Thomas Kusterer, ist Mitglied der EU Technical Expert Group on Sustainable Finance (TEG) (Glossar, ab Seite 139) zur Entwicklung gesetzlicher Rahmenbedingungen für nachhaltige Finanzierungsmöglichkeiten. Er engagiert sich darüber hinaus als Mitglied der Task Force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD) (Glossar, ab Seite 139) für den Ausbau einer klimabezogenen Risikoberichterstattung von Unternehmen.

Unsere Strategie, uns bei Investitionen auf erneuerbare Energien, Netzausbau und die Entwicklung neuer, zunehmend digitaler Geschäftsmodelle zu konzentrieren, unterstützt die nationalen Klimaschutzziele und die internationalen Anstrengungen zum Klimaschutz.

### EU Green Deal

Aktuell verfestigen sich auf EU-Ebene die Rahmenbedingungen hin zu einem Klimaneutralitätsziel bis 2050. Die Europäische Kommission hat bereits Ende 2018 eine Überarbeitung der Analyse möglicher Klimapfade bis 2050 vorgelegt. Das Klimaneutralitätsziel 2050, das im Rahmen eines umfassenden Green Deals ausgerufen wurde, soll gesetzlich verankert werden. Darüber hinaus soll bis Herbst 2020 untersucht werden, wie sich die Anhebung des 2030-Klimaziels auf mindestens 50 %, gegebenenfalls 55 %, auswirkt, mit entsprechenden Gesetzgebungsvorschlägen im Jahr 2021. Während das Klimaneutralitätsziel mit Ausnahme Polens alle Mitgliedsstaaten sowie das Europäische Parlament unterstützen und somit eine schnelle Verabschiedung wahrscheinlich ist, sind zur konkreten Anhebung des Ziels für 2030 noch weitere Verhandlungen zu erwarten.

In Bezug auf die Rahmenbedingungen der EnBW und weiterer Akteure der Energiewirtschaft sind im Rahmen des Green Deals künftig weitere Maßnahmen zu erwarten, zum Beispiel die Überarbeitung der Finanzierungsinstrumente und Kapitalmarktvorgaben oder Vorgaben und Maßnahmen zur Dekarbonisierung des Gas- und Transportsektors.

### Kohlekommission

Die Kohlekommission hat am 26. Januar 2019 ihren Abschlussbericht vorgelegt, auf dessen Grundlage die Bundesregierung einen Gesetzentwurf erarbeitet und diesen Ende Januar 2020 im Bundeskabinett beschlossen hat. Dieser sieht vor, die Kohleverstromung in Deutschland bis 2038 zu beenden. Bis 2022 sollen die deutschen Braun- und Steinkohlekapazitäten der Energiewirtschaft auf jeweils 15 GW (aktuell zusammen circa 42 GW) und bis zum Jahr 2030 auf insgesamt 17 GW zurückgeführt werden. Stilllegungen von Kohlekraftwerken sollen zusätzlich durch die Förderung des Fuel Switch von Kohle auf klimafreundlichere Energieträger angereizt werden.

Der Kabinettsbeschluss des Gesetzes weicht in einigen kritischen Punkten von den Empfehlungen der Kohlekommission ab. Durch die beschlossene „späte“ Stilllegung der Braunkohlekraftwerke wird erwartet, dass moderne Steinkohlekraftwerke relativ früh vom Netz gehen werden. Durch die damit insgesamt vorgesehene „frühe“ und auch für moderne Anlagen entschädigungslose Stilllegung von Steinkohlekapazitäten

werden negative Implikationen für die Betreiber der Steinkohlekraftwerke erwartet.

Befürchtet wird, dass die ebenfalls im Gesetzespaket vorgesehene Änderung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG) keine ausreichenden Anreize liefert, um entsprechende Investitionen in die Umstellung der Wärmeversorgung von Kohle auf klimafreundlichere Brennstoffe zu fördern. Die EnBW wird sich im Rahmen des parlamentarischen Verfahrens für Nachbesserungen des Gesetzentwurfs einsetzen.

## Segment Vertriebe

### Strom- und Gaspreise für Privat- und Industriekunden

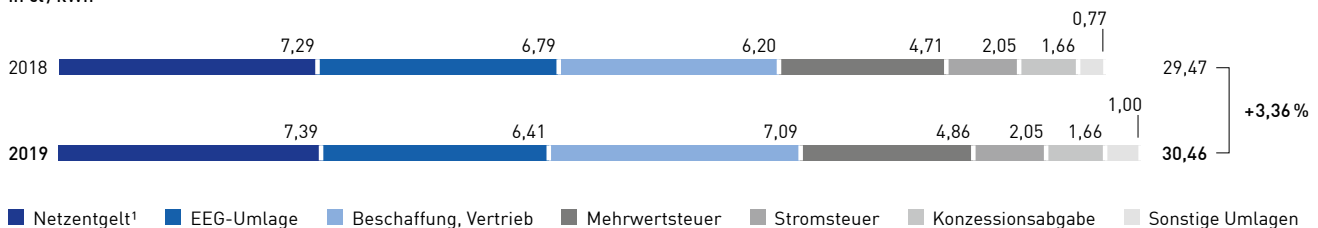
Gemäß der Strompreisanalyse des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) vom Januar 2020 belief sich die

durchschnittliche monatliche Stromrechnung für einen Musterhaushalt mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh im Jahr 2019 auf 88,84 €, nach 85,94 € im Vorjahr. Über die Hälfte des Preises entfällt dabei auf Steuern und Abgaben. Die Strompreise in der Grundversorgung hat die EnBW zum 1. Januar 2019 um circa 37 € pro Jahr erhöht. Ursache hierfür waren die gestiegenen Kosten für die Strombeschaffung. Für Industriekunden in der Mittelspannungsversorgung stieg der durchschnittliche Strompreis inklusive Stromsteuer nach Berechnungen des BDEW von 17,96 ct/kWh im Vorjahr um 2,6% auf 18,43 ct/kWh im Jahr 2019.

Die Preise für Erdgas lagen nach Berechnungen des Statistischen Bundesamts im Jahr 2019 für private Haushalte um 3,9% über dem Wert des Vorjahres; für Industriekunden verringerte sich der Preis für den Gasbezug um 7,5%.

### Durchschnittlicher Strompreis eines Drei-Personen-Haushalts (Jahresverbrauch von 3.500 kWh)

in ct/kWh



<sup>1</sup> Inklusive Messung und Messstellenbetrieb.  
Quelle: BDEW | Stand: Januar 2020

## Strukturelle Veränderungen

In dem im Oktober 2019 verabschiedeten Klimaschutzprogramm der Bundesregierung wurde das Ziel fixiert, dass bis 2030 insgesamt eine Million Ladepunkte für Elektrofahrzeuge zur Verfügung stehen. Dieses Ziel soll durch den „**Masterplan Ladeinfrastruktur**“ erreicht werden. Enthalten sind Maßnahmen für den zügigen Aufbau einer flächendeckenden und nutzerfreundlichen Ladeinfrastruktur (Glossar, ab Seite 139) für bis zu zehn Millionen E-Autos bis 2030. Weiter ist vorgesehen, im Wohneigentumsgesetz (WEG) und im Mietrecht die Vorschriften für die Errichtung von Ladeinfrastruktur zu vereinfachen. Vermieter sollen perspektivisch verpflichtet werden, die Installation von Ladeinfrastruktur zu dulden.

Darüber hinaus hat die Bundesregierung die **Förderung für reine E-Autos** mit einem Listenpreis von unter 40.000 € von 4.000 € auf 6.000 € erhöht. Für teurere Fahrzeuge bis zu einer Grenze von 65.000 € steigt die Prämie auf 5.000 €. Zusätzliche Förderprogramme der Regierung, wie die ab Januar 2019 geltende Besserstellung elektrisch betriebener Dienstwagen, schaffen weitere Kaufanreize für E-Autos.

Wir engagieren uns beim Ausbau der Ladeinfrastruktur bei Haushaltskunden sowie gewerblichen und kommunalen Partnern. Innerhalb des Landesprogramms „**Flächendeckendes Sicherheitsladenetzen für Elektrofahrzeuge (SAFE)**“ hat beispielsweise ein Konsortium aus 81 Partnern unter unserer Führung ein

flächendeckendes Ladenetz für E-Autos in einem 10-km-Raster innerhalb Baden-Württembergs aufgebaut (Seite 82).

Ein weiteres Ziel der Bundesregierung ist ein klimaneutraler Gebäudebestand bis 2050. Schlüsselfaktor hierfür ist eine hohe **Gebäudeenergieeffizienz**. Mit dem Gebäudeenergiegesetz (GEG), das Ende 2019 verabschiedet wurde, werden die verschiedenen gesetzlichen Anforderungen an die energetischen Eigenschaften von Gebäuden zusammengefasst. In diesem Zuge soll es Vorgaben für den Einbau von Ölheizungen ab 2026 geben und dafür eine 40%-Förderung als Austauschprämie für den Wechsel einer Ölheizung eingeführt werden. Des Weiteren werden die bereits bestehenden Förderprogramme um 10% erhöht und es soll 2020 eine steuerliche Förderung von energetischen Sanierungsmaßnahmen in Höhe von 20% der Investitionskosten eingeführt werden. Die strengeren energetischen Anforderungen werden in der Praxis bei Neubauten vielfach schon vorweggenommen. Durch den geringeren Wärmebedarf der Gebäude können Wärmepumpen als energieeffiziente Beheizungsart eingesetzt werden. Ihr Anteil in Neubauten steigt seit Jahren an. Auch in Bestandsgebäuden kann eine Steigerung der Energieeffizienz durch eine Erneuerung der Heizungsanlage erreicht werden. Aufgrund der Altersstruktur der Heizungen wird die Austauschrate in den kommenden Jahren steigen. Ein Heizungsaustausch ist häufig mit einem Wechsel des Energieträgers hin zu Erdgas, Fernwärme oder erneuerbaren Energieträgern verbunden. Wir sehen in der Dynamik des Wärmemarktes große geschäftliche Chancen.

## Segment Netze

Am 9. Juli 2019 hat der Bundesgerichtshof (BGH) entschieden, dass die **Eigenkapitalzinssätze für Strom- und Gasnetzbetreiber** in der dritten Regulierungsperiode nicht nach oben korrigiert werden müssen. Zuvor hatte das Oberlandesgericht (OLG) Düsseldorf die von der Bundesnetzagentur (BNetzA) zu niedrig festgelegten Eigenkapitalzinssätze aufgehoben.

Das OLG Düsseldorf hat am 10. Juli 2019 die BNetzA-Festlegung zum **generellen sektoralen Produktivitätsfaktor (Xgen)** (Glossar, ab Seite 139) für Gasnetzbetreiber vom 21. Februar 2018 aufgehoben. Die BNetzA hat am 10. Oktober 2019 Rechtsbeschwerde beim BGH eingelegt. Eine Entscheidung des OLG Düsseldorf zur BNetzA-Festlegung des Xgen für Stromnetzbetreiber steht dagegen noch aus.

Die Novelle des **Netzausbaubeschleunigungsgesetzes Übertragungsnetz (NABEG 2.0)** wurde am 4. April 2019 verabschiedet. Das Gesetz soll die Genehmigungsverfahren für den Neubau und für die Verstärkung von Stromleitungen der Hoch- und Höchstspannungsebene in Deutschland vereinfachen und beschleunigen. Die EnBW erhofft sich verbesserte Rahmenbedingungen, die es insbesondere den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) erlauben, die dringend benötigten Netzausbaumaßnahmen fristgerecht umzusetzen.

Am 20. Dezember 2019 hat die BNetzA ihre Prüfungen des von den ÜNB entworfenen **Netzentwicklungsplans Strom (NEP Strom)** (Glossar, ab Seite 139) 2030 abgeschlossen. Der bestätigte NEP bildet die Grundlage für die gesetzlich vorgeschriebene Anpassung des Bundesbedarfsplans. Eine geplante weitere HGÜ-Verbindung (Glossar, ab Seite 139) nach Baden-Württemberg in das Netzgebiet unseres Übertragungsnetzbetreibers TransnetBW lehnt die Regulierungsbehörde gegenwärtig als nicht bestätigungsfähig ab.

Über den Netzausbau hinaus haben die deutschen ÜNB weitere Maßnahmen ergriffen, um die Erhaltung der Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Dazu zählt die Ausschreibung von 1.200 MW neu zu errichtender Kraftwerkskapazitäten als

**besondere netztechnische Betriebsmittel.** Im Ausschreibungsverfahren der TransnetBW für die Errichtung und den Betrieb einer 300-MW-Anlage im Südwesten Deutschlands hat die EnBW im August 2019 den Zuschlag erhalten. Die neue Anlage ist am EnBW-Kraftwerksstandort Marbach am Neckar geplant. Sie soll ab dem 1. Oktober 2022 in besonderen Notsituationen als „Sicherheitspuffer“ in der Stromversorgung und zur Unterstützung der Netzstabilität dienen.

Am 5. Dezember 2019 hat die Bundesnetzagentur den Szenariorahmen des **Netzentwicklungsplans Gas (NEP Gas)** (Glossar, ab Seite 139) 2020 bis 2030 bestätigt. Der Szenariorahmen enthält erstmals eine separate Darstellung der Bedarfsprognose für Baden-Württemberg, weil der Kapazitätsbedarf hier stetig steigt und das Netz unserer Tochter terranets bw stark ausgelastet ist. So wird bis 2030 gegenüber dem heutigen Kapazitätsbedarf eine Steigerung von über 30 % erwartet.

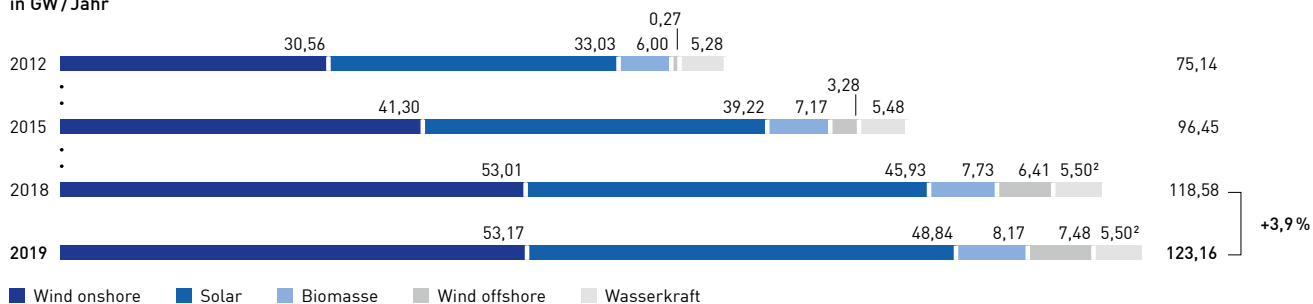
Im regulierten Netzgeschäft ist insgesamt ein steigender Anspannungsgrad zu erwarten. Investitionen in den Netzausbau können den Ergebnisdruck der Netzbetreiber zwar reduzieren, dennoch ist eine angemessene Rendite erforderlich, um den Netzausbau weiterhin voranzutreiben und die Versorgungssicherheit in Deutschland zu gewährleisten. Insgesamt gehen wir daher davon aus, dass das Netzgeschäft der EnBW-Netztochtergesellschaften künftig auf wirtschaftlich anspruchsvollere Rahmenbedingungen treffen wird.

## Segment Erneuerbare Energien

### Deutschland

Insgesamt nahm die **Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien** in Deutschland auch 2019 deutlich zu. So stieg der Anteil der erneuerbaren Energien an der gesamten deutschen Stromerzeugung nach Angaben des Fraunhofer ISE ([www.energy-charts.de](http://www.energy-charts.de)) auf knapp 46 % (2018: circa 40 %). Diese Steigerung ist gegenüber dem Vorjahr bei einer geringen Erhöhung der installierten Leistung insbesondere auf bessere Windbedingungen zurückzuführen.

**Installierte Nettoleistung zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland<sup>1</sup>**  
in GW/Jahr



<sup>1</sup> Vorjahreszahlen angepasst.  
<sup>2</sup> Korrektur des Werts von 4,80 GW Wasserkraft auf 5,50 GW Wasserkraft durch die EnBW.  
Quelle: Fraunhofer ISE ([www.energy-charts.de](http://www.energy-charts.de)) | Stand: 3.1.2020

Das Klimaschutzpaket der Bundesregierung sieht eine Erhöhung des Zubaus von **Offshore-Windkraftanlagen** in Deutschland von 15 GW auf 20 GW bis zum Jahr 2030 vor. Dies werden

wir als wichtigen Beitrag zur Erreichung der Klimaziele und als Chance, unser Wind-offshore-Portfolio über die in Betrieb und Entwicklung befindlichen Projekte hinaus zu erweitern.

Im Jahr 2019 wurde in Deutschland das Wachstum der **Onshore-Windkraftkapazität** durch schwierige Genehmigungsbedingungen deutlich verlangsamt. Es wurden nur rund 700 MW neue Leistung in Betrieb genommen, was einem Rückgang um circa 75 % im Vergleich zum Jahr 2018 entspricht. Bei den Ausschreibungen im Jahr 2019 konnte nur etwa die Hälfte der ausgeschriebenen Leistung durch Projekte gedeckt werden. Auch wir sind von dieser Entwicklung deutlich betroffen. Um das Ziel von 65 % Erzeugung aus erneuerbaren Energien im Jahr 2030 zu erreichen, müssten pro Jahr rund 4.000 MW an neuer Leistung zugebaut werden. Das im Dezember 2019 verabschiedete Klimaschutzpaket der Bundesregierung wird voraussichtlich nicht zu einer Beschleunigung des aktuell gebremsten Wind-onshore-Ausbaus führen, sondern durch die vorgesehene einheitliche Mindestabstandsregelung den Ausbau weiter erschweren. Die EnBW setzt sich intensiv für eine Verbesserung der Genehmigungsbedingungen ein.

Mit dem Wegfall des 52-GW-Förderdeckels und der weiter voranschreitenden Kostendegression für PV-Module gehen wir von einem weiter beschleunigten Ausbau der **Photovoltaikleistung** in Deutschland aus. Der Bau des Solarparks Weesow-Willmersdorf durch die EnBW – eines der ersten förderfreien Großprojekte in Deutschland – beweist, dass die wettbewerbliche Wirtschaftlichkeit von Photovoltaik nun auch in Deutschland angekommen ist. Die hohe Attraktivität und Verfügbarkeit von Freiflächenanlagen in Deutschland zeigte sich auch in einer deutlichen Überzeichnung der Ausschreibungen im Jahr 2019.

## Frankreich

Mit dem Erwerb von Valeco ist uns im Jahr 2019 der Eintritt in den französischen Markt für erneuerbare Energien gelungen. Wir rechnen mit einem dynamischen Wachstum erneuerbarer Energien in Frankreich, sowohl im Windkraft- als auch im Photovoltaikbereich. Die Rahmenbedingungen in Form hauptsächlich auktionsbasierter Ausschreibungen in Frankreich gewährleisten eine weiterhin verlässliche Förderung erneuerbarer Energien.

## Schweden

Schweden bietet sehr gute Standortbedingungen und ein wettbewerliches Umfeld für erneuerbare Energien. Insbesondere Windenergie an Land wird in den nächsten Jahren eine zunehmend wichtige Rolle im schwedischen Erzeugungsmarkt spielen. Seit dem Markteintritt im Jahr 2018 bauen wir unser Windkraftportfolio kontinuierlich aus. Das in Schweden existierende quotenbasierte Fördersystem für erneuerbare Energien bewirkt, dass die Anlagen ihre Erlöse größtenteils am Strommarkt erzielen. Dabei stellt die Vermarktung von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten (Glossar, ab Seite 139) eine zusätzliche Erlösmöglichkeit dar.

## Türkei

Der aktuell in der Türkei bestehende Fördermechanismus für die Energieerzeugung aus erneuerbaren Quellen ist für Anlagen gültig, die bis Ende 2020 in Betrieb gehen. Die Förderung aller anderen Anlagen wurde auf ein auktionsbasiertes System

umgestellt. In diesem neuen Rahmen wurden beispielsweise 2019 rund 1.000 MW Onshore-Windkraftkapazitäten vergeben. Wir erweitern das Windkraftportfolio unseres Joint Ventures mit dem türkischen Partner Borusan um zwei aktuell im Bau befindliche Projekte. Die Fertigstellung dieser Anlagen ist im Jahr 2020 geplant. Wir halten den türkischen Markt langfristig für weiterhin attraktiv, beobachten die aktuellen politischen und wirtschaftlichen Entwicklungen in der Türkei jedoch sorgfältig.

## Segment Erzeugung und Handel

### Großhandelsmarkt Strom

Im Jahr 2019 lag der durchschnittliche Spotmarktpreis (Glossar, ab Seite 139) trotz eines deutlich höheren Preisniveaus bei CO<sub>2</sub>-Zertifikaten (Glossar, ab Seite 139) rund 7 €/MWh unter dem Niveau von 2018. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die zweite Jahreshälfte 2018 von stark gestiegenen Preisen infolge Niedrigwasser und damit einhergehenden Lieferengpässen in der Kohleversorgung geprägt war. Der durchschnittliche Preis am Terminmarkt (Glossar, ab Seite 139) bewegte sich 2019 dagegen aufgrund der Erhöhung der CO<sub>2</sub>-Preise rund 4 €/MWh über dem des Vorjahresprodukts.

Die Terminmarktpreise (Glossar, ab Seite 139) spiegeln die Erwartung steigender Notierungen wider. Gründe sind der Kernenergieausstieg und die erwartete Stilllegung von Kohlekraftwerken. Entscheidend für die künftige Entwicklung der Strompreise werden der Verlauf der Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise sowie die Entwicklung des Stromerzeugungsmix sein.

### Entwicklung der Preise für Strom (EPEX), Grundlastprodukt Base

in €/MWh	Durchschnitt 2019	Durchschnitt 2018
Spot	37,67	44,47
Rollierender Frontjahrespreis	47,79	43,84

### Gasmarkt

Der Spotmarktpreis (Glossar, ab Seite 139) ist im Jahr 2019 deutlich gefallen. Zum einen hat sich das weltweite Angebot an Liquefied Natural Gas (LNG) durch neue Produktionsanlagen in den USA und Australien ausgeweitet, was spürbar höhere LNG-Lieferungen nach Nordwesteuropa zur Folge hatte. Zum anderen haben überdurchschnittlich hohe Temperaturen zu einer deutlich geringeren Wärmenachfrage geführt. Der Preisverfall am Spotmarkt hat sich auch auf die Jahrespreise ausgewirkt.

Für die weitere Entwicklung der Gaspreise sind die Verhandlungen über einen neuen Gas-Transitvertrag zwischen Russland und der Ukraine sehr bedeutend. Daneben kann sich das LNG-Angebot in Europa durch die Inbetriebnahme zusätzlicher LNG-Anlagen in den USA weiter erhöhen.



### Entwicklung der Preise für Erdgas an der TTF (niederländischer Großhandelsmarkt)

in €/MWh	Durchschnitt 2019	Durchschnitt 2018
Spot	13,51	22,98
Rollierender Frontjahrespreis	18,19	20,70

### Ölmarkt

Die Rohölpreise stiegen im Jahresverlauf 2019 von 55 US-\$/bbl auf bis zu 75 US-\$/bbl. Produktionskürzungen der OPEC sowie einiger Nicht-OPEC-Staaten, darunter Russland, beseitigten das Überangebot am Weltmarkt und stützten die Preise. Preistreibend wirkten ebenfalls der Konflikt zwischen dem Iran und den USA, verbunden mit Drohungen des Irans, die für den Ölhandel bedeutende StraÙe von Hormus zu blockieren, sowie der Drohnen- und Raketenangriff auf wichtige Ölanlagen Saudi-Arabiens. Dagegen bestimmten im Jahr 2019 auch Sorgen um die weltwirtschaftliche Entwicklung und damit um die Ölnachfrage das Marktgeschehen. Dabei belastete vor allem der anhaltende Handelsstreit zwischen den USA und China die Ölpreise.

Die Terminmarktpreise spiegeln die Erwartung sinkender Notierungen wider. Gründe sind die Furcht vor einem überversorgten Ölmarkt, unter anderem wegen der stark steigenden Ölproduktion der Nicht-OPEC-Staaten, sowie anhaltende Sorgen hinsichtlich einer konjunkturell bedingten Abschwächung der weltweiten Ölnachfrage. Ein großes Potenzial für Preisspitzen ist hingegen durch den anhaltenden Konflikt zwischen dem Iran und den USA sowie Saudi-Arabien gegeben, sollte es zu einer Eskalation kommen.

### Preisentwicklung auf den Ölmärkten

in US-\$/bbl	Durchschnitt 2019	Durchschnitt 2018
Rohöl (Brent) Frontmonat (Tagesquotes)	64,16	71,69
Rohöl (Brent), rollierender Frontjahrespreis (Tagesquotes)	61,31	68,94

### Kohlemarkt

Sowohl die Frontjahres- als auch die Spotmarktpreise gaben im Jahresverlauf 2019 erheblich nach. Hauptgründe für den Preisverfall waren ein generell überversorgter Weltmarkt sowie die deutlich sinkende Kohlenachfrage in Europa. Hier wurde die Kohleverstromung im großen Umfang durch erneuerbare Energien und die aufgrund sehr niedriger Gas- und relativ hoher Emissionszertifikatepreise oftmals günstigere Gasverstromung substituiert. Hinzu kamen im vierten Quartal 2019 Einfuhrbeschränkungen für Importkohle in China.

Bei Fortsetzung der beschriebenen Trends werden die Kohlenotierungen sowohl im Spot- als auch im Terminmarkt (Glossar, ab Seite 139) unter Druck bleiben. Als mit Abstand größter Kohleverbraucher der Welt ist China eine dominante Einflussgröße für den internationalen Kohlemarkt. Der zunehmende Ausbau der heimischen Kohleproduktion Chinas wird die Kohleimporte des Landes und somit den Weltmarkt weiterhin erheblich beeinflussen.

### Preisentwicklung auf den Kohlemärkten

in US-\$/t	Durchschnitt 2019	Durchschnitt 2018
Kohle – API #2, rollierender Frontjahrespreis	69,54	87,03
Kohle – API #2, Spotmarktpreis	60,75	91,91

### CO<sub>2</sub>-Zertifikate

Für CO<sub>2</sub>-Emissionen aus Kraftwerken müssen im Rahmen des europäischen Emissionshandels CO<sub>2</sub>-Zertifikate (Glossar, ab Seite 139) in entsprechender Höhe nachgewiesen werden. Die im Jahr 2018 beschlossene Angebotsreduktion (sogenannte Marktstabilitätsreserve, MSR) für Emissionszertifikate führte im Jahr 2019 zu einem weiteren Preisanstieg für EUA-Zertifikate (Glossar, ab Seite 139). Das Auktionsangebot wurde 2019 um insgesamt circa 400 Millionen Zertifikate reduziert, was fast einer Halbierung entspricht.

In den nächsten Jahren ist mit weiter steigenden EUA-Preisen zu rechnen. Größter Preistreiber bleibt die Angebotsverknappung über MSR.

### Entwicklung der Preise für Emissionszertifikate/Tagesquotes

in €/t CO <sub>2</sub>	Durchschnitt 2019	Durchschnitt 2018
EUA – rollierender Frontjahrespreis	24,88	15,62
CER – rollierender Frontjahrespreis	0,21	0,24

### Kernenergie

Der Koalitionsvertrag der Bundesregierung setzt den Rahmen der aktuellen Kernenergiepolitik: Wesentliche Ziele sind der Erhalt von Fachpersonal und Fachwissen, ein zügiges Vorankommen bei der Suche eines Endlagers für hoch radioaktive Abfälle (bis 2031) sowie eine rasche Inbetriebnahme des Endlagers für schwach und mittel radioaktive Abfälle (nach gegenwärtiger Planung 2027). Dies soll verhindern, dass Zwischenlager an Kraftwerksstandorten zu faktischen Endlagern werden. Auf Basis eines Urteils des Bundesverfassungsgerichts vom 6. Dezember 2016 sollen Betreiber von Kernkraftwerken Kompensationszahlungen für Investitionen im Zeitraum zwischen der Entscheidung für die Laufzeitverlängerung (28. Oktober 2010) und deren Rücknahme (ab 16. März 2011) sowie für in eigenen Kraftwerken nicht mehr verstrombare Reststrommengen erhalten. Auf Basis des öffentlich-rechtlichen Vertrags in Anlehnung an das Gesetzespaket zur Neuordnung der Verantwortung in der kerntechnischen Entsorgung wurde im Auftrag der EnBW der Antrag auf eine Transportgenehmigung zur Rückführung von radioaktiven Abfällen aus der Wiederaufbereitung aus Frankreich in das Zwischenlager am Standort des Kernkraftwerks Philippsburg gestellt. Ein konkreter Zeitpunkt für den Transport steht noch nicht fest. Auf gleicher rechtlicher Grundlage gingen zum 1. Januar 2019 die Zwischenlager für hoch radioaktive Abfallstoffe auf den Bund über. Zum 1. Januar 2020 folgen die Standortabfalllager für schwach und mittel radioaktive Abfallstoffe. Am 31. Dezember 2019 erlosch die Berechtigung zum Leistungsbetrieb des Kernkraftwerks Philippsburg 2.