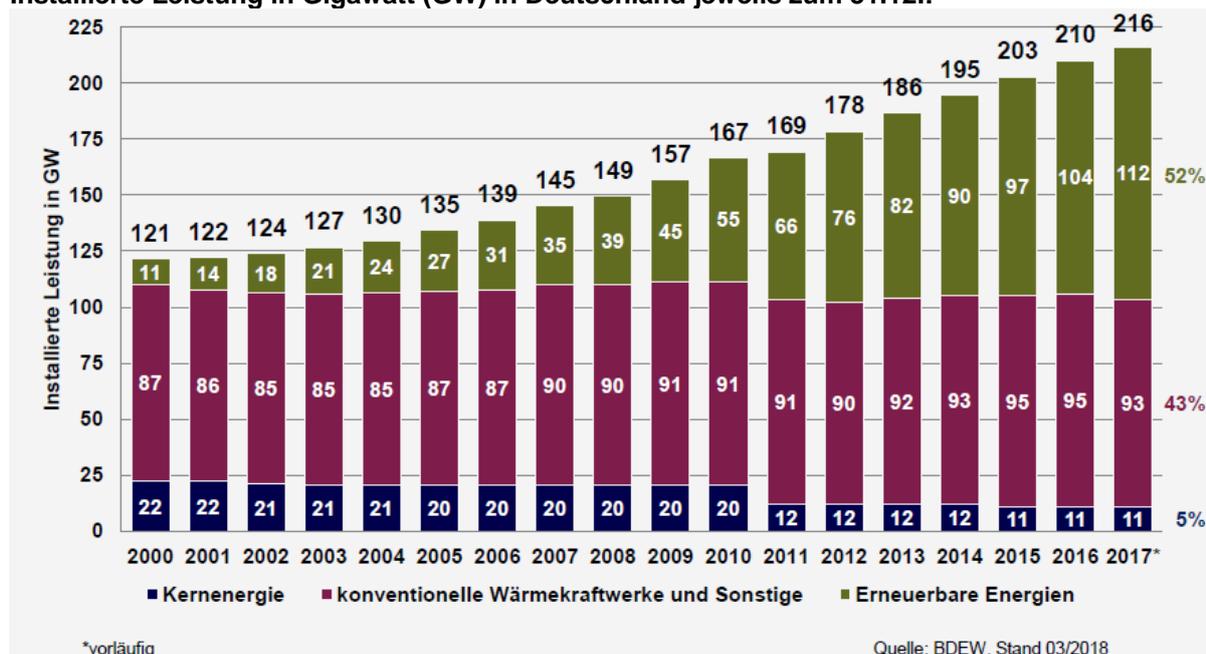


Versorgungssicherheit

Entwicklung der nationalen Erzeugungskapazitäten

- Deutschlandweit sind gegenwärtig rund 46 GW Kohlekraftwerkskapazitäten in Betrieb (21 GW Braunkohle und 24 GW Steinkohle).
- In Extremsituationen (hohe kältebedingte Stromnachfrage, geringe Einspeisung von Wind- und PV-Strom) muss die in Deutschland benötigte Spitzenlast in Höhe von rund 82 GW überwiegend durch Gas-, Kohle- und Kernkraftwerke gedeckt werden.
- Mit dem Kernenergieausstieg werden bis Ende 2022 rund 10 GW gesicherte Kraftwerksleistung stillgelegt.
- Zusätzlich werden immer mehr konventionelle Kraftwerke bei der BNetzA zur vorläufigen oder endgültigen Stilllegung angemeldet. Bis 2020 werden ausweislich der derzeitigen Kraftwerksstilllegungsanzeigenliste der BNetzA weitere 4,6 GW (1,8 GW Braunkohle in Sicherheitsbereitschaft, 2,8 GW geplante Stilllegungen von Steinkohle- und Erdgaskraftwerken) gesicherte Kraftwerksleistung stillgelegt.

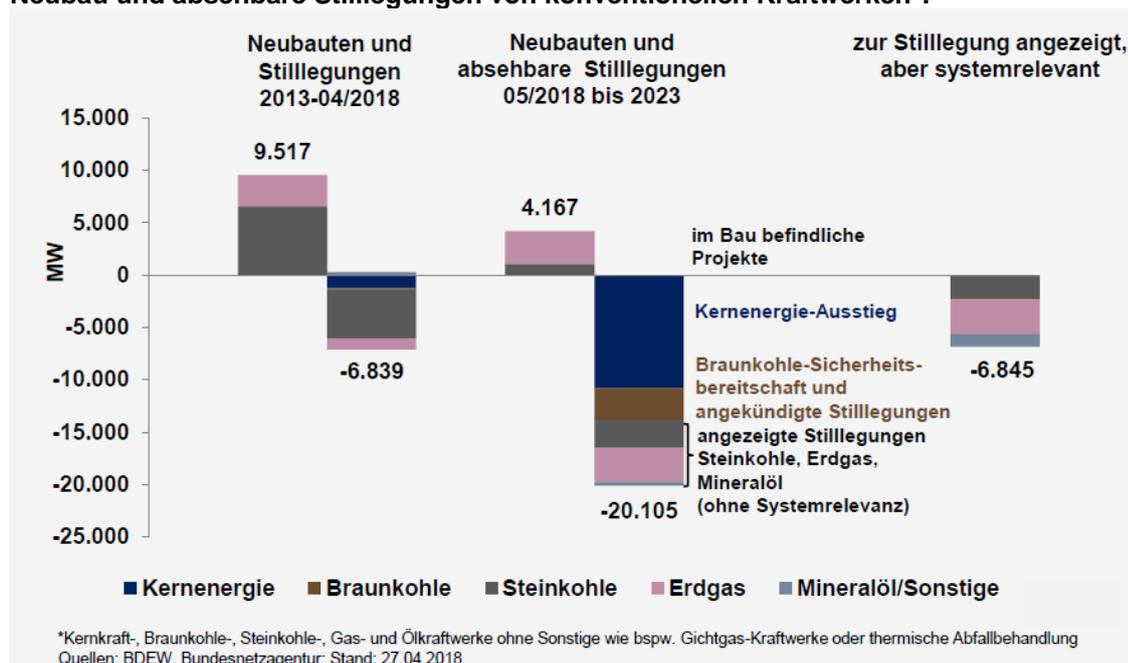
Installierte Leistung in Gigawatt (GW) in Deutschland jeweils zum 31.12.:



Anmerkung: Hinsichtlich der in der Abbildung dargestellten installierten Leistung ist zwischen installierter und gesicherter Leistung zu differenzieren. Speziell bei volatiler Einspeisung aus erneuerbaren Energien (EE) ist es schwierig, eine Aussage über die nicht zur Verfügung stehende Leistung zu treffen. Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber haben in ihrem Bericht zur Leistungsbilanz 2016-2020 (Stand 31.10.2017) folgende Annahmen für die Nichtverfügbarkeiten von **EE-Technologien getroffen:**

- 100 % Photovoltaik (2017 installiert: 43 GW),
- 99 % Windenergie – Onshore und Offshore (2017 installiert: 56 GW),
- 75 % Laufwasser (2017 installiert [Laufwasser und Pumpspeicher]: 5,5 GW),
- 35 % Biomasse / Biogas (2017 installiert: 7,5 GW),
- 20 % Pumpspeicher.

Neubau und absehbare Stilllegungen von konventionellen Kraftwerken*:



Mögliche Folgen eines vorzeitigen Kohleausstiegs

- Die ÜNB prognostizieren bereits für das Jahr 2020, dass der deutsche Kraftwerkspark in kritischen Situationen die inländische Stromnachfrage nicht mehr decken kann (Deckungslücke 2020: 0,5 GW; vgl. Leistungsbilanz der ÜNB).
- Dass die Situation sich mittelfristig weiter verschärfen wird, zeigt auch der Anfang 2018 von den ÜNB veröffentlichte Entwurf des Szenariorahmens 2019-2030 für den Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version 2019)*. Die ÜNB ermitteln darin für das Jahr 2030 eine nationale Deckungslücke je nach Szenario von 14,5 bis 25,8 GW (B-Szenario: 22 GW) und für das Jahr 2035 eine Deckungslücke von knapp 22 GW (B-Szenario).

* Anmerkung: Der durch die BNetzA am 15. Juni 2018 veröffentlichte Genehmigungsbescheid des Szenariorahmens 2019-2030, welcher ein neues Kohleausstiegsszenario für das Jahr 2025 vorsieht, findet in diesem Zusammenhang aus nachfolgenden Gründen keine Berücksichtigung:

Die bisher für 2030 vorgesehene Halbierung der Braunkohlekapazitäten wurde um 5 Jahre auf das Jahr 2025 vorgezogen. Nach dem Kernenergieausstieg in 2022 würden damit bereits in 2025 weitere ca. 10 GW gesicherte Leistung allein aus Braunkohlekraftwerken fehlen. Die für das Jahr 2030 ermittelte nationale Deckungslücke von je nach Szenario 14,5 bis 25,8 GW (B-Szenario: 22 GW) und für das Jahr 2035 von 22 GW (B-Szenario) würde folglich 5 Jahre früher auftreten.

Die BNetzA blendet dabei Fragen der Versorgungssicherheit, Netzstabilität und wettbewerbsfähiger Energiepreise ebenso aus wie die wirtschaftlichen Auswirkungen auf die von der Braunkohleförderung und -verstromung geprägten Regionen und die energieintensive Industrie.

Entwicklung der Jahreshöchstlast:

2012	81,8 GW
2013	79,1 GW
2014	78,1 GW
2015	78,2 GW

Quelle: ÜNB

Prognose der Jahreshöchstlast:

2020	81,8 GW
2023	81,8 GW

Quelle: BNetzA

Prognose der gesicherten Leistung:

2019	82 GW
2020	79-80 GW
2023	73-75 GW

Quelle: ÜNB, BDEW

- Die Tatsache, dass die Versorgungssicherheit in Deutschland zumindest in Situationen mit geringer EE-Einspeisung und gleichzeitig hoher Last maßgeblich von Stromimporten abhängen wird, stellt einen Wendepunkt im deutschen Stromversorgungssystem dar.
- Dieser Trend würde sich mit einem vorgezogenen Kohleausstieg je nach Kohleausstiegsfad weiter verschärfen (siehe Tabelle, eigene Darstellung).

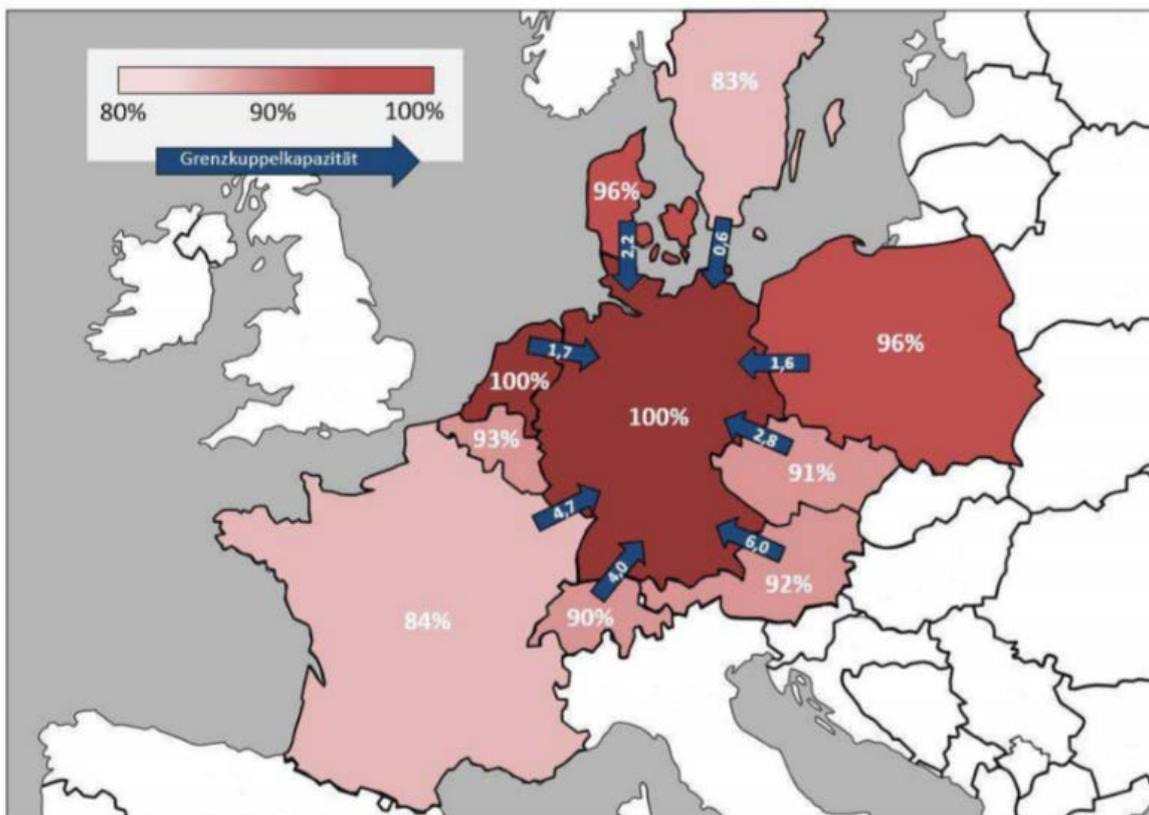
Jahr	2018 ¹	2020 ²	2025	2030 ³	2035 ⁴
Installierte Netto-Nennleistung nach Primärenergieträgern in GW					
Kernenergie	9,5	8,1		0,0	0,0
Fossile Brennstoffe	76,3	74,2		62,1	62,1
davon Braunkohle	20,5	19,9		9,5	9,3
davon Steinkohle	23,6	22,3		13,9	10,2
Erneuerbare Energiequellen ⁵ (ohne Wasser)	112,6	124,8		159,5	170,1
Wasser	12,6	12,9		14,7	16,4
Sonstige Speicher				0,1	0,1
Kapazitätsreserve (nicht eindeutig zuweisbar)	0,0	0,0		2,0	2,0
Installierte Leistung insgesamt	211,1	220,0		238,4	250,7
Reservekraftwerke DE	6,2	6,6		6,6	6,6
Sicherheitsbereitschaft	0,9	1,8		0,0	0,0
Nicht einsetzbare Leistung (inkl. Revisionen)	113,4	125,1		163,9	175,1
davon eingemottete Kraftwerke	2,1	2,1			
Verfügbare Leistung inkl. Reservekraftwerke/ Sicherheitsbereitschaft	87,4	84,8		74,5	75,6
Reserve für Systemdienstleistungen	3,6	3,6		3,6	3,6
Gesicherte Leistung inkl. Reservekraftwerke/ Sicherheitsbereitschaft	83,8	81,2		70,9	72,0
Spitzenlast	81,7	81,7		92,9	93,9
Verbleibende Leistung	2,1	-0,5		-22,0	-21,9
Vorzeitiger Kohleausstieg⁶		-42,7		-45,4	-41,4
Vorzeitiger Braunkohleausstieg⁷		-20,4		-31,5	-31,2

- ¹ Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2016 – 2020 (Stand 31.10.2017).
- ² Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2016 – 2020 (Stand 31.10.2017).
- ³ Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version 2019) – ÜNB-Entwurf; Szenario B 2030.
- ⁴ Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version 2019) – ÜNB-Entwurf; Szenario B 2035.
- ⁵ In den Berechnungen der ÜNB für o.g. Szenariorahmen konnte das neue Ausbauziel (65 % für EE bis 2030) noch nicht berücksichtigt werden.
- ⁶ Eigene Berechnung.
- ⁷ Eigene Berechnung.

Entwicklung der europäischen Erzeugungskapazitäten

- Durch Stromimporte verbessert sich die nationale Klimabilanz; durch Stromexporte verschlechtert sie sich. Dadurch entsteht ein kontraproduktiver Anreiz für die EU-Staaten, auf Stromimporte zu setzen („Jeder setzt auf seinen Nachbarn“).
- Der europäische Strombinnenmarkt ermöglicht grundsätzlich einen europaweiten Stromaustausch im Rahmen der vorhandenen Grenzkuppelkapazitäten. Problem: Auch bei unseren elektrischen Nachbarn können sich Versorgungsengpässe ergeben. Folglich kann Deutschland sich in kritischen Situationen nicht auf Stromimporte verlassen.
- Verglichen mit seinen Nachbarländern Frankreich, Polen und Belgien ist das Niveau der Versorgungssicherheit in Deutschland noch relativ hoch.
Beispiel Frankreich: Frankreichs Stromversorgung wird zu rund 75 % durch Kernenergie gedeckt. Mittlerweile sind viele Atomanlagen in die Jahre gekommen und müssten ertüchtigt oder ersetzt werden. Die Kosten hierfür sind enorm. Hinzu kommt, dass die französische Stromnachfrage aufgrund der Tatsache, dass ca. 39 % der Wohnungen elektrisch beheizt werden, in Kälteperioden eine hohe Kälteempfindlichkeit aufweist (ca. 2,5 GW zusätzliche Last pro 1°C Temperaturminderung).
- Bereits heute wirkt auf den Energieaustausch die Gleichzeitigkeit der Märkte beschränkend. Tritt in Deutschland eine hohe Energienachfrage auf, ist die Situation in den benachbarten Staaten grundsätzlich ähnlich, so dass ein Energieaustausch nicht zwangsläufig möglich ist (siehe Abbildung S. 5).
- In Reaktion auf die vorgenannten Versorgungsengpässe haben inzwischen bereits sechs EU-Staaten des Central-Western-Europe-Raums Kapazitätsmärkte bzw. -Regelungen eingeführt, die die eigene Stromversorgung durch gesetzliche Vorgaben absichern sollen.
- Ein erster Schritt sollte eine verbindliche Verständigung mit den Mitgliedern des Pentalateralen Forums – und ggf. auch darüber hinaus – sein, um Kapazitätsbereitstellungen sicherzustellen.

**Gleichzeitigkeit und Grenzkuppelkapazitäten in Europa
(Jahreshöchstlast in Deutschland am 13.12.2017 um 17:00 Uhr):**



Quelle: KURZSTUDIE BETRACHTUNGEN ZUR MINDESTERZEUGUNG VON BRAUNKOHLE-KRAFTWERKEN IM KONTEXT DES NETZBETRIEBS, Brandenburgische Technische Universität Cottbus-Senftenberg, 26.02.2018

- Obige Abbildung zeigt eine exemplarische Auswertung für das Jahr 2017, in der die Jahreshöchstlast in Deutschland am 13.12.2017 um 17:00 Uhr ihr Maximum erreichte (Referenz 100 %). Die jeweilige Prozentangabe der Nachbarstaaten gibt an, wie hoch die jeweilige Last zu diesem Zeitpunkt war, bezogen auf die jeweils eigene, nationale Jahreshöchstlast. So erreichten die Niederlande in derselben Stunde ihre Jahreshöchstlast und sind daher ebenfalls mit 100 % dargestellt.
- Es ist insgesamt ersichtlich, dass die Nachbarstaaten bei einer hohen Last und Leistungsengpässen in Deutschland ebenfalls stark ausgelastet sind, wodurch die Versorgungssicherheit in Frage gestellt wird.
- Weiterhin wäre bei einer möglichen störungsbedingten Systemaufftrennung und somit der Abtrennung des deutschen Übertragungsnetzgebietes keine Hilfe aus den Nachbarstaaten möglich, da in diesem Fall die grenzüberschreitende Kuppelkapazität nicht oder nur teilweise zur Verfügung steht.