

Stromversorgung Deutschland



Baden-Württemberg

Impressum

Herausgeber:

Dieter Bouse*

Diplom-Ingenieur

Werner-Messmer-Str. 6, 78315 Radolfzell am Bodensee

Tel.: 07732 / 8 23 62 30

E-Mail: dieter.bouse@gmx.de

Internet: www.dieter-bouse.de

„Infoportal Energiewende Baden-Württemberg plus weltweit“

Kontaktempfehlung:

Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg (UM)

Kernerplatz 9; 70182 Stuttgart

Tel.: 0711/ 126 – 0; Fax: 0711/ 126 - 2881

Internet: www.um.baden-wuerttemberg.de;

E-Mail: poststelle@um.bwl.de

Besucheradresse:

Hauptstätter Str. 67 (Argon-Haus), 70178 Stuttgart

Abteilung 6: Energiewirtschaft

Leitung: Mdgt. Martin Eggstein

Sekretariat: Telefon 0711 / 126-1201

Referat 61: Grundsatzfragen der Energiepolitik

Leitung: MR Tilo Kurz

Tel.: 0711/126-1215; Fax: 0711/126-1258

E-Mail: tilo.kurtz@um.bwl.de

* Energiereferent a.D., Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Tourismus Baden-Württemberg (WM)

Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Tourismus Baden-Württemberg (WM), Stand August 2021

WM-Neues Schloss



Hausanschrift

WM-Neues Schloss

Schlossplatz 4; 70173 Stuttgart
www.wm.baden-wuerttemberg.de
Tel.: 0711/123-0; Fax: 0711/123-2121
E-Mail: poststelle@wm.bwl.de
Amtsleitung, Abt. 1, Ref. 51-54,56,57

WM-Dienststelle

Theodor-Heuss-Str. 4/Kienestr. 27
70174 Stuttgart
Abt. 2, Abt. 4; Abt. 5, Ref. 55

WM-Haus der Wirtschaft

Willi-Bleicher-Straße 19
70174 Stuttgart
Abt. 3, Ref.16 (Haus der Wirtschaft)
**Kongress-, Ausstellungs- und
Dienstleistungszentrum**

WM-Haus der Wirtschaft



WM-Dienststelle



Struktur Foliensatz 2024: Stromversorgung Deutschland



Ausgewählte Schlüsseldaten

Ausgewählte Grund- und Kenndaten zur Stromversorgung Deutschland
Datenvergleich nationale und Internationale Situation zur Stromversorgung

Bundes-Energie- und Klimapolitik

Grundlagen & Rahmenbedingungen

Stromversorgung Deutschland

- Einleitung und Ausgangslage
- Strombilanz & Stromfluss: Energierohstoffe und -quellen: Energieträger, Einfuhr/Ausfuhr
- Stromerzeugung: Energieträger, Bruttostromerzeugung, KWK
- Stromverbrauch: Energieträger, Stromverbrauch, Verbrauchersektoren, Anwendungen,
- Strompreise & Kosten, Erlöse, Steuern, Energiebörse, Wettbewerbsbedingungen
- Wirtschaft & Strom, Stromeffizienz
- Klima & Strom, Treibhausgase
- Kraftwerke, installierte Leistung & Versorgungssicherheit
- Systemintegration: Netze, Speicher, Sektorkopplung
- Erfolgsbilanz: Strommix, Nachhaltigkeit Bezahlbarkeit, Versorgungssicherheit
- Beispiele aus der Länderpraxis
- Fazit und Ausblick

Anhang zum Foliensatz

Ausgewählte Infostellen, Infomaterialien und Übersicht weitere Foliensätze zu Energiethemen

Folienübersicht (1)

- FO 1: Titelseite
- FO 2: Impressum
- FO 3: Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Tourismus Baden-Württemberg (WM), Stand Mai 2021
- FO 4: Foliensatzstruktur zur Stromversorgung in Deutschland
- FO 5: Inhalt
- FO 6: Folienübersicht (1-5)

Ausgewählte Schlüsseldaten

- FO 12: Entwicklung ausgewählte Grund- und Kenndaten zur Energie – und Stromversorgung in Deutschland 1990-2022 (1,2)
- FO 14: Datenvergleich ausgewählte nationale und internationale Situation zur Stromversorgung bis 2022
- FO 15: Übersicht ausgewählte Rahmen- und Stromdaten im internationalen Vergleich bis 2018 (1,2)

Bundes-Energie- und Klimaschutzpolitik

- FO 18: Koalitionsvertrag SPD, Grüne und FDP 2021-2025 Klima, Energie und Transformation der Bundesregierung Deutschland, Stand 10/2021 (1-5)

Grundlagen & Rahmenbedingungen

- FO 24: Energierohstoffe und Energiequellen zur Strombereitstellung
- FO 25: Stromkennzeichnungspflicht durch Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) in Deutschland und Baden-Württemberg (1,2)
- FO 27: Stromkennzeichnung 2017 ab Bilanzierungsjahr 2016 nach § 42 Abs. 1 - 8 EnWG 2011 i.V.m. §§ 78 und 79 EEG 2017(Auszug) (1,2)
- FO 29: Entwicklung Bevölkerung (BV) nach Jahreszeitfestlegung in Deutschland von 1990 bis 2022
- FO 30: Entwicklung Bruttoinlandsprodukt (BIP) in Deutschland 1990-2022
- FO 31: Entwicklung Bruttowertschöpfung (BWS) für Deutschland 1991 bis 2021 (1,2)
- FO 33: Entwicklung Erwerbstätige am Arbeitsort für D 1991 bis 2021
- FO 34: Entwicklung der Euro-Wechselkurse (Jahresmittelwerte) im Verhältnis zum US-Dollar 1990-2022

- FO 35: Entwicklung der Treibhausgas-Emissionen (THG) in Deutschland 1990-2022, Ziel 2030 der Bundesregierung
- FO 36: Entwicklung Bevölkerung, Wirtschaftsleistung, Klimaschutz sowie Stromverbrauch und Stromproduktivität in D 1990-2020 (1,2)
- FO 38: Entwicklung ausgewählter Rahmendaten zur Energie- und Stromversorgung in Deutschland 1990-2020 (1,2)

Stromversorgung Deutschland

Einleitung und Ausgangslage

- FO 42: Kernpunkte der Energiewende in der deutschen Energie- und Stromversorgung 2023 (1,2)
- FO 44: Faktenreport: Energiewende im Strombereich in Deutschland 1990-2030
- FO 45: Übersicht ausgewählte Daten zur Stromversorgung in Deutschland 2020
- FO 46: Entwicklung ausgewählter Stromdaten zum Stromversorgung in Deutschland 1990-2020 (1,2)

Strombilanz

- FO 49: Der Stromsektor in Deutschland 1990-2023 auf einen Blick
- FO 50: Entwicklung Bruttostromerzeugung (BSE) nach Energieträgern mit/ohne Pumpstromerzeugung in Deutschland 1990-2023
- FO 52: Strombilanz der Elektrizitätsversorgung in Deutschland 1990-2022 (1-5)
- FO 57: Entwicklung des Aufkommens nach Herkunft von Strom in D 1991-2022
- FO 58: Entwicklung Stromerzeugung und -verbrauch und Lastflüsse Deutschlands in das /aus den Ausland 1990-2023 (1-4)

Primärenergieverbrauch und Stromerzeugung; Primärenergieausgaben

- FO 63: Entwicklung des Einsatzes von Energieträgern zur Stromerzeugung in Deutschland 1990-2023 (1-3)
- FO 66: Entwicklung spezifischer Brennstoffeinsatz zur Brutto-Stromerzeugung in Deutschland 1990-2022
- FO 67: Entwicklung Erzeugung und Brennstoffeinsatz der Kraft-Wärmekopplung zur sowie Anteil an der Brutto-Stromerzeugung (BSE) in Deutschland 1990-2022
- FO 68: Entwicklung Saldo des Außenhandels nach Energieträgern in Deutschland von 2017-2022

Folienübersicht (2)

Stromerzeugung

- FO 70: Entwicklung Bruttostromerzeugung (BSE) mit Beitrag erneuerbare Energien in Deutschland 1990-2022 (1-8)
- FO 78: Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2022 – Die wichtigsten Fakten
- FO 79: Entwicklung Bruttostromerzeugung (BSE) aus erneuerbaren Energien in Deutschland von 1990 bis 2022 (1-8)
- FO 87: Entwicklung Nettostromerzeugung (NSE) nach Energieträgern mit/ohne Pumpstromerzeugung in Deutschland 1990-2023 (1,2)
- FO 89: Strommix in Deutschland im Jahr 2022/23 Nettostromerzeugung nach Energieträgern mit PSE
- FO 90: Entwicklung Beitrag Kraft-Wärme-Kopplung zur Nettostromerzeugung (NSE) in Deutschland 2005-2022 (1,2)
- FO 92: Entwicklung installierte Leistung zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland 2005-2022 (1-3)
- FO 95: Entwicklung Bruttostromerzeugung und installierte Leistung je erneuerbarer Energieträger in Deutschland 2018-2022 (1,2)

Stromverbrauch

- FO 98: Entwicklung Brutto-Stromverbrauch (BSV) mit Anteil erneuerbare Energien (EE) in Deutschland 1990-2023 (1-3)
- FO101: Entwicklung Nettostromverbrauch (NSV) in Deutschland 1990-2022
- FO102: Entwicklung Stromverbrauch Endenergie (SVE) in D 1990-2022 (1-3)
- FO105: Entwicklung von Brutto-, Netto- und Endenergie-Stromverbrauch in Deutschland 1990-2022
- FO106: Übersicht Erneuerbare Energien mit Anteilen zur jeweiligen Gesamtenergie in Deutschland 2021, Ziel 2030
- FO107: Entwicklung Endenergieverbrauch aus erneuerbare Energien (EEV-EE) nach Anteile Nutzungsarten in Deutschland 1990-2022 (1-4)
- FO111: Endenergieverbrauch (EEV) nach Energieträgern und Anwendungen in Deutschland 2021/22 (1-6)
- FO117: Entwicklung Anteil Erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch (EEV) in Deutschland 1990-2023 und Ziele 2030

Strompreise & Stromkosten, Erlöse, Steuern, Energiebörse, Wettbewerbsbedingungen

- FO119: Wettbewerbsfähigkeit der Strompreise für die deutsche Wirtschaft, Stand 9/2023
- FO120: Entwicklung durchschnittliche Jahres-Energieausgaben im Sektor Haushalte mit Kraftstoffe nach Anwendungen in 1990-2020 (1,2)
- FO122: Preisentwicklung bei den Energiemärkten in Deutschland 2023, Auszug (1-4)
- FO126: Einnahmen aus der Besteuerung von Energie, Strom und KFZ in Deutschland 2020
- FO127: Entwicklung durchschnittliche Strompreise für Haushalte in Deutschland 1991-2021 nach BMWI
- FO128: Strompreise in Deutschland: Die wichtigsten Ergebnisse im Überblick im Jahr 2023 (1-9)
- FO138: Entwicklung durchschnittliche Strompreise für Industriekunden in Deutschland 1991-2021 nach BMWI (1-7)
- FO145: Entwicklung der Gesamtbelastung der Strompreise durch Steuern und Abgaben in Deutschland 1998-2023
- FO146: Entwicklung von Energiepreisen in den Sektoren Haushalte, Verkehr und Industrie sowie ausgewählte Preisindizes in Deutschland 1991-2021 (1,2)
- FO148: Einleitung und Ausgangslage zur Strombörse EEX in Deutschland, Leipzig (1-4)
- FO152: Preisentwicklung an der Strombörse in Deutschland 2007-2023 (1-4)
- FO156: Preisentwicklung CO2-Emissionszertifikate in Deutschland 01.01.2021-06.12.2023

Förderung & Strom, Gesetze

- FO158: Gesetzgebung und Förderung von erneuerbaren Energien in Deutschland, Auszug (1,2)
- FO160: Entwicklung Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien mit und ohne Vergütungsanspruch nach EEG in D von 1991 bis 2022 (1,2)
- FO161: Neu bewilligte Forschungsprojekte für Erneuerbare-Energien -Technologien in Deutschland 2019-2022

Folienübersicht (3)

Wirtschaft & Strom, Stromeffizienz

- FO163: Einleitung und Ausgangslage
Energieeffizienz in Deutschland 2022 (Auszug)
- FO164: Entwicklung gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität in Deutschland 1990-2022 (1-4)
- FO168: Entwicklung Energieeffizienz der Stromerzeugung (BSE) in Deutschland 1990-2022 (1-3)
- FO171: Entwicklung Energieeffizienz – Indikator Stromintensität je BIPreal und je Einwohner (SI = BSV je BIPreal bzw. je Einwohner) in D 1990-2021 (1-4)
- FO175: Entwicklung Energie- und Stromeffizienz in den Sektoren in Deutschland 1990/21-2022 (1-5)
- FO180: Jahresvolllaststunden beim Einsatz von Energieträgern zur Stromerzeugung in Deutschland 2017/2020 (1,2)
- FO182: Jahresvolllaststunden beim Einsatz erneuerbarer Energien (EE) zur Stromerzeugung in Deutschland 2022
- FO183: Wirtschaftliche Effekte erneuerbarer Energien in Deutschland im Jahr 2022
- FO184: Entwicklung Investitionen in die Errichtung von Erneuerbare Energien -Anlagen in Deutschland 2000-2022 (1,2)
- FO186: Entwicklung wirtschaftliche Impulse aus den Betrieb von Erneuerbare -Energien-Anlagen in Deutschland 2000-2022 (1,2)
- FO188: Entwicklung Bruttobeschäftigte von erneuerbaren Energien-Anlagen nach Technologien in Deutschland 2000-2021 (1,2)
- FO190: Entwicklung der Beschäftigten in der Energiewirtschaft ohne erneuerbare Energien in Deutschland 1991-2018 (1,2)
- FO192: Ausgewählte Unternehmensergebnisse zur Energieversorgung – Wasserversorgung in Deutschland 2021/22

Klimaschutz, Treibhausgase & Energie + Strom

Klimapolitik in Deutschland, Europa und der Welt

- FO195: Klimapolitik in Deutschland, Europa und der Welt bis 2050 (1-4)

Klimawandel: Ursachen, Folgen, Vorsorge

- FO200: Die wichtigsten Fakten zu den Treibhausgas -Emissionen (THG) in Deutschland 2022; Ziele 2030/45
- FO201: Treibhausgase und Ihre Entstehung
- FO202: Übersicht Entwicklung der Treibhausgas(THG)-Emissionen in Deutschland 1990-2023; Ziele 2030/45
- FO203: Entwicklung der Treibhausgas-Emissionen (THG) (ohne LULUCF) in Deutschland 1990-2023, Ziel 2030 nach Novelle Klimaschutzgesetz 2021 (1-3)
- FO206: Entwicklung Treibhausgas-Emissionen (THG) nach Sektoren in Deutschland 1990-2022 (1-7)
- FO213: Entwicklung Treibhausgasemissionen (THG) im Sektor Energiewirtschaft in Deutschland 1990-2021, Ziel 2030 (1-6)
- FO219: Zu wenig CO₂-Einsparung bei der Stromproduktion um das 1,5-Grad-Ziel bei der Klimaerwärmung in Deutschland einzuhalten bis 2030/2050
- FO220: Entwicklung vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland 1990-2022 (1-5)
- FO225: Reduktion der Treibhausgase mit Maßnahmenkatalog in Deutschland 1990/2020, Ziel 2020

Klimaschutz, Energiebedingte Kohlendioxid-Emissionen CO₂ & Strom

- FO227: Entwicklung energiebedingte Kohlendioxid (CO₂)-Emissionen in Deutschland 1990-2020 (1-8)
- FO235: Entwicklung Emissionen und Emissionsfaktor des Strommix in Deutschland 1990-2023 (1,2)
- FO237: Entwicklung der spezifischen Treibhausgas-Emissionen des deutschen Strommix 1990-2023 (1-7)
- FO244: Spezifische CO₂-Emissionen des Strommix in Baden-Württemberg und Deutschland 1990-2020
- FO245: Entwicklung der spezifischen CO₂-Emissionen 2) zur Stromversorgung in Deutschland 1990-2022 (1,2)

Folienübersicht (4)

FO247: Kohlendioxid (CO₂)-Bilanz von Kraftwerken bei der Stromerzeugung mit Berücksichtigung des kompletten Lebenszyklus der Energieträger

FO248: Klimaschutztechnologie CCS: Abtrennung und Speicherung von Treibhausgasen (THG) (1-4)

FO252: Globale CO₂-Reduzierung von Steinkohlekraftwerken durch Wirkungsgradsteigerungen (1,2)

Kraftwerke und Versorgungssicherheit

FO255: Kraftwerke und Versorgungssicherheit in Deutschland 2019, Stand 1/2021 (1-8)

FO263: Entwicklung des SAIDI-Strom Unterbrechung nach Nieder- und Mittelspannung in Deutschland 2006-2019

FO264: Entwicklung Bruttokapazität zur Stromerzeugung in Deutschland jeweils Ende 1991 bis 2019 (1-3)

FO267: Kraftwerkskapazitäten nach Energieträgern und Technologien in Deutschland bis zum Jahr 2030 (1-6)

FO273: Entwicklung installierte Netto-Leistung zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland Ende 1990 bis 2020 (1-5)

FO278: Vergleich der Anteile Energieträger an der Kraftwerksleistung und an der Bruttostromerzeugung (BSE) in Deutschland 2020

FO279: Rangfolge der Brutto-Kapazitäten aller Kraftwerke zur Stromerzeugung in Deutschland 2016

FO280: Mittlere Ausnutzungsdauer ausgewählter Kraftwerksarten in Deutschland 2016

FO281: Entwicklung des durchschnittlichen Brutto-Wirkungsgrades von fossilen Kraftwerken in Deutschland 1990-2018

Foliensübersicht (5)

Netzinfrastruktur Deutschland: Netze, Speicher, Sektorkopplung

- FO283: Netzinfrastruktur in Deutschland 2019, Stand 1/2021 (1-4)
- FO287: Ausbau der Übertragungsnetze nach EnLAG- und BBPIG-Projekte zur Stromversorgung in Deutschland, Stand 1/2021 (1-4)
- FO291: Ausbau der Übertragungsnetze nach EnLAG- und BBPIG-Projekte zur Stromversorgung in Deutschland, Stand 1/2021 (1-3)
- FO294: Strom-Netzbilanz in Deutschland 2019 (1,2)
- FO296: Das deutsche Stromnetz, Stand 1/2018 (1-3)
- FO299: Stromtransport vom Kraftwerk bis zum Kunden in Deutschland (1,2)
- FO301: Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) Strom in Deutschland Regelzonen von Amprion, TenneT, TransnetBW und 50Hertz
- FO302: Netto-Aufkommen und Verwendung in den deutschen Strom-Versorgungsnetzen 2019
- FO303: Entwicklung der durchschnittlichen Netzentgelte nach Kundengruppen in Deutschland 2007-2014
- FO304: Regelleistungsmarkt im Stromnetz in Deutschland, Stand 11/2015
- FO355: SMAED – Strommarktdaten der Bundesnetzagentur in D seit 2017 (1-3)
- FO308: Energiespeicher für Wärme, Gas und Strom
- FO309: Energiespeicher für Strom in Deutschland 2022 (1,2)
- FO311: Verstärkte Stromspeicherung zum Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland erforderlich (1,2)
- FO313: Stromspeichertechnologie in Deutschland, Stand 1/2016 (1-3)

Sektorkopplung und Digitalisierung der Energiewende Deutschland

- FO317: Sektorkopplung – Integration der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr in Deutschland 2019, Stand 1/2021 (1-6)
- FO323: Verschiedene Technologien zur Sektorkopplung ersetzen mit einer Kilowattstunde Strom unterschiedliche Mengen fossiler Brennstoffe in der Wärmeversorgung und im Verkehr
- FO324: Entwicklung Anzahl und Stromverbrauch von Wärmepumpen im Bestand in Deutschland 2008-2019
- FO325: Entwicklung Anzahl und Stromverbrauch von ein- und mehrspurigen Elektrofahrzeugen nach Fahrzeugarten in Deutschland 2012-2019

Erfolgsbilanz zur Stromversorgung

- FO327: Strommix & CO₂-Emissionsfaktor nach der Nettostromerzeugung (NSE) Stadtwerke Radolfzell im Vergleich zu Baden-Württemberg und Deutschland 2018
- FO328: Strommarktdaten in Deutschland am 14.09.2022, 14.00 Uhr

Beispiele aus der Länderpraxis

- FO330: Strommarktdaten-Plattform SMARD für Deutschland 2020
- FO331: Der Strommix: Anteil der Energieträger an der Netto-Stromerzeugung in Deutschland 2021/22 (1,2)
- FO333: Strommarktdaten Stromerzeugung für Deutschland 04.09 – 14.09.2022
- FO334: Strommarktdaten zur Stromerzeugungsleistung nach Energieträgern für Deutschland zum 1. Januar 2022
- FO335: Oberbecken eines Pumpspeicherkraftwerks in Deutschland
- FO336: Herstellerangaben auf Verpackungen für Leuchtmittel in Deutschland ab 01.09.2010

Fazit und Ausblick

- FO338: Fazit zur Stromversorgung in Deutschland 2020 im Vergleich zu 1990
- FO339: Fazit Energiewende zur Stromversorgung in Deutschland, Stand 8/2018 (1,2)
- FO341: Energiepolitische Entwicklungen 2021 und Ausblick 2022 (1-5)
- FO346: Prognose Bruttostromerzeugung (BSE) und Primärenergieeinsatz (PEV) zur Stromerzeugung Deutschland bis 2040
- FO347: Prognose Primärenergieeinsatz (PEV) zur Stromerzeugung mit Erneuerbaren Energien (EE) Deutschland bis 2040

Anhang zum Foliensatz

- FO349: Begriffe zum Thema Strom und Klimaschutz
- FO350: Definitionen und Methodik zur Energiebilanz Deutschland (1,2)
- FO352: Ausgewählte Internetportale (1-3)
- FO355: Ausgewählte Informationsstellen (1-8)
- FO363: Ausgewählte Infomaterialien (1-3)
- FO366: Übersicht Foliensätze zu den Energiethemen Märkte, Versorgung, Verbraucher und Klimaschutz

Ausgewählte Schlüsseldaten

Übersicht Entwicklung ausgewählte Grund- und Kenndaten zur Energie und Stromversorgung in Deutschland 1990-2022 (1)

Jahr 2022: Stromproduktivität BIP/BSV = 3.264,3 Mrd. € / 549,2 TWh (Mrd. kWh) = 5,9 €/kWh

Tabelle 15



Gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität in Deutschland von 1990 bis 2022

	Einheit	1990 ¹⁾	2018	2019	2020	2021	2022 ²⁾	Jahresdurchschnittliche Veränderung in %		
								2021 bis 2022	1990 bis 2022	
● Bruttoinlandsprodukt (preisbereinigt, Referenzjahr 2015)	Verkettete Volumenangaben, in Mrd. €	1.959,1	3.207,8	3.241,6	3.121,8	3.203,8	3.264,3	1,9	1,6	
● Bevölkerung ³⁾	Mio.	79,8	82,9	83,1	83,2	83,2	83,8	0,8	0,2	
	Primärenergieverbrauch (unbereinigt)	Petajoule	14.905	13.129	12.805	11.895	12.440	11.769	-5,4	-0,7
	Primärenergieverbrauch (bereinigt) ⁵⁾	Petajoule	15.038	13.405	12.975	12.117	12.482	11.986	-4,0	-0,7
● Bruttostromverbrauch ⁴⁾	Mrd. kWh	550,7	592,7	575,5	555,8	568,5	549,2	-3,4	0,0	
	Energieproduktivität (unbereinigt)	Euro/GJ	131,4	244,3	253,2	262,4	257,6	277,4	7,7	2,4
	Energieproduktivität (bereinigt) ⁵⁾	Euro/GJ	130,3	239,3	249,8	257,6	256,7	272,3	6,1	2,3
● Stromproduktivität	Euro/kWh	3,6	5,4	5,6	5,6	5,6	5,9	5,5	1,6	

1) Angaben, z. T. geschätzt

2) vorläufige Angaben

3) Durchschnittliche Bevölkerung auf Basis des Zensus 2011 (Ergebnis zum Stichtag 9. Mai 2011: 80.219.695 Einwohner)

4) Inkl. Pumpstromerzeugung

5) temperaturbereinigte Werte, Mineralöl lagerbestandsbereinigt

Übersicht Entwicklung ausgewählte Grund- und Kenndaten zur Stromversorgung in Deutschland 1990-2022 (2)

Nr	Benennung	Einheit	1990	1991	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2021	2022	2023 *	2024	2025
1	Bevölkerung BV (J-Durchschnitt) - Veränderung 1990 = 100	Mio. Index	79,4 100	80,0 101	81,7 102	82,2 103	82,5 102	81,8 101	81,7 103	83,2 105	83,2 105	83,8 105	84,5 106		
2	Bruttoinlandsprodukt (BIP _{real} 2015) - Veränderung 1991 = 100 - Ø BIP real 2015	Mrd. € Index T€/Kopf	1.959 95 26,6	2.219 100 27,7	2.328 105 28,6	2.556 115 31,3	2.625 118 32,2	2.783 125 34,7	3.026 137 37,1	3.122 141 37,5	3.204 164 38,5	3.275 167 39,1			
3	Gesamttreibhausgas-Emissionen - Veränderung 1990 = 100 - Ø CO ₂ äqui Emission (THG)	Mio. t Index tCO ₂ /Kopf	1.242 100 15,7	1.204 96 15,1	1.120 90 13,7	1.043 83 12,7	992 79 12,2	942 75 11,5	907 72 11,0	739 59 8,9	762 61 9,2	746 60 9,0			
4	Brutto-Stromerzeugung BSE mit PS - Veränderung 1990 = 100 - Ø BSE - Anteil EE	Mrd. kWh Index kWh/Kopf %	549,9 100 6.891 3,6	540,2 98 6.727 3,2	536,2 98 6.596 4,7	576,5 105 7.005 6,6	620,6 113 7.633 10,2	633,1 115 7.884 16,6	648,3 118 7.935 29,1	574,7 104 6.901 43,8	587,1 107 7.082 39,8	577,9 105 6.890 44,0	514,6 94 6090 52,0		
5	Brutto-Stromverbrauch BSV - Veränderung 1990 = 100 - Ø BSV - Anteil EE	Mrd. kWh Index kWh/Kopf %	550,7 100 6.901 3,4	539,6 98 6.720 3,1	541,6 98 6.662 4,7	579,6 105 7.042 6,3	614,1 112 7.553 10,3	618,2 112 7.699 17,1	600,0 109 7.244 31,4	549,2 100 6.637 45,2	568,5 103 6.859 41,2	550,7 101 6.680 46,2	529,2 96 6.263 50,6		
6	Stromverbrauch Endenergie SVE - Veränderung 1990 = 100 - Ø SVE - Anteil EE	Mrd. kWh Index kWh/Kopf %	455,0 100 5.723 17,3	448,6 99 5.587 17,1	457,8 101 5.631 17,7	494,4 109 6.007 19,3	517,8 114 6.369 20,4	527,5 116 6.449 20,4	514,7 113 6.300 20,8	481,4 106 5.786 20,6	496,7 109 5.963 20,4	477,8 105 5.729 20,2			
7															
8	Stromproduktivität GW SP _{GW} ³⁾ Veränderung 1990 = 100	€/kWh Index	3,83 100	4,11 107	4,29 112	4,40 115	4,22 110	4,50 117	5,05 132	5,65 148	5,74 150	5,94 155			
9	Energiebedingte CO ₂ -Emissionen - Veränderung 1990 = 100 - Ø CO ₂ -Emissionen BSE	Mio. t Index t CO ₂ /Kopf	366 100 4,6	361 99 4,5	335 92 4,1	327 89 4,1	333 91 4,1	313 86 3,9	304 84 3,7	191 42 2,2	219 60 2,6	226 63 2,7			

* Daten 2023, Stand 1/2024

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt)

1) Rahmendaten Nr. 1-3; Energiedaten Nr. 4-6, Energie & Wirtschaftsdaten Nr. 7, Energie & Klimaschutzdaten Nr. 8

2) Wirtschaftsleistung: Bruttoinlandsprodukt BIP real 2015, preisbereinigt, verkettet

3) Stromeffizienz Gesamtwirtschaft = S-Intensität (SIGW) = BSV / BIP real 2015 bzw. Stromproduktivität Gesamtwirtschaft (SPGW) = BIP real 2015/BSV

4) Klimaschutzziel in D -40% CO₂äquv bis zum Jahr 2020 gegenüber BJ 1990

5) Energiebedingte CO₂-Emissionen ohne diffuse Emissionen aus Brennstoffen

Quellen: AGEB aus BMWI-Energiedaten Tab. 1/8/9/10/11/21/22, 1/2022; BMWI & BUM Energiekonzept bis 2050; Eurostat 6/2022; IEA 9/2021, AGEB 8/2022, Stat. BA 9/2022, Agora 1/2023;

BMWK- Klimabilanz 2022, 1/2022; UBA 3/2023; AGEB – Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990-2021, 9/2022; AGEB – Energiebilanz Deutschland 2020, 02/2022

Datenvergleich ausgewählte nationale und internationale Situation zur Stromversorgung bis 2022

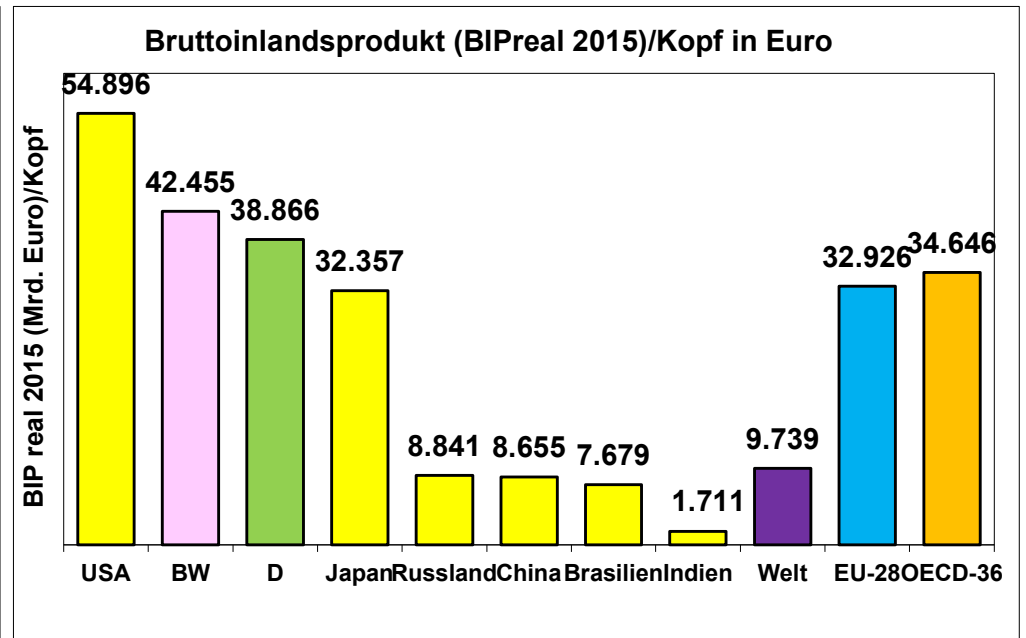
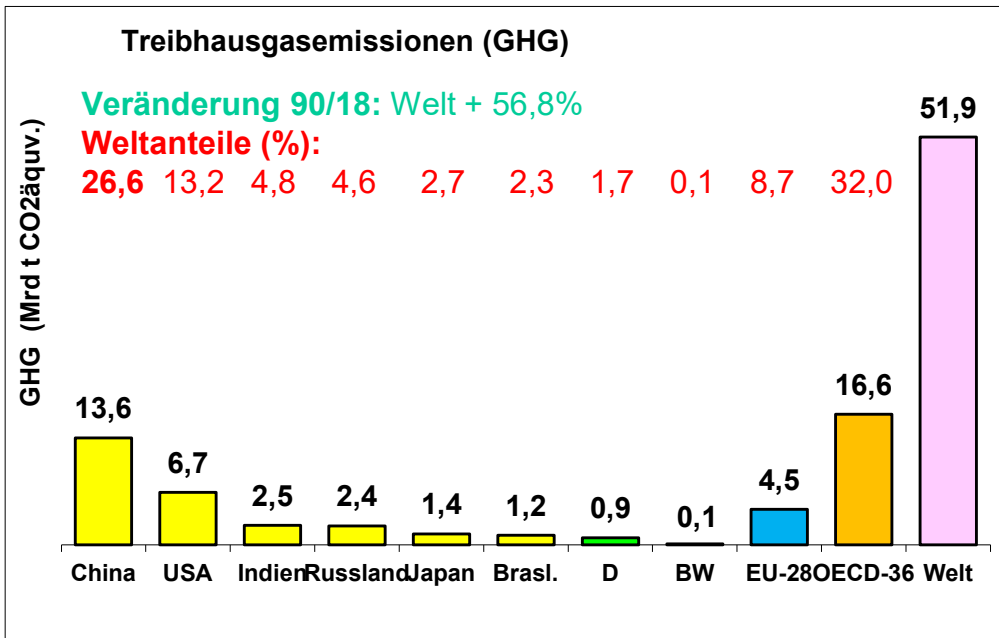
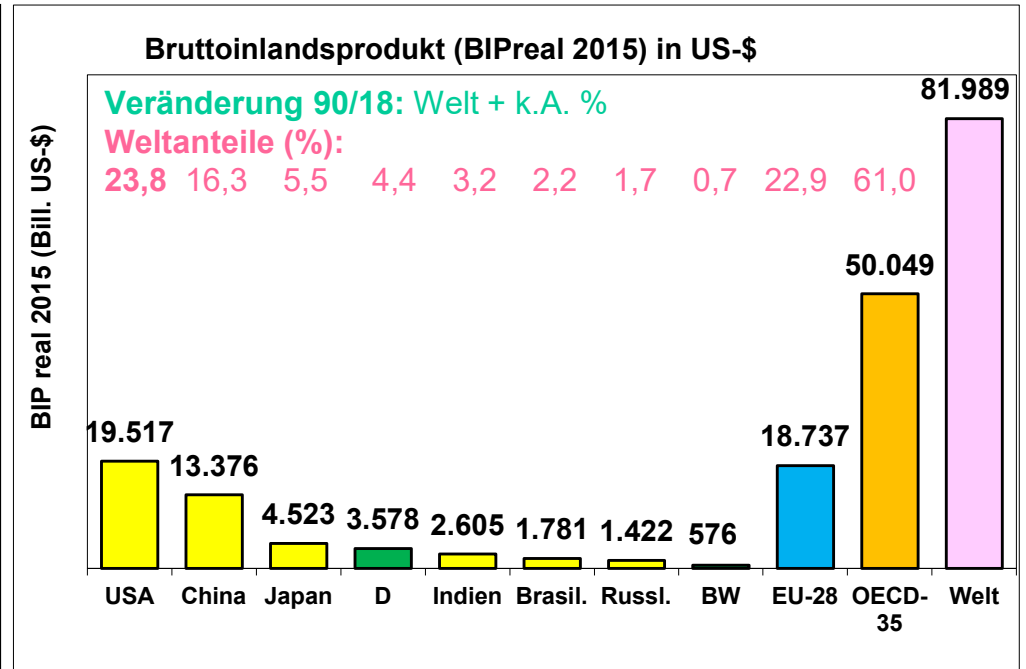
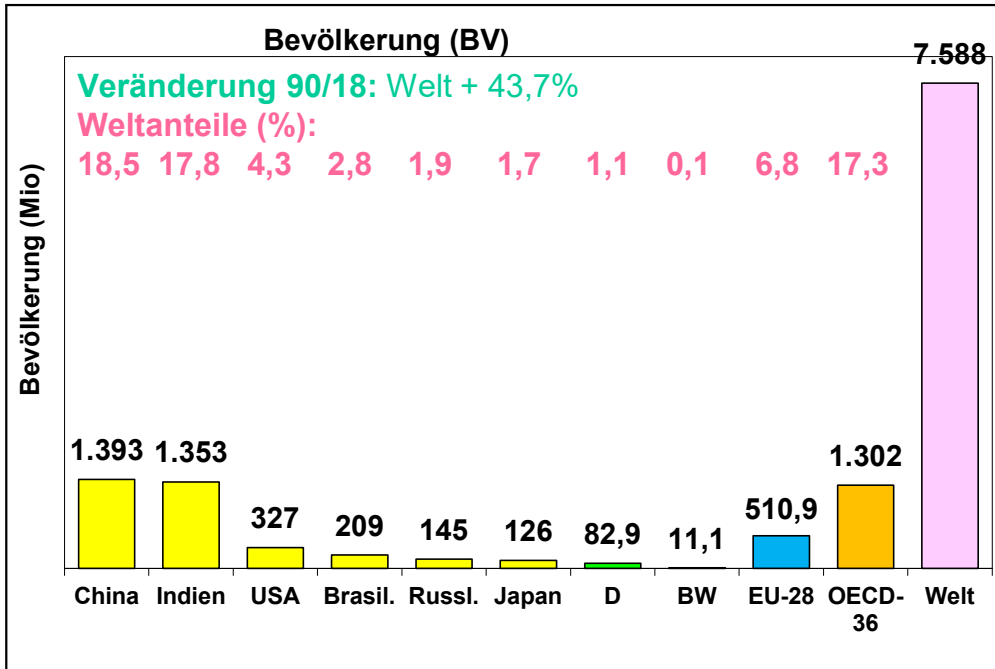
Benennung	Einheit	Baden-Württ.	Deutschland	Europa EU-27	Welt
Jahr		2020	2022	2021	2021
Bevölkerung (J-Durchschnitt)	Mio.	11,1	83,8	447,3	7.888
- Weltanteil	%	0,2	1,1	5,7	100
Stromversorgung					
- Brutto-Stromerzeugung (BSE)	TWh	44,3	577,9	2.963	26.832
- Ø BSE	kWh/Kopf	3.991	6.896	6.624	3.402
- Weltanteil	%	0,2	2,1	10,5	100
- Brutto-Stromverbrauch (BSV)	TWh	70,5	550,7	2.794,7 (20)	27.040 (19)
- Ø BSV	kWh/Kopf	6.351	6.572	6.251	3.527
- Stromverbrauch Endenergie (SVE)	TWh	58,6	477,8	2.485 (20)	22.847 (19)
- Ø SVE	kWh/Kopf	5.529	5.702	5.660	2.980
Gesamte Treibhausgasemissionen					
- Gesamte THG Energie plus	Mio. t	69,1	746	3.440 (20)	49.800 (20)
- Ø gesamte THG	t/Kopf	6,2	8,9	7,5	6,4
- Weltanteil	%	0,1	1,4	6,4	100
- Energiebedingte CO₂-Emissionen Strom	Mio. t	9,0	226		12.996
- Ø CO ₂ -Emissionen (BSE)	t/Kopf	0,8	2,7		1,7
- Weltanteil	%	0,1	1,3		100

* Daten bis 2022 vorläufig; Stand 1/2024

Energieeinheit: 1 TWh = 1 Mrd. kWh

Quellen: Stat. LA BW 6/2023; UM BW 4/2023; BMWK bis 1/2023; Eurostat 2022, EEA 2022, OECD 2022, AGEB 11/2023; BPL-UN 11/2022; IEA 9/2022

Übersicht ausgewählte Rahmendaten im internationalen Vergleich 2018 (1)

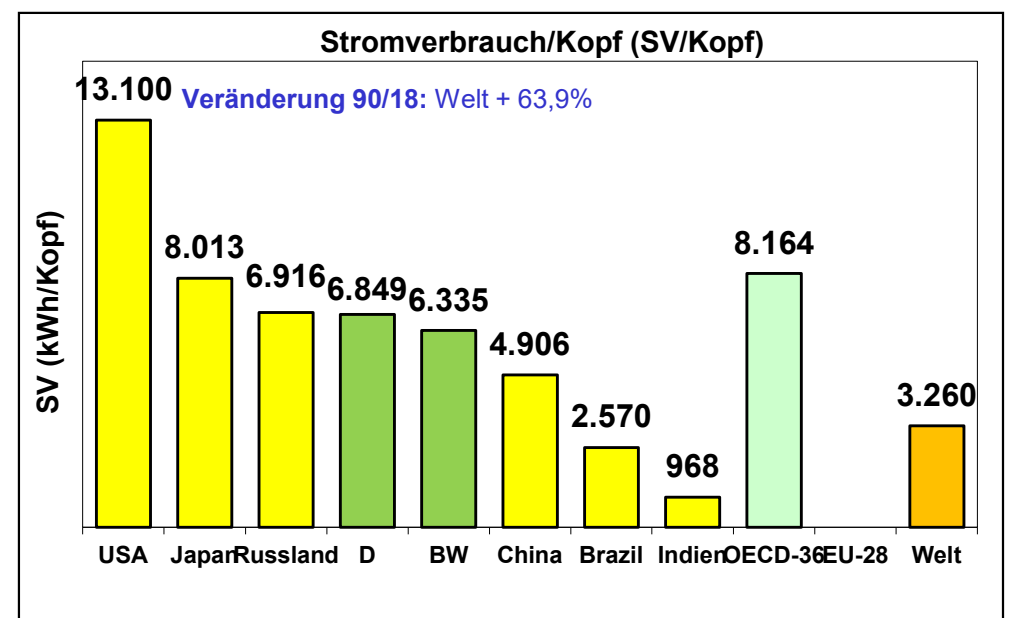
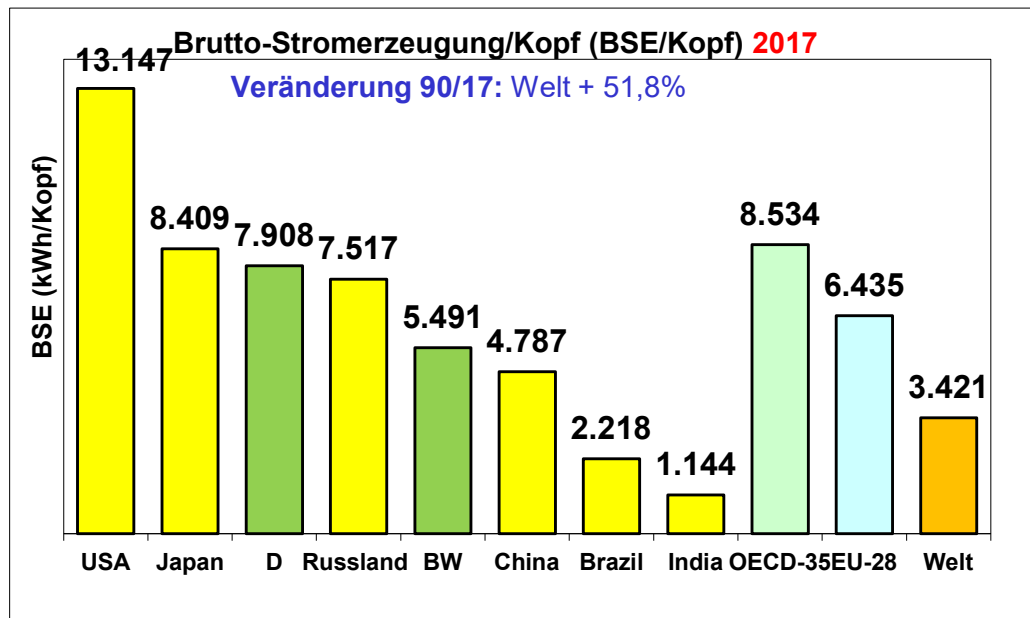
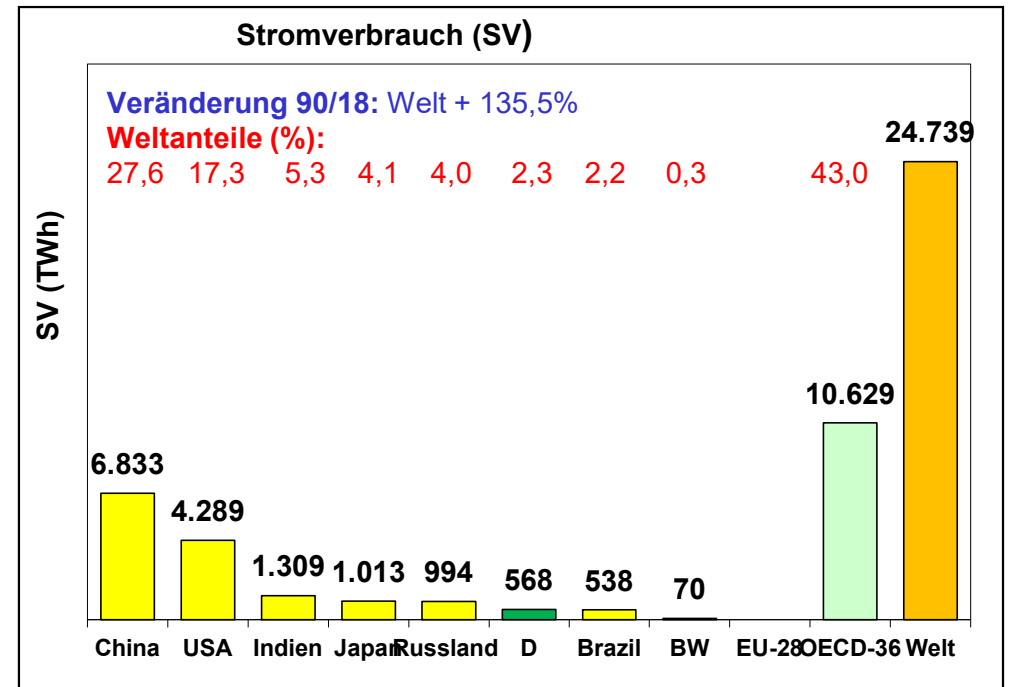
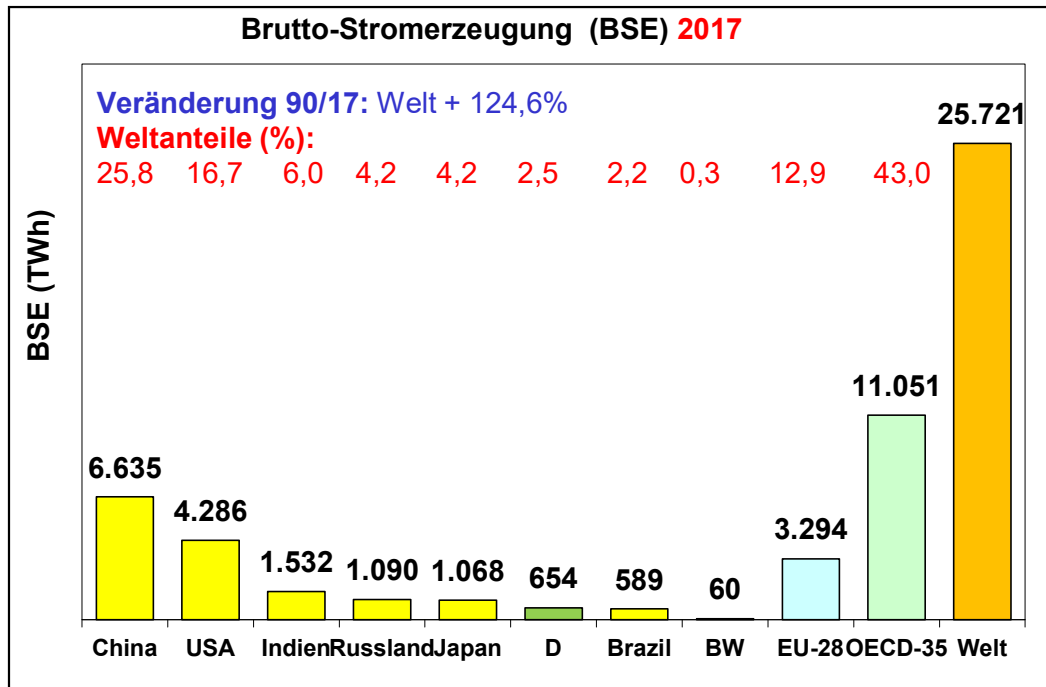


* OECD Organisation für Wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (36 Industrieländer im Jahr 2018); GHG = THG 2016 Schätzungen nach IEA

1) Bezogen auf die Wechselkurse 2015: 1 US-\$ = 0,9013 €; 1 Euro = 1,1095 US-\$; Nachrichtlich Jahr 2018: 1 US-\$ = 0,8467 €; 1 € = 1,1810 US-\$

Quellen: IEA 9/2019, BMWI 6/2020; Stat. LA BW 10/2020; OECD 2020, Eurostat 2020; UN 4/2020; PBL 12/2020

Übersicht ausgewählte Stromdaten im internationalen Vergleich 2018 (2)



* Daten 2018 vorläufig, Stand 10/2020;

Stromverbrauch (SV) = Bruttostromerzeugung (BSE) + Importe – Exporte – Netzverluste = Bruttostromverbrauch (BSV) – Netzverluste

OECD Organisation für Wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (2017/18 = 35/36 Industrieländer)

Energieeinheit: 1 TWh = 1 Mrd. kWh

Quellen: IEA 8/2020, BMWI 6/2020, Stat. LA. BW 10/2020, Eurostat 10/2020, Wikipedia 2020; UN 11/2019

Bundes- Energie- und Klimaschutzpolitik

Koalitionsvertrag SPD, Grüne und FDP 2021-2025

Klima, Energie und Transformation der Bundesregierung Deutschland, Stand 10/2021 (1)

Der menschengemachte Klimawandel ist eine der größten Herausforderungen unserer Zeit. Wir müssen die Klimakrise gemeinsam bewältigen. Darin liegen auch große Chancen für die Modernisierung unseres Landes und den Industriestandort Deutschland: Neue Geschäftsmodelle und Technologien können klimaneutralen Wohlstand und gute Arbeit schaffen. Die neue Bundesregierung wird den Ausbau der Erneuerbaren Energien zu einem zentralen Projekt ihrer Regierungsarbeit machen. Wir werden national, in Europa und international unsere Klima-, Energie- und Wirtschaftspolitik auf den 1,5-Grad-Pfad ausrichten und die Potenziale auf allen staatlichen Ebenen aktivieren. Um dies zu erreichen, werden wir unsere Ziele ambitioniert aus dem gemeinsamen Beitrag ableiten, zu dem sich die Europäische Union im Rahmen des Pariser Abkommens verpflichtet hat.

Dabei sichern wir die Freiheit kommender Generationen im Sinne der Entscheidung des Bundesverfassungsgerichts, indem wir einen verlässlichen und kosteneffizienten Weg zur Klimaneutralität spätestens 2045 technologieoffen ausgestalten. Am deutschen Atomausstieg halten wir fest. Wir setzen auf eine sozial-ökologische Marktwirtschaft und auf konkrete Maßnahmen, die in den nächsten Jahren umgesetzt werden und die Menschen mitnehmen.

In den Verhandlungen über das EU-Programm „Fit for 55“ unterstützen wir die Vorschläge der EU-Kommission und wollen in den einzelnen Sektoren die Instrumente möglichst technologieneutral ausgestalten.

Klimaschutzgesetz

Wir werden das Klimaschutzgesetz noch im Jahr 2022 konsequent weiterentwickeln und ein Klimaschutz-Sofortprogramm mit allen notwendigen Gesetzen, Verordnungen und Maßnahmen auf den Weg bringen. Wir werden Klimaschutz zu einer Querschnittsaufgabe machen, indem das jeweils federführende Ressort seine Gesetzentwürfe auf ihre Klimawirkung und die Vereinbarkeit mit den nationalen Klimaschutzziele hin prüft und mit einer entsprechenden Begründung versieht (Klimacheck).

Alle Sektoren werden einen Beitrag leisten müssen: Verkehr, Bauen und Wohnen, Stromerzeugung, Industrie und Landwirtschaft. Die Einhaltung der Klimaziele werden wir anhand einer sektorübergreifenden und analog zum Pariser Klimaabkommen mehrjährigen Gesamtrechnung überprüfen. Basis dafür ist das jährliche Monitoring.

Auf dem Weg zur Klimaneutralität müssen alle Sektoren ihren Beitrag zum Erreichen der Klimaziele leisten. Wir wollen mit aller Kraft vermeiden, dass Deutschland aufgrund einer Nichterreichung seiner Klimaziele EU-Emissionshandels-Zertifikate im Rahmen der EU-Lastenteilung kaufen muss, die den Bundeshaushalt belasten.

Wir werden ein Klimaschutzsofortprogramm mit allen notwendigen Gesetzen und Vorhaben bis Ende 2022 auf den Weg bringen und abschließen.

Erneuerbare Energien

Wir machen es zu unserer gemeinsamen Mission, den Ausbau der Erneuerbaren Energien drastisch zu beschleunigen und alle Hürden und Hemmnisse aus dem Weg zu räumen.

Wir richten unser Erneuerbaren-Ziel auf einen höheren Bruttostrombedarf von 680-750 TWh im Jahr 2030 aus. Davon sollen 80 Prozent aus Erneuerbaren Energien stammen. Entsprechend beschleunigen wir den Netzausbau. Die jährlichen Ausschreibungsmengen passen wir dynamisch an.

Wir benötigen einen Instrumentenmix, um den massiven Ausbau zu erreichen: Neben dem EEG werden wir Instrumente für den förderfreien Zubau, wie z. B. langfristige Stromlieferverträge (PPA) und den europaweiten Handel mit Herkunftsnachweisen im Sinne des Klimaschutzes stärken.

Den dezentralen Ausbau der Erneuerbaren Energien wollen wir stärken. Erneuerbarer Strom, insbesondere aus ausgeförderten Anlagen und Anlagen außerhalb der EEG-Förderung soll stärker in der Erzeugerregion genutzt werden können. Dafür werden wir alle notwendigen Regelungen überprüfen. Grün erzeugter Strom muss in der Erzeugerregion auch als grüner Strom genutzt werden dürfen.

Wir werden Planungs- und Genehmigungsverfahren erheblich beschleunigen. Die Erneuerbaren Energien liegen im öffentlichen Interesse und dienen der Versorgungssicherheit. Bei der Schutzgüterabwägung setzen wir uns dafür ein, dass es einen zeitlich bis zum Erreichen der Klimaneutralität befristeten Vorrang für Erneuerbare Energien gibt. Wir schaffen Rechtssicherheit im Artenschutzrecht, u. a. durch die Anwendung einer bundeseinheitlichen Bewertungsmethode bei der Artenschutzprüfung von Windenergievorhaben. Des Weiteren werden wir uns für eine stärkere Ausrichtung auf den Populationsschutz auf europäischer Ebene einsetzen und die Ausnahmetatbestände rechtssicher fassen.

Wir setzen uns dafür ein, dass die Zulassungsbehörden durch den Einsatz externer Projektteams wirksam entlastet werden. Der zeitliche Beginn der gesetzlichen Genehmigungsfristen soll durch klare Anforderungen an die Antragsunterlagen gesichert werden. Auch soll eine Klarstellung der Umsetzungsfristen für Genehmigungen vorgenommen werden.

Alle geeigneten Dachflächen sollen künftig für die Solarenergie genutzt werden. Bei gewerblichen Neubauten soll dies verpflichtend, bei privaten Neubauten soll es die Regel werden. Bürokratische Hürden werden wir abbauen und Wege eröffnen, um private Bauherren finanziell und administrativ nicht zu überfordern. Wir sehen darin auch ein Konjunkturprogramm für Mittelstand und Handwerk.

Koalitionsvertrag SPD, Grüne und FDP 2021-2025

Klima, Energie und Transformation der Bundesregierung Deutschland, Stand 10/2021 (2)

Unser Ziel für den Ausbau der Photovoltaik (PV) sind ca. 200 GW bis 2030. Dazu beseitigen wir alle Hemmnisse, u. a. werden wir Netzanschlüsse und die Zertifizierung beschleunigen, Vergütungssätze anpassen, die Ausschreibungspflicht für große Dachanlagen und die Deckel prüfen. Auch innovative Solarenergie wie Agri- und Floating-PV werden wir stärken und die Ko-Nutzung ermöglichen.

Für die Windenergie an Land sollen zwei Prozent der Landesflächen ausgewiesen werden. Die nähere Ausgestaltung des Flächenziels erfolgt im Baugesetzbuch. Wir stärken den Bund-Länder-Kooperationsausschuss.

Wir werden noch im ersten Halbjahr 2022 gemeinsam mit Bund, Ländern und Kommunen alle notwendigen Maßnahmen anstoßen, um das gemeinsame Ziel eines beschleunigten Erneuerbaren-Ausbaus und die Bereitstellung der dafür notwendigen Flächen zu organisieren. Wir werden sicherstellen, dass auch in weniger windhöffigen Regionen der Windenergie-ausbau deutlich vorankommt, damit in ganz Deutschland auch verbrauchsnahe Onshore-Windenergie zur Verfügung steht (und Netzengpässe vermieden werden).

Wo bereits Windparks stehen, muss es ohne großen Genehmigungsaufwand möglich sein, alte Windenergieanlagen durch neue zu ersetzen. Den Konflikt zwischen Windkraftausbau und Artenschutz wollen wir durch innovative technische Vermeidungsmaßnahmen entschärfen, u. a. durch Antikollisionssysteme. Wir wollen die Abstände zu Drehfunkfeuern und Wetterradaren kurzfristig reduzieren. Bei der Ausweisung von Tieffluggeschwindigkeitskorridoren soll der Windenergieausbau verstärkt berücksichtigt werden.

Die Kapazitäten für Windenergie auf See werden wir auf mindestens 30 GW 2030, 40 GW 2035 und 70 GW 2045 erheblich steigern. Dazu werden wir entsprechende Flächen in der Außenwirtschaftszone sichern. Offshore-Anlagen sollen Priorität gegenüber anderen Nutzungsformen genießen. Auch in der Ko-Nutzung sehen wir eine Möglichkeit für einen besseren Interessenausgleich. Wir treiben europäische Offshore-Kooperationen weiter voran und stärken grenzüberschreitende Projekte in Nord- und Ostsee.

Den zusätzlich erzeugten Offshore-Windstrom werden wir beschleunigt, eingriffsminimierend und gebündelt anbinden. Die dafür notwendigen Technologieentscheidungen, beispielsweise zur Rolle hybrider Interkonnektoren, vermaschter Offshore-Netze oder von Multiterminalanbindungen, werden wir umgehend treffen und dabei auch die landseitige Netzintegration im Blick haben.

Die Bioenergie in Deutschland soll eine neue Zukunft haben. Dazu werden wir eine nachhaltige Biomasse-Strategie erarbeiten.

Wir wollen das Potenzial der Geothermie für die Energieversorgung, u. a. durch Verbesserung der Datenlagen und Prüfung einer Fündigkeitsrisiko-Versicherung, stärker nutzen.

Wir wollen dafür sorgen, dass Kommunen von Windenergieanlagen und größeren Freiflächen-Solaranlagen auf ihrem Gebiet finanziell angemessen profitieren können.

Wir stärken die Bürger-Energie als wichtiges Element für mehr Akzeptanz. Im Rahmen des europarechtlich Möglichen werden wir die Rahmenbedingungen für die Bürger-Energie verbessern (Energy Sharing, Prüfung eines Fonds, der die Risiken absichert) und insgesamt die De-minimis-Regelungen als Beitrag zum Bürokratieabbau ausschöpfen.

Wir werden im Rahmen der Novellierung des Steuer-, Abgaben- und Umlagensystems die Förderung von Mieterstrom- und Quartierskonzepten vereinfachen und stärken.

Wir werden uns für eine flächendeckende kommunale Wärmeplanung und den Ausbau der Wärmenetze einsetzen. Wir streben einen sehr hohen Anteil Erneuerbarer Energien bei der Wärme an und wollen bis 2030 50 Prozent der Wärme klimaneutral erzeugen.

Wir werden die Länder zu Gesprächen darüber einladen, wie der Bund sie bei der Umsetzung der in der Klimarahmenkonvention verankerten Klimabildung am besten unterstützen kann.

Kohleausstieg

Zur Einhaltung der Klimaschutzziele ist auch ein beschleunigter Ausstieg aus der Kohleverstromung nötig. Idealerweise gelingt das schon bis 2030. Die Entscheidung des Bundesverfassungsgerichts, das verschärfte 2030-Klimaziel sowie die kommende und von uns unterstützte Verschärfung des EU-Emissionshandels schränken die Spielräume zunehmend ein. Das verlangt den von uns angestrebten massiven Ausbau der Erneuerbaren Energien und die Errichtung moderner Gaskraftwerke, um den im Laufe der nächsten Jahre steigenden Strom- und Energiebedarf zu wettbewerbsfähigen Preisen zu decken. Dafür werden wir den für 2026 im Kohleausstiegsgesetz vorgesehenen Überprüfungsschritt bis spätestens Ende 2022 analog zum Gesetz vornehmen.

Koalitionsvertrag SPD, Grüne und FDP 2021-2025

Klima, Energie und Transformation der Bundesregierung Deutschland, Stand 10/2021 (3)

Die bis zur Versorgungssicherheit durch Erneuerbare Energien notwendigen Gaskraftwerke sollen zur Nutzung der vorhandenen (Netz-)Infrastrukturen und zur Sicherung von Zukunftsperspektiven auch an bisherigen Kraftwerksstandorten gebaut werden. Sie müssen so gebaut werden, dass sie auf klimaneutrale Gase (H₂-ready) umgestellt werden können. Die Versorgungssicherheit und den schnellen Ausbau der Erneuerbaren werden wir regelmäßig überprüfen. Dazu werden wir das Monitoring der Versorgungssicherheit mit Strom und Wärme zu einem echten Stresstest weiterentwickeln.

Die betroffenen Regionen sowie die vom Kohleabbau Betroffenen können weiterhin auf solidarische Unterstützung zählen. Maßnahmen des Strukturstärkungsgesetzes wie zum Beispiel das Vorhaben Universitätsmedizin Cottbus, werden vorgezogen bzw. beschleunigt. Die flankierenden arbeitspolitischen Maßnahmen wie das Anpassungsgeld werden entsprechend angepasst und um eine Qualifizierungskomponente für jüngere Beschäftigte ergänzt. Niemand wird ins Bergfreie fallen. Unser Ziel ist es, im Rahmen des Kohleausstiegs ergänzend zu den bisher im Gesetz zugesagten Leistungen an Kommunen keine zusätzlichen Entschädigungen an Unternehmen zu zahlen. Die im dritten Umsiedlungsabschnitt betroffenen Dörfer im Rheinischen Revier wollen wir erhalten. Über Lützerath werden die Gerichte entscheiden.

Geprüft wird die Errichtung einer Stiftung oder Gesellschaft, die den Rückbau der Kohleverstromung und die Renaturierung organisiert.

Gas und Wasserstoff

Eine Energieinfrastruktur für erneuerbaren Strom und Wasserstoff ist eine Voraussetzung für die europäische Handlungsfähigkeit und Wettbewerbsfähigkeit im 21. Jahrhundert. Wir wollen die Energieversorgung für Deutschland und Europa diversifizieren. Für energiepolitische Projekte auch in Deutschland gilt das europäische Energierecht.

Wir beschleunigen den massiven Ausbau der Erneuerbare Energien und die Errichtung moderner Gaskraftwerke, um den im Laufe der nächsten Jahre steigenden Strom- und Energiebedarf zu wettbewerbsfähigen Preisen zu decken. Die bis zur Versorgungssicherheit durch Erneuerbare Energien notwendigen Gaskraftwerke müssen so gebaut werden, dass sie auf klimaneutrale Gase (H₂-ready) umgestellt werden können. Erdgas ist für eine Übergangszeit unverzichtbar.

Die Wasserstoffstrategie wird 2022 fortgeschrieben. Ziel ist ein schneller Markthochlauf. Erste Priorität hat die einheimische Erzeugung auf Basis Erneuerbarer Energien. Für einen schnellen Hochlauf und bis zu einer günstigen Versorgung mit grünem Wasserstoff setzen wir auf eine technologieoffene Ausgestaltung der Wasserstoffregulatorik.

Wir wollen den Aufbau einer leistungsfähigen Wasserstoffwirtschaft und die dafür notwendige Import- und Transportinfrastruktur möglichst schnell vorantreiben. Wir wollen eine Elektrolysekapazität von rund 10 Gigawatt im Jahr 2030 erreichen. Dies werden wir u. a. durch den Zubau von Offshore-Windenergie sowie europäische und internationale Energiepartnerschaften sicherstellen. Dazu ist ein engagierter Aufbau der notwendigen Infrastruktur erforderlich. Dafür werden wir die notwendigen Rahmenbedingungen einschließlich effizient gestalteter Förderprogramme schaffen und insbesondere auch die europäische Zusammenarbeit in diesem Bereich stärken.

Wir werden die novellierte Erneuerbare-Energien-Richtlinie nach Verabschiedung möglichst technologieoffen und ambitioniert umsetzen; dabei schließen wir Atomkraft weiterhin aus.

Beim Import von Wasserstoff werden wir die klimapolitischen Auswirkungen beachten und faire Wettbewerbsbedingungen für unsere Wirtschaft sicherstellen.

Wir setzen uns auf europäischer Ebene für eine einheitliche Zertifizierung von Wasserstoff und seinen Folgeprodukten ein und stärken europäische Importpartnerschaften. Wir werden das IPCEI Wasserstoff zusammen mit den Bundesländern schnell umsetzen und Investitionen in den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur fördern. Wir wollen Programme wie z. B. H₂Global europäisch weiterentwickeln und entsprechend finanziell ausstatten.

Netze

Strom- und Wasserstoffnetze sind das Rückgrat des Energiesystems der Zukunft. Für den massiven Ausbau der Erneuerbaren Energien brauchen wir mehr Tempo und Verbindlichkeit beim Netzausbau auf allen Ebenen. Netzinfrastrukturen wollen wir in Zukunft auf allen politischen Ebenen stärker gemeinsam und vorausschauend planen. Dazu werden wir Bundesnetzagentur und Netzbetreiber umgehend beauftragen, einen über die aktuellen Netzentwicklungsplanungen hinausgehenden Plan für ein Klimaneutralitätsnetz zu berechnen und den Bundesbedarfsplan entsprechend fortschreiben. Besonderes Augenmerk muss bei allen Maßnahmen auf den Stromautobahnen liegen.

Im Rahmen des Klimaschutz-Sofortprogramms werden wir weitere Maßnahmen auf den Weg bringen. Wir werden die Planungs- und Genehmigungsverfahren für eine schnellere Planung und Realisierung von Strom- und Wasserstoffnetzen beschleunigen. Wir gewährleisten eine klare Zuordnung der politischen Verantwortung für gute frühzeitige Bürgerbeteiligung beim Netzausbau. Wir legen bis Mitte 2023 eine „Roadmap Systemstabilität“ vor. Wir werden die Verteilnetze modernisieren und digitalisieren, u. a. durch eine vorausschauende Planung und mehr Steuerbarkeit. Den Rollout intelligenter Messsysteme als Voraussetzung für Smart Grids werden wir unter Gewährleistung des Datenschutzes und der IT-Sicherheit erheblich beschleunigen. Wir werden Speicher als eigenständige Säule des Energiesystems rechtlich definieren. Die Bereitstellung von Kapital für die Netzinfrastruktur braucht im europäischen Vergleich auch zukünftig attraktive Investitionsbedingungen. Wir werden im Einklang mit europäischem Recht den staatlichen Einfluss auf kritische Infrastruktur sicherstellen, wenn Sicherheitsinteressen berührt sind.

Koalitionsvertrag SPD, Grüne und FDP 2021-2025

Klima, Energie und Transformation der Bundesregierung Deutschland, Stand 10/2021 (4)

Strommarktdesign

Im Zuge des Ausbaus der Erneuerbaren Energien werden wir ein neues Strommarktdesign erarbeiten. Dazu setzen wir gemeinsam als Bundesregierung und Koalitionsfraktionen eine Plattform „Klimaneutrales Stromsystem“ ein, die 2022 konkrete Vorschläge macht und Stakeholder aus Wissenschaft, Wirtschaft und Zivilgesellschaft einbezieht. Dabei bekennen wir uns zu einer weiteren Integration des europäischen Energiebinnenmarktes.

Um den zügigen Zubau gesicherter Leistung anzureizen und den Atom- und Kohleausstieg abzusichern, werden wir in diesem Rahmen bestehende Instrumente evaluieren sowie wettbewerbliche und technologieoffene Kapazitätsmechanismen und Flexibilitäten prüfen. Dazu zählen u. a. gesicherte Erneuerbaren-Leistungen, hocheffiziente Gaskraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung im Rahmen der Weiterentwicklung des entsprechenden Gesetzes, ein Innovationsprogramm, um H2-ready-Gaskraftwerke auch an Kohlekraftwerkstandorten Anreize zu können, Speicher, Energieeffizienzmaßnahmen und Lastmanagement.

Wir werden Marktpreise bei der künftigen KWK-Förderung angemessen berücksichtigen.

Außerdem bedarf es einer raschen und umfassenden Reform der Finanzierungsarchitektur des Energiesystems. Der Weg muss darin bestehen, Anreize für die sektorübergreifende Nutzung von Erneuerbaren Energien, dezentrale Erzeugungsmodelle sowie die Vermeidung von Treibhausgasemissionen konsequent zu stärken. Wir gewährleisten, dass erneuerbarer Strom wirtschaftlich für die Sektorenkopplung genutzt wird, anstatt die Anlagen wegen Netzengpässen abzuschalten.

Wir werden die staatlich induzierten Preisbestandteile im Energiesektor grundlegend reformieren und dabei auf systematische, konsistente, transparente und möglichst Verzerrungsfreie Wettbewerbsbedingungen abzielen, Sektorenkopplung ermöglichen und so ein Level-Playing-Field für alle Energieträger und Sektoren schaffen. Dabei spielt der CO₂-Preis eine zentrale Rolle.

Wir treiben eine Reform der Netzentgelte voran, die die Transparenz stärkt, die Transformation zur Klimaneutralität fördert und die Kosten der Integration der Erneuerbaren Energien fair verteilt.

Sozial gerechte Energiepreise

Um – auch angesichts höherer CO₂-Preiskomponenten – für sozial gerechte und für die Wirtschaft wettbewerbsfähige Energiepreise zu sorgen, werden wir die Finanzierung der EEG-Umlage über den Strompreis beenden. Wir werden sie daher zum 1. Januar 2023 in den Haushalt übernehmen. Die Finanzierung übernimmt der EKF, der aus den Einnahmen der Emissionshandelssysteme (BEHG und ETS) und einem Zuschuss aus dem Bundeshaushalt gespeist wird. Der EKF wird in der Lage sein, die Finanzierung der nötigen Klimaschutzmaßnahmen und der EEG-Umlage zu stemmen. Mit der Vollendung des Kohleausstieges werden wir die Förderung der Erneuerbaren Energien auslaufen lassen. Im Rahmen dieser

Änderungen werden alle Ausnahmen von EEG-Umlage und Energiesteuern sowie die Kompensationsregelungen überprüft und angepasst. Ziel ist es, Steuerbegünstigungen abzubauen, die sich auf die wirtschaftliche Nutzung von Strom beziehen und dabei die Entlastung durch den Wegfall der EEG-Umlage zu berücksichtigen. Die Unternehmen sollen dadurch insgesamt nicht mehr belastet werden.

Wir wollen den europäischen Emissionshandel und das Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) im Sinne des EU-Programms „Fit for 55“ überarbeiten. Wir setzen auf einen steigenden CO₂-Preis als wichtiges Instrument, verbunden mit einem starken sozialen Ausgleich und werden dabei insbesondere Menschen mit geringeren Einkommen unterstützen. Was gut ist fürs Klima, wird günstiger – was schlecht ist, teurer.

Daher unterstützen wir die Pläne der Europäischen Kommission zur Stärkung des bestehenden Emissionshandels und setzen uns für eine ambitionierte Reform ein. Wir setzen uns insbesondere auf europäischer Ebene für einen ETS-Mindestpreis sowie für die Schaffung eines zweiten Emissionshandels für die Bereiche Wärme und Mobilität (ETS 2) ein. Dabei ist vorzusehen, dass in den jeweiligen EU-Mitgliedstaaten ein sozialer Ausgleich stattfindet. In den 2030er Jahren soll es ein einheitliches EU-Emissionshandelssystem über alle Sektoren geben, das Belastungen nicht einseitig zulasten der Verbraucherinnen und Verbraucher verschiebt.

Der Preis im ETS liegt derzeit bei um die 60 Euro/Tonne. Nach allen Prognosen wird er strukturell nicht unter dieses Niveau fallen, sondern eher steigen. Sollte die Entwicklung der nächsten Jahre anders verlaufen und die Europäische Union sich nicht auf einen ETS-Mindestpreis verständigt haben, werden wir über die entsprechenden nationalen Maßnahmen entscheiden (wie z. B. Zertifikatlöschung oder Mindestpreis etc.), damit der CO₂-Preis langfristig nicht unter 60 Euro/Tonne fällt.

Das Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG), einschließlich der erfassten Brennstoffemissionen in der Industrie (industrielle Prozesswärme), wollen wir auf seine Kompatibilität mit einem möglichen ETS 2 überprüfen und gegebenenfalls so anpassen, dass ein möglichst reibungsloser Übergang gewährleistet ist. Wir betrachten Energiepreise und CO₂-Preise zusammen. Angesichts des derzeitigen Preisniveaus durch nicht CO₂-Preis-getriebene Faktoren halten wir aus sozialen Gründen am bisherigen BEHG-Preispfad fest. Wir werden einen Vorschlag zur Ausgestaltung der Marktphase nach 2026 machen. Um einen künftigen Preisanstieg zu kompensieren und die Akzeptanz des Marktsystems zu gewährleisten, werden wir einen sozialen Kompensationsmechanismus über die Abschaffung der EEG-Umlage hinaus entwickeln (Klimageld).

Koalitionsvertrag SPD, Grüne und FDP 2021-2025

Klima, Energie und Transformation der Bundesregierung Deutschland, Stand 10/2021 (5)

Klima-und Energieaußenpolitik

Wir stärken die multilaterale Zusammenarbeit im Rahmen der Agenda 2030 und des Pariser Abkommens und werden die deutschen Umwelt-, Klima-und Energiekooperationen ausbauen. Wir nutzen u. a. die deutsche G7-Präsidentschaft 2022 für eine Initiative zur Gründung von Klimapartnerschaften sowie eines für alle Staaten offenen internationalen Klimaclubs. Ziele sind u. a. Klimaneutralität, der massive Ausbau Erneuerbarer Energien und deren Infrastruktur, die Produktion von Wasserstoff. Wir streben ein globales Emissionshandels-system an, das mittelfristig zu einem einheitlichen CO₂-Preis führt.

Wir werden unsere Zusagen für den deutschen Anteil an den 100 Milliarden US-Dollar der internationalen Klimafinanzierung im Rahmen einer kohärenten Klimaaußenpolitik erfüllen und perspektivisch erhöhen.

Unsere Klimaaußenpolitik wollen wir u. a. mit dem Klimakabinett kohärenter und stärker machen.

Wir setzen uns für eine Reform des Energiecharta-Vertrages ein.

Transformation der Wirtschaft

Wir wollen die Wettbewerbsfähigkeit des Wirtschaftsstandortes Deutschland als Grundlage für nachhaltiges Wachstum, Wohlstand und hohe Beschäftigung in einer sozial-ökologischen Marktwirtschaft erhöhen. Wir werden Unternehmen und Beschäftigte bestmöglich unterstützen, Innovation fördern und neues Zutrauen in Gründergeist, Innovation und Unternehmertum schaffen. Wir müssen die Klimakrise gemeinsam bewältigen. Darin liegen auch große Chancen für unser Land und den Industriestandort Deutschland: Neue Geschäftsmodelle und Technologien können klimaneutralen Wohlstand und gute Arbeit schaffen.

Wir sehen den Weg zur CO₂-neutralen Welt als große Chance für den Industriestandort Deutschland. Neue Geschäftsmodelle und Technologien können klimaneutralen Wohlstand und gute Arbeit schaffen, wenn wir die richtigen Rahmenbedingungen für Industrie und Mittelstand wie einen massiven Ausbau Erneuerbarer Energien, wettbewerbsfähige Energiepreise, Versorgungssicherheit mit Strom und Wärme sowie schnelle und unbürokratische Genehmigungsverfahren sicherstellen.

Wir wollen mehr privates Kapital für Transformationsprojekte aktivieren. Dazu prüfen wir auch, welche Beiträge öffentliche Förderbanken zur Risikoabsicherung leisten können.

Im Dialog mit Wirtschaft, Gewerkschaften und Verbänden wollen wir eine „Allianz für Transformation“ schmieden und in den ersten sechs Monaten des Jahres 2022 stabile und verlässliche Rahmenbedingungen für die Transformation besprechen.

Um die Unternehmen bei ihren Investitionen auf dem Weg zur Klimaneutralität zu

unterstützen, setzen wir auf zielgerichtete Instrumente. Dazu legen wir u. a. einen Transformationsfonds bei der KfW auf, nutzen Klimaschutzdifferenzverträge, fördern Leuchtturmprojekte und schaffen Anreize für Leitmärkte und für klimaneutrale Produkte. Wir werden auch die Kleinen und Mittleren Unternehmen bei ihrem Weg zur klimatechnologischen Transformation begleiten und fördern.

Wir setzen uns für einen wirksamen Carbon-Leakage-Schutz ein (Boarder Adjustment Mechanism, freie Zuteilung).

Bei der Novellierung der europäischen Klima-, Umwelt-und Energiebeihilfeleitlinien und anderer Regelungen werden wir darauf achten, dass die Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen gewahrt bleibt.

Eine wichtige Rolle bei der Transformation spielt die Energie-und Ressourceneffizienz, d.h. wie etwa Industrievergünstigungen an die Umsetzung wirtschaftlicher Energieeffizienzmaßnahmen zu knüpfen oder Produktstandards weiterzuentwickeln. Das gilt gleichermaßen auch für die Energiewende.

Wir bekennen uns zur Notwendigkeit auch von technischen Negativemissionen und werden eine Langfriststrategie zum Umgang mit den etwa 5 Prozent unvermeidbaren Restemissionen erarbeiten.

Wir werden im Dialog mit den Unternehmen Lösungen suchen, wie wir Betriebsgenehmigungen für Energieinfrastruktur (Kraftwerke oder Gasleitungen) mit fossilen Brennstoffen rechtssicher so erteilen können, dass der Betrieb über das Jahr 2045 hinaus nur mit nicht-fossilen Brennstoffen fortgesetzt werden kann, ohne einen Investitionsstopp, Fehlinvestitionen und Entschädigungsansprüche auszulösen.

Atom

In den internationalen Bemühungen zur Erreichung der Klimaneutralität bekennt sich Deutschland eindeutig zum Ausbau und zur Nutzung der Erneuerbaren Energien. Wir setzen uns auf internationaler und europäischer Ebene dafür ein, dass die Atomenergie für die von ihr verursachten Kosten selbst aufkommt. Wir stellen uns der Verantwortung für die radioaktiven Abfälle. Die Standortsuche für ein Endlager für hochradioaktive Abfälle soll entsprechend der gesetzlich festgelegten Prinzipien wissenschaftsbasiert, partizipativ, transparent, sich selbst hinterfragend und lernend fortgesetzt werden.

Genehmigte Endlager müssen zügig fertiggestellt und in Betrieb genommen werden. Hierzu gehören auch die Standortauswahl und die Errichtung des notwendigen Logistikzentrums.

Wir werden uns für eine Abschaltung der grenznahen Risikoreaktoren einsetzen. Wir sprechen uns dafür aus, Kompetenzen in diesem Bereich zu bündeln.

Grundlagen und Rahmenbedingungen

Energierohstoffe und Energiequellen zur Strombereitstellung

Fossile Energien & sonstige Energien

Fossile Energien

- Braunkohle
- Steinkohle
- Heizöl
- Erdgas

Sonstige Energieträger

- Nicht biogener Anteil des Abfall
- Pumpspeicherwasser
- Dieselkraftstoff, Flüssiggas
- Raffineriegas

Nukleare Energien

Kernenergie

Erneuerbare Energien

- Bioenergie

- Biogene Festbrennstoffe
- Biogene flüssige Brennstoffe
- Biogas
- Deponie- und Klärgas³
- Biogener Anteil des Abfalls¹

Geothermie

Photovoltaik

Wasserkraft²⁾

aus Lauf- und Speicherwasser

Windenergie

Grüner Wasserstoff

1) der biogene Anteil des Abfall in Müllverbrennungsanlagen wird in der Energiestatistik D mit 50% und in BW seit 2010 ebenfalls mit 50% eingesetzt

2) Stromerzeugung inkl. Erzeugung aus natürlichen Zufluss bei Pumpspeicherkraftwerken (PSP)

3) einschließlich Direktnutzung von Klärgas

Stromkennzeichnungspflicht durch Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) in Deutschland und Baden-Württemberg (1)

Die Stromkennzeichnung ist in § 42 des Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) geregelt. Die Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) sind dazu verpflichtet, den von ihnen gelieferten Strom zu kennzeichnen. Das bedeutet beispielhaft für die EnBW, dass alle Rechnungen und Werbematerialien für den Verkauf von Strom folgende drei Informationen beinhalten müssen:

Ausweis des Strommix:

Die Stromversorger müssen anzeigen, aus welchen Energieträgern sich der von ihm vertriebene Strom zusammensetzt und welchen Anteil die jeweiligen Energieträger am Strommix haben. Der Strommix der EnBW besteht aus drei Kategorien: Kernenergie, erneuerbare Energieträger sowie fossile und sonstige Energieträger.

Information über die mit der Erzeugung des Stroms verbundenen Umweltauswirkungen:

Bei der Stromkennzeichnung müssen die CO₂-Emissionen und die Menge des produzierten radioaktiven Abfalls dargestellt werden.

Aufführung der Durchschnittswerte der Stromerzeugung in Deutschland

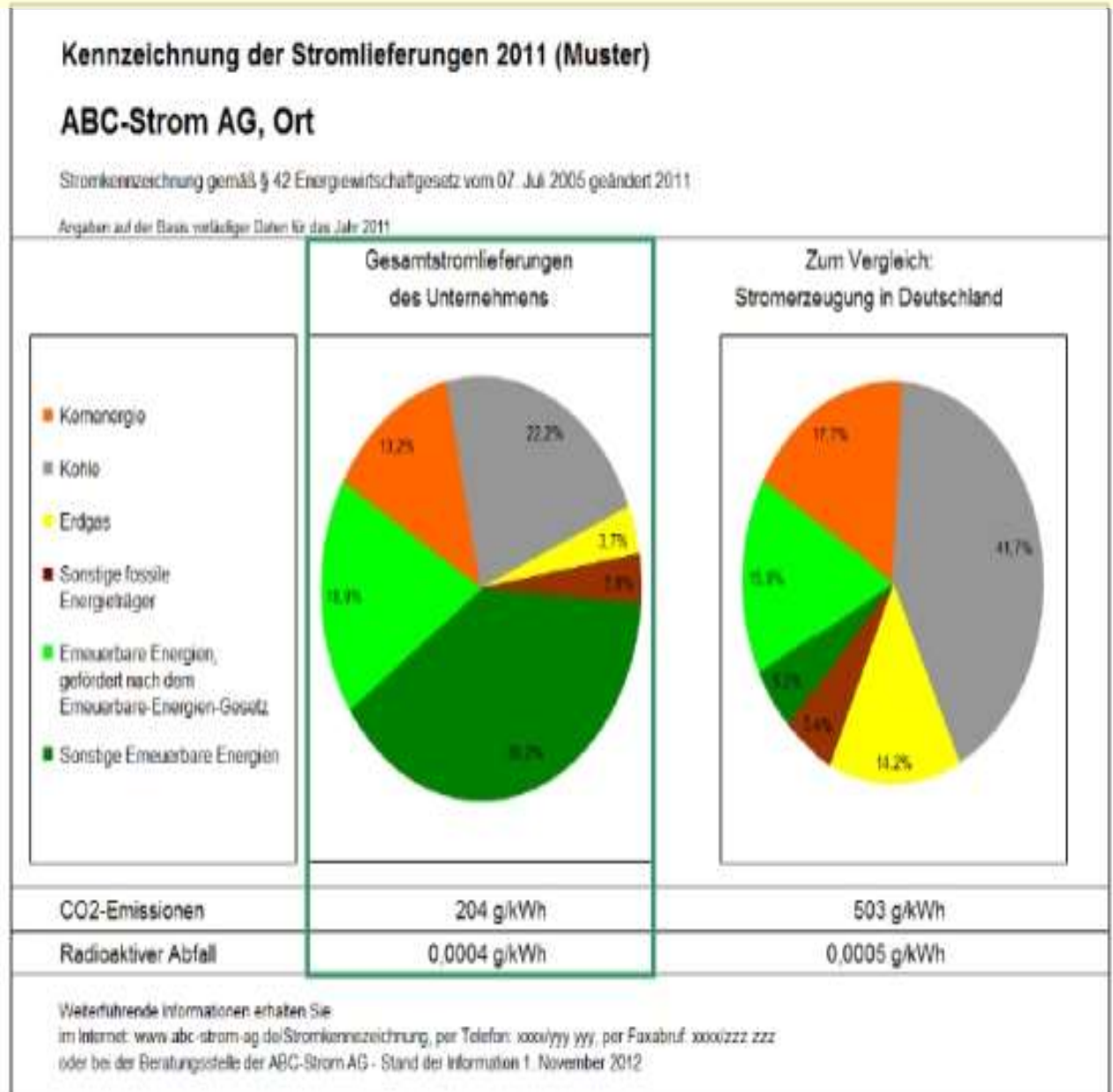
Stromkennzeichnungspflicht durch Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) in Deutschland und Baden-Württemberg (2)

Seit der Liberalisierung der Strommärkte und der Zunahme des Wettbewerbs steigen auch die Anforderungen an Transparenz und Verbraucherinformation. Die Europäische Gemeinschaft hat in diesem Zusammenhang die Stromkennzeichnung als notwendigen Beitrag für einen verbesserten Verbraucherschutz erklärt und die Mitgliedsländer zur Einführung und Umsetzung einer Stromkennzeichnung verpflichtet.

Nationale Vorgaben richten sich nach § 42 EnWG und § 54 EEG und werden detailliert im Leitfaden "Stromkennzeichnung" aufgeführt.

Demnach sind Energieversorgungsunternehmen verpflichtet, Informationen zu

- Energieträgermix und
- Umweltauswirkungen verbraucherfreundlich und in angemessener Größe in grafisch visualisierter Form darzustellen.



Stromkennzeichnung 2017 ab Bilanzierungsjahr 2016

nach §42 Abs. 1 bis 8 EnWG 2011 i.V.m. §§ 78 und 79 EEG 2017 (1)

6. Die Bilanzierung der Energieträger (Auszug)

6.1 Welche Herangehensweise empfiehlt sich?

Die Bilanzierung bzw. die Verwendung aller Daten zu den Energieträgern und den Umweltauswirkungen verfolgt den Ansatz der Nutzung der „best available information“. Dabei wird der Weg des Stroms in Form einer mehrstufigen Informationskaskade schrittweise von Unternehmen mit hoher Eigenerzeugung bis hin zu Unternehmen mit geringer bzw. keiner Eigenerzeugung erhoben. So ist gewährleistet, dass stets die bestverfügbare Information genutzt und eine Balance zwischen Informationsqualität und Aufwand erreicht wird. Diese erhebt nicht den Anspruch, das komplexe Geflecht der Handelstransaktionen abzubilden. Dafür werden die unerwünschten und wettbewerbshemmenden Eingriffe in das Marktgeschehen auf ein vernünftiges Maß reduziert, bei einer gleichzeitig sinnvollen Ermittlung des Gesamtunternehmensmixes.

6.2 Welche Grundsätze gelten für die Datenerhebung?

Grundlage der Bilanzierung des Stromkennzeichens sind vertraglich beschaffte Strommengen. Im Regelfall werden Kontrakte für die Lieferung von Elektrizität über mehrere Vertragsschritte vom Kraftwerk bis zum Letztverbraucher gehandelt (Handelsbeziehungen). Dabei kauft der Beschaffende eines Unternehmens (Händler, Vorlieferant, Letztverbraucherlieferant) nach und nach die Energieträgermischungen von unterschiedlichen Handelspartnern (einschließlich der Eigenerzeugung) ein und setzt so über einen bestimmten Zeitraum (Kalenderjahr) den Energieträgermix seines eigenen Beschaffungsportfolios zusammen (siehe Grafik).

Die Ermittlung des Stromkennzeichens vollzieht den Weg der Vertragskette nach. Voraussetzung dafür ist, dass jeder Akteur in der Vertragskette Informationen über den Energieträgermix seines Beschaffungsportfolios (bzw. im Falle eines Kraftwerksbetreibers den Erzeugungsmix) ermittelt, aufbereitet und weitergibt. Die Bilanzierung erfolgt also in Eigenverantwortung und aus der Perspektive des Einkäufers von Strommengen, die an Letztverbraucher geliefert werden.

2.1 Emissionsfaktor für den deutschen Strommix

Der Emissionsfaktor für den deutschen Strommix wird berechnet aus den direkten CO₂-Emissionen, die bei der gesamten Stromerzeugung entstehen, und dem für den Endverbrauch netto zur Verfügung stehenden Strom aus der Stromerzeugung in Deutschland.

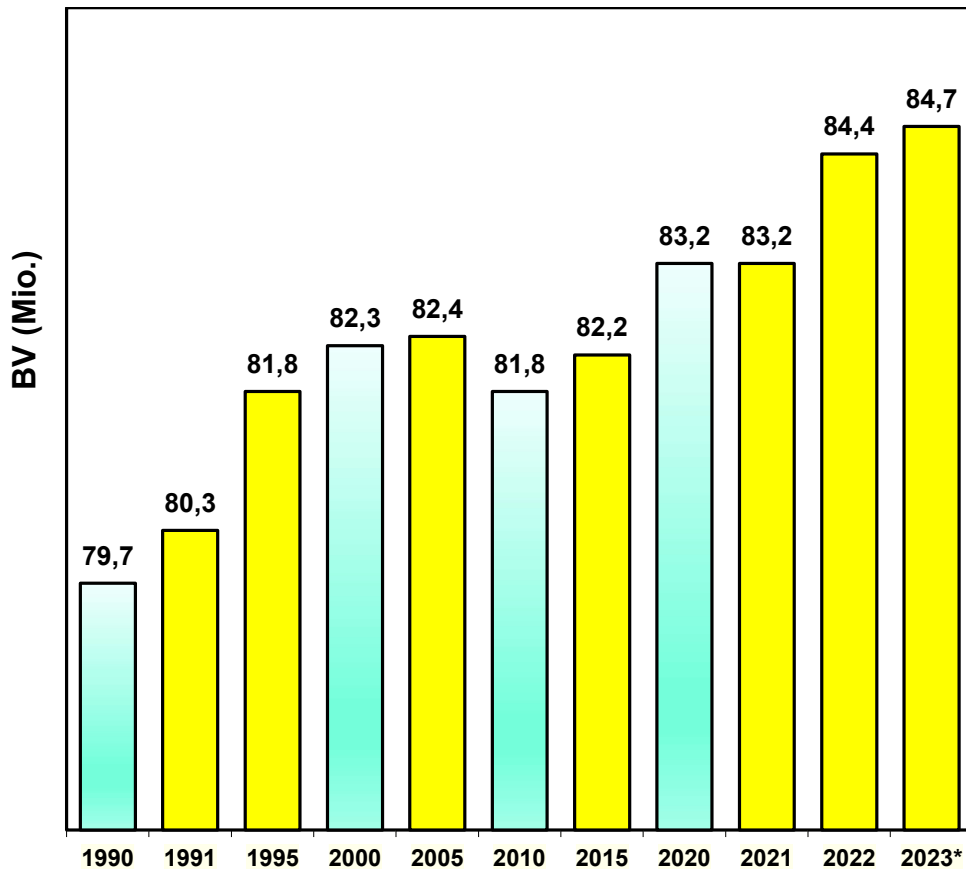
Emissionsfaktor = direkte Emissionen / Netto-Stromverbrauch (g/kWh)

Die für die Berechnung zugrunde gelegten CO₂-Emissionen aus der Stromerzeugung für die einzelnen Brennstoffe sind in Anhang 1 aufgeführt, der aus der Bruttostromerzeugung berechnete Stromverbrauch in Anhang 2.

Entwicklung der Bevölkerung (BV) für Deutschland von 1990 bis 2023

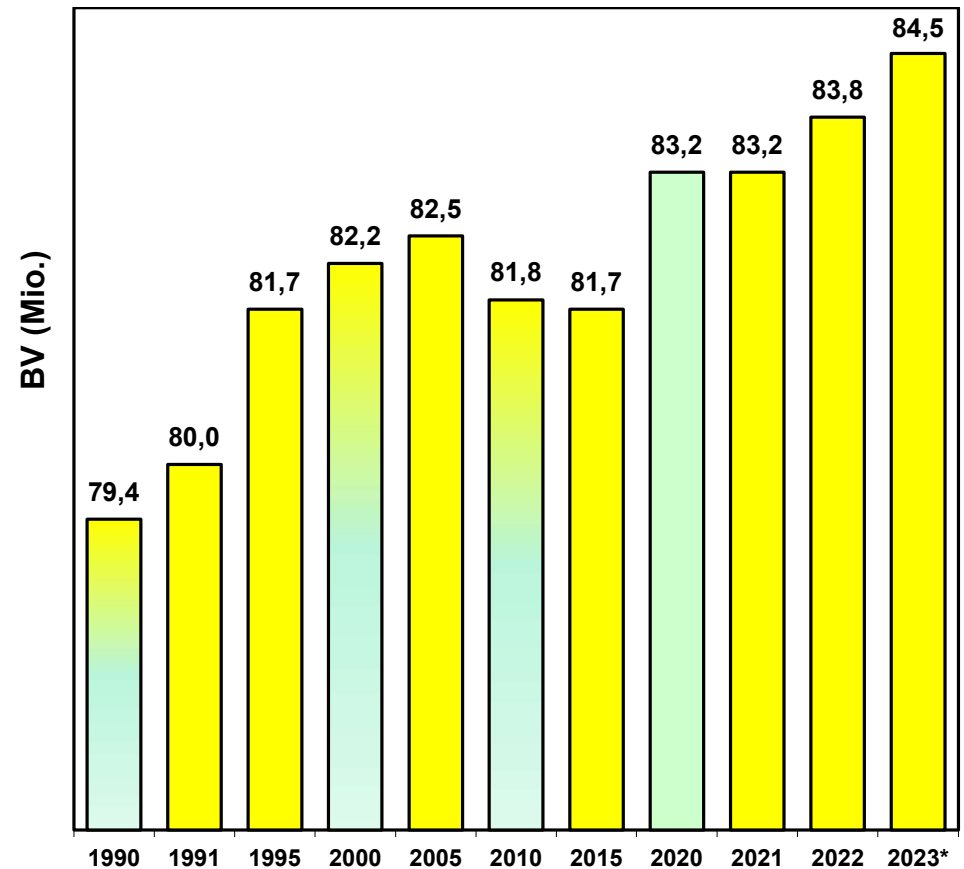
Darstellung jeweils zum 31. Dezember ¹⁾

Beispiel 2023: 84,7 Mio.
Veränderung 1990/2023: + 6,1%



Darstellung jeweils im Jahresdurchschnitt ²⁾

Beispiel 2023: 84,5 Mio.
Veränderung 1990/2023: + 6,4%



Grafik Bouse 2024

* Daten 2023 vorläufig, Stand 1/2024

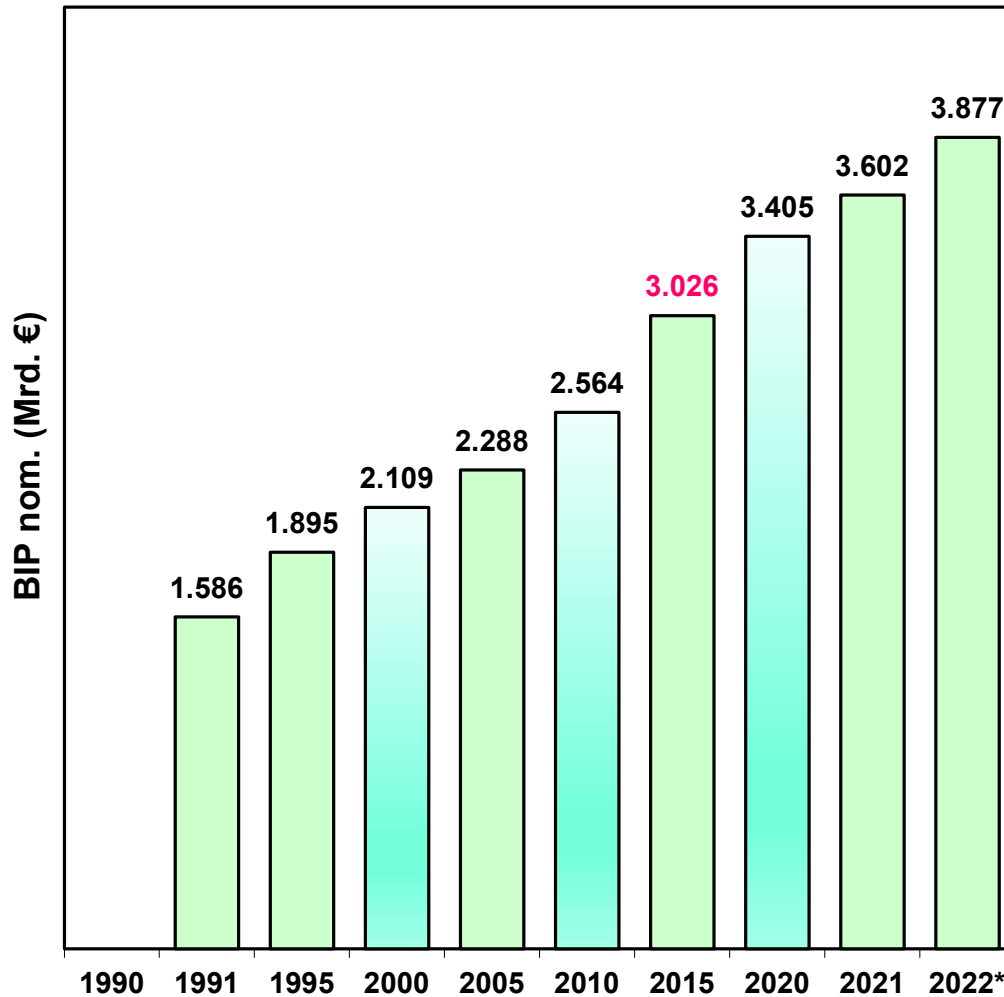
1) Offizielle Bevölkerungsstatistik mit Berechnungsgrundlage auf Basis Zensus 2011

2) Bezugsgröße zur Berechnung Energieverbräuche pro Kopf u.a.

Entwicklung Bruttoinlandsprodukt (BIP) für Deutschland 1990 bis 2022

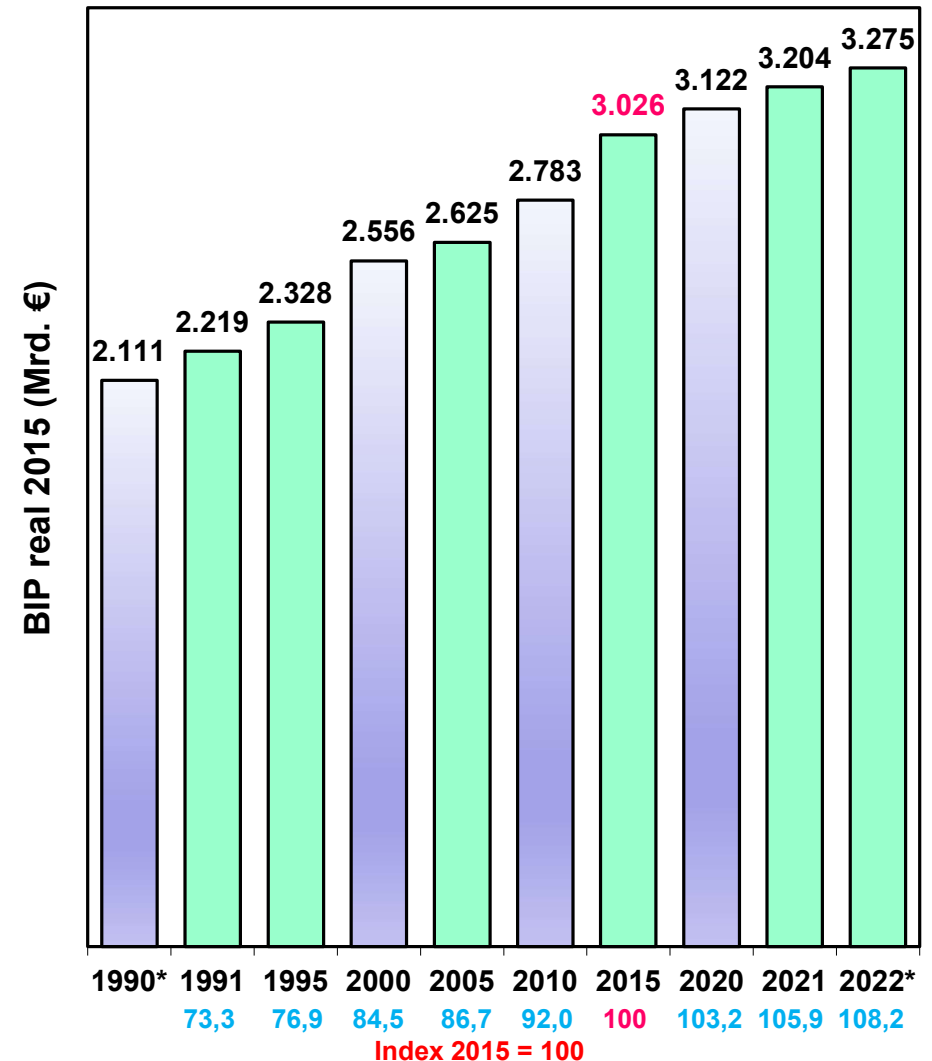
BIP nominal, in jeweiligen Preisen

Jahr 2022: 3.877 Mrd. €, Veränderung 1991/2022 + 144,5%,
46.264 €/Kopf



BIP real 2015, preisbereinigt, verkettet ¹⁾

Jahr 2022: 3.275 Mrd. €; Veränderung 1991/2022 + 47,6%,
39.269 €/Kopf



Grafik Bouse 2023

* Daten 2022, Stand 8/2023; Ergebnisse der VGR-Revision 2/2022
Jahr 1990 – Schätzung nach BMWI - Energiedaten

1) Zur Berechnung der Energieproduktivität u.a.

Quellen: Stat. BA - Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen 2021, FS 18, R 14, S. 44, 8/2022; BMWI – Energiedaten, Gesamtausgabe, Tab. 1, 1/2023; AGEB 3/2023, Sta. BA 3/2023

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt Basis Zensus 2011) Jahr 2022 = 83,4 Mio.

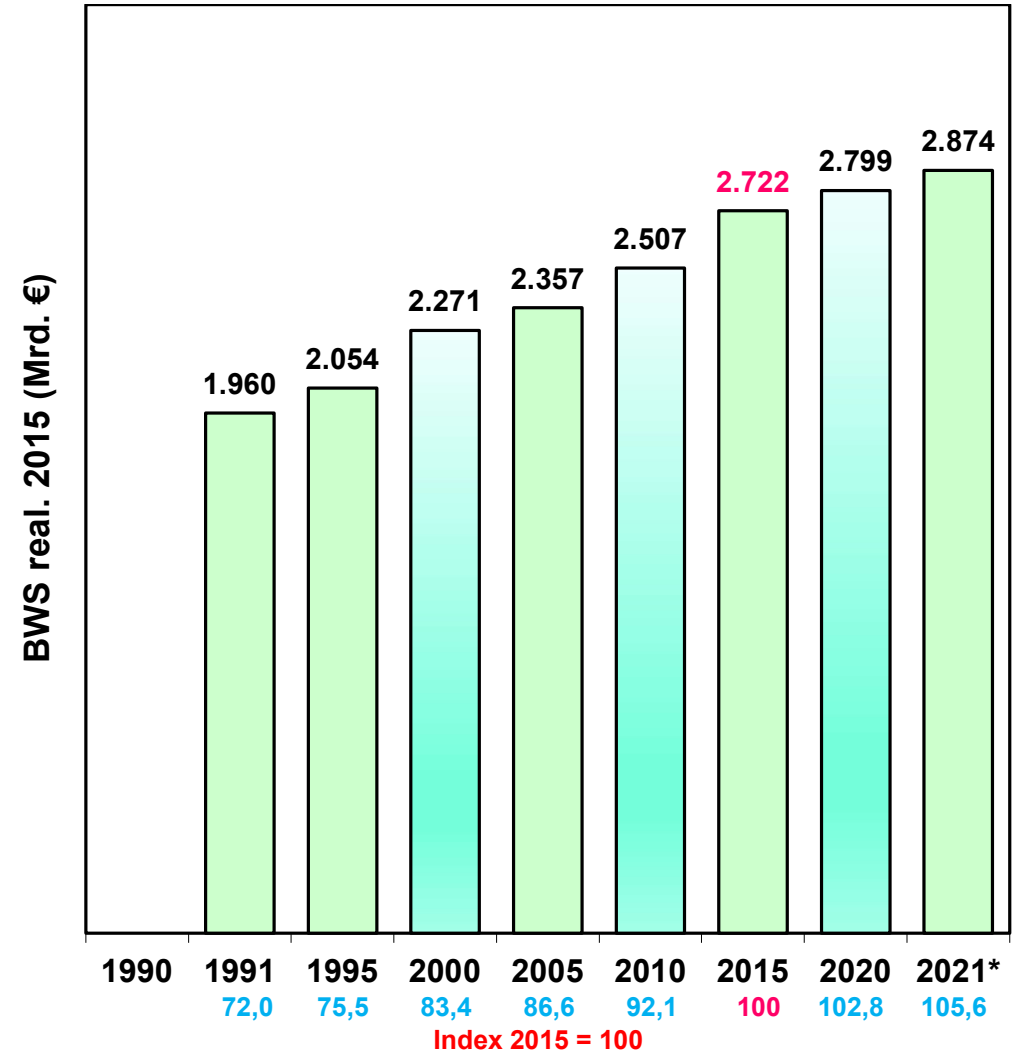
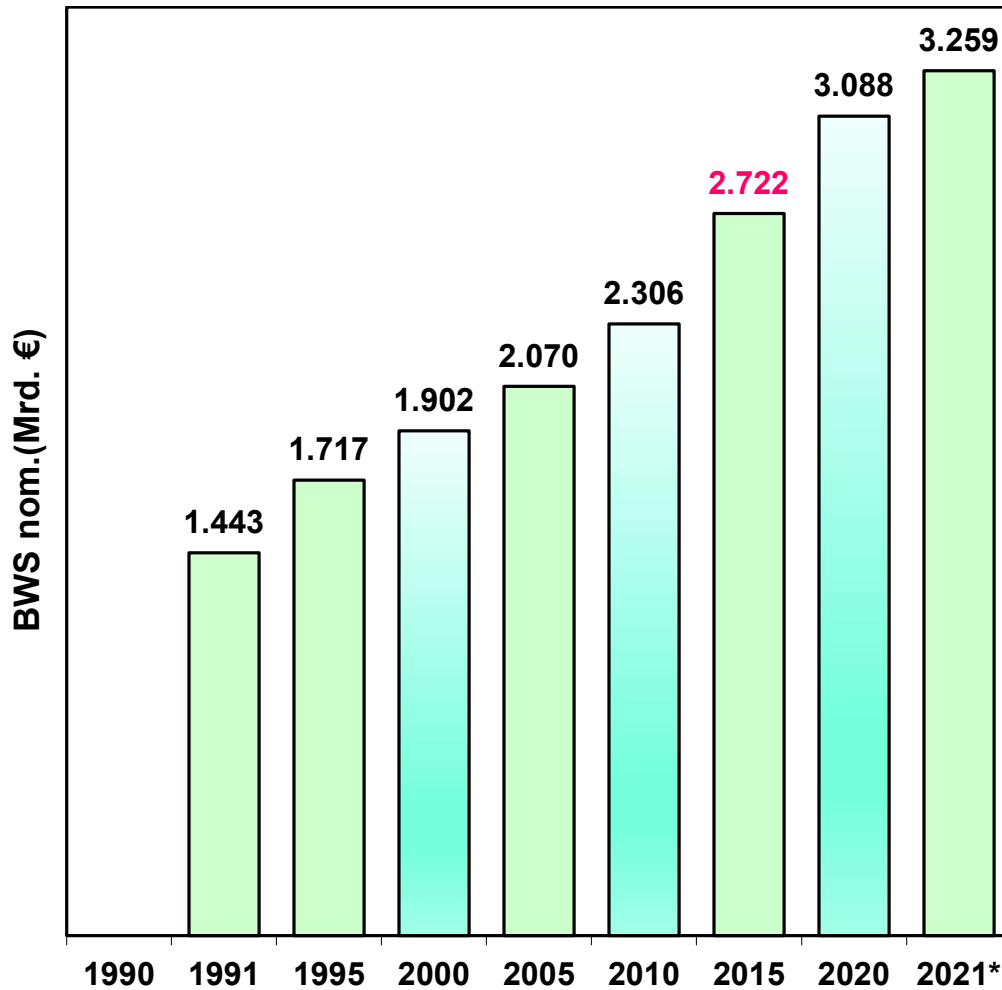
Entwicklung Bruttowertschöpfung (BWS) für Deutschland 1991 bis 2020/21 (1)

BWS nominal, in jeweiligen Preisen

Jahr 2020: Gesamt 3.088 Mrd. €, Veränderung 1991/2020 = + 114,0%
Ø 68,8 €/Erwerbstätigen

BWS real 2015, preisbereinigt, verkettet

Jahr 2020: Gesamt 2.799 Mrd. €, Veränderung 1991/2020 = + 42,9%
Ø 62,3 €/Erwerbstätigen



* Daten 2021 vorläufig, Stand 8/2022; Ergebnisse der VGR-Revision 2019

Gesamt-Erwerbstätige (J-Durchschnitt) 2020: 44,9 Mio.

Bruttowertschöpfung (BWS **nominal, in jeweiligen Preisen**) nach Wirtschaftsbereichen in Deutschland 2020 (2)

Gesamt 3.088 Mrd. €, Veränderung 1991/2020 = + 114,0%
Ø 68,8 €/Erwerbstätigen

LF + F 0,8%

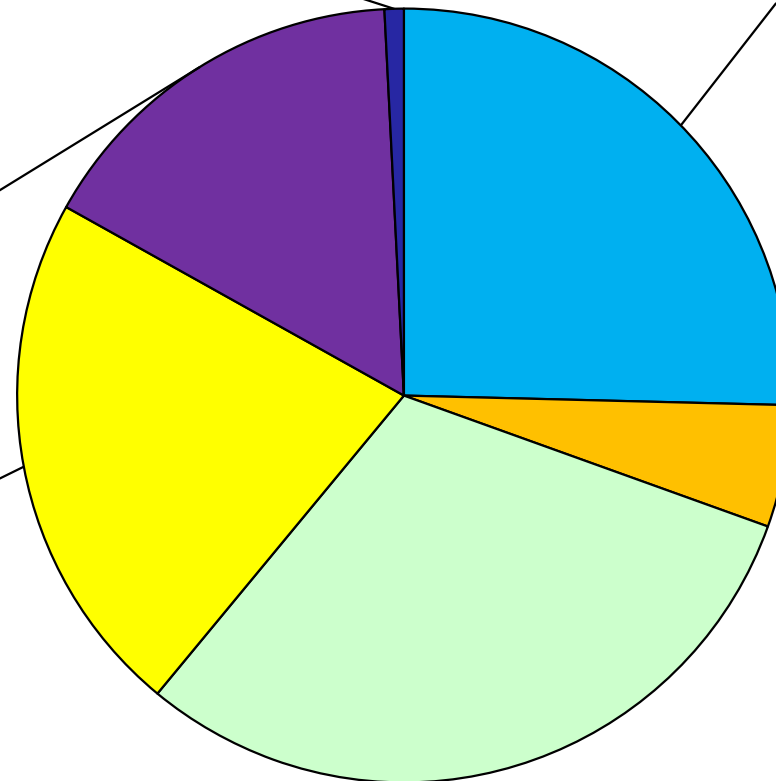
Dienstleistungen 69,8%

Produzierendes Gewerbe 29,4%

Land- und Forstwirtschaft, Fischerei
0,8%

Handel, **Verkehr**
Gastgewerbe,
15,5%

Öffentliche und
sonstige
Dienstleister,
Erziehung und
Gesundheit,
Private Haushalte
23,2%



Produzierendes Gewerbe
ohne Baugewerbe
23,9%

davon

- Verarbeitendes Gewerbe 20,6%
- Bergbau, Gewinnung 3,3%

Baugewerbe
5,5%

Information/Kommunikation,
Finanz-, Versicherungs- u.
Unternehmensdienstleister,
Grundstücks- und
Wohnungswesen
31,1%

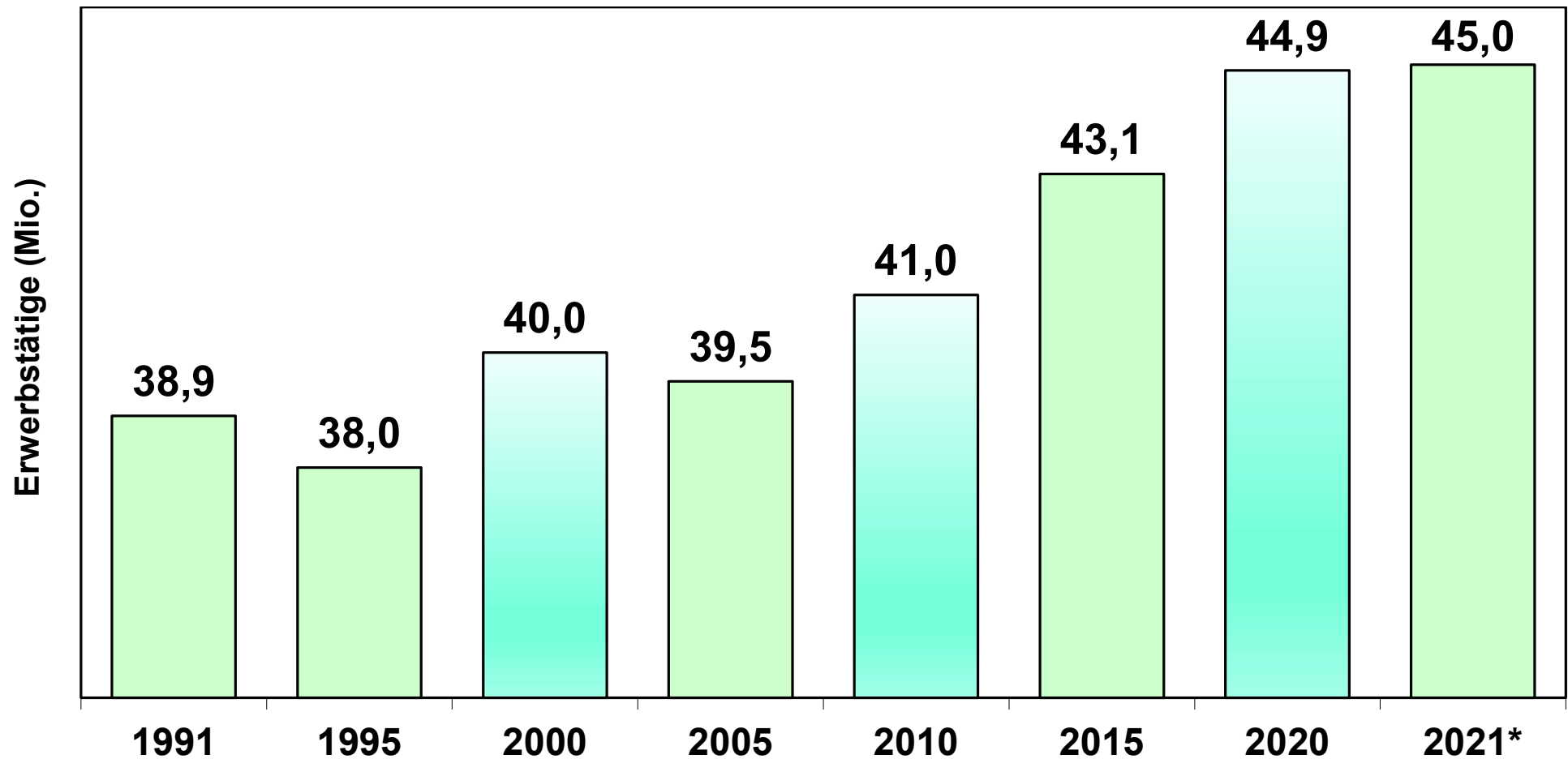
Grafik Bouse 2022

* Daten 2020 vorläufig, Stand 9/2022; Ergebnisse der VGR-Revision 2019

Gesamt-Erwerbstätige (J-Durchschnitt) 2020: 44,9 Mio.

Entwicklung Erwerbstätige am Arbeitsort für Deutschland 1991 bis 2020/21

Jahr 2020: Gesamt 44,9 Mio.; Veränderung 1991/2020 = + 15,4%
Geleistete Arbeitsstunden 1.276 h/Jahr ¹⁾



Grafik Bouse 2022

* Daten 2021 vorläufig, Stand 9/2022

Gesamt-Erwerbstätige jeweils am 31.12.

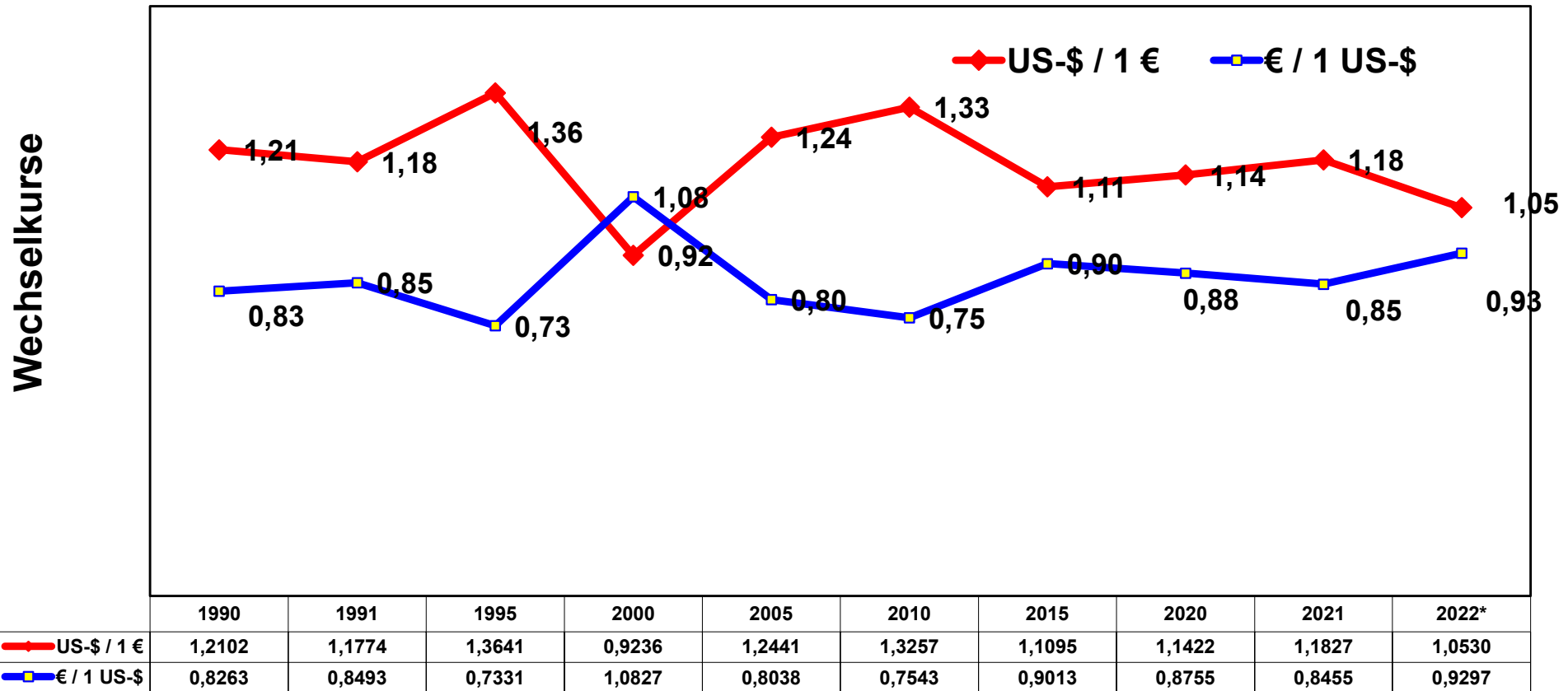
¹⁾ Quelle für geleistete Arbeitsstunden: Institut für Arbeitsmarkt- und Berufsforschung (IAB) der Bundesagentur für Arbeit (BA), Nürnberg.

Quellen: Stat. BA - Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen 2021, FS 18, R 1.5, Lange Reihe, S. 68, 9/2022; BMWI – Energiedaten, Gesamtausgabe 1/2022

Entwicklung der Euro-Wechselkurse (Jahresdurchschnitt) im Verhältnis zum US-Dollar ¹⁾ 1990-2022

Jahr 2010: 1 € = 1,3257 US- $\text{\$}$; 1 US- $\text{\$}$ = 0,7543 €

Jahr 2022: 1 € = 1,0530 US- $\text{\$}$; 1 US- $\text{\$}$ = 0,9297 €



Grafik Bouse 2023

1) Kurzbeschreibung: Der Wechselkurs beschreibt den Preis oder Wert der Währung eines Landes im Verhältnis zu einer anderen Währung. Die hier verwendeten Daten sind die von der Europäischen Zentralbank veröffentlichten Wechselkurse für den Euro. Vor 1999 handelt es sich um die von der Europäischen Kommission veröffentlichten Wechselkurse des ECU.

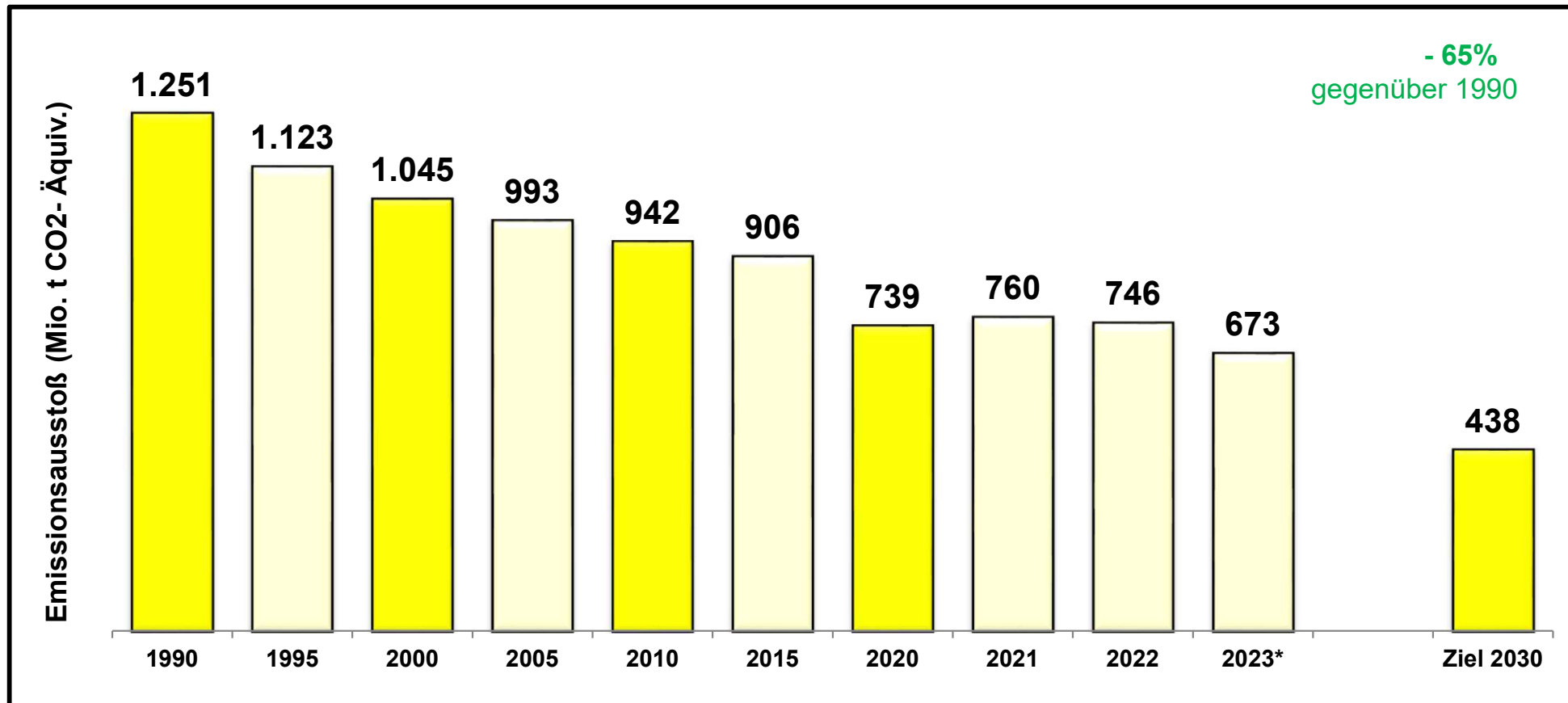
Die Weltleitwährung ist der US-Dollar.

Quellen: Europäische Zentralbank aus Statistik der Kohlenwirtschaft e.V., Köln - www.kohlenstatistik.de bis Jahr 1999;
Eurostat aus eurostat <http://epp.eurostat.ec.europa.eu> ab Jahr 2000 und Bundesbank, Stand 3/2023

Entwicklung der Treibhausgas-Emissionen (THG) (ohne LULUCF) in Deutschland 1990-2023, Ziel 2030 nach Novelle Klimaschutzgesetz 2021

Jahr 2022: Gesamt 746 Mio. t CO₂-Äquivalent; Veränderung 1990/2022 – 40,4%*
8,9 t CO₂-Äquivalent/Kopf

ohne CO₂ aus Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (LULUCF)



Grafik Bouse 2024

* Daten 2023 vorläufig; Stand 1/2024 Ziele der Bundesregierung 2020/30

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2022/2023: 83,4/83,8 Mio.

1) Basisjahr 1.255 Mio t CO₂äquiv.; Jahr 1990: 1.251 Mio t CO₂äquiv.

Die Emissionen des Basisjahres setzen sich zusammen mit CO₂, CH₄, N₂O aus 1990 und F-Gase HFCs, PFCs und SF₆ aus 1995.

Für das Treibhausgas-Minderungsziel im Rahmen des Kyoto-Prozesses wird je nach emittiertem Gas das Basisjahr 1990 bzw. 1995 zugrunde gelegt.

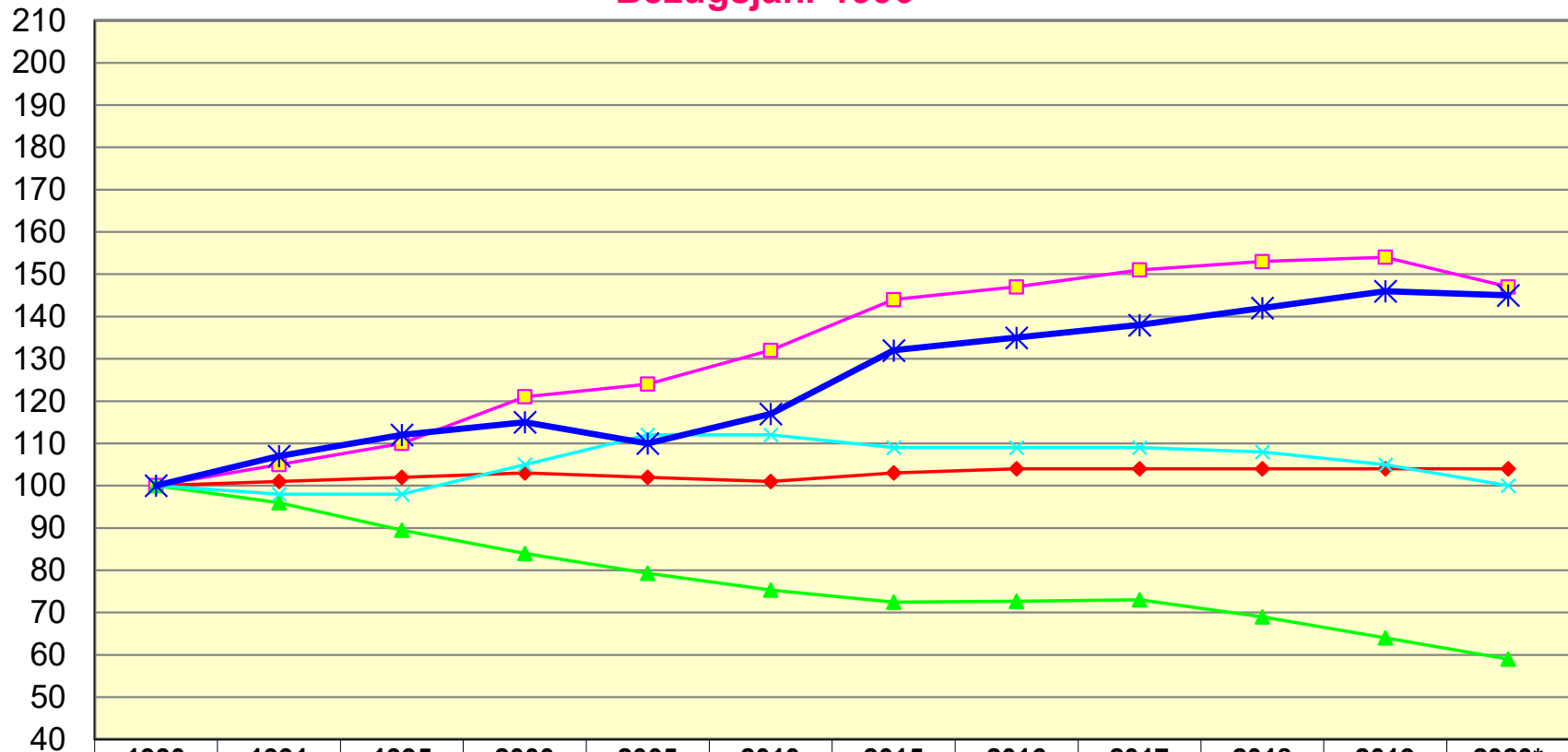
2) Nachrichtlich Jahr 2021: Schätzung CO₂ aus Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft 11,5 Mio t CO₂ äquiv, somit THG mit LULUCF 774 – 11,5 = 762 Mio t CO₂ äquiv.

Quellen: Umweltbundesamt (UBA) aus BMWI Energiedaten, Tab. 10; 1/2022; Stat. BA 3/2022; Agora Energiewende 2023, 1/2024

Entwicklung Bevölkerung, Wirtschaftsleistung und Klimaschutz sowie Bruttostromverbrauch und Stromproduktivität in Deutschland 1990-2020 (1)

Bezugsjahr 1990

Index 1990 = 100



Grafik Bouse 2021

	1990	1991	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
◆ BV	100	101	102	103	102	101	103	104	104	104	104	104
■ BIP real 2015	100	105	110	121	124	132	144	147	151	153	154	147
▲ THG-Kyoto	100	96	90	84	79	75	73	73	73	69	64	59
× BSV	100	98	98	105	112	112	109	109	109	108	105	100
* SPGW	100	107	112	115	110	117	132	135	138	142	146	145

BV = Bevölkerung (Jahresdurchschnitt, Zensus 2011)

* Daten 2020 vorläufig, Stand 3/2021

BIP real 2015 = Wirtschaftsleistung „Bruttoinlandsprodukt BIP real 2015, preisbereinigt, verkettet“

THG-Kyoto = Klimaschutz „Treibhausgas-Emissionen nach Kyoto in CO₂ Äquivalent **ohne** Landnutzungsänderung & Forstwirtschaft“
Kyoto-Basisjahr 1990/1995 = 1.255 Mio. t CO₂ äquiv., eingesetzt 1990 1.251 Mio. = Index 100

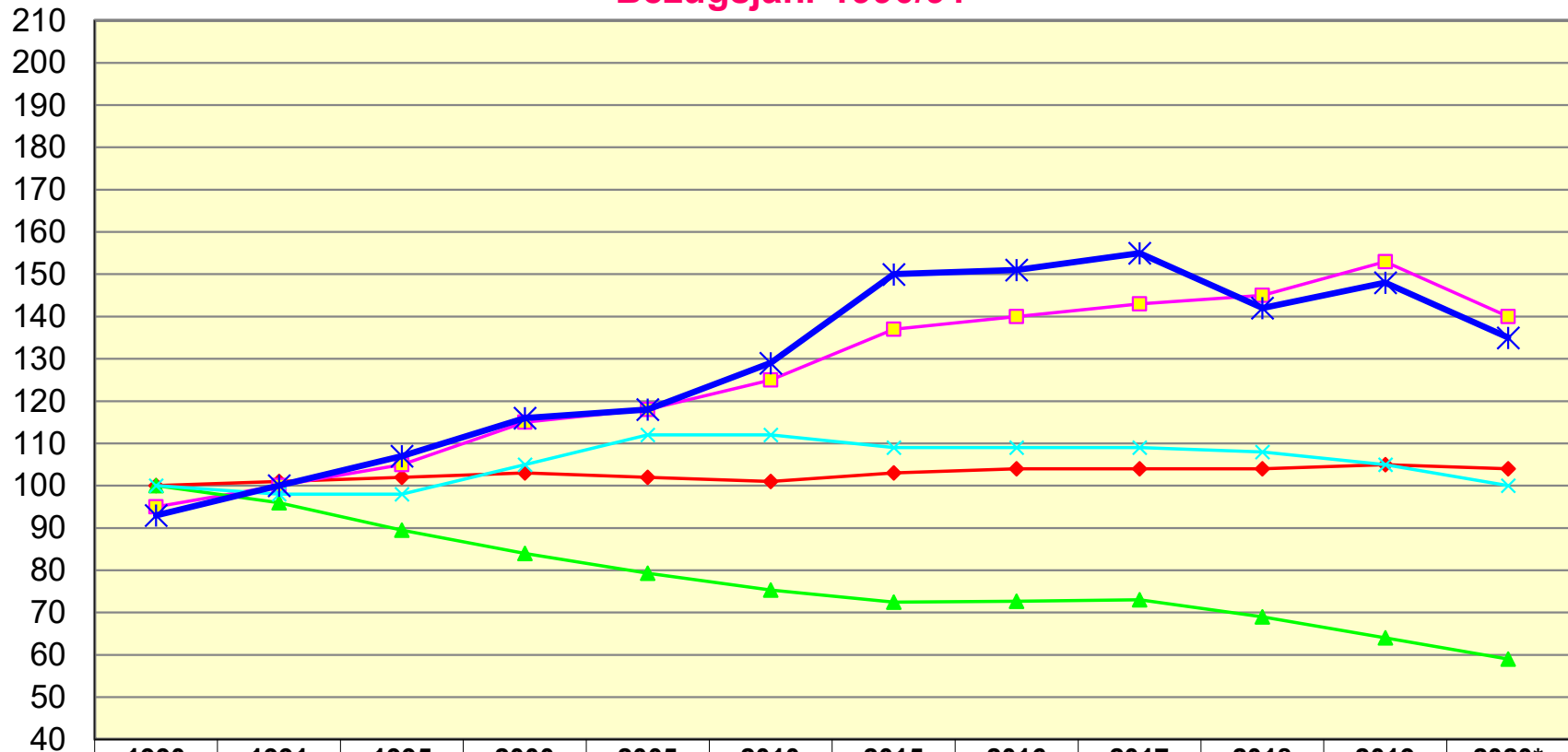
BSV = Bruttostromverbrauch

SPGW = Stromproduktivität Gesamtwirtschaft (BIP real 2015/BSV)

Entwicklung Bevölkerung, Wirtschaftsleistung und Klimaschutz sowie Bruttostromverbrauch und Stromproduktivität in Deutschland 1990/91-2020 (2)

Bezugsjahr 1990/91

Index 1990/91 = 100



Grafik Bouse 2021

	1990	1991	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020*
◆ BV	100	101	102	103	102	101	103	104	104	104	105	104
■ BIP real 2015	95	100	105	115	118	125	137	140	143	145	153	140
▲ THG-Kyoto	100	96	90	84	79	75	73	73	73	69	64	59
✕ BSV	100	98	98	105	112	112	109	109	109	108	105	100
✱ SPGW	93	100	107	116	118	129	150	151	155	142	148	135

BV = Bevölkerung (Jahresdurchschnitt, Zensus 2011)

* Daten 2020 vorläufig, Stand 3/2021

BIP real 2015 = Wirtschaftsleistung „Bruttoinlandsprodukt BIP real 2015, preisbereinigt, verkettet“

THG-Kyoto = Klimaschutz „Treibhausgas-Emissionen nach Kyoto in CO₂ Äquivalent **ohne** Landnutzungsänderung & Forstwirtschaft“
Kyoto-Basisjahr 1990/1995 = 1.255 Mio. t CO₂ äquiv., eingesetzt 1990 1.251 Mio. = Index 100

BSV = Bruttostromverbrauch

SPGW = Stromproduktivität Gesamtwirtschaft (BIP real 2015/BSV)

Entwicklung ausgewählter Rahmendaten für die Energie- und Stromversorgung in Deutschland 1990-2020 (1)

Grund- und Kenndaten 1990/2000/2020 ¹⁾

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt, Zensus 2011)

79,5 / 81,5 / 83,2 Mio.

Wirtschaftsleistung

Bruttoinlandsprodukt

BIP nominal, in jeweiligen Marktpreisen ⁴⁾

1.480 / 1.899 / 3.368 Mrd. €

18.640 / 23.301 / 40.481 €/Kopf

BIP real 2015, preisbereinigt, verkettetes Volumen ^{2,4)}

2.108 / 2.552 / 3.097 Mrd. €

26.549 / 31.313 / 37.224 €/Kopf

Klimaschutz

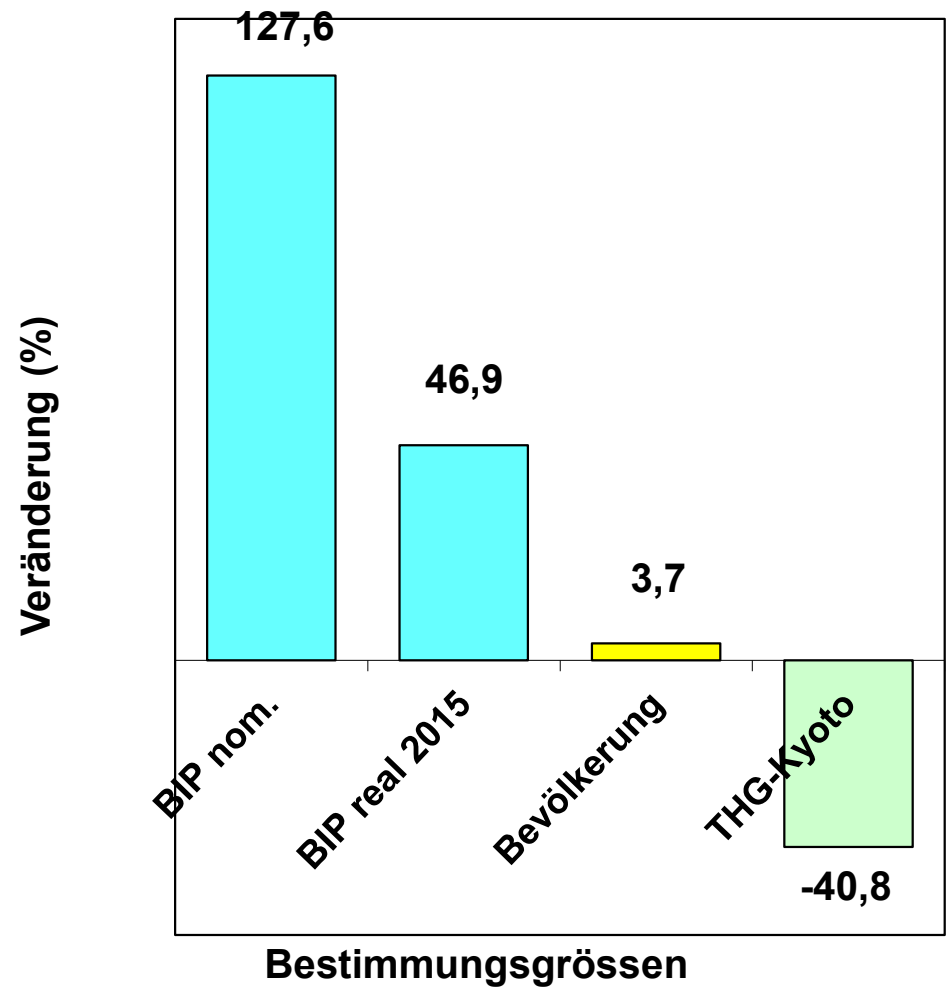
Gesamt Treibhausgas-Emissionen (THG-Kyoto) ³⁾

in CO₂ Äquivalent ohne Landnutzungsänderung & Forstwirtschaft⁴⁾

1.249 / 1.043 / 739 Mio. t CO₂ äquiv.

15,7 / 12,8 / 8,9 t CO₂ äquiv./Kopf

Veränderung 1990-2020



Grafik Bouse 2021

* Daten 2020 vorläufig, Stand 9/2021

2) BIP real 2015 zur Ermittlung der Stromproduktivität !

4) Jahr 1990: BIPnom. eigene Schätzung; BIPreal2015 BMWI

1) Gebietsfläche 357.588 km² = 35.758,8 ha (1 Hektar ha = 100 Ar a = 10.000 m² = 10 km²)

3) Kyoto-Basisjahr 1990/1995 = 1.255 Mio. t CO₂ äquiv., eingesetzt 1990 1.249 Mio. = Index 100

Entwicklung ausgewählter Rahmendaten für die Energie- und Stromversorgung in Deutschland 1990/91-2020 (2)

Grund- und Kenndaten 1990(91)/2000/2020 ¹⁾

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt, Zensus 2011)

79,5 / 81,5 / 83,2 Mio.

Wirtschaftsleistung

Bruttoinlandsprodukt

BIP nominal, in jeweiligen Marktpreisen ⁴⁾

(1.586) / 1.899 / 3.368 Mrd. €

19.825 / 23.301 / 40.481 €/Kopf

BIP real 2015, preisbereinigt, verkettetes Volumen ^{2,4)}

(2.216) / 2.552 / 3.097 Mrd. €

27.700 / 31.313 / 37.224 €/Kopf

Klimaschutz

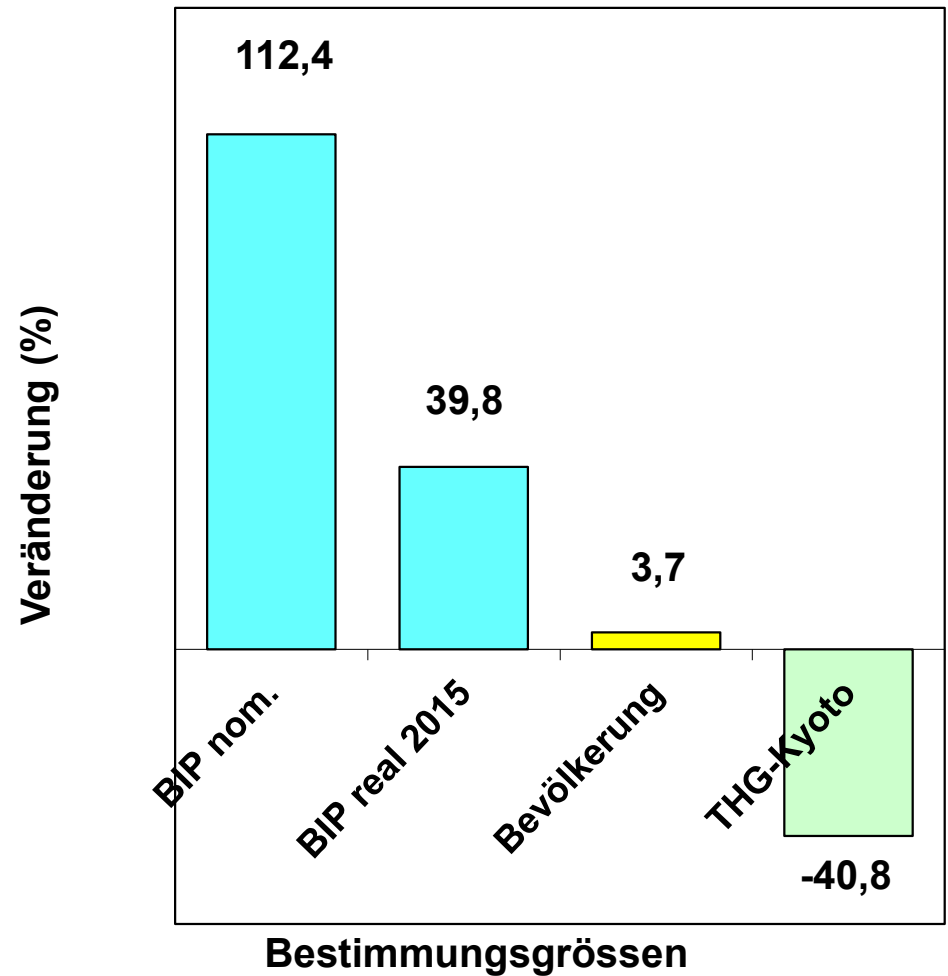
Gesamt Treibhausgas-Emissionen (THG-Kyoto) ³⁾

in CO₂ Äquivalent ohne Landnutzungsänderung & Forstwirtschaft⁴⁾

1.249 / 1.043 / 739 Mio. t CO₂ äquiv.

15,7 / 12,8 / 8,9 t CO₂ äquiv./Kopf

Veränderung 1990(91)-2020



* Daten 2020 vorläufig, Stand 3/2021

2) BIP real 2015 zur Ermittlung der Stromproduktivität !

4) Jahr 1991 bei BIP

1) Gebietsfläche 357.588 km² = 35.758,8 ha (1 Hektar ha = 100 Ar a = 10.000 m² = 10 km²)

3) Kyoto-Basisjahr 1990/1995 = 1.255 Mio. t CO₂ äquiv., eingesetzt 1990 1.249 Mio. = Index 100

Stromversorgung in Deutschland

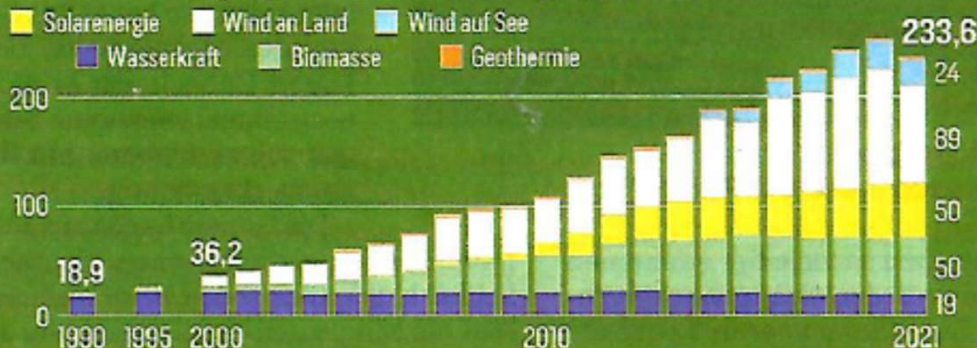
Einleitung und Ausgangslage

Faktenreport: Energiewende im Strombereich in Deutschland 1990-2030

Faktenreport: Energiewende

Der Ausbau der **erneuerbaren Energien** muss erheblich schneller werden, wenn Deutschland seine Klimaziele erreichen will

Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland in Terawattstunden



Grüne Energie Seit der Jahrtausendwende wurde immer mehr Strom aus erneuerbaren Energien produziert. Das Tempo muss allerdings stark zunehmen

Installierte Leistung in Deutschland in Gigawatt



Unter Druck Solar- und Windenergie brauchen in den kommenden acht Jahren mehr Zuwachs, als sie in den vergangenen 20 Jahren hatten

Windenergie in Deutschland 2021

Installierte Leistung in Megawatt



Starkes Gefälle

Die Windenergie ist vor allem im Norden des Landes ausgebaut worden, weniger stark im Süden

Zahlen und Fakten

- 63 924** Megawatt Gesamtleistung installiert
- 29 731** Anlagen (kumuliert)
- 122** Terawattstunden 96 TWh an Land 26 TWh auf See
- 23 %** Anteil an der deutschen Stromproduktion (netto)

Durchschnittliche Anlage 2021

Leistung: **3978 kW**
Gesamthöhe: **206 m**
Rotordurchmesser: **133 m**

Quellen: Umweltbundesamt, Der Spiegel, Fraunhofer ISE, Bundesverband Windenergie

Kernpunkte der Energiewende in der deutschen Energie- und Stromversorgung 2023 (1)

→ Ergebnisse auf einen Blick

- 1 Deutschlands Treibhausgasemissionen fallen 2023 auf 673 Millionen Tonnen CO₂-Äq und damit auf den tiefsten Stand seit 70 Jahren.** Das entspricht einem Rückgang um 73 Millionen Tonnen CO₂-Äq gegenüber 2022 bzw. 46 Prozent im Vergleich zu 1990. Ein Großteil der Minderung gegenüber 2022 ist auf einen unerwartet starken Rückgang des Kohleverbrauchs sowie krisen- und konjunkturbedingte Produktionsrückgänge der energieintensiven Industrie zurückzuführen. Nur rund 15 Prozent der Emissionsminderungen sind langfristig gesichert.¹
- 2 Erneuerbare Energien decken 2023 erstmals über 50 Prozent des Stromverbrauchs, die Kohleverstromung fällt mit 132 TWh auf einen historischen Tiefstand.** Mit einem Zubau von 14,4 GW übertrifft die Photovoltaik den bisherigen Rekord aus 2012 um 6,2 GW. Der Ausbau der Windkraft an Land bleibt mit 2,9 GW deutlich zu schwach, es wurden aber 7,7 GW und damit 74 Prozent mehr Leistung genehmigt als im Vorjahr. Deutschland ist 2023 Nettoimporteur von knapp 12 TWh Strom, das entspricht 2,3 Prozent des Stromverbrauchs. Rund die Hälfte der Importe kam aus Erneuerbaren.
- 3 Die Sektoren Gebäude und Verkehr verfehlen erneut ihr Klimaziel; ihre Emissionen stagnieren.** Hauptgrund ist die schleppende Elektrifizierung: E-Pkw haben wie bereits 2022 einen Anteil von knapp 20 Prozent bei Neuzulassungen; für das Ziel von 15 Millionen E-Pkw im Jahr 2030 muss der Anteil in den kommenden Jahren auf 90 Prozent ansteigen. 2023 war ein Rekordjahr für Wärmepumpen, aber auch für Gasheizungen; es wurden etwa 2,5 Mal mehr fossile als klimaneutrale Heizungen verkauft.
- 4 Mit dem Karlsruher Haushaltsurteil wird die Finanzierung von Klimaschutzinvestitionen zum zentralen Thema für 2024.** Nach dem mit Abstand heißesten Jahr seit Beginn der Aufzeichnungen und dem Beschluss der COP 28 zum „Übergang weg von fossilen Energien“ sind Investitionen in Klimaneutralität dringender denn je. Um das 2030-Klimaziel zu erreichen, sind 2024 weitere Instrumente zur Absicherung dieser Investitionen und der Finanzierung sozialer Ausgleichsmaßnahmen notwendig.

¹ Siehe dazu Abbildung 1_1: langfristige Emissionseffekte setzen sich zusammen aus dem Ausbau der Erneuerbaren Energien, langfristigen Emissionsminderungen in der Industrie und dem Rückgang der Tierbestände.

Das deutsche Energiejahr in 10 Punkten 2023 (2)

Das Energiejahr 2023 in zehn Punkten

- 1. Emissionen:** Die Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) sanken 2023 auf 673 Millionen Tonnen CO₂-Äq (Mio. t CO₂-Äq) und damit auf den niedrigsten Stand seit 70 Jahren. Gegenüber 1990 bedeutet dies eine Minderung von 46 Prozent. Damit lagen die Emissionen 49 Mio. t CO₂-Äq unter dem vom Klimaschutzgesetz für 2023 abgeleiteten Ziel. In den Sektoren Energiewirtschaft und Industrie sanken die Emissionen deutlich. Bei Verkehr und Gebäude stagnieren sie auf hohem Niveau, dort wurden die Sektorziele zum vierten beziehungsweise dritten Mal in Folge verfehlt. Hauptgründe für den Emissionsrückgang waren eine Veränderung der europäischen Stomhandelsbilanz mit verringerten Exporten und erhöhten Importen, Produktionsrückgänge vor allem in der energieintensiven Industrie, sowie Einsparungen beim Strom- und Gasverbrauch.
- 2. Klimakrise:** 2023 war das Jahr neuer klimatischer Extreme – und der politischen Erkenntnis, dass der Ausstieg aus fossilen Brennstoffen unumgänglich ist: Mit 1,4 °C über dem vorindustriellen Mittel lagen die globalen Durchschnittstemperaturen nur knapp unter dem 1,5 °C-Ziel des Pariser Klimaabkommens. Auch die Ozeantemperaturen waren so hoch wie nie zuvor. Die Menge an Eis in der Antarktis ist auf ein Rekordtief gesunken, die Gletscher in den Schweizer Alpen haben in den vergangenen beiden Jahren allein zehn Prozent ihres Volumens verloren. In der Folge hat auch der Meeresspiegel einen neuen Höchststand erreicht. Unter dem Eindruck dieser Entwicklungen wurde im Abschlussdokument der Weltklimakonferenz im Dezember 2023 die Abkehr von fossilen Brennstoffen erstmals explizit als Ziel formuliert.
- 3. Energiepreise und Energieverbrauch:** Die größten Krisen-Preisspitzen sind zwar überwunden, die Auswirkungen aber weiter spürbar: Mit dem Umstieg auf global gehandeltes Flüssigerdgas verbleiben die Gaspreise auf einem etwa doppelt so hohen Niveau wie in den Vorkrisenjahren; zudem steigen die Sensitivität gegenüber globalen Entwicklungen und die Volatilität der Preise. Der CO₂-Preis sank im Jahresverlauf leicht, blieb aber mit rund 80 Euro pro Tonne im 4. Quartal auf hohem Niveau und verteuert den Einsatz fossiler Energieträger weiterhin. Hohe Preise führten zu einem Einbruch des fossilen Primärenergieverbrauchs um neun Prozent, während der Primärenergieverbrauch erneuerbarer Energieträger in etwa konstant blieb. In Summe lag der Primärenergieverbrauch 2023 bei 2.997 Terawattstunden (TWh).
- 4. Erneuerbare Energien:** Der Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch lag erstmals über 50 Prozent: 268 TWh Strom wurden aus Wind, Sonne, Wasser oder Biomasse erzeugt (brutto). Das entspricht einem Plus von 13 TWh (5 Prozent) gegenüber 2022. Mit 14,4 Gigawatt neuer Solarkapazität wurde der bisherige Ausbaurekord um 6,2 Gigawatt übertroffen. Dabei entfielen gut Zweidrittel des Photovoltaik-Zubaus auf Dächer. Der Ausbau der Windkraft blieb mit 2,9 Gigawatt weiter deutlich hinter dem Ausbaupfad des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes zurück. Allerdings zeichnet sich auch hier eine Trendwende ab: Die Anzahl der Genehmigungen für neue Windenergieanlagen an Land verdoppelte sich auf 7,7 Gigawatt. Auch beim aus den Nachbarländern importierten Strom kam knapp die Hälfte aus erneuerbaren Quellen.
- 5. Konventionelle Stromerzeugung:** Ein rückläufiger Strombedarf und günstiger Strom aus den Nachbarländern sorgten für eine deutliche Verringerung der Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken. Die Emissionen der Stromerzeugung sanken um 18 Prozent auf 177 Mio. t CO₂-Äq. Insgesamt wurden 247 TWh konventioneller Strom produziert; und damit 24 Prozent weniger als im Vorjahr. An dem Rückgang hatte die Kohleverstromung mit -48 TWh den größten Anteil. Somit lag die Kohleverstromung im Jahr der Abschaltung der letzten drei Kernkraftwerke auf dem niedrigsten Niveau seit den 1960er Jahren.
- 6. Industrie:** Die Emissionen der Industrie verzeichneten gegenüber 2022 einen deutlichen Rückgang von 12 Prozent auf 144 Mio. t CO₂-Äq. Damit sank die Emissionsintensität der Industrie erheblich, denn die Industrieproduktion insgesamt war im Jahresdurchschnitt nur leicht rückläufig. Hintergrund ist der deutliche Produktionsrückgang in den energieintensiven Branchen. Dort lag das Produktionsniveau bis Ende Oktober 2023 rund 11 Prozentpunkte unterhalb der Werte des Vorjahreszeitraums. Gründe sind eine schwache Nachfrage nach Produkten der energieintensiven Industrien in Verbindung mit einem schwierigen Wettbewerbsumfeld aufgrund der hohen Energiepreise.
- 7. Gebäude:** Die Emissionen im Gebäudesektor sanken um lediglich 3 Mio. t CO₂-Äq auf 109 Mio. t CO₂-Äq. Damit wurden zum vierten Mal in Folge die Sektorziele verfehlt. Die geringfügigen Emissionsreduktionen gehen im Wesentlichen auf den abermals verringerten Heizenergiebedarf infolge milder Witterung zurück. Vor dem Hintergrund einer erheblichen Verunsicherung rund um das revidierte Gebäudeenergiegesetz wurden mit rund 900.000 etwa 40 Prozent mehr Gas- und Ölheizungen als im Vorjahr verkauft. Zugleich war 2023 aber auch ein Rekordjahr für Wärmepumpen: Deren Absatz von rund 350.000 Anlagen war mehr als doppelt so hoch wie noch in 2021. Für 80 Prozent der Neubauten wurden Wärmepumpen oder Fernwärmeanschlüsse geplant.
- 8. Verkehr:** Der Verkehrssektor hat die im Klimaschutzgesetz festgelegten Ziele auch im Jahr 2023 verfehlt – zum dritten Mal in Folge. Mit 145 Mio. t CO₂-Äq gegenüber 148 Mio. t CO₂-Äq im Vorjahr überschritt der Sektor die gesetzlich vorgeschriebene Höchstmenge um 12 Mio. t CO₂-Äq. Einem konjunkturbedingt leicht sinkenden Lkw-Verkehr stand ein Anstieg des Pkw-Verkehrs auf Bundesstraßen und Autobahnen entgegen – trotz Einführung des Deutschlandtickets. Der Anteil von Elektroautos an den Neuzulassungen stagnierte und lag mit 18 Prozent bis Ende November weit unter der Marke, die für das Ziel 15 Millionen E-Autos bis 2030 erforderlich wäre. Ohne zusätzliche Instrumente werden die zum Einhalten der Klimaziele erforderlichen Emissionsminderungen im Verkehrssektor kaum zu erreichen sein.
- 9. Infrastruktur für die Energiewende:** Mit dem Netzentwicklungsplan Strom und dem Wasserstoffkernnetz liegen erstmals konkrete Planungen für die Infrastruktur eines klimaneutralen Energiesystems vor. Bis zum Jahr 2045 müssen etwa 310 Milliarden Euro investiert werden, um das Stromübertragungsnetz von 37.000 auf 71.000 Leitungskilometer auf Land und an See auszubauen. Für das sogenannte Wasserstoffkernnetz haben Bundesregierung und FNB Gas 9.700 Kilometer Wasserstofffernleitungen mit einem Investitionsvolumen von knapp 20 Milliarden Euro identifiziert, die bis 2032 errichtet werden sollen, um Kraftwerke und Industrien zu versorgen. Anspruch und Wirklichkeit klapften 2023 noch weit auseinander: Im ersten Halbjahr wurden nur 127 Kilometer Stromleitungen in Betrieb genommen. Allerdings wurden im gleichen Zeitraum Genehmigungsverfahren für Vorhaben mit der Gesamtlänge von 1.950 Kilometern gestartet, gegenüber nur 114 Kilometern im Halbjahr zuvor.
- 10. Energiepolitische Entwicklungen und Ausblick:** Das Jahr 2023 brachte eine Reihe von zentralen klimapolitischen Fortschritten, insbesondere in den Sektoren Gebäude und Strom, aber auch zusätzliche Herausforderungen. Die Debatte um das Gebäudeenergiegesetz hinterließ Spuren in der Bevölkerung, was das Vertrauen in die praktische Umsetzung und soziale Ausgewogenheit klimapolitischer Maßnahmen angeht. Spätestens mit dem Haushaltsurteil des Bundesverfassungsgerichts wird die Frage nach der Finanzierung von Klimaschutzinvestitionen zum zentralen Thema für 2024. Dies gilt umso mehr, als weiterhin eine erhebliche Lücke zwischen aktuellen Maßnahmen und dem Klimaziel für 2030 klapft.

Übersicht ausgewählte Daten zur Stromversorgung in Deutschland 2020

Rahmendaten

Wichtige Bestimmungsfaktoren für den Strommarkt in Deutschland ist die Bevölkerungszahl mit 83,2 Mio. Einwohner, die Wirtschaftsleistung BIP real 2015 mit 3.071 Mrd. € und die Treibhausgas-Emissionen (THG) mit 739 Mio. t CO₂äquiv.

Strombilanz

Bei der Strombilanz in Deutschland beträgt das **Aufkommen und die Verwendung** für Strom 619,3 Mrd. kWh.

Das **Aufkommen** setzt sich aus der heimischen **Bruttostromerzeugung** mit 572,2 Mrd. kWh (92,4%) und der Stromeinfuhr mit 47,1 Mrd. kWh (7,6%) zusammen. Die **Verwendung** setzt sich aus dem **Bruttostromverbrauch** mit 552,2 (89,2%) und der Stromausfuhr mit 67,1 Mrd. kWh (10,8%) zusammen. **Das Nettostromhandelssaldo betrug somit - 20,0 Mrd. kWh (3,2%).**

Stromerzeugung und Stromverbrauch

Die **Bruttostromerzeugung (BSE)** in Deutschland erfolgt vorwiegend durch Stromversorger sowie durch private Betreiber und industrielle Eigenanlagen und ergab insgesamt 572,2 Mrd. kWh. Bei der Aufteilung nach Energieträgern lagen die fossilen Energien wie Braun- und Steinkohle, Erdgas und Heizöl mit 40,5% weit vor den erneuerbaren Energien wie Solar, Wasserkraft, Windkraft, Biomasse mit 43,9%, der Kernenergie mit 11,3% und den sonstigen Energien mit 4,3%.

Der **Bruttostromverbrauch (BSV)** betrug 594,7 Mrd. kWh und nach Abzug von Eigen- und Pumpstromverbrauch sowie Netzverlusten betrug der **Stromverbrauch Endenergie (SVE)** 477,4 Mrd. kWh. Die Aufteilung nach **Verbrauchssektoren** ergaben folgende Anteile: Industrie 44,4%, GHD 28,5%, Private Haushalte 26,2% und der Verkehr 2,5%.

Bei der Aufteilung nach **Anwendungszwecken** im Jahr **2018** lag die mechanische Energie mit 38,9% weit vor der Prozesswärme einschließlich Warmwasser mit 21,2%, der Beleuchtung mit 13,3%, Kälte/Klima 12,3%, IKT 11,3%, und der Raumheizwärme mit 3,0%.

Der Anteil Stromverbrauch Endenergie (SVE) lag bei 20,5% vom gesamten Endenergieverbrauch im Jahr 2018.

Strompreise

Die durchschnittlichen Strompreise ohne MwSt und Ausgleichsabgabe lagen bei der Industrie bei 11,2 Ct/kWh im Jahr 2019 nach BMWI. Bei den Haushalten lagen die Strompreise für Tarifkunden einschl. Mehrwertsteuer und Ausgleichsabgabe bei 32,2 Ct/kWh im Jahr 2020.

Wirtschaft & Strom, Stromeffizienz

Die Stromproduktivität Gesamtwirtschaft (SPGW) = BIP real 2015 /BSV betrug in Deutschland **5,56 €/kWh**

Klima & Strom, Treibhausgase

Der Ausstoß von Kohlendioxid (CO₂) bei der Stromerzeugung aus Kraft- und Fernheizkraftwerken betrug 185 Mio. t. CO₂.

Der Anteil am gesamten energiebedingten CO₂-Ausstoß von 645 Mio. t CO₂ betrug rund 28,5%.

Die spez. CO₂-Emissionen betragen 401 g/kWh, bezogen auf den Strommix im **Jahr 2019**

Entwicklung ausgewählter Stromdaten in Deutschland 1990-2020 (1)

Grund- und Kenndaten 1990/2000/2020 ¹⁾

Brutto-Stromerzeugung (BSE)

549,9 / 576,6 / 572,2 Mrd. kWh
 Ø 6.926 / 7.075 / 6.877 kWh/Kopf

Brutto-Stromverbrauch (BSV)

550,7 / 579,6 / 552,2 Mrd. kWh
 Ø 6.936 / 7.112 / 6.637 kWh/Kopf

Anteil Erneuerbare 45,4% von 552,4 TWh

Stromverbrauch Endenergie (SVE)

455,0 / 494,4 / 477,4 Mrd. kWh
 Ø 5.730 / 6.066 / 5.738 kWh/Kopf

Wirtschaft & Strom, Stromeffizienz

Stromproduktivität Gesamtwirtschaft (SPGW)

(BIP real 2015, preisbereinigt, verkettet / BSV)

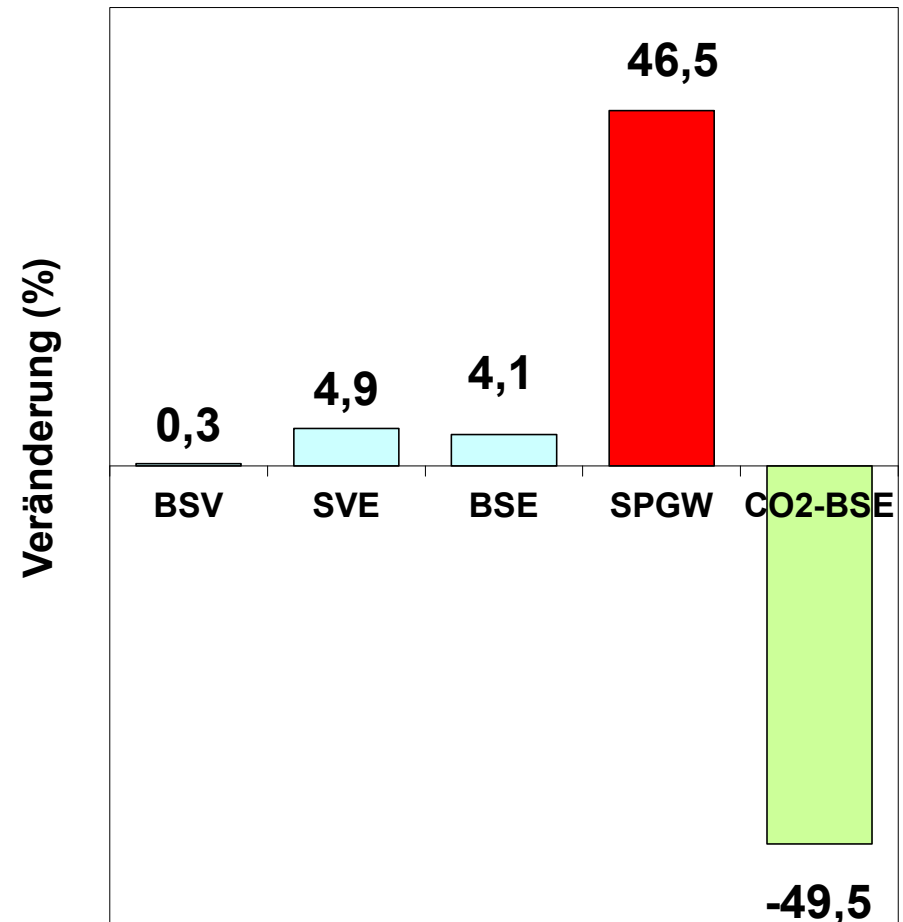
3,83 / 4,40 / 5,61 €/kWh

Klima & Strom, Treibhausgase

Energiebedingte- CO₂-Emissionen Strom (CO₂-BSE)

366 / 327 / 185 Mio. t CO₂

Veränderung 1990-2020



Bestimmungsfaktoren

Grafik Bouse 2021

* Daten 2020 vorläufig, Stand 3/2021

1) Mit Pumpstromerzeugung, ohne Erzeugung aus natürlichen Zufluss

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt, Zensus 2011) 1990/2000/2020= 79,5 / 81,5 / 83,2 Mio.

Entwicklung ausgewählter Stromdaten in Deutschland 1990-2020 (2)

Grund- und Kenndaten 1990/2000/2020 ¹⁾

Brutto-Stromerzeugung (BSE)

549,9 / **576,6** / **572,2** Mrd. kWh
 Ø 6.926 / 7.075 / 6.877 kWh/Kopf

Brutto-Stromverbrauch (BSV)

550,7 / **579,6** / **552,2** Mrd. kWh
 Ø 6.936 / 7.112 / 6.637 kWh/Kopf

Anteil Erneuerbare 45,4% von 552,2 TWh

Stromverbrauch Endenergie (SVE)

455,0 / **494,4** / **477,4** Mrd. kWh
 Ø 5.730 / 6.066 / 5.738 kWh/Kopf

Wirtschaft & Strom, Stromeffizienz

Stromproduktivität Gesamtwirtschaft (SPGW)

(BIP real 2015, preisbereinigt, verkettet / BSV)

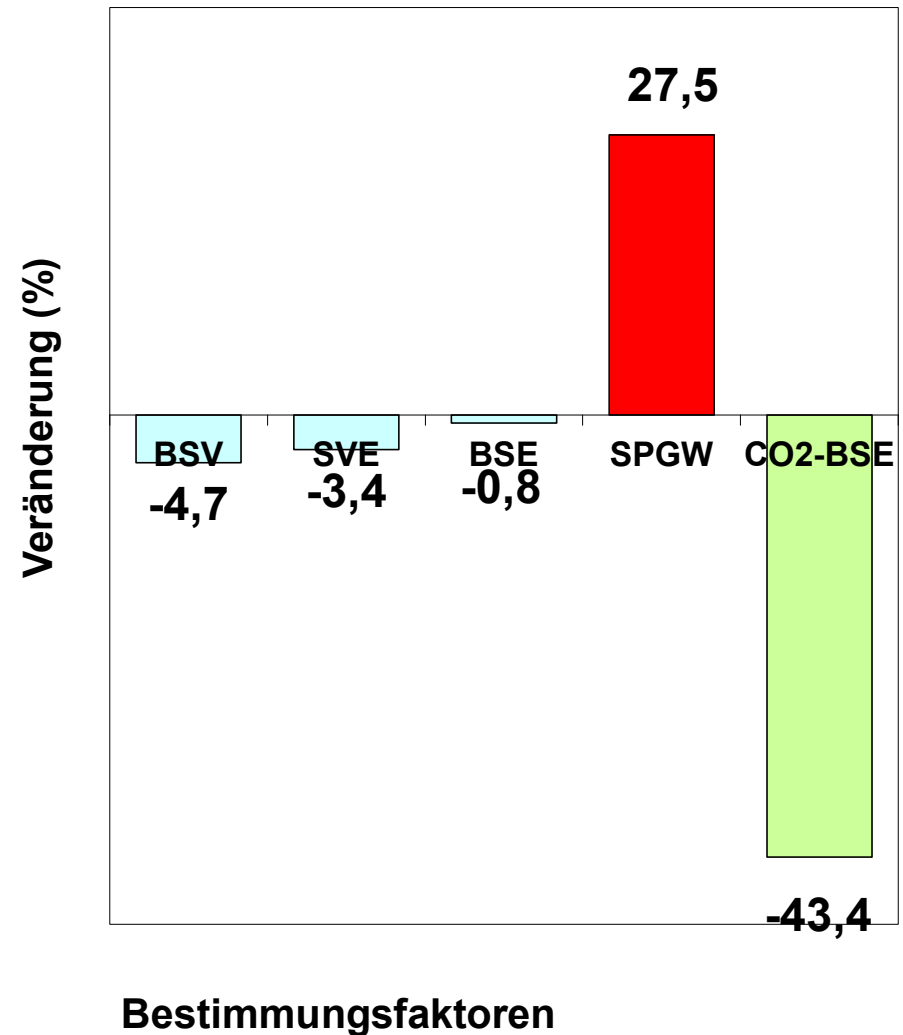
3,83 / **4,40** / **5,61** €/kWh

Klima & Strom, Treibhausgase

Energiebedingte- CO₂-Emissionen Strom (CO₂-BSE)

366 / **327** / **185** Mio. t CO₂

Veränderung 2000-2020



Grafik Bouse 2021

* Daten 2020 vorläufig, Stand 3/2021

1) Mit Pumpstromerzeugung, ohne Erzeugung aus natürlichen Zufluss

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt, Zensus 2011) 1990/2000/2020= 79,5 / 81,5 / 83,2 Mio.

Strombilanz

Der Stromsektor in Deutschland 1990-2023 auf einen Blick

4.1 Der Stromsektor 2023 auf einen Blick

		1990	2021	2022	2023 ¹⁾	Veränderung 2022/2023	Anteil 2022	Anteil 2023
Primärenergieverbrauch	TWh	4137	3448	3286	3287	0 %		
Erneuerbare Energien	TWh	55	541	575	588	2 %	17,5 %	17,9 %
Braunkohle	TWh	889	313	324	253	-22 %	9,9 %	7,7 %
Steinkohle	TWh	641	308	313	260	-17 %	9,5 %	7,9 %
Mineralöl	TWh	1452	1122	1140	1078	-5 %	34,7 %	32,8 %
Erdgas	TWh	637	917	767	734	-4 %	23,3 %	22,3 %
Kernenergie	TWh	463	209	105	22	-79 %	3,2 %	0,7 %
Sonstige inkl. Stromsaldo	TWh	1	37	29	62	116 %	0,9 %	1,9 %
Bruttostromerzeugung ²⁾	TWh	550	582	572	509	-11 %		
Erneuerbare Energien	TWh	20	234	255	268	5 %	44,5 %	52,6 %
Kernenergie	TWh	153	69	35	7	-79 %	6,1 %	1,4 %
Braunkohle	TWh	171	110	116	87	-25 %	20,3 %	17,2 %
Steinkohle	TWh	141	55	64	44	-31 %	11,1 %	8,7 %
Erdgas	TWh	36	90	79	80	1 %	13,8 %	15,7 %
Mineralöl	TWh	11	5	6	5	-14 %	1,0 %	1,0 %
Sonstige	TWh	19	19	18	17	-3 %	3,1 %	3,4 %
Nettostromabflüsse ins Ausland	TWh	1	-19	-27	15	n.A.	-4,8 %	2,9 %
Bruttostromverbrauch ²⁾	TWh	550	563	545	523	-3,9 %		
Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch ²⁾		4 %	42 %	47 %	51 %	13 %		
Stromspeicherung								
Pumpspeicherezufuhr	TWh	5,0	7,2	8,1	7,8	-13 %		
Pumpspeicherentnahme	TWh	k.A.	5,3	6,0	5,8	-12 %		
Anteil Erneuerbarer am Bruttostromverbrauch ³⁾		3,6 %	41,2 %	46,2 %	50,6 %	12,4 %		
Treibhausgasemissionen								
Gesamt (alle Sektoren)	Mio.t CO _{2-Äq}	1251	760	746	673	-10 %		
Emissionen der Bruttostromerzeugung	Mio.t CO _{2-Äq}	366	215	223	177	-21 %		
CO ₂ -Intensität der Nettostromerzeugung ²⁾	gCO _{2-Äq} /kWh	712	386	406	361	-11 %		
Stromhandel (Saldo)								
Import	TWh	k.A.	53,6	49,2	69,3	41 %		
Export	TWh	k.A.	71,4	76,1	57,5	-24 %		
Handelssaldo	TWh	k.A.	17,8	26,8	-11,7	n.A.		
Preise und Kosten								
Ø Spot Base Day-ahead	ct/kWh	k.A.	9,7	23,5	9,8	-58 %		
Ø Spot Peak Day-ahead	ct/kWh	k.A.	11,1	24,4	9,5	-61 %		
Ø 500 günstigsten Stunden	ct/kWh	k.A.	0,5	1,7	-0,6	-133 %		
Ø 500 teuersten Stunden	ct/kWh	k.A.	31,4	58,6	19,0	-68 %		
Ø Haushaltsstrompreise	ct/kWh	k.A.	32,2	38,6	45,7	19 %		

* Daten 2023 vorläufig, Stand 1/2024

1) teilweise vorläufige Angaben, 2) exklusive Stromerzeugung aus Pumpspeicherkraftwerken, 3) inklusive Stromerzeugung aus Pumpspeicherkraftwerken

Quellen: AGEB (2023a), Stromerzeugung & -verbrauch, Nettostromabflüsse ins Ausland (physical exchange): AGEB (2023b) • Stromimport & -export, Handelssaldo (commercial exchange): ENTSO-E (2023b), Strompreise: EPEX Spot aus Agora Energiewende - Die Energiewende in Deutschland, Stand der Dinge 2023, Analyse, S. 41, Stand 1/2024

Entwicklung Bruttostromerzeugung (BSE) nach Energieträgern mit/ohne Pumpstromerzeugung in Deutschland 1990-2023 (1)

Jahr 2023: BSE 513,7 TWh (Mrd. kWh) mit Pumpspeicherstrom (PSE), Veränderung 1990/2023 - 6,6%
EE-Beitrag 272,4 TWh, Anteil an der BSE 53,0% bzw. am BSV 51,8%

Bruttostromerzeugung in Deutschland nach Energieträgern

TWh	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2018	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Δ in %	Anteile in %
Braunkohle	170,9	142,6	148,3	154,1	145,9	154,5	149,5	148,4	145,6	114,0	91,7	110,1	116,2	87,2	-25,0	17,0
Steinkohle	140,8	147,1	143,1	134,1	117,0	117,7	112,2	92,9	82,6	57,5	42,8	54,6	63,7	40,6	-36,2	7,9
Kernenergie	152,5	154,1	169,6	163,0	140,6	91,8	84,6	76,3	76,0	75,1	64,4	69,1	34,7	7,2	-79,2	1,4
Erdgas	35,9	41,1	49,2	72,2	88,8	61,5	80,6	86,0	81,6	89,9	94,7	90,3	79,1	77,7	-1,7	15,1
Mineralöl	10,8	9,1	5,9	11,9	8,6	6,1	5,7	5,5	5,1	4,8	4,7	4,6	5,7	4,9	-14,4	1,0
Erneuerbare Energien (EE), darunter: ¹⁾	19,7	25,1	37,9	63,4	105,4	188,1	189,1	215,7	223,3	241,6	251,5	233,9	254,6	272,4	7,0	53,0
- Wind onshore	k.A.	1,5	9,5	27,8	38,4	72,3	67,7	88,0	90,5	101,2	104,8	90,3	99,7	118,2	18,6	23,0
- Wind offshore				0,0	0,2	8,3	12,3	17,7	19,5	24,7	27,3	24,4	25,1	23,9	-4,9	4,6
- Wasserkraft ²⁾	19,7	21,6	24,9	19,6	21,0	19,0	20,5	20,2	18,1	20,1	18,7	19,7	17,6	19,6	11,4	3,8
- Biomasse	k.A.	0,7	1,6	11,5	29,2	44,6	45,0	45,0	44,6	44,3	45,1	44,3	46,1	43,6	-5,3	8,5
- Photovoltaik	k.A.	0,0	0,0	1,3	12,0	38,1	37,6	38,8	44,3	45,2	49,5	49,3	60,3	61,2	1,5	11,9
- Hausmüll ²⁾	k.A.	1,3	1,8	3,3	4,7	5,8	5,9	6,0	6,2	5,8	5,8	5,8	5,6	5,6	0,3	1,1
- Geothermie			0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,0	0,0
Sonstige, darunter:	19,3	17,7	22,6	24,1	26,6	27,3	27,3	27,6	27,3	25,5	24,8	24,5	23,8	23,6	-0,9	4,6
- Pumpspeicher (PSE) ³⁾	k.A.	5,5	4,5	6,8	6,4	5,9	5,6	6,0	6,7	5,9	6,6	5,3	6,0	5,5	-7,5	1,1
- Hausmüll ²⁾	k.A.	1,3	1,8	3,3	4,7	5,8	5,9	6,0	6,2	5,8	5,8	5,8	5,6	5,6	0,3	1,1
- Industrieabfall	0,0	0,0	0,0	0,0	1,6	1,3	1,4	1,3	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	0,7	-7,3	0,1
Bruttostromerzeugung inkl. PSE (Umwandlungsaußstoß nach Energiebilanz)	549,9	536,8	576,6	622,7	632,8	647,0	649,2	652,3	641,4	608,2	574,7	587,1	577,9	513,7	-11,1	100,0
Bruttostromerzeugung exkl. PSE⁴⁾	549,9	531,4	572,0	615,9	626,4	641,1	643,6	646,3	634,8	602,3	568,1	581,8	571,9	508,2		
Anteil EE an der Bruttostromerzeugung (ohne PSE) [%]	3,6	4,7	6,6	10,3	16,8	29,3	29,4	33,4	35,2	40,1	44,3	40,2	44,5	53,6		
Stromeinfuhr ⁴⁾	31,9	39,7	45,1	56,9	43,0	37,0	28,3	27,8	31,7	40,1	48,0	51,7	49,3	70,3		
Stromausfuhr ⁴⁾	31,1	34,9	42,1	61,4	57,9	85,3	78,9	80,3	80,5	72,8	66,9	70,3	76,6	58,5		
Stromimportsaldo	+ 0,8	+ 4,8	+ 3,1	- 4,6	- 15,0	- 48,3	- 50,5	- 52,5	- 48,7	- 32,7	- 18,9	- 18,6	- 27,3	11,8		
Bruttostromverbrauch exkl. PSE	550,7	536,2	575,1	611,4	611,5	592,8	593,1	593,9	596,0	569,6	549,2	563,2	544,6	520,0		
nachrichtlich:																
Bruttostromverbrauch inkl. PSE⁷⁾	550,7	541,6	579,6	618,1	617,9	598,7	598,6	599,9	592,7	575,6	555,8	568,5	550,6	525,5		
Anteil EE am Bruttostromverbrauch (inkl. PSE) [%]	3,6	4,6	6,5	10,3	17,1	31,4	31,6	36,0	37,7	42,0	45,2	41,2	46,2	51,8		
Prozentuale Veränderung	X	+ 2,0	+ 4,0	+ 0,5	+ 5,9	+ 1,0	- 0,0	+ 0,2	- 1,2	- 2,9	- 3,4	+ 2,3	- 3,2	- 4,6		
Pumparbeit (Speicherzufuhr u. Eigenverbrauch)	5,0	5,9	6,0	9,5	8,6	8,1	7,5	8,3	8,3	8,1	8,8	7,2	8,1	7,8		
Pumpstromerzeugung (PSE)	k.A.	5,5	4,5	6,8	6,4	5,9	5,6	6,0	6,7	5,9	6,6	5,3	6,0	5,8		
Eigenverbrauch der Pumpspeicher		- 0,4	- 1,5	- 2,7	- 2,2	- 2,1	- 1,9	- 2,2	- 1,7	- 2,1	- 2,2	- 1,9	- 2,2	- 2,0		

* Daten 2023 vorläufig, Stand 2/2024

Bevölkerung (J-Durchschnitt) 2023: 84,5 Mio

- 1) Lauf- und Speicherwasser inkl. natürlicher Zufluss aus PS ;
- 2) aufgeteilt in reg. und nicht-reg. Anteil (50 % : 50 %);
- 3) PSE: Pumpstromerzeugung; ohne Erzeugung aus natürlicher Zufluss
- 4) ab 2003 Stromaußenhandel lt. Statistischem Bundesamt; erfasst werden die physikalischen Stromflüsse aus dem Ausland nach Deutschland bzw. aus Deutschland in das Ausland (Territorialprinzip).
- 5) ab 2003 alle Angaben zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien lt. Daten und Berechnungen der AGEEStat.
- 6) Bruttostromerzeugung nach Eurostat Energiebilanz und Energiebilanz Deutschland, sofern bei der Energiebilanz Deutschland die PSE aus dem Umwandlungsaußstoß (Zeile 39) herausgerechnet wird bzw. PS als Speicher betrachtet werden.
- 7) Bislang als Bezugsgröße zur Berechnung des Anteils erneuerbarer Energien verwendete Bezugsgröße, enthält Doppelzählungen, weil sowohl die PSE als auch der Speichersaldo/-verbrauch in dieser Größe zusätzlich enthalten sind.

Strombilanz zur Stromversorgung in Deutschland 2018-2022 (1)

Jahr 2022: BSE 577,9 TWh (Mrd. kWh), BSV 550,7 TWh, SVE 477,8 TWh nach Korrektur

Tabelle 13



Strombilanz der Elektrizitätsversorgung in Deutschland von 2018 bis 2022

	2018	2019	2020	2021	2022 ¹⁾	Veränderungen 2021/2022
	Mrd. kWh					Veränderung in %
Bruttostromerzeugung	641,4	608,2	574,7	587,1	577,3	-1,7
Kraftwerkseigenverbrauch	-34,8	-31,0	-27,7	-29,9	-30,7	2,8
Nettostromerzeugung	606,6	577,2	547,0	557,2	546,5	-1,9
Stromflüsse aus dem Ausland	31,7	40,1	48,0	51,7	49,6	-4,2
Stromflüsse in das Ausland	80,5	72,8	66,9	70,3	77,7	10,5
Nettostromaufkommen für Inland	557,9	544,5	528,1	538,6	518,4	-3,8
Pumparbeit	8,3	8,1	8,8	7,2	8,1	12,5
Netzverluste und Nichterfasstes	26,7	27,5	26,9	26,6	26,9	1,3
Nettostromverbrauch	522,9	509,0	492,4	504,9	483,4	-4,2
davon:						
Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe	226,1	218,4	206,7	214,4	188,5	-12,1
Haushalte	127,9	126,5	127,4	138,5	139,3	0,6
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	144,8	141,4	136,1	128,8	133,2	3,4
Verkehr	11,7	11,6	11,5	12,9	12,3	-4,5
Energieverbr. im Umwandlungssektor (ohne Kraftwerkseigenverbrauch)	12,4	11,0	10,6	10,4	10,2	-1,9
Bruttoinlandsstromverbrauch	592,7	575,5	555,8	568,5	549,2	-3,4

* Daten 2022 vorläufig, Stand 12/2023

Strombilanz zur Stromversorgung in Deutschland 1990-2022 (2)

Jahr 2022: BSE 577,9 TWh (Mrd. kWh), BSV 550,7 TWh, SVE 477,8 TWh nach Korrektur

Tabelle 12



Bruttostromerzeugung in Deutschland 1990 bis 2022 nach Energieträgern

	1990	2017	2018	2019	2020	2021	2022 ¹⁾	2021/ 2022	1990/ 2022
	Bruttostromerzeugung und Bruttostromverbrauch in Mrd. kWh						Jahresdurch. Veränderungsrate in %		
Braunkohle	170,9	148,4	145,6	114,0	91,7	110,1	116,2	5,5	-1,2
Steinkohle	140,8	92,9	82,6	57,5	42,8	54,6	64,4	18,0	-2,4
Kernenergie	152,5	76,3	76,0	75,1	64,4	69,1	34,7	-49,8	-4,5
Erdgas	35,9	86,0	81,6	89,9	94,7	90,3	79,8	-11,6	2,5
Mineralöl	10,8	5,5	5,1	4,8	4,7	4,6	4,4	-3,4	-2,8
Erneuerbare	19,7	215,7	223,3	241,6	251,5	233,9	254,0	8,6	8,3
Sonstige	19,3	27,5	27,3	25,4	24,8	24,5	23,8	-2,8	0,7
Bruttostromerzeugung einschl. Einspeisung insgesamt	549,9	652,3	641,4	608,2	574,7	587,1	577,3	-1,7	0,2

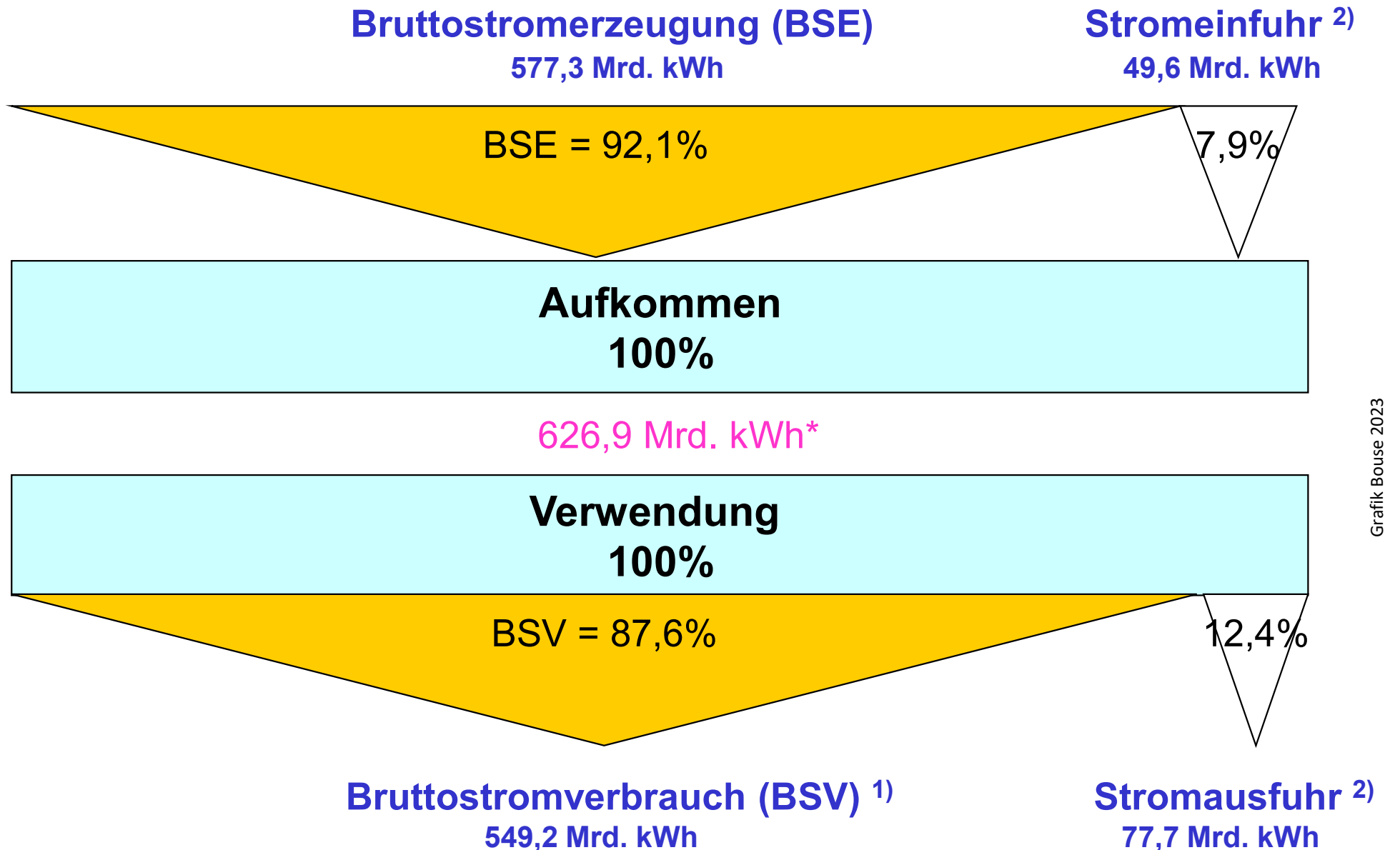
	1990	2017	2018	2019	2020	2021	2022 ¹⁾	2021/ 2022	1990/ 2022
	Bruttostromerzeugung und Bruttostromverbrauch in Mrd. kWh						Jahresdurch. Veränderungsrate in %		
Stromflüsse aus dem Ausland	31,9	27,8	31,7	40,1	48,0	51,7	49,6	-4,2	1,4
Stromflüsse in das Ausland	31,1	80,3	80,5	72,8	66,9	70,3	77,7	10,5	2,9
Stromaustauschsaldo Ausland	0,8	-52,5	-48,7	-32,7	-18,9	-18,6	-28,1	-	-
Bruttostromverbrauch	550,7	599,8	592,7	575,5	555,8	568,5	549,2	-3,4	0,0
Veränderung gegenüber Vorjahr in %	X	0,2	-1,2	-2,9	-3,4	2,3	-3,4		
Struktur der Bruttostromerzeugung in %									
Braunkohle	31,1	22,7	22,7	18,7	16,0	18,8	20,1		
Steinkohle	27,7	14,2	12,9	9,4	7,5	9,3	11,2		
Kernenergie	25,6	11,7	11,8	12,3	11,2	11,8	6,0		
Erdgas	6,5	13,2	12,7	14,8	16,5	15,4	13,8		
Mineralöl	2,0	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8		
Erneuerbare Energien	3,6	33,1	34,8	39,7	43,8	39,8	44,0		
Sonstige	3,5	4,2	4,2	4,2	4,3	4,2	4,1		
Bruttostromerzeugung	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	101,0	100,0		

* Daten 2022 vorläufig, Stand 12/2023

Bevölkerung (J-Durchschnitt) 2022: 83,8 Mio.

Quellen: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Statistik der Kohlenwirtschaft e.V., AG Energiebilanzen e.V., Statistisches Bundesamt, AGEE-Stat (für erneuerbare Energien) aus AGEB – Energieverbrauch in Deutschland 2022, Jahresbericht, S. 34, 3/2023; AGEB – Bruttostromerzeugung 1990-2022, Stand 12/2023

Strombilanz zur Stromversorgung Deutschland 2022 (3)



Grafik Bouse 2023

* Daten 2022 vorläufig, Stand 3/2023

Bevölkerung (J-Durchschnitt) 2022: 83,8 Mio

1) **Bruttostromverbrauch (BSV)** = Endenergie-Stromverbrauch (ESV) + Netzverluste + Eigen- und Pumpstromverbrauch Kraftwerke sowie Raffinerie-Stromverbrauch

2) **Stromausgleich** $49,6 - 77,7 = -28,1$ TWh (Mrd. kWh); Anteil 4,5% vom Strom-Aufkommen/Verwendung).

Strombilanz zur Stromversorgung Deutschland 2022 (4)

Aufkommen = Verwendung 626,9 Mrd. kWh = 2.257 PJ = 100%*

Einfuhr 7,9%	
Bruttostrom- Erzeugung (BSE) 92,1% ¹⁾	Fossile Energien (Kohlen, Mineralöle, Erdgas)
	Kernenergie
	Erneuerbare
	Sonstige (Abwärme, Abfall 50% Pumpstrom)

Aufkommen

Ausfuhr 12,4%		
BSV 87,6% ²⁾	SVE 79,2% ³⁾	Eigenverbrauch im Umwand- 8,4% lungsbereich, Kraftwerke, Raffinerien Pumpstromverbrauch, Netzverluste
		Industrie 34,1%
	GHD 20,9%	
	Haushalte 22,1%	
	Verkehr 2,1%	

Verwendung

* Daten 2022 vorläufig, Stand 3/2023

1) Bruttostromerzeugung (BSE) 577,3 TWh (Mrd. kWh)

2) Bruttostromverbrauch (BSV) 549,2 TWh (Mrd. kWh)

3) **Jahr 2021:** Stromverbrauch Endenergie (SVE) 496,7 TWh = 100%, davon Industrie 43,1%, GHD 26,4%, Haushalte 27,0% und Verkehr 2,6%

Quellen: BMWI - Energiedaten, Gesamtausgabe, Tab. 21, 1/2022, Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990- 2022, 1/2023, AGEB – BSE in D 1990-2022, 2/2023 und Energieverbrauch in Deutschland 2020, 3/2023; [Energiebilanz in Deutschland 2021, 1/2023](#)

Stromfluss zur Stromversorgung Deutschland 2022 (5)

bezogen auf BSE = 100%

Nettostromsaldo – 28,1 TWh

	Kernenergie 34,7 TWh 6,0%	Fossile Energien** 264,8 TWh 45,9%	EE * 254,0 TWh 44,0%	SO 23,8 TWh 4,1***
Stromeinfuhr 49,6 TWh (7,9%)	Brutto-Stromerzeugung (BSE) 577,3 TWh (Mrd. kWh) (92,1%) davon Nettostromerzeugung (NSE) 546,5 TWh , Eigenverbrauch Kraftwerke 30,7 TWh			
Aufkommen = Verwendung 626,9 TWh (Mrd. kWh) (100%)				
Stromausfuhr 77,7 TWh (12,4%)	Brutto-Stromverbrauch (BSV) 549,2 TWh (Mrd. kWh) (87,6%)			
	Kraftwerkseigenverbrauch 30,7 TWh Netzverluste u.a. 26,9 TWh Pumpstrom 8,1 TWh	Nettostromverbrauch (NSV) ¹⁾ 483,4 TWh (Mrd. kWh)		
	Kraftwerkseigenverbrauch 30,7 TWh Netzverluste u.a. 26,9 TWh Pumpstrom 8,1 TWh E-Umwandlungssektor 10,2 TWh	Stromverbrauch Endenergie (SVE) 473,2 TWh (Mrd. kWh) <u>(100%)</u>		
	Industrie 188,5 TWh 39,8%	Haushalte 139,3 TWh 29,4%	GHD ²⁾ 133,2 TWh 28,2%	Verkehr 12,3 TWh 2,6%

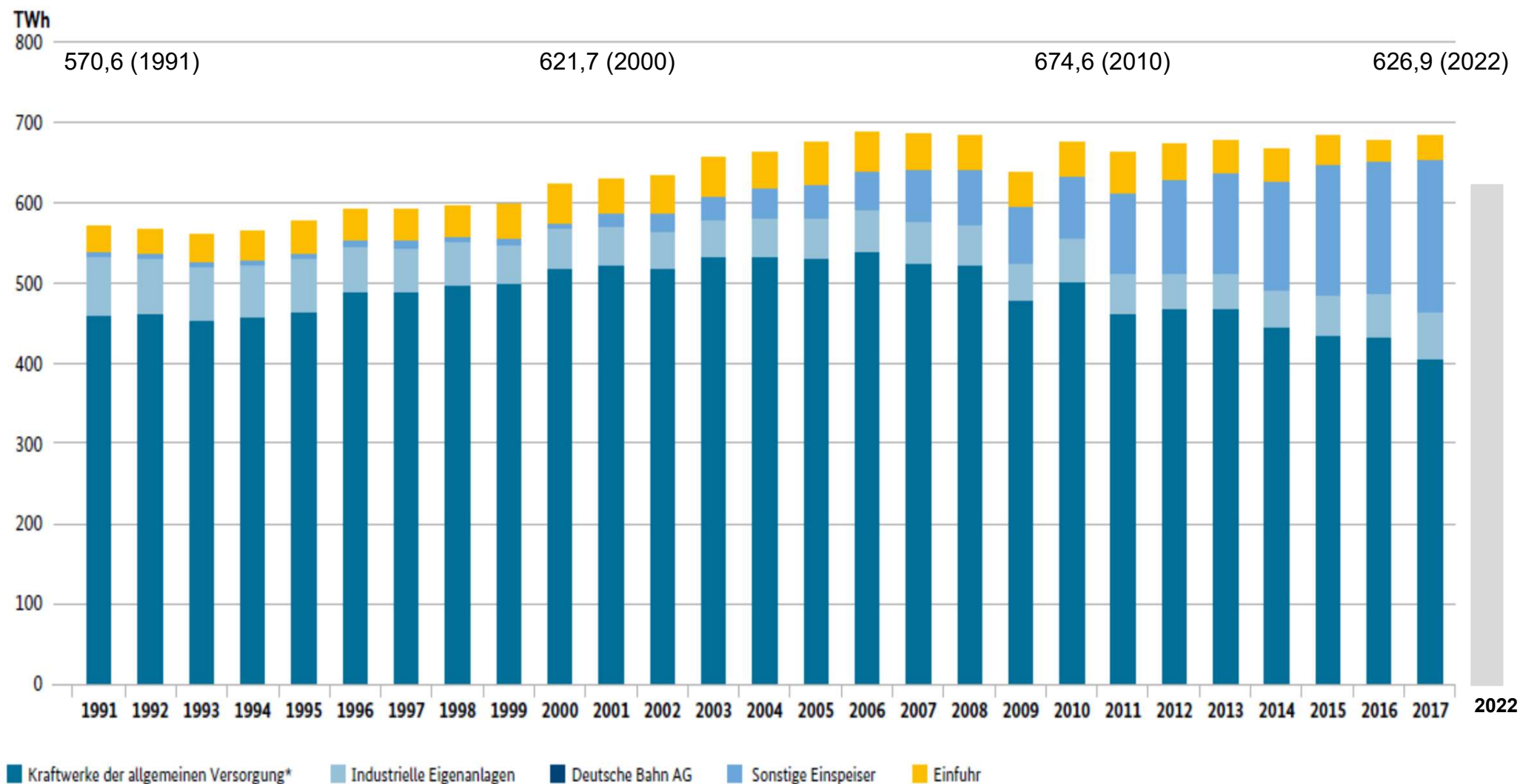
Grafik Bouse 2023

* Daten 2022 vorläufig; Stand 2/2023; * Erneuerbare Energien (EE); ** Fossile Energien (Stein- und Braunkohle, Erdgas, Öl); *** Sonstige Energien (50% Abfall, Abwärme, Pumpstrom)
 1) GHD Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und übrige Verbraucher (z.B. öffentliche Einrichtungen, Militär, Landwirtschaft, Fischerei)

Quellen: BMWI-Energiedaten, Gesamtausgabe, Tab. 6, 21, 22, 23, 1/2022; AGEB – Stromerzeugung in Deutschland 1990-2022, 2/2023 und Auswertungstabellen zur Energiebilanz 1990-2021, 9/2022; AGEB – Energieverbrauch in Deutschland 2022, Jahresbericht 3/2022

Entwicklung Aufkommen Strom (Elektrizität) nach Herkunft in Deutschland 1991-2022

Jahr 2022: 626,9 Mrd. kWh (TWh), Veränderung 1991/2022 + 9,9%



* Ab 2000 einschließlich Deutsche Bahn AG

* Daten 2022 vorläufig, Stand 3/2022

Energieeinheit: 1 TWh = 1 Mrd. kWh

Quellen: BDEW aus BMWI-Energiedaten gesamt , Grafik /Tab. 21, 1/2022, AGEB – BSE und Energiebilanz in Deutschland 1990-2021, 1/2023 und Energieverbrauch in Deutschland 2022, 12/2022

Entwicklung Stromverbrauch, Stromerzeugung und Lastflüsse in das /aus dem Ausland 2019-2023 (1)

Jahr 2023: Stromsaldo (**Handels**-Importüberschuss) 11,7 TWh (Mrd. kWh)

Die Stromexporte gingen 2023 insgesamt stark zurück, die Importe erhöhten sich vor allem im Sommer

→ Abb. 4_3



ENTSO-E (2023b) • Hourly Total Commercial Schedules (ENTSOE [12.1.F]). Das Jahr 2022 war ein Ausnahmejahr für den europäischen Strommarkt inklusive des grenzüberschreitenden Stromhandels aufgrund der stark reduzierten Stromerzeugung aus französischen Kernkraftwerken und süd-europäischer Wasserkraftwerke.

* Daten 2023 vorläufig, Stand 1/2024

1) Jahr 2023: BSE mit/ohne PSE 508,8/ 514,6 TWh; BSV mit/ohne PSE 529,2/ 523,4 TWh nach AGE B 11/2023

2) Stromimportsaldo 11,7 TWh: Stromimport 69,3 TWh, Stromexport 57,5 TWh nach AGE B 2/2023

Quellen: Agora Energiewende – Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2023, Analyse S. 43, 1/2024, www.agora-energiewende.de;

ABEB – Bruttostromerzeugung nach Energieträgern in Deutschland bis 2023, 11/2023

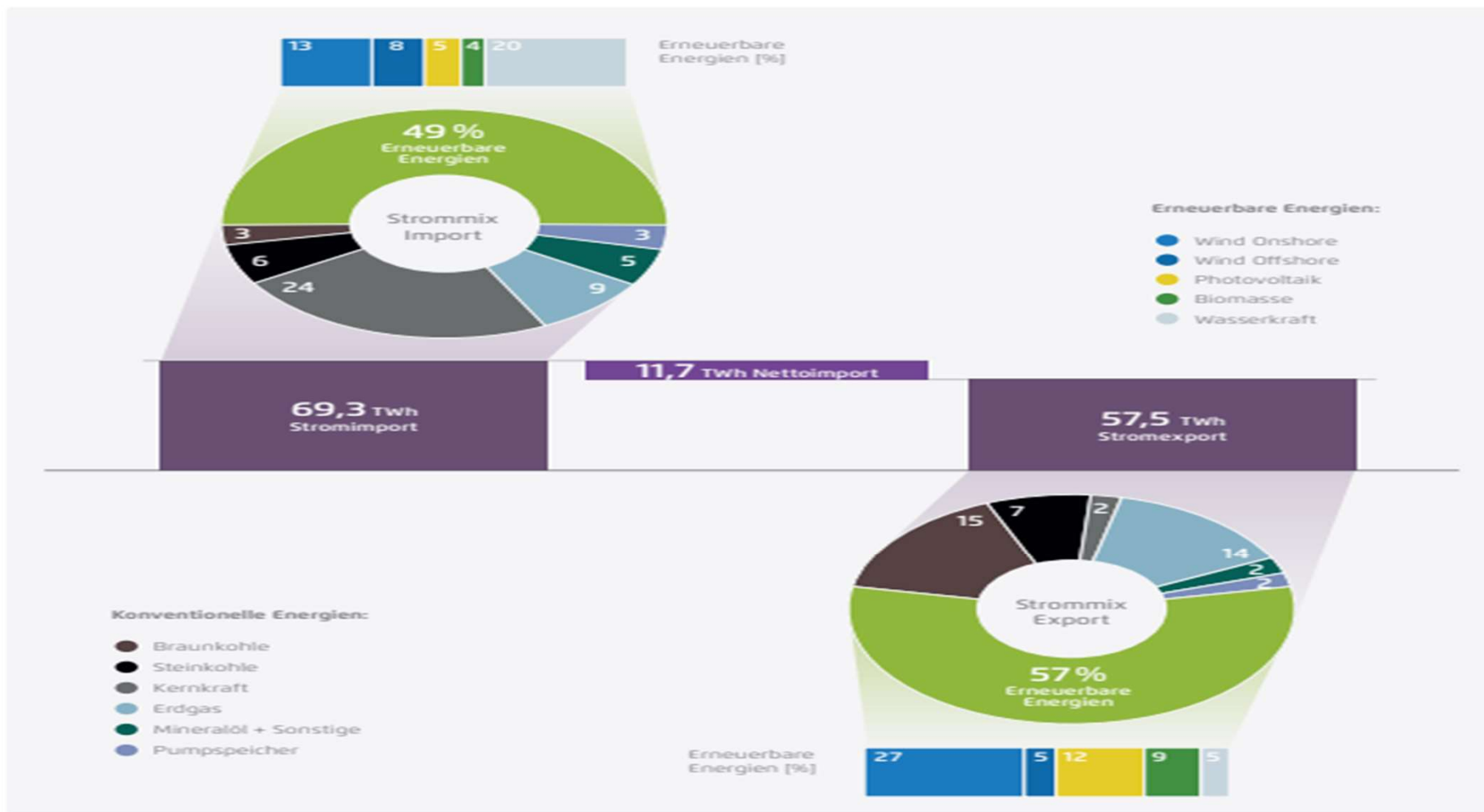
Strom-Importe/Exporte Deutschlands 2023 (2)

Handels-Stromausgleichssaldo (Nettoimport) 11,7 TWh (Mrd. kWh)

Stromimport 69,3 TWh, Stromexport 57,5 TWh

Die Stromimporte stammten rund zur Hälfte aus Erneuerbaren Energien

→ Abb. 4_4

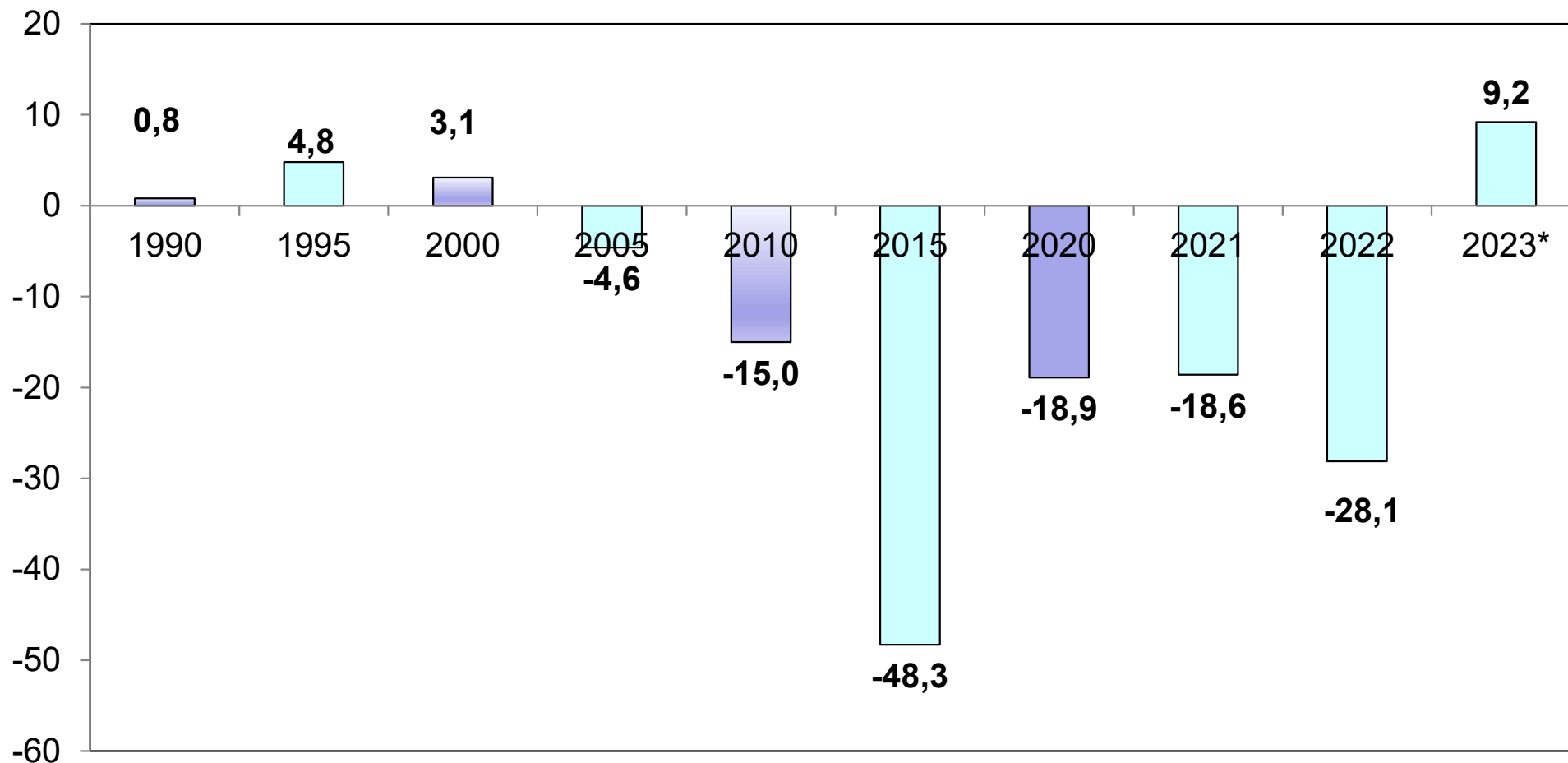


Agorameter (2023), ENTSO-E (2023b/c) • Methodik: Gewichtung der stündlichen Stromerzeugung der Exportländer und Deutschlands. Rundungsabweichungen.

Entwicklung Stromaustausch Deutschland im europäischen Strom-Netzverbund 1990-2023 (3)

Jahr 2023: Physikalischer-Stromausgleich + 9,2 TWh (Mrd. kWh)

Stromimport 69,0 TWh, Stromexport 59,8 TWh



Gratik Bouse 2024

Aktueller Stromaustauschsaldo: Importüberschuss von 9,2 TWh im Jahr 2023

* Daten 2023 vorläufig, Stand 12/2023

Quellen: AGEB – Stromerzeugung 1990-2022, 12/2023

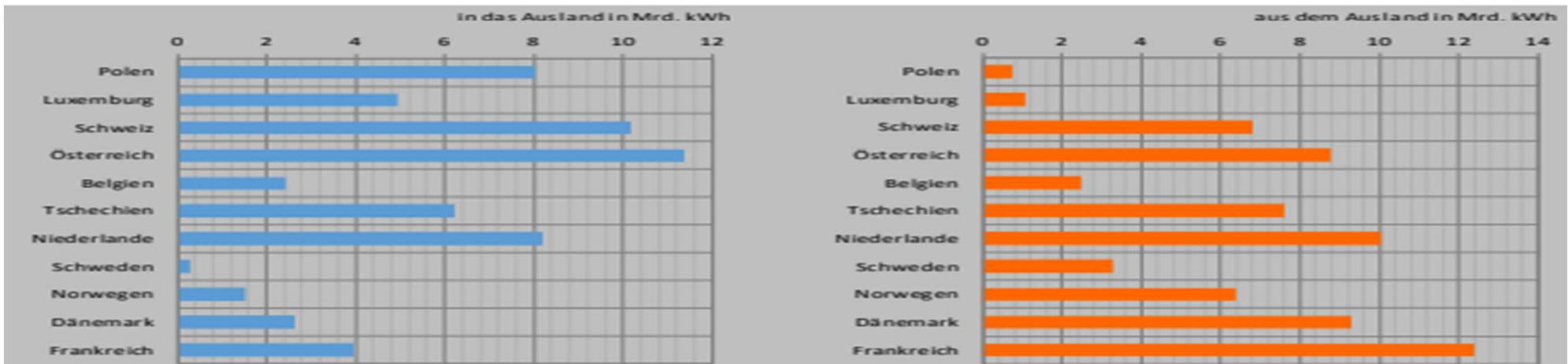
Stromtausch Deutschland im europäischen Strom-Netzverbund 2023 (4)

Strom – Austausch mit dem Ausland*

Januar bis Dezember 2023 - in Milliarden Kilowattstunden (Mrd. kWh)

Physikalischer-Stromtauschsaldo + 9,2 TWh (Mrd. kWh)

Stromimport 69,0 TWh, Stromexport 59,8 TWh



Erstmals mehr Strombezug aus dem Ausland

Land	Physikalischer Stromexport Mrd. kWh	Veränderung [%]	Physikalischer Stromimport Mrd. kWh	Veränderung [%]	Saldo Mrd. kWh
Polen	8,029	-4,3	0,731	> 100,0	- 7,3
Luxemburg	4,952	-6,5	1,094	3,2	- 3,9
Schweiz	10,182	-44,0	6,820	> 100,0	- 3,4
Österreich	11,364	-27,0	8,798	45,9	- 2,6
Belgien	2,425	-25,1	2,497	35,5	+ 0,1
Tschechien	6,214	-12,1	7,622	7,7	+ 1,4
Niederlande	8,218	17,3	10,056	12,9	+ 1,8
Schweden	0,283	> 100,0	3,304	4,7	+ 3,0
Norwegen	1,525	-7,2	6,384	17,7	+ 4,9
Dänemark	2,655	-15,7	9,297	-4,5	+ 6,6
Frankreich	3,954	-56,9	12,396	> 100,0	+ 8,4
Summe	59,800	-24,1	69,000	38,4	+ 9,2

Quelle: BDEW; Stand: Dezember 2023

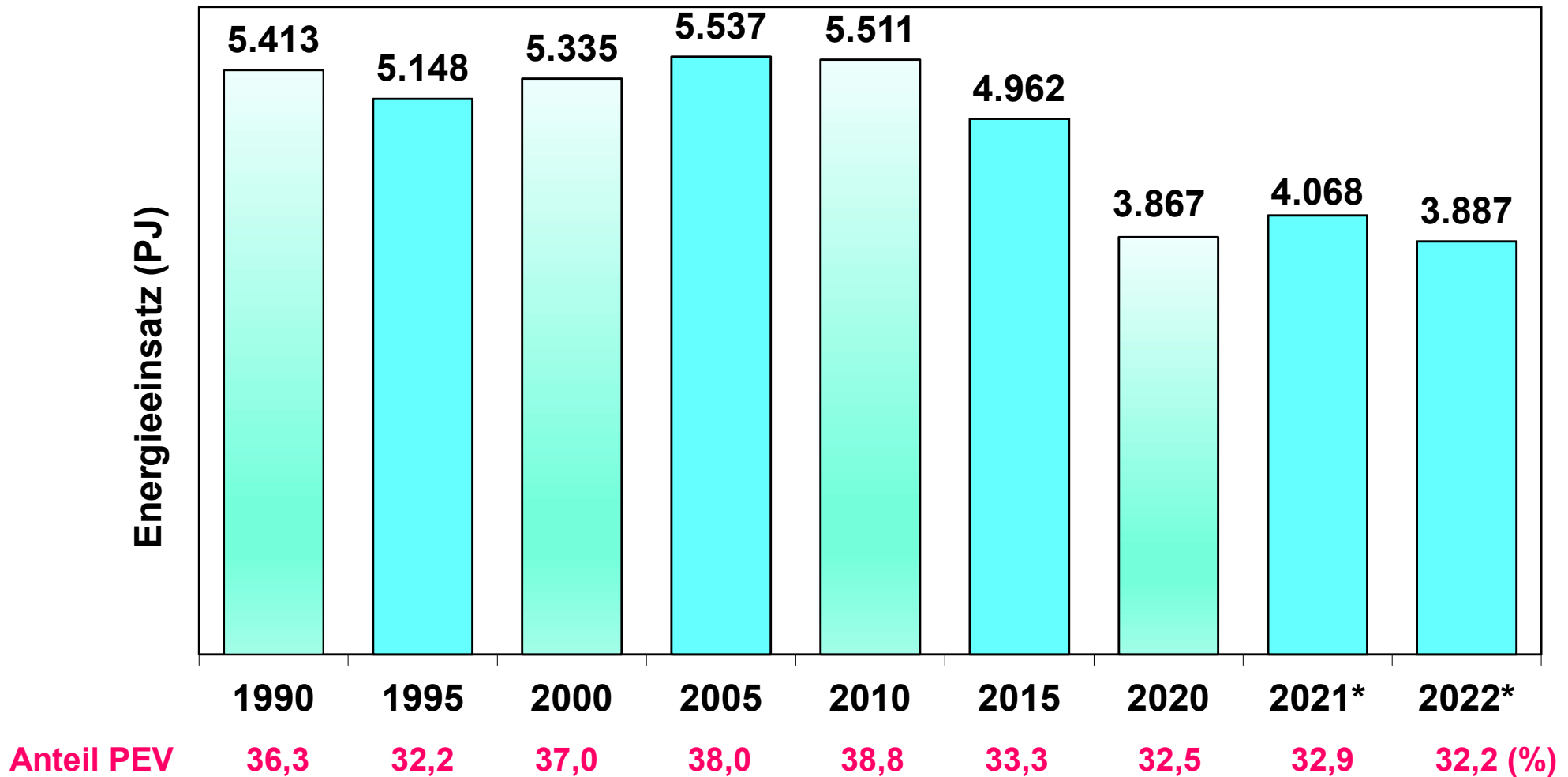
* Daten 2023 vorläufig , Stand 12/2023

Quellen: BDEW aus AGEB – Energieverbrauch in Deutschland, Daten 1.-4. Quartal 2023, Stand 12/2023; AGEB – Stromerzeugung 1990-2023, 11/2023

Primärenergieverbrauch & Strom- erzeugung, Primärenergieausgaben

Entwicklung Einsatz von Energieträgern zur Brutto-Stromerzeugung (BSE) und PEV-Anteil in Deutschland 1990-2022 (1)

Jahr 2022: Gesamt 3.827 PJ = 1.063,1 TWh (Mrd. kWh)*, Veränderung 1990/2022 - 29,3%
Anteil am gesamten Primärenergieverbrauch (PEV) von 11.887 PJ = 32,2%



Grafik Bouse 2023

* Daten 2022 vorläufig, Stand 11/2023

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2022: 83,4 Mio.

Quellen: AGEB - Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990-2022, 11/2023; BMWI Energiedaten gesamt, Tab. 4/23, Stand 1/2023

Entwicklung Einsatz von Energieträgern zur Brutto-Stromerzeugung (BSE) in Deutschland 1990-2022 (2)

Jahr 2022: Gesamt 3.827 PJ = 1.063,1 TWh (Mrd. kWh)*, Veränderung 1990/2022 - 29,3%

Anteil am gesamten Primärenergieverbrauch (PEV) von 11.887 PJ = 32,2%

4.1 Einsatz von Energieträgern zur Stromerzeugung

Energieträger	Einheit	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Einsatz von Energieträgern zur Stromerzeugung in PJ																																		
Steinkohle	PJ	1.270	1.354	1.285	1.323	1.308	1.332	1.370	1.281	1.365	1.273	1.268	1.231	1.200	1.230	1.182	1.161	1.234	1.259	1.083	942	1.012	961	1.007	1.115	1.041	981	939	755	670	472	353	442	528
Braunkohle	PJ	1.796	1.679	1.617	1.532	1.505	1.455	1.433	1.392	1.346	1.335	1.420	1.507	1.537	1.507	1.487	1.458	1.433	1.475	1.416	1.369	1.364	1.410	1.495	1.473	1.432	1.421	1.376	1.357	1.332	1.037	839	1.000	1.042
Mineralöle	PJ	121	137	129	102	104	97	90	83	81	83	82	90	85	86	89	96	82	76	79	83	67	55	61	58	49	52	48	47	40	39	38	37	43
Gase	PJ	422	404	358	349	400	418	443	462	477	471	469	477	494	526	541	592	630	658	706	620	690	649	587	529	482	487	613	646	624	672	696	674	597
Erdgas, Erdölgas	PJ	332	322	278	277	322	341	367	379	389	391	391	397	406	440	456	503	533	536	603	552	589	556	491	426	386	388	508	541	524	579	612	582	513
Erneuerbare Energien	PJ	122	115	123	125	137	143	138	148	166	175	183	172	193	221	266	312	367	459	491	502	545	628	723	757	803	897	901	994	1.018	1.085	1.128	1.057	1.135
Sonstige Energieträger	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	40	36	28	50	49	70	77	82	83	88	94	83	83	79	86	82	89	87	79	80	79	79	75
Strom	PJ	18	19	18	18	19	21	21	20	19	19	22	22	23	28	34	34	32	33	29	27	31	28	29	28	29	29	27	30	30	29	32	26	29
Kernenergie	PJ	1.663	1.608	1.732	1.674	1.649	1.681	1.763	1.858	1.763	1.855	1.851	1.868	1.798	1.800	1.822	1.779	1.826	1.533	1.623	1.472	1.533	1.178	1.085	1.061	1.060	1.001	923	833	829	819	702	754	379
Insgesamt	PJ	5.413	5.316	5.264	5.123	5.123	5.148	5.258	5.244	5.218	5.211	5.335	5.403	5.357	5.448	5.469	5.502	5.682	5.574	5.510	5.104	5.337	4.993	5.070	5.101	4.982	4.952	4.916	4.749	4.622	4.233	3.867	4.068	3.827
Einsatz von Energieträgern zur Stromerzeugung in %																																		
Steinkohle	%	23,5	25,5	24,4	25,8	25,5	25,9	26,1	24,4	26,2	24,4	23,8	22,8	22,4	22,6	21,6	21,1	21,7	22,6	19,7	18,5	19,0	19,3	19,9	21,9	20,9	19,8	19,1	15,9	14,5	11,2	9,1	10,9	13,8
Braunkohle	%	33,2	31,6	30,7	29,9	29,4	28,3	27,3	26,5	25,8	25,6	26,6	27,9	28,7	27,7	27,2	26,5	25,2	26,5	25,7	26,8	25,6	28,2	29,5	28,9	28,7	28,7	28,0	28,6	28,8	24,5	21,7	24,6	27,2
Mineralöle	%	2,2	2,6	2,5	2,0	2,0	1,9	1,7	1,6	1,6	1,6	1,5	1,7	1,6	1,6	1,6	1,8	1,5	1,4	1,4	1,6	1,3	1,1	1,2	1,1	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	1,0	0,9	1,1	
Gase	%	7,8	7,6	6,8	6,8	7,8	8,1	8,4	8,8	9,1	9,0	8,8	8,8	9,2	9,7	9,9	10,8	11,1	11,8	12,8	12,2	12,9	13,0	11,6	10,4	9,7	9,8	12,5	13,6	13,5	15,9	18,0	16,6	15,6
Erdgas, Erdölgas	%	6,1	6,1	5,3	5,4	6,3	6,6	7,0	7,2	7,5	7,5	7,3	7,4	7,6	8,1	8,3	9,1	9,4	9,6	10,9	10,8	11,0	11,1	9,7	8,3	7,7	7,8	10,3	11,4	11,3	13,7	15,8	14,3	13,4
Erneuerbare Energien	%	2,3	2,2	2,3	2,4	2,7	2,8	2,6	2,8	3,2	3,4	3,4	3,2	3,6	4,1	4,9	5,7	6,5	8,2	8,9	9,8	10,2	12,6	14,3	14,8	16,1	18,1	18,3	20,9	22,0	25,6	29,2	26,0	29,7
Sonstige Energieträger	%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7	0,7	0,5	0,9	0,9	1,3	1,4	1,5	1,5	1,7	1,8	1,7	1,6	1,5	1,7	1,7	1,8	1,8	1,7	1,9	2,0	1,9	2,0
Strom	%	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,6	0,7	0,7	0,8	0,6	0,8
Kernenergie	%	30,7	30,3	32,9	32,7	32,2	32,7	33,5	35,4	33,8	35,6	34,7	34,6	33,6	33,0	33,3	32,3	32,1	27,5	29,5	28,8	28,7	23,6	21,4	20,8	21,3	20,2	18,8	17,5	17,9	19,3	18,2	18,5	9,9
Insgesamt	%	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

* Daten 2022 vorläufig, Stand 11/2023

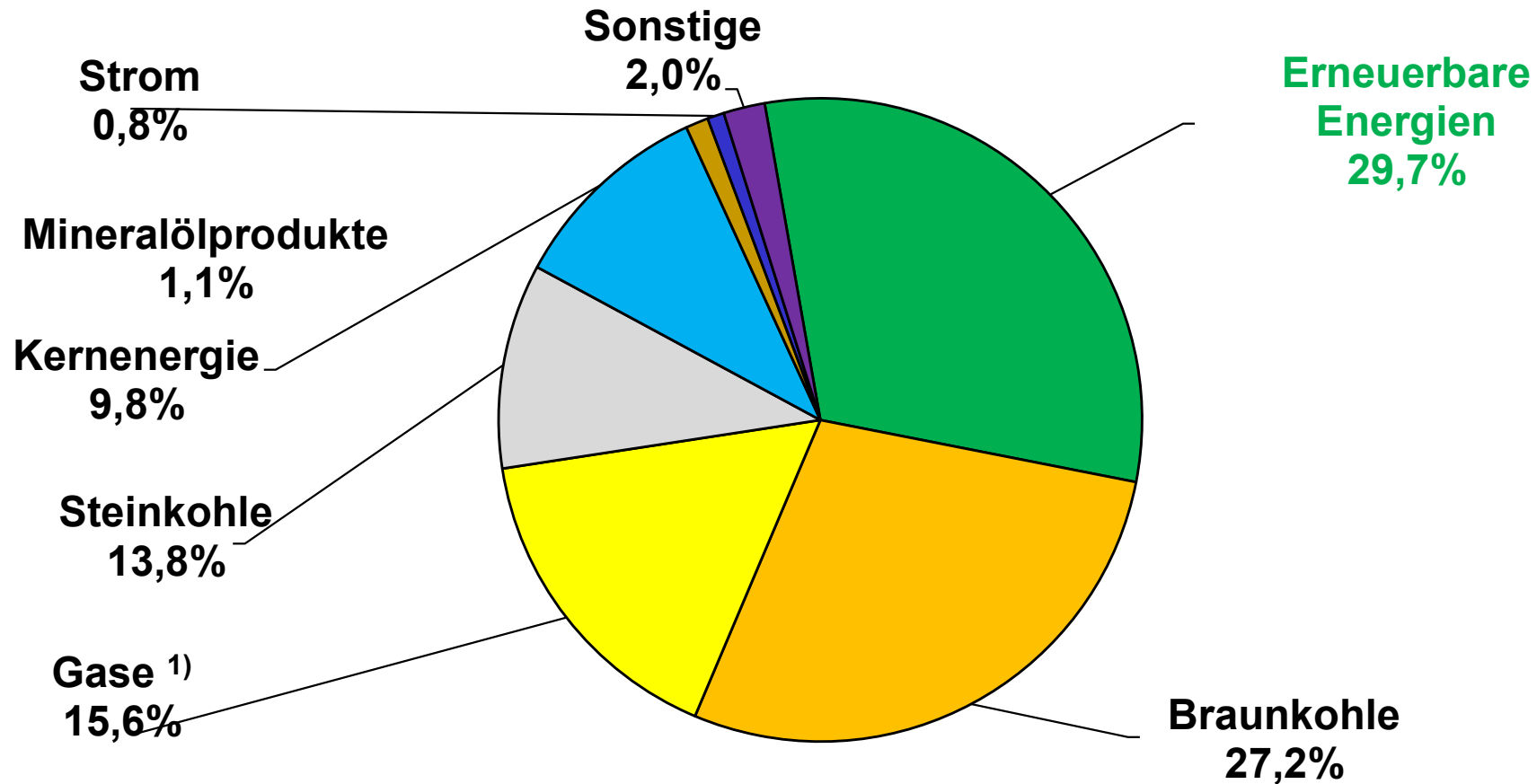
Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2022: 83,4 Mio.

Quellen: AGEB - Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990-2022, 11/2023; BMWI Energiedaten gesamt, Tab. 4/23, Stand 1/2023

Entwicklung Einsatz von Energieträgern zur Brutto-Stromerzeugung (BSE) in Deutschland 2022 (3)

Jahr 2022: Gesamt 3.827 PJ = 1.063,1 TWh (Mrd. kWh)*, Veränderung 1990/2022 - 29,3%

Anteil am gesamten Primärenergieverbrauch (PEV) von 11.887 PJ = 32,2%



Anteil fossile Energien 55,5%, davon Kohlen 41,0%

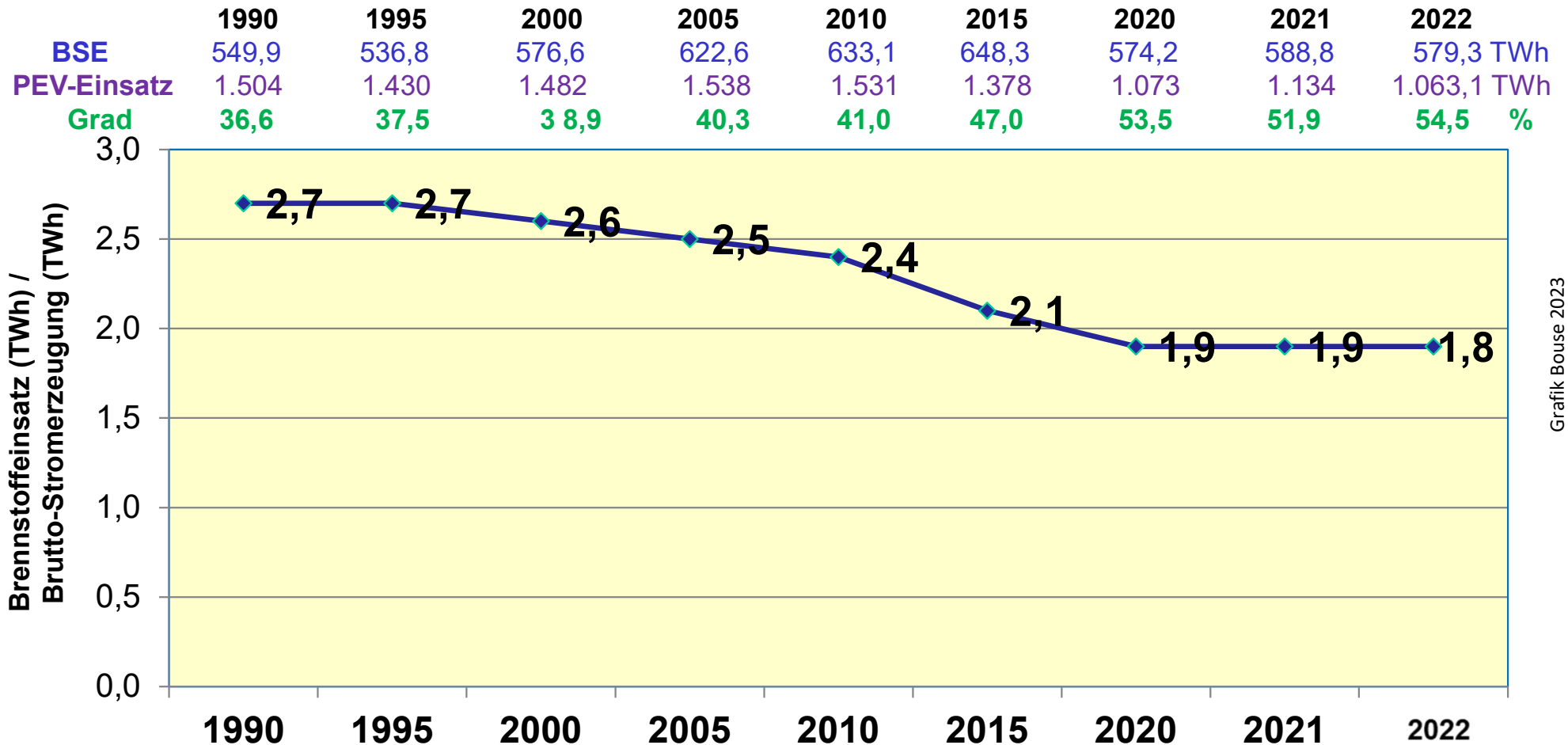
* Daten 2022 vorläufig, Stand 11/2023

1) Anteile Gase 15,6%, davon Erdgas 13,4%

Entwicklung spezifischer Brennstoffeinsatz (Primärenergie) zur Brutto-Stromerzeugung (BSE) in Deutschland 1990-2022

Jahr 2022: Gesamt 3.827 PJ = 1.063,1 TWh (Mrd. kWh)*, Veränderung 1990/2022 - 29,3%

Anteil am gesamten Primärenergieverbrauch (PEV) von 11.887 PJ = 32,2%



* Daten 2022 vorläufig, Stand 11/2023

Beispiel 2022: Brennstoffeinsatz PEV je TWh Bruttostromerzeugung BSE = 1.063,1/ 579,1 TWh = 1,84 (-)
Gesamtwirkungsgrad Bruttostromerzeugung = 100 / 1,84 = 52,5 %

Entwicklung Erzeugung und Brennstoffeinsatz der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) sowie KWK-Anteil an der Stromerzeugung in Deutschland 1990-2022

Jahr 2022: Gesamte Bruttostromerzeugung 579,3 TWh, Veränderung 1990-2022 + 5,3%
6.946 kWh/Kopf

5.1 Erzeugung und Brennstoffeinsatz der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) sowie KWK-Anteil an der Stromerzeugung

Energieträger	Einheit	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
in TWh																																		
Bruttostromerzeugung (EB)	TWh	549,9	539,4	537,1	525,7	526,8	537,9	553,0	552,7	556,7	555,6	575,1	584,1	584,0	609,0	617,7	622,7	639,7	640,8	640,9	595,8	632,8	612,9	629,0	637,7	626,6	647,0	649,2	652,3	641,4	608,2	574,7	587,1	579,3
Kraftwerkseigenverbrauch (EB)	TWh	41,4	39,1	38,7	38,1	38,2	38,4	39,1	38,8	38,8	38,1	38,0	38,4	36,6	39,6	39,6	40,3	41,1	40,7	40,1	37,8	38,9	37,2	38,3	38,3	37,6	38,7	36,8	35,4	34,8	31,0	27,7	29,8	28,2
Nettostromerzeugung (EB)	TWh	508,4	500,3	498,4	487,7	488,6	499,5	513,9	513,9	518,0	517,5	537,1	545,7	547,4	569,3	578,1	582,5	598,5	600,1	600,7	558,0	593,9	575,7	590,7	599,3	589,0	608,3	612,3	616,9	606,6	577,2	547,0	557,3	551,1
KWK-Stromerzeugung (netto)	TWh	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	77,7	79,9	83,3	87,2	88,0	91,3	91,8	100,1	98,2	101,3	102,8	102,3	108,0	117,9	125,1	114,5	113,6	112,5	115,9	108,7
KWK-Wärmeerzeugung (netto)	TWh	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	182,9	186,5	190,0	192,6	192,4	196,7	195,8	212,1	202,7	208,6	212,1	206,1	214,8	222,7	225,0	227,6	224,4	217,9	226,5	209,9
Summe KWK-Erzeugung (netto)	TWh	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	260,7	266,4	273,3	279,8	280,4	287,9	287,7	312,2	300,8	309,9	314,9	308,4	322,8	340,6	350,1	342,1	338,0	330,4	342,5	318,6
in PJ																																		
Brennstoffeinsatz Strom (EB)	PJ	5.413	5.316	5.264	5.123	5.123	5.148	5.258	5.244	5.218	5.211	5.335	5.403	5.357	5.448	5.469	5.502	5.682	5.574	5.510	5.104	5.337	4.993	5.070	5.101	4.982	4.952	4.916	4.749	4.622	4.233	3.867	4.068	3.827
Brennstoffeinsatz KWK-Strom	PJ	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	553	572	583	602	604	633	642	695	681	698	706	701	739	804	856	748	742	734	763	712
Brennstoffeinsatz KWK-Wärme	PJ	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	669	688	693	698	692	718	720	775	739	755	768	744	769	799	807	791	782	761	785	729
Summe Brennstoffeinsatz KWK	PJ	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	1.221	1.260	1.276	1.300	1.295	1.352	1.362	1.470	1.453	1.473	1.445	1.508	1.603	1.662	1.539	1.524	1.495	1.548	1.441	
Nutzungsgrad in %																																		
Bruttostromerzeugung (EB)	%	36,6	36,5	36,7	36,9	37,0	37,6	37,9	37,9	38,4	38,4	38,8	38,9	39,2	40,2	40,7	40,7	40,5	41,4	41,9	42,0	42,7	44,2	44,7	45,0	45,3	47,0	47,5	49,5	50,0	51,7	53,5	52,0	54,5
KWK-Strom- & Wärmeerzeugung	%	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	76,8	76,1	77,1	77,5	77,9	76,7	76,0	76,5	76,2	76,8	76,9	76,9	77,1	76,5	75,8	80,0	79,9	79,5	79,6	79,6
KWK-Anteil in %																																		
KWK-Anteil an d. Netto-Stromerz.	%	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	13,7	13,8	14,3	14,6	14,7	15,2	16,5	16,9	17,1	17,1	17,1	17,4	17,8	19,3	20,3	18,9	19,7	20,6	20,8	19,7

Jahr 2022: PEV-Anteil Brennstoffeinsatz zur Stromerzeugung 3.827 PJ / Gesamt PEV 11.887 PJ x 100 = 32,2%
Nutzungsgrad Bruttostromerzeugung 54,5%, KWK-Anteil an der Netto-Stromerzeugung 20,9%

* Daten vorläufig 2022, Stand 11/2023

Bevölkerung (J-Durchschnitt) 2022: 83,4 Mio.

Quelle: AGEB - Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990-2022, 11/2023

Entwicklung Saldo des Außenhandels nach Energieträgern in Deutschland von 2017-2022

Jahr 2022: Gesamt 131,5 Mrd. €, Veränderung zum VJ + 95,3%
Anteil Strom – 5,2 Mrd. €

Tabelle 3



Saldo des Außenhandels mit Energieträgern in Deutschland von 2017 bis 2022

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Veränderung 2022 gegenüber 2021	
							Mrd. €	%
Kohle, Koks und Briketts	5,2	5,0	4,1	2,3	4,7	12,6	8,0	171,6
Erdöl, Erdölerzeugnisse und verwandte Waren	36,1	43,8	42,8	26,9	36,6	60,7	24,1	66,0
Gas ¹⁾	15,0	18,0	15,9	12,3	28,4	63,3	34,9	123,0
Summe fossile Energien	56,3	66,8	62,9	41,4	69,6	136,7	67,1	96,3
Elektrischer Strom	-1,8	-1,9	-1,6	-0,9	-2,3	-5,2	-2,9	127,4
Insgesamt	54,5	64,9	61,3	40,6	67,4	131,5	64,2	95,3

1) Einschließlich Transitmengen

Quelle: Statistisches Bundesamt

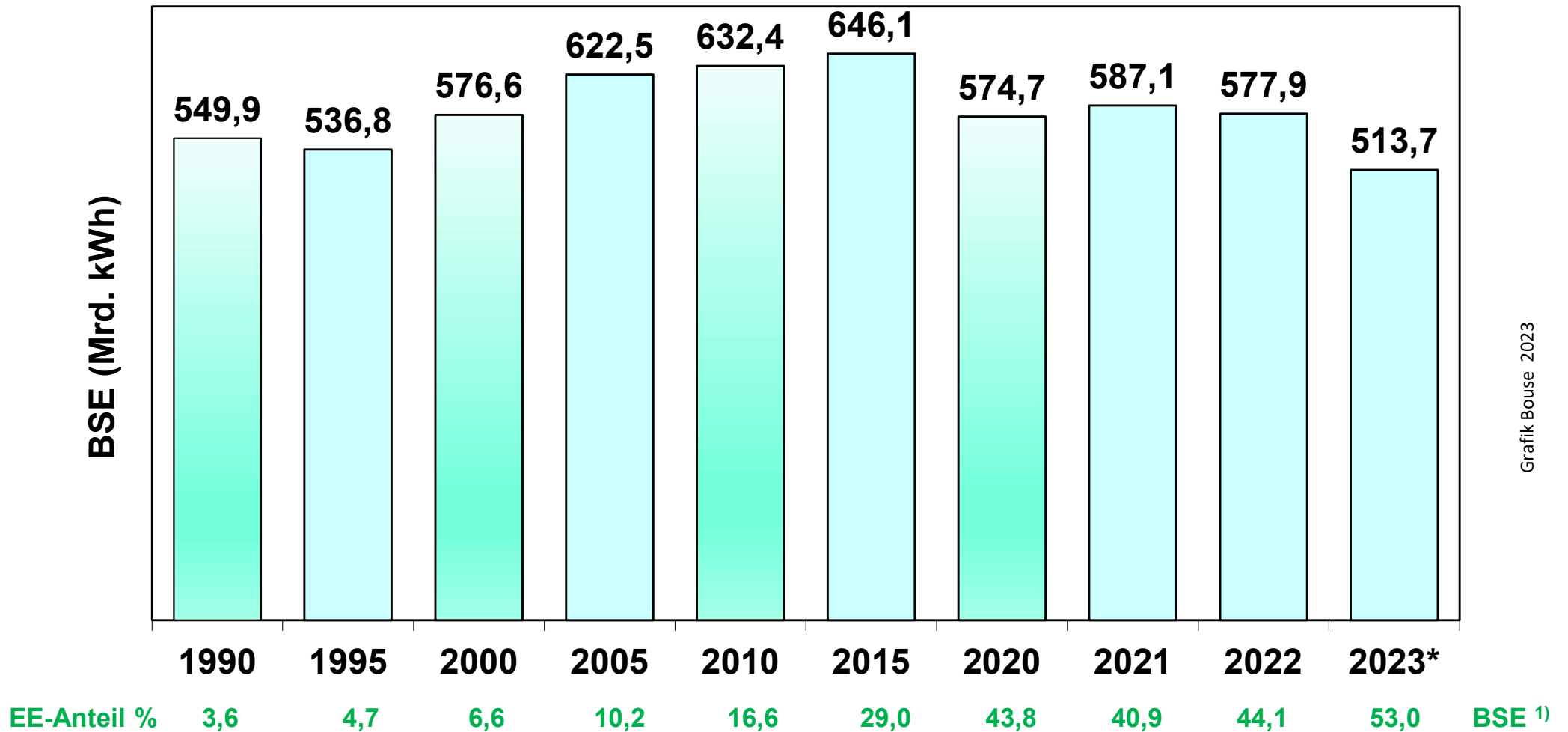
10) Nettoimporte: Summe aus Einfuhr minus Ausfuhr minus Hochseebunkerungen.

Quelle: AGE B – Energieverbrauch in Deutschland 2022, Jahresbericht S.11, Stand 3/2023

Stromerzeugung

Entwicklung Bruttostromerzeugung (BSE) mit Beitrag erneuerbarer Energien in Deutschland 1990-2023 (1)

Jahr 2023: BSE 513,7 TWh (Mrd. kWh) mit Pumpspeicherstrom (PSE), Veränderung 1990/2023 - 6,6%
EE-Beitrag 272,4 TWh, Anteil an der BSE 53,0% bzw. am BSV 51,8%



* Daten 2023 vorläufig , Stand 2/2024 Energieeinheit: 1 Mrd. kWh = 1 TWh
Nachrichtlich Jahr 2023: BSE-EE = 272,4 TWh (EE-Anteil am BSE 52,0%)
1) Bezogen auf BSE inkl. Pumpspeicherstromerzeugung (PSE): 2023: 513,7 TWh

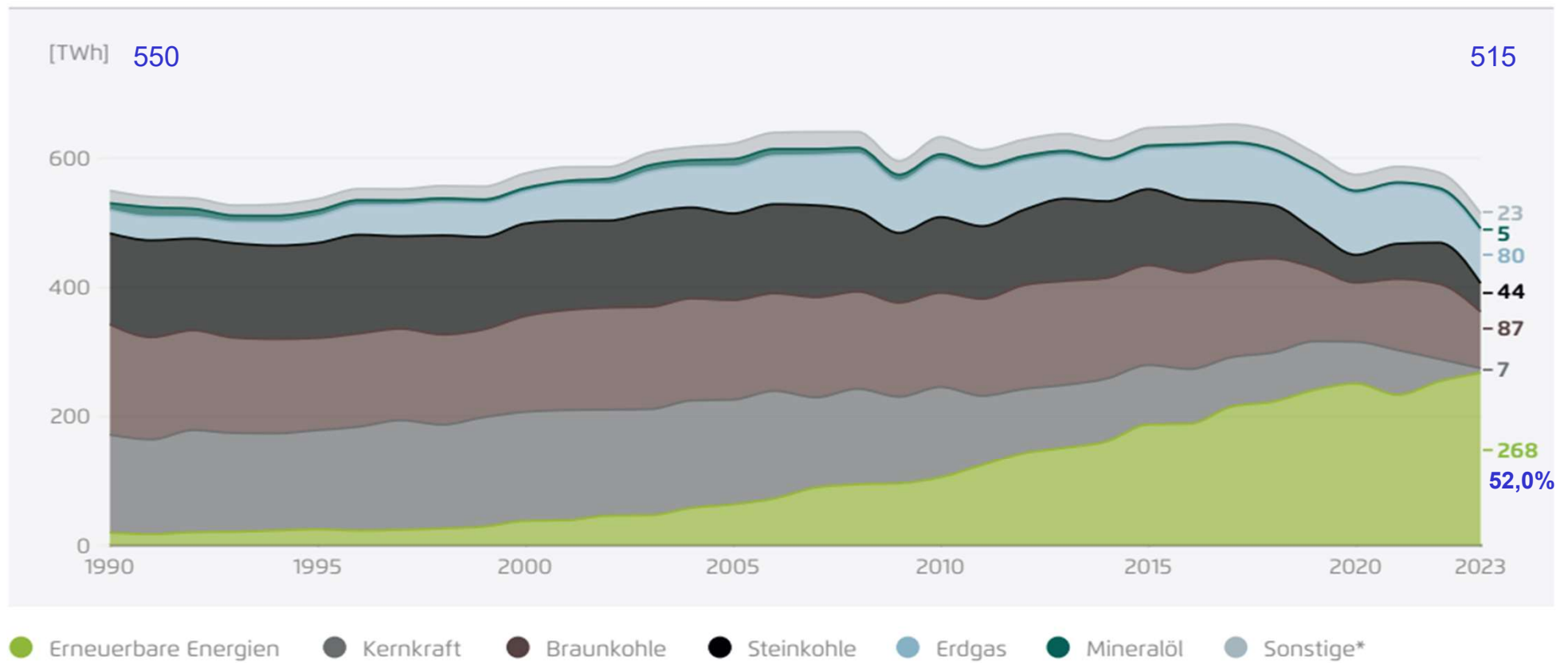
Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2023 = 84,5 Mio.
Pumpstromerzeugung PSE Jahr 2023: 513,7 – 508,2 TWh = 5,8 TWh ohne Eigenverbrauch

Entwicklung der Brutto-Stromerzeugung (BSE) nach Energieträgern in Deutschland 1990-2023 (2)

Jahr 2023: BSE 514,6 TWh (Mrd. kWh) mit Pumpspeicherstrom (PSE), Veränderung 1990/2023 + 6,5%
 EE-Beitrag 267,8 TWh, Anteil an der BSE 52,0%

Entwicklung der Bruttostromerzeugung nach Energieträgern 1990 bis 2023

→ Abb. 4_8



AGEB (2023b) •* inklusive Pumpspeicherkraftwerke; 2023: vorläufige Daten

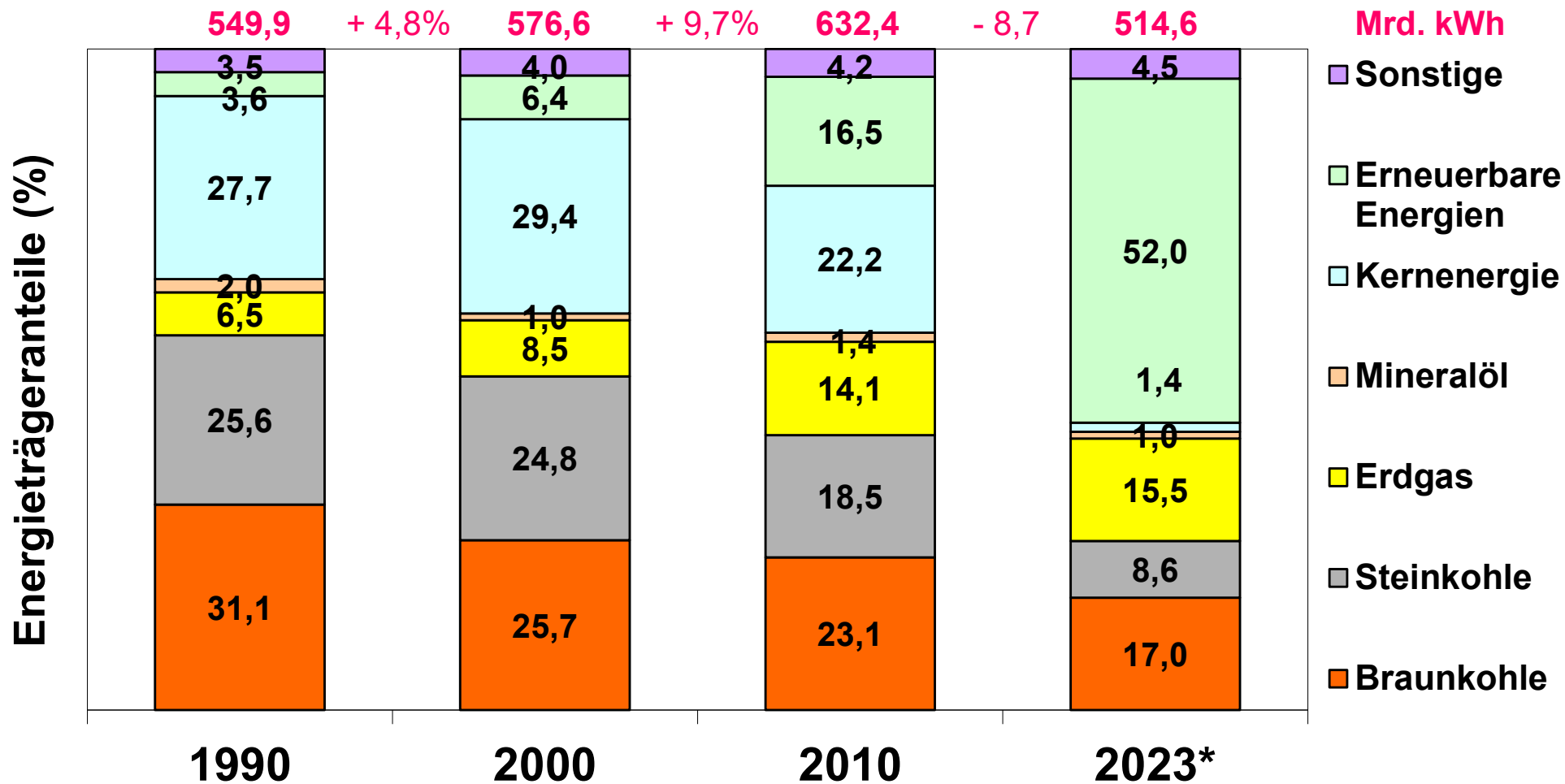
* Daten 2023 vorläufig, Stand 1/2024

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2023: 84,5 Mio.

Quelle: Agora Energiewende – Energiewende in Deutschland 2023, S. 48; 1/2024, www.agora-energiewende.de ; AGEb – Stromerzeugung 1990-2023, 11/2023

Entwicklung Brutto-Stromerzeugung nach Energieträgern in Deutschland 1990-2022 (3)

Jahr 2023: Gesamt 514,6 TWh (Mrd. kWh); Veränderung 1990/2023 + 6,5%
6.090 kWh/Kopf



Grafik Bouse 2024

* Daten 2022 vorläufig, Stand 1/2024

Energieeinheit: 1 Mrd. kWh = 1 TWh

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2022: 84,5 Mio.

Quellen: BMWI – Energiedaten, Gesamtausgabe, Grafik /Tab. 20/22, 1/2023; AGEB – BSE 1990-2023, 12/2023; Stat. BA 3/2023, Angora Energiewende Stromsektor 2023, 1/2024

Struktur der Bruttostromerzeugung in Deutschland 2023 (4)

Struktur der Stromerzeugung in Deutschland 2023

gesamt: 513,7 Milliarden Kilowattstunden (Mrd. kWh)

Anteile in Prozent (Vorjahr in Klammern)

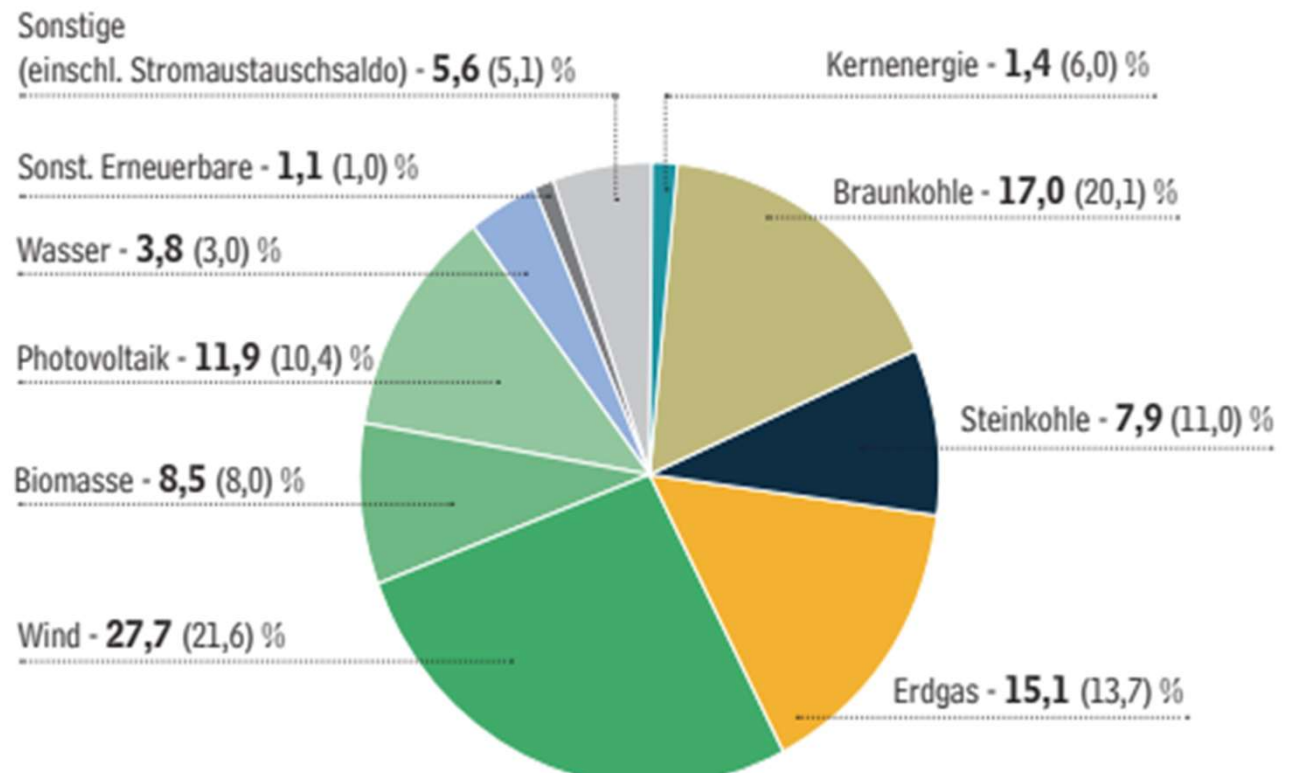
Gesamt 513,7 TWh (Mrd. kWh) ¹⁾; Veränderung 1990/2023 + 6,5%

6.079 kWh/Kopf

EE-Beitrag 272,4 TWh, Anteil an der BSE 53,0% bzw. am BSV 51,8%

AGEB
AG Energiebilanzen e.V.

Berlin - Die Stromerzeugung in Deutschland ist durch einen breiten Energieträgermix geprägt. Veränderungen ergaben sich 2023 durch das Ende des Streckbetriebs der letzten drei verbliebenen Kernkraftwerke zum 15. April 2023 sowie durch den Rückgang der Stromerzeugung aus Stein- und Braunkohle. Erdgas konnte seinen Anteil an der Stromerzeugung leicht ausweiten. Am stärksten legte die Windstromerzeugung zu. Bei den anderen erneuerbaren Energien kam es zu leichten Zuwächsen. Der Gesamtanteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch erhöhte sich 2023 auf 51,8 Prozent (Vorjahr 46,2 %). Erstmals seit 2002 überstiegen beim Stromaustausch mit den Nachbarländern die Einfuhren die Ausfuhren und Deutschland entwickelte sich zum Netto-Importeur bei Elektrizität.



* Daten 2023 vorläufig, Stand 2/2024

Energieeinheit: 1 Mrd. kWh = 1 TWh

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2023: 84,5 Mio.

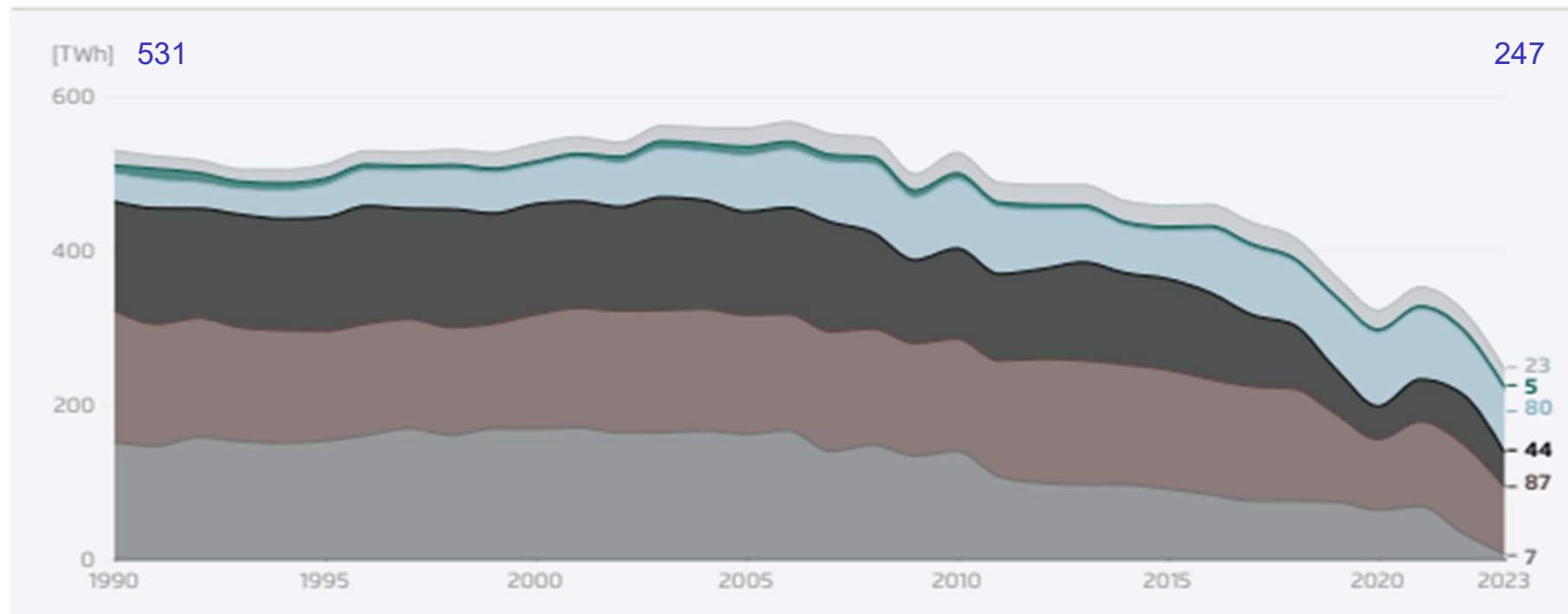
Quelle: AGEb – Bruttostromerzeugung 1990-2023, Infografik 3/2024

Entwicklung Bruttostromerzeugung aus **konventionellen Energieträgern** in Deutschland 1990-2023 (5)

Jahr 2023: Gesamt 247 TWh, Veränderung 1990/2023 – 53,5%
Anteil 48,1% von gesamt 514 TWh (Mrd. kWh)

Bruttostromerzeugung aus konventionellen Energieträgern 1990 bis 2023

→ Abb. 4_10



● Kernkraft ● Braunkohle ● Steinkohle ● Erdgas ● Mineralöl ● Sonstige*

AGEB (2023b) • *inklusive Pumpspeicherkraftwerke; 2023: vorläufige Daten

Rückgang vor allem bei Steinkohle und Braunkohle

* Daten 2023 vorläufig, Stand 1/2024

* Sonstige: Nichtbiogene Abfälle (50%) und Abwärme, Pumpstromerzeugung sowie Netzverluste und Eigenverbrauch

Quellen: AGEB aus Agora Energiewende – Energiewende in Deutschland 2022, S. 50, 1/2024, www.agora-energiewende.de ; AGEB – BSE in D 1990-2023, 11/2023

Monatliche Bruttostromerzeugung nach Energieträgern in Deutschland 2022/23 (6)

Strom – Bruttoerzeugung

Januar bis Dezember 2023 - in Milliarden Kilowattstunden (Mrd. kWh)

Jahr 2023: Gesamt 514,6 TWh (Mrd. kWh); Veränderung 1990/2023 + 6,5%
6.090 kWh/Kopf



* Daten 2023 vorläufig, Stand 12/2023

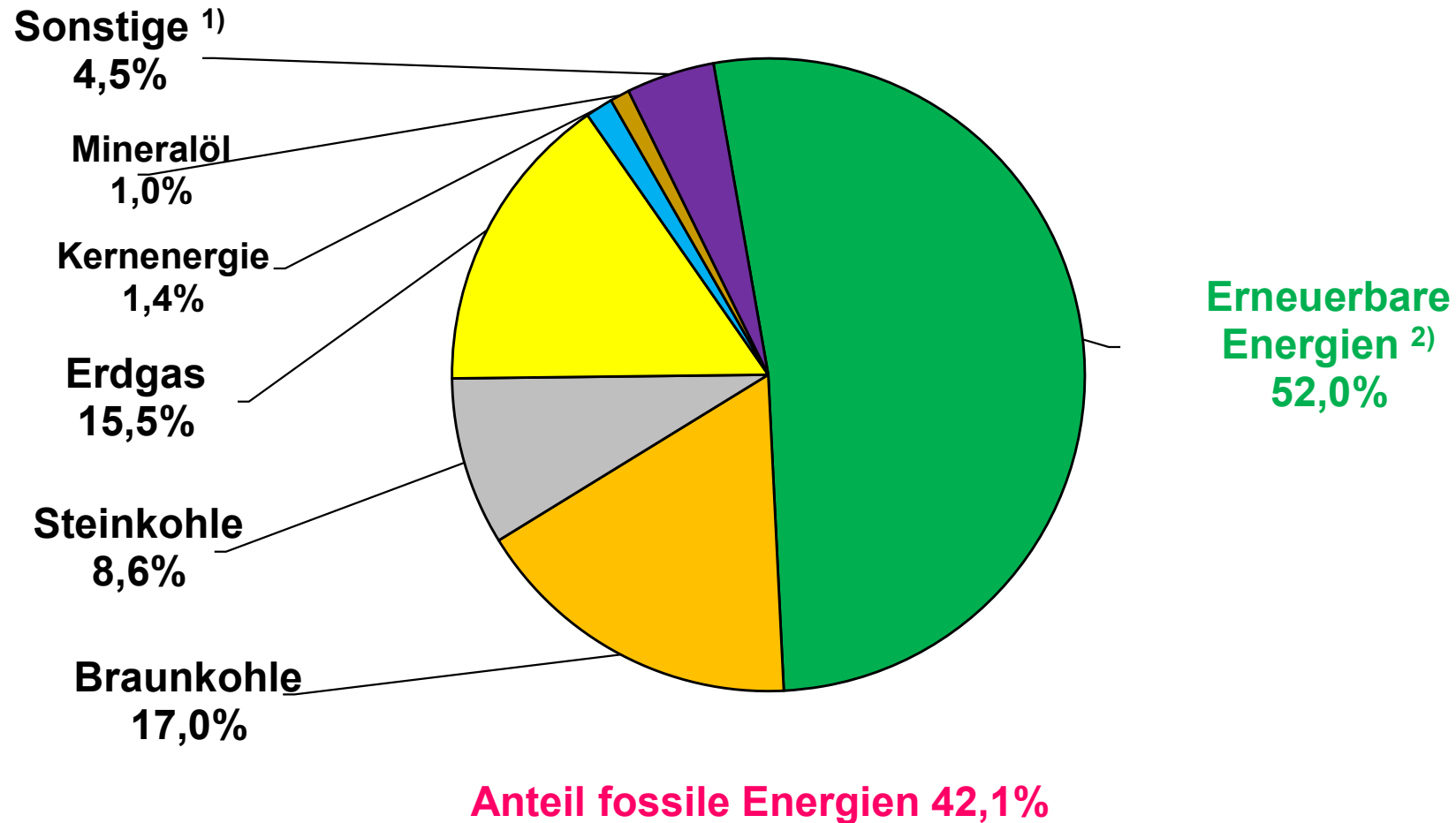
1) Bruttostromerzeugung ohne Pumpstrom 508 TWh im Jahr 2023

Quelle: AGEB- Energieverbrauch in Deutschland, 1.-4. Quartal 2023, Stand 12/2023; AGEB – BSE 2023, 11/2023

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 84,5 Mio.

Brutto-Stromerzeugung (BSE) nach Energieträgern in Deutschland 2023 (7)

Jahr 2023: Gesamt 514,6 TWh (Mrd. kWh); Veränderung 1990/2023 + 6,5%
6.090 kWh/Kopf



Grafik Bouse 2024

* Daten 2023 vorläufig, Stand 1/2024 Energieeinheit: 1 Mrd. kWh = 1 TWh

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 84,5 Mio.

1) Sonstige (23,1 TWh), davon Nichtbiogene Abfälle (50%) 6,3 TWh, Pumpspeicherstrom (5,8 TWh) sowie Netzverluste, Eigenverbrauch und Abwärme (11,0 TWh)

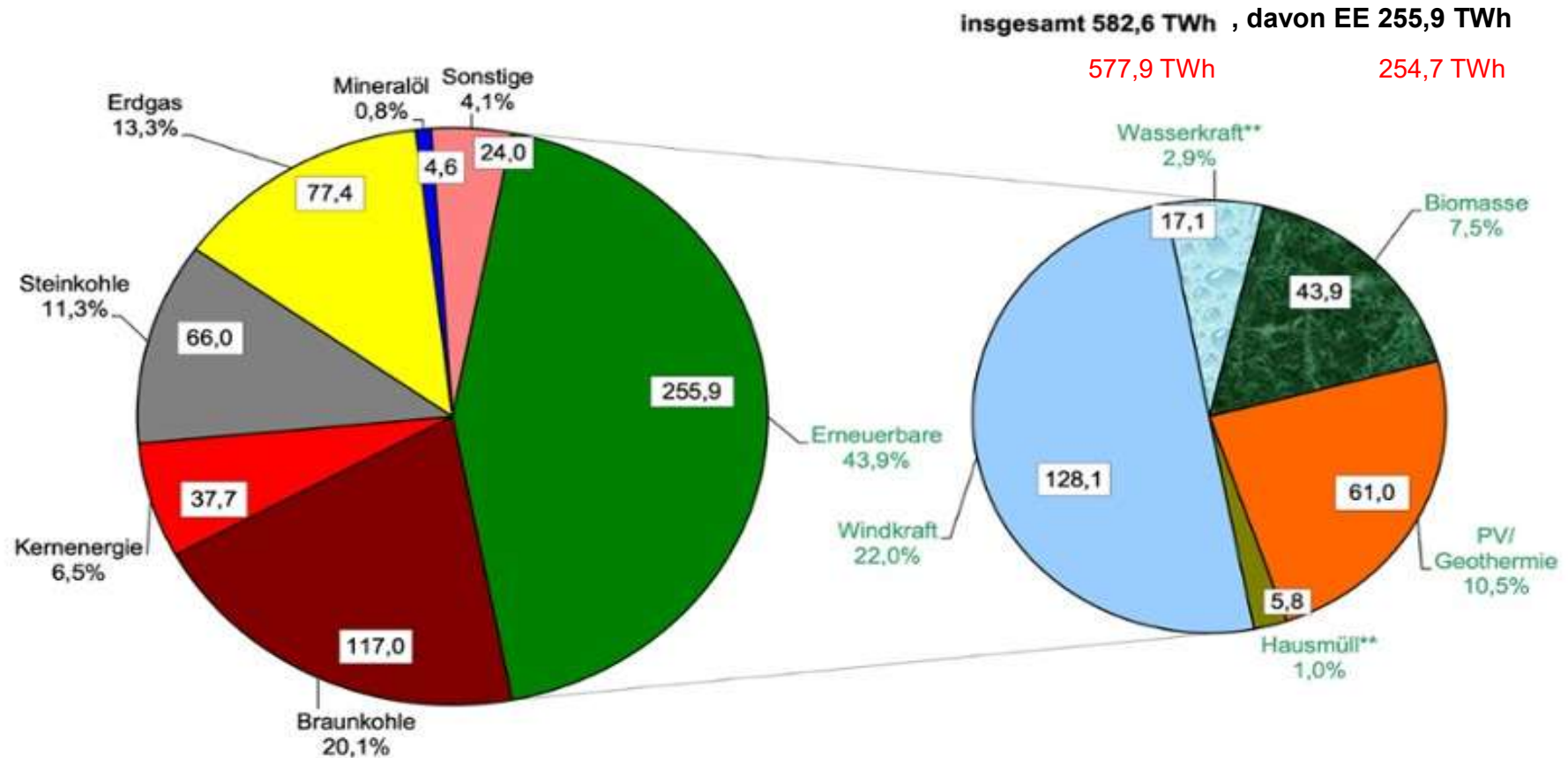
2) Beitrag erneuerbare Energien 267,8 TWh

Nachrichtlich: Bruttostromverbrauch (BSV) 529,2 TWh; EE-Anteil am BSV 50,6 Prozent

Brutto-Stromerzeugung (BSE) nach Energieträgern mit Beiträge Erneuerbare (EE) und Pumpspeicher (PSE) in Deutschland 2022 (8)

Jahr 2022: Gesamt 577,9 TWh (Mrd. kWh) ¹⁾; Veränderung 1990/2022 + 5,0% nach Korrektur
6.929 kWh/Kopf

Bruttostromerzeugung in Deutschland 2022*



Anteil fossile Energien 44,7%, davon Kohlen 31,4%

Quelle: AG Energiebilanzen, Stand Dezember 2022
Geothermie aufgrund der geringen Menge in Photovoltaik (PV)

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2022: 83,8 Mio.
Sonstige , z. B PSE - Pumpspeicher 6,0 TWh

*) vorläufig
**) regenerativer Anteil

Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2022 - Die wichtigsten Fakten

Entwicklung der erneuerbaren Energien im Jahr 2022 – die wichtigsten Fakten:



Anteil der Erneuerbaren am Bruttostromverbrauch steigt von 41,2 auf 46,2 Prozent

Im Jahr 2022 ist der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch wieder deutlich angewachsen. Die gegenüber dem Jahr 2021 wieder günstigeren Windbedingungen, zusammen mit sehr sonnigem Wetter und einem großen Zuwachs an neuen Photovoltaikanlagen, sorgten für deutlich mehr erneuerbaren Strom bei gleichzeitig sinkendem Stromverbrauch.



Anteil der Erneuerbaren am Endenergieverbrauch Wärme steigt von 15,8 auf 17,4 Prozent

Der Krieg in der Ukraine hatte besonders großen Einfluss auf die Entwicklungen im Wärmesektor. Hohe Preise und drohende Gasknappheit sorgten für Einsparmaßnahmen insbesondere bei den fossilen Energieträgern. Eine insgesamt leicht steigende Energiebereitstellung aus Biomasse, Solarthermieanlagen und Wärmepumpen sorgte in Kombination mit dem Rückgang bei den fossilen Energien dafür, dass der Anteil „grüner“ Wärme deutlich anstieg.



Anteil der Erneuerbaren am Endenergieverbrauch Verkehr bleibt bei 6,8 Prozent

Im Jahr 2022 lag der Absatz von Biokraftstoffen in etwa auf dem Niveau des Vorjahres. Zwar sank der Absatz von Biodiesel, dies wurde aber zum Teil durch einen Mehrverbrauch von Bioethanol ausgeglichen. Mehr grüner Strom im Strommix und das Wachstum bei der Elektromobilität ließen die Nutzung von erneuerbarem Strom im Verkehr deutlich anwachsen, weil jedoch auch auch mehr fossiler Kraftstoff genutzt wurde bleibt der Anteil erneuerbarer Energien im Verkehr im Vergleich zum Vorjahr gleich.



Anteil der Erneuerbaren am gesamten Bruttoendenergieverbrauch steigt auf 20,4 Prozent

Nachdem im Jahr 2020 das deutsche 18-Prozent-Ziel nach der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie mit 19,1 Prozent übererfüllt wurde, stagnierte der Anteil in 2021 nahezu. Im Jahr 2022 gab es auch aufgrund des krisenbedingt rückläufigen Energieverbrauchs in den Sektoren Strom und Wärme wieder einen Anstieg: Erneuerbare Energien deckten nach Berechnungsmethodik der EU 20,4 Prozent des gesamten Brutto-Endenergieverbrauchs in Deutschland.



Erneuerbare vermeiden 232 Millionen Tonnen Treibhausgasemissionen

Durch die Nutzung erneuerbarer Energien verringert sich der Einsatz fossiler Energieträger und damit der Ausstoß von Treibhausgasen und Luftschadstoffen. Der Beitrag der erneuerbaren Energien zum Klimaschutz umfasste im Jahr 2022 knapp 232 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente. Insbesondere durch den starken Anstieg der erneuerbaren Stromerzeugung sind dies etwa 14 Millionen Tonnen mehr als im Vorjahr.



Investitionen und wirtschaftliche Effekte legten zu

Insgesamt stiegen die Investitionen in Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien im dritten Jahr in Folge an und lagen im Jahr 2022 bei etwa 19,9 Milliarden Euro. Die wirtschaftlichen Impulse aus dem Betrieb bestehender Anlagen wuchsen ebenfalls und lagen 2022 bei 23,8 Milliarden Euro.

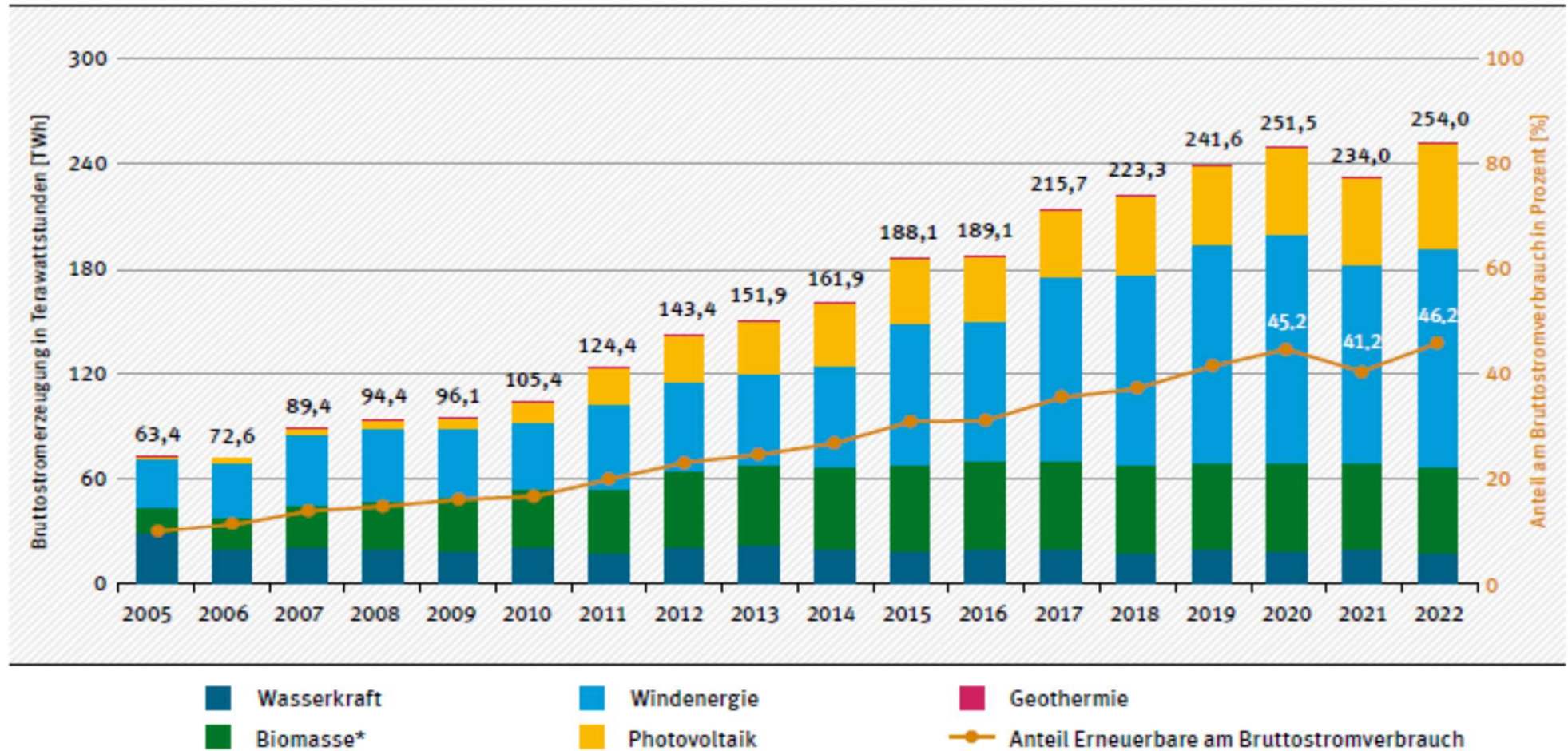
Entwicklung der Bruttostromerzeugung (BSE) aus erneuerbaren Energien in Deutschland 2005-2023 (1)

Jahr 2023: Gesamt 267,8 TWh (Mrd. kWh)

EE-Anteil am Gesamt-BSE 52,0%^{1,2)} bzw. am Gesamt BSV 50,6%

Abbildung 1

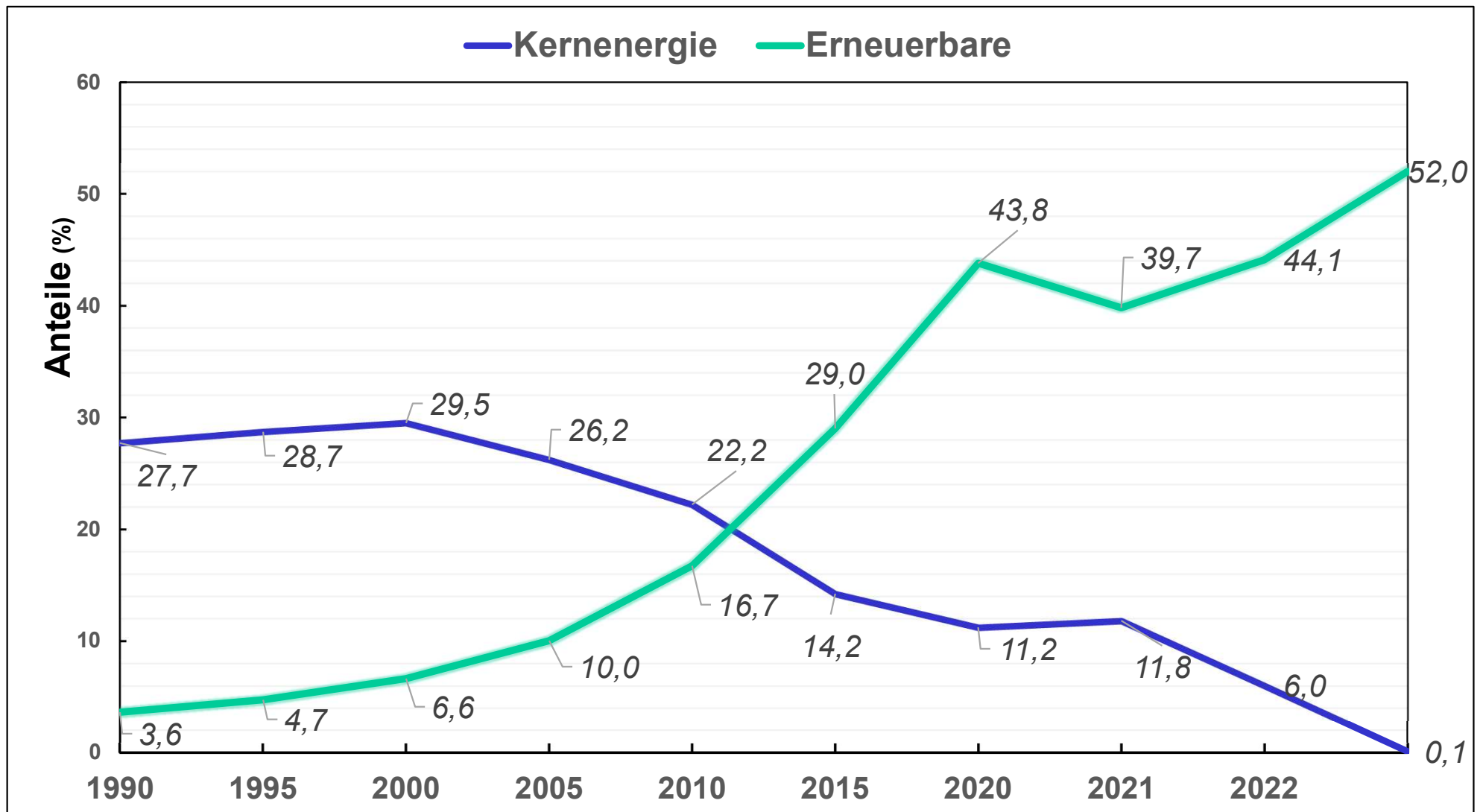
Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien



* inkl. feste und flüssige Biomasse, Biogas, Biomethan, Deponiegas, Klärgas, Klärschlamm sowie dem biogenen Anteil des Abfalls

Quelle: Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat)

Entwicklung der Prozentanteile bei der Brutto-Stromerzeugung (BSE) aus der Kernenergie und den Erneuerbaren in Deutschland 1990-2023 (2)



Grafik Bouse 2023

Seit Jahr 2011 sind die Anteile der Erneuerbaren größer als die der Kernenergie

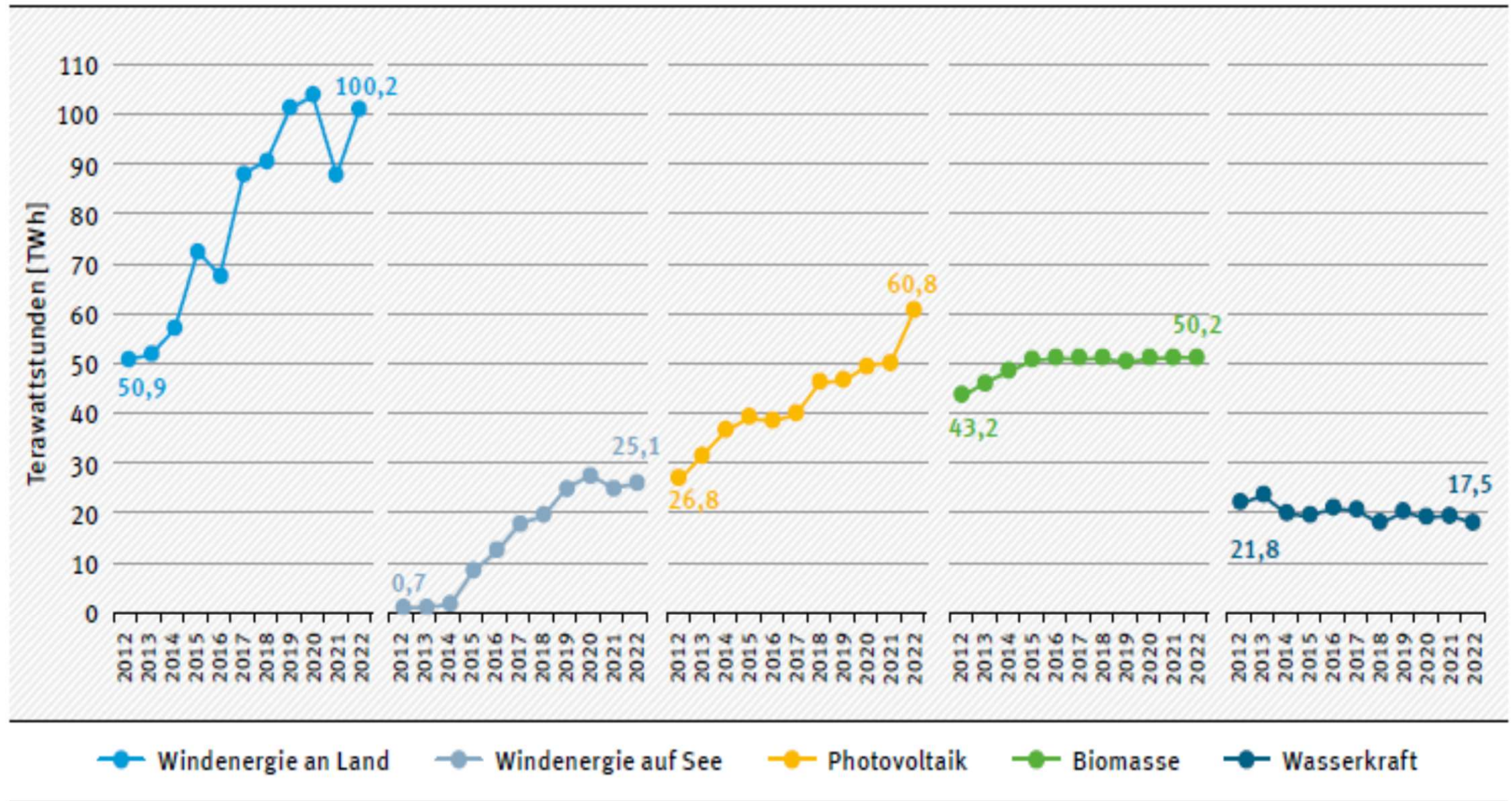
* Daten 2023 vorläufig, Stand 12/2023

Quellen: AGEb aus BMWI – Energiedaten, Gesamtausgabe, Grafik /Tab. 22, 1/2023; AGEb - BSE in Deutschland 1990-2023, 11/2023;

Entwicklung der Bruttostromerzeugung (BSE) aus erneuerbaren Energien im Vergleich der letzten 10 Jahre in Deutschland 2012-2022 (3)

Abbildung 3

Entwicklung der Stromerzeugung erneuerbarer Energieträger im Vergleich der letzten 10 Jahre



Quelle: Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat)

Entwicklung Brutto-Stromerzeugung (BSE) aus erneuerbaren Energien (EE) in Deutschland 1990-2021/22 (4)

Jahr 2022: Gesamt 254,2 TWh (Mrd. kWh)

EE-Anteil am Gesamt-BSE 44,0% bzw. am Gesamt BSV 46,0% ⁵⁾

Tabelle 2: Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien in den Jahren 2021 und 2022

	Erneuerbare Energien 2021		Erneuerbare Energien 2022	
	Bruttostrom- erzeugung (GWh) ⁴	Anteil am Brutto- stromverbrauch ⁵ (%)	Bruttostrom- erzeugung (GWh) ⁴	Anteil am Brutto- stromverbrauch ⁵ (%)
Wasserkraft ¹	19.657	3,4	17.625	3,2
Windenergie an Land	89.795	15,7	99.692	18,1
Windenergie auf See	24.374	4,3	25.124	4,6
Photovoltaik	50.472	8,8	60.304	10,9
biogene Festbrennstoffe ²	10.738	1,9	10.254	1,9
biogene flüssige Brennstoffe	210	0,04	97	0,02
Biogas	30.552	5,3	30.469	5,5
Biomethan	3.273	0,6	3.098	0,6
Klärgas	1.576	0,3	1.553	0,3
Deponiegas	229	0,04	201	0,04
biogener Anteil des Abfalls ³	5.792	1,0	5.562	1,0
Geothermie	244	0,04	206	0,04
Summe erneuerbare Energien	236.912	41,5	254.185	46,0

1 bei Pumpspeicherkraftwerken nur Stromerzeugung aus natürlichem Zufluss

2 inkl. Klärschlamm

3 in Abfallverbrennungsanlagen mit 50 % angesetzt

4 1.000 GWh = 1 TWh

5 bezogen auf den Bruttostromverbrauch, 2021: 571,5 TWh, 2022: 552,1 TWh ([3], AGEE-Stat-Zeitreihen: Tabellenblatt 7) BSE 2022: 577,9 TWh

Quellen: BMWK auf Basis der AGEE-Stat-Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland ([3], Tabellenblatt 3), vorläufige Angaben

Daten 2022 vorläufig, Stand 10/2023

Quelle: BMWK - Erneuerbare Energien in Zahlen, Nationale und internationale Entwicklung 2022, S, 17, 10.2023; AGEB – Bruttostromerzeugung 1990-2022, 11/2023

Entwicklung der Bruttostromerzeugung (BSE) aus erneuerbaren Energien in Deutschland 2022 (5)

Gesamt 254,2 TWh (Mrd. kWh)

EE-Anteil am Gesamt-BSE 44,0% bzw. am Gesamt BSV 46,0% ^{1,2)}

		EE 2022	Anteil der erneuerbaren Energien	vermiedene THG-Emissionen
		[GWh]	[%]	[1.000 t CO ₂ -Äq.]
Bruttostromerzeugung	Wasserkraft	17.625	3,2	14.240
	Windenergie an Land	99.692	18,1	75.560
	Windenergie auf See	25.124	4,6	19.371
	Photovoltaik	60.304	10,9	41.627
	biogene Festbrennstoffe & Klärschlamm	10.254	1,9	7.662
	biogene flüssige Brennstoffe	97	0,02	26
	Biogas	30.469	5,5	14.660
	Biomethan	3.098	0,6	1.620
	Klärgas	1.553	0,3	1.095
	Deponiegas	201	0,04	135
	biogener Anteil des Abfalls	5.562	1,0	4.516
	Geothermie	206	0,04	134
	Summe	254.185	46,0	180.647

am Bruttostromverbrauch

1) Jahr 2022: BSE 577,3 TWh; BSV 552,1 TWh

Entwicklung Brutto-Stromerzeugung (BSE) aus erneuerbaren Energien in Deutschland 2022 (6)

Jahr 2022: Gesamt 254,7 TWh (Mrd. kWh)

EE-Anteil am Gesamt-BSE 43,9% bzw. am Gesamt BSV 46,0% ⁴⁾

Tabelle 3: Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien

	Wasserkraft ¹	Windenergie an Land	Windenergie auf See	Photovoltaik	Biomasse ²	Geothermie	Summe Bruttostromerzeugung	Anteil EE an der Bruttostromerzeugung ⁴	Anteil EE am Bruttostromverbrauch ⁴
	(GWh) ³						(GWh) ³	(%)	(%)
2005	19.638	27.774	0	1.308	14.818	0,2	63.538	10,2	10,3
2006	20.031	31.324	0	2.265	19.175	0,4	72.795	11,4	11,7
2007	21.170	40.507	0	3.137	25.185	0,4	89.999	14,0	14,4
2008	20.443	41.385	0	4.508	28.752	18	95.106	14,8	15,3
2009	19.031	39.382	38	6.715	31.789	19	96.974	16,3	16,6
2010	20.953	38.371	176	11.963	34.955	28	106.446	16,8	17,2
2011	17.671	49.280	577	19.991	38.109	19	125.647	20,5	20,6
2012	21.755	50.948	732	26.744	44.886	25	145.090	23,0	23,8
2013	22.998	51.819	918	30.621	47.241	80	153.677	24,0	25,3
2014	19.587	57.026	1.471	35.448	50.111	98	163.741	26,1	27,5
2015	18.977	72.340	8.284	38.076	52.263	133	190.073	29,3	31,6
2016	20.546	67.650	12.274	37.556	52.905	175	191.106	29,4	31,8
2017	20.150	88.018	17.675	38.761	52.907	163	217.674	33,3	36,2
2018	18.098	90.484	19.467	44.320	52.734	178	225.281	35,0	37,9
2019	20.135	101.150	24.744	45.221	52.152	197	243.599	39,9	42,2
2020	18.721	104.796	27.306	49.496	52.989	231	253.539	44,0	45,5
2021	19.657	89.795	24.374	50.472	52.370	244	236.912	40,2	41,5
2022	17.625	99.692	25.124	60.304	51.234	206	254.185	43,9	46,0

1 bei Pumpspeicherkraftwerken nur Stromerzeugung aus natürlichem Zufluss

2 feste und flüssige Biomasse, Biogas, Biomethan, Deponie- und Klärgas, Klärschlamm und biogener Anteil des Abfalls (in Abfallverbrennungsanlagen mit 50% angesetzt)

3 1.000 GWh = 1 TWh

4 Bezug auf AGEE-Stat-Zeitreihen: Tabellenblatt 7, [3]

Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung umfasst die gesamte in Deutschland erzeugte Strommenge (Umwandlungsausstoß nach Energiebilanz Deutschland), also auch exportierte Strommengen, die der Versorgung in Deutschland nicht zur Verfügung stehen.

Der Anteil an der Bruttostromerzeugung ist eine alternative Berechnungsmöglichkeit zum üblicherweise genutzten Anteil am gesamten inländischen Bruttostromverbrauch. In nationalen und internationalen Berichtspflichten wird der Anteil am Bruttostromverbrauch verwendet, weil so länderübergreifende Vergleiche ohne die Betrachtung von importierten oder exportierten Strommengen möglich sind.

Quellen: BMWK auf Basis der AGEE-Stat-Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland ([3], Tabellenblatt 3), vorläufige Angaben aus BMWK: Erneuerbare Energien in Zahlen, Nationale und internationale Entwicklung 2022, S. 18, 10/2023; AGE 12/2023

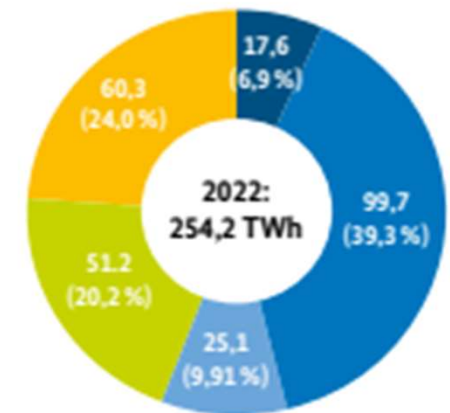
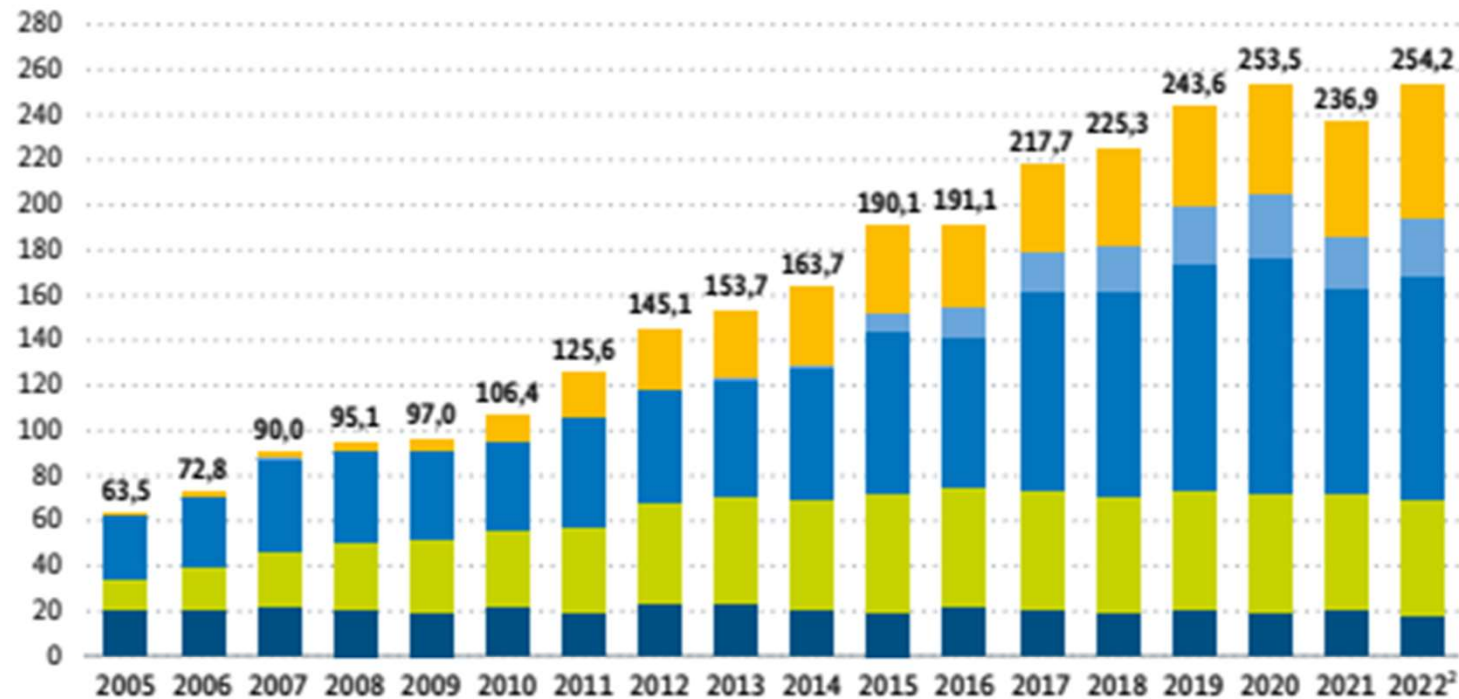
Entwicklung Brutto-Stromerzeugung (BSE) aus erneuerbaren Energien in Deutschland 2005-2022 (7)

Jahr 2022: Gesamt 254,7 TWh (Mrd. kWh) nach Korrektur

EE-Anteil am Gesamt-BSE 44,1%^{1,2)} bzw. am Gesamt BSV 46,2%

Abbildung 3: Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien

Bruttostromerzeugung in TWh



■ Wasserkraft
 ■ Biomasse¹
 ■ Windenergie an Land
 ■ Windenergie auf See
 ■ Photovoltaik

1 feste und flüssige Biomasse, Biogas, Biomethan, Deponie- und Klärgas, Klärschlamm und biogener Anteil des Abfalls

2 Zur Stromerzeugung der einzelnen Technologien siehe Tabelle 3

Geothermische Stromerzeugung aufgrund geringer Strommengen nicht dargestellt.

Dargestellt sind die Strommengen der Jahre 2005-2022. Die Zielmarke für die Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Jahr 2030 beträgt nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 600 TWh [2].

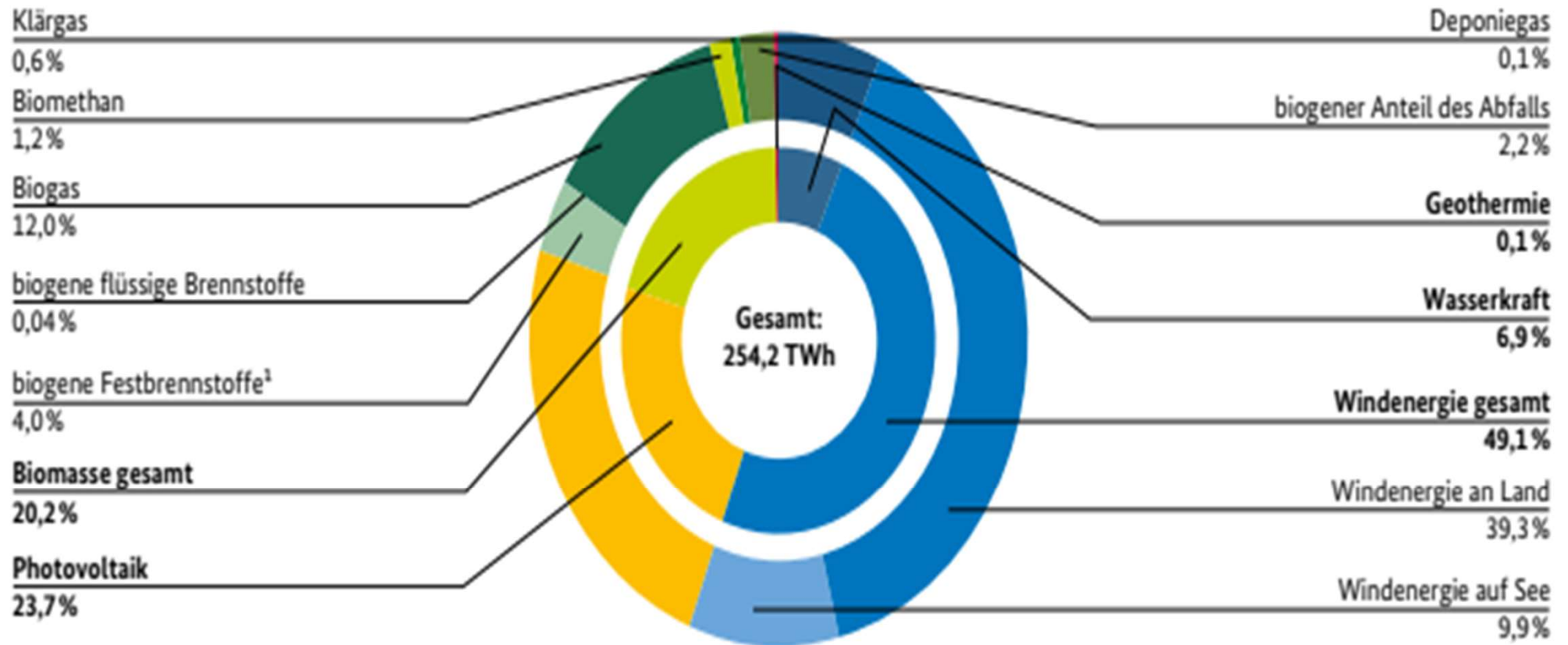
Quellen: BMWK auf Basis der AGEE-Stat-Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland ([3], Tabellenblatt 3), vorläufige Angaben

aus BMWK: Erneuerbare Energien in Zahlen, Nationale und internationale Entwicklung 2022, S. 19, 10/2023; AGE 12/2023

Brutto-Stromerzeugung (BSE) aus erneuerbaren Energien in Deutschland 2022 (8)

Jahr 2022: Gesamt 254,7 TWh (Mrd. kWh) nach Korrektur
 EE-Anteil am Gesamt-BSE 44,1%^{1,2)} bzw. am Gesamt BSV 46,2%

Abbildung 2: Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Jahr 2022



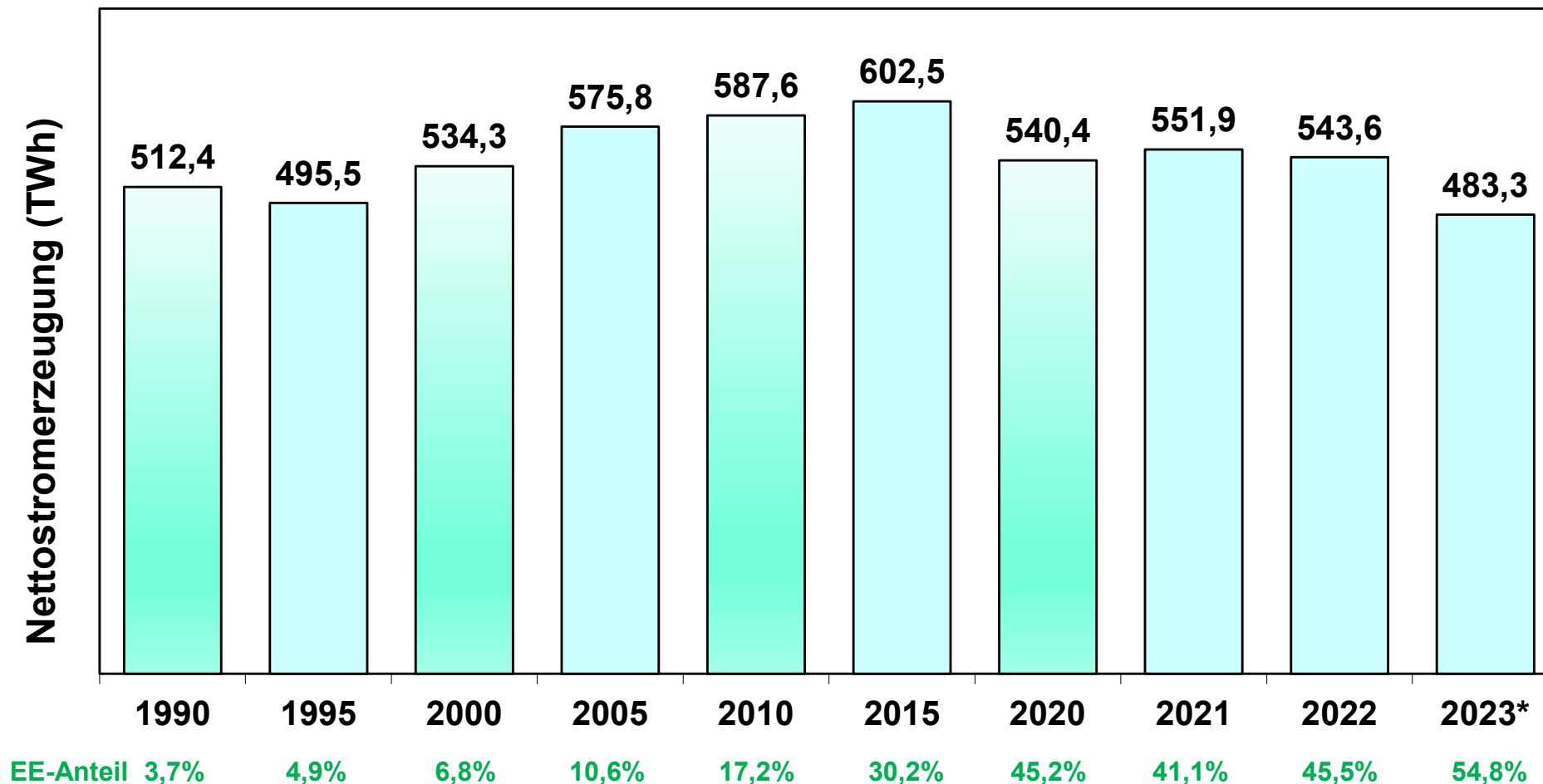
1 inkl. Klärschlamm

Quellen: BMWK auf Basis der AGEE-Stat-Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland ([3], Tabellenblatt 3), vorläufige Angaben

Quelle: UBA + AGEE Stat – Erneuerbare Energien in Deutschland 1990-2022, S. 9, Ausgabe März 2023; AGEB - BSE in Deutschland 1990-2022, 2/2023
 aus BMWK- Erneuerbare Energien in Zahlen, Nationale und internationale Entwicklung 2022, S. 18, 10/2023; AGEB – BSE , 12/2023

Entwicklung der Nettostromerzeugung ohne Pumpspeicherstrom (PSE) in Deutschland 1990-2023 (1)

Jahr 2023: NSE 483,3 TWh (Mrd. kWh) ohne Pumpspeicherstrom (PSE), Veränderung 1990/2023 – 5,7%
EE-Beitrag 264,8 TWh, Anteil an der NSE 54,8%



Grafik Bouse 2024

* Daten 2023 vorläufig, Stand 2/2024

Bevölkerung (J-Durchschnitt) 2023: 84,5 Mio.

- 1) Nettostromerzeugung 1990-2002 geschätzt (Eigenverbrauchsanteile von 2003, differenziert nach Energieträgern)
- 2) Lauf- und Speicherwasser inkl. natürl. Zufluss aus PS
- 3) aufgeteilt in reg. und nicht-reg. Anteil (50 % : 50 %)
- 4) ohne Erzeugung aus natürl. Zufluss
- 5) ab 2003 alle Angaben zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien lt. Daten und Berechnungen der AGEESat.

Entwicklung Nettostromerzeugung (NSE) nach Energieträgern mit/ohne Pumpstromerzeugung in Deutschland 1990-2023 (2)

Jahr 2023: NSE 483,3 TWh (Mrd. kWh) ohne Pumpspeicherstrom (PSE), Veränderung 1990/2023 – 5,7%
EE-Beitrag 264,8 TWh, Anteil an der NSE 54,8%

Nettostromerzeugung in Deutschland nach Energieträgern ¹⁾

TWh	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Braunkohle	157,4	131,3	136,6	141,6	134,2	143,0	138,4	137,4	135,0	105,1	84,5	101,7	108,0	78,9
Steinkohle	129,5	135,3	131,6	123,1	107,4	107,0	102,7	84,7	75,2	52,1	38,7	49,7	58,1	37,6
Kernenergie	144,6	146,1	160,8	154,6	133,0	86,8	80,0	72,2	71,9	71,0	60,9	65,4	32,8	6,8
Erdgas	34,4	39,4	47,2	69,5	86,0	59,3	78,1	83,2	78,5	87,0	91,7	87,5	76,5	75,1
Mineralöl	9,9	8,4	5,4	10,9	7,7	5,4	5,1	4,8	4,5	4,2	4,1	4,0	5,1	4,4
Erneuerbare, darunter:	19,0	24,2	36,5	60,8	101,4	182,0	183,2	209,5	216,5	234,6	244,3	226,6	247,6	264,8
- Wind onshore	k.A.	1,5	9,3	27,2	37,6	70,9	66,3	86,3	88,7	99,2	102,7	88,5	97,7	115,9
- Wind offshore	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	8,2	12,1	17,4	19,2	24,4	26,9	24,0	24,8	23,5
- Wasserkraft ²⁾	19,4	21,3	24,6	19,3	20,7	18,7	20,2	20,0	17,9	20,0	18,5	19,5	17,5	19,1
- Biomasse	k.A.	0,6	1,5	10,5	27,4	42,2	42,8	42,9	42,2	42,0	42,7	41,5	43,9	41,6
- Photovoltaik	0,0	0,0	0,0	1,3	11,7	37,3	36,8	38,0	43,5	44,3	48,5	48,4	59,1	60,0
- Hausmüll ³⁾	k.A.	1,0	1,3	2,4	3,8	4,6	4,7	4,8	4,9	4,6	4,6	4,6	4,4	4,5
- Geothermie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,020	0,091	0,164	0,2	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2
Sonstige, darunter:	17,7	16,3	20,7	22,0	24,3	24,8	24,8	25,2	25,0	23,3	22,7	22,3	21,6	21,3
- Pumpspeicher ⁴⁾	k.A.	5,4	4,5	6,7	6,3	5,8	5,5	5,9	6,7	5,9	6,6	5,3	6,0	5,5
- Hausmüll ³⁾	k.A.	1,0	1,4	2,4	3,8	4,6	4,7	4,8	4,9	4,6	4,6	4,6	4,4	4,5
- Industrieabfall	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3	1,0	1,1	1,1	0,7	0,8	0,7	0,7	0,6	0,5
Nettostromerzeugung inkl. PSE	512,5	500,9	538,7	582,5	593,9	608,3	612,3	616,9	606,6	577,2	547,0	557,3	549,5	488,8
Nettostromerzeugung exkl. PSE	512,4	495,5	534,3	575,8	587,8	602,5	606,9	611,0	600,0	571,3	540,4	551,9	543,6	483,3
Anteil EE an der Nettostromerzeugung [%]	3,7	4,9	6,8	10,6	17,2	30,2	30,2	34,3	36,1	41,1	45,2	41,1	45,5	54,8

* Daten 2023 vorläufig, Stand 2/2024

¹⁾ Nettostromerzeugung 1990-2002 geschätzt (Eigenverbrauchsanteile von 2003, differenziert nach Energieträgern)

²⁾ Lauf- und Speicherwasser inkl. natürl. Zufluss aus PS

³⁾ aufgeteilt in reg. und nicht-reg. Anteil (50 % : 50 %)

⁴⁾ ohne Erzeugung aus natürl. Zufluss

⁵⁾ ab 2003 alle Angaben zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien lt. Daten und Berechnungen der AGEEStat.

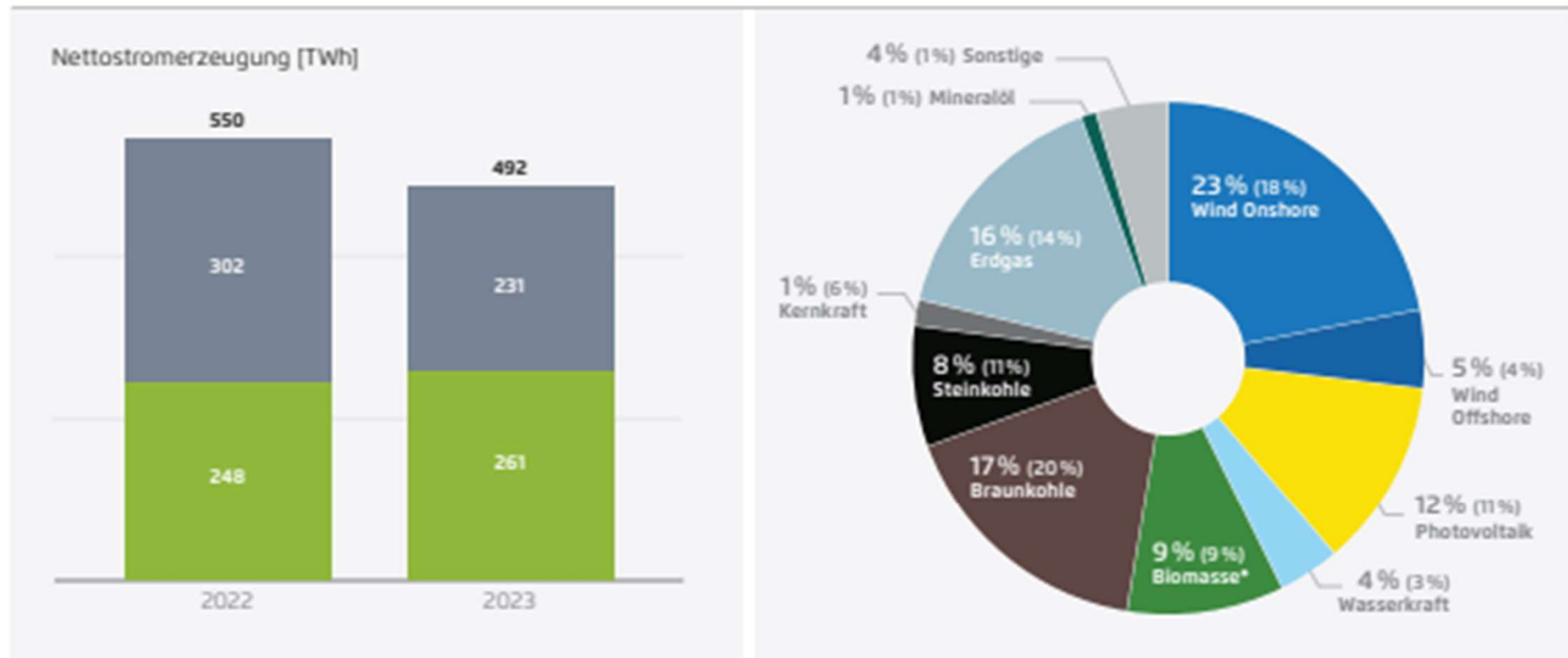
Strommix in Deutschland im Jahr 2022/23

Nettostromerzeugung nach Energieträgern mit PSE

Jahr 2023: NSE 492 TWh

Strommix im Jahr 2023 (Werte für 2022 in Klammern)

→ Abb. 4_6



● Erneuerbare Energien* ● Konventionelle Energien

AGEB (2023b) • *inklusive biogenem Hausmüll; 2023: vorläufige Daten

Entwicklung Beitrag Kraft-Wärme-Kopplung zur Nettostromerzeugung (NSE) in Deutschland 1990-2022 (1)

Jahr 2022: KWK Gesamt Nutzungsgrad 79,6%

5.2 Kraft-Wärme-Kopplung - Gesamt

Energieträger	Einheit	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Kraft-Wärme-Kopplung - Gesamt - Stromerzeugung (netto) in TWh																																		
Steinkohle	TWh	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	19,8	18,9	15,7	14,2	12,8	13,1	13,3	15,3	13,9	13,6	14,5	12,6	11,9	11,7	14,4	11,3	9,7	8,8	9,5	9,2
Braunkohle	TWh	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	4,8	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,0	5,4	5,4	5,7	6,0	5,2	5,3	5,3	5,0	4,7	4,2	3,4	3,8	3,4
Mineralöle	TWh	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	4,3	3,8	3,8	3,5	3,5	2,9	2,6	2,5	2,1	2,4	2,3	2,1	2,2	2,2	2,1	2,0	1,9	1,9	1,8	2,3
Gase	TWh	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	42,3	44,3	48,9	52,0	51,4	53,7	51,1	54,5	53,2	52,5	51,0	50,1	54,2	62,9	66,4	60,5	61,9	62,3	65,1	57,6
Erneuerbare Energien	TWh	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	4,2	5,2	6,8	9,4	12,4	13,7	17,2	19,3	20,6	23,8	25,9	28,7	31,1	32,2	33,2	32,4	32,6	33,1	32,4	33,1
Sonstige Energieträger	TWh	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	2,4	2,5	3,0	3,0	2,8	2,7	2,7	3,1	2,9	3,2	3,1	3,6	3,4	3,6	3,9	3,6	3,2	3,1	3,2	2,9
Insgesamt	TWh	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	77,7	79,9	83,3	87,2	88,0	91,3	91,8	100,1	98,2	101,3	102,8	102,3	108,0	117,9	125,1	114,5	113,6	112,5	115,9	108,7
Kraft-Wärme-Kopplung - Gesamt - Wärmezeugung (netto) in TWh																																		
Steinkohle	TWh	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	44,7	43,4	40,3	38,2	35,0	36,1	34,4	37,4	33,5	33,1	35,7	30,9	32,2	31,4	30,0	31,7	27,7	23,2	25,2	24,0
Braunkohle	TWh	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	16,0	15,8	16,4	16,7	16,2	16,6	16,3	17,4	17,7	18,4	18,9	17,5	18,0	18,0	16,6	15,5	13,7	12,5	13,2	12,2
Mineralöle	TWh	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	13,7	13,1	12,4	12,9	12,0	10,4	10,3	10,4	8,8	11,5	10,8	9,5	9,9	9,8	9,9	10,2	10,2	9,7	9,6	11,0
Gase	TWh	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	86,1	88,9	92,0	92,0	92,2	93,2	90,1	95,8	91,4	91,1	89,2	87,6	90,2	99,4	102,5	101,7	104,1	104,6	107,8	95,0
Erneuerbare Energien	TWh	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	12,2	15,3	19,0	22,3	26,2	29,4	33,3	38,3	38,8	41,9	44,9	46,6	49,2	48,9	50,8	52,5	53,0	52,8	54,1	52,9
Sonstige Energieträger	TWh	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	10,2	10,0	9,9	10,5	10,8	11,0	11,5	12,8	12,5	12,8	12,6	14,0	15,1	15,1	15,2	16,0	15,7	15,0	16,7	14,8
Insgesamt	TWh	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	182,9	186,5	190,0	192,6	192,4	196,7	195,8	212,1	202,7	208,6	212,1	206,1	214,8	222,7	225,0	227,6	224,4	217,9	226,5	209,9
Kraft-Wärme-Kopplung - Gesamt - Brennstoffeinsatz in PJ																																		
Steinkohle	PJ	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	321	305	263	238	211	225	222	241	218	216	231	199	199	195	215	193	167	145	157	148
Braunkohle	PJ	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	95	99	101	100	97	100	97	106	107	112	116	104	106	106	98	92	83	73	78	71
Mineralöle	PJ	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	80	75	73	74	67	64	63	61	55	62	56	51	50	52	51	51	53	50	50	58
Gase	PJ	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	577	610	630	643	636	653	635	669	648	637	619	610	646	727	757	693	715	719	747	661
Erneuerbare Energien	PJ	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	88	115	142	178	209	237	266	301	308	336	361	381	405	413	428	416	416	424	422	418
Sonstige Energieträger	PJ	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	60	57	67	67	75	73	79	90	85	91	90	100	101	109	114	95	90	85	94	85
Insgesamt	PJ	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	1.221	1.260	1.276	1.300	1.295	1.352	1.362	1.470	1.420	1.453	1.473	1.445	1.508	1.603	1.662	1.539	1.524	1.495	1.548	1.441
zur KWK-Stromerzeugung	PJ	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	553	572	583	602	604	633	642	695	681	698	706	701	739	804	856	748	742	734	763	712
Kraft-Wärme-Kopplung - Gesamt - Gesamtnutzungsgrad in %																																		
Steinkohle	%	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	72,3	73,4	76,8	79,2	81,5	78,8	77,2	78,6	78,4	78,0	78,0	78,5	79,6	79,6	74,3	80,2	80,8	79,5	79,7	80,5
Braunkohle	%	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	78,5	76,2	76,4	78,7	78,8	77,9	78,5	77,8	78,0	77,8	77,3	78,9	79,1	79,2	79,7	79,4	78,3	78,3	78,9	79,2
Mineralöle	%	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	81,0	81,0	79,8	80,2	82,8	74,7	74,1	75,3	71,2	81,2	84,5	82,7	86,5	83,4	84,7	85,2	82,2	84,0	82,3	83,3
Gase	%	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	80,1	78,7	80,6	80,6	81,3	81,0	80,1	80,8	80,4	81,1	81,6	81,3	80,5	80,3	80,4	84,3	83,6	83,6	83,3	83,1
Erneuerbare Energien	%	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	66,9	64,5	65,3	63,9	66,5	65,5	68,3	68,8	69,5	70,4	70,6	71,2	71,3	70,7	70,7	73,6	74,0	73,0	73,7	74,0
Sonstige Energieträger	%	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	76,3	79,3	69,2	73,0	65,3	67,7	64,7	63,5	65,0	62,9	62,5	63,2	66,3	61,5	60,5	74,5	75,6	76,3	75,9	75,4
Insgesamt	%	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	76,8	76,1	77,1	77,5	77,9	76,7	76,0	76,5	76,2	76,8	76,9	76,9	77,1	76,5	75,8	80,0	79,9	79,5	79,6	79,6

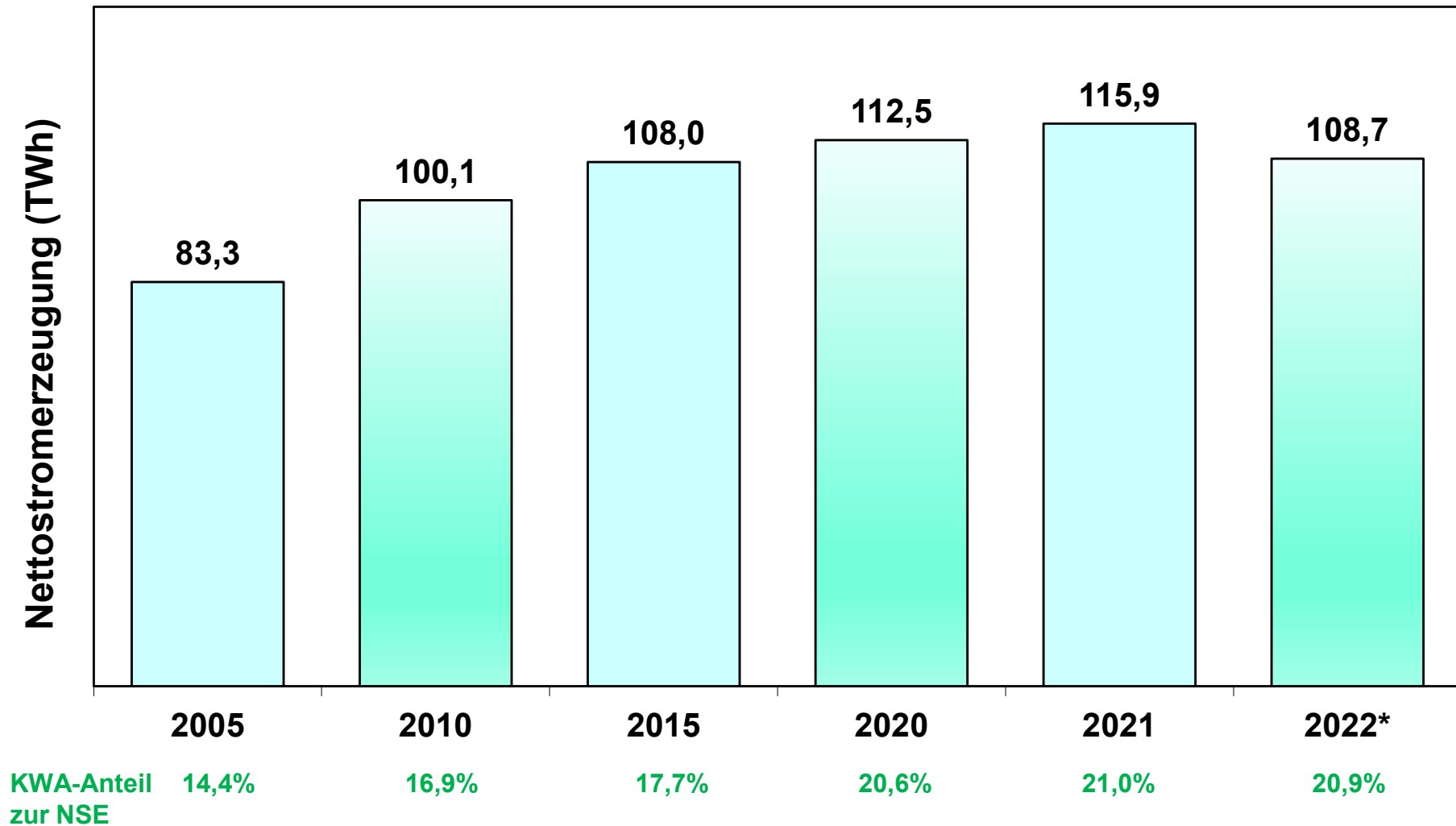
Berichtsjahre 1990 bis 2021: Endgültige Angaben; Berichtsjahr 2022: Vorläufige Daten

Kraft-Wärme-Kopplung - Gesamt: Summe aus Kraftwerken der Allgemeinen Versorgung, Industriekraftwerken sowie Einspeisern (Anlagen kleiner 1 MWel)

Quelle: BMWK - Auswertungstabellen zur Energiebilanz in Deutschland 1990-2022, 11/2023

Entwicklung Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) zur Nettostromerzeugung (NSE) in Deutschland 2005-2022 (2)

Jahr 2022: 108,7 TWh (Mrd. kWh), Veränderung 2005/2021 + 30,5%
20,0% von 543,7 TWh



Grafik Bouse 2023

* Daten 2022 vorläufig, Stand 11/2023 Energieeinheit: 1 Mio. PJ = 1/3,6 Mrd. kWh (TWh) Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2022: 83,4 Mio.

Quellen: AGEB – Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990-2022,11/2023

Entwicklung installierte Leistung zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland 2005-2022 (1)

Jahr 2022: Gesamt 149,8 GW, Veränderung zum VJ + 7,2%
Zubau 10,1 GW

Tabelle 4: Installierte Leistung zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

	Wasserkraft ¹	Windenergie an Land	Windenergie auf See	Photovoltaik	Biomasse ²	Geothermie	Gesamte Leistung
	(MW) ³						
2005	5.210	18.248	0	2.056	2.939	0	28.453
2006	5.193	20.474	0	2.899	3.647	0	32.213
2007	5.137	22.116	0	4.170	4.006	3	35.432
2008	5.164	22.794	0	6.120	4.371	3	38.452
2009	5.340	25.697	35	10.566	5.593	8	47.239
2010	5.407	26.823	80	18.006	6.222	8	56.546
2011	5.625	28.524	188	25.916	7.162	8	67.423
2012	5.607	30.711	268	34.077	7.467	19	78.149
2013	5.590	32.969	508	36.710	7.966	30	83.773
2014	5.580	37.620	994	37.900	8.204	33	90.331
2015	5.589	41.297	3.283	39.224	8.429	34	97.856
2016	5.629	45.283	4.152	40.679	8.659	38	104.440
2017	5.627	50.174	5.406	42.293	8.982	38	112.520
2018	5.347	52.328	6.393	45.158	9.662	42	118.930
2019	5.396	53.187	7.555	48.864	9.995	47	125.044
2020	5.454	54.276	7.807	54.314	10.320	47	132.218
2021	5.489	55.904	7.807	60.038	10.420	54	139.712
2022	5.621	58.014	8.149	67.479	10.460	59	149.782

Die Angaben zur installierten Leistung beziehen sich jeweils auf den Stand zum Jahresende.

- 1 Lauf- und Speicherwasserkraftwerke sowie Pumpspeicherkraftwerke mit natürlichem Zufluss
- 2 feste und flüssige Biomasse, Biogas, Biomethan, Deponie- und Klärgas sowie Klärschlamm und inklusive der Kapazität aller Abfallverbrennungsanlagen für erneuerbare und nicht-erneuerbare Abfälle. Dabei werden für die Zeitreihe durchgängig 50% der gesamten Abfallverbrennungskapazität als erneuerbare Leistung ausgewiesen.
- 3 1.000 MW = 1 GW

Quellen: BMWK auf Basis der AGEE-Stat-Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland ([3], Tabellenblatt 4), vorläufige Angaben

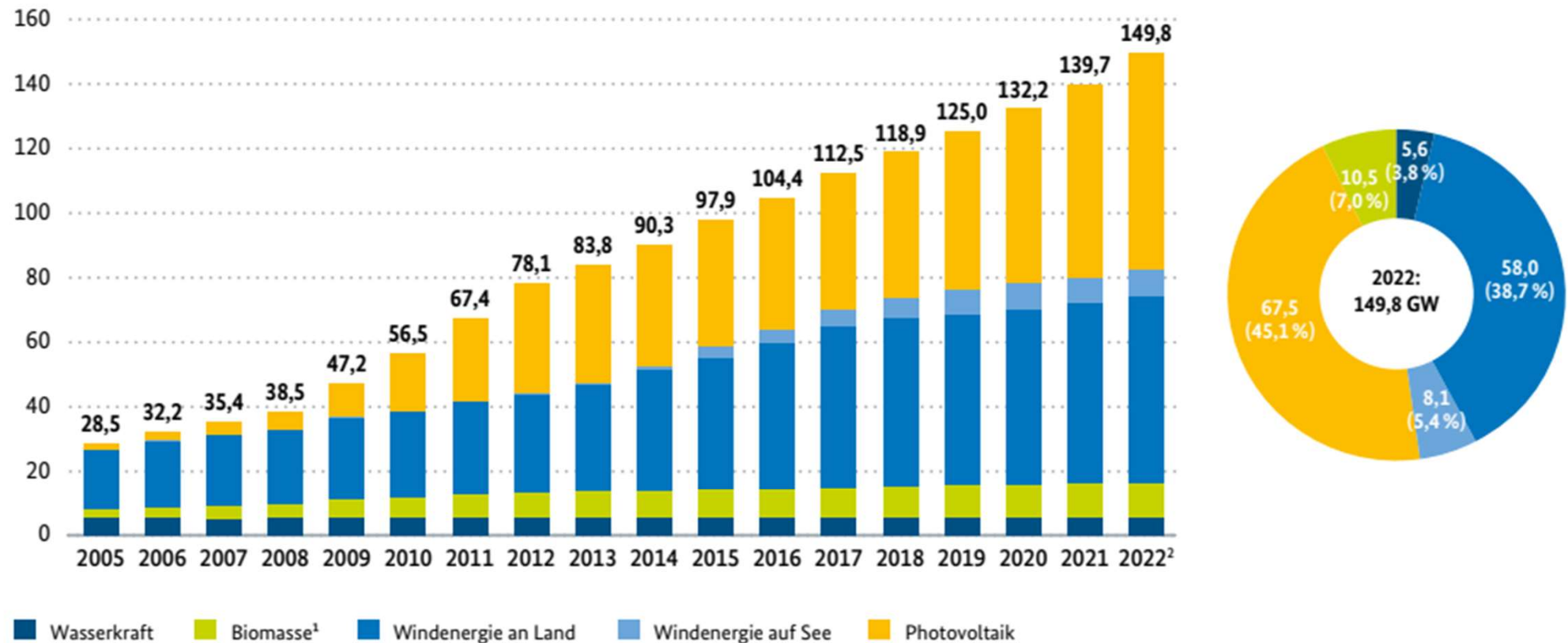
aus BMWK- Erneuerbare Energien in Zahlen, Nationale und internationale Entwicklung 2022, S. 21, 10/2023

Entwicklung installierte Leistung zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland 2005-2022 (2)

Jahr 2022: Gesamt 149,8 GW, Veränderung zum VJ + 7,2%
Zubau 10,1 GW

Abbildung 6: Installierte Leistung zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

in Gigawatt (GW)



1 feste und flüssige Biomasse, Biogas, Biomethan, Deponie- und Klärgas sowie Klärschlamm, inklusive biogenen Anteils des Abfalls (in Abfallverbrennungsanlagen mit 50% angesetzt)

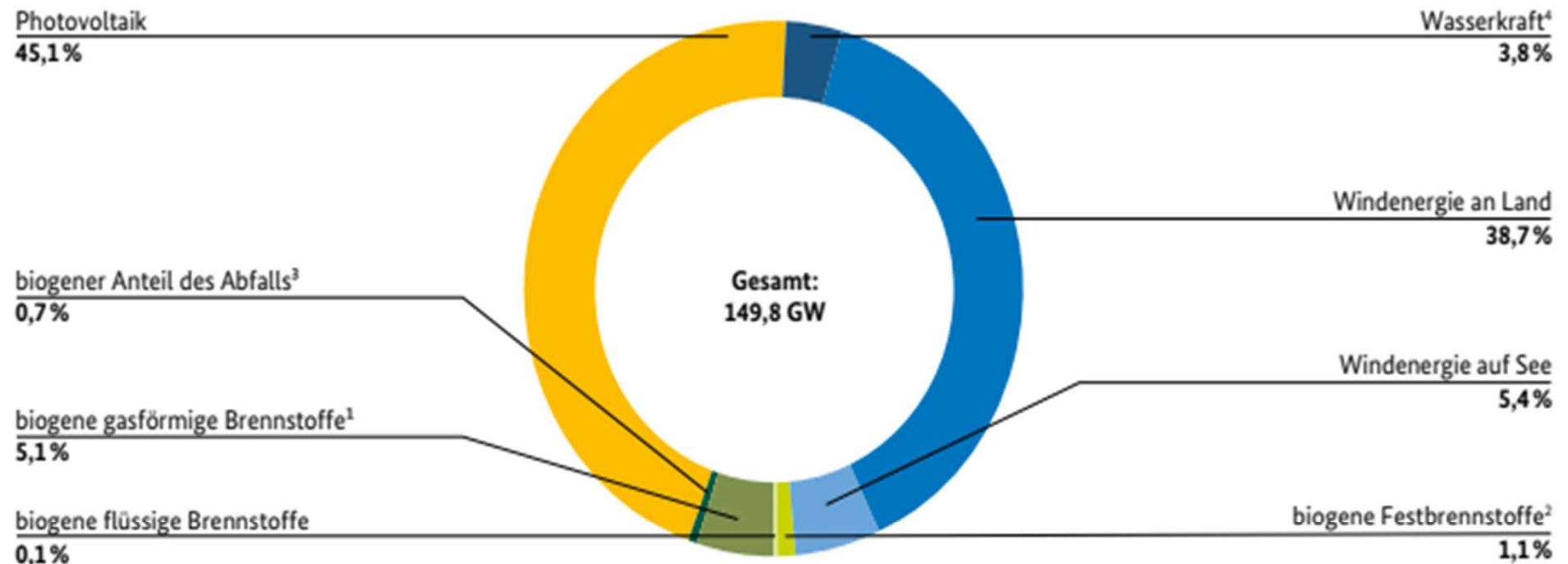
2 Installierte Leistung der jeweiligen Technologien in den Vorjahren siehe dazu Tabelle 4, Werte von Geothermie nicht dargestellt, siehe Tabelle 4

Quellen: BMWK auf Basis der AGEE-Stat-Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland ([3], Tabellenblatt 4), vorläufige Angaben

Installierte Leistung zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland 2022 (3)

Gesamt 149,8 GW, Veränderung zum VJ + 7,2%

Abbildung 5: Installierte Leistung zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Jahr 2022 nach Energieträgern in Gigawatt (GW)



Wegen des geringen Anteils geothermischer Stromerzeugungsanlagen werden diese nicht dargestellt.

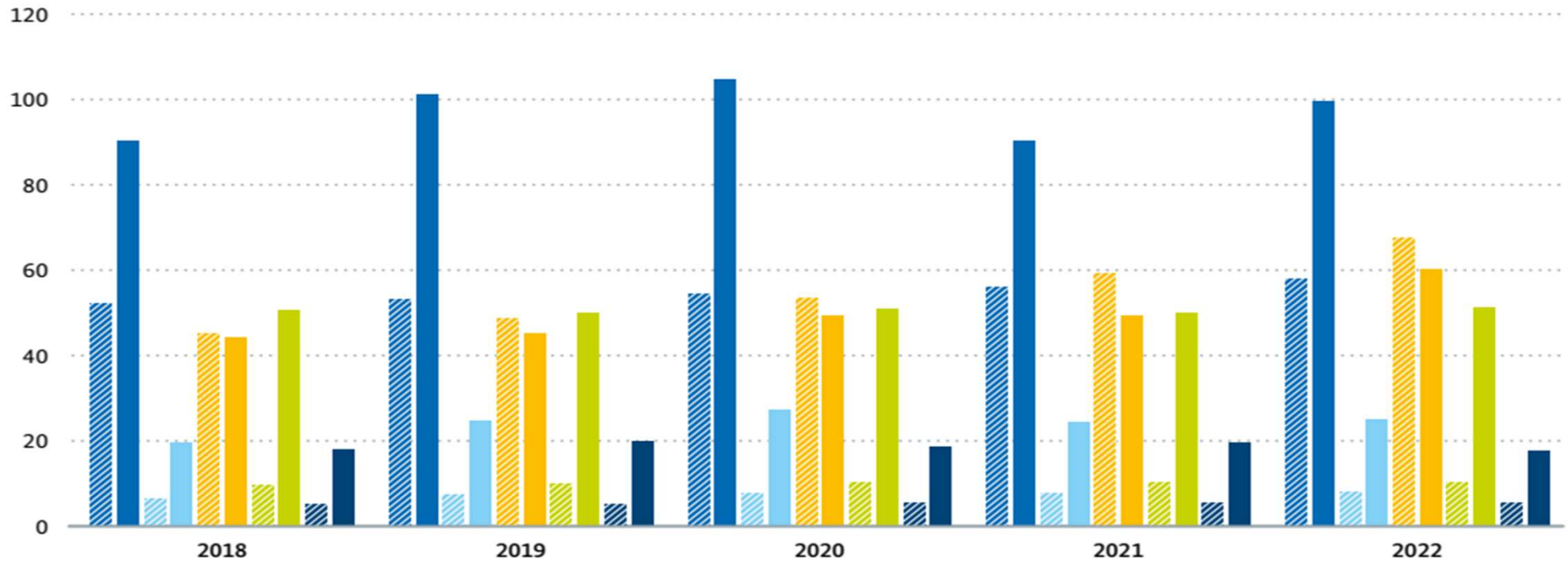
- 1 Biogas, Biomethan, Deponie- und Klärgas
- 2 inkl. Klärschlamm
- 3 inkl. biogenen Anteils des Abfalls (in Abfallverbrennungsanlagen mit 50 % angesetzt)
- 4 Lauf- und Speicherwasserkraftwerke sowie Pumpspeicherkraftwerke mit natürlichem Zufluss

Quellen: BMWK auf Basis der AGEE-Stat-Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland ([3], Tabellenblatt 4), vorläufige Angaben aus BMWK- Erneuerbare Energien in Zahlen, Nationale und internationale Entwicklung 2022, S. 22, 10/2023

Entwicklung Bruttostromerzeugung und installierte Leistung je erneuerbarer Energieträger in Deutschland 2018-2022 (1)

Abbildung 7: Bruttostromerzeugung und installierte Leistung je Energieträger

Installierte Leistung (GW)
Stromerzeugung (TWh)



Installierte Leistung (GW)

▨ Windenergie an Land (Leistung)
 ▨ Windenergie auf See (Leistung)
 ▨ Photovoltaik (Leistung)
 ▨ Biomasse¹ (Leistung)
 ▨ Wasserkraft² (Leistung)

Stromerzeugung (TWh)

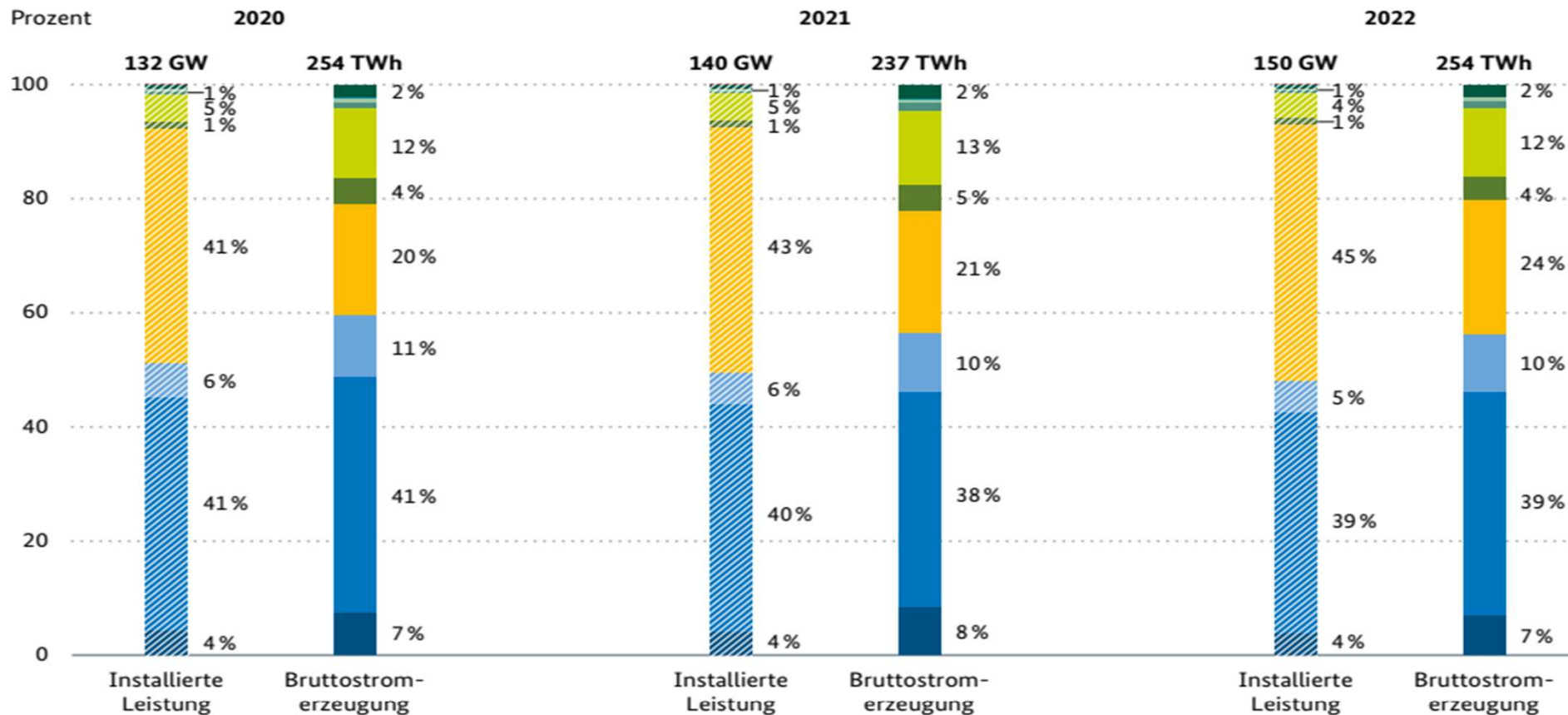
■ Windenergie an Land (Strom)
 ■ Windenergie auf See (Strom)
 ■ Photovoltaik (Strom)
 ■ Biomasse¹ (Strom)
 ■ Wasserkraft² (Strom)

- 1 Leistung und Bruttostromerzeugung von fester und flüssiger Biomasse, Biogas, Biomethan, Deponie- und Klärgas sowie Klärschlamm. Leistung aller Abfallverbrennungsanlagen für erneuerbare und nicht-erneuerbare Abfälle berücksichtigt. Dabei werden 50 % der gesamten Abfallverbrennungskapazität als erneuerbare Leistung ausgewiesen. Bruttostromerzeugung aus Abfallverbrennungsanlagen mit 50 % angesetzt.
- 2 Leistung von Lauf- und Speicherwasserkraftwerken sowie Pumpspeicherkraftwerken mit natürlichem Zufluss. Bei der Bruttostromerzeugung aus Pumpspeicherkraftwerken ist nur die Stromerzeugung aus natürlichem Zufluss berücksichtigt.

Quellen: BMWK auf Basis der AGEE-Stat-Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland ([3], Tabellenblätter 3 und 4), vorläufige Angaben aus BMWK- Erneuerbare Energien in Zahlen, Nationale und internationale Entwicklung 2022, S. 23, 10/2023

Anteile an installierter EE-Gesamtleistung und EE-Bruttostromerzeugung in Deutschland 2020-2022 (2)

Abbildung 8: Anteile an installierter EE-Gesamtleistung und EE-Bruttostromerzeugung in den Jahren 2020, 2021 und 2022



- Wasserkraft¹ ■ Windenergie auf See ■ biogene Festbrennstoffe² ■ Biogas ■ Klärgas ■ biogener Anteil des Abfalls³
- Windenergie an Land ■ Photovoltaik ■ biogene flüssige Brennstoffe² ■ Biomethan ■ Deponiegas ■ Geothermie

1 Leistung von Lauf- und Speicherwasserkraftwerken sowie Pumpspeicherkraftwerken mit natürlichem Zufluss. Bei der Bruttostromerzeugung aus Pumpspeicherkraftwerken ist nur die Stromerzeugung aus natürlichem Zufluss berücksichtigt.

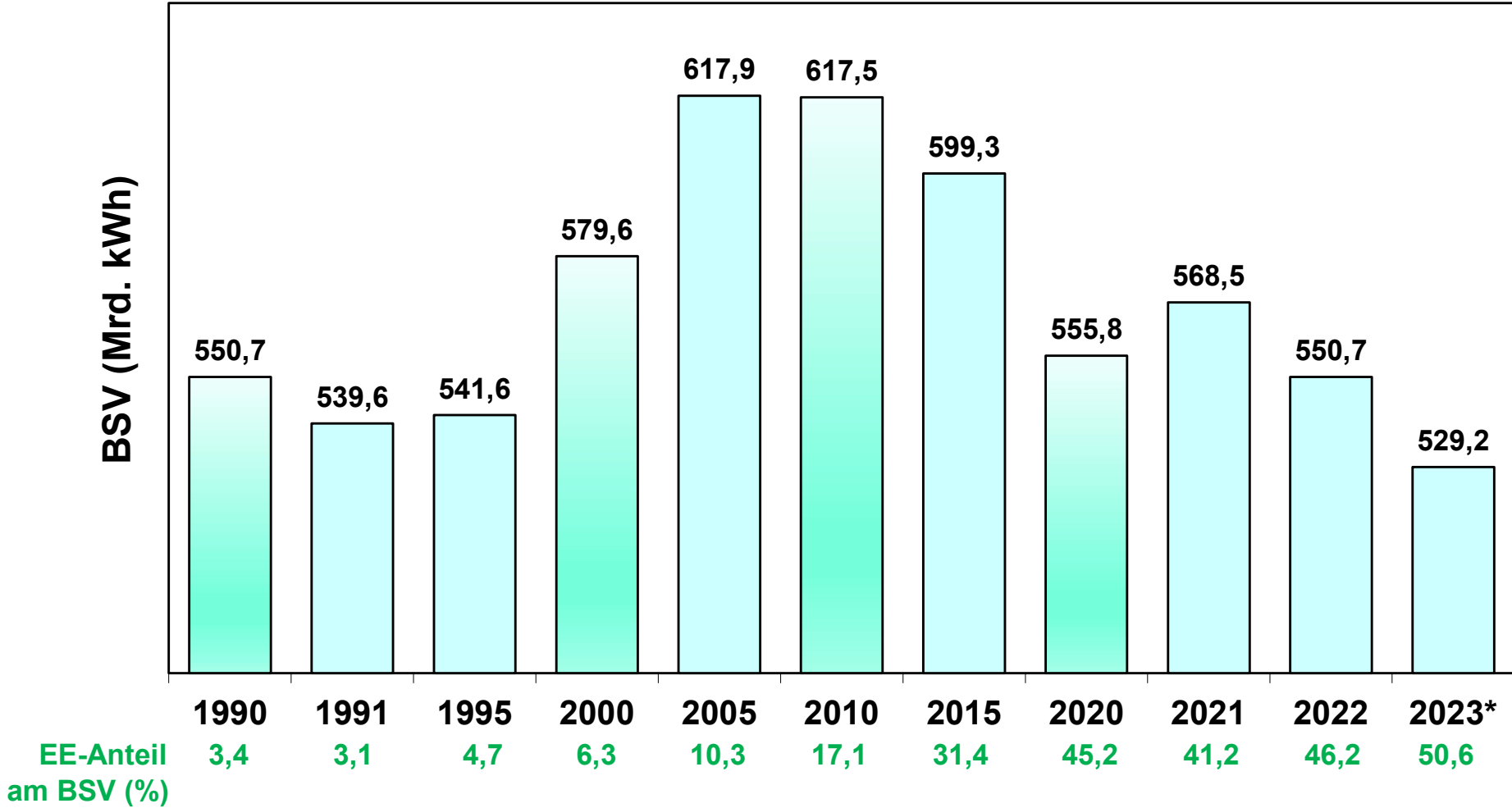
2 inkl. Klärschlamm

3 Leistung aller Abfallverbrennungsanlagen für erneuerbare und nicht-erneuerbare Abfälle berücksichtigt. Dabei werden 50% der gesamten Abfallverbrennungskapazität als erneuerbare Leistung ausgewiesen. Bruttostromerzeugung aus Abfallverbrennungsanlagen mit 50% angesetzt.

Stromverbrauch

Entwicklung Brutto-Stromverbrauch (BSV) ¹⁾ mit Anteil erneuerbare Energien (EE) in Deutschland 1990-2023 (1)

Jahr 2023: BSV 529,2 TWh (Mrd. kWh) mit Pumpspeicherstrom (PSE), Veränderung 1990/2023 + 3,9%
 EE-Beitrag 267,8 TWh, Anteil an der BSE 50,6%
 6.315 kWh/Kopf

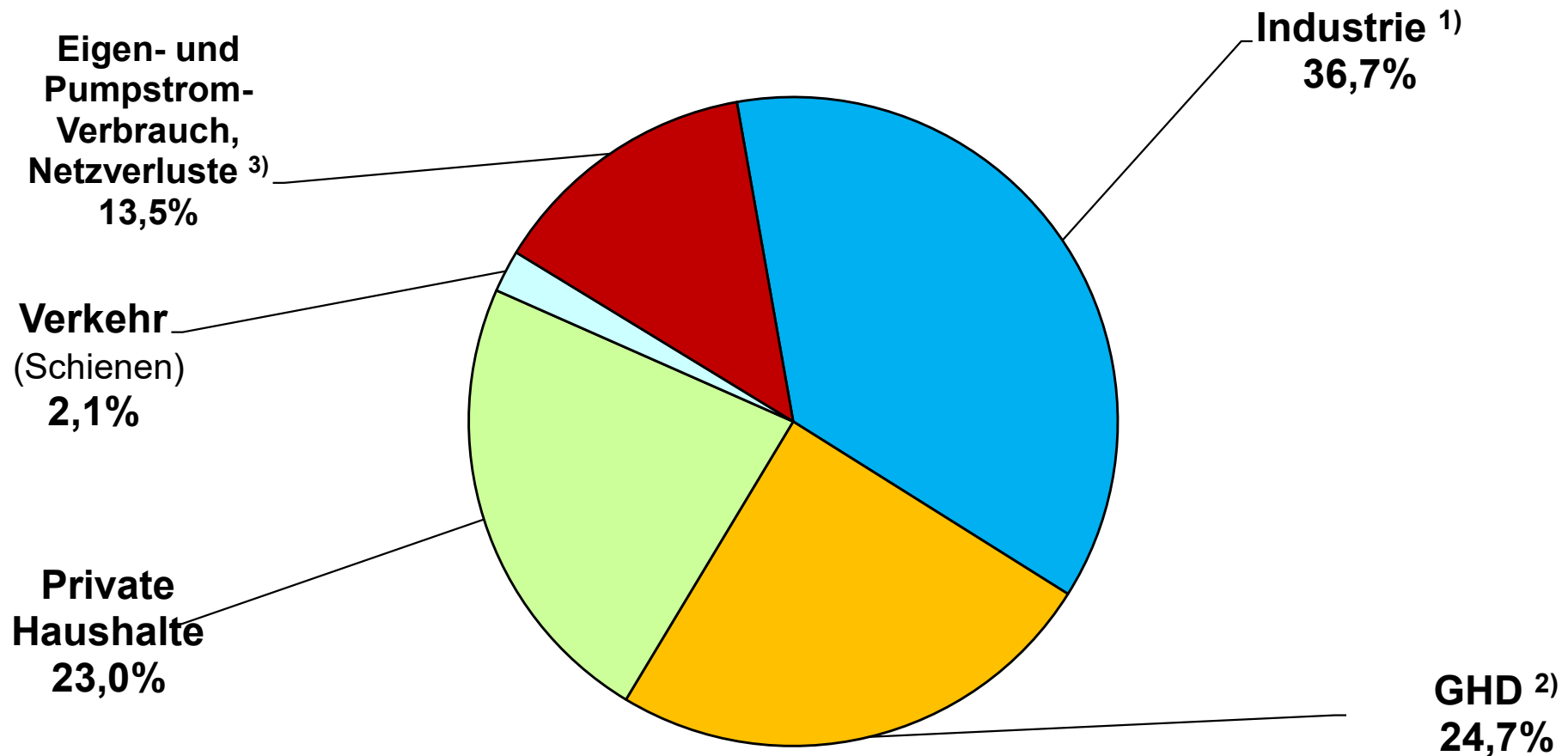


Grafik Bouse 2023

* Daten 2023 vorläufig, Stand 11/2023
 Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2023: 83,8 Mio.
 ** BSV-Ziele der Bundesregierung zur Energiewende, EE-Anteil am BSV im Jahr 30/50 > /65/80%
 1) BSV einschließlich Netzverluste, Eigenverbrauch, Pumpstrom sowie Stromimportsaldo
 Nachrichtlich Jahr 2023: BSE-EE = 267,8 TWh (EE-Anteil am BSV 50,6%)

Brutto-Stromverbrauch (BSV) nach Sektoren in Deutschland 2020 (2)

Gesamt: 552,2 TWh (Mrd. kWh), Veränderung 1990/2020 + 0,3%
Ø 6.637 kWh/Kopf



Grafik Bouse 2021

Anteil Stromverbrauch Endenergie (SVE) am Bruttostromverbrauch (BSV) 86,5%

* Daten 2020 vorläufig, Stand 3/2021; Energieeinheit: 1 TWh = 1 Mrd. kWh = 1.000 Mio. kWh;

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2020 = 83,2 Mio.

1) Industrie = Bergbau & Verarbeitendes Gewerbe (Betriebe von Unternehmen mit im Allgemeinen 20 und mehr Beschäftigten)

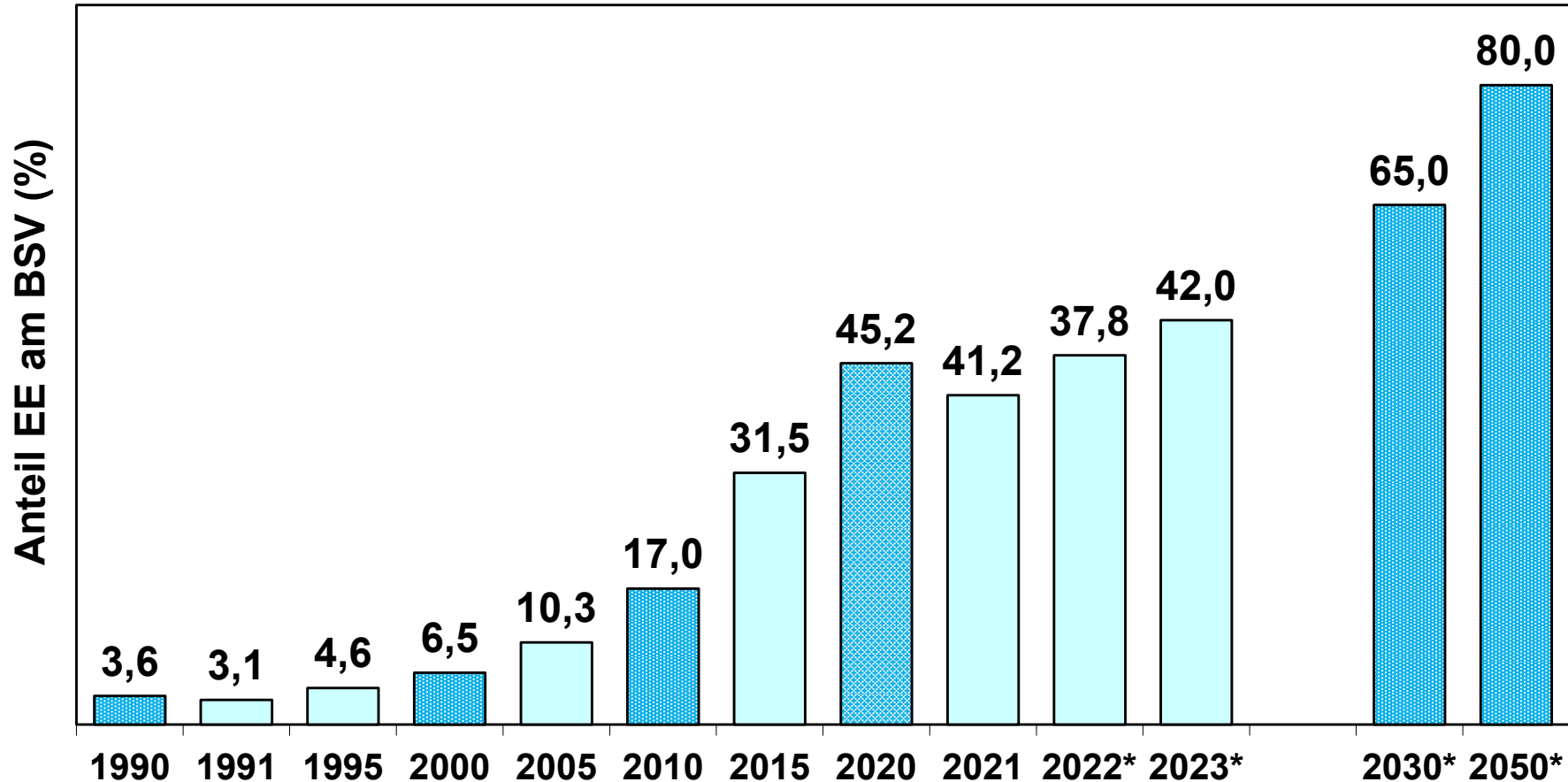
2) GDH = Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und übrige Verbraucher

3) Kraftwerkseigenverbrauch (28,5 TWh), Stromeigenverbrauch Raffinerien (10,3 TWh), Pumpstromverbrauch (8,9 TWh) + Netzverluste (27,1 TWh) = 74,8 TWh

Entwicklung Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch (BSV) in Deutschland 1990-2023, Ziele bis 2050 (3)

Jahr 2023: Anteil am BSV 50,6% ¹⁾

EE-Beitrag BSE 267,8 TWh von Gesamt-BSV 529,2 TWh (Mrd. kWh)



Grafik Bouse 2023

* Daten 2021 vorläufig, Stand 12/2022, **Ziele der Bundesregierung zur Energiewende 2020/50 im Energiekonzept vom 28.09.2010 bzw. Klimaschutzprogramm 2030**

1) BSV Inlandsverbrauch einschließlich Netzverluste, Eigenverbrauch und Pumpstromverbrauch

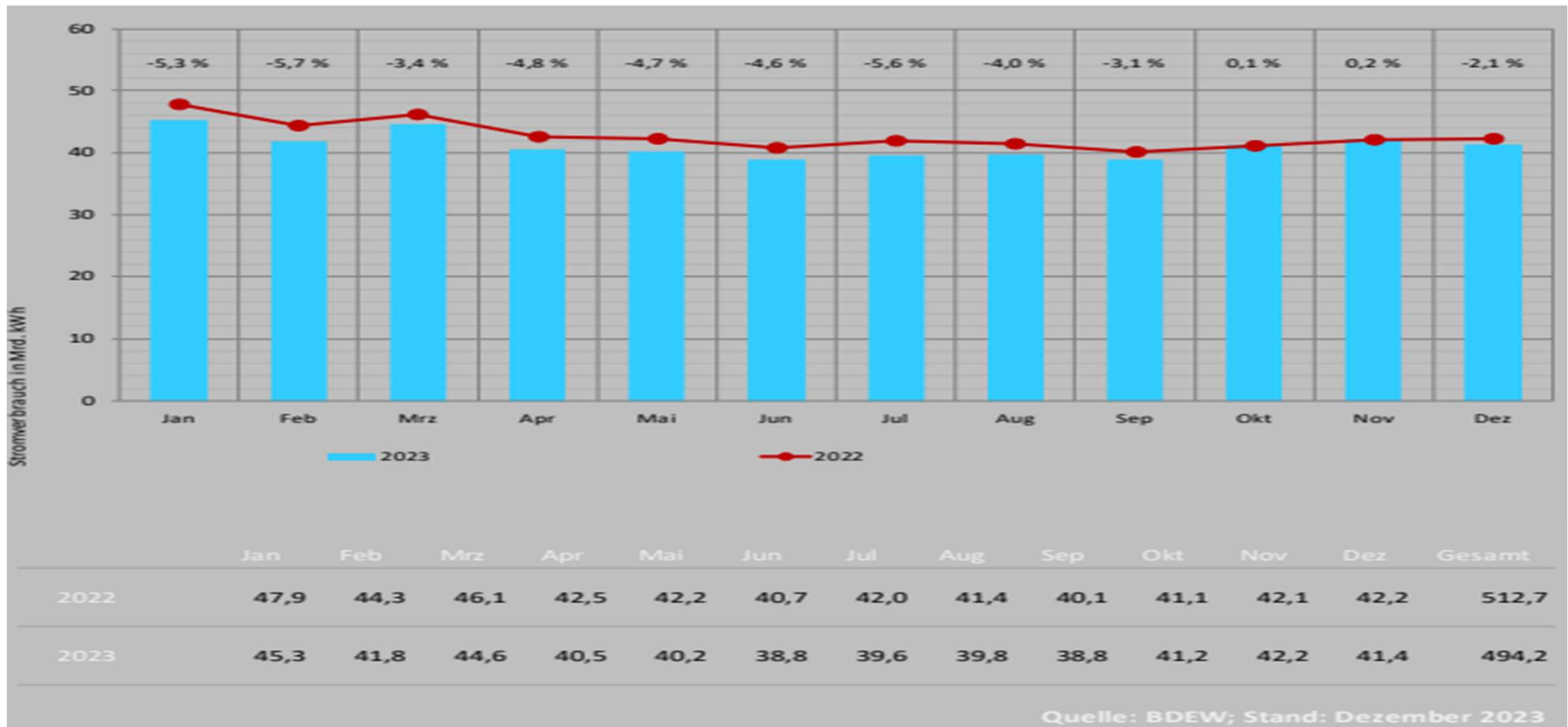
Quellen: BMWK– Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland 1990-2022, 9/2023; BMWI Energiedaten Tab. 20, 22, 1/2022, AGEB – BSE in D 1990-2023, 12/2023; BMWK auf Basis AGEE-Stat u.a. aus BMWI– EE in Zahlen, Nationale und internationale Entwicklung 2021, S. 12, 9/2022; www.erneuerbare-Energien.de;

Monatlicher Gesamtstromverbrauch in Deutschland 2022/23 (3)

Strom – Verbrauch

Januar bis Dezember 2023 - in Milliarden Kilowattstunden (Mrd. kWh)*

Jahr 2023: GSV 494,2 TWh (Mrd. kWh), Veränderung zum VJ - 3,6%



* Gesamtstromverbrauch: einschließlich Speicherdifferenz und Netzverlusten.

* Daten 2023 vorläufig, Stand 12/2023

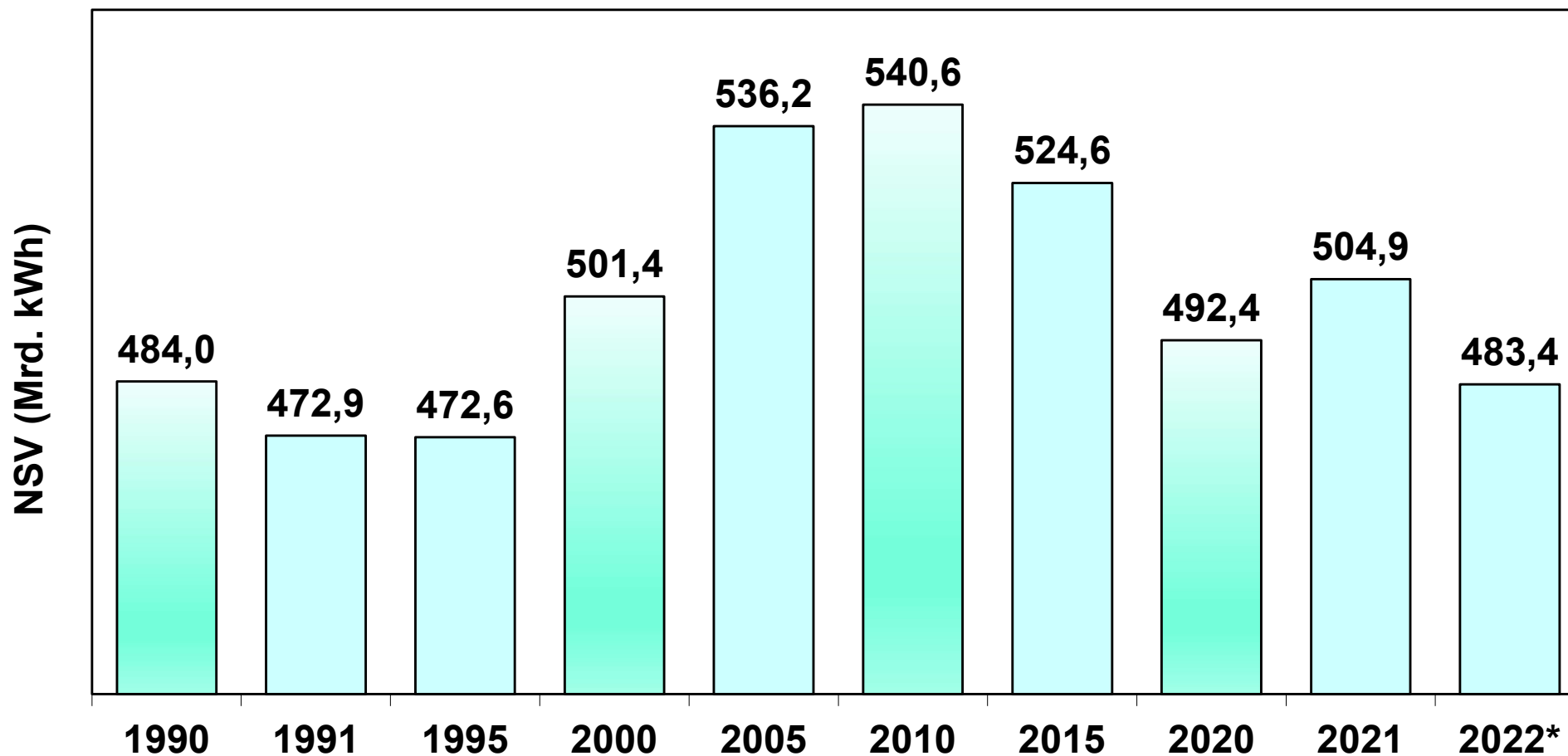
Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2023: 84,5 Mio.

Gesamtstromverbrauch einschließlich Speicherdifferenz und Netzverluste, aber ohne Eigenstromverbrauch

Quelle: BDEW aus AGE B - Energieverbrauch in Deutschland 1.-4. Quartal 2023, 12/2023

Entwicklung Nettostromverbrauch (NSV) ¹⁾ in Deutschland 1990-2022

Gesamt 2022: 483,4 Mrd. kWh (TWh) Veränderung 1990/2022 - 0,1%,
Ø 5.796 kWh/Kopf*



Grafik Bouse 2023

* Daten 2022 vorläufig, Stand 3/2023

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt Basis Zensus 2011) 2022: 83,4 Mio.

1) **NSV Netto-Stromverbrauch** = Stromverbrauch Endenergie SVE + Stromverbrauch Raffinerie

Beispiel 2020

= 477,4 TWh + 10,3 TWh = 487,7 TWh (Mrd. kWh) **oder**

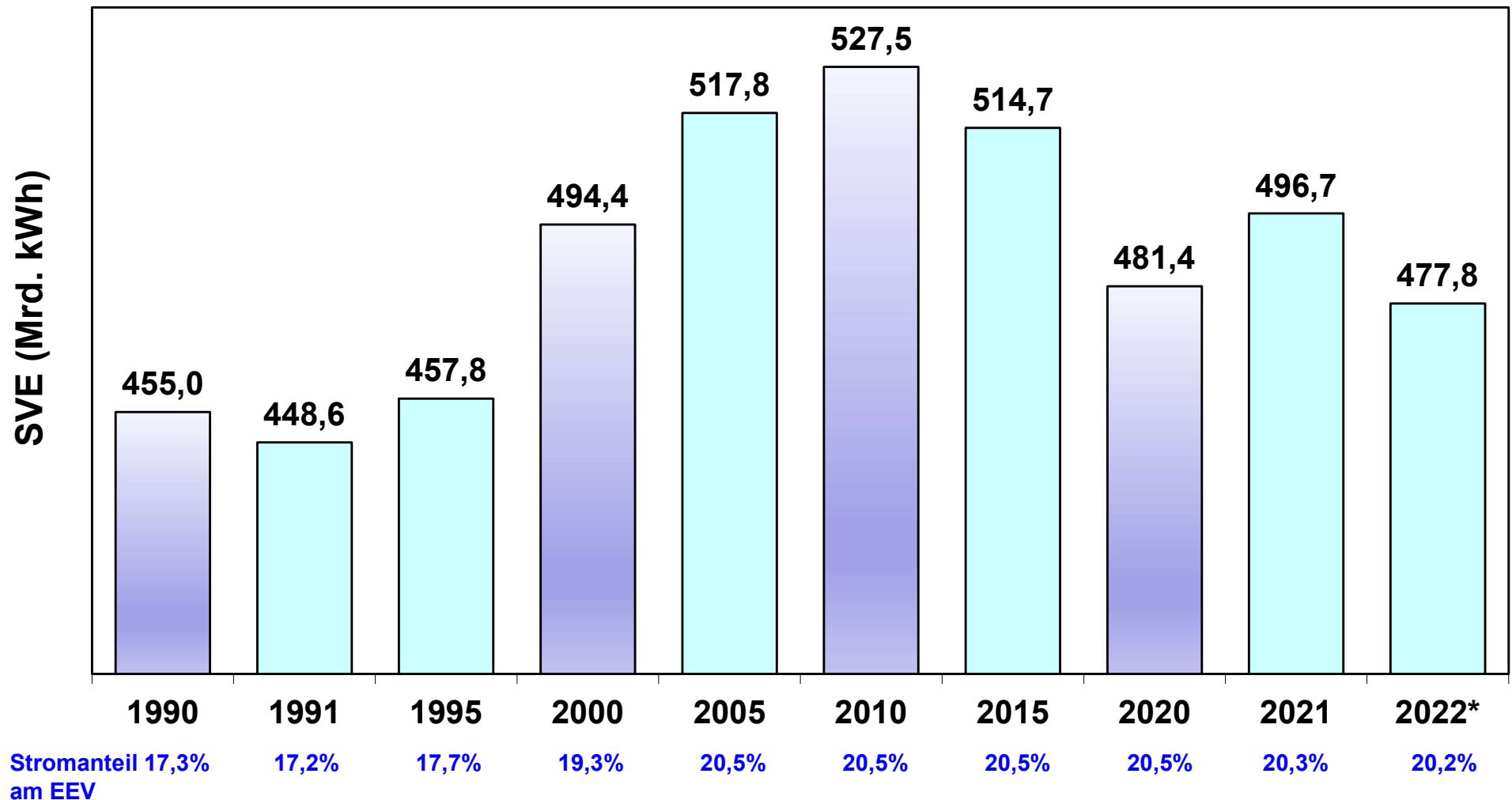
= Bruttostromverbrauch BSV minus Netzverluste, Kraftwerkseigenverbrauch, Pumpstromverbrauch

= 555,2 TWh – 27,1 TWh – 28,5 TWh – 8,9 TWh = 487,7 TWh (Mrd. kWh)

Quellen: BMWI Energiedaten, Gesamtausgabe, Tab. 6 /21/22, 1/2022; AGEB – Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990-2021, 8/2022, Energiebilanz Deutschland 2021, 1/2023, BSE in D 1990-2022, 2/2023, Energieverbrauch in D 2022, Jahresbericht 3/2023; Stat. BA 3/2023

Entwicklung Stromverbrauch Endenergie (SVE) in Deutschland 1990-2022 (1)

Jahr 2022: 477,8 TWh (Mrd. kWh), Veränderung 1990/2022 + 5,0%
Ø 5.729 kWh/Kopf



Grifik Bouse 2023

* Daten 2022 , Stand 11/2023; Energieeinheit: 1 Mio. PJ = 1/3,6 Mrd. kWh (TWh)

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2022: 83,4 Mio.

Quellen: AGEB - Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990-2022, 11/2023; Sta. BA 3/2023

Entwicklung Endenergieverbrauch (EEV) nach Energieträgern in Deutschland 1990-2022 (2)

Jahr 2022: 8.525 PJ = 2.368,1 TWh (Mrd. kWh); Veränderung 1990/2022 – 10,0%

102,2 GJ/Kopf = 28,4 MWh/Kopf

Beitrag Strom 1.720 PJ (477,8 TWh), Anteil 20,2%

6.1 Endenergieverbrauch nach Energieträgern

Energieträger	Einheit	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Endenergieverbrauch nach Energieträgern in PJ																																		
Steinkohle	PJ	571	532	483	428	446	455	447	460	390	393	432	409	398	370	339	306	339	348	330	269	355	353	340	338	348	382	378	366	360	339	277	375	311
Braunkohle	PJ	975	555	353	295	221	178	165	130	104	94	82	77	70	75	81	78	81	78	87	79	89	94	92	93	85	84	87	88	86	79	90	86	93
Mineralöle	PJ	4.061	4.328	4.376	4.505	4.396	4.402	4.545	4.465	4.431	4.291	4.148	4.257	4.063	3.861	3.710	3.746	3.873	3.289	3.635	3.429	3.397	3.317	3.347	3.449	3.324	3.422	3.410	3.464	3.394	3.454	3.047	2.903	3.051
Gase	PJ	1.789	1.915	1.913	2.011	2.025	2.163	2.399	2.306	2.327	2.323	2.328	2.436	2.392	2.314	2.290	2.244	2.319	2.208	2.286	2.118	2.353	2.151	2.182	2.286	2.057	2.162	2.227	2.243	2.214	2.207	2.156	2.366	2.090
Erdgas, Erdölgas	PJ	1.541	1.688	1.724	1.851	1.882	2.025	2.273	2.169	2.195	2.201	2.204	2.324	2.290	2.210	2.178	2.133	2.203	2.112	2.182	2.035	2.248	2.038	2.078	2.185	1.956	2.055	2.130	2.149	2.107	2.107	2.063	2.274	1.997
Erneuerbare Energien	PJ	54	44	44	54	68	110	111	175	186	192	201	231	232	331	370	423	529	590	588	567	678	645	695	705	651	654	655	673	687	697	719	763	811
Sonstige Energieträger	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	62	76	29	20	35	62	74	72	96	77	61	65	63	66	66	77	77	72	78	72
Strom	PJ	1.638	1.615	1.602	1.587	1.605	1.648	1.674	1.690	1.709	1.718	1.780	1.778	1.801	1.857	1.882	1.881	1.899	1.909	1.903	1.792	1.918	1.891	1.886	1.875	1.836	1.847	1.856	1.861	1.838	1.793	1.734	1.780	1.720
Fernwärme	PJ	383	378	356	355	349	366	344	309	310	290	265	268	270	429	449	446	444	427	436	428	472	420	429	435	383	402	410	411	401	403	377	438	377
Insgesamt	PJ	9.472	9.366	9.127	9.234	9.110	9.322	9.686	9.535	9.458	9.300	9.235	9.455	9.226	9.298	9.197	9.153	9.505	8.884	9.327	8.754	9.334	8.968	9.049	9.242	8.749	9.014	9.088	9.171	9.058	9.050	8.471	8.789	8.525
Endenergieverbrauch nach Energieträgern in %																																		
Steinkohle	%	6,0	5,7	5,3	4,6	4,9	4,9	4,6	4,8	4,1	4,2	4,7	4,3	4,3	4,0	3,7	3,3	3,6	3,9	3,5	3,1	3,8	3,9	3,8	3,7	4,0	4,2	4,2	4,0	4,0	3,7	3,3	4,3	3,7
Braunkohle	%	10,3	5,9	3,9	3,2	2,4	1,9	1,7	1,4	1,1	1,0	0,9	0,8	0,8	0,8	0,9	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,1	1,0	1,0	1,0	0,9	1,0	1,0	0,9	0,9	1,1	1,0	1,1
Mineralöle	%	42,9	46,2	47,9	48,8	48,3	47,2	46,9	46,8	46,9	46,1	44,9	45,0	44,0	41,5	40,3	40,9	40,7	37,0	39,0	39,2	36,4	37,0	37,0	37,3	38,0	38,0	37,5	37,8	37,5	38,2	36,0	33,0	35,8
Gase	%	18,9	20,4	21,0	21,8	22,2	23,2	24,8	24,2	24,6	25,0	25,2	25,8	25,9	24,9	24,9	24,5	24,4	24,9	24,5	24,2	25,2	24,0	24,1	24,7	23,5	24,0	24,5	24,5	24,4	24,4	25,5	26,9	24,5
Erdgas, Erdölgas	%	16,3	18,0	18,9	20,0	20,7	21,7	23,5	22,8	23,2	23,7	23,9	24,6	24,8	23,8	23,7	23,3	23,2	23,8	23,4	23,3	24,1	22,7	23,0	23,6	22,4	22,8	23,4	23,4	23,3	23,3	24,4	25,9	23,4
Erneuerbare Energien	%	0,6	0,5	0,5	0,6	0,7	1,2	1,1	1,8	2,0	2,1	2,2	2,4	2,5	3,6	4,0	4,6	5,6	6,6	6,3	6,5	7,3	7,2	7,7	7,6	7,4	7,3	7,2	7,3	7,6	7,7	8,5	8,7	9,5
Sonstige Energieträger	%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7	0,8	0,3	0,2	0,4	0,7	0,8	0,8	1,1	0,9	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,9	0,9	0,8	0,9	0,8
Strom	%	17,3	17,2	17,6	17,2	17,6	17,7	17,3	17,7	18,1	18,5	19,3	18,8	19,5	20,0	20,5	20,5	20,0	21,5	20,4	20,5	20,5	21,1	20,8	20,3	21,0	20,5	20,4	20,3	20,3	19,8	20,5	20,3	20,2
Fernwärme	%	4,0	4,0	3,9	3,8	3,8	3,9	3,6	3,2	3,3	3,1	2,9	2,8	2,9	4,6	4,9	4,9	4,7	4,8	4,7	4,9	5,1	4,7	4,7	4,7	4,4	4,5	4,5	4,5	4,4	4,5	4,4	5,0	4,4
Insgesamt	%	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

* Daten 2022, Stand 11/2023

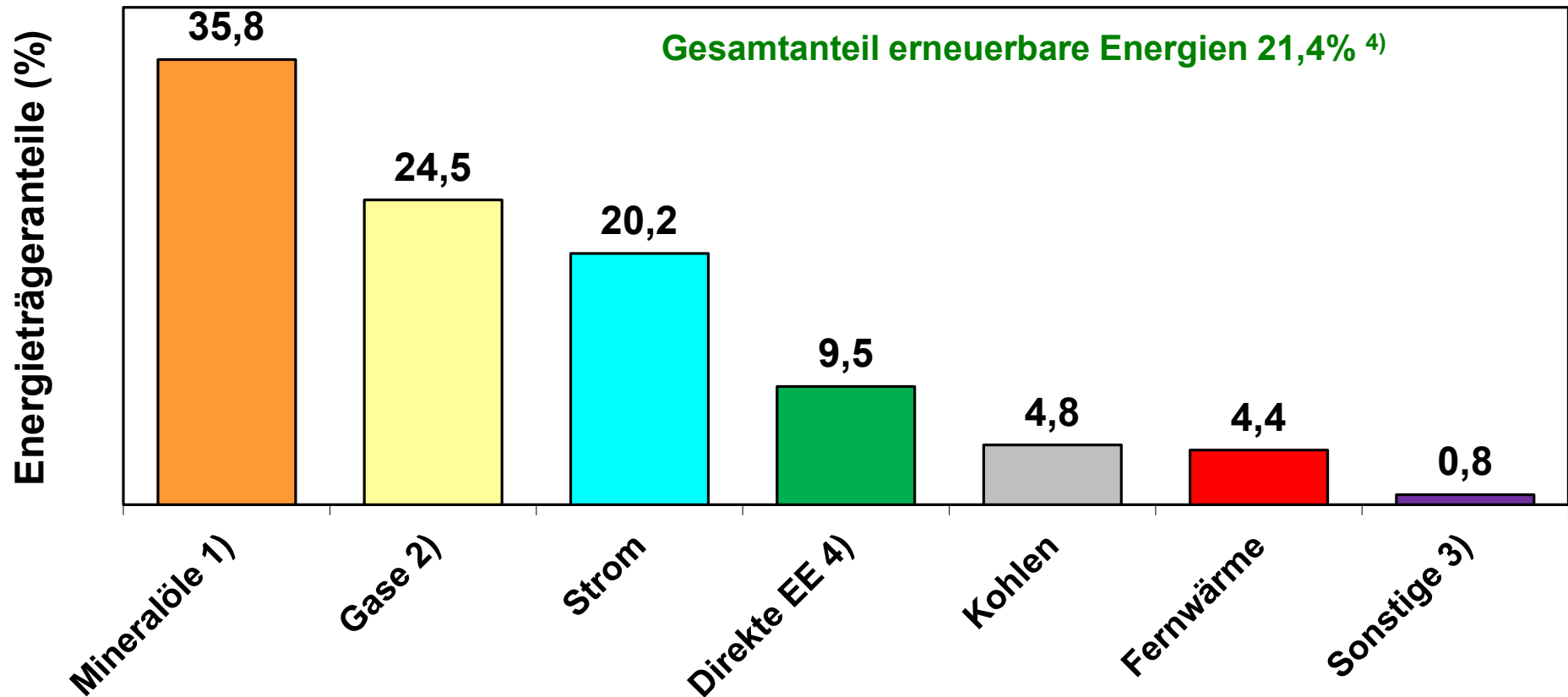
Energieeinheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,869 PJ

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2022: 83,4 Mio.

Quellen: AGEB – Auswertungstabellen zur Energiebilanz D 1990-2022, 11/2023; Stat. BA 3/2023,

Endenergieverbrauch (EEV) nach Energieträgern mit Beitrag Strom in Deutschland 2022 (3)

Gesamt 8.525 PJ = 2.368,1 TWh (Mrd. kWh); Veränderung 1990/2022 – 10,0%
102,2 GJ/Kopf = 28,4 MWh/Kopf



Grafik Bouse 2023

* Daten 2022 vorläufig, Stand 11/2023

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2022: 83,8 Mio.

Energieeinheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,869 PJ

1) Aufteilung Mineralöle: Gesamt 35,9%, davon Kraftstoffe (26,4%), Heizöl (8,1%), Flüssiggas (0,8%) sowie Petrolkoks, Raffineriegas und andere Mineralölprodukte (0,6%) im Jahr 2020

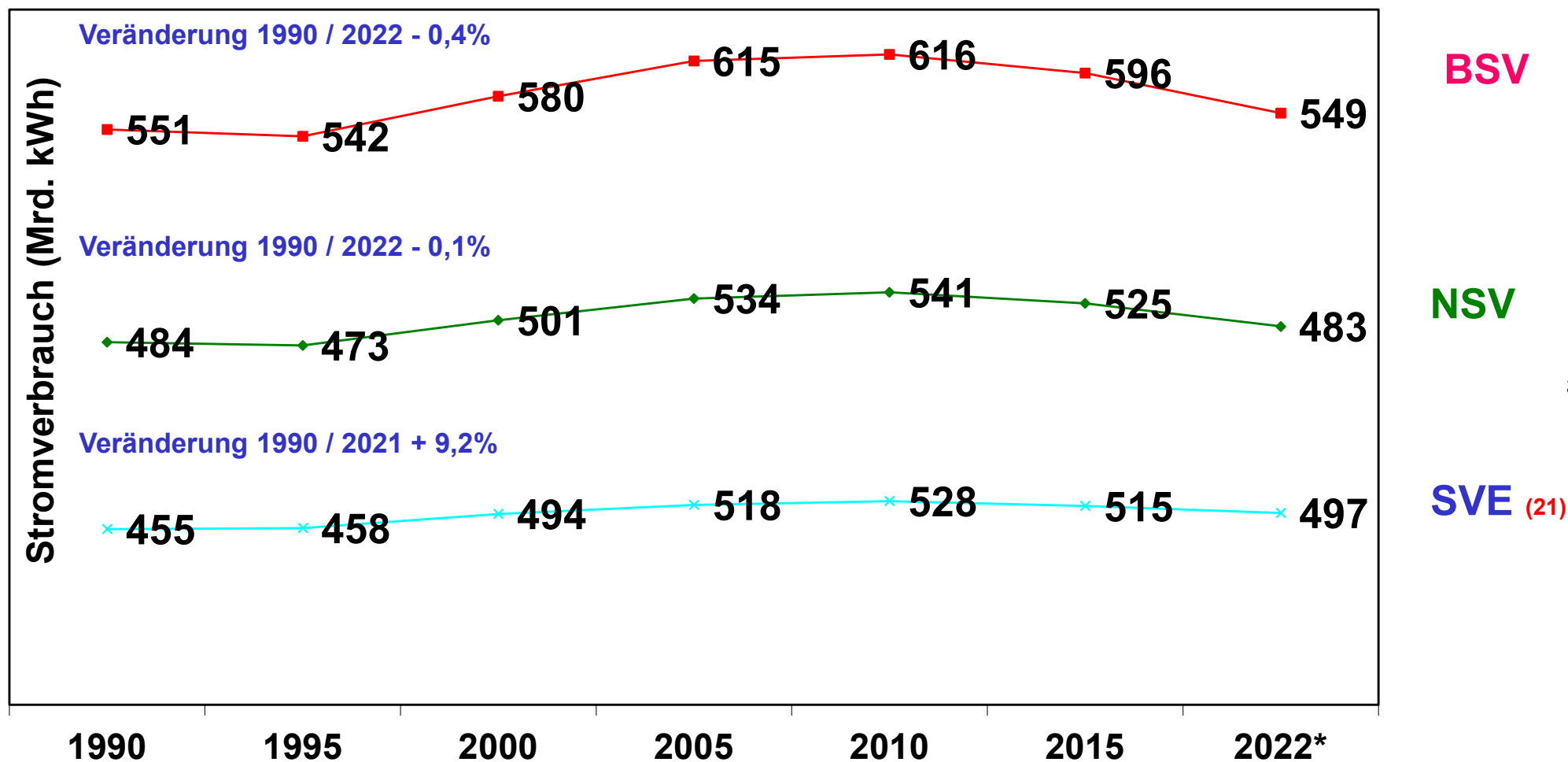
2) Gase: Erdgas (23,4%) sowie Kokereigas, Gichtgas und Grubengas (1,1%);

3) Sonstige Energieträger: Nicht erneuerbare Abfälle 50%, Abwärme

4) EE-Gesamtbeitrag 506,7 TWh (21,4%); Direkte erneuerbare Energien (9,5%) und indirekte EE im Strom und Fernwärme (11,9%)

Quellen: AGEB – Auswertungstabellen zur Energiebilanz der BR Deutschland 1990-2022, 11/2023; Stat. BA 3/2023; BMWI – Zeitreihen EE in Deutschland 1990-2022, 9/2023; BMWI - Energiedaten Gesamtausgabe Tab. 5, 6, 11, 9/2022; AGEB – Energiebilanz Deutschland 2022, Stand 2/2023

Entwicklung von Brutto-, Netto- und Stromverbrauch Endenergie ¹⁾ in Deutschland 1990-2022*



* Daten 2022 vorläufig, Stand 3/2023

1) BSV Bruttostromverbrauch = Stromverbrauch Endenergie (SVE) + Netzverluste + Eigenverbrauch Kraftwerke/Raffinerie/ + Pumpstromverbrauch

NSV Netto-Stromverbrauch = SVE + Eigenstromverbrauch Raffinerie (z.B. 2020 = 10,3 Mrd. kWh)

= Bruttostromverbrauch (BSV) - Gesamtverluste

Stromverbrauch Endenergie (SVE) bei den Verbrauchssektoren Industrie, GHD, Haushalte und Verkehr

Quellen: AGEB – Energiebilanz der BR Deutschland 2021, 1/2023 und Energieverbrauch in D 2020, 3/2021 und BSE 1990-2020, 2/2023

BMWI Energiedaten Gesamtausgabe, Tab. 6 /21, 22, 1/2022; BDEW 3/2023,

Übersicht Erneuerbare Energien mit Anteilen zur jeweiligen Gesamtenergie in Deutschland 2022, Ziele 2030

Nr.	Bezeichnung	Erneuerbare Energien (EE)			Ziele 2030	Gesamtenergie		Ziele 2030	Hinweise
		PJ	TWh	%	%	PJ	TWh	(%)	
1	Primärenergiegewinnung (PEG)	2.071	575,3	56,0		3.548	985,6		
2	Primärenergieverbrauch (PEV)	2.071	575,3	17,6		12.265	3.406,9	-30% (1990)	
3.1	Bruttostromerzeugung (BSE)		254,2	43,9			588,8		
3.2	Bruttostromverbrauch (BSV)		254,2	46,0			572,3		
4.1	Bruttoendenergieverbrauch (B-EEV) – EK-BR ¹⁾		503,1	20,5		-	-		
4.2	Bruttoendenergieverbrauch (B-EEV) – EU-RL ²⁾		511,3	20,8		8.822	2.450,1		
5a	Endenergieverbrauch (EEV) Beitrag bzw. Anteil EE = direkt und indirekt	1.824	506,7	21,4		8.667	2.463,1		
5b	Endenergieverbrauch (EEV) Beitrag bzw. Anteil EE = nur direkt	810	225	9,5		8.667	2.463,1		
5.1	Endenergieverbrauch Strom (EEV-Strom) = Bruttostromerzeugung (BSE)		254,2	43,9		1.786	496,1		
5.2	Endenergieverbrauch Wärme/Kälte (EEV-W/K) mit / ohne Fernwärme		211,7 190,8	18,2 18,0		4.354	1.209,4		ohne Stromverbrauch
5.31	Endenergieverbrauch Verkehr (EEV-Verkehr) EK-BR ³⁾		40,7	6,0		2.089	580,2		EE-Straßen und Schienenverkehr
5.32	Endenergieverbrauch Verkehr (EEV-Verkehr) EU-RL		56,5	9,6		2.102	583,9		EE-Straßen und Schienenverkehr

* Daten 2022 vorläufig, Stand 11/2023

Energieeinheiten: 1 TWh = 3,6 PJ

1) EK-BR nach Energiekonzept der Bundesregierung

2) EU-RL 2009/28/EG nach Europäische Union

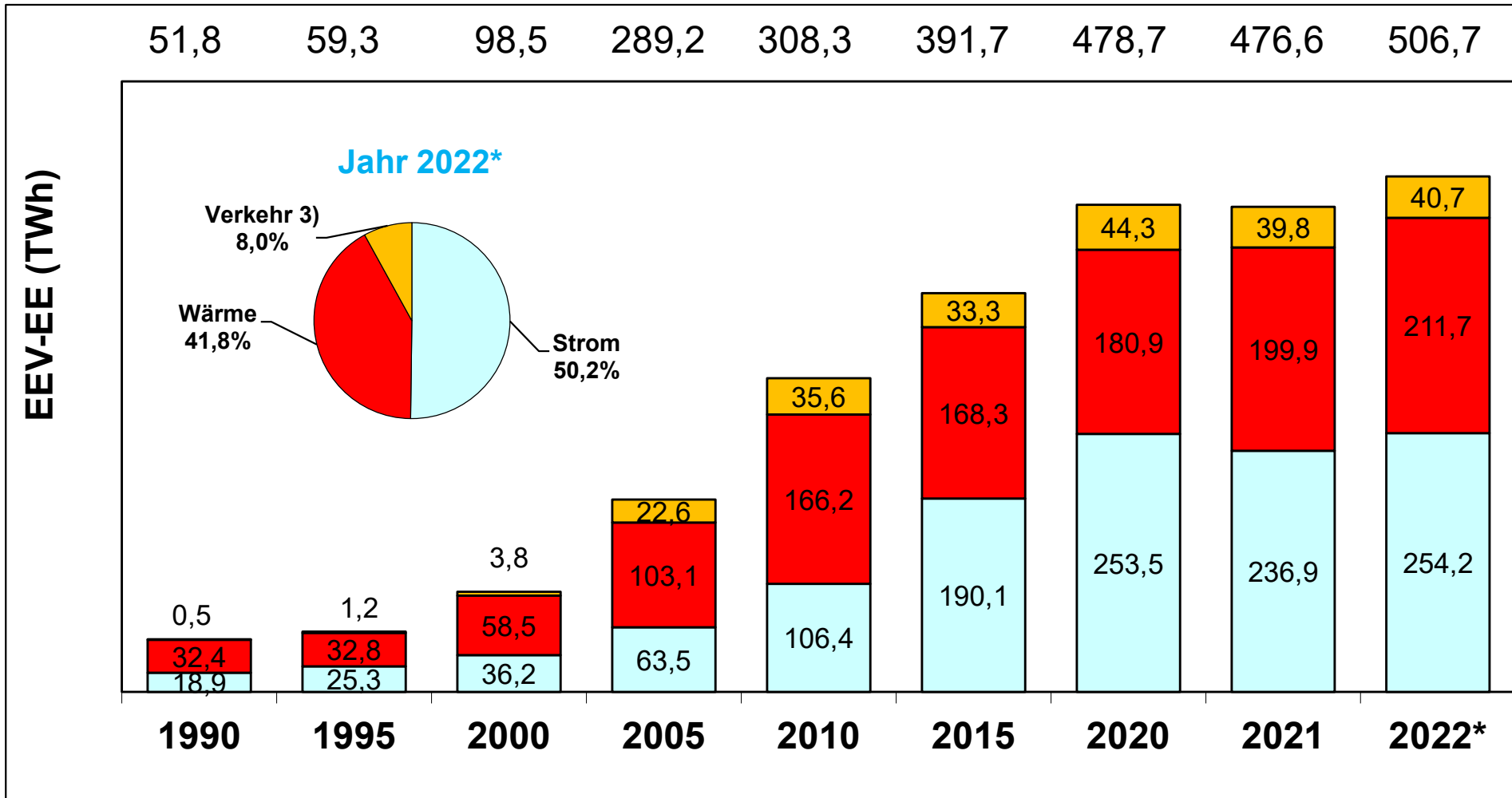
3) Verbrauch von biogenen Kraftstoffen und Elektrizität (6,1 TWh = 1,2%) aus erneuerbaren Energien im Verkehrssektor (ohne Land- und Forstwirtschaft, Baugewerbe und Militär)

Quelle: BMWI – Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland 1990-2022, Zeitreihen 9/2023; AGEB – Auswertungstabellen zur Energiebilanz 1990-2022 für D, 11/2023

AGEB – Stromerzeugung bis 2023, 11/2023

Entwicklung Endenergieverbrauch aus **erneuerbare Energien (EEV-EE)** nach Anteile Nutzungsarten in Deutschland 1990-2022 (1)

Jahr 2022: Gesamt 506,7 TWh



Grafik Bouse 2023

* Daten 2022 vorläufig, Stand 9/2023

Energieeinheiten: 1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,869 PJ

1) Nachrichtlich gesamter Brutto-Endenergieverbrauch (B-EEV) 2022: 8.830 PJ = 2.453 TWh (EE-Anteil 20,8%) nach EU-RL

2) Nachrichtlich gesamter Endenergieverbrauch (EEV) 2022: 8.525,4 PJ = 2.368,2,3 TWh (EE-Anteil 21,4%)

3) Bei der Nutzungsart Verkehr ist der Stromverbrauch Verkehr enthalten (Jahr 2022: 6,1 TWh); EEV für Wärme und Kälte enthält nicht Stromverbrauch

Quellen: AGEE-Stat, ZSW aus BMWI - Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland 1990-2022, 9/2023;

AGEB – Energiebilanz Deutschland 1990-2022, 9/2023; AGEb: Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland bis 2022, 11/2023; Stat. BA 12/2023

Endenergieverbrauch aus erneuerbaren Energien (EEV-EE) nach Technologien in Deutschland 2022 (2)

Jahr 2022: Gesamt 506,676 GWh = 506,7 TWh

EE-Anteil am EEV 21,4% von 8.525,4 PJ = 2.368,2 TWh (Mrd. kWh) ²⁾

		EE 2022	Anteil der erneuerbaren Energien	vermiedene THG-Emissionen
		[GWh]	[%]	[1.000 t CO ₂ -Äq.]
Bruttostromerzeugung	Wasserkraft	17.625	3,2	14.240
	Windenergie an Land	99.692	18,1	75.560
	Windenergie auf See	25.124	4,6	19.371
	Photovoltaik	60.304	10,9	41.627
	biogene Festbrennstoffe & Klärschlamm	10.254	1,9	7.662
	biogene flüssige Brennstoffe	97	0,02	26
	Biogas	30.469	5,5	14.660
	Biomethan	3.098	0,6	1.620
	Klärgas	1.553	0,3	1.095
	Deponiegas	201	0,04	135
	biogener Anteil des Abfalls	5.562	1,0	4.516
	Geothermie	206	0,04	134
	Summe	254.185	46,0	180.647
Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte	biogene Festbrennstoffe & Holzkohle (Haushalte)	79.968	6,9	13.243
	biogene Festbrennstoffe & Holzkohle (GHD)	20.414	1,8	4.542
	biogene Festbrennstoffe & Klärschlamm (Industrie)	33.946	2,9	9.696
	biogene Festbrennstoffe & Klärschlamm (HW/HKW)	6.346	0,5	1.547
	biogene flüssige Brennstoffe	2.430	0,2	521
	Biogas	15.152	1,3	4.002
	Biomethan	4.769	0,4	1.199
	Klärgas	2.375	0,2	811
	Deponiegas	81	0,01	29
	biogener Anteil des Abfalls	14.836	1,3	3.528
	Solarthermie	9.733	0,8	2.669
	tiefe Geothermie	1.819	0,2	517
	oberflächennahe Geothermie & Umweltwärme	19.878	1,7	3.697
Summe	211.747	18,2	46.000	

		EE 2022	Anteil der erneuerbaren Energien	vermiedene THG-Emissionen
		[GWh]	[%]	[1.000 t CO ₂ -Äq.]
Endenergieverbrauch Verkehr	Biodiesel	24.849	4,2	6.919
	Pflanzenöl	21	0,004	5
	Bioethanol	8.692	1,5	2.692
	Biomethan	1.061	0,2	323
	Stromverbrauch Verkehr	6.121	1,0	
	Summe	40.744	6,9	9.939
	EEV-Gesamt	506.676	21,4	236.586

* Daten 2022 vorläufig, Stand 09/2023

GHD = Gewerbe, Handel, Dienstleistungen; HW = Heizwerke, HKW = Heizkraftwerke

1) bezogen auf den Endenergieverbrauch von 8.525,4 PJ = 2.368,2 TWh

3) bezogen auf den EEV für Raumwärme, Warmwasser, Prozesswärme, Klimakälte und Prozesskälte von 4.183 PJ = 1.162 TWh (Mrd. kWh)

Energieeinheiten: 1 GWh = 1 Mio. kWh; 1 TWh = 1 Mrd. kWh

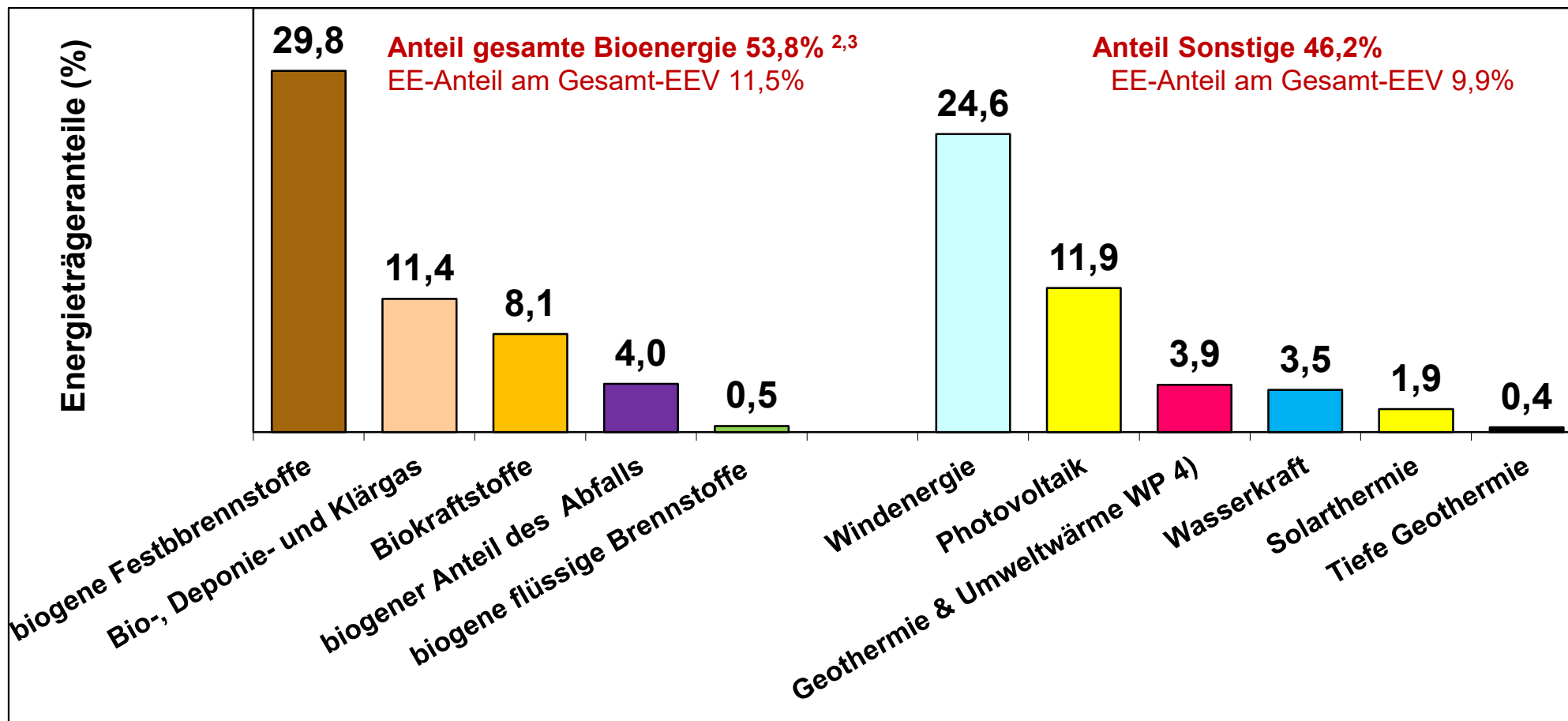
2) Bezogen auf den Bruttostromverbrauch (BSV) von 552,1 TWh

4) Bezogen auf den Endenergieverbrauch Verkehr von 2.138 PJ = 593,9 TWh

Anteile **erneuerbare Energieträger (EE)** beim Endenergieverbrauch (EEV) in Deutschland 2022 (3)

Gesamt 506,676 GWh = 506,7 TWh

EE-Anteil am EEV 21,4% von 8.525,4 PJ = 2.368,2 TWh (Mrd. kWh) ²⁾



Grafik Bouse 2023

* Daten 2022 vorläufig, Stand 9/2023

1) bezogen auf den Endenergieverbrauch (EEV) 8.525,4 PJ = 2.368,2 TWh (Mrd. kWh)

2) Gesamte Biomasse = biogene Festbrennstoffe + Klärschlamm, Biogas + Biomethan + Deponie- und Klärgas, Biokraftstoffe, biogene flüssige Brennstoffe, biogener Anteil der Abfälle

3) Bei den Biokraftstoffen ist der Stromverbrauch Verkehr mit 6,1 TWh (1,2%) enthalten

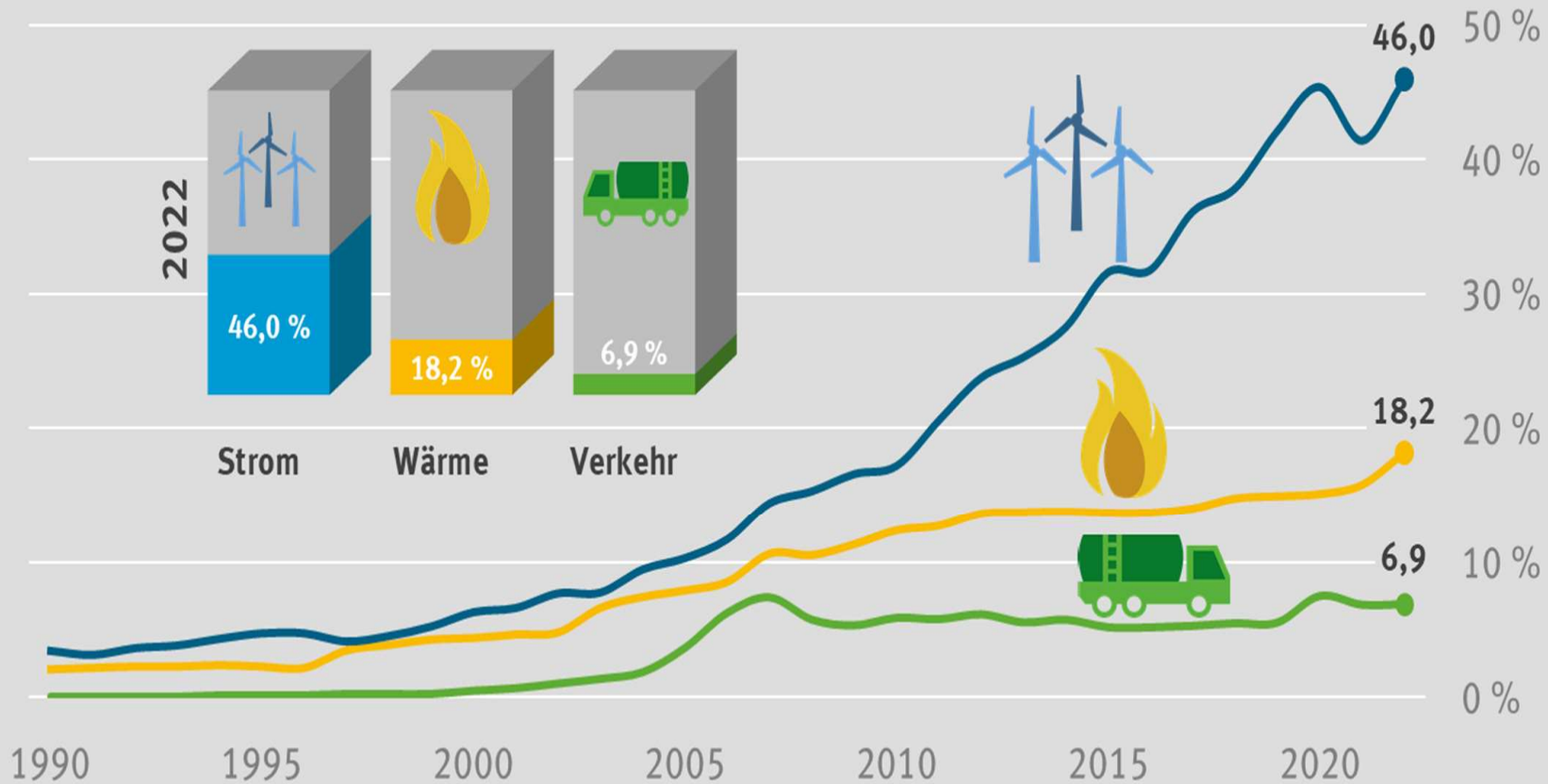
4) Oberflächennahe Geothermie und Nutzung von Umweltwärme (Luft, Grundwasser) durch Wärmepumpen (3,9%)

Entwicklung Endenergieverbrauch aus **erneuerbare Energien (EEV-EE)** nach Nutzungsarten in Deutschland 1990-2022 (4)

Jahr 2022: Gesamt 506,7 TWh

Gesamtanteile am Strom-BSV 46,0%, Wärme (EEV-W/K) 18,2%, Verkehr (EEV-V) 6,9%

Erneuerbare Energien: Anteile in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr bis 2022



Quelle: Umweltbundesamt auf Basis Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat)

Datenstand: 10/2023

1) Gesamtbezug zum EE-Verbrauch: Strom 552,1 TWh, EEV-Wärme 1.162 TWh; Verkehr 593,9 TWh

Endenergieverbrauch (EEV) nach Energieträgern und Anwendungen in Deutschland 2021/22 (1)

Jahr 2022: 8.525,4 PJ = 2.368,2 TWh, Veränderung zum VJ – 3,0%

102,2 GJ/Kopf = 28,4 MWh/Kopf

Anteilbeispiel Strom 20,2%

	Wärme	Wärme	Wärme	Wärme	Kälte	Kälte	Kälte	Sonstige	Sonstige	Sonstige	Gesamt
in PJ	Raum- wärme	Warm- wasser	Prozess- wärme	Wärme gesamt	Klima- kälte	Prozess- kälte	Kälte gesamt	Mech. Energie	IKT	Beleuch- tung	EEV
JAHR 2021											
Mineralöl	499,1	69,9	81,6	650,6	2,2	-	2,2	2 234,6	6,5	8,7	2 902,5
Gase	1 252,3	258,0	823,7	2 334,0	-	-	-	32,3	-	-	2 366,3
Strom	64,5	63,8	306,8	435,1	52,5	164,2	216,7	616,2	280,7	231,8	1 780,4
Fernwärme	257,9	25,3	154,8	438,0	-	-	-	-	-	-	438,0
Kohlen	21,9	0,7	437,9	460,5	-	-	-	-	-	-	460,6
Erneuerbare	484,3	50,5	96,2	630,9	0,1	-	0,1	131,3	0,4	0,5	763,2
Sonstige	1,6	0,2	76,6	78,4	-	-	-	-	-	-	78,4
Insgesamt	2 581,5	468,4	1 977,6	5 027,5	54,8	164,2	218,9	3 014,4	287,5	240,9	8 789,4
JAHR 2022											
Mineralöl	464,2	70,8	69,6	604,6	2,3	-	2,3	2 427,5	7,0	9,3	3 050,7
Gase	1 106,4	225,7	727,6	2 059,7	-	-	-	30,1	-	-	2 089,7
Strom	62,2	64,0	299,4	425,6	51,4	161,4	212,8	588,0	271,8	222,0	1 720,2
Fernwärme	211,4	21,1	144,6	377,0	-	-	-	-	-	-	377,0
Kohlen	18,6	0,7	385,2	404,6	-	-	-	-	-	-	404,6
Erneuerbare	502,5	55,0	121,6	679,1	0,1	-	0,1	131,3	0,4	0,5	811,4
Sonstige	1,6	0,2	69,9	71,6	-	-	-	-	-	-	71,6
Insgesamt	2 366,9	437,5	1 817,9	4 622,2	53,8	161,4	215,2	3 176,9	279,2	231,8	8 525,4

	Wärme	Wärme	Wärme	Wärme	Kälte	Kälte	Kälte	Sonstige	Sonstige	Sonstige	Gesamt
in %	Raum- wärme	Warm- wasser	Prozess- wärme	Wärme gesamt	Klima- kälte	Prozess- kälte	Kälte gesamt	Mech. Energie	IKT	Beleuch- tung	EEV
JAHR 2021											
Mineralöl	17,2	2,4	2,8	22,4	0,1	-	0,1	77,0	0,2	0,3	100,0
Gase	52,9	10,9	34,8	98,6	-	-	-	1,4	-	-	100,0
Strom	3,6	3,6	17,2	24,4	2,9	9,2	12,2	34,6	15,8	13,0	100,0
Fernwärme	58,9	5,8	35,3	100,0	-	-	-	-	-	-	100,0
Kohlen	4,8	0,2	95,1	100,0	-	-	-	-	-	-	100,0
Erneuerbare	63,5	6,6	12,6	82,7	0,0	-	0,0	17,2	0,1	0,1	100,0
Sonstige	2,0	0,3	97,7	100,0	-	-	-	-	-	-	100,0
Insgesamt	29,4	5,3	22,5	57,2	0,6	1,9	2,5	34,3	3,3	2,7	100,0
JAHR 2022											
Mineralöl	15,2	2,3	2,3	19,8	0,1	-	0,1	79,6	0,2	0,3	100,0
Gase	52,9	10,8	34,8	98,6	-	-	-	1,4	-	-	100,0
Strom	3,6	3,7	17,4	24,7	3,0	9,4	12,4	34,2	15,8	12,9	100,0
Fernwärme	56,1	5,6	38,3	100,0	-	-	-	-	-	-	100,0
Kohlen	4,6	0,2	95,2	100,0	-	-	-	-	-	-	100,0
Erneuerbare	61,9	6,8	15,0	83,7	0,0	-	0,0	16,2	0,0	0,1	100,0
Sonstige	2,2	0,3	97,5	100,0	-	-	-	-	-	-	100,0
Insgesamt	27,8	5,1	21,3	54,2	0,6	1,9	2,5	37,3	3,3	2,7	100,0

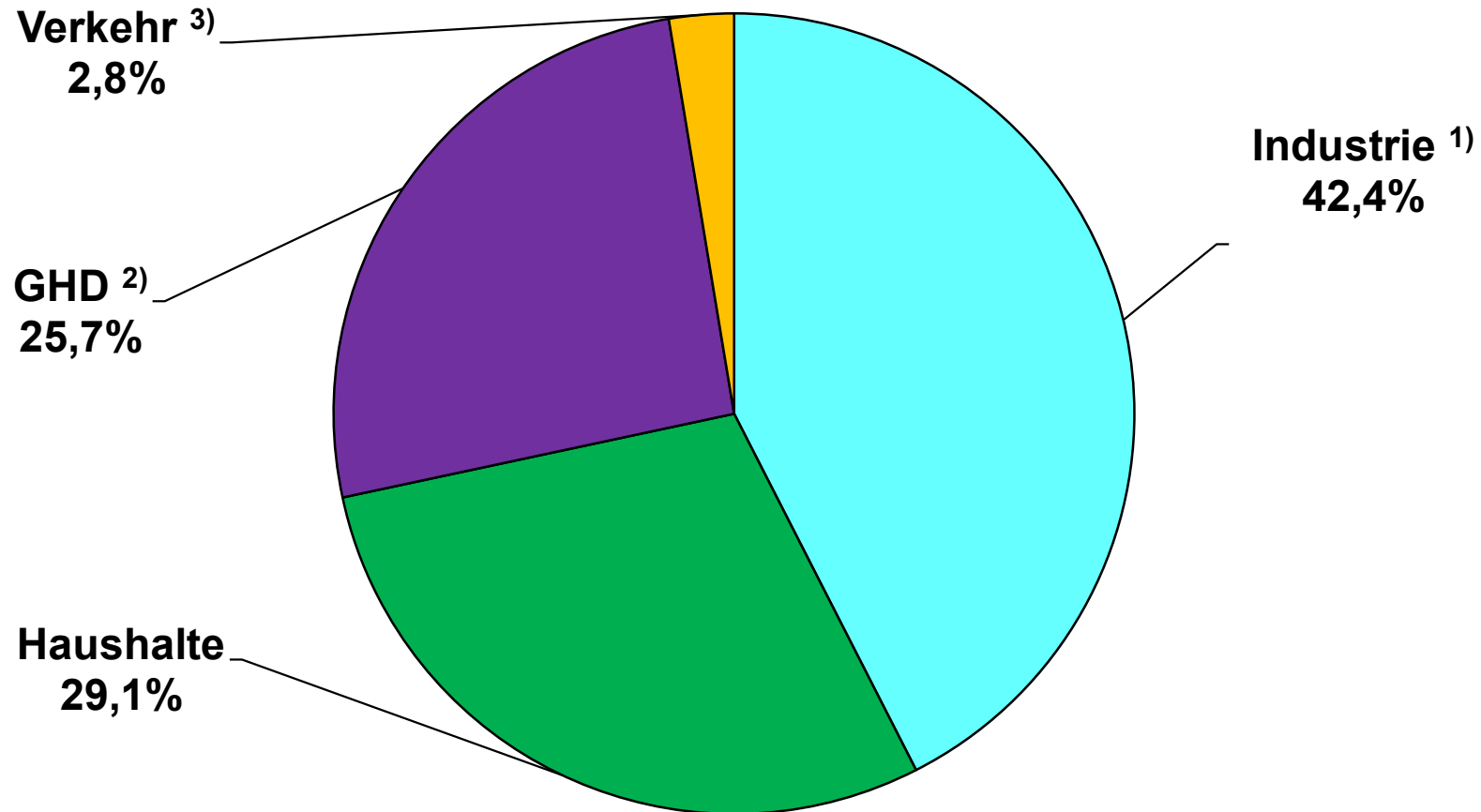
* Daten 2022 vorläufig, Stand 11/2023; Energieeinheit: 1 Mio. PJ = 1/3,6 Mrd. kWh (TWh)

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2022: 83,4 Mio.

Quellen: AGEB, Fraunhofer ISI, RWI - Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung; AGEB - Anwendungsbilanzen zur Energiebilanz in Deutschland bis 2022, 11/2023; Stat. BA 3/2023

Stromverbrauch Endenergie (SVE) nach Sektoren in Deutschland 2022 (2)

Gesamt 1.720 PJ = 477,8 TWh (Mrd. kWh), Veränderung 1990/2022 + 5,0%
5.702 kWh/Kopf



Grafik Bouse 2023

* Daten 2022 vorläufig, Stand 11/2023; Energieeinheiten: 1 PJ = 1/3,6 TWh; 1 TWh = 1 Mrd. kWh; Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2022: 83,8 Mio.

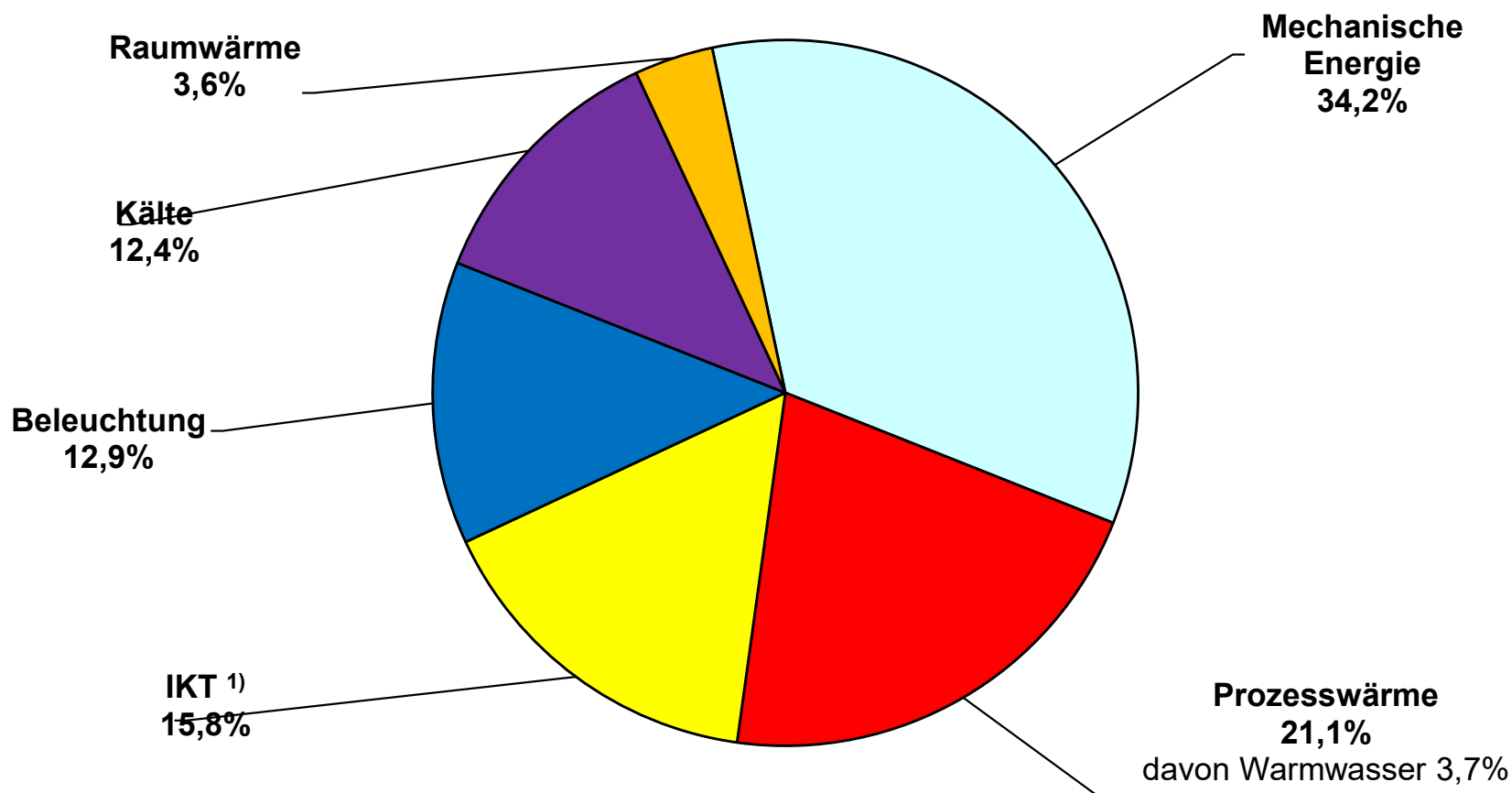
1) Industrie : Bergbau, Gewinnung Steine und Erden sowie Verarbeitendes Gewerbe

2) GHD: Gewerbe, Handel und Dienstleistungen, aber **nicht** übrige Verbraucher (Land- und Forstwirtschaft, Fischerei, Bauwirtschaft)

Quellen: AGEB – Auswertungsbilanzen zur Energiebilanz in Deutschland 1990-2022, 11/2023; Stat. BA 3/2023

Stromverbrauch Endenergie (SVE) nach Anwendungen in Deutschland 2022 (3)

Gesamt 1.720,2 PJ = 477,8 TWh Veränderung zum VJ – 3,0%
5.729 kWh/Kopf



Gratik Bouse 2023

* Daten vorläufig, Stand 11/2023

Energieeinheiten: 1 TWh = 1 Mrd. kWh

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 83,8 Mio.

1) IKT = Informations- und Kommunikationstechnik

Stromverbrauch Endenergie (SVE) nach Sektoren und Anwendungen in Deutschland 2022 (4)

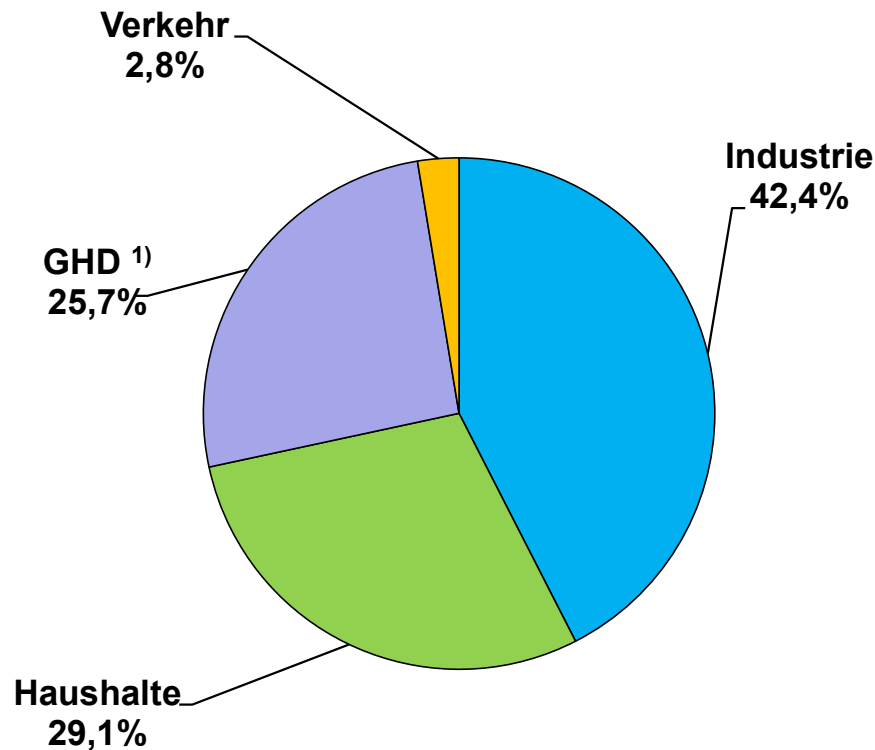
Gesamt 1.720,2 PJ = 477,8 TWh Veränderung zum VJ – 3,0%

5.729 kWh/Kopf

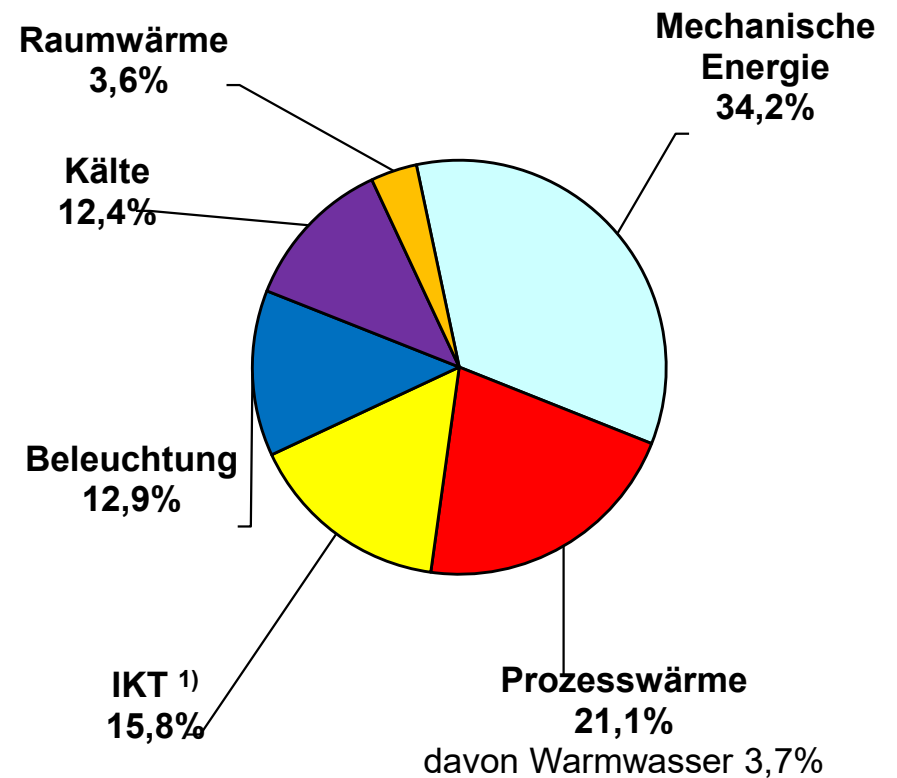
Anteil Strom 20,2% von gesamt 8.525,4 PJ = 2.368,2 TWh

Aufteilung nach

Sektoren



Anwendungen



Grafik Bouse 2023

* Daten 2022 vorläufig, Stand 11/2023

Energieeinheiten: 1 TWh = 1 Mrd. kWh

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 83,4Mio.

1) GHD = Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und übrige Verbraucher

2) IKT = Information & Kommunikationstechnik

Quellen: AGEB – Auswertungsbilanzen zur Energiebilanz in Deutschland 1990-2022, 11/2023; Stat. BA 3/2023; AGEB - Anwendungsbilanzen zur Energiebilanz in Deutschland 2021/22, 11/2023;

BMWl gesamt, Tab. 6,7,7a, 1/2023, Stat. BA 3/2023

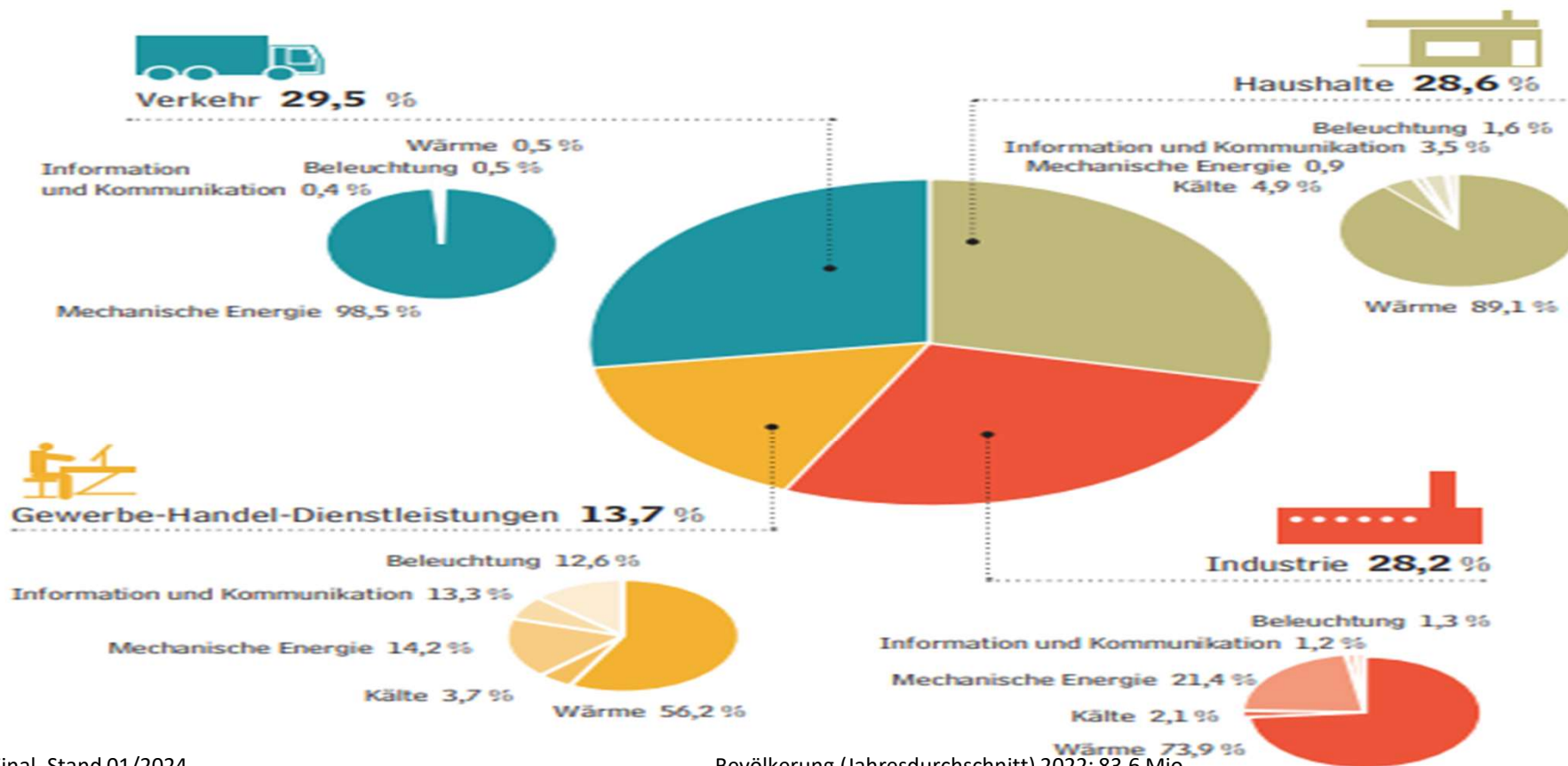
Entwicklung Endenergieverbrauch (EEV) nach Sektoren in Deutschland 1990-2022 (5)

Jahr 2022: 8.525,4 PJ = 2.368,2 TWh (Mrd. kWh); Veränderung 1990/2022 – 10,0%
102,2 GJ/Kopf = 28,4 MWh/Kopf

Endenergieverbrauch in Deutschland

Nach Sektoren - Anteile in Prozent 2022 – gesamt 8.525 Petajoule (PJ)

AGEB
AG Energiebilanzen e.V.



* Daten 2022 Final, Stand 01/2024

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2022: 83,6 Mio.

Quellen: AGEB – Energieverbrauch nach Sektoren 2022, Infografik 1/2024

Stromverbrauch Endenergie (SVE) im Sektor Private Haushalte nach Anwendungen in Deutschland 2022 (6)

Gesamt 139,3 TWh (Mrd. kWh) = 501,4 PJ

Ø 1.662 kWh/Kopf,

Anteil SVE 29,2% von Gesamt-SVE 477,8 TWh

Stromverbrauch der privaten Haushalte in Deutschland nach Anwendungen

Anteile in Prozent 2022 - gesamt 501,4 Petajoule (PJ) entspricht 139,3 Terawattstunden (TWh)

AGEB
AG Energiebilanzen e.V.

Beleuchtung 7,9 %



Informations- und Kommunikationstechnik 17,0 %



Mechanische Energie 3,6 %



Sonstige Prozesskälte 22,7 %



Klimakälte 1,0 %



Raumwärme 5,9 %



Warmwasser 11,4 %



Sonstige Prozesswärme 30,6 %



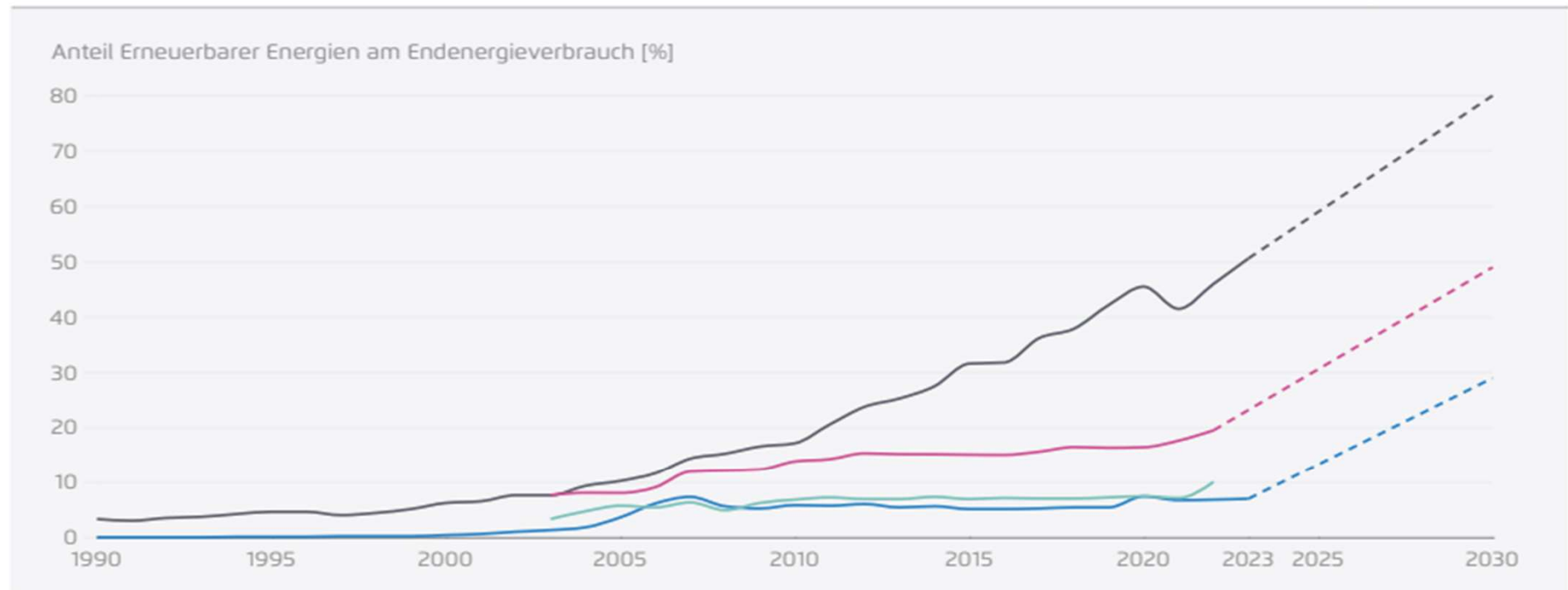
Wärmeanwendungen dominieren mit 40,0%

Entwicklung Anteil Erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch (EEV) in Deutschland 1990-2023 und Ziele 2030

Jahr 2023: Anteile Verkehr 7,1%, Wärme 18% und Strom 50,6% ¹⁾

Die Hälfte des Stromverbrauchs ist 2023 erneuerbar, die Anteile bei Wärme und Verkehr bleiben dagegen gering

→ Abb. 3_4



— Strom — Wärme - Gebäude — Wärme - Industrie — Verkehr

Agora Energiewende basierend auf AGEB (2023b/d), AGEE Stat (2023a/b) • 2023: vorläufige Daten, Gebäudewärme umfasst Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und Fernwärme ohne Strom. Ziele 2030 - Strom: Erneuerbare-Energien-Gesetz; Wärme und Verkehr: Verpflichtung durch EU-Erneuerbaren-Richtlinie (RED III)

* Daten 2023 vorläufig, Stand 1/2024

¹ **Bruttostromverbrauch inklusive Pumpspeicherkraftwerke, vorläufiger Wert.** Aufgrund des überdurchschnittlichen Windmonats Dezember bei moderatem Verbrauch ist bei Vorliegen finaler Daten eine geringfügige Erhöhung des Erneuerbare-Energien-Anteils möglich.

Quellen: Agora Energiewende – Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2023, Analyse S. 37/38 1/2024, www.agora-energiewende.de

**Strompreise & Kosten, Erlöse, Steuern,
Energiebörse, Wettbewerbsbedingungen**

Wettbewerbsfähigkeit der Strompreise für die deutsche Wirtschaft, Stand 9/2023

Die Wettbewerbsfähigkeit der Strompreise ist ein wichtiges Thema für die deutsche Wirtschaft, insbesondere für die energieintensiven Branchen, die im internationalen Vergleich hohe Stromkosten tragen müssen. Die Strompreise werden von verschiedenen Faktoren beeinflusst, wie zum Beispiel der Entwicklung der Marktpreise, den staatlichen Steuern und Umlagen, den Netzentgelten und den Ausnahmeregelungen für bestimmte Verbrauchergruppen. Die deutsche Energiewende hat ebenfalls einen Einfluss auf die Strompreise, da sie den Ausbau der erneuerbaren Energien fördert und gleichzeitig die konventionellen Kraftwerke vor Herausforderungen stellt.

Ich habe einige Webseiten gefunden, die sich mit diesem Thema beschäftigen und verschiedene Aspekte der Strompreisentwicklung und ihrer Auswirkungen auf die Wettbewerbsfähigkeit analysieren. Hier sind einige kurze Zusammenfassungen:

• **IW-Gutachten ¹⁾** :

Diese Studie untersucht die Bedeutung von Strom für das Verarbeitende Gewerbe in Deutschland und die jeweiligen Preisentwicklungen in den letzten Jahren. Sie zeigt, dass die deutschen Industriestrompreise im internationalen Vergleich mit die höchsten sind, vor allem wegen der hohen staatlichen Preiskomponenten, wie die EEG-Umlage. Die Studie weist auch auf die negativen Folgen für die Wirtschaftlichkeit von energieintensiver Produktion in Deutschland hin.

• **Einfluss der Strompreise auf die Wettbewerbsfähigkeit der energieintensiven Industrie ²⁾** :

Diese Studie stellt mögliche Indikatoren zur Messung von Wettbewerbsfähigkeit auf verschiedenen Ebenen vor und führt Sensitivitätsrechnungen durch, um die Auswirkungen von Strompreisänderungen auf Unternehmens- und Produktebene darzustellen. Sie zeigt, dass höhere Strompreise zu geringeren Gewinnmargen, geringerer Investitionsbereitschaft und geringerer Nachfrage führen können, je nach der Fähigkeit der Unternehmen, die Kosten weiterzugeben oder zu reduzieren.

• **Antwort - Deutscher Bundestag ³⁾** :

Diese Antwort enthält Informationen über die Höhe der Strompreise für Industrie- und Haushaltskunden in Deutschland und im europäischen Vergleich sowie über die Ausnahmeregelungen für stromintensive Unternehmen im Bereich des EEG. Sie erläutert auch die Maßnahmen der Bundesregierung zur Senkung der Strompreise und zur Sicherung der Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie.

Welche Branchen sind besonders betroffen von hohen Stromkosten ⁴⁾?

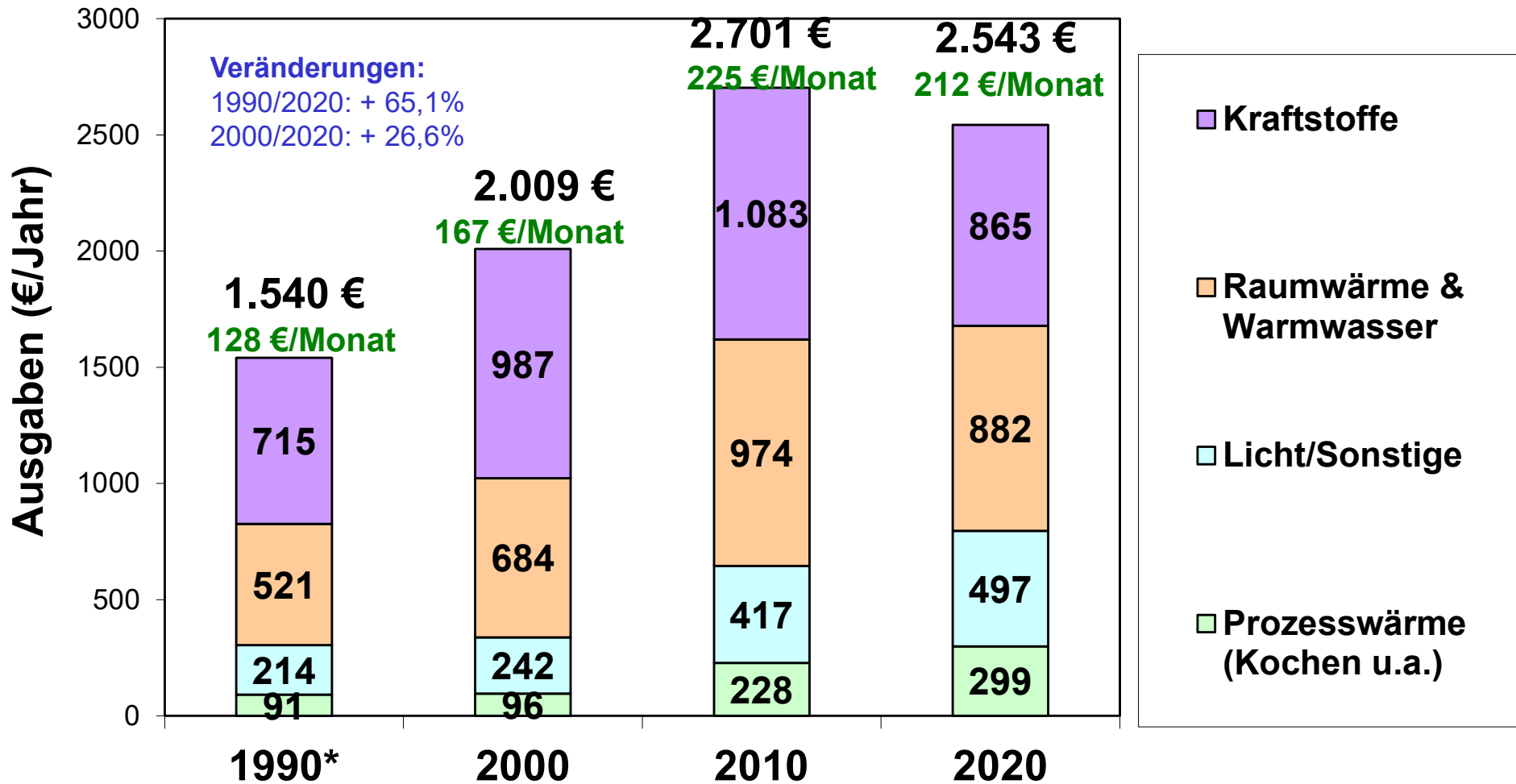
Die Branchen, die besonders von hohen Stromkosten betroffen sind, sind die sogenannten energieintensiven Industrien, die einen hohen Anteil der Energiekosten an ihrer Gesamtleistung oder ihren Umsatzerlösen haben. Dazu gehören vor allem die Chemische Industrie, die Stahlindustrie, die Nichteisenmetall-Industrie, die Papierindustrie, die Glasindustrie und die Baustoffindustrie¹. Diese Branchen benötigten 2020 rund 76% der gesamten industriell genutzten Energiemenge, schufen 21% der Bruttowertschöpfung und beschäftigten rund 15% der Arbeitnehmer in der Industrie. Sie liefern unverzichtbare Grund- und Werkstoffe für verschiedene Branchen und sind der industrielle Kern der Volkswirtschaft.

Die hohen Stromkosten können die Wettbewerbsfähigkeit und die Investitionsbereitschaft dieser Branchen beeinträchtigen, wenn sie nicht durch entsprechende Ausgleichsmaßnahmen oder Kostensenkungsstrategien kompensiert werden können. Die energieintensiven Industrien haben in den letzten Jahren bereits viel in energiesparende und emissionsmindernde Produktionstechniken investiert und ihre Treibhausgasemissionen um insgesamt 31 Prozent zwischen 1990 und 2012 reduziert. Sie sind auch auf eine sichere und bezahlbare Stromversorgung angewiesen, um ihre Produktion aufrechtzuerhalten.

Entwicklung durchschnittliche Jahres-Energieausgaben im **Sektor Private Haushalte** ¹⁾ mit Kraftstoffe nach Anwendungen in Deutschland 1990-2020 (1)

Anteil der Energieausgaben an gesamten privaten Konsumausgaben

k.A. 6,5% 7,7% 6,2%



Grafik Bouse 2021

* 1990 alte Bundesländer

Nachrichtlich Jahr 2000/2010/2020: Jährliche Ausgaben für Wärme 8,06 / 11,11 / 10,55 €/m² Wohnfläche
 Angaben für Kraftstoffe 6,72 / 7,43 / 7,35 €/100 km Fahrleistung

Quellen: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Statistisches Bundesamt, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft - Projektgruppe "Nutzenergiebilanzen,, aus BMWI – Energiedaten gesamt, Grafik/Tab. 1,28, 1/2022

Energieausgaben im **Sektor Private Haushalte** ohne/mit Kraftstoffe in Deutschland 2020 (2)

Gewählte Rahmenbedingungen nach Tab. 28 ^{1,2,3)}

Private Haushalte 41,6 Mio.

Ø Wohnfläche 90,4 m² je Haushalt* , Ø Fahrleistung 15.293 km/a je Haushalt (2019)

Benennung	Ausgaben				
	Gesamt	je Haushalt			
	Mio.€	€/Jahr	€/Monat	€/m ² a Wohnfläche	€/100 km Fahrleistung
Private Konsumausgaben	1.708.000	42.069	3.506	-	-
Energieausgaben ohne Kraftstoffe	68.198	1.678	140	-	-
- Raumwärme + Warmwasser	36.731	882	74	10,55 (19)	-
- Prozesswärme (Kochen)	12.435	299	25	-	-
- Licht / Sonstiges	20.685	497	41	-	-
Energieausgaben Kraftstoffe	69.852	865	72	-	7,35 (19)
Gesamte Energieausgaben	105.865	2.543	212		
Anteil Energieausgaben	6,2%				

* Daten 2020 vorläufig, Stand 9/2021

- 1) Ermittlung Anzahl privater Haushalte: Energieausgaben 69.852 €/Jahr : 1.678 €/Jahr Haushalt = 41,6 Mio. Haushalte
 2) Ermittlung Ø Wohnfläche privater Haushalte: Wärmeausgaben 954 €/Jahr : 10,55 €/m² Jahr WF = 90,4 m² /Haushalt (2019)
 3) Ermittlung Ø Fahrleistung privater Haushalte: Kraftstoffausgaben 1.124 €/Jahr : 7,35 €/100 km Fahrleistung x 100 = 15.293 km/Haushalt (2019)

Ausgewählte Veränderungen **2000 gegenüber 2020:**

- Energieausgaben Haushalt Jahr 2000 = 2.009 €/a; Jahr 2020 = 2.543 €/a + 26,6%
 - Anteil Energiekosten Haushalt = 6,5%, = 6,2% - 4,6%

Quellen: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Statistisches Bundesamt, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft - Projektgruppe "Nutzenergiebilanzen,, aus BMWI – Energiedaten gesamt, Grafik/Tab. 1,28, 9/2021

Preisentwicklung bei den Energiemärkten in Deutschland 2023, Auszug (1)

2.2.3 Entwicklung der Strompreise

Im Jahr 2023 schwankten [Großhandelspreise für Strom in Mitteleuropa](#) bei leicht abnehmendem Trend um den Wert von 100 €/MWh. Durch den bereits weitgehend integrierten europäischen Strommarkt sind die Preisunterschiede zwischen Deutschland und Frankreich – die beiden größten europäischen Stromverbraucher sowie direkte Nachbarstaaten und Handelspartner – gering. Während der französische Strompreis zu Spitzenzeiten der fossilen Energiepreiskrise im Jahr 2022 den deutschen überstieg, blieb der Preisunterschied im Jahresverlauf 2023 marginal.

Eine Ausnahme in Europa bildeten skandinavische Märkte mit anhaltend deutlich geringeren Strompreisen, da in Norwegen und Schweden nur geringe Mengen an fossil befeuerten Kraftwerken installiert sind; durch einen hohen Anteil Erneuerbarer Energien beeinflussen Brennstoffpreise daher selten den Strompreis.

Die Terminmärkte zeigen einen fallenden Strompreistrend für den Fortlauf dieser Dekade an. An den Terminmärkten werden Preiserwartungen gehandelt, um künftige Stromlieferungen abzusichern. Strukturell steigende Stromnachfrage von E-Pkws, Wärmepumpen und Elektrolyseuren sowie die Stilllegung von Kohlekraftwerken wirkend preistreibend, während der erwartete Zubau Erneuerbarer Energien, geringe konventionelle Stromnachfrage und bearische ¹ Gaspreiserwartungen für die nächsten Jahre preisdämpfend wirken. Die hohen PV-Zubauraten und Wind-Genehmigungszahlen sind wichtige Gründe dafür, warum Händlerinnen und Händler in Abwägung der preisstärkenden und -reduzierenden Effekte weiter sinkende Kurse erwarten. Das Niveau bleibt aber auf absehbare Zeit eher hoch, es liegt verglichen mit der Zeit vor dem russischen Krieg weiterhin mehr als doppelt so hoch.

Der Zusammenhang zwischen Strom- und anderen Energiepreisen lässt sich an den sogenannten kurzfristigen Grenzkosten der Stromerzeugung bewerten. Das sind Kosten, ab denen Kraftwerksbetreiber bereit sind, eine weitere Einheit Strom zu produzieren. Reicht das Stromangebot von Erneuerbaren Energien nicht aus um den Strompreis zu setzen, erhöhen fossile Kraftwerke mit ihren Einsatzkosten den Strompreis.

Diese stiegen vor allem für Erdgaskraftwerke 2022 sprunghaft an, reduzierten sich im Jahresverlauf 2023 um 58 Prozent auf 109 €/MWh. Durch sinkende Gaspreiserwartungen ist mit einer weiteren Reduktion dieser Kosten zu rechnen. Der Verlauf der gemittelten Strompreise korrelierte auch 2023 stark mit den kurzfristigen Grenzkosten von Gas und Kohle. In Wochen mit hoher Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien entkoppelte sich der Strompreis jedoch von fossilen Preisniveaus und sank teils deutlich unter die Stromerzeugungskosten aus Kohle und Erdgas. Während der Anstieg der Stromerzeugungskosten von Gaskraftwerken vor allem auf den Anstieg der Erdgaspreise zurückzuführen ist, ist der Preisanstieg bei der Stromerzeugung aus Kohlekraft vornehmlich durch die CO₂-Preisentwicklung begründet. Der europäische Handel mit Emissionszertifikaten für industrielle Treibhausgasemissionen (ETS I) hat sich in der vierten Handelsphase als wirkungsvolles Klimaschutzinstrument im Stromsektor bewiesen.

Fossile Energieträgerpreise wirken sich im Stromsystem aufgrund des Wirkungsgradverlustes von thermischen Kraftwerken verstärkend auf Strompreise aus. Für jede produzierte Einheit Strom müssen mehrere Einheiten Brennstoff sowie entsprechende CO₂-Emissionsberechtigungen eingekauft werden. Deshalb sind Strompreise derzeit höher als andere Energieträgerpreise. Das ist eine große Herausforderung für die Reduktion von Treibhausgasen in den Sektoren Verkehr und Wärme, für die die Elektrifizierung, und damit eine beschleunigte Marktdurchdringung von dezentralen und zentralen Wärmepumpen sowie E-Pkws entscheidend sind. Damit diese Technologien attraktiv werden, sollten ihre Betriebskosten geringer sein als für Verbrennungsmotoren und Heizkessel. Ein niedriges Verhältnis von Strom- zu anderen Energieträgerpreisen ist durch den Zubau von Erneuerbaren Energien in Deutschland und Europa erreichbar, da dieser die strompreistreibende Wirkung fossiler Kraftwerke schwächt. Aktuell stellen auch die regulierten Energiepreisbestandteile, wie etwa die Netzentgelte oder die Konzessionsabgabe, der Elektrifizierung und einem flexiblen Stromverbrauch ² noch im Wege. Die Analyse des Zusammenhangs aus Strompreisen und fossilen Energiepreisen zeigt: Erneuerbare Energien steigern die Resilienz der Strompreise gegen einen geopolitischen Schock.

¹ Bearish: bedeutet, je weiter in der Zukunft eine geplante Lieferung liegt, desto geringer ihr Preis.

² Agora Energiewende und FfE (2023): Haushaltsnahe Flexibilitäten nutzen

Preisentwicklung bei den Energiemärkten in Deutschland 2023, **Auszug** (2)

2.3.1 Endkundeninnenpreise Strom

Während die Strompreise für Bestandskunden 2023 weitgehend noch die Hochpreisphase an den Großhandelsmärkten 2022 abbilden und mit durchschnittlich 46 Cent je Kilowattstunde (ct/kWh) auf einem historischen Hoch verblieben, zeigt der durchschnittliche Neukundenpreis von 29 ct/kWh eine fallende Tendenz. Die zum Jahreswechsel auslaufende Strompreisbremse deckelte den Arbeitspreis im Jahr 2023 für 80 Prozent des Verbrauchs auf 40 ct/kWh. Der Grund für den fallenden Trend sind die gesunkenen Beschaffungspreise der Lieferanten im Jahresverlauf. Der Trend setzte erst 2023 ein, da durch Preisbindungsklauseln, Vertragslaufzeiten und langfristige Beschaffungsstrategien ein Anstieg und Sinken der Endkundenpreise in der Regel verzögert zu Entwicklungen am Großhandelsmarkt ist. Das Potenzial für weiter fallende Neukundenpreise ist durch den nur sukzessive sinkenden Terminmarktpreis beschränkt.

Die Abhängigkeit des Endkundenpreises von staatlich bestimmten Stromnebenkosten ist weiterhin sehr groß. Ein über die Beschaffungspreise hinausgehender Preisanstieg wurde 2022 durch den Wegfall der EEG-Umlage (zuletzt 3,7 ct/kWh) und die Übernahme der EEG-Kosten durch den Bundeshaushalt sowie 2023 durch den Bundeszuschuss für die Netzentgelte (etwa 6 ct/kWh im Übertragungsnetzanteil) verhindert. Der Wegfall dieses auch für das Jahr 2024 geplanten Bundeszuschusses erhöht die Übertragungsnetzentgelte zum Jahresbeginn 2024 um rund 3 ct/kWh. Je nach Netzebene und -region erhöht diese Entgeltkomponente in unterschiedlichem Maße die Stromkosten für alle Netznutzer:innen. Der Strompreis war und ist jedoch für eine marktgetriebene Wärmewende noch nicht günstig genug. Ein Kennwert, der für das Gelingen der Wärmewende von besonderer Bedeutung ist, ist das Verhältnis von Strom- zu Gaspreisen. Strom ist für Haushaltskunderzeit 3,3- bis 3,5-mal so teuer wie Gas. Ab einem Faktor von 2,5 oder geringer werden die Betriebskosten von Wärmepumpen auch in Bestandsgebäuden bei nur geringfügigen energetischen Zusatzmaßnahmen attraktiv.

2.3.3 Energiepreisentwicklung der Industrie

Das Jahr 2023 war für die fossilintensive Industrie in Europa durch eine Verschlechterung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit aufgrund hoher Gas- und CO₂-Preise gekennzeichnet. Die Kosten für die industrielle Gasbeschaffung stiegen von 2,9 ct/kWh im Jahr 2019 auf 7,5 ct/kWh im Jahr 2023³ in erdgasfördernden Ländern wie den USA oder Russland sind die Gaspreise deutlich niedriger. Da nun das teurere LNG preisbestimmend ist, ist auch langfristig nicht mit einem strukturellen Rückgang der Gaspreise über den aktuellen Preistrend hinaus zu rechnen.

Auch die stromkostenintensiven Branchen wie Metallherzeugung und -bearbeitung, Grundstoffchemie und Papierindustrie haben einen Rückgang ihrer internationalen Wettbewerbsfähigkeit aufgrund hoher Stromkosten verzeichnet. Während in wichtigen Wettbewerbsregionen in China und den USA die Stromkosten stabil blieben oder nur vorübergehend stiegen, waren diese in Europa langfristig höher. Lagen sie für energieintensive mittelständische Unternehmen in Deutschland 2019 noch bei 7,1 ct/kWh, so stiegen sie bis 2023 auf 17,4 ct/kWh. Aufgrund von Preisbindungen in den Lieferverträgen kamen die Großhandelspreissteigerungen der Jahre 2021 und 2022 teilweise erst 2023 vollständig bei den Endkunden an. Für die stromkostenintensive Großindustrie, die in vollem Umfang von den Entlastungsregelungen profitiert, stiegen die durchschnittlichen Stromkosten von 3,3 ct/kWh im Jahr 2019 auf 10,1 ct/kWh.

Die mit dem Strompreisanstieg einhergehenden Produktionseinschränkungen könnten großteils vorübergehender Natur sein. Zwar wird das europäische Strompreinsniveau im Vergleich zu anderen Regionen mit mehr Wind und Sonne und geringerer Stromnachfrage herausfordernd bleiben. Gleichzeitig könnten die entsprechenden Industrien davon profitieren, dass ihre Produkte zukünftig einen geringeren carbon footprint haben, wenn sie mit weitgehend grünem Strom aus Europa produziert werden. Ihnen wird zudem eine hohe Bedeutung für eine resiliente europäische Wirtschaft zugeschrieben, ihre Unterstützung genießt demnach eine gewisse politische Priorität.

Grundvoraussetzung für eine Erholung ist sowohl ein beschleunigter Ausbau von preisgünstigen Wind- und Solarkraftwerken als auch eine weitgehende Flexibilisierung eines Teils des industriellen Stromverbrauchs. Industrielle Prozesswärme beispielsweise hat geringe Flexibilisierungskosten und dabei hohe Kosteneinsparpotenziale, allerdings bestraft die Struktur der Netzentgelte nach wie vor den flexiblen Stromverbrauch.

2.3.4 Preisentwicklung Mobilität

Die Verbrauchskosten für Mobilität und Wärme stiegen in den vergangenen Jahren aufgrund der Energiepreiskrise ebenfalls. Während sich für Benzin-Fahrzeuge die Tankkosten je 100 Kilometer auf 14 Euro stabilisierten, fielen sie für Diesel auf 12 Euro. Gleichzeitig stiegen die Kosten für Fahrstrom für elektrische PKW auf 8,20 Euro je 100 Kilometer bei Nutzung von Haushaltsstrom beziehungsweise auf 9,20 Euro an öffentlichen Ladestellen. Von diesem Mittelwert weichen tatsächliche Ladestrompreise oft stark ab. Unterschiedliche Tarife für Schnellladestellen und Standardladestellen, eine starke regionale Spreizung durch unterschiedliche Netzentgelte sowie eine Tarifvielfalt der Betreiberunternehmen sind die Gründe dafür. 2023 kostete Diesel rund 32 Prozent mehr als Haushaltsfahrstrom, 2022 waren es noch 47 Prozent. Der Ladestrom-Mittelwert zeigt also, dass der Kostenvorteil der Energiekosten von E-Pkws im Vergleich zu fossilen Verbrennern im Jahr 2023 gesunken ist.

Der Einbau von Wärmepumpen ist durch die im Vergleich zu anderen Energiekosten günstigere Bereitstellung von Raumwärme durch Wärmepumpen etwas attraktiver geworden. Jährliche Stromkosten zur Beheizung von 70 Quadratmeter liegen vorläufigen Zahlen zu Folge für 2023 bei etwa 1.010 Euro, Gaskosten hingegen 300 Euro darüber. Die 2023 gestiegenen Absatzzahlen für Gaskessel zeigen jedoch, dass die etwas geringeren durchschnittlichen Verbrauchskosten als Kaufanreiz nicht ausreichten.

³ AFRY (2023): Internationaler Vergleich von Strompreisen für die Industrie. https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2023/2023-25_IND_Industriestrompreis/Agora_Internationale_Strompreisstudie_AFRY.pdf

Preisentwicklung bei den Energiemärkten in Deutschland 2023, Auszug (3)

2.4 Senkung des Strompreises durch Flexibilität

An einem durchschnittlichen Tag im Jahr 2023 konnten Verbraucher durch Verlagerung des Ladevorgangs ihres E-Autos bis zu 7 ct/kWh einsparen. Die Ladekosten verringerten sich durch flexibles Laden der Autobatterie um 261 EUR ⁴. Im Jahresverlauf betrug die Differenz zwischen den teuersten und günstigsten 100 Stunden 27 ct/kWh.

Der zunehmende Anteil von Wind- und Solarstrom wird die Unterschiede der Börsenstrompreise im Tages- und Jahresverlauf weiter vergrößern. Wenn Stromkunden ihren Stromverbrauch in die Zeiten legen, in denen der Wind weht und die Sonne scheint, können sie ihre Strombezugskosten senken ⁵. Gleichzeitig geht damit die Stromnachfrage in Zeiten zurück, in denen ansonsten teurere Gas- oder Kohlekraftwerke laufen müssten. Von mehr Flexibilität im System profitieren einerseits flexible Endkunden direkt, andererseits kommt dies indirekt auch Stromverbraucher zugute, die sich nicht anpassen können – aufgrund insgesamt niedrigerer Strompreise.

Strompreise schwanken, weil Strom kein lagerbares Gut ist. Die Nachfrage ist verglichen mit anderen Gütern inflexibel. Stromerzeuger sollen durch Hoch- und Herunterfahren der Kraftwerke dem Nachfragesignal folgen. Der zentrale Signalgeber dafür ist der Großhandelspreis für Strom. Zunehmend sollte dieser Signalgeber aber auch umgekehrt funktionieren, so dass Großhandelspreis schwankungen auch auf die Nachfrage wirken. Bisher haben, wenn überhaupt, Großverbraucher auf dieses Preissignal reagiert. Mit Wärmepumpen, E-Pkws und digitalisierten Verbrauchssteuerungen gewinnt Flexibilität auch dezentral an Bedeutung.

Die durchschnittliche Preisvolatilität war 2023 hoch, auch wenn Preisspitzen im Vergleich zum Jahr 2022 deutlich gesunken sind. Während sich die Differenz zwischen den teuersten und günstigsten 100 Stunden 2023 auf 27 ct/kWh belief, lag sie 2022 noch bei 72 ct/kWh. Verglichen mit einer durchschnittlichen Differenz von 12 ct/kWh in den Jahren 2016 bis 2020 sind die Preisschwankungen aber weiterhin hoch. Die Hauptursache hierfür sind die gestiegenen Stromerzeugungskosten von Gaskraftwerken, die beispielsweise im Winter – durch den Merit-Order-Effekt – häufiger den Strompreis bestimmen.

Gegenüber dem Vorjahr verringerten sich die Stromerzeugungskosten von Gaskraftwerken 2023 mit sinkenden Gaspreisen wieder etwas. Gleichzeitig erhöhte sich der preissenkende Effekt von Erneuerbaren Energien aufgrund des Zubaus Erneuerbarer Energien und der gesunkenen Nachfrage: Stunden niedriger oder sehr niedriger Strompreise waren 2023 häufig.

Strompreisvolatilität tritt nicht nur im Jahresverlauf sondern auch untertäglich auf. Das ist ein wichtiger Unterschied, da eine Verlagerung des Stromverbrauchs für Ladestrom und Wärmepumpen in der Regel nur innerhalb einiger Stunden möglich ist. Der durchschnittliche stündliche Strompreis je Tag (Abb 2_14) schwankte 2023 zwischen knapp 14 und knapp 7 ct/kWh. Die Anpassung des flexiblen Verbrauchs an die Preisschwankungen im Tagesverlauf (steigende Preise bei Verbrauchsspitzen in den Morgen- und Abendstunden; sinkende Preise nachts oder im Sommer in der Mittagszeit bei hoher Solarstromerzeugung) war bisher aufgrund einer sehr niedrigen Anzahl an intelligenten Messeinrichtungen gering; durch den im Mai 2023 beschlossenen agilen Smart-Meter-Rollout ist hier mit einer Veränderung zu rechnen.

Die beschriebenen Effekte für Haushaltskunden gelten analog für industrielle Stromverbraucher. Sofern sich die industriellen Kernprozesse nicht flexibel betreiben lassen, ist dies zumindest für Neben- und Hilfsprozesse häufig der Fall: beispielsweise durch eine optimierte Betriebsweise oder zusätzliche Wärme- oder Stoffspeicher für Zwischenprodukte. Die energieintensive Industrie kann zudem neue elektrische Industrieprozesse, die etwa Erdgas oder Kohle aus Prozessen ablösen, von Beginn an mit mehr Flexibilität planen, um langfristig die Strombezugskosten zu senken.

2.5 Dynamische Stromtarife

Mit dem Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende, das im Mai 2023 in Kraft getreten ist, nimmt der Smart-Meter-Rollout endlich Fahrt auf. Dies schafft eine wichtige Voraussetzung für dynamische Stromtarife: Diese sollen Stromverbraucher helfen, Kosteneinsparungen bei einer zeitlichen Verschiebung ihres Verbrauchs zu erzielen. Ab 2025 sind alle Stromlieferanten dazu verpflichtet, auch Tarife anzubieten, die sich an den kurzfristigen Großhandelspreisen orientieren (§41a (2) EnWG). Solche dynamischen Tarife können und sollten zukünftig durch zeitlich gestaffelte Netzentgelte ergänzt werden. Auf diese Weise kombinieren sie marktdienliche mit netzdienlichen Signalen in einem dynamischen Tarif und verhindern eine Überlastung vor allem der Verteilnetze. Sukzessive kann somit ein erheblicher Teil der Stromnachfrage von von E-Autos, Wärmepumpen und Heimspeichern flexibilisiert werden, bis zu einer Größenordnung von jährlich 100 Terawattstunden im Jahr 2035. So lassen sich im Stromsystem jährlich 4,8 Milliarden Euro einsparen (Agora Energiewende und FfE, 2023).

Die jüngste Festlegung der Bundesnetzagentur (BNetzA 2023b) für die sogenannten steuerbaren Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung verpflichtet Netzbetreiber erstmals, diesen Kunden zeitvariable Netzentgelte ab 2025 anzubieten. Die Attraktivität der Lastverschiebung einer flexiblen Verbrauchseinrichtung, also die Möglichkeit Kosten zu sparen, kann damit weiter gesteigert werden.

⁴ Annahme: 3.500 kWh Jahresverbrauch, Differenz von 7 ct/kWh, inklusive Mehrwertsteuereffekt

⁵ Dass Strom aus Wind- und Solaranlagen den Strompreis senkt, gilt zunächst für die Großhandelsmärkte. Inwiefern die Senkung bei den Endverbrauchern ankommt, hängt von den jeweiligen Stromtarifen ab. Ab 2025 sind alle Stromanbieter verpflichtet, lastvariable, tageszeitabhängige oder dynamische Stromtarife anzubieten. Bei großen Stromanbietern greift die Verpflichtung bereits heute.

Preisentwicklung bei den Energiemärkten in Deutschland 2023, **Auszug** (4)

Dynamische Tarife und Preisabsicherung können dabei Hand in Hand gehen: Bereits heute gibt es pauschale Tarife, die die Preisschwankungen an den Großhandelsmärkten unterschiedlich stark beziehungsweise schnell an die Endkunden weitergeben. Dynamische Tarife verändern jedoch die Anforderungen an Preisabsicherungen, denn in ihnen soll der Preisanreiz zur kurzfristigen Verbrauchsverlagerung mit einem auf lange Sicht verlässlichen Kostenniveau für die Kunden verknüpft werden.

Stromlieferanten werden voraussichtlich im Wettbewerb zueinander ein breiteres Angebot für Stromkunden schaffen, indem sie Tarifmodelle entlang der jeweiligen (Sicherheits-)Bedürfnisse und Flexibilitätsmöglichkeiten der Kunden entwickeln. Zentral ist dabei eine kundenseitig einfache Möglichkeit, die Verbrauchsverlagerung auf verschiedene Weise bereitzustellen und zu vermarkten – viertelstündlich, stündlich oder auch pauschalisiert.

Voraussetzungen dafür, dass Stromlieferanten in verschiedenen Tarifen Großhandelspreise, Netzentgelte, Abgaben und Umlagen in unterschiedlicher zeitlicher Kalibrierung an ihre Kunden weitergegeben können, sind ein erfolgreicher Smart-Meter-Rollout und eine Reform der Netzentgelte. In diesem Zusammenhang kommt dem von der Bundesnetzagentur angekündigten Monitoring für die einzuführenden zeitvariablen Netzentgelte eine hohe Bedeutung zu.

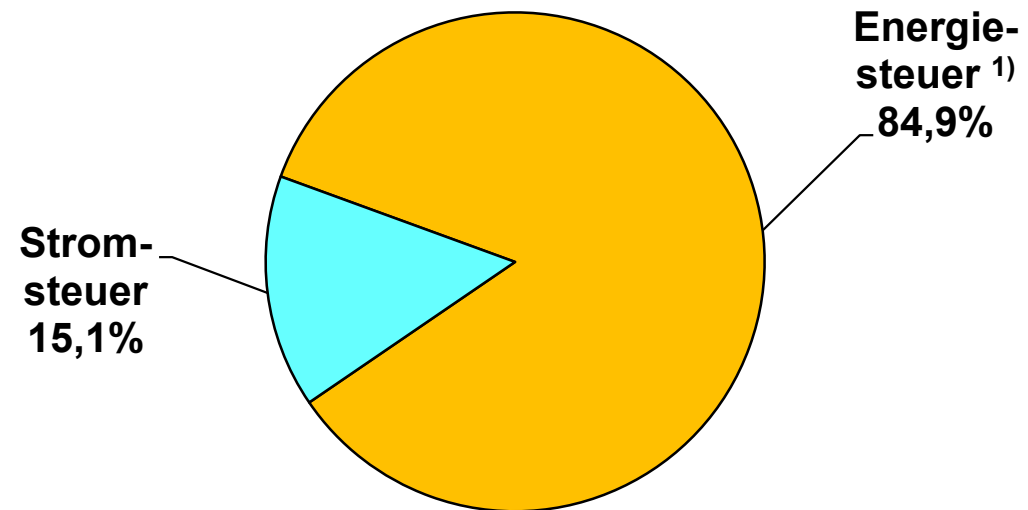
Einnahmen aus der Besteuerung von Energie, Strom und KFZ in Deutschland 2020

EINNAHMEN DES BUNDES UND DER LÄNDER AUS MINERALÖL- BZW. ENERGIE- UND KFZ-STEUER 1950-2020¹⁾

In Mrd. €

JAHR	MINERALÖL- STEUER ²⁾	KFZ- STEUER	JAHR	MINERALÖL-/ ENERGIESTEUE ³⁾	KFZ- STEUER
1950	0,034	0,17	1994	32,54	7,24
1955	0,58	0,37	1995	32,92	7,06
1960	1,36	0,75	1996	33,57 ⁴⁾	7,03
1965	3,80	1,34	1997	33,75	7,37
1970	5,89	1,96	1998	33,85	7,76
1971	6,35	2,12	1999	36,51	7,04
1972	7,27	2,41	2000	37,83	7,02
1973	8,48	2,55	2001	40,69	8,38
1974	8,21	2,64	2002	42,19	7,59
1975	8,75	2,71	2003	43,19	7,34
1976	9,27	2,88	2004	40,18	7,74
1977	9,81	3,03	2005	39,71	8,67
1978	10,46	3,21	2006	39,92	8,94
1979	10,81	3,87	2007	38,96	8,90
1980	10,92	3,37	2008	39,25	8,84
1981	11,34	3,37	2009	39,82	8,20
1982	11,68	3,42	2010	39,84	8,49
1983	11,93	3,57	2011	40,04	8,42
1984	12,29	3,72	2012	39,31	8,44
1985	12,54	3,76	2013	39,36	7,01
1986	13,11	4,78	2014	39,76	8,50
1987	13,36	4,28	2015	39,59	8,81
1988	13,82	4,18	2016	40,09	8,95
1989	17,10	4,69	2017	41,02	8,95
1990	17,81 ⁵⁾	4,31	2018	40,88	9,05
1991	24,48	5,63	2019	40,68	9,37
1992	28,41	6,81	2020	37,63	9,52
1993	28,98	7,19			

Gesamt: 44,3 Mrd. €,
davon Energiesteuer 37,6 Mrd. €, Stromsteuer 6,7 Mrd. €



Grafik Bouse 2022

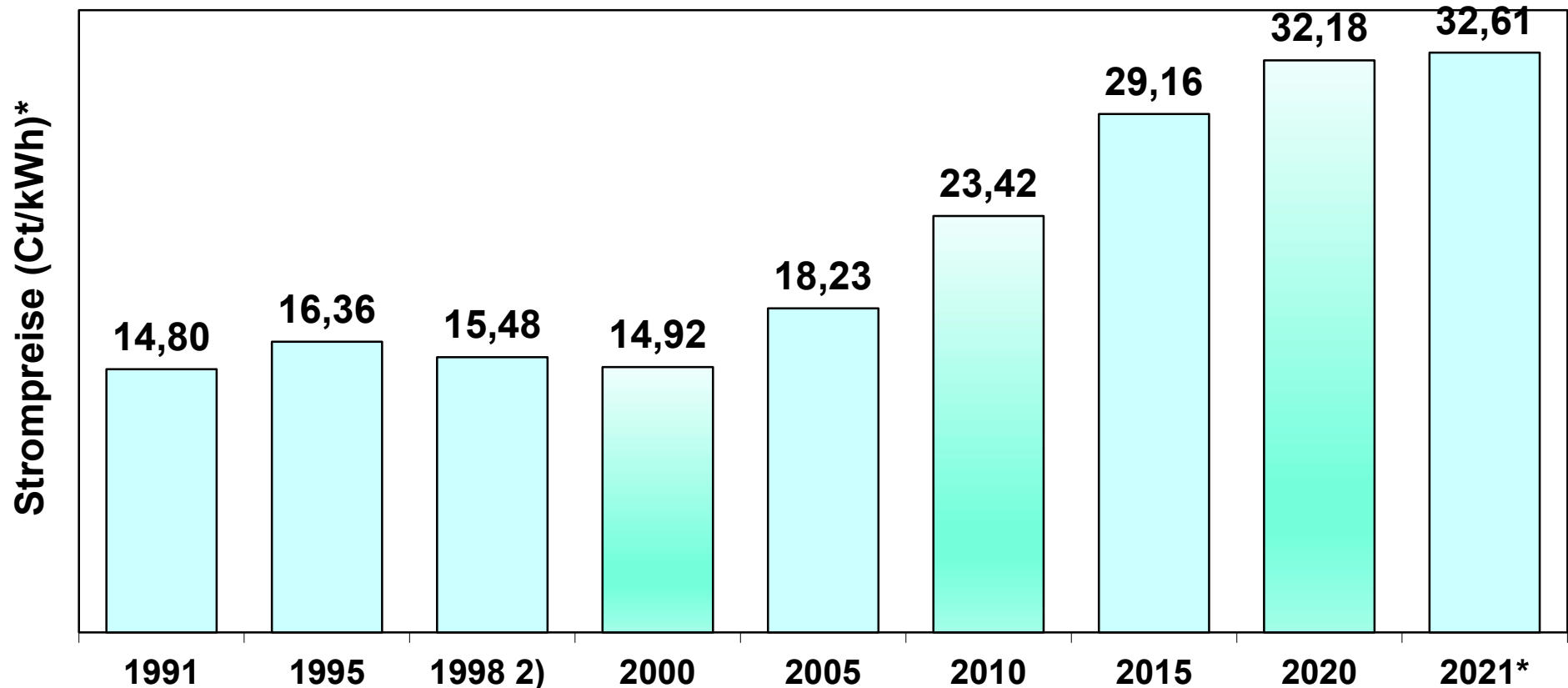
¹⁾ bis einschl. 1990 nur Aufkommen der alten Bundesländer | ²⁾ zzgl. neue Bundesländer und Berlin (Dot) für 2. Halbjahr 1990, 1.031 Mrd. Euro | ³⁾ zzgl. 1.329 Mio. Euro außerordentliche Einnahmen durch Zahlungsrückverközung | ⁴⁾ Salzzahlen (in einigen Jahren ergeben sich Abweichungen von den Istzahlen) | Quelle: Bundesministerium der Finanzen

1) Energiesteuer: Kraftstoffe, Heizöl, Flüssiggas, Erdgas

Nachrichtlich: Kraftfahrzeugsteuer 9,5 Mrd. € im Jahr 2020

Entwicklung durchschnittliche Strompreise für Haushalte in Deutschland 1991-2021 nach BMWI

Jahr 2021: Strompreis 32,61 Cent/kWh; Veränderungen zum VJ + 1,3%



Grafik Bouse 2022

Stromverbrauch 3.900 kWh/Jahr, 325 kWh/Monat

1) Tarifabnehmer bei einer Abnahmemenge von 325 kWh/Monat = 3.900 kWh/Jahr inkl. aller Steuern und Abgaben einschließlich Mehrwertsteuer

2) Liberalisierung des deutschen Strommarktes 1998

Strompreise in Deutschland

Die wichtigsten Ergebnisse im Überblick im Jahr 2023 (1)

Die wichtigsten Ergebnisse im Überblick

- Der **durchschnittliche Strompreis für Haushalte*** liegt im bisherigen Jahresmittel 2023 um 14 Prozent höher als im 2. Halbjahr 2022 und beträgt nun durchschnittlich 45,73 ct/kWh (2. Hj. 2022: 40,07 ct/kWh; Grundpreis anteilig für einen Verbrauch von 3.500 kWh/a enthalten). Die Strompreise für Haushalte seit Beginn des 2. Quartals 2023 wieder gesunken. Für das 4. Quartal 2023 beträgt der Durchschnittspreis 44,17 ct/kWh.
- Die Kosten für **Beschaffung und Vertrieb** liegen im bisherigen Jahresmittel 2023 aufgrund der langfristigen Beschaffung im Voraus bei Haushaltstarifen durchschnittlich um 15 Prozent höher (+3,19 ct/kWh) als im 2. Halbjahr 2022. Die gesunkenen Großhandelspreise sorgen aber bereits für eine leichte Trendumkehr bei den Beschaffungskosten. Ihr Anteil am Gesamtpreis beträgt derzeit 52 Prozent.
- **Steuern, Abgaben und Umlagen** für Haushaltskunden sind 2023 um 1,03 ct/kWh gegenüber dem 2. Hj. 2022 gestiegen und betragen nun 12,38 ct/kWh (2. Hj. 2022: 11,35 ct/kWh). Ihr Anteil am Gesamtpreis beträgt derzeit 27 Prozent. Für das Jahr 2024 werden Steuern, Abgaben und Umlagen auf rd. 11,6 ct/kWh sinken.
- Die **Netzentgelte** für Haushaltskunden sind 2023 um 18 Prozent auf durchschnittlich 9,52 ct/kWh (2022: 8,08 ct/kWh) gestiegen. Ihr Anteil am Gesamtpreis beträgt derzeit 21 Prozent.
- Der durchschnittliche **Strompreis für kleine bis mittlere Industriebetriebe** (ohne Stromsteuer) für Neuabschlüsse ist wieder deutlich gesunken und liegt derzeit im Jahresmittel 2023 bei 23,32 ct/kWh. Damit hat sich der Strompreis für kleine bis mittlere Industriebetriebe gegenüber dem 2. Halbjahr 2022 mehr als halbiert (2. Hj. 2022: 51,84 ct/kWh).

*ausführliche methodische Erläuterung zur Durchschnittsbildung s. Folie 2

Methodische Erläuterungen zum Stromdurchschnitt Haushalte in Deutschland bis 12/2023 (2)

12.12.2023 Folie 2 BDEW-Strompreisanalyse Dezember 2023

bdew
Energie. Wasser. Leben.

Methodische Erläuterungen zum Strompreisdurchschnitt Haushalte

- Der Preisdurchschnitt enthält **Tarifprodukte und Grundversorgungstarife inkl. Neukundentarife**. Diese werden mit dem aktuellen Verhältnis der Vertragsverhältnisse gemäß Angabe der Bundesnetzagentur gewichtet (2021: 75% Tarifprodukte, 25% Grundversorgungstarife).
- Der Preisdurchschnitt bildet das deutschlandweite **Marktangebot** ab. Das beinhaltet sowohl aktuelle Bestandskundentarife mit ihren aktuell gültigen Konditionen als auch Neukundentarife. Er bildet nicht den Preisdurchschnitt der bestehenden Vertragsverhältnisse bzw. Absatzmengen ab, d. h. es erfolgt auch keine Mengengewichtung, weil die dafür erforderlichen Daten nicht vorliegen. Allerdings fließt der regionale Verbreitungsgrad der Tarife sowie die Bevölkerungsverteilung in die Durchschnittsbildung mit ein.
- Der **Grundpreis** ist im Preis in ct/kWh für einen Jahresverbrauch von 3.500 kWh anteilig enthalten.
- **Sondertarife** wie spezielle Ökostromtarife, Heizstromtarife, Wärmepumpentarife, Koppeltarife mit anderen Produkten (z. B. Gas, Telekommunikation) o. ä. **sind nicht berücksichtigt**.
- Die **Tarifhöhe eines Anbieters kann** aufgrund der Tarifart, regional unterschiedlicher Netzentgelte, unterschiedlicher Konzessionsabgabenhöhe, unterschiedlicher Gültigkeitsdauer, aber auch aufgrund unterschiedlicher Beschaffungsstrategien, Beschaffungssituation und der Struktur des Kundenstamms des Lieferanten und derzeit insbesondere aufgrund der dynamischen Marktsituation **deutlich vom Preisdurchschnitt abweichen**.
- Aufgrund des **Wegfalls der EEG-Umlage** zum 01.07.2022 ist der Preisdurchschnitt des Jahres 2022 zweigeteilt dargestellt.

Entwicklung durchschnittliche Strompreise nach Preisbestandteilen für Haushalte in Deutschland 1998-2023 nach BDEW (3)

Jahr 2023: Strompreis 45,73 Cent/kWh

Strompreis-Bestandteile für Haushalte

Durchschnittlicher Strompreis für einen Haushalt in ct/kWh, Jahresverbrauch 3.500 kWh, Grundpreis anteilig enthalten, Tarifprodukte und Grundversorgungstarife inkl. Neukundentarife enthalten, nicht mengengewichtet****

Bestandteile in ct/kWh	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020 19%	2021	1. Hj. 2022	2. Hj. 2022	2023
Beschaffung, Netzentgelt, Vertrieb	13,04	11,73	8,75	8,71	9,83	10,38	10,98	11,35																			
Beschaffung, Vertrieb									4,92	6,08	7,22	8,52	8,16	8,01	8,16	7,91	7,38	7,05	6,26	5,71	6,20	7,09	7,51	7,93	14,40	20,64	23,83
Netzentgelt inkl. Messung, Messstellenbetrieb, (Abrechnung*)									6,93	6,24	5,90	5,73	5,86	5,92	6,14	6,64	6,63	6,74	7,01	7,51	7,29	7,39	7,75	7,80	8,08	8,08	9,52
Mehrwertsteuer	2,33	2,28	1,92	1,97	2,22	2,37	2,48	2,57	2,68	3,30	3,46	3,71	3,78	4,03	4,13	4,60	4,65	4,58	4,60	4,67	4,71	4,86	5,08	5,13	5,92	6,40	7,30
Konzessionsabgabe	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66
EEG-Umlage**	0,08	0,09	0,20	0,25	0,35	0,42	0,51	0,69	0,88	1,02	1,16	1,31	2,05	3,530	3,592	5,277	6,240	6,170	6,354	6,880	6,792	6,405	6,756	6,500	3,723	-	-
KWKG-Umlage			0,13	0,20	0,26	0,31	0,28	0,34	0,34	0,29	0,20	0,23	0,13	0,03	0,002	0,126	0,178	0,254	0,445	0,438	0,345	0,280	0,226	0,254	0,378	0,378	0,357
§19 StromNEV-Umlage															0,151	0,329	0,092	0,237	0,378	0,388	0,370	0,305	0,358	0,432	0,437	0,437	0,417
Offshore-Netzumlage***															0,250	0,250	-0,051	0,040	-0,028	0,037	0,416	0,416	0,395	0,419	0,419	0,591	
Umlage für abschaltbare Lasten																0,009	0,006		0,006	0,011	0,005	0,007	0,009	0,003	0,003	-	
Stromsteuer		0,77	1,28	1,53	1,79	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05	2,05
GESAMT	17,11	16,53	13,94	14,32	16,11	17,19	17,96	18,66	19,46	20,64	21,65	23,21	23,69	25,23	25,89	28,84	29,14	28,70	28,80	29,28	29,47	30,46	31,81	32,16	37,07	40,07	45,73

* ab 2017 Abrechnung im Netzentgelt enthalten ** EEG-Umlage entfällt ab 01.07.2022

*** bis 2018 Offshore-Haftungsumlage **** ausführliche methodische Erläuterung zur Durchschnittsbildung s. Folie 2

Quelle: BDEW; Stand: 11/2023

Entwicklung durchschnittlicher Strompreis nach Preisbestandteilen für Haushalte in Deutschland 1998-2023 nach BDEW (4)

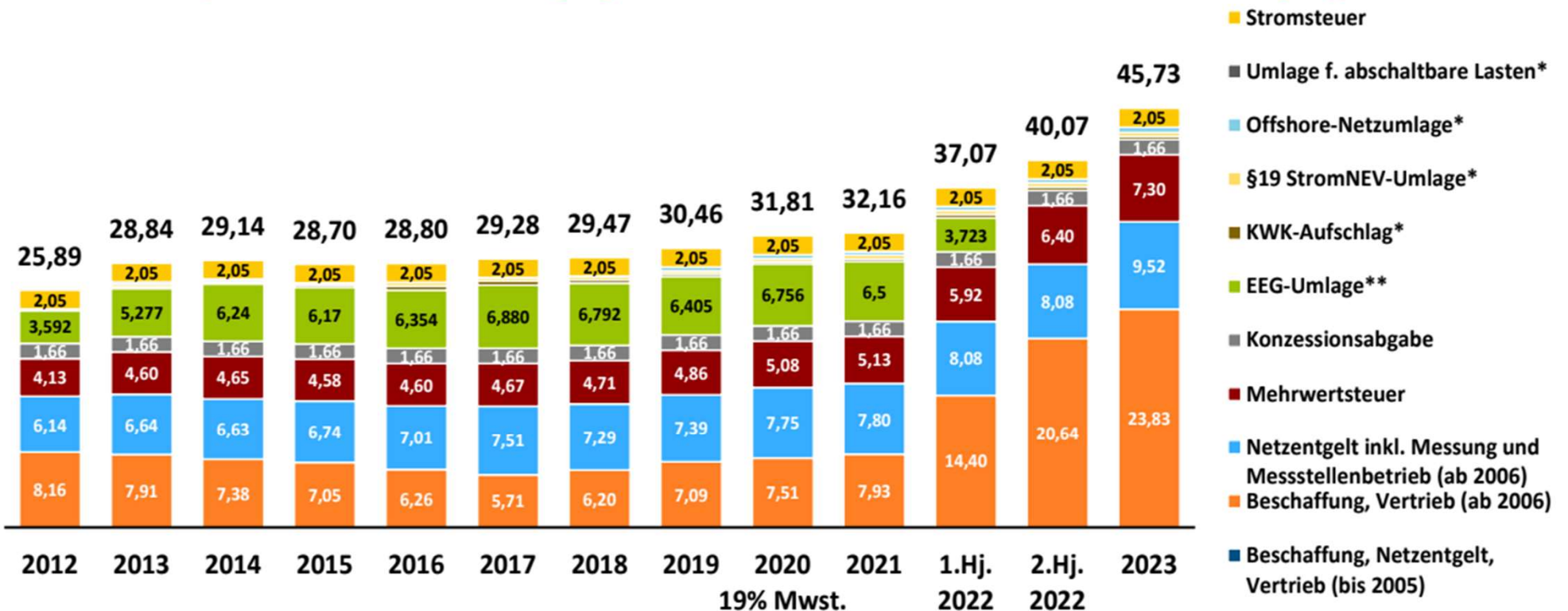
Jahr 2023: Strompreis 45,73 Cent/kWh

12.12.2023 Folie 8 BDEW-Strompreisanalyse Dezember 2023



Strompreis für Haushalte

Durchschnittlicher Strompreis für einen Haushalt in ct/kWh, Jahresverbrauch 3.500 kWh, Grundpreis anteilig enthalten, Tarifprodukte und Grundversorgungstarife inkl. Neukundentarife enthalten, nicht mengengewichtet***



*Einzelwerte s. Folie 10 **EEG-Umlage seit 01.07.2022 entfallen

***ausführliche methodische Erläuterung zur Durchschnittsbildung s. Folie 2

Entwicklung durchschnittlicher Strompreis nach Preisbestandteilen für Haushalte in Deutschland 2012-2024 nach BDEW (5)

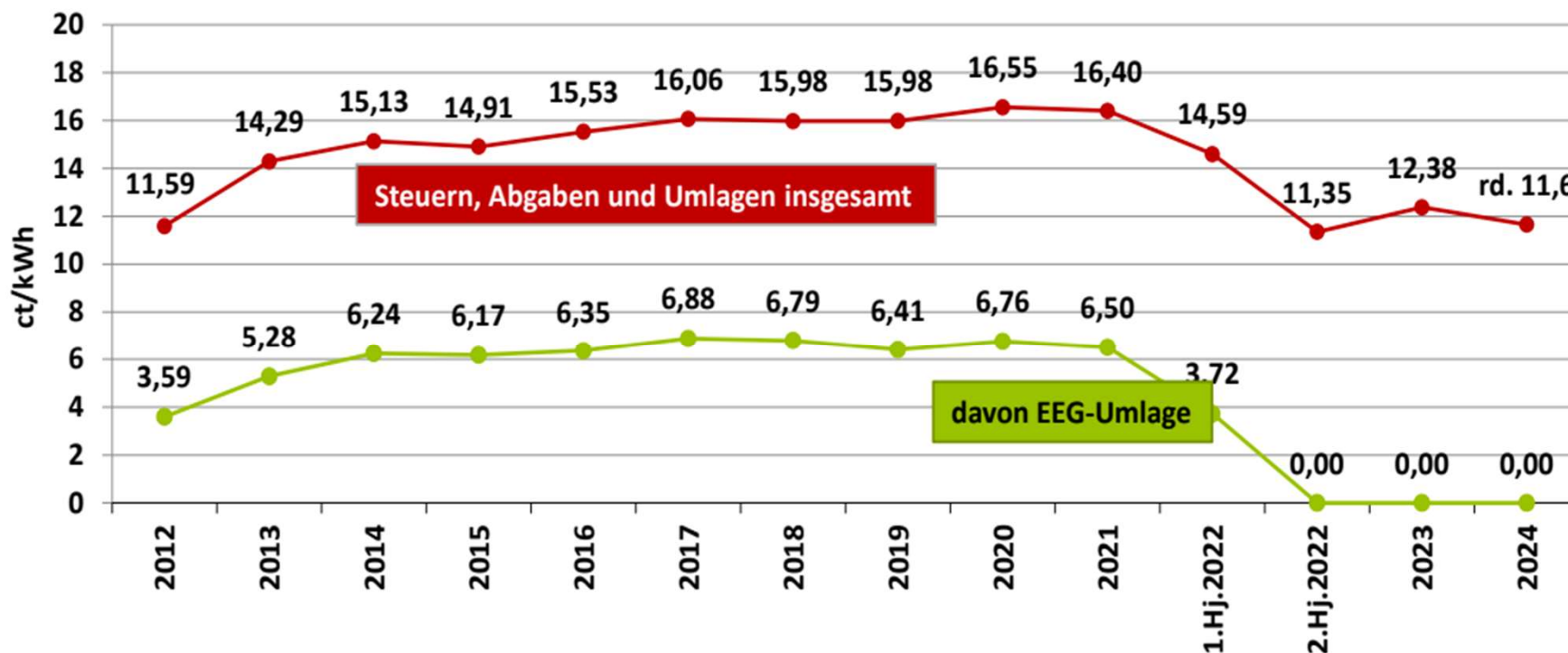
Jahr 2023: Strompreis 45,73 Cent/kWh
davon Steuern, Abgaben und Umlagen 12,38 ct/kWh (Anteil 27,1%)

12.12.2023 Folie 11 BDEW-Strompreisanalyse Dezember 2023



Strompreis für Haushalte: Steuern und Umlagen ab 2012

Bei durchschnittlichem Strompreis für einen Haushalt (ct/kWh), Jahresverbrauch 3.500 kWh



Quelle: BDEW; Stand: 11/2023

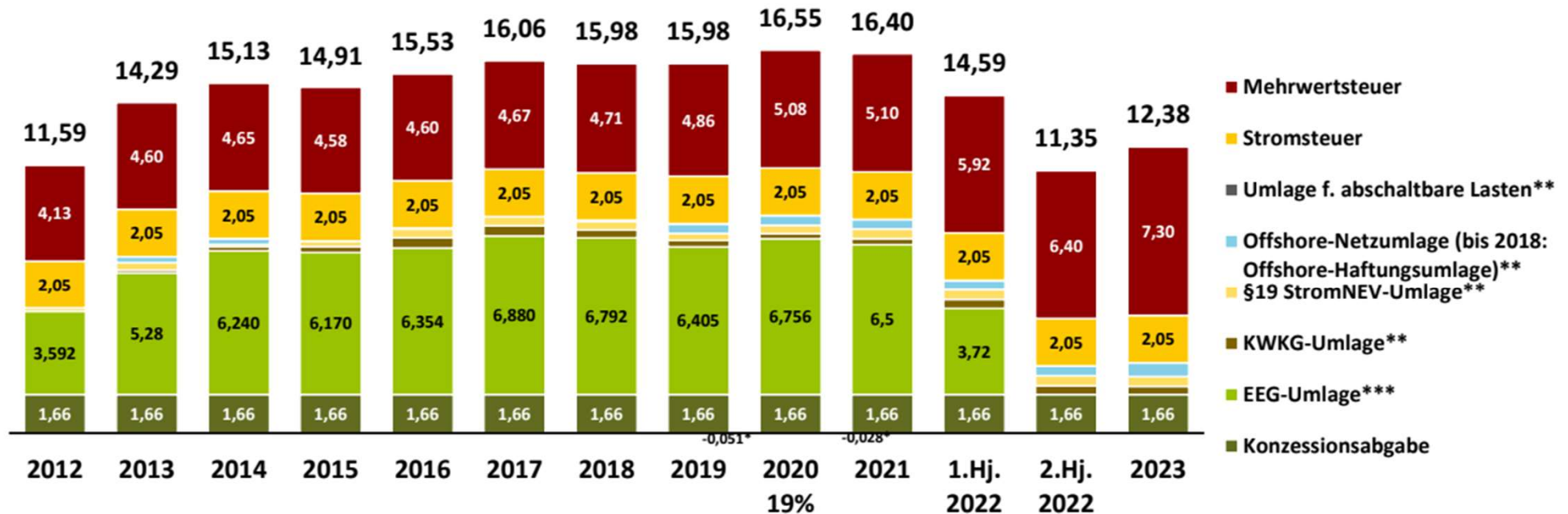
Entwicklung Preisbestandteile bei den Strompreisen für Haushalte beim Strombezug in Deutschland 2012-2023 nach BDEW (6)

Jahr 2023: Strompreis 45,73 Cent/kWh
davon Steuern, Abgaben und Umlagen 12,38 ct/kWh (Anteil 27,1%)

12.12.2023 Folie 12 BDEW-Strompreisanalyse Dezember 2023

bdew
Energie. Wasser. Leben.

Steuern, Abgaben und Umlagen für Haushalte in Cent/kWh



Quelle: BDEW, Stand: 11/2023 *Offshore-Haftungsumlage 2015/17 wegen Nachverrechnung negativ **Einzelwerte s. Folie 10 ***EEG-Umlage seit 01.07.2022 entfallen

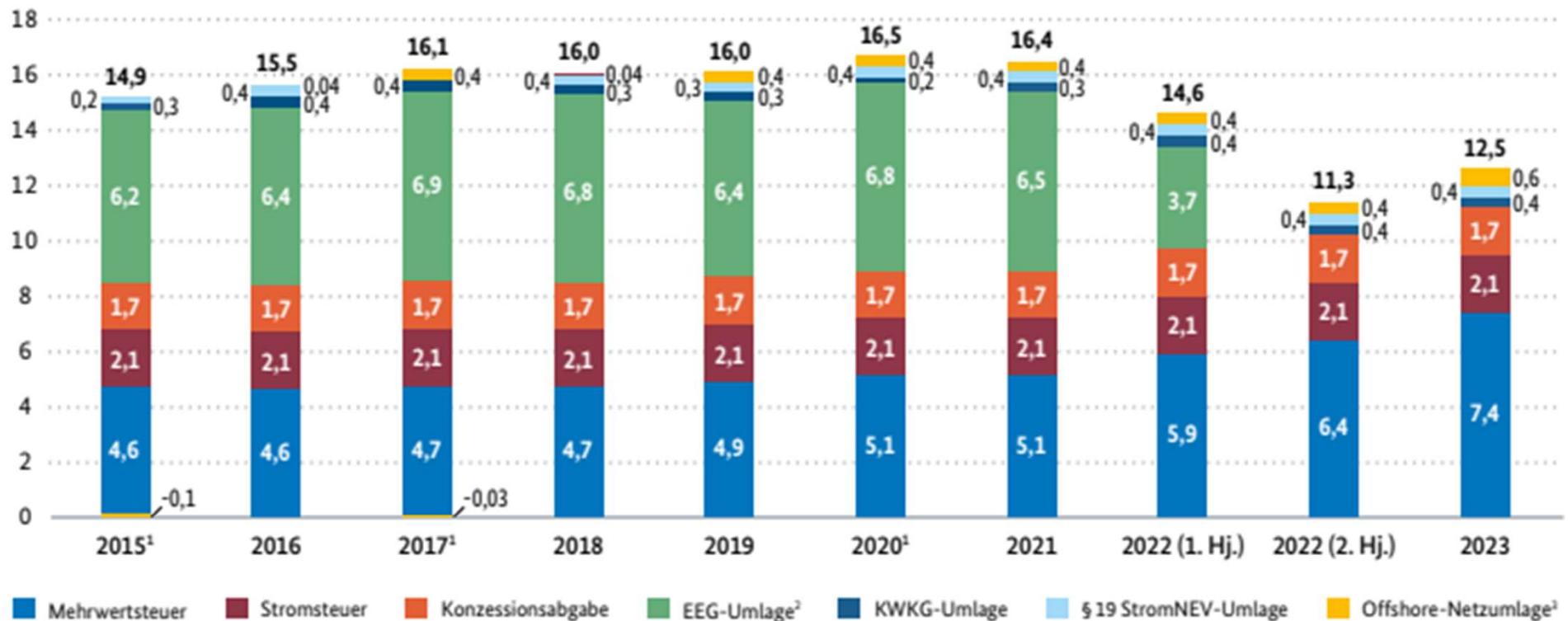
Entwicklung Preisbestandteile bei den Strompreisen für Haushalte beim Strombezug in Deutschland 2015-2023 nach BDEW (6)

Jahr 2023: Strompreis 45,73 Cent/kWh

davon Steuern, Abgaben und Umlagen 12,50 ct/kWh (Anteil 27,1%)

Abbildung 25: Steuern, Abgaben und Umlagen für Haushalte in ct/kWh

Bestandteile in Cent/Kilowattstunde (ct/kWh)



Aufgrund der sehr geringen Summen (< 0,01) ist die Umlage für abschaltbare Lasten nicht dargestellt.

Einzelwerte unter [BDEW-Strompreisanalyse](#) einsehbar.

1 19% MwSt im Jahr 2020

2 EEG-Umlage entfällt ab 01.07.2022

3 Offshore-Netzumlage 2015/17 wegen Nachverrechnung negativ (2015: -0,051 ct/kWh, 2017: -0,028 ct/kWh)

Quelle: BDEW [11] aus BMWK- Erneuerbare Energien in Zahlen, Nationale und internationale Entwicklung 2022, S. 43, 10/2023

Preisbestandteile bei den Strompreisen für Haushalte beim Strombezug in Deutschland im Jahr 2023 nach BDEW (7)

Jahr 2023: Strompreis 45,73 Cent/kWh
davon Steuern, Abgaben und Umlagen 12,38 ct/kWh (Anteil 27,1%)

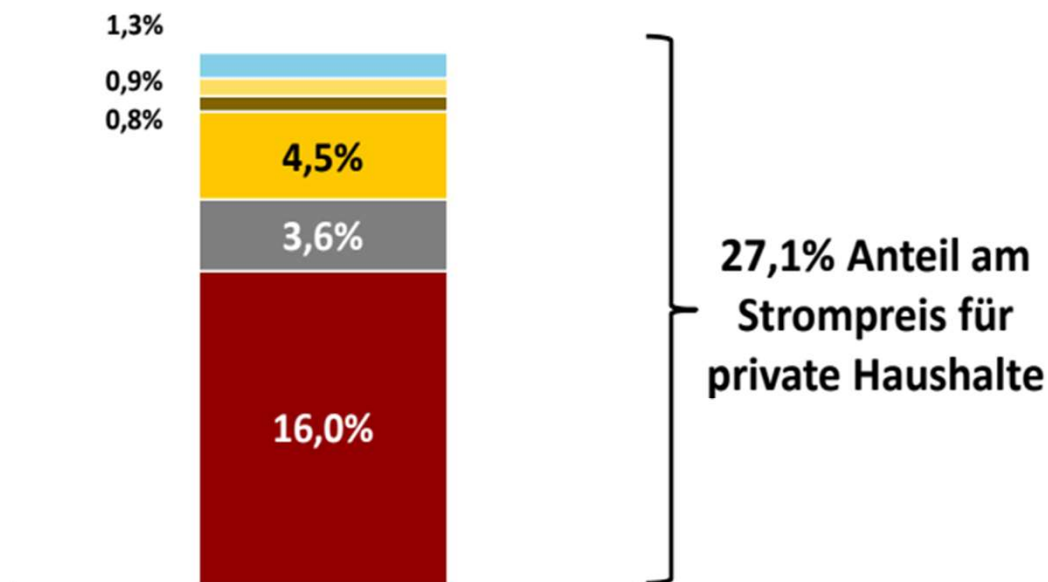
12.12.2023 Folie 27 BDEW-Strompreisanalyse Dezember 2023

bdew
Energie. Wasser. Leben.

Strompreis für Haushalte 2023: Staatliche Steuern, Abgaben und Umlagen

Offshore-Netzumlage
§ 19 StromNEV-Umlage
KWKG-Umlage
Stromsteuer
Konzessionsabgabe*

Mehrwertsteuer 19%



Preisbestandteile bei den Strompreisen für Haushalte beim Strombezug in Deutschland im Jahr 2023 (8)

Jahr 2023: Strompreis 46,23 Cent/kWh
enthält 19% MwSt.

12.12.2023 Folie 32 BDEW-Strompreisanalyse Dezember 2023

bdew
Energie. Wasser. Leben.

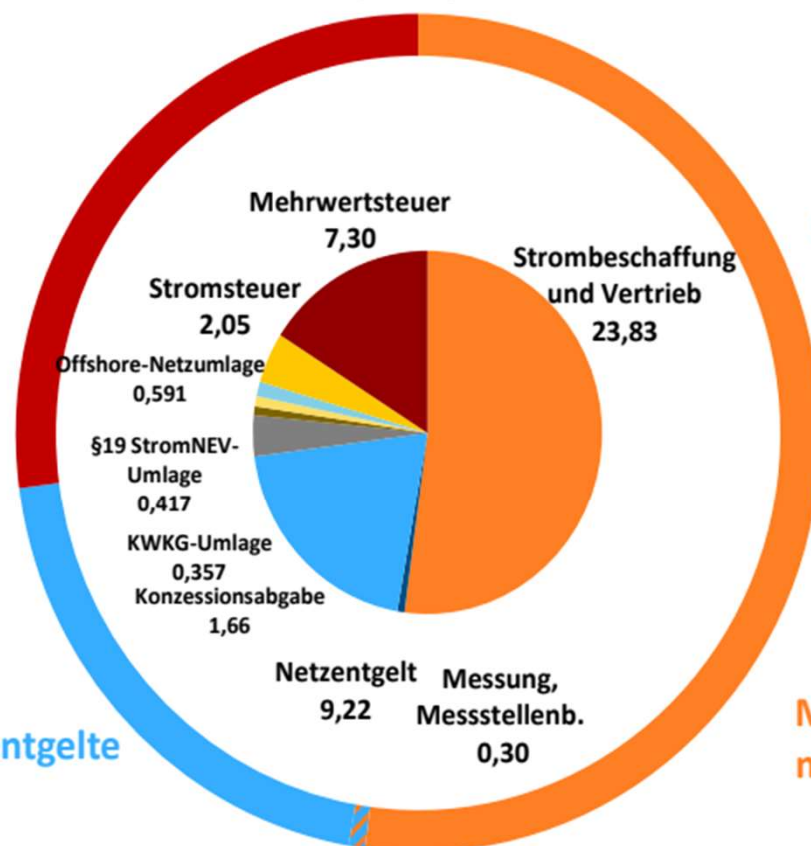
Strompreis Haushalte 2023

Durchschnittlicher Strompreis für einen Haushalt in ct/kWh, Jahresverbrauch 3.500 kWh, Grundpreis anteilig enthalten, Tarifprodukte und Grundversorgungstarife inkl. Neukundentarife enthalten, nicht mengengewichtet*

Durchschnittlicher
Strompreis für
Haushalte 2023:
46,27 ct/kWh

**Steuern, Abgaben
und Umlagen
27,1%**

**regulierte Netzentgelte
20,1%**



**Strombeschaffung/Vertrieb
marktlich
52,1%**

**Messung/
Messstellenbetrieb
marktlich/reguliert
0,7%**

Entwicklung durchschnittliche monatliche Stromrechnung für Haushalte in Deutschland 2012-2023 nach BDEW (9)

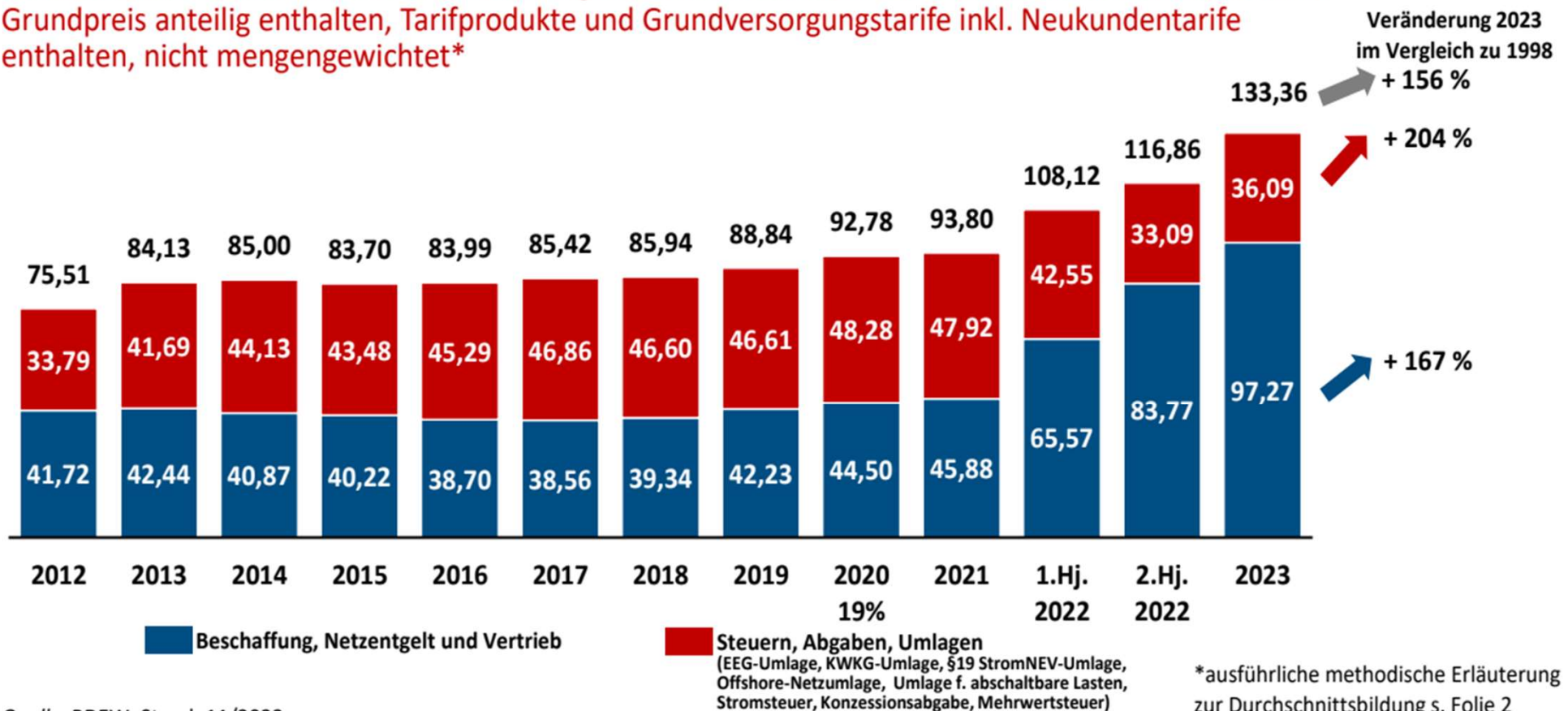
Jahr 2023: Stromrechnung 133,36 Euro/Monat

12.12.2023 Folie 16 BDEW-Strompreisanalyse Dezember 2023

bdew
Energie. Wasser. Leben.

Stromrechnung für Haushalte

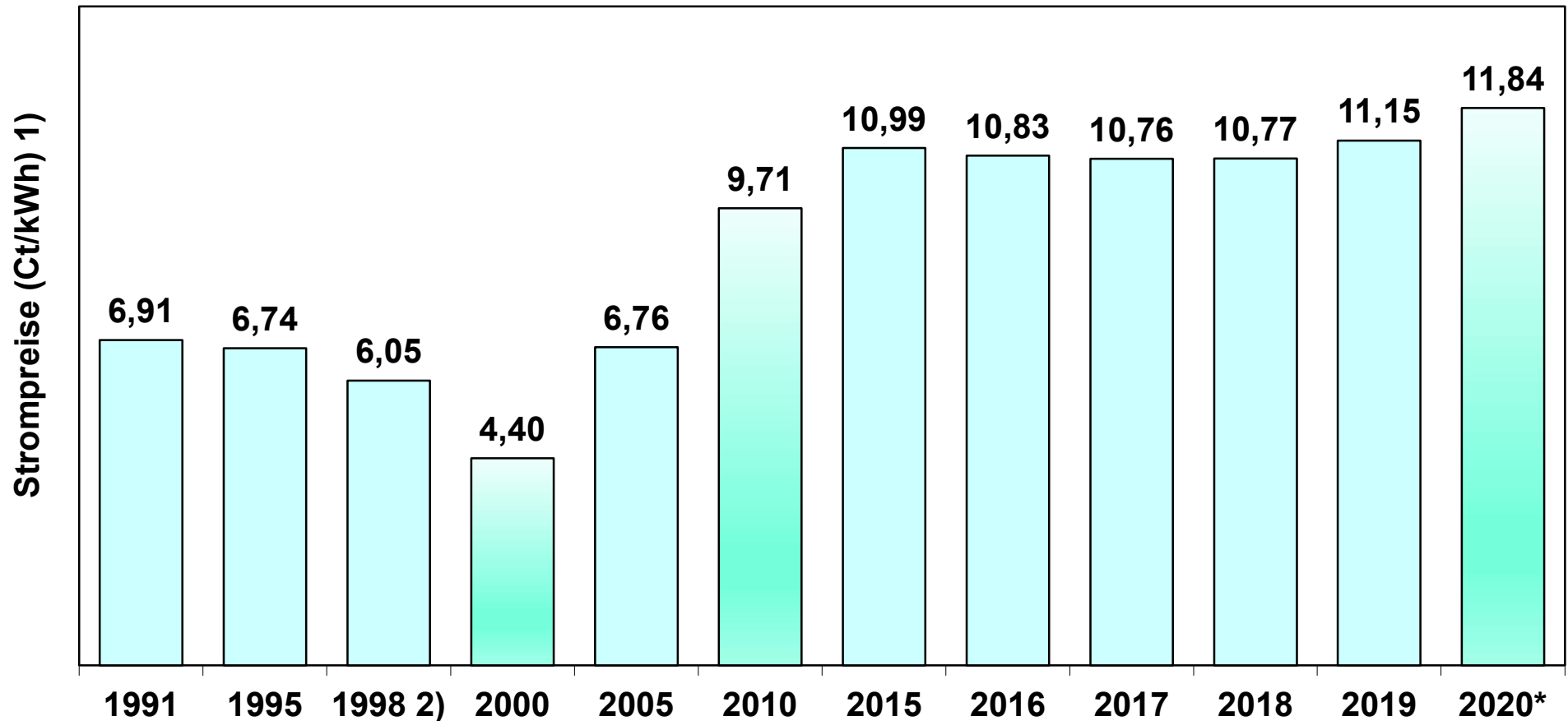
Durchschnittliche monatliche Stromrechnung für einen Haushalt in Euro, Jahresverbrauch 3.500 kWh, Grundpreis anteilig enthalten, Tarifprodukte und Grundversorgungstarife inkl. Neukundentarife enthalten, nicht mengengewichtet*



Quelle: BDEW, Stand: 11/2023

Entwicklung durchschnittliche Strompreise für Industriekunden in Deutschland 1991-2021 nach BMWI (1)

Jahr 2020: Durchschnitts-Strompreis 11,84 Cent/kWh ¹⁾, Veränderung zum VJ + 6,2%



Grafik Bouse 2022

* Daten 2020 vorläufig, Stand 1/2022

1) Strompreise für Industrie ohne Mehrwertsteuer (MWSt), berechnet aus Durchschnittserlösen

2) Beginn der Liberalisierung der Strommärkte 1998

Entwicklung durchschnittliche Strompreise für die Industrie nach Preisbestandteilen inkl. Stromsteuer in Deutschland 1998-2023 nach BDEW (2)

Jahr 2023: Durchschnitts-Strompreis 24,86 Cent/kWh

12.12.2023 Folie 37 BDEW-Strompreisanalyse Dezember 2023



Strompreis-Bestandteile für Industrie

Durchschnittlicher Strompreise für Neuabschlüsse in der Industrie in ct/kWh, Jahresverbrauch 160.000 bis 20 Mio. kWh, mittelspannungsseitige Versorgung

Bestandteile in ct/kWh	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	1. Hj. 2022	2. Hj. 2022	2023	
Beschaffung, Netzentgelt, Vertrieb	9,15	8,51	5,46	5,61	5,99	6,17	7,02	7,65	9,26	9,00	10,70	8,70	8,63	8,83	8,98	7,85	6,95	7,19	7,00	8,02	8,97	9,48	8,48	12,30	26,58	50,66	22,00	
Konzessionsabgabe	0,11	0,11	0,00	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	
EEG-Umlage*	0,08	0,09	0,20	0,25	0,35	0,42	0,51	0,69	0,88	1,02	1,16	1,31	2,05	3,530	3,592	5,277	6,240	6,170	6,354	6,880	6,792	6,405	6,756	6,5	3,723	-	-	
KWKG-Umlage			0,13	0,19	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,03	0,04	0,07	0,07	0,08	0,28	0,29	0,26	0,28	0,226	0,254	0,378	0,378	0,357	
§19 StromNEV-Umlage															0,07	0,10	0,23	0,15	0,24	0,25	0,24	0,20	0,23	0,27	0,27	0,27	0,26	
Offshore-Netzumlage**																0,17	0,17	-0,01	0,03	-0,002	0,040	0,416	0,416	0,395	0,419	0,419	0,591	
Umlage für abschaltbare Lasten																	0,009	0,006		0,006	0,011	0,005	0,007	0,009	0,003	0,003	-	
Stromsteuer	0	0,15	0,26	0,31	0,36	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,537	1,537	1,537	1,537	1,537	1,537	1,537	1,537	1,537	1,537	1,537	1,537	1,537	1,537	1,537
GESAMT	9,34	8,86	6,05	6,47	6,86	7,98	8,92	9,73	11,53	11,41	13,25	11,40	12,07	14,04	14,33	15,11	15,32	15,23	15,55	17,09	17,96	18,43	17,76	21,38	33,02	53,38	24,86	

* EEG-Umlage entfällt ab 01.07.2022

** bis 2018 Offshore-Haftungsumlage

Entwicklung durchschnittliche Strompreise für die Industrie in ct/kWh ohne Stromsteuer in Deutschland 2012-2023 nach BDEW (3)

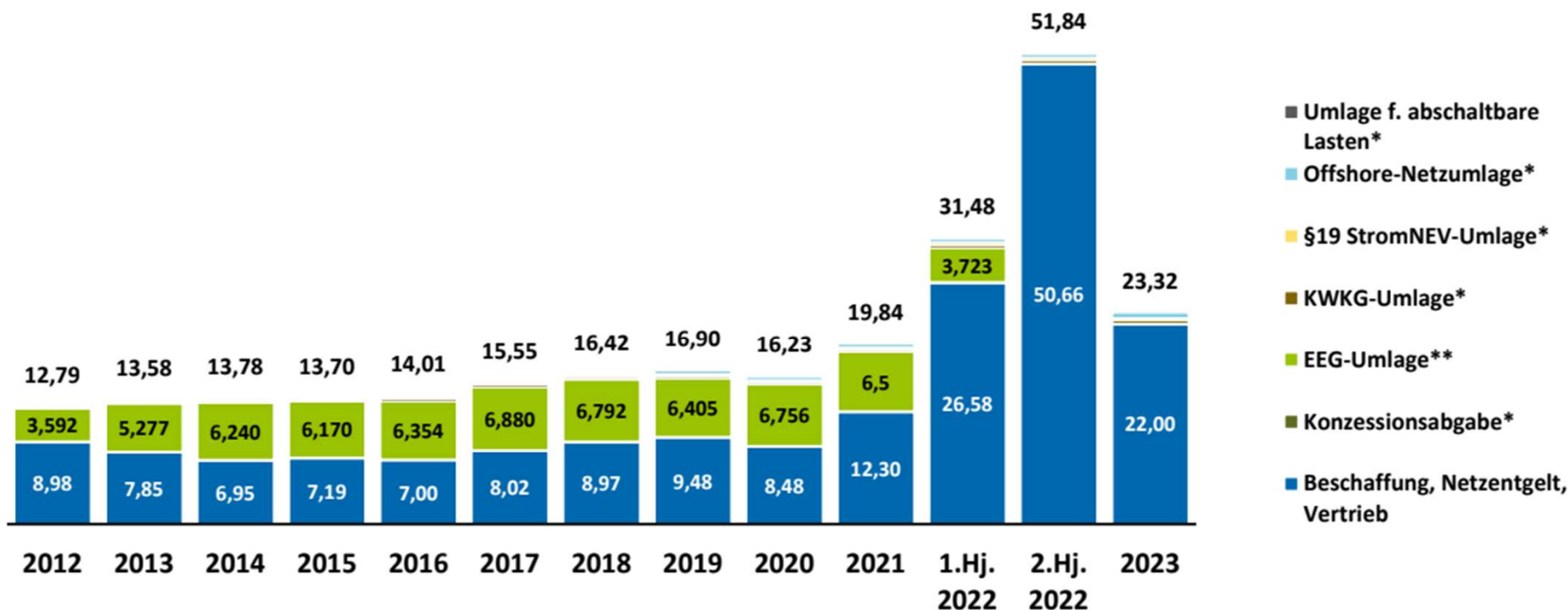
Jahr 2023 Durchschnitts-Strompreis 23,32 Cent/kWh
davon Steuern, Abgaben 4,90 Cent/kWh, Anteil 19,5%

12.12.2023 Folie 34 BDEW-Strompreisanalyse Dezember 2023



Strompreis für die Industrie (ohne Stromsteuer)

Durchschnittlicher Strompreis für Neuabschlüsse in der Industrie in ct/kWh (ohne Stromsteuer), Jahresverbrauch 160.000 bis 20 Mio. kWh, mittelspannungsseitige Versorgung



Quellen: VEA, BDEW; Stand: 11/2023

*Einzelwerte s. Folie 37 **EEG-Umlage ab 01.07.2022 entfallen

Entwicklung durchschnittliche Strompreise für die Industrie nach Preisbestandteilen inkl. Stromsteuer in Deutschland 2012-2023 nach BDEW (4)

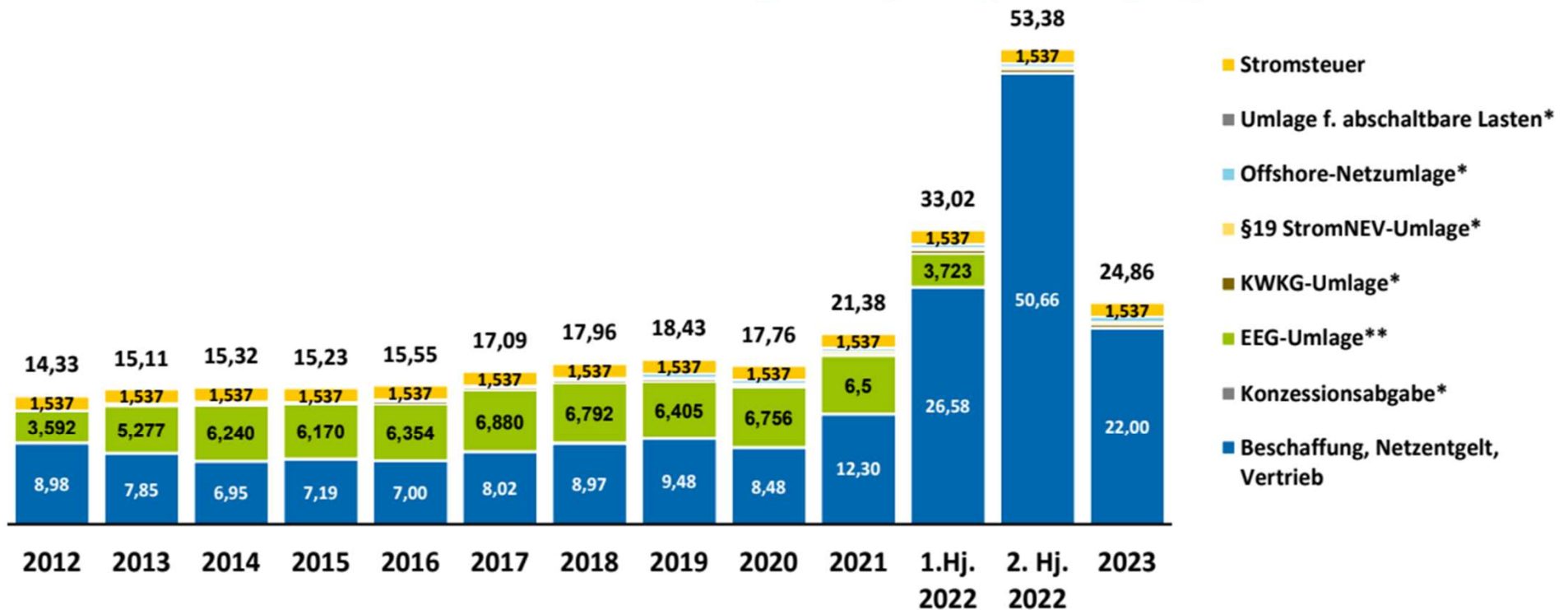
Jahr 2023: Strompreis 24,26 Cent/kWh
davon Steuern, Abgaben 1,32 Cent/kWh, Anteil 5,4%

12.12.2023 Folie 35 BDEW-Strompreisanalyse Dezember 2023



Strompreis für die Industrie (inkl. Stromsteuer)

Durchschnittlicher Strompreise für Neuabschlüsse in der Industrie in ct/kWh (inkl. Stromsteuer), Jahresverbrauch 160.000 bis 20 Mio. kWh, mittelspannungsseitige Versorgung

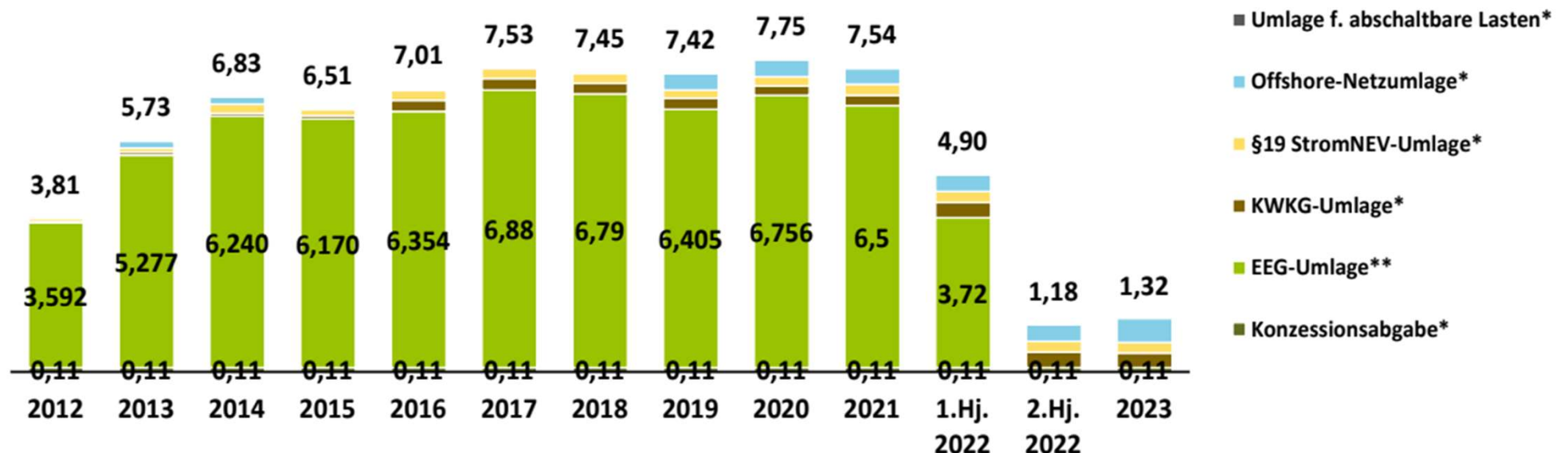


Entwicklung durchschnittliche Strompreise Steuern und Abgaben in der Industrie in ct/kWh ohne Stromsteuer in Deutschland 2012-2023 (5)

Jahr 2023: Strompreis für Steuern und Abgaben 1,32 Cent/kWh

Steuern und Abgaben für die Industrie in ct/kWh

Durchschnittlicher Strompreis für Neuabschlüsse in der Industrie in ct/kWh (ohne Stromsteuer), Jahresverbrauch 160.000 bis 20 Mio. kWh, mittelspannungsseitige Versorgung

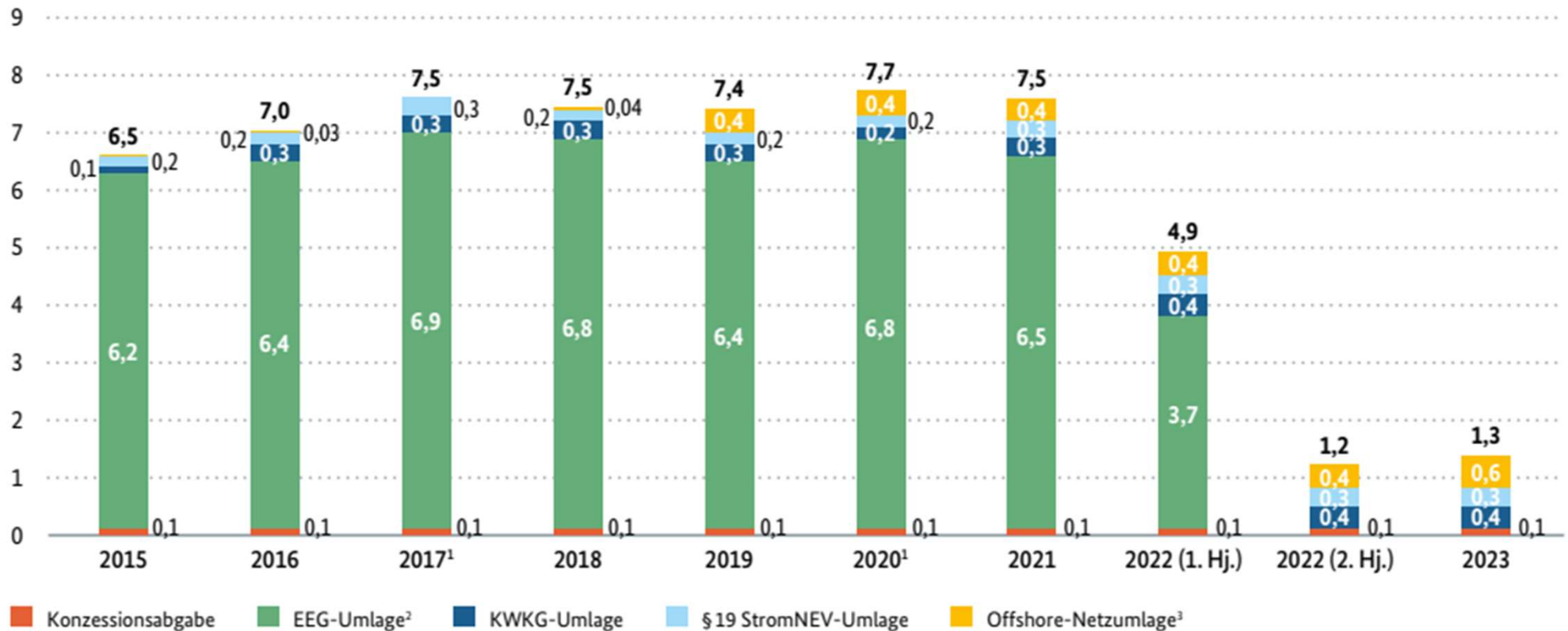


Entwicklung durchschnittliche Strompreise für Steuern und Abgaben in der Industrie in ct/kWh ohne Stromsteuer in Deutschland 2015-2023 (6)

Jahr 2023: Strompreis für Steuern und Abgaben 1,32 Cent/kWh

Abbildung 26: Steuern, Abgaben und Umlagen für Industrie in ct/kWh (ohne Stromsteuer)

Bestandteile in Cent/Kilowattstunde (ct/kWh)



Aufgrund der sehr geringen Summen (< 0,01) ist die Umlage für abschaltbare Lasten nicht dargestellt.

Einzelwerte unter [BDEW-Strompreisanalyse](#) einsehbar.

1 19% MwSt im Jahr 2020

2 EEG-Umlage entfällt ab 01.07.2022

3 Offshore-Netzumlage 2015/17 wegen Nachverrechnung negativ (2015: -0,01 ct/kWh, 2017: -0,00 ct/kWh)

Entwicklung durchschnittliche Strompreise für die Industrie-Großabnehmer nach Preisbestandteilgruppen in Deutschland 2007-1.HJ 2023 nach BDEW (7)

1. HJ 2023: 16,86 Cent/kWh

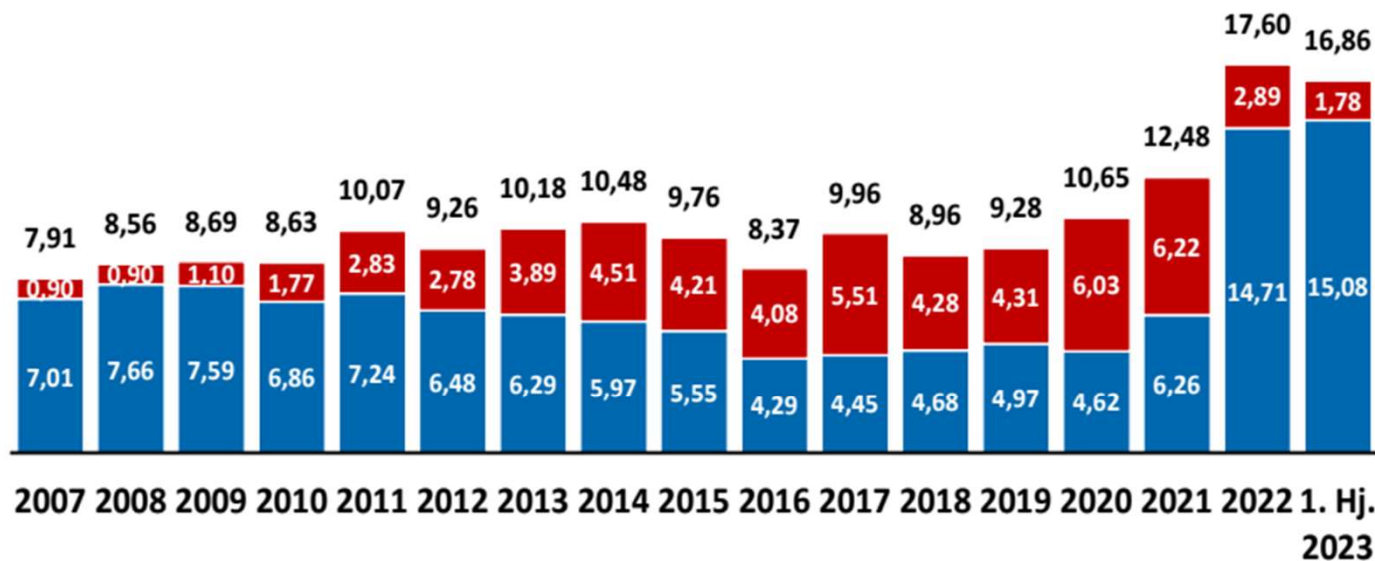
12.12.2023 Folie 40 BDEW-Strompreisanalyse Dezember 2023

bdew
Energie. Wasser. Leben.

Strompreis für die Industrie: Großabnehmer (70 bis 150 Mio. kWh/a)

Durchschnittlicher Strompreise für die Industrie in ct/kWh

Jahresverbrauch 70 Mio. bis 150 Mio. kWh; ohne rückerstattungsfähige Steuern



■ nicht erstattungsfähige Steuern, Abgaben und Umlagen (ohne Stromsteuer und ohne MwSt.)

■ Beschaffung, Netzentgelt, Vertrieb

Quellen: Eurostat, BDEW (eigene Berechnungen); Stand: 11/2023

Anmerkungen:

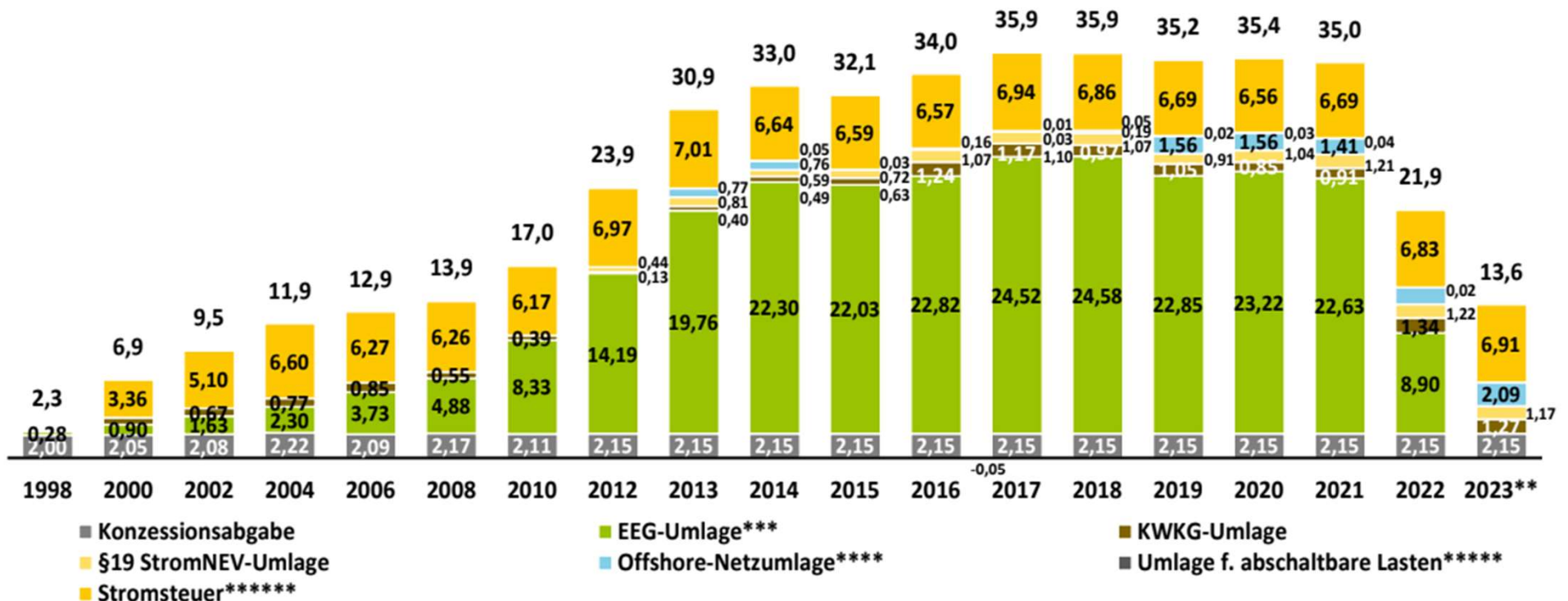
- 1) Eurostat-Daten vor 2007 aufgrund geänderter Erhebungsmethodik nicht vergleichbar.
- 2) Nicht erstattungsfähige Steuern, Abgaben und Umlagen (Konzessionsabgabe, EEG-Umlage, KWKG-Umlage, §19 StromNEV-Umlage, Offshore-Netzumlage, Umlage f. abschaltb. Lasten) können nicht einzeln ausgewiesen werden.
- 3) Rückerstattungsfähige Steuern sind die Stromsteuer und die Umsatzsteuer
- 4) Je nach Abnahmeverhalten/Netznutzung können die nicht erstattungsfähigen Steuern und Abgaben individuell deutlich variieren.

Entwicklung der Gesamtbelastung der Strompreise durch Steuern und Abgaben in Deutschland 1998-2023

Jahr 2023: Gesamt 13,6 Mrd. €; Veränderungen zum VJ - 37,9%

Gesamtbelastung durch Steuern und Abgaben

Belastung der Strompreise in Mrd. € (ohne MwSt.*)



* Mehrwertsteuerbelastung 2022 rd. 11 Mrd. Euro

** teilweise vorläufig

*** bis 2009 Mehrkosten gegenüber Börsenpreis; 2022: überwiegend Jan.-Jun. 2022

Quelle: BDEW. Stand 11/2023

**** bis 2018 Offshore-Haftungsumlage; 2015 Rückzahlung

***** Umlage für abschaltbare Lasten 2016 ausgesetzt

***** 2023: gemäß AK „Steuerschätzung“ des BMF, Nov. 2023

Entwicklung von Energiepreisen in den Sektoren Haushalte, Verkehr und Industrie sowie ausgewählte Preisindizes in Deutschland 1991-2021 (1)

Verbraucherpreise*	Einheit	Jahr									
		1991	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2021		
Haushalte mit MWSt											
Heizöl leicht	Euro/100l	26,38	21,94	40,82	53,59	65,52	59,20	50,12	71,08		
Erdgas ²⁾	Cent/kWh	3,55	3,48	3,94	5,34	6,36	7,06	6,82	7,14		
Strom ³⁾	Cent/kWh	14,60	16,36	14,92	18,23	23,42	29,16	32,18	32,61		
Briketts	€/100 kg	22,39	26,34	28,53	30,15	-	-	-	-		
Fernwärme ⁸⁾	E/GJ	11,86	12,34	13,39	17,15	21,38	24,82	23,94	24,21		
Industrie ohne MWSt											
Heizöl schwer ⁴⁾	€/t	114,70	106,75	188,92	242,64	395,50	278,40	-	-		
Heizöl leicht ⁷⁾	€/100 l	20,32	14,94	31,79	42,42	52,31	46,19	36,13	56,88		
Erdgas ⁵⁾	Cent/kWh	1,47	1,27	1,69	2,46	2,93	2,95	2,20			
Strom ⁵⁾	Cent/kWh	6,91	6,74	4,40	6,76	9,71	10,99	11,84			
Verkehr mit MWSt											
Superbenzin	€/l	-	0,79	1,02	1,23	1,42	1,401	1,30	1,57		
Super-Plus	€/l	-	-	-	-	1,50	1,432	1,43	1,75		
Dieselmotorkraftstoff ⁶⁾	€/l	0,55	0,58	0,80	1,07	1,23	1,189	1,14	1,40		
Preisindizes											
Lebenshaltung	2015 =100	65,5	75,1	79,9	86,2	93,2	100	105,8	109,1		
Einfuhr	2015 =100	85,6	83,1	91,8	92,3	99,3	100	97,3			
Bruttoinlandsprodukt (BIP real 2015)	2015 =100	71,6	81,5	82,6	87,3	92,3	100	108,4	112,1		

* Daten 2021 vorläufig, Stand 1/2022

2) bei einer Abgabemenge von 1600 kWh pro Monat inkl. aller Steuern und Abgaben; 3) Tarifabnehmer (bei einer Abgabemenge von 325 kWh pro Monat), inkl. aller Steuern;

4) Durchschnittspreis bei Abnahme von 2001 t und mehr im Monat, ab 1993 bei Abnahme von 15 t und mehr im Monat und Schwefelgehalt von maximal 1%.

5) Durchschnittserlöse; 6) Markenware mit Selbstbedienung; 7) Lieferung von mindestens 500 t a. d. Großhandel, ab Lager, Werte bis 1998 alte Bundesländer

8) für Mehrfamilienhäuser, Anschlussleistung 160 kW, Jahresnutzung 1.800 Std

Entwicklung ausgewählte Energie-Verbraucherpreise in Deutschland 2000-2020 (2)

Energieträger	Energieinhalt Heizwert	Energie-Verbraucherpreise ¹⁾			
		2000		2020	
		Mengen- einheit	Energie- einheit Cent/kWh	Mengen- einheit	Energie- einheit Cent/kWh
Fernwärme – Haushalt ⁶⁾		13,39 €/GJ	4,8	23,94 €/GJ	8,6
Super-Benzin	9,1 kWh/l	102 Cent/l	11,2	130 Cent/l	14,3
Diesel	10,06 kWh/l	80 Cent/l	8,0	114 Cent/l	11,3
Heizöl EL – Haushalt - Industrie ⁷⁾	10,06 kWh/l	40,82 Cent/l 31,79 Cent/l	4,1 3,2*	50,12 Cent/l 36,13 Cent/l	5,0 3,6*
Erdgas - Haushalt ²⁾ - Industrie ³⁾	10,0 kWh/kWh	3,94 Cent/kWh 1,71 Cent/kWh*	3,9 1,7*	6,82 Cent/kWh 2,41 Cent/kWh*	6,8 2,4* (2019)
Kohle - Haushalt B-Briketts	5,4 kWh/kg	28,53 €/100 kg	5,3	31,83 €/100 kg	5,9 (2009)
Strom - Haushalte Tarif ⁴⁾ - Industrie ⁵⁾	1 kWh/1 kWh	14,9 Cent/kWh 4,4 Cent/kWh*	14,9 4,4*	32,18 Cent/kWh 11,15 Cent/kWh	32,2 11,2*

Umrechnungsbeispiele 2020: Superbenzin: 130 Ct/l / 9,1 kWh/l = 14,3 Ct/kWh; Fernwärme: 23,94 €/GJ = 2.394 Ct/GJ = 2.394 Ct/(1.000/3,6kWh) = 8,6 Ct/kWh

1) Verbraucherpreise mit /ohne* MwSt

2) Erdgas Haushalt: Bei einer Abnahmemenge von 1.600 kWh/Monat bzw. 19.200 kWh/Jahr; 3) Erdgas Industrie: Durchschnittserlöse

4) Strom Haushalt: Tarifabnehmer bei Abnahmemenge 325 kWh/Monat bzw. 3.900 kWh/Jahr; 5)

6) Fernwärme Haushalt: Für Mehrfamilienhäuser, Anschlussleistung 160 kW, Jahresnutzung 1.800 h

7) Heizöl Industrie: Lieferung von mind. 500 t/a a. d. Großhandel, ab Lager

Einleitung und Ausgangslage zur Strombörse EEX in Deutschland, Leipzig (1)

Durch die Liberalisierung der europäischen Elektrizitätsmärkte hat das Thema Stromhandel für die Energieversorger stark an Bedeutung gewonnen. Vor der Liberalisierung wurde der Strom zumeist bei einigen wenigen Lieferanten bezogen und zu den Kunden in den jeweiligen Versorgungsgebieten weiterverkauft. Diese langfristigen Lieferverträge wichen immer mehr Verträgen mit kurzfristiger Dauer.

Strom- und Stromterminbörsen wurden eingerichtet, um, wie andere Börsen auch, den Abschluss von Verträgen zu marktgerechten Preisen zu ermöglichen bzw. zu erleichtern. Ein treibender Faktor war die in den 1990er Jahren vorherrschende volkswirtschaftliche Dogmatik, der zufolge Märkte stets effizient sind und eine optimale Allokation von Ressourcen garantieren. Mit der Etablierung der Strombörse löste eine Preisbildung auf Grundlage der Grenzkosten der Stromerzeugung zunehmend die zu Beginn der Liberalisierung vorherrschende Preisbildung auf Grundlage der Durchschnittskosten der Stromerzeugung ab.

Eine **Strombörse** ist ein organisierter Markt für Strom, der ähnlich wie eine Wertpapierbörse funktioniert. Als Produkte werden zeitlich abgegrenzte Mengen an Strom gehandelt. Der Vorteil des Stromhandels an der Börse ist die Bündelung von Angebot und Nachfrage, wodurch eine hohe Liquidität erreicht werden kann. Standardisierte Produkte ermöglichen einen geregelten Handel und schaffen einfache Vergleichsinstrumente, wodurch die Transaktionskosten sinken.

[Strom aus Österreich, Frankreich und Deutschland wird an der Strombörse EEX \(European Energy Exchange\) in Leipzig gehandelt](#), Strom aus fünf skandinavischen Ländern an der Börse Nord Pool.

Spanien und Portugal, Tschechien, die Slowakei haben eine Börse; ebenso Ungarn, Italien und Slowenien. Großbritannien und Irland handeln ihren Strom bisher rein national. Anfang Oktober 2013 hat die EU-Kommission den EU-Mitgliedstaaten den Vorschlag vorgelegt, eine einheitliche europäische Strombörse bis Ende 2015 zu schaffen.

Deutsche Energiebörse in Leipzig - European Energy Exchange (EEX) (2)

Der Handel mit Energie und Emissionsrechten

Spot- und Terminmärkte für Strom, Gas, Kohle und Emissionsberechtigungen

Energiebörse Die European Energy Exchange (EEX) ist die einzige deutsche Energiebörse. Sie ging 2002 in Leipzig an den Start, nachdem die beiden vormals konkurrierenden Börsen – die EEX Frankfurt und die LPX Leipzig – zusammengelegt wurden. Die EEX ist eine öffentlich-rechtliche Einrichtung, die der Börsenaufsicht unterliegt.

Geschäftsmodell Eine Energiebörse ist ein organisierter Markt, der ähnlich wie eine

Wertpapierbörse funktioniert. Die EEX betreibt Spot- und Terminmärkte für Strom, Gas, Kohle und CO₂-Emissionsberechtigungen.

Ausland Die EEX hält zudem 50 Prozent an EPEX Spot SE mit Sitz in Paris, die den kurzfristigen Stromhandel für Deutschland, Frankreich, Österreich und die Schweiz betreibt.

Preisbildung Der Teil des Energiehandels, der nicht über die

EEX läuft, wird durch langfristige Verträge abgesichert, oder Käufer und Verkäufer handeln untereinander. Bei diesen Geschäften gilt der EEX-Preis als Referenzpreis.

Transparenz Seit längerem werden über die EEX auch Kraftwerksdaten veröffentlicht. Hintergrund ist die anhaltende Debatte über mangelnde Transparenz und die Marktdominanz der großen Energiekonzerne. dpa

Die **European Energy Exchange (EEX)** ist eine deutsche Energiebörse, die sich in Leipzig befindet ¹. An der EEX wird Strom für die größten europäischen Strommärkte wie Deutschland, Frankreich und Italien gehandelt ². Die EEX ist eine öffentliche Institution in Deutschland und unterliegt deswegen dem deutschen Börsengesetz ³.

Weitere Informationen

1 eex.com; 2 lekker.de; 3 solar-direktinvest.de; 4 energiemarie.de

Aufbau des Strommarktes in Deutschland in Verbindung mit den Strombörsen in Leipzig und Paris 2011 (3)

Bruttostromerzeugung aus verschiedenen Energieträgerkraftwerken



Produkte der Strombörse in Deutschland (4)

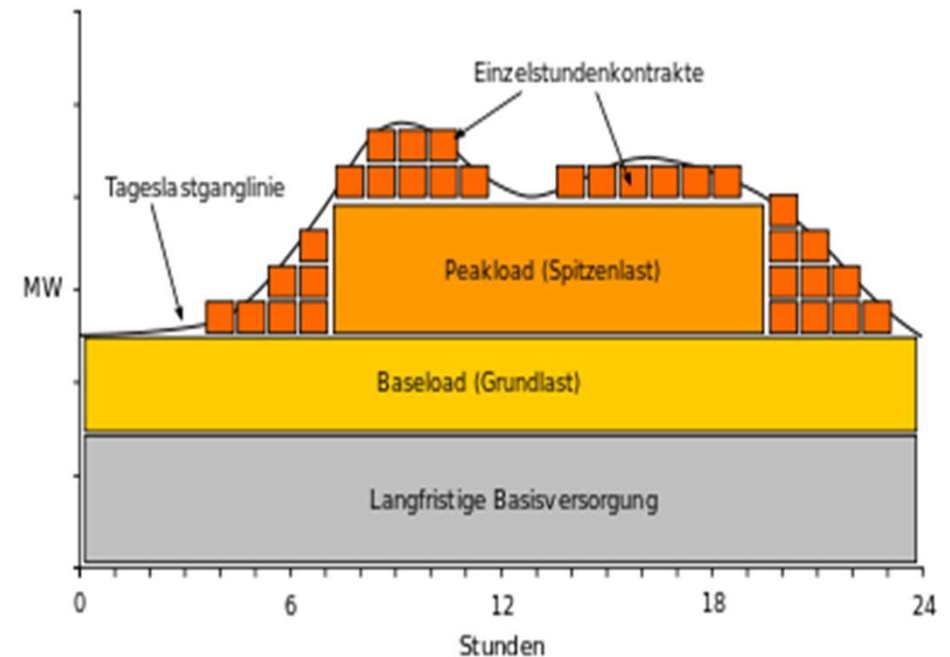
Die Nachfrage im Strommarkt ist vor allem durch zeitlich differenziertes Verbraucherverhalten gekennzeichnet (Lastprofil). Um diesem Umstand gerecht zu werden, unterscheiden sich die angebotenen Produkte an einer Strombörse vor allem durch die zeitliche Länge der Lieferung. Weiter vereinfachen die Blockprodukte den Handel an der Börse.

Am **Terminmarkt** werden langfristige Geschäfte mit einer Laufzeit von bis zu mehreren Jahren getätigt. Dadurch können die Teilnehmer eine sichere Grundversorgung über einen längeren Zeitraum hinweg gewährleisten.

Da sich Strom aber nicht ökonomisch speichern lässt, werden am **Spotmarkt** Produkte mit kürzerer Laufzeit gehandelt. Baseload-Blöcke sollen dabei die Grundlast eines Tages abdecken.

Ein 24-h-Block bedeutet die Lieferung elektrischer Energie mit konstanter Leistung in der Zeit von 0:00 Uhr bis 24:00 Uhr. Die Handelseinheiten sind 24 MWh, das entspricht einer konstanten Leistung von 1 MW. Um die stärkere Nachfrage am Tag gegenüber der Nacht zu berücksichtigen, werden zwischen 8:00 Uhr und 20:00 Uhr *Peakload*-Blöcke (**Spitzenlast**) angeboten mit einer Handelseinheit von 12 MWh, was wiederum 1 MW konstanter Leistung entspricht. Um noch feinere Abstufungen in der Tageslastlinie zu ermöglichen, können zusätzlich noch Einzelstundenkontrakte gehandelt werden. Als *Off-Peak* bezeichnet man die Blöcke vor und nach einem Peakload Block, zeitlich betrachtet also von 0:00 Uhr bis 8:00 Uhr und von 20:00 Uhr bis 24:00 Uhr.

Regelenergie ist die von **Elektrizitätswerken** zur Ausregelung zwischen Stromnachfrage und -angebot bereitgehaltene Reserve, die je nach den aktuellen Lastschwankungen von einer Netzgesellschaft in Anspruch genommen wird. Die Primärregelung gleicht automatisch und unverzüglich Schwankungen im Sekundenbereich durch Regelung der Turbinenleistung aus, mit der Sekundärregelung soll der Sollwert der Frequenz innerhalb von 15 Minuten wieder erreicht werden; dies geschieht durch Verwendung zusätzlicher Kraftwerkskapazitäten. Die Tertiärregelung wird heute manuell aktiviert, wenn die Sekundärregelung nicht mehr ausreicht. Neben dem langfristigen Termin- und dem kurzfristigen Spotmarkt ist der Regelenergiemarkt der Echtzeitmarkt.



Lastprofil eines durchschnittlichen Werktages

Preisentwicklung an der Strombörse in Deutschland

01.01.2022 – 07.12.2023 (1)

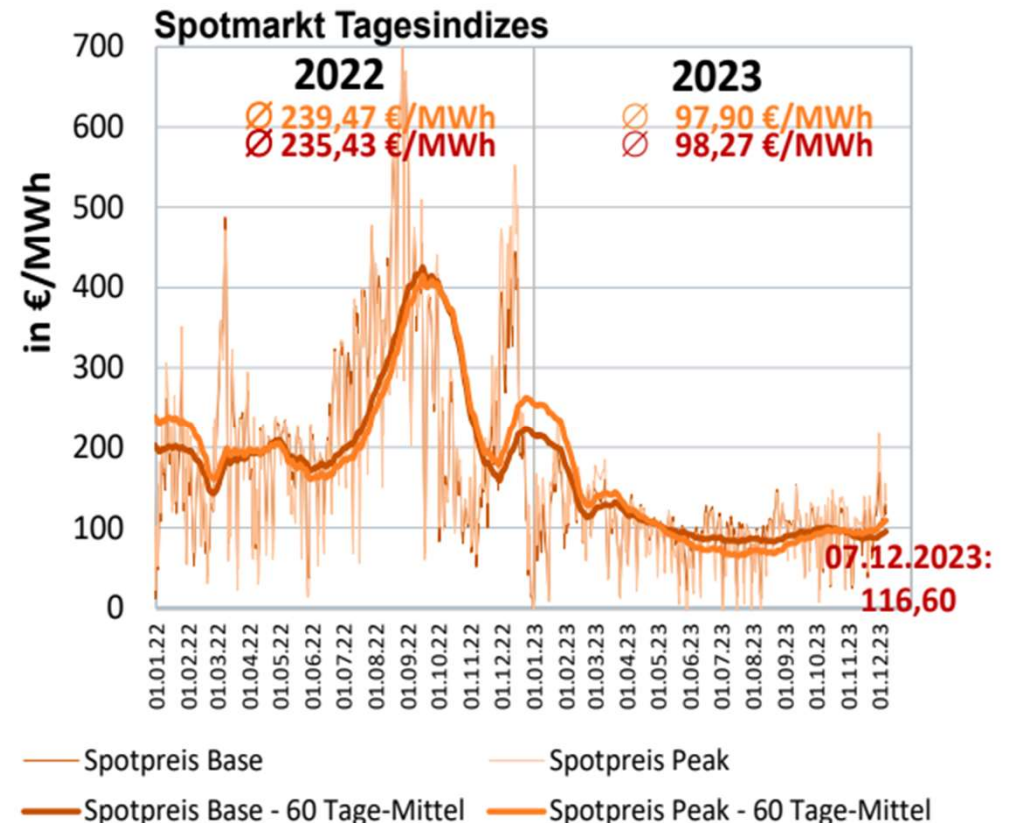
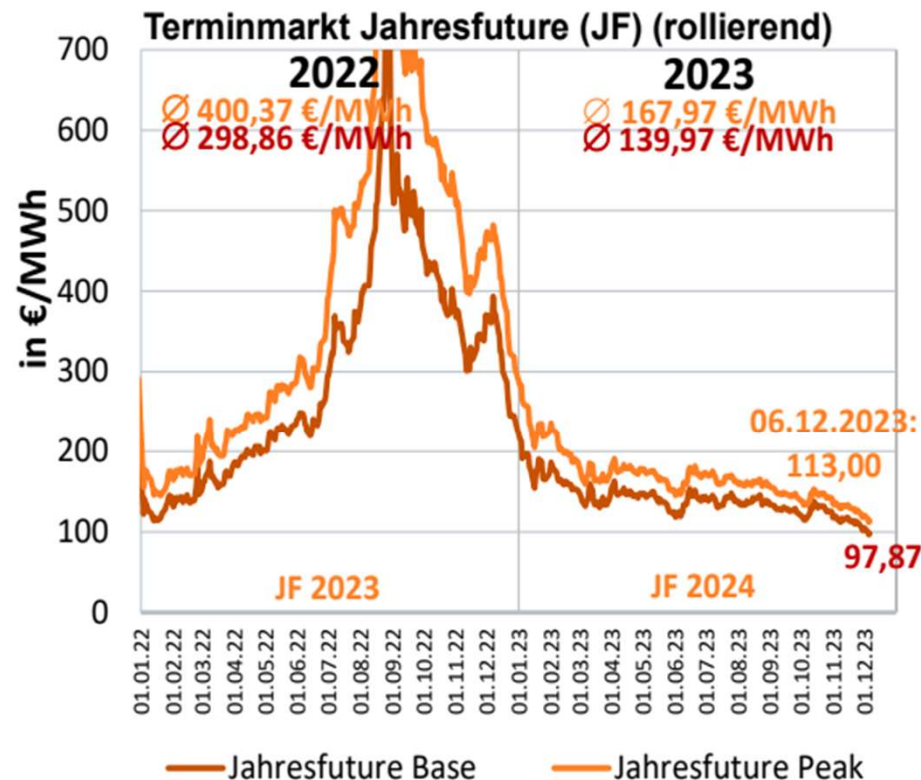
Jahr 07.12.2023:

Terminmarkt-Tagesstrompreis Jahresfuture Base / Peak 113,00 / 97,87 €/MWh

Spotmarkt Tagesstrompreis Base /Peak 116,60 / k.A €/MWh

Preisentwicklung Strombörse

01.01.2022 – 06.12.2023 (Terminmarkt), – 07.12.2023 (Spotmarkt)



Großhandelsmarkt Strom: Futures in Deutschland 2022-2023 (2)

Jahr 10.12.2023:

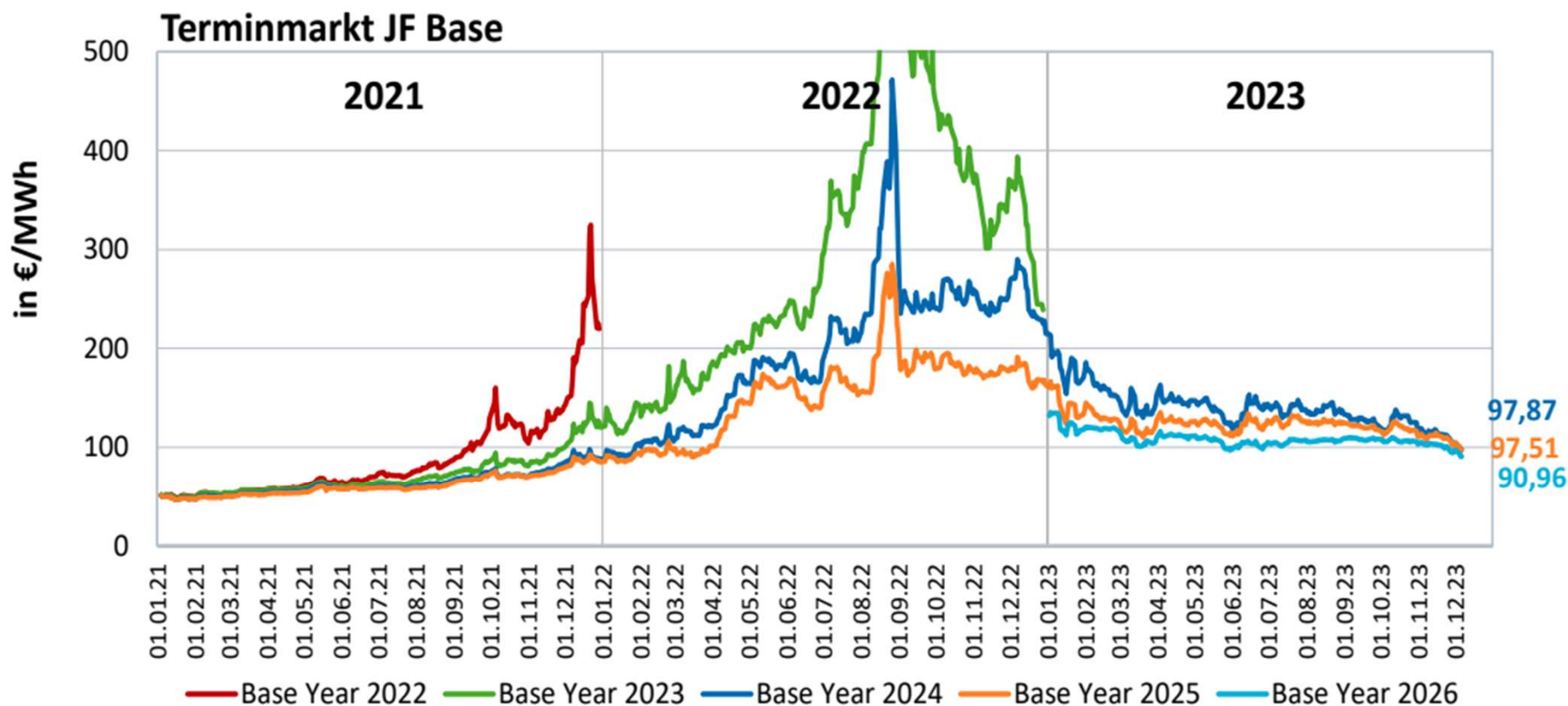
Terminmarkt JF Base 2022 - Tagesstrompreis 97,51 €/MWh

12.12.2023 Folie 44 BDEW-Strompreisanalyse Dezember 2023

bdew
Energie. Wasser. Leben.

Großhandelsmarkt Strom: Futures 2022-2026

01.01.2021 – 06.12.2023



Quelle: EEX

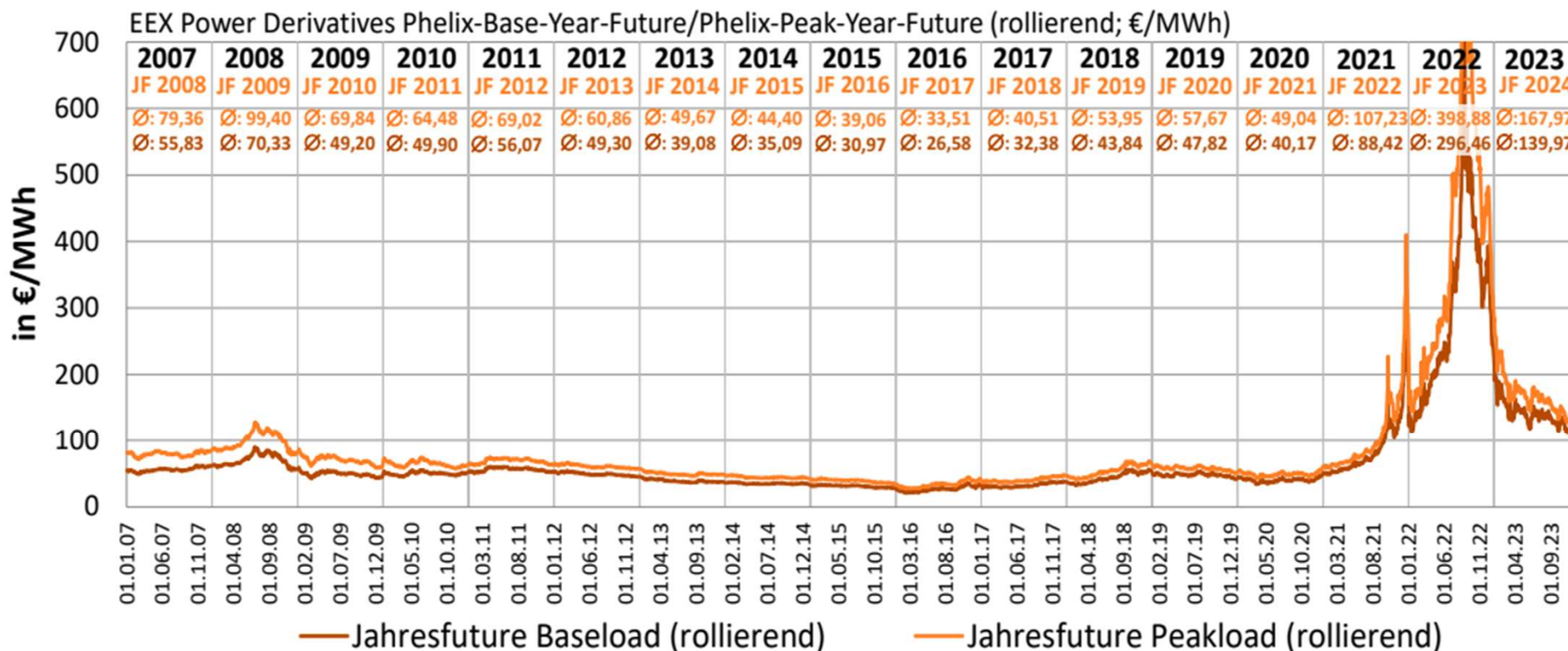
Preisentwicklung Strombörse: Terminmarkt in Deutschland ab 2007 (3)

Jahr 06.12.2023:

Terminmarkt Jahresfuture Baseload (rollierend) 2024 -Tagesstrompreis 139,97 €/MWh

Preisentwicklung Strombörse: Terminmarkt ab 2007

Terminmarkt Jahresfuture (JF) (01.01.2007 – 06.12.2023)



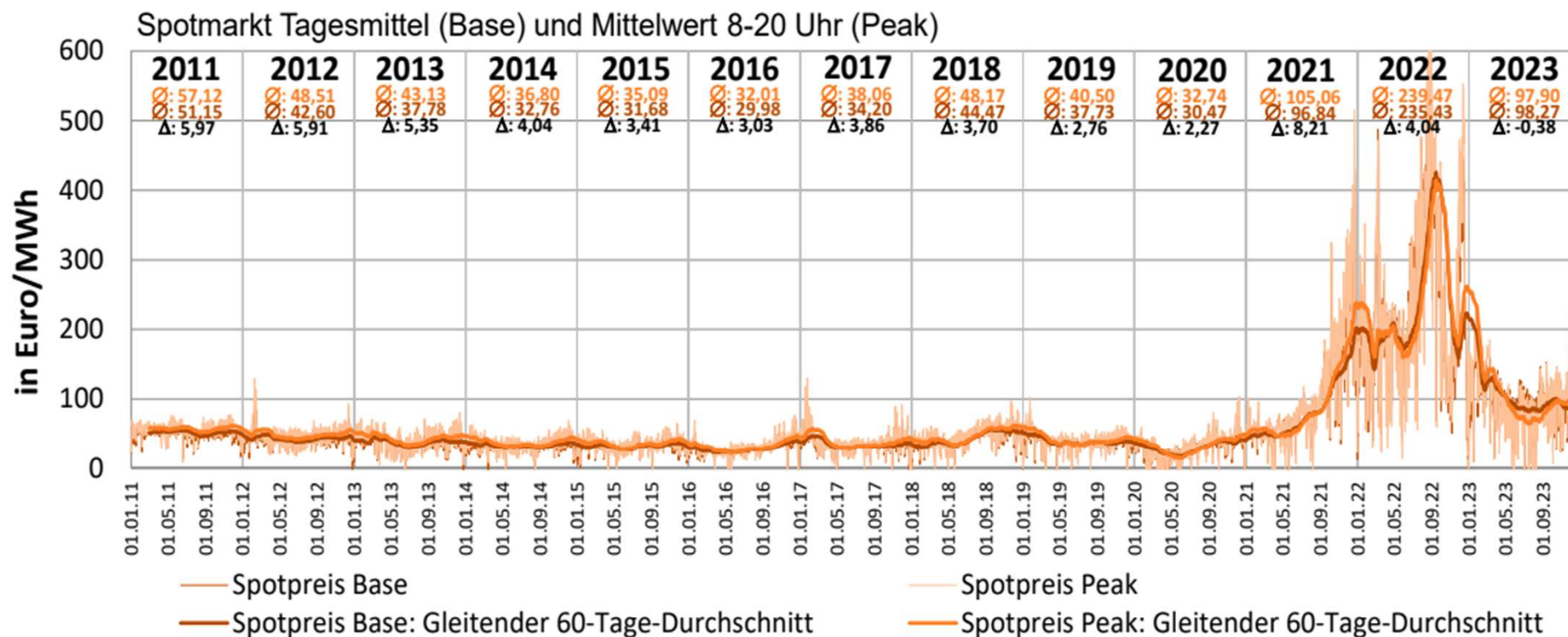
Preisentwicklung Strombörse: Spotmarkt in Deutschland ab 2011

Jahr 07.12.2023:

Spotmarkt Base -Tagesstrompreis 98,27 €/MWh

Preisentwicklung Strombörse: Spotmarkt ab 2011

Spotmarkt Tagesmittel (01.01.2011 – 07.12.2023)



Preisentwicklung CO₂-Emissionszertifikate in Deutschland 01.01.2021-06.12.2023

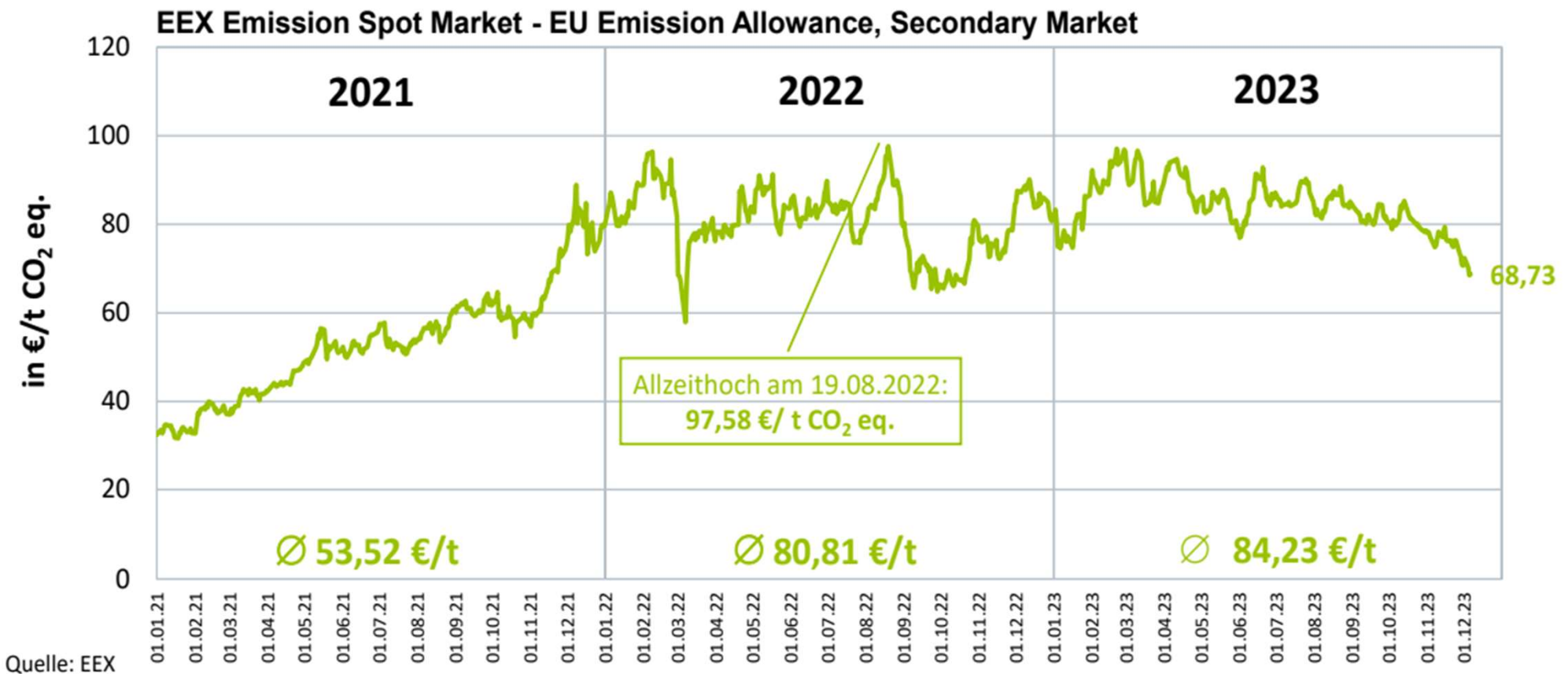
Jahr 01.01-06.12.2023: 84,23 €/t €/MWh

12.12.2023 Folie 47 BDEW-Strompreisanalyse Dezember 2023

bdew
Energie. Wasser. Leben.

Preisentwicklung CO₂-Emissionszertifikate

01.01.2021 – 06.12.2023



Förderung & Strom, Gesetze

Gesetzgebung und Förderung von erneuerbaren Energien in Deutschland, Auszug (1)

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2023

Die zentrale Säule der Energiewende ist Strom aus erneuerbaren Energien. Dieser leistet einen wesentlichen Beitrag zur Erreichung der Klimaziele. Mit der aktuellen Novelle wurde das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2023 deshalb erstmals konsequent auf das Erreichen des 1,5-Grad-Pfades nach dem Pariser Klimaschutzabkommen ausgerichtet, zu dem sich die EU und damit auch Deutschland im Rahmen des Übereinkommens von Paris verpflichtet haben.

Zugleich soll mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien eine Verringerung der Abhängigkeit von fossilen Energieimporten erreicht werden, denn Energiesouveränität ist zu einer Frage der nationalen und europäischen Sicherheit geworden. Der in Deutschland verbrauchte Strom soll daher bereits bis zum Jahr 2030 zu mindestens 80% aus erneuerbaren Energien stammen. Nach der Vollendung des Kohleausstiegs wird in einem weiteren Schritt die Treibhausgasneutralität der Stromversorgung im Bundesgebiet angestrebt.

In Deutschland ist das EEG seit mehr als zwei Jahrzehnten die zentrale Grundlage für den Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor. Seit seiner Einführung im Jahr 2000 wurde das Gesetz stetig weiterentwickelt. Die jüngste Novelle, das EEG 2023, ist Teil eines der größten energiepolitischen Gesetzespakete und verbessert die Rahmenbedingungen für erneuerbare Energien deutlich. Im Rahmen dieses Gesetzespakets wurden weitere Gesetze und Verordnungen, unter anderem das Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG), das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) und das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG), novelliert. Damit soll der Ausbau von erneuerbaren Energien umfassend beschleunigt werden.

Im EEG 2023 wurde die Transformation zu einer nachhaltigen und treibhausgasneutralen Stromversorgung, die im Wesentlichen auf erneuerbaren Energien beruht, als Ziel fest verankert. Die beschlossene Steigerung des Anteils von Strom aus erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch bis zum Jahr 2030 auf mindestens 80% bedeutet fast eine Verdoppelung des Anteils am Gesamtstromverbrauch (2022: 46,0%) innerhalb von weniger als einem Jahrzehnt. In absoluten Zahlen ist die Aufgabe noch größer, denn gleichzeitig wird der Stromverbrauch unter anderem durch die zunehmende Elektrifizierung von Industrieprozessen, der Wärmebereitstellung und des Verkehrs ansteigen. Bis zu 600 TWh Strom sollen bis 2030 jährlich aus erneuerbaren Energien erzeugt werden, im Jahr 2022 waren es etwa 254 TWh.

Um das Ziel zu erreichen, wurde zur Beschleunigung des Ausbaus von erneuerbaren Energien der Grundsatz eingeführt, dass erneuerbare Energien im überragenden öffentlichen Interesse liegen und der öffentlichen Sicherheit dienen. Damit haben diese bei Abwägungsentscheidungen künftig Vorrang vor anderen Interessen. Dadurch kann das Tempo von Planungs- und Genehmigungsverfahren deutlich erhöht werden. Des Weiteren wurden im EEG 2023 Ausbaupfade und Ausschreibungsmengen für die einzelnen Technologien festgelegt bzw. gegenüber dem EEG 2021 deutlich erhöht. Der künftige Ausbau basiert vor allem auf der Nutzung der Solar- und der Windenergie. So soll bei Windenergie an Land eine Ausbaurate von jährlich im Durchschnitt 10 GW (einschließlich des zu kompensierenden Rückbaus alter Anlagen) ab dem Jahr 2025 gewährleisten, dass im Jahr 2030 insgesamt rund 115 GW Windenergieleistung in Deutschland installiert sind. Im Bereich der Photovoltaik ist für das Jahr 2030 eine installierte Leistung von insgesamt 215 GW vorgesehen.

Um wesentliche Hemmnisse bei der Windenergie an Land abzubauen, wurden gesonderte Gesetze wie z. B. das Windenergieflächenbedarfsgesetz erlassen. Zentrales Ziel dieses Gesetzes ist, einen Anteil von insgesamt 2% der Landesfläche Deutschlands bis Ende 2032 für die Windenergie bereitzustellen.⁴ Hierzu wurden die Ziele auf die einzelnen Bundesländer unter Berücksichtigung ihrer Voraussetzungen verteilt [9]. Zudem enthält das EEG 2023 weitere wichtige Verbesserungen für den Ausbau der Windenergie. Zum Beispiel wurde die Zahl der Auktionstermine erhöht, der Ausbau auch an windschwächeren Standorten gestärkt und die Degression des Höchstwerts für zwei Jahre ausgesetzt.

Im Bereich der Photovoltaik wurden die Rahmenbedingungen für Dach- und Freiflächenanlagen durch mehrere Einzelmaßnahmen deutlich verbessert. So wurden bei Freiflächenanlagen die Flächenkategorien erweitert. Neben den bisherigen Kategorien wie Konversionsflächen, Seitenrandstreifen und den erweiterten benachteiligten Gebieten kamen Agri-PV, Floating-PV und Moor-PV hinzu. Zur Beschleunigung des Ausbaus von PV-Dachanlagen außerhalb der Ausschreibungen (installierte Anlagenleistung < 1 MWp) wurde ab 30.07.2022 die Vergütung für alle Neuanlagen erhöht. Darüber hinaus wird die Degression der gesetzlich festgelegten Vergütungssätze bis Anfang 2024 ausgesetzt und dann von der monatlichen auf eine halbjährliche Degression umgestellt. Damit es sich lohnt, Dachflächen vollständig zu belegen, wurde eine erhöhte Vergütung für Anlagen eingeführt, die den gesamten erzeugten Strom ins Netz einspeisen (s. unten im Detail). Soll auch ein Eigenverbrauch erfolgen, lassen sich Anlagen mit Voll- und Teileinspeisung kombinieren, indem die Stromerzeugung über verschiedene Zähler erfasst wird.

Eine weitere Änderung bei Wind- und Photovoltaikprojekten ist, dass Bürgerenergiegesellschaften von den Ausschreibungen ausgenommen werden. Deren Projekte können dadurch schneller und planbarer, d. h. ohne Ausschreibungsteilnahme und Zuschlagsrisiko, realisiert werden. Vorgaben

der EU-Kommission begrenzen die Größe solcher Projekte allerdings für Wind auf bis zu 18 MW und für Photovoltaik auf bis zu 6 MW. Auch Regelungen zur finanziellen Beteiligung der Kommunen an Wind- und Solarprojekten sind weiterentwickelt worden. Insbesondere können zukünftig Anlagen in der sonstigen Direktvermarktung sowie Bestandsanlagen davon profitieren.

Bei der Förderung von Biomasse erfolgte eine Fokussierung auf hochflexible Spitzenlastkraftwerke. Damit soll die Biomasse ihre Stärke als speicherbarer Energieträger nutzen und einen größeren Beitrag zu einer sicheren Stromversorgung leisten. Das Ziel ist, dass bis zum Jahr 2030 Biomasseanlagen mit einer Leistung von 8,4 GW installiert sind, wobei die Ausschreibungsmengen für die Förderung von Biomasse ab 2024 stufenweise reduziert, aber für Biomethan ab 2023 auf 600 MW pro Jahr erhöht werden. Biomethan soll künftig nur noch in hochflexiblen Kraftwerken verwendet werden. Alle neuen Biomethan- und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) sollen zudem fit sein für den Hochlauf einer grünen Wasserstoffwirtschaft („H2-ready“). Letzteres wurde durch eine begleitende Novelle des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG 2023) geregelt.

Für eine weitere Integration der erneuerbaren Energien werden die Innovationsausschreibungen weitergeführt. Dies sind spezielle Ausschreibungen für innovative Technologien und Konzepte im Bereich der erneuerbaren Energien. Sie bieten die Möglichkeit, neue und vielversprechende Technologien und Ansätze zu identifizieren und zu fördern, um die Energiewende und den Ausbau erneuerbarer Energien voranzutreiben. Da sich die fixe Marktprämie nicht bewährt hatte, wurden diese Ausschreibungen auf die gleitende Marktprämie umgestellt.

Des Weiteren werden auch andere innovative Konzepte gefördert. Zum Beispiel werden auf Basis neuer Ausschreibungsverordnungen (zu § 39o oder § 39p Abs. 1 EEG 2023) Anlagen zur Erzeugung von

4 Agri-PV (Landwirtschafts-Photovoltaik-Kombinationen): kombinierte Flächennutzung von PV-Systemen und der gleichzeitigen Nutzung der Fläche zur landwirtschaftlichen Produktion (z. B. bei Obstbaumplantagen). Floating-PV (schwimmende Photovoltaikanlagen): schwimmende PV-Anlagen zum Beispiel auf Tagebaugewässern wie Kiesgruben. Moor-PV: PV-Systeme auf landwirtschaftlich genutzten Moorböden. Voraussetzung für die Förderung ist die Wiedervernässung dieser entwässerten Moorböden. Einerseits soll so die Wiedervernässung als Beitrag zum Klimaschutz vorgebracht werden und gleichzeitig können die Flächen für PV-Stromerzeugung genutzt werden.

Tabelle 14: Status quo und Ausbaupfade von Wind an Land und Solarenergie nach EEG 2023

	2022 Status quo	2024	2026	2028	2030	2035	2040
	Installierte Leistung in GW						
Ausbaupfad Windenergie an Land	58	69	84	99	115	157	160
Ausbaupfad Photovoltaik	67	88	128	172	215	309	400

Gesetzgebung und Förderung von erneuerbaren Energien in Deutschland, Auszug (2)

Strom aus grünem Wasserstoff oder Anlagenkombinationen aus erneuerbaren Energien und lokaler wasserstoffbasierter Stromspeicherung gefördert, um die Speicherung in Form von Wasserstoff und die Rückverstromung von Wasserstoff zu erproben.

Aktuelle Informationen zu Gebotsterminen, Ausschreibungsvolumina und Zuschlagslisten der einzelnen Technologien sind auf der Internetseite der [Bundesnetzagentur](#) veröffentlicht.

Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG)

Die Ausbaupfade und Ausschreibungsmengen für die Windenergie auf See sind nicht im EEG, sondern im Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG) [10] geregelt. Das Gesetz wurde grundlegend überarbeitet, um den geplanten stark beschleunigten Ausbau umzusetzen. Um die Mindestausbauziele von 30 GW bis 2030, 40 GW bis 2035 und 70 GW bis 2045 zu erreichen, wurden Schritte zur Beschleunigung von Planungs- und Genehmigungsverfahren beschlossen:

- Die Offshore-Netzanbindung kann künftig direkt nach Aufnahme der Fläche in den Flächenentwicklungsplan vergeben werden, was die Auftragsvergabe um mehrere Jahre beschleunigt.
- Bei zentral voruntersuchten Flächen entfällt das Planfeststellungsverfahren und wurde durch ein Plangenehmigungsverfahren ersetzt.
- Vorgaben zur Dauer von Verfahren zur Planfeststellung und Plangenehmigung wurden eingefügt.
- Umweltprüfungen und Beteiligungsrechte werden stärker gebündelt.
- Die Fachaufsicht über das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie wurde für alle Aufgaben im Zusammenhang mit dem WindSeeG beim BMWK gebündelt.

Ferner wurden durch die Novelle die Nachnutzung und das Repowering von bestehenden Offshore-

Windparks geregelt und Vorgaben zur Planung und Genehmigung von Wasserstoffpipelines eingeführt.

Weitere Informationen zum Thema Windenergie auf See und zum Gesetz sind auf den Internetseiten des [BWMK](#) zu finden.

Des Weiteren wurde die Wälzung der Umlagen im Stromsektor vereinheitlicht und im neuen Energiefinanzierungsgesetz („EnFG“) geregelt (siehe auch Folgekapitel). Mit diesen Maßnahmen sollen Bürokratie abgebaut und zugleich diverse Geschäftsmodelle wirtschaftlich attraktiver gemacht werden. Hiervon profitieren unter anderem Mieterstrom- oder Speicherprojekte.

Die grenzüberschreitende Kooperation mit den Nachbarstaaten bei der Förderung der erneuerbaren Energien wurde zudem gesetzlich weiterentwickelt.

EEG-Umlage und deren Abschaffung

Um die steigenden Energiepreise abzufedern, hat die Bundesregierung die EEG-Umlage zum 1. Juli 2022 zunächst auf null gesenkt und zum 1. Januar 2023 mit Inkrafttreten des Energiefinanzierungsgesetzes (EnFG) vollständig abgeschafft. Damit wurde die EEG-Förderung über den Strompreis beendet. Der Finanzierungsbedarf für die erneuerbaren Energien wird künftig aus Haushaltsmitteln des Bundes finanziert. Dies entlastet private Haushalte und die Wirtschaft. Die zwei noch verbleibenden Umlagen im Stromsektor, die Umlage gemäß Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) und die Offshore-Netzumlage, wurden vereinheitlicht. Des Weiteren wurde für die Wirtschaft eine verlässliche und planbare Rechtsgrundlage geschaffen, indem die Besondere Ausgleichsregel, die nur noch für die KWKG-Umlage und die Offshore-Netzumlage benötigt wird, in das EnFG überführt und deutlich vereinfacht wurde. In den §§ 28 ff EnFG sind die wesentlichen neuen Vorschriften z. B. für stromkostenintensive Unternehmen enthalten. Weitere Informationen zur Besonderen Ausgleichsregel werden auf der Internetseite der [BAFA](#) veröffentlicht.

Die Entwicklung von Steuern, Abgaben und Umlagen für private Haushalte und Industrie ist in den Abbildungen 25 und 26 dargestellt.

Strom aus erneuerbaren Energien außerhalb des EEG

Die Großhandelspreise für Gas und Strom sind in Deutschland gegenüber ihren Höchstständen im Sommer 2022 zwar wieder deutlich gefallen, die Industrie benötigt aber, um sich zukünftig global behaupten zu können, wettbewerbsfähige Energiepreise. Für die Transformation der Industrie hin zur Klimaneutralität, bei der Elektrifizierung und Wasserstoff eine zentrale Rolle spielen, stellen hohe Strompreise ein Problem dar. Deshalb hat das BMWK ein [Arbeitspapier zum Industriestrompreis](#) erarbeitet, in dem ein zweistufiges Konzept eines Industriestrompreises vorgeschlagen wird, um der Industrie den Bezug von Strom zu international wettbewerbsfähigen Preisen zu ermöglichen. Über einen langfristigen „Transformationsstrompreis“ soll Strom aus erneuerbaren Energien preisgünstig für die Industrie bereitgestellt werden. Bis dieser Transformationsstrompreis greift, soll für eine Übergangszeit ein „Brückenstrompreis“ für energieintensive Unternehmen eingeführt werden.

Für die Umsetzung des Transformationsstrompreises schlägt das BMWK eine Reihe von Maßnahmen vor. Eine Maßnahme ist die Unterstützung von direkten Verträgen zwischen Industrieverbrauchern und Betreibern von EE-Anlagen, so genannte Power-Purchase-Agreements („Stromkaufvereinbarung“), kurz PPA. Diese ermöglichen Betreibern von EE-Anlagen, bilaterale Abnahmeverträge ohne Inanspruchnahme der finanziellen EEG-Förderung abzuschließen. Der Abschluss von PPAs soll mit Bürgschaften abgesichert werden, um die Risikoprämien dieser Verträge zu verringern. Zugleich soll der Zugang zu PPA-Modellen auch für mittelständische Unternehmen verbessert werden.

Bereits seit einigen Jahren ist eine Zunahme dieser direkten „grünen“ Stromlieferverträge zu beobachten, unter anderem bei Altanlagen (insbesondere Windenergieanlagen an Land), deren 20-jährige

EEG-Förderung ausgelaufen ist, oder bei PV-Anlagen, die ohne EEG-Förderung errichtet werden.

Im Rahmen eines PPA werden alle Bedingungen vertraglich festgelegt, einschließlich der Menge an Strom, der vereinbarten Kosten und der steuerlichen Durchführung. PPA bieten Industrieunternehmen eine Möglichkeit, sich gegen schwankende Strompreise abzusichern. Seit Neufassung der Strompreiskompensation-Förderrichtlinie im Jahr 2022 ist es Unternehmen inzwischen möglich, den Strom über PPA-Verträge zu beziehen und gleichzeitig die Strompreiskompensation in Anspruch zu nehmen. Mit dem Energiefinanzierungsgesetz hat die Bundesregierung einen „grünen Bonus“ für stromintensive Unternehmen im Rahmen der Besonderen Ausgleichsregel eingeführt, wenn sie einen Teil ihres Grünstromverbrauchs durch PPA decken.

PPA werden der „sonstigen Direktvermarktung“ (DV) zugeordnet, bei der Anlagenbetreiber ihren Strom an der Strombörse, an einen Direktvermarkter oder direkt an einen Letztverbraucher verkaufen. Im Jahr 2022 wurden rund 12 GW Leistung in der sonstigen DV vermarktet. Damit hat sich die vermarktete Leistung innerhalb eines Jahres verdoppelt (2021 6 GW) [12]. Am Anfang des Jahres 2022 war der Anstieg der Leistung in der sonstigen DV hauptsächlich auf Post-EEG-Anlagen (Anlagen älter als 20 Jahre) zurückzuführen, die das EEG zum Förderende verlassen haben. In der Mitte des Jahres waren es dann vor allem EEG-Bestandsanlagen, die aus Gründen der Erlösoptimierung in die sonstige DV wechselten. PPA-finanzierte Neuanlagen spielten in 2022 ebenfalls eine Rolle, wenngleich in einem geringeren Umfang. Da PPA bilaterale Verträge sind, liegen keine öffentlich verfügbaren Daten zu PPA-Strukturen vor [12].

Die nicht über das EEG vergüteten Strommengen sind bisher nur ein kleiner Teil der gesamten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, wie Abbildung 27 zeigt.

Quelle: BMWK – Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung 2022, S. 40-44, Stand 10/2022, www.erneuerbare-Energien.de

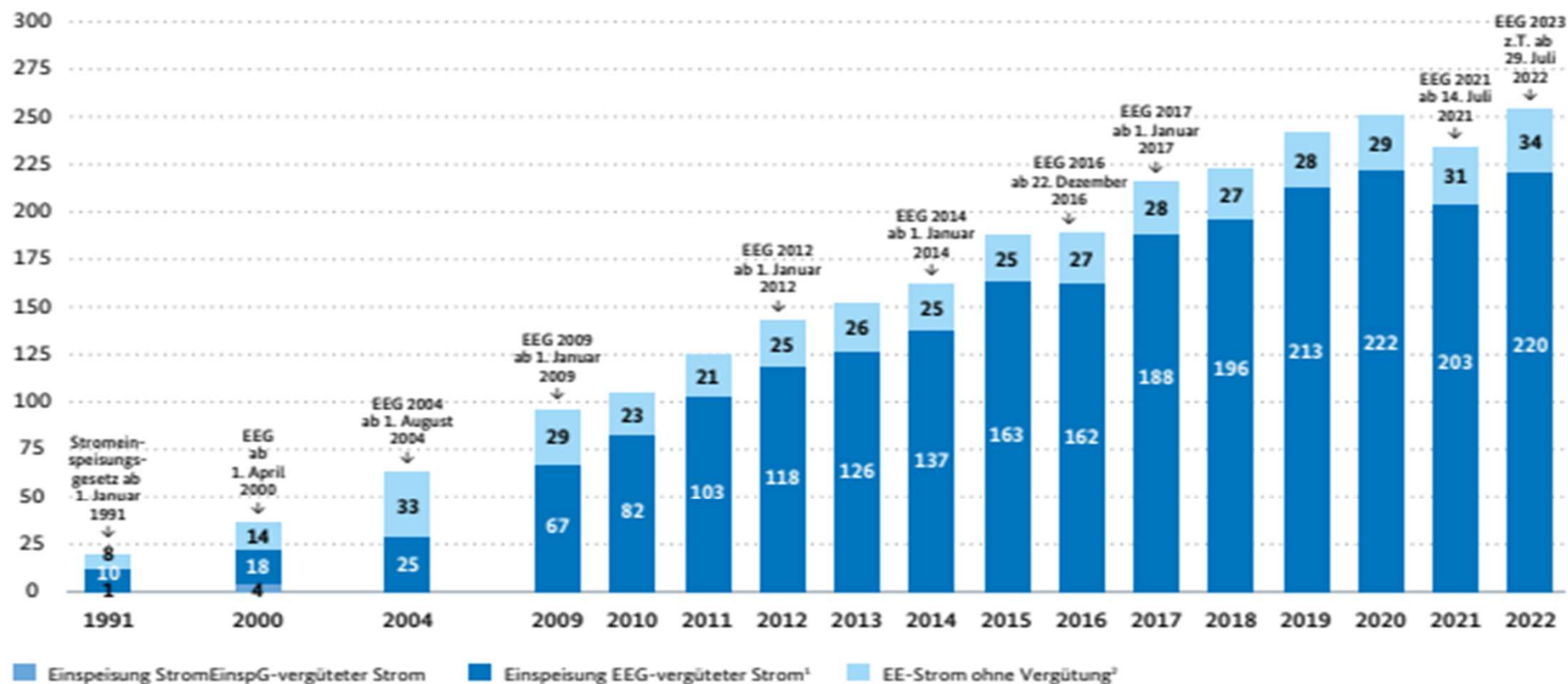
Entwicklung Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien mit und ohne Vergütungsanspruch nach EEG in Deutschland von 1991 bis 2022 (1)

Jahr 2022: Gesamt 254 TWh (Mrd. kWh), davon Beitrag EEG 220 TWh

EE-Anteil am Gesamt BSV 42,6% bzw. am Gesamt-BSE 44,1% ¹⁾

Abbildung 27: Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien mit und ohne Vergütungsanspruch nach Stromeinspeisungs- und Erneuerbare-Energien-Gesetz

Stromerzeugung (TWh)



1 EEG-vergüteter, eingespeister und selbstverbraucher Strom

2 Stromerzeugung aus großer Wasserkraft, aus Biomasse (Mitverbrennung in konventionellen Kraftwerken inkl. biogener Anteil des Abfalls) sowie Einspeisung und Eigenerzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie ohne EEG-Vergütungsanspruch

Jahr 2022: BSE 578 TWh; BSV 551 TWh mit Speicherstrom

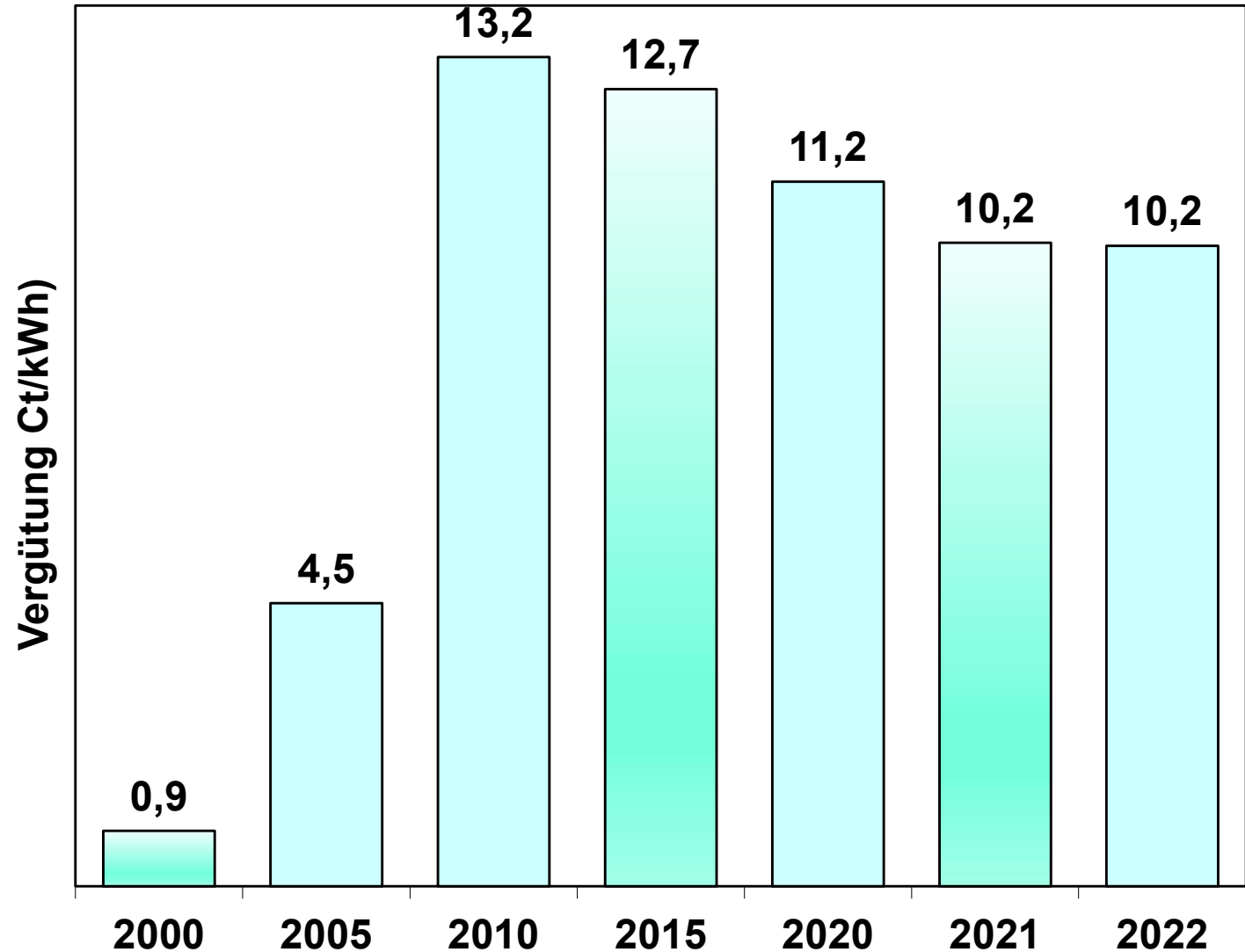
Quelle: BMWK, auf Basis der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB [13])

Entwicklung EEG-Gesamtvergütung für Strom in Deutschland bis 2000-2022 (2)

Jahr 2022: Vergütung 10,18 Ct/kWh

EEG-Gesamtvergütung für Strom in Deutschland bis 2022

Die Statistik zeigt die Entwicklung der Einspeisevergütung für Strom nach dem EEG in den Jahren 2000 bis 2022 in Deutschland. Im Jahr 2022 betrug die Jahressumme der EEG-Vergütungen rund 10,18 Milliarden Euro. Die Angaben beziehen sich auf die Gesamtvergütung für Betreiber von Anlagen, die laut EEG zur Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen dienen (vor Abzug der vermiedenen Netznutzungsentgelte).



Neu bewilligte Forschungsprojekte für Erneuerbare-Energien-Technologien in Deutschland 2019-2022

Tabelle 27: Neu bewilligte Forschungsprojekte für Erneuerbare-Energien-Technologien/Klimaschutz

	2019		2020		2021		2022	
	Anzahl	Zuwendung in Euro	Anzahl	Zuwendung in Euro	Anzahl	Zuwendung in Euro	Anzahl	Zuwendung in Euro
Brennstoffzellen	29	26.727.725	29	11.945.229	82	38.039.863	53	20.115.372
Digitalisierung in der Energiewende ¹	22	9.616.707	22	8.218.899	–	–	56	8.682.540
Energetische Nutzung biogener Rest- und Abfallstoffe ¹	69	16.958.848	38	7.725.907	47	11.054.758	59	10.444.833
Energiewende im Verkehr	35	17.858.369	59	24.474.053	51	22.756.916	30	23.546.739
Energiewende und Gesellschaft	8	1.256.421	45	9.740.883	41	8.926.961	40	6.231.258
Gebäude und Quartiere ¹	207	117.228.497	212	113.713.915	212	91.276.289	209	96.875.476
Geothermie ¹	25	24.096.905	41	40.950.841	25	19.473.012	27	25.507.849
Industrie und Gewerbe ¹	180	70.127.606	125	64.160.299	182	92.583.867	105	68.801.959
Photovoltaik	135	100.174.691	116	65.701.724	104	59.741.902	104	68.801.959
Sektorkopplung und Wasserstofftechnologien ¹	4	2.266.862	52	65.050.008	50	22.373.373	97	24.701.511
Stromnetze	136	59.182.115	123	51.676.984	98	45.874.539	120	49.502.243
Stromspeicher	57	28.170.138	50	25.550.803	48	19.090.086	26	18.393.357
Technologien für die CO ₂ -Kreislaufwirtschaft	22	9.827.673	8	3.047.184	43	15.073.980	34	7.381.370
Technologieorientierte Systemanalyse	60	24.750.961	34	15.131.863	49	21.476.698	49	21.476.698
Thermische Kraftwerke ¹	74	31.294.856	83	38.301.151	74	39.123.836	86	31.923.354
davon Solarthermische Kraftwerke (LPS EB%)			28	10.527.471				
Wasserkraft und Meeresenergie	7	3.540.994	–	–	–	–	3	314.473
Windenergie	112	78.993.941	99	65.323.153	84	43.901.836	97	89.192.379
Sonstige	–	–	–	–	0	–	–	–
Gesamtergebnis	1.182	622.073.309	1.137	621.240.366	1.190	550.767.915	1.190	571.893.369

¹ zzgl. komplementärer Förderung des Themas im Rahmen der Reallabore der Energiewende

Quelle: BMWK

Wirtschaft & Strom, Energieeffizienz

Einleitung und Ausgangslage

Energieeffizienz in Deutschland 2022 (Auszug)

Bereits im Rahmen der nationalen Nachhaltigkeitsstrategie hat sich die Bundesregierung zum Ziel gesetzt, die gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität bis 2020 gegenüber 1990 zu verdoppeln. Auch das Energiekonzept 2050 sieht in der Verbesserung der Erhöhung der Energieeffizienz nach wie vor eine Schlüsselstrategie für den Erfolg der anvisierten Energiewende.

Dabei ist die empirische Bestimmung der Energieeffizienz keineswegs eindeutig und einfach und nicht jede technisch machbare Steigerung der Energieproduktivität auch wirtschaftlich sinnvoll. Denn Effizienzverbesserungen benötigen nicht nur Zeit, sondern erfordern in der Regel auch den Einsatz innovativer Technologien und damit den vermehrten Einsatz von Sachkapital.

Als Kennziffer zur Messung der Energieeffizienz wird typischerweise die Energieintensität, also der Verbrauch an Primär- oder Endenergie in Relation zu ökonomischen Leitgrößen, wie z. B. dem Bruttoinlandsprodukt oder der Bevölkerung betrachtet. Jede Verringerung der so definierten Energieintensität ist gleichbedeutend mit einer Erhöhung der Energieproduktivität bzw. -effizienz.

Die gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität in Deutschland hat sich 2022 gegenüber dem Vorjahr (gemessen an den Ursprungswerten des Primärenergieverbrauchs) um etwa 7,7 % verbessert. Mit Hilfe des Einsatzes einer Einheit Primärenergie (GJ) konnten 2022 mehr als 277 € Bruttoinlandsprodukt erwirtschaftet werden, 2021 lag dieser Wert noch bei 257 €. Die Steigerung der gesamtwirtschaftlichen Energieproduktivität hat viele, sich überlagernde Ursachen. Der drastische Energiepreisanstieg infolge des Ukraine-Konfliktes hat bei gewerblichen und privaten Verbrauchern erhebliche Anreize zu Substitutionen und Energieeinsparungen gesetzt. Hinzu kommt, dass die dramatischen Steigerungen der Energie(stück)kosten einzelne Wirtschaftszweige unterschiedlich hart getroffen haben. In der Folge mussten insbesondere energieintensive Branchen im Jahr 2022 verglichen mit dem Vorjahr spürbare Wachstumseinbußen hinnehmen. Die Wirtschaftsstruktur ist durch die preisinduzierten Folgen des Ukraine-Konfliktes und

Quelle: AGEB – Energieverbrauch in Deutschland 2022, Jahresbericht S. 46-49, Stand 3/2023

die damit verbundene unerwünschte Spreizung der Wachstumsraten (energieintensive Branchen haben „Marktanteile“ im Vergleich zu anderen Wirtschaftszweigen verloren) „energieextensiver“ geworden.

Ein erheblicher Einfluss auf den gesamtwirtschaftlichen Energieverbrauch bzw. die Energieproduktivität ging 2022 darüber hinaus von der vergleichsweise milden Witterung aus. Temperatur- und lagerbestandsbereinigt verbesserte sich die gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität nur noch mit einem Plus von 6,1 % verglichen mit dem Vorjahr.

Die Verbesserung der (bereinigten) gesamtwirtschaftlichen Energieproduktivität liegt damit im aktuellen Berichtsjahr 2022 signifikant über dem Niveau des längerfristigen Trends (1990 bis 2022: rund 2,3 % p.a.).

Insgesamt hat sich die Entkopplung zwischen gesamtwirtschaftlicher Entwicklung und Energieverbrauch (bezogen auf die bereinigten Werte) 2022, allerdings beschleunigt aufgrund der krisenhaften Sonderentwicklungen in diesem Jahr, weiter fortgesetzt (vgl. Tabelle 15 und Abbildung 17).

Die auf dem Primärenergieverbrauch beruhende Betrachtung der gesamtwirtschaftlichen Energieproduktivität spiegelt allerdings auch statistische Effekte wider. Diese hängen mit der primärenergetischen Bewertung von Wasser- und Windkraft, Photovoltaik sowie der Kernenergie zusammen (die zur Stromerzeugung eingesetzt werden) und für die kein einheitlicher Umrechnungsmaßstab wie der Heizwert (bei fossilen Energieträgern) existiert. Die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen bewertet diese Energieträger im Rahmen der Erstellung ihrer Energiebilanzen nach der sog. Wirkungsgradmethode (die auch international zur Berechnung des Primärenergieverbrauchs und der Erstellung von Energiebilanzen Anwendung findet). In der Vergangenheit war die Substitutionsmethode in Deutschland der gebräuchliche Bewertungsmaßstab.

Die Entscheidung für die eine oder die andere Methode beeinflusst in Abhängigkeit von Substitutionsvorgängen im Energieträgermix nicht nur das Niveau, sondern auch die

Entwicklung des Primärenergieverbrauchs und die der damit verbundenen gesamtwirtschaftlichen Energieproduktivität. Details zu den Auswirkungen der beiden Bewertungsmethoden auf den Primärenergieverbrauch finden sich u. a. in der AGEB-Publikation „Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2019“, S. 38, die auf der Homepage der AG Energiebilanzen unter: https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2021/02/ageb_jahresbericht2019_20200325_dt.pdf abgerufen werden kann.

Die hoch-aggregierte Betrachtung der gesamtwirtschaftlichen Energieeffizienz verdeckt darüber hinaus den Blick auf viele andere Faktoren, die den Energieverbrauch prägen. Mit Hilfe der Methode der Komponentenerlegung lassen sich die wesentlichen Einflüsse auf die Veränderungen des (bereinigten) Primärenergieverbrauchs verdeutlichen (vgl. Abbildung 18). Dabei zeigen die langfristigen Veränderungen von 2022 gegenüber 1990 sehr deutlich den großen Einfluss der gesunkenen Energieintensität (sprich: der Verbesserung der Energieeffizienz) auf die Minderung des (temperaturbereinigten) Primärenergieverbrauchs (- 10.418 PJ). Dadurch konnten die verbrauchssteigernden Wirkungen des gesamtwirtschaftlichen Wachstums (+ 6.650 PJ) sowie des Bevölkerungszuwachses (+ 716 PJ) deutlich überkompensiert werden. Insgesamt hat sich der bereinigte Primärenergieverbrauch in der Zeit zwischen 1990 und 2022 um 3.052 PJ vermindert.

Die skizzierten Zusammenhänge gelten ähnlich für die kurzfristige Betrachtung der Veränderungen von 2021 auf 2022: Die Effizienzgewinne im Umgang mit Energie trugen im Vergleich zur langfristigen Perspektive zu einem geringen Rückgang des Primärenergieverbrauchs bei (- 724 PJ). Dieser Wert ist allerdings deutlich höher als die Beiträge der Effizienzkomponente in der kurzfristigen Betrachtung der vergangenen Jahre. Das Wirtschaftswachstum erhöhte den bereinigten Primärenergieverbrauch im Jahr 2022 verglichen mit dem Vorjahr um 135 PJ. Die verbrauchssteigernde Wirkung der Bevölkerungskomponente (+ 94 PJ) beeinflusst den Primärenergieverbrauch, wie auch in der langfristigen Betrachtung, absolut gesehen mit dem geringsten Betragswert. Im Ergebnis ist es zu einer Verringerung des (bereinigten) Primärenergieverbrauchs um 465 PJ (gegenüber 2021) gekommen.

Entwicklung gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität in Deutschland 1990-2022 (1)

Jahr 2022

Energieproduktivität $BIP_{real}/PEV = 3.264,3$ Mrd. € /11.769 PJ = 277,4 €/GJ, Veränderung 90/22 + 111,1%

Stromproduktivität $BIP/BSV = 3.264,3$ Mrd. € /549,2 Mrd. kWh = 5,9 €/GJ, Veränderung 90/22 + 63,9%

Tabelle 15



Gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität in Deutschland von 1990 bis 2022

	Einheit	1990 ¹⁾	2018	2019	2020	2021	2022 ²⁾	Jahresdurchschnittliche Veränderung in %	
								2021 bis 2022	1990 bis 2022
● Bruttoinlandsprodukt (preisbereinigt, Referenzjahr 2015)	Verkettete Volumenangaben, in Mrd. €	1.959,1	3.207,8	3.241,6	3.121,8	3.203,8	3.264,3	1,9	1,6
● Bevölkerung ³⁾	Mio.	79,8	82,9	83,1	83,2	83,2	83,8	0,8	0,2
Primärenergieverbrauch (unbereinigt)	Petajoule	14.905	13.129	12.805	11.895	12.440	11.769	-5,4	-0,7
Primärenergieverbrauch (bereinigt) ⁵⁾	Petajoule	15.038	13.405	12.975	12.117	12.482	11.986	-4,0	-0,7
Bruttostromverbrauch ⁴⁾	Mrd. kWh	550,7	592,7	575,5	555,8	568,5	549,2	-3,4	0,0
● Energieproduktivität (unbereinigt)	Euro/GJ	131,4	244,3	253,2	262,4	257,6	277,4	7,7	2,4
Energieproduktivität (bereinigt) ⁵⁾	Euro/GJ	130,3	239,3	249,8	257,6	256,7	272,3	6,1	2,3
● Stromproduktivität	Euro/kWh	3,6	5,4	5,6	5,6	5,6	5,9	5,5	1,6

1) Angaben, z. T. geschätzt

2) vorläufige Angaben

3) Durchschnittliche Bevölkerung auf Basis des Zensus 2011 (Ergebnis zum Stichtag 9. Mai 2011: 80.219.695 Einwohner)

4) Inkl. Pumpstromerzeugung

5) temperaturbereinigte Werte, Mineralöl lagerbestandsbereinigt

Übersicht Entwicklung Energieeffizienz Stromerzeugung sowie Energieeffizienz - Stromintensität bzw. Stromproduktivität Gesamtwirtschaft in Deutschland 1990-2022 (2)

Nr.	Bezeichnung	Einheit	1990	1991	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2021	2022	2023	2024
1	Bevölkerung BV (Jahresdurchschnitt)	Mio.	79,5	80,0	81,3	81,5	81,3	80,3	81,7	83,2	83,2	83,4		
2.1	Bruttoinlandsprodukt BIP real 2015 ¹⁾	Mrd. €	2.108	2.016	2.325	2.552	2.621	2.780	3.030	3.122	3.204	3.275		
2.2		Mrd. US-\$								3.508	3.789			
2.3	Wechselkurs	US-\$/€	1,2102	1,1774	1,3641	0,9236	1,2448	1,3257	1,1069	1,1422	1,1827	1,0530		
3.1	Bruttostromerzeugung (BSE)	Mrd. kWh	549,9	540,2	536,8	576,5	620,6	633,1	648,3	574,2	588,8			
3.2		kWh/Kopf	6.891	6.727	6.596	7.005	7.633	7.884	7.935	6.901	7.069			
4.1	Brutto-Stromverbrauch (BSV)	Mrd. kWh	550,7	539,6	541,6	579,6	614,1	618,2	600,0	522,3	570,3			
4.2		kWh/Kopf	6.901	6.720	6.662	7.042	7.553	7.699	7.244	6.637	6.855			
5.1	E-Effizienz Stromerzeugung spez. Energieeinsatz zur BSE ²⁾	kWh/kWh	2,72	2,70	2,67	2,58	2,47	2,42	2,13	1,87	1,93			
5.2	E-Effizienz Stromerzeugung Wirkungsgrad BSE-Anlagen ²⁾	%	36,6	37,0	37,5	38,9	40,5	41,4	47,0	53,5	51,9			
6.1	E-Effizienz- Stromintensität Gesamtwirtschaft SIGWBSV) ³⁾	kWh/T €	283	443	233	227	227	222	198	178	178			
6.2		kWh/T US\$									151			
7.1	E-Effizienz- Stromproduktivität Gesamtwirtschaft (SPGW-BSV) ⁴⁾	€/kWh	3,83	4,11	4,29	4,40	4,22	4,50	5,05	5,62	5,62			
7.2		US-\$/kWh									6,64			

* Daten 2021, Stand 9/2022

1) Wirtschaftsleistung: Bruttoinlandsprodukt BIP real 2015, preisbereinigt, verkettet in Mrd. € oder in Mrd. US-\$ **zum Wechselkurs im Jahr 2015**

2) Energieeffizienz BSE = spez. Energieeinsatz/kWh Strom (100/Pos. 5.2) oder Wirkungsgrad BSE-Anlagen (100/Pos. 5.1)

Beispiel 2021: PEV-Stromeinsatz / BSE = 4.081 PJ = 1.134 TWh / 588,8 TWh = 1,93

3) Beispiel 2021: Stromeffizienz-/Intensität Gesamtwirtschaft (EI_{GW}) = BSV / BIP real 2015

570,3 Mrd. kWh / 3.204 Mrd. € = 0,178 x 1.000 = 178 kWh/1.000 €; 570,3 Mrd. kWh / 3.789 Mrd. US-\$ = 0,151 x 1.000 = 151 kWh/1.000 US-\$

4) Beispiel 2021: Stromproduktivität Gesamtwirtschaft (EPGW-BSV) = BIP real 2015 / BSV = 3.204 Mrd. € / 570,3 Mrd. kWh = 5,62 €/ kWh;

3.789 Mrd. US-\$ / 570,3 Mrd. kWh = 6,64 US-\$/kWh

Quellen: AGEB - Ausgewählte Effizienzindikatoren zur Energiebilanz D 1990-2021, 9/2022; AGEB – Auswertungstabellen zur Energiebilanz in Deutschland 1990-2021, 9/2022
Stat. BA bis 3/202; AGEB – Bruttostromerzeugung in D ab 1990, 9/2022, BMWI – Energiedaten Tab.23, 1/2022

Ausgewählte Kennziffern zur Entwicklung der Energieeffizienz in Deutschland 1990 bis 2022, Teil 1 (3)

7.1 Ausgewählte Kennziffern zur Entwicklung der Energieeffizienz

Teil 1

Kennziffer	Einheit	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Aktivitätsgrößen 1)																	
Bruttoinlandsprodukt (BIP)	Mrd. €	2.176	2.219	2.261	2.239	2.293	2.328	2.347	2.389	2.437	2.483	2.556	2.599	2.593	2.575	2.606	2.625
Bevölkerung	Mio.	78,2	78,8	79,5	79,8	80,0	80,3	80,5	80,5	80,5	80,6	80,7	80,9	81,0	81,0	81,0	80,9
Bruttoproduktionswert (BPW)	Mrd. €	758	819	811	742	770	780	777	808	848	862	907	906	903	903	940	964
Bruttowertschöpfung (BWS)	Mrd. €	1.359	1.412	1.465	1.480	1.510	1.547	1.578	1.605	1.646	1.679	1.718	1.760	1.771	1.753	1.769	1.777
Wohnfläche	Mio. m ²	2.775	2.805	2.840	2.880	2.953	3.005	3.054	3.106	3.154	3.202	3.245	3.280	3.310	3.339	3.369	3.395
Verkehrsleistung 2)	Mrd. Pkm	4.291	4.718	4.723	4.663	5.049	5.158	5.140	5.402	5.581	5.876	6.007	6.062	6.073	6.326	6.640	6.720
Energieintensität 3)																	
PEV / BIP	GJ/1000 €	6,8	6,6	6,3	6,4	6,2	6,1	6,3	6,1	6,0	5,8	5,6	5,6	5,6	5,7	5,6	5,5
PEV / Einwohner	GJ/Einw.	190,7	185,5	180,2	179,3	177,3	177,7	183,2	181,5	180,4	177,7	178,4	181,4	178,1	180,1	180,0	179,2
EEV / BIP	GJ/1000 €	4,4	4,2	4,0	4,1	4,0	4,0	4,1	4,0	3,9	3,7	3,6	3,6	3,6	3,6	3,5	3,5
EEV / Einwohner	GJ/Einw.	121,2	118,9	114,9	115,7	113,9	116,1	120,4	118,4	117,5	115,3	114,4	116,9	113,9	114,8	113,6	113,2
EEV Industrie / BPW	GJ/1000 €	3,9	3,3	3,2	3,3	3,2	3,2	3,1	3,0	2,8	2,8	2,7	2,6	2,6	2,8	2,7	2,6
EEV GHD / BWS	GJ/1000 €	1,3	1,2	1,1	1,1	1,0	1,0	1,1	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,9
EEV Haushalte / Wohnfläche	MJ/m ²	849,5	885,2	845,5	896,1	859,2	883,4	946,3	918,8	882,0	816,0	796,3	860,2	812,2	826,4	788,3	766,7
EEV Haushalte / Einwohner	GJ/Einw.	30,2	31,5	30,2	32,3	31,7	33,1	35,9	35,4	34,6	32,4	32,0	34,9	33,2	34,1	32,8	32,2
EEV Verkehr / BIP	GJ/1000 €	1,1	1,1	1,1	1,2	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
EEV Verkehr / Verkehrsleistung	MJ/100Pkm	55,4	51,5	53,4	55,7	50,6	50,7	51,1	48,9	48,2	47,3	45,8	44,5	44,0	40,4	37,9	37,6

* Daten 2022 vorläufig , Stand 11/2023

PEV = Primärenergieverbrauch, EEV = Endenergieverbrauch, **BIP real 2015**

1) Verkehrsleistung = Personen- und Güterverkehr; Umrechnung - Ein Tonnenkilometer beim Güterverkehr entspricht 10 Personenkilometer beim Personenverkehr

2) Detaillierte Informationen zur Entwicklung der Energieeffizienz in Deutschland finden sich in der Publikation: "Ausgewählte Effizienzindikatoren zur Energiebilanz in Deutschland," (www.ag-energiebilanzen.de).

Ausgewählte Kennziffern zur Entwicklung der Energieeffizienz in Deutschland 1990 bis 2022, Teil 2 (4)

7.1 Ausgewählte Kennziffern zur Entwicklung der Energieeffizienz

Teil 2

Kennziffer	Einheit	1990	1991	1992	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Aktivitätsgrößen 1)																					
Bruttoinlandsprodukt (BIP)	Mrd. €	2.176	2.219	2.261	2.725	2.806	2.833	2.672	2.783	2.892	2.905	2.917	2.982	3.026	3.094	3.177	3.208	3.242	3.118	3.217	3.275
Bevölkerung	Mio.	78,2	78,8	79,5	80,8	80,7	80,5	80,3	80,2	80,3	80,5	80,8	81,2	82,2	82,5	82,8	83,0	83,2	83,2	83,2	84,4
Bruttoproduktionswert (BPW)	Mrd. €	758	819	811	1.008	1.061	1.056	878	992	1.068	1.056	1.064	1.082	1.089	1.103	1.136	1.136	1.085	967	1.020	1.002
Bruttowertschöpfung (BWS)	Mrd. €	1.359	1.412	1.465	1.833	1.892	1.927	1.866	1.883	1.947	1.960	1.975	2.005	2.027	2.057	2.106	2.127	2.159	2.094	2.134	2.187
Wohnfläche	Mio. m2	2.775	2.805	2.840	3.421	3.444	3.462	3.479	3.681	3.699	3.721	3.744	3.769	3.795	3.823	3.851	3.879	3.908	3.939	3.968	3.997
Verkehrsleistung 2)	Mrd. Pkm	4.291	4.718	4.723	7.211	7.450	7.498	6.800	7.233	7.256	5.635	5.692	5.778	5.864	5.977	5.948	5.900	5.903	5.463	5.613	5.714
Energieintensität 3)																					
PEV / BIP	GJ/1000 €	6,8	6,6	6,3	5,4	5,1	5,1	5,1	5,1	4,7	4,7	4,8	4,4	4,4	4,4	4,3	4,1	4,0	3,8	3,9	3,6
PEV / Einwohner	GJ/Einw.	190,7	185,5	180,2	183,8	175,9	178,6	168,2	176,1	168,2	169,1	172,1	163,0	162,7	163,5	163,3	158,7	154,0	142,9	149,5	139,3
EEV / BIP	GJ/1000 €	4,4	4,2	4,0	3,5	3,2	3,3	3,3	3,4	3,1	3,1	3,2	2,9	3,0	2,9	2,9	2,8	2,8	2,7	2,7	2,6
EEV / Einwohner	GJ/Einw.	121,2	118,9	114,9	117,7	110,1	115,9	109,1	116,4	111,6	112,4	114,4	107,8	109,7	110,1	110,8	109,1	108,8	101,9	105,6	101,1
EEV Industrie / BPW	GJ/1000 €	3,9	3,3	3,2	2,5	2,5	2,4	2,6	2,6	2,5	2,5	2,4	2,4	2,4	2,4	2,3	2,3	2,3	2,5	2,6	2,4
EEV GHD / BWS	GJ/1000 €	1,3	1,2	1,1	0,9	0,7	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5
EEV Haushalte / Wohnfläche	MJ/m2	849,5	885,2	845,5	776,8	666,5	755,9	717,6	728,4	633,4	674,0	698,8	596,5	618,6	630,4	625,1	619,0	637,7	630,7	651,2	610,8
EEV Haushalte / Einwohner	GJ/Einw.	30,2	31,5	30,2	32,9	28,5	32,5	31,1	33,4	29,2	31,1	32,4	27,7	28,6	29,2	29,1	28,9	30,0	29,9	31,0	28,9
EEV Verkehr / BIP	GJ/1000 €	1,1	1,1	1,1	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,7	0,7	0,8
EEV Verkehr / Verkehrsleistung	MJ/100Pkm	55,4	51,5	53,4	37,0	34,7	35,0	37,2	34,8	34,8	44,9	45,3	44,2	45,1	45,2	46,4	47,0	46,7	42,6	41,8	44,0

* Daten 2022 vorläufig, Stand 11/2023

PEV = Primärenergieverbrauch, EEV = Endenergieverbrauch, BIP real 2015

1) Verkehrsleistung = Personen- und Güterverkehr; Umrechnung - Ein Tonnenkilometer beim Güterverkehr entspricht 10 Personenkilometer beim Personenverkehr

2) Detaillierte Informationen zur Entwicklung der Energieeffizienz in Deutschland finden sich in der Publikation: "Ausgewählte Effizienzindikatoren zur Energiebilanz in Deutschland," (www.ag-energiebilanzen.de).

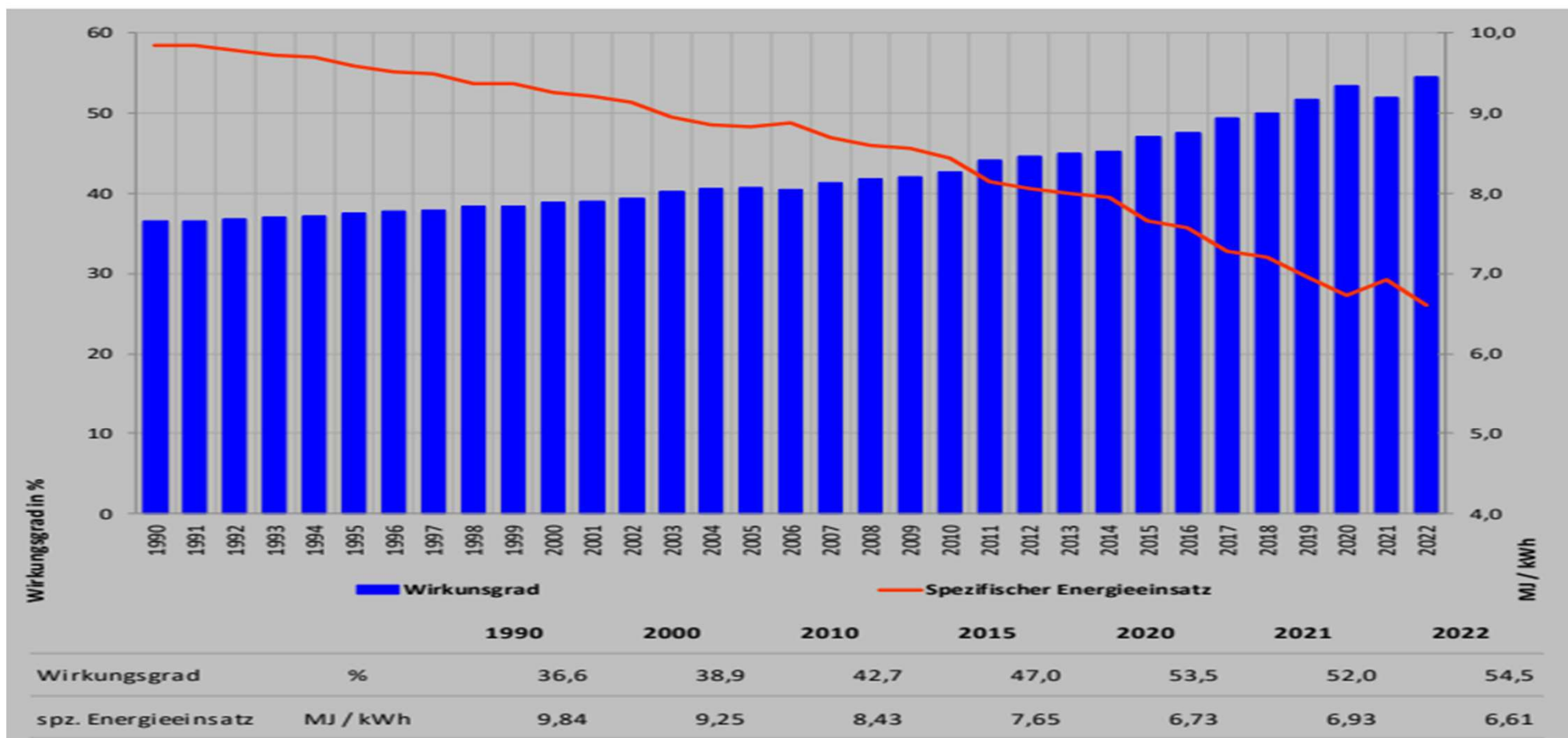
Entwicklung Energieeffizienz der Stromerzeugung (BSE) in Deutschland 1990-2022 (1)

Energieeffizienz - Stromerzeugung

Wirkungsgrad und spezifischer Energieeinsatz der Stromerzeugung in Deutschland
1990 bis 2022

Jahr 2022: Wirkungsgrad 54,5%, Veränderung 90/22 + 48,9%

Spezifischer Energieeinsatz 6,61 MJ/kWh = 1,84 kWh/kWh, Veränderung 90/22 – 32,8%



* Daten 2022 vorläufig, Stand 11/2023

Energieeinheit: 1 TWh = 3,6 PJ

Bevölkerung (Jahresmittel) 2022: 83,4 Mio.

1) gesamte Stromerzeugung inkl. Kernenergie und Erneuerbare Energien (Kraftwerke der allgemeinen Versorgung, Industriekraftwerke und sonstige Stromerzeuger).

Energieeinsatz der Stromerzeugung: Brennstoffeinsatz konventioneller Wärmekraftwerke zzgl. Energieeinsatz der Kernkraftwerke sowie der Stromerzeugung aus Wasserkraft-, Windenergie- und Photovoltaikanlagen (berechnet nach der Wirkungsgradmethode)

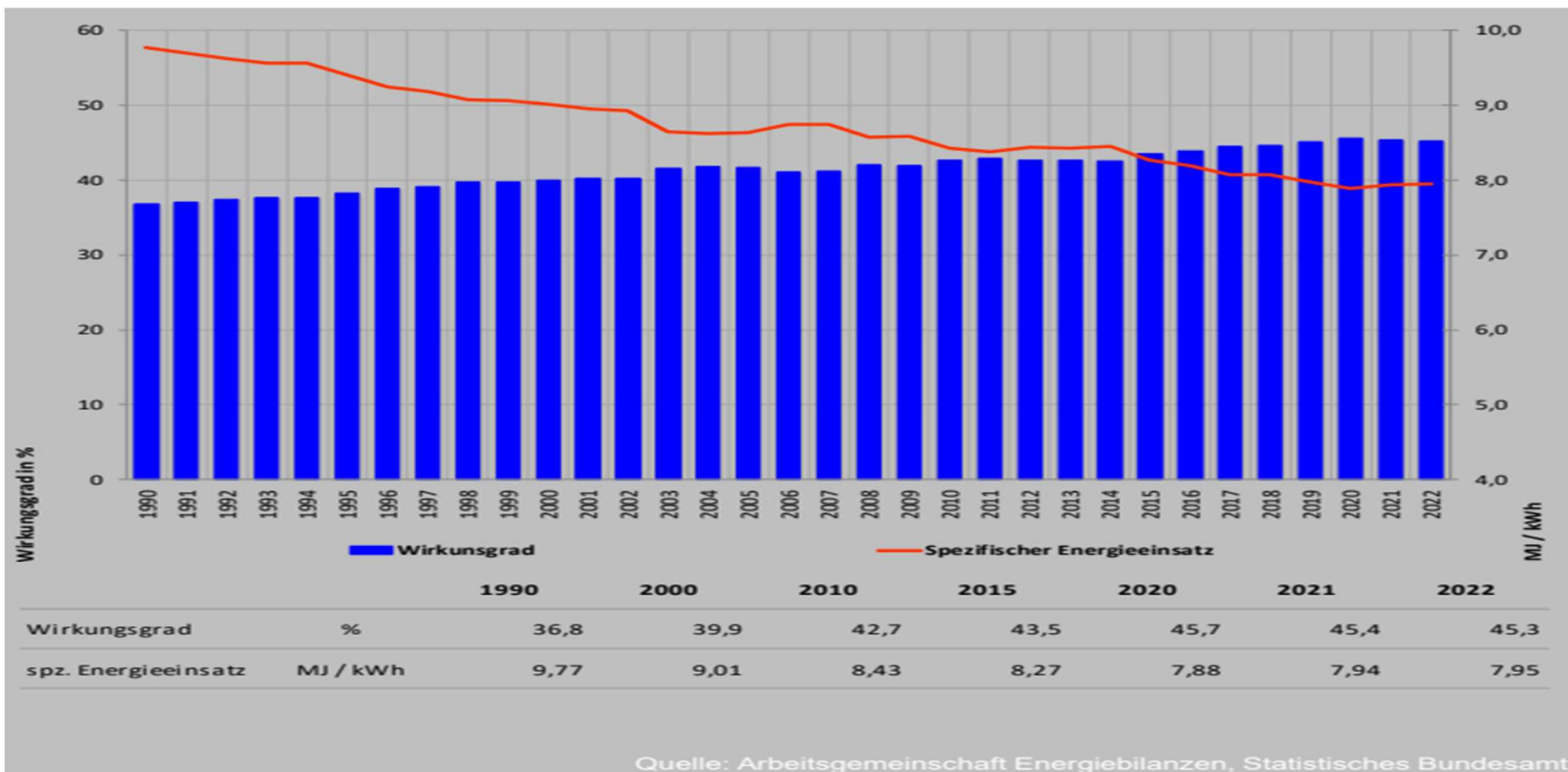
Entwicklung **Energieeffizienz** - **Fossile** Stromerzeugung (BSE) ¹⁾ in Deutschland 1990-2022 (2)

Energieeffizienz - Fossile Stromerzeugung¹⁾

Wirkungsgrad und spezifischer Energieeinsatz der fossilen Stromerzeugung in Deutschland
1990 bis 2022

Jahr 2022: Wirkungsgrad 45,3%, Veränderung 1990/2022 + 23,1%

Spezifischer Energieeinsatz 7,95 MJ/kWh = 2,21 kWh/kWh, Veränderung 1990/2022 – 18,6%



1) fossile Stromerzeugung exkl. Stromerzeugung aus Kernenergie, inkl. Stromerzeugung aus Biomasse

* Daten 2022 vorläufig, Stand 11/2023

Energieeinheit: 1 TWh = 3,6 PJ

Bevölkerung (Jahresmittel) 2022: 83,4 Mio.

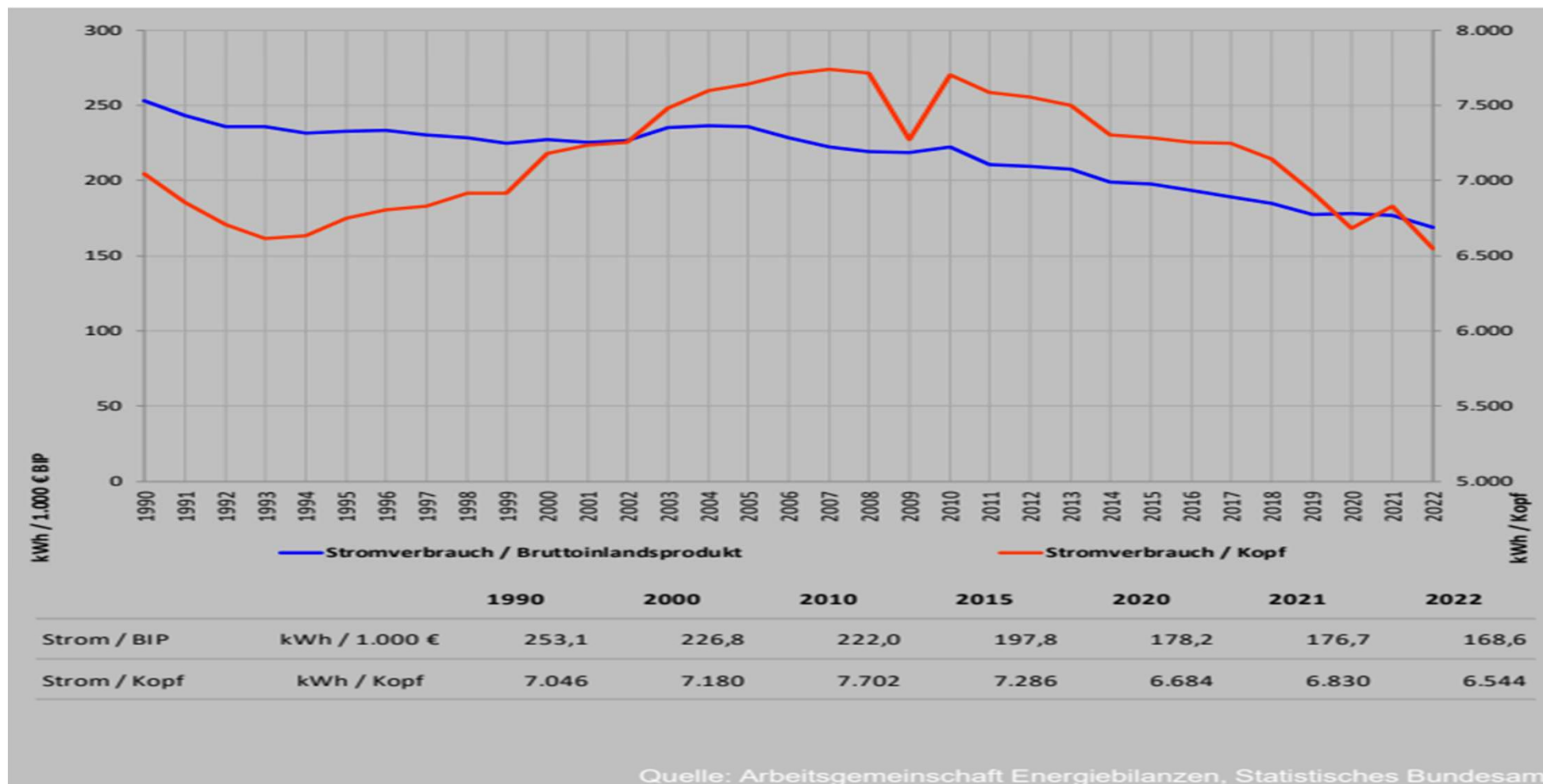
Quellen: AGEB - Ausgewählte Effizienzindikatoren zur Energiebilanz Deutschland 1990 - 2022, 11/2023; Stat. BA 3/2023

Entwicklung **Energieeffizienz** – Indikator **Stromintensität je BIP** real 2015 und je **Einwohner** (**SI = BSV je BIP_{real} bzw. je Einwohner**) in Deutschland 1990-2022 (3)

Energieeffizienz - Stromverbrauch

Bruttostromverbrauch je Einheit realen Bruttoinlandsprodukts¹ und je Einwohner
1990 bis 2022

Jahr 2022: SI = BSV/BIP real 2015 = 168,6 kWh/1.000 €; Veränderung 1990/2022 – 33,4%
SI = BSV/EW = 6.544 kWh/Kopf ; Veränderung 1990/2022 – 7,1%



1) dem Niveau der Zeitreihe des realen BIP liegt der Nominalwert in Preisen des Jahres 2015 zugrunde

* Daten 2022 vorläufig, Stand 11/2023

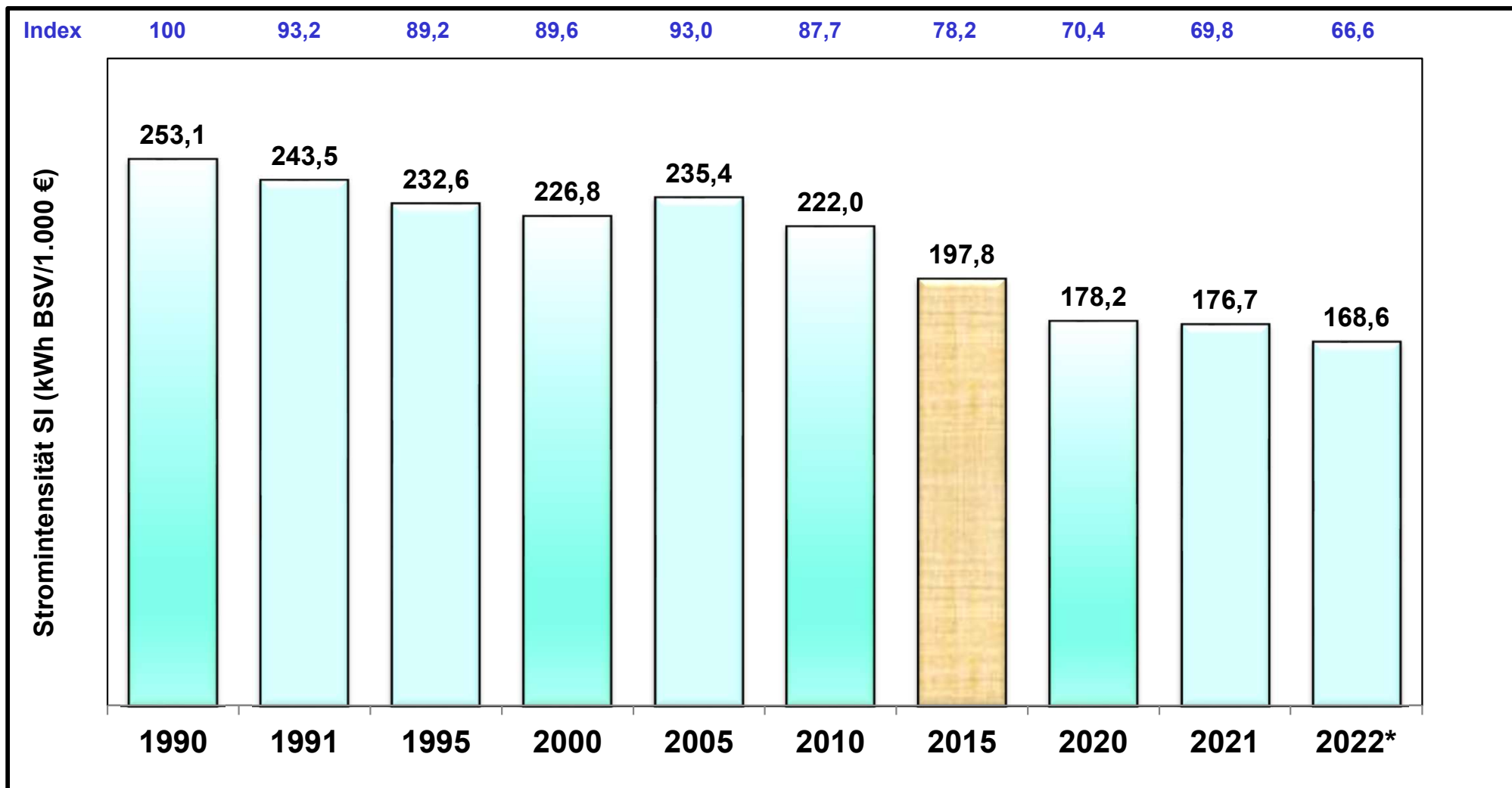
Energieeinheit: 1 TWh = 3,6 PJ

Bevölkerung (Jahresmittel) 2022: 83,4 Mio.

Quellen: AGEB - Effizienzindikatoren zur Energiebilanz Deutschland 1990 - 2022, 11/2023; Statistisches Bundesamt 3/2023

Entwicklung Energieeffizienz – Indikator Stromintensität Gesamtwirtschaft SI_W (BSV je $BIP_{real\ 2015}$) in Deutschland 1990-2022 (1)

Jahr 2022: $SI_W = BSV/BIP_{real\ 2015} = 168,6\text{ kWh}/1.000\text{ €}$;
Veränderung 1990/2022 – 33,4%



Grafik Bouse 2023

Verbesserung der Energieeffizienz bei Abnahme der Stromintensität

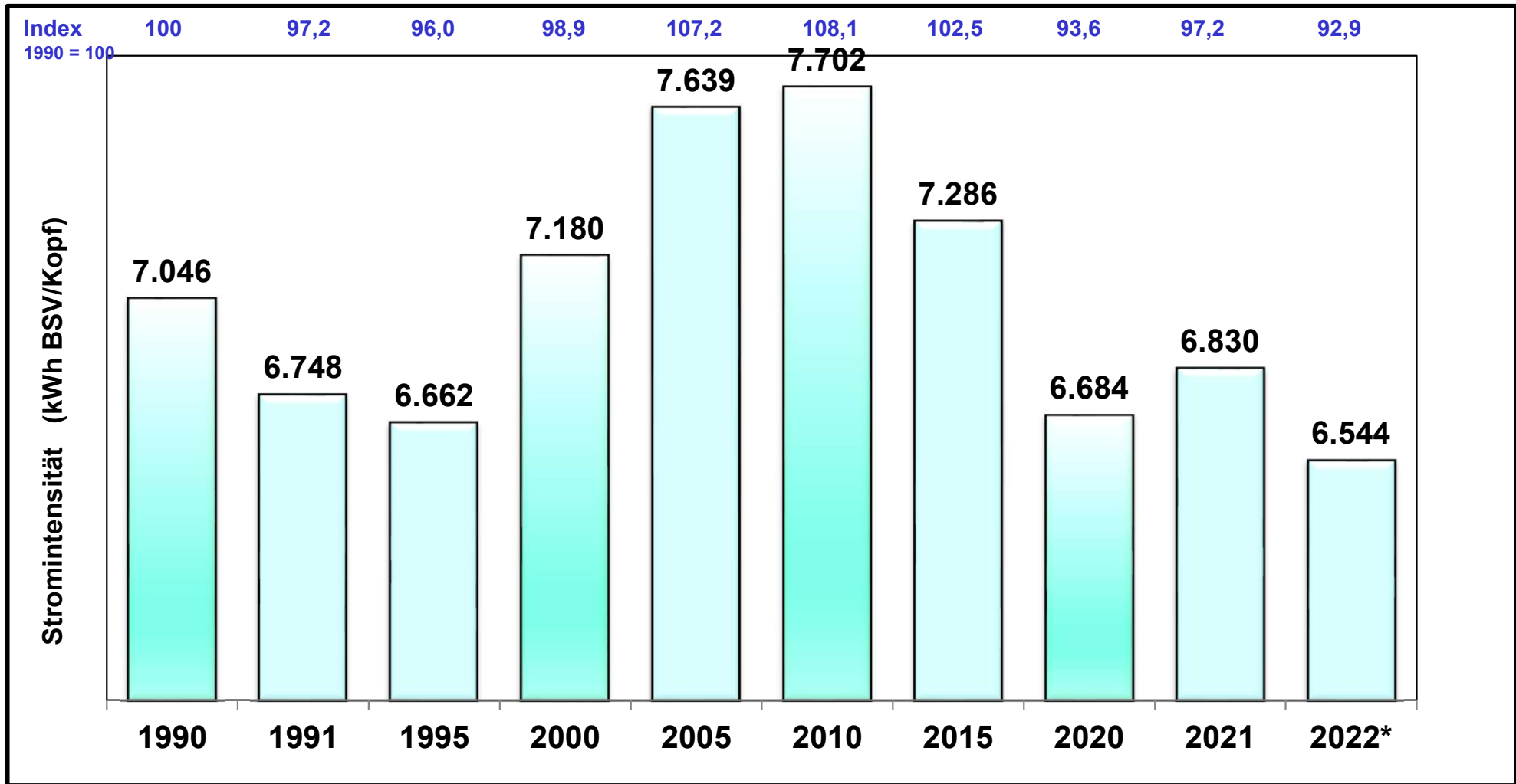
* Daten 2022 vorläufig, Stand 11/2023

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2022: 83,4 Mio.

Quellen: AGEB - Effizienzindikatoren zur Energiebilanz Deutschland 1990 - 2022, 11/2023; Statistisches Bundesamt 3/2023; AGEB aus BMWI – Energiedaten gesamt, Tab. 8; 1/2023

Entwicklung Energieeffizienz – Indikator Stromverbrauch (BSV) je Einwohner in Deutschland 1990-2022 (2)

Jahr 2022: BSV/EW = 6.544 kWh/Kopf
Veränderung 1990/2022 – 7,1%



Grafik Bouse 2023

Verbesserung der Energieeffizienz bei Abnahme des spez. Stromverbrauchs (BSV)

* Daten 2022 vorläufig, Stand 11/2023

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2022: 83,4 Mio.

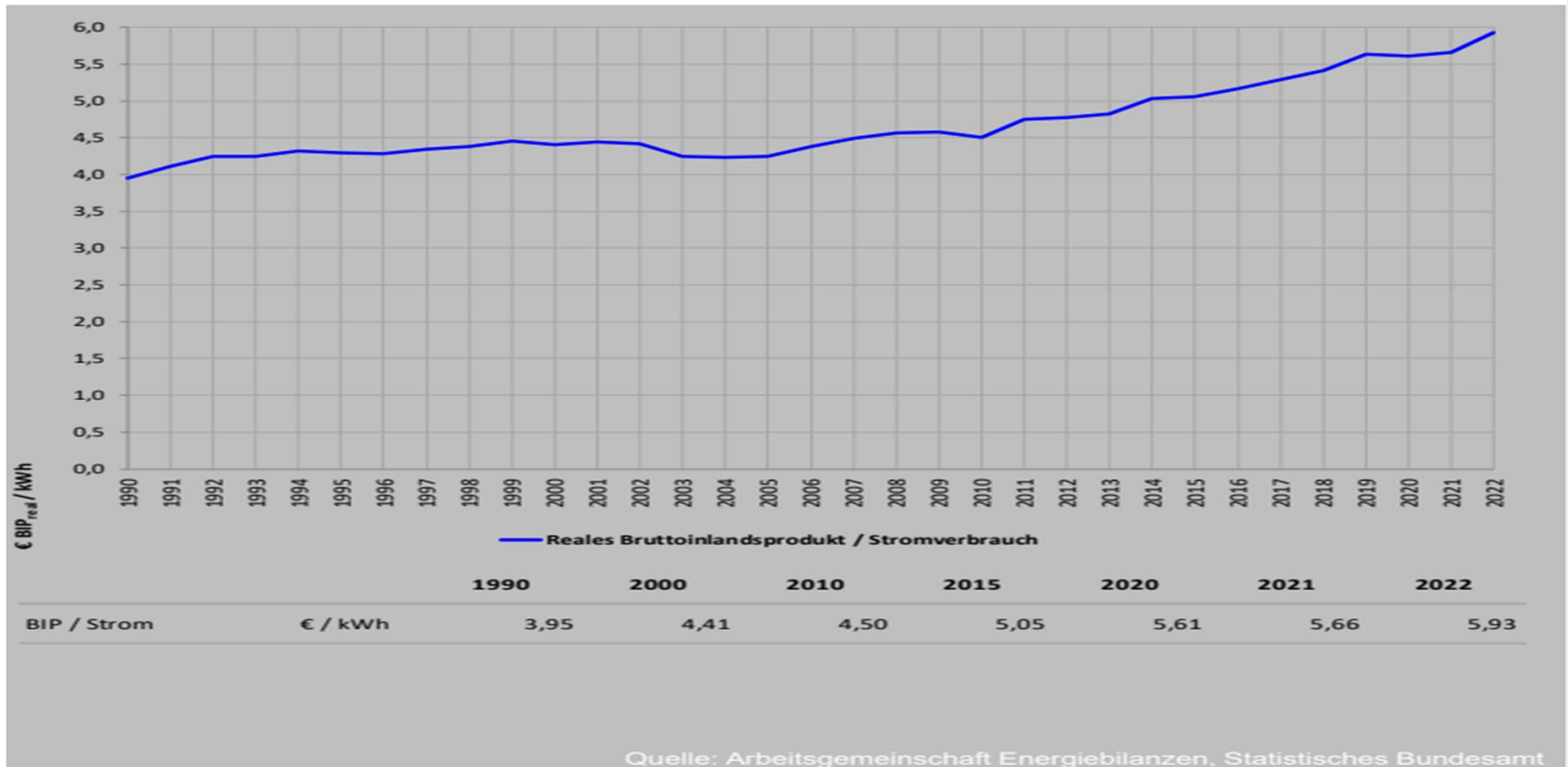
Quellen: AGEB - Effizienzindikatoren zur Energiebilanz Deutschland 1990 - 2022, 11/2023; Statistisches Bundesamt 3/2023; AGEB aus BMWI – Energiedaten gesamt, Tab. 8; 1/2023

Entwicklung Energieproduktivität – Stromverbrauch in Deutschland 1990-2022 (3)

Energieproduktivität - Stromverbrauch

Reales Bruttoinlandsprodukt¹ je Einheit Bruttostromverbrauch
1990 bis 2022

Jahr 2022: SP = BIP_{real} 2015/BSV = 5,93 €/kWh; Veränderung 1990/2022 + 50,1%



1) dem Niveau der Zeitreihe des realen BIP liegt der Nominalwert in Preisen des Jahres 2015 zugrunde

* Daten 2022 vorläufig, Stand 11/2023

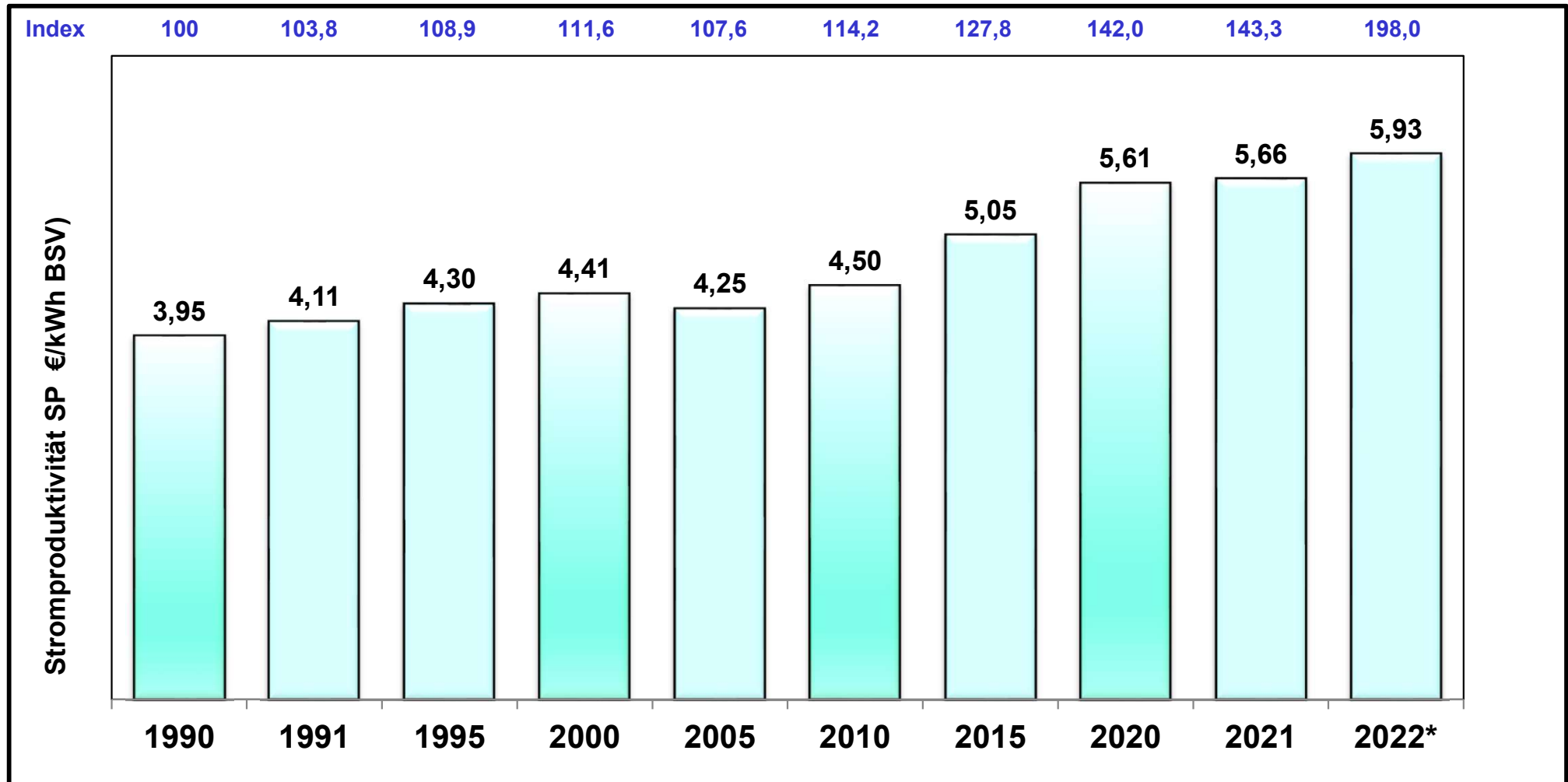
Energieeinheit: 1 TWh = 3,6 PJ

Bevölkerung (Jahresmittel) 2022: 83,4 Mio.

Quellen: AGEB - Effizienzindikatoren zur Energiebilanz Deutschland 1990 - 2022, 11/2023; Statistisches Bundesamt 3/2023

Entwicklung Energieeffizienz - Indikator Stromproduktivität Gesamtwirtschaft ($SP_W = BIP_{real\ 2015}$ je BSV) in Deutschland 1990-2022 (4)

Jahr 2022: $SP_W = BIP_{real\ 2015} / BSV = 5,93 \text{ €/kWh}$
Veränderung 1990/2022 + 50,1%



Grafik Bouse 2023

Verbesserung der Energieeffizienz bei Zunahme der Energieproduktivität

* Daten 2022 vorläufig, Stand 11/2023

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2022: 83,4 Mio.

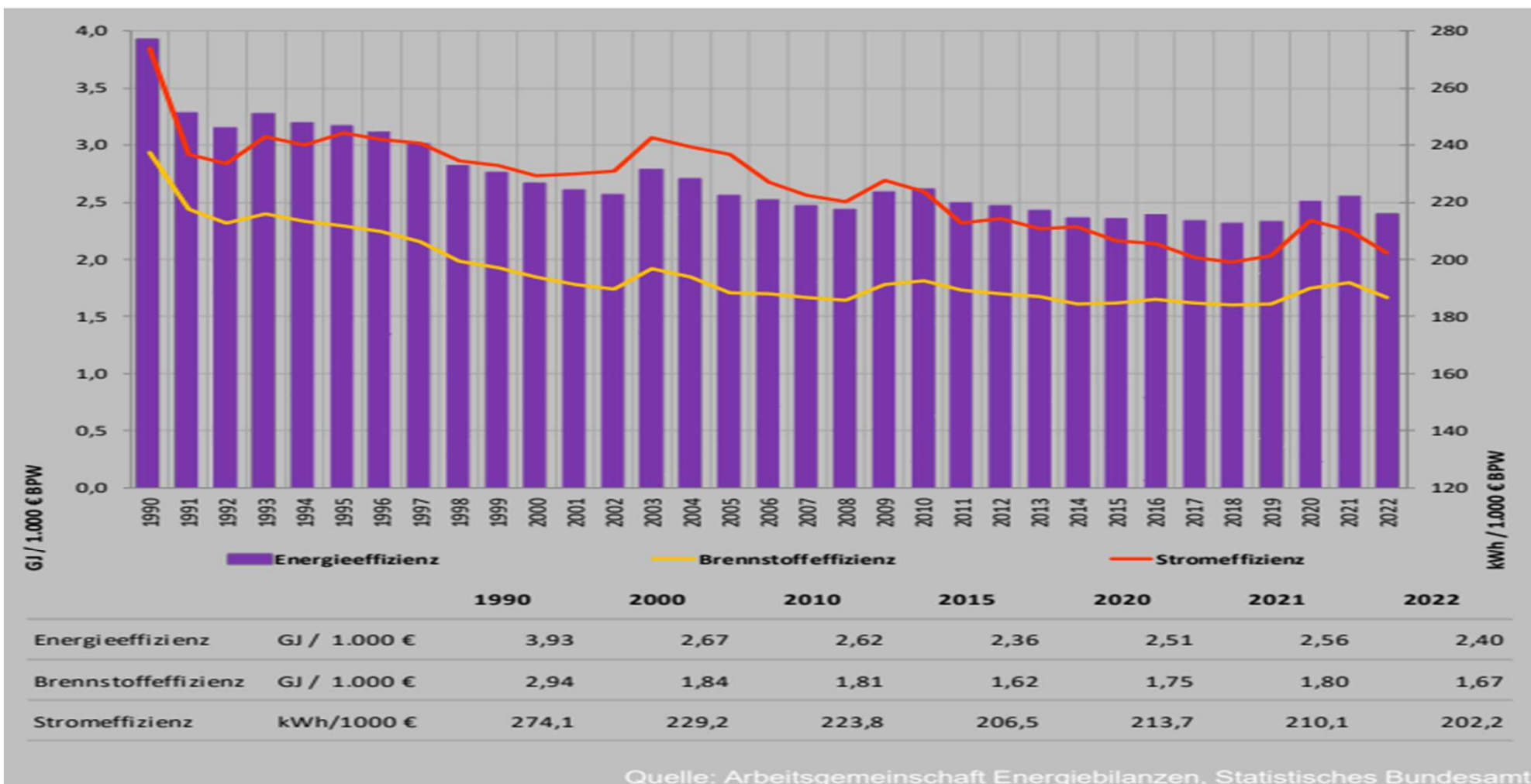
Beispiel 2022: $BIP_{real\ 2015} 3.375 \text{ Mrd. €} / 545 \text{ Mrd. kWh} = 5,93 \text{ €/kWh}$

Entwicklung Energie- und Stromeffizienz im Sektor Industrie in Deutschland 1990/91-2022 (1)

Energieeffizienz - Industrie

Entwicklung der Energieeffizienz der Industrie je Einheit Bruttoproduktionswert (BPW)
1991 bis 2022

Jahr 2022: Energieeffizienz 2,40 GJ/1.000 € BPW, Stromeffizienz 202,2 kWh/1.000 € BPW



* Daten 2022 vorläufig, Stand 11/2023

Energieeinheit: 1 TWh = 3,6 PJ

Bevölkerung (Jahresmittel) 2022: 83,3 Mio.

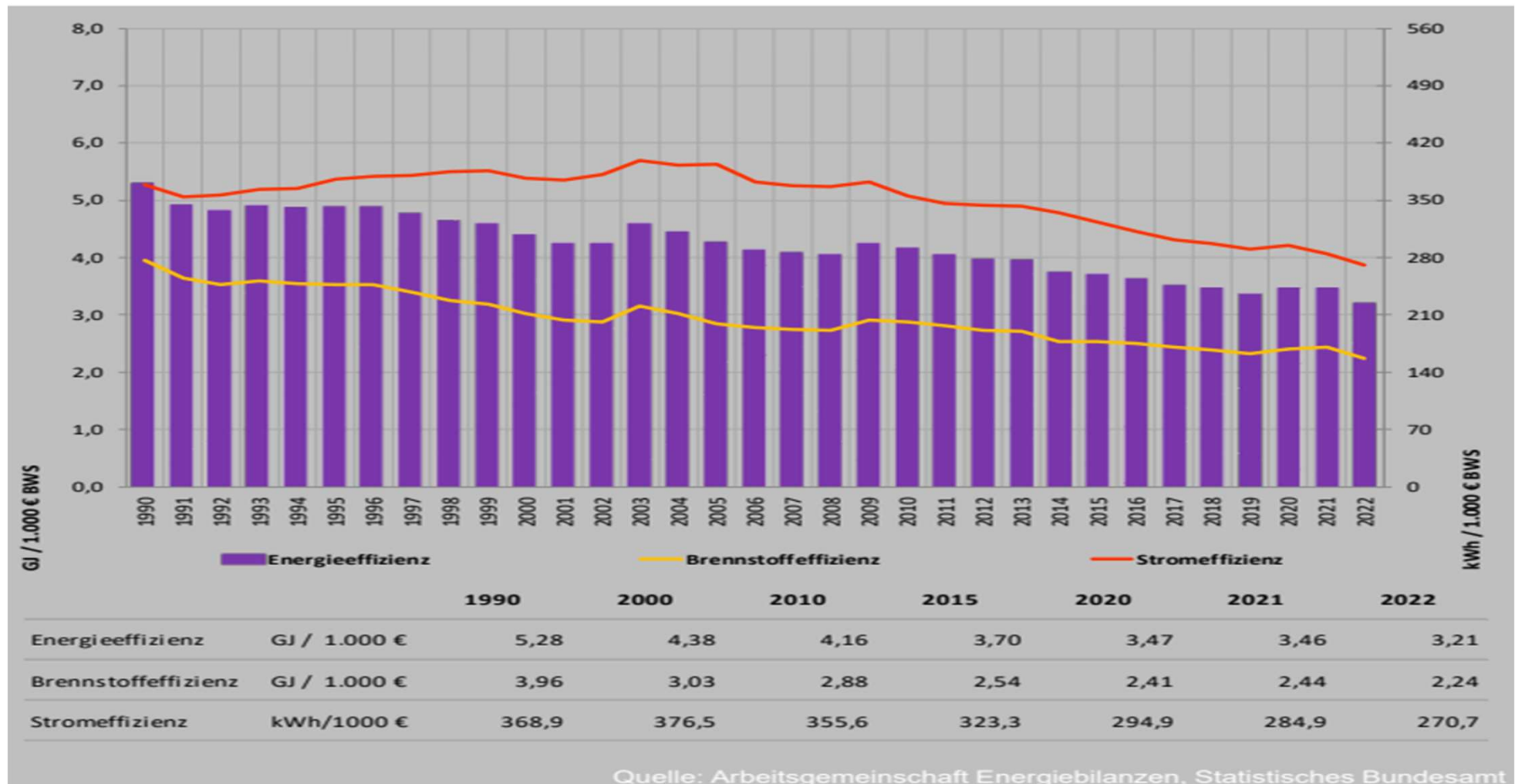
Quellen: AGEB - Effizienzindikatoren zur Energiebilanz Deutschland 1990 - 2022, 11/2023; Stat. BA 3/2023; AGEB – Energiedaten Tab. 8, 1/2023

Entwicklung Energie- und Stromeffizienz im Sektor Industrie in Deutschland 1990/91-2022 (2)

Energieeffizienz - Industrie

Entwicklung der Energieeffizienz der Industrie je Einheit Bruttowertschöpfung (BWS)
1991 bis 2022

Jahr 2022: Energieeffizienz 3,21 GJ/1.000 € BWS, Stromeffizienz 202,2 kWh/1.000 € BWS



* Daten 2022 vorläufig, Stand 11/2023

Energieeinheit: 1 TWh = 3,6 PJ

Bevölkerung (Jahresmittel) 2022: 83,3 Mio.

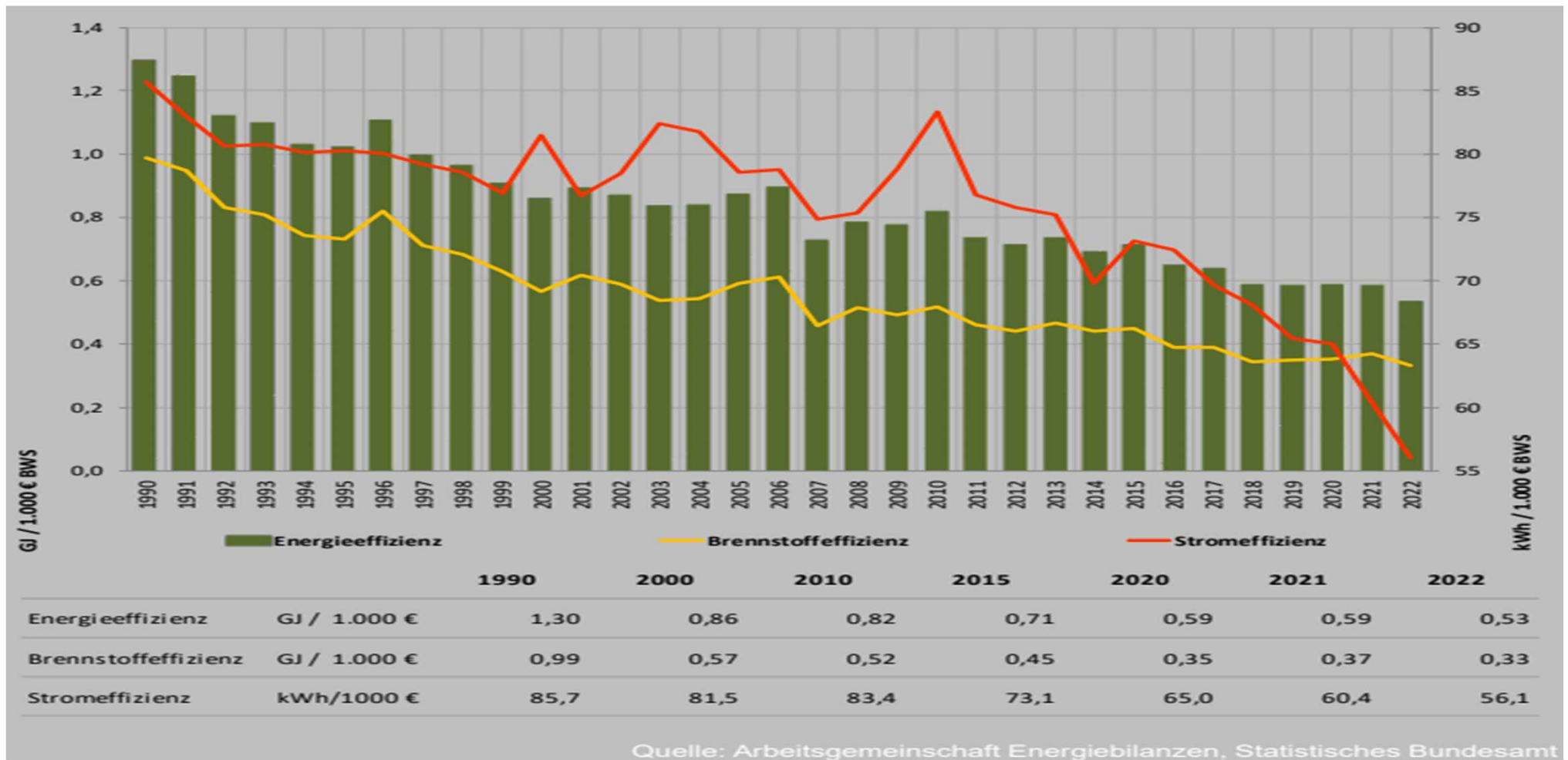
Quellen: AGEB - Effizienzindikatoren zur Energiebilanz Deutschland 1990 - 2022, 11/2023; Stat. BA 3/2023; AGEB – Energiedaten Tab. 8, 1/2023

Entwicklung Energie- und Stromeffizienz im Sektor GHD in Deutschland 1990/91-2022 (3)

Energieeffizienz - GHD

Entwicklung der Energieeffizienz im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) je Einheit reale Bruttowertschöpfung¹ - 1991 bis 2022

Jahr 2022: Energieeffizienz 0,53 GJ/1.000 €, Stromeffizienz 56,1 kWh/1.000 €



* Daten 2022 vorläufig, Stand 11/2023

Energieeinheit: 1 TWh = 3,6 PJ

Bevölkerung (Jahresmittel) 2022: 83,4 Mio.

1) Dem Niveau der Zeitreihe der realen BWS liegt der Nominalwert in Preisen des Jahres 2015 zugrunde

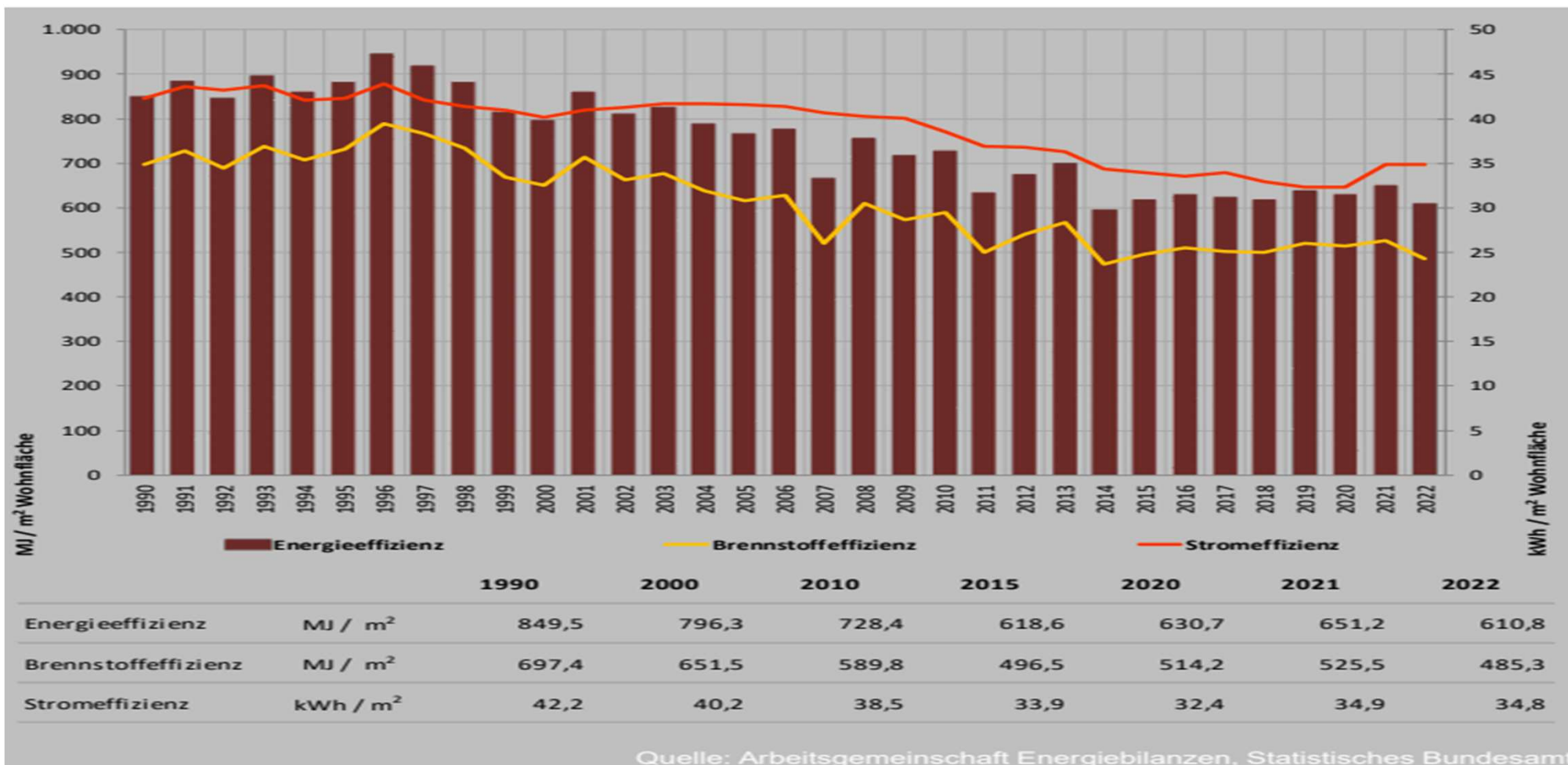
Quellen: AGEB - Effizienzindikatoren zur Energiebilanz Deutschland 1990 - 2022, 11/2023, BMWK - Energiedaten, Tab. 8, 1/2023; Stat. BA 3/2023

Entwicklung Energie- und Stromeffizienz im Sektor Private Haushalte in Deutschland 1990-2022 (4)

Energieeffizienz - Private Haushalte

Entwicklung des spezifischen Energieverbrauchs¹ (beobachtet) der privaten Haushalte 1990 bis 2022²

Jahr 2022: Energieeffizienz 610,8 GJ/m² Wohnfläche; Stromeffizienz 34,8 kWh/m² Wohnfläche



* Daten 2022 vorläufig, Stand 11/2023

Energieeinheit: 1 TWh = 3,6 PJ

Bevölkerung (Jahresmittel) 2022: 83,4 Mio.

1) Endenergieverbrauch ohne Kraftstoffe

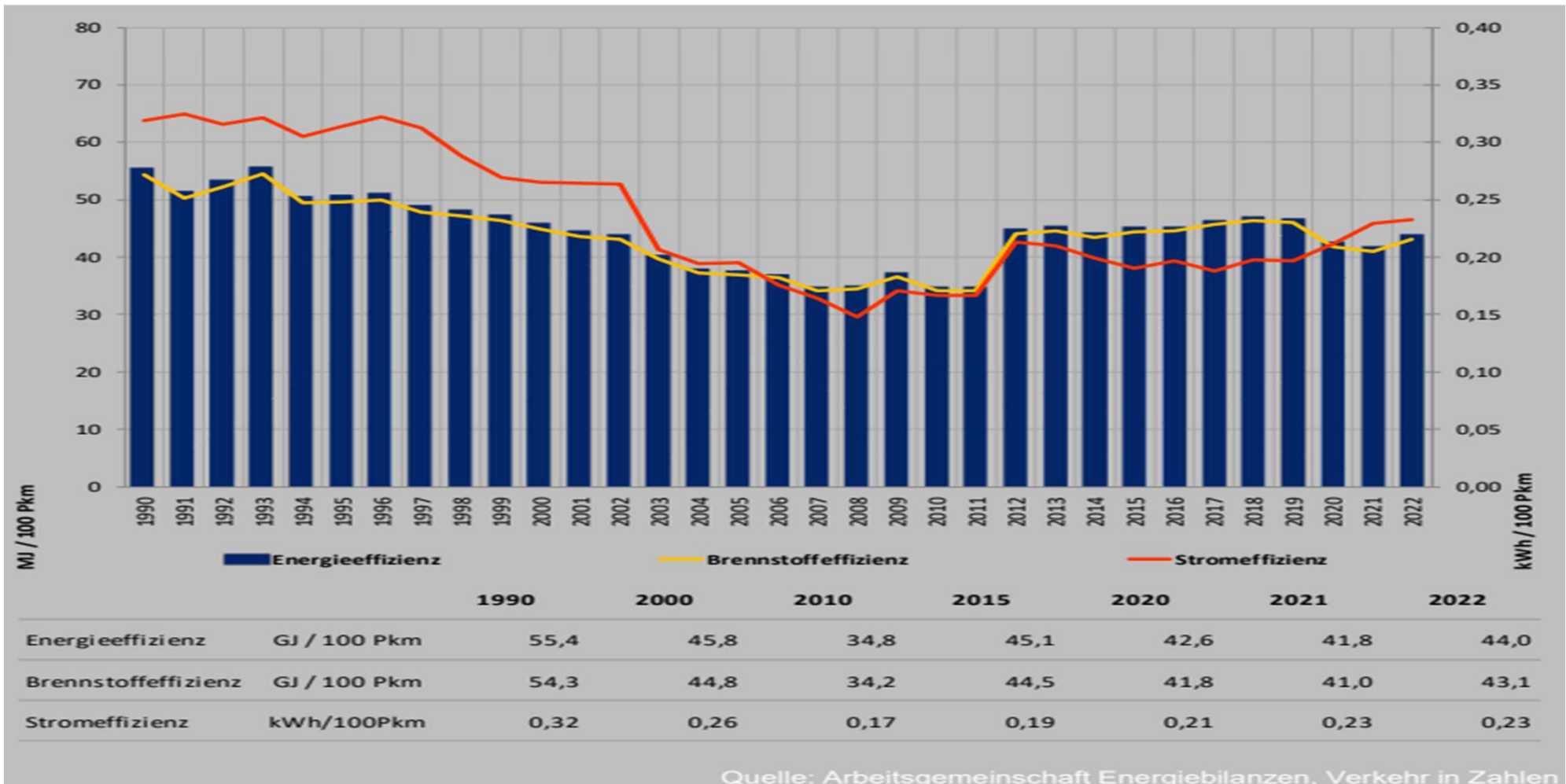
2) Wohnflächen ab Berichtsjahr 2010 auf der Grundlage der Gebäude- und Wohnungszählung 2011 (Stand 31. Mai 2013), einschl. Wohnheime; Wohnflächen vor 2010 ohne Wohnheime

Entwicklung Energie- und Stromeffizienz im Sektor Verkehr in Deutschland 1990-2022 (5)

Energieeffizienz - Verkehr

Entwicklung des spezifischen Energieverbrauchs im Personen- und Güterverkehr 1990 bis 2022

Jahr 2022: Energieeffizienz 44,0 GJ/100 Pkm, Stromeffizienz 0,23 kWh/100 Pkm



* Daten 2022 vorläufig, Stand 11/2023

Eine Tonnenkilometer entspricht 10 Personenkilometer

Energieeinheit: 1 TWh = 3,6 PJ

Bevölkerung (Jahresmittel) 2022: 83,4 Mio.

Jahresvolllaststunden beim Einsatz von Energieträgern mit erneuerbare Energien zur Stromerzeugung in Deutschland 2017/2020 (1)

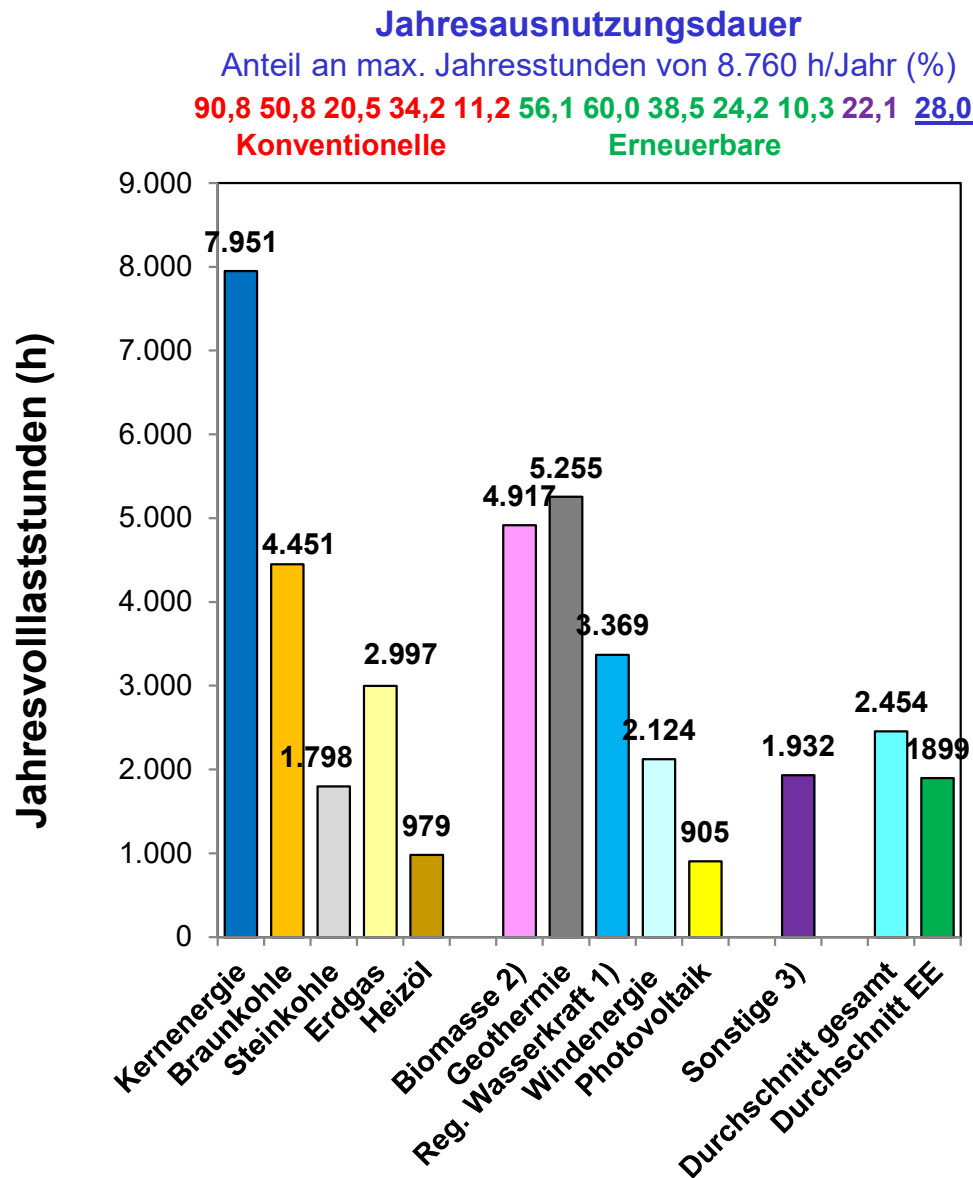
Nr.	Energieträger	Jahr 2020			Jahr 2017			Hinweise
		Brutto-Strom-erzeugung (GWh)	Installierte Leistung (MW)	J-Volllast-Stunden (h/a)	Brutto-Strom-erzeugung (GWh)	Installierte Leistung (MW)	J-Volllast-Stunden (h/a)	
1	Reg. Wasserkraft	18.322	5.438	3.369	20.150	5.605	3.595	
2	Windenergie an Land	104.796	54.414	1.926	88.018	50.292	1.750	Gesamte Windenergie Jahr 2020 ¹⁾ JVLS = 2.124 h/a (132.102 GWh / 62,188 GW)
3	Windenergie an See	27.306	7.774	3.512	17.675	5.427	3.257	
4	Photovoltaik	48.641	53.721	905	39.401	42.339	931	
5	biogene Festbrennstoffe	11.228	1.597	7.031	10.658	1.601	6.661	Gesamte Biomasse Jahr 2020 ¹⁾ JVLS = 4.917 h/a (50.861 GWh / 10.344 GW)
6	biogene flüssige Brennstoffe	308	231	1.333	437	229	1.900	
7	Biogas	28.757	6.316	4.553	29.325	5.209	5.624	
8	Biomethan	2.914	621	4.692	2.757	526	5.212	
9	Klär gas	1.578	372	4.242	1.460	255	5.725	
10	Deponie gas	247	156	1.583	338	171	1.977	
11	biogener Anteil Abfall (50%)	5.829	1.051	5.546	5.956	1.004	5.912	
12	Geothermie	247	47	5.255	163	38	4.179	
1-12	Erneuerbare Energien	250.157	131.738	1.899	216.338	112.696	1.920	
13	Steinkohle + Mischfeuerung	42.800	23.800	1.798	93.600	29.900	3.130	
14	Braunkohle	91.700	20.600	4.451	148.400	23.000	6.588	
15	Mineralöl	4.700	4.800	979	5.600	3.100	1.806	
16	Erdgas	95.000	31.700	2.997	86.700	27.700	3.130	
17	Kernenergie	64.400	8.100	7.951	76.300	11.400	6.693	
18	nicht reg. Wasserkraft (Pumpstrom)	k.A.	k.A.		6.050	4.695	1.289	
19	nicht biogener Abfall (50%)	5.800	k.A.		5.956	1.004	5.912	
20	Sonstige Energieträger	24.800	k.A.		14.756	6.405	2.304	
13-20	Konventionelle Energieträger	323.443	101.962	3.172	437.362	106.604	4.103	
1-20	Gesamte Energieträger	573.600	233.700	2.454	653.700	219.300	2.981	

¹⁾ Vollbenutzungsstunden (h/Jahr) = Bruttostromerzeugung (GWh / installierte Leistung (GW) = max. 8.760 h/Jahr

Batteriespeicher 2020: 600 MW in Sonstiges enthalten

Quellen: BMWi - Entwicklung erneuerbare Energien in Deutschland 2020, Zeitreihen, Stand 9/2021; BMWi – Energiedaten, Tab. 22, 1/2022

Jahresvolllaststunden beim Einsatz Energieträgern mit Erneuerbare Energien zur Stromerzeugung in Deutschland 2020 (2)



Energieträger	Bruttostrom- erzeugung	Installierte Nennleistung	Jahres- Volllaststunden
	GWh	GW	h/a
Kernenergie	64.400	8,100	7.951
Braunkohle	91.700	20,600	4.451
Steinkohle	42.800	23,800	1.798
Erdgas	95.000	31,700	2.997
Heizöl	4.700	4,800	979
Biomasse 2)	50.861	10.344	4.917
Geothermie	247	0,047	5.255
Reg. Wasserkraft 1)	18.322	5,438	3.369
Windenergie	132.102	62,188	2.124
Photovoltaik	48.641	53.721	905
Sonstige 3)	25.047	12,962	1.932
Durchschnitt ges.	573.600	233,700	2.454
Durchschnitt EE	250.157	131,738	1.899

Vollbenutzungsstunden (h/Jahr) = $\frac{\text{Bruttostromerzeugung (GWh} \times 10^3 \text{)}}{\text{installierte Leistung (MW)}} = \text{max. } 8.760 \text{ h/Jahr}$

* Daten 2020 vorläufig, Stand 1/2022

1) Lauf- und Speicherkraftwerke sowie Pumpspeicherkraftwerke mit natürlichem Zufluss

2) Biomasse mit Deponie -und Klärgas und Anteil biogener Abfall 50%

3) Nicht biogener Müll (50%), nicht reg. Wasserkraft (Pumpstromspeicher) u.a.

Energie- und Leistungseinheiten: 1 GWh = 1 Mio. kWh; 1 MW = 1.000 kW;

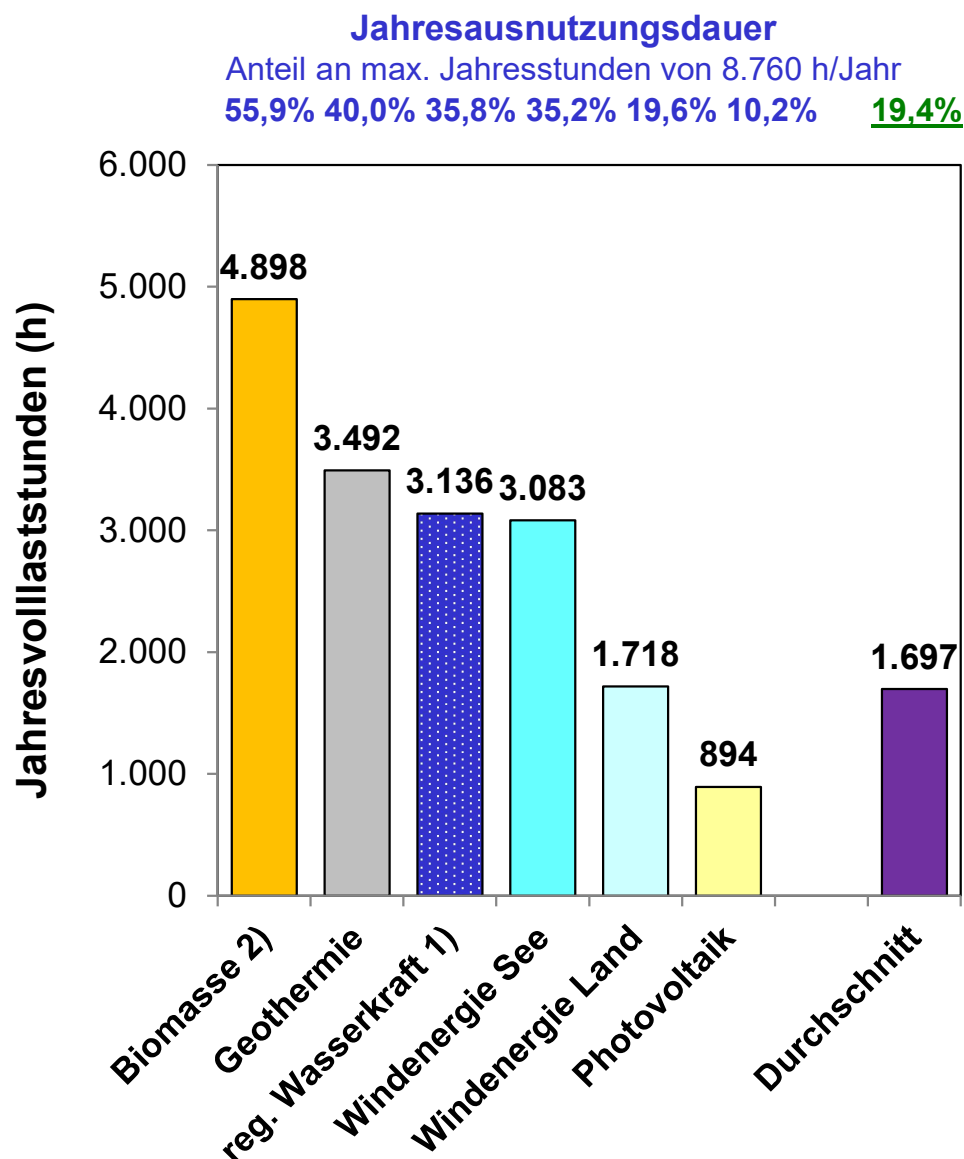
Quellen: BMWi - Energiedaten gesamt, Tab. 22, 1/2021

BMWi - Entwicklung EE in Deutschland 2018, Zeitreihen 9/2021

Mittlere Energieeffizienz beim Einsatz gesamte Energien

Jahresvolllaststunden 2.454 h/a = 28,0% Anteil an der max. Jahresausnutzungsdauer

Jahresvolllaststunden beim Einsatz erneuerbarer Energien (EE) zur Stromerzeugung in Deutschland 2022



Energieträger	Strom- erzeugung	Installierte Leistung ³⁾	Jahres- Volllaststunden ⁴⁾
	GWh	MW	h/a
Biomasse ²⁾	51.234 ²⁾	10.460 ³⁾	4.898
Geothermie	206	59	3.492
reg. Wasserkraft ¹⁾	17.625	5.621	3.136
Windenergie See	25.124	8.149	3.083
Windenergie Land	99.692	58.014	1.718
Photovoltaik	60.304	67.479	894
Durchschnitt	254.185 ²⁾	149.782	1.697

Vollbenutzungsstunden (h/Jahr) =

Bruttostromerzeugung (GWh x 10³ / installierte Leistung (MW))
= max. 8.760 h/Jahr

* Daten 2022 vorläufig, Stand 10/2023

1) Lauf- und Speicherkraftwerke sowie bei Pumpspeicherkraftwerke mit natürlichem Zufluss, Pumpspeicherkraftwerke ohne natürlichen Zufluss wurden nicht berücksichtigt

2) Biomasse mit Deponie -und Klärgas und Anteil biogener Abfall 50%

3) Installierte Leistung Biomasse Ende 2020, einschließlich Müllkraftwerke (50%)

4) Ermittlung Jahresvolllaststunden ohne Berücksichtigung der Durchschnittsleistung

5) Jahresvolllaststunden Windenergie gesamt 1.886 h/a

Energie- und Leistungseinheiten: 1 GWh = 1 Mio. kWh; 1 MW = 1.000 kW;

Quelle: BMWK- Erneuerbare Energien in Zahlen, Nationale und internationale Entwicklung 2022, S. 18/21, 10/2023

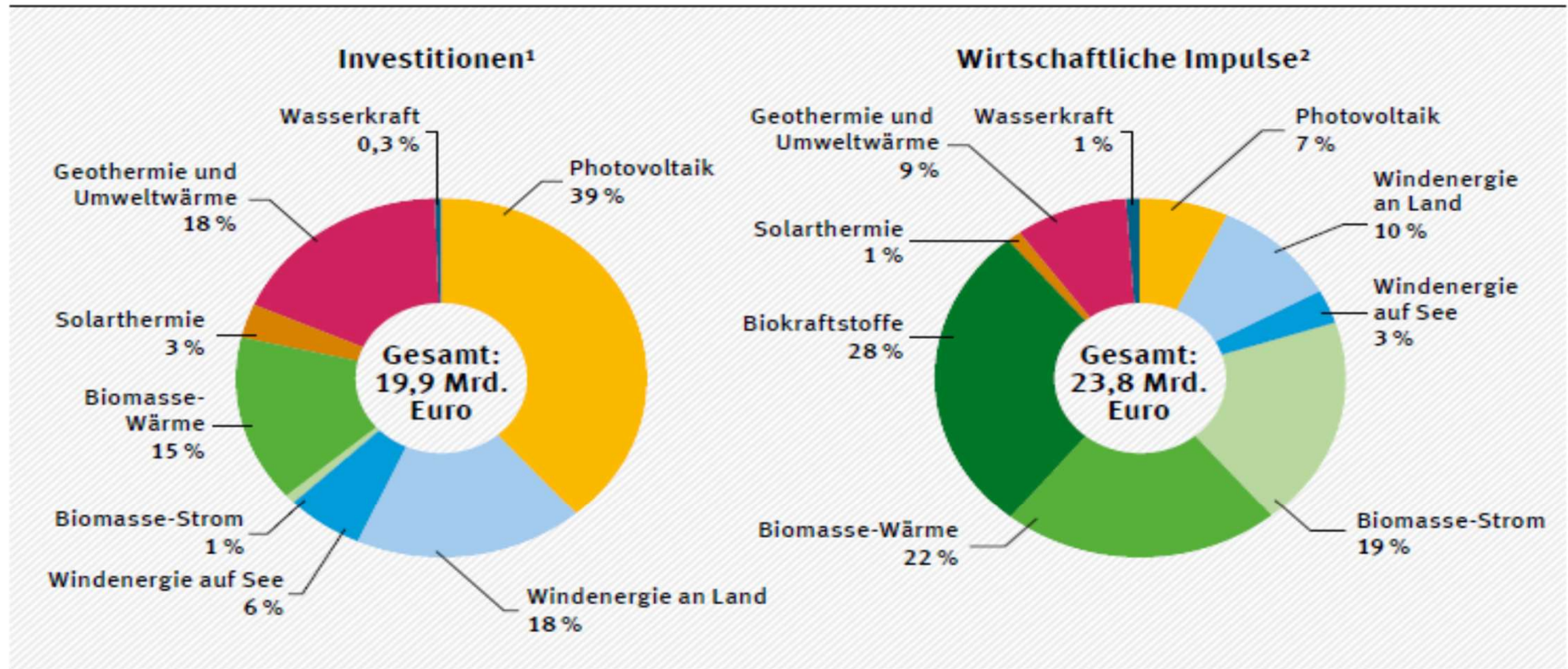
Niedrige Energieeffizienz beim Einsatz Erneuerbare Energien
Jahresvolllaststunden 1.697 h/a = 19,4% Anteil an der max. Jahresausnutzungsdauer

Wirtschaftliche Effekte erneuerbarer Energien in Deutschland im Jahr 2022

Investitionen: Gesamt 21,9 Mrd. € **Korrektur**
Wirtschaftliche Impulse: Gesamt 23,8 Mrd. €

Abbildung 11

Wirtschaftliche Effekte erneuerbarer Energien im Jahr 2022



¹ Investitionen: hauptsächlich Investitionen in den Neubau, zu einem geringen Teil auch um die Erweiterung oder Ertüchtigung von Anlagen wie z. B. die Reaktivierung alter Wasserkraftwerke. Neben den Investitionen der Energieversorgungsunternehmen sind auch die Investitionen aus Industrie, Gewerbe, Handel und privaten Haushalten enthalten.

² Wirtschaftliche Impulse aus dem Anlagenbetrieb umfassen im wesentlichen Aufwendungen für Betrieb und Wartung der Anlagen (einschl. Brennstoffe) sowie Umsätze aus dem Absatz von Biokraftstoffen.

Quelle: Berechnung des Zentrums für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW)

Entwicklung Investitionen in die Errichtung von Erneuerbare Energien-Anlagen in Deutschland 2000-2022 (1)

Jahr 2022: Gesamt 21,9 Mrd. €, Veränderung zum VJ + 51,0%

Tabelle 15: Investitionen in die Errichtung von Erneuerbare-Energien-Anlagen

	Wasserkraft	Windenergie an Land	Windenergie auf See	Photovoltaik	Solarthermie	Geothermie, Umweltwärme	Biomasse Strom	Biomasse Wärme	Gesamt
	(Milliarden Euro)								
2000	0,5	1,9	–	0,3	0,4	0,1	0,5	0,9	4,7
2005	0,2	2,5	–	4,8	0,6	0,4	1,9	1,5	12,0
2006	0,2	3,2	–	4,0	1,0	0,9	2,3	2,3	14,0
2007	0,3	2,5	0,0	5,3	0,8	0,9	2,3	1,5	13,6
2008	0,4	2,5	0,2	8,0	1,7	1,2	2,0	1,8	17,7
2009	0,5	2,8	0,5	13,6	1,5	1,1	2,0	1,6	23,6
2010	0,4	2,1	0,5	19,6	1,0	1,0	2,2	1,2	27,9
2011	0,3	2,9	0,6	15,9	1,1	1,0	3,1	1,3	26,1
2012	0,2	3,6	2,4	12,0	1,0	1,1	0,8	1,5	22,5
2013	0,1	4,5	4,3	3,4	0,9	1,1	0,7	1,6	16,5
2014	0,1	7,1	3,9	1,5	0,8	1,1	0,7	1,3	16,4
2015	0,1	5,4	3,7	1,5	0,8	1,0	0,2	1,3	13,9
2016	0,1	6,9	3,4	1,6	0,7	1,2	0,3	1,2	15,3
2017	0,1	7,5	3,4	1,7	0,5	1,3	0,3	1,2	15,9
2018	0,1	3,4	4,1	2,6	0,5	1,5	0,4	1,2	13,8
2019	0,1	1,6	2,1	3,4	0,4	1,4	0,4	1,3	10,6
2020	0,1	2,1	0,1	4,8	0,5	1,9	0,3	1,9	11,7
2021	0,1	2,8	0,3	5,2	0,6	2,5	0,2	2,7	14,5
2022	0,1	3,6	1,3	7,9	0,7	4,6	0,2	3,7	21,9

Quelle: Eigene Berechnungen des ZSW; Werte gerundet

* Daten 2022 vorläufig, Stand 10/2023

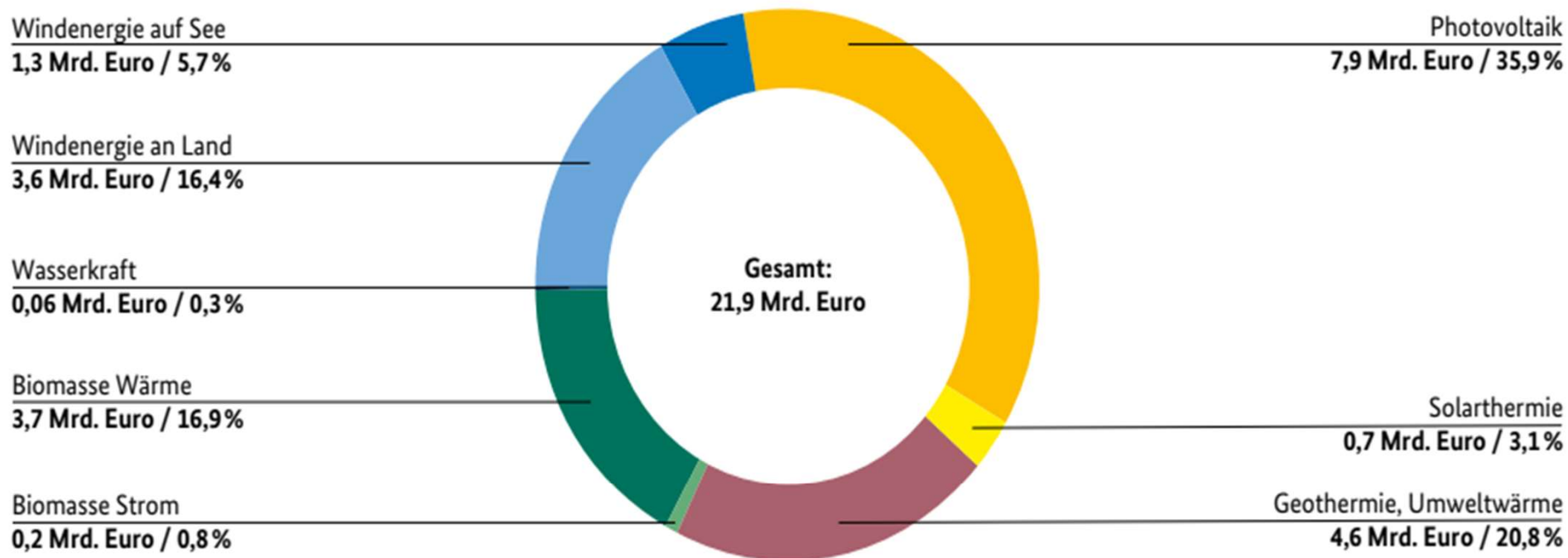
Quelle: BMWI – Erneuerbare Energien in Zahlen, Nationale und internationale Entwicklung 2022, S. 49, 10/2023

Investitionen in die Errichtung von **Erneuerbare-Energien-Anlagen** nach **Technologien für Strom und Wärme** in Deutschland 2022 (2)

Gesamt 21,9 Mrd. €

Beiträge Photovoltaik 7,9 Mrd. € (Anteil 36,1%), Windenergie 4,9 Mrd. € (Anteil 22,4%)

Abbildung 28: Investitionen in die Errichtung von Erneuerbare-Energien-Anlagen im Jahr 2022



Hierbei handelt es sich hauptsächlich um Investitionen in den Neubau, zu einem geringeren Teil auch um die Erweiterung oder Ertüchtigung von Anlagen wie z. B. die Reaktivierung alter Wasserkraftwerke oder die Erhöhung der Erzeugungsleistung von Biogasanlagen zur Flexibilisierung. Neben den Investitionen der Energieversorgungsunternehmen sind auch die Investitionen aus Industrie, Gewerbe, Handel und privaten Haushalten enthalten.

Quelle: Eigene Berechnungen des ZSW; Werte gerundet

* Daten 2022 vorläufig, Stand 10/2023

Quelle: BMWI – Erneuerbare Energien in Zahlen, Nationale und internationale Entwicklung 2022, S. 49, 10/2023

Entwicklung wirtschaftliche Impulse aus den Betrieb von Erneuerbare-Energien-Anlagen in Deutschland 2000-2022 (1)

Jahr 2022: Gesamt 23,8 Mrd. €, Veränderung zum VJ + 17,8%

Tabelle 16: Wirtschaftliche Impulse aus dem Betrieb von Erneuerbare-Energien-Anlagen

	Wasser- kraft	Wind- energie an Land	Wind- energie auf See	Photo- voltaik	Solar- thermie	Geothermie, Umwelt- wärme	Biomasse Strom	Biomasse Wärme	Biomasse Kraftstoffe	Gesamt
	(Milliarden Euro)									
2000	0,1	0,2	–	0,01	0,0	0,2	0,2	1,1	0,2	1,9
2005	0,1	0,6	–	0,1	0,1	0,2	0,7	1,5	1,8	5,1
2006	0,1	0,6	–	0,2	0,1	0,3	1,1	1,7	3,2	7,3
2007	0,1	0,7	–	0,3	0,1	0,4	1,7	2,0	3,8	9,0
2008	0,2	0,8	–	0,4	0,1	0,4	2,0	2,2	3,5	9,6
2009	0,2	0,9	0,01	0,5	0,1	0,5	2,4	2,5	2,4	9,5
2010	0,2	1,0	0,02	0,8	0,2	0,6	2,9	2,9	2,9	11,4
2011	0,2	1,1	0,03	1,0	0,2	0,7	3,3	2,9	3,7	13,1
2012	0,2	1,2	0,06	1,3	0,2	0,8	4,1	3,1	3,7	14,7
2013	0,2	1,4	0,1	1,4	0,2	0,9	4,2	3,3	3,1	14,8
2014	0,2	1,6	0,2	1,4	0,2	1,0	4,5	3,0	2,6	14,8
2015	0,2	1,7	0,3	1,4	0,3	1,1	4,7	3,2	2,4	15,2
2016	0,2	1,9	0,4	1,4	0,3	1,1	4,6	3,4	2,6	15,9
2017	0,2	2,1	0,4	1,5	0,3	1,2	4,7	3,4	2,7	16,5
2018	0,2	2,2	0,5	1,5	0,3	1,3	4,7	3,3	2,7	16,8
2019	0,2	2,3	0,6	1,5	0,3	1,5	4,8	3,4	2,8	17,3
2020	0,2	2,3	0,6	1,6	0,3	1,6	4,8	3,4	3,5	18,4
2021	0,2	2,3	0,6	1,7	0,3	1,8	4,6	3,8	5,0	20,3
2022	0,2	2,3	0,7	1,8	0,3	2,0	4,7	5,1	6,7	23,8

Quelle: Eigene Berechnungen des ZSW; Werte gerundet

* Daten 2021 vorläufig, Stand 10/2023

Quelle: BMWI – Erneuerbare Energien in Zahlen, Nationale und internationale Entwicklung 2022, S. 50, 10/2023

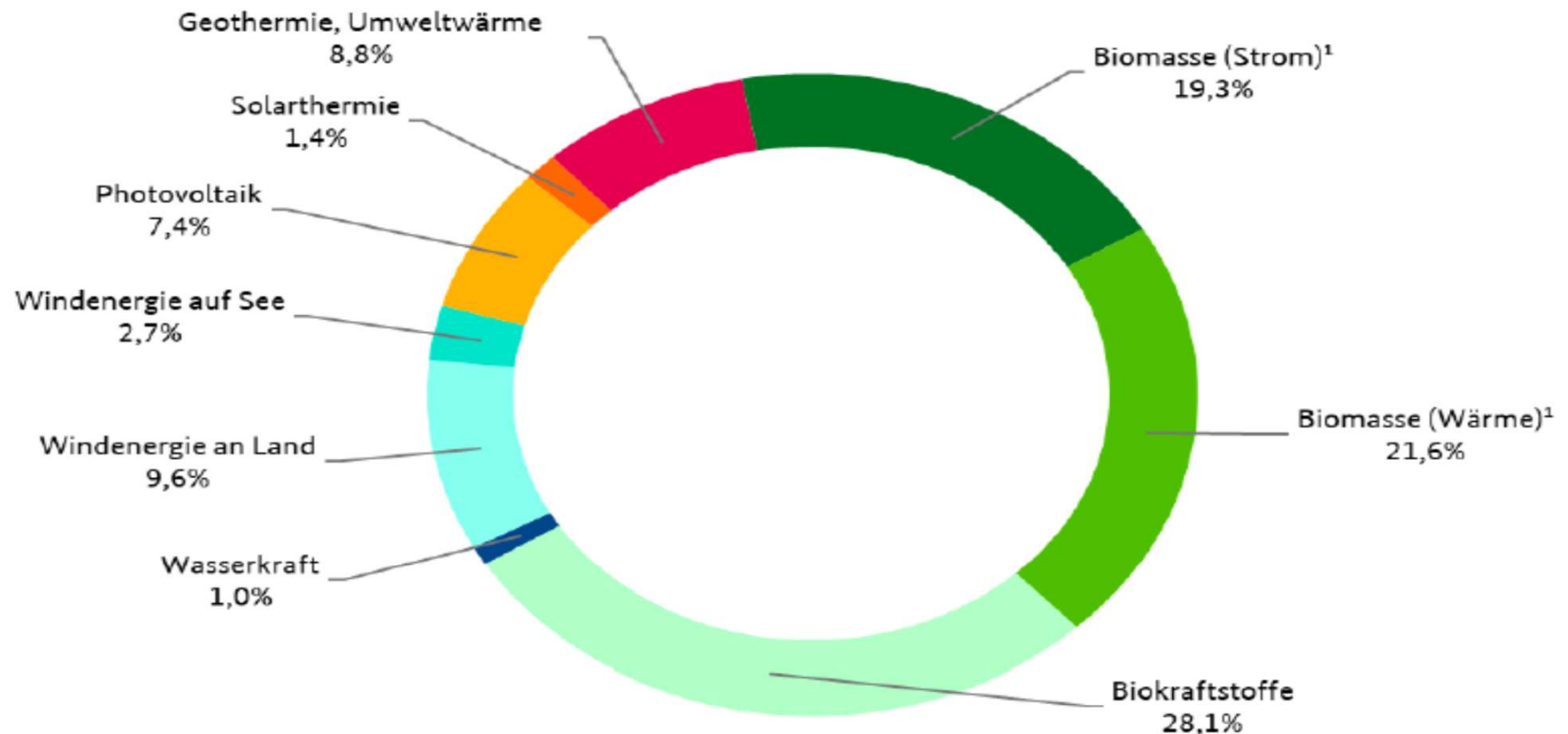
Wirtschaftliche Impulse (Umsätze) aus dem Betrieb von Erneuerbare-Energien-Anlagen für Strom, Wärme und Verkehr in Deutschland 2022 (2)

Jahr 2022: Gesamt 23,8 Mrd. €, Veränderung zum VJ + 17,8%

Beiträge Biomasse 16,4 Mrd. € (69,0%), Windenergie 2,9 Mrd. € (10,6%)

Wirtschaftliche Impulse aus dem Betrieb von Erneuerbaren-Energien-Anlagen im Jahr 2022

Gesamt: 23,8 Mrd. Euro



¹ Feste, flüssige und gasförmige biogene Brennstoffe

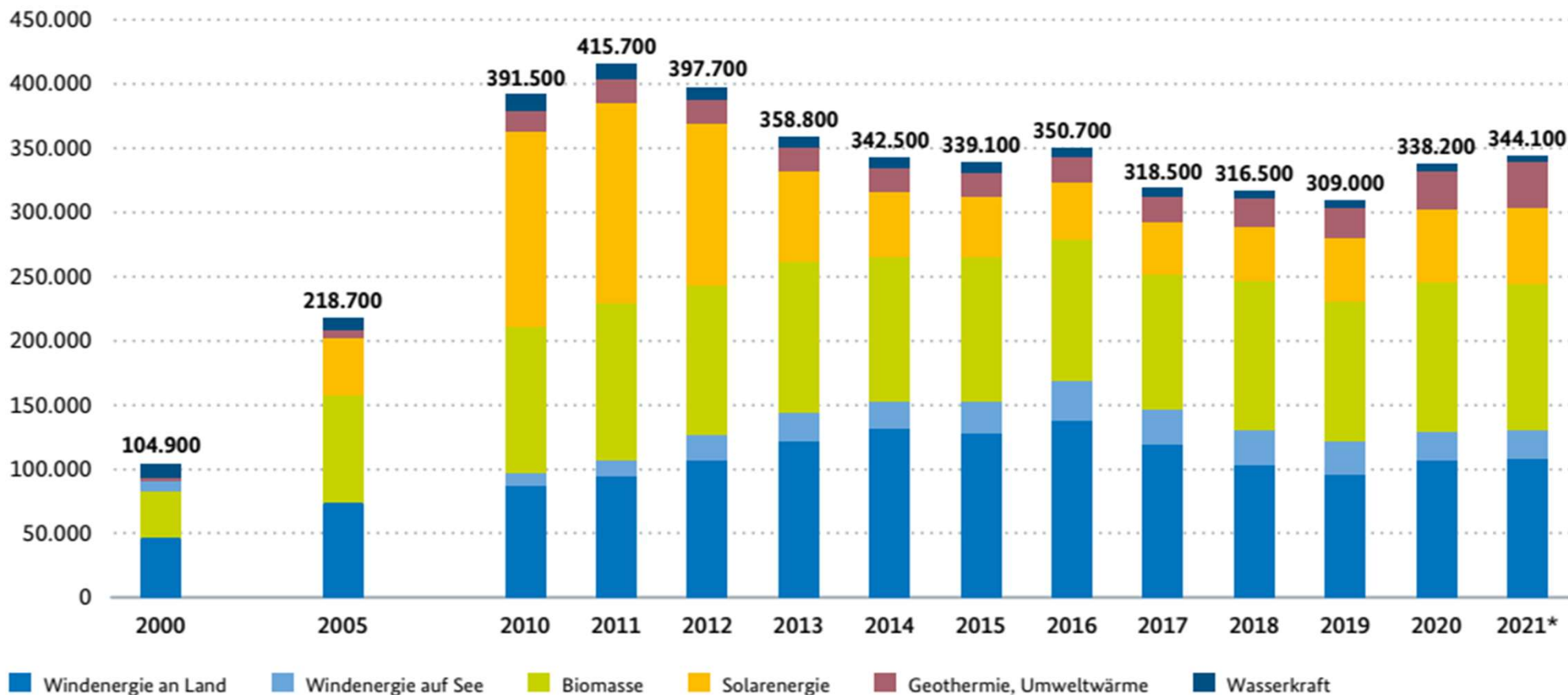
Quelle: Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW); Stand: Februar 2023

Entwicklung Bruttobeschäftigte von erneuerbaren Energien-Anlagen nach Technologien in Deutschland 2000-2021 (1)

Jahr 2021: Gesamt 344.100 Beschäftigte, Veränderung zum VJ + 1,7%

Abbildung 30: Entwicklung der Bruttobeschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland

Anzahl der Beschäftigten



* vorläufige Angaben

Quelle: DIW, DLR, GWS [18]

* Daten 2021 vorläufig, Stand 10/2023

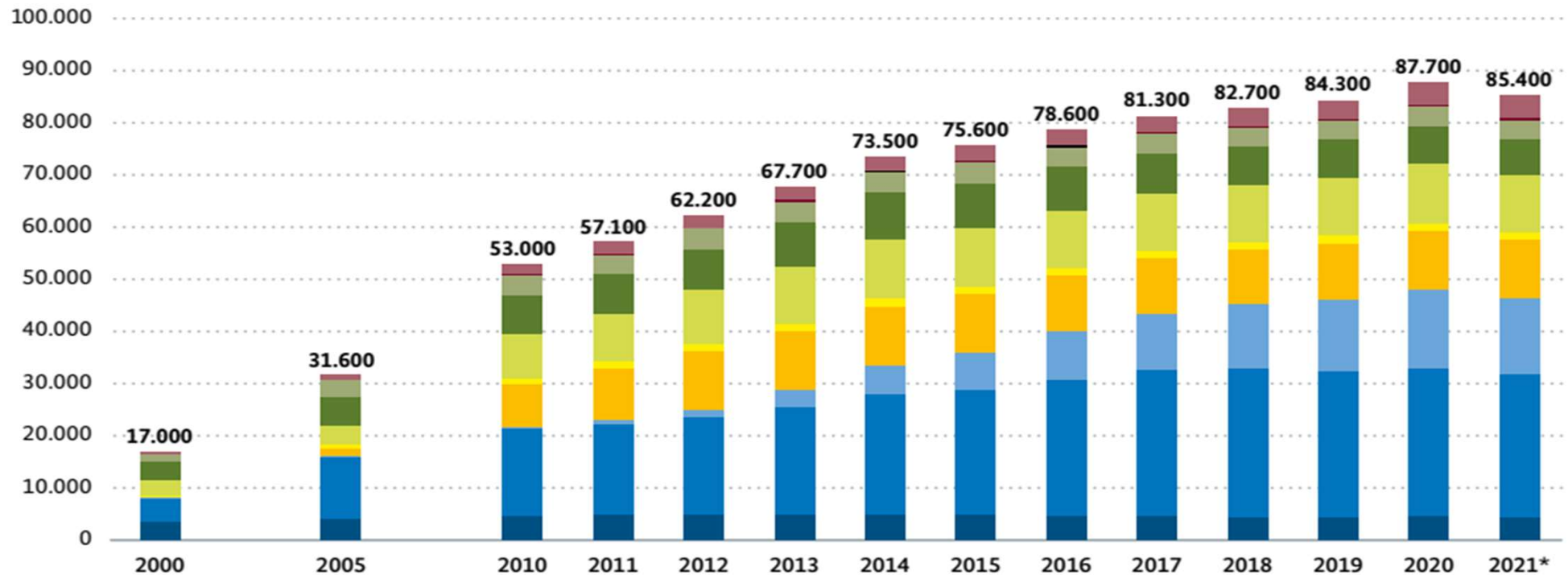
Quelle: BMWI – Erneuerbare Energien in Zahlen, Nationale und internationale Entwicklung 2022, S. 52, 10/2023

Entwicklung Beschäftigte in Betrieb und Wartung von erneuerbaren Energien-Anlagen nach Technologien in Deutschland 2000-2021 (2)

Jahr 2021: Gesamt 85.400 Beschäftigte, Veränderung zum VJ – 2,6%

Abbildung 31: Entwicklung der Beschäftigung in Betrieb und Wartung von EE-Anlagen in Deutschland

Anzahl der Beschäftigten



- Wasserkraft
- Windenergie auf See
- Solarthermie
- Biomasse-(Heiz-)Kraftwerke
- tiefengeothermische Anlagen (Strom und Wärme)
- Windenergie an Land
- Photovoltaik
- Biogasanlagen (inkl. stationärer Anlagen zur Nutzung flüssiger Biomasse)
- Biomasse-Kleinanlagen
- oberflächennahe Geothermie und Umweltwärme

* vorläufige Angaben

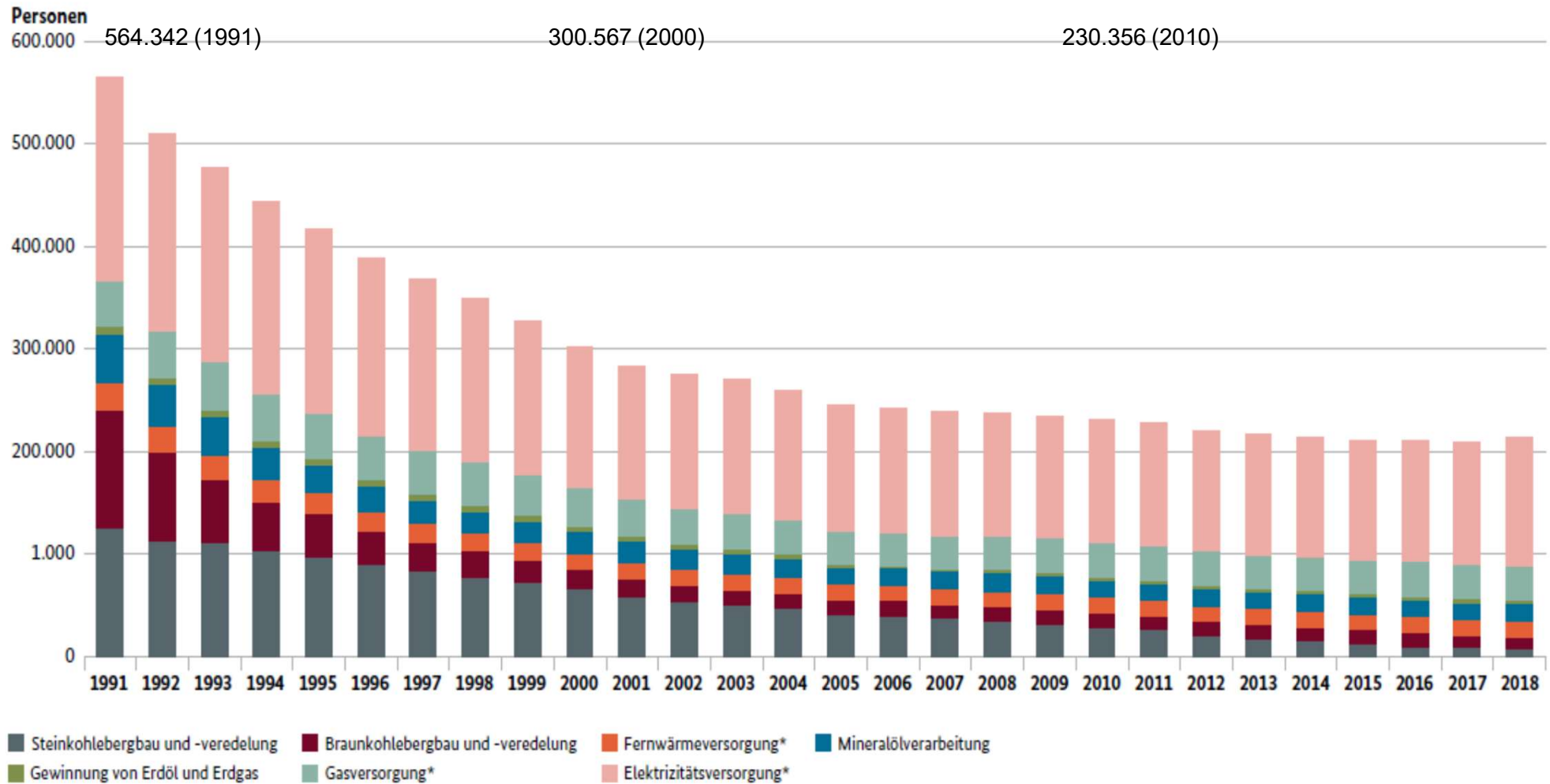
Quelle: DIW, DLR, GWS [18]

Entwicklung der Beschäftigten in der Energiewirtschaft ohne erneuerbare Energien in Deutschland 1991-2018 (1)

Jahr 2018: Gesamt 212.833 Beschäftigte ; Veränderung 1991/2018 – 62,3%

davon Elektrizitätsversorgung (Anteil 59,6%), Veränderung 1991/2018 – 36,8%

2. Beschäftigte im Energiesektor



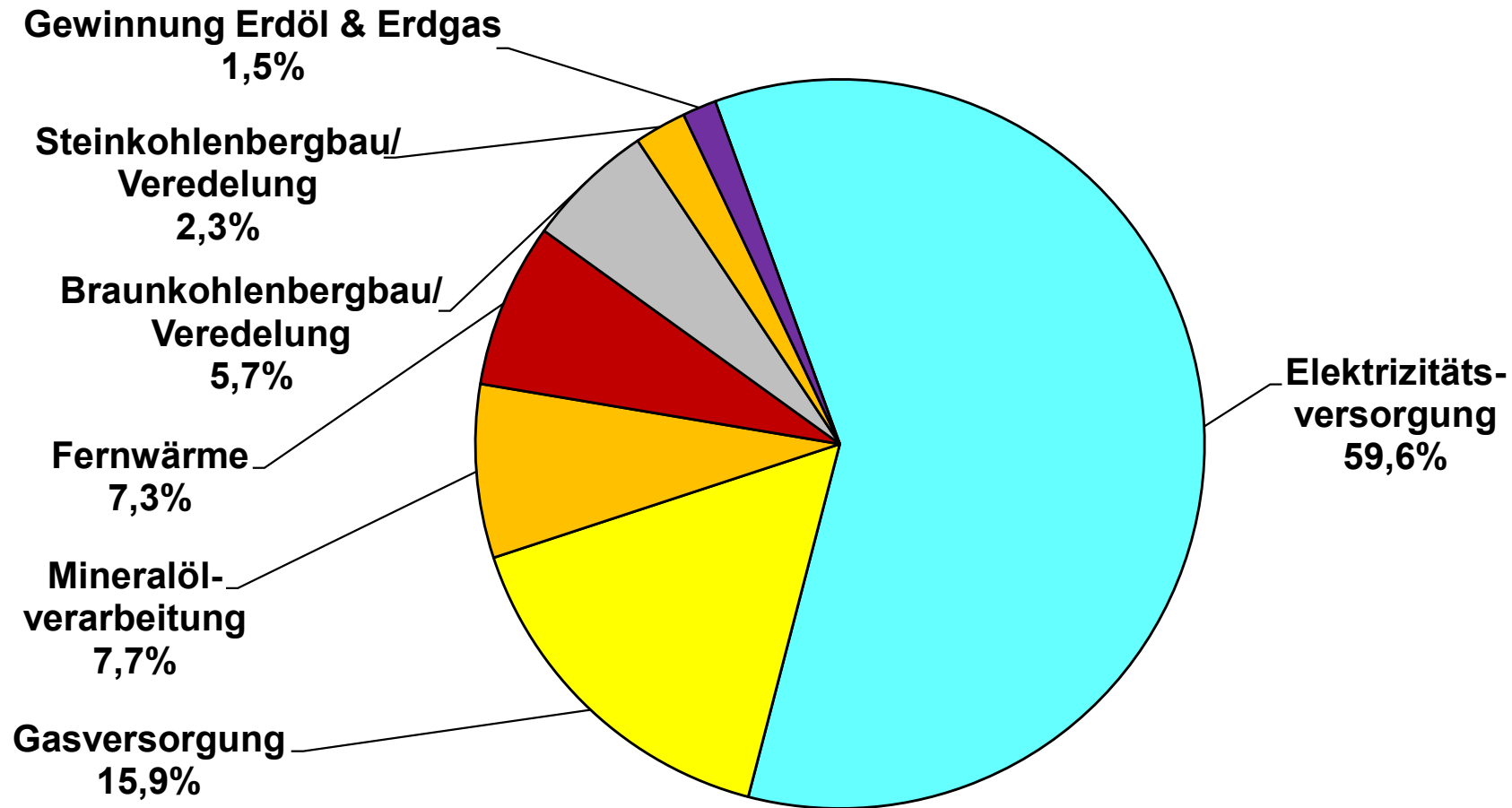
* vorläufig

Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Statistik der Kohlenwirtschaft, Bundesverband Braunkohle, Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, Mineralölwirtschaftsverband

aus BMWI- Energiedaten, Gesamtausgabe, Grafik/Tab. 2; 9/2019

Beschäftigte im Energiesektor ohne erneuerbare Energien in Deutschland 2018 (2)

Jahr 2018: Gesamt 212.833 Beschäftigte ; Veränderung 1991/2018 – 62,3%*



Grafik Bouse 2019

Die Elektrizitätsversorgung dominiert bei den Beschäftigten mit 59,6%

* Daten 2018 vorläufig, Stand 9/2019

Quellen: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Statistik der Kohlenwirtschaft, Bundesverband Braunkohle, Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, Mineralölwirtschaftsverband aus BMWI- Energiedaten, Gesamtausgabe, Grafik/Tab. 2; 9/2019

Ausgewählte Unternehmensergebnisse zur Energieversorgung – Wasserversorgung in Deutschland 2021/22

Beschäftigte in der Energie- Wasserversorgung in Deutschland 2022

Im Jahr 2022 waren in der Energie- und Wasserversorgung in Deutschland insgesamt **260.000** Personen beschäftigt ¹. Die Anzahl der Beschäftigten in der Wasserversorgung betrug im selben Jahr etwa **26.800**

²: Statista. (2023). Beschäftigte in der Energie- und Wasserversorgung in Deutschland bis 2022.

<https://de.statista.com/statistik/daten/studie/154644/umfrage/beschaefigte-in-der-energie-und-wasserversorgung-seit-1991> ²: Statista. (2024). Beschäftigte in der Wasserversorgung in Deutschland bis 2022. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/151459/umfrage/beschaefigte-in-der-wasserversorgung-in-deutschland-seit-1991/>

Weitere Informationen

1 de.statista.com; 2de.statista.com; 3bing.com

Energie- und Wasserversorgung - Beitrag der Unternehmen im VKU 2021

Die Statistik zeigt den Anteil der kommunalen VKU-Mitgliedsunternehmen an der Energie- und Wasserversorgung in Deutschland im Jahresvergleich 2006 und 2021. Im Jahr 2021 besaßen die VKU-Mitgliedsunternehmen einen Anteil von rund 66,5 Prozent an der gesamten Stromversorgung in Deutschland. Der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) vertritt rund 1.500 kommunalwirtschaftliche Unternehmen in den Bereichen Energie, Wasser/Abwasser und Abfallwirtschaft.

VKU-Anteile

- **Wasser 88,6%, Wärme 88,0%, Strom 66,5%; Gas 59,7%**

Klimaschutz, Treibhausgase (THG) & Strom

Klimapolitik in Deutschland, Europa und der Welt

Klimapolitik in Deutschland, Europa und der Welt bis 2050 (1)



2. Klimapolitik in Deutschland, Europa und der Welt



► Zusammenfassung

Bis zum Jahr 2045 muss Deutschland nach dem Bundes-Klimaschutzgesetz (im Folgenden Klimaschutzgesetz) treibhausgasneutral werden. Noch im Jahr 2022 sollen alle notwendigen Gesetze und Maßnahmen auf den Weg gebracht werden, um alle Sektoren auf den Zielpfad zu bringen.

Mit dem Europäischen Klimagesetz hat sich die Europäische Union (EU) verpflichtet, Klimaneutralität bis 2050 zu erreichen. Die Abschlussentscheidung der Klimakonferenz 2021 in Glasgow bekräftigte das Ziel der internationalen Staatengemeinschaft, die globale Erwärmung auf möglichst 1,5 Grad zu begrenzen.

	Klimaschutzziele	Zentrale Strategien und Instrumente
Deutschland	2030: mindestens -65 % 2040: mindestens -88 % 2045: Treibhausgasneutralität Ab 2050: negative Emissionen	Klimaschutzgesetz, Klimaschutzprogramme wie das Klimaschutz-Sofortprogramm aus dem Jahr 2022
Europa	2030: mindestens -55 % 2050: Klimaneutralität	Europäisches Klimagesetz, Europäischer Grüner Deal, EU-Emissionshandel, EU-Klimaschutzverordnung, „Fit für 55“-Paket
International	Globale Erwärmung auf deutlich unter 2 °C, möglichst auf 1,5 °C begrenzen	Pariser Klimaabkommen, national festgelegte Beiträge (NDCs), Grüner Klimafonds

Deutsche Klimapolitik bis 2045 (2)

2.1 Deutsche Klimapolitik

Bis zum Jahr 2045 muss Deutschland nach dem Klimaschutzgesetz treibhausgasneutral werden. Spätestens dann dürfen jährlich nicht mehr klimaschädliche Emissionen ausgestoßen werden, als durch Kohlenstoffsenken wie Wälder und Moore absorbiert werden können. Bis zum Jahr 2030 soll der Ausstoß von Treibhausgasen um mindestens 65 Prozent gegenüber dem Niveau von 1990 gesenkt werden. Für das Jahr 2040 gilt das nationale Klimaschutzziel von mindestens 88 Prozent Reduktion (Abbildung 05). Diese Ziele erfordern bis 2030 fast eine Verdreifachung der bisherigen Geschwindigkeit der Emissionsminderung. Während im letzten Jahrzehnt die Emissionen im Durchschnitt jährlich um 15 Millionen Tonnen gesunken sind, müssen sie von nun an bis zum Jahr 2030 um 36 bis 41 Millionen Tonnen pro Jahr sinken.²⁵

Über die Definition von Jahresemissionsmengen, die die Sektoren nicht überschreiten dürfen, ist im Klimaschutzgesetz festgelegt, welche Emissionsminderungen die einzelnen Wirtschaftsbereiche jährlich bis 2030 beitragen müssen (siehe dazu auch Abbildung 11 in Kapitel 3.1). Für die Jahre 2031 bis 2040 sind sektorübergreifende jährliche Minderungsziele vorgegeben, auf deren Grundlage im Jahr 2024 die jährlich zulässigen Jahresemissionsmengen für die einzelnen Sektoren in diesem Zeitraum festgelegt werden sollen.

Um die deutsche Klimapolitik konsequent nach dem 1,5-Grad-Ziel und damit den Zielen des Klimaschutzgesetzes auszurichten, ist eine Kurskorrektur notwendig. Mit den bisher umgesetzten Maßnahmen wird laut aktuellen wissenschaftlichen Abschätzungen im Projektionsbericht 2021 der Bundesregierung bis 2030 nur eine Emissionsminderung um etwa 50 Prozent erreicht (minus 67 Prozent bis 2040). Zwischen 2021 und 2030 würden die festgeschriebenen Emissionshöchstmengen so um insgesamt mehr als eine Gigatonne (1.000 Millionen Tonnen) CO₂-Äquivalente verfehlt werden – also um mehr als die derzeitigen Emissionen eines ganzen Jahres.²⁶

Das Klimaschutz-Sofortprogramm wird alle erforderlichen Maßnahmen bündeln und noch im Jahr 2022 sollen alle notwendigen Gesetze und Maßnahmen auf den Weg gebracht werden. Ziel des Klimaschutz-Sofortprogramms ist, alle Sektoren auf den Zielpfad zu bringen, damit Deutschland seine Klimaziele erreichen kann. Im Juli 2022 beschlossen Bundestag und Bundesrat ein Energiesofortmaßnahmenpaket („Osterpaket“), das die Bundesregierung im Frühjahr vorgelegt hatte. Damit werden besonders dringliche Maßnahmen aus dem Klimaschutz-Sofortprogramm vorgezogen. Mit dem Osterpaket werden viele energiepolitische Inhalte des Koalitionsvertrags umgesetzt und die größte energiepolitische Novelle seit Jahrzehnten veranlasst (siehe Infobox in Kapitel 3.2). Die übrigen Maßnahmen des Klimaschutz-Sofortprogramms wird die Bundesregierung zeitnah auf den Weg bringen.

Die Bundesregierung wird das Klimaschutzgesetz konsequent weiterentwickeln und die Einhaltung der Klimaziele auch anhand einer sektorübergreifenden und mehrjährigen Gesamtrechnung überprüfen. Die Grundlage dafür ist das bestehende jährliche Monitoring. Außerdem sollen künftig neue Gesetzesentwürfe in einem „Klimacheck“ auf ihre Klimawirkung und die Vereinbarkeit mit den nationalen Klimaschutzzielen hin geprüft werden.

Um auf den 1,5-Grad-Zielpfad zu gelangen, ist unter anderem ein massiver Ausbau erneuerbarer Energien nötig. Erneuerbare Energien werden nach und nach fossile Energieträger in allen Bereichen ersetzen und dabei einen steigenden Strombedarf decken, der auf die

-65 %

Bis zum Jahr 2030 soll der Ausstoß von Treibhausgasen um mindestens 65 Prozent gegenüber dem Niveau von 1990 gesenkt werden.

zunehmende Elektrifizierung zurückzuführen ist. Wie mit dem Energiesofortmaßnahmenpaket beschlossen, soll der Anteil Erneuerbarer im Jahr 2030 bereits 80 Prozent des Bruttostromverbrauchs ausmachen (Abbildung 06). Mit der Vollendung des Kohleausstiegs ist dann das Ziel, den Strom in Deutschland nahezu vollständig aus erneuerbaren Energien zu gewinnen. Weitere Informationen zum bisherigen und geplanten Ausbau der erneuerbaren Energien sind in Kapitel 3.2 zu finden.

Zur Erreichung der Klimaziele muss der Ausbau Erneuerbarer mit einer Senkung des Energieverbrauchs kombiniert werden. Hierbei ist Deutschland in den vergangenen Jahren nicht schnell genug vorangekommen. Zwar war der Energieverbrauch in den Jahren 2020 und 2021 niedriger als in den Vorjahren, dies ist jedoch auf die anhaltenden Auswirkungen der Coronapandemie auf die energie- und gesamtwirtschaftliche Entwicklung in Deutschland zurückzuführen. Zwischen 2008 und 2019 ist der Endenergieverbrauch nur um etwa 2 Prozent zurückgegangen. Zur Erreichung der Klimaziele bis 2030 ist dagegen ein deutlich stärkerer Rückgang um 20 bis 25 Prozent erforderlich. Aus diesem Grund plant die Bundesregierung parallel zu den laufenden Verhandlungen der Novelle der EU-Effizienzrichtlinie, auch auf nationaler Ebene eine geeignete gesetzliche Grundlage für Energieeffizienzpolitik zu schaffen.

Deutsche Klimapolitik bis 2045 (3)

Der Ausbau erneuerbarer Energien und die Steigerung der Energieeffizienz stärken Deutschlands Energie-sicherheit. Der völkerrechtswidrige russische Angriff auf die territoriale Souveränität der Ukraine verdeutlicht den Zusammenhang zwischen Sicherheit und Energieversorgung. Die Auswirkungen des Kriegs sind auch in Form steigender Energiepreise in Deutschland und international spürbar. Eine Diversifizierung der Energiequellen und vor allem eine beschleunigte Energiewende können die Abhängigkeit von fossilen Importen aus Russland reduzieren und so die Energiesouveränität steigern. Dabei sollten die Abkehr von fossilen Energiequellen sowie die Steigerung der Energieeffizienz in allen Bereichen, von Industrieproduktion über Mobilität bis hin zu Landwirtschaft, umgesetzt und beschleunigt werden. Für den Fall einer weiteren Zuspitzung der Lage auf den Energiemärkten wurden zeitgleich mit dem Osterpaket das Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetz (EKBG) und Änderungen am Energiesicherungsgesetz (EnSiG) verabschiedet.

Eine weitere sektorübergreifende Herausforderung stellt die konkurrierende Nachfrage nach nachhaltiger Biomasse dar, die nur begrenzt zur Verfügung steht. Die energetische oder stoffliche Nutzung von Biomasse ist in verschiedenen Bereichen eine attraktive Option. Eine stärkere Biomassenutzung steht allerdings der gesetzlich verankerten Stärkung der natürlichen Senken entgegen. Die Bundesregierung sieht daher die Entwicklung einer nachhaltigen Biomasse-Strategie vor.

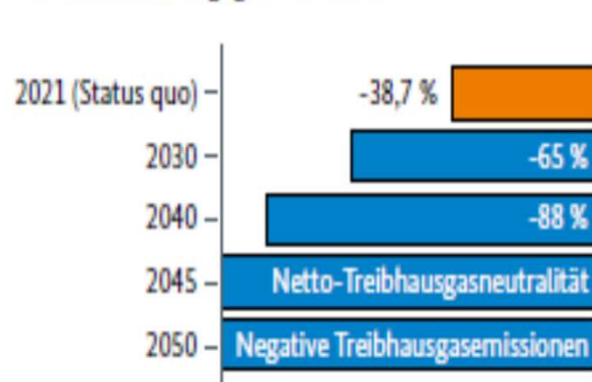
Voraussetzung für eine effektive und kosteneffiziente Klimapolitik ist, staatliche Anreize und öffentliche Ausgaben in Einklang mit den Klimazielen zu bringen. So sollen laut Koalitionsvertrag klimaschädliche Subventionen und Ausgaben abgebaut und damit zusätzliche finanzielle Spielräume geschaffen werden (siehe auch Kapitel 4.5). Zudem plant die Bundesregierung, den Energie- und Klimafonds zu einem Klima- und Transformationsfonds weiterzuentwickeln und im Haushalt 2022 finanziell weiter zu stärken. So sollen zusätzliche Klimaschutzmaßnahmen und Maßnahmen zur Transformation der deutschen Wirtschaft finanziert werden. Bereits seit dem 1. Juli 2022 wird die Umlage aus dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG-Umlage) vollständig aus dem Bundeshaushalt finanziert, sodass die Bürgerinnen und Bürger beim Strompreis entlastet werden. Zudem sollen einkommensschwache Haushalte künftig zusätzlich unterstützt werden, ihren Energieverbrauch und damit ihre Energiekosten zu senken.

Der öffentlichen Hand kommt bei der Transformation hin zur Treibhausgasneutralität Deutschlands eine besondere Vorbildfunktion zu. So soll in allen größeren öffentlichen Gebäuden ein modernes Energiemanagement baldmöglichst zur Selbstverständlichkeit werden. Ziel ist zudem, die Bundesverwaltung bis 2030 klimaneutral zu organisieren. Bis 2023 wird dafür ein Maßnahmenprogramm vorgelegt. Bereits im Vorfeld dazu werden konkrete Pilotprojekte in den relevanten Handlungsfeldern wie zum Beispiel Liegenschaften auf den Weg gebracht. Nicht vermeidbare Treibhausgasemissionen sollen kompensiert werden.

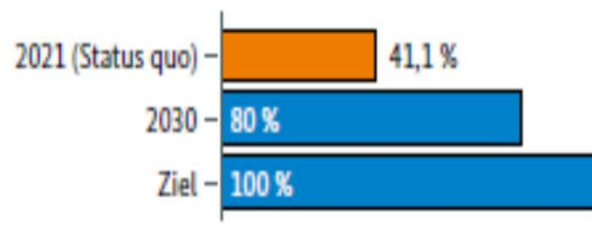
Deutsche Klimapolitik bis 2045 (4)

Abbildung 05: Energie- und Klimaziele der Bundesregierung

Minderung von Treibhausgasemissionen Gesamtemissionen gegenüber 1990



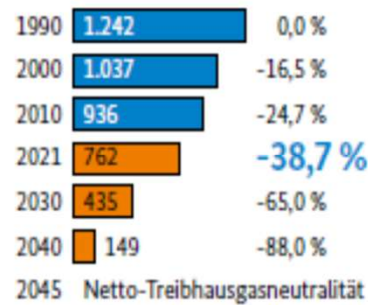
Erneuerbare Energien Anteil am Bruttostromverbrauch



Quellen: Bundesregierung (2022c), Bundesregierung (2021c), UBA (2022a), UBA (2022b)

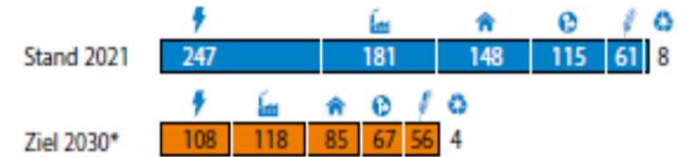
Emissionstrends und -ziele in Deutschland

Minderung der deutschen Treibhausgasemissionen gegenüber 1990:



Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente

Deutsche Treibhausgasemissionen nach Sektoren:

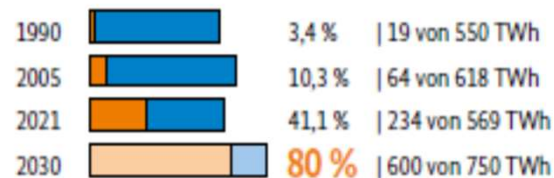


⚡ Energiewirtschaft 🏭 Industrie 🏠 Gebäude
 🚗 Verkehr 🌾 Landwirtschaft ♻️ Abfallwirtschaft und Sonstige

*Maximal zulässige Jahresemissionsmengen nach Klimaschutzgesetz

Auf dem Weg in eine treibhausgasneutrale Wirtschaft

Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch



Der Anteil der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch lag im Jahr 2021 bei 41,1 Prozent. Mit Vollendung des Kohleausstiegs ist das Ziel, den Strom in Deutschland nahezu vollständig aus erneuerbaren Energien zu gewinnen.

Die Quellen zu den Abbildungen sind in den entsprechenden Kapiteln zu finden.

Treibhausgasemissionen (THG)

- Gesamte Treibhausgasemissionen
- Energiebedingte Treibhausgasemissionen
- Durch erneuerbare Energien vermiedene Treibhausgasemissionen
- Treibhausgasemissionen und Wirtschaftsleistung
- Wesentliche bisherige Maßnahmen

Die wichtigsten Fakten zu den Treibhausgas -Emissionen (THG) in Deutschland 2022; Ziele 2030/45

Die wichtigsten Fakten

- Die deutschen Treibhausgas-Emissionen sind laut einer ersten Berechnung zwischen 1990 und 2022 um 40,4 % gesunken.
- Deutschlands Treibhausgas-Emissionen sollen bis 2030 um mindestens 65 % gegenüber den Emissionen von 1990 sinken. Bis 2045 soll die vollständige Treibhausgasneutralität erreicht werden.
- Im Jahr 2022 erreicht Deutschland das für das Jahr 2020 gesetzte Ziel von minus 40 % nur knapp. Ohne massive und rasche zusätzliche Anstrengungen werden auch die weiteren Ziele nicht erreicht.
- Mit dem im Jahr 2021 geänderten Bundes-Klimaschutzgesetz werden die sektoralen Emissionsmengen für das Jahr 2030 deutlich verringert und die zu erreichende Treibhausgas-Neutralität vom Jahr 2050 auf das Jahr 2045 vorgezogen. Zur Erreichung der Klimaschutzziele erarbeitet die Bundesregierung auf Basis des Klimaschutzprogramms 2030 ein Klimaschutzsofortprogramm.

Treibhausgase und Ihre Entstehung

i

Treibhausgase und ihre Entstehung

Das Kyoto-Protokoll definiert die Treibhausgase Kohlendioxid (CO_2), Methan (CH_4) und Lachgas (N_2O) sowie die fluorierten Treibhausgase (F-Gase). Sie haben unterschiedlich hohe Anteile an den deutschen Treibhausgasemissionen (Abbildung 02). Während CO_2 vor allem auf die Verbrennung fossiler Brennstoffe zurückzuführen ist, entstehen Methan und Lachgas überwiegend in der Land- und Forstwirtschaft, insbesondere bei der Viehhaltung. F-Gase kommen im Gegensatz zu den übrigen Treibhausgasen nicht in der Natur vor. Die Klimawirksamkeit von Methan, Lachgas und fluorierten Treibhausgasen wird in CO_2 -Äquivalenten ausgedrückt. In dieser Einheit wird angegeben, wie stark ein Gas im Vergleich zur gleichen Menge CO_2 zur Erderwärmung beiträgt.

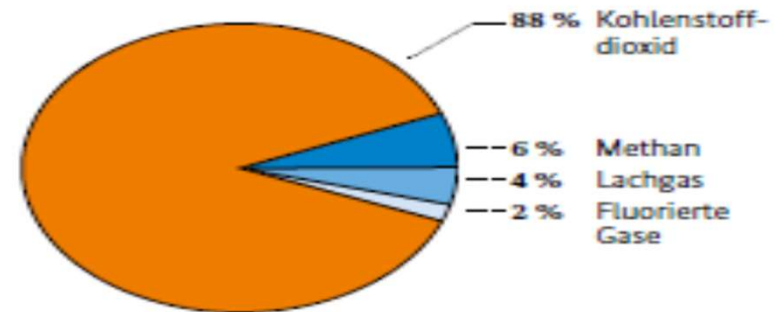


Kohlenstoffdioxid (CO_2) ist ein geruch- und farbloses Gas, dessen durchschnittliche Verweildauer in der Atmosphäre 120 Jahre beträgt. CO_2 macht den bedeutendsten Teil des vom Menschen verursachten Treibhauseffektes aus. Es entsteht vor allem bei der Verbrennung von Kohle, Erdöl und Gas in der Strom- und Wärmeerzeugung, in Haushalten, im Verkehr sowie in der industriellen Produktion.



Methan (CH_4) ist ein geruch- und farbloses, hochentzündliches Gas, das entsteht, wenn organisches Material unter Luftausschluss abgebaut wird, wie in den Mägen von Tieren, in Klärwerken und Mülldeponien. Die durchschnittliche Verweildauer von

Abbildung 02: Anteile der Treibhausgase in Deutschland in CO_2 -Äquivalenten (2018)



Quelle: UBA (2020a)

Methan in der Atmosphäre ist mit rund zwölf Jahren zwar deutlich kürzer als die von CO_2 , allerdings ist das Gas rund 25-mal so klimawirksam.



Lachgas (N_2O) ist ein farbloses, süßlich riechendes Gas. Es kommt in der Atmosphäre zwar nur in Spuren vor, ist aber 298-mal so klimawirksam wie CO_2 . Es gelangt über stickstoffhaltige Dünger und die Tierhaltung sowie über chemische Prozesse in der Industrie in die Atmosphäre.



Fluorierte Gase (HFKW, FKW, SF_6 und NF_3) werden hauptsächlich als Treibgas, Kühl- und Löschmittel oder als Bestandteil von Schallschuttscheiben produziert. Sie sind unter anderem aufgrund ihrer enorm langen Verweildauer in der Atmosphäre 100- bis 24.000-mal so klimawirksam wie CO_2 .

Übersicht Entwicklung der Treibhausgas(THG)-Emissionen in Deutschland 1990-2023; Ziele 2030/45

Nr.	Benennung	Einheit	Basis-jahr ***	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2021	2022	2023*	Ziel 2030	Ziel 2045
1.1	Treibhausgase * Gesamt <u>mit</u> L& F (Index =100)	Mt	1.226	1.223 100	1.092 89,6	1.009 82,7	980 80,7	923 76,1	879 72,7						
1.2	Treibhausgase ** Gesamt <u>ohne</u> L&F (Index =100)	Mt	1.242	1.251 100	1.123 89,6	1.045 83,4	993 79,7	942 77,0	906 72,5	739 59,2	760 38,7	746 40,4		438 35	
1.3	Treibhausgase Energiebedingt (Index 1990=100)	Mt	1.037	1.037 100	918 88,6	870 84,2	832 80,5	802 77,7	767 73,5						
2.1	CO₂-Emissionen Gesamt (Index =100)	Mt	-	1.022 100	907 88,7	863 84,4	851 83,7	811 79,4	766 75,0						
2.2	CO₂-Emissionen Energiebedingt (Index =100)	Mt	-	989 100	881 89,0	839 84,9	811 82,0	784 79,3	749 75,9						
3.1	Anteil CO₂ Gesamt THG ¹⁾	%	-	81,4	80,7	82,6	85,7	86,1	84,5						
3.2	Anteil CO₂ Energiebedingt ¹⁾	%	-	79,1	78,5	80,3	81,7	83,2	82,4						

Daten ab 2022 vorläufig, Stand 1/2024;

Ziele der BR Deutschland 2020/30/45/50

* Treibhausgas-Emissionen gesamt nach Gasen mit CO₂ aus Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (LULUCF)

** Treibhausgas-Emissionen gesamt ohne CO₂ aus Landnutzung, Landnutzungsänderung, Land und Forstwirtschaft in CO₂ Äquivalent (LULUCF)

*** Basisjahr (BJ) ist 1990 für CO₂, CH₄, N₂O und schließt 1995 für HFC, PFC, SF₆ mit ein!

1) Anteil CO₂ gesamt (Pos. 3.1) = Pos. 2.1 / Pos. 1.2 und Anteil CO₂ energiebedingt (Pos 3.2) = Pos. 2.2 / Pos. 1.2

Ziel der Bundesregierung 2020/30:- 40%/-65% gegenüber 1990 = 749 /438 Mio. t CO₂ äquiv.**

Nachrichtlich: Internationale Bunker Luft + Hochsee 1990/2018 = 18/34 Mio. CO₂; Energie ohne diffuse Emissionen aus Brennstoffen 1990/2018 = 38/9 Mio. CO₂;

CO₂ aus Biomasse 1990/2018 = 23/102 Mio. t

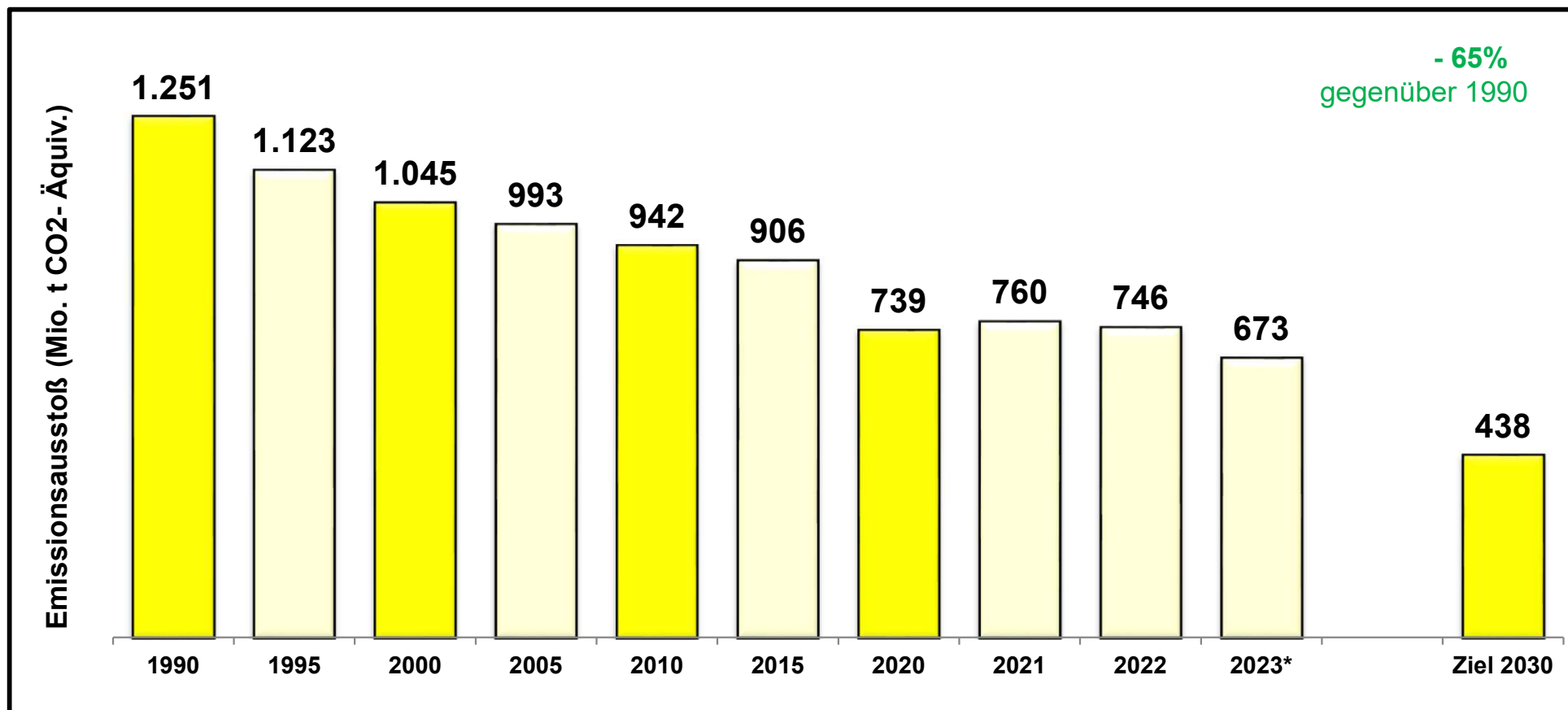
Quellen: Umweltbundesamt (UBA) aus BMWI –Energiedaten gesamt, Tab. 8a/9/10, 3/2021; UBA Climate Change Nationaler Inventarbericht Deutschland 1990-2021, 5/2022

BMW: Die Energie der Zukunft, 8. Monitoring-Bericht zur Energiewende, Energie der Zukunft, 1/2021; UBA 3/2021, Agora Energiewende 1/2022, BMWK 7/2022

Entwicklung der Treibhausgas-Emissionen (THG) (ohne LULUCF) in Deutschland 1990-2023, Ziel 2030 nach Novelle Klimaschutzgesetz 2021 (1)

Jahr 2022: Gesamt 746 Mio. t CO₂-Äquivalent; Veränderung 1990/2022 – 40,4%*
8,9 t CO₂-Äquivalent/Kopf

ohne CO₂ aus Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (LULUCF)



Grafik Bouse 2024

* Daten 2023 vorläufig; Stand 1/2024 Ziele der Bundesregierung 2020/30

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2022/2023: 83,4/83,8 Mio.

1) Basisjahr 1.255 Mio t CO₂äquiv.; Jahr 1990: 1.251 Mio t CO₂äquiv.

Die Emissionen des Basisjahres setzen sich zusammen mit CO₂, CH₄, N₂O aus 1990 und F-Gase HFCs, PFCs und SF₆ aus 1995.

Für das Treibhausgas-Minderungsziel im Rahmen des Kyoto-Prozesses wird je nach emittiertem Gas das Basisjahr 1990 bzw. 1995 zugrunde gelegt.

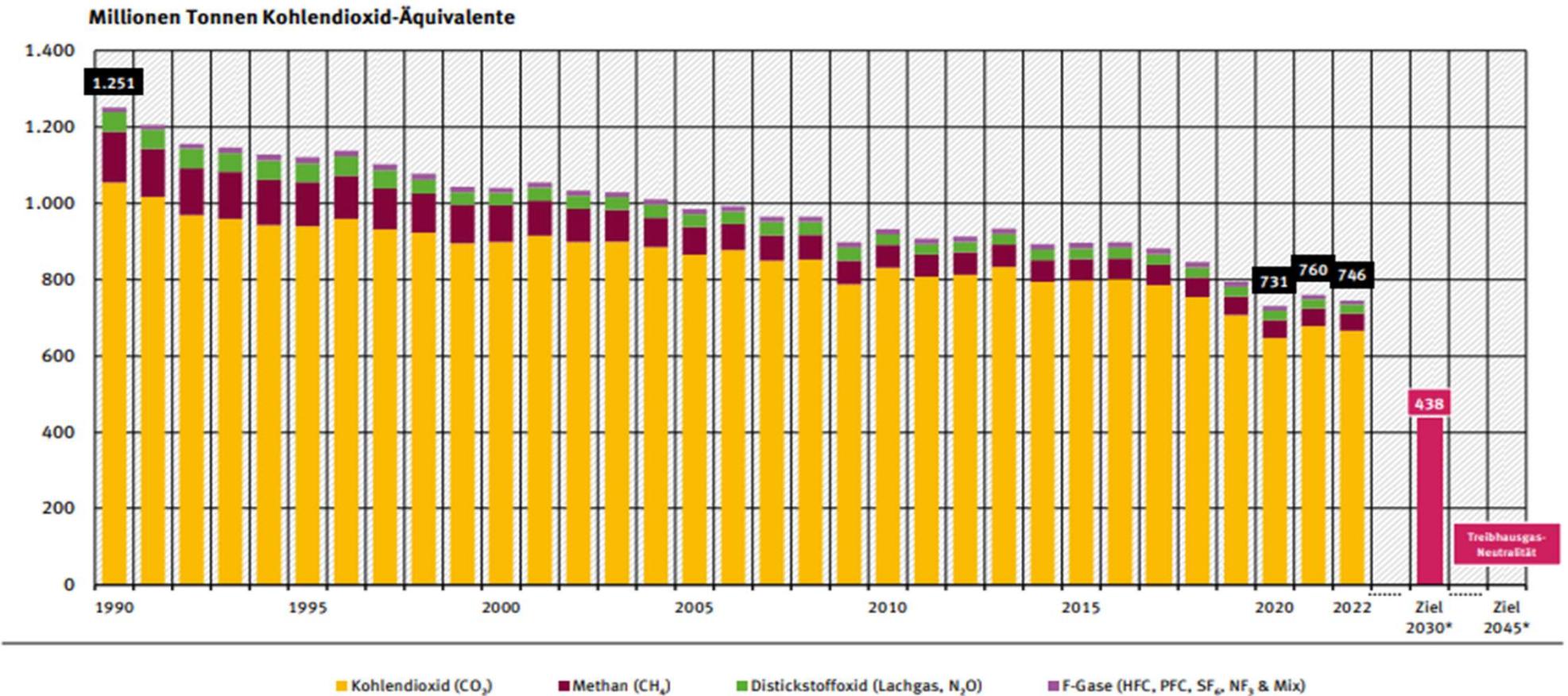
2) Nachrichtlich Jahr 2021: Schätzung CO₂ aus Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft 11,5 Mio t CO₂ äquiv, somit THG mit LULUCF 774 – 11,5 = 762 Mio t CO₂ äquiv.

Quellen: Umweltbundesamt (UBA) aus BMWI Energiedaten, Tab. 10; 1/2022; Stat. BA 3/2022; Agora Energiewende 2023, 1/2024

Entwicklung Treibhausgas-Emissionen (THG) nach Gasen (ohne LULUCF) in Deutschland 1990-2022, Ziele 2030/45 (2)

Jahr 2022: Gesamt 746 Mio. t CO₂-Äquivalent; Veränderung 1990/2022 – 40,4%*
8,9 t CO₂-Äquivalent/Kopf

Treibhausgas-Emissionen seit 1990 nach Gasen

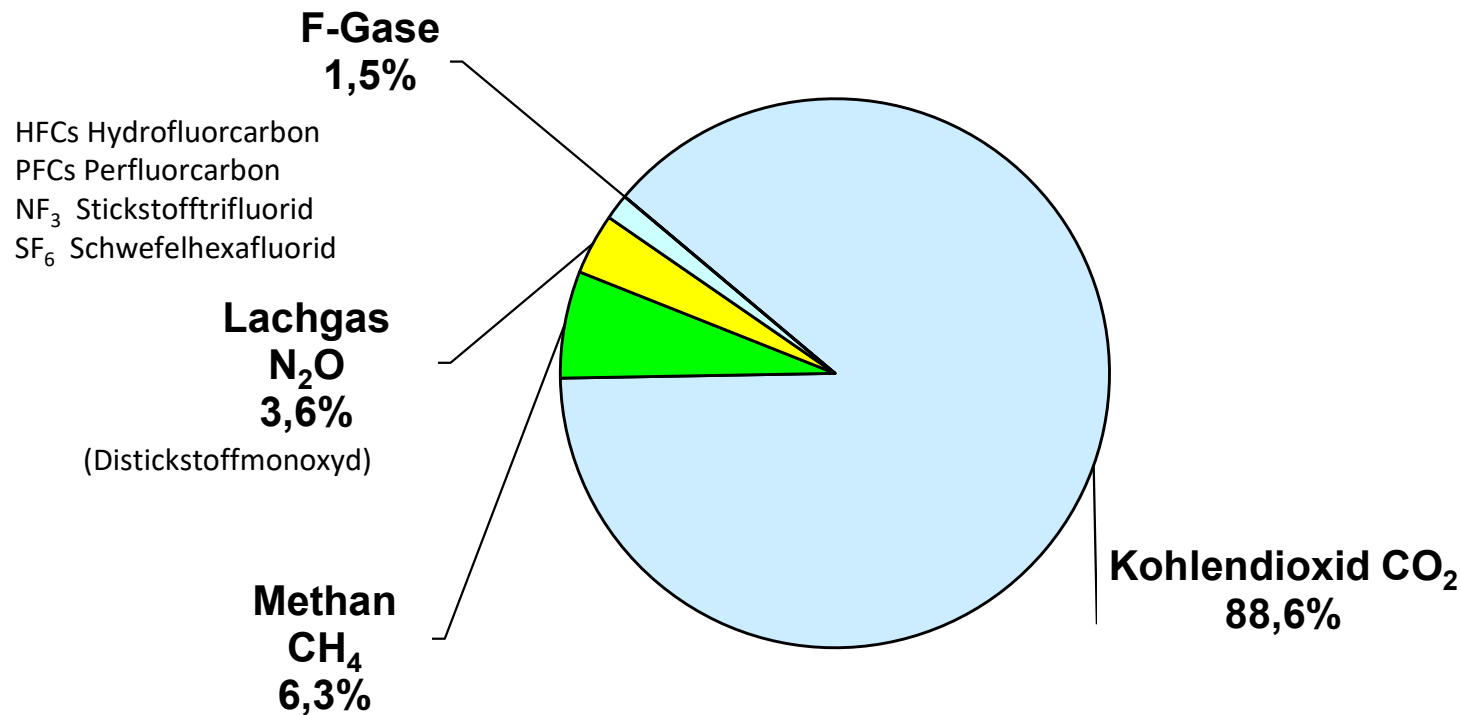


Emissionen ohne Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft
* angepasste Ziele 2030 und 2045: entsprechend der Novelle des Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) vom 12.05.2021

Quelle: Umweltbundesamt, Nationale Treibhausgas-Inventare 1990 bis 2021 (Stand 03/2023), für 2022 vorläufige Daten (Stand 15.03.2023)

Treibhausgas-Emissionen (THG) nach Gasen (ohne LULUCF) in Deutschland 2021 (3)

Gesamt 761,6 Mio. t CO₂-Äquivalent, Veränderung 1990/2021 – 38,7%*
9,2 t CO₂-Äquivalent/Kopf



Grafik Bouse 2022

Treibhausgas Kohlendioxid dominiert mit rund 89%

* Daten 2021 vorläufig, Stand 3/2022

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2021: 83,2 Mio.

1) Jahr 1990: 1.242 Mio t CO₂äquiv.

Die Emissionen des Basisjahres setzen sich zusammen mit CO₂, CH₄, N₂O aus 1990 und F-Gase HFCs, PFCs und SF₆ aus 1995.

Für das Treibhausgas-Minderungsziel im Rahmen des Kyoto-Prozesses wird je nach emittiertem Gas das Basisjahr 1990 bzw. 1995 zugrunde gelegt.

2) Nachrichtlich Jahr 2021: Schätzung CO₂ aus Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft 11,5 Mio t CO₂ äquiv, somit THG mit LULUCF 773,1 – 11,5 = 761,6 Mio t CO₂ äquiv.

Quellen: Umweltbundesamt (UBA) aus BMWI Energiedaten, Tab. 10; 1/2022; BMWK– Klimaschutz in Zahlen 2022, 7/2022; UBA 3/2022

Entwicklung Treibhausgas-Emissionen (THG) nach Sektoren in Deutschland 1990-2022 (1)

Jahr 2022: Gesamt 745,7 Mio. t CO₂-Äquivalent ohne LULUCF; Veränderung 1990/2022 – 40,4%*
8,9 t CO₂-Äquivalent/Kopf

Treibhausgasemissionen seit 1990 nach Sektoren in Mio.t CO₂-Äq

→ Tabelle 1

	Energie- wirtschaft	Industrie	Gebäude	Verkehr	Land- wirtschaft	Abfallwirtschaft und Sonstiges
1990	474,6	278,9	210,1	163,3	83,1	41,2
1991	459,8	253,7	208,5	166,2	74,2	42,6
1992	435,5	243,1	190,5	172,1	71,4	43,1
1993	425,7	233,4	197,2	176,4	70,9	42,7
1994	419,8	237,1	186,4	172,4	70,5	41,5
1995	406,7	238,9	187,9	176,1	70,9	40,1
1996	412,6	227,8	211,1	175,7	72,4	38,3
1997	390,8	232,4	197,9	176,1	70,2	34,8
1998	390,7	215,3	189,8	179,3	70,2	32,2
1999	379,8	205,3	173,1	184,5	70,4	30,2
2000	390,6	204,9	167,0	180,5	68,9	28,2
2001	400,6	194,2	187,3	176,6	69,9	26,2
2002	400,7	191,9	174,3	174,1	67,5	24,5
2003	412,7	192,7	167,0	167,8	66,6	22,7
2004	407,3	193,5	156,4	167,4	65,5	20,1
2005	400,4	187,5	154,0	159,4	65,3	18,5
2006	400,8	192,5	162,3	155,4	64,4	16,4
2007	405,6	201,3	126,1	152,6	64,5	14,9
2008	384,5	197,8	151,8	152,2	65,3	13,5
2009	357,4	172,7	139,1	151,6	65,4	12,1
2010	368,8	186,2	148,3	152,7	65,5	10,9
2011	366,0	183,3	127,3	154,8	66,2	10,0
2012	376,9	177,8	130,2	153,3	66,0	9,2
2013	382,7	178,3	139,8	157,4	66,9	8,4
2014	361,5	178,5	118,3	158,6	68,7	7,8
2015	349,4	185,9	124,1	161,5	68,6	7,2
2016	344,4	189,9	124,6	164,6	68,4	6,7
2017	322,7	195,5	122,4	167,4	67,2	6,3
2018	309,3	187,6	116,1	161,8	65,4	5,9
2019	257,6	182,0	121,4	163,7	64,6	5,4
2020	217,9	175,7	123,2	145,4	63,8	4,9
2021	245,1	183,3	118,0	146,8	62,7	4,5
2022	255,9	164,2	111,7	147,9	61,7	4,3

UBA 2023a, Tabelle "Emissionsübersichten nach Sektoren des Bundesklimaschutzgesetzes"

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2022: 83,4 Mio.

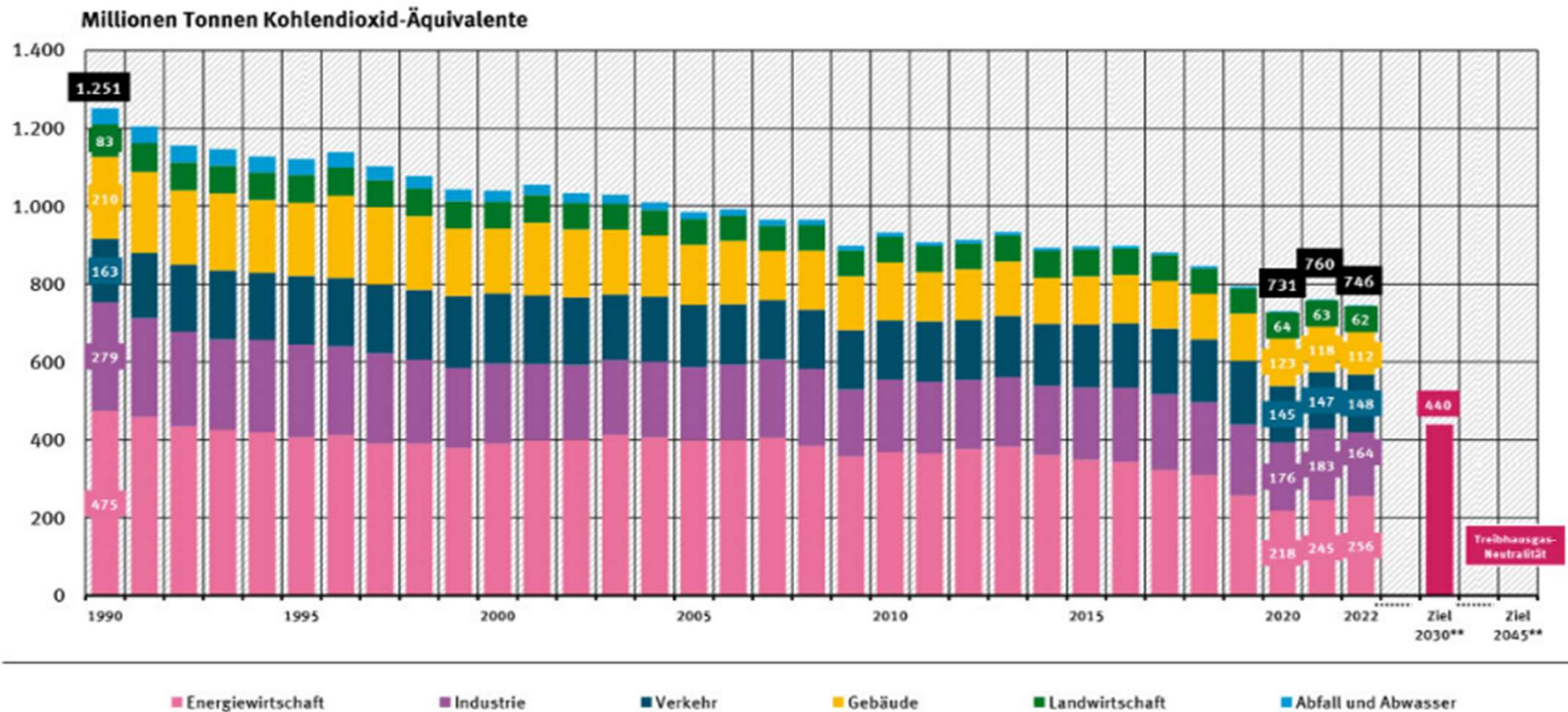
Quelle: UBA 2023 aus Agora Energiewende 2023, S. 107, 1/2024

Entwicklung der Treibhausgas -Emissionen (THG) nach Sektoren (ohne LULUCF) in Deutschland 1990-2022; Ziele 2030/45 (2)

Emission von Treibhausgasen

Jahr 2022: Gesamt 746 Mio. t CO₂-Äquivalent; Veränderung 1990/2022 – 40,4%*
8,9 t CO₂-Äquivalent/Kopf

Emission der von der UN-Klimarahmenkonvention abgedeckten Treibhausgase



Emissionen nach Sektoren des Bundesklimaschutzgesetzes, ohne Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft
* Angepasste Ziele 2030 und 2045: entsprechend der Novelle des Bundes-Klimaschutzgesetzes vom 12.05.2021 inkl. jährliche Anpassungen

Quelle: Umweltbundesamt, Nationale Treibhausgas-Inventare 1990 bis 2021 (Stand 03/2023), für 2022 vorläufige Daten (Stand 15.03.2023)

Daten 2022 vorläufig, Stand 3/2023

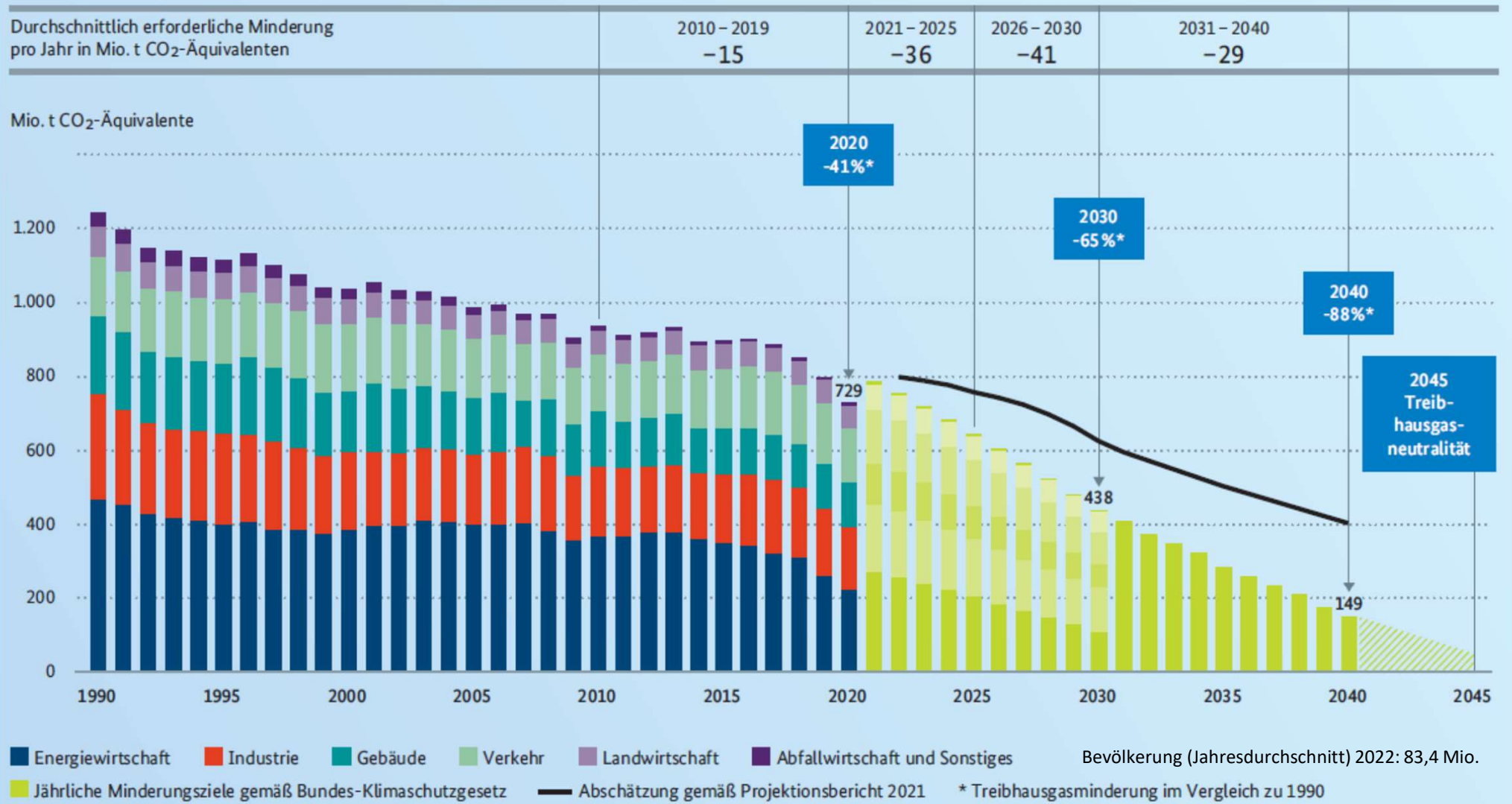
Durchschnittliche Bevölkerung 2022 83,4 Mio.

Quelle: UBA – Indikatorenbericht, Daten zur Umwelt 1/2024

Entwicklung Treibhausgasemissionen (THG) und beschlossene zulässige Jahresemissionsmengen nach Sektoren (ohne LULUCF) in Deutschland 1990-2022, Ziele bis 2045 (3)

Jahr 2022: Gesamt 746 Mio. t CO₂-Äquivalent; Veränderung 1990/2022 – 40,4%*
8,9 t CO₂-Äquivalent/Kopf

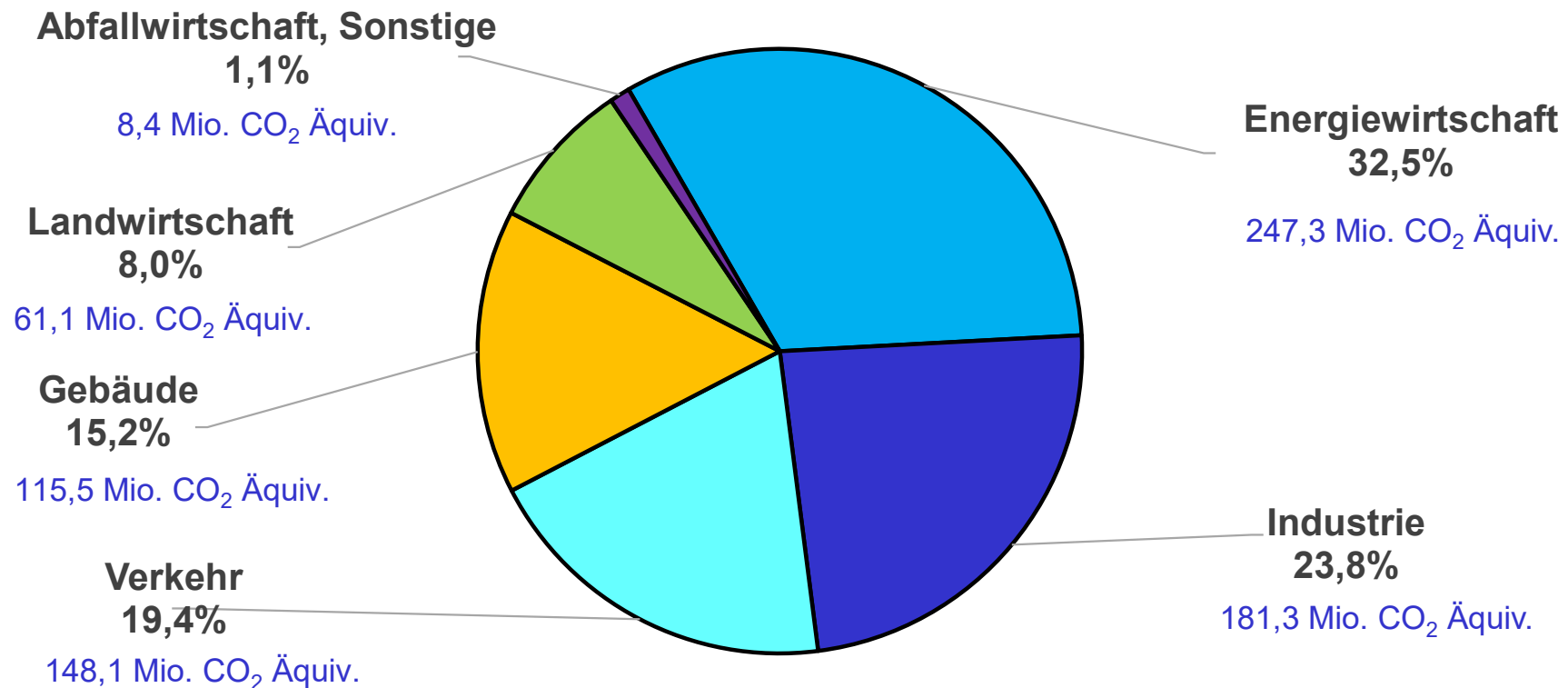
Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland



Treibhausgas-Emissionen (THG) nach Sektoren (ohne LULUCF) in Deutschland 2021 (4)

Gesamt 761,6 Mio. t CO₂-Äquivalent; Veränderung 1990/2021 – 38,7%*
9,2 t CO₂-Äquivalent/Kopf

ohne CO₂ aus Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (LULUCF) ²⁾



Grafik Bouse 2022

Energiewirtschaft hat den größten Anteil mit 32,5%

* Daten 2021 vorläufig, Stand 7/2022

1) Bezug zum Jahr 1990: 1.242 Mio t CO₂äquiv.

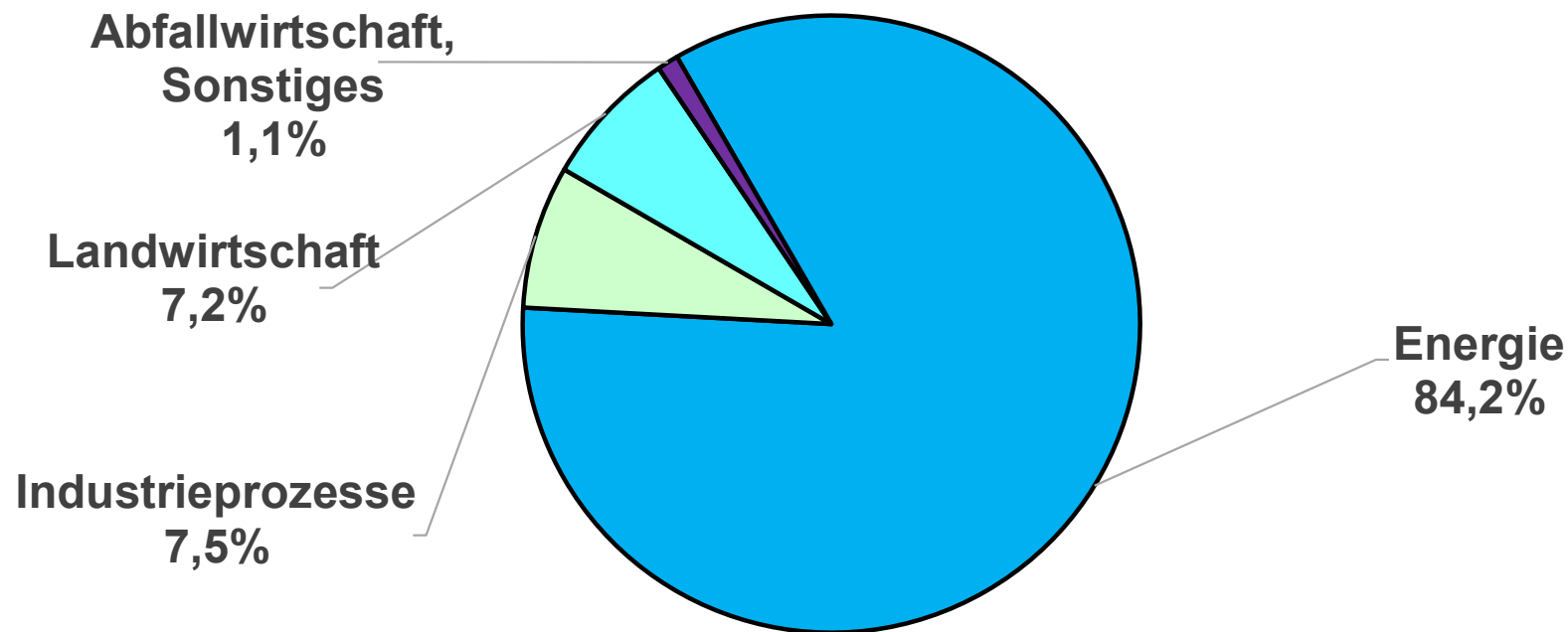
2) Nachrichtlich Jahr 2021: Schätzung CO₂ aus Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft 11,5 Mio t CO₂ äquiv, somit THG mit LULUCF 773,1 – 11,5 = 761,6 Mio t CO₂ äquiv.

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2021: 83,2 Mio.

Treibhausgas (THG)-Emissionen nach Kategorien (ohne LULUCF) in Deutschland 2021 (5)

Jahr 2021: Gesamt 761,6 Mio. t CO₂-Äquivalent ohne LULUCF; Veränderung 1990/2021 – 38,7%*
9,2 t CO₂-Äquivalent/Kopf

ohne CO₂ aus Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (LULUCF) ^{1,2)}



Grafik Bouse 2022

Energie hat den größten Anteil mit 84,2%

* Daten 2021 vorläufig, Stand 5/2022

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt nach Zensus 2011) 83,2 Mio.

1) Jahr 1990: 1.242 Mio t CO₂äquiv.

Die Emissionen des Basisjahres setzen sich zusammen mit CO₂, CH₄, N₂O aus 1990 und F-Gase HFCs, PFCs und SF₆ aus 1995.

Für das Treibhausgas-Minderungsziel im Rahmen des Kyoto-Prozesses wird je nach emittiertem Gas das Basisjahr 1990 bzw. 1995 zugrunde gelegt.

2) Nachrichtlich Jahr 2021: Schätzung CO₂ aus Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft 11,5 Mio t CO₂ äquiv, somit THG mit LULUCF 773,1 – 11,5 = 761,6 Mio t CO₂ äquiv.

Entwicklung KSG-Zielpfade und deren Anpassung von Treibhausgas-Emissionen (THG) nach Sektoren in Deutschland 2020-2030 (6)

Jahr 2030: Gesamt 439 Mio. t CO₂-Äquivalent ohne LULUCF; Veränderung 1990/2030 – 65%*
8,9 t CO₂-Äquivalent/Kopf

KSG-Zielpfade und deren jährliche Anpassung in Mio. t CO₂-Äq

→ Tabelle 2

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Angepasste Emissionsmengenziele für 2022 (Aktueller Zielpfad)											
Energiewirtschaft	280	#NV	257	#NV	#NV	#NV	#NV	#NV	#NV	#NV	108
Industrie	186	182	177	173	166	158	150	141	133	126	119
Gebäude	118	113	107	101	96	91	86	81	76	71	66
Verkehr	150	145	139	133	127	122	116	111	104	95	84
Landwirtschaft	70	68	68	67	66	64	63	62	60	58	57
Abfallwirtschaft und Sonstiges	9	9	9	9	8	8	7	7	6	6	5
	Differenz zwischen Emissionen Ziel 2022		Anpassung der Emissionsmengen an Über- und Unterschreitungen 2022								
Energiewirtschaft			-1,1	#NV	#NV	#NV	#NV	#NV	#NV	#NV	0,1
Industrie			-12,7	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
Gebäude			4,3	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5	-0,5
Verkehr			9,1	-1,1	-1,1	-1,1	-1,1	-1,1	-1,1	-1,1	-1,1
Landwirtschaft			-5,9	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Abfallwirtschaft und Sonstiges			-4,2	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Angepasste Emissionsmengenziele für 2021											
Energiewirtschaft			257	#NV	#NV	#NV	#NV	#NV	#NV	#NV	108
Industrie			177	172	165	157	149	140	132	125	118
Gebäude			107	101	96	91	86	81	76	71	66
Verkehr			139	134	128	123	117	112	105	96	85
Landwirtschaft			68	67	66	64	63	62	60	58	57
Abfallwirtschaft und Sonstiges			9	9	8	8	7	7	6	6	5
	Differenz zwischen Emissionen Ziel 2021		Anpassung der Emissionsmengen an Über- und Unterschreitungen 2021								
Energiewirtschaft		#NV	0	#NV	#NV	#NV	#NV	#NV	#NV	#NV	0
Industrie		1,3	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
Gebäude		5,0	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6
Verkehr		1,8	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2
Landwirtschaft		-5,3	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Abfallwirtschaft und Sonstiges		-4,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Originäre Emissionspfade des novellierten KSG											
Energiewirtschaft	280	#NV	257	#NV	#NV	#NV	#NV	#NV	#NV	#NV	108
Industrie	186	182	177	172	165	157	149	140	132	125	118
Gebäude	118	113	108	102	97	92	87	82	77	72	67
Verkehr	150	145	139	134	128	123	117	112	105	96	85
Landwirtschaft	70	68	67	66	65	63	62	61	59	57	56
Abfallwirtschaft und Sonstiges	9	9	8	8	7	7	6	6	5	5	4

UBA 2023a, Tabelle "Emissionsübersichten nach Sektoren des Bundesklimaschutzgesetzes"

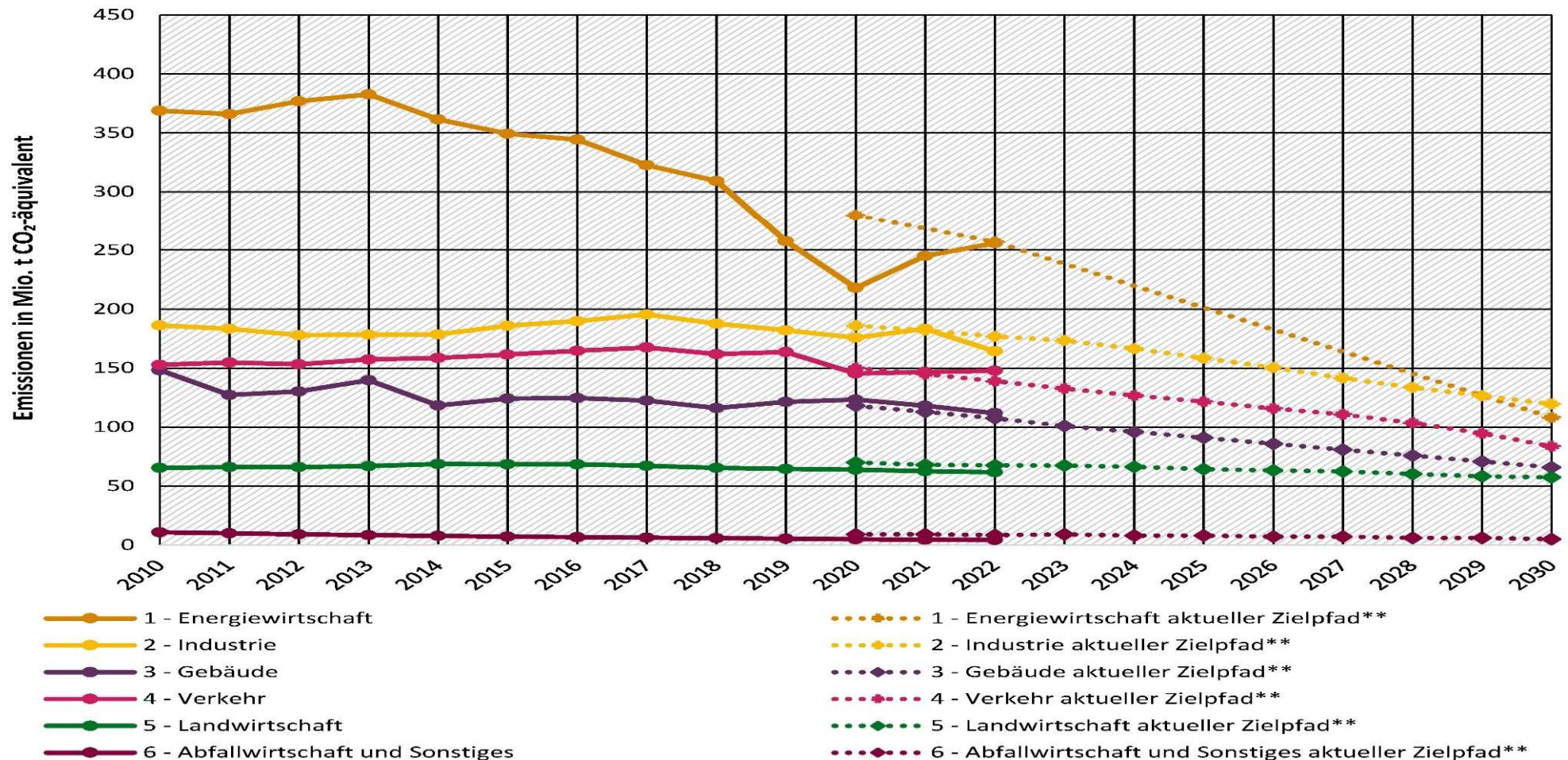
Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2022: 83,2 Mio.

Entwicklung Treibhausgasemissionen (THG) und beschlossene zulässige Jahresemissionsmengen nach Sektoren (ohne LULUCF) in Deutschland 2010-2022, Ziele bis 2030 (7)

Jahr 2022: Gesamt 746 Mio. t CO₂-Äquivalent; Veränderung 1990/2022 – 40,4%*
9,0 t CO₂-Äquivalent/Kopf

Entwicklung und Zielerreichung der Treibhausgasemissionen in Deutschland

in der Abgrenzung der Sektoren des Klimaschutzgesetzes (KSG)



* Die Aufteilung der Emissionen weicht von der UN-Berichterstattung ab, die Gesamtemissionen sind identisch
** entsprechend der Novelle des Bundes-KSG vom 12.05.2021, Jahre 2022-2030 angepasst an Über- & Unterschreitungen

Entwicklung Treibhausgas-Emissionen (THG) nach Sektoren (ohne LULUCF) in Deutschland 1990/2022 (8)

Jahr 2022: Gesamt 745,7 Mio. t CO₂-Äquivalent ohne LULUCF; Veränderung 1990/2022 – 40,4%*
9,0 t CO₂-Äquivalent/Kopf

Pos.	Benennung	Treibhausgase Mio. t CO ₂ -Äquivalent		Anteile 2022 (%)	Veränderung 1990/2022 (%)
		1990	2022		
ohne CO₂ aus Landnutzung Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (LULUCF)					
1	Energiewirtschaft	475	256	34,3	- 46,1
2	Industrie ¹⁾	279	164	22,0	- 41,2
3	Verkehr	163	148	19,8	- 9,2
4	Gebäude ²⁾	210	112	15,0	- 46,6
5	Landwirtschaft	83	62	8,3	- 25,3
6	Abfallwirtschaft + Sonstiges	41	4	0,6	- 90,2
1-6	Gesamt	1.251	746	100	- 40,4
Nachrichtlich		1990	2021	2021	
7	Internationaler Luft- und Seeverkehr	18,6	36,9 (20)	2,3 (20)	+ 98,4
8	LULUCF	- 31	- 11,5 (21)	- 1,1 (21)	- 62,9
1-8	Gesamt + Nachrichtlich	1.238,6	787,4	100	- 35,9

* Daten 2022 vorläufig, Stand 1/2024

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2021: 83,2 Mio.

Quellen: Agora Energiewende – Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2023, Analyse, 1/2024, www.agora-energiewende.de;
BWWI – Energiedaten, Tab. 10, 1/2023; UBA 3/2023; BMWK – Klimaschutz in Zahlen 2022, 7/2022

Entwicklung Treibhausgasemissionen (THG) im Sektor Energiewirtschaft in Deutschland 1990-2021, Ziel 2030 (1)

Jahr 2021: 247,3 Mio. t CO₂-Äquivalent, Veränderung 1990/2021 - 47%*
 Anteil 32,5 von Gesamt 761,6 Mio. t CO₂-Äquivalent

3.2 Energiewirtschaft

Emissionsentwicklung

Die Energiewirtschaft ist mit 32 Prozent für den größten Anteil der Emissionen in Deutschland verantwortlich. Im Jahr 2021 betrug ihr Treibhausgasausstoß 247 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente. Gegenüber dem Niveau von 1990 entspricht das einer Reduktion um 47 Prozent (Abbildung 12). Um das gesetzlich festgelegte Sektorziel für das Jahr 2030 zu erreichen, müssen die Emissionen gegenüber dem heutigen Niveau erneut mehr als halbiert werden. Dies soll mit dem Energiesofortmaßnahmenpaket und weiteren im Klimaschutz-Sofortprogramm vorgesehenen Maßnahmen sichergestellt werden.

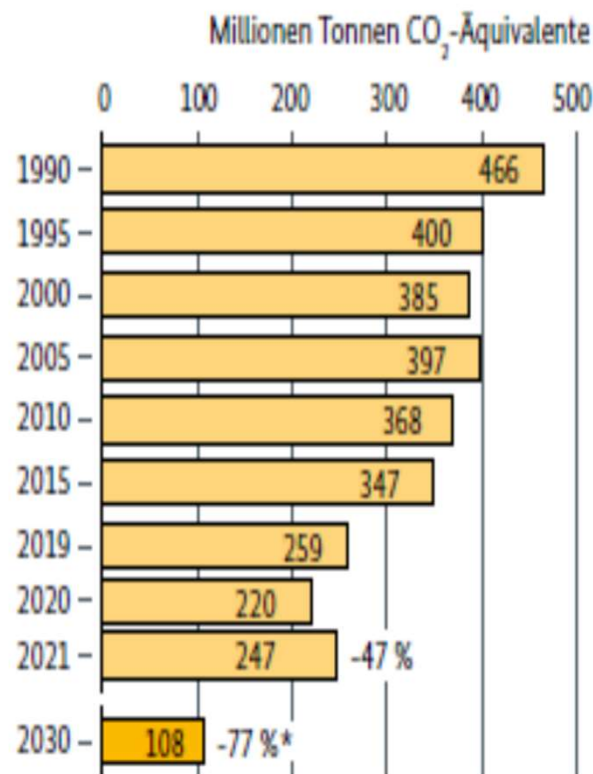
Die Emissionen aus der Energiewirtschaft entstehen vor allem bei der Verbrennung fossiler Energieträger in Kraftwerken der öffentlichen Versorgung zur Bereitstellung von Strom und Wärme (Abbildung 13). Zudem werden der Energiewirtschaft Emissionen zugerechnet, die in Raffinerien und im Pipelinetransport fossiler Energieträger anfallen, sowie sogenannte diffuse Emissionen. Diese entstehen zum Beispiel durch die Freisetzung von Grubengas aus stillgelegten Bergwerken.

Der Treibhausgasausstoß der Energiewirtschaft stieg im Jahr 2021 erstmals seit 2013 wieder an. Im Vergleich zum Vorjahr stiegen die Emissionen des Sektors um 27 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente; das entspricht einer Steigerung um 12,4 Prozent. Ein Grund hierfür ist der Anstieg der Stromnachfrage um 1,9 Prozent auf 565 Terawattstunden (TWh), nachdem die Nachfrage im Jahr zuvor bedingt durch die Coronapandemie deutlich zurückgegangen war. Zudem konnte das witterungsbedingte Rekordhoch der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien des Vorjahres nicht wieder erreicht werden. Stattdessen wurde die erhöhte Nachfrage durch Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern gedeckt. Insbesondere die Stromerzeugung aus den emissionsintensiven Energieträgern Braun- und Steinkohle stieg im Vergleich zum Vorjahr deutlich an. Dies verdeutlicht, dass die Einsatzreihenfolge von fossilen Kraftwerken vor allem durch zwei Faktoren bestimmt wird: die Preise der Energieträger wie Kohle und Gas und die Preise für Zertifikate im EU-ETS. Durch den sehr starken Anstieg der Gaspreise in der zweiten Jahreshälfte 2021 wurden also Kohlekraftwerke im Vergleich zu den emissionsärmeren Gaskraftwerken häufiger eingesetzt. Und dies, obwohl die Zertifikatspreise auch im Jahr 2021 weiterhin gestiegen sind.²⁷

* Daten 2021 vorläufig; Stand 7/2022

Quelle: BMWK– Klimaschutz in Zahlen 2022, S. 26/26, 7/2022

Abbildung 12: Emissionsentwicklung in der Energiewirtschaft

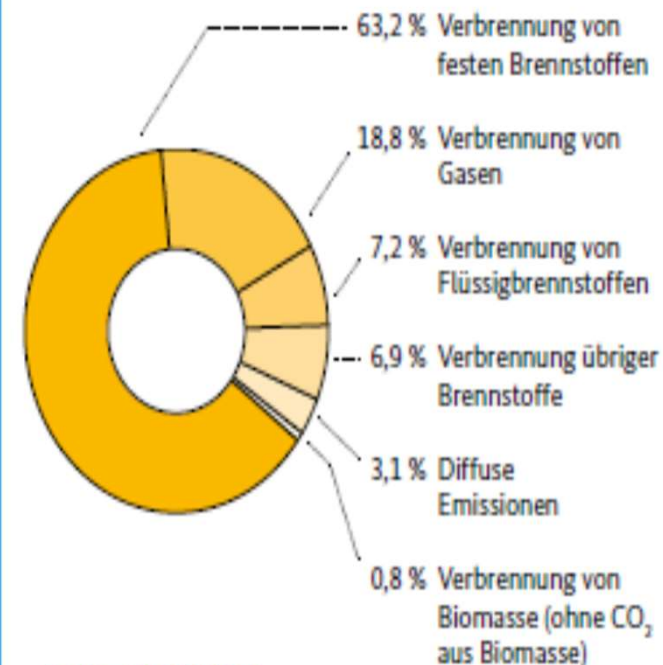


*Minderungsziel gegenüber 1990

Quellen: Bundesregierung (2021c), UBA (2022c)

Ziele der Bundesregierung bis 2030

Abbildung 13: Quellen der Emissionen in der Energiewirtschaft (2020)



Quelle: UBA (2022c)

-47 %

Die Emissionen der Energiewirtschaft lagen im Jahr 2021 47 Prozent unter dem Niveau von 1990.

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2021: 83,2 Mio.

Entwicklung Treibhausgasemissionen (THG) im Sektor Energiewirtschaft in Deutschland 1990-2021, Ziel 2030 (2)

Der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung stieg seit dem Jahr 1990 stark an (Abbildung 14). Einen besonders starken Zubau der Photovoltaik gab es zwischen den Jahren 2009 und 2012. Die installierten Kapazitäten von Windenergie an Land stiegen zwischen 2013 und 2017 am stärksten. Auch die Windenergie auf See konnte in den letzten Jahren deutliche Zuwächse verzeichnen.

Nach dem Rekordjahr 2020 kam es im Jahr 2021 zum ersten Mal seit dem Jahr 2000 zu einem Absinken des absoluten und relativen Anteils erneuerbarer Energien am Stromverbrauch. Im Jahr 2021 wurden 234 Terawattstunden Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt – 17,5 Terawattstunden weniger Vorjahr; sie trugen damit 41,1 Prozent zur Deckung des Bruttostromverbrauchs bei.²⁸ Der Höchstwert des Vorjahres von 45,2 Prozent konnte somit nicht wieder erreicht werden. Dies ist zurückzuführen auf einen Anstieg der Stromnachfrage und den witterungsbedingten Rückgang der Stromerzeugung aus Windenergie an Land und auf See. Der Effekt des Rückgangs überlagerte auch einen weiteren – wenn auch geringen – Zubau an neuen Erneuerbare-Energien-Kapazitäten.

Unter den erneuerbaren Energien hat Windenergie an Land mit einem Anteil von 15,2 Prozent den höchsten Beitrag zur Bruttostromerzeugung geleistet. Dies entspricht einem Anteil von 38,3 Prozent an den erneuerbaren Energien (Abbildung 14). Biomasse und Photovoltaik trugen 7,6 beziehungsweise 8,5 Prozent zur Bruttostromerzeugung bei. Windenergie auf See und Wasserkraft haben mit 4,1 beziehungsweise 3,2 Prozent deutlich geringere Anteile.

Nach dem starken Rückgang der Stromerzeugung aus Kohle bis zum Jahr 2020 kam es im vergangenen Jahr erstmals zu einem Wiederanstieg. So nahm die Stromerzeugung aus Kohle 2021 um 30,4 Terawattstunden oder 22,6 Prozent im Vergleich zum Vorjahr zu. Damit lieferte im Jahr 2021 erneut Braunkohle den größten Beitrag zur Stromerzeugung und nicht Windenergie wie im Vorjahr. Im Vergleich zu 2015 ist die Stromerzeugung aus Braun- und Steinkohle um rund 40 Prozent zurückgegangen. Während Kohlekraftwerke im Jahr 2015 noch 272 Terawattstunden Strom bereitstellten, waren es 2021 rund 165 Terawattstunden. Dieser Rückgang war bislang insbesondere zurückzuführen auf einen Anstieg der Zertifikatspreise im EU-ETS. Dadurch wurde in den vergangenen Jahren die Verstromung von Kohle teilweise ersetzt durch Stromerzeugung aus Erdgas und erneuerbaren Energien.

Die Stromerzeugung aus Gaskraftwerken ging im Jahr 2021 um fünf Terawattstunden leicht zurück, verbleibt jedoch auf einem hohen Niveau. So hat die Bedeutung von Erdgas in den letzten Jahren insgesamt zugenommen. Seit dem Jahr 2015 ist die Stromerzeugung aus

Erdgas um rund 45 Prozent gestiegen. Erdgas hat derzeit noch eine Brückenfunktion bei der Umstellung des Energiesystems auf erneuerbare Energien. Die Nutzung von Erdgas zur Stromerzeugung verursacht verglichen mit den anderen fossilen Energieträgern Braunkohle, Steinkohle und Erdöl geringere Treibhausgasemissionen. Im Vergleich zu Kohle- und Kernkraftwerken sind Gaskraftwerke zudem deutlich flexibler einsetzbar und daher gut geeignet, um als Übergangstechnologie die wetterbedingten, natürlichen Schwankungen der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auszugleichen.

Der Anteil der Kernenergie an der Stromerzeugung sinkt seit den 2000er Jahren. Nachdem der Ausstieg aus der Kernenergie im Jahr 2000 eingeleitet und 2011 endgültig beschlossen wurde, werden die deutschen Kernkraftwerke nach und nach vom Netz genommen. Die Stromerzeugung aus Kernkraft lag im Jahr 2021 mit 11,7 Prozent in etwa auf dem Niveau des Vorjahres. Zum Jahreswechsel 2021 auf 2022 wurden drei weitere Blöcke (Grohnde, Gundremmingen C und Brokdorf) abgeschaltet. Die letzten drei deutschen Kernreaktoren werden Ende 2022 vom Netz gehen.

Handlungsfelder und Maßnahmen

Für das Ziel der Treibhausgasneutralität gilt es, gerade die Energieversorgung frühzeitig und vollständig zu dekarbonisieren. Schließlich kommt dem Stromsektor aufgrund der in anderen Sektoren wie Wärme und Verkehr Elektrifizierung im Kontext der sogenannten Sektorkopplung eine zentrale Rolle zu. Die Dekarbonisierung der Stromversorgung soll nach Vollendung des Kohleausstiegs abgeschlossen werden und ist für das Erreichen von Treibhausgasneutralität bis 2045 von zentraler Bedeutung, um die wachsende Stromnachfrage in den anderen Sektoren möglichst klimafreundlich zu bedienen.

Als Zwischenziel sollen die Treibhausgasemissionen des gesamten Energiesektors bis 2030 auf 108 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente sinken. Um dieses Ziel zu erreichen und die steigende Stromnachfrage zu decken, muss die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien mehr als verdoppelt werden.

Das zentrale Handlungsfeld der Energiewirtschaft ist ein zielstrebigem Ausbau der erneuerbaren Energien. Die Infobox auf Seite 29 gibt einen Überblick über die zentralen Maßnahmen des Energiesofortmaßnahmenpakets 2022 („Osterpaket“), durch welches der Ausbau Erneuerbarer auf Zielkurs gebracht werden soll. Er bildet die Basis eines treibhausgasneutralen Stromsystems und stellt – im Vergleich zu anderen Sektoren – eine bewährte, kostengünstige und schnelle Maßnahme zur Minderung der Treibhausgasemissionen dar. Bis zum Jahr 2030 soll der Anteil erneuerbarer Energien auf mindestens 80 Prozent des Bruttostromverbrauchs steigen. Für das Jahr 2030 rechnet die Bundesregierung mit einem Anstieg des Stromverbrauchs auf etwa 750 Terawattstunden. Daraus folgt, dass im Jahr 2030 insgesamt rund 600 Terawattstunden in Deutschland aus erneuerbaren Energien bereitgestellt werden sollen. Um dies zu erreichen, werden die Ausbaupfade für die einzelnen Technologien massiv erhöht (Abbildung 15 und Infobox auf Seite 29).

Entwicklung Treibhausgasemissionen (THG) im Sektor Energiewirtschaft in Deutschland 1990-2021, Ziel 2030 (3)

Um die erhöhten Ausbauziele zu erreichen, wird der Ausbau der erneuerbaren Energien deutlich beschleunigt. Dieser ist in den vergangenen Jahren ins Stocken geraten. Besonders die Windenergie an Land steht vor Herausforderungen. Ihr Ausbau ist unter anderem durch eine eingeschränkte Flächenkulisse, Akzeptanzprobleme sowie langwierige Genehmigungsverfahren und Klagen seit dem Rekordjahr 2017, in dem ein Nettozubau in Höhe von rund 4,9 Gigawatt erreicht werden konnte, stark zurückgegangen. Zuletzt konnte der Nettozubau von etwa 1,2 Gigawatt im Jahr 2020 auf 1,7 Gigawatt im Jahr 2021 gesteigert werden.

Auch der Ausbau der Solarenergie war zwischenzeitlich stark zurückgegangen. Belief sich der Zuwachs bei Solaranlagen im Jahr 2012 auf rund 8,2 Gigawatt, waren es im Jahr 2014 nur noch 1,2 Gigawatt. Seitdem ist der jährliche Zubau von Photovoltaikanlagen aber wieder kontinuierlich angestiegen. Im Jahr 2021 betrug er rund fünf Gigawatt.³⁹

Der Kohleausstieg hat zum Jahreswechsel 2021 begonnen. Mit dem Kohleausstiegsgesetz hat die Bundesregierung den schrittweisen Ausstieg aus der Kohleverstromung festgelegt. So wurden im Laufe des Jahres 2021 Braun- und Steinkohlekraftwerke mit Kapazitäten von rund 0,9 Gigawatt beziehungsweise rund 5,5 Gigawatt abgeschaltet.⁴⁰ Die Stilllegungszeitpunkte der weiteren Braunkohlekraftwerke werden im Kohleverstromungsbeendigungsgesetz festgehalten. Für Steinkohlekraftwerke hingegen wird die Reihenfolge der Stilllegung vorrangig über Ausschreibungen ermittelt und erst ab 2027 über ordnungsrechtliche Maßnahmen festgelegt. Die installierte Erzeugungskapazität aus Kohlekraftwerken im Markt (Ende 2019: 43,6 Gigawatt) wird bis Ende 2022 zunächst auf 30 Gigawatt und bis 2030 auf 17 Gigawatt reduziert. Nach Vollendung des Kohleausstiegs soll die Stromversorgung dann treibhausgasneutral werden.

Die Versorgungssicherheit ist auch während des schrittweisen Ausstiegs aus der Kohleverstromung und Nutzung von Atomenergie sichergestellt. Hierfür überprüft die Bundesregierung regelmäßig, ob auch zu Zeitpunkten hoher Stromnachfrage und geringer Einspeisung aus erneuerbaren Energien ausreichend Erzeugungskapazitäten zur Verfügung stehen. So werden beispielsweise systemrelevante Steinkohlekraftwerke nicht stillgelegt, sondern vorübergehend in die Netzreserve überführt und können bei Bedarf wieder aktiviert werden.

**108
Mio. t**

Bis 2030 sollen die Treibhausgasemissionen des gesamten Energiesektors auf 108 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente sinken.

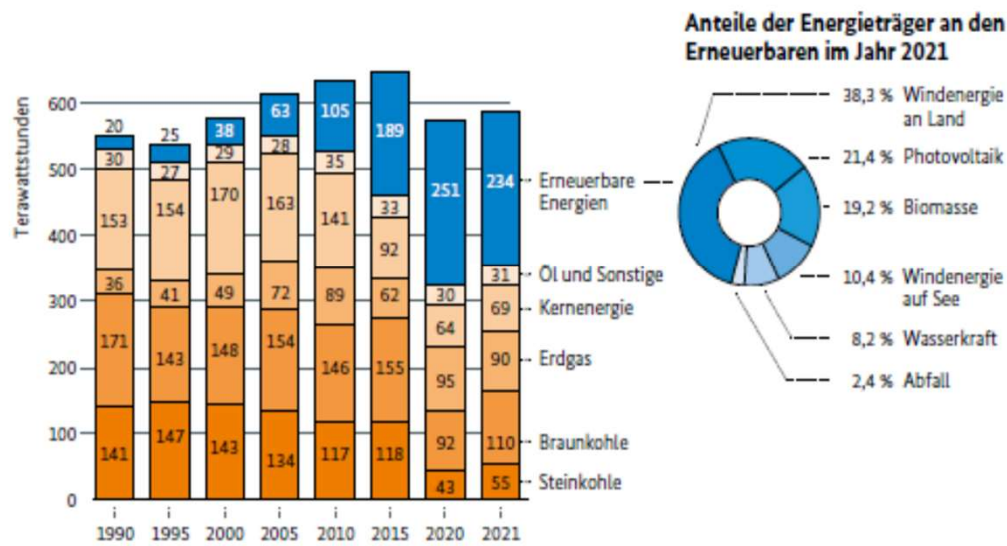
Die Erzeugung aus erneuerbaren Energien muss durch flexible Kraftwerke ergänzt werden, die Übergangsweise noch mit Erdgas, perspektivisch aber auf Basis von erneuerbaren Gasen betrieben werden. So wird durch den Ausbau der erneuerbaren Energien zum einen die Abhängigkeit vom Import fossiler Rohstoffe verringert. Zum anderen können mit erneuerbaren Energien Gase wie grüner Wasserstoff hergestellt werden (siehe Infobox auf dieser Seite), die als Energiespeicher auch in Phasen geringer Einspeisung aus erneuerbaren Energien die Versorgungssicherheit gewährleisten. Zeitgleich mit dem Osterpaket wurden das Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetz und Änderungen am Energiesicherungsgesetz verabschiedet. So hat die Bundesregierung zusätzliche, kurzfristig abrufbare Instrumente für den Fall einer weiteren Zuspitzung der Lage auf den Energiemärkten geschaffen.

Mit dem EKBG soll eine bis zum 31. März 2024 geltende Gasersatzreserve eingerichtet werden. Im Notfall sollen Öl- und Kohlekraftwerke Strom produzieren, falls die Menge der Gaslieferungen für genügend Strom aus Gas nicht ausreicht und eine sogenannte Gasmangellage vorliegt. Das Ziel, den Kohleausstieg in Deutschland idealerweise bis 2030 zu vollenden, bleibt bestehen.

Ein weiteres zentrales Handlungsfeld der Energiewirtschaft ist die Modernisierung des Energieversorgungssystems. Das umfasst einerseits den Ausbau der Stromnetze, andererseits den Einsatz digitaler Technologien, um bestehende Netze besser nutzen zu können. Perspektivisch müssen auch Leitungen für den Transport von emissionsarmen, gasförmigen Energieträgern wie Wasserstoff geschaffen werden.

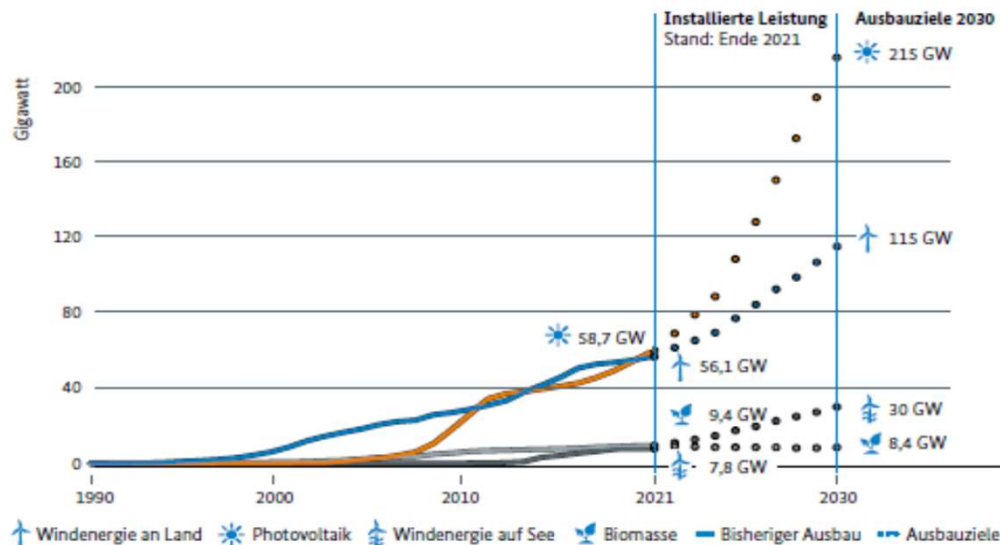
Entwicklung Treibhausgasemissionen (THG) im Sektor Energiewirtschaft in Deutschland 1990-2021, Ziel 2030 (4)

Abbildung 14: Entwicklung der Bruttostromerzeugung nach Energieträgern



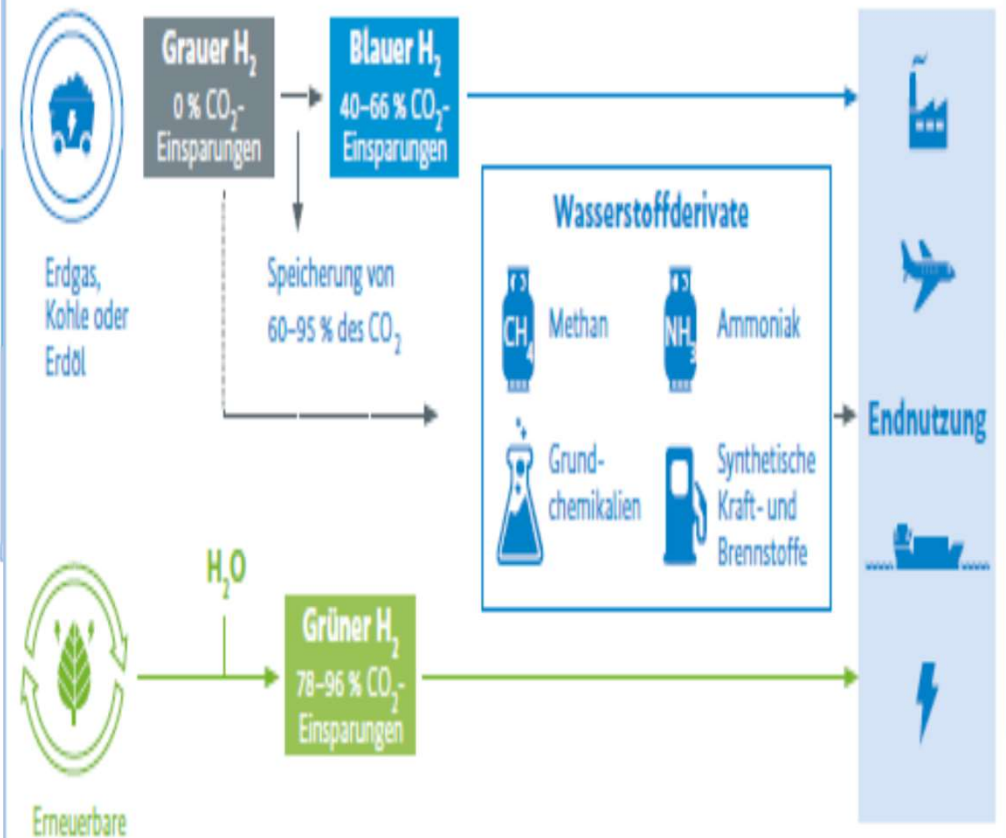
Quelle: BMWK (2022a)

Abbildung 15: Bisheriger und bisher geplanter Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland



Quellen: BMWK (2022b), Bundesregierung (2021b), Bundesregierung (2022a)

Abbildung 16: Unterschiedliche Herstellungsweisen und Nutzungsbereiche von Wasserstoff



Die Angaben zu den eingesparten Treibhausgasemissionen von blauem und grünem Wasserstoff geben relative Einsparungen im Vergleich zu den Emissionen an, die bei der Produktion von grauem Wasserstoff entstehen (etwa 95 g CO₂-Äquivalente/MJ). Die Treibhausgasemissionen der Produktion von grauem Wasserstoff betrachten dabei den gesamten Lebenszyklus, inklusive Methan-Leckage bei Extraktion und Transport von Erdgas.

Quellen: Agora Energiewende & Guidehouse (2021), Guidehouse (2021)

Entwicklung Treibhausgasemissionen (THG) im Sektor Energiewirtschaft in Deutschland 1990-2021, Ziel 2030 (5)

Übersicht über zentrale Maßnahmen des Energiefortmaßnahmenpakets („Osterpaket“)

Mit dem Osterpaket wurden die folgenden Gesetze angepasst:

- das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG),
- das Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG),
- das Windenergieflächenbedarfsgesetz (WindBG; wird neu eingeführt) und das Baugesetzbuch (BauGB)
- das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG),
- das Bundesbedarfsplanggesetz (BBPlG),
- das Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz (NABEG),
- das Bundesnaturschutzgesetz (BNatSchG)
- sowie weitere Gesetze und Verordnungen im Energierecht.

Das Osterpaket beinhaltet die folgenden zentralen Änderungen:

- Es wird der Grundsatz verankert, dass die Nutzung erneuerbarer Energien im überragenden öffentlichen Interesse liegt und der öffentlichen Sicherheit dient.
- Damit sollen die erneuerbaren Energien bis zum Erreichen der Treibhausgasneutralität als vorrangiger Belang in die Schutzgüterabwägung eingebracht werden.
- Im Jahr 2030 sollen mindestens 80 statt bisher 65 Prozent des deutschen Bruttostromverbrauchs durch erneuerbare Energien abgedeckt werden. Nach Vollendung des Kohleausstiegs soll die Stromversorgung treibhausgasneutral werden.
- Die Ausbauziele und Ausschreibungsmengen für die einzelnen Technologien werden schrittweise angepasst und auf hohem Niveau verstetigt:
 - 22 GW neu installierte Leistung Photovoltaik (PV) pro Jahr, das heißt angestrebt wird eine installierte Leistung von rund 215 GW im Jahr 2030
 - 10 GW pro Jahr neu installierte Leistung für Wind an Land, das heißt rund 115 GW installierte Leistung im Jahr 2030
 - Die installierte Leistung von Windanlagen auf See soll im Jahr 2030 mindestens 30 GW betragen (2035: 40 GW, 2045: 70 GW).

- Der für Wind an Land erforderliche Flächenbedarf von zwei Prozent der Landesfläche wird im WindBG gesetzlich verankert und den Ländern werden verbindliche Ziele zur Flächenausweisung vorgegeben.

Zur Erreichung der ambitionierten Ziele werden konkrete Maßnahmen zum weiteren Ausbau Erneuerbarer ergriffen. So werden beispielsweise:

- die Flächenkulisse für den Ausbau der Freiflächen-Photovoltaik verbessert,
- die Beteiligung der Kommunen bei Wind an Land und Photovoltaik ausgeweitet,
- das Referenzertragsmodell für windschwache Standorte insbesondere in Süddeutschland weiterentwickelt, wodurch windschwache Standorte verstärkt erschlossen werden sollen,
- nicht voruntersuchte Flächen für den Ausbau der Windenergie auf See ausgeschrieben und
- die Rahmenbedingungen für den Ausbau von Photovoltaikdachanlagen verbessert.

Um den Ausbau der Stromnetze zu beschleunigen werden außerdem:

- Erleichterungen für Planung, Genehmigung, Realisierung und Betrieb von Netzen verankert,
- das Zielbild der Treibhausgasneutralität auch im EnWG verankert und als Fokus in die Netzplanung mitaufgenommen und
- neue Projekte in den Bundesbedarfsplan für den Ausbau der Übertragungsnetze aufgenommen.

Zur Entlastung sowie Stärkung der Bürgerinnen und Bürger werden zudem:

- die EEG-Umlage abgeschafft und zugleich die Regelungen für den Eigenverbrauch und die Privilegierung der Industrie enorm vereinfacht und
- die Rechte der Endkundschaft und die Aufsichtsmöglichkeiten der Bundesnetzagentur über Energielieferanten gestärkt.

Weitere Maßnahmen des Klimaschutz-Sofortprogramms werden zügig auf den Weg gebracht, um schnellstmöglich auf den Zielpfad zu gelangen und so die ambitionierten Klimaziele für das Jahr 2030 erreichen zu können.

Wasserstoff als Energieträger der Zukunft im dekarbonisierten Energiesystem

Wasserstoff spielt auf dem Weg zur Treibhausgasneutralität eine wichtige Rolle als Alternative zu fossilen Energieträgern, insbesondere dort, wo andere Alternativen wie die direkte Elektrifizierung nicht zur Verfügung stehen. Es existieren verschiedene Produktionsrouten für Wasserstoff, die unterschiedlich hohe CO₂-Emissionen zur Folge haben. Derzeit wird Wasserstoff vorrangig auf Basis fossilen Erdgases hergestellt, wobei große Mengen CO₂ freigesetzt werden (sogenannter grauer Wasserstoff, Abbildung 16). Diese Emissionen könnten teilweise abgeschieden und gespeichert werden (Carbon Capture and Storage, CCS). Bei der Produktion dieses sogenannten blauen Wasserstoffs können damit im Idealfall bis zu zwei Drittel der Emissionen eingespart werden. Allerdings würde hierfür zusätzliche Energie benötigt und die Emissionsreduktion ist zur Erreichung von Treibhausgasneutralität voraussichtlich nicht ausreichend. Sogenannter grüner Wasserstoff kann durch die Elektrolyse von Wasser unter Einsatz von Strom direkt aus erneuerbaren Energien gewonnen werden. Dabei können Emissionen fast vollständig vermieden werden.

Klimafreundlich hergestellter Wasserstoff kann in Bereichen zum Einsatz kommen, in denen eine Elektrifizierung technisch oder wirtschaftlich nicht möglich ist. Hierzu gehört die Industrie, welche Wasserstoff als chemischen Rohstoff benötigt oder als Brennstoff für Prozesse, die ein sehr hohes Temperaturniveau erfordern. Zudem kann Wasserstoff in Zeiten geringer Einspeisung aus erneuerbaren Energien in Kraftwerken „rückverstromt“ werden. Des Weiteren lassen sich mithilfe von Power-to-X-Verfahren aus Wasserstoff CO₂-Derivate wie synthetische Kraft- und Brennstoffe herstellen. Diese können für den klimaneutralen Schiffs- und Flugverkehr eingesetzt werden.

Um eine ausreichende Versorgung der verschiedenen Sektoren mit emissionsarmem Wasserstoff sicherzustellen, hat die Bundesregierung im Jahr 2020 eine nationale Wasserstoffstrategie verabschiedet. Sie adressiert alle Glieder der Wertschöpfungskette (Erzeugung, Infrastruktur, Anwendung) sowie sämtliche Sektoren. Für den Markthochlauf von grünem Wasserstoff soll das Ausbauziel für die Elektrolyseleistung auf 10 GW im Jahr 2030 angehoben werden. Neben der nationalen Produktion von grünem Wasserstoff wird zukünftig auch der Import von grünem Wasserstoff oder Derivaten eine wichtige Rolle spielen.

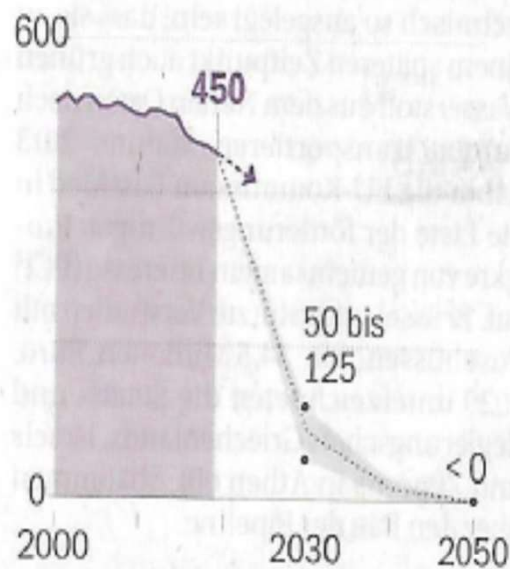
Zu wenig CO₂-Einsparung bei der Stromproduktion um das 1,5-Grad-Ziel bei der Klimaerwärmung in Deutschland einzuhalten bis 2030/2050

Zu wenig CO₂-Einsparung bei der Stromproduktion

— bisherige Entwicklung --> aktueller Trend
 Pfad, um das 1,5-Grad-Ziel bei Klimaerwärmung einzuhalten

CO₂-Emissionen bei Stromproduktion

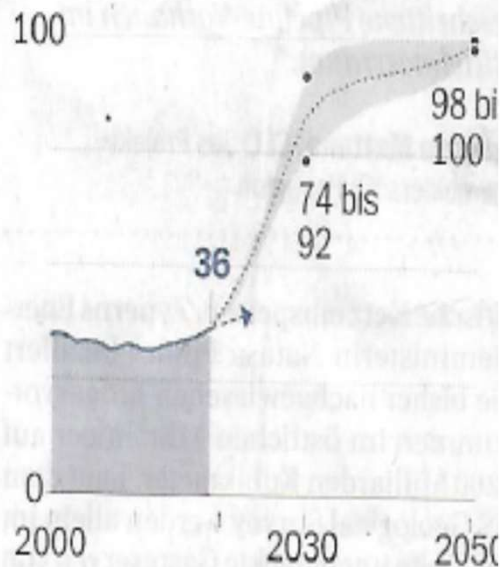
in Gramm CO₂ pro Kilowattstunde



Weit ab vom Kurs:
 Entwicklung zeigt zwar in die richtige Richtung, reicht aber bei weitem nicht für nötige CO₂-Einsparung aus

Anteil CO₂-freier Quellen bei Stromproduktion

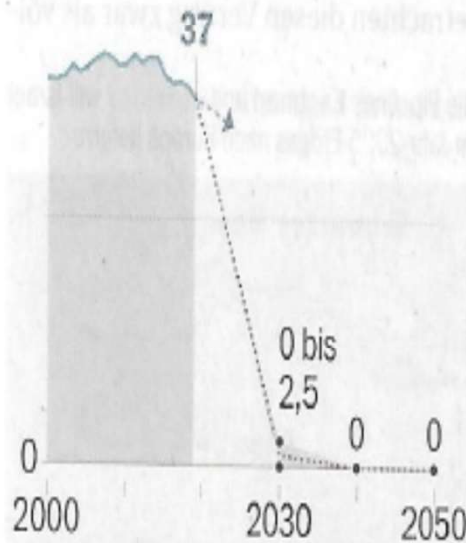
in Prozent



Noch nicht auf Kurs:
 Entwicklung zeigt zwar in die richtige Richtung, reicht aber noch nicht für nötige CO₂-Einsparung aus

Anteil von Kohle* bei Stromproduktion

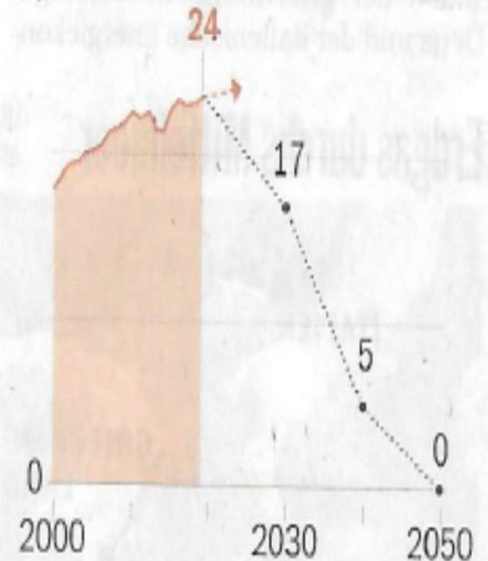
in Prozent



Weit ab vom Kurs:
 Entwicklung zeigt zwar in die richtige Richtung, reicht aber bei weitem nicht für nötige CO₂-Einsparung aus

Anteil von Erdgas* bei Stromproduktion

in Prozent



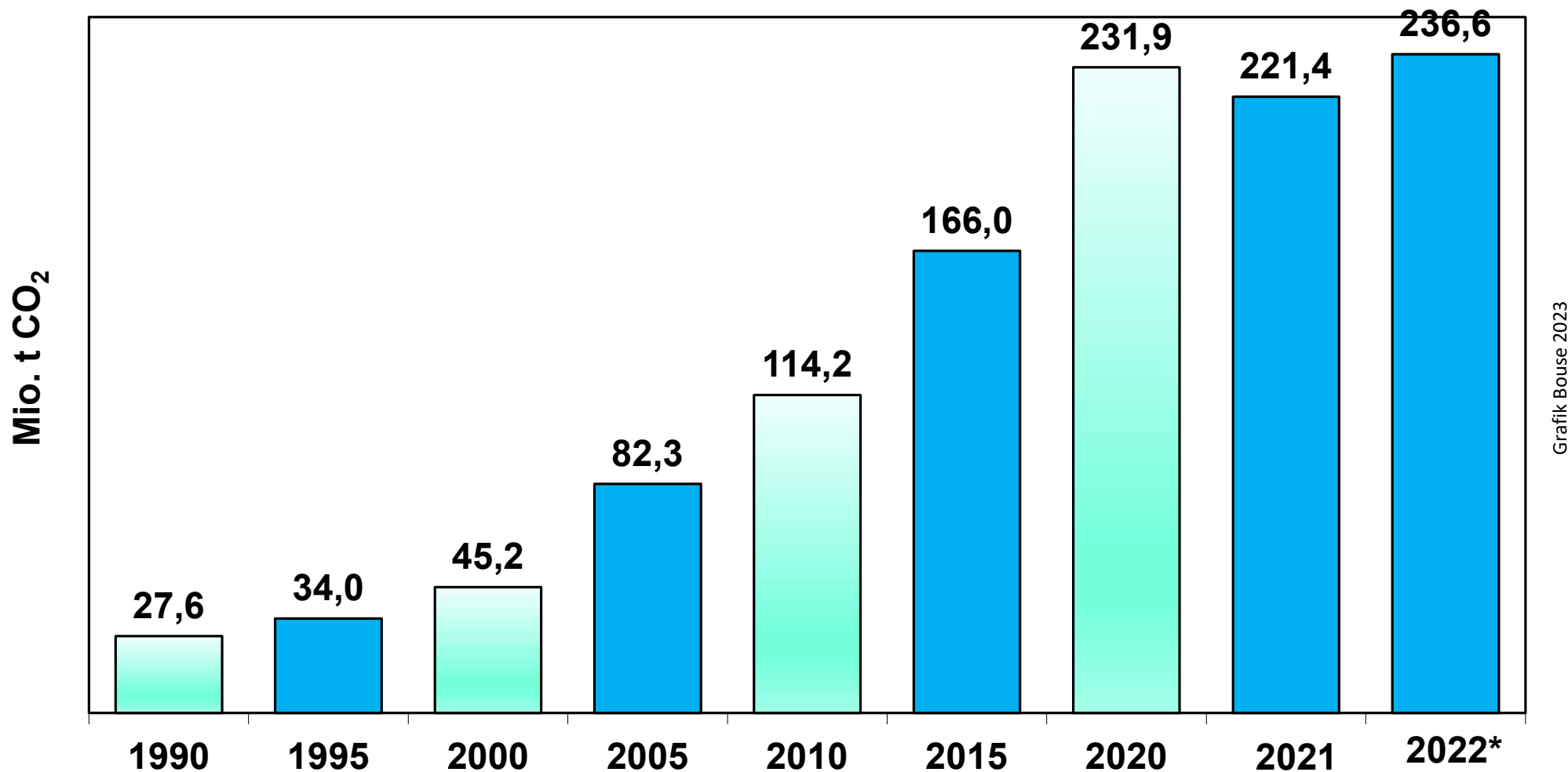
Extrem weit ab vom Kurs:
 Entwicklung in die falsche Richtung, für nötige CO₂-Einsparung ist Kehrtwende nötig

*ohne Technologien zu CO₂-Entzug, -Speicherung und -Rückgewinnung

QUELLE: CLIMA ACTION TRACKER / AFP / SÜDKURIER-GRAFIK

Entwicklung vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland 1990-2022 (1)

Jahr 2022: Gesamt 236,6 Mio. t CO₂-Äquivalent, Veränderung zum VJ – 6,9%
2,8 t CO₂-Äquivalent/Kopf



Grafik Bouse 2023

* Daten 2022 vorläufig, Stand 10/2023

Bevölkerung (J-Durchschnitt) 2022: 83,4 Mio

Quelle: BMWI & AGEE - Entwicklung EE in D 1990-2022, Zeitreihen 2/2023; BMWI – Erneuerbare Energien in Zahlen, Nationale und internationale Entwicklung 2022, S. 36, 10/2023

Entwicklung vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland im Jahr 2010-2022 (2)

Jahr 2022: Gesamt 236,6 Mio. t CO₂-Äquivalent, Veränderung zum VJ – 6,9% nach Korrektur
2,8 t CO₂-Äquivalent/Kopf

Tabelle 7

Vermiedene Treibhausgasemissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien

	Wasser- kraft	Windenergie		Photo- voltaik	Solar- thermie	Geothermie & Umwelt- wärme	Biomasse			Gesamt
		an Land	auf See				Strom	Wärme	Kraft- stoffe	
Millionen Tonnen CO ₂ -Äquivalent										
2010	16,9	27,6	0,1	8,2	1,5	0,9	20,1	30,3	6,7	112,4
2011	14,8	38,0	0,4	14,3	1,8	1,0	22,5	29,0	6,5	128,4
2012	16,8	33,9	0,5	16,8	1,8	1,2	23,1	31,1	7,1	132,2
2013	16,4	36,7	0,7	18,3	1,9	1,4	21,8	31,7	6,5	135,3
2014	15,6	43,6	1,1	23,6	2,0	1,7	26,9	29,0	6,7	150,3
2015	14,9	53,5	6,1	25,6	2,0	1,8	27,2	30,5	6,4	167,8
2016	15,9	49,8	9,1	25,1	2,0	2,0	27,1	30,6	7,0	168,5
2017	15,0	61,7	12,5	25,0	2,0	2,3	25,8	30,4	7,5	182,1
2018	13,6	64,3	14,0	27,8	2,4	2,7	26,7	31,9	7,8	191,2
2019	16,3	77,0	19,2	31,7	2,3	3,2	29,6	32,3	7,6	219,2
2020	15,1	79,3	21,1	34,6	2,4	3,7	30,0	31,8	11,1	229,0
2021	15,8	68,2	18,7	33,9	2,3	4,0	29,3	35,6	9,9	217,6
2022	14,1	75,6	19,3	41,7	2,6	4,3	29,3	35,2	9,8	231,9

Quelle: Umweltbundesamt (UBA), Stand: Februar 2023

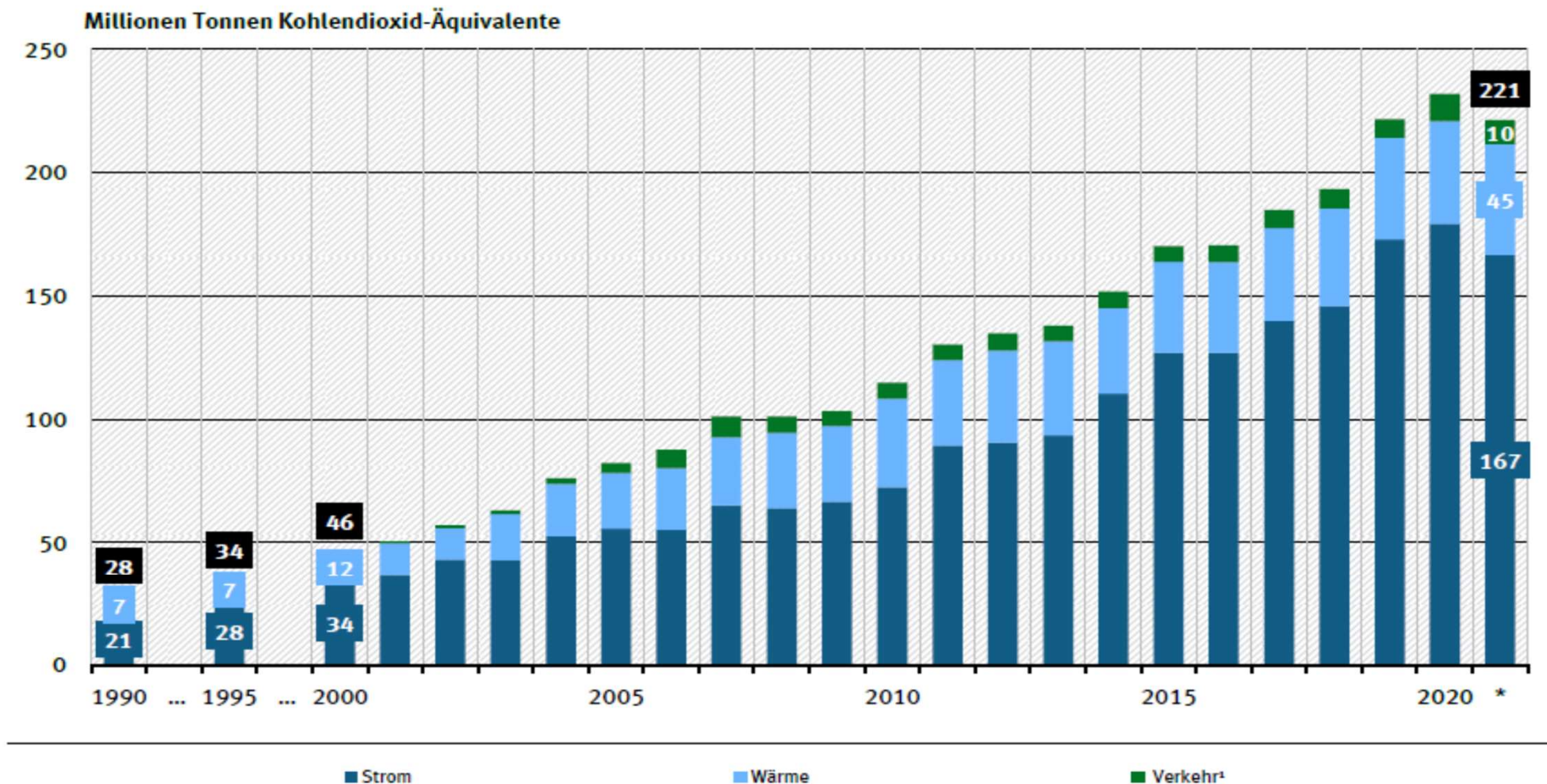
* ausschließlich biogene Kraftstoffe im Verkehrssektor (ohne Land- und Forstwirtschaft, Baugewerbe sowie Militär) basierend auf BLE und RL 2009/28/EG Bevölkerung (JM) 2022: 83,4 Mio.

Quellen: Umweltbundesamtes (UBA) aus UBA & AGEE-Stat - EE in Deutschland 1990-2022, 3/2023; BMWI – Erneuerbare Energien in Zahlen, Nationale und internationale Entwicklung 2022, S. 36, 10/2023

Entwicklung vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland 1990-2022 (3)

Gesamt 236,6 Mio. t CO₂-Äquivalent
2,8 t CO₂-Äquivalent/Kopf

Vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien



¹ ausschließlich biogene Kraftstoffe im Verkehr (ohne Land- und Forstwirtschaft, Baugewerbe sowie Militär), Berechnung basierend auf vorläufigen Daten der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) für das Jahr 2020 und auf den fossilen Basiswerten gemäß § 3 und § 10 der 38. BImSchV

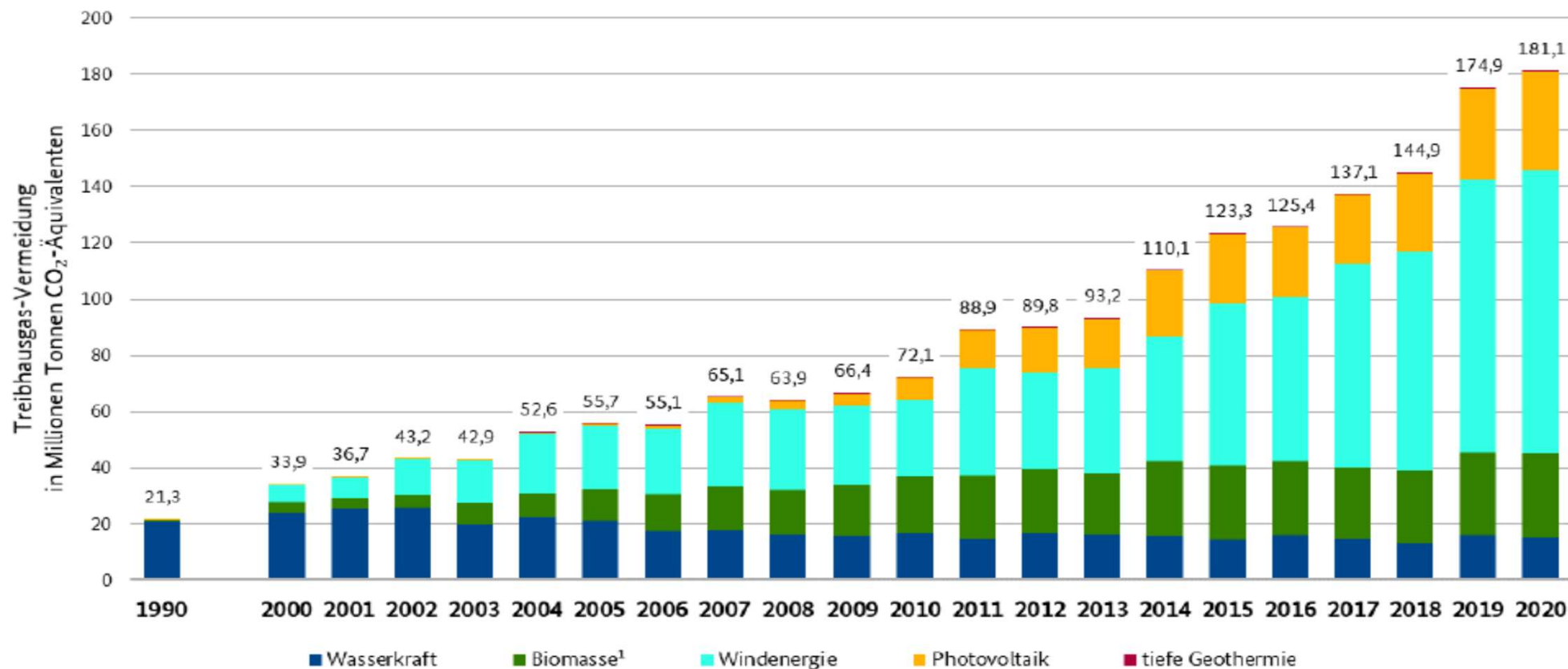
Quelle: Umweltbundesamt, Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat), Stand 03/2022

* vorläufige Angaben

Entwicklung der Vermeidung von Treibhausgas-Emissionen im Strombereich durch die Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland 1990-2022 (4)

Gesamt 236,6 Mio. t CO₂-Äquivalent
2,8 t CO₂-Äquivalent/Kopf

Entwicklung der vermiedenen Treibhausgas-Emissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien im Stromsektor in Deutschland



¹ inkl. feste, flüssige und gasförmige Biomasse, Klärschlamm sowie dem biogenen Anteil des Abfalls (in Abfallverbrennungsanlagen mit 50 % angesetzt, ab 2008 nur Siedlungsabfälle)

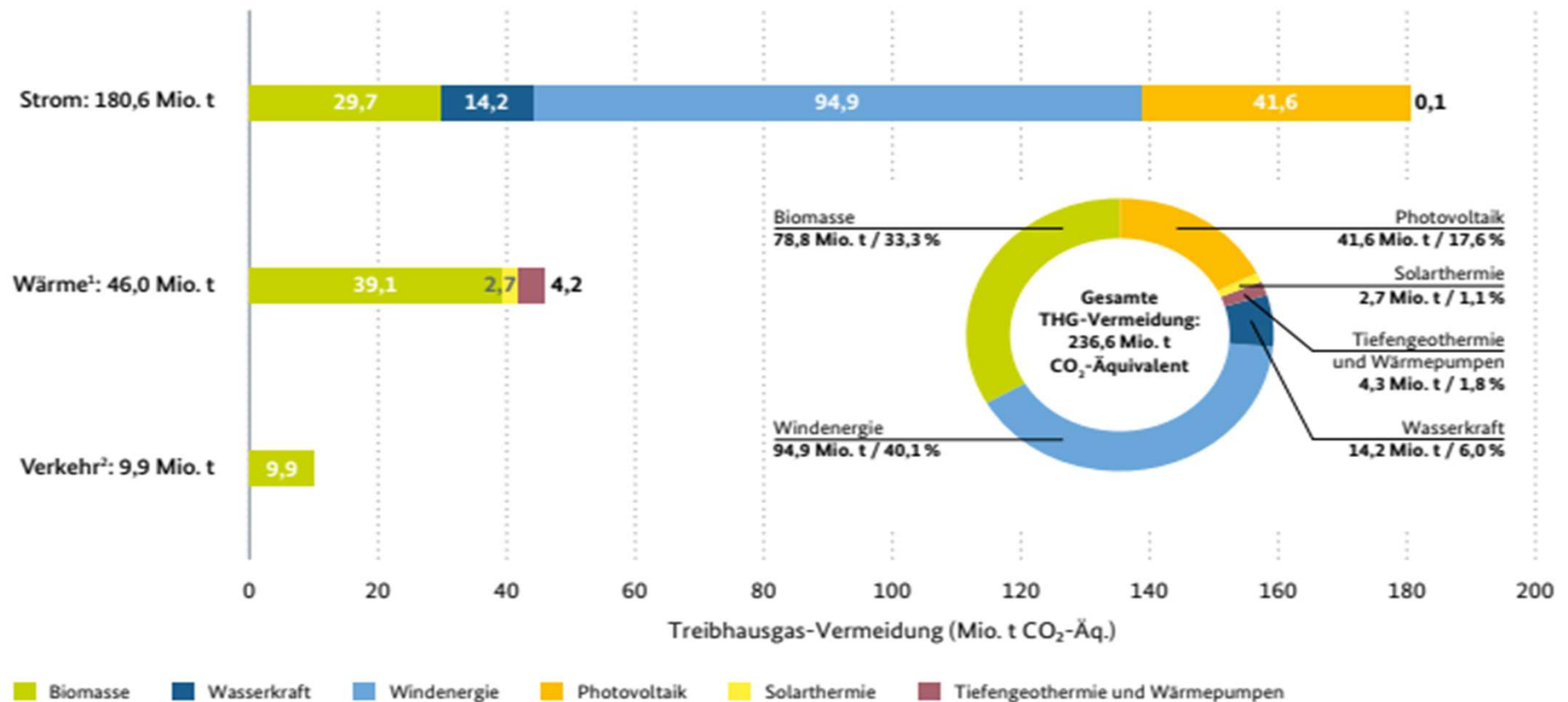
BMWi auf Basis AGEE-Stat unter Verwendung von Daten des Umweltbundesamtes; Stand: Februar 2021

Nettobilanz vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch Einsatz erneuerbare Energien in Deutschland im Jahr 2022 (5)

Gesamt 236,6 Mio. t CO₂-Äquivalent
2,8 t CO₂-Äquivalent/Kopf

Abbildung 24: Nettobilanz der vermiedenen Treibhausgasemissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien im Jahr 2022

Millionen Tonnen Kohlendioxid-Äquivalente (Mio. t CO₂-Äq.)



1 ohne Berücksichtigung des Holzkohleverbrauchs

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 83,4 Mio.

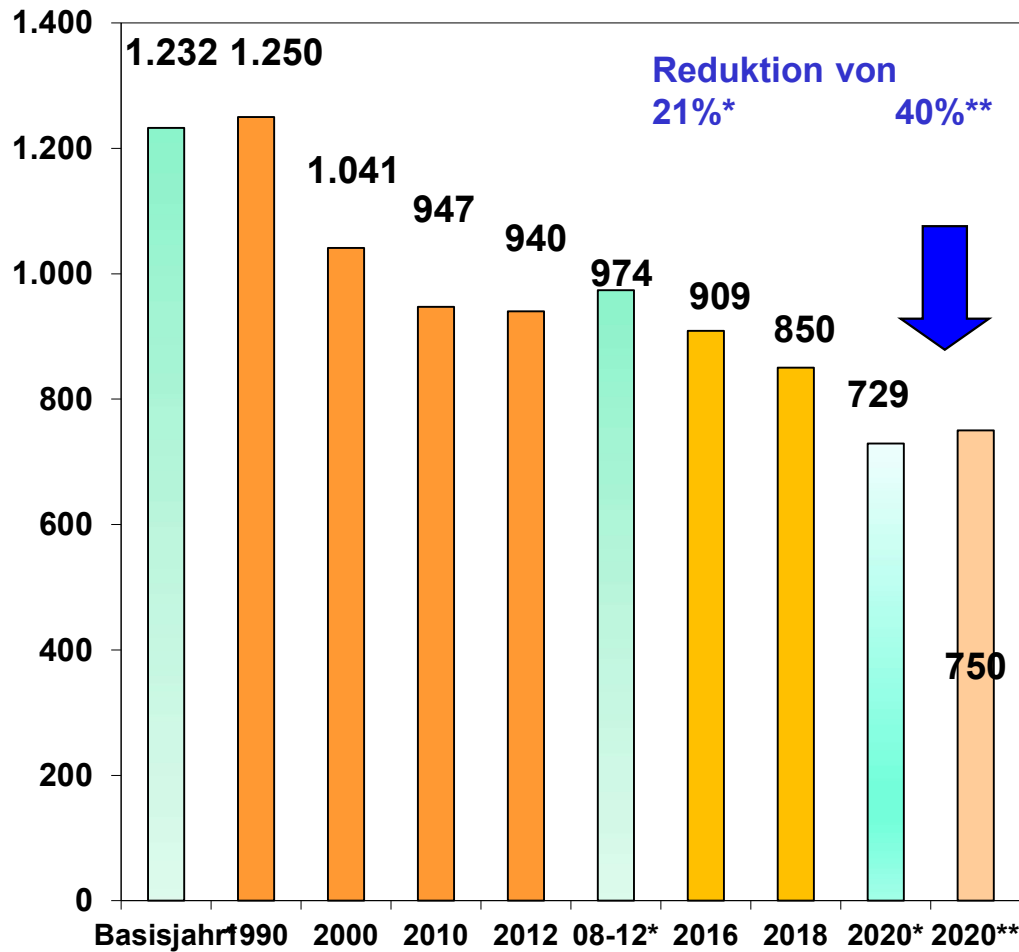
2 ausschließlich biogene Kraftstoffe im Verkehrssektor (ohne Land- und Forstwirtschaft, Baugewerbe sowie Militär und ohne Stromverbrauch des Verkehrssektors), basierend auf vorläufigen Daten der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) für das Jahr 2021 sowie den fossilen Basiswerten gemäß § 3 und § 10 der 38. BImSchV

Quelle: Umweltbundesamt (UBA) [6] auf Basis dort zitierter Quellen, vorläufige Angaben

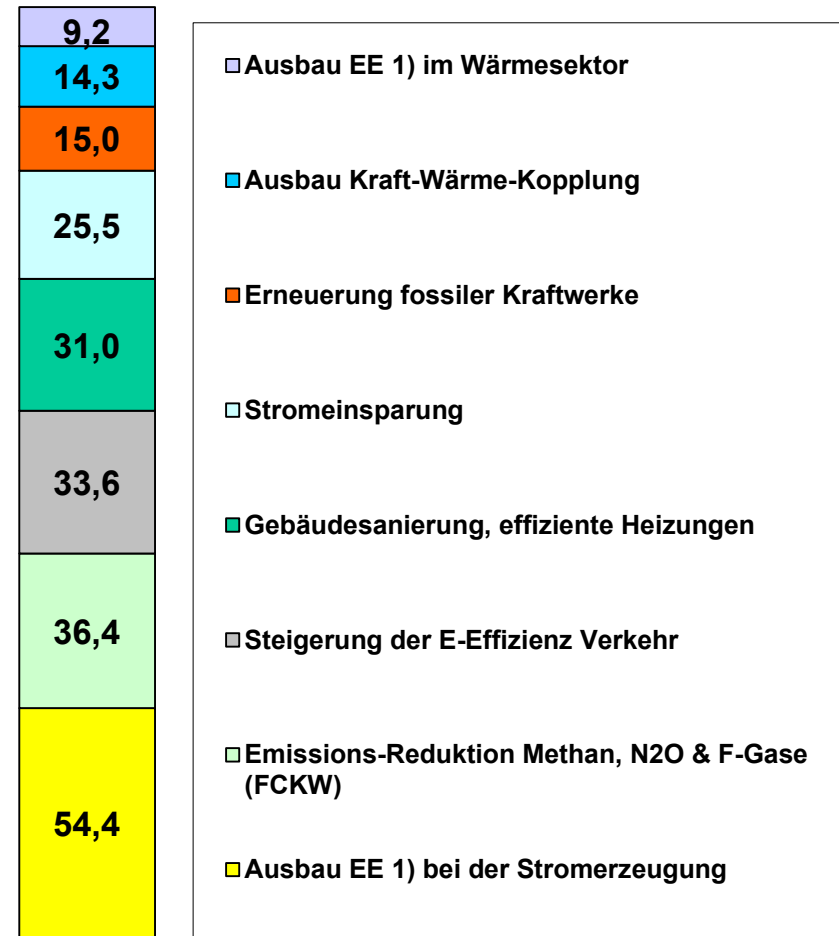
Reduktion der Treibhausgase mit Maßnahmenkatalog in Deutschland 1990/2020, Ziel 2020

Entwicklung Treibhausmissionen 1990 bis 2020 in Mio. t CO₂-Äquivalent

Ohne CO₂ aus Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft



Reduzierungs - Maßnahmenkatalog der Bundesregierung 2008 bis 2020 mit 219,4 Mio. t CO₂-Äquivalent



* Kyoto-Ziel für Deutschland bis 2008-2012 = - 21% gegenüber Basisjahr (1990/95 je nach Treibhausgas); Jahr 2012 mit - 24,4%, Kyoto-Ziel weit überfüllt.

** Ziel der Bundesregierung für das Jahr 2020 = - 40% gegenüber 1990

1) EE = Erneuerbare Energien

Quellen: Umweltbundesamt 2/2017; BMWi – Energiedaten gesamt, Tab. 10, 1/2022;

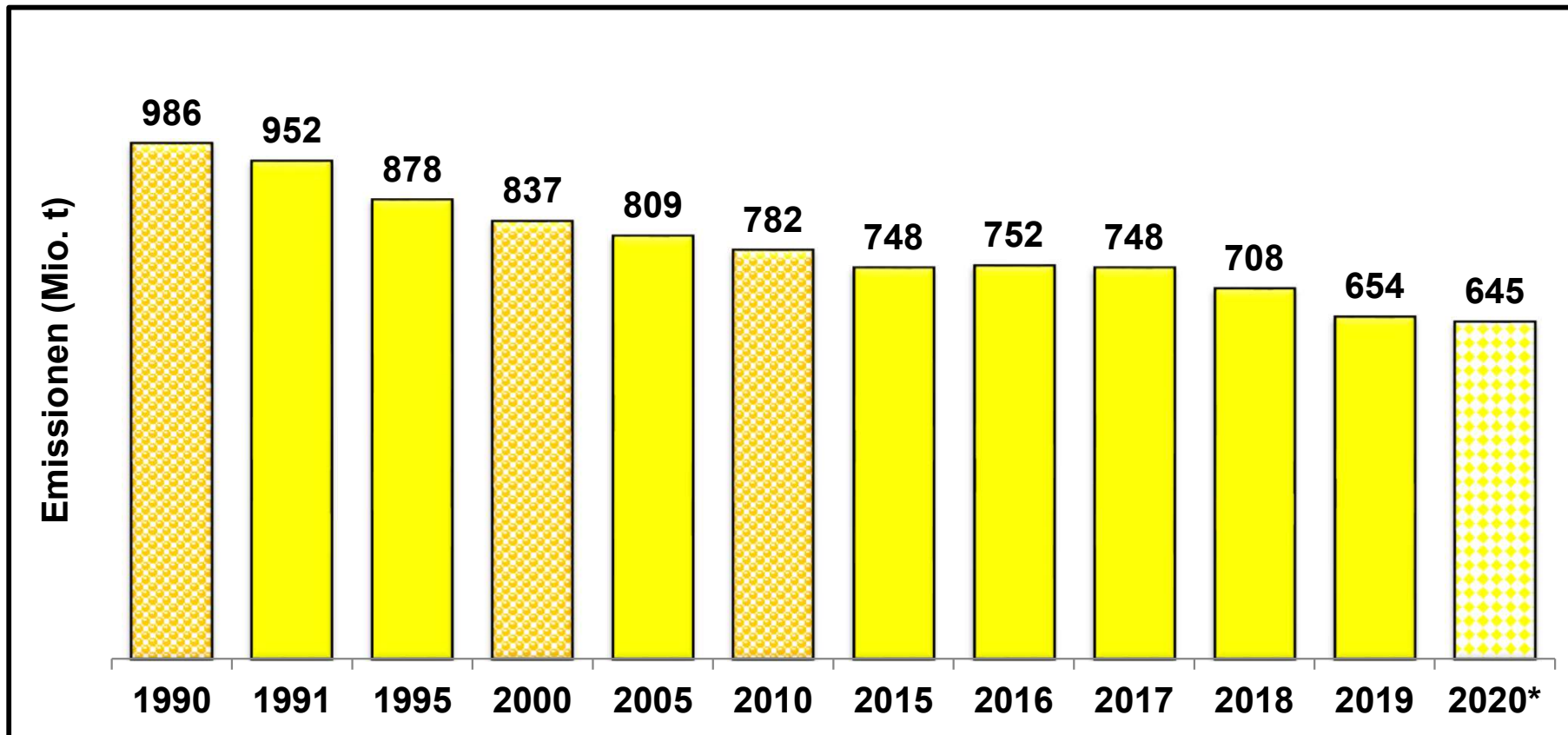
UBA aus BMWi – 1. Fortschrittsbericht zur Energiewende in D 2013, Datenübersicht 11/2014; UBA 3/2022

**Klimaschutz,
Energiebedingte Kohlendioxid -
Emissionen (CO₂) & Strom**

Entwicklung energiebedingte Kohlendioxid (CO₂)-Emissionen in Deutschland 1990-2020 (1)

Jahr 2020: Gesamt 644,5 Mio. t CO₂; Veränderung 1990/2020 – 34,6%; 7,7 t CO₂ /Kopf;
THG-Anteil 87,2% von 739,5 Mio. t CO₂ Äqui.

ohne CO₂ aus Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (LULUCF)



Grafik Bouse 2021

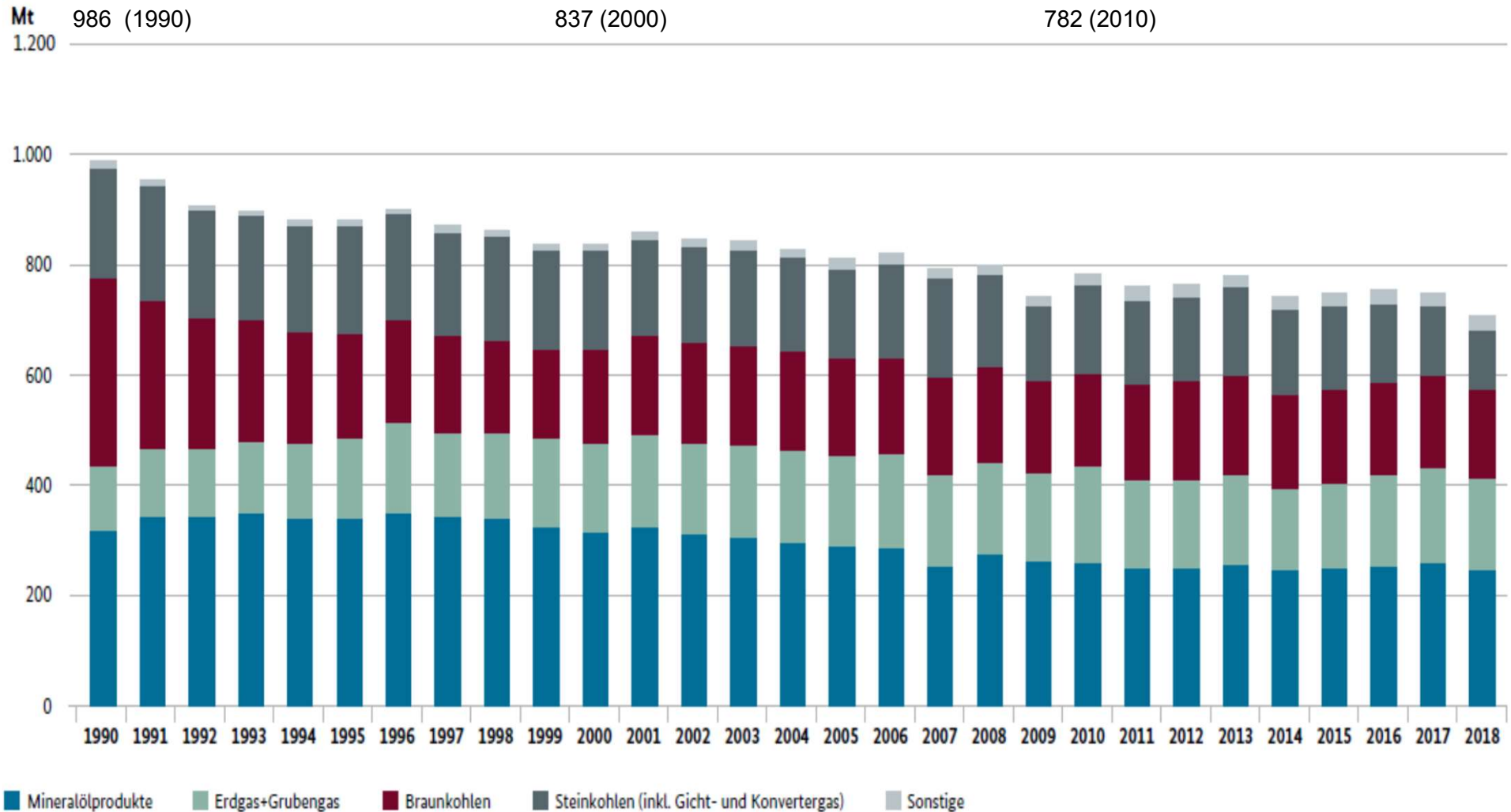
* Daten 2020 vorläufig, Stand 3/2021

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2020 = 83,2 Mio.

Angaben mit diffusen Emissionen bei der Gewinnung, Umwandlung und Verteilung von Brennstoffen (Jahr 1990 / 2019 4,1 / 2,0 Mio. t CO₂)

Entwicklung energiebedingte Kohlendioxid (CO₂)-Emissionen nach Energieträgern in Deutschland 1990-2020 (2)

**Jahr 2020: Gesamt 644,5 Mio. t CO₂; Veränderung 1990/2020 – 34,6%; 7,7 t CO₂ /Kopf;
THG-Anteil 87,2% von 739,5 Mio. t CO₂ Äqui.**



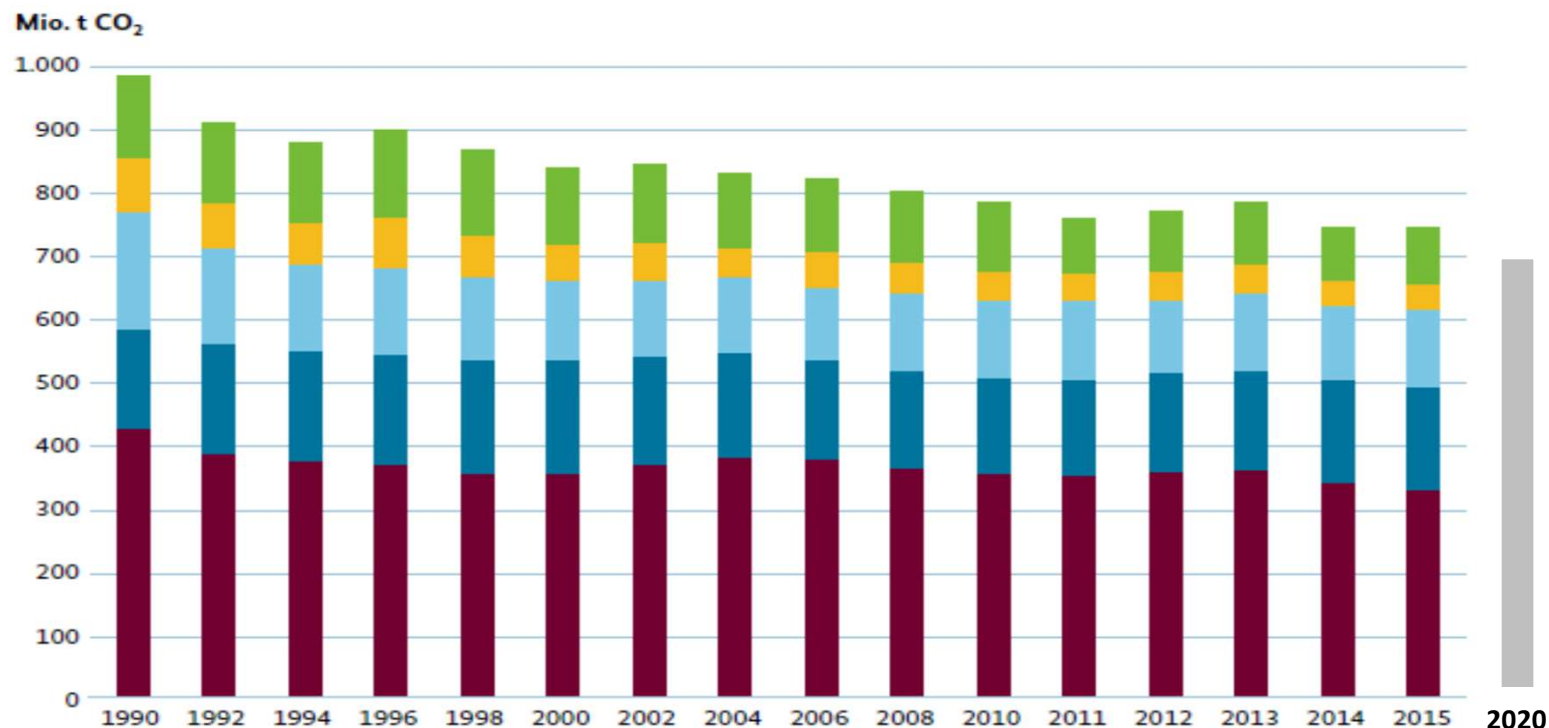
* Daten 2020 vorläufig, Stand 3/2021

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2020: 83,2 Mio

- 1) Feste Brennstoffe einschl. Kokerei-, Stadt- und Brenngas 2) Flüssige Brennstoffe einschl. Flüssig- und Raffineriegas; ohne Flugtreibstoff für den internat. Verkehr
3) Erdgas, Erdölgas und Grubengas 4) Sonstige einschl. statistischer Differenzen

Entwicklung energiebedingte CO₂-Emissionen nach Sektoren in Deutschland 1990-2020 (4)

**Jahr 2020: Gesamt 644,5 Mio. t CO₂; Veränderung 1990/2020 – 34,6%; 7,7 t CO₂ /Kopf;
THG-Anteil 87,2% von 739,5 Mio. t CO₂ Äqui.**



	1990	1992	1994	1996	1998	2000	2002	2004	2006	2008	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020
Haushalte	129	123	128	142	132	118	121	113	113	107	106	90	94	100	82	85	
Gewerbe, Handel, Dienstleistung ¹	86	72	63	76	63	54	58	48	54	49	47	43	41	44	41	41	
Industrie ²	185	153	141	135	135	129	121	117	119	126	124	125	120	121	120	126	
Verkehr	162	171	172	175	179	181	175	168	156	153	153	155	153	158	158	159	
Energiewirtschaft	424	387	374	371	353	355	369	380	377	364	352	349	359	362	342	330	
Summe	986	907	878	900	863	836	844	827	819	799	781	761	766	785	744	742	645

* Daten 2020 vorläufig, Stand 3/2021

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2020 = 83,2 Mio.

Angaben mit diffuse Emissionen bei der Gewinnung, Umwandlung und Verteilung von Brennstoffen (Jahr 1990/2019 4,1 / 2,0 Mio. t CO₂)

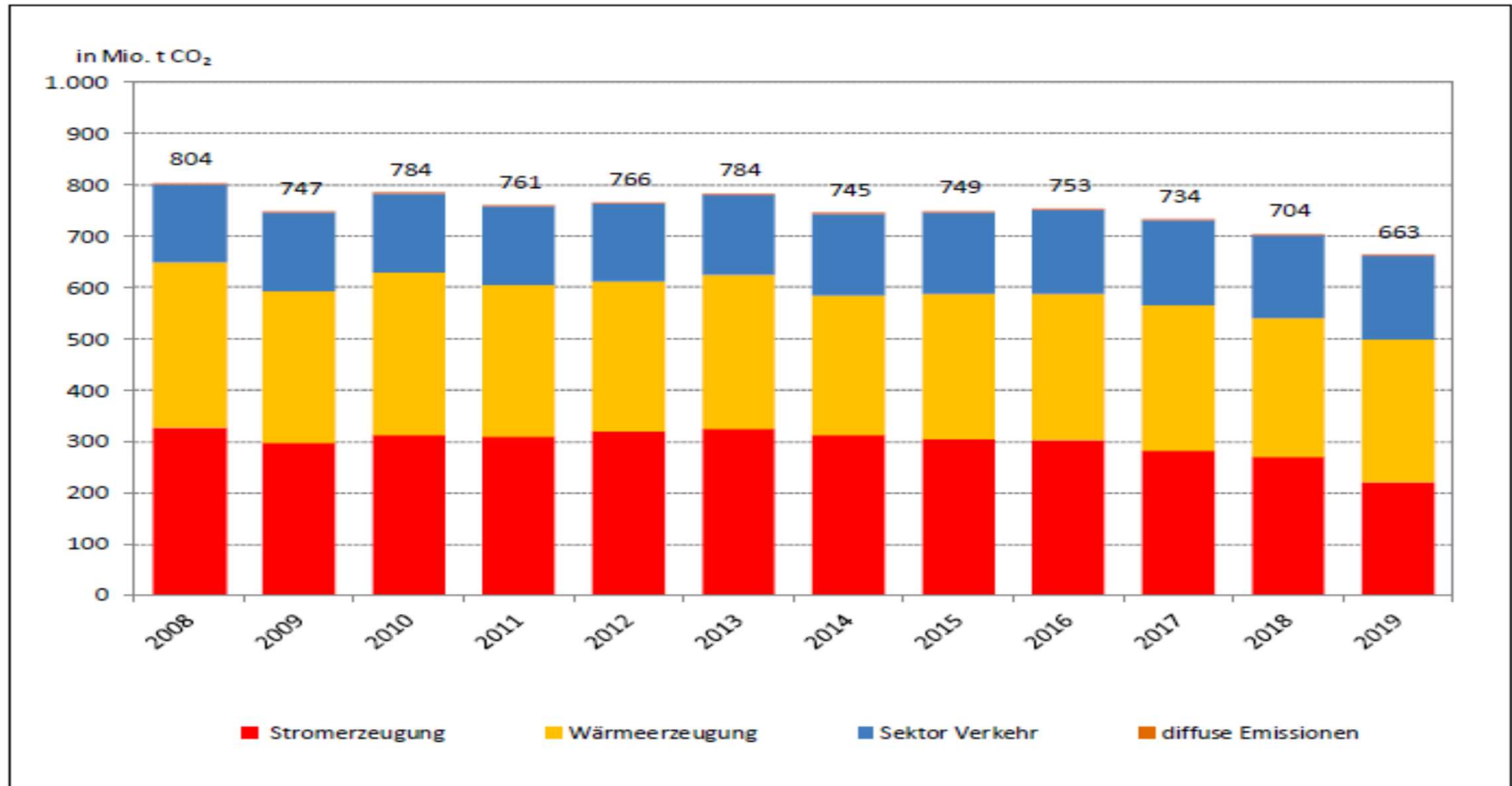
1 einschließlich Militär und Landwirtschaft (energiebedingt)

2 enthält nur Emissionen aus Industriefeuerungen, keine Prozessemissionen

Entwicklung energiebedingte CO₂-Emissionen der Sektoren Strom, Wärme, Verkehr sowie diffuse Emissionen in Deutschland 2008-2020 (5)

**Jahr 2020: Gesamt 644,5 Mio. t CO₂; Veränderung 1990/2020 – 34,6%; 7,7 t CO₂ /Kopf;
THG-Anteil 87,2% von 739,5 Mio. t CO₂ Äqui.**

Abbildung 8.3: Energiebedingte CO₂-Emissionen der Sektoren Strom, Wärme, Verkehr sowie diffuse Emissionen



Quelle: UBA 12/2020

* Daten 2020 vorläufig, Stand 03/2021

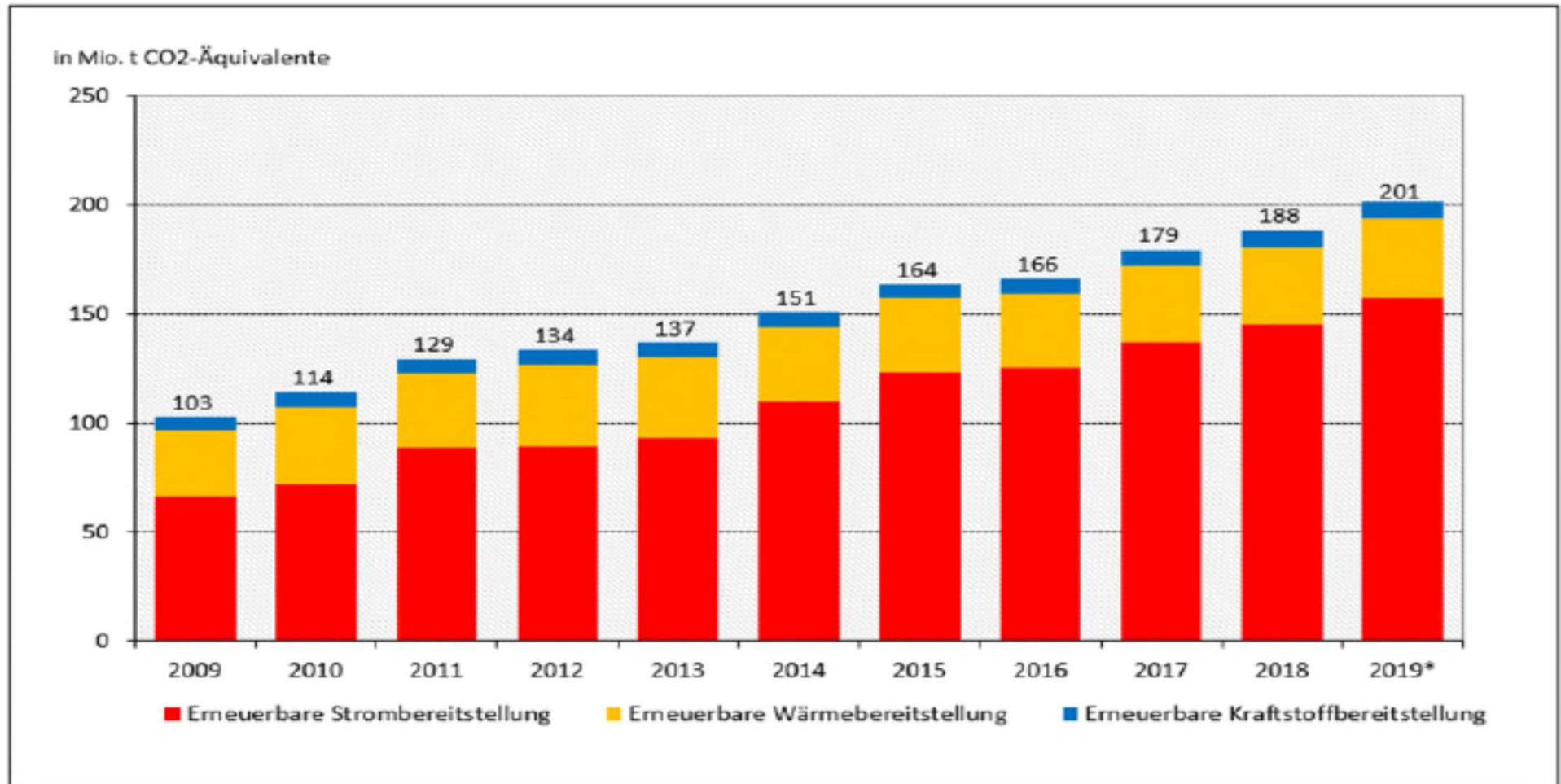
Bevölkerung (Jahresdurchschnitt Basis Zensus ab 2011) Jahr 2020= 83,2 Mio.

Quelle: UBA 01/2021 aus BMWI – 8. Monitoringbericht zur Energiewende, Berichtsjahr 2018/19, S. 125, Stand 01/2021; UBA 3/2021

Entwicklung durch erneuerbare Energien vermiedene Treibhausgasemissionen mit Beitrag Strombereitstellung in Deutschland 2008-2019 (6)

Jahr 2019: Gesamt 201 Mio. t CO₂ Äqui, Veränderung zum VJ + 6,9%
Beitrag Strom 158 Mio. t CO₂ Äqui., Anteil 78,6%

Abbildung 8.4: Durch erneuerbare Energien vermiedene Treibhausgasemissionen



* Vorjahresschätzung / vorläufige Daten
Quelle: BMWi auf Basis UBA 08/2020

Entwicklung energiebedingte CO₂-Emissionen nach Quellen in Deutschland 1990-2018 (7)

Jahr 2018: Gesamt 708 Mio. t CO₂; Veränderung 1990/2018 – 28,2%; 8,5 t CO₂ /Kopf;
THG-Anteil 81,8% von 866 Mio. t CO₂ Äqui.

CO₂-Emissionen in Deutschland - Schätzung für das Jahr 2018

Emissionsquellen	2017	2018	Veränderung	
	Mio. t	Mio. t	Mio. t	%
Energiebedingte Emissionen	747,9	710,1	-37,8	-5,0
Mineralöle	259,3	246,7	-12,6	-4,9
Erdgas und Grubengas	173,7	165,6	-8,1	-4,7
Steinkohlen	124,0	110,6	-13,4	-10,8
Braunkohlen	165,3	161,6	-3,6	-2,2
Sonstige ¹⁾	23,3	23,2	0,0	-0,1
diffuse Emissionen ²⁾	2,4	2,4	0,0	0,0
Industrieprozesse	45,0	44,8	-0,1	-0,3
Lösemittel/ Produktverwendung³⁾	5,1	5,0	0,0	-0,7
Gesamtsumme	798,0	760,0	-38,0	-4,8

1) fossiler Abfallanteil, Ersatzbrennstoffe und Emissionen durch Rauchgasentschwefelung

2) durch Förderung, Aufbereitung und Umwandlung von Brennstoffen

3) inklusive Bodenkalkung und Harnstoffanwendung in der Landwirtschaft

Quelle: © UBA Emissionssituation

Stand: 04.04.2019

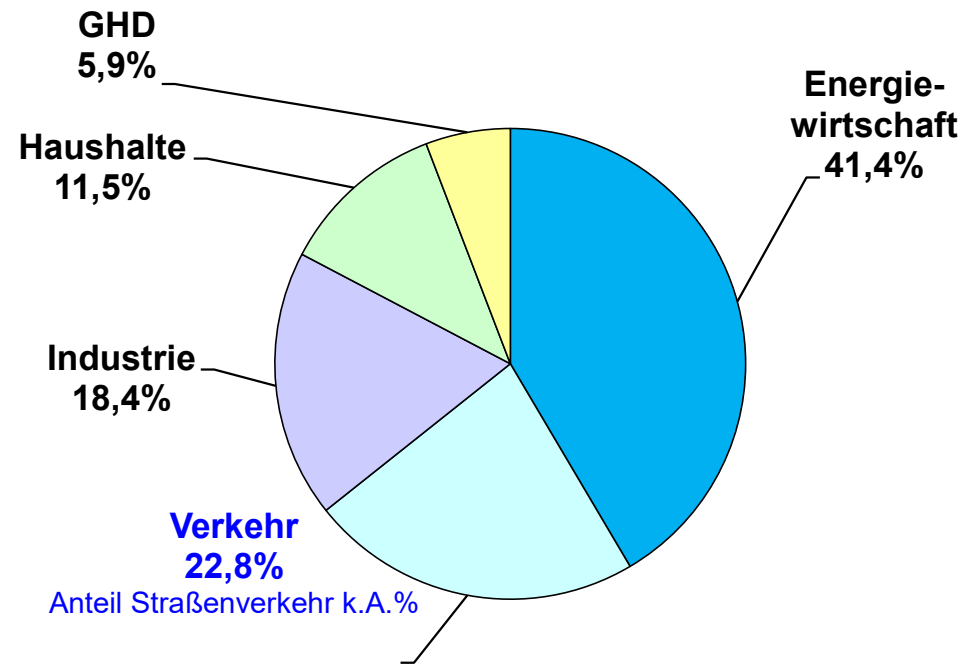
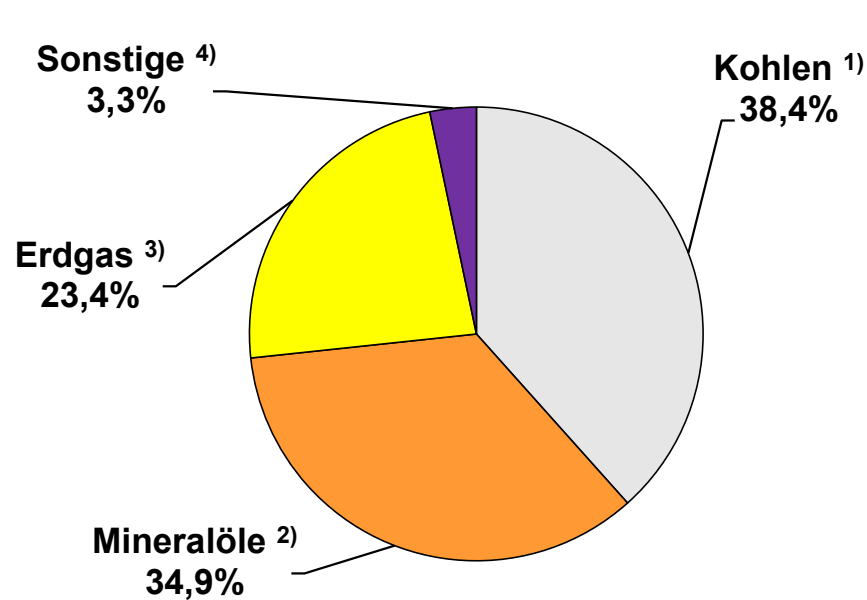
Quelle: BMU – Pressemitteilung Klimabilanz 2018 in Deutschland vom 4. April 2019; BMWI 9/2019

Energiebedingte Kohlendioxid (CO₂)-Emissionen nach Energieträgern und Sektoren in Deutschland 2018 (8)

Aufteilung nach Energieträgern (Tab. 11)

Aufteilung nach Sektoren (Tab. 9)

Gesamt 708 Mio. t CO₂; Veränderung 90/18 - 28,2%
8,5 t CO₂/Kopf



Grafik Bouse 2019

* Daten 2018 vorläufig, Stand 9/2019

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2018: 82,9 Mio.

Jahr 1990 986 Mio. CO₂, Jahr 2018 708 Mio. CO₂

Angaben ohne diffuse Emissionen bei der Gewinnung, Umwandlung und Verteilung von Brennstoffen (Jahr 1990/2018 4,1/ 2,4 Mio. t CO₂)

1) Feste Brennstoffe: Anteile Braunkohle 22,8%, Steinkohle 15,6%

2) Flüssige Brennstoffe: Mineralöle, z.B. Kraftstoffe, Heizöl, Flüssig- und Raffineriegas, ohne Flugtreibstoffverbrauch für den internationalen Luftverkehr,

3) Gasförmige Brennstoffe: Erdgas, Erdölgas und Grubengas

4) Sonstige: z.B. Abfallanteil, Ersatzbrennstoffe und stat. Differenzen

Entwicklung der spezifischen Treibhausgas-Emissionen des deutschen Strommix 1990-2021 (1)

Entwicklung der spezifischen Treibhausgas-Emissionen des deutschen Strommix

Das Umweltbundesamt berechnet jährlich mehrere Indikatoren, die die Klimaverträglichkeit der Stromerzeugung und die Entwicklung ab dem Jahr 1990 charakterisieren.

„Direkte CO₂-Emissionen je Kilowattstunde Strom“ wird als „Emissionsfaktor für den deutschen Strommix“ bezeichnet.

Bei der Erzeugung einer Kilowattstunde Strom für den Endverbrauch ohne Berücksichtigung des Stromhandelsaldos wurden in Deutschland im Jahr 2019 durchschnittlich 411 g Kohlendioxid als direkte Emissionen aus der Verbrennung fossiler Energieträger emittiert. Das sind 353 g CO₂/kWh oder ca. 46,2 % weniger als im Jahr 1990.

Für das Jahr 2020 sind dies auf der Basis vorläufiger Daten 375 g CO₂/kWh. Hochgerechnete Werte für das Jahr 2021 ergeben 420 g CO₂/kWh.

Der spezifischen Emissionsfaktor der Treibhausgase beträgt 769 g CO₂-Äquivalente/kWh für das Jahr 1990. Berücksichtigt man darüber hinaus die Emissionen der Vorketten, ergibt sich ein spezifischen Emissionsfaktor der Treibhausgase mit Vorketten von ca. 860 g CO₂-Äquivalente/ kWh für das gleiche Basisjahr 1990.

Bis zum Jahr 2020 ist ein stetiger Rückgang des spezifischen Emissionsfaktors der Treibhausgase ohne Vorketten auf 382 g CO₂-Äquivalente /kWh und mit Vorketten auf 438 g CO₂-Äquivalente /kWh zu verzeichnen. Für das Jahr 2021 betragen die Schätzungen zu den spezifischen Emissionsfaktoren der Treibhausgase ohne Vorkette 428 g CO₂-Äquivalente /kWh und mit Vorkette 485 g CO₂-Äquivalente/kWh.

Ursache für den Rückgang der spezifischen Emissionen in 2020 sind der gestiegene Anteil der Erneuerbaren Energien im Strommix, der gesunkene Anteil der Stromerzeugung aus Kohlen sowie der gestiegene Anteil der Stromerzeugung aus Erdgas, welches im Vergleich zu den Kohlen einen niedrigeren Emissionsfaktor aufweist. Der Trend wird zudem durch die Corona Pandemie und die damit eingehende Reduktion der Stromnachfrage verstärkt.

Die wirtschaftliche Erholung trotz anhaltender Pandemie in 2021 und die geringere Erzeugung der Erneuerbaren Energien im Vergleich zum Vorjahr führt im Jahr 2021 wieder zu höheren Emissionen. Verstärkt wurde diese Entwicklung durch den vermehrten Einsatz von Kohle zur Stromerzeugung aufgrund der gestiegenen Erdgaspreise.

Gemäß internationalen Bilanzierungsvorgaben (1) sind alle Emissionen der Stromerzeugung – also auch Stromhandelsüberschüsse – dem Land zuzurechnen, in dem sie entstehen. Der diese Bilanzierungsvorgaben berücksichtigende CO₂-Faktor erhöht sich damit entsprechend dem Stromhandelsaldo.

In die aktuelle Veröffentlichung wurde erstmalig auch eine Berechnung und Ausweisung der spezifischen Treibhausgasemissionen mit und ohne Vorketten aufgenommen. Für die Emissionen wurden die Treibhausgase Methan und Lachgas neben den bereits bisher betrachteten CO₂- Emissionen berücksichtigt.

Deutschland weist seit dem Jahr 2003 beim Stromexport einen Überschuss auf, der im Jahr 2017 mit einem Stromhandelsaldo von 52,5 TWh einen Höchststand erreicht hat und seither bis zum Jahr 2021 auf fast 18 TWh zurück gegangen ist.

Zur Berücksichtigung dieser Effekte wird ein CO₂-Emissionsfaktor für den deutschen Strommix unter Berücksichtigung des Stromhandelsaldos – im Folgenden genannt „Emissionsfaktor Strominlandsverbrauch für den deutschen Strommix“. Die Entwicklung dieses Faktors ist neben dem „Emissionsfaktor Strommix“ in Tabelle 1 dargestellt. Der Unterschied zwischen beiden Bilanzierungsmethoden liegt im Jahr 2021 bei 15 g CO₂/kWh bzw. 7 Mio. t CO₂. Um diese Menge würden sich die deutschen CO₂-Emissionen aus dem Stromsektor reduzieren, wenn das Stromhandelsaldo ausgeglichen wäre.

Seit dem Jahr 2020 wird neben den direkten Verbrennungsemissionen die Systemgrenze noch um eine Lebenszyklusbetrachtung erweitert, sodass auch die indirekten Emissionen angegeben werden. Hierzu zählen Emissionen, die außerhalb der Umwandlungsprozesse in den sog. Vorketten entstehen, wie z. B. bei der Herstellung von Anlagen zur Energieumwandlung oder der Gewinnung und Bereitstellung von Primär- und Sekundärenergieträgern. Dieser CO₂-Emissionsfaktor inkl. Vorketten- Emissionen wird im Rahmen der Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger (14) verwendet. In diesem Kontext werden auch die THG-Emissionen (in CO₂-Äquivalenten) der deutschen Stromerzeugung ermittelt. (vgl. hierzu Tabelle 2).

Methodenverbesserungen und Datenaktualisierungen entsprechend dem Stand der Energiestatistik und der internationalen Emissionsberichterstattung wurden übernommen (siehe auch Kapitel ergänzende Hinweise zu den Datengrundlagen).

Die Details sind in Tabelle 1 zusammengefasst.

Quelle: UBA – Climate Change „ Entwicklung der spezifischen Treibhaus-Emissionen des deutschen Strommix 1990-2021“, 4/2022;

Emissionsfaktoren der Energieträger zur Stromerzeugung entsprechend Datenbank ZSE in Deutschland, Stand 2/2022 (2)

C Anhang 3: Emissionsfaktoren entsprechend ZSE

Material	[kg CO ₂ /TJ]
Andere Mineralölprodukte	80403
Braunkohlenbriketts	99212
Braunkohlenstaub-/Wirbelschichtkohle	97521
Deponiegas	111396
Dieselmkraftstoff	74027
Erdgas	55826
Flüssiggas	66333
Gicht- u. Konvertergas	256388
Grubengas	68118
Hartbraunkohle	94420
Hausmüll/Siedlungsabfall fossil	91510
Heizöl, leicht	74020
Heizöl, schwer	79671
Industriemüll fossil	71133
Klär gas	104894
Kokerei-/Stadtgas	40997
Petrolkoks	103429
Raffineriegas	58032
Rohbraunkohle Helmstedt	97920
Rohbraunkohle Hessen	102472
Rohbraunkohle Lausitz	110213
Rohbraunkohle Mitteldeutschland	103586
Rohbraunkohle Rheinland	113321
Rückstände Papierindustrie, fossil	86222
Sonderabfall	82989
Sonstige hergestellte Gase	1770 kg/1000m ³
Steinkohle	93572
Steinkohlenbriketts	95913
Steinkohlenkoks	108317

Quelle: Umweltbundesamt, ZSE aktuell Stand 02/2022

Entwicklung der spezifischen Treibhausgas-Emissionen des deutschen Strommix 1990-2021 (1)

Tabelle 1: Gerundete Ausgangsgrößen und Berechnungsergebnis: Emissionen der Stromerzeugung Stromverbrauch und Emissionsfaktor des Stroms

Jahr	Kohlendi-oxidemissionen der Stromerzeugung ¹ [Mio. t]	Stromverbrauch ² [TWh]	CO ₂ -Emissionsfaktor Strommix ³ [g/kWh]	Stromverbrauch unter Berücksichtigung des Stromhandels-saldos ⁴ [TWh]	CO ₂ -Emissionsfaktor Strominlandsverbrauch ⁵ [g/kWh]	Kohlendi-oxidemissionen der Stromerzeugung unter Berücksichtigung Handels-saldo ⁶ [Mio. t]	CO ₂ -Äquivalente Emissionsfaktor ohne Vorketten [g/kWh]	CO ₂ -Äquivalente Emissionsfaktor mit Vorketten [g/kWh]	Emissionen Kohlend-oxid-äquivalente der Stromerzeugung [Mio. t]
1990	366	479	764	480	763	367	769	860	369
1991	361	473	764	473	765	361	769	864	364
1992	345	472	730	467	739	341	735	827	347
1993	335	462	726	462	725	335	731	825	337
1994	335	464	722	467	718	337	727	821	338
1995	335	470	713	475	706	338	718	812	337
1996	336	490	684	485	692	332	689	782	338
1997	325	486	668	483	673	323	673	764	327
1998	329	491	670	490	671	328	675	767	331
1999	318	492	647	493	645	319	652	739	321
2000	327	507	644	510	640	329	649	736	329
2001	335	509	659	512	655	337	664	748	338
2002	338	517	653	524	645	342	658	740	340
2003	340	535	635	532	639	338	640	722	343
2004	333	541	615	539	618	331	620	698	336
2005	333	545	611	540	616	330	616	678	336
2006	339	562	604	545	623	329	609	672	342
2007	351	563	622	547	641	340	628	693	354
2008	328	564	581	544	603	316	587	650	332
2009	299	528	567	515	580	292	573	636	302
2010	313	563	556	548	571	305	562	636	317
2011	310	546	569	542	572	308	575	647	314
2012	321	559	574	539	596	309	581	653	325
2013	326	568	573	536	607	307	580	654	330
2014	312	558	559	525	595	293	566	639	316
2015	304	576	528	528	576	279	536	600	309

Jahr	Kohlendi-oxidemissionen der Stromerzeugung ¹ [Mio. t]	Stromverbrauch ² [TWh]	CO ₂ -Emissionsfaktor Strommix ³ [g/kWh]	Stromverbrauch unter Berücksichtigung des Stromhandels-saldos ⁴ [TWh]	CO ₂ -Emissionsfaktor Strominlandsverbrauch ⁵ [g/kWh]	Kohlendi-oxidemissionen der Stromerzeugung unter Berücksichtigung Handels-saldo ⁶ [Mio. t]	CO ₂ -Äquivalente Emissionsfaktor ohne Vorketten [g/kWh]	CO ₂ -Äquivalente Emissionsfaktor mit Vorketten [g/kWh]	Emissionen Kohlend-oxid-äquivalente der Stromerzeugung [Mio. t] ⁷
1990	366	479	764	480	763	367	769	860	369
2016	304	579	524	529	574	277	531	595	308
2017	283	582	487	530	535	258	494	553	288
2018	271	572	473	523	518	248	481	538	275
2019	223	542	411	509	438	209	419	474	227
2020*	191	510	375	492	389	184	382	438	195
2021* *	219	522	420	504	435	212	428	485	223

2020 *vorläufig 2021 ** geschätzt

Quellen: Umweltbundesamt eigene Berechnungen Februar 2022

1 UBA Berechnungen auf Grundlage des deutschen Treibhausgasinventares 1990-2021

2 Stromverbrauch = Bruttostromerzeugung (eigene Berechnung AGEB und AGEE-Stat) - Kraftwerkseigenverbrauch - Pumpstrom-Leitungsverluste

3 UBA-Berechnungen auf der Grundlage der Daten der Emissionsinventare auf Datenbasis der AGEB (Veröffentlichung AGEB 2021 Energiebilanz 2020 unveröff. und des Statistischen Bundesamtes)

4 Stromverbrauch incl. Stromhandels-saldo = Bruttostromerzeugung (eigene, AGEB + AGEE-Stat) - Kraftwerkseigenverbrauch - Pumpstrom-Leitungsverluste + (Stromhandels-saldo destatis)

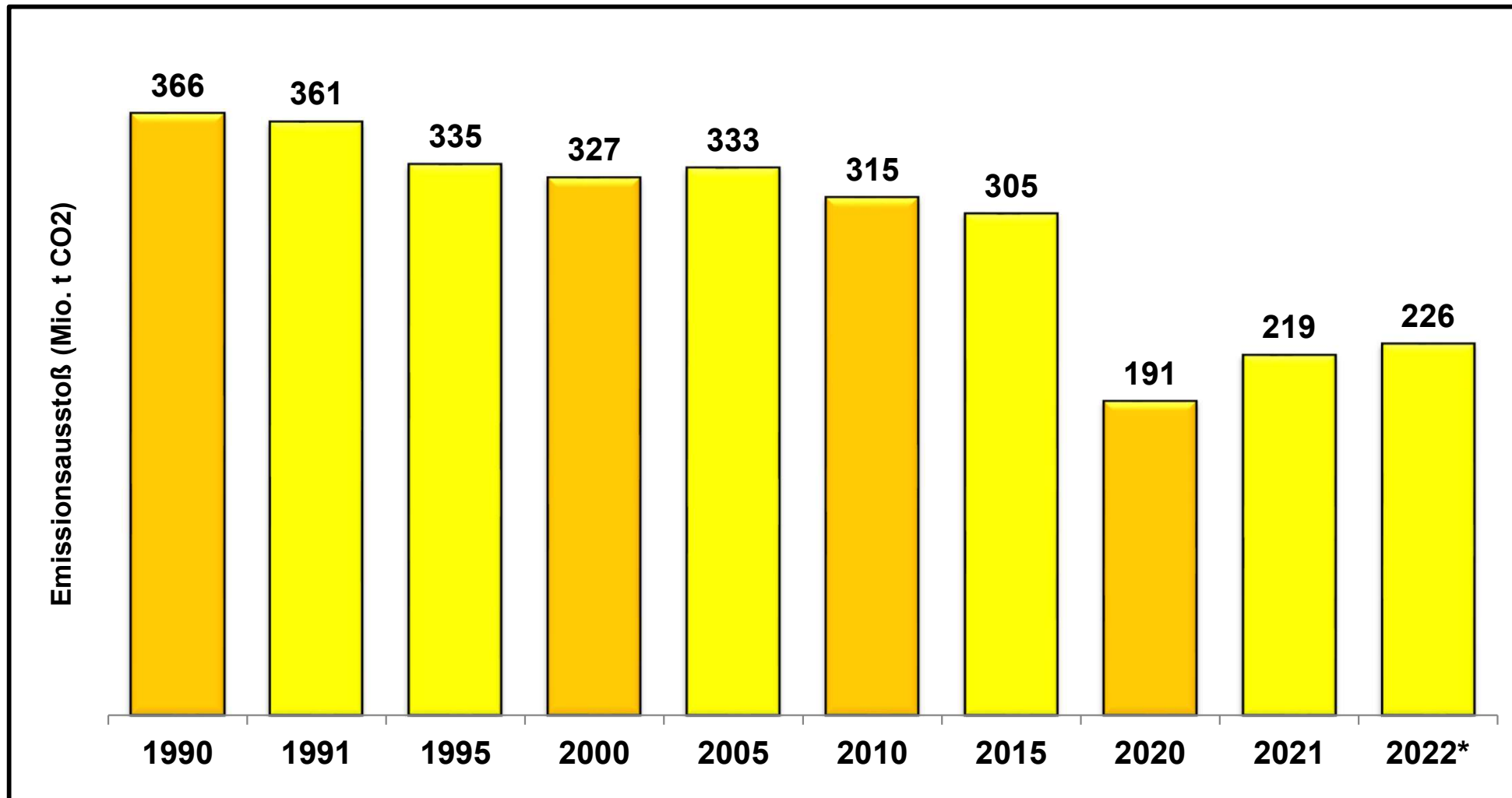
5 UBA Berechnungen unter Berücksichtigung des Stromhandels-saldos (destatis)

6 Emissionen der Stromerzeugung abzüglich der Emissionen die dem Stromhandels-saldo zugerechnet wurden

7 UBA Berechnungen unter Berücksichtigung CH4 und N2O

Entwicklung energiebedingte Kohlendioxid CO₂-Emissionen zur Stromerzeugung in Deutschland 1990-2022 (2)

Jahr 2022: Gesamt 226 Mio. t CO₂; Veränderung 1990/2022 - 38,3%,
Strommix 432 g/kWh



Grafik Bouse 2023

* Daten 2022 vorläufig, Stand 1/2023

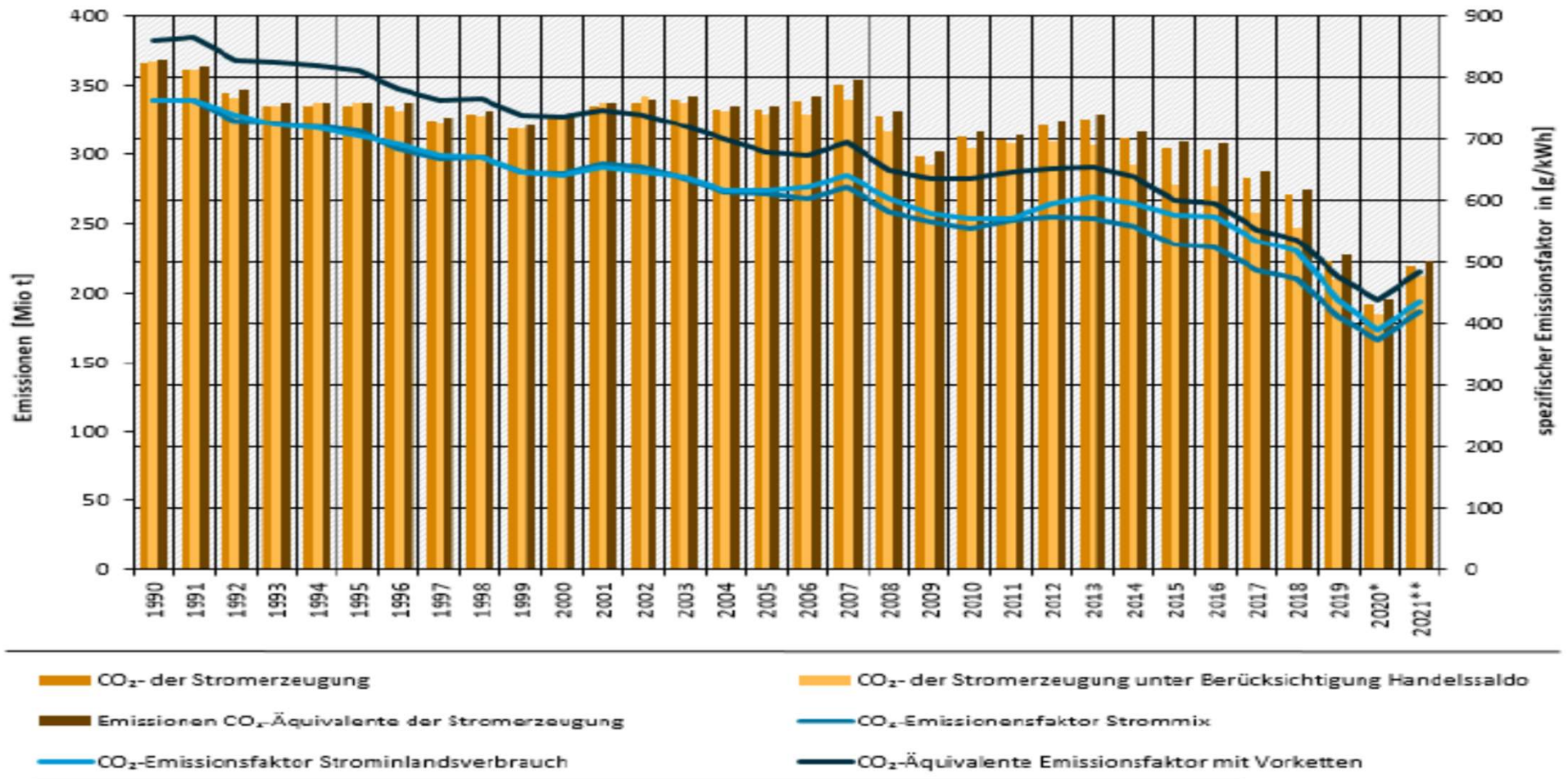
Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2022: 83,8 Mio.

Quellen: Umweltbundesamt (UBA) aus BMWI – Energiedaten gesamt, Tab. 11; 1/2022; Agora Energiewende – Energiewende in Deutschland, Stand der Dinge 2022, 1/2023
aus www.agora-energiewende.de

Entwicklung energiebedingte Kohlendioxid CO₂-Emissionen zur Stromerzeugung in Deutschland 1990-2022 (3)

**Jahr 2022: Gesamt 226 Mio. t CO₂; Veränderung 1990/2022 - 38,3%,
Strommix 432 g/kWh**

Entwicklung der spezifischen Emissionen des deutschen Strommix 1990-2020 und erste Schätzungen 2021 im Vergleich zu Emissionen der Stromerzeugung



2020* vorläufig; 2021** geschätzt

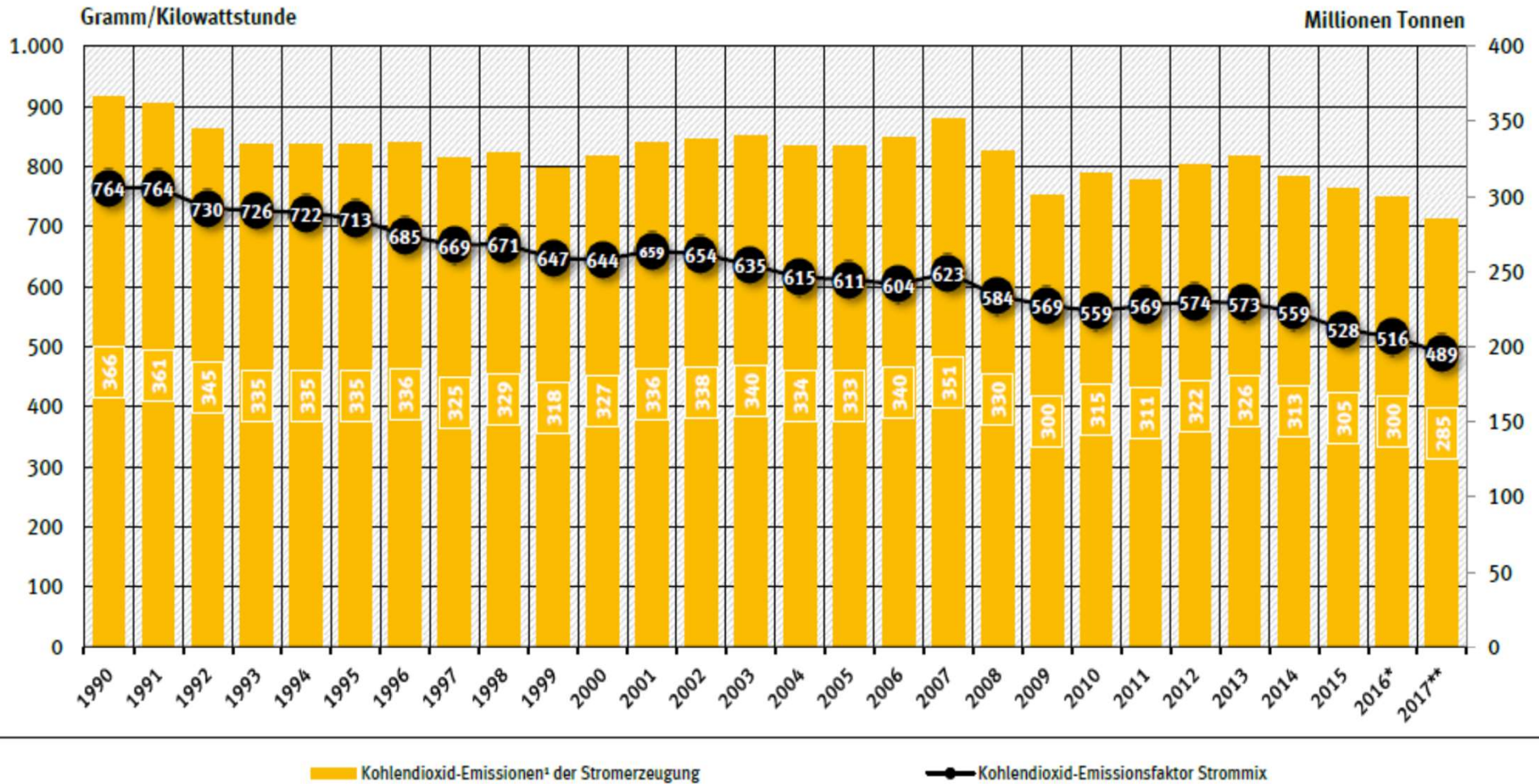
Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2020: 83,8 Mio.

Quellen: Umweltbundesamt; eigene Berechnungen März 2022

Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen (CO₂) des deutschen Strommix und der absoluten Emissionen 1990-2022 (4)

**Jahr 2022: Gesamt 226 Mio. t CO₂; Veränderung 1990/2022 - 38,3%,
Strommix 432 g/kWh**

Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommixes¹



¹ Strommix inklusive fossiler, nuklearer und erneuerbarer Energieträger

Quelle: Umweltbundesamt, eigene Berechnungen, Stand 03/2018

* hochgerechnete Daten

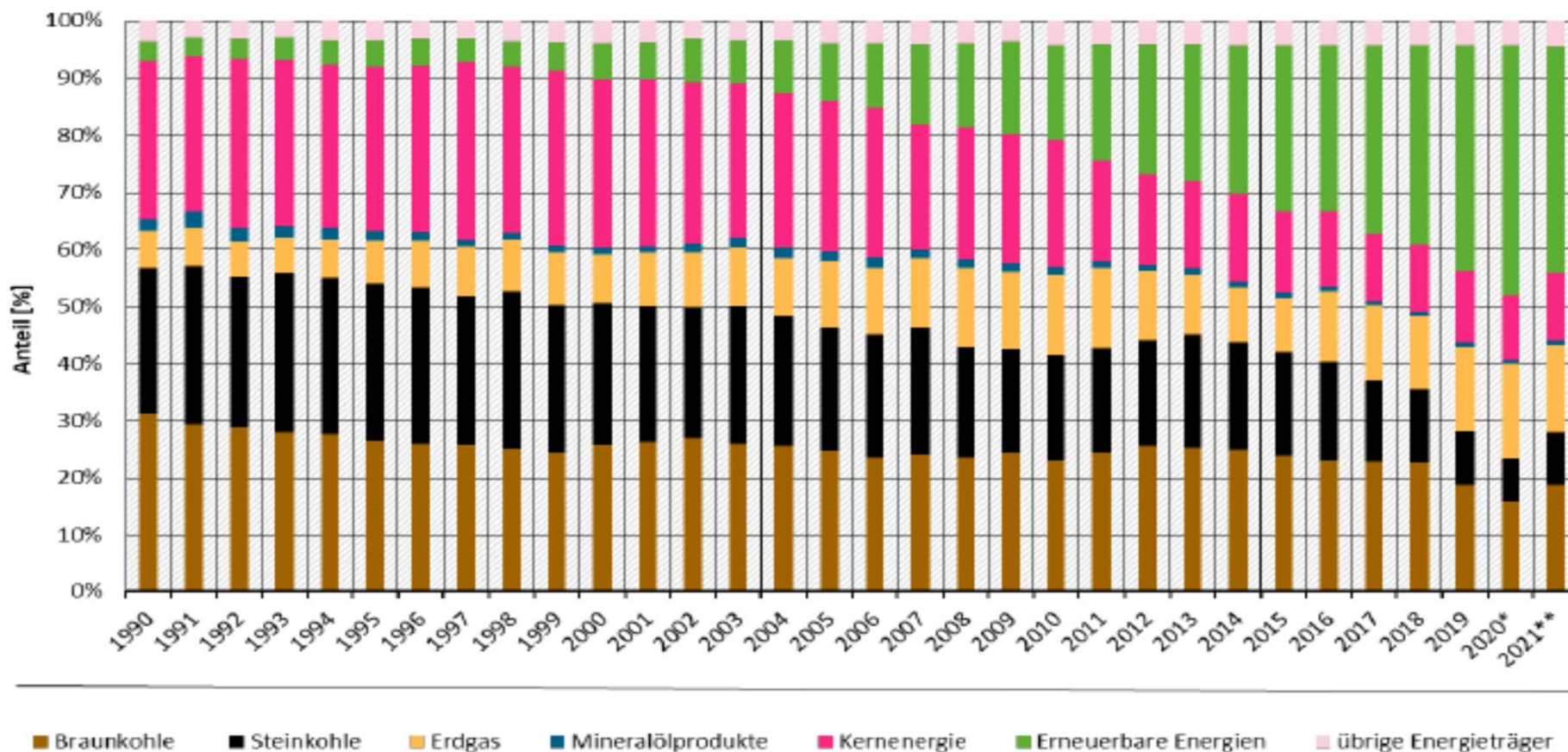
** Expertenschätzung (nur für Kohlendioxid-Emissionen)

1) CO₂-Emissionsfaktor Strommix bezogen auf Netto-Stromverbrauch = Bruttostromerzeugung - Kraftwerkseigenverbrauch - Pumpstrom-Leitungsverluste

Entwicklung energiebedingte Kohlendioxid-Emissionen (CO₂) der Stromerzeugung nach Energieträgern in Deutschland 1990-2022 (5)

Jahr 2022: Gesamt 226 Mio. t CO₂; Veränderung 1990/2022 - 38,3%,
Strommix 432 g/kWh

Abb. 3: Anteil der Energieträger an der Bruttostromerzeugung – „Deutscher Strommix“



* vorläufig z.T. geschätzt

Quelle: AGE Stand Februar 2022, eigene Berechnungen UBA, AGEE - Stat 02/2022

* Daten 2019 vorläufig, Stand 4/2020

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2021: 83,2 Mio.

1) Sonstige: Gichtgas, Grubengas, Kokereigas, Brenngas

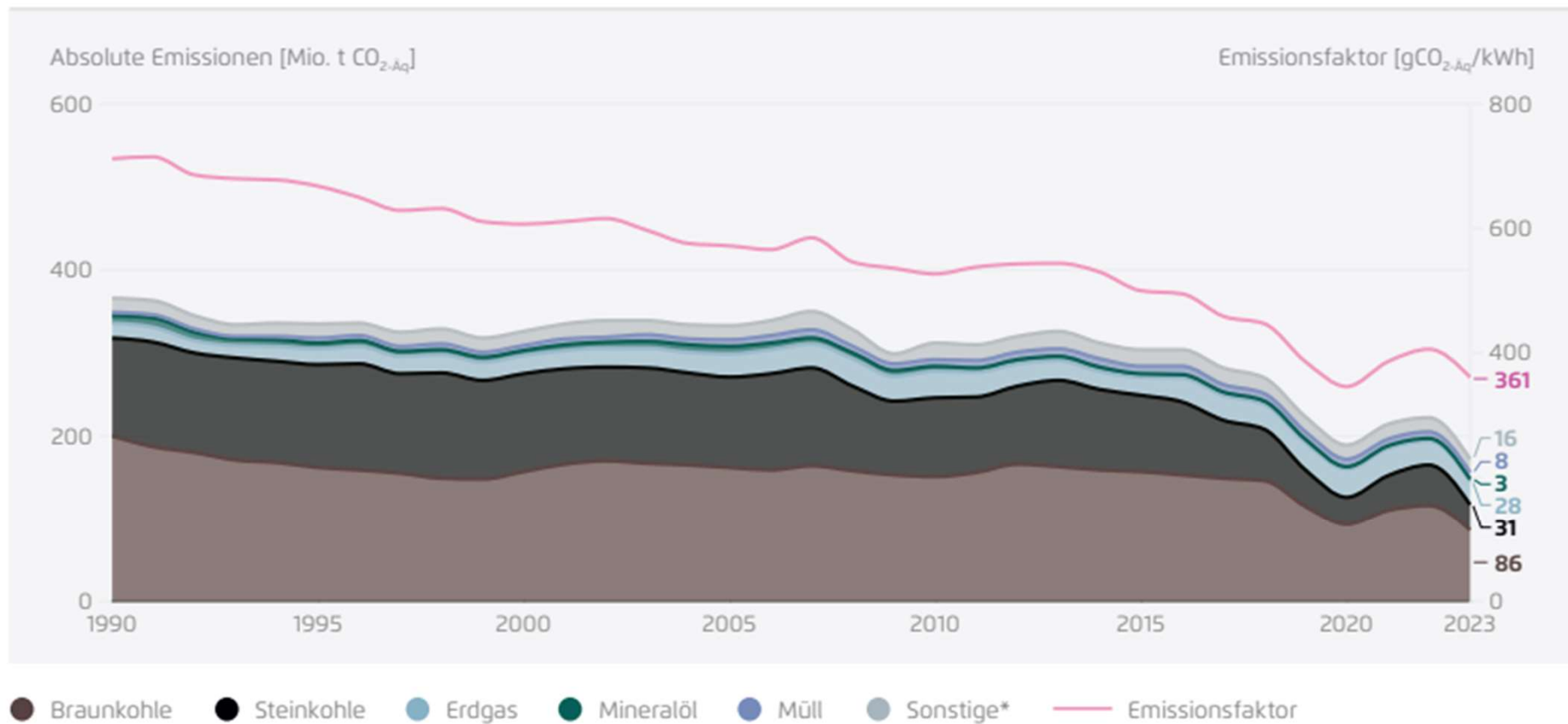
Quellen: UBA – Climate Change „Entwicklung der spezifischen Treibhausgas-Emissionen des deutschen Strommix 1990-2021“, S. 23, 4/2022;

Entwicklung Emissionen und Emissionsfaktor des Strommix in Deutschland 1990-2023 (6)

**Jahr 2023: Gesamt 172 Mio. t CO₂; Veränderung 90/2023 - 38,3%,
Strommix 361 g/kWh, Veränderung 90/22 - 39,2%**

Mit der fossilen Stromerzeugung sank auch der CO₂-Ausstoß je kWh

→ Abb. 4_11



UBA (2023c), AGEb (2023b) • Absolute Emissionen bezogen auf Bruttostromerzeugung exkl. Pumpspeicherkraftwerke; Emissionsfaktor bezogen auf Nettostromerzeugung inkl. Pumpspeicherkraftwerke; 2021 und 2022: vorläufige Daten; 2023: Prognose

Energiebedingte Kohlendioxid-Emissionen (CO₂) der Stromerzeugung nach Energieträgern in Deutschland 1990-2021 (7)

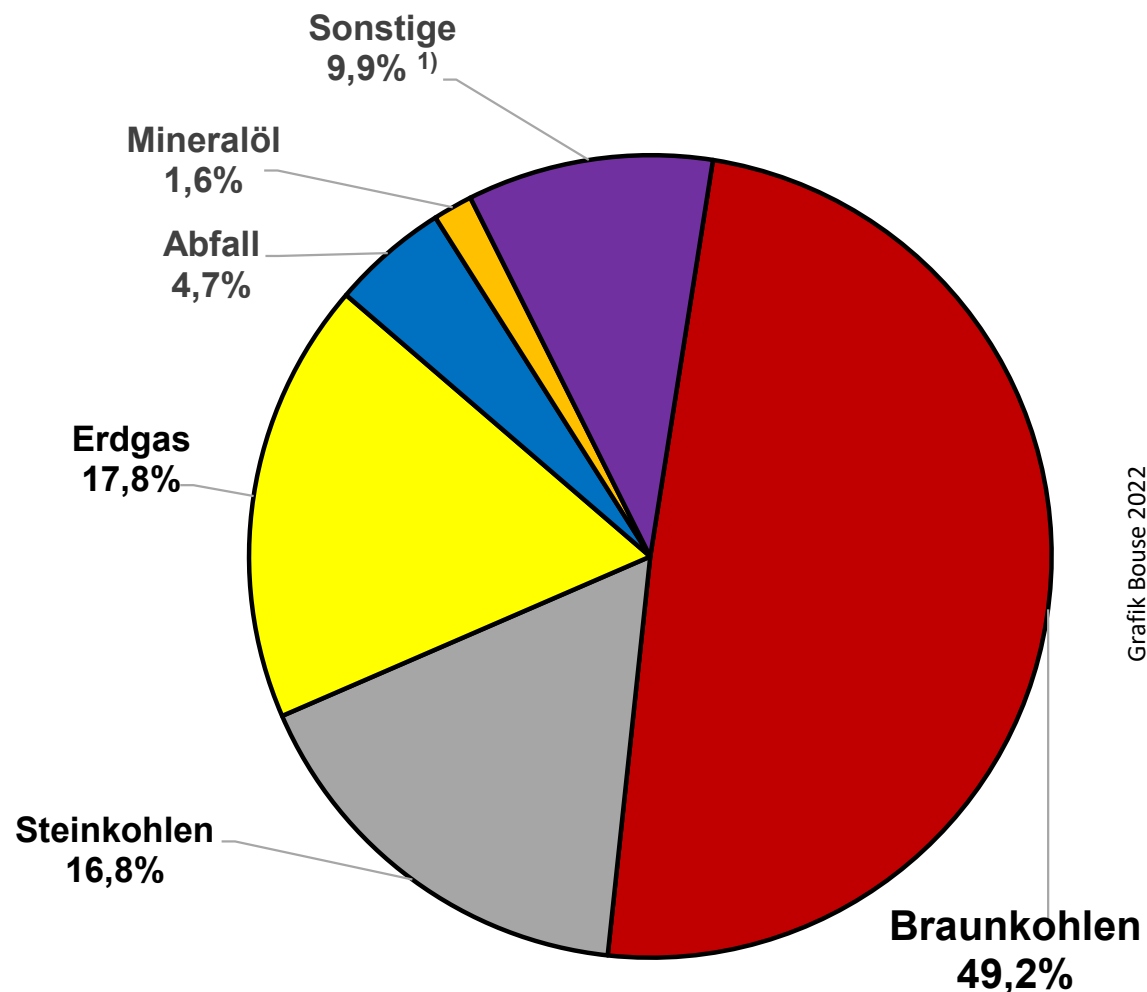
A Anhang 1: CO₂-Emissionen der Stromerzeugung gemäß Datenbank ZSE in Mio. t

	Braunkohlen	Steinkohlen	Erdgas	Mineralöle	Müll (fossil)	sonstige	gesamt
1990	200	118	18	9	4	17	366
1991	187	126	18	11	4	17	361
1992	180	120	15	10	4	16	345
1993	171	123	15	8	3	14	335
1994	168	122	18	8	4	16	335
1995	162	124	19	7	6	17	335
1996	159	128	21	7	6	15	336
1997	155	120	21	6	6	17	325
1998	149	127	22	6	7	18	329
1999	148	119	22	6	6	17	318
2000	157	118	22	6	6	17	327
2001	166	115	22	7	7	18	335
2002	170	113	23	7	6	20	338
2003	167	115	24	8	8	17	340
2004	165	111	25	9	7	17	333
2005	162	109	28	9	8	17	333
2006	159	116	29	8	9	18	339
2007	164	118	29	7	10	22	351
2008	158	102	33	7	8	20	328
2009	153	89	30	7	8	12	299
2010	151	95	32	6	8	20	313
2011	156	91	30	5	9	19	310
2012	166	94	27	5	9	19	321
2013	163	104	24	5	9	21	326
2014	159	97	22	5	10	19	312
2015	157	92	22	4	9	20	304
2016	153	88	29	4	10	20	304
2017	149	70	30	4	9	20	283
2018	146	62	30	4	9	19	271
2019	115	44	33	4	9	18	223
2020*	94	32	34	3	9	18	191
2021**	113	41	33	3	9	21	219

* vorläufige Daten ** geschätzte Daten Rundungen können zu abweichenden Summen führen
 Quellen: Umweltbundesamt, ZSE; Februar 2022

* Daten 2020 vorläufig, Stand 4/2022

Jahr 2020: Gesamt 191 Mio. t CO₂; Veränderung 1990/2020 – 47,8%, Strommix 375 g/kWh



Grafik Bouse 2022

Dominant sind die Kohleanteile mit 66,0%

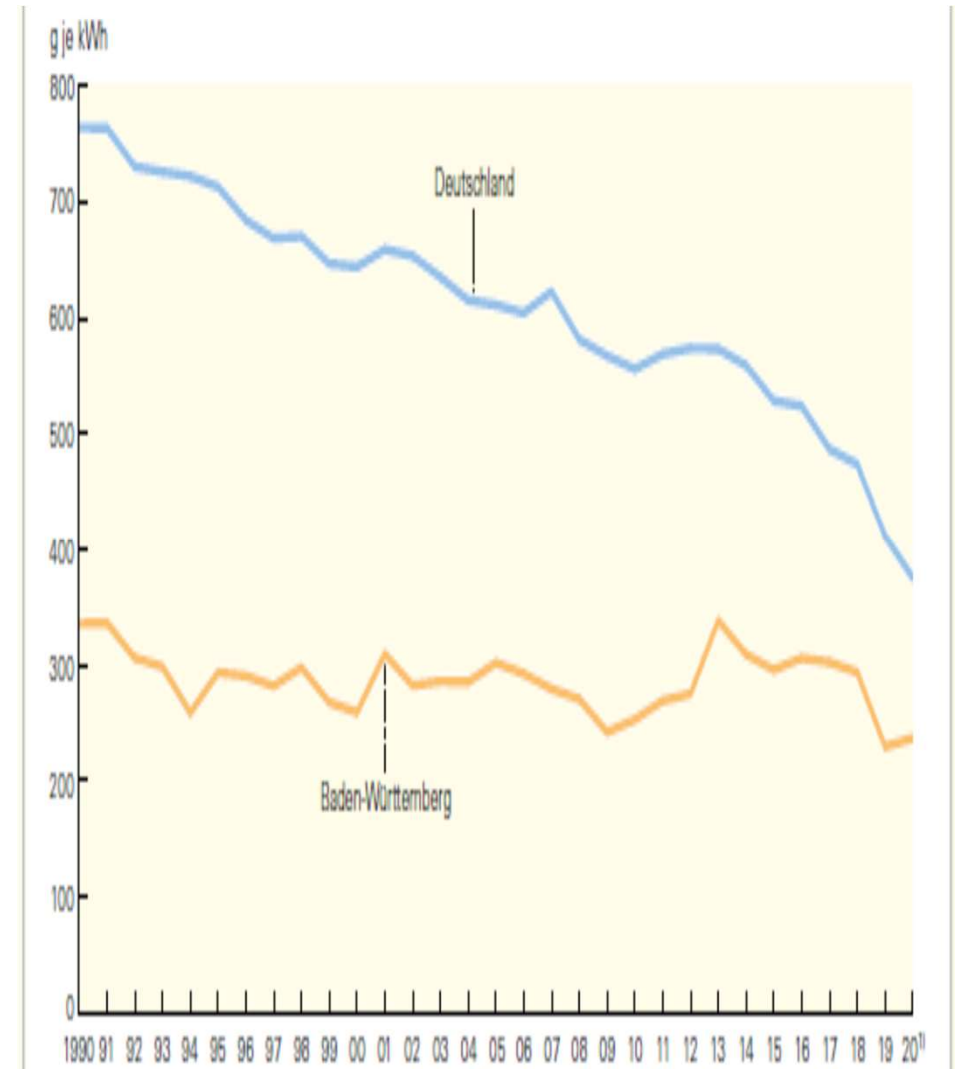
Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2020: 83,2 Mio.

Spezifische CO₂-Emissionen des Strommix in Baden-Württemberg und Deutschland 1990-2020

Jahr 2020: Spezifische CO₂-Emissionen BW 236 g/kWh, D 375 g/kWh

I-13 Spezifische CO₂-Emissionen des Strommix in Baden-Württemberg und Deutschland seit 1990

Gegenstand der Nachweisung	Einheit	1990	2000	2005	2010	2015	2019	2020 ¹⁾
CO ₂ -Emissionen aus der Stromerzeugung Baden-Württemberg	Mill. t	18	15	19	15	16	11	9
Nettostromerzeugung ²⁾ Baden-Württemberg	TWh	52	59	63	58	56	49	38
Spezifische CO ₂ -Emissionen des Strommix Baden-Württemberg	g/kWh	335	258	301	252	295	229	236
CO ₂ -Emissionen aus der Stromerzeugung Deutschland	Mill. t	366	327	333	313	304	223	191
Nettostromerzeugung ²⁾ Deutschland	TWh	479	507	545	563	576	542	510
Spezifische CO ₂ -Emissionen des Strommix Deutschland	g/kWh	764	644	611	556	528	411	375



* 1) Daten 2020 vorläufig, Stand 10/2022

2) Nettostromerzeugung ohne Pumpstromverbrauch und Netzverluste.

Quellen: Umweltbundesamt, Stand: Februar 2022. Länderarbeitskreis Energiebilanzen; Ergebnisse von Modellrechnungen in Anlehnung an den nationalen Inventarbericht (NIR) Deutschland 2021/22, Berechnungsstand: Frühjahr 2022 aus Stat. LA BW & UM BW – Energiebericht 2022, 10/2022; Stat. LA BW 10/2022, Stat. BA 6/2022

Entwicklung der spezifischen CO₂-Emissionen ²⁾ zur Stromversorgung in Deutschland 1990-2022 (1)

Nr.	Benennung	Ein-heit	1990	1991	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2021	2022	2023
1	Emissionsmenge	Mio. t	366	362	335	327	333	313	304	191	219	226	
2	- Brutto-Stromerzeugung (BSE)	Mrd. kWh	550	540	537	577	623	633	648	574	588	577	
	- Netto-Stromerzeugung (NSE) ¹⁾		479	474	470	507	545	563	576	547	557	547	
	- Netto-Stromverbrauch (NSV)		479	473	470	507	545	564	578	492	505	483	
3	- spez. Emissionen (BSE) ²⁾	g CO ₂ / kWh	665	670	611	624	535	498	471	333	372	391	
	- spez. Emissionen (NSE) ^{1,2)}		764	761	714	644	611	556	528	375	420	432	
	- spez. Emissionen (NSV) ²⁾		764	764	713	644	611	556	528	388	434	468	

* Daten 2022 vorläufig; Stand 1/2021

1) Netto-Stromerzeugung (NSE) ohne Pumpstromverbrauch und Nutzverluste nach UBA

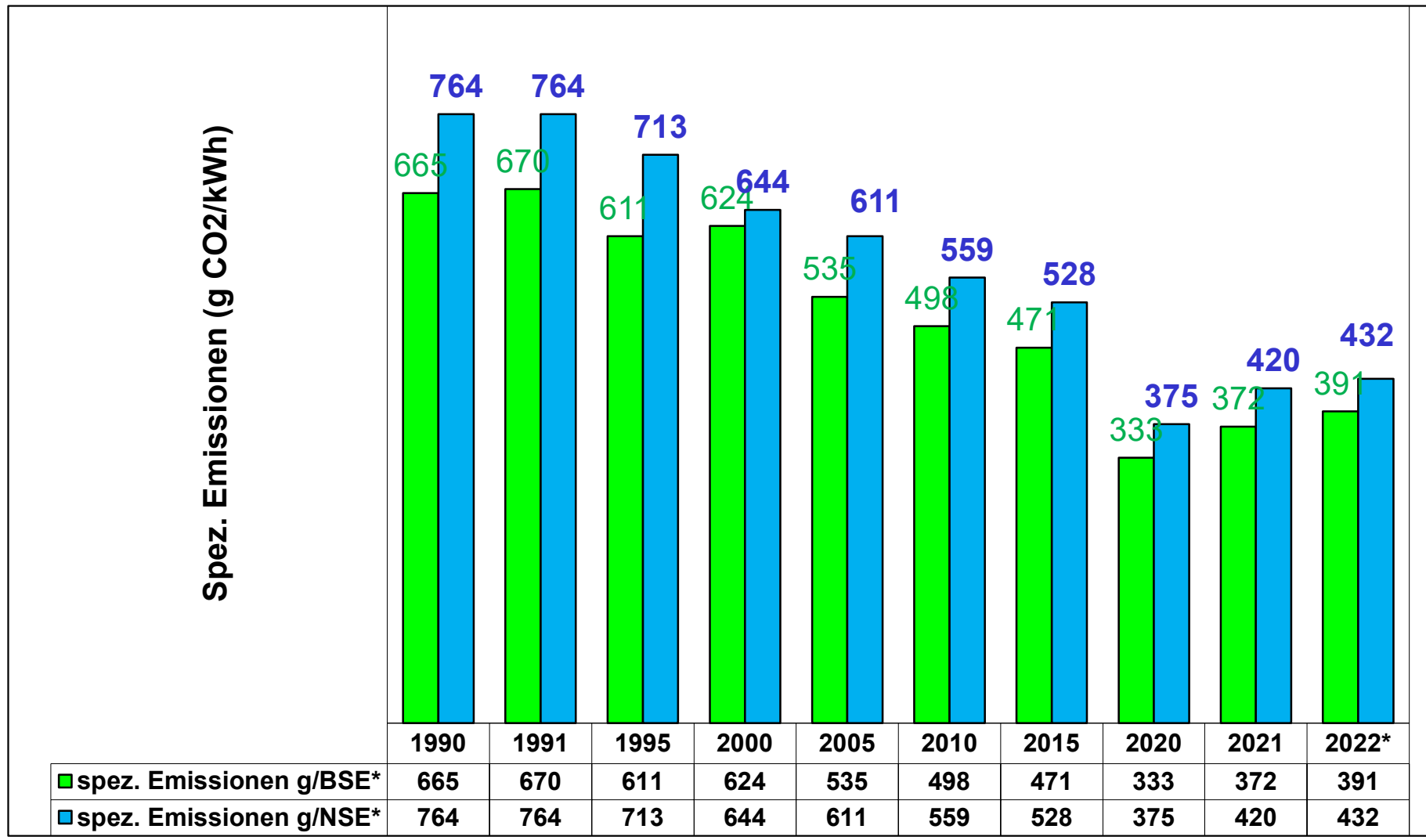
2) Spezifische Emissionsmengen bezogen auf BSE, NSE Netto-Stromverbrauch NSV = Bruttostromerzeugung - Kraftwerkseigenverbrauch – Pumpstrom - Leitungsverluste

Quellen: UBA Umweltbundesamt 3/2019; AGEb 12/2019, BMWI Energiedaten, Tab. 6, 8, 11, 21, 22a, 1/2022; UM BW & Stat. LA BW-Energiebericht 2022, 10/2022;

UBA Umweltbundesamt Climate Change „Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen (CO₂) des deutschen Strommix 1990-2022“, 4/2022;

Agora Energiewende – Energiewende in Deutschland 2022, 1/2023 www.agora-energiewende.de

Entwicklung der spezifischen CO₂-Emissionen ²⁾ zur Stromversorgung in Deutschland 1990-2022 (2)



Grafik Bouse 2023

* Daten 2022 vorläufig, Stand 1/2023

1) Netto-Stromerzeugung (NSE) ohne Pumpstromverbrauch und Nutzverluste nach UBA = Spezifische CO₂-Emissionen des Strommix

2) Spezifische Emissionen bezogen auf BSE und NSE

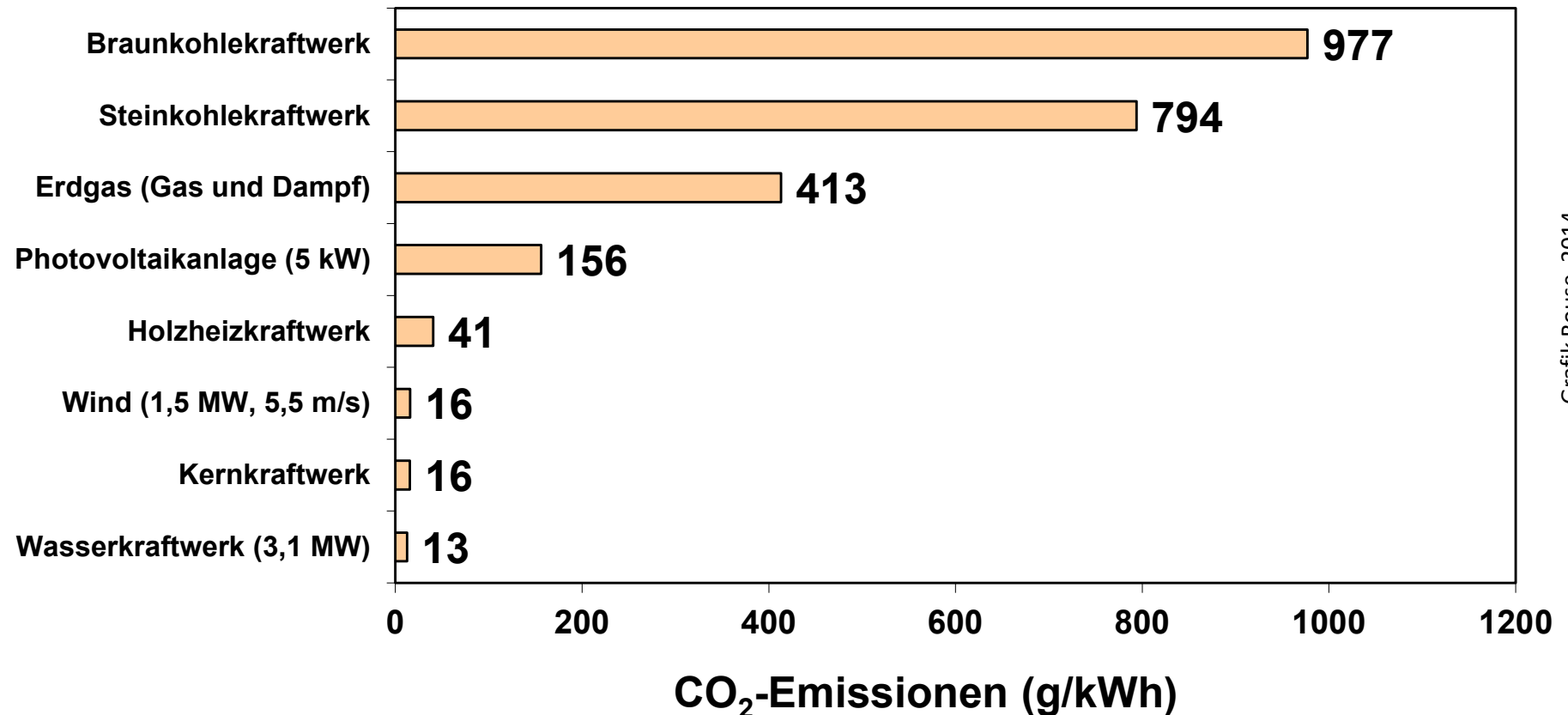
Quellen: UBA Umweltbundesamt 4/2022; AGEb 9/2022, BMWI Energiedaten, Tab. 6,11,21, 1/2022; Stat. LA BW & UM BW – Energiebericht 2022, 10/2022

UBA Umweltbundesamt Climate Change „ Entwicklung der spezifischen Treibhausgas-Emissionen (CO₂) des deutschen Strommix 1990-2022“, 4/2022;

Agora Energiewende – Energiewende in Deutschland 2022, 1/2023 , www.agora-energiewende.de

Kohlendioxid (CO₂)-Bilanz von Kraftwerken bei der Stromerzeugung mit Berücksichtigung des kompletten Lebenszyklus der Energieträger

Eingerechnet sind sämtliche Emissionen für Rohstoffgewinnung, Transport und Entsorgung sowie für Bau und laufenden Betrieb einer Anlage mit durchschnittlicher Lebensdauer im Jahr 2005 nach Uni



Kernenergie- und Wasserkraftwerke verschmutzen die Luft am wenigsten!

Der direkte Ausstoß von CO₂-Emissionen beträgt bei der Verbrennung von Braunkohle 404 g/kWh, Steinkohle 339 g/kWh, Erdgas 202 g/kWh ohne Berücksichtigung der Kraftwerkswirkungsgrade zur Stromerzeugung in Deutschland nach UBA

Klimaschutztechnologie CCS: Abtrennung und Speicherung von Treibhausgasen (THG) (1)

Beispiel Nordsee (Auszug)

Unter der Nordsee wäre Platz, um die deutschen CO₂-Restemissionen vieler Jahre zu speichern: Schätzungen zufolge lassen sich im tiefen Meeresboden der gesamten Nordsee etwa 150 Mrd. t CO₂ einlagern, unterhalb der deutschen Nordsee 3,6 Mrd. t CO₂ bis 10,4 Mrd. t CO₂. Zum Vergleich: Berechnungen zufolge wird Deutschland künftig Restemissionen in Höhe von 0,04 Mrd. t CO₂ bis 0,1 Mrd. t CO₂ pro Jahr produzieren.

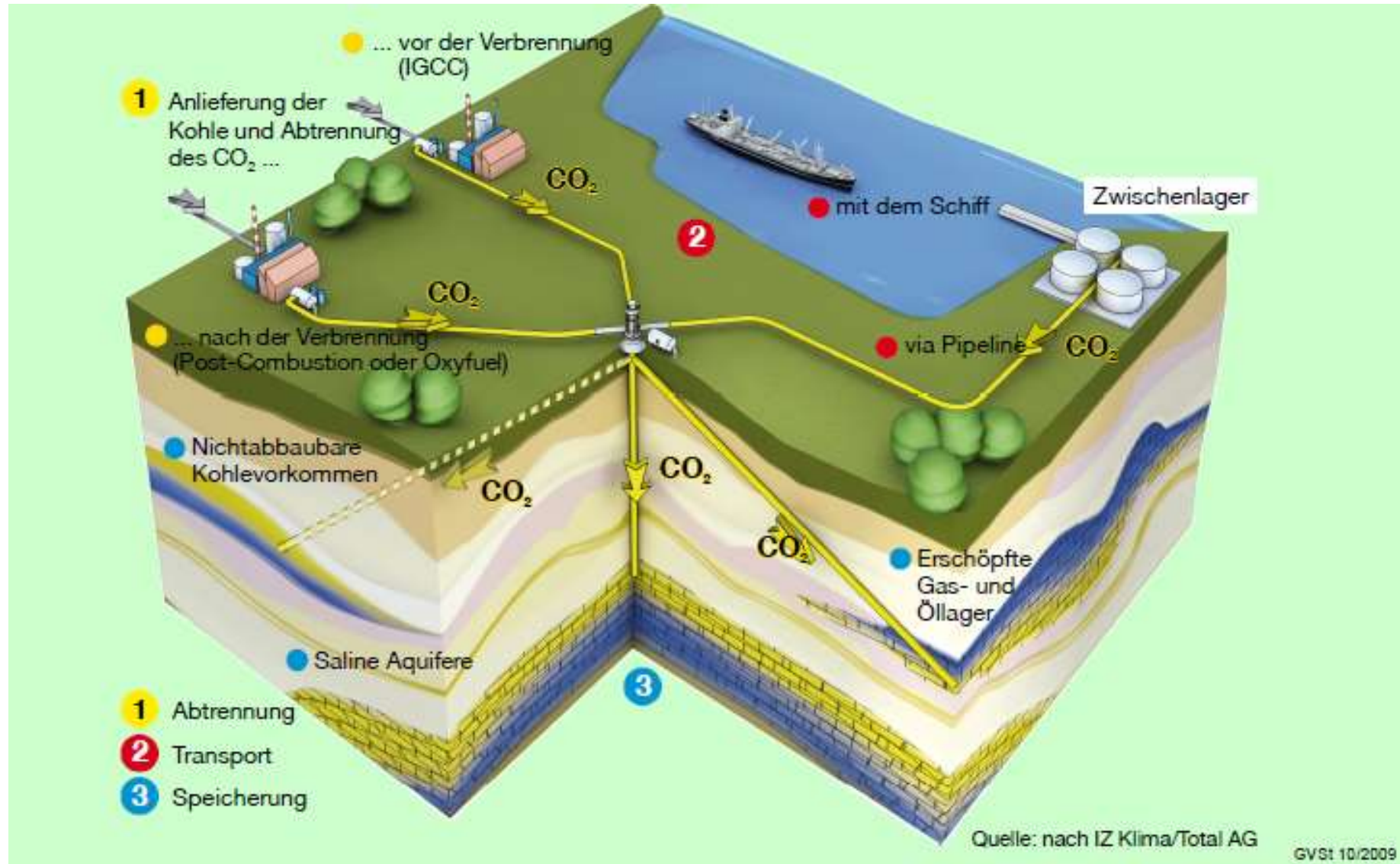
Hier setzt die vom Bundesforschungsministerium (BMBF) und den norddeutschen Ländern geförderte Forschungsmission CDRmare der Deutschen Allianz Meeresforschung (DAM) an. Sie untersucht offene geologische, technische und rechtliche Fragestellungen einer CO₂-Speicherung im Meeresboden der deutschen Nordsee. Ziel sei, Lösungen und Handlungsoptionen sowie Überwachungs- und Vorsorgekonzepte für bekannte Risiken zu entwickeln. Dies unterstrich Andreas Oschlies, Co-Sprecher CDRmare & Klimamodellierung vom Geomar Helmholtz-Zentrum für Ozeanforschung in Kiel, bei einem Pressegespräch in Berlin Ende März.

CDRmare-Forschungsverbünde

- **CDR steht für Carbon Dioxide Removal, also CO₂-Entnahme.** Die Forschungsmission CDRmare setzt sich aus sechs Verbänden zusammen, in denen verschiedene Methoden der marinen CO₂-Entnahme und -Speicherung untersucht und anschließend mit externen Experten und Expertinnen bewertet werden. Die sechs Verbände sind:
- **Kohlendioxidentnahme durch Alkalinitätserhöhung:** Potenzial, Nutzen und Risiken (Retake)
- **Innovative Ansätze zur Verbesserung des Kohlenstoffspeicherpotenzials** von Vegetationsküstenökosystemen (Sea4society)
- **Submarine Kohlendioxidspeicherung** in geologischen Formationen der deutschen Nordsee (Geostor)
- **Künstlicher Auftrieb** im Feldtest (Test-ArtUp)
- **Alternative Szenarien, innovative Technologien und Monitoringansätze** für die Speicherung von Kohlendioxid in der ozeanischen Kruste (Aims3)
- **Bewertungsrahmen für marine CO₂-Entnahme** und Synthese des aktuellen Wissensstandes (Asmasys)

Klimaschutztechnologie CCS: Abtrennung und Speicherung von Treibhausgasen (THG) (2)

Möglichkeiten der CO₂-Abtrennung und CO₂-Speicherung

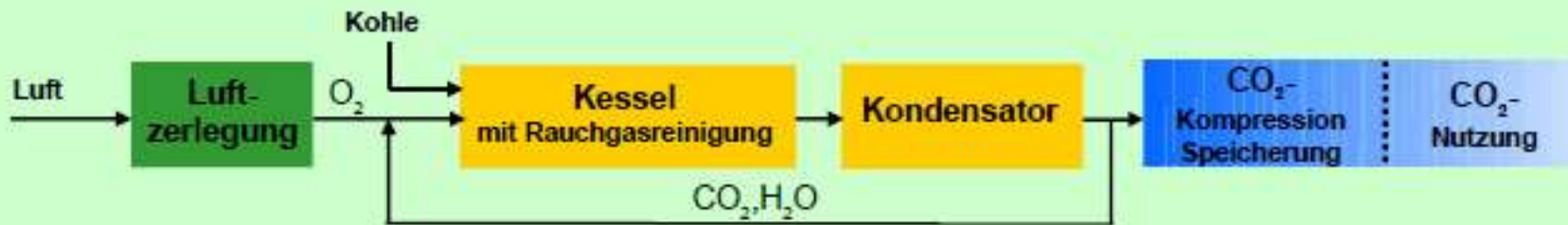


Kohlendioxid (CO₂)-Abtrennungsverfahren (3)

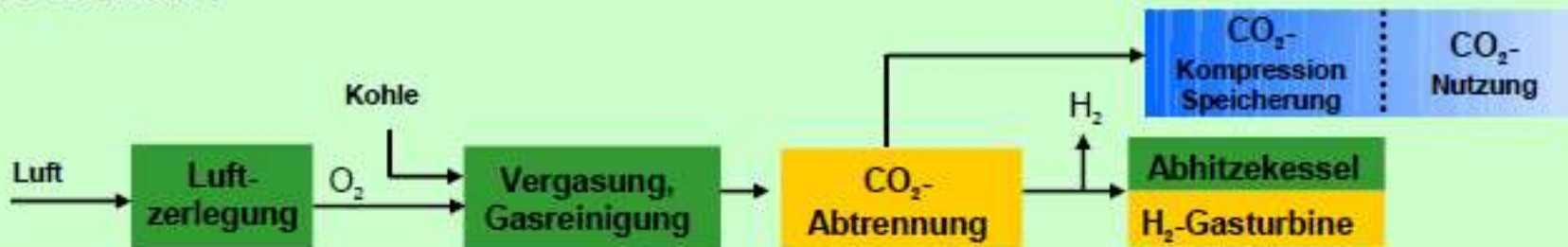
Konventioneller Kraftwerksprozess mit „End-of-pipe“-Technik:



O₂-Verbrennungsprozess (Oxyfuel):



IGCC-Prozess*:



bekannte Technik

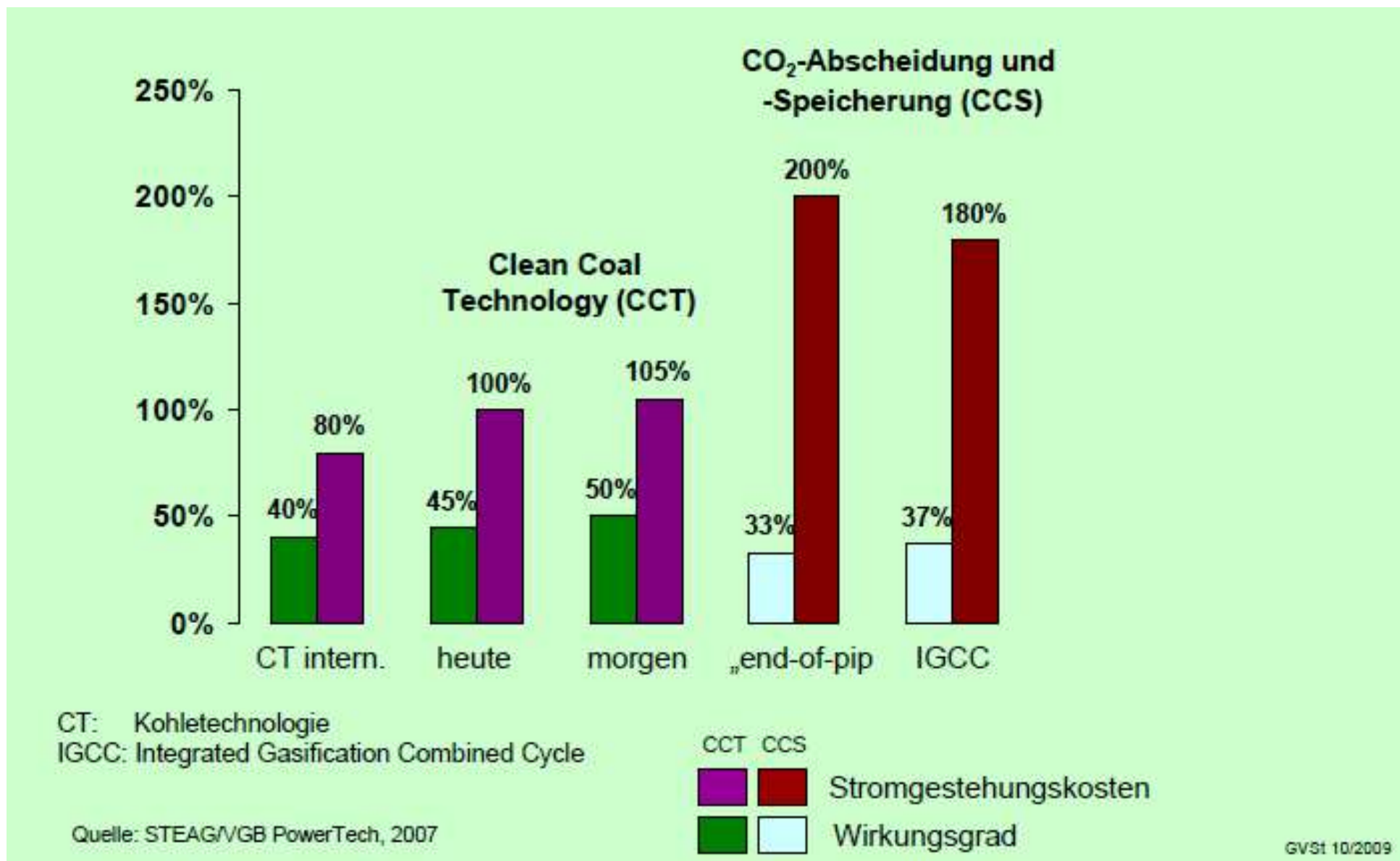
neu zu entwickelnde Prozessstufen

* IGCC: Integrated Coal Gasification Combined Cycle

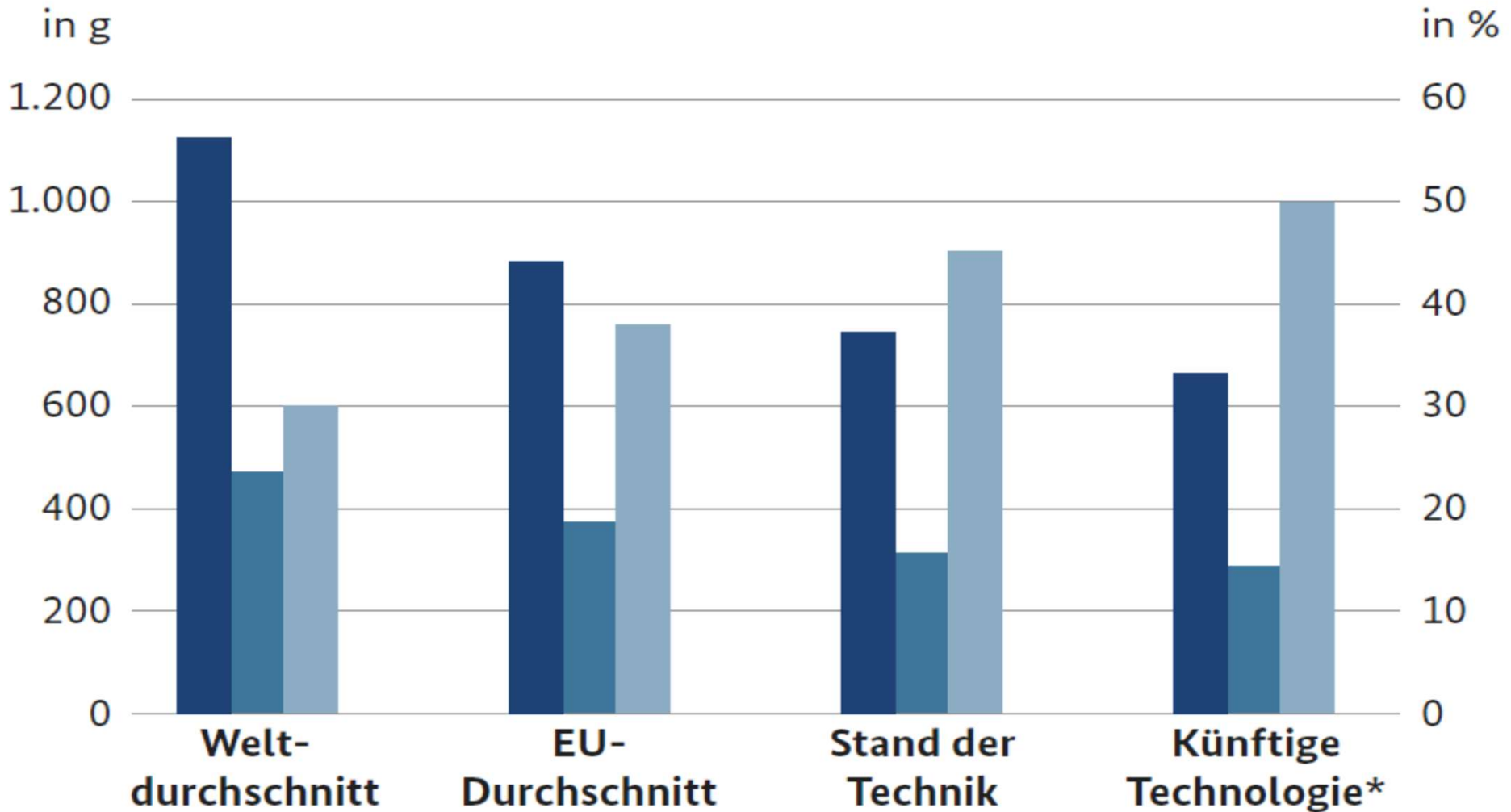
Quelle: Euracoal

GVSt 10/2009

Wirkungsgrade und Kosten von CCT und CCS (4)



Globale CO₂-Reduzierung von Steinkohlekraftwerken (1) durch Wirkungsgradsteigerungen

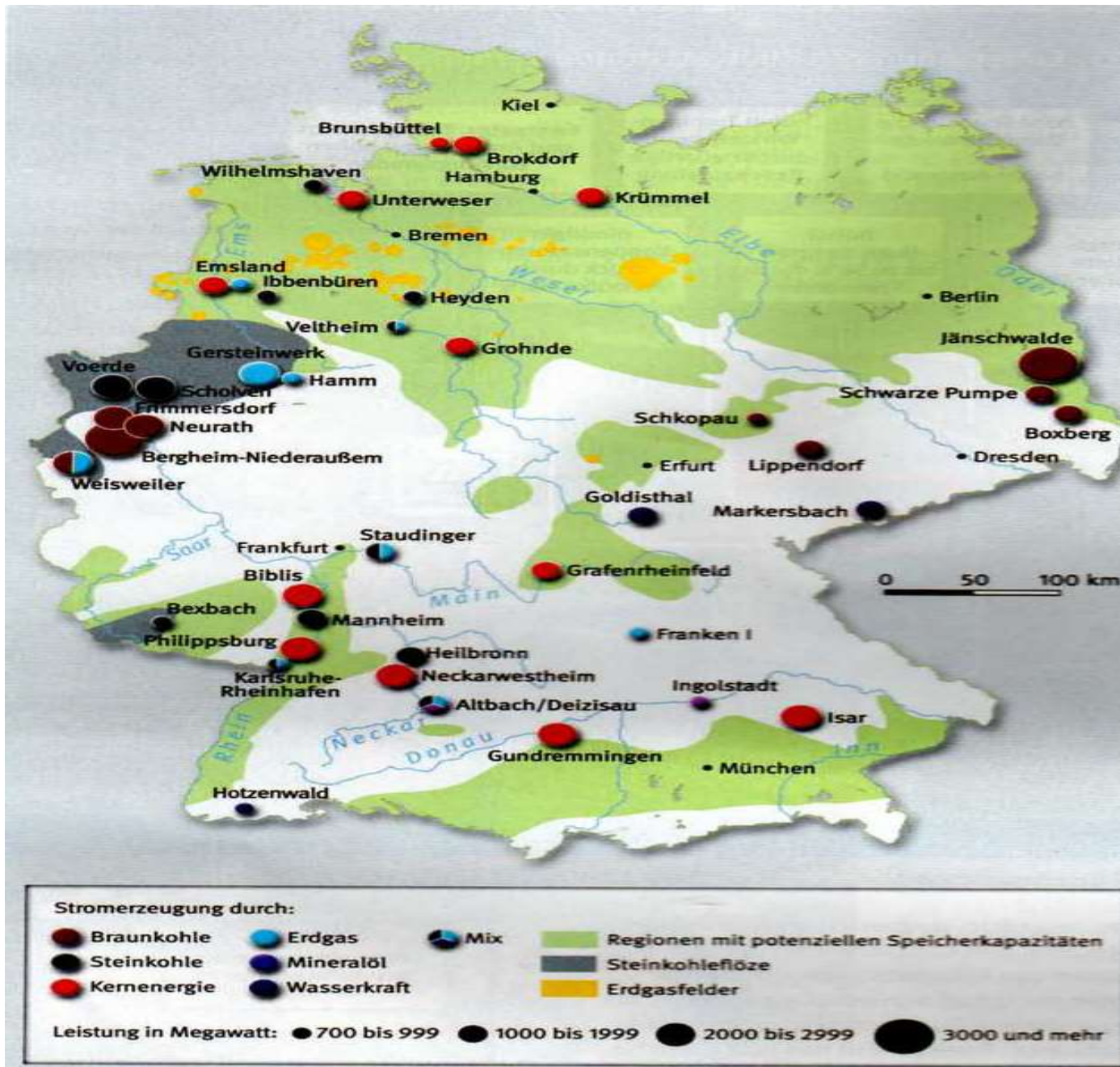


■ CO₂ Emissionen in g CO₂/kWh
 ■ Brennstoffverbrauch in g Kohle/kWh
 ■ Wirkungsgrad in %**

* Dampfkraftwerk 700 Grad-Technologie

** Durchschnittswerte für Steinkohlekraftwerke

Kraftwerksstandorte und potenzielle CO₂-Speichergesteine (2) in Deutschland



Kraftwerke und Versorgungssicherheit

Kraftwerke und Versorgungssicherheit in Deutschland 2019, Stand 1/2021 (1)

9. Kraftwerke und Versorgungssicherheit

Wo stehen wir?

- Deutschlands Stromversorgung ist sicher. Die Energienachfrage in Deutschland ist jederzeit gedeckt, sodass ein hohes Maß an Versorgungssicherheit gewährleistet ist.
- Die installierte Leistung aus erneuerbaren Energien ist in den Jahren 2018 und 2019 weiter angestiegen.
- Der Strommarkt 2.0 hat sich bewährt.

Was ist neu?

- Ende des Jahres 2019 wurde das Kernkraftwerk Philippsburg 2 abgeschaltet – ein weiterer Schritt hin zum Kernenergieausstieg.
- Die Braunkohleblöcke Niederaußem E und F sowie Jämschwalde F wurden im Jahr 2018 in die Sicherheitsbereitschaft überführt. Im Jahr 2019 folgten die Braunkohleblöcke Jämschwalde E und Neurath C. Die Steinkohlekraftwerke Lünen 6 und 7 sowie Ensdorf 1 und 3 wurden im Jahr 2018 endgültig stillgelegt. Damit sinken die CO₂-Emissionen im Stromsektor.
- Am 3. Juli 2020 haben Bundestag und Bundesrat das Kohleausstiegsgesetz beschlossen. Das Kohleausstiegsgesetz ist gemeinsam mit dem Strukturstärkungsgesetz Kohleregionen am 14. August 2020 in weiten Teilen in Kraft getreten. Damit werden die energie- und strukturpolitischen Empfehlungen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ im Wesentlichen umgesetzt und die Kohleverstromung sozial ausgewogen, planbar und wirtschaftlich vernünftig beendet. Der Ausstiegspfad sieht die Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung mit festen Zieldaten in 2022 (jeweils 15 GW Steinkohle, Braunkohle), 2030 (8 GW Steinkohle und 9 GW Braunkohle) und 2038 (0 GW) vor.
- Die Novelle des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes, die im Juli 2020 verabschiedet wurde, flankiert den deutschen Kohleausstieg mittels verschiedener Anreize für den Brennstoffwechsel von Kohle zu Gas und für den Einsatz erneuerbarer Energien bei der Wärmeerzeugung.
- Seit 2017 ist SMARD, die Informationsplattform zum Strommarkt, online. Sie bietet aktuelle und verständlich aufbereitete Strommarktdaten und stärkt damit die Transparenz am Strommarkt. Im Januar 2019 ist zudem das Marktstammdatenregister in Betrieb gegangen. Es gibt Auskunft über alle Strom- und Gaserzeugungsanlagen in Deutschland.

VERSORGUNGSSICHERHEIT	Die Energienachfrage in Deutschland jederzeit effizient decken.
KERNENERGIEAUSSTIEG	Die letzten Kernkraftwerke mit dem Ablauf des Jahres 2022 abschalten.
KOHLEAUSSTIEG	Die Kohleverstromung in Deutschland bis spätestens 2038 sozial ausgewogen, planbar und wirtschaftlich vernünftig beenden.

Quelle: BMWI - Achter Monitoringbericht zur Energiewende, Berichtsjahr 2018/19, S. 134-142, Stand 01/2021

9.1 Kraftwerke

Die installierte Leistung aus erneuerbaren Energien ist in den Jahren 2018 und 2019 weiter angestiegen.

Insgesamt hat die Netto-Nennleistung der Stromerzeugungsanlagen, die an das deutsche Stromnetz angeschlossen sind, zwischen 2008 und 2019 um 82,2 GW zugenommen (siehe [Abbildung 9.1](#)). In den Jahren 2018 und 2019 betrug die Nennleistung von Stromerzeugungsanlagen auf Basis von erneuerbaren Energien 118,2 GW bzw. 124,4 GW und lag somit um 5,9 Prozent bzw. 5,2 Prozent höher als im jeweiligen Vorjahr. Den größten Zuwachs verzeichnete dabei die Solarenergie (+8,6 Prozent ggü. 2018), aber auch die Biomasse (+4,1 Prozent ggü. 2018) und die Windenergie (+3,4 Prozent ggü. 2018) legten zu. Der Anteil der Nennleistung aus erneuerbaren Energien stieg 2018 auf 53,4 Prozent bzw. 2019 auf 54,9 Prozent der gesamten Kraftwerksleistung (siehe Kapitel 4). Da das Energieangebot vor allem bei Nutzung von Wind- und Sonnenenergie von natürlichen Bedingungen abhängt und daher nicht jederzeit die volle installierte Leistung abgerufen werden kann, wird deutlich mehr Leistung beim Einsatz von Windenergie- und Photovoltaikanlagen benötigt als beim bisherigen konventionellen Kraftwerkspark, um eine bestimmte Strommenge zu erzeugen. Installierte Leistung allein ist daher kein Indikator für Versorgungssicherheit. Letztere wird in Kapitel 9.4 diskutiert.

Mittlerweile dominieren in zehn Bundesländern die erneuerbaren Energien (siehe [Abbildung 9.2](#)).

Kernkraftwerke sind derzeit noch in vier Bundesländern an der Stromerzeugung beteiligt. An das deutsche Stromnetz sind zudem ausländische Stromerzeugungsanlagen mit einer Netto-Nennleistung von 4,3 GW angeschlossen. Bayern und Niedersachsen bilden die Schwerpunkte der installierten Kraftwerksleistung basierend auf erneuerbaren Energien, während Nordrhein-Westfalen der Spitzenreiter für konventionelle Kraftwerke ist. Den höchsten Anteil an erneuerbaren Energien, gemessen an der gesamten installierten Leistung, haben die Länder Mecklenburg-Vorpommern (87 Prozent), Schleswig-Holstein (79 Prozent), Sachsen-Anhalt (78 Prozent) und Rheinland-Pfalz (76 Prozent). Der Anteil der konventionellen Kraftwerke an der installierten Leistung ist am höchsten in den Stadtstaaten Berlin (91 Prozent), Hamburg (91 Prozent) und Bremen (79 Prozent).

Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) ist ein wichtiger Baustein der Energiewende.

Ihr kommt eine besondere Rolle bei der konventionellen Stromerzeugung und der Wärmeversorgung vor Ort zu. Indem sie gleichzeitig elektrische Energie und Wärme (z.B. für die Fernwärmeversorgung) erzeugen, nutzen KWK-Anlagen den Brennstoff effizienter als bei der Produktion mit getrennt betriebenen Anlagen. Den Daten des Statistischen Bundesamtes zufolge wurden z.B. im Zeitraum von Januar bis Juni 2018 rund 36 PJ (entspricht 10 TWh) Erdgas durch den Einsatz hocheffizienter Kraft-Wärmekopplungsprozesse eingespart (StBA (2018c)). Mit dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) wird das Ziel verfolgt, die KWK auszubauen. Das KWKG sieht als Ausbauziele für das Jahr 2020 eine Stromerzeugung von 110 TWh und für das Jahr 2025 von 120 TWh vor. Tatsächlich lag die KWK-Stromerzeugung bereits im Jahr 2018 bei 115,7 TWh und im Jahr 2019 bei 114,0 TWh, was einem Anteil von 19,0 Prozent bzw. 19,7 Prozent an

Kraftwerke und Versorgungssicherheit in Deutschland 2019, Stand 1/2021 (2)

Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) ist ein wichtiger Baustein der Energiewende.

Ihr kommt eine besondere Rolle bei der konventionellen Stromerzeugung und der Wärmeversorgung vor Ort zu. Indem sie gleichzeitig elektrische Energie und Wärme (z.B. für die Fernwärmeversorgung) erzeugen, nutzen KWK-Anlagen den Brennstoff effizienter als bei der Produktion mit getrennt betriebenen Anlagen. Den Daten des Statistischen Bundesamtes zufolge wurden z.B. im Zeitraum von Januar bis Juni 2018 rund 36 PJ (entspricht 10 TWh) Erdgas durch den Einsatz hocheffizienter Kraft-Wärmekopplungs-Prozesse eingespart (StBA (2018c)). Mit dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) wird das Ziel verfolgt, die KWK auszubauen. Das KWKG sieht als Ausbauziele für das Jahr 2020 eine Stromerzeugung von 110 TWh und für das Jahr 2025 von 120 TWh vor. Tatsächlich lag die KWK-Stromerzeugung bereits im Jahr 2018 bei 115,7 TWh und im Jahr 2019 bei 114,0 TWh, was einem Anteil von 19,0 Prozent bzw. 19,7 Prozent an der deutschen Stromerzeugung entspricht. Die Wärmeerzeugung stieg auf 228,9 TWh im Jahr 2018 und 225,8 TWh im Jahr 2019, was einem Anteil von 16,7 Prozent (2018) und 16,1 Prozent (2019) an den Wärmeanwendungen des Endenergieverbrauches Deutschlands entspricht. Damit wurde das Ziel für 2020 bereits drei Jahre im Voraus erreicht und sogar übererfüllt.

Pumpspeicherkraftwerke sind eine etablierte und bewährte großtechnische Speicherform.

Im Jahr 2019 waren Pumpspeicherkraftwerke mit einer Netto-Nennleistung von etwa 11,3 GW an das deutsche Netz angeschlossen, darunter auch Pumpspeicherkraftwerke in Luxemburg und Österreich. Darüber hinaus kann Deutschland durch die gekoppelten Strommärkte die sehr viel größeren Speicherwasserkapazitäten in Skandinavien und dem Alpenraum mitnutzen.

Speicher als Beitrag zu einem flexibleren Stromsystem

In Zukunft wird ein immer größerer Teil unseres Stroms aus erneuerbaren Energien stammen. Windenergie und Photovoltaik werden dabei die Hauptanteile stellen (siehe Kapitel 4). Bei beiden Energieformen fluktuiert die Einspeisung in Abhängigkeit vom Wetter und von der Tageszeit. Dies muss ein Stromsystem der Zukunft berücksichtigen. Daher muss das Stromsystem flexibler werden. Gemeinsam mit anderen Flexibilitätsoptionen wie z.B. dem europäischen Binnenmarkt, der Sektorkopplung, flexiblen Verbrauchern und Erzeugern können Speicher bei einem hohen Anteil von erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung zur Versorgungssicherheit beitragen. Sie können helfen, Erzeugung und Verbrauch zu entkoppeln. Zusätzlich können sie Regelleistung erbringen und so dazu beitragen, die Netzfrequenz stabil zu halten.

Die Energiewende hängt kurz- und mittelfristig nicht vom Ausbau von Stromspeichern ab. Flexible Verbraucher und Spitzenlastkraftwerke können – auch im Zusammenspiel mit innovativen Geschäftsmodellen und Digitalisierung (siehe Kapitel 13) – Schwankungen zwischen Stromangebot und -nachfrage auch bei sehr hohen Anteilen von erneuerbaren Energien ausgleichen. Zudem sind Speicher bislang teilweise teurer als andere Flexibilitätsoptionen. Um jedoch dem absehbaren mittel- bis langfristigen Bedarf an Speichern gerecht zu werden, fördert die Bundesregierung bereits heute die Weiterentwicklung von Technologien zur Erschließung von Kostensenkungspotenzialen u.a. im 7. Energieforschungsprogramm (siehe Kapitel 14).

Relevante Speichertechnologien sind Batteriespeicher, Pumpspeicher, Druckluftspeicher und Power-to-X-Erzeugnisse. Bei Power-to-X-Erzeugnissen wird EE-Strom genutzt, um u.a. Wärme, Wasserstoff oder Methan zu erzeugen, die dann entweder direkt genutzt oder wieder in Strom umgewandelt werden können. Power-to-Heat kann in Kombination mit KWK-Anlagen zu einer doppelten Flexibilität führen. Power-to-Gas bietet den Vorteil, Energie über einen langen Zeitraum und in großen Mengen speichern zu können. Zudem könnte perspektivisch die bereits vorhandene Infrastruktur – das Gasnetz und unterirdische Gasspeicher – genutzt werden. Bei diesen Optionen darf jedoch nicht außer Acht gelassen werden, dass jegliche Energieumwandlung auch mit Verlusten einhergeht. Aus diesem Grund sollte ein Augenmerk stets auf einer möglichst effizienten Speicherung liegen.

Stromspeicher haben u.a. nach dem EnWG bzw. EEG bei der Stromentnahme den Status eines Letztverbrauchers und unterliegen daher im Prinzip den entsprechenden Zahlungsverpflichtungen. Tatsächlich sind aber viele Speicher von den meisten dieser Verpflichtungen freigestellt, wenn sie den gespeicherten Strom wieder in das öffentliche Netz einspeisen. Grundsätzlich soll im Strommarkt 2.0 der Wettbewerb über den Einsatz einzelner Flexibilitätsoptionen bestimmen. Entscheidend sind dabei Effizienz und Wirtschaftlichkeit.

In den letzten Jahren ist bereits der Primärregelleistungsmarkt zunehmend ins Blickfeld von Batteriegroßspeichern geraten. Bis Ende des Jahres 2019 sind nach (vorläufigen) Branchenangaben Kapazitäten von 453 MW insgesamt in Deutschland installiert. Das entspricht etwa zwei Dritteln des heutigen Bedarfs an Primärregelleistung in Deutschland.

Kraftwerke und Versorgungssicherheit in Deutschland 2019, Stand 1/2021 (3)

9.2 Versorgungssicherheit

Die Energiewende und der parallele Ausstieg aus der Kernenergie und der Kohleverstromung stellen Deutschland vor eine große Herausforderung.

Der Umstieg auf erneuerbare Energien bedeutet zum einen, dass der Windstrom aus dem Norden in die Verbrauchszentren im Süden transportiert werden muss. Dafür sind die Optimierung und höhere Auslastung und vor allem der zügige Ausbau der Stromnetze dringend erforderlich (siehe Kapitel 12). Zum anderen ist die Stromnachfrage auch dann zu decken, wenn Wind- und Solaranlagen witterungsbedingt keinen Strom liefern. Dies kann unter anderem durch die europäische Strommarktintegration, durch Speicher, durch mehr Flexibilität auf Seiten der Nachfrage oder auch durch Gaskraftwerke, die auf die volatile Stromerzeugung flexibel reagieren können, geleistet werden.

Deutschland zählt weltweit zu den Ländern mit den geringsten Ausfallzeiten bei der Stromversorgung. Dies gelingt auch mit einem steigenden Anteil erneuerbarer Energien.

Die zuverlässige Versorgung mit Strom ist wichtig sowohl für den Wirtschaftsstandort Deutschland als auch für jeden Bürger. Bei der Steuerung der Energiewende legt das BMWi großen Wert darauf, die Versorgung auch in Zukunft auf allerhöchstem Niveau zu sichern.

Deutschland ist voll in die europäische Stromversorgung integriert.

Die Stromnetze in Europa sind miteinander verbunden. Der grenzüberschreitende Stromhandel führt zu einer effizienteren und kostengünstigeren Nutzung des europäischen Kraftwerkparcs und ermöglicht die Nutzung von großräumigen Ausgleichseffekten bei der schwankenden Erzeugung von Energie aus Wind und Sonne. Genauso, wie es viel zu teuer und aufwändig ist, wenn sich jeder Haushalt in jeder Stunde vollständig selbst mit Strom versorgen würde, gilt dies für Deutschland insgesamt. Darum tauscht Deutschland Strom mit seinen Nachbarstaaten aus, so dass am Ende alle Stromkunden ihren Verbrauch günstiger und sicherer decken.

Derzeit gibt es noch erhebliche Überkapazitäten im deutschen und europäischen Stromsystem. Daher war es in den letzten Jahren für Investoren kaum sinnvoll, in ein neues Kraftwerk zu investieren. Mittlerweile verändern sich jedoch die Preise im Strommarkt. Existierende Gaskraftwerke, die zwischenzeitlich nicht betrieben wurden, produzieren wieder Strom und bieten ihren Strom am Markt an. Dabei ist zu beobachten, dass die Marktteilnehmer zügig reagieren, wenn Erzeugungskapazitäten knapper werden.

Mit der kombinierten Erzeugung von Strom und Wärme trägt die KWK zu einer hocheffizienten Energieversorgung bei.

Soweit mit dem Ausstieg aus der Kernenergie und der Kohleverstromung neue Erzeugungskapazitäten erforderlich werden, ist der Ausbau einer energiewendetauglichen KWK, also einer flexiblen und zunehmend CO₂-armen Gas-KWK, die richtige Antwort.

Die Bundesregierung verlässt sich jedoch nicht allein auf den europäischen Stromhandel, die funktionierenden Marktkräfte und die Förderung der KWK.

Vielmehr hat sie darüber hinaus eine dreifache Sicherung vorgesehen. Erstens sind Stromhändler verpflichtet, jederzeit ihre Lieferverpflichtungen zu erfüllen. Kommen sie dieser Verpflichtung nicht nach und führt ihr Verhalten zu systemschädlichen Abweichungen in der Systembilanz, entstehen den Stromhändlern hohe Kosten durch den Bezug sogenannter Ausgleichsenergie von den Übertragungsnetzbetreibern. Zweitens wird die Versorgungssicherheit durch ein kontinuierliches Monitoring fortlaufend überprüft. Drittens werden für nicht vorhersehbare Ereignisse unterschiedliche Reserven vorgehalten.

Die Versorgungssicherheit in Deutschland ist auf hohem Niveau gewährleistet.

Das BMWi führt hierzu ein kontinuierliches Monitoring der Versorgungssicherheit durch (BMW_i (2019c)). Im Rahmen des Monitorings wird auch ausführlich untersucht, wie sich der Strommarkt und die verfügbaren Kraftwerke in den kommenden Jahren entwickeln (r2b energy consulting, Consentec, Fraunhofer-ISI, TEP Energy (2019)).

Das Monitoring bezieht alle vorhersehbaren Ereignisse und Entwicklungen ein.

So werden zum Beispiel unterschiedliche Wetterbedingungen berücksichtigt, auch die sogenannte kalte Dunkelflaute, bei der längere Zeit Windkraft und Solarenergie kaum zur Stromerzeugung beitragen. Ebenso wurde die schrittweise Reduktion der Kohleverstromung einbezogen. In allen untersuchten Szenarien kann die Stromnachfrage in Deutschland jederzeit gedeckt werden.

Auch in den Stromnetzen ist die Versorgungssicherheit gewährleistet.

Voraussetzung für die Versorgung der Verbraucher ist die sichere Verfügbarkeit ausreichend bemessener Übertragungs- und Verteilernetzkapazitäten. Um auch die Stabilität der Netze auf der Übertragungsebene trotz des stockenden Netzausbaus zu gewährleisten, müssen die Netzbetreiber allerdings zunehmend häufiger Maßnahmen zur Gewährleistung der Systemstabilität anwenden (siehe Kapitel 12).

Die Unterbrechungsdauer der Versorgung auf Verteilernetzebene ist seit Jahren – auch im internationalen Vergleich – auf einem konstant sehr niedrigen Niveau.

Von der Bundesnetzagentur wird jedes Jahr der „System Average Interruption Duration Index“ (SAIDI) ermittelt und veröffentlicht. Er gibt die durchschnittliche Versorgungsunterbrechungsdauer je angeschlossenem Letztverbraucher auf der Ebene der Verteilernetze an. In die Berechnung des SAIDI fließen alle ungeplanten Unterbrechungen ein, die länger als drei Minuten dauern. Der Index lag im Jahr 2018 mit 13,91 Minuten bzw. im Jahr 2019 mit 12,20 Minuten unter dem jeweiligen Vorjahreswert und erreichte im Jahr 2019 zudem einen Tiefststand. Seit 2006 ist der SAIDI um mehr als 40 Prozent gesunken. Die Verbesserung des SAIDI im Jahr 2018 gegenüber dem Vorjahr hängt auch damit zusammen, dass die Auswirkungen von Wetterereignissen geringer waren. Die Energiewende und der steigende Anteil dezentraler Erzeugungsleistung haben weiterhin keine negativen Auswirkungen auf die Versorgungsqualität. Im internationalen Vergleich gehört Deutschland bei der Versorgungssicherheit weiterhin zur Spitzengruppe.

Kraftwerke und Versorgungssicherheit in Deutschland 2019, Stand 1/2021 (4)

Das Monitoring der Versorgungssicherheit wird durch das Kohleausstiegsgesetz gestärkt und weiterentwickelt.

Dadurch können neue Herausforderungen frühzeitig erkannt werden. Es wurde u.a. die Gesamtmethodik zur Versorgungssicherheit ausgebaut und die Teilbereiche noch stärker miteinander verzahnt, um die besonderen Herausforderungen des Kohleausstiegs angemessen abzubilden. Im Kohleausstiegsgesetz ist festgelegt, dass das Monitoring der Versorgungssicherheit ab dem 1. Januar 2021 in die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur übergeht und weiterentwickelt wird. Die Bundesnetzagentur wird zu diesem Zweck fortlaufend eigene Analysen durchführen und erstmalig zum 31. Oktober 2021 einen Bericht zum Monitoring der Versorgungssicherheit mit Blick auf Markt und Netze veröffentlichen. Damit wird ein integriertes Monitoring der Versorgungssicherheit in allen versorgungssicherheitsrelevanten Bereichen (übergreifende, ganzheitliche Betrachtungen sowie differenzierte, aufeinander abgestimmte Analysen) entstehen. Das Monitoring zur Versorgungssicherheit wird kontinuierlich überprüft und weiterentwickelt. Dabei setzt sich das BMWi – auch zusammen mit den Ländern des sog. Pentilateralen Energieforums – für eine Stärkung des Monitorings auf der Ebene der Europäischen Union ein. Dazu gehört die weitergehende inhaltliche Ausgestaltung und Verbesserung des methodischen Rahmens und bspw. auch der gemeinsame Austausch, in welchem Umfang jeder EU-Mitgliedstaat zur gemeinsamen Versorgungssicherheit beitragen kann.

Reserven stehen in großem Umfang bereit, um die Versorgungssicherheit zusätzlich abzusichern.

Um der hervorgehobenen Bedeutung der Versorgungssicherheit angemessen Rechnung zu tragen, steht bereits heute ein Sicherheitsnetz aus verschiedenen Reserven für unwahrscheinliche Ereignisse und Entwicklungen zur Verfügung. Dazu zählen die Kapazitätsreserve mit aktuell 1 GW, die Sicherheitsbereitschaft mit 2,7 GW, die Netzreserve mit 6,6 GW sowie besondere netztechnische Betriebsmittel im Umfang von 1,2 GW, die bis Oktober 2022 in Betrieb genommen werden sollen. Das ist vor allem deswegen wichtig, weil Marktteilnehmer sich nicht gegen völlig unvorhersehbare Ereignisse absichern. Sollten dennoch im Rahmen des Monitorings Engpässe absehbar werden, können die Reserven rechtzeitig erhöht werden.

Die Bundesregierung prüft alle Aspekte der Versorgungssicherheit fortlaufend und vorausschauend, um notwendige Maßnahmen frühzeitig zu erkennen und umzusetzen. Sofern Maßnahmen als erforderlich identifiziert werden, um beispielsweise den Kernenergie- und Kohleausstieg zu begleiten, werden diese unverzüglich umgesetzt.

Versorgung mit Erdgas

Deutschland ist mit einem Jahresverbrauch von rund 95 Mrd. Kubikmeter einer der größten Absatzmärkte für Erdgas in der Europäischen Union und gleichzeitig ein wichtiges Gastransitland. Dabei importiert Deutschland etwa 90 Prozent seines Jahresverbrauchs hauptsächlich aus Russland, Norwegen und den Niederlanden. Insbesondere als Brücke von fossilen zu erneuerbaren Energien im Strombereich kann Erdgas – eingesetzt zum Beispiel in KWK-Anlagen – eine wichtige Rolle spielen. Auch im Mobilitätsbereich kann Erdgas Vorteile gegenüber herkömmlichen Flüssigkraftstoffen haben. Insgesamt kann Erdgas im Vergleich zu anderen fossilen Energieträgern klimafreundlicher sein, da mit dessen Verbrennung geringere CO₂-Emissionen verbunden sind. Im Vergleich zu Strom ist Erdgas in großen Mengen speicherbar. Deutschland verfügt mit einem nutzbaren Erdgasspeichervolumen in Höhe von über 24 Mrd. Kubikmetern über die größten Speicherkapazitäten in der EU. Die bedarfsgerechte Optimierung, Verstärkung und der bedarfsgerechte Ausbau der nationalen Erdgasinfrastruktur werden durch den Netzentwicklungsplan Gas (NEP Gas) der Fernleitungsnetzbetreiber gewährleistet, wie es in § 15a EnWG vorgesehen ist. Der NEP Gas ist ein wichtiger Baustein zum Erhalt der Versorgungssicherheit und der derzeit verbindliche NEP Gas 2018-2028 sieht einen Leitungsneubau von 1.364 Kilometern sowie eine zusätzliche Verdichterleistung von 499 MW bis zum Jahr 2028 vor. Das Investitionsvolumen hierfür beträgt rund 7 Mrd. Euro.

Zusammenfassend bieten das weit verzweigte Erdgasnetz, das große Speichervolumen, die liquiden Handelsmärkte und das diversifizierte Portfolio an Lieferländern und Importinfrastrukturen den deutschen Gasverbrauchern ein sehr hohes Niveau an Versorgungssicherheit. Hinzu kommt der gute technische Zustand der Erdgasinfrastruktur, der sich im SAIDI-Gas (System Average Interruption Duration Index) widerspiegelt. Er hatte im Jahr 2019 einen Wert von 0,98 und lag damit unter dem langjährigen Mittel von 1,5 Minuten. Nähere Informationen zur Erdgasversorgung in Deutschland finden sich in den Berichten des BMWi über die Versorgungssicherheit bei Erdgas (BMWi (2020d)) und im Monitoringbericht 2019 der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamts über die Entwicklungen auf den deutschen Elektrizitäts- und Gasmärkten (BNetzA, BKartA (2020)).

Mit der im August 2017 in Kraft getretenen Änderung der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) wurde das System des Gasnetzzugangs optimiert und an die in den vergangenen Jahren geänderten energiewirtschaftlichen Herausforderungen angepasst.

Die novellierte Verordnung über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung (EU) 2017/1938 erweitert die Reihe der Maßnahmen zur Sicherstellung einer unterbrechungsfreien Gasversorgung in der gesamten EU. Die Leitprinzipien der Verordnung bilden die regionale Zusammenarbeit im Rahmen der Krisenvorsorge und die gegenseitige solidarische Unterstützung unter den Mitgliedstaaten bei der Bewältigung von Gasversorgungskrisen. Die Mitgliedstaaten ergänzen ihre Risikoanalysen, Präventions- und Notfallpläne um regionale Kapitel und arbeiten an bilateralen Abkommen zu solidarischen Gaslieferungen für den Fall eines Versorgungsdefizits, das der betroffene Mitgliedstaat nicht durch marktbasiertere Maßnahmen beheben kann.

Ein wichtiger Baustein der Diversifizierung der Energieversorgung ist der direkte Import von ausländischem Flüssigerdgas (Liquefied Natural Gas – LNG) aus unterschiedlichen Lieferquellen, sowohl über europäische als auch deutsche LNG-Infrastruktur. Am 13. Juni 2019 ist die Verordnung zur

Verbesserung der Rahmenbedingungen für den Aufbau der LNG-Infrastruktur in Deutschland in Kraft getreten. Ein Hemmnis war der Anschluss der LNG-Anlagen an das Fernleitungsnetz. Nach dem bisherigen Rechtsrahmen mussten die Anlagenbetreiber diesen Netzanschluss selbst bauen und bezahlen. Künftig werden die Fernleitungsnetzbetreiber dazu verpflichtet, die Leitungen zwischen deutschen LNG-Terminals und dem Fernleitungsnetz zu errichten. Um sicherzustellen, dass nur Leitungen gebaut werden, soweit und sobald LNG-Anlagen errichtet werden, müssen die Fernleitungsnetzbetreiber und die LNG-Anlagenbetreiber ihre Planungen und Baufortschritte eng miteinander abstimmen. Zudem wird der LNG-Anlagenbetreiber an den Kosten in Höhe von 10 Prozent beteiligt. 90 Prozent kann der Fernleitungsnetzbetreiber ohne Zeitverzug über die Gasnetzentgelte refinanzieren und auf die Netznutzer wälzen.

Die erste Bilanz zum vom BMWi angestoßenen „Dialogprozess Gas 2030“ wurde im Oktober 2019 veröffentlicht (BMWi (2019d)).

Ausstieg aus Kernenergie bei der Stromerzeugung in Deutschland bis 2022 (5)

9.3 Ausstieg aus der Kernenergie

Die Abschaltung des Kernkraftwerks Philippsburg 2 Ende des Jahres 2019 war ein weiterer Schritt hin zum Kernenergieausstieg.

Die verbleibenden sechs Kernkraftwerke mit einer Netto-Nennleistung von 8,1 GW werden bis spätestens Ende 2022 stufenweise vom Netz gehen (siehe Tabelle 9.1).

Tabelle 9.1 Fahrplan zum Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie zur Stromerzeugung

Name	Abschaltung bis Ende	Netto-Nennleistung (MW)
Grohnde	2021	1.360
Gundremmingen C		1.288
Brokdorf		1.410
Isar 2	2022	1.410
Emsland		1.336
Neckarwestheim 2		1.310
Summe		8.114

Quelle: BNetzA.

Die Mittel zur Finanzierung der langfristigen Kosten der nuklearen Entsorgung stehen zur Verfügung – damit ist eine der zentralen mit dem Kernenergieausstieg verbundenen Herausforderungen gelöst.

Am 3. Juli 2017 haben die Betreiber der deutschen Kernkraftwerke insgesamt rund 24,1 Mrd. Euro auf Konten des Fonds zur Finanzierung der kerntechnischen Entsorgung (KENFO) bei der Deutschen Bundesbank eingezahlt. Damit ist ihre Haftung für Kosten der nuklearen Entsorgung im Bereich der Zwischen- und Endlagerung beendet. Die Verantwortung für die Durchführung und Finanzierung der Zwischen- und Endlagerung ist mit Eingang der vollständigen Einzahlungen auf den Bund übergegangen. Die Konzerne bleiben jedoch für die Stilllegung und den Rückbau der Kernkraftwerke sowie die fachgerechte Verpackung der radioaktiven Abfälle und deren Finanzierung voll verantwortlich. Die Zusammenführung der Handlungs- und der Finanzierungsverantwortung jeweils in einer Hand ist in dem im Juni 2017 in Kraft getretenen Gesetz zur Neuordnung der Verantwortung in der kerntechnischen Entsorgung geregelt. Der KENFO legt die eingezahlten Geldmittel langfristig an, um die Finanzierung der Kosten im Bereich der Zwischen- und Endlagerung über einen langen Zeitraum zu sichern.

Mit der Novellierung des Standortauswahlgesetz im Jahr 2017 wurden die Kriterien für die Suche nach einem Endlager für hochradioaktive Abfälle festgelegt.

Die Standortauswahl erfolgt in einem gestuften, transparenten, ergebnisoffenen und wissenschaftsbasierten Verfahren. Dabei werden die Empfehlungen der Kommission „Lagerung hoch radioaktiver Abfallstoffe“ umgesetzt und alle drei in Deutschland in Frage kommenden Wirtsgesteine berücksichtigt. Die Endlagerung soll in tiefen geologischen Formationen erfolgen mit der Option auf Reversibilität sowie Rückholbarkeit und Bergbarkeit der Abfälle. Die Auswahlkriterien werden in einem dreistufigen Auswahlverfahren angewendet, um den Standort mit der bestmöglichen Sicherheit für den Zeitraum von einer Million Jahre zu ermitteln. Die Öffentlichkeit soll in allen Phasen beteiligt werden (Kommission Lagerung hoch radioaktiver Abfallstoffe (2016)).

Kohleausstieg bei der Stromerzeugung in Deutschland bis 2038 (6)

9.4 Kohleausstieg

Am 29. Januar 2020 hat die Bundesregierung für den Ausstieg aus der Kohleverstromung einen Entwurf für das Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung und zur Änderung weiterer Gesetze (Kohleausstiegsgesetz) dem Gesetzgeber vorgelegt. Das Gesetz wurde am 3. Juli 2020 von Bundestag und Bundesrat verabschiedet und trat am 14. August 2020 in weiten Teilen in Kraft. Mit dem Gesetzespaket wird die Kohleverstromung in Deutschland sozial ausgewogen, planbar und wirtschaftlich vernünftig beendet. Gleichzeitig schafft es Perspektiven für eine sichere und bezahlbare Stromversorgung auf der Basis von hocheffizienten Gaskraftwerken, die den Übergang in eine treibhausgasneutrale Energieversorgung ermöglichen.

Das Kohleausstiegsgesetz setzt die energiepolitischen Empfehlungen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (KWSB) (Kommission Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung (2019)) im Wesentlichen um.

Zeitgleich mit dem Kohleausstiegsgesetz hat der Gesetzgeber auch das Strukturstärkungsgesetz Kohleregionen beschlossen, mit dem die strukturpolitischen Empfehlungen der Kommission im Wesentlichen umgesetzt werden. Das Kohleausstiegsgesetz enthält gesetzliche Regelungen zum Ausstieg aus der Stein- und Braunkohleverstromung, Änderungen des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes und des Energiewirtschaftsgesetzes sowie weitere rechtliche Vorschriften. Das Kohleausstiegsgesetz sieht vor, dass bis Ende 2022 die Kohlekraftwerkskapazitäten von mehr als 40 Gigawatt (GW) im Jahr 2019 auf dann 30 GW reduziert werden – jeweils 15 GW Stein- und Braunkohle. Zwischen 2023 und 2030 werden weitere Kraftwerke schrittweise vom Markt gehen. Ziel ist, 2030 nur noch insgesamt 17 GW Kohlekraftwerkskapazitäten – 9 GW Braun- und 8 GW Steinkohle – am Markt zu haben. Spätestens 2038 wird das letzte Kohlekraftwerk in Deutschland vom Netz gehen. In 2026, 2029 und 2032 wird geprüft, ob ein Vorziehen aller nach 2030 vorgesehenen Stilllegungen um bis zu drei Jahre möglich ist und damit auch das Abschlussdatum auf 2035 vorgezogen werden kann.

Das Kohleausstiegsgesetz sieht unterschiedliche Instrumente zur Reduzierung der Kraftwerksleistung für die Stein- und Braunkohle vor.

Die Reduzierung der Steinkohleverstromung erfolgt zunächst durch Ausschreibungen und anschließend durch gesetzliche Vorgaben. Dies gewährleistet einen planbaren und kosteneffizienten Ausstieg. Von 2020 bis 2026 finden zunächst Ausschreibungen für Steinkohleanlagen und Braunkohlekleinanlagen statt. Der Höchstpreis in den Ausschreibungen sinkt von 165.000 Euro/MW (2020) auf 89.000 Euro/MW (2026). Die Ausschreibungen der Stilllegungen werden ab 2024 durch Ordnungsrecht flankiert und ab 2027 vollends durch ordnungsrechtliche Stilllegungen ohne Kompensation abgelöst. Ordnungsrechtliche Stilllegungen erfolgen nach einer Altersreihung; umfangreich modernisierte Kraftwerke schieben sich in der Altersreihung nach hinten. Kleinanlagen bis 150 MW (oft Industriekraftwerke) werden frühestens 2030 ordnungsrechtlich stillgelegt. Die Regelungen zur Steinkohle wurden am 25. November 2020 beihilferechtlich genehmigt.

Die Verringerung der Braunkohleverstromung erfolgt durch gesetzliche Regelungen.

Diese sollen von einem noch abzuschließenden öffentlich-rechtlichen Vertrag, den die Bundesregierung mit den Betreibern verhandelt hat und der der Zustimmung des Bundestages bedarf, flankiert werden. Der öffentlich-rechtliche Vertrag ist auf der Website des BMWi veröffentlicht. Der Rückgang der Braunkohleverstromung erfolgt mittels eines klar festgelegten Stilllegungspfades verbindlich, verlässlich und planbar. Die gesetzlichen Regelungen zur Entschädigung für die Stilllegung von Braunkohleanlagen sowie der öffentlich-rechtliche Vertrag bedürfen noch des Abschlusses der beihilferechtlichen Prüfung; hierzu wird die Europäische Kommission aller Voraussicht nach ein sogenanntes förmliches Prüfverfahren eröffnen.

Damit die Kohlemaßnahme auch europäisch eine positive Wirkung entfaltet, ist im Kohleausstiegsgesetz eine Regelung vorgesehen, die es ermöglicht, freigewordene CO₂-Zertifikate zu löschen.

Zudem erhalten Kraftwerksbetreiber über die Verlängerung und Weiterentwicklung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG) Anreize für die Umrüstung von Kohle auf flexible und klimafreundlichere Stromerzeugung. Ebenso enthält das Gesetz auch Regelungen zur etwaigen Kompensation für stromkostenintensive Unternehmen im Fall eines Strompreisanstiegs durch den Kohleausstieg und zur Zahlung eines Anpassungsgeldes an ältere Beschäftigte im Kohlesektor, um ihnen den Übergang in den Ruhestand zu erleichtern. Das Strukturstärkungsgesetz unterstützt parallel die Kohleregionen mit bis zu 40 Mrd. Euro, um die wegfallenden Arbeitsplätze im Kohlesektor durch Investitionen in neue, innovative Geschäftsmodelle zu kompensieren.

Wesentliche bisherige Maßnahmen im Bereich Kraftwerke und Versorgungssicherheit in Deutschland, Stand 1/2021 (7)

9.5 Wesentliche bisherige Maßnahmen

Der Strommarkt 2.0 ermöglicht einen weiteren Ausbau erneuerbarer Energien.

Zentrale Richtschnur dabei ist und bleibt das energiepolitische Zieldreieck aus Versorgungssicherheit, Umweltverträglichkeit und Bezahlbarkeit. Mit dem Strommarktgesetz wurden 2016 die Weichen gestellt für einen Wettbewerb von flexibler Erzeugung, flexibler Nachfrage und Speichern. Außerdem werden die Stromhändler in die Pflicht genommen: Wer Strom an Kunden verkauft, muss eine identische Menge beschaffen, die von den Versorgern zeitgleich ins Netz eingespeist wird. Damit bleibt die Versorgung gesichert. Eine freie Preisbildung am Stromgroßhandelsmarkt sorgt für Investitionen in die benötigten Kapazitäten.

Die 2017 in Kraft getretene Änderung der Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) stellt sicher, dass die deutsche Stromgebotszone auch künftig nicht einseitig durch die Übertragungsnetzbetreiber geteilt werden kann.

Deutschland zeichnet sich durch eine einheitliche Stromgebotszone aus. Dies sorgt dafür, dass die Bedingungen für Netzzugang, Stromerzeugung und Strombezug im gesamten Bundesgebiet gleich sind. In einer einheitlichen Stromgebotszone erfolgt der Handel von Energie, ohne dass Netzrestriktionen berücksichtigt werden.

Bis Oktober 2019 wurden 13 Prozent der Braunkohlekapazitäten in eine Sicherheitsbereitschaft überführt.

Das Strommarktgesetz sieht eine schrittweise Stilllegung von Braunkohlekraftwerksblöcken mit einer Netto-Nennleistung im Umfang von 2,7 GW vor. Die Kraftwerksblöcke werden vor der endgültigen Stilllegung zunächst für vier Jahre in eine Sicherheitsbereitschaft überführt, auf die als letzte Absicherung der Stromversorgung zurückgegriffen werden kann. Gemäß § 13g Absatz 8 EnWG hat das BMWi im Einvernehmen mit dem BMU den Bericht zur Evaluierung der Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft vorgelegt. Die Evaluierung zeigt, dass das Instrument der Sicherheitsbereitschaft bis 2020 voraussichtlich eine substantielle CO₂-Einsparung erbringen wird. Die Bandbreite der Einsparungen reicht insgesamt von 11,8 Mio. Tonnen CO₂ bis hin zu 15,0 Mio. Tonnen CO₂.

Seit Oktober 2020 sichert eine Kapazitätsreserve die Stromversorgung zusätzlich ab.

Dies regelt das im Dezember 2018 in Kraft getretene Energiesammelgesetz (EnSaG) sowie die Kapazitätsreserveverordnung (KapResV) vom Februar 2019. Die Kapazitätsreserve setzt sich aktuell mit einer Leistung von 1 GW aus Kraftwerken, Speichern oder regelbaren Lasten zusammen, die die Übertragungsnetzbetreiber für Ausnahmesituationen bereithalten. Die Kapazitätsreserve kommt also nur außerhalb des Marktes und ausschließlich dann zum Einsatz, wenn es trotz freier Preisbildung am Strommarkt nicht zur Deckung von Angebot und Nachfrage kommen sollte. Anlagen, die Teil der Kapazitätsreserve sind, können nicht am Strommarkt teilnehmen, so dass eine Verzerrung von Wettbewerb und Preisbildung ausgeschlossen wird. Die Vertragsdauer in der Kapazitätsreserve soll jeweils zwei Jahre betragen. Die Übertragungsnetzbetreiber haben die Anlagen auf Basis einer offenen Ausschreibung unter Vertrag genommen, beginnend zum 1. Oktober 2020. Die Kapazitätsreserve ist zunächst bis zum Jahr 2025 beihilferechtlich genehmigt.

Die im Juli 2020 von Bundestag und Bundesrat verabschiedete Novelle des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG) hat zum Ziel, die flexibel einsetzbare und gasbefeuerte KWK auszubauen sowie den Einsatz erneuerbarer Energien im Wärmebereich zu fördern.

Das KWKG setzt Anreize für Investitionen in hocheffiziente, flexible und CO₂-arme Kraftwerke. Durch den Ersatz des Brennstoffs Kohle durch Erdgas und den Neubau von KWK-Anlagen sollen, wie im Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 verankert, zusätzliche 4 Millionen t CO₂ im Stromsektor bis zum Jahr 2020 eingespart werden. Die Förderung für neue und modernisierte KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung von mehr als 1 bis einschließlich 50 MW wird seit 2017 ausgeschrieben. Die Ausschreibungsverordnung dazu ist im August 2017 in Kraft getreten. Neben KWK-Anlagen werden in einer neuen Förderkategorie seit Juni 2018 innovative KWK-Systeme ausgeschrieben. Solche Systeme kombinieren besonders flexible KWK-Anlagen mit erneuerbarer Wärme und strombasierten flexiblen Wärmeerzeugern, wie beispielsweise Solarthermieanlagen oder Wärmepumpen. Neue, modernisierte und nachgerüstete KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung bis einschließlich 1 oder mehr als 50 MW bekommen weiterhin gesetzlich festgelegte Fördersätze. Das KWKG wurde im November 2018 im Rahmen des EnSaG um drei Jahre bis zum Jahr 2025 verlängert. Dadurch soll die Investitionsgrundlage für neue KWK-Anlagen verbessert werden. Die Novelle des KWKG von Juli 2020 fördert noch stärker den flexiblen Einsatz von KWK-Anlagen und die Einbindung von erneuerbaren Energien bei der Wärmeerzeugung.

Seit 2017 stärkt die Informationsplattform SMARD der Bundesnetzagentur die Transparenz am Strommarkt.

Unter www.smard.de können interessierte Bürger und Fachleute aus dem Energiebereich, in Unternehmen und der Wissenschaft die zentralen Strommarktdaten (Erzeugung, Verbrauch, Großhandelspreise, Im- und Export sowie Daten zur Regelenergie) für Deutschland und teilweise ebenso für Europa für unterschiedliche Zeiträume (insbesondere auch nahezu in Echtzeit) abrufen und in Grafiken visualisieren. SMARD ermöglicht einen einfachen Zugang zu Informationen und trägt zu einer faktenorientierten Diskussion über die Energiewende und den Strommarkt bei.

Wesentliche bisherige Maßnahmen im Bereich Kraftwerke und Versorgungssicherheit in Deutschland, Stand 1/2021 (8)

Für mehr Transparenz am Strom- und Gasmarkt sorgt auch das Marktstammdatenregister (MaStR).

Es hat am 31. Januar 2019 seinen Betrieb aufgenommen und führt die Stammdaten aller Anlagen der leitungsgebundenen Energieversorgung im Strom- und Gasmarkt in Deutschland sowie von deren Betreibern in Form einer einheitlichen online-basierten Datenbank (www.marktstammdatenregister.de) zusammen. Bis zum November 2020 wurden rund 1,7 Mio. Erzeugungsanlagen registriert. Laut einer Hochrechnung fehlen noch etwa 500.000 Registrierungen bis zum Ende der Übergangszeit zur Meldung von Bestandsanlagen am 31. Januar 2021. Mit dem MaStR werden Meldepflichten vereinfacht und reduziert sowie Daten mit einem einfacheren Zugang und in einer besseren Qualität verfügbar gemacht. Die Daten des MaStR sollen zudem für SMARD verwendet werden. Im Jahr 2020 konnten wichtige Funktionen des Registers in Betrieb genommen werden; so z.B. die Möglichkeit zur Registrierung eines Betreiberwechsels.

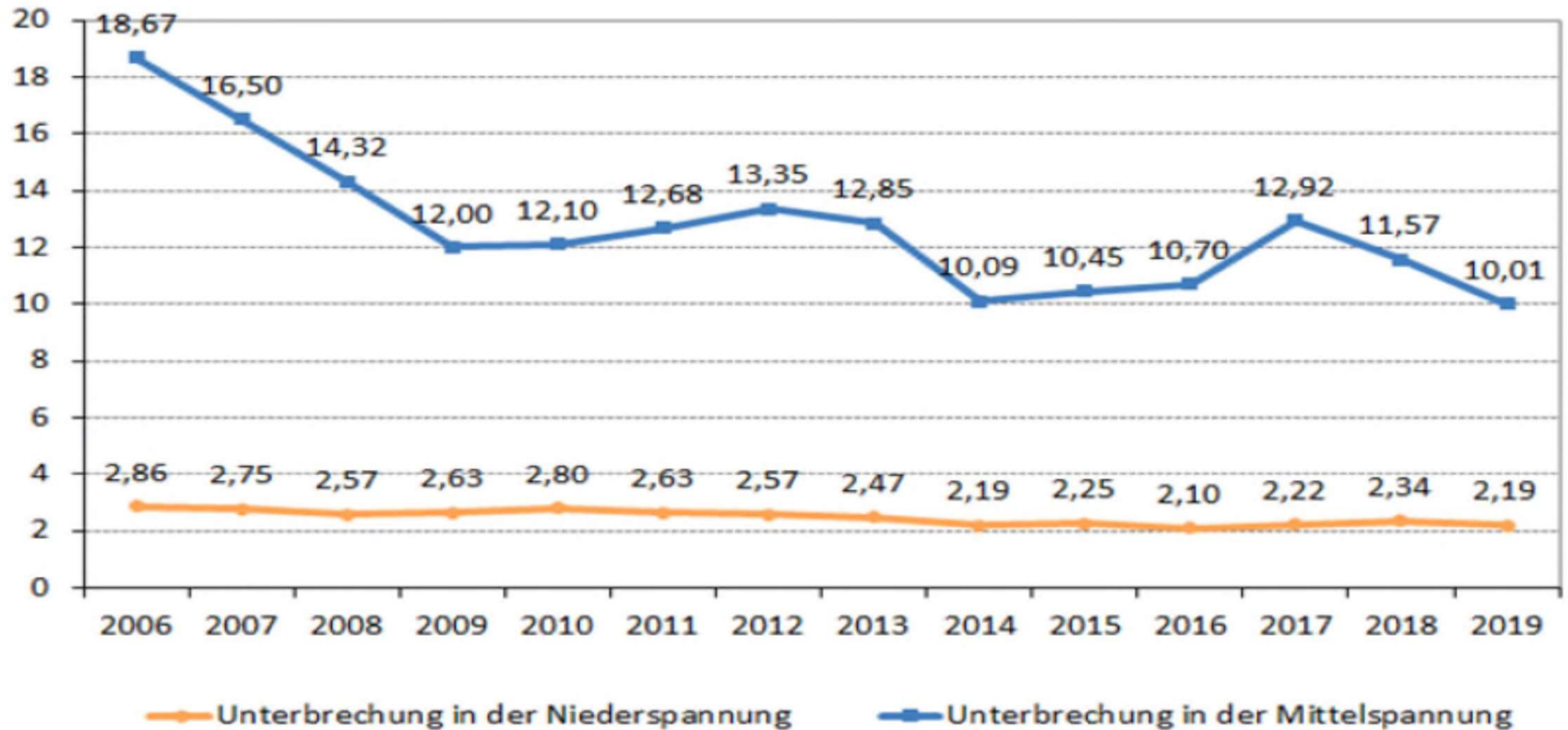
Wesentliche bisherige Maßnahmen im Bereich Kraftwerke und Versorgungssicherheit

- Strommarktgesetz
- Änderung der Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV)
- Sicherheitsbereitschaft
- Energiesammelgesetz (EnSaG)
- Kapazitätsreserveverordnung (KapResV)
- Novelle des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG)
- Novelle der Verordnung über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung (EU) 2017/1938
- Verordnung zur Verbesserung der Rahmenbedingungen für den Aufbau der LNG-Infrastruktur in Deutschland
- Gesetz zur Neuordnung der Verantwortung in der kerntechnischen Entsorgung
- Gesetz zur Fortentwicklung des Gesetzes zur Suche und Auswahl eines Standortes für ein Endlager für Wärme entwickelnde radioaktive Abfälle und anderer Gesetze
- Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung und zur Änderung weiterer Gesetze (Kohleausstiegsgesetz)
- SMARD – Strommarktdaten
- Marktstammdatenregister (MaStR)

Entwicklung des SAIDI-Strom Unterbrechung nach Nieder- und Mittelspannung in Deutschland 2006-2019

Jahr 2019: SAIDI-Index Mittelspannung 10,01 Minuten, Veränderung 2006/19 - 46,4%
Versorgungssicherheit ist in den Verteiler-Stromnetzen gegeben

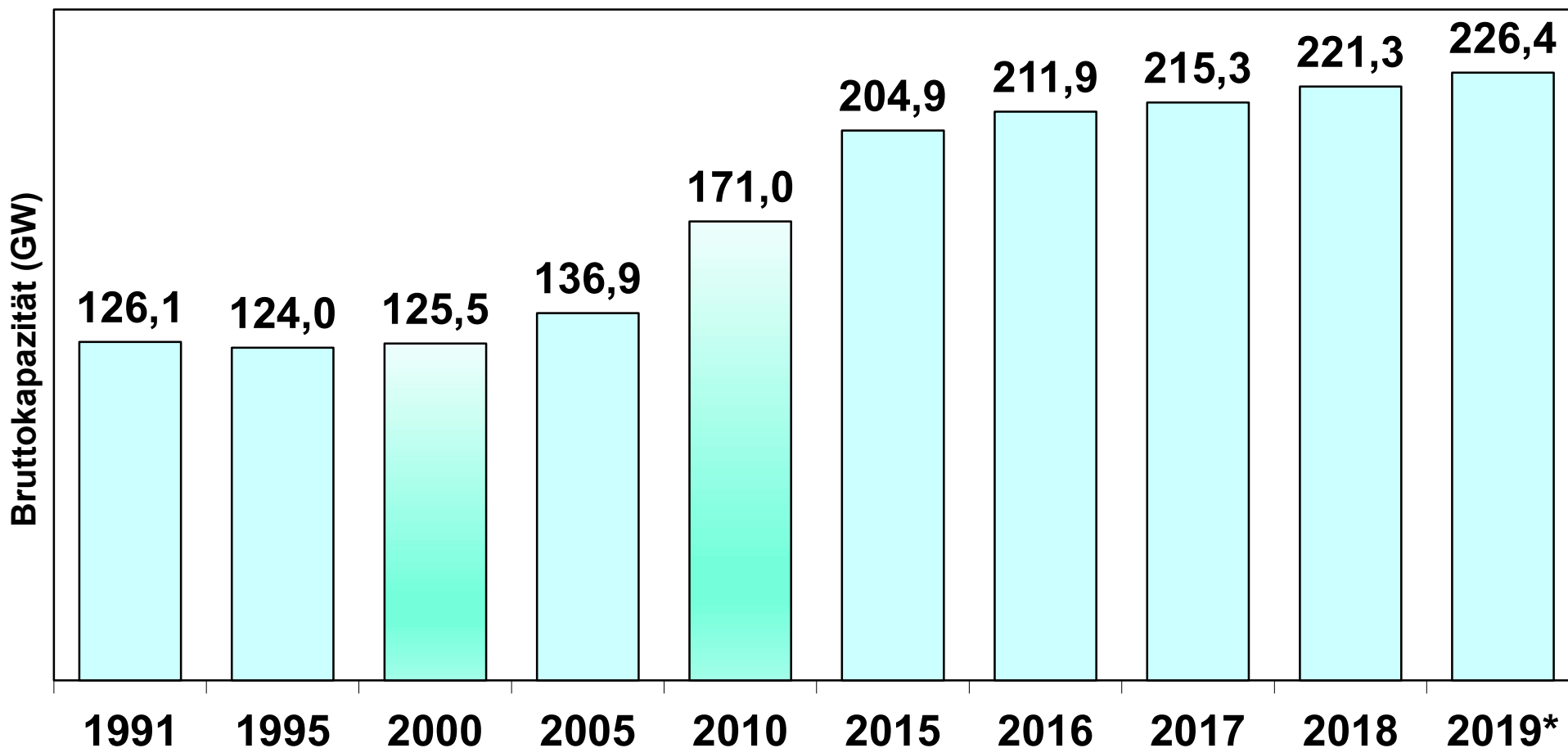
Abbildung 9.3: Entwicklung des SAIDI
in Minuten



Die Unterbrechungsdauer der Versorgung auf Verteilernetzebenen ist seit Jahren – auch im internationalen Vergleich – auf einem konstant sehr niedrigen Niveau. Von der Bundesnetzagentur wird jedes Jahr der „System Average Interruption Duration Index“ (SAIDI) veröffentlicht. Er gibt die durchschnittliche Versorgungsunterbrechungsdauer je angeschlossenem Letztverbraucher auf der Ebene der Verteilernetze an. In die Berechnung des SAIDI-Wertes fließen alle Unterbrechungen ein, die länger als drei Minuten dauern. Der Index lag im Jahr 2019 bei 10,01 Minuten und damit annähernd auf dem Niveau des Vorjahres. Im langjährigen Trend nimmt die Versorgungsunterbrechungsdauer immer weiter ab. So ist der SAIDI-Index seit 2006 um über 40 Prozent gesunken. Damit gehört Deutschland auch im internationalen Vergleich zur Spitzengruppe.

Entwicklung Bruttokapazität zur Stromerzeugung in Deutschland jeweils Ende 1991 bis 2019 (1)

Jahr 2019: 226,4 GW, Veränderung 1991/2019 + 79,5%* 1)



Grafik Bouse 2021

* Daten 2019 vorläufig, Stand 3/2021

Leistungseinheiten: 1 GW = 1.000 MW = 1 Mrd. kW

1) ab 1998: Kapazität aus gesamten Windkraftanlagen gemäß AGEE-Stat

2) bis 1997 einschließlich Windkraftanlagen der öffentlichen Versorgungsunternehmen

3) bis 1997 einschließlich Windkraftanlagen öffentlicher Versorgungsunternehmen, ab 1998 einschließlich aller Windkraftanlagen

4) Kapazität aus gesamten Windkraftanlagen gemäß AGEE-Stat

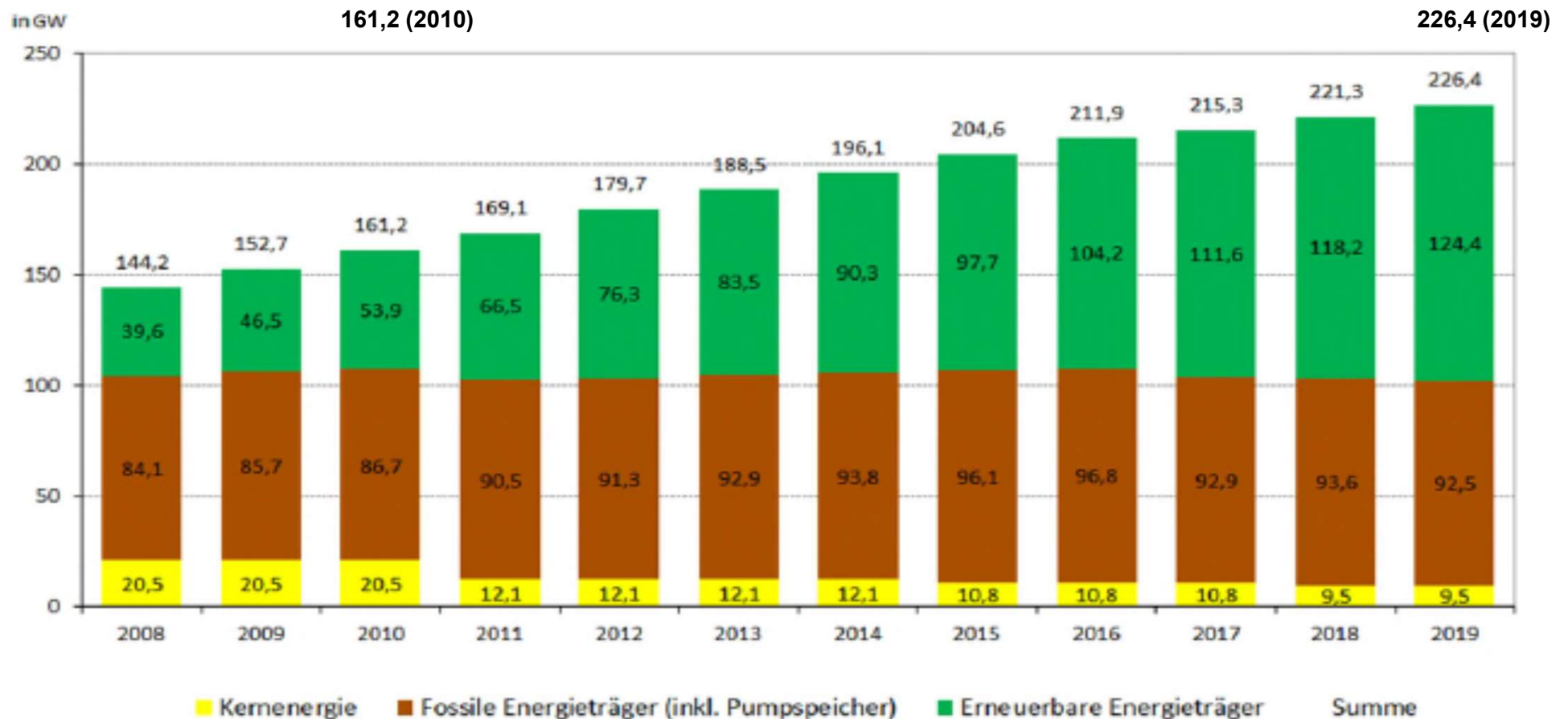
5) unter Berücksichtigung der Atomgesetznovelle vom 31.07.2011 zum Ausstieg aus der Kernenergie

Quellen: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Statistisches Bundesamt, Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat); Bundesnetzagentur ab 2011 aus BMWI Energiedaten gesamt, Tab. 22, 3/2021

Entwicklung der installierten elektrischen Netto-Nennleistung in Deutschland Ende 2008-2019 (2)

Jahr Ende 2019: Gesamt 226,4 GW,
davon Beitrag EE 124,4 GW, Anteil 54,9%

Abbildung 9.1: Installierte Leistung der an das deutsche Stromnetz angeschlossenen Stromerzeugungsanlagen

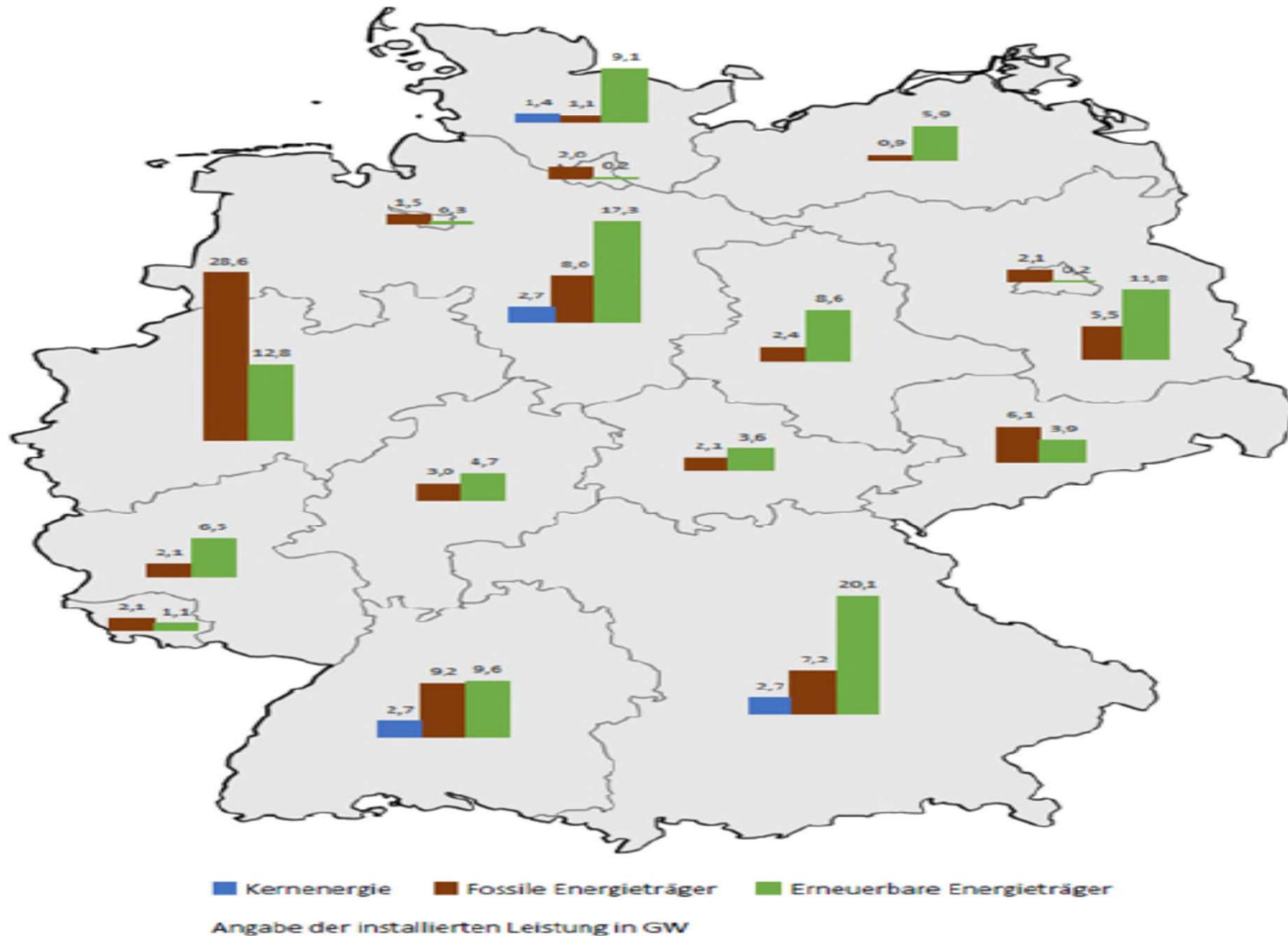


Quelle: BNetzA 10/2020. Angegeben ist die Netto-Nennleistung.

Verteilung der Kraftwerkskapazitäten auf die Bundesländer Deutschlands 2019 (3)

Jahr 2019: Gesamt 226,4 GW, Veränderung 2008/2019 + 57,0%
 davon EE 54,9%, Fossile 40,9%, KE 4,2%

Abbildung 9.2: Verteilung der Kraftwerkskapazitäten auf die Bundesländer im Jahr 2019



Kraftwerkskapazitäten nach Energieträgern und Technologien in Deutschland bis zum Jahr 2035 (1)

4.5 Kraftwerkspark

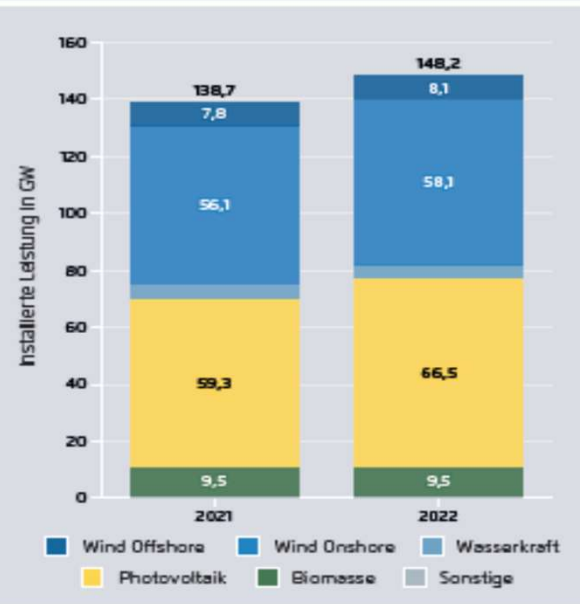
Der erneuerbare Kraftwerkspark in Deutschland blieb 2022 hinter dem erforderlichen Ausbau zurück: Obwohl der Zubau von Erneuerbaren Energien dynamischer verlief als in den letzten Jahren – vor allem durch den starken Ausbau von Photovoltaik. Neun von zehn Erneuerbaren-Auktionen waren unterzeichnet. Als Indikator für den zukünftigen Zubau der Erneuerbaren Energien zeichnen sich hier bereits große Herausforderungen für die Erreichung der Ausbauziele in den kommenden Jahren ab.

Die Veränderungen beim konventionellen Kraftwerkspark wurden maßgeblich von den Maßnahmen gegen die fossile Energiekrise und deren Auswirkungen auf den (europäischen) Strommarkt beeinflusst. Der für Ende 2022 geplante Ausstieg aus der Kernenergie wurde mit der Entscheidung für die Laufzeitverlängerungen der Kraftwerke Isar 2, Neckarwestheim 2 und Emsland auf April 2023 verschoben. Zudem wurden zur Angebotsausweitung Stein- und Braunkohlekraftwerke aus der Reserve ans Netz zurückgeholt beziehungsweise eine Stilllegung verschoben. Somit wurde 2022 weder der Ausstiegspfad für Atom- noch für Kohlekraftwerke eingehalten.

4.5.1 Erneuerbare Energien und Ausschreibungsergebnisse

Der Zubau der Erneuerbaren Energien lag mit 9,6 Gigawatt 61 Prozent über dem Wachstum im Vorjahr (6 Gigawatt). Die installierte Gesamtleistung von Erneuerbaren Energien betrug Ende 2022 148,2 Gigawatt. Bei der Photovoltaik wurde – wie in den letzten Jahren – deutlich mehr Kapazität installiert als bei der Windenergie an Land: Von insgesamt 9,6 Gigawatt zugebauter erneuerbarer Kapazität entfallen rund 75 Prozent (7,2 Gigawatt) auf die Photovoltaik. Die übrigen 2,4 Gigawatt verteilten sich insbesondere auf Windenergieanlagen an Land (2 Gigawatt) und auf See (0,35 Gigawatt).

Installierte Leistung Erneuerbarer Energien 2021 und 2022 Abb. 4_10



Bundesnetzagentur (2022a)
2022: vorläufige Daten, AGEE Stat (2022)

Sowohl die Photovoltaik als auch die Windenergie müssen deutlich schneller ausgebaut werden, um die deutschen Klimaziele zu erreichen. Mit der Reform des Erneuerbaren Energien Gesetz (EEG 2023) hat die Bundesregierung ein neues Ziel festgelegt: Bis zum Jahr 2030 sollen 80 Prozent des Stromverbrauchs aus erneuerbaren Quellen stammen, während gleichzeitig die Schätzung des zukünftigen Stromverbrauchs auf 750 Terawattstunden angehoben wurde. Mit dem neuen Zielpfad wächst einerseits die Lücke zwischen der zum Erreichen der Klimaziele notwendigen Ambition und dem tatsächlichen Ausbau. Andererseits kann Deutschland bis 2035 einen emissionsfreien Kraftwerkspark aufbauen, wenn der zur Erreichung des 2030-Ziels notwendige Erneuerbaren Ausbau umgesetzt wird.

Photovoltaik

Bei der Photovoltaik waren 2022 alle Ausschreibungsrunden unterzeichnet. Über das Jahr verfehlten die Auktionen für Photovoltaik-Freiflächenanlagen das Ausschreibungsziel von 3,1 Gigawatt um 0,7 Gigawatt. Die bezuschlagte Leistung für gewerbliche Aufdachanlagen betrug insgesamt 0,5 Gigawatt und lag damit 70 Prozent unter der ausgeschriebenen Menge von 1,7 Gigawatt. Dementsprechend sind bei einer durchschnittlichen Projektrealisierungszeit von 18 Monaten von Auktionszuschlag bis Anlageninbetriebnahme die 2022 unterzeichneten Auktionen ein Indikator für den Photovoltaik-Zubau in ein bis zwei Jahren.

Dass die Ausschreibungen für Photovoltaik 2022 seit 2017 erstmals unterzeichnet waren, ist insbesondere auf der drei Faktoren zurückzuführen: die Ausschreibungsvolumen wurden 2022 deutlich erhöht und es gab andauernde Lieferkettenprobleme für Photovoltaik-Module. Darüber hinaus wurde bereits Anfang des Jahres mit dem Osterpaket angekündigt, dass Dachanlagen bis zu einem Megawatt, statt bisher 0,75 Megawatt, im EEG 2023 unter die fixe Einspeisevergütung fallen. Die Ankündigung führte zu einer Zurückhaltung (Attentismus) auf Seiten der betroffenen Anlagen-Projektierer.

2022 wurden insgesamt 7,2 Gigawatt Photovoltaikanlagen neu in Betrieb genommen (vorläufige Daten). Im Vergleich zum Vorjahr ergibt das ein Plus von 44 Prozent. Damit erreicht der PV-Zubau fast die Werte der ausbaustarken Jahre von 2010 bis 2012: Damals wurden jährlich rund 7,5 Gigawatt installiert. Auch global war das Jahr 2022 von einem starken PV-Wachstum geprägt: Laut Analysen der Internationalen Energieagentur liegt der globale Nettozubau an PV-Kapazitäten bei rund 240 Gigawatt, was ein neues Rekordhoch markiert und einem Wachstum von 60 Prozent gegenüber 2021 entspricht (IEA 2022a). Auf Grund der weltweit gestiegenen Nachfrage könnte China seine jährliche Produktionskapazität für Solarzellen bis Ende 2022 auf 600 Gigawatt ausbauen (pv magazine 2022).

Kraftwerkskapazitäten nach Energieträgern und Technologien in Deutschland bis zum Jahr 2035 (2)

Um bis 2030 eine installierte Kapazität von 215 Gigawatt zu erreichen, ist bereits ab 2023 ein Zubau von durchschnittlich 18,6 Gigawatt pro Jahr erforderlich. Gemessen am diesjährigen Ausbau von 7,2 Gigawatt muss sich die Zubau-Geschwindigkeit also mehr als verdoppeln. Verzögert sich der Hochlauf, liegen die jährlich benötigten Ausbaumengen in den Folgejahren umso höher.

Windenergie an Land

Seit 2019 waren 16 von 20 Windenergie-an-Land-Ausschreibungen unterzeichnet. Allein 2022 verfehlten die Auktionen das Ausschreibungsziel um 1,3 Gigawatt. Seit 2019 wurden insgesamt 5,3 Gigawatt und damit 32 Prozent weniger Anlagen bezuschlagt als durch die ausgeschriebene Menge vorgesehen.

Bei einer durchschnittlichen Projektrealisierungszeit von 30 Monaten von Auktionszuschlag bis Anlagenbetriebnahme wirken sich die historischen Zielverfehlungen bereits heute auf den Windkraft-Zubau aus. Die Zielverfehlungen der letzten Jahre deuten zudem auf einen schwachen Zubau in den kommenden Jahren hin.

Die chronisch unterzeichneten Ausschreibungen weisen auf strukturelle Probleme bei der Windenergie auf Land hin: Zum einen sind weiterhin zu wenig Flächen ausgewiesen. Bundesweit waren Ende 2021 im Durchschnitt rund ein Prozent der Fläche für Windräder ausgewiesen (BMWK 2022c). Das neue Wind-an-Land-Gesetz (WalG) sieht vor, dass die Länder bis 2032 zwei Prozent ihrer Flächen für Windenergieanlagen ausweisen müssen, mit einem Zwischenziel von 1,4 Prozent bis Ende 2027. Zum anderen verhindern lange und komplizierte Genehmigungsverfahren eine schnelle und kosteneffiziente Umsetzung von Windprojekten. Im Durchschnitt dauert die Projektlaufzeit von der Planung bis zur Stromspeisung sieben Jahre (FA Wind 2022). Im Vergleich zum Jahr 2013, als dieser Wert noch

4,5 Jahre betrug, ist die Projektlaufzeit deutlich länger geworden (FA Wind 2016).

Derzeit kommen noch weitere Hindernisse hinzu: Weltweit historische Preissteigerungen bei Rohstoffen, drastische Erhöhungen der Leitzinsen, andauernde Lieferengpässe und anhaltende Inflation. Die veränderten Bedingungen wurden in den gesetzlich verankerten Gebotshöchstpreisen im Jahr 2022 nicht berücksichtigt.

Der Zubau bei der Windenergie an Land lag 2022 bei 2 Gigawatt (vorläufige Daten). Das sind rund 21 Prozent mehr als 2021 (1,65 Gigawatt). Damit konnte der Zubau zwar zum dritten Jahr in Folge gesteigert werden, allerdings war das Ausgangsniveau extrem niedrig. Im Vergleich zu den Neuinstallationen zwischen 2014 und 2017 ist der aktuelle Zubau immer noch nur halb so hoch.

Um den im EEG 2023 verankerten Zielpfad für Wind Onshore von 115 Gigawatt bis 2030 zu erreichen, ist ab 2023 ein Zubau von durchschnittlich rund 71 Gigawatt pro Jahr erforderlich. Das entspricht mehr als einer Verdreifachung gegenüber 2022.

Windenergie auf See

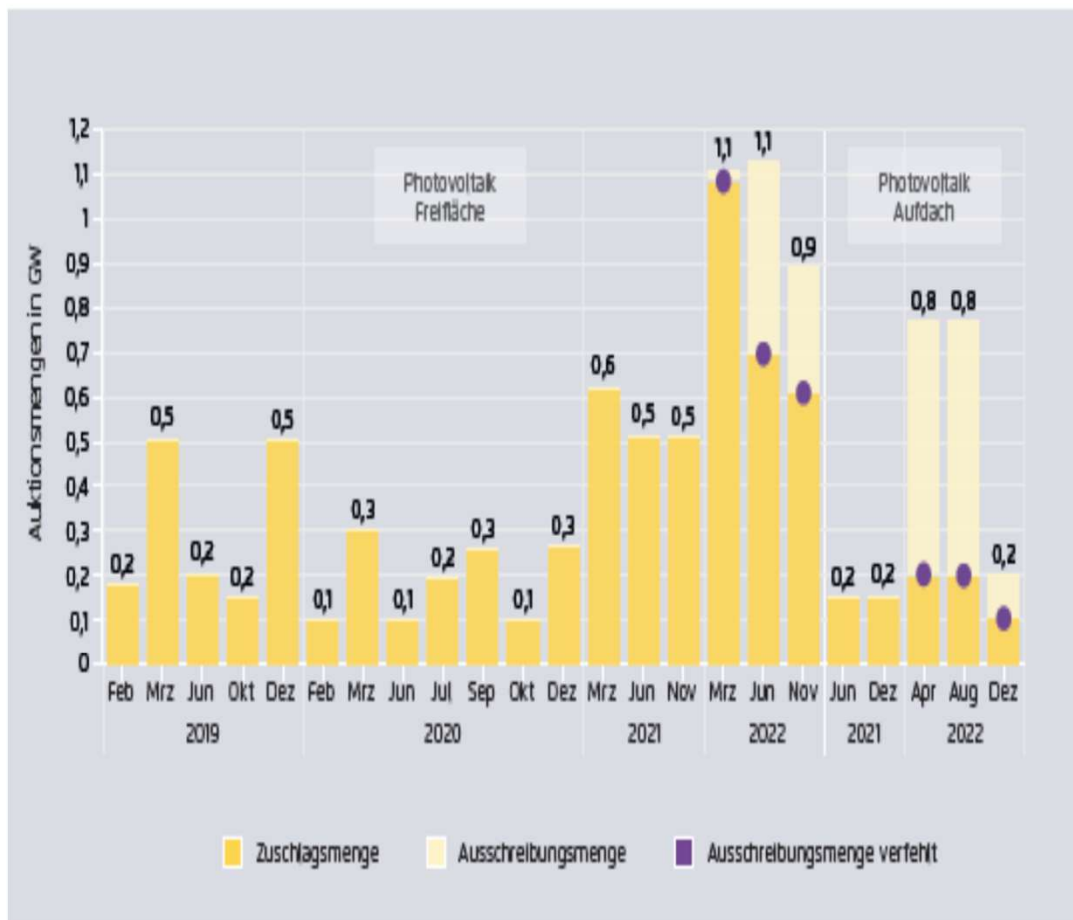
Der Ausbau der Windenergie auf See ging mit 0,3 Gigawatt neuer Kapazität im Jahr 2022 weiterhin schleppend voran (vorläufige Daten). Es fehlen nach wie vor Netzleitungen, um die Offshore-Windstrommengen in die Verbrauchszentren im Süden zu transportieren. Mit der Novellierung des Windenergie-auf-See-Gesetzes (WindSeeG) hat die Bundesregierung ein Ziel von 30 Gigawatt installierter Leistung für Offshore Windenergieanlagen bis 2030 verankert. Unter Berücksichtigung des geringen Zubaus in 2022 ergibt sich daraus ein jährlicher Nettozubaubedarf von durchschnittlich 2,7 Gigawatt bis 2030. Damit muss der Zubau gegenüber 2022 fast um das Zehnfache steigen.

Kraftwerkskapazitäten nach Energieträgern und Technologien in Deutschland bis zum Jahr 2035 (3)

Jahr 2022/2035: Zubau 7/18 GW

Auktionen der Photovoltaik

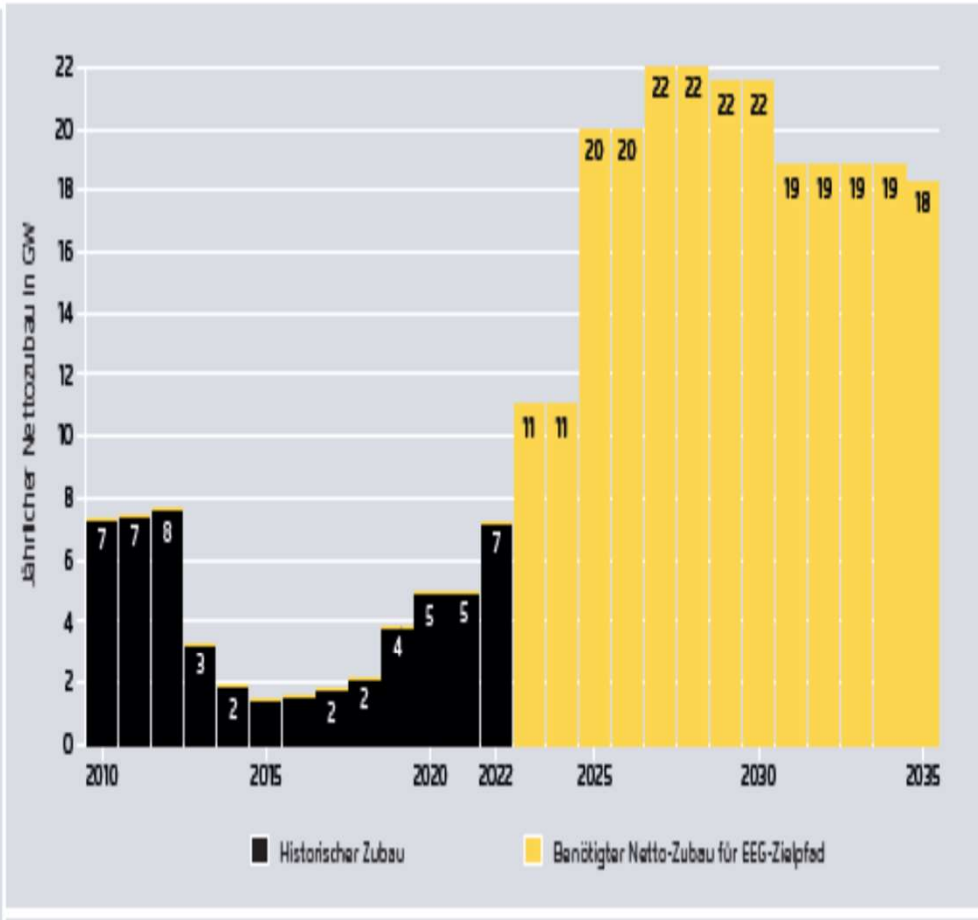
Abbildung 4_11



BNetzA (2022b)

Historischer und zukünftig benötigter Photovoltaik-Zubau für die EEG-Ausbauziele

Abbildung 4_12



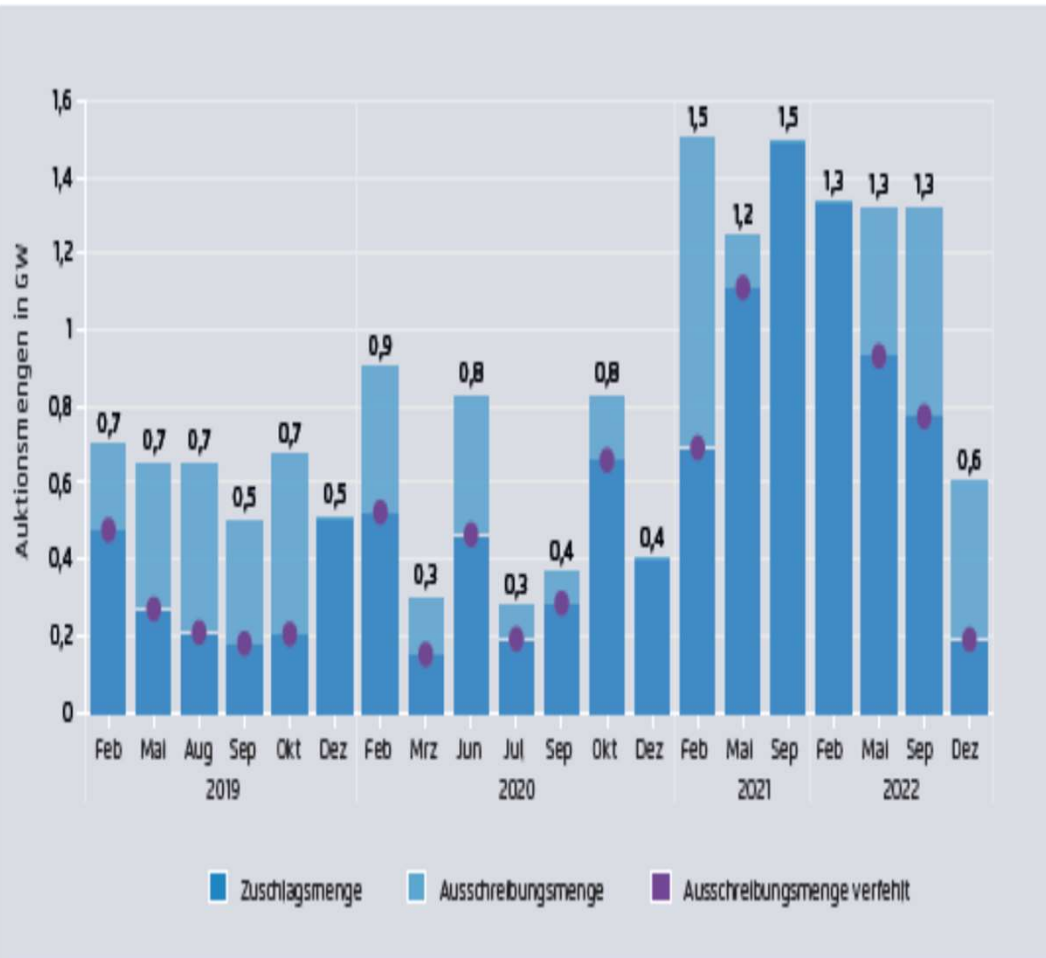
Agora Energiewende (2023) • Das EEG2023 weist Ausbauziele für 2024, 2026, 2028, 2030, 2035 und 2040 aus. Gezeigt wird der hierfür notwendige durchschnittliche Zubau pro Jahr.

Kraftwerkskapazitäten nach Energieträgern und Technologien in Deutschland bis zum Jahr 2035 (4)

Jahr 2022/2035: Zubau 2/8,4 GW

Auktionen der Windkraft an Land

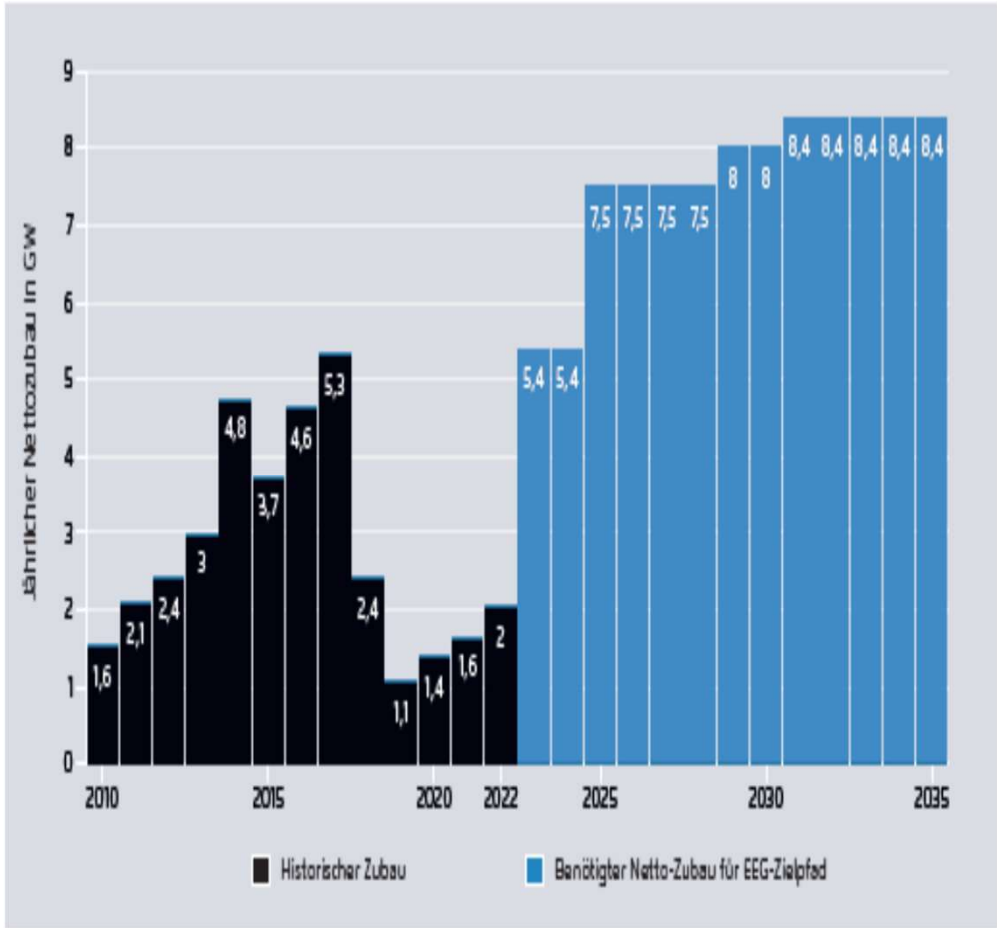
Abbildung 4_13



BNetzA (2022b)

Historischer und zukünftig benötigter Wind-an-Land-Zubau für die EEG-Ausbauziele

Abbildung 4_14



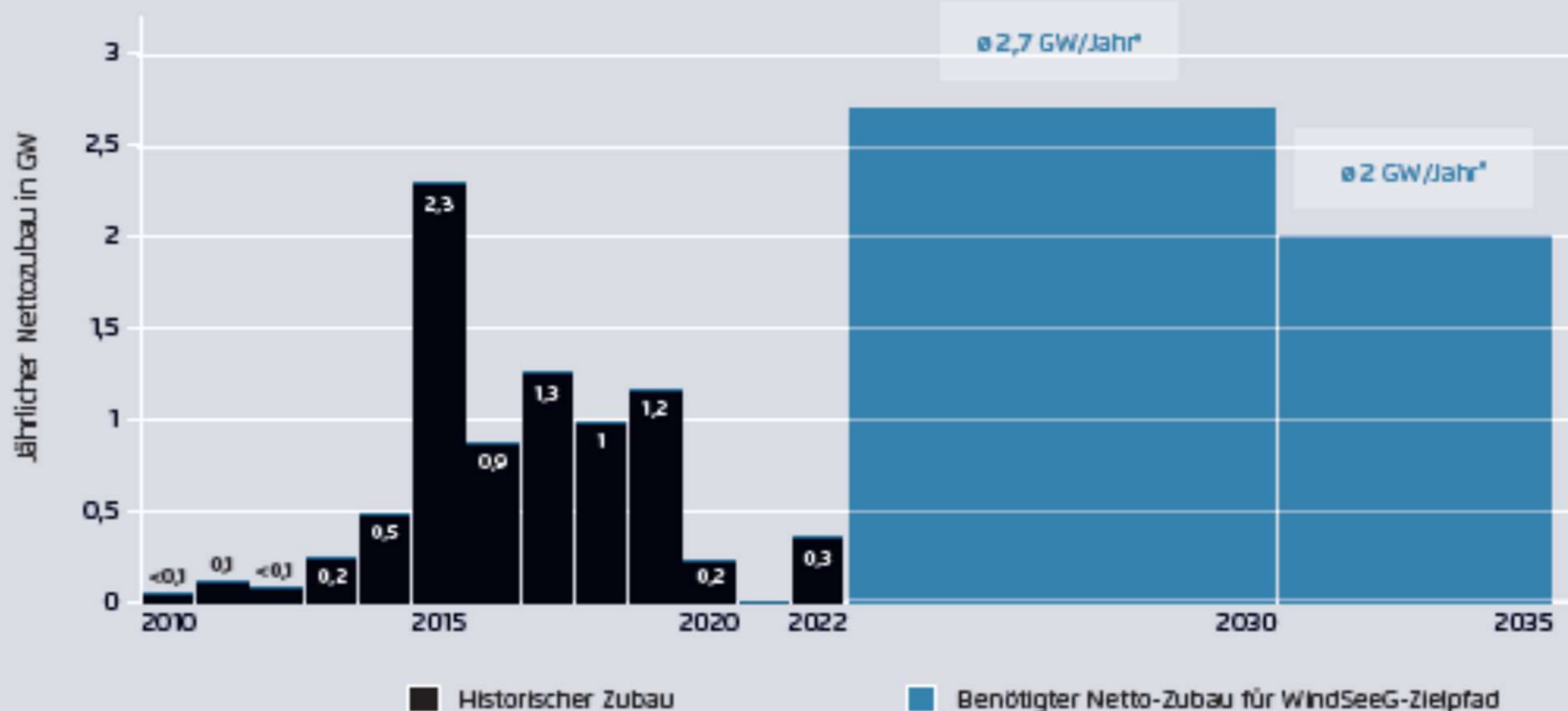
Agora Energiewende (2023) • Das EEG2023 weist Ausbauziele für 2024, 2026, 2028, 2030, 2035 und 2040 aus. Gezeigt wird dar hierfür notwendige durchschnittliche Zubau pro Jahr

Kraftwerkskapazitäten nach Energieträgern und Technologien in Deutschland bis zum Jahr 2035 (5)

Jahr 2022/35: 0,3/2 GW/Jahr*

Historischer und zukünftig benötigter Wind-auf-See-Zubau für die WindSeeG-Ausbauziele

Abbildung 4_15



Klimaneutrales Stromsystem 2035, Agora Energiewende (2022) • Das WindSeeG weist Ausbauziele für 2030, 2035 und 2045 aus. *jährlicher Zubau stark zeitversetzt wegen langer Projektlaufzeit von Wind-auf-See-Anlagen und Netzanschlüssen.

Kraftwerkskapazitäten nach Energieträgern und Technologien in Deutschland bis zum Jahr 2022 (6)

4.5.2 Konventionelle Energien

Die Kapazität des konventionellen Kraftwerksparks hat sich im Jahr 2022 um 2,8 Gigawatt auf 85 Gigawatt verringert. Zum Jahreswechsel 2021/22 gingen vier Gigawatt Kernkraftwerke vom Netz: die Kraftwerke Brokdorf, Grohnde und Gundremmingen C wurden planmäßig stillgelegt. Die Laufzeit der drei verbliebenen Kernkraftwerke Isar 2, Neckarwestheim 2 und Emsland wurde bis maximal 15. April 2023 verlängert.

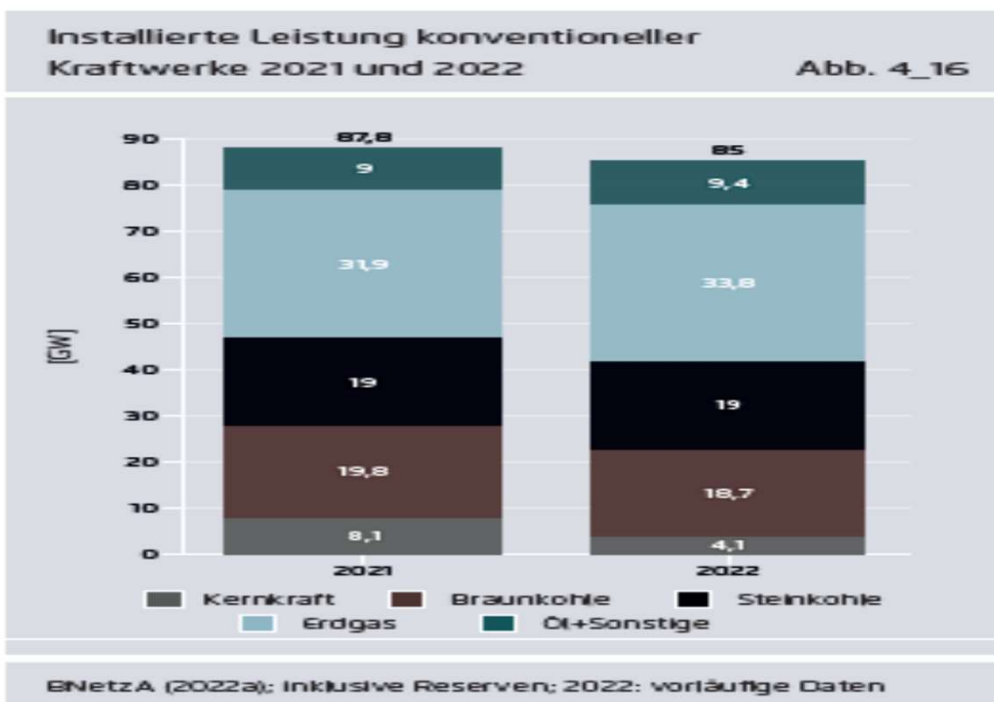
Neu ans Netz gingen 1,9 Gigawatt Erdgaskapazitäten. Diese sind notwendig um im Rahmen des geplanten schrittweisen Kohleausstiegs bis 2030 ausreichend gesicherte Kraftwerksleistung zu gewährleisten. Mittel- und langfristig müssen regelbare Kraftwerke mit emissionsfreien Brennstoffen wie erneuerbarem Wasserstoff und Wasserstoffderivaten betrieben werden.

Zur kurzfristigen Reduzierung des Erdgasverbrauchs im Stromsektor wurden 5,1 Gigawatt Steinkohle- und 1,9 Gigawatt Braunkohlekraftwerke für begrenzte Zeit an den Strommarkt zurückgeholt. Darunter waren 2,1 Gigawatt Steinkohlekraftwerke, die ursprünglich im Zuge der dritten Ausschreibung des Kohleverstromungsbeendigungsgesetz stillgelegt werden sollten und 2,9 Gigawatt Steinkohlekraftwerke, die sich in der Netzreserve befanden. Die 1,9 Gigawatt Braunkohlekraftwerke, die zurück an den Markt geholt wurden, entsprechen der gesamten Kapazität, die sich in der Sicherheitsbereitschaft befunden hatte. Die Netzreserve reduzierte sich infolgedessen auf 4,3 Gigawatt Erzeugungskapazität. 2021 befand sich kein Kraftwerk in der Kapazitätsreserve. Ende 2022 waren es 1,2 Gigawatt Erdgaskraftwerke.

Insgesamt waren Ende 2022 3,0 Gigawatt Gesamtkraftwerkskapazität und 4,2 Gigawatt

Kohlekraftwerkskapazität weniger in allen Reserven als Ende 2021.

Insgesamt lag die Summe der installierten Leistung aus konventionellen Erzeugern im Jahr 2022 bei 85 Gigawatt. Obwohl vier Gigawatt Kernkraftwerke vom Netz gingen, hat sich die installierte Leistung nur um 2,8 Gigawatt reduziert. Während im Laufe des Jahres 2021 noch 6,3 Gigawatt Kohlekraftwerke stillgelegt wurden, waren Ende 2022 sogar zwei Gigawatt Kohlekapazität mehr am Markt als noch Ende 2021. Mit dem Streckbetrieb der vier Gigawatt Kernkraftwerkskapazität wurde auch der Atomausstieg ins Jahr 2023 vertagt.



Entwicklung installierte Leistung zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland Ende 1990-2022, Teil 1 (1)

Ende 2022: EE-Leistung 149.706 MW = 149,7 GW
davon Beitrag Windenergie Land + See 66,2 GW, Anteil 44,2%

Angaben in [MW]	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Wasserkraft *	3.982	4.033	4.049	4.117	4.211	4.348	4.305	4.296	4.369	4.547	4.831	4.831	4.937	4.953	5.186	5.210
Windenergie an Land	55	106	174	326	618	1.121	1.549	2.089	2.877	4.435	6.097	8.738	11.976	14.381	16.419	18.248
Windenergie auf See ²	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Photovoltaik	2	2	6	9	12	18	28	42	54	70	114	176	296	435	1.105	2.056
biogene Festbrennstoffe	64	64	65	72	80	80	93	115	135	194	304	384	523	859	1.020	1.218
biogene flüssige Brennstoffe	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	6	18	21	60
Biogas ³	1	2	2	3	4	9	15	19	43	49	78	111	160	190	249	665
Biomethan ³	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Klärgas ³	5	5	4	4	5	6	8	9	115	132	128	134	141	149	157	161
Deponiegas	59	64	68	95	119	132	145	158	168	173	193	193	200	212	240	248
Geothermie	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
biogener Anteil des Abfalls ⁴	275	275	275	282	250	255	276	264	270	278	293	293	293	451	472	587
Gesamt	4.443	4.551	4.643	4.908	5.299	5.969	6.419	6.992	8.031	9.878	12.038	14.865	18.532	21.648	24.869	28.453

1) Lauf- und Speicherwasserkraftwerke sowie Pumpspeicherkraftwerke mit natürlichem Zufluss

2) installierte elektrische Leistung von Windenergieanlagen auf See mit Netzanschluss

3) ab 2013 inklusive Leistung mit dem Ziel der Flexibilisierung der Stromerzeugung aus Biomasse

4) bis 2014 auf Grundlage der Stromerzeugung nach energieträgerspezifischen Volllaststunden berechnet, ab 2015 Netto-Zubau gemäß BNetzA-Registerdaten, ab 2018 gemäß StBA

5) die angegebenen Werte stellen eine Teilmenge der gesamten Kapazität aller Abfallverbrennungsanlagen für erneuerbare und nicht-erneuerbare Siedlungsabfälle dar. Dabei werden für die Zeitreihe durchgängig 50% der gesamten Abfallverbrennungskapazität als erneuerbare Leistung ausgewiesen.

Quellen: AGEE-Stat auf Basis BNetzA [8]; StBA [27]; ZSW, DENA [24]; BDEW; VDEW [20], DBFZ [13], DEWI [14]; IE [21]; teilweise vorläufige Angaben

aus BMWI – Entwicklung erneuerbare Energien in D 2022, Zeitreihen, Stand 2/2023

Entwicklung installierte Leistung zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland Ende 1990-2022 Teil 2 (2)

Ende 2022: EE-Leistung 149.706 MW = 149,7 GW

davon Beitrag Windenergie Land + See 66,2 GW, Anteil 44,2%

Tabelle 2

Installierte Leistung zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

	Wasser- kraft	Windenergie		Photo- voltaik	Geo- thermie	feste Biomasse ¹	flüssige Biomasse	gasför- mige Biomasse ²	Gesamt
		an Land	auf See						
Megawatt (MW)									
2010	5.407	26.823	80	18.006	8	2.264	410	3.548	56.546
2011	5.625	28.524	188	25.916	8	2.297	345	4.520	67.423
2012	5.607	30.711	268	34.077	19	2.272	277	4.918	78.149
2013	5.590	32.969	508	36.710	30	2.553	263	5.150	83.773
2014	5.580	37.620	994	37.900	33	2.533	232	5.439	90.331
2015	5.589	41.297	3.283	39.224	34	2.554	232	5.643	97.856
2016	5.629	45.283	4.152	40.679	38	2.578	231	5.850	104.440
2017	5.627	50.174	5.406	42.293	38	2.605	230	6.147	112.520
2018	5.347	52.328	6.393	45.158	42	2.630	230	6.802	118.930
2019	5.396	53.187	7.555	48.864	47	2.652	231	7.112	125.044
2020	5.454	54.326	7.787	54.403	47	2.595	231	7.494	132.337
2021	5.489	55.958	7.787	60.108	54	2.606	230	7.615	139.847
2022	5.539	58.077	8.129	67.399	59	2.601	228	7.674	149.706

¹ inklusive 50% der installierten Kapazität der Verbrennungsanlagen für Siedlungsabfälle (biogener Anteil 50 %)

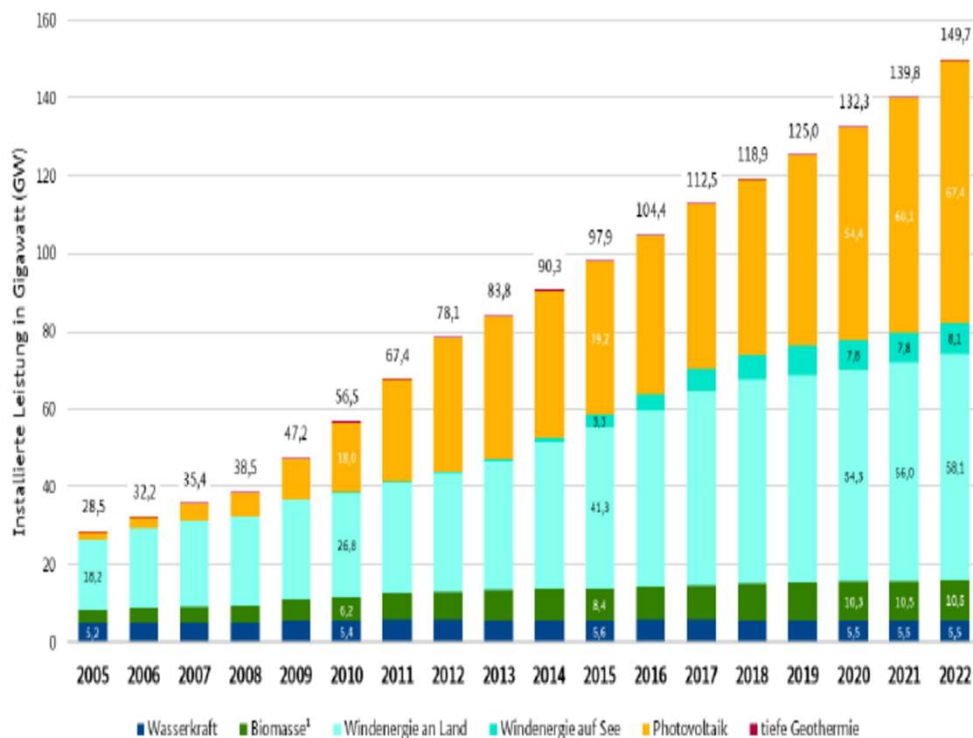
² Biogas, Biomethan, Deponie- und Klärgas

Entwicklung installierter Leistung und Netto-Zubau zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland 2005 bis 2022 (3)

Gesamt Ende 2022: EE-Leistung 149.706 MW = 149,7 GW
davon Beitrag Windenergie Land + See 66,2 GW, Anteil 44,2%

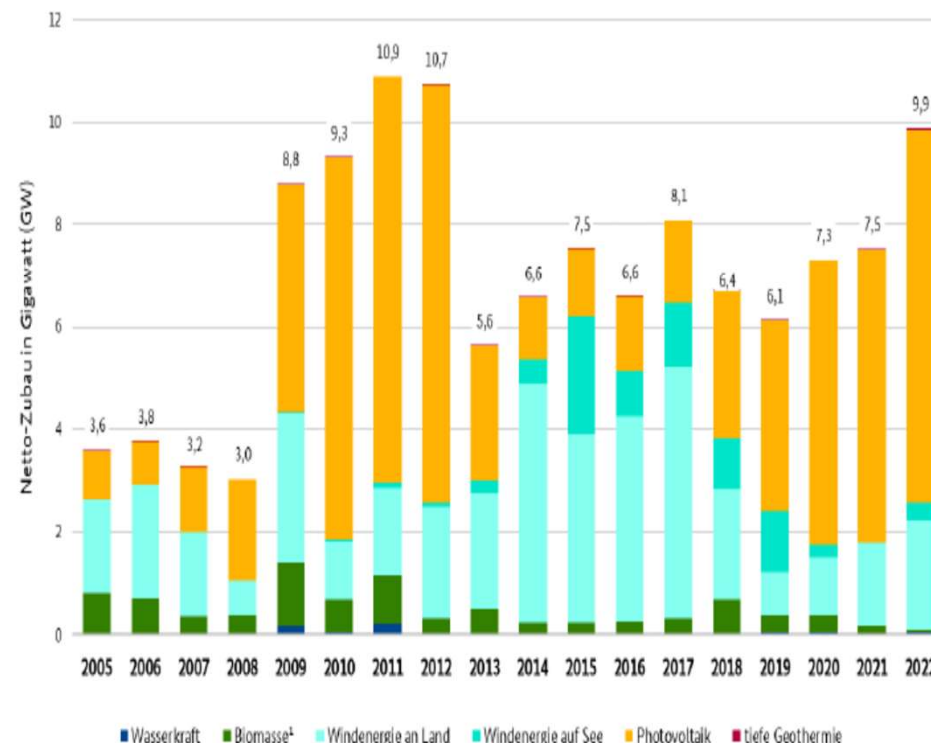


Entwicklung der installierten Leistung zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland



¹ inkl. feste und flüssige Biomasse, Biogas, Biomethan, Klär- und Deponiegas und biogenem Anteil des Abfalls
Quelle: Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat); Stand: Februar 2023

Entwicklung des Netto-Zubaus an installierter Leistung zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland



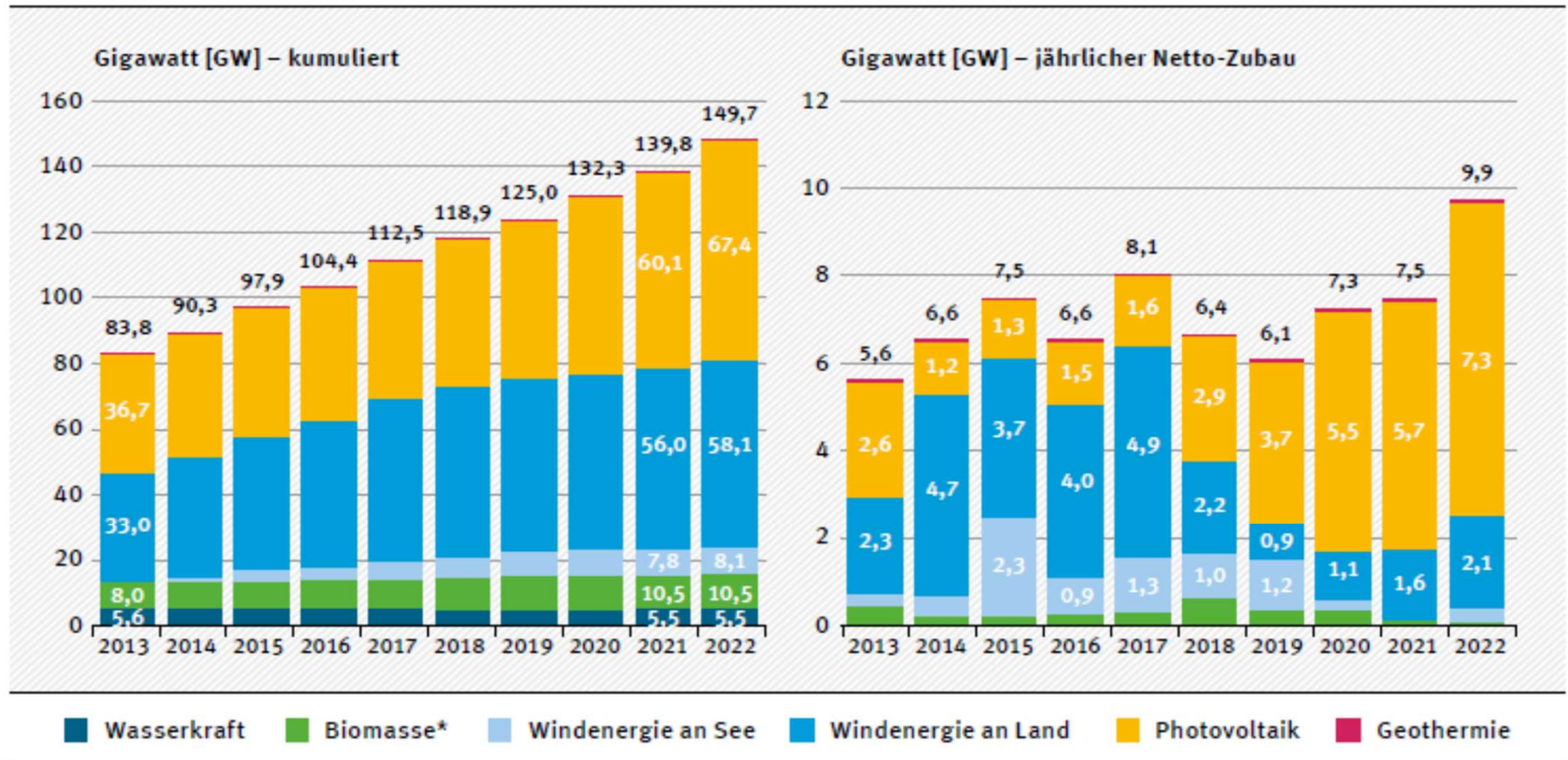
¹ inkl. feste und flüssige Biomasse, Biogas, Biomethan, Klär- und Deponiegas und biogenem Anteil des Abfalls
Quelle: Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat); Stand: Februar 2023

Entwicklung installierte Leistung zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland 2013-2022 (4)

Ende 2022: EE-Leistung 149.706 MW = 149,7 GW
 davon Beitrag Windenergie Land + See 66,2 GW, Anteil 44,2%

Abbildung 4

Entwicklung der installierten Leistung zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien



* inkl. feste und flüssige Biomasse, Biogas, Biomethan, Deponiegas, Klärgas und Klärschlamm, sowie inklusive des biogenen Anteil des Abfalls

Quelle: Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat)

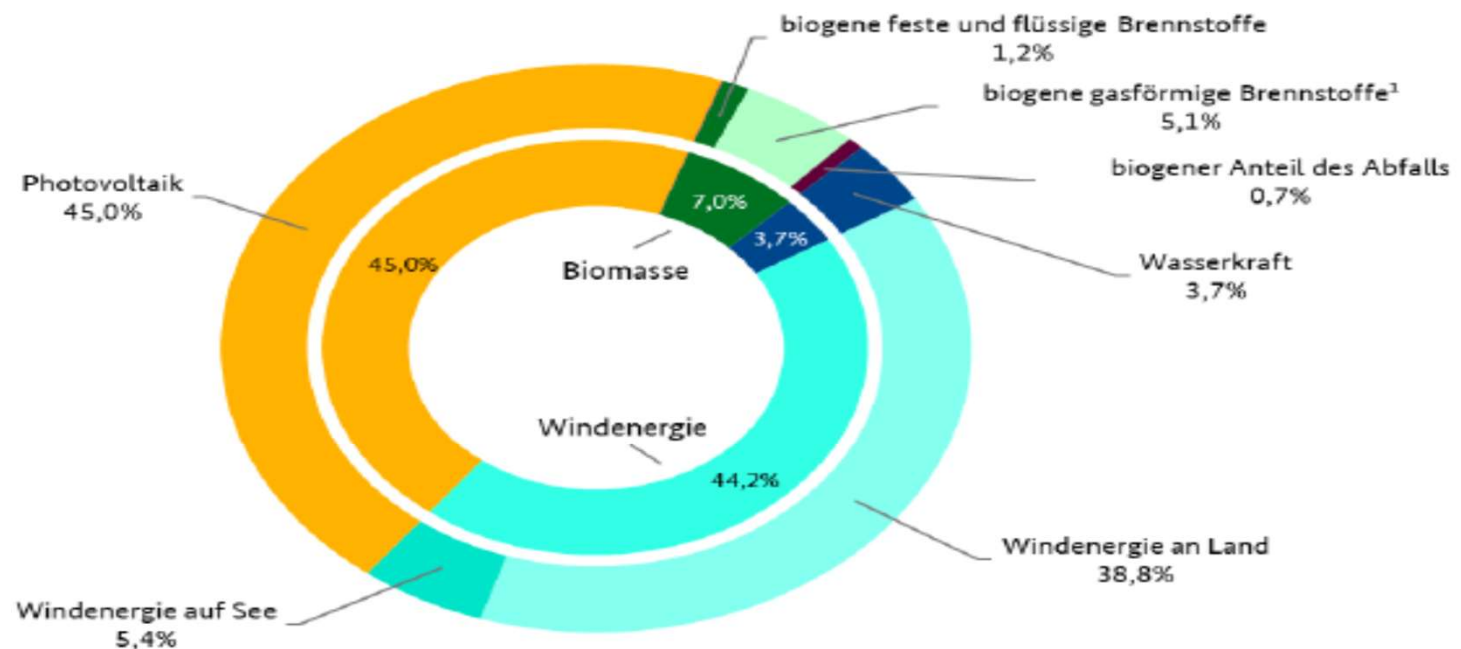
Installierte Leistung zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland 2022 (5)

Ende 2022: EE-Leistung 149.706 MW = 149,7 GW
davon Beitrag Windenergie Land + See 66,2 GW, Anteil 44,2%



Installierte Leistung zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zum Endes des Jahres 2022

Gesamt: 149,7 Gigawatt (GW)



¹ Biogas, Biomethan, Deponie- und Klärgas

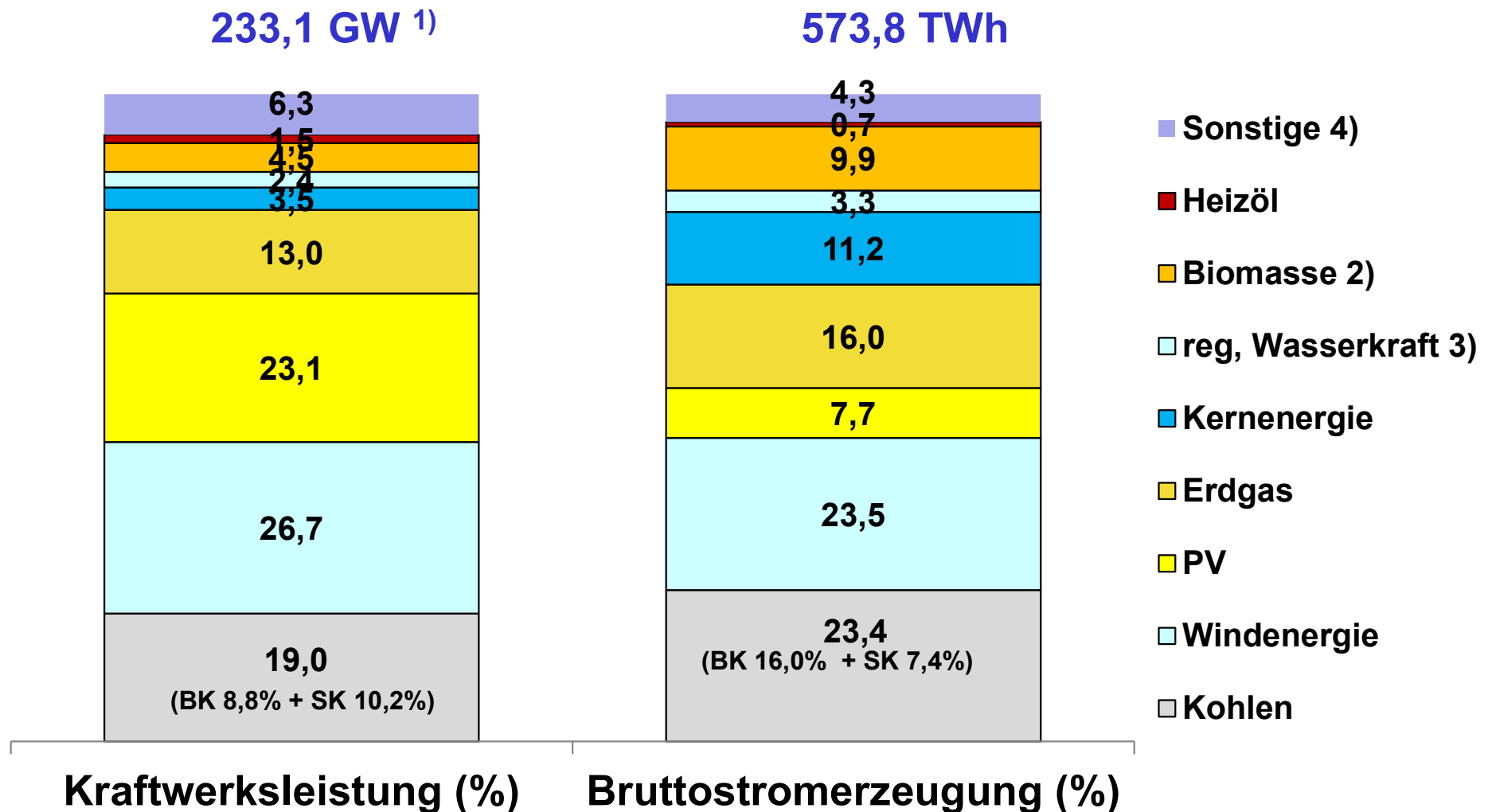
Hinweis: Wegen des geringen Anteils geothermischer Stromerzeugungsanlagen (0,04%) werden diese nicht dargestellt.

Quelle: Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat); Stand: Februar 2023

* Daten 2022 vorläufig, Stand 2/2023

Quelle: BMWK – Entwicklung erneuerbare Energien in Deutschland 2022, Grafiken 2/2023

Vergleich der Anteile Energieträger an der Kraftwerksleistung und an der Bruttostromerzeugung (BSE) in Deutschland 2020



Grafik Bouse 2021

Anteile Energieträger zur Kraftwerksleistung und zur Bruttostromerzeugung sind unterschiedlich
 Beispielhaft Photovoltaik (PV): Anteil Leistung 23,1% beim Anteil Bruttostromerzeugung 7,7%

1) Kraftwerksleistung Ende 2020

2) Biomasse mit biogenen Abfall 3) reg. Wasserkraft

4) Sonstige : Strom aus nicht biogenen Abfall (50%), Speicherpumpstrom sowie sonstige Gasen, Industrieabfälle, sonstige Energieträger

Rangfolge der Brutto-Kapazitäten aller Kraftwerke zur Stromerzeugung in Deutschland 2016

Einsatz von Kraftwerken:

Kraftwerke werden aus Kosten- und Effizienzgründen zeitlich unterschiedlich zur **Stromerzeugung** eingesetzt.

Brutto-Stromerzeugung = 650,7 Mrd. kWh

Grundlast:

Kern- und Braunkohlekraftwerke erzeugen rund um die Uhr bei gleichbleibenden Strombedarf 40,4% des Stromes mit einer Kraftwerkskapazität von 16,2%.

Mittellast:

Überwiegend tagsüber werden Steinkohle- und Erdgaskraftwerke eingesetzt mit einer Kraftwerkskapazität von bis zu 27,9%.

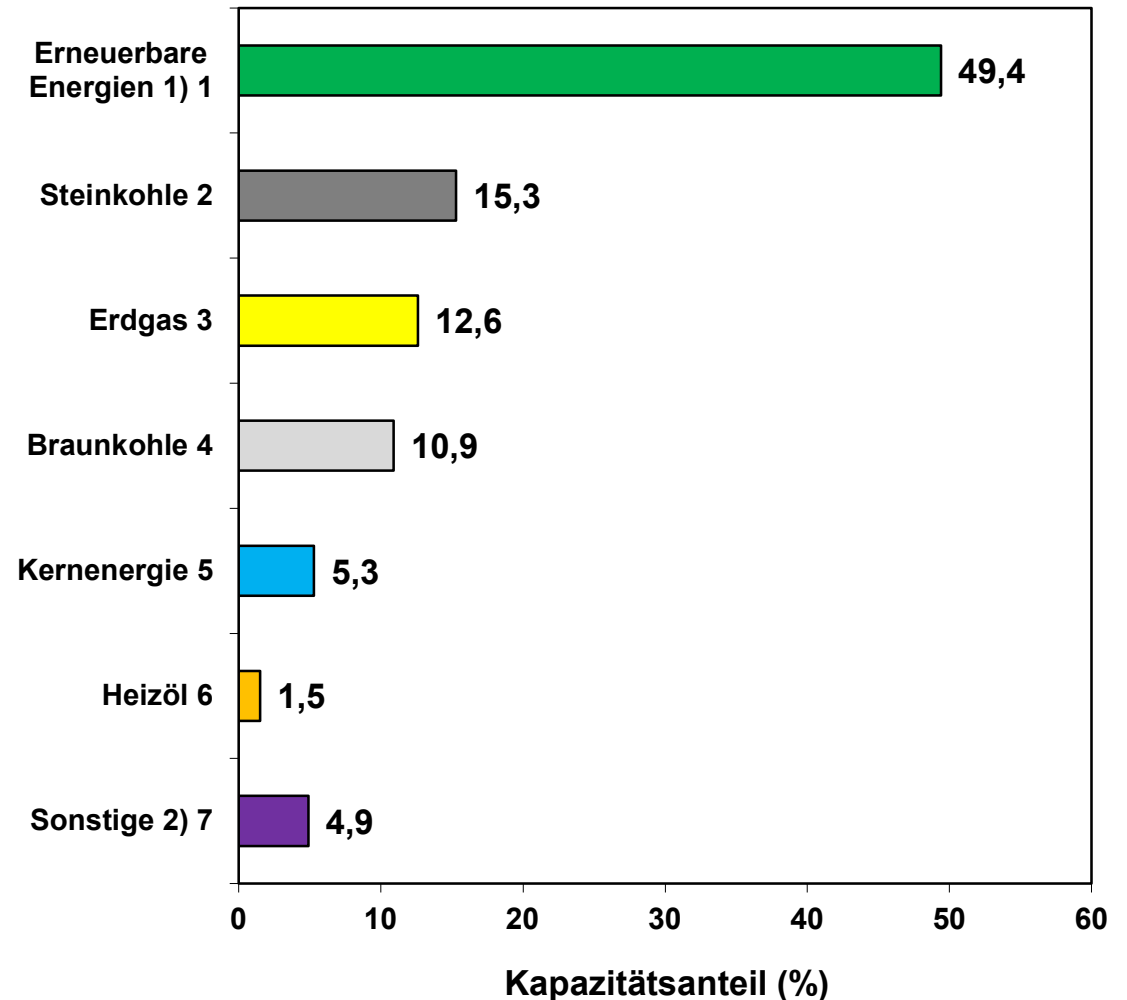
Spitzenlast:

Mit Heizöl betriebene Kraftwerke, Gasturbinen- und Pumpspeicherkraftwerke decken den Strombedarf bei kurzzeitigen Verbrauchsspitzen mit einer Kraftwerkskapazität von rund k.A.% ohne Gasturbinenkraftwerke (k.A.)

Nicht fest planbare Last (Wind und Sonne)

Beispielsweise durch schwankendes Windangebot die Stromerzeugung aus Photovoltaik und Windkraft. Diese tragen nur 18,2% zur Stromerzeugung bei einer Kraftwerkskapazität von 42,4% bei.

Installierte Brutto-Leistung 213,3 GW



Grafik Bouse 2018

1) Erneuerbare Energien: Windkraft, Photovoltaik, reg. Wasserkraft, Biomasse mit biogenen Abfall (50%), Geothermie = 105,388 GW

2) Sonstige: nicht reg. Wasserkraft (Pumpstromepeicher), nicht biogener Abfall 50%, sowie sonstige Gasen, Industrieabfälle, sonstige Energieträger = insgesamt 14,4 GW

Mittlere Ausnutzungsdauer ausgewählter Kraftwerksarten in Deutschland 2016

Ausnutzungsdauer bei Kraftwerken*

Die max. Ausnutzung beträgt 8.760 h/a.

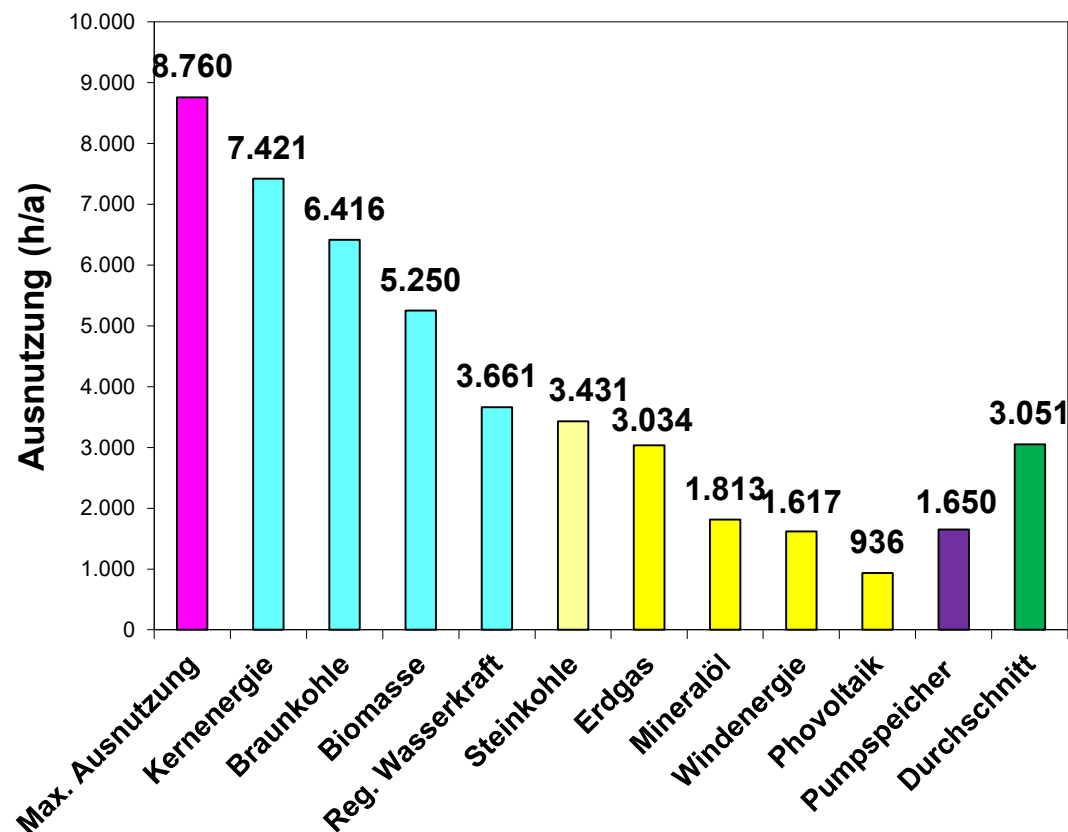
Der effiziente Energie- und Kostenmix wird in der unterschiedlichen Ausnutzungsdauer der jeweiligen Anlagen deutlich.

Kern-, Braun- und Laufwasserkraftwerke sowie die Biomasse liefern im Dauerbetrieb günstig Strom für die **Grundlast**. Die höchste durchschnittliche Ausnutzung bei der Stromerzeugung hatten die Kernkraftwerke mit 7.421 h/a (84,7%), gefolgt von Braunkohlekraftwerken mit 6.416 h/a (73,2%), Biomasse mit 5.250 h/a (59,9%) und Lauf- und Speicherwasser (reg. Wasserkraft) mit 3.661 h/a (41,8%).

Für die **Mittel- und Spitzenlast** kamen für die tagsüber schwankenden Verbrauchsspitzen teurere Brennstoffe wie Steinkohle und Erdgas zum Einsatz. Steinkohlekraftwerke werden mit 3.431 h/a (39,2%) und Erdgaskraftwerke mit 3.034 h/a (33,6%) betrieben. Bei den sehr stark vom Wind bzw. Sonne abhängigen Windenergieanlagen sind 1.617 h/a (18,5%) und Photovoltaik 936 h/a (10,7%) erreicht worden.

Als **Regelkraftwerke** sind Pumpspeicher mit 1.650 h/a (18,8%) im Einsatz gewesen.

Grundlast Mittel- und Spitzenlast



Grafik Bouse 2018

Effizienter Energie- und Kostenmix durch Einsatz unterschiedlicher Kraftwerke für wechselnden Stromverbrauch

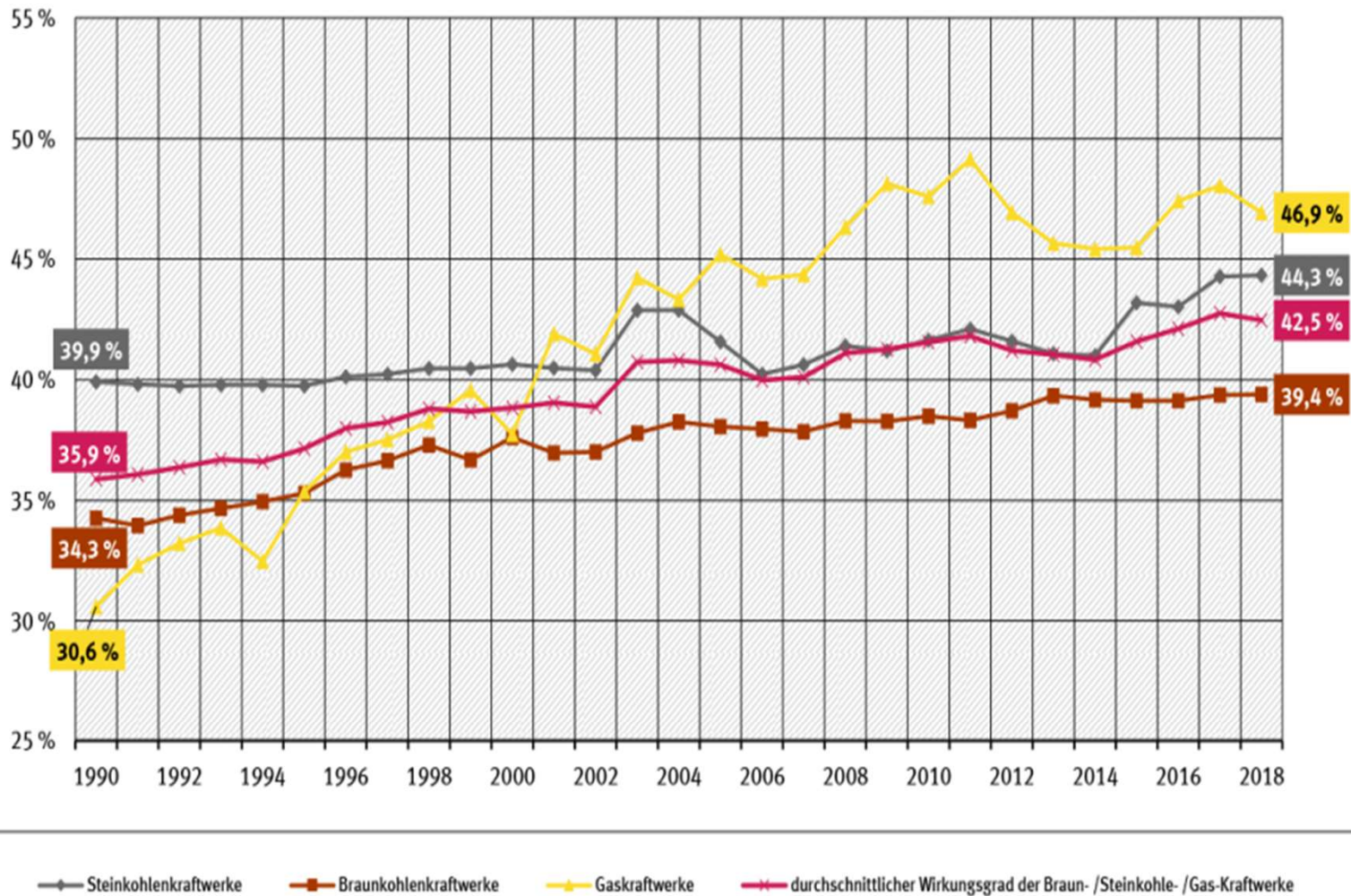
* Durchschnittliche Ausnutzungsdauer bei Nennleistung:

Jahresvolllaststunden aller Kraftwerke (öffentliche, private und Bundesbahn);
max. Volllaststunden 8.760 h/Jahr

Quellen: BMWI – Energiedaten gesamt, Tab. 20/22, 8/2018 aus www.bmwi.de
AGEB aus BMWI – Erneuerbare Energien 2017, Zeitreihen 12/2018

Entwicklung durchschnittliche Brutto-Wirkungsgrade von fossilen Kraftwerken in Deutschland 1990-2018

Entwicklung des durchschnittlichen Brutto-Wirkungsgrades¹ des fossilen Kraftwerksparks



¹ nur Strom ohne Berücksichtigung der Wärmeauskopplung

Quelle: Umweltbundesamt, eigene Berechnungen auf Basis AG Energiebilanzen, Auswertungstabellen zur Energiebilanz, Stand 10/2019 und Tabelle Bruttostromerzeugung, Stand 12/2019

Netzinfrasturuktur in Deutschland

- Ausbau der Übertragungsnetze
- Ausbau der Stromverteilernetze
- Netzinvestitionen und Netzentgelte
- Stabilität und Qualität der Stromnetze
- Wesentliche bisherige Maßnahmen

Netzinfrastruktur in Deutschland 2019, Stand 1/2021 (1)

Wo stehen wir?

- Mit Ende des 4. Quartals 2019 waren rund 800 Kilometer (46 Prozent) der Vorhaben nach dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) mit einer Gesamtlänge von rund 1.700 Kilometern realisiert. Genehmigt sind bereits fast drei Viertel der Vorhaben.
- Von den Vorhaben des Bundesbedarfsplangesetzes (BBPIG) mit insgesamt rund 5.900 Kilometern Leitungslänge sind 183 Kilometer mit Ende des 4. Quartals 2019 in Betrieb. Rund 600 Kilometer befanden sich im Bau.
- Bei den wichtigen HGÜ-Stromautobahnen (Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung) stehen bereits für 650 Kilometer (von insgesamt 2.400 Kilometern) die groben Trassenverläufe fest.
- Die Netzentgelte für Haushaltskunden sind im Jahr 2018 gesunken und im Jahr 2019 gestiegen, während die Netzentgelte für Industriekunden im Jahr 2018 gestiegen und im Jahr 2019 gesunken sind.
- Die Zuverlässigkeit der Netzinfrastruktur in Deutschland ist im Hinblick auf Netzstabilität und -qualität nach wie vor auf einem sehr hohen Niveau.

Was ist neu?

- Ende 2019 hat die Bundesnetzagentur (BNetzA) den Netzentwicklungsplan (NEP) 2019-2030 bestätigt, der den für die Realisierung des 65-Prozent-Anteils der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch bis 2030 erforderlichen Ausbau des Übertragungsnetzes identifiziert.
- Mit den im NEP 2019-2030 bestätigten Netzboostern hat die Bundesnetzagentur (BNetzA) erstmals Pilotanlagen zur Erprobung einer reaktiven Systemführung genehmigt. Dabei handelt es sich um ein innovatives Systemführungskonzept, das eine höhere Netzauslastung zum Ziel hat.
- Das im April 2019 von Bundestag und Bundesrat beschlossene Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus (NABEG-Novelle) ist ein wichtiger Meilenstein für einen schnelleren Netzausbau. Bei mehreren Netzausbauprojekten hat das Gesetz direkt gewirkt und die behördlichen Verfahren um mehrere Jahre verkürzt.
- Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) hat ein vorausschauendes Controlling beim Netzausbau für alle Leitungsvorhaben nach dem EnLAG und dem BBPIG eingeführt. Ziel des Controllings ist, Beschleunigungspotentiale zu heben und rechtzeitig Maßnahmen zu ergreifen, um weitere Verzögerungen beim Netzausbau zu vermeiden.
- Mit der Novelle zum NABEG von April 2019 wurde außerdem das Engpassmanagement neu strukturiert und effizienter gestaltet. Am sogenannten Redispatch 2.0-Prozess nehmen ab Oktober 2021 alle Stromerzeugungsanlagen und Speicher ab einer installierten Leistung von 100 kW teil.
- Durch das Gesetz zur marktgestützten Beschaffung von Systemdienstleistungen von November 2020 werden transparente, diskriminierungsfreie und marktgestützte Verfahren für die Erbringung von Systemdienstleistungen eingeführt. Mit dem Gesetz wird eine Teilnahme für alle potenziellen Marktteilnehmer eröffnet, Wettbewerb angereizt und es können bisher nicht genutzte Potenziale zur Erbringung von Systemdienstleistungen wirtschaftlich gehoben werden.
- Zur Prüfung einer Weiterentwicklung der Anreizregulierung hat das BMWi im Mai 2019 einen Branchendialog initiiert, der im Sommer 2020 abgeschlossen wurde. Im Nachgang hierzu wurden weitere Fachgespräche zu möglichen Optionen für Anpassungen der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) geführt. Auf dieser Grundlage wird derzeit eine Novelle der ARegV erarbeitet.

12.1 Ausbau der Übertragungsnetze

Zum Ende des 4. Quartals 2019 waren rund 46 Prozent der Vorhaben gemäß Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) fertiggestellt und in Betrieb genommen worden.

Dies entspricht rund 800 Leitungskilometern. Genehmigt waren insgesamt rund 1.250 Kilometer und damit bereits fast drei Viertel der Vorhaben. Konkrete Fortschritte gab es im Jahr 2019 u.a. bei der Elbekreuzung als Teil des EnLAG-Vorhabens Nr. 1 von Kassø (Dänemark) über Hamburg nach Dollern (siehe [Abbildung 12.1](#)). Im Oktober 2019 ist die verstärkte Elbekreuzung 2 in Betrieb gegangen. Die 45 Kilometer lange Leitung gilt als Hauptschlagader zwischen den windreichen Bundesländern Niedersachsen und Schleswig-Holstein. Durch die Verstärkung vervierfacht sich die Übertragungsleistung auf 9.600 MW. Dies entspricht der Leistung von zehn großen konventionellen Kraftwerken bzw. rund 3.000 Windkraftanlagen.

Mit Ende des 4. Quartals 2019 konnten bei den Vorhaben gemäß Bundesbedarfsplangesetz (BBPIG) 183 Kilometer in Betrieb genommen werden.

Im Genehmigungsverfahren waren bereits rund 1.747 Kilometer. Weitere rund 600 Kilometer befanden sich im Bau. Damit sind mehr als 40 Prozent der Vorhaben im Genehmigungsverfahren oder noch weiter vorangeschritten. Die vier HGÜ-Stromautobahnen (Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung) sollen dabei zum Rückgrat der modernen Stromversorgung in Deutschland werden. Die Behörden haben in den letzten Monaten wichtige Zwischenentscheidungen getroffen: Auf 650 Kilometern Länge (von insgesamt 2.400 Kilometern) steht nun der grobe Trassenverlauf nach dem Bundesfachplanungsverfahren fest. Für den Bau der südlichen Konverter der Vorhaben SuedLink und Ultranet in Baden-Württemberg wurden bereits Genehmigungen erteilt. Weitere Entscheidungen werden im Jahr 2020 erwartet.

12.2 Ausbau der Stromverteilernetze

Stromverteilernetze übernehmen zunehmend neue Aufgaben. Die Stromverteilernetze dienen traditionell der lokalen Verteilung von elektrischem Strom innerhalb einer begrenzten Region. Zunehmend kommen weitere Herausforderungen auf diese Netze zu. Beispielsweise steigt die Stromeinspeisung im Verteilernetz. Denn über 90 Prozent der in Erneuerbare-Energien-Anlagen installierten Leistung sind an das Verteilernetz angeschlossen und immer mehr Stromverbraucher sind zugleich Produzenten. Da die Verteilernetze jedoch bisher nicht für die Aufnahme einer entsprechenden Stromeinspeisung ausgelegt sind, entsteht ein neben Investitionen in Erhalt und Modernisierung zusätzlicher Investitionsbedarf.

NETZAUSBAU

Netze bedarfsgerecht ausbauen und modernisieren.

Netzinfrastruktur in Deutschland 2019, Stand 1/2021 (2)

Auch neue Verbrauchseinrichtungen wie Elektrofahrzeuge und elektrische Wärmepumpen bedeuten neue Aufgaben in den Verteilernetzen.

Die anspruchsvollen Ziele zum Aufbau einer bundesweiten Ladeinfrastruktur sorgen vor allem in den Verteilernetzen für Anpassungsbedarf hinsichtlich Netzausbau und -betrieb. Auch durch den Einsatz elektrischer Wärmepumpen wird der zusätzliche Stromverteilungsbedarf gesteigert. Zur effizienten Netzintegration dieser neuen Verbrauchseinrichtungen und für einen optimierten Netzbetrieb braucht es intelligente Steuerungs- und Regelungstechnik.

Eine entscheidende Rolle bei der Modernisierung der Verteilernetze kommt dem Einsatz digitaler Technologien zu. Damit die Verteilernetze die beschriebenen neuen Herausforderungen bewältigen können, sollen sie zu intelligenten Netzen (Smart Grids) fortentwickelt werden. Konventionelle Elektrizitätsnetze werden zu Smart Grids, wenn sie mit Kommunikations-, Steuer- und Regeltechnik sowie IT-Komponenten ausgerüstet werden. Auf diese Weise können die Netze intelligent miteinander sowie mit Stromerzeugung und -verbrauch verknüpft werden. Dazu soll auch das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende (GDEW) beitragen. Zudem werden im Rahmen des Förderprogramms „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG) des BMWi in fünf großflächigen Schaufensterregionen innovative Verfahren, Technologien und Geschäftsmodelle für Verbraucher, Speicher und Netzbetreiber für den Betrieb des Stromsystems bei sehr hohen Anteilen an erneuerbar erzeugtem Strom erprobt. In diesem Reallabor zur Digitalisierung der Energiewelt werden Blaupausen für den künftigen Betrieb von Netz und System im Stromsektor und Empfehlungen für die Weiterentwicklung des Rechtsrahmens entwickelt (siehe Kapitel 13).

12.3 Netzinvestitionen und Netzentgelte

Mit dem Ausbau der Stromnetze geht ein erhöhter Investitionsbedarf einher.

Die Investitionen der Netzbetreiber in deutsche Stromnetze (siehe [Abbildung 12.2](#)) sind zusammen mit den Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung im Jahr 2018 auf insgesamt 10.443 Mio. Euro und im Jahr 2019 auf insgesamt 10.629 Mio. Euro (Steigerung um 1,8 Prozent ggü. dem Vorjahr) gestiegen. In den Jahren 2018 und 2019 wurden im Übertragungsnetz 2.954 Mio. Euro bzw. 2.727 Mio. Euro in Neubau und Netzverstärkung investiert. Darüber hinaus wurden 413 Mio. Euro bzw. 362 Mio. Euro für Wartung und Instandhaltung der Netze aufgewendet. Auf Verteilernetzebene investierten in den Jahren 2018 und 2019 die Netzbetreiber 3.933 Mio. Euro bzw. 4.337 Mio. Euro in den Ausbau und 3.144 Mio. Euro bzw. 3.203 Mio. Euro in die Wartung und Instandhaltung der Infrastruktur.

Die Kosten für den Betrieb, die Instandhaltung und die Erweiterung der Stromnetze werden durch Netzentgelte finanziert.

Diese werden von den Netznutzern getragen. Für die Belieferung von Haushaltskunden mit einem jährlichen Strombezug zwischen 2.500 und 5.000 kWh fielen im Jahr 2018 durchschnittlich 7,19 ct/kWh und im Jahr 2019 durchschnittlich 7,22 ct/kWh als Netzentgelte an. Gemessen am durchschnittlichen Strompreis von 29,88 ct/kWh (2018) bzw. 30,85 ct/kWh (2019) entspricht dies einem Anteil von 24,1 Prozent bzw. 23,4 Prozent. Gegenüber dem

Quelle: BMWi – Achter Monitoringbericht zur Energiewende 2018/19, S. 173-182, 1/2021

jeweiligen Vorjahr sind die Netzentgelte 2018 um 1,6 Prozent gesunken und 2019 um 0,4 Prozent gestiegen. Für Industriekunden mit einer Jahresabnahmemenge von 24 GWh, die nicht unter Entlastungsregelungen fallen, sind die Netzentgelte im Jahr 2018 um 4,4 Prozent auf 2,36 ct/kWh gestiegen und im Jahr 2019 um 1,3 Prozent auf 2,33 ct/kWh gesunken. Der Anteil der Netzentgelte am Strompreis betrug damit 15,4 Prozent (2018) bzw. 14,6 Prozent (2019).

Die Einnahmen der Netzbetreiber unterliegen der Anreizregulierung.

Das Stromnetz ist ein natürliches Monopol. Die Regulierung, umgesetzt durch die Bundesnetzagentur und die Landesregulierungsbehörden, schützt die Stromverbraucher vor möglichem Missbrauch der Monopolstellung. Der Regulierungsrahmen sieht vor, dass die Netzbetreiber nur solche Kosten über die Netzentgelte refinanzieren können, die bei einer effizienten Betriebsführung anfallen würden. Dabei wird für jedes Jahr der Regulierungsperiode eine individuelle Erlösobergrenze für jeden Netzbetreiber bestimmt. Diese soll dem Netzbetreiber ausreichend Erlöse ermöglichen, um seine tatsächlichen Kosten unter Berücksichtigung von Effizianzforderungen zu decken. Die Erlösobergrenze ist maßgeblich für die Höhe der Netzentgelte.

Transparenz, Beteiligung und Akzeptanz im Bereich Netzausbau

Ein regelmäßiges, umfassendes Monitoring zu den Ausbauvorhaben schafft für alle Akteure Transparenz zum Stand der Leitungsvorhaben. Die Bundesnetzagentur veröffentlicht dazu auf der Website www.netzausbau.de alle drei Monate einen Bericht. Das Monitoring dokumentiert u.a. den Stand der BBPIG-Vorhaben sowie der Vorhaben aus dem Offshore-Netzentwicklungsplan, d.h. die Anbindungsleitungen für Windparks auf See. In den Berichten sind die Vorhaben zudem als Netzausbau- bzw. Netzverstärkungsmaßnahmen gekennzeichnet. Ab Mitte 2018 wurden zudem die Maßnahmen zur Optimierung der Bestandsnetze (z.B. Einsatz von Freileitungsmonitoring oder Hochtemperaturleiterseile) in das Monitoring aufgenommen. Eine Anwendung der Richtlinie 2007/2/EG kann helfen, geographische Informationsgrundlagen im Zusammenhang mit Trassenverläufen zu schaffen und damit die Transparenz bei Netzausbau und Netzoptimierung zu erhöhen.

Dieses Monitoring wird ergänzt durch ein Controlling des BMWi. Dieses listet die sechs wichtigsten Meilensteine beim Ausbau der Leitungsvorhaben auf: jeweils Beginn und Abschluss des Bundesfachplanungs- bzw. Raumordnungsverfahrens und des Planfeststellungsverfahrens sowie Baubeginn und Inbetriebnahme. So kann sich die Öffentlichkeit jederzeit über den Fortschritt beim Netzausbau informieren.

Die Öffentlichkeit wird eng in die Planungen zum Netzausbau eingebunden. Dies gilt für die Bedarfsermittlung, die Bundesfachplanung sowie die Planfeststellung. Beispielsweise werden die Entwürfe der Netzentwicklungspläne durch die Übertragungsnetzbetreiber und durch die Bundesnetzagentur zur Konsultation gestellt. Die Öffentlichkeit hat jeweils die Möglichkeit, sich schriftlich zu diesen Plänen zu äußern. Neben der Beteiligung in diesen formellen Verfahren können sich Bürgerinnen und Bürger bereits frühzeitig in informellen Dialogprozessen einbringen. So führen die Übertragungsnetzbetreiber und die Bundesnetzagentur zahlreiche Veranstaltungen vor Ort durch.

Darüber hinaus fördert das BMWi seit 2015 die Initiative „Bürgerdialog Stromnetz“. Sie ist vor Ort in den besonders vom Netzausbau betroffenen Regionen mit verschiedenen Veranstaltungs- und Gesprächsformaten für Bürgerinnen und Bürger und Stakeholder sowie einem Dialogmobil präsent und informiert auf der Website www.buergerdialog-stromnetz.de über ihre Angebote.

Netzinfrastruktur in Deutschland 2019, Stand 1/2021 (3)

12.4 Stabilität und Qualität der Stromnetze

Die Netzbetreiber sorgen für die Stabilität der Stromnetze. Um die Netze stabil zu halten, ergreifen die Netzbetreiber, etwa bei Frequenz- oder Spannungsabweichungen sowie Netzengpässen, Maßnahmen, sogenannte Systemdienstleistungen. Zum Beispiel wird Regelleistung eingesetzt, um Frequenzabweichungen zu korrigieren. Zur Bewältigung von Netzengpässen werden ein Redispatch konventioneller Kraftwerke und ein Einspeisemanagement von Erneuerbare-Energien-Anlagen durchgeführt. Diese werden ab Oktober 2021 im Redispatch 2.0 zusammengeführt. Die erforderlichen Kooperationsprozesse werden aktuell zwischen den Netzbetreibern und Verantwortlichen der Erzeugungsanlagen ausgestaltet und werden für eine noch engere Zusammenarbeit bei der Optimierung der Stromnetze sorgen. Allgemein werden künftig auch Erzeuger erneuerbarer Energien sowie Speicher und flexible Lasten verstärkt zur Systemstabilität beitragen. Schon heute können die Netzbetreiber zum Beispiel auf abschaltbare Lasten zugreifen. Außerdem stellen moderne Erneuerbare-Energien-Anlagen Systemdienstleistungen bereit, indem sie wichtige Beiträge zur Spannungshaltung leisten und Regelleistung erbringen. Zukünftig werden Systemdienstleistungen grundsätzlich marktgestützt beschafft werden. Dies ermöglicht eine Teilnahme von allen Marktakteuren wie Erzeugungsanlagen, Speichern und Verbrauchern. Dadurch werden Wettbewerb und Innovationen angereizt und bisher nicht genutzte Potenziale zur Erbringung von Systemdienstleistungen können wirtschaftlich gehoben werden.

Potentiale bei der Optimierung des Bestandsnetzes heben

Neben einem beschleunigten Netzausbau kann eine Optimierung des Bestandsnetzes dazu beitragen, die vorhandenen Übertragungskapazitäten zu erhöhen. Durch die Höherauslastung sollen Netzengpässe vermieden und damit kurz- bis mittelfristig der Bedarf an Engpassmanagement (Redispatch) gesenkt werden. Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber haben in ihrem gemeinsamen Netzentwicklungsplan (NEP) verschiedene Optimierungsmaßnahmen berücksichtigt. Mit der Bestätigung des NEP 2017 hat die Bundesnetzagentur erstmals Phasenschiebertransformatoren (PSTs) als Ad-hoc-Maßnahme zur aktiven Lastflusssteuerung genehmigt. Im NEP 2019 sind drei weitere Anlagen mit geplanter Inbetriebnahme im Jahr 2025 hinzugekommen. Mit der Bestätigung des NEP 2019 sind zudem sogenannte „Netzbooster“ als Pilotanlagen zur Erprobung einer reaktiven Systemführung bestätigt worden. Die Übertragungsnetzbetreiber beschreiten damit technologisches Neuland. Daher ist eine schrittweise Einführung im Pilotbetrieb erforderlich.

Die Systemdienstleistungskosten sind in den Jahren 2018 und 2019 gegenüber dem jeweiligen Vorjahr gestiegen.

Sie lagen im Jahr 2018 bei 2.016,7 Mio. Euro (Steigerung um 3,6 Prozent ggü. dem Vorjahr) und im Jahr 2019 bei 2.280,0 Mio. Euro (Steigerung um 13,1 Prozent ggü. dem Vorjahr) (siehe Abbildung 12.3). Die Kosten für Systemdienstleistungen werden größtenteils über die Netzentgelte von den Stromkunden getragen (siehe Kapitel 10). Der Teil der Systemdienstleistungskosten, der auf Engpässe im Stromnetz zurückzuführen ist (Redispatch,

Countertrading, Einspeisemanagement, Netzreserve), stieg im Jahr 2018 gegenüber dem Jahr 2017 um 5,7 Prozent von 1.474,4 Mio. Euro auf 1.559 Mio. Euro und im Jahr 2019 gegenüber dem Jahr 2018 um 4,4 Prozent auf 1.627,9 Mio. Euro, und bewegt sich damit weiterhin auf hohem Niveau. Dabei ist allerdings zu berücksichtigen, dass die im Jahr 2019 entstandenen Kosten auch ausgezahlte Entschädigungen für Einspeisemanagement enthalten, für die in den Vorjahren (2017, 2018) ein Anspruch entstanden ist. Für die klassischen Regelenergiearten zur Frequenz- und Spannungshaltung sanken im Jahr 2018 die Kosten gegenüber dem Vorjahr um 15,3 Prozent von 145,5 auf 123,2 Mio. Euro, dies auch weil in einem funktionierenden Strommarkt weniger Regelenergie eingesetzt werden muss. Im Jahr 2019 stiegen hingegen die Kosten für die klassischen Regelenergiearten gegenüber dem Vorjahr um 131,8 Prozent auf 285,6 Mio. Euro. Der Anstieg ist einerseits auf das im Zeitraum Oktober 2018 bis Juli 2019 bei der Bezuschlagung von Sekundärregelenergie und Minutenreserve zur Anwendung gekommene Mischpreisverfahren zurückzuführen, das gegenüber dem zuvor angewandten Zuschlagsverfahren höhere Leistungspreise für beide Regelenergiearten bewirkt hat (Preiseffekt). Andererseits wurden von den Übertragungsnetzbetreibern ab Juli 2019 deutlich höhere Mengen an Minutenreserve als im Vorjahreszeitraum ausgeschrieben (Mengeneffekt).

12.5 Wesentliche bisherige Maßnahmen

Durch das Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) wurden bereits im Jahr 2009 die Bedarfe für den Bau von neuen sowie die Verstärkung von bestehenden Stromleitungen festgestellt.

Die insgesamt 22 Vorhaben zählen zum Startnetz für die Berechnungen im Rahmen des Netzentwicklungsplans. Im 4. Quartal 2019 liegt die Gesamtlänge der Leitungen bei rund 1.700 Kilometern. Die konkreten Verläufe der Trassen werden erst im Genehmigungsverfahren festgelegt; daher schwanken die Angaben zu den Kilometerlängen. Der Umsetzungsstand der EnLAG-Vorhaben wird in Kapitel 12.1 dokumentiert.

Der Bundesbedarfsplan im Bundesbedarfsplangesetz (BBPIG) von 2015 basiert auf den von der Bundesnetzagentur bestätigten Vorhaben des Netzentwicklungsplans 2024.

Der zügige Ausbau der erneuerbaren Energien erfordert über die EnLAG-Vorhaben hinaus einen weiteren Netzausbau. Der Bundesbedarfsplan umfasst derzeit insgesamt 43 Vorhaben, von denen 16 als länderübergreifend oder grenzüberschreitend gekennzeichnet sind. Die Gesamtlänge der Leitungen, die sich aus dem BBPIG ergeben, liegt im 4. Quartal 2019 bei rund 5.900 Kilometern. Im Netzentwicklungsplan sind davon etwa 3.050 Kilometer als Netzverstärkung und etwa 2.850 Kilometer als Neubaumaßnahmen kategorisiert. Der Umsetzungsstand der BBPIG-Vorhaben wird in Kapitel 12.1 dokumentiert.

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat am 20. Dezember 2019 den Netzentwicklungsplan (NEP) 2019-2030 in der überarbeiteten Fassung vom 15. April 2019 bestätigt und der Bundesregierung gemäß § 12e Absatz 1 Satz 1 EnWG als Entwurf für einen Bundesbedarfsplan vorgelegt.

Er berücksichtigt erstmals das erhöhte Ziel für den Ausbau der erneuerbaren Energien auf einen Anteil von 65 Prozent am Bruttostromverbrauch im Jahr 2030. Daraus folgt ein erhöhter Netzausbaubedarf. Der bisherige Bundesbedarfsplan soll durch eine Novelle des Bundesbedarfsplangesetzes (BBPIG) aktualisiert werden.

Netzinfrastruktur in Deutschland 2019, Stand 1/2021 (4)

Für besonders gekennzeichnete HGÜ-Leitungen gilt der Erdkabelvorrang.

Das Gesetz zur Änderung von Bestimmungen des Rechts des Energieleitungsbaus verankert für neue HGÜ-Leitungen den Vorrang der Erdverkabelung. Der Vorrang betrifft die großen Nord-Süd-Trassenvorhaben SuedLink und SuedOstLink sowie den nördlichen Teil des Korridors A. Damit trägt der Gesetzgeber Vorbehalten gegenüber großen Freileitungstrassen Rechnung. Dies soll die Akzeptanz vor Ort erhöhen und helfen, den Netzausbau zu beschleunigen.

Mit dem EEG 2017 wurden für Windenergie an Land die Netzausbaugebiete eingeführt.

Für Windenergie auf See wurde ein zentrales System der staatlichen Ausweisung, Voruntersuchung und Ausschreibung von Flächen im Gleichlauf mit den erforderlichen Offshore-Netzanbindungen eingeführt. Damit wurden erste Schritte unternommen, um Netzausbau und Ausbau der erneuerbaren Energien besser miteinander zu verzahnen. Der Windenergieausbau wird vorübergehend dort lokal angepasst, wo sich Netzengpässe verstärkt zeigen. In diesen Gebieten wird die Ausschreibungsmenge von Windenergieanlagen an Land bis Ende des Jahres 2019 auf den Wert von 58 Prozent des durchschnittlichen Zubaus der Jahre 2013 bis 2015 vorübergehend begrenzt. Dies dient dazu, das Übertragungsnetz zu entlasten und Netzengpässe nicht zusätzlich zu erhöhen. Die restlichen Ausbaumengen werden über die übrigen Regionen in Deutschland verteilt. Bei Wind auf See soll das zentrale System einen verlässlichen Ausbaupfad sicherstellen und gleichzeitig gewährleisten, dass bei der Inbetriebnahme neuer Windenergieanlagen auf See die notwendigen Anbindungsleitungen für den Abtransport des Stroms bereitstehen. Insgesamt entlasten diese Maßnahmen die Netze.

Das im April 2019 von Bundestag und Bundesrat beschlossene Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus (NABEG-Novelle) ist ein wichtiger Meilenstein für einen schnelleren Netzausbau.

Zentral ist die Vereinfachung und Beschleunigung von Planungs- und Genehmigungsverfahren durch den partiellen Verzicht auf die Bundesfachplanung, die Stärkung des Anzeigeverfahrens sowie die Möglichkeit zur vorausschauenden Planung durch die Verlegung von Leerrohren. All diese Maßnahmen bringen in der Summe eine Beschleunigung des Ausbaus, insbesondere des Übertragungsnetzes, mit sich. Gleichzeitig werden materielle Standards im Umweltrecht, insbesondere im Gesundheitsschutz, nicht abgebaut. Zudem wird die Planung von Bund, Ländern und Kommunen besser koordiniert. Ergänzt werden die Maßnahmen aus dem NABEG durch die Ermächtigung der Bundesregierung zum Erlass einer Bundeskompensationsverordnung, um den naturschutzrechtlichen Ausgleich bei Stromleitungen, die in der Zuständigkeit der Bundesnetzagentur liegen, bundesweit einheitlich zu regeln.

Mit der Novelle zum NABEG von April 2019 wird zudem ab Oktober 2021 das Engpassmanagement neu strukturiert und effizienter gestaltet.

Am sogenannten Redispatch 2.0-Prozess nehmen ab Oktober 2021 alle Stromerzeugungsanlagen (auch EE-, KWK-Anlagen und Speicher) ab einer installierten Leistung von 100 kW teil. Dadurch werden auch Redispatch-Potentiale in den unteren Netzebenen erschlossen. Hierdurch kommen neue Aufgaben beim Engpassmanagement auf die Netzbetreiber zu. Sie müssen fortan in kontinuierlicher Abstimmung mit dem vor- und nachgelagerten Netzbetreibern sowie den Einsatzverantwortlichen der in ihrem Netzgebiet angeschlossenen Erzeugungsanlagen das Engpassmanagement organisieren. Seit Verabschiedung der NABEG-Novelle werden die Kooperations- und Datenaustauschprozesse zwischen den Akteuren ausgestaltet. Quelle: BMWi – Achter Monitoringbericht zur Energiewende 2018/19, S. 173-182, 1/2021

Grundlage der genannten Zahlen ist das vom BMWi im Jahr 2019 eingeführte vorausschauende Controlling beim Netzausbau für Leitungsvorhaben nach dem EnLAG und dem BBPlG. Hierfür wurden mit den Ländern, Genehmigungsbehörden und Übertragungsnetzbetreibern im Mai 2019 für alle Vorhaben Zeitpläne und Meilensteine abgestimmt. So sollen Verzögerungen bei konkreten Projekten rechtzeitig bemerkt und bei Bedarf gegengesteuert werden. Sobald bei einem Projekt Verzögerungen drohen, kommen die zentralen Akteure an einen Tisch, um Gegenmaßnahmen zu vereinbaren. Die Zeitpläne sind auf der Homepage des BMWi veröffentlicht.

Wettbewerb und Innovationen werden durch eine marktgestützte Beschaffung von Systemdienstleistungen gestärkt.

Durch das Gesetz zur marktgestützten Beschaffung von Systemdienstleistungen vom 22. November 2020 wurde der Weg bereitet für transparente, diskriminierungsfreie und marktgestützte Verfahren für die Erbringung von Systemdienstleistungen als wichtiger Baustein für die Versorgungssicherheit. Mit dem Gesetz wird eine Teilnahme für alle potenziellen Marktteilnehmer eröffnet: Erzeuger, Speicher und Verbraucher. Es werden Wettbewerb und Innovationen angereizt und bisher nicht genutzte Potenziale zur Erbringung von Systemdienstleistungen können wirtschaftlich gehoben werden. Die Regelung gilt für die Systemdienstleistungen Spannungsregelung, Trägheit der lokalen Netzstabilität, Kurzschlussstrom, dynamische Blindstromstützung, Inselbetriebsfähigkeit und Schwarzstartfähigkeit. Die Bundesnetzagentur wird die Ausgestaltung der konkreten Beschaffungssysteme festlegen. Sollte eine marktgestützte Beschaffung einer Systemdienstleistung wirtschaftlich nicht effizient sein, wird die Bundesnetzagentur Ausnahmen vorsehen.

Das im Juli 2017 in Kraft getretene Netzentgeltmodernisierungsgesetz (NEMoG) verringert schrittweise regionale Unterschiede bei den Netzentgelten und schafft so mehr Verteilungsgerechtigkeit.

Die Umsetzung wurde 2018 durch die Verordnung zur schrittweisen Einführung bundeseinheitlicher Übertragungsnetzentgelte konkretisiert. Im Januar 2020 wurde der zweite von fünf Schritten zur bundesweiten Vereinheitlichung der Übertragungsnetzentgelte vollzogen. Die Vereinheitlichung wird im Januar 2023 abgeschlossen sein.

Zur Prüfung einer Weiterentwicklung der Anreizregulierung hat das BMWi im Mai 2019 einen Branchendialog initiiert, der im Sommer 2020 abgeschlossen wurde.

Im Nachgang hierzu wurden auf dieser Grundlage weitere Fachgespräche zu möglichen Optionen für Anpassungen der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) – beispielsweise zum künftigen Umgang mit Engpassmanagementkosten und zur Vereinheitlichung des Regulierungsrahmens im Hinblick auf die Behandlung von Kapitalkosten – geführt. Auf Basis der Ergebnisse des Branchendialogs und der darauf aufbauenden Fachgespräche wird derzeit eine Novelle der ARegV erarbeitet.

Wesentliche bisherige Maßnahmen im Bereich Netzinfrastruktur

- Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus (NABEG-Novelle)
- Ad-hoc-Netzmaßnahmen im Netzentwicklungsplan
- Vorausschauendes Controlling beim Netzausbau
- Optimierung Netzengpassmanagement (Redispatch 2.0)
- Gesetz zur marktgestützten Beschaffung von Systemdienstleistungen
- Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende (GDEW) (siehe Kapitel 13)
- Netzentgeltmodernisierungsgesetz (NEMoG)
- Anreizregulierungsverordnung (ARegV)

4.6 Stromnetze

4.6.1 Netzausbau

Der Netzausbau stellt nach wie vor einen Grundpfeiler der Energiewende dar. Denn ohne die erforderlichen Übertragungs- und Verteilnetzkapazitäten kann der Strom aus Erneuerbaren Energien nicht aus den Regionen mit großen Mengen an erneuerbarer Stromerzeugung in die Regionen mit hohem Strombedarf transportiert werden. Von den geplanten Vorhaben im Umfang von 12.234 Kilometern mit geplanten Inbetriebnahmen zumeist vor, vereinzelt jedoch erst nach 2030 wurden 2.134 Kilometer bis Ende des zweiten Quartals 2022 fertiggestellt (BMWK 2022d). Witterungs- und naturschutzbedingt kann der Großteil der Arbeiten am Stromnetz nur in den ersten beiden Quartalen stattfinden. In der ersten Jahreshälfte 2022 wurden 200 Kilometer neue Leitungsvorhaben fertiggestellt. Im gleichen Zeitraum der Jahre 2020 und 2021 wurden durchschnittlich 154 Kilometer neue Leitungen realisiert.

Bis Ende 2022 wurden 17 Anbindungssysteme für Offshore-Windparks in Ost- und Nordsee mit einer Gesamtleistung von 8,2 Gigawatt realisiert. In Bauvorbereitung oder im Bau sind weitere 2,6 Gigawatt (Bauabschluss bis 2025). In der ersten Jahreshälfte 2022 kam in der Ostsee das Projekt Ost-2-4 mit einer Anschlussleistung von einem Gigawatt hinzu. Um die beschriebenen Ausbauziele bis 2030 bzw. 2045 zu erreichen, muss die Anzahl an Anbindungssystemen weiter steigen (BMWK 2022d).

Neben den Ausbauprojekten im Übertragungsnetz ist aufgrund der steigenden Anzahl an Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen sowie des Umbaus hin zu einem smarten Netzbetrieb auch eine Verstärkung und Modernisierung des Verteilnetzes notwendig.

4.6.2 Netzbetrieb Volumen für Maßnahmen in der Netzsystemführung

Die 200 Kilometer neuer Leitungen, die im ersten Halbjahr 2022 in Betrieb genommen wurden, werden sich positiv auf den grenzüberschreitenden Handel und die Versorgungssicherheit Deutschlands auswirken. Strukturelle Netzengpässe vor allem in Nord-Süd-Richtung bleiben jedoch bestehen, solange die geplanten Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-Leitungen nicht fertiggestellt sind.

2022 waren mehr Eingriffe durch die Netzbetreiber notwendig um Leitungsabschnitte vor einer Überlastung zu schützen und um die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Stromversorgung aufrechtzuerhalten. Die Eingriffe der Netzbetreiber im sogenannten Netzengpassmanagement lassen sich vier Maßnahmen zuordnen: Redispatch (Eingriffe in die Erzeugungsleistung von Kraftwerken), Countertrading (grenzüberschreitende Handelsgeschäfte zur Reduzierung von Netzengpässen), Netzreserve (Kraftwerke außerhalb des Strommarktes, die ausschließlich zur Netzstabilisierung eingesetzt werden) und Einspeisemanagement (Abregelung von Stromeinspeisung aus Erneuerbaren-Energien- und Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen).

Das Maßnahmenvolumen für das Netzengpassmanagement ist in der ersten Jahreshälfte 2022 auf rund 20,8 Terawattstunden angestiegen. Im Vorjahreszeitraum lag dieser Wert noch bei 12,3 Terawattstunden, was einem Anstieg von 69 Prozent entspricht. Die angeforderte Menge für Einspeiseerhöhung und -reduzierung inklusive Countertrading stieg um 4,5 Terawattstunden auf 13,1 Terawattstunden an. 5,4 Terawattstunden Erneuerbare Energien wurden im ersten Halbjahr 2022 abgeregelt; das entspricht zwei Prozent der erneuerbar erzeugten Jahresstrommenge. Im Vorjahreszeitraum waren es 3,5 Terawattstunden. Rund 70 Prozent der Maßnahmen fielen dabei im Übertragungsnetz an. Die verbleibenden 2,3 Terawattstunden wurden durch Abrufe von Kraftwerken in der Netzreserve erbracht. Dieser Wert entspricht einer mehr als Versiebenfachung im Vergleich zum Vorjahreszeitraum.

Durch zunehmende dezentrale Stromeinspeisung ist auch zukünftig mit einem steigendem Maßnahmenvolumen im Verteilnetz zu rechnen. Schon in den letzten Jahren nahmen die Netzengpässe im Verteilnetz stetig zu: lag ihr Anteil im Jahr 2017 noch bei rund 11 Prozent, ist er in der ersten Jahreshälfte 2022 auf 30 Prozent angestiegen. Insgesamt entfällt der Großteil der Abregelungen auf die Bundesländer Niedersachsen (58 Prozent), Schleswig-Holstein (16 Prozent) und Brandenburg (13 Prozent).

Für die Zunahme der Maßnahmen im Netzengpassmanagement waren insbesondere drei Faktoren ursächlich: Erstens schränkten die niedrigen Pegelstände im Rhein den Kohletransport und im Sommer die Kühlwasserverfügbarkeit ein. In der Folge waren Kraftwerke im Süden nicht verfügbar, was zu einer stärkeren Nord-Süd-Auslastung der Transportleitungen führte. Zweitens verschärfte die geringere Stromproduktion aus französischen Kernkraftwerken die Ost-West-Lastflüsse. Und drittens erhöhte die starke Erzeugung aus Windkraftanlagen im ersten Halbjahr bei weiterhin schleppendem Netzausbau die allgemeine Netzbelastung.

Stromnetze in Deutschland 2022 (2)

Kosten für Maßnahmen in der Netzsystemführung

Die vorläufigen Kosten für das Netzengpassmanagement sind im ersten Halbjahr 2022 auf rund 2,2 Milliarden Euro und damit um 171 Prozent gegenüber dem Vorjahresniveau gestiegen. Der starke Kostenzuwachs ist vor allem auf die deutlich gestiegenen Börsenstrompreise zurückzuführen.

1,4 Milliarden Euro der Kosten für das Netzengpassmanagement entfielen auf den Redispatch, was einer Verzehnfachung der Kosten für diese Maßnahme entspricht (1. Halbjahr 2021: 134 Millionen Euro). Die hohen Börsenstrompreise führten auch zu einer Verdopplung der Countertrading-Kosten auf 208 Millionen Euro. Die Abrufkosten der Netzreservekraftwerke haben sich versiebenfacht und lagen im ersten Halbjahr 2022 bei rund 367 Millionen Euro. Zusammen mit den Vorhaltungskosten für die Netzreservekraftwerke summieren sich die Kosten der Netzreserve auf 506 Millionen Euro.

Die Kompensationsansprüche für Anlagenbetreiber von Erneuerbaren Energien im Einspeisemanagement sind hingegen deutlich zurückgegangen und sanken von 433 Millionen Euro im ersten Halbjahr 2021 auf 148 Millionen Euro 2022. Dass die Entschädigungszahlungen trotz der gestiegenen abgeregelten Mengen gesunken sind, liegt an der Umsetzung des sogenannten Redispatch 2.0 im Oktober 2021: Während den Anlagenbetreibern bis dahin die entgangenen Einnahmen für den Verkauf des Stroms am Markt ausgezahlt wurden, wird der abgeregelte erneuerbare Strom seitdem mit der sogenannten Marktprämie vergütet. Die Marktprämie lag 2022 meist weit unter den Börsenstrompreisen.

Zwar wurden die Zahlen für das zweite Halbjahr 2022 noch nicht veröffentlicht, allerdings sind weiter steigende Kosten allein schon aufgrund der gestiegenen Börsenstrompreise wahrscheinlich: Der durchschnittliche Börsenstrompreis ist vom ersten Halbjahr 2022 von 186 EUR/MWh um 53 Prozent auf

284 EUR/MWh im zweiten Halbjahr angestiegen. Ausgehend von einem gleichen Mengenbedarf wie im Vorjahreszeitraum (konservative Schätzung) und einer ähnlichen Kostensteigerung wie an der Strombörse (angesichts der stärker gestiegenen Stromerzeugungskosten aus Steinkohle und Erdgas ebenfalls eine konservative Schätzung) ist eine Steigerung der Kosten im Netzengpassmanagement in der zweiten Jahreshälfte auf 3,4 Milliarden Euro von 2,4 Milliarden Euro im zweiten Halbjahr 2021 zu erwarten. Für das Gesamtjahr wäre somit eine Kostensteigerung um 146 Prozent auf 5,6 Milliarden Euro möglich.

Die Kostensteigerungen für Netzengpassmanagement sind demnach zum einen auf eine höhere Anzahl von notwendigen Maßnahmen zurückzuführen, die zum anderen von deutlich höheren Kosten für die einzelnen Maßnahmen verstärkt wurden.

Zügiger Netzausbau und rasche Netzverstärkung sowie der Ausbau Erneuerbarer Energien „hinter“ den Netzengpässen sind strukturelle Maßnahmen, um die Mengen und Kosten des Netzengpassmanagements zu senken. Darüber hinaus können vorhandene, aber noch ungenutzte Flexibilitätspotenziale Netzengpässe kostengünstig entschärfen. Um das Flexibilitätspotenzial durch Lastmanagement in der Industrie und bei der steigenden Anzahl an Power-to-Heat-Anlagen, Batterie- und Heimspeichern, Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen zu heben, bedarf es einer systemdienlichen Einbindung dieser Anlagen ins Stromsystem durch zeitlich und lokal differenzierte Preissignale. Dazu muss das aus dem letzten Jahrhundert stammende System der Netzentgelte zügig reformiert werden.

4.6.3 Netzentgelte

Die Netzentgelte eines Netzbetreibers setzen sich aus den genehmigten Erlösobergrenzen (EOG), aus der Anzahl der Kundinnen und deren Verbrauchsmengen zusammen. Die vorläufigen Netzentgelte werden jeweils am 15. Oktober für das nächste Jahr und die endgültigen Netzentgelte am 01. Januar für das laufende Jahr bekanntgegeben.

Regelzone	2022 [ct/kWh]	2023 [ct/kWh]
50Hertz	3,04	3,12
Amprion	2,94	3,12
TenneT	3,29	3,12
TransnetBW	3,03	3,12

Amprion (2022)

Die zu zahlenden Netzentgelte sind abhängig von der Spannungsebene, an der die Endkund:innen angeschlossen sind. Für Verbraucher:innen in den Verteilnetzen setzt sich das Netzentgelt aus Übertragungs- und Verteilnetzkosten zusammen.

Übertragungsnetzentgelte

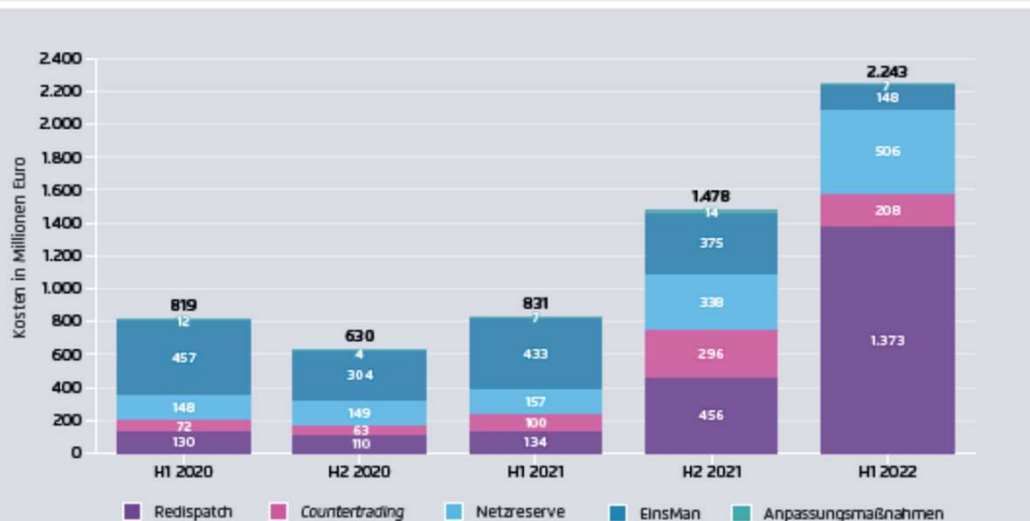
Das NEMoG (Gesetz zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur) regelt die schrittweise Anpassung der Übertragungsnetzentgelte. Zielsetzung ist unter anderem eine faire und transparente Verteilung der Netzkosten über die Regelzonen hinweg zu gewährleisten. Die Angleichung der Netzentgelte erfolgt stufenweise seit 2019 und wird im Jahr 2023 vollendet.

Durch die bundesweite Angleichung der Netzentgelte sinken die vorläufigen Netzentgelte in der Regelzone von TenneT 2023 um fünf Prozent im Vergleich zu 2022. In den anderen Regelzonen steigen die vorläufigen Netzentgelte zwischen 3 (50Hertz, TransnetBW) und 6 Prozent (Amprion) an. Um einen weiteren Anstieg der Entgelte zu verhindern, wurde ein Bundeszuschuss in Höhe von 13 Milliarden Euro aus dem EEG-Konto zu den Übertragungsnetzentgelten beschlossen. Auf dem EEG-Konto war aufgrund der hohen Strompreise und dementsprechend geringen Zahlungen an Erneuerbare-Energien-Anlagen ein Überschuss von 18 Milliarden Euro entstanden.

Verteilnetzentgelte

Die bundesdurchschnittlichen Entgelte für die Nutzung der Stromverteilnetze für einen Musterhaushalt im Standardlastprofil mit einem Jahres-

Kosten für Maßnahmen des Netzengpassmanagements 2020 bis 2022 (Halbjahre) Abbildung 4_18



BNetzA (2022c)

Stromnetze in Deutschland 2022 (3)

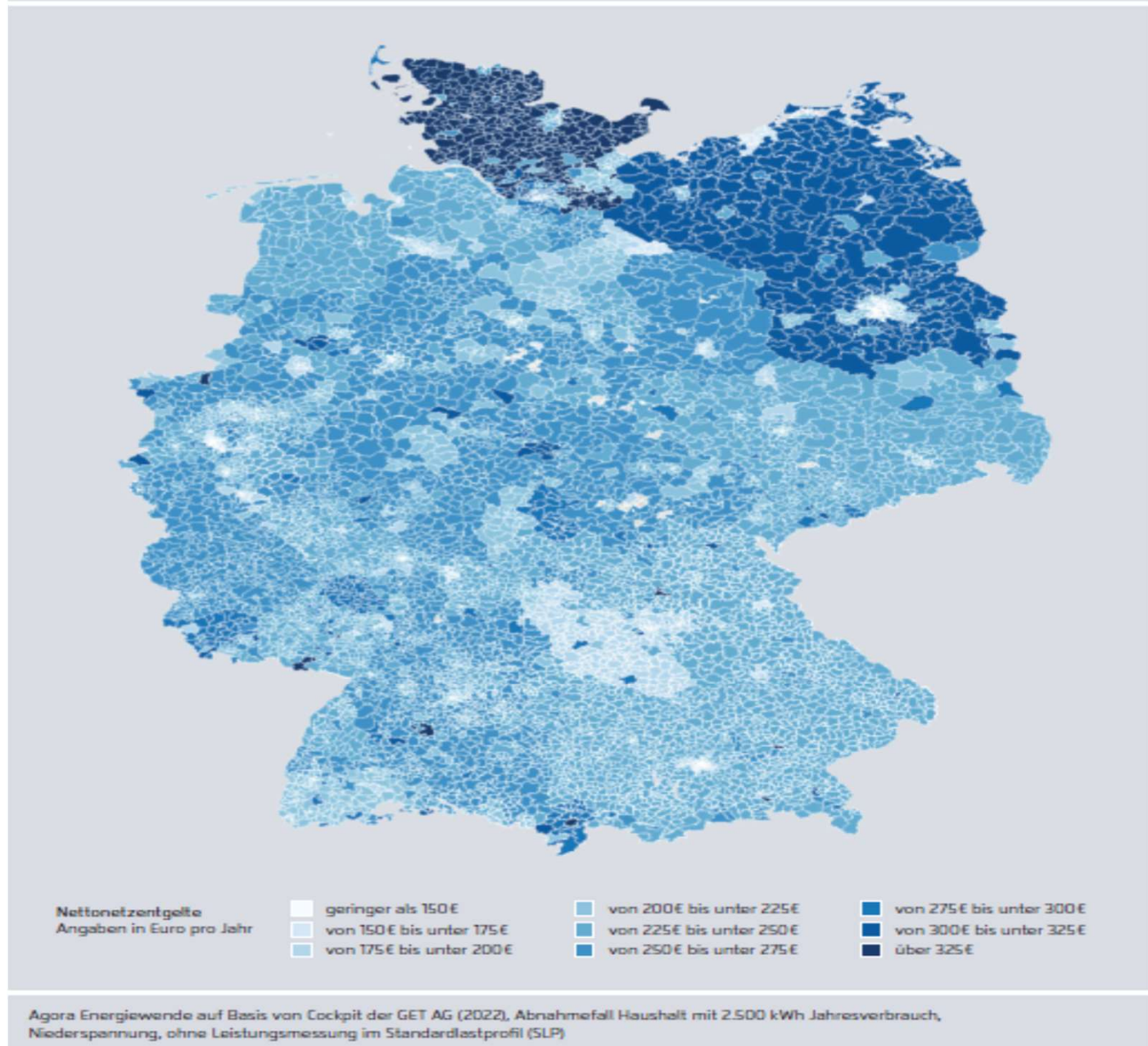
verbrauch von 2 500 Kilowattstunden stiegen im Jahr 2022 um 3,62 Prozent gegenüber 2021 an. Den größten Anstieg gab es mit sechs bis sieben Prozent im Flächenbundesland Schleswig-Holstein sowie den norddeutschen Stadtstaaten Bremen und Hamburg.

Ein Kostentreiber dürften die stark gestiegenen Ausgaben für das Einspeisemanagement im Jahr 2021 gewesen sein. Diese hatten bei 807 Millionen Euro gelegen und wurden 2022 auf die Netznutzer:innen umgelegt. Laut Bundesnetzagentur entfielen 21,1 Prozent der Entschädigungsansprüche auf die Verteilnetzebene. Durch die gestiegenen Gesamtkosten für Netzengpassmaßnahmen dürfte diese Entwicklung im Jahr 2023 noch stärker ausfallen. Eine Auswertung der vorläufigen Preisblätter des Vergleichsportals Check 24 prognostiziert einen bundesweiten Anstieg um 20 Prozent (Tagespiegel Background 2022).

Bei der Integration Erneuerbarer Energien in einem Netzgebiet fallen dort nicht nur Kosten für das Einspeisemanagement an, sondern auch für den Ausbau der Netzleitungen und -anschlüsse. Ein starker Ausbau von Erneuerbaren Energien in einem Netzgebiet führt daher dazu, dass die Kosten in diesem Netzgebiet stärker steigen. Wenn in diesem Netzgebiet außerdem wenig Stromabnehmer:innen angesiedelt sind, verstärkt sich der Effekt. Infolgedessen sind auch im Jahr 2022 insbesondere die nördlichen Bundesländer mit einem starken Zubau der Erneuerbaren Energien wie Schleswig-Holstein (302 Euro), Mecklenburg-Vorpommern (265 Euro) und Brandenburg (252 Euro) von hohen durchschnittlichen Verteilnetzentgelten betroffen. Bayern (207 Euro) und Nordrhein-Westfalen (213 Euro) verzeichnen als Flächenländer mit hoher Abnahmedichte und geringeren Windeinspeisungen und -ausbaukosten die niedrigsten Entgelte im Vergleich der Flächenstaaten.

Verteilung der Nettonetzentgelte für Haushaltskunden in Deutschland im Jahr 2022

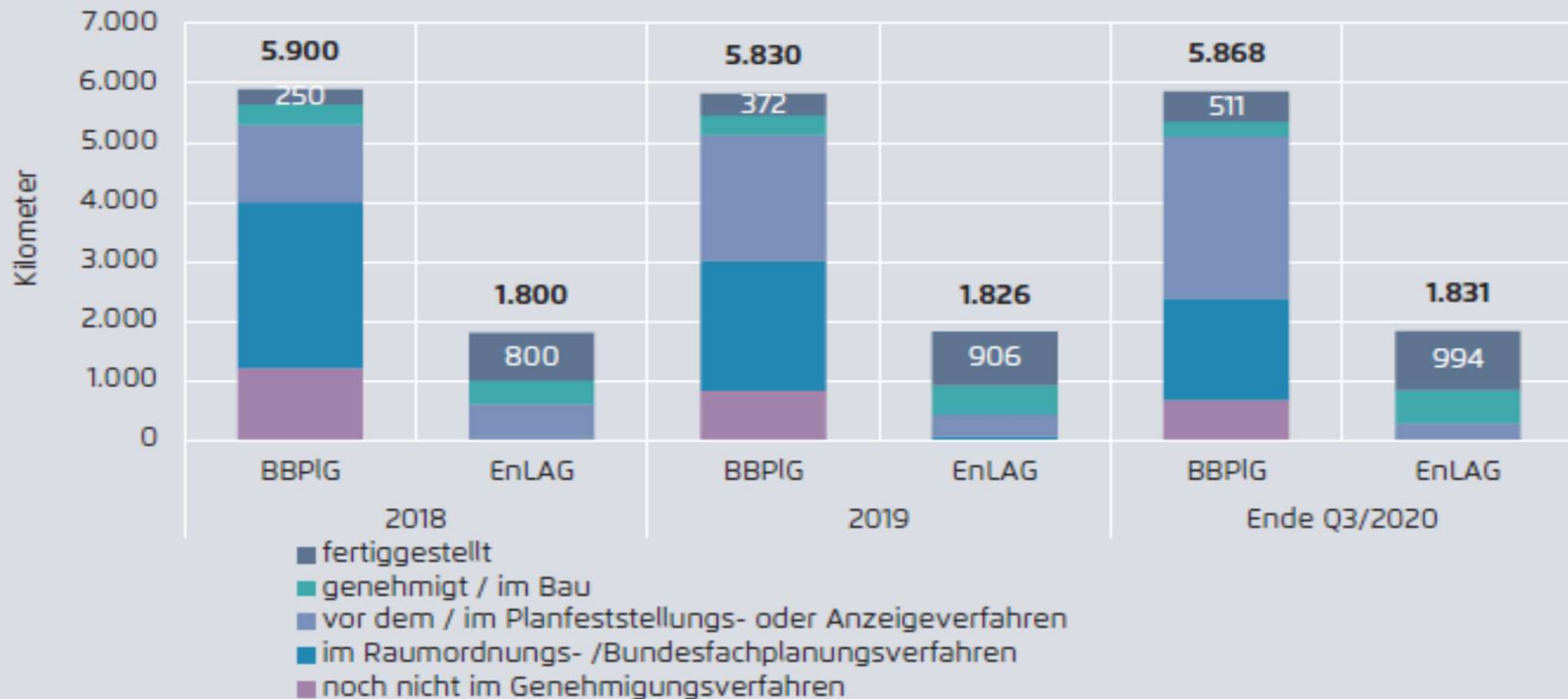
Abbildung 4_19



Stand des Netzausbaus in Deutschland nach dem dritten Quartal 2020 (4)

Trotz Corona schreitet der Netzausbau mit ähnlicher Geschwindigkeit voran wie 2019:
Stand des Netzausbaus in Deutschland nach dem dritten Quartal 2020

Abbildung 9-1

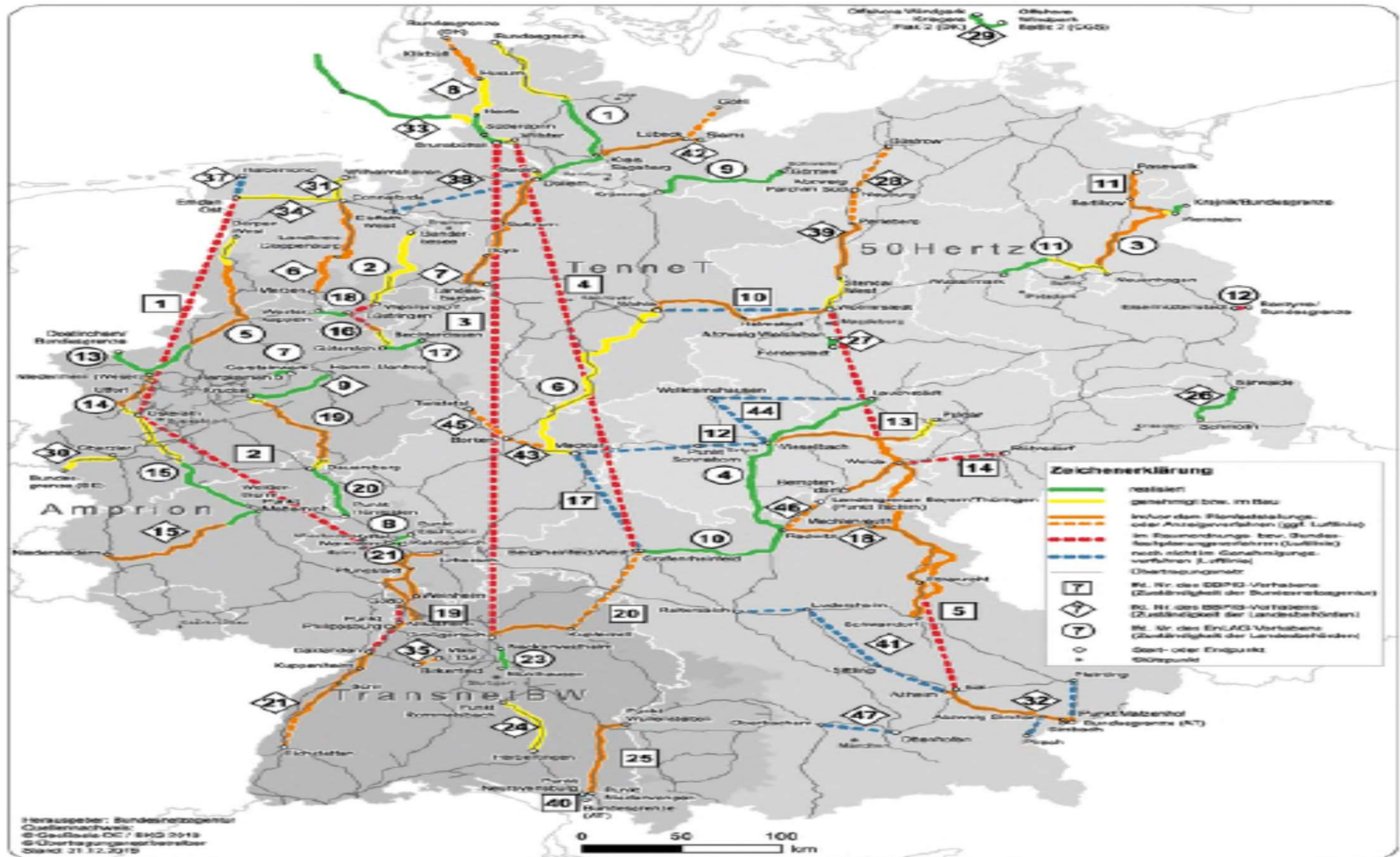


Bundesnetzagentur (2020f)

Von den geplanten 7.699 Kilometer Netzleitungen sind bislang erst 1.505 Kilometer realisiert (19,5%)

Ausbau der Übertragungsnetze nach EnLAG- und BBPIG-Projekte zur Stromversorgung in Deutschland, Stand 1/2021 (1)

Abbildung 12.1: EnLAG- und BBPIG-Projekte

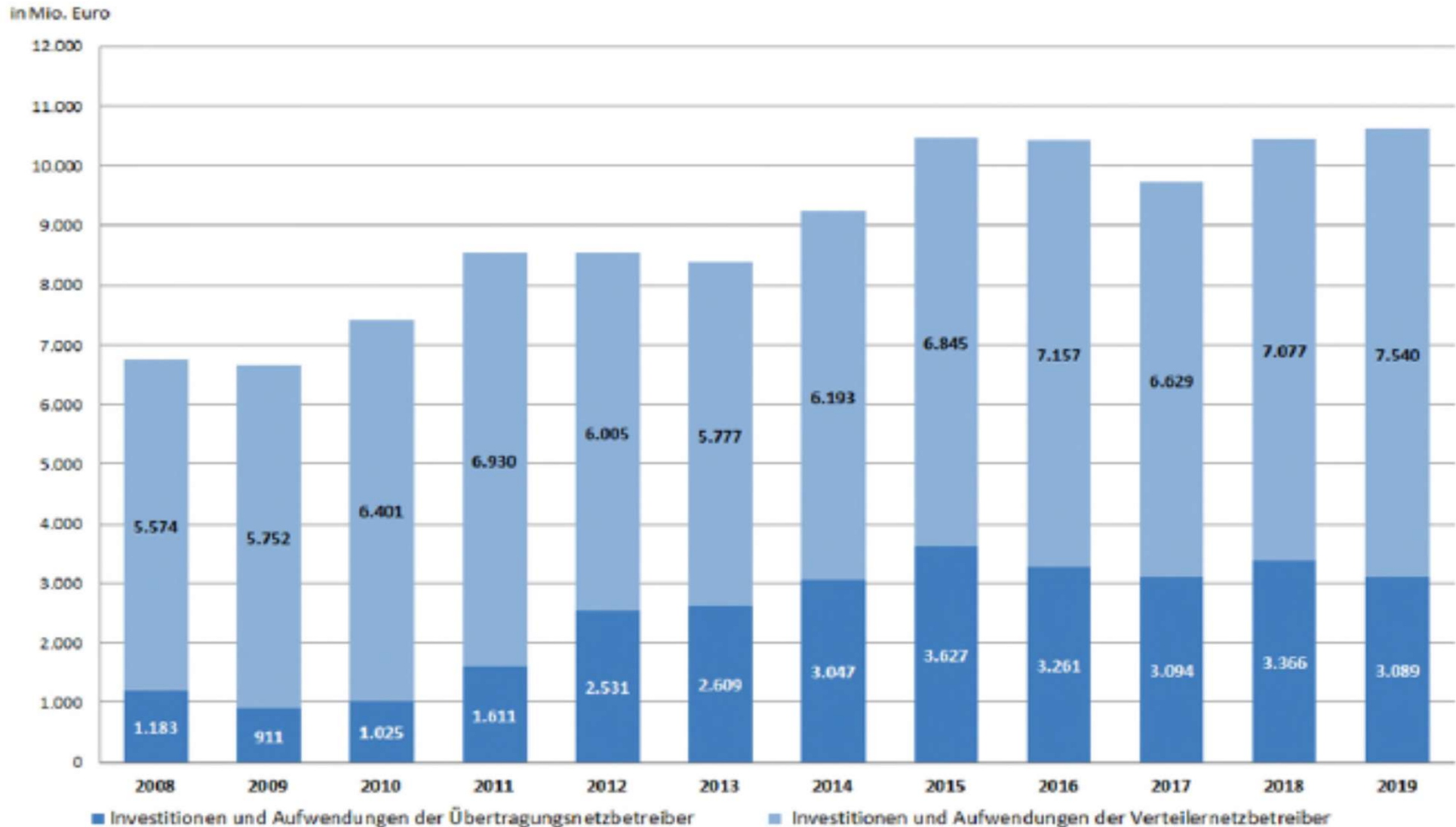


* Hinweis:

Grafische Darstellung der Stände des Ausbaus von Leitungsvorhaben nach dem EnLAG sowie BBPIG zum 31.12.2019. Die Linien in der Karte stellen lediglich die direkten Verbindungen zwischen den gesetzlich festgelegten Netzverknüpfungspunkten dar (Luftlinien) und sind nicht als Visualisierung der Trassenverläufe zu verstehen

Entwicklung Investitionen in Neu- und Ausbau sowie Erhalt und Erneuerung von Stromnetzen in Deutschland 2008-2019 (2)

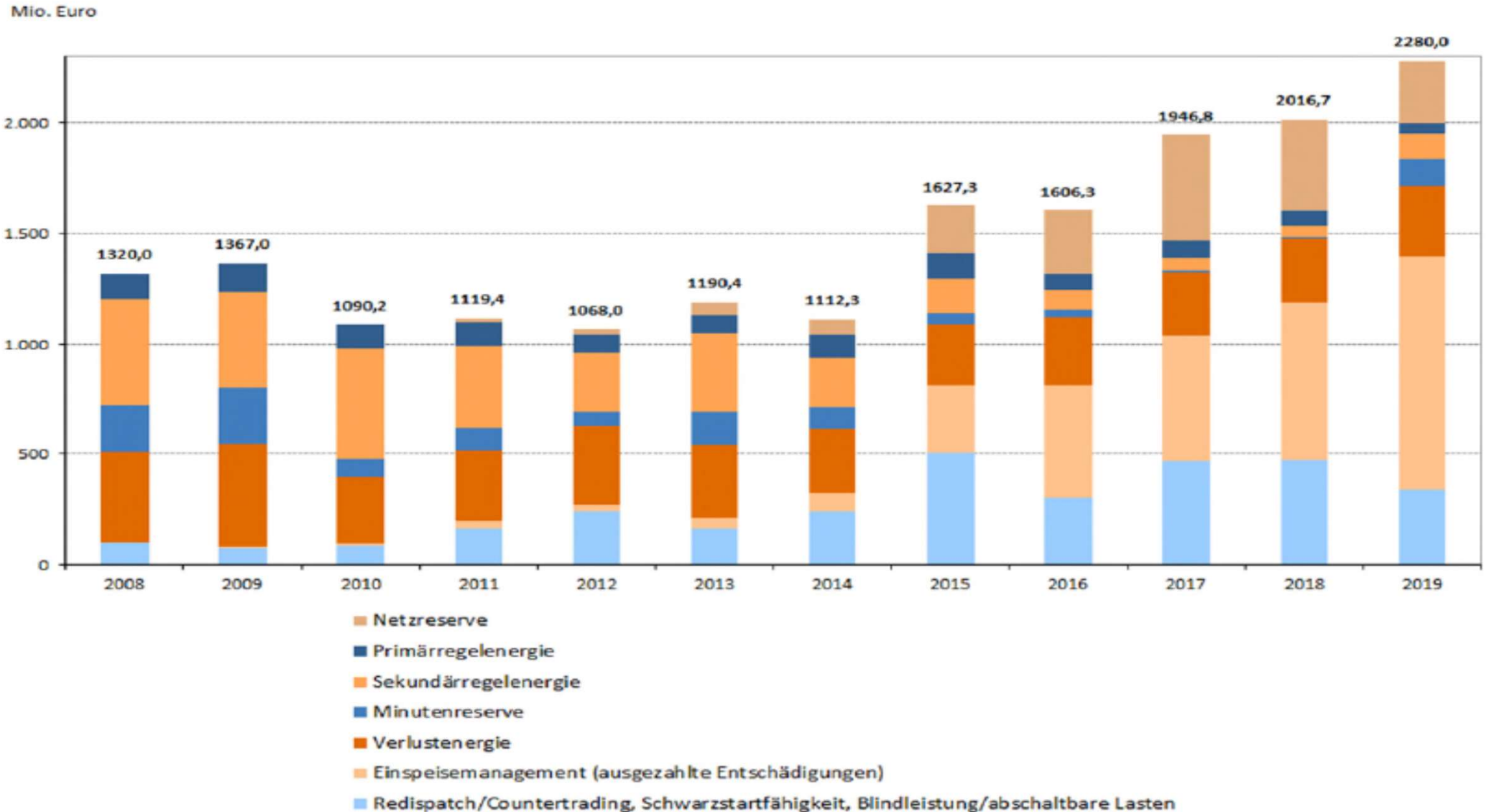
Jahr 2019: 10.629 Mio. € = 10,6 Mrd. €, Veränderung 2008/19 + 57,3%
davon Anteil Übertragungsnetzbetreiber 29,1%



Entwicklung der Kosten für Systemdienstleistungen von Stromnetzen in Deutschland 2008-2019 (3)

Jahr 2019: 2.280,0 Mio. € = 2,3 Mrd. €, Veränderung 2008/19 + 72,7%

Abbildung 12.3 Kosten für Systemdienstleistungen



Strom-Netzbilanz in Deutschland 2019 (1)

Netto-Nennleistung 226,4 GW,

Netto-Erzeugungsmengen 561,3 TWh; Netto-Entnahmemengen 472,6 TWh

	ÜNB	VNB	Summe
Gesamte Netto-Nennleistung von Erzeugungsanlagen (in GW) Stand 31.12.2019			226,4
davon aus Anlagen mit nicht erneuerbaren Energieträgern			102,0
davon aus Anlagen mit erneuerbaren Energieträgern			124,4
davon nach EEG vergütungsfähige Erzeugungsanlagen			120,2
Gesamte Netto-Erzeugungsmenge (in TWh, inkl. nicht in Netze der Allgemeinen Versorgung eingespeiste Menge)			561,3
davon aus Anlagen mit nicht erneuerbaren Energieträgern			332,5
davon Pumpspeicher			9,8
davon aus Anlagen mit erneuerbaren Energieträgern			228,9
davon nach EEG vergütungsfähige Erzeugungsanlagen			221,9
Nicht in Netze der Allgemeinen Versorgung eingespeiste Netto-Erzeugungsmenge (in TWh) ^[1]			38,1
Netzverluste (in TWh)	9,3	17,6	26,9
davon Höchstspannung	7,7	<0,1	7,7
davon Hochspannung (inklusive HÖS/HS)	1,6	3,2	4,8
davon Mittelspannung (inklusive HS/MS)		5,7	5,7
davon Niederspannung (inklusive MS/NS)		8,7	8,7
Grenzüberschreitende Stromflüsse (in TWh) (physikalische Lastflüsse)			
davon ins Ausland			69,8
davon aus dem Ausland			39,4
Entnahmemengen (in TWh)^[2]	26,8	433,4	472,6
davon Industrie- und Gewerbekunden sowie weitere Nicht-Haushaltskunden	26,8	309,7	336,5
davon Haushaltskunden		123,7	123,7
davon Pumpspeicher			12,4

[1] Eigenverbrauch im industriellen, gewerblichen oder privaten Bereich; ohne Einspeisungen in das Fahrstromnetz der Deutschen Bahn AG

[2] Inkl. Entnahmemengen durch das Fahrstromnetz der Deutschen Bahn AG

Tabelle 1: Netzbilanz von 2019 gemäß Abfrage ÜNB, VNB Strom und Kraftwerksbetreiber

*ÜNB Übertragungsnetzbetreiber; VNB = Verteilungsnetzbetreiber

Anzahl der Elektrizitätsnetzbetreiber und Strom-Netzstrukturdaten in Deutschland bis 2020 (2)

Jahr 2019: Gesamt Netzbetreiber 881, Stromkreislänge 2,032 Mio. km

Elektrizität: Netzstrukturdaten 2019

	ÜNB*	VNB	Summe
Netzbetreiber (Anzahl)	7	874	881
Stromkreislänge (in Tsd. km)	37,3	1.994,4	2.031,7
davon Höchstspannung	36,9	0,3	37,2
davon Hochspannung	0,4	93,7	94,1
davon Mittelspannung		545,7	545,7
davon Niederspannung		1.354,6	1.354,6
Marktloktionen von Letztverbrauchern (in Tsd.)	0,5	51.811,8	51.812,3
davon Industrie- und Gewerbekunden sowie weitere Nicht-Haushaltskunden	0,5	3.370,3	3.370,8
davon Haushaltskunden		48.441,5	48.441,5

* Anzahl inkl. der Offshore-Beteiligungsgesellschaften, ohne Baltic Cable

Tabelle 6: Netzstrukturdaten 2019 gemäß Abfrage ÜNB und VNB Strom

Elektrizität: Anzahl der bei der Bundesnetzagentur registrierten Netzbetreiber in Deutschland

	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Übertragungsnetzbetreiber mit Regelzonenverantwortung	4	4	4	4	4	4
Verteilernetzbetreiber (VNB)	880	875	878	890	883	874
davon VNB mit weniger als 100.000 angeschlossenen Kunden	803	798	797	809	803	794
davon VNB mit weniger als 30.000 angeschlossenen Kunden	605	607	625	614	645	673

Tabelle 5: Anzahl der Elektrizitätsnetzbetreiber in Deutschland von 2015 bis 2020

*ÜNB Übertragungsnetzbetreiber; VNB = Verteilungsnetzbetreiber

Quelle: BUNDESNETZAGENTUR | BUNDESKARTELLAMT – Monitoringbericht 2020, S. 32/33, Stand 1/2021

Elektrizität: Verteilernetzbetreiber nach Netzlänge in 2019

Anzahl und Verteilung

Netzbetreiber 874, Stromkreislänge 1,994 Mio. km nach VNB

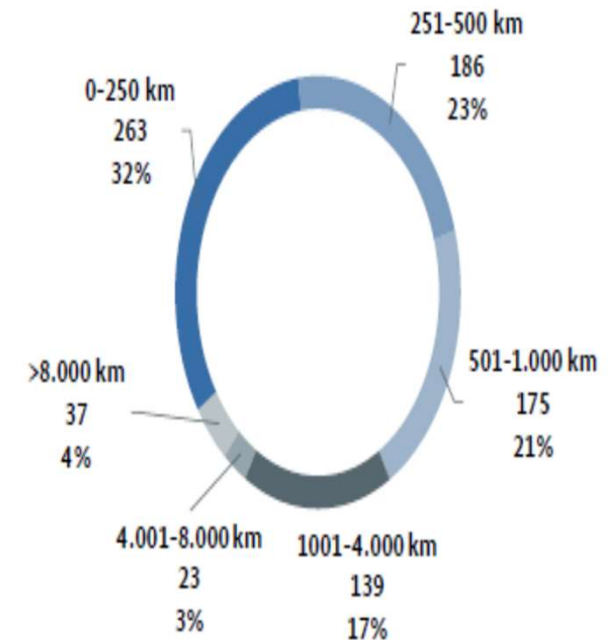


Abbildung 4: Anzahl und Verteilung der Verteilernetzbetreiber nach Stromkreislänge gemäß Abfrage VNB Strom

Das deutsche Strom-Verteilernetz ist rund 1,7 Millionen Kilometer lang

Verteilernetz

Niederspannungsnetz:
ca. 1,120,000 Kilometer

Mittelspannungsnetz:
ca. 520,000 Kilometer

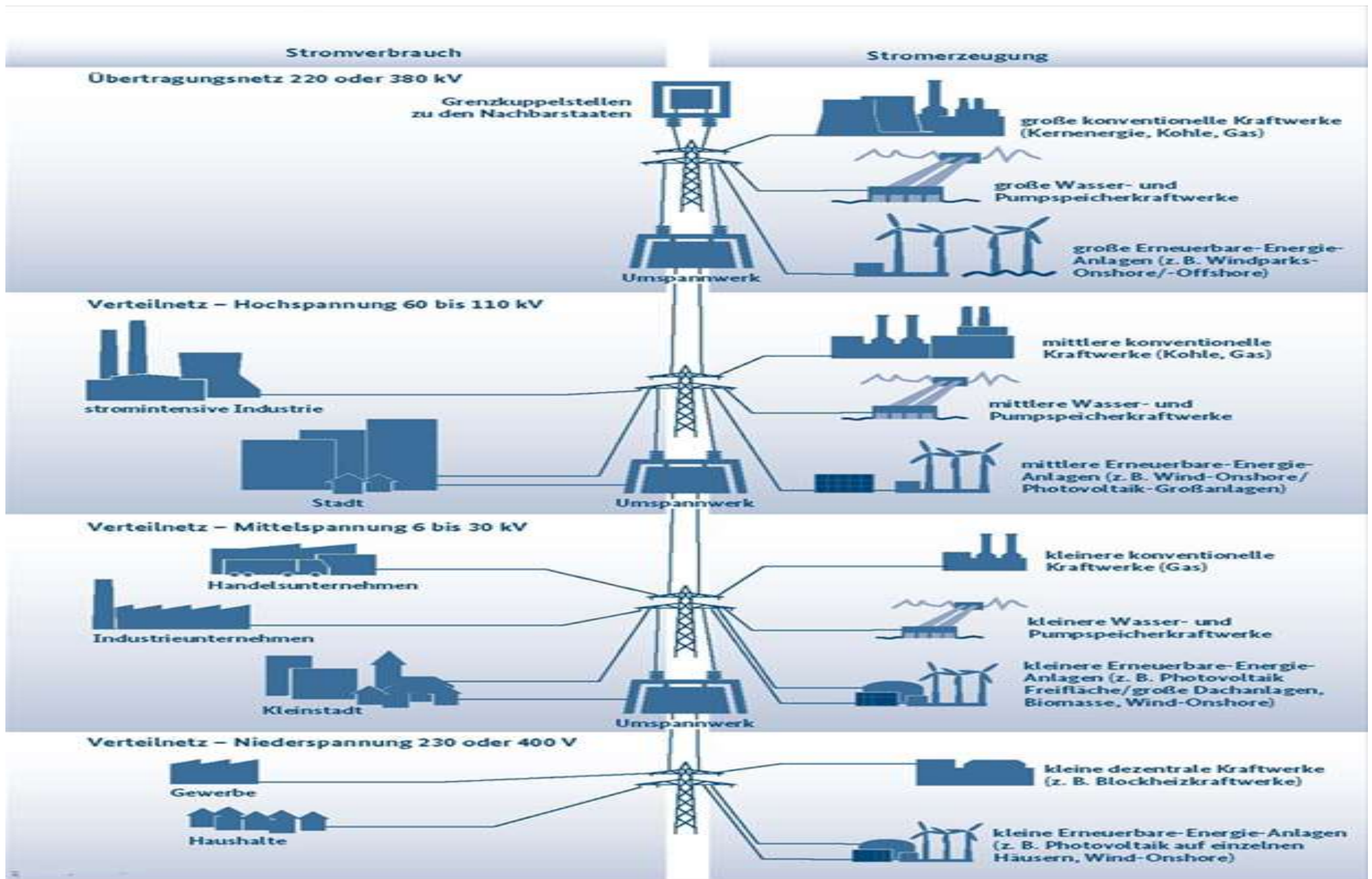
Hochspannungsnetz:
ca. 96,000 Kilometer

Übertragungsnetz

Höchstspannungsnetz:
ca. 36,000 Kilometer

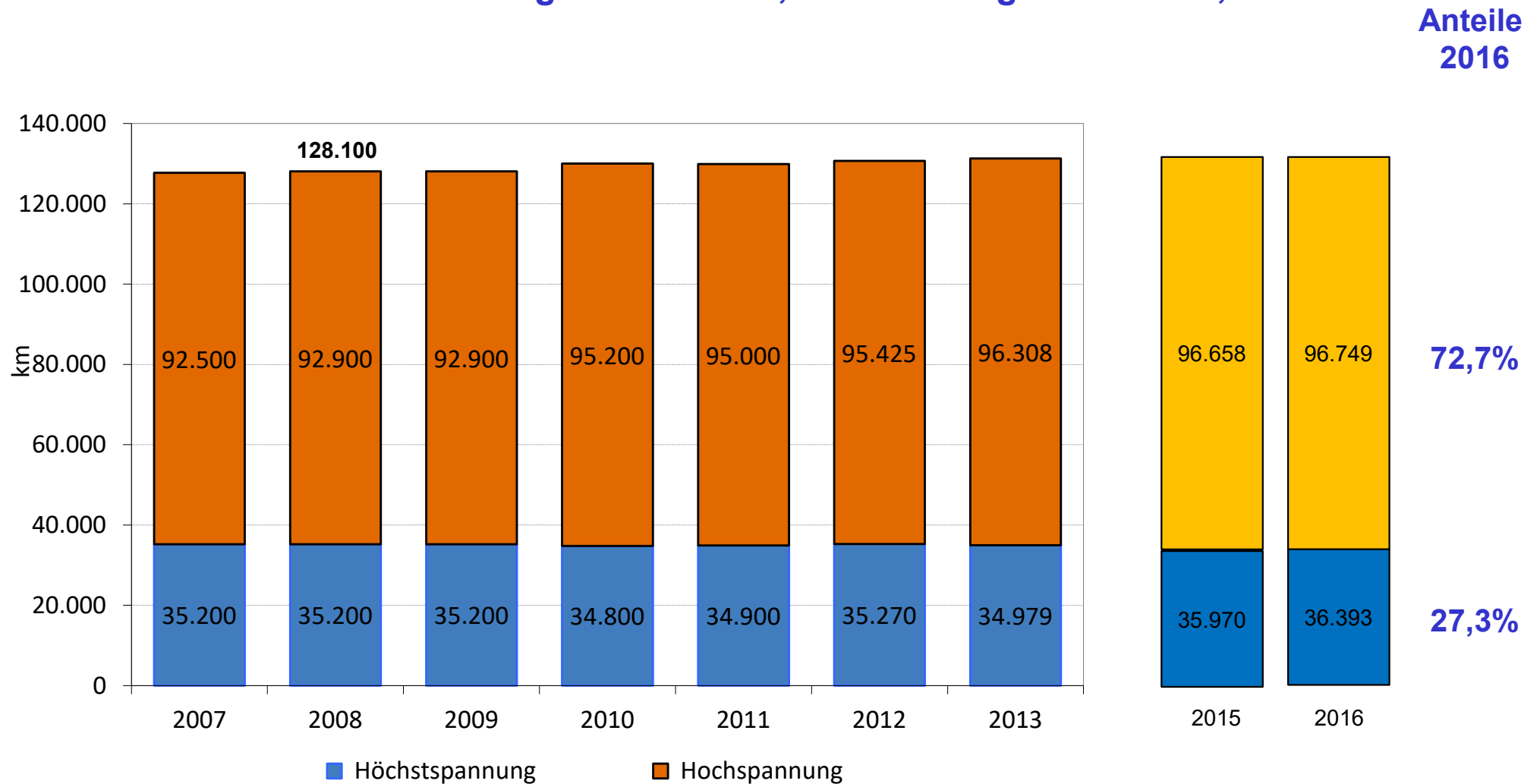


Das deutsche Stromnetz, Stand 1/2016 (2)

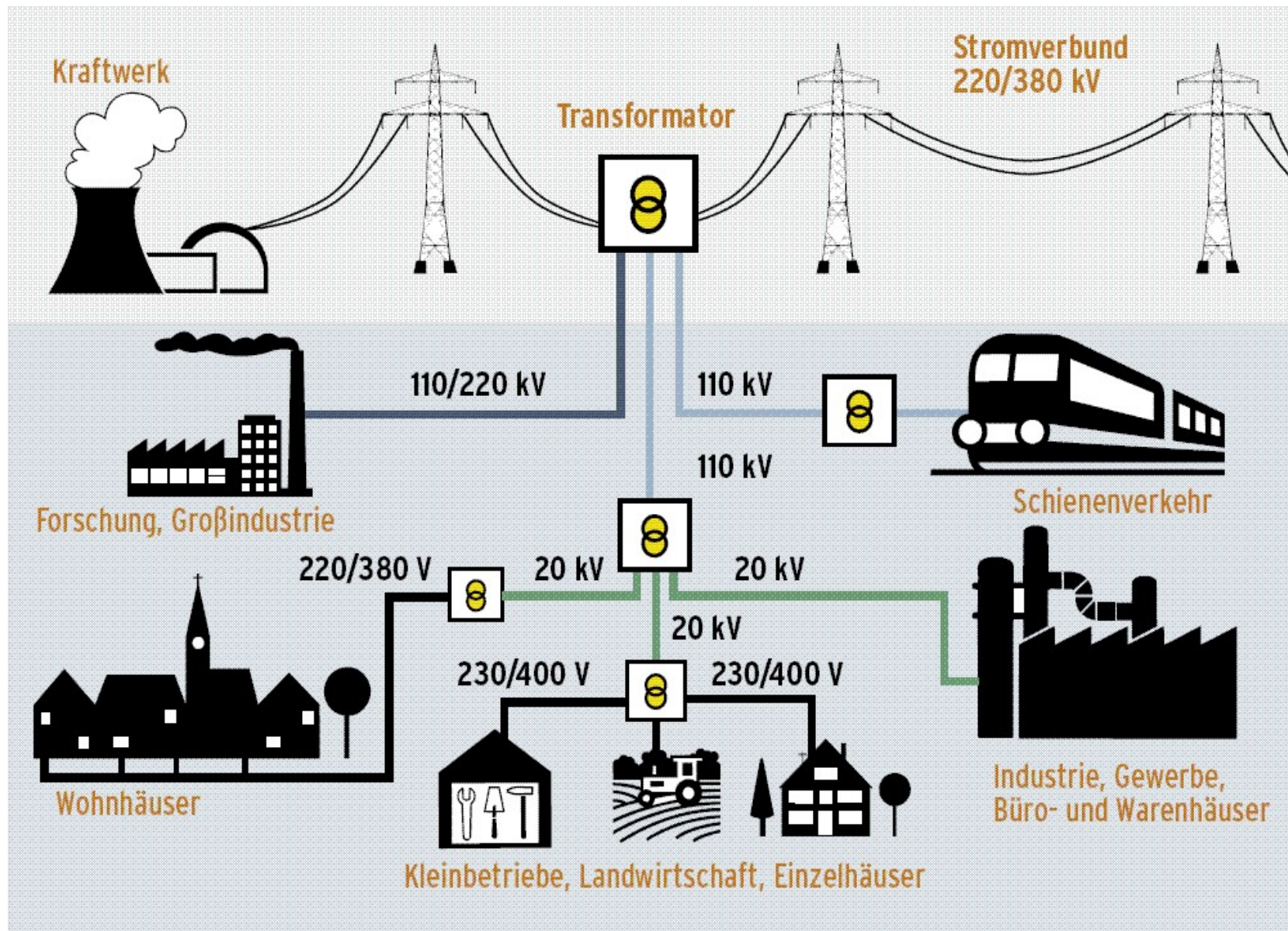


Entwicklung Stromkreislänge der Höchst- und Hochspannungsnetze in Deutschland bis 2016 (3)

Jahr 2016: Gesamtlänge 133.142 km; Veränderung 2008/16 + 3,9%



Stromtransport vom Kraftwerk bis zum Kunden in Deutschland (1)

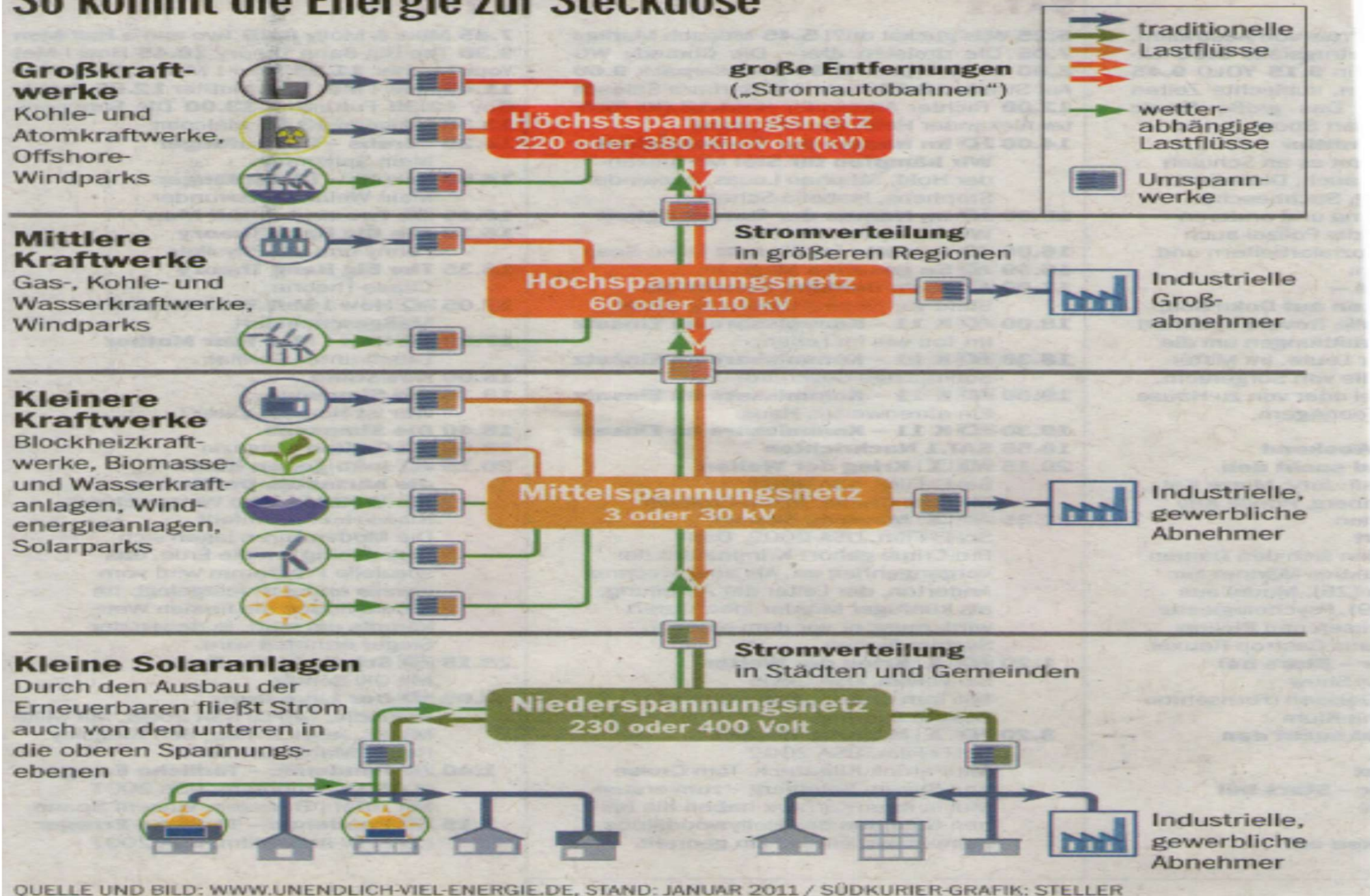


* Grafik in Anlehnung an Verband der Netzbetreiber (VDN)

Quelle: BMU-PDF-Datei „Was Strom aus erneuerbaren Energien wirklich kostet“, 2/2006; www.erneuerbare-energien.de

Stromtransport vom Kraftwerk bis zum Kunden in Deutschland (2)

So kommt die Energie zur Steckdose



Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) Strom in Deutschland

Regelzonen von Amprion, TenneT, TransnetBW und 50Hertz

Übernetzbetreiber:

Übertragungsnetzbetreiber betreiben Übertragungs- bzw. Transportnetze mit der Drehstrom-Hochspannungs-Übertragung, in Europa mit einer Netzfrequenz von 50 Hz und in Nordamerika mit 60 Hz. Üblicherweise sind Drehstromübertragungsnetze in der Topologie eines Maschennetzes ausgeführt. Spannungsebenen der Übertragungsnetze in Deutschland sind 220 kV und 380 kV.

In speziellen Anwendungsbereichen wie bei Seekabeln oder über sehr weite Entfernungen kommen auch Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungen zwischen zwei Endpunkten zur Anwendung.

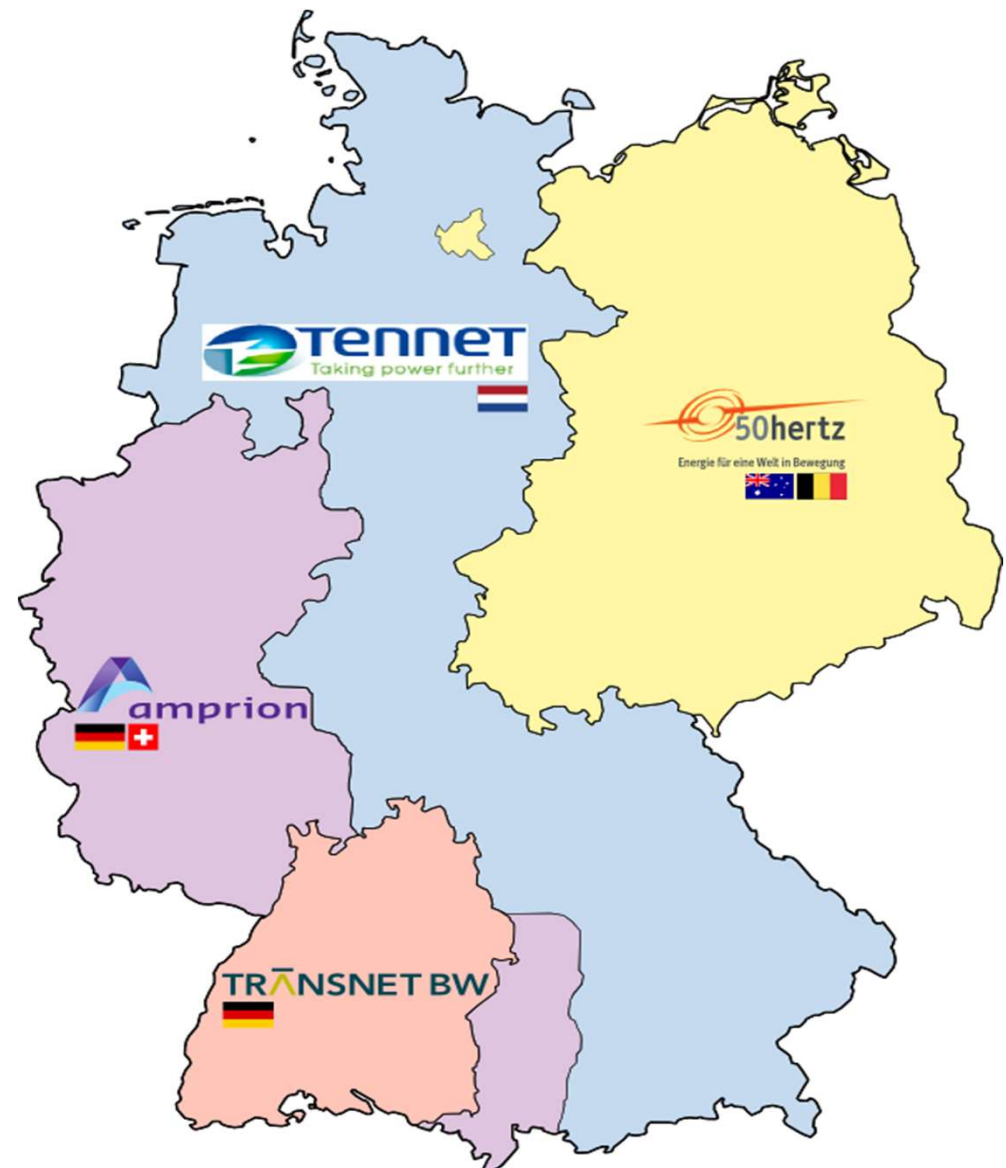
Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland, Österreich und der Schweiz

In Deutschland gibt es vier Übertragungsnetzbetreiber:

- TenneT TSO; Sitz in Bayreuth
- 50Hertz Transmission, Sitz in Berlin
- Amprion, Sitz in Dortmund
- TransnetBW, Sitz in Stuttgart

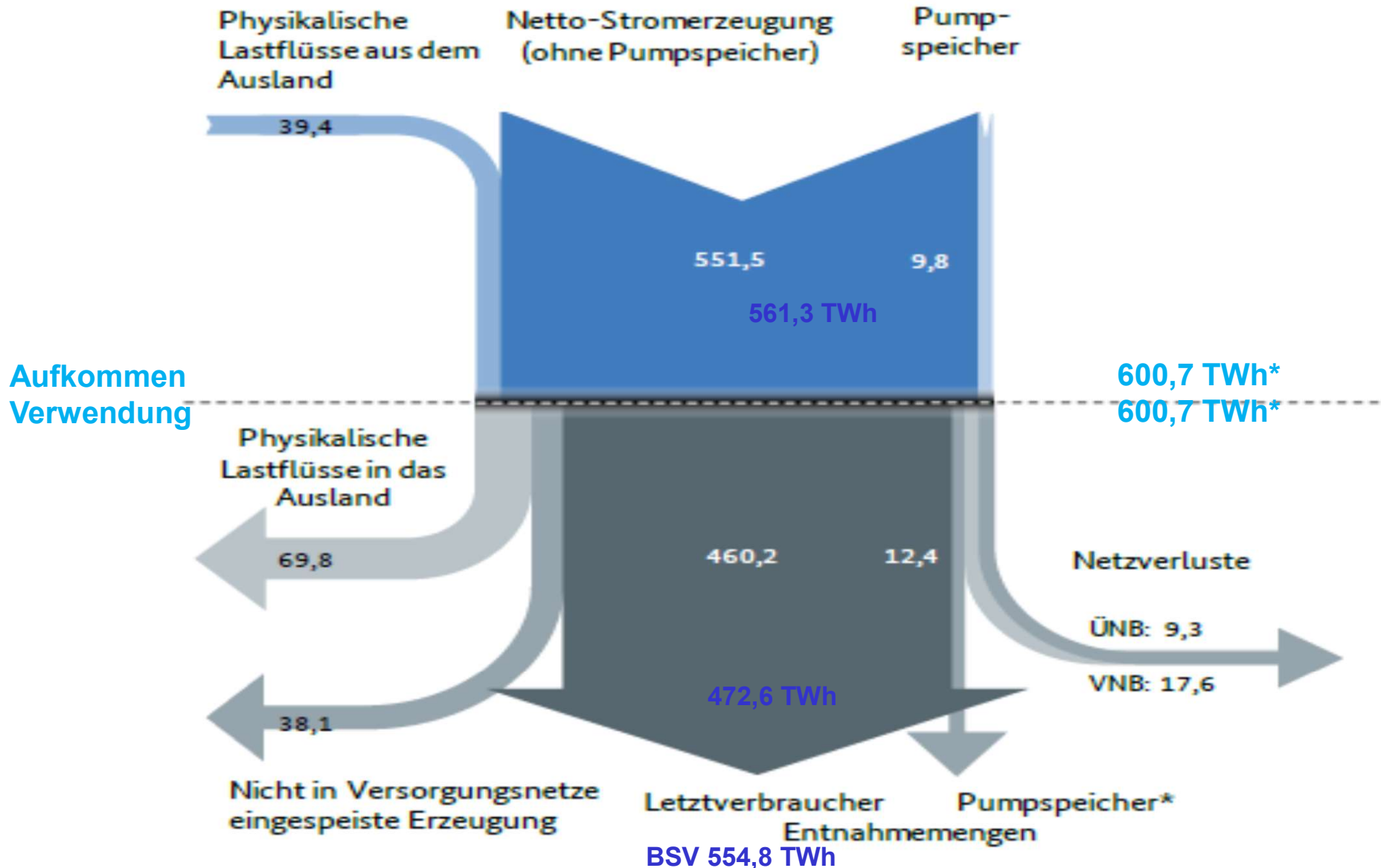
Diese vier „Verbundunternehmen“ stellen rund 80 % der inländischen Stromerzeugungskapazitäten bereit und halten zahlreiche Beteiligungen an regionalen Stadtwerken.

In Österreich und der Schweiz sind Austrian Power Grid (APG) bzw. Swissgrid die einzigen nationalen ÜNB.



Netto-Aufkommen und Verwendung in den deutschen Strom-Versorgungsnetzen 2019

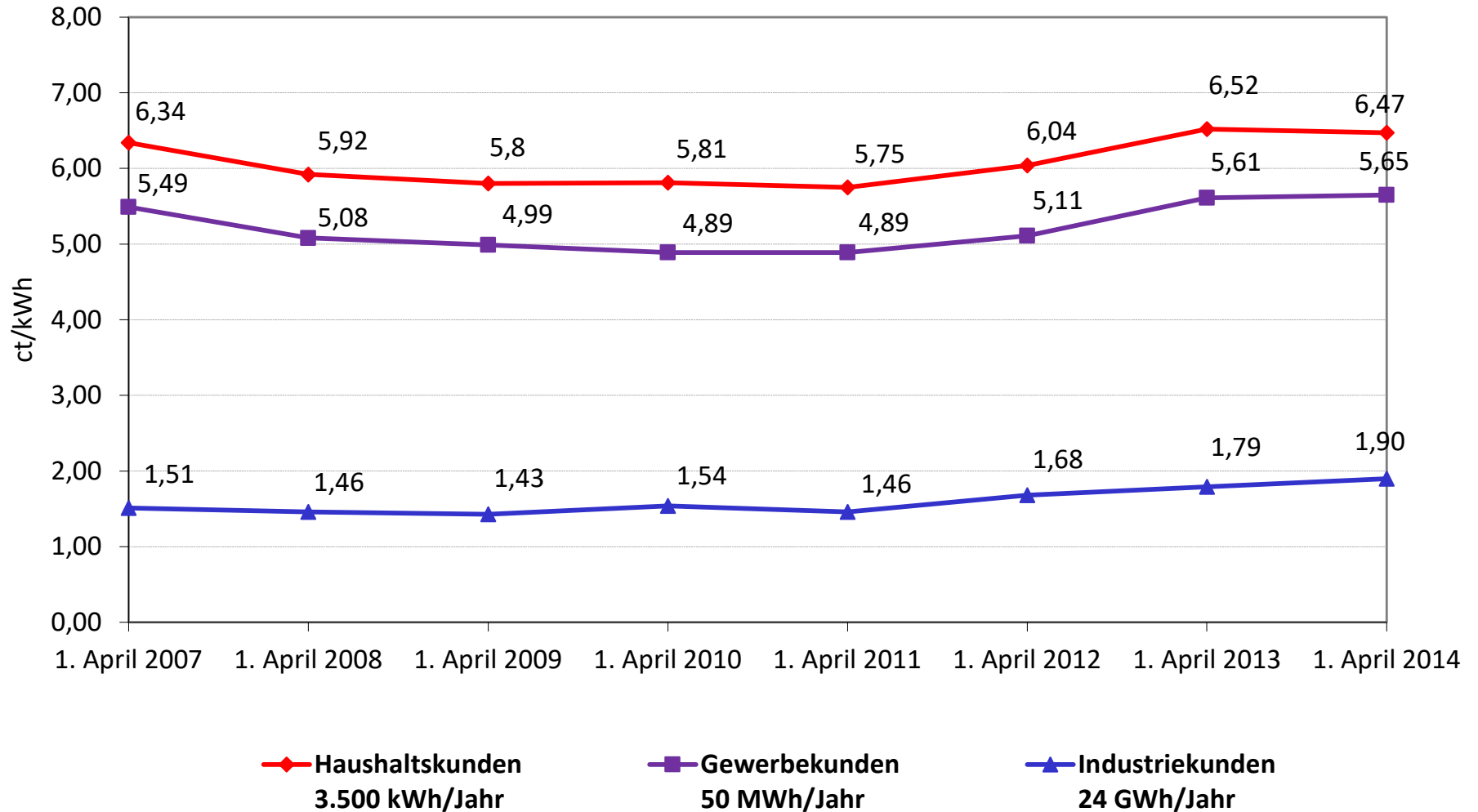
Elektrizität: Aufkommen und Verwendung im Versorgungsnetz für das Jahr 2019 in TWh



*Die Menge versteht sich hier als Entnahme der Pumpspeicher aus dem Netz, beschreibt also den Stromverbrauch, der zum Pumpvorgang benötigt wurde.

Entwicklung der durchschnittlichen Netzentgelte nach Kundengruppen in Deutschland 2007-2014

1. April 2014: 1,90 bis 6,46 ct/kWh je nach Kundengruppe



Regelleistungsmarkt im Stromnetz in Deutschland, Stand 11/2015

Regelleistung ist die Stromleistung, die benötigt wird, um das Verhältnis von Produktion und Verbrauch im Stromnetz auszugleichen wird – so bleibt die Netzfrequenz von 50 Hz stabil. „Positiv“ heißt dabei, dass ins Netz zusätzlich Strom eingespeist werden muss, weil der Verbrauch höher als die Erzeugung ist. Umgekehrt muss dem Netz Strom entzogen werden, wenn der Stromverbrauch unter den eingespeisten Mengen liegt („negative“ Regelleistung).

- ▶ **Die Übertragungsnetzbetreiber** Tennet, Ampri-on, 50Hertz und TransnetBW schreiben auf regelleistung.net den Bedarf an Primär- und Sekundärregelleistung wöchentlich und die Minutenregelleistung (MRL) aus.
- ▶ **Primärregelleistung (PRL)** muss innerhalb von 30 s verfügbar sein. Anbieter müssen 1 MW bereitstellen können. Der Bedarf wird europaweit auf 3000 MW dimensioniert, der Bedarf in Deutschland beträgt aktuell 783 MW. Der mittlere Leistungspreis ist im Verlauf des Jahres von rund 3500 €/MW auf knapp unter 3000 €/MW gesunken.

▶ **Sekundärregelleistung (SRL)** muss innerhalb von 5 min abrufbar sein. 5 MW gelten als Mindestleistung. Rund 2000 MW werden für die positive und negative Sekundärregelleistung benötigt. Mitte November 2015 lag der mittlere Leistungspreis für negative SRL in der Nebenzeit bei knapp 80 €/MW. Bis Ende Oktober 2015 war der Wert noch dreistellig und bis Anfang 2014 sogar vierstellig.

▶ **Minutenregelleistung (MRL)** muss binnen 15 min abrufbar sein. Auch hier gelten 5 MW als Voraussetzung, um an den Ausschreibungen mitbieten zu können. Für die MRL liegt der Wert unter 2000 MW.

▶ **Batterien** müssen über Reserven und ein zeitliches Nachlademanagement verfügen. JBK

Merke:

Da die Großhandelspreise für Strom im Keller sind, suchen viele Stromerzeuger ihr Heil im Regelleistungsmarkt. Passen jedoch technische und wirtschaftliche Voraussetzungen nicht, ist der Traum vom gut bezahlten Strom schnell ausgeträumt.

SMAED – Strommarktdaten der Bundesnetzagentur in Deutschland seit 2017 (1)

SMARD – Strommarktdaten

Mit SMARD hat die Bundesnetzagentur im Jahr 2017 eine Internetplattform geschaffen, um den deutschen Strommarkt abzubilden und mehr Transparenz zu schaffen. Hierzu werden zentrale Strommarktdaten, die von der Bundesnetzagentur direkt vom Verband der Europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) bezogen werden, auf der Plattform nahezu in Echtzeit veröffentlicht. Um die Datenqualität kontinuierlich zu verbessern, steht die Bundesnetzagentur dabei in stetigem Austausch mit den Datenlieferanten.



Das Informationsangebot der Plattform ist in fünf Hauptbereiche gegliedert. Unter „Marktdaten visualisieren“ können Nutzerinnen und Nutzer die Daten aus den Themenbereichen Stromerzeugung und -verbrauch, Markt sowie Systemstabilität individuell als Grafiken zusammenstellen. Dieser Datenpool wird ergänzt durch Erläuterungen im Bereich „Strommarkt erklärt“. Im Bereich „Strommarkt aktuell“ erscheint, neben Sonderartikeln zu aktuellen Ereignissen, eine monatliche Auswertung des Marktgeschehens rund um die Stromerzeugung und den Stromhandel. Dabei werden die Kennzahlen auch im Kontext zu besonderen Geschehnissen oder Wetterbedingungen betrachtet.

Alle auf SMARD verfügbaren Marktdaten können unter der Lizenz CC BY 4.0 kostenfrei heruntergeladen, gespeichert und weiterverwendet werden (Bereich „Daten herunterladen“). Der fünfte Bereich „Deutschland im Überblick“ ist in eine Kraftwerks- und eine Marktgebietsansicht unterteilt. In der Kraftwerksansicht können Detailinformationen einschließlich der Erzeugung einzelner Kraftwerke ab einer installierten Erzeugungleistung von 100 Megawatt kraftwerksblockschärf eingesehen und ebenfalls im Bereich „Daten herunterladen“ bezogen werden.

Die Marktgebietsansicht stellt anhand einer Karte einen Überblick über die geografische Stromerzeugungslandschaft Deutschlands bereit. Darüber hinaus werden andere wichtige Kennzahlen wie z. B. Stromverbrauch und internationale Großhandelspreise abgebildet.

Mit SMARD ist es gelungen, ein komplexes Thema einer breiten Öffentlichkeit durch ein digitales Medium zugänglich zu machen, indem die veröffentlichten Daten und Hintergrundinformationen immer einen aktuellen und umfassenden Überblick über das Geschehen am Strommarkt bieten.

Der Link zur Informationsplattform SMARD:
www.smard.de/home.

Intelligente Stromnetze durch Smart Grid (2)

Die Grafik veranschaulicht die Funktionsweise eines als Smart Grid bezeichneten intelligenten Stromnetzes.

Deutschland hat die Energiewende beschlossen. Der Anteil der Erneuerbaren Energien an der Energieversorgung wird in Zukunft weiter steigen.

Die Herausforderung dabei:

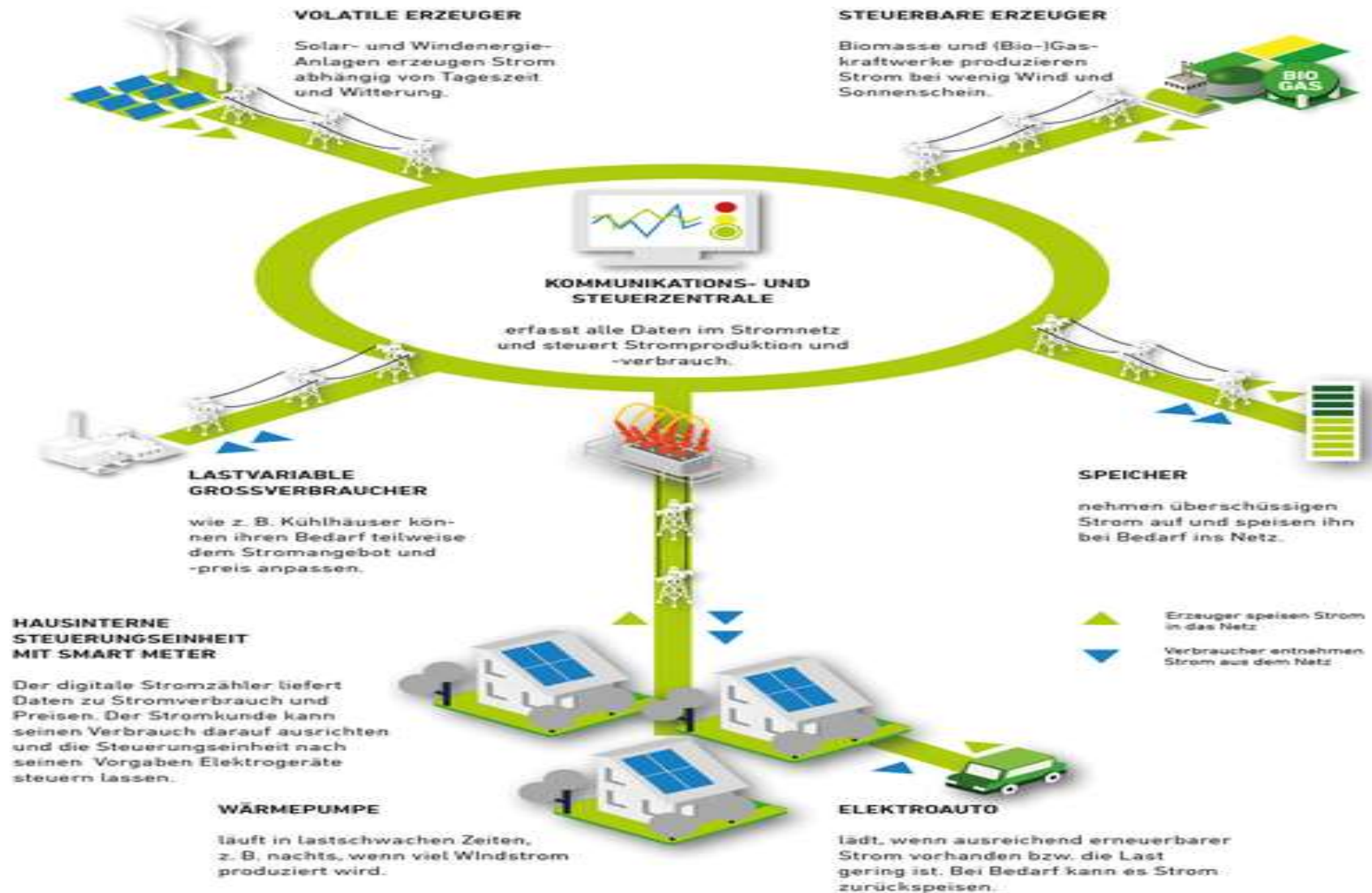
Große Teile der regenerativen Stromerzeugung schwanken stark und stehen nicht immer bedarfsgerecht zur Verfügung.

Die Grafik zeigt, wie die Verteilnetze auf die neuen Herausforderungen der Erneuerbaren Energien vorbereitet werden können.

Eine zentrale Steuerung stimmt Erzeugung, Speicherung und Verbrauch aufeinander ab, um Leistungsschwankungen auszugleichen.

Intelligente Stromnetze durch Smart Grid (3)

SO FUNKTIONIERT EIN SMART GRID:

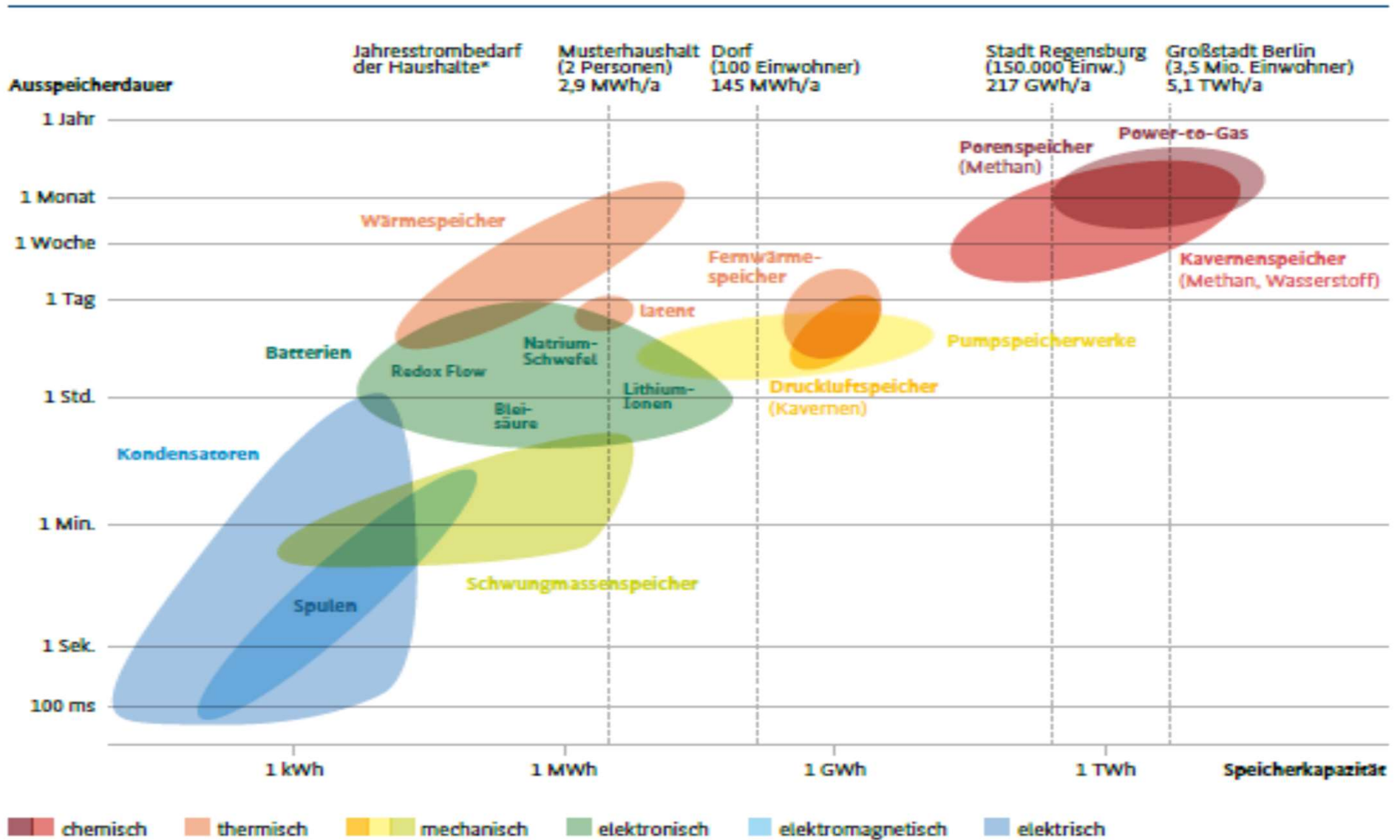


Quelle: eigene Darstellung

© 2017 Agentur für Erneuerbare Energien e.V.

Energiespeicher für Wärme, Gas und Strom

Abb. 10: Energiespeicher nach Ausspeicherdauer und Speicherkapazität



* ohne Industrie und GHD; Strombedarf pro Person: 1,45 MWh/a

Die Datenwolken geben Bereiche an, in denen sich einzelne heute bereits realisierte Anlagen in Deutschland bewegen.

Quelle: Sterner und Stadler, Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration, Springer 2014

Energiespeicher für Strom in Deutschland 2022 (1)

4.5.3 Speicher

Bei steigenden Anteilen Erneuerbarer Energien werden Speichertechnologien wie Batteriespeicher, Pumpspeicher oder die Umwandlung von Strom in synthetische Gase wie Wasserstoff immer wichtiger. Sie können überschüssigen Strom in Zeiten von viel Sonne und Wind speichern und diesen in sonnen- und windarmen Zeiträumen zurück ins Netz speisen. Damit tragen sie auch dazu bei den Netzausbaubedarf zu verringern und den Netzbetrieb zu stabilisieren.

In Deutschland machen Pumpspeicher mit etwa 9,7 Gigawatt den größten Teil der installierten Speicherleistung aus; ihr Potenzial ist damit weitestgehend ausgeschöpft.

Die Anzahl von Batteriespeichern nimmt dagegen dynamisch zu. Bislang dominieren zwei Sorten von Speichern: eine große Anzahl kleiner Heimspeicher, die in Kombination mit einer Photovoltaik-Anlage in Privathaushalten zur Eigenverbrauchserhöhung genutzt werden und einzelne große Speicher, die primär der Regelleistungsbereitstellung dienen. Die dritte Klasse – Gewerbespeicher – dient sowohl der Eigenverbrauchserhöhung als auch der Lastspitzenkappung bei Gewerben oder der Schnellladung von Elektrofahrzeugen.

Die Gesamtleistung der Heim-, Groß- und Gewerbespeicher in Deutschland entsprach 2022 mit 3,4 Gigawatt etwa einem Drittel der Leistung von Pumpspeicherkraftwerken. Ihre Speicherkapazität beträgt 5,9 Gigawattstunden (ISEA und PSG RWTH Aachen 2022).

Darüber hinaus nahm auch die Anzahl von Batteriespeichern in elektrischen Fahrzeugen zu. Die Zahl neu zugelassener Elektrofahrzeuge stieg im Jahr 2022 um 15 Prozent gegenüber dem Vorjahr auf 369.905 Fahrzeuge (Kraftfahrtbundesamt 2022). Damit waren Ende 2022 in Deutschland knapp eine Million reine Elektrofahrzeuge zugelassen. Einen Beitrag zur Systemstabilität können Elektrofahrzeuge bereits dann liefern, wenn sie systemdienlich geladen werden. Besonders groß wird der Mehrwert von Batteriespeichern in Elektrofahrzeugen aber, wenn sie Strom nicht nur beim Laden beziehen, sondern auch zurück ins Netz speisen können und der Ein- und Ausspeicherzeitpunkt intelligent gesteuert werden kann.

Insgesamt kamen die Speichertechnologien Ende 2022 auf eine installierte Leistung von 13 Gigawatt. Die Speicher aus der Elektromobilität sind trotz ihres hohen theoretischen Potenzials in dieser Zahl nicht enthalten.

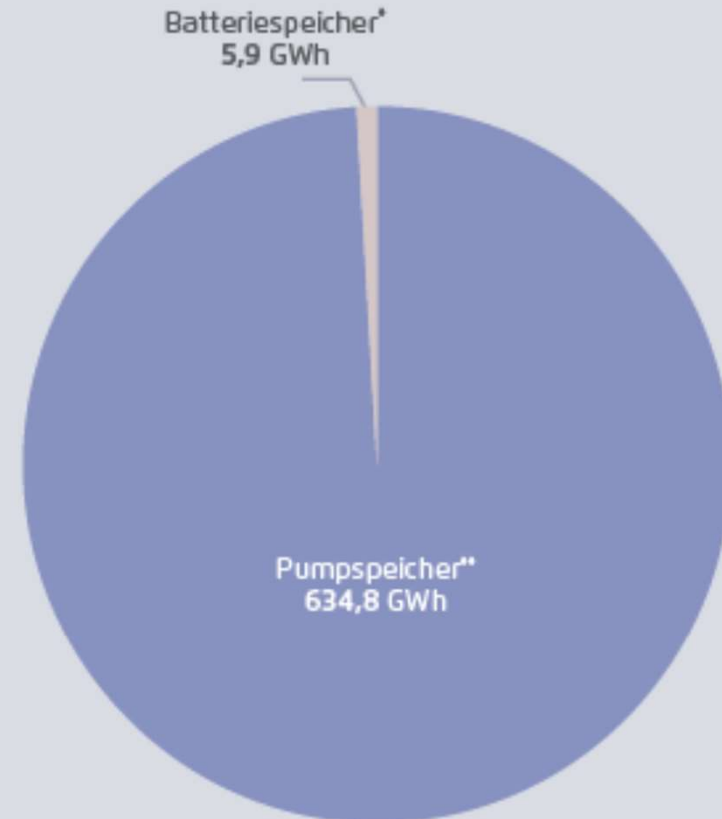
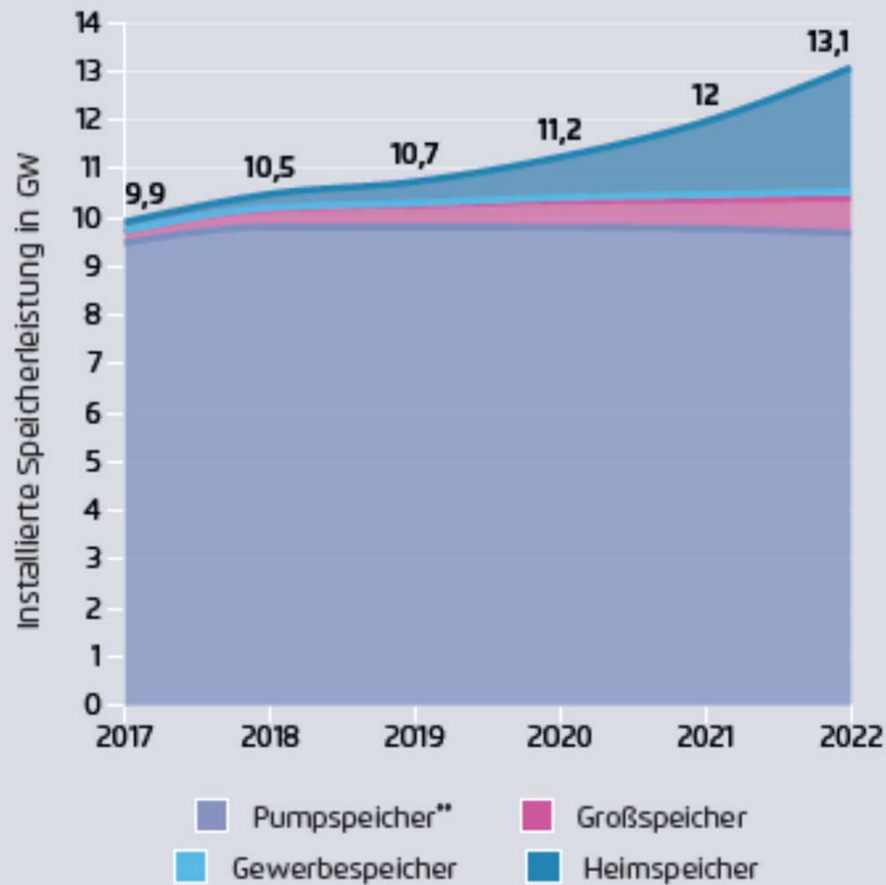
Neben der Leistungskapazität der Speicher (Gigawatt) ist die eingespeicherte Strommenge eine wichtige Kenngröße (Gigawattstunden), da die Leistungskapazität alleine keine Informationen liefert, wie lange diese Leistung abgerufen werden kann. Außerdem muss zwischen theoretischer und tatsächlicher Speichermenge unterschieden werden. Denn viele Batteriespeicher werden im Regelbetrieb nicht vollständig entladen. Diese Kenngrößen werden derzeit leider nur unzureichend erfasst. Klar ist aber, dass Pumpspeicher derzeit noch etwa 99 Prozent der Speicherkapazität in Deutschland stellen, während sie einen geringeren Anteil von 74 Prozent an der Speicherleistung haben.

Entwicklung installierte Speicherleistung und Speicherkapazität nach Arten in Deutschland 2017-2022 (2)

Jahr 2022: Installierte Speicherleistung 13,1 GW; Speicherkapazität 640,7 GWh = 0,64 TWh

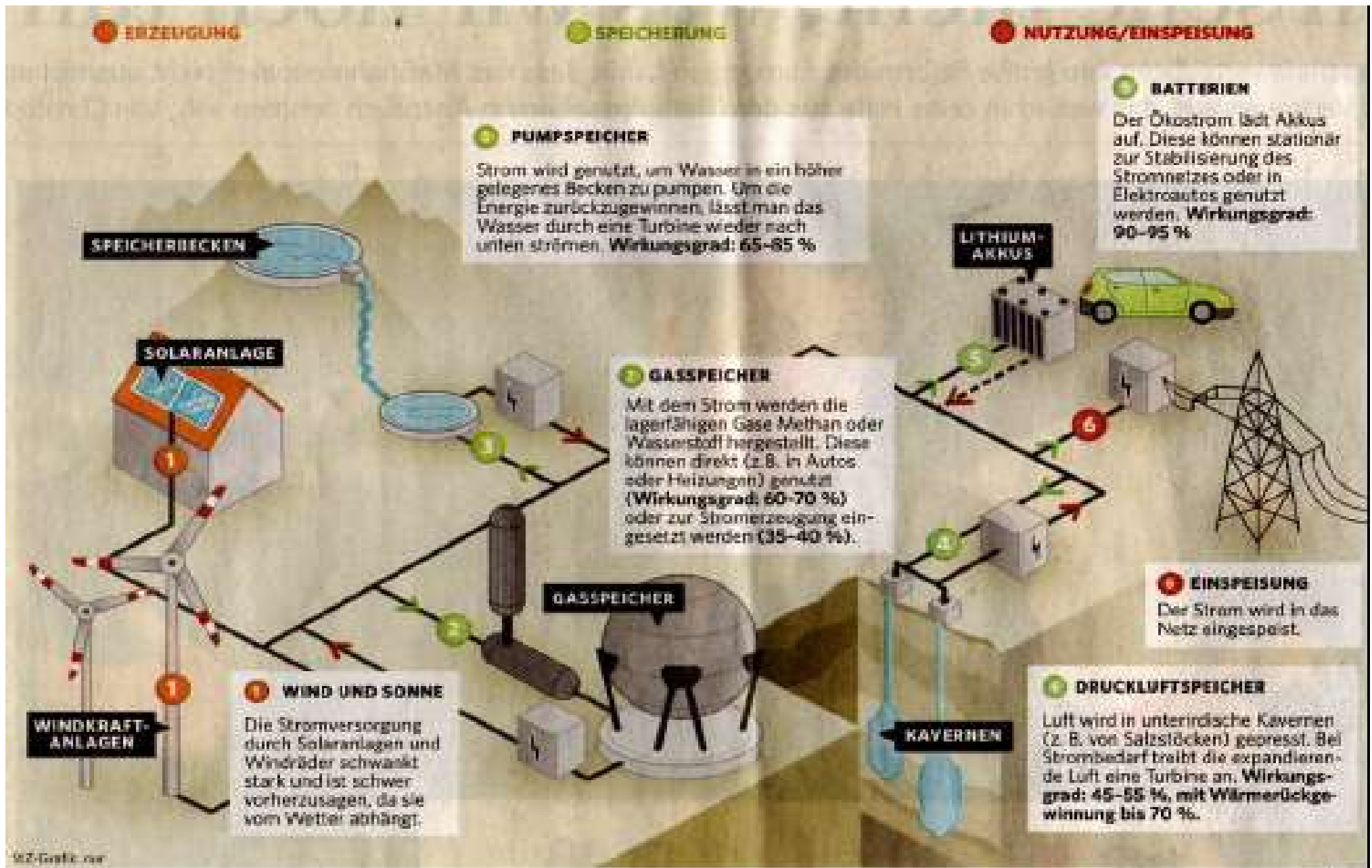
Installierte Speicherleistung 2017 bis 2022 und Speicherkapazität 2022

Abbildung 4_17



BNetzA (2022a), ISEA und PSG RWTH Aachen (2022); **inklusive ins deutsche Netz einspeisende österreichische Pumpspeicherkraftwerke.

Verstärkte Stromspeicherung zum Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland erforderlich (1)



Verstärkte Stromspeicherung zum Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland erforderlich (2)

TECHNIK UND KOSTEN

Kraftwerke Bei den regenerativen Energien können nur Wasser-, Biomasse- oder Geothermiekraftwerke konstant Strom liefern. Sie eignen sich daher auch zur Deckung der Grundlast. Wind- und Solarstrom fallen unregelmäßig an und benötigen zusätzliche Speicher.

Pumpspeicher Diese Art von Wasserkraftwerken wird schon lange zur Abfederung von Verbrauchsspitzen eingesetzt. Vorteile sind der hohe Wirkungsgrad und niedrige Speicherkosten von 3 bis 5 Cent je Kilowattstunde (kWh).

Druckluftspeicher Elektrisch betriebene Kompressoren pressen Luft in unterirdische Kavernen – etwa Salzstöcke. Die Druckluft treibt bei Bedarf einen Generator an. Weil sich Luft beim Verdichten erhitzt, geht ein Teil der Energie als Wärme verloren. Weltweit gibt es erst zwei solche Anlagen. RWE plant einen Druckluftspeicher mit Abwärmenutzung, der einen Wirkungsgrad von 70 Prozent haben soll. Interessant sind Druckluftspeicher nur zur stundenweisen Speicherung. Die Langzeitspeicherung ist mit 22 bis 38 Cent/kWh sehr teuer.

Chemische Speicher Wasserstoff oder daraus hergestelltes Methan eignen sich besonders für die längerfristige Energiespeicherung und damit auch für den Ausgleich jahreszeitlicher Schwankungen. Kosten: 8 bis 24 Cent/kWh

Batterien Akkus lassen sich stationär oder in Elektroautos nutzen. Vorteil: hoher Wirkungsgrad. Nachteile: geringe Energiedichte, hohe Speicherkosten (8 bis 30 Cent/kWh). lud

Stromspeichertechnologie in Deutschland, Stand 1/2016 (1)

Leistungsfähige Speicher sind notwendig, um die starken Einspeiseschwankungen der erneuerbaren Energien auszugleichen. Sie können einen wichtigen Beitrag dazu leisten, unser Stromsystem bei einem wachsenden Anteil von Sonne- und Windenergie flexibler zu machen und eine stabile und sichere Energieversorgung zu ermöglichen.

Im Rahmen der Energiewende sollen in Deutschland bis 2035 55 bis 60 Prozent und bis 2050 80 Prozent unseres Stroms aus erneuerbaren Energien stammen. Dabei werden Windenergie und Photovoltaik, die fluktuierend einspeisen, die Hauptanteile stellen.

Angesichts des wachsenden Anteils der fluktuierenden erneuerbaren Energien muss das Stromsystem flexibler werden, damit die System- und Versorgungssicherheit weiterhin gewährleistet bleibt. Energiespeicher stellen eine von mehreren Optionen dar, um die Flexibilität der Energieversorgung zu erhöhen. So können Stromspeicher für einen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch sorgen. Etwa können sie in Zeiten mit viel Wind Strom aufnehmen, den sie in Zeiten von Flaute und bedecktem Himmel in das Netz einspeisen können. Sie bieten also die Möglichkeit, Erzeugung und Verbrauch zeitlich zu entkoppeln. Darüber hinaus können Stromspeicher auch so genannte Regelleistung erbringen und dadurch helfen, die Netzfrequenz stabil zu halten.

Energiespeicher im Überblick

Grundsätzlich stehen für alle Bedarfe der Zwischenspeicherung von Strom entsprechende Speichertechnologien zur Verfügung.

Kurzzeit- und Langzeitspeicher

Bei Speichertechnologien wird nach ihrer Anwendung zwischen Kurzzeit- und Langzeitspeichern unterschieden, Kurzzeitspeicher können innerhalb eines Tages mehrfach Energie aufnehmen und wieder abgeben. Sie bieten in der Regel nur ein begrenztes Speichervolumen. Langzeitspeicher müssen dagegen in der Lage sein, elektrische Energie über mehrere Tage oder Wochen zu speichern, um z. B. Phasen einer langen Windflaute, in der die Sonne kaum scheint, zu überbrücken.

1. Kurzzeitspeicher

Leistungsspeicher (Sekunden bis Minuten)

- hohes Verhältnis von Leistung zu Speicherkapazität
- für kurzfristige Fluktuationen
- v. a. für Netzdienstleistungen/Regelleistung
- Einsatz mehrmals pro Tag
- v. a. Batterien, Kondensatoren, Schwungradspeicher

Verschiebespeicher (Minuten bis Stunden)

- v. a. für den Ausgleich innerhalb eines Tages (z. B. PV-Eigenverbrauch)
- ein bis zwei Zyklen pro Tag
- v. a. Batterien, Druckluftspeicher, Pumpspeicherwerke (PSW)

Stromspeichertechnologie in Deutschland, Stand 1/2016 (2)

2. Langzeitspeicher (Tage bis Wochen)

- für langfristige Flauten/saisonale Speicherung/Back-up
- wenige Zyklen pro Jahr
- chemische Speicher (Wasserstoff/Methan) und große Speicherwasserkraftwerke (z. B. in Norwegen)

Speichertypen

Batteriespeicher

Batterien sind elektro-chemische Speicher. Sie sind grundsätzlich eine bewährte Technologie. Bisher wurden v. a. Blei-Säure-Batterien eingesetzt. Mittlerweile kommen vermehrt auch die aus Mobiltelefonen und Laptops bekannten Lithium-Ionen-Batterien zum Einsatz, u.a. da sie einen hohen Gesamtwirkungsgrad von ca. 85 % haben. Batterien sind für einen großtechnischen Einsatz noch relativ teuer, hier werden aber deutliche Kostensenkungen in den nächsten Jahren erwartet.

Pumpspeicher

Bei Pumpspeicherwerken wird die Energie in Form von potentieller Energie von Wasser, das in ein höher gelegenes Becken gepumpt wird, gespeichert und durch das Abfließen über eine Turbine mit angeschlossenen Generator wieder verstromt. Pumpspeicherkraftwerke sind technisch ausgereift und in Deutschland derzeit die einzige in nennenswertem Umfang nutzbare Speichertechnik.

Druckluftspeicher

Hierbei wird überschüssiger Strom dazu genutzt, um Luft in unterirdische Salzstöcke oder ehemalige Gaskavernen zu pressen (Kompression). Bei Strombedarf fließt die Druckluft durch eine Turbine wieder ab und erzeugt dabei wieder Strom. Zur Verbesserung des Wirkungsgrades kann die bei der Kompression entstehende Wärme genutzt werden (adiabate Druckluftspeicher).

Power-to-Gas

In Power-to-Gas-Anlagen wird Wasser mit Hilfe von Energie (Strom) in Wasserstoff und ggf. weiter in Methan umgewandelt. Der Vorteil hierbei ist, dass der Wasserstoff (in bestimmten Grenzen) und das Methan (ohne Einschränkung) in das bereits vorhandene Erdgasnetz eingespeist und dort gespeichert werden können. Die eingespeisten Gase können dann rückverstromt oder für andere Anwendungen (z. B. Heizen, Gasfahrzeuge) genutzt werden. Die Technologie ist derzeit noch teuer und die Wirkungsgrade gering.

Energiespeicher sind ein wichtiges Thema für eine überwiegend auf erneuerbaren Energien basierende Energieversorgung. Sie sind perspektivisch notwendig, aber heute noch meist teuer und teilweise im Entwicklungsstadium. Deshalb steht bei Speichern derzeit die Forschung und Entwicklung im Vordergrund, insbesondere um die notwendigen Kostensenkungspotenziale zu erreichen. Hierfür führt die Bundesregierung derzeit die "Forschungsinitiative Energiespeicher" durch.

Stromspeichertechnologie in Deutschland, Stand 1/2016 (3)

Trilaterale Pumpspeicherstudien

Der wachsende Anteil der erneuerbaren Energien stellt das Stromsystem vor große Herausforderungen. Das Stromsystem muss sich in zunehmenden Umfang flexibel auf zeitlich veränderliche Energiemengen aus Wind- und Solarenergie einstellen können.

Pumpspeicherkraftwerke können hierzu wichtige Beiträge liefern. Im April 2012 wurde ein vertiefter Austausch und eine vertiefte Zusammenarbeit zu Pumpspeicherkraftwerken zwischen Deutschland, Österreich und der Schweiz (sog. D-A-CH-Kooperation) vereinbart. In der Folge wurde die detaillierte Untersuchung der rechtlichen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen von Pumpspeicherkraftwerken sowie ihrer Beiträge zur Energieversorgung unter besonderer Beachtung der trilateralen Perspektive im Rahmen einer dreiteiligen Studie initiiert. Die Studienergebnisse finden Sie hier.

Die rechtliche Situation für Pumpspeicher in den drei Ländern wurde im Auftrag des deutschen Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) durch die Görg Partnerschaft von Rechtsanwälten mbB begutachtet. Die wirtschaftliche Perspektive untersuchte ein Gutachten des Fachgebiets Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik (WIP) der Technischen Universität Berlin im Auftrag des schweizerischen Bundesamts für Energie (BFE) und die Beiträge von Pumpspeicherkraftwerken für die Energieversorgung sind Inhalt einer Studie des Instituts für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) der RWTH Aachen im Auftrag des österreichischen Bundesministeriums für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft (BMWFW). Ein Bericht des Energy Science Center der ETH Zürich im Auftrag des BFE gibt einen Überblick über die Teilstudien.

Speicherkonferenz 2014

Der Staatssekretär im Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Rainer Baake, lud am 8. Oktober 2014 zur Konferenz "Speicher im Kontext der Energiewende" ein. Im Rahmen der Konferenz diskutierten rund 250 Expertinnen und Experten aus Wirtschaft, Wissenschaft, Industrie und Politik aktuelle wissenschaftliche Erkenntnisse zum Speicherbedarf sowie zum Einsatz von Speichern in Stromnetzen und im Strommarkt.

Die Konferenz zielte darauf ab, die Frage der Energiespeicher differenziert nach ihrem Einsatzzweck im Stromsystem zu analysieren (Netz, Markt, Langzeitspeicherung) und mögliche Hemmnisse eines sinnvollen Einsatzes zu erkennen. Die Tagung war inhaltlich in vier Themenblöcke gegliedert:

1. Speicher: Bedarf, Potentiale und Technologien;
2. Einsatz von Speichern in Stromnetzen
3. Einsatz von Speichern im Strommarkt;
4. Langzeitspeicher für das Stromsystem

Die Untersuchungen und Diskussionen haben gezeigt, dass mit dem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien ein insgesamt flexibleres Stromsystem benötigt wird, das sich zeitlich einer schnell verändernden Erzeugung und Nachfrage anpassen kann. Stromspeicher stellen neben dem Netzausbau und der Flexibilisierung der Stromnachfrage eine weitere Option dar, um Stromerzeugung und -verbrauch in Einklang zu bringen. Unterschiedliche Speichertechnologien können hierbei ganz unterschiedliche Funktionen im Energiesystem wahrnehmen, so dass Speicher nach ihrem jeweiligen Einsatzzweck im Stromsystem eingesetzt werden sollten.

Sektorkopplung und Digitalisierung der Energiewende in Deutschland

- Sektorkopplung- Integration der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr
- Digitalisierung der Energiewende

Sektorkopplung – Integration der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr in Deutschland 2019, Stand 1/2021 (1)

Wo stehen wir?

- Eine integrierte Entwicklung des Energiesystems ist essentiell für die Energiewende. Die volkswirtschaftlich effiziente Integration von Strom-, Wärme- und Verkehrssektor leistet einen zunehmenden Beitrag zur Dekarbonisierung und Effizienzsteigerung sowie zur weiteren Flexibilisierung des Energiesystems. Beispielsweise hat die Bedeutung von Wärmepumpen stark zugenommen.
- Die Digitalisierung verändert die Strukturen des Energiesektors erheblich. Sie wird damit ein entscheidender Treiber für die Energiewende. Intelligente Messsysteme dienen nach dem Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende (GDEW) künftig sparten- und sektorübergreifend als Kommunikationsplattform für den Datenaustausch. Das im Auftrag des BMWi vorgelegte Barometer zur Digitalisierung der Energiewende hält fest, dass bei einzelnen Aspekten Fortschritte erzielt wurden. Zugleich sieht es Nachholbedarf bei der Umsetzung des System- und Plattformgedankens des GDEW.

Was ist neu?

- Im Bereich Digitalisierung standen Ende des Jahres 2019 insgesamt drei zertifizierte Smart-Meter-Gateways (SMGW) und 39 zertifizierte SMGW-Administratoren voneinander unabhängiger Hersteller zur Verfügung, sodass mit der Anfang 2020 aktualisierten Marktanalyse des Bundesamts für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) die technische Möglichkeit des Einbaus von intelligenten Messsystemen durch das BSI formal festgestellt wurde (Markterklärung). Damit konnte der Rollout von intelligenten Messsystemen, der für bestimmte Einbaugruppen verpflichtend ist, beginnen und ein wichtiges Etappenziel bei der Digitalisierung der Energiewende ist erreicht.

SEKTORKOPPLUNG DIGITALISIERUNG

Die Potenziale einer effizienten Sektorkopplung und der Digitalisierung für das Gelingen der Energiewende nutzen.

13.1 Sektorkopplung –

Integration der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr

Erneuerbarer Strom wird der wichtigste Energieträger.

Der effiziente Einsatz erneuerbaren Stroms soll einen zunehmend wichtigen Beitrag zur Dekarbonisierung leisten. Der nach Nutzung der bestehenden Effizienzpotenziale und dem direkten Einsatz erneuerbarer Energien im Wärme- und Verkehrssektor verbleibende Energiebedarf wird zunehmend durch die effiziente Verwendung von erneuerbarem Strom gedeckt (Sektorkopplung). Im Verkehrssektor gelingt dies insbesondere durch die Einführung und Verbreitung direktelektrischer Antriebstechniken auf der Basis einer zunehmend auf erneuerbaren Energien basierenden Stromversorgung. Im Gebäudebereich spielt Strom aus erneuerbaren Energien, z.B. durch die Nutzung von Wärmepumpen, neben anderen erneuerbaren Energien eine immer wichtigere Rolle bei der Wärmeversorgung. Nachhaltig erzeugte, erneuerbare Brennstoffe kommen bei Berücksichtigung der begrenzt verfügbaren nachhaltigen Potenziale zum Einsatz, wo Strom technisch oder ökonomisch nicht sinnvoll genutzt werden kann. Dies kann insbesondere für den Luft- und Schiffsverkehr sowie für Teile der Industrie gelten. Allerdings sind fossile Brennstoffe für Verkehr und Wärme für Verbraucher bisher kostengünstiger als Strom, der stark mit verschiedenen staatlich induzierten Preisbestandteilen belastet ist.

Hocheffiziente Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge benötigen vergleichsweise wenig Strom und können einen großen Beitrag zur Dekarbonisierung und Effizienzsteigerung im Wärme- und Verkehrssektor leisten. Wie [Tabelle 13.1](#) zeigt, benötigen beide Technologien weniger Strom zur Erzeugung der gleichen Menge Wärme oder Antriebsenergie als konventionelle fossile Energieträger oder Technologien, die mehrere Umwandlungsschritte voraussetzen. Sie haben daher eine besondere Bedeutung für die Energiewende und stehen im Fokus der Betrachtungen.

Die Bedeutung von Wärmepumpen zur Erzeugung von Wärme hat in den vergangenen Jahren stark zugenommen.

Seit dem Jahr 2008 stieg die Anzahl der installierten elektrischen Wärmepumpen-Anlagen von knapp 457.000 auf rund 1.146.000 im Jahr 2019. Dies liegt zum einen an der zunehmenden Kostendegression der Anlagen, aber auch an ordnungsrechtlichen Mindestanforderungen an erneuerbare Energien und Energieeffizienz (z.B. Energieeinsparverordnung, Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz) sowie an Förderprogrammen (z.B. CO₂-Gebäudesanierungsprogramm, Marktanzreizprogramm). Die installierte thermische Leistung erhöhte sich im gleichen Zeitraum um nahezu das Dreifache von 3.651 MW auf 10.872 MW, da nicht nur mehr, sondern zunehmend auch größere und leistungsstärkere Wärmepumpen installiert werden. Der Stromverbrauch aller elektrischen Wärmepumpen entwickelte sich weitgehend synchron zur thermischen Leistung und lag im Jahr 2019 bei rund 6,3 TWh. Der Anteil der Wärmepumpen an Beheizungssystemen im Wohnungsneubau betrug dabei nach Angaben des BDEW im Jahr 2019 rund 30 Prozent, im Wohnungsbestand allerdings nur 2,4 Prozent (BDEW (2020a) und BDEW (2020b)) (zur Beheizungsstruktur: siehe Kapitel 6).

Sektorkopplung – Integration der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr in Deutschland 2019, Stand 1/2021 (2)

Durch weitere Forschung und Entwicklung ist der Einsatz und Nutzen von Wärmepumpen weiter zu optimieren. Zur Dekarbonisierung der Versorgung von Gebäuden, Industrie und des GHD-Sektors mit Wärme (Wärmewende) siehe Kapitel 6.

Die Zahl der Elektro- und Plug-In-Hybrid-Fahrzeuge auf deutschen Straßen ist auch in den Jahren 2018 und 2019 weiter gestiegen.

Gleichwohl steht Deutschland bei der Elektrifizierung der Fahrzeugantriebe mit Ausnahme des Schienenverkehrs noch am Anfang (siehe Kapitel 7). Nichtsdestoweniger ist der Stromverbrauch durch Elektromobilität bezogen auf ein- und mehrspurige Fahrzeuge gegenüber dem Vorjahr um rund 47 Prozent auf rund 367 GWh im Jahr 2018 gestiegen (siehe [Abbildung 13.2](#)). Durch den steigenden erneuerbaren Anteil im Stromsektor nahm damit auch der verkehrsbedingte Endenergieverbrauch aus erneuerbaren Energien zu. Nach Berechnungen des TREMOD-Modells des UBA ist der Stromverbrauch im Schienenverkehr zwischen 2008 und 2018 hingegen um rund 3 Prozent zurückgegangen. Die Bundesregierung setzt sich dafür ein, dass es im Bereich der alternativen Antriebstechnologien weiter vorangeht (siehe Kapitel 7).

Der Stromanteil am Endenergieverbrauch der Industrie ist im Jahr 2018 um 0,5 Prozentpunkte gegenüber dem Vorjahr gestiegen und im Jahr 2019 um 0,4 Prozentpunkte gegenüber dem Vorjahr gesunken.

Der Anteil lag mit 814 PJ (2018) und 785 PJ (2019) bei 31,3 Prozent bzw. 30,9 Prozent am Gesamtverbrauch. In den hier betrachteten Jahren ist dabei keine grundlegende Veränderung in der Struktur des Energieverbrauchs nach Anwendungsbereichen oder nach Energieträgern zu verzeichnen.

Die Sektorkopplung ist als eine wichtige Option zur Erreichung der Energie- und Klimaziele Gegenstand vielfältiger Fördermaßnahmen.

So fördert die Bundesregierung mit verschiedenen Programmen innovative Technologien, die die Sektorkopplung ermöglichen, so z.B. im Marktanzreizprogramm für Wärme aus erneuerbaren Energien, dem CO₂-Gebäudesanierungsprogramm und dem Förderprogramm Wärmenetzsysteme 4.0. Für das SINTEG-Programm wurde u.a. eine Verordnung mit Experimentieroptionen geschaffen, die es den Teilnehmern am Programm erleichtert, ohne wirtschaftliche Nachteile die Sektorkopplung praktisch zu erproben (SINTEG-Verordnung).

Eng verknüpft mit der Sektorkopplung ist der „Dialogprozess Gas 2030“.

Dort geht es auch um die Frage, ob und wie stark erneuerbarer Strom langfristig eingebunden werden kann (siehe Kapitel 9).

Die Nationale Wasserstoffstrategie

Wasserstoff spielt eine zentrale Rolle bei der Weiterentwicklung und Vollendung der Energiewende. Denn er ermöglicht es, die CO₂-Emissionen vor allem in Industrie und Verkehr deutlich zu verringern. Hierbei soll perspektivisch vorrangig grüner Wasserstoff zum Einsatz kommen.

Mit der am 10. Juni 2020 vom Bundeskabinett verabschiedeten Nationalen Wasserstoffstrategie (NWS) schafft die Bundesregierung einen kohärenten Handlungsrahmen für die künftige Erzeugung, den Transport, die Nutzung und Weiterverwendung von Wasserstoff und damit für entsprechende Innovationen und Investitionen. Sie definiert die Schritte, die notwendig sind, um zur Erreichung der Klimaziele beizutragen, neue Wertschöpfungsketten für die deutsche Wirtschaft zu schaffen und die internationale energiepolitische Zusammenarbeit weiterzuentwickeln.

Zur Umsetzung und Weiterentwicklung der Strategie wurde eine flexible Governance-Struktur aufgebaut:

Ein Ausschuss der Staatssekretärinnen und Staatssekretäre für Wasserstoff der betroffenen Ressorts begleitet die Aktivitäten der NWS laufend. Bei drohenden Verzögerungen oder Zielverfehlungen initiiert er korrigierende Maßnahmen.

Es wurde ein Nationaler Wasserstoffrat (NWR) berufen, der aus hochrangigen Expertinnen und Experten der Wirtschaft, Wissenschaft und Zivilgesellschaft besteht. Der NWR berät und unterstützt den Staatssekretärsausschuss durch Vorschläge und Handlungsempfehlungen bei der Umsetzung und Weiterentwicklung der Wasserstoffstrategie.

Der Innovationsbeauftragte „Grüner Wasserstoff“ des Bundesministeriums für Bildung und Forschung ist ständiger Gast des Staatssekretärsausschusses und des Nationalen Wasserstoffrates. Er verantwortet die Ausrichtung der Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten des BMBF sowie deren Vernetzung und Transfer.

Die Leitstelle Wasserstoff unterstützt die Ressorts bei der Umsetzung der NWS sowie den Wasserstoffrat bei der Koordinierung und Formulierung von Handlungsempfehlungen. Weitere Aufgabe der Leitstelle ist das Monitoring der Nationalen Wasserstoffstrategie.

Sektorkopplung – Integration der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr in Deutschland 2019, Stand 1/2021 (3)

13.2 Digitalisierung der Energiewende

Das Energiesystem in Deutschland wird durch die Energiewende grundlegend verändert und in der Zukunft durch eine Vielzahl von Akteuren geprägt.

Neben vielen zentralen Großverbrauchern und Stromerzeugern werden immer mehr dezentrale und volatile Erzeugungsanlagen, insbesondere Wind- und Photovoltaik-Anlagen, sowie Millionen von Verbrauchern im System aktiv sein. Damit ein derart heterogenes und zugleich komplexes Energiesystem auch funktioniert, ist die Vernetzung aller Akteure, d.h. der Letztverbraucher, der Erzeuger und der Versorger sowie der Netzbetreiber, von entscheidender Bedeutung. Realisiert werden kann dieses insbesondere durch eine Digitalisierung der Energiewende. Die Digitalisierung betrifft alle Stufen der energiewirtschaftlichen Wertschöpfungskette – Erzeugung, Netze, Handel, Vertrieb und Verbrauch. Sie trägt bei einer erfolgreichen Ausgestaltung in erheblichem Maße zur Sicherheit, Bezahlbarkeit und Umweltverträglichkeit der Energieversorgung bei. Die Verbraucher können in größerem Maße als bisher individuell bestimmen, wann, wo und wie sie welche Menge an Energie konsumieren und - im Falle der eigenen Stromerzeugung - produzieren. Die leichtere, genauere und umfänglichere Messung und Dokumentation von Energieverbräuchen eröffnet neue Möglichkeiten, die Energieeffizienz zu steigern und Kosten zu sparen. Für Unternehmen ergeben sich neue Geschäftsmodelle. Versorger sowie Netzbetreiber können dezentrale und volatile Erzeugungsanlagen flexibler, intelligenter und damit kostengünstiger ins System integrieren. Intelligente Vernetzung und Steuerung von Erzeugung und Verbrauch auf der Grundlage von innovativen digitalen Technologien sind wesentliche Voraussetzungen für den Start der digitalen Transformation in der Energiewirtschaft und für die Energiewende.

Das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende (GDEW) bildet die rechtliche Grundlage für die Digitalisierung der Energiewende.

Kernelement des GDEW ist das Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen (Messstellenbetriebsgesetz, MsbG), dessen Regelungen die Einführung und den Betrieb eines intelligenten Messsystems als Kern einer modernen Infrastruktur betreffen. Ein intelligentes Messsystem besteht dabei aus einer modernen Messeinrichtung („digitaler Stromzähler“) sowie einer zentralen Kommunikationseinheit („Smart-Meter-Gateway“, SMGW). Über Smart-Meter-Gateways können nun Stromzähler und technische Anlagen in ein intelligentes Stromnetz (Smart Grid) eingebunden und Daten, künftig auch spartenübergreifend (Strom, Wärme, Gas und Wasser) und im Sinne der Sektorkopplung (einschließlich Elektromobilität und Wärme), ausgetauscht werden. Die bestehende Infrastruktur wird besser genutzt, der Ausbaubedarf reduziert und die Netzstabilität verbessert.

Um diese Fortschritte in wirtschaftlicher und technologischer Hinsicht zu flankieren, schafft das MsbG den regulatorischen Rahmen für technische Anforderungen an die Geräte, zum Einbau, Betrieb und zur Wartung der modernen Messeinrichtung, zur Datenkommunikation (Ab- bzw. Auslesen der Daten und deren Übermittlung) sowie zur Finanzierung.

Für Stromkunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 6.000 und 100.000 kWh – vor allem gewerbliche und industrielle Kunden – und Stromerzeuger mit einer installierten Leistung von mindestens 7 kW ist der vom grundzuständigen Messstellenbetreiber (MSB) vorzunehmende Einbau von intelligenten Messsystemen verpflichtend. Privathaushalte mit einem geringeren Jahresverbrauch und Stromerzeuger mit einer geringeren installierten Leistung sollen bis 2032 mit modernen Messeinrichtungen ausgestattet werden. Zudem kann der grundzuständige MSB entscheiden, ob bei Privathaushalten mit einem geringeren Jahresverbrauch der Einbau von intelligenten Messsystemen zu erfolgen hat. Preisobergrenzen stellen sicher, dass die Kosten für den Einbau und Betrieb von digitalen Stromzählern oder Smart Metern bestimmte Grenzen nicht überschreiten.

Die gesetzlichen Regelungen sollen zudem Sicherheit, Interoperabilität zwischen den IT-Systemen und innovative Lösungen gewährleisten.

Neben Standardisierungen werden hohe Anforderungen für Datenschutz und Datensicherheit formuliert. Das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) stellt hierzu sog. BSI-Schutzprofile sowie Technische Richtlinien auf und entwickelt die Anforderungen ständig fort. Auf der Grundlage dieser verbindlichen Standards werden die Smart-Meter-Gateways durch das BSI geprüft und bei Erfüllung zertifiziert. Die Sicherheitsanforderungen, die ein SMGW erfüllen muss, sind vergleichbar mit den Sicherheitsanforderungen im modernen Online-Banking. Ende des Jahres 2019 standen insgesamt drei zertifizierte SMGW und 39 zertifizierte SMGW-Administratoren voneinander unabhängiger Hersteller zur Verfügung, sodass mit der Anfang 2020 aktualisierten Marktanalyse des BSI die technische Möglichkeit des Einbaus von intelligenten Messsystemen durch das BSI formal festgestellt wurde (Markterklärung). Damit konnte der Rollout von intelligenten Messsystemen, der für bestimmte Einbaugruppen verpflichtend ist, beginnen und ein wichtiges Etappenziel bei der Digitalisierung der Energiewende ist erreicht. Perspektivisch können die intelligenten Messsysteme als gesicherte Plattform für verschiedene innovative Anwendungen und Mehrwertdienste, z.B. Smart-Home und Smart-Service, eingesetzt werden.

Die intelligenten Messsysteme sind auf den verschiedenen Märkten in die Kommunikation der energiewirtschaftlichen Akteure zu integrieren.

Nach der Festlegung der Marktkommunikation 2020 am Ende des Jahres 2018 durch die Bundesnetzagentur wurden die Vorgaben in der Branche umgesetzt und sind seit Dezember 2019 in Kraft. Damit realisieren sich Grundprämissen des MsbG wie die Messwerterhöhung, -aufbereitung und -verteilung durch die MSB, die sternförmige Messwertverteilung und die Aggregation von Einzelwerten zu Bilanzkreissummen beim Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) im Markt.

Das BMWi hat ein Monitoring des Digitalisierungsprozesses der Energiewende mit dem im Oktober 2017 gestarteten Projekt „Digitalisierung der Energiewende: Barometer und Topthemen“ aufgesetzt.

Ein jährliches Barometer gibt einen Überblick über die Fortschritte bei der Implementierung

Sektorkopplung – Integration der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr in Deutschland 2019, Stand 1/2021 (4)

des GDEW. Zusätzlich werden Gutachten zu zentralen Fragen („Topthemen“) erstellt: Wie werden Verbraucher durch die Digitalisierung zum Akteur der Energiewende? Welche Geschäftsmodelle bietet die digitalisierte Energiewelt? Wie kann Netzregulierung auf Basis des MsbG die Flexibilisierung der leitungsgebundenen Energieversorgung und die Sektorkopplung mit den Bereichen Wärme und Verkehr weiter unterstützen? Sind die Infrastruktur und die Regulierung für das Smart Grid gerüstet? Begleitend zum Barometer existiert ein Beirat mit Experten aus verschiedenen Branchen. Darüber hinaus wird in das Gesamtprojekt die Arbeitsgemeinschaft „Intelligente Netze und Zähler“ der Plattform Energienetze eng eingebunden. Das „Barometer Digitalisierung der Energiewende“ für das Berichtsjahr 2019 wurde Anfang 2020 vorgestellt (Ernst & Young (2020)). Diese jährliche Veröffentlichung ist auf der Homepage des BMWi verfügbar.

Mit dem „Fahrplan für die weitere Digitalisierung der Energiewende“ von Januar 2020 hat das BMWi einen Maßnahmenplan vorgelegt.

Darin werden verbindliche Zielsetzungen für die nächsten Schritte auf dem Weg zur Digitalisierung der Energiewende definiert und ebenso zeitliche Vorgaben benannt (BMWi (2020e)).

Neben der Etablierung einer digitalen Kommunikationsstruktur ermöglicht die Bundesregierung ein Testumfeld für digital-vernetzte Lösungen für das Energiesystem der Zukunft.

Mit dem Förderprogramm „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG) wurden im Jahr 2017 Reallabore für die intelligente Energieversorgung der Zukunft geschaffen. In fünf großflächigen Modellregionen wird die intelligente Vernetzung von Erzeugung und Verbrauch sowie Markt und Netz entwickelt und demonstriert. Die in der Realität erprobten massentauglichen Lösungen sollen später breit umgesetzt und die gemachten Erfahrungen für die Weiterentwicklung des Rechtsrahmens genutzt werden (siehe Kasten).

Die operative Phase von SINTEG läuft noch bis zum Ende März 2021.

In der verbleibenden Projektlaufzeit werden Erfahrungen in einer Vielzahl unterschiedlichster Testanwendungen gesammelt. Anfang 2020 hat auch bereits die wissenschaftliche Auswertung der Programmresultate, die „Ergebnissynthese“, begonnen. Das Ziel der Ergebnissynthese ist es, die Projektergebnisse von SINTEG als Blaupausen und Musterlösungen für die verschiedenen Akteure des Energiesystems verfügbar zu machen.

Das SINTEG-Programm: „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“

Mit dem SINTEG-Programm werden in fünf großen Modellregionen – sog. „Schaufenster“ – mit über 300 Unternehmen und weiteren Akteuren Lösungen für technische, wirtschaftliche und regulatorische Herausforderungen für das intelligente Energiesystem der Zukunft entwickelt und demonstriert. Dabei stehen insbesondere sichere, effiziente und massengeschäftstaugliche Verfahren, innovative Technologien sowie Marktmechanismen für flexible, intelligente Netze und Märkte im Fokus. Schwerpunkt ist die Digitalisierung des Energiesektors.

Ziel des Programms ist zudem das Sammeln von Erfahrungen aus der Praxis für die zukünftige Weiterentwicklung des Rechtsrahmens. Hierfür hat die Bundesregierung die am 21. Juni 2017 in Kraft getretene SINTEG-Verordnung mit zeitlich befristeten „Experimentieroptionen“ beschlossen. Durch die Verordnung erhalten die SINTEG-Teilnehmer die Möglichkeit, ohne wirtschaftliche Nachteile neue Technologien, Verfahren und Geschäftsmodelle zu testen, bspw. zur Digitalisierung, Sektorkopplung und Flexibilisierung des Stromverbrauchs zur Synchronisierung von fluktuierender Stromerzeugung und fluktuierendem -verbrauch. SINTEG wird damit zum „Reallabor“ für die intelligente Energieversorgung der Zukunft. Ein Schwerpunkt von SINTEG ist zudem, innovative Ansätze für die Akzeptanz der Energiewende und Partizipation von Bürgerinnen und Bürgern zu entwickeln und zu testen.

Das BMWi fördert die fünf SINTEG-Schaufenster mit über 200 Millionen EUR. Zusammen mit zusätzlichen privaten Investitionen der beteiligten Unternehmen werden insgesamt über 500 Millionen Euro in die Digitalisierung des Energiesektors investiert.

Die Projekte sind zum 1. Dezember 2016 bzw. 1. Januar 2017 gestartet und haben eine Laufzeit von vier Jahren. Die fünf Schaufenster haben jeweils einen eigenen thematischen Schwerpunkt:

- **„C/sells: das Energiesystem der Zukunft im Solarbogen Süddeutschland“**
C/sells demonstriert massentaugliche Musterlösungen in den Sonnenländern Bayern, Baden-Württemberg und Hessen. Das „C“ in C/sells steht für autonom handelnde, regionale Zellen, die im überregionalen Verbund interagieren. Dieser zelluläre Ansatz erlaubt die Flexibilisierung des Energiesystems mit Kopplung einer Vielzahl intelligenter Liegenschaften, Quartiere und Städte über eine digitale Infrastruktur, ohne die Stabilität des Gesamtsystems zu gefährden.
- **„DESIGNETZ: Blaupause für die Energiewende“**
Im Schaufenster „DESIGNETZ“ in den Bundesländern Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz und Saarland sollen Lösungen aufgezeigt werden, wie dezentral bereitgestellte Energie (gemischt Sonne und Wind) für die Versorgung von (industriellen) Lastzentren genutzt werden kann. Das Ziel von DESIGNETZ ist es, den passenden Rahmen und funktionierende Lösungen für die künftige Energieversorgung mit Millionen von Kleinerzeugungsanlagen zu entwickeln, die fluktuierend Strom aus erneuerbaren Energiequellen in das Verteilernetz einspeisen.
- **„enera: Energie intelligent vernetzen“**
Das Schaufenster „enera“ in Niedersachsen möchte den Wandel des Energiesystems von einem statischen und zentralen zu einem dynamischen demonstrieren. Mithilfe eines systemischen Ansatzes wird die durchgehende Digitalisierung und technische Flexibilisierung des Energiesystems durch das Zusammenspiel innovativer Lösungen in den Gebieten Netz, Markt und Daten erprobt. In der Modellregion wurde schon im Jahr 2016 mit einem erneuerbaren Stromanteil von 235 Prozent deutlich mehr regenerative Energie erzeugt als verbraucht.
- **„NEW 4.0: Norddeutsche EnergieWende“**
Das Projekt will großflächig demonstrieren, wie die Modellregion mit ihren 4,8 Millionen Einwohnern (Schleswig-Holstein und Hamburg) bereits 2035 zu 100 Prozent versorgungssicher, kostengünstig, umweltverträglich und gesellschaftlich akzeptiert mit erneuerbaren Energien versorgt werden kann. Gleichzeitig sollen weite Teile des Wärme- und Mobilitätssektors mit erneuerbaren Energien gespeist werden. Hierdurch sollen die CO₂-Emissionen um 50 bis 70 Prozent reduziert werden.
- **„WindNODE: Das Schaufenster für intelligente Energie aus dem Nordosten Deutschlands“**
Das Schaufenster „WindNODE“ umfasst die fünf ostdeutschen Länder und Berlin. Wind NODE will demonstrieren, wie große erneuerbare Erzeugungskapazitäten in einem digital vernetzten Versorgungssystem volkswirtschaftlich effizient zur rechten Zeit am rechten Ort sektorübergreifend nutzbar gemacht werden können. Hierfür sollen innovative Produkte und Dienstleistungen entwickelt werden, mit denen das klassische Geschäft des mengenbasierten Energieabsatzes abgelöst wird.

Sektorkopplung – Integration der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr in Deutschland 2019, Stand 1/2021 (5)

Digitalisierung ermöglicht zudem eine Steigerung der Energieeffizienz mittels innovativer Geschäftsmodelle sowie durch bessere Information von Verbrauchern und Planern.

Es entstehen neue Möglichkeiten der Analyse, Nutzerinformation und Entwicklung darauf basierender Dienstleistungen für Energieeffizienz, die in dieser Form zuvor nicht möglich oder zu teuer waren. So fördert zum Beispiel das im Mai 2016 gestartete „Pilotprogramm Einsparzähler“ innovative und IT-basierte Pilotprojekte zur Verminderung des Energieverbrauchs auf Grundlage von Energiedienstleistungen, die auf digitaler Erhebung und Verarbeitung von Energieverbrauchsdaten beruhen.

Zwei Jahre nach dem Start hat sich rund um das Programm eine lebhafte Gründer- und Startup-Szene etabliert.

Dazu gehören aktuell rund vier Dutzend digitale Plattformen und Energiespardienstleistungen. Allen ist gemeinsam, dass sie die Energiespar-Maßnahmen als Geschäftsmodell entwickeln und so die Lücke zwischen Forschung und Anwendung schließen. So sollen Kunden aus den Bereichen Privathaushalte, Gewerbe, Dienstleistungen, Produktion, Gebäude und Industrie sowie öffentlicher Dienst, Vereine und Kirchen mit „Einsparzählern“ ausgestattet werden. Diese Systeme machen alle Energieverbräuche eines Gebäudes über eine digitale Plattform transparent und ermöglichen eine einheitliche Steuerung. Im Jahr 2018 wurde das Pilotprogramm Einsparzähler auf insgesamt 69 Millionen Euro aufgestockt. Im März 2019 wurde das Programm novelliert sowie nochmals die Mittel aufgestockt, um die Entwicklung neuer Geschäftsmodelle sowie Energieeffizienzdienstleistungen künftig noch stärker anzureizen (siehe auch Kapitel 5).

Pilotprogramme Einsparzähler: Entwicklung und Anwendung digitaler Energiespar-Assistenten fördern

Mit dem Einsparzähler-Programm werden Pilotprojekte und digitale Plattformen für die Energiewende gefördert. Die beteiligten Akteure suchen und entwickeln digitale Lösungen für technische und wirtschaftliche, als Geschäftsmodell skalierbare digitale Energiespar-Plattformen. Das BMWi stellt für die Förderung insgesamt 170 Millionen Euro über den Förderzeitraum 2016 bis 2022 bereit. Die Projekte haben eine Laufzeit von fünf Jahren und setzen – je nach Antragsteller, gewählter Zielgruppe und entwickelter digitaler Plattform – einen jeweils eigenen Schwerpunkt. Die Einsparpotenziale betragen je nach Zielgruppe und Einzelfall bis zu 10 Prozent, in Einzelfällen sind auch zum Teil deutlich größere Einsparungspotenziale realisierbar. In den Pilotprojekten werden unterschiedliche Innovationskategorien und Ansätze für digitale Energie-Dienstleistungen verfolgt:

- Eine Gruppe von Projekten konzentriert sich auf branchenspezifische Energiespar-Dienstleistungen und entwickelt passgenaue Lösungen für ihre Kunden, zum Beispiel aus den Bereichen Krankenhäuser, Hotels und Gaststätten. Analyse-, Beratungs- sowie zum Teil auch Wartungs- und Finanzierungsdienstleistungen werden für die Bedürfnisse dieser Kundengruppen entwickelt und angeboten.
- Eine zweite Gruppe strebt an, integrierte digitale Systeme zu schaffen. Dabei werden erneuerbare Stromproduktion und -lieferung gemeinsam mit Effizienzmaßnahmen und einer automatischen Verbrauchssteuerung zu einer gemeinsamen Energiedienstleistung gebündelt.
- Eine dritte Gruppe strebt die Integration mehrerer Systeme und Energieträger in einer gemeinsamen digitalen Plattform an und möchte mittels digitaler „Sektorkopplung“ den Energieverbrauch an den volatil erzeugten erneuerbaren Strom anpassen.

Seit dem Jahr 2016 hat das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle für das BMWi mehr als 50 Pilotprojekte zum Energiesparen bewilligt. Gefördert werden zum Beispiel Projekte zur digital gestützten und individualisierten Energieberatung in Echtzeit, automatisch schaltende „Energiespar-Assistenten“ oder innovative Gebäude- und Heizungstechnik, die individualisiert, wetterprognoseabhängig und durch künstliche Intelligenz gestützt arbeitet. Die geförderten Projekte ermöglichen den energieoptimierten Betrieb etwa von Büro- und Verkaufsflächen, Krankenhäusern, Schwimmhallen, Hotels und Restaurants oder industriellen Produktionsprozessen.

Mit der novellierten Förderbekanntmachung „Pilotprogramme Einsparzähler“ werden digitale Plattformen und smarte Dienstleistungen für Energieeffizienz und die Energiewende gefördert.

Die Innovationsprojekte bestehen typischerweise aus der Neuentwicklung von Hard- und Software sowie aus der Entwicklung und Anwendung von digital gestützten Dienstleistungen zum Energiesparen beim Kunden. Zu den wesentlichen, mit der Novelle eingebrachten Änderungen gehören u.a. die Anhebung der maximalen Förderhöhe von 1 auf 2 Millionen Euro, die Erhöhung des Anteils der Förderung, welcher nur nach Nachweis eingesparter Energiemengen ausbezahlt wird, von 50 Prozent auf 75 Prozent sowie die besondere Förderung von Leuchtturmprojekten zur Stärkung des Marktes zur Finanzierung von Energieeffizienz.

Im Gebäudesektor kommt es darauf an, möglichst schon im Planungsprozess die Potenziale der Digitalisierung zur Anwendung zu bringen.

Mit dem Building Information Modeling (BIM) wird die energetische Optimierung unterstützt und werden transparente und verständliche Lösungen für alle energetisch relevanten Anlagenprozesse möglich.

Im Gebäudebetrieb können intelligente Gebäudeautomation und Energiemanagementsysteme die Energieeffizienz steigern und gleichzeitig den Wohnkomfort erhöhen (Smart Home).

Neben laufenden Informationen über Energieverbräuche und erzielte Einsparungen bietet auch eine gezielte Ansteuerung der Heizung oder Klimaanlage in Abhängigkeit der Anwesenheit oder anhand von Nutzungsprofilen große Effizienzpotenziale. Das vom BMWi finanzierte KfW-Programm zur CO₂-Gebäudesanierung bietet daher vielfältige Fördermöglichkeiten für den Einsatz digitaler Mess-, Steuer- und Regelungstechnik sowie weiterer Maßnahmen zur Gebäudeautomation. Beim KfW Effizienzhaus 40 Plus ist ein Benutzerinterface, das in jeder Wohneinheit Stromerzeugung und Stromverbrauch visualisiert, Fördervoraussetzung.

Sektorkopplung – Integration der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr in Deutschland 2019, Stand 1/2021 (6)

Auf europäischer Ebene werden zusätzliche Maßnahmen auf den Weg gebracht, um die Fähigkeiten im Gebäudesektor im Hinblick auf die intelligente Erfassung und Steuerung von Energieverbräuchen zu stärken.

Auf Grundlage der im Juli 2018 in Kraft getretenen Novelle der Gebäuderichtlinie bereitet die Europäische Kommission derzeit in Zusammenarbeit mit den Mitgliedstaaten die Einführung eines optionalen Intelligenzfähigkeitsindikators vor. Eine grundlegende Studie zu Grundkonzeption und Bewertungsmatrix (Bewertungskriterien, Bewertungsbereiche u.a.) wurde im Sommer 2018 fertiggestellt. Eine vertiefende technische Studie läuft derzeit.

Die digitale Transformation der Wirtschaft und insbesondere die Digitalisierung von industriellen Produktionsprozessen entlang der gesamten Wertschöpfungskette, die sogenannte Industrie 4.0, eröffnet ein großes Potenzial, Produktionsprozesse energieeffizienter und klimaschonend zu gestalten und so einen wichtigen Beitrag zum Energieeffizienzziel der Energiewende zu leisten.

Die Bundesregierung unterstützt diese Anstrengungen mit Förderprogrammen für Investitionen in moderne Sensorik, Soft- und Hardware sowie smarte Effizienzlösungen. Konkrete Beispiele sind die Programme Autonomik für Industrie 4.0, E-Energy, Energieeffizienz in der Wirtschaft, SINTEG sowie die Kopernikus-Projekte für langfristige Forschungsfragen (siehe Kapitel 14).

Auch im Verkehrssektor kann die Digitalisierung Lösungen für eine bessere Steuerung und Optimierung von Energieverbräuchen ermöglichen.

So wird mit der Strategie automatisiertes und vernetztes Fahren (AVF) die Mobilität im motorisierten Individualverkehr, im Güterverkehr und im öffentlichen Personenverkehr neu definiert. Automatisiertes und vernetztes Fahren ist eine Zukunftstechnologie an der Schnittstelle von Mobilität und digitalem Fortschritt, die einerseits zur Erhöhung der Verkehrssicherheit und -effizienz sowie zur Reduktion von mobilitätsbedingten Emissionen beitragen kann und aus der andererseits neue Geschäftsfelder in der Service- und Mobilitätswirtschaft entstehen können (siehe Kapitel 7). Besondere Dynamik ist derzeit in Deutschland in den Bereichen des „Car Sharings“ und des „Ride Hailings“ zu beobachten. Im urbanen Raum haben diese über Smartphone-Apps anzufordernden Mitfahrgelegenheiten ein neues Verkehrssegment etabliert.

Digitalisierung ist als Querschnittsthema mit besonderer Tragweite im 7. Energieforschungsprogramm fest verankert.

Mit der Forschungsförderung sollen die vielfältigen Chancen der Digitalisierung, jedoch auch ihre Herausforderungen untersucht werden. Dabei können interdisziplinäre Bedarfe für Forschung und Entwicklung in Bereichen wie „Künstliche Intelligenz“, „IKT-Sicherheit“, „Simulationsmethoden“ oder „Robotik“ abgedeckt werden. Als Querschnittsthema wird Digitalisierung in allen Forschungsnetzwerken Energie adressiert. Wo sich innovative Ideen zur Digitalisierung der Energiewende mit den bestehenden regulatorischen Rahmenbedingungen nur schwer realisieren lassen, können die Reallabore der Energiewende in Einzelfällen einen

Beitrag zur Erprobung neuer Technologien und Konzepte leisten. Im Februar 2019 wurde zu Reallaboren der Energiewende ein Ideenwettbewerb veröffentlicht. Spezifische Förderformate für Startups befinden sich in der Entwicklung, z.B. auf diese Zielgruppe zugeschnittene Antragsverfahren (siehe Kapitel 14).

Die Digitalisierung der Energiewende ist gestartet.

Mit dem GDEW und anderen Aktivitäten hat die Bundesregierung wichtige Schritte zur Gestaltung der Rahmenbedingungen für die Digitalisierung im Stromsektor unternommen. Dieser Weg hin zu Smart Meter, Smart Grid, Smart Home und weiteren Anwendungen muss konsequent weitergegangen werden.

Wesentliche bisherige Maßnahmen im Bereich Sektorkopplung

- Förderung von Wärmepumpen
- Umweltbonus Elektromobilität (siehe Kapitel 7)
- SINTEG-Verordnung

Wesentliche bisherige Maßnahmen im Bereich Digitalisierung der Energiewende

- Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende (GDEW)
- Projekt „Digitalisierung der Energiewende: Barometer und Topthemen“
- Roadmap „Standardisierungsstrategie zur sektorübergreifenden Digitalisierung nach dem GDEW“
- „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ (SINTEG) (siehe Kasten)
- Pilotprogramm Einsparzähler
- Strategie automatisiertes und vernetztes Fahren (siehe Kapitel 7)
- Digitalisierung als Querschnittsthema im 7. Energieforschungsprogramm (siehe Kapitel 14)

Verschiedene Technologien zur Sektorkopplung ersetzen mit einer Kilowattstunde Strom unterschiedliche Mengen fossiler Brennstoffe in der Wärmeversorgung und im Verkehr

Tabelle 13.1: Verschiedene Technologien zur Sektorkopplung ersetzen mit einer Kilowattstunde Strom unterschiedliche Mengen fossiler Brennstoffe (in der Wärmeversorgung und im Verkehr)

Regenerative Bereitstellung			Fossile Einsparung			Substitutionsverhältnis Energie	Vermiedene THG-Emissionen (in g CO ₂ -Äq.)
Input	Technik	Bereitgestellte Energie/Nutzen	Technik	Input			
1 kWh reg. Strom	Power-to-Heat Wärmepumpe	3,3 kWh Wärme	3,3 kWh Wärme	Brennwertkessel (105%)	3,14 kWh Erdgas	3,14	≈ 640
1 kWh reg. Strom	E-Auto (80%)	4,6 km	4,6 km	Verbrennungsmotor (28%)	2,6 kWh fl. Kraftstoff	2,6	≈ 690
1 kWh reg. Strom	Power-to-Heat direkt elektrisch	0,95 kWh Wärme	0,95 kWh Wärme	Brennwertkessel (105%)	0,91 kWh Erdgas	0,91	≈ 185
1 kWh reg. Strom	Power-to-Gas (Wasserstoff) stofflich	0,74 kWh Wasserstoff	0,74 kWh Wasserstoff	Dampf-reforming (85,2%)	0,87 kWh Erdgas	0,87	≈ 180
1 kWh reg. Strom	Power-to-Gas (Methan)	0,58 kWh Methan	0,58 kWh Methan		0,58 kWh Erdgas	0,58	≈ 120
1 kWh reg. Strom	Power-to-Liquid	0,5 kWh fl. Kraftstoff	0,5 kWh fl. Kraftstoff		0,5 kWh fl. Kraftstoff	0,5	≈ 135

Quelle: Purr et al. (2019). Hinweis: Den Berechnungen sind pauschalisierte Annahmen (u.a. über die Wirkungsgrade der Anlagen- und Anwendungstechniken) zugrunde gelegt.

Entwicklung Anzahl und Stromverbrauch von Wärmepumpen im Bestand in Deutschland 2008-2019 (8)

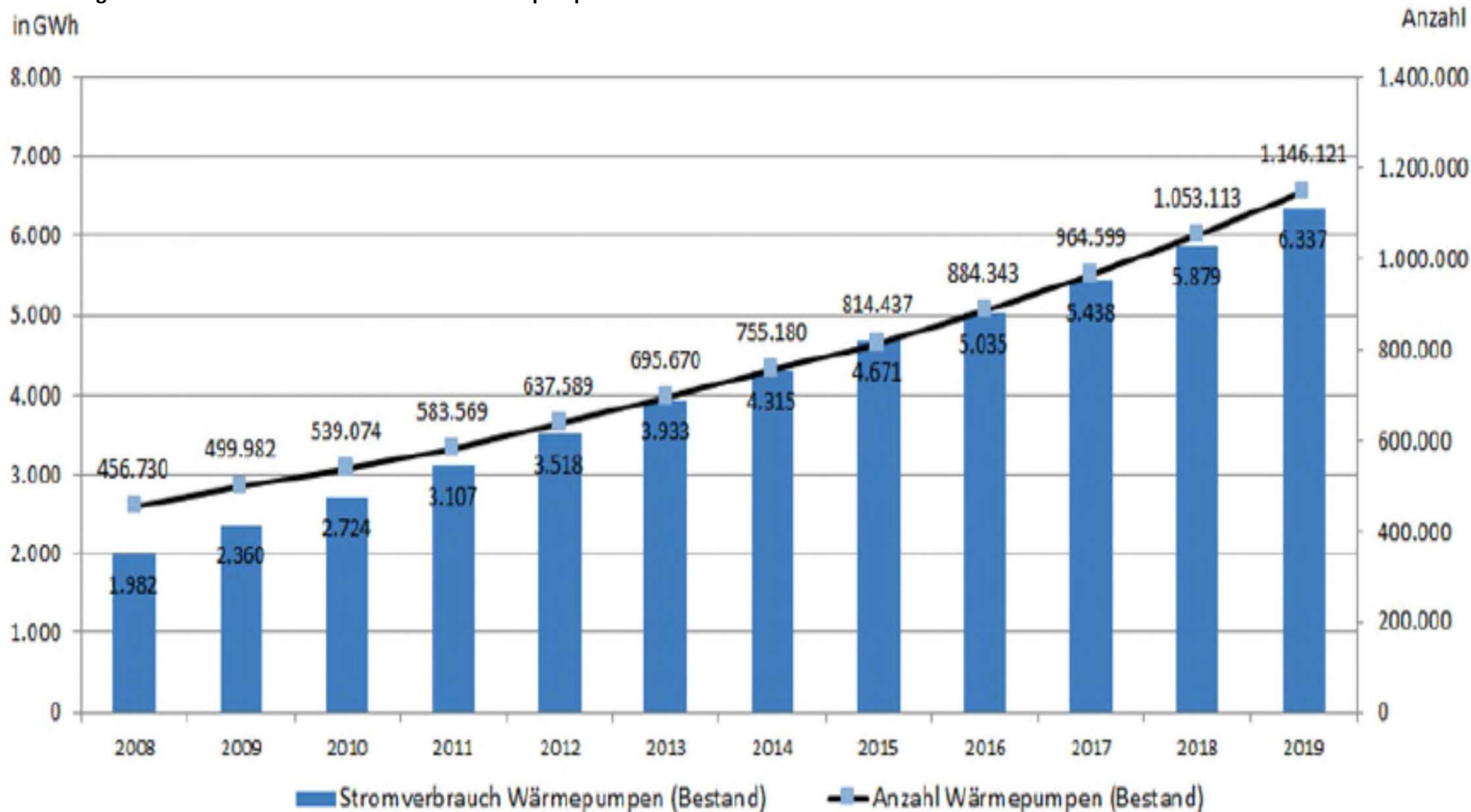
Jahr 2019:

Anzahl 1.146.121 = 1,1 Mrd. Anlagen, Veränderung 2008/19 + 151 %

Stromverbrauch 6.337 GWh = 6,3 TWh, Veränderung 2008/2019 + 220%

Stromverbrauch/Anlage 5.529 kWh

Abbildung 13.1: Anzahl und Stromverbrauch von Wärmepumpen ¹⁾



¹⁾ Nachrichtlich: Thermische Leistung von 3.651 MW im Jahr 2008 auf 10.872 MW im Jahr 2019

Entwicklung Anzahl und Stromverbrauch von ein- und mehrspurigen Elektrofahrzeugen nach Fahrzeugarten in Deutschland 2012-2019

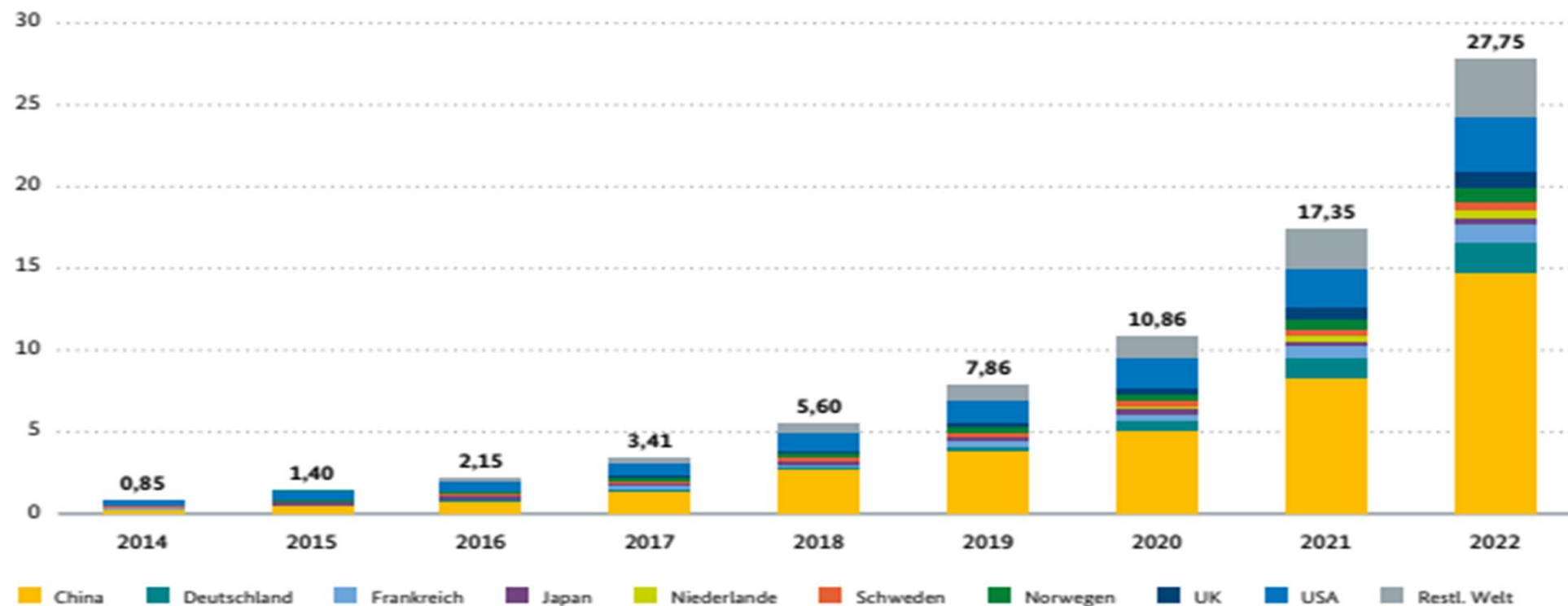
Jahr 2019:

Gesamtanzahl E-Fahrzeuge 5.675.720 = 5,7 Mio. ;
Stromverbrauch 367 GWh

Abbildung 13.2: Anzahl und Stromverbrauch von ein- und mehrspurigen Elektrofahrzeugen ¹⁾

Abbildung 55: Weltweiter Bestand an Elektrofahrzeugen

Gesamtbestand in Millionen



Berücksichtigt wurden Personenkraftfahrzeuge und leichte Nutzfahrzeuge mit ausschließlich batterieelektrischem Antrieb oder mit Range Extender sowie Plug-in-Hybride.

Quelle: ZSW [36]

1) Betrachtet werden rein elektrische Antriebe und Plug-In-Hybrid-Antriebe.

Erfolgsbilanz der Stromversorgung

Energieträgermix & CO₂-Emissionsfaktor nach der Nettostromerzeugung (NSE) Verbundunternehmen EnBW im Vergleich zu Baden-Württemberg und Deutschland 2018

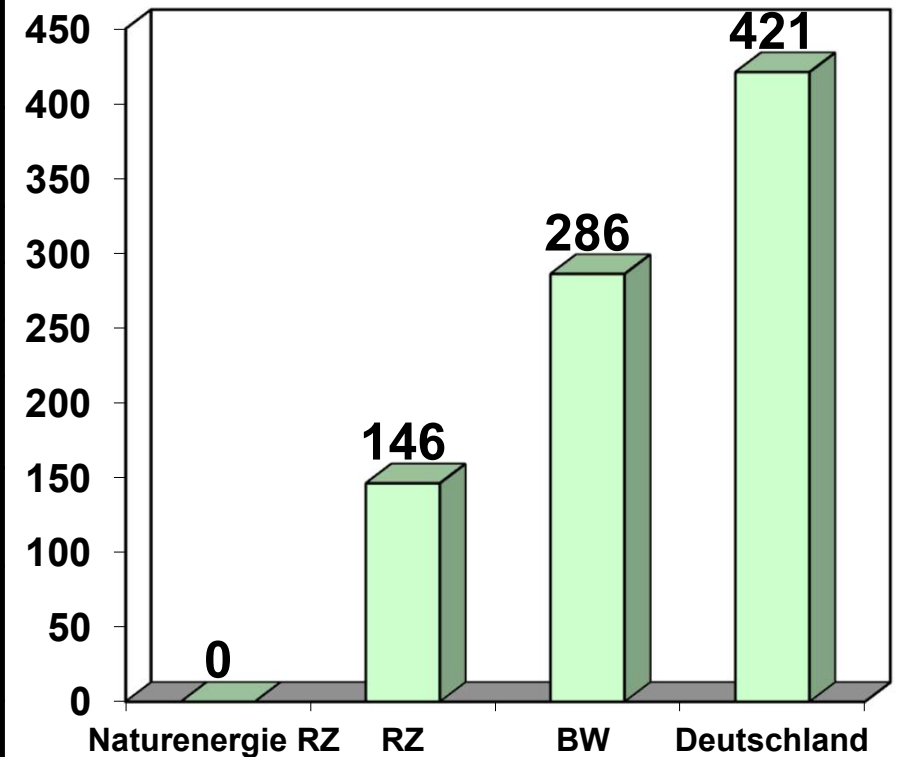
Energieträgermix & Umweltverträglichkeit ¹⁾

In Deutschland muss jedem Kunden aufgezeigt werden, wie sich der von ihm verwendete Strom zusammensetzt.

Benennung	Natur-Energie Stadtwerke RZ	Gesamt Unter- nehmen- Stadtwerke RZ	Baden- Württem- berg Strommix	Deusch- land Strommix
Erneuerbare Energieträger	100% 55,6/44,4%*	79,2% 54,8/24,4*	27,4%	38,2% 35,0/3,2*
Kernenergie	0 %	4,2%	33,2%	13,0%
Kohle	0 %	12,9%	28,3%	36,6%
Erdgas	0 %	3,3%	6,2%	9,7%
Sonstige fossile Energieträger	0%	0,4%	4,9%	2,5%
Radioaktiver Abfall	0,0000 g/kWh	0,0001 g/kWh		0,0003 g/kWh
CO ₂ -Emissions- faktor	0 g/kWh	146 g/kWh	286 g/kWh	421 g/kWh

CO₂-Emissions-Faktor (g/kWh)**

bezogen auf den gelieferten Strom an
Endverbraucher



Grafik Bouse 2020

1) Der Energiemix aller anderen Produkte entspricht dem Unternehmens-Mix.

Die Anteile der Energieträger beziehen sich auf den gelieferten Strom.

* Aufteilung EE gefördert nach EEG / Sonstige EE

2) NSE: BW 55,0 TWh, D 574 TWh; CO₂ BW 16,9 Mio. t, D 300 Mio. t

Quellen: Stadtwerke Radolfzell – Tarife ab 1. Januar 2020, AGE 12/2020;

UM BW & Stat. LA BW – Energiebericht 2020; Tab. I-13, 27, 45, Stat. LA 3/2020

** (§ 42 Abs. 1 bis 8 EnWG 2011 i. V. m. §§ 78 und 79 EEG 2017)

Gültig ab dem Bilanzierungsjahr 2016

Strommarktdaten in Deutschland am 14.09.2022, 14.00 Uhr

Stromerzeugung

- Erneuerbare 23.723 MWh
- Konventionelle 38.648 MWh
- Gesamt 62.371 MWh

Stromverbrauch

- Gesamt 65.057 MWh
- Import 2.686 MWh

Großhandelsstrompreis

- **435,15 €/MWh**
- **0,4315 €/kWh**

Beispiele aus der Länderpraxis

Strommarktdaten-Plattform SMARD für Deutschland 2020

Datengrundlage für alle angegebenen Zahlen ist die Strommarktdatenplattform SMARD.de.

Die Daten werden von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern bereitgestellt und können aufgrund neuer Erkenntnisse aktualisiert werden.

Stromerzeugung und Netzlast

Der Anteil des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms an der Netzlast lag im Jahr 2020 bei 49,1 Prozent (2019: 45,7 Prozent).*

- Den größten Beitrag dazu leisteten Windkraftanlagen – vor allem an Land. On- und Offshore-Anlagen kamen gemeinsam auf einen Anteil von 27,4 Prozent.
- Photovoltaik deckte 9,7 Prozent.
- Die übrigen 12 Prozent entfielen auf Biomasse, Wasserkraft und sonstige Erneuerbare.

Insgesamt lag in 2020 die Erzeugung aus erneuerbaren Energien mit 233,1 TWh 4,1 Prozent über dem Vorjahreswert von 223,9 TWh.

- Die Wind-Onshore-Erzeugung war mit 103,1 TWh etwa 3,5 Prozent höher als im Vorjahr (99,6 TWh).
- Die Erzeugung aus Wind-Offshore-Anlagen lag um 11,2 Prozent höher (von 24,2 TWh in 2019 auf 26,9 TWh in 2020).
- Am stärksten nahm die Photovoltaikeinspeisung zu. Wurden 2019 noch 41,9 TWh eingespeist, so waren es im vergangenen Jahr 45,8 TWh. Dies entspricht einem Plus von 9,3 Prozent.

Die Erzeugung aus konventionellen Energieträgern betrug insgesamt 259,2 TWh. Im Vergleich zu 2019 ging sie somit um 12,2 Prozent zurück.

Die Netzlast sank 2020 insgesamt um 3,3 Prozent auf 474,9 TWh (2019: 490,5 TWh) und die (Netto-)Stromerzeugung um 5,2 Prozent auf 492,3 TWh (2019: 519,2 TWh).

In der Tagesbetrachtung lag der Anteil erneuerbarer Energien an der Netzlast 2020 immer bei mindestens 16,0 Prozent. Der höchste Anteil innerhalb einer Stunde wurde am 17. Mai 2020 zwischen 14:00–15:00 Uhr mit 112,2 Prozent bzw. 49,3 GWh verzeichnet.

Grenzüberschreitender Stromhandel

Deutschland war im Jahr 2020 erneut Netto-Stromexporteur** mit insgesamt 18,6 TWh. Dabei machte der Export 52,3 TWh (2019: 59,4 TWh) und der Import 33,7 TWh (2019: 24,2 TWh) aus. Der Nettoexport ist im Vergleich zu 2019 (35,1 TWh) um 47,1 Prozent gesunken.

Seit Mitte November findet erstmalig ein kommerzieller Außenhandel zwischen Deutschland und Belgien über die direkte Verbindungsleitung ALEGrO (Nettoexport: 0,14 TWh) statt.

Mit NordLink wird eine direkte Verbindung zwischen Deutschland und Norwegen geschaffen, die sich seit Dezember im Probetrieb befindet und voraussichtlich im Frühjahr 2021 in den regulären Betrieb übergehen soll.

Großhandelsstrompreise

Der durchschnittliche Day-Ahead Großhandelsstrompreis belief sich 2020 auf 30,47 €/MWh (2019: 37,67 €/MWh). Zum höchsten Preis auf dem vortägigen Großhandelsmarkt kam es am 21. September 2020 zwischen 19:00-20:00 Uhr mit 200,04 €/MWh. Am 21. April 2020 erreichte der Strompreis zwischen 14:00-15:00 Uhr mit -83,94 €/MWh den geringsten Wert des Jahres 2020.

Insgesamt gab es im vergangenen Jahr an der Börse in 298 Stunden (2019: 211 Stunden) negative Day-Ahead Großhandelsstrompreise.

Aufgrund der gesunkenen Nettoexporte und der geringeren Großhandelsstrompreise fiel der Exportüberschuss** mit 337 Mio. € in 2020 geringer aus als im Jahr 2019 (1.096 Mio. €).

Weitere Kennzahlen und Erläuterungen zum Strommarkt im Jahr 2020 finden Sie im Jahresartikel auf der **Strommarktdatenplattform www.smard.de der Bundesnetzagentur.**

- Der Anteil des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms an der Netzlast („im Netz“) unterscheidet sich von der Berechnungsgrundlage für die Zieldefinitionen der Bundesregierung
- zum Ausbau der erneuerbaren Energien (EEG 2017), die sich am Bruttostromverbrauch bemisst. Die Netzlast erfasst keine Kraftwerkseigenverbräuche und Industrienetze, sodass bei der
- hier angewendeten Berechnungsgrundlage, im Vergleich zum Anteil am Bruttostromverbrauch, ein tendenziell höherer erneuerbare Energien-Anteil resultiert.

Die Netzlast berechnet sich aus Nettostromerzeugung abzüglich Export-Übertragungsleistung, zuzüglich der Import-Übertragungsleistung und abzüglich der Pumparbeit von Pumpspeicherkraftwerken.

** Der Exportüberschuss errechnet sich aus der Summe des Produkts der stündlichen Nettoexporte multipliziert mit den jeweiligen Day-Ahead Stundenpreisen.

Kontakt

Bundesnetzagentur, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn

www.smard.de

E-Mail: smard@bnetza.de

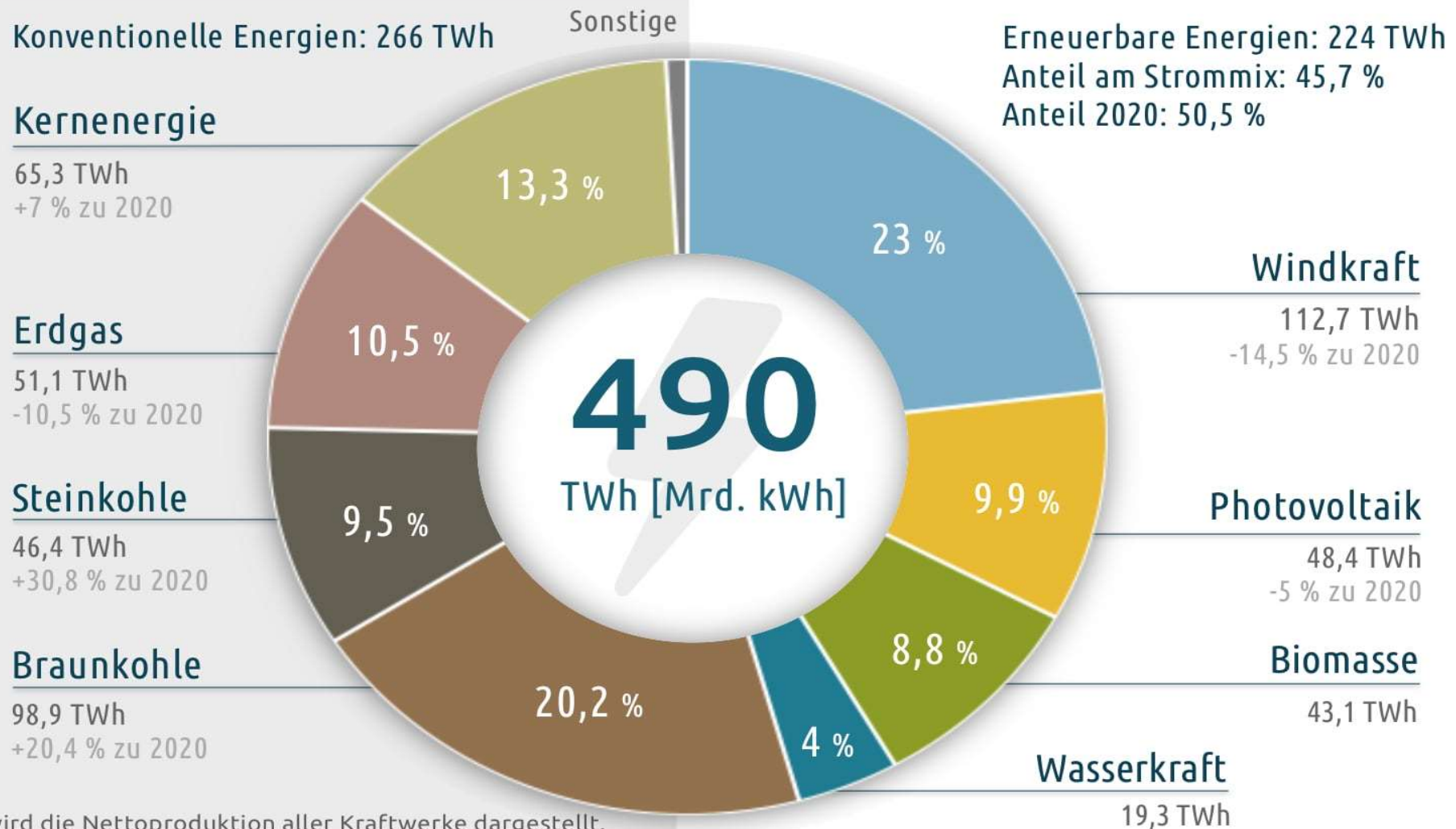
Gesetzliche Grundlagen

§ 111d EnWG

Verordnung (EU) Nr. 543/2013 (Stromtransparenzverordnung)

Der Strommix: Anteil der Energieträger an der Netto-Stromerzeugung in Deutschland 2021 (1)

DER STROMMIX IN DEUTSCHLAND 2021 [NETTO] Anteil der Energieträger an der Stromerzeugung



Der Strommix: Anteil der Energieträger an der monatlichen Netto-Stromerzeugung in Deutschland im 1. Halbjahr 2022 (2)

STROM-REPORT: STROMMIX 2022 Monatliche Stromerzeugung in Deutschland [Netto]

In den ersten 6 Monaten des Jahres 2022 wurden knapp 252 TWh [Netto] erzeugt, wovon **51,6%** aus **Erneuerbaren** Energiequellen stammen.

■ Wasser ■ Biomasse ■ Gas ■ Wind ■ Solar ■ Kernenergie ■ Braunkohle ■ Steinkohle

Januar: 46 TWh, davon 22 TWh Ökostrom [48%]



Februar: 45 TWh, davon 27 TWh Ökostrom [61%]



März: 43 TWh, davon 19 TWh Ökostrom [43%]



April: 40 TWh, davon 22 TWh Ökostrom [55%]



Mai: 43 TWh, davon 21 TWh Ökostrom [50%]



Juni: 38 TWh, davon 19 TWh Ökostrom [50%]

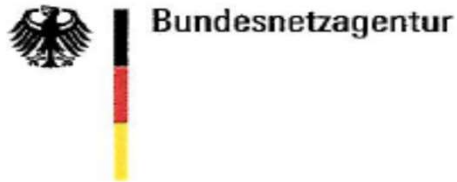


Nettoerzeugung von Kraftwerken zur öffentlichen Stromversorgung. Datenquelle: Energy-Charts.info aus den Quellen [50 Hertz, Amprion, Tennet, TransnetBW, Destatis, EEX]

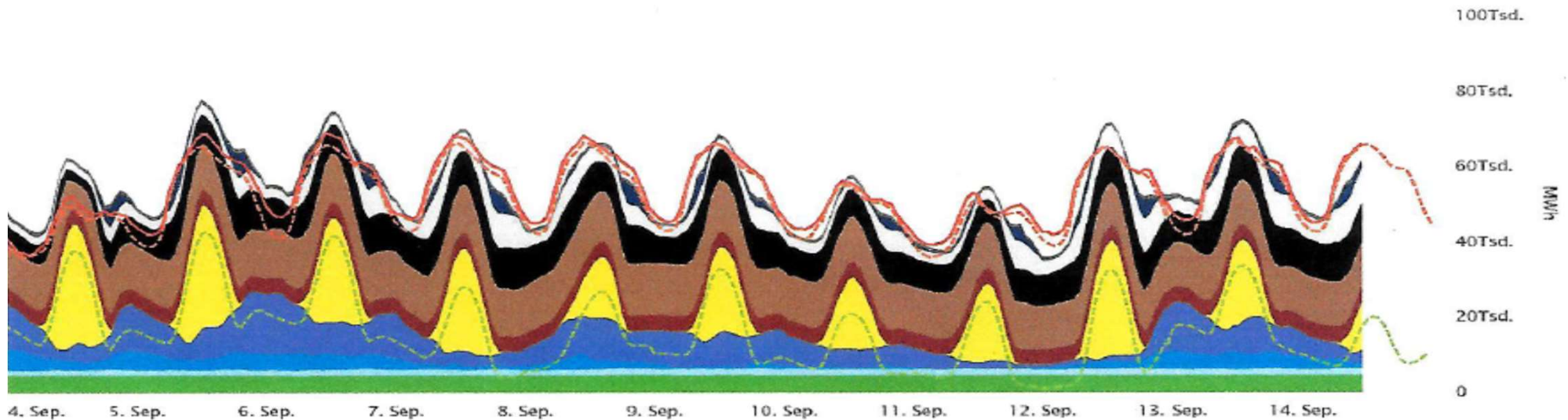
Grafik: [CC] [BY] [ND] • Quelle: Strom-Report.de • Erstellt mit Datawrapper

Strommarktdaten Stromerzeugung für Deutschland 04.09 – 14.09.2022

Beispiel Mittwoch 07.09.22, 12.00 Uhr
 Realisierte Stromerzeugung gesamt 69.955 GWh



Land: Deutschland, Zeitraum 04.09.2022 - 14.09.2022, Auflösung Stunde

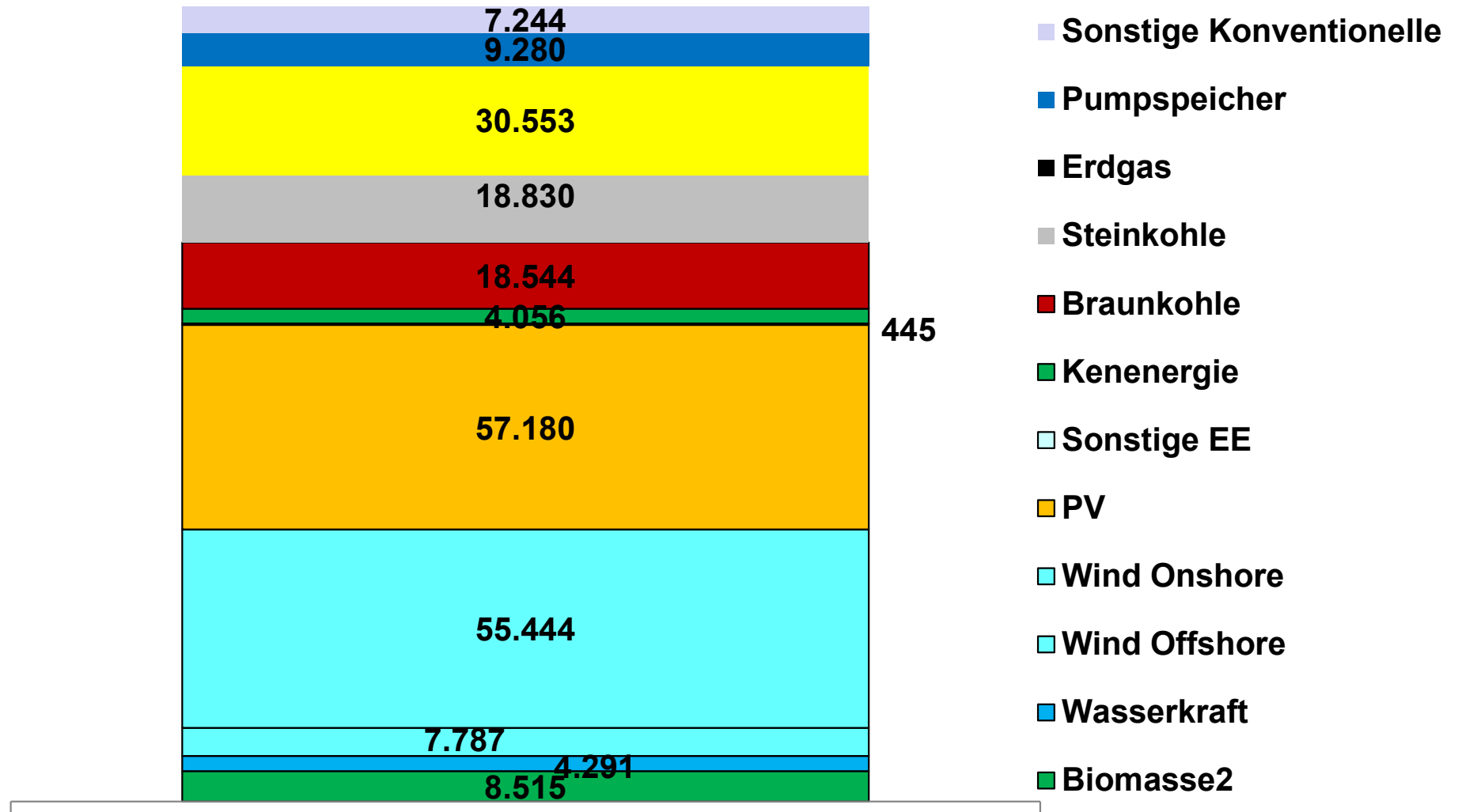


Stromerzeugung - Realisierte Erzeugung

● Biomasse	4.538 MWh	● Wasserkraft	1.300 MWh	● Wind Offshore	1.473 MWh	● Wind Onshore	4.019 MWh
● Photovoltaik	26.383 MWh	● Sonstige Erneuerbare	114 MWh	● Kernenergie	3.959 MWh	● Braunkohle	12.967 MWh
● Steinkohle	9.153 MWh	● Erdgas	5.032 MWh	● Pumpspeicher	46 MWh	● Sonstige Konventionelle	971 MWh

Strommarktdaten zur Stromerzeugungsleistung nach Energieträgern für Deutschland zum 1. Januar 2022

Gesamt 222.169 MW = 222,2 GW



Grafik Bouse 2022

Oberbecken eines Pumpspeicherkraftwerks in Deutschland



Herstellerangaben auf Verpackungen für Leuchtmittel in Deutschland ab 01.09.2010

Diese Angaben müssen die Hersteller künftig machen – Die Darstellungen können variieren



Angabe von lm und W
Je höher der angegebene Lumenwert, desto heller das Licht (Watt gibt den Stromverbrauch an)

1400 lm
22 W



Umrechnung
von Lumen in Watt einer vergleichbar hellen Glühlampe



Lebensdauer
In Stunden oder Jahren bei durchschnittlich drei Stunden Betrieb pro Tag

8000 h
8 Jahre



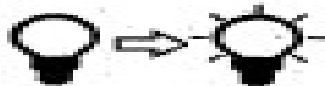
Anzahl der Schaltzyklen –
wie häufig ist das An- und Ausschalten möglich?

20.000



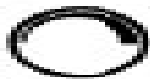
Lichtfarbe
Je niedriger der Wert in Kelvin, desto wärmer die Lichtfarbe

2700 K
warmweiß / ww

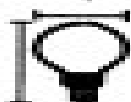


Anlaufzeit
bis 60 Prozent der Lichtleistung erreicht sind

15 s



Angabe, ob die Lampe dimmbar ist



Länge und Durchmesser
in Millimetern

91 mm x
46 mm

Hg

Quecksilbergehalt
in Milligramm

2,5 mg

Quelle/Grafik: Lichtzeichen

Fazit und Ausblick

Fazit zur Stromversorgung in Deutschland 2020 im Vergleich zu 1990

Rahmendaten

Die wichtige Bestimmungsfaktoren für die Stromversorgung in Deutschland 2020 nahmen gegenüber 1990 zu und zwar die Bevölkerungszahl um 4,8% auf 83,2 Mio, die Wirtschaftsleistung BIP real 2015 um 45,7% auf 3.071 Mrd. €. Dagegen konnten die Treibhausgas-Emissionen (THG) um 41,0% auf 739 Mio. t CO₂ äquiv. reduziert werden.

Strombilanz

Das gesamt Stromaufkommen bzw. die Stromverwendung betrug im Jahr 2020 619,3 TWh (Mrd. kWh). Insgesamt ergab sich ein **Nettotromhandelssaldo** von **20,0 Mrd. kWh** (3,2% vom Strom-Aufkommen/Verwendung).

Stromerzeugung und Verbrauch

Die Bruttostromerzeugung in Deutschland verringerte sich im Jahr 2020 gegenüber 1990 um 4,1 % auf 572,2 Mrd. kWh und die spez. Bruttostromerzeugung um 0,7% auf 6.877 kWh/Kopf. Der Bruttostromverbrauch nahm um 0,3% auf 552,2 Mrd. kWh ab und der spez. Bruttostromverbrauch um 4,3% auf 6.637 kWh/Kopf ebenfalls. Der Stromverbrauch Endenergie nahm um 4,9% auf 477,4 Mrd. kWh ab und der spez. Stromverbrauch Endenergie um 0,1% auf 5.738 kWh/Kopf ebenfalls ab.

Strompreise

Der durchschnittliche Strompreis ohne Mehrwertsteuer bei der Endabnehmergruppe **Industrie** nahm im Jahr 2020 gegenüber 1991 um 61,4% auf 11,15 Ct/kWh zu. Bei der Endabnehmergruppe **Haushalte** nahm der durchschnittliche Strompreis einschl. Mehrwertsteuer um 120% auf 32,2 Ct/kWh im Jahr 2020 gegenüber 1991 zu.

Wirtschaft & Strom, Stromeffizienz

Die gesamtwirtschaftliche Stromintensität nahm von 1990 bis zum Jahr 2020 um 31 % ab auf 180 kWh/1.000 €. Das bedeutet eine deutliche Verbesserung der Stromeffizienz. Die Energieproduktivität Gesamtwirtschaft Stromverbrauch erhöhte sich von 1990 auf 2020 um 45% auf 5,6 €/kWh.

Klima & Strom, Treibhausgase

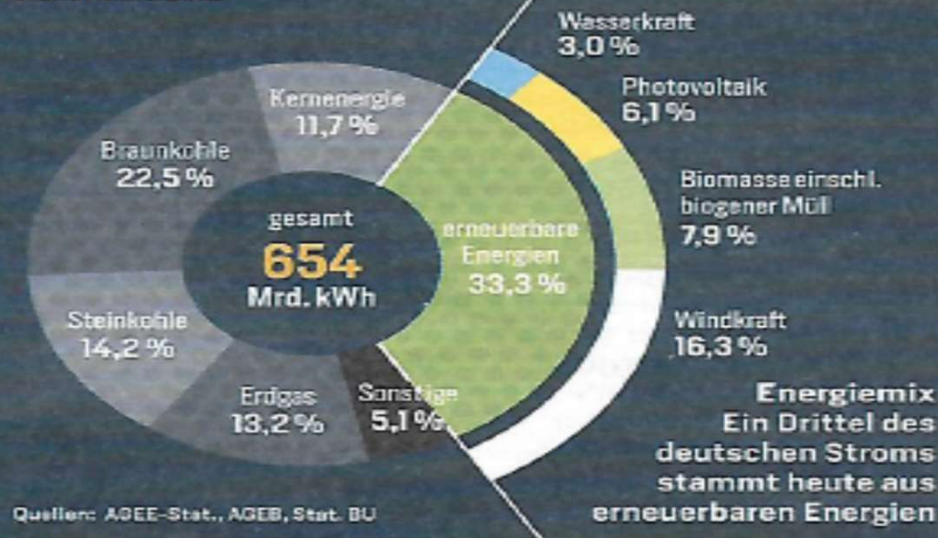
Der Ausstoß von energiebedingten Kohlendioxidemissionen bei der Bruttostromerzeugung in Deutschland verringerte sich von 1990 bis zum Jahr 2020 um 49,5% auf 185 Mio. t. Der spez. CO₂-Emissionsfaktor beim Strommix reduzierte sich ebenfalls auf 401 g/kWh um 45,8% im **Jahr 2019**.

Fazit Energiewende zur Stromversorgung in Deutschland, Stand 8/2018 (1)

Faktenreport: Energie, Ökostrom, Netzausbau

Die **Energiewende** kostet Deutschland bis 2025 mehr als 500 Milliarden Euro. Die Bilanz ist bislang ernüchternd: Der Netzausbau stockt, die Klimaziele werden verfehlt, die Strompreise steigen

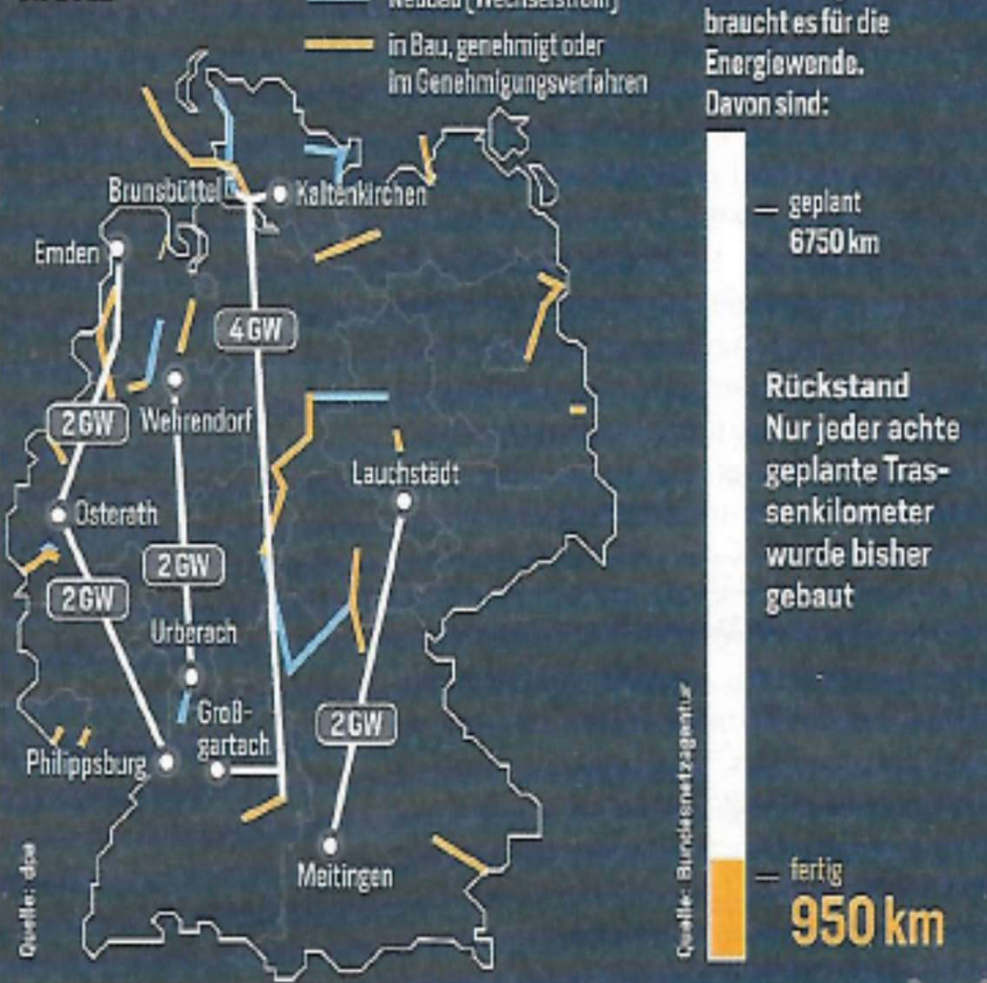
Bruttostromerzeugung 2017 in Deutschland Stand: März 2018



Kosten der Energiewende insgesamt bis 2025 in Milliarden Euro



Neue Stromautobahnen bis 2022



Fazit Energiewende zur Stromversorgung in Deutschland, Stand 8/2018 (2)

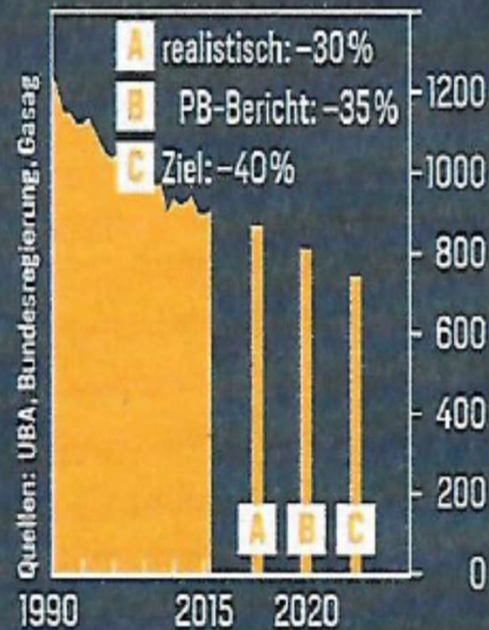
Faktenreport: Energie, Ökostrom, Netzausbau

Die **Energiewende** kostet Deutschland bis 2025 mehr als 500 Milliarden Euro. Die Bilanz ist bislang ernüchternd: Der Netzausbau stockt, die Klimaziele werden verfehlt, die Strompreise steigen

Durchschnittliche monatliche Stromrechnung für einen Haushalt in Euro bei einem Jahresverbrauch von 3500 kWh



Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland und Projektion für 2020 in Mio. Tonnen CO₂-Äquivalente



Strompreise in Europa für die Industrie (Auswahl) in Cent je kWh (2016, für 500-2000 MWh)



Energiepolitische Entwicklungen 2021 und Ausblick 2022 (1)

2021 hat eine Vielzahl von energie- und klimapolitischen Entwicklungen mit sich gebracht. In Deutschland standen der Beschluss des Bundesverfassungsgerichts, die Bundestagswahl und der Koalitionsvertrag im Zentrum. Die schweren Überschwemmungen Mitte des Jahres haben die konkrete Gefahr des Klimawandels wieder ins Bewusstsein gerufen. Auf europäischer Ebene hat der *Green Deal* und seine Implementierung durch das *Fit-for-55*-Paket das Jahr geprägt. International hat die Klimakonferenz in Glasgow eine Reihe von Fortschritten für den Klimaschutz gebracht.

Die folgenden Abschnitte geben einen Überblick über die wesentlichen energie- und klimapolitischen Entwicklungen im Jahr 2021.

Beschluss des Bundesverfassungsgerichts und Novelle des Klimaschutzgesetzes

Das Jahr 2021 brachte der deutschen Energie- und Klimapolitik eine Sensation. In seinem bahnbrechenden Beschluss verlieh das Bundesverfassungsgericht dem Klimaschutz Verfassungsrang: Das Grundgesetz verpflichtet den deutschen Staat zum Klimaschutz. Diese Pflicht gilt in Deutschland und weil die Klimakrise eine globale Krise ist, auch für sein internationales Handeln.

Die Entscheidung, die am 29. April 2021 veröffentlicht wurde, wirkte sofort. Die Bundesregierung legte innerhalb von zwei Wochen ein novelliertes Klimaschutzgesetz vor, welches der Deutsche Bundestag am Ende Juni 2021 beschloss.

Das Gericht hat die existentielle Gefahr für unsere Gesellschaft klar erkannt. Bei fortschreitendem Klimawandel werden immer stärkere Grundrechtseingriffe verhältnismäßig um eine Katastrophe noch

abzuwenden. Daraus zieht das Bundesverfassungsgericht einen weitreichenden Schluss: Damit es zu solchen Eingriffen gar nicht erst kommt, ist der Staat verpflichtet, jetzt konsequent zu handeln. Mit dem Beschluss gelten neue Maßstäbe für die verfassungsrechtliche Prüfung der Gesetze im Hinblick auf Klimaschutz. Das Bundesverfassungsgericht hat die Koordinaten der deutschen Klimapolitik neu ausgerichtet und Klimaschutzmaßnahmen die notwendige Dringlichkeit verliehen.

Das novellierte Klimaschutzgesetz zeichnet sich durch drei wesentliche Änderungen aus: Erstens verschärft es das deutsche Klimaziel für 2030. Die Treibhausgasemissionen müssen nun um 65 Prozent gegenüber 1990 sinken (statt wie bisher um 55 Prozent). Zweitens zieht es das Zieldatum für die Klimaneutralität um fünf Jahre auf 2045 vor. Drittens stellt es durch jährliche Minderungsziele auch für die Zeit nach 2030 Planungssicherheit her und setzt damit indirekt auch ein maximales Restbudget für die deutschen Treibhausgasemissionen fest.

Überschwemmungen in West- und Süddeutschland

Die verheerenden Überschwemmungen im Juli markieren für 2021 eine weitere Zäsur. Das Hochwasser forderte über 180 Menschenleben und zeigte einmal mehr die verheerenden Folgen der Klimakrise, die von einem abstrakten Risiko zu einer konkreten und lebensgefährlichen Gefahr wurde. Dies schlug sich auch in der Stimmung der deutschen Bevölkerung nieder: Die Klimakrise rückte wieder als größtes Problem ins Bewusstsein und überschattete sogar die Corona-Pandemie. Erst das Aufflammen der vierten Corona-Welle Ende 2021 änderte dies wieder.

Zudem hat die Flutkatastrophe der Verhältnis der Kosten von Klimaschutz und Klimakrise deutlich

gemacht: Die Bundesregierung schnürte ein Hilfspaket in Höhe von 30 Milliarden Euro für die Flutopfer. Das entspricht in etwa den Bundesmitteln, die jährlich für die Erreichung der Klimaziele aufgewendet werden müssen.

Bundestagswahl und Koalitionsvertrag

Ab dem Frühsommer 2021 bestimmte der Bundestagswahlkampf die klima- und energiepolitische Debatte. Die neuen Regierungsparteien SPD, Bündnis 90/Die Grünen und FDP haben im Koalitionsvertrag die Ambitionen bei den Klimazielen nach oben geschraubt und "werden national, in Europa und international [...] Klima-, Energie- und Wirtschaftspolitik auf den 1,5-Grad-Pfad ausrichten". Besonders die Ziele eines Anteils von 80 Prozent Erneuerbare Energien im Stromsektor und 50 Prozent klimaneutrale Wärme bis 2030 stechen hervor. Die Umsetzung setzt eine völlig neue Dynamik in der Transformation zur Klimaneutralität voraus.

Die neue Regierung hat sich eine Vielzahl energie- und klimapolitischer Projekte vorgenommen. Die folgenden werden in dieser Legislaturperiode, insbesondere aber auch im Jahr 2022, von Bedeutung sein:

Übergreifende Maßnahmen

→ **Klimaschutzgesetz und Sofortprogramm:** Der Koalitionsvertrag sieht eine weitere Novelle des Klimaschutzgesetzes vor, bei der eine „sektorübergreifende und [...] mehrjährige Gesamtrechnung“ zur Zielüberprüfung eingeführt werden soll. Außerdem soll ein ‚Klimacheck‘ eingeführt werden, um die Emissionswirkung von Gesetzen bereits vor Verabschiedung einschätzen zu können. In der Umsetzung dieser Vereinbarung gilt es, eine ressortspezifische und jahresaktuelle Verantwortung im Klimaschutzgesetz sicherzustellen beziehungsweise zu stärken. Der Koalitionsvertrag sieht außerdem vor, „ein Klimaschutzs Sofortprogramm mit allen notwendigen Gesetzen und Vorhaben bis

Energiepolitische Entwicklungen 2021 und Ausblick 2022 (2)

Ende 2022* abgeschlossen zu haben. 2022 muss das Jahr der Umsetzung werden. Die Bundesregierung muss also in nur einem Jahr über alle Sektoren hinweg ein breites Maßnahmenbündel detailliert ausarbeiten und beschließen.

→ **Planungs- und Genehmigungsverfahren:** Die Beschleunigung von Verwaltungsverfahren ist eine klare Priorität in der Vereinbarung. Ziel ist die intensive, aber zeitlich komprimierte Öffentlichkeitsbeteiligung, die bessere Abstimmung zwischen Bund und Ländern und ein Abbau von Doppelverfahren. Die Personalressourcen in Verwaltung und Gerichten sollen verstärkt werden bis hin zum Einsatz von Dienstleistern. Laut Vertrag liegen Anlagen zur Erzeugung und dem Transport von Erneuerbaren Energien sowie elektrifizierte Bahntrassen im öffentlichen Interesse und dienen der öffentlichen Sicherheit. Bei der Schutzgüterabwägung sollen diese bis zum Erreichen der Klimaneutralität Priorität erhalten. Im Bereich Artenschutz soll der Populationsschutz stärker zur Entscheidungsgrundlage für Erneuerbare Energien und Netzprojekte werden. Diese Maßnahmen sind entscheidend für das Erreichen der Klimaziele. Es wird darauf ankommen, dass die Bundesregierung den Mut und den Durchsetzungswillen hat, sie umzusetzen.

→ **Infrastrukturplanung:** Bei der Netzplanung soll umgehend die Planung eines Klimaneutralitätsnetzes beauftragt werden. Dies wirft Fragen nach der künftigen Rolle der Bundesnetzagentur und der Netzbetreiber für die Systemplanung auf. Dies gilt umso mehr, weil die Bundesnetzagentur nach einem Urteil des Europäischen Gerichtshofs ohnehin reformiert werden muss. Gebraucht wird eine sektorübergreifende, unabhängige Systemplanung ausgerichtet auf die Klima- und Energieziele.

Gebäude und Wärmenetze

→ **CO₂-Preis für Gebäude und Verkehr:** 50 Prozent der Wärme soll laut Koalitionsvertrag bis 2030 klimaneutral bereitgestellt werden. Allerdings stagniert der Erneuerbaren Anteil im Wärmesektor seit vier Jahren bei rund 15 Prozent. Verglichen mit dem ausgesprochen ambitionierten Ziel sind die Maßnahmen im Koalitionsvertrag noch nicht ausreichend oder sehr unspezifisch. Mit Verweis auf aktuell hohe Energiepreise zementiert der Koalitionsvertrag den CO₂-Preis im Gebäudesektor und im Verkehr auf dem aktuellen Niveau: 30 Euro je Tonne CO₂ ab 2022 mit einem jährlichen Anstieg zu Jahresbeginn von 5 Euro je Tonne 2023 und 10 Euro je Tonne 2024 und 2025. Diese CO₂-Preise entfalten kaum Lenkungswirkung: Ein CO₂-Preis von 5 Euro je Tonne bedeutet eine Preiserhöhung für Benzin von 1,4 Cent je Liter, für Diesel und Heizöl von 1,6 Cent je Liter und für Erdgas von 0,1 Cent je Kilowattstunde und das bereits inklusive Mehrwertsteuer. Der CO₂-Preis muss also durch ordnungsrechtliche Maßnahmen und Förderprogramme ergänzt werden.

→ **Gebäudesanierungen:** Bei Modernisierungen gilt ab 2024 der KfW-EH70-Standard – allerdings jeweils nur für die ausgetauschten Bauteile. Hier gilt es klarzustellen, dass modernisierte Häuser insgesamt ein mit Klimaneutralität vereinbares Gesamtniveau erreichen müssen. Im Neubau gilt der KfW-EH40-Standard ab 2025. Ab dann gilt auch für neue Heizungen ein Pflichtanteil von 65 Prozent Erneuerbaren Energien, was faktisch das Ende für Öl- und Gasheizungen bedeutet. Nun gilt es zu verhindern, dass es in der Zeit vor 2025 zu Vorzieheffekten beim Heizungsaustausch kommt. Außerdem müssen ausreichend Fördermittel bereitgestellt werden, damit sich klimafreundliche Heizgeräte für Hausbesitzer:innen umgehend rechnen. Die Einführung von Mindestenergiestandards ist im Vertrag nicht geregelt – hier kommt es auf eine ambitionierte Novelle der EU-Richtlinie über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden

(EPBD) an. Die Kommission hat Mitte Dezember 2021 hierzu einen Entwurf vorgelegt.

→ **Fernwärme und kommunale Wärmeplanung:** Im Bereich der Fernwärme bleibt der Koalitionsvertrag ebenfalls sehr unspezifisch. Um auch in diesem Bereich die hohe Ambition des Koalitionsvertrags umzusetzen, braucht es ebenfalls deutlich höhere Fördermittel und einen schnellen Markthochlauf für relevante Technologien wie zum Beispiel Großwärmepumpen oder Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, die mit grünem Wasserstoff betrieben werden können. Um eine insgesamt koordinierte Umsetzung zu ermöglichen, muss die im Koalitionsvertrag erwähnte kommunale Wärmeplanung schnellstmöglich verpflichtend eingeführt werden. Diese Maßnahmen werden nur dann umsetzbar sein, wenn parallel ein systematischer Aufbau von Fachkräften erreicht wird. Es ist klar: der Gebäudesektor steht in den kommenden Jahren vor großen Herausforderungen.

Stromsektor

→ **CO₂-Preis im Stromsektor und Kohleausstieg:** Die Ampelkoalition hat sich auf einen vorgezogenen Kohleausstieg verständigt. Dieser soll 2030 erfolgen und notfalls über einen nationalen Mindestpreis von 60 Euro je Tonne im Europäischen Emissionshandel erreicht werden. Darüber hinaus sollen die arbeitsmarkt- und strukturpolitischen Maßnahmen wie Anpassungsgeld und Strukturhilfemittel entsprechend angepasst werden. Dafür wird der im Kohleausstiegsgesetz für 2026 vorgesehene Überprüfungzeitpunkt auf 2022 vorgezogen. Zur Absicherung der Versorgungssicherheit sollen neue, regelbare Kraftwerke bereits H₂-ready gebaut werden, so dass sie auf einen Betrieb mit grünem Wasserstoff umgestellt werden können. Hier müssen bereits 2022 tragfähige Kriterien entwickelt werden.

Energiepolitische Entwicklungen 2021 und Ausblick 2022 (3)

→ **80 Prozent Erneuerbare Energien im Stromsektor bis 2030:** Der Koalitionsvertrag erhöht das 2030-Ziel im Stromsektor auf nun 80 Prozent Erneuerbaren Anteil am Bruttostromverbrauch. Auch der erwartete Strombedarf wird deutlich auf 680 bis 750 Terawattstunden angehoben. Hierfür sind 200 Gigawatt Photovoltaik und 30 Gigawatt Windenergie auf See im Vertrag vorgesehen. Obwohl nicht explizit im Vertrag benannt, ergeben sich für Windkraft an Land damit je nach Strombedarf und Annahmen zu Volllaststunden Zielwerte zwischen 90 und 130 Gigawatt installierter Leistung bis 2030.

→ **Windenergie:** Um die neuen Ziele erreichen zu können, sind eine Vielzahl von Maßnahmen vorgesehen. Hierzu gehören die Ausweisung von zwei Prozent der Landesflächen für Onshore-Windenergie sowie beschleunigte Planungs- und Genehmigungsverfahren. Für den ambitionierten Offshore-Ausbau sollen innovative Netzan-schlusskonzepte zum Einsatz kommen – allerdings wird sich das 30-Gigawatt-Ziel nur erreichen lassen, wenn über die im Koalitionsvertrag benannten Maßnahmen hinaus Wege gefunden werden, um sehr schnell neue Flächen zu erschließen und Offshore-Anlagen zu errichten. Dabei kommt der europäischen Koordinierung beim Zubau von Windenergieanlagen in Nord- und Ostsee eine größere Bedeutung zu. Zum einen sollten Standorte aufeinander abgestimmt sein, um insgesamt die größtmögliche Windmenge von den Flächen ernten zu können und gegenseitige Verschattung zu vermeiden, zum anderen lassen sich Offshore-Windparks durch eine abgestimmte Netzplanung besser in das Stromnetz integrieren.

→ **Photovoltaik:** Bei der Photovoltaik sollen Ausschreibungsmengen deutlich angehoben werden, sowie eine Reihe von Vereinfachungen unter anderem durch Bürokratieabbau umgesetzt werden. Zudem soll Solarenergie bei gewerblichen Neubauten verpflichtend und bei privaten Neubauten zur Regel werden. Die Vergütungssätze

sollen angepasst werden. Freiflächenanlagen sind auch außerhalb des EEG aufgrund der hohen Strompreise sehr wirtschaftlich. Zur Akzeptanzsicherung ist es daher wichtig, klare Leitlinien für die landschafts- und umweltverträgliche Planung dieser Anlagen zu etablieren.

→ **Marktdesign:** Im Bereich des Marktdesigns sowie der Netzentgelte sind umfassende Reformen geplant. Bis auf weiteres sollen die Wirtschaftlichkeit Erneuerbarer Energien im Rahmen des EEG, durch Stromlieferverträge (PPAs) und den Handel mit Herkunftsnachweisen sichergestellt werden. Eine Plattform „Klimaneutrales Strommarktdesign“ soll 2022 Vorschläge unterbreiten, wie ein Marktdesign für sehr hohe Erneuerbaren Anteile ausgestaltet werden kann. Dabei gilt es sicherzustellen, dass für Erneuerbare Energien weiterhin die notwendige Investitionssicherheit herrscht.

Wasserstoff und Industrie

→ **Wasserstoffstrategie:** Der Koalitionsvertrag sieht für 2022 eine ambitionierte Fortschreibung der nationalen Wasserstoffstrategie vor. Bereits im Vertrag ist die Anhebung des Elektrolysekapazitätsziels von 5 Gigawatt auf 10 Gigawatt für 2030 geregelt. 2021 wurden bereits eine Reihe von Maßnahmen zur Umsetzung der Mitte 2020 vorgestellten Strategie ergriffen. Hierzu gehören unter anderem die Einführung eines Regulierungsrahmens für Wasserstoffnetze und der Aufbau eines Beschaffungssystems für im Ausland erzeugten Wasserstoff und seine Derivate (H₂Global). Insgesamt wird die europäische und internationale Dimension durch den Vertrag weiter gestärkt. So strebt die Koalition eine Europäische Union für Wasserstoff an und will Infrastrukturausbau und Zertifizierung europäisch koordinieren. Bei der anstehenden Hochlaufphase gilt es, den knappen Wasserstoff in *no-regret* Anwendungen zu priorisieren, also dort, wo künftig unumstritten grüner Wasserstoff zum Einsatz kommt. Dazu gehört die Transformation der Schwerindustrie, der Flug- und

Schiffsverkehr und die Nutzung als saisonaler Speicher im Stromsektor. Die neuen, ambitionierten Ziele im Stromsektor eröffnen die Möglichkeit auch in Deutschland die Wasserstoffherzeugung schneller hochzufahren.

→ **Industrietransformation:** Die Transformation der deutschen Industrie bildet einen klaren Schwerpunkt der Koalitionsvereinbarung. Allerdings bleibt der Vertrag recht unspezifisch und benennt lediglich beispielhaft relevante Instrumente, wie beispielsweise Klimaschutz-Differenzverträge (*Carbon Contracts for Difference*). Die Mobilisierung von privatem Kapital soll außerdem über öffentliche Förderbanken erreicht werden. Die Förderung von Zukunftstechnologien soll möglich sein, bevor ausreichend grüner Wasserstoff vorhanden ist. In der Konsequenz bedeutet das, dass für eine Übergangsphase auch der Einsatz von fossilem Erdgas in geförderten Anlagen erlaubt sein soll. Zur Stärkung der Nachfrage sollen in der öffentlichen Beschaffung Leitmärkte für klimaneutrale Produkte, wie beispielsweise grünen Stahl, geschaffen werden. Der Zeitplan ist ambitioniert: bis Mitte 2022 soll eine „Allianz für Transformation“ im Dialog mit Wirtschaft, Gewerkschaften und Verbänden die Rahmenbedingungen besprechen. Der Erfolg im Industriesektor hängt maßgeblich davon ab, unverzüglich einen belastbaren regulatorischen Förderrahmen zu schaffen, damit bereits im kommenden Jahr Investitionsentscheidungen für klimaneutrale Anlagen fallen können.

Europäische und internationale Entwicklungen

Auf europäischer Ebene wurden 2021 im Rahmen des *European Green Deal* eine Reihe von zentralen Fortschritten in der Energie- und Klimapolitik erzielt. Das Europäische Klimagesetz vom Juli 2021 schreibt das Ziel der europaweiten Klimaneutralität bis 2050 verbindlich fest und setzt außerdem ein Zwischenziel von mindestens 55 Prozent Treibhausgasminderun-

Energiepolitische Entwicklungen 2021 und Ausblick 2022 (4)

gen bis 2030 (gegenüber dem Niveau von 1990). Außerdem ist mit dem *Fit-for-55*-Paket ein umfassendes Maßnahmenbündel präsentiert worden, um die Ziele erreichen zu können. Das Gesetzgebungsverfahren für diese Maßnahmen wird sich bis in das Jahr 2022 ziehen und ist ein zentrales Handlungsfeld für die neue Bundesregierung.

Das vergangene Jahr war außerdem stark geprägt von rapide steigenden Gas- und Strompreisen in ganz Europa. Wie im Kapitel „Preisentwicklung“ detailliert ausgeführt, hat eine Kombination von Faktoren international die Energiepreise in die Höhe getrieben. Der Börsenpreis für fossiles Erdgas verzehnfachte sich im Jahresverlauf und auch die Kohlepreise zogen scharf an. In der Folge stiegen auch die Strompreise europaweit auf Rekordniveau. Die Preisanstiege beeinflussten auch die energiepolitische Agenda. Im Oktober legte die Europäische Kommission eine Toolbox mit energiepolitischen Maßnahmenvorschlägen vor. Kurzfristig stehen soziale Ausgleichsmaßnahmen für besonders betroffene Kund:innengruppen im Fokus der Toolbox. Mittelfristige Maßnahmen zielen auf eine resilientere Bewirtschaftung der Gasspeicher und einen deutlichen Ausbau der Energieeffizienz und den Erneuerbaren Energien.

International stand 2021 im Zeichen der UN-Klimakonferenz COP26 in Glasgow und den Ankündigungen im Vorfeld der Konferenz. Inzwischen haben über 60 Länder ein Zieljahr für Klimaneutralität festgelegt. Darunter auch die größten Emittenten, allen voran China (vor 2060), die Vereinigten Staaten (2050) und Indien (2070). Diese wichtigen Fortschritte genügen aber nicht, um auf einen 1,5-Grad-Pfad zu kommen. Laut der Internationalen Energieagentur (IEA) bringen die COP-Zusagen bei strenger Einhaltung die Welt maximal auf einen 1,8-Grad-Pfad.

Deutschland hat 2022 die Präsidentschaft der G7 inne. Dies wird neben dem Einsatz auf europäischer Ebene ein Schwerpunkt der internationalen Aktivitäten in 2022 sein:

→ **Europäische Klimapolitik - *Fit-for-55*:** 2022 werden zentrale Änderungen an europäischen Energie- und Klimagesetzen abschließend verhandelt. Hierzu zählen eine Reform des europäischen Emissionshandels, inklusive der Einrichtung eines Handelssystems für Gebäude und Verkehr (ETS 2). Darüber hinaus ist die Einführung eines Grenzausgleichsmechanismus (*Carbon Border Adjustment Mechanism*) in Arbeit. Die Richtlinien für Erneuerbare Energien, Energieeffizienz, Energiesteuern und Gebäude werden ebenfalls überarbeitet. Kurz vor Jahresende 2021 hat die Kommission außerdem Vorschläge für eine Reform der Gasmarkt-Verordnung und -Richtlinie vorgelegt. Darüber hinaus werden zwei wichtige delegierte Rechtsakte, in 2022 abgeschlossen: eine Regelung für die Definition von grünem Wasserstoff und die Klimataxonomie. Die Taxonomie enthält Kriterien für nachhaltige Investitionen und insbesondere die Rolle von fossilem Erdgas und Atomenergie sind umstritten. Die neue Bundesregierung hat die Chance, durch eine proaktive Beteiligung an den Verhandlungen einen ambitionierten Rahmen für Europa mitzugestalten.

→ **G7 Präsidentschaft:** Deutschland wird 2022 die G7-Präsidentschaft innehaben. Diese bietet die Chance, die wirtschaftlich starken Nationen der Welt als Vorreiter an die Hand zu nehmen und international wichtige Impulse für eine ambitioniertere Klimapolitik zu setzen. Die IEA hat bereits aufgezeigt, dass die G7 insgesamt bis 2035 einen klimaneutralen Stromsektor erreichen können. Darauf kann die deutsche Präsidentschaft aufbauen. Eine Übernahme des Ziels für Deutschland könnte dazu beitragen, innerhalb der G7 eine positive Dynamik zu entfalten.

Ausblick auf 2022

Steigenden Emissionen und Rekordpreise für fossile Energien unterstreichen den dringenden Handlungsbedarf in der Energie- und Klimapolitik. Gleichzeitig

sind die Voraussetzungen für einen umfassenden Kurswechsel ausgesprochen gut. 2021 verlieh das Bundesverfassungsgericht dem Klimaschutz Verfassungsrang. Die alte Bundesregierung hat daraufhin die Klimaziele nochmals nachgeschärft: Deutschland will bis 2030 65 Prozent seiner Emissionen im Vergleich zu 1990 mindern und bis 2045 klimaneutral sein. Die neuen Koalitionsparteien sind in ihrem Vertrag einen Schritt darüber hinausgegangen. Sie wollen ihre Politik am 1,5-Grad-Pfad ausrichten und haben bereits begonnen Ziele weiter anzuheben: 80 Prozent Erneuerbare Energien im Stromsektor und 50 Prozent klimaneutrale Wärme bis 2030.

Die Ambitionen sind hoch. Allerdings gibt es auch klare Risiken: Der Koalitionsvertrag spricht sich zwar für den 1,5-Grad-Pfad aus und hebt die Ziele bei Strom und Wärme an, lässt aber das Gesamtminde- rungsziel für Emissionen in Deutschland unverändert. Für das Klima ist also nur dann etwas gewonnen, wenn die Zielerreichung zum Beispiel im Stromsektor nicht dazu führt, dass in den Bereichen Gebäude, Verkehr, Industrie und Landwirtschaft weniger gemindert wird – nur weil das Gesamtziel dennoch erreicht wird.

Die Sektorziele im aktuellen Klimaschutzgesetz verhindern diese Fehlentwicklung, da sie für jeden Sektor klare Vorgaben machen, die jährlich überprüft werden. Bei Zielverfehlungen muss sektorscharf im Folgejahr nachgesteuert werden. Der Koalitionsvertrag sieht vor, dies zu ändern. Die Emissionen sollen zukünftig in einer sektorübergreifenden und mehrjährigen Gesamtrechnung überprüft werden. Diese Formulierung kann so verstanden werden, dass sie die Sektorziele und eine zeitnahe Reaktion auf Fehlentwicklungen aufgegeben werden. Sektoren, die ihre Ziele verfehlen, könnten sich so auf den Erfolgen anderer Sektoren ausruhen.

Wenn die neue Bundesregierung es mit ihrer Bekenntnis zum 1,5-Grad-Pfad ernst meint, wäre es daher nur konsequent, das Gesamtziel für Deutschland anzuheben und so eine Umgehung der Sektor-

Energiepolitische Entwicklungen 2021 und Ausblick 2022 (5)

ziele zu vermeiden. Ebenso muss die klare Ressortverantwortung des aktuellen Klimaschutzgesetzes erhalten bleiben. Zusätzlich sollten im Rahmen der anstehenden Novelle Mechanismen geschaffen werden, die schon bei einer absehbaren Zielverfehlung Gegenmaßnahmen auf den Weg bringen. Die Reform des Klimaschutzgesetzes ist ein Gradmesser für die tatsächliche Ambition der neuen Regierung.

Die Umsetzung des Klimaschutz- Sofortprogramms ist die zentrale Aufgabe der neuen Bundesregierung für 2022. Es soll alle notwendigen Gesetze und Vorgaben enthalten, um die deutsche Energie- und Klimapolitik auf Klimaneutralitätskurs zu bringen. Die neue Regierung will sich allerdings für den Abschluss des Programms ein volles Jahr Zeit lassen. Doch selbst dann müssen alle Maßnahmen bis spätestens Juni vom Kabinett beschlossen sein. Bei einer Reihe von Maßnahmen - beispielsweise der Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes - wäre sicherlich mehr Tempo möglich und auch notwendig. Die wichtigsten Punkte für ein Sofortprogramm lassen sich wie folgt zusammenfassen:

→ **Strom:** Das Ziel von 80 Prozent Erneuerbaren Energien im Stromsektor bis 2030 ist ausgesprochen ambitioniert, relevante Maßnahmen sind im Koalitionsvertrag bereits angelegt. Am wichtigsten ist, dass die im Koalitionsvertrag vereinbarten zwei Prozent der Landesfläche für Windkraft an Land schnellstmöglich verfügbar werden. Gleichzeitig gilt es, die Regeln für Natur- und Artenschutz kompatibel mit dem Erneuerbaren-Ausbau zu vereinheitlichen. Zudem muss der Netzausbau unverzüglich beschleunigt und an das neue Ziel angepasst werden. Hierzu gehört auch ein schnellerer Ausbau der Offshore-Netzanschlüsse. Bereits 2022 muss der Ausbau der Photovoltaik deutlich gesteigert werden. Diese Maßnahmen sind entscheidend, um den Kohleausstieg wie geplant auf 2030 vorziehen zu können.

→ **Industrie:** Die Emissionsminderungen im Industriesektor müssen gegenüber dem langjährigen Durchschnitt versechsfacht werden, um die 2030-Ziele in diesem Sektor zu erreichen. Damit dies gelingt müssen schon 2022 Investitionsentscheidungen für den Bau klimaneutraler Schwerindustrieanlagen fallen. Dies setzt voraus, dass im Rahmen des Sofortprogramms Differenzverträge (CCfDs) eingeführt und Leitmärkte für grüne Produkte geschaffen werden. Das kann nur gelingen, wenn ausreichend Fördermittel für die kommenden Jahre gesichert werden.

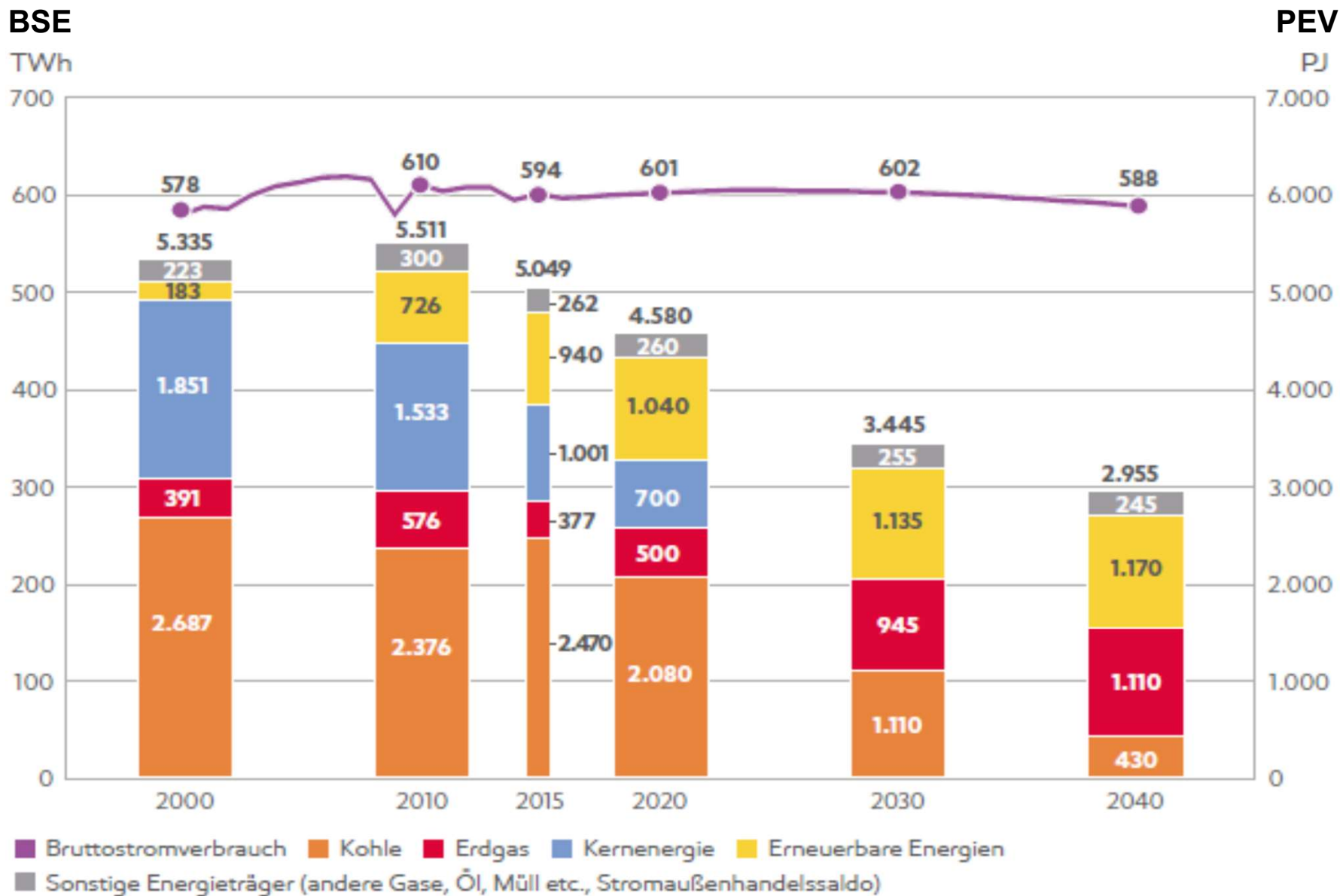
→ **Gebäude und Wärmenetze:** Das Ziel von 50 Prozent klimaneutraler Wärme bis 2030 lässt sich nur durch einen vollständigen Paradigmenwechsel erreichen. Entscheidend ist, dass neue Heizungen unverzüglich das neue Ziel von mindestens 65 Prozent Erneuerbare Energien erfüllen. Laut Koalitionsvertrag wird dieser Anteil ab 2025 verpflichtend. Damit es bis dahin nicht zu Vorzieheffekten beim Heizungstausch kommt und nochmal vermehrt fossile Heizungen eingebaut werden, müssen Förderprogramme unverzüglich angepasst werden. Die Mittel sollten nur noch für Heizungen verwendet werden, die den 65-Prozent-Standard bereits erfüllen. Auch um die Sanierungsoffensive auszulösen sind Fördermittel unverzichtbar. Außerdem muss eine kommunale Wärmeplanung dringend flächendeckend eingeführt und die Fernwärme schnell ausgebaut werden.

Vor allem gilt es in den kommenden Monaten klar Kurs zu halten in Richtung Klimaneutralität und dem Ausbau der Erneuerbaren Energien. Ende 2022 wird Deutschland den Atomausstieg abschließen, der Kohleausstieg 2030 ist in Sicht. Der nächste Schritt ist der Ausstieg aus fossilem Erdgas. Die Preiskrise an den europäischen Energiemärkten sollte dabei ein besonderer Ansporn sein.

Prognose Bruttostromerzeugung (BSE) und Primärenergieeinsatz (PEV) zur Stromerzeugung Deutschland bis 2040 (1)

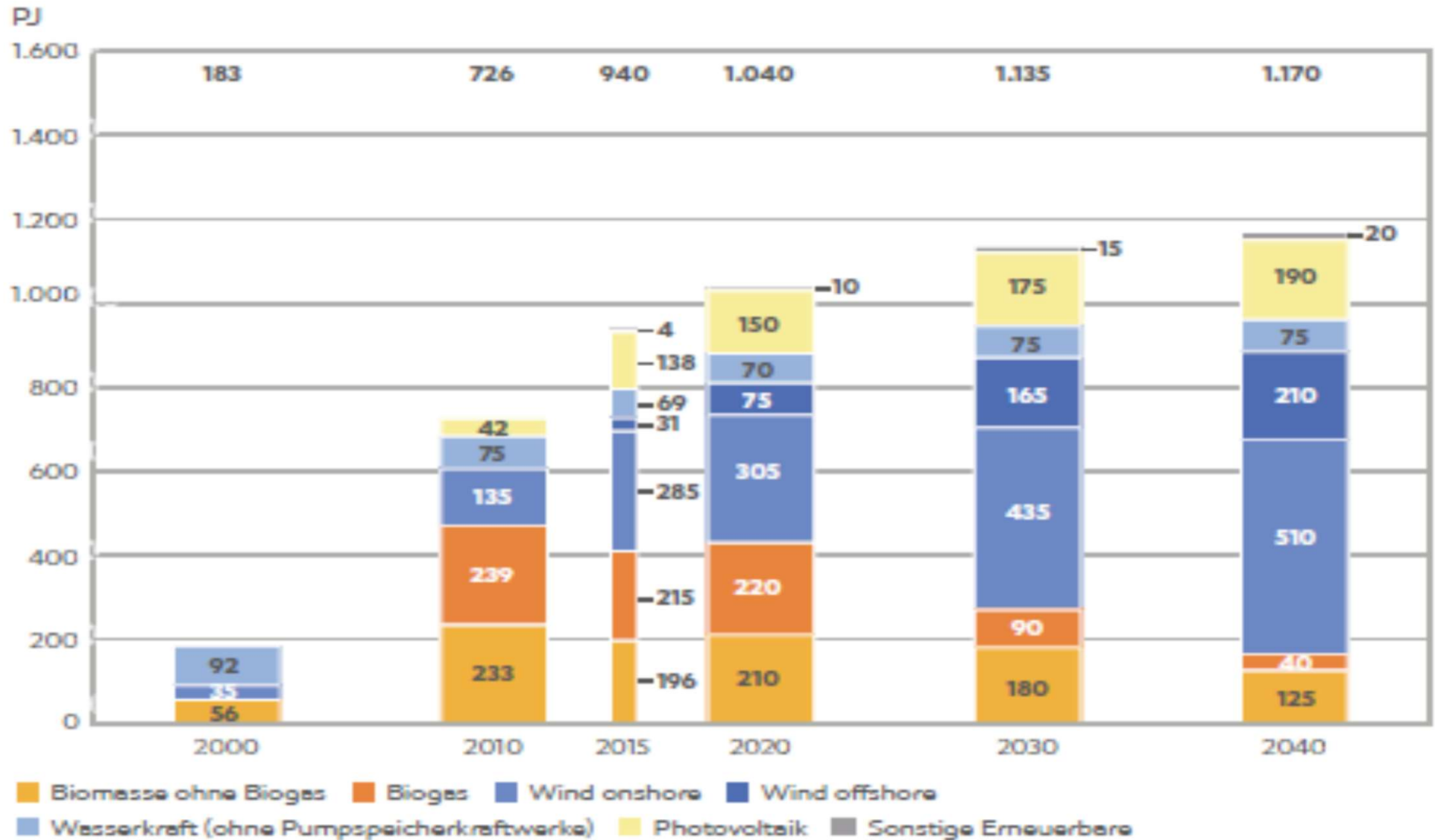
Jahr 2040: Strom 588 TWh; Primärenergieeinsatz 2.955 PJ

Veränderung 2015/2040 – 1,0 / – 42,1%



Prognose Primärenergieeinsatz (PEV) zur Stromerzeugung mit Erneuerbaren Energien (EE) Deutschland bis 2040 (2)

Jahr 2040: Primärenergieeinsatz Erneuerbare 1.170 PJ
Veränderung 2015/2040 + 24,5%



Anhang zum Foliensatz

Begriffe zum Thema Strom und Klimaschutz

- **Strom** ist die Bezeichnung für elektrische Energie, die durch den Fluss von elektrischen Ladungen in einem Stromkreis entsteht. Strom wird in verschiedenen Kraftwerken erzeugt, die unterschiedliche Energiequellen nutzen, wie z.B. fossile Brennstoffe, Kernenergie oder erneuerbare Energien ¹.
- **Stromwirtschaft** ist die Gesamtheit aller wirtschaftlichen Aktivitäten, die mit der Erzeugung, dem Transport, dem Handel und dem Verbrauch von Strom zusammenhängen. Die Stromwirtschaft umfasst verschiedene Akteure, wie z.B. Energieversorger, Netzbetreiber, Strombörsen, Stromhändler, Industrie- und Haushaltskunden ².
- **Strommarkt** ist der Ort, an dem Strom als Ware gehandelt wird. Der Strommarkt besteht aus verschiedenen Teil- und Regelungsmärkten, die sich nach der zeitlichen Nähe zur physischen Lieferung, der geografischen Reichweite und der Art der gehandelten Produkte unterscheiden. Der Strommarkt wird von Angebot und Nachfrage bestimmt, die von verschiedenen Faktoren wie Wetter, Kraftwerksverfügbarkeit, Verbraucherverhalten und politischen Rahmenbedingungen beeinflusst werden ^{1,2}.
- **Stromversorgung** ist die Bereitstellung von Strom für die Endverbraucher. Die Stromversorgung umfasst die Erzeugung, den Transport, die Verteilung und die Speicherung von Strom. Die Stromversorgung muss jederzeit die Balance zwischen Erzeugung und Verbrauch halten, um die Netzstabilität und die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Die Stromversorgung muss zudem umweltverträglich, ressourcenschonend und klimafreundlich gestaltet werden ³.
- **Stromerzeugung** ist der Prozess der Umwandlung von anderen Energieformen in elektrische Energie. Die Stromerzeugung erfolgt in Kraftwerken, die verschiedene Primärenergieträger nutzen, wie z.B. Kohle, Gas, Öl, Uran, Wasser, Wind, Sonne, Biomasse oder Geothermie. Die Stromerzeugung ist der größte Verursacher von Treibhausgasemissionen in Deutschland und muss daher im Rahmen der Energiewende auf erneuerbare Energien umgestellt werden ^{3,4}.
- **Erneuerbare Stromerzeugung** ist die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, die sich ständig erneuern oder regenerieren. Erneuerbare Energien umfassen Windenergie, Wasserkraft, Solarenergie, Biomasse und Geothermie. Erneuerbare Stromerzeugung ist klimafreundlich, da sie keine oder nur geringe Treibhausgasemissionen verursacht. Erneuerbare Stromerzeugung ist zudem unabhängig von fossilen oder nuklearen Brennstoffen und trägt zur Versorgungssicherheit bei ^{2,4}.
- **Klimaschutz** ist die Bezeichnung für Maßnahmen, die darauf abzielen, die globale Erwärmung und ihre negativen Folgen zu begrenzen oder zu vermeiden. Klimaschutz umfasst sowohl die Reduzierung von Treibhausgasemissionen (Mitigation) als auch die Anpassung an die unvermeidbaren Klimaänderungen (Adaptation). Klimaschutz erfordert eine internationale Zusammenarbeit und eine Transformation der Energie-, Verkehrs-, Industrie- und Landwirtschaftssysteme ⁴.

Quellen: Microsoft BING Chat (KI), 11/2023 aus 1. vattenfall.de; 2. next-kraftwerke.de; 3. umweltbundesamt.de; 4. umweltbundesamt.de; 5. vattenfall.de; 6. next-kraftwerke.de; 7. umweltbundesamt.de; 8. umweltbundesamt.de

Definitionen und Methodik zur Energiebilanz Deutschland (1)

1. Wie ist der „Stromausgleichsbeitrag“ definiert? Gibt es hierzu monatliche Daten?

Der Stromausgleichsbeitrag ist die Differenz des physikalischen Stromflusses aus dem Ausland nach Deutschland bzw. aus Deutschland ins Ausland. Nähere Angaben enthalten die Stromberichte des BDEW

http://www.ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=28&clang=0

2. Was ist der Unterschied zwischen Bruttostromerzeugung und Bruttostromverbrauch?

Der Brutto-Inlandsstromverbrauch ergibt sich aus der Summe von Bruttostromerzeugung und Stromausgleichsbeitrag mit dem Ausland.

3. Was ist der Unterschied zwischen Bruttostromverbrauch und Endenergieverbrauch von Strom?

Der Brutto-Inlandsstromverbrauch umfasst im Unterschied zum Endenergieverbrauch von Strom auch Netzverluste und Eigenverbrauch im Umwandlungsbereich.

4. In den Auswertungstabellen werden „Gase“ und „darunter Naturgase“ angegeben. Welche Gase fallen jeweils unter die Bezeichnungen?

Zu Gas zählen alle hergestellten Gase (Kokerei- und Stadtgas, Gicht- und Konvertergas) und alle Naturgase. Zu den Naturgasen gehören Erdgas, Erdölgas und Grubengas.

5. Was versteht man unter Brutto-Endenergieverbrauch und wo findet man Angaben hierzu?

Der Brutto-Endenergieverbrauch ist (außerhalb der Energiebilanzen) eine spezielle Bezugsgröße für den Anteil erneuerbarer Energien. Der „Bruttoendenergieverbrauch“, umfasst im Sinne der EU-Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen Artikel 2(f):

- sämtliche Lieferungen von Energieprodukten an die Sektoren Industrie, Verkehr, Haushalte und Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD-Sektor, einschl. Land-, Forstwirtschaft und Fischerei) zur energetischen Verwendung (Endenergieverbrauch im Sinne der Energiebilanz) zzgl.
- des in der Energiewirtschaft für die Erzeugung von Wärme und Strom anfallenden Eigenverbrauchs sowie
- die bei der Verteilung und Übertragung auftretenden Transport- und Leitungsverluste.

6. Wie werden Energieträger nach der Wirkungsgradmethode bewertet?

Nach der Wirkungsgradmethode wird für die primärenergetische Bewertung von Kernenergie ein Wirkungsgrad von 33 % zugrunde gelegt. Bei der Stromerzeugung aus Wasserkraft und anderen erneuerbaren Energieträgern, denen kein Heizwert beigemessen werden kann (Wind, Photovoltaik), wird jeweils ein Wirkungsgrad von 100 % angerechnet. Auch der Stromausgleichsbeitrag wird mit einem Umrechnungsfaktor von 3 600 kJ/kWh bewertet. Vgl. Vorwort zur den Energiebilanzen unter FAQ/Erläuterungen http://www.ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=34&clang=0

7. Auf welchen Heizwerten der Energieträger beruhen die Energieverbrauchsangaben in der Energiebilanz?

Die Angaben in den Energiebilanzen beruhen grundsätzlich auf Heizwerten (H_1). Angaben in Brennwerten (H_g) können durch Multiplikation mit dem Faktor 0,90238 in Heizwerte umgerechnet werden. Tabellen der Heizwerte der Energieträger und Faktoren für die Umrechnung von spezifischen Mengeneinheiten in Wärmeeinheiten finden sich unter Daten und Fakten/Sondertabellen

http://www.ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=28&clang=0

8. Wie sind die Verbrauchssektoren im Industriebereich definiert?

Es liegt aktuell die Klassifikation der Wirtschaftszweige WZ 2008 zugrunde, Zuordnungstabellen befinden sich im Vorwort zu den Energiebilanzen, http://www.ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=34&clang=0

9. In welchem Sektor wird der Energieverbrauch des Baugewerbes verbucht?

Das Baugewerbe gehört zum Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen.

10. Welcher Energieverbrauch wird im Sektor Verkehr erfasst?

Der Energieverbrauch im Verkehr (Schienenverkehr, Straßenverkehr, Luftverkehr, Küsten- und Binnenschifffahrt) beinhaltet nur den Energieverbrauch für die unmittelbare Erstellung von Transportleistungen aller Verkehrsträger in Deutschland, soweit sie statistisch erfasst sind. Nicht eingeschlossen sind der mittelbare Energieverbrauch (z.B. Beleuchtung von Verkehrseinrichtungen) und der Kraftstoffverbrauch der Landwirtschaft. (siehe Vorwort zu den Energiebilanzen http://www.ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=34&clang=0)

11. Beruhen die Energiebilanzen auf Verbrauchsdaten oder Absatzdaten?

Die Energiebilanzen beruhen in Bereichen, deren Energieverbrauch nicht durch amtliche Statistiken erfasst wird (z.B. Heizölverbrauch der privaten Haushalte), auf Absatzdaten, die den Verbrauch lagerfähiger Energieträger in einer bestimmten Periode nicht genau widerspiegeln. Im Jahresbericht der AGEB wird eine auf Basis von Marktforschungsergebnissen zu den Lagerbestandsveränderungen ermittelte Schätzgröße veröffentlicht.

http://www.ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=20&clang=0

12. Sind die Angaben der AGEB zum Energieverbrauch witterungs- bzw. temperaturbereinigt?

In den Energiebilanzen werden grundsätzlich nicht-bereinigte Daten angegeben. Der Temperatureinfluss wird aber in den jährlichen Berichten der AGEB zur Entwicklung des Energieverbrauchs in Deutschland dargestellt.

http://www.ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=20&clang=0

13. Warum weichen Angaben in nationalen und internationalen Energiebilanzen zum Teil voneinander ab?

Nationale Energiebilanzen sowie die Energiebilanzen von Eurostat und IEA beruhen zum Teil auf anderen methodischen Ansätzen, vgl. <https://www.iea.org/data-and-statistics?country=WORLD&fuel=Energy%20supply&indicator=TPESbySourcehttps://www.iea.org/data-and-statistics?country=WORLD&fuel=Energy%20supply&indicator=TPESbySource>

Darüber hinaus werden die Bilanzen zu unterschiedlichen Zeitpunkten (mit unterschiedlicher Datenverfügbarkeit) ermittelt.

Definitionen und Methodik zur Energiebilanz in Deutschland (2)

14. Warum gibt es verschiedene Daten zum Stromaustausch Deutschlands mit seinen Nachbarstaaten?

Beim Stromaustausch wird zum einen unterschieden in Stromaußenhandel und in physikalischen Stromaustausch.

Der Stromaußenhandel dokumentiert die Stromflüsse, wie sie sich bilanziell aus den Handelsergebnissen der einzelnen Strommärkte in Europa ergeben.

Der physikalische Stromaustausch zeigt die tatsächlichen, physikalisch stattfindenden Stromflüsse. Allerdings ist auch die physikalische Betrachtung nicht eindeutig. Auch hier gibt es unterschiedliche Daten. Das liegt an unterschiedlichen Abgrenzungen, die alle ihre Berechtigung haben:

1. Abgrenzung nach Staatsgrenzen.

Hier wird der physikalische Stromfluss an den Grenzkuppelstellen gemessen.

2. Abgrenzung nach Netzgebieten. (-> Entso-E)

Hier wird der physikalische Stromfluss an den Grenzen der Stromnetzgebiete gemessen, deren Betreiber ihren Sitz in Deutschland haben. Die Netzgebiete decken sich nicht immer mit der deutschen Staatsgrenze. (-> Monatsbericht über die Elektrizitätsversorgung des Statistischen Bundesamtes)

3. Abgrenzung nach den Regelzonen.

Hier wird der physikalische Stromfluss an den Grenzen der größten vier Regelzonen Deutschlands gemessen. Die Regelzonen decken sich nicht immer mit der deutschen Staatsgrenze. (-> BDEW)

15. Wie wird der Außenhandel mit erneuerbaren Energieträgern in der Energiebilanz erfasst?

Als Ausfuhr erfasst die Energiebilanz Deutschland grundsätzlich alle physischen Energieströme, die über die Landesgrenzen hinweg in das Ausland geliefert werden. Diese Mengen werden vom inländischen Energieaufkommen abgezogen. Umgekehrt müssen zur korrekten Erfassung des inländischen Primärenergieverbrauchs alle aus dem Ausland bezogenen Energiemengen berücksichtigt werden. Die Importe werden deshalb zum Energieaufkommen hinzugerechnet.

Die meisten Primär- und Sekundärenergieträger behalten beim Im- oder Export ihre individuellen chemisch-physikalischen Eigenschaften bei und bleiben getrennt bilanzierbar. Dies gilt nicht für elektrischen Strom und Methan. Strom wird ebenso wie Biomethan in der Regel im Erzeugungs-/Exportland in die Netze eingespeist. Biomethan vermischt sich mit Methan aus anderen Quellen und ist von Produkten aus konventioneller Erzeugung nicht mehr unterscheidbar. Strom und Biomethan aus erneuerbaren Quellen sind daher aus physikalischer Sicht grenzüberschreitend nicht bilanzierbar

Um Umwelt- oder Nachhaltigkeitskriterien von Biomethan zu erhalten, erfolgt der grenzüberschreitende Handel über Massenbilanzsysteme. Die bei der Erzeugung dokumentierten Qualitäts- oder Umweltmerkmale werden der gelieferten Menge zugeordnet, ohne dass es sich dabei um die konkreten Biomethanmoleküle handeln muss.

In der Energiebilanz Deutschland wird Biomethan nach der Erzeugung und Netzeinspeisung bilanziell zu Erdgas. Strom aus erneuerbaren Quellen wird nach der Netzeinspeisung ebenfalls unter Strom subsummiert. Folgerichtig muss der Außenhandel in der Energiebilanz anhand der physischen Gasströme im öffentliche Erdgasnetz oder des Saldos beim grenzüberschreitenden Stromaustausch erfasst werden

16. Entspricht ein Anteil erneuerbarer Energien von 60 Prozent am Bruttoendenergieverbrauch einem Anteil von 50 Prozent am Primärenergieverbrauch?

1. Bis 2050 sollen erneuerbare Energien 60 Prozent des Bruttoendenergieverbrauchs in Deutschland decken. Der Bruttoendenergieverbrauch setzt sich zusammen aus dem Endenergieverbrauch (Summe der Bilanzzeile 45), den Fackel- und Leitungsverlusten von Strom und Fernwärme (Bilanzzeile 41, Spalten Strom und Fernwärme) sowie dem Eigenverbrauch der Kraftwerke (Bilanzzeile 36, Spalte Strom).

2. Weder der Endenergieverbrauch (EEV) noch der etwas höhere Bruttoendenergieverbrauch entwickeln sich parallel zum Primärenergieverbrauch (PEV). Der Anteil des EEV am PEV variierte zwischen 1995 und 2017 in einer Bandbreite von 64 bis 71 Prozent. Ursächlich dafür sind Entwicklungen in den Umwandlungsbereichen, die im Rahmen des Bruttoendenergieverbrauchs nicht betrachtet werden. Eine einfache Übertragung oder eine lineare Fortschreibung der Zielanteile für erneuerbare Energien am (Brutto-)Endenergieverbrauch einerseits und am Primärenergieverbrauch andererseits ist deshalb nicht sinnvoll möglich. Hinzu kommt, dass bei der Bestimmung des Anteils der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch Normalisierungsverfahren (z.B. für Wind- und Wasserkraft) genutzt werden, zur Bestimmung des Anteils der Erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch jedoch nicht.

3. Die Zielgrößen „Anteil der Erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch“ und „Anteil der Erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch“ sind also streng genommen jeweils eigene Zielsetzungen, die nicht in einem linearen Zusammenhang stehen.

Ausgewählte Internetportale + KI (1)

Statistikportal Bund & Länder

www.statistikportal.de

Herausgeber:

Statistische Ämter des Bundes und der Länder

E-Mail: Statistik-Portal@stala.bwl.de ; verantwortlich:

Statistisches Landesamt Baden-Württemberg

70199 Stuttgart, Böblinger Straße 68

Telefon: 0711 641- 0; E-Mail: webmaster@stala.bwl.de

Kontakt: Frau Spegg

Info

Bevölkerung, Wirtschaft, Energie, Umwelt u.a, **sowie**

- **Arbeitsgruppe Umweltökonomische Gesamtrechnungen**

www.ugrdl.de

- **Arbeitskreis „Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen der Länder“**; www.vgrdl.de

- **Länderarbeitskreis Energiebilanzen Bund-Länder**

www.lak-Energiebilanzen.de > mit Klimagasdaten

- **Bund-Länder Arbeitsgemeinschaft Nachhaltige Entwicklung**; www.blak-ne.de

Energieportal Baden-Württemberg

www.energie.baden-wuerttemberg.de

Herausgeber:

Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft

Baden-Württemberg

Postfach 103439; 70029 Stuttgart

Tel.: 0711/126-0; Fax 0711/126-2881

E-Mail: poststelle@um.bwl.de

Portal Energieatlas Baden-Württemberg

www.energieatlas-bw.de

Herausgeber:

Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-

Württemberg, Stuttgart und

Landesanstalt für Umwelt, Messungen und Naturschutz Baden-

Württemberg, Karlsruhe

Info

Behördliche Informationen zum Thema Energie aus Baden-Württemberg

Versorgerportal Baden-Württemberg

www.versorger-bw.de

Herausgeber:

Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft

Baden-Württemberg

Kernerplatz 9, 70182 Stuttgart

Tel.: 0711 / 126 – 0, Fax: +49 (711) 126-1259

E-Mail: poststelle@um.bwl.de

Info

Aufgaben der Energiekartellbehörde B.-W. (EKartB) und der Landesregulierungsbehörde B.-W. (LRegB), Netzentgelte, Gas- und Trinkwasserpreise, Informationen der baden-württemb. Netzbetreiber

Portal Umwelt BW

www.umwelt-bw.de

Herausgeber:

Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft

Baden-Württemberg

Postfach 103439; 70029 Stuttgart

Tel.: 0711/126-0; Fax 0711/126-2881

E-Mail: poststelle@um.bwl.de

Info

Der direkte Draht zu allen Umwelt- und Klimaschutzinformationen in BW

Ausgewählte Internetportale + KI (2)

<p>Portal Energie- und Umwelt Baden-Württemberg www.lubw.baden-wuerttemberg.de</p> <p>Herausgeber: Landesanstalt für Umwelt, Messungen und Naturschutz Baden-Württemberg, Karlsruhe</p> <p>Info Erneuerbare Energien mit Energieatlas, Solardachbörse u.a., Energienetze, Klima- und Umweltschutz</p>	<p>Infoportal Energiewende Baden-Württemberg plus weltweit www.dieter-bouse.de</p> <p>Herausgeber: Dieter Bouse, Diplom-Ingenieur Werner-Messmer-Str. 6, 78315 Radolfzell am Bodensee Tel.: 07732 / 8 23 62 30; E-Mail: dieter.bouse@gmx.de</p> <p>Info Energiewende in Baden-Württemberg, Deutschland, EU-27 und weltweit</p>
<p>Portal Qualifizierungskampagne Erneuerbare Energien in Baden-Württemberg www.energie-aber-wie.de</p> <p>Herausgeber: Ministerium für Umwelt Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg</p> <p>Info Qualifizierung Erneuerbare Energien</p>	<p>Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber www.eeg-kwk.net</p> <p>Herausgeber: - 50Herz Transmission GmbH, Berlin - Amprion GmbH, Dortmund - TransnetBW GmbH, Stuttgart - Tennet T TOS GmbH, Bayreuth</p> <p>Info Informationen zu den Umlagen bei den Strompreisen in Deutschland</p>
<p>Microsoft – Bing-Chat mit GPT-4 www.bing.com/chat</p> <p>Herausgeber: Microsoft Bing</p> <p>Info b Bing ist KI-gesteuerter Copilot für das Internet</p>	

Ausgewählte Internetportale (3)

<p>EEG/KWK-G Informationsplattform der Deutschen Übertragungsnetzbetreiber www.eeg-kwk.net Herausgeber: TransnetBW, TenneT, Amprion, 50HzT Info EEG-Jahresabrechnungen der Netzbetreiber</p>	<p>Effiziente Energiesysteme www.effiziente-energiesysteme.de</p>
<p>Strommarktdaten für Deutschland www.smard.de Herausgeber: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen SMARD- Strommarktdaten Tulpenfeld 4, 53113 Bonn E-Mail: smard@bnetza.de Info Stündliche, tägliche, monatliche und jährliche Strommarktdaten nach Energieträger, Nennleistung, Großhandels-Strompreis</p>	<p>Impressum Herausgeber Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen Tulpenfeld 4 53113 Bonn Bezugsquelle Ansprechpartner Referat 614 Markttransparenzstelle für den Großhandel mit Strom und Gas; Aufgaben nach REMIT; SMARD- Strommarktdaten Tulpenfeld 4 53113 Bonn E-Mail: smard@bnetza.de Stand Juli 2022</p>

Ausgewählte Informationsstellen (1)

<p>Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg Kernerplatz 9; 70182 Stuttgart Tel.: 0711/ 126 – 0; Fax: 0711/ 126 - 2881 Internet: www.um.baden-wuerttemberg.de; E-Mail: poststelle@um.bwl.de Besucheradresse: Hauptstätter Str. 67 (Argon-Haus), 70178 Stuttgart Referat 61: Grundsatzfragen der Energiepolitik Leitung: MR Tilo Kurz Tel.: 0711/126-1215; Fax: 0711/126-1258 E-Mail: tilo.kurtz@um.bwl.de Info Energieversorgung, Energiestatistik, Energieberichte u.a.</p>	<p>Statistisches Landesamt Baden-Württemberg Referat 44: Energiewirtschaft, Handwerk, Dienstleistungen, Gewerbeanzeigen Böblinger Str. 68, 70199 Stuttgart Internet: www.statistik-baden-wuerttemberg.de Tel.: 0711 / 641-0; Fax: 0711 / 641-2440 Leitung: Präsidentin Dr. Carmina Brenner Kontakt: RL'in RD'in Monika Hin (Tel. 2672), E-Mail: Monika.Hin@stala.bwl.de; Frau Autzen M.A. (Tel. 2137) Info Energiewirtschaft, Handwerk, Dienstleistungen, Gewerbeanzeigen; Landesarbeitskreis Energiebilanzen der Länder, www.lak-Energiebilanzen.de</p>
<p>Verband für Energie- und Wasserwirtschaft Baden-Württemberg e.V Stöckachstr. 48, 70190 Stuttgart Tel.: 0711/ 93349-120 Fax: 0711/ 93349-199 E-Mail: info@vfew-bw.de, Internet: www.vfew-bw.de Kontakt: GF Dr. Bernhard Schneider Info Energie- und Wasserwirtschaft</p>	<p>Arbeitskreis Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen der Länder Statistisches Landesamt Baden-Württemberg Böblinger Str. 68, 70199 Stuttgart Tel.: 0711 / 641-2470, Fax: 0711 / 6018 - 7451 E-Mail: ----- .thalheimer@stala.bwl.de Internet: www.vgrdl.de/arbeitskreis-vgr/ Kontakt: ORR Dr. Thalheimer Info Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen</p>
<p>Stiftung Energie & Klimaschutz Baden-Württemberg Durlacher Allee 93, 76131 Karlsruhe Internet: www.energieundklimaschutzbw.de Tel.: 07 2163 - 12020, Fax: 07 2163 – 12113 E-Mail: energieundklimaschutzBW@enbw.com Kontakt: Dr. Wolf-Dietrich Erhard Info Plattform für die Diskussion aktueller und allgemeiner Fragen rund um die Themen Energie und Klimawandel; Stiftungsmittel durch EnBW</p>	<p>VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik Stresemannallee 15; 60596 Frankfurt am Main Internet: www.vde.com Tel.: 069 6308-0; Fax: 069 6308-9865 E-Mail: service@vde.com Kontakt: Melanie Mora E-Mail: melnaoie.mora@dde.com, Tel.: 0696308-461 Info Informationen Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik</p>

Ausgewählte Informationsstellen (2)

<p>Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz - Kontakt BMWi Berlin Scharnhorstr.34-37, 11019 Berlin Tel.: + 49 (0) 30 18 615 – 0; Fax: E-Mail: poststelle@bmwi.bund.de Internet: www.bmwi.de Kontakt: Info Zuständig für Wirtschaft, Energiewende und Klimaschutz</p>	<p>Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB) c/o.. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. Reinhardtstr. 32, 10117 Berlin Tel.: + 49 30 300199-1600, Fax: Internet: www.ag-energiebilanzen.de Kontakt: Michael Nickel E-Mail: m.nickel@ag-energiebilanzen.de Info Energiebilanzen für Deutschland</p>
<p>Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz Kontakt BMWi Bonn Villemombler Str. 76, 53123 Bonn Tel.: 0228 / 615-0, Fax: 0228 / 615-4436 E-Mail: Internet: www.bmwi.de Kontakt: Info Zuständig für Wirtschaft, Energiewende und Klimaschutz</p>	<p>Statistisches Bundesamt Gustav-Stresemann-Ring 11, 65189 Wiesbaden Tel.: 0611 /75-1 oder 3444, Fax: 0611 / 75-3976 E-Mail: presse@destatis.de, Internet: www.destatis.de Internet: www.destatis.de; www.statistikportal.de Kontakt: Jörg Kaiser , Pressestelle Info Statistik</p>
<p>DIW Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt Königin-Luise-Str. 5, 14195 Berlin Tel.: 030 /89 789-0, Fax: 030 /89 789-200 E-Mail: postmasterdiw.de Internet: www.diw.de Kontakt: Prof. Dr. Claudia Kemfert Info Jährliche Wochenberichte zum Energiemarkt in Deutschland,</p>	<p>Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz (BMUV) Presse- und Informationsstab Stresemannstraße 128 - 130 ; 10117 Berlin Telefon: 030 18 305-0, Telefax: 030 18 305-2044 Internet: www.bmuv.bund.de Tel.: 030 18 305-0 ; Fax: 030 18 305-2044 E-Mail: service@bmuv.bund.de Kontakt: Info Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit, Verbraucherschutz</p>

Ausgewählte Informationsstellen (3)

<p>BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V Reinhardtstr. 32; 10117 Berlin Internet: www.bdew.de; E-Mail: info@bdew.de Tel.: 0 30/ 300 199-0; Fax: 0 30/ 300 199-3900 Kontakt: Hauptgeschäftsführerin Hildegard Müller</p> <p>Info Informationen zum Strom, Gas und Wasser</p>	<p>Verband der Verbundunternehmen und Regionalen Energieversorgern in Deutschland (VRE) Robert-Koch-Platz 4, 10115 Berlin Tel.: 030 / 5900311-0; Internet: www.vre-online.de E-Mail: postmaster@vre-online.de Kontakt: RA Wolf-Ingo Kunze, Geschäftsführer</p> <p>Info Berichte</p>
<p>Gesamtverband des deutschen Steinkohlenbergbaus Rellinghauser Straße 1, 45128 Essen Tel.: 0201 / 177 4331, Fax: 0201 / 177 4271 E-Mail: kommunikation@gvst.de, Internet: www.gvst.de Kontakt:</p> <p>Info Strom-Informationen</p>	<p>Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. Rellinghauser Straße 1, 45128 Essen Tel: 0201/177-08, Fax: 0201/177-4272 E-Mail: kohlenstatistik@gvst.de Internet: www.kohlenstatistik Kontakt: Geschäftsführung Dr. Günter Dach, Christian Stephan</p> <p>Info Statistik der Kohlenwirtschaft</p>
<p>Deutscher Braunkohlen Industrieverein (DEBRIV) Max-Planck-Str. 37, 50858 Köln Telefon: 02234/1864-34, Fax: 02234/1864-18 Internet: www.braunkohle.de E-Mail: uwe.maassen@braunkohle.de Kontakt: Dipl.-Volkswirt Uwe Maassen</p> <p>Info Strom- und Braunkohlenstatistik u.a.</p>	<p>Statistisches Bundesamt Gustav-Stresemann-Ring 11, 65189 Wiesbaden Tel.: 0611 /75-1 oder 3444, Fax: 0611 / 75-3976 E-Mail: presse@destatis.de, Internet: www.destatis.de Kontakt: Jörg Kaiser , Pressestelle www.statistikportal.de</p> <p>Info Statistik</p>

Ausgewählte Informationsstellen (4)

<p>Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württ. (UM) Kerner Platz 9, 70178 Stuttgart Internet: www.um.baden-wuerttemberg.de Tel.: 0711/126-0, Fax: 0711/126-2881 E-Mail: poststelle@um.bwl.de, Referat 21: Grundsatzfragen Klimaschutz, Monitoring Leitung: MR Fischer; Sekretariat Tel. 126-2668 Info Klima, Klimaschutz</p>	<p>Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. (VKI) Richard-Wagner-Str. 4, 45128 Essen Tel.: 0201 / 81084-0 Internet: www.vik.de; E-Mail: info@vik.de Kontakt: Christoph Bier Info Statistiken Kraftwerke und Energiekosten</p>
<p>Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU) Invalidenstr. 91; 10115 Berlin Internet: www.vku.de Tel.: 030/ 58580-0 ; Fax 030/58580-100 E-Mail: info@vku.de Kontakt: Hauptgeschäftsführer Hans-Joachim Reck Info Stadtwerke</p>	<p>Fachverband für Energie-Marketing und –Anwendung (HEA) e.V. beim VDEW Am Hauptbahnhof 12, 60329 Frankfurt Internet: hea.de; E-Mail: hea@hea.de Tel.: 069 / 2 56 19-0, Fax: 069 / 23 27 21 Kontakt: GF Dipl.-Ing. Jörg Zöllner Info Informationsdienst zur Stromanwendung</p>
<p>European Energy Exchange AG Europäische Energiebörse Augustusplatz 9 – 19; 04109 Leipzig Tel.: 0341 / 21 56-0. E-Mail: info@eex.de Tel.: 0341 / 21 56-0. Internet: www.eex.de Kontakt: Vorstand Dr. Hans-Bernd Menzel. Info Strompreise, installierte Kraftwerkskapazitäten, stündlich erzeugte Strommengen u.a.</p>	<p>Bundesministerium der Finanzen - Dienstsitz Bonn - Langer Grabenweg 35 53175 Bonn Internet: www.zoll.de Info Zoll und Steuern, z.B. Stromsteuer</p>

Ausgewählte Informationsstellen (5)

<p>Umweltbundesamt Deutsche Emissionshandelsstelle Postfach 33 00 22; 14191 Berlin Tel.: 030/ 8903-5050; Fax: 030/ 8903-5010 Internet: www.umweltbundesamt.de/emissionshandel/ Kontakt: Info Emissionshandel</p>	<p>FfE Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. Am Blütenanger 71, 80995 München Tel.: 089 / 15 81 21-0, Fax: 089 / 15 81 21-10 E-Mail: info@ffe.de, Internet: www.ffe.de Kontakt: GF Prof. Dr.-Ing Wolfgang Mauch Wissenschaftlicher Berater – Univ.- Prof. Dr.-Ing. Ulrich Wagner Info Anwendungsorientierte Forschung</p>
<p>Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) Tulpenfeld 4 ; 53113 Bonn www.bundesnetzagentur.de Tel.: 0 228 14-0 ; Fax: 0 228 14-8872 E-Mail: info@bnetza.de Kontakt: Präsident Matthias Kurth monitoring.energie@bundesnetzagentur.de Tel. +49 228 14-5999, Fax +49 228 14-5973 Info Genehmigung von Netzentgelten für Elektrizität und Gas Jährlicher Monitoringbericht</p>	<p>TUM Technische Universität München Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik (IfE) Arcisstr.21, 80333 München, Tel.:089/ 289-28301, Fax 089/289-28313 E-Mail: ife@ewk.ei.tum.de Internet: www.ewk.ei.tum.de Kontakt: Ordinarius Univ.-Prof. Dr.-Ing. Ulrich Wagner Sekretariat - Tel. 289-28301 Dr.-Ing. Peter Tzscheuschler , E-Mail: ptzscheu@tum.de Info Anwendungsbilanzen GHD, Analysen zur Energiewirtschaft in Deutschland u.a.</p>
<p>Verivox GmbH Am Traubenfeld 10; 69123 Heidelberg Internet: www.verivox.de Tel.: 06221/7961-100, Fax: 06221/7961-184 Kontakt: HG Andrew Goodwin; Alexander Preston Info Kostenloser Vergleich Gas- und Strompreise u.a.</p>	<p>AGFW Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V. Stresemannallee 28; 60596 Frankfurt am Main Tel.: 069 6304-1; Fax: 069 6304-391 oder -455 Internet: www.agfm.de ; E-Mail: info@agfw.de Kontakt: GF Dipl.-Ing. Werner R. Lutsch (E-Mail: w.lutsch@agfw.de) Info Energieeffizienz für Nah/-Fernwärme-, Kälte – und KWK-Kopplung</p>

Ausgewählte Informationsstellen (6)

<p>Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI) Breslauer Straße 48; 76139 Karlsruhe Internet: www.isi.fraunhofer.de Kontakt: Dr.-Ing. Clemens Rohde Tel.: 0721/809-442; Fax: 0721 / 809-272 chlemens.rohde@isi.fraunhofer.de Info Anwendungsbilanzen Industrie, Energiepolitik, Energiesysteme, Energie- und Klimapolitik, Energieeffizienz, Erneuerbare Energien, Energiewirtschaft</p>	<p>RWI Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung Hohenzollernstr.1/3, 45128 Essen Internet: www.rwi-essen.de Tel.: 0201-8149-0; Fax: 0201-8149-200 E-Mail: rwi@rwi-essen.de Kontakt: Prof. Dr. Christoph M. Schmidt Info Anwendungsbilanzen für den Sektor Private Haushalte u.a.</p>
<p>Bundesstelle für Energieeffizienz (BFEE) Internet: www.bfee-online.de Info Energieeffizienz</p>	<p>VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik Stresemannallee 15; 60596 Frankfurt am Main Internet: www.vde.com Tel.: 069 6308-0; Fax: 069 6308-9865 E-Mail: service@vde.com Kontakt: Melanie Mora E-Mail: melnaoie.mora@dde.com, Tel.: 0696308-461 Info Informationen Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik</p>
<p>Bundeskartellamt Arbeitsgruppe Energie-Monitoring Kaiser-Friedrich-Straße 16, 53113 Bonn www.bundeskartellamt.de energie-monitoring@bundeskartellamt.bund.de www.bundeskartellamt.de Tel. +49 (0)228 9499 – 0, Fax +49 (0)228 9499 – 400 Kontakt: Info Energie-Monitoring Strom- und Gasmarkt</p>	<p>Agora Energiewende Anna-Louisa-Karsch-Straße 2; 10178 Berlin Tel.: +49 (0)30 7001435-000; Fax +49 (0)30 7001435-129 www.agora-energiewende.de info@agora-energiewende.de Kontakt: Smart Energy for Europe Plattform (SEFEP) gGmbH GF Markus Steigenberger Info Energiewende in Deutschland Agora Energiewende ist eine gemeinsame Initiative der Stiftung Mercator und der European Climate Foundation</p>

Ausgewählte Informationsstellen (7)

<p>MWV Mineralölwirtschaftsverband e. V. Georgenstraße 25, 10117 Berlin www.mwv.de Tel. (030) 202 205-30; Fax: (030) 202 205-55 info@mwv.de Kontakt: Hauptgeschäftsführer, Prof. Dr.-Ing. Christian Küchen Info Statistik zur Mineralölwirtschaft u.a.</p>	<p>Leopoldina Zentrale Jägerstr. 1, 06108 Halle (Saale) Internet: www.leopoldina.org Tel: 0345 - 47 239 – 600; Fax:0345 - 47 239 - 919 E-Mail: leopoldina @leopoldina.org Kontakt: Info Wissenschaftliche Beiträge zur Energie, Klimaschutz u.a</p>
<p>Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein e.V. (DEBRIV) Auenheimer Straße 27, 50129 Bergheim Internet: www.braunkohle.de Tel.: 02271/99 577 34, Fax: 02271/99 577 834 Kontakt: GF Dipl.-Volkswirt Uwe Maaßen E-Mail: uwe.maassen@braunkohle.de Info Statistik zur Braunkohlenversorgung u.a.</p>	<p>Bundesministerium des Innern und Heimat Alt-Moabit 140, 10557 Berlin Internet: www.bmi.de Telefon: +49-(0)30 18 681-0 Kontakt: Referat Presse; Online-Kommunikation, Öffentlichkeitsarbeit Info Publikationen zum Bauen u.a.</p>
<p>Wirtschaftsverband Fuels und Energie e.V. (en2x) Georgenstraße 25, 10117 Berlin Internet: www.en2x.de Tel.: +49 30 202 205 30; Fax: +49 30 202 205 55 Mail: info@en2x.de Kontakt: HGF Prof. Dr. Christian Küchen, Adrian Willig Info Kraftstoffe, z.B. Mineralöl</p>	

Ausgewählte Informationsstellen (8)

<p>Bine Internet: www.bine.de</p> <p>Info Informationsdienst Energieeinsparung, Nutzung erneuerbarer Energien</p>	<p>Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. Internet: www.bee-ev.de</p> <p>Info Informationen erneuerbare Energien</p>
<p>Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) Chausseestraße 128 a; 10115 Berlin Tel: 030 /72 61 65-600 Fax: 030/ 72 61 65-699 E-Mail: info@dena.de Internet: www.dena.de Kontakt: Geschäftsführer: Stephan Kohler, Andreas Jung</p> <p>Info Netzstudie I und II</p>	<p>Deutsche Bundesstiftung Umwelt An der Bornau 2, 49090 Osnabrück Tel.: 0541-96330, Fax: 0541-9633190 E-Mail: info@dbu.de, Internet: www.dbu.de Kontakt:</p> <p>Info Förderung von Innovationen</p>
<p>Forschungsergebnisse zu externen Kosten Internet: www.externe.info</p>	<p>Förderprogramme Datenbank www.energiefoerderung.info</p> <p>Info Förderprogramme Bund und Bundesländer</p>
<p>Vergleichsrechner für Ökostrom Internet: www.klima-sucht-schutz.de</p> <p>Info</p>	<p>Informationskampagne zu erneuerbaren Energien Internet: www.unendlich-viel-energie.de</p> <p>Info</p>
<p>Deutsche Übertragungsnetzbetreiber 50 Hertz, Tenne T, Amprion, TransnetBW Internet: www.eeg-kwk.net</p> <p>Info EEG-Jahresabrechnungen der Netzbetreiber</p>	<p>Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen Tulpenfeld 4 ; 53113 Bonn Internet: www.bundesnetzagentur.de Tel.: 0 228 14-0 ; Fax: 0 228 14-8872 E-Mail: info@bnetza.de Kontakt:</p> <p>Info Jährliche EEG-Statistikberichte 2018</p>

Ausgewählte Infomaterialien (1)

<p>Novelle Gesetz zur Weiterentwicklung des Klimaschutzes Baden-Württemberg, Gesetzbeschluss 14.10.2020 und Novelle Gesetz zur Änderung des Klimaschutz-Gesetzes Baden-Württemberg, Gesetzbeschluss 06.10.2021</p> <p>Integriertes Energie – und Klimaschutzkonzept Baden-Württemberg, Beschlussfassung 15. Juli 2014</p> <p>Herausgeber: Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg (UM) mit Stat. LA BW beim Energiebericht</p> <p>Besucheradresse: Hauptstätter Str. 67 (Argon-Haus), 70178 Stuttgart Internet: www.um.baden-wuerttemberg.de Tel.: 0711/126-1203, Fax: 0711/126-1258 E-Mail: ilona.szemelka@um.bwl.de, Schutzgebühr: jeweils kostenlos</p>	<p>Energiebericht 2022 Ausgaben: 10/2022</p> <p>Erneuerbare Energien in Baden-Württemberg 2021 Ausgabe: 10/2022</p> <p>Herausgeber: Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg (WM)</p> <p>Besucheradresse: Hauptstätter Str. 67 (Argon-Haus), 70178 Stuttgart Internet: www.um.baden-wuerttemberg.de Tel.: 0711/126-1203, Fax: 0711/126-1258 E-Mail: ilona.szemelka@um.bwl.de, Schutzgebühr: kostenlos</p>
<p>Preisbericht für den Energiemarkt in Baden-Württemberg 2020 Ausgabe 6/2021</p> <p>Verfasser: Leipziger Institut für Energie GmbH</p> <p>Herausgeber: Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg (UM)</p> <p>Schutzgebühr: jeweils kostenlos</p>	<p>Energie für Deutschland 2022 Ausgabe Mai 2022</p> <p>Herausgeber: WEC Weltenergierat - Deutschland e.V.</p> <p>Gertraudenstrasse 20, 10178 Berlin Internet: www.weltenergierat.de Schutzgebühr: kostenlos PDF</p>
<p>Energiedaten Nationale und Internationale Entwicklung Ausgabe 1/2022; pdf</p> <p>Herausgeber: Bundeswirtschaftsministerium für Wirtschaft und Energie Öffentlichkeitsarbeit 11019 Berlin Internet: www.bmwi.de</p>	<p>Erneuerbare Energien in Zahlen Nationale und Internationale Entwicklung im Jahr 2021, Stand: 10/2022</p> <p>Herausgeber: Bundeswirtschaftsministerium für Wirtschaft und Energie Öffentlichkeitsarbeit 11019 Berlin Internet: www.bmwi.de</p>

Ausgewählte Infomaterialien (2)

<p>„Die Energie der Zukunft“ 2. Fortschrittsbericht zur Energiewende Kurzfassung, Langfassung und Datenübersicht Ausgabe 6/2019</p> <p>„Die Energie der Zukunft“ 8. Monitoring-Bericht zur Energiewende Ausgabe: 1/2021 Schutzgebühr: kostenlos PDF</p> <p>Herausgeber: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) Öffentlichkeitsarbeit 11019 Berlin Internet: www.bmwi.de</p>	<p>Agora Energiewende: Die Energiewende in Deutschland, Stand der Dinge 2023, Analyse Ausgabe: 1/2024</p> <p>Herausgeber: Agora Energiewende Rosenstraße 2; 10178 Berlin www.agora-energiewende.de Schutzgebühr: kostenlos PDF</p>
<p>Statistisches Jahrbuch 2021, Ausgabe 11/2021</p> <p>Herausgeber: Statistisches Bundesamt, Wiesbaden Internet : www.destatis.de Schutzgebühr: kostenlos PDF</p>	<p>Energieverbrauch in Deutschland 2022 Stand: Jahresbericht 2/2023 und Quartalsbericht 1-4, 12/2022</p> <p>Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB) c/o Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) Internet: www.ag-energiebilanzen.de Schutzgebühr: kostenlos PDF</p>
<p>KEY WORLD ENERGY STATISTICS 2021 IEA Internationale Energieagentur, Paris Ausgabe 9/2021 www.iea.com</p> <p>CO₂ EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION Highlights 2020, und Übersicht 2020, Ausgabe 8,11/2020 IEA Internationale Energieagentur, Paris www.iea.com</p>	<p>Monitoringbericht 2019, Strom- und Gasmarkt u.a.; Stand 12/2020</p> <p>Herausgeber Bundesnetzagentur & Bundeskartellamt</p> <p>Bundesnetzagentur Tulpenfeld 4 ; 53113 Bonn www.bundesnetzagentur.de</p> <p>Bundeskartellamt Kaiser-Friedrich-Straße 16, 53113 Bonn www.bundeskartellamt.de</p>

Ausgewählte Infomaterialien (3)

<p>Smard Benutzerhandbuch Strommarktdaten SMARD.de Stand 07/2022 Herausgeber Bundesnetzagentur Tulpenfeld 4 ; 53113 Bonn www.bundesnetzagentur.de</p>	<p>Klimaschutz in Zahlen 2022 Fakten, Trends und Impulse deutscher Klimapolitik Stand: Juli 2022 Herausgeber: Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWi) Öffentlichkeitsarbeit 11019 Berlin Internet: www.bmwi.de Schutzgebühr: jeweils kostenlos</p>
<p>- UBA-Daten zur Umwelt, Umweltmonitor-2020 - Daten zur Umwelt und Landwirtschaft in Deutschland 2018 Ausgabe März 2021 und Juni /2018 Herausgeber: UBA Umweltbundesamt Bismarckplatz 1, 14191 Berlin Tel.: 030 / 8903-0, Fax: 030 / 89 03 -3993 Internet: www.uba.de</p>	

Übersicht Foliensätze zu den Energiethemen Märkte, Versorgung, Verbraucher und Klimaschutz

Energieträgermärkte	Energieversorgung	Stromversorgung	Energieverbrauch & Energieeffizienz
Mineralölmärkte Nationale und Internationale Entwicklung	Energieversorgung in Baden-Württemberg	Stromversorgung in Baden-Württemberg	Energieverbrauch & Energieeffizienz im Sektor Private Haushalte
Erdgasmärkte Nationale und Internationale Entwicklung	Energieversorgung in Deutschland	Stromversorgung in Deutschland	Energieverbrauch & Energieeffizienz im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD)
Kohlenmärkte Nationale und Internationale Entwicklung	Energieversorgung in der EU 28/27	Stromversorgung in der EU-28/27	Energieverbrauch & Energieeffizienz im Sektor Industrie
Kernenergiemärkte Nationale und Internationale Entwicklung	Energieversorgung in der Welt	Stromversorgung in der Welt	Energieverbrauch & Energieeffizienz im Sektor Verkehr
Erneuerbare Energiemärkte Nationale und internationale Entwicklung	Energie- und Stromversorgung Baden-Württemberg im internationalen Vergleich		Energieeffizienz Anwendungsbereiche
	Energiewende Nationale und internationale Entwicklung		
Klima & Energie, Umwelt Nationale und internationale Entwicklung	Die Energie der Zukunft Entwicklung der Energiewende in Deutschland		Wirtschaft & Energie, Effizienz Nationale und internationale Entwicklung
	Energie- und Stromsituation – National und International		

Struktur Foliensatz 2024: Stromversorgung Deutschland, Entwurf

Einleitung und Ausgangslage, Stromgrundlagen

Schlüsseldaten
Rahmenbedingungen
Energiepolitik

BSE

Strombilanz
Energieträger
Import
Export

BSV

Energieträger
Sektoren

NSE

Energieträger
Sektoren
Nutzungen
Anwendungen
KWK

SVE

Energieträger
Sektoren
Nutzungen
Anwendungen

Stromeffizienz
Wirtschaft, Strom

Stromeffizienz
Sektoren
Investitionen,
Beschäftigte

Population

Bevölkerung
Haushalte
Beschäftigte
Erwerbstätige

Wirtschaft

BIP nom
BIP real
BIP Kaufkraft
BWS

Klima

THG
CO2
CO2 energie

Preise, Kosten

Strompreise
Kosten
Sektoren

Gesetze,
Förderungen

Gesetze
Förderungen
Forschung

Praxisbeispiele, Fazit und Ausblick