Stromversorgung
Deutschland

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 Energie- und Klimawende 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. Dominik Bernauer
Sekretariat: Telefon 0711 / 126-1201

Referat 61: Grundsatzfragen der Energiepolitik
Leitung: MR Tilo Kurtz
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)

Letzte Aktualisierung: 19. Juni 2025

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

Hausanschrift

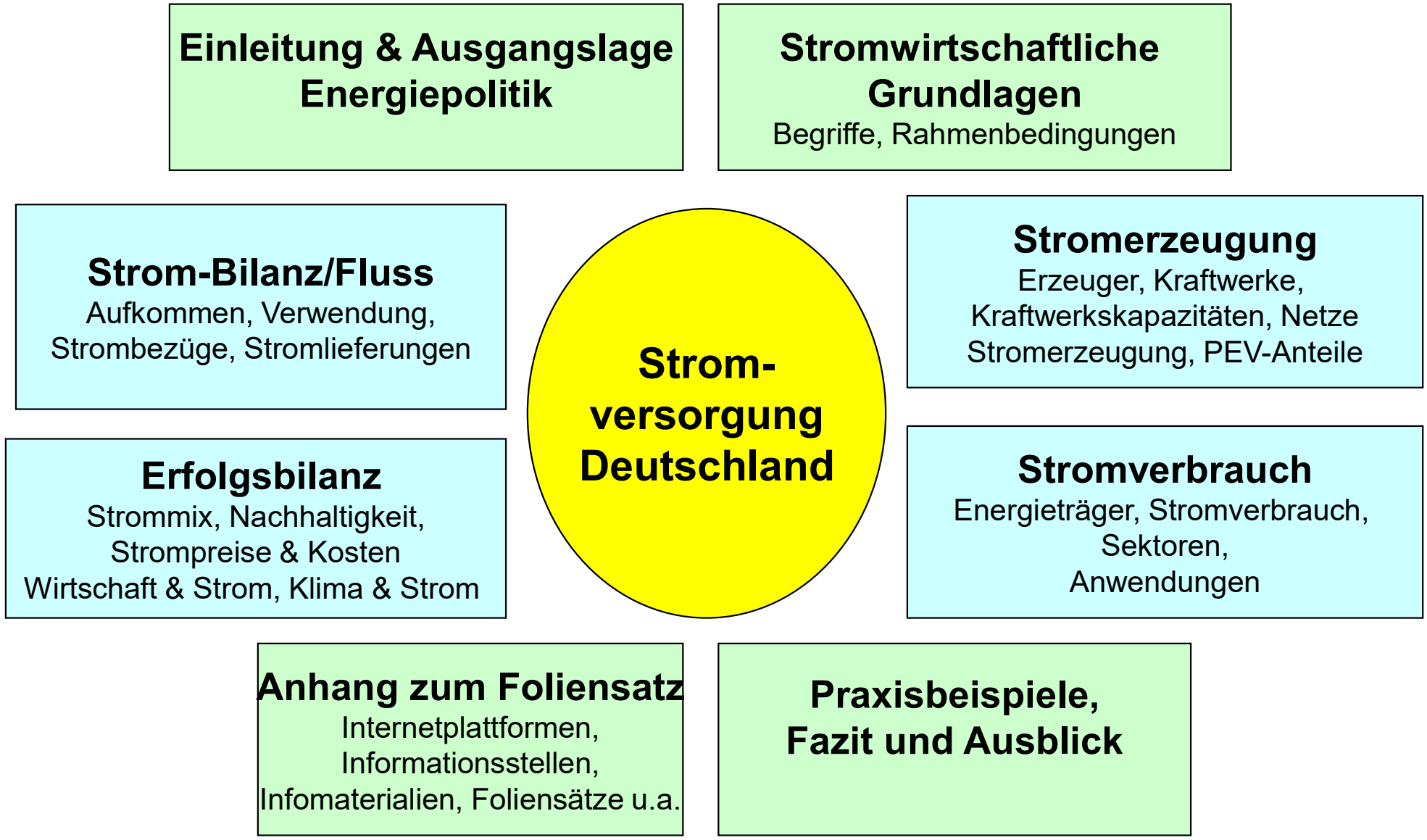
WM-Neues Schloss
Schlossplatz 4; 70173 Stuttgart
www.wm.baden-wuerttemberg.de
Tel.: 0711/123-0; Fax: 0711/123-2121
E-Mail: poststelle@wm.bwl.de
Amtsleitung, Abt. 1, Ref. 51-54,56,57

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

Quelle: WM BW aus www.wirtschaftsministerium.baden-wuerttemberg.de bis 16.08.2021

Struktur Foliensatz 2024:
Stromversorgung Deutschland



Quelle: Bouse, Dieter, 3/2024

Inhalt

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: Der Stromsektor in Deutschland 1990/2022-2024 auf einen Blick
FO 13: Entwicklung gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität mit Stromproduktivität in Deutschland 1990-2023
FO 14: Übersicht Entwicklung ausgewählte Grund- und Kenndaten zur Stromversorgung in Deutschland 1990-2024
FO 15: Datenvergleich ausgewählte nationale und internationale Situation zur Stromversorgung bis 2024
FO 16: Übersicht ausgewählte Rahmen- und Stromdaten im internationalen Vergleich 2022 (1,2)

Bundes-Energie- und Klimaschutzpolitik

FO 19: Koalitionsvertrag SPD, Grüne und FDP 2021-2025 Klima, Energie und Transformation der Bundesregierung Deutschland, Stand 10/2021 (1-5)

Grundlagen & Rahmenbedingungen

FO 25: Energierohstoffe und Energiequellen zur Strombereitstellung
FO 26: Stromkennzeichnung der Stromunternehmen in Deutschland 2023, Auszug 1-5)
FO 31: Entwicklung Bevölkerung (BV) nach Jahreszeitfestlegung in Deutschland von 1990 bis 2024
FO 32: Entwicklung Bruttoinlandsprodukt (BIP) in Deutschland 1990-2024
FO 33: Entwicklung Bruttowertschöpfung (BWS) für Deutschland 1991 bis 2024 (1,2)
FO 35: Entwicklung Erwerbstätige am Arbeitsort für D 1991 bis 2024
FO 36: Entwicklung der Euro-Wechselkurse (Jahresmittelwerte) im Verhältnis zum US-Dollar 1990-2024
FO 37: Entwicklung der Treibhausgas-Emissionen (THG) in Deutschland 1990-2024, Ziel 2030 der Bundesregierung
FO 38: Entwicklung Bevölkerung, Wirtschaftsleistung, Klimaschutz sowie Stromverbrauch und Stromproduktivität in D 1990/91-2024
FO 39: Entwicklung ausgewählter Rahmendaten für die Energie- und Stromversorgung in Deutschland 1990(91)-2024
FO 40: Entwicklung ausgewählter Stromdaten in Deutschland 1990-2024

Stromversorgung Deutschland

Einleitung und Ausgangslage

FO 43: Faktenreport: Energiewende im Strombereich in Deutschland 1990-2030
FO 44: Kernpunkte der Energiewende in der deutschen Energie- und Stromversorgung 2023 (1,2)
FO 46: Erneuerbare Energien zur Energie- und Stromversorgung in Deutschland 2023
FO 47: Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2023
FO 48: Erneuerbare Energien in Deutschland : Status quo 2022/23, Ziel 2030
FO 49: Übersicht ausgewählte Daten zur Stromversorgung in Deutschland 2024

Strombilanz

FO 51: Entwicklung Stromerzeugung (BSE) nach Energieträger mit/ohne Pumpstromerzeugung und Bruttostromverbrauch (BSV) in Deutschland 1990-2024 (1-3)
FO 54: Strombilanz der Elektrizitätsversorgung in Deutschland 1990-2024 (1-4)
FO 58: Entwicklung Aufkommen Strom nach Herkunft in D 1990-2024
FO 59: Stromimporte und Stromexporte nach Energiequellen in Deutschland 2024 (1-3)
FO 62: Entwicklung Saldo des Außenhandels nach Energieträgern in Deutschland von 2017-2023

Energieeinsatz zur Energieversorgung,

Primärenergieverbrauch mit Beitrag/Anteil zur Stromerzeugung

FO 64: Primärenergieverbrauch in Deutschland 2023/24
FO 65: Entwicklung des Einsatzes von Energieträgern zur Stromerzeugung in Deutschland 1990-2023 (1-3)
FO 68: Entwicklung spezifischer Brennstoffeinsatz zur Brutto-Stromerzeugung in Deutschland 1990-2023
FO 69: Entwicklung Erzeugung und Brennstoffeinsatz der Kraft-Wärmekopplung zur sowie Anteil an der Brutto-Stromerzeugung (BSE) in Deutschland 1990-2023
FO 70: Entwicklung Anteil erneuerbare Energien am Bruttoendenergie verbrauch (BEEV) und Primärenergieverbrauch (PEV) in DE 2005-2023

Folienübersicht (2)

Stromerzeugung

FO 72: Entwicklung Bruttostromerzeugung (BSE) mit Beitrag erneuerbare Energien in Deutschland 1990-2024 (1-10)

FO 82: Entwicklung Bruttostromerzeugung (BSE) aus erneuerbaren Energien in Deutschland von 1990 bis 2023 (1-8)

FO 90: Entwicklung Nettostromerzeugung (NSE) nach Energieträgern mit/ohne Pumpstromerzeugung in Deutschland 1990-2024 (1-3)

FO 93: Entwicklung Beitrag Kraft-Wärme-Kopplung zur Nettostromerzeugung (NSE) -3in Deutschland 1990-2023 (1,2)

FO 95: Entwicklung installierte Leistung zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland 2005-2023 (1-3)

FO 98: Entwicklung Bruttostromerzeugung und installierte Leistung je erneuerbarer Energieträger in Deutschland 2019-2023 (1,2)

Stromverbrauch

FO101: Entwicklung Brutto-Stromverbrauch (BSV) mit am Anteil erneuerbare Energien (EE) in Deutschland 1990-2024 (1,2)

FO103: Entwicklung Anteil Erneuerbare am Bruttostromverbrauch (BSV) in Deutschland 1990-2023, Ziel 2030

FO104: Entwicklung Anteil Erneuerbare am Bruttostromverbrauch (BSV) in Deutschland 1990-2023, Ziel 2030 (1-4)

FO108: Entwicklung Nettostromverbrauch (NSV) in Deutschland 1990-2023

FO109: Entwicklung Endenergieverbrauch (EEV) nach Energieträgern mit Beitrag/Anteil Strom in Deutschland 1990-2023

FO110: Entwicklung Stromverbrauch Endenergie (SVE) in D 1990-2023 (1,2)

FO112: Entwicklung von Brutto-, Netto- und Endenergie-Stromverbrauch in Deutschland 1990-2022

FO113: Entwicklung Endenergieverbrauch aus erneuerbaren Energien (EEV-EE) nach Anteile Nutzungsarten in DE 1990-2023 (1-10)

FO123: Entwicklung Endenergieverbrauch (EEV) nach Anwendungszwecken in Deutschland 2013-2023 (1-4)

FO127: Entwicklung Anteil Erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch (EEV) in Deutschland 1990-2023 und Ziele 2030

FO128: Stromverbrauch Endenergie (SVE) nach Sektoren und Anwendungen in Deutschland 2023 (1-4)

Strompreise & Stromkosten, Erlöse, Steuern, Energiebörse, Wettbewerbsbedingungen

FO133: Wettbewerbsfähigkeit der Strompreise für die deutsche Wirtschaft, Stand 9/2023

FO134: Entwicklung durchschnittliche Jahres-Energieausgaben im Sektor Private Haushalte (1,2)

FO136: Preisentwicklung bei den Energiemärkten in DE2023, Auszug (1-4)

FO140: Einnahmen aus der Besteuerung von Energie, Strom und KFZ in Deutschland 2020

FO141: Strompreise in Deutschland: Die wichtigsten Ergebnisse im Überblick für Haushalte und Industrie im Jahr 2024 nach BDEW (1-7)

FO148 : Entwicklung durchschnittliche Strompreise für die Industrie (kleine und mittlere Betriebe) in Deutschland 1998-2024 nach BDEW (1-5)

FO153: Entwicklung von Energiepreisen in den Sektoren Haushalte, Verkehr und Industrie sowie ausgewählte Preisindizes in Deutschland 1991-2021 (1,2)

FO155: Entwicklung Durchschnittserlöse aus der Stromabgabe an Endverbraucher in den Bundesländern 2022

FO156: Einleitung und Ausgangslage zur Strombörse EEX in Deutschland, Leipzig (1-4)

FO160: Preisentwicklung an der Strombörse in Deutschland 01.01.2023 – 26.11.2024 (1,2)

FO162: Preisentwicklung CO2-Emissionszertifikate in Deutschland 01.01.2022 - 26.11.2024

Förderung & Strom, Gesetze

FO164: Gesetzgebung und Förderung von erneuerbaren Energien in Deutschland, Auszug (1-5)

FO169: Förderung von Forschung und Entwicklung im Bereich erneuerbarer Energien in Deutschland 2019-2022 (1-3)

Folienübersicht (3)

Wirtschaft & Strom, Stromeffizienz

FO173: Einleitung und Ausgangslage
Energieeffizienz in Deutschland 2022 (Auszug)
FO174: Entwicklung gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität in Deutschland 1990-2023 (1-4)
FO178: Entwicklung Energieeffizienz der Stromerzeugung (BSE) in Deutschland 1990-2023 (1-3)
FO181: Entwicklung Energieeffizienz – Indikator Stromintensität je BIPreal und je Einwohner (SI = BSV je BIPreal bzw. je Einwohner) in D 1990-2023 (1-4)
FO185: Entwicklung Energie- und Stromeffizienz in den Sektoren in Deutschland 1990/21-2023 (1-6)
FO191: Jahresvolllaststunden beim Einsatz von Energieträgern zur Stromerzeugung in Deutschland 2017/2020 (1,2)
FO193: Jahresvolllaststunden beim Einsatz erneuerbarer Energien (EE) zur Stromerzeugung in Deutschland 2022
FO194: Wirtschaftliche Effekte erneuerbarer Energien in Deutschland im Jahr 2022
FO195: Entwicklung Investitionen in die Errichtung von Erneuerbare Energien -Anlagen in Deutschland 2000-2022 (1,2)
FO197: Entwicklung wirtschaftliche Impulse aus dem Betrieb von Erneuerbaren -Energien-Anlagen in Deutschland 2000-2022 (1,2)
FO199: Entwicklung Bruttobeschäftigte von erneuerbaren Energien-Anlagen nach Technologien in Deutschland 2000-2021 (1,2)
FO201: Entwicklung der Beschäftigten in der Energiewirtschaft ohne erneuerbare Energien in Deutschland 1991-2018 (1,2)
FO203: Ausgewählte Unternehmensergebnisse zur Energieversorgung – Wasserversorgung in Deutschland 2021/22

Klimaschutz, Treibhausgase & Energie + Strom

Klimapolitik in Deutschland, Europa und der Welt

FO206: Klimapolitik in Deutschland, Europa und der Welt bis 2050 (1-4)

Klimawandel: Ursachen, Folgen, Vorsorge

FO211: Die wichtigsten Fakten zu den Treibhausgas -Emissionen (THG) in Deutschland 2022; Ziele 2030/45
FO212: Übersicht Entwicklung der Treibhausgas(THG)-Emissionen in Deutschland 1990-2023; Ziele 2030/45
FO213: Entwicklung der Treibhausgas-Emissionen (THG) (ohne LULUCF) in Deutschland 1990-2023, Ziel 2030 nach Novelle Klimaschutzgesetz 2021 (1-3)
FO216: Entwicklung Treibhausgas-Emissionen (THG) nach Sektoren in Deutschland 1990-2022 (1-7)
FO223: Entwicklung Treibhausgasemissionen (THG) im Sektor Energiewirtschaft in Deutschland 1990-2021, Ziel 2030 (1-6)
FO229: Zu wenig CO2-Einsparung bei der Stromproduktion um das 1,5-Grad-Ziel bei der Klimaerwärmung in Deutschland einzuhalten bis 2030/2050
FO230: Entwicklung vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland 1990-2022 (1-5)
FO235: Reduktion der Treibhausgase mit Maßnahmenkatalog in Deutschland 1990/2020, Ziel 2020

Klimaschutz, Energiebedingte Kohlendioxid-Emissionen CO_2 & Strom

FO237: Entwicklung energiebedingte Kohlendioxid (CO2)-Emissionen in Deutschland 1990-2020 (1-7)
FO244: Entwicklung Emissionen und Emissionsfaktor des Strommix in Deutschland 1990-2023 (1,2)
FO246: Entwicklung der spezifischen Treibhausgas-Emissionen des deutschen Strommix 1990-2023 (1-6)
FO252: Spezifische CO2-Emissionen des Strommix in Baden-Württemberg und Deutschland 1990-2022
FO253: Entwicklung der spezifischen CO2-Emissionen 2) zur Stromversorgung in Deutschland 1990-2022 (1,2)

Folienübersicht (4)

FO255: Kohlendioxid (CO2)-Bilanz von Kraftwerken bei der Stromerzeugung mit Berücksichtigung des kompletten Lebenszyklus der Energieträger

FO256: Klimaschutztechnologie CCS: Abtrennung und Speicherung von Treibhausgasen (THG) (1-4)

FO260: Globale CO2-Reduzierung von Steinkohlekraftwerken durch Wirkungsgradsteigerungen (1,2)

Kraftwerke und Versorgungssicherheit

FO263: Kraftwerke und Versorgungssicherheit in Deutschland 2019, Stand 1/2021 (1-8)

FO271: Entwicklung des SAIDI-Strom Unterbrechung nach Nieder- und Mittelspannung in Deutschland 2006-2019

FO272: Entwicklung Bruttokapazität zur Stromerzeugung in Deutschland jeweils Ende 1991 bis 2019 (1-3)

FO275: Kraftwerkskapazitäten nach Energieträgern und Technologien in Deutschland bis zum Jahr 2030 (1-6)

FO281: Entwicklung installierte Netto-Leistung zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland Ende 1990 bis 2020 (1-5)

FO286: Vergleich der Anteile Energieträger an der Kraftwerksleistung und an der Bruttostromerzeugung (BSE) in Deutschland 2020

FO287: Rangfolge der Brutto-Kapazitäten aller Kraftwerke zur Stromerzeugung in Deutschland 2016

FO288: Mittlere Ausnutzungsdauer ausgewählter Kraftwerksarten in Deutschland 2016

FO289: Entwicklung des durchschnittlichen Brutto-Wirkungsgrades von fossilen Kraftwerken in Deutschland 1990-2018

Folienübersicht (5)

Netzinfrastruktur Deutschland: Netze, Speicher, Sektorkopplung

FO291: Netzinfrastruktur in Deutschland 2019, Stand 1/2021 (1-4)
FO295: Ausbau der Übertragungsnetze nach EnLAG-und BBPlG-Projekte zur Stromversorgung in Deutschland, Stand 1/2021 (1-4)
FO299: Ausbau der Übertragungsnetze nach EnLAG- und BBPlG-Projekte zur Stromversorgung in Deutschland, Stand 1/2021 (1-3)
FO302: Strom-Netzbilanz in Deutschland 2019 (1,2)
FO304: Das deutsche Stromnetz, Stand 1/2018 (1-3)
FO307: Stromtransport vom Kraftwerk bis zum Kunden in Deutschland (1,2)
FO309: Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) Strom in Deutschland Regelzonen von Amprion, TenneT, TransnetBW und 50Hertz
FO310: Netto-Aufkommen und Verwendung in den deutschen Strom-Versorgungsnetzen 2019
FO311: Entwicklung der durchschnittlichen Netzentgelte nach Kundengruppen in Deutschland 2007-2014
FO312 Regelleistungsmarkt im Stromnetz in Deutschland, Stand 11/2015
FO313: SMAED – Strommarktdaten der Bundesnetzagentur in D seit 2017 (1-3)
FO316: Energiespeicher für Wärme, Gas und Strom
FO317: Energiespeicher für Strom in Deutschland 2022 (1,2)
FO319: Verstärkte Stromspeicherung zum Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland erforderlich (1,2)
FO321: Stromspeichertechnologie in Deutschland, Stand 1/2016 (1-3)

Sektorkopplung und Digitalisierung der Energiewende Deutschland

FO325: Sektorkopplung – Integration der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr in Deutschland 2019, Stand 1/2021 (1-6)
FO331: Verschiedene Technologien zur Sektorkopplung ersetzen mit einer Kilowattstunde Strom unterschiedliche Mengen fossiler Brennstoffe in der Wärmeversorgung und im Verkehr
FO332: Entwicklung Anzahl und Stromverbrauch von Wärmepumpen im Bestand in Deutschland 2008-2019
FO333: Entwicklung Anzahl und Stromverbrauch von ein- und mehrspurigen Elektrofahrzeugen nach Fahrzeugarten in Deutschland 2012-2019

Erfolgsbilanz zur Stromversorgung

FO335: Strommix & CO2-Emissionsfaktor nach der Nettostromerzeugung (NSE) Stadtwerke Radolfzell im Vergleich zu BW und Deutschland 2018
FO336: Strommarktdaten in Deutschland am 14.09.2022, 14.00 Uhr

Beispiele aus der Länderpraxis

FO338: Strommarktdaten-Plattform SMARD für Deutschland 2020
FO339: Der Strommix: Anteil der Energieträger an der Netto-Stromerzeugung in Deutschland 2021/22 (1,2)
FO341: Strommarktdaten Stromerzeugung für Deutschland 04.09 – 14.09.2022
FO342: Strommarktdaten zur Stromerzeugungsleistung nach Energieträgern für Deutschland zum 1. Januar 2022
FO343: Oberbecken eines Pumpspeicherkraftwerks in Deutschland
FO344: Herstellerangaben auf Verpackungen für Leuchtmittel in Deutschland ab 01.09.2010

Fazit und Ausblick

FO346: Fazit zur Stromversorgung in Deutschland 2020 im Vergleich zu 1990
FO347: Fazit Energiewende zur Stromversorgung in Deutschland, Stand 8/2018 (1,2)
FO349: Energiepolitische Entwicklungen 2021 und Ausblick 2022 (1-5)
FO354: Prognose Bruttostromerzeugung (BSE) und Primärenergieeinsatz (PEV) zur Stromerzeugung Deutschland bis 2040
FO355: Prognose Primärenergieeinsatz (PEV) zur Stromerzeugung mit Erneuerbaren Energien (EE) Deutschland bis 2040

Anhang zum Foliensatz

FO357: Begriffe zum Thema Strom und Klimaschutz
FO358: Definitionen und Methodik zur Energiebilanz Deutschland (1,2)
FO360: Ausgewählte Internetportale (1-3)
FO363: Ausgewählte Informationsstellen (1-8)
FO371: Ausgewählte Infomaterialien (1-3)
FO374: Übersicht Foliensätze zu den Energiethemen Märkte, Versorgung, Verbraucher und Klimaschutz

Nachtrag:

FO375: Übersicht Energie- und Stromarten im Vergleich mit Erneuerbare Energien in Deutschland 2023, Ziele 2030

Ausgewählte Schlüsseldaten

Der Stromsektor in Deutschland auf einen Blick 1990/2022-2024

4.1 Der Stromsektor 2024 auf einen Blick

		1990	2022	2023	2024 [1]	Veränderung 2023/2024	Anteil 2023	Anteil 2024
Primärenergieverbrauch	**TWh**	**4.137**	**3.254**	**2.950**	**2.911**	**-1,3%**		
Erneuerbare Energien	TWh	55	575	573	582	1,6%	19%	20%
Braunkohle	TWh	889	324	249	222	-11%	8,4%	7,6%
Steinkohle	TWh	641	313	239	209	-12%	8,1%	7,2%
Mineralöl	TWh	1.452	1.140	1.073	1.064	-0,8%	36%	37%
Erdgas	TWh	637	767	729	753	3,3%	25%	26%
Kernenergie	TWh	463	105	22	0	-100%	0,7%	0,0%
Sonstige inkl. Stromsaldo	TWh	0,8	29	65	79	22%	2,2%	2,7%
Bruttostromerzeugung [2]	**TWh**	**550**	**572**	**504**	**489**	**-3,0%**		
Erneuerbare Energien	TWh	20	255	273	285	4,4%	54%	58%
Kernenergie	TWh	153	35	7,2	0	-100%	1,4%	0,0%
Braunkohle	TWh	171	116	86	79	-8,4%	17%	16%
Steinkohle	TWh	141	64	39	26	-31%	7,6%	5,4%
Erdgas	TWh	36	79	77	77	0,3%	15%	16%
Mineralöl	TWh	11	5,7	4,8	4,8	-0,2%	1,0%	1,0%
Sonstige	TWh	19	18	17	16	-4,4%	3,4%	3,3%
Nettoimporte (physisch)	TWh	0,8	-27	9,2	22	135%	1,8%	4,4%
Bruttostromverbrauch [2]	**TWh**	**550**	**545**	**513**	**510**	**-0,5%**		
Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttostrom-verbrauch [2]		3,6%	47%	53%	56%	5,0%		
Stromspeicherung								
Pumpsstromverbrauch	TWh	k.A.	8,0	7,3	8,3	13%		
Pumpspeicherentnahme	TWh	k.A.	6,0	5,4	6,2	14%		
Bruttostromverbrauch [3]	**TWh**	**551**	**551**	**519**	**517**	**-0,4%**		
Anteil Erneuerbarer am Bruttostromverbrauch [3]		3,6%	46%	53%	55%	4,8%		
Treibhausgasemissionen								
Gesamt (alle Sektoren)	Mio.t CO_2-Äq	1.251	750	674	656	-2,6%		
Emissionen der Brutto-stromerzeugung	Mio.t CO_2-Äq	366	221	173	155	-11%		
CO_2-Intensität der Brutto-stromerzeugung [3]	gCO_2-Äq/ kWh	666	382	340	312	-8,1%		
Stromhandel (Saldo)								
Import	TWh	k.A.	44	64	77	21%		
Export	TWh	k.A.	71	52	49	-6,0%		
Nettoimporte (kommerziell)	TWh	k.A.	-27	12	28	142%		
Preise und Kosten								
Ø Spot Base Day-ahead	ct/kWh	k.A.	24	9,5	7,8	-18%		
Ø Spot Peak Day-ahead	ct/kWh	k.A.	27	11	8,8	-19%		
Ø 500 günstigste Stunden	ct/kWh	k.A.	11	-0,7	-1,0	41%		
Ø 500 teuerste Stunden	ct/kWh	k.A.	59	19	20	4,4%		
Ø Haushaltsstrompreise	ct/kWh	k.A.	38	46	41	-11%		

1) teilweise vorläufige Angaben 2) exklusive Pumpspeicherkraftwerke 3) inklusive Pumpspeicherkraftwerke

Primärenergieverbrauch: AGEB (2024a), Stromerzeugung & -verbrauch, Nettostromabflüsse ins Ausland (physical exchange): AGEB (2024b). Strom-import & -export, Handelssaldo (commercial exchange), Strompreise: Agorameter (Agora Energiewende 2024b)

* Daten 2024 teilweise vorläufig, 1) teilweise vorläufige Angaben, 2) exklusive Pumpspeicherkraftwerken, 3) inklusive Pumpspeicherkraftwerken

Primärenergieverbrauch: AGEB (2024a), Stromerzeugung & -verbrauch, Nettostromabflüsse ins Ausland (physikalisch exchange): AGEB (2024b). Strommport & -export, Handelssaldo (commercial exchange), Strompreise: Agorameter (Agora Energiewende 2024b)

Quelle: Agora Energiewende - Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2025, Analyse, S. 42, Stand 1/2025

Entwicklung gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität in Deutschland 1990-2024 (1)

Jahr 2024

Energieproduktivität BIP_{real}/PEV = 3.608 Mrd. € /10.530 PJ = 342,6, Veränderung 90/24 + 260,7%

Stromproduktivität BIP/BSV = **3.606 Mrd. €** /527,4Mrd. kWh = 6,84 €/GJ, Veränderung 90/24 + 190,0%

Tabelle 16

AGEB

Gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität in Deutschland von 1990 bis 2024

	Einheit	1990 [1]	2020	2021	2022	2023	2024 [2]	Jahresdurchschnittliche Veränderung in %	
								2024/2023	2024/1990
Bruttoinlandsprodukt (preisbereinigt, Referenzjahr 2020)	Verkettete Volumenangaben, in Mrd. €	1.959,1	3.449,6	3.576,2	3.625,2	3.615,5	3.608,0	-0,2	1,8
Bevölkerung [3]	Mio.	79,8	83,2	83,2	83,8	84,5	84,7	0,2	0,2
Primärenergieverbrauch (unbereinigt)	Petajoule	14.905	11.887	12.443	11.675	10.651	10.530	-1,1	-1,0
Primärenergieverbrauch (bereinigt) [5]	Petajoule	15.014	12.105	12.466	11.882	10.840	10.829	-0,1	-1,0
Bruttostromverbrauch [4]	Mrd. kWh	550,7	555,8	568,5	550,6	520,5	527,4	1,3	-0,1
Energieproduktivität (unbereinigt)	Euro/GJ	131,4	290,2	287,4	310,5	339,4	342,6	0,9	2,9
Energieproduktivität (bereinigt) [5]	Euro/GJ	130,5	285,0	286,9	305,1	333,5	333,2	-0,1	2,8
Stromproduktivität	Euro/kWh	3,6	6,2	6,3	6,6	6,95	6,84	-1,5	1,9

1) Angaben, z. T. geschätzt
2) vorläufige Angaben für 2024, teilweise geschätzt.
3) Durchschnittliche Bevölkerung auf Basis des Zensus 2011 (Ergebniss zum Stichtag 9. Mai 2011: 80.219.695 Einwohner)
4) Inkl. Pumpstromerzeugung
5) temperaturbereinigte Werte, Mineralöl lagerbestandsbereinigt

Quellen: Statistisches Bundesamt; Deutscher Wetterdienst; BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

Quellen: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., Statistisches Bundesamt, Deutscher Wetterdienst, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
aus AGEB – Energieverbrauch in Deutschland 2024, Jahresbericht, Stand 5/2025

Übersicht Entwicklung ausgewählte Grund- und Kenndaten zur Stromversorgung in Deutschland 1990-2024

Nr	Benennung	Einheit	1990	1991	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2021	2022	2023	2024*	2025
1	Bevölkerung BV (J-Durchschnitt)	Mio.	**78,2**	78,8	80,3	**80,7**	80,5	***80,2***	*82,2*	*83,2*	*83,2*	*84,4*	*84,5*	*84,7*	
	- Veränderung 1990 = 100	*Index*	100	101	102	103	102	*101*	*103*	*105*	*105*	*105*	*106*	*107*	
2	Bruttoinlandsprodukt (BIPreal2020)	Mrd. €	2.383	2.432	2.580	**2.825**	2.908	*3.094*	*3.353*	*3.450*	*3.576*	*3.626*	*3.615*	*3.608*	
	- Veränderung 1991 = 100	*Index*	98	100	105	116	120	*127*	*138*	*142*	*149*	*149*	*149*	*148*	
	- ∅ BIP real 2020	*T€/Kopf*	29,9	30,4	31,	29,1	35,2	*37,7*	*41,0*	*41,5*	*42,9*	*43,3*	*42,9*	*42,6*	
3	Gesamttreibhausgas-Emissionen	Mio. t	**1.252**	1.204	1.120	**1.043**	992	**942**	907	732	760	750	672	649	
	- Veränderung 1990 = 100	Index	100	96	90	83	79	75	72	59	59	60	54	52	
	- ∅ CO_2 äqui Emission (THG)	tCO_2/Kpf	15,7	15,1	13,7	12,7	12,2	**11,5**	11,0	8,9	8,9	8,9	9,0	7,6	
4	Bruttostromerzeugung BSE mit PSE	Mrd. kWh	**549,9**	540,2	536,2	**576,5**	620,6	**633,1**	648,3	574,7	587,1	577,9	509,3	497,3	
	- Veränderung 1990 = 100	*Index*	100	98	98	105	113	115	118	104	107	105	93	90	
	- ∅ BSE	kWh/Kopf	6.891	6.727	6.596	7.005	7.633	7.884	7.935	6.901	7.082	6.890	6.034	5.851	
	- Anteil EE	%	3,6	3,2	4,7	6,6	10,2	16,6	29,1	43,8	39,8	44,0	53,6	57,1	
5	Bruttostromverbrauch BSV	Mrd. kWh	**550,7**	539,6	541,6	**579,6**	614,1	**618,2**	600,0	555,8	568,5	550,6	518,6	521,7	
	- Veränderung 1990 = 100	*Index*	100	98	98	105	112	112	109	100	103	101	94	90	
	- ∅ BSV	kWh/Kopf	6.901	6.720	6.662	7.042	7.553	7.699	7.244	6.637	6.859	6.680	6.145	6.138	
	- Anteil EE	**%**	3,6	3,1	4,6	**6,5**	10,3	**17,1**	31,4	45,2	41,2	46,2	52,7	54,4	
6	Stromverbrauch Endenergie SVE	Mrd. kWh	**455,0**	448,6	457,8	**494,4**	517,8	**527,5**	514,7	481,4	*496,7*	*477,5*	*454,4*		
	- Veränderung 1990 = 100	*Index*	100	99	101	109	114	116	113	106	*109*	*105*	*100*		
	- ∅ SVE	kWh/Kopf	5.723	5.587	5.631	6.007	6.369	**6.449**	6.300	5.786	*5.963*	*5.729*	*5.378*		
	- Anteil EE	%	17,3	17,1	17,7	19,3	20,4	20,4	20,8	20,6	*20,4*	*20,2*	*20,0*		
7															
8	Stromproduktivität GW SP_{GW} [3]	€/kWh	**4,33**	4,50	4,77	**4,90**	4,69	**4,87**	5,17	6,00	6,09	6,28	7,11	6,92	
	Veränderung 1991 = 100	Index	96	100	106	109	104	108	115	133	135	140	158	154	
9	Energiebedingte CO_2-Emissionen	Mio. t	**366**	361	335	**327**	333	**313**	304	191	219	226	172	149	
	- Veränderung 1990 = 100	Index	100	99	92	89	91	86	84	42	60	63	47	41	
	- ∅ CO_2-Emissionen BSE	t CO_2/Kopf	4,6	4,5	4,1	4,1	4,1	3,9	3,7	2,2	2,6	2,7	2,0	1,8	

* Daten 2024, Stand 5/2025

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt)

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

2) Wirtschaftsleistung: Bruttoinlandsprodukt BIP real 2020, preisbereinigt, verkettet

3) Stromeffizienz Gesamtwirtschaft = S-Intensität (SIGW) = BSV /BIP real 2020 bzw. Stromproduktivität Gesamtwirtschaft (SPGW) = BIP real 2020/BSV

4) Klimaschutzziel in D -40% $CO_{2äquv}$ bis zum Jahr 2020 gegenüber BJ 1990

5) Energiebedingte CO2-Emisionwen 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 9/2024, Agora 1/2025; BMWK- Klimabilanz 2022, 1/2022; UBA 3/2023; AGEB – Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990-2023, 9/2024; AGEB – Energiebilanz Deutschland 2024, 2/2025

Datenvergleich ausgewählte nationale und internationale Situation
zur Stromversorgung 2022 nach IEA u.a.

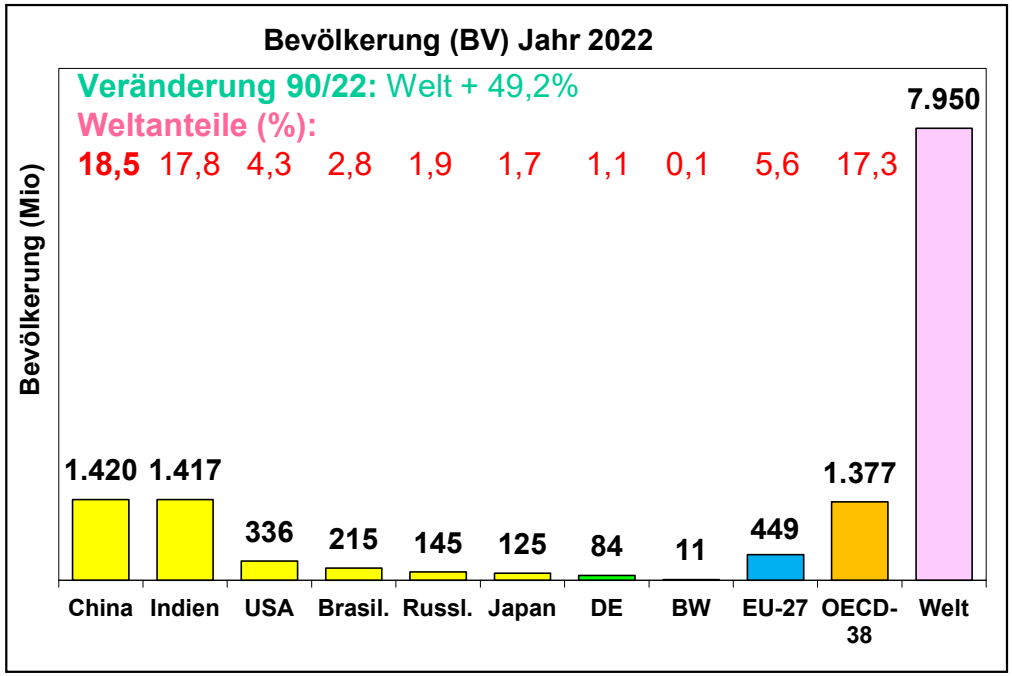
Benennung	Einheit	Baden-Württ.	Deutschland	Europa EU-27	Welt
Jahr		**2022**	**2022**	**2022**	**2022**
Bevölkerung (J-Durchschnitt)	Mio.	11,2	83,8	447,8	7.950
- Weltanteil	%	0,2	1,1	5,6	100
Stromversorgung					
- Brutto-Stromerzeugung (BSE)	**TWh**	**53,9**	**577,9**	**2.825**	**29.033**
- ∅ BSE	kWh/Kopf	4.786	6.896	6.309	3.652
- Weltanteil	%	0,2	2,1	9,7	100
- Brutto-Stromverbrauch (BSV)	**TWh**	**67,9**	**550,7**	**2.838**	***29.033***
- ∅ BSV	kWh/Kopf	6.063	6.572	6.348	*3.652*
- Stromverbrauch Endenergie (SVE)	**TWh**	**59,6**	**477,8**	**2.411**	***23.889***
- ∅ SVE	kWh/Kopf	5.321	5.702	5.384	*3.005*
Gesamte Treibhausgasemissionen					
- Gesamte THG Energie plus	Mio. t	**72,0**	746	3.375	49.800 (20)
- ∅ gesamte THG	t/Kopf	6,4	8,9	7,8	6,4
- Weltanteil	%	0,1	1,4	6,8	100
- Energiebedingte CO_2-Emissionen Strom	**Mio. t**	**15,7**	226	709 (21)	13.362
- ∅ CO_2-Emissionen (BSE)	t/Kopf	1,4	2,7	1,6	1,7
- Weltanteil	%	0,1	1,3	5,3	100

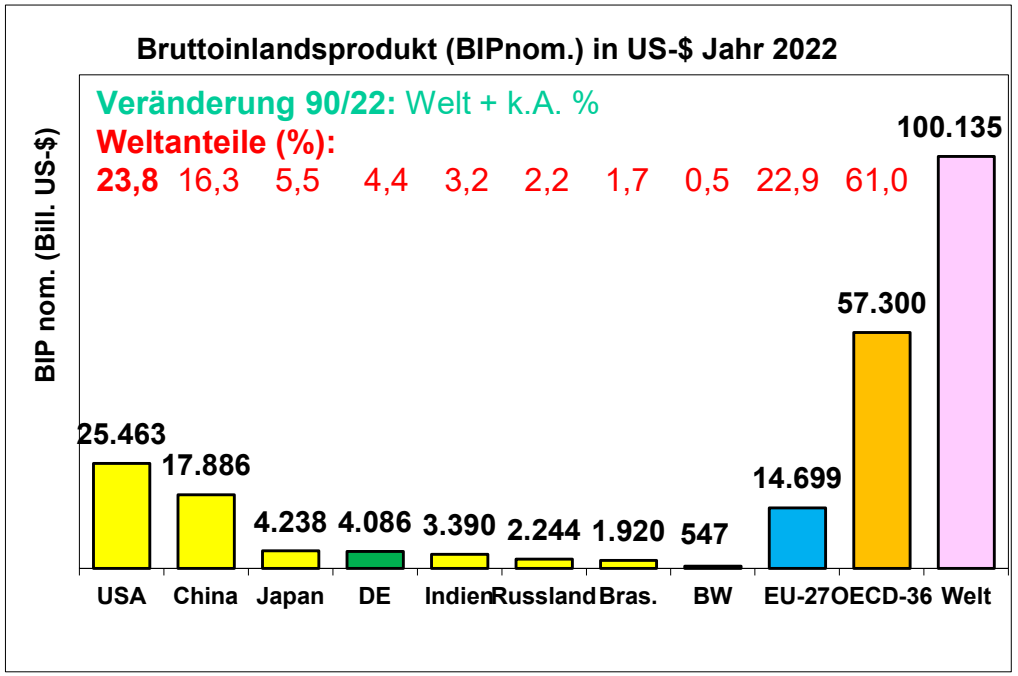
* Daten bis 2022 vorläufig; Stand 11/2023

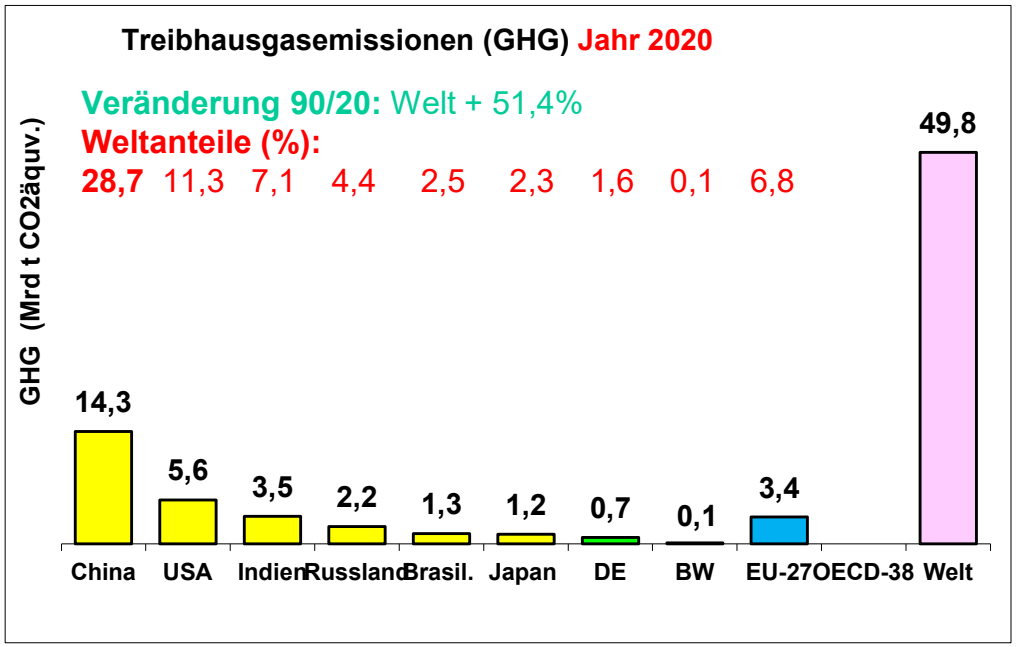
Energieeinheit: 1 TWh = 1 Mrd. kWh

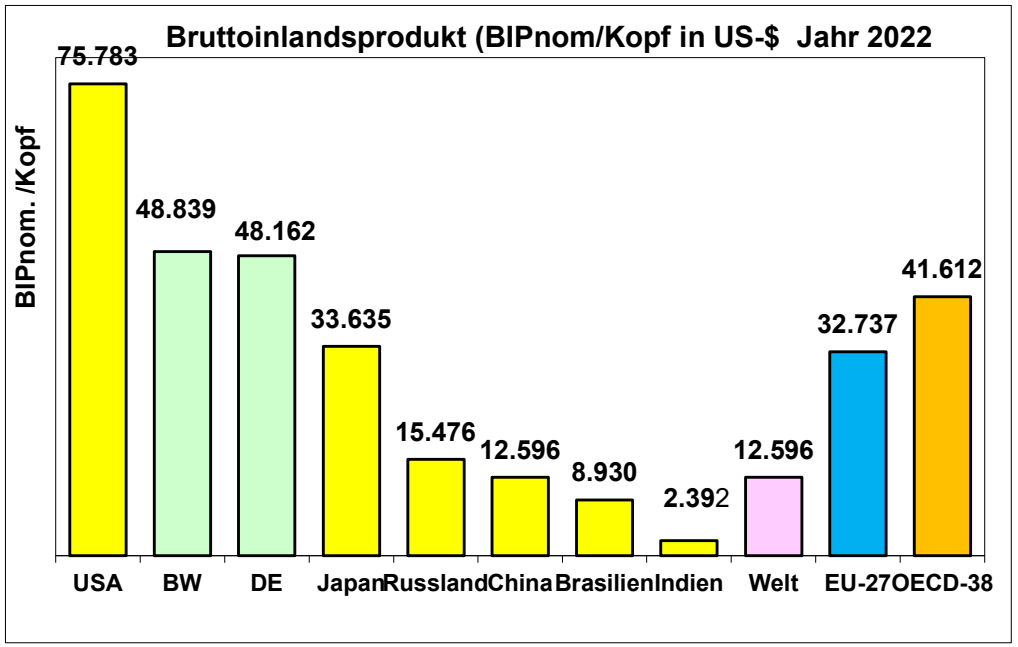
Quellen: Stat. LA BW 6/2023; UM BW 10/2023; BMWI bis 1/2022; Eurostat 4/2022, EEA 2022, OECD 2022, AGEB 11/2023; BPL-UN 11/2022; IEA 8/2023; PBL 8/2022

Übersicht ausgewählte Rahmendaten im internationalen Vergleich bis 2022







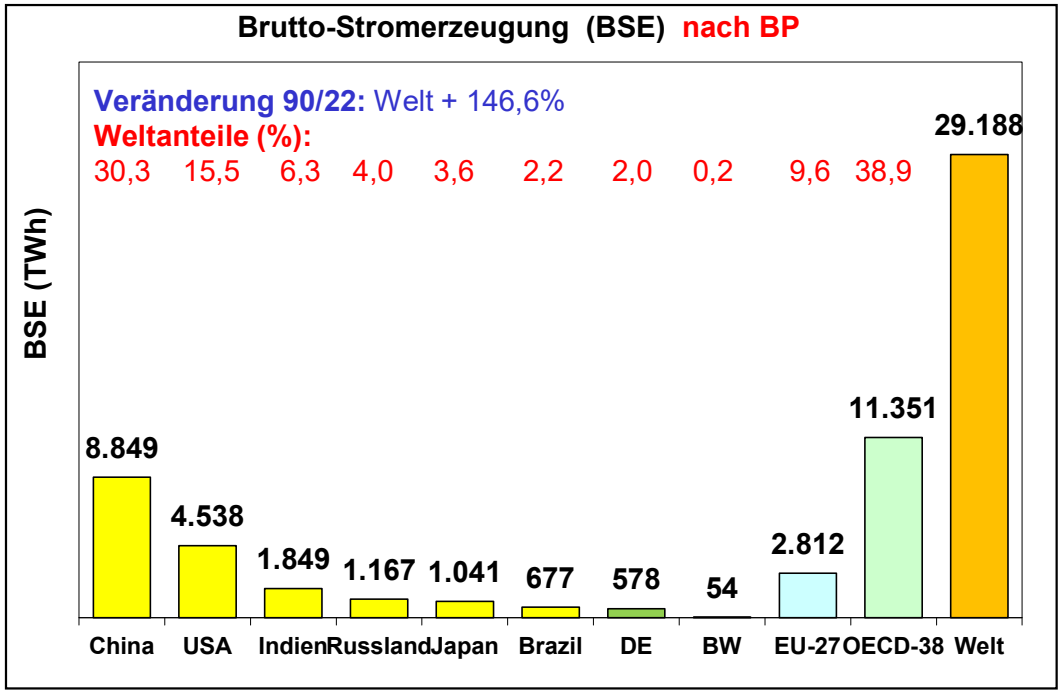


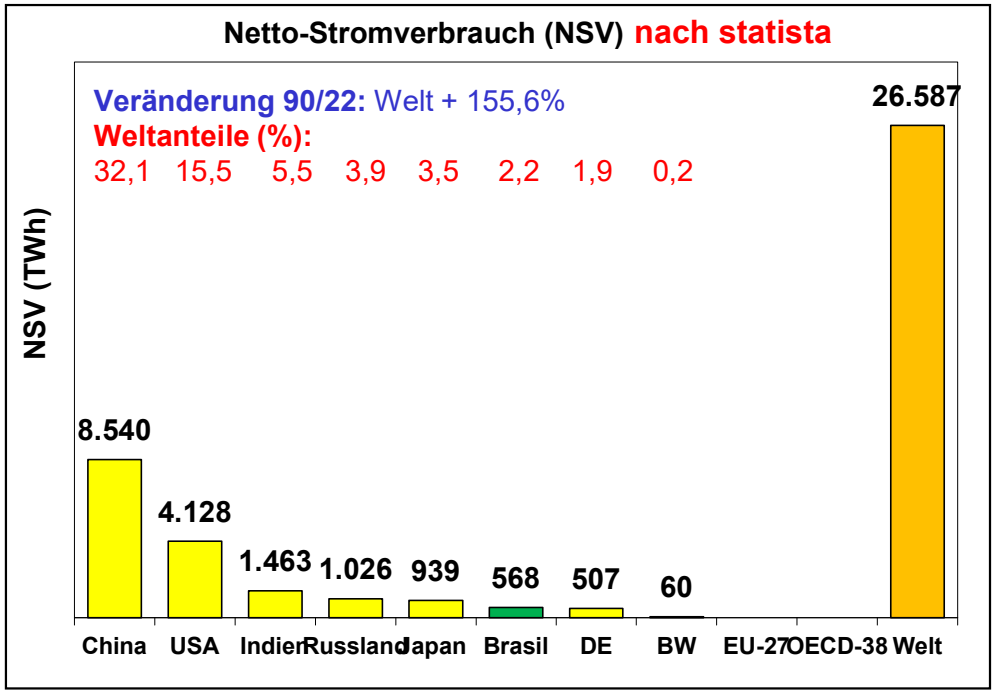
* OECD Organisation für Wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (38 Industrieländer im Jahr 2022); GHG = THG nach BP

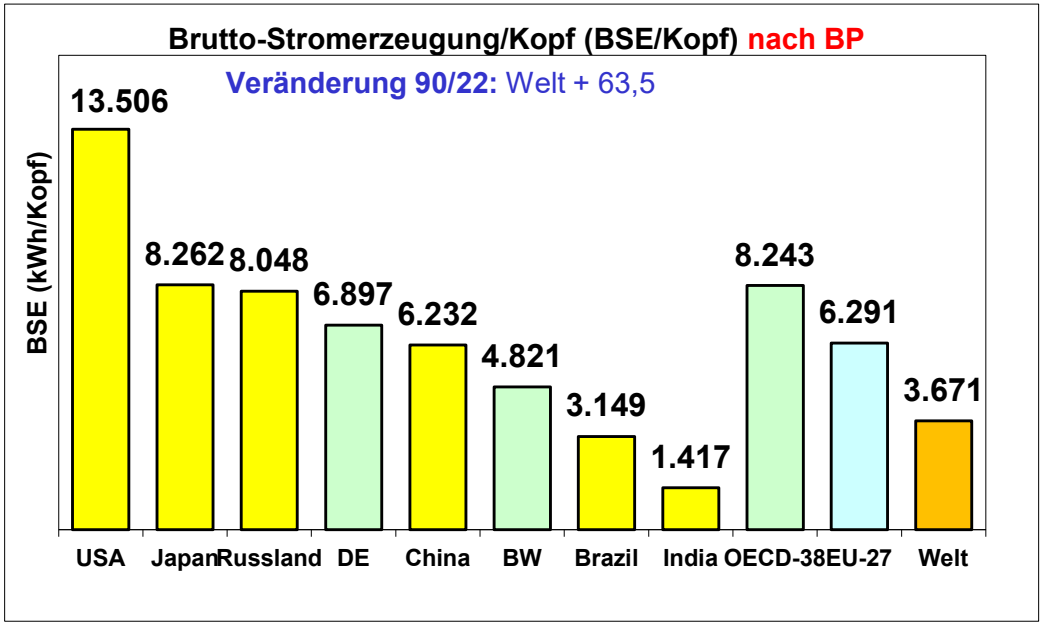
1) Wechselkurse 2022: 1 US-$ = 0,9497 €; 1 Euro = 1,0530 US-$

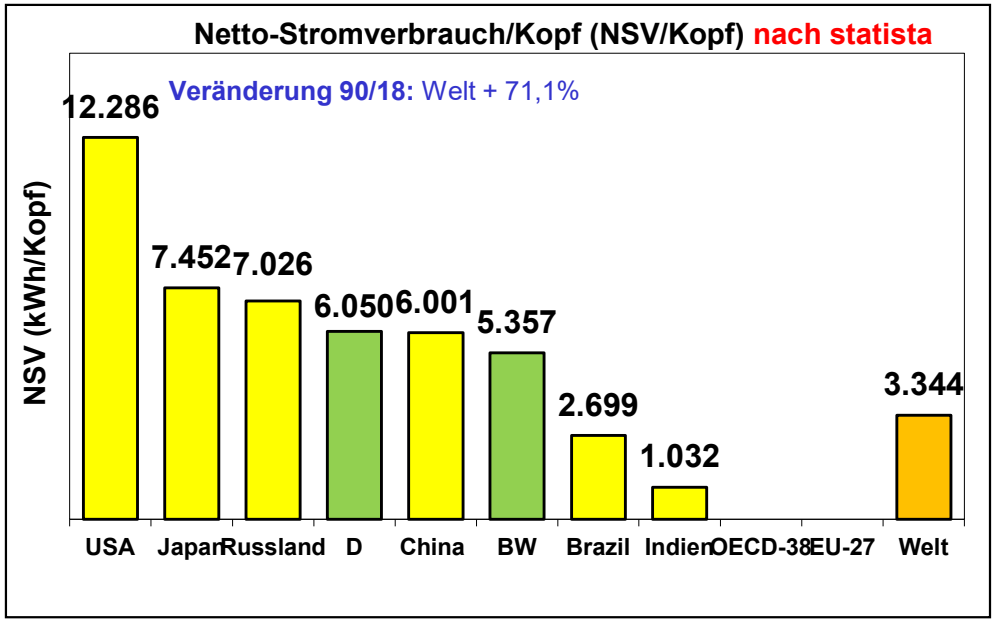
Quellen: IEA 7/2023, Stat. LA BW 7/2024; OECD 2023, Eurostat 2024; UN 4/2024; PBL 8/2022

Übersicht ausgewählte Stromdaten im internationalen Vergleich 2022









* Daten 2022 vorläufig, Stand 6/2024;
OECD Organisation für Wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (2022= 38Industrieländer)

Netto-Stromverbrauch (NSV) = Bruttostromerzeugung (BSE) + Importe – Exporte – Netzverluste = Bruttostromverbrauch (BSV) – Netzverluste

Energieeinheit: 1 TWh = 1 Mrd. kWh

Quellen: IEA - World Energy Outlook 2023, Weltenergieausblick (WEO) 2023, 10/2023 BP 6/2024, Stat. LA. BW 7/2024

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 Klimaschutzzielen 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 verbrauchsnah 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 Wetter-radaren kurzfristig reduzieren. Bei der Ausweisung von Tiefflugkorridoren soll der Wind-energieausbau 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 Außen-wirtschaftszone sichern. Offshore-Anlagen sollen Priorität gegenüber anderen Nutzungs-formen 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 Multiterminal-anbindungen, 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 Anreizen 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 Emissionshandelssystem 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.

Quelle: Bundesregierung Deutschland – Koalitionsvertrag SPD, Grüne und FDP 2021-2025, S. 54-65, 12.10.2021

Grundlagen und Rahmenbedingungen

Energierohstoffe und Energiequellen zur Strombereitstellung

Fossile Energien & sonstige Energien	Nukleare Energien	Erneuerbare Energien
Fossile Energien - Braunkohle - Steinkohle - Heizöl - Erdgas **Sonstige Energieträger** - Nicht biogener Anteil des Abfalls - Pumpspeicherwasser - Dieselkraftstoff, Flüssiggas Raffineriegas	**Kernenergie**	**- Bioenergie** - Biogene Festbrennstoffe - Biogene flüssige Brennstoffe - Biogas - Deponie- und Klärgas [3] - Biogener Anteil des Abfalls [1] **Geothermie** **Photovoltaik** **Wasserkraft [2)]** **aus Lauf- und Speicherwasser** **Windenergie** **Grüner Wasserstoff**

1) der biogene Anteil des Abfalls in Müllverbrennungsanlagen wird in der Energiestatistik D mit 50% und in BW seit 2010 ebenfalls mit 50% eingesetzt
2) Stromerzeugung inkl. Erzeugung aus natürlichem Zufluss bei Pumpspeicherkraftwerken (PSP)
3) einschließlich Direktnutzung von Klärgas

Quellen: BMU 2010, WM-BW 2012, UM-BW 2022

Stromkennzeichnung der Stromunternehmen in Deutschland 2023, Auszug (1)

Leitfaden Stromkennzeichnung - Umsetzungshilfen / Empfehlungen zur Gestaltung der Vorgaben gemäß § 42 EnWG i. V. m. § 79 EEG

Anpassungen und Aktualisierungen für die Stromkennzeichnung:

Umsetzung der Anforderungen der EnWG-/EEG-Novelle 2022; „Gesetz zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor vom 28.07.2022 sowie „Gesetz zur Absenkung der Kostenbelastung durch die EEG -Umlage" (EEG-Umlage-Entlastungsgesetz) aus 2022:

- **Mit dem Entfall der Zahlung der EEG-Umlage für ein vollständiges Kalenderjahr entfällt mit der Stromkennzeichnung 2024 der bisherige Bilanzierungsmechanismus hinsichtlich der Ausweisung des Anteils „erneuerbaren Energien, gefördert nach dem EEG". Der auszuweisende Anteil „erneuerbaren Energien, gefördert nach dem EEG" im Unternehmensverkaufsmix oder in den produktspezifischen Energieträgermixen sowie dem verbleibenden Energieträgermixen orientiert sich zukünftig am ausgewiesenen Anteil „erneuerbaren Energien, gefördert nach dem EEG" im Bundesdeutschen Strommix (§ 42 Abs. 3 und 3a EnWG; siehe Kapitel 3.4). Aufgrund dieser Neuregelung entfällt die Unterscheidung nach privilegierten Letztverbrauchern (ehemals Kunden in der Besonderen Ausgleichsregelung bzw. BesAR-Kunden) sowie nicht-privilegierten Letztverbrauchern. In den Produktkennzeichnungen wird bei allen Letztverbrauchern die gleiche Höhe des Anteiles „erneuerbaren Energien, gefördert nach dem EEG" ausgewiesen. Gleiches gilt für den verbleibenden Energieträgermix oder dem Unternehmensverkaufsmix. Das BDEW-Berechnungstool bildet diese Änderung ab.**
- Zur Anwendung der Stromkennzeichnung nach § 42 EnWG waren bislang „Elektrizitätsversorgungsunternehmen" verpflichtet. Dieser Begriff wird im EnWG jedoch nicht separat definiert, weshalb strittig war, an welchen Adressaten sich diese Verpflichtung richtet. Der Begriff „Elektrizitätsversorgungsunternehmen" wird deshalb zum 1. Januar 2023 im gesamten § 42 EnWG ausgetauscht gegen „Stromlieferant". „Stromlieferanten" sind wiederum nach § 3 Nr. 31a EnWG definiert, wonach dies „natürliche und juristische Personen (sind), deren Geschäftstätigkeit ganz oder teilweise auf den Vertrieb von Elektrizität zum Zwecke der Belieferung von Letztverbrauchern ausgerichtet ist".
- Umbenennung von Stromeigenschaften ab dem 01.01.2023: „erneuerbare Energien mit Herkunftsnachweis, nicht gefördert nach dem EEG", „erneuerbaren Energien, gefördert nach dem EEG" sowie „Mieterstrom, gefördert nach dem EEG".
- Hinweis zur Erstellung einer Stromkennzeichnung für Netzverlustenergie auf Verlangen des Netzbetreiber ab Belieferungsjahr 2023 (siehe Kapitel 6.10.3)
- Hinweis für Betreiber einer Gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung nach § 42b EnWG: Keine Pflicht zur Stromkennzeichnung (siehe Kapitel 3.1)
- Die Ausweisung der Herkunftsstaaten von Herkunftsnachweisen und deren Anteile im Unternehmens- und Produktmix, sofern Herkunftsnachweise aktiv entwertet und „erneuerbaren Energien mit Herkunftsnachweis, nicht gefördert nach dem EEG" ist mit der Stromkennzeichnung 2024 für das Bilanzierungsjahr 2023 verbindlich vorzunehmen (siehe Kapitel 7).

Ausblick auf die Vorverlegung der Veröffentlichungsfrist für die Stromkennzeichnung 2025 (Bilanzierungsjahr 2024)!

- Aufgrund einer Anpassung des § 42 Abs. 1 Nr. 1 EnWG und dem Inkrafttreten der angepassten Regelung zum 01.01.2025 erfolgt eine Vorverlegung der Veröffentlichungsfrist der Stromkennzeichnung bereits zum 1. Juli eines Jahres für die Werte des vorangegangenen Kalenderjahres, anstelle des bisherigen 1. November eines Jahres. Im kommenden Jahr 2025 muss die Veröffentlichung der Stromkennzeichnung demnach bereits am 01.07.2025 für das Bilanzierungsjahr 2024 erfolgen.
- Aufgrund dessen muss auch die Fristenkette über die Informationspflicht über den Energieträgermix im Stromhandel nach vorn verlegt werden (Verweis auf Kapitel 5.4).
- Der BDEW plant die Veröffentlichung des ENTSO-E-Energieträgermix sowie des Bundesdeutschen Strommix zum 1. April eines Jahres (erstmalig am 01.04.2025 für das Bilanzierungsjahr 2024)

Quelle: BDEW – Leitfaden „ Stromkennzeichnung 2023, Ausgabe 10/2024

Stromkennzeichnung der Stromunternehmen in Deutschland 2023, Auszug (2)

2 Inhalt des Leitfadens

Der vorliegende Leitfaden definiert und erläutert umfassend alle wesentlichen Punkte der Stromkennzeichnung. Dies beginnt mit der Zuordnung der Stromunternehmen zur Kennzeichnungs- bzw. Informationspflicht und endet mit Definitionen und Beispielrechnungen. Er präzisiert die Definition der Stromlieferanten, welche an Letztverbraucher Strom liefern und somit die Pflichten der Stromkennzeichen erfüllen müssen (**Kennzeichnungspflicht**). Für diese Unternehmen werden in Abschnitt 4 (Das Stromkennzeichen) u. a. auf Fragen zum Layout und der Inhalte des Stromkennzeichens Bezug genommen sowie Beispiele für deren Umsetzung gegeben. Zum anderen richtet sich dieser Leitfaden an Erzeuger und Lieferanten von Strom, die zwar keine Letztverbraucher beliefern, aber zum Zweck der Stromkennzeichnung verpflichtet sind, Daten über ihre Stromkennzeichnung weiterzugeben (**Informationspflicht**). In diese Kategorie fallen sämtliche Stromlieferungen von Unternehmen, die nicht an Letztverbraucher gerichtet sind.

Der Leitfaden definiert die spezifischen Begriffe (Anhang 3: Definitionen) und gibt praxisnahe Hinweise zur Abgrenzung in Zweifelsfällen. Es folgen Erläuterungen zu den Bilanzierungsgrundsätzen und -methoden sowie Empfehlungen zum standardisierten Datenaustausch (Stichtage), um die notwendige Datenqualität zu gewährleisten.

Dieser Leitfaden bietet eine Hilfestellung für die Umsetzung aller gesetzlichen Vorgaben zur Stromkennzeichnung und macht sie damit handhabbar. Außerdem zeigt er im Rahmen der Produktdifferenzierung unternehmerische Gestaltungsspielräume auf – z. B. für Stromlieferanten, die über die gesetzlichen Mindeststandards hinausgehen wollen. Auch Fragen der Informationsgüte und der Haftung sind eingeschlossen. Ein Vorgehen nach dem BDEW-Leitfaden schafft damit Transparenz und Glaubwürdigkeit.

Der Leitfaden ist auch über das Internet zugänglich:

- www.bdew.de → Service → „Datenplattform Stromkennzeichnung"

Auf der „Datenplattform Stromkennzeichnung" finden Sie die Kontaktdaten des BDEW-Ansprechpartners, der Ihnen gerne Fragen zur Umsetzung des Leitfadens beantwortet.

Zu beachten ist, dass alle zur Stromkennzeichnung verpflichteten Unternehmen im Rahmen der Umsetzung der Stromkennzeichnung eigenverantwortlich handeln.

β Kennzeichnungs- und Informationspflicht: Verpflichtete und Adressaten

3.1 Für wen gilt die Kennzeichnungspflicht und wer soll informiert werden?

Der Pflicht zur Veröffentlichung und Ausweisung eines Stromkennzeichens (**Kennzeichnungspflicht**) unterliegen alle Stromlieferanten gem. § 3 Nr. 31a EnWG (natürliche oder juristische Personen, die Energie an andere liefern) und alle Anbieter von Mieterstrom im Sinne von § 42a Absatz 1 EnWG in Verbindung mit § 42 EnWG, die in Deutschland Letztverbraucher mit Elektrizität beliefern. Sie sind verpflichtet, das Stromkennzeichen „[...] in oder als Anlage zu ihren Rechnungen an Letztverbraucher und in an diese gerichtetem Werbematerial sowie [wenn vorhanden] auf ihrer Website für den Verkauf von Elektrizität [...]"[2] anzugeben bzw. zu veröffentlichen. Für diese Unternehmen sind insbesondere die Abschnitte 4 und 8 relevant.

Eine Ausnahme von der Kennzeichnungspflicht besteht für die Anbieter einer Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung nach § 42b EnWG. Bei einem Gebäudestromnutzungsvertrag ist gem. § 42b Abs. 4 Nr. 1 eine Kennzeichnungspflicht gem. § 42 Abs. 1 EnWG dezidiert nicht erforderlich. Betreiber einer Gebäudestromanlage sind nicht verpflichtet, die umfassende Versorgung der teilnehmenden Letztverbraucher mit Strom sicherzustellen. Residuallieferungen bzw. Netzbezugsmengen eines Drittlieferanten oder Residuallieferungen bzw. Netzbezugsmengen, die auf freiwilliger Basis vom Betreiber einer Gebäudestromanlage geliefert werden, sind hingegen kennzeichnungspflichtig.

Durch die Stromkennzeichnung sollen alle Letztverbraucher von Strom über den bereitgestellten **Gesamtenergieträgermix** ihres Stromlieferanten informiert werden.

Bietet ein Stromlieferant keine Produktdifferenzierung an, ist neben dem **Gesamtenergieträgermix** ein **Unternehmensverkaufsmix** auszuweisen.

Bietet ein Stromlieferant mehrere Produkte im Sinne der Stromkennzeichnung an, so ist den Letztverbrauchern neben dem Gesamtenergieträgermix auch der **Produktenergieträgermix** (Produktmix) des von ihnen bezogenen Produktes separat auszuweisen. Zusätzlich müssen in diesem Fall alle Letztverbraucher des Stromlieferanten auch über den **verbleibenden Energieträgermix** (Gesamtenergieträgermix bereinigt um den Produktenergieträgermix) des Stromlieferanten unterrichtet werden (Details hierzu siehe Abschnitt 4).

Letztverbraucher sind gemäß § 3 Nr. 25 EnWG natürliche oder juristische Personen, d.h. Privat-, Industrie- und Gewerbekunden, die Energie für den eigenen Verbrauch kaufen. Auch der Strombezug der Ladepunkte für Elektromobile steht dem Letztverbrauch im Sinne des EnWG und den auf Grund des EnWG erlassenen Verordnungen gleich.

3.2 Für wen gilt die Informationspflicht und wer soll beteiligt werden?

Damit Stromlieferanten ihrer Kennzeichnungspflicht nachkommen können, müssen „[...] Erzeuger und Vorlieferanten von Strom [...] im Rahmen ihrer Lieferbeziehungen den [... Kennzeichnungspflichtigen Unternehmen ...] auf Anforderung die Daten so zur Verfügung [...] stellen, dass diese [... ihrer Pflicht zur Veröffentlichung des Stromkennzeichens ...] genügen

[2] § 42 Abs. 1 EnWG.

Quelle: BDEW – Leitfaden „ Stromkennzeichnung 2023, Ausgabe 10/2024

Stromkennzeichnung der Stromunternehmen in Deutschland 2023, Auszug (3)

können“[3] **(Informationspflicht)**. Diese Informationspflicht bezieht sich auf alle Stromlieferungen, die nicht direkt an einen Letztverbraucher geliefert werden (Bilaterale Handelsgeschäfte mit Ausnahme von Börsengeschäften) – die jeweiligen Lieferanten (Erzeuger oder Händler) sind somit informationspflichtig. Die im Rahmen der Informationspflicht zu liefernden Daten ergeben sich aus den für die Stromkennzeichnung geltenden Kriterien. Für informationspflichtige Unternehmen ist insbesondere der Abschnitt 5 relevant.

3.3 Ausweis der Netzentgelte in der Stromrechnung

Diese Thematik ist nicht Bestandteil dieses Leitfadens zur Stromkennzeichnung.

3.4 Ausweisung des Anteils „Erneuerbaren Energien, gefördert nach dem EEG“ durch die Lieferanten

Der Anteil „Erneuerbarer Energien, gefördert nach dem EEG“ [in kWh] ergibt sich aus dem ausgewiesenen Anteil im Bundesdeutschen Strommix (§ 42 Abs. 3 und 3a EnWG). Der Anteil „Erneuerbarer Energien, gefördert nach dem EEG“ findet im Unternehmensverkaufsmix, im Produktmix und im verbleibenden Energieträgermix Berücksichtigung und ist für alle Letztverbraucher in gleicher Höhe auszuweisen. Eine ehemals vorgeschriebene Differenzierung nach privilegierten und nicht-privilegierten Letztverbrauchern ist aufgrund des Wegfalls der EEG-Umlagepflicht nicht mehr vorzunehmen. Aufgrund der Novellierung des EnWG und EEG im Jahr 2021 erfolgt keine Ausweisung des Anteils „Erneuerbarer Energien, gefördert nach dem EEG“ im Gesamtenergieträgermix eines Stromlieferanten.

Der Anteil „Strom aus erneuerbaren Energien, gefördert nach dem EEG“ darf von den Stromlieferanten nicht weiter vermarktet werden. Er dient ausschließlich dazu, den Anteil „Strom aus erneuerbaren Energien, gefördert nach dem EEG“ des EE-Stroms gegenüber den Letztverbrauchern im Rahmen der Stromkennzeichnung nach § 42 EnWG auszuweisen.

Die beiden nachfolgenden Grafiken verdeutlichen beispielhaft diese gesetzlich vorgeschriebene „Umfärbung“ für den Produktmix, den verbleibenden Energieträgermix und ggf. den Unternehmensverkaufsmix. Die physikalische Bereitstellung (berechnet nach den Vorgaben des § 42 EnWG) wird rechnerisch um den Anteil Strom aus „erneuerbaren Energie, gefördert nach dem EEG“ korrigiert.

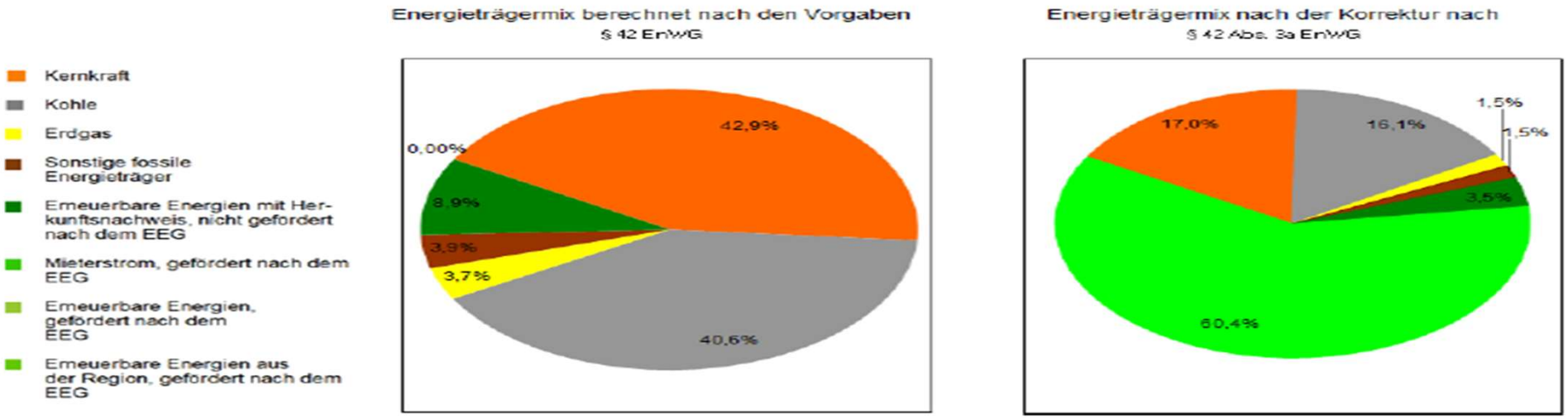
Auf die hieraus resultierenden Konsequenzen wird noch detailliert in Abschnitt 6.5 Nr. 4 eingegangen.

Die Einberechnung der oben ermittelten Prozentsätze in das Stromkennzeichen wird im Berechnungstool im Detail dargestellt, dieses finden Sie auf der BDEW Homepage unter Service/Datenplattform Stromkennzeichnung/Leitfaden.

Quelle: BDEW – Leitfaden „ Stromkennzeichnung 2023, Ausgabe 10/2024

Stromkennzeichnung der Stromunternehmen in Deutschland 2023, Auszug (4)

„Grau-Strom-Produkt“

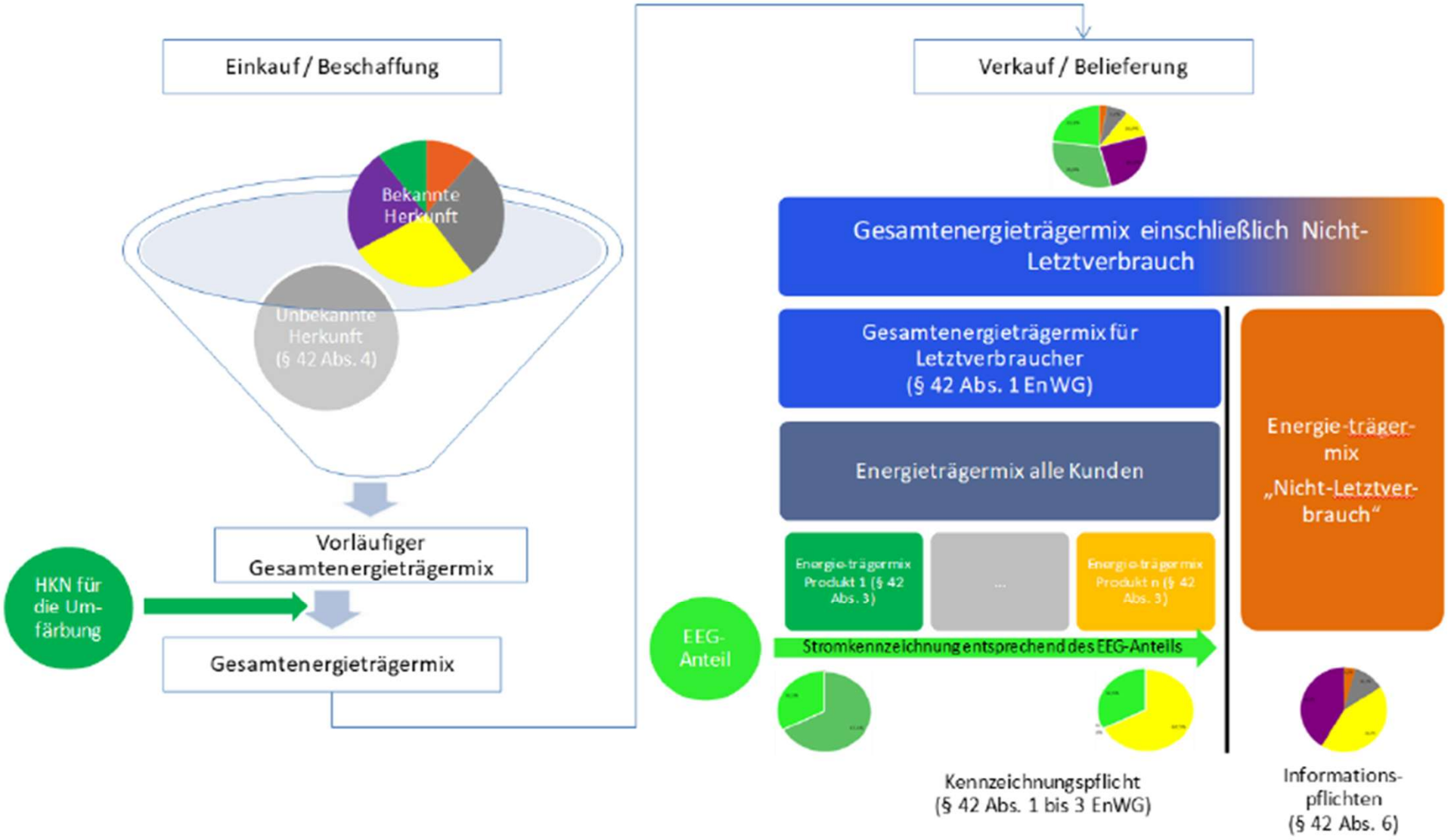


„Grünstrom-Produkt“

Quelle: BDEW – Leitfaden „ Stromkennzeichnung 2023, Ausgabe 10/2024

Stromkennzeichnung der Stromunternehmen in Deutschland 2023, Auszug (5)

Energieträgermix seines eigenen Beschaffungsportfolios zusammen (siehe linker Teil der Grafik).



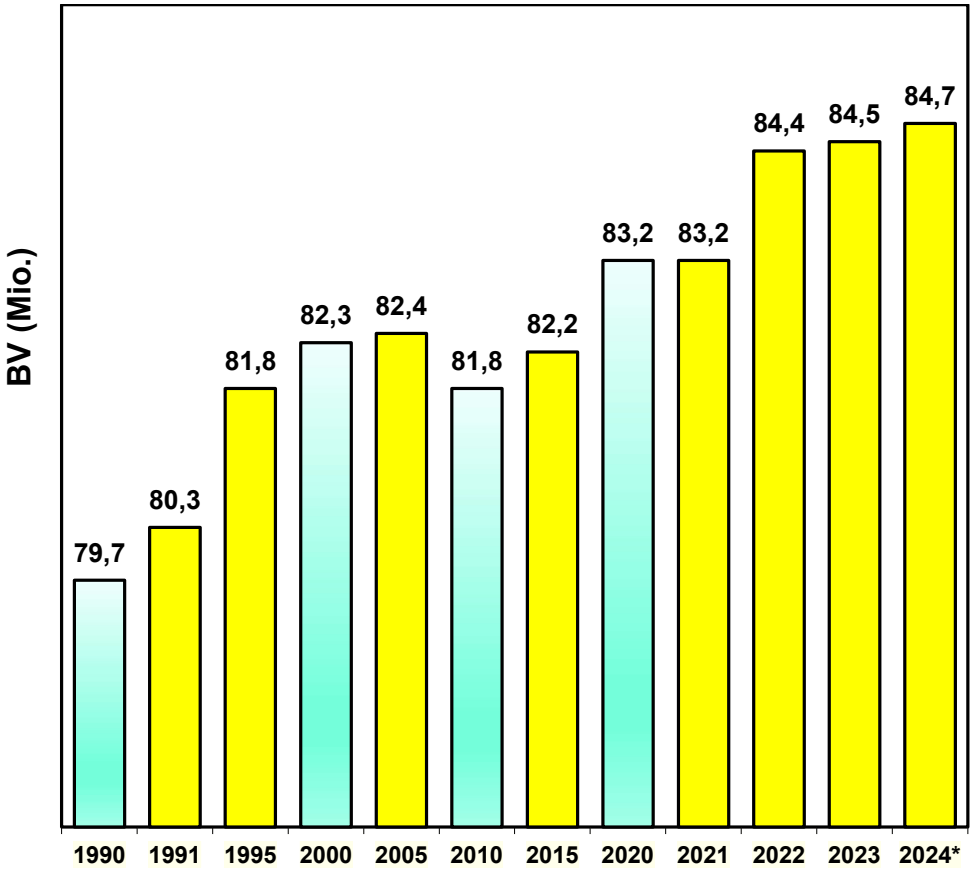
Quelle: BDEW – Leitfaden „ Stromkennzeichnung 2023, Ausgabe 10/2024

Entwicklung der Bevölkerung (BV) für Deutschland von 1990 bis 2024

Darstellung jeweils zum 31. Dezember [1)]

Beispiel 2024: 84,7 Mio.

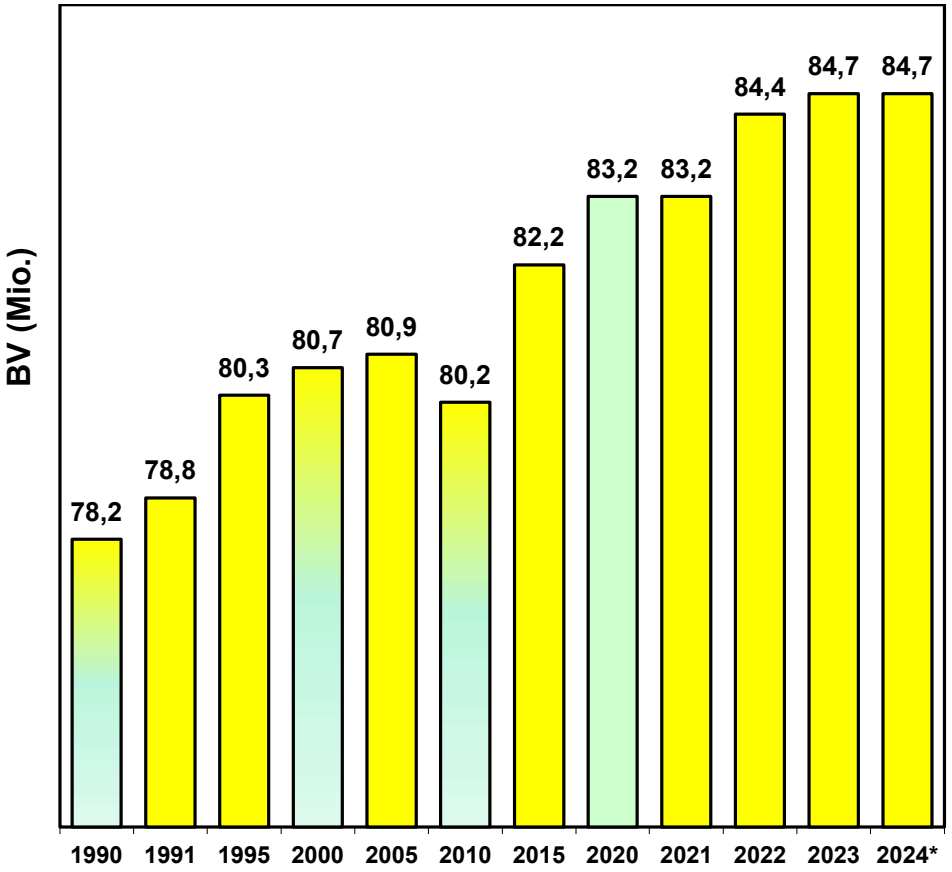
Veränderung 1990/2024: + 6,1%



Darstellung jeweils im Jahresdurchschnitt [2)]

Beispiel 2024: 84,7 Mio.

Veränderung 1990/2024: + 8,3%



* Daten 2024 vorläufig, Stand 3/2025

1) Offizielle Bevölkerungsstatistik mit Berechnungsgrundlage auf Basis Zensus 2011

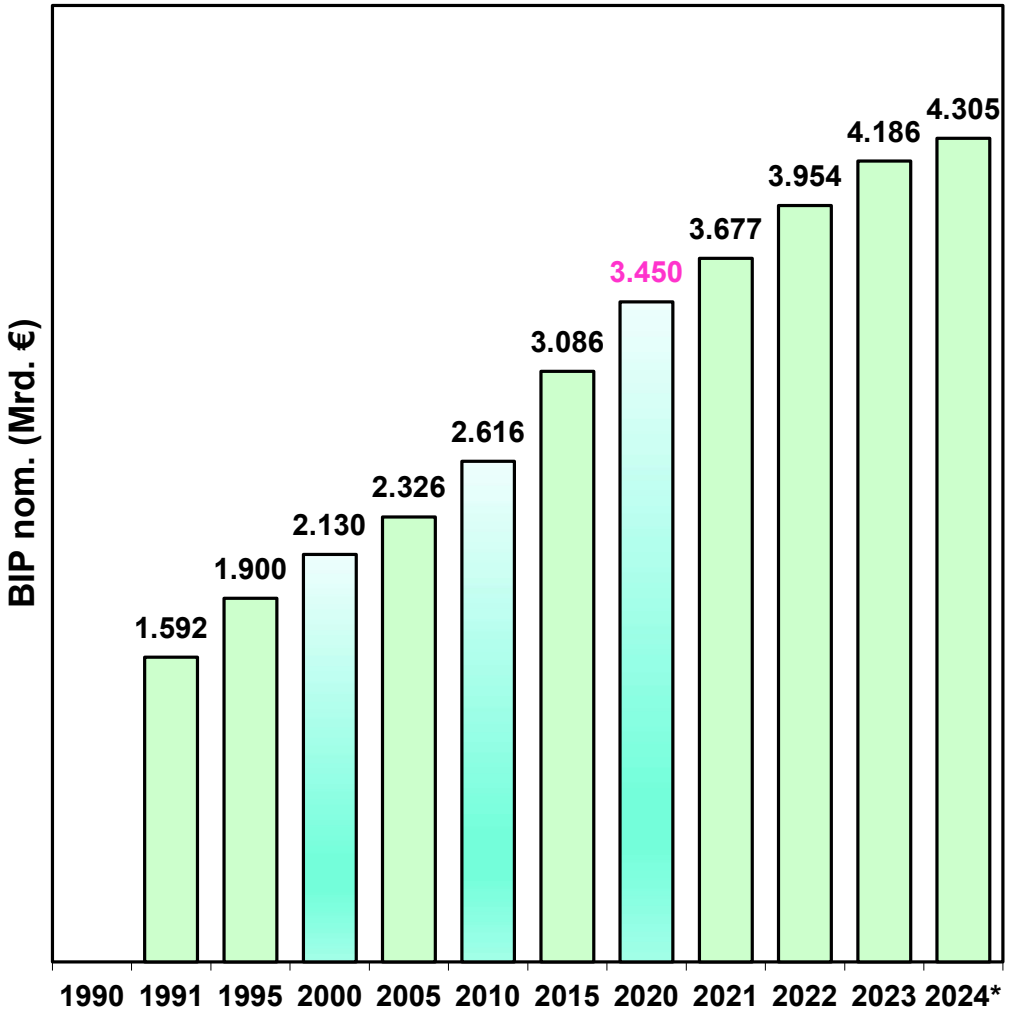
2) Bezugsgröße zur Berechnung Energieverbräuche pro Kopf u.a.

Quelle: BMWI-Energiedaten, Tab. 1, 1/2024, AGEB 2/2025, Stat. LA 3/2025

Entwicklung Bruttoinlandsprodukt (BIP) für Deutschland 1990 bis 2024

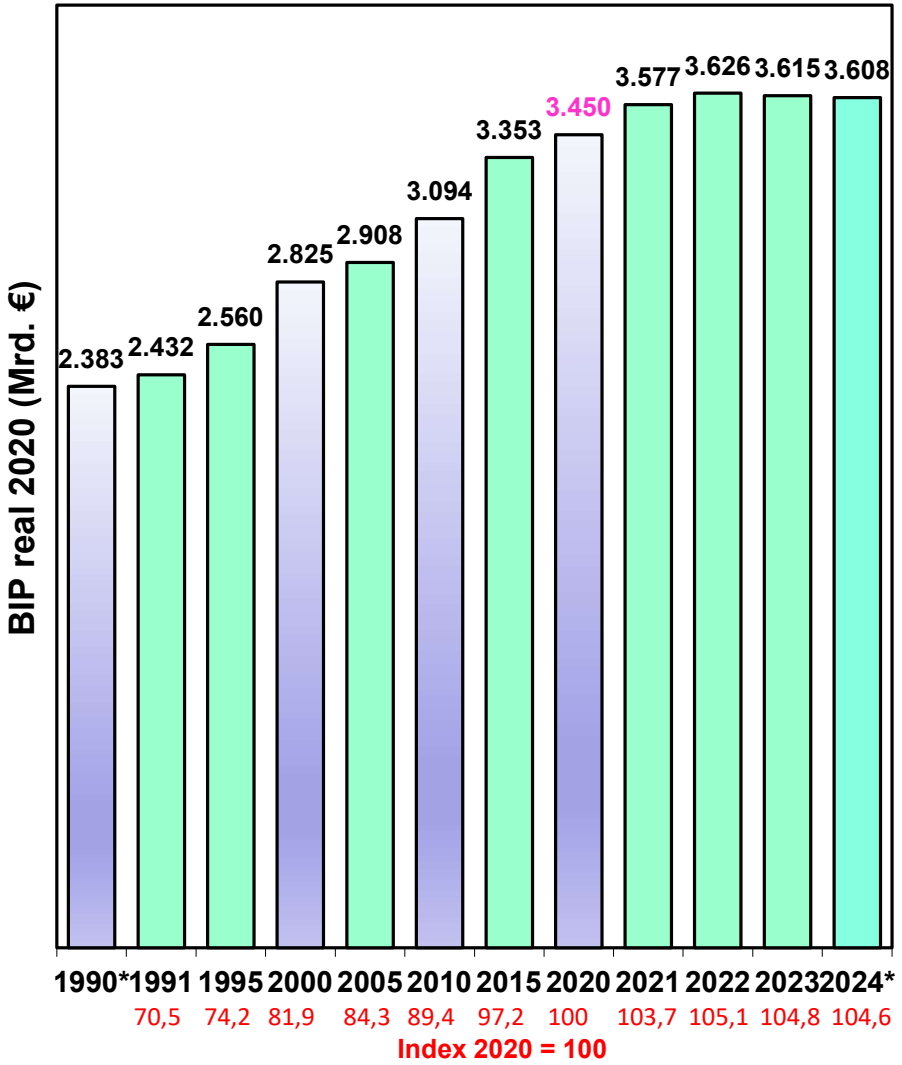
BIP nominal, in jeweiligen Preisen

Jahr 2024: 4.305 Mrd. €, Veränderung 1991/2024 + 170,5%, 50.818 €/Kopf



BIP real 2020, preisbereinigt, verkettet [1)]

Jahr 2024: 3.608 Mrd. €; Veränderung 1991/2024 + 47,8%, 42.451 €/Kopf



Grafik Bouse 2025

Daten 2024, Stand 2/2025

1) Zur Berechnung der Energieproduktivität u.a.

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt Basis Zensus 2011) Jahr 2024 = 85,0 Mio.

Jahr 1990: Schätzung nach BMWI – Energiedaten 1990

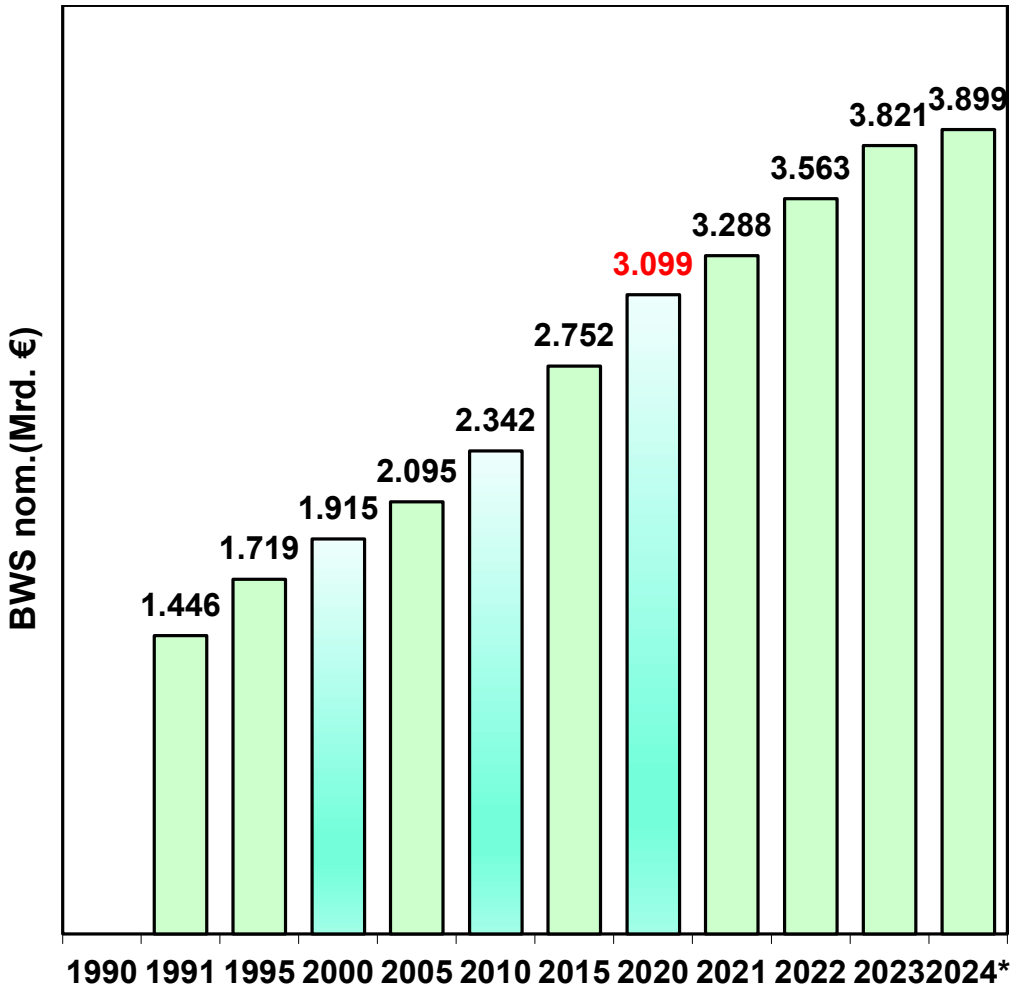
Quelle: AK Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen der Länder - R1 B1 2022, BIP, BWS in den Ländern der BR-Deutschland 1991-2024, 2/2025, www.statistikportal.de

Entwicklung Bruttowertschöpfung (BWS) für Deutschland 1991 bis 2024 (1)

BWS nominal, in jeweiligen Preisen

Jahr 2024: Gesamt 3.899 Mrd. €, Veränderung 1991/2024 + 169,6%

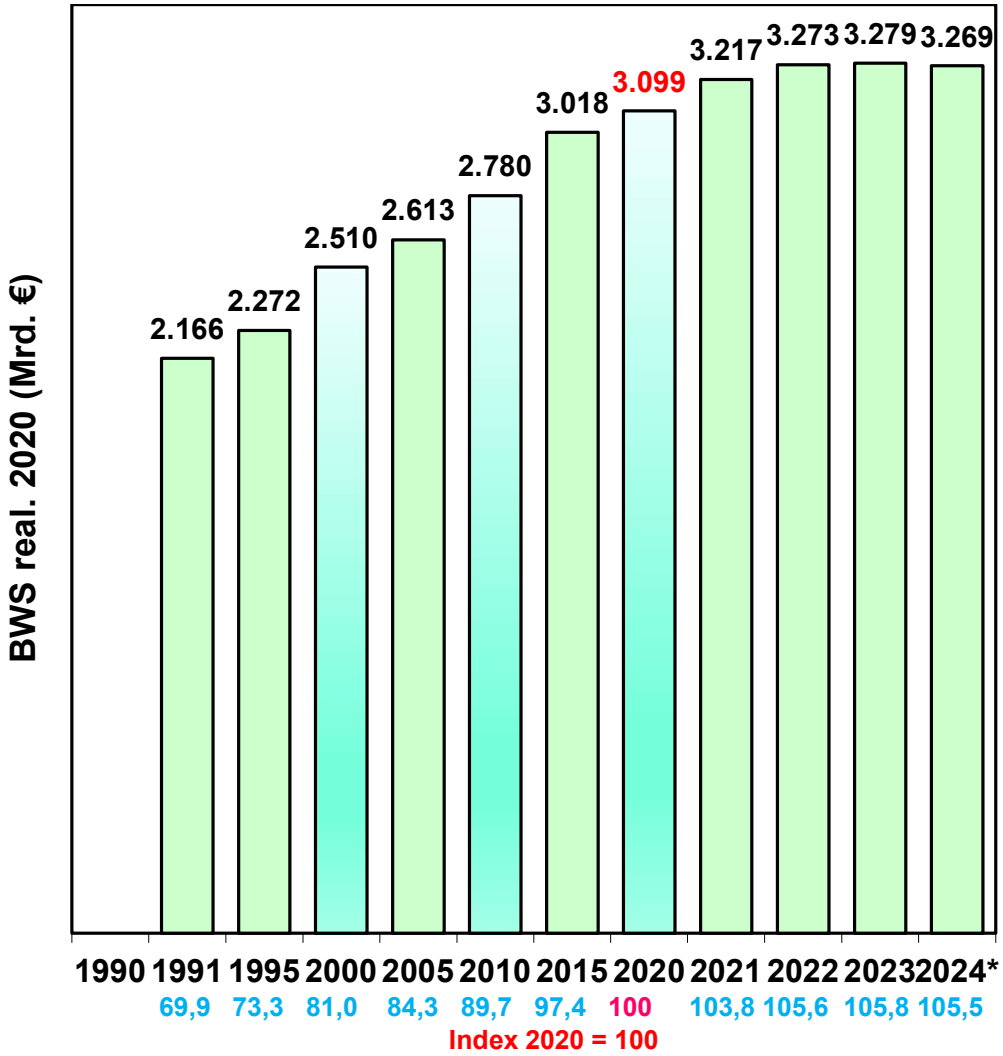
∅ 84.577 €/Erwerbstätigen



BWS real 2020, preisbereinigt, verkettet

Jahr 2024: Gesamt 3.269 Mrd. €, Veränderung 1991/2024 + 50,9%

∅ 70.912 €/Erwerbstätigen



* Daten 2024 vorläufig, Stand 3/2025

Gesamt-Erwerbstätige (J-Durchschnitt) 2024: 46,1 Mio.

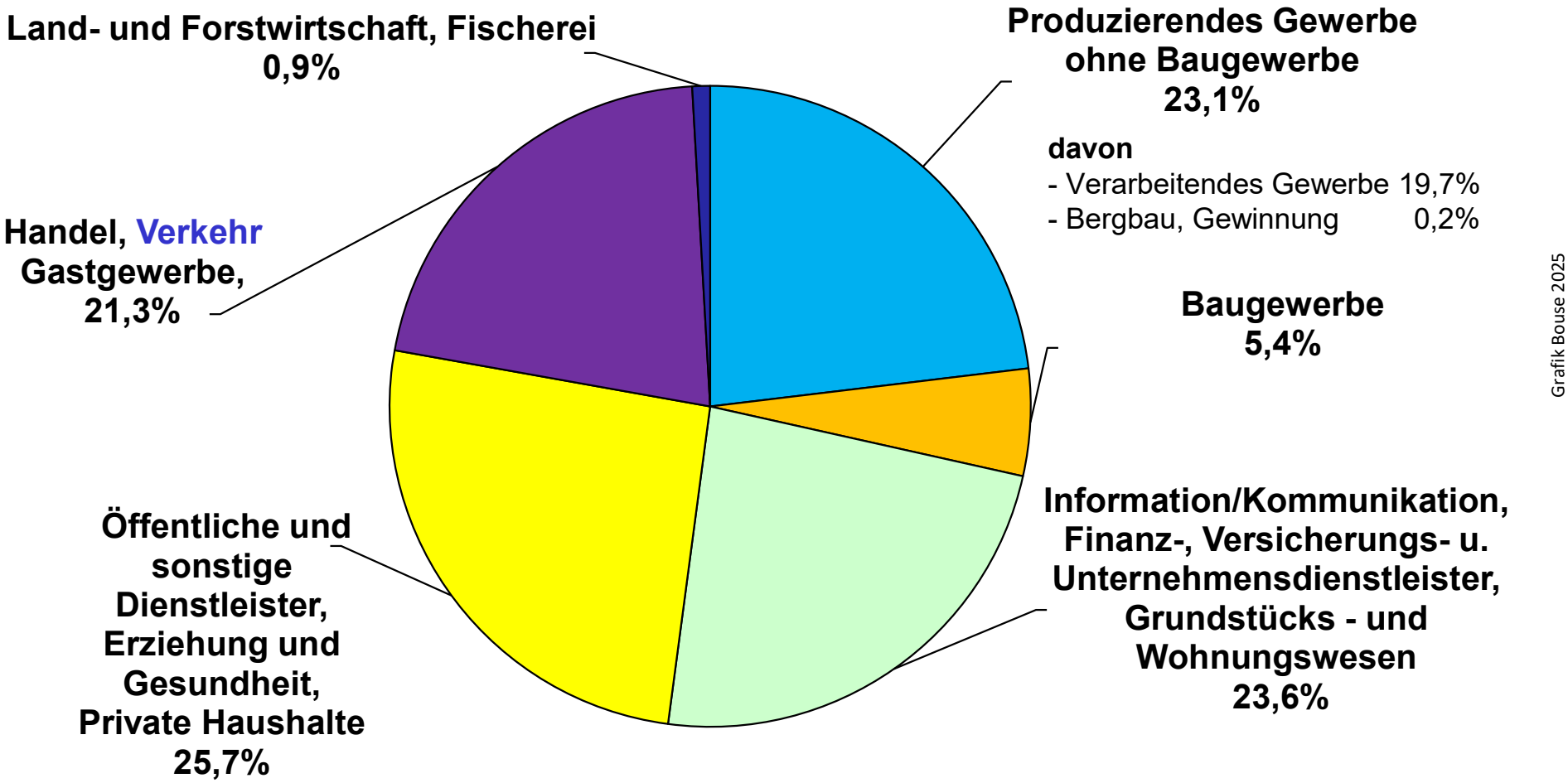
Quelle: AK Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen der Länder - R1 B1 2024, BIP, BWS in den Ländern der BR-Deutschland 1991-2024, 3/2025, www.statistikportal.de

Bruttowertschöpfung (BWS nominal, in jeweiligen Preisen) nach Wirtschaftsbereichen in Deutschland 2024 (2)

Jahr 2024: Gesamt 3.899 Mrd. €, Veränderung 1991/2024 + 169,6%

∅ 84.946 €/Erwerbstätigen

LF + F 0,9% **Dienstleistungen 70,6%** **Produzierendes Gewerbe 28,5%**



* Daten 2024 vorläufig, Stand 3/2025; Ergebnisse der VGR-Revision 2024

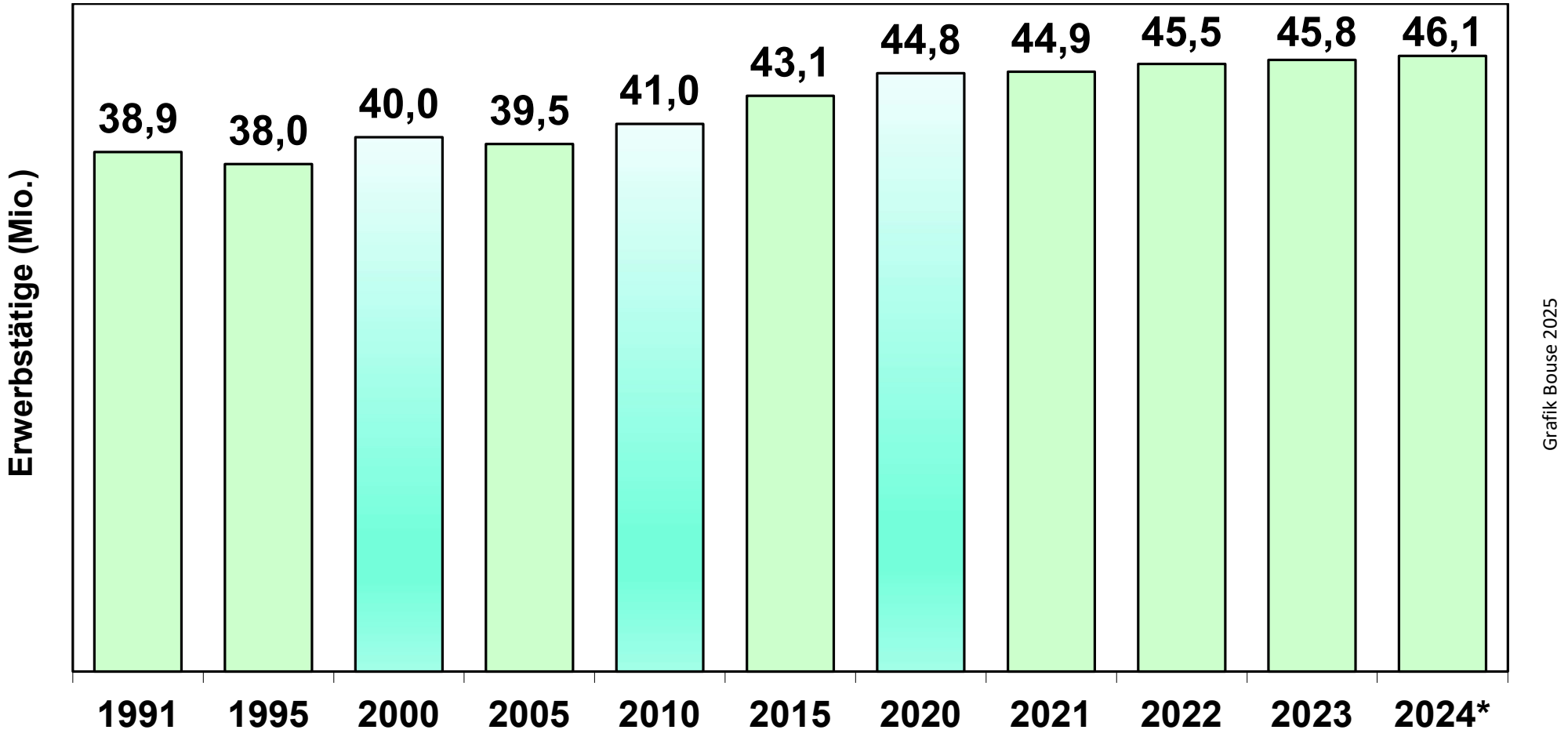
Gesamt-Erwerbstätige (J-Durchschnitt) 2024: 46,1 Mio.

Quelle: AK Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen der Länder - R1 B1 2024, BIP, BWS in den Ländern der BR-Deutschland 1991-2024, 3/2025, www.statistikportal.de

Entwicklung Erwerbstätige am Arbeitsort für Deutschland 1991 bis 2024

Jahr 2024: Gesamt 46,1 Mio.; Veränderung 1991/2023 + 18,5%

Geleistete Arbeitsstunden 1.345 h/Jahr [1)]



* Daten 2024 vorläufig, Stand 3/2025

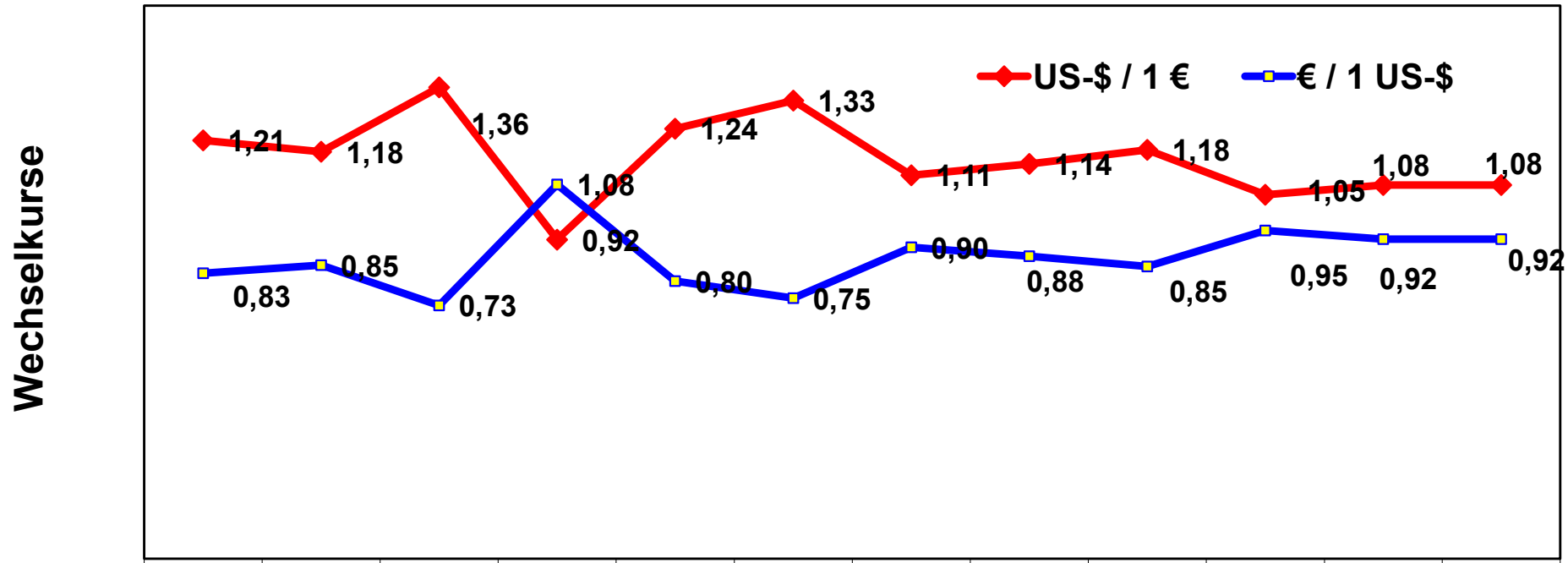
Gesamt-Erwerbstätige jeweils am 31.12.

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

Quellen: Stat. BA - Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen 2024, FS 18, R 1.5, Lange Reihe, S. 68, 9/2024; Statista 3/2025

Entwicklung der Euro-Wechselkurse (Jahresdurchschnitt) **im Verhältnis zum US-Dollar** [1] **1990-2024**

Jahr 1990: 1 € = 1,2102 US-$; 1 US-$ = 0,8263 €
Jahr 2024: 1 € = 1,0813 US-$; 1 US-$ = 0,9248 €



	1990	1991	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2021	2022	2023	2024
US-$ / 1 €	1,2102	1,1774	1,3641	0,9236	1,2441	1,3257	1,1095	1,1422	1,1827	1,0530	1,0813	1,0813
€ / 1 US-$	0,8263	0,8493	0,7331	1,0827	0,8038	0,7543	0,9013	0,8755	0,8455	0,9497	0,9248	0,9248

Grafik Bouse 2025

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 veröffentlichen 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 Deutsche Bundesbank, Stand 1/2025

Entwicklung Treibhausgas-Emissionen (THG) (Quellenbilanz) in Deutschland 1990-2024, Bundesziel 2030 (ohne LULUCF)

Treibhausgas-Emissionen (THG)

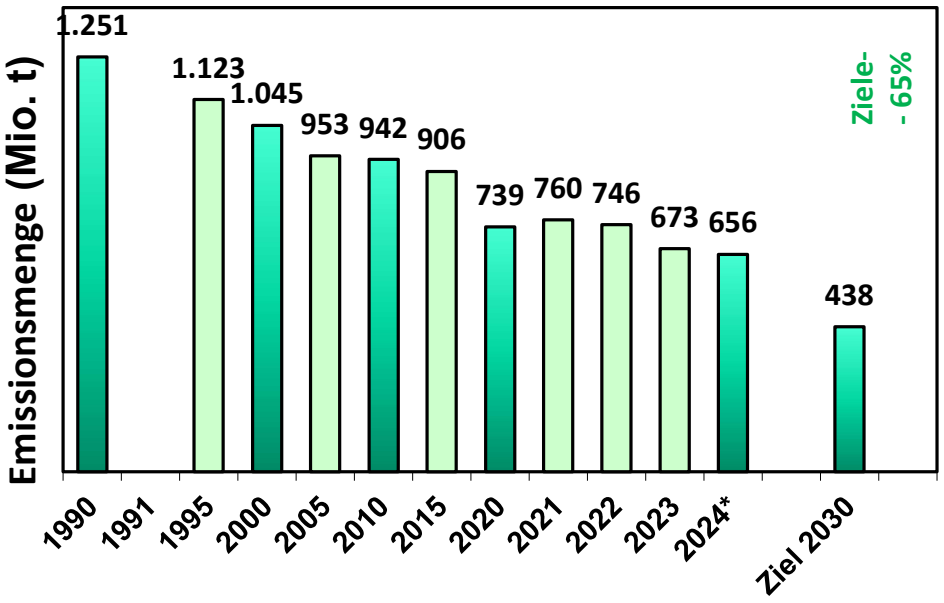
Jahr 2024

Gesamt 656 Mio t CO_2 äquiv.,

Veränderung 2024 gegenüber Bezugsjahr 1990 – 48,4%

7,7 t CO_2 äquiv./Kopf

Bundesziel 2030: 438 Mio t CO_2 äquiv.(- 65% gegenüber 1990)



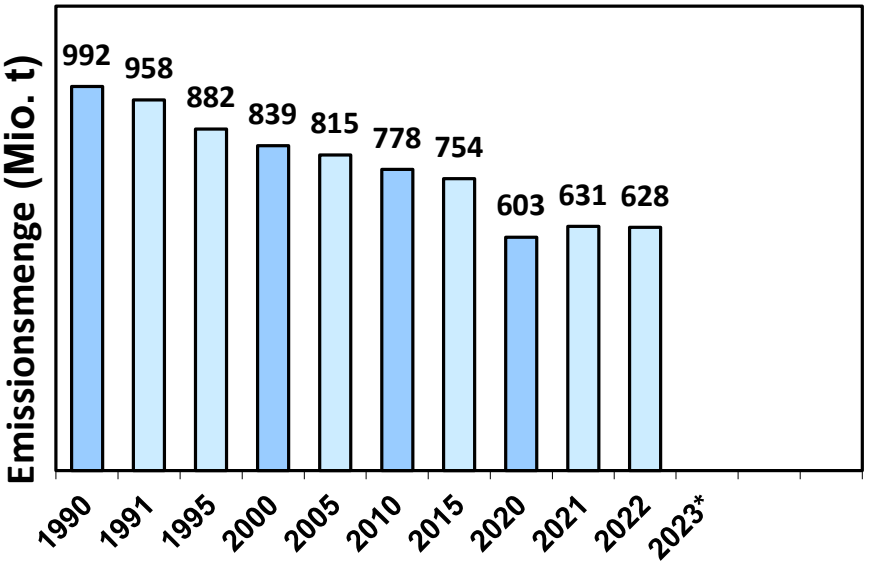
Energiebedingte CO_2-Emissionen (THG)

Jahr 2022

Gesamt 628 Mio t CO_2, (Anteil 84,2% von THG)

Veränderung 2022 gegenüber Bezugsjahr 1990 – 36,7%

7,4 t CO_2 /Kopf



Grafik Bouse 2025

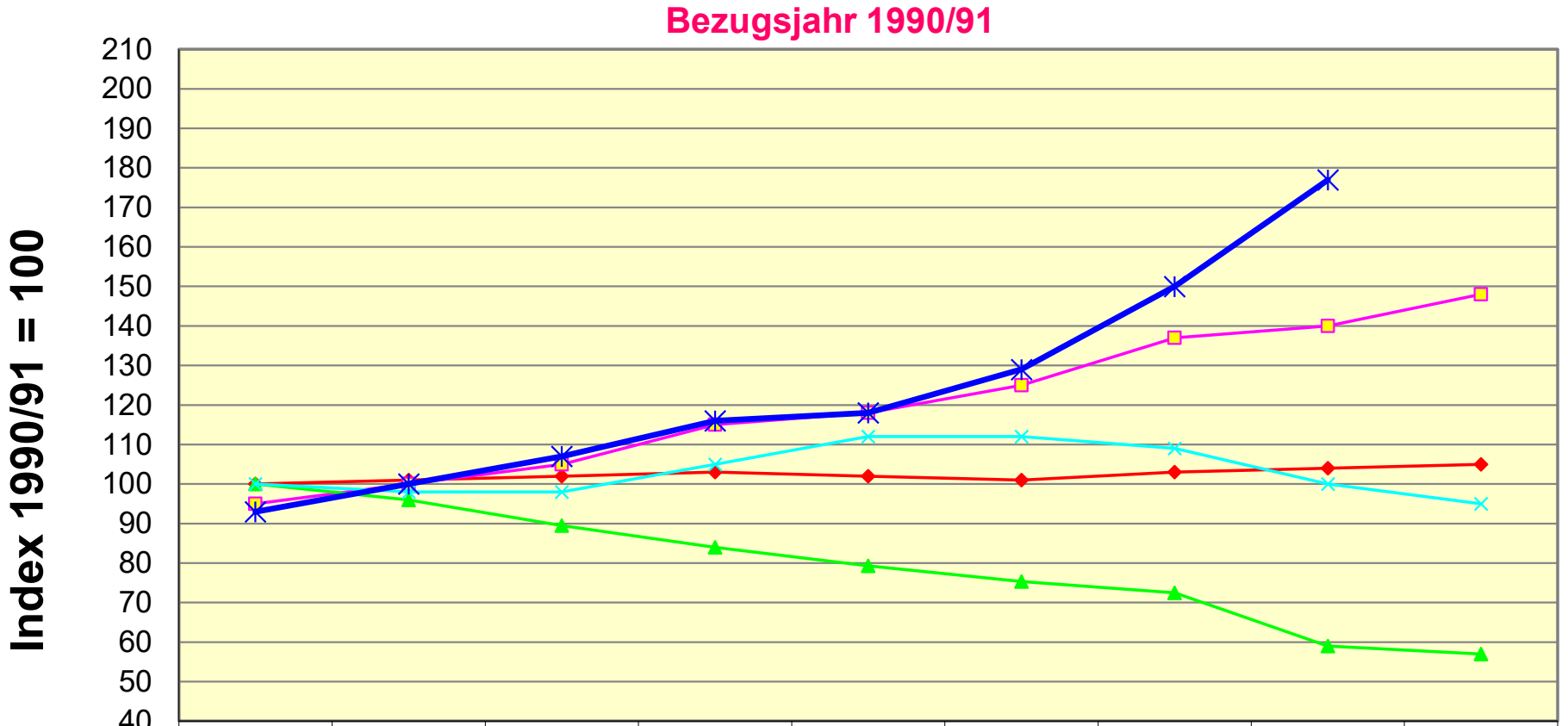
* Daten 2024 vorläufig; Stand 3/2025 Ziel der Bundesregierung 2030 Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2022/24: 84,5/85,0 Mio.

1) **Basisjahr Jahr 1990: 1.251 Mio t CO2äquiv**.
Die Emissionen des **Basisjahres** setzen sich zusammen mit CO_2, CH_4, N_2O **aus 1990** und 4 F-Gase HFC, PFC, SF6, NF3 **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 CO_2 aus Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft 11,5 Mio t CO2 äquiv, somit THG mit LULUCF 774 – 11,5 = 762 Mio t $CO_{2\ äquiv}$.

Quellen: Umweltbundesamt (UBA) aus BMWI-Energiedaten, Tab. 10; 1/2022; Stat. BA 3/2025; Agora Energiewende 2024, 1/2025

Entwicklung Bevölkerung, Wirtschaftsleistung und Klimaschutz sowie Bruttostromverbrauch und Stromproduktivität in Deutschland 1990/91-2024



	1990	1991	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2024
BV	100	101	102	103	102	101	103	104	105
BIP real 2015	95	100	105	115	118	125	137	140	148
THG-Kyoto	100	96	90	84	79	75	73	59	57
BSV	100	98	98	105	112	112	109	100	95
SPGW	93	100	107	116	118	129	150	177	

Grafik Bouse 2025

BV = Bevölkerung (Jahresdurchschnitt, Zensus 2011)

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

THG-Kyoto = Klimaschutz „Treibhausgas-Emissionen nach Kyoto in CO_2 Äquivalent **ohne** Landnutzungsänderung & Forstwirtschaft“
Kyoto-Basisjahr 1990/1995 = 1.255 Mio. t CO_2 äquiv., eingesetzt 1990 1.251 Mio. = Index 100

BSV = Bruttostromverbrauch

SPGW = Stromproduktivität Gesamtwirtschaft (BIP real 2015/BSV)

* Daten 2024 vorläufig, Stand 1/2025

Quellen: BMWI-Energiedaten, Tab. 8, 3/2021; AGEB – BSE bis 12/2024; Stat. BA 1/2025; Agora Energiewende 2024, 1/2025, AGEB-Energieverbrauch in D 2025, 1/2025

Entwicklung ausgewählter Rahmendaten für die Energie- und Stromversorgung in Deutschland 1990(91)-2024

Grund- und Kenndaten 1990(91)/2020/2024 [1)]

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt)

78,2 / 83,2 / 85,0 Mio.

Wirtschaftsleistung

Bruttoinlandsprodukt

BIP nominal, in jeweiligen Marktpreisen [4)]

(1.592) / 3.450 / 4.186 (23) Mrd. €

19,9 / 41,5 / 49,5 €/Kopf

BIP real 2020, preisbereinigt, verkettetes Volumen [2,4)]

(2.432) / 3.450 / 3.623 (23) Mrd. €

30,4 / 41,5 / 42,9 T€/Kopf

Klimaschutz

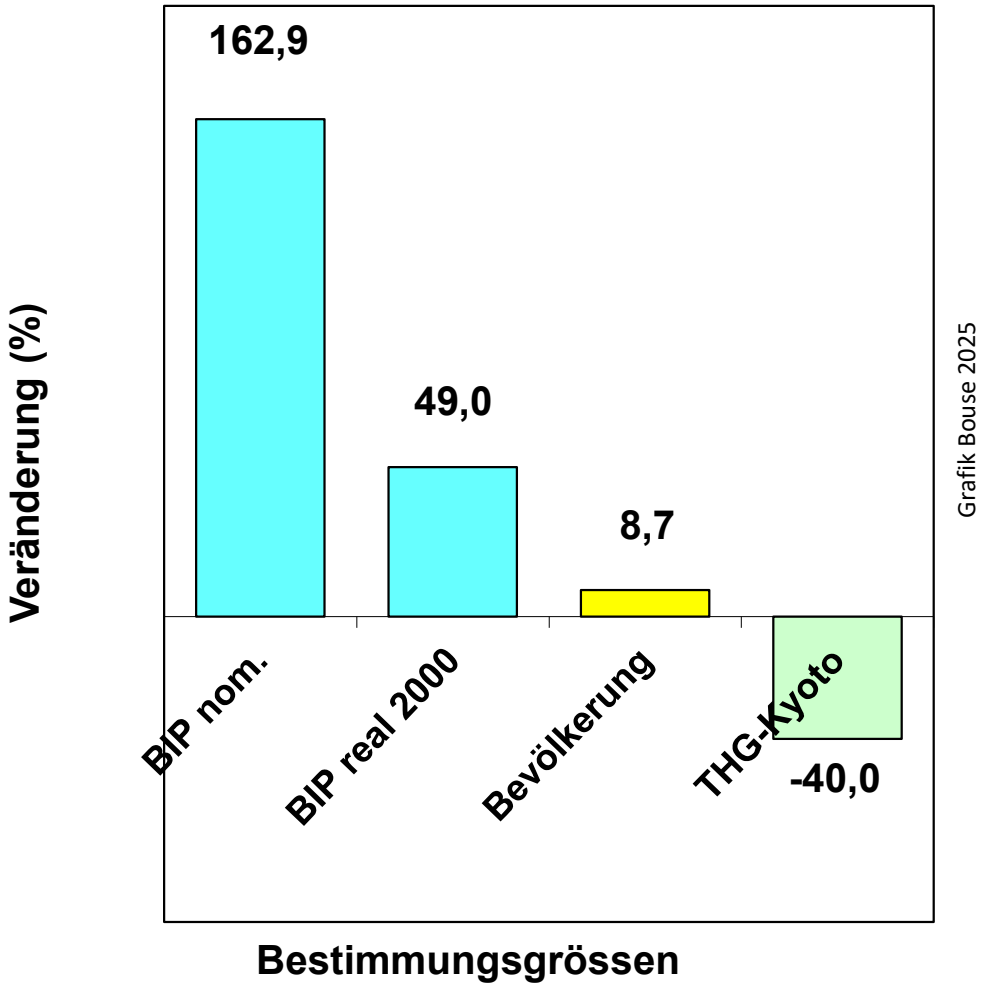
Gesamte Treibhausgas-Emissionen (THG-Kyoto) [3)]

in CO_2 Äquivalent **ohne** Landnutzungsänderung & Forstwirtschaft“

1.251 / 732 / 656 Mio. t CO_2 äquiv.

15,7 / 8,8 / 7,7 t $CO_{2\ äquiv}$/Kopf

Veränderung 1990(91)-2024



* Daten 2024 vorläufig, Stand 1/2025

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

2) BIP real 2020 zur Ermittlung der Energieproduktivität ! Kyoto-Basisjahr 1990/1995, eingesetzt 1990 1.251 Mio. = Index 103)

4) Jahr 1991 bei BIP nominal und real 2020

Quellen: Stat. BA 3/2024; Agora Energiewende 2024, 1/2025; AGEB – Energieverbrauch in D 2024, 1/2025

Entwicklung ausgewählter Stromdaten in Deutschland 1990-2024

Grund- und Kenndaten 1990/2020/2024 [1)]

Brutto-Stromerzeugung (BSE)

549,9 / 572,2 / 497,3 Mrd. kWh
Ø 6.926 / 7.075 / 5.851 kWh/Kopf

Brutto-Stromverbrauch (BSV)

550,7 / 552,2 / 521,7 Mrd. kWh
6.936 / 6.637 / 6.138 kWh/Kopf
Anteil Erneuerbare 55,2% von 5212,7 TWh

Stromverbrauch Endenergie (SVE)

455,0 / 477,4 / k.A. Mrd. kWh
Ø 5.730 / 5.738 / kWh/Kopf

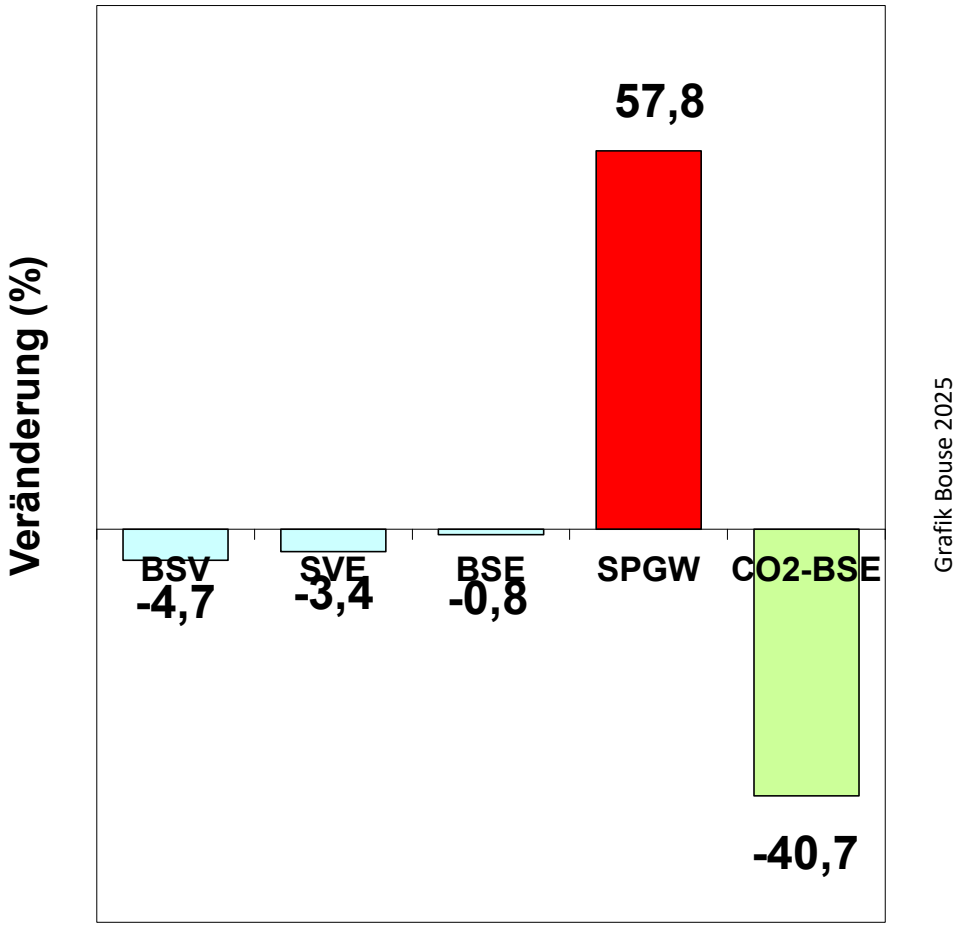
Wirtschaft & Strom, Stromeffizienz

Stromproduktivität Gesamtwirtschaft (SPGW)
(BIP real 2020, preisbereinigt, verkettet / BSV)
4,5 (91) / 6,0 / 7,1 (23) €/kWh

Klima & Strom, Treibhausgase

Energiebedingte- CO_2-Emissionen Strom (CO_2-BSE)
366 / 219 / 149 Mio. t CO_2

Veränderung 1990(91)-2024



Bestimmungsfaktoren

* Daten 2024 vorläufig, Stand 2/2025
1) Mit Pumpstromerzeugung, ohne Erzeugung aus natürlichem Zufluss

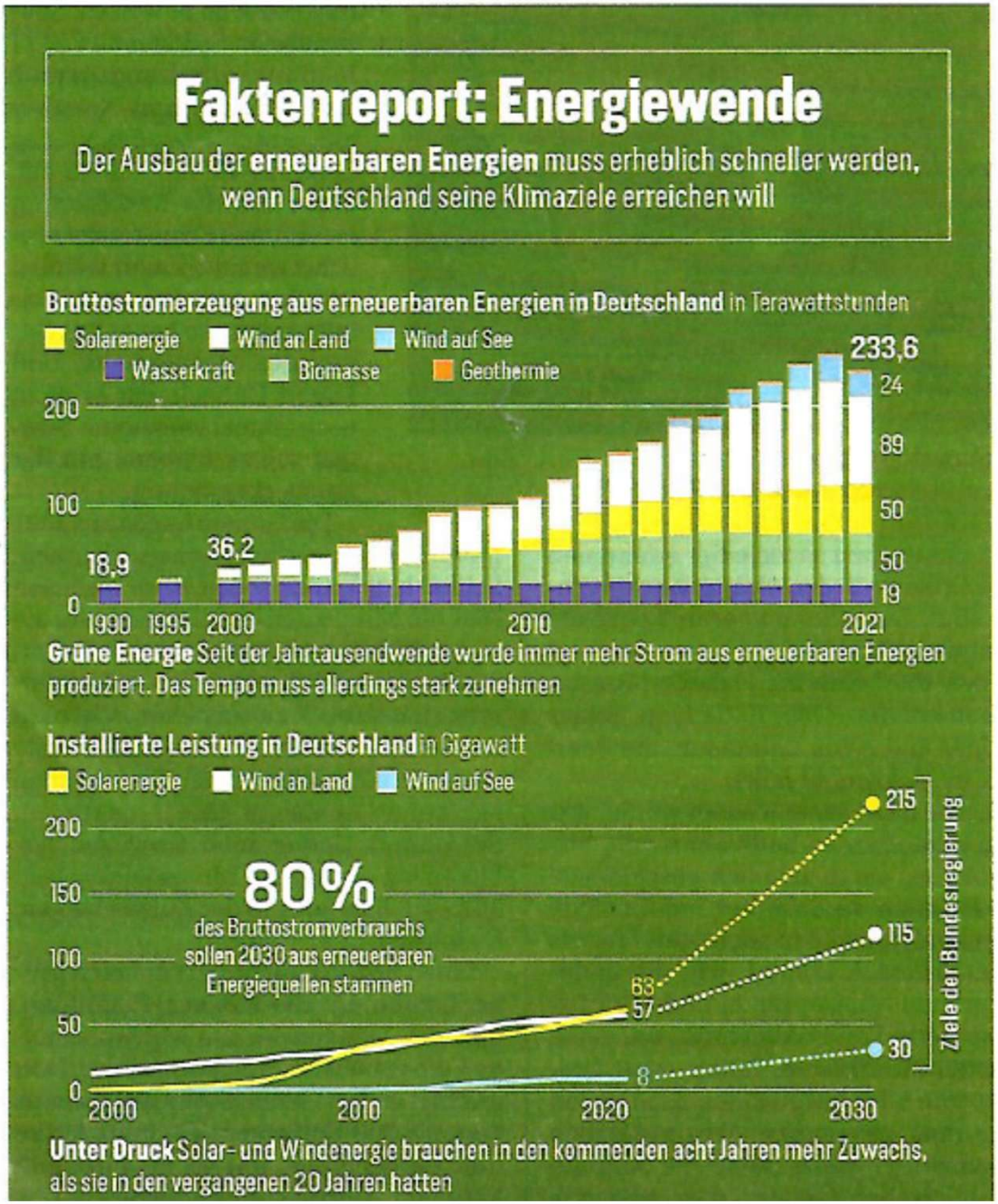
Bevölkerung (Jahresdurchschnitt, Zensus 2011) 1990/2000/2020 = 79,5 / 83,2/ 85,0 Mio.

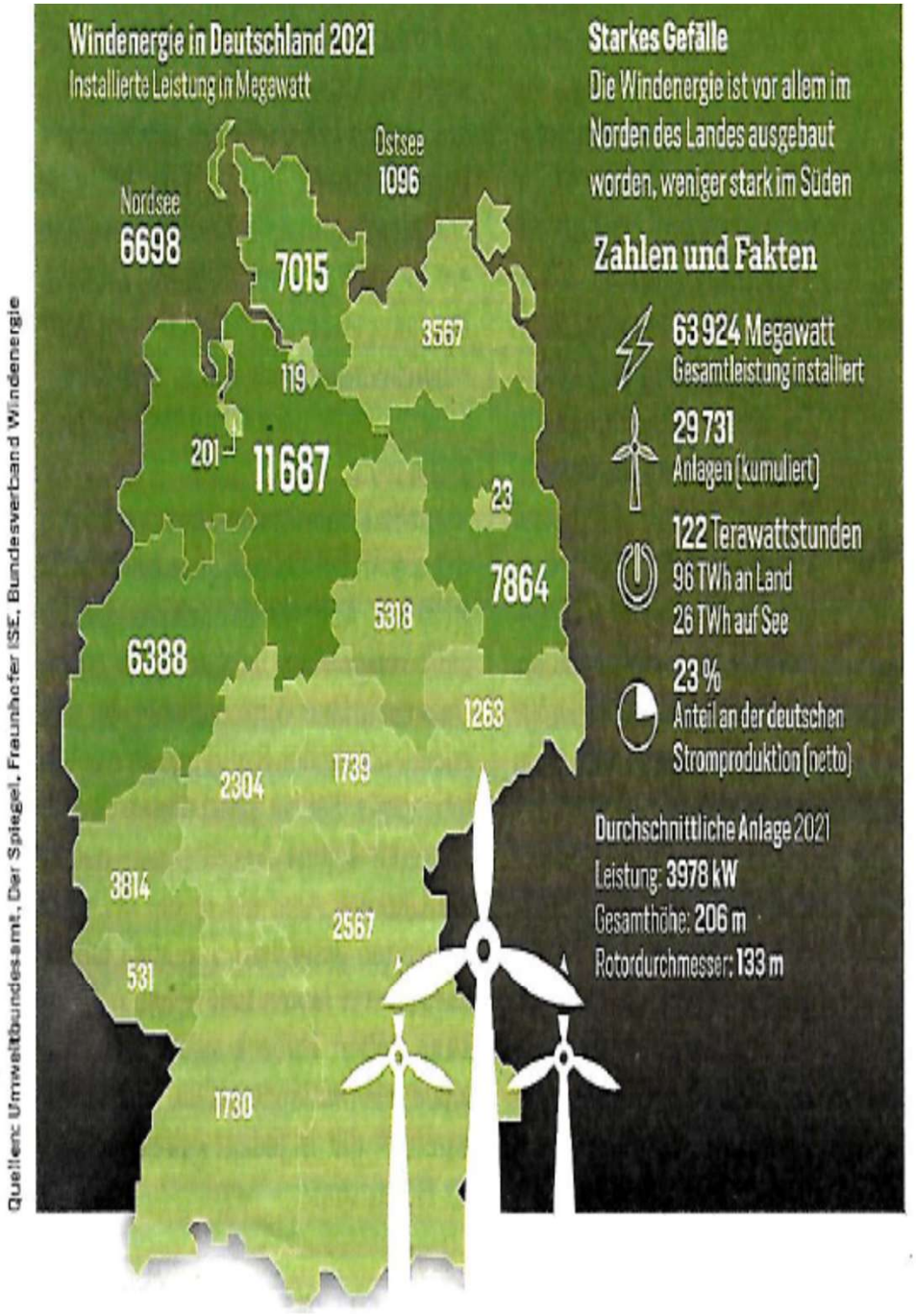
Quellen: AGEB bis 2/2021; BMWI-Energiedaten bis 3/2021, UBA 2021, Stat. BA bis 3/2021,; Agora Energiewende 2020, 1/2021, AGEB – Energieverbrauch in D 2024, 2/2025

Stromversorgung in Deutschland

Einleitung und Ausgangslage

Faktenreport: Energiewende im Strombereich in Deutschland 1990-2030





Quellen: Umweltbundesamt, Der Spiegel, Fraunhofer ISE, Bundesverband Windenergie aus Focus, Ausgabe 50/2022

Kernpunkte der Energiewende in der deutschen Energie- und Stromversorgung 2024 (1)

Ergebnisse auf einen Blick

1 **Deutschlands Treibhausgasemissionen sinken 2024 gegenüber dem Vorjahr um 3 Prozent auf 656 Mio. CO_2-Äq – 48 Prozent weniger als 1990.** Die Rückgänge finden zu gut 80 Prozent in der Energiewirtschaft statt. Dagegen steigen die Emissionen der Industrie trotz wirtschaftlicher Schwäche um 3 Mio. t CO_2-Äq. Im Gebäudesektor drücken milde Temperaturen die Emissionen um 2 Prozent – witterungsbereinigt steigen sie. Die Emissionen des Verkehrssektors stagnieren weiterhin.

2 **Der Anteil von 55 Prozent Erneuerbarer am Stromverbrauch zeigt: Klimapolitik wirkt, wenn sie konsequent umgesetzt wird.** Die Photovoltaik übertrifft mit 16 GW ihren Ausbaurekord aus dem Vorjahr, die Genehmigungen der Windenergie-an-Land steigen deutlich auf 13 GW. Eine Rekorderzeugung von Erneuerbarem Strom und ein gesteigertes Importsaldo verdrängen 19 TWh Kohle aus dem Strommix. Gegenüber 2023 fallen die Emissionen des Stromsektors um 9 Prozent.

3 **Die Dynamik in den Nachfragesektoren Industrie, Gebäude und Verkehr bleibt mangelhaft – trotz fallender Strompreise.** Verunsicherung bei Haushalten und Unternehmen führen zu einer allgemeinen Investitionszurückhaltung – sowohl für fossile als auch klimaneutrale Technologien. Der Absatz von Wärmepumpen und die Neuzulassungen von E-Pkw gehen um 44 beziehungsweise 26 Prozent zurück, obwohl die Stromkosten gegenüber 2023 sinken. Trotz erster Förderzusagen 2024 stehen auch in der Industrie Investitionen in klimaneutrale Produktion auf der Kippe.

4 **Eine strategisch kluge und sozial ausgewogene Klimapolitik ist als Schlüssel für Stabilität und Resilienz wichtiger denn je.** Zentral sind noch attraktivere Strompreise durch niedrigere Netzentgelte und eine Senkung der Stromsteuer. Steuerliche Anreize, Klimaschutzverträge und grüne Leitmärkte können der Wirtschaft Innovationsimpulse geben. Im Gebäudesektor sind Kontinuität und eine sozial gestaffelte Förderung entscheidend. Die Finanzierung können eine Anpassung der Schuldenregel und ein Zukunftspakt zwischen Bund, Ländern und Kommunen sichern.

Quelle: Agora Energiewende – Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2024, Analyse, 1/2025 , www.agora-energiewende.de

Das Energiejahr in 10 Punkten in Deutschland 2024 (2)

Das Energiejahr 2024 in zehn Punkten

1. **Emissionen:** Die Treibhausgasemission sanken 2024 um 3 Prozent auf 656 Mio. t CO_2-Äq, 36 Mio. t unter dem im Klimaschutzgesetz festgelegten Ziel. Die Reduktion gegenüber 1990 liegt bei 48 Prozent. Gegenüber dem vergangenen Jahr flachte die Reduktionskurve deutlich ab – trotz stagnierender Wirtschaft. Wesentliche Treiber für die Minderung waren die Substitution von Kohle durch Erneuerbare und Importe in der Energiewirtschaft bei stabilem Stromverbrauch. Hinzu kamen geringfügige Emissionsminderungen beim Verkehr sowie – im Wesentlichen witterungsbedingt – im Gebäude-Sektor. Hingegen stiegen die Industrieemissionen leicht an, vor allem aufgrund eines leichten Plus bei der Produktion der energieintensiven Industrie.

2. **Wirtschaftsstandort Deutschland:** Für 2024 wird ein Rückgang des BIP um 0,1 Prozent erwartet – damit ist das BIP in den vergangenen 5 Jahren nur um 0,1 Prozent gewachsen. Die Gründe sind neben konjunktureller auch struktureller Natur. Der Absatz deutscher Produkte war sowohl von schwacher ausländischer Nachfrage als auch einer schwachen Binnenkonjunktur belastet; stellvertretend steht die Schwäche von Automobil- und Baubranche. Die private und wirtschaftliche Investitionszurückhaltung hat sich durch mangelnde wirtschaftspolitische Klarheit und das öffentliche Finanzierungsproblem nach dem KTF-Urteil des Bundesverfassungsgerichts verstärkt.

3. **Energiepreise:** Die Großhandelspreise für fossile Energieträger stabilisierten sich 2024, zum Teil auf relativ hohem Niveau. Die europäischen Erdgaspreise, die sich an den teureren Preisen für Flüssigerdgas (LNG) orientieren, bewegten sich 2024 weiterhin auf einem mehr als doppelt so hohen Niveau wie vor der fossilen Energiepreiskrise. Die Großhandelspreise für Strom fielen gegenüber 2023, ab Jahresmitte stiegen sie im Jahresverlauf aufgrund des steigenden Gaspreises wieder etwas an. Zugleich ist eine erhöhte Volatilität zu beobachten: Sowohl Zeiten sehr niedriger oder negativer Preise bei starker EE-Erzeugung als auch Preisspitzen bei geringer EE-Erzeugung nahmen zu. Die Endverbraucherpreise für Industrie und Haushalte sanken 2024 gegenüber den hohen Werten 2022/2023, obwohl Strom-Netzentgelte wegen des Wegfalls staatlicher Unterstützung für die Übertragungsnetze flächendeckend stiegen.

4. **Erneuerbare Energien:** Der positive Ausbautrend setzte sich 2024 fort. Der Anteil der Erneuerbaren am Bruttostromverbrauch stieg auf 55 Prozent. Bei der Photovoltaik wurde mit 16 GW der Ausbaurekord 2023 nochmals übertroffen. Die Leistung neu installierter Onshore-Windkraftanlagen lag mit 2,3 GW zwar nach wie vor auf sehr geringem Niveau, allerdings ist eine Trendwende absehbar: Mit 11 GW wurde ein Höchstwert an Onshore-Windanlagen in Ausschreibungen bezuschlagt, hinzu kamen 8 GW an Windenergieanlagen auf See. Die Leistung der neu genehmigten Windprojekte lag mit knapp 13 GW dreimal so hoch wie vor zwei Jahren. Auch der Batteriespeicher-Boom hielt 2024 mit einem Kapazitätszuwachs um knapp 50 Prozent weiter an.

5. **Konventionelle Stromerzeugung:** Die wachsende Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und abermals gestiegene Importe aus den Nachbarländern sorgten für eine signifikante Verringerung der Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken. Insgesamt wurden 2024 noch 236 TWh konventioneller Strom produziert; das entspricht einem Rückgang um 11 Prozent gegenüber dem Vorjahr. Den stärksten Rückgang verzeichnete die Kohleverstromung mit einem Minus von 16 Prozent. Die Stromerzeugung in Erdgaskraftwerken blieb konstant. Die Emissionen der Energiewirtschaft sanken 2024 auf 183 Mio. t CO_2-Äq und verzeichneten damit ein deutliches Minus von 18 Mio. t CO_2-Äq gegenüber 2023 (-9 Prozent).

6. **Industrie:** Die Treibhausgasemissionen der Industrie lagen 2024 bei 158 Mio. t CO_2-Äq. Das entspricht einem Anstieg von 3 Mio. t CO_2-Äq beziehungsweise 2 Prozent im Vergleich zum Vorjahr. Damit lagen die Emissionen um 10 Mio. t CO_2-Äq unter dem Jahressektorziel. Insgesamt wog der Effekt des leicht erhöhten Verbrauchs fossiler Kraftstoffe der energieintensiven Industrie höher als der Produktionsrückgang über alle Industrien hinweg. Für einige Industrie- und Gewerbebetriebe ist der Strompreis wieder etwa auf dem Niveau von 2021. Große Verbraucher mit Vergünstigungen bei Netzentgelten, Abgaben und Umlagen zahlen hingegen weiter deutlich über Vorkrisenniveau.

7. **Gebäude:** Auch im Jahr 2024 konnte im Gebäudesektor keine nennenswerte Reduktion der Emissionen beobachtet werden. Mit 105 Mio. t CO_2-Äq. wurden im Vergleich zum Vorjahr lediglich 2 Mio. t weniger ausgestoßen. Das im Klimaschutzgesetz angegebene Emissionsziel von 96 Mio. t CO_2-Äq. wurde deutlich verfehlt. Die geringfügigen Emissionsreduktionen gehen im Wesentlichen auf den abermals verringerten Heizenergiebedarf infolge warmer Witterung zurück. Strukturelle Verbesserungen gab es 2024 kaum: So ging der Wärmepumpenabsatz gegenüber dem Vorjahr um 44 Prozent auf rund 200.000 Wärmepumpen zurück, die Schwäche der Baubranche führte zu einem Rückgang energetischer Sanierungen.

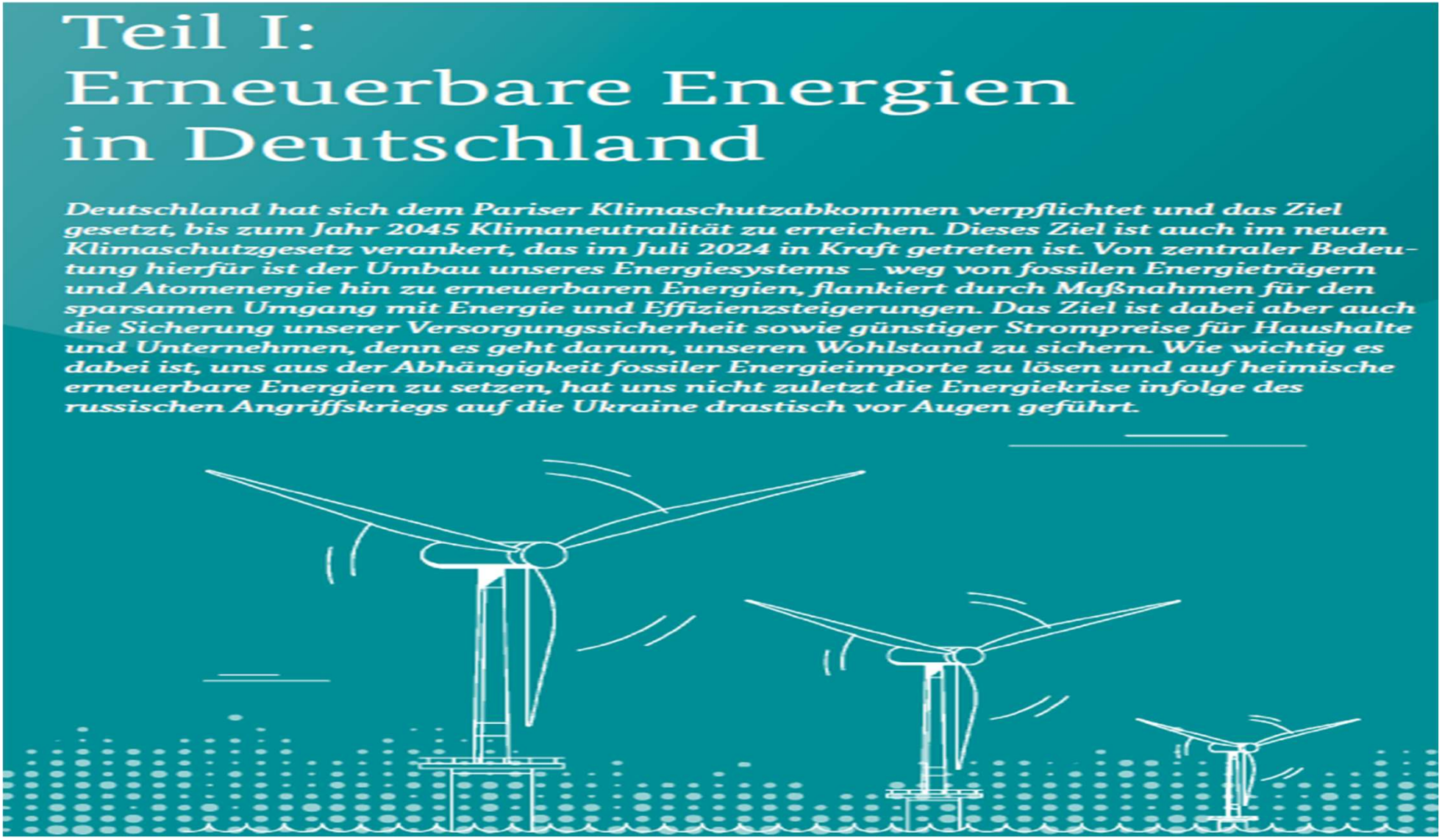
8. **Verkehr:** Gegenüber 2023 sanken die Emissionen im Verkehrssektor geringfügig um 1 Prozent, beziehungsweise 1,5 Mio. t auf 144 Mio. t CO_2-Äq. Damit lagen die Emissionen abermals weit oberhalb des indikativen KSG-Jahresziels von 125 Mio t. Der Rückgang des Lkw-Verkehrs um 1 Prozent ist im Wesentlichen der schwachen Konjunktur geschuldet, dagegen nahm der Pkw-Verkehr leicht zu. Mit 347.000 neu zugelassenen Elektroautos wurden bis Ende November 26 Prozent weniger reine Elektroautos zugelassen als im Vorjahreszeitraum – weit unter der Marke, die für das Ziel 15 Millionen E-Autos bis 2030 erforderlich wäre. Erfreulich ist der Anstieg des Fahrgastaufkommens im ÖPNV um 6 Prozent im ersten Halbjahr 2024, unter anderem vor dem Hintergrund der Einführung des Deutschlandtickets im Mai 2023. Ohne zusätzliche Instrumente werden die notwendigen Emissionsminderungen im Verkehrssektor nicht zu erreichen sein.

9. **Infrastruktur für die Energiewende:** Eine moderne und effiziente Infrastruktur ist ein wesentlicher Baustein für die Energiewende. Im vergangenen Jahr wurden Fortschritte in Planung, Umsetzung und Finanzierung erzielt, so hat die Bundesnetzagentur das Wasserstoff-Kernnetz genehmigt und den Netzentwicklungsplan für ein Klimaneutrales Stromübertragungsnetz bestätigt. Erstmals legten die knapp 90 größten Strom-Verteilnetzbetreiber Ausbaupläne für ein klimaneutrales Verteilnetz vor. Fortschritte gab es auch bei der Genehmigung großer Leitungstrassen: An Land haben sich die genehmigten bzw. im Bau befindlichen Leitungskilometer binnen drei Jahren vervierfacht, offshore sind zusätzliche 1.000 Leitungskilometer in Bau. Die Bundesnetzagentur hat über einen Verteilungsmechanismus einen ersten Schritt zu einer gerechteren regionalen Verteilung der Verteilnetzausbaukosten vorgenommen.

10. **Energiepolitische Entwicklungen und Ausblick:** Der Anteil von 55 Prozent Erneuerbarer am Stromverbrauch zeigt: Klimapolitik wirkt, wenn sie konsequent umgesetzt wird. Die Dynamik in den Stromnachfragesektoren Industrie, Gebäude und Verkehr bleibt mangelhaft – trotz gesunkener Strompreise. Eine strategisch kluge und sozial ausgewogene Klimapolitik ist als Schlüssel für Stabilität und Resilienz wichtiger denn je. Zentral sind günstigere Strompreise durch niedrigere Netzentgelte und eine Senkung der Stromsteuer. Steuerliche Anreize, Klimaschutzverträge und grüne Leitmärkte geben der Wirtschaft Innovationsimpulse. Im Gebäudesektor sind Kontinuität und eine sozial gestaffelte Förderung entscheidend. Eine Anpassung der Schuldenregel und ein Zukunftspakt zwischen Bund, Ländern und Kommunen sichern die Finanzierung.

Quelle: Agora Energiewende – Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2024, Analyse, S. 6/7, 1/2025 , www.agora-energiewende.de

Erneuerbare Energien
zur Energie- und Stromversorgung in Deutschland 2023



Quelle: BMWK - Erneuerbare Energien in Zahlen, Nationale und internationale Entwicklung 2023, S. 11, 11/2024; AGEB 12/2024

Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2023

Die wichtigsten Fakten

Die Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) bilanziert im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) die Nutzung der erneuerbaren Energien und erstellt regelmäßig auf der Grundlage aktuell verfügbarer Daten eine erste offizielle Schätzung zur Entwicklung der erneuerbaren Energien im Vorjahr. Das vorliegende Hintergrundpapier beschreibt die bisherigen Erkenntnisse für die Bereiche Strom, Wärme und Verkehr für das Jahr 2023, ergänzt um Zahlen zu den wirtschaftlichen Effekten und der Emissionsvermeidung durch erneuerbare Energien. Darüber hinaus werden im Anhang einige wesentliche Indikatoren zur Witterung im aktuellen Jahr dargestellt, um die Entwicklungen besser einordnen zu können.

Die hier vorgestellten Daten sind vorläufig und werden im Laufe des Jahres nach Vorliegen weiterer Statistiken durch die AGEE-Stat aktualisiert und für nationale und internationale Berichtspflichten der Bundesregierung genutzt.

Entwicklung der erneuerbaren Energien im Jahr 2023 – die wichtigsten Fakten:

Anteil der Erneuerbaren am Bruttostromverbrauch steigt von 46,2 auf 51,8 Prozent

Im Jahr 2023 stieg der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch deutlich. Günstigere Windbedingungen und der hohe Zubau im Bereich der Photovoltaik sorgten für deutlich mehr erneuerbaren Strom. Bei gleichzeitig sinkendem Stromverbrauch wurde mit 51,8 Prozent erstmals über die Hälfte des gesamten Stromverbrauchs eines Jahres durch erneuerbare Energieträger gedeckt.

Anteil der Erneuerbaren am Endenergieverbrauch Wärme steigt von 17,5 auf 18,8 Prozent

Die aus erneuerbaren Energieträgern erzeugte Wärmemenge stieg im Jahr 2023 im Vergleich zum Vorjahr nur wenig. Mit über 205 TWh wurde nur etwa 1 Prozent mehr „grüne" Wärme erzeugt als 2022. Da gleichzeitig jedoch der Wärmebedarf besonders in der Industrie rückläufig war, stieg der Anteil der erneuerbaren Energieträger am gesamten Endenergieverbrauch für Wärme von 17,5 auf 18,8 Prozent.

Anteil der Erneuerbaren am Endenergieverbrauch im Verkehr wächst auf 7,3 Prozent

Im Jahr 2023 lag der Absatz von Biokraftstoffen über dem Niveau des Vorjahres. Mehr grüner Strom im Strommix und das Wachstum bei der Elektromobilität ließen außerdem die Nutzung von erneuerbarem Strom im Verkehr deutlich anwachsen. Der Anteil erneuerbarer Energien im Verkehr erhöhte sich damit von 6,9 auf 7,3 Prozent.

Anteil der Erneuerbaren am gesamten Bruttoendenergieverbrauch steigt auf 22,0 Prozent

In den Jahren 2022 und 2023 gab es auch aufgrund des krisenbedingt rückläufigen Energiebedarfs bei gleichzeitig steigendem Einsatz erneuerbarer Energien jeweils eine Zunahme des Anteils erneuerbarer Energien: Erneuerbare Energien deckten nach Berechnungsmethodik der EU-Richtlinie im Jahr 2023 22,0 Prozent des gesamten Brutto-Endenergieverbrauchs.

Erneuerbare vermeiden 250 Millionen Tonnen Treibhausgasemissionen

Durch die Nutzung erneuerbarer Energien verringerte sich der Einsatz fossiler Energieträger und damit der Ausstoß von Treibhausgasen und Luftschadstoffen. Der Beitrag der erneuerbaren Energien zum Klimaschutz umfasste im Jahr 2023 knapp 250 Millionen Tonnen CO_2-Äquivalente. Insbesondere durch den starken Anstieg der erneuerbaren Stromerzeugung waren dies fast 15 Millionen Tonnen mehr als im Vorjahr.

Investitionen in Erneuerbare Energien steigen auf 36,6 Milliarden Euro

Insgesamt stiegen die Investitionen in Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien sehr deutlich an und lagen im Jahr 2023 bei etwa 36,6 Milliarden Euro. Die wirtschaftlichen Impulse aus dem Betrieb bestehender Anlagen waren leicht rückläufig und lagen bei 23,1 Milliarden Euro.

Quelle: AGEE-Stat aus UBA – Erneuerbare Energien in Deutschland – Daten zur Entwicklung im Jahr 2023, 03/2024

Erneuerbare Energien in Deutschland : Status quo 2022/23, Ziel 2030

Tabelle 1: Erneuerbare Energien in Deutschland: Status quo

Kategorien	2022	2022 23	Zielwerte bis 2030
Anteil erneuerbarer Energien		[%]	
am Bruttoendenergieverbrauch[1]	20,2	22,1	42,5[2]
am Bruttostromverbrauch	46,3	52,5	80[3]
am Endenergieverbrauch Wärme und Kälte[4]	17,9	17,7	–
am Endenergieverbrauch Verkehr	6,9	7,5	–
am Primärenergieverbrauch	17,7	19,4	–
Vermeidung von Treibhausgasemissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien		**Mio. t CO_2-Äq.**	
Gesamte Treibhausgas-Vermeidung	239,0	248,7	–
Wirtschaftliche Impulse durch die Nutzung erneuerbarer Energien		**Mrd. Euro**	
Investitionen in Erneuerbare-Energien-Anlagen	22,2	37,3	–
Wirtschaftliche Impulse aus dem Betrieb von Erneuerbare-Energien-Anlagen	23,9	23,2	–

1 nach Energiekonzept der Bundesregierung

2 gemäß Richtlinie (EU) 2023/2413 Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Renewable Energy Directive (RED) III)[2], sowie dem verbundenen Nationalem Energie- und Klimaplan (NECP) [30].

3 nach EEG 2023 [1]

4 direkt in den Sektoren vor Ort für Anwendungszwecke Wärme und Kälte eingesetzte Energieträger, ohne Strom, inklusive Fernwärmeverbrauch

Quellen: BMWK auf Basis der AGEE-Stat-Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland ([3], Tabellenblätter 2, 8.1, 9.1 und 9.2), vorläufige Angaben

aus BMWK: Erneuerbare Energien in Zahlen, Nationale und internationale Entwicklung 2023, S. 14, 11/2024

Übersicht ausgewählte Daten zur Stromversorgung in Deutschland 2024

Rahmendaten

Wichtige Bestimmungsfaktoren für den Strommarkt in Deutschland ist die Bevölkerungszahl mit 85,0 Mio. Einwohner, die Wirtschaftsleistung BIP real 2015 mit 3.265 Mrd. € (2023) und die Treibhausgas-Emissionen (THG) mit 656 Mio. t $CO_{2äquiv}$

Strombilanz

Bei der Strombilanz in Deutschland beträgt das Aufkommen und die Verwendung für Strom 574,8 Mrd. kWh.
Das Aufkommen setzt sich aus der heimischen Bruttostromerzeugung mit 495,0 Mrd. kWh (86,1%) und der Stromeinfuhr mit 70,8 Mrd. kWh (13,9%) zusammen. Die Verwendung setzt sich aus dem Bruttostromverbrauch mit 516,6 (89,9%) und der Stromausfuhr mit 58,1 Mrd. kWh (10,1%) zusammen. Das Nettostromhandelssaldo betrugt somit – 21,7 Mrd. kWh (3,8%).

Stromerzeugung und Stromverbrauch

Die Bruttostromerzeugung (BSE) in Deutschland erfolgt vorwiegend durch Stromversorger sowie durch private Betreiber und industrielle Eigenanlagen und ergab insgesamt 495,0 Mrd. kWh. Bei der Aufteilung nach Energieträgern lagen die fossilen Energien wie Braun- und Steinkohle, Erdgas und Heizöl mit 37,9% weit vor den erneuerbaren Energien wie Solar, Wasserkraft, Windkraft, Biomasse mit 57,6% und den sonstigen Energien mit 4,5%.
Der Bruttostromverbrauch (BSV) betrug 516,6 Mrd. kWh und nach Abzug von Eigen- und Pumpstromverbrauch sowie Netzverlusten betrug der Stromverbrauch Endenergie (SVE) 477,5 Mrd. kWh (2022). Die Aufteilung nach Sektoren ergaben folgende Anteile: Industrie 42,2%, GHD 28,1%, Private Haushalte 26,8% und der Verkehr 2,9% (2022).
Bei der Aufteilung nach Anwendungszwecken im Jahr 2022 lag die mechanische Energie mit 34,2% weit vor der Prozesswärme einschließlich Warmwasser mit 21,4%, der Beleuchtung mit 12,9%, Kälte/Klima 12,5%, IKT 15,8%, und der Raumheizwärme mit 3,6%.
Der Anteil Stromverbrauch Endenergie (SVE) lag bei 20,2% vom gesamten Endenergieverbrauch im Jahr 2022.

Strompreise

Die durchschnittlichen Strompreise ohne MwSt und Ausgleichsabgabe lagen bei der Industrie bei 23,3 Ct/kWh im Jahr 2023 nach BMWI.
Bei den Haushalten lagen die Strompreise für Tarifkunden einschl. Mehrwertsteuer und Ausgleichsabgabe bei 41,0 Ct/kWh im Jahr 2024.

Wirtschaft & Strom, Stromeffizienz

Die Stromproduktivität Gesamtwirtschaft (SPGW) = BIP real 2015 /BSV betrug in Deutschland *6,2 €/kWh*

Klima & Strom, Treibhausgase

Der Ausstoß von Kohlendioxid (CO_2) bei der Stromerzeugung aus Kraft- und Fernheizkraftwerken betrug 155 Mio. t. CO_2.
Der Anteil am gesamten energiebedingten CO_2-Ausstoß von 626 Mio. t CO_2 betrug k.A im Jahr 2022
Die spez. CO2-Emisionen betrugen 293 g/kWh, bezogen auf den Strommix im Jahr 2024

Quellen; BMWI –Energiedaten, Tab. 6,11,21,22,26, 3/2021; UBA 12/2024, AGEB 12/2024, UM BW – Energiebericht 2023, 9/2024, Agora Energiewende 2024, 1/2025;
AGEB – Energieverbrauch in D 2024, 1/2025;

Strombilanz

Entwicklung Stromerzeugung (BSE) nach Energieträgern mit/ohne Pumpstromerzeugung und Bruttostromverbrauch (BSV) in Deutschland 1990-2024 (1)

Jahr 2024:

BSE 497,3 TWh (Mrd. kWh) mit Pumpspeicherstrom (PSE), Veränderung 1990/2024 – 9,6%

EE-Beitrag 284,0 TWh, Anteil an der BSE 57,1% bzw. am BSV 54,4%

Bruttostromerzeugung in Deutschland nach Energieträgern

TWh	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Δ in %	Anteil 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	86,3	79,2	-8,2	15,9
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	38,5	27,2	-29,4	5,5
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	0,0	-100,0	0,0
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	76,7	78,4	2,3	15,8
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	5,0	0,8	1,0
Erneuerbare Energien (EE), darunter:[5]	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	275,1	284,0	3,2	57,1
- 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	117,9	112,8	-4,3	22,7
- Wind offshore				0,0	0,2	8,3	12,3	17,7	19,5	24,7	27,3	24,4	25,1	23,9	26,1	9,2	5,2
- Wasserkraft[1]	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	19,9	22,2	11,6	4,5
- 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	43,7	43,2	-1,1	8,7
- 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	63,9	74,1	16,1	14,9
- 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	5,7	5,4	-5,7	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	0,2	9,7	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	22,6	23,5	4,0	4,7
- 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	5,4	6,3	16,1	1,3
- 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	5,7	5,4	-5,7	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	0,6	-8,0	0,1
Bruttostromerzeugung inkl. PSE (Umwandlungsausstoß nach Energiebila	**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**	**511,3**	**497,3**	**-2,7**	**100,0**
Bruttostromerzeugung exkl. PSE[6]	**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**	**505,8**	**491,0**		
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*	*54,4*	*57,8*		
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	69,3	81,1		
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	60,1	56,7		
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	9,2	24,4		
Bruttostromverbrauch excl. PSE	**550,7**	**536,2**	**575,1**	**611,4**	**611,5**	**592,8**	**593,1**	**593,9**	**586,0**	**569,6**	**549,2**	**563,2**	**544,6**	**515,1**	**515,4**		
nachrichtlich:																	
Bruttostromverbrauch inkl. PSE[7]	**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**	**520,5**	**521,7**		
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*	*52,9*	*54,4*		
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*	*-5,5*	*0,2*		

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	8,0	7,3	8,4
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	5,4	6,3
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	-2,0	-1,9	-2,0

* Daten 2024 vorläufig, Stand 2/2025

Bevölkerung (J-Durchschnitt) 2024: 85,0 Mio

[1] Lauf- und Speicherwasser inkl. natürl. Zufluss aus PS

[2] aufgeteilt in reg. und nicht-reg. Anteil (50 % : 50 %)

[3] PSE: Pumpstromerzeugung; ohne Erzeugung aus natürl. 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 Umwandlungsausstoß (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.

Quelle: AGEB – BSE und NSE nach Energieträgern mit Strombilanz in Deutschland 1990-2024, 2/2025

Strombilanz zur Stromversorgung in Deutschland 2019-2023 (2)

Jahr 2023: BSE 513,7 TWh (Mrd. kWh), BSV 525,5 TWh, SVE 477,5 TWh

Tabelle 13

AGEB

Strombilanz der Elektrizitätsversorgung in Deutschland von 2019 bis 2023

	2019	2020	2021	2022	2023 [1]	Veränderungen 2022/2023
	Mrd. kWh					Veränderung in %
Bruttostromerzeugung	**608,2**	**574,7**	**587,1**	**577,9**	**513,7**	**-11,1**
Kraftwerkseigenverbrauch	-31,0	-27,7	-29,8	-28,3	-24,9	-12,2
Nettostromerzeugung	**577,2**	**547,0**	**557,3**	**549,5**	**488,8**	**-11,0**
Stromflüsse aus dem Ausland	40,1	48,0	51,7	49,3	70,3	42,5
Stromflüsse in das Ausland	72,8	66,9	70,3	76,6	58,5	-23,6
Nettostromaufkommen für Inland	**544,5**	**528,1**	**538,7**	**522,3**	**500,6**	**-4,1**
Pumparbeit	8,1	8,8	7,2	8,1	7,4	-8,9
Netzverluste und Nichterfasstes	27,5	26,9	26,6	26,3	27,0	2,6
Nettostromverbrauch	**509,0**	**492,4**	**504,9**	**487,8**	**466,2**	**-4,4**
davon:						
Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe	218,4	206,7	214,4	201,4	187,0	-7,1
Haushalte	127,0	128,0	139,3	135,2	130,4	-3,6
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	140,9	135,6	128,0	126,8	124,4	-1,9
Verkehr	11,6	11,5	12,9	14,1	15,3	8,7
Energieverbr. im Umwandlungssektor (ohne Kraftwerkseigenverbrauch)	11,0	10,6	10,4	10,4	9,0	-12,7
Bruttoinlandsstromverbrauch	**575,6**	**555,8**	**568,5**	**550,6**	**525,5**	**-4,6**

1) *Angaben z.T. vorläufig und geschätzt*

Quellen: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Statistisches Bundesamt, BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

* Daten 2023 vorläufig, Stand 3/2024 SVE = Stromverbrauch Endenergie Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2022: 83,8 Mio.

Quellen: AG Energiebilanzen, Statistisches Bundesamt und Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. aus AGEB – Energieverbrauch in Deutschland 2022, Jahresbericht, 3/2024; AGEB – Bruttostromerzeugung 1990-2022, Stand 2/2024; AGEB – Energiebilanz Deutschland 2022, 1/2024

Struktur der Brutto-Stromerzeugung in Deutschland 2024 (3)

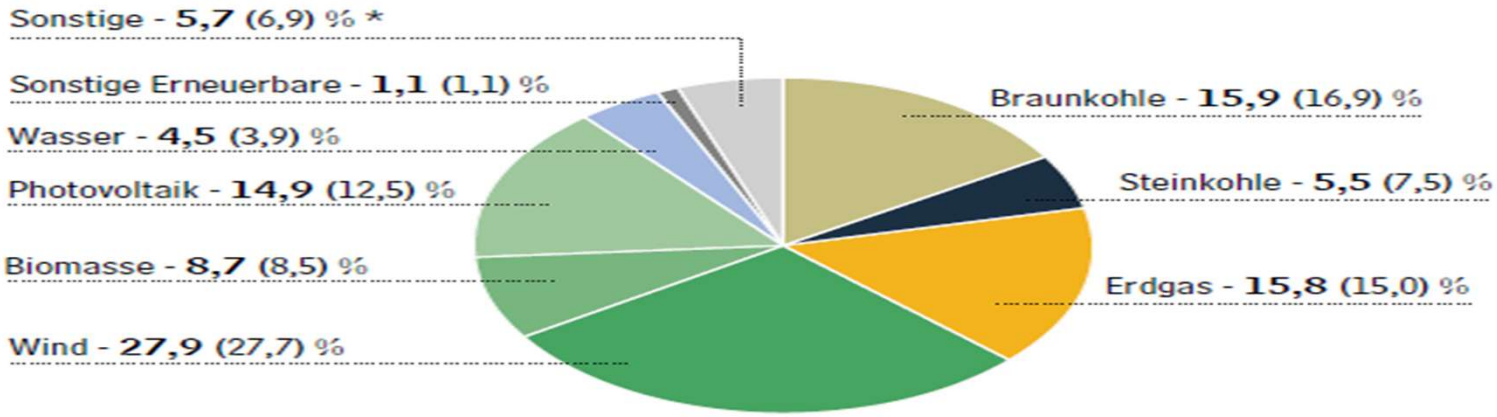
Gesamt 497,3 TWh

EE-Anteil an der BSE 57,1%, am BSV 54,4%

Struktur der Stromerzeugung in Deutschland 2024

gesamt: 497,3 Milliarden Kilowattstunden (Mrd. kWh)
Anteile in Prozent (Vorjahr in Klammern)

AGEB
AG Energiebilanzen e.V.



Berlin - Die Stromerzeugung in Deutschland ist durch einen breiten Energieträgermix geprägt. Veränderungen ergaben sich 2024 durch den weiteren Rückgang der Stromerzeugung aus Stein- und Braunkohle. Wind, Photovoltaik und Wasserkraft weiteten ihre Anteile aus. Erdgas konnte seinen Anteil an der Stromerzeugung ebenfalls steigern. Inländische Kernkraftwerke leisten seit April 2023 keinen Beitrag zur deutschen Stromerzeugung mehr. Der Gesamtanteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch erhöhte sich 2024 insgesamt auf 54,4 Prozent (Vorjahr 52,9 %). Wie im Vorjahr überstiegen beim Stromaustausch mit den Nachbarländern die Einfuhren die Ausfuhren und Deutschland bleibt – nach zwei Jahrzehnten Netto-Export – Netto-Importeur bei Elektrizität.

* 2023 einschließlich Kernenergie (1,4 %)

Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen 2/2025

Arbeitsgemeinschaft
Energiebilanzen e.V.

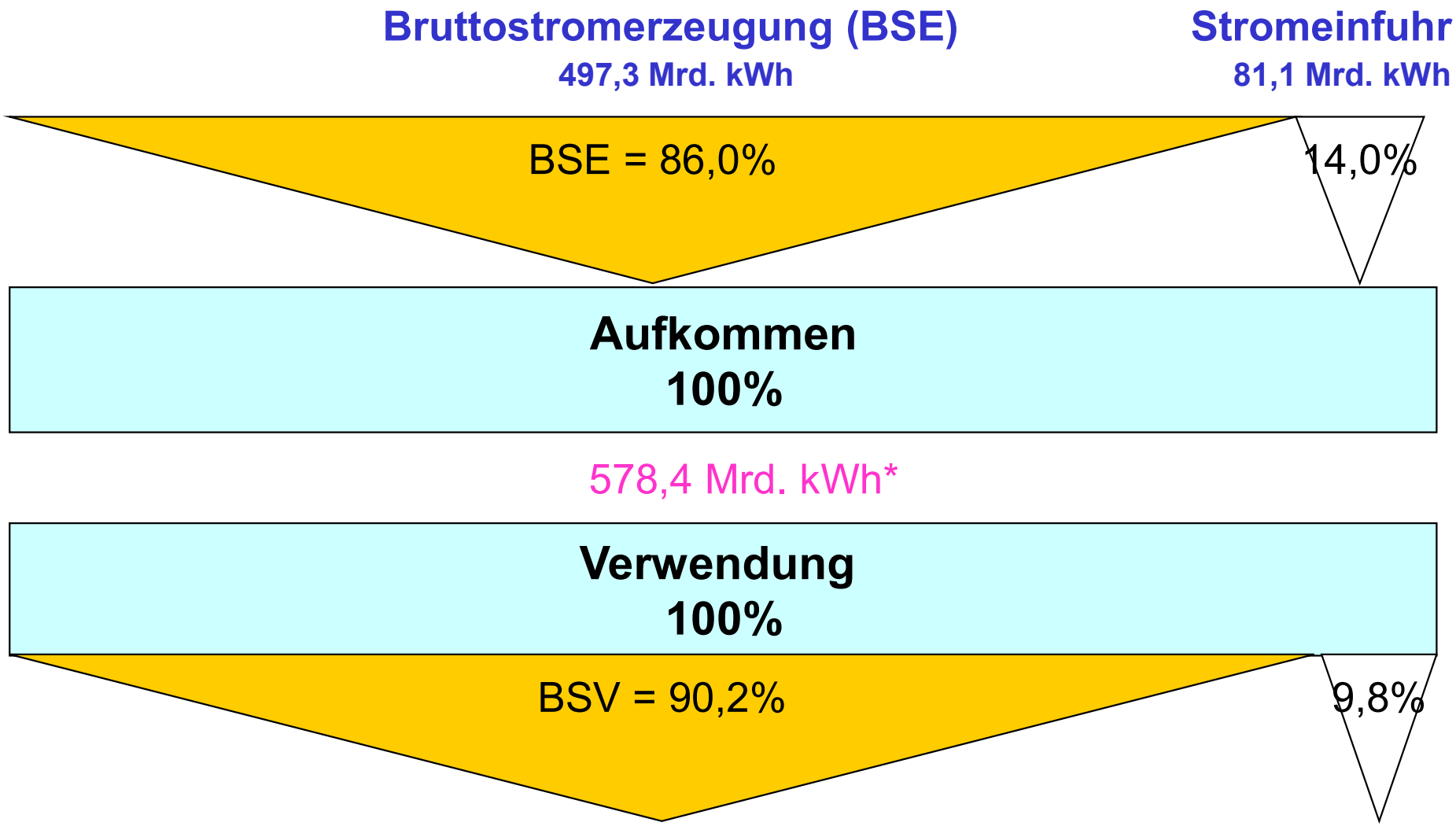
Reinhardtstr. 32
10117 Berlin

Ansprechpartner
Uwe Maaßen
u.maassen@ag-energiebilanzen.de
Mobil 0151 43 24 08 14

www.ag-energiebilanzen.de

Quelle: AGEB – Struktur BSE in Deutschland 2024, Infografik 2/2025

Strombilanz zur Stromversorgung Deutschland 2024 (1)



Grafik Bouse 2025

* Daten 2024, Stand 2/2025

Bevölkerung (J-Durchschnitt) 2024: 85,0 Mio

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

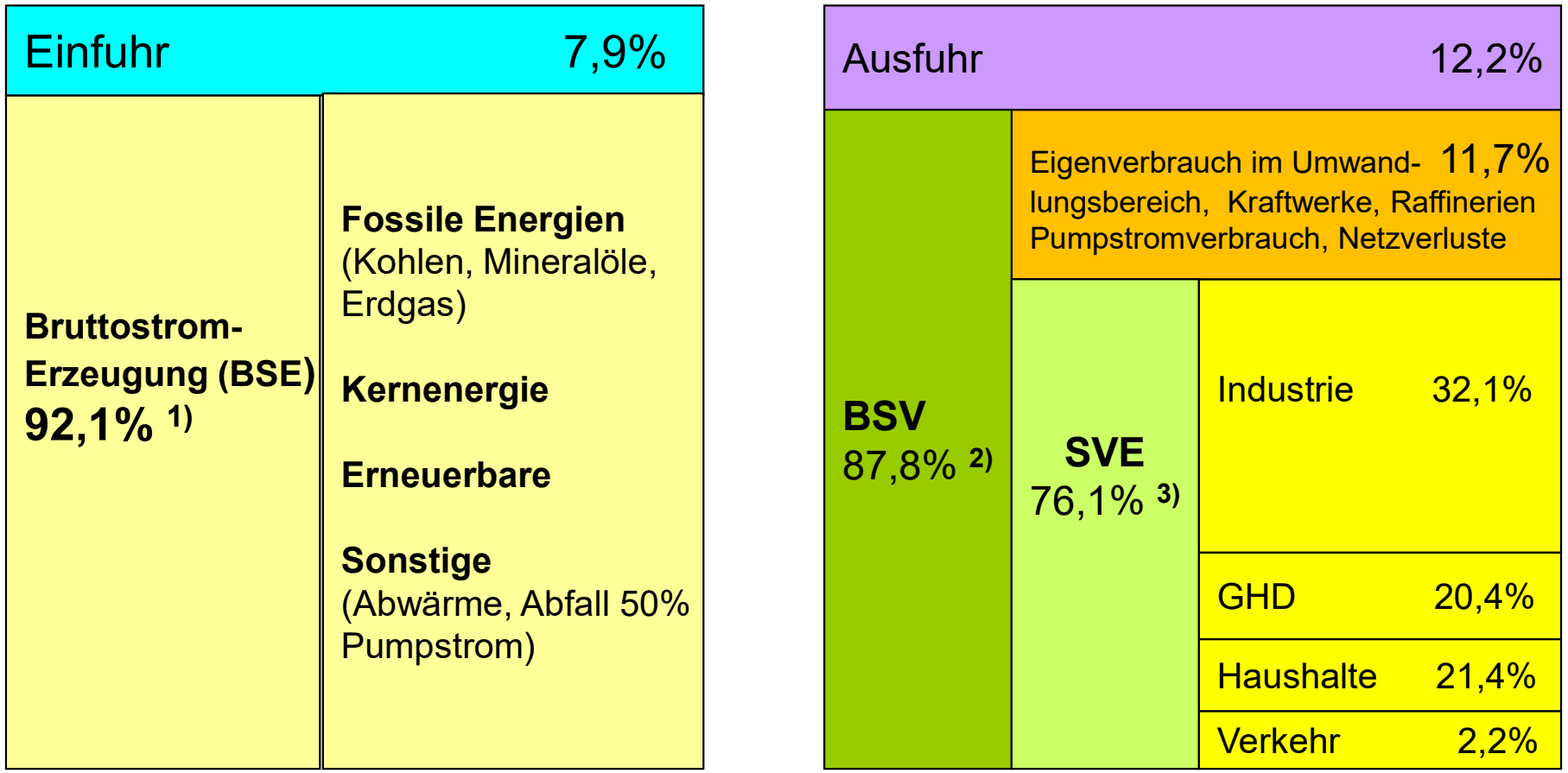
2) Netto-Stromaustauschsaldo = Einfuhr – Ausfuhr 81,1 – 56,7 **= 24,4 TWh (Mrd. kWh)**; Anteil 4,2% vom Strom-Aufkommen/Verwendung).

Quellen: AGEB – Bruttostromerzeugung in Deutschland 1990-2024, Stand 2/2025; AGEB – Energieverbrauch Deutschland 2024, 2/2025

Strombilanz zur Stromversorgung Deutschland 2022 (2)

Aufkommen = Verwendung

627,2 Mrd. kWh = 2.258 PJ = 100%*



Grafik Bouse 2024

* Daten 2022, Stand 3/2024

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

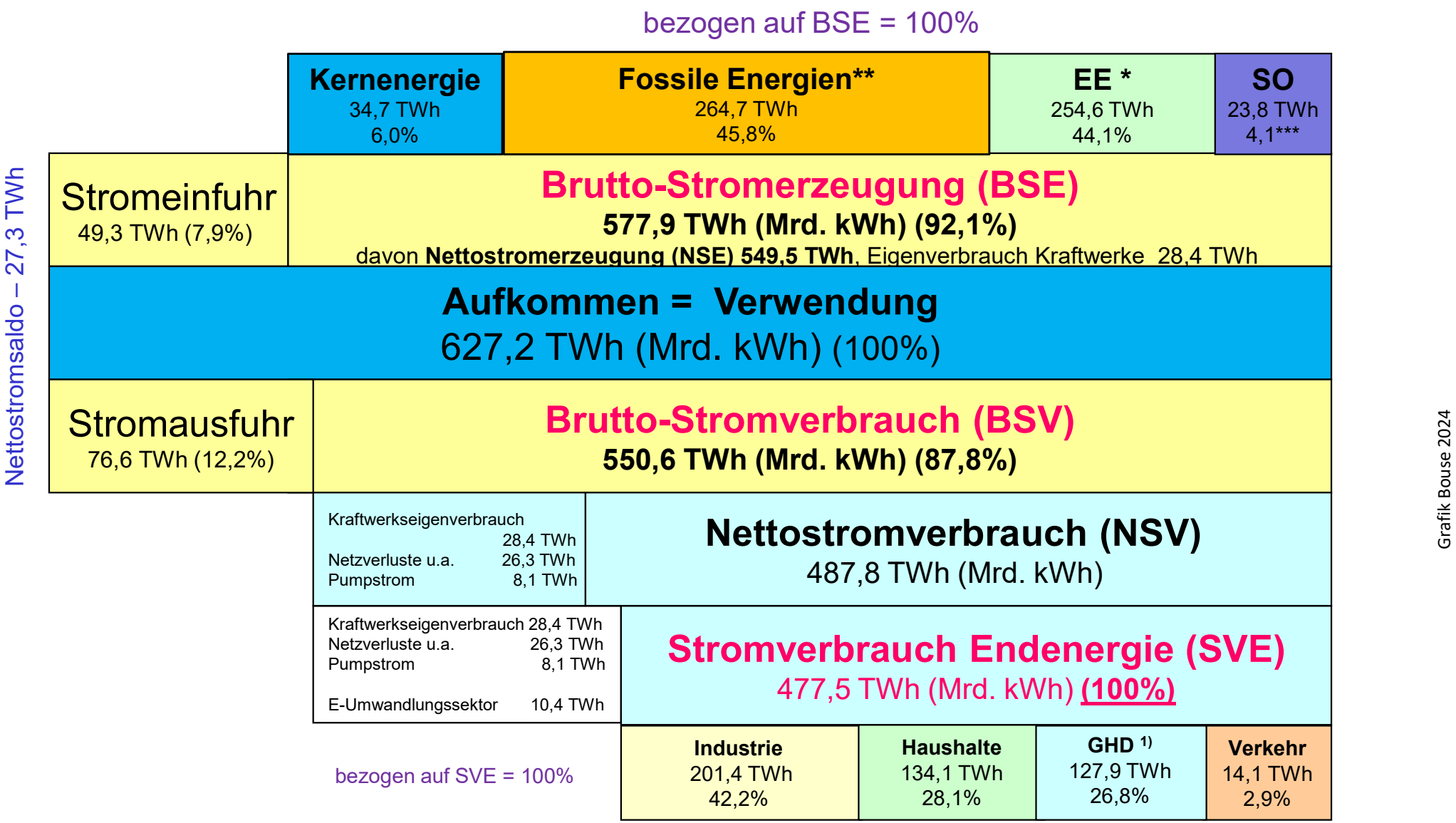
1) Bruttostromerzeugung (BSE) 577,9 TWh (Mrd. kWh)

2) Bruttostromverbrauch (BSV) 550,6 TWh (Mrd. kWh)

3) Stromverbrauch Endenergie (SVE) 477,5 TWh = 100%, davon Industrie 42,2%, GHD 26,8%, Haushalte 28,1% und Verkehr 2,9%

Quellen: BMWI - Energiedaten, Gesamausgabe, Tab. 21, 1/2022, Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990- 2022, 1/2023;
AGEB – BSE in D 1990-2023, 2/2024 und Energieverbrauch in Deutschland 2023, 3/2024; AGEB - Energiebilanz in Deutschland 2022, 1/2024

Stromfluss zur Stromversorgung Deutschland 2022 (3)

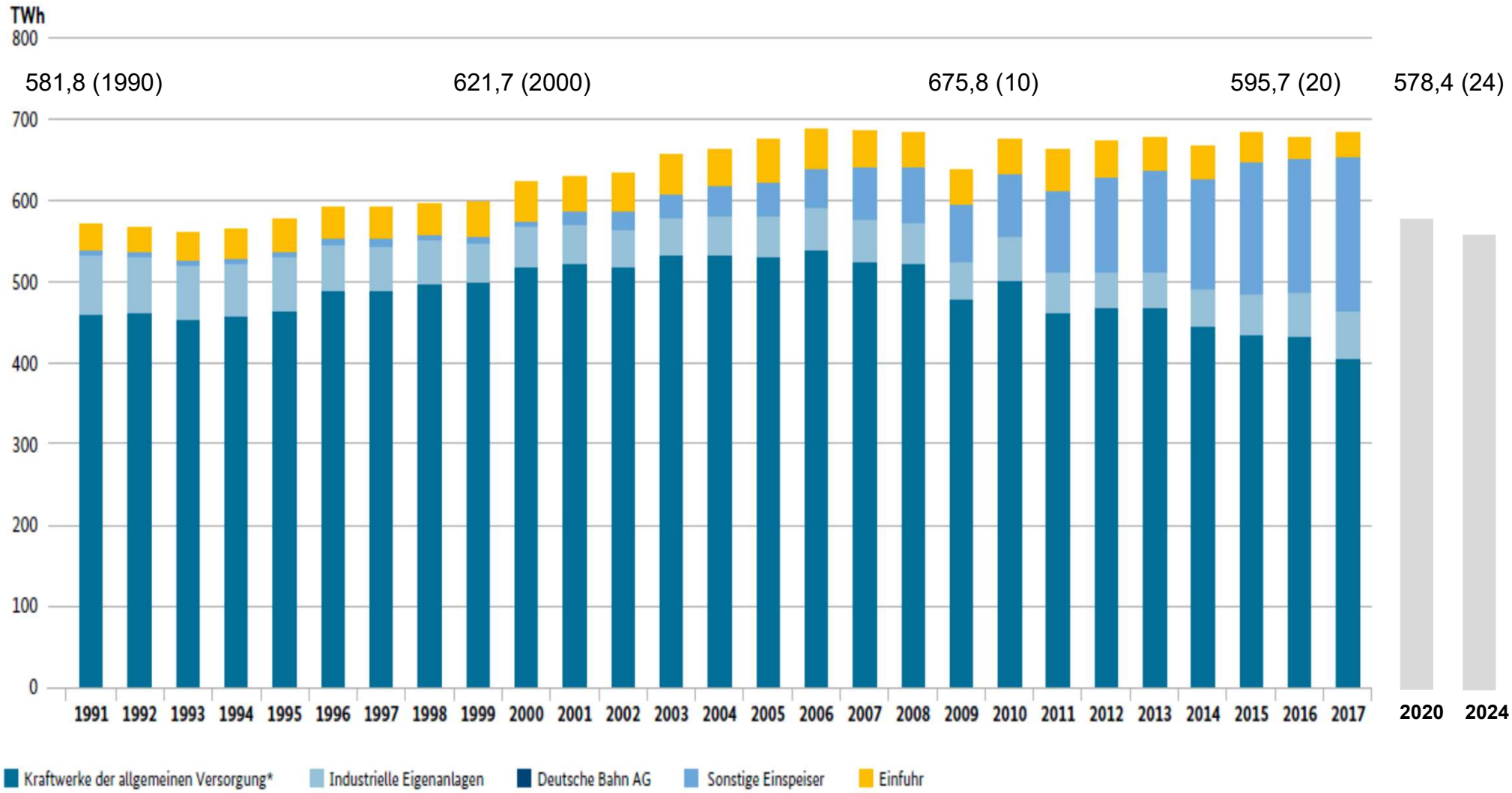


* Daten 2022, Stand 1/2024; * Erneuerbare Energien (EE); ** Fossile Energien (Stein-und Braunkohle, Erdgas, Öl); *** Sonstige Energien (50% Abfall, Abwärme, Pumpstrom)
1) GHD Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und übrige Verbraucher (z.B. öffentliche Einrichtungen, Militär, Landwirtschaft, Fischerei)

Quellen: BMWI-Energiedaten, Gesamtausgabe, Tab. 6,21,22, 23, 1/2022; AGEB –Stromerzeugung in Deutschland 1990-2022, 2/2024 und Auswertungstabellen zur Energiebilanz 1990-2022, 9/2023; AGEB – Energieverbrauch in Deutschland 2023, Jahresbericht 3/2024, AGEB – Energiebilanz Deutschland 2022, 1/2024 Final

Entwicklung Aufkommen Strom (Elektrizität) nach Herkunft in Deutschland 1990-2024

Jahr 2024: 578,4 Mrd. kWh (TWh), Veränderung 1990/2024 – 0,6%



* Ab 2000 einschließlich Deutsche Bahn AG

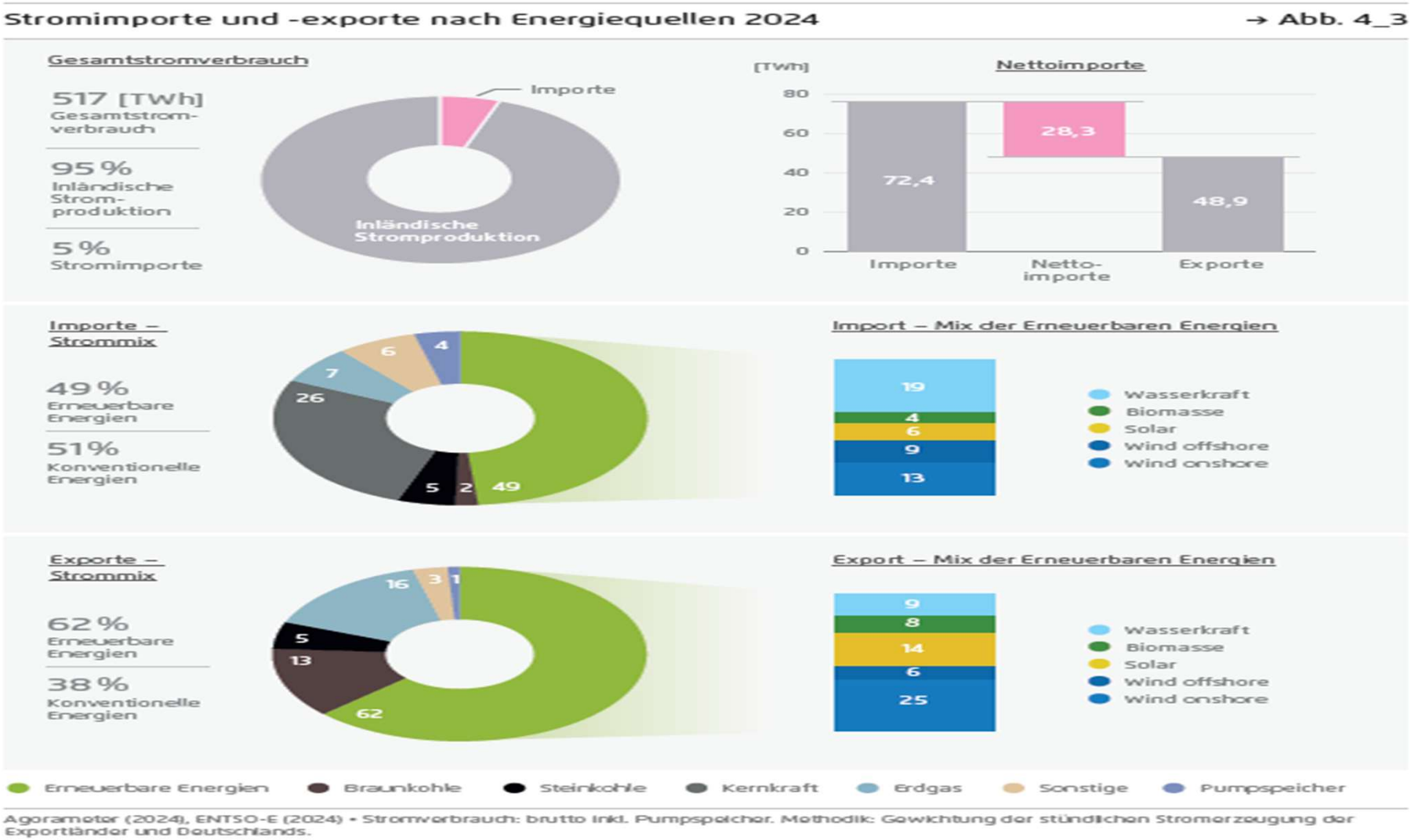
* Daten 2024 vorläufig, Stand 2/2025
Stromaufkommen = Bruttostromerzeugung + Einfuhr

Energieeinheit: 1 TWh = 1 Mrd. kWh

Quellen: BDEW aus BMWI–Energiedaten gesamt , Grafik /Tab. 21, 1/2022, AGEB – BSE und Energiebilanz in Deutschland 1990-2024, 2/2025

Stromimporte und Stromexporte nach Energiequellen in Deutschland 2024 (1)

Stromsaldo (Handels-Importüberschuss) 24,4 TWh (Mrd. kWh) Korrektur



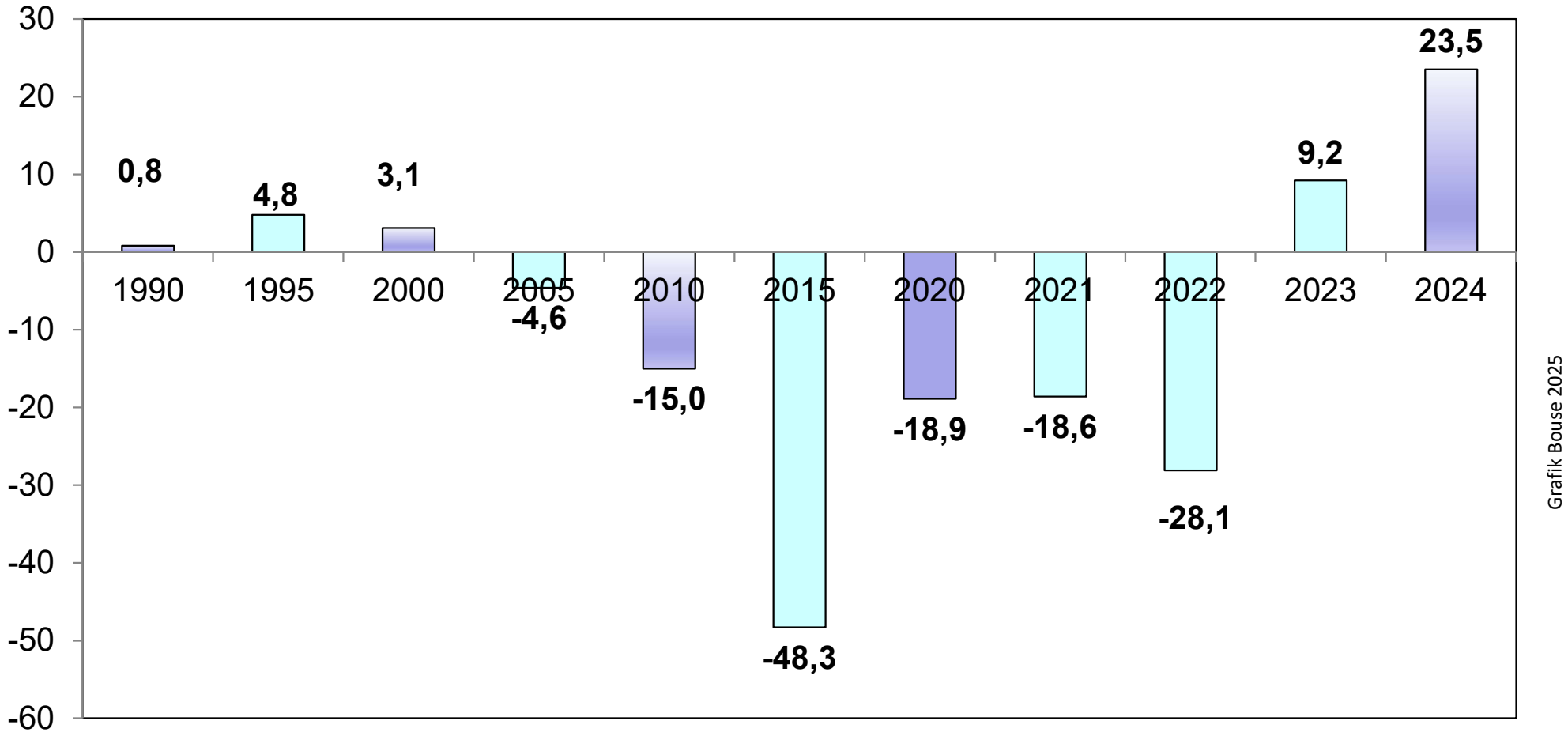
* Daten 2024 vorläufig, Stand 2/2025

Quellen: Agora Energiewende – Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2024, Analyse S. 45, 1/2025, www.agora-energiewende.de;
ABEB – Bruttostromerzeugung nach Energieträgern in Deutschland 1990 bis 2024, 12/2024; AGEB- BSE 1990-2024, Stand 2/2025

Entwicklung Stromaustausch Deutschland im europäischen Strom-Netzverbund 1990-2024 (2)

Jahr 2024: Physikalischer-Stromaustauschsaldo + 23,5 TWh (Mrd. kWh)

Stromimport 80,3 TWh, Stromexport 56,9 TWh



Netto-Stromaustauschsaldo nimmt weiter zu auf 23,5 TWh im Jahr 2024

* Daten 2024 vorläufig, Stand 2/2025

Quellen: AGEB – Stromerzeugung 1990-2024, 2/2025

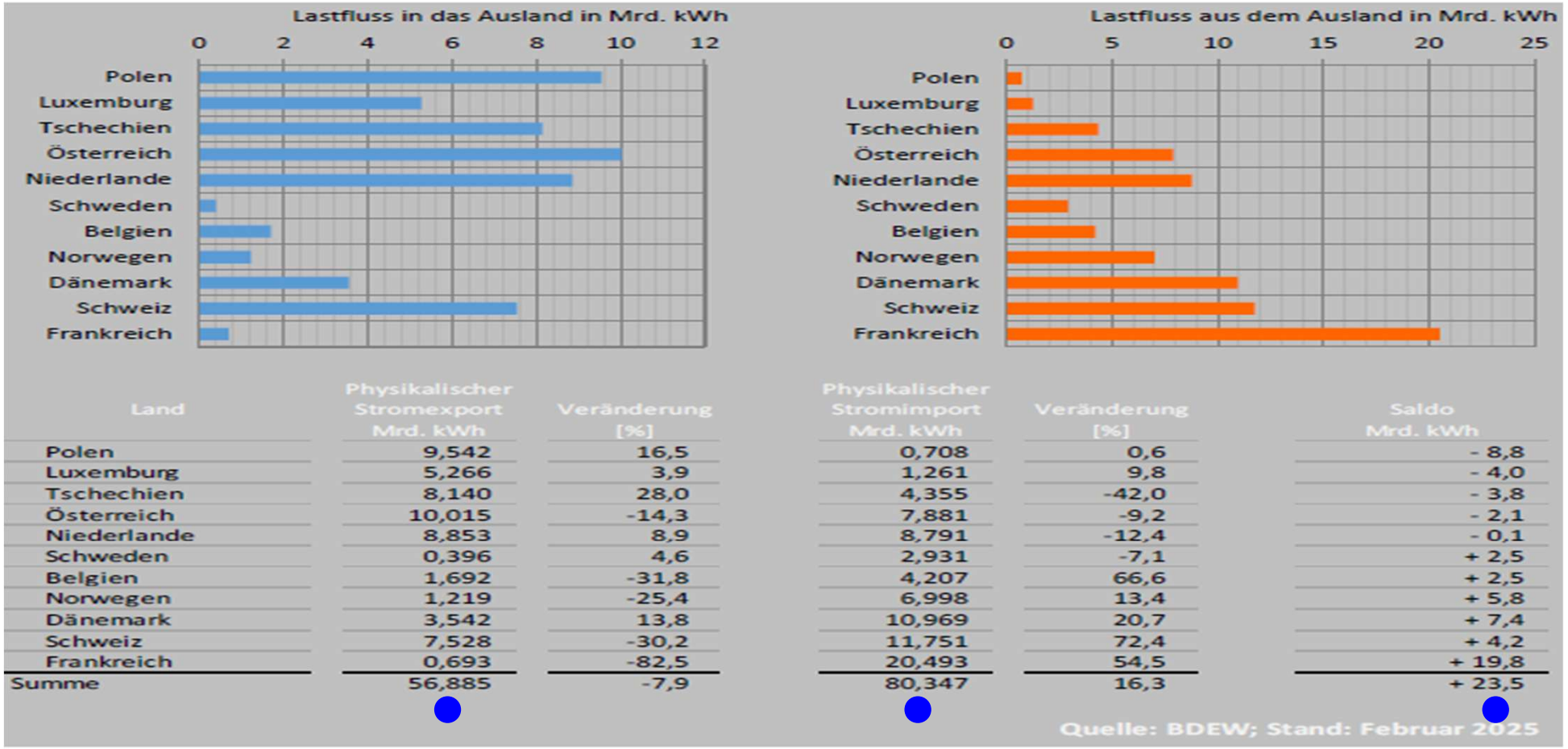
Stromaustausch Deutschland im europäischen Strom-Netzverbund 2024 (3)

Strom – Austausch mit dem Ausland

Januar bis Dezember 2024 - in Milliarden Kilowattstunden (Mrd. kWh)

Physikalischer-Stromaustauschsaldo + 23,5 TWh (Mrd. kWh)

Stromimport 80,3 TWh, Stromexport 56,9 TWh



Land	Physikalischer Stromexport Mrd. kWh	Veränderung [%]	Physikalischer Stromimport Mrd. kWh	Veränderung [%]	Saldo Mrd. kWh
Polen	9,542	16,5	0,708	0,6	- 8,8
Luxemburg	5,266	3,9	1,261	9,8	- 4,0
Tschechien	8,140	28,0	4,355	-42,0	- 3,8
Österreich	10,015	-14,3	7,881	-9,2	- 2,1
Niederlande	8,853	8,9	8,791	-12,4	- 0,1
Schweden	0,396	4,6	2,931	-7,1	+ 2,5
Belgien	1,692	-31,8	4,207	66,6	+ 2,5
Norwegen	1,219	-25,4	6,998	13,4	+ 5,8
Dänemark	3,542	13,8	10,969	20,7	+ 7,4
Schweiz	7,528	-30,2	11,751	72,4	+ 4,2
Frankreich	0,693	-82,5	20,493	54,5	+ 19,8
Summe	56,885	-7,9	80,347	16,3	+ 23,5

Quelle: BDEW; Stand: Februar 2025

Abgrenzung nach Regelzonen. Hier wird der physikalische Stromfluss an den Grenzen der vier Regelzonen Deutschlands gemessen. Die Regelzonen decken sich nicht immer mit der deutschen Staatsgrenze.

Netto-Strombezug aus dem Ausland von 23,5 TWh nimmt weiter zu

* Daten 2024 vorläufig , Stand 22/2025

Quellen: BDEW aus AGEB – Energieverbrauch in Deutschland, Daten 1.-4. Quartal 2024, Stand 2/2025; AGEB – Stromerzeugung 1990-2024, 2/2025

Entwicklung Saldo des Außenhandels nach Energieträgern in Deutschland von 2019-2023 (4)

Jahr 2023: Gesamt 81,1 Mrd. €, Veränderung zum VJ – 37,7%

Beitrag Strom 0,7 Mrd €, Anteil Strom 0,9 %

Abgängigkeit von Energieimporten

Für die Resilienz einer Volkswirtschaft gegenüber Energiekrisen spielt die Verfügbarkeit, Gewinnung und Nutzung von heimischen Energierohstoffen eine nicht zu unterschätzende Rolle. Grundsätzlich senkt eine stabile Inlandsgewinnung die Einfuhrabhängigkeit und reduziert die Gefahr von Angebotsstörungen oder -Unterbrechungen sowie das Preisrisiko für Wirtschaft und Verbraucher.

Deutschland gilt im internationalen Maßstab als eher ressourcenarm, verzichtet auf die Nutzung der Kernenergie sowie zunehmend auf die Gewinnung heimischer Kohlevorräte, baut andererseits aber die Nutzung erneuerbarer Energien, die der inländischen Energiegewinnung zugerechnet werden, zielstrebig aus. Vor diesem Hintergrund ist ein Blick auf die Außenhandelsbilanz Deutschlands mit Energieträgern von besonderem Interesse. Deutschland ist bei fast allen fossilen Energieträgern (Steinkohle, Mineralöl und Erdgas) in erheblichem Umfang Nettoimporteur. Diese Situation hat sich auch 2023 nicht grundlegend geändert, die Importabhängigkeit verharrt auf ähnlich hohem Niveau wie im Vorjahr, wenngleich sich die Bezugs- bzw. Lieferstrukturen der Energieimporte (Erdgas, Steinkohle, Erdöl) durch die Abwendung von Russland als bisher wichtigstem Energielieferanten schlagartig verändert hat. Der inländische Primärenergieverbrauch wurde 2023 bei den Mineralölen zu rund 98 % und Erdgas zu mehr als 96 % durch Einfuhren gedeckt. Steinkohle stammte zu 100 % aus weiterhin zu 100 % aus heimischen Ressourcen bereitgestellt und auch die erneuerbaren Energien stammen nahezu vollständig aus der inländischen Gewinnung. Im Jahr 2023 hat sich die Abhängigkeit der gesamten Energieversorgung von Energieimporten nach ersten vorläufigen Berechnungen auf 68 % und damit gegenüber dem Vorjahr geringfügig reduziert.

Wesentlich geändert haben sich die Importpreise für Energieträger. Im Ergebnis führte die kräftige Reduzierung der Einfuhrpreise gegenüber 2022 zusammen mit dem verringerten Energieverbrauch im Inland und dem damit verbundenen Rückgang der Energieeinfuhren dazu, dass sich die Importrechnung für Kohle, Öl und Gas von rund 135,4 Mrd. Euro im Jahr 2022 um 55 Mrd. Euro auf 80,4 Mrd. Euro im Jahr 2023 und damit um insgesamt mehr als 40 % reduziert hat. Der Wert der (Netto-)Öl-importe nahm um knapp 23 %, der der Erdgasimporte sogar um 58 % ab. Der wertmäßige Importsaldo bei den Kohlen verringerte sich um mehr als 46 %. 2023 floss mehr Strom aus dem Ausland nach Deutschland als umgekehrt ins benachbarte Ausland; damit ist Deutschland erstmals seit 2002 wieder Netto-Importeur von elektrischem Strom. Vor diesem Hintergrund ergab sich bei elektrischem Strom im Jahr 2023 ein (wertmäßiger) Importüberschuss in Höhe von 0,7 Mrd. Euro gegenüber dem Vorjahr, als Deutschland per Saldo elektrischen Strom für 5,3 Mrd. Euro ins benachbarte Ausland exportierte (vgl. Tabelle 3).

Tabelle 3

AGEB

Saldo des Außenhandels mit Energieträgern in Deutschland von 2019 bis 2023

	2019	2020	2021	2022	2023	Veränderung 2023 gegenüber 2022	
						Mrd. €	%
Kohle, Koks und Briketts	4,1	2,3	4,7	12,7	6,8	-5,9	-46,7
Erdöl, Erdölerzeugnisse und verwandte Waren	42,8	26,9	36,6	62,2	48,2	-14,0	-22,5
Gas [1]	15,9	12,3	28,4	60,5	25,4	-35,1	-58,0
Summe fossile Energien	**62,9**	**41,4**	**69,6**	**135,4**	**80,4**	**-55,0**	**-40,6**
Elektrischer Strom	-1,6	-0,9	-2,3	-5,3	0,7	6,0	-113,6
Insgesamt	**61,3**	**40,6**	**67,4**	**130,1**	**81,1**	**-49,0**	**-37,7**

1) Einschließlich Transitmengen, Gas (SITC 34): Erdgas in gasförmigem Zustand oder verflüssigt, Propane und Butane

Quelle: Statistisches Bundesamt

Quelle: AGEB – Energieverbrauch in Deutschland 2023, Jahresbericht S.11, Stand 3/2024

Energieeinsatz zur Energieversorgung

Primärenergieverbrauch

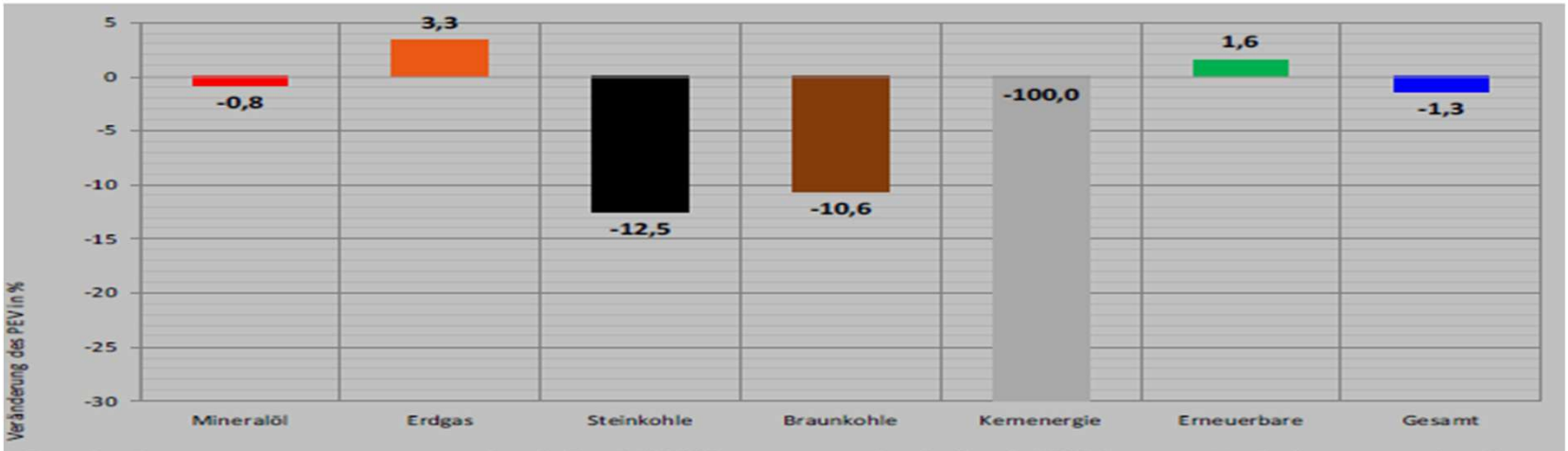
Beitrag/Anteil zur Stromerzeugung

Primärenergieverbrauch in Deutschland 2023/24

Primärenergieverbrauch

Januar bis Dezember 2024 – Veränderungen in Prozent

Jahr 2024: Gesamt 10.478 PJ = 2.910,6 TWh (Mrd. kWh)*, Veränderung zum VJ - 1,3%
EE-Anteil 20,0%



Energieträger	1. - 4. Quartal 2023		1. - 4. Quartal 2024		Veränderung	Anteil
	Petajoule	Mio. t SKE	Petajoule	Mio. t SKE	2023/2024 in %	2024 in %
Mineralöl	3.863	131,8	3.830	130,7	-0,8	36,6
Erdgas	2.626	89,6	2.712	92,5	3,3	25,9
Steinkohle	860	29,3	753	25,7	-12,5	7,2
Braunkohle	895	30,5	800	27,3	-10,6	7,6
Kernenergie	79	2,7	-	-	-100,0	0,0
Erneuerbare	2.064	70,4	2.096	71,5	1,6	20,0
Stromaustauschsaldo	26	0,9	84	2,9		0,8
Sonstige	208	7,1	201	6,9	-3,1	1,9
Gesamt	10.621	362,4	10.478	357,5	-1,3	100,0

Quelle: AG Energiebilanzen, Stand: Dezember 2024

* Daten 2024 vorläufig, Stand 12/2024

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2024: 85,0 Mio.

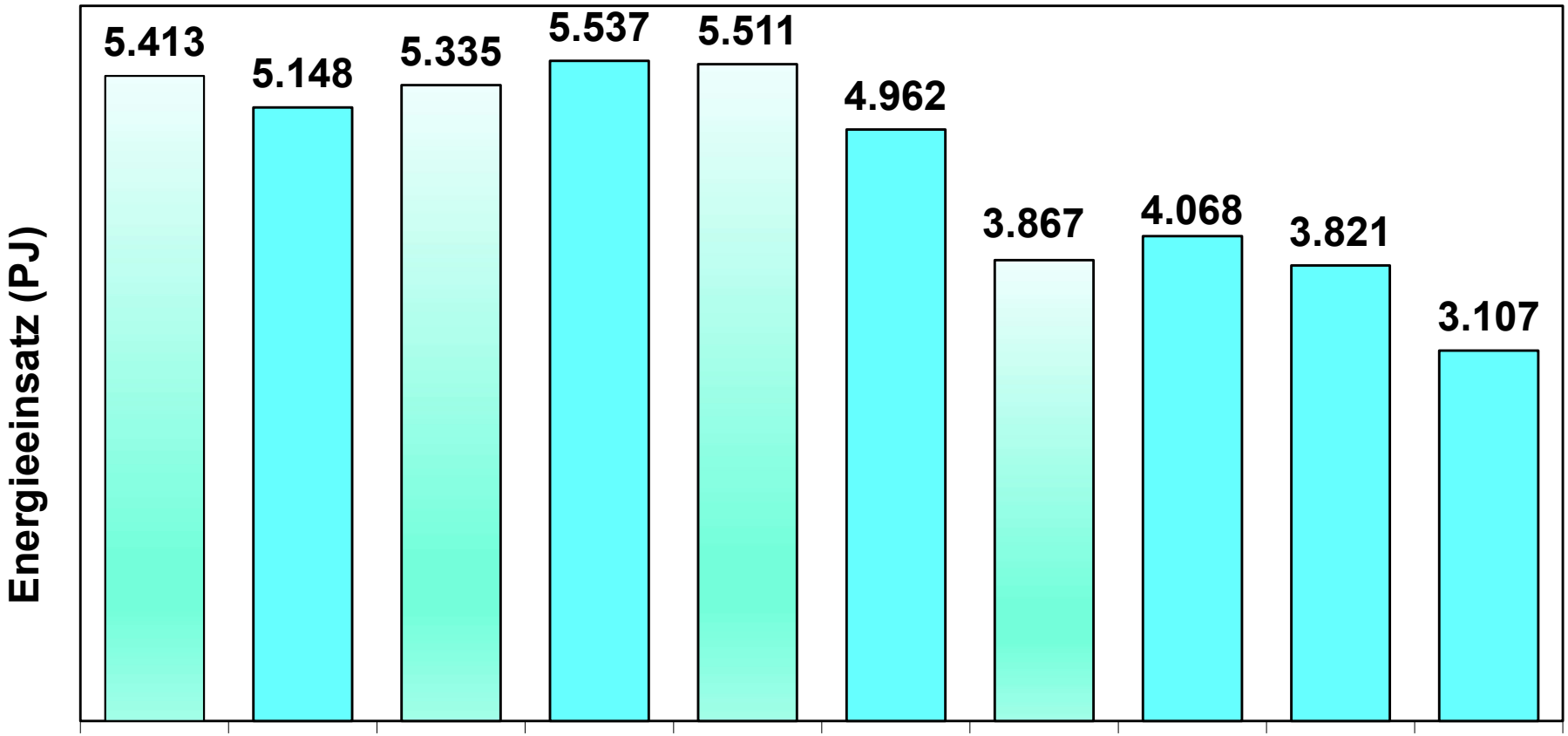
1) Bruttostromerzeugung ohne Pumpspeicherstromerzeugung (PSE) von 6,5 TWh im Jahr 2024

Quelle: AGEB- Energieverbrauch in Deutschland, 1.-4. Quartal 2024, Stand 12/2024; AGEB – BSE 2024, 12/2024

Entwicklung Einsatz von Energieträgern zur Brutto-Stromerzeugung (BSE) und PEV-Anteil in Deutschland 1990-2023 (1)

Jahr 2023: Gesamt 3.107 PJ = 863,11 TWh (Mrd. kWh)*, Veränderung 1990/2023 - 42,6%

Anteil 29,2% am gesamten Primärenergieverbrauch (PEV) von 10.629 PJ



	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2021	2022	2023*	
Anteil PEV	36,3	32,2	37,0	38,0	38,8	33,3	32,5	32,9	32,7	29,2	(%)

* Daten 2023 vorläufig, Stand 9/2024

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2023: 84,5 Mio.

Quellen: AGEB - Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990-2023, 9/2024; BMWI-Energiedaten gesamt, Tab. 4, Stand 1/2025

Entwicklung Einsatz von Energieträgern zur Brutto-Stromerzeugung (BSE) in Deutschland 1990-2023 (2)

Jahr 2023: Gesamt 3.107 PJ = 863,11 TWh (Mrd. kWh)*, Veränderung 1990/2023 - 42,6%

Anteil 29,2% am gesamten Primärenergieverbrauch (PEV) von 10.629 PJ

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	2023
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	323
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	1.041	793
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	46	44
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	582	573
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	499	485
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	1.005	1.128	1.057	1.139	1.193
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	76	76
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	26
Kernenergie	PJ	1.663	1.608	1.732	1.674	1.649	1.681	1.763	1.658	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	79
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	3.821	3.107
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	10,4
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	27,3	25,5
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	1,0	0,9	0,9	1,0	0,9	1,2	1,4
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	13,9	18,0	16,6	15,2	18,4
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	13,1	15,6
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	23,6	29,2	26,0	29,8	38,4
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	2,4
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	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	2,5
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	100,0

* Daten 2023 vorläufig, Stand 10/2024

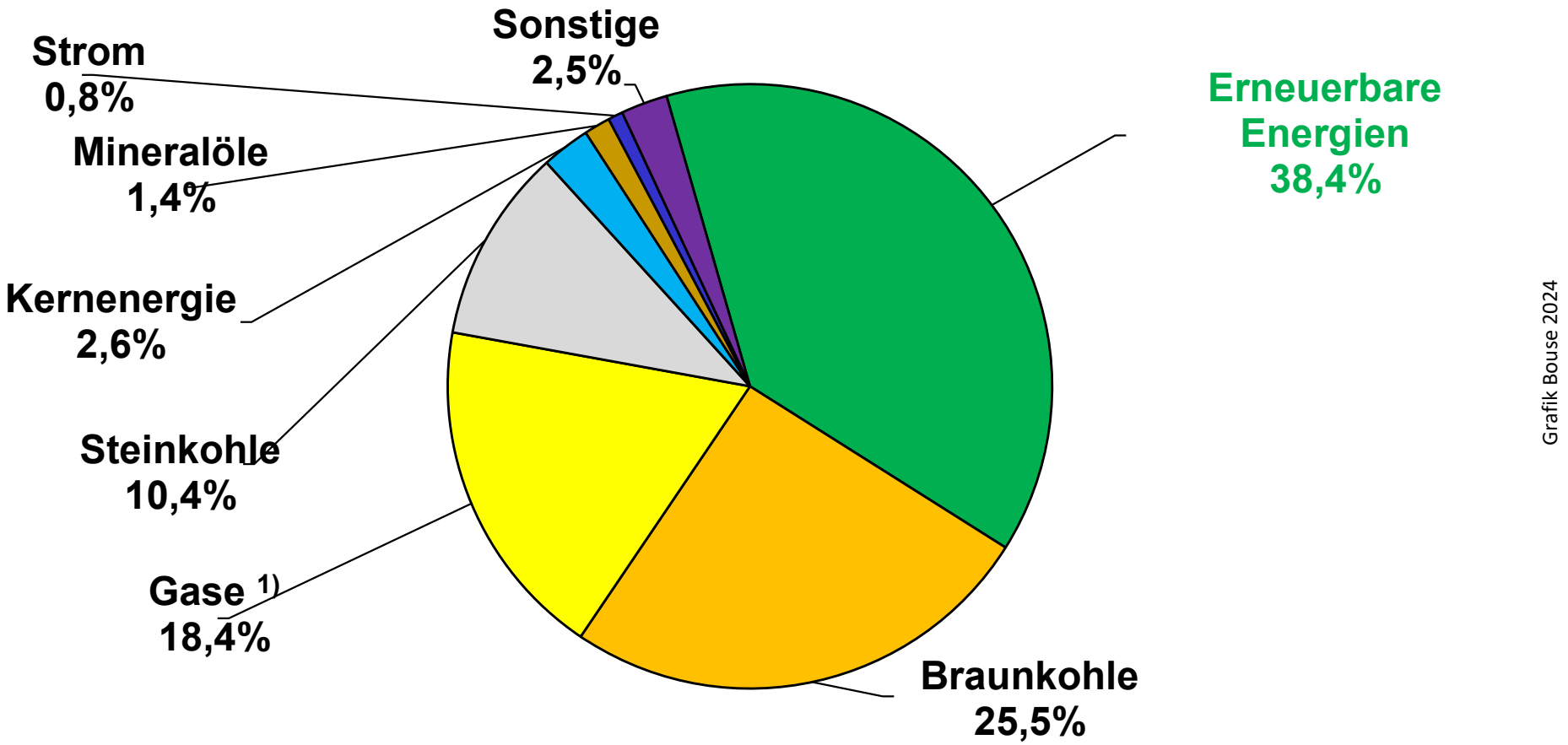
Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2023: 84,5 Mio.

Quellen: AGEB - Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990-2023, 9/2024; BMWI-Energiedaten gesamt, Tab. 4.1, Stand 10/2024

Entwicklung Einsatz von Energieträgern zur Brutto-Stromerzeugung (BSE) in Deutschland 2023 (3)

Jahr 2023: Gesamt 3.107 PJ = 863,11 TWh (Mrd. kWh)*, Veränderung 1990/2023 - 42,6%

Anteil 29,2% am gesamten Primärenergieverbrauch (PEV) von 10.629 PJ



Grafik Bouse 2024

Anteil fossile Energien 52,9%, davon Kohlen 35,9%

* Daten 2023 vorläufig, Stand 9/2024

1) Anteile Gase 18,4%, davon Erdgas 15,6%

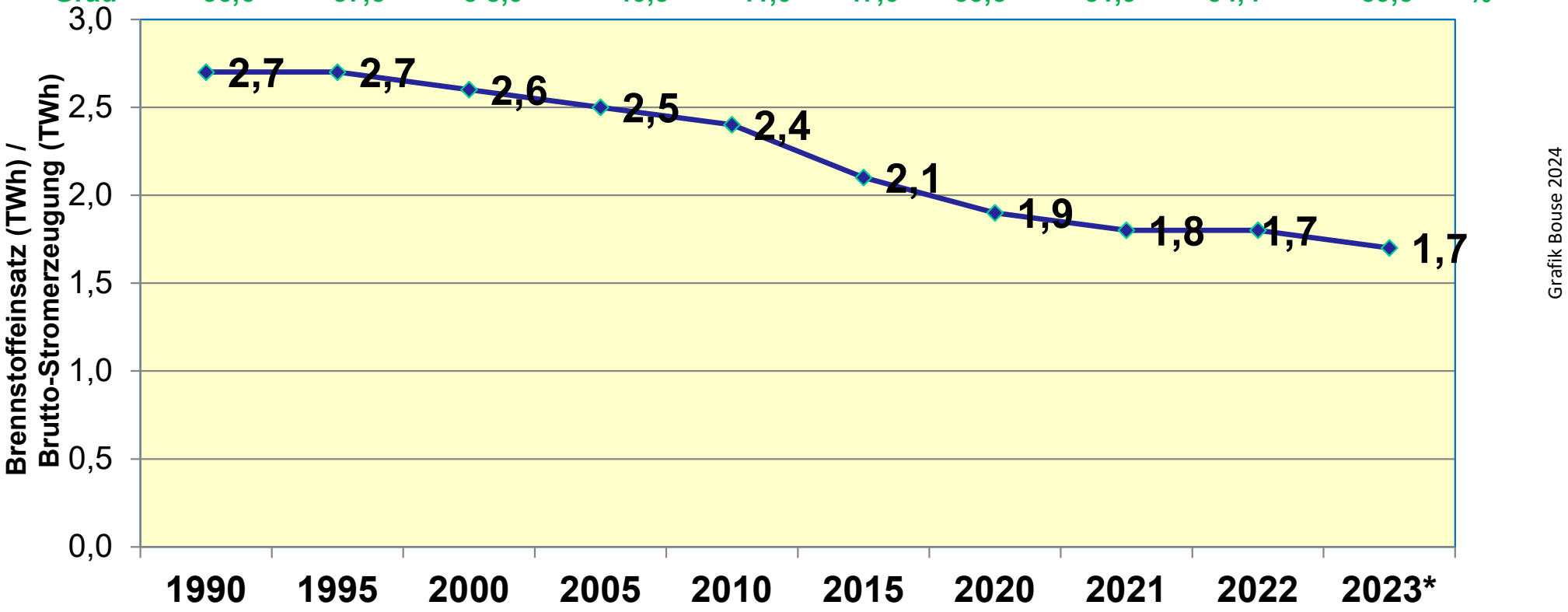
Quelle: AGEB - Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990-2023, Tab. 4.1, 9/2024

Entwicklung spezifischer Brennstoffeinsatz (Primärenergie) zur Brutto-Stromerzeugung (BSE) in Deutschland 1990-2023

Jahr 2023: Gesamt 3.107 PJ = 863,1 TWh (Mrd. kWh)*, Veränderung 1990/2023 - 42,6%

Anteil 29,2% am gesamten Primärenergieverbrauch (PEV) von 10.629 PJ

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2021	2022	2023	
BSE	549,9	536,8	576,6	622,6	633,1	648,3	574,2	588,8	577,9	511,6	TWh
PEV-Einsatz	1.504	1.430	1.482	1.538	1.531	1.378	1.073	1.134	1.061,4	863,1	TWh
Grad	36,6	37,5	3 8,9	40,3	41,0	47,0	53,5	51,9	54,4	59,3	%



Grafik Bouse 2024

* Daten 2023 vorläufig, Stand 9/2024

Beispiel 2023: Brennstoffeinsatz PEV je TWh Bruttostromerzeugung BSE = 883,1/ 511,6 TWh = 1,69 (-)

Gesamtwirkungsgrad Bruttostromerzeugung = 100 / 1,69 = 59,3 %

Quellen: AGEB - Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990-2023, 9/2024

AGEB – BSE in D 1990-2024, 12/2024

Entwicklung Erzeugung und Brennstoffeinsatz der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) sowie KWK-Anteil an der Stromerzeugung in Deutschland 1990-2023

Jahr 2023: Gesamte Bruttostromerzeugung 511,6 TWh, Veränderung 1990-2023 – 7,0%

6.054 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	2023
		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	577,9	511,6
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	28,3	23,6
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	549,5	488,0
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	106,7	103,0
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	211,5	200,8
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	318,2	303,8
		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	3.821	3.107
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	699	670
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	741	703
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	1.420	1.453	1.473	1.445	1.508	1.603	1.662	1.539	1.524	1.495	1.548	1.440	1.373
		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	54,4	59,3
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	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	19,4	21,1

Berichtsjahre 1990 bis 2022: Endgültige Angaben; Berichtsjahr 2023: Vorläufige Daten

Jahr 2023: PEV-Anteil Brennstoffeinsatz zur Stromerzeugung 3.107 PJ / Gesamt PEV 10.629 PJ x 100 = 20,2%

Nutzungsgrad Bruttostromerzeugung 59,3%, KWK-Anteil an der Netto-Stromerzeugung 21,2%

* Daten vorläufig 2023 Stand 9/2024

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

Quelle: AGEB - Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990-2023, 9/2024

Entwicklung Anteil erneuerbare Energien am Bruttoendenergieverbrauch (BEEV) und Primärenergieverbrauch (PEV) in Deutschland 2005-2023

Jahr 2023:

PEV Gesamt 10.629 PJ = 2.952,5 TWh (Mrd. kWh), Veränderung zum VJ - 9,1%

BEEV Gesamt 8.395 PJ = 2.331,9 TWh (Mrd. kWh), Veränderung zum VJ - 4,9%

Abbildung 1: Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergie- und Primärenergieverbrauch

1 Berechnung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch nach dem „Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung" der Bundesregierung ohne Berücksichtigung spezieller Rechenvorgaben der EU-Richtlinie 2009/28/EG. Nähere Informationen zur Berechnungsmethodik der Anteile am Bruttoendenergieverbrauch siehe im Abschnitt „Methodische Hinweise".

Quellen: BMWK auf Basis der AGEE-Stat-Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland ([3], Tabellenblatt 2 und 7), vorläufige Angaben

aus BMWK: Erneuerbare Energien in Zahlen, Nationale und internationale Entwicklung 2023, S. 15, 11/2024;

Entwicklung Einsatz von Energieträgern zur Fernwärmeerzeugung (Stromerzeugung entfällt) in Deutschland 1990-2023

Jahr 2023: 421 PJ = 116,9 TWh (Mrd. kWh); Veränderungen 1990/2023 – 15,1%

davon Beitrag Gase 181 PJ (Anteil 53,0%)

4.2 Einsatz von Energieträgern zur Fernwärmeerzeugung

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	2023
		Einsatz von Energieträgern zur Fernwärmeerzeugung in PJ																																	
Steinkohle	PJ	93	110	110	115	115	104	114	100	103	97	96	110	108	162	165	139	126	121	126	124	139	131	136	129	110	114	104	101	100	87	62	71	67	52
Braunkohle	PJ	219	156	129	98	81	64	54	43	41	28	32	29	30	38	60	43	41	41	43	43	41	39	41	43	38	40	37	33	31	28	26	30	28	24
Mineralöle	PJ	42	64	62	55	37	41	38	26	19	17	12	17	16	17	13	11	10	8	8	9	10	7	9	7	6	6	7	6	5	5	5	7	12	7
Gase	PJ	116	125	119	123	152	168	193	173	178	178	178	193	203	273	256	268	259	244	244	226	253	227	220	218	190	194	213	218	194	194	190	210	179	181
Erdgas, Erdölgas	PJ	105	118	114	118	148	165	190	168	173	174	174	189	198	270	252	267	258	243	243	225	252	224	217	214	186	190	209	216	192	192	189	208	178	180
Erneuerbare Energien	PJ	22	21	21	23	22	10	8	8	13	22	18	14	15	23	31	42	48	47	56	61	68	70	81	83	88	93	95	97	95	97	98	105	102	102
Sonstige Energieträger	PJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	17	15	15	24	27	34	37	37	37	50	62	63	64	57	58	60	62	65	57	58	53	58	54	54
Strom	PJ	0	0	0	0	0	0	1	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Kernenergie	PJ	4	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Insgesamt	PJ	496	477	442	415	407	387	409	352	355	344	353	378	388	538	553	537	521	498	513	514	573	536	552	537	490	507	518	520	482	468	435	480	443	421

		Einsatz von Energieträgern zur Fernwärmeerzeugung in %																																	
Steinkohle	%	18,7	23,1	24,9	27,8	28,1	26,8	28,0	28,6	29,0	28,3	27,1	29,0	28,0	30,2	29,9	25,9	24,2	24,3	24,6	24,2	24,3	24,4	24,7	24,1	22,6	22,4	20,1	19,3	20,7	18,5	14,3	14,7	15,2	12,4
Braunkohle	%	44,1	32,8	29,1	23,7	19,9	16,7	13,1	12,2	11,6	8,1	9,0	7,7	7,8	7,1	10,9	8,1	8,0	8,2	8,3	8,4	7,2	7,3	7,5	8,0	7,8	7,9	7,1	6,4	6,5	5,9	6,0	6,3	6,4	5,7
Mineralöle	%	8,5	13,4	14,1	13,3	9,1	10,5	9,2	7,5	5,3	4,9	3,5	4,5	4,1	3,1	2,4	2,0	2,0	1,6	1,6	1,8	1,7	1,2	1,7	1,3	1,1	1,2	1,3	1,1	1,1	1,1	1,2	1,5	2,7	1,8
Gase	%	23,4	26,3	27,0	29,6	37,3	43,3	47,3	49,2	50,1	51,8	50,4	51,0	52,3	50,7	46,3	50,0	49,6	49,0	47,5	44,0	44,1	42,3	39,9	40,6	38,8	38,2	41,1	41,9	40,3	41,4	43,8	43,7	40,4	43,0
Erdgas, Erdölgas	%	21,1	24,7	25,9	28,5	36,3	42,5	46,4	47,9	48,9	50,6	49,4	49,9	51,2	50,1	45,6	49,8	49,5	48,8	47,3	43,8	44,0	41,7	39,3	39,8	38,1	37,5	40,3	41,6	39,9	41,1	43,4	43,3	40,2	42,9
Erneuerbare Energien	%	4,4	4,4	4,7	5,5	5,4	2,5	1,9	2,3	3,6	6,5	5,1	3,7	3,7	4,3	5,5	7,8	9,2	9,5	10,9	11,9	11,8	13,1	14,7	15,4	17,9	18,4	18,3	18,7	19,6	20,6	22,5	21,9	23,1	24,2
Sonstige Energieträger	%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,7	3,9	3,9	4,5	4,9	6,3	7,0	7,4	7,2	9,6	10,9	11,7	11,5	10,6	11,8	11,9	12,0	12,5	11,8	12,4	12,2	12,0	12,2	12,8
Strom	%	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,2	0,1	0,1	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Kernenergie	%	0,9	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,2	0,1	0,1	0,1	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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
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	100,0

* Daten 2023 vorläufig, Stand 9/2024

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2023: 84,5 Mio.

Quelle: AGEB – Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990-2023, 9/2024

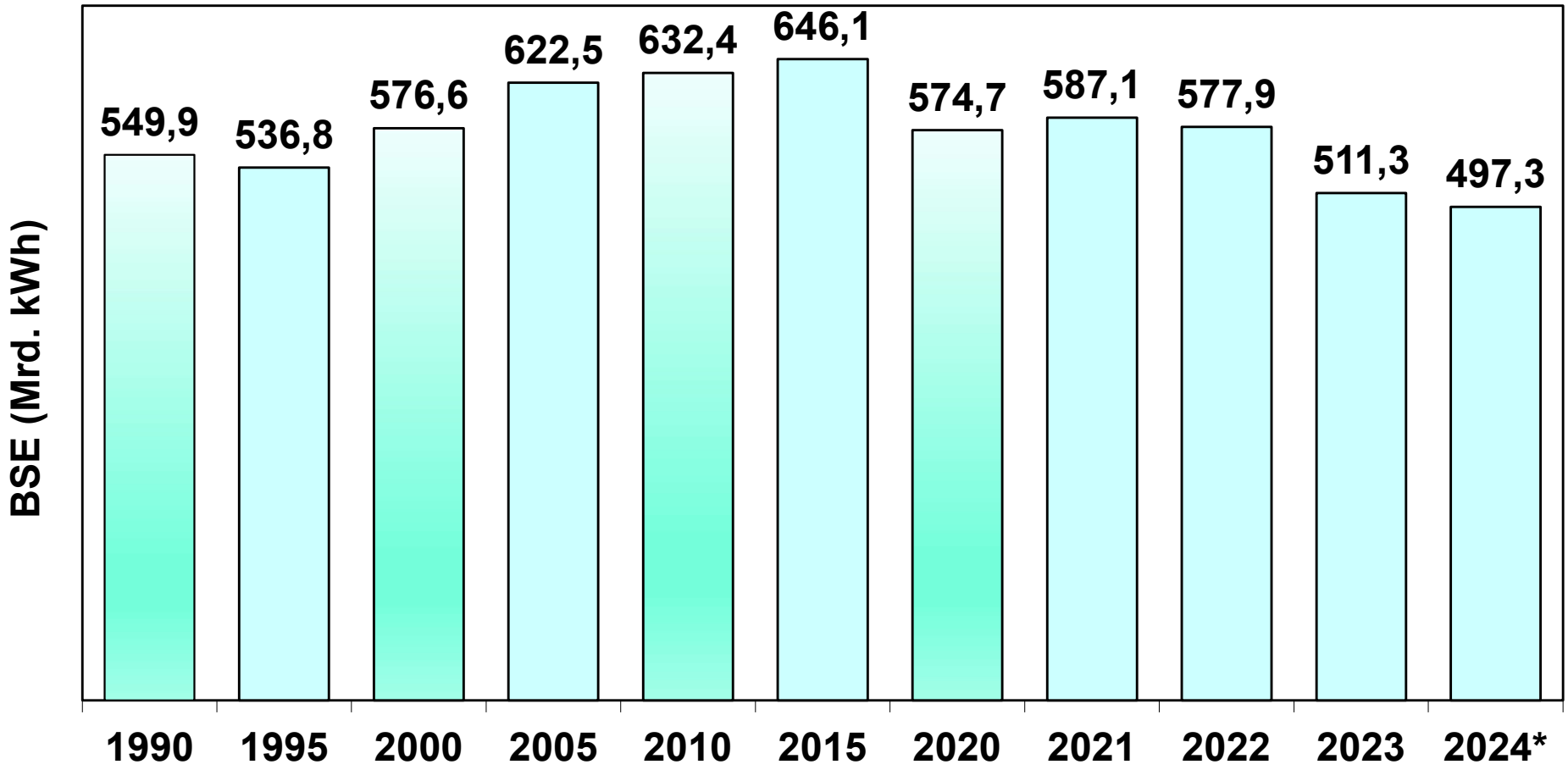
Stromerzeugung

Entwicklung Bruttostromerzeugung (BSE)
mit Beitrag erneuerbarer Energien in Deutschland 1990-2024 (1)

Jahr 2024:

BSE 497,3 TWh (Mrd. kWh) mit Pumpspeicherstrom (PSE), Veränderung 1990/2024 – 9,6%

EE-Beitrag 284,0 TWh, Anteil an der BSE 57,1% bzw. am BSV 54,4%



Grafik Bouse 2025

* Daten 2024 vorläufig , Stand 2/2025 Energieeinheit: 1 Mrd. kWh = 1 TWh

Nachrichtlich Jahr 2024: BSE-EE = 284,0 TWh (EE-Anteil am BSE 57,1%)

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2024 = 85,0 Mio.

Pumpstromerzeugung PSE im Jahr 2024: 497,3 – 492,0 TWh = 5,3 TWh ohne Eigenverbrauch

1) Bezogen auf BSE inkl. Pumpspeicherstromerzeugung (PSE): 2024: 497,3 TWh

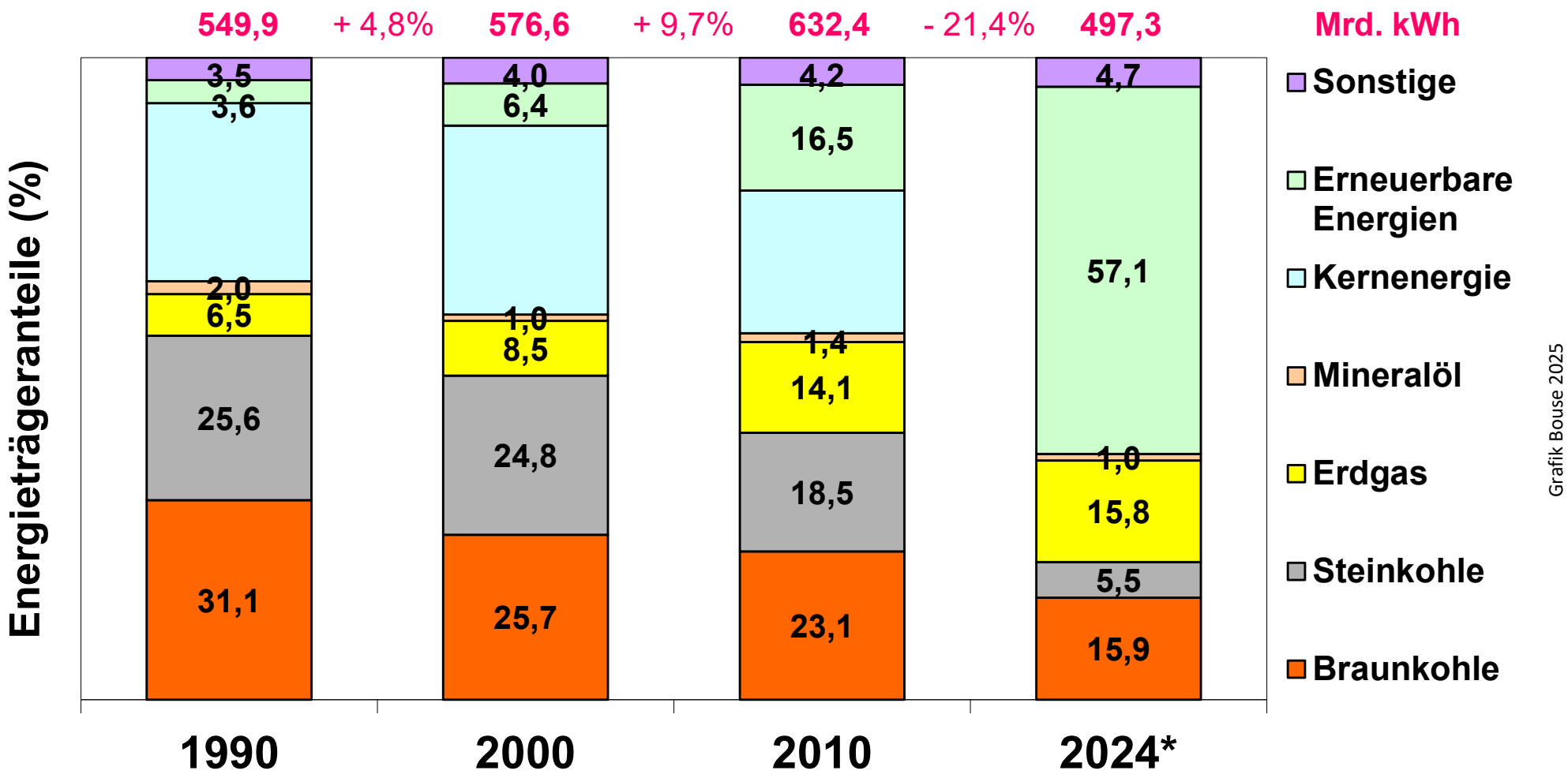
Quelle: AGEB – BSE in Deutschland 1990-2024, Stand 2/2025, Stat. BA 3/2024

Entwicklung Brutto-Stromerzeugung nach Energieträgern in Deutschland 1990-2024 (2)

Jahr 2024:

BSE 497,3 TWh (Mrd. kWh) mit Pumpspeicherstrom (PSE), Veränderung 1990/2024 – 9,6%

EE-Beitrag 284,0 TWh, Anteil an der BSE 57,1% bzw. am BSV 54,4%



* Daten 2024 vorläufig, Stand 2/2025 Energieeinheit: 1 Mrd. kWh = 1 TWh Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2024: 85,0 Mio.

Quellen: BMWI – Energiedaten, Gesamtausgabe, Grafik /Tab. 20/22, 1/2022; AGEB – BSE 1990-2024, 2/2025; Stat. BA 1/2024, Angora Energiewende Stromsektor 2024, 1/2025

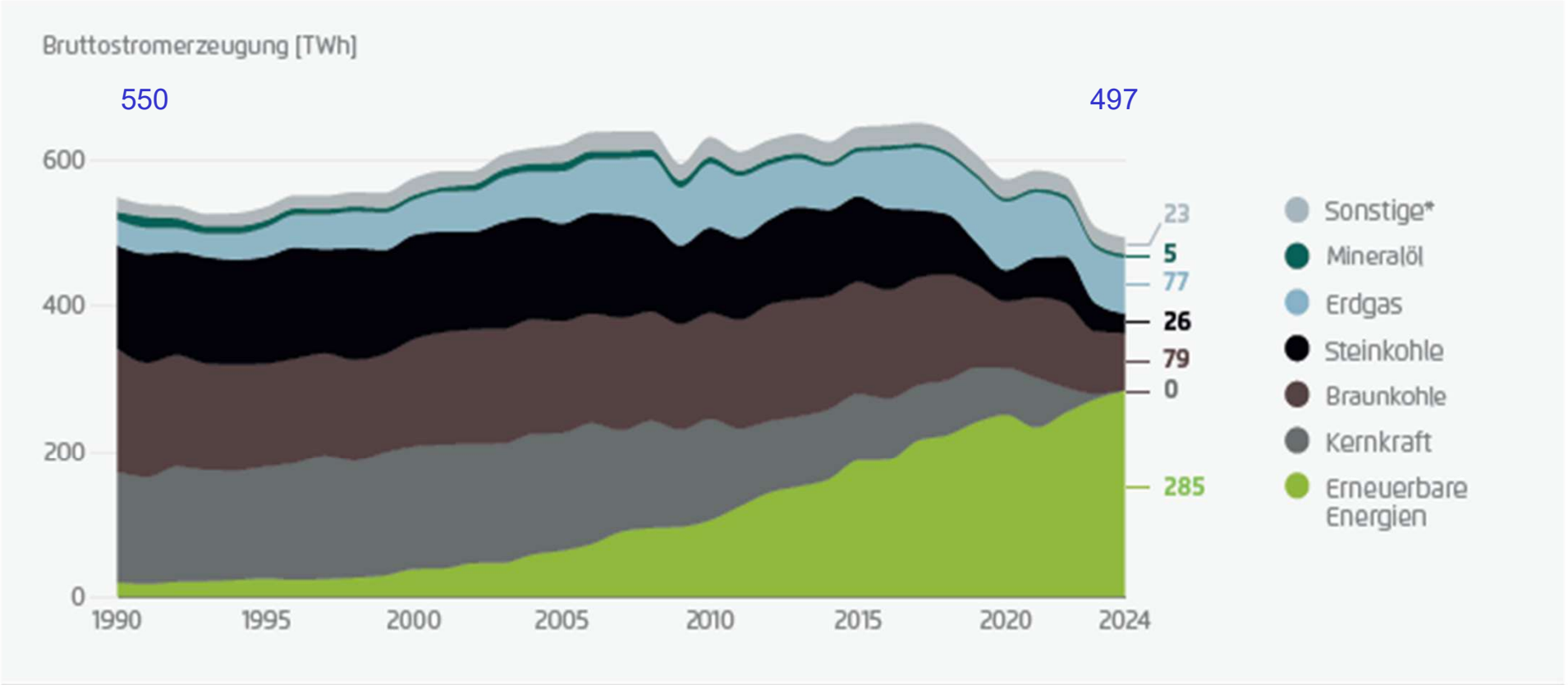
Entwicklung Bruttostromerzeugung nach Energieträgern in Deutschland 1990-2024 (3)

Jahr 2024:

BSE 497,3 TWh (Mrd. kWh) mit Pumpspeicherstrom (PSE), Veränderung 1990/2024 – 9,6%

EE-Beitrag 284,0 TWh, Anteil an der BSE 57,1% bzw. am BSV 54,4%

Entwicklung der Stromerzeugung nach Energieträgern, 1990–2024 → Abb. 4_6



Agora Energiewende (2024) nach AGEB (2024b) • *inklusive Pumpspeicherkraftwerke. Gezeigt wird Bruttostromerzeugung. 2024: vorläufige Daten

* Daten 2024 vorläufig, Stand 2/2025

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

Quellen: AGEB aus Agora Energiewende – Energiewende in Deutschland 2024, S. 50, 1/2025, www.agora-energiewende.de ; AGEB – BSE in D 1990-2024, 2/2025

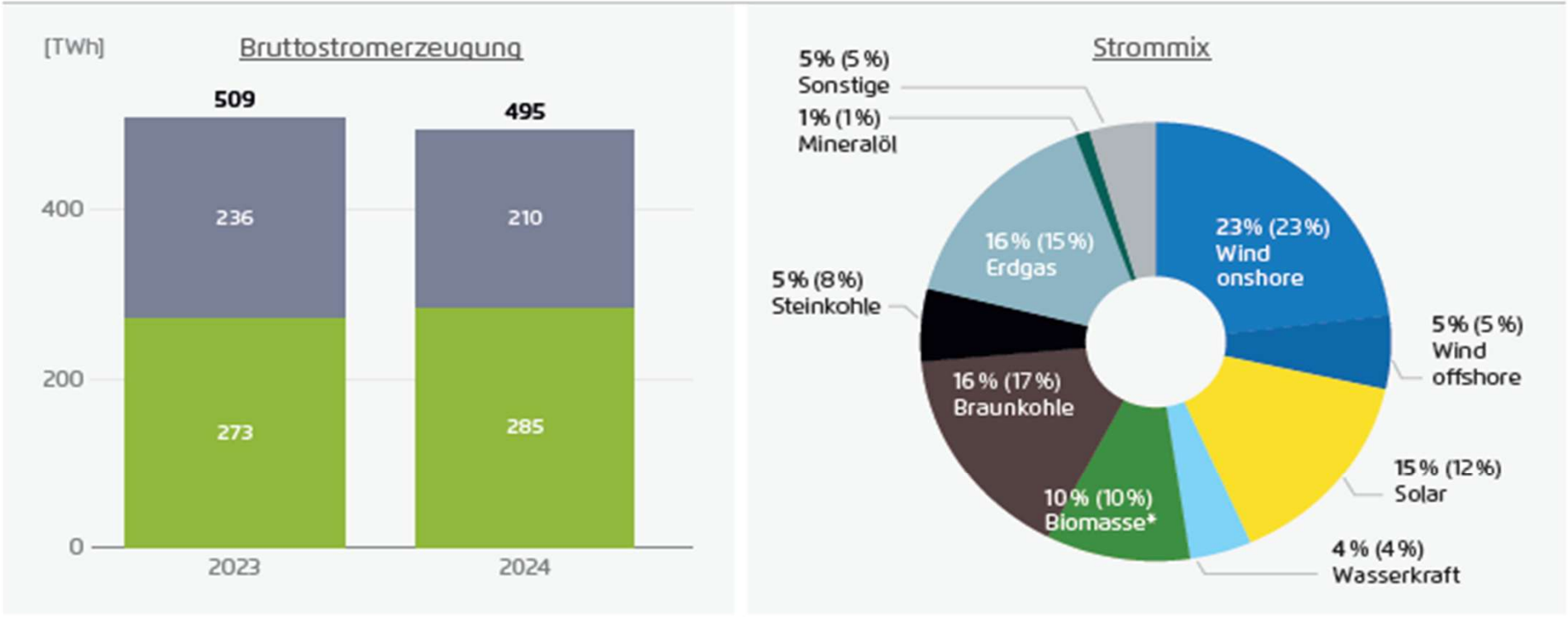
Bruttostromerzeugung (BSE) nach Energieträgern in Deutschland 2024 (4)

Jahr 2024:

BSE 497,3 TWh (Mrd. kWh) mit Pumpspeicherstrom (PSE), Veränderung 1990/2024 – 9,6%

EE-Beitrag 284,0 TWh, Anteil an der BSE 57,1% bzw. am BSV 54,4%

Strommix 2024, Werte für 2023 in Klammern (rechts) → Abb. 4_4



Agora Energiewende (2024) nach AGEB (2024b) • *inklusive biogenem Hausmüll; 2024: vorläufige Daten (Bruttostromerzeugung)

* Daten 2024 vorläufig, Stand 2/2025

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 85,0 Mio.

1) Bruttostromerzeugung ohne Pumpspeicherstromerzeugung (PSE) von 6,3 TWh im Jahr 2024

Quelle: AGEB- Energieverbrauch in Deutschland, 1.-4. Quartal 2024, Stand 12/2024; AGEB – BSE 2024, 2/2025

Bruttostromerzeugung (BSE) und Bruttostromverbrauch (BSV) nach Energieträgern in Deutschland 1990-2023 (2)

Jahr 2023: BSE 513,7 TWh (Mrd. kWh), BSV 525,5 TWh, SVE 477,8 TWh

Tabelle 12

AGEB

Bruttostromerzeugung in Deutschland 1990 bis 2023 nach Energieträgern

	1990	2019	2020	2021	2022	2023 [1]	2022/ 2023	1990/ 2023
	Bruttostromerzeugung und Bruttostromverbrauch in Mrd. kWh						jahresdurch. Veränderungsrate in %	
Braunkohle	170,9	114,0	91,7	110,1	116,2	87,2	-25,0	-2,0
Steinkohle	140,8	57,5	42,8	54,6	63,7	40,6	-36,2	-3,7
Kernenergie	152,5	75,1	64,4	69,1	34,7	7,2	-79,2	-8,8
Erdgas	35,9	89,9	94,7	90,3	79,1	77,7	-1,7	2,4
Mineralöl	10,8	4,8	4,7	4,6	5,7	4,9	-14,4	-2,4
Erneuerbare	19,7	241,6	251,5	233,9	254,6	272,4	7,0	8,3
Sonstige	19,3	25,5	24,8	24,5	23,8	23,6	-0,9	0,6
Bruttostromerzeugung einschl. Einspeisung insgesamt	**549,9**	**608,2**	**574,7**	**587,1**	**577,9**	**513,7**	**-11,1**	**-0,2**
Stromflüsse aus dem Ausland	31,9	40,1	48,0	51,7	49,3	70,3	42,5	2,4
Stromflüsse in das Ausland	31,1	72,8	66,9	70,3	76,6	58,5	-23,6	1,9
Stromaustauschsaldo Ausland	0,8	-32,7	-18,9	-18,6	-27,3	11,8	-	-
Bruttostromverbrauch	**550,7**	**575,6**	**555,8**	**568,5**	**550,6**	**525,5**	**-4,6**	**-0,1**
Veränderung gegenüber Vorjahr in %	*X*	*-2,9*	*-3,4*	*2,3*	*-3,2*	*-4,6*		
	Struktur der Bruttostromerzeugung in %							
Braunkohle	31,1	18,7	16,0	18,8	20,1	17,0		
Steinkohle	25,6	9,4	7,5	9,3	11,0	7,9		
Kernenergie	27,7	12,3	11,2	11,8	6,0	1,4		
Erdgas	6,5	14,8	16,5	15,4	13,7	15,1		
Mineralöl	2,0	0,8	0,8	0,8	1,0	1,0		
erneuerbare Energien	3,6	39,7	43,8	39,8	44,1	53,0		
Sonstige	3,5	4,2	4,3	4,2	4,1	4,6		
Bruttostromerzeugung	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**	**100,0**		

* Daten 2023 vorläufig, Stand 3/2024

Bevölkerung (J-Durchschnitt) 2022/23: 83,8 / 84,5 Mio.

Quelle: AGEB – Energieverbrauch in Deutschland 2023, Jahresbericht, S. 34, Stand 3/2024; AGEB – Bruttostrom- und Nettostromerzeugung in Deutschland 1990-2023, Stand 3/2024

Struktur der Brutto-Stromerzeugung in Deutschland 2024 (5)

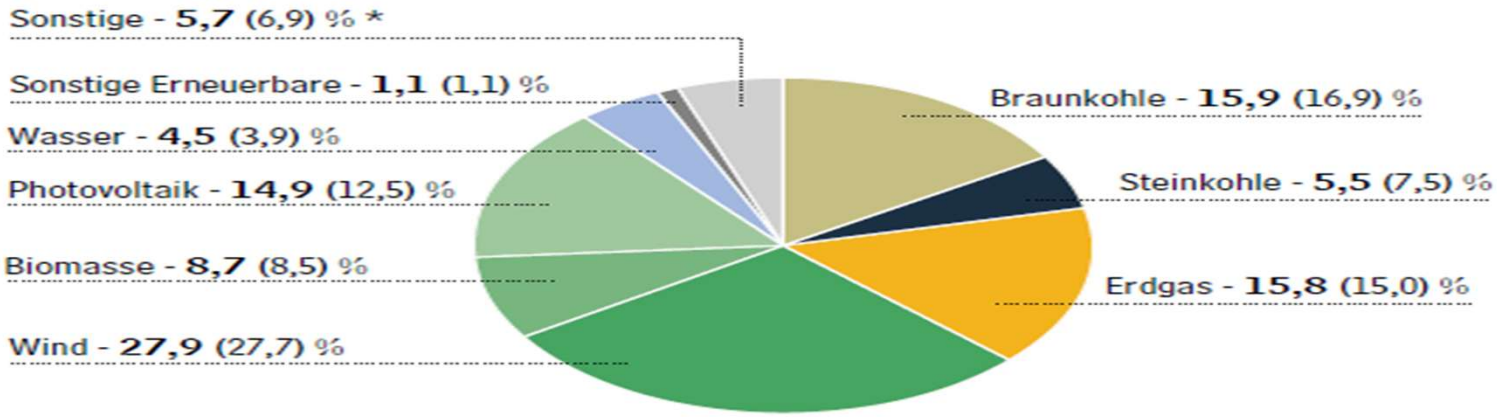
Gesamt 497,3 TWh

EE- Beitrag 284,0 TWh, Anteil an der BSE 57,1%, am BSV 54,4%

Struktur der Stromerzeugung in Deutschland 2024

gesamt: 497,3 Milliarden Kilowattstunden (Mrd. kWh)
Anteile in Prozent (Vorjahr in Klammern)

AGEB
AG Energiebilanzen e.V.



Berlin - Die Stromerzeugung in Deutschland ist durch einen breiten Energieträgermix geprägt. Veränderungen ergaben sich 2024 durch den weiteren Rückgang der Stromerzeugung aus Stein- und Braunkohle. Wind, Photovoltaik und Wasserkraft weiteten ihre Anteile aus. Erdgas konnte seinen Anteil an der Stromerzeugung ebenfalls steigern. Inländische Kernkraftwerke leisten seit April 2023 keinen Beitrag zur deutschen Stromerzeugung mehr. Der Gesamtanteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch erhöhte sich 2024 insgesamt auf 54,4 Prozent (Vorjahr 52,9 %). Wie im Vorjahr überstiegen beim Stromaustausch mit den Nachbarländern die Einfuhren die Ausfuhren und Deutschland bleibt – nach zwei Jahrzehnten Netto-Export – Netto-Importeur bei Elektrizität.

* 2023 einschließlich Kernenergie (1,4 %)

Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen 2/2025

Arbeitsgemeinschaft
Energiebilanzen e.V.

Reinhardtstr. 32
10117 Berlin

Ansprechpartner
Uwe Maaßen
u.maassen@ag-energiebilanzen.de
Mobil 0151 43 24 08 14

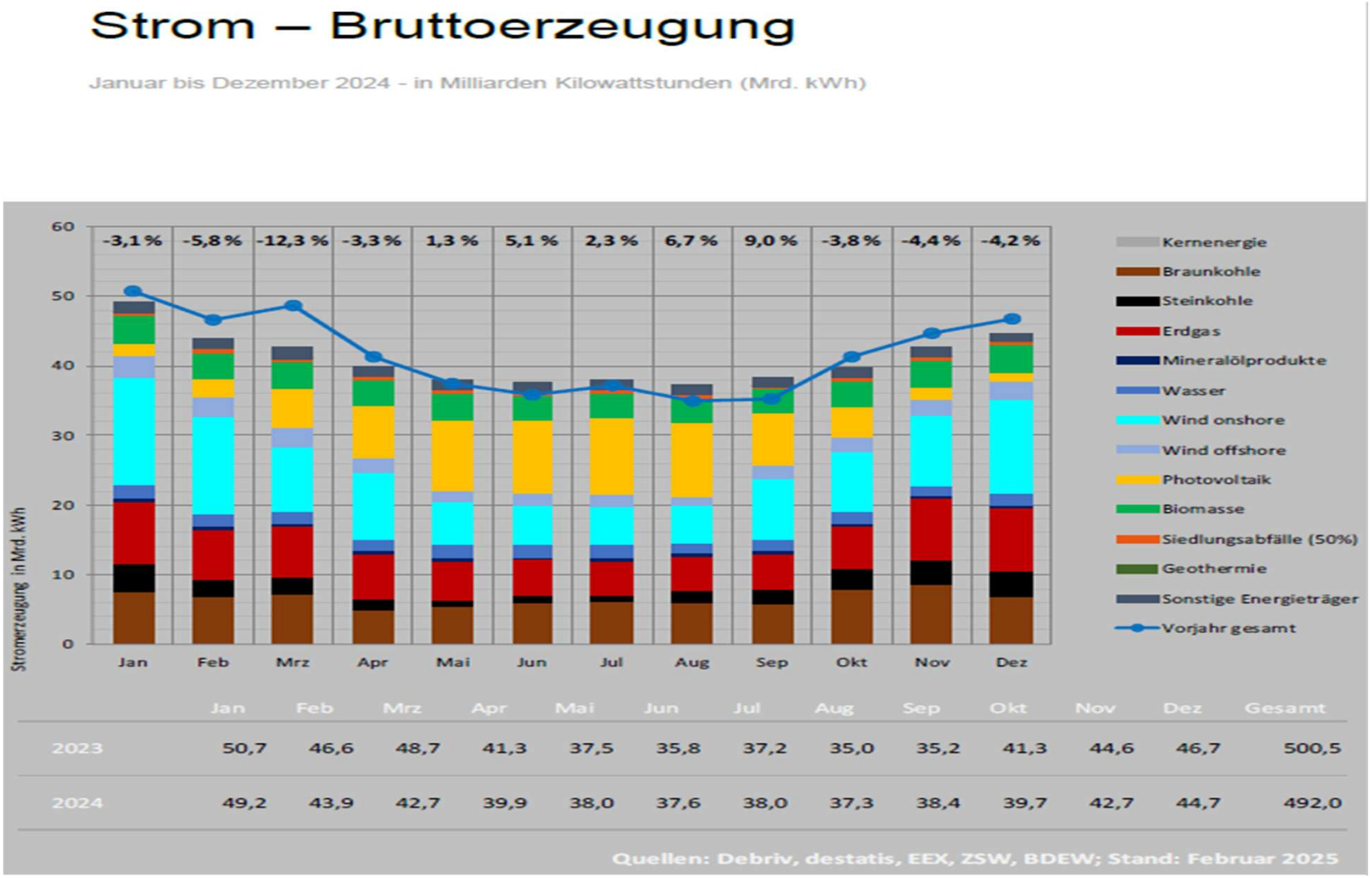
www.ag-energiebilanzen.de

Quelle: AGEB – Struktur BSE in Deutschland 2024, Infografik 2/2025

Monatliche Bruttostromerzeugung nach Energieträgern ohne Pumpspeicherstrom (PSE) in Deutschland 2023/24 (6)

Jahr 2024: Gesamt 497,3 – 6,3 = 492,0 TWh (Mrd. kWh); Veränderung 2023/2024 + 6,5%

5.776 kWh/Kopf



	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Gesamt
2023	50,7	46,6	48,7	41,3	37,5	35,8	37,2	35,0	35,2	41,3	44,6	46,7	500,5
1) 2024	49,2	43,9	42,7	39,9	38,0	37,6	38,0	37,3	38,4	39,7	42,7	44,7	492,0

Quellen: Debriv, destatis, EEX, ZSW, BDEW; Stand: Februar 2025

* Daten 2024 vorläufig, Stand 2/2025

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 85,0 Mio.

1) Bruttostromerzeugung ohne Pumpspeicherstromerzeugung (PSE) von 6,3 TWh im Jahr 2024

Quelle: AGEB- Energieverbrauch in Deutschland, 1.-4. Quartal 2024, Stand 2/2025; AGEB – BSE 2024, 2/2025

Bruttostromerzeugung nach Energieträgern in Deutschland 2021-2024 (7)

Jahr 2024:

BSE 497,3 TWh (Mrd. kWh) mit Pumpspeicherstrom (PSE), Veränderung 1990/2024 – 9,6%

EE-Beitrag 284,0 TWh, Anteil an der BSE 57,1% bzw. am BSV 54,4%

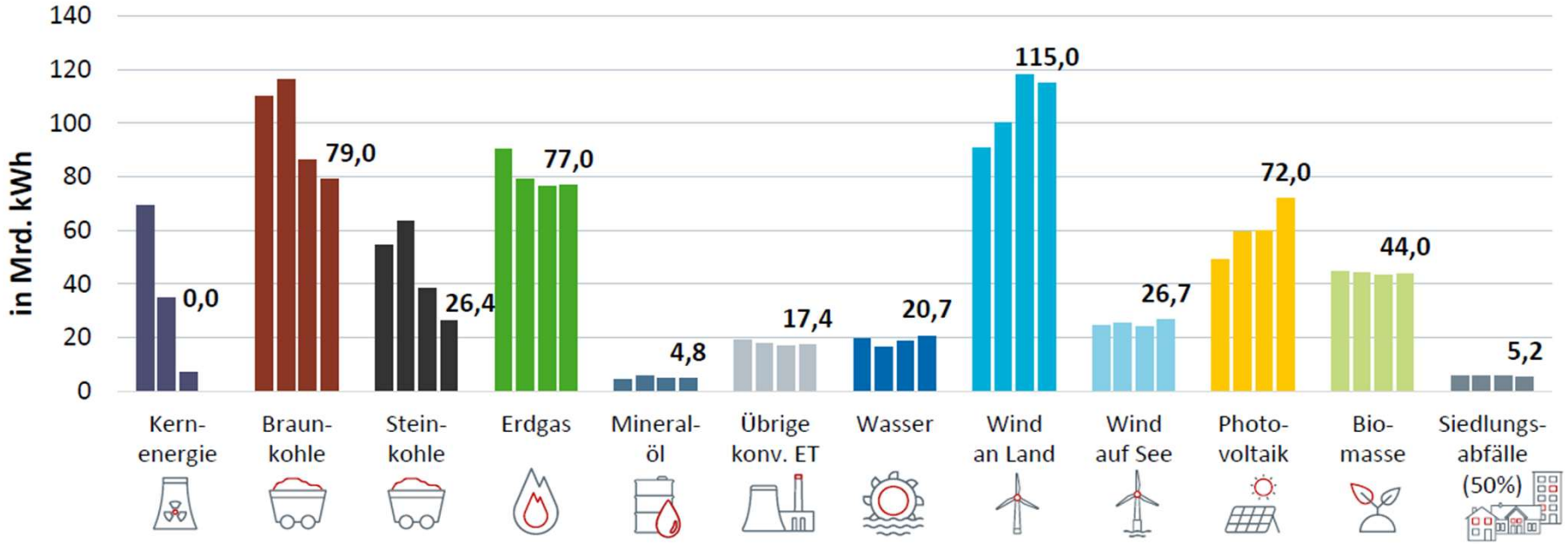
16.12.2024 Folie 6 BDEW/Christian Bantle/Strom

bdew
Energie. Wasser. Leben.

Vier-Jahres-Vergleich: mit Korrektur

Bruttostromerzeugung nach Energieträgern

Strommengen nach Energieträgern 2021/2022/2023/2024*



Quellen: Destatis, EEX, VGB, ZSW, BDEW; Stand 12/2024

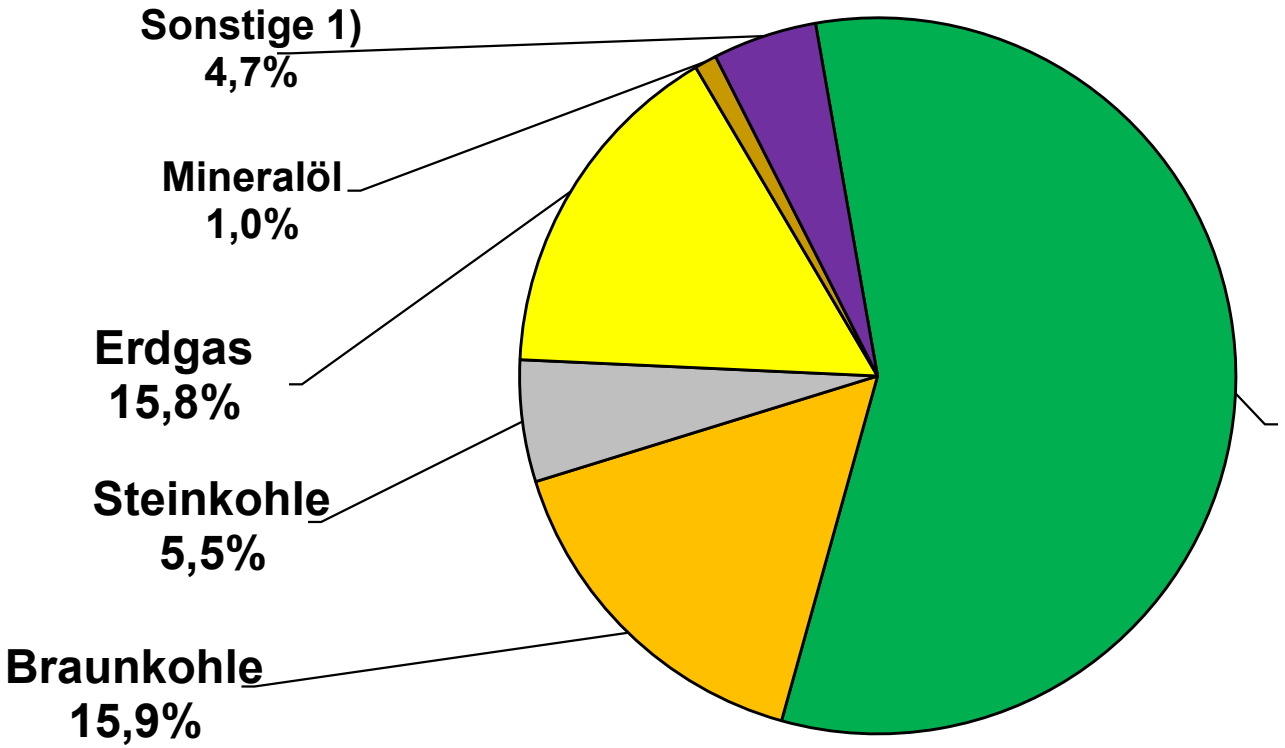
* vorläufig, teilweise geschätzt

Quelle: AGEB + BDEW - Entwicklungen der deutschen Stromwirtschaft 2024, Wintertagung 12.2024; AGEB – BSE 2024, Faltblatt 2/2025

Brutto-Stromerzeugung (BSE) nach Energieträgern inklusiv Pumpspeicherstrom in Deutschland 2024 (8)

BSE 497,3 TWh (Mrd. kWh) mit Pumpspeicherstrom (PSE), Veränderung 1990/2024 – 9,6%

EE-Beitrag 284,0 TWh, Anteil an der BSE 57,1% bzw. am BSV 54,4%



Grafik Bouse 2025

Anteil fossile Energien 38,2%

* Daten 2025 vorläufig, Stand 2/2025 Energieeinheit: 1 Mrd. kWh = 1 TWh Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 85,0 Mio.

1) Sonstige (23,5 TWh, Anteil 4,7%), davon Nichtbiogene Abfälle (50%) 6,0 TWh, Pumpspeicherstrom (6,3 TWh), Netzverluste, Eigenverbrauch und Abwärme (11,2 TWh)

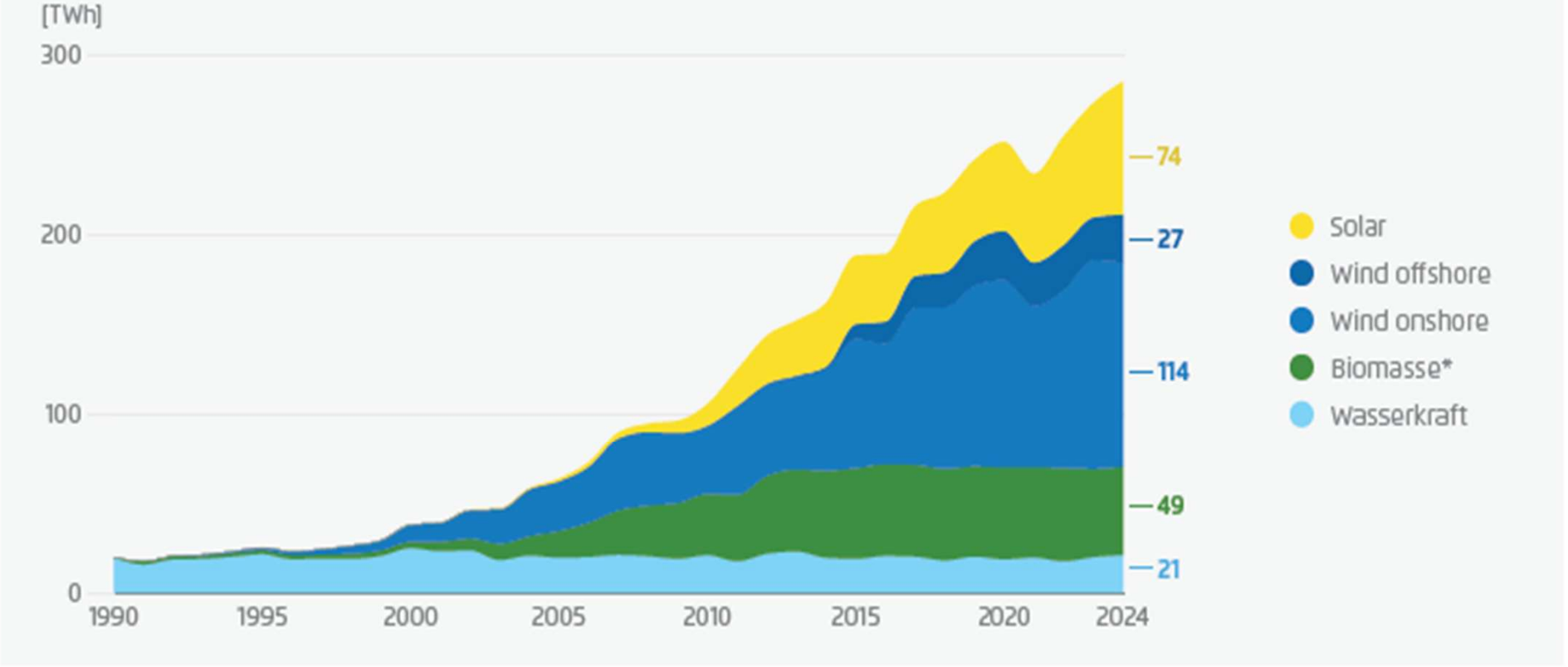
Nachrichtlich: Bruttostromverbrauch (BSV) 521,7 TWh; EE-Anteil am BSV 54,4 Prozent

Quelle: ABEB – Bruttostromerzeugung nach Energieträgern in Deutschland 1990-2024, 2/2025

Brutto-Stromerzeugung (BSE) aus erneuerbaren Energien in Deutschland 2024 (9)

EE 284,0 TWh (Mrd. kWh) von gesamt 497,3 TWh (Mrd. kWh), nach Korrektur
Anteil 57,1%

Entwicklung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien, 1990–2024 → Abb. 4_7



Agora Energiewende (2024) nach AGEB (2024b) • *inklusive biogenem Abfall. Gezeigt wird Bruttostromerzeugung. 2024: vorläufige Daten

* Daten 2024 vorläufig, Stand 2/2025

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 85,0 Mio.

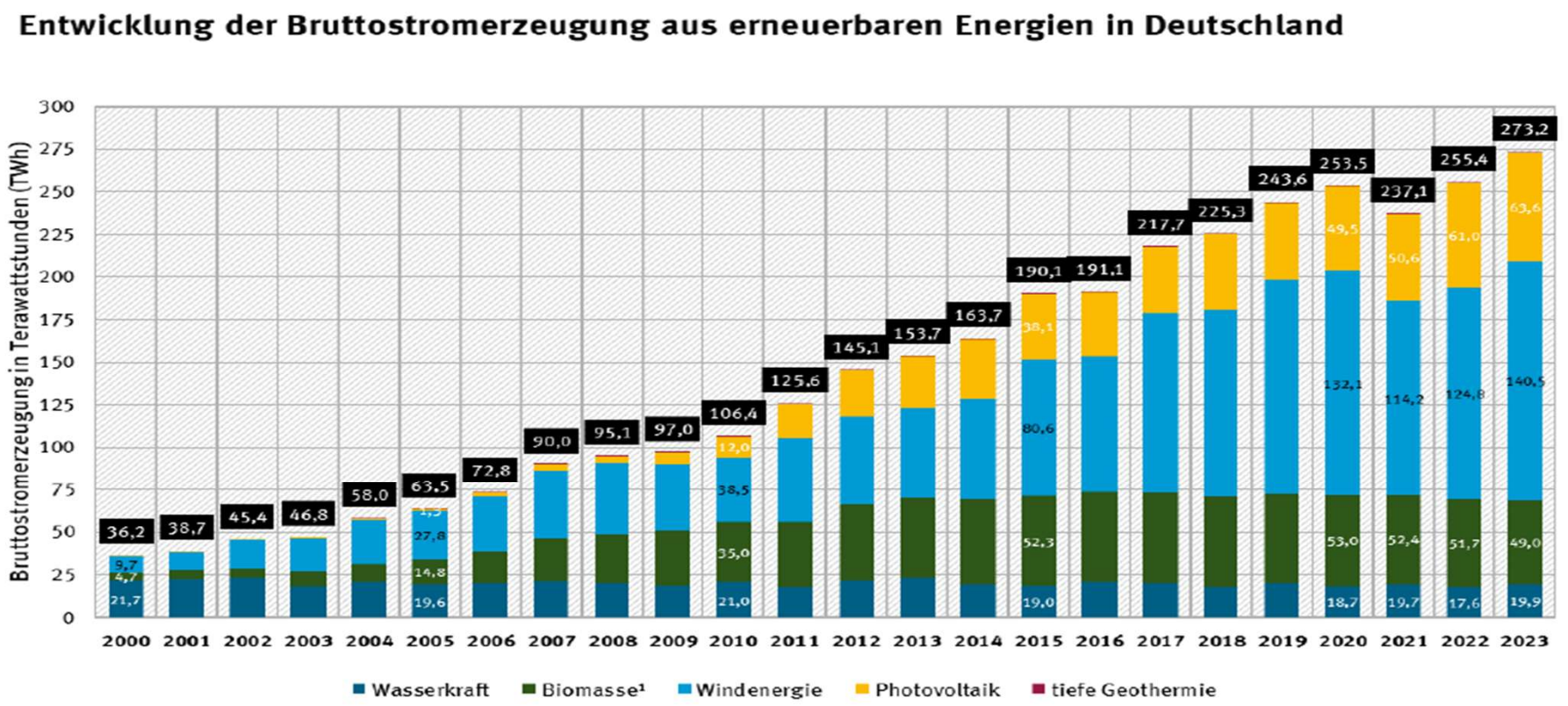
Quelle: AGEB- Energieverbrauch in Deutschland, 1.-4. Quartal 2024, Stand 12/2024; AGEB – BSE 2024, 2/2025

Entwicklung der Bruttostromerzeugung (BSE) aus erneuerbaren Energien in Deutschland 2000-2023 (1)

Jahr 2023: Gesamt 273,2 TWh (Mrd. kWh)

EE-Anteil am Gesamt-BSE 53,4% bzw. am Gesamt BSV 52,5%

Erneuerbare Energien im Stromsektor

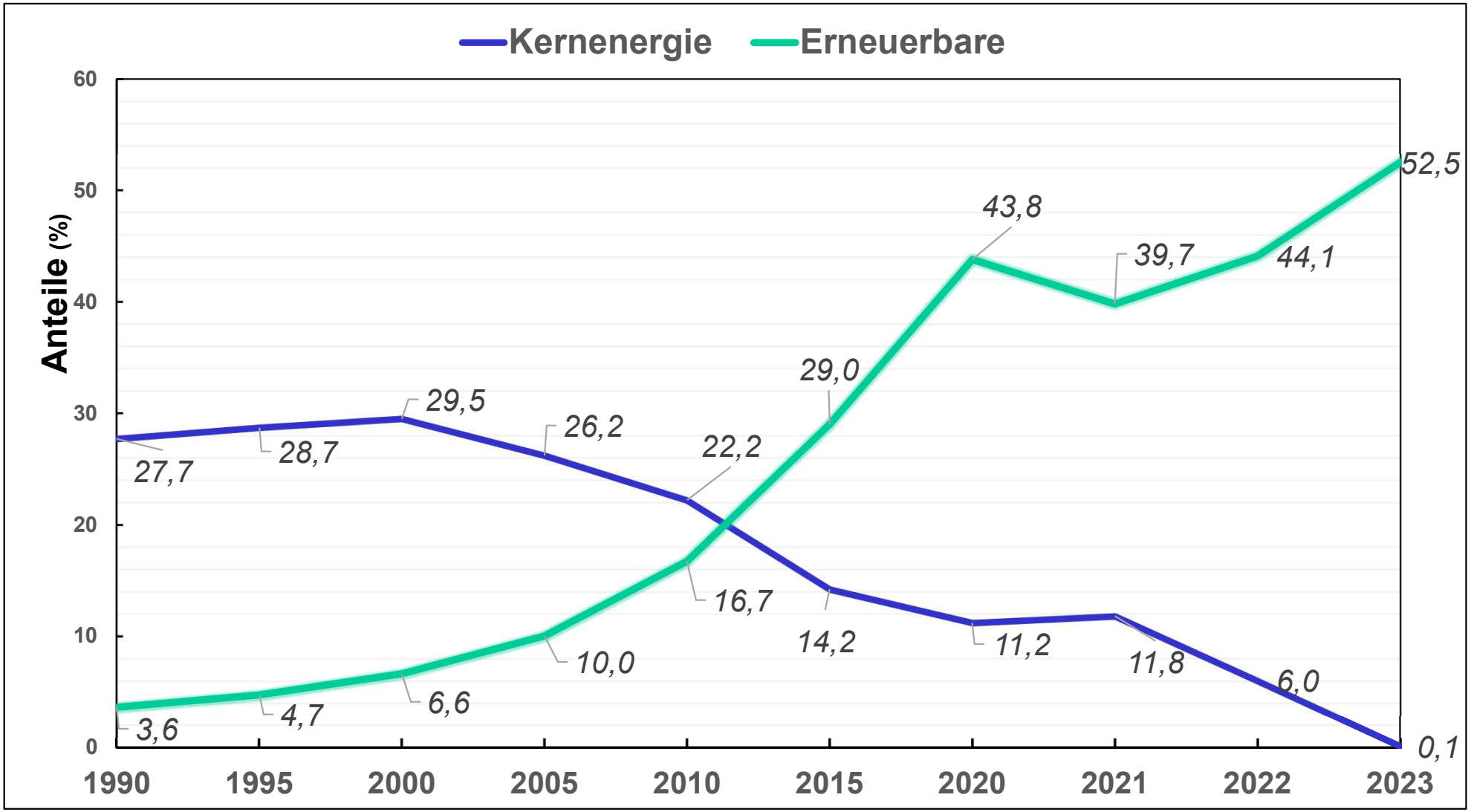


¹ inkl. feste, flüssige und gasförmige Biomasse, Klärschlamm
sowie dem biogenen Anteil des Abfalls (in Abfallverbrennungsanlagen mit 50 % angesetzt, ab 2008 nur Siedlungsabfälle)

Quelle: Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat); Stand: September 2024

Quelle: UBA - Erneuerbare Energien in Deutschland 2023, 2/2029; AGEB – BSE in D 1990-2024, 12/2024

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



Grafik Bouse 2024

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

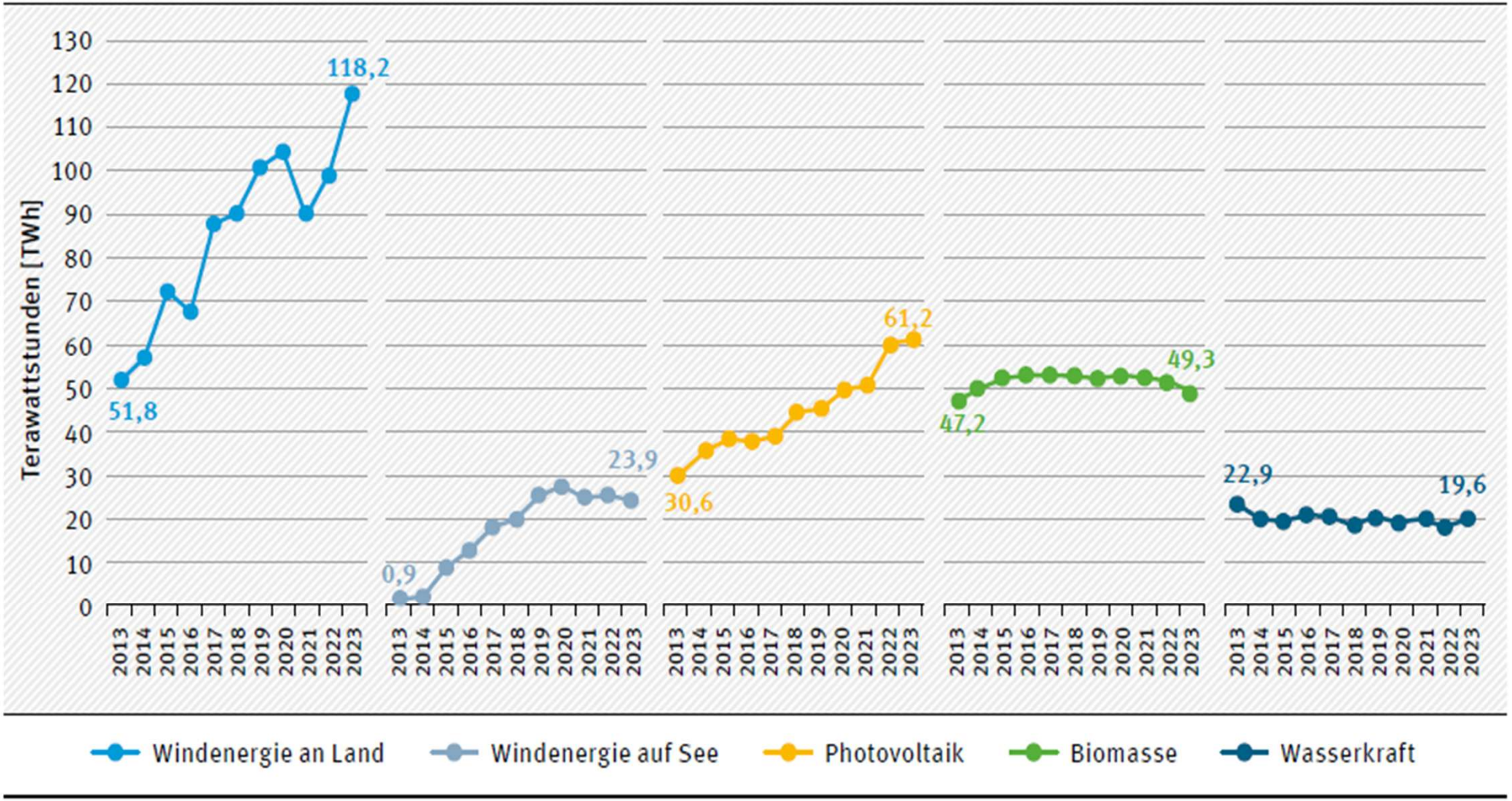
* Daten 2023 vorläufig, Stand 9/2024

Quellen: AGEB aus BMWI – Energiedaten, Gesamtausgabe, Grafik /Tab. 22, 1/2023; AGEB - BSE in Deutschland 1990-2024, 12/2024;

Entwicklung der Bruttostromerzeugung (BSE) aus erneuerbaren Energien im Vergleich der letzten 10 Jahre in Deutschland 2013-2023 (3)

Abbildung 4

Entwicklung der Stromerzeugung erneuerbarer Energieträger im Vergleich seit dem Jahr 2013



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

Quelle: UBA + AGEE Stat – Erneuerbare Energien in Deutschland 2023, Stand 2/2024

Entwicklung der Bruttostromerzeugung (BSE) aus erneuerbaren Energien in Deutschland 2023 (4)

Jahr 2023: Gesamt 273,2 TWh (Mrd. kWh)

EE-Anteil am Gesamt-BSE 52,5% bzw. am Gesamt BSV 52,5%

Umwelt Bundesamt

Erneuerbare Energien im Jahr 2023

AGEE Stat – Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien - Statistik

Stand: September 2024

zurück zum Inhaltsverzeichnis

		EE 2023 [GWh]	Anteil der erneuerbaren Energien [%]		vermiedene THG-Emissionen [1.000 t CO_2-Äq.]
Bruttostromerzeugung	Wasserkraft	19.894	am Bruttostromverbrauch	3,8	16.071
	Windenergie an Land	116.651		22,4	88.427
	Windenergie auf See	23.887		4,6	18.424
	Photovoltaik	63.576		12,2	43.839
	biogene Festbrennstoffe & Klärschlamm	9.996		1,9	7.523
	biogene flüssige Brennstoffe	105		< 0,1	15
	Biogas	28.387		5,5	15.134
	Biomethan	3.120		0,6	1.731
	Klärgas	1.529		0,3	1.088
	Deponiegas	187		< 0,1	127
	biogener Anteil des Abfalls	5.704		1,1	4.635
	Geothermie	195		< 0,1	130
	Summe	**273.231**		**52,5**	**197.145**

1) Jahr 2023: Gesamt BSE 509,3 TWh; BSV 518,6 TWh

Quelle: BMWK – Entwicklung erneuerbare Energien in Deutschland 2023, Zahlenreihe 9/2024; AGEB – Netto- und Bruttostromerzeugung 1990-2024, 11/2024

Entwicklung Brutto-Stromerzeugung (BSE) aus erneuerbaren Energien in Deutschland 2022-2023 (5)

Jahr 2023: Gesamt 273,2 TWh (Mrd. kWh)

EE-Anteil am Gesamt-BSE 53,4% bzw. am Gesamt BSV 52,5% [4)]

Tabelle 2: Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien in den Jahren 2022 und 2023

	Erneuerbare Energien 2022		Erneuerbare Energien 2023	
	Bruttostrom-erzeugung (GWh)[4]	Anteil am Brutto-stromverbrauch[5] (%)	Bruttostrom-erzeugung (GWh)[4]	Anteil am Brutto-stromverbrauch[5] (%)
Wasserkraft[1]	17.625	3,2	19.894	3,8
Windenergie an Land	99.692	18,1	116.651	22,4
Windenergie auf See	25.124	4,6	23.887	4,6
Photovoltaik	61.022	11,1	63.576	12,2
biogene Festbrennstoffe[2]	10.663	1,9	9.996	1,9
biogene flüssige Brennstoffe	91	0,02	105	0,02
Biogas	30.469	5,5	28.387	5,5
Biomethan	3.098	0,6	3.120	0,6
Klärgas	1.547	0,3	1.529	0,3
Deponiegas	201	0,04	187	0,04
biogener Anteil des Abfalls[3]	5.628	1,0	5.704	1,1
Geothermie	206	0,04	195	0,04
Summe erneuerbare Energien	**255.366**	**46,3**	**273.231**	**52,5**

1 Lauf- und Speicherwasserkraftwerke sowie bei Pumpspeicherkraftwerken nur Stromerzeugung aus natürlichem Zufluss

2 inklusive Klärschlamm

3 in Abfallverbrennungsanlagen mit 50% angesetzt

4 1.000 GWh = 1 TWh

5 bezogen auf den Bruttostromverbrauch, 2022: 551,3 TWh, 2023: 520,7 TWh ([3], Tabellenblatt 7)

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

Quelle: BMWK Erneuerbare Energien in Zahlen, Nationale und internationale Entwicklung 2023, S. 16, 10/2024;
AGEB – Brutto - und Netto-Stromerzeugung nach Energieträgern in Deutschland 1990-2024, 12/2024

Entwicklung Brutto-Stromerzeugung (BSE) aus erneuerbaren Energien in Deutschland 2005-2023 (6)

Jahr 2023: Gesamt 273,2 TWh (Mrd. kWh)

EE-Anteil am Gesamt-BSE 53,4% bzw. am Gesamt BSV 52,5% [4)]

Tabelle 3: Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien

	Wasserkraft[1]	Windenergie an Land	Windenergie auf See	Photovoltaik	Biomasse[2]	Geothermie	Summe Bruttostrom-erzeugung	Anteil EE an der Bruttostrom-erzeugung[4]	Anteil EE am Bruttostrom-verbrauch[5]
	(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	44.330	52.734	178	**225.291**	**35,0**	**37,9**
2019	20.135	101.150	24.744	45.211	52.152	197	**243.589**	**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	50.612	52.370	244	**237.052**	**40,2**	**41,5**
2022	17.625	99.692	25.124	61.022	51.697	206	**255.366**	**44,1**	**46,3**
2023	19.894	116.651	23.887	63.576	49.028	195	**273.231**	**53,4**	**52,5**

1 Lauf- und Speicherwasserkraftwerke sowie 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 [3]: Tabellenblatt 7

5 bezogen auf den Bruttostromverbrauch, 2022: 551,3 TWh, 2023: 520,7 TWh ([3], Tabellenblatt 7)

Die 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

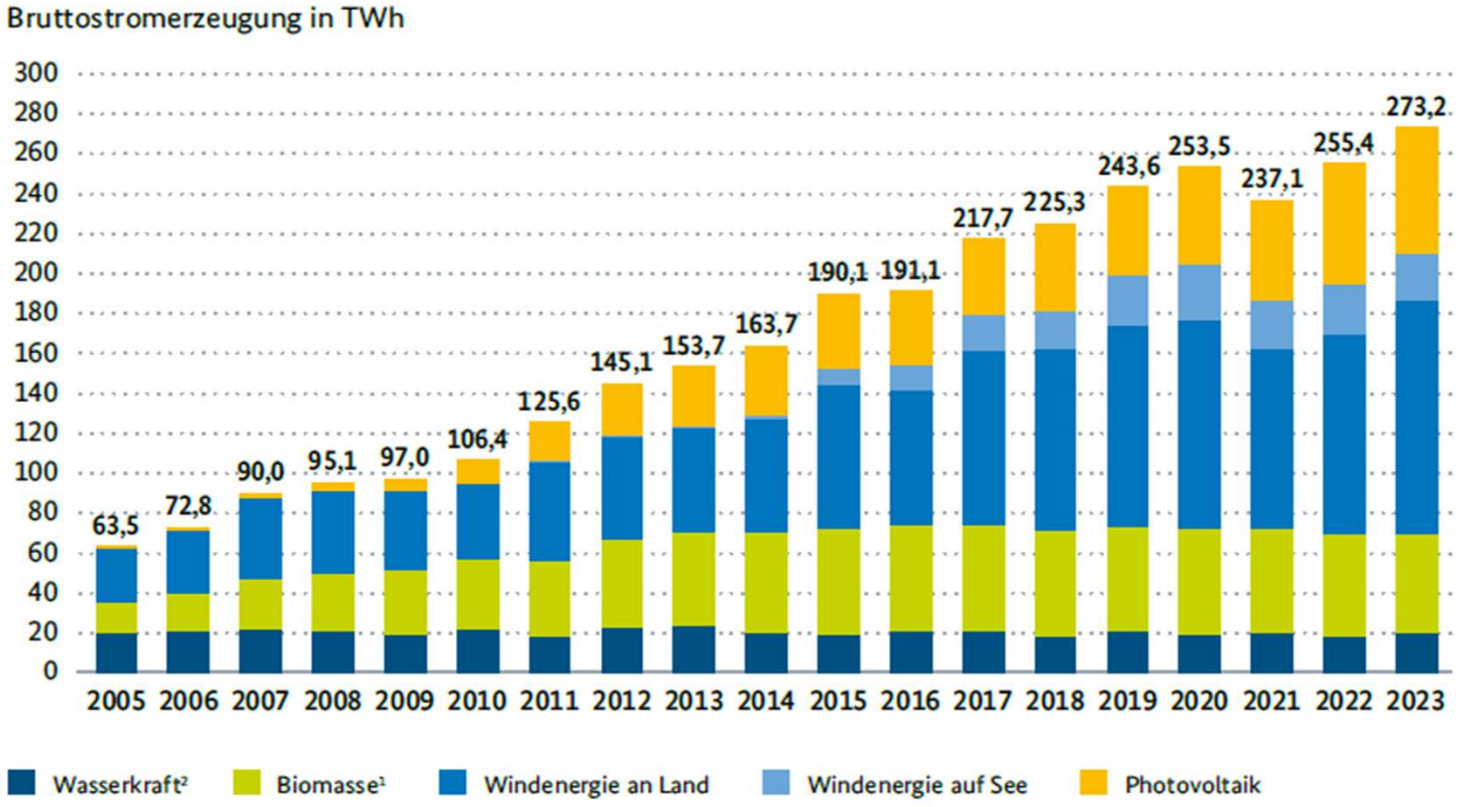
Quelle: BMWK Erneuerbare Energien in Zahlen, Nationale und internationale Entwicklung 2023, S. 17, 10/2024;
AGEB – Brutto - und Netto-Stromerzeugung nach Energieträgern in Deutschland 1990-2024, 12/2024

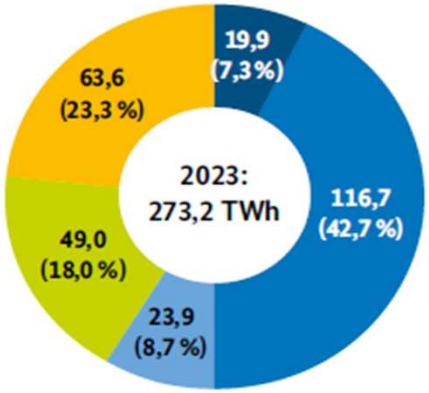
Entwicklung Brutto-Stromerzeugung (BSE) aus erneuerbaren Energien in Deutschland 2005-2023 (7)

Jahr 2023: Gesamt 273,2 TWh (Mrd. kWh)

EE-Anteil am Gesamt-BSE 53,4% bzw. am Gesamt BSV 52,5% [4)]

Abbildung 3: Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien





1 Lauf- und Speicherwasserkraftwerke sowie bei Pumpspeicherkraftwerken nur Stromerzeugung aus natürlichem Zufluss

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

Geothermische Stromerzeugung aufgrund geringer Strommengen nicht dargestellt.

Dargestellt sind die Strommengen der Jahre 2005–2023 (Stromerzeugung der einzelnen Technologien siehe Tabelle 3). Die **Zielmarke** für die Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Jahr **2030** beträgt nach EEG 2023 600 TWh [1].

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

Quellen: BMWK: Erneuerbare Energien in Zahlen, Nationale und internationale Entwicklung 2023, S. 18, 11/2024;
AGEB – Brutto - und Netto-Stromerzeugung nach Energieträgern in Deutschland 1990-2024, 12/2024

Entwicklung Brutto-Stromerzeugung (BSE) aus erneuerbaren Energien in Deutschland 2023 (8)

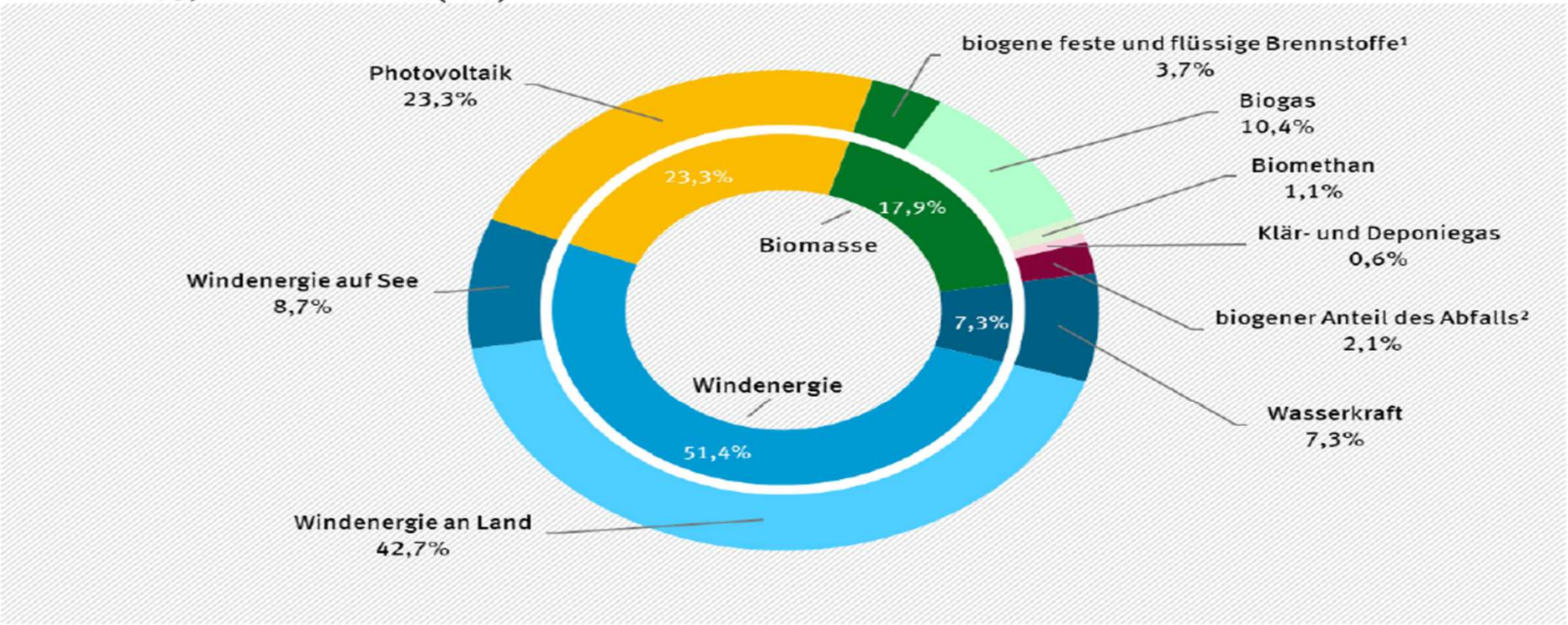
Gesamt 273,2 TWh (Mrd. kWh)

EE-Anteil am Gesamt-BSE 53,4% bzw. am Gesamt BSV 52,5% [4)]

Erneuerbare Energien im Stromsektor

Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2023

Gesamt: 273,2 Terawattstunden (TWh)



¹ inkl. Klärschlamm; ² biogener Anteil des Abfalls in Abfallverbrennungsanlagen mit 50 % angesetzt
Hinweis: Stromerzeugung aus Geothermie aufgrund sehr geringer Mengen (0,1%) nicht dargestellt

Quelle: Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat); Stand: September 2024

Quelle: UBA -Erneuerbare Energien in Deutschland 2023, 9/2024

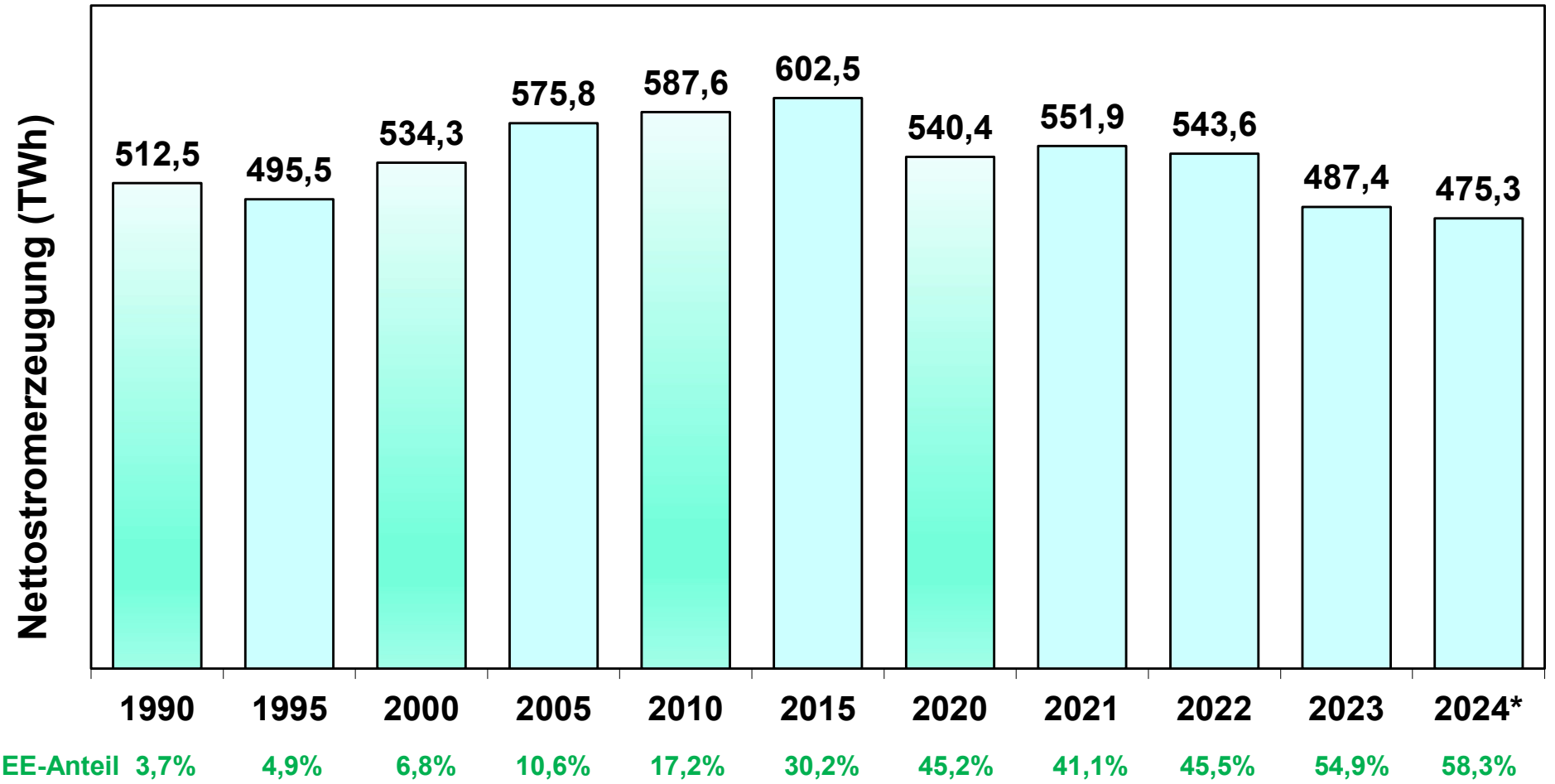
AGEB – Brutto - und Netto-Stromerzeugung nach Energieträgern in Deutschland 1990-2024, 12/2024

Entwicklung der Nettostromerzeugung ohne Pumpspeicherstrom (PSE) in Deutschland 1990-2024 (1)

Jahr 2024:

NSE 475,3 TWh (Mrd. kWh) ohne Pumpspeicherstrom (PSE), Veränderung 1990/2024 - 7,6%

EE-Beitrag 276,9 TWh, Anteil an der NSE 58,3%



Grafik Bouse 2025

* Daten 2024 vorläufig, Stand 2/2025

Bevölkerung (J-Durchschnitt) 2024: 85,0 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 AGEEStat.

Quelle: AGEB – Brutto - und Netto-Stromerzeugung nach Energieträgern in Deutschland 1990-2024, 2/2025

Entwicklung Nettostromerzeugung (NSE) in Baden-Württemberg 1990-2024 (2)

Jahr 2024:

Gesamt = 475,3 TWh (Mrd. kWh), Veränderung 1990/2024 – 7,3%

5.592 kWh/Kopf

Nettostromerzeugung in Deutschland nach Energieträgern [1]

TWh	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Δ in %	Anteil in %
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	79,4	72,8	-8,2	15,3
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	34,9	24,3	-30,3	5,1
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	6,7	0,0	-100,0	0,0
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	74,2	75,7	2,0	15,9
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	4,3	4,4	0,4	0,9
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	267,8	276,9	3,4	58,3
- 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	115,6	110,6	-4,3	23,3
- 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	25,7	9,2	5,4
- 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	19,7	22,3	13,2	4,7
- 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	41,7	41,2	-1,1	8,7
- 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	62,6	72,7	16,1	15,3
- 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	4,2	-6,8	0,9
- 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	0,1	0,2	10,1	0,0
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	20,5	21,2	3,7	4,5
- 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	5,4	6,3	16,1	1,3
- 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	4,2	-6,8	0,9
- 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	0,4	-9,7	0,1
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**	**487,7**	**475,3**	**-2,6**	**100,0**
Nettostromerzeugung exkl. PSE	**512,4**	**495,5**	**534,3**	**575,8**	**587,6**	**602,5**	**606,9**	**611,0**	**600,0**	**571,3**	**540,4**	**551,9**	**543,6**	**482,3**	**468,9**		
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	55,5	59,0		

Anteil EE - Bezug ohne PSE

* Daten 2024 vorläufig, Stand 2/2025

Bevölkerung (J-Durchschnitt) 2024: 85,0

[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

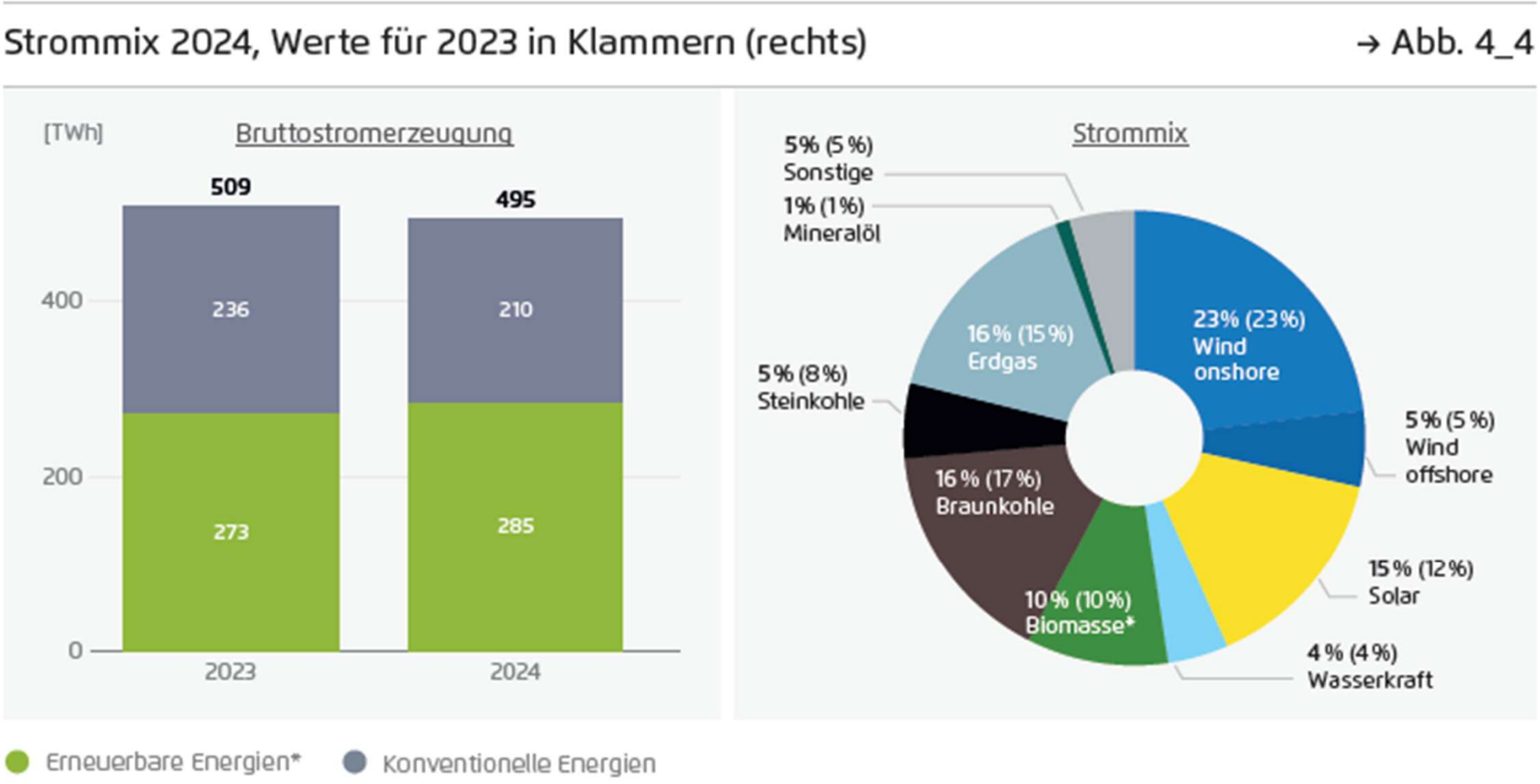
[5] ab 2003 alle Angaben zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien lt. Daten und Berechnungen der AGEEStat.

Quelle: AGEB – Brutto - und Netto-Stromerzeugung nach Energieträgern mit Strombilanz in Deutschland 1990-2024, 2/2025

Strommix in Deutschland im Jahr 2023/24

Nettostromerzeugung nach Energieträgern mit PSE **(3)**

Jahr 2024: NSE 495 TWh



Quelle: AGEB aus Agora Energiewende – Energiewende in Deutschland 2024, S. 46, 1/2025, www.agora-energiewende.de

Entwicklung Beitrag Kraft-Wärme-Kopplung zur Nettostromerzeugung (NSE) in Deutschland 1990-2023 (1)

Jahr 2023: 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	2023
		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	9,1	6,9
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	2,6
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	2,7	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	55,1	55,4
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	33,4	32,8
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	3,1	3,0
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**	**106,7**	**103,0**
		Kraft-Wärme-Kopplung - Gesamt - Wärmeerzeugung (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	23,7	18,7
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	12,3	10,2
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	12,8	12,7
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	92,2	90,3
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	54,6	53,2
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	15,8	15,6
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**	**211,5**	**200,8**
		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	114
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	58
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	66	63
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	638	630
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	426	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	91	90
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**	**1.440**	**1.373**
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	699	670
		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	80,1	80,6
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	79,7	79,1
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	84,1	85,5
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	83,0	83,2
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	74,3	74,1
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	75,2	75,0
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**	**79,6**

Berichtsjahre 1990 bis 2022: Endgültige Angaben; Berichtsjahr 2023: Vorläufige Daten

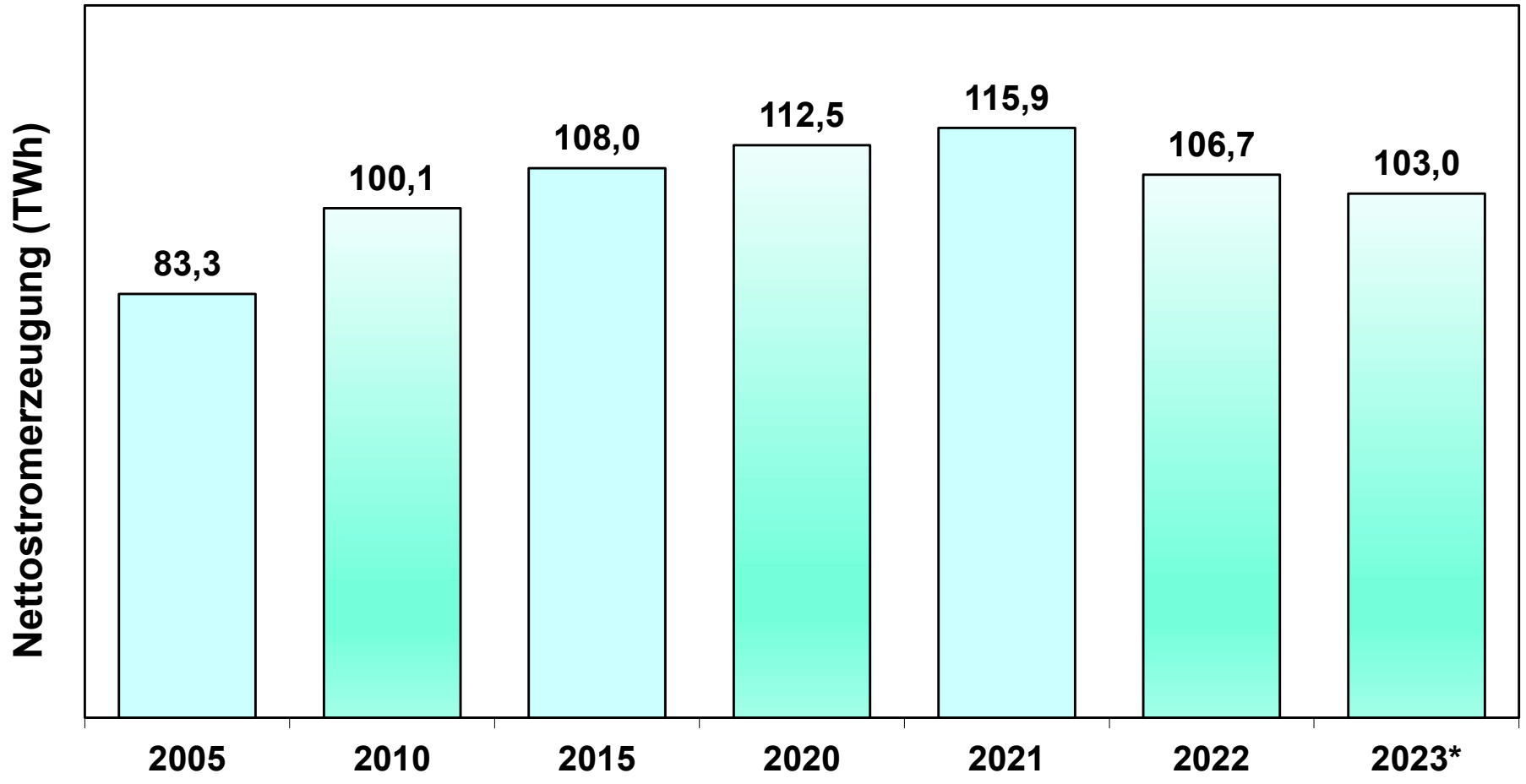
Kraft-Wärme-Kopplung - Gesamt: Summe aus Kraftwerken der Allgemeinen Versorgung, Industriekraftwerken sowie Einspeisern (Anlagen kleiner 1 MWel)

Quelle: BMWK - Auswertungstabellen zur Energiebilanz in Deutschland 1990-2023, 9/2024

Entwicklung Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) zur Nettostromerzeugung (NSE) in Deutschland 2005-2023 (2)

Jahr 2023: 103,0 TWh (Mrd. kWh), Veränderung 2005/2022 + 23,6%

21,2% von 485,8 TWh



Grafik Bouse 2024

* Daten 2023 vorläufig, Stand 12/2024 Energieeinheit: 1 Mio. PJ = 1/3,6 Mrd. kWh (TWh) Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2023: 84,5 Mio.

Quellen: AGEB – Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990-2023, 9/2024

Entwicklung installierte Leistung zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland 2005-2023 (1)

Jahr 2023: Gesamt 168,4 GW, Veränderung zum VJ + 12,3%
Zubau 18,5 GW

Tabelle 4: Installierte Leistung zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

	Wasserkraft[1]	Windenergie an Land	Windenergie auf See[2]	Photovoltaik	Biomasse[3]	Geothermie	Gesamte Leistung
				(MW)[4]			
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	54.254	7.874	54.406	10.320	47	132.355
2021	5.489	55.880	7.874	60.117	10.420	54	139.834
2022	5.569	57.986	8.216	67.630	10.460	59	149.920
2023	5.607	61.013	8.473	82.759	10.500	57	168.409

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

1 Lauf- und Speicherwasserkraftwerke sowie Pumpspeicherkraftwerke mit natürlichem Zufluss

2 installierte elektrische Leistung von Windenergieanlagen auf See mit Netzanschluss

3 feste und flüssige Biomasse, Biogas und Biomethan (ab 2013 inklusive Leistung mit dem Ziel der Flexibilisierung der Stromerzeugung aus Biomasse), Klärgas (bis 2014 auf Grundlage der Stromerzeugung nach energieträgerspezifischen Volllaststunden berechnet, ab 2015 Netto-Zubau gemäß BNetzA-Registerdaten, ab 2018 gemäß StBA), Deponiegas 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.

4 1.000 MW = 1 GW

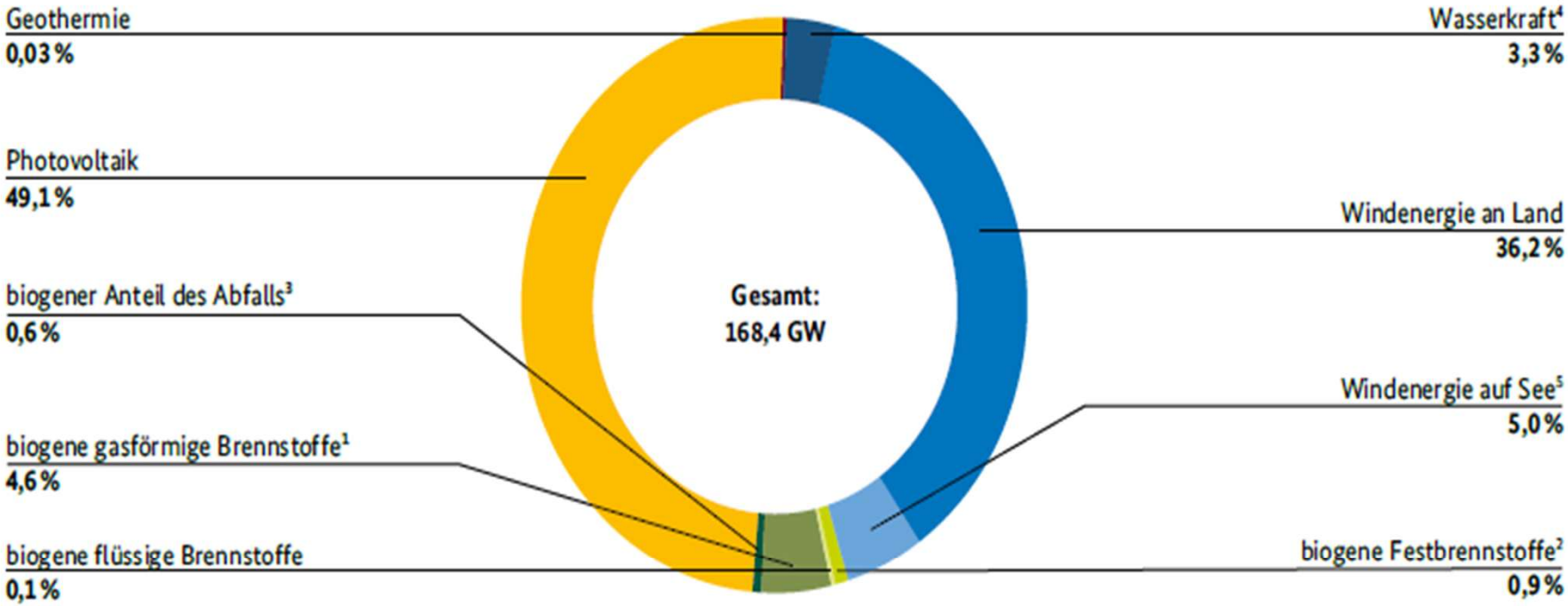
Quellen: BMWK auf Basis der AGEE-Stat-Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland ([3], Tabellenblatt 4), vorläufige Angaben

aus BMWK- Erneuerbare Energien in Zahlen, Nationale und internationale Entwicklung 2023, S. 21, 11/2024

Installierte Leistung zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland 2023 (3)

Gesamt 168,4 GW, Veränderung zum VJ + 12,3%

Abbildung 5: Installierte Leistung zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Jahr 2023 nach Energieträgern in Gigawatt (GW)



Wegen des geringen Anteils geothermischer Stromerzeugungsanlagen werden diese nicht dargestellt.

1 Biogas und Biomethan (inklusive Leistung mit dem Ziel der Flexibilisierung der Stromerzeugung aus Biomasse), Deponie- und Klärgas

2 gemäß StBA

3 inklusive des biogenen Anteils des Abfalls (in Abfallverbrennungsanlagen mit 50% angesetzt)

4 Lauf- und Speicherwasserkraftwerke sowie Pumpspeicherkraftwerke mit natürlichem Zufluss

5 installierte elektrische Leistung von Windenergieanlagen auf See mit Netzanschluss

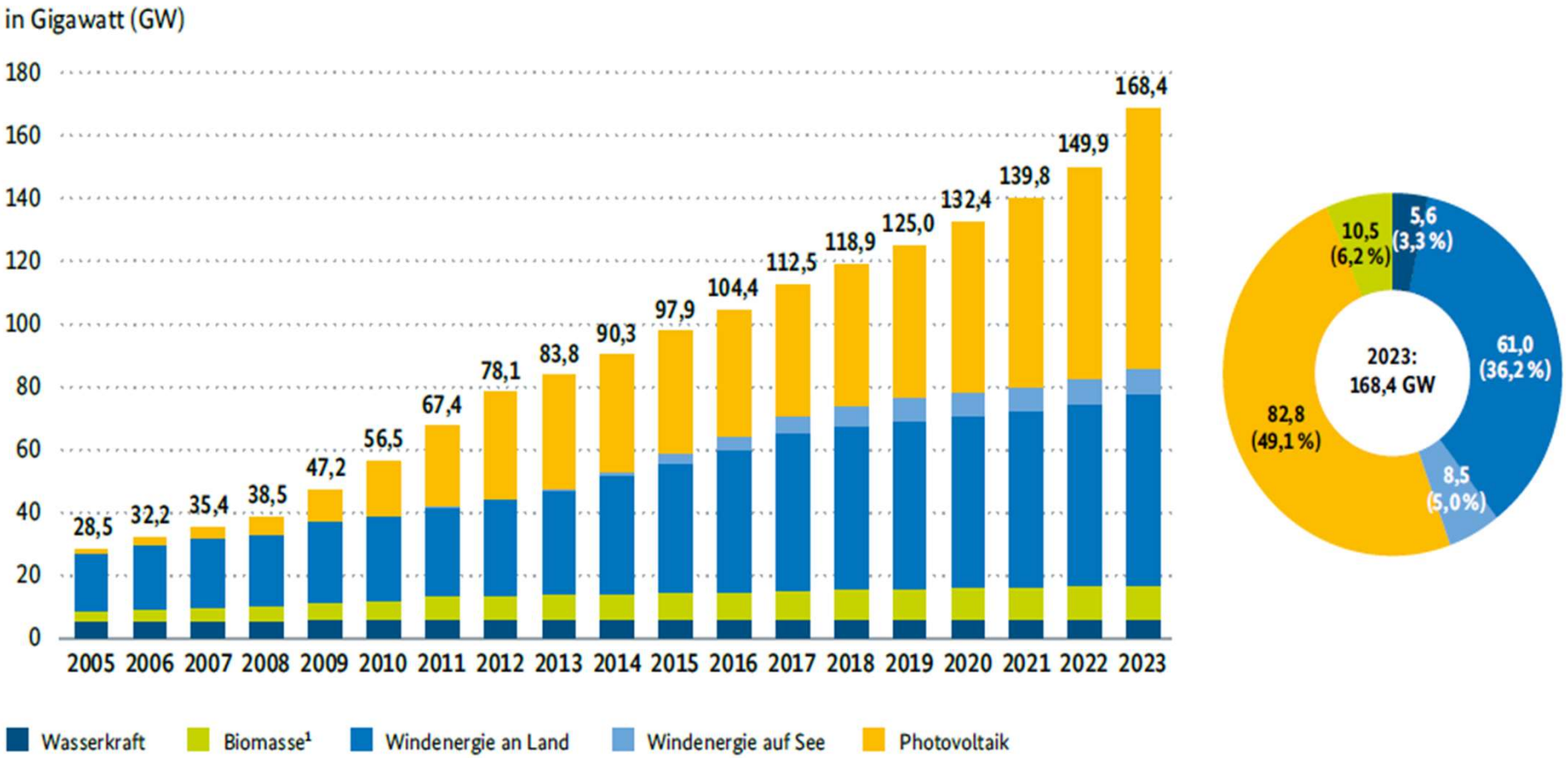
Quellen: BMWK auf Basis der AGEE-Stat-Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland ([3], Tabellenblatt 4), vorläufige Angaben

aus BMWK- Erneuerbare Energien in Zahlen, Nationale und internationale Entwicklung 2023, S. 20, 11/2024

Entwicklung installierte Leistung zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland 2023 (3)

Gesamt 168,4 GW, Veränderung zum VJ + 12,3%

Abbildung 6: Installierte Leistung zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien



1 feste und flüssige Biomasse, Biogas, Biomethan, Deponie- und Klärgas und Abfallverbrennungsanlagen (mit 50 % angesetzt) ([3], Tabellenblatt 4)

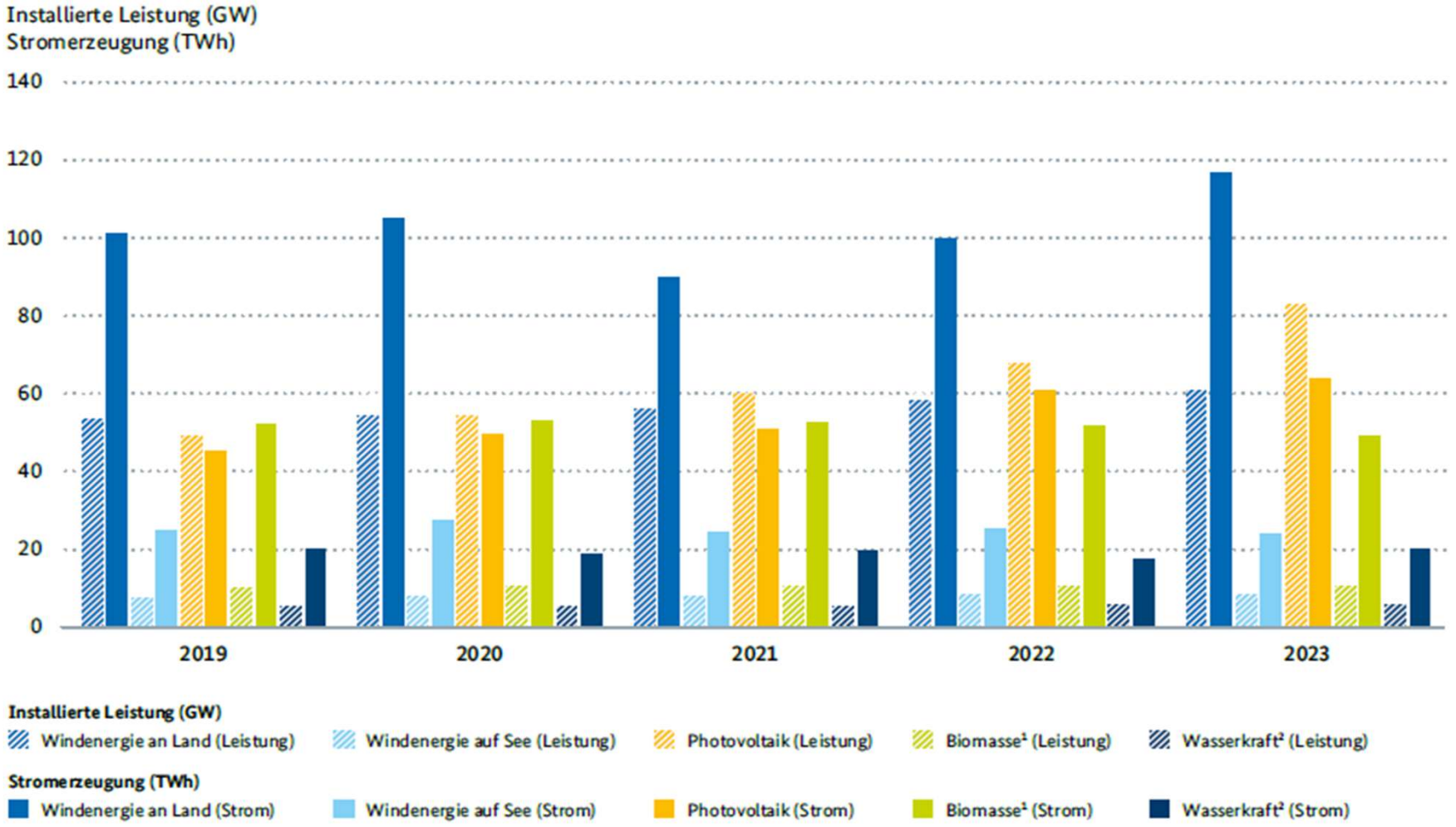
Installierte Leistung der jeweiligen Technologien in den Vorjahren und Angaben zur Geothermie siehe dazu Tabelle 4.

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 2023, S. 20, 11/2024

Entwicklung Bruttostromerzeugung und installierte Leistung je erneuerbarer Energieträger in Deutschland 2019-2023 (1)

Abbildung 7: Bruttostromerzeugung und installierte Leistung je Energieträger



1 Leistung und Bruttostromerzeugung aus 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.

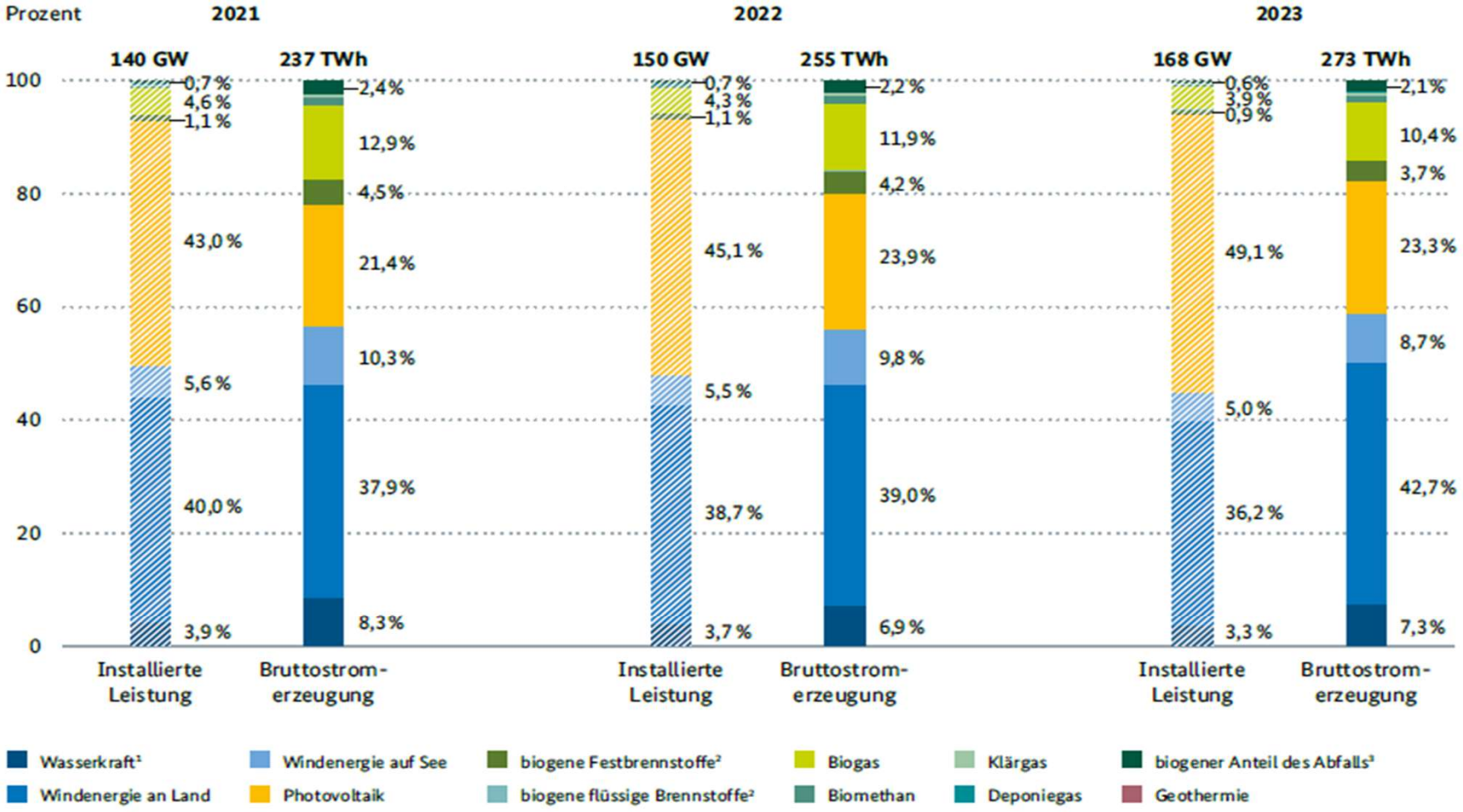
2 Leistung von Lauf- und Speicherwasserkraftwerken sowie Pumpspeicherkraftwerken mit natürlichem Zufluss. Bei der Bruttostromerzeugung aus Pumpspeicherkraftwerken ist nur die Stromerzeugung aus natürlichem Zufluss berücksichtigt

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 2023, S. 22, 11/2024

Anteile an installierter EE-Gesamtleistung und EE-Bruttostromerzeugung in Deutschland 2021-2023 (2)

Abbildung 8: Anteile an installierter EE-Gesamtleistung und EE-Bruttostromerzeugung in den Jahren 2021, 2022 und 2023



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 inklusive 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

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. 24, 10/2023

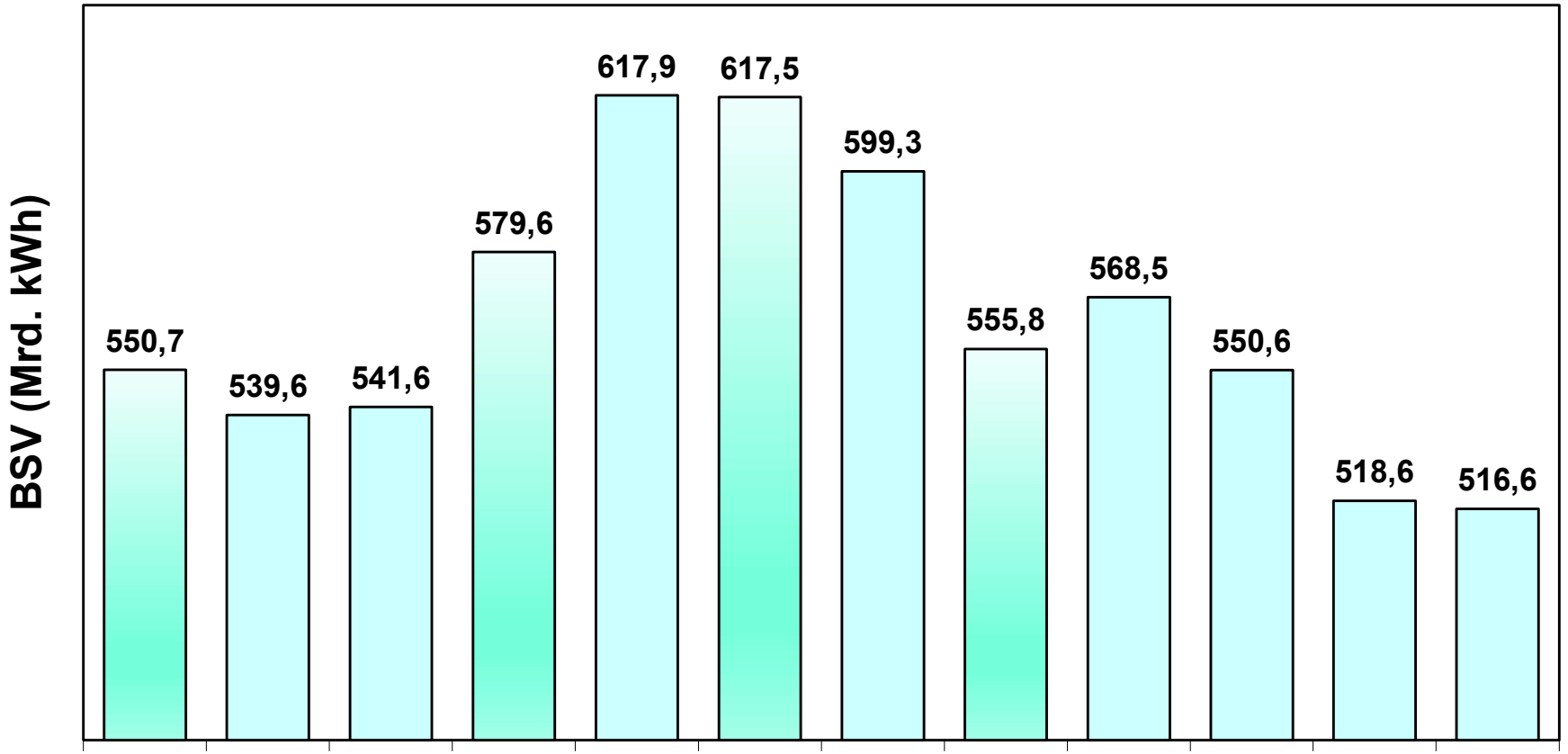
Stromverbrauch

Entwicklung Bruttostromverbrauch (BSV) [1] mit Anteil erneuerbare Energien (EE) in Deutschland 1990-2024 (1)

Jahr 2024: BSV 516,6 TWh (Mrd. kWh) mit Pumpspeicherstrom (PSE), Veränderung 1990/2024 - 6,2%

EE-Beitrag 285,2 TWh, Anteil an der BSE 57,6%

6.078 kWh/Kopf



Grafik Bouse 2024

* Daten 2024 vorläufig, Stand 12/2024

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2024: 85,0 Mio.

** BSV-Ziel der Bundesregierung nach EE-Novelle 2023: EE-Anteil am BSV im Jahr 2030 80%

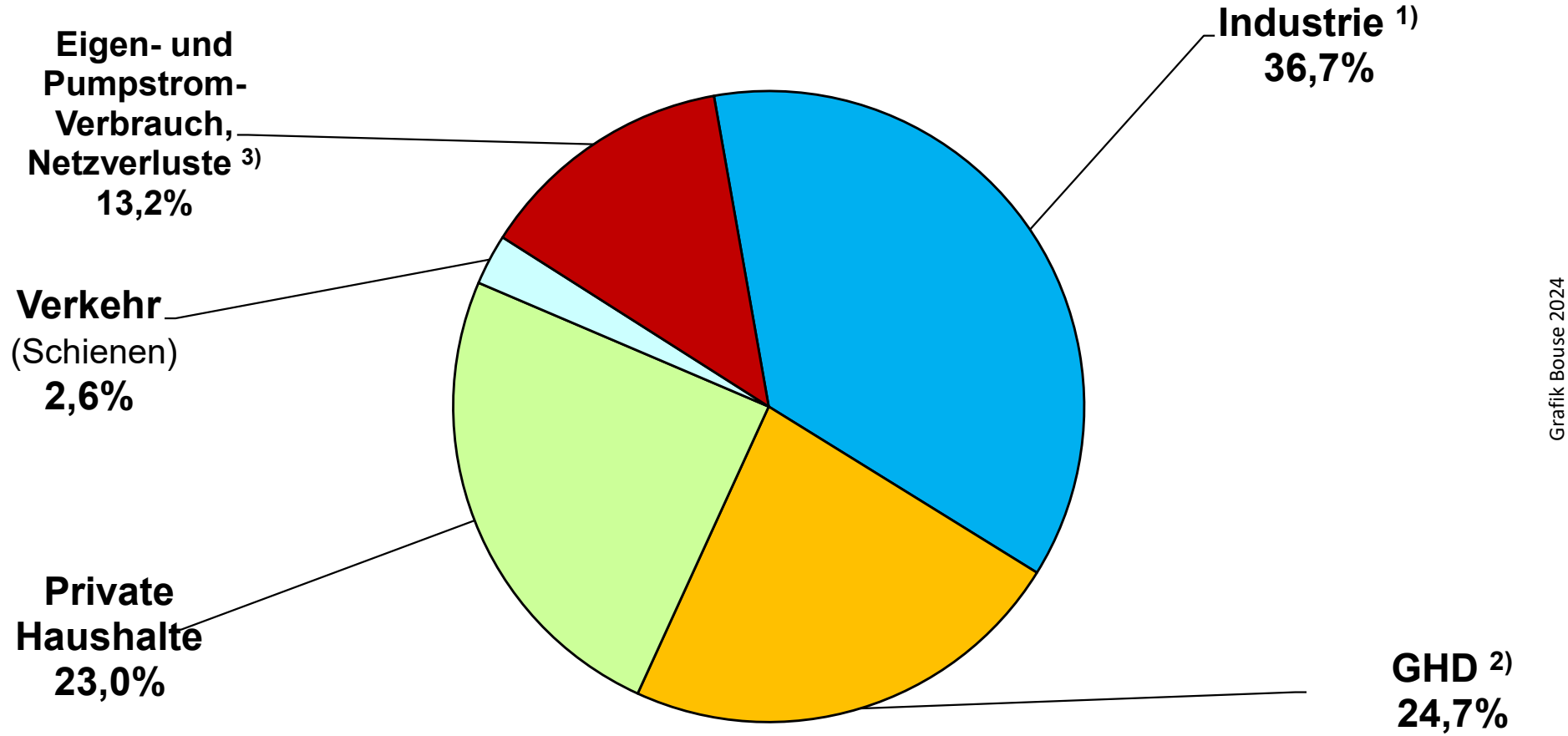
1) BSV einschließlich Netzverluste, Eigenverbrauch, Pumpstrom sowie Stromimportsaldo

Nachrichtlich Jahr 2024: BSE-EE = 285,2 TWh (EE-Anteil am BSV 54,6%)

Quelle: AGEB – Brutto - und Netto-Stromerzeugung nach Energieträgern in Deutschland 1990-2024, Stand 12/2024

Brutto-Stromverbrauch (BSV) nach Sektoren in Deutschland 2022 (2)

Gesamt: 550,6 TWh (Mrd. kWh), Veränderung 1990/2022 + 0,0%
Ø 6.570 kWh/Kopf



Grafik Bouse 2024

Anteil Stromverbrauch Endenergie (SVE) am Bruttostromverbrauch (BSV) 86,7%

* Daten 2022 vorläufig, Stand 2/2024; Energieeinheit: 1 TWh = 1 Mrd. kWh = 1.000 Mio. kWh; Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2022 = 83,8 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 (28,4 TWh), Stromeigenverbrauch (10,3 TWh), Pumpstromverbrauch (8,1 TWh) + Netzverluste (26,3 TWh) = 74,8 TWh

Quellen: AGEB - BSE in D 1990-2022 und Energieverbrauch in D 2022, 2/2024, BDEW aus BMWI-Energiedaten, Gesamtausgabe, Tab. 21,22, 1/2022, Stat. BA 3/2024;
UM BW & Staat. LA BW – Energiebericht 2022, Tab. 23, 10/2022

Entwicklung Anteil Erneuerbare am Bruttostromverbrauch (BSV) in Deutschland 1990-2023, Ziel 2030

Jahr 2023: Anteil am BSV 52,7%

EE-Beitrag BSE 273,2 TWh von Gesamt-BSV 518,6 TWh (Mrd. kWh)

Welche Bedeutung hat der Indikator?

Elektrizität machte als Energieträger im Jahr 2022 nur 20,2 % des Endenergieverbrauchs in Deutschland aus. Allerdings sollen künftig auch die Wärmeerzeugung und die Mobilität immer stärker auf elektrischem Strom basieren. Somit ist der „Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch" ein zentraler klima- und energiepolitischer Indikator.

Noch bis vor wenigen Jahren basierte die Stromerzeugung in Deutschland überwiegend auf fossilen und nuklearen Energieträgern. Besonders durch Stein- und Braunkohle entstanden hohe Treibhausgasemissionen. Bei der Umstellung der Stromerzeugung auf erneuerbare Energien werden hingegen nur geringe bis gar keine Mengen an Treibhausgasen emittiert. Zudem kann die Stromerzeugung zu großen Teilen auf Basis inländischer (erneuerbarer) Ressourcen erfolgen.

Der Bruttostromverbrauch umfasst den von sogenannten Letztverbrauchern wie Industrie oder privaten Haushalten verwendeten Nettostromverbrauch sowie den Eigenverbrauch der Kraftwerke und die Netzverluste. Da der Indikator damit das Stromsystem vollständig abbildet, wird er bevorzugt als politischer Zielindikator verwendet.

Wie ist die Entwicklung zu bewerten?

In den letzten Jahrzehnten entwickelte sich die erneuerbare Stromerzeugung rasant. Hauptgrund war die Förderung durch das „Erneuerbare Energien Gesetz" (EEG) in Deutschland. Um die Klimaziele Deutschlands zu erreichen, setzt die Politik auf einen künftig weiter stark steigenden Erneuerbaren-Anteil am Bruttostromverbrauch. In der EEG-Novelle des Jahres 2023 wurde festgeschrieben, dass der Anteil bis 2030 auf mindestens 80 % steigen soll. Im „Projektionsbericht 2023 für Deutschland" wurde wissenschaftlich untersucht, ob Deutschland seine Klimaziele im Jahr 2030 erreichen kann. Auch die Entwicklung der erneuerbaren Stromversorgung wurde betrachtet. Der Bericht zeigt, dass der Erneuerbaren-Anteil am Stromverbrauch im Jahr 2030 bei über 80 % liegen kann. Voraussetzung ist allerdings, dass Deutschland die Ausbauziele erreicht. Insbesondere im Bereich der Windkraft zeichnet sich bislang ab, dass dies eine große Herausforderung sein wird.

Die wichtigsten Fakten

- Elektrischer Strom macht etwa ein Fünftel des gesamten Endenergieverbrauchs aus. Dieser Anteil soll künftig steigen.
- Der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch stieg zwischen 2000 und 2023 von 6,3 % auf 51,8 %.
- Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) sieht vor, dass der Anteil der erneuerbaren Energien bis 2030 auf mindestens 80 % steigen soll.
- Wenn Deutschland seine ambitionierten Ausbauziele für erneuerbare Kraftwerke erreicht, ist dieses Ziel realistisch.

Wie wird der Indikator berechnet?

Der Indikator setzt die Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien ins Verhältnis zum gesamten Bruttostromverbrauch. Letzterer entspricht der um das Außenhandelssaldo bereinigten Bruttostromerzeugung aus allen Energieträgern. Die verwendeten Daten werden von der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) und der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) bereitgestellt.

Indikator online (aktuellste Daten, Daten-Download): http://www.uba.de/106892
Ausführliche Informationen: http://www.uba.de/12368
Letzte Aktualisierung: 02.04.2024

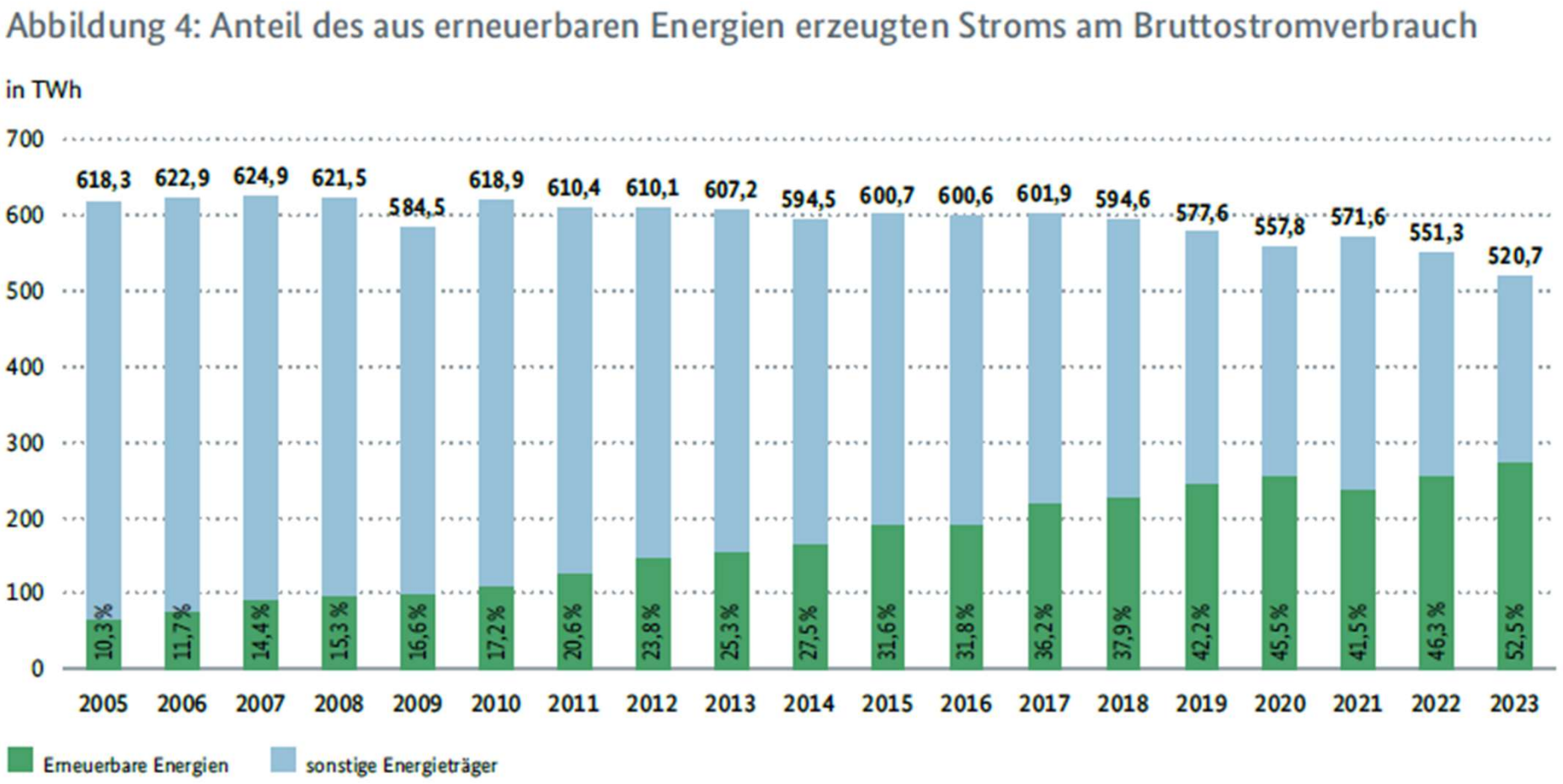
Quelle: UBA – Umweltmonitor 2024, Daten zur Umwelt, Stand 4/2024

Durchschnittliche Bevölkerung 2023: 84,5 Mio.

Entwicklung Anteil des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch (BSV) in Deutschland 1990-2023 (1)

Jahr 2023: Anteil am BSV 52,7%

EE-Beitrag BSE 273,2 TWh von Gesamt-BSV 518,6 TWh (Mrd. kWh), Korrektur



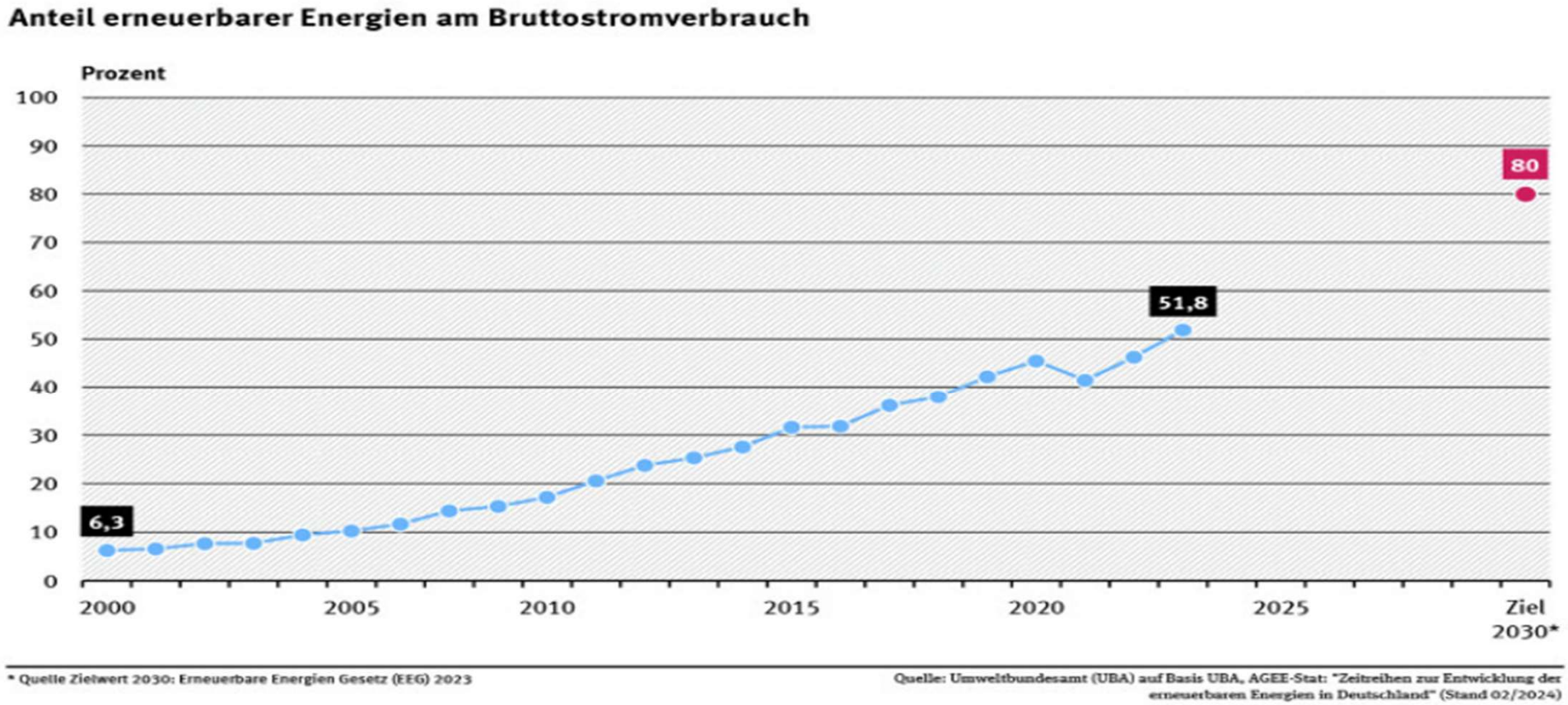
Quelle: BMWK Erneuerbare Energien in Zahlen, Nationale und internationale Entwicklung 2023, S. 19, 11/2024;
AGEB – Brutto - und Netto-Stromerzeugung nach Energieträgern in Deutschland 1990-2024, 12/2024

Entwicklung Anteil Erneuerbare am Bruttostromverbrauch (BSV) in Deutschland 1990-2023, Ziel 2030 (2)

Jahr 2023: Anteil am BSV 52,7%

EE-Beitrag BSE 273,2 TWh von Gesamt-BSV 518,6 TWh (Mrd. kWh)

Anteil Erneuerbare am Bruttostromverbrauch



Berichtigung für 2000: BSE-EE = 37,5 TWh von gesamt 579,6 TWh = 6,5%

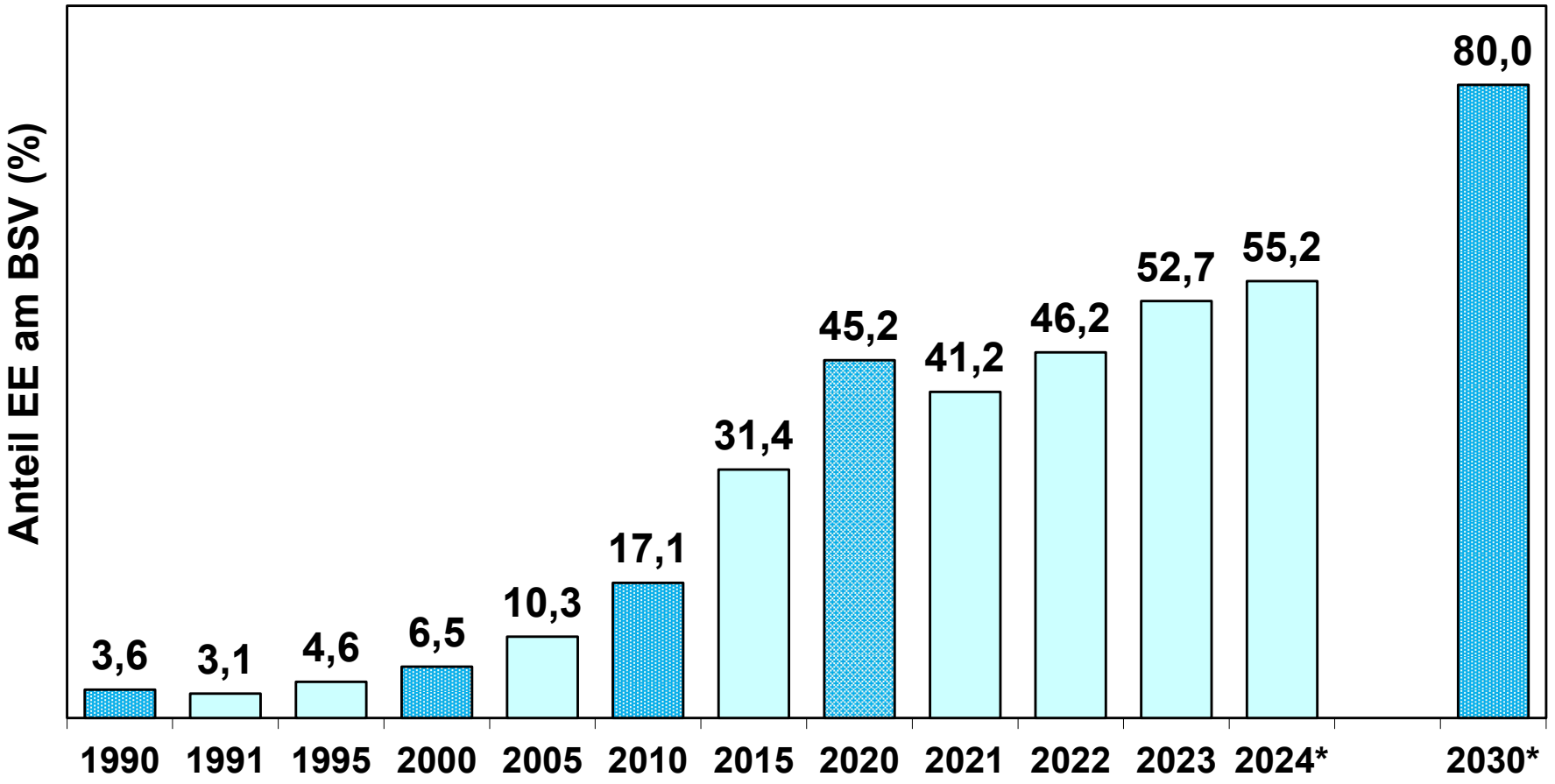
Quelle: UBA – Umweltmonitor 2024, Daten zur Umwelt, Stand 4/2024

Durchschnittliche Bevölkerung 2023: 84,5 Mio.

Entwicklung Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch (BSV) in Deutschland 1990-2024, Ziel 2030 (3)

Jahr 2024: Anteil am BSV 54,6%

EE-Beitrag BSE 285,2 TWh von Gesamt-BSV 516,6 TWh (Mrd. kWh)



Grafik Bouse 2024

* Daten 2024 vorläufig, Stand 12/2024, **Ziel der EE-Novelle 2023 für Jahr 2030: 80 %**

Durchschnittliche Bevölkerung 2024: 84,5 Mio.

1) BSV-Inlandsverbrauch einschließlich Netzverluste, Eigenverbrauch und Pumpstromverbrauch

Quellen: BMWK– Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland 1990-2023, 9/2024;
AGEB – Brutto - und Netto-Stromerzeugung nach Energieträgern in Deutschland 1990-2024, 12/2024; UBA – Umweltmonitor 2024, Daten zur Umwelt, Stand 4/2024

Monatlicher Gesamtstromverbrauch (GSV) in Deutschland 2023/24 (4)

Strom – Verbrauch

Januar bis Dezember 2024 - in Milliarden Kilowattstunden (Mrd. kWh)*

Jahr 2024: 492,0 TWh (Mrd. kWh), Veränderung zum VJ + 1,4%

	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Gesamt
2023	44,3	41,1	43,9	39,4	38,9	38,0	38,7	38,9	37,8	40,4	42,1	41,7	485,3
2024	45,2	41,5	41,7	40,4	39,5	39,3	40,5	39,7	39,1	41,1	41,6	42,4	492,0

Quelle: BDEW; Stand: Februar 2025

* Gesamtstromverbrauch: einschließlich Speicherdifferenz und Netzverlusten.

* Daten 2024 vorläufig, Stand 2/2025

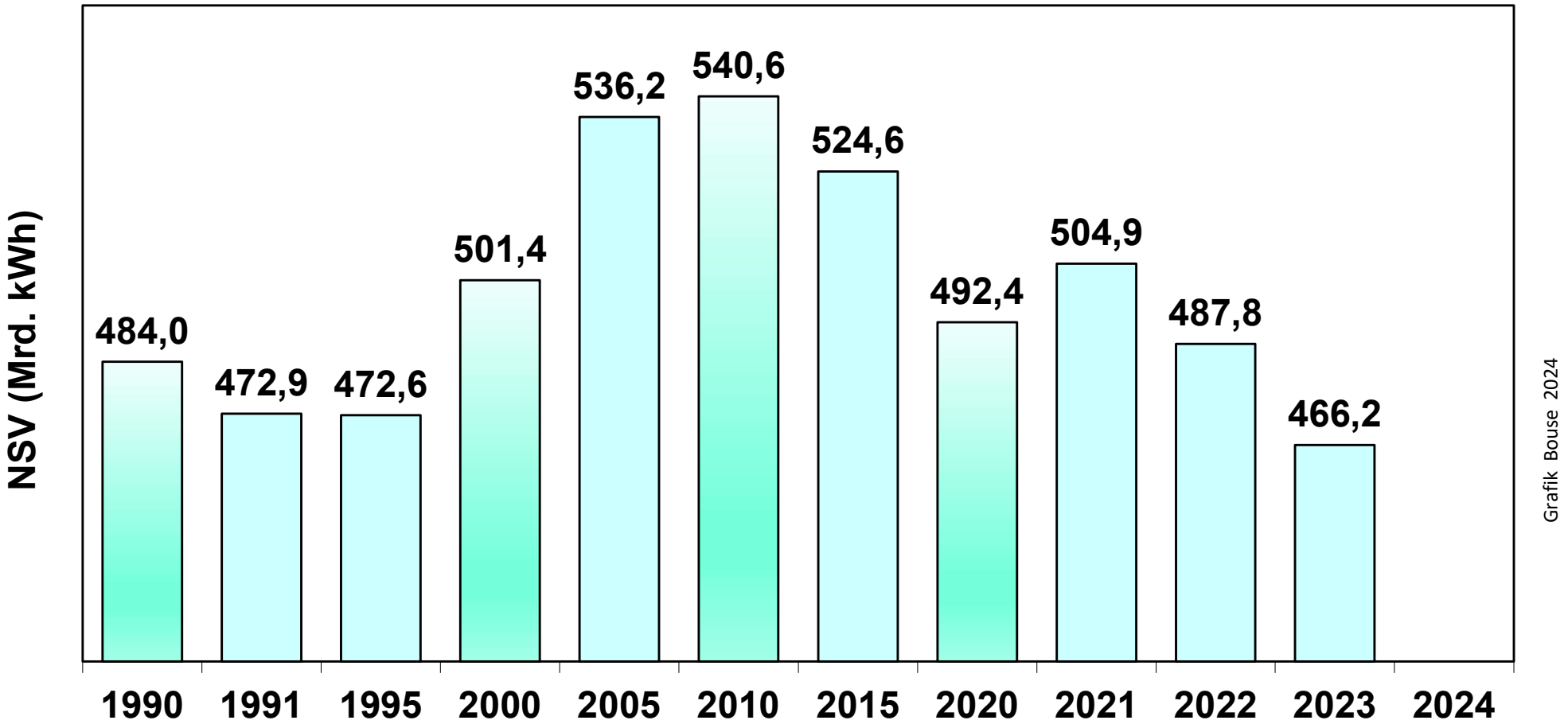
Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2024: 85,0 Mio.

Gesamtstromverbrauch einschließlich Speicherdifferenz und Netzverluste, aber ohne Eigenstromverbrauch

Quelle: BDEW aus AGEB - Energieverbrauch in Deutschland 1.-4. Quartal 2024, 2/2025

Entwicklung Nettostromverbrauch (NSV) [1)] in Deutschland 1990-2023

Gesamt 2023: 466,2 Mrd. kWh (TWh) Veränderung 1990/2023 – 3,7%,
Ø 5.517 kWh/Kopf*



* Daten 2022 vorläufig, Stand 3/2023 Bevölkerung (Jahresdurchschnitt Basis Zensus 2011) 2023: 84,5 Mio.

1) **NSV Netto-Stromverbrauch** = Stromverbrauch Endenergie SVE + Stromverbrauch Raffinerie
Beispiel 2022 = 477,4 TWh + 10,3 TWh = 487,8 TWh (Mrd. kWh) **oder**
= Bruttostromverbrauch BSV minus Netzverluste, Kraftwerkseigenverbrauch, Pumpstromverbrauch
= 550,6 TWh – 26,3 TWh – 28,4 TWh – 8,1 TWh = 487,8 TWh (Mrd. kWh)

Quellen: BMWI-Energiedaten, Gesamtausgabe, Tab. 6 /21/22, 1/2022; AGEB – Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990-2023, 9/2023, Energiebilanz Deutschland 2022, 1/2024, BSE in D 1990-2023, 2/2024, Energieverbrauch in D 2022, Jahresbericht 3/2023; Stat. BA 3/2023

Entwicklung Endenergieverbrauch (EEV) in Deutschland 1990-2023 (1)

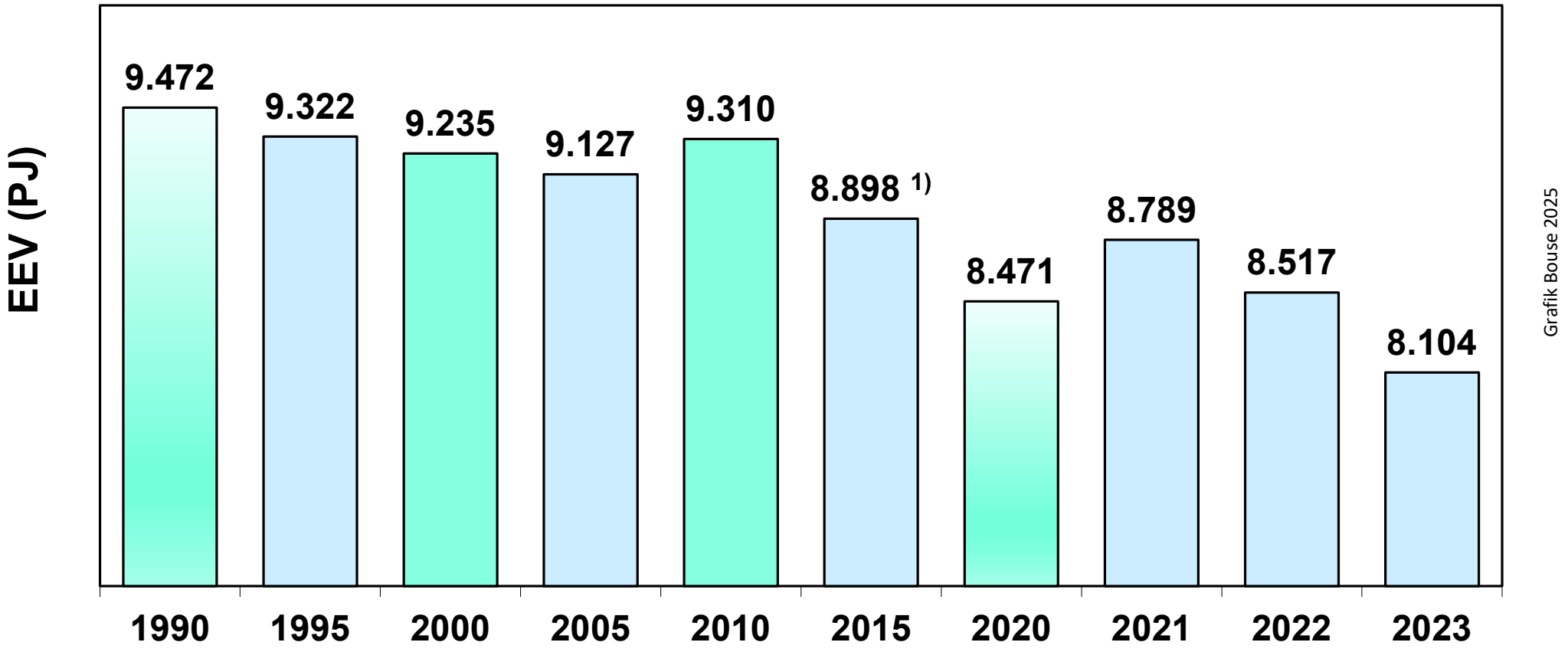
Jahr 2023:

8.104 PJ = 2.251,1 TWh (Mrd. kWh); Veränderung 1990/2023 – 14,4%

95,7 GJ/Kopf = 26,6 MWh/Kopf

Beitrag Strom 1.636 PJ (454,4 TWh), Anteil 20,2%

Beitrag direkte Erneuerbare 754 PJ, Anteil 9,3%



* Daten 2023, Stand 2/2025

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

1) Bruttoendenergieverbrauch gemäß EU-RL 2009/28/EG

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2023: 84,7 Mio.

Quelle: AGEB – Auswertungstabellen zur Energiebilanz DE 1990-2023, 2/2025 Final; AGEB – Energiebilanz Deutschland 2023, 1/2025 Final

Entwicklung Endenergieverbrauch (EEV) nach Energieträgern in Deutschland 1990-2023 (2)

Jahr 2023: 8.104,4 PJ = 2.251,1 TWh (Mrd. kWh); Veränderung 1990/2023 – 14,4%

95,7 GJ/Kopf = 26,6 MWh/Kopf

Beitrag Strom 1.636 PJ (454,4 TWh), Anteil 20,2%

Beitrag direkte Erneuerbare 754 PJ, Anteil 9,3%

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	2023
		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	279
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	81	66
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	3.076	3.002
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	2.094	1.933
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	2.001	1.822
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	780	754
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	81	74
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	1.719	1.636
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	375	360
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	8.517	8.104
		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	3,6	3,4
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	0,9	0,8
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	36,1	37,0
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	24,6	23,9
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	23,5	22,5
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	9,2	9,3
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	1,0	0,9
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	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	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	100,0

* Daten 2023 , Stand 2/2025

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

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2023: 84,7 Mio.

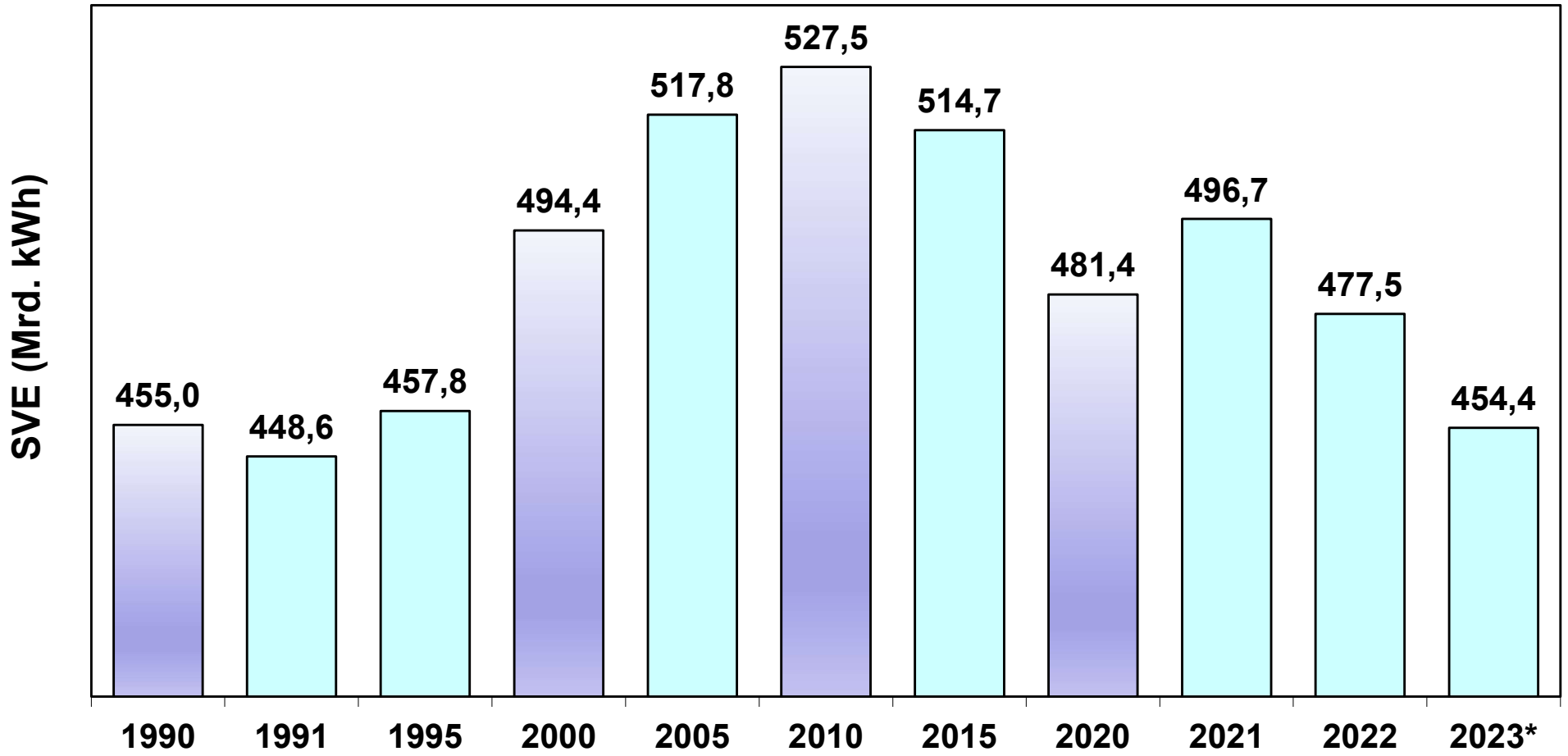
Quelle: AGEB – Auswertungstabellen zur Energiebilanz D 1990-2023, 2/2025 Final sowie AGEB – Energiebilanz Deutschland 2023, Januar 2025 Final

Entwicklung Endenergieverbrauch (EEV) mit Anteil Stromverbrauch in Deutschland 1990-2023 (1)

Jahr 2023: 8.104,4 PJ = 2.251,1 TWh (Mrd. kWh); Veränderung 1990/2023 – 14,4%

95,7 GJ/Kopf = 26,6 MWh/Kopf

Beitrag Strom 1.636 PJ (454,4 TWh), Anteil 20,2%



* Daten 2023 , Stand 2/2025; Energieeinheit: 1 Mio. PJ = 1/3,6 Mrd. kWh (TWh)

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2023: 84,7 Mio.

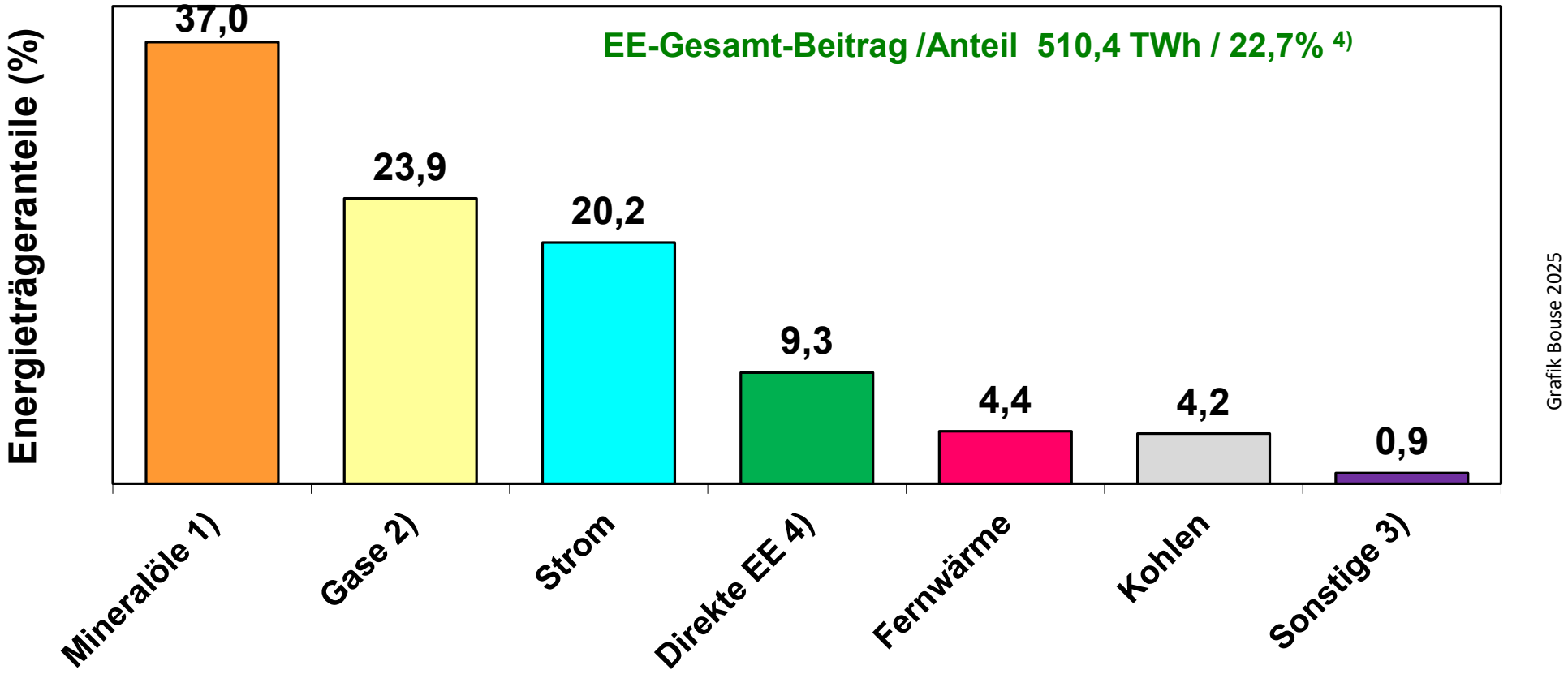
Quellen: AGEB - Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990-2023, 2/2025 Final; AGEB – Energiebilanz in Deutschland 2023, 1/2025 Final

Endenergieverbrauch (EEV) nach Energieträgern mit Beitrag Strom in Deutschland 2023 (2)

Jahr 2023: 8.104,4 PJ = 2.251,1 TWh (Mrd. kWh); Veränderung 1990/2023 – 14,4%

95,7 GJ/Kopf = 26,6 MWh/Kopf

Beitrag Strom 1.636 PJ (454,4 TWh), Anteil 20,2%



* Daten 2023 vorläufig, Stand 2/2025

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2023: 84,5 Mio.

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

1) Aufteilung Mineralöle: Gesamt 37,0%, davon Kraftstoffe (29,8%.), Heizöl (5,9%), Flüssiggas (0,7%) sowie Petrolkoks, Raffineriegas und andere Mineralölprodukte (0,6%)

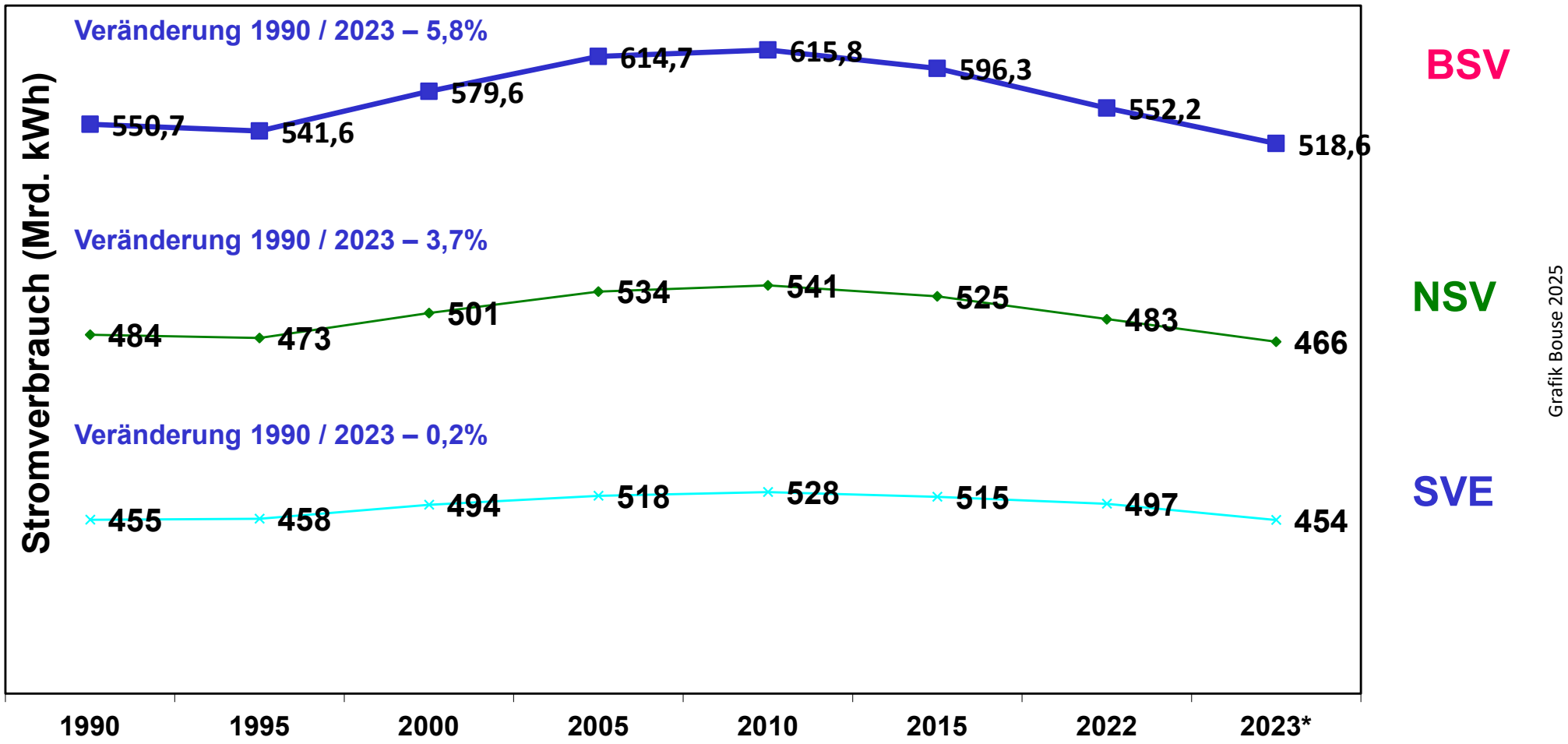
2) Gase: Erdgas (22,5%), davon Kokereigas, Gichtgas und Grubengas (1,4%);

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

4) EE-Gesamtbeitrag 510,4 TWh (22,7%): Direkte erneuerbare Energien (9,3%) und indirekte EE im Strom und Fernwärme (13,4%)

Quellen: AGEB – Auswertungstabellen zur Energiebilanz der BR Deutschland 1990-2023, 2/2025 Final; BMWI – Zeitreihen EE in Deutschland 1990-2023, 9/2024;
AGEB – Energiebilanz Deutschland 2023, Stand 1/2025 Final

Entwicklung von Brutto-, Netto- und Stromverbrauch Endenergie [1)] in Deutschland 1990-2023*

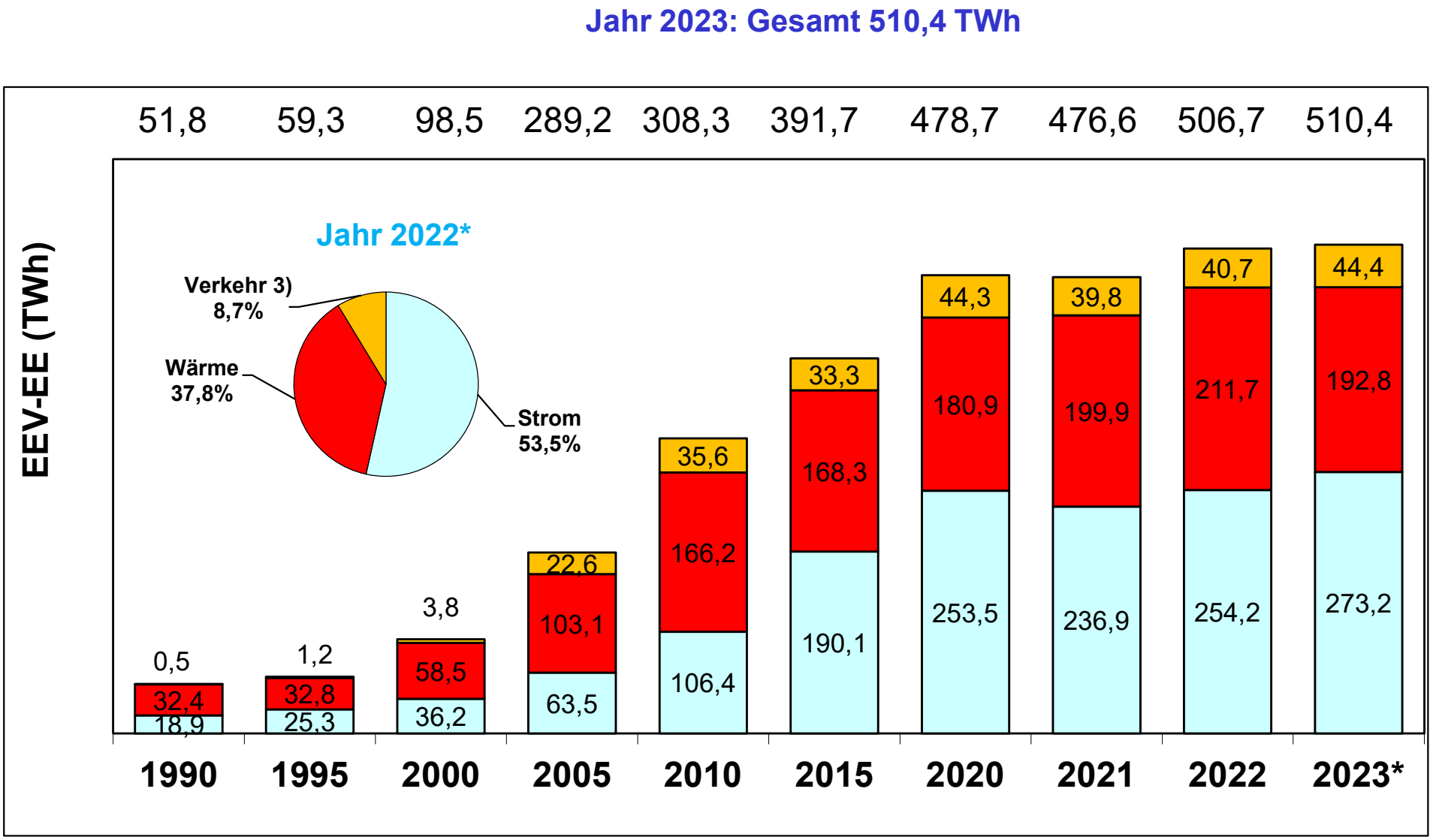


* Daten 2023 vorläufig, Stand 2/2025

1) BSV-Bruttostromverbrauch = Stromverbrauch Endenergie (SVE) + Netzverluste + Eigenverbrauch Kraftwerke/Raffinerie/ + Pumpstromverbrauch
NSV-Netto-Stromverbrauch = SVE + Eigenstromverbrauch Raffinerie = Bruttostromverbrauch (BSV) - Gesamtverluste
Stromverbrauch Endenergie (SVE) bei den Verbrauchssektoren Industrie, GHD, Haushalte und Verkehr

Quellen: AGEB – Energiebilanz der BR Deutschland 2023, 1/2025 und Auswertungstabellen zur Energiebilanz 1990 -2023, 2/2025 Final

Entwicklung Endenergieverbrauch aus erneuerbaren Energien (EEV-EE) nach Anteile Nutzungsarten in Deutschland 1990-2023 (1)



* Daten 2023 vorläufig, Stand 9/2024 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) 2023: 8.395 PJ = 2.332 TWh (EE-Anteil 22,1%) nach EU-RL

2) Nachrichtlich gesamter Endenergieverbrauch (EEV) 2023: 8.525,4 PJ = 2.368,2,3 TWh (EE-Anteil 21,4%)

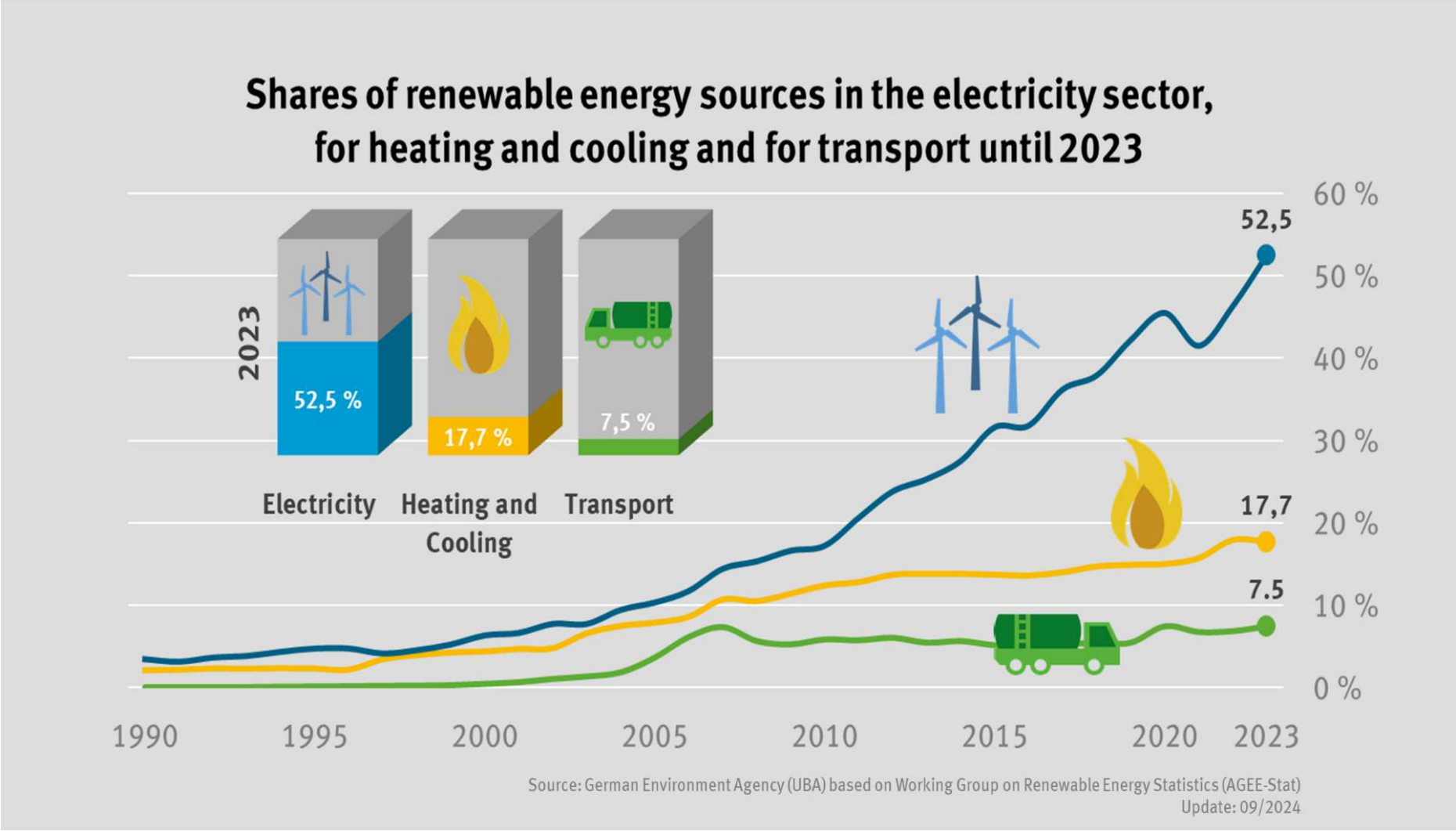
3) Bei der Nutzungsart Verkehr ist der Stromverbrauch Verkehr enthalten (Jahr 2022: 6,1 TWh); EEV für Wärme und Kälte enthält nicht Stromverbrauch

Quellen: AGEE-Stat, ZSW aus BMWI - Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland 1990-2023, 9/2024;
AGEB – Energiebilanz Deutschland 1990-2023, 9/2024; AGEB: Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland bis 2023, 9/2024; Stat. BA 12/2024

Entwicklung Endenergieverbrauch aus erneuerbaren Energien (EEV-EE) nach Nutzungsarten in Deutschland 1990-2023 (3)

Jahr 2023: Gesamt 510,4 TWh

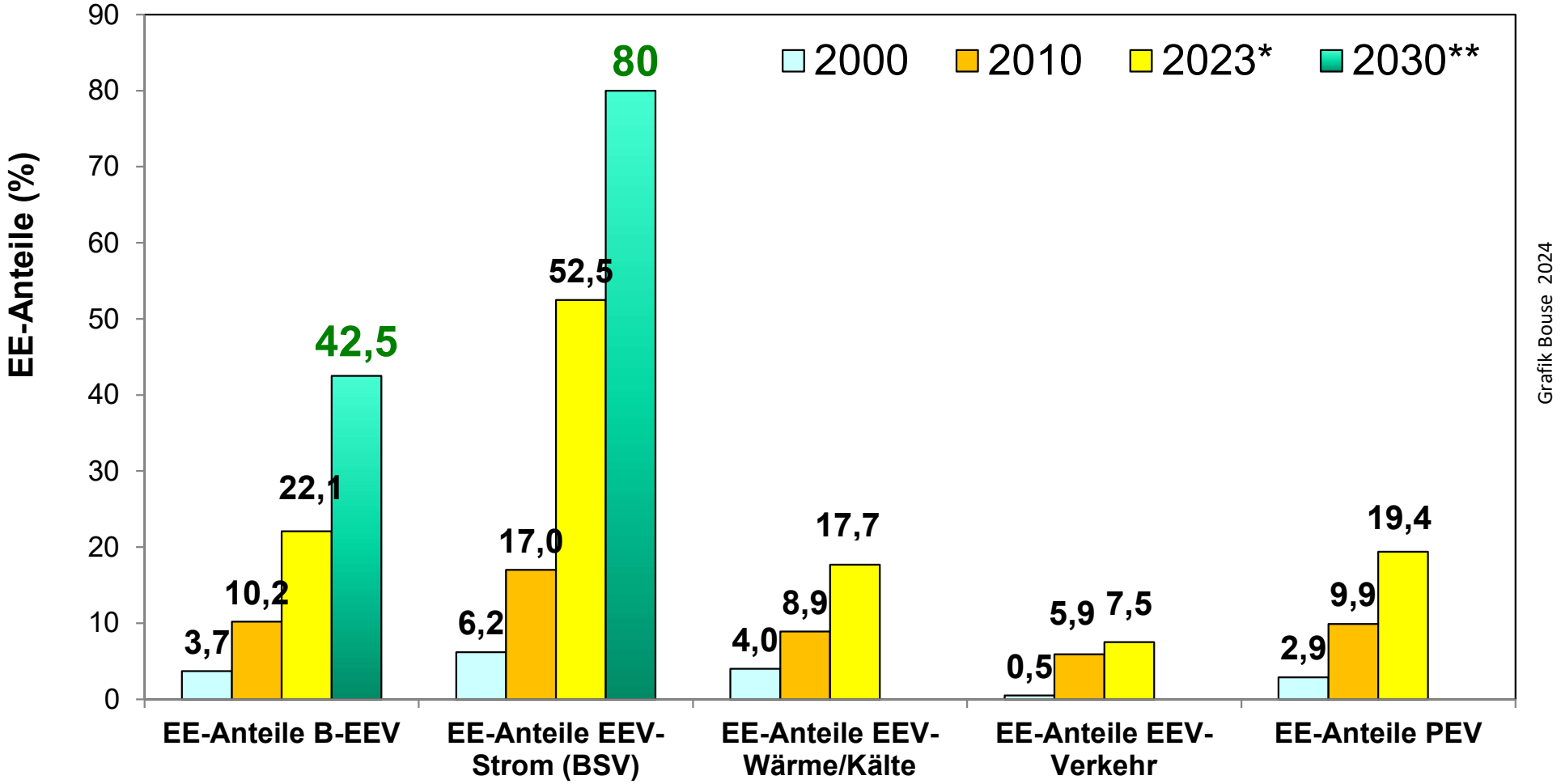
Gesamtanteile am Strom-BSV 52,5%, Wärme (EEV-W/K) 17,7%, Verkehr (EEV-V) 7,5%



1) Gesamtbezug zum EE-Verbrauch: Strom 520,7 TWh, EEV-Wärme 1.091,0 TWh; Verkehr 589,9 TWh

Quelle: UBA 9/2024

Entwicklung der Anteile erneuerbarer Energien (EE) an der Energiebereitstellung in Deutschland 2000 bis 2023, Ziele 2030



* Daten 2023 vorläufig, Stand 12/2024 **** Ziele der Bundesregierung 2030**

B-EEV = Brutto-Endenergieverbrauch nach R-EG, BSV = Bruttostromverbrauch; PEV = Primärenergieverbrauch, EEV-W/K = Endenergieverbrauch Wärme/Kälte
EEV-V = Endenergieverbrauch Verkehr ohne Strom

Quellen: BMWI – Erneuerbare Energien in Zahlen, Nationale und internationale Entwicklung 2023, 12/2024; BMWI – EE in D 1990-2023, Tischvorlage 9/2024

Endenergieverbrauch aus erneuerbaren Energien (EEV-EE) nach Technologien in Deutschland 2023 (2)

Jahr 2023: Gesamt 510.427 GWh = 510,4 TWh

EE-Anteil am EEV 22,5% von 8.163 PJ = 2.267,5 TWh (Mrd. kWh) [2)]

Erneuerbare Energien in Deutschland
Das Wichtigste im Jahr 2023 auf einen Blick

BMWK nach Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat)
Stand: September 2024

	Erneuerbare Energien im Jahr 2023	EE 2023 [GWh]	Anteil der erneuerbaren Energien [%]	vermiedene THG-Emissionen [1.000 t CO_2-Äq.]
Bruttostromerzeugung	Wasserkraft	19.894	3,8	16.071
	Windenergie an Land	116.651	22,4	88.427
	Windenergie auf See	23.887	4,6	18.424
	Photovoltaik	63.576	12,2	43.839
	biogene Festbrennstoffe & Klärschlamm	9.996	1,9	7.523
	biogene flüssige Brennstoffe	105	0,0	15
	Biogas	28.387	5,5	15.134
	Biomethan	3.120	0,6	1.731
	Klärgas	1.529	0,3	1.088
	Deponiegas	187	0,0	127
	biogener Anteil des Abfalls	5.704	1,1	4.635
	Geothermie	195	0,04	130
	Summe	273.231	52,5	197.145
Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte	biogene Festbrennstoffe & Holzkohle (Haushalte)	66.411	6,1	10.849
	biogene Festbrennstoffe & Holzkohle (GHD)	21.472	2,0	4.712
	biogene Festbrennstoffe & Klärschlamm (Industrie)	24.991	2,3	7.126
	biogene Festbrennstoffe & Klärschlamm (HW/HKW)	6.664	0,6	1.746
	biogene flüssige Brennstoffe	2.576	0,2	550
	Biogas	15.003	1,4	2.669
	Biomethan	5.017	0,5	1.114
	Klärgas	2.311	0,2	783
	Deponiegas	64	0,01	21
	biogener Anteil des Abfalls	13.541	1,2	3.323
	Solarthermie	9.126	0,8	2.484
	tiefe Geothermie	1.797	0,2	534
	oberflächennahe Geothermie & Umweltwärme	23.860	2,2	4.767
	Summe	192.833	17,7	40.679

	Erneuerbare Energien im Jahr 2023	EE 2023 [GWh]	Anteil der erneuerbaren Energien [%]	vermiedene THG-Emissionen [1.000 t CO_2-Äq.]
Endenergieverbrauch Verkehr	Biodiesel	25.700	4,4	7.507
	Pflanzenöl	31	0,005	7
	Bioethanol	9.142	1,5	2.768
	Biomethan	1.449	0,2	605
	Stromverbrauch Verkehr	8.041	1,4	
	Summe	44.363	7,5	10.888

* Daten 2023 vorläufig, Stand 09/2024
GHD = Gewerbe, Handel, Dienstleistungen; HW = Heizwerke, HKW = Heizkraftwerke
1) bezogen auf den Endenergieverbrauch von 8.163 PJ = 2.267,5 TWh
3) bezogen auf den EEV für Raumwärme, Warmwasser, Prozesswärme, Klimakälte und Prozesskälte von 3.928 PJ = 1.091 TWh (Mrd. kWh)

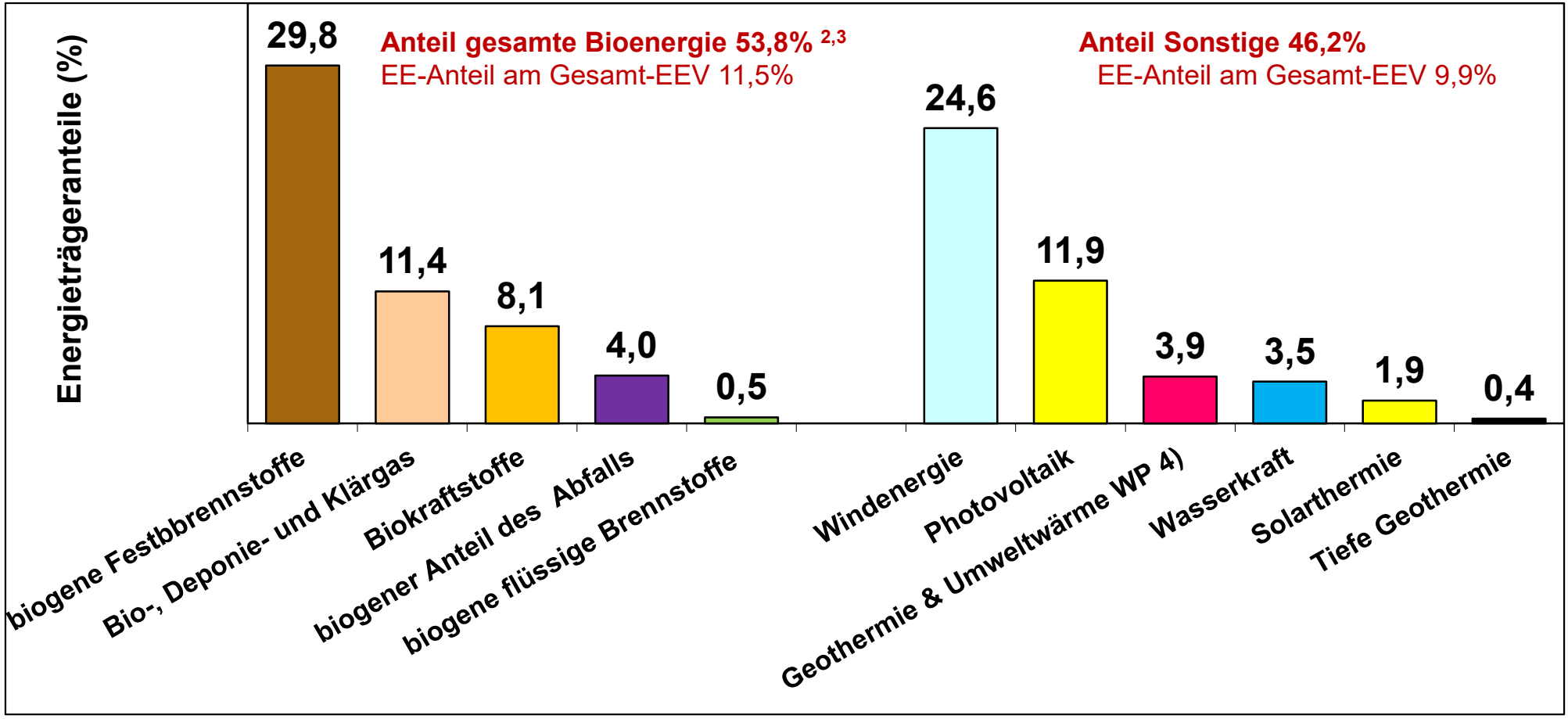
Energieeinheiten: 1 GWh = 1 Mio. kWh; 1 TWh = 1 Mrd. kWh
2) Bezogen auf den Bruttostromverbrauch (BSV) von 552,1 TWh
4) Bezogen auf den Endenergieverbrauch Verkehr von 2.124 PJ = 589,9 TWh

Quelle: AGEB aus BMWK – Entwicklung erneuerbare Energien in Deutschland 2023, Tischvorlage 9/2024

Anteile erneuerbare Energieträger (EE) beim Endenergieverbrauch (EEV) in Deutschland 2022 (4)

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%)

Quelle: BMWI - Entwicklung der EE in Deutschland 1990-2022, Zeitreihen 9/2023

Endenergieverbrauch erneuerbarer Energien für Wärme und Kälte in Deutschland 2022 und 2023 (5)

Jahr 2023: Gesamt 192.833 GWh = 192,8 TWh

EE-Anteil am EEV 17,7% von 1.091 TWh (Mrd. kWh) [10)]

Tabelle 5: Endenergieverbrauch erneuerbarer Energien für Wärme und Kälte in den Jahren 2022 und 2023

	Erneuerbare Energien 2022		Erneuerbare Energien 2023	
	Endenergieverbrauch Wärme und Kälte (GWh)[9]	Anteil am EEV Wärme und Kälte[10] (%)	Endenergieverbrauch Wärme und Kälte (GWh)[9]	Anteil am EEV Wärme und Kälte[10] (%)
biogene Festbrennstoffe (Haushalte)[1]	85.229	7,3	66.411	6,1
biogene Festbrennstoffe (GHD)[2]	19.925	1,7	21.472	2,0
biogene Festbrennstoffe (Industrie)[3]	25.589	2,2	24.991	2,3
biogene Festbrennstoffe (HW/HKW)[4]	6.470	0,6	6.664	0,6
biogene flüssige Brennstoffe[5]	2.471	0,2	2.576	0,2
Biogas	15.632	1,3	15.003	1,4
Biomethan	4.797	0,4	5.017	0,5
Klärgas	2.322	0,2	2.311	0,2
Deponiegas	72	0,01	64	0,01
biogener Anteil des Abfalls[6]	15.033	1,3	13.541	1,2
Solarthermie	9.733	0,8	9.126	0,8
tiefe Geothermie[7]	1.822	0,2	1.797	0,2
oberflächennahe Geothermie, Umweltwärme[8]	19.878	1,7	23.860	2,2
Summe	**208.973**	**17,9**	**192.833**	**17,7**

1 überwiegend Holz, einschl. Holzpellets und Holzkohle
2 GHD = Gewerbe-, Handel- und Dienstleistungssektor; zuzüglich des Brennstoffeinsatzes für Wärme in dezentralen KWK-Anlagen; inklusive Holzkohle und Klärschlamm
3 inklusive Klärschlamm
4 inklusive Klärschlamm; HW = Heizwerke, HKW = Heizkraftwerke
5 inklusive Biodieselverbrauch für Land- und Forstwirtschaft, Baugewerbe und Militär; inklusive beigemischten Bioethanols
6 biogener Anteil des Abfalls in Abfallverbrennungsanlagen mit 50% angesetzt
7 inklusive balneologischer Anlagen
8 durch Wärmepumpen nutzbar gemachte erneuerbare Wärme (Luft/Wasser-, Wasser/Wasser- und Sole/Wasser-Wärmepumpen sowie Brauchwasser- und Gaswärmepumpen)
9 1.000 GWh = 1 TWh
10 bezogen auf den EEV für Raumwärme, Warmwasser, Prozesswärme, Klimakälte und Prozesskälte, 2022: 1.168 TWh; 2023: 1.091 TWh ([3], Tabellenblatt 7)

Nähere Informationen zur Berechnungsmethodik des Anteils und zur Korrespondenz zum EE-Ziel für den Wärmesektor siehe im Abschnitt „Methodische Hinweise" im Anhang.

Quellen: BMWK auf Basis der AGEE-Stat-Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland ([3], Tabellenblatt 5), vorläufige Angaben

Quelle: BMWK - Erneuerbare Energien in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung 2023, 11/2024

Endenergieverbrauch erneuerbarer Energien für Wärme und Kälte in Deutschland 2022 und 2023 (6)

Jahr 2023: Gesamt 192.833 GWh = 192,8 TWh

EE-Anteil am EEV 17,7% von 1.091 TWh (Mrd. kWh)

Tabelle 6: Endenergieverbrauch erneuerbarer Energien für Wärme und Kälte

	Feste Biomasse[1]	Flüssige Biomasse[2]	Gasförmige Biomasse[3]	Solarthermie	Oberflächennahe Geothermie, Umweltwärme[4]	Summe Endenergieverbrauch Wärme und Kälte[5]	EE-Anteil am Endenergieverbrauch Wärme und Kälte[6]
	(GWh)[7]					(GWh)[7]	(%)
2005	92.425	1.225	3.188	2.857	3.372	**103.067**	**7,9**
2006	103.472	1.814	3.574	3.363	3.839	**116.062**	**8,6**
2007	110.874	2.869	6.026	3.746	4.513	**128.028**	**10,7**
2008	119.643	3.442	5.922	4.293	5.290	**138.590**	**10,5**
2009	114.779	3.735	7.680	5.061	6.151	**137.406**	**11,4**
2010	139.945	3.442	10.432	5.383	6.983	**166.185**	**12,4**
2011	129.611	2.603	12.272	6.160	7.862	**158.508**	**12,8**
2012	143.054	2.204	12.343	6.416	8.821	**172.838**	**13,7**
2013	147.414	2.196	13.889	6.500	9.722	**179.721**	**13,8**
2014	127.804	2.372	15.806	7.026	10.698	**163.706**	**13,8**
2015	129.486	2.189	17.679	7.562	11.370	**168.286**	**13,7**
2016	127.979	2.188	18.511	7.604	12.342	**168.624**	**13,6**
2017	131.031	2.194	18.968	7.834	13.284	**173.311**	**14,0**
2018	132.774	2.298	19.775	8.955	14.463	**178.265**	**14,7**
2019	135.586	2.383	20.275	8.667	15.612	**182.523**	**14,9**
2020	130.610	3.217	21.028	9.014	16.989	**180.858**	**15,0**
2021	147.684	2.599	22.249	8.551	18.907	**199.990**	**15,7**
2022	152.246	2.471	22.823	9.733	21.700	**208.973**	**17,9**
2023	133.079	2.576	22.395	9.126	25.657	**192.833**	**17,7**

1 inklusive des biogenen Anteils des Abfalls (in Abfallverbrennungsanlagen mit 50% angesetzt), des Brennstoffeinsatzes für Wärme in dezentralen KWK-Anlagen, Klärschlamm und Holzkohle

2 inklusive Biodieselverbrauch für Land- und Forstwirtschaft, Baugewerbe und Militär; inklusive beigemischten Bioethanols

3 Biogas, Biomethan, Klär- und Deponiegas

4 inklusive Wärme aus Tiefengeothermie und durch Wärmepumpen nutzbar gemachte erneuerbare Wärme (Luft/Wasser-, Wasser/Wasser- und Sole/Wasser-Wärmepumpen sowie Brauchwasser- und Gaswärmepumpen) und balneologischer Anlagen

5 direkt in den Sektoren vor Ort für Anwendungszwecke Wärme und Kälte eingesetzte Energieträger, ohne Strom, inklusive Fernwärmeverbrauch

6 bezogen auf den EEV für Raumwärme, Warmwasser, Prozesswärme, Klimakälte und Prozesskälte 2023: 1.091 TWh ([3], Tabellenblatt 7)

7 1.000 GWh = 1 TWh

Quellen: BMWK auf Basis der AGEE-Stat-Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland ([3], Tabellenblätter 1,2 und 5), vorläufige Angaben

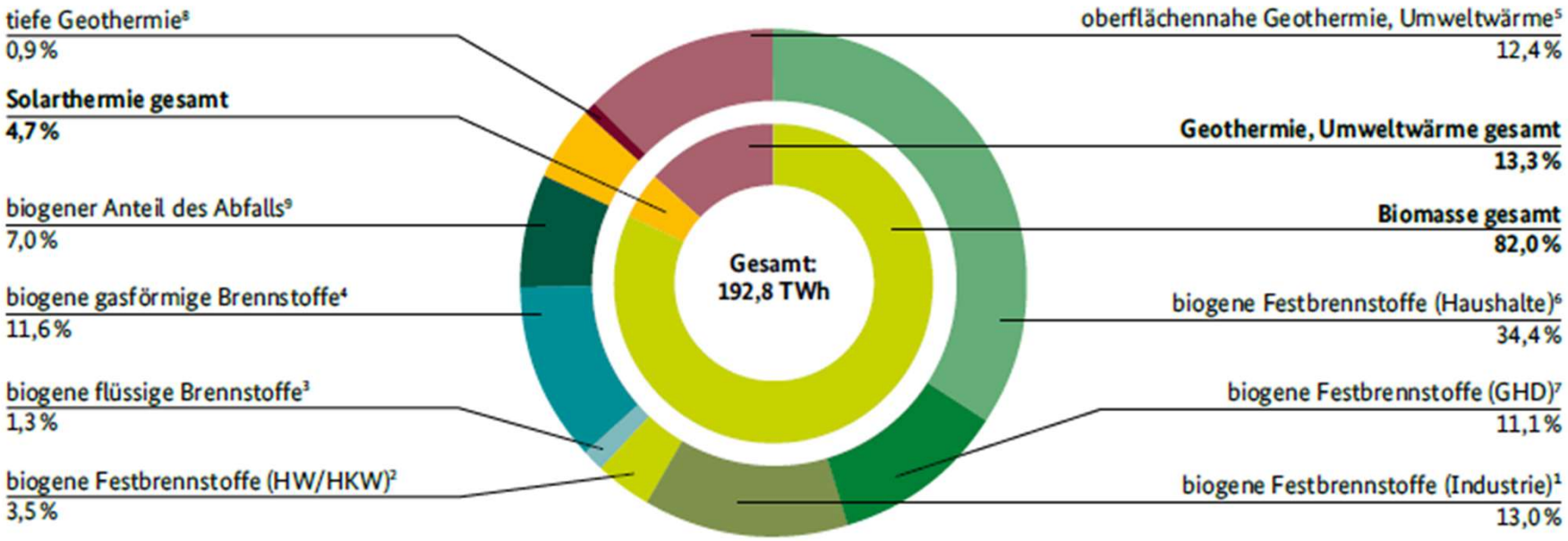
Quelle: BMWK - Erneuerbare Energien in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung 2023, 11/2024

Endenergieverbrauch erneuerbarer Energien für Wärme und Kälte in Deutschland im Jahr 2023 (7)

Jahr 2023: Gesamt 192.833 GWh = 192,8 TWh

EE-Anteil am EEV 17,7% von 1.091 TWh (Mrd. kWh)

Abbildung 9: Endenergieverbrauch erneuerbarer Energien für Wärme und Kälte im Jahr 2023



1 inklusive Klärschlamm
2 inklusive Klärschlamm; HW = Heizwerke, HKW = Heizkraftwerke
3 inklusive Biodieselverbrauch für Land- und Forstwirtschaft, Baugewerbe und Militär, inklusive beigemischten Bioethanols
4 Biogas, Biomethan, Klär- und Deponiegas
5 durch Wärmepumpen nutzbar gemachte erneuerbare Wärme (Luft/Wasser-, Wasser/Wasser- und Sole/Wasser-Wärmepumpen sowie Brauchwasser- und Gaswärmepumpen)
6 überwiegend Holz, einschl. Holzpellets und Holzkohle
7 GHD = Gewerbe-, Handel- und Dienstleistungssektor; zuzüglich des Brennstoffeinsatzes für Wärme in dezentralen KWK-Anlagen; inklusive Holzkohle und Klärschlamm
8 inklusive balneologischer Anlagen
9 biogener Anteil des Abfalls in Abfallverbrennungsanlagen mit 50 % angesetzt

Quellen: BMWK auf Basis der AGEE-Stat-Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland ([3], Tabellenblatt 5), vorläufige Angaben

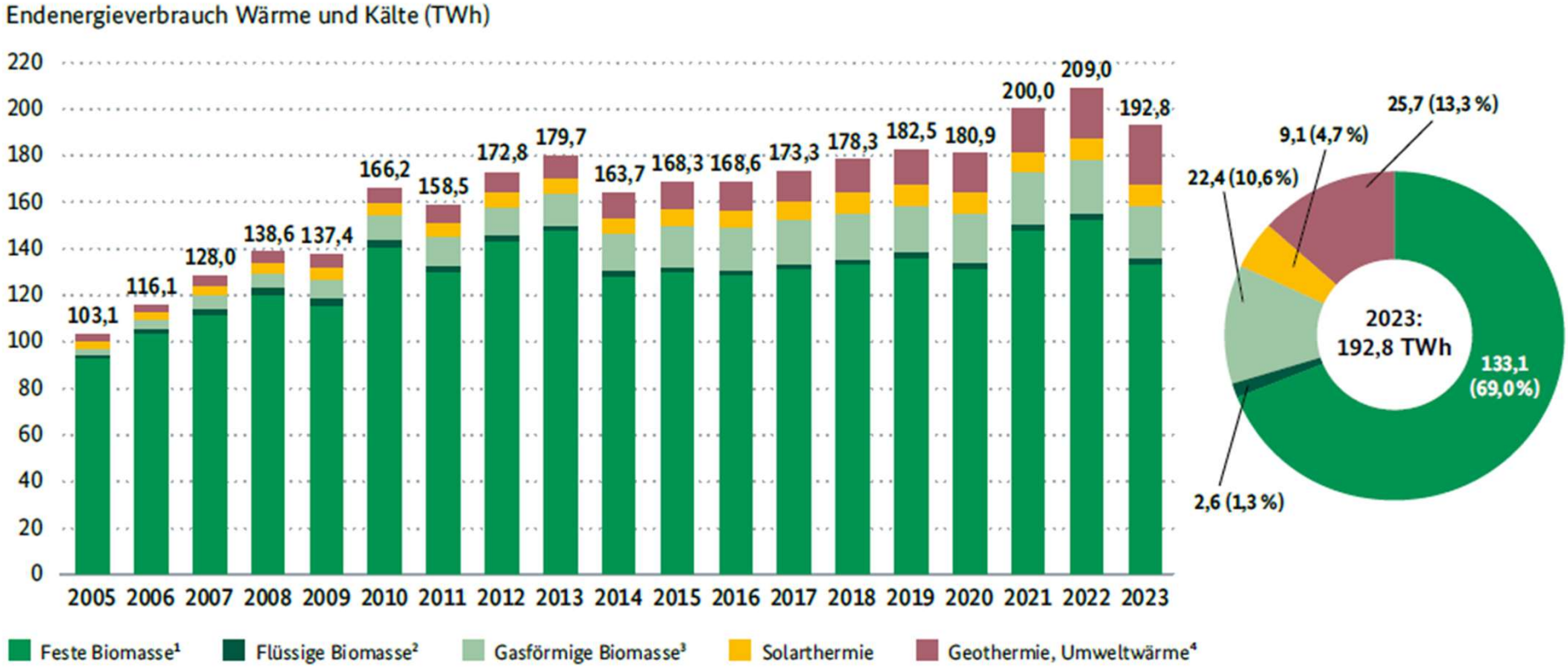
Quelle: BMWK - Erneuerbare Energien in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung 2023, 11/2024

Endenergieverbrauch erneuerbarer Energien für Wärme und Kälte in Deutschland im Jahr 2023 (8)

Jahr 2023: Gesamt 192.833 GWh = 192,8 TWh

EE-Anteil am EEV 17,7% von 1.091 TWh (Mrd. kWh)

Abbildung 11: Entwicklung des Endenergieverbrauchs für Wärme und Kälte aus erneuerbaren Energien



1 biogener Anteil des Abfalls in Abfallverbrennungsanlagen mit 50% angesetzt, ab 2008 nur Siedlungsabfälle, zuzüglich des Brennstoffeinsatzes für Wärme in dezentralen KWK-Anlagen; inklusive Holzkohle und Klärschlamm

2 inklusive Biodiesel für Land- und Forstwirtschaft, Baugewerbe und Militär; ab 2010 inklusive beigemischten Bioethanols

3 Biogas, Biomethan, Klär- und Deponiegas

4 durch Wärmepumpen nutzbar gemachte erneuerbare Wärme (Luft-Wasser-, Wasser-Wasser- und Sole-Wasser-Wärmepumpen sowie Brauchwasser- und Gas-Wärmepumpen)

Quellen: BMWK auf Basis der AGEE-Stat-Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland ([3], Tabellenblatt 5), vorläufige Angaben

Quelle: BMWK - Erneuerbare Energien in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung 2023, 11/2024

Nutzung erneuerbarer Energien im Verkehrssektor in Deutschland 2022 und 2023 (9)

Jahr 2023: Gesamt 44.363 GWh = 44,4 TWh

EE-Anteil am EEV 7,5% von 589,9 TWh (Mrd. kWh) [5)]

Tabelle 8: Nutzung erneuerbarer Energien im Verkehrssektor in den Jahren 2022 und 2023

	Erneuerbare Energien 2022		Erneuerbare Energien 2023	
	Endenergieverbrauch Verkehr (GWh)[4]	Anteil am Endenergie-verbrauch Verkehr[5] (%)	Endenergieverbrauch Verkehr (GWh)[4]	Anteil am Endenergie-verbrauch Verkehr[5] (%)
Biodiesel[1]	24.942	4,2	25.700	4,4
Pflanzenöl	31	0,005	31	0,005
Bioethanol	8.692	1,5	9.142	1,5
Biomethan[2]	1.061	0,2	1.449	0,2
EE-Stromverbrauch im Verkehr[3]	6.523	1,1	8.041	1,4
Summe	**41.249**	**6,9**	**44.363**	**7,5**

1 Verbrauch von Biodiesel (inklusive HVO) im Verkehrssektor, ohne Land- und Forstwirtschaft, Baugewerbe und Militär

2 auf Heizwertbasis, ab 2023 inkl. Bio-LNG

3 berechnet aus dem Gesamtstromverbrauch im Verkehr nach AGEB [6] und dem Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch nach AGEE-Stat ([3], Tabelle 3)

4 1.000 GWh = 1 TWh

5 bezogen auf den Endenergieverbrauch Verkehr 2022: 596,6 TWh; 2023: 589,9 TWh, berechnet auf Basis AGEB [6] und AGEE-Stat, ohne Energieverbrauch für internationalen Luftverkehr

Quellen: BMWK auf Basis der AGEE-Stat-Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland ([3], Tabellenblatt 6), vorläufige Angaben

Quelle: BMWK - Erneuerbare Energien in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung 2023, 11/2024

Entwicklung Endenergieverbrauch Verkehr aus erneuerbaren Energien in Deutschland 2023 (10)

Jahr 2023: Gesamt 44.363 GWh = 44,4 TWh

EE-Anteil am EEV 7,5% von 589,9 TWh (Mrd. kWh) [5)]

Tabelle 9: Endenergieverbrauch Verkehr aus erneuerbaren Energien

	Biodiesel[1]	Pflanzenöl	Bioethanol	Biomethan[2]	EE-Strom-verbrauch[3]	Summe EE Verkehr[3]	Anteil EE am Endenergiever-brauch Verkehr[4]
	(GWh)[5]					(GWh)[5]	(%)
2005	17.666	1.828	1.780	0	1.353	**22.627**	**3,7**
2006	27.938	7.206	3.828	0	1.484	**40.456**	**6,2**
2007	32.282	8.533	3.391	0	1.763	**45.969**	**7,4**
2008	25.873	4.042	4.608	4	1.699	**36.226**	**5,7**
2009	22.966	961	6.576	13	1.925	**32.441**	**5,3**
2010	24.359	574	8.537	75	2.078	**35.623**	**5,9**
2011	23.556	188	9.031	92	2.494	**35.361**	**5,8**
2012	24.628	251	9.149	333	2.862	**37.223**	**6,1**
2013	21.945	0	8.832	483	3.017	**34.277**	**5,5**
2014	22.676	52	9.002	449	3.169	**35.348**	**5,7**
2015	20.829	10	8.589	345	3.523	**33.296**	**5,2**
2016	20.896	31	8.604	379	3.733	**33.643**	**5,2**
2017	21.354	31	8.464	445	4.328	**34.622**	**5,3**
2018	22.329	10	8.685	389	4.581	**35.994**	**5,5**
2019	22.109	21	8.353	660	4.897	**36.040**	**5,5**
2020	30.170	21	8.014	884	5.248	**44.337**	**7,5**
2021	25.072	21	8.412	965	5.340	**39.810**	**6,8**
2021	24.942	31	8.692	1.061	6.523	**41.249**	**6,9**
2022	25.700	31	9.142	1.449	8.041	**44.363**	**7,5**

1 Verbrauch von Biodiesel (inklusive HVO) im Verkehrssektor (ohne Land- und Forstwirtschaft, Baugewerbe und Militär)
2 auf Heizwertbasis, ab 2023 inkl. Bio-LNG
3 berechnet mit dem Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch des jeweiligen Jahres
4 bezogen auf den Endenergieverbrauch Verkehr 2023: 589,9 TWh, berechnet auf Basis AGEB [6] und AGEE-Stat, ohne Energieverbrauch für internationalen Luftverkehr
5 1.000 GWh = 1 TWh

Quellen: BMWK auf Basis der AGEE-Stat-Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland ([3], Tabellenblätter 1,2 und 6), vorläufige Angaben

Quelle: BMWK - Erneuerbare Energien in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung 2023, 11/2024

Entwicklung Endenergieverbrauch (EEV) nach Anwendungszwecken in Deutschland 2013-2023 (1)

Jahr 2023: 8.163,0 PJ = 2.267,5 TWh, Veränderung zum VJ – 4,2%

96,6 GJ/Kopf = 26,8 MWh/Kopf

Anteilbeispiel Strom 20,0%

Endenergieverbrauch insgesamt

nach Anwendungszwecken – 2013 bis 2023, in PJ

in PJ	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Raumwärme	2 801,0	2 366,0	2 491,7	2 474,4	2 453,0	2 326,3	2 507,8	2 483,4	2 581,5	2 357,9	2 220,3
Warmwasser	432,3	422,4	422,1	423,4	443,2	467,0	453,1	450,0	468,4	441,9	415,9
Prozesswärme	1 918,2	1 905,2	1 934,8	1 998,5	2 025,6	2 010,2	1 886,6	1 824,7	1 977,6	1 805,1	1 692,1
Wärme ges.	5 151,5	4 693,7	4 848,6	4 896,3	4 921,8	4 803,6	4 847,5	4 758,1	5 027,5	4 604,8	4 328,3
Klimakälte	36,7	36,7	37,3	38,1	38,6	39,3	58,4	56,3	54,8	54,4	52,5
Prozesskälte	188,3	165,1	188,0	188,2	190,5	190,9	156,2	155,3	164,2	159,2	153,5
Kälte ges.	225,0	201,8	225,3	226,3	229,1	230,3	214,6	211,6	218,9	213,6	206,0
Mech. Energie	3 373,9	3 380,4	3 461,2	3 494,4	3 553,5	3 559,6	3 442,3	2 968,0	3 014,4	3 181,7	3 133,5
IKT	211,3	205,2	208,5	208,1	211,6	212,8	294,7	287,0	287,5	280,4	268,5
Beleuchtung	280,2	268,3	270,0	262,8	254,6	252,0	250,9	246,7	240,9	236,7	226,8
EEV gesamt	9 241,9	8 749,4	9 013,7	9 087,9	9 170,7	9 058,2	9 050,1	8 471,5	8 789,4	8 517,2	8 163,0

Endenergieverbrauch insgesamt

nach Anwendungszwecken – 2013 bis 2023, Anteile in Prozent

in %	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Raumwärme	30,3	27,0	27,6	27,2	26,7	25,7	27,7	29,3	29,4	27,7	27,2
Warmwasser	4,7	4,8	4,7	4,7	4,8	5,2	5,0	5,3	5,3	5,2	5,1
Prozesswärme	20,8	21,8	21,5	22,0	22,1	22,2	20,8	21,5	22,5	21,2	20,7
Wärme ges.	55,7	53,6	53,8	53,9	53,7	53,0	53,6	56,2	57,2	54,1	53,0
Klimakälte	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,6	0,7	0,6	0,6	0,6
Prozesskälte	2,0	1,9	2,1	2,1	2,1	2,1	1,7	1,8	1,9	1,9	1,9
Kälte ges.	2,4	2,3	2,5	2,5	2,5	2,5	2,4	2,5	2,5	2,5	2,5
Mech. Energie	36,5	38,6	38,4	38,5	38,7	39,3	38,0	35,0	34,3	37,4	38,4
IKT	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	3,3	3,4	3,3	3,3	3,3
Beleuchtung	3,0	3,1	3,0	2,9	2,8	2,8	2,8	2,9	2,7	2,8	2,8
EEV gesamt	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

* Daten 2023 vorläufig, Stand 10/2024; Energieeinheit: 1 Mio. PJ = 1/3,6 Mrd. kWh (TWh)

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2023: 84,5 Mio.

Quellen: AGEB, Fraunhofer ISI, RWI - Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung; AGEB - Anwendungsbilanzen zur Energiebilanz in Deutschland 2022/23, 10/2024; Stat. BA 3/2024

Endenergieverbrauch (EEV) nach Energieträgern und Anwendungszwecken in Deutschland 2022/23 (2)

Jahr 2023: 8.163,0 PJ = 2.267,5 TWh, Veränderung zum VJ – 4,2%

96,6 GJ/Kopf = 26,8 MWh/Kopf

Anteilbeispiel Strom 20,0%

Endenergieverbrauch insgesamt

nach Energieträgern und Anwendungszwecken – 2022 und 2023, in PJ

in PJ	Wärme Raum-wärme	Wärme Warm-wasser	Wärme Prozess-wärme	Wärme Wärme gesamt	Kälte Klima-kälte	Kälte Prozess-kälte	Kälte Kälte gesamt	Sonstige Mech. Energie	Sonstige IKT	Sonstige Beleuch-tung	Gesamt EEV
JAHR 2022											
Mineralöl	462,2	71,2	94,4	627,8	2,3	-	2,3	2 429,8	7,0	9,3	3 076,2
Gase	1 107,7	231,3	724,9	2 064,0	-	-	-	30,3	-	-	2 094,3
Strom	63,3	62,2	292,4	417,9	52,0	159,2	211,2	590,0	273,0	226,9	1 718,9
Fernwärme	208,9	21,4	144,6	374,9	-	-	-	-	-	-	374,9
Kohlen	19,1	0,7	371,7	391,5	-	-	-	-	-	-	391,5
Erneuerbare	495,0	54,8	97,9	647,8	0,1	-	0,1	131,7	0,4	0,5	780,4
Sonstige	1,7	0,2	79,1	81,0	-	-	-	-	-	-	81,0
Insgesamt	2 357,9	441,9	1 805,1	4 604,8	54,4	159,2	213,6	3 181,7	280,4	236,7	8 517,2
JAHR 2023											
Mineralöl	433,9	67,0	89,3	590,2	2,3	-	2,3	2 411,6	6,9	9,3	3 020,3
Gase	1 032,8	214,9	693,3	1 940,9	-	-	-	27,9	-	-	1 968,8
Strom	60,7	60,5	276,9	398,0**	50,1	153,5	203,6	556,1	261,2	217,0	1 635,8
Fernwärme	205,2	21,2	132,7	359,0	-	-	-	-	-	-	359,0
Kohlen	18,0	0,6	333,2	351,7	-	-	-	-	-	-	351,7
Erneuerbare	468,3	51,5	90,4	610,2	0,1	-	0,1	138,0	0,4	0,5	749,2
Sonstige	1,5	0,2	76,4	78,1	-	-	-	-	-	-	78,1
Insgesamt	2 220,3	415,9	1 692,1	4 328,3	52,5	153,5	206,0	3 133,5	268,5	226,8	8 163,0

Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Fraunhofer ISI, RWI - Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung.

Endenergieverbrauch insgesamt

Struktur der Energieträger nach Anwendungszwecken – 2022 und 2023, Anteil in Prozent

in %	Wärme Raum-wärme	Wärme Warm-wasser	Wärme Prozess-wärme	Wärme Wärme gesamt	Kälte Klima-kälte	Kälte Prozess-kälte	Kälte Kälte gesamt	Sonstige Mech. Energie	Sonstige IKT	Sonstige Beleuch-tung	Gesamt EEV
JAHR 2022											
Mineralöl	19,6	16,1	5,2	13,6	4,2	-	1,1	76,4	2,5	3,9	36,1
Gase	47,0	52,4	40,2	44,8	-	-	-	1,0	-	-	24,6
Strom	2,7	14,1	16,2	9,1	95,6	100,0	98,9	18,5	97,4	95,9	20,2
Fernwärme	8,9	4,8	8,0	8,1	-	-	-	-	-	-	4,4
Kohlen	0,8	0,2	20,6	8,5	-	-	-	-	-	-	4,6
Erneuerbare	21,0	12,4	5,4	14,1	0,2	-	0,0	4,1	0,1	0,2	9,2
Sonstige	0,1	0,0	4,4	1,8	-	-	-	-	-	-	1,0
Insgesamt	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
JAHR 2023											
Mineralöl	19,5	16,1	5,3	13,6	4,4	-	1,1	77,0	2,6	4,1	37,0
Gase	46,5	51,7	41,0	44,8	-	-	-	0,9	-	-	24,1
Strom	2,7	14,5	16,4	9,2	95,4	100,0	98,8	17,7	97,3	95,7	20,0
Fernwärme	9,2	5,1	7,8	8,3	-	-	-	-	-	-	4,4
Kohlen	0,8	0,1	19,7	8,1	-	-	-	-	-	-	4,3
Erneuerbare	21,1	12,4	5,3	14,1	0,2	-	0,0	4,4	0,1	0,2	9,2
Sonstige	0,1	0,0	4,5	1,8	-	-	-	-	-	-	1,0
Insgesamt	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Fraunhofer ISI, RWI - Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung.

* Daten 2023 vorläufig, Stand 10/2024; Energieeinheit: 1 Mio. PJ = 1/3,6 Mrd. kWh (TWh)

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2023: 84,5 Mio.

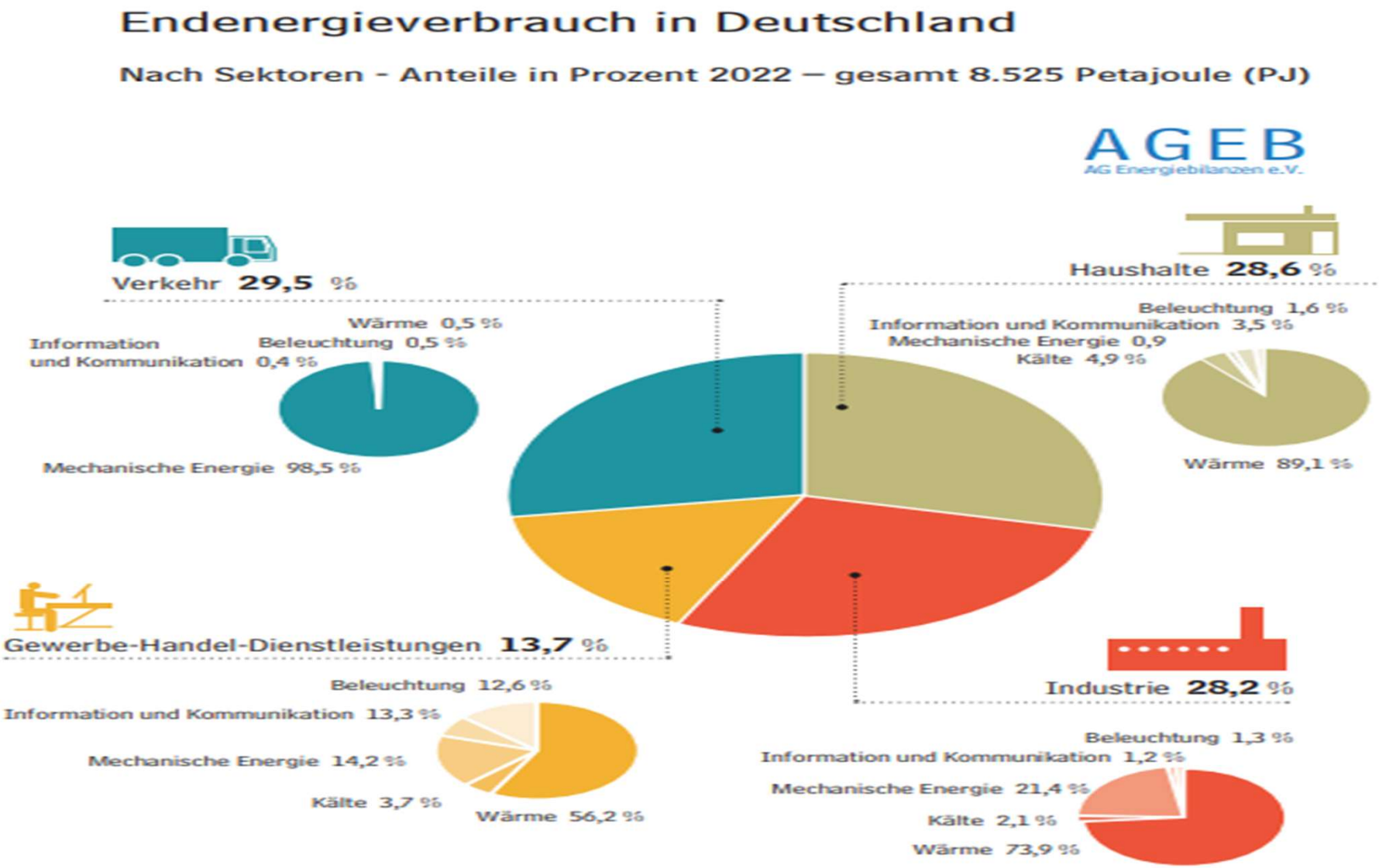
** 337,4 anstelle 398,0 PJ

Quellen: AGEB, Fraunhofer ISI, RWI - Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung; AGEB - Anwendungsbilanzen zur Energiebilanz in Deutschland 2022/23, 10/2024; Stat. BA 3/2024

Entwicklung Endenergieverbrauch (EEV) nach Sektoren mit Anwendungszwecken in Deutschland 2022 (3)

8.517,2 PJ = 2.365,9 TWh (Mrd. kWh); Veränderung 1990/2022: - 10,1%

101,6 GJ/Kopf = 28,2 MWh/Kopf



* Daten 2022 Final, Stand 01/2024

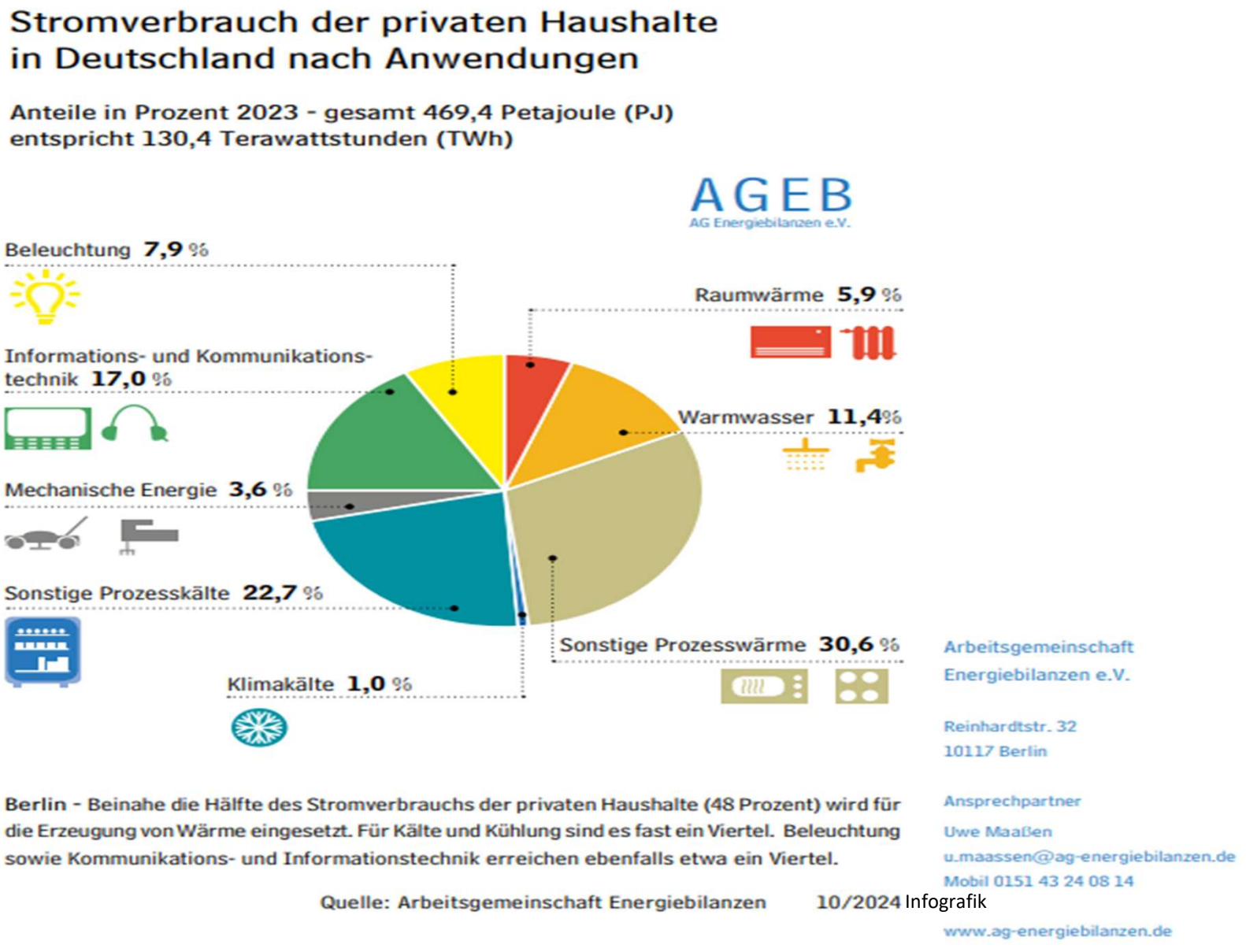
Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2022: 83,8 Mio.

Quellen: AGEB – Energieverbrauch nach Sektoren 2022, Infografik 1/2024; AGEB – Energiebilanz Deutschland 2022, Stand 1/2024 final

Stromverbrauch der privaten Haushalte nach Anwendungen 2023 (4)

Gesamt 130,4 TWh

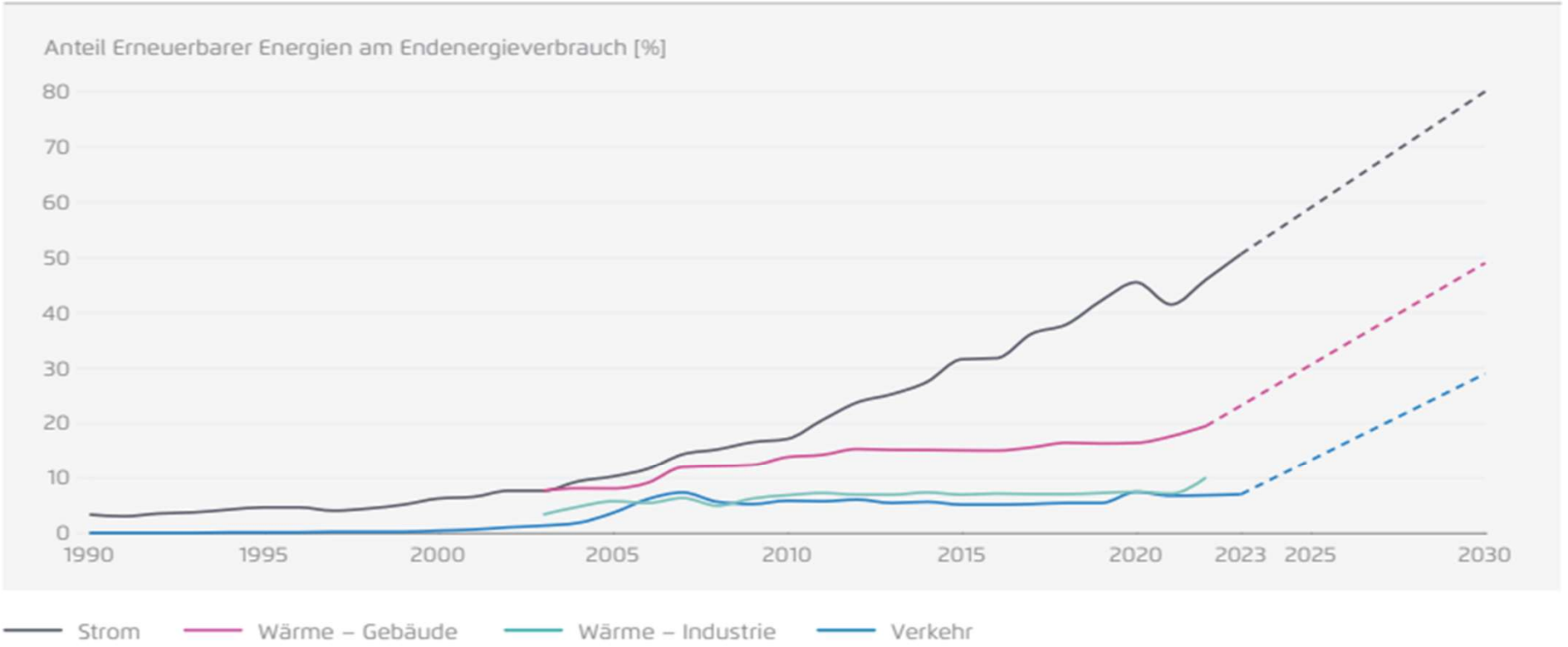
Anteil an der BSE 26,3% von Gesamt 518,6 TWh



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



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

Stromverbrauch Endenergie (SVE) nach Sektoren und Anwendungen in Deutschland 2023 (1)

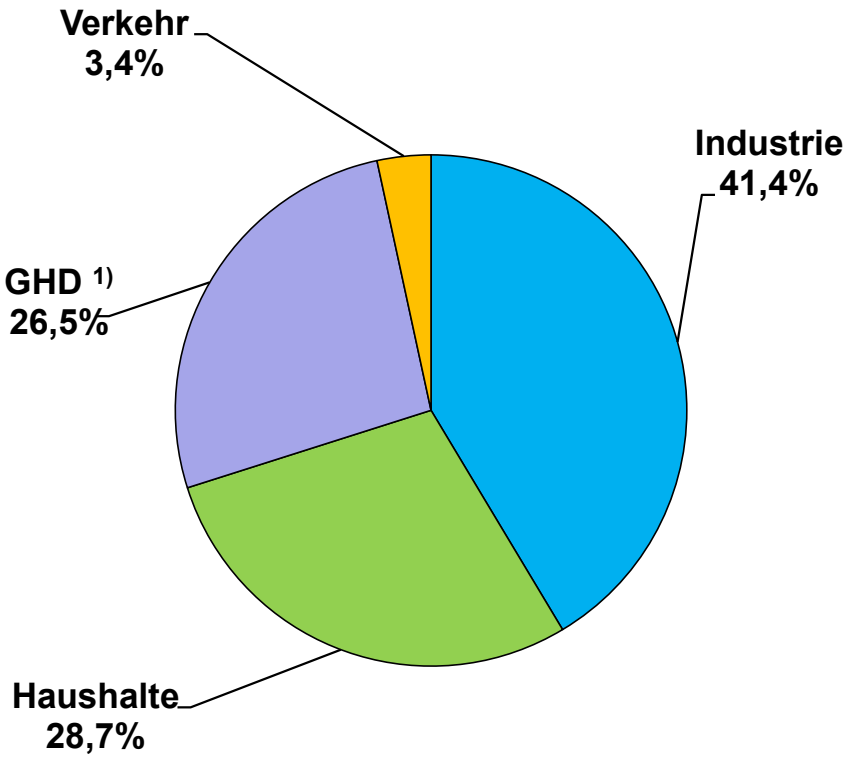
Gesamt 8.163,0 PJ = 2.267,5 TWh, Veränderung zum VJ – 4,2%

96,6 GJ/Kopf = 26,8 MWh/Kopf

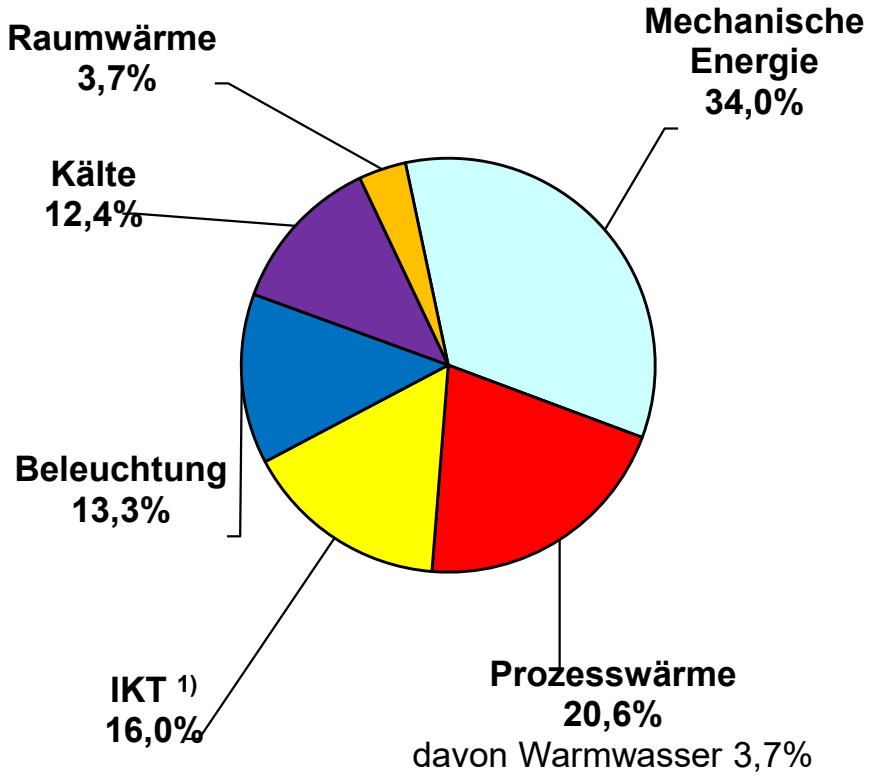
Anteilbeispiel Strom 20,0%

Aufteilung nach

Sektoren



Anwendungen



Grafik Bouse 2024

* Daten 2023, Stand 10/2024 Energieeinheiten: 1 TWh = 1 Mrd. kWh Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 84,7 Mio.

1) GHD = Gewerbe, Handel, Dienstleistungen

2) IKT = Information & Kommunikationstechnik

Quellen: AGEB – Auswertungsbilanzen zur Energiebilanz in Deutschland 1990-2023, 11/2024; Stat. BA 3/2024; AGEB - Anwendungsbilanzen zur Energiebilanz in Deutschland 2022/23, 10/2024; BMWI gesamt, Tab. 6,7,7a, 1/2023, AGEB – Energiebilanz Deutschland 2023, 1/2025

Stromverbrauch der privaten Haushalte nach Anwendungen 2023 (2)

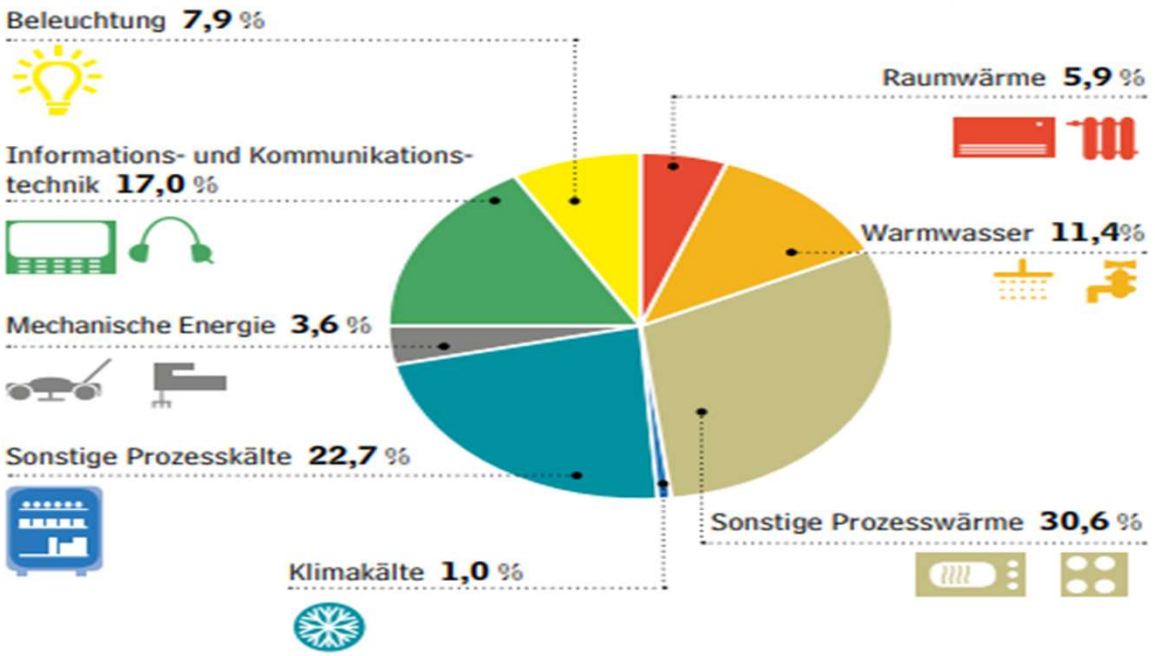
Gesamt 130,4 TWh

Anteil an der BSE 26,3% von Gesamt 518,6 TWh

Stromverbrauch der privaten Haushalte in Deutschland nach Anwendungen

Anteile in Prozent 2023 - gesamt 469,4 Petajoule (PJ) entspricht 130,4 Terawattstunden (TWh)

AGEB
AG Energiebilanzen e.V.



Berlin - Beinahe die Hälfte des Stromverbrauchs der privaten Haushalte (48 Prozent) wird für die Erzeugung von Wärme eingesetzt. Für Kälte und Kühlung sind es fast ein Viertel. Beleuchtung sowie Kommunikations- und Informationstechnik erreichen ebenfalls etwa ein Viertel.

Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen 10/2024 Infografik

Arbeitsgemeinschaft
Energiebilanzen e.V.

Reinhardtstr. 32
10117 Berlin

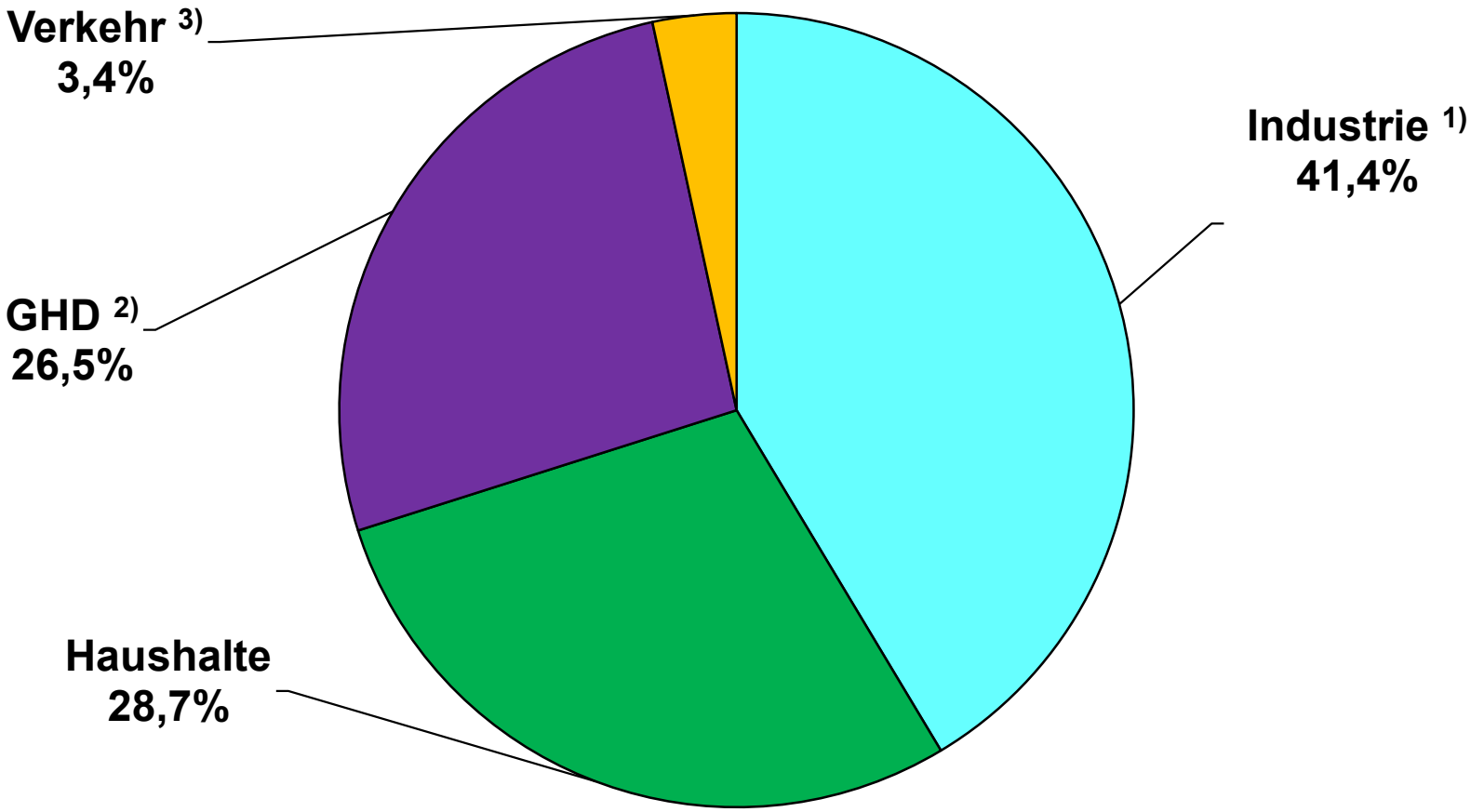
Ansprechpartner
Uwe Maaßen
u.maassen@ag-energiebilanzen.de
Mobil 0151 43 24 08 14

www.ag-energiebilanzen.de

Stromverbrauch Endenergie (SVE) nach Sektoren in Deutschland 2023 (3)

Gesamt 1.636 PJ = 454,4 TWh (Mrd. kWh), Veränderung zum VJ - 4,8%

19.361 kWh/Kopf



Grafik Bouse 2024

* Daten 2023, Stand 10/2024 Energieeinheiten: 1 PJ = 1/3,6 TWh; 1 TWh = 1 Mrd. kWh; Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2023: 84,5 Mio.

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

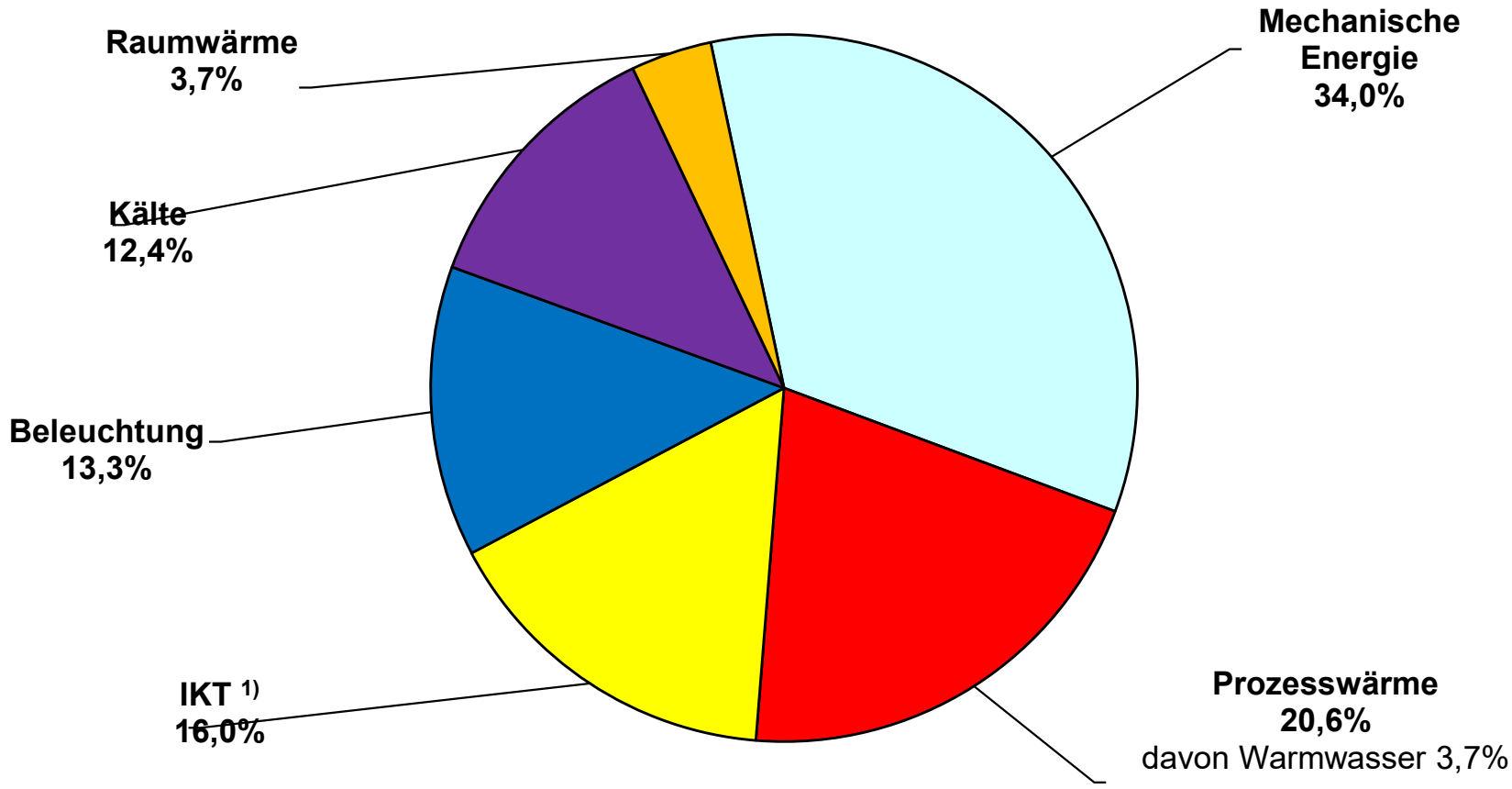
2) GHD: Gewerbe, Handel und Dienstleistungen

Quellen: AGEB – Auswertungsbilanzen zur Energiebilanz in Deutschland 1990-2023, 10/2024; Stat. BA 3/2024; AGEB – Energiebilanz Deutschland 2022, 1/2023

Stromverbrauch Endenergie (SVE) nach Anwendungszwecken in Deutschland 2023 (4)

Gesamt 1.636 PJ = 454,4 TWh (Mrd. kWh), Veränderung zum VJ - 4,8%

19.361 kWh/Kopf



Grafik Bouse 2024

* Daten 2023 vorläufig, Stand 1/2024

Energieeinheiten: 1 TWh = 1 Mrd. kWh

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 84,5 Mio.

1) IKT = Informations- und Kommunikationstechnik

Quellen: AGEB - Anwendungsbilanzen zur Energiebilanz in Deutschland in den Jahren 2023, 10/2024; Stat. BA 3/2024; AGEB – Energiebilanz Deutschland 2023, 1/2025

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.

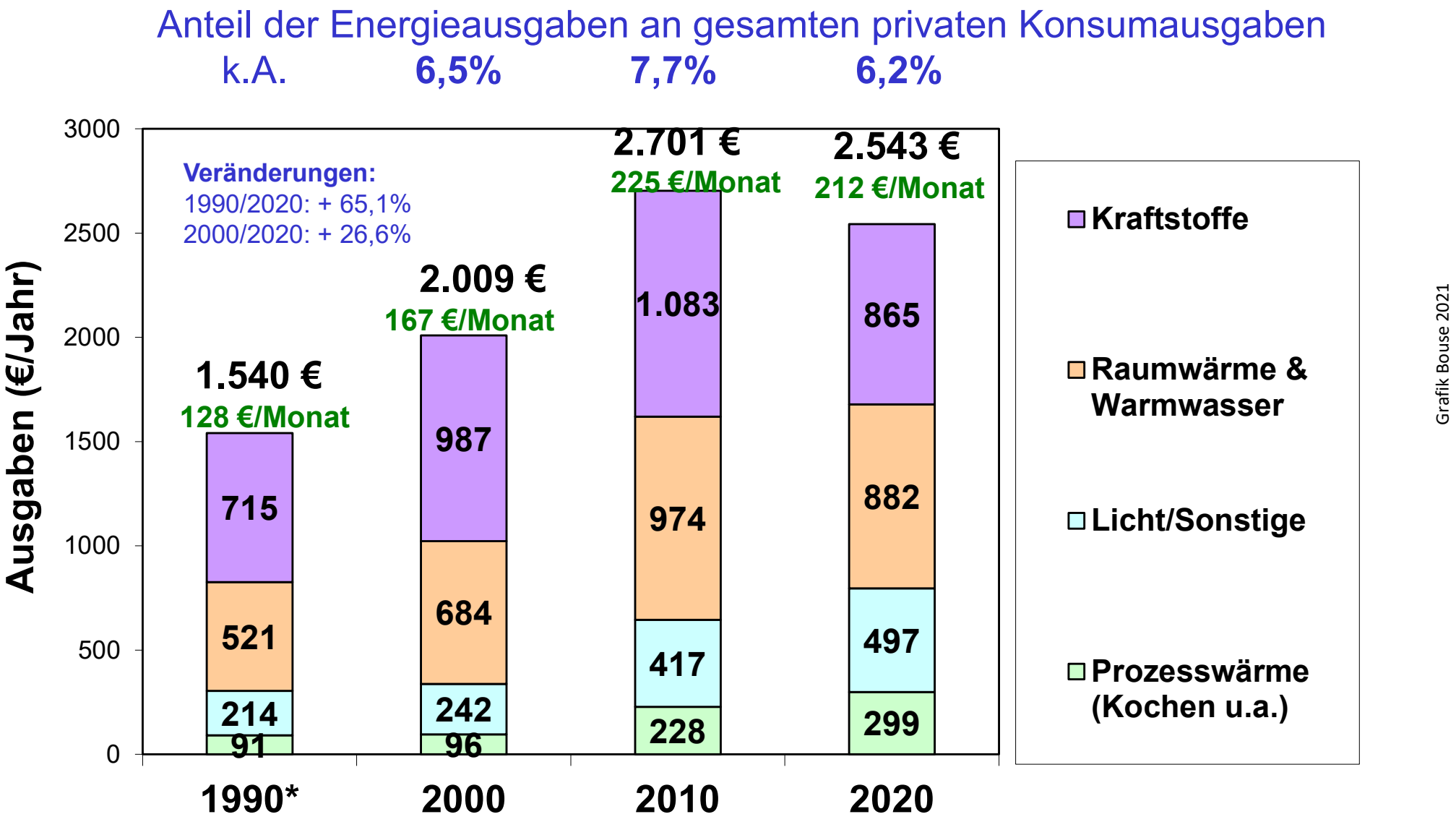
• Antwort - Deutscher Bundestag [3] :
Diese Antwort enthält Informationen über die Höhe der Strompreise für Industrie- und Haushaltskunden in Deutschland und im europäischen Vergleich sowie über die Ausnahmeregelungen für stromintensive Unternehmen im Bereich des EEG. Sie erläutert auch die Maßnahmen 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.

Quellen: Microsoft – Bin-Chat mit GPT-4 (KI) 9/2023 aus 1. iwkoeln.de; 2. isi.fraunhofer.de; 3. dserver.bundestag.de; 4. u.a.

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



* 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	€/m²a 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%**				

Grafik Bouse 2021

* 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 bearishe 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 preissteigernden 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)

2.31 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 Haushaltskundenderzeit 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 2023 3 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 Metallerzeugung und -bearbeitung, Grundstoffchemie und Papierindustrie haben einen Rückgang ihrer inter-nationalen Wettbewerbsfähigkeit aufgrund hoher Stromkosten verzeichnet. Während in wichtigen Wettbewerbsregionen in China und den USA die Stromkosten stabil blieben oder nur vorrübergehend stiegen, waren diese in Europa langfristig höher. Lagen sie für energie-intensive 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 Entlastungs-regelungen profitiert, stiegen die durchschnitt-lichen 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 Strompreisniveau 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 beispielsweie 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 untertägig 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 nen 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 Stromanbiete 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.

Quelle: AGEB aus Agora Energiewende – Energiewende in Deutschland 2023, S. 25-34, 1/2024, www.agora-energiewende.de

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 1950-2020[1)]

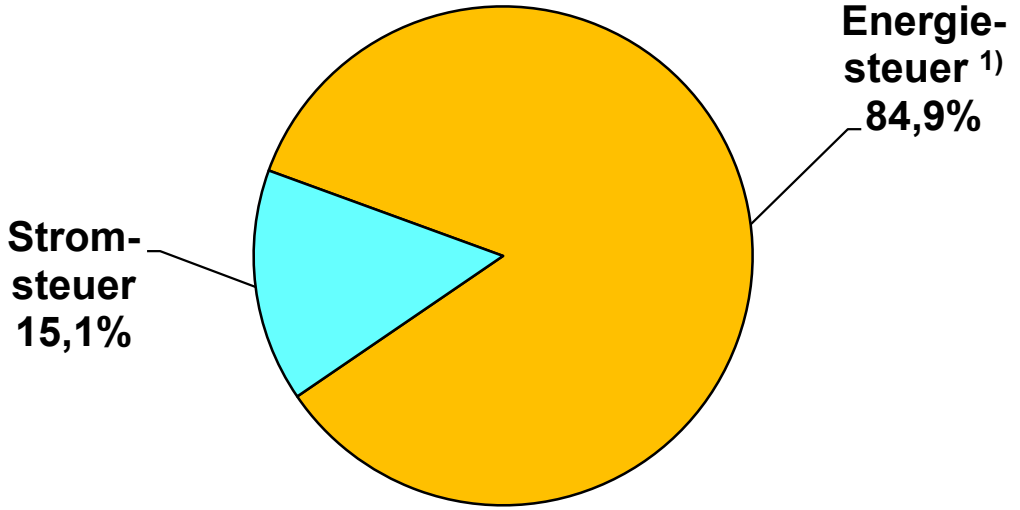
In Mrd. €

JAHR	MINERALÖL-STEUER[1]	KFZ- STEUER
1950	0,034	0,17
1955	0,58	0,37
1960	1,36	0,75
1965	3,80	1,34
1970	5,89	1,96
1971	6,35	2,12
1972	7,27	2,41
1973	8,48	2,55
1974	8,21	2,64
1975	8,75	2,71
1976	9,27	2,88
1977	9,81	3,03
1978	10,46	3,21
1979	10,81	3,87
1980	10,92	3,37
1981	11,34	3,37
1982	11,68	3,42
1983	11,93	3,57
1984	12,29	3,72
1985	12,54	3,76
1986	13,11	4,78
1987	13,36	4,28
1988	13,82	4,18
1989	17,10	4,69
1990	17,81[3]	4,31
1991	24,48	5,63
1992	28,41	6,81
1993	28,98	7,19

JAHR	MINERALÖL-/ ENERGIESTEUER[1]	KFZ-STEUER
1994	32,54	7,24
1995	32,92	7,06
1996	33,57[3]	7,03
1997	33,75	7,37
1998	33,85	7,76
1999	36,51	7,04
2000	37,83	7,02
2001	40,69	8,38
2002	42,19	7,59
2003	43,19	7,34
2004	40,18	7,74
2005	39,71	8,67
2006	39,92	8,94
2007	38,96	8,90
2008	39,25	8,84
2009	39,82	8,20
2010	39,84	8,49
2011	40,04	8,42
2012	39,31	8,44
2013	39,36	7,01
2014	39,76	8,50
2015	39,59	8,81
2016	40,09	8,95
2017	41,02	8,95
2018	40,88	9,05
2019	40,68	9,37
2020	37,63	9,52

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

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



Grafik Bouse 2022

1) Energiesteuer: Kraftstoffe, Heizöl, Flüssiggas, Erdgas
Nachrichtlich: Kraftfahrzeugsteuer 9,5 Mrd. € im Jahr 2020

Quellen: en2x-Wirtschaftsverband Fuels und Energie – Gründungsbericht 2021, Mineralöl u.a., Ausgabe 12-2021; Stat. Bundesamt 2022

Strompreise in Deutschland

Die wichtigsten Ergebnisse im Überblick für Haushalte und Industrie im Jahr 2024 **(1)**

bdew
Energie. Wasser. Leben.

Die wichtigsten Ergebnisse im Überblick

- Der **durchschnittliche Strompreis für Haushalte** ist im derzeitigen Mittel für 2024 im Vergleich zum Vorjahr um 11 Prozent bzw. 4,81 ct/kWh gesunken und beträgt nun durchschnittlich 40,92 ct/kWh
- Die Kosten für **Beschaffung und Vertrieb** haben sich im Vergleich zum Durchschnitt des Vorjahres um 6,27 ct/kWh verringert und bilden mit 17,57 ct/kWh 43 Prozent des Gesamtpreises ab.
- **Steuern, Abgaben und Umlagen** für Haushaltskunden betragen derzeit 11,82 ct/kWh und sind damit um 5 Prozent geringer als im Vorjahr. Dies entspricht 29 Prozent des Gesamtpreises.
- Die **Netzentgelte** inklusive der Kosten für **Messung und Messstellenbetrieb** liegen derzeit für 2024 durchschnittlich bei 11,53 ct/kWh und damit 2,00 ct/kWh über dem Vorjahresdurchschnitt. Ihr Anteil am Gesamtpreis beträgt damit 28 Prozent.
- Der durchschnittliche **Strompreis für kleine bis mittlere Industriebetriebe** (inkl. Stromsteuer) befindet sich 2024 bei 16,99 ct/kWh. Das entspricht einem Rückgang um 7,47 ct/kWh gegenüber dem Mittelwert des vorhergegangenen Jahres.

Quelle: BDEW aus BDEW-Strompreisanalyse Dezember 2024

Methodische Erläuterungen zum Stromdurchschnitt Haushalte in Deutschland 2024 (2)

bdew
Energie. Wasser. Leben.

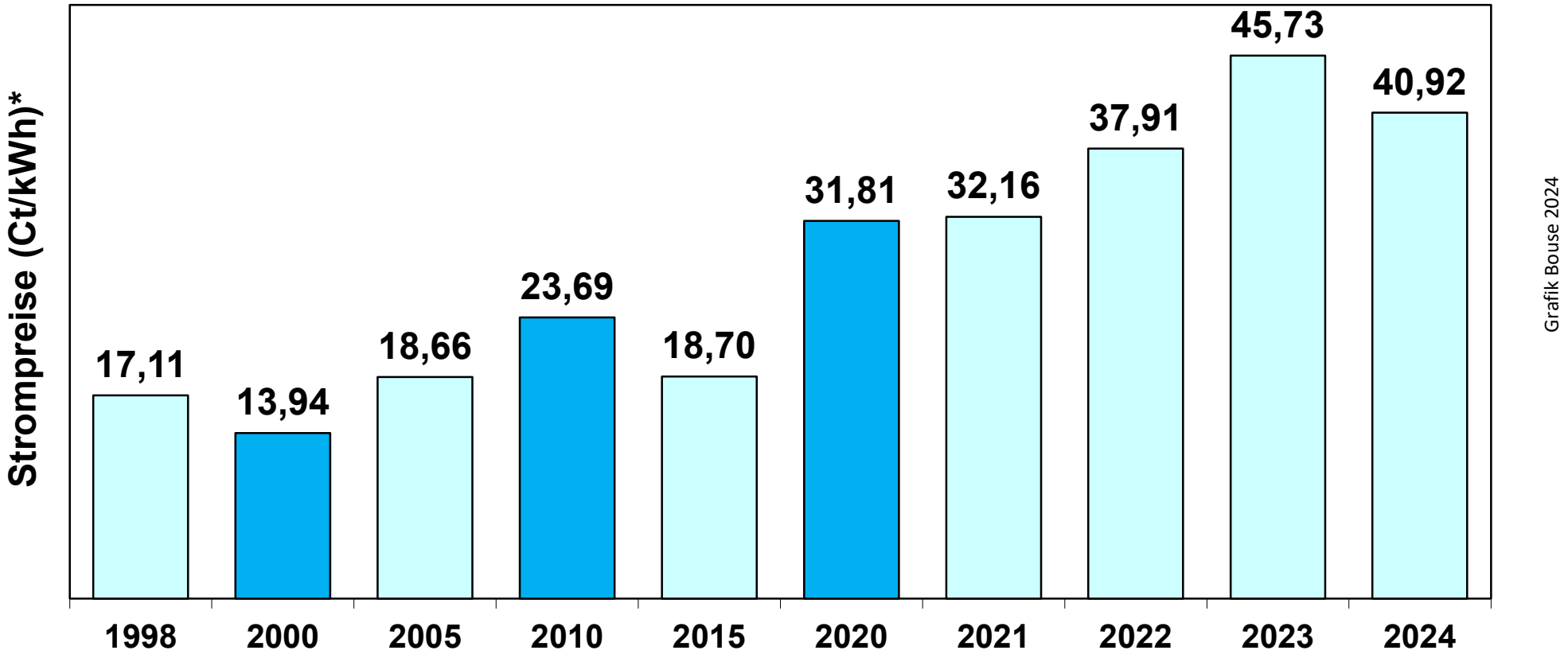
Methodische Erläuterungen zum Strompreisdurchschnitt Haushalte

- Der Preisdurchschnitt enthält **Tarifprodukte und Grundversorgungstarife inkl. Neukundentarife**. Diese werden mit dem aktuellen Verhältnis der Vertragsverhältnisse gemäß Angabe der Bundesnetzagentur gewichtet (2022: 76% Tarifprodukte, 24% 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**.

Quelle: BDEW aus BDEW-Strompreisanalyse Dezember 2024

Entwicklung durchschnittliche Strompreise für Haushalte in Deutschland 1998-2024 nach BDEW (3)

Jahr 2024: Strompreis 40,92 Cent/kWh; Veränderungen zum VJ – 10,4%



Stromverbrauch 3.500 kWh/Jahr, 291,7 kWh/Monat

* Daten 2024 vorläufig, Stand 12/2024
1) Strompreise für Haushalte mit Mehrwertsteuer (MWSt)
2) Beginn der Liberalisierung der Strommärkte 1998

Bevölkerung, Jahresdurchschnitt 2024: 85,0 Mio.

Quelle: BDEW aus BDEW-Strompreisanalyse Dezember 2024

Entwicklung durchschnittliche Strompreise nach Preisbestandteilen für Haushalte in Deutschland 1998-2024 nach BDEW (4)

Jahr 2024: Strompreis 40,92 Cent/kWh, Veränderung zum VJ – 10,5%

bdew
Energie. Wasser. Leben.

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

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	2022	2023	2024
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	7,381	7,050	6,260	5,710	6,200	7,090	7,510	7,930	16,970	23,830	17,570
Netzentgelt inkl. Messstellenbetrieb									6,93	6,24	5,90	5,73	5,86	5,92	6,14	6,64	6,630	6,740	7,010	7,510	7,290	7,390	7,750	7,800	8,080	9,520	11,534
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	4,650	4,580	4,600	4,670	4,710	4,860	5,080	5,130	6,050	7,300	6,530
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	1,660	1,660	1,660	1,660	1,660	1,660	1,660	1,660	1,660	1,660	1,660
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	1,862	-	-
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	0,357	0,275
§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	0,417	0,643
Offshore-Netzumlage																0,250	0,250	-0,051	0,040	-0,028	0,037	0,416	0,416	0,395	0,419	0,591	0,656
Umlage für abschaltbare Lasten																	0,009	0,006		0,006	0,011	0,005	0,007	0,009	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	2,050	2,050	2,050	2,050	2,050	2,050	2,050	2,050	2,050	2,050	2,050
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	37,91	45,73	40,92

Quelle: BDEW

Quelle: BDEW aus BDEW-Strompreisanalyse Dezember 2024

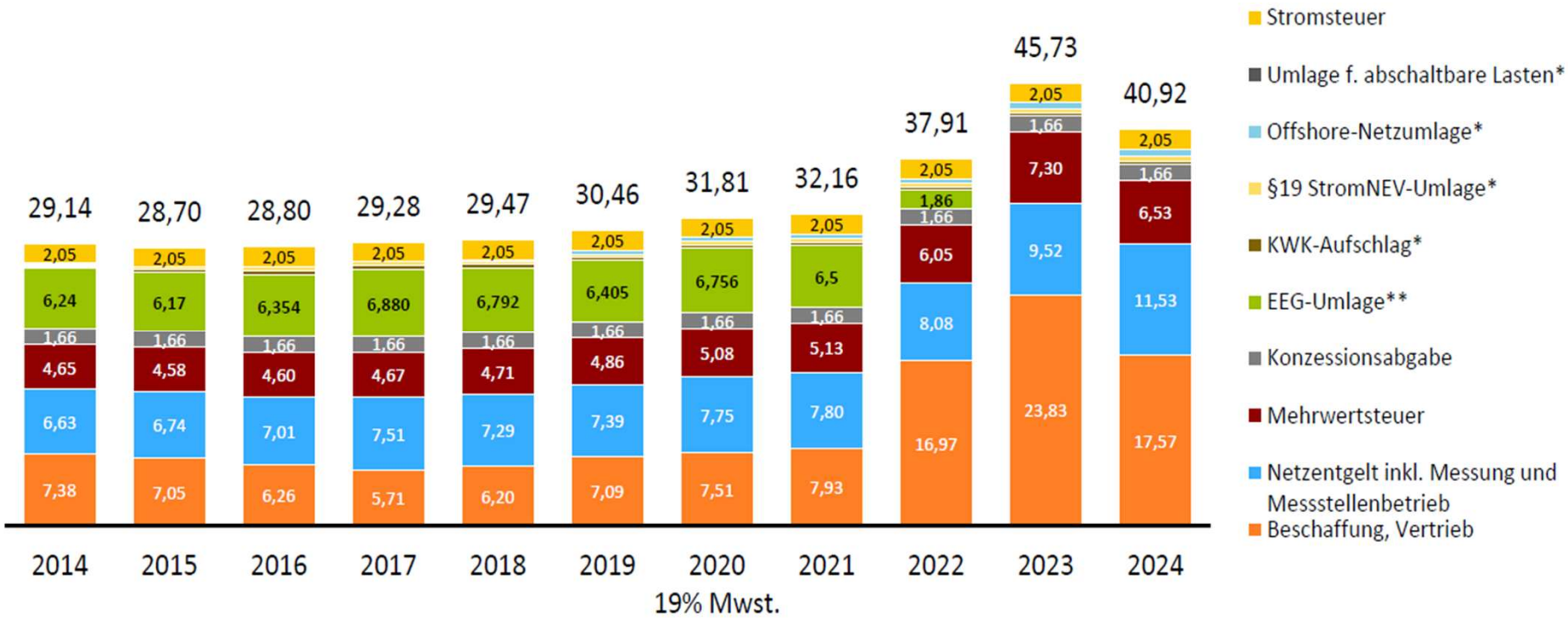
Entwicklung durchschnittlicher Strompreis mit Preisbestandteilen für Haushalte in Deutschland 2014-2024 nach BDEW (5)

Jahr 2024: Strompreis 40,92 Cent/kWh, Veränderung zum VJ – 10,5%

bdew
Energie. Wasser. Leben.

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***



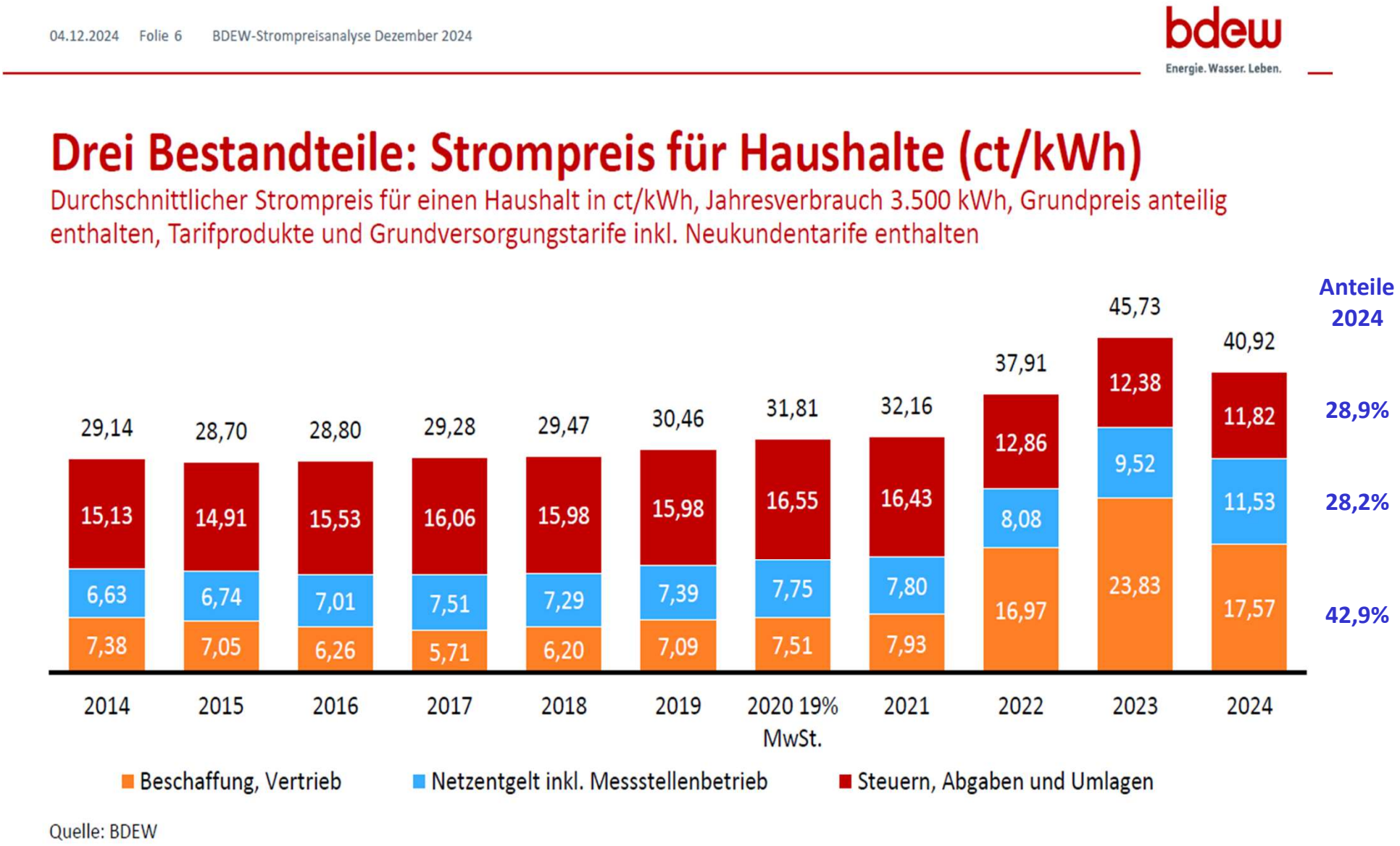
Quelle: BDEW

Nicht angezeigte Werte befinden sich am Ende des Foliensatzes.

Quelle: BDEW aus BDEW-Strompreisanalyse Dezember 2024

Entwicklung durchschnittliche Strompreise mit Preisbestandteilen für Haushalte in Deutschland 2014-2024 nach BDEW (6)

Jahr 2024: Strompreis 40,92 Cent/kWh, Veränderung zum VJ – 10,5%

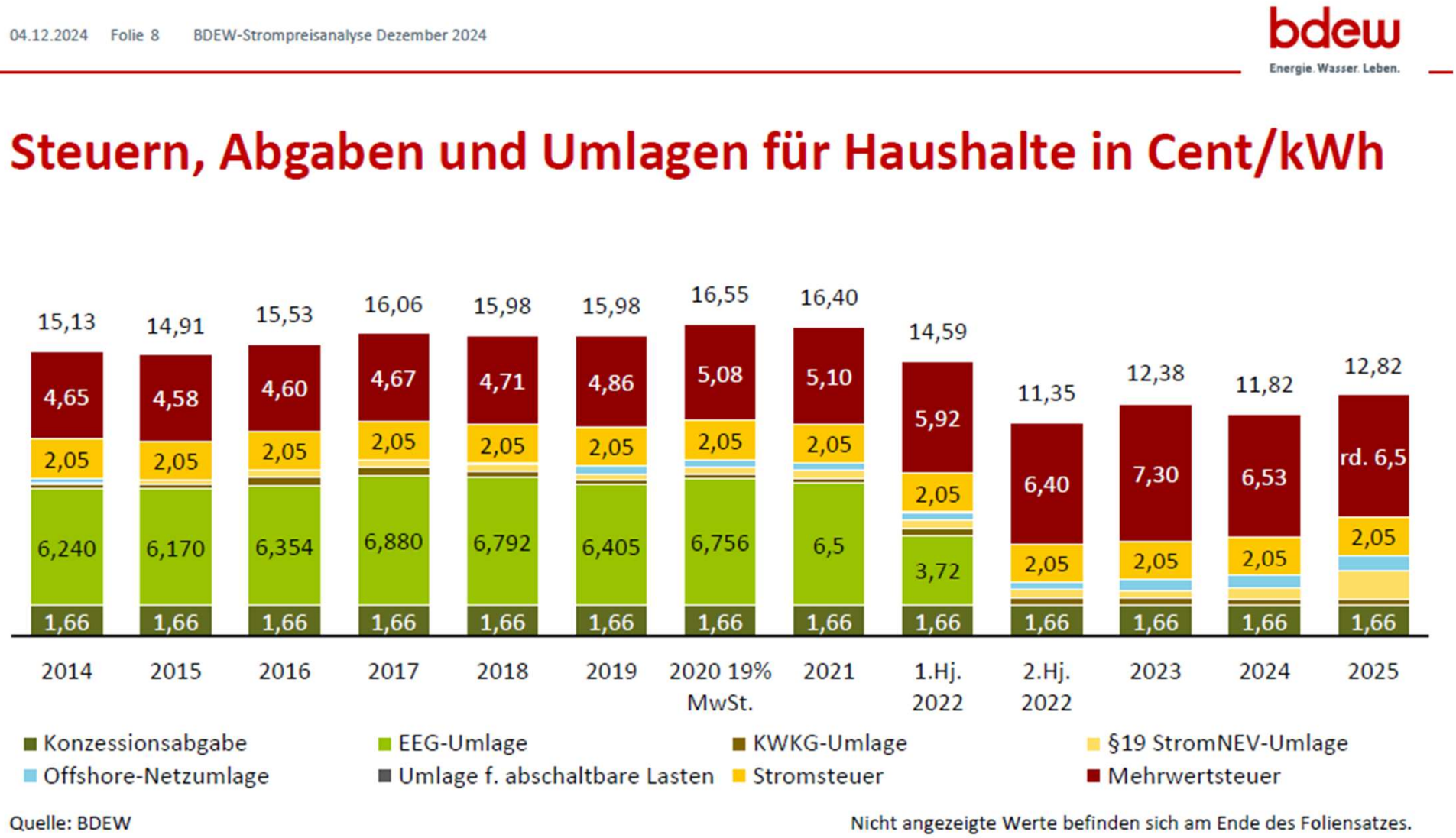


Quelle: BDEW aus BDEW-Strompreisanalyse Dezember 2024

Entwicklung durchschnittliche Strompreise nach Preisbestandteilen für Haushalte in Deutschland 2014-2025 nach BDEW (7)

Jahr 2024: Steuern, Abgaben und Umlagen 11,82 Cent/kWh

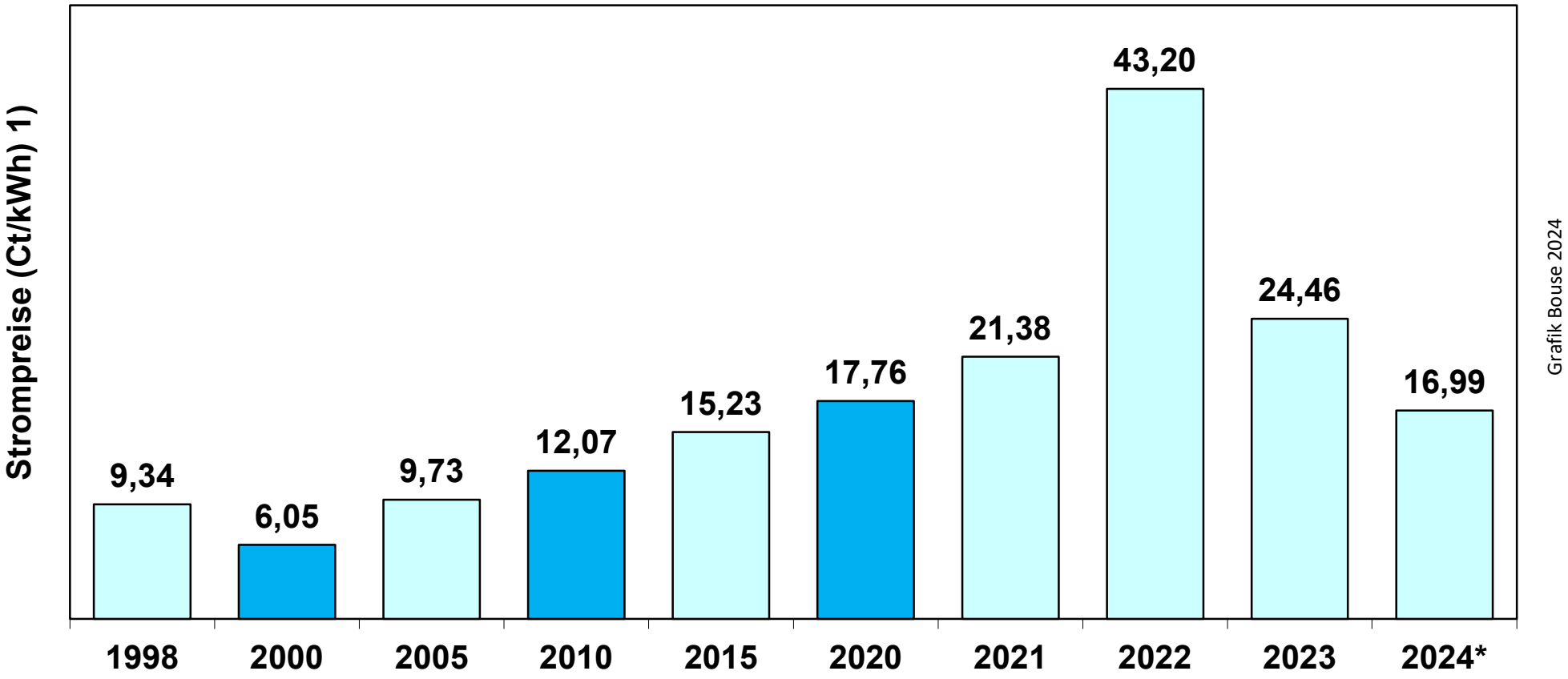
Anteil 28,9% vom Strompreis 40,92 Cent/kWh



Quelle: BDEW aus BDEW-Strompreisanalyse Dezember 2024

Entwicklung durchschnittliche Strompreise für die Industrie (kleine und mittlere Betriebe) in Deutschland 1998-2024 nach BDEW (1)

Jahr 2024: Strompreis 16,99 Cent/kWh, Veränderung zum VJ – 30,5%



Stromverbrauch 160.000 bis 20 Mio. kWh/Jahr

* Daten 2024 vorläufig, Stand 12/2024
1) Strompreise für die Industrie ohne Mehrwertsteuer (MWSt)
2) Beginn der Liberalisierung der Strommärkte 1998

Bevölkerung, Jahresdurchschnitt 2024: 85,0 Mio.

Quelle: BDEW aus BDEW-Strompreisanalyse Dezember 2024

Entwicklung durchschnittliche Strompreise in der Industrie (kleine und mittlere Betriebe) nach Preisbestandteilen inkl. Stromsteuer in Deutschland 1998-2024 nach BDEW (2)

Jahr 2024: Strompreis 16,99 Cent/kWh, Veränderung zum VJ – 30,5%

bdew
Energie. Wasser. Leben.

Strompreis-Bestandteile für Industrie

Durchschnittlicher Strompreis 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	2022	2023	2024
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	6,950	7,190	7,000	8,020	8,970	9,480	8,480	12,300	38,620	21,600	15,495
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	0,110	0,110	0,110	0,110	0,110	0,110	0,110	0,110	0,110	0,110	0,110
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	1,862	-	-
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	0,070	0,080	0,280	0,290	0,260	0,280	0,226	0,254	0,378	0,357	0,275
§19 StromNEV-Umlage															0,07	0,10	0,230	0,150	0,240	0,250	0,240	0,200	0,230	0,270	0,270	0,260	0,400
Offshore-Netzumlage**																0,17	0,170	-0,010	0,030	-0,002	0,040	0,416	0,416	0,395	0,419	0,591	0,656
Umlage für abschaltbare Lasten																	0,009	0,006		0,006	0,011	0,005	0,007	0,009	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	0,050
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	43,20	24,46	16,99

Quelle: BDEW

* Daten 2024 vorläufig, Stand 12/2024

Quelle: VEA aus BDEW-Strompreisanalyse Dezember 2024

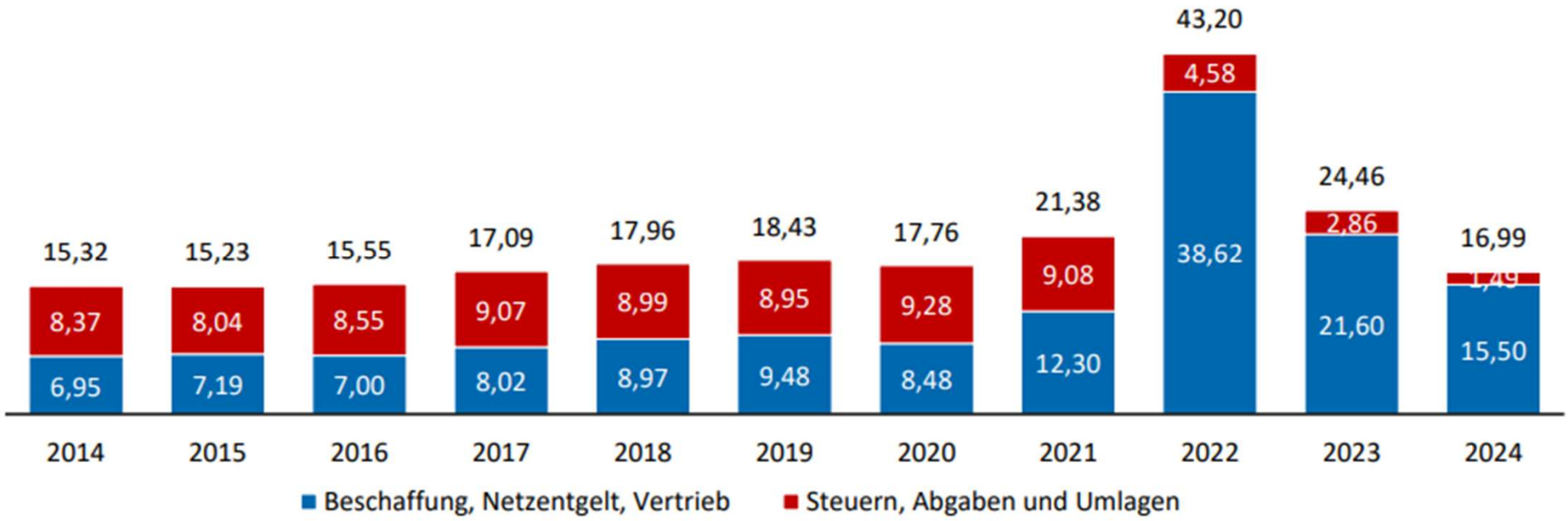
Entwicklung durchschnittliche Strompreise in der Industrie (kleine und mittlere Betriebe) in Deutschland 2014-2024 nach BDEW (3)

Jahr 2024: Strompreis 16,99 Cent/kWh , Veränderung zum VJ – 30,5%

bdew
Energie. Wasser. Leben.

Strompreis für die Industrie (inkl. Stromsteuer)

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



Quelle: VEA

* Daten 2024 vorläufig, Stand 12/2024

Quelle: VEA aus BDEW-Strompreisanalyse Dezember 2024

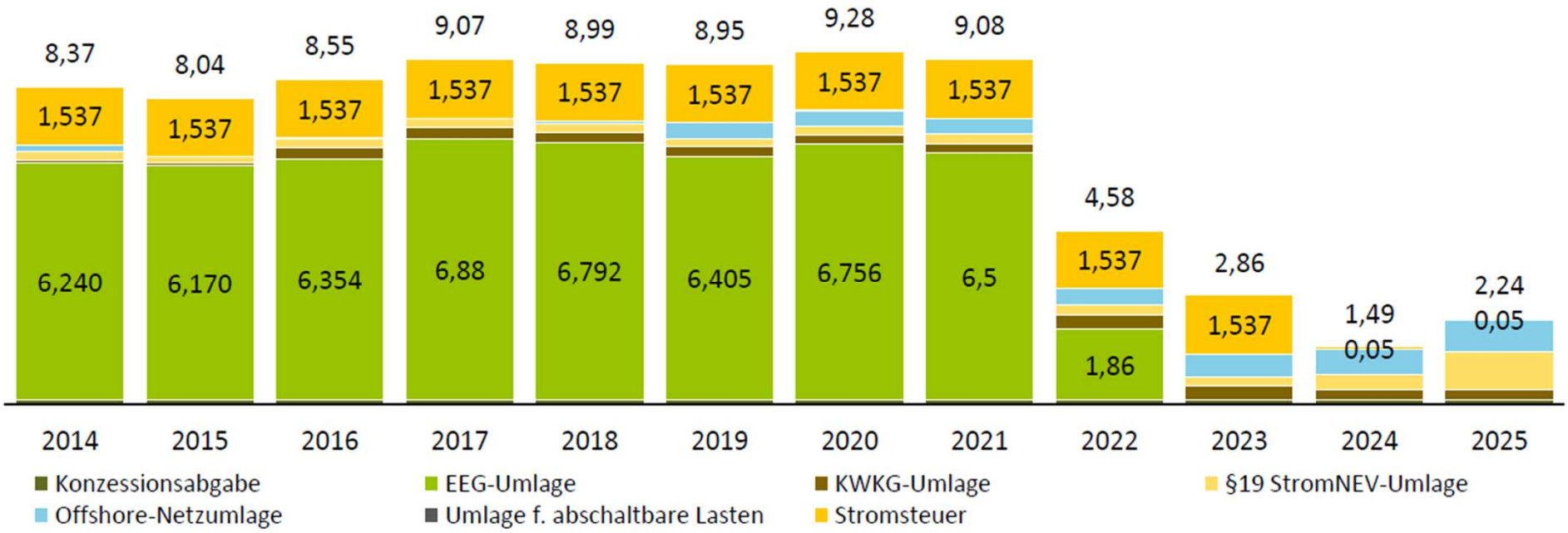
Entwicklung Steuern und Abgaben bei Strompreisen in der Industrie (kleine und mittlere Betriebe) in Deutschland 2014-2024 nach BDEW (4)

Jahr 2024: 1,49 Cent/kWh ,
Anteil 8,8% vom Durchschnitts-Strompreis 16,99 Cent/kWh

bdew
Energie. Wasser. Leben.

Steuern und Abgaben für die Industrie in ct/kWh

Steuern und Abgaben beim Strompreis für Neuabschlüsse in der Industrie in ct/kWh (inkl. Stromsteuer), Jahresverbrauch 160.000 bis 20 Mio. kWh, mittelspannungsseitige Versorgung



Quelle: VEA

Nicht angezeigte Werte befinden sich am Ende des Foliensatzes

* Daten 2024 vorläufig, Stand 12/2024

Quelle: VEA aus BDEW-Strompreisanalyse Dezember 2024

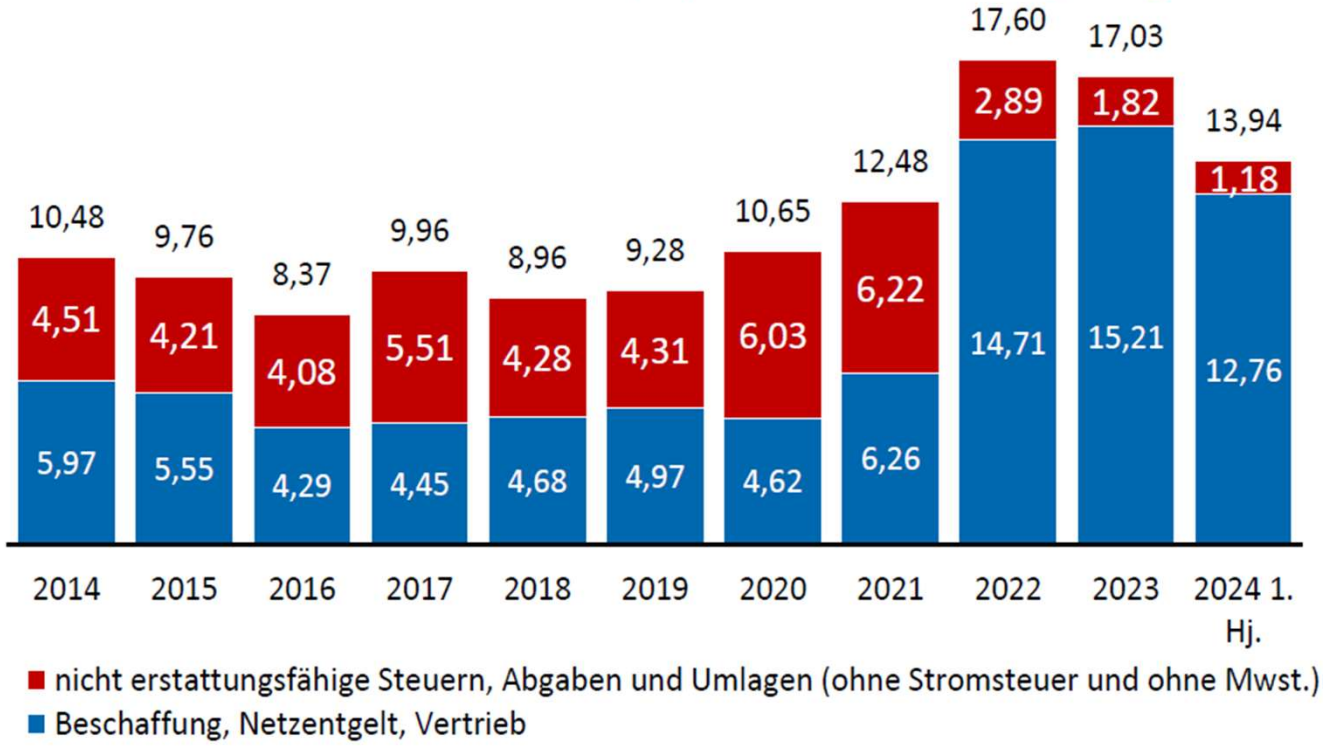
Entwicklung durchschnittliche Strompreise in der Industrie (Großabnehmer) in Deutschland 2014-2024 nach BDEW (5)

Jahr 1.HJ 2024: Strompreis 13,94 Cent/kWh , Veränderung zum VJ – 18,1%

bdew
Energie. Wasser. Leben.

Strompreis für die Industrie:

Großabnehmer 70 bis 150 Mio. kWh/a (ohne rückerstattungsfähige Steuern) in ct/kWh



Anmerkungen:

1) 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.
2) Rückerstattungsfähige Steuern sind die Stromsteuer und die Umsatzsteuer
3) Je nach Abnahmeverhalten/ Netznutzung können die nicht erstattungsfähigen Steuern und Abgaben individuell deutlich variieren.

Quelle: Eurostat

* Daten 2024 vorläufig, Stand 12/2024

Quelle: Eurostat aus BDEW-Strompreisanalyse Dezember 2024

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	2022	2023	2024
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			
Dieselkraftstoff [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

Quellen BMWI, Stat. BA, Eurostat, BAFA, MWV aus BMWI – Energiedaten gesamt, Tab. 26 vom 1/2022

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

Quellen: Stat. BA, Eurostat, BAFA, MWV aus BMWi – Energiedaten gesamt, Tabelle 26, 3/2021

Entwicklung Durchschnittserlöse aus der Stromabgabe an Endverbraucher in den Bundesländern 2022

Gesamte Durchschnittserlöse:
Baden-Württemberg 22,52 ct/kWh, Deutschland 22,03 ct/kWh ohne MwSt

48. Durchschnittserlöse*) aus der Stromabgabe an Endabnehmer in den Bundesländern 2022

Bundesland	Insgesamt	Sonderabnehmer nach Sonderverträgen			Tarifabnehmer
		zusammen	Hoch-spannungs-sonderabnehmer	Nieder-spannungs-sonderabnehmer	
	ct/kWh				
Baden-Württemberg	22,52	19,91	19,43	21,55	26,69
Bayern	21,30	19,14	18,71	20,41	25,70
Berlin	23,77	19,18	18,13	22,09	28,47
Brandenburg	21,70	18,11	17,49	21,10	27,89
Bremen	20,93	18,77	17,73	22,60	24,90
Hamburg	22,68	18,61	17,28	21,87	28,44
Hessen	21,98	19,57	19,05	21,16	26,42
Mecklenburg-Vorpommern	22,91	19,44	18,50	21,56	27,83
Niedersachsen	21,89	19,01	18,55	20,60	26,48
Nordrhein-Westfalen	21,89	19,25	18,68	21,14	26,75
Rheinland-Pfalz	21,54	18,52	18,02	20,30	26,17
Saarland	20,61	17,94	17,53	20,63	26,42
Sachsen	21,64	18,66	18,22	20,81	27,26
Sachsen-Anhalt	22,64	20,75	20,23	23,37	28,26
Schleswig-Holstein	24,61	21,14	20,13	23,52	28,36
Thüringen	23,11	20,35	20,02	21,61	28,36
Deutschland	**22,03**	**19,32**	**18,77**	**21,14**	**26,78**

*) In den Erlösen sind neben Arbeits-, Leistungs- und Verrechnungsentgelten auch die Stromsteuer sowie Ausgleichsabgaben nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz und dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz enthalten, jedoch nicht die Mehrwertsteuer und rückwirkende Stromsteuerrückerstattungen.

Datenquelle: Statistisches Bundesamt.

Quelle: Stat. LA BW & UM BW – Energiebericht 2024, 7/2024

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.

Quellen: Wikipedia 2014, www.wikipedia. com; EEX 2014, www.eex.com

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 CO_2-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*

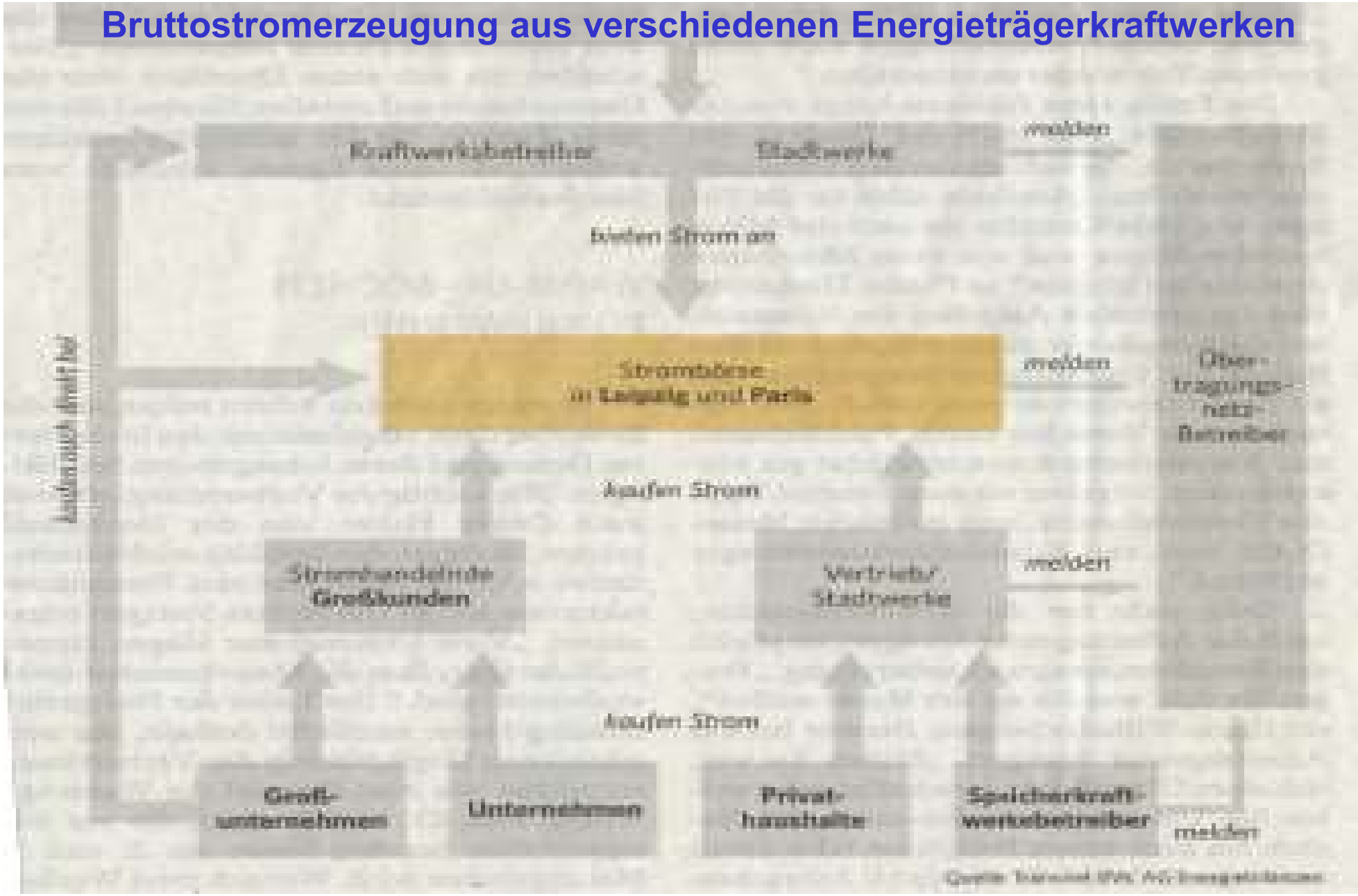
Die **European Energy Exchange (EEX)** ist eine deutsche Energiebörse, die sich in Leipzig befindet [1]. An der EEX wird Strom für die größten europäischen Strommärkte wie Deutschland, Frankreich und Italien gehandelt [2]. Die EEX ist eine öffentliche Institution in Deutschland und unterliegt deswegen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

Weitere Informationen

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

Quellen: dpa aus Stuttgarter Zeitung vom 04.08.2010; Microsoft – Bin-Chat mit GPT-4 (KI) 01/2024

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



Quelle: Transnet BW aus Stuttgarter Zeitung vom 14.03.2012

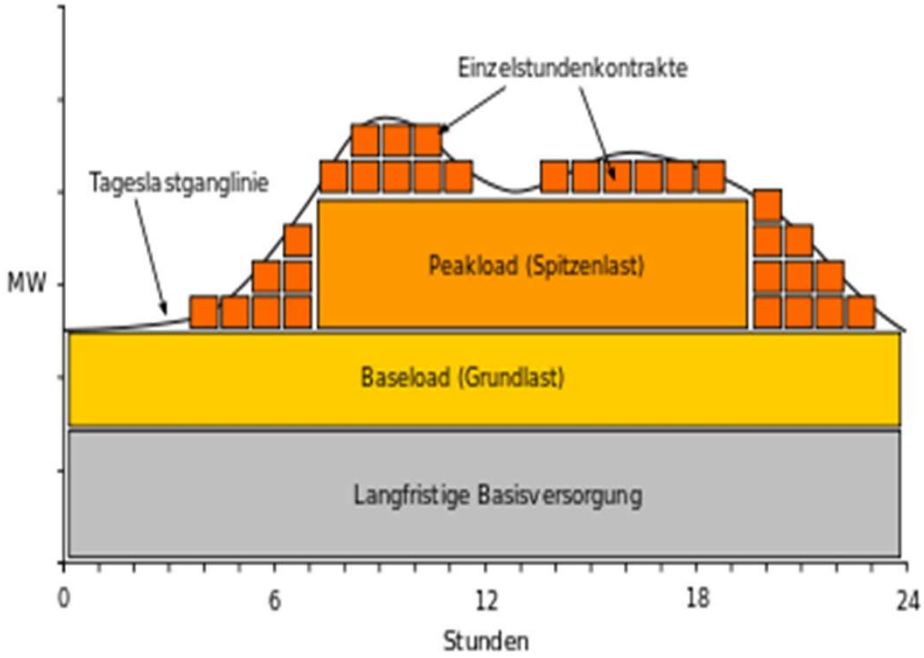
Produkte der Strombörse in Deutschland (4)

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 Handelseinheit 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 Sekundär-regelung nicht mehr ausreicht. Neben dem langfristigen Termin- und dem kurzfristigen Spotmarkt ist der Regelenergiemarkt der Echtzeitmarkt.



Lastprofil eines durchschnittlichen Werktages

Quellen: Wikipedia 2014, www.wikipedia. com; EEX 2014, www.eex.com

Preisentwicklung an der Strombörse in Deutschland

01.01.2023 – 26.11.2024 **(1)**

Durchschnittlich Jahr 2024

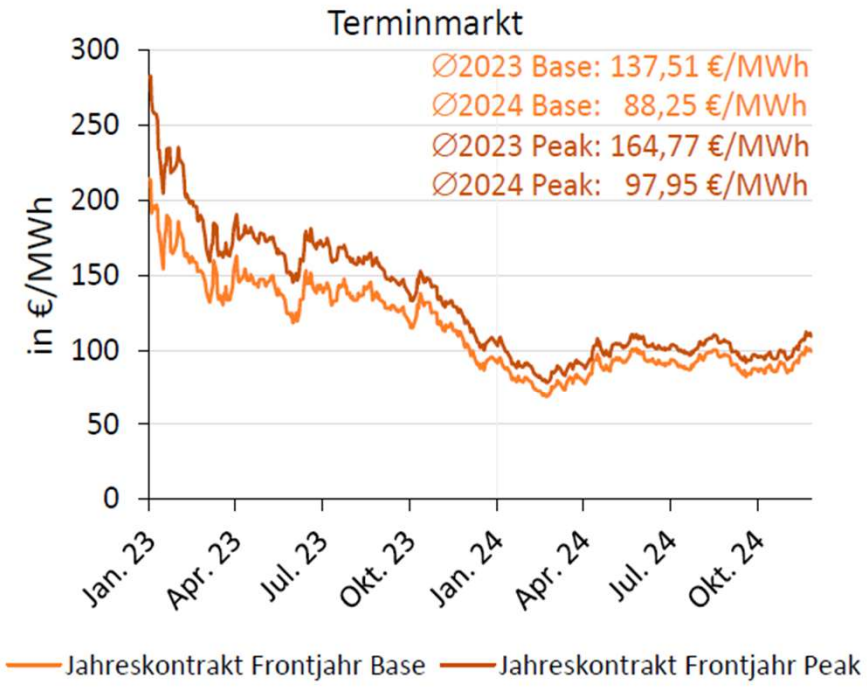
Terminmarkt Base / Peak 88,25 / 97,95 €/MWh

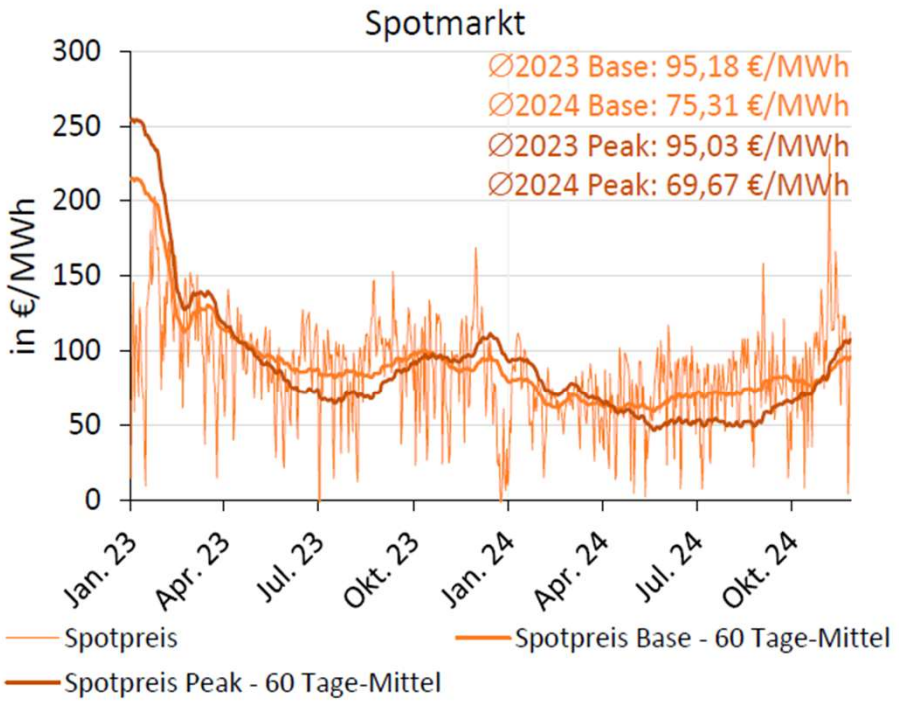
Spotmarkt Base /Peak 75,31 / 69,67 €/MWh

bdew
Energie. Wasser. Leben.

Preisentwicklung Strom

01.01.2023 – 26.11.2024





Quellen: EEX, ENTSO-E

* Daten 2024 vorläufig, Stand 12/2024

Quelle: EEX, ENTSO-E aus BDEW-Strompreisanalyse Dezember 2024

Preisentwicklung an der Strombörse in Deutschland
01.01.2022 – 26.11.2024 **(2)**

Lieferjahr 2024
ca. 75 €/MWh

bdew
Energie. Wasser. Leben.

Großhandelsmarkt Strom: Jahresfutures (DEBY)

01.01.2022 – 26.11.2024

Quelle: EEX

* Daten 2024 vorläufig, Stand 12/2024

Quelle: EEX aus BDEW-Strompreisanalyse Dezember 2024

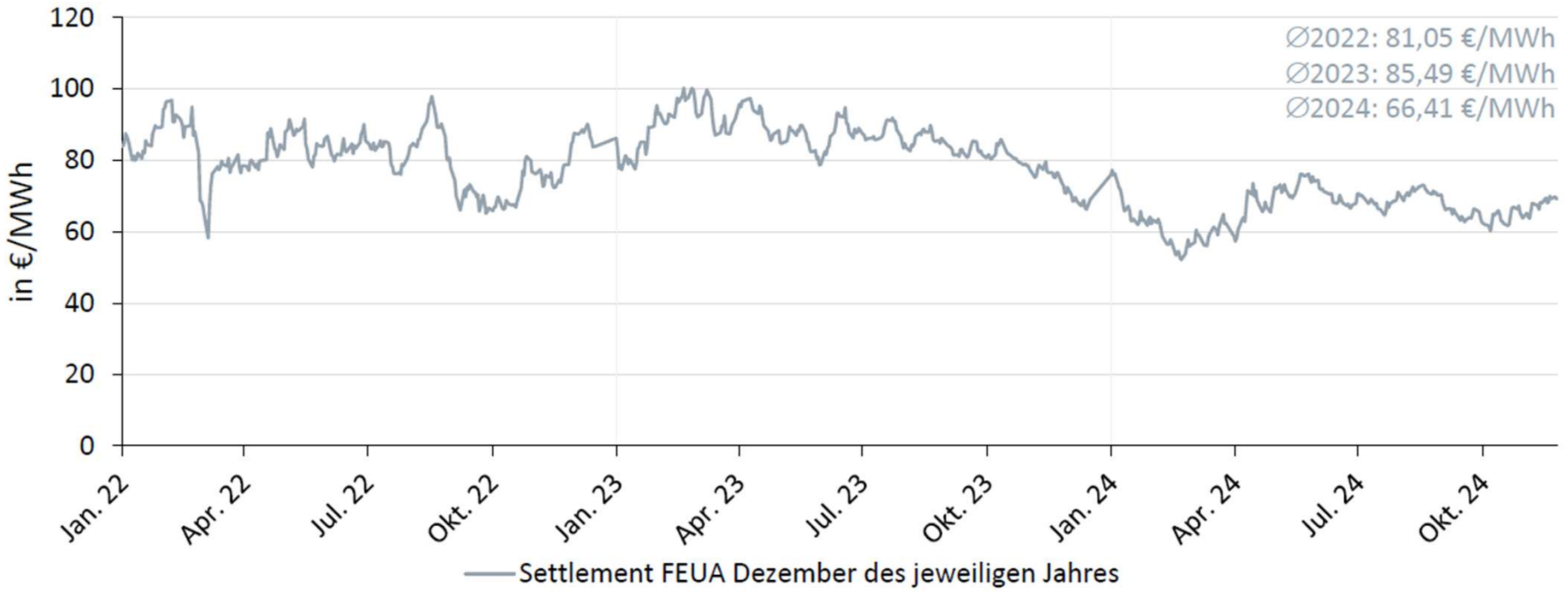
Preisentwicklung CO_2-Emissionszertifikate in Deutschland 01.01.2022 - 26.11.2024

Durchschnittlich 2024: 66,41 €/MWh, Veränderung zum VJ – 22,3%

bdew
Energie. Wasser. Leben.

Preisentwicklung CO_2-Emissionszertifikate

01.01.2022 – 26.11.2024



Quelle: EEX

Förderung & Strom, Gesetze

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

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und die Förderung erneuerbarer Energien

Die Entwicklung der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland zeigt, dass insbesondere im Strombereich in den letzten Jahren erhebliche Fortschritte erreicht wurden. Der zentrale Baustein für diese Erfolge ist das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Seit dessen Einführung im Jahr 2000 ist der Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch in Deutschland kontinuierlich gestiegen. Lag er anfangs noch bei rund 6 %, stammte im Jahr 2023 bereits über die Hälfte des Stromverbrauchs in Deutschland aus erneuerbaren Energien. Mit dem EEG 2023 [1] wurde gesetzlich festgelegt, dass der Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch bis zum Jahr 2030 auf mindestens 80 % gesteigert werden soll; bis 2035 soll unser Stromsystem schließlich nahezu klimaneutral sein.

Wie wichtig das EEG für die Refinanzierung von Investitionen in erneuerbare Energien ist, zeigt sich daran, dass die über das EEG vergüteten Strommengen bei der gesamten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nach wie vor überwiegen und erneuerbare Strommengen außerhalb des EEG mit etwa 13 % noch immer nur einen kleinen Teil ausmachen. Abbildung 27 zeigt dies über den Zeitverlauf.

Das EEG hat maßgeblich dazu beigetragen, dass Deutschland zu einem der weltweit führenden Länder bei der Nutzung von Wind- und Solarenergie geworden ist. Seit seiner Einführung wurde das Gesetz stetig weiterentwickelt. Die jüngste Novelle, das EEG 2023 [1], war Teil eines der größten energiepolitischen Gesetzespakete der vergangenen Jahre, mit dem die Rahmenbedingungen für erneuerbare Energien als Schlüsselfaktor für die Erreichung unserer Klimaschutzziele deutlich verbessert wurden. Flankiert wurde die Novelle durch weitere Maßnahmen wie die Umsetzung der EU-Notfallverordnung zur Beschleunigung des Ausbaus erneuerbarer Energien, die Wind-an-Land-Strategie, die PV-Strategie und schließlich das Solarpaket I.

Quelle: BMWI – Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung 2023, S. 39-42, 11/2024, www.erneuerbare-Energien.de

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

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.

Zunahme der Dynamik. Gleichzeitig wurden neu aufgetretene Hemmnisse, wie Materialengpässe bei Konverter-Plattformen, aktiv angegangen. Die im November 2022 zwischen dem BMWK, den Ländern und den Übertragungsnetzbetreibern abgeschlossene Offshore-Realisierungsvereinbarung hat zudem die notwendige langfristige Planungssicherheit geschaffen. Der Wind-Offshore-Ausbau ist damit auf einem guten Weg und die Ausbauziele können – ggf. mit leichten zeitlichen Verschiebungen, wie sie bei solchen Großprojekten immer vorkommen können – erreicht werden.

Ausbau der Photovoltaik

Mit einem Anteil von 12 % am Bruttostromverbrauch war die Photovoltaik im Jahr 2023 die zweitwichtigste Stromquelle unter den erneuerbaren Energien und hat sich zudem durch einen starken Aufwärtstrend ausgezeichnet. Mit rund 15,1 GW wurde mehr Photovoltaikleistung zugebaut als jemals zuvor in einem Jahr. Damit sind wir auf gutem Weg, auf den Zielpfad einzuschwenken, den das EEG 2023 [1] für die Photovoltaik vorgibt (siehe Tabelle 15). Bis zum Jahr 2030 ist ein jährlicher Zubau von bis zu 22 GW notwendig.

Mit dem Solarpaket I setzt die Bundesregierung wesentliche Teile ihrer Photovoltaik-Strategie um und hat wichtige Weichen für die Förderung der Photovoltaik in ihrer gesamten Spannbreite vom kleinen Balkonkraftwerk über größere gebäudegebundene Anlagen bis hin zu großen Freiflächenanlagen gestellt. Es widmet sich zudem auch damit verbundenen Themen wie Stromspeichern und -netzen, siehe dazu die folgenden Abschnitte.

PV auf Gebäuden

Die Nutzung von Photovoltaik auf Gebäuden soll zentrale Säule des Photovoltaikausbaus bleiben und wird mit einem Maßnahmenbündel weiter gestärkt. Da der Ausbau auf kleinen Privatdächern im Jahr 2023 bereits boomte, soll insbesondere das Potenzial größerer Dächer im Gewerbe noch effektiver erschlossen werden. Hierfür werden die Förderung für Anlagen ab 40 kW, die je nach Vermarktungs- und Nutzungsart zwischen 5,74 und 11,19 ct/kWh lag, um 1,5 ct/kWh angehoben und die jährlichen Ausschreibungsmengen für große Dachanlagen ab 2026 auf 2,3 GW erhöht. Zur Unterstützung des Wettbewerbs wird im Gegenzug die Größengrenze zur verpflichtenden Teilnahme an den Ausschreibungen auf 750 kW gesenkt. Betreiber von Anlagen unter 200 kW (400 kW bis Ende 2025) unterliegen zukünftig nicht mehr zwingend der Direktvermarktung, sondern können ihre Überschussmengen auch unentgeltlich an den Netzbetreiber abgeben. Ein Teil dieser Änderungen bedarf noch der beihilferechtlichen Genehmigung durch die Europäische Kommission.

Zur Förderung der PV im Bereich von Wohngebäudeanlagen wird ein neues Modell der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung eingeführt, mit dem die Weitergabe von PV-Strom an Mieterinnen und Mieter und Wohnungseigentümerinnen und Wohnungseigentümer entbürokratisiert wird, indem hierfür Lieferantenverpflichtungen weitgehend entfallen. Eine weitergehende Förderung der so weitergegebenen Strommengen erübrigt sich dadurch; eingespeiste Überschüsse werden wie gewohnt nach dem EEG vergütet. Balkonkraftwerke müssen nur noch in einem vereinfachten Verfahren im Marktstammdatenregister angemeldet werden, die Pflicht zur Anmeldung beim Netzbetreiber entfällt.

Weitere Maßnahmen zur Entbürokratisierung betreffen die Vereinfachung der Direktvermarktung bei kleinen Anlagen bis 25 kW, die Erweiterung der Förderung von Anlagen auf Gebäuden im planerischen Außenbereich und den Weiterbetrieb von Altanlagen nach Förderende.

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

Quelle: Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2023 [8]

Tabelle 15: Status quo und Ausbaupfad von Solarenergie nach EEG 2023

	2022 Status quo	2024	2026	2028	2030	2035	2040
		Ausbaupfad					
	Installierte Leistung in GW						
Ausbaupfad Photovoltaik	83	88	128	172	215	309	400

Quelle: BMWI – Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung 2023, S. 39-42 11/2024, www.erneuerbare-Energien.de

Gesetzgebung und Förderung von erneuerbaren Energien in Deutschland, Auszug (3)

PV-Freiflächenanlagen

Mit dem Solarpaket I werden auch dem PV-Ausbau in Freiflächenanlagen neue Impulse gegeben. Die zulässige Gebotsmenge in den Ausschreibungen wird von 20 GW auf 50 GW erhöht und zudem die Flächenkulisse ausgeweitet, indem so genannte benachteiligte Gebiete grundsätzlich für Freiflächenanlagen geöffnet werden. Im Detail erhalten die Bundesländer allerdings Regelungsmöglichkeiten zur Flächenbegrenzung. Für alle geförderten Freiflächenanlagen gelten zukünftig naturschutzfachliche Mindestkriterien. Um dies gut umsetzbar zu gestalten, dürfen Betreiber aus fünf solcher Kriterien drei auswählen. Das BMWK hat zu den naturschutzfachlichen Mindestkriterien einen Leitfaden veröffentlicht. Um die Mehrfachnutzung von Flächen zu fördern, wird in den Ausschreibungen ein eigenes Untersegment für so genannte besondere Solaranlagen (Agri, Moor-, Parkplatz- oder Floating-PV-Anlagen) mit einem eigenen Höchstwert von 9,5 ct/kWh eingeführt. Zur Vermeidung von Flächenkonflikten wurde explizit geregelt, dass mindestens die Hälfte des gesamten PV-Zubaus gebäudegebunden erfolgen soll und der Zubau von PV-Anlagen auf landwirtschaftlichen Flächen auf 80 GW bis 2030 beschränkt wird.

Alle Details des Solarpakets I sind in dem Papier „Solarpaket im Überblick" des BMWK zu finden.

Weiterer Ausbau der Biomassenutzung

Das EEG 2023 [1] konzentriert die Förderung von Biomasse für die Stromerzeugung stärker auf hochflexible Spitzenlastkraftwerke. Damit soll die Bioenergie ihre Stärke als speicherbarer Energieträger stärker systemdienlich ausspielen können. Das Ziel ist eine installierte Leistung von Biomasseverstromungsanlagen von 8,4 GW bis zum Jahr 2030. Im Solarpaket I sind einige Regelungen enthalten, die den Zubau bei der Stromerzeugung aus Biogas erleichtern sollen. So wird zur Marktbelebung die so genannte Südquote bis Ende 2027 ausgesetzt und Realisierungs- und Pönalfristen werden um 6 Monate verlängert.

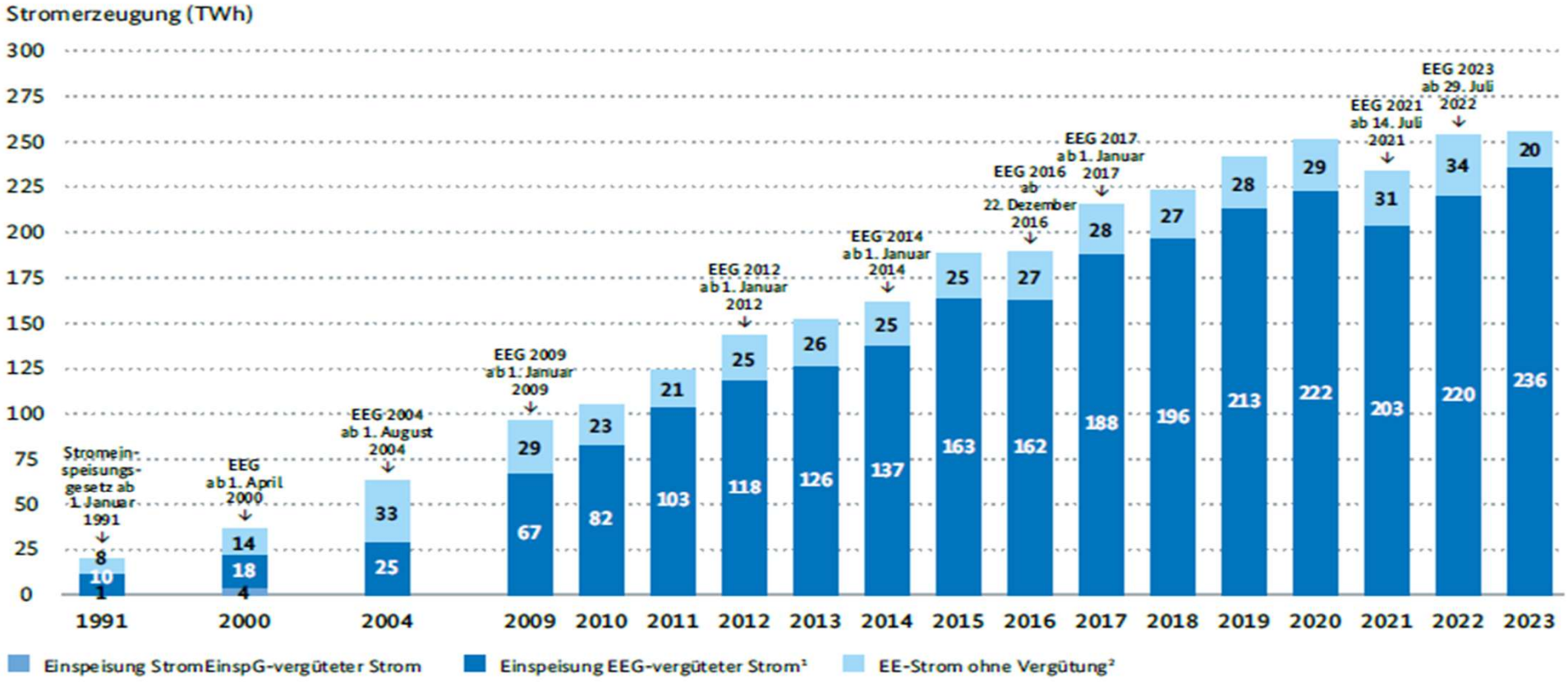
Quelle: BMWI – Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung 2023, S. 39-42, 11/2024, www.erneuerbare-Energien.de

Entwicklung Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien mit und ohne Vergütungsanspruch nach EEG in Deutschland von 1991 bis 2023 (4)

Jahr 2023: Gesamt 256 TWh (Mrd. kWh), davon Beitrag EEG 236 TWh

EE-Anteil am Gesamt BSV 52,5% bzw. am Gesamt-BSE 453,6% [1)]

Abbildung 25: Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien mit und ohne Vergütungsanspruch nach Stromeinspeisungs- und Erneuerbare-Energien-Gesetz



1 EEG-vergüteter, eingespeister und selbstverbrauchter Strom

2 Stromerzeugung aus großer Wasserkraft, aus Biomasse (Mitverbrennung in konventionellen Kraftwerken inklusive biogener Anteil des Abfalls) sowie Einspeisung und Eigenerzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie ohne EEG-Vergütungsanspruch

Quelle: BMWK, auf Basis der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB [11])

Nachrichtlich Jahr 2023: BSE 509,3 TWh; BSV 518,6 TWh mit Speicherstrom

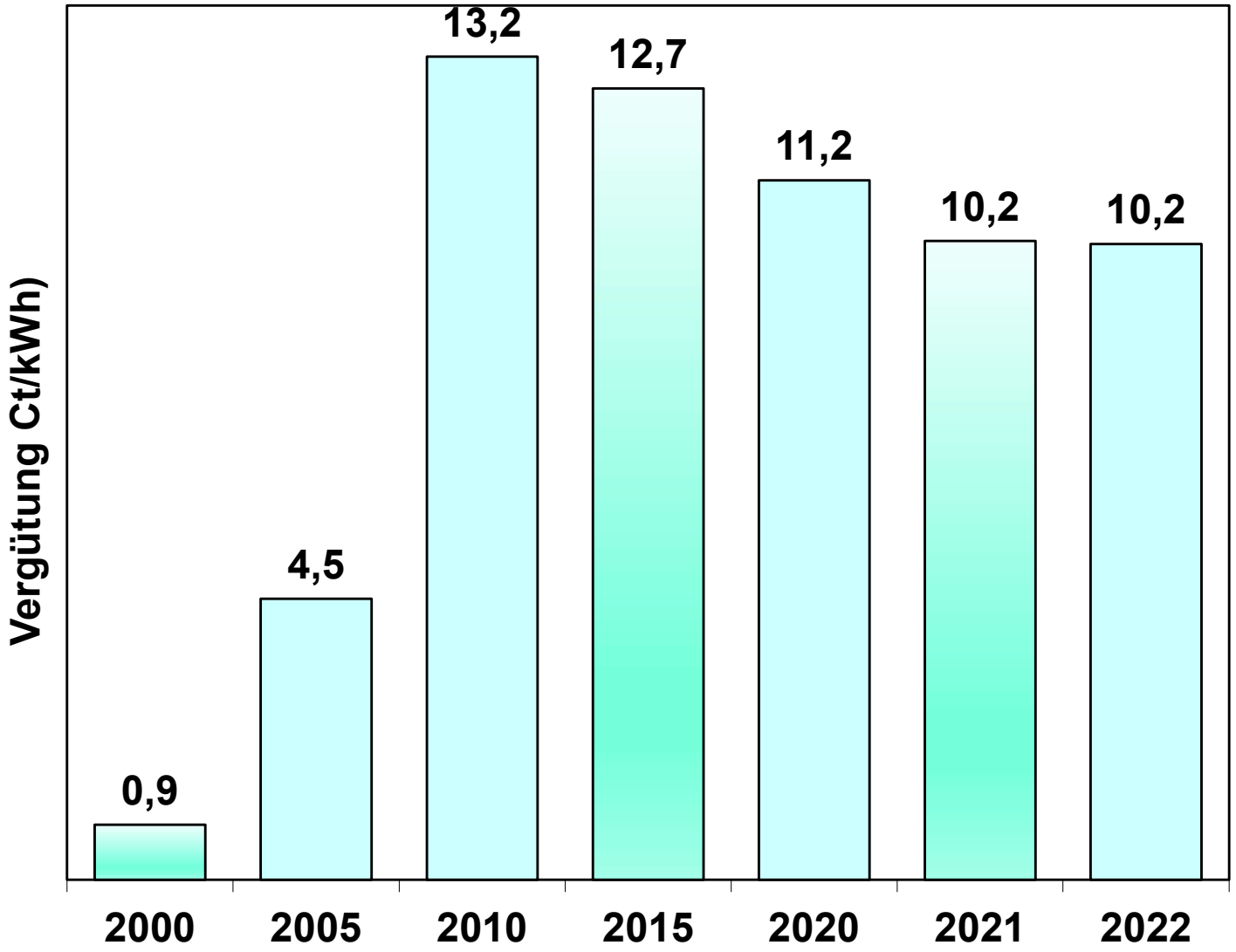
Quelle: BMWI – Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung 2023, S. 39-42, 11/2024, www.erneuerbare-Energien.de; AGEB – BSE 1990-2024, 12/2024

Entwicklung EEG-Gesamtvergütung für Strom in Deutschland bis 2000-2022 (5)

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).



Quelle: Statista 1/2024

Förderung von Forschung und Entwicklung im Bereich erneuerbarer Energien in Deutschland 2019-2022 (1)

Förderung von Forschung und Entwicklung im Bereich erneuerbarer Energien

Bei der Umsetzung der Energiewende wie auch bei der Bewältigung drängender Forschungsfragen ist angesichts der nahenden Zielmarken 2030 und 2045 ein rasches und wirkungsvolles Handeln erforderlich. Die Energieforschung nimmt bei der Entwicklung und Verfügbarmachung von Technologieoptionen eine Schlüsselrolle ein. Forschung und Innovation sind dabei in erster Linie Aufgabe der Unternehmen. Aufgrund der strategischen Bedeutung des Energiesystems für Wohlstand und Sicherheit unterstützt der Staat diese Bemühungen bereits seit Ende der 1970er Jahre im Rahmen aufeinander folgender Energieforschungsprogramme. Während die bisherigen Programme einen technologiefokussierten Ansatz verfolgten, ist das aktuelle 8. Energieforschungsprogramm zur angewandten Energieforschung auf die Vollendung der Energiewende und die Beschleunigung der Transformation ausgerichtet. Das Ziel ist, künftig noch zielgerichteter zu agieren, indem der Blickwinkel auf praxisorientierte Forschungsförderung ausgerichtet wird. Dabei wird die Projektförderung als zentrales Instrument eingesetzt, das eine flexible Nachjustierung ermöglicht. Das Programm richtet seinen Fokus gezielt auf die energiepolitischen Ziele der Bundesregierung aus, um die Transformation des Energiesystems effektiv zu unterstützen. Es soll ferner auf dynamische politische und technologische Entwicklungen reagieren und sich als „selbstlernendes" Programm an Veränderungen bei den Rahmenbedingungen anpassen können.

Im Rahmen des 8. Energieforschungsprogramms unterstützt das BMWK die praxisorientierte Forschung der Unternehmen mit Hochschulen und Forschungsinstituten, schafft Anreize für Entwicklungen im Einklang mit politischen Zielvorgaben und beschleunigt den Innovationsprozess. Denn auf dem Weg zu einem klimaneutralen Energiesystem muss die Energieforschung sicherstellen, dass für sämtliche Anwendungsfälle klimaneutrale Lösungen zur Verfügung stehen. Darüber hinaus soll gewährleistet werden, dass die technologische

Quelle: BMWI – Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung 2023, S. 62, Stand 1/2024, www.erneuerbare-Energien.de

Förderung von Forschung und Entwicklung im Bereich erneuerbarer Energien in Deutschland (2)

Transformation des Energiesystems reibungslos und sicher vonstatten geht, wobei die Resilienz, Effizienz und Nachhaltigkeit kontinuierlich gesteigert werden sollen.

Zur Beschleunigung dieses Prozesses hat das BMWK im aktuellen Energieforschungsprogramm eine missionsorientierte Innovationspolitik mit klaren Leitlinien und Schwerpunkten für die Förderung in der angewandten Energieforschung formuliert. Die Ableitung von Programmzielen erfolgt ausgehend von den folgenden fünf Forschungsmissionen, die sich auf die bedeutenden Handlungsfelder der Energiewende beziehen.

Mission Energiesystem	Erforschung eines belastbaren und effizienten Energiesystems
Mission Wärmewende	Entwicklung einer klimaneutralen Wärme- und Kälteversorgung
Mission Stromwende	Umstellung der Stromversorgung auf erneuerbare Energien
Mission Wasserstoff	Forschung für eine nachhaltige Wasserstoffwirtschaft
Mission Transfer	schneller Transfer von Forschungsergebnissen in die Praxis

Die missionsorientierte Innovationspolitik zeichnet sich durch eine sektor- und fachthemenübergreifende Forschungsförderung aus und zielt darauf ab, ein breites Spektrum an Lösungen für den Transformationsprozess im Energiebereich zu entwickeln. Das BMWK strebt durch einen Förderansatz entlang der gesamten Wertschöpfungskette einen klaren Fokus auf den Ergebnistransfer an.

Das neue Programm hebt außerdem die konkreten Beiträge hervor, die die angewandte Energieforschung leisten kann, und legt Förderprioritäten fest. Diese Prioritäten sind in den spezifischen Zielen der Programmmissionen verankert. Besondere Aufmerksamkeit gilt den so genannten Sprinterzielen, die dringende Forschungsbedarfe mit besonderer Relevanz für die Energiewende adressieren. Ein Beispiel dafür ist im Programmziel 4 „Nachhaltigkeit im Energiesystem erhöhen" das Sprinterziel „Die sektorenübergreifende, integrierte Energieinfrastrukturplanung wird für alle Regionen Deutschlands bis 2030 beherrscht. Dafür sind validierte Methoden und Instrumente erprobt und verfügbar. Dies berücksichtigt die Netz-, Erzeugungs-, Verbrauchs- und Speicherplanung für Strom, Wärme und Wasserstoff sowie Anlagen für Power-to-X und Lastmanagement."

Weitere Informationen und Hintergründe zum 8. Energieforschungsprogramm des BMWK sind online auf der BMWK-Internetseite „Forschungsmissionen für die Energiewende" veröffentlicht.

Im Folgenden werden exemplarisch Forschungsvorhaben aus den jeweiligen Schwerpunkten vorgestellt.

Mission Energiesystem

Projekt SysAnDUk „Sichere Stromversorgung bei Blackout: Erneuerbare unterstützen Netzwiederaufbau"

Im rheinland-pfälzischen Kümbdchen bei Mainz erprobt das Fraunhofer IEE zusammen mit den Unternehmen Enercon, Alterric Deutschland, DUtrain und Westnetz das Wiederanfahren eines Windparks. Das Forschungsprojekt erforscht, wie ein Windpark nach einem Stromausfall (Blackout) gesteuert werden muss, um zum Wiederaufbau des Netzwerks beitragen zu können.

Mission Stromwende

Projekt RefLau „Neues Wasserstoff-Speicherkraftwerk für eine grüne Lausitz"

Im Mittelpunkt dieses Vorhabens steht die technologische Innovation und Vermarktung von Wasserstoff. Die Projektpartner planen den Bau eines Wasserstoff-Kraftwerks im Industriepark Schwarze Pumpe am Standort Spremberg. Dabei wird grüner Wasserstoff produziert, und gleichzeitig werden Systemdienstleistungen erbracht, um einen stabilen Netzbetrieb sicherzustellen. Das Ziel ist, den Stromsektor effizient mit den Sektoren Wärme, Industrie und Verkehr zu verbinden.

Mission Wärmewende

Projekt GeoSpeicher Berlin „Mehr klimafreundliche Wärme mit saisonalem Speicher"

Im Rahmen des Reallabors „GeoSpeicher Berlin" soll in Zukunft der Südosten Berlins verstärkt mit Fernwärme aus erneuerbarer Energie versorgt werden. Dies wird durch einen 400 Meter tiefen Aquiferspeicher ermöglicht, der mit einem innovativen Wärmepumpensystem kombiniert wird.

Im Rahmen des Projekts errichten die Partner am Standort des Heizkraftwerks Berlin-Adlershof in Verbindung mit dem Holzheizkraftwerk Berlin-Neukölln einen so genannten Aquiferspeicher. Ein Aquifer ist eine Sandschicht, deren poröse Struktur zu über 20 % mit Wasser gefüllt ist. Damit soll ein Viertel der Wärme, die momentan noch aus dem Steinkohleheizkraftwerk Berlin-Schöneweide stammt, im Winter eingespart und durch erneuerbare Energie aus dem Sommer ersetzt werden.

Mission Wasserstoff

Projekt OffsH2ore „So könnte Wasserstoff mit Windenergie auf der Nordsee hergestellt werden"

Die Produktion von Wasserstoff auf dem Meer und sein Transport an Land wurden von den Projektpartnern unter der Leitung von PNE (Pure new energy) in Cuxhaven hinsichtlich technischer und wirtschaftlicher Effizienz eingehend untersucht. Die gewonnenen Erkenntnisse wurden in einem Konzept zusammengefasst, das als Blaupause für die Entwicklung von Pilot- und Großprojekten dienen kann.

Der Ausgangspunkt dieses Konzepts ist ein hypothetischer Offshore-Windpark in der deutschen Nordsee, der direkt mit einer 500-Megawatt-Elektrolyseplattform verbunden ist. Diese Plattform kann bis zu 50.000 t grünen Wasserstoff pro Jahr produzieren. Das System basiert auf einem skalierbaren und modularen Aufbau, der sich leicht an unterschiedliche Wasserstoffproduktionskapazitäten anpassen lässt.

Mission Transfer

Projekt Trans4Real „Fokus Wasserstoff: Transferforschung für die Reallabore der Energiewende"

Das Hauptziel des Verbundvorhabens Trans4Real besteht darin sicherzustellen, dass die Erkenntnisse, die in den Reallaboren der Energiewende gewonnen werden, flächendeckend genutzt werden können. Das Projekt begleitet die Reallaborprojekte zu Wasserstofftechnologien und Sektorkopplung umfassend wissenschaftlich.

Während in den Reallaboren der Energiewende im industriellen Maßstab unter realen Bedingungen getestet wird, wie Wasserstoff hergestellt, verteilt und angewendet werden kann, analysiert, ordnet und reflektiert Trans4Real die dabei gewonnenen Lernerfahrungen. Die beteiligten Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler berücksichtigen dabei nicht nur die eingesetzten Technologien und deren Integration in das Energiesystem, sondern auch den Hochlauf des Wasserstoffmarktes mit den entstehenden Geschäftsmodellen. Zudem wird untersucht, wie die Reallabore der Energiewende in das internationale Umfeld eingebettet sind.

In der folgenden Tabelle ist die Anzahl der vom BMWK neu bewilligten Forschungsprojekte und die dafür festgelegten Mittel im Zeitraum 2020 bis 2023 dargestellt.

Mehr Informationen zum Thema Energieforschung finden sich auf der Internetseite des BMWK zur Energieforschung und auf dem Internetportal der Forschungsnetzwerke Energie.

Laufende und abgeschlossene Forschungsvorhaben rund um das Thema „Energieforschung" werden vom BMWK tagesaktuell auf dem Internetportal En Argus veröffentlicht

Des Weiteren finden sich Informationen zu den Förderthemen sowie zur Antragstellung für Forschungsförderprogramme im Bereich der erneuerbaren Energien auf den Internetseiten des vom BMWK beauftragten Projektträgers Jülich.

Quelle: BMWI – Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung 2023, S. 62-64, Stand 11/2024, www.erneuerbare-Energien.de

Förderung von Forschung und Entwicklung im Bereich erneuerbarer Energien in Deutschland (3)

Tabelle 23: Neu bewilligte Forschungsprojekte für EE-Technologien/Klimaschutz

	2021		2022		2023	
	Anzahl	Zuwendung in Euro	Anzahl	Zuwendung in Euro	Anzahl	Zuwendung in Euro
Brennstoffzellen	82	38.039.863	53	22.135.666	42	26.745.255
Digitalisierung in der Energiewende[1]	14	14.740.366	56	15.126.870	37	24.832.431
Energetische Nutzung biogener Rest- und Abfallstoffe[1]	47	11.054.758	59	12.534.006	56	11.374.592
Energiewende im Verkehr	51	22.756.916	30	20.287.532	18	11.657.044
Energiewende und Gesellschaft	41	8.926.961	40	9.625.018	48	11.443.732
Gebäude und Quartiere[1]	241	154.192.406	209	82.687.012	207	90.650.210
Geothermie[1]	25	19.473.012	27	23.541.045	39	21.015.208
Industrie und Gewerbe[1]	185	129.710.952	152	66.179.349	188	83.263.189
Photovoltaik	104	59.741.902	104	61.642.086	97	68.593.585
Sektorkopplung und Wasserstofftechnologien[1]	91	123.820.636	97	67.378.238	54	24.692.907
Stromnetze	98	45.874.539	120	49.831.825	113	61.533.413
Stromspeicher	48	19.090.086	26	28.261.384	35	31.181.490
Technologien für die CO_2-Kreislaufwirtschaft	43	15.073.980	34	12.355.830	20	9.811.170
Technologieorientierte Systemanalyse	49	21.476.698	53	21.369.165	48	18.798.331
Thermische Kraftwerke[1]	74	39.123.836	86	41.650.089	58	29.583.387
davon Solarthermische Kraftwerke (LPS EB %)	–	–	–	–	5	2.101.648
Wasserkraft und Meeresenergie	–	–	3	1.334.639	2	1.247.213
Windenergie	84	43.901.836	97	59.745.097	99	62.697.469
Sonstige[1]	0	0	0	0	0	0
Gesamtergebnis	**1.277**	**766.998.747**	**1.246**	**595.684.851**	**1.166**	**591.222.273**

1 zzgl. komplementärer Förderung des Themas im Rahmen der Reallabore der Energiewende

Quelle: BMWK

Quelle: BMWI – Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung 2023, S. 62-64, Stand 11/2024, www.erneuerbare-Energien.de

Wirtschaft & Strom,
Energieeffizienz

Überblick

Ausgewählte Effizienzfaktoren zur Energiebilanz Deutschlands 2023

Überblick

Ausgewählte Effizienzindikatoren zur Energiebilanz Deutschlands (1990 bis 2023)

Rückgang der gesamtwirtschaftlichen Energieeffizienz im Jahr 2023

Um Waren und Dienstleistungen im Wert von 1.000 Euro zu produzieren, wurden 2023 nach ersten vorläufigen Schätzungen der AG Energiebilanzen in Deutschland weniger als 3,7 Gigajoule (GJ) Primärenergie eingesetzt. Seit 1991 hat sich die gesamtwirtschaftliche Energieeffizienz um rund 43 % verbessert, im Jahresdurchschnitt liegt der Effizienzzuwachs jetzt bei gut 1,8 % pro Jahr. Bei Bereinigung um Witterungseinflüsse und Lagerbestandseffekte ergeben sich in einigen Jahren Abweichungen um bis zu 4 % gegenüber den beobachteten Werten. Dies hat allerdings kaum Einfluss auf die längerfristige Entwicklung. Die Werte für die gesamtwirtschaftliche Energieeffizienz beim Primärenergieverbrauch verbesserten sich in langfristiger Perspektive durch Effizienzzuwächse im Stromerzeugungsbereich sowie Effizienzsteigerungen in anderen Sektoren der Energieumwandlung.

Gegenüber dem Vorjahr hat sich die gesamtwirtschaftliche Primärenergieproduktivität (bezogen auf das reale Bruttoinlandsprodukt) um 7,8 % erhöht, während die um Witterungs- und Lagerbestandseinflüsse bereinigte Entwicklung eine Steigerung der Energieproduktivität um rund 6,8 % anzeigt. Bei der Interpretation der Kennziffern ist zu beachten, dass die Entwicklungen am aktuellen Rand in hohem Maße durch die Vorläufigkeit der Daten für 2023 und die Auswirkungen der Corona-Pandemie geprägt sind.

Differenzierte Entwicklung der Effizienzindikatoren nach Sektoren bis 2023

In den einzelnen Sektoren zeigen die Indikatoren auch im Jahr 2023 (vorläufige Daten) gegenüber dem Vorjahr unterschiedliche Entwicklungen bzw. Fortschritte bei der Effizienzentwicklung an. Die größten „rechnerischen" Effizienzverbesserungen (Verringerung der Energieintensität) gegenüber dem Vorjahr erzielten die privaten Haushalte, deren (witterungs- und lagerbestandsbereinigte) Energieintensität um insgesamt 6,5 % abnahm. Im GHD-Sektor konnte die Energieintensität insgesamt gegenüber dem Vorjahr um 5,6 %, in der Industrie um 5,3 % verringert werden, wohingegen der Verkehrssektor eine leichte Zunahme des spezifischen Verbrauchs (+0,1 %) verzeichnete. Im Gesamtergebnis verbesserte sich die beobachtete Energieeffizienz auch bezogen auf den gesamtem Endenergieverbrauch im Jahr 2023 (vorläufig) gegenüber 2022 um 3,9 %, während bezogen auf die bereinigten Daten eine Steigerung der Endenergieeffizienz um 3,8 % (jeweils bezogen auf das Bruttoinlandsprodukt) zu beobachten ist.

Der Wirkungsgrad der gesamten Stromerzeugung liegt bei rund 59 %, der der fossilen Stromerzeugung bei knapp 45 % (der Wirkungsgrad der Stromerzeugung nahm nach den hier vorliegenden vorläufigen Ergebnissen gegenüber dem Vorjahr um 0,6 %, bezogen auf die gesamte Stromerzeugung um 8,9 % zu).

Die Primärenergieintensität (witterungs- und lagerbestandsbereinigt, bezogen auf das BIP) nahm in der Zeit von 1991 bis 2023 jahresdurchschnittlich um 2,1 % ab, die Endenergieintensität hingen um knapp 1,5 %.

Genauere Angaben zur Entwicklung der Energieeffizienz in den einzelnen Sektoren für Zeiträume ab 1990 (differenziert nach Strom-, Brennstoff- zw. Wärmeintensität sowie teilweise ergänzt um witterungsbereinigte Daten) sind den Abschnitten/Seiten 2.1 bis 7 des vorliegenden Berichtes (sowie der Excel-Tabelle; Energieintensität in Deutschland - Ausgewählte Kennziffern als Zeitreihe von 1990 bis 2023) zu entnehmen, die hier von der Homepage der AG Energiebilanzen heruntergeladen werden kann.

Ausgewählte methodische und fachliche Anmerkungen

Die empirische und exakte Bestimmung der Energieeffizienz ist weder eindeutig noch einfach. Eine wesentliche Voraussetzung zur Bildung von Effizienzindikatoren sind verlässliche und aktuelle Energiestatistiken sowie Informationen zu den wichtigsten Einfluss- und Bezugsgrößen des Energieverbrauchs. Bei der Interpretation der Energieeffizienzindikatoren ist zu beachten, dass kurzfristige Entwicklungen auch von temporären statistischen Effekten beeinflusst werden können. Im längerfristigen Vergleich zeigen sich die stabilen Trends der Effizienzentwicklung deutlicher.

Die AG Energiebilanzen veröffentlicht in regelmäßigem Abstand Daten zur Entwicklung des Energieverbrauchs in Deutschland, darunter vierteljährliche Schätzungen des Primärenergieverbrauchs, jährlich aktualisierte Auswertungstabellen zur Entwicklung des Energieverbrauchs nach Energieträgern und Wirtschaftszweigen sowie vollständige Energiebilanzen, die ein detailliertes und konsistentes Abbild der energiewirtschaftlichen Verflechtung einer Volkswirtschaft liefern und den Energieverbrauch vom Aufkommen über die Umwandlung bis zur Verwendung, untergliedert nach einzelnen Energieträgern und Sektoren, in einer Matrix erfassen. Für Deutschland liegt eine geschlossene Zeitreihe an Energiebilanzen für die Jahre von 1990 bis 2022 (seit September 2024 auch vorläufig bis 2023) vor, die eine geeignete Ausgangsbasis zur Ableitung von Kennziffern zur Effizienz der nationalen Energieversorgung darstellen. Die Angaben für das Berichtsjahr 2023 beruhen zum Teil noch auf vorläufigen Daten.

Kennziffer zur Messung der Energieeffizienz ist typischerweise die Energieintensität (oder, als ihr Kehrwert, die Energieproduktivität). Dazu wird der Energieverbrauch in Relation zu einer Bezugsgröße betrachtet. Zur Bildung geeigneter Effizienzindikatoren werden im Primär-, Umwandlungs- und Endverbrauch allerdings unterschiedliche Bezugsgrößen herangezogen, die die speziellen Einsatzbedingungen von Energie in den jeweiligen Sektoren widerspiegeln. Relevante Bezugsgrößen sind Bevölkerung, Bruttoinlandsprodukt, Produktionswert oder Bruttowertschöpfung. In einigen Sektoren wird der Aussagewert durch eine Temperatur- und Lagerbestandsbereinigung spürbar erhöht, so dass für diese Bereiche zusätzlich zu den beobachteten auch die bereinigten Kennziffern angegeben werden. Die gesamtwirtschaftliche Energieeffizienz wird angegeben als Primärenergieverbrauch pro Kopf sowie das Verhältnis zwischen Energieverbrauch einerseits und Wirtschaftsleistung andererseits, hier gemessen als das Verhältnis von Primärenergieverbrauch zum realen Bruttoinlandsprodukt.

Quellen: AGEB - Ausgewählte Effizienzindikatoren zur Energiebilanz Deutschland 1990 - 2023, 10/2024; Stat. BA 3/2024

Entwicklung gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität in Deutschland 1990-2024 (1)

Jahr 2024

Energieproduktivität BIP_{real}/PEV = 3.608 Mrd. € /10.530 PJ = 342,6, Veränderung 90/24 + 260,7%

Stromproduktivität BIP/BSV = **3.606 Mrd. €** /527,4Mrd. kWh = 6,84 €/GJ, Veränderung 90/24 + 190,0%

Tabelle 16

AGEB

Gesamtwirtschaftliche Energieproduktivität in Deutschland von 1990 bis 2024

	Einheit	1990 [1]	2020	2021	2022	2023	2024 [2]	Jahresdurchschnittliche Veränderung in %	
								2024/2023	2024/1990
Bruttoinlandsprodukt (preisbereinigt, Referenzjahr 2020)	Verkettete Volumen-angaben, in Mrd. €	1.959,1	3.449,6	3.576,2	3.625,2	3.615,5	3.608,0	-0,2	1,8
Bevölkerung [3]	Mio.	79,8	83,2	83,2	83,8	84,5	84,7	0,2	0,2
Primärenergiever-brauch (unbereinigt)	Petajoule	14.905	11.887	12.443	11.675	10.651	10.530	-1,1	-1,0
Primärenergiever-brauch (bereinigt) [5]	Petajoule	15.014	12.105	12.466	11.882	10.840	10.829	-0,1	-1,0
Bruttostrom-verbrauch [4]	Mrd. kWh	550,7	555,8	568,5	550,6	520,5	527,4	1,3	-0,1
Energieproduktivität (unbereinigt)	Euro/GJ	131,4	290,2	287,4	310,5	339,4	342,6	0,9	2,9
Energieproduktivität (bereinigt) [5]	Euro/GJ	130,5	285,0	286,9	305,1	333,5	333,2	-0,1	2,8
Stromproduktivität	Euro/kWh	3,6	6,2	6,3	6,6	6,95	6,84	-1,5	1,9

1) Angaben, z. T. geschätzt
2) vorläufige Angaben für 2024, teilweise geschätzt.
3) Durchschnittliche Bevölkerung auf Basis des Zensus 2011 (Ergebniss zum Stichtag 9. Mai 2011: 80.219.695 Einwohner)
4) Inkl. Pumpstromerzeugung
5) temperaturbereinigte Werte, Mineralöl lagerbestandsbereinigt

Quellen: Statistisches Bundesamt; Deutscher Wetterdienst; BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

Quellen: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., Statistisches Bundesamt, Deutscher Wetterdienst, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
aus AGEB – Energieverbrauch in Deutschland 2024, Jahresbericht, Stand 5/2025

Übersicht Entwicklung der Energieeffizienz Gesamtwirtschaft (Energieproduktivität) in Deutschland 1990-2024 (2)

Nr.	Bezeichnung	Einheit	1990	1991	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2021	2022	2023	2024
1	**Bevölkerung BV** (Jahresdurchschnitt)	**Mio.**	**79,8**	78,8	80,3	**80,7**	80,9	**80,2**	82,2	*83,2*	83,2	*84,8*	*84,5*	*84,7*
2.1	**Bruttoinlandsprodukt** BIP real **2020** [1]	**Mrd. €**	**2.383**	2.432	2.559	**2.825**	2.908	**3.084**	3.352	*3.450*	3.576	*3.625*	*3.616*	*3.608*
2.2		Mrd. US-$	**2.884**							3.941			3.913	
2.3	**Wechselkurs**	**US-$/€**	**1,2102**	1,1774	1,3641	**0,9236**	1,2441	***1,3257***	1,1095	*1,1422*	*1,1827*	*1,0530*	*1,0821*	*1,0813*
3.1	**Primärenergieverbrauch (PEV)**	**PJ**	**14.905**	**14.610**	**14.269**	**14.401**	**14.500**	**14.126**	**13.368**	**11.887**	**12.443**	**11.675**	**10.651**	
3.2		GJ/Kopf	190,7	185,5	177,7	178,4	179,2	176,1	162,7	142,9	149,5	138,4	125,8	
4.1	**Endenergieverbrauch (EEV)**	**PJ**	**9.472**	**9.366**	**9.322**	**9.235**	**9.153**	**9.334**	**9.014**	**8.471**	**8.789**	**8.517**	**8.104**	
4.2		GJ/Kopf	121,2	118,9	116,1	114,4	113,2	116,4	109,7	101,9	105,6	101,0	95,7	
5.1	Energieeffizienz	**GJ/1.000 €**	**6,3**	**6,0**	**5,6**	**5,1**	**5,6**	**4,6**	4,0	3,4	3,5	3,2	2,9	
5.2	**Energieintensität** Gesamtwirtschaft (EIGW) [2]	GJ/TUS-$	5,2										2.7	
6.1	Energieeffizienz	**€/GJ**	**159,5**	**166,5**	**179,3**	**196,2**	**200,6**	**218,3**	250,7	290,2	287,4	310,5	339,5	
6.2	**Energieproduktivität** Gesamtwirtschaft (EPGW) [3]	US-$/GJ	171,4							315,5			367,4	
7.1	Endenergieeffizienz	**GJ/1.000 €**	**4,0**	**3,9**	**3,6**	**3,3**	**3,1**	**3,0**	2,7	2,5	2,5	2,3	2,2	
7.2	**Endenergieintensität** Gesamtwirtschaft (EIGW)	GJ/TUS-$	3,3							2,1			2,1	

* Daten 2024 vorläufig, Stand 5/2025

Energieeinheiten: 1 PJ = 0,2778 Mrd. kWh (TWh) = 0,0341 Mio. t SKE = 0,0239 Mio. t RÖE (Mtoe); **1 PJ = 10^6 GJ**
1 Mio. t RÖE (Mtoe) = 1,429 Mio. t SKE = 11,63 Mrd. kWh (TWh) = 41,869 PJ

1) Wirtschaftsleistung: Bruttoinlandsprodukt BIP real 2020, preisbereinigt, verkettet in Mrd. € oder Mrd. US-$ bezogen auf Wechselkurs in US-$/€ von 2020

2) Jahr 2023: Energieeffizienz Gesamtwirtschaft (EIGW) = PEV / BIP real 2020 = Energieintensität
10.651 PJ x (10^6 GJ/PJ) / 3.616 Mrd. € x (10^9 €/Mrd. €) = 2,9 GJ/1.000 €; 10.651 PJ /3.913 Mrd. US-$ = 2,7 GJ/1.000 €

3) Jahr 2023: Energieproduktivität Gesamtwirtschaft (EPGW) = BIP real 2020 / PEV
3.616 Mrd. € x (10^9 €/Mrd.€)/ 10.651 PJ x (10^6 GJ/PJ) = 339,5 €/GJ ; 3.913 Mrd. US-$/ 10.651 PJ = 367,4 US-$/GJ

Quelle: AGEB - Auswertungstabellen zur Energiebilanz in Deutschland 1990-2023, 3/2025 Final

Ausgewählte Kennziffern zur Entwicklung der Energieeffizienz mit EEV nach Sektoren in Deutschland 1990 bis 2023 Teil 1 (3)

7.1 Ausgewählte Kennziffern zur Entwicklung der Energieeffizienz

Kennziffer	Einheit	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
		Aktivitätsgrößen 1)														
Bruttoinlandsprodukt (BIP)	Mrd. €	2.383	2.432	2.481	2.457	2.521	2.559	2.585	2.633	2.688	2.746	2.825	2.871	2.864	2.849	2.882
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
Bruttoproduktionswert (BPW)	Mrd. €	1.032	1.114	1.104	1.017	1.054	1.064	1.060	1.102	1.157	1.178	1.245	1.249	1.230	1.232	1.280
Bruttowertschöpfung (BWS)	Mrd. €	1.559	1.618	1.676	1.688	1.727	1.767	1.797	1.829	1.876	1.918	1.964	2.009	2.023	2.006	2.023
Wohnfläche	Mio. m2	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
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
		Energieintensität 3)														
PEV / BIP	GJ/1000 €	6,3	6,0	5,8	5,8	5,6	5,6	5,7	5,6	5,4	5,2	5,1	5,1	5,0	5,1	5,1
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
EEV / BIP	GJ/1000 €	4,0	3,9	3,7	3,8	3,6	3,6	3,7	3,6	3,5	3,4	3,3	3,3	3,2	3,3	3,2
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
EEV Industrie / BPW	GJ/1000 €	2,9	2,4	2,3	2,4	2,3	2,3	2,3	2,2	2,1	2,0	1,9	1,9	1,9	2,0	2,0
EEV GHD / BWS	GJ/1000 €	1,1	1,1	1,0	1,0	0,9	0,9	1,0	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7
EEV Haushalte / Wohnfläche	MJ/m2	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
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
EEV Verkehr / BIP	GJ/1000 €	1,0	1,0	1,0	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9
EEV Verkehr / Verkehrsleistung	MJ/100Pkn	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

Berichtsjahre 1990 bis 2023: Endgültige Angaben

PEV = Primärenergieverbrauch, EEV = Endenergieverbrauch

Detaillierte Informationen zur Entwicklung der Energieeffizienz in Deutschland finden sich in der Publikation:

"Ausgewählte Enffizienzindikatoren zur Energiebilanz in Deutschland" (www.ag-energiebilanzen.de).

1) Quellen: Destatis und Verkehr in Zahlen

2) Ein Tonnenkilometer entspricht 10 Personenkilometern.

3) Quelle: Eigene Berechnungen EEFA nach AGEB und DESTATIS

Bruttoinlandsprodukt (BIPreal 2020);
Bevölkerung (Jahresdurchschnitt)

Quelle: AGEB – Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990-2023, 2/2025

Ausgewählte Kennziffern zur Entwicklung der Energieeffizienz mit EEV nach Sektoren in Deutschland 1990 bis 2023 Teil 2 (4)

Kennziffer	Einheit	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Bruttoinlandsprodukt (BIP)	Mrd. €	2.908	3.020	3.107	3.135	2.961	3.084	3.200	3.215	3.228	3.298	3.352	3.429	3.522	3.562	3.597	3.450	3.576	3.625	3.616
Bevölkerung	Mio.	80,9	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	84,7
Bruttoproduktionswert (BPW)	Mrd. €	1.317	1.386	1.462	1.464	1.214	1.370	1.476	1.457	1.458	1.484	1.497	1.510	1.548	1.560	1.510	1.373	1.435	1.415	1.405
Bruttowertschöpfung (BWS)	Mrd. €	2.039	2.107	2.170	2.206	2.132	2.163	2.234	2.246	2.267	2.302	2.336	2.380	2.439	2.471	2.500	2.414	2.494	2.559	2.573
Wohnfläche	Mio. m2	3.395	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	4.026
Verkehrsleistung 2)	Mrd. Pkm	6.720	7.211	7.450	7.498	6.800	7.233	7.256	5.635	5.692	5.778	5.864	6.071	6.043	5.996	5.994	5.545	5.760	5.821	5.573
PEV / BIP	GJ/1000 €	5,0	4,9	4,6	4,6	4,6	4,6	4,2	4,2	4,3	4,0	4,0	3,9	3,8	3,7	3,6	3,4	3,5	3,2	2,9
PEV / Einwohner	GJ/Einw.	179,2	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	138,4	125,8
EEV / BIP	GJ/1000 €	3,1	3,1	2,9	3,0	3,0	3,0	2,8	2,8	2,9	2,7	2,7	2,7	2,6	2,5	2,5	2,5	2,5	2,3	2,2
EEV / Einwohner	GJ/Einw.	113,2	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	101,0	95,7
EEV Industrie / BPW	GJ/1000 €	1,9	1,8	1,8	1,8	1,9	1,9	1,8	1,8	1,8	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,8	1,8	1,7	1,6
EEV GHD / BWS	GJ/1000 €	0,8	0,8	0,6	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4
EEV Haushalte / Wohnfläche	MJ/m2	766,7	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	606,5	565,4
EEV Haushalte / Einwohner	GJ/Einw.	32,2	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	28,7	26,9
EEV Verkehr / BIP	GJ/1000 €	0,9	0,9	0,8	0,8	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7
EEV Verkehr / Verkehrsleistung	MJ/100Pkn	37,6	37,0	34,7	35,0	37,2	34,8	34,8	44,9	45,3	44,2	45,1	44,5	45,6	46,3	46,0	41,9	40,8	43,3	44,8

Berichtsjahre 1990 bis 2023: Endgültige Angaben

PEV = Primärenergieverbrauch, EEV = Endenergieverbrauch

Bruttoinlandsprodukt (BIPreal 2020);
Bevölkerung (Jahresdurchschnitt)

Detaillierte Informationen zur Entwicklung der Energieeffizienz in Deutschland finden sich in der Publikation:
"Ausgewählte Enffizienzindikatoren zur Energiebilanz in Deutschland" (www.ag-energiebilanzen.de).

1) Quellen: Destatis und Verkehr in Zahlen

2) Ein Tonnenkilometer entspricht 10 Personenkilometern.

3) Quelle: Eigene Berechnungen EEFA nach AGEB und DESTATIS

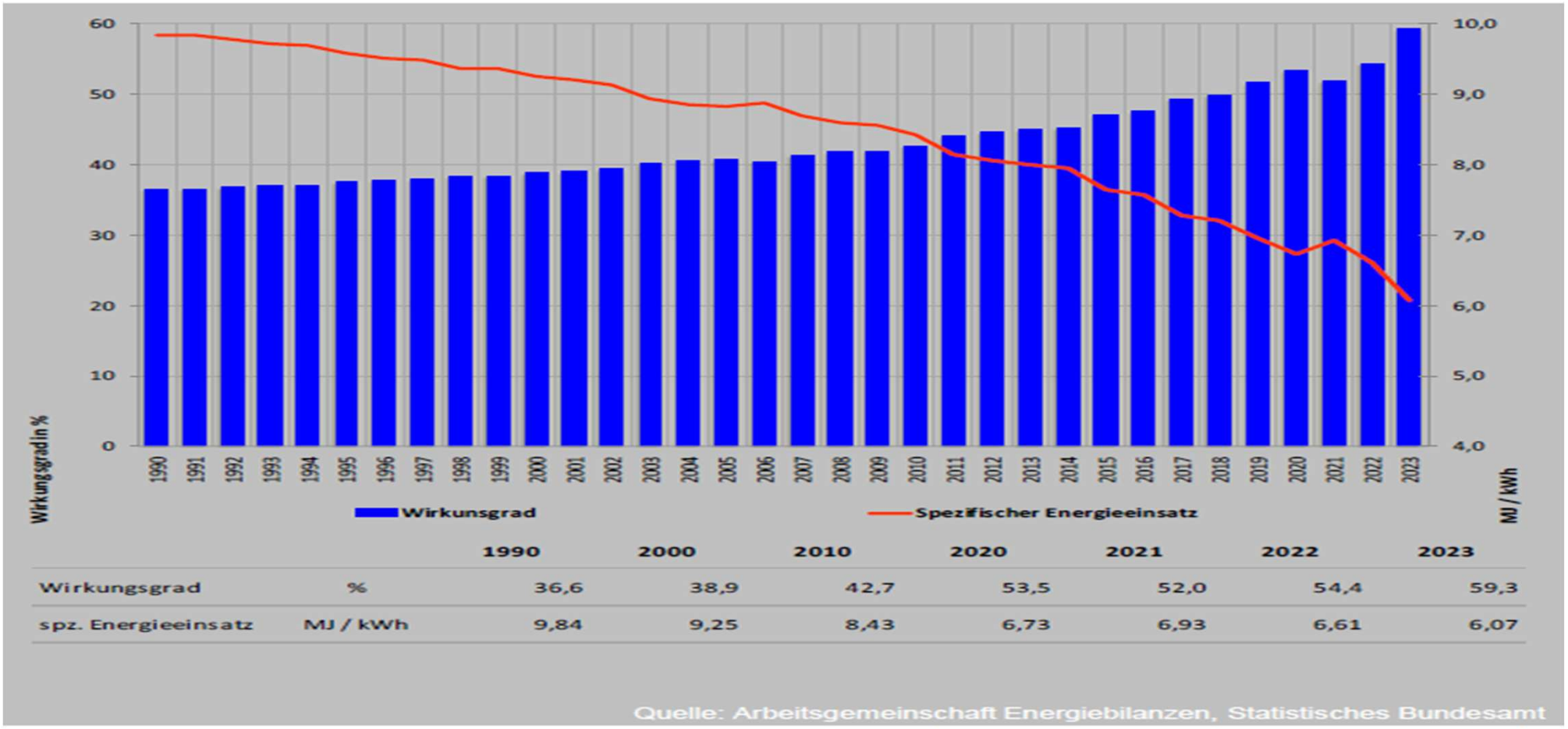
Quelle: AGEB – Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990-2023, 2/2025

Entwicklung Energieeffizienz der Stromerzeugung (BSE) in Deutschland 1990-2023 (1)

Energieeffizienz - Stromerzeugung

Wirkungsgrad und spezifischer Energieeinsatz der Stromerzeugung in Deutschland 1990 bis 2023

Jahr 2023: Wirkungsgrad 59,3%, Veränderung 90/23 + 62,0%
Spezifischer Energieeinsatz 6,07 MJ/kWh = 1,69 kWh/kWh, Veränderung 90/23 – 38,3%



		1990	2000	2010	2020	2021	2022	2023
Wirkungsgrad	%	36,6	38,9	42,7	53,5	52,0	54,4	59,3
spz. Energieeinsatz	MJ / kWh	9,84	9,25	8,43	6,73	6,93	6,61	6,07

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)

* Daten 2023 vorläufig, Stand 10/2024 Energieeinheit: 1 TWh = 3,6 PJ Bevölkerung (Jahresmittel) 2023: 84,5 Mio.

Quellen: AGEB - Ausgewählte Effizienzindikatoren zur Energiebilanz Deutschland 1990 - 2023, 10/2024; Stat. BA bis 3/2024

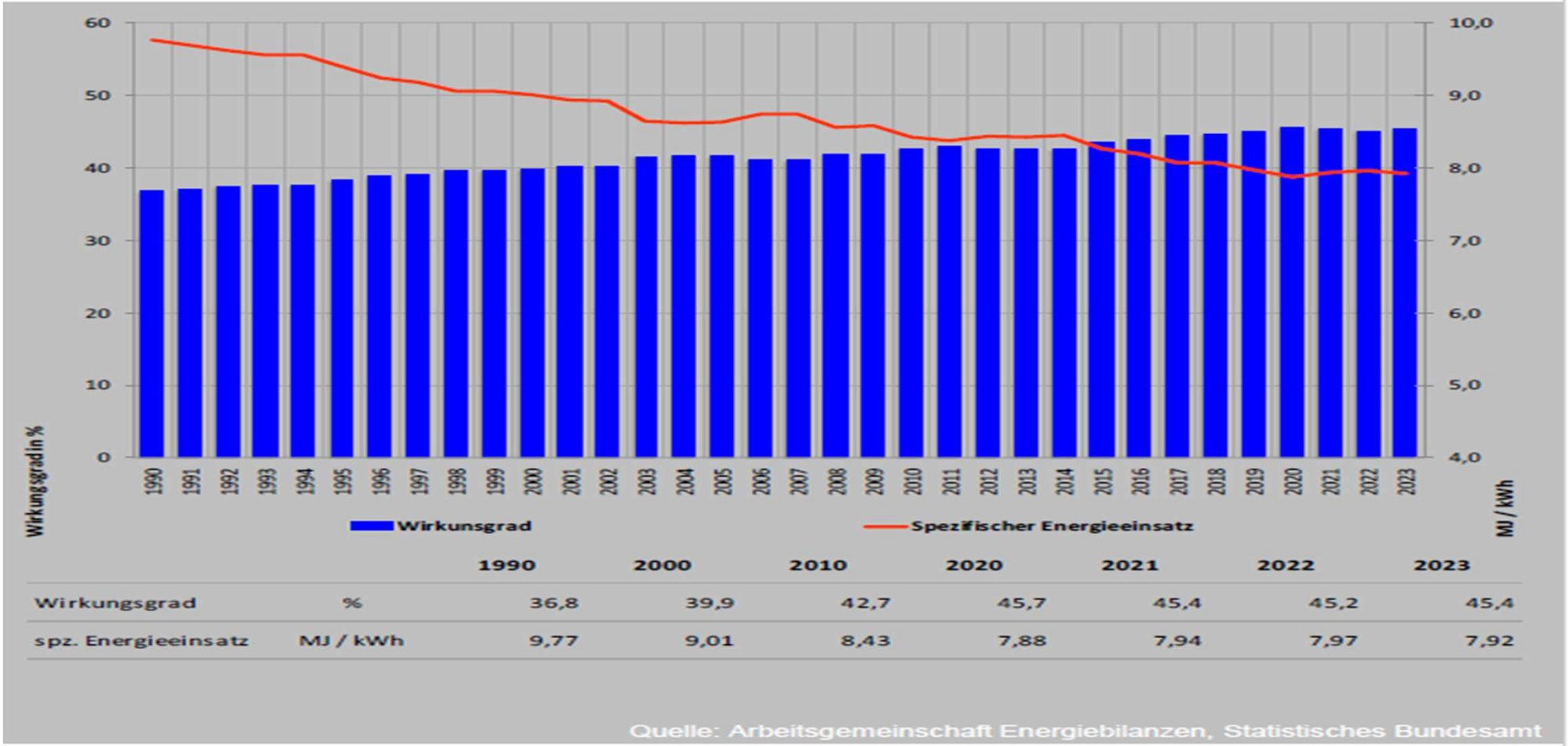
Entwicklung Energieeffizienz - Fossile Stromerzeugung (BSE) [1)] in Deutschland 1990-2023 (2)

Energieeffizienz - Fossile Stromerzeugung[1)]

Wirkungsgrad und spezifischer Energieeinsatz der fossilen Stromerzeugung in Deutschland 1990 bis 2023

Jahr 2023: Wirkungsgrad 45,4%, Veränderung 90/23 + 23,4%

Spezifischer Energieeinsatz 7,92 MJ/kWh = 2,2 kWh/kWh, Veränderung 90/23 – 18,9%



		1990	2000	2010	2020	2021	2022	2023
Wirkungsgrad	%	36,8	39,9	42,7	45,7	45,4	45,2	45,4
spz. Energieeinsatz	MJ / kWh	9,77	9,01	8,43	7,88	7,94	7,97	7,92

Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Statistisches Bundesamt

1) fossile Stromerzeugung exkl. Stromerzeugung aus Kernenergie, inkl. Stromerzeugung aus Biomasse

* Daten 2023 vorläufig, Stand 10/2024

Energieeinheit: 1 TWh = 3,6 PJ

Bevölkerung (Jahresmittel) 2023: 84,5 Mio.

Quellen: AGEB - Ausgewählte Effizienzindikatoren zur Energiebilanz Deutschland 1990 - 2023, 10/2024; Stat. BA 3/2024

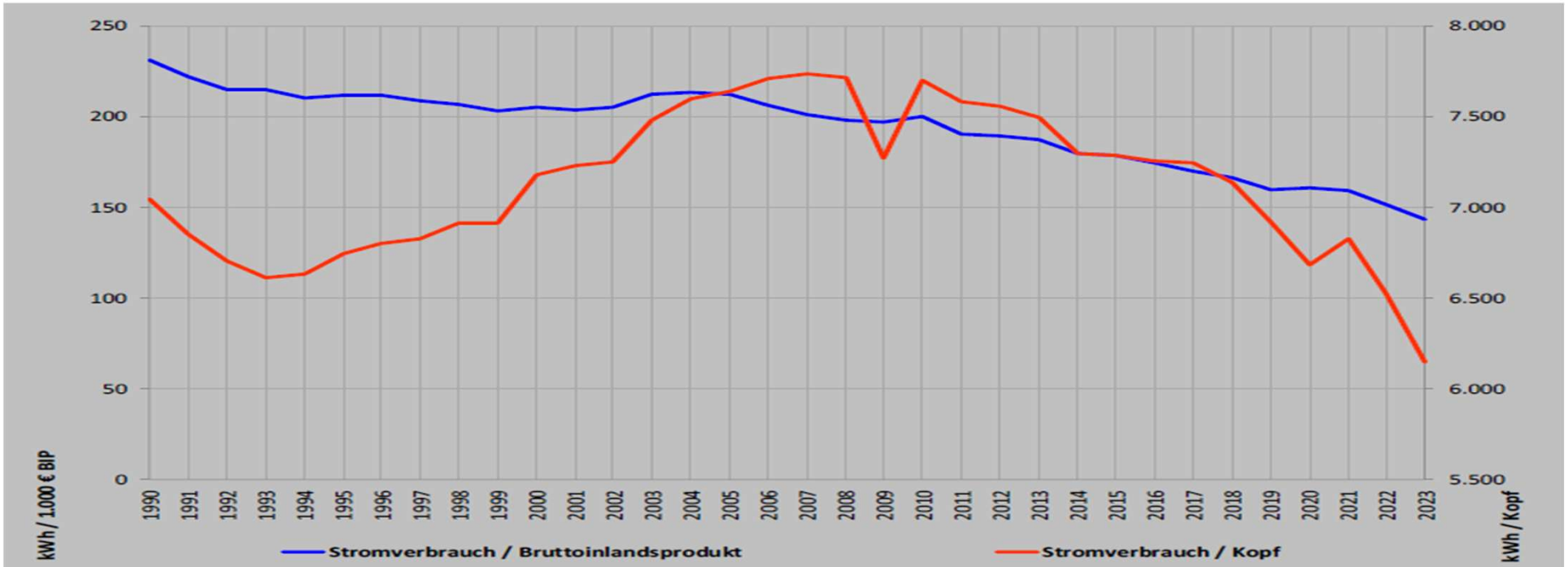
Entwicklung Energieeffizienz – Indikator Stromintensität je BIP$_{real\ 2020}$ und je Einwohner in Deutschland 1990-2023 (1)

Energieeffizienz - Stromverbrauch

Bruttostromverbrauch je Einheit realen Bruttoinlandsprodukts[1] und je Einwohner
1990 bis 2023

Jahr 2023: SI = BSV/BIP real 2020 = 143,8 kWh/1.000 € BIP; Veränderung 1990/2023 – 41,0%

SI = BSV/EW = 6.152 kWh/Kopf; Veränderung 1990/2023 – 5,7%



		1990	2000	2010	2020	2021	2022	2023
Strom / BIP	kWh / 1.000 €	231,1	205,2	200,3	161,1	159,1	151,6	143,8
Strom / Kopf	kWh / Kopf	7.046	7.180	7.702	6.684	6.830	6.527	6.152

Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Statistisches Bundesamt

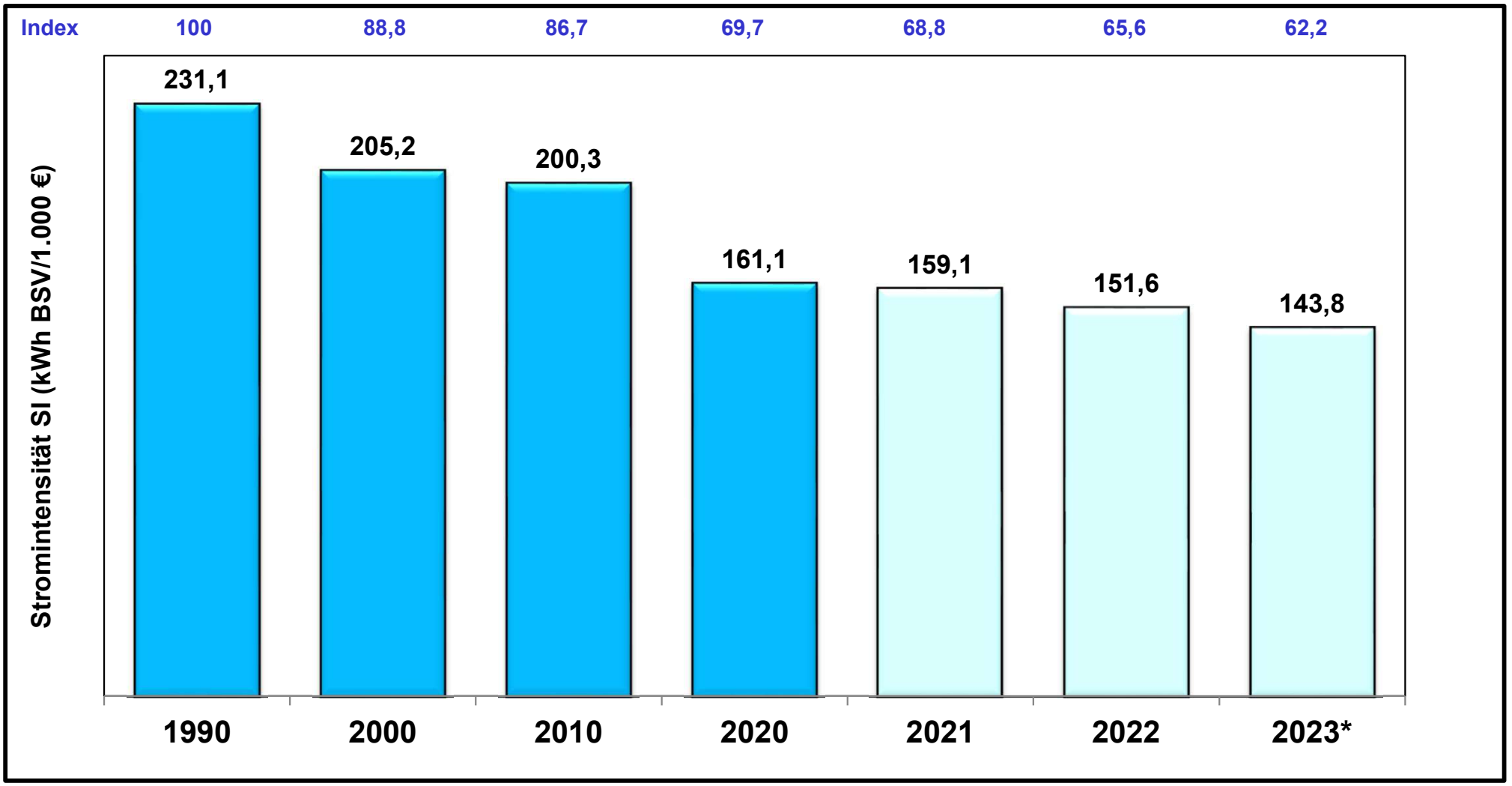
1) dem Niveau der Zeitreihe des realen BIP liegt der Nominalwert in Preisen des Jahres 2020 zugrunde

* Daten 2023 vorläufig, Stand 10/2024 Energieeinheit: 1 TWh = 3,6 PJ Bevölkerung (Jahresmittel) 2023: 84,5 Mio.

Quellen: AGEB - Effizienzindikatoren zur Energiebilanz Deutschland 1990 - 2023, 10/2024; Statistisches Bundesamt 3/2024

Entwicklung Energieeffizienz – Indikator Stromintensität Gesamtwirtschaft SI_W in Deutschland 1990-2023 (2)

Jahr 2023: SI_W = BSV/$BIP_{real\ 2020}$ = 143,8 kWh//1.000 €;
Veränderung 1990/2023 – 37,8%



Grafik Bouse 2024

Verbesserung der Energieeffizienz bei Abnahme der Stromintensität

* Daten 2023 vorläufig, Stand 1o/2024

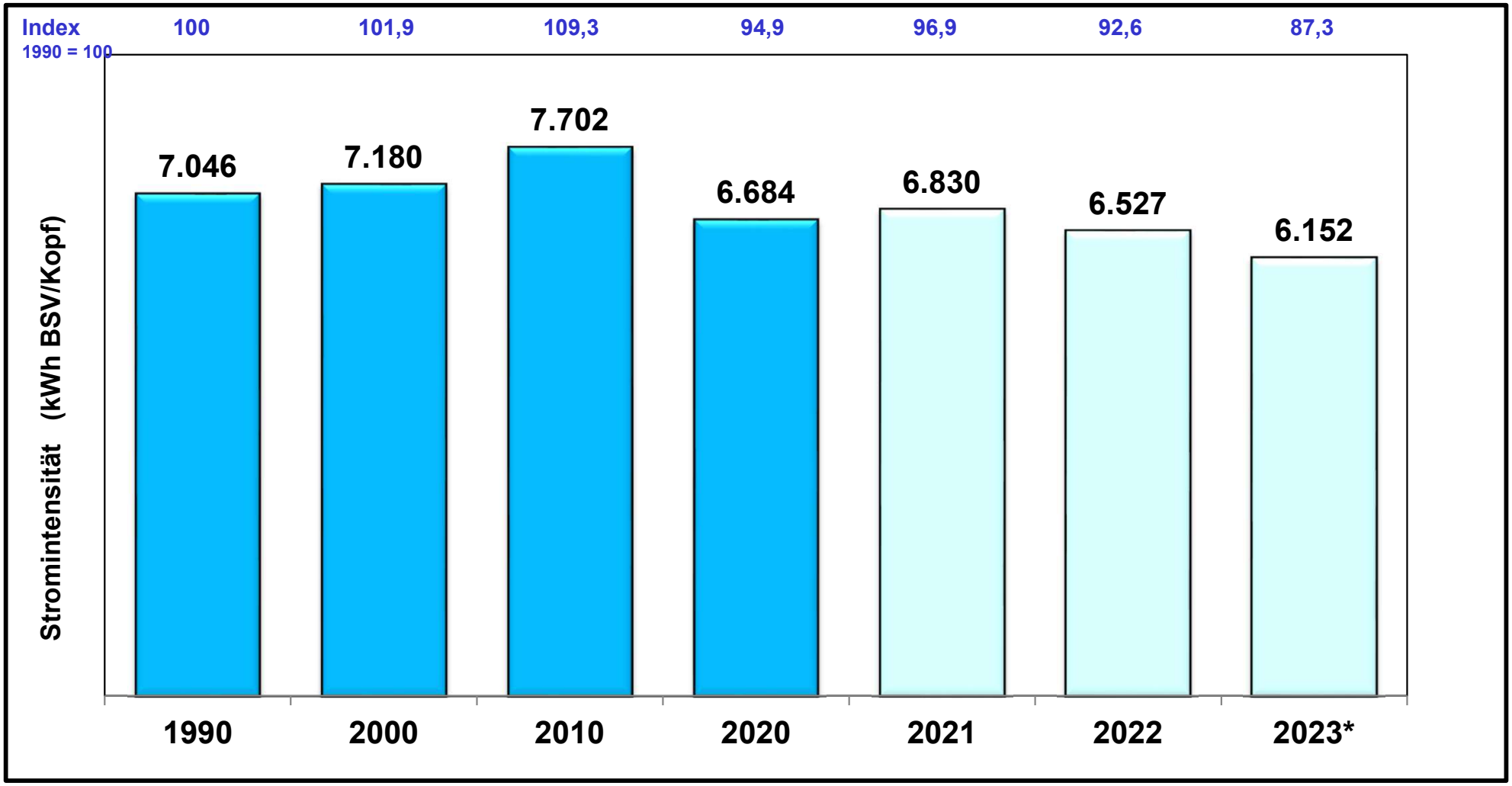
Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2023: 84,5 Mio.

Quellen: AGEB - Effizienzindikatoren zur Energiebilanz Deutschland 1990 - 2023, 10/2024; Statistisches Bundesamt 3/2024

Entwicklung Energieeffizienz – Indikator Stromverbrauch (BSV) je Einwohner in Deutschland 1990-2023 (2)

Jahr 2023: BSV/EW = 6.152 kWh/Kopf

Veränderung 1990/2023 – 12,7%



Grafik Bouse 2024

Verbesserung der Energieeffizienz bei Abnahme des spez. Stromverbrauchs (BSV)

* Daten 2023 vorläufig, Stand 10/2024

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2023: 84,5 Mio.

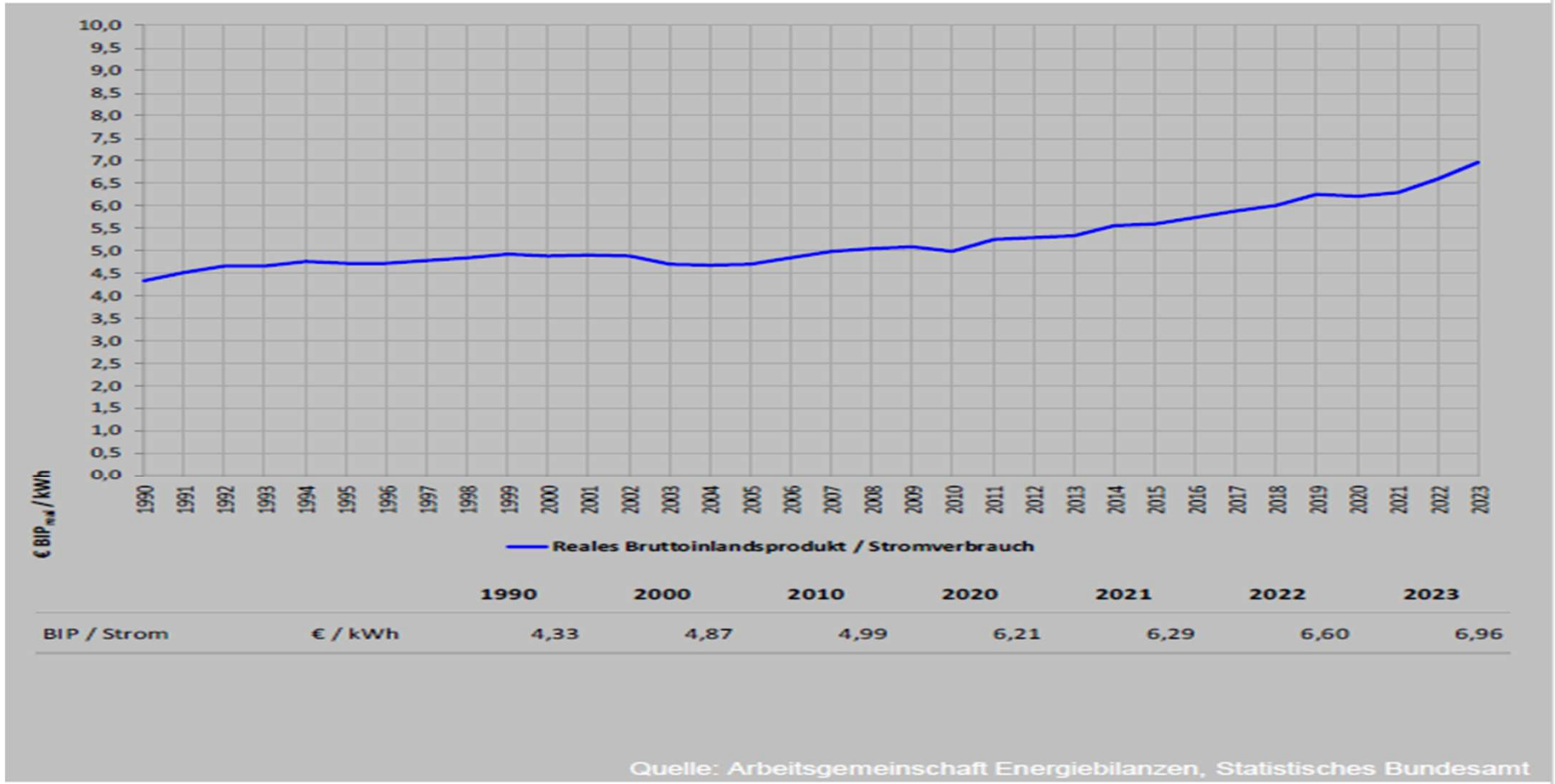
Quellen: AGEB - Effizienzindikatoren zur Energiebilanz Deutschland 1990 - 2023, 10/2024; Statistisches Bundesamt 3/2024

Entwicklung Energieproduktivität – Stromverbrauch in Deutschland 1990-2023 (3)

Energieproduktivität - Stromverbrauch

Reales Bruttoinlandsprodukt[1] je Einheit Bruttostromverbrauch
1990 bis 2023

Jahr 2023: SP = BIP$_{real\ 2020/BSV}$ = 6,96 €/kWh; Veränderung 1990/2023 + 60,7%



		1990	2000	2010	2020	2021	2022	2023
BIP / Strom	€ / kWh	4,33	4,87	4,99	6,21	6,29	6,60	6,96

Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Statistisches Bundesamt

1) dem Niveau der Zeitreihe des realen BIP liegt der Nominalwert in Preisen des Jahres 2020 zugrunde

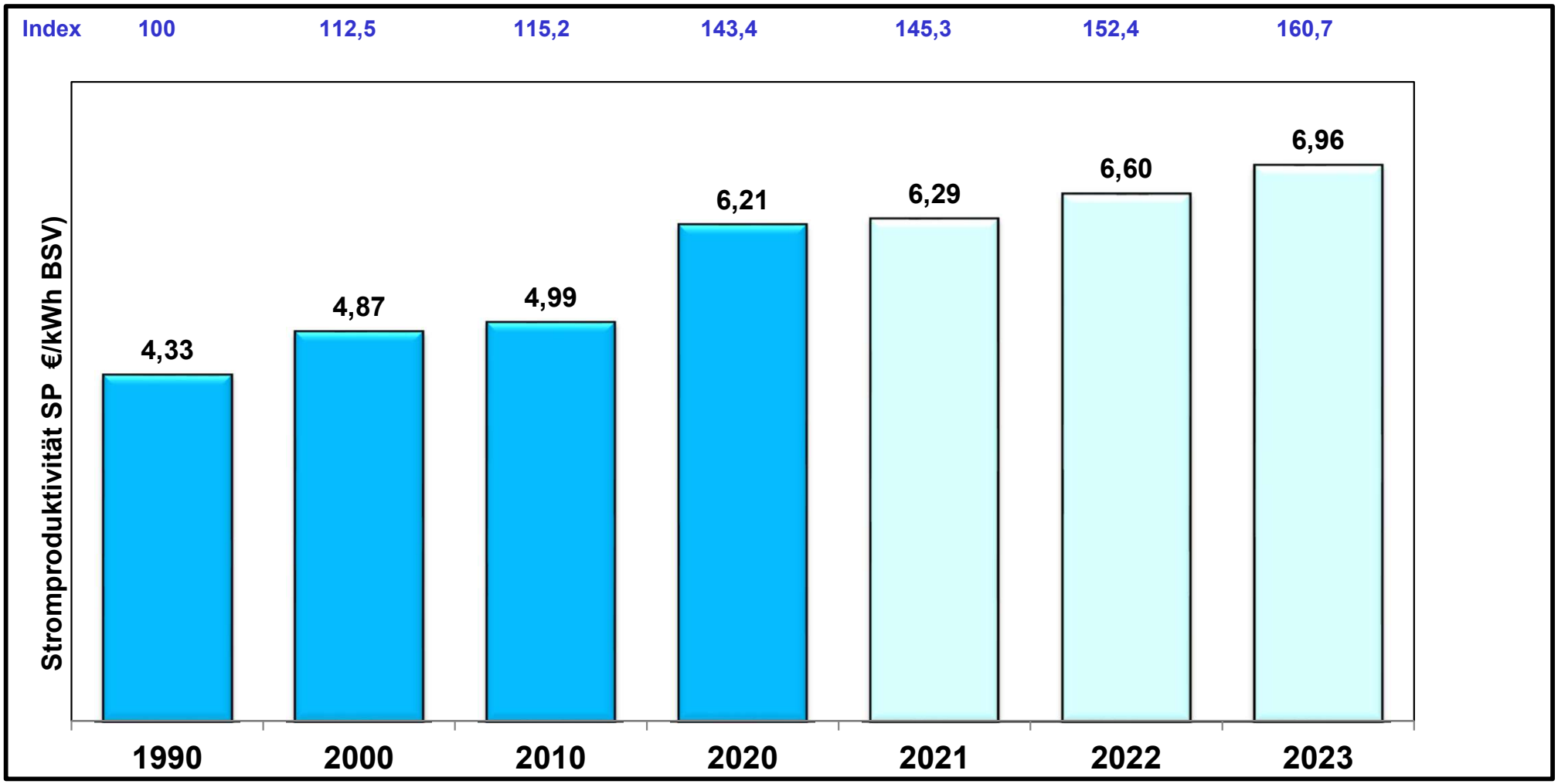
* Daten 2023 vorläufig, Stand 11/2024 Energieeinheit: 1 TWh = 3,6 PJ Bevölkerung (Jahresmittel) 2023: 84,5 Mio.

Quellen: AGEB - Effizienzindikatoren zur Energiebilanz Deutschland 1990 - 2023, 10/2024; Statistisches Bundesamt 3/2024

Entwicklung Energieeffizienz - Indikator Stromproduktivität Gesamtwirtschaft in Deutschland 1990-2023 (4)

Jahr 2023: $SP_W = BIP_{real\ 2020}$ / BSV = 6,96 €/kWh

Veränderung 1990/2023 + 60,7%



Grafik Bouse 2024

Verbesserung der Energieeffizienz bei Zunahme der Energieproduktivität

* Daten 2023 vorläufig, Stand 11/2024

Beispiel 2022 bisher: BIPreal 2015 3.375 Mrd. € / 545 Mrd. kWh = 5,93 €/kWh

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2023: 84,5 Mio.

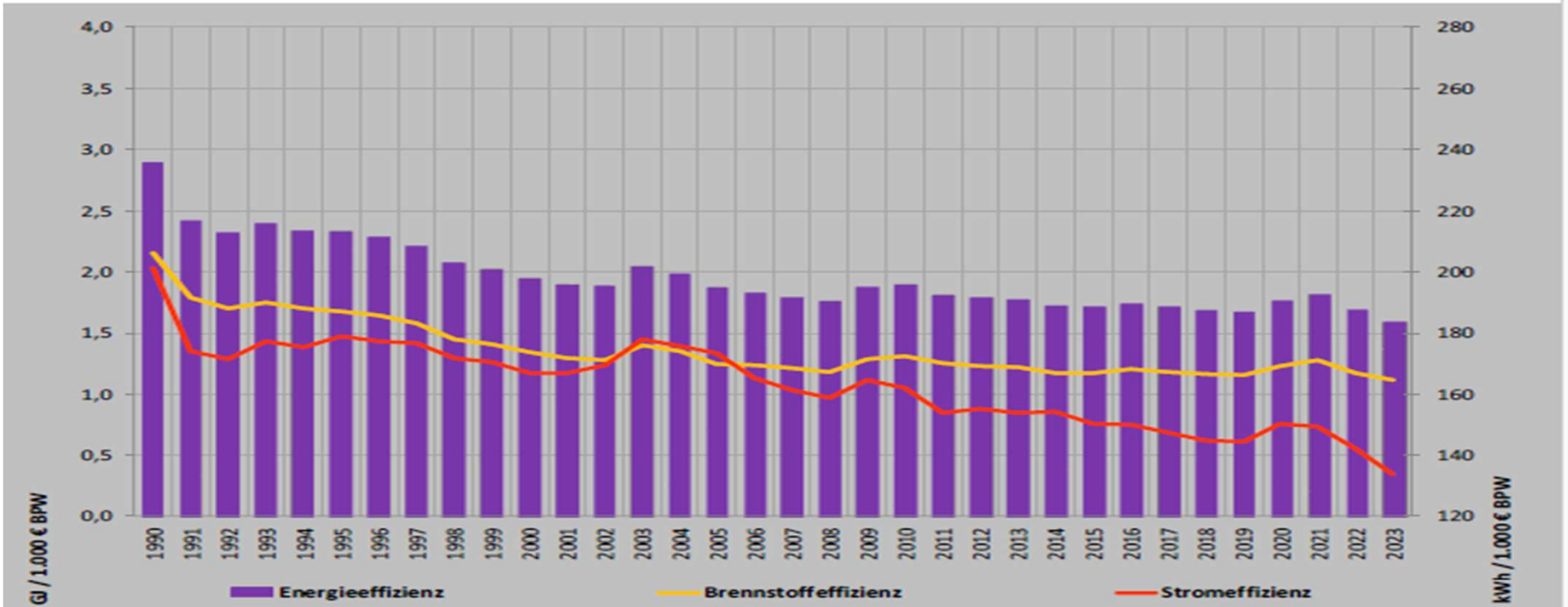
Quellen: AGEB - Effizienzindikatoren zur Energiebilanz Deutschland 1990 - 2023, 10/2024; Stat. Bundesamt 3/2024

Entwicklung Energie- und Stromeffizienz im Sektor Industrie in Deutschland 1990/91-2023, Teil 1 (1)

Energieeffizienz - Industrie

Entwicklung der Energieeffizienz der Industrie je Einheit Bruttoproduktionswert (BPW) 1991 bis 2023

Jahr 2023: Energieeffizienz 1,60 GJ/1.000 € BPW, Stromeffizienz 133,8 kWh/1.000 € BPW



		1990	2000	2010	2020	2021	2022	2023
Energieeffizienz	GJ / 1.000 €	2,89	1,94	1,90	1,77	1,82	1,69	1,60
Brennstoffeffizienz	GJ / 1.000 €	2,16	1,34	1,31	1,23	1,28	1,18	1,12
Stromeffizienz	kWh/1000 €	201,5	167,0	162,0	150,5	149,4	142,3	133,8

Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Statistisches Bundesamt

* Daten 2023 vorläufig, Stand 10/2024

Energieeinheit: 1 TWh = 3,6 PJ

Bevölkerung (Jahresmittel) 2023: 84,5 Mio.

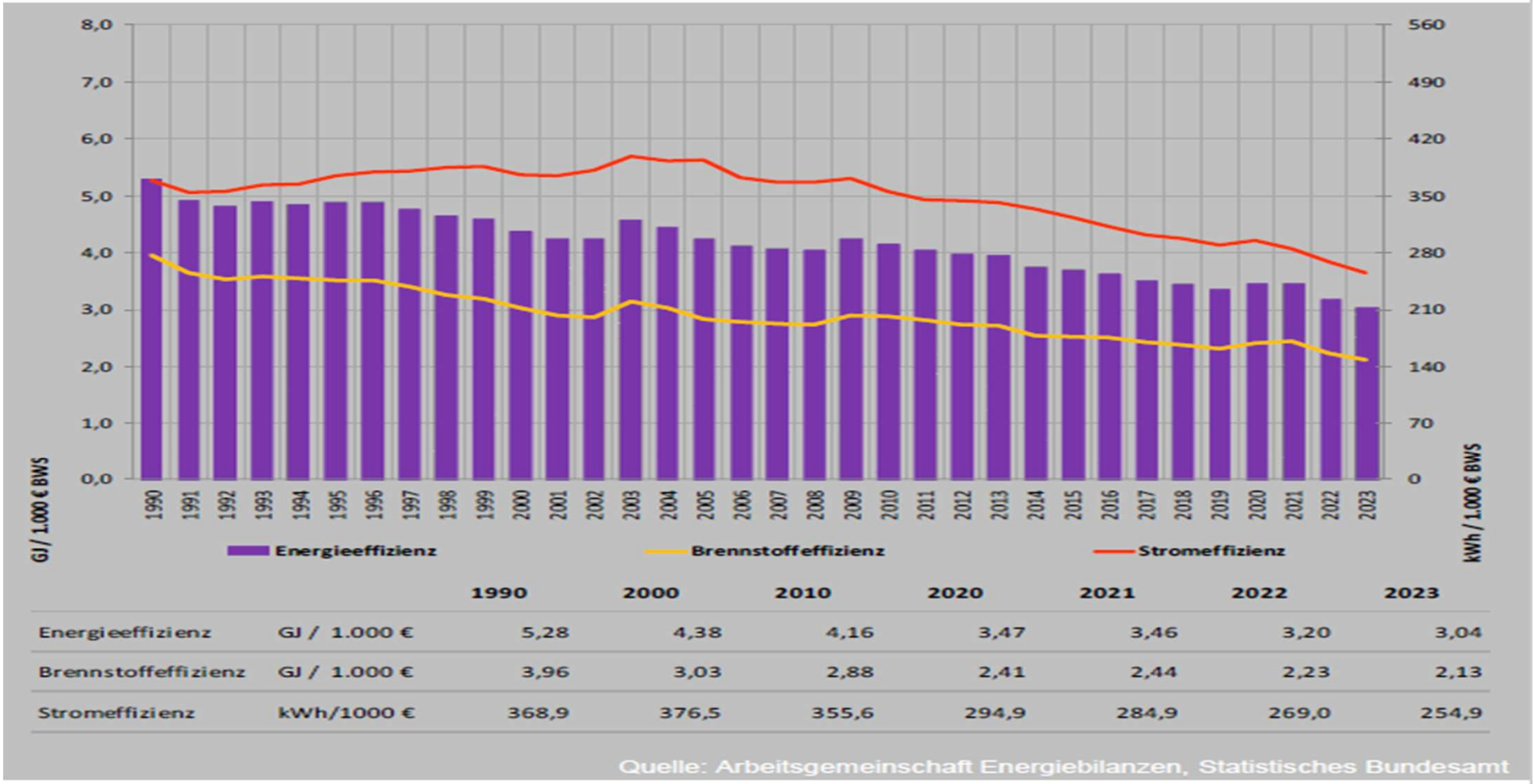
Quellen: AGEB - Effizienzindikatoren zur Energiebilanz Deutschland 1990 - 2023, 10/2024; Stat. BA 3/2024

Entwicklung Energie- und Stromeffizienz im Sektor Industrie in Deutschland 1990/91-2023, Teil 2 (2)

Energieeffizienz - Industrie

Entwicklung der Energieeffizienz der Industrie je Einheit Bruttowertschöpfung (BWS) 1991 bis 2023

Jahr 2023: Energieeffizienz 3,04 GJ/1.000 € BWS, Stromeffizienz 254,9 kWh/1.000 € BWS



		1990	2000	2010	2020	2021	2022	2023
Energieeffizienz	GJ / 1.000 €	5,28	4,38	4,16	3,47	3,46	3,20	3,04
Brennstoffeffizienz	GJ / 1.000 €	3,96	3,03	2,88	2,41	2,44	2,23	2,13
Stromeffizienz	kWh/1000 €	368,9	376,5	355,6	294,9	284,9	269,0	254,9

Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Statistisches Bundesamt

* Daten 2023 vorläufig, Stand 10/2024

Energieeinheit: 1 TWh = 3,6 PJ

Bevölkerung (Jahresmittel) 2023: 84,5 Mio.

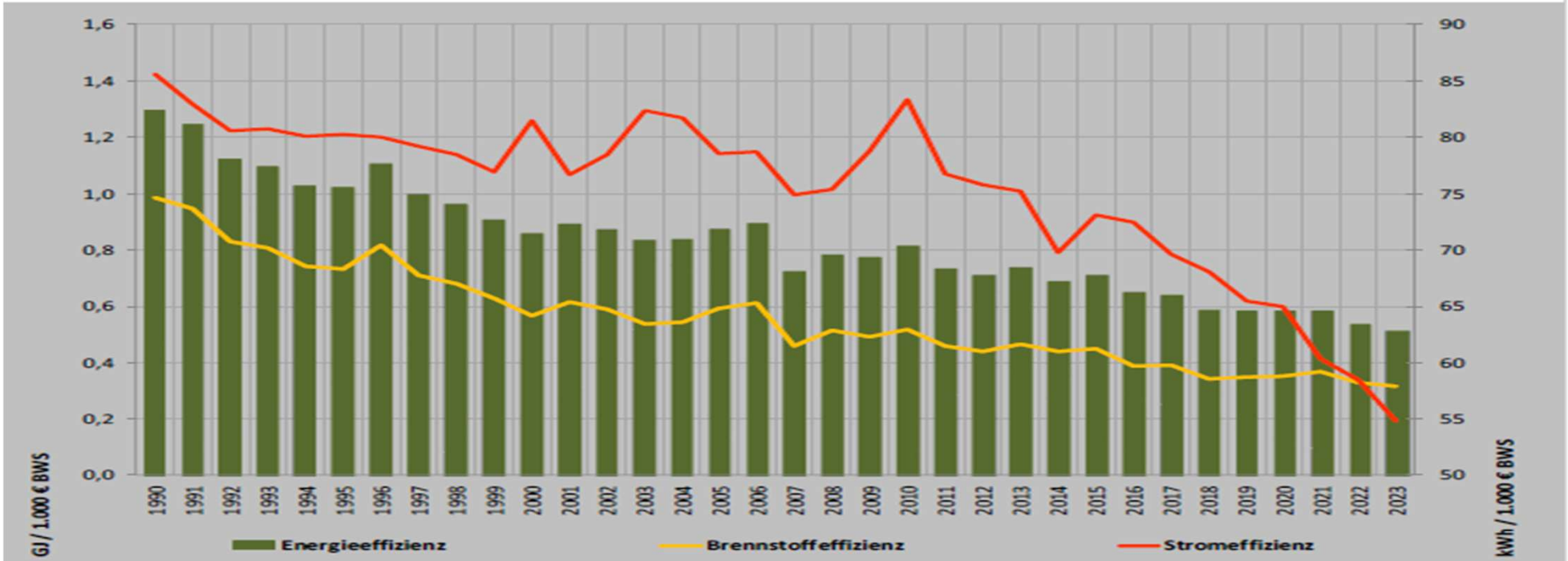
Quellen: AGEB - Effizienzindikatoren zur Energiebilanz Deutschland 1990 - 2023, 10/2024; Stat. BA 3/2024

Entwicklung Energie- und Stromeffizienz im Sektor GHD in Deutschland 1990/91-2023 (3)

Energieeffizienz - GHD

Entwicklung der Energieeffizienz im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) je Einheit reale Bruttowertschöpfung[1] - 1991 bis 2023

Jahr 2023: Energieeffizienz 0,51 GJ/1.000 € BWS,
Stromeffizienz 54,8 kWh/1.000 € BWS



		1990	2000	2010	2020	2021	2022	2023
Energieeffizienz	GJ / 1.000 €	1,30	0,86	0,82	0,59	0,59	0,54	0,51
Brennstoffeffizienz	GJ / 1.000 €	0,99	0,57	0,52	0,35	0,37	0,33	0,32
Stromeffizienz	kWh/1000 €	85,7	81,5	83,4	65,0	60,4	58,5	54,8

Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Statistisches Bundesamt

* Daten 2023 vorläufig, Stand 10/2024

Energieeinheit: 1 TWh = 3,6 PJ

Bevölkerung (Jahresmittel) 2023: 84,5 Mio.

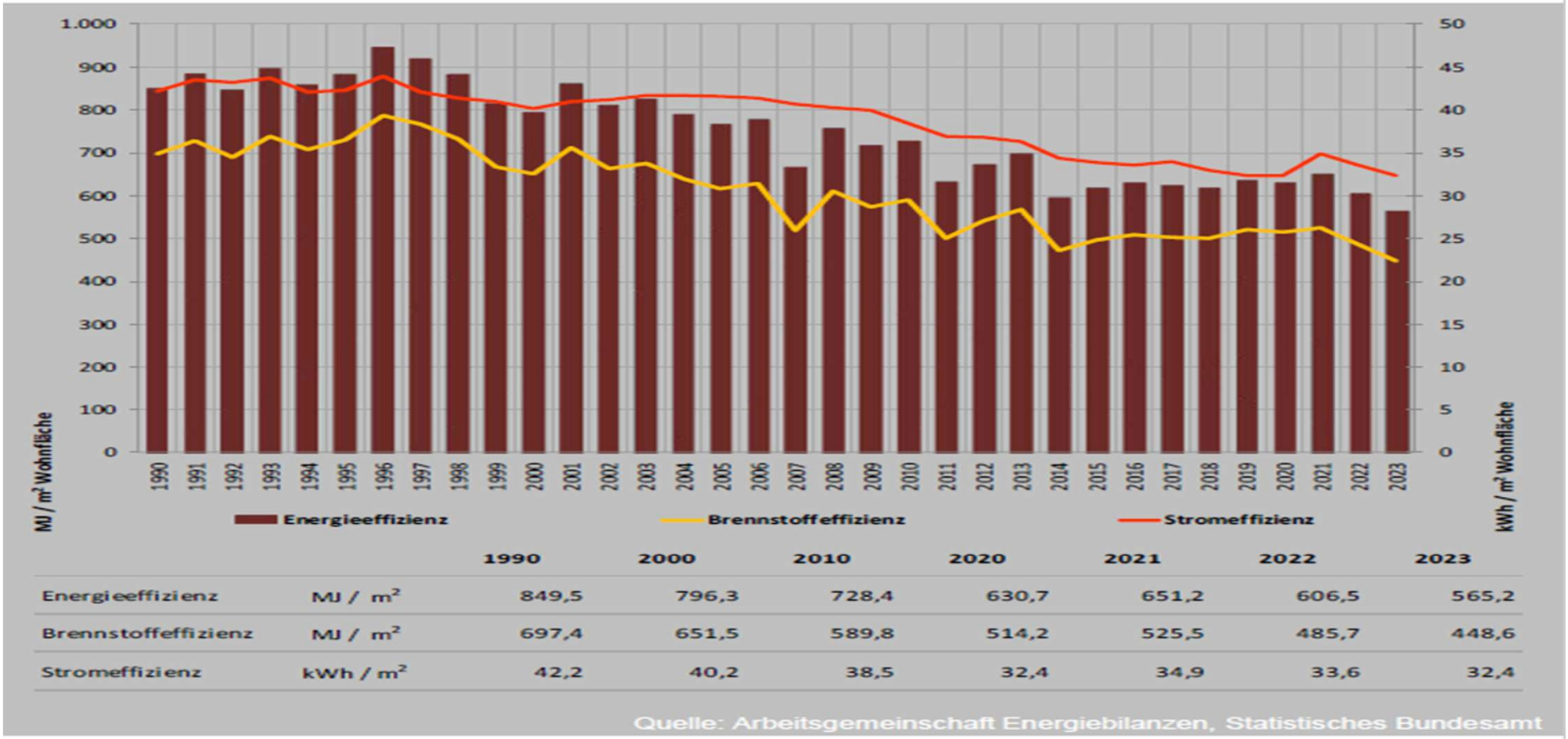
Quellen: AGEB - Effizienzindikatoren zur Energiebilanz Deutschland 1990 - 2023, 10/2024; Stat. BA 3/2024

Entwicklung Energie- und Stromeffizienz im Sektor Private Haushalte in Deutschland 1990-2023 (4)

Energieeffizienz - Private Haushalte

Entwicklung des spezifischen Energieverbrauchs[1] (beobachtet) der privaten Haushalte 1990 bis 2023[2]

Jahr 2023: Energieeffizienz 565,2 GJ/m² Wohnfläche;
Stromeffizienz 32,4 kWh/m² Wohnfläche



		1990	2000	2010	2020	2021	2022	2023
Energieeffizienz	MJ / m²	849,5	796,3	728,4	630,7	651,2	606,5	565,2
Brennstoffeffizienz	MJ / m²	697,4	651,5	589,8	514,2	525,5	485,7	448,6
Stromeffizienz	kWh / m²	42,2	40,2	38,5	32,4	34,9	33,6	32,4

Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Statistisches Bundesamt

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

* Daten 2023 vorläufig, Stand 10/2024

Energieeinheit: 1 TWh = 3,6 PJ

Bevölkerung (Jahresmittel) 2023: 84,5 Mio.

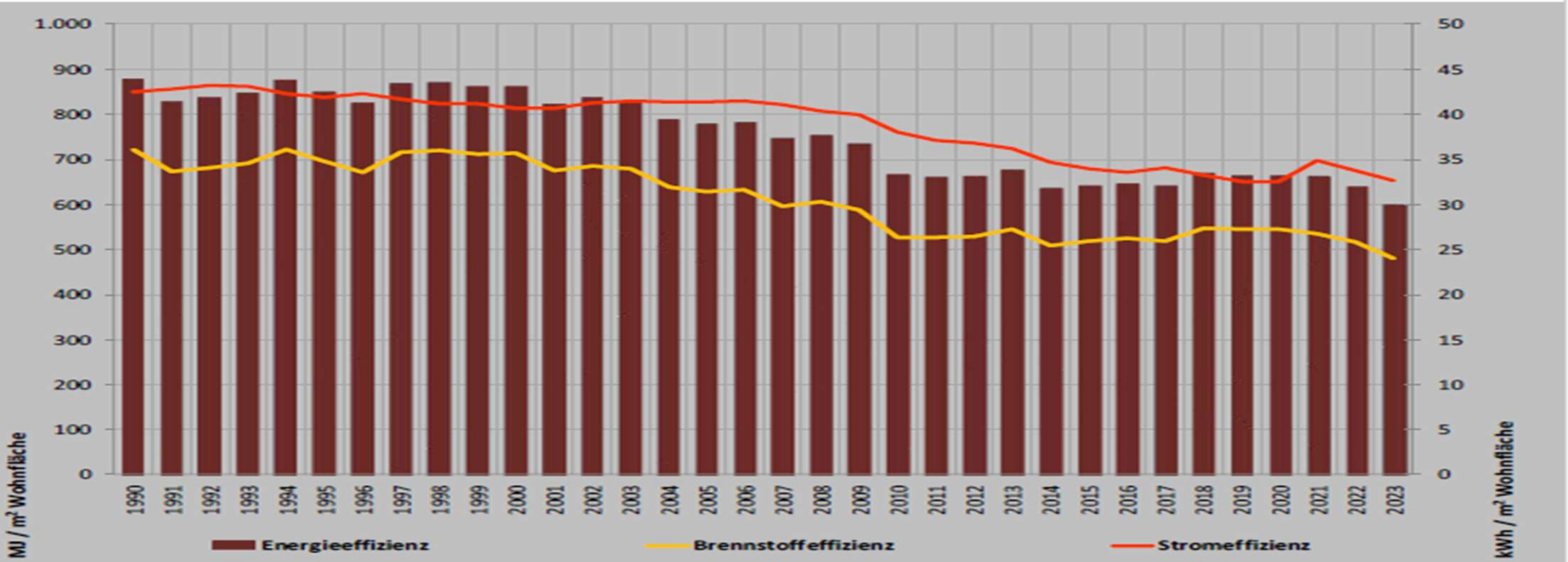
Quellen: AGEB - Effizienzindikatoren zur Energiebilanz Deutschland 1990 - 2023, 10/2024; Stat. BA 3/2024

Entwicklung Energie- und Stromeffizienz im Sektor Private Haushalte in Deutschland 1990-2023 (5)

Energieeffizienz - Private Haushalte

Entwicklung des spezifischen Energieverbrauchs[1] (bereinigt um Temperatur- und Lagerbestandseffekte) der privaten Haushalte - 1990 bis 2023[2]

Jahr 2023: Energieeffizienz 598,1 GJ/m² Wohnfläche;
Stromeffizienz 32,6 kWh/m² Wohnfläche



		1990	2000	2010	2020	2021	2022	2023
Energieeffizienz	MJ / m²	875,9	861,3	664,8	663,9	661,9	639,5	598,1
Brennstoffeffizienz	MJ / m²	722,8	714,8	527,8	546,3	536,3	517,8	480,7
Stromeffizienz	kWh / m²	42,5	40,7	38,1	32,6	34,9	33,8	32,6

Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Statistisches Bundesamt

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

* Daten 2023 vorläufig, Stand 10/2024 Energieeinheit: 1 TWh = 3,6 PJ Bevölkerung (Jahresmittel) 2023: 84,5 Mio.

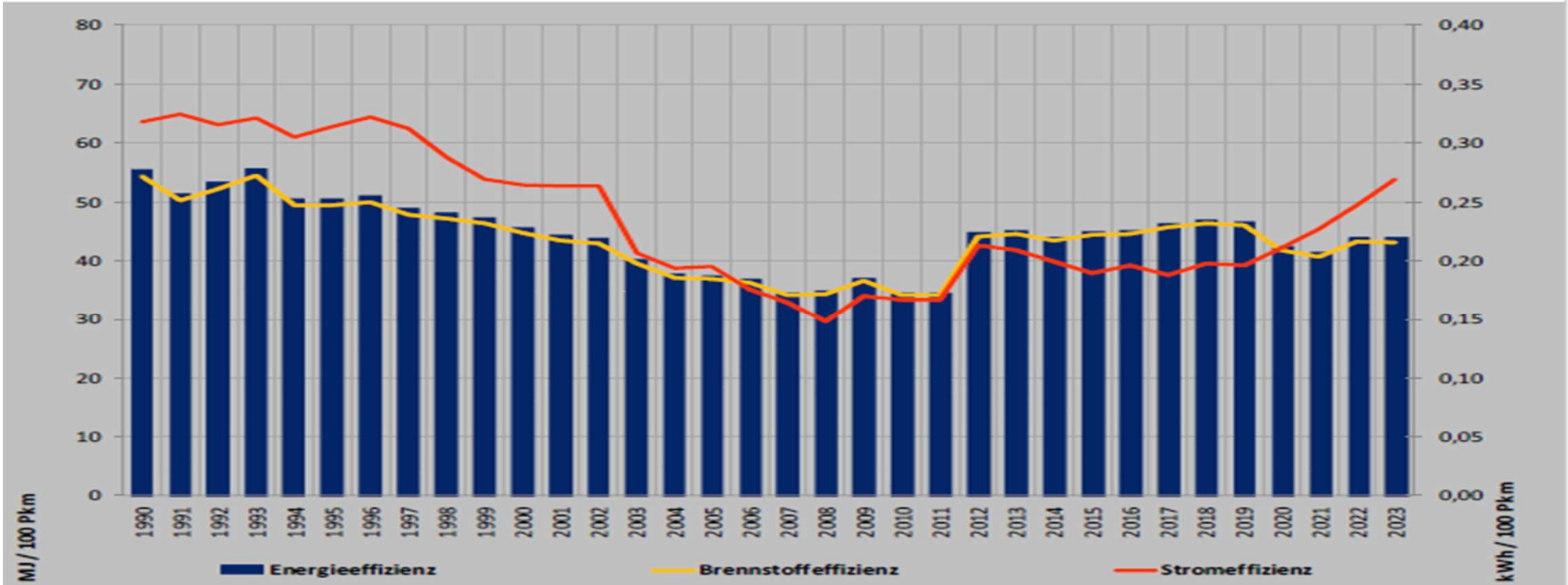
Quellen: AGEB - Effizienzindikatoren zur Energiebilanz Deutschland 1990 - 2023, 10/2024; Stat. BA 3/2024

Entwicklung Energieeffizienz im Sektor Verkehr in Deutschland 1990-2023 (6)

Energieeffizienz - Verkehr

Entwicklung des spezifischen Energieverbrauchs im Personen- und Güterverkehr
1990 bis 2023

Jahr 2023:
Energieeffizienz 44,2 GJ/100 Pkm, Stromeffizienz 0,27 kWh/100 Pkm



		1990	2000	2010	2020	2021	2022	2023
Energieeffizienz	GJ / 100 Pkm	55,4	45,8	34,8	42,6	41,5	44,2	44,2
Brennstoffeffizienz	GJ / 100 Pkm	54,3	44,8	34,2	41,8	40,7	43,3	43,2
Stromeffizienz	kWh/100Pkm	0,32	0,26	0,17	0,21	0,23	0,25	0,27

Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Verkehr in Zahlen

- Ein Tonnenkilometer entspricht 10 Personenkilometer

Quellen: AGEB - Ausgewählte Effizienzindikatoren zur Energiebilanz Deutschland 1990 – 2023, 10/2024

Jahresvolllaststunden beim Einsatz von Energieträgern mit erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung in Deutschland 2017/2020 (1)

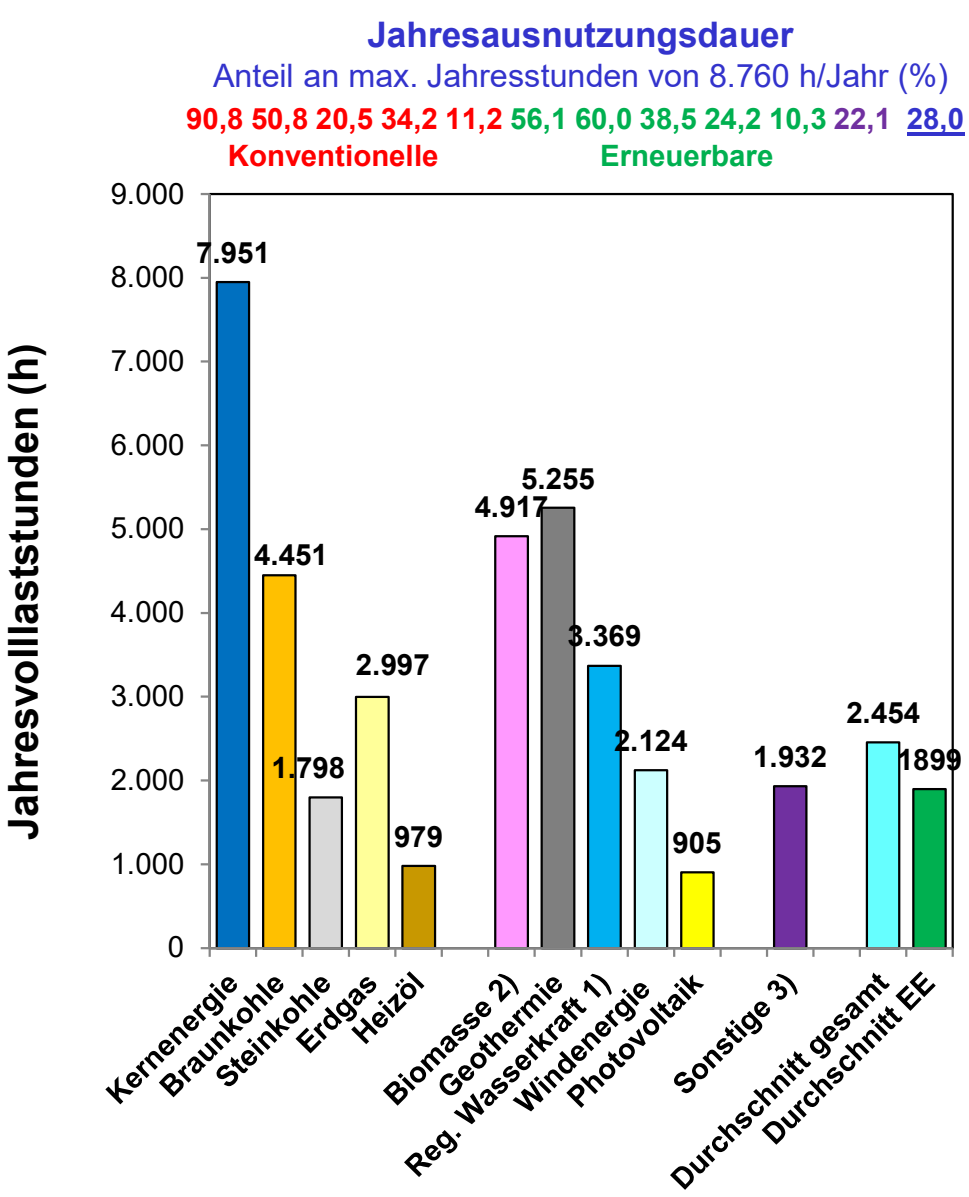
Nr.	Energieträger	Jahr 2020			Jahr 2017			Hinweise
		Brutto-Strom-erzeugung (GWh)	Installierte Leistung (MW)	J-Volllast-Stunden (h/a)	Brutto-Strom-erzeugung (GWh)	Installierte Leistung (MW)	J-Volllast-Stunden (h/a)	
1	Reg. Wasserkraft	18.322	5.438	3.369	20.150	5.605	3.595	
2	Windenergie an Land	104.796	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	Klärgas	1.578	372	4.242	1.460	255	5.725	
10	Deponiegas	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) = Bruttostromerzeugung (GWh x 10^3 / installierte Leistung (MW) = max. 8.760 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.

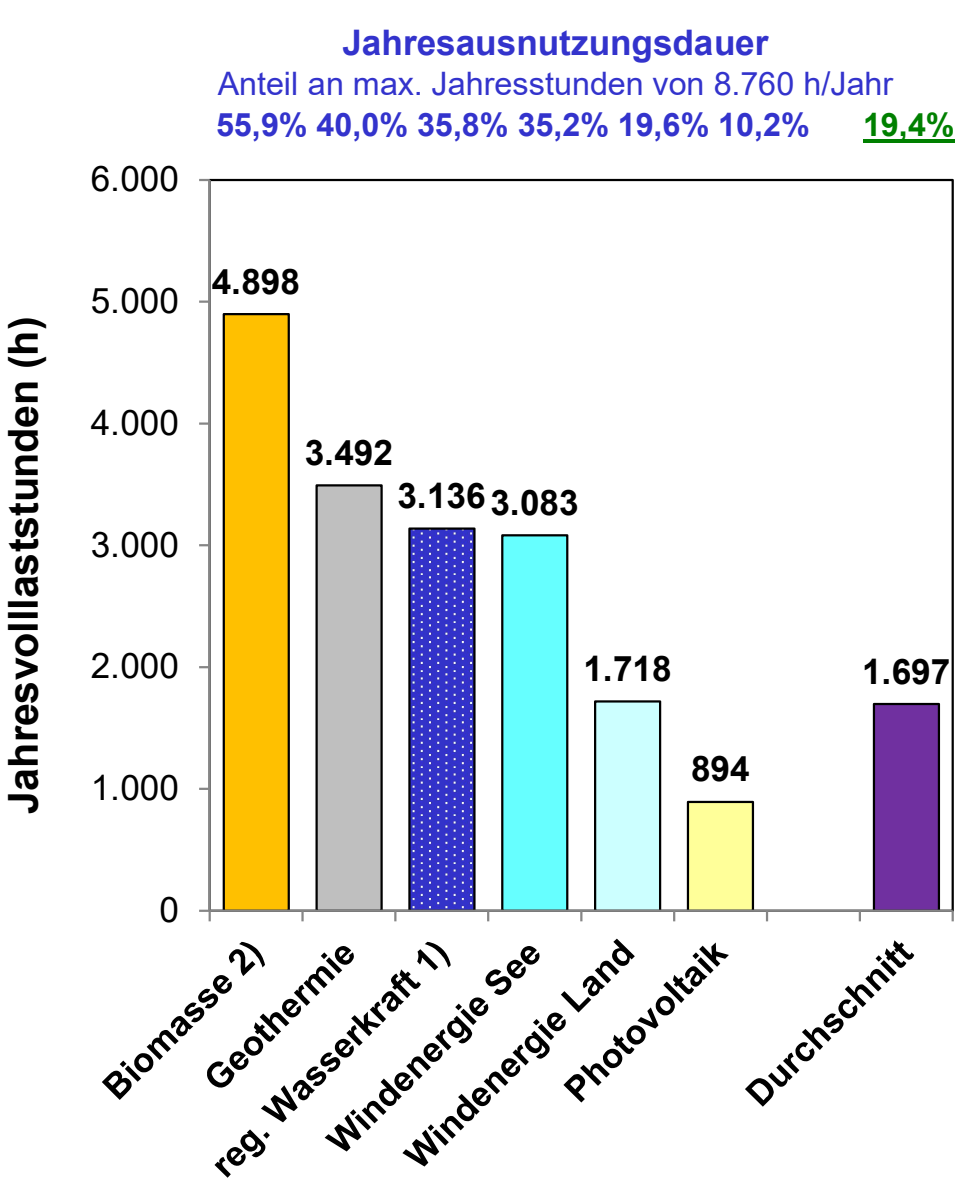
Energie- und Leistungseinheiten: 1 GWh = 1 Mio. kWh; 1 MW = 1.000 kW;

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. Wasserkraft1)	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 10^3 / 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

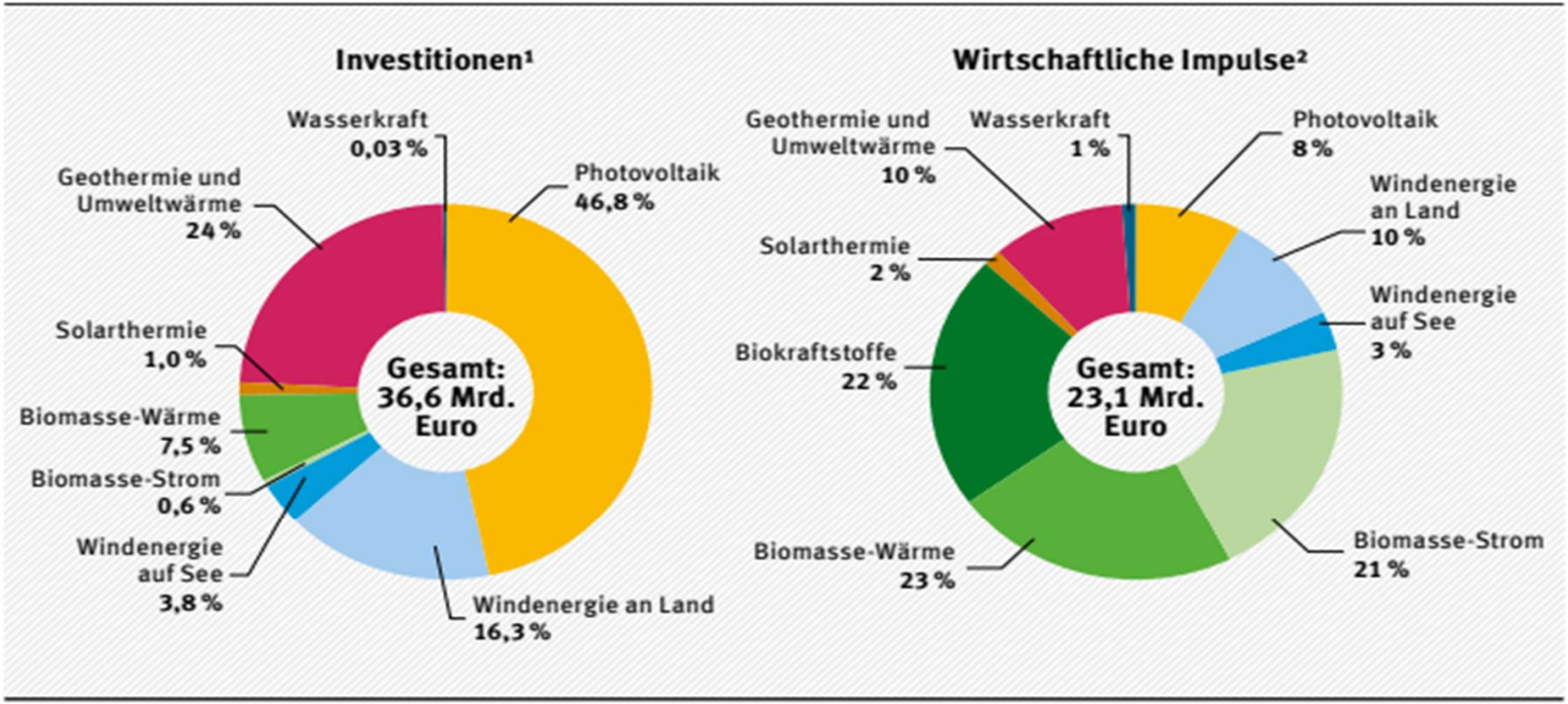
Jahresvolllaststunden 1.697 h/a = 19,4% Anteil an der max. Jahresausnutzungsdauer

Wirtschaftliche Effekte erneuerbarer Energien in Deutschland im Jahr 2023

Investitionen: Gesamt 36,6 Mrd. €;
Wirtschaftliche Impulse: Gesamt 23,1 Mrd. €

Abbildung 11

Wirtschaftliche Effekte erneuerbarer Energien im Jahr 2023



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)

Quelle: UBA & AGEE-Stat - EE in Deutschland 2023, 3/2024

Entwicklung Investitionen in die Errichtung von Erneuerbare Energien-Anlagen in Deutschland 2010-2023 (1)

Jahr 2023: Gesamt 36,6 Mrd. €, Veränderung zum VJ + 64,3%

Tabelle 5

Investitionen in die Errichtung von Erneuerbare-Energien-Anlagen in Deutschland

	Wasser-kraft	Windenergie		Photo-voltaik	Solar-thermie	Geo-thermie & Umwelt-wärme	Biomasse			Gesamt
		an Land	auf See				Strom	Wärme	Kraft-stoffe	
	Millionen Euro									
2010	350	2.110	450	19.580	990	960	2.240	1.210	-	27.890
2011	300	2.860	610	15.860	1.060	990	3.120	1.320	-	26.120
2012	200	3.550	2.440	11.980	950	1.060	790	1.500	-	22.470
2013	130	4.490	4.270	3.380	860	1.090	700	1.560	-	16.480
2014	90	7.060	3.940	1.450	790	1.080	670	1.320	-	16.400
2015	80	5.370	3.680	1.480	800	1.010	220	1.290	-	13.930
2016	60	6.910	3.370	1.570	700	1.210	270	1.230	-	15.320
2017	60	7.450	3.400	1.660	540	1.320	280	1.230	-	15.940
2018	120	3.390	4.100	2.580	490	1.520	390	1.240	-	13.830
2019	110	1.650	2.130	3.370	440	1.410	350	1.260	-	10.720
2020	100	2.190	80	4.840	530	1.920	320	1.940	-	11.920
2021	70	2.990	290	5.220	550	2.530	250	2.730	-	14.630
2022	70	3.830	1.250	7.940	690	4.570	210	3.710	-	22.270
2023	**10**	**5.960**	**1.380**	**17.140**	**370**	**8.770**	**220**	**2.750**	**-**	**36.600**

Quelle: Eigene Berechnung des Zentrums für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung (ZSW), Stand: Februar 2024

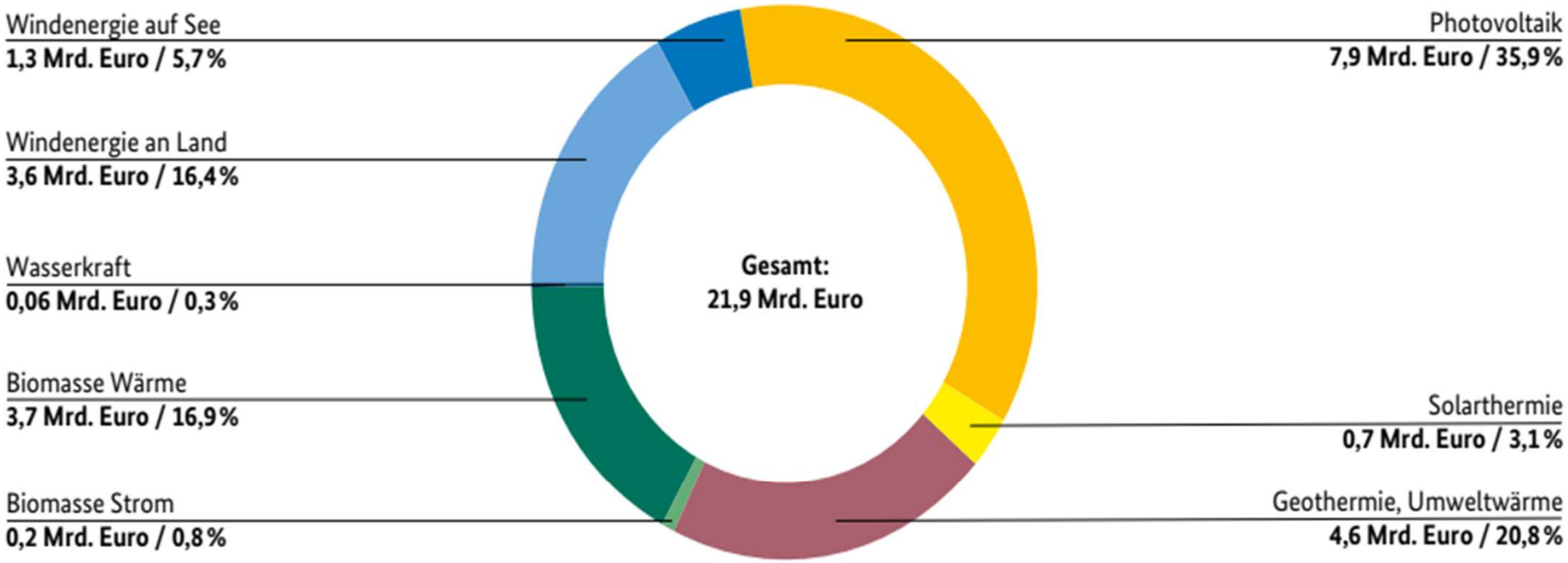
Quelle: UBA & AGEE-Stat - EE in Deutschland 2022, 3/2024

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 dem Betrieb von Erneuerbare-Energien-Anlagen in Deutschland 2010-2023 (1)

Jahr 2023: Gesamt 23,1 Mrd. €., Veränderung zum VJ – 3,3%

Tabelle 6

Wirtschaftliche Impulse aus dem Betrieb von Erneuerbare-Energien-Anlagen in Deutschland

	Wasser-kraft	Windenergie		Photo-voltaik	Solar-thermie	Geo-thermie & Umwelt-wärme	Biomasse			Gesamt
		an Land	auf See				Strom	Wärme	Kraft-stoffe	
	Millionen Euro									
2010	170	970	20	770	170	620	2.880	2.880	2.920	11.400
2011	190	1.060	30	1.040	190	730	3.320	2.870	3.690	13.120
2012	190	1.200	60	1.250	210	820	4.080	3.120	3.720	14.650
2013	200	1.360	130	1.360	230	900	4.200	3.320	3.050	14.750
2014	200	1.550	210	1.400	240	980	4.500	3.030	2.640	14.750
2015	200	1.730	280	1.420	260	1.060	4.650	3.180	2.440	15.220
2016	210	1.890	350	1.440	270	1.140	4.640	3.360	2.560	15.860
2017	210	2.080	420	1.470	290	1.230	4.670	3.390	2.710	16.470
2018	210	2.230	500	1.500	300	1.340	4.670	3.340	2.700	16.790
2019	220	2.300	560	1.540	310	1.450	4.780	3.350	2.830	17.340
2020	230	2.310	600	1.600	320	1.580	4.830	3.370	3.540	18.380
2021	230	2.310	620	1.670	330	1.750	4.600	3.830	4.980	20.320
2022	230	2.300	650	1.760	340	2.010	4.750	5.120	6.730	23.890
2023	**240**	**2.280**	**750**	**1.940**	**350**	**2.410**	**4.890**	**5.190**	**5.050**	**23.100**

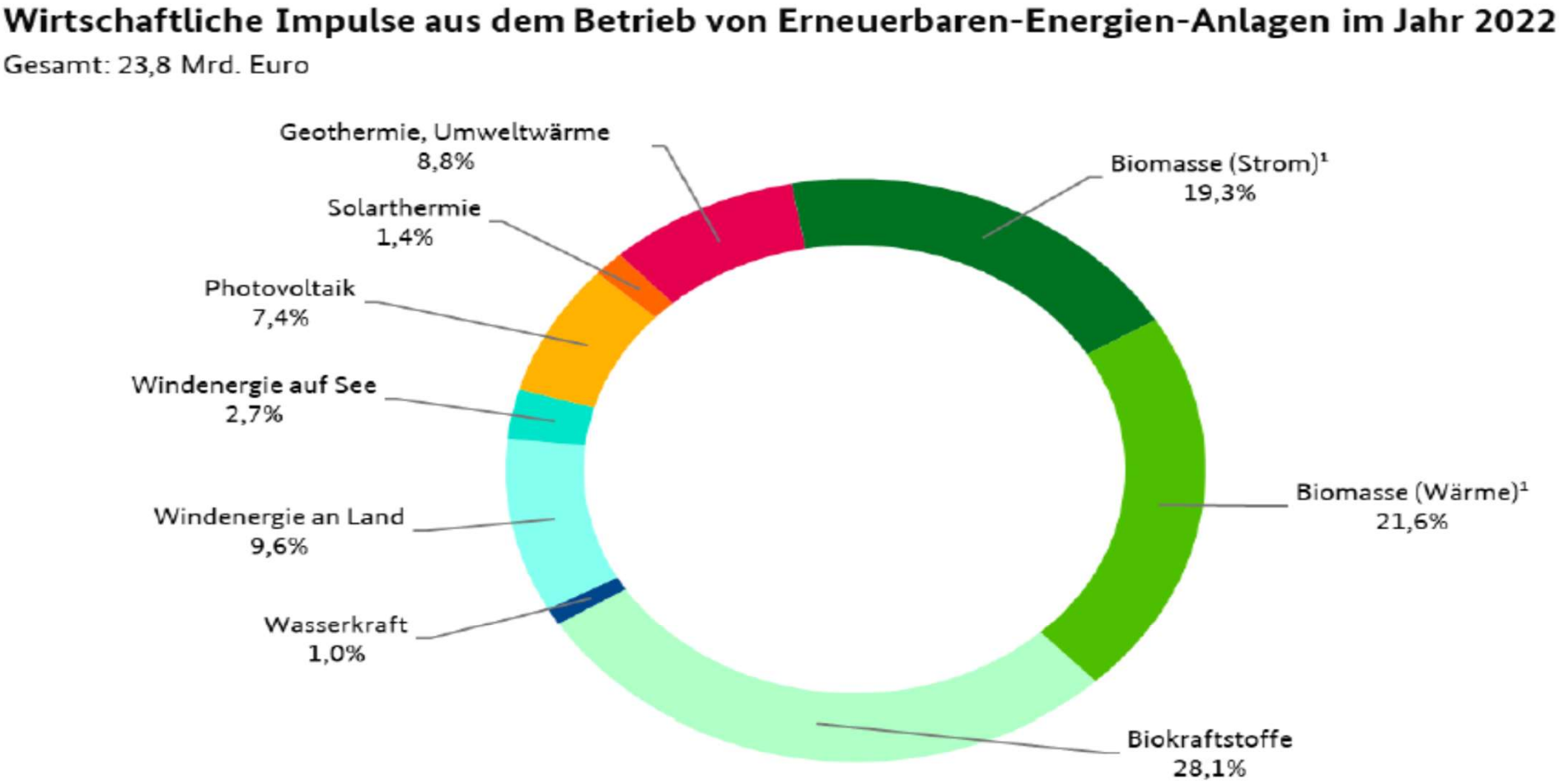
Quelle: Eigene Berechnung des Zentrums für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung (ZSW), Stand: Februar 2024

Quelle: UBA & AGEE-Stat - EE in Deutschland 2023, 3/2024

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%)

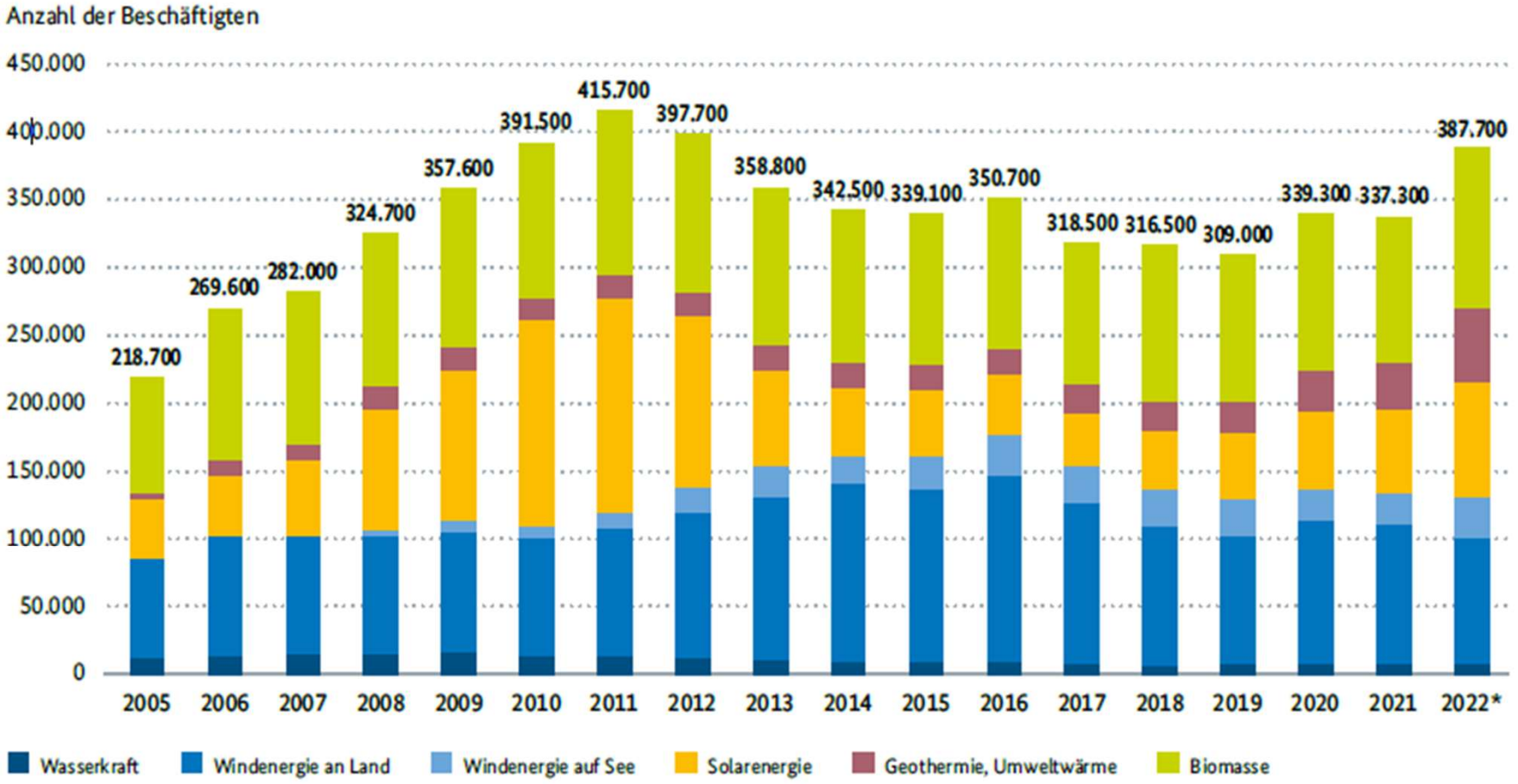


Quellen: BMWI - Erneuerbare Energien in Deutschland im Jahr 2020, Grafiken 2/2021 aus www.erneuerbare-energien.de

Entwicklung Bruttobeschäftigte durch erneuerbaren Energien-Anlagen nach Technologien in Deutschland 2005-2022 (1)

Jahr 2022: Gesamt 387.700 Beschäftigte, Veränderung zum VJ + 14,9%

Abbildung 30: Entwicklung der Bruttobeschäftigung durch erneuerbare Energien



*vorläufige Angaben
Quelle: DLR/GWS [14]

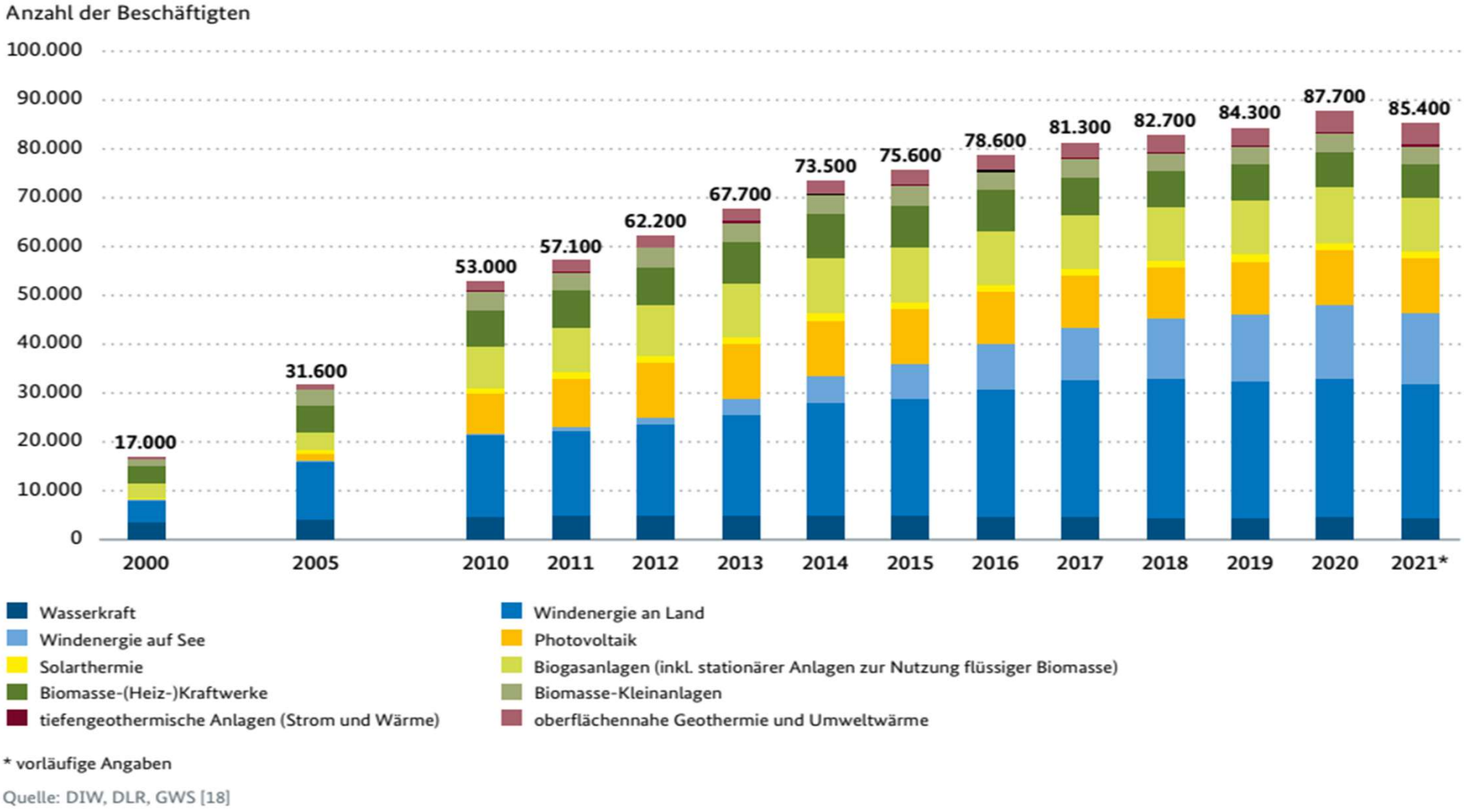
* Daten 2022 vorläufig, Stand 11/2024

Quelle: BMWI – Erneuerbare Energien in Zahlen, Nationale und internationale Entwicklung 2023, S. 49, 11/2023

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



* vorläufige Angaben

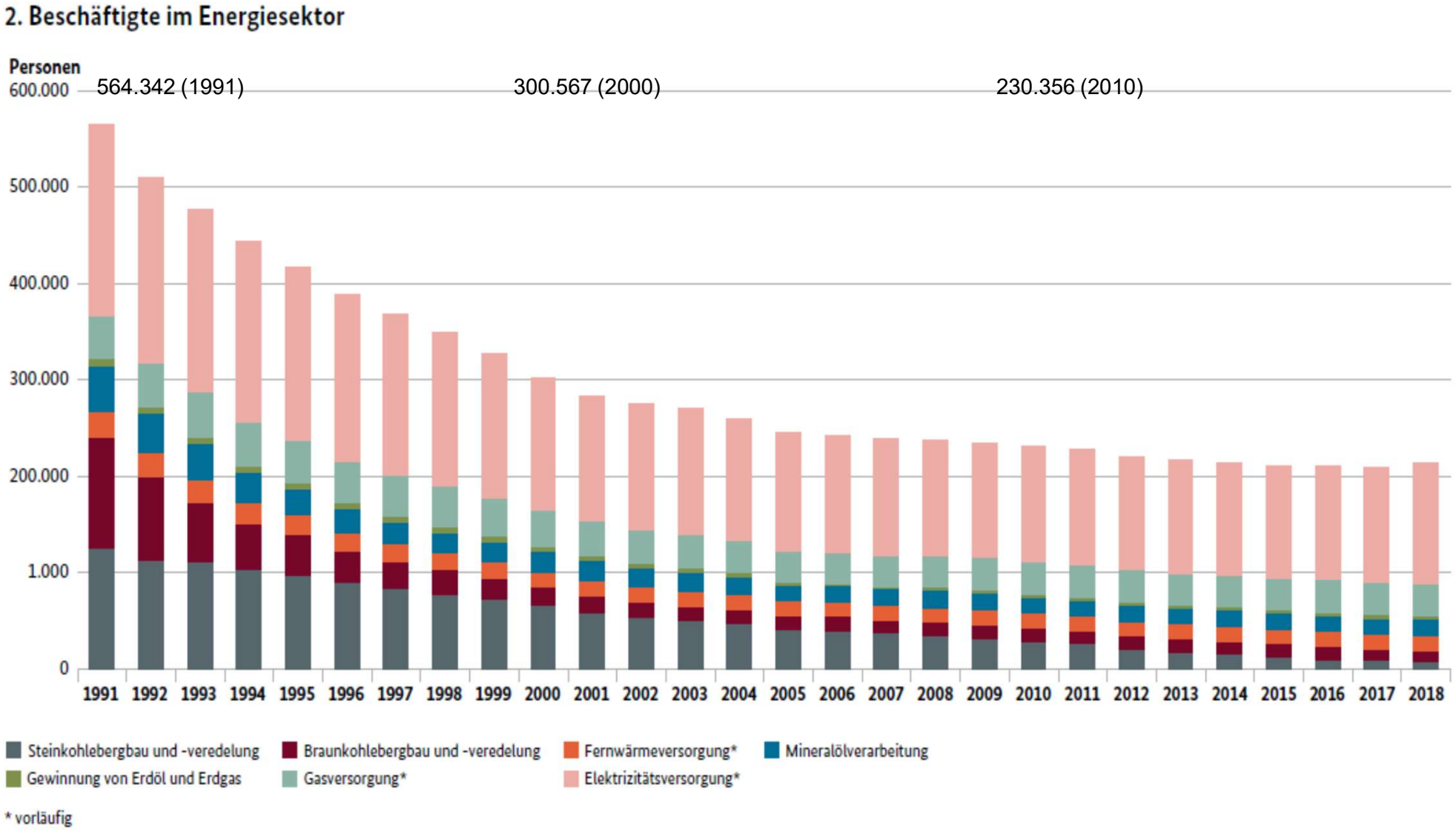
Quelle: DIW, DLR, GWS [18]

Quelle: BMWI – Erneuerbare Energien in Zahlen, Nationale und internationale Entwicklung 2022, S. 53, 10/2023

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%

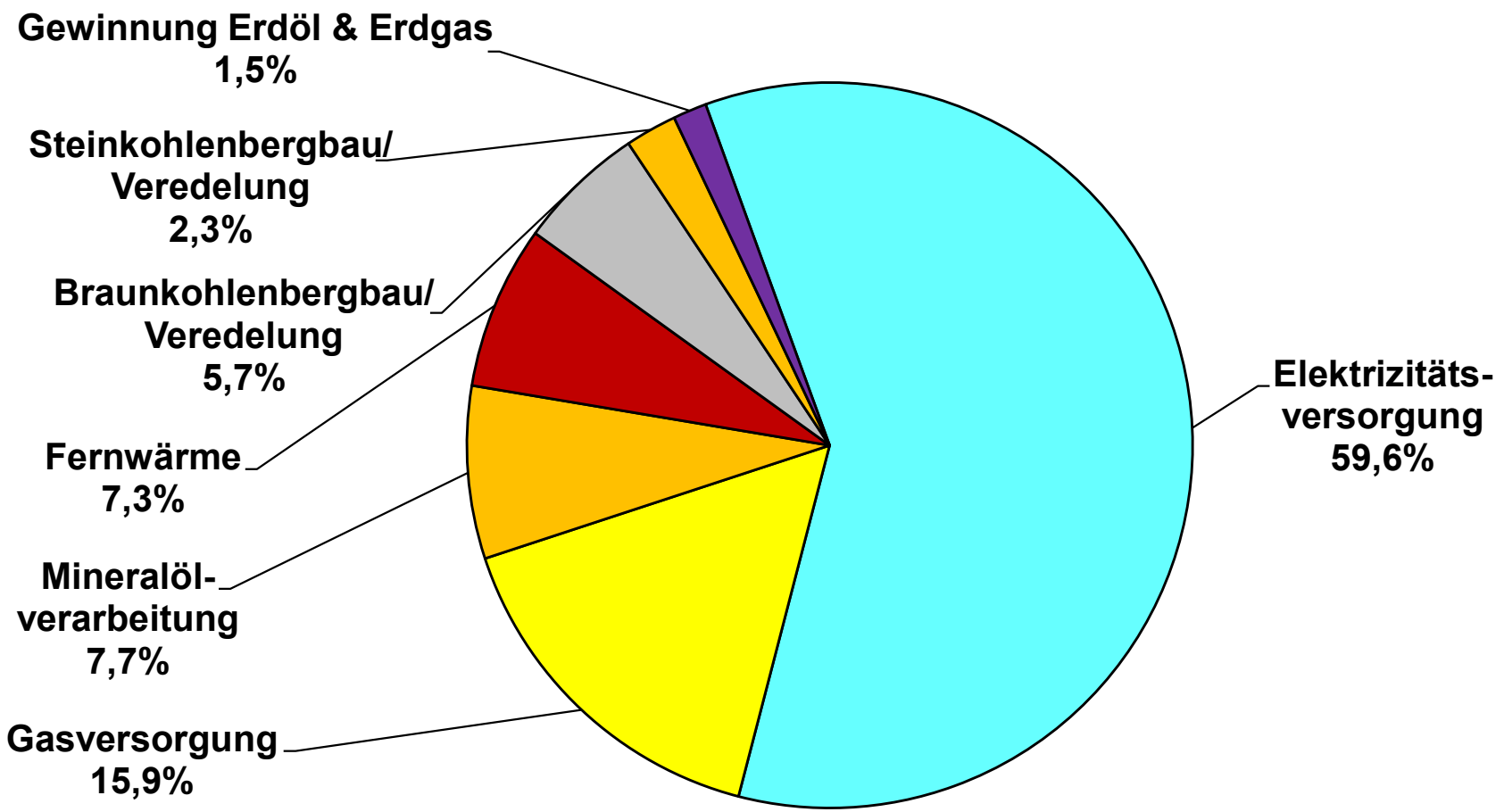
davon Elektrizitätsversorgung (Anteil 59,6%), Veränderung 1991/2018 – 36,8%



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/beschaeftigte-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/beschaeftigte-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%

Quellen: Microsoft Bing –Chat mit GPT-4 1/2024 (KI); Statista 1/2024;

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

Quelle: BMWK – Klimaschutz in Zahlen 2022, S. 14, Stand 7/2022

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) CO_2-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 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.

-65 %

Bis zum Jahr 2030 soll der Ausstoß von Treibhausgasen um mindestens 65 Prozent gegenüber dem Niveau von 1990 gesenkt werden.

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.

Quelle: BMWK - Klimaschutz in Zahlen 2022, S. 15/16, Stand 7/2022

Deutsche Klimapolitik bis 2045 (3)

Der Ausbau erneuerbarer Energien und die Steigerung der Energieeffizienz stärken Deutschlands Energiesicherheit. 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.

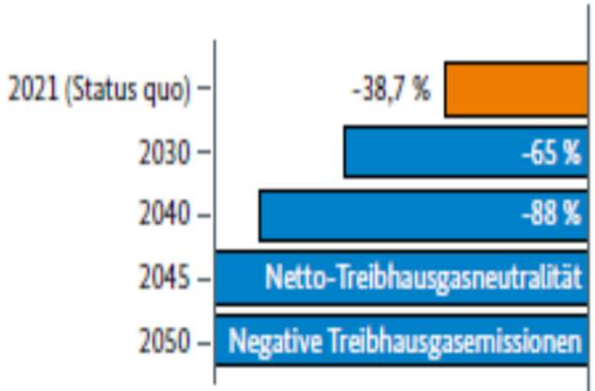
Der öffentlichen Hand kommt bei der Transformation hin zur Treibhausgasneutralität Deutschlands eine besondere Vorbildfunktion zu. So soll in allen größeren öffentlichen Gebäuden ein modernes Energiemanagement baldmöglichst zur Selbstverständlichkeit werden. Ziel ist zudem, die Bundesverwaltung bis 2030 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.

Quelle: BMWK - Klimaschutz in Zahlen 2022, S. 15/16, Stand 7/2022

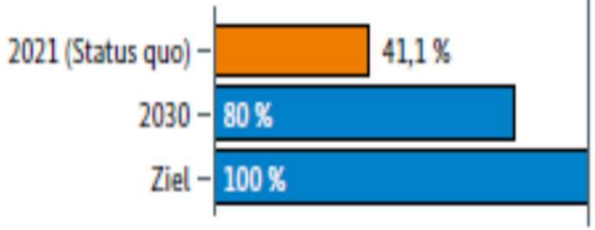
Deutsche Klimapolitik bis 2045 (4)

Abbildung 05: Energie- und Klimaziele der Bundesregierung

Minderung von Treibhausgasemissionen
Gesamtemissionen gegenüber 1990



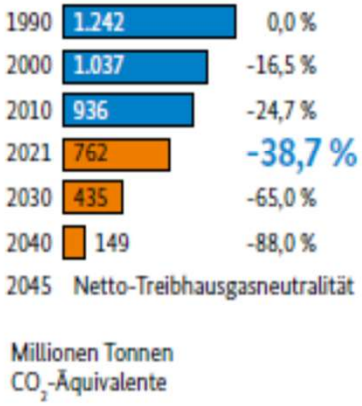
Erneuerbare Energien
Anteil am Bruttostromverbrauch



Quellen: Bundesregierung (2022c), Bundesregierung (2021c), UBA (2022a), UBA (2022b)

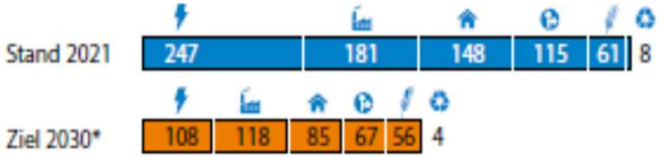
Emissionstrends und -ziele in Deutschland

Minderung der deutschen Treibhausgasemissionen gegenüber 1990:



Millionen Tonnen CO_2-Äquivalente

Deutsche Treibhausgasemissionen nach Sektoren:

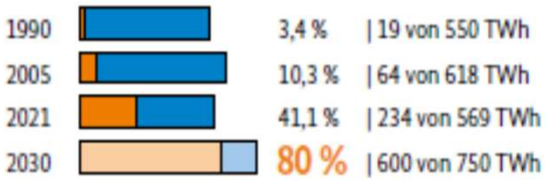


Energiewirtschaft · Industrie · Gebäude · Verkehr · Landwirtschaft · Abfallwirtschaft und Sonstige

*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.

Quelle: BMWK – Klimaschutz in Zahlen 2022, S. 15/16, Stand 7/2022

Treibhausgasemissionen (THG)

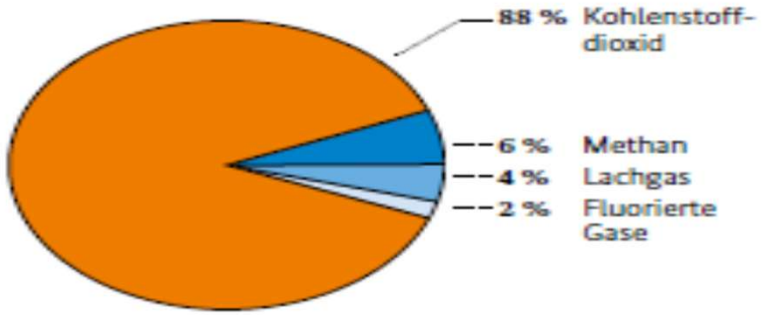
- Gesamte Treibhausgasemissionen
- Energiebedingte Treibhausgasemissionen
- Durch erneuerbare Energien vermiedene Treibhausgasemissionen
- Treibhausgasemissionen und Wirtschaftsleistung
- Wesentliche bisherige Maßnahmen

Treibhausgase und Ihre Entstehung

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.

Abbildung 02: **Anteile der Treibhausgase in Deutschland in CO_2-Äquivalenten (2018)**



Quelle: UBA (2020a)

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 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 Schallschutzscheiben produziert. Sie sind unter anderem aufgrund ihrer enorm langen Verweildauer in der Atmosphäre 100- bis 24.000-mal so klimawirksam wie CO_2.

Quelle: BMWI - Klimaschutz in Zahlen 2020, S. 8, Ausgabe Mai 2020

Übersicht Entwicklung der Treibhausgas(THG)-Emissionen in Deutschland 1990-2023; KSG-Ziele 2030/45

Nr.	Benennung	Ein-heit	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2022	2024	2025*	Ziel 2030	Ziel 2045
1.1	**Treibhausgase** * Gesamt mit L& F	**Mt**	**1.223**	**1.092**	**1.009**	**980**	**923**	879						
	(Index =100)		100	89,6	82,7	80,7	76,1	72,7						
1.2	**Treibhausgase** ** Gesamt ohne L&F	**Mt**	**1.251**	**1.123**	**1.045**	**993**	**942**	906	739	760	746	656	**449**	
	(Index =100)		100	89,6	83,4	79,7	77,0	72,5	59,2	38,7	40,4	47,6	35	65
1.3	**Treibhausgase Energiebedingt**	**Mt**	**1.037**	**918**	**870**	**832**	**802**	767						
	(Index 1990=100)		100	88,6	84,2	80,5	77,7	73,5						
2.1	**CO_2-Emissionen** Gesamt	**Mt**	**1.022**	**907**	**863**	**851**	**811**	766						
	(Index =100)		100	88,7	84,4	83,7	79,4	75,0						
2.2	**CO_2-Emissionen Energiebedingt**	**Mt**	**989**	**881**	**839**	**811**	**784**	749						
	(Index =100)		100	89,0	84,9	82,0	79,3	75,9						
3.1	**Anteil CO_2 Gesamt THG** [1)]	**%**	**81,4**	**80,7**	**82,6**	**85,7**	**86,1**	84,5						
3.2	**Anteil CO_2 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 CO_2 Äquivalent (LULUCF)

*** Basisjahr (BJ) ist **1990** für CO_2, CH_4, N_2O und schließt **1995** für HFC, PFC, SF6 mit ein!

1) Anteil CO_2 gesamt (Pos. 3.1) = Pos. 2.1 / Pos. 1.2 und Anteil CO_2 energiebedingt (Pos 3.2) = Pos. 2.2 / Pos. 1.2

Ziel der Bundesregierung 2020/30:- 40%/-65% gegenüber 1990 = 749 /438 Mio. t CO_2 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

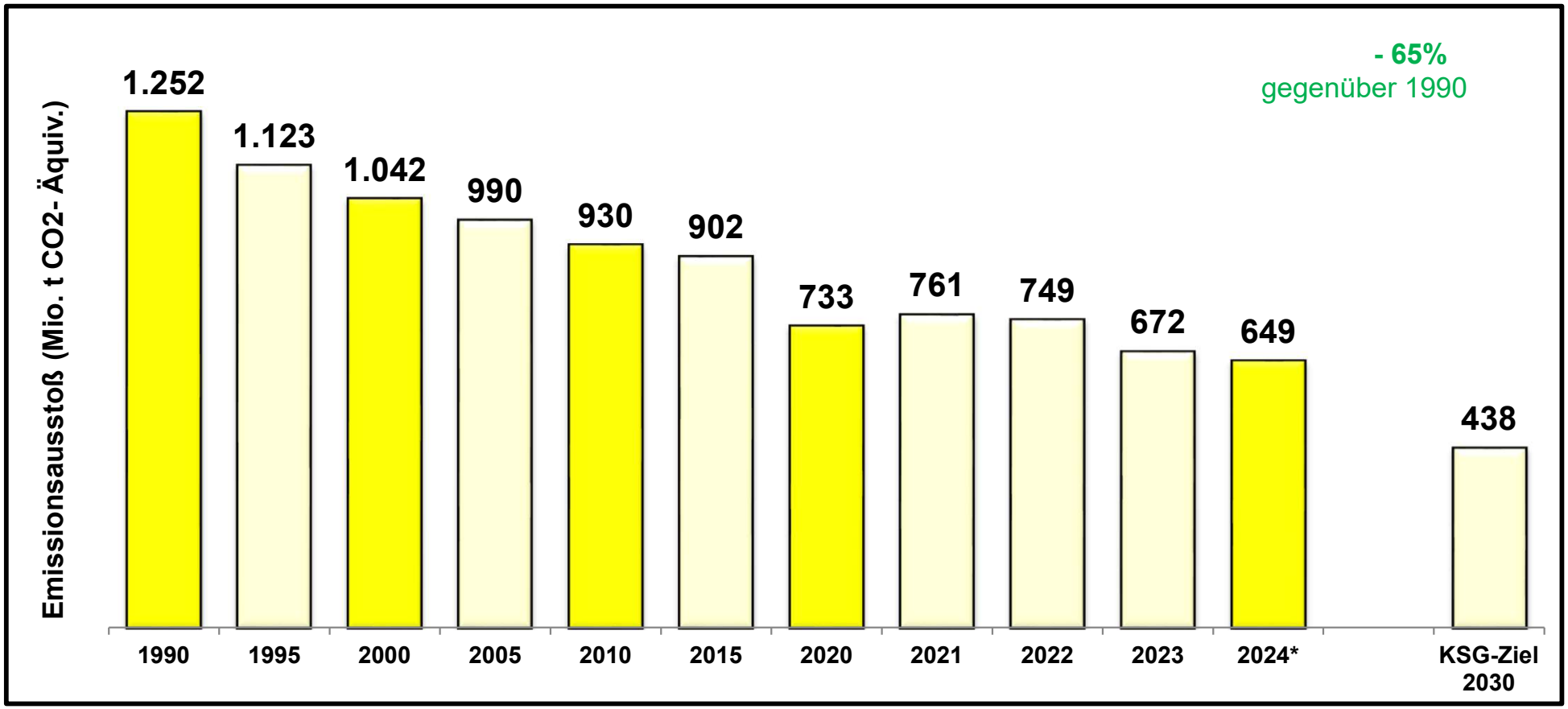
Quellen: Umweltbundesamt (UBA) aus BMWI –Energiedaten gesamt, Tab. 8a/9/10, 3/2021; UBA Climate Change Nationaler Inventarbericht Deutschland 1990-2021, 5/2022
BMWI: Die Energie der Zukunft, 8. Monitoring-Bericht zur Energiewende, Energie der Zukunft, 1/2021; UBA 3/2021, Agora Energiewende 1/2022, BMWK 7/2022

Entwicklung der Treibhausgas-Emissionen (THG) ohne LULUCF in Deutschland 1990-2024, KSG-Ziel 2030 (1)

Jahr 2024: Gesamt 674 Mio. t CO_2-Äquivalent; Veränderung 1990/2024 – 48,2%*

7,6 t CO_2-Äquivalent/Kopf

ohne CO_2 aus Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (LULUCF)



Grafik Bouse 2025

* Daten 2024 vorläufig, Stand 3/2025 Ziel der Bundesregierung nach Novelle Klimaschutzgesetz (KSG) für Jahr 2030 Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2024: 85,0 Mio.

Die Emissionen des **Basisjahres** setzen sich zusammen mit CO_2, CH_4, N_2O **aus 1990** und 4 F-Gase HFCs, PFCs, SF_6 und NF_3 **aus 1995**.

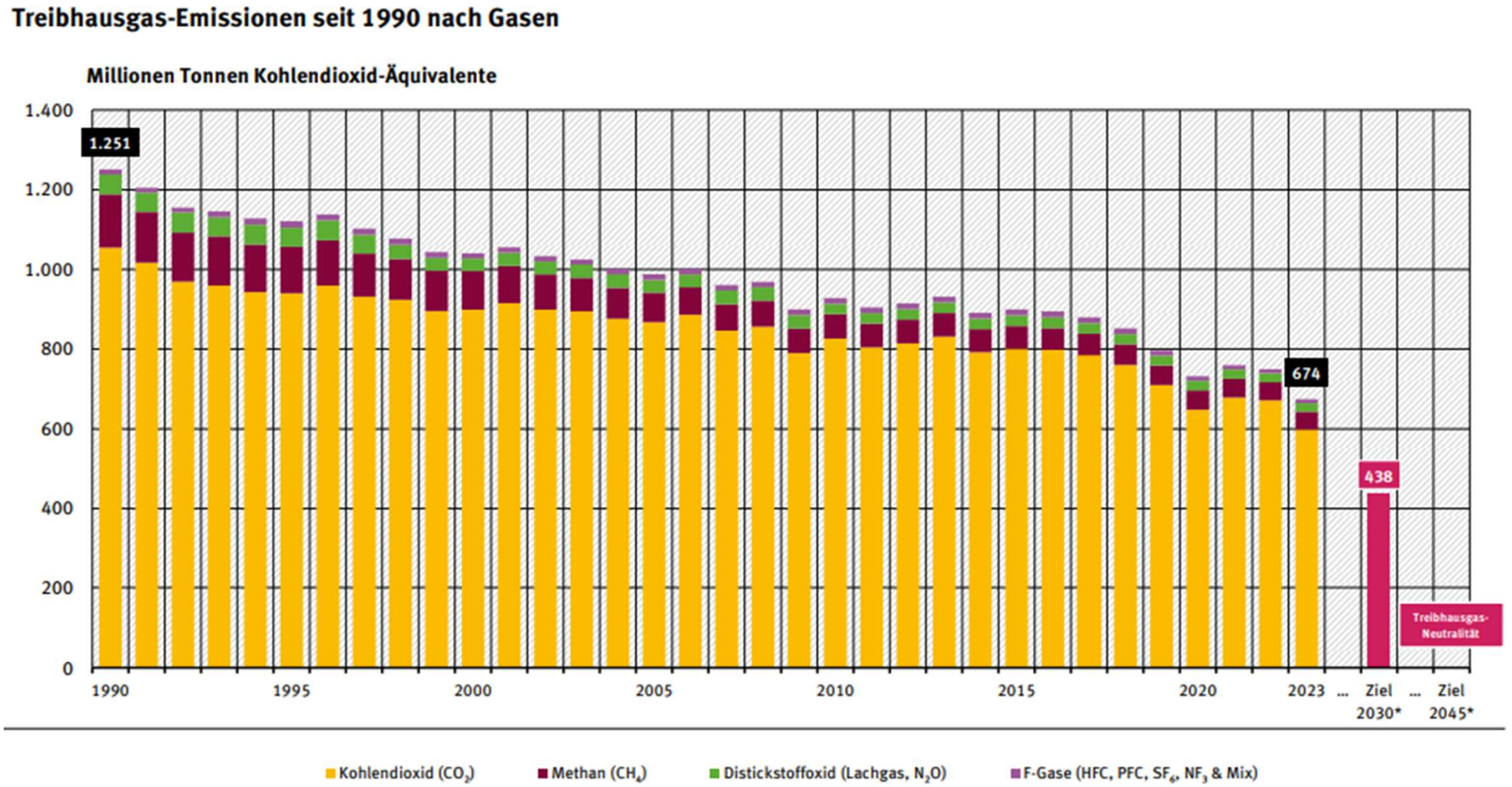
Für das Treibhausgas-Minderungsziel im Rahmen des Kyoto-Prozesses wird je nach emittiertem Gas das Basisjahr 1990 bzw. 1995 zugrunde gelegt.

Quelle: UBA – Entwicklung THG in Deutschland bis 2024, Datentabelle, 3/2025

Entwicklung Treibhausgas-Emissionen (THG) nach Gasen ohne LULUCF in Deutschland 1990-2023, Ziele 2030/45 nach Novelle Klimaschutzgesetz 2023 (2)

Jahr 2023: Gesamt 674 Mio. t CO_2-Äquivalent, Veränderung 1990/2023 – 46,1%*

8,0 t CO_2-Äquivalent/Kopf



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 2022 (Stand 03/2024), für 2023 vorläufige Daten (Stand 15.03.2024)

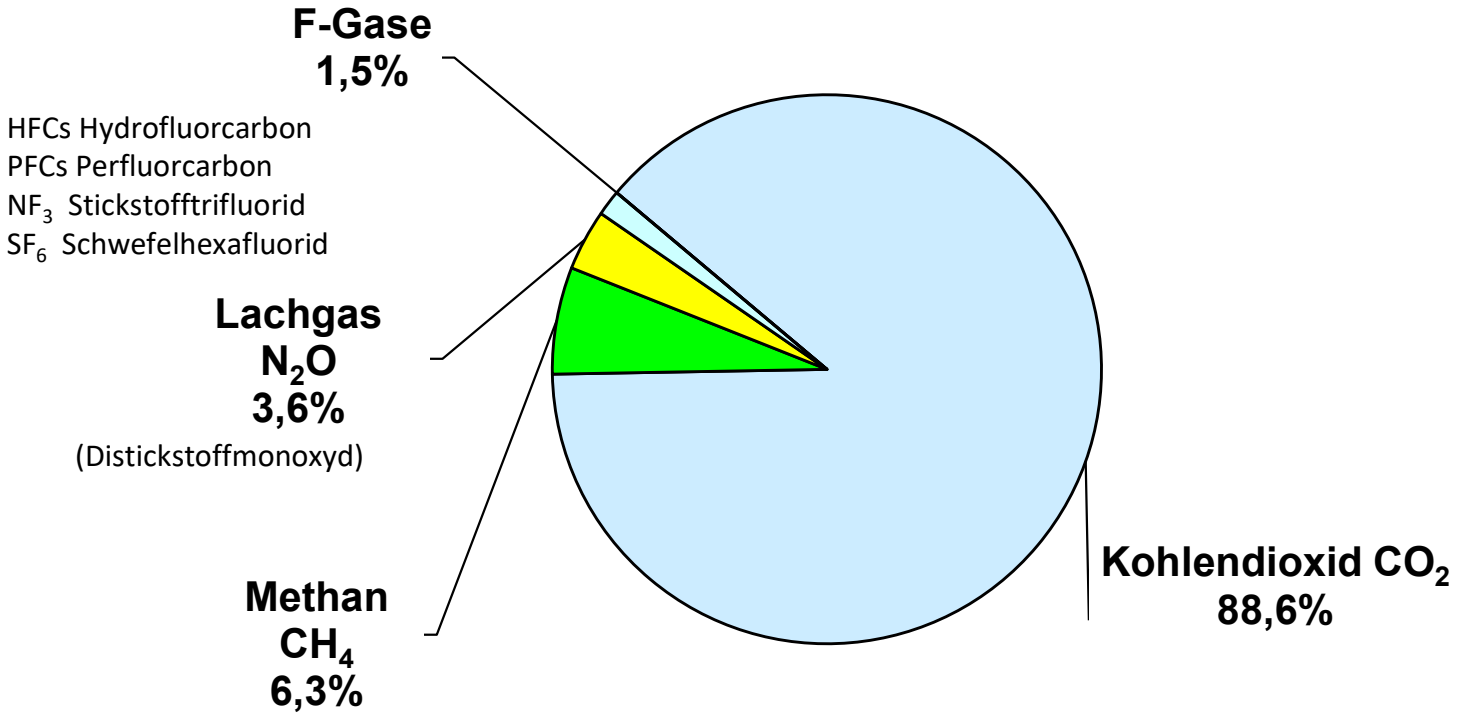
Durchschnittliche Bevölkerung 2023: 84,5 Mio.

Quellen: Umweltbundesamt (UBA) 3/2024

Treibhausgas-Emissionen (THG) nach Gasen ohne LULUCF in Deutschland 2021 (3)

Gesamt 761,6 Mio. t CO_2-Äquivalent, Veränderung 1990/2021 – 38,7%*

9,2 t CO_2-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 CO_2, CH_4, N_2O **aus 1990** und 4 F-Gase HFCs, PFCs, SF_6 und NF_3 **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 CO_2 aus Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft 11,5 Mio t CO2 äquiv, somit THG mit LULUCF 773,1 – 11,5 = 761,6 Mio t $CO_{2\ äquiv}$.

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 ohne LULUCF in Deutschland 1990-2023; Ziele 2030/45 (1)

Jahr 2023: Gesamt 674 Mio. t CO_2-Äquivalent; Veränderung 1990/2023 – 46,1%

8,0 t CO_2-Äquivalent/Kopf

Welche Bedeutung hat der Indikator?

Treibhausgase werden überwiegend durch die Nutzung fossiler Energieträger wie Kohle oder Erdöl freigesetzt. Sie entstehen aber auch bei industriellen Prozessen oder durch Tierhaltung in der Landwirtschaft. Wenn der Gehalt von Treibhausgasen in der Atmosphäre ansteigt, führt dies zur Erwärmung der Erdatmosphäre und somit zum Klimawandel. Die globale Erwärmung hat vielfältige negative Auswirkungen, wie zum Beispiel den Anstieg des Meeresspiegels und die Zunahme der Risiken von Überschwemmungen, Dürreperioden oder anderen extremen Wetterereignissen.

Die internationale Staatengemeinschaft hat sich deshalb im Jahr 2015 auf dem Klimagipfel in Paris darauf geeinigt, dass der globale Anstieg der Temperatur die Schwelle von 1,5 Grad nach Möglichkeit nicht überschreiten soll. Der Anstieg soll auf **deutlich unter** 2 Grad begrenzt werden. Dies kann nur gelingen, wenn der weltweite Ausstoß von Treibhausgasen schnell und drastisch reduziert wird.

Wie ist die Entwicklung zu bewerten?

Der Ausstoß (Emission) von Treibhausgasen geht in Deutschland seit 1990 zurück: von 1.251 Millionen Tonnen (Mio. t) Kohlendioxid-Äquivalenten im Jahr 1990 auf 674 Mio. t im Jahr 2023. Insgesamt entspricht dies einem Rückgang von über 46 %. Trotz deutlicher Sondereffekte in einzelnen Jahren folgt der Indikator einem langfristigen Abwärtstrend. Nach einer Phase der Stagnation sind die Emissionen in den Jahren 2018 bis 2023 deutlich gesunken, vor allem durch den steigenden Anteil erneuerbarer Energien, Rückgange bei der fossilen Energieerzeugung und vor allem im Jahr 2023 eine gesunkene Energienachfrage bei Wirtschaft und Verbrauchern. 2023 sanken die Emissionen gegenüber dem Vorjahr deutlich um 76 Mio. t Kohlendioxid-Äquivalente bzw. um 10,1 % (vgl. UBA-Pressemeldung 11/2024).

Ende 2015 wurde mit dem Übereinkommen von Paris ein Nachfolge-Abkommen für das Kyoto-Protokoll vereinbart. Die bisherige Entwicklung macht deutlich, dass intensive Anstrengungen beim Klimaschutz notwendig sind, um die Ziele zu erreichen. Die Bundesregierung hat dazu beginnend mit dem Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 sowie dem Klimaschutzprogramm 2030 und dem Klimaschutzprogramm 2023 Maßnahmen eingeleitet. Mit dem Bundes-Klimaschutzgesetz wurden verbindliche Jahresemissionsmengen, sowie ein Monitoring- und Nachschärfungsmechanismus für die einzelnen Sektoren beschlossen, um das Treibhausgas-Minderungsziel von „mindestens 65 %“ bis zum Jahr 2030 und die Treibhausgasneutralität in 2045 sicherzustellen.

Wie wird der Indikator berechnet?

Der Indikator basiert auf den Daten des Nationalen Treibhausgasinventars der Jahre 1990 bis 2022 (Stand EU-Berichterstattung, Januar 2024) sowie separat errechnete Emissionsdaten für das Jahr 2023 (vgl. UBA-Pressemeldung 11/2024). Die Methodik zur Berechnung wird im jeweils aktuellen Inventarbericht beschrieben (UBA 2023). Dabei werden die Emissionen aller im Kyoto-Protokoll geregelten Treibhausgase (zum Beispiel Kohlendioxid, Methan) normiert zusammengefasst. Da die verschiedenen Gase das Klima unterschiedlich beeinflussen, wird ihr Effekt auf die Wirkung von Kohlendioxid normiert (Kohlendioxid-Äquivalente).

Die wichtigsten Fakten

- Die deutschen Treibhausgas-Emissionen sind laut einer ersten Berechnung zwischen 1990 und 2023 um 46,1 % 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 2023 unterschreitet Deutschland das für das Jahr 2020 gesetzte Ziel von minus 40 % deutlich. Die Ziele für das Jahr 2030 scheinen erreichbar.
- Mit dem im Jahr 2021 geänderten Bundes-Klimaschutzgesetz werden die sektoralen zulässigen Jahresemissionsmengen für das Jahr 2030 deutlich verringert und die zu erreichende Treibhausgas-Neutralität vom Jahr 2050 auf das Jahr 2045 vorgezogen. Zur Erreichung der Klimaschutzziele 2030 erstellt die Bundesregierung Klimaschutzprogramme. Diese werden ggf. durch Klimaschutzsofortprogramme ergänzt.

Indikator online (aktuellste Daten, Daten-Download): http://www.uba.de/14674
Ausführliche Informationen: http://www.uba.de/15214
Letzte Aktualisierung: 27.03.2024

Quelle: UBA – Umweltmonitor 2024, Daten zur Umwelt, Stand 4/2024

Durchschnittliche Bevölkerung 2023: 84,5 Mio.

Entwicklung Treibhausgas-Emissionen (THG) nach Sektoren in Deutschland 1990-2022 (2)

Jahr 2022: Gesamt 745,7 Mio. t CO_2-Äquvalent ohne LULUCF; Veränderung 1990/2022 – 40,4%*

8,9 t CO_2-Äquivalent/Kopf

Treibhausgasemissionen seit 1990 nach Sektoren in Mio.t $CO_{2\text{-Äq}}$ → 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"

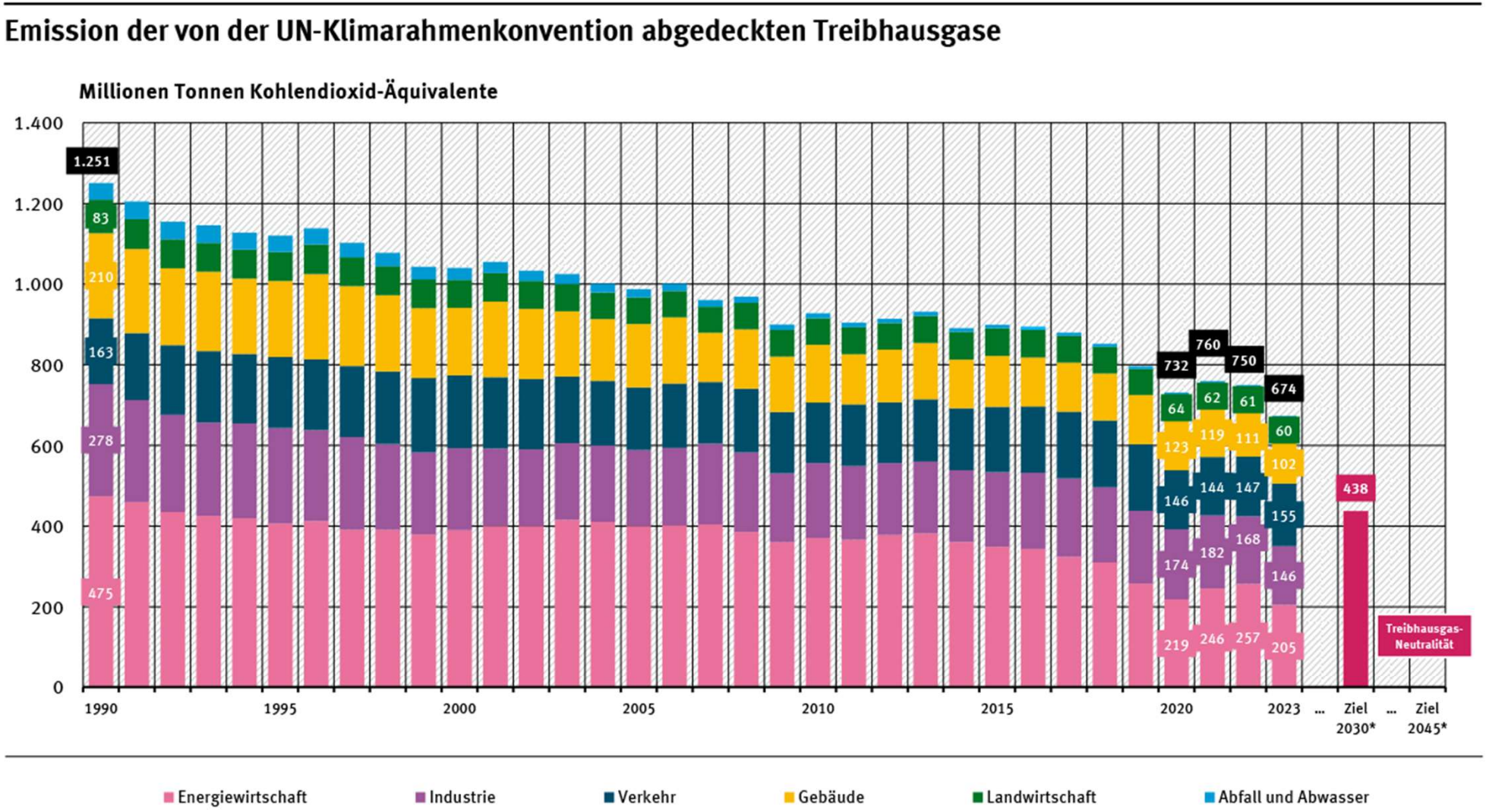
Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2022: 83,4 Mio.

Quelle: UBA 2023 aus Agora Energiewende 2023, S. 107, 1/2024

Entwicklung der Treibhausgas -Emissionen (THG) nach Sektoren ohne LULUCF in Deutschland 1990-2023; Ziele 2030/45 (3)

Jahr 2023: Gesamt 674 Mio. t CO_2-Äquivalent; Veränderung 1990/2023 – 46,1%*

8,0 t CO_2-Äquivalent/Kopf



Emissionen nach Sektoren des Bundesklimaschutzgesetzes, ohne Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft
* Ziele 2030 und 2045: entsprechend der Novelle des Bundes-Klimaschutzgesetzes vom 12.05.2021

Quelle: Umweltbundesamt, Nationale Treibhausgas-Inventare 1990 bis 2022 (Stand EU-Berichterstattung 01/2024) und Vorjahresschätzung für 2023 (UBA Pressemitteilung Nr. 11/2024)

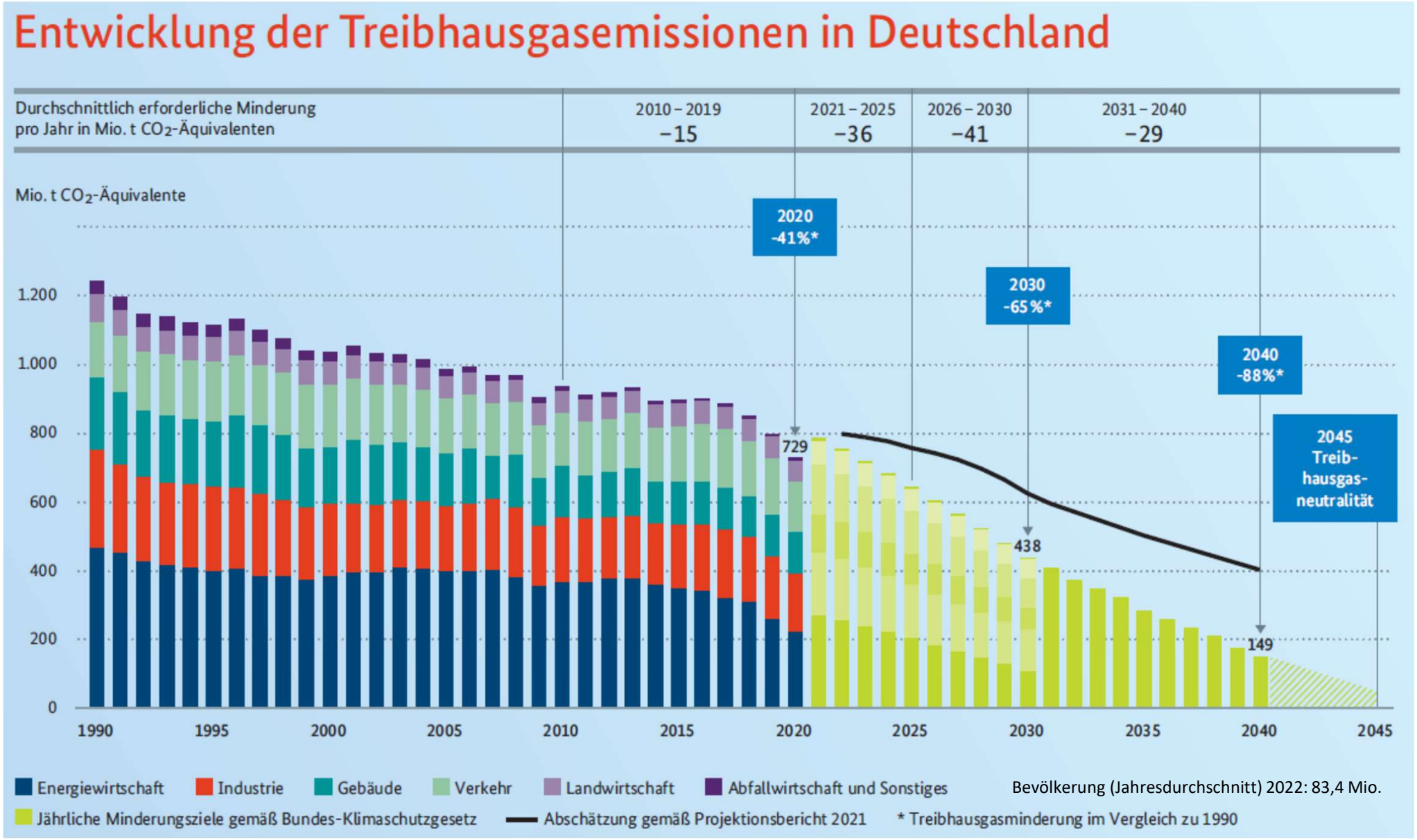
Quelle: UBA - Daten zur Umwelt, Umweltmonitor 2024, 4/2024

Durchschnittliche Bevölkerung 2023: 84,5 Mio.

Entwicklung Treibhausgasemissionen (THG) und beschlossene zulässige Jahresemissionsmengen nach Sektoren (ohne LULUCF) in Deutschland 1990-2022, Ziele bis 2045 (4)

Jahr 2022: Gesamt 746 Mio. t CO_2-Äquivalent; Veränderung 1990/2022 – 40,4%*

8,9 t CO_2-Äquivalent/Kopf



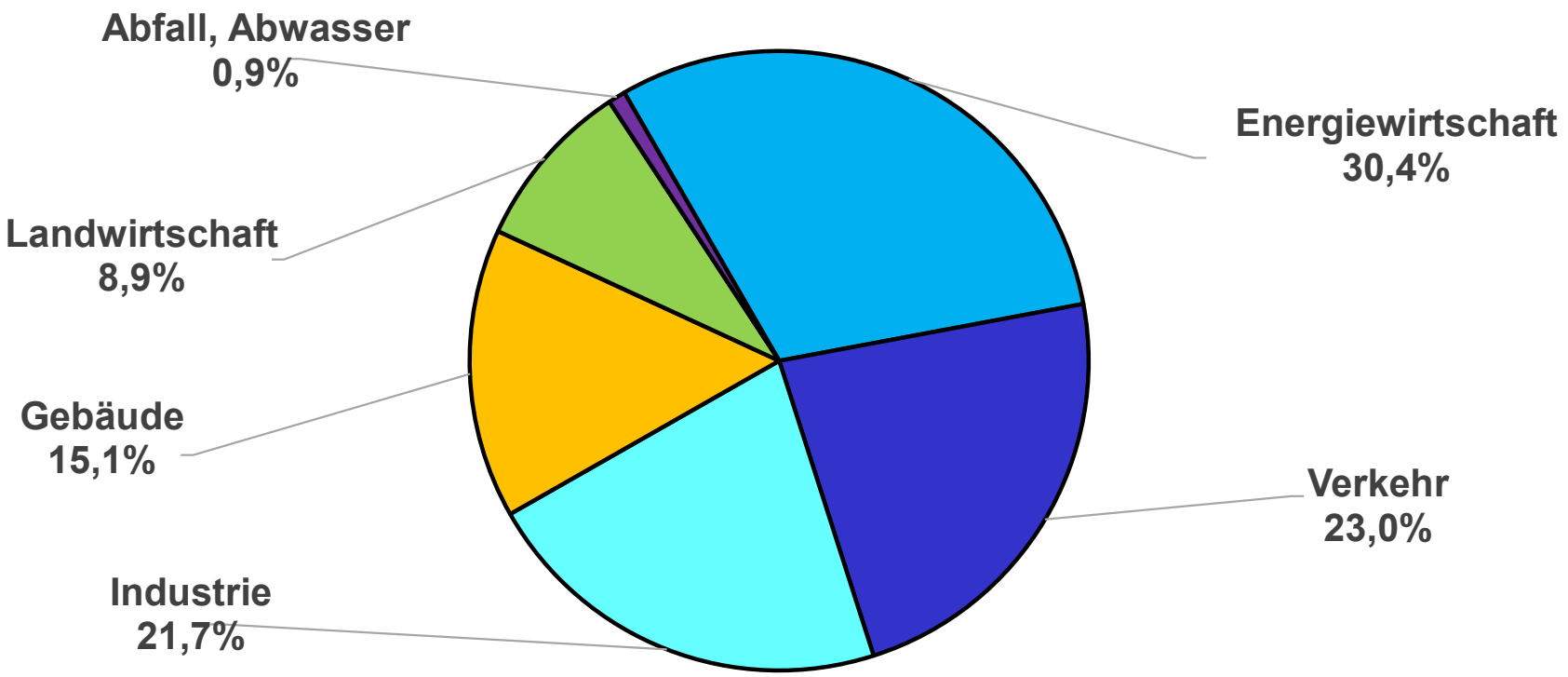
Quelle: BMWK – Entwicklung Treibhausgasemissionen in Deutschland 1990-2045, Infografik 01/2022; UBA 3/2023

Treibhausgas-Emissionen (THG) nach Sektoren ohne LULUCF in Deutschland 2023 (5)

Jahr 2023: Gesamt 674 Mio. t CO_2-Äquivalent; Veränderung 1990/2023 – 46,1%

8,0 t CO_2-Äquivalent/Kopf

ohne CO_2 aus Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (LULUCF) 2)



Grafik Bouse 2024

Energiewirtschaft hat den größten Anteil mit 30,4%

* Daten 2024 vorläufig, Stand 4/2024

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2023: 84,5 Mio.

1) Bezug zum **Jahr 1990: 1.251 Mio t CO2äquiv**.

2) Nachrichtlich Jahr 2021: Schätzung CO_2 aus Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft 11,5 Mio t CO2 äquiv, somit THG mit LULUCF 773,1 – 11,5 = 761,6 Mio t $CO_{2\ äquiv}$.

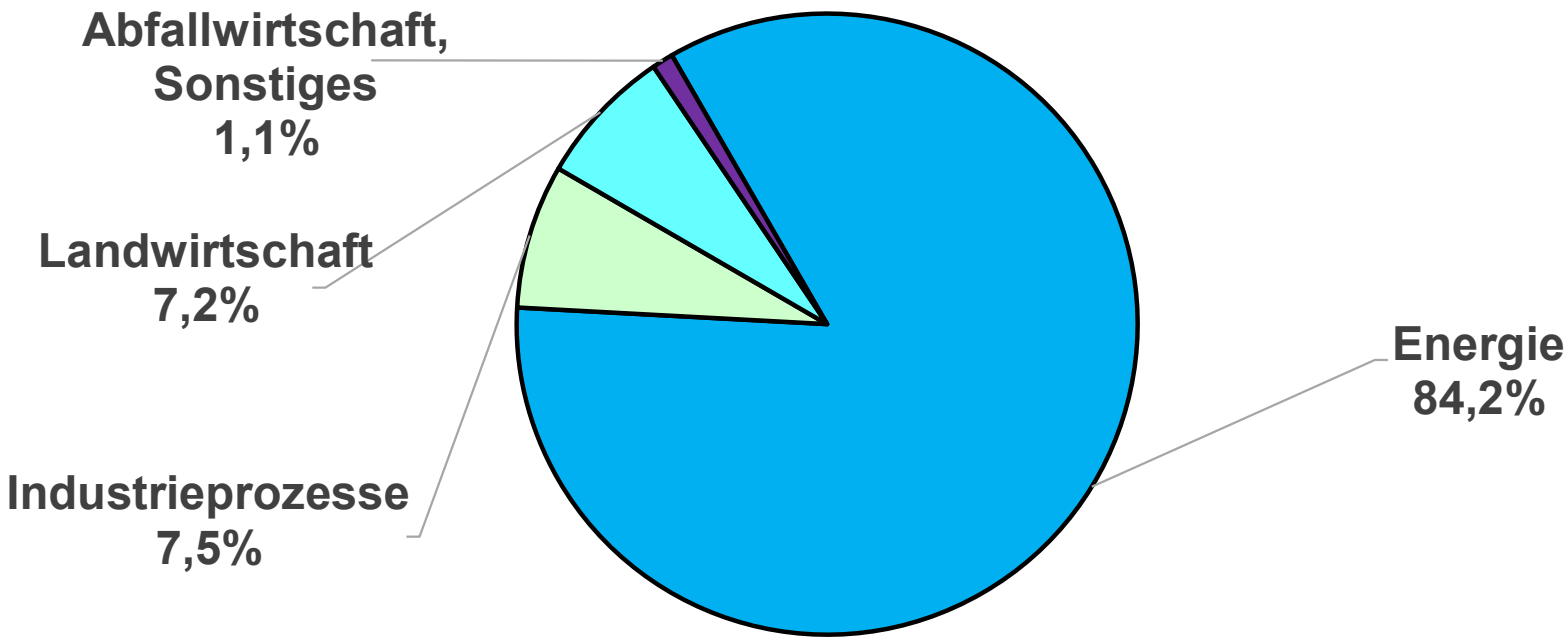
Quelle: UBA - Daten zur Umwelt, Umweltmonitor 2024, 4/2024

Treibhausgas (THG)-Emissionen nach Kategorien (ohne LULUCF) in Deutschland 2021 (6)

Jahr 2021: Gesamt 761,6 Mio. t CO_2-Äquivalent ohne LULUCF; Veränderung 1990/2021 – 38,7%*

9,2 t CO_2-Äquivalent/Kopf

ohne CO_2 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 CO_2, CH_4, N_2O **aus 1990** und F-Gase HFCs, PFCs und SF_6 **aus 1995**.
Für das Treibhausgas-Minderungsziel im Rahmen des Kyoto-Prozesses wird je nach emittiertem Gas das Basisjahr 1990 bzw. 1995 zugrunde gelegt.

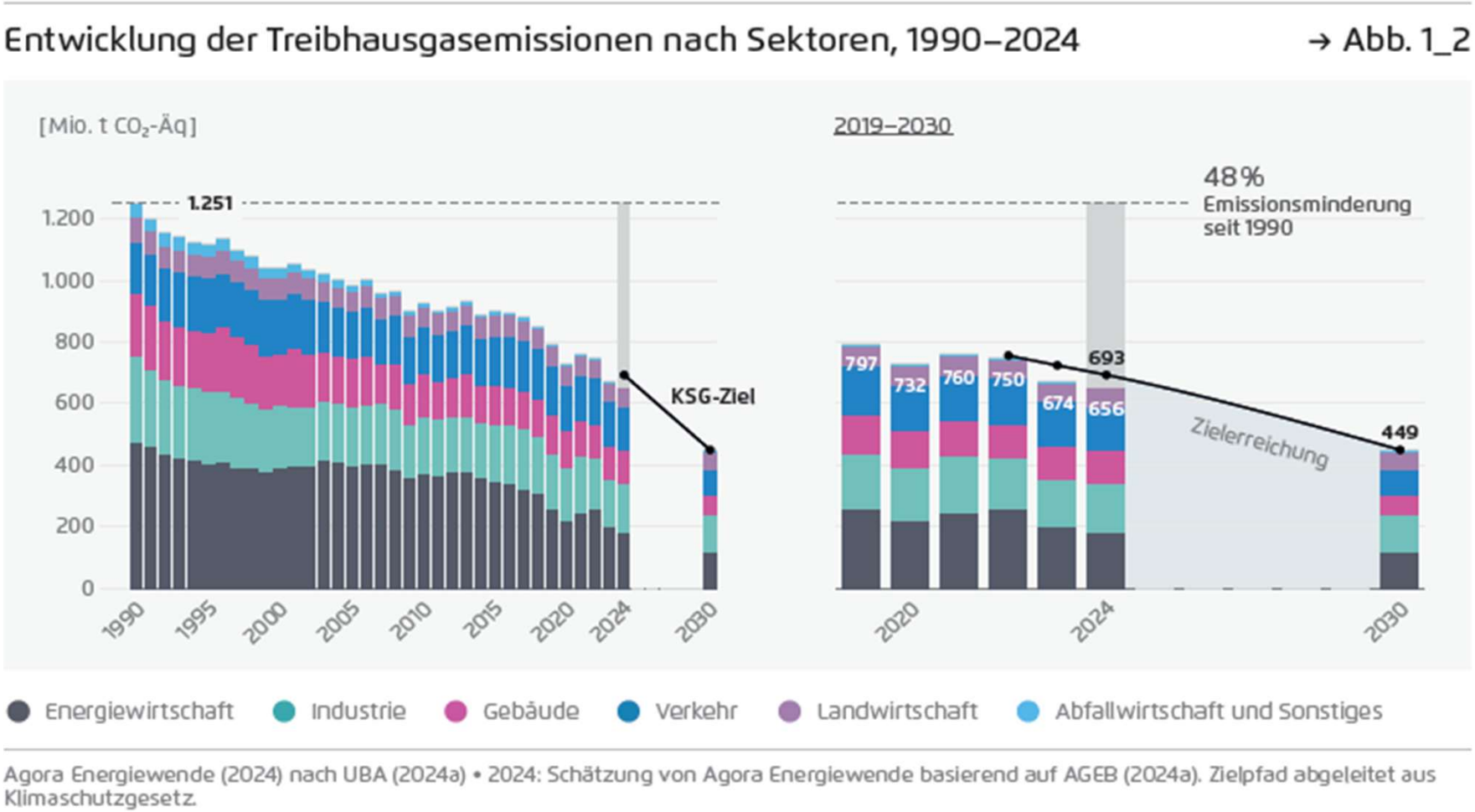
2) Nachrichtlich Jahr 2021: Schätzung CO2 aus Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft 11,5 Mio t CO2 äquiv, somit THG mit LULUCF 773,1 – 11,5 = 761,6 Mio t CO2 äquiv.

Quellen: Umweltbundesamt (UBA) aus BMWI Energiedaten, Tab. 10; 1/2022; UBA -THG nach Kategorien 3/2022

Entwicklung Treibhausgas-Emissionen (THG) nach Sektoren (ohne LULUCF) in Deutschland 1990-2024, KSG-Ziel 2030 (7)

Jahr 2024: Gesamt 656 Mio. t CO_2-Äquvalent ohne LULUCF; Veränderung 1990/2024 - 47,6%*

7,7 t CO_2-Äquivalent/Kopf



* Daten 2024 vorläufig, Stand 1/2025

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2024: 85,0 Mio.

1) Bezug zum **Jahr 1990: 1.251 Mio t CO2äquiv**.

2) Nachrichtlich Jahr 2021: Schätzung CO_2 aus Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft 11,5 Mio t CO2 äquiv, somit THG mit LULUCF 773,1 – 11,5 = 761,6 Mio t $CO_{2\ äquiv}$.

Quelle: UBA 24a aus Agora Energiewende 2024, S. 11, 1/2025

Entwicklung Treibhausgas-Emissionen (THG) nach Sektoren (ohne LULUCF) in Deutschland 1990/2022 (8)

Jahr 2022: Gesamt 745,7 Mio. t CO_2-Äquvalent ohne LULUCF; Veränderung 1990/2022 – 40,4%*

9,0 t CO_2-Äquivalent/Kopf

Pos.	Benennung	Treibhausgase Mio. t CO_2-Äquivalent		Anteile 2022 (%)	Veränderung 1990/2022 (%)
		1990	2022		
ohne CO_2 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 CO_2-Äquivalent, Veränderung 1990/2021 - 47%*

Anteil 32,5 von Gesamt 761,6 Mio. t CO_2-Äquivalent

3.2 Energiewirtschaft

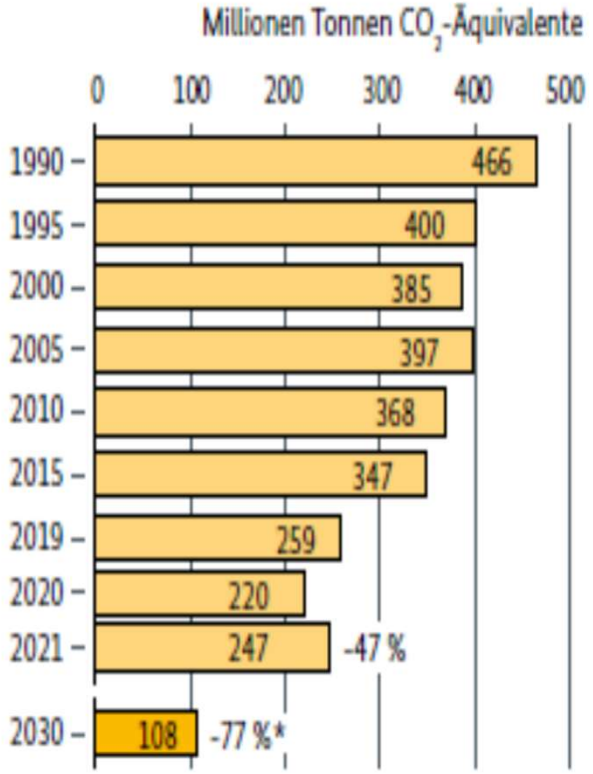
Emissionsentwicklung

Die Energiewirtschaft ist mit 32 Prozent für den größten Anteil der Emissionen in Deutschland verantwortlich. Im Jahr 2021 betrug ihr Treibhausgasausstoß 247 Millionen Tonnen CO_2-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 CO_2-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.[37]

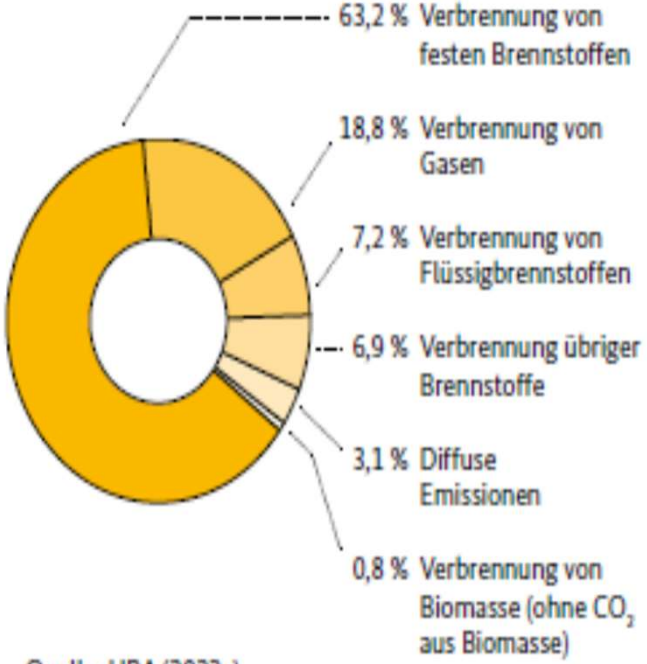
Abbildung 12: Emissionsentwicklung in der Energiewirtschaft



*Minderungsziel gegenüber 1990

Quellen: Bundesregierung (2021c), UBA (2022c)

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.

* Daten 2021 vorläufig; Stand 7/2022

Ziele der Bundesregierung bis 2030

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2021: 83,2 Mio.

Quelle: BMWK– Klimaschutz in Zahlen 2022, S. 26/26, 7/2022

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.[38] 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 CO_2-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 zielstrebiger 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).

Quelle: BMWK– Klimaschutz in Zahlen 2022, S. 25-31, 7/2022

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 CO_2-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.

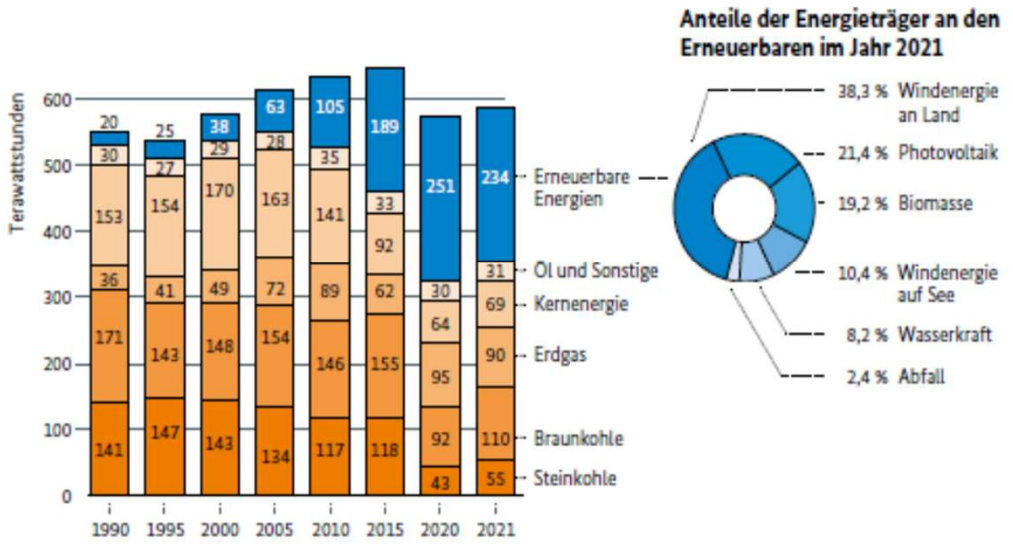
Mit dem EKBG soll eine bis zum 31. März 2024 geltende Gasersatzreserve eingerichtet werden. Im Notfall sollen Öl- und Kohlekraftwerke Strom produzieren, falls die Menge der Gaslieferungen für genügend Strom aus Gas nicht ausreicht und eine sogenannte Gasmangellage vorliegt. Das Ziel, den Kohleausstieg 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.

Quelle: BMWK– Klimaschutz in Zahlen 2022, S. 25-31, 7/2022

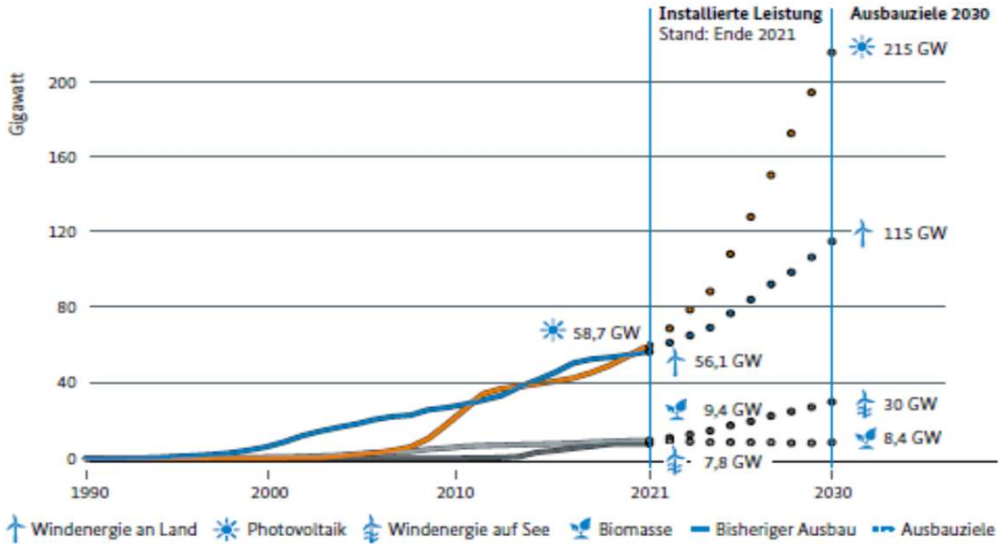
Entwicklung Treibhausgasemissionen (THG) im Sektor Energiewirtschaft in Deutschland 1990-2021, Ziel 2030 (4)

Abbildung 14: Entwicklung der Bruttostromerzeugung nach Energieträgern



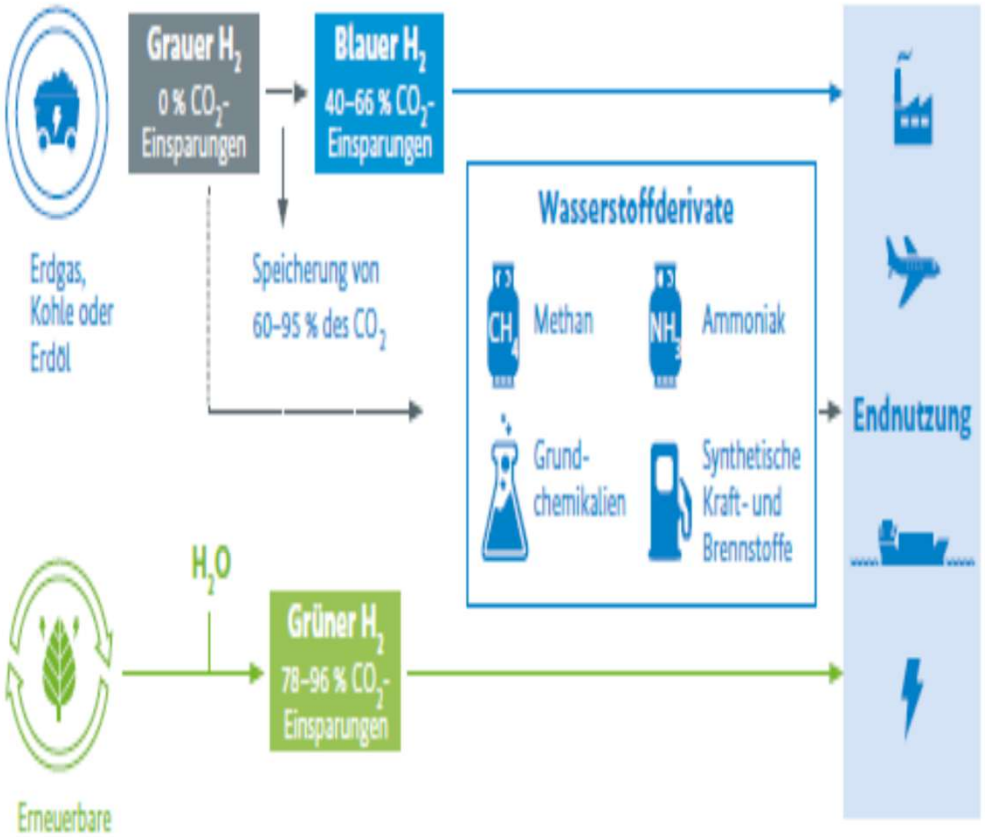
Quelle: BMWK (2022a)

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 CO_2-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)

Quelle: BMWK– Klimaschutz in Zahlen 2022, S. 25-31, 7/2022

Entwicklung Treibhausgasemissionen (THG) im Sektor Energiewirtschaft in Deutschland 1990-2021, Ziel 2030 (5)

i

Übersicht über zentrale Maßnahmen des Energiesofortmaßnahmenpakets („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 Bundesbedarfsplangesetz (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.

i

Wasserstoff als Energieträger der Zukunft im dekarbonisierten Energiesystem

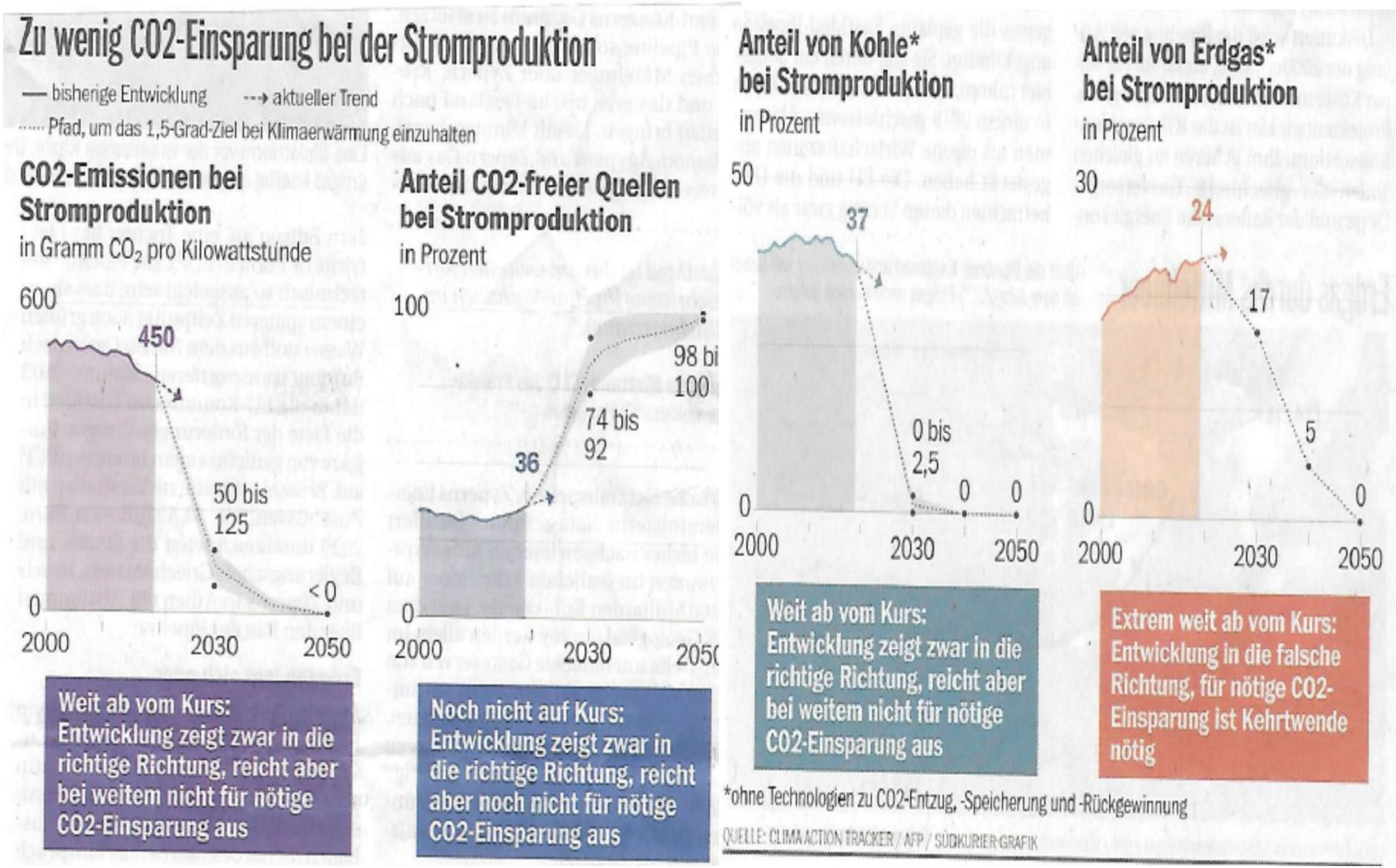
Wasserstoff spielt auf dem Weg zur Treibhausgasneutralität eine wichtige Rolle als Alternative zu fossilen Energieträgern, insbesondere dort, wo andere Alternativen wie die direkte Elektrifizierung nicht zur Verfügung stehen. Es existieren verschiedene Produktionsrouten für Wasserstoff, die unterschiedlich hohe CO_2-Emissionen zur Folge haben. Derzeit wird Wasserstoff vorrangig auf Basis fossilen Erdgases hergestellt, wobei große Mengen CO_2 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 CO_2-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.

Quelle: BMWK– Klimaschutz in Zahlen 2022, S. 25-31, 7/2022

Zu wenig CO_2-Einsparung bei der Stromproduktion um das 1,5-Grad-Ziel bei der Klimaerwärmung in Deutschland einzuhalten bis 2030/2050

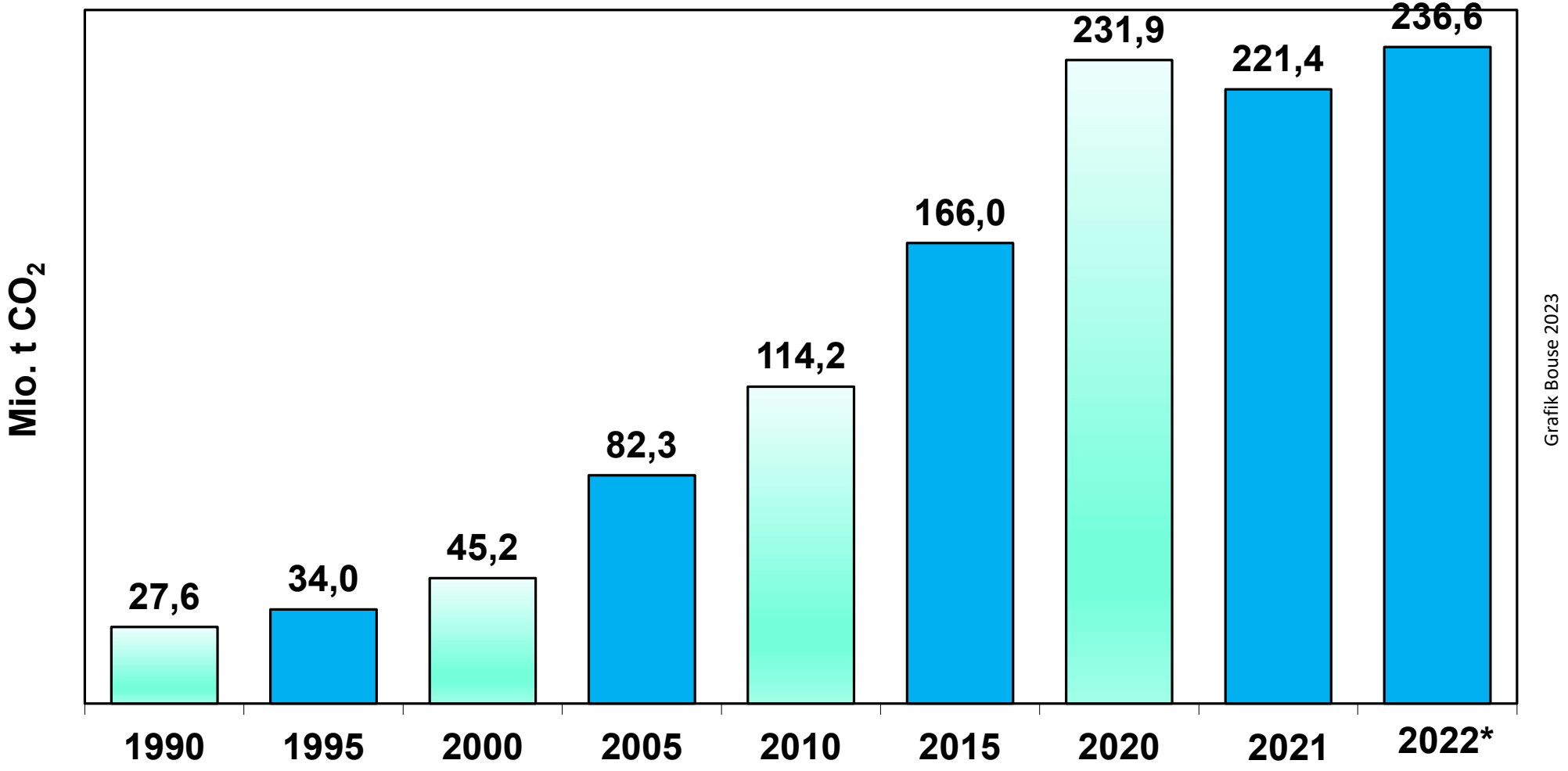


Quelle: Clima Action Tracker aus Südkuier vom 5.11.2022

Entwicklung vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland 1990-2022 (1)

Jahr 2022: Gesamt 236,6 Mio. t CO_2-Äquivalent, Veränderung zum VJ – 6,9%

2,8 t CO_2-Äquivalent/Kopf



* 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 CO_2-Äquivalent, Veränderung zum VJ – 6,9% nach Korrektur

2,8 t CO_2-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

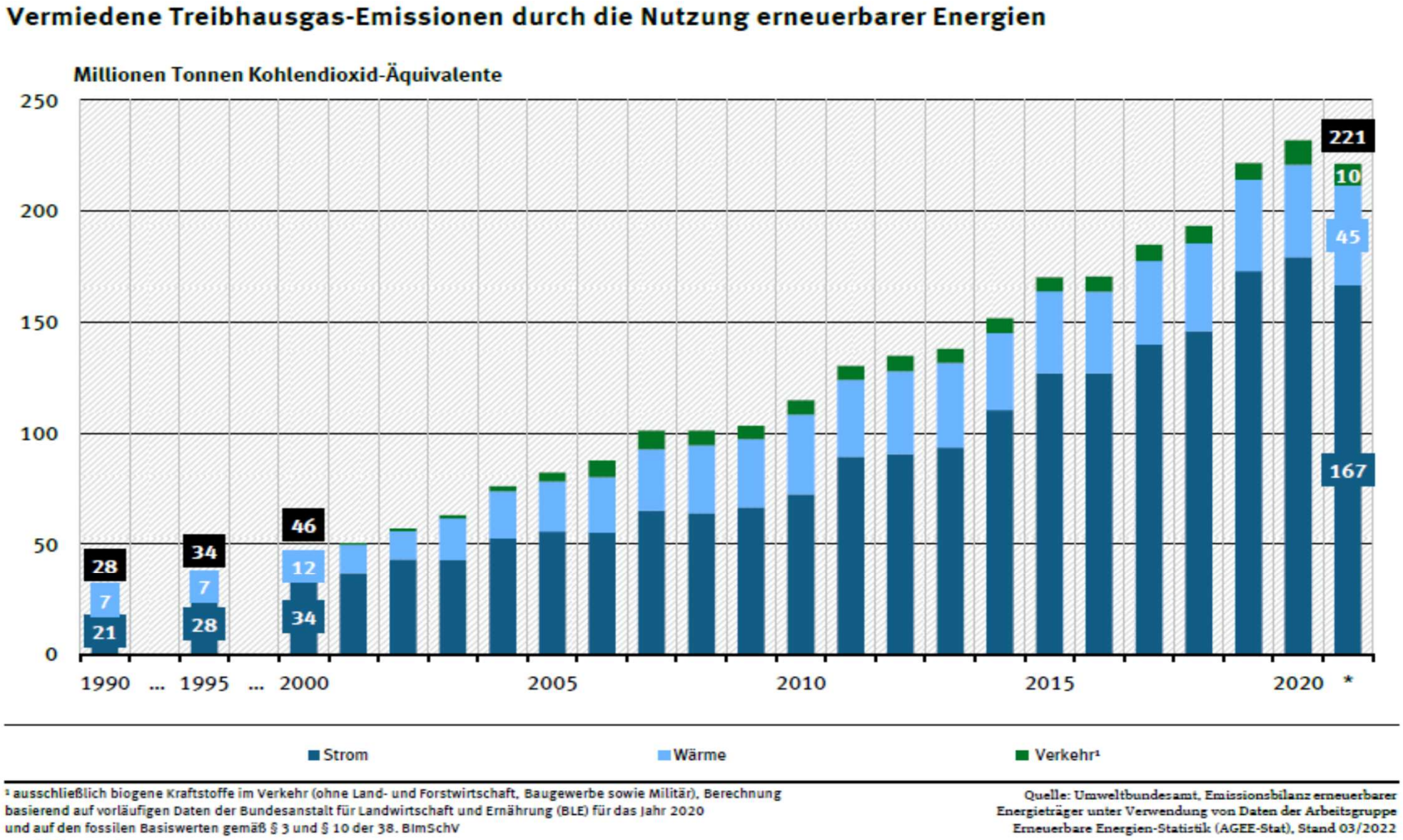
* ausschließlich biogene Kraftstoffe im Verkehrssektor (ohne Land- und Forstwirtschaft, Baugewerbe sowie Militär) basierend auf BLE und RL 2009/28/EG Bevölkerung (JM) 2022: 83,4 Mio.

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 CO_2-Äquivalent

2,8 t CO_2-Äquivalent/Kopf

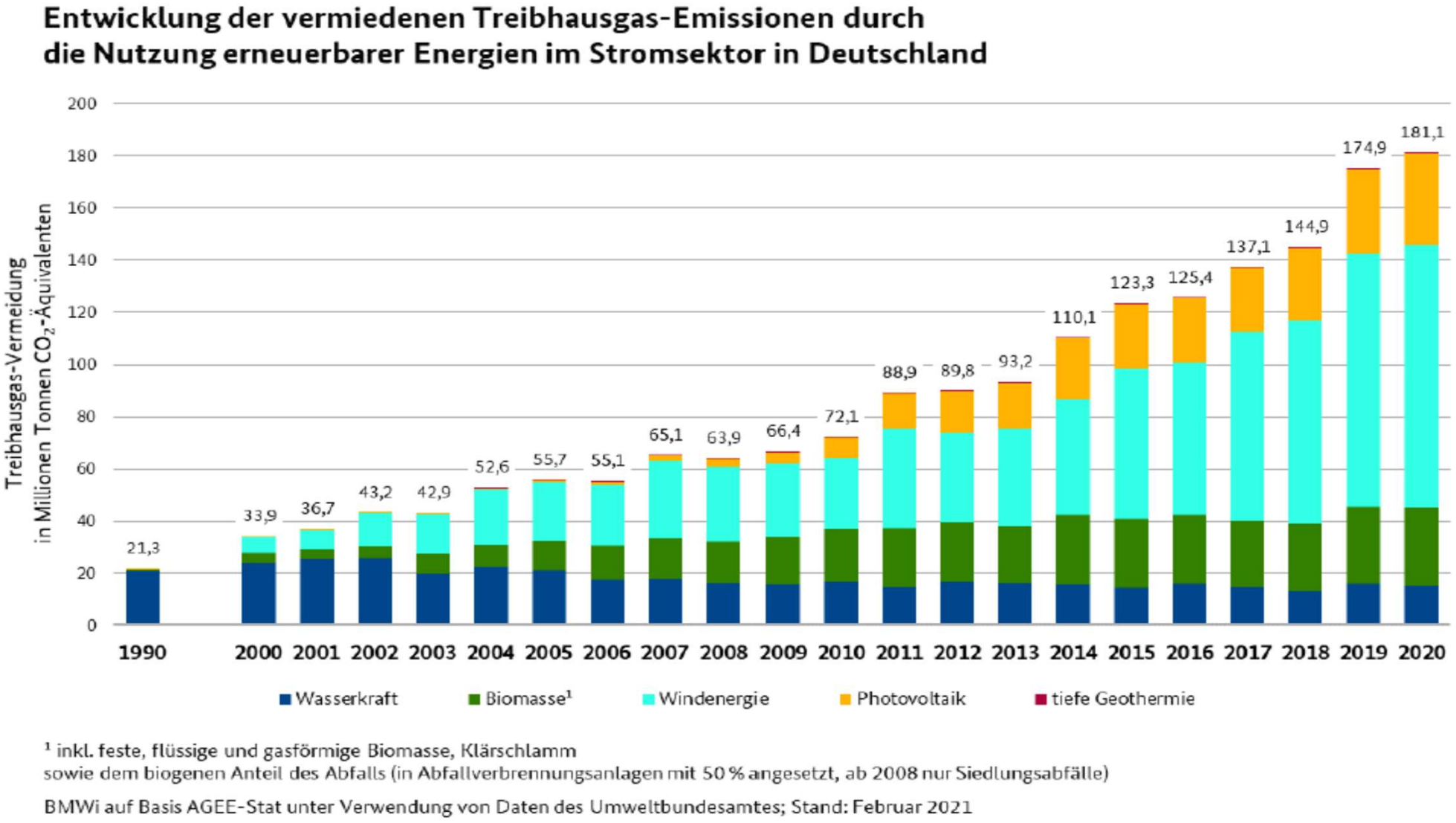


Quellen: UBA 03/2022; BMWI – Erneuerbare Energien in Zahlen, Nationale und internationale Entwicklung 2022, S. 36, 10/2023

Entwicklung der Vermeidung von Treibhausgas-Emissionen im Strombereich durch die Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland 1990-2022 (4)

Gesamt 236,6 Mio. t CO_2-Äquivalent

2,8 t CO_2-Äquivalent/Kopf



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

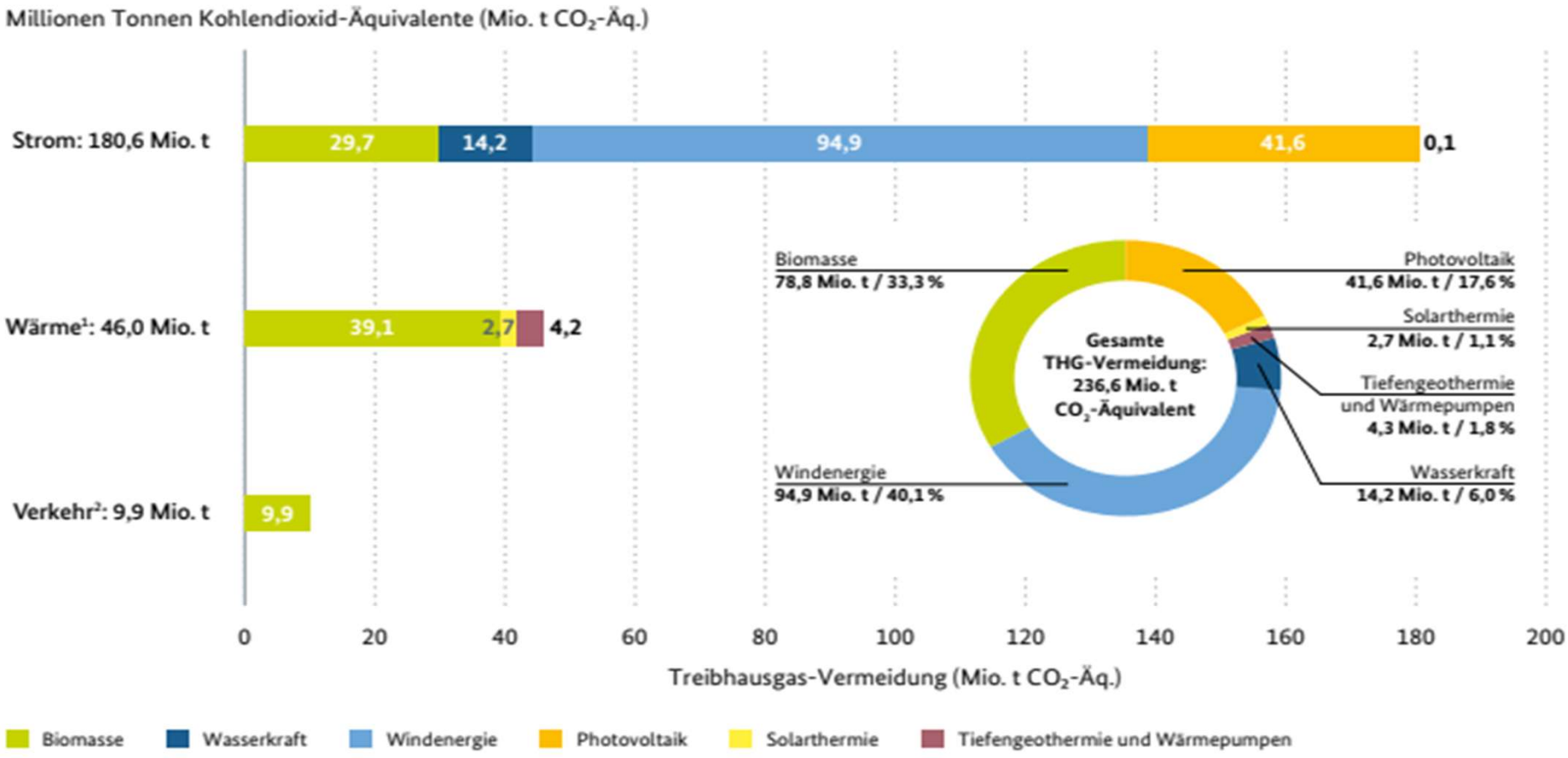
Quellen: BMWI-Entwicklung erneuerbare Energien in Deutschland 2021, 2/2022; Umweltbundesamtes (UBA) aus UBA & AGEE-Stat - EE in Deutschland 1990-2021, 3/2022;
BMWI – Erneuerbare Energien in Zahlen, Nationale und internationale Entwicklung 2022, S. 36, 10/2023

Nettobilanz vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch Einsatz erneuerbare Energien in Deutschland im Jahr 2022 (5)

Gesamt 236,6 Mio. t CO_2-Äquivalent

2,8 t CO_2-Äquivalent/Kopf

Abbildung 24: Nettobilanz der vermiedenen Treibhausgasemissionen durch die Nutzung erneuerbarer Energien im Jahr 2022



1 ohne Berücksichtigung des Holzkohleverbrauchs

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

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 83,4 Mio.

Quelle: Umweltbundesamt (UBA) [6] auf Basis dort zitierter Quellen, vorläufige Angaben

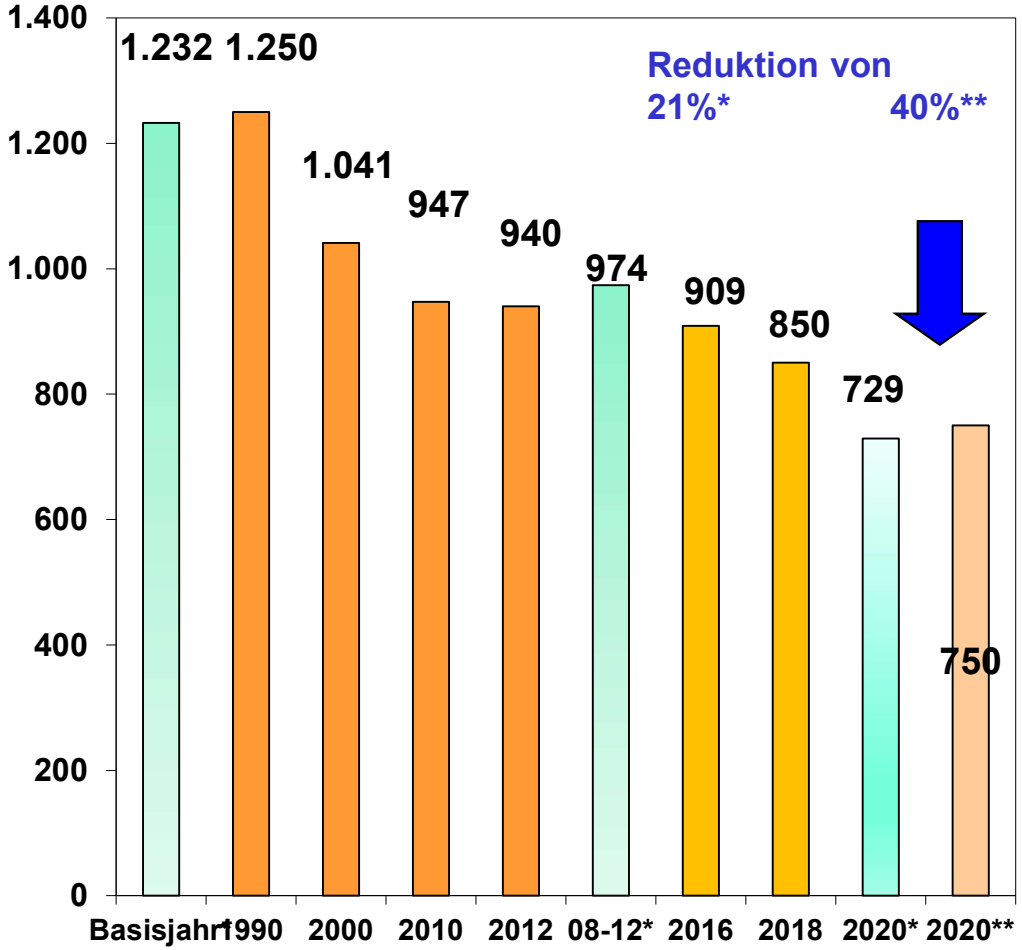
aus BMWI – Erneuerbare Energien in Zahlen, Nationale und internationale Entwicklung 2022, S. 36, 10/2023

Reduktion der Treibhausgase mit Maßnahmenkatalog in Deutschland 1990/2020, Ziel 2020

Entwicklung Treibhausemissionen 1990 bis 2020

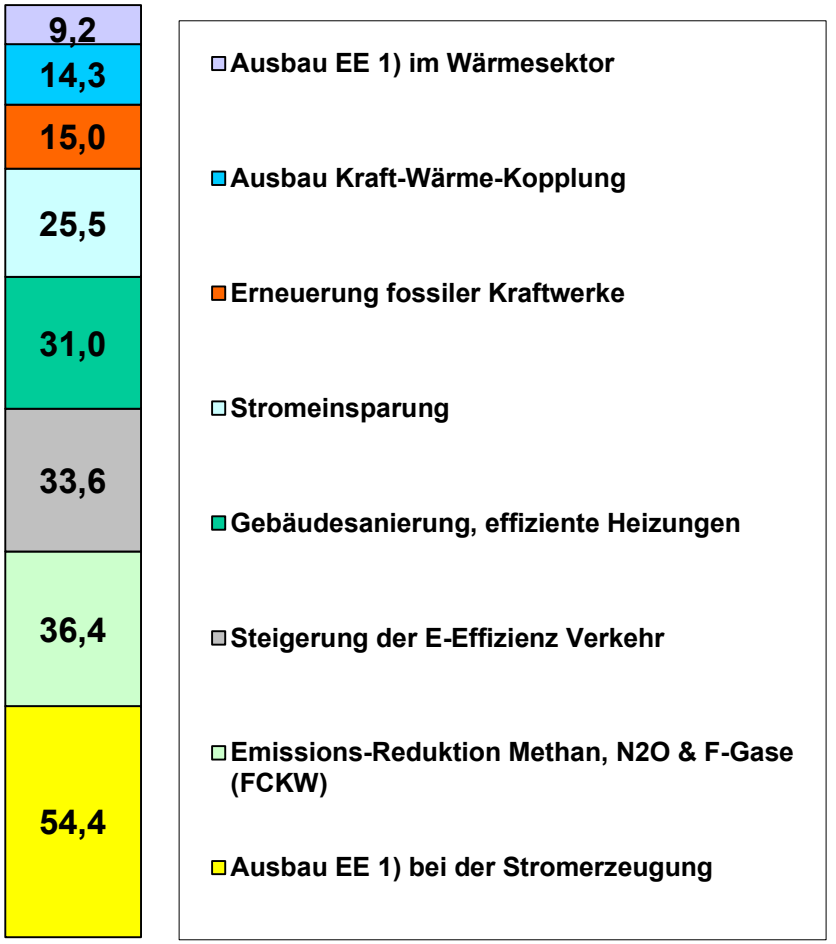
in Mio. t CO_2-Äquivalent

Ohne CO_2 aus Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft



Reduzierungs - Maßnahmenkatalog der Bundesregierung 2008 bis 2020

mit 219,4 Mio. t CO_2-Äquivalent



Grafik Bouse 2022

* 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

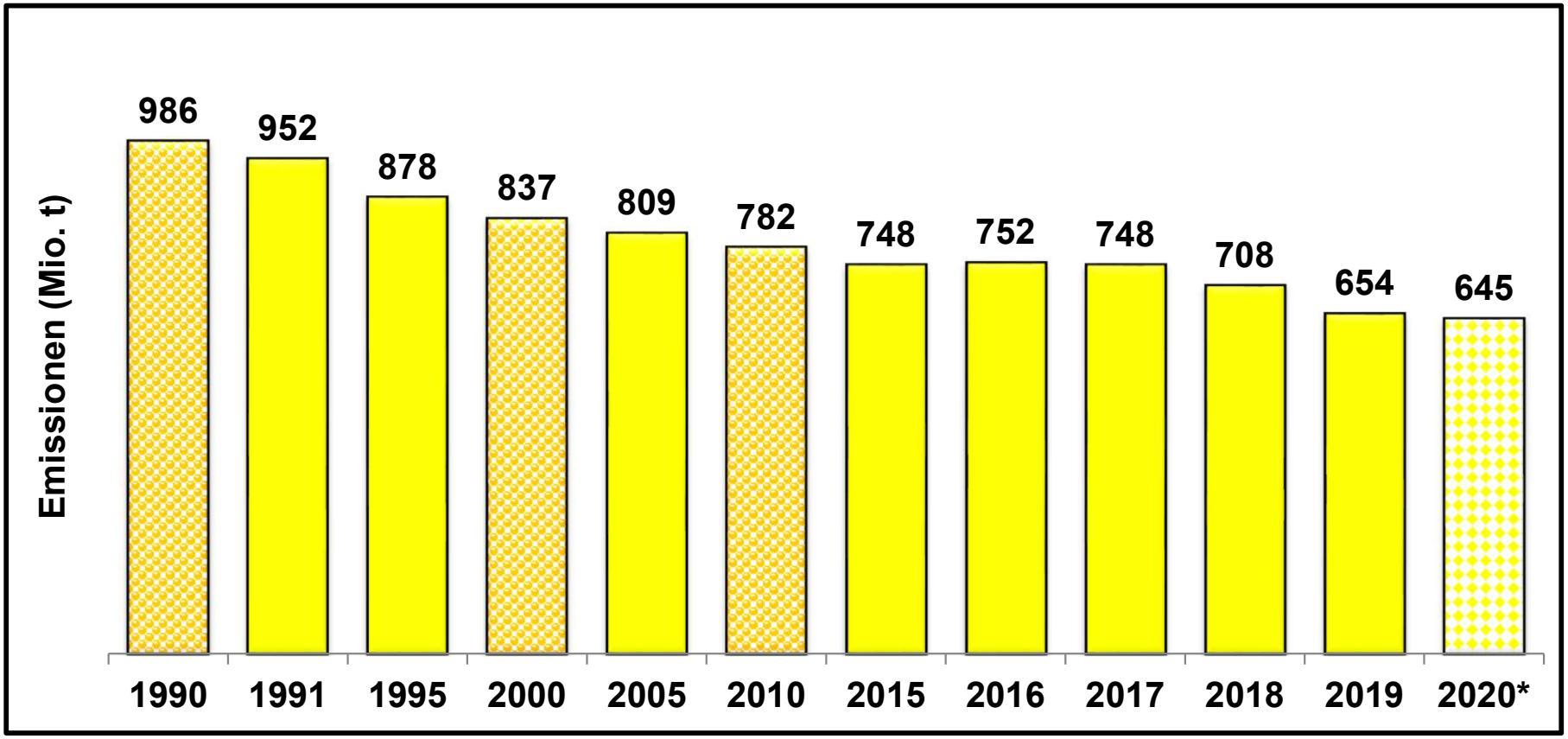
Quellen: Umweltbundesamt 2/2017; BMWi – Energiedaten gesamt, Tab. 10, 1/2022;
UBA aus BMWI – 1. Fortschrittsbericht zur Energiewende in D 2013, Datenübersicht 11/2014; UBA 3/2022

Klimaschutz, Energiebedingte Kohlendioxid - Emissionen (CO2) & Strom

Entwicklung energiebedingte Kohlendioxid (CO_2)-Emissionen in Deutschland 1990-2020 (1)

Jahr 2020: Gesamt 644,5 Mio. t CO_2; Veränderung 1990/2020 – 34,6%; 7,7 t CO_2 /Kopf;
THG-Anteil 87,2% von 739,5 Mio. t CO_2 Äqui.

ohne CO_2 aus Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (LULUCF)



Grafik Bouse 2021

* Daten 2020 vorläufig, Stand 3/2021

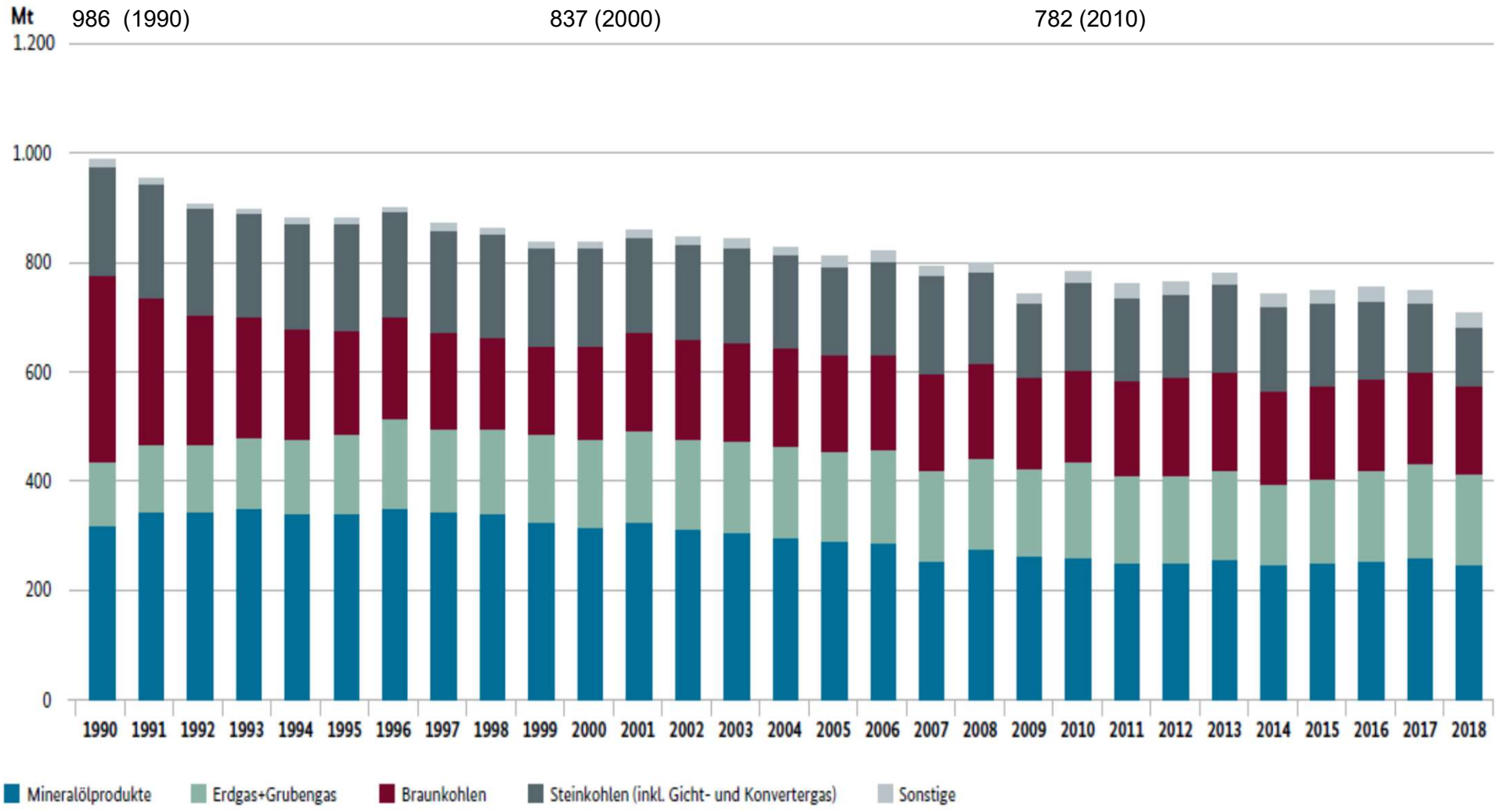
Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2020 = 83,2 Mio.

Angaben mit diffusen Emissionen bei der Gewinnung, Umwandlung und Verteilung von Brennstoffen (Jahr 1990 / 2019 4,1 / 2,0 Mio. t CO_2)

Quellen: Umweltbundesamt (UBA) + AGEB aus BMWI-Energiedaten, gesamt, Grafik/Tab. 11, 3/2021; Stat. BA 3/2019; UBA 3/2021; BMU 3/2021

Entwicklung energiebedingte Kohlendioxid (CO_2)-Emissionen nach Energieträgern in Deutschland 1990-2020 (2)

Jahr 2020: Gesamt 644,5 Mio. t CO_2; Veränderung 1990/2020 – 34,6%; 7,7 t CO_2 /Kopf;
THG-Anteil 87,2% von 739,5 Mio. t CO_2 Äqui.



* Daten 2020 vorläufig, Stand 3/2021 Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2020: 83,2 Mio

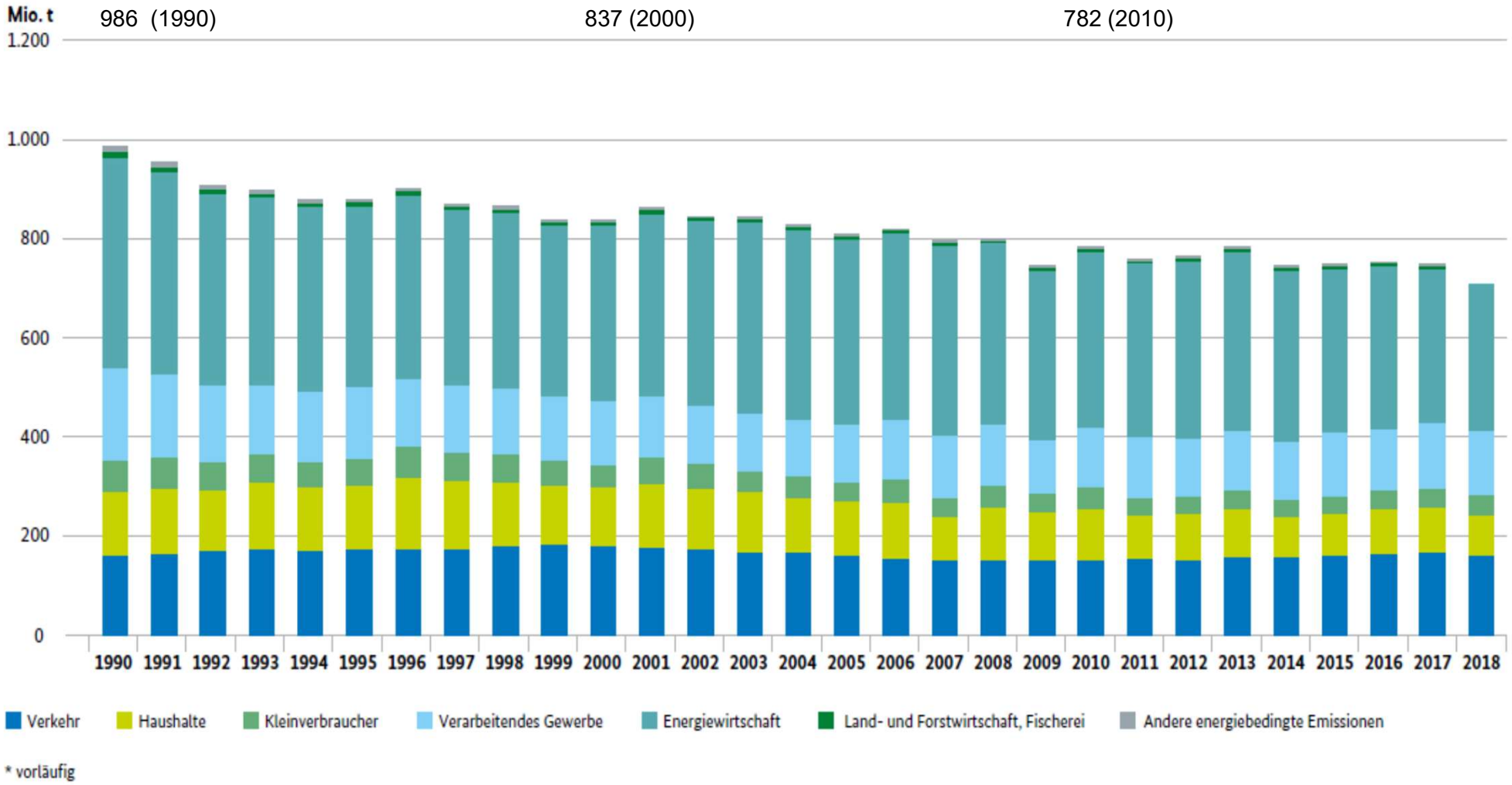
1) Feste Brennstoffe einschl. Kokerei-, Stadt- und Brenngas 2) Flüssige Brennstoffe einschl. Flüssig- und Raffineriegas; ohne Flugtreibstoff für den internat. Verkehr

3) Erdgas, Erdölgas und Grubengas 4) Sonstige einschl. statistischer Differenzen

Quellen: Umweltbundesamt (UBA) + AGEB aus BMWI-Energiedaten, gesamt, Grafik/Tab. 11, 10/2019; Stat. BA 3/2021; UBA 3/2021; BMU 3/2021

Entwicklung energiebedingte CO_2-Emissionen nach Sektoren in Deutschland 1990-2020 (3)

Jahr 2020: Gesamt 644,5 Mio. t CO_2, Veränderung 1990/2020 – 34,6%; 7,7 t CO_2 /Kopf;
THG-Anteil 87,2% von 739,5 Mio. t CO_2 Äqui.



* Daten 2018 vorläufig, Stand 4/2019 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)

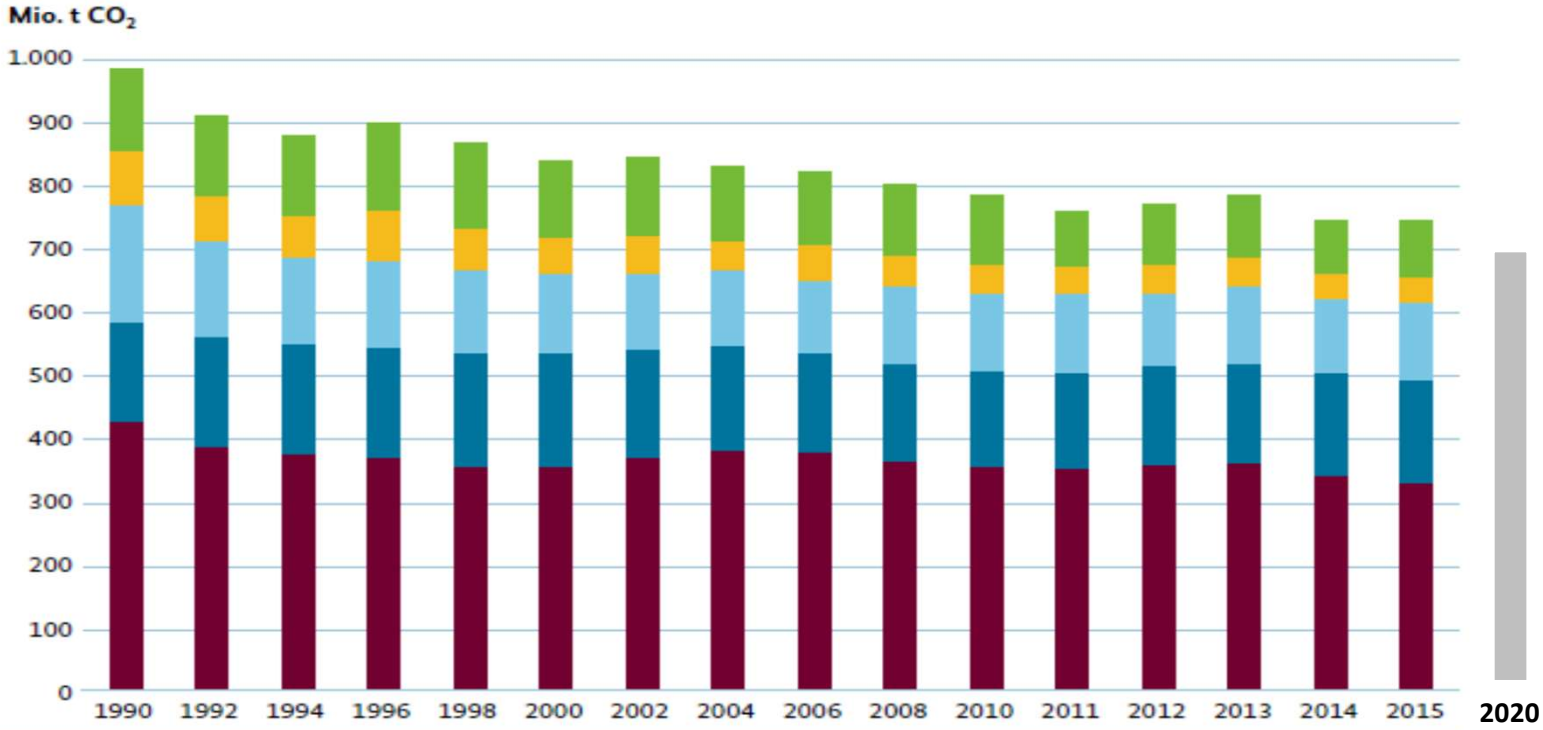
1 einschließlich Militär und Landwirtschaft (energiebedingt)

2 enthält nur Emissionen aus Industriefeuerungen, keine Prozessemissionen

Quellen: Umweltbundesamt (UBA) + AGEB aus BMWI Energiedaten, gesamt, Grafik/Tab. 9, 3/2021; Stat. BA 3/2021; UBA 3/2021; BMU 3/2021

Entwicklung energiebedingte CO_2-Emissionen nach Sektoren in Deutschland 1990-2020 (4)

Jahr 2020: Gesamt 644,5 Mio. t CO_2; Veränderung 1990/2020 – 34,6%; 7,7 t CO_2 /Kopf;
THG-Anteil 87,2% von 739,5 Mio. t CO_2 Äqui.



	1990	1992	1994	1996	1998	2000	2002	2004	2006	2008	2010	2011	2012	2013	2014	2015
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

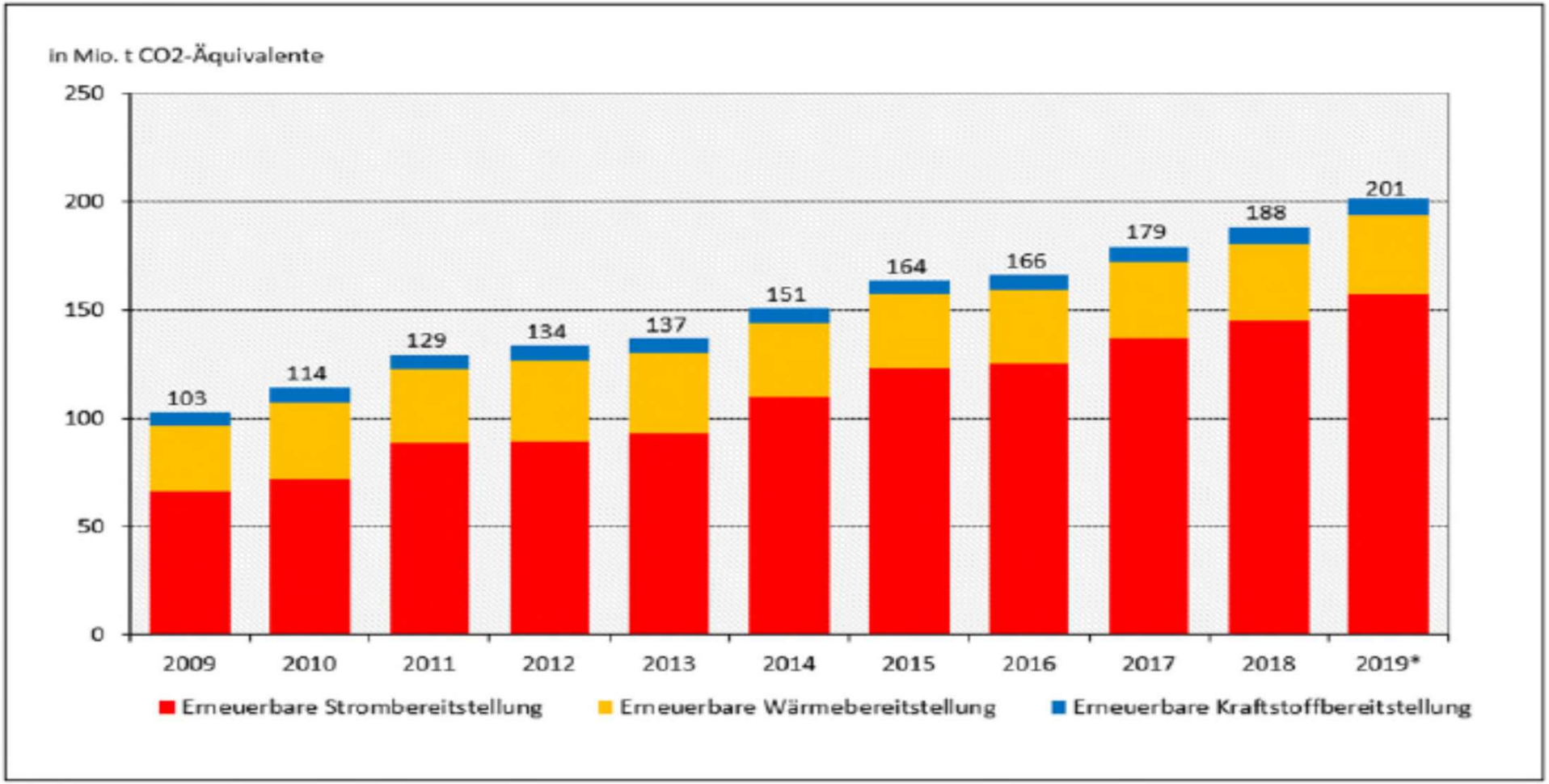
Quelle: Umweltbundesamt: Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen 1990 – 2015, Stand Februar 2017
aus BMWI - Energieeffizienz in Zahlen in Deutschland, S. 12, Stand Mai 2017; BMWI Energiedaten, gesamt Grafik/Tab. 9, 3/2021; UBA 3/2021, BMU 3/2021

Entwicklung durch erneuerbare Energien vermiedene Treibhausgasemissionen mit Beitrag Strombereitstellung in Deutschland 2008-2019 (5)

Jahr 2019: Gesamt 201 Mio. t CO_2 Äqui, **Veränderung zum VJ + 6,9%**

Beitrag Strom 158 Mio. t CO_2 Äqui., Anteil 78,6%

Abbildung 8.4: Durch erneuerbare Energien vermiedene Treibhausgasemissionen



* Vorjahresschätzung / vorläufige Daten

Quelle: BMWi auf Basis UBA 08/2020

Quelle: BMWI - 8. Monitoringbericht zur Energiewende in Deutschland 2018/19, S. 126, 1/2021

Entwicklung energiebedingte CO_2-Emissionen nach Quellen in Deutschland 1990-2018 (6)

Jahr 2018: Gesamt 708 Mio. t CO_2; Veränderung 1990/2018 – 28,2%; 8,5 t CO_2 /Kopf;
THG-Anteil 81,8% von 866 Mio. t CO_2 Äqui.

CO2-Emissionen in Deutschland - Schätzung für das Jahr 2018

Emissionsquellen	2017 Mio. t	2018 Mio. t	Veränderung Mio. t	Veränderung %
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/ Produktverwendung[3)]	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

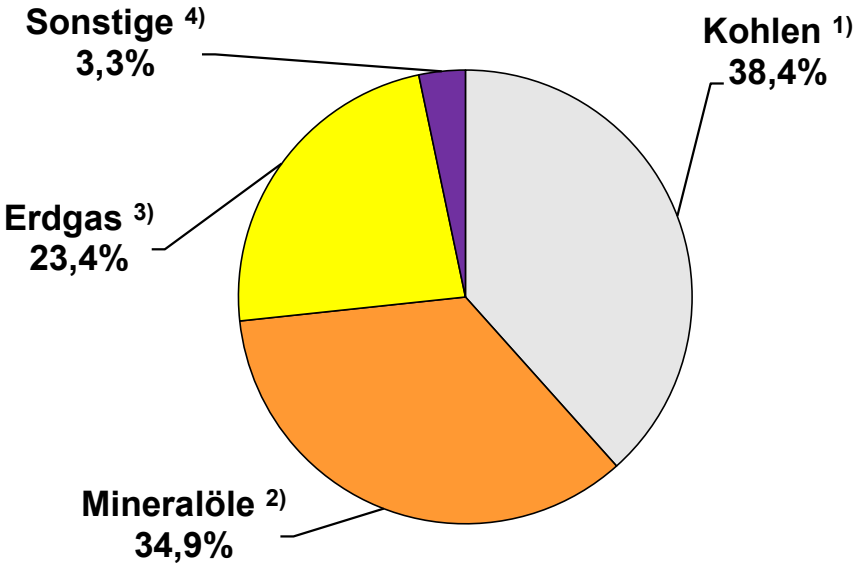
Quelle: BMU – Pressemitteilung Klimabilanz 2018 in Deutschland vom 4. April 2019; BMWI 9/2019

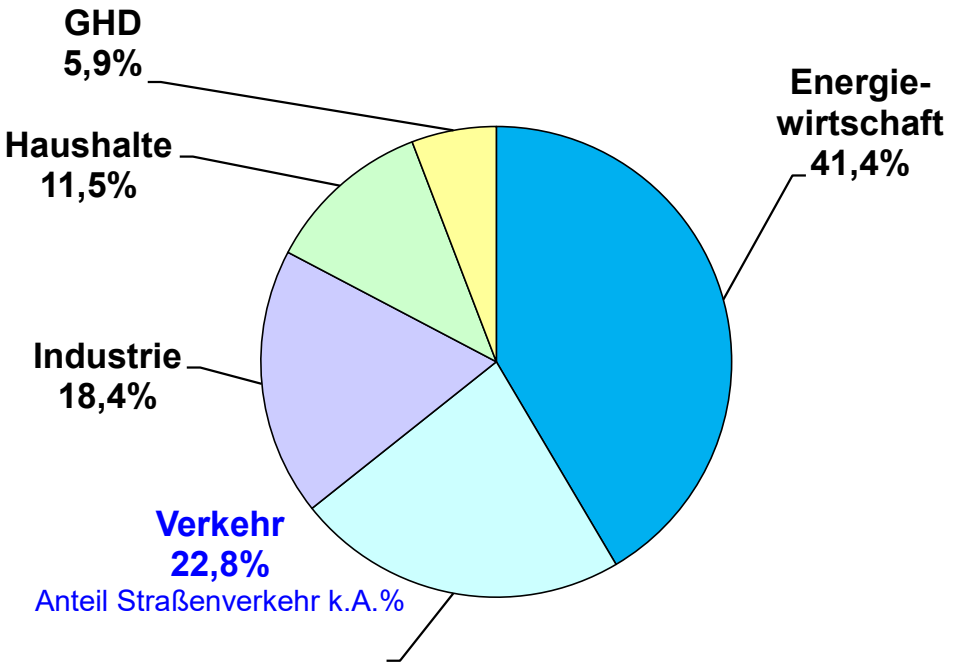
Energiebedingte Kohlendioxid (CO_2)-Emissionen
nach Energieträgern und Sektoren in Deutschland 2018 (7)

Aufteilung nach Energieträgern (Tab. 11) **Aufteilung nach Sektoren** (Tab. 9)

Gesamt 708 Mio. t CO_2; Veränderung 90/18 - 28,2%

8,5 t CO_2/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

Quelle: Umweltbundesamt (UBA) aus BMWI-Energiedaten, Gesamtausgabe, Tab. 9,11, 9/2019

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 Stromhandelssaldos 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 Stromhandelssaldo.

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 Stromhandelssaldo 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 Stromhandelssaldos – 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 Stromhandelssaldo 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

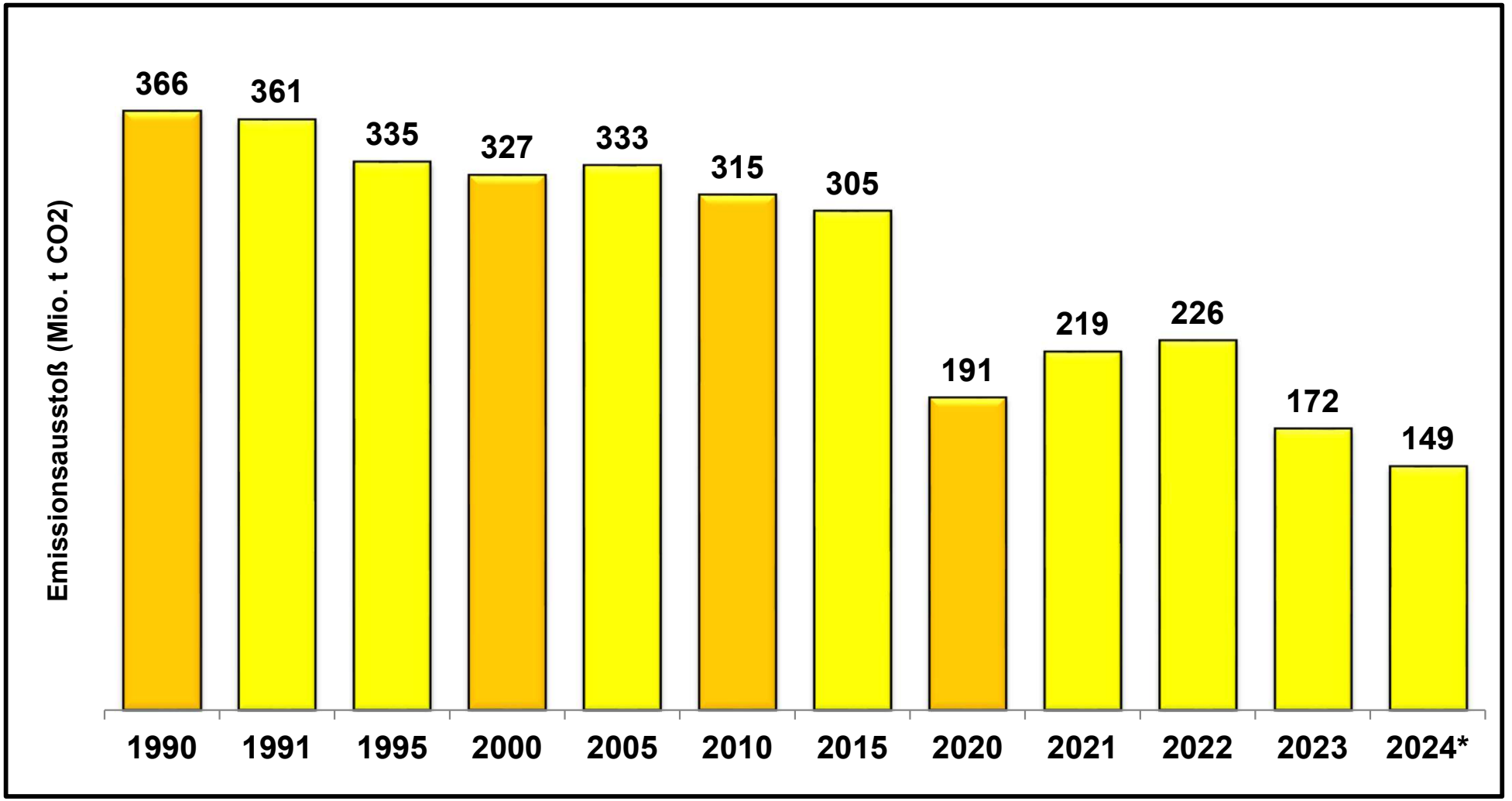
Material	[kg CO_2/TJ]
Andere Mineralölprodukte	80403
Braunkohlenbriketts	99212
Braunkohlenstaub-/Wirbelschichtkohle	97521
Deponiegas	111396
Dieselkraftstoff	74027
Erdgas	55826
Flüssiggas	66333
Gicht- u. Konvertergas	256388
Grubengas	68118
Hartbraunkohle	94420
Hausmüll/Siedlungsabfall fossil	91510
Heizöl, leicht	74020
Heizöl, schwer	79671
Industriemüll fossil	71133
Klärgas	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/1000m³
Steinkohle	93572
Steinkohlenbriketts	95913
Steinkohlenkoks	108317

Quelle: Umweltbundesamt, ZSE aktuell Stand 02/2022

aus UBA- Climate Change - Entwicklung der spezifischen Treibhausgas-Emissionen des deutschen Strommix 1990-2021, Stand 04-2022

Entwicklung energiebedingte Kohlendioxid CO_2-Emissionen zur Stromerzeugung in Deutschland 1990-2024 (1)

Jahr 2024: Gesamt 149 Mio. t CO_2; Veränderung 1990/2024 - 38,3%,
Strommix 432 g/kWh



Grafik Bouse 2025

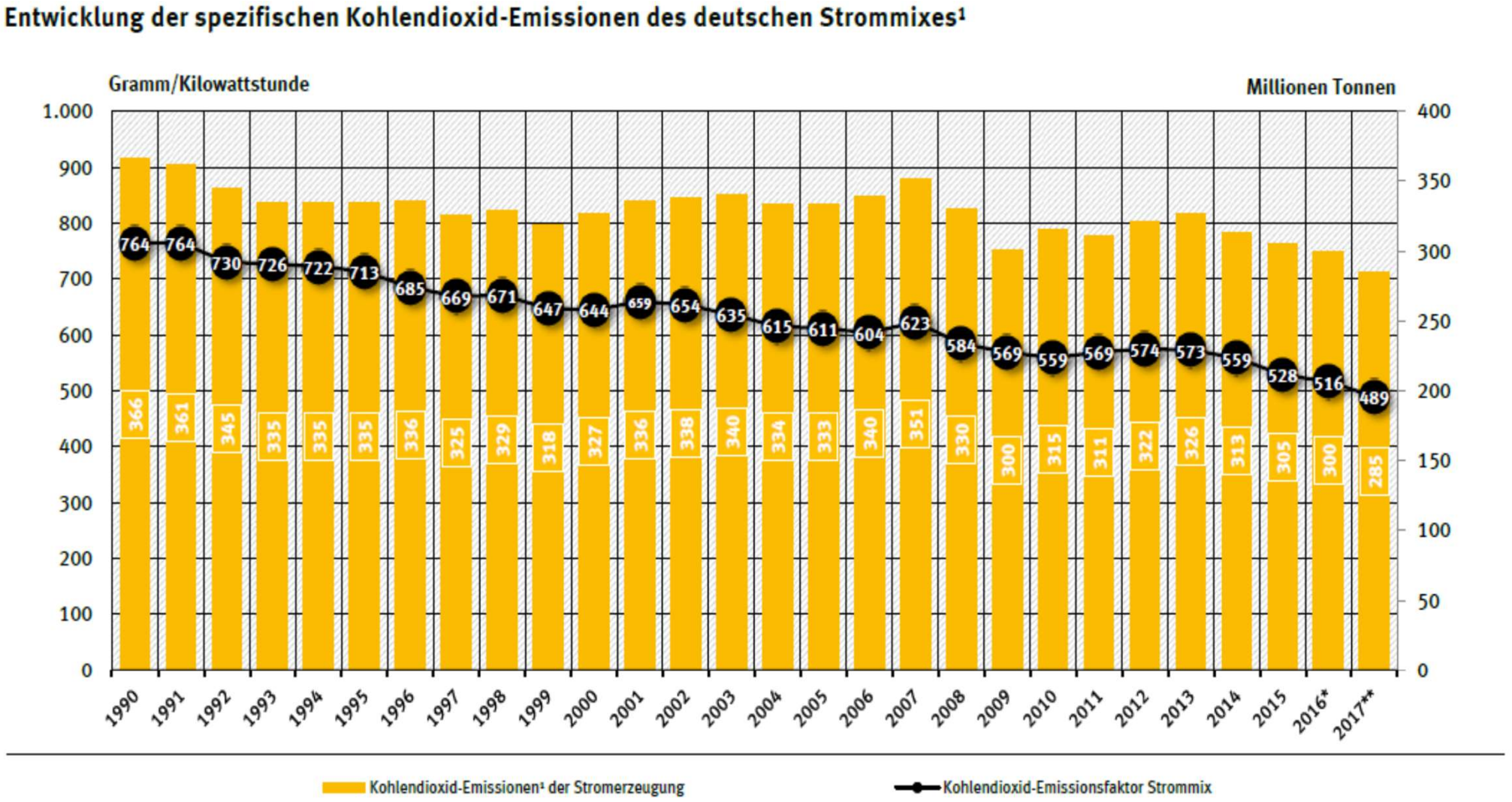
* Daten 2024 vorläufig, Stand 1/2025

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2024: 85,0 Mio.

Quellen: Umweltbundesamt (UBA) aus BMWI – Energiedaten gesamt, Tab. 11; 1/2022; Agora Energiewende – Energiewende in Deutschland, Stand der Dinge 2024, 1/2025
aus www.agora-energiewende.de

Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen (CO_2) des deutschen Strommix und der absoluten Emissionen 1990-2022 (2)

Jahr 2022: Gesamt 226 Mio. t CO_2; Veränderung 1990/2022 - 38,3%,
Strommix 432 g/kWh



¹ Strommix inklusive fossiler, nuklearer und erneuerbarer Energieträger
* hochgerechnete Daten
** Expertenschätzung (nur für Kohlendioxid-Emissionen)

Quelle: Umweltbundesamt, eigene Berechnungen, Stand 03/2018

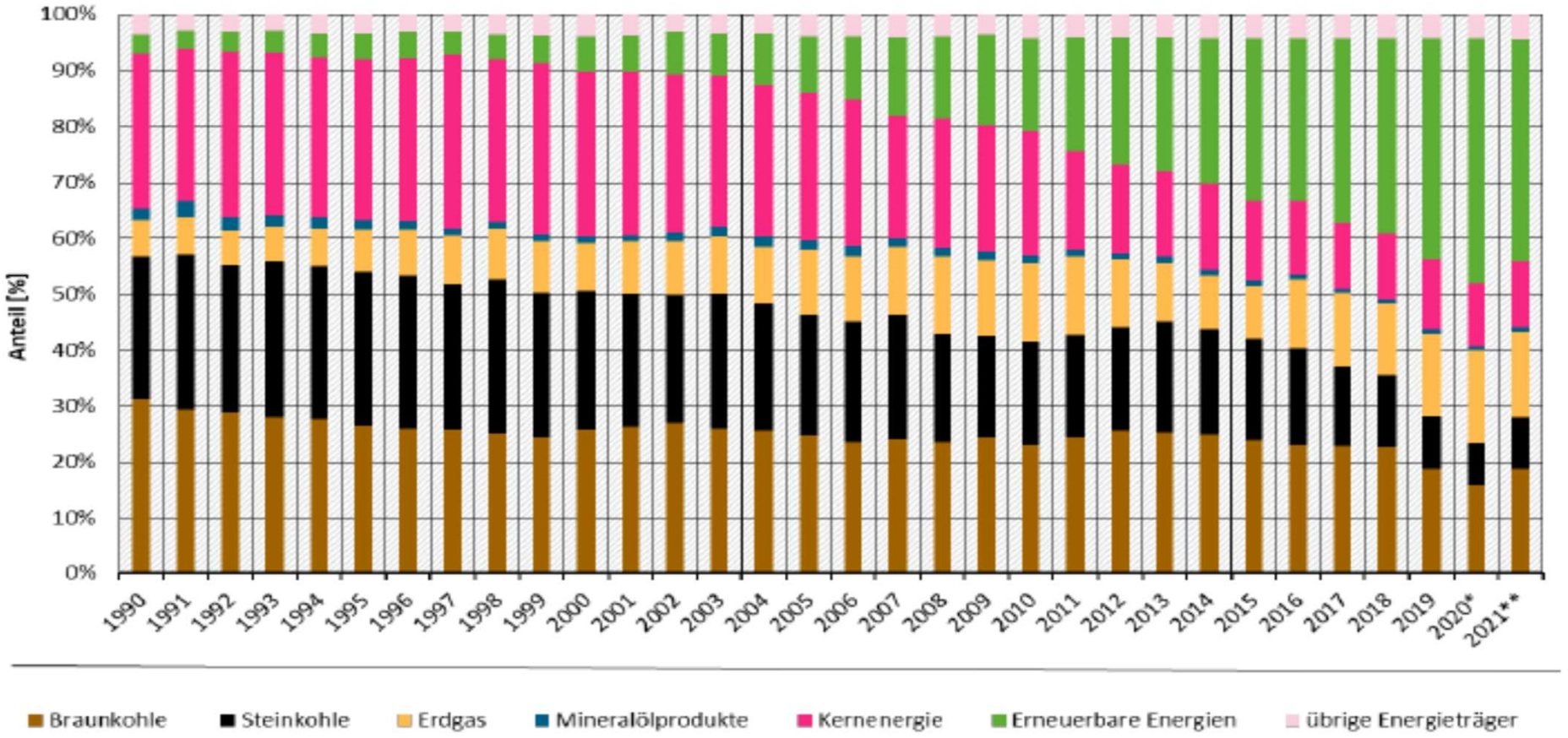
1) CO2-Emissionsfaktor Strommix bezogen auf Netto-Stromverbrauch = Bruttostromerzeugung -Kraftwerkseigenverbrauch -Pumpstrom-Leitungsverluste

Quellen: UBA – Climate Change „ Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen (CO2) des deutschen Strommix 1990-2021“, 4/2022;
Agora Energiewende – Energiewende in Deutschland, Stand der Dinge 2022, 1/2023 aus www.agora-energiewende.de

Entwicklung energiebedingte Kohlendioxid-Emissionen (CO_2) der Stromerzeugung nach Energieträgern in Deutschland 1990-2022 (3)

Jahr 2022: Gesamt 226 Mio. t CO_2; Veränderung 1990/2022 - 38,3%, Strommix 432 g/kWh

Abb. 3: Anteil der Energieträger an der Bruttostromerzeugung – „Deutscher Strommix“



* vorläufig z.T. geschätzt

Quelle: AGEB Stand Februar 2022, eigene Berechnungen UBA, AGEE - Stat 02/2022

* Daten 2019 vorläufig, Stand 4/2020

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2021: 83,2 Mio.

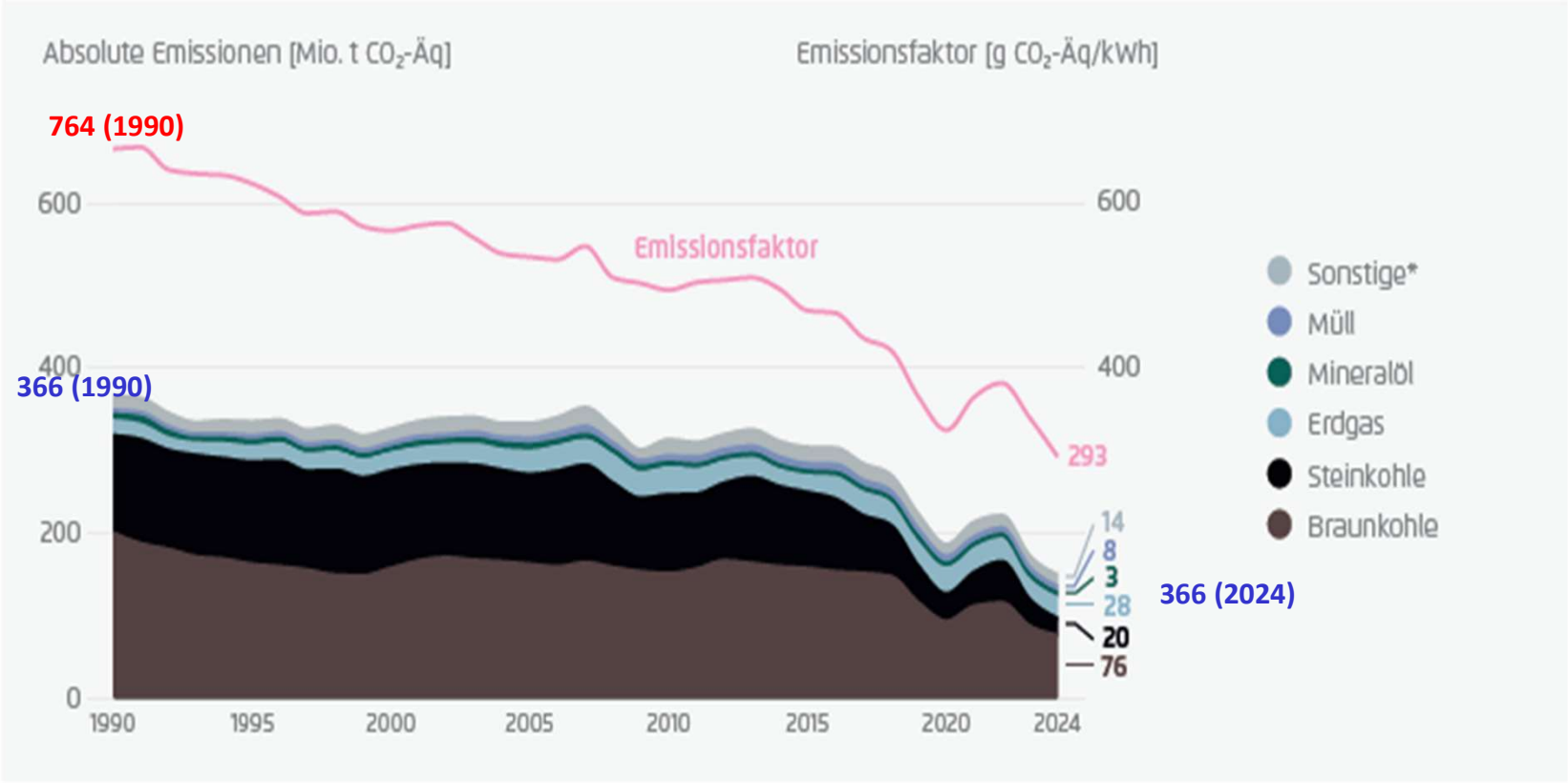
1) Sonstige: Gichtgas, Grubengas, Kokereigas, Brenngas

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 1990-2024 (4)

Jahr 2024: Gesamt 149 Mio. t CO_2; Veränderung 1990/2024 – 59,3%,
Strommix 293 g/kWh, Veränderung 90/24 – 61,6%

Entwicklung der Emissionen der Stromerzeugung, 1990–2024 → Abb. 4_9



Agora Energiewende (2024) nach AGEB (2024b), UBA (2024b) • Absolute Emissionen und Emissionsfaktor bezogen auf Bruttostromerzeugung inkl. Pumpspeicherkraftwerke; 2022 und 2023: vorläufige Daten; 2024: Prognose von Agora Energiewende basierend auf UBA (2024b)

Quelle: Agora Energiewende - Energiewende in Deutschland, Stand der Dinge 2024, S. 49, Ausgabe 1/2025, www.agora-energiewende.de

Entwicklung Stromerzeugung, Stromverbrauch und Emissionsfaktor des Stroms in Deutschland 1990-2021 (5)

Tabelle 1: Gerundete Ausgangsgrößen und Berechnungsergebnis: Emissionen der Stromerzeugung Stromverbrauch und Emissionsfaktor des Stroms

Jahr	Kohlendioxidemissionen der Stromerzeugung[1] [Mio. t]	Stromverbrauch[2] [TWh]	CO_2-Emissionsfaktor Strommix[3] [g/kWh]	Stromverbrauch unter Berücksichtigung des Stromhandelssaldos[4] [TWh]	CO_2-Emissionsfaktor Stromverbrauch[5] [g/kWh]	Kohlendioxidemissionen der Stromerzeugung unter Berücksichtigung Handelssaldo[6] [Mio. t]	CO_2-Äquivalente Emissionsfaktor ohne Vorketten [g/kWh]	CO_2-Äquivalente Emissionsfaktor mit Vorketten [g/kWh]	Emissionen Kohlendioxid-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	Kohlendioxidemissionen der Stromerzeugung[1] [Mio. t]	Stromverbrauch[2] [TWh]	CO_2-Emissionsfaktor Strommix[3] [g/kWh]	Stromverbrauch unter Berücksichtigung des Stromhandelssaldos[4] [TWh]	CO_2-Emissionsfaktor Stromverbrauch[5] [g/kWh]	Kohlendioxidemissionen der Stromerzeugung unter Berücksichtigung Handelssaldo[6] [Mio. t]	CO_2-Äquivalente Emissionsfaktor ohne Vorketten [g/kWh]	CO_2-Äquivalente Emissionsfaktor mit Vorketten [g/kWh]	Emissionen Kohlendioxid-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. Stromhandelssaldo =Bruttostromerzeugung (eigene , AGEB + AGEE-Stat) -Kraftwerkseigenverbrauch -Pumpstrom-Leitungsverluste+(Stromhandelssaldo destatis)

5 UBA Berechnungen unter Berücksichtigung des Stromhandelssaldos (destatis)

6 Emissionen der Stromerzeugung abzüglich der Emissionen die dem Stromhandelssaldo zugerechnet wurden

7 UBA Berechnungen unter Berücksichtigung CH4 und N2O

Quellen: UBA – Climate Change „ Entwicklung der spezifischen Treibhausgas-Emissionen (CO2) des deutschen Strommix 1990-2021“, 4/2022;

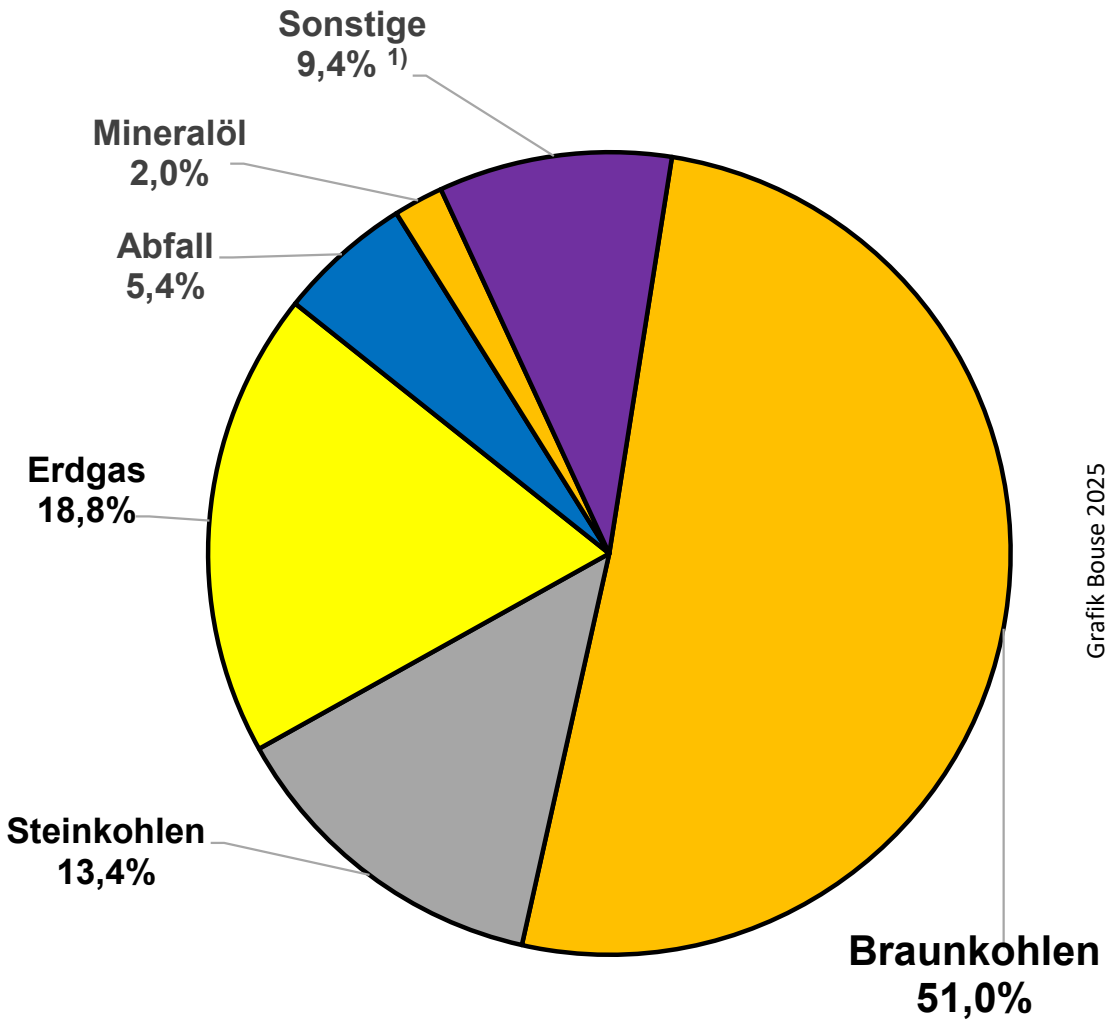
Energiebedingte Kohlendioxid-Emissionen (CO_2) der Stromerzeugung nach Energieträgern in Deutschland 1990-2024 (6)

A Anhang 1: CO_2-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

Jahr 2024: Gesamt 149 Mio. t CO_2; Veränderung 1990/2024 – 59,3%
Strommix 293 g/kWh



Dominant sind die Kohlenanteile mit 64,4%

* Daten 2024 vorläufig, Stand 1/2025

Bevölkerung (Jahresdurchschnitt) 2024: 85,0 Mio.

1)

Quellen: UBA- Climate Change - Entwicklung der spezifischen Treibhausgas-Emissionen des deutschen Strommix 1990-2021, Stand 04-2022; Umweltbundesamt (UBA) aus BMWI – Energiedaten gesamt, Tab. 11; 9/2022; Agora Energiewende – Energiewende in Deutschland, Stand der Dinge 2024, 1/2025 aus www.agora-energiewende.de

Entwicklung Indikatoren energiebedingte CO_2-Emissionen (Quellenbilanz) in Baden-Württemberg und Deutschland 1991-2022

Baden-Württemberg 2022

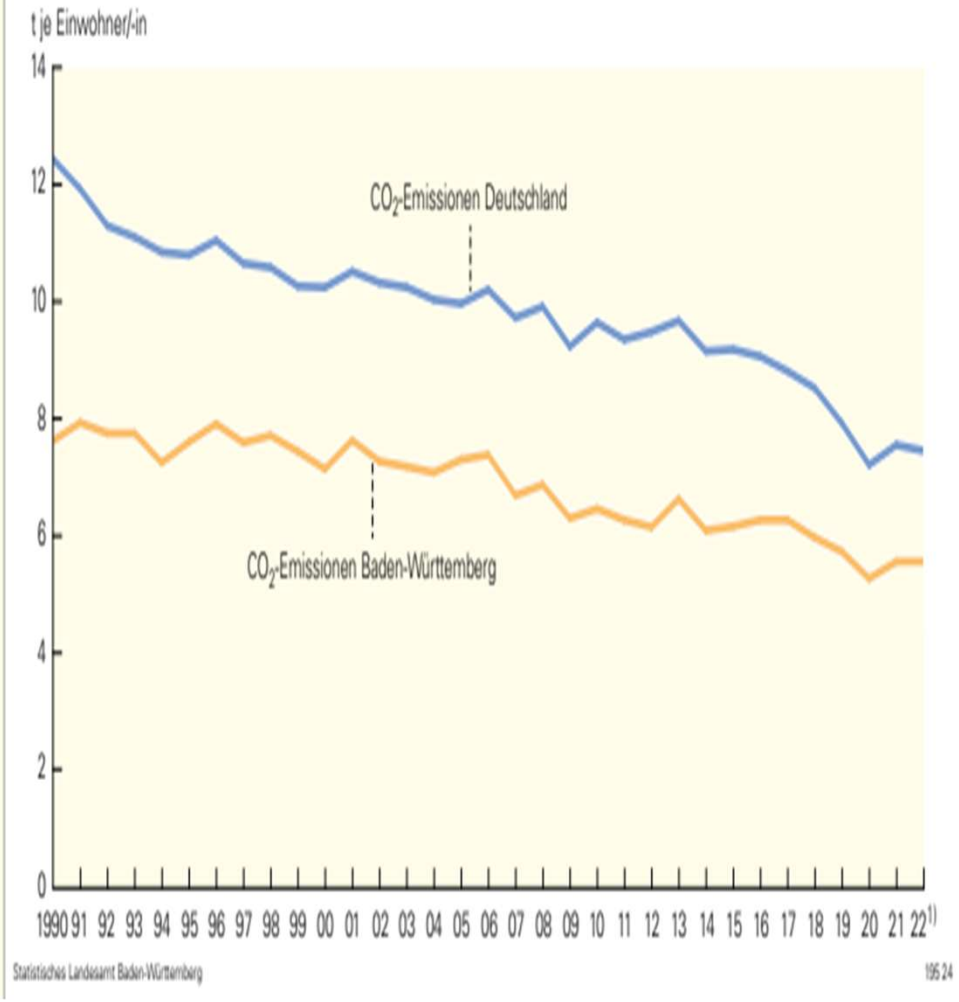
62,5 Mio. t CO_2, Veränderung 91/22 - 20,7%
5,6 t CO_2/Kopf

Deutschland 2022

626,1 Mio. t CO_2, Veränderung 91/22 - 34,4%
7,5 t CO_2/Kopf

I-13 Energiebedingte CO_2-Emissionen*) in Baden-Württemberg und Deutschland seit 1991

Gegenstand der Nachweisung	Einheit	1991	2000	2005	2010	2015	2020	2022[1]
Energiebedingte CO_2-Emissionen Baden-Württemberg	1 000 t	78 778	74 168	77 053	67 872	66 742	58 740	62 486
Einwohner/-innen Baden-Württemberg[2]	1 000	9 904	10 359	10 521	10 480	10 798	11 102	11 202
Energiebedingte CO_2-Emissionen je Einwohner/-in Baden-Württemberg[2]	t/EW	8,0	7,2	7,3	6,5	6,2	5,3	5,6
Bruttoinlandsprodukt Baden-Württemberg[3]	Mill. EUR	X	X	X	X	X	X	576 128
	1991 = 100	100	111,6	114,9	123,6	138,3	140,2	149,0
Energiebedingte CO_2-Emissionen je BIP[3]	t/1 000 EUR	X	X	X	X	X	X	0,1
	1991 = 100	100	84,4	85,1	69,7	61,3	53,2	53,2
Energiebedingte CO_2-Emissionen Deutschland[4]	1 000 t	954 583	835 870	811 782	775 678	751 870	601 558	626 142
Einwohner/-innen Deutschland[2]	1 000	79 973	81 457	81 337	80 284	81 687	83 161	83 798
Energiebedingte CO_2-Emissionen je Einwohner/-in Deutschland[2]	t/EW	11,9	10,3	10,0	9,7	9,2	7,2	7,5
Bruttoinlandsprodukt Deutschland[3]	Mill. EUR	X	X	X	X	X	X	3 876 810
	1991 = 100	100	115,2	118,3	125,4	136,4	140,5	147,6
Energiebedingte CO_2-Emissionen je BIP[3]	t/1 000 EUR	X	X	X	X	X	X	0,2
	1991 = 100	100	76,0	71,9	64,8	57,7	44,8	44,4



*1) Daten 2022 vorläufig, Stand 7/2024 Bevölkerung (Jahresdurchschnitt), Jahr 2022: BW 11,2 Mio.: D 83,8 Mio.
Ohne internationalen Luftverkehr. 2) Jahresdurchschnitt, Bevölkerungsfortschreibung auf der Basis des Zensus 2011, AK VGRdL, Berechnungsstand August 2023/Februar 2024. – 3) Bezugsgröße für Angaben in Mill. EUR und EUR/GJ: Bruttoinlandsprodukt in jeweiligen Preisen; für Angaben Index: Bruttoinlandsprodukt preisbereinigt, verkettet; AK VGRdL, jeweils Berechnungsstand August 2023/Februar 2024, eigene Berechnungen. – 4) Ohne Diffuse Emissionen.

Quellen: Für Deutschland: Umweltbundesamt, Nationale Trendtabellen Treibhausgasemissionen, Stand: Dezember 2023. Für Baden-Württemberg: Länderarbeitskreis Energiebilanzen; Ergebnisse von Modellrechnungen in Anlehnung an den nationalen Inventarbericht (NIR) Deutschland 2024. Berechnungsstand: Frühjahr 2024 aus Stat. LA BW & UM BW, Energiebericht 2024, 7/2024

Entwicklung der spezifischen CO_2-Emissionen [2)] zur Stromversorgung in Deutschland 1990-2024 (1)

Nr.	Benennung	Ein-heit	1990	1991	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2022	2024
1	Emissionsmenge	Mio. t	366	362	335	327	333	313	304	191	226	149
2	- Brutto-Stromerzeugung (BSE)	Mrd. kWh	550	540	537	577	623	633	648	574	577	495
	- Netto-Stromerzeugung (NSE) [1)]		479	474	470	507	545	563	576	547	547	
	- Netto-Stromverbrauch (NSV)		479	473	470	507	545	564	578	492	483	
3	- spez. Emissionen (BSE) 2)	g CO_2 / kWh	665	670	611	624	535	498	471	333	391	
	- spez. Emissionen (NSE) [1,2)]		764	761	714	644	611	556	528	375	432	
	- spez. Emissionen (NSV) [2)]		764	764	713	644	611	556	528	388	468	

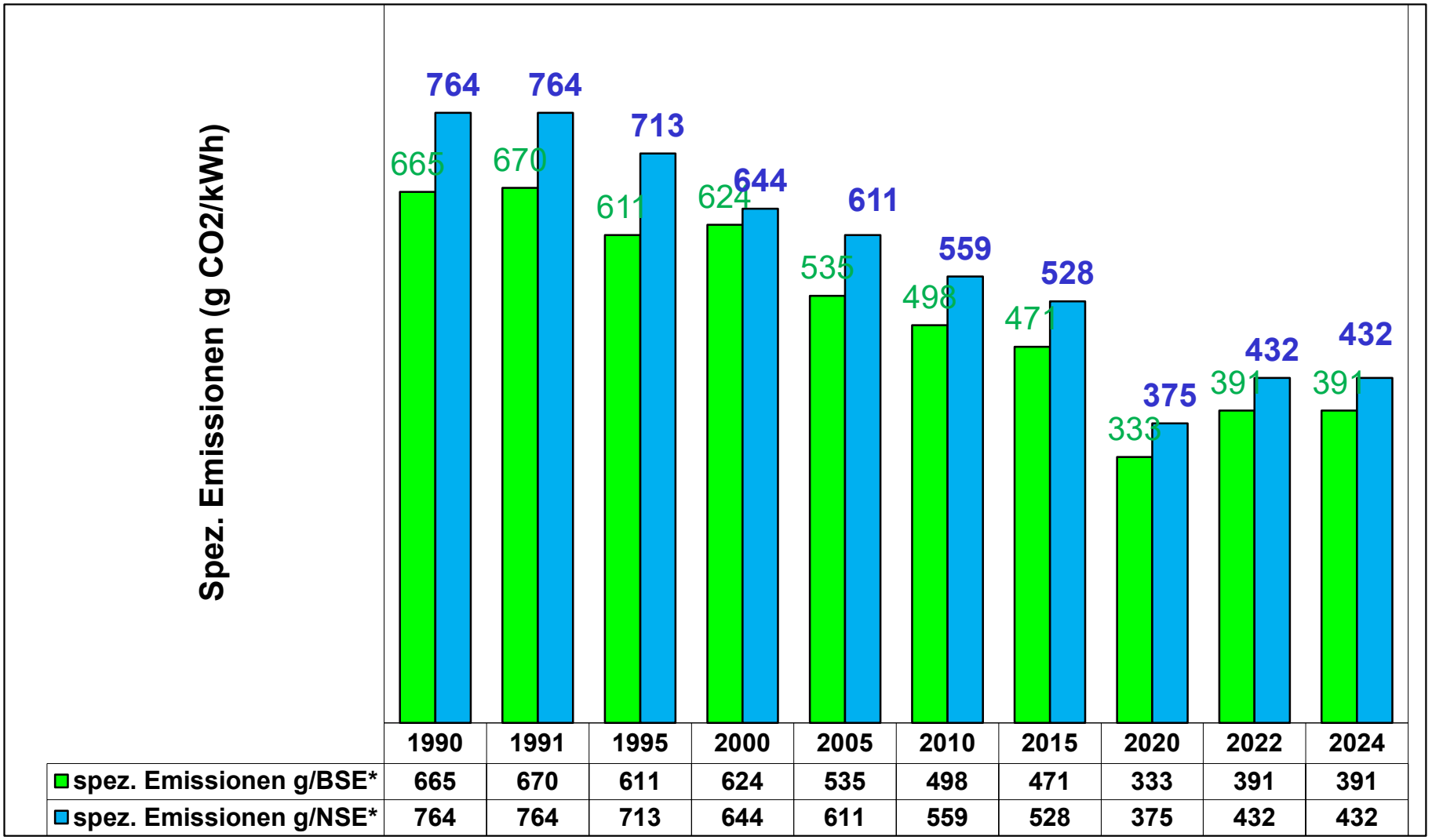
* Daten 2024 vorläufig; Stand 1/2024

1) Netto-Stromerzeugung (NSE) ohne Pumpstromverbrauch und Nutzverluste nach UBA

2) Spezifische Emissionensmengen 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 2024, 1/2025 www.agora-energiewende.de

Entwicklung der spezifischen CO_2-Emissionen [2)] zur Stromversorgung in Deutschland 1990-2024 (2)



	1990	1991	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2022	2024
spez. Emissionen g/BSE*	665	670	611	624	535	498	471	333	391	391
spez. Emissionen g/NSE*	764	764	713	644	611	559	528	375	432	432

* Daten 2022 vorläufig, Stand 1/2023

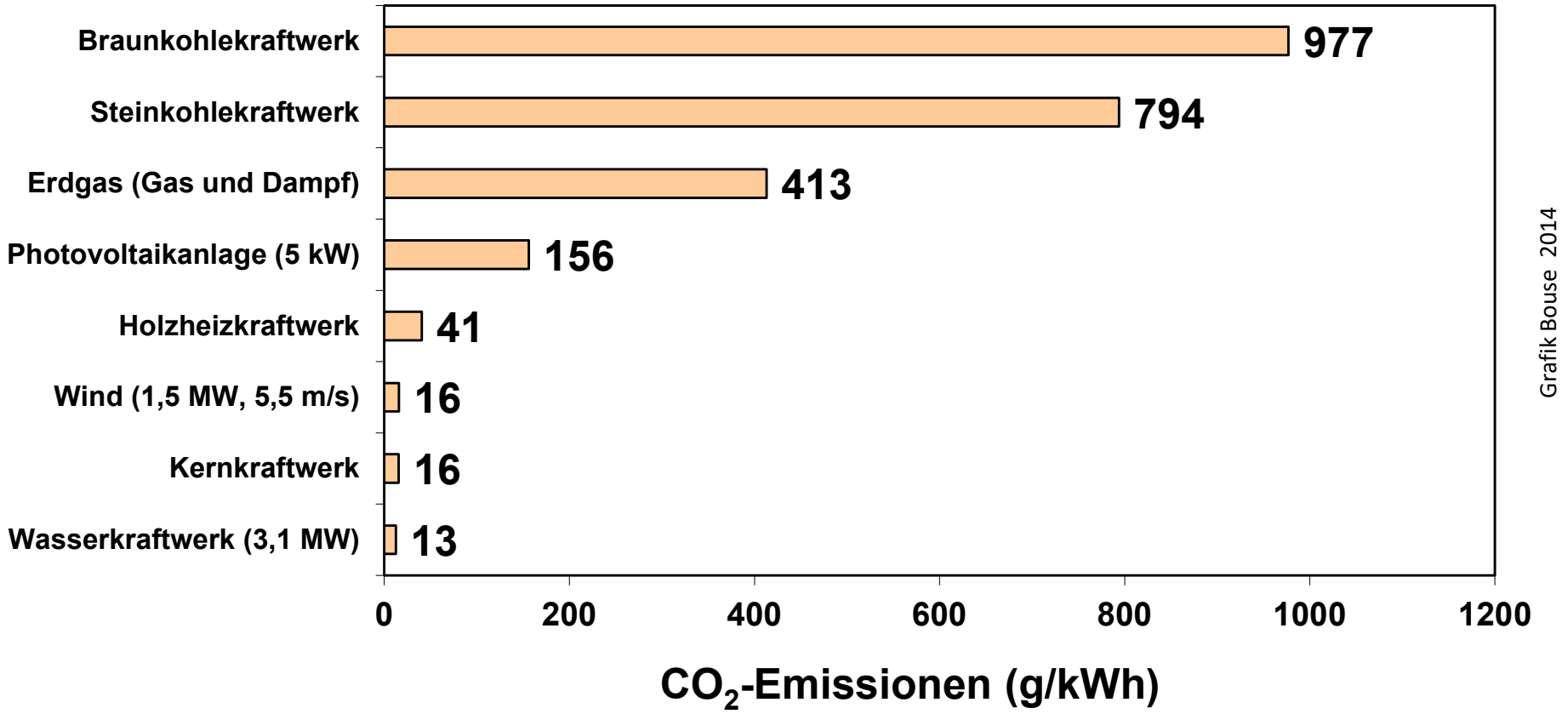
1) Netto-Stromerzeugung (NSE) ohne Pumpstromverbrauch und Nutzverluste nach UBA = Spezifische CO_2-Emissionen des Strommix

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 (CO_2)-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 CO_2-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

Quellen: Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Studie aus dem Jahr 2005 aus Stuttgarter Zeitung vom 14.3.2007
UBA Umweltbundesamt Climate Change „ Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen (CO_2) des deutschen Strommix 1990-2012“, 7/2013

Klimaschutztechnologie CCS:
Abtrennung und Speicherung von Treibhausgasen (THG) **(1)**

Beispiel Nordsee (Auszug)

Unter der Nordsee wäre Platz, um die deutschen CO_2-Restemissionen vieler Jahren zu speichern: Schätzungen zufolge lassen sich im tiefen Meeresboden der gesamten Nordsee etwa 150 Mrd. t CO_2 einlagern, unterhalb der deutschen Nordsee 3,6 Mrd. t CO_2 bis 10,4 Mrd. t CO_2. Zum Vergleich: Berechnungen zufolge wird Deutschland künftig Restemissionen in Höhe von 0,04 Mrd. t CO_2 bis 0,1 Mrd. t CO_2 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 CO_2-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.

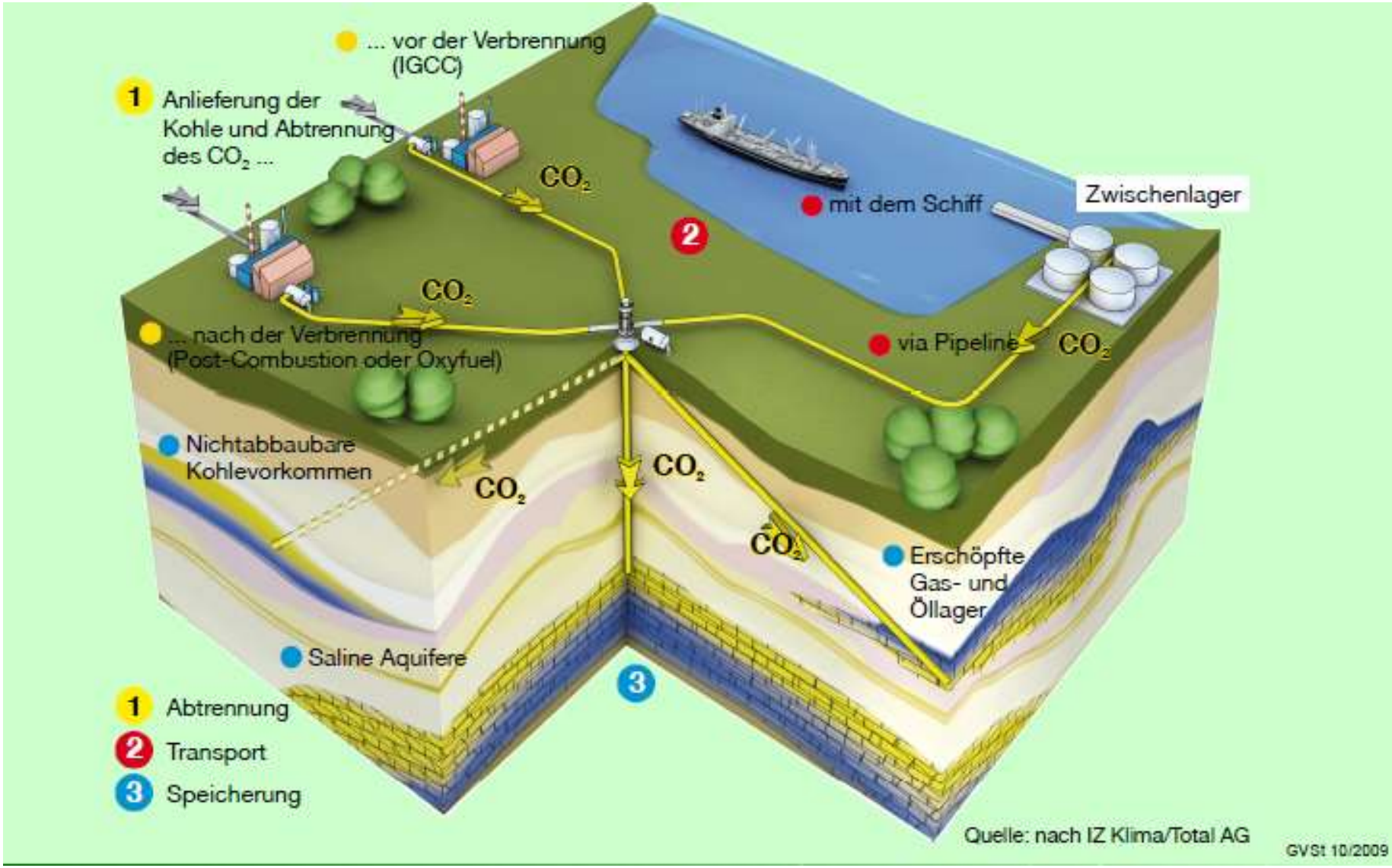
CDRmare-Forschungsverbünde

- **CDR steht für Carbon Dioxide Removal, also CO_2-Entnahme.** Die Forschungsmission CDRmare setzt sich aus sechs Verbünden zusammen, in denen verschiedene Methoden der marinen CO_2-Entnahme und -Speicherung untersucht und anschließend mit externen Experten und Expertinnen bewertet werden. Die **sechs** Verbünde 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 CO_2-Entnahme** und Synthese des aktuellen Wissensstandes (Asmasys)

Quelle: CO_2 unter der Nordsee lagern, VDI nachrichten 21. April 2023

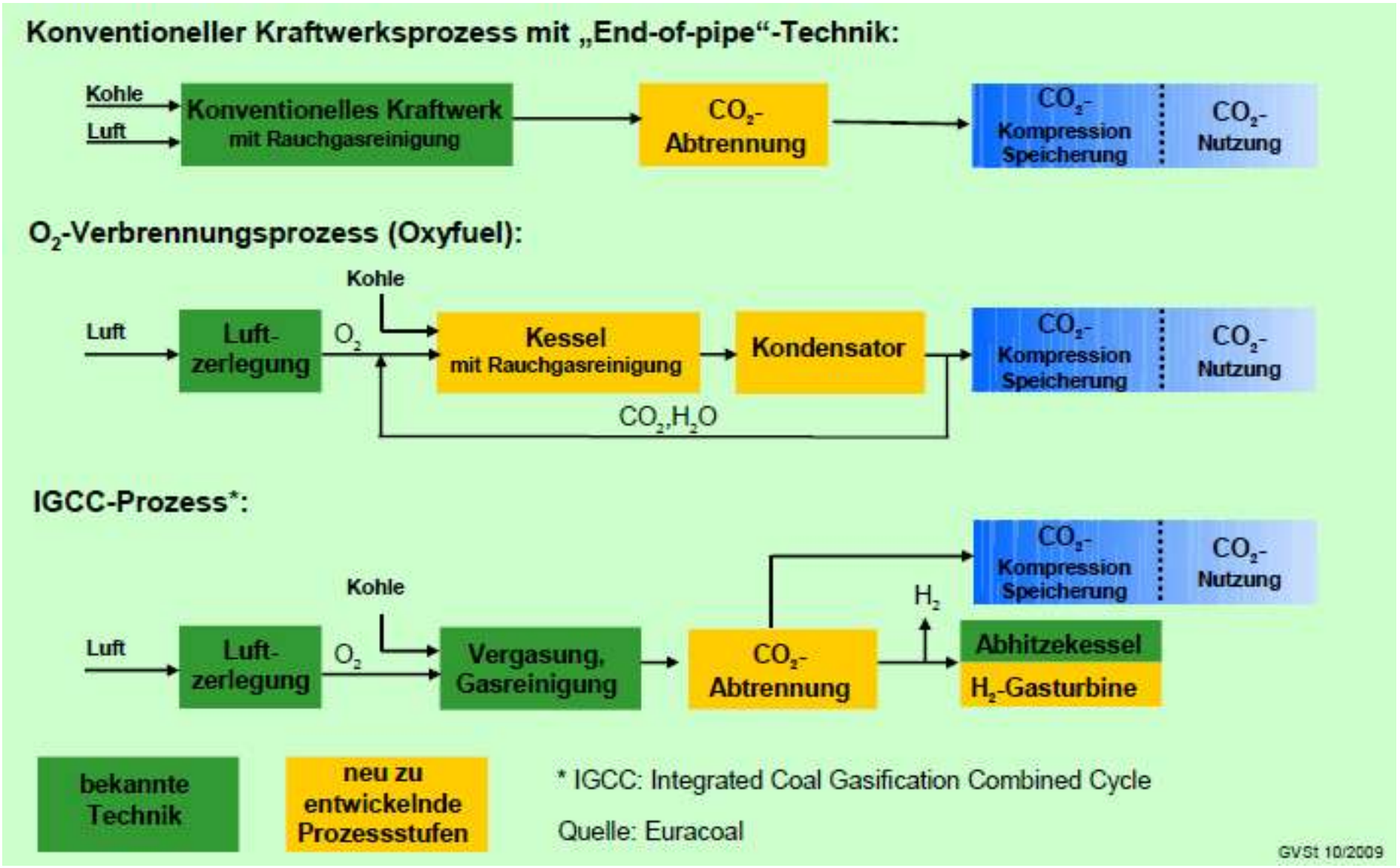
Klimaschutztechnologie CCS:
Abtrennung und Speicherung von Treibhausgasen (THG) **(2)**

Möglichkeiten der CO_2-Abtrennung und CO_2-Speicherung



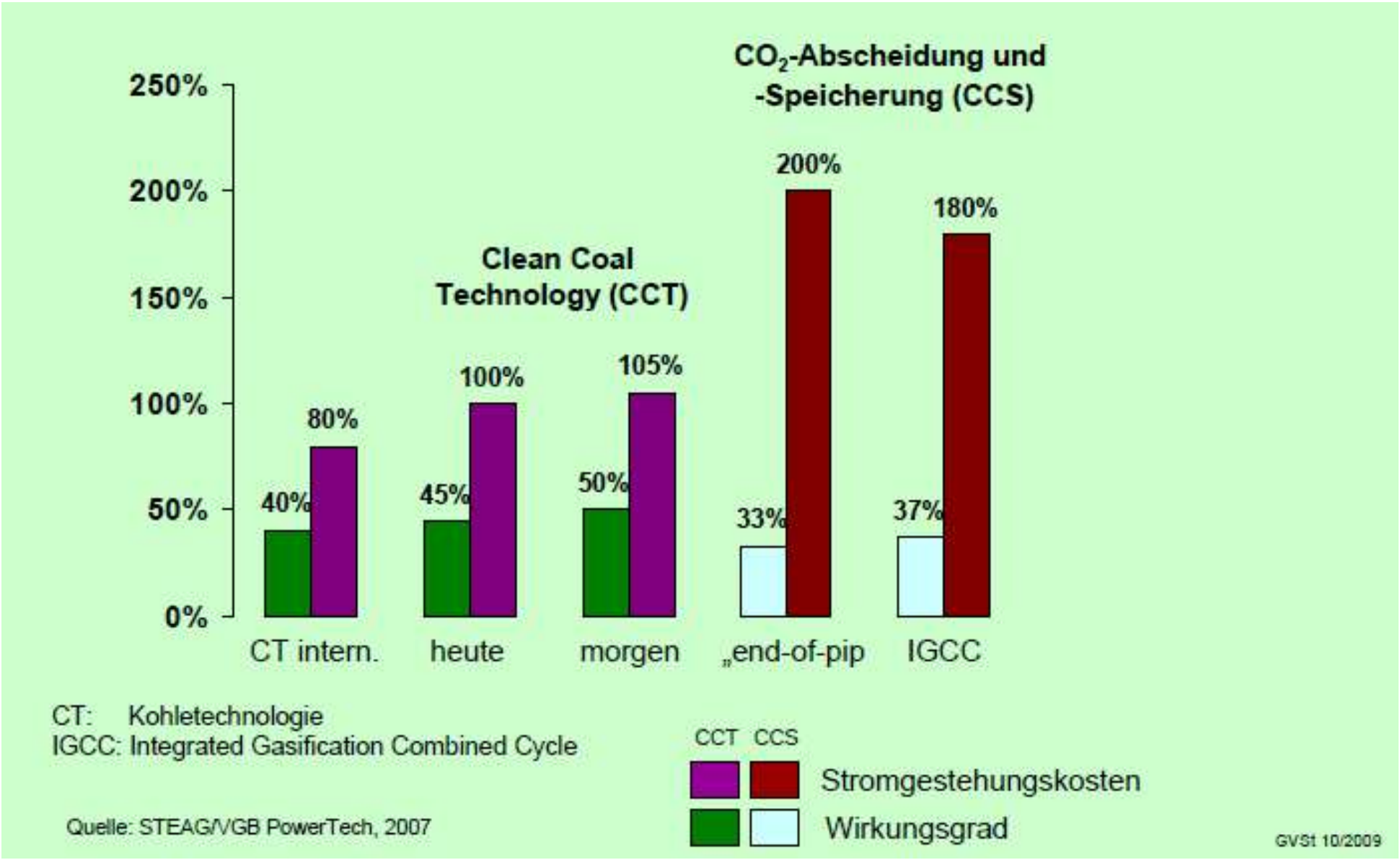
Quelle: GVSt – Jahresbericht Steinkohle 2009– Foliensatz; Internet: www.gvst.de 10/2009

Kohlendioxid (CO_2)-Abtrennungsverfahren (3)



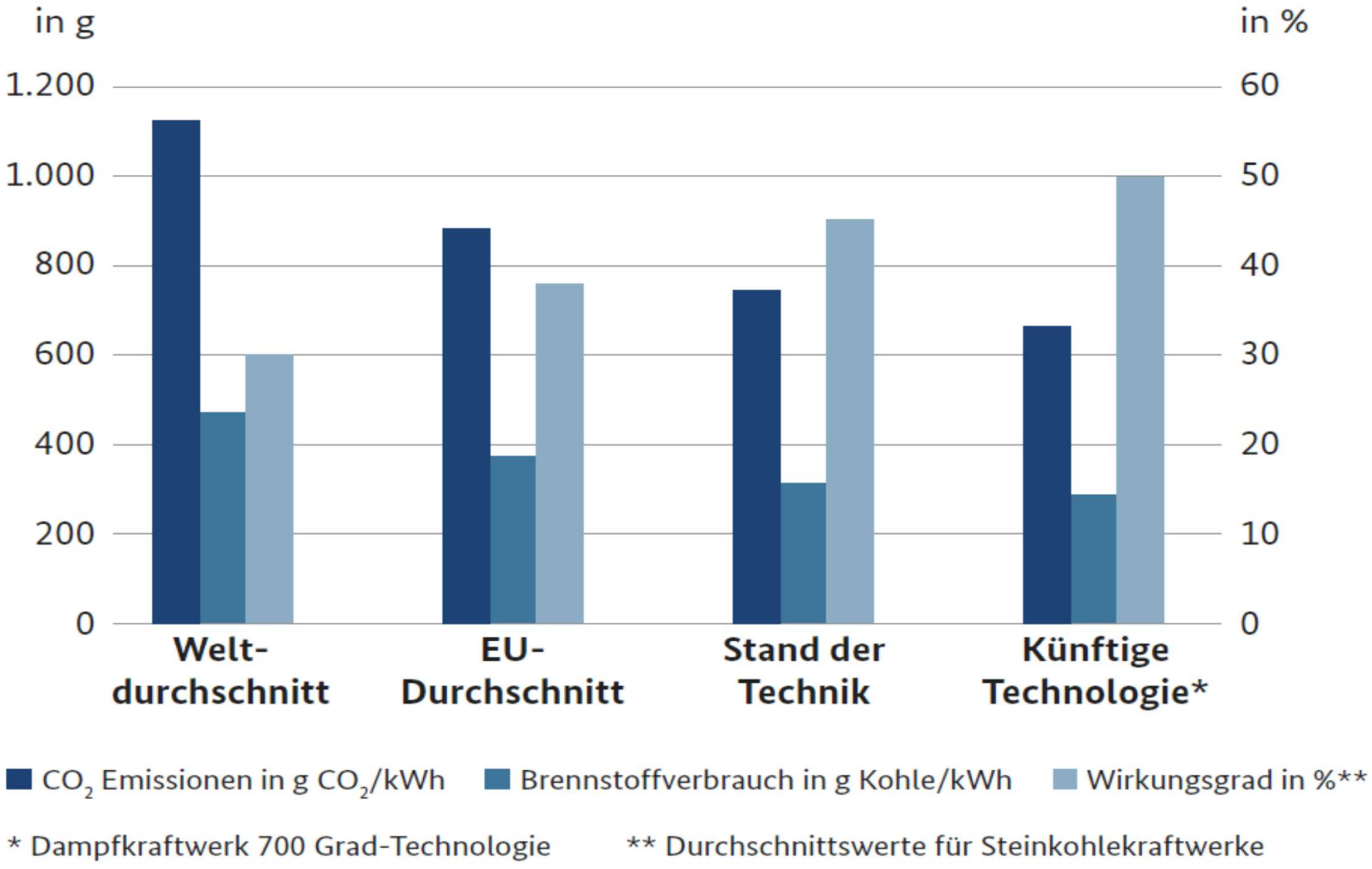
Quelle: GVSt – Jahresbericht Steinkohle 2009– Foliensatz; Internet: www.gvst.de 10/2009

Wirkungsgrade und Kosten von CCT und CCS (4)



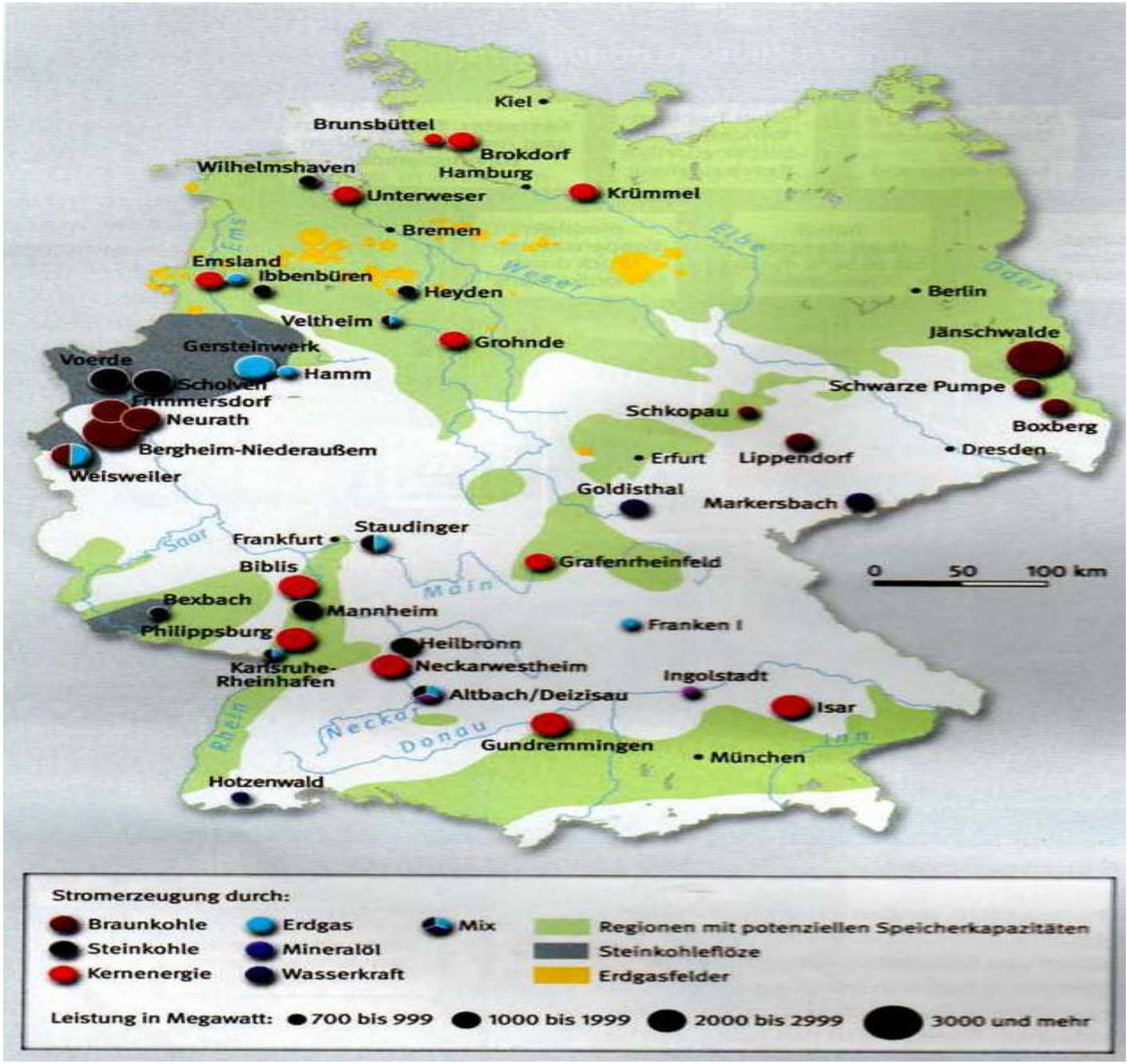
Quelle: GVSt – Jahresbericht Steinkohle 2009 – Foliensatz; Internet: www.gvst.de 10/2009

Globale CO_2-Reduzierung von Steinkohlekraftwerken (1) durch Wirkungsgradsteigerungen



Quelle: BMWI – Thema Energie aus www.bmwi.de 1/2016

Kraftwerksstandorte und potenzielle CO_2-Speichergesteine (2) in Deutschland



Quellen: BRG, Umweltbundesamt aus bild der wissenschaft plus, Stromlandschaften 9/2009

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 Jänschwalde F wurden im Jahr 2018 in die Sicherheitsbereitschaft überführt. Im Jahr 2019 folgten die Braunkohleblöcke Jänschwalde E und Neurath C. Die Steinkohlekraftwerke Lünen 6 und 7 sowie Ensdorf 1 und 3 wurden im Jahr 2018 endgültig stillgelegt. Damit sinken die CO_2-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-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

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 Kraftwerkparks 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 (BMWi (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. Pentalateralen 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.

Quelle: BMWI - Achter Monitoringbericht zur Energiewende, Berichtsjahr 2018/19, S. 134-142 , Stand 01/2021

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 CO_2-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 marktbasierte 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 Deutschand 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 übergangen. 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)).

Quelle: BMWI - Achter Monitoringbericht zur Energiewende, Berichtsjahr 2018/19, S. 142/143 , Stand 01/2021

Kohleausstieg bei der Stromerzeugung in Deutschand 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.

Quelle: BMWI - Achter Monitoringbericht zur Energiewende, Berichtsjahr 2018/19, S. 143/144 , Stand 01/2021

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 substanzielle 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.

Quelle: BMWI - Achter Monitoringbericht zur Energiewende, Berichtsjahr 2018/19, S. 144-146 , Stand 01/2021

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)

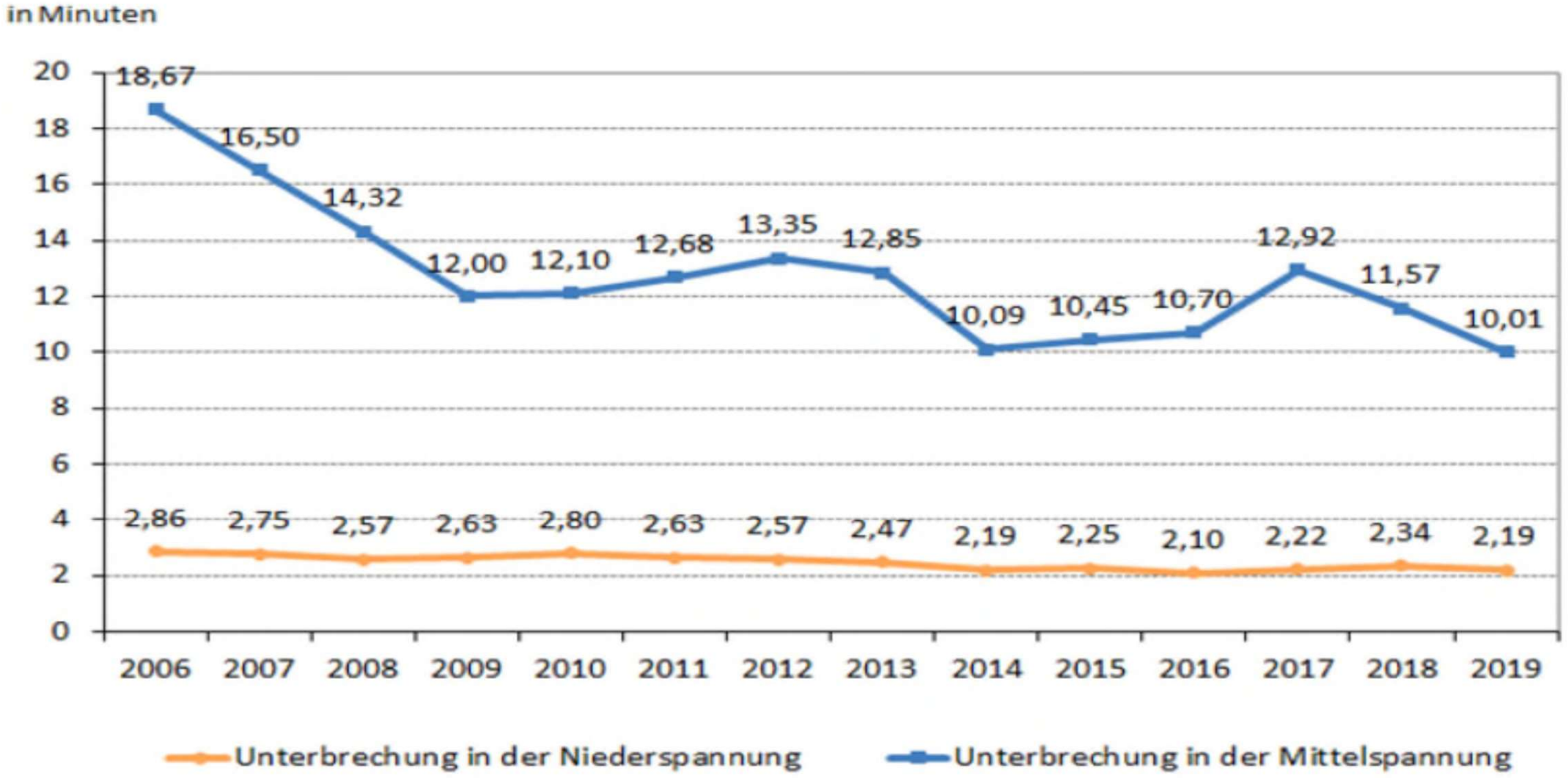
Quelle: BMWI - Achter Monitoringbericht zur Energiewende, Berichtsjahr 2018/19, S. 144-146 , Stand 01/2021

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

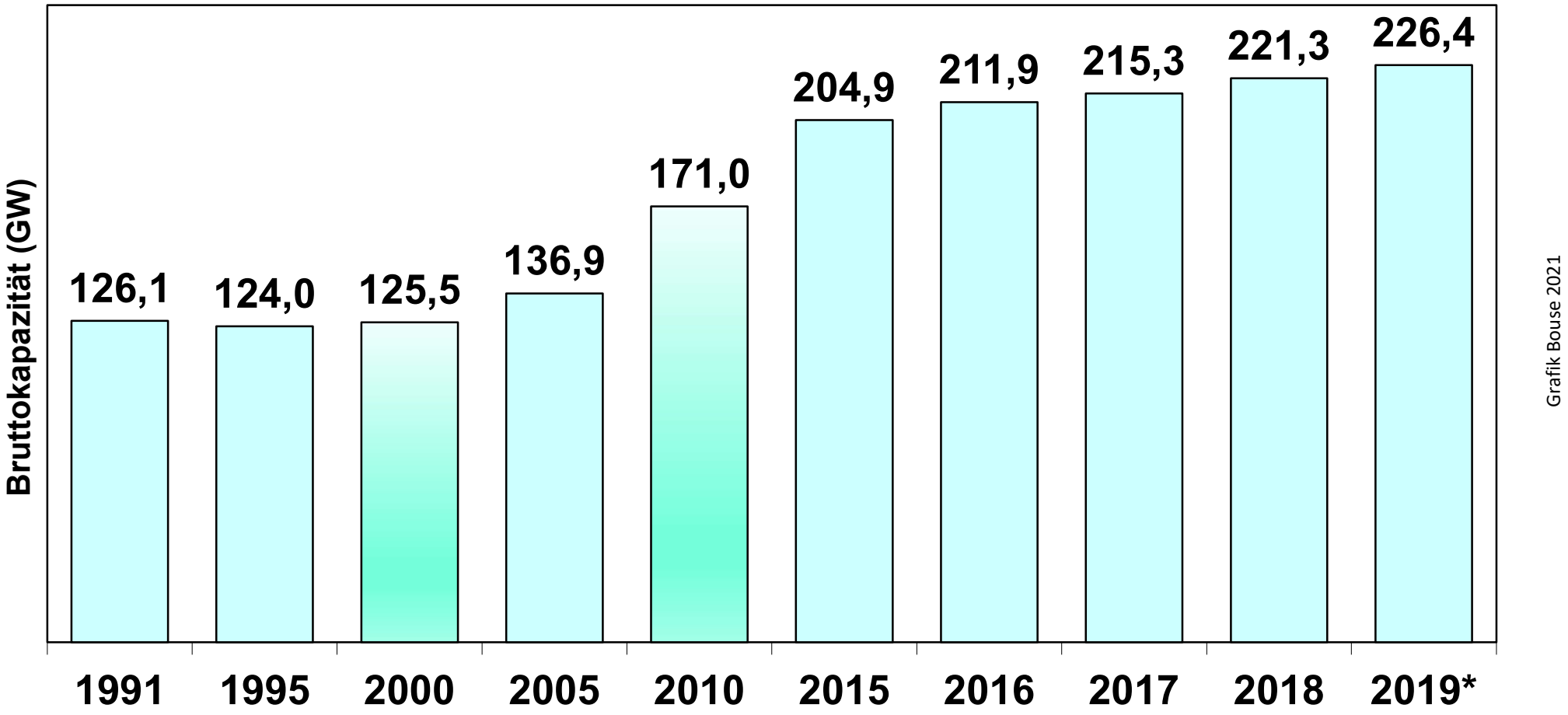


Die Unterbrechungsdauer der Versorgung auf Verteilernetzeben ist seit Jahren – auch im internationalen Vergleich – auf einem konstant sehr niedrigen Niveau. Von der Bundesnetzagentur wird jedes Jahr der „System Average Interruption Duration Index“ (SAIDI) veröffentlicht. Er gibt die durchschnittliche 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.

Quelle: BNetzA 10/2020 aus BMWI - Achter Monitoringbericht zur Energiewende, Berichtsjahr 2018/19, S. 140 , Stand 01/2021

Entwicklung Bruttokapazität zur Stromerzeugung in Deutschland jeweils Ende 1991 bis 2019 (1)

Jahr 2019: 226,4 GW, Veränderung 1991/2019 + 79,5%* 1)



* 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

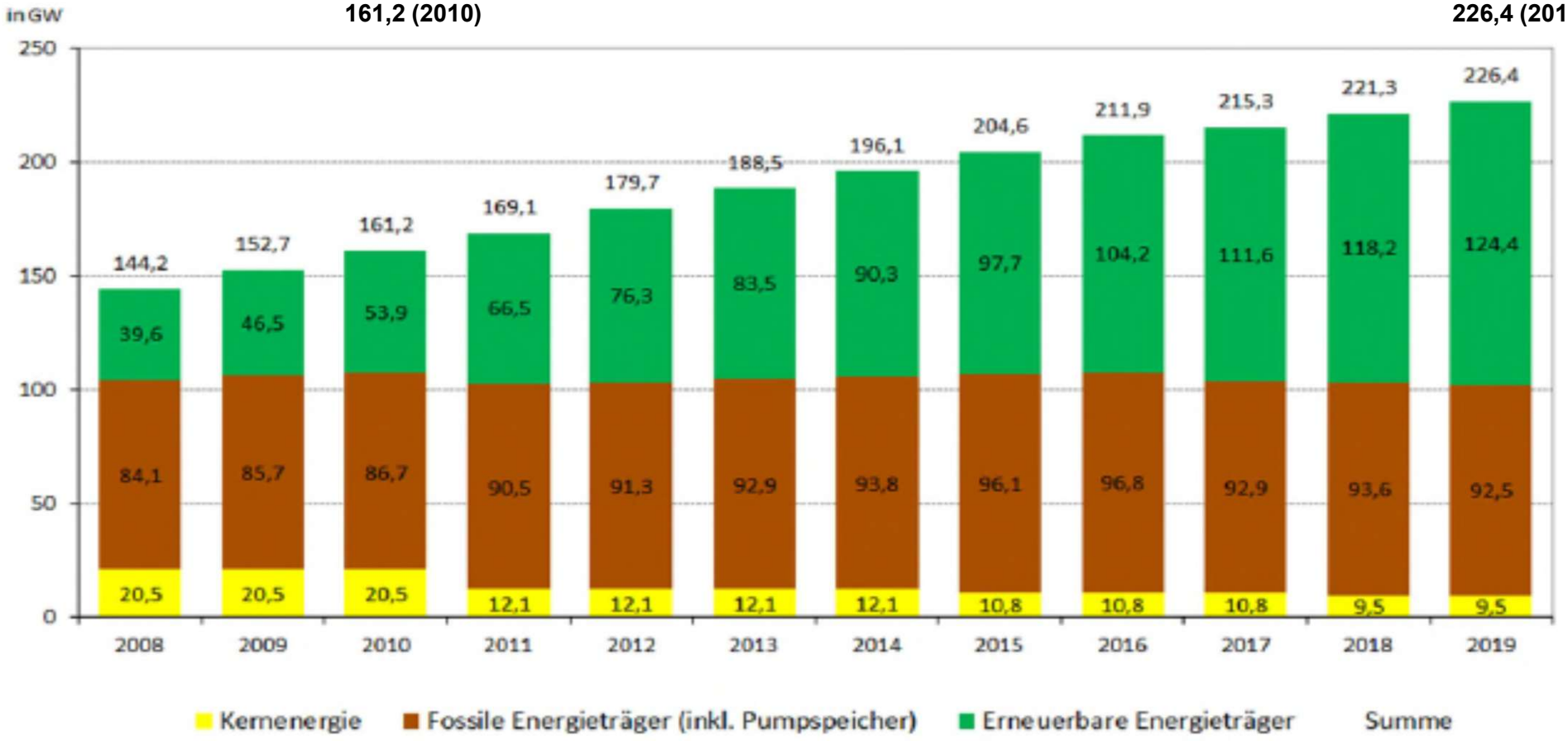
Quellen: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Statistisches Bundesamt, Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat); Bundesnetzagentur ab 2011
aus BMWI Energiedaten gesamt, Tab. 22, 3/2021

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

161,2 (2010) **226,4 (2019)**



Quelle: BNetzA 10/2020. Angegeben ist die Netto-Nennleistung.

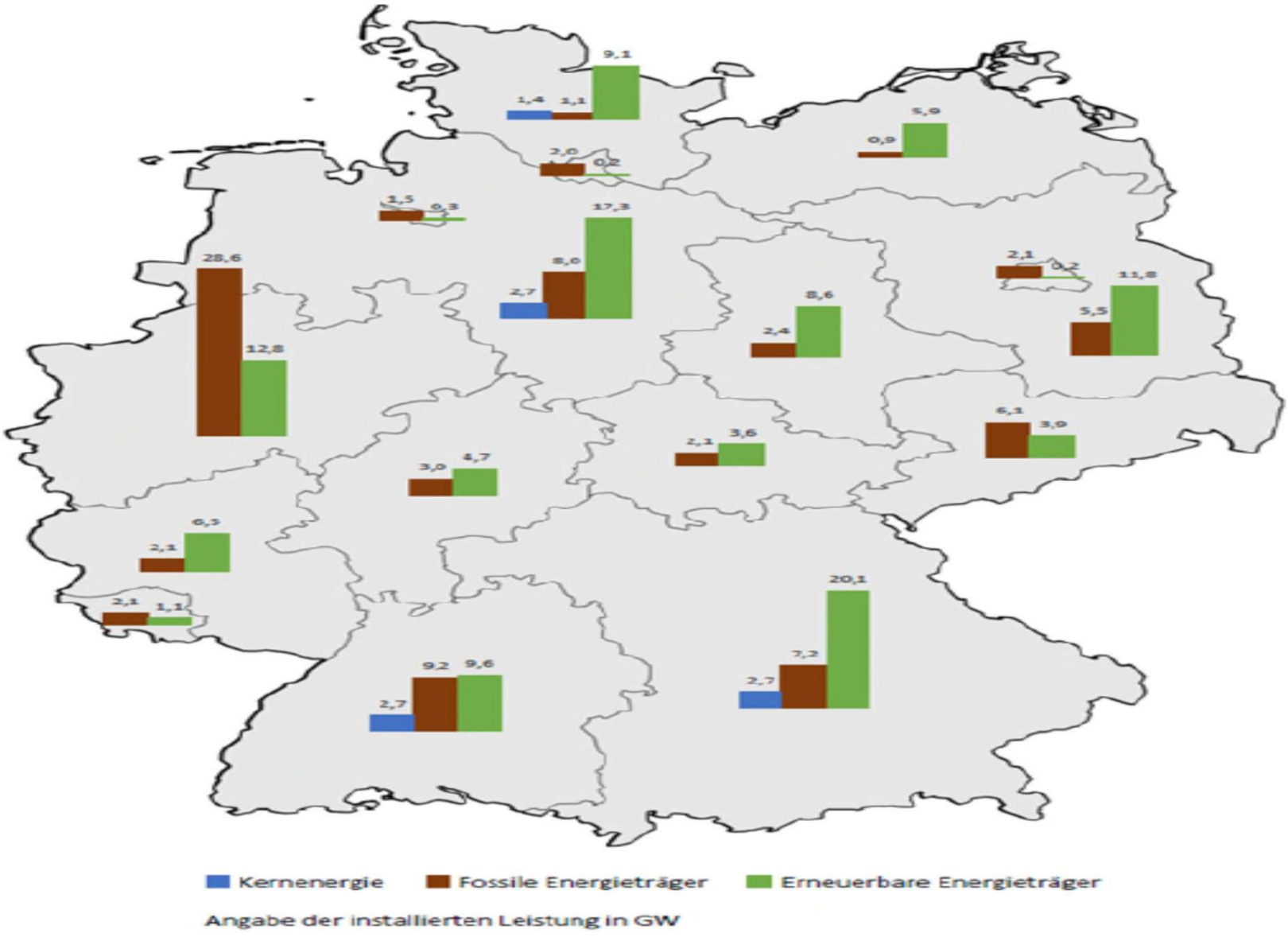
Quelle: BMWI - 8. Monitoringbericht zur Energiewende, Berichtsjahr 2018/19, S. 135, 1/2021

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



Quelle: BNetzA 10/2020 aus BMWI - Achter Monitoringbericht zur Energiewende, Berichtsjahr 2018/19, S. 136 , Stand 01/2021

Kraftwerkskapazitäten nach Energieträgern und Technologien in Deutschland bis zum Jahr 2035 (1)

4.5 Kraftwerkspark

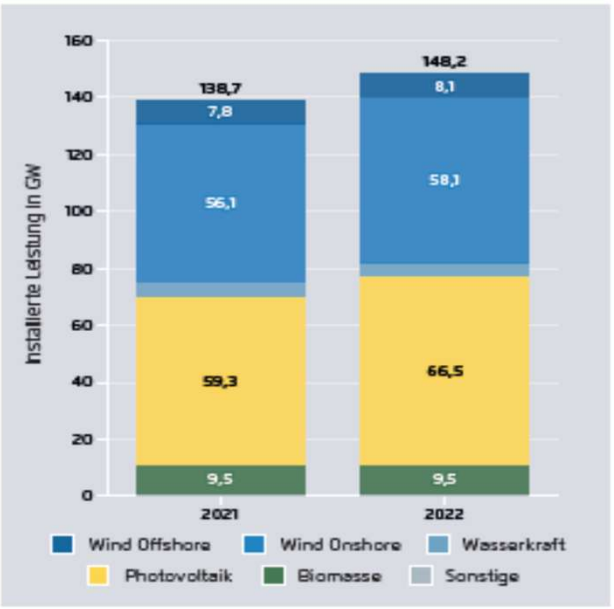
Der erneuerbare Kraftwerkspark in Deutschland blieb 2022 hinter dem erforderlichen Ausbau zurück: Obwohl der Zubau von Erneuerbaren Energien dynamischer verlief als in den letzten Jahren – vor allem durch den starken Ausbau von Photovoltaik. Neun von zehn Erneuerbaren-Auktionen waren unterzeichnet. Als 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).

Quelle: Agora Energiewende – Energiewende im Stromsektor 2022, S. 50, 1/2023, www.agora-energiewende.de

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 Anlageninbetriebnahme 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 Stromeinspeisung 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 7,1 Gigawatt pro Jahr erforderlich. Das entspricht mehr als einer Verdreifachung gegenüber 2022.

Windenergie auf See

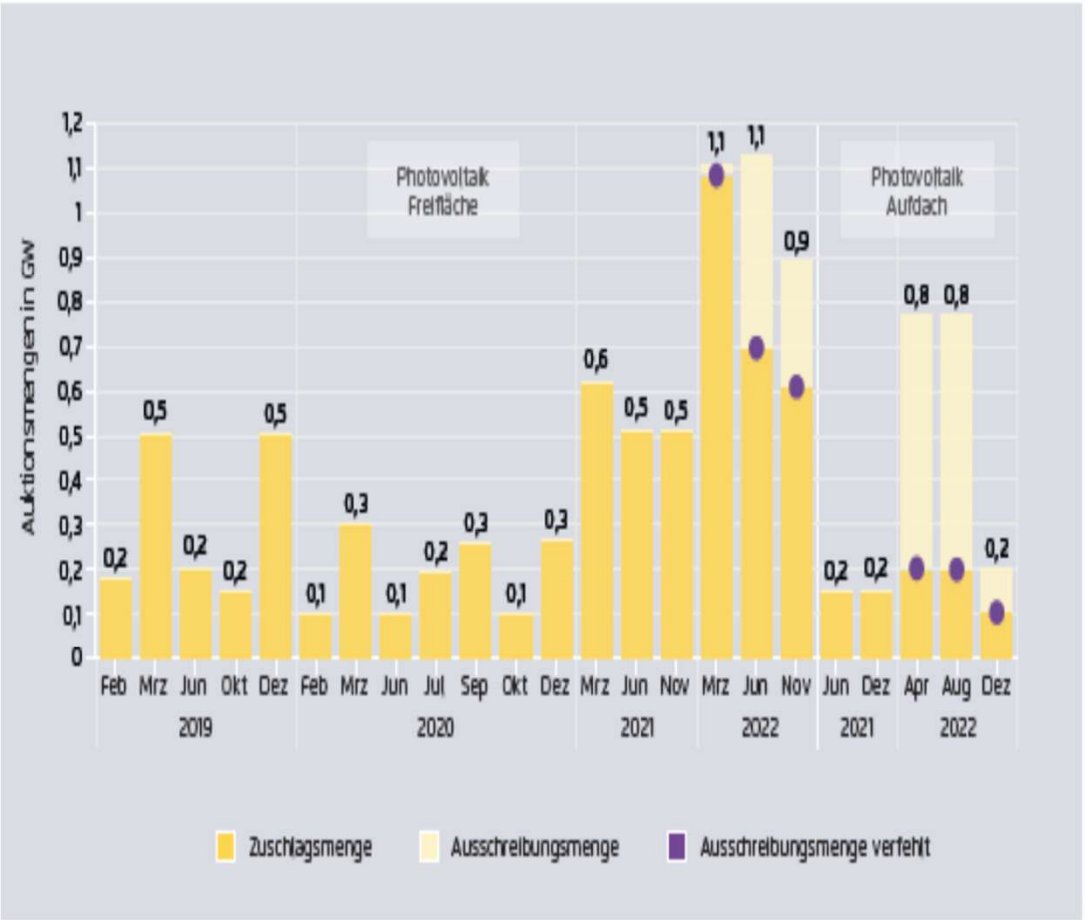
Der Ausbau der Windenergie auf See ging mit 0,3 Gigawatt neuer Kapazität im Jahr 2022 weiterhin schleppend voran (vorläufige Daten). Es fehlen nach wie vor Netzleitungen, um die Offshore-Windstrommengen in die Verbrauchszentren im Süden zu transportieren. Mit der Novellierung des Windenergie-auf-See-Gesetzes (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.

Quelle: Agora Energiewende – Energiewende im Stromsektor 2022, S. 50-55, 1/2023, www.agora-energiewende.de

Kraftwerkskapazitäten nach Energieträgern und Technologien in Deutschland bis zum Jahr 2035 (3)

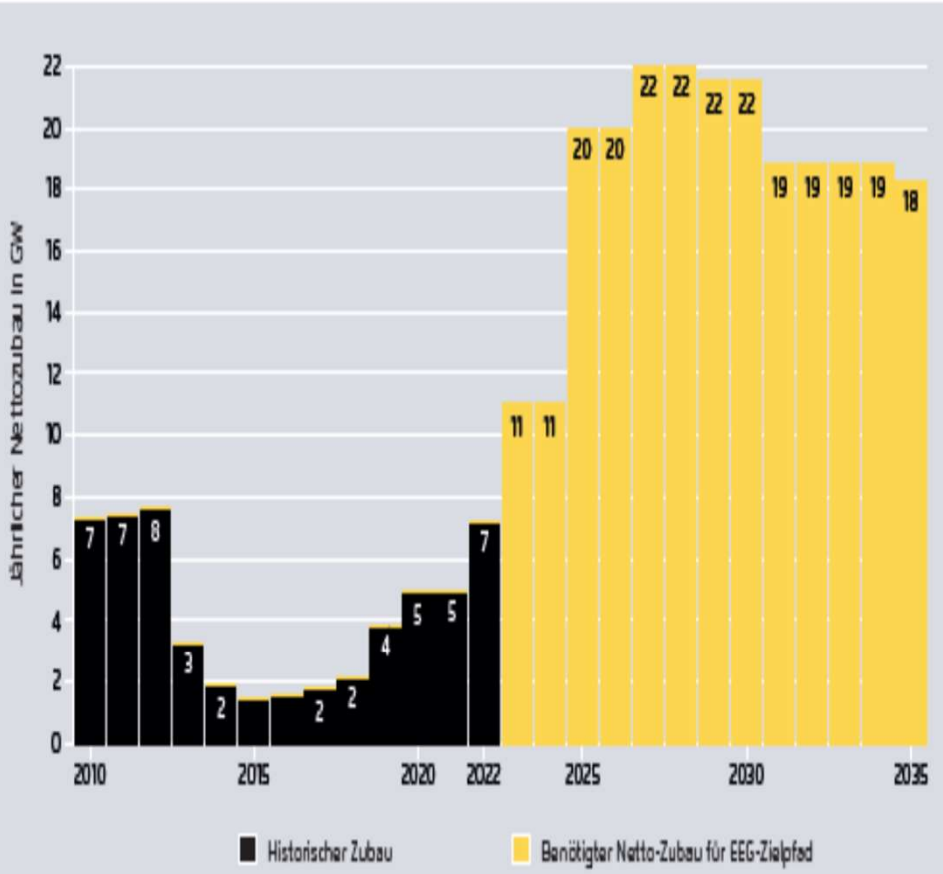
Jahr 2022/2035: Zubau 7/18 GW

Auktionen der Photovoltaik — Abbildung 4_11



BNetzA (2022b)

Historischer und zukünftig benötigter Photovoltaik-Zubau für die EEG-Ausbauziele — Abbildung 4_12



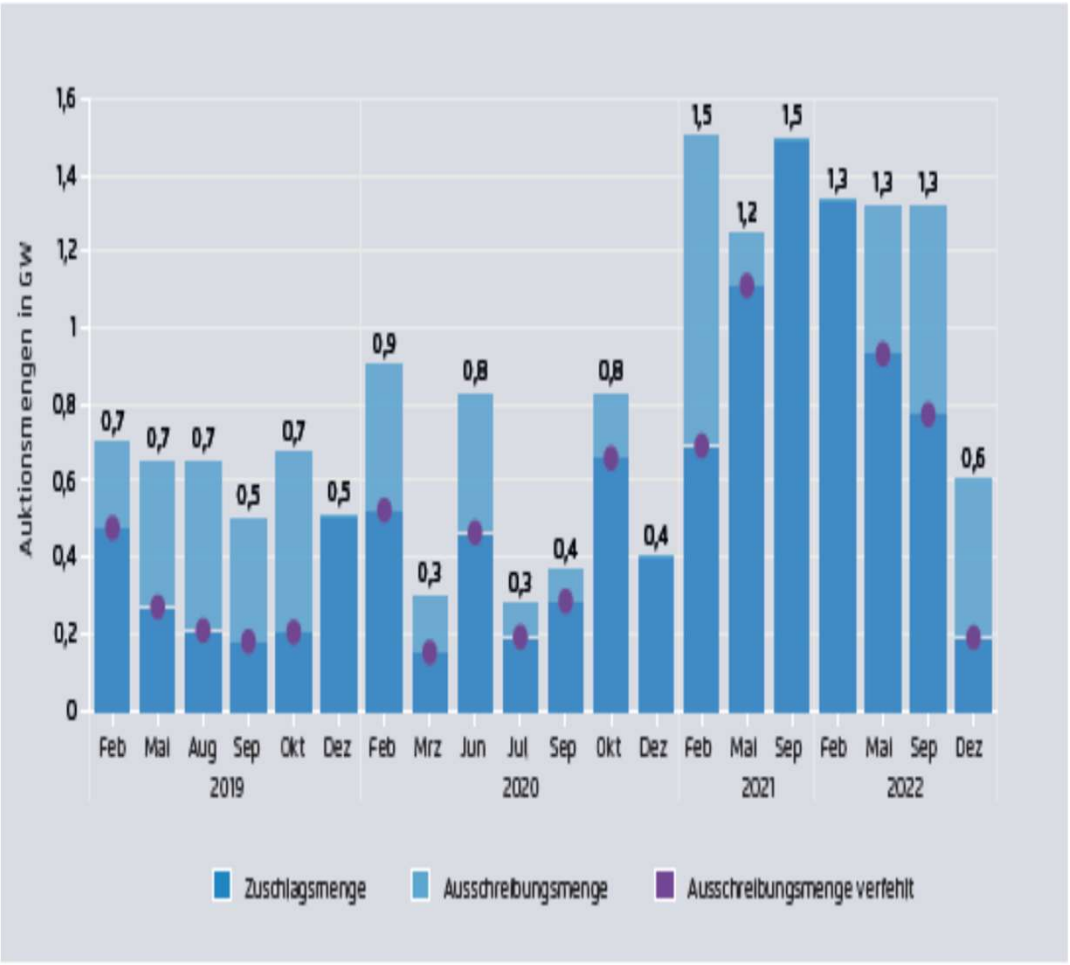
Agora Energiewende (2023) • Das EEG2023 weist Ausbauziele für 2024, 2026, 2028, 2030, 2035 und 2040 aus. Gezeigt wird der hierfür notwendige durchschnittliche Zubau pro Jahr.

Quelle: Agora Energiewende - Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2022, Analyse, S. 52, Stand 1/2023

Kraftwerkskapazitäten nach Energieträgern und Technologien in Deutschland bis zum Jahr 2035 (4)

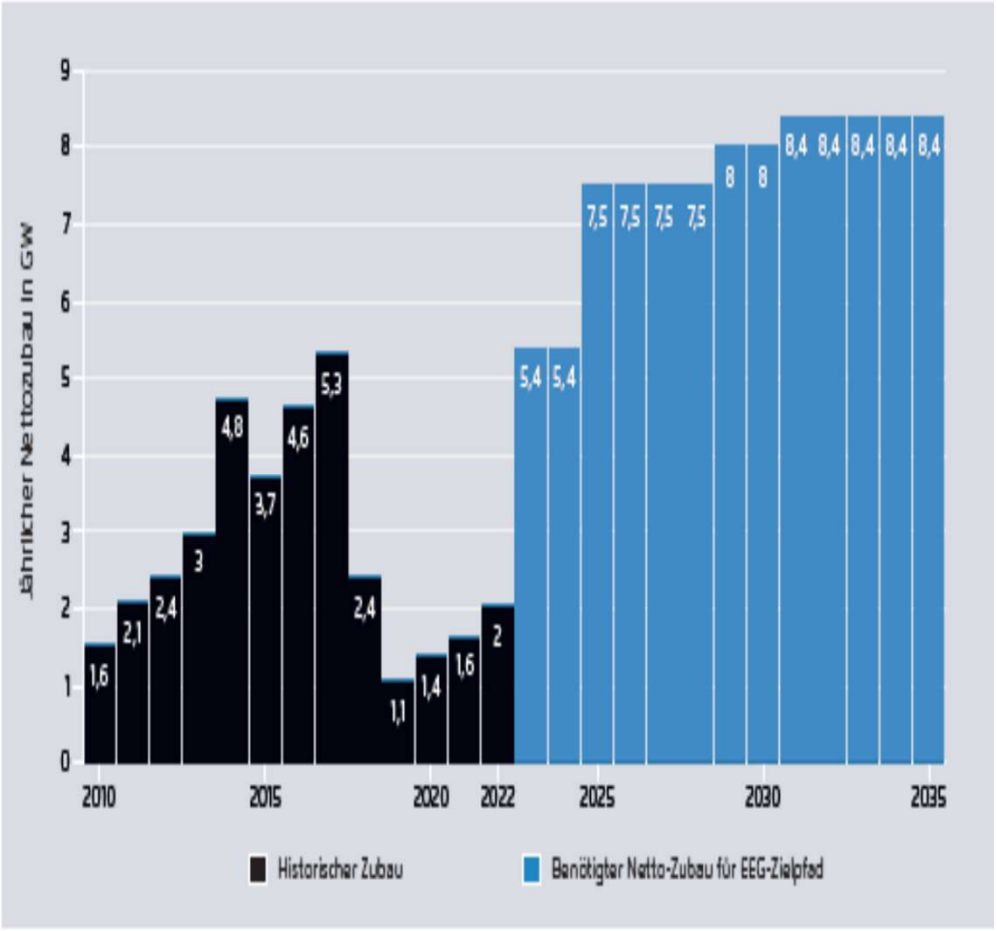
Jahr 2022/2035: Zubau 2/8,4 GW

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

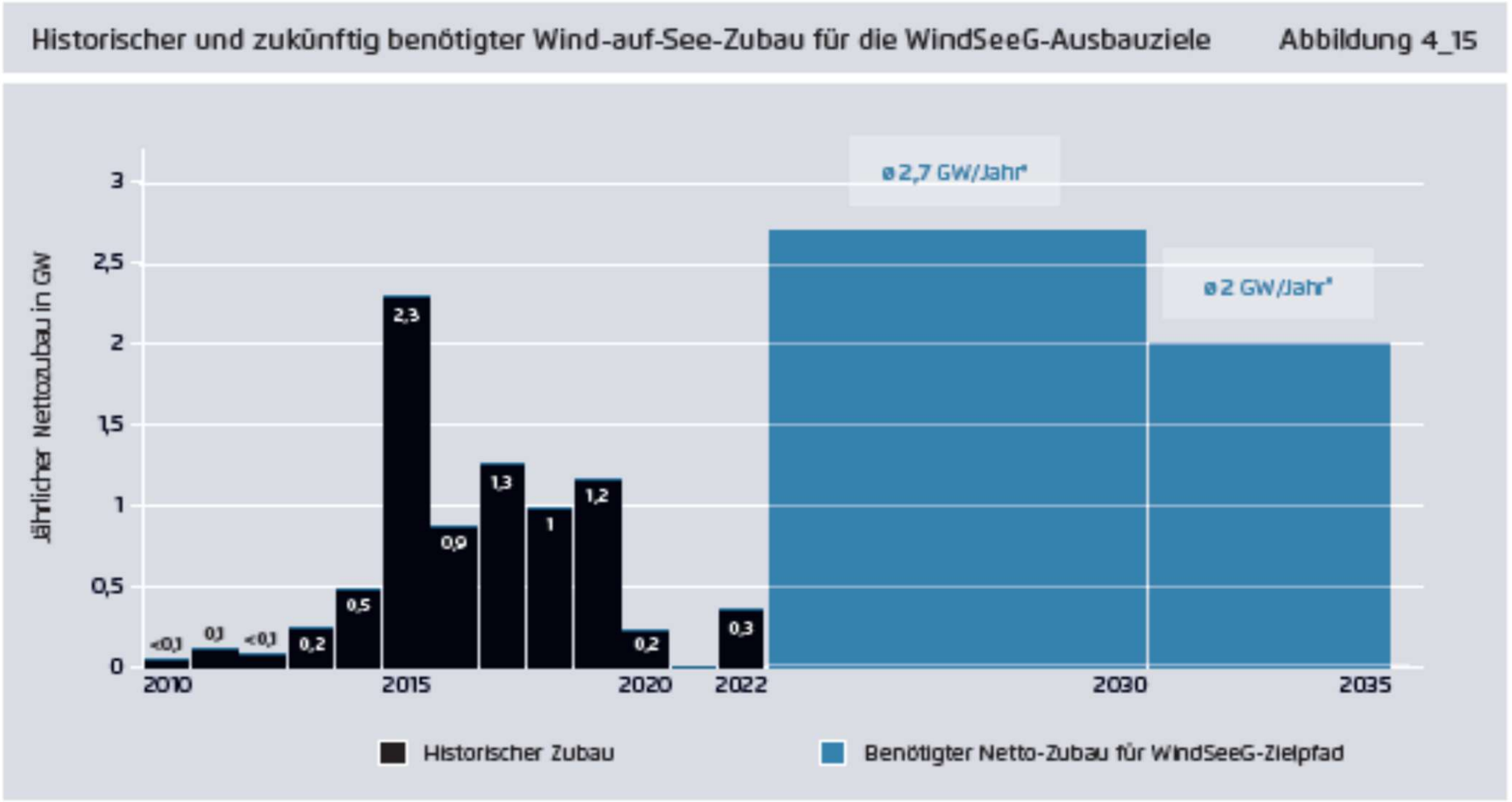


Agora Energiewende (2023) • Das EEG2023 weist Ausbauziele für 2024, 2026, 2028, 2030, 2035 und 2040 aus. Gezeigt wird der hierfür notwendige durchschnittliche Zubau pro Jahr

Quelle: Agora Energiewende - Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2022, Analyse, S. 53/54, Stand 1/2023

Kraftwerkskapazitäten nach Energieträgern und Technologien in Deutschland bis zum Jahr 2035 (5)

Jahr 2022/35: 0,3/2 GW/Jahr*



Quelle: Agora Energiewende - Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2022, Analyse, S. 54, Stand 1/2023

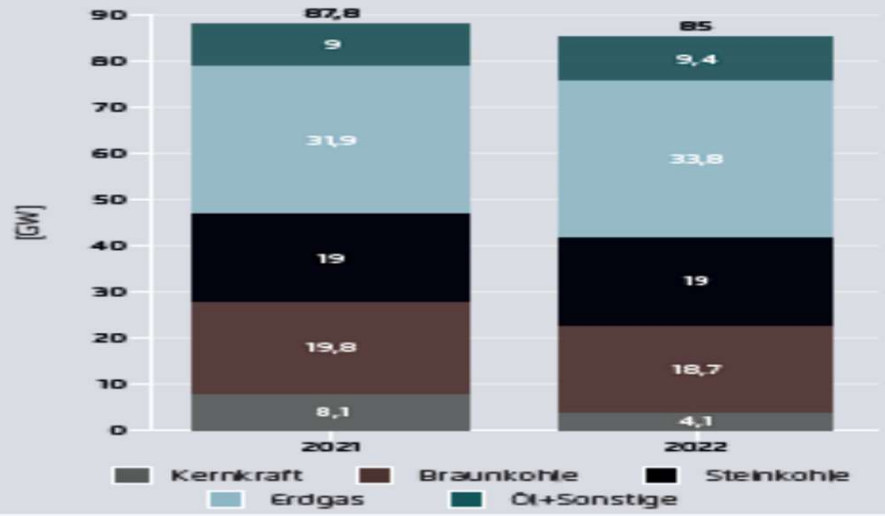
Kraftwerkskapazitäten nach Energieträgern und Technologien in Deutschland bis zum Jahr 2022 (6)

4.5.2 Konventionelle Energien

Die Kapazität des konventionellen Kraftwerkparks 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.

Installierte Leistung konventioneller Kraftwerke 2021 und 2022 — Abb. 4_16



BNetzA (2022a); inklusive Reserven; 2022: vorläufige Daten

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.

Quelle: Agora Energiewende - Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2022, Analyse, S. 55-56, Stand 1/2023

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 [1]	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 [4]	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 [5]	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 an Land	Windenergie auf See	Photo-voltaik	Geo-thermie	feste Biomasse[1]	flüssige Biomasse	gasför-mige Biomasse[2]	Gesamt
	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

Quelle: UBA + AGEE Stat – Erneuerbare Energien in Deutschland 2022, Stand 2/2023

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

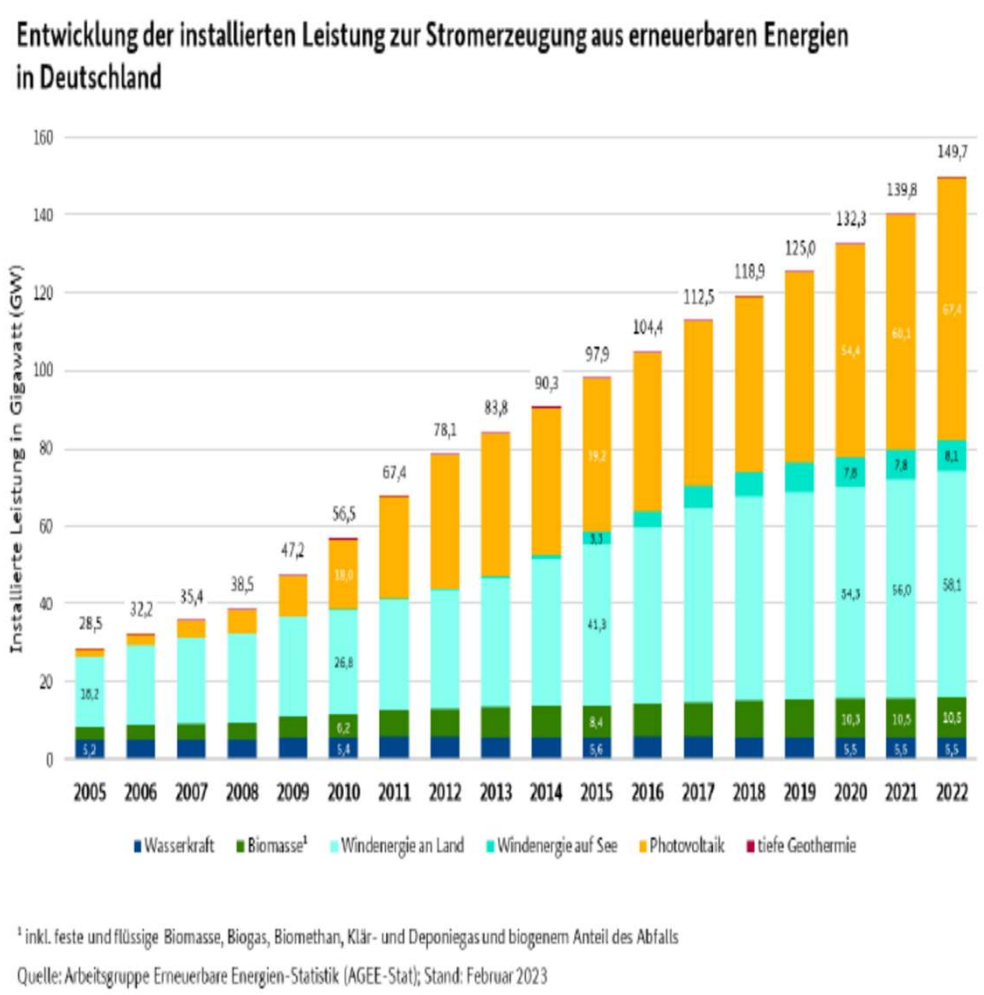
davon Beitrag Windenergie Land + See 66,2 GW, Anteil 44,2%

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz

AGEE Stat – Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien - Statistik

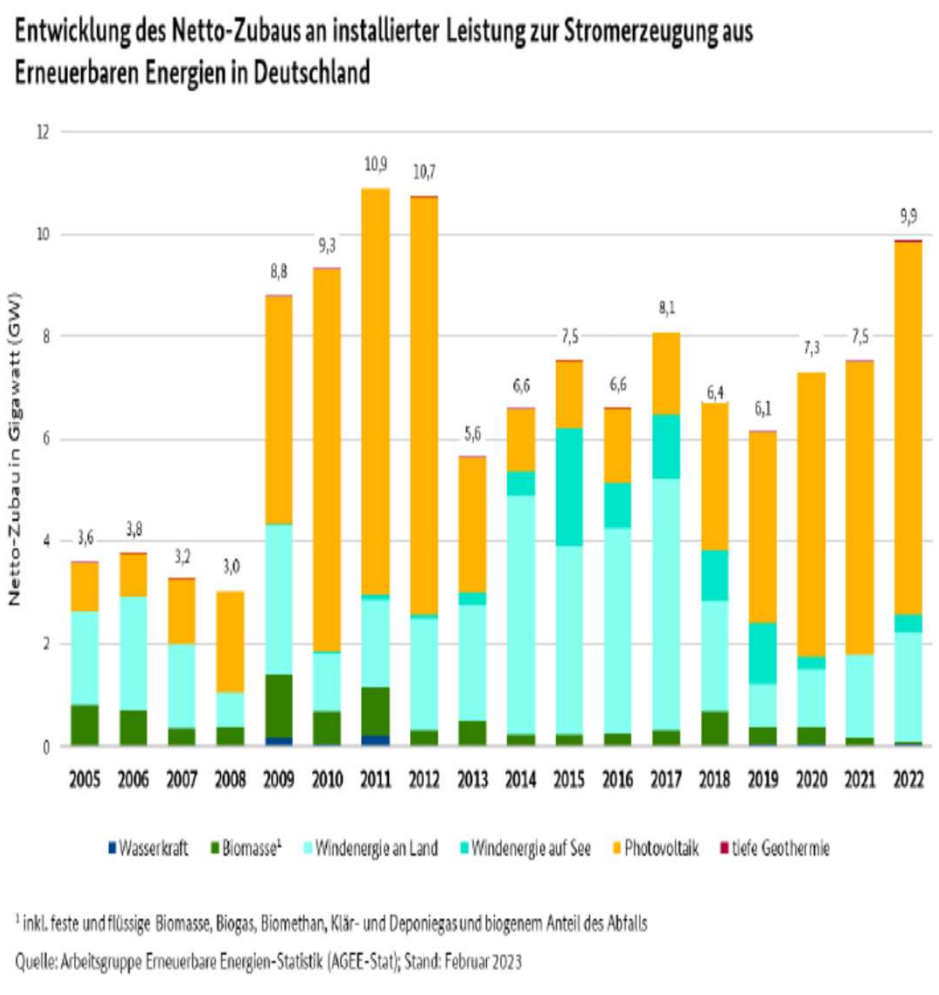
Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz

AGEE Stat – Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien - Statistik



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



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

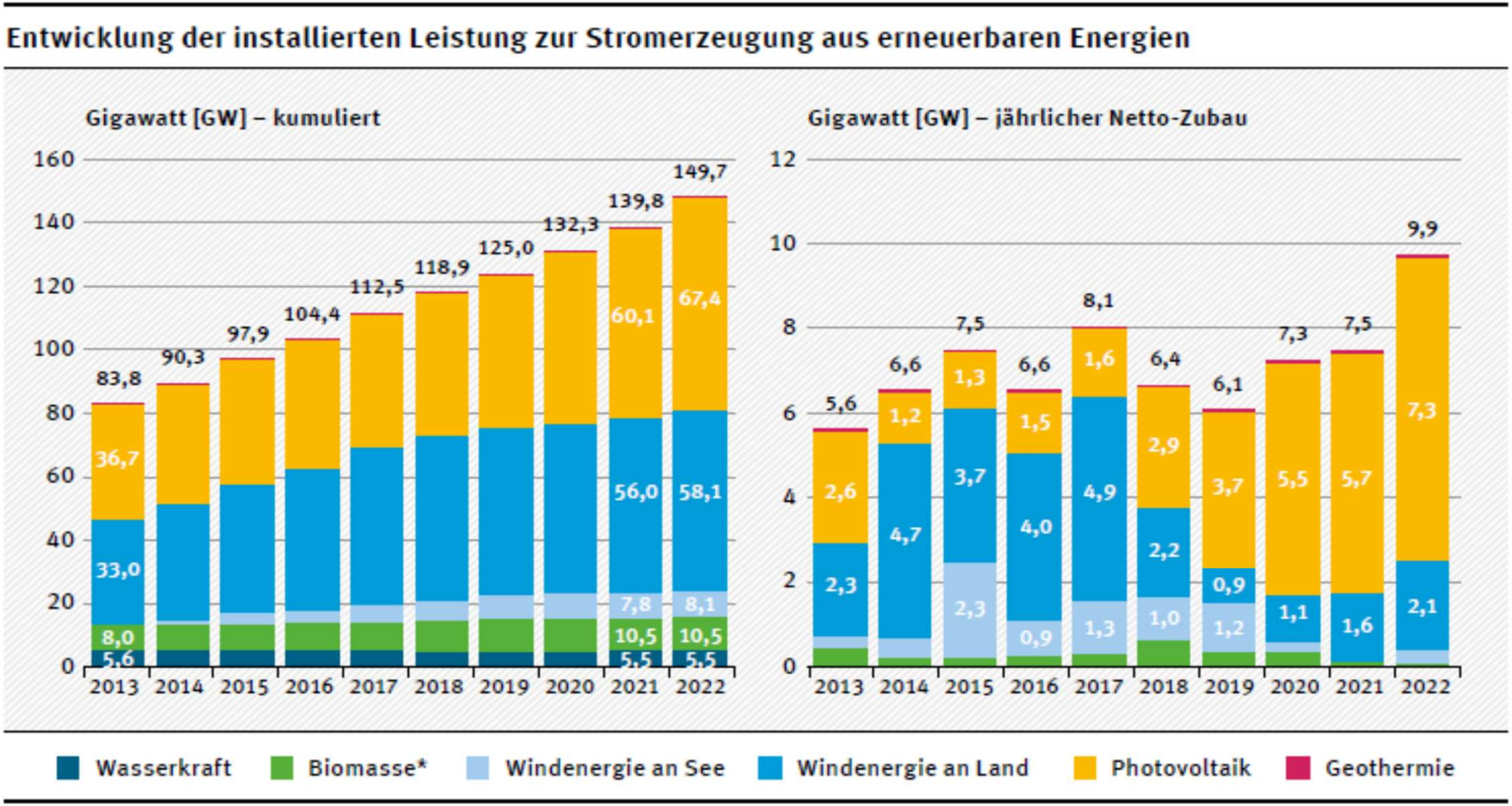
Quelle: BMWK - AGEE Stat – Erneuerbare Energien in Deutschland 2022, Grafiken 2/2023

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



* 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)

Quelle: UBA + AGEE Stat – Erneuerbare Energien in Deutschland 2022, Stand 2/2022

Installierte Leistung zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland 2022 (5)

Ende 2022: EE-Leistung 149.706 MW = 149,7 GW

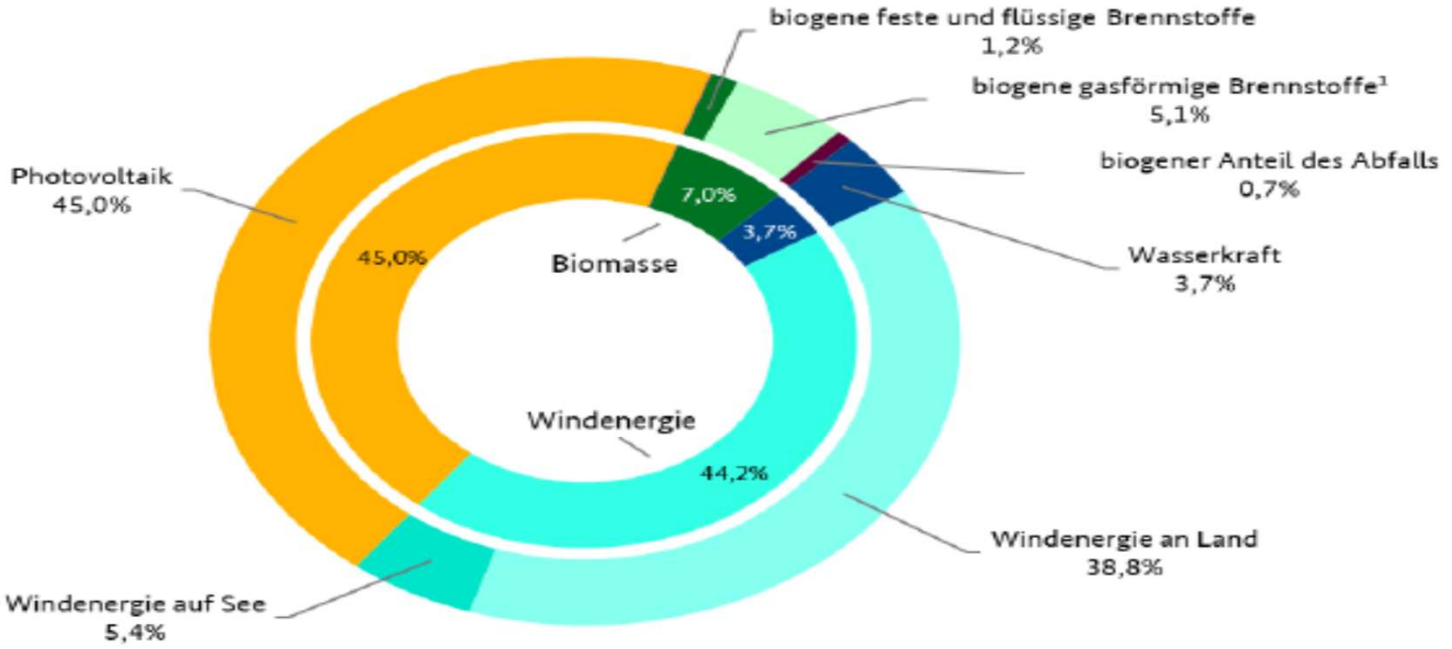
davon Beitrag Windenergie Land + See 66,2 GW, Anteil 44,2%

Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

AGEE Stat
Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien - Statistik

Installierte Leistung zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zum Endes des Jahres 2022

Gesamt: 149,7 Gigawatt (GW)



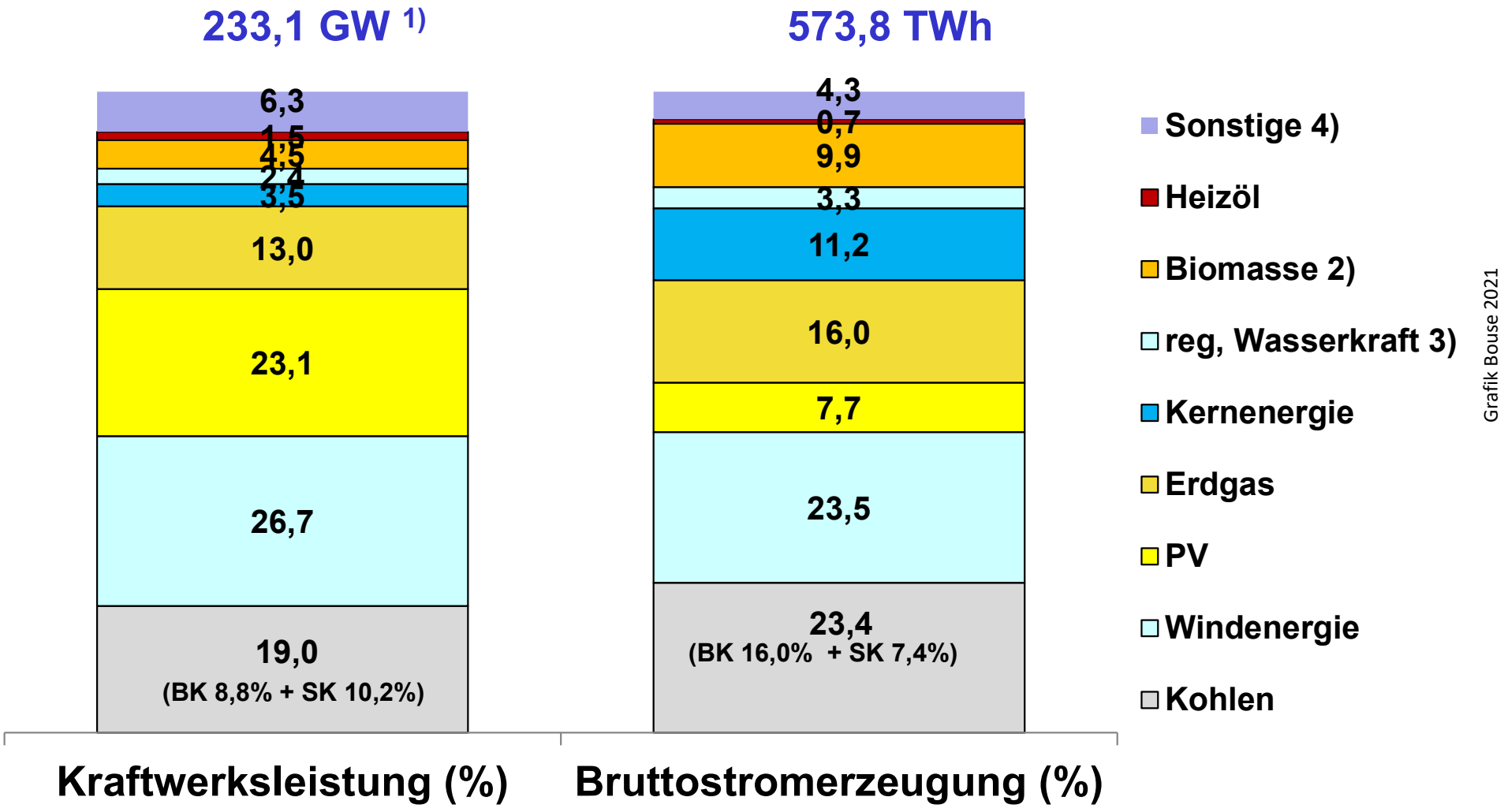
¹ Biogas, Biomethan, Deponie- und Klärgas
Hinweis: Wegen des geringen Anteils geothermischer Stromerzeugungsanlagen (0,04%) werden diese nicht dargestellt.

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



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

Quellen: AGEB aus BMWI – Energiedaten, Gesamtausgabe, Tab. 22, 3/2021, AGEB – Bruttostromerzeugung in D, 12/2020; BMWI – EE 2020, Zeitreihen 2/2021

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

Einsatz von Kraftwerken:

Kraftwerke werden aus Kosten- und Effizienz-gründen 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%.

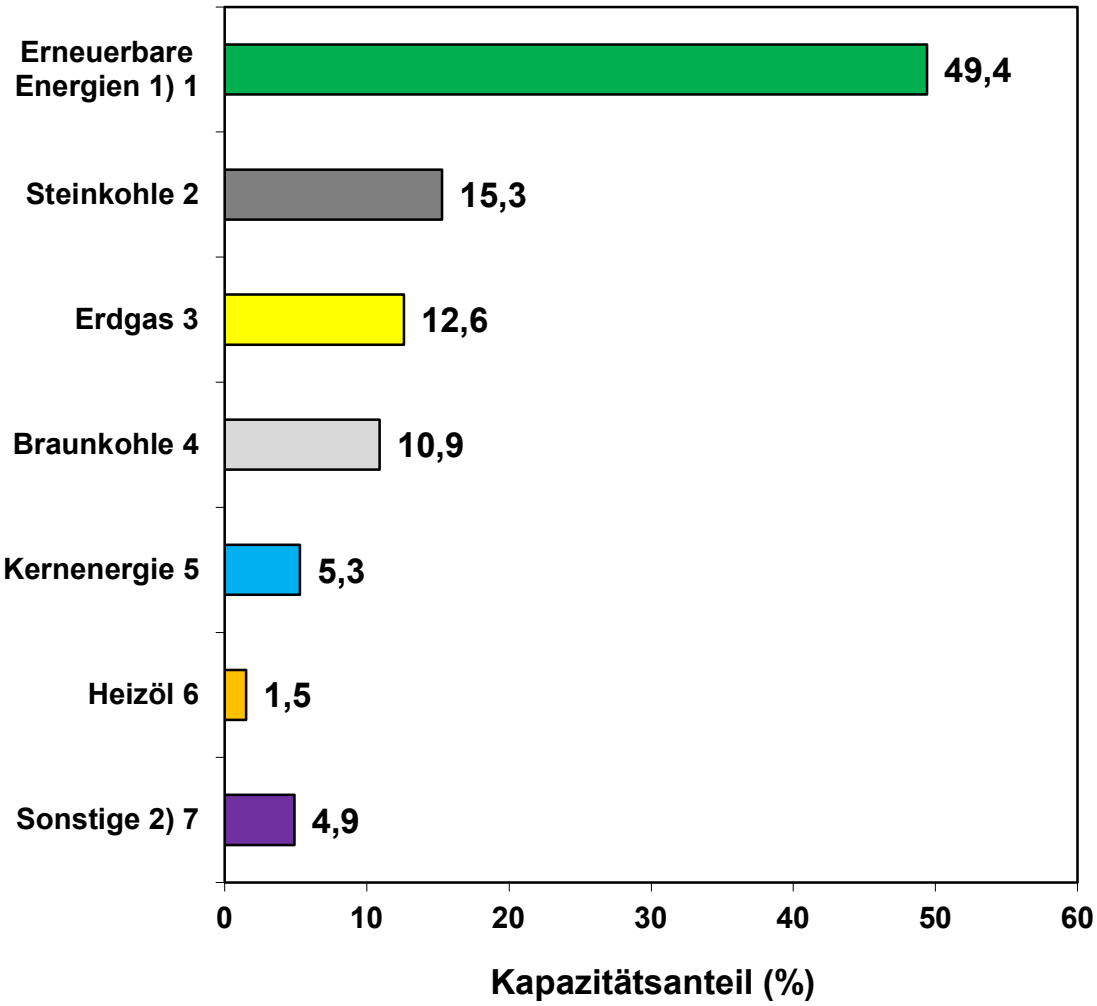
Spitzenlast:

Mit Heizöl betriebene Kraftwerke, Gasturbinen- und Pumpspeicherkraftwerke decken den Strombedarf bei kurzzeitigen Verbrauchs-spitzen mit einer Kraftwerkskapazität von rund k.A.% ohne Gasturbinenkraftwerke (k.A.)

Nicht fest planbare Last (Wind und Sonne)

Beispielsweise durch schwankendes Wind-angebot 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



1) Erneuerbare Energien: Windkraft, Photovoltaik, reg. Wasserkraft, Biomasse mit biogenen Abfall (50%), Geothermie = 105,388 GW

2) Sonstige: nicht reg. Wasserkraft (Pumpstromspeicher), nicht biogener Abfall 50%, sowie sonstige Gasen, Industrieabfälle, sonstige Energieträger = insgesamt 14,4 GW

Quellen: AGEB aus BMWI-Energiedaten, Gesamtausgabe, Tab. 20/22, 8/2018
AGEB aus BMWI – Erneuerbare Energien 2017, Zeitreihen 12/2018

Mittlere Ausnutzungsdauer ausgewählter Kraftwerksarten in Deutschland 2016

Ausnutzungsdauer bei Kraftwerken*

Die max. Ausnutzung beträgt 8.760 h/a.

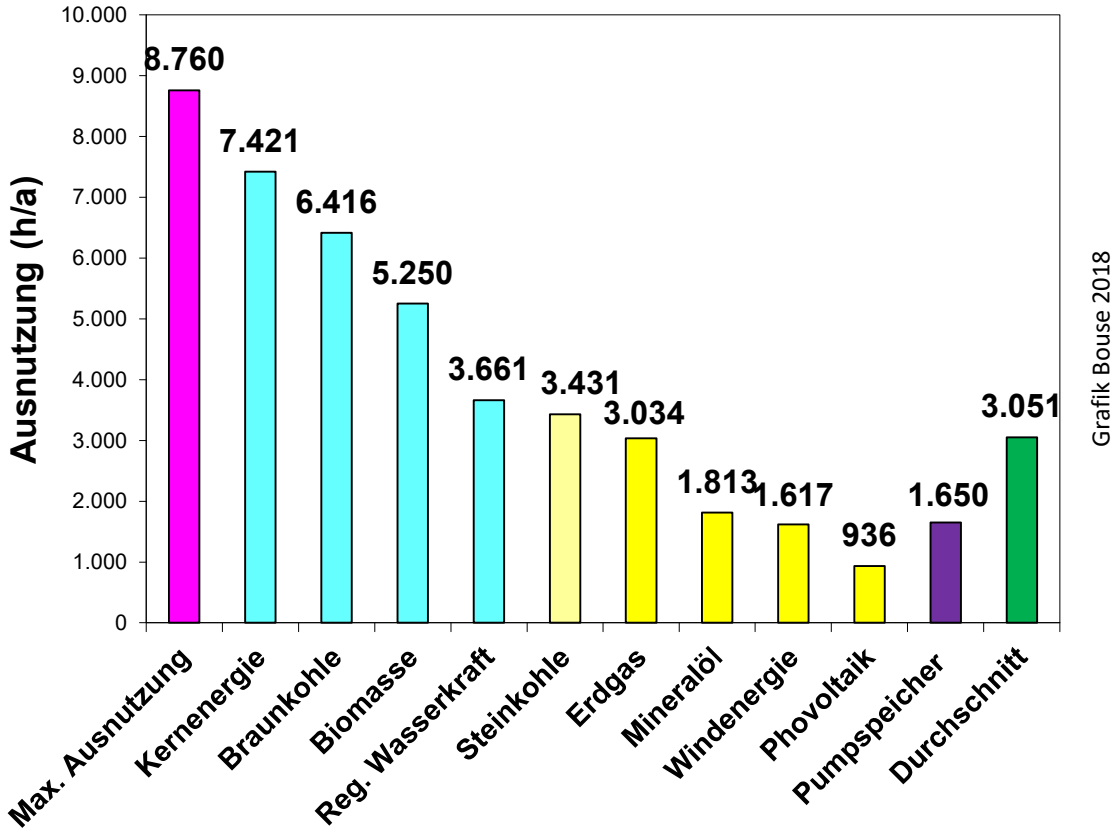
Der effiziente Energie - und Kostenmix wird in der unterschiedlichen Ausnutzungsdauer der jeweiligen Anlagen deutlich.

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 Braunkohlekraftwerke 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**



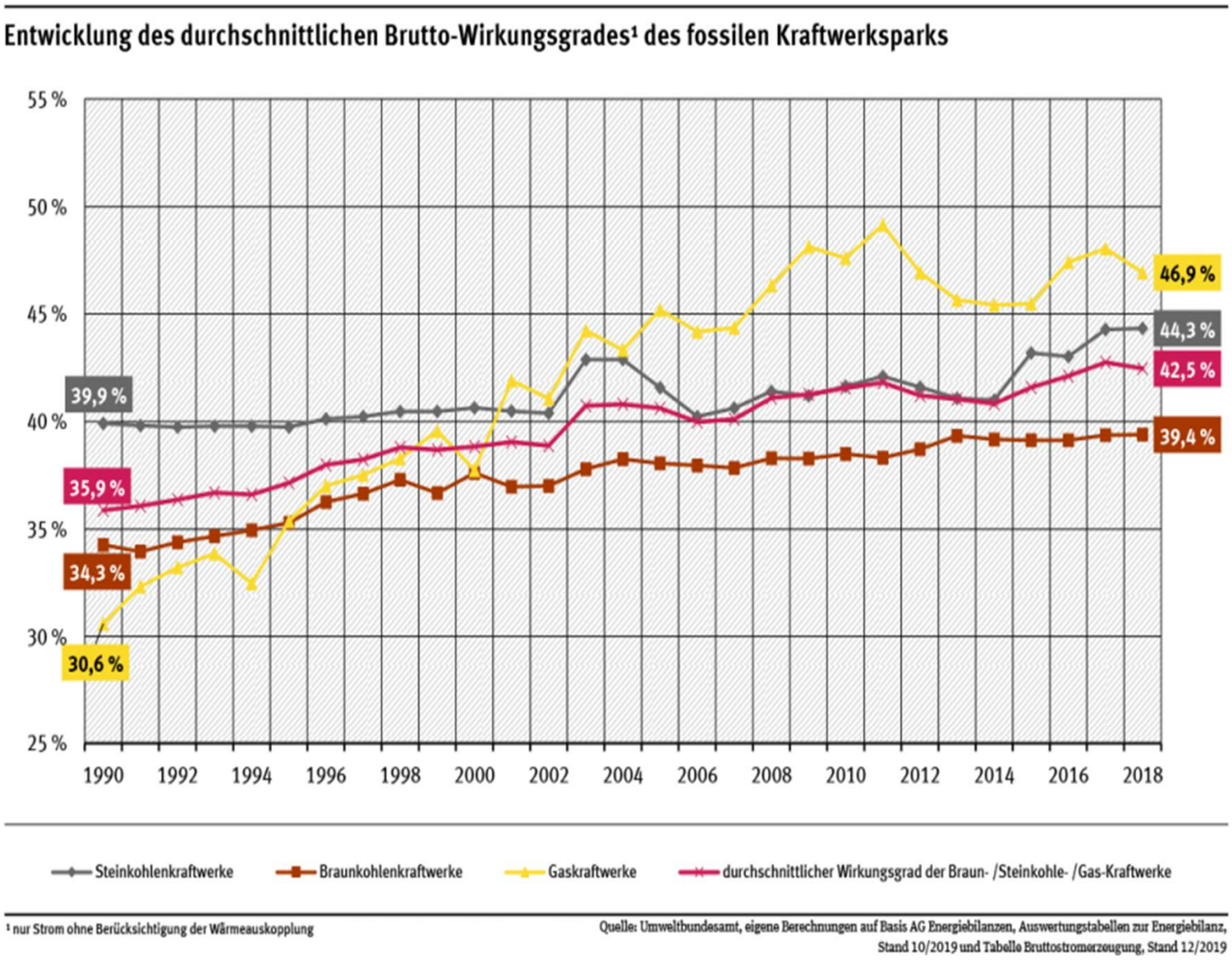
Grafik Bouse 2018

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



Quelle: UBA , Stand 12/2019

Netzinfrastruktur 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 (BBPlG) 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 BBPlG 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.

NETZAUSBAU	Netze bedarfsgerecht ausbauen und modernisieren.

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 (BBPlG) 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.

Quelle: BMWI – Achter Monitoringbericht zur Energiewende 2018/19, S. 173-182, 1/2021

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 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 Effizienzanforderungen 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.

Quelle: BMWI – Achter Monitoringbericht zur Energiewende 2018/19, S. 173-182, 1/2021

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 Bestandnetzes 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).

Quelle: BMWI – Achter Monitoringbericht zur Energiewende 2018/19, S. 173-182, 1/2021

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 (BBPlG) 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 BBPlG 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 BBPlG-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 (BBPlG) 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)

Stromnetze in Deutschland 2022 (1)

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.

Quelle: Agora Energiewende – Energiewende in Deutschland 2022, S. 57-62, 1/2023, www.agora-energiewende.de

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.

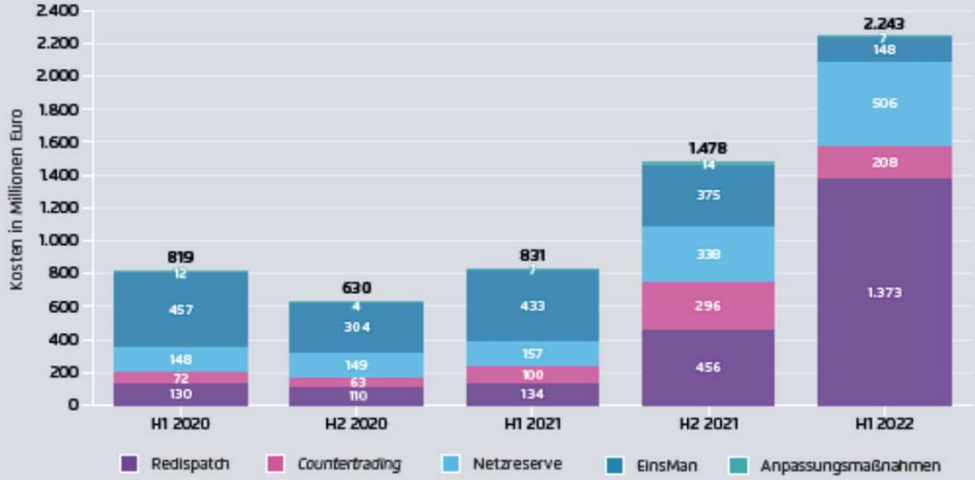
Die Kostensteigerungen für Netzengpassmanagement sind demnach zum einen auf eine höhere Anzahl von notwendigen Maßnahmen zurückzuführen, die zum anderen von deutlich höheren Kosten für die einzelnen Maßnahmen verstärkt wurden.

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 Flexibilitäten 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 Kund:innen 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.

Kosten für Maßnahmen des Netzengpassmanagements 2020 bis 2022 (Halbjahre) — Abbildung 4_18



BNetzA (2022c)

Netzentgelte — Tabelle 4_2

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-

Quelle: Agora Energiewende – Energiewende in Deutschland 2022, S. 57-62, 1/2023, www.agora-energiewende.de

Stromnetze in Deutschland 2022 (3)

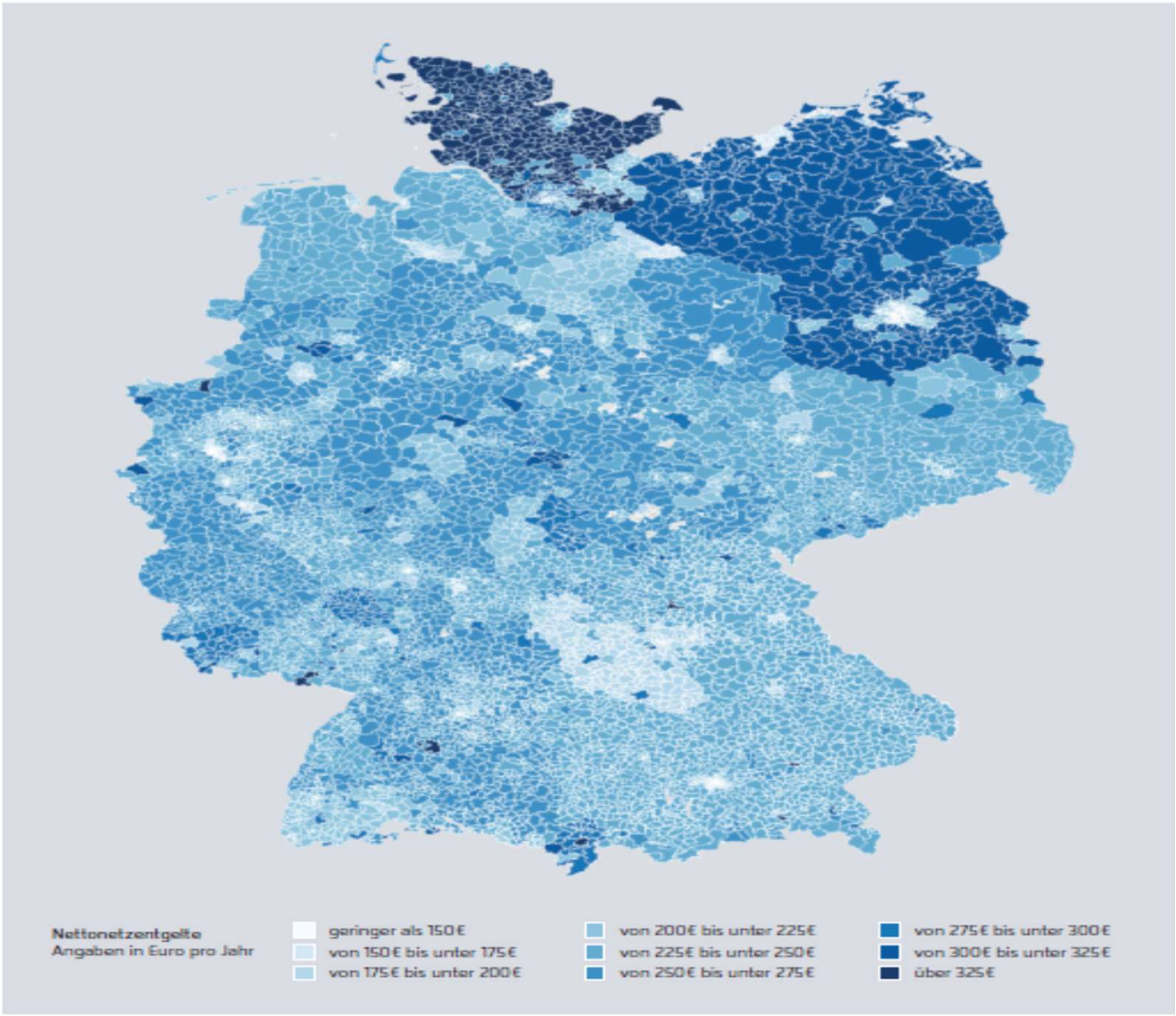
verbrauch von 2 500 Kilowattstunden stiegen im Jahr 2022 um 3,62 Prozent gegenüber 2021 an. Den größten Anstieg gab es mit sechs bis sieben Prozent im Flächenbundesland Schleswig-Holstein sowie den norddeutschen Stadtstaaten Bremen und Hamburg.

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 (Tagesspiegel 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



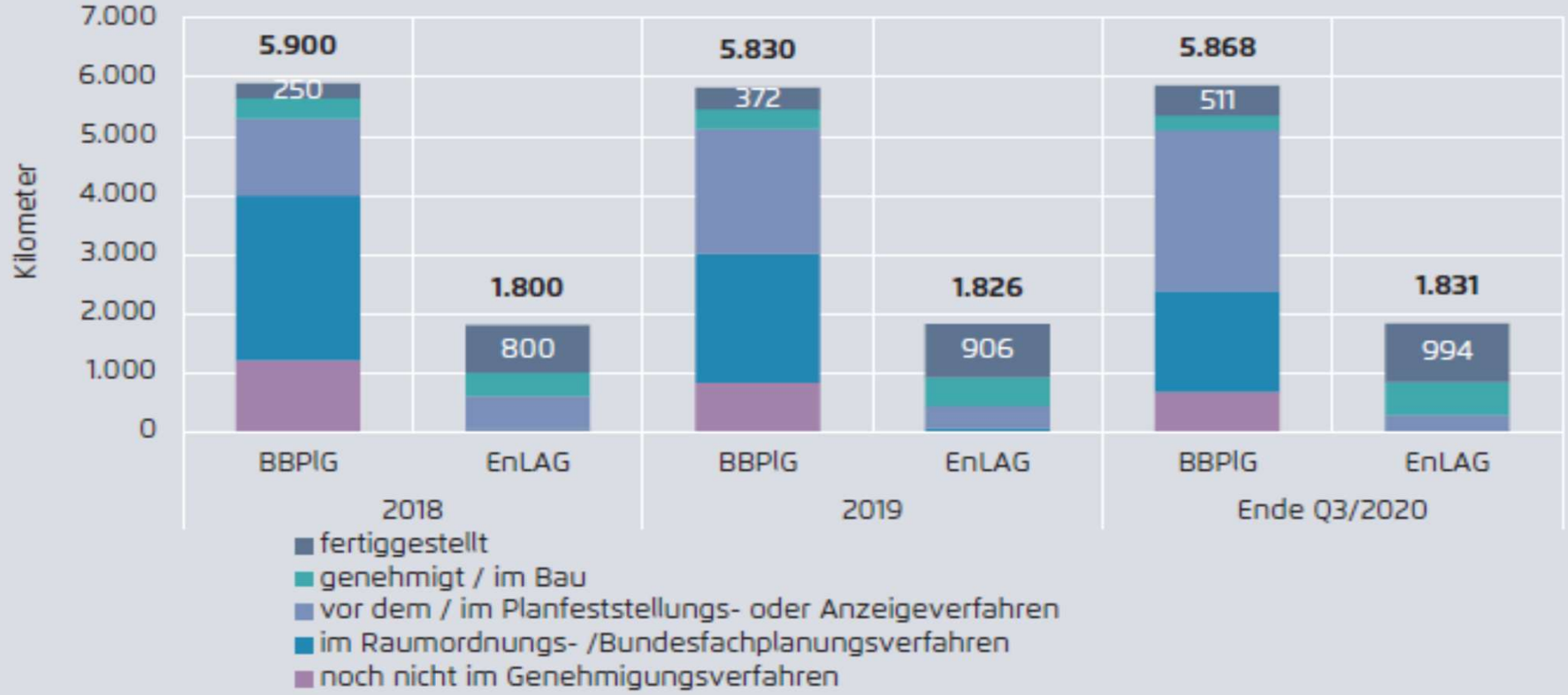
Agora Energiewende auf Basis von Cockpit der GET AG (2022), Abnahmefall Haushalt mit 2.500 kWh Jahresverbrauch, Niederspannung, ohne Leistungsmessung im Standardlastprofil (SLP)

Quelle: Agora Energiewende – Energiewende in Deutschland 2022, S. 57-62, 1/2023, www.agora-energiewende.de

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



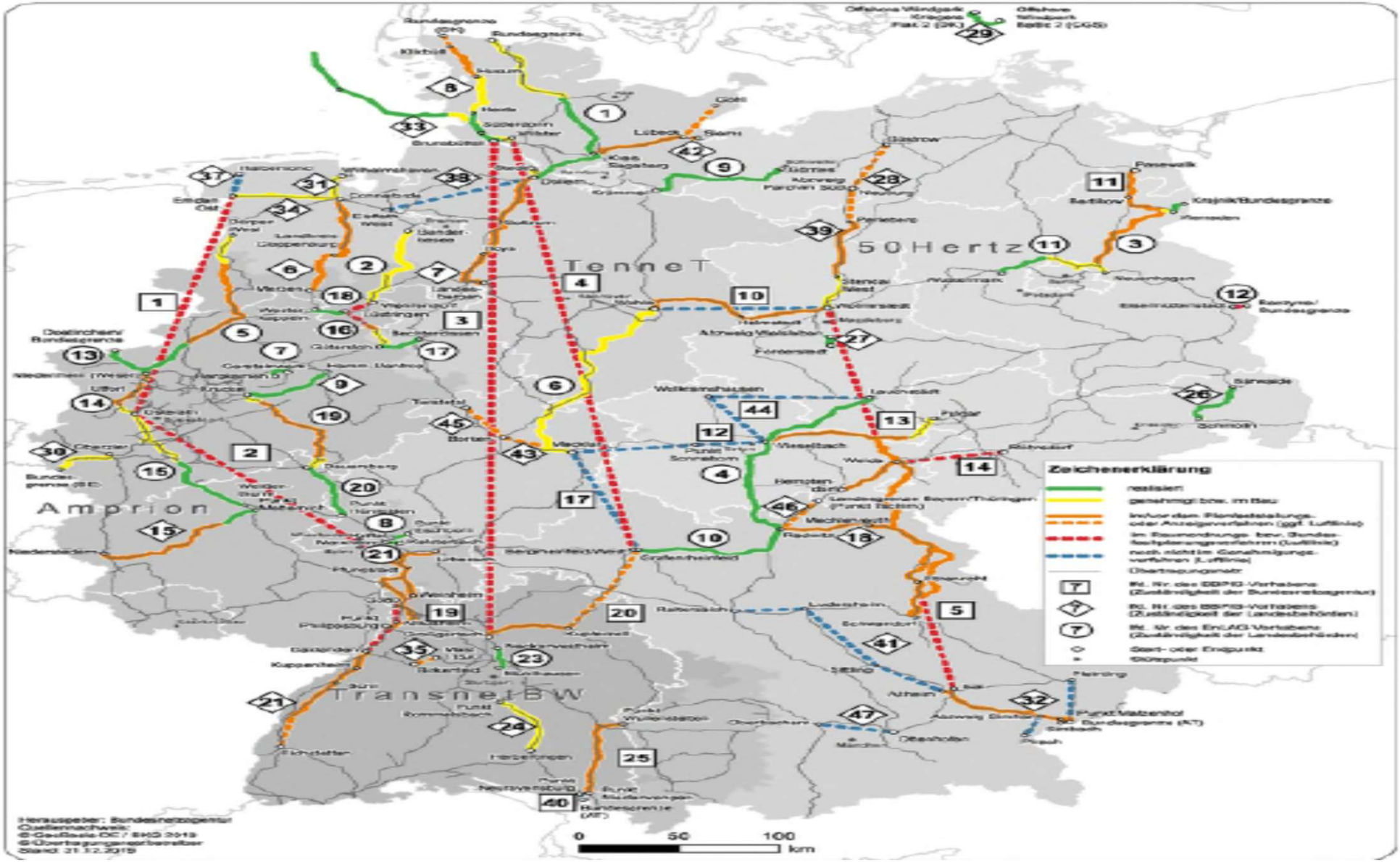
Bundesnetzagentur (2020f)

Von den geplanten 7.699 Kilometer Netzleitungen sind bislang erst 1.505 Kilometer realisiert (19,5%)

Quelle: Agora Energiewende – Energiewende im Stromsektor 2020, S. 59, 1/2021, www.agora-energiewende.de

Ausbau der Übertragungsnetze nach EnLAG-und BBPlG-Projekte zur Stromversorgung in Deutschland, Stand 1/2021 **(1)**

Abbildung 12.1: EnLAG- und BBPlG-Projekte



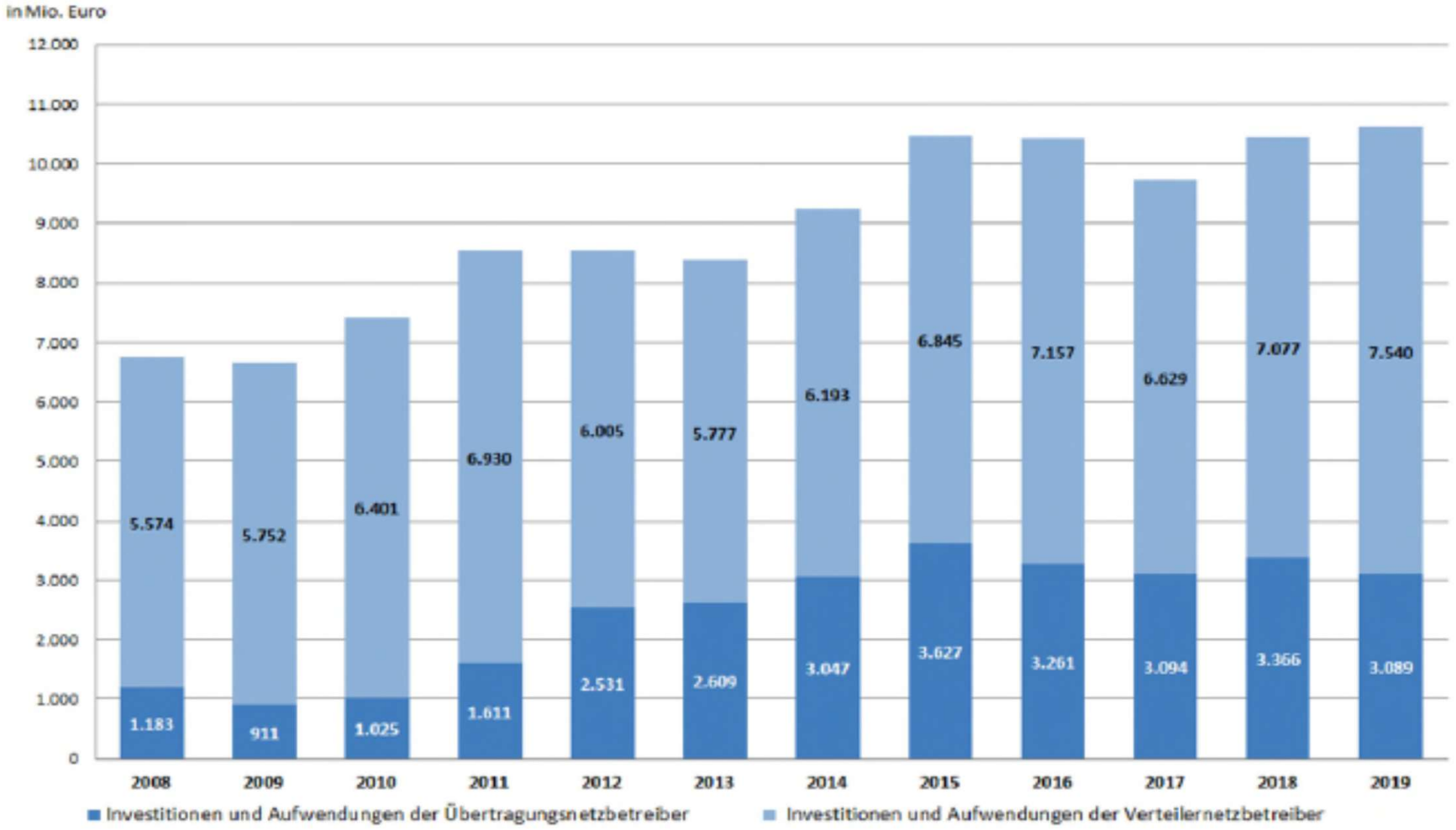
* Hinweis:
Grafische Darstellung der Stände des Ausbaus von Leitungsvorhaben nach dem EnLAG sowie BBPlG zum 31.12.2019. Die Linien in der Karte stellen lediglich die direkten Verbindungen zwischen den gesetzlich festgelegten Netzverknüpfungspunkten dar (Luftlinien) und sind nicht als Visualisierung der Trassenverläufe zu verstehen

Quelle: BNetzA Q1/2020 aus BMWI – Achter Monitoringbericht zur Energiewende 2018/19, S. 175, 1/2021

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%

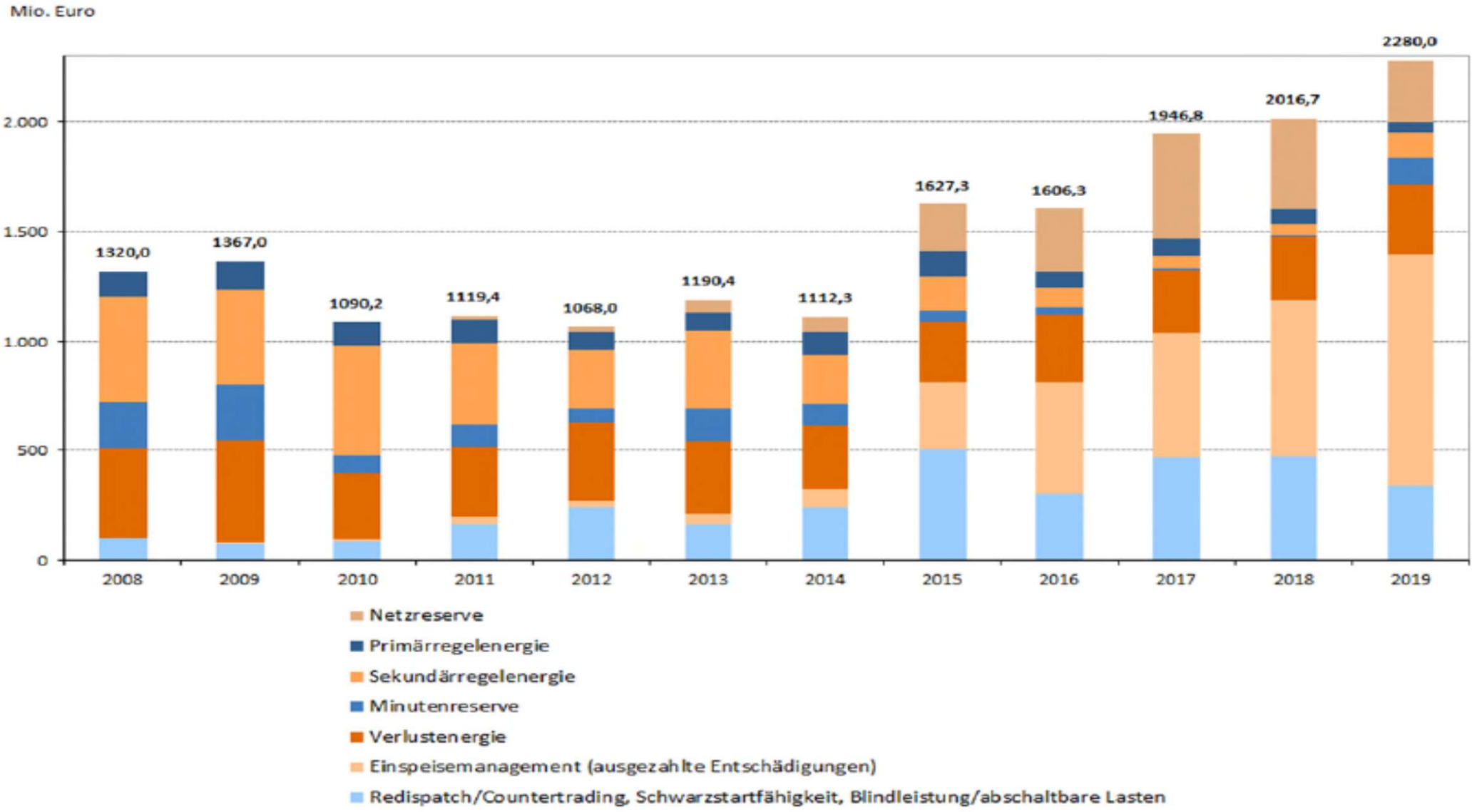


Quelle: BMWI – Achter Monitoringbericht zur Energiewende 2018/19, S. 177, 1/2021

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



Quelle: BNetzA 12/2020 aus BMWI – Achter Monitoringbericht zur Energiewende 2018/19, S. 180, 1/2021

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**

Quelle: BUNDESNETZAGENTUR | BUNDESKARTELLAMT – Monitoringbericht 2020, S. 29, Stand 1/2021

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
Marktloaktionen 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**

Elektrizität: Verteilernetzbetreiber nach Netzlänge in 2019
Anzahl und Verteilung

Netzbetreiber 874, Stromkreislänge 1,994 Mio. km nach VNB

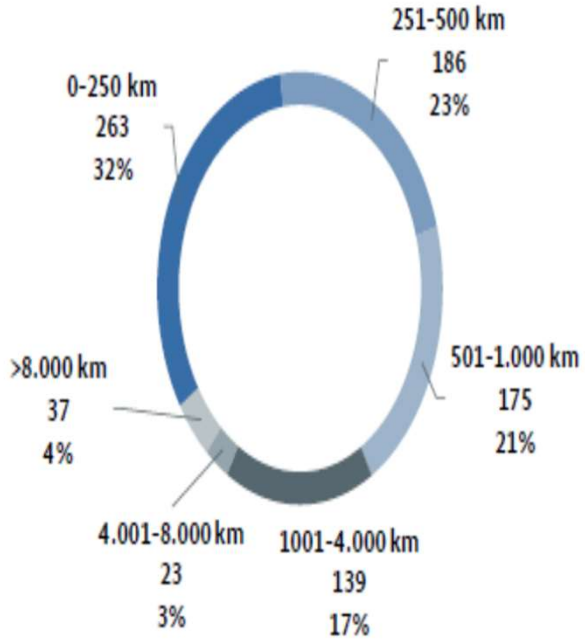
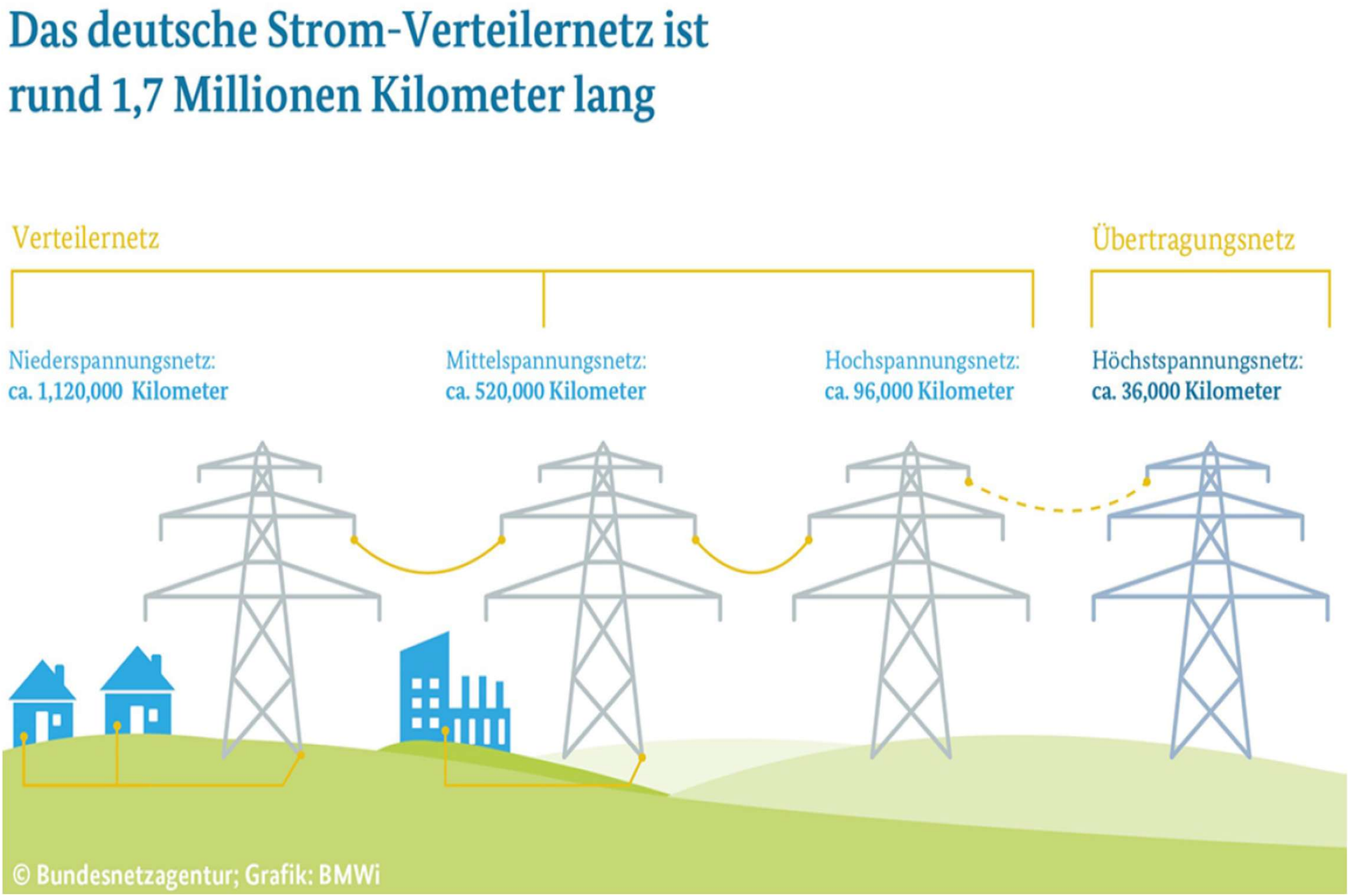


Abbildung 4: Anzahl und Verteilung der Verteilernetzbetreiber nach Stromkreislänge gemäß Abfrage VNB Strom

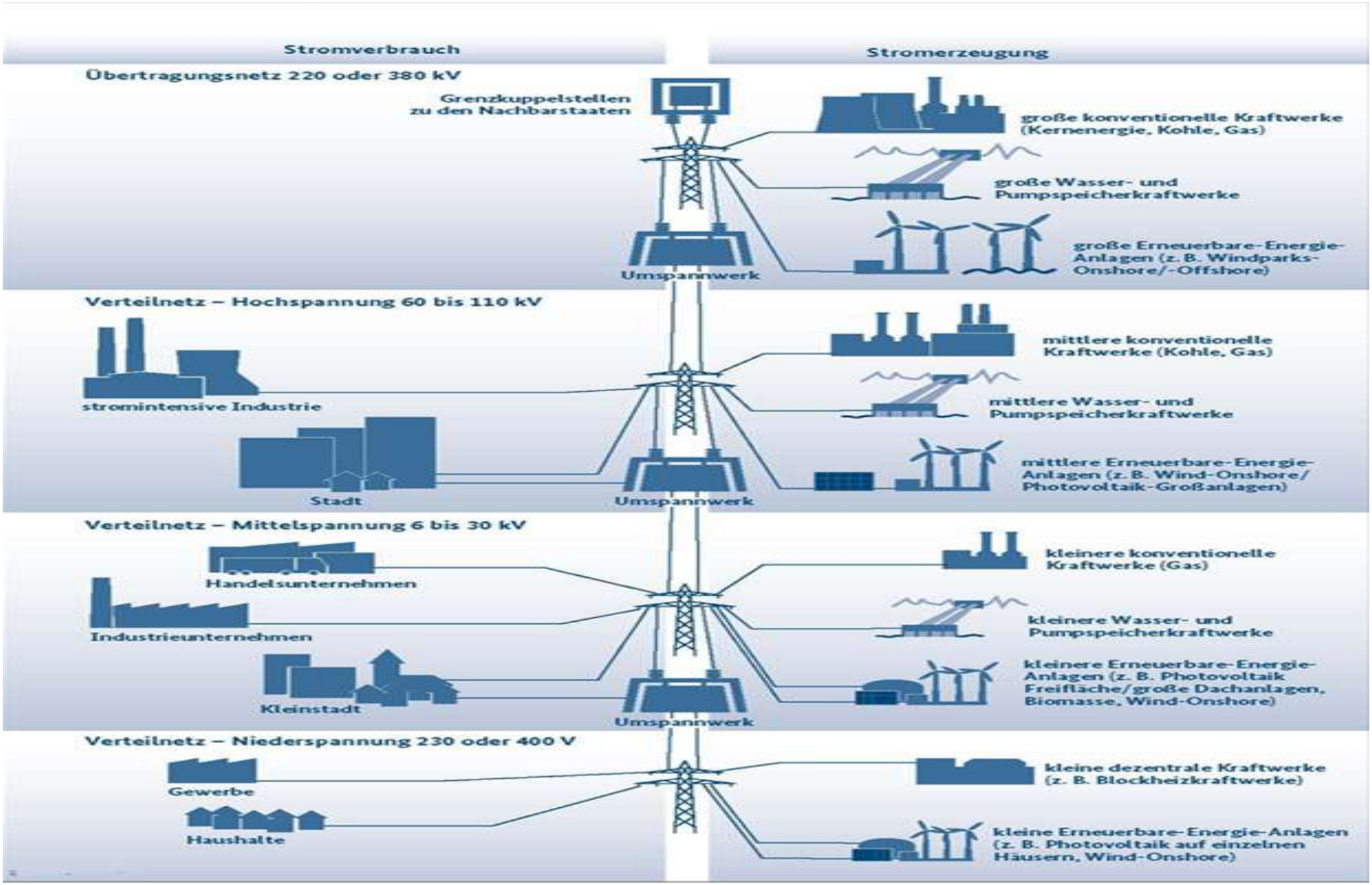
Quelle: BUNDESNETZAGENTUR | BUNDESKARTELLAMT – Monitoringbericht 2020, S. 32/33, Stand 1/2021

Das deutsche Stromnetz, Stand 1/2018 (1)



Quelle: BMWI – Thema Energie aus www.bmwi.de vom 23.08.2018

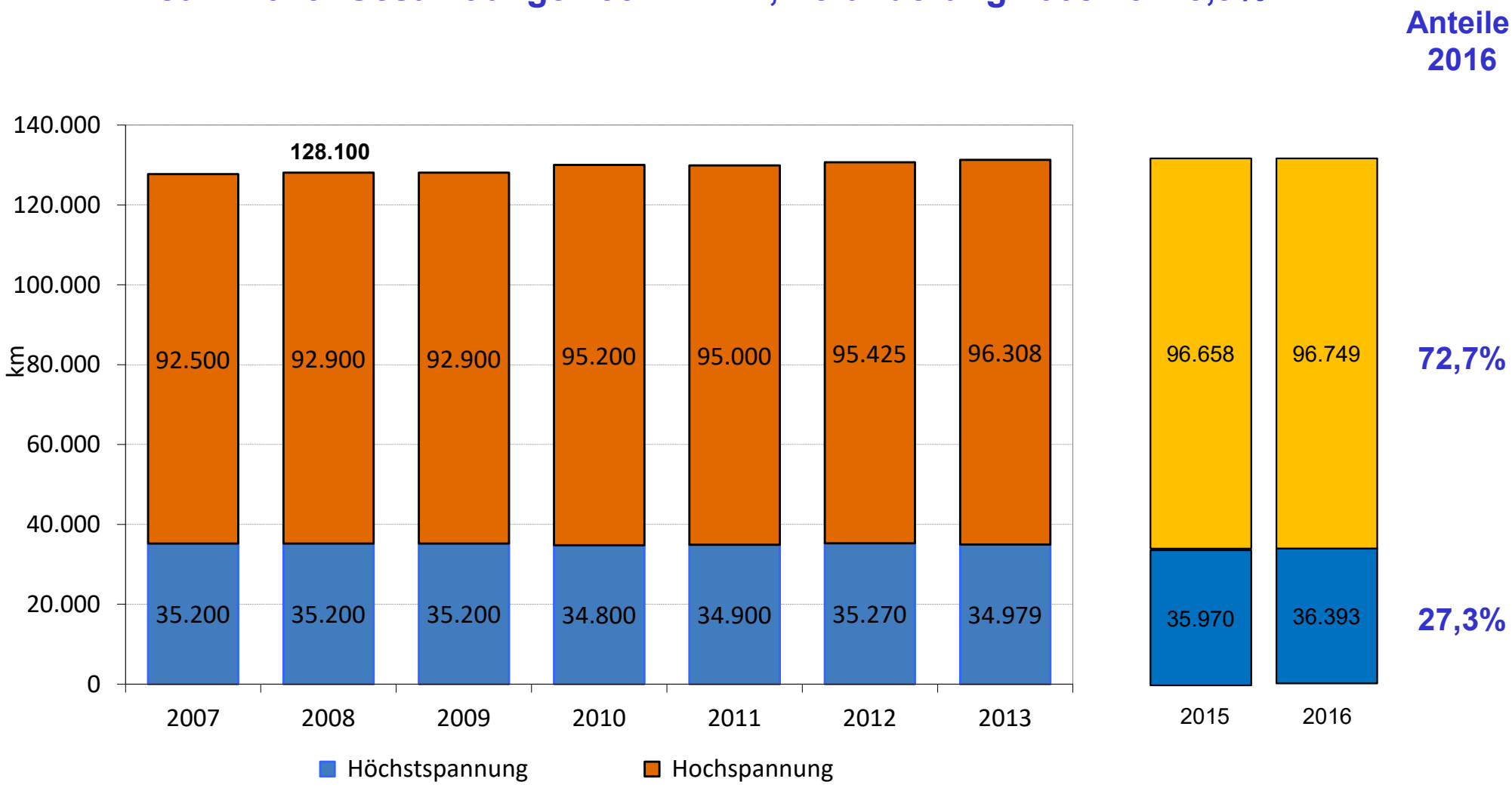
Das deutsche Stromnetz, Stand 1/2016 (2)



Quelle: BMWI – Thema Energie aus www.bmwi.de vom 18.01.2016

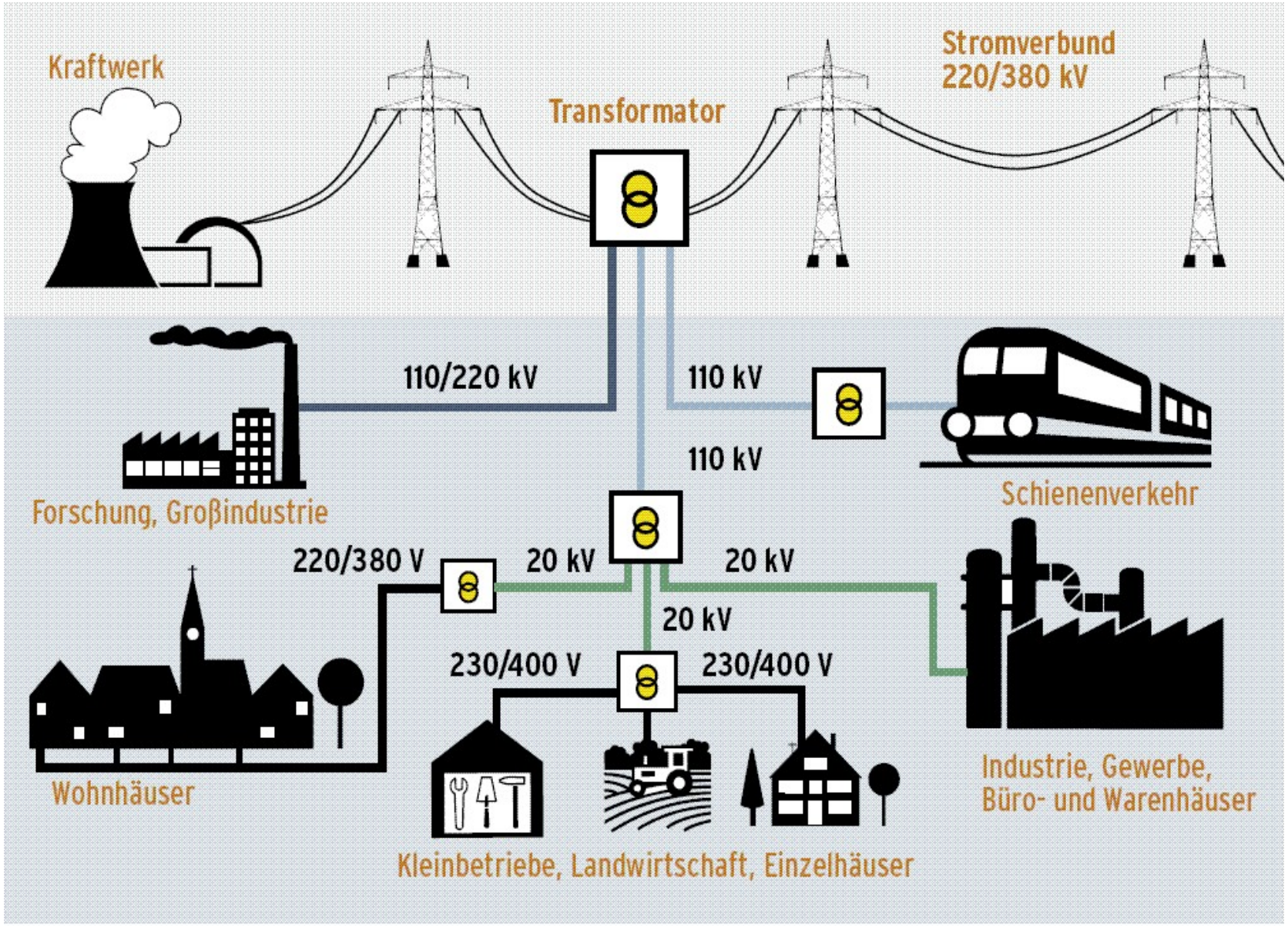
Entwicklung Stromkreislänge der Höchst- und Hochspannungsnetze in Deutschland bis 2016 (3)

Jahr 2016: Gesamtlänge 133.142 km; Veränderung 2008/16 + 3,9%



Quellen: Bundesnetzagentur - Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 4 EnWG i.V.m. § 35 EnWG, www.netzausbau.de aus BMWI - Die Energie der Zukunft, Erster Fortschrittsbericht zur Energiewende in Deutschland 2013, Datenübersicht 11/2014;
BUNDESNETZAGENTUR | BUNDESKARTELLAMT – Monitoringbericht 2017, S. 33, Stand 12/2017

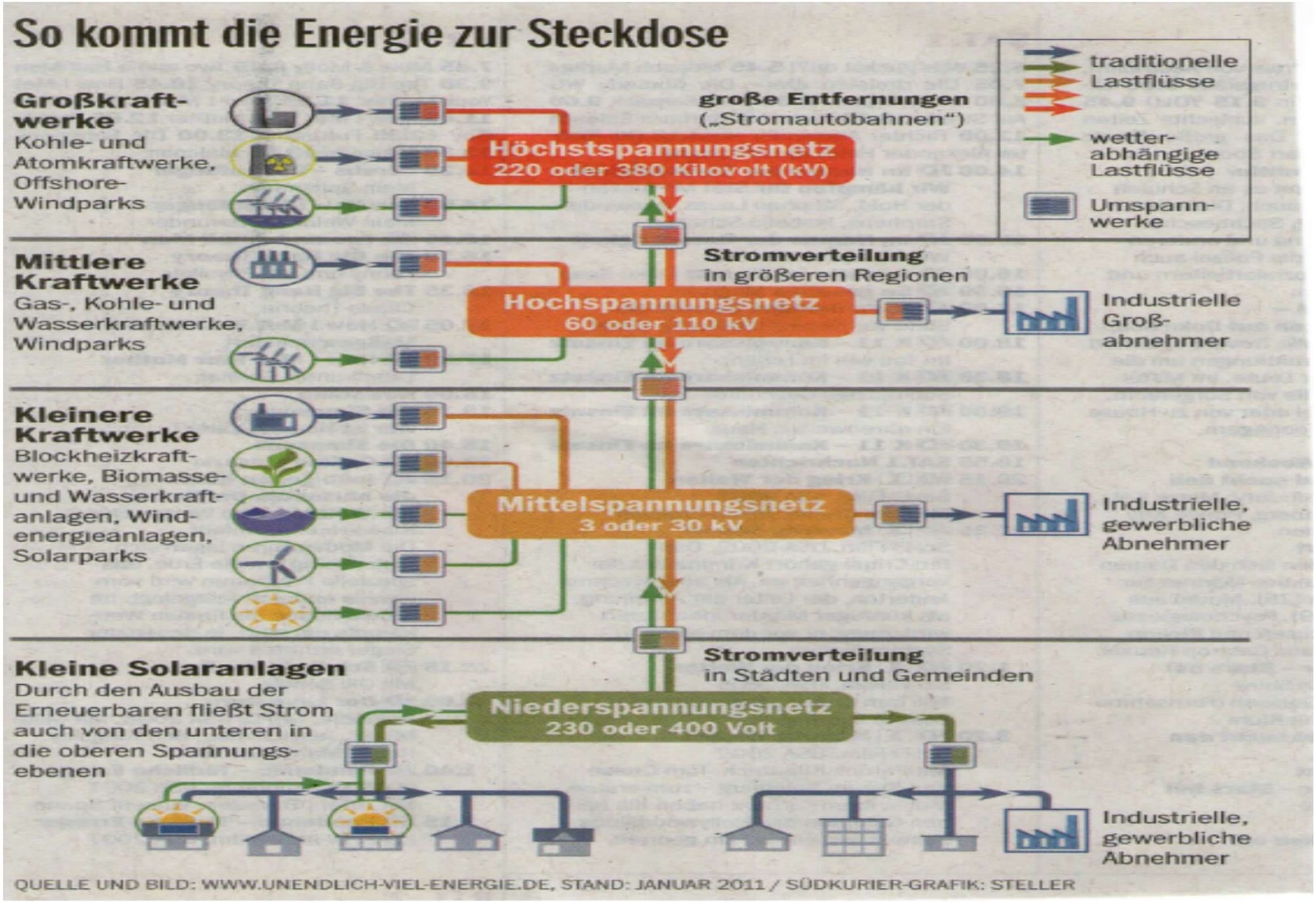
Stromtransport vom Kraftwerk bis zum Kunden in Deutschland (1)



* 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)



Quelle: Agentur für Erneuerbare Energien 2011 aus Südkurier 15.03.2014

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.

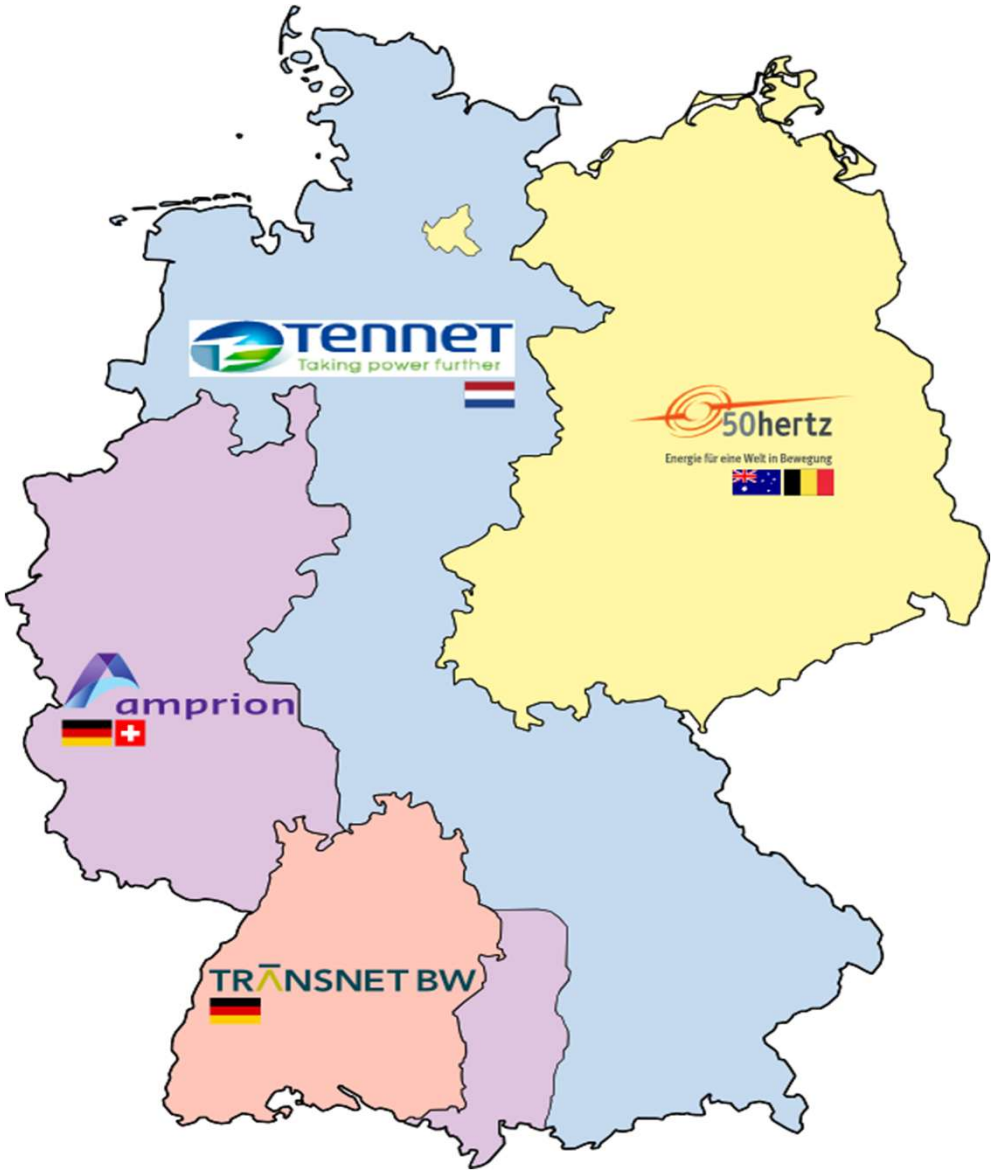
Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland, Österreich und der Schweiz

In Deutschland gibt es vier Übertragungsnetzbetreiber:

- Tennet TSO; Sitz in Bayreuth
- 50Hertz Transmission, Sitz in Berlin
- Amprion, Sitz in Dortmund
- TransnetBW, Sitz in Stuttgart

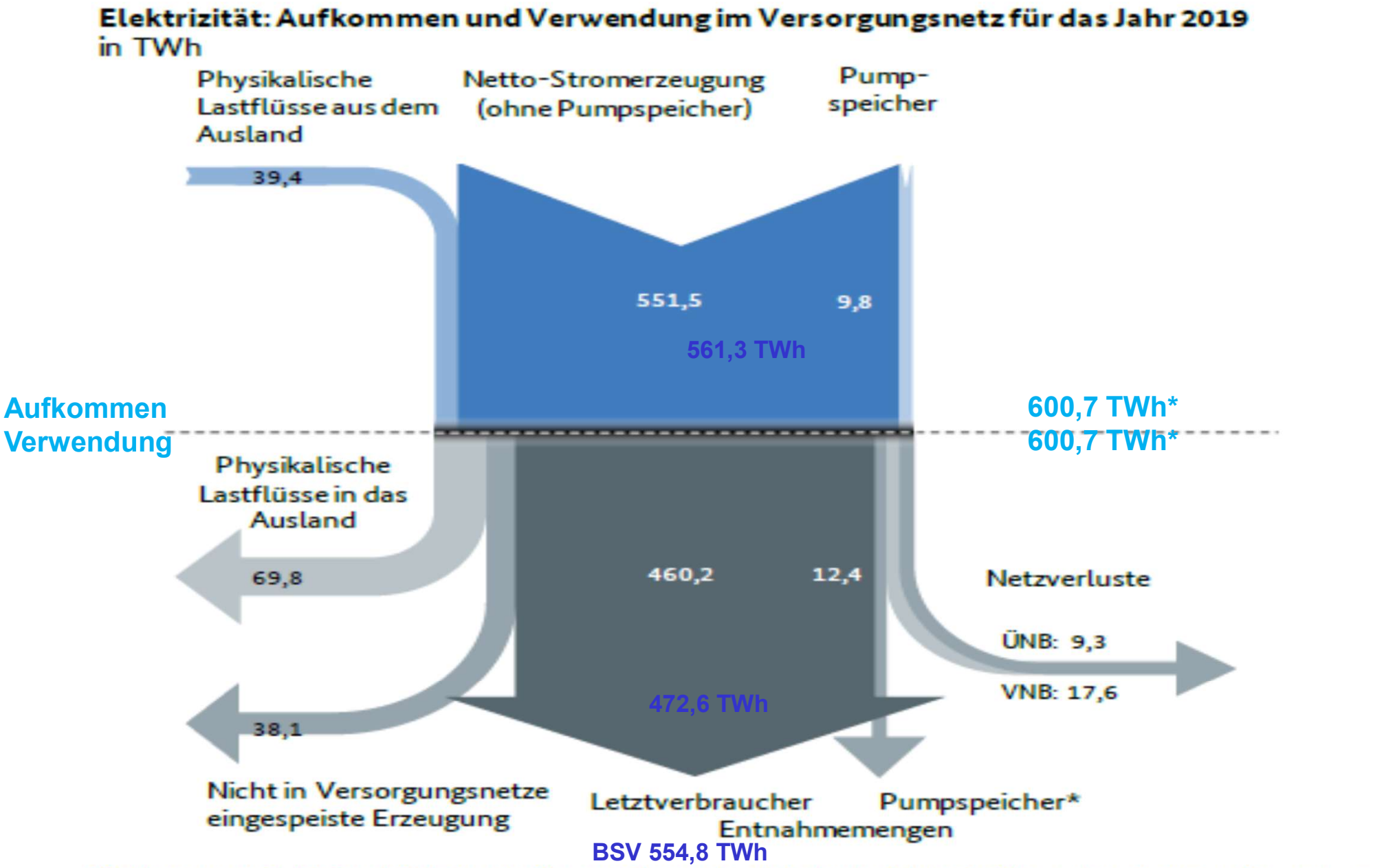
Diese vier „Verbundunternehmen“ stellen rund 80 % der inländischen Stromerzeugungskapazitäten bereit und halten zahlreiche Beteiligungen an regionalen Stadtwerken.

In Österreich und der Schweiz sind Austrian Power Grid (APG) bzw. Swissgrid die einzigen nationalen ÜNB.



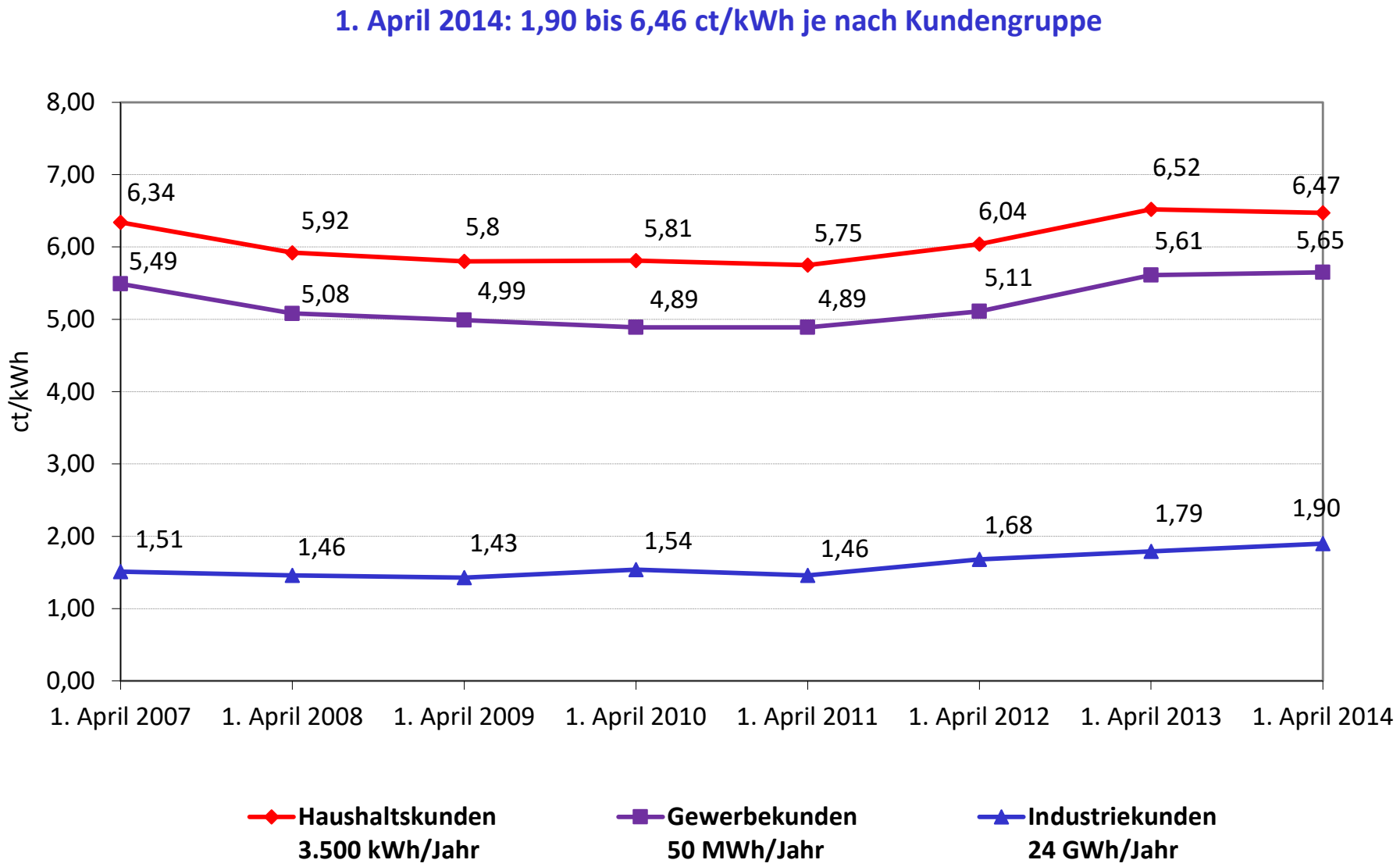
Quelle: Wikipedia 9/2018

Netto-Aufkommen und Verwendung in den deutschen Strom-Versorgungsnetzen 2019



Quelle: BUNDESNETZAGENTUR | BUNDESKARTELLAMT – Monitoringbericht 2020, S. 30, Stand 1/2021

Entwicklung der durchschnittlichen Netzentgelte nach Kundengruppen in Deutschland 2007-2014



Quelle: Bundesnetzagentur - Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 4 EnWG i.V.m. § 35 EnWG, www.netzausbau.de aus
BMWI - Die Energie der Zukunft, Erster Fortschrittsbericht zur Energiewende in Deutschland 2013, Datenübersicht 11/2014

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, Amprion, 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 bezahlen Strom schnell ausgeträumt.

Quelle: VDI nachrichten, Ausgabe 20. November 2015

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 Erzeugungsleistung von 100 Megawatt kraftwerksblockscharf 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.

Quelle: BMWI – Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung 2021, S. 62, Stand 10/2022, www.erneuerbare-Energien.de

Intelligente Stromnetze durch Smart Grid (2)

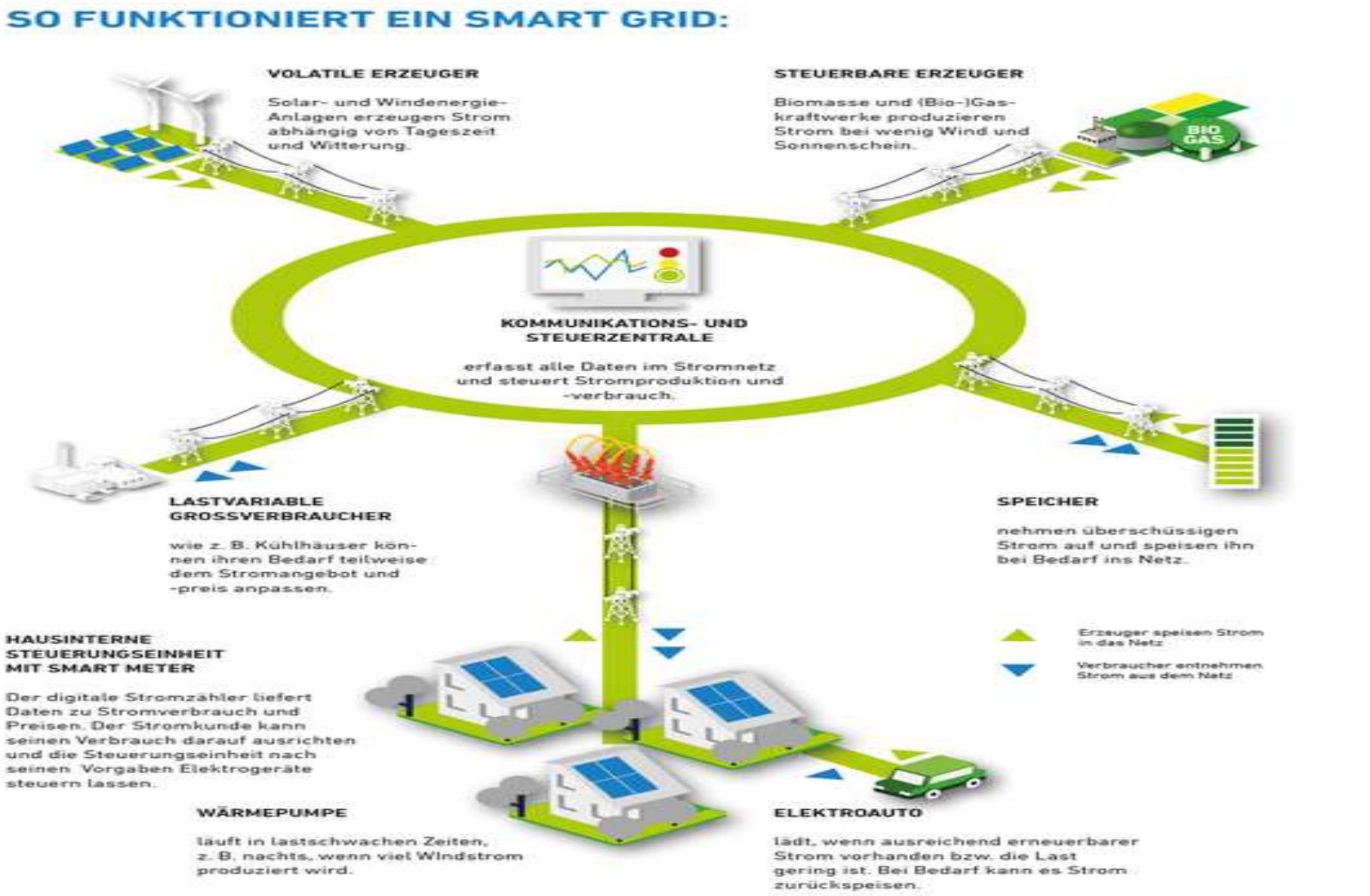
Die Grafik veranschaulicht die Funktionsweise eines als Smart Grid bezeichneten intelligenten Stromnetzes.

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.

Quelle: Agentur für erneuerbare Energien, 4/2017

Intelligente Stromnetze durch Smart Grid (3)



Quelle: eigene Darstellung

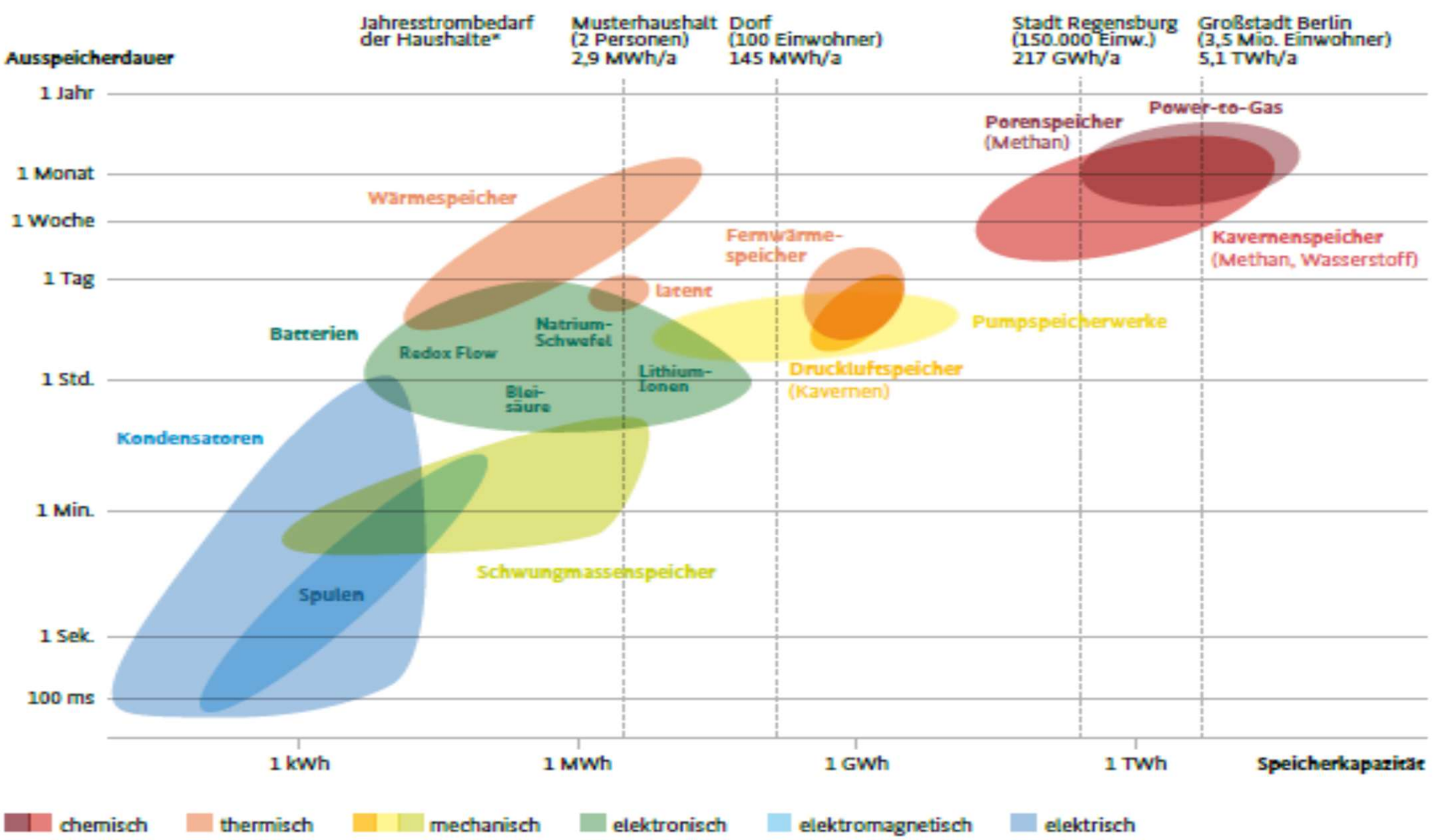
© 2017 Agentur für Erneuerbare Energien e.V.

AGENTUR FÜR ERNEUERBARE ENERGIEN

DB1

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

aus BMWI – 7. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung, S. 53, Stand 9/2018

DB1 Dieter Bouse; 29.10.2018

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 Netzausbaubedar zu verringern und den Netzbetrieb zu stabilisieren.

In Deutschlang 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.

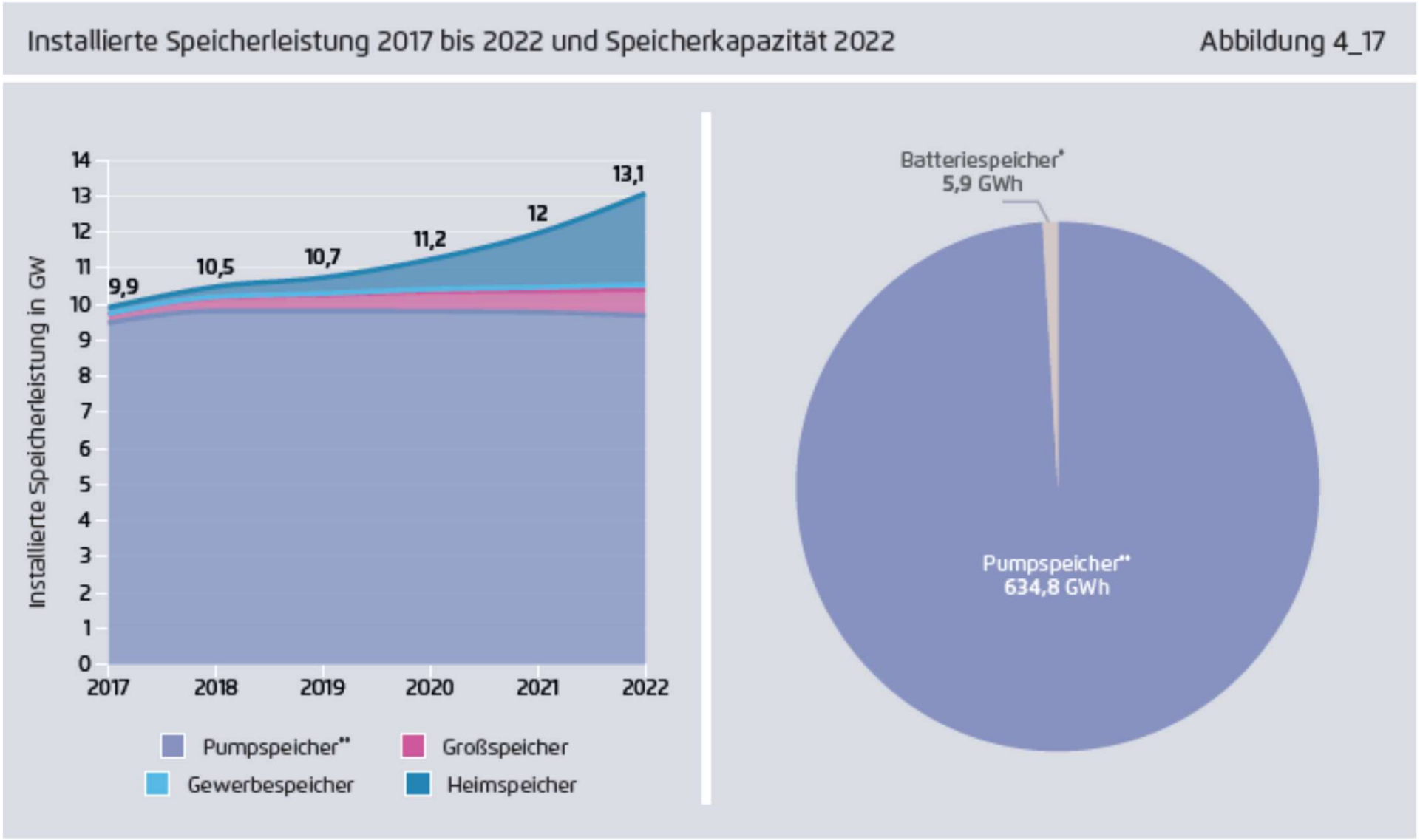
Insgesamt kamen die Speichertechnologien Ende 2022 auf eine installierte Leistung von 13 Gigawatt. Die Speicher aus der Elektromobilität sind trotz ihres hohen theoretischen Potenzials in dieser Zahl nicht enthalten.

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.

Quelle: Agora Energiewende - Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2022, Analyse, S. 56-57, Stand 1/2023

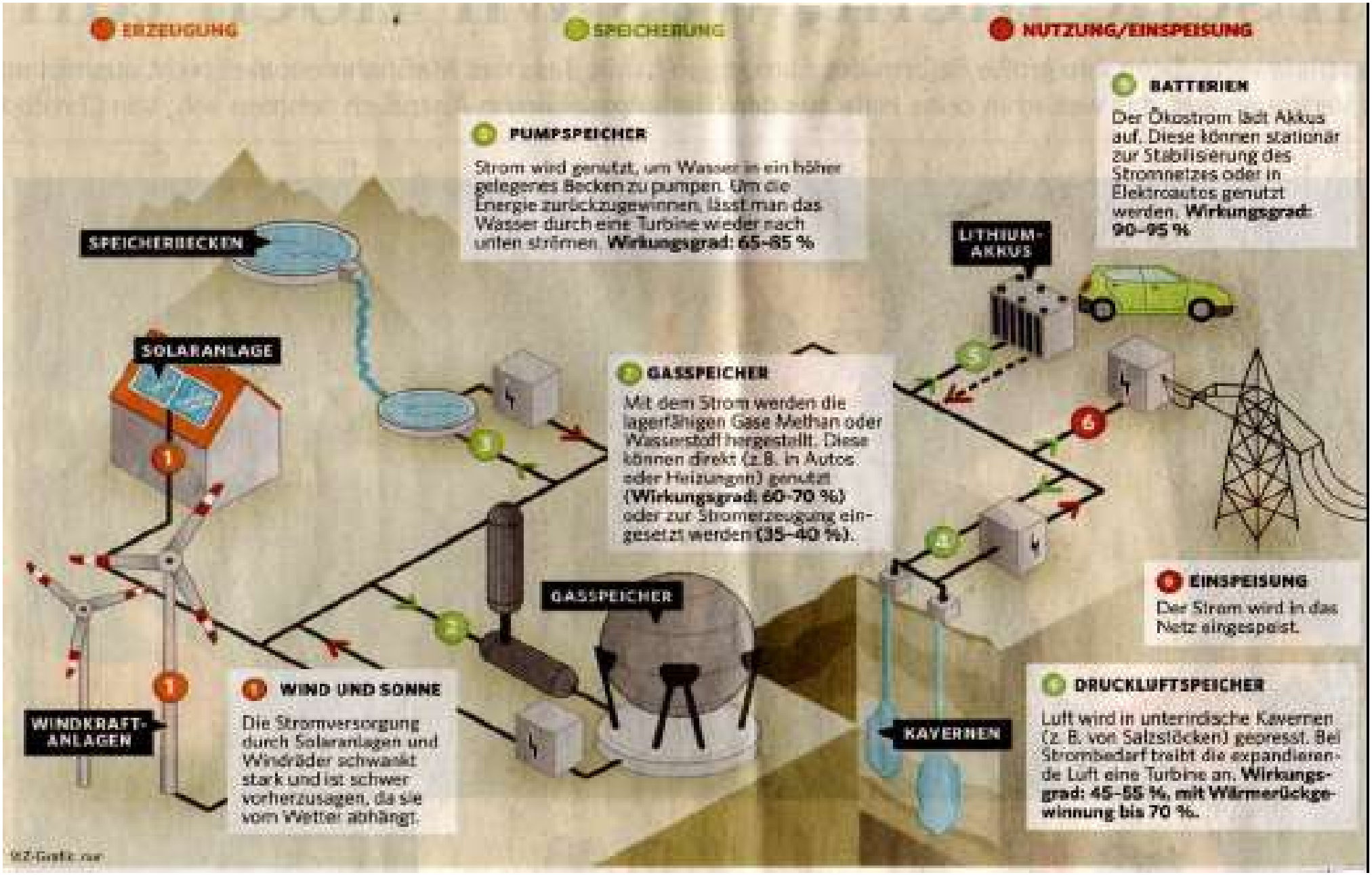
Entwicklung installierte Speicherleistung und Speicherkapazität nach Arten in Deutschland 2017-2022 (2)

Jahr 2022: Installierte Speicherleistung 13,1 GW; Speicherkapazität 640,7 GWh = 0,64 TWh



Quelle: Agora Energiewende - Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2022, Analyse, S. 56, Stand 1/2023

Verstärkte Stromspeicherung zum Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland erforderlich (1)



Quelle: Stuttgarter Zeitung vom 26.03.2011

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 eigenen 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*

Quelle: Stuttgarter Zeitung vom 26.03.2011

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 Windenenergie 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 angeschlossenem 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.

Quelle: BMWI – Thema Energie, 1/2016 aus www.bmwi.de

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.

Quelle: BMWI – Achter Monitoringbericht zur Energiewende 2018/19, S. 183-193, 1/2021

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 Mindest-anforderungen an erneuerbare Energien und Energieeffizienz (z.B. Energieeinspar-verordnung, Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz) sowie an Förderprogrammen (z.B. CO2-Gebäudesanierungsprogramm, Marktanreizprogramm). 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 Marktanreizprogramm 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 CO_2-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 Forschung- 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.

Quelle: BMWI – Achter Monitoringbericht zur Energiewende 2018/19, S. 183-193, 1/2021

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.

Quelle: BMWI – Achter Monitoringbericht zur Energiewende 2018/19, S. 183-193, 1/2021

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 Programmergebnisse, 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 CO_2-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 volkwirtschaftlich 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.

Quelle: BMWI – Achter Monitoringbericht zur Energiewende 2018/19, S. 183-193, 1/2021

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 ausgezahlt 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 Energiemanagement-systeme 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.

Quelle: BMWI – Achter Monitoringbericht zur Energiewende 2018/19, S. 183-193, 1/2021

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)

Quelle: BMWI – Achter Monitoringbericht zur Energiewende 2018/19, S. 183-193, 1/2021

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			Substitutions-verhältnis 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	Brennwert-kessel (105%)	3,14 kWh Erdgas	3,14	≈ 640
1 kWh reg. Strom	E-Auto (80%)	4,6 km	4,6 km	Verbrennungs-motor (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	Brennwert-kessel (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 pauschalierte Annahmen (u.a. über die Wirkungsgrade der Anlagen- und Anwendungstechniken) zugrunde gelegt.

Quelle: BMWI – Achter Monitoringbericht zur Energiewende 2018/19, S. 184, 1/2021

Entwicklung Anzahl und Stromverbrauch von Wärmepumpen im Bestand in Deutschland 2008-2019 (8)

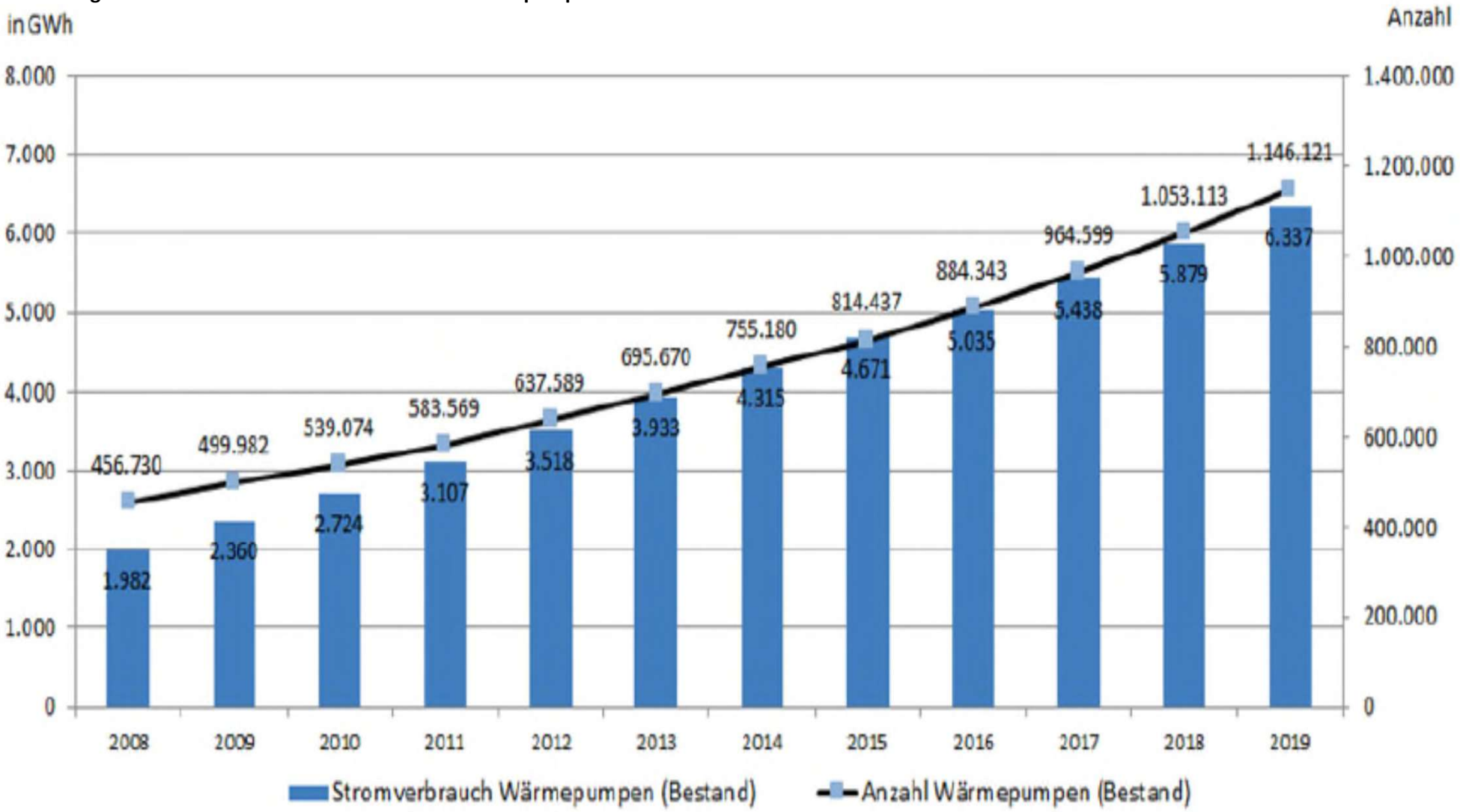
Jahr 2019:

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)]



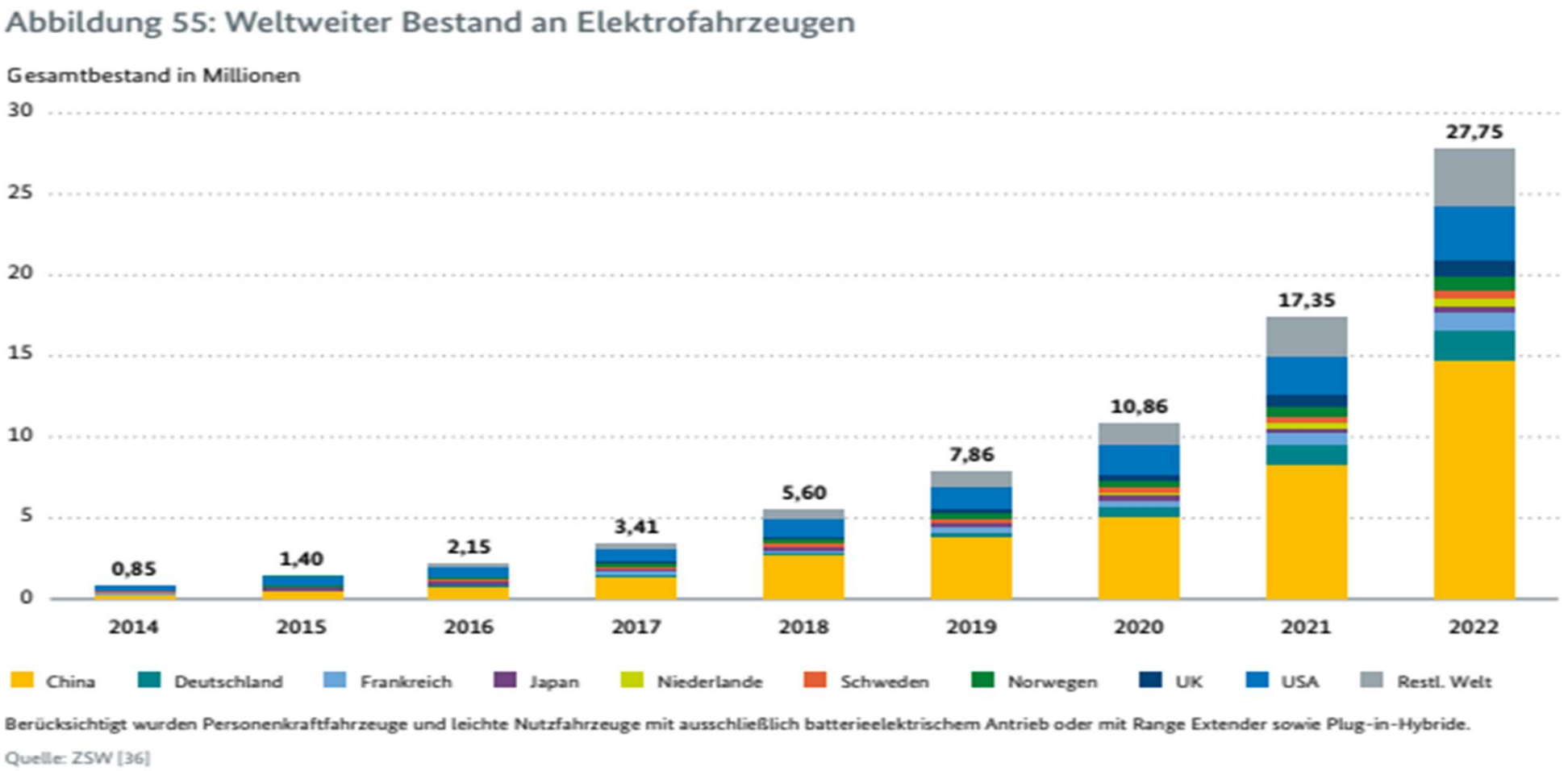
1) Nachrichtlich: Thermische Leistung von 3.651 MW im Jahr 2008 auf 10.872 MW im Jahr 2019

Quelle: UBA, AGEE-Stat auf Basis von ZSW und GZB 03/2020 aus BMWI – Achter Monitoringbericht zur Energiewende 2018/19, S. 185, 1/2021

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)]



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.

Quelle: UBA TREMOD 6.03 01/2020 aus BMWI – Achter Monitoringbericht zur Energiewende 2018/19, S. 186, 1/2021

Erfolgsbilanz der Stromversorgung

Energieträgermix & CO_2-Emissionsfaktor nach der Nettostromerzeugung (NSE) Verbundunternehmen EnBW im Vergleich zu Baden-Württemberg und Deutschland 2022

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	Deutsch-land Strommix
Erneuerbare Energieträger	100% 41,07/58,93%*	41,32% 0/41,32%*	27,4%	48,9% 8,2/40,7
Kernenergie	0 %	7,2%	33,2%	6,6%
Kohle	0 %	38,92%	28,3%	32,5%
Erdgas	0 %	11,43%	6,2%	10,8%
Sonstige fossile Energieträger	0%	1,13%	4,9%	1,2%
Radioaktiver Abfall	0,0000 g/kWh	0,0002 g/kWh		0,0002 g/kWh
CO_2-Emissions-faktor	0 g/kWh	433 g/kWh	223 g/kWh	377 g/kWh

1) Der Energiemix aller anderen Produkte entspricht dem Unternehmens-Mix.
Die Anteile der Energieträger beziehen sich auf den gelieferten Strom.

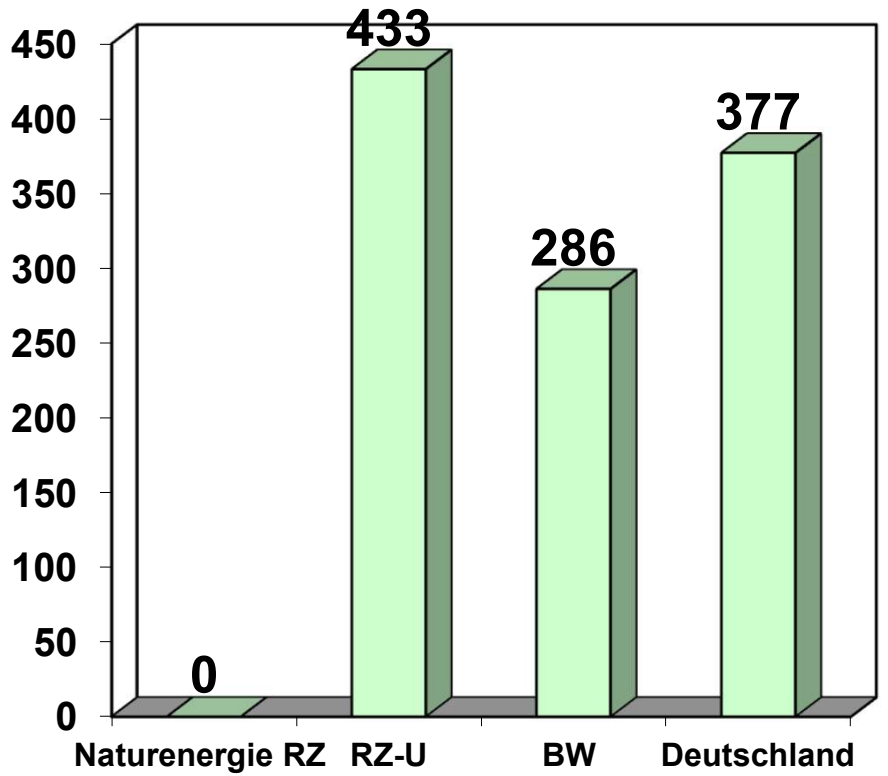
* Aufteilung EE gefördert nach EEG / Sonstige EE

2) NSE: BW 46 TWh, D 513 TWh; CO2 BW 17,7 Mio. t, D 226 Mio. t

Quellen: Stadtwerke Radolfzell – Tarife ab 1. Januar 2022, AGEB 12/2022;
UM BW & Stat. LA BW – Energiebericht 2022; Tab. I-13, 27, 45, Stat. LA 3/2023

CO_2-Emissions-Faktor (g/kWh)**

bezogen auf den gelieferten Strom an Endverbraucher



Grafik Bouse 2024

** (§ 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**

Quelle: B-Netz-AG SMARD Strommarktdaten , Ausgabe 7/2022

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 Probebetrieb 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.

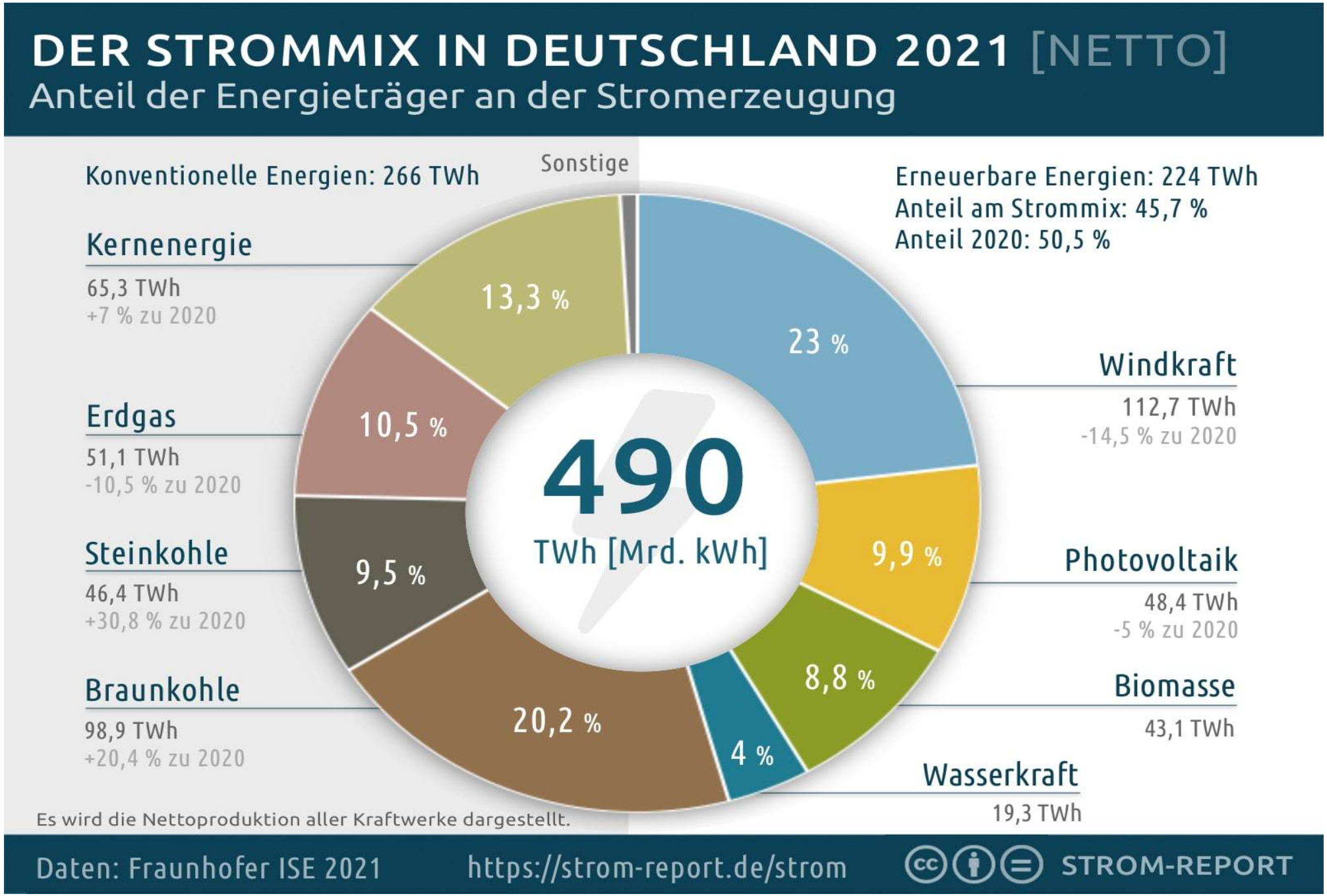
Kontakt

Bundesnetzagentur, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn
www.smard.de
E-Mail: smard@bnetza.de

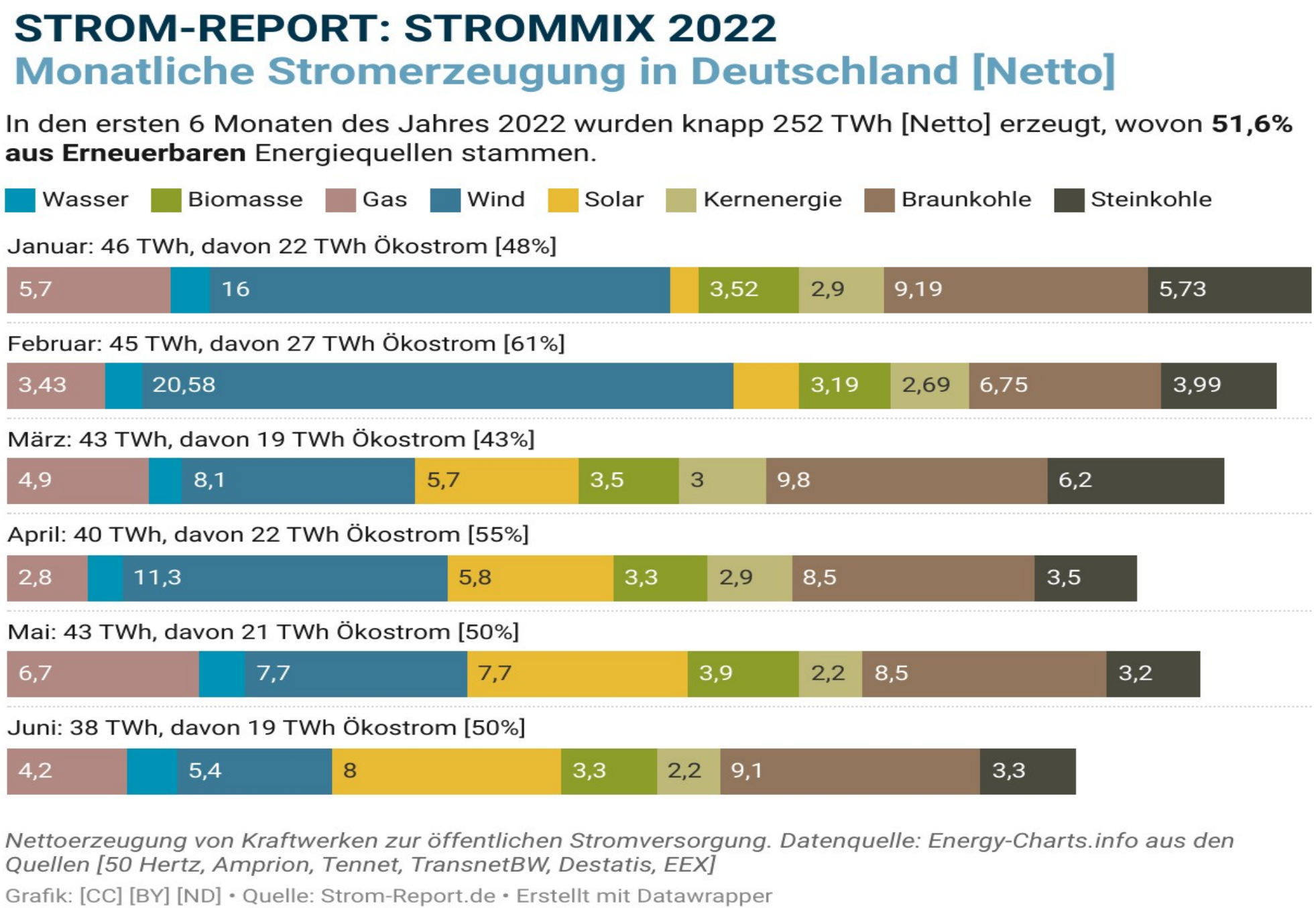
Gesetzliche Grundlagen

§ 111d EnWG
Verordnung (EU) Nr. 543/2013 (Stromtransparenzverordnung)

Der Strommix: Anteil der Energieträger an der Netto-Stromerzeugung in Deutschland 2021 (1)



Der Strommix: Anteil der Energieträger an der monatlichen Netto-Stromerzeugung in Deutschland im 1. Halbjahr 2022 (2)



Strommarktdaten Stromerzeugung für Deutschland 04.09 – 14.09.2022

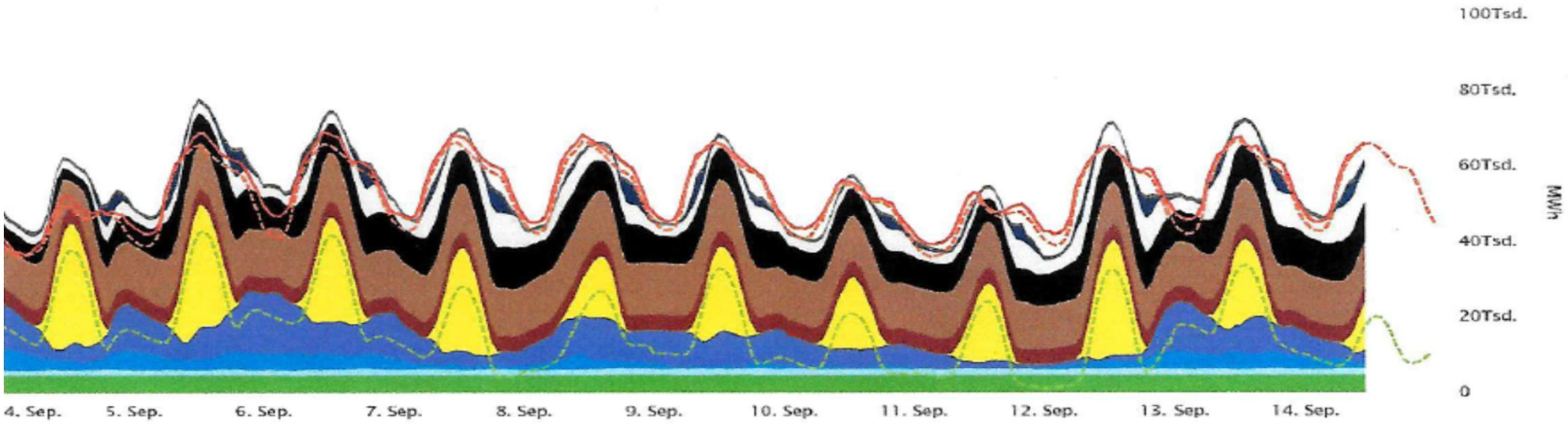
Beispiel Mittwoch 07.09.22, 12.00 Uhr

Realisierte Stromerzeugung gesamt 69.955 GWh

Bundesnetzagentur

SMARD Strommarktdaten

Land: Deutschland, Zeitraum 04.09.2022 - 14.09.2022, Auflösung Stunde

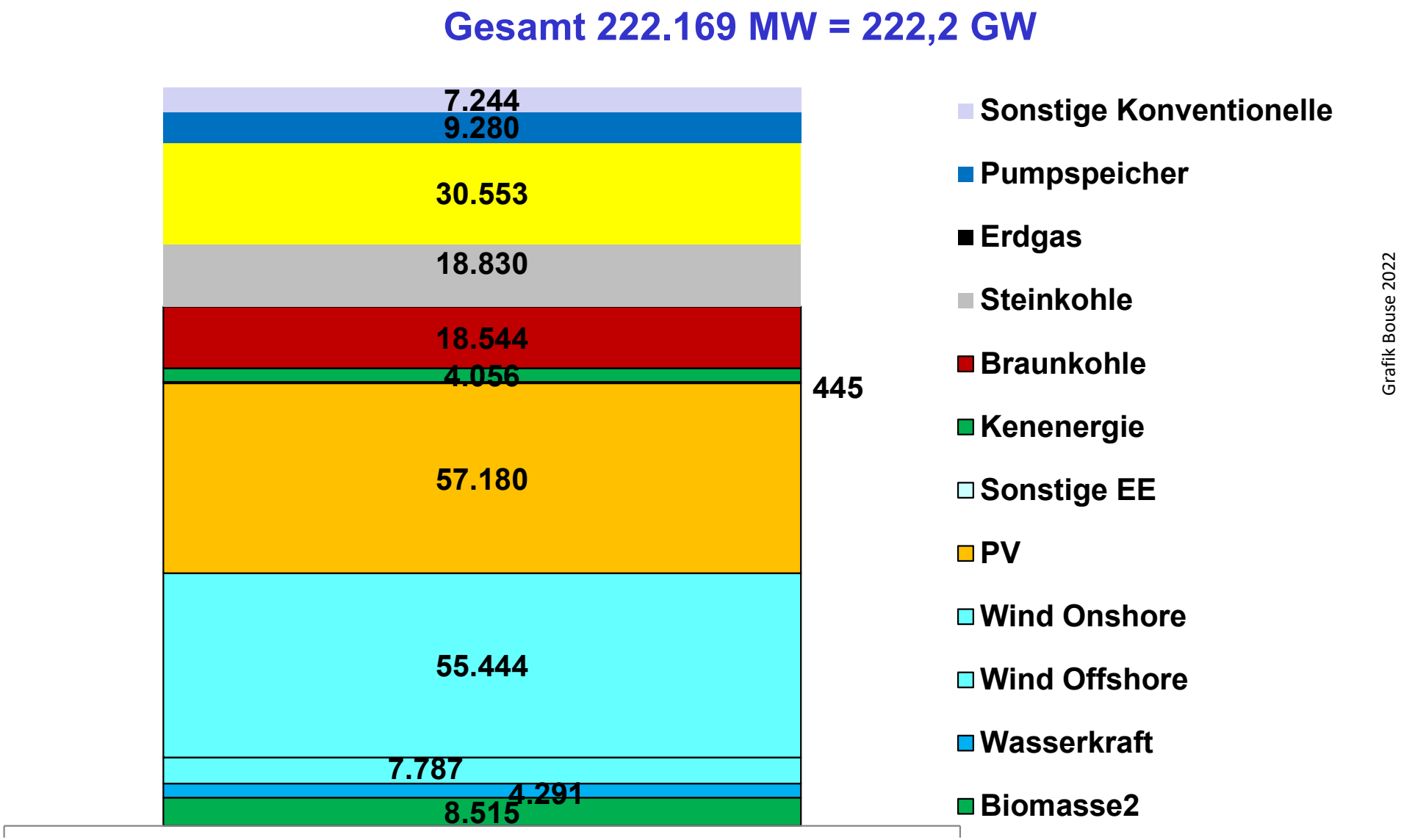


Stromerzeugung - Realisierte Erzeugung

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

Quelle: B-Netz-AG SMARD Strommarktdaten , Ausgabe 7/2022

Strommarktdaten zur Stromerzeugungsleistung nach Energieträgern für Deutschland zum 1. Januar 2022

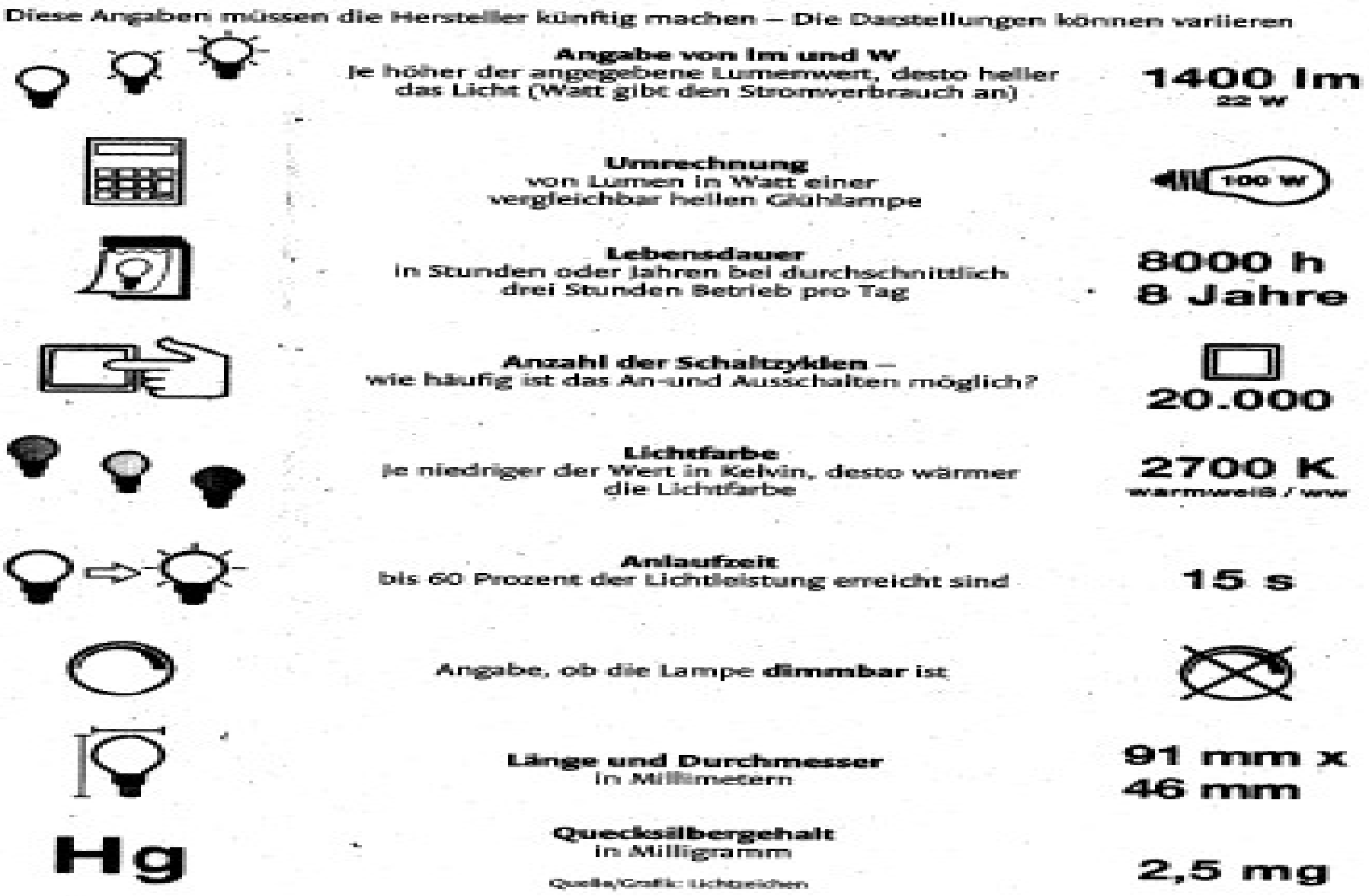


Quelle: B-Netz-AG SMARD Strommarkdaten, Ausgabe 7/2022

Oberbecken eines Pumpspeicherkraftwerks in Deutschland

Quelle: BMWI: Die Energie der Zukunft, Vierter Monitoring-Bericht zur Energiewende, Langfassung S. 59, 11/2015

Herstellerangaben auf Verpackungen für Leuchtmittel in Deutschland ab 01.09.2010



Quelle: Lichtzeichen aus Stuttgarter Zeitung vom 2.9.2010

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 $CO_{2\ äquiv.}$ 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. CO_2-Emissionsfaktor beim Strommix reduzierte sich ebenfalls auf 401 g/kWh um 45,8% im Jahr 2019.

Quellen: AGEB 2/2021; BMWI - Energiedaten bis 3/2021; UBA 3/2021, BDEW 1/2021, Agora Energiewende 2020, 1/2021; AGEB- Energieverbrauch in D 2020, 3/2021.

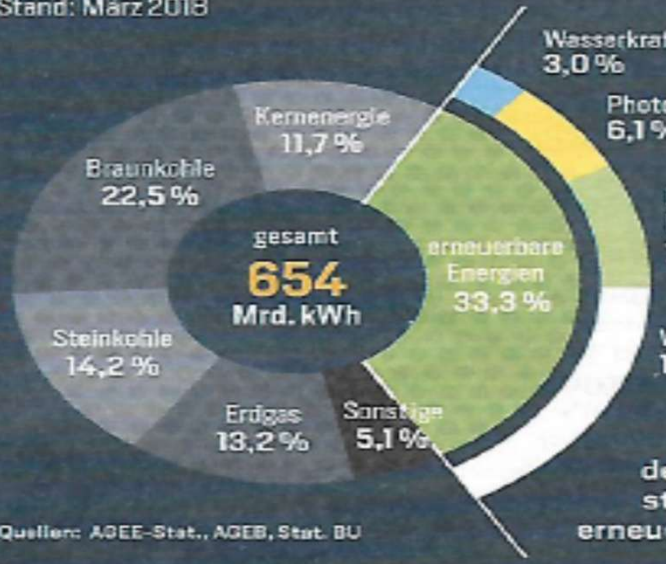
Fazit Energiewende zur Stromversorgung in Deutschland, Stand 8/2018 (1)

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



Energiemix
Ein Drittel des deutschen Stroms stammt heute aus erneuerbaren Energien

Quellen: AGEE-Stat., AGEB, Stat. BU

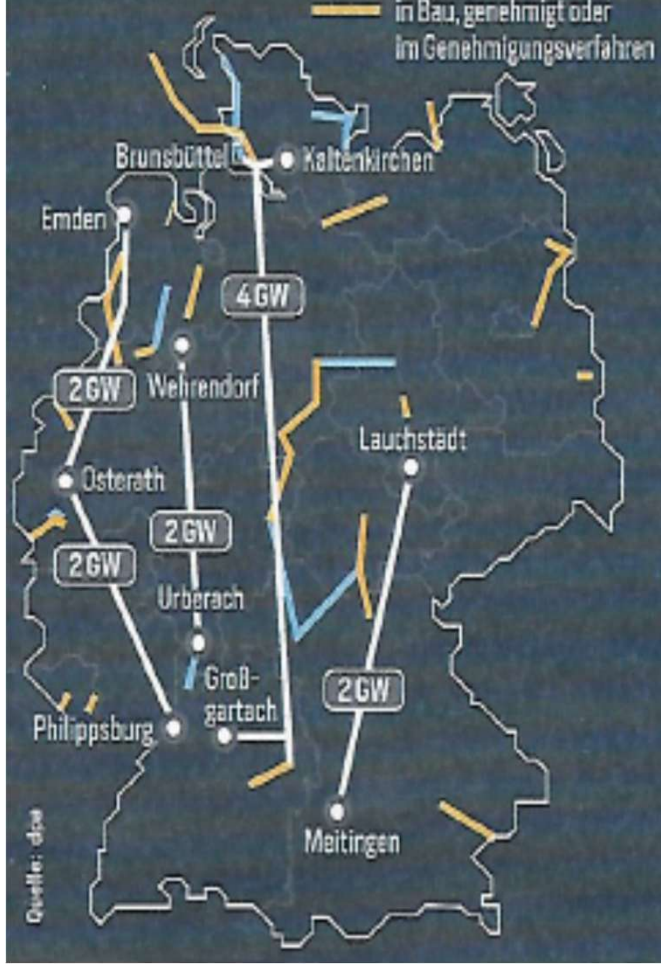
Kosten der Energiewende insgesamt bis 2025 in Milliarden Euro

- 407,5 EEG-Umlage
- 32,3 Übertragungsnetzausbau
- 23,0 Verteilungsnetzausbau
- 18,0 KWK-Gesamtumlage*
- 12,2 Forschungsausgaben**
- 27,6 Sonstiges

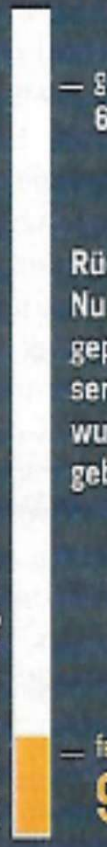
*KWK: Kraft-Wärme-Kopplung
**Bund und Länder

Quellen: Handelsblatt, Dice Consult, BMWi

Neue Stromautobahnen bis 2022



7700 km neue Stromleitungen braucht es für die Energiewende. Davon sind:



Rückstand
Nur jeder achte geplante Trassenkilometer wurde bisher gebaut

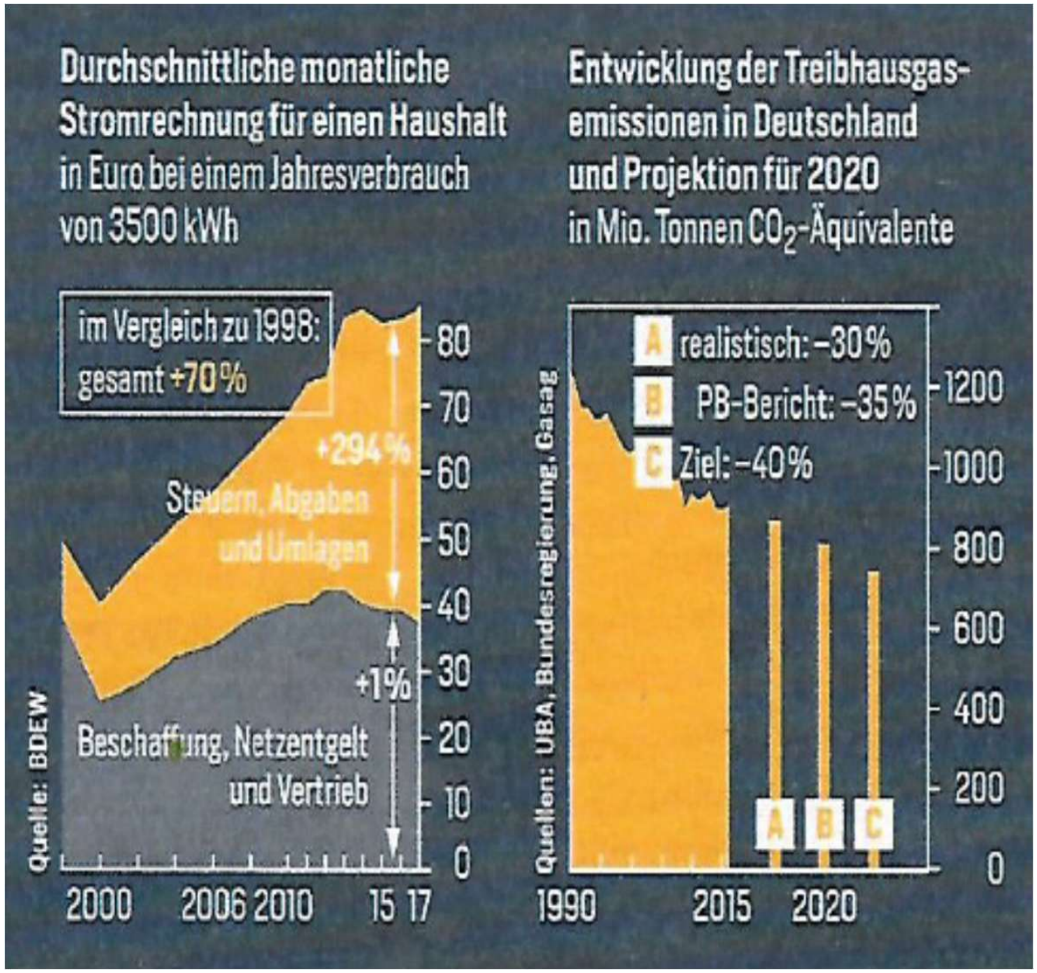
Quelle: Bundesnetzagentur

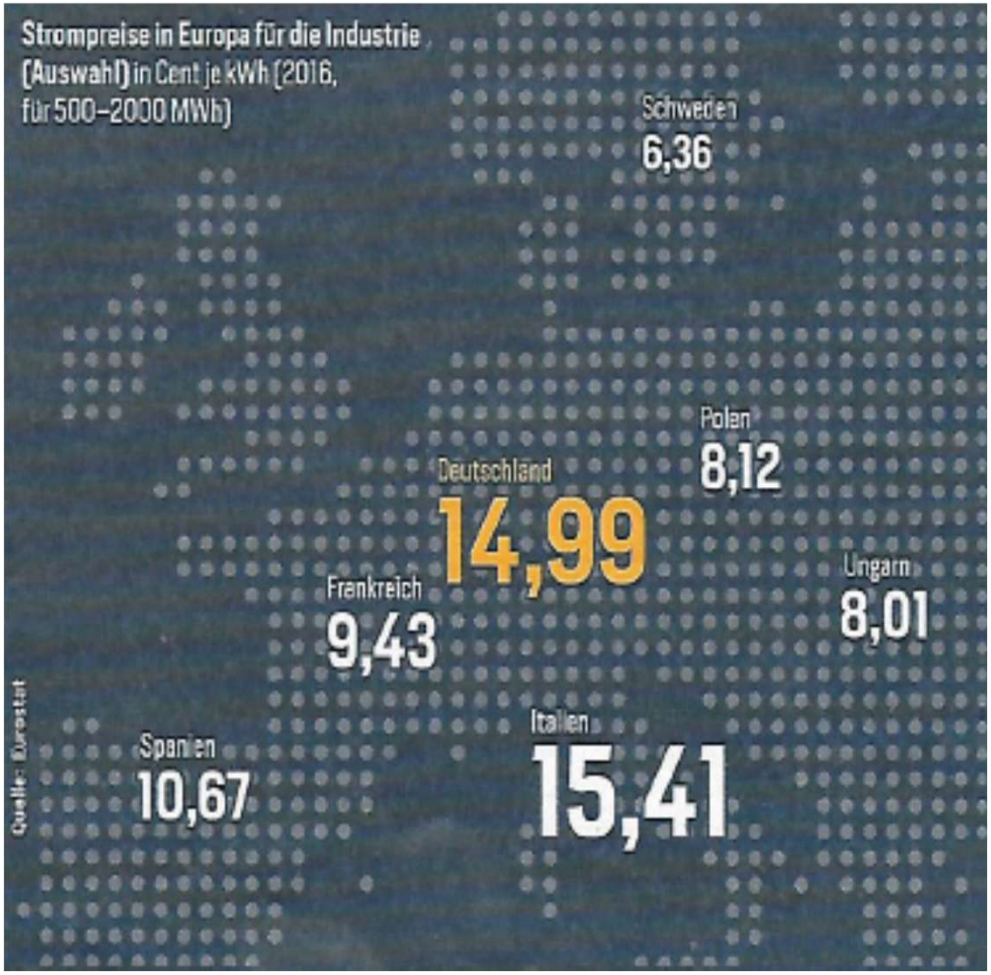
Quelle: Focus 34/2018

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





Quelle: Focus 34/2018

Ausblick Energiewende zur Energie- und Stromversorgung in Deutschland, Stand 1/2025 (1)

9 Ausblick

Nach dem vorzeitigen Ende der 20. Legislaturperiode stehen bereits im Februar 2025 Neuwahlen an. Das Jahr 2025 wird daher von wesentlichen politische Weichenstellungen für die nächsten vier Jahre geprägt sein. Vor diesem Hintergrund schaut dieser „Ausblick" nicht nur auf das Jahr 2025, sondern auf klimapolitische Themen- und Handlungsfelder, die für die gesamte 21. Legislaturperiode von Bedeutung sind.

Die wichtigsten Handlungsfelder und -prioritäten der Klima- und Energiepolitik für die kommende Legislaturperiode lassen sich wie folgt zusammenfassen:

Senkung der Stromkosten

Der Übergang zur Klimaneutralität erfordert in den Sektoren Verkehr, Gebäude und Industrie den starken Ausbau energieeffizienter, elektrischer Lösungen wie Wärmepumpen und E-Pkw. Um den Umstieg weg von fossilen und hin zu klimaneutralen Lösungen anzureizen sind attraktive Strompreise essenziell. Gleichzeitig erfordert die Sicherung Deutschlands als Industriestandort wettbewerbsfähige Strompreise.

In der kommenden Legislaturperiode sind daher Maßnahmen zur Senkung der Strompreise zentral:

- Für eine kurzfristige Entlastung sollten die **Übertragungsnetzentgelte** durch **Zuschüsse** aus dem Bundeshaushalt stabilisiert werden. Parallel dazu sollte eine grundsätzliche Senkung der **Stromsteuer** auf das europäische Mindestniveau zu attraktiven Strompreisen beitragen.
- Die **Kosten für den Netzausbau** können gesenkt werden, indem Leitungen grundsätzlich wieder als Freileitungen gebaut werden. Auch bei bestehenden Projekten sollte auf Freileitungen umgestellt werden, wenn dies ohne Projektverzögerungen möglich ist. Darüber hinaus lassen sich beim Offshore-Netzausbau Kosten sparen, indem Anschlüsse stärker gebündelt ausgeführt werden und der Ausbau nicht „für die letzte kWh" ausgelegt wird. Außerdem sollten Vorgaben für Netzanschlüsse insgesamt flexibler ausgestaltet werden, um eine möglichst effiziente Nutzung zu ermöglichen.
- Eine gezielte **Reform des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG)** sollte verstärkt den PV-Zubau in Freiflächenanlagen anreizen und den Zubau für **Dach-PV-Anlagen** möglichst kostengünstig und systemdienlich weiterentwickeln. Der **Investitionsrahmen für große Wind- und PV-Projekte** (Ausschreibungen) sollte entsprechend der Vorgaben der europäischen RED III-Richtlinie weiterentwickelt werden. Der Übergang zu einem sogenannten „produktionsunabhängigen Investitionsinstrument" verbindet Investitionssicherheit mit einer besseren Marktintegration.
- Ausschreibungen für H_2-Ready-Kraftwerke im Rahmen des Kraftwerkssicherheitsgesetzes bzw. die Schaffung eines **Kapazitätsmarktes** mit zentralen sowie dezentralen Elementen sind essenziell, um die Dekarbonisierung voranzutreiben und Versorgungssicherheit zu gewährleisten.
- Um die Potenziale für die Flexibilität von Speichern und Nachfrage besser zu heben ist eine **Reform der Netzentgelte** zentral. Dies gilt sowohl für große Industrieverbraucher durch eine Reform der Rabatte bei den Netzentgelten als auch für Haushalte durch die Einführung dynamischer Netzentgelte. Ein deutlich beschleunigter Smart-Meter-Rollout muss hierfür die notwendigen Voraussetzungen schaffen.
- Perspektivisch ist die einheitliche deutsche **Strompreiszone** mit zunehmenden Ineffizienzen und Mehrkosten verbunden. Daher sollte die kommende Legislaturperiode genutzt werden, eine umfassende Reform vorzubereiten, die den Interessen von Verbrauchern im Süden und Produzenten im Norden angemessen Rechnung trägt.

Impulse für eine innovative und wettbewerbsfähige Wirtschaft

Der Industriesektor steht vor der Herausforderung, den Übergang zu klimaneutraler Produktion zu sichern und gleichzeitig international wettbewerbsfähig zu bleiben. Und auch jenseits der Energie- und Klimapolitik steht die deutsche Wirtschaft vor strukturellen Herausforderungen. Es gilt also, klimapolitische Instrumente so auszugestalten, dass sie gleichzeitig Impulse für eine innovative und wettbewerbsfähige Wirtschaft liefen. Dazu sind die folgenden Aspekte essenziell:

- **Absicherung von Investitionen in moderne Produktionsanlagen** auch bei kleinen und mittleren Unternehmen (KMU). Dies kann erstens durch **verbesserte steuerliche Abschreibungsmöglichkeiten und einer steuerlichen Investitionsprämie** für Klimaschutz- und Effizienztechnologien erreicht werden. Zweitens sollte die Klimaschutzverträge in vereinfachter Form auch für KMUs zugänglich werden **(Innovationsgarantien)**, um vorübergehende Mehrkosten bei Anschaffung und Betrieb auszugleichen.
- **Sicherung der Nachfrage nach klimafreundlichen Produkten:** Ein ambitioniertes Vergaberecht, das nicht-preisliche Kriterien stärker berücksichtigt, bietet die Möglichkeit, **Leitmärkte** für klimafreundliche Grundstoffe zu stärken. Dies sollte ergänzt werden durch geeignete **Quoteninstrumente** für den Einsatz von klimafreundlichem Wasserstoff und Wasserstoffderivaten.
- **Herstellung eines Level-Playing-Fields und internationale Dimension:** Auf europäischer Ebene kann die Implementierung des Carbon Border Adjustment Mechanism **(CBAM)** in Kombination mit **neuen Produktstandards** zu fairen Wettbewerbsbedingungen beitragen. Parallel dazu fördert eine **strategische Klimaaußenpolitik** internationale Standards und schafft Exportmärkte.

Stabile Rahmenbedingungen im Gebäudebereich

2023 wurden mit dem Gebäudeenergiegesetz und dem Wärmeplanungsgesetz wesentliche Teile des Fundaments für die Wärmewende gelegt. In der kommenden Legislaturperiode ist entscheidend, die nötige Planungssicherheit und politische Stabilität mit Maßnahmen für eine erfolgreiche, praxistaugliche und bezahlbare Umsetzung zu verbinden. Hierfür sind die folgenden Aspekte zentral:

- Die **Beibehaltung der zentralen Elemente des Gebäudeenergiegesetzes (GEG)**, insbesondere der **65-Prozent-Erneuerbare-Energien-Regel**, schafft Planbarkeit und Vertrauen für Investitionen in erneuerbare Technologien wie Wärmepumpen. Dies ist auch für deutsche Hersteller, die umfangreich in neue Produktionsanlagen investiert haben, zentral. **Die Regelung lässt dabei bereits in heutiger Form eine ganze Reihe von Erfüllungsoptionen zu.** Dennoch könnte das GEG durch Anpassungen bei den Kriterien für den Einsatz von fester Biomasse, Biogas oder Stromdirektheizungen **vereinfacht** werden.
- Die Umsetzung der **Europäischen Gebäuderichtlinie (EPBD)** bietet einen Rahmen, um den Energieverbrauch ineffizienter Gebäude zu reduzieren und insbesondere Mietende vor steigenden Heizkosten zu schützen. In diesem Zusammenhang ist Deutschland verpflichtet, 2025 einen **nationalen Gebäuderenovierungsplan** zu erstellen.
- Gleichzeitig könnten **sozial gestaffelte Förderungen** in Kombination mit **attraktiven Krediten** und **steuerlichen Anreizen** die Sanierung beschleunigen.
- Im Bereich der Wärmenetze ist eine **Aufstockung der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze** auf 3 Milliarden Euro jährlich erforderlich. Anpassungen der **Wärmelieferverordnung** und der **Allgemeinen Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme (AVBFernwärmeV)** können den Ausbau klimafreundlicher Fernwärme vor allem in städtischen Quartieren erleichtern und die Transparenz verbessern.
- Eine Weiterentwicklung der europäischen **Taxonomie** kann das für Gebäudesanierungen notwendige private Kapital besser mobilisieren.

Absicherung der Finanzierung von Klimaschutzmaßnahmen

Die Finanzierung der Klimapolitik bleibt eine der größten Herausforderungen. Schon vor dem

Quellen: AGEB aus Agora Energiewende – Energiewende in Deutschland 2024, S. 98-110, 1/2025

Ausblick Energiewende zur Energie- und Stromversorgung in Deutschland, Stand 1/2025 (2)

DB4

Karlsruher Haushaltsurteil Ende 2023 war klar, dass eine strukturelle Lösung für die Finanzierung von Klimaschutzmaßnahmen in der kommenden Legislaturperiode gefunden werden muss. Hierfür sind die folgenden Punkte entscheidend:

- Ein wichtiger Baustein für die Finanzierung ist eine **zuverlässige Einnahmequelle durch CO_2-Preis-Einnahmen.** Mit Blick auf die große Spannbreite an Preisprojektionen für den ETS II ab 2027 besteht hier jedoch eine hohe Unsicherheit. Ein **nationaler CO_2-Mindestpreis** ab 2027 kann einen potenziellen Klimarückschritt mit Start des ETS II verhindern und Investitionssicherheit für Bürger:innen und Unternehmen schaffen. Klar ist aber auch: die öffentlichen Finanzbedarfe können nicht allein aus den CO_2-Preiseinnahmen gedeckt werden.
- Eine gezielte **Steuerreform** kann entscheidend dazu beitragen, die finanziellen Spielräume für Zukunftsinvestitionen zu erweitern und langfristig zu sichern. So könnte zum Beispiel eine Abgabe auf hohe Vermögen – fair austariert – Mehreinnahmen generieren, die vor allem den Ländern zugutekommen und die Modernisierung des Kapitalstocks auf kommunaler Ebene vorantreiben.
- Angesichts der Jahrhundertaufgabe der Transformation zur Klimaneutralität gilt es, die **verfassungsrechtlichen Vorgaben zur Schuldenaufnahme** flexibler zu gestalten und die Finanzbeziehungen zwischen Bund, Ländern und Kommunen so zu gestalten, dass die Kommunen in die Lage versetzt werden, die bei ihnen anfallenden Investitionen und Aufgaben auch tatsächlich wahrzunehmen. Um eine dynamische Anpassung der Staatsausgaben zu ermöglichen, sollten im Grundgesetz nur die wesentlichen Aspekte festgelegt werden. Bis eine solche strukturelle Lösung umgesetzt ist, sollte ergänzend eine **Sofortmaßnahme zur Sicherung der unmittelbaren finanziellen Handlungsfähigkeit** ergriffen werden.

In den folgenden Abschnitten werden die Maßnahmen detaillierter vorgestellt.

9.1 Klimagovernance und -finanzierur

Auch 2025 wird die Frage, mit welchen Klimaschut maßnahmen die Klimaziele kosteneffizient erreicht werden können und wie zugleich ein sozial gerecht Übergang gewährleistet werden kann, eine zentrale Rolle spielen.

Laut Klimaschutzgesetz muss die Bundesregierung spätestens zwölf Monate nach Beginn der Legislaturperiode ein Klimaschutzprogramm vorlegen, da die Einhaltung der Jahresemissionsgesamtmenge b 2030 sicherstellt. Sie könnte jedoch schon deutlich früher zur klimapolitischen Nachsteuerung verpflichtet sein, falls der Expertenrat für Klimafragen im Mai 2025 bei der Prüfung der Projektion daten zum zweiten Mal in Folge eine Zielverfehlung feststellt.

Darüber hinaus ist die nächste Bundesregierung verpflichtet, bis Mitte 2025 einen Klima-Sozialplan zu erstellen. Darin muss sie darlegen, wie sie die Einnahmen einzusetzen gedenkt, die ab 2027 über den Klima-Sozialfonds im Kontext der CO_2-Bepreisung für die Bereiche Gebäude und Verkehr an Deutschland fließen. Die Maßnahmen müssen darauf ausgerichtet sein, Bürger:innen und Unternehmen, die besonders von CO_2-Preisen betroffen sind, beim Umstieg auf klimaneutrale Alternativen zu unterstützen.

Auch wenn Deutschland nur eine vergleichsweise kleine Summe aus dem Klima-Sozialfonds erhält, stellt die Vorlagepflicht ein wichtiges Zeitfenster dar, um eine Diskussion darüber zu führen, wie die CO_2-Preis-Einnahmen verwendet werden sollen u welche Klimaschutzinstrumente geeignet sind, um einen sozial gerechten Übergang zur Klimaneutralit zu gewährleisten. Zentral sind dabei zwei Arten vo Maßnahmen: Einerseits **Maßnahmen zur gezielten Investitionsunterstützung** (z. B. einkommensabhäi gige Sanierungsförderung und sozial ausgewogene E-Pkw-Kaufprämien), die es auch Menschen mit geringem Einkommen ermöglichen, Investitionen in klimaneutrale Alternativen zu tätigen. Andererseits wird es gerade für den Übergangszeitraum, bis klimaneutrale Infrastrukturen geschaffen sind, auch Maßnahmen für einen **finanziellen Ausgleich** (z. B. Stromsteuersenkung oder ein sozial gestaffeltes Klimageld) brauchen. Um verschiedene Förderprogramme möglichst unbürokratisch zu gestalten, wäre es sinnvoll, eine Klima-Sozialstaffel einzuführen, die allen Bürger:innen anhand ihrer Einkommenssteuererklärung eine Förder-Kategorie zuweist.

In diesem Kontext wird sich auch die Frage stellen, wie diese Klimaschutzmaßnahmen, insbesondere Förderprogramme und Ausgleichsmaßnahmen, finanziert werden sollen. Ein wichtiger Baustein für die Finanzierung ist eine **zuverlässige Einnahmequelle durch CO_2-Preis-Einnahmen.** Gerade mit Blick auf die große Spannbreite an Preisprojektionen für den ETS II ab 2027 besteht hier jedoch eine hohe Unsicherheit – die CO_2-Preise könnten deutlich über dem aktuellen Niveau liegen; sollte der ETS II jedoch abgeschwächt werden, könnten sie auch unter das für 2026 geplante Niveau sinken. Die noch ausstehende Umsetzung der Emissionshandelsrichtlinie in nationales Recht bietet eine wichtige Gelegenheit, ab 2027 einen **nationalen CO_2-Mindestpreis** einzuführen. So würde ein potenzieller Klimarückschritt verhindert und Investitionssicherheit für Bürger:innen und Unternehmen geschaffen.

Klar ist aber auch: die öffentlichen Finanzbedarfe können nicht allein aus den CO_2-Preiseinnahmen gedeckt werden. Für Maßnahmen zur Investitionsunterstützung und zum Ausgleich von Bürger:innen und Unternehmen fallen bis 2030 ca. 58 Mrd. Euro pro Jahr an. Hinzu kommen die öffentlichen Investitionsbedarfe, die vor allem in den Kommunen anfallen. Selbst unter Ausschöpfung haushaltstechnischen Möglichkeiten (z. B. finanzielle Transaktionen zur Eigenkapitalerhöhung staatlicher Infrastrukturunternehmen etc.), verbleibt eine Haushaltslücke. Angesichts finanzieller Herausforderungen in anderen Bereichen (Bildung, Verteidigung etc.) und durch den demographischen Wandel, dürfte diese Lücke noch anwachsen. Der Staat steht damit vor einer doppelten Herausforderung: Er muss neue Finanzquellen erschließen und zugleich dafür sorgen, dass die Einnahmen in einer föderalen Struktur dort ankommen, wo sie benötigt werden, um die Investitionen zu tätigen.

Eine gezielte Steuerreform kann entscheidend dazu beitragen, die finanziellen Spielräume für Zukunftsinvestitionen zu erweitern und langfristig zu sichern. Die Wertschöpfung, auf der unser Wohlstand basiert, wurde über Jahrzehnte maßgeblich durch die Nutzung fossiler Energieträger ermöglicht. Es ist daher nur gerecht, wenn diejenigen, die in besonderem Maße von diesem Wohlstand profitiert haben, einen größeren Beitrag leisten, um die daraus resultierenden Schäden zu begrenzen und den Übergang in eine klimaneutrale Zukunft zu finanzieren. Eine Reaktivierung der seit 25 Jahren weitgehend ausgesetzten Besteuerung von Vermögen, zum Beispiel in Form einer Modernisierungsabgabe auf hohe Vermögen, könnte – fair austariert – Mehreinnahmen generieren, die vor allem den Ländern zugutekommen und die Modernisierung des Kapitalstocks auf kommunaler Ebene vorantreiben.

Angesichts der Jahrhundertaufgabe der Transformation zur Klimaneutralität wäre es zudem sinnvoll, die verfassungsrechtlichen Vorgaben zur **Schuldenaufnahme** flexibler zu gestalten und die Finanzbeziehungen zwischen Bund, Ländern und Kommunen so zu gestalten, dass die Kommunen in die Lage versetzt werden, die bei ihnen anfallenden Investitionen und Aufgaben auch tatsächlich wahrzunehmen.

Um die Handlungsfähigkeit in **der Übergangsphase** sicherzustellen, sind weitere Maßnahmen erforderlich. Denn eine verzögerte oder unzureichende Finanzierungsgrundlage könnte erhebliche volkswirtschaftliche Schäden verursachen und die Kosten der Klimaneutralität deutlich erhöhen, da mit jedem verlorenen Jahr bis zum Zieljahr 2045 der Handlungsspielraum enger wird. Daher benötigt es neben der strukturellen Lösung eine **Sofortmaßnahme zur Sicherung der unmittelbaren Handlungsfähigkeit.**

9.2 Energiewirtschaft

Um eine verlässliche und günstige Energieversorgung zu gewährleisten, sind folgende Handlungsfelder mit Blick auf die kommenden Jahre zentral: Eine Absicherung der Investitionen bei gleichzeitig stärkerer Marktintegration Erneuerbarer Energien,

Quellen: AGEB aus Agora Energiewende – Energiewende in Deutschland 2024, S. 98-110, 1/2025

DB4 Dieter Bouse; 31.01.2025

Ausblick Energiewende zur Energie- und Stromversorgung in Deutschland, Stand 1/2025 (3)

Heimspeichern muss so ausgestaltet werden, dass sie ihr Potenzial für ein effizienteres und günstigeres Stromsystem einsetzen.

Ein **zukünftiger Kapazitätsmarkt** sollte eine starke dezentrale Säule beinhalten, die die Breite der Flexibilitätstechnologien im Wettbewerb anreizt. Um zu vermeiden, dass Emissionen und Stromkosten steigen aufgrund längerer Laufzeiten der Kohlekraftwerke, sollten sehr zeitnah Ausschreibungen zum Bau von H_2-Ready-Kraftwerken erfolgen. Diese sollten zu einer wichtigen Säule beim Hochlauf des Wasserstoffs und der Finanzierung des Kernnetzes werden. Dafür bedarf es einer zügigen Umsetzung des Kraftwerkssicherheitsgesetzes (KWSG), damit Ausschreibungen für Investitionen in eine neue Generation perspektivisch mit erneuerbarem Wasserstoff bzw. Derivaten betriebene, regelbarer Kraftwerke starten können.

Um den **Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft** zu ermöglichen, sollten zum einen die bereits gestarteten Maßnahmen im Bereich der Nachfragestärkung, der Produktionsunterstützung und der Infrastruktur ambitioniert fortgeführt werden. Zum anderen sind ein Absicherungsinstrument für Importpipelines aus Nachbarstaaten (z. B. ein Amortisationskonto) sowie ein Absicherungsinstrument auf der Produktionsseite einzuführen, um die Finanzierungskosten für die Erzeugungsprojekte zu senken. Darüber hinaus sollten weitere Instrumente geprüft werden, die nachfrageseitig den Einsatz von grünem Wasserstoff anreizen und gleichzeitig den Hochlauf von Wasserstoffinfrastruktur und -produktion absichern. Eine Möglichkeit wäre eine produktbezogene Quote für grünen Wasserstoff. In Kombination mit Fördermaßnahmen könnte eine Quote auf wasserstoffintensive Industrieprodukte wie Stahl oder bestimmte chemische Erzeugnisse Abnahmeverträge anreizen und damit die Nachfrage und Sicherheit für Produzenten und Infrastrukturbetreiber stärken.

Es bedarf weiterer Verbesserungen des Ordnungsrahmens für Gasverteilnetze. Spätestens 2045 kann kein Erdgas mehr durch Gasverteilnetze fließen; nur ein Teil der heutigen Erdgasnetze wird künftig Wasserstoff transportieren. Die Festlegung der Bundesnetzagentur für beschleunigte Abschreibungen ab 2025 setzt einen wichtigen Eckpunkt, um angesichts absehbar sinkender Absatzmengen und Kundenzahlen die Kosten der Gasverteilnetzinfrastruktur zeitlich vorzuziehen und so auf möglichst viele Schultern zu verteilen. Nun braucht es dringend eine schnelle Umsetzung des EU-Gasbinnenmarktpakets in nationales Recht, um Rechtssicherheit für Stilllegungen von (Teil-)Netzen sowie Umrüstungen auf Wasserstoff zu ermöglichen. Darüber hinaus sollten Maßnahmen zur sozialen Absicherung für die Zeit entwickelt werden, wenn nur noch sehr wenige Kunden im Netz verbleiben, denen dann ein unverhältnismäßiger Anstieg der Netzentgelte droht.

9.3 Industrie

Für den Industriesektor ist entscheidend, gleichzeitig den Übergang zu einer klimaneutralen Produktion sicherzustellen und die internationale Wettbewerbsfähigkeit zu stärken. Dafür benötigt die Industrie angesichts der aktuell wirtschaftlich angespannten Lage zielgerichtete staatliche Unterstützung, die Investitionen anreizen und in Richtung klimaneutrale Produktionsprozesse lenken. Nur so können wieder ansteigende Produktionsmengen mit einer Reduktion der Emissionen und mit einer geringeren Belastung durch den CO_2-Preis einhergehen. Darüber hinaus spielen die Verfügbarkeit von erneuerbarem Strom und Wasserstoff zu wettbewerbsfähigen Preisen sowie die erforderlichen Infrastrukturen eine zentrale Rolle. Entscheidend ist darüber hinaus die Entwicklung neuer Märkte für klimafreundliche Grundstoffe. Durch diese Kombination ist es möglich, die langfristige Wettbewerbsfähigkeit innovativer Industrien wie die chemische Industrie oder der Maschinenbau in Deutschland zu stärken.

In diesem Kontext sollte eine neue Bundesregierung die folgenden Handlungsfelder adressieren:

Um die schwache Konjunktur anzukurbeln und Investitionen in Klimatechnologien auch bei kleinen und mittleren Unternehmen (KMU) anzureizen, wird eine steuerliche Investitionsförderung eingeführt. KMU machen rund 90 Prozent der Unternehmen

Quellen: AGEB aus Agora Energiewende – Energiewende in Deutschland 2024, S. 98-110, 1/2025

Industrie als Carbon Leakage Instrument ablösen. Maßnahmen wie europäische Produktstandards werden geprüft, um Umgehungsrisiken des CBAM zu reduzieren. Um die Wettbewerbsfähigkeit auf Exportmärkten ohne CO_2-Bepreisung abzusichern, wird eine entsprechende Ausnahmeregelung für CO_2-Kosten entwickelt.

Eine strategische Klimaaußenpolitik erhöht die internationale Wettbewerbsfähigkeit klimafreundlicher Grundstoffe. Die internationale Koordinierung der Industrietransformation reduziert Carbon Leakage Risiken und schafft Exportmärkte für klimaneutrale Produkte. Multilaterale Foren wie der Klimaclub werden gestärkt, um auf internationaler Ebene Standards und Labels für klimafreundliche Grundstoffe wie "grünen" Stahl oder Beton zu koordinieren. Ihnen kommt auch eine besondere Rolle bei der technischen Zusammenarbeit und gemeinsamen Ambitionssetzung für die Industrietransformation zu. Strategische Handelspartnerschaften können zudem klimaneutrale Wertschöpfungsketten für Grundstoffe und Clean Tech stärken. CO_2-Produktstandards werden zunehmend in Handelsabkommen der EU berücksichtigt, um internationale Märkte zu skalieren.

9.4 Gebäude

Der Gebäudesektor steht vor der Herausforderung, Energieverbrauch und CO_2-Emissionen massiv zu senken und gleichzeitig ausreichend bezahlbaren Wohnraum zur Verfügung zu stellen. Damit der Ersatz von fossil befeuerten Heizungen durch klimaneutrale Lösungen wie Wärmepumpen, die Steigerung der Sanierungsrate sowie der Ausbau und die Dekarbonisierung von Wärmenetzen in den nächsten Jahren gelingt, sind mehrere Handlungsfelder von der neuen Bundesregierung prioritär zu adressieren.

Stabile Rahmenbedingungen sind entscheidend für den Erfolg der Wärmewende im Heizungsbereich und die deutsche Heizungsindustrie. Die deutschen Heizungsbauer haben in Vertrauen auf den durch das GEG geschaffenen Rahmen in den vergangenen Jahren umfangreiche Investitionen in Produktionskapazitäten für Wärmepumpen getätigt. Damit diese Produktionsanlagen nun auch genutzt werden können, ist Kontinuität bei den zentralen Elementen der §71 ff. GEG, der 65-Prozent-Erneuerbare-Energien-Regel für neue Heizungsanlagen und der Erfüllungsoption Wärmepumpe, essenziell. Die Regelung lässt dabei bereits in heutiger Form eine ganze Reihe von Erfüllungsoptionen zu. Dennoch könnte das GEG durch Anpassungen bei den Kriterien für den Einsatz von fester Biomasse, Biogas oder Stromdirektheizungen vereinfacht werden – einen ausreichenden Schutz der Mietenden vor hohen Heizkosten vorausgesetzt.

Eine ambitionierte Umsetzung der Europäischen Gebäuderichtlinie (EPBD) in nationales Recht gibt der Gebäudesanierung neuen Schwung. Die im Mai 2024 in Kraft getretene und bis Ende Mai 2026 in nationales Recht umzusetzende EPBD verpflichtet die Mitgliedstaaten zur Einführung von Mindestvorgaben an die Energieeffizienz bestehender Nichtwohngebäude. Größere Freiräume gibt es für Wohngebäude: hier müssen die Mitgliedstaaten sicherstellen, dass der Primärenergieverbrauch des Gebäudebestands bis 2030 um 16 Prozent und bis 2035 um 20 bis 22 Prozent sinkt, und zwar insbesondere durch Verbesserungen bei den ineffizientesten Gebäuden *(worst performing buildings)*. Der rechtliche Rahmen für eine erfolgreiche Zielerreichung in Deutschland ist allerdings noch völlig offen. Bis Ende 2025 ist hierfür ein nationaler Gebäuderenovierungsplan mit zielgerichteten Maßnahmen zu erstellen, orientiert am Ziel, bestehende Gebäude bis 2050 in Nullemissionsgebäude umzubauen. Neben einer reformierten Förderung und Finanzierung (siehe unten) kann zur Zielerreichung die Etablierung von Mindesteffizienzstandards für *worst performing buildings* notwendig werden, die bei Eigentumsübergang von Gebäuden greifen könnten und mindestens Wärmepumpenfähigkeit sicherstellen. Eine notwendige Planungsgrundlage ist der Aufbau einer nationalen Gebäudedatenbank, in die u. a. die Daten eines reformierten Energieausweises eingespeist werden.

Eine Verstetigung, Ausweitung und Neujustierung der Bundesförderung Effiziente Gebäude (BEG) setzt gezieltere Sanierungsanreize und ermöglicht

Ausblick Energiewende zur Energie- und Stromversorgung in Deutschland, Stand 1/2025 (4)

9.5 Verkehr

Aufgrund der weiterhin geringen Fortschritte bei der Senkung der Emissionen ist der Handlungsbedarf im Verkehrssektor für die neue Bundesregierung groß. Fünf Handlungsfelder sind zentral, um die Antriebs- und Mobilitätswende voranzubringen und sozialgerecht zu gestalten[28]:

Eine Finanzreform und Investitionsoffensive fördert Wohlstand und soziale Gerechtigkeit. Deutschland kann im Verkehrssektor bis 2045 klimaneutral werden – ohne Einbußen in der Mobilität und ohne Mehrkosten im Vergleich zu dem, was bis 2045 auch ohne Kurs auf Klimaneutralität ausgegeben werden müsste. Für den Aufbau der benötigten Kapazitäten bei Infrastrukturen und im öffentlichen Verkehr sollte die neue Bundesregierung eine verlässliche und verfassungskonforme Strategie entwickeln, kombiniert mit einer Finanzarchitektur, mit denen öffentliche Investitionen schnell, langfristig und im hinreichenden Umfang gesichert werden können. Für private Investitionen – vor allem in klimaverträglichere Fahrzeuge und deren Energieversorgung – benötigen Haushalte und Unternehmen am Klimaschutz orientierte Rahmenbedingungen, die Planungssicherheit gewährleisten. Von zentraler Bedeutung ist hier eine am CO_2-Ausstoß orientierte Reform der Steuern, Abgaben und Subventionen rund um den Pkw – von Kfz- und Dienstwagenbesteuerung bis zu CO_2-Preis mit Klimageld und verursachergerechter Pkw-Maut.

Eine stärkere Verknüpfung von Industrie- und Klimapolitik sichert die Wettbewerbsfähigkeit der Automobilindustrie und die damit verbundenen Arbeitsplätze. Voraussetzung für einen langfristig erfolgreichen Wirtschaftsstandort Deutschland ist, dass die Industrie bei der Transformation zur Klimaneutralität entschlossen vorangeht. Für die Automobilindustrie sind die Chancen mit einem schnellen Hochlauf der Elektromobilität am größten. Dafür sind Orientierung und Planbarkeit sowie ein starker Heimatmarkt für Elektrofahrzeuge unerlässlich. Deshalb braucht es in den kommenden Jahren auf europäischer wie auf nationaler Ebene eine stärkere Verknüpfung von Industrie- und Klimapolitik. Das Fundament werden weiterhin ambitionierte CO_2-Flottengrenzwerte sein, die es politisch zu flankieren gilt – mit Instrumenten zum Hochlauf der Elektromobilität in gewerblichen Flotten, wirtschaftlichen Anreizen, die vor allem kleinere Elektroautos günstiger machen, und einem weiterhin schnellen Ausbau der Ladeinfrastruktur.

Die Integration der Elektromobilität in die Stromnetze senkt Kosten, beschleunigt den Ausbau von erneuerbarer Stromerzeugung und fördert den Hochlauf von E-Autos. Die Möglichkeit, bidirektional zu laden – vom Netz in die Batterie und von der Batterie ins Netz – birgt ein erhebliches Potenzial zur Senkung der Kosten sowohl für die Energie- als auch für die Verkehrswende. Ein effektives Management der Ladenachfrage hilft, den Energiebedarf effizienter zu decken und gleichzeitig die Auslastung des Stromnetzes zu erhöhen. Diese Kosteneinsparungen im Stromnetz können wiederum genutzt werden, um die Ladekosten der Elektromobilität für die Nutzerinnen und Nutzer zu senken und so den Wechsel zum Elektroauto zu unterstützen. Um diese Potenziale zu erschließen, entwickelt die Bundesregierung ein klares Zielbild und gestaltet entsprechende Rahmenbedingungen.

Klimaneutrale Kraftstoffe komplettieren das Ende des fossilen Zeitalters. E-Fuels, die mit erneuerbarem Strom und aus der Atmosphäre gewonnenem CO_2 hergestellt werden, sind unerlässlich zur Erfüllung verschiedener regulatorischer Vorgaben im Rahmen der europäischen Klimapolitik. Trotzdem bleiben E-Fuels wenig energieeffizient und werden aller Voraussicht nach in den nächsten Jahrzehnten nur begrenzt verfügbar sein und teuer bleiben. Deshalb sind sie zielgerichtet zu produzieren und zu nutzen, insbesondere für den Luft- und Seeverkehr. Der industrielle Markthochlauf zur Produktion solcher Kraftstoffe stockt bislang erheblich. Es braucht ein langfristiges verkehrsträger- sowie sektorenübergreifendes politisches Konzept, das über 2030 hinaus Planungssicherheit gewährleistet und weitere Anreize und Mechanismen entwickelt, um insbesondere die ersten Produktionsanlagen zu realisieren.

Bezahlbare Mobilität für alle gewährleistet gleichwertige soziale Teilhabe in Stadt und Land. Die Preise für Benzin und Diesel werden weiter steigen, je mehr die volkswirtschaftlichen Kosten für das Verbrennen von fossilen Ressourcen darin enthalten sind. Eine markante Preissteigerung ist für 2027 möglich, wenn der Europäische Emissionshandel auf die Sektoren Gebäude und Verkehr ausgeweitet wird. Umso mehr braucht es eine Gesamtstrategie, wie insbesondere Menschen mit geringem bis mittlerem Einkommen, die bisher auf ein eigenes Fahrzeug mit Verbrennungsmotor angewiesen sind, auf klimaneutrale Alternativen umsteigen können – seien es günstige Elektrofahrzeuge oder ein attraktiver Verbund aus Bus und Bahn, flexiblen Sharing- oder Shuttle-Diensten sowie dem Fahrrad. Beim Ausbau des Angebots im öffentlichen Verkehr wird es aufgrund des Personalmangels und der Personalkosten mittelfristig besonders auf automatisierte Fahrzeuge ankommen. Ziel sollte eine Mobilitätsgarantie sein, die flächendeckend ein Mindestangebot des öffentlichen Verkehrs als Daseinsvorsorge gewährleistet und so die soziale Teilhabe erleichtert. Im ländlichen Raum kann außerdem eine neue Offensive für Elektromobilität im öffentlichen wie im privaten Verkehr dazu beitragen, das Leben dort attraktiver zu machen.

9.6 Europa

Die neuen politischen Leitlinien für die nächste Europäische Kommission 2024–2029 sowie die Aufgabenbeschreibungen der einzelnen Kommissare bieten einen guten Überblick über die wichtigsten geplanten Initiativen im neuen Mandat.

Die politischen Leitlinien bestätigen, dass die neue Europäische Kommission nach der Realisierung des „Fit for 55"-Pakets in der letzten Amtszeit einen Schwerpunkt auf die Umsetzung dieser Gesetze legen wird, um die Klima- und Energieziele der EU zu erreichen. Dies beinhaltet auf europäischer Ebene die Ausarbeitung zahlreicher Leitlinien, delegierter Rechtsakte und Durchführungsrechtsakte sowie eine Überprüfung und mögliche Überarbeitung dieser Rechtsvorschriften ab Mitte 2026.

Daneben wird die europäische Klimapolitik auch von Verhandlungen um das europäische Klimaziel für 2040 geprägt sein. Die Europäische Kommission hat angekündigt, dass sie Anfang 2025 eine Überarbeitung des Europäischen Klimagesetzes vorschlagen wird, um das Klimaziel einer Emissionsreduktion um 90 Prozent gegenüber 1990 bis 2040 zu verabschieden. Diese Verhandlungen sollen bis Ende des Jahres abgeschlossen sein.

Ein europäischer „Clean Industrial Deal" soll die europäische Wettbewerbsfähigkeit stärken. Da die industrielle Wettbewerbsfähigkeit ein wichtiges Thema bei den EU-Wahlen und den einflussreichen Letta- und Draghi-Berichten war, enthalten die neuen Leitlinien der Kommission auch mehrere wichtige neue politische Initiativen im Zusammenhang mit Energie und Industrie. Vor allem hat Kommissionspräsidentin von der Leyen angekündigt, dass sie einen neuen „Clean Industrial Deal" zu einem zentralen politischen Projekt ihres Mandats machen wird. Dieses neue Projekt wird voraussichtlich am 26. Februar 2025 veröffentlicht und soll eine Reihe wichtiger politischer Initiativen umfassen. Dazu zählen z. B. ein Rechtsakt zur beschleunigten Dekarbonisierung der Industrie, um Industrie und Unternehmen bei der Transformation zur Klimaneutralität zu unterstützen; ein Aktionsplan für erschwingliche Energie, um die Preise für Haushalte und Unternehmen zu senken und ein Rechtsakt über die Kreislaufwirtschaft, der dazu beitragen soll, die Marktnachfrage nach Sekundärrohstoffen zu stärken.

Darüber hinaus wird die neue Europäische Kommission im Sommer 2025 einen mehrjährigen Haushalt (2028–2034) für Europa vorschlagen und damit eine politische Debatte einleiten, die bis Ende 2027 andauern könnte. Die neuen politischen Leitlinien deuten darauf hin, dass der Haushaltsvorschlag ein

28 Dieser Textabschnitt ist in ähnlicher Form in einer Pressemitteilung von Agora Verkehrswende veröffentlicht worden: https://www.agora-verkehrswende.de/presse/pressemitteilungen/verkehrswende-als-industrie-und-sozialpolitische-kernaufgabe-fuer-die-kommende-legislaturperiode

Quellen: AGEB aus Agora Energiewende – Energiewende in Deutschland 2024, S. 98-110, 1/2025

Ausblick Energiewende zur Energie- und Stromversorgung in Deutschland, Stand 1/2025 (5)

Konzept für einen Europäischen Fonds für Wettbewerbsfähigkeit sowie neue Eigenmittel zur Stärkung des EU-Haushalts enthalten wird.

Eine weitere wichtige Initiative, die in den ersten 100 Tagen der Europäischen Kommission erwartet wird, ist eine Vision für Landwirtschaft und Ernährung. Diese soll sich mit der Frage befassen, „wie die langfristige Wettbewerbsfähigkeit und Nachhaltigkeit unseres Agrarsektors innerhalb der Grenzen unseres Planeten sichergestellt werden kann". Die Vision, die voraussichtlich am 19. Februar 2025 veröffentlicht wird, wird auf den Ergebnissen des Strategischen Dialogs über die Zukunft der Landwirtschaft aus dem Jahr 2024 aufbauen, und kann als politische Antwort auf die Welle von Bauernprotesten im Vorfeld der EU-Wahlen gesehen werden.

Zu guter Letzt gibt es in der neuen Europäischen Kommission erstmals einen Kommissar für Wohnungswesen. Dieser wurde in das Ressort des dänischen Kommissars für Energie und Wohnungswesen Dan Jorgensen aufgenommen. Es bleibt abzuwarten, was die Europäische Kommission angesichts der begrenzten Kompetenzen auf EU-Ebene in diesem Bereich diesbezüglich tun kann. Im Mandatsschreiben für die neue Kommission sind mehrere neue Initiativen aufgeführt, darunter insbesondere eine neue europäische Strategie für den Wohnungsbau und die Einrichtung einer europaweiten Investitionsplattform, um mehr private und öffentliche Investitionen für erschwinglichen und nachhaltigen Wohnraum anzuziehen.

Quellen: AGEB aus Agora Energiewende – Energiewende in Deutschland 2024, S. 98-110, 1/2025

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 „Stromaustauschsaldo“ definiert? Gibt es hierzu monatliche Daten?
Der Stromaustauschsaldo 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 Stromaustauschsaldo 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 anfallen-den 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 Stromaustauschsaldo 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_i). Angaben in Brennwerten (H_s)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 grenz-überschreitende 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 Bruttoendenergie-verbrauch 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.

Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen - Definitionen und Methodik, Stand 3/2021

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 Landes-regulierungsbehörde B.-W. (LRegB), Netzentgelte, Gas- und Trink-wasserpreise, 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 Klimaschutz-informationen in BW

Ausgewählte Internetportale + KI (2)

Portal Energie- und Umwelt Baden-Württemberg
www.lubw.baden-wuerttemberg.de

Herausgeber:
Landesanstalt für Umwelt, Messungen und Naturschutz Baden-Württemberg, Karlsruhe

Info
Erneuerbare Energien mit Energieatlas, Solardachbörse u.a., Energienetze, Klima- und Umweltschutz

Infoportal Energiewende Baden-Württemberg plus weltweit
www.dieter-bouse.de

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

Info
Energiewende in Baden-Württemberg, Deutschland, EU-27 und weltweit

Portal Qualifizierungskampagne Erneuerbare Energien in Baden-Württemberg
www.energie-aber-wie.de

Herausgeber:
Ministerium für Umwelt Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg

Info
Qualifizierung Erneuerbare Energien

Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber
www.eeg-kwk.net

Herausgeber:
- 50Herz Transmission GmbH, Berlin
- Amprion GmbH, Dortmund
- TransnetBW GmbH, Stuttgart
- Tennet T TOS GmbH, Bayreuth

Info
Informationen zu den Umlagen bei den Strompreisen in Deutschland

Microsoft – Bing-Chat mit GPT-4
www.bing.com/chat

Herausgeber:
Microsoft Bing

Info
b Bing ist KI-gesteuerter Copilot für das Internet

Ausgewählte Internetportale (3)

EEG/KWK-G

Informationsplattform der Deutschen Übertragungsnetzbetreiber

www.eeg-kwk.net

Herausgeber:

TransnetBW, TenneT, Amprion, 50HzT

Info

EEG-Jahresabrechnungen der Netzbetreiber

Effiziente Energiesysteme

www.effiziente-energiesysteme.de

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

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

Ausgewählte Informationsstellen (1)

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 Kurtz
Tel.: 0711/126-1215; Fax: 0711/126-1258
E-Mail: tilo.kurtz@um.bwl.de
Info
Energieversorgung, Energiestatistik, Energieberichte u.a.

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

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

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

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

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

Ausgewählte Informationsstellen (2)

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie **- 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	**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
Bundesministerium für Wirtschaft und Energie **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	**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
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,	**Bundesministerium für Umwelt, Klima, Naturschutz, nukleare Sicherheit (BMUKN)** 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@bmukn.bund.de Kontakt: **Info** Umwelt, Klimaschutz, Naturschutz, nukleare Sicherheit

Ausgewählte Informationsstellen (3)

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 **Info** Informationen zum Strom, Gas und Wasser	**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 **Info** Berichte
Gesamtverband des deutschen Steinkohlenbergbaus Rellinhauser Straße 1, 45128 Essen Tel.: 0201 / 177 4331, Fax: 0201 / 177 4271 E-Mail: kommunikation@gvst.de, Internet: www.gvst.de Kontakt: **Info** Strom-Informationen	**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 **Info** Statistik der Kohlenwirtschaft
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 **Info** Strom- und Braunkohlenstatistik u.a.	**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 **Info** Statistik

Ausgewählte Informationsstellen (4)

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	**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
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	**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
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.	**Bundesministerium der Finanzen** - Dienstsitz Bonn - Langer Grabenweg 35 53175 Bonn Internet: www.zoll.de **Info** Zoll und Steuern, z.B. Stromsteuer

Ausgewählte Informationsstellen (5)

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

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

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

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 Tzscheutschler , E-Mail: ptzscheu@tum.de
Info
Anwendungsbilanzen GHD, Analysen zur Energiewirtschaft in Deutschland u.a.

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.

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

Ausgewählte Informationsstellen (6)

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

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.

Bundesstelle für Energieeffizienz (BFEE)
Internet: www.bfee-online.de
Info
Energieeffizienz

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

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

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

Ausgewählte Informationsstellen (7)

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.	**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
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.	**Bundesministerium des Innern** 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.
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	

Ausgewählte Informationsstellen (8)

Bine Internet: www.bine.de **Info** Informationsdienst Energieeinsparung, Nutzung erneuerbarer Energien	**Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.** Internet: www.bee-ev.de **Info** Informationen erneuerbare Energien
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 **Info** Netzstudie I und II	**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: **Info** Förderung von Innovationen
Forschungsergebnisse zu externen Kosten Internet: www.externe.info	**Förderprogramme Datenbank** www.energiefoerderung.info **Info** Förderprogramme Bund und Bundesländer
Vergleichsrechner für Ökostrom Internet: www.klima-sucht-schutz.de **Info**	**Informationskampagne zu erneuerbaren Energien** Internet: www.unendlich-viel-energie.de **Info**
Deutsche Übertragungsnetzbetreiber 50 Hertz, Tenne T, Amprion, TransnetBW Internet: www.eeg-kwk.net **Info** EEG-Jahresabrechnungen der Netzbetreiber	**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: **Info** Jährliche EEG-Statistikberichte 2018

Ausgewählte Infomaterialien (1)

Novelle Gesetz zur Weiterentwicklung des Klimaschutzes Baden-Württemberg, Gesetzbeschluss14.10.2020 und
Novelle Gesetz zur Änderung des Klimaschutz-Gesetzes Baden-Württemberg, Gesetzbeschluss 06.10.2021

Integriertes Energie– und Klimaschutzkonzept

Baden-Württemberg, Beschlussfassung 15. Juli 2014

Herausgeber:
Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg (UM) mit Stat. LA BW beim Energiebericht
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

Energiebericht 2024
Ausgaben: 7/2024

Erneuerbare Energien in Baden-Württemberg 2023
Ausgabe: 10/2022

Energiekonzept für Baden-Württemberg
Ausgabe: 8/2024

Herausgeber:
Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg (WM)
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

Preisbericht für den Energiemarkt in Baden-Württemberg 2022
Ausgabe 6/2023
Verfasser:
Leipziger Institut für Energie GmbH
Herausgeber:
Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg (UM)
Schutzgebühr: jeweils kostenlos

Energie für Deutschland 2024
Ausgabe Mai 2024
Herausgeber:
WEC-Weltenergierat - Deutschland e.V.
Gertraudenstrasse 20, 10178 Berlin
Internet: www.weltenergierat.de
Schutzgebühr: kostenlos PDF

Energiedaten
Nationale und Internationale Entwicklung
Ausgabe 1/2022; pdf
Herausgeber:
Bundeswirtschaftsministerium für Wirtschaft und Energie
Öffentlichkeitsarbeit
11019 Berlin
Internet: www.bmwi.de

Erneuerbare Energien in Zahlen
Nationale und Internationale Entwicklung im Jahr 2023,
Stand: 10/2024
Herausgeber:
Bundeswirtschaftsministerium für Wirtschaft und Energie
Öffentlichkeitsarbeit
11019 Berlin
Internet: www.bmwi.de

Ausgewählte Infomaterialien (2)

„Die Energie der Zukunft“ 2. Fortschrittsbericht zur Energiewende Kurzfassung, Langfassung und Datenübersicht Ausgabe 6/2019 **„Die Energie der Zukunft“** 8. Monitoring-Bericht zur Energiewende Ausgabe: 1/2021 Schutzgebühr: kostenlos PDF **Herausgeber:** **Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)** Öffentlichkeitsarbeit 11019 Berlin Internet: www.bmwi.de	**Agora Energiewende: Die Energiewende in Deutschland, Stand der Dinge 2023, Analyse** Ausgabe: 1/2024 **Herausgeber:** **Agora Energiewende** Rosenstraße 2; 10178 Berlin www.agora-energiewende.de Schutzgebühr: kostenlos PDF
Statistisches Jahrbuch 2021, Ausgabe 11/2021 **Herausgeber:** **Statisches Bundesamt, Wiesbaden** Internet : *www.destatis.de* Schutzgebühr: kostenlos PDF	**Energieverbrauch in Deutschland 2022** Stand: Jahresbericht 2/2023 und Quartalsbericht 1-4, 12/2022 **Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB)** c/o Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) Internet: www.ag-energiebilanzen.de Schutzgebühr: kostenlos PDF
KEY WORLD ENERGY STATISTICS 2021 IEA Internationale Energieagentur, Paris Ausgabe 9/2021 www.iea.com **CO_2 EMISSIONS FROM FUEL COMBUSTION Highlights 2020, und Übersicht 2020,** Ausgabe 8,11/2020 IEA Internationale Energieagentur, Paris www.iea.com	**Monitoringbericht 2019,** Strom- und Gasmarkt u.a.; Stand 12/2020 **Herausgeber** Bundesnetzagentur & Bundeskartellamt **Bundesnetzagentur** Tulpenfeld 4 ; 53113 Bonn www.bundesnetzagentur.de **Bundeskartellamt** Kaiser-Friedrich-Straße 16, 53113 Bonn www.bundeskartellamt.de

Ausgewählte Infomaterialien (3)

Smard Benutzerhandbuch

Strommarktdaten

SMARD.de

Stand 07/2022

Herausgeber

Bundesnetzagentur

Tulpenfeld 4 ; 53113 Bonn
www.bundesnetzagentur.de

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

- 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

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		
Stand: 9/2021			

Übersicht Energie- und Stromarten im Vergleich
mit Erneuerbare Energien in Deutschland 2023, Ziele 2030

Nr.	Bezeichnung	Erneuerbare Energien (EE)			Ziele 2030	Gesamtenergie		Ziele 2030	Hinweise
		PJ	TWh	%	%	PJ	TWh	(%)	
1	Primärenergiegewinnung (PEG)	2.069	574,7	**60,8**		3.404	945,6		
2	Primärenergieverbrauch (PEV)	2.065	573,6	**19,4**		10.629	2.952,5		
3.11 3.12	Bruttostromerzeugung (BSE) Nettostromerzeugung (NSE)		273,2 265,9	**53,5** 54,7			509,3 485,8		
3.21 3.22	Bruttostromverbrauch (BSV) Nettostromverbrauch (NSV)		273,2 k.A.	**52,5**			518,6 K.A	**80**	
4.1	Bruttoendenergieverbrauch (B-EEV) – EK-BR [1)]		503,1	**20,5**		-	-		
4.2	Bruttoendenergieverbrauch (B-EEV) – EU-RL [2)]		511,3	22,1		8.395	2.331,9		
5a	Endenergieverbrauch (EEV) Beitrag bzw. Anteil EE = direkt und indirekt	1.837	510,4	**22,5**		8.163	2.267,5		
5b	Endenergieverbrauch (EEV) Beitrag bzw. Anteil EE = nur direkt	749	208	**9,2**		8.163	2.267,2		
5.1	Endenergieverbrauch Strom (EEV-Strom) = Bruttostromerzeugung (BSE)		273,2	**53,6**		1.625	454,1		
5.2	Endenergieverbrauch Wärme/Kälte (EEV-W/K) mit / ohne Fernwärme		211,7 192,8	**18,2** 17,7		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		44,4	**9,6**		2.102	583,9		EE-Straßen und Schienenverkehr

* Daten 2023 vorläufig, Stand 1/2025 Energieeinheiten: 1 TWh = 3,6 PJ

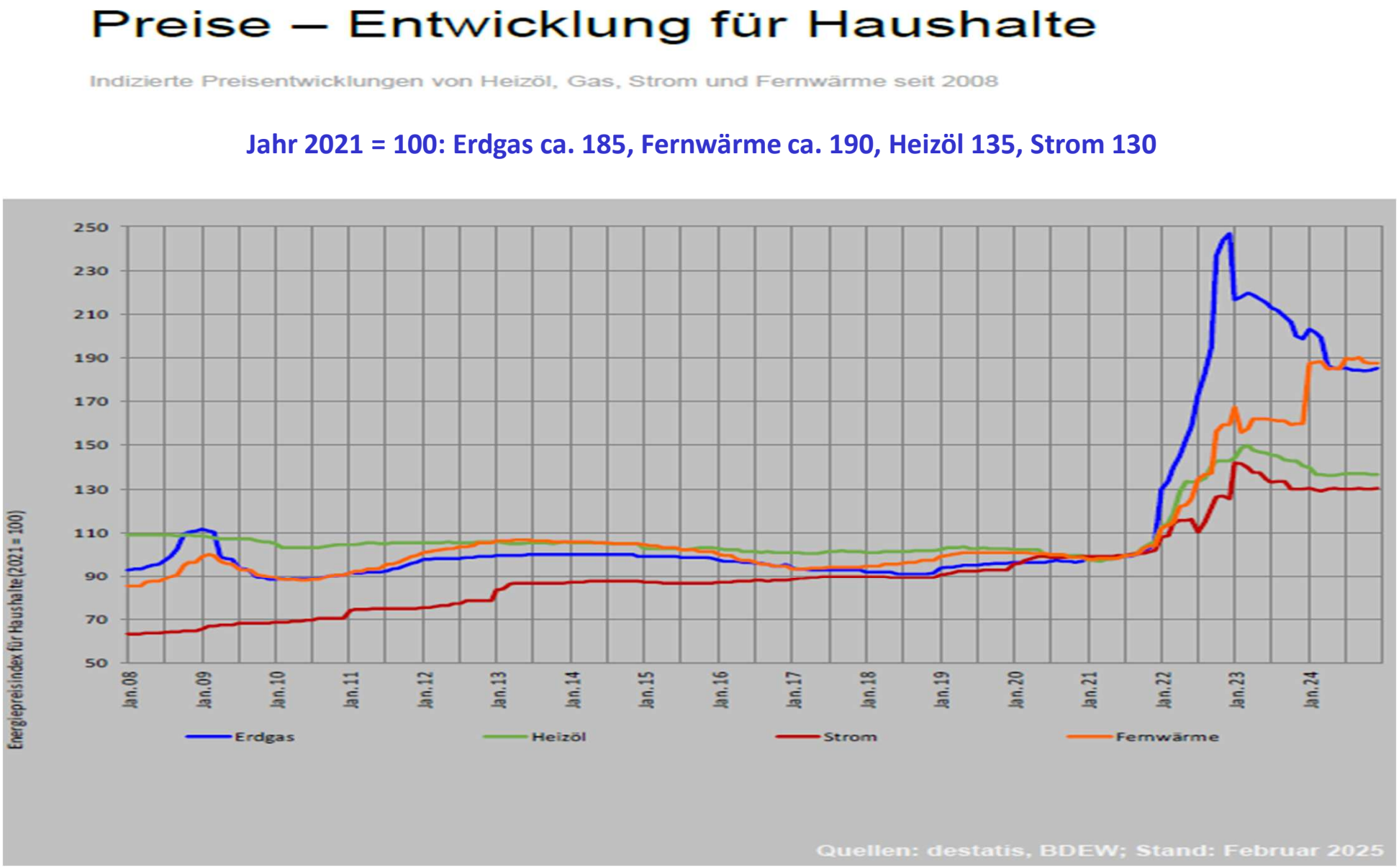
1) EK-BR nach Energiekonzept der Bundesregierung 2015

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 1990-2023, Zeitreihen 9/2024; AGEB – Auswertungstabellen zur Energiebilanz 1990-2023 für D, 9/2023
AGEB – Stromerzeugung bis 2024, 12/2024

Indizierte Preisentwicklungen von Energiearten für Haushalte in Deutschland von Jan. 2008 bis Jan. 2024



* Daten 2024 vorläufig, Stand 2/2025

Quelle: AGEB - Energieverbrauch in Deutschland, 1.-4. Quartal 2024, 2/2025