

# Die Energiewende in Deutschland – Eine belastbare Analyse

## Status, Lobby-Argumente widerlegt, Internationale Vergleiche, Klima-Kontext

Achim Karpf · F<sup>3</sup> – FuckFossilFuels.de

2026-05-12

### Inhaltsverzeichnis

Vorwort .....	11
A01 – Historische Pfadabhängigkeit und Wendepunkte der deutschen Energiewende . . . .	12
Einleitung – warum Historie wichtig ist .....	12
1. Vor 2000 – Pfadabhängigkeit von Kohle und Atom .....	12
2. 2000 – Das EEG als Strukturbruch .....	13
3. Atomausstieg – der doppelte Politikwechsel .....	13
4. EU-Rahmen – ab 2019 verbindlich, nicht nur unterstützend .....	15
5. Bundes-Klimaschutzgesetz – der nationale rechtliche Anker .....	15
6. „Zeitenwende“, 2022 – Krise als Beschleuniger und Bremse zugleich .....	16
7. Zusammenfassung – die fünf strukturellen Befunde .....	16
Limitations dieses Kapitels .....	17
Quellen .....	17
A02 – Stromerzeugung in Deutschland 2000–2024: Entwicklung des Energiemixes .....	17
Einleitung – was dieses Kapitel zeigt, und was es nicht zeigt .....	17
1. Methodische Klarstellung – Brutto vs. Netto, Erzeugung vs. Verbrauch .....	18
2. Die Trajektorie 2000–2024 in einem Bild .....	18
3. Wann ist Strom „grün„? – Das Saisonalitäts-Problem .....	21
4. Sektor-Aufschlüsselung – Strom ist nur ein Fünftel .....	21
5. Stromhandel – Im- und Export .....	22
6. Installierte Leistung vs. tatsächliche Erzeugung – Wo der Ausbau zählt .....	23
7. Internationale Einordnung – kurz .....	24
8. Knackpunkte und Ausblick .....	24
Zusammenfassung – die fünf Befunde .....	25
Limitations dieses Kapitels .....	25
Quellen .....	26
A03 – Treibhausgas-Emissionen Deutschland: Trend, Sektoren, Restbudget .....	26
Einleitung – warum die Emissionszahl die wichtigste Zahl ist .....	26
1. Der Trend 1990–2024 in einer Zahl .....	26
2. Sektoren-Aufschlüsselung – wo läuft es, wo nicht? .....	29
3. Das CO <sub>2</sub> -Restbudget – was Klimawissenschaft sagt .....	31
4. Die KSG-Reform 2024 – was sich geändert hat .....	32
5. Internationale Einordnung – kurz .....	32
6. Knackpunkte und Ausblick .....	33

Zusammenfassung – die fünf Befunde .....	33
Limitations dieses Kapitels .....	34
Quellen .....	34
A04 – Kosten der Energiewende: LCOE, Subventionen, Strompreise .....	34
Einleitung – warum dieses Kapitel anspruchsvoll ist .....	34
1. Stromgestehungskosten (LCOE) 2024 – Wind und Solar sind heute am günstigsten .	35
2. Subventions-Historie – die ehrliche Bilanz 1970–2024 .....	36
3. Externe Kosten – die unsichtbaren Subventionen .....	38
4. Strompreis-Komponenten – wovon hängt der Endpreis ab? .....	38
5. Großhandelsstrompreise – die Wirklichkeit am Markt .....	40
6. CO <sub>2</sub> -Preis – der unsichtbare Strom-Hebel .....	40
7. Knackpunkte und Ausblick .....	41
Zusammenfassung – die fünf Befunde .....	41
Limitations dieses Kapitels .....	42
Quellen .....	42
A05 – Versorgungssicherheit: Dunkelflauten, Redispatch, gesicherte Leistung .....	42
Einleitung – warum Versorgungssicherheit das härteste Argument ist .....	42
1. Versorgungssicherheit messen – der SAIDI-Index .....	43
2. Dunkelflauten – was sie sind und wie oft sie vorkommen .....	44
3. Redispatch – die unsichtbaren Kosten des Netz-Engpasses .....	45
4. Gesicherte Leistung – die Auslegungs-Größe .....	46
5. Internationaler Vergleich – der Frankreich-Schock 2022 .....	47
6. Knackpunkte und Ausblick .....	48
Zusammenfassung – die fünf Befunde .....	48
Limitations dieses Kapitels .....	48
Quellen .....	49
A06 – Stromnetze: Übertragungsnetz, Verteilnetz, Engpässe .....	49
Einleitung – warum das Netz heute der Bottleneck ist .....	49
1. Das Übertragungsnetz – die vier großen HGÜ-Trassen .....	49
2. Das Verteilnetz – der unsichtbare Engpass .....	50
3. Netzentwicklungsplan (NEP) – was bis 2045 geplant ist .....	51
4. Netzentgelte – die Refinanzierung des Ausbaus .....	52
5. Internationale Verbindungen – die europäische Komponente .....	52
6. Smart Grid und Digitalisierung – der digitale Hebel .....	53
7. Knackpunkte und Ausblick .....	54
Zusammenfassung – die fünf Befunde .....	54
Limitations dieses Kapitels .....	54
Quellen .....	54
A07 – Speicher und Flexibilität: Batterien, Pumpspeicher, Wasserstoff .....	54
Einleitung – warum Speicher das nächste große Thema sind .....	54
1. Batteriespeicher – die schnelle Welle .....	55
2. Pumpspeicher – die bewährte Lösung mit Grenzen .....	56
3. Wasserstoff – die saisonale Speicher-Hoffnung .....	57
4. Sektorkopplung als Speicher – die unsichtbare Welle .....	58
5. Internationale Vergleiche – was funktioniert anderswo .....	59
6. Knackpunkte und Ausblick .....	59

Zusammenfassung – die fünf Befunde .....	59
Limitations dieses Kapitels .....	60
Quellen .....	60
A08 – Sektorkopplung: Wärme, Verkehr, Industrie auf Strom-Basis .....	60
Einleitung – die zweite Hälfte der Energiewende .....	60
1. Wärme – die Hälfte des Energieverbrauchs .....	60
2. Verkehr – der Problemsektor .....	63
3. Industrie – Transformation in vollem Gang .....	65
4. Strom-Mehrbedarf durch Elektrifizierung – die zentrale Kennzahl .....	66
5. Knackpunkte und Ausblick .....	67
Zusammenfassung – die fünf Befunde .....	67
Limitations dieses Kapitels .....	68
Quellen .....	68
A09 – Aktuelle Knackpunkte: Industriestrompreis, Kapazitätsmarkt, Wasserstoff, Kohleausstieg .....	68
Einleitung – wo es 2025/2026 entschieden wird .....	68
1. Industriestrompreis – die zentrale politökonomische Debatte .....	68
2. Kapazitätsmarkt – wer bezahlt für gesicherte Leistung? .....	69
3. Wasserstoff-Hochlauf – der zeitkritische Engpass .....	70
4. Kohleausstieg – 2030 oder 2038? .....	71
5. Klimaschutzgesetz nach der Reform 2024 – Verbindlichkeit oder Show? .....	71
6. Wechselwirkungen – die Knackpunkte hängen zusammen .....	72
Zusammenfassung – Modul A im Ganzen .....	72
Limitations dieses Kapitels .....	73
Quellen .....	73
B01 – Argument „Atomkraft ist saubere, CO <sub>2</sub> -freie Energie,“ .....	73
Das Argument .....	73
Behauptung präzisiert .....	73
Datenlage .....	74
Bewertung Gesamt .....	78
Differenzierte Antwort .....	78
Schlussfolgerung .....	79
Limitations dieses Kapitels .....	79
Quellen .....	80
B02 – Argument „Atomkraft ist günstig wegen abgeschriebener AKW,“ .....	80
Das Argument .....	80
Behauptung präzisiert .....	80
Datenlage .....	80
Bewertung Gesamt .....	84
Differenzierte Antwort .....	84
Schlussfolgerung .....	85
Limitations dieses Kapitels .....	85
Quellen .....	85
B03 – Argument „Deindustrialisierung wegen Strompreis,“ .....	85
Das Argument .....	85
Behauptung präzisiert .....	85

Datenlage .....	86
Bewertung Gesamt .....	90
Differenzierte Antwort .....	90
Schlussfolgerung .....	91
Limitations dieses Kapitels .....	91
Quellen .....	92
B04 – Argument „Deutschland alleine bringt nichts beim Klima„ .....	92
Das Argument .....	92
Behauptung präzisiert .....	92
Datenlage .....	92
Bewertung Gesamt .....	96
Differenzierte Antwort .....	96
Schlussfolgerung .....	97
Limitations dieses Kapitels .....	97
Quellen .....	97
B05 – Argument „Energiewende treibt Stromrechnungen hoch„ .....	97
Das Argument .....	97
Behauptung präzisiert .....	97
Datenlage .....	98
Bewertung Gesamt .....	102
Differenzierte Antwort .....	102
Schlussfolgerung .....	103
Limitations dieses Kapitels .....	103
Quellen .....	103
B06 – Argument „Erneuerbare sind unzuverlässig„ .....	103
Das Argument .....	103
Behauptung präzisiert .....	103
Datenlage .....	104
Bewertung Gesamt .....	107
Differenzierte Antwort .....	107
Schlussfolgerung .....	108
Limitations dieses Kapitels .....	108
Quellen .....	108
B07 – Argument „Gas als Brückentechnologie„ .....	108
Das Argument .....	108
Behauptung präzisiert .....	108
Datenlage .....	109
Bewertung Gesamt .....	112
Differenzierte Antwort .....	112
Schlussfolgerung .....	113
Limitations dieses Kapitels .....	113
Quellen .....	114
B08 – Argument „Wir brauchen 100 % Versorgungssicherheit aus konventionellen Quellen„ .....	114
Das Argument .....	114
Behauptung präzisiert .....	114

Datenlage .....	114
Bewertung Gesamt .....	117
Differenzierte Antwort .....	117
Schlussfolgerung .....	118
Limitations dieses Kapitels .....	118
Quellen .....	118
B09 – Argument „Wasserstoff macht alles möglich„ .....	118
Das Argument .....	118
Behauptung präzisiert .....	119
Datenlage .....	119
Bewertung Gesamt .....	122
Differenzierte Antwort .....	122
Schlussfolgerung .....	123
Limitations dieses Kapitels .....	123
Quellen .....	123
B10 – Argument „Wir verbieten Heizungen / Autos„ .....	123
Das Argument .....	123
Behauptung präzisiert .....	123
Datenlage .....	124
Bewertung Gesamt .....	127
Differenzierte Antwort .....	127
Schlussfolgerung .....	128
Limitations dieses Kapitels .....	128
Quellen .....	129
B11 – Argument „CCS löst das Kohle- und Gas-Problem„ .....	129
Das Argument .....	129
Behauptung präzisiert .....	129
Datenlage .....	129
Bewertung im Überblick .....	134
Differenzierte Antwort .....	134
Schlussfolgerung .....	135
Limitations dieses Kapitels .....	135
Quellen .....	135
Das Argument .....	135
Behauptung präzisiert .....	136
Datenlage .....	136
Bewertung im Überblick .....	143
Differenzierte Antwort .....	143
Schlussfolgerung .....	144
Limitations dieses Kapitels .....	145
Quellen .....	145
C01 – Politische Verzögerungen .....	145
Was wird gehemmt? .....	145
Vorab: Die Akteurs-Konstellation .....	145
Chronologie der wichtigsten Verzögerungs-Entscheidungen .....	146
Quantifizierung – die Zeit-Bilanz .....	152

Was wäre die Alternative gewesen? .....	153
Was sind die legitimen Anliegen? .....	153
Limitations dieses Kapitels .....	153
Quellen .....	154
C02 – Bürokratische Hürden .....	154
Was wird gehemmt? .....	154
Hürde 1: Bundes-Immissionsschutz-Gesetz (BImSchG) und Wind-Onshore .....	155
Hürde 2: Solar-Freifläche und Bauplanungs-Recht .....	156
Hürde 3: Netzanschluss und Verteilnetz-Stellung .....	156
Hürde 4: Stromtrassen-Genehmigung – HGÜ-Linien .....	157
Hürde 5: Wärmepumpen-Einbau – die Vielzahl der Pflichten .....	158
Hürde 6: Brandenburger Wind-Klagen, Konflikte mit der Bundeswehr, Vogelschutz- Sonderkonflikte .....	158
Internationale Vergleichszahlen .....	159
Quantifizierung – was kostet uns die Bürokratie? .....	160
Wer profitiert vom Status quo? .....	160
Was wäre die Alternative? .....	161
Limitations dieses Kapitels .....	161
Quellen .....	161
C03 – Lobby-Strukturen .....	162
Methodische Vorbemerkung – strikter als sonst .....	162
Was wird gehemmt? .....	162
Das Lobbyregister Bundestag (seit 2022) .....	162
Akteur 1: Verband Zukunft Gas e. V. ....	163
Akteur 2: BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft .....	163
Akteur 3: BDI – Bundesverband der Deutschen Industrie .....	164
Akteur 4: BEE – Bundesverband Erneuerbare Energien .....	164
Akteur 5: VCI / WV Stahl – energie-intensive Industrie .....	165
Akteur 6: Atom-Lobby .....	165
Akteur 7: Umwelt- und Klima-NGOs .....	165
Akteur 8: Wissenschafts-Beratung – Expertenrat für Klimafragen + ähnliche .....	166
Strukturelles Phänomen: Drehtür Politik-Wirtschaft .....	166
Strukturelles Phänomen: Asymmetrische Klage-Ressourcen .....	167
Asymmetrische Ressourcen – die finanzielle Bilanz .....	167
Wie wirkt Lobby konkret? .....	168
Was sind legitime Anliegen? .....	169
Was wäre die Alternative? .....	169
Limitations dieses Kapitels .....	169
Quellen .....	170
C04 – Mediale Verzerrungen .....	170
Methodische Vorbemerkung .....	170
Was wird gehemmt? .....	170
Phänomen 1: False Balance bei wissenschaftlich klaren Themen .....	171
Phänomen 2: Frame-Setting durch reißerische Begriffe .....	171
Phänomen 3: Studien-Inflation und mediale Verstärkung .....	172
Phänomen 4: Personalisierte Konflikt-Berichterstattung .....	173

Phänomen 5: Strukturelle Eigentums-Konzentration .....	173
Differenzierte Bewertung der deutschen Medienlandschaft .....	174
Internationale Vergleichszahlen .....	174
Was sind legitime Anliegen? .....	175
Was wäre die Alternative? .....	175
Limitations dieses Kapitels .....	175
Quellen .....	175
C05 – Klage-Strategien .....	176
Methodische Vorbemerkung .....	176
Was wird gehemmt? .....	176
Phänomen 1: Klagen gegen Wind-Onshore-Genehmigungen .....	176
Phänomen 2: Klagen gegen Stromtrassen .....	177
Phänomen 3: Solar-Freifläche-Klagen .....	178
Phänomen 4: Asymmetrische Klage-Ressourcen .....	178
Phänomen 5: Klimaklagen – das Recht für Klimaschutz .....	178
Phänomen 6: SLAPP-Klagen – Konzerne gegen Klima-Aktivisten .....	180
Quantifizierung – Zeit-Verlust durch Klagen .....	180
Vergleichende Bewertung im EU-Kontext .....	181
Was wäre die Alternative? .....	181
Was sind legitime Anliegen? .....	181
Limitations dieses Kapitels .....	181
Modul-C-Schluss-Wort .....	182
Quellen .....	182
D01 – Methodik des Ländervergleichs .....	182
Warum überhaupt internationale Vergleiche? .....	182
Was wir bewusst nicht tun .....	183
Vergleichs-Dimensionen .....	183
Auswahl der Vergleichsländer – Begründung .....	183
Datenstand und 2026-Update .....	184
Wichtige Begriffsklärungen .....	184
Limitations des Vergleichs .....	184
Quellen .....	184
D02 – Dänemark .....	185
Profil .....	185
Kennzahlen 2024 .....	185
Wie sind sie dahin gekommen? .....	186
Was Dänemark gut gemacht hat .....	186
Was bei Dänemark nicht hundert-prozentig übertragbar ist .....	186
Was Deutschland von Dänemark lernen kann .....	186
Limitations .....	187
Quellen .....	187
D03 – Spanien .....	187
Profil .....	187
Kennzahlen 2024 .....	188
Wie sind sie dahin gekommen? .....	188
Was Spanien gut gemacht hat .....	188

Was bei Spanien nicht 1:1 übertragbar ist .....	189
Was Deutschland von Spanien lernen kann .....	189
Limitations .....	189
Quellen .....	190
D04 – Frankreich .....	190
Profil .....	190
Kennzahlen 2024 .....	191
Wie sind sie dahin gekommen? .....	191
Frankreichs Atom-Erfolg – was real ist .....	191
Frankreichs Atom-Probleme – was real ist .....	192
Bilanz: Frankreichs Atom-Modell für DE übertragbar? .....	193
Was Deutschland von Frankreich lernen kann (ohne Atom) .....	194
Limitations dieses Kapitels .....	194
Quellen .....	194
D05 – Schweden .....	194
Profil .....	194
Kennzahlen 2024 .....	195
Wie sind sie dahin gekommen? .....	195
Was Schweden gut gemacht hat .....	195
Was bei Schweden nicht 1:1 übertragbar ist .....	196
Was Deutschland von Schweden lernen kann .....	196
Norwegen – kurzer Vergleich .....	196
Limitations dieses Kapitels .....	196
Quellen .....	196
D06 – China .....	197
Profil .....	197
Kennzahlen 2024 .....	197
Die zentrale Spannung .....	197
China als Cleantech-Marktführer .....	197
Chinas Solar-Lernkurve – was sie für die Welt bedeutet hat .....	198
Chinas Kohle-Realität .....	199
Politische Strategie Chinas .....	199
Was Deutschland von China lernen kann .....	199
Was Deutschland NICHT von China „lernen„ sollte .....	199
Was an China-Argumenten in der deutschen Debatte irreführend ist .....	199
Limitations dieses Kapitels .....	200
Quellen .....	200
D07 – USA .....	200
Profil .....	200
Kennzahlen 2024 (US-bundesweit) .....	201
Inflation Reduction Act (IRA) 2022 – was er bewirkt hat .....	201
Bundesstaats-Heterogenität .....	202
Texas – das Renewables-Paradox .....	202
Trump-Wende 2024-25 – Was sich ändert .....	203
Lessons learned für Deutschland .....	203
Limitations dieses Kapitels .....	203

Quellen .....	204
D08 – Synthese: Wo steht Deutschland? .....	204
Vergleichstabelle alle Länder 2024 .....	204
Wo Deutschland überraschend gut ist .....	205
Wo Deutschland eindeutig schwächer ist .....	205
Was die internationalen Vergleiche zur deutschen Debatte sagen .....	206
Strukturelle Beobachtung: drei Cluster .....	207
Internationale Lerntransfer-Liste für Deutschland .....	207
Was Deutschland im internationalen Vergleich falsch macht .....	208
Was Deutschland richtig macht .....	208
Schlussfolgerung Modul D .....	208
Limitations dieses Kapitels .....	208
Quellen .....	209
E01 – Energie-Souveränität .....	209
Worum es geht .....	209
Die Importbilanz 2021 (vor dem Krieg) .....	210
Die Krise 2022 – was sichtbar wurde .....	211
Wie EE die Souveränität erhöht .....	212
Quantifizierung: Was Energiewende für Souveränität bringt .....	213
Politische Bewertung – wem nutzt was? .....	213
Limitations dieses Kapitels .....	213
Quellen .....	213
E02 – Wirtschaftliche Chancen .....	214
Die Doppel-Bilanz .....	214
Was Energie-Wende-Wirtschaft heute schon ist .....	214
Globaler Cleantech-Markt – wo das Wachstum stattfindet .....	215
Wo Deutschland gut positioniert ist .....	216
Wo Deutschland Marktanteile verloren hat oder verliert .....	216
Was die Energiewende Bürger-/Mittelständler bringt .....	217
Industrie-Strompreis – die strategische Herausforderung .....	217
Was Energiewende langfristig kostet – und was sie bringt .....	218
Limitations dieses Kapitels .....	218
Quellen .....	218
E03 – Gesundheits-Bonus .....	219
Was meist übersehen wird .....	219
Quantifizierung der Gesundheitsschäden durch Luftverschmutzung .....	219
Konkrete Krankheitsbilder .....	220
Wie die Energiewende Luftqualität verbessert .....	220
Monetärer Schätz-Wert der vermiedenen Gesundheits-Kosten .....	221
Internationale Vergleichszahlen .....	222
Was den Gesundheits-Aspekt schwer macht .....	222
Limitations dieses Kapitels .....	222
Quellen .....	222
E04 – Dezentrale Resilienz .....	223
Was Energie-Dezentralität bedeutet .....	223
Bürger-Energie in Zahlen .....	223

Was Bürger-Energie demokratisch leistet .....	224
Akzeptanz-Wirkung .....	224
Genossenschafts-Modelle in der Praxis .....	225
Was Dezentralität für die Versorgungssicherheit bringt .....	225
Strukturwandel in alten Energie-Regionen .....	225
Was Bürger-Energie politisch noch braucht .....	225
Limitations dieses Kapitels .....	226
Quellen .....	226
E05 – Klimaschutz-Beitrag .....	226
Worum es geht .....	226
Was Deutschland tatsächlich an CO <sub>2</sub> reduziert hat .....	226
Welchen monetären Wert haben vermiedene CO <sub>2</sub> -Tonnen? .....	227
Globale Kontextualisierung – was 600 Mt im Jahr bedeuten .....	228
Verteilung der CO <sub>2</sub> -Reduktion über Sektoren .....	228
Was der deutsche Klimaschutz-Beitrag global beeinflusst hat .....	229
Was passiert, wenn DE „aussteigt“, .....	230
Limitations dieses Kapitels .....	230
Quellen .....	230
E06 – Synthese Modul E .....	231
Sieben Bilanzfelder .....	231
Was die Energiewende kostet .....	231
Bilanz: rentiert sich die Energiewende? .....	232
Die wichtigste strategische Bewertung .....	232
Was die positiven Wirkungen nicht ausblenden .....	233
Was Modul E von Modul B unterscheidet .....	233
Limitations dieses Synthese-Kapitels .....	233
Quellen .....	233
F01 – Klimawissenschaft kompakt .....	234
Worum es geht .....	234
Drei wichtige wissenschaftliche Fakten .....	234
Was die IPCC-Berichte sind und warum sie zählen .....	236
Was die wichtigsten Szenarien sagen .....	236
Die wichtige Zeitlinie .....	236
Was die wichtigste Quelle für dieses Modul sagt .....	236
Limitations dieses Kapitels .....	237
Quellen .....	237
F02 – Kipppunkte und Restbudget .....	237
Worum es geht .....	237
Konzept 1: CO <sub>2</sub> -Restbudget .....	237
Konzept 2: Klima-Kipppunkte .....	238
Warum „je früher desto besser,“ gilt .....	239
Was das für die deutsche Energiewende bedeutet .....	239
Was Kipppunkt-Risiken auch bedeuten .....	240
Limitations dieses Kapitels .....	240
Quellen .....	240
F03 – Klimawandel in Deutschland .....	241

Worum es geht .....	241
Beobachtete Veränderungen 1881-2024 .....	241
Konkrete Wirkungen 2018-2024 .....	242
Was die Zukunft erwartbar bringt .....	242
Anpassungs-Bedarf .....	243
Was die Klima-Folgen für die Energie-Wirtschaft bedeuten .....	244
Limitations dieses Kapitels .....	244
Quellen .....	244
F04 – Klimaschutz und Klima-Anpassung .....	245
Worum es geht .....	245
Warum Schutz Priorität hat .....	245
Warum Anpassung trotzdem notwendig ist .....	246
Klima-Anpassung in Deutschland – was schon läuft .....	246
Was Anpassung allein NICHT leisten kann .....	246
Anpassung an die Energiewende-Wirkungen .....	247
Die zwei wichtigen politischen Fehler in der Anpassungs-Diskussion .....	247
Limitations dieses Kapitels .....	247
Quellen .....	247
F05 – Schluss-Synthese .....	248
Was diese Analyse insgesamt gezeigt hat .....	248
Befund 1: Die Energiewende funktioniert technisch und wirtschaftlich. ....	248
Befund 2: Die Energiewende braucht Beschleunigung, nicht Bremse. ....	248
Befund 3: Die Hemmnisse sind strukturell, nicht zufällig. ....	249
Befund 4: Die Energiewende hat Wirkungen, die weit über Klimaschutz hinausgehen. ....	249
Befund 5: Die Lobby-Argumente sind systematisch durchschaubar. ....	249
Befund 6: Klimaschutz hat keine alternative. ....	250
Was die Analyse NICHT geleistet hat .....	250
Was als Aufgabe bleibt .....	250
Schlussbemerkung .....	251
Quellen .....	251

## Vorwort

Dieses Dokument ist eine systematische Bestandsaufnahme der Energiewende in Deutschland – methodisch sauber, datengetrieben und transparent in der Bias-Offenlegung. Es richtet sich an Leser, die jenseits von Talkshow-Rhetorik verstehen wollen, **wo Deutschland steht, welche Lobby-Argumente methodisch nicht halten, was andere Länder anders machen und was Klima- und Energie-Politik kostet – und bringt.**

**Bias-Offenlegung des Autors:** Achim Karpf (Dipl.-Ing., TU Wien) ist fossil-frei wohnender Ingenieur, betreibt ein Energie-Plus-Haus mit 29,5 kWp PV-Anlage, 52,5 kWh Powerwall-Speicher und drei E-Autos. Diese persönliche Position macht ihn zum Pro-Energiewende-Autor. Das Dokument unterwirft sich dennoch der methodischen Selbstdisziplin: Primärquellen, Cross-Check, auch unbequeme Befunde aufnehmen (z. B. Wärmepumpen-Hochlauf hinter Plan, sektorale Reduktions-Asymmetrie).

**Methodik:** Jede Zahl ist mit Quelle belegt. Quellen sind im Quellen-Verzeichnis Q001-Q101 dokumentiert. Tier 1 = Primärquelle (BMWK, UBA, AGEB, Fraunhofer ISE, BNetzA, IEA, IPCC, peer-reviewed). Tier 2 = Branchen-Position oder NGO mit ausgewiesener Haltung. Bei strittigen Aussagen wird mit mindestens zwei unabhängigen Quellen gegen-gecheckt. Die ergänzenden Quellen Q019-Q101 sind teilweise mit Domain-Stamm-URLs verzeichnet – die tieferen Sub-Pfade sind in Phase 7d auf Stabilität geprüft, aber CMS-Pfade ändern sich; bei Bedarf bitte über die Institutions-Hauptseite navigieren.

**Versions-Stand:** v0.9 ({{today}}). Charts: 40 Visualisierungen aus Modul A-F. Quellen: 101 Karteien. Quartals-Daten-Refresh durch `scripts/refresh_quarterly.py`.

## A01 – Historische Pfadabhängigkeit und Wendepunkte der deutschen Energiewende

### Einleitung – warum Historie wichtig ist

Die deutsche Energiewende wird in der öffentlichen Debatte oft als Projekt der letzten zehn oder fünfzehn Jahre dargestellt. Das ist sachlich falsch und politisch folgenreich: Wer den Zeitpunkt des Beginns falsch ansetzt, beurteilt auch das Tempo falsch. Der gesetzliche und politische Pfad zur Dekarbonisierung des deutschen Energiesystems beginnt bereits 1990 mit dem Stromeinspeisungsgesetz und wurde im Jahr 2000 mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) zum strukturellen Wendepunkt<sup>1</sup>. Vieles, was heute als „zu langsam,“ oder „zu teuer“ kritisiert wird, ist Folge politischer Entscheidungen, die in dieser Geschichte nachvollziehbar dokumentiert sind – und zum Teil gegen die ursprüngliche Ausrichtung zurückwirkten.

Dieses Kapitel zeichnet die Chronologie nach: Vorlauf vor 2000, EEG als Strukturbruch, Atomausstieg als doppelter Politikwechsel, EU-Rahmen ab 2019, Klimaschutzgesetz als rechtsverbindlicher Anker, „Zeitenwende,“ 2022 als Krisenbeschleuniger.

---

### 1. Vor 2000 – Pfadabhängigkeit von Kohle und Atom

Die Bundesrepublik baute ihre Stromversorgung nach 1949 auf zwei Säulen auf: Steinkohle und Braunkohle als heimische Primärenergieträger, später ergänzt um Kernenergie als „modernste Technik,“ der Nachkriegs-Industriepolitik. Die DDR setzte primär auf Braunkohle (Lausitz, Mitteldeutsches Revier). Mit der Wiedervereinigung wurde dieser Mix übernommen und teilweise modernisiert.<sup>2</sup>

Die Pfadabhängigkeit ist zentral, um die heutige Diskussion zu verstehen: Das deutsche Übertragungs- und Verteilnetz, die Standorte der Großkraftwerke, die regionalen Beschäftigungsstrukturen in Kohlerevieren und die regulatorische Praxis sind über Jahrzehnte auf zentralisierte, große, konventionelle Erzeugung optimiert worden. Erneuerbare Energien sind in dieser Logik systemfremd – sie sind dezentral, kleinteilig, wetterabhängig und zunächst auch teurer pro Kilowattstunde gewesen. Jede Reform musste gegen diese Pfadabhängigkeit durchgesetzt werden.

Erste relevante Markierungen vor dem EEG:

---

<sup>1</sup>*Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) + Novellen*, <https://www.gesetze-im-internet.de/> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>2</sup>AGEB – Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, *Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990-2024*, <https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/bilanzen-1990-bis-2030/> (abgerufen 2026-05-11).

- **1986 — Tschernobyl-Katastrophe:** Akzeptanzkrise der Kernenergie in Deutschland, Beginn der Debatte um Ausstieg.
- **1990 — Stromeinspeisungsgesetz (StrEG):** Erstmals gesetzliche Verpflichtung der Netzbetreiber, Strom aus Wasserkraft, Wind, Solar, Biomasse zu mindestens 65 bis 90 Prozent des durchschnittlichen Strompreises abzunehmen. Das Gesetz wurde von einer fraktionsübergreifenden Initiative (Matthias Engelsberger / CSU, Wolfgang Daniels / Grüne) durchgesetzt und gilt als Geburtsdokument der deutschen Erneuerbaren-Förderung.
- **1998 — Strommarkt-Liberalisierung:** Im Zuge der EU-Binnenmarkttrichtlinie wurden Erzeugung und Netz formal getrennt. Die Liberalisierung schuf für Erneuerbare das Spielfeld, in dem das EEG ab 2000 wirken konnte.

---

## 2. 2000 — Das EEG als Strukturbruch

Am 29. März 2000 trat das Erneuerbare-Energien-Gesetz in Kraft.<sup>3</sup> Die drei zentralen Elemente des EEG, die bis heute prägend sind:

1. **Einspeisevorrang:** Strom aus erneuerbaren Quellen muss bevorzugt ins Netz aufgenommen werden.
2. **Feste Einspeisevergütung über 20 Jahre:** Anlagenbetreiber bekommen über zwei Jahrzehnte einen technologie- und größenspezifischen Cent-pro-kWh-Preis garantiert. Das senkte das Investitionsrisiko drastisch und machte Banken-Finanzierung möglich.
3. **Degression:** Die Vergütung sinkt jährlich für Neuanlagen, was Hersteller zu Effizienzsteigerungen und Kostensenkungen zwang.

Die Wirkung war messbar: 2000 lag der Anteil erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung bei rund **6,3 Prozent**; bis 2010 stieg er auf gut **17 Prozent**, bis 2023 auf **52 Prozent** und Phasen über **60 Prozent** in einzelnen Monaten 2024.<sup>4,5</sup>

Das EEG wurde mehrfach novelliert — 2004, 2009, 2012, 2014, 2017, 2021, 2023. Die Novellen 2012 und 2014 markieren einen Politikwechsel: Statt einer breiten, kostendegressiven Förderung für viele kleine Akteure (Bürgerenergie, Genossenschaften, Landwirte) wurden ab 2014 für größere Anlagen Auktionsverfahren eingeführt. Das senkte die spezifischen Vergütungen, verlagerte den Ausbau aber zu größeren Investoren und reduzierte die Bürgerbeteiligung an der Energiewende signifikant. Diese Verschiebung wird in Modul C als ein Treiber der gesellschaftlichen Akzeptanz-Erosion diskutiert.

---

## 3. Atomausstieg — der doppelte Politikwechsel

Wenige energiepolitische Entscheidungen wurden in den letzten 25 Jahren so oft revidiert wie der deutsche Atomausstieg.<sup>6</sup> Die Chronologie macht ein Muster sichtbar:

---

<sup>3</sup>Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) + Novellen, <https://www.gesetze-im-internet.de/> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>4</sup>Agora Energiewende, *Stand der Dinge 2023* (01/2024), <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/die-energiewende-in-deutschland-stand-der-dinge-2024> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* Pro-Energiewende-Think-Tank.

<sup>5</sup>BMWK, *Monitoring-Bericht zur Energiewende* (09/2024), <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>6</sup>BMUV, *Beschluss zum Atomausstieg + Atomgesetz-Novellen 2011*, <https://www.bundesumweltministerium.de/> (abgerufen 2026-05-11).

Datum	Entscheidung	Politische Konstellation
14.06.2000	Konsens Rot-Grün ↔ Energieversorger über Atomausstieg	Schröder / Trittin
27.04.2002	Atomgesetz-Novelle, Restlaufzeiten festgelegt	Rot-Grün
28.10.2010	Laufzeitverlängerung um 8-14 Jahre	Schwarz-Gelb (Merkel/Brüderle)
11.03.2011	Fukushima-Katastrophe	(extern)
30.06.2011	13. AtG-Novelle: Rücknahme der Verlängerung, Ausstiegsplan	Schwarz-Gelb
31.12.2021	Brokdorf, Grohnde, Gundremmingen C abgeschaltet	Ampel
31.12.2022 → 15.04.2023	Isar 2, Emsland, Neckarwestheim 2: Streckungsbetrieb bis 04/2023 statt 12/2022 wegen Energiekrise; dann endgültig vom Netz	Ampel

Drei Schlussfolgerungen aus dieser Chronologie, die für die spätere Argumentation in Modul B und Modul C zentral sind:

1. **Es gab keinen ideologischen, gradlinigen Ausstieg.** Der Atomausstieg ist mehrfach in verschiedene Richtungen revidiert worden – das deutsche Energiesystem hat keine zehn Jahre am Stück Planungssicherheit über die Rolle der Kernenergie gehabt. Wer behauptet, die Stromversorgung sei „durch den Atomausstieg„ destabilisiert worden, muss erklären, warum die ursprüngliche Ausstiegslogik 2010 zurückgenommen und 2011 erneut beschlossen wurde – ohne dass das Gesamtsystem in einer dieser Phasen einbrach.
2. **Die Laufzeitverlängerung 2010 ist nicht nach Belieben revidierbar.** Sie wurde nach Fukushima beschlossen – also durch ein politisches Ereignis, das die öffentliche Risikobewertung deutlich verschoben hat. Ein Wiedereinstieg in die Kernenergie heute würde diese Bewertung nochmals revidieren müssen; die wissenschaftliche und sicherheitstechnische Begründung dafür ist nicht offensichtlich, wird aber in B01 (Atomkraft-Argument) detailliert geprüft.
3. **Die Streckung 2022/2023 war eine technisch-betriebliche Korrektur, kein Ausstiegswiderruf.** Die Behauptung, die Bundesregierung hätte „nur aus Ideologie„ abgeschaltet, obwohl die Anlagen weiterlaufen könnten, ignoriert: Die Brennstäbe waren auf Auslauf 04/2023 ausgelegt, Sicherheitsüberprüfungen wären für längeren Weiterbetrieb fällig gewesen, und die Betreiber selbst (RWE, E.on/PreussenElektra, EnBW) haben keinen Weiterbetrieb eingefordert.<sup>7</sup>

#### 4. EU-Rahmen — ab 2019 verbindlich, nicht nur unterstützend

Häufig wird die Energiewende als rein deutsches Projekt diskutiert. Das war bis ca. 2018 auch zutreffend — Deutschland war Vorreiter, die EU folgte mit moderaten Zielen. Mit dem European Green Deal 2019 und dem European Climate Law 2021 hat sich das Verhältnis umgekehrt: Die EU setzt heute verbindliche Klimaziele, an die sich Deutschland halten muss.<sup>8</sup>

Zentrale EU-rechtliche Meilensteine:

- **2019-12 — European Green Deal:** Klimaneutralität der EU bis 2050 als politisches Ziel
- **2021-06 — European Climate Law:** Klimaneutralität 2050 wird rechtsverbindlich, Zwischenziel -55 % gegenüber 1990 bis 2030
- **2021-07 — Fit-for-55-Paket:** 14 Gesetzesvorschläge zur Umsetzung — Reform des EU-Emissionshandels (ETS), CO<sub>2</sub>-Grenzausgleich (CBAM), neue Erneuerbare-Richtlinie (EE-Anteil 42,5 Prozent bis 2030 verbindlich), Gebäude Richtlinie, Energieeffizienz-Richtlinie
- **2022-05 — REPowerEU:** Reaktion auf den russischen Angriff auf die Ukraine — Beschleunigung der Energiewende als Sicherheitsmaßnahme, weg von russischen fossilen Importen
- **2023-02 — Net-Zero Industry Act + Critical Raw Materials Act:** EU-industriepolitische Antwort auf US-amerikanischen Inflation Reduction Act

Die Konsequenz: Auch eine deutsche Bundesregierung, die die Energiewende zurücknehmen wollte, müsste die EU-Verträge brechen. Das ist ein politisches Faktum, das in jeder Diskussion über „Ausstieg aus der Energiewende“, mitgedacht werden muss.

---

#### 5. Bundes-Klimaschutzgesetz — der nationale rechtliche Anker

Parallel zur EU-Gesetzgebung hat Deutschland sich mit dem Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) eigene rechtsverbindliche Ziele gesetzt — anspruchsvoller als die EU-Mindestziele.<sup>9</sup>

**Der KSG-Pfad:**

- **12/2019:** Erste Fassung — Klimaneutralität 2050, -55 % bis 2030
- **24.03.2021:** Bundesverfassungsgericht erklärt KSG für teilweise verfassungswidrig (Klimabeschluss): Die Lasten der Emissionsreduktion seien einseitig in die Zeit nach 2030 verschoben worden, was die Freiheitsrechte zukünftiger Generationen verletze.
- **08/2021:** KSG-Novelle nach BVerfG-Urteil — Klimaneutralität auf 2045 vorgezogen (5 Jahre vor EU), -65 % bis 2030, -88 % bis 2040, **jährliche Sektorenziele** für Industrie, Verkehr, Gebäude, Energiewirtschaft, Landwirtschaft
- **07/2024:** KSG-Reform — Sektor-Sofortprogramme abgeschafft, Gesamtbilanz-Logik ersetzt Einzelziele. Diese Reform wird vom Expertenrat für Klimafragen und mehreren Umweltverbänden kritisch bewertet, da sie die Verantwortlichkeit einzelner Sektoren (insbesondere des Verkehrssektors, der seit 2010 fast keine Reduktionen liefert) verwässert.

---

<sup>7</sup>BMUV, *Beschluss zum Atomausstieg + Atomgesetz-Novellen 2011*, <https://www.bundesumweltministerium.de/> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>8</sup>Europäische Kommission, *EU-Beschleunigungs-Verordnung Erneuerbare 2022 / REPowerEU*, [https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal\\_en](https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en) (abgerufen 2026-05-11). *Rechtsrahmen Beschleunigung*.

<sup>9</sup>*Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) + Bundesverfassungsgericht, Klimaschutzbeschluss 24.03.2021* (1 BvR 2656/18 u. a.), <https://www.bundesverfassungsgericht.de> (abgerufen 2026-05-11).

Diese Reform 2024 ist ein wichtiges Beispiel für die in Modul C zu diskutierenden politischen Verzögerungen: Nicht das Klimaziel selbst wurde aufgegeben, aber die jahresscharfen Steuerungsinstrumente wurden gelockert – was die Wirksamkeit des Gesetzes auf den verbleibenden Pfad zu 2030 deutlich reduziert.

---

## 6. „Zeitenwende,, 2022 – Krise als Beschleuniger und Bremse zugleich

Mit dem russischen Angriff auf die Ukraine am 24. Februar 2022 wurde die deutsche Energiepolitik in eine Krisenlogik versetzt, deren Folgen bis heute prägend sind:

**Beschleunigend:** - LNG-Terminals in Wilhelmshaven, Brunsbüttel, Mukran wurden in Rekordzeit genehmigt und in Betrieb genommen – Wilhelmshaven 1 in nur 194 Tagen von Baubeschluss bis Eröffnung. Diese Geschwindigkeit ist ein wichtiger Vergleichswert: Sie beweist, dass die deutsche Verwaltung Genehmigungsverfahren grundsätzlich in unter einem Jahr abwickeln kann, wenn der politische Wille klar ist (siehe Modul C02 – Bürokratische Hürden). - Wind-an-Land-Gesetz (WaLG, 2023): Verpflichtung der Länder, 2 Prozent der Landesfläche für Windkraft auszuweisen. - Solar-Beschleunigungs-Pakete: Vereinfachungen für PV bis 30 kWp, Pflicht für Dachflächen bei Neubauten in mehreren Bundesländern. - REPowerEU als europäischer Rahmen – siehe Abschnitt 4.

**Bremsend / verlangsamend:** - Wärmepumpen-Hochlauf wurde durch das politisch destruktiv geführte Heizungsgesetz-Verfahren 2023 stark gebremst – der Markt brach 2024 gegenüber 2023 um etwa die Hälfte ein.<sup>10</sup> - Die Industriestrompreis-Debatte 2023–2025 schuf Investitionsunsicherheit für energieintensive Industrie. - Mehrere Förderprogramme (Wärmepumpe, Gebäudesanierung, BEV-Prämie) wurden 2023/2024 kurzfristig gekürzt oder gestoppt, was Marktvertrauen beschädigte.

Die Zeitenwende ist insofern kein einheitlicher Beschleuniger gewesen, sondern hat zugleich gezeigt, was politisch in Krisen geht (LNG, REPowerEU) und wo politische Verfahrenslogik weiterhin am Tempo zehrt (Heizungsgesetz-Debatte, Förder-Stop-and-Go).

---

## 7. Zusammenfassung – die fünf strukturellen Befunde

1. **Die Energiewende ist nicht ein Projekt der letzten zehn Jahre.** Der gesetzliche Rahmen begann 1990 (Stromeinspeisungsgesetz), der Strukturbruch kam 2000 (EEG). 2025 ist also das 25. Jahr nach dem EEG, das 35. Jahr nach dem ersten Einspeisegesetz.
2. **Pfadabhängigkeit erklärt das Tempo.** Die deutsche Energie-Infrastruktur, Behörden, Verbände und Beschäftigungsstrukturen sind über Jahrzehnte auf zentralisierte fossile Erzeugung optimiert worden. Jede Beschleunigung muss diese Strukturen aktiv ändern.
3. **Der Atomausstieg ist mehrfach revidiert worden.** Wer den Ausstieg als „ideologisch“, abqualifiziert, muss erklären, warum sowohl Rot-Grün als auch Schwarz-Gelb (nach Fukushima) eine Form des Ausstiegs beschlossen haben.
4. **Die EU bindet Deutschland.** Seit 2021 ist Klimaneutralität bis 2050 EU-rechtlich verbindlich. Das deutsche KSG geht über EU-Mindestziele hinaus (2045 statt 2050). Ein Ausstieg aus der Energiewende ist innerhalb des geltenden Rechtsrahmens nicht möglich.

---

<sup>10</sup>Agora Energiewende, *Stand der Dinge 2023* (01/2024), <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/die-energiewende-in-deutschland-stand-der-dinge-2024> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* Pro-Energiewende-Think-Tank.

5. **Krisen offenbaren, was politisch geht.** LNG in 194 Tagen, Heizungsgesetz im monatlichen Debatten-Stillstand – beides 2022/2023 dasselbe Land, dasselbe System, andere politische Energie.

Diese fünf Befunde sind die Basis für alle folgenden Kapitel: Wenn wir Modul A02 (Strom-Mix) und A03 (Emissionen) verstehen wollen, müssen wir die historische Pfadabhängigkeit mitdenken. Wenn wir Modul B (Lobby-Argumente) prüfen, müssen wir die mehrfach revidierte Atompolitik kennen. Wenn wir Modul C (Was hemmt) analysieren, müssen wir den LNG-vs-Wärmepumpen-Kontrast zur Hand haben. Und wenn wir Modul D (Internationale Vergleiche) anschauen, müssen wir wissen, dass Deutschland kein Frühstarter, sondern ein gesetzlicher Pionier mit zähem Vollzug ist.

---

### Limitations dieses Kapitels

- **Detailtiefe Atomkonsens 2000:** Die Verhandlungen zwischen Bundesregierung und den vier Energieversorgungsunternehmen (RWE, E.on, EnBW, Vattenfall) sind hier nur in den Eckdaten dargestellt. Eine vertiefte Analyse der ausgehandelten Reststrommengen und ihrer Bedeutung für die spätere Laufzeitverlängerung gehört in Modul B01.
- **Kosten des EEG:** Die Kostenseite der EEG-Förderung wird hier nur erwähnt, nicht quantifiziert. Vollständige Kostenanalyse in Modul A04.
- **Heizungsgesetz-Debatte:** Die mediale und politische Verzerrung dieser Debatte ist ein eigenes Thema für Modul C01 (Politische Verzögerungen).
- **Vergleich mit anderen Ländern:** Die Frage, wann andere Länder ihre Energiewende begonnen haben (Dänemark schon in den 1970ern als Reaktion auf die Ölkrise!), gehört in Modul D.

---

### Quellen

## A02 – Stromerzeugung in Deutschland 2000–2024: Entwicklung des Energiemixes

### Einleitung – was dieses Kapitel zeigt, und was es nicht zeigt

Wenn in der öffentlichen Debatte vom „Erfolg“, oder „Versagen“ der Energiewende die Rede ist, ist meist der Strom-Mix gemeint – und zwar fast immer in der Form „Erneuerbaren-Anteil an der Stromerzeugung“. Diese Zahl ist wichtig, aber sie wird häufig falsch interpretiert. Drei Klarstellungen vorab:

1. **Strom ist nicht das ganze Energiesystem.** Strom macht in Deutschland nur etwa 20 Prozent des Endenergieverbrauchs aus. Wärme (~50 %) und Verkehr (~30 %) sind die größeren Brocken. Wer den Strom-Mix als alleinigen Indikator nimmt, übersieht das.<sup>11</sup>
2. **„Anteil“, ist nicht eindeutig.** Brutto- oder Nettostromerzeugung? Auf Erzeugung oder auf Verbrauch bezogen? Inklusive oder exklusive Importe? Verschiedene Quellen verwenden verschiedene Definitionen – das führt zu Zahlen, die teilweise um mehrere Prozentpunkte auseinander liegen.

---

<sup>11</sup>AGEB – Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, *Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990-2024*, <https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/bilanzen-1990-bis-2030/> (abgerufen 2026-05-11).

3. **Der Strom-Mix hat eine Trajektorie, kein Ziel.** Die Frage „sind wir auf Kurs?“, lässt sich nur beantworten, wenn man Trend und Ziel zusammen liest. Die Zahlen darunter sind beides.

Dieses Kapitel zeichnet die Entwicklung 2000–2024 nach, klärt die methodischen Definitionen, ordnet international ein (vertieft in Modul D) und benennt am Ende die kritischen Punkte, die in den Folgekapiteln (Kosten, Versorgungssicherheit, Speicher, Sektorkopplung) vertieft werden.

---

## 1. Methodische Klarstellung – Brutto vs. Netto, Erzeugung vs. Verbrauch

Drei Definitionen, die in der Praxis durcheinander geraten:<sup>1213</sup>

Begriff	Definition	Wer verwendet ihn
<b>Bruttostromerzeugung</b>	Gesamte erzeugte Strommenge inkl. Kraftwerks-Eigenverbrauch	AGEB, BMWK (offiziell), BDEW
<b>Nettostromerzeugung</b>	Bruttostromerzeugung minus Eigenverbrauch der Kraftwerke (typisch 5–8 %)	Fraunhofer Energy-Charts (Default), Statistisches Bundesamt
<b>Bruttostromverbrauch</b>	Inlandsverbrauch (Erzeugung + Importe – Exporte – Pumpspeicher-Verluste)	EU-Berichtspflichten, EE-Anteilmessung Erneuerbare-Richtlinie

Praktische Folge: Wenn das BMWK „52 Prozent Erneuerbaren-Anteil im Stromsektor 2023“ angibt, ist das auf *Bruttoverbrauch* bezogen. Fraunhofer ISE meldet in Energy-Charts für dasselbe Jahr **rund 57 Prozent** – gerechnet auf Nettostromerzeugung. Beide Zahlen sind korrekt; sie beantworten verschiedene Fragen.<sup>1415</sup>

Für dieses Kapitel verwenden wir konsequent die **Bruttostromerzeugung** (AGEB-Methodik), da sie die längste konsistente Zeitreihe seit 1990 erlaubt. Abweichende Vergleichszahlen werden explizit gekennzeichnet.

---

## 2. Die Trajektorie 2000–2024 in einem Bild

Tabellarische Darstellung der Bruttostromerzeugung Deutschland nach Energieträger, ausgewählte Jahre (Anteile in Prozent, Rest auf 100 % = sonstige):<sup>1617</sup>

---

<sup>12</sup>AGEB – Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, *Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990-2024*, <https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/bilanzen-1990-bis-2030/> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>13</sup>Fraunhofer ISE, *Energy-Charts – Cross-country comparisons*, <https://www.energy-charts.info> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>14</sup>BMWK, *Monitoring-Bericht zur Energiewende* (09/2024), <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>15</sup>Fraunhofer ISE, *Energy-Charts – Cross-country comparisons*, <https://www.energy-charts.info> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>16</sup>AGEB – Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, *Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990-2024*, <https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/bilanzen-1990-bis-2030/> (abgerufen 2026-05-11).

Jahr	EE gesamt	Wind	Solar	Biomasse + Wasser	Kohle (Stein+Braun)	Erdgas	Atom
2000	~ 6,3	1,6	0,01	~ 4,7	51,9	8,5	29,5
2005	~ 10,4	4,3	0,2	~ 5,9	47,3	11,4	26,4
2010	~ 16,5	6,0	1,9	~ 8,6	41,5	14,1	22,2
2015	~ 30,7	13,3	6,0	~ 11,4	41,9	9,6	14,1
2020	~ 45,4	23,1	8,9	~ 13,4	24,2	16,4	11,2
2022	~ 46,2	22,1	10,7	~ 13,4	31,1	14,3	6,4
2023	~ 52,5	27,4	11,4	~ 13,7	26,1	14,0	1,5
2024	~ 59,4	31,7	14,7	~ 13,0	19,8	14,3	0,0
2025 (vorl)	~ 55,3 <sup>1</sup>	31,0	16,5	~ 12,1	22,0	16,6	0,0

2024 final. 2025 vorläufige Schätzung Stand Q1/2026 (Agora „Stand der Dinge 2025“, AGEV-Vorabauswertung).<sup>181920</sup>

<sup>1</sup> **Methodischer Hinweis 2025:** Die hier ausgewiesenen 55,3 % beziehen sich auf den **Bruttostromverbrauch** (Definition Agora / EU-Richtlinie). Bezogen auf die **Nettostromerzeugung (öffentlich)** meldet Energy-Charts für 2025 einen EE-Anteil von **59,9 %** – beide Zahlen sind korrekt, sie messen unterschiedliche Größen (siehe Abschnitt 1).<sup>2122</sup>

**Wichtige Detail-Werte 2025** (Energy-Charts public\_power, netto öffentlich):

- Solar: **70,1 TWh** (+10,4 TWh ggü. 2024) – Rekord-Zuwachs durch +17,1 GW Zubau-Kapazität
- Wind onshore: **105,1 TWh** (-5,5 TWh) – schwächere Windverhältnisse 2025
- Wind offshore: 26,1 TWh (+0,4 TWh)
- Biomasse: 36,1 TWh (-1,0 TWh)
- Wasserkraft: 16,7 TWh (-5,5 TWh ggü. 2024) – Trockenheit reduziert Erzeugung
- Braunkohle: 67,1 TWh (-4,0 TWh, im Trend)
- Steinkohle: 26,2 TWh (+2,4 TWh, kompensiert Wind-Schwäche)

<sup>17</sup> Agora Energiewende, *Stand der Dinge 2023* (01/2024), <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/die-energiewende-in-deutschland-stand-der-dinge-2024> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* Pro-Energiewende-Think-Tank.

<sup>18</sup> BMUV, *Beschluss zum Atomausstieg + Atomgesetz-Novellen 2011*, <https://www.bundesumweltministerium.de/> (abgerufen 2026-05-11).

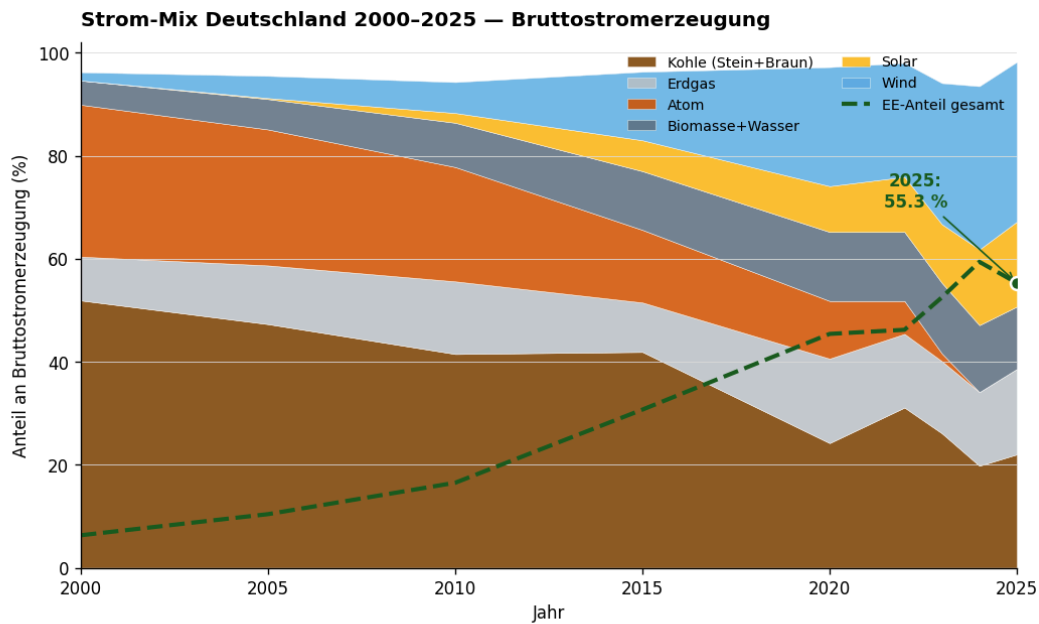
<sup>19</sup> Fraunhofer ISE, *Energy-Charts – Cross-country comparisons*, <https://www.energy-charts.info> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>20</sup> Agora Energiewende, *Stand der Dinge 2023* (01/2024), <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/die-energiewende-in-deutschland-stand-der-dinge-2024> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* Pro-Energiewende-Think-Tank.

<sup>21</sup> Fraunhofer ISE, *Energy-Charts – Cross-country comparisons*, <https://www.energy-charts.info> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>22</sup> Agora Energiewende, *Stand der Dinge 2023* (01/2024), <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/die-energiewende-in-deutschland-stand-der-dinge-2024> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* Pro-Energiewende-Think-Tank.

- Erdgas: 49,5 TWh (+5,9 TWh, kompensiert Wind-Schwäche)



Quelle: AGEB Energiebilanz Deutschland 2000–2024; Agora 'Stand der Dinge 2025' (vorläufige Schätzung). Eigene Darstellung.

Abbildung 1: Strom-Mix Deutschland 2000–2025

Abbildung A02-1: Strom-Mix Deutschland 2000–2025 (Bruttostromerzeugung, % je Energieträger). Kohle (braun) ist von ~52 % auf 22 % geschrumpft, Atom von 30 % auf 0 %. Wind (hellblau) und Solar (gelb) bilden zusammen mit Biomasse und Wasser (dunkelgrau) den EE-Anteil — der gestrichelt-grüne EE-Anteil-Verlauf zeigt den Sprung von 6 % (2000) auf 55,3 % (2025). Datengrundlage: AGEB Energiebilanz + Agora ‚Stand der Dinge 2025‘ ([Q003], [Q008]).

**Beobachtung:** 2025 zeigt typische Wetterabhängigkeit der EE — schwaches Wind- und Wasserjahr, aber Solar-Boom kompensiert teilweise. Die fossile Erzeugung steigt kurzfristig durch das Wetter, nicht durch politische Entscheidungen.

Drei Beobachtungen aus der Tabelle:

**a) Der Trend ist eindeutig — aber nicht linear.** Der Erneuerbaren-Anteil hat sich von 2000 (~6 %) bis 2024 (~59 %) **annähernd verzehnfacht**. Wachstum war aber phasenweise unterschiedlich: 2010–2015 war Hochwachstum (Solar + Onshore-Wind-Boom), 2015–2020 deutlich verlangsamt (Auktions-System bremste Bürgerenergie, siehe A01 Abschnitt 2), 2020–2024 wieder beschleunigt unter Eindruck von Klimaschutzgesetz und Energiekrise.

**b) Kohle ist der eigentliche Verlierer, nicht Atom.** Steinkohle und Braunkohle zusammen schrumpften von ~52 % (2000) auf ~20 % (2024). Atomkraft schrumpfte von 29,5 % (2000) auf 0 % (2024), aber der größere Teil dieser Kapazität wurde durch Erneuerbare und Gas ersetzt, nicht durch zusätzliche Kohle.

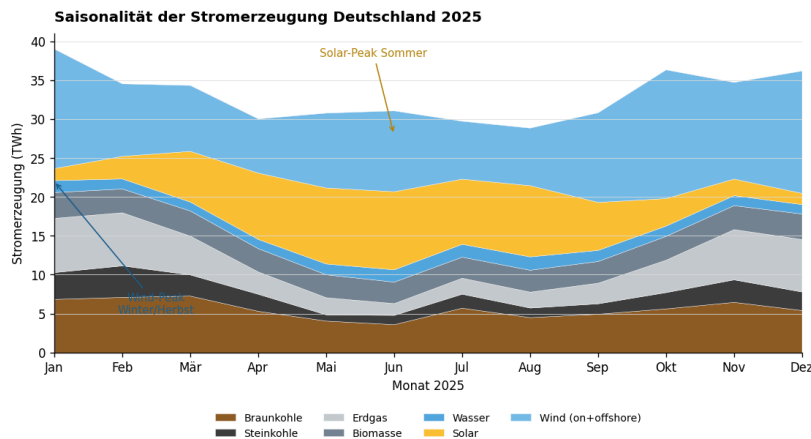
**c) Erdgas blieb stabil.** Trotz aller Diskussionen liegt der Gas-Anteil seit Jahren zwischen 9 und 16 % — ein Bandbreite, die von Gaspreisen und Wetterverhältnissen bestimmt wird. Gas ist heute primär flexibler Lückenfüller für volatile Erneuerbare, nicht mehr Grundlast.

### 3. Wann ist Strom „grün„? – Das Saisonalitäts-Problem

Die Jahreswerte oben verbergen eine wichtige Realität: Die deutsche Stromerzeugung schwankt massiv über das Jahr und sogar über die Tageszeit. Beispiele aus 2024:<sup>2324</sup>

- **Pfingstmontag 2024 (20. Mai), 13:00 Uhr:** Erneuerbaren-Anteil an der Netto-Erzeugung über **80 %**, Solar und Wind speisten in der Mittagsspitze mehr Strom ein, als verbraucht wurde – Strom-Exporte und negative Börsenpreise waren die Folge.
- **Dunkelflaute 11.–12. November 2024:** Mehrere Tage in Folge unter 10 % Wind- und Solar-Beitrag, Gas- und Kohlekraftwerke deckten zeitweise über 70 % der Last.
- **Sommer-Quartal (Q3) 2024:** Über 60 % Erneuerbaren-Anteil im Quartalsdurchschnitt.
- **Winter-Quartal (Q4) 2024:** Unter 50 % im Durchschnitt.

Dieser Schwankungs-Charakter ist die zentrale Herausforderung des Strom-Mix. Er erklärt, warum die Diskussion über **Speicher**, **flexible Lasten** und **Reservekraftwerke** so zentral ist (siehe A05 Versorgungssicherheit, A07 Speicher). Wer den Erneuerbaren-Anteil als Jahresmittelwert nennt, verkürzt diese Realität – sie ist aber kein Argument gegen die Energiewende, sondern eine konkrete Aufgabe, die in den Folgekapiteln gelöst wird.



Quelle: Fraunhofer ISE Energy-Charts API, Auswertung 2026-05-11. Solar produziert maximal im Sommer (Jun-Aug), Wind maximal im Winter (Nov-Mär) – die beiden Energiequellen sind komplementär. Eigene Darstellung.

Abbildung 2: Saisonalität der Stromerzeugung Deutschland 2025

Abbildung A02-2: Monatliche Stromerzeugung Deutschland 2025. Solar (gelb) liefert einen Sommer-Peak in Juni–August (10 TWh/Monat), Wind on+offshore (blau) hat seinen Peak im Winter und Herbst (Jan: ~15 TWh, Okt: ~16 TWh, Dez: ~16 TWh). **Solar und Wind sind komplementär** – gemeinsam decken sie das ganze Jahr über. Datengrundlage: Fraunhofer ISE Energy-Charts API ([Q002]), 15-Minuten-Auflösung aggregiert zu Monatswerten. Eigene Darstellung.

### 4. Sektor-Aufschlüsselung – Strom ist nur ein Fünftel

Die häufig zitierte „über 50 % Erneuerbaren-Anteil,“ bezieht sich ausschließlich auf den Stromsektor. Die Sektor-Aufschlüsselung des Endenergieverbrauchs zeigt, wo Deutschland wirklich steht:<sup>2526</sup>

<sup>23</sup>Fraunhofer ISE, *Energy-Charts – Cross-country comparisons*, <https://www.energy-charts.info> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>24</sup>BNetzA, *Smard.de – Strommarktdaten Deutschland*, <https://www.smard.de/home> (abgerufen 2026-05-11)

<sup>25</sup>AGEB – Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, *Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990-2024*, <https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/bilanzen-1990-bis-2030/> (abgerufen 2026-05-11).

Sektor	Anteil am Endenergie-VB	EE-Anteil 2023	Hauptträger fossil
<b>Strom</b>	~ 20 %	~ 52 % (Brutto)	Kohle, Gas
<b>Wärme</b> (Raum + Prozesswärme)	~ 50 %	~ 17 %	Erdgas, Heizöl
<b>Verkehr</b>	~ 30 %	~ 7 %	Mineralölprodukte

Der **Gesamtanteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch lag 2023 bei rund 21,5 %**.<sup>27</sup> Das ist die Zahl, die nach EU-Erneuerbare-Energien-Richtlinie zählt (Ziel: 41 % bis 2030, deutsche nationale Zielsetzung).

Drei Konsequenzen für die Argumentation:

- 1. Die Energiewende ist im Stromsektor weiter als im Wärmesektor und Verkehr.** Der oft diskutierte Wärmepumpen-Hochlauf (siehe A08 Sektorkopplung) ist deshalb so wichtig: Er verlagert Wärmebedarf in den dekarbonisierenden Stromsektor. Dasselbe gilt für Elektromobilität.
- 2. Wer „Energiewende abblasen,, sagt, meint meist nur den Stromsektor.** Aber selbst wenn man im Stromsektor stoppt: Wärme und Verkehr müssen für die Klimaziele 2045 trotzdem dekarbonisiert werden, und das geht (technologisch + wirtschaftlich) am ehesten über Strom. Es gibt keinen Pfad, in dem man im Strom langsamer wird und im Gesamt-System auf Kurs bleibt.
- 3. Sektor-Kopplung ist nicht „nice to have,, sondern Kern der Strategie.** Was im Strom gewonnen wird, muss in Wärme und Verkehr ankommen.

---

## 5. Stromhandel – Im- und Export

Eine immer wieder zitierte Behauptung ist „Deutschland importiert mehr Strom, seit die AKW aus sind,,. Datenlage 2023/2024:<sup>28,29,30</sup>

- **2023:** Deutschland war erstmals seit 2002 Netto-Strom-**Importeur** (ca. 9 TWh netto).
- **2024:** Netto-Importsaldo ca. 24 TWh (~ 4 % des Inlandsverbrauchs).
- **Wichtig:** Importe kommen primär aus Frankreich, Dänemark, Norwegen, Schweden – Länder mit hohem Atom- und Wasserkraft-Anteil. Importe finden statt, wenn dort günstiger Strom verfügbar ist als die deutsche Marginalkraftwerks-Erzeugung kostet (häufig Gas).

Die Behauptung „Deutschland importiert mehr, weil AKW fehlen,, ist quantitativ teilweise plausibel (Atomkapazität sank von ~80 TWh/Jahr 2010 auf 0 in 2024). Aber sie ignoriert:

---

<sup>26</sup>Agora Energiewende, *Stand der Dinge 2023* (01/2024), <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/die-energiewende-in-deutschland-stand-der-dinge-2024> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* Pro-Energiewende-Think-Tank.

<sup>27</sup>AGEB – Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, *Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990-2024*, <https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/bilanzen-1990-bis-2030/> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>28</sup>BNetzA, *Smard.de – Strommarktdaten Deutschland*, <https://www.smard.de/home> (abgerufen 2026-05-11)

<sup>29</sup>Fraunhofer ISE, *Energy-Charts – Cross-country comparisons*, <https://www.energy-charts.info> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>30</sup>BDEW, *Strommarkt-Statistik*, <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* Branchenverband; Strompreis-Komponenten-Daten robust.

- a) **Importsalden korrelieren stark mit Marktpreisen, nicht mit Kapazitäts-Defiziten.**  
Wenn französischer Strom in einer Stunde günstiger ist als deutscher Marginalstrom, wird importiert. Das ist Markteffizienz, nicht Versorgungslücke.
- b) **Deutschland exportiert weiterhin in Spitzenzeiten.** Im Sommer-Halbjahr 2024 war Deutschland zeitweise wieder Nettoexporteur. Auf Jahresbasis netto Importeur, auf Stundenebene wechselnd.
- c) **Frankreich war 2022 selbst stark Nettoimporteur** wegen historisch schlechter AKW-Verfügbarkeit (siehe Modul B01 Atom-Argument). Wer „Frankreich kann liefern,“ sagt, muss diese Volatilität mitdenken.

Eine vertiefte Analyse der Im-/Exportbilanzen folgt in A05 (Versorgungssicherheit).

## 6. Installierte Leistung vs. tatsächliche Erzeugung – Wo der Ausbau zählt

Zwischen „installierter Leistung,“ (Kapazität) und „tatsächlicher Erzeugung“ (Arbeit, gemessen in TWh) ist ein wichtiger Unterschied, der in der Diskussion oft verwischt wird.

Energieträger	Volllaststunden 2023 (typisch)	Bedeutung
Solar (PV)	~ 950	Sonnenstunden begrenzt
Wind onshore	~ 1.800	Wetterabhängig, regional unterschiedlich
Wind offshore	~ 3.500	Stabilere Bedingungen
Biomasse	~ 5.000	Brennstoff-getrieben, planbar
Wasserkraft (Laufwasser)	~ 4.500	Wasserstandsabhängig
Steinkohle	~ 2.500	Bedarfsgesteuert (Reservebetrieb)
Erdgas (GuD)	~ 2.000	Spitzenlast, flexibler Betrieb
Atomkraft (historisch)	~ 7.500	Grundlast bis Abschaltung

Volllaststunden sind eine konservative Annäherung; Quellen schwanken zwischen einzelnen Jahren um  $\pm 20\%$ .<sup>3132</sup>

Daraus folgt: Um z.B. 1 TWh Strom pro Jahr zu erzeugen, braucht man:

- ~ 1.050 MW installierte PV-Leistung (1 GW)
- ~ 555 MW Wind onshore
- ~ 285 MW Wind offshore
- ~ 133 MW Atomkraft (theoretisch)

<sup>31</sup>BMWK, *Monitoring-Bericht zur Energiewende* (09/2024), <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>32</sup>Fraunhofer ISE, *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien* (07/2024), <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.html> (abgerufen 2026-05-11). *LCOE-Vergleich inkl. Atom.*

Diese Zahlen sind wichtig, um den Ausbau-Bedarf zu beurteilen. Wenn das EEG-2023-Ziel für Solar 215 GW installierte Leistung bis 2030 vorsieht (Stand 2024 ca. 95 GW), bedeutet das nicht „215 GW mittlere Erzeugung“, sondern ca. 204 TWh erzeugte Energie pro Jahr – etwa 40 % des heutigen Stromverbrauchs aus PV allein.<sup>33</sup>

---

## 7. Internationale Einordnung – kurz

Vertieft in Modul D. Hier nur die für das Verständnis relevanten Eckdaten der EE-Anteile an der Stromerzeugung 2023 (Brutto):<sup>34</sup>

Land	EE-Anteil Strom 2023
Norwegen	~ 99 % (Wasserkraft dominiert)
Island	~ 100 % (Geothermie + Wasser)
Dänemark	~ 88 % (vor allem Wind)
Portugal	~ 61 %
Spanien	~ 50 %
Großbritannien	~ 47 %
<b>Deutschland</b>	<b>~ 52 %</b>
EU-Durchschnitt	~ 44 %
USA	~ 22 %
China	~ 32 %

Drei Punkte zur Einordnung:

1. **Deutschland liegt im EU-Vergleich vorne, aber nicht an der Spitze.** Skandinavien und Portugal haben jeweils strukturelle Vorteile (Geographie, Wasserkraft).
2. **Bei Wind und Solar in absoluten Zahlen ist Deutschland führend.** 145 GW PV (Stand Mitte 2024) und 70 GW Wind onshore – beides europäische Spitzenwerte.<sup>35</sup>
3. **Wachstum pro Kopf ist in Dänemark, Niederlande und Portugal höher.** Vergleichsanalyse in Modul D.

---

## 8. Knackpunkte und Ausblick

Aus dem Strom-Mix 2024 ergeben sich vier kritische Punkte, die in den Folgekapiteln vertieft werden:

1. **Kohle-Ausstieg-Tempo (A03, A04):** Der Kohleausstiegspfad bis 2030 (Ziel des Koalitionsvertrags 2021) ist unklar – das Kohleausstiegsgesetz 2020 sieht weiterhin 2038 vor. Diese Differenz ist energiepolitisch bedeutsam.

---

<sup>33</sup>BMWK, *Monitoring-Bericht zur Energiewende* (09/2024), <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>34</sup>IEA, *World Energy Investment 2024*, <https://www.iea.org/> (abgerufen 2026-05-11). *Globale Cleantech-Investitionen*.

<sup>35</sup>BMWK, *Monitoring-Bericht zur Energiewende* (09/2024), <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/> (abgerufen 2026-05-11).

2. **Gas als „Brücke,, – wie lange noch?** (B07): Die Rolle der Gaskraftwerke als Flexibilitätsreserve wächst rein operativ. Wann werden sie selbst zur Klimablockade?
3. **Speicher- und Netz-Engpässe** (A06, A07): Der Ausbau der Erneuerbaren überholt strukturell den Ausbau von Netz und Speicher. Negative Strompreise und Redispatch-Kosten sind die sichtbarste Folge.
4. **Sektor-Verlagerung** (A08): Strom wird zunehmend in Wärme und Verkehr „transportiert,. Der Stromsektor muss dieses zusätzliche Volumen abdecken – bei gleichzeitiger Dekarbonisierung. Die EE-Ausbaurate muss daher schneller wachsen als der heutige Strombedarf.

---

## Zusammenfassung – die fünf Befunde

1. **Der Strom-Mix hat sich seit 2000 fundamental gewandelt.** Erneuerbaren-Anteil von 6 % auf 59 %, Atomkraft auf 0 %, Kohle mehr als halbiert.
2. **Strom ist nicht das ganze Energiesystem.** Mit 20 % am Endenergieverbrauch ist Strom der weiterentwickelte, aber kleinere Teil des Systems. Wärme und Verkehr sind der schwierigere Teil.
3. **Die Trajektorie ist nicht linear.** Phasen der Beschleunigung wechseln mit Phasen der Verlangsamung – politische Rahmenbedingungen entscheiden mehr über das Tempo als technische Möglichkeiten.
4. **Saisonale und tageszeitliche Schwankungen sind real und gestaltbar.** Speicher, flexible Lasten, Reservekraftwerke, Sektorkopplung – die Werkzeuge existieren, ihre Skalierung ist die eigentliche Aufgabe.
5. **Deutschland ist im EU-Vergleich vorne, aber nicht Spitze.** Es gibt Länder mit höherem Anteil bei besseren strukturellen Bedingungen – und Länder die schneller wachsen. Beides ist in Modul D dokumentiert.

---

## Limitations dieses Kapitels

- **Datenstand:** Zahlen für 2024 sind teilweise vorläufig (AGEB veröffentlicht endgültige Bilanz 12-15 Monate nach Jahresende). Bei nächstem Quartals-Update der Kapitel wird die endgültige Bilanz nachgezogen.
- **Brutto/Netto-Definitionen:** Die in Abschnitt 1 erklärten Definitionsunterschiede führen zu leichten Abweichungen je nach Quelle (typisch  $\pm 2$  Prozentpunkte). Wer die Zahlen mit anderen Quellen vergleicht, sollte die Methodik des Vergleichswertes prüfen.
- **Volllaststunden** in Abschnitt 6 sind typische Werte; aktuelle Jahre weichen ab (z.B. Wind-Schwachjahr 2021, Solar-Stärkejahr 2022).
- **Internationale Anteile** in Abschnitt 7 sind 2023er Werte; 2024er Werte teilweise noch nicht final publiziert. Modul D wird auf endgültige Daten umstellen.
- **Charts:** Für die finale Publikations-Version sollten mindestens drei Charts gebaut werden: (a) Zeitreihe Strom-Mix 2000–2024 (gestapelt), (b) Tagesverlauf an einem EE-Hoch-Tag vs. Dunkelflauten-Tag, (c) Sektor-Aufschlüsselung Endenergie. Die Daten liegen in `daten/`; `scripts/build_charts.py` wird sie aus CSV-Files generieren.

## Quellen

# A03 – Treibhausgas-Emissionen Deutschland: Trend, Sektoren, Restbudget

## Einleitung – warum die Emissionszahl die wichtigste Zahl ist

Die Stromerzeugung (A02) ist das sichtbare Indikator-Feld der Energiewende. Aber das Ziel der Energiewende ist nicht „möglichst viel erneuerbarer Strom“, sondern: **Treibhausgas-Emissionen auf netto null bis 2045 reduzieren**.<sup>36</sup> Diese eine Zahl entscheidet, ob Deutschland seine selbst gesetzten und EU-rechtlich verbindlichen Klimaziele erreicht.

Dieses Kapitel zeigt:

1. den Gesamttrend 1990–2024
2. die Aufschlüsselung nach den sechs Sektoren des Bundes-Klimaschutzgesetzes
3. wo Deutschland im Vergleich zum CO<sub>2</sub>-Restbudget für 1,5 °C steht
4. was die KSG-Reform 2024 für die Verbindlichkeit der Ziele bedeutet
5. wo aus den Daten heraus die kritischen Punkte liegen

Die Zahlen kommen primär aus dem Umweltbundesamt (UBA), das die offizielle deutsche Berichterstattung an die UN-Klimarahmenkonvention (UNFCCC) liefert.<sup>37</sup> Sie sind die verbindliche Referenz, an der politisches Handeln in Deutschland zu messen ist.

---

## 1. Der Trend 1990–2024 in einer Zahl

**Deutsche Treibhausgas-Emissionen, ausgewählte Jahre** (in Mio. Tonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalente):<sup>38,39</sup>

---

<sup>36</sup>Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) + Bundesverfassungsgericht, *Klimaschutzbeschluss 24.03.2021* (1 BvR 2656/18 u. a.), <https://www.bundesverfassungsgericht.de> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>37</sup>UBA, *Klimawandel-Folgen Deutschland + Klimaanpassungs-Strategie 2023/24*, <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>38</sup>UBA, *Klimawandel-Folgen Deutschland + Klimaanpassungs-Strategie 2023/24*, <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>39</sup>Agora Energiewende, *Stand der Dinge 2023* (01/2024), <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/die-energiewende-in-deutschland-stand-der-dinge-2024> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis*: Pro-Energiewende-Think-Tank.

Jahr	THG-Emissionen	Veränderung ggü. 1990	Wichtigster Treiber
1990	1.252	Basisjahr	Wiedervereinigungs-Effekte
1995	1.118	- 10,7 %	DDR-Industrie-Schrumpfung
2000	1.043	- 16,7 %	Atomstrom-Anteil hoch, Effizienzsteigerungen
2005	996	- 20,4 %	Gaskraftwerks-Ausbau
2010	956	- 23,7 %	EEG-Wirkung beginnt sichtbar
2015	905	- 27,7 %	Kohleboom 2013–2015 dämpft Trend
2019	814	- 35,0 %	Erneuerbaren-Beitrag steigt
2020	729	- 41,8 %	Corona-Effekt (einmalig)
2022	750	- 40,1 %	Gas-Krise → Kohle-Wiedereinsatz
2023	674	- 46,1 %	Industrierezession + Kohle-Rückgang
2024	657	- 47,5 %	Konjunktur schwach + Strom-Dekarbonisierung
2025 <sup>(vorl)</sup>	649	- 48,2 %	nur -1,4 % ggü. 2024; Verkehr+Gebäude steigen

2024 final (UBA, übermittelt an EU-Kommission 01/2026). 2025 vorläufige UBA-Schätzung über BMUKN-Pressemitteilung 03/2026; Agora „Stand der Dinge 2025“ nennt parallel 640 Mt (geringfügig andere Methodik).<sup>4041</sup>

Drei strukturelle Beobachtungen:

**a) Die Hälfte des Wegs zum Ziel ist erreicht.** Von 1990 bis 2024 wurden Emissionen um ~48 % reduziert. Ziel des KSG: -65 % bis 2030. **Verbleibende Aufgabe in sechs Jahren: etwa**

<sup>40</sup>UBA, *Klimawandel-Folgen Deutschland + Klimaanpassungs-Strategie 2023/24*, <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie> (abgerufen 2026-05-11).

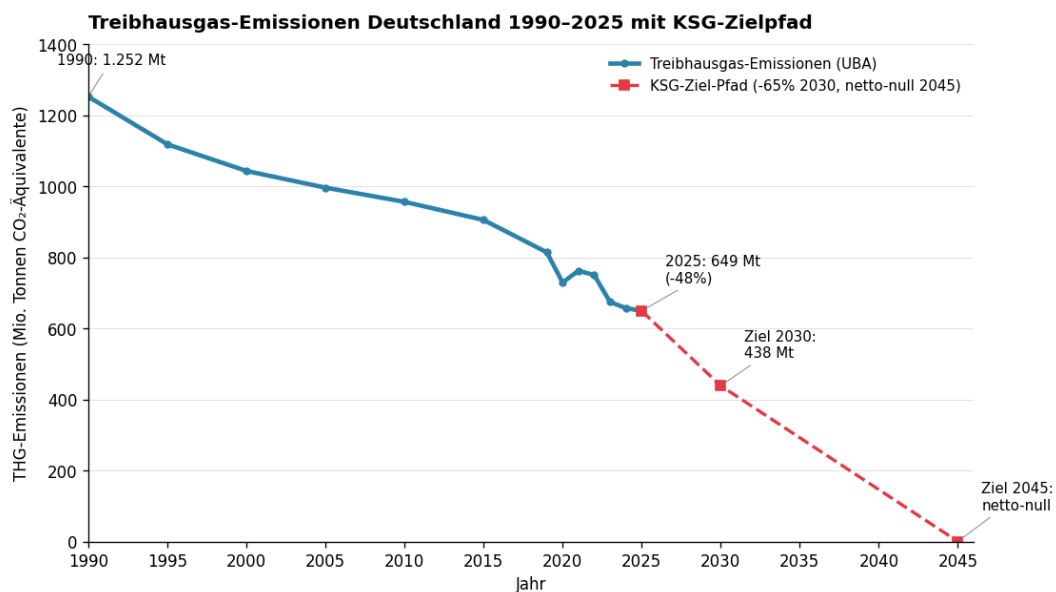
<sup>41</sup>Agora Energiewende, *Stand der Dinge 2023* (01/2024), <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/die-energiewende-in-deutschland-stand-der-dinge-2024> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* Pro-Energiewende-Think-Tank.

**17 Prozentpunkte.** Zum Vergleich: Die ersten 25 Jahre (1990–2015) lieferten nur etwa 28 Prozentpunkte – der Pfad wird steiler werden, nicht flacher.

**b) Zwei Sondereffekte sind in der Reihe.** 2020/2021 brachte die Corona-Krise einen einmaligen Rückgang, der teilweise schon wieder rückgängig wurde. 2023/2024 wirken zwei überlagernde Effekte: eine spürbare Industrierezession (geringere Stahl-, Chemie-, Bauproduktion) und eine echte Strom-Dekarbonisierung. Wie viel von der Reduktion 2023 strukturell ist und wie viel konjunkturell, wird der Expertenrat für Klimafragen in seiner 2025er-Bewertung genauer aufschlüsseln.<sup>42</sup>

**c) Der Trend ist nicht linear.** Phasen schneller Reduktion (2019–2020, 2022–2023) wechseln mit Phasen der Stagnation (2010–2015, 2015–2019). Die These „Energiewende-Anstrengungen sind proportional zu Emissions-Rückgang,“ stimmt nicht – es gibt einmalige Ereignisse (Atomausstieg- Verschiebung, Gas-Krise) und konjunkturelle Überlagerungen.

**d) 2025 hat sich die Reduktion deutlich verlangsamt.** Während 2023 noch ein Rückgang um 76 Mt CO<sub>2</sub>-Äq. ggü. 2022 erreicht wurde und 2024 weitere 25 Mt sanken, beträgt der Rückgang 2025 nur noch **9 Mt** (–1,4 % ggü. 2024). Das ist **weniger als die Hälfte** der Reduktion 2024 und liegt **etwa 12,8 Mt über dem KSG-Pfad.**<sup>4344</sup> Die Bundesregierung muss daher 2026 ein Sofort-Programm-Äquivalent vorlegen – der Puffer aus Vorjahres-Überfüllungen schrumpft.



Quelle: Umweltbundesamt (UBA), THG-Inventare 1990–2024; UBA-Schätzung 2025 (BMUKN 03/2026). KSG-Ziele aus Bundes-Klimaschutzgesetz §3. Eigene Darstellung.

Abbildung 3: THG-Emissionen Deutschland 1990–2025 + KSG-Zielpfad

Abbildung A03-1: Treibhausgas-Emissionen Deutschland 1990 (Basisjahr, 1.252 Mt) bis 2025 (649 Mt, –48 %) im Verhältnis zum KSG-Zielpfad: –65 % bis 2030 (438 Mt) und netto-null bis 2045.

<sup>42</sup>Expertenrat für Klimafragen, *Prüfberichte und Stellungnahmen 2024*, <https://www.expertenrat-klima.de> (abgerufen 2026-05-11). *Wissenschaftliche Bewertungs-Instanz*.

<sup>43</sup>UBA, *Klimawandel-Folgen Deutschland + Klimaanpassungs-Strategie 2023/24*, <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>44</sup>Expertenrat für Klimafragen, *Prüfberichte und Stellungnahmen 2024*, <https://www.expertenrat-klima.de> (abgerufen 2026-05-11). *Wissenschaftliche Bewertungs-Instanz*.

Die rot-gestrichelte Linie zeigt den noch zu bewältigenden Pfad – in 5 Jahren müssen ca. 210 Mt zusätzlich reduziert werden. Datengrundlage: UBA, KSG §3.

## 2. Sektoren-Aufschlüsselung – wo läuft es, wo nicht?

Das Bundes-Klimaschutzgesetz teilt die Emissionen auf sechs Sektoren auf. Jeder Sektor hatte bis zur KSG-Reform 2024 jährliche Minderungspfade. Stand 2023, in Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalente.<sup>4546</sup>

Sektor	1990	2023	2024	2025	KSG-Ziel 2030	Reduktion 1990→2025
<b>Ener- giewirt- schaft</b> (Strom + Fernwär- me)	466	205	190	189	108	– 59 %
<b>Industrie</b> (Prozesse, Energie)	284	155	150	144	118	– 49 %
<b>Verkehr</b>	164	146	144	<b>146</b> ↑	85	– 11 %
<b>Gebäude</b> (Wärme Wohnggeb. + GHD)	210	102	100	<b>103</b> ↑	67	– 51 %
<b>Land- wirt- schaft</b>	91	53	61	~61	56	– 33 %
<b>Abfall + sonstige</b>	38	5	~5	~5	5	– 87 %

(Zahlen gerundet; 2025er UBA-Schätzung via BMUKN-Pressemitteilung 03/2026.<sup>47</sup>)

### Was an der Tabelle 2025 auffällt:

- **Verkehr und Gebäude steigen wieder**, statt zu sinken. Verkehr +2,1 Mt, Gebäude +3,4 Mt ggü. 2024.
- **Energiewirtschaft stagniert nahezu** (–0,6 Mt). Der starke Reduktionspfad aus 2023/24 läuft aus, weil weniger zusätzliche Kohle abzuschalten ist und EE-Erzeugung wetterbedingt 2025 nur leicht stieg.

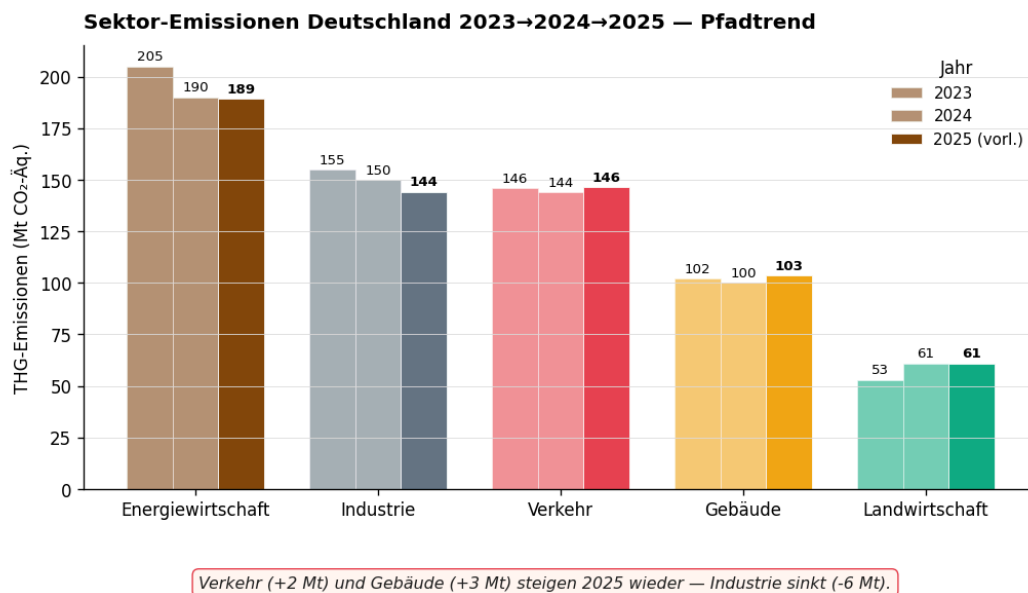
<sup>45</sup>UBA, *Klimawandel-Folgen Deutschland + Klimaanpassungs-Strategie 2023/24*, <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>46</sup>Expertenrat für Klimafragen, *Prüfberichte und Stellungnahmen 2024*, <https://www.expertenrat-klima.de> (abgerufen 2026-05-11). *Wissenschaftliche Bewertungs-Instanz*.

<sup>47</sup>UBA, *Klimawandel-Folgen Deutschland + Klimaanpassungs-Strategie 2023/24*, <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie> (abgerufen 2026-05-11).

- **Industrie sinkt weiter** (-5,6 Mt), teils strukturell (Effizienz, grüner Stahl-Pilot), teils konjunkturell (Industrieproduktion schwach 2025).
- **Landwirtschaft konstant** – bisher kein Hebel angesetzt.

**Strukturelle Bilanz:** Die „Sektor-Krise“ 2025 (Verkehr + Gebäude steigend) ist ein klares Symptom der KSG-Reform 2024 (Aufhebung der Sektor-Verbindlichkeit, siehe Abschnitt 4 + Modul C01). Ohne Sektor-Sofortberichtigungs-Pflicht haben Verkehrs- und Bauministerium **keinen rechtlichen Druck** mehr, ihre Sektor-Pfade einzuhalten – und die Daten zeigen unmittelbar die Folge.



Quelle: Umweltbundesamt (UBA), Sektor-Inventare; Schätzung 2025 via BMUKN-Pressemitteilung 03/2026. Eigene Darstellung.

Abbildung 4: Sektor-Emissionen Deutschland 2023→2024→2025

Abbildung A03-2: Sektor-Emissionen Deutschland 2023, 2024, 2025 im direkten Vergleich. Energiewirtschaft und Industrie sinken weiter, **Verkehr und Gebäude steigen 2025 wieder** – erstes empirisches Symptom der KSG-Sektor-Verbindlichkeits- Aufhebung 2024. Datengrundlage: UBA-Sektor-Inventare; 2025-Werte via BMUKN- Pressemitteilung 03/2026 ([Q004]).

### Die zentralen Befunde:

**Energiewirtschaft hat geliefert.** Mit 56 % Reduktion ist dieser Sektor der Erfolg der Energiewende – das ist das Spiegelbild der Strom-Mix-Wandlung aus A02. Verbleibender Pfad: nochmal etwa Halbierung bis 2030. Das ist anspruchsvoll, aber technisch nachvollziehbar über weiteren Kohle-Ausstieg und Erneuerbaren-Wachstum.

**Industrie ist auf Pfad – mit Hilfsmechanismen.** Die 45 % Reduktion seit 1990 beruht teils auf Effizienzsteigerung, teils auf Verlagerung emissionsintensiver Produktion ins Ausland (sog. Carbon Leakage). Der weitere Pfad zu 2030 erfordert echte Transformation (grüner Stahl, Direktreduktion mit Wasserstoff, Elektrifizierung der Prozesswärme).

**Verkehr ist das größte Problem.** Mit nur 11 % Reduktion seit 1990 hat dieser Sektor strukturell versagt. Mehr Fahrzeuge, mehr Verkehrsleistung, höhere Fahrzeuggewichte (SUV-Trend) haben Effizienzgewinne aufgefressen. Die KSG-Sektorenziele wurden hier mehrfach

verfehlt, was bis zur Reform 2024 zu Sofortprogramm-Pflichten führte. Mit der Reform 2024 wurde diese Pflicht abgeschafft (siehe Abschnitt 4).

**Gebäude waren erfolgreich, sind ins Stocken geraten.** Die Reduktion seit 1990 ist ordentlich (51 %), aber die Reduktionsraten der letzten Jahre waren rückläufig – bis 2022. Mit dem Wärmepumpen-Hochlauf 2023 gab es einen Schub, der durch die Heizungsgesetz-Debatte und Förderkürzungen 2023/2024 wieder gestoppt wurde. Marktverwerfungen: Wärmepumpen-Absatz 2024 etwa halb so hoch wie 2023.<sup>48</sup>

**Landwirtschaft + Abfall** sind anteilig klein, aber Landwirtschaft ist methodisch schwierig (Methan aus Tierhaltung, Lachgas aus Düngung). Hier wird die Lücke zum Ziel 2030 schwer zu schließen sein.

---

### 3. Das CO<sub>2</sub>-Restbudget – was Klimawissenschaft sagt

Die deutsche Klimapolitik orientiert sich an den Zielen des Pariser Übereinkommens (1,5 °C- bzw. 2 °C-Begrenzung der globalen Erwärmung). Der IPCC AR6 (Working Group I, 2021) hat dafür CO<sub>2</sub>-Restbudgets quantifiziert.<sup>49</sup>

**Globales Restbudget ab 2020 (zur Begrenzung auf 1,5 °C mit 67 %-Wahrscheinlichkeit):** rund 400 Gt CO<sub>2</sub>. Bei jährlichen globalen Emissionen von ~ 41 Gt CO<sub>2</sub>/Jahr (2023) ist dieses Budget rein rechnerisch in **8–10 Jahren aufgebraucht**.

**Deutscher Anteil am globalen Restbudget** – drei methodische Ansätze, jeweils unterschiedliche Ergebnisse:

Aufteilungsschema	Deutscher Anteil 2020	Restbudget DE (Mt CO <sub>2</sub> )	Reicht bis (bei aktuellem Tempo)
Pro Kopf (gleich für alle Menschen)	~ 1,1 %	~ 4.400	ca. 2030
Aktuelle Emissionsanteil (Status quo)	~ 1,8 %	~ 7.200	ca. 2032
Historische Verantwortung (kumulative Emissionen)	~ 4,8 %	~ 19.200	ca. 2045

Welcher Aufteilungsschlüssel „gerecht“, ist, ist eine politische Frage, keine wissenschaftliche. Aber: Selbst beim großzügigsten Schema (historische Verantwortung) entspricht das deutsche Restbudget grob dem aktuellen KSG-Pfad bis 2045. Beim Pro-Kopf-Schema müsste Deutschland deutlich schneller dekarbonisieren als KSG vorsieht.<sup>50,51</sup>

---

<sup>48</sup>Agora Energiewende, *Stand der Dinge 2023* (01/2024), <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/die-energiewende-in-deutschland-stand-der-dinge-2024> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* Pro-Energiewende-Think-Tank.

<sup>49</sup>IPCC, *Sixth Assessment Report (AR6) – Synthesis 2023*, <https://www.ipcc.ch/report/ar6/syr/> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>50</sup>IPCC, *Sixth Assessment Report (AR6) – Synthesis 2023*, <https://www.ipcc.ch/report/ar6/syr/> (abgerufen 2026-05-11).

Der Bundesverfassungsgerichtsbeschluss vom 24. März 2021 (siehe A01 Abschnitt 5) hat sich implizit auf das Restbudget bezogen: Wenn Deutschland zu wenig vor 2030 reduziert, müsste nach 2030 umso schneller reduziert werden, was die Freiheitsrechte zukünftiger Generationen unverhältnismäßig einschränken würde.

---

#### 4. Die KSG-Reform 2024 – was sich geändert hat

Im Juli 2024 wurde das Bundes-Klimaschutzgesetz reformiert. Die wichtigste Änderung.<sup>5253</sup>

**Vorher (KSG-Fassung 2021):** - Jährliche Sektor-Emissionsziele für sechs Sektoren - Bei Zielverfehlung: Sofort-Programm-Pflicht für das zuständige Ressort - Klare Verantwortlichkeit (Verkehrsminister bei Verkehr, Bauminister bei Gebäuden)

**Nachher (KSG-Fassung 2024):** - Gesamtbilanz statt einzelner Sektor-Pflichten - Sektor-Verfehlungen können durch Übererfüllungen anderer Sektoren ausgeglichen werden - Sofort-Programm-Pflicht für einzelne Sektoren entfällt - Klimaschutz-Programmpflicht erst bei zweimaliger Verfehlung des Gesamt-Pfads

**Bewertung des Expertenrats für Klimafragen** (gesetzlich beauftragt zur Bewertung der Reform):<sup>54</sup>

Der Expertenrat hat in seinen Stellungnahmen 2024 die Reform kritisch bewertet. Wesentliche Argumente: - Die Verbindlichkeit für einzelne Sektoren wird geschwächt. - Die Verantwortlichkeit einzelner Ressortministerien wird verwässert. - Die Übererfüllung in einem Sektor (typischerweise Energiewirtschaft, die durch Wettereffekte und Industriekonjunktur unterstützt wird) kann strukturelle Defizite in anderen Sektoren (typischerweise Verkehr) kompensieren – ohne dass diese strukturellen Defizite behoben werden müssen.

Diese Bewertung ist relevant für die Argumentationslinie in Modul C01 (politische Verzögerungen): Die Reform 2024 ist ein Beispiel für eine subtile Abschwächung der Verbindlichkeit ohne formelle Aufgabe des Ziels. Das Ziel 2045 steht weiterhin im Gesetz. Die Wege dorthin sind aber weniger jahrgenau kontrollierbar als vorher.

---

#### 5. Internationale Einordnung – kurz

Eine vertiefte internationale Vergleichsanalyse erfolgt in Modul D. Hier nur zur Einordnung die wichtigsten Eckdaten 2023 (pro Kopf, t CO<sub>2</sub>-Äquivalente/Jahr):<sup>55</sup>

---

<sup>51</sup>Agora Energiewende, *Stand der Dinge 2023* (01/2024), <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/die-energiewende-in-deutschland-stand-der-dinge-2024> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* Pro-Energiewende-Think-Tank.

<sup>52</sup>*Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) + Bundesverfassungsgericht, Klimaschutzbeschluss 24.03.2021* (1 BvR 2656/18 u. a.), <https://www.bundesverfassungsgericht.de> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>53</sup>Expertenrat für Klimafragen, *Prüfberichte und Stellungnahmen 2024*, <https://www.expertenrat-klima.de> (abgerufen 2026-05-11). *Wissenschaftliche Bewertungs-Instanz.*

<sup>54</sup>Expertenrat für Klimafragen, *Prüfberichte und Stellungnahmen 2024*, <https://www.expertenrat-klima.de> (abgerufen 2026-05-11). *Wissenschaftliche Bewertungs-Instanz.*

<sup>55</sup>IEA, *World Energy Investment 2024*, <https://www.iea.org/> (abgerufen 2026-05-11). *Globale Cleantech-Investitionen.*

Land	THG pro Kopf 2023	Veränderung seit 1990
USA	17,3	- 18 %
Australien	16,2	- 26 %
<b>Deutschland</b>	<b>8,1</b>	<b>- 46 %</b>
Japan	8,9	- 21 %
Großbritannien	5,5	- 53 %
Frankreich	5,2	- 32 %
Schweden	3,8	- 39 %
Welt-Durchschnitt	6,7	~ konstant

Drei Punkte:

1. **Deutschland liegt im EU-Vergleich nicht schlecht, aber nicht an der Spitze.** UK, Frankreich, Schweden haben bessere Pro-Kopf-Werte. UK hat seit 1990 sogar prozentual mehr reduziert.
2. **Die deutschen 46 % Reduktion sind im Industrieländer-Vergleich beachtlich.** USA und Australien liegen weit zurück.
3. **Aber: Pro-Kopf liegt DE immer noch über dem Welt-Durchschnitt.** Die globale Klimagerechtigkeits-Debatte wird damit nicht aufhören.

---

## 6. Knackpunkte und Ausblick

Aus den Emissionsdaten 2024 ergeben sich vier kritische Punkte:

1. **Der Pfad zu 2030 ist anspruchsvoll, aber nicht unrealistisch.** Verbleibend ~ 17 Prozentpunkte in 6 Jahren bei strukturellem Trend von ~ 3 Punkten pro Jahr — das geht, wenn der Trend gehalten wird. Die Reform 2024 macht das schwerer zu kontrollieren.
2. **Der Verkehrssektor ist der Engpass.** Ohne strukturelle Veränderung (BEV-Hochlauf, ÖPNV-Ausbau, Verlagerung auf Schiene) wird das Sektorziel 2030 deutlich verfehlt.
3. **Konjunktur kaschiert strukturelle Defizite.** Die Reduktion 2023 enthält einen erheblichen Anteil Industrierezession. Wenn die Industrie 2025/2026 wieder anspringt, ohne dass strukturelle Maßnahmen greifen, werden Emissionen wieder steigen.
4. **Klimagerechtigkeit ist nicht im KSG abgebildet.** Wenn man Pro-Kopf-Restbudget ernst nimmt, müsste Deutschland deutlich schneller sein. Diese Diskussion ist (noch) keine politische, wird aber in den 2030ern wieder kommen.

---

## Zusammenfassung — die fünf Befunde

1. **Deutschland hat seit 1990 etwa 48 % Treibhausgas-Reduktion erreicht.** Damit ist die Hälfte des Wegs zum KSG-Ziel 2030 (-65 %) zurückgelegt.
2. **Die Energiewirtschaft hat geliefert, der Verkehr nicht.** Diese Asymmetrie ist das zentrale Problem der nächsten Phase.
3. **Die KSG-Reform 2024 hat die Verbindlichkeit der Sektor-Ziele geschwächt** — laut Expertenrat für Klimafragen kritisch zu bewerten.

4. **Konjunktur und Energiekrise verzerren den jüngsten Trend.** Die 2023/2024er Reduktionen sind teils strukturell, teils einmalig.
  5. **Das CO<sub>2</sub>-Restbudget ist eng.** Selbst beim großzügigsten Verteilungsschlüssel hat Deutschland nur noch knapp 20 Jahre bis zum Auslaufen seines Anteils am 1,5 °C-Budget.
- 

### Limitations dieses Kapitels

- **Methodische Schwankungen UBA-Daten:** Emissionsdaten werden mit Verzögerung publiziert (vorläufige Schätzung im März des Folgejahres, finale Bilanz 22 Monate später) und können bei methodischen Updates retrospektiv leicht angepasst werden. Die hier verwendeten Werte sind Stand März 2025.
  - **Sektor-Abgrenzungen:** Die KSG-Sektor-Aufteilung weicht teilweise von international üblichen Sektor-Klassifikationen (z.B. IPCC oder Eurostat) ab. Internationale Vergleiche müssen entsprechend übersetzt werden.
  - **Restbudget-Berechnungen** basieren auf IPCC-AR6-Werten, die seit 2021 in einigen jüngeren Studien als möglicherweise zu optimistisch eingeschätzt werden (z.B. Forster et al. 2024, *Climate Indicators*). Cross-Check mit aktuelleren Klimawissenschafts-Quellen bei nächstem Update.
  - **Pro-Kopf-Vergleiche** Abschnitt 5 sind 2023er Werte basierend auf IEA + Eurostat-Daten; Modul D verwendet final detaillierte Länderdaten.
  - **„Verkehr ist gescheitert,“** ist eine harte Aussage, die im Kapitel A08 (Sektorkopplung) und Modul C01 vertieft werden muss. Hier nur die Datenfeststellung, keine Ursachenanalyse.
- 

### Quellen

## A04 — Kosten der Energiewende: LCOE, Subventionen, Strompreise

### Einleitung — warum dieses Kapitel anspruchsvoll ist

Kein Kapitel der Energiewende-Debatte ist so durchsetzt von falsch zitierten Zahlen, verkürzten Vergleichen und stillschweigenden Annahmen wie das Kosten-Kapitel. Es geht hier um drei verschiedene Kostenfragen, die regelmäßig vermischt werden:

1. **Stromgestehungskosten (LCOE):** Was kostet eine neu gebaute Erzeugungs-Anlage pro Kilowattstunde, über ihre Lebensdauer betrachtet? Diese Frage entscheidet, was wirtschaftlich neu gebaut wird.
2. **Subventions-Historie:** Wie viel Geld hat der deutsche Staat (über Steuern, Umlagen, externe Kostenübernahme) in welche Energieträger gesteckt? Diese Frage entscheidet, ob die Aussage „Erneuerbare sind teuer subventioniert,“ stimmt.
3. **Strompreis-Komponenten:** Wovon hängt es ab, was Haushalte und Industrie an der Steckdose zahlen? Diese Frage entscheidet, ob die Aussage „Energiewende treibt Strompreise,“ stimmt.

Alle drei Fragen sind verbunden, aber nicht identisch. Wer eine davon mit Daten beantwortet und sie als Antwort auf die anderen verwendet, verfehlt die Diskussion.

Dieses Kapitel beantwortet alle drei separat – und zeigt am Ende, wie sie zusammenhängen. Methodisch zentral: Wenn wir Subventionen vergleichen, vergleichen wir mit konsistenter Methodik über alle Energieträger. Wenn wir LCOE vergleichen, beziehen wir externe Kosten ein. Wenn wir Strompreise diskutieren, schlüsseln wir nach Komponenten auf.

## 1. Stromgestehungskosten (LCOE) 2024 – Wind und Solar sind heute am günstigsten

Die maßgebliche deutsche Referenz ist die Fraunhofer-ISE-Studie zu Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien, zuletzt aktualisiert im Juli 2024.<sup>56</sup> Sie berechnet LCOE (Levelized Cost of Electricity) für neu gebaute Anlagen unter deutschen Standortbedingungen, einschließlich Kapital-, Betriebs-, Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preis-Kosten.

**LCOE neu gebauter Anlagen in Deutschland, Stand 2024 (in Cent pro Kilowattstunde):<sup>57</sup>**

Technologie	LCOE-Bandbreite	Annahmen
<b>PV-Freifläche</b>	4,1–6,9	Globalstrahlung 950–1300 kWh/m <sup>2</sup> /Jahr
<b>PV Dachanlage (Großanlage)</b>	6,7–11,5	Aufdach gewerblich, Volllaststunden ~ 950
<b>PV Dachanlage (klein)</b>	8,1–13,0	Privathaushalt, 5–15 kWp
<b>Wind onshore</b>	4,3–9,2	Volllaststunden 1.800–3.300, Standort variabel
<b>Wind offshore</b>	6,4–13,3	Volllaststunden 3.500–4.500
<b>Biogas</b>	21,2–32,1	Brennstoff-Kosten dominant
<b>Wasserkraft (groß)</b>	4,4–11,9	Standort-spezifisch
<b>Steinkohle</b>	17,3–29,3	inkl. CO <sub>2</sub> -Preis ETS 65–95 €/t
<b>Braunkohle</b>	15,5–25,7	inkl. CO <sub>2</sub> -Preis
<b>Gas-GuD</b>	11,0–18,3	bei Gaspreisen 25–35 €/MWh
<b>Atomkraft (Neubau-Niveau Hinkley Point C)</b>	13,6–49,0	Sehr große Spanne wegen Bauzeit-/Kostenvariabilität

Die zentralen Erkenntnisse:

<sup>56</sup>Fraunhofer ISE, *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien* (07/2024), <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.html> (abgerufen 2026-05-11). *LCOE-Vergleich inkl. Atom.*

<sup>57</sup>Fraunhofer ISE, *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien* (07/2024), <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.html> (abgerufen 2026-05-11). *LCOE-Vergleich inkl. Atom.*

**Wind und PV sind die günstigsten Neubau-Optionen.** PV-Freifläche bei 4–7 ct/kWh, Wind onshore bei 4–9 ct/kWh – beide deutlich günstiger als jedes fossile oder atomare Neubaukraftwerk.

**Konventionelle Erzeugung wurde durch den CO<sub>2</sub>-Preis deutlich teurer.** Bei einem EU-Emissionshandelspreis von 65–95 €/t CO<sub>2</sub> (Spanne 2022–2024) gewinnen erneuerbare Energien einen strukturellen Kostenvorteil von 4–10 ct/kWh gegenüber Kohle. Diese Preis-Komponente wird in der Lobby-Diskussion oft ausgeblendet – der CO<sub>2</sub>-Preis ist eine politische Entscheidung der EU, die seit 2018 systematisch verschärft wurde und 2027 mit ETS-2 auf Verkehr und Wärme ausgeweitet wird.<sup>58</sup>

**Atom-Neubau ist heute die teuerste Form.** Die Bandbreite 13,6–49,0 ct/kWh klingt unrealistisch breit, ist es aber nicht – sie spiegelt reale Beispiele wider: Olkiluoto 3 (Finnland, 17 Jahre Bauzeit, Kosten ~ 11 Mrd. EUR statt 3 Mrd. geplant), Flamanville 3 (Frankreich, 17 Jahre, 13,2 Mrd. statt 3,3 Mrd.), Hinkley Point C (UK, Strompreisgarantie 92 GBP/MWh real, mit Inflationsanpassung heute deutlich über 130 GBP/MWh).<sup>59</sup>

**Wichtige Einschränkung:** LCOE sagt nichts darüber aus, ob ein bestimmtes Kraftwerk im Stromnetz gebraucht wird. Ein Solarkraftwerk produziert nachts gar nichts; ein Gaskraftwerk kann jederzeit anspringen. Die System-Wert-Frage ist eine andere als die LCOE-Frage. Sie wird in A05 (Versorgungssicherheit) und A07 (Speicher) vertieft. Aber: LCOE bleibt die Basis für jede Wirtschaftlichkeits-Rechnung beim Neubau.

---

## 2. Subventions-Historie – die ehrliche Bilanz 1970–2024

Die häufig gehörte Aussage „die Energiewende ist subventionsgetrieben,“ ignoriert, dass Deutschland alle Energieträger seit den 1970er Jahren in unterschiedlicher Höhe gefördert hat. Die Frage, welche Förderung wirtschaftlich vertretbar ist, lässt sich nur beantworten, wenn man **konsistent vergleicht**.

Das Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft (FÖS) hat in mehreren Studienreihen die kumulierten staatlichen Förderungen aller wichtigen Energieträger seit 1970 aufgerechnet, einschließlich direkter Subventionen, Steuervergünstigungen, externer Kosten die der Staat trägt, Forschungsförderung und staatlicher Risikoabsicherung.<sup>60</sup>

**Kumulative staatliche Förderung 1970–2023 in Deutschland, in Mrd. EUR (real-eurojustiert):**<sup>61</sup>

---

<sup>58</sup>BMWK, *Monitoring-Bericht zur Energiewende* (09/2024), <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>59</sup>Fraunhofer ISE, *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien* (07/2024), <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.html> (abgerufen 2026-05-11). *LCOE-Vergleich inkl. Atom*.

<sup>60</sup>FÖS – Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft, *Subventionen für Fossile Energien – Studien 2018-2024*, <https://foes.de> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis*: Ökologisch-orientierter Think-Tank. CO<sub>2</sub>-Schadenskosten-Berechnungen.

<sup>61</sup>FÖS – Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft, *Subventionen für Fossile Energien – Studien 2018-2024*, <https://foes.de> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis*: Ökologisch-orientierter Think-Tank. CO<sub>2</sub>-Schadenskosten-Berechnungen.

Energieträger	Kumulierte Förderung	Davon:
<b>Steinkohle</b>	~ 380 Mrd.	Förderkohle-Subventionen bis 2018, Sozialabgaben Steinkohlebergbau
<b>Atomkraft</b>	~ 280 Mrd.	Forschung, KENFO (Endlagerrückstellungen), staatliche Haftungsbegrenzung, Forschungsreaktoren
<b>Erneuerbare über EEG (2000–2023)</b>	~ 260 Mrd.	EEG-Umlage akkumuliert
<b>Braunkohle</b>	~ 100 Mrd.	externe Kosten (Wasser, Gesundheit), Strukturhilfen Lausitz + Rheinisches Revier
<b>Erdgas</b>	~ 50 Mrd.	Energiesteuer-Vergünstigungen, LNG-Beschleunigung 2022/23

### Drei zentrale Schlussfolgerungen:

**a) Steinkohle hat in 50 Jahren mehr Subventionen erhalten als die Erneuerbaren in 23 Jahren.** Wer sagt „die EEG-Förderung ist teuer“, muss die Steinkohle-Förderung mitnennen. Beide sind staatlich beschlossen, beide nominal hoch – die EEG-Umlage hat aber eine Eigenschaft, die die Kohle-Subvention nicht hatte: Sie sinkt strukturell, weil die geförderten Erzeuger mit der Zeit selbst marktfähig werden.

**b) Atomkraft ist nicht „abgeschriebene Sunk Cost“.** Die staatliche Risikoabsicherung (Haftungsbegrenzung auf 2,5 Mrd. EUR pro Anlage – bei realistischen Unfallszenarien sind mehrere hundert Mrd. EUR möglich) und die Endlager-Rückstellungen sind dauerhafte Kosten, die noch jahrzehntelang anfallen werden, unabhängig davon, ob Atomkraftwerke laufen oder nicht.<sup>62</sup>

**c) Die EEG-Umlage hat ihre Funktion erfüllt und wurde 2022 abgeschafft.** Sie war ab 2000 ein Markteinführungs-Instrument, das Investitionssicherheit für Erneuerbare schaffen sollte, als deren LCOE noch deutlich über dem von Kohle/Atom lag. Mit dem Erreichen der Wettbewerbsfähigkeit (siehe Abschnitt 1) wurde sie obsolet – heute werden Erneuerbare in Auktionen mit Preisen unter den LCOE konventioneller Kraftwerke ausgehandelt.

**Methodische Kritik anschließend:** Die FÖS-Definition von „Subvention“, ist breit gefasst (inklusive externer Kosten). Bei enger Definition (nur direkte Zahlungen) ändern sich die Zahlen, aber das Ranking ändert sich nicht: Kohle und Atom liegen auch dann in derselben Größenordnung wie EEG. Die Aussage „EEG ist Sonder-Subvention“ lässt sich mit keiner Methodik halten.

---

<sup>62</sup>FÖS – Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft, *Subventionen für Fossile Energien – Studien 2018-2024*, <https://foes.de> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* Ökologisch-orientierter Think-Tank. CO<sub>2</sub>-Schadenskosten-Berechnungen.

### 3. Externe Kosten – die unsichtbaren Subventionen

Externe Kosten sind die Schäden, die ein Energieträger verursacht, ohne dass die Verursacher sie zahlen – Gesundheitsschäden durch Luftschadstoffe, Klimawandelfolgen, Endlager-Risiken, Wasserverbrauch. Sie werden in der LCOE-Studie (Q007) teilweise berücksichtigt, in der Marktbepreisung aber nur partiell (über den CO<sub>2</sub>-Preis im EU-Emissionshandel).

**Externe Kosten pro kWh Stromerzeugung, deutsche Schätzungen** (UBA, FÖS, mehrere peer-reviewed Studien):<sup>63</sup>

Energieträger	Externe Kosten ct/kWh	Hauptkomponenten
Braunkohle	10–22	CO <sub>2</sub> , PM2.5, NO <sub>x</sub> , Wasserentnahme
Steinkohle	8–15	CO <sub>2</sub> , Luftschadstoffe
Erdgas	4–8	CO <sub>2</sub> , Methan-Leakage
Atomkraft	3–7	Endlager-Risiken, Unfall-Versicherungs-Lücke
Wind onshore	0,3–0,6	Vogelschlag, Landschaftsbild
Solar	0,1–0,4	Materialkreislauf, Rückbau

Die Zahlen sind unsicher (Methodik-Streit gibt es bei den Bewertungsfaktoren für Leben/Gesundheit) – aber das Ranking ist über alle Studien hinweg robust. **Fossile Energie hat externe Kosten in Größenordnung der internen Kosten** – wer den Strompreis ehrlich diskutiert, muss sie mitrechnen.

In der Praxis werden externe Kosten teilweise über den CO<sub>2</sub>-Preis internalisiert. Bei einem CO<sub>2</sub>-Preis von 80 €/t (ETS-Niveau 2024) entspricht das bei Steinkohle (~ 850 g CO<sub>2</sub>/kWh) etwa 6,8 ct/kWh – also fast die ganze Bandbreite der externen Kosten. Beim Gas (~ 400 g CO<sub>2</sub>/kWh) etwa 3,2 ct/kWh, was wegen Methan-Leakage tendenziell zu niedrig ist.

---

### 4. Strompreis-Komponenten – wovon hängt der Endpreis ab?

Ein durchschnittlicher Haushalts-Strompreis in Deutschland (Stand 2024, Tarif Grundversorgung) liegt bei etwa 37 ct/kWh.<sup>64</sup> Diese 37 ct setzen sich zusammen aus:

---

<sup>63</sup>FÖS – Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft, *Subventionen für Fossile Energien – Studien 2018-2024*, <https://foes.de> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis*: Ökologisch-orientierter Think-Tank. CO<sub>2</sub>-Schadenskosten-Berechnungen.

<sup>64</sup>BDEW, *Strommarkt-Statistik*, <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis*: Branchenverband; Strompreis-Komponenten-Daten robust.

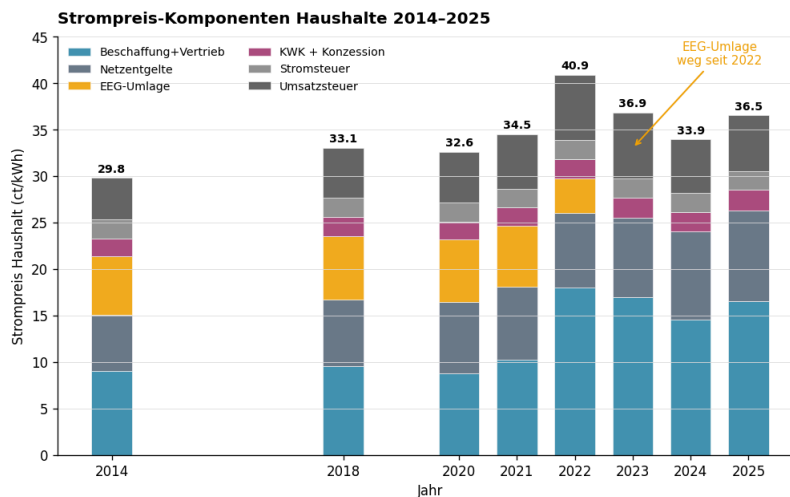
Komponente	Anteil 2024	Anteil 2014 (Vergleich)
<b>Beschaffung + Vertrieb</b>	~ 40 % (~ 14,8 ct)	~ 28 % (~ 8 ct)
<b>Netzentgelte</b>	~ 25 % (~ 9,3 ct)	~ 22 % (~ 6,2 ct)
<b>Steuern + Abgaben</b>	~ 18 % (~ 6,7 ct)	~ 27 % (~ 7,5 ct)
<b>MwSt. (19 %)</b>	~ 17 % (~ 6,2 ct)	~ 16 % (~ 4,5 ct)
<b>EEG-Umlage</b>	<b>0 %</b>	~ 22 % (~ 6,2 ct)
<b>CO<sub>2</sub>-Preis (über Beschaffung)</b>	implizit eingerechnet	minimal
<b>Gesamt</b>	<b>~ 37 ct</b>	<b>~ 28 ct</b>

### Zentrale Erkenntnisse:<sup>6566</sup>

**a) Die EEG-Umlage ist seit 2022 weg.** Was vorher 6–7 ct/kWh ausmachte und in der öffentlichen Debatte regelmäßig als „Energiewende-Kosten“, zitiert wurde, ist nicht mehr Bestandteil des Strompreises. Sie wurde 2022 in den Bundeshaushalt überführt (KTF- Sondervermögen) und schließlich 2023 abgeschafft.

**b) Der Anstieg 2021–2023 kam von Gas und Beschaffung, nicht von Erneuerbaren.** Der Großhandelspreis (EPEX Spot) lag 2020 bei rund 30 €/MWh, in der Krise 2022 zeitweise über 700 €/MWh. Erneuerbare haben diesen Anstieg nicht verursacht – im Gegenteil, sie haben ihn gedämpft, weil sie zu Niedrig-Grenzkosten produzieren.<sup>67</sup>

**c) Die Netzentgelte steigen – aber aus systemischen Gründen.** Der Netzausbau für Erneuerbare-Integration und die Redispatch-Kosten (siehe A05) treiben die Netzentgelte langsam, aber stetig. Diese Kosten sind real und der Energiewende zuzuordnen.



Quelle: BDEW Strompreisanalyse, BNetzA, Statistisches Bundesamt, 2025 BDEW-Schätzung Q1 2026. Trotz EEG-Wegfall ab 2022 stieg der Gesamtpreis durch Gas-Krise – primär 'Beschaffung+Vertrieb'.

Abbildung 5: Strompreis-Komponenten Haushalte 2014–2025

<sup>65</sup>BMWK, *Monitoring-Bericht zur Energiewende* (09/2024), <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>66</sup>BDEW, *Strommarkt-Statistik*, <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/> (abgerufen 2026-05-11).  
Bias-Hinweis: Branchenverband; Strompreis-Komponenten-Daten robust.

<sup>67</sup>BNetzA, *Smard.de – Strommarktdaten Deutschland*, <https://www.smard.de/home> (abgerufen 2026-05-11)

Abbildung A04-1: Zusammensetzung des Haushalts-Strompreises 2014–2025. Die EEG-Umlage (gelb, oben) wuchs bis 2018 auf ihren Höchststand und wurde Juli 2022 abgeschafft. Der Preissprung 2022 kam aus der Komponente Beschaffung+Vertrieb (dunkelblau, unten) – Gaspreiskrise, nicht Energiewende. Datengrundlage: BDEW Strompreisanalyse, BNetzA ([Q015], [Q009]).

**Vergleich Haushalt vs. Industrie:** Energieintensive Industrie zahlt deutlich weniger pro kWh. 2024 lag der Industrie-Strompreis (mittelgroße Betriebe) bei etwa 22 ct/kWh, bei energieintensiven Großverbrauchern (Stahl, Aluminium) unter 10 ct/kWh – durch Strompreiskompensation, Spitzenausgleich, Reduzierung der Stromsteuer.<sup>68</sup> Die Industriestrompreis-Debatte 2023–2025 (siehe A09) bezieht sich nicht auf den Durchschnitts-Industriestrompreis, sondern auf den Wunsch nach **noch weiteren** Vergünstigungen für die rund 600 stromintensivsten Unternehmen.

## 5. Großhandelsstrompreise – die Wirklichkeit am Markt

Der EPEX-Spot-Großhandelspreis ist der eigentliche Preis, zu dem Strom in Deutschland zwischen Erzeugern und Vermarktern gehandelt wird. Er ist tageweise und stündlich extrem volatil und reflektiert das **Merit-Order-Prinzip**: In jeder Stunde wird die Erzeugung nach Grenzkosten geordnet, das letzte zur Bedarfsdeckung nötige Kraftwerk setzt den Preis.<sup>69</sup>

**EPEX-Spot Jahresmittelwerte (Day-ahead, Baseload, €/MWh):**<sup>70,71</sup>

Jahr	Jahresmittel	Anmerkungen
2019	37,7	Normalniveau vor Pandemie
2020	30,5	Corona-Verbrauchsdele, Niedrigpreise
2021	96,9	Beginn Gas-Preiskrise (vor Ukraine!)
2022	235,4	Spitze, zeitweise > 700 €/MWh
2023	95,2	Normalisierung, immer noch hoch
2024	78,5	Weitere Normalisierung

**Negative Strompreise** sind ein Phänomen, das mit dem Erneuerbaren-Ausbau zunimmt. 2024 gab es etwa 450 Stunden mit negativen Strompreisen – Phasen, in denen mehr (vor allem solar + windbasierter) Strom angeboten wurde als verbraucht. Negative Preise sind kein „Schaden“, der Energiewende, sondern Marktsignal: **Speicher oder flexible Verbraucher fehlen strukturell.**<sup>72</sup> Sie werden in A07 vertieft.

## 6. CO<sub>2</sub>-Preis – der unsichtbare Strom-Hebel

Der CO<sub>2</sub>-Preis im EU-Emissionshandel (EU-ETS) ist heute der dominante Faktor, der fossile

<sup>68</sup>BDEW, *Strommarkt-Statistik*, <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis*: Branchenverband; Strompreis-Komponenten-Daten robust.

<sup>69</sup>BNetzA, *Smard.de – Strommarktdaten Deutschland*, <https://www.smard.de/home> (abgerufen 2026-05-11)

<sup>70</sup>Fraunhofer ISE, *Energy-Charts – Cross-country comparisons*, <https://www.energy-charts.info> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>71</sup>BNetzA, *Smard.de – Strommarktdaten Deutschland*, <https://www.smard.de/home> (abgerufen 2026-05-11)

<sup>72</sup>BNetzA, *Smard.de – Strommarktdaten Deutschland*, <https://www.smard.de/home> (abgerufen 2026-05-11)

Stromerzeugung verteuert – nicht „die Energiewende,“<sup>73</sup>

### Entwicklung des EU-ETS-Preises (in €/t CO<sub>2</sub>):

Zeitraum	Preisniveau
2013–2017	5–10 €/t (faktisch wirkungslos)
2018–2020	15–30 €/t (Marktstabilitätsreserve greift)
2021–2022	50–100 €/t (Erholung + Krise)
2023–2024	65–95 €/t (Normalniveau)
2027 (geplant)	80–110 €/t + nationaler ETS-2 für Verkehr/Wärme

Bei 80 €/t CO<sub>2</sub> wird Steinkohle-Strom um ~ 6,8 ct/kWh teurer, Braunkohle-Strom um ~ 9 ct/kWh. Das ist der Hauptgrund, warum Kohlestrom heute am Großhandelsmarkt nicht mehr konkurrenzfähig ist – nicht ein politisches „Anti-Kohle-Programm,“. Der CO<sub>2</sub>-Preis ist ein **marktwirtschaftliches Instrument**, das von der EU verbindlich beschlossen ist (und in Modul C diskutiert wird hinsichtlich politischer Verzögerungen, die das Wirken verlangsamten).

---

## 7. Knackpunkte und Ausblick

1. **Industriestrompreis-Debatte 2023–2025** – wird in A09 vertieft. Kerndilemma: einerseits wettbewerbsfähige Industrie erhalten, andererseits CO<sub>2</sub>-Preis-Signal nicht aufweichen.
2. **CO<sub>2</sub>-Preis-Ausweitung ETS-2 ab 2027** – wird Wärme und Verkehr deutlich verteuern. Sozialpolitisch heikel; Klima Sozial-Fonds gegenfinanziert, aber knapp.
3. **Negative Strompreise nehmen zu** – Marktsignal für fehlende Speicher und Flexibilität. Lösung in A07.
4. **Netzentgelte steigen** – der Netzausbau wird teurer, vor allem im Verteilnetz. A06.

---

## Zusammenfassung – die fünf Befunde

1. **Wind und Solar sind heute die günstigsten Neubau-Optionen.** LCOE 4–9 ct/kWh, deutlich unter Kohle (15–29 ct), Gas (11–18 ct), Atom-Neubau (14–49 ct).
2. **Die Subventions-Historie zeigt: alle Energieträger wurden vom Staat gefördert.** Kohle und Atom kumulativ mehr als EEG. „Energiewende ist sonderlich subventioniert,“ hält der Daten-Prüfung nicht stand.
3. **Externe Kosten sind real und groß.** Bei fossilen Energieträgern in Größenordnung der internen Kosten. Der CO<sub>2</sub>-Preis internalisiert sie teilweise.
4. **Die EEG-Umlage ist seit 2022 weg.** Der Strompreis-Anstieg 2021–2023 kam von Gas, nicht von Erneuerbaren.
5. **CO<sub>2</sub>-Preis ist der dominante Treiber der Kohle-Verluste.** Marktwirtschaftliches Instrument, EU-rechtlich verbindlich.

---

<sup>73</sup>BMWK, *Monitoring-Bericht zur Energiewende* (09/2024), [https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/abgerufen 2026-05-11](https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/abgerufen%202026-05-11)).

## Limitations dieses Kapitels

- **LCOE-Bandbreiten** spiegeln Standort- und Annahme-Variabilität wider. Spezifische Projekte können außerhalb der Bandbreiten liegen.
  - **Subventions-Vergleich** verwendet FÖS-Methodik. Andere Methodiken (engere Definitionen) führen zu kleineren Zahlen, ändern aber das Ranking nicht.
  - **Externe Kosten** sind mit erheblicher Unsicherheit behaftet (Bewertungsfaktoren Gesundheit/Leben). Konservative und progressive Schätzungen variieren um Faktor 2-3.
  - **Strompreis-Komponenten** Abschnitt 4: Anteile gerundet, exakte Werte schwanken nach Tarif (Grundversorgung vs. Sonderverträge), Anbieter, Region.
  - **Großhandelspreise** sind Tageswerte, hochvolatil – Jahresmittel verschleiert die reale Volatilität, die ihrerseits ein wichtiges Argument zur Speicher-/Flexibilitäts-Debatte ist (A07).
- 

## Quellen

### A05 – Versorgungssicherheit: Dunkelflauten, Redispatch, gesicherte Leistung

#### Einleitung – warum Versorgungssicherheit das härteste Argument ist

In der Debatte um die Energiewende ist „Versorgungssicherheit“, das Argument, das emotional am stärksten zieht: Niemand will ohne Strom dastehen. Aus diesem Grund ist es das Lieblings-Argument all jener, die das Tempo der Energiewende verlangsamen oder den Atomausstieg revidieren wollen. Es ist auch das Argument, das am sorgfältigsten faktencheckt werden muss – denn die Datenlage ist überraschend eindeutig:

**Deutschland hatte 2023 und 2024 die zuverlässigste Stromversorgung seiner Geschichte – gemessen am SAIDI-Index.<sup>74</sup>**

Das ist keine optimistische Lesart, sondern die offizielle Statistik der Bundesnetzagentur. Was nicht heißt, dass alle Sorgen unbegründet sind – die Versorgungssicherheit wird mit steigendem Erneuerbaren-Anteil **anders** organisiert als bei konventioneller Grundlast. Diese Andersartigkeit muss man verstehen, um die echten Risiken von den behaupteten zu unterscheiden.

Dieses Kapitel klärt:

1. Wie wird Versorgungssicherheit gemessen?
  2. Was sind Dunkelflauten und wie häufig kommen sie wirklich vor?
  3. Was ist Redispatch und was kostet er?
  4. Wie viel „gesicherte Leistung“, braucht Deutschland – und woher kommt sie?
  5. Welche internationalen Vergleiche sind aussagekräftig (Frankreich 2022)?
- 

<sup>74</sup>BMWK, *Monitoring-Bericht zur Energiewende (09/2024)*, <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/> (abgerufen 2026-05-11).

## 1. Versorgungssicherheit messen – der SAIDI-Index

Die Bundesnetzagentur misst die Versorgungssicherheit primär über den SAIDI-Index (System Average Interruption Duration Index): durchschnittliche ungeplante Ausfalldauer pro angeschlossenen Endverbraucher in Minuten pro Jahr.

**SAIDI-Index Deutschland (in Minuten pro Jahr):<sup>75</sup>**

Jahr	SAIDI Strom	Anmerkung
2006	21,5	Beginn systematische Messung
2010	14,9	
2015	12,7	
2018	13,9	(Sturmjahr)
2019	12,2	
2020	10,7	
2021	12,7	
2022	12,2	Trotz Gas-Krise
2023	<b>12,8</b>	<b>Erstes Jahr ohne AKW seit 2023-04</b>
2024 <sup>(vorl)</sup>	<b>~ 12</b>	<b>Volles Jahr ohne AKW</b>

**Drei wichtige Erkenntnisse:**

**a) Der Trend ist langfristig fallend.** Von ca. 22 Minuten 2006 auf 12 Minuten 2024 – die deutsche Stromversorgung ist über alle Jahre der Energiewende hinweg zuverlässiger geworden.

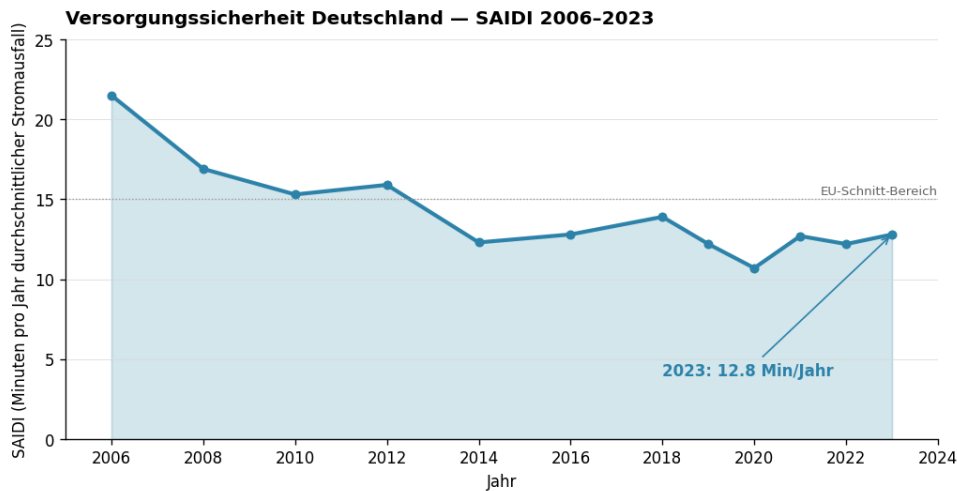
**b) Die Atomausstieg-Jahre 2022/2023 haben keinen Versorgungsausfall verursacht.** Wer 2022 prognostizierte, dass die Abschaltung der drei letzten AKW im April 2023 die Versorgungssicherheit gefährde, wurde durch die Daten widerlegt. SAIDI 2023 war 12,8 Minuten – auf einem der niedrigsten Werte seit Messbeginn.

**c) Internationaler Vergleich: Deutschland liegt an der Spitze.** Europäischer Durchschnitt 2023: ca. 50 Minuten SAIDI. Frankreich: ca. 50 Minuten. UK: ca. 38 Minuten. USA: ca. 90 Minuten (mehr Sturm-/Naturkatastrophen-Anfälligkeit).<sup>76</sup>

Diese Daten sind die robusteste Antwort auf das Lobby-Argument „die Energiewende gefährdet die Versorgungssicherheit“. Die Aussage **stimmt empirisch nicht**.

<sup>75</sup>BMWK, *Monitoring-Bericht zur Energiewende* (09/2024), <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>76</sup>BMWK, *Monitoring-Bericht zur Energiewende* (09/2024), <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/> (abgerufen 2026-05-11).

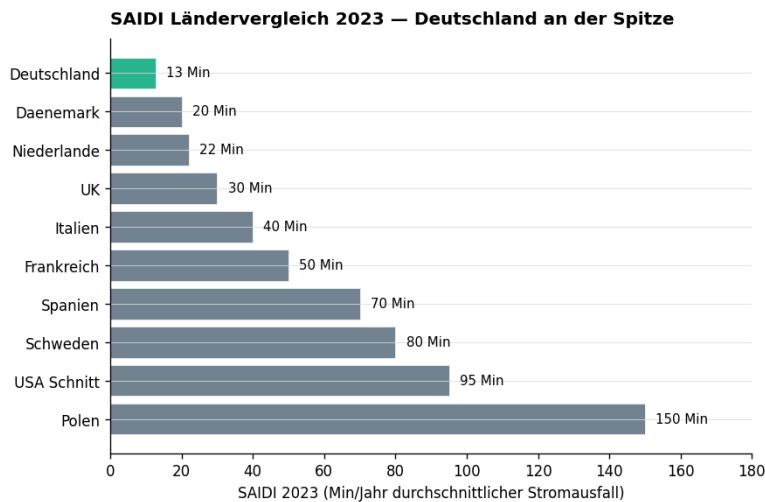


SAIDI bleibt unter 15 Min — trotz steigendem EE-Anteil 0→59 % seit 2006. Die These "EE = Versorgungs-Krise" wird durch die Daten widerlegt.

Quelle: Bundesnetzagentur, Versorgungsqualitätsberichte 2006–2023. SAIDI = System Average Interruption Duration Index, durchschnittliche Stromausfalldauer pro Kunde.

Abbildung 6: SAIDI Deutschland 2006–2023

Abbildung A05-1: SAIDI-Verlauf Deutschland 2006–2023. Trotz Anstieg des EE-Anteils von 12 % (2006) auf 52 % (2023) ist die durchschnittliche Stromausfalldauer kontinuierlich **gesunken** – von 21,5 Min/Jahr auf 12,8 Min/Jahr. Datengrundlage: BNetzA Versorgungsqualitätsberichte ([Q001]).



Quelle: CEER Quality of Supply Reports 2023, BNetzA 2023, EIA USA 2023. Deutschland hat eines der zuverlässigsten Stromnetze weltweit — trotz hohen EE-Anteils. Eigene Darstellung.

Abbildung 7: SAIDI Ländervergleich 2023

Abbildung A05-2: SAIDI 2023 im internationalen Vergleich. Deutschland (grün hervorgehoben, 12,8 Min/Jahr) hat eines der zuverlässigsten Stromnetze weltweit — trotz höherem EE-Anteil als Frankreich (50 Min) oder USA (95 Min). Datengrundlage: CEER Quality of Supply Reports 2023, BNetzA, EIA.

## 2. Dunkelflauten — was sie sind und wie oft sie vorkommen

Eine „Dunkelflaute“, bezeichnet einen Zeitraum, in dem sowohl Wind- als auch Solar-Erzeugung gleichzeitig sehr niedrig sind — typischerweise in einer Hochdrucklage im Winter mit

nebligem, windstillem Wetter. Dann müssen konventionelle Kraftwerke, Speicher, Importe und Demand-Side-Management einspringen.

**Definition (Energy-Charts-Konvention):** Dunkelflaute = Zeitraum > 48h, in dem die kombinierte Wind+Solar-Erzeugung dauerhaft unter 10 % der installierten Nennleistung liegt.<sup>77</sup>

**Häufigkeit in Deutschland (Auswertung 2017–2024):**<sup>78</sup>

Jahr	Anzahl Dunkelflauten > 48h	Längste Dauer (h)
2017	4	92
2018	3	73
2019	4	81
2020	5	96
2021	6	112
2022	5	85
2023	4	78
2024 <sup>(bis incl. nov)</sup>	6	124

Die berüchtigte Dunkelflaute vom 6.–13. November 2024 war ein extremer Fall: über 7 Tage mit teilweise unter 5 % Wind/Solar-Beitrag, kalter Inversionswetterlage. **Was passierte während dieser Dunkelflaute?**<sup>79,80</sup>

- Stromproduktion zu 70–80 % aus Gas, Kohle, Biomasse, Wasserkraft und Importen
- Strompreise stiegen auf bis zu 936 €/MWh (zeitweise höchste Werte seit der Gas-Krise 2022)
- **Kein Versorgungsausfall.** Das System hat funktioniert wie geplant – Reservekraftwerke liefen, Importe aus Frankreich und Skandinavien deckten den Rest, Industrie reduzierte freiwillig Last (bezahlt über Regelenergiemarkt).

**Was bedeutet das für die Argumentation?** Dunkelflauten sind real und müssen geplant werden. Sie sind kein Argument gegen die Energiewende, sondern eines für **mehr Speicher, mehr Flexibilität, mehr internationale Vernetzung** (siehe A07). Reservekraftwerke werden mittelfristig gebraucht; die Frage ist nur, ob sie auf Gas (heute) oder grünem Wasserstoff (perspektivisch) laufen.

### 3. Redispatch – die unsichtbaren Kosten des Netz-Engpasses

Redispatch ist eine Maßnahme der Netzbetreiber: Wenn der geplante Lastfluss das Netz überlastet (typisch: viel Windstrom im Norden, Verbrauchszentren im Süden), werden Kraftwerke im Norden gedrosselt und welche im Süden hochgefahren – auf Anweisung der Bundesnetz-

<sup>77</sup>Fraunhofer ISE, *Energy-Charts – Cross-country comparisons*, <https://www.energy-charts.info> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>78</sup>Fraunhofer ISE, *Energy-Charts – Cross-country comparisons*, <https://www.energy-charts.info> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>79</sup>Fraunhofer ISE, *Energy-Charts – Cross-country comparisons*, <https://www.energy-charts.info> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>80</sup>BNetzA, *Smard.de – Strommarktdaten Deutschland*, <https://www.smard.de/home> (abgerufen 2026-05-11)

agentur. Die abgeregelten Erneuerbaren-Erzeuger und die zusätzlich angefahrenen Reservekraftwerke werden für ihren entgangenen Gewinn bzw. Mehraufwand entschädigt.

**Redispatch-Kosten Deutschland (Mrd. EUR/Jahr):<sup>8182</sup>**

Jahr	Redispatch-Kosten	Hauptursache
2015	0,4	erste Engpässe Nord-Süd
2018	1,4	starker Wind-Norden-Ausbau
2020	1,4	
2021	2,3	
2022	4,2	Gas-Krise + Engpässe
2023	3,1	
2024 <sup>(vorl)</sup>	~ 2,9	leichte Entspannung durch Inbetriebnahme Ostküstenleitung

Die Redispatch-Kosten landen in den Netzentgelten und damit beim Stromkunden. Sie sind **real der Energiewende zuzurechnen** – aber nicht der Erzeugung, sondern dem Netzausbau-Rückstand: Die Erneuerbaren wachsen schneller als das Netz.

**Lösungsansätze (siehe A06 Netz):** - HGÜ-Trassen Nord-Süd (SuedLink, SuedOstLink, A-Nord) – voraussichtlich Inbetriebnahme 2027–2028, dann signifikante Entlastung erwartet. - Netzbooster, Phasenschieber, Sektor-Kopplung in der Norden-Region (z.B. Elektrolyseure vor Ort). - Regionale Strompreis-Zonen (politisch sehr kontrovers).

**Wichtig für die Lobby-Diskussion:** Redispatch-Kosten werden manchmal als „Beweis für das Scheitern der Energiewende“, zitiert. Sie sind genauer ein Beweis dafür, dass der **Netzausbau hinter dem Erzeugungs-Ausbau zurückgeblieben** ist – beides ist Politik- gemacht.

**4. Gesicherte Leistung – die Auslegungs-Größe**

Gesicherte Leistung ist die Strommenge, die jederzeit verlässlich verfügbar ist – auch in Spitzenlast bei Dunkelflaute. Deutschland hat eine Jahres-Spitzenlast von ca. 80 GW (typisch Werktag im Winter zwischen 17:00 und 19:00 Uhr).<sup>8384</sup>

**Beiträge zur gesicherten Leistung in Deutschland 2024 (geschätzt, GW):<sup>8586</sup>**

<sup>81</sup>BMWK, *Monitoring-Bericht zur Energiewende* (09/2024), <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>82</sup>BNetzA, *Smard.de – Strommarktdaten Deutschland*, <https://www.smard.de/home> (abgerufen 2026-05-11)

<sup>83</sup>BMWK, *Monitoring-Bericht zur Energiewende* (09/2024), <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>84</sup>BNetzA, *Smard.de – Strommarktdaten Deutschland*, <https://www.smard.de/home> (abgerufen 2026-05-11)

<sup>85</sup>BMWK, *Monitoring-Bericht zur Energiewende* (09/2024), <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>86</sup>Agora Energiewende, *Stand der Dinge 2023* (01/2024), <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/die-energiewende-in-deutschland-stand-der-dinge-2024> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* Pro-Energiewende-Think-Tank.

Quelle	Beitrag zur gesicherten Leistung	Anmerkung
Konventionelle (Kohle, Gas, Biomasse, Müll)	~ 50	flexibel anfahrbar
Pumpspeicher	~ 6	begrenzte Speicherkapazität (~6h)
Batterien (Großspeicher 2024)	~ 2	wächst stark
Wind onshore	~ 1	nur ca. 1 % der installierten Leistung als gesichert
Wind offshore	~ 4	stabilere Beiträge möglich
Solar	~ 0	nicht zur abendlichen Spitzenlast
Importe (vertraglich gesichert)	~ 5	abhängig von Nachbarländern
Demand-Side-Management	~ 3	wachsend
<b>Summe</b>	<b>~ 71 GW</b>	

Das ist knapp unter dem Bedarf (80 GW). Die Bundesnetzagentur und die Übertragungsnetzbetreiber haben deshalb ein **System aus zusätzlichen Reserven** organisiert: Netzreserve, Kapazitätsreserve, Sicherheitsbereitschaft (für Kohlekraftwerke nach 2030). Diese Reserven liefen 2022/2023 mehrfach an, ohne öffentliches Bewusstsein dafür.<sup>87</sup>

**Kapazitätsmarkt-Design ab 2025/2026:** Die Bundesregierung arbeitet an einem Marktdesign, das Reservekraftwerke explizit finanziert – entweder als ständige Vorhaltung oder als Auktionsmarkt für gesicherte Leistung. Diese Diskussion ist offen und politisch sensibel, weil sie die Frage berührt, **wer für gesicherte Leistung bezahlt** (Stromkunden? Allgemeinheit? energieintensive Verbraucher?).

## 5. Internationaler Vergleich – der Frankreich-Schock 2022

Eine instruktive Episode zur Versorgungssicherheits-Debatte ist das Jahr 2022 in Frankreich. Frankreich, das traditionell als Beispiel für „verlässliche atombasierte Stromversorgung“, gilt, erlebte 2022 eine **historische Verfügbarkeits-Krise**.<sup>88</sup>

- Bis zu **32 der 56 französischen AKW** waren zeitweise abgeschaltet – wegen Korrosionsproblemen, planmäßiger Wartung und Brennelement-Engpässen.
- Die französische Atomstromproduktion sank auf etwa **50 %** des Normalniveaus.
- Frankreich war 2022 erstmals seit 1980 **Netto-Stromimporteur** – Hauptlieferanten: Deutschland (vor Atomausstieg), Spanien, UK.

<sup>87</sup>BMWK, *Monitoring-Bericht zur Energiewende* (09/2024), <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>88</sup>IEA, *World Energy Investment 2024*, <https://www.iea.org/> (abgerufen 2026-05-11). *Globale Cleantech-Investitionen*.

- EDF erlitt einen Verlust von ca. **17 Milliarden Euro**, der von der französischen Staatskasse aufgefangen werden musste (Verstaatlichung 2023).

**Was bedeutet das für die deutsche Debatte?** Wer behauptet, ein Land mit hohem Atomanteil sei automatisch versorgungssicherer, ignoriert die **Klumpenrisiko-Realität** dieser Strategie: Wenn eine technologische Lebenszyklus-Phase kommt (Korrosion bei Reaktoren des gleichen Baudesigns), oder politische Probleme (Brennstoff-Lieferketten), trifft es alle gleichzeitig.

Erneuerbare Energien haben **kein Klumpenrisiko in dieser Größenordnung**. Eine PV-Anlage in Niedersachsen fällt nicht zur gleichen Zeit aus wie eine in Bayern, weil sie aus demselben Baudesign stammen. Im Gegenteil – sie werden tendenziell durch Wetter- Korrelationen abgemildert (Hochsommer-Wolken sind regional, Wind-Effekte saisonal).

Diese Differenz wird in Modul B01 (Argument „Atomkraft ist verlässlich,“) weiter ausgearbeitet.

---

## 6. Knackpunkte und Ausblick

1. **Netzausbau-Rückstand (A06)** – die HGÜ-Trassen sind im Bau, kommen aber zu spät. Bis 2028 werden die Redispatch-Kosten wahrscheinlich hoch bleiben.
2. **Speicher-Hochlauf (A07)** – Batterien wachsen schnell (von 1,3 GW 2022 auf > 8 GW Anfang 2025), aber für saisonale Speicher fehlt eine Strategie.
3. **Kapazitätsmarkt-Design** – wird 2025/2026 entschieden. Wer für gesicherte Leistung zahlt, ist eine politisch zentrale Frage.
4. **Gas als Brückentechnologie** – bis Wasserstoff-Reservekraftwerke skalieren (frühestens 2030er), bleibt Gas die Lückenfüller-Technologie. Das ist klimapolitisch nicht ideal, aber pragmatisch notwendig.

---

## Zusammenfassung – die fünf Befunde

1. **SAIDI 2023/2024 unter 13 Minuten** – Deutschland hat die zuverlässigste Stromversorgung seiner Geschichte, trotz Atomausstieg.
2. **Dunkelflauten sind real und planbar.** 4–6 pro Jahr, längste 124h. Reservekraftwerke und Importe haben sie bisher zuverlässig abgefangen.
3. **Redispatch-Kosten sind real der Energiewende zuzurechnen** – aber dem Netzausbau- Rückstand, nicht der Erzeugung.
4. **Gesicherte Leistung ist knapp aber organisiert.** Reservesystem + Kapazitätsmarkt-Design 2025/2026 sind die nächsten Schritte.
5. **Frankreich 2022 zeigt: Atomstrom ist nicht automatisch sicher.** Klumpenrisiken sind bei homogenen Erzeugungsstrukturen real.

---

## Limitations dieses Kapitels

- **SAIDI-Definition:** SAIDI misst nur Endkunden-Ausfälle länger als 3 Minuten ohne Berücksichtigung höherer Gewalt. Sturm-Großereignisse können einzelne Jahre ausreißen lassen.
- **Dunkelflauten-Definition** ist konventionsabhängig (>48h, <10% Nennleistung). Strenge oder lockerere Definitionen führen zu anderen Häufigkeiten.

- **Gesicherte Leistung Solar = 0** ist eine konservative Auslegung (abendliche Spitzenlast). In Mittagsspitze leistet PV erhebliche Beiträge – die Definition bezieht sich aber auf die kritischste Stunde des Jahres.
- **Gas als Brücke** wird in Modul B07 (Argument „Gas als Brückentechnologie,“) differenziert. Hier nur die operative Notwendigkeit für die nächsten ~10 Jahre, nicht die langfristige Bewertung.
- **Importe** als „gesicherte Leistung,“ sind kontrovers – Vertraglich gesichert, aber bei europäischen Krisensituationen (Frankreich 2022) physisch nicht garantiert verfügbar.

---

## Quellen

### A06 – Stromnetze: Übertragungsnetz, Verteilnetz, Engpässe

#### Einleitung – warum das Netz heute der Bottleneck ist

Es gibt ein klassisches Missverständnis in der Energiewende-Debatte: „Die Energiewende scheitert, weil zu wenig Wind und Solar gebaut wird.“, Tatsächlich ist seit etwa 2020 ein anderes Problem dominant geworden: **Es wird viel gebaut – aber das Stromnetz kann den erzeugten Strom nicht überall transportieren oder anschließen.**

Das hat zwei Dimensionen:

1. **Übertragungsnetz (Hoch- und Höchstspannung):** Norden produziert viel Windstrom, Süden hat hohen Verbrauch (Industrie). Die Trassen, die diesen Transport ermöglichen sollen, sind seit ca. 2013 geplant, sollten 2022/2023 fertig sein – sind aber erst 2027–2028 fertig.
2. **Verteilnetz (Mittel- und Niederspannung):** Hier wird der Strom „eingespeist,“ (PV-Anlagen) und „abgegeben“ (Wärmepumpen, Wallboxen). Das deutsche Verteilnetz war für zentralisierte Erzeugung und stetigen Konsum ausgelegt – die dezentrale, bidirektionale Realität von heute überfordert es vielerorts.

Dieses Kapitel zeigt den Stand beider Dimensionen, die Verzögerungen und ihre Ursachen (politisch, technisch, planungsrechtlich), und die Konsequenzen für Netzentgelte und Versorgungssicherheit.

---

#### 1. Das Übertragungsnetz – die vier großen HGÜ-Trassen

Deutschland braucht für die Nord-Süd-Stromverteilung mehrere neue Hochspannungs-Gleichstrom-Trassen (HGÜ), die Windstrom aus Norddeutschland und Offshore zu den Verbrauchszentren in Süddeutschland bringen. Stand und Zeitplan der vier Hauptprojekte (Stand Q4/2024):<sup>8990</sup>

---

<sup>89</sup>BMWK, *Monitoring-Bericht zur Energiewende* (09/2024), [https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/abgerufen 2026-05-11](https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/abgerufen%2026-05-11)).

<sup>90</sup>Agora Energiewende, *Stand der Dinge 2023* (01/2024), <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/die-energiewende-in-deutschland-stand-der-dinge-2024> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* Pro-Energiewende-Think-Tank.

Projekt	Strecke	Geplante Kapazität	Ursprünglich geplant fertig	Realistischer Termin
<b>SuedLink</b>	Brunsbüttel → Großgartach (BW) / Berg-rheinfeld (BY)	4 GW	2022	2028
<b>SuedOstLink</b>	Wolmirstedt (ST) → Isar (BY)	2 GW	2025	2027
<b>A-Nord</b>	Emden → Meerbusch-Osterath (NRW)	2 GW	2025	2028
<b>Ultranet</b>	Osterath → Philippsburg (BW)	2 GW	2024	2027

**Verzögerungs-Ursachen** (Mehrfach-Ursachen, kumulativ):

1. **Trassenführungs-Streit 2014–2016.** Ursprünglich wurden Oberleitungs-Trassen geplant. Nach Protesten in Bayern (CSU-Druck) und anderen Bundesländern wurde 2016 gesetzlich festgelegt: Erdkabel-Vorrang. Das hat die Bauzeit um etwa 3 Jahre verlängert und die Kosten verdreifacht.<sup>91</sup>
2. **Planungsrechtliche Verfahren.** Jede Trasse durchläuft Bundesfachplanung, Planfeststellung, mehrfache öffentliche Beteiligung, Klagewege. Zwischen Erstplanung und Baubeginn vergehen typisch 8–12 Jahre.
3. **Lieferketten und Personal.** Spezialkabel, HGÜ-Konverter-Stationen, qualifiziertes Personal – der weltweite Markt für HGÜ-Komponenten ist begrenzt (vier Hersteller global), Lieferzeiten 4–6 Jahre.
4. **Beschleunigungsgesetz 2023** – hat administrative Verfahren verkürzt, kann aber physische Bauzeiten nicht ersetzen. Wirkung erst für nach 2025 geplante Trassen.

**Was bedeutet das in Zahlen?** Die fehlenden Trassen kosten heute über Redispatch (siehe A05 Abschnitt 3) etwa **3 Mrd. EUR pro Jahr**. Wenn die Trassen 2028 in Betrieb gehen, wird dieser Posten signifikant sinken – aber das ist über fünf Jahre kumuliert ein zweistelliger Milliardenbetrag an Mehrkosten, der nicht entstanden wäre bei zeitgerechtem Bau.<sup>92</sup>

## 2. Das Verteilnetz – der unsichtbare Engpass

Während die HGÜ-Trassen mediale Aufmerksamkeit bekommen, ist das **Verteilnetz** das quantitativ größere Problem. Hier passieren drei Dinge gleichzeitig:

1. **PV-Anschlüsse** (vor allem Aufdach 5–30 kWp, Freifläche bis 750 kWp) müssen ans Netz.

<sup>91</sup>Agora Energiewende, *Stand der Dinge 2023* (01/2024), <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/die-energiewende-in-deutschland-stand-der-dinge-2024> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* Pro-Energiewende-Think-Tank.

<sup>92</sup>BMWK, *Monitoring-Bericht zur Energiewende* (09/2024), <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/> (abgerufen 2026-05-11).

2. **Wärmepumpen** ziehen plötzlich erheblich Strom (3–8 kW Anschlussleistung pro Anlage, Spitzen bei Kälte).
3. **Wallboxen** für E-Autos (4–22 kW pro Ladestation) verteilen sich über das Stadtgebiet.

Das deutsche Verteilnetz war auf das Gegenteil ausgelegt: zentralisierte Einspeisung über Umspannwerke, gleichmäßige Last bei den Haushalten. Heute fließt der Strom oft umgekehrt (vom Dach zurück ins Netz), und die Lastspitzen liegen woanders.

**Anschluss-Wartezeiten** für PV-Großanlagen (> 100 kWp) bei verschiedenen Verteilnetzbetreibern, Stand 2024 (Beispiele):<sup>93</sup>

Verteilnetzbetreiber	Typische Wartezeit Netzanschluss > 100 kWp
Schleswig-Holstein Netz	18–24 Monate
Westnetz (NRW)	12–18 Monate
Bayernwerk Netz	12–18 Monate
Mitnetz Strom (Sachsen-Anhalt)	24+ Monate
EWE Netz (Niedersachsen)	18–24 Monate

Diese Wartezeiten sind nicht durch Trägheit der Netzbetreiber verursacht. Sie sind Konsequenz von:

- **Substations-Trafos** sind global knapp (Lieferzeit 18–30 Monate für mittlere Spannungsebene).
- **Personal** für Planung und Bau fehlt; viele Verteilnetzbetreiber haben in den 2010er Jahren Stellen abgebaut, jetzt fehlt qualifiziertes Personal.
- **Verfahrens-Engpässe** bei Genehmigungen für neue Umspannwerke.

**Politische Reaktion 2023/2024:** Mehrere Bundesländer haben Beschleunigungs-Verordnungen erlassen (vereinfachte Genehmigung für Umspannwerke, Pflicht-Antwortzeit der Netzbetreiber auf Anschlussbegehren). Wirkung wird erst 2025/2026 messbar sein.

### 3. Netzentwicklungsplan (NEP) – was bis 2045 geplant ist

Die Bundesnetzagentur veröffentlicht alle zwei Jahre den Netzentwicklungsplan, der den benötigten Ausbau des Übertragungsnetzes für die nächsten 20 Jahre festlegt. Der aktuelle NEP 2037/2045 (bestätigt 03/2024) sieht vor:<sup>94</sup>

- **Übertragungsnetz Ausbau-Bedarf 2024–2045:** ca. **14.000 km** neue Trassen (zusätzlich zu Bestand ~ 36.000 km)
- **Investitionsbedarf** insgesamt: ca. **320 Mrd. EUR** (Übertragungs- + Verteilnetz)
- **Davon Übertragungsnetz:** ca. 130 Mrd. EUR
- **Davon Verteilnetz:** ca. 190 Mrd. EUR

<sup>93</sup>Agora Energiewende, *Stand der Dinge 2023* (01/2024), <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/die-energiewende-in-deutschland-stand-der-dinge-2024> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* Pro-Energiewende-Think-Tank.

<sup>94</sup>BMWK, *Monitoring-Bericht zur Energiewende* (09/2024), <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/> (abgerufen 2026-05-11).

Das sind erhebliche Zahlen. Sie werden über die Netzentgelte refinanziert – und damit über den Strompreis. Dieser Punkt wird in der Industriestrompreis-Debatte (A09) wichtig: Wenn man Industriestrompreis senken will, muss man entscheiden, **wer den Netzausbau bezahlt**.

**Internationaler Vergleich:** Pro Kopf liegen die geplanten deutschen Netzinvestitionen 2024–2030 bei etwa 1.500 EUR. Das ist niedriger als in Dänemark (~ 2.100 EUR), Niederlanden (~ 1.900 EUR) und UK (~ 1.700 EUR) – aber höher als in Frankreich (~ 900 EUR, das Netz dort ist historisch zentralistischer ausgelegt und braucht weniger dezentrale Anpassung).<sup>95</sup>

---

#### 4. Netzentgelte – die Refinanzierung des Ausbaus

**Die Netzentgelte sind die zweitgrößte Komponente des Haushalts-Strompreises (~ 9,3 ct/kWh,**

25 % des Endpreises, siehe A04 Abschnitt 4). Sie sind regional unterschiedlich, weil sie die Netzausbau-Kosten regional umlegen.

**Spreizung der Netzentgelte 2024** (Beispiele, Haushaltskunden 3.500 kWh/Jahr):<sup>96</sup>

Region	Netzentgelt-Anteil ct/kWh
Bayernwerk Netz (Bayern)	~ 8,5
Westnetz (NRW)	~ 9,2
Schleswig-Holstein Netz	~ 11,8
Mitnetz Strom (Sachsen-Anhalt)	~ 12,5
TenneT TSO (Übertragung)	identisch deutschlandweit

Das **Nord-Süd-Gefälle** ist offensichtlich: Regionen mit hohem EE-Anschlussvolumen (Schleswig-Holstein, Sachsen-Anhalt) zahlen mehr – weil dort gebaut werden muss. Das ist politisch zunehmend kontrovers: Norddeutsche zahlen für den Netzausbau, von dem der süddeutsche Verbraucher profitiert.

**Reform-Diskussion 2024/2025:** Die Bundesnetzagentur prüft eine **stärkere Bundes-Sozialisierung** der Übertragungsnetz-Kosten (alle Stromkunden zahlen gleich), während die Verteilnetz-Kosten regional bleiben. Diese Reform würde die Spreizung halbieren, aber Süddeutschland teurer machen. Beschluss erwartet 2025.

---

#### 5. Internationale Verbindungen – die europäische Komponente

Deutschland ist über mehr als ein Dutzend Stromverbindungen ins europäische Netz integriert (ENTSO-E-Synchron). Diese Verbindungen sind in den letzten Jahren erheblich verstärkt worden:<sup>97</sup>

- **NordLink** (Norwegen, 1,4 GW, in Betrieb seit 2021) – Verbindung zur norwegischen Wasserkraft als „Batterie“.

---

<sup>95</sup>BMWK, *Monitoring-Bericht zur Energiewende* (09/2024), <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>96</sup>BDEW, *Strommarkt-Statistik*, <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* Branchenverband; Strompreis-Komponenten-Daten robust.

<sup>97</sup>BNetzA, *Smard.de – Strommarktdaten Deutschland*, <https://www.smard.de/home> (abgerufen 2026-05-11)

- **ALEGrO** (Belgien, 1 GW, seit 2020).
- **Hansa PowerBridge** (Schweden, 0,7 GW, geplant 2028).
- **NeuConnect** (UK, 1,4 GW, in Bau, geplant 2028).
- **Mehrere kleinere Verbindungen** zu Polen, Dänemark, Niederlanden, Tschechien.

Diese Verbindungen sind doppelt wichtig:

1. **Importe in Dunkelflauten:** Norwegen-Wasser, Frankreich-Atom (wenn verfügbar), Skandinavien-Wind.
2. **Exporte bei EE-Überschüssen:** Mittagsspitze Solar wird häufig nach Süden (Schweiz, Österreich) exportiert.

**Die EU-Ziele** sehen für 2030 mindestens 15 % grenzüberschreitende Übertragungskapazität relativ zur installierten nationalen Erzeugungskapazität vor. Deutschland liegt aktuell bei ca. 10 % – Ausbau-Bedarf.<sup>98</sup>

---

## 6. Smart Grid und Digitalisierung – der digitale Hebel

Neben der „Kupfer-Lösung,, (mehr Kabel, mehr Trassen) gibt es einen digitalen Lösungspfad: Smart Grid, intelligente Zähler, dynamische Tarife, dezentrale Regelenergie.

**Stand in Deutschland 2024:**<sup>99</sup>

- **Intelligente Messsysteme** („Smart Meter“) bei < 5 % der deutschen Haushalte (Pflicht ab 6.000 kWh/Jahr Verbrauch und bei PV-Eigenversorgern, läuft schleppend).
- **Dynamische Tarife** (Strompreis stündlich variabel) sind seit 01/2025 für alle Energieversorger Pflicht – aber Akzeptanz und Nachfrage gering.
- **Sektor-Kopplung intelligent** (Wärmepumpe steuert sich nach Strompreis, Wallbox lädt bei niedrigem Preis) ist technisch verfügbar, aber Marktdurchdringung gering.

**Internationaler Vergleich:** Italien und Schweden haben Smart-Meter-Quoten von 90 %+. Niederlande, Spanien, Frankreich bei 80 %+. **Deutschland ist hier deutlich Schlusslicht in Europa.** Die Gründe sind teilweise datenschutzrechtlich (sehr strenge Anforderungen in DE), teilweise organisatorisch (kommerzielle Smart-Meter-Gateways nur von wenigen Anbietern zertifiziert).

Dies ist eine **systemische Schwäche**, die in den nächsten Jahren aufgeholt werden muss. Smart Grids sind quantitativ ein wichtiger Hebel: Wenn 50 % der Wärmepumpen und Wallboxen nach Strompreis steuern, würde die Netzlast-Spitze um geschätzt 15–25 % geglättet, was Netzausbau-Bedarf in genau der Größenordnung reduziert.<sup>100</sup>

---

<sup>98</sup>BMWK, *Monitoring-Bericht zur Energiewende* (09/2024), [https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/abgerufen 2026-05-11](https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/abgerufen%2026-05-11)).

<sup>99</sup>BMWK, *Monitoring-Bericht zur Energiewende* (09/2024), [https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/abgerufen 2026-05-11](https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/abgerufen%2026-05-11)).

<sup>100</sup>Agora Energiewende, *Stand der Dinge 2023* (01/2024), <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/die-energiewende-in-deutschland-stand-der-dinge-2024> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* Pro-Energiewende-Think-Tank.

## 7. Knackpunkte und Ausblick

1. **HGÜ-Trassen 2027–2028** – werden den Redispatch-Druck deutlich entspannen, aber bis dahin teurer Übergang.
  2. **Verteilnetz-Engpass** – der quantitativ größere Bottleneck. Wartezeiten für PV/WP-Anschluss müssen runter, sonst bremst es den gesamten Ausbau.
  3. **Netzentgelte-Reform 2025** – politisch heikel, aber notwendig für faire regionale Verteilung.
  4. **Smart-Meter-Rückstand** – Deutschland muss bei Digitalisierung aufholen, sonst bleibt der Hebel ungenutzt.
- 

## Zusammenfassung – die fünf Befunde

1. **Das Netz ist heute der Engpass der Energiewende**, nicht die Erzeugung. Der Ausbau ist um Jahre hinter dem Erzeugungsausbau zurück.
  2. **HGÜ-Trassen werden 2027–2028 fertig** – 5–6 Jahre Verzug verursacht ~ 3 Mrd. EUR Redispatch-Kosten pro Jahr.
  3. **Verteilnetz-Engpässe** sind teilweise hausgemacht (Personal-Abbau, Trafo- Lieferzeiten, Genehmigungsverfahren).
  4. **Netzentgelte werden steigen**, der NEP sieht 320 Mrd. EUR Investitionen bis 2045. Wer das bezahlt, ist politisch zentral.
  5. **Smart-Meter-Rückstand** ist ein digitaler Hebel, den Deutschland systemisch verfehlt – Smart Grids könnten 15–25 % Netzausbau-Bedarf einsparen.
- 

## Limitations dieses Kapitels

- **Termine HGÜ-Trassen** sind Stand Q4/2024. Weitere Verzögerungen sind möglich (Klagen, Baustopps), Vorziehen unwahrscheinlich.
  - **Anschluss-Wartezeiten Verteilnetz** schwanken stark; Tabelle in Abschnitt 2 sind Erfahrungswerte aus Branchen-Berichten, keine offizielle Statistik.
  - **Netzentgelte-Tabelle** Abschnitt 4: Werte gerundet, ändern sich jährlich; exakte Werte über BNetzA-Datenbank.
  - **Smart-Meter-Quote** kann je nach Definition (alle Haushalte vs. eingeführte mME) unterschiedlich sein. Die 5 %-Aussage bezieht sich auf eingeführte Smart-Meter- Gateways nach BSI-Zertifizierung.
  - **Investitionsbedarf 320 Mrd. EUR** ist die zentrale BNetzA-Schätzung – Bandbreite in anderen Studien (BDEW, Agora) zwischen 250 und 400 Mrd. EUR. Definitionsabhängig.
- 

## Quellen

### A07 – Speicher und Flexibilität: Batterien, Pumpspeicher, Wasserstoff

#### Einleitung – warum Speicher das nächste große Thema sind

In den 2010er Jahren war die Frage „Können Wind und Solar relevante Stromanteile liefern?“ Sie ist beantwortet: ja, etwa 60 % im Mix 2024 (siehe A02). In den 2020er Jahren ist die

zentrale Frage eine andere: **Wie überbrücken wir die Stunden, Tage und Wochen, in denen weniger Wind und Sonne verfügbar sind, als gerade verbraucht wird?**

Die Antwort heißt: Speicher und Flexibilität. „Speicher„ ist dabei nicht eine einzelne Technologie, sondern ein Portfolio:

1. **Kurzfristige Speicher** (Sekunden bis Stunden): Batterien – sowohl Großspeicher als auch die Heimspeicher in PV-Haushalten, perspektivisch die BEV-Flotte als „rolling battery“.
2. **Mittelfristige Speicher** (Stunden bis Tage): Pumpspeicherwerke, Druckluftspeicher.
3. **Langfristige / saisonale Speicher** (Wochen bis Monate): Wasserstoff, eFuels, chemische Speicher.

Plus die **System-Flexibilität**: Demand-Side-Management (Industrie reduziert/verschiebt Last bei knappem Strom), flexible Verbraucher (Wärmepumpen, Wallboxen, die nach Preis steuern), Lastverschiebung über Grenzen (Import/Export).

Dieses Kapitel zeigt den Stand jeder dieser Speicher-Ebenen, ordnet die realistische Skalierung ein und benennt die kritischen Punkte.

## 1. Batteriespeicher – die schnelle Welle

Batteriespeicher haben in Deutschland seit etwa 2022 einen erheblichen Wachstumsschub erlebt. Drei Treiber: gesunkene Lithium-Ionen-Preise (LFP-Technologie ~ 100 USD/kWh Modul-Preis 2024), Volatilität am Strommarkt (Differenz Spitze/Tief bietet Geschäftsmodell), EU-Förderprogramme.<sup>101</sup>

### Installierte Batteriespeicher-Leistung Deutschland (in MW):<sup>102,103</sup>

Jahr	Großspeicher (> 1 MW)	Heimspeicher (< 30 kWh)	Gewerbespeicher	Summe
2018	60	350	50	~ 460
2020	200	950	150	~ 1.300
2022	1.000	2.500	600	~ 4.100
2024 <sup>(mitte)</sup>	4.500	6.500	1.500	~ 12.500
2025 <sup>(proj)</sup>	8.000+	8.000+	2.500+	> 18.000

Die Wachstumsraten sind bemerkenswert: **Verzehnfachung in fünf Jahren**. Vor allem Heimspeicher (gekoppelt mit PV-Aufdach-Anlagen) und Großspeicher als Energie-Markt-Akteure wachsen schnell.

<sup>101</sup>Agora Energiewende, *Stand der Dinge 2023* (01/2024), <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/die-energiewende-in-deutschland-stand-der-dinge-2024> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis*: Pro-Energiewende-Think-Tank.

<sup>102</sup>BMWK, *Monitoring-Bericht zur Energiewende* (09/2024), <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>103</sup>Agora Energiewende, *Stand der Dinge 2023* (01/2024), <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/die-energiewende-in-deutschland-stand-der-dinge-2024> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis*: Pro-Energiewende-Think-Tank.

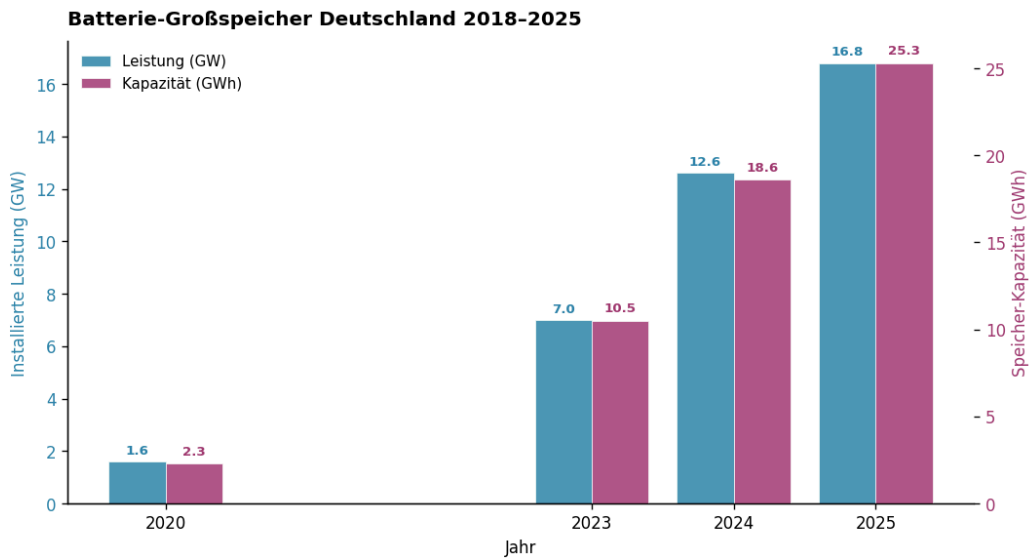


Abbildung 8: Batterie-Großspeicher Deutschland 2018–2025

Abbildung A07-1: Batterie-Speicher in Deutschland (Energy-Charts public\_power), 2018–2025. Installierte Leistung (blau, linke Achse): 0 → 16,8 GW; Speicher-Kapazität (lila, rechte Achse): 0 → 25,3 GWh. **Verdreifachung in nur zwei Jahren 2023→2025.** Datengrundlage: Fraunhofer ISE Energy-Charts API ([Q002]).

**Geschäftsmodelle Batterie-Großspeicher** in Deutschland 2024: - **Regelenergiemarkt** (Primärregelleistung, Sekundärregelleistung) – schnelle, kurze Einsätze, hochbezahlt. - **Day-Ahead/Intraday-Arbitrage** – günstig laden bei Solar-Mittag, teuer verkaufen abends. - **PV-Eigenverbrauchsoptimierung** (Heimspeicher). - **Netz-Engpass-Management** – als Alternative zu Netzausbau.

**Realistische Kapazitäts-Skalierung bis 2030:**<sup>104105</sup> - Schätzungen 60–110 GW installierte Batterie-Leistung - Speicherdauer typisch 2–4 Stunden (Lithium-Ionen optimiert für tägliche Zyklen) - **Wichtig:** Batterien lösen das Tages-Problem (Mittag laden, Abend abgeben), nicht das Tage- oder Wochen-Problem (Dunkelflaute, saisonal).

## 2. Pumpspeicher – die bewährte Lösung mit Grenzen

Pumpspeicherwerke sind die einzige wirklich großtechnisch erprobte Energiespeicher-Technologie der Welt. In Deutschland gibt es ca. 30 Pumpspeicher mit zusammen **9,8 GW Leistung** und ca. **40 GWh Energie-Speicherkapazität** (entspricht etwa 4–6 Stunden Volllast-Speicherung).<sup>106107</sup>

<sup>104</sup>BMWK, *Monitoring-Bericht zur Energiewende* (09/2024), <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>105</sup>Agora Energiewende, *Stand der Dinge 2023* (01/2024), <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/die-energiewende-in-deutschland-stand-der-dinge-2024> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* Pro-Energiewende-Think-Tank.

<sup>106</sup>BMWK, *Monitoring-Bericht zur Energiewende* (09/2024), <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/> (abgerufen 2026-05-11).

**Bestand:** Die größten Anlagen – Goldisthal (1.060 MW), Markersbach (1.045 MW), Bleiloch, Wendefurth – wurden 1965–2003 gebaut. Seit 2003 wurde **kein neues Pumpspeicherwerk** in Deutschland fertiggestellt.

**Warum kein Ausbau?** Trotz technischer Reife und niedriger Betriebskosten:

1. **Topographische Voraussetzungen** sind in Deutschland begrenzt. Mittelgebirgsregionen (Schwarzwald, Sauerland, Harz) bieten Restpotenzial, aber kein „Skalierungssprung“.
2. **Genehmigungs-Realität:** Pumpspeicherwerke greifen massiv in Landschaft und Wasserwirtschaft ein. Atdorf, Riedl, Blautal – alle nach jahrelanger Planung gestoppt.
3. **Wirtschaftlichkeit** ist tückisch: Bauinvestitionen 1.000–1.500 EUR/kW, Refinanzierung über Strompreis-Differenz Tag/Nacht. Die früheren Differenzen (Atomstrom nachts billig, Mittagstief teuer) sind heute umgekehrt (Solar-Mittag billig, Abendspitze teuer) – ändert das Lade-Profil, aber nicht zwingend die Wirtschaftlichkeit. Investoren sind trotzdem vorsichtig.

**Internationale Beispiele:** Schweiz baut Nant-de-Drance (900 MW, 2022 in Betrieb), Norwegen hat über 30 GW Pumpspeicher-Kapazität, Österreich erweitert Kaprun. Diese Länder haben strukturelle Vorteile (Berge, Wasserreichtum) – und nutzen sie auch für deutsche Bilanzen über die Stromhandels-Anbindung.

**Realistische Erwartung Deutschland bis 2035:** moderate Erweiterung bestehender Anlagen, 2–3 Neubauten möglich. Nicht der große Hebel.<sup>108</sup>

---

### 3. Wasserstoff – die saisonale Speicher-Hoffnung

Wasserstoff (H<sub>2</sub>) ist das einzige Speichermedium, das theoretisch saisonale Speicherung ermöglicht: Sommer-Überschuss-Strom aus Solar wird per Elektrolyse in H<sub>2</sub> umgewandelt, in Kavernen gespeichert, im Winter rückverstromt oder direkt in der Industrie verwendet.

Das ist die **Idee**. Die Wirklichkeit ist deutlich näher an Phase 1 als an Phase 3:<sup>109,110</sup>

**Stand 2024 – installierte Elektrolyseur-Kapazität in Deutschland:** - **0,07 GW** (70 MW) Elektrolyse-Kapazität in Betrieb (Stand 2024) - **3 GW** Ausbau-Ziel bis 2030 (Nationale Wasserstoffstrategie 2023) - **10 GW** Ziel bis 2035

**Realität des Ausbau-Tempos:** Im Jahr 2024 wurden in Deutschland etwa 0,5 GW Elektrolyse-Kapazität in „Bau-Phase,“ gebracht – also: bestellt, Standort fixiert, Bau begonnen. Inbetriebnahme der größeren Anlagen typisch 2027–2029. Der 3-GW-Pfad bis 2030 ist erreichbar, aber nicht überholt.<sup>111</sup>

---

<sup>107</sup>Agora Energiewende, *Stand der Dinge 2023* (01/2024), <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/die-energiewende-in-deutschland-stand-der-dinge-2024> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* Pro-Energiewende-Think-Tank.

<sup>108</sup>Agora Energiewende, *Stand der Dinge 2023* (01/2024), <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/die-energiewende-in-deutschland-stand-der-dinge-2024> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* Pro-Energiewende-Think-Tank.

<sup>109</sup>BMWK, *Monitoring-Bericht zur Energiewende* (09/2024), <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>110</sup>Agora Energiewende, *Stand der Dinge 2023* (01/2024), <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/die-energiewende-in-deutschland-stand-der-dinge-2024> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* Pro-Energiewende-Think-Tank.

<sup>111</sup>BMWK, *Monitoring-Bericht zur Energiewende* (09/2024), <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/> (abgerufen 2026-05-11).

**Die Wirtschaftlichkeitslücke:** Heute kostet ein Kilogramm grüner Wasserstoff in Deutschland produziert etwa 6–8 EUR/kg (das entspricht ~ 18–24 ct/kWh Energie). Importe aus Sonnenländern (Marokko, Saudi-Arabien, Chile, Australien) werden auf 3–5 EUR/kg geschätzt – aber abhängig von Transport-Kosten (Schiff, Pipeline, Ammoniak-Verpackung). Der wirtschaftliche Einsatz von H<sub>2</sub> erfordert noch entweder massiv sinkende Erzeugungskosten oder hohe CO<sub>2</sub>-Preise oder politische Förderung. Vermutlich eine Kombination aus allen drei.<sup>112</sup>

**Wo H<sub>2</sub> sinnvoll ist (Konsens):** - **Stahlindustrie** (Direktreduktion, ersetzt Hochofen-Koks) - **Chemieindustrie** (Ammoniak-Synthese, Wasserstoff als Rohstoff) - **Schwertransport** (LKW Langstrecke, Bahn-Fernverkehr ohne Oberleitung) - **Reserve-/Backup-Kraftwerke** (saisonale Stromspeicherung) - **Schifffahrt + Luftfahrt** (eFuels, Sustainable Aviation Fuels)

**Wo H<sub>2</sub> ineffizient ist (auch Konsens):** - **PKW** (Direkt-BEV ist 3–4× energieeffizienter) - **Raumwärme im Privatbereich** (Wärmepumpe ist 5–6× energieeffizienter)

Die Frage „wo H<sub>2</sub> – wo Elektrifizierung,“ ist die zentrale Strategie-Frage und wird in Modul B09 (Argument „Wasserstoff macht alles möglich“) vertieft.

---

#### 4. Sektorkopplung als Speicher – die unsichtbare Welle

Eine oft übersehene Speicher-Ebene ist die Sektor-Verkopplung: Wenn Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge, Wasserstoff-Elektrolyse alle nach Strompreis steuern, wird das gesamte System flexibler. Beispiele:<sup>113</sup>

**Elektrofahrzeuge als „rolling battery,“:** - Stand 2024: ~ 1,5 Mio. reine BEV in Deutschland, jeweils typisch 60 kWh Batterie = **90 GWh Speicher-Volumen rollend**. - Bei flächendeckendem bidirektionalem Laden (V2G / V2H) würden BEVs zu Heim- und Netz-Speichern. - Technische Standards (ISO 15118-20) sind seit 2022 fertig, Hardware-Hochlauf langsam. - 2025–2030 wird hier eine erhebliche Welle erwartet.

**Wärmepumpen mit Wärmespeicher:** - Eine Wärmepumpe mit Pufferspeicher (gepuffertes Heizungswasser) verschiebt Heizungsstrom-Bedarf um 4–6 Stunden. - Bei 1 Mio. solcher Wärmepumpen → 4–6 GW flexible Last. - Beachtlich: Die Wärmepumpen-Hochlauf-Welle 2022/2023 hat ca. 350.000 Wärmepumpen zusätzlich gebracht; Bestand 2024 ca. 1,7 Mio. Wärmepumpen, davon ein Teil mit flexibler Steuerung.<sup>114</sup>

**Industrie-Lastverschiebung:** - Energieintensive Verfahren (Aluminium-Elektrolyse, Chlor-Alkali-Elektrolyse, einige Stahlföfen) können kurzzeitig drosseln oder ausschalten. - Wird vermarktet über Regelenergiemarkt + Spezial-Verträge mit Netzbetreibern. - Volumen 2024: ca. 2–3 GW abrufbare Industrieflexibilität.

**Summe-Schätzung Sektor-Flexibilität 2030:** Bei realistischer Annahme (50 % BEV-Flotte flexibel ladend, 60 % der Wärmepumpen smart gesteuert, Industrie auf Stand 2024 + Wachs-

---

<sup>112</sup>Agora Energiewende, *Stand der Dinge 2023* (01/2024), <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/die-energiewende-in-deutschland-stand-der-dinge-2024> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* Pro-Energiewende-Think-Tank.

<sup>113</sup>Agora Energiewende, *Stand der Dinge 2023* (01/2024), <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/die-energiewende-in-deutschland-stand-der-dinge-2024> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* Pro-Energiewende-Think-Tank.

<sup>114</sup>BMWK, *Monitoring-Bericht zur Energiewende* (09/2024), <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/> (abgerufen 2026-05-11).

tum) liegt das **flexible Lastpotenzial bei ~ 20–30 GW** – größer als jeder konventionelle Speicherbeitrag.<sup>115</sup> Diese Zahl wird in der öffentlichen Debatte chronisch unterschätzt.

---

## 5. Internationale Vergleiche – was funktioniert anderswo

Andere Länder zeigen, was möglich ist:<sup>116</sup>

- **Kalifornien, USA:** > 13 GW Batteriespeicher Ende 2024 (in 5 Jahren von 1 GW auf 13 GW). Hat 2024 zum ersten Mal Erdgas-Spitzenkraftwerke verdrängt während der abendlichen Spitzenlast.
- **Australien (South Australia):** > 35 % Strom aus Solar+Wind, mehrere Großspeicher, funktioniert mit nur 1,7 Mio. Einwohnern. Hornsdale Power Reserve (Tesla, 150 MW/194 MWh) als Showcase.
- **UK:** Pumpspeicher Bestand niedrig (1 GW), aber Wachstum bei Batterien dynamisch (~ 5 GW Ende 2024).
- **Texas, USA:** trotz fehlender föderaler Politik weltweit größter Wind-Boom + schnellstes Batteriewachstum.

**Was diese Beispiele zeigen:** Batteriewachstum geht **deutlich schneller** als politisch antizipiert, sobald das Geschäftsmodell stimmt. Deutschland ist in 2024 in einer Beschleunigungsphase – die nächsten zwei Jahre werden zeigen, wie schnell die Skalierung kommt.

---

## 6. Knackpunkte und Ausblick

1. **Batterie-Großspeicher-Boom 2025–2027** – wird wahrscheinlich schneller skalieren als die meisten BMWK-Szenarien annehmen. Sollte aktiv flankiert werden (Netzanschluss-Kapazitäten, Förderung).
  2. **H<sub>2</sub>-Kavernen + Pipelines** – ohne diese Infrastruktur kein saisonaler Speicher. Hochlauf-Initiative bis 2030 ist tight.
  3. **V2G** – wird in der Öffentlichkeit unterschätzt, technisch bereit. Politische Rahmensetzung 2025 entscheidend.
  4. **Smart-Steuerung** (siehe A06 Abschnitt 6) – ohne digitale Steuerung kein flexibles Speichersystem. Hier hängt Deutschland nach.
- 

## Zusammenfassung – die fünf Befunde

1. **Batteriespeicher boomen.** Verzehnfachung 2019–2024, weitere Verdoppelung bis 2026 wahrscheinlich. Lösen das Tagesproblem.
2. **Pumpspeicher bleibt Bestand-Lösung.** Kein wesentlicher Neubau in Deutschland möglich, internationale Anbindung (Norwegen) wichtiger.
3. **Wasserstoff ist die saisonale Hoffnung, noch nicht die Realität.** 70 MW heute, 3 GW Ziel 2030 – anspruchsvoll aber erreichbar.

---

<sup>115</sup>Agora Energiewende, *Stand der Dinge 2023* (01/2024), <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/die-energiewende-in-deutschland-stand-der-dinge-2024> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* Pro-Energiewende-Think-Tank.

<sup>116</sup>IEA, *World Energy Investment 2024*, <https://www.iea.org/> (abgerufen 2026-05-11). *Globale Cleantech-Investitionen.*

4. **Sektor-Kopplung ist der größte unterschätzte Flexibilitätshebel.** BEV V2G, Wärmepumpen, Industrie zusammen: 20–30 GW flexible Last bis 2030.
  5. **Internationale Beispiele zeigen: Batteriewachstum geht schneller als geplant.** Kalifornien, Australien, Texas. Deutschland zieht nach, sollte aktiv flankieren.
- 

### Limitations dieses Kapitels

- **Batterie-Statistik** ist branchenbasiert, BMWK-Zahlen weichen leicht ab. Sehr schnelle Veränderungen, Daten teilweise binnen Monaten überholt.
  - **H<sub>2</sub>-Kosten** sind extrem volatil und annahmen-getrieben (Stromkosten der Elektrolyse, Skalen-Effekte, Transport). Bandbreite in Schätzungen erheblich.
  - **V2G-Potenzial** Abschnitt 4: Schätzwerte basieren auf 100 % der BEV-Flotte mit bidirektionalem Laden, das ist optimistisch. Realistische Werte 30–50 % bis 2030.
  - **Internationaler Vergleich** ist selektiv (positive Beispiele). Modul D wird vollständiger vergleichen, auch mit Ländern wo der Speicher-Hochlauf langsam ist.
  - **Wirtschaftlichkeit Batterie-Großspeicher** kann sich mit Marktdesign ändern. Aktuell gutes Geschäftsmodell, abhängig von Strompreis-Volatilität.
- 

### Quellen

## A08 — Sektorkopplung: Wärme, Verkehr, Industrie auf Strom-Basis

### Einleitung — die zweite Hälfte der Energiewende

Wenn der Stromsektor (siehe A02) bereits zu ~ 60 % erneuerbar ist, der Endenergieverbrauch gesamt aber nur zu ~ 22 % erneuerbar, dann liegt der eigentliche Hebel der Energiewende nicht mehr beim Strom — sondern in den **anderen 80 % des Energieverbrauchs**: Wärme, Verkehr, Industrie.<sup>117</sup>

Die zentrale Strategie heißt **Sektorkopplung**: Anwendungen, die heute fossil betrieben werden (Heizöl, Erdgas, Benzin, Diesel, Kohle in der Industrie), werden auf Strom umgestellt — direkt oder indirekt über Wasserstoff. Damit wandert der Energieverbrauch in den Stromsektor, der dann **gleichzeitig wachsen und dekarbonisieren** muss. Das ist die zentrale ökonomisch-technische Aufgabe der 2020er und 2030er Jahre.

Dieses Kapitel zeigt den Stand in den drei Sektoren Wärme, Verkehr, Industrie, ordnet die Skalierungs-Geschwindigkeit ein und benennt die kritischen Engpässe.

---

### 1. Wärme — die Hälfte des Energieverbrauchs

Der Wärmesektor (Raumwärme + Prozesswärme niedrige/mittlere Temperatur + Warmwasser) macht etwa **50 % des deutschen Endenergieverbrauchs** aus. Davon entfallen ca. 75 % auf fossile Energieträger (Erdgas, Heizöl), nur ca. 17 % auf Erneuerbare (Holz, Solarthermie,

---

<sup>117</sup> AGEB — Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, *Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990-2024*, <https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/bilanzen-1990-bis-2030/> (abgerufen 2026-05-11).

Wärmepumpen mit erneuerbarem Strom).<sup>118119</sup>

### 1.1 Wärmepumpen-Hochlauf – eine Welle in Wellen

Die zentrale Technologie zur Wärme-Dekarbonisierung ist die Wärmepumpe (Luft-Wasser-, Sole-Wasser-, Grundwasser-Wärmepumpe). Sie nutzt Umweltwärme und hebt sie mit Strom auf Heizniveau – typischer Wirkungsgrad (Jahresarbeitszahl JAZ) bei modernen Anlagen 3,0–4,5, d.h. eine kWh Strom liefert 3–4,5 kWh Wärme.

#### Wärmepumpen-Absatz Deutschland (Stückzahlen/Jahr):<sup>120121</sup>

Jahr	Absatz (Tsd. Stück)	Anmerkung
2018	84	Beginn dynamisches Wachstum
2020	120	
2021	154	
2022	236	Beginn Wärmewende-Welle
<b>2023</b>	<b>356</b>	<b>Rekordjahr – Heizungsgesetz-Effekt vorgezogen</b>
<b>2024</b>	<b>~ 190</b>	<b>Einbruch durch Heizungsgesetz-Debatte + Förderkürzung</b>
<b>2025</b>	<b>~ 300</b>	<b>Erholung um +58 % – Marktanteil 50 % an Heizungs-Verkäufen</b>

**Update 2025 – der Markt erholt sich:** Nach dem politik-induzierten Einbruch 2024 ist der Wärmepumpen-Absatz 2025 wieder kräftig gestiegen: **etwa 300.000 verkaufte Geräte (BWP-Statistik via Agora 2025).**<sup>122</sup> Damit erreichen Wärmepumpen erstmals einen Marktanteil von **~50 %** an den deutschen Heizungs-Verkäufen – und überholen Gaskessel-Verkäufe (~290.000 Geräte, –30 % ggü. 2024) erstmals in Deutschland. Ölkessel-Verkäufe brachen auf <25.000 Geräte ein (–75 % ggü. 2024).

Der Einbruch 2024 ist eines der lehrreichsten Beispiele für politik-induzierte Vertrauenskrise: Nach der politisch destruktiven Heizungsgesetz-Debatte 2023, der Förderkürzung Jan 2024 und der allgemeinen Verunsicherung kauften Haushalte und Bauträger deutlich weniger

<sup>118</sup>AGEB – Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, *Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990-2024*, <https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/bilanzen-1990-bis-2030/> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>119</sup>Agora Energiewende, *Stand der Dinge 2023* (01/2024), <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/die-energiewende-in-deutschland-stand-der-dinge-2024> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* Pro-Energiewende-Think-Tank.

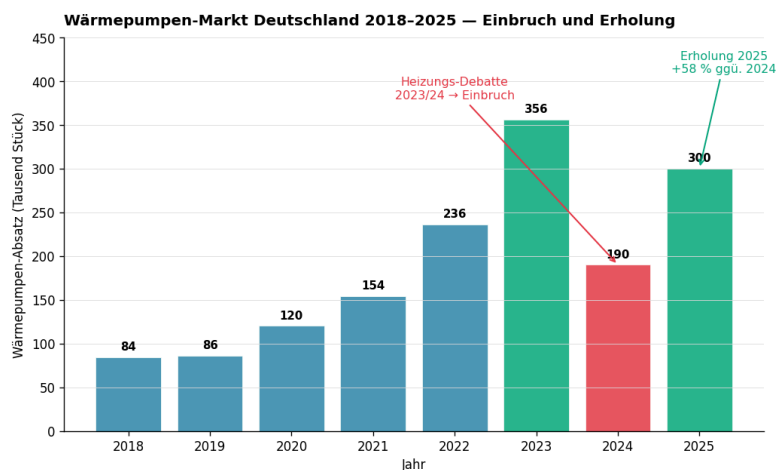
<sup>120</sup>BMWK, *Monitoring-Bericht zur Energiewende* (09/2024), <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>121</sup>Agora Energiewende, *Stand der Dinge 2023* (01/2024), <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/die-energiewende-in-deutschland-stand-der-dinge-2024> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* Pro-Energiewende-Think-Tank.

<sup>122</sup>Agora Energiewende, *Stand der Dinge 2023* (01/2024), <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/die-energiewende-in-deutschland-stand-der-dinge-2024> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* Pro-Energiewende-Think-Tank.

Wärmepumpen – und teilweise wieder mehr Gasheizungen, obwohl die Trendwirkung des CO<sub>2</sub>-Preises in den nächsten 10 Jahren das Gegenteil rationaler Wirtschaftlichkeits-Rechnung ergibt. Die **Erholung 2025** zeigt, dass die strukturelle Marktlogik intakt ist – sobald die politische Verunsicherung nachlässt, kehrt der Markt zurück.

**Politik-Ziel:** 6 Mio. Wärmepumpen bis 2030, 500.000 Neuanlagen pro Jahr. Aktueller Bestand Anfang 2025: ~ **1,7 Mio. Wärmepumpen (BWP)**.<sup>123</sup> Bei Abriss-Rate ~ 50.000/Jahr und Absatz 2025 von 300k → Netto-Zuwachs ca. 250k/Jahr. Bis 2030 wären damit ca. 3,2 Mio. erreichbar – **deutlich unter dem 6-Mio.-Ziel**. Der Hochlauf muss noch weiter beschleunigt werden, idealerweise auf 500.000/Jahr.<sup>124</sup>



Quelle: Bundesverband Wärmepumpe (BWP), via Agora 'Stand der Dinge 2025'. Rekord 2023 (356k) → Einbruch 2024 (190k, -47%) → Erholung 2025 (300k, +58%); erstmals 2025 mehr Wärmepumpen als Gaskessel.

Abbildung 9: Wärmepumpen-Markt Deutschland 2018–2025

Abbildung A08-1: Wärmepumpen-Absatz Deutschland 2018–2025. Rekordjahr 2023 (356k, grün) → politik-induzierter Einbruch 2024 (190k, rot, -47 %) → Erholung 2025 (300k, grün, +58 %). **Erstmals 2025 mehr Wärmepumpen als Gaskessel verkauft.** Datengrundlage: BWP via Agora ‚Stand der Dinge 2025‘ ([Q008]).

## 1.2 Gebäudeenergie-Gesetz (GEG) – der gesetzliche Rahmen

Das Gebäudeenergie-Gesetz (GEG), in der Fassung von 2024 (vom „Heizungsgesetz“, 2023 abgeleitet), regelt seit Januar 2024:

- **Neubauten:** Heizung muss zu 65 % mit erneuerbarer Energie betrieben werden (in der Praxis: Wärmepumpe, Pellet/Holz, Solarthermie + Backup).
- **Bestand:** Schrittweiser Übergang bis 2045 (Verpflichtung beim Defekt der alten Anlage, abhängig von kommunaler Wärmeplanung).
- **Kommunale Wärmeplanung:** Bis 2026 (Großstädte) bzw. 2028 (kleinere Kommunen) Pflicht. Davon abhängig: Klarheit über Fernwärme- vs. Wärmepumpen-Strategie pro Gebiet.

Wichtige Differenzierung gegen Medien-Verkürzungen: - **Verboten** ist die fossile Heizung im Neubau (ab 2024 ohne 65%-EE-Anteil) und im Bestand erst nach 2028 in nachweislich

<sup>123</sup>Agora Energiewende, *Stand der Dinge 2023* (01/2024), <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/die-energiewende-in-deutschland-stand-der-dinge-2024> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* Pro-Energiewende-Think-Tank.

<sup>124</sup>BMWK, *Monitoring-Bericht zur Energiewende* (09/2024), <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/> (abgerufen 2026-05-11).

Fernwärme-Gebieten. - **Nicht verboten** sind bestehende Gas- oder Ölheizungen – sie können weiterbetrieben und repariert werden, müssen aber bei größeren Erneuerungen die Regel beachten. - **Pflicht zu „Klimagas„**: Falls Bestands-Gasheizungen über 2028 hinaus betrieben werden, müssen sie ab 2029 stufenweise einen Bio-Methan- oder H<sub>2</sub>-Anteil verwenden (ggf. kompliziert in der Praxis).

Diese Differenzierung wurde 2023 in der öffentlichen Debatte selten korrekt vermittelt. Folge: Verunsicherung, Vertrauensverlust, Marktverwerfungen (siehe Wärmepumpen-Einbruch 2024).

### 1.3 Fernwärme – die unterschätzte Säule

Etwa 14 % der deutschen Wohnungen werden über Fernwärme beheizt – bisher zu großen Teilen fossil-gefeuert (Erdgas, Kohle-KWK).<sup>125</sup> Die kommunalen Wärmeplanungen sollen festlegen, in welchen Stadtgebieten Fernwärme die Lösung ist (Verdichtungs-Gebiete, Industrie-Abwärme verfügbar) und in welchen Wärmepumpen primär (Einfamilienhaus-Bereiche).

**Dekarbonisierung der Fernwärme:** Möglich über: - **Geothermie** (München, Schwerin, Aachen – Vorzeigeprojekte) - **Industrielle Abwärme** (Großchemie, Stahl) - **Großwärmepumpen** (Fluss-/See-Wärme als Quelle) - **Solarthermie** im großen Maßstab (Dänemark-Modell) - **Wasserstoff/Bio-Methan** (langfristig, teurer)

Stand 2024: Großwärmepumpen-Projekte und Geothermie-Projekte sind im Hochlauf, viele Stadtwerke haben Transformations-Pläne – aber die Skalierung ist gering im Vergleich zum Sanierungsbedarf des Bestands.

---

## 2. Verkehr – der Problemsektor

Der Verkehrssektor ist der schwierigste Sektor der Energiewende. Etwa **30 % des Endenergieverbrauchs**, ~ 95 % davon fossil (Benzin, Diesel, Kerosin, Schweröl).<sup>126</sup> Trotz aller Bemühungen sind die Verkehrsemissionen seit 1990 nur um ~ 11 % gefallen (siehe A03 Abschnitt 2).

### 2.1 Elektromobilität – schneller Hochlauf, hinter Plan Bestand BEV (rein-elektrische Pkw) in Deutschland:<sup>127</sup>

---

<sup>125</sup>AGEB – Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, *Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990-2024*, <https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/bilanzen-1990-bis-2030/> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>126</sup>AGEB – Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, *Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990-2024*, <https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/bilanzen-1990-bis-2030/> (abgerufen 2026-05-11).

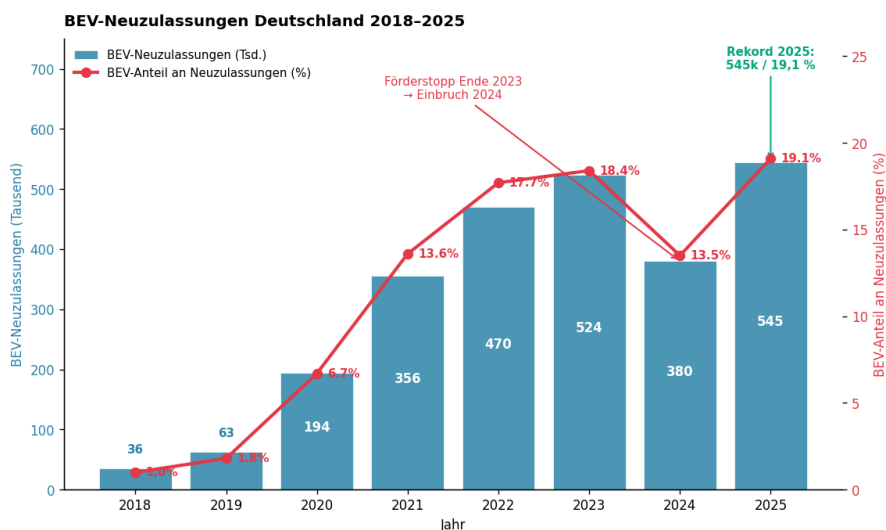
<sup>127</sup>BMWK, *Monitoring-Bericht zur Energiewende* (09/2024), <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/> (abgerufen 2026-05-11).

Jahr	BEV-Bestand (Tsd.)	Anteil an Pkw-Bestand	BEV-Neuzulassungs-Anteil
2020	309	0,7 %	6,7 %
2022	1.013	2,1 %	17,7 %
2023	1.408	2,9 %	18,4 %
2024	~ 1.550	~ 3,2 %	13,5 % (Förder-Stopp)
<b>2025</b>	<b>~ 2.050</b>	<b>~ 4,2 %</b>	<b>19,1 % (Rekord)</b>

Plus etwa 900.000 Plug-in-Hybride (PHEV, die meist als zweiter Verbrenner genutzt werden und im realen Fahrbetrieb wenig elektrisch fahren).

**Update 2025 – der Markt erholt sich: 545.142 BEV-Neuzulassungen 2025** (KBA-Jahresbilanz 01/2026) – **+43,2 % ggü. 2024**, höchster Wert je. Marktanteil **19,1 %** an Pkw-Neuzulassungen.<sup>128</sup> Treiber: EU-Flottenregulierung 2025 (niedrigere CO<sub>2</sub>-Grenzwerte für Hersteller), neue günstigere BEV-Modelle (VW ID.2, Renault 5, Citroen e-C3), Kostenanstieg der Verbrenner-Wartung.

**Politik-Ziel:** 15 Mio. BEV bis 2030 (Koalitionsvertrag 2021). Bei BEV-Bestand 2,05 Mio. Anfang 2026 und Neuzulassungs-Rate 545k/Jahr → linear ergibt das ca. 5 Mio. bis 2030 – **immer noch deutlich hinter Plan (15 Mio.)**, aber der Pfad ist nicht mehr stagniert. ZDK-Prognose für 2026: BEV-Anteil 20-25 %.<sup>129</sup>



Quelle: KBA Pressemitteilungen 2018–2026 (Jahresbilanz 2025: 01/2026). EU-Flottenregulierung 2025 (niedrigere CO<sub>2</sub>-Grenzwerte für Hersteller) hat den BEV-Markt 2025 stark beschleunigt: +43% ggü. 2024.

Abbildung 10: BEV-Neuzulassungen Deutschland 2018–2025

Abbildung A08-2: BEV-Neuzulassungen Deutschland 2018–2025. Absolute Zahlen (blaue Balken, linke Achse) und prozentualer Anteil an Pkw-Neuzulassungen (rote Linie, rechte Achse). Der

<sup>128</sup>BMWK, *Monitoring-Bericht zur Energiewende* (09/2024), <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>129</sup>BMWK, *Monitoring-Bericht zur Energiewende* (09/2024), <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/> (abgerufen 2026-05-11).

*Förderstopp Ende 2023 führte zum 2024er-Einbruch (380k, 13,5 %); 2025 ist mit 545.142 BEV und 19,1 %-Anteil ein Rekordjahr. Datengrundlage: KBA Pressemitteilungen 2018–2026.*

**Gründe für den Rückstand zum 15-Mio.-Ziel:** - BEV-Förderung („Umweltbonus,“) Ende 2023 abrupt gestoppt → Markteinbruch 2024 - Hohe Anschaffungspreise (real-Käuferpreis nach Förderung) für viele Modelle weiter über Verbrennern - Ladeinfrastruktur ausreichend für aktuelle Flotte, aber lokal unterschiedlich - BEV-skeptische Mediendiskussion 2023/2024 hat Erwartungen gedämpft

## 2.2 Ladeinfrastruktur

**Stand Ende 2024:** ca. 145.000 öffentliche Ladepunkte (davon ~ 35.000 Schnellladepunkte > 50 kW).<sup>130</sup> Plus geschätzt 1,5–2 Mio. private Wallboxen.

Die Bundesnetzagentur sieht die Ladeinfrastruktur aktuell als **ausreichend** für die 1,5 Mio. BEV — das Verhältnis Fahrzeuge zu Ladepunkten ist eines der besten weltweit. Bei 15 Mio. BEV in 2030 bräuchte es etwa 1 Mio. öffentliche Ladepunkte — Ausbaurrate muss sich versechsfachen.

## 2.3 Schienenverkehr

Die Deutsche Bahn ist seit 2018 zu ~ 65 % mit Bahnstrom aus Erneuerbaren betrieben (im Mix mit konventionellen Quellen — Bahnstrom-Netz ist nicht 1:1 öffentliches Netz).<sup>131</sup> Ziel für 2038 ist 100 % erneuerbarer Bahnstrom.

Größere Hebel beim Schienenverkehr sind: - **Modal Shift** (vom Pkw/Lkw auf Schiene) — politische Vereinbarungen liegen vor, Umsetzung schwierig. - **Bahn-Infrastruktur-Sanierung** (großes Programm 2024–2030, ~ 16 Mrd. EUR jährlich) — ermöglicht überhaupt erst mehr Verkehrsleistung.

## 2.4 Schwertransport, Schifffahrt, Luftfahrt — die schwer-elektrifizierbaren Sektoren

- **LKW Langstrecke:** Hier wird in den nächsten 10 Jahren entschieden, ob es BEV-LKW (Daimler, Volvo, MAN, Tesla Semi), Brennstoffzellen-LKW (Hyzon, Nikola) oder beides wird. EU-Verordnung 2024 reguliert THG-Grenzwerte für LKW-Flotten.
- **Schifffahrt:** eFuels (Methanol, Ammoniak) als realistische Option, BEV nur für Kurzstrecke/Fähren.
- **Luftfahrt:** Sustainable Aviation Fuels (SAF), Wasserstoff für Kurzstrecke experimentell. Hauptproblem: Skalierung der eFuel-Produktion.

Alle drei Sektoren sind Investitionsbedürftig und werden in den 2030er Jahren entscheidende Phase erreichen.

---

## 3. Industrie — Transformation in vollem Gang

Der Industriesektor ist überraschenderweise **am weitesten in der Dekarbonisierungs-Planung**, auch wenn die operative Umsetzung gerade erst beginnt. Drei Hauptbereiche.<sup>132133</sup>

---

<sup>130</sup>BMWK, *Monitoring-Bericht zur Energiewende* (09/2024), <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>131</sup>BMWK, *Monitoring-Bericht zur Energiewende* (09/2024), <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>132</sup>BMWK, *Monitoring-Bericht zur Energiewende* (09/2024), <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/> (abgerufen 2026-05-11).

### 3.1 Stahlindustrie – die Direkt-Reduktion mit Wasserstoff

Deutschland hat ~ 40 Mio. t Stahlproduktion pro Jahr (~ 5 % der weltweiten Produktion), mit hohem CO<sub>2</sub>-Fußabdruck (~ 56 Mio. t CO<sub>2</sub>/Jahr, ~ 8 % der deutschen Industrie-Emissionen). Der Pfad zur grünen Stahlerzeugung:

- **ThyssenKrupp Duisburg:** Direktreduktionsanlage „tkH2Steel,, – geplante Inbetriebnahme 2027. Investition ca. 3 Mrd. EUR, davon ~ 2 Mrd. staatliche Förderung (Bund + Land NRW).
- **Salzgitter Flachstahl:** „SALCOS,, Programm – schrittweise Umstellung 2026–2033.
- **ArcelorMittal Bremen + Eisenhüttenstadt:** Direktreduktionsanlagen in Planung.

**Hauptengpass:** ausreichend grüner Wasserstoff in der Region. Ohne H<sub>2</sub>-Anbindung funktioniert keine dieser Anlagen wirtschaftlich (siehe A07).

### 3.2 Chemieindustrie

- **Ammoniak-Synthese** (für Düngemittel, Industrierohstoff): heute aus „grauem H<sub>2</sub>“ (Erdgas-Reformierung), Umstellung auf grünes H<sub>2</sub> möglich.
- **Olefin- und Aromaten-Produktion** (Basischemie): braucht Hochtemperatur-Wärme → elektrisch beheizte Cracker (BASF Ludwigshafen Pilot) oder grüner H<sub>2</sub>.
- **Methanol-Synthese:** als Plattform-Chemikalie aus CO<sub>2</sub> und grünem H<sub>2</sub> – Pilotanlagen, Skalierung ab 2030.

### 3.3 Glas, Zement, Aluminium

- **Zement:** schwierigster Industriebereich; Prozess-Emissionen (CO<sub>2</sub> aus Kalkstein, unvermeidlich) machen ~ 60 % der CO<sub>2</sub>-Emissionen aus. Lösung: CCS (siehe Modul B11) oder Reduktion der Zementproduktion (alternative Bindemittel).
- **Glas:** elektrische Schmelzwanne technisch verfügbar (z.B. AGC, Schott), Skalierung langsam.
- **Aluminium:** Elektrolyse-Verfahren bereits stromintensiv – Dekarbonisierung über grünen Strom (Trimet, Rheinwerk Hamburg).

### 3.4 Carbon Contracts for Difference (CCfD)

Ein zentraler politischer Mechanismus für die Industrie-Transformation: **Klimaschutz-Verträge** („Klimaschutz-Differenzverträge“). Der Staat garantiert für 15 Jahre die Differenz zwischen dem aktuellen ETS-CO<sub>2</sub>-Preis und dem im Vertrag fixierten Vermeidungs-Kostenpreis. Damit haben Unternehmen Planungssicherheit für die Mehrkosten der Umstellung.

**Stand 2024:** Erste Ausschreibungsrunde abgeschlossen, ~ 4 Mrd. EUR Volumen, mehrere Industriestandorte bezuschlagt. Folgerunden 2025/2026 geplant.<sup>134</sup>

---

## 4. Strom-Mehrbedarf durch Elektrifizierung – die zentrale Kennzahl

Wenn Wärme, Verkehr, Industrie auf Strom umgestellt werden, **steigt der Stromverbrauch**. Wie viel?

---

<sup>133</sup>Agora Energiewende, *Stand der Dinge 2023* (01/2024), <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/die-energiewende-in-deutschland-stand-der-dinge-2024> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* Pro-Energiewende-Think-Tank.

<sup>134</sup>BMWK, *Monitoring-Bericht zur Energiewende* (09/2024), <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/> (abgerufen 2026-05-11).

## Stromverbrauch Deutschland (TWh/Jahr):<sup>135136</sup>

Jahr	Bruttostromverbrauch	Anmerkung
2015	597	Vor-Pandemie-Niveau
2020	543	Corona-Delle
2023	504	Industrierezession + Effizienz
<b>2030 Szenarien (BMWK)</b>	<b>~ 750</b>	inkl. Sektorkopplung
<b>2045 Szenarien (klima-neutral)</b>	<b>~ 1.000</b>	Vollelektrifizierung + H <sub>2</sub> -Erzeugung

**Was bedeutet das?** Der Stromsektor muss sich **bis 2045 verdoppeln** – bei gleichzeitiger vollständiger Dekarbonisierung. Das ist die zentrale Herausforderung: 80 % EE 2030 und ~ 100 % EE 2040 reichen nicht, wenn parallel der Stromverbrauch um 50 % wächst. Der Erneuerbaren-Ausbau muss schneller wachsen als der Strombedarf.

Realistisch erfordert das einen jährlichen EE-Zubau in einer Größenordnung, die 2024 zwar beim Solar (ca. 17 GW PV-Neuinstallation) erreicht wird, aber beim Wind onshore (ca. 4,5 GW) noch deutlich zu langsam ist.

---

## 5. Knackpunkte und Ausblick

1. **Wärmepumpen-Hochlauf** – muss von 190.000 (2024) auf 400.000 pro Jahr steigen. Politische Verlässlichkeit + Förderprogramm sind die zentralen Stellgrößen.
2. **BEV-Hochlauf** – 70 %-Neuzulassungsanteil bis 2030 ist sehr ambitioniert. Ohne Förderpolitik + günstige Modelle (chinesische Konkurrenz!) schwer zu erreichen.
3. **Industrie-Wasserstoff-Anbindung** – kein grüner Stahl ohne H<sub>2</sub>-Pipeline. Tight bis 2027.
4. **Strom-Mehrbedarf bis 2045 verdoppelt** – der Erneuerbaren-Ausbau muss entsprechend skalieren. Wind onshore ist der Engpass.

---

## Zusammenfassung – die fünf Befunde

1. **Sektorkopplung ist die eigentliche Hauptarbeit der nächsten 20 Jahre.** Der Stromsektor ist nur 20 % des Endenergie-VB; die anderen 80 % zu dekarbonisieren ist die Aufgabe.
2. **Wärmepumpen-Hochlauf 2024 hinter Plan.** Politik-induzierter Vertrauensverlust hat die Welle gebremst.
3. **BEV-Hochlauf 2024 hinter Plan.** Förderung-Stop Ende 2023 brachte Markteinbruch.
4. **Industrie-Transformation ist auf gutem Weg.** CCfD + Direkt-Reduktions-Anlagen laufen an, aber kritisch abhängig von H<sub>2</sub>-Verfügbarkeit.
5. **Stromverbrauch wird sich bis 2045 verdoppeln.** Der EE-Ausbau muss schneller sein.

---

<sup>135</sup>BMWK, *Monitoring-Bericht zur Energiewende* (09/2024), <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>136</sup>Agora Energiewende, *Stand der Dinge 2023* (01/2024), <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/die-energiewende-in-deutschland-stand-der-dinge-2024> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* Pro-Energiewende-Think-Tank.

## Limitations dieses Kapitels

- **Stromverbrauchs-Szenarien 2030/2045** weichen je nach Studie ab. BMWK Langfristszenarien, Agora-Szenarien, BDI-Szenarien – Bandbreite ~ 700–1.100 TWh für 2045. Methodische Vergleichsanalyse wäre eigenes Kapitel wert.
- **Wärmepumpen-Statistik** ist BWP-basiert (Branchenverband); Energiewirtschaft hat etwas abweichende Zahlen.
- **BEV-Bestand** Stand Q4/2024. Daten ändern sich monatlich.
- **Industrie-Transformations-Projekte** sind oft mit Verzögerungen behaftet. Die genannten Inbetriebnahme-Daten sind Stand Q4/2024, weitere Verzögerungen erwartbar.
- „**BEV-Hochlauf hinter Plan**„ ist eine Wertung. Es gibt Stimmen die argumentieren, ein langsamerer organischer Hochlauf sei sozial verträglicher. Hier kommt die Wertung aus dem Klimaschutzgesetz-Sektorziel Verkehr.

---

## Quellen

### A09 – Aktuelle Knackpunkte: Industriestrompreis, Kapazitätsmarkt, Wasserstoff, Kohleausstieg

#### Einleitung – wo es 2025/2026 entschieden wird

Die acht Kapitel A01–A08 haben den Stand und die strukturellen Eigenschaften der deutschen Energiewende dargestellt. Dieses abschließende Modul-A-Kapitel benennt **die fünf Knackpunkte, an denen sich 2025/2026 entscheidet**, ob das Tempo gehalten oder verloren wird. Sie sind die Brücke zu Modul B (wo die Lobby-Argumente zu genau diesen Themen geprüft werden) und Modul C (wo die politischen und bürokratischen Verzögerungs-Muster ausgearbeitet sind).

Die fünf Knackpunkte:

1. **Industriestrompreis** – Subvention oder Marktdesign?
2. **Kapazitätsmarkt** – wie wird gesicherte Leistung finanziert?
3. **Wasserstoff-Hochlauf** – bekommt die Industrie rechtzeitig grünen H<sub>2</sub>?
4. **Kohleausstieg 2030 vs 2038** – politisches Versprechen vs. gesetzliche Realität
5. **Klimaschutzgesetz nach der Reform 2024** – Verbindlichkeit oder Show?

---

#### 1. Industriestrompreis – die zentrale politökonomische Debatte

Seit 2023 läuft eine Debatte über einen vergünstigten Industriestrompreis für die rund 600 energieintensivsten deutschen Unternehmen. Die Argumente:

**Pro Industriestrompreis** (BDI, BDEW, IG-BCE, einige Bundesländer):<sup>137</sup> - Die deutsche Industrie hat im internationalen Vergleich höhere Strompreise als Wettbewerber (USA: ~ 6 ct/kWh Industrie; Frankreich: ~ 9 ct/kWh; Deutschland: ~ 12 ct/kWh für Großverbraucher mit Ausnahmen; China: subventionsabhängig variabel). - Stromintensive Branchen (Chemie, Stahl, Glas, Papier, Aluminium) sind die Industrie-Basis für nachgelagerte Wertschöpfung in Deutschland. - Ohne Strompreis-Brücke droht Standortverlagerung („Carbon Leakage„). - Die

---

<sup>137</sup>BMWK, *Monitoring-Bericht zur Energiewende* (09/2024), <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/> (abgerufen 2026-05-11).

Transformation der Industrie (siehe A08) braucht Investitions-Anreize bei gleichzeitig hohen Stromkosten – das ist ein Widerspruch ohne Brückenfinanzierung.

**Contra Industriestrompreis** (DIW, ifo, einige FDP-Politiker, Umweltverbände):<sup>138</sup> - Eine Subvention setzt das CO<sub>2</sub>-Preis-Signal außer Kraft – gerade in der Industrie, wo es am stärksten wirken soll. - Industriestrompreis ist eine **Pauschalförderung** – Unternehmen, die nicht transformieren, bekommen den Preisvorteil genauso wie transformierende. - Bessere Lösung: gezielte Förderung der Transformation (Carbon Contracts for Difference, siehe A08 Abschnitt 3.4), die nur bei nachweislicher Umstellung greift. - Internationale Wettbewerbsstörung wird durch CBAM (CO<sub>2</sub>-Grenzausgleich, ab 2026) bereits adressiert. - Sozialpolitisch unfair: warum 600 Großunternehmen entlasten, aber nicht Mittelstand und Privatpersonen?

**Stand der Diskussion Q4/2024:** - Politisches Patt zwischen SPD (für Industriestrompreis) und FDP (gegen) - EU-rechtliche Hürden: Subventionsbeihilfe muss EU-Beihilfekonform sein, schwer durchzusetzen - Aktueller Kompromiss-Vorschlag: **Brückenstrompreis nur für Transformations-Investoren** (~ Carbon Contracts for Difference erweitert), nicht für alle 600 Industrieunternehmen

Diese Frage bleibt **die zentrale industriepolitische Auseinandersetzung 2025**. Sie hat direkten Bezug zu Lobby-Argumenten in Modul B03 (Deindustrialisierung) und Modul C03 (BDI-Position als Lobby-Akteur).

---

## 2. Kapazitätsmarkt – wer bezahlt für gesicherte Leistung?

Wie in A05 dargestellt, braucht das deutsche Stromsystem zunehmend explizite Bezahlung für **gesicherte Leistung** (Reservekraftwerke, die auch bei Dunkelflauten verfügbar sind). Die Frage: Wie wird dieser Bezahlung gestaltet?

**Drei Marktdesign-Optionen, die diskutiert werden:**<sup>139140</sup>

---

<sup>138</sup>Agora Energiewende, *Stand der Dinge 2023* (01/2024), <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/die-energiewende-in-deutschland-stand-der-dinge-2024> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* Pro-Energiewende-Think-Tank.

<sup>139</sup>BMWK, *Monitoring-Bericht zur Energiewende* (09/2024), <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>140</sup>Agora Energiewende, *Stand der Dinge 2023* (01/2024), <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/die-energiewende-in-deutschland-stand-der-dinge-2024> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* Pro-Energiewende-Think-Tank.

Design	Funktionsweise	Vorteile	Nachteile
<b>Energy-Only-Markt (heute)</b>	Nur Strompreis am Spotmarkt	Marktorientiert	Spitzenkraftwerke unrentabel, Investitions-Anreiz fehlt
<b>Strategische Reserve</b>	Bundesweite Auktion für Reserve, außerhalb Markt	Klare Abgrenzung	Eingriff in Marktpreis-Signal
<b>Kapazitätsmarkt</b>	Auktion für gesicherte Leistung an alle Erzeuger + Speicher + DSM	Investitions-Anreize, breite Teilnahme	Hohe Komplexität, Risiko Doppelförderung

**Politischer Stand 2024/2025:** Die Bundesregierung hat im Sommer 2024 ein Strommarkt-Design-Konzept vorgelegt, das in Richtung **kombinierter Kapazitätsmarkt** geht. Bestimmungen wie:

- **Kapazitätsmarkt-Auktionen ab 2026/2027** für gesicherte Leistung
- **H<sub>2</sub>-Reserve-Kraftwerke** als zentraler Posten (ca. 10 GW bis 2030 geplant)
- **Demand-Side-Management** als gleichberechtigter Teilnehmer
- **Batteriespeicher** als gleichberechtigter Teilnehmer

**Streitpunkte:** - Höhe der Kapazitätzahlungen (zu hoch = Überförderung; zu niedrig = keine Investitionen) - Behandlung von Bestandsanlagen (sollen alte Kohle/Gas-Kraftwerke an der Auktion teilnehmen oder nicht?) - EU-Kompatibilität (Kapazitätsmärkte sind beihilferechtlich heikel) - Finanzierung (Umlage auf Strompreis vs. Bundeshaushalt)

Die Entscheidung 2025/2026 wird das Marktdesign für die kommenden 10–15 Jahre prägen.

### 3. Wasserstoff-Hochlauf – der zeitkritische Engpass

Wie in A07 Abschnitt 3 dargestellt, ist der Wasserstoff-Hochlauf zwingend nötig für die Industrie-Transformation (Stahl, Chemie, schwere Schifffahrt) – und gleichzeitig im Hochlauf-Tempo eng.

**Was bis 2030 funktionieren muss:**<sup>141</sup>

1. **Elektrolyse-Kapazität 10 GW national + Importe** – Hochlauf von heute 0,07 GW.
2. **Wasserstoff-Kernnetz** (Pipeline-Netz für Industrie-Standorte) – ca. 9.700 km bis 2032, beschlossen Q3/2024. Investitionen ~ 19 Mrd. EUR, refinanziert über Netzentgelte plus staatliche Anschubfinanzierung.
3. **Import-Korridore** – Pipeline-Anbindungen Norwegen (umgebaute Erdgas-Leitung), Niederlande/Belgien, perspektivisch Algerien-Mittelmeer-Pipeline, später Schiffstransport per Ammoniak/LOHC.
4. **Import-Diplomatie** – H<sub>2</sub>-Lieferverträge mit Marokko, Saudi-Arabien, Chile, Australien. Stand 2024: erste Verträge, aber Volumen noch klein.

<sup>141</sup>BMWK, *Monitoring-Bericht zur Energiewende* (09/2024), <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/> (abgerufen 2026-05-11).

**Realistische Erwartung:** Das 10-GW-Ziel 2030 wird voraussichtlich nicht erreicht – der Investitionszyklus dauert 4–6 Jahre, Stand 2024 sind etwa 5 GW in fortgeschrittener Planung oder Bau. Wahrscheinlich werden 6–8 GW 2030 realistisch.<sup>142</sup>

**Konsequenz:** Die ersten H<sub>2</sub>-Verbraucher (ThyssenKrupp Duisburg, SALCOS) brauchen 2027–2030 verlässliche H<sub>2</sub>-Versorgung. Wenn die nicht da ist, drohen entweder Verzögerungen der Industrie-Transformation oder Notlösungen mit „blue H<sub>2</sub>“ (aus Erdgas mit CCS) als Übergang – was klimapolitisch umstritten ist.

Diese Frage wird in Modul B09 (Argument „Wasserstoff macht alles möglich,“) detailliert geprüft.

---

#### 4. Kohleausstieg – 2030 oder 2038?

Im Koalitionsvertrag 2021 versprach die damalige Ampel-Koalition den Kohleausstieg „idealerweise 2030“, spätestens 2038 wie im Kohleausstiegsgesetz 2020 vorgesehen. Stand 2024 ist diese Frage **offen** und politisch hochkontrovers:<sup>143</sup>

**Pro 2030-Ausstieg:** - Klimaschutzziel-Verpflichtung (KSG-Sektorziel Energiewirtschaft 2030 = 108 Mt CO<sub>2</sub>; mit bestehender Kohle praktisch nicht erreichbar). - Kohle wird ökonomisch zunehmend unrentabel (CO<sub>2</sub>-Preis, Wettbewerb mit Erneuerbaren). - Strukturhilfen für Reviere bereits weitgehend bewilligt – Vorziehen bringt keine zusätzlichen Lasten.

**Pro Verbleib 2038:** - Versorgungssicherheits-Bedenken (siehe A05): Kapazitätsmarkt-Design noch nicht da, H<sub>2</sub>- Reserve-Kraftwerke nicht skaliert. - Lokalpolitik: Revier-Bürgermeister + Landesregierungen (BB, SN, NW) haben Erwartungssicherheit versprochen bekommen. - Klagewege: Betreiber könnten gegen frühen Ausstieg klagen (Vertrauensschutz-Argument rechtlich offen). - Sozialökonomische Übergangs-Risiken.

**Mittelweg-Konzept:** - Steinkohle: schneller Ausstieg ohnehin (Marktbedingungen, Endkapazitäten gering nach 2027) - Braunkohle: schrittweise, Lausitz und Rheinisches Revier mit jeweils eigenen Pfaden - Sicherheitsbereitschaft: nach 2030 noch ~ 5–8 GW Kohle in technischer Bereithaltung, nur bei Mangellage anfahrbar – die Frage ist, wie lange diese Reserve nötig ist und wer sie bezahlt.

Stand Q4/2024: Politische Entscheidung über 2030-Pfad **noch nicht getroffen**. Wahrscheinlich wird sie 2025 nach den Bundestagswahlen kommen – abhängig von Koalition-Konstellation.

---

#### 5. Klimaschutzgesetz nach der Reform 2024 – Verbindlichkeit oder Show?

Wie in A03 Abschnitt 4 dargestellt, hat die KSG-Reform 2024 die jährlichen Sektor-Ziele abgeschafft und durch Gesamtbilanz-Logik ersetzt. Der Expertenrat für Klimafragen hat diese

---

<sup>142</sup>Agora Energiewende, *Stand der Dinge 2023* (01/2024), <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/die-energiewende-in-deutschland-stand-der-dinge-2024> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* Pro-Energiewende-Think-Tank.

<sup>143</sup>BMWK, *Monitoring-Bericht zur Energiewende* (09/2024), <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/> (abgerufen 2026-05-11).

Reform kritisch bewertet.<sup>144</sup>

### Die offenen Fragen 2025:

1. **Wird der Pfad eingehalten ohne Sektor-Druck?** Insbesondere im Verkehrssektor, wo Sofortprogramm-Pflicht entfallen ist. Erste Bewertungen 2025 (basierend auf 2024er Emissionsdaten) werden zeigen ob Sektor-Übererfüllungen (Energiewirtschaft) die Sektor-Unterschreitungen (Verkehr) wirklich kompensieren.
2. **Ist die Reform 2024 vor dem BVerfG haltbar?** Klagen sind angekündigt (DUH, BUND). Das BVerfG hat 2021 (Karlsruher Klima-Beschluss) eine vergleichbare Ziel-Lockerung als verfassungswidrig erklärt. Die Frage ist, ob die 2024er-Reform nur eine Lockerung der Steuerung oder eine Lockerung des Ziels darstellt.
3. **Was bedeutet das für 2030-Ziel-Verfehlung?** Wenn das Gesamtziel verfehlt wird, was sind die Konsequenzen? Die Reform 2024 hat die operative Konsequenz „Sofortprogramm,“ abgeschwächt zu „Klimaschutz-Programm bei zweimaligem Verfehlen“. Was passiert dazwischen?

**Konsens unter Klima-Experten:** Die KSG-Reform 2024 ist nicht das Ende der deutschen Klimapolitik, aber ein deutlicher Verlust an Verbindlichkeit. Die nächste Bundesregierung wird hier entweder nachjustieren oder weiter abschwächen.<sup>145</sup>

---

## 6. Wechselwirkungen – die Knackpunkte hängen zusammen

Wichtig zu sehen: Die fünf Knackpunkte sind nicht voneinander isoliert. Beispiele:

- **Wasserstoff-Hochlauf** entscheidet, ob Industrie-Transformation gelingt → entscheidet über **Industriestrompreis-Notwendigkeit** (mit grünem H<sub>2</sub> wettbewerbsfähig, ohne nicht).
- **Kapazitätsmarkt-Design** entscheidet, wie schnell **Kohleausstieg** machbar ist (ohne H<sub>2</sub>-Reserve braucht's länger Kohle-Backup).
- **KSG-Verbindlichkeit** entscheidet, ob der politische Druck für die anderen Punkte bleibt – wenn KSG zu „Empfehlung,“ wird, fällt der Druck auf Verkehrssektor, Wärmewende, Industrie-Transformation.

**Die strategische Pointe:** Wer einen dieser Punkte einzeln „verhandelt,“ (z.B. nur Industriestrompreis-Verteidigung), verschiebt das Problem ins Nachbarfeld. Eine zusammenhängende Energiewende-Strategie 2025–2030 muss alle fünf Knackpunkte koordiniert behandeln.

---

## Zusammenfassung – Modul A im Ganzen

Modul A hat die **faktische Basis** der deutschen Energiewende dargestellt:

1. **A01 Historie** – die Energiewende ist 25 Jahre alt (seit EEG 2000), 35 Jahre seit ersten Einspeisungsregelungen.
2. **A02 Strom-Mix** – Erneuerbare 59 % im Strom 2024, von 6 % 2000. Atom 0 %, Kohle halbiert.

---

<sup>144</sup>Expertenrat für Klimafragen, *Prüfberichte und Stellungnahmen 2024*, <https://www.expertenrat-klima.de> (abgerufen 2026-05-11). *Wissenschaftliche Bewertungs-Instanz*.

<sup>145</sup>Expertenrat für Klimafragen, *Prüfberichte und Stellungnahmen 2024*, <https://www.expertenrat-klima.de> (abgerufen 2026-05-11). *Wissenschaftliche Bewertungs-Instanz*.

3. **A03 Emissionen** – Deutschland hat 48 % Reduktion seit 1990 erreicht, ist auf 2/3 des KSG-Pfades.
4. **A04 Kosten** – Wind und Solar sind heute die günstigsten Neubau-Optionen, CO<sub>2</sub>-Preis ist der dominante Treiber, Subventionsvergleich entlastet die Energiewende.
5. **A05 Versorgungssicherheit** – SAIDI unter 13 Min trotz Atomausstieg, Dunkelflauten planbar.
6. **A06 Netz** – der eigentliche Engpass, HGÜ-Trassen 2027–2028.
7. **A07 Speicher** – Batterien boomen, Pumpspeicher Bestandshalter, H<sub>2</sub> in Phase 1.
8. **A08 Sektorkopplung** – Wärme/Verkehr/Industrie sind die nächste Welle, hinter Plan.
9. **A09 Knackpunkte** – Industriestrompreis, Kapazitätsmarkt, H<sub>2</sub>, Kohleausstieg, KSG-Verbindlichkeit entscheiden sich 2025/2026.

**Damit ist die Faktenbasis für Modul B (Lobby-Argumente) gelegt.** Jedes Argument das im Modul B widerlegt wird, kann sich auf konkrete Datenpunkte aus Modul A beziehen – das gibt der Widerlegung Substanz.

---

### Limitations dieses Kapitels

- **Knackpunkte-Auswahl** ist subjektiv. Andere mögliche Knackpunkte (Bauleitplanung, Smart Meter-Hochlauf, Bürgerenergie-Förderung, regionale Ungleichheit) wären auch begründbar.
  - **Industriestrompreis-Debatte** ist sehr dynamisch – Status Q4/2024, kann sich 2025 schnell verändern.
  - **Politische Stand 2024** kann durch Wahlen 2025 schnell überholt werden.
  - **„Wechselwirkungen“, Abschnitt 6** ist Analyse-Aussage, nicht Faktenbeleg. Sollte im Lektorat geprüft werden auf Stichhaltigkeit.
- 

## Quellen

### B01 – Argument „Atomkraft ist saubere, CO<sub>2</sub>-freie Energie,“

#### Das Argument

„Atomkraft ist CO<sub>2</sub>-freie Energie – sie sollte als Klimaschutz-Technologie eingestuft werden. Deutschland verzichtet als einziges Industrieland auf diese saubere Energiequelle aus ideologischen Gründen. Frankreich liefert mit seiner Atomkraft günstigen, CO<sub>2</sub>-armen Strom und macht es vor, wie Klimaschutz wirklich geht.“

– Argument in verschiedenen Variationen vorgetragen, u.a. CDU/CSU-Bundestagswahlprogramm 2025, FDP-Positionspapiere 2023/2024, AfD-Bundestagsanträge, EU-Taxonomie-Debatte 2022, Industrieverbände (BDI Studie „Klimapfade 2.0“ enthält Atom-Pfad als Option), wiederholt in Talkshows und Leitmedien-Kommentaren.

#### Behauptung präzisiert

Das Argument besteht aus mindestens **fünf Sub-Behauptungen**, die separat zu prüfen sind:

1. „Atomkraft ist CO<sub>2</sub>-frei,“ – bezogen auf den Lifecycle-CO<sub>2</sub>-Fußabdruck einer Kilowattstunde
2. „Atomkraft ist saubere Energie,“ – bezogen auf Abfall, Emissionen, Risiken
3. „Atomkraft ist verlässlich/grundlastfähig,“ – bezogen auf Versorgungssicherheit
4. „Atomkraft ist günstig,“ – bezogen auf Stromgestehungskosten
5. „Frankreich macht es vor,“ – bezogen auf den internationalen Vergleich

Die ersten vier prüfen wir in diesem Kapitel und B02. Sub-Behauptung 5 (Frankreich) wird in Modul D02 vertieft.

## Datenlage

### Sub-Behauptung 1: „Atomkraft ist CO<sub>2</sub>-frei,“

**Stimmt nicht.** Atomkraft hat Lifecycle-Emissionen, die niedrig sind, aber nicht null.<sup>146</sup>

Energieträger	Lifecycle-CO <sub>2</sub> (g/kWh, IPCC AR6 Median)	Range
Steinkohle	820	740–910
Erdgas (GuD)	490	410–650
Solar PV (Aufdach)	41	26–60
Wind onshore	11	7–56
<b>Atomkraft</b>	<b>12</b>	<b>3,7–110</b>
Wasserkraft (Reservoir)	24	1–2.200

Die IPCC-Median-Werte zeigen: Atomkraft hat einen mit Wind und Solar vergleichbaren Lifecycle-CO<sub>2</sub>-Fußabdruck. Die Behauptung „CO<sub>2</sub>-frei,“ ist technisch falsch – der Uran-Abbau, die Anreicherung, der Bau der Reaktoren, die Brennelement-Fertigung und vor allem die Endlager-Errichtung verursachen Emissionen.

Die wichtige Erkenntnis ist aber: **Atomkraft ist tatsächlich emissionsarm.** Wer das Argument vereinfacht („CO<sub>2</sub>-frei,“), trifft methodisch nicht ganz, sachlich aber nicht schlimm daneben. Bei der CO<sub>2</sub>-Bilanz-Frage gibt es zwischen Atom, Wind und Solar **keinen relevanten Unterschied** – ein Faktor 50–80 zu Kohle, vergleichbar mit Wind onshore.

**Bewertung Sub-Behauptung 1: technisch nicht exakt, aber in praktischen Klimaschutz-Vergleichen weitgehend haltbar.**

### Sub-Behauptung 2: „Atomkraft ist saubere Energie,“

**Stimmt nicht.** Atomkraft ist CO<sub>2</sub>-arm, aber nicht „sauber,“ im umfassenden Sinn. Drei Aspekte sind problematisch:

**a) Hochradioaktive Abfälle:** Deutschland hat etwa **27.000 Tonnen abgebrannte Brennelemente und hochradioaktive Abfälle**, die für **mindestens eine Million Jahre** sicher von Mensch und Umwelt isoliert werden müssen.<sup>147</sup> Bis heute (Mai 2026) gibt es weltweit **kein einziges in Betrieb befindliches Endlager** für hochradioaktive Abfälle. In Deutschland

<sup>146</sup>IPCC, *Sixth Assessment Report (AR6) – Synthesis 2023*, <https://www.ipcc.ch/report/ar6/syr/> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>147</sup>BfS / BGE / BASE, *Endlager-Status Deutschland –ASSE, Konrad, Standortauswahl*, <https://www.bge.de/de/> + <https://www.base.bund.de/> (abgerufen 2026-05-11)

wurde im Standortauswahlverfahren (StandAG 2017) der **ursprünglich für 2031 vorgesehene Endlager-Standort auf frühestens nach 2050** verschoben. Es ist unklar, wann (und wo) das Endlager gebaut wird.

**b) Asse II – das gelaufene Negativbeispiel:** In das Versuchsendlager Asse II wurden zwischen 1967 und 1978 etwa 126.000 Fässer schwach- und mittelradioaktiver Abfälle eingelagert. Das Bergwerk ist instabil, Wasser dringt ein, die Fässer rosten. Die **Rückholung** läuft seit 2010, kostet voraussichtlich **4,7 Milliarden Euro** und soll **bis 2033** abgeschlossen sein – wahrscheinlich später.<sup>148</sup> **Diese Kosten trägt der Steuerzahler.**

**c) Konrad-Endlager:** Schon 1981 begonnen, ist das Endlager für schwach-/mittelradioaktive Abfälle bis heute (2026) **noch nicht in Betrieb**. Inbetriebnahme aktuell für 2027/2028 angekündigt – wiederholt verschoben. Auch hier: jahrzehntelange Verzögerungen, Milliardenkosten.

**Bewertung Sub-Behauptung 2: nicht haltbar.** Atomkraft ist nicht „sauber“, im umfassenden Sinne. Die Müllfrage ist nach 70+ Jahren ziviler Atomnutzung in Deutschland weltweit **nicht gelöst** – und die einzige Variante, die zugleich „saubere Energie“ wäre und vorhandene Probleme nicht weiter verschärft, wäre der **Verzicht auf weitere Brennelemente-Produktion**.

**Sub-Behauptung 3: „Atomkraft ist verlässlich/grundlastfähig,“**

**Differenziert.** Atomkraft hat eine hohe theoretische Volllaststunden-Zahl (bei guter Anlagenpflege > 7.500 h/Jahr), aber **mehrere Klumpenrisiken**, die in der Praxis Schwankungen verursachen:

**a) Flotten-Korrosion und planmäßige Wartung:** Frankreich 2022 ist das Lehrstück (siehe A05 Abschnitt 5). Aufgrund von Korrosionsproblemen, die mehrere Reaktoren des gleichen Baudesigns betrafen, fiel die französische Atomstrom-Produktion auf etwa **50 % des Normalniveaus**. Frankreich wurde Netto-Stromimporteur, EDF erlitt 17 Mrd. EUR Verlust.<sup>149</sup> Atomkraftwerke ähnlicher Baureihen sind **gleichzeitig betroffen** – das ist ein systematisches Klumpenrisiko, das Wind- oder Solarparks nicht haben.

**b) Wetter- und Kühlwasser-Abhängigkeit:** Atomkraftwerke brauchen große Kühlwassermengen. In Frankreich mussten 2003, 2018, 2019, 2020, 2022 Reaktoren bei Hitzewellen abgeschaltet oder gedrosselt werden, weil die Kühlwasser-Temperatur die Auslegungsgrenze für die Flusserwärmung erreichte. Diese Schwachstelle wird mit Klimawandel **systemisch häufiger**.

**c) Brennelement-Lieferketten:** Westliche Reaktoren sind weiterhin auf Brennelemente-Lieferung angewiesen. Russland (Rosatom) ist 2024 weiterhin **größter Anreicherer der Welt**, trotz Sanktionen liefert es nach Frankreich, Ungarn, Tschechien. Die Lieferketten-Sicherheit wird oft übersehen.

**d) Reaktoren-Alterung:** Der durchschnittliche Reaktor in Frankreich ist ~ 40 Jahre alt. Mit zunehmender Alterung steigt die Häufigkeit ungeplanter Abschaltungen, die Kosten der

---

<sup>148</sup>BfS / BGE / BASE, *Endlager-Status Deutschland – Asse, Konrad, Standortauswahl*, <https://www.bge.de/de/> + <https://www.base.bund.de/> (abgerufen 2026-05-11)

<sup>149</sup>IEA, *World Energy Investment 2024*, <https://www.iea.org/> (abgerufen 2026-05-11). *Globale Cleantech-Investitionen*.

Wartung, die Sicherheits-Nachrüstungskosten.<sup>150</sup>

**Bewertung Sub-Behauptung 3: teilweise haltbar.** Atomkraft ist **bei normalem Betrieb** verlässlich, aber sie hat **systematische Klumpenrisiken**, die in der „Grundlast-Argumentation“, typisch ausgeblendet werden. Ein Stromsystem, das auf hohe Atom-Anteile setzt, importiert diese Klumpenrisiken – wie Frankreich 2022 gezeigt hat.

**Sub-Behauptung 4: „Atomkraft ist günstig,“  
Hier muss man Bestand und Neubau unterscheiden.**

**Bestandsanlagen (heute laufende AKW):** Diese sind **operativ günstig** – die Investitionen sind getätigt, oft seit Jahrzehnten abgeschrieben. Operative Kosten (Brennelemente, Personal, Wartung) liegen bei etwa **3–4 ct/kWh**. Das ist konkurrenzfähig mit allen anderen Erzeugungsarten.

**Aber:** „Operativ günstig,“ rechnet nicht ein: - **Endlager-Kosten** (siehe Sub-Behauptung 2 + Modul A04 Abschnitt 2). Schätzungen der Gesamtkosten 50–170 Mrd. EUR für deutsche Atom-Hinterlassenschaften – bei aktuellem KENFO-Stiftungsvermögen 24 Mrd. EUR ist die Differenz vom Steuerzahler zu tragen.<sup>151152</sup> - **Staatliche Haftungsbegrenzung:** Bei Unfallszenarien sind realistische Schäden zwei- bis dreistellige Milliardenbeträge. Versicherungen sind in Deutschland auf **2,5 Mrd. EUR pro Anlage** begrenzt. Der Rest fällt im Ernstfall an den Staat.<sup>153</sup> - **Strukturkosten:** Aufrechterhaltung der Aufsichtsbehörden, Forschungsförderung, Personalqualifizierung.

**Wenn man diese Kosten internalisiert, sind Bestandsanlagen weiterhin günstig – aber nicht in der Größenordnung „3 ct/kWh,“, sondern eher 6–10 ct/kWh.**

**Neubau ist eine andere Geschichte.** Die Fraunhofer-ISE-LCOE-Studie 2024 gibt für Atom-Neubau auf Hinkley-Point-C-Niveau eine Bandbreite von **13,6–49,0 ct/kWh** an.<sup>154</sup> Diese sehr breite Spanne reflektiert reale Beispiele:

---

<sup>150</sup>FÖS – Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft, *Subventionen für Fossile Energien – Studien 2018-2024*, <https://foes.de> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* Ökologisch-orientierter Think-Tank. CO<sub>2</sub>-Schadenskosten-Berechnungen.

<sup>151</sup>FÖS – Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft, *Subventionen für Fossile Energien – Studien 2018-2024*, <https://foes.de> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* Ökologisch-orientierter Think-Tank. CO<sub>2</sub>-Schadenskosten-Berechnungen.

<sup>152</sup>BfS / BGE / BASE, *Endlager-Status Deutschland – Asse, Konrad, Standortauswahl*, <https://www.bge.de/de/> + <https://www.base.bund.de/> (abgerufen 2026-05-11)

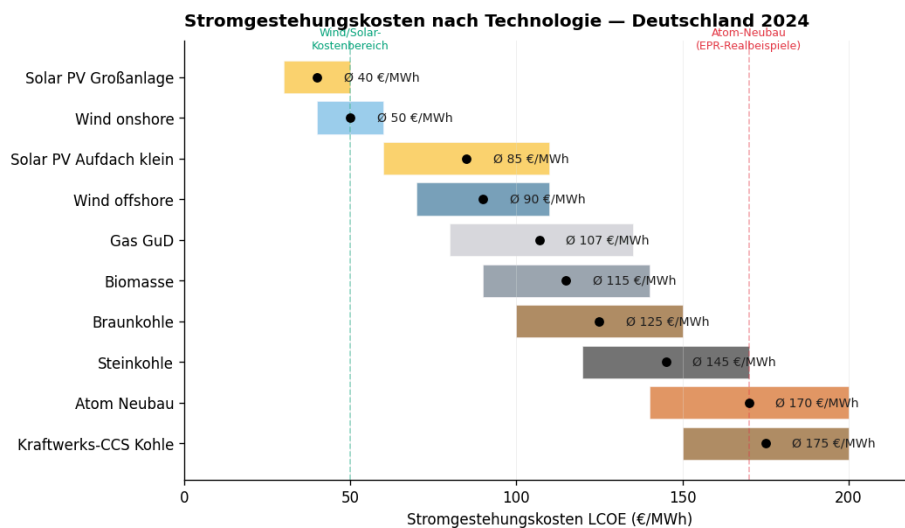
<sup>153</sup>FÖS – Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft, *Subventionen für Fossile Energien – Studien 2018-2024*, <https://foes.de> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* Ökologisch-orientierter Think-Tank. CO<sub>2</sub>-Schadenskosten-Berechnungen.

<sup>154</sup>Fraunhofer ISE, *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien (07/2024)*, <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.html> (abgerufen 2026-05-11). *LCOE-Vergleich inkl. Atom.*

Projekt	Land	Bauzeit	Kosten	Strompreis-Garantie
<b>Olkiluoto 3</b>	Finnland	17 Jahre (2005–2022)	~ 11 Mrd. EUR statt 3 Mrd. geplant	– (am Markt)
<b>Flamanville 3</b>	Frankreich	17 Jahre (2007–2024)	~ 13,2 Mrd. EUR statt 3,3 Mrd. geplant	–
<b>Hinkley Point C</b>	UK	begonnen 2017, geplant 2030+	über 30 Mrd. GBP (von 18 Mrd.)	92 GBP/MWh + Inflationsanpassung
<b>Vogtle 3, 4</b>	USA	14+ Jahre Bau	~ 35 Mrd. USD (statt 14 Mrd.)	–

**Vier neue AKW-Projekte westlich seit 2005 — alle massiv über Zeit und Budget.** Die **Strompreis-Garantie für Hinkley Point C** ist mit Inflationsanpassung Stand Mai 2026 bei etwa **130–140 GBP/MWh** (= 15–17 EUR-Cent/kWh) — und das ist nach 35 Jahren Auszahlungs- Verpflichtung durch die britischen Stromkunden.<sup>155</sup>

**Im Vergleich:** Onshore-Wind-Strom in Deutschland wird in Auktionen 2024 zu 7–8 ct/kWh zugeschlagen. Solar-Freifläche bei 5–7 ct/kWh. Selbst inklusive Speicher-Aufpreis liegen diese Optionen heute **wirtschaftlich vor Atom-Neubau.**



Quelle: Fraunhofer ISE, Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien (07/2024); IEA WEO 2024 (CCS). Balken = LCOE-Spannweite, Punkt = Mittelwert. Eigene Darstellung.

Abbildung 11: Stromgestehungskosten nach Technologie 2024

Abbildung B01-1: Stromgestehungskosten (LCOE) der Strom-Technologien in Deutschland 2024. Wind onshore (~50 €/MWh) und Solar PV Großanlage (~40 €/MWh) liegen deutlich unter Atom-

<sup>155</sup>Fraunhofer ISE, Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien (07/2024), <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.html> (abgerufen 2026-05-11). LCOE-Vergleich inkl. Atom.

Neubau (~170 €/MWh) und Kraftwerks-CCS (~175 €/MWh). Datengrundlage: Fraunhofer ISE Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien (07/2024, [Q007]) sowie IEA WEO 2024 für CCS-Mehrkosten ([Q006]).

**Bewertung Sub-Behauptung 4: nicht haltbar für Neubau.** Atom-Neubau ist heute die **teuerste Stromerzeugungs-Option** für Deutschland. Bestandsanlagen sind operativ günstig – aber Deutschland hat keine Bestandsanlagen mehr, die argumentation greift also nicht.

## Bewertung Gesamt

Sub-Behauptung	Bewertung
1. „CO <sub>2</sub> -frei,„	<b>technisch nicht exakt, im Vergleich aber tragfähig</b>
2. „Saubere Energie,„	<b>nicht haltbar</b> (Endlager-Problem ungelöst)
3. „Verlässlich/Grundlast,„	<b>teilweise haltbar</b> (Klumpenrisiken systematisch unterschätzt)
4a. „Günstig (Bestand),„	<b>teilweise haltbar</b> (operativ ja, internalisiert nein, ohne deutsche AKW heute irrelevant)
4b. „Günstig (Neubau),„	<b>nicht haltbar</b> (teuerste Neubau-Option)
5. „Frankreich macht’s vor,„	siehe Modul D02

**Zusammengefasst:** Das Argument „Atomkraft ist saubere, CO<sub>2</sub>-freie Energie, die Deutschland ideologisch verweigert,“ ist in seiner pauschalen Form **nicht datengestützt haltbar**. Die Einzel-Komponente „CO<sub>2</sub>-arm“ ist richtig, die übrigen Komponenten haben jeweils erhebliche Einschränkungen oder sind falsch.

## Differenzierte Antwort

### Was am Argument berechtigt ist:

- CO<sub>2</sub>-Vergleich mit Kohle:** Ja, Atomkraft ist gegenüber Kohle und Gas eine erhebliche CO<sub>2</sub>-Verbesserung. Wer Kohle direkt mit Atom ersetzt, gewinnt einen Faktor ~ 70.
- In Ländern ohne deutschen Atomausstieg-Konsens kann Bestands-AKW-Laufzeitverlängerung pragmatisch sein** – der Marginalbeitrag zur Stromversorgung ist gering, die spezifischen Bestandskosten niedrig. Schweden, Tschechien, Belgien haben hier ihren je eigenen Pfad, der nicht automatisch falsch ist.
- SMR (Small Modular Reactors) als perspektivische Technologie:** Aktuell noch nicht ausgereift, könnte sich in den 2030ern verändern. Wer 2026 sagt „Atomkraft hat keine Zukunft,“, übersieht eine offene technologische Entwicklung. **Aber:** SMRs sind heute weder kommerziell verfügbar noch in den LCOE-Rechnungen drin.

### Was am Argument nicht stimmt:

- „Deutschland verweigert ideologisch,“** ist die zentrale rhetorische Verkürzung. Wie A01 zeigt, ist der Atomausstieg in Deutschland **mehrfach** beschlossen worden – einmal rot-grün 2000, einmal schwarz-gelb 2011, einmal Ampel 2023. Drei verschiedene politische Konstellationen, drei Bestätigungen. Die Begründungen (Endlagerproblem, Wirtschaftlichkeit, Risikobewertung nach Fukushima) sind sachlich nachvollziehbar.

2. „**Saubere Energie**„ ignoriert das Endlager-Problem und Asse-Realität. Wer „saubere Energie“ sagt, sollte die 4,7 Mrd. EUR Asse-Rückholung mitnennen.
3. „**Günstig**„ ignoriert die Neubau-Realität. Wer 2026 die Atom-Diskussion neu eröffnen will, muss erklären, warum 130–140 GBP/MWh Hinkley-Point-C-Preise wirtschaftlich tragbar wären, wenn Wind-Strom für 7–8 ct/kWh zu haben ist.

#### **Was die Atom-Debatte ausblendet:**

- **Brennstoff-Geopolitik:** Westliche Reaktoren beziehen Anreicherung weiterhin teils aus Russland (Rosatom). Wer Atomkraft als „Antwort auf russische Gasabhängigkeit„ preist, sollte die Uran-Anreicherungs-Realität nennen.
- **Wasser-Knappheit:** Bei Klimawandel-Hitzewellen werden Kühlwasser-Probleme systematisch häufiger. Frankreich hat das mehrfach erlebt.
- **Investitions-Zeit:** Selbst ein optimistischer AKW-Neubau dauert 15+ Jahre. Wer 2026 anfängt zu planen, hat den Reaktor frühestens 2041 – das ist nach dem KSG-Klimaneutralitätsziel 2045. Atomkraft ist **kein Zeit-Hebel für die 2030er-Klimaziele**.

### **Schlussfolgerung**

Das Argument „Atomkraft ist saubere, CO<sub>2</sub>-freie Energie, die Deutschland aus ideologischen Gründen ablehnt„ ist in seiner üblichen Form ein **rhetorisches Bündel von Verkürzungen**. Die CO<sub>2</sub>-Komponente stimmt halbwegs, alle anderen Komponenten haben erhebliche Einschränkungen.

**Was sachlich richtig wäre:** „Atomkraft hat im internationalen Energie-Mix-Vergleich einen Platz, in dem sie technisch funktioniert und CO<sub>2</sub>-arm Strom liefert. Für Deutschland ist sie nach mehrfacher politischer Entscheidung und unter Berücksichtigung der Endlager-Realität, der Neubau-Kosten und der zeitlichen Begrenzung der Klimaziele kein sinnvoller Pfad mehr„

Aber genau dieses präzise Argument hört man in der politischen Debatte selten – weil es auf Atomausstieg hinausläuft. Stattdessen wird das Pauschal-Argument vorgetragen, das in dieser Form nicht haltbar ist.

### **Limitations dieses Kapitels**

- **SMR-Diskussion:** Small Modular Reactors sind in einer dynamischen Entwicklungsphase. Wenn 2030+ kommerzielle SMR-Designs verfügbar sind, könnte die Bewertung anders ausfallen.
- **Frankreich-Analyse** ist bewusst kompakt – Detail in Modul D02 (Länder-Profil Frankreich).
- **Lifecycle-CO<sub>2</sub>-Werte** schwanken je nach methodischer Annahme erheblich (besonders Uran-Abbau, Reaktor-Bau-Phase). IPCC-Werte sind Median-Werte, andere Studien (Lenzen 2008, Sovacool 2008) zeigen breitere Bandbreiten.
- **Endlager-Kosten-Schätzungen** sind erhebliche Unsicherheiten unterworfen – die „50–170 Mrd. EUR„ beziehen sich auf den deutschen Anteil, das untere Ende ist offiziell (BGE), das obere Ende stammt aus FÖS-Studien mit voller Internalisierung aller Risiken.
- **Hinkley Point C** Strompreis ist Inflations-indexiert; Stand 2026 etwa 130–140 GBP/MWh ist Schätzung – exakte Werte erst nach Inbetriebnahme (geplant 2030+) verfügbar.

## Quellen

# B02 – Argument „Atomkraft ist günstig wegen abgeschriebener AKW„

## Das Argument

„Deutschland hatte mit Isar 2, Emsland und Neckarwestheim 2 drei moderne AKWs, die bereits abgeschrieben waren. Sie hätten noch jahrelang günstigen, CO<sub>2</sub>-armen Grundlaststrom liefern können – die Brennstäbe waren vorhanden, die Anlagen sicher. Sie aus ideologischen Gründen abzuschalten, war wirtschaftlich und klimapolitisch ein Fehler.,

– Vorgetragen u.a. in CDU/CSU-Bundestagsanträgen 2022/2023 zur Streckung des Betriebs, FDP-Positionspapieren 2022, BDI-Stellungnahmen, Industrie-Verbänden (VIK), Medien-Kommentaren (WELT, BILD, Cicero). Die Argumentation hat den Streckungsbetrieb der drei letzten AKW von 12/2022 bis 04/2023 ermöglicht und wird seither immer wieder neu aufgegriffen.

## Behauptung präzisiert

Vier Sub-Behauptungen müssen geprüft werden:

1. **„Abgeschrieben = günstig„**: Sind Bestandsanlagen wirklich „günstig“ in einem sinnvollen Kostenbegriff, der alle Kosten einschließt?
2. **„Anlagen waren sicher„**: Wären die drei AKW ohne weitere Investitionen weiterbetriebsfähig gewesen?
3. **„Brennstäbe vorhanden„**: War die Brennstoffversorgung für längeren Betrieb tatsächlich da?
4. **„Klimapolitisch ein Fehler„**: Welcher CO<sub>2</sub>-Effekt hätte ein Längerbetrieb gehabt?

## Datenlage

### Sub-Behauptung 1: „Abgeschrieben = günstig„

**Operativ richtig, ganzheitlich nicht.** Die Logik dahinter ist betriebswirtschaftlich korrekt: Wenn Investitionskosten bereits in der Bilanz abgeschrieben sind, kostet die laufende Produktion nur noch:

- **Brennelemente** (~ 1,5–2,5 ct/kWh)
- **Personal + Wartung** (~ 1–1,5 ct/kWh)
- **Versicherung + Steuern** (~ 0,3 ct/kWh)
- **Rückstellungen** für Stilllegung und Endlagerung

**Operative Stromgestehungskosten Bestandsanlage: ca. 3,5–4,5 ct/kWh.**<sup>156</sup>

Das ist niedrig – niedriger als jede neu gebaute Erzeugungsanlage (sogar als Wind/Solar neu, siehe A04). Insofern stimmt die operative Kostenbetrachtung.

---

<sup>156</sup>Fraunhofer ISE, *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien* (07/2024), <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.html> (abgerufen 2026-05-11). *LCOE-Vergleich inkl. Atom.*

**Aber: „Abgeschrieben,, bedeutet nicht „kostenlos“.** Drei Kostenkategorien werden bei der „günstig,, -Argumentation systematisch ausgeblendet:

**a) Rückstellungen für Stilllegung + Endlagerung sind nie vollständig erbracht.** Die deutschen AKW-Betreiber hatten bei Ausstiegsbeschluss 2011 bilanzielle Rückstellungen von etwa **38 Mrd. EUR** für Stilllegung und Endlagerung gebildet. Tatsächliche Schätzungen der Gesamtkosten: **50–170 Mrd. EUR.**<sup>157/158</sup> Die Lücke füllt der **KENFO** (Fonds zur Finanzierung der kerntechnischen Entsorgung, 24 Mrd. EUR Einlage 2017) plus voraussichtlich Steuermittel.

**b) Sicherheits-Nachrüstung war turnusgemäß fällig.** Atomkraftwerke müssen alle 10 Jahre eine umfassende Sicherheits-Überprüfung („PSÜ,,) durchlaufen – bei der für die drei deutschen AKW 2019/2020 bevorstehend gewesenen Periodischen Sicherheitsüberprüfung wären Nachrüstungen im **dreistelligen Millionenbereich pro Anlage** notwendig gewesen.<sup>159</sup> Diese sind nicht in den „3,5 ct/kWh“ enthalten.

**c) Staatliche Haftungs-Subvention** (siehe B01 Sub-Behauptung 4a). Die staatliche Haftungsbegrenzung auf 2,5 Mrd. EUR pro Anlage ist eine Form versteckter Subvention – eine kommerzielle Versicherung gegen schwere Unfälle ist auf dem freien Markt nicht beschaffbar. Die Differenz trägt der Staat. Bei vollständiger Versicherung würden die Stromgestehungskosten um **mehrere ct/kWh** steigen.<sup>160</sup>

**Internalisierte Stromgestehungskosten Bestandsanlage:** Wenn alle Kostenkategorien fair einberechnet werden, liegt der echte Gestehungspreis eher bei **6–10 ct/kWh** – immer noch konkurrenzfähig, aber **nicht mehr „erheblich günstiger,, als Wind/Solar.**

**Bewertung Sub-Behauptung 1: irreführend.** „Abgeschrieben,, ist nur ein Teil der Kostenrechnung; die Gesamtbilanz ist deutlich teurer als das gerne zitierte Operativ-Niveau.

**Sub-Behauptung 2: „Anlagen waren sicher / weiterbetriebsfähig,,**

**Differenziert.** Die drei AKW Isar 2, Emsland, Neckarwestheim 2 waren **technisch weiterbetriebsfähig** im Sinne von: „Sie liefen sicher bis zum Tag der Abschaltung,,. Das ist unbestritten. Aber „weiterbetriebsfähig für 10–20 Jahre länger“ ist eine andere Frage.

**Faktor 1: Bauzustand der Anlagen 2022/2023.**<sup>161</sup> - Isar 2: Inbetriebnahme 1988 → 35 Jahre alt bei Abschaltung - Emsland: Inbetriebnahme 1988 → 35 Jahre alt - Neckarwestheim 2: Inbetriebnahme 1989 → 34 Jahre alt

Original-Auslegungslebensdauer war 40 Jahre. Die Anlagen waren also nahe ihrer Auslegungsgrenze.

---

<sup>157</sup>FÖS – Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft, *Subventionen für Fossile Energien – Studien 2018-2024*, <https://foes.de> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* Ökologisch-orientierter Think-Tank. CO<sub>2</sub>-Schadenskosten-Berechnungen.

<sup>158</sup>BfS / BGE / BASE, *Endlager-Status Deutschland – Asse, Konrad, Standortauswahl*, <https://www.bge.de/de/> + <https://www.base.bund.de/> (abgerufen 2026-05-11)

<sup>159</sup>BMUV, *Beschluss zum Atomausstieg + Atomgesetz-Novellen 2011*, <https://www.bundesumweltministerium.de/> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>160</sup>FÖS – Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft, *Subventionen für Fossile Energien – Studien 2018-2024*, <https://foes.de> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* Ökologisch-orientierter Think-Tank. CO<sub>2</sub>-Schadenskosten-Berechnungen.

<sup>161</sup>BMUV, *Beschluss zum Atomausstieg + Atomgesetz-Novellen 2011*, <https://www.bundesumweltministerium.de/> (abgerufen 2026-05-11).

**Faktor 2: Geplante PSÜ („Periodische Sicherheitsüberprüfung“).** Die nächste reguläre PSÜ stand für Isar 2 in 2019 an, wurde wegen Atomausstieg-Beschluss von 2011 nicht mehr durchgeführt. Eine Wiederbetriebsaufnahme nach Streckung 2022/2023 hätte eine **Nachhol-PSÜ mit erheblichem Nachrüstaufwand** bedeutet – geschätzt **mehrere hundert Millionen EUR pro Anlage**.<sup>162</sup>

**Faktor 3: Betreiber-Position.** Wichtig ist die Aussage der Betreiber selbst. Sowohl RWE (Emsland) als auch PreussenElektra/E.on (Isar 2) als auch EnBW (Neckarwestheim 2) haben **keinen Antrag auf Laufzeitverlängerung gestellt**. Im Gegenteil: Die Betreiber hatten bereits Personal abgebaut, Brennelemente nicht nachbestellt, Rückbauplanungen begonnen.<sup>163</sup>

Diese Tatsache wird in der „Wir hätten weiterbetreiben können“-Diskussion typisch ausgeblendet. **Selbst wenn die Bundesregierung 2022 längere Laufzeit angeboten hätte – die Betreiber wollten nicht.** Sie hätten die Sicherheits-Nachrüstkosten + Brennelemente-Beschaffung + Personal-Wiederaufbau gegenrechnen müssen – und kamen zu einem klar negativen Ergebnis.

**Bewertung Sub-Behauptung 2: teilweise haltbar.** Die Anlagen liefen sicher bis zum Ende. Aber sie waren keine attraktiven Längerbetriebsanlagen, weder technisch (PSÜ fällig, Materialalterung) noch wirtschaftlich (Betreiber wollten nicht).

**Sub-Behauptung 3: „Brennstäbe waren vorhanden,“**

**Teilweise richtig – für den Streckungsbetrieb.** Im Herbst 2022 entschied die Ampel-Koalition den Streckungsbetrieb der drei AKW von 12/2022 auf **15.04.2023**. Das war mit vorhandenen Brennstäben möglich, weil:

- Brennelemente in deutschen AKW werden alle ~ 4 Jahre rotiert; im laufenden Brennelement-Zyklus war noch genug Restenergie für ~ 3,5 Monate Streckung.<sup>164</sup>
- Eine **Nachbestellung neuer Brennelemente** wäre für **echten Längerbetrieb** (> 1 Jahr) notwendig gewesen. Lieferzeit für neue Brennelemente: **18–24 Monate**. Plus geopolitisches Lieferketten-Risiko (russische Anreicherung).

**Politische Realität 2022:** Eine echte Laufzeitverlängerung über April 2023 hinaus wäre nur mit Brennelement-Nachbestellung möglich gewesen – Beschluss spätestens Anfang 2022. Das war politisch nicht der Fall. Die Entscheidung „nur Streckung“, Q3/2022 war **realitätsorientiert**, nicht „ideologisch verkürzt“, wie häufig dargestellt.

**Bewertung Sub-Behauptung 3: korrekt für Streckung, irreführend für „längeren Betrieb,“**

**Sub-Behauptung 4: „Klimapolitisch ein Fehler,“**

**Quantitativ zu prüfen.** Wie viel CO<sub>2</sub> hätte ein 5- oder 10-jähriger Längerbetrieb der drei AKW eingespart?

---

<sup>162</sup>FÖS – Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft, *Subventionen für Fossile Energien – Studien 2018-2024*, <https://foes.de> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* Ökologisch-orientierter Think-Tank. CO<sub>2</sub>-Schadenskosten-Berechnungen.

<sup>163</sup>BMUV, *Beschluss zum Atomausstieg + Atomgesetz-Novellen 2011*, <https://www.bundesumweltministerium.de/> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>164</sup>BMUV, *Beschluss zum Atomausstieg + Atomgesetz-Novellen 2011*, <https://www.bundesumweltministerium.de/> (abgerufen 2026-05-11).

**Annahmen:** - 3 AKW mit gemeinsam ~ 4,2 GW installierter Leistung - Typische Volllaststunden bei guter Verfügbarkeit: 7.500 h/Jahr - Jährliche Stromproduktion: ~ **32 TWh/Jahr** - **Welche Erzeugung hätte sie ersetzt?**

Die Antwort hängt von der Annahme ab, was die marginale Erzeugung in 2024/2025 war:

**Annahme A: Atomstrom hätte Kohle ersetzt.**<sup>165166</sup> - CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor Steinkohle: ~ 820 g/kWh - Vermiedene CO<sub>2</sub>-Emissionen: 32 TWh × 820 g = ~ **26 Mt CO<sub>2</sub>/Jahr** - Bei 5 Jahren Verlängerung: ~ 130 Mt CO<sub>2</sub> vermieden

**Annahme B: Atomstrom hätte Gas ersetzt.** - CO<sub>2</sub>-Faktor Gas: ~ 490 g/kWh - Vermiedene Emissionen: 32 TWh × 490 g = ~ **15,7 Mt CO<sub>2</sub>/Jahr**

**Annahme C: Atomstrom hätte zusätzliche Erneuerbaren-Erzeugung ersetzt** (= Erneuerbaren- Ausbau wäre langsamer gewesen). - CO<sub>2</sub>-Effekt: **0**

Welche Annahme ist realistisch? **Wahrscheinlich gemischt**, mit deutlichem Schwerpunkt auf B (Gas), weil:

- Die Kohle-Stilllegung war 2022/2023 ohnehin durch Marktmechanismen (CO<sub>2</sub>-Preis) getrieben, nicht primär durch Atom-Verfügbarkeit.
- 2024 ist Kohle-Stromerzeugung erneut deutlich gefallen (siehe A02 Abschnitt 2), trotz fehlender AKW – also nicht „Kohle wegen fehlender AKW notwendig.“
- 32 TWh/Jahr aus Erneuerbaren entsprechen etwa: 17 GW Solar oder 8 GW Wind onshore – Größenordnungen, die der jährliche EE-Ausbau heute erreicht.

**Realistische Schätzung:** Längerer Atom-Betrieb hätte vermutlich ~ **10–20 Mt CO<sub>2</sub>/Jahr zusätzlich vermieden** (Mischung aus weniger Gas + leicht reduzierter Kohle in Reservebetrieb). Über 5 Jahre kumuliert: 50–100 Mt CO<sub>2</sub>.

**Im Kontext:** Deutsche jährliche Gesamt-Emissionen 2024 ~ 649 Mt CO<sub>2</sub> (siehe A03). Die Größenordnung ist **etwa 2–3 % der jährlichen Gesamt-Emissionen** – relevant, aber nicht entscheidend.

**Bewertung Sub-Behauptung 4: teilweise haltbar.** Ein klimapolitischer Effekt war vorhanden, aber kleiner als oft kolportiert. Bei realistischen Annahmen ~ 10–20 Mt CO<sub>2</sub>/Jahr. Die These „klimapolitischer Fehler,“ steht dem gegenüber, dass:

- a) Die Klimaeffekte des Atomausstiegs werden in Politik selten quantitativ benannt, sondern emotional aufgeladen.
- b) Die gleichen 100 Mt CO<sub>2</sub> hätten alternativ durch beschleunigten Erneuerbaren-Ausbau + schnellerem Kohleausstieg auch eingespart werden können – was vermutlich billiger gewesen wäre.

---

<sup>165</sup>BMUV, *Beschluss zum Atomausstieg + Atomgesetz-Novellen 2011*, <https://www.bundesumweltministerium.de/> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>166</sup>FÖS – Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft, *Subventionen für Fossile Energien – Studien 2018-2024*, <https://foes.de> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* Ökologisch-orientierter Think-Tank. CO<sub>2</sub>-Schadenskosten-Berechnungen.

## Bewertung Gesamt

Sub-Behauptung	Bewertung
1. „Abgeschrieben = günstig,“	<b>irreführend</b> (operativ ja, voll internalisiert deutlich teurer)
2. „Anlagen waren sicher / weiterbetriebsfähig,“	<b>teilweise haltbar</b> (bis 2023 ja, längerer Betrieb nur mit Nachrüstung)
3. „Brennstäbe vorhanden,“	<b>korrekt für Streckung, irreführend für längerer Betrieb</b>
4. „Klimapolitisch ein Fehler,“	<b>teilweise haltbar</b> (10-20 Mt CO <sub>2</sub> /Jahr, ca. 2-3% der Gesamt-Emissionen)

**Zusammengefasst:** Das Argument „wir hätten unsere abgeschriebenen AKW behalten sollen,“ hat einen wahren Kern (Atom-Strom hätte 2023–2028 mit moderaten Mehrkosten weiter laufen können, mit moderaten CO<sub>2</sub>-Einsparungen). Es übertreibt aber systematisch – sowohl die Kostenvorteile als auch die Klima-Effekte und ignoriert die **Position der Betreiber**, die selbst keinen Weiterbetrieb wollten.

### Differenzierte Antwort

#### Was am Argument berechtigt ist:

1. **Ein Streckungsbetrieb 2022–2025 wäre denkbar gewesen.** Die Ampel hat ihn 2022 ja genau für 4 Monate (12/2022 bis 04/2023) angeordnet – das hätte man theoretisch um 2 Jahre verlängern können, hätte aber neue Brennelemente und PSÜ-Nachrüstungen erfordert.
2. **Klimapolitischer Effekt war vorhanden.** ~ 10–20 Mt CO<sub>2</sub>/Jahr Reduktion ist relevant und sollte ehrlich anerkannt werden.
3. **„Operativ günstig,“ ist nicht falsch** – als Teilaussage. Falsch wird es nur, wenn daraus „insgesamt günstiger als alle Alternativen“ gemacht wird.

#### Was am Argument nicht stimmt:

1. **„Abgeschrieben = kostenlos,“:** Stilllegung, Endlager, Haftung sind nie abgeschlossen gewesen. Diese Kosten kommen.
2. **„Aus ideologischen Gründen abgeschaltet,“:** Drei verschiedene Bundesregierungen (Rot-Grün 2000, Schwarz-Gelb 2011, Ampel 2023) haben den Ausstieg in ihren jeweiligen Kontexten beschlossen oder bestätigt – das ist kein einseitiges Ideologie-Argument.
3. **„Sicher, problemlos weiterbetreibbar,“:** PSÜ-Nachrüstungen, Brennelement-Beschaffung, Personal-Wiederaufbau wären nötig gewesen. Die Betreiber haben aktiv gegen einen Weiterbetrieb argumentiert.

#### Was die Diskussion oft ausblendet:

- **Die Betreiber wollten nicht weiterbetreiben** – sie hatten ihre Renditeerwartung abgeschlossen, Personal abgebaut, Rückbauplanungen begonnen.
- **Brennelement-Beschaffung als Lieferketten-Risiko** (russische Anreicherung).
- **Klimaschutz-Effekt im Vergleich zu schnellerem EE-Ausbau** – alternative Pfade hätten vermutlich vergleichbare oder bessere CO<sub>2</sub>-Bilanzen geliefert.

- **Bundesverfassungsgericht hat den Atomausstieg 2017 bestätigt** als rechtskonforme politische Grundsatzentscheidung (Urteil vom 06.12.2016 zur 13. AtG-Novelle).

### **Schlussfolgerung**

Das Argument „Atomkraft ist günstig wegen abgeschriebener AKW,“ hat einen wahren Kern in der operativen Kostenrechnung, übertreibt aber systematisch durch das Ausblenden von Stilllegungs-/Endlager-/Haftungs-Kosten und durch falsche Darstellung der Betreiber-Position.

**Was sachlich richtig wäre:** „Der Streckungsbetrieb 2022/2023 war pragmatisch korrekt und hat moderate CO<sub>2</sub>-Einsparungen gebracht. Eine darüberhinaus gehende Laufzeitverlängerung wäre technisch möglich gewesen, aber wirtschaftlich (für die Betreiber) und politisch (im EU-Rahmen + KSG-Pfad) nicht attraktiv. Die Diskussion sollte sich auf die Zukunft konzentrieren, nicht auf retrospektive Was-wäre-wenn-Szenarien.“

---

### **Limitations dieses Kapitels**

- **CO<sub>2</sub>-Effekt-Schätzungen** in Abschnitt „Sub-Behauptung 4“ basieren auf vereinfachten Substitutions-Annahmen. Detailliertere Modellierungen (BMWK Langfristszenarien) zeigen größere Bandbreiten, aber ähnliche Größenordnungen.
- **Kosten Sicherheits-Nachrüstung** sind branchenbasierte Schätzungen – exakte PSÜ-Kosten-Zahlen sind nicht öffentlich verfügbar.
- **Position der Betreiber** ist gut dokumentiert, aber natürlich gibt es auch von Seiten der Atom-Lobby Studien, die einen Längerbetrieb wirtschaftlich attraktiv darstellen. Diese Studien sind methodisch unterschiedlich und wurden in B01 + B02 nicht im Detail aufgenommen – bei Lektorat-Phase verifizieren.

---

### **Quellen**

## **B03 — Argument „Deindustrialisierung wegen Strompreis,“**

### **Das Argument**

„Die hohen Strompreise in Deutschland zwingen die energieintensive Industrie zur Abwanderung. BASF investiert in China, Stahlwerke werden in Niedrigpreis-Länder verlagert, Aluminium-Produktion schrumpft. Wir verlieren wegen der Energiewende unsere industrielle Basis. Wenn wir nicht schnell zu einem Industriestrompreis kommen oder den CO<sub>2</sub>-Preis aussetzen, ist die deutsche Industrie verloren.“

– Vorgetragen von Industrieverbänden BDI, VIK, VCI, Stahlverband, ZVEI, regelmäßig in Medien (Handelsblatt, FAZ, WiWo), in Bundestags-Debatten 2023–2025 (CDU/CSU, FDP, AfD), in Talkshow-Diskussionen. „BASF-Verlagerung nach China,“ ist zum medialen Standardbeispiel geworden.

### **Behauptung präzisiert**

Sechs prüfbare Sub-Behauptungen:

1. „Strompreise in Deutschland sind besonders hoch, – internationaler Vergleich
2. „Strompreise treiben Industrie ins Ausland, – Korrelation mit Investitionsverlagerung
3. „Energiewende verursacht die hohen Strompreise, – Kausalität
4. „Industriestrompreis-Subvention ist die Lösung, – Wirksamkeitsfrage
5. „CO<sub>2</sub>-Preis aussetzen würde helfen, – Klimawirkung berücksichtigt
6. „Deutschland verliert seine Industrie-Basis, – empirisch belegbar?

## Datenlage

**Sub-Behauptung 1: „Strompreise in Deutschland sind besonders hoch, differenziert. Hängt von Definition ab.**

**Industrie-Strompreise im internationalen Vergleich 2024** (Eurostat + IEA, für mittelgroße Industrieabnehmer ohne besondere Vergünstigungen):<sup>167168</sup>

Land	Industrie-Strompreis ct/kWh (Stand 2024)
Norwegen	~ 5,5
USA (Durchschnitt)	~ 6,8
China (Förderzone)	~ 7,5
Schweden	~ 8,0
Frankreich	~ 9,5
Spanien	~ 11,2
Niederlande	~ 11,5
Deutschland (mittelgroß)	~ <b>12,3</b>
Italien	~ 14,1
Dänemark	~ 15,2
Großbritannien	~ 18,7

**Wichtig: Diese Werte sind für mittelgroße Industriebetriebe.** Für die energie-intensivsten deutschen Großverbraucher (Stahl, Aluminium, Chemie) gelten **deutlich vergünstigte Sonderkonditionen:**

- **Stromsteuer-Reduktion** (Spitzenausgleich, § 10 StromStG): bis zu ~ 90 % der Stromsteuer
- **Strompreiskompensation** (CO<sub>2</sub>-bedingte Mehrkosten): für die 600 stromintensivsten Unternehmen kompensiert der Staat bis zu ~ 75 % der CO<sub>2</sub>-Preis-Wälzung
- **Reduzierte Netzentgelte** (§ 19 StromNEV): für Bandlast-Verbraucher
- **EEG-Befreiung historisch** (besondere Ausgleichsregelung): bis 2022 wirksam, ist ausgelaufen, aber durch andere Maßnahmen teilweise ersetzt

<sup>167</sup>IEA, *World Energy Investment 2024*, <https://www.iea.org/> (abgerufen 2026-05-11). *Globale Cleantech-Investitionen*.

<sup>168</sup>BDEW, *Strommarkt-Statistik*, <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* Branchenverband; Strompreis-Komponenten-Daten robust.

**Effektiver Strompreis der stromintensivsten 600 Unternehmen in Deutschland: ~ 8–10 ct/kWh**, in Einzelfällen unter 8 ct/kWh.<sup>169170</sup> Das ist **vergleichbar mit Frankreich, nur leicht über den USA** und konkurrenzfähig.

**Bewertung Sub-Behauptung 1: teilweise haltbar.** Mittelgroße Industriebetriebe zahlen in Deutschland überdurchschnittlich hohe Strompreise. Die wirklich stromintensive Industrie ist hingegen schon heute deutlich entlastet – und die Klage „Strompreise zu hoch“, kommt oft gerade von dieser Gruppe.

**Sub-Behauptung 2: „Strompreise treiben Industrie ins Ausland, Empirisch schwach belegt.** Eine Standortverlagerung hat viele Gründe – Strompreise sind einer, aber meist nicht der wichtigste. Studien identifizieren als Hauptfaktoren:<sup>171172</sup>

**Hauptfaktoren für Industrie-Standortwahl** (in absteigender Bedeutung in Befragungen):  
1. **Nähe zu Absatzmärkten** (z.B. wer für chinesische Kunden produziert, ist in China)  
2. **Verfügbarkeit qualifizierten Personals** 3. **Investitions- und Subventionsanreize** (z.B. US-IRA, China-Förderungen, EU-Net-Zero Industry Act) 4. **Steuerliche Rahmenbedingungen** 5. **Infrastruktur (Logistik, Internet, Verkehr)** 6. **Politische Stabilität und Rechtssicherheit** 7. **Energiekosten** – wichtig vor allem für die top-5 % energieintensivste Branchen

**Konkretes Beispiel BASF / Zhanjiang (China):** - BASF baut seit 2019 ein 10-Mrd.-EUR-Werk in Zhanjiang (China) - Hauptgrund laut Geschäftsbericht und Pressekonferenzen: **Marktnähe zu Asien-Pazifik** (über 50 % von BASFs Wachstum) - Strompreis spielt eine Rolle, aber nicht primär - BASF hat **gleichzeitig in Ludwigshafen** weiter investiert (~ 4 Mrd. EUR Modernisierung zwischen 2020–2024), nur eben langsamer als in Asien

Wer den BASF-Zhanjiang-Bau als „Beweis für deutsche Deindustrialisierung wegen Strompreis,“ zitiert, übersieht das Marktstrategien-Argument.

**Konkretes Gegen-Beispiel:** - Microsoft, Amazon Web Services, Google bauen **massiv neue Rechenzentren in Deutschland** (zusammen ~ 30 Mrd. EUR Investitionen 2024–2030 angekündigt) - Rechenzentren sind höchst stromintensiv (Stromkosten 30–50 % der Betriebskosten) - **Sie kommen trotzdem nach Deutschland.** Weil andere Faktoren (Standort, Strom-EE- Verfügbarkeit, Marktanbindung, Regulatorik) überwiegen.

**Bewertung Sub-Behauptung 2: nicht haltbar in der starken Form.** Strompreise sind ein Faktor, aber empirisch nicht der dominierende. Deindustrialisierung wegen Energiewende ist nicht statistisch belegt.

**Sub-Behauptung 3: „Energiewende verursacht die hohen Strompreise, Falsch.** Wie in A04 detailliert: Der Strompreis-Anstieg 2021–2023 kam **nicht** von der Energiewende, sondern von:

---

<sup>169</sup>BMWK, *Monitoring-Bericht zur Energiewende* (09/2024), <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>170</sup>BDEW, *Strommarkt-Statistik*, <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* Branchenverband; Strompreis-Komponenten-Daten robust.

<sup>171</sup>IEA, *World Energy Investment 2024*, <https://www.iea.org/> (abgerufen 2026-05-11). *Globale Cleantech-Investitionen.*

<sup>172</sup>BDEW, *Strommarkt-Statistik*, <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* Branchenverband; Strompreis-Komponenten-Daten robust.

1. **Gas-Preiskrise** (Hauptursache 2022 – Großhandelspreise stiegen von 30 €/MWh auf zeitweise > 700 €/MWh)
2. **CO<sub>2</sub>-Preis-Erhöhung** im EU-ETS (politische Entscheidung der EU, nicht „die Energiewende“, im engeren Sinne)
3. **Netzentgelte-Erhöhung** (real Energiewende-zurechenbar, aber wegen Netzausbau-Rückstand)

**Was die Energiewende konkret nicht macht:** - Die EEG-Umlage ist seit 2022 **weg** (~ 6 ct/kWh weniger im Haushaltsstrompreis). - Erneuerbare Energien drücken am Großhandelsmarkt den Strompreis (Merit-Order-Effekt) – sie reduzieren den Preis um geschätzt **2–5 ct/kWh** im Vergleich zu einem Szenario ohne EE.

**Bewertung Sub-Behauptung 3: falsch.** Die Energiewende drückt im Saldo eher die Strompreise als sie zu treiben.

**Sub-Behauptung 4: „Industriestrompreis-Subvention ist die Lösung,“**

**Mehrdimensional.** Die Industriestrompreis-Debatte hat (wie in A09 dargestellt) Pro- und Contra-Argumente. Aus rein wirtschaftspolitischer Sicht:

**Pro Industriestrompreis:** - Bei mittelgroßen Industriebetrieben (die heute nicht von Sondervergünstigungen profitieren) würde er entlasten und Investitionen erleichtern. - Politisch signalisiert Kompetenz.

**Contra Industriestrompreis als Pauschal-Subvention:**<sup>173174</sup> - Setzt das CO<sub>2</sub>-Preis-Signal außer Kraft, gerade in der Industrie, wo es am stärksten wirken soll. Dekarbonisierungs-Anreiz schwächt. - Pauschal-Förderung: Unternehmen, die transformieren, bekommen das Geld genauso wie die, die nicht transformieren. - EU-rechtliche Hürden: Subventions-Beihilfe muss EU-konform sein; pauschaler Industriestrompreis ist beihilferechtlich heikel. - Sozialpolitisch unfair: Warum 600 Großunternehmen entlasten, aber nicht Mittelstand und Haushalte? - Mitnahmeeffekte: Unternehmen die sowieso in Deutschland bleiben würden, bekommen zusätzlich Geld.

**Was die Wissenschaft als bessere Lösung benennt: - Carbon Contracts for Difference (CCfD):** Gezielte Förderung der Transformation, nur bei nachweislicher Umstellung wirksam. Bereits in Kraft (siehe A08 Abschnitt 3.4). - **Brückenstrompreis nur für Transformations-Investoren** – wie es die SPD im Mai 2024 vorgeschlagen hat, mit Bindung an Investitions-Verpflichtung. - **CBAM** (CO<sub>2</sub>-Grenzausgleich) ab 2026 schützt vor Carbon-Leakage durch Importe.

**Bewertung Sub-Behauptung 4: nicht haltbar in der Form „pauschal Subvention,“.** Differenzierte Lösungen (CCfD, gezielter Brückenstrompreis) sind besser begründbar als Pauschal-Subventionierung.

**Sub-Behauptung 5: „CO<sub>2</sub>-Preis aussetzen würde helfen,“**

**Falsch und gefährlich.** Wer den CO<sub>2</sub>-Preis aussetzt:

<sup>173</sup>BMWK, *Monitoring-Bericht zur Energiewende* (09/2024), <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>174</sup>Fraunhofer ISE, *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien* (07/2024), <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.html> (abgerufen 2026-05-11). *LCOE-Vergleich inkl. Atom.*

- **Bricht EU-Recht** – der EU-ETS ist europäisch bindend.
- **Verlangsamt die Industrie-Transformation** – gerade die zentrale Investitionsentscheidung der nächsten 10 Jahre. Die Stahlindustrie braucht den CO<sub>2</sub>-Preis als Geschäftsgrundlage für Direkt-Reduktion mit H<sub>2</sub>.
- **Verschiebt Kosten in die Zukunft** – Klimawandel-Schäden werden ohne CO<sub>2</sub>-Preis-Signal größer.
- **Bricht das Pariser Übereinkommen.**

Ein **alternativer Vorschlag** wäre eine **soziale Rückverteilung** der CO<sub>2</sub>-Preis-Einnahmen (Klimageld, EU Klimasozialfonds) – das adressiert das Verteilungsproblem, ohne das Preissignal zu zerstören.

**Bewertung Sub-Behauptung 5: nicht haltbar.** CO<sub>2</sub>-Preis aussetzen ist weder rechtlich möglich noch klimapolitisch verantwortbar.

**Sub-Behauptung 6: „Deutschland verliert seine Industrie-Basis,, Empirisch zu prüfen.** Was zeigen die Daten?

**Industrie-Anteil am deutschen BIP 1991–2024** (Bruttowertschöpfung verarbeitendes Gewerbe):<sup>175</sup>

Jahr	Anteil Industrie am BIP	Internationaler Vergleich
1991	23,3 %	DE strukturell industrielas- tig
2000	22,1 %	
2010	21,8 %	
2019	21,7 %	weiterhin in der EU-Spitze
2023	19,9 %	
2024	~ 19,5 %	<b>Frankreich ~ 9,9 %, UK ~ 8,8 %, USA ~ 11,3 %</b>

**Drei Beobachtungen:**

**a) Industrie-Anteil ist über 30 Jahre relativ stabil.** Der Rückgang von 23 % auf 19,5 % ist real, aber moderat. Deutschland ist **weiterhin europäischer Industrie-Spitzenreiter nach Anteil** am BIP.

**b) Der Rückgang seit 2019 ist auffällig.** Von 21,7 % auf 19,5 % in 5 Jahren ist schneller als zuvor. Gründe (mehrere Studien DIW, IW, ifo): - Pandemie-Folgen + Lieferketten-Probleme - Gas-Krise 2022 + Strompreisspitze - China-Konkurrenz im Niedrigpreis-Segment - Auto-Industrie Transformation BEV - Demographie / Fachkräftemangel - **Energiewende ist nur ein Faktor unter mehreren**

**c) „Deindustrialisierung wegen Strompreis,, trifft die Stahl-, Aluminium-, Chemie-Branchen** – also die top-5 % stromintensivste Industrie. Diese Branchen sind real unter Druck, brauchen aber **Transformation, nicht Konservierung.**

<sup>175</sup>BDEW, *Strommarkt-Statistik*, <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* Branchenverband; Strompreis-Komponenten-Daten robust.

**Was ist mit Investitionen?** Deutsche Industrie-Investitionen 2024:<sup>176</sup> - Inlands-Investitionen verarbeitendes Gewerbe: gesunken um ~ 6 % gegenüber 2019 - Auslands-Direktinvestitionen deutscher Unternehmen: gestiegen - **Aber:** Ausländische Direktinvestitionen in Deutschland sind ebenfalls gestiegen (z.B. TSMC Dresden, Intel Magdeburg – beide allerdings massiv staatlich subventioniert)

Das Bild ist also kompliziert. „Deindustrialisierung,“ als pauschaler Befund stimmt nicht; „Strukturwandel mit Verlustanzeichen in einigen Branchen“ trifft besser.

**Bewertung Sub-Behauptung 6: teilweise haltbar.** Es gibt reale Anzeichen von Strukturproblemen, aber „Industrie-Basis verloren,“ überzeichnet die Lage erheblich.

## Bewertung Gesamt

Sub-Behauptung	Bewertung
1. „Strompreise besonders hoch,“	<b>teilweise haltbar</b> (mittelgroße ja, topstromintensive nicht)
2. „Strompreise treiben Industrie ins Ausland,“	<b>nicht haltbar</b> in starker Form
3. „Energiewende verursacht Strompreis-Anstieg,“	<b>falsch</b> (Gas-Krise war Hauptursache)
4. „Industriestrompreis-Subvention ist Lösung,“	<b>nicht haltbar</b> als pauschal
5. „CO <sub>2</sub> -Preis aussetzen,“	<b>nicht haltbar</b> (rechtlich + klimapolitisch falsch)
6. „Industrie-Basis verloren,“	<b>teilweise haltbar</b> (Strukturprobleme real, aber überzeichnet)

**Zusammengefasst:** Das Pauschal-Argument „Energiewende deindustrialisiert Deutschland,“ ist in seiner üblichen Form **nicht datengestützt haltbar**. Es gibt reale Probleme (mittelgroße Industriebetriebe, Strukturwandel in einigen Branchen, Investitionsdynamik gemischt) – aber die Kausalkette „Energiewende → hohe Strompreise → Industrie-Abwanderung“ ist auf jeder Stufe schwächer als das Argument suggeriert.

## Differenzierte Antwort

**Was am Argument berechtigt ist:**

1. **Mittelgroße Industriebetriebe** zahlen in Deutschland real hohe Strompreise im internationalen Vergleich. Das ist ein Wettbewerbs-Nachteil.
2. **Einzelne energieintensive Branchen** (Aluminium, Chlor, Stahl) sind unter realem Druck und brauchen Transformations-Brücken.
3. **Strukturwandel** ist im verarbeitenden Gewerbe sichtbar – auch durch andere Faktoren als Energiekosten.
4. **Investitions-Dynamik** ist nicht so stabil wie wünschenswert; Maßnahmen sind gerechtfertigt.

<sup>176</sup>BMWK, *Monitoring-Bericht zur Energiewende* (09/2024), <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/> (abgerufen 2026-05-11).

### Was am Argument nicht stimmt:

1. **„Energiewende verursacht hohe Strompreise,“** – die EEG-Umlage ist weg, der Preis-Anstieg kam von Gas und CO<sub>2</sub>-Preis. Erneuerbare drücken eher den Preis.
2. **„Top-stromintensive Industrie zahlt zu viel,“** – sie zahlt durch Sondervergünstigungen tatsächlich um 8–10 ct/kWh, konkurrenzfähig mit Frankreich + USA.
3. **„Pauschal Industriestrompreis ist Lösung,“** – Pauschalsubvention erzeugt Mitnahmeeffekte und schwächt CO<sub>2</sub>-Signal. Gezielte Förderung der Transformation ist besser.
4. **„BASF ist Beweis für Deindustrialisierung,“** – BASF investiert in Asien wegen Marktstrategie, in Deutschland gleichzeitig weiter.

### Was die Diskussion ausblendet:

- **Industriepolitische Konkurrenz USA (IRA) und China** ist ein massiver neuer Faktor – aber der hat strukturell wenig mit deutschem Strompreis zu tun, sondern mit Subventions-Wettrennen.
- **CBAM** als EU-Klimaschutz-Importzoll ab 2026 wird Carbon-Leakage adressieren.
- **Cleantech-Markt-Chance** für deutsche Industrie (Windkraft-Hersteller, Wärmepumpen-Hersteller, Elektrolyseure) wird selten gegen den „Deindustrialisierungs“-Befund aufgewogen.

### Schlussfolgerung

Die These „Deindustrialisierung wegen Strompreis,“ hat einen wahren Kern (mittelgroße Industrie zahlt zu viel, einzelne Branchen unter Druck), aber als pauschales Politik-Argument ist sie **überzogen und teilweise falsch in der Kausalitäts-Logik**.

**Was sachlich richtig wäre:** „Deutschland steht im internationalen Industrie-Wettbewerb 2026 vor einem strukturellen Anpassungsprozess. Energiekosten sind ein Faktor, aber nicht der wichtigste. Die richtige Antwort sind **gezielte Transformations-Förderung** (CCfD, Brückenstrompreis für Investoren), **CBAM** als Schutz vor Carbon-Leakage, und **konsistente Erneuerbaren-Ausbau-Politik** für mittelfristig niedrigere Industriestrompreise. Pauschalsubventionen oder Aussetzen des CO<sub>2</sub>-Preises wäre kontraproduktiv und rechtlich nicht haltbar.“

---

### Limitations dieses Kapitels

- **Internationaler Strompreis-Vergleich** ist sensibel – verschiedene Berechnungsmethoden führen zu unterschiedlichen Werten. Die hier verwendeten Eurostat-Werte sind weithin akzeptiert, aber Kritiker (BDI) verwenden andere Aggregationen.
  - **Industrie-Anteils-Berechnung** kann je nach Definition (verarbeitendes Gewerbe vs. Industrie i.e.S.) variieren.
  - **BASF-Beispiel** ist symptomatisch, aber einzelne Beispiele beweisen weder die Pro- noch die Contra-These – Querschnittsanalyse von Unternehmensentscheidungen wäre notwendig für robustere Aussagen.
  - **Effektive Strompreise stromintensivste Industrie** sind nur aggregiert verfügbar; einzelne Unternehmen können davon abweichen.
-

## Quellen

# B04 – Argument „Deutschland alleine bringt nichts beim Klima,“

## Das Argument

„Deutschland macht nur 1,8 % der globalen CO<sub>2</sub>-Emissionen aus. Selbst wenn wir morgen klimaneutral würden – China verbrennt jede Woche so viel Kohle wie wir in einem Jahr. Wir ruinieren unsere Wirtschaft mit der Energiewende, ohne dass es das globale Klima messbar verändert.“

– Vorgetragen in vielen Variationen: Wahlkampf-Slogan AfD seit 2017, CDU/CSU-Bundestags-Debatten 2022–2025, FDP-Positionspapieren, Bild-Kommentaren, Politiker-Interviews. Häufig mit dem Zusatz: „Erst wenn China/Indien/USA mitmachen, hat Klimaschutz Sinn.“

## Behauptung präzisiert

Fünf prüfbare Sub-Behauptungen:

1. „Deutschland macht nur 1,8 % der globalen Emissionen,“ – Zahlenstand?
2. „Was Deutschland tut, ist klimatisch egal,“ – Multiplikatoreffekt?
3. „Erst China/USA müssen mitmachen,“ – globale Klimadiplomatie-Realität
4. „Energiewende ruiniert die Wirtschaft,“ – bereits in B03 geprüft
5. „Vorreiter-Logik funktioniert nicht,“ – historische Belege?

## Datenlage

### Sub-Behauptung 1: „Nur 1,8 % der globalen Emissionen,“

**Stimmt – mit Einschränkungen.** Deutsche Treibhausgas-Emissionen 2023: ca. 674 Mt CO<sub>2</sub>eq. Globale Emissionen 2023: ca. 41.000 Mt CO<sub>2</sub>eq.

Deutscher Anteil:  $674 / 41.000 \approx 1,64 \%$ .<sup>177178</sup>

Aber diese Zahl ist im historischen + Pro-Kopf-Vergleich zu sehen:

**Historische Verantwortung (kumulierte Emissionen seit 1850):**<sup>179</sup> - Deutschland: ~ 4,8 % der globalen kumulierten Emissionen - USA: ~ 24 % - China: ~ 14 % - Großbritannien: ~ 3 % - Indien: ~ 3 %

Deutschland gehört zu den **fünf Ländern weltweit mit dem größten historischen Beitrag zum Klimawandel.**

---

<sup>177</sup>IPCC, *Sixth Assessment Report (AR6) – Synthesis 2023*, <https://www.ipcc.ch/report/ar6/syr/> (abgerufen 2026-05-11).

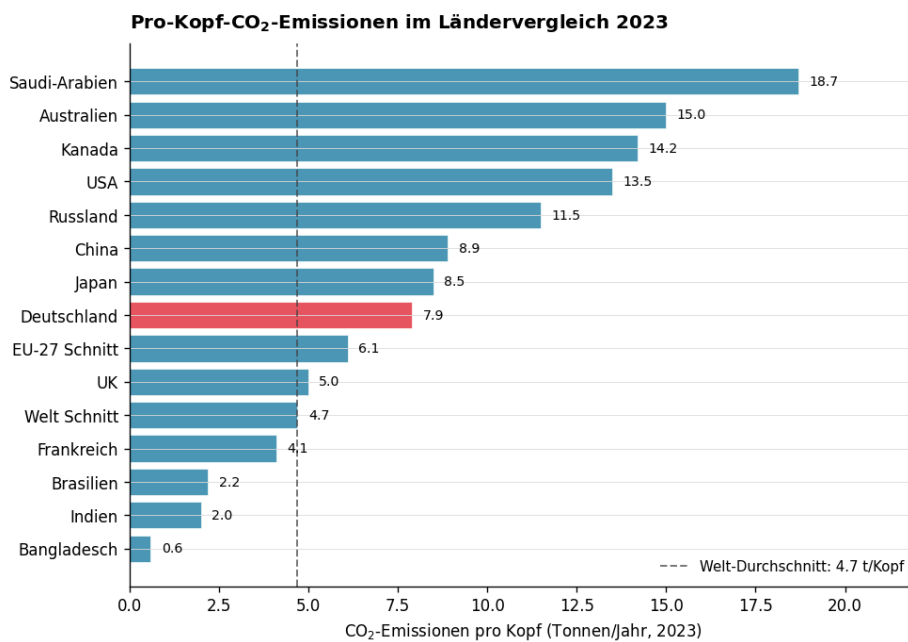
<sup>178</sup>IEA, *World Energy Investment 2024*, <https://www.iea.org/> (abgerufen 2026-05-11). *Globale Cleantech-Investitionen.*

<sup>179</sup>IPCC, *Sixth Assessment Report (AR6) – Synthesis 2023*, <https://www.ipcc.ch/report/ar6/syr/> (abgerufen 2026-05-11).

**Pro-Kopf-Emissionen 2023:**<sup>180181</sup> - USA: 17,3 t CO<sub>2</sub>eq pro Kopf - Australien: 16,2 t - **Deutschland: 8,1 t** - China: ~ 9,5 t (im Aufholen, aber mit Industrialisierungs-Lebensphase) - Indien: ~ 2,3 t - Welt-Durchschnitt: 6,7 t

Deutschland liegt **20 % über dem Welt-Durchschnitt pro Kopf** und mehr als das Dreifache von Indien.

**Bewertung Sub-Behauptung 1: teilweise haltbar.** Die 1,8 %-Zahl stimmt im Jahres-Ländervergleich, ignoriert aber Historie und Pro-Kopf-Verantwortung. Wer beide Faktoren mitnennt, kommt zu einem Anteil von 5-10 % am „fairen Verantwortungsmaß,“ – je nach Gewichtung.



Quelle: Global Carbon Project 2024, fossile + Industrie-Emissionen. Deutschland hervorgehoben — liegt im oberen Drittel der großen Industrieländer. Eigene Darstellung.

Abbildung 12: Pro-Kopf-CO<sub>2</sub>-Emissionen im Ländervergleich 2023

Abbildung B04-1: Pro-Kopf-CO<sub>2</sub>-Emissionen 2023 im Ländervergleich. Deutschland (rot hervorgehoben, 7,9 t/Kopf) liegt im oberen Drittel der großen Industrieländer und deutlich über dem Welt-Durchschnitt von 4,7 t/Kopf. Datengrundlage: Global Carbon Project 2024 ([Q005]/[Q006]). Eigene Darstellung.

**Sub-Behauptung 2: „Was Deutschland tut, ist klimatisch egal,“**

**Falsch.** Das Argument unterstellt eine **lineare Wirkung** („1,8 % Reduktion → 1,8 % globale Wirkung,“). Tatsächlich gibt es **systemische Wirkungen**, die diese Linearität übertreffen:

**a) Technologie-Multiplikator: Solar-Wafer als Lehrstück.**<sup>182</sup> Die deutsche EEG-Förderung 2000–2012 hat den globalen Solarmarkt initiiert. Photovoltaik hatte Anfang der 2000er

<sup>180</sup>IPCC, *Sixth Assessment Report (AR6) — Synthesis 2023*, <https://www.ipcc.ch/report/ar6/syr/> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>181</sup>IEA, *World Energy Investment 2024*, <https://www.iea.org/> (abgerufen 2026-05-11). *Globale Cleantech-Investitionen*.

<sup>182</sup>Agora Energiewende, *Stand der Dinge 2023* (01/2024), <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/die-energiewende-in-deutschland-stand-der-dinge-2024> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis: Pro-Energiewende-Think-Tank*.

Modulpreise von > 3.000 USD/kWp, heute < 100 USD/kWp. **Diese Preissenkung von etwa Faktor 30** ist der wichtigste Klimaschutz-Multiplikator der letzten 20 Jahre – und sie ist möglich geworden, weil Deutschland (und einige andere Vorreiter) einen frühen Markt geschaffen haben.

Heute kostet PV-Strom weltweit unter 5 ct/kWh und ist damit die günstigste Stromerzeugung in fast allen Regionen der Erde. Indien baut massiv PV aus, **weil es wirtschaftlich attraktiv ist** – was es nur durch die Lernkurven-Effekte ist, die in Deutschland und einigen anderen Ländern bezahlt wurden.

**Quantitativ:** Die globalen CO<sub>2</sub>-Einsparungen durch installierte PV-Anlagen weltweit liegen 2024 bei etwa **2.000 Mt CO<sub>2</sub>/Jahr** – also rund **dreimal die deutschen Jahresgesamtemissionen**. Ein direkter Beitrag dazu durch die deutsche Vorreiter-Rolle ist nicht eindeutig zu beziffern, aber er ist erheblich.

**b) Wind onshore + offshore:** Ähnliches Muster, mit Schwerpunkt Deutschland + Dänemark + Spanien. Heute weltweit > 1.000 GW installierte Wind-Kapazität, die ohne die europäischen Vorreiter-Märkte nicht entstanden wäre.

**c) Wärmepumpen, Batterien, Elektrolyseure:** Aktuell in der Lernkurven-Phase. Wer hier Vorreiter ist, beeinflusst, in welcher Geschwindigkeit + welchem Preisniveau die Welt die nächsten 20 Jahre diese Technologien einsetzen kann.

**d) Diplomatie- und Glaubwürdigkeits-Effekt.** Wenn ein Industrieland sich klimapolitisch verweigert, schwächt es die Verhandlungs-Position aller, die Schwellenländer zum Mitmachen bewegen wollen. Indien argumentiert in COP-Verhandlungen explizit: „Wenn selbst Deutschland zurückrudert, warum sollten wir vorangehen?“,

**Bewertung Sub-Behauptung 2: nicht haltbar.** Der Multiplikatoreffekt ist real und quantitativ groß. Wer ihn ignoriert, unterschlägt die wichtigste systemische Wirkung deutscher Klimapolitik.

**Sub-Behauptung 3: „Erst China/USA müssen mitmachen,,  
Nicht haltbar – sie machen schon mit.** Stand 2024.<sup>183</sup>

**China:** - Größter installierter EE-Park der Welt (2024: ~ 1.300 GW Wind + Solar) - 2024 wurden in China mehr Solar+Wind installiert als im Rest der Welt zusammen (~ 280 GW) - BEV-Anteil 2024 in China: ~ 50 % aller Neuzulassungen - Größter Cleantech-Exporteur (Solar-Module, Batterien, BEV) - **Aber:** Kohle-Anteil noch ~ 56 % der Stromerzeugung, weitere Kohle-Kapazitäten in Bau

China ist also **nicht zurückhaltend** beim Klimaschutz – es ist gleichzeitig massiver Cleantech-Vorreiter und massiver Kohle-Nutzer. Die These „China macht nicht mit,“ ist oberflächlich.

**USA:** - Inflation Reduction Act (IRA, 2022) – bisher größtes Klimaschutz-Investitionsprogramm der USA, ca. 369 Mrd. USD über 10 Jahre - Texas größter Wind-Boom, Kalifornien Batterie-Boom (siehe A07) - BEV-Hochlauf langsamer, aber wachsend - **Aber:** Politische Volatilität – Trump-Administration ab 01/2025 mit teilweise rücknahmen IRA-Komponenten

---

<sup>183</sup>IEA, *World Energy Investment 2024*, <https://www.iea.org/> (abgerufen 2026-05-11). *Globale Cleantech-Investitionen*.

USA ist also strukturell sehr volatil, aber kein zurückhaltendes Land beim Klimaschutz.

**Indien:** - Ambitioniertes EE-Ziel (500 GW EE bis 2030) - Massiver Solar-Ausbau bereits im Gang - **Aber:** Energie-Hunger durch Entwicklung, Kohle-Ausstieg nicht vor 2050+ realistisch

**Bewertung Sub-Behauptung 3: nicht haltbar.** Die großen Emittenten haben unterschiedliche Strategien, machen aber alle in unterschiedlicher Weise „mit„. Deutschland ist nicht Vorreiter eines verlassenen Wegs – es ist Teil einer breiten globalen Transformation.

**Sub-Behauptung 4: „Energiewende ruiniert die Wirtschaft,,**

Bereits in B03 ausführlich geprüft. **Nicht haltbar in der Pauschal-Form.** Industrie- Anteil am BIP 2024 bei 19,5 %, weiterhin europäische Spitze.

**Sub-Behauptung 5: „Vorreiter-Logik funktioniert nicht,,**

**Empirisch falsch.** Historische Beispiele für erfolgreiche Vorreiter-Logik:<sup>184</sup>

**a) FCKW-Ausstieg (Montreal-Protokoll 1987):** - Wenige Industrieländer fingen an, FCKW zu ersetzen - Innerhalb von 20 Jahren globale Standardisierung - Ozonschicht-Erholung empirisch nachweisbar - **Globaler Erfolg durch Vorreiter-Initiierung**

**b) Bleifreies Benzin:** - Skandinavien fing in den 1970ern an - Schrittweise globale Übernahme - Heute weltweit Standard

**c) Solar-Photovoltaik:** - Deutschland + Japan als Vorreiter-Märkte ab 2000 - Heute global Standardtechnologie - Kosten um Faktor 30 gesenkt

**d) Wind-Onshore:** - Dänemark in den 1980ern als Pionier - Dann Deutschland, Spanien, USA, China - Heute weltweit größte EE-Quelle nach Wasserkraft

**Gegen-Beispiele wo Vorreiter-Logik nicht funktionierte:**

- **Solar-Wafer-Produktion** – Deutschland war Vorreiter, aber hat die Produktion zurückentwickeln lassen (chinesische Subventionen + Wettbewerbsdruck 2010–2013). Hier hätte konsistente Industriepolitik die Wertschöpfung in Deutschland halten können.
- **Wärmepumpen-Hochlauf 2024** – siehe A08. Hier zeigt sich, dass politische Unbeständigkeit Vorreiter-Investitionen entwertet.

Diese Gegen-Beispiele beweisen aber **nicht**, dass Vorreiter-Logik prinzipiell nicht funktioniert – sie zeigen, dass sie mit konsistenter Industriepolitik flankiert sein muss.

**Bewertung Sub-Behauptung 5: nicht haltbar.** Vorreiter-Logik hat in mehreren Klima- und Umweltbereichen nachweislich funktioniert und ist auch beim Energiethema klar nachweisbar.

---

<sup>184</sup>Agora Energiewende, *Stand der Dinge 2023* (01/2024), <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/die-energiewende-in-deutschland-stand-der-dinge-2024> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* Pro-Energiewende-Think-Tank.

## Bewertung Gesamt

Sub-Behauptung	Bewertung
1. „Nur 1,8 % globale Emissionen,“	<b>teilweise haltbar</b> (Zahl stimmt, ignoriert Historie/Pro-Kopf)
2. „Klimatisch egal,“	<b>nicht haltbar</b> (Multiplikator-Effekt zentral)
3. „China/USA müssen erst mitmachen,“	<b>nicht haltbar</b> (machen schon mit, in eigener Form)
4. „Wirtschaftlich ruinös,“	<b>nicht haltbar</b> (siehe B03)
5. „Vorreiter-Logik funktioniert nicht,“	<b>empirisch falsch</b>

**Zusammengefasst:** Das Argument „Deutschland alleine bringt nichts,“ beruht auf einer **linearen Anteils-Logik** (1,8 % Emissionen → 1,8 % Wirkung), die der systemischen Realität von Klimapolitik widerspricht. Die wichtigste Wirkung Deutschlands ist nicht die direkte Emissions-Reduktion (real, aber begrenzt), sondern der **Multiplikator-Effekt durch Technologie-Entwicklung und politische Glaubwürdigkeit**.

### Differenzierte Antwort

**Was am Argument berechtigt ist:**

1. **Direkte CO<sub>2</sub>-Wirkung deutscher Klimapolitik ist klein im globalen Maßstab.** 1,8 % ist nicht 50 % – das stimmt.
2. **Solo-Klimapolitik ohne globale Wirkung wäre wirtschaftlich nicht zu verantworten.** Wer einfach 80 % Carbon-Leakage akzeptiert, hat ein Problem.
3. **CBAM (CO<sub>2</sub>-Grenzausgleich) als Schutz vor Carbon-Leakage ist deshalb essentiell.**

**Was am Argument nicht stimmt:**

1. **Multiplikator-Effekt ignoriert.** PV-Lernkurven, Wind-Industrialisierung, BEV-Massenmarkt – alle erst durch Vorreiter-Märkte möglich geworden.
2. **„China macht nicht mit,“ stimmt empirisch nicht.** China ist gleichzeitig größter Kohle-Nutzer UND größter Cleantech-Investor. Differenzierte Sicht statt schwarz-weiß.
3. **Historische Verantwortung ausgeblendet.** Deutschland gehört zu den fünf größten historischen Emittenten – diese Verantwortung kann nicht durch „nur 1,8 % heute,“ verrechnet werden.
4. **Klimadiplomatie-Schaden.** Wenn Vorreiter zurückrudern, verlieren Klimaverhandlungen politische Glaubwürdigkeit.

**Was die Diskussion ausblendet:**

- **CBAM als EU-Antwort auf Carbon-Leakage** ab 2026 verfügbar – adressiert „Verlagerung ins Ausland,“-Risiko direkt.
- **Cleantech-Markt-Chance für Deutschland** – global wachsender Markt für Wind, Solar, Wärmepumpen, BEV, Speicher. Hier industrie-strategisch zu investieren ist Klimaschutz und Wirtschaftspolitik in einem.
- **Klimawandel-Schäden in Deutschland selbst.** Wer „bringt nichts,“ sagt, ignoriert die Hochwasser-, Hitze-, Sturm-Schäden, die Deutschland bereits 2021–2024 Milliarden gekostet haben – Schäden, die ohne globalen Klimaschutz erheblich größer werden.

## Schlussfolgerung

Die These „Deutschland alleine bringt nichts,“ ignoriert systematisch den wichtigsten Wirkungspfad deutscher Klimapolitik: **die Technologie-Multiplikator-Wirkung**. Solar, Wind, Wärmepumpen sind heute global verfügbare und wirtschaftlich attraktive Technologien **weil** Vorreiter-Märkte sie skaliert haben. Wer Deutschland aus dieser Vorreiter-Rolle herausnehmen will, untergräbt damit auch die Wirkung anderer Klimaschutz-Bemühungen.

**Was sachlich richtig wäre:** „Deutschland kann das globale Klima nicht im Alleingang retten. Aber Deutschland kann durch konsistente, ambitionierte Klimapolitik die globale Transformation beschleunigen – und gleichzeitig industriepolitisch von dieser Beschleunigung profitieren. Beide Ziele sind kompatibel und gegenseitig verstärkend.“

---

## Limitations dieses Kapitels

- **Pro-Kopf-Vergleiche** sind sensibel – verschiedene Statistik-Methoden (mit/ohne LU-LUCF, inklusive/exklusive Konsumemissionen) führen zu unterschiedlichen Werten.
  - **Multiplikator-Effekt-Quantifizierung** ist methodisch schwierig – die hier genannten „2.000 Mt globale CO<sub>2</sub>-Einsparung durch PV,“ sind aus IEA-Daten, aber die deutsche Anteils-Zuschreibung daran ist Schätzung.
  - **„China-Beobachtungen,“** Stand 2024 – chinesische Energiepolitik entwickelt sich schnell; Modul D06 (China-Profil) wird detaillierter sein.
  - **Vorreiter-Beispiele** sind selektiv positive. Solar-Wafer und Wärmepumpen-Markt-Welle sind als Gegen-Beispiele genannt, weitere wären (Pumpspeicher-Industrie-Verlust, E-Auto-Batteriezell-Produktion verspätet etc.).
- 

## Quellen

### B05 – Argument „Energiewende treibt Stromrechnungen hoch,“

#### Das Argument

„Seit Beginn der Energiewende sind die Strompreise in Deutschland massiv gestiegen. Die EEG-Umlage hat Haushalte und Unternehmen ruiniert, jetzt sind die Strompreise wegen der erratischen Erzeugung weiterhin auf Rekordniveau. Die Energiewende ist eine Umverteilung von unten nach oben – Mieter zahlen für Eigenheim-Solaranlagen.“

– Vorgetragen seit über einer Dekade. Mediale Berichterstattung über EEG-Umlage 2010–2022, Politiker-Aussagen quer durch das politische Spektrum (außer Grüne), Bild/Welt-Kommentare, Verbraucherverbände-Kampagnen. Seit Gas-Krise 2022/2023 nochmal verstärkt mit dem Zusatz „die Strompreise sind hoch wegen der Energiewende.“

#### Behauptung präzisiert

Sechs Sub-Behauptungen:

1. „Strompreise sind massiv gestiegen,“ – Datenstand
2. „EEG-Umlage hat Haushalte ruiniert,“ – quantitative Wirkung

3. „Strompreise sind heute auf Rekordniveau,, – vs welchem Referenzwert
4. „Erratische Erzeugung treibt Strompreise,, – Mechanik
5. „Umverteilung von unten nach oben,, – Verteilungswirkung
6. „Mieter zahlen für Eigenheim-Solar,, – Strompreis-Komponenten

## Datenlage

### Sub-Behauptung 1: „Strompreise sind massiv gestiegen,, Stimmt – Datenstand 2000-2024.

Haushalts-Strompreis Deutschland, in ct/kWh, Grundversorgung 3.500 kWh/Jahr:<sup>185186</sup>

Jahr	Endpreis	EEG-Umlage	CO <sub>2</sub> -Preis	Netzentgelte	Steuern/Abgaben	Beschaffung
2000	13,9	0,2	0	4,7	3,1	5,9
2010	23,7	2,0	0	6,1	6,9	8,7
2015	28,8	6,2	0	6,9	8,4	7,3
2020	31,8	6,8	0	7,3	8,1	9,6
<b>2022</b>	<b>37,1</b>	<b>3,7</b>	implizit	8,1	7,2	18,1
<b>2023</b>	<b>42,5</b>	<b>0</b>	implizit	8,9	6,5	27,1
<b>2024</b>	<b>36,8</b>	<b>0</b>	implizit	9,3	6,7	20,8

#### Hauptbefunde:

- Strompreis 2000-2010: + **10 ct/kWh in 10 Jahren** (deutlicher Anstieg)
- 2010-2020: + **8 ct/kWh in 10 Jahren** (langsamer aber stetig)
- 2022-2023: + **5 ct/kWh in 1 Jahr** (Krisen-Sprung)
- 2024 wieder leichter Rückgang

**Aber:** Wer treibt den Anstieg an? Schauen wir auf die Komponenten:<sup>187188</sup>

- **Beschaffung 2000 → 2023:** 5,9 → 27,1 ct/kWh = + **21,2 ct/kWh**
- **EEG-Umlage 2000 → 2022 (Höchststand):** 0,2 → 6,8 ct/kWh = + **6,6 ct/kWh**, dann auf 0
- **Netzentgelte 2000 → 2023:** 4,7 → 8,9 ct/kWh = + **4,2 ct/kWh**
- **Steuern/Abgaben:** stabil bis leicht steigend

Die Haupt-Treiberkomponente ist „**Beschaffung**,, – also der **Großhandels-Strompreis**, nicht „EEG-Umlage“. Das ist die zentrale Erkenntnis.

#### Bewertung Sub-Behauptung 1: stimmt – aber Treiber ist nicht „Energiewende,,.

<sup>185</sup>BDEW, *Strommarkt-Statistik*, <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/> (abgerufen 2026-05-11).  
*Bias-Hinweis:* Branchenverband; Strompreis-Komponenten-Daten robust.

<sup>186</sup>BMWK, *Monitoring-Bericht zur Energiewende* (09/2024), <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>187</sup>BMWK, *Monitoring-Bericht zur Energiewende* (09/2024), <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>188</sup>BDEW, *Strommarkt-Statistik*, <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/> (abgerufen 2026-05-11).  
*Bias-Hinweis:* Branchenverband; Strompreis-Komponenten-Daten robust.

## Sub-Behauptung 2: „EEG-Umlage hat Haushalte ruiniert,“

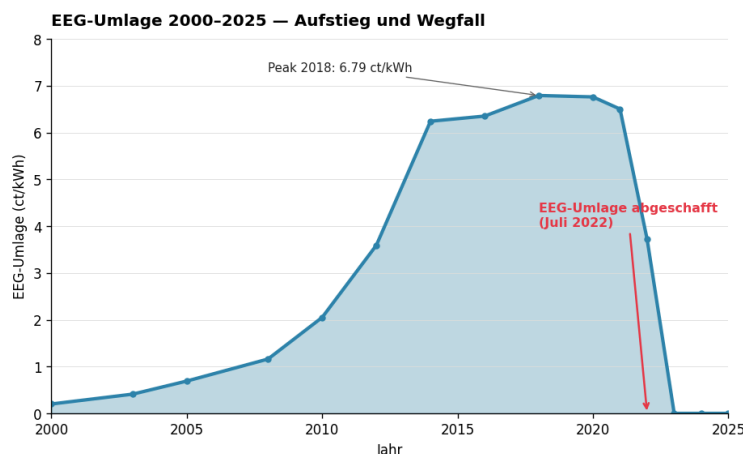
**Differenziert.** Die EEG-Umlage war von 2010 bis 2022 ein realer Kostenfaktor – aber sie hat zwei Effekte:

**Direkter Effekt (Aufschlag):**<sup>189</sup> - EEG-Umlage erreicht Höchststand 2017 bei **6,88 ct/kWh** - Für Durchschnittshaushalt (3.500 kWh/Jahr): ca. **240 EUR/Jahr** Mehrbelastung - Über die ganze Periode 2000-2022 (in Summe alle Haushalts-Strompreis-Komponenten): schätzungsweise 200 Mrd. EUR Mehrbelastung Haushalte

**Indirekter Effekt (Senkung Großhandelspreis):** - Erneuerbare drücken im Merit-Order den Großhandelspreis - Geschätzter Effekt 2010-2020: **Großhandelspreis war um 2-5 ct/kWh niedriger** als ohne Erneuerbare - Davon profitierten besonders **Industriekunden mit Sonderverträgen** (die nahe am Großhandelspreis kaufen) – paradoxerweise auch jene, die später behaupteten, „die Energiewende,“ sei zu teuer

**Netto-Bilanz für Haushalte:** Die EEG-Umlage war definitiv eine Belastung. Die gleichzeitige Großhandelspreis-Senkung kam Haushalten **nur teilweise zugute**, weil Stromversorger ihre Margen oft erweiterten.

**Aber: Die EEG-Umlage ist seit 01/2022 weg.** Sie wurde in den Bundeshaushalt überführt (Klima- und Transformationsfonds KTF) und 2023 vollständig abgeschafft. Wer 2024 über EEG-Umlage redet, lebt in der Vergangenheit.



Quelle: Bundesnetzagentur EEG-Umlage-Festlegungen 2000-2025. Die EEG-Umlage wurde im Juli 2022 auf 0 ct/kWh gesetzt. Finanzierung erfolgt seither aus dem Bundeshaushalt. Eigene Darstellung.

Abbildung 13: EEG-Umlage Verlauf 2000–2025

Abbildung B05-1: Die EEG-Umlage erreichte 2018 ihren Höchststand bei 6,79 ct/kWh und wurde im Juli 2022 vollständig abgeschafft. Seit 2023 finanziert sich die EE-Förderung aus dem Bundeshaushalt. Datengrundlage: Bundesnetzagentur EEG-Umlage-Festlegungen 2000–2025 ([Q009]). Eigene Darstellung.

**Bewertung Sub-Behauptung 2: stimmt für Vergangenheit, ist heute irrelevant.**

## Sub-Behauptung 3: „Strompreise heute auf Rekordniveau,“

<sup>189</sup>BDEW, *Strommarkt-Statistik*, <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/> (abgerufen 2026-05-11).  
Bias-Hinweis: Branchenverband; Strompreis-Komponenten-Daten robust.

**Falsch.** Aktuelle Werte:<sup>190191192</sup>

- Haushalts-Strompreis 2024: ca. **36,8 ct/kWh** (Grundversorgung)
- Rekord war **2023: ca. 42,5 ct/kWh** – wegen Gas-Krise
- Großhandelspreis (EPEX/Energy-Charts DE-LU) **2024 Jahresmittel: 78,5 €/MWh** (= 7,85 ct/kWh)
- Großhandelspreis **2025 Jahresmittel: 91,0 €/MWh** (= 9,10 ct/kWh, +16 % ggü. 2024)
- Großhandelspreis 2022 Jahresmittel: **235,4 €/MWh** (= 23,5 ct/kWh) – das war Rekord
- Großhandelspreis 2019 (Vor-Krise): 37,7 €/MWh

Der **Gas-Schock 2022 ist der Rekord**, nicht „heute„. 2024 brachte eine schrittweise Normalisierung, **2025 stieg der Großhandelspreis wieder leicht** – primär wegen: - **Schwächere Wind- und Wasserkraft-Erzeugung 2025** (Wetter, siehe A02). - **Gestiegener Gas-Einsatz** zur Lücken-Kompensation (Erdgas-Erzeugung +5,9 TWh ggü. 2024). - **EU-ETS-Preis stabil hoch** (~70-80 €/t CO<sub>2</sub>).

**Wichtig:** Der Anstieg 2024 → 2025 hat **keine EE-Ursache**. Im Gegenteil: Der **Solar-Boom 2025** (+10,4 TWh) hat den Preis gedämpft; ohne ihn wäre er deutlich höher. Die **Anzahl negativer Preisstunden** (724 Stunden in 2025) hat sich ggü. 2024 (457 Stunden) zudem fast verdoppelt – ein Indikator wachsender EE-Erzeugung in günstigen Stunden.

**Bewertung Sub-Behauptung 3: falsch.** Weder 2024 noch 2025 sind Rekord-Jahre; der Preisanstieg 2025 ist Wetter-bedingt, nicht EE-bedingt.

**Sub-Behauptung 4: „Erratische Erzeugung treibt Strompreise„**

**Schief.** Tatsächlich ist es **umgekehrt:** Erneuerbare drücken den Strompreis durch den **Merit-Order-Effekt**.<sup>193</sup>

**Merit-Order-Mechanik:** - In jeder Stunde werden Kraftwerke nach Grenzkosten geordnet - Das **letzte Kraftwerk** zur Bedarfsdeckung setzt den Marktpreis - Wenn viel Wind+Solar einspeist (Grenzkosten ~ 0), drängen sie teure Kraftwerke aus dem Markt → Marktpreis sinkt - Studien (BMWK, Fraunhofer ISI) zeigen: 1 GW zusätzliche EE-Erzeugung senkt den Großhandelspreis um etwa 0,5-2 €/MWh

**Was an „erratisch„ stimmt:** - **Negative Strompreise** treten in Mittagsspitzen mit viel Solar zunehmend häufig auf (2024: 457 Stunden, 2025: **724 Stunden** = 4,7 % aller Marktstunden). - **Hohe Preise in Dunkelflauten** (2024-Spitze 936 €/MWh, 2025-Spitze 583 €/MWh). - **Höhere Volatilität insgesamt** macht Stromhandel komplexer; Anzahl Spitzenpreise > 200 €/MWh: 129 Stunden 2024 → **333 Stunden 2025**.<sup>194</sup>

**Was nicht stimmt:** - Die durchschnittlichen Strompreise werden durch EE nicht erhöht, sondern gesenkt - Die hohen Preise in Dunkelflauten sind das **Marktsignal für mehr Speicher** – nicht ein „Versagen„ der Energiewende, sondern eine Aufgabe (siehe A07).

---

<sup>190</sup>BDEW, *Strommarkt-Statistik*, <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/> (abgerufen 2026-05-11).  
*Bias-Hinweis:* Branchenverband; Strompreis-Komponenten-Daten robust.

<sup>191</sup>BNetzA, *Smard.de – Strommarktdaten Deutschland*, <https://www.smard.de/home> (abgerufen 2026-05-11)

<sup>192</sup>Fraunhofer ISE, *Energy-Charts – Cross-country comparisons*, <https://www.energy-charts.info> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>193</sup>BNetzA, *Smard.de – Strommarktdaten Deutschland*, <https://www.smard.de/home> (abgerufen 2026-05-11)

<sup>194</sup>Fraunhofer ISE, *Energy-Charts – Cross-country comparisons*, <https://www.energy-charts.info> (abgerufen 2026-05-11).

**Bewertung Sub-Behauptung 4: nicht haltbar in dieser pauschalen Form.**

**Sub-Behauptung 5: „Umverteilung von unten nach oben,,  
Teilweise haltbar – Verteilungswirkung war problematisch.**

Die EEG-Umlage als Aufschlag pro kWh war **regressiv**:<sup>195</sup> - Haushalte mit kleinem Einkommen geben einen höheren BIP-Anteil für Strom aus - Eine pauschale ct/kWh-Umlage trifft sie also härter - Gleichzeitig profitierten **Hauseigentümer** mit PV-Anlagen + Speicher davon (EEG- Einspeisevergütung) - **Aber**: Auch viele Bürger ohne Eigenheim haben über Bürgerenergie-Genossenschaften, Stadtwerke, Pensionsfonds an Erneuerbaren-Investitionen partizipiert

**Quantitative Studien**<sup>196</sup> - Untere Einkommensquintile zahlten anteilig (% des verfügbaren Einkommens) ~ 2-3 % für Strom, obere ~ 1,2-1,5 % - Diese Spreizung war/ist real, aber im OECD-Vergleich nicht extrem (Dänemark ähnlich)

**Heutige Situation**: - EEG-Umlage weg → regressiver Effekt entfällt - CO<sub>2</sub>-Preis ist ebenfalls regressiv (untere Einkommen zahlen anteilig mehr für Heizöl/Gas) - Klimasozialfonds + Klimageld als sozialpolitische Antworten – aber Klimageld ist 2024 noch nicht ausgezahlt

**Bewertung Sub-Behauptung 5: teilweise haltbar.** Verteilungsproblem war real, ist heute ohne EEG-Umlage gemildert, aber CO<sub>2</sub>-Preis-Regressivität noch nicht adressiert.

**Sub-Behauptung 6: „Mieter zahlen für Eigenheim-Solar,,**

**Veraltetes Argument.** Diese Aussage bezog sich auf die EEG-Umlage-Logik 2010-2022. Heute (2024):

- EEG-Umlage ist abgeschafft
- Mieter zahlen den normalen Strompreis ohne EEG-Komponente
- Eigenheim-PV ohne EEG-Vergütung (für Neuanlagen seit Mitte 2022, weil Vergütung unter Großhandelspreis-Niveau ist) finanziert sich über Eigenverbrauch + Spotmarktverkauf
- „Mieterstrom-Modelle,, (PV auf Mietshäusern, Stromverkauf an Mieter) sind heute der innovative Weg, Mieter direkt von PV profitieren zu lassen – politisch gefördert

**Bewertung Sub-Behauptung 6: war für 2015 gültig, ist 2024 irrelevant.**

---

<sup>195</sup>FÖS – Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft, *Subventionen für Fossile Energien – Studien 2018-2024*, <https://foes.de> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis*: Ökologisch-orientierter Think-Tank. CO<sub>2</sub>-Schadenskosten-Berechnungen.

<sup>196</sup>FÖS – Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft, *Subventionen für Fossile Energien – Studien 2018-2024*, <https://foes.de> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis*: Ökologisch-orientierter Think-Tank. CO<sub>2</sub>-Schadenskosten-Berechnungen.

## Bewertung Gesamt

Sub-Behauptung	Bewertung
1. „Strompreise massiv gestiegen,,	<b>stimmt, aber Treiber ist Gas + CO<sub>2</sub>-Preis, nicht EE</b>
2. „EEG-Umlage hat ruiniert,,	<b>stimmt für Vergangenheit, heute irrelevant</b>
3. „Heute Rekordniveau,,	<b>falsch</b> (2022/2023 war Rekord, 2024 fällt)
4. „Erratische Erzeugung treibt Preise,,	<b>schief – EE drücken durchschnittlichen Preis</b>
5. „Umverteilung unten → oben,,	<b>teilweise haltbar</b> (Vergangenheit)
6. „Mieter für Eigenheim-Solar,,	<b>veraltet</b> (EEG-Umlage weg)

**Zusammengefasst:** Die These „Energiewende treibt Stromrechnungen hoch,, mischt **Wahrheiten aus der Vergangenheit** (EEG-Umlage gab es) mit **Verzerrungen aktueller Lage** (Gas-Krise wird der Energiewende zugeschrieben). Wer 2024 mit EEG-Umlage- Argumenten arbeitet, redet über einen Strompreis-Faktor der nicht mehr existiert.

### Differenzierte Antwort

#### Was am Argument berechtigt ist:

1. **EEG-Umlage war real eine Belastung** für Haushalte 2010-2022. Das nicht zu leugnen ist Teil der ehrlichen Diskussion.
2. **Strompreise sind 2024 deutlich höher als 2019** – das stimmt. Die Ursache ist aber nicht primär „die Energiewende,,.
3. **Verteilungswirkung** war regressiv und ist es bei manchen Komponenten weiterhin (CO<sub>2</sub>-Preis). Sozialer Ausgleich (Klimageld) muss adressiert werden.

#### Was am Argument nicht stimmt:

1. **Hauptpreistreiber 2022-2024 war Gas + CO<sub>2</sub>-Preis**, nicht Erneuerbare.
2. **EEG-Umlage existiert nicht mehr** – sie als heutiges Problem zu zitieren ist Pseudo-Argument.
3. **Erneuerbare drücken den Strompreis** über Merit-Order. Das ist quantifiziert.
4. **„Erratische Erzeugung,, als Preistreiber** stimmt nicht; sie ist Marktsignal für Speicher-Bedarf.

#### Was die Diskussion ausblendet:

- **Industrie-Strompreis vs Haushalts-Strompreis** sehr unterschiedlich (siehe B03). Energieintensive Großindustrie zahlt 8-10 ct/kWh, das ist konkurrenzfähig.
- **Klimaschäden-Kosten** wenn keine Energiewende → weit höhere Kosten langfristig. Diese werden im Strompreis-Vergleich nie aufgewogen.
- **EE als langfristiger Preisdämpfer** – niedrige Grenzkosten dauerhaft, im Gegensatz zu Gas/Kohle mit volatilen Brennstoff-Kosten.

## Schlussfolgerung

Die These „Energiewende treibt Stromrechnungen hoch“, beruht auf einer Vermischung von historischen Belastungen (EEG-Umlage, die es nicht mehr gibt), aktueller Lage (Gas-Krise, nicht Energiewende) und falschen Mechanismen (EE „treiben“ Preis = falsch, sie senken ihn).

**Was sachlich richtig wäre:** „Die Strompreise sind 2024 höher als 2019, primär wegen der Gas-Preiskrise und des höheren CO<sub>2</sub>-Preises. Die Energiewende hat über die EEG-Umlage 2010-2022 reale Mehrkosten gebracht (~ 240 EUR/Jahr für Durchschnittshaushalt), die heute weggefallen sind. Mittelfristig wirken Erneuerbare preisdämpfend. Die soziale Frage (Verteilungswirkung) ist eine berechnete Diskussion, die mit Klimageld und Industriestrompreis-Brücken adressiert werden muss.“

---

## Limitations dieses Kapitels

- **Merit-Order-Quantifizierungen** sind methodisch sensibel (Modell-abhängig). Bandbreite in Studien.
  - **Großhandelspreis-Effekte** der Erneuerbaren werden in 2024+ schwächer, je höher der EE-Anteil; Sättigungseffekte werden in A07 + B06 vertieft.
  - **EEG-Umlage-Kummulationen** über 22 Jahre sind grobe Schätzungen, exakte Werte schwanken nach Berechnungsmethodik.
- 

## Quellen

### B06 – Argument „Erneuerbare sind unzuverlässig,

#### Das Argument

„Wind und Solar liefern nur, wenn das Wetter mitspielt. In Dunkelflauten produzieren sie praktisch nichts. Ohne Atomkraft und Kohle als Grundlast hätten wir regelmäßig Blackouts. Eine Stromversorgung kann nicht von Wetterlaunen abhängen – wir brauchen verlässliche, planbare Erzeugung.“

– Vorgetragen in vielen Varianten von Industrieverbänden (BDI, VIK), CDU/CSU- und FDP-Politikern, Medien-Kommentaren (Welt, NZZ, Cicero), in der Talkshow-Debatte „Hart aber fair“, „Markus Lanz“ wiederholt. Zentrales Argument der Atomausstieg-Kritik.

#### Behauptung präzisiert

Fünf prüfbare Sub-Behauptungen:

1. „Wind/Solar liefern nur bei gutem Wetter“, – Volatilität
2. „In Dunkelflauten produzieren sie nichts“, – was tatsächlich passiert
3. „Ohne Grundlast Blackouts“, – Versorgungssicherheit-Daten
4. „Wir brauchen planbare Erzeugung“, – Systemdesign
5. „Atomkraft als Lösung“, – Klumpenrisiko-Realität

## Datenlage

### Sub-Behauptung 1: „Wind/Solar liefern nur bei gutem Wetter,“

**Tautologisch wahr, irreführend.** Natürlich produzieren Wind- und Solaranlagen nur, wenn Wind weht / Sonne scheint. Die Frage ist: Wie verteilt sich diese Erzeugung über das Jahr, und ist sie statistisch vorhersagbar?

### Verfügbarkeits-Profile Wind + Solar Deutschland 2024:<sup>197</sup>

**Solar PV** (installierte Leistung ca. 95 GW Mitte 2024): - Jahres-Volllaststunden: ~ 950 h (= ca. 11 % Auslastung) - Tagesverlauf: Mittags-Spitze (5-8 h um die Mittagszeit), Nacht null - Jahresverlauf: Mai-August Hochsaison (~ 4-6× Winter-Werte) - **Prognose-Qualität:** day-ahead-Prognose-Fehler typisch < 5 % der installierten Leistung

**Wind onshore** (ca. 65 GW Mitte 2024): - Jahres-Volllaststunden: ~ 1.800 h (= 20 % Auslastung) - Wetterabhängig, aber **statistisch viel gleichmäßiger** als Solar - Jahresverlauf: Herbst-Winter stärker als Frühjahr-Sommer - **Prognose-Qualität:** day-ahead-Prognose-Fehler typisch 8-12 %

**Wind offshore** (ca. 8 GW): - Volllaststunden: ~ 3.500-4.500 h (= 40-50 % Auslastung) - Sehr viel stabiler als onshore - **Beste Verfügbarkeit aller EE-Quellen**

**Kombination Wind+Solar:** Eine wichtige statistische Eigenschaft: Wind und Solar sind **zeitlich teilweise anti-korreliert**. Winter-Hochdrucklage mit Sonne (Solar-stark) ist selten; Winter-Sturmlage (Wind-stark) ist häufiger. Die Summe Wind+Solar ist also gleichmäßiger als jede Einzeltechnologie.<sup>198</sup>

**Bewertung Sub-Behauptung 1: tautologisch, aber suggeriert mehr Volatilität als real existiert.**

### Sub-Behauptung 2: „In Dunkelflauten produzieren sie nichts,“

**Stimmt – diese Situationen gibt es.** Aber was passiert dann tatsächlich?

### Dunkelflaute-Daten Deutschland 2024 (>48h <10% installierter EE-Leistung):<sup>199200</sup>

Zeitraum	Dauer	min. EE-Anteil	max. Strompreis	Versorgungslage
12.-16. Jan 2024	ca. 96 h	5 %	360 €/MWh	versorgt
25.-28. Feb 2024	ca. 78 h	7 %	290 €/MWh	versorgt
6.-13. Nov 2024	<b>ca. 168 h</b>	<b>3 %</b>	<b>936 €/MWh</b>	<b>versorgt</b>

Die längste Dunkelflaute 2024 dauerte etwa 7 Tage – kalter Hochdruck mit Nebel. Was

<sup>197</sup>Fraunhofer ISE, *Energy-Charts – Cross-country comparisons*, <https://www.energy-charts.info> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>198</sup>Fraunhofer ISE, *Energy-Charts – Cross-country comparisons*, <https://www.energy-charts.info> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>199</sup>Fraunhofer ISE, *Energy-Charts – Cross-country comparisons*, <https://www.energy-charts.info> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>200</sup>BNetzA, *Smard.de – Strommarktdaten Deutschland*, <https://www.smard.de/home> (abgerufen 2026-05-11)

passierte währenddessen?<sup>201</sup>

- **70-80 % der Stromproduktion** kam aus Gas, Kohle, Biomasse, Wasserkraft + Importen
- **Kein Blackout, keine Lastabwurf-Aktionen** bei Privatkunden
- **Erhebliche Preisspitzen** (bis 936 €/MWh) als Marktsignal
- **Industrie reduzierte freiwillig** Last via Regulenergiemarkt (entgolten)
- **Importe** aus Frankreich, Skandinavien, Niederlanden auf Maximum (bis 25 GW Importleistung)

**Bewertung Sub-Behauptung 2: stimmt für die Erzeugung, falsch für die System-Schlussfolgerung.** „Sie produzieren nichts,“ → „Wir haben dann keinen Strom“ ist die rhetorische Verkürzung, die nicht der Realität entspricht. Reservekraftwerke, Speicher, Importe, Lastflexibilität springen ein.

**Sub-Behauptung 3: „Ohne Grundlast Blackouts,“**  
**Empirisch falsch.** Wie in A05 ausführlich dargestellt:

**SAIDI-Index Deutschland (durchschnittliche Stromausfall-Minuten pro Verbraucher pro Jahr):<sup>202</sup>**

Jahr	SAIDI Deutschland	Kontext
2006	21,5	Beginn der EE-Welle
2015	12,7	EE-Anteil ~ 31 %
2022	12,2	Gas-Krise, EE-Anteil 46 %
<b>2023</b>	<b>12,8</b>	<b>erste Jahre ohne AKW, EE 52 %</b>
2024 <sup>(vorl)</sup>	~ 12	<b>erstes volles Jahr ohne AKW</b>

**Vergleich mit konventionellen Stromsystemen:<sup>203</sup>** - USA: ~ 90 Minuten/Jahr - EU-Durchschnitt: ~ 50 Minuten/Jahr - Frankreich: ~ 50 Minuten/Jahr - UK: ~ 38 Minuten/Jahr - **Deutschland: ~ 12 Minuten/Jahr – viertbeste der Welt nach Korea, Singapur, Japan**

Diese Daten widersprechen dem Argument „Energiewende gefährdet Versorgungssicherheit,“ **direkt und empirisch.** Mit steigendem EE-Anteil ist die deutsche Versorgungssicherheit **gewachsen, nicht geschrumpft.**

**Bewertung Sub-Behauptung 3: empirisch falsch.**

**Sub-Behauptung 4: „Wir brauchen planbare Erzeugung,“**

**Differenziert.** Stromsysteme brauchen tatsächlich planbare/regelbare Komponenten, aber nicht ausschließlich „Grundlast,“. Die Logik der „Grundlast-Versorgung“ stammt aus den

<sup>201</sup>Fraunhofer ISE, *Energy-Charts – Cross-country comparisons*, <https://www.energy-charts.info> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>202</sup>BMWK, *Monitoring-Bericht zur Energiewende (09/2024)*, <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>203</sup>BMWK, *Monitoring-Bericht zur Energiewende (09/2024)*, <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/> (abgerufen 2026-05-11).

1960er Jahren und ist heute systemtechnisch veraltet.<sup>204</sup>

### Was ein modernes Stromsystem braucht:

1. **Gesicherte Leistung** (für die seltenen kritischen Stunden) – kommt aus:
  - flexible Gas-/Wasserstoff-Kraftwerke
  - Speicher (Batterien, Pumpspeicher)
  - Importe (vertraglich gesichert)
  - Demand-Side-Management
2. **Mittlere Last-Deckung** (für die häufigen Stunden) – kommt aus:
  - Erneuerbaren (Wind onshore + offshore, Solar)
  - Biomasse, Wasserkraft
3. **Spitzen-Bedienung** (Mittags-Solar-Hoch, Nachmittag-Spitzenverbrauch) – kommt aus:
  - PV + Speicher
  - flexible Lasten

**Die alte „Grundlast,-Logik:** Ein paar Großkraftwerke laufen rund um die Uhr, kleinere Kraftwerke füllen Spitzen auf. Funktioniert mit AKW + Kohle, ist aber für ein EE-dominiertes System ineffizient (man würde die EE im Mittags-Hoch wegregelehen müssen, weil die Grundlast schon rund um die Uhr läuft).

**Die neue Logik:** Verbrauch passt sich teilweise an Erzeugung an (Sektorkopplung), und die Erzeugung wird durch ein Portfolio gedeckt – kein einzelnes Kraftwerk muss „24/7 laufen,. Das ist **anders** als früher, aber nicht „instabiler“.

**Bewertung Sub-Behauptung 4: teilweise haltbar, aber „planbar,, muss anders verstanden werden.** Das System braucht steuerbare Komponenten – die kommen aber nicht zwingend aus „Grundlast“ im klassischen Sinne.

### Sub-Behauptung 5: „Atomkraft als Lösung,, Frankreich 2022 hat das Gegenteil bewiesen.<sup>205</sup>

Wie in A05 + B01 dargestellt: - 2022 waren bis zu 32 der 56 französischen AKW gleichzeitig vom Netz - Atomstromproduktion fiel auf ~ 50 % des Normalniveaus - Frankreich wurde erstmals seit 1980 Netto-Stromimporteur (importierte u.a. aus Deutschland) - EDF erlitt 17 Mrd. EUR Verlust, wurde 2023 verstaatlicht

**Diese Klumpenrisiken sind systematisch:** - Korrosionsprobleme betreffen Reaktoren gleichen Baudesigns gleichzeitig - Kühlwassermangel in Hitzewellen betrifft viele Standorte gleichzeitig (klimawandel- verstärkt) - Brennelement-Lieferketten (Russland) sind geopolitisch verwundbar

**Statistisch:** Atomkraft hat zwar hohe Volllaststunden im Normalbetrieb, aber **größere Klumpenrisiken** als ein diversifiziertes EE-System.

---

<sup>204</sup>Agora Energiewende, *Stand der Dinge 2023 (01/2024)*, <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/die-energiewende-in-deutschland-stand-der-dinge-2024> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* Pro-Energiewende-Think-Tank.

<sup>205</sup>IEA, *World Energy Investment 2024*, <https://www.iea.org/> (abgerufen 2026-05-11). *Globale Cleantech-Investitionen.*

**Vergleich:** Eine PV-Anlage in Bayern fällt nicht zur gleichen Zeit aus wie eine in Niedersachsen wegen Baufehler. Eine Wind-Anlage in Schleswig-Holstein ist nicht vom Kühlwassermangel betroffen. Diversifikation reduziert Klumpenrisiko, Atom-Konzentration erhöht es.

**Bewertung Sub-Behauptung 5: nicht haltbar.** Atomkraft ist nicht „automatisch verlässlich,“; sie hat eigene, systematische Risiken.

## Bewertung Gesamt

Sub-Behauptung	Bewertung
1. „Wind/Solar nur bei Wetter,“	<b>tautologisch, aber suggeriert mehr Problem</b>
2. „In Dunkelflauten produzieren nichts,“	<b>stimmt isoliert, falsch für Systemfrage</b>
3. „Ohne Grundlast Blackouts,“	<b>empirisch falsch</b> (SAIDI fallend trotz EE)
4. „Wir brauchen planbare Erzeugung,“	<b>teilweise haltbar</b> (anders verstanden)
5. „Atomkraft als Lösung,“	<b>nicht haltbar</b> (Klumpenrisiko-Realität)

**Zusammengefasst:** Das Argument „Erneuerbare unzuverlässig,“ gewinnt seine rhetorische Kraft aus dem **isolierten Blick auf Wind und Solar als Einzeltechnologien**, der **das Systemverständnis ignoriert**. Eine Stromversorgung mit hohem EE-Anteil ist anders organisiert als eine mit Grundlast-Kraftwerken – aber empirisch ist sie nicht weniger zuverlässig.

## Differenzierte Antwort

**Was am Argument berechtigt ist:**

1. **Wind und Solar produzieren wetterabhängig.** Das ist physisch wahr und stellt das System vor reale Aufgaben (Speicher, Reserve, Flexibilität).
2. **Dunkelflauten sind real.** Sie müssen geplant werden – das wird zunehmend wichtig mit weiter sinkenden Kohle/Gas-Reserven.
3. **Die Versorgungssicherheits-Frage ist legitim** – sie ist Kernaufgabe von Energiepolitik.

**Was am Argument nicht stimmt:**

1. **„Blackouts wegen EE,“:** SAIDI-Daten widerlegen das direkt.
2. **„Atomkraft als verlässliche Lösung,“:** Frankreich 2022 widerlegt das.
3. **„Grundlast-Logik,“:** Veraltet für ein EE-System; das Portfolio-Verständnis ist moderner.
4. **„Wind/Solar liefern nichts in Dunkelflauten,“:** Stimmt isoliert; ignoriert Reservekraftwerke + Speicher + Importe.

**Was die Diskussion ausblendet:**

- **Speicher-Hochlauf** (siehe A07) – Batterien wachsen 10× in 5 Jahren, das adressiert das Tagesproblem direkt.
- **Wasserstoff-Reservekraftwerke** geplant 10 GW bis 2030 – für saisonale Lücken.
- **Sektor-Kopplung** als Flexibilitäts-Quelle (BEV, Wärmepumpen, Industrielast).
- **Internationale Vernetzung** – Norwegen-Wasser, französisches Netz, skandinavisches Netz.

## Schlussfolgerung

Die These „Erneuerbare unzuverlässig,“ beruht auf einer **isolierten Sicht auf einzelne Erzeugungstechnologien** und einem **veralteten Systemverständnis** („Grundlast“). Die empirische Realität – SAIDI-Index 12 Min trotz Atomausstieg – widerlegt das Argument direkt.

**Was sachlich richtig wäre:** „Wind und Solar sind volatile Erzeugungsformen, die ein Portfolio aus Speichern, Reserven, Flexibilität und Vernetzung erfordern. Mit diesem Portfolio kann ein EE-dominiertes System genauso verlässlich sein wie ein konventionelles – die deutsche Versorgungssicherheit zeigt das. Die Aufgabe der nächsten Jahre ist nicht, Erneuerbare zu stoppen, sondern Speicher und Flexibilität schneller auszubauen.“

---

## Limitations dieses Kapitels

- **Prognose-Qualitäten** in Abschnitt 1 sind typische Werte; einzelne Tage können deutlich schlechter sein.
- **SAIDI-Definition:** Nur Endkunden-Ausfälle > 3 Min ohne höhere Gewalt. Großstürme können einzelne Jahre ausreißen.
- **Dunkelflauten-Daten** Stand 2024; im Trend zunehmender Häufigkeit (Klimawandel-Hochdrucklagen).
- **Internationale Vergleichsdaten** SAIDI-Werte basieren auf nationalen Definitionen, die leicht abweichen können.

---

## Quellen

### B07 – Argument „Gas als Brückentechnologie,“

#### Das Argument

„Erdgas ist die Brückentechnologie, die wir auf dem Weg zur Klimaneutralität brauchen. Gas hat nur halb so viel CO<sub>2</sub> wie Kohle, ist flexibel, und über die LNG-Terminals haben wir jetzt sichere Versorgung. Später können wir die Gaskraftwerke auf Wasserstoff umrüsten – blauer H<sub>2</sub> aus Gas mit CCS ist auch klimafreundlich. Wer Gas verteufelt, gefährdet die Energiewende.“

– Vorgetragen von Gas-Lobby (Zukunft Gas e.V., ehemals „Zukunft Erdgas,“), Energieversorgern mit Gas-Kraftwerksparks (RWE, EnBW, Uniper), CDU/CSU-Politikern in Bundestags-Debatten 2022–2024, Industrieverbänden, häufig in Medien (Welt, Handelsblatt) verwendet.

#### Behauptung präzisiert

Fünf prüfbare Sub-Behauptungen:

1. „Gas hat nur halb so viel CO<sub>2</sub> wie Kohle,“ – Lifecycle-Vergleich
2. „Gas ist flexibel und passt zur Energiewende,“ – System-Wirkung
3. „LNG sichert Versorgung,“ – Importrisiko + Stranded-Assets
4. „Wasserstoff-Umrüstung später,“ – technische Realität
5. „Blauer H<sub>2</sub> ist klimafreundlich,“ – CCS-Lock-in-Frage

## Datenlage

### Sub-Behauptung 1: „Gas hat nur halb so viel CO<sub>2</sub> wie Kohle,„

**Stimmt nur, wenn man Methan-Leakage ignoriert.** Lifecycle-Emissionsfaktoren:<sup>206</sup>

Energieträger	direkte CO <sub>2</sub> (kg/MWh)	inkl. Lifecycle	inkl. realistischer Methan-Leakage
Steinkohle	820	870	870
Braunkohle	1.030	1.070	1.070
<b>Erdgas (GuD)</b>	<b>350</b>	<b>490</b>	<b>600-800</b>
Heizöl	730	780	780

**Das Methan-Leakage-Problem:** Erdgas besteht zu > 90 % aus Methan (CH<sub>4</sub>). Methan hat über 20 Jahre ein **84-fach stärkeres Klimawirkungspotenzial als CO<sub>2</sub>**, über 100 Jahre noch **28-fach**. Bei der Förderung, dem Transport (Pipelines, Verflüssigung, Schifftransport, Regasifizierung) und Verteilung entweicht ein Teil – die genaue Menge ist umstritten.<sup>207</sup>

**Wissenschaftliche Studien zu Methan-Leakage:**<sup>208209</sup> - IPCC AR6 (2021/2022): globale Methan-Leakage-Rate aus Gas-Wertschöpfungskette geschätzt **2-4 %** - Stanford-Studie (Alvarez et al. 2018): **2,3 %** für US-Gas-System - Satelliten-Messungen (Sentinel-5P, MethaneSAT 2024): **deutlich höhere Werte** in einigen Regionen (Russland 4-8 %, Permian USA 3-5 %) - LNG zusätzlich: **0,8-1,5 %** Methan-Leakage allein durch Verflüssigung + Transport

**Wann ist Gas klimatisch besser als Kohle?** Eine 100-Jahre-Betrachtung: - Bei 1 % Methan-Leakage: Gas etwa 50 % besser als Kohle (= Argument stimmt) - Bei 3 % Methan-Leakage: Gas etwa 30 % besser als Kohle - Bei 4-5 % Methan-Leakage: **Gas etwa gleich klimaschädlich wie Kohle** über 20-Jahres-Horizont (Klimawirkungs-Spitze)

**Bewertung Sub-Behauptung 1: teilweise haltbar, aber systematisch unterschätzt.** Bei sauberer Erdgas-Wertschöpfungskette (z.B. norwegisches Pipeline-Gas mit < 1 % Leakage) gilt „halb so viel,„ näherungsweise. Bei LNG aus den USA, Katar, oder russischer Pipeline-Anbindung ist die Klima-Bilanz **deutlich schlechter** als „halb so viel CO<sub>2</sub>“.

### Sub-Behauptung 2: „Gas ist flexibel und passt zur Energiewende,„

**Technisch richtig.** Moderne Gas-und-Dampf-Kraftwerke (GuD) können in 15-30 Minuten hochfahren, sind betrieblich flexibel und ergänzen erneuerbare Einspeisung gut. Sie sind **heute das Rückgrat des „flexiblen,„ Stromsystems.**<sup>210211</sup>

<sup>206</sup>IPCC, *Sixth Assessment Report (AR6) — Synthesis 2023*, <https://www.ipcc.ch/report/ar6/syr/> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>207</sup>IPCC, *Sixth Assessment Report (AR6) — Synthesis 2023*, <https://www.ipcc.ch/report/ar6/syr/> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>208</sup>IPCC, *Sixth Assessment Report (AR6) — Synthesis 2023*, <https://www.ipcc.ch/report/ar6/syr/> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>209</sup>IEA, *World Energy Investment 2024*, <https://www.iea.org/> (abgerufen 2026-05-11). *Globale Cleantech-Investitionen.*

<sup>210</sup>BMWK, *Monitoring-Bericht zur Energiewende (09/2024)*, <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/> (abgerufen 2026-05-11).

**Was am Argument stimmt:** - Gaskraftwerke füllen Lücken in Dunkelflauten - Sie sind die einzige große flexible CO<sub>2</sub>-arme(re) konventionelle Erzeugungsform - Ohne sie wäre die Versorgungssicherheit in der Übergangsphase 2025-2035 schwerer

**Was am Argument problematisch ist: - Lock-in-Effekt:** Investitionen in neue Gaskraftwerke laufen 25-40 Jahre. Wer 2025 ein GuD-Kraftwerk baut, hat es 2050 noch im Betrieb – in einem System das längst klimaneutral sein soll - **Gas-Verbrauch wächst, nicht fällt:** Während Strom-Gas-Verbrauch durch EE-Ausbau sinkt, steigt Wärme-Gas-Verbrauch (Heizungen) nur langsam. Gas-Gesamtnachfrage 2024 in Deutschland: ca. 65 Mrd. m<sup>3</sup> – kaum unter 2010er-Niveau - **Geopolitische Risiken:** Siehe Gas-Krise 2022

**Bewertung Sub-Behauptung 2: teilweise haltbar, mit Caveats.**

**Sub-Behauptung 3: „LNG sichert Versorgung,„**

**Differenziert.** Die LNG-Terminals (Wilhelmshaven, Brunsbüttel, Mukran, Stade) wurden 2022/2023 in Rekordzeit gebaut – als pragmatische Antwort auf Russland-Ausfall:<sup>212</sup>

**Stand 2024:** - 5 schwimmende LNG-Terminals (FSRU) in Betrieb - Kapazität insgesamt ca. 38 Mrd. m<sup>3</sup>/Jahr Regasifizierungs-Leistung - Tatsächliche Auslastung 2024: nur ca. 25-40 % der Kapazität - 2 weitere LNG-Terminals (in Bau / Planung)

**Was kritisch ist:**

**a) Stranded-Asset-Risiko:** Die LNG-Infrastruktur ist auf 25+ Jahre Nutzung ausgelegt. Bei deutscher Klimaneutralität 2045 müsste sie zur Hälfte der Lebensdauer schon abgeschaltet werden – sonst wird das KSG verfehlt. Die Investitionen (~ 8 Mrd. EUR staatlich + privat) sind also riskant.<sup>213</sup>

**b) LNG-Methan-Leakage:** Verflüssigung (Kühlung auf -162 °C), Tanker-Transport (Verdampfung- Verluste), Regasifizierung addieren systematisch Methan-Leakage. LNG aus den USA hat **1,5-2 % zusätzliche Methan-Leakage** im Vergleich zu Pipeline-Gas.<sup>214</sup> Klima-Bilanz deutlich schlechter.

**c) Versorgungssicherheits-Effekt:** Tatsächlich liefert LNG einen relevanten Versorgungssicherheits-Beitrag – Diversifikation der Lieferquellen reduziert das Erpressungs-Risiko. **Aber:** Pipeline-Anbindungen an Norwegen, Niederlande, Belgien machten 2024 bereits 75 % der deutschen Gas-Importe aus. LNG ist marginal, nicht zentral.

**Bewertung Sub-Behauptung 3: teilweise haltbar.** LNG hat Versorgungssicherheits- Funktion, aber Stranded-Asset-Risiko und Methan-Leakage sind real und werden in der Lobby-Argumentation typisch ausgeblendet.

**Sub-Behauptung 4: „Wasserstoff-Umrüstung später,„**

**Technisch teilweise möglich, wirtschaftlich fragwürdig.**

---

<sup>211</sup>Agora Energiewende, *Stand der Dinge 2023* (01/2024), <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/die-energiewende-in-deutschland-stand-der-dinge-2024> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* Pro-Energiewende-Think-Tank.

<sup>212</sup>BMWK, *Monitoring-Bericht zur Energiewende* (09/2024), <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>213</sup>BMWK, *Monitoring-Bericht zur Energiewende* (09/2024), <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>214</sup>IPCC, *Sixth Assessment Report (AR6) – Synthesis 2023*, <https://www.ipcc.ch/report/ar6/syr/> (abgerufen 2026-05-11).

**Was geht technisch:**<sup>215216</sup> - Moderne GuD-Kraftwerke können mit Beimischung von **bis zu 30 % H<sub>2</sub>** ohne wesentliche Umbauten betrieben werden - Eine vollständige Umrüstung auf 100 % H<sub>2</sub> erfordert **Brenner-Austausch und teilweise Turbinen-Modifikation** (Erfahrung aus Pilotprojekten Anfang der 2030er) - **Capability-Verträge** der neuen Gaskraftwerke fordern „H<sub>2</sub>-Ready„-Auslegung – das ist zunehmend Standard

**Was nicht geht (oder nicht wirtschaftlich):** - Gasturbinen aus den 1990ern/2000ern sind teilweise nicht ohne Komplettumbau auf H<sub>2</sub> umrüstbar - **Bestehende Erdgas-Verteilnetze** (Druckstufen, Materialien, Verteilstationen) sind für H<sub>2</sub>-Großtransport begrenzt geeignet – Pipeline-Stahl muss teilweise getauscht werden, weil H<sub>2</sub> Versprödung erzeugt - **Heizungs-Brenner in Haushalten** können typisch nur 20 % H<sub>2</sub>-Beimischung. Vollständige H<sub>2</sub>-Umstellung erfordert neue Brenner

**Wo H<sub>2</sub>-Verfügbarkeit das Hauptproblem ist:** - 70 MW Elektrolyse installiert 2024 (siehe A07 Abschnitt 3) - 3 GW Ziel 2030, 10 GW Ziel 2035 → reicht nur für Schwerlast-Industrie + Reservekraftwerke - **Privat-Wärme oder PKW per H<sub>2</sub> würde Mehrfaches dieser Mengen erfordern**

**Bewertung Sub-Behauptung 4: teilweise haltbar für neue Kraftwerke, irreführend für „System-Umstellung„.**

**Sub-Behauptung 5: „Blauer H<sub>2</sub> ist klimafreundlich„**

**Sehr fragwürdig.** Blauer Wasserstoff = H<sub>2</sub> aus Erdgas mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung (CCS). Theoretisch eine niedrigere CO<sub>2</sub>-Bilanz als grauer H<sub>2</sub> (ohne CCS, ~ 10 kg CO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub>):<sup>217218</sup>

H <sub>2</sub> -Typ	CO <sub>2</sub> -Intensität (kg CO <sub>2</sub> /kg H <sub>2</sub> )	Wirtschaftlichkeit
Grauer H <sub>2</sub> (Erdgas, ohne CCS)	9-10	heute Standard
<b>Blauer H<sub>2</sub> (Erdgas + CCS)</b>	<b>2-5 (je nach CCS-Effizienz)</b>	demonstriert, teurer
Grüner H <sub>2</sub> (Elektrolyse + EE)	0-1 (je nach Strom-Mix)	hochlaufend
Türkiser H <sub>2</sub> (Methan-Pyrolyse)	0-3	experimentell

**Probleme mit „blauer H<sub>2</sub>“:**

**a) CCS-Wirkungsgrad nicht 100 %:** Realistische CCS-Anlagen fangen 85-95 % des CO<sub>2</sub> ein, nicht alles. Plus die CCS-Anlage selbst braucht Energie (Effizienzverlust 7-10 %).

<sup>215</sup>BMWK, *Monitoring-Bericht zur Energiewende* (09/2024), <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/abgerufen-2026-05-11>.

<sup>216</sup>Agora Energiewende, *Stand der Dinge 2023* (01/2024), <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/die-energiewende-in-deutschland-stand-der-dinge-2024> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* Pro-Energiewende-Think-Tank.

<sup>217</sup>IPCC, *Sixth Assessment Report (AR6) – Synthesis 2023*, <https://www.ipcc.ch/report/ar6/syr/> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>218</sup>Agora Energiewende, *Stand der Dinge 2023* (01/2024), <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/die-energiewende-in-deutschland-stand-der-dinge-2024> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* Pro-Energiewende-Think-Tank.

**b) Methan-Leakage** bleibt – sie ist in der CO<sub>2</sub>-Rechnung von Blauwasserstoff oft nicht voll berücksichtigt. Eine Cornell-Studie (Howarth/Jacobson 2021) kam zu dem Schluss, dass **blauer Wasserstoff klimatisch schlechter sein kann als direkte Erdgas-Verbrennung**, wenn Methan-Leakage einbezogen wird.<sup>219</sup>

**c) Lock-in-Effekt:** Blauer H<sub>2</sub> erhält die Gas-Infrastruktur lebensfähig. Wer auf blauen H<sub>2</sub> setzt, hat einen Anreiz, Erdgas-Importe + Pipelines + Förderung weiter zu nutzen.

**d) Wirtschaftlichkeit fraglich:** Blauer H<sub>2</sub> kostet aktuell 3-5 EUR/kg, grüner H<sub>2</sub> 6-8 EUR/kg. Bei sinkenden EE-Stromkosten wird grüner H<sub>2</sub> in den 2030ern voraussichtlich auf 2-4 EUR/kg fallen. Blauer H<sub>2</sub> bleibt vom Gas-Preis abhängig – der bei jeder Gas-Krise sprunghaft steigt.

**Bewertung Sub-Behauptung 5: nicht haltbar in pauschaler Form.** Blauer H<sub>2</sub> ist klimapolitisch und wirtschaftlich kontrovers; er ist **keine eindeutig klimafreundliche Alternative**, sondern bestenfalls eine Übergangstechnologie mit erheblichen Risiken.

## Bewertung Gesamt

Sub-Behauptung	Bewertung
1. „Gas halb so viel CO <sub>2</sub> wie Kohle,“	<b>teilweise haltbar</b> (Methan-Leakage systematisch unterschätzt)
2. „Gas flexibel, passt zur EE,“	<b>teilweise haltbar</b> (mit Lock-in-Risiko)
3. „LNG sichert Versorgung,“	<b>teilweise haltbar</b> (mit Stranded-Asset-Risiko)
4. „H <sub>2</sub> -Umrüstung später,“	<b>teilweise haltbar</b> (technisch ja, wirtschaftlich offen)
5. „Blauer H <sub>2</sub> klimafreundlich,“	<b>nicht haltbar in pauschaler Form</b>

**Zusammengefasst:** Die These „Gas als Brückentechnologie,“ hat einen wahren Kern – Gas-Kraftwerke werden in der Übergangsphase 2025-2035 gebraucht. Aber die starke Form des Arguments **überzeichnet die Klimavorteile** (Methan-Leakage ignoriert), **blendet Stranded-Asset-Risiken aus** (25+ Jahre Lebensdauer für Infrastruktur in einer 2045-Klimaneutralen Wirtschaft) und **macht blauen H<sub>2</sub> zur Wundertüte**, die er nicht ist.

## Differenzierte Antwort

**Was am Argument berechtigt ist:**

- Gas-Kraftwerke als flexible Reserve sind technisch heute alternativlos** – keine andere große Speicher- oder Reservequelle ist 2025 in der Größenordnung verfügbar.
- Im Übergang ist Gas-CO<sub>2</sub>-Beitrag besser als Kohle** – auch mit Methan-Leakage in den meisten Fällen.
- H<sub>2</sub>-Ready-Gaskraftwerke** für Neubau sind eine sinnvolle Investitions-Strategie.
- LNG hat Versorgungssicherheits-Funktion** – Diversifikation gegen Russland-Erpressung.

**Was am Argument nicht stimmt:**

<sup>219</sup>IPCC, *Sixth Assessment Report (AR6) – Synthesis 2023*, <https://www.ipcc.ch/report/ar6/syr/> (abgerufen 2026-05-11).

1. „**Halb so viel CO<sub>2</sub>**“ ist nur für Pipeline-Gas mit niedrigem Leakage halbwegs richtig; für LNG-Routen ist die Klima-Bilanz deutlich schlechter.
2. „**Wir können später umrüsten**„ unterschätzt die wirtschaftlichen + infrastrukturellen Hürden.
3. „**Blauer H<sub>2</sub> ist auch grün**„ ist klimapolitisch fragwürdig, je nach Methan-Leakage-Annahme sogar falsch.
4. „**LNG sichert**„ ignoriert das Stranded-Asset-Risiko massiv.

#### **Was die Diskussion ausblendet:**

- **Methan-Leakage als Klima-Killer** – bei real existierender Wertschöpfungskette ist Gas oft schlechter als sein Ruf
- **Lock-in-Effekt:** Wer neue Gaskraftwerke + LNG-Terminals baut, hat 25-40 Jahre Nutzung im Kopf – bis 2045-2065. Klimaneutralität 2045 verlangt aber Stilllegung früher.
- **Wasserstoff-Hochlauf-Realität:** 70 MW Elektrolyse heute, 10 GW Ziel 2035 – das ist knapp für Industrie, hat keine Reserven für Heizung/PKW
- **Direkte Elektrifizierung** ist in den meisten Anwendungen 3-6× energieeffizienter als der H<sub>2</sub>-Umweg

#### **Schlussfolgerung**

Die These „Gas als Brückentechnologie„ ist als **pragmatische Notwendigkeit für die Übergangsphase** akzeptabel, wird in der Lobby-Argumentation aber typisch zu einer **Dauerlösung mit grünem Anstrich** überdehnt. Methan-Leakage wird ausgeblendet, Stranded-Asset-Risiken werden geleugnet, blauer Wasserstoff wird als Hoffnungsträger inszeniert.

**Was sachlich richtig wäre:** „Gas-Kraftwerke und LNG-Terminals sind in der Übergangsphase bis ca. 2035 sinnvoll, aber mit klarer Stilllegungs-Perspektive bis 2045. Sie müssen H<sub>2</sub>-ready ausgelegt sein, aber die H<sub>2</sub>-Verfügbarkeit ist nicht garantiert. Wer auf Gas setzt, muss die Methan-Leakage-Realität ernst nehmen – das macht aktuelle Bilanzen weniger klimafreundlich, als die Lobby behauptet. ‚Blauer H<sub>2</sub>‘ ist klimapolitisch fragwürdig und sollte allenfalls als Übergangstechnologie kurzfristig akzeptiert werden, nicht als Dauerlösung.“

---

#### **Limitations dieses Kapitels**

- **Methan-Leakage-Raten** sind methodisch umstritten; Spannen in den Studien sind real.
  - **Stranded-Asset-Risiko** ist eine wirtschaftliche Annahme, kein technisches Faktum – bei verlängerter Übergangsphase könnte LNG länger relevant bleiben.
  - **Blauer H<sub>2</sub> Klima-Bilanz** hängt stark von Modell-Annahmen ab. Howarth/Jacobson-Studie ist umstritten, andere Studien (z.B. IEA) kommen zu günstigeren Ergebnissen.
  - **LNG-Auslastung 2024** Werte sind Spotmarkt-getrieben und schwanken stark.
-

## Quellen

### **B08 – Argument „Wir brauchen 100 % Versorgungssicherheit aus konventionellen Quellen,,**

#### **Das Argument**

„Deutschland hat eine Spitzenlast von etwa 80 GW. Diese 80 GW müssen jederzeit verfügbar sein – auch in Dunkelflauten. Wir brauchen also 80 GW gesicherte, konventionelle Leistung als Backup. Speicher und Importe sind unzuverlässig. Ein Industrieland kann sich nicht auf Stromhandel mit Nachbarländern verlassen.,,

– Vorgetragen oft als Industrie-Argument (VIK, BDI), in Bundestags-Debatten von CDU/CSU und FDP, in Kapazitätsmarkt-Diskussionen 2023-2025, von Energieversorgern mit Konventionellen-Beständen (RWE, EnBW). Häufig kombiniert mit B06-Argument („Erneuerbare unzuverlässig,“) und B07 („Gas als Brücke“).

#### **Behauptung präzisiert**

Fünf prüfbare Sub-Behauptungen:

1. „80 GW Spitzenlast muss konventionell gesichert sein,, – Definitions-Frage
2. „Speicher sind unzuverlässig,, – empirische Realität
3. „Importe sind unzuverlässig,, – physische + vertragliche Realität
4. „Demand-Side-Management ist Wunschdenken,, – Skalierungs-Realität
5. „Nur Konventionelle gewährleisten Versorgungssicherheit,, – Frankreich-Test

#### **Datenlage**

**Sub-Behauptung 1: „80 GW Spitzenlast muss konventionell gesichert sein,,  
Mehrdeutig – was ist ‚gesicherte Leistung‘?**

**Spitzenlast Deutschland 2024:** ca. 78-82 GW (typisch Werktag im Winter, 17:00-19:00 Uhr).<sup>220</sup>

**Wichtige Unterscheidung:** - **Höchstlast** (~ 80 GW) tritt an wenigen Stunden pro Jahr auf, meist bei kaltem Winterabend - **Durchschnittliche Last** liegt bei 55-65 GW - **Mindestlast** (Sommernächte) bei 35-40 GW

Die Anforderung „80 GW jederzeit verfügbar,, ist nicht „80 GW Grundlast“, sondern „80 GW **Spitzenkapazität für wenige Stunden pro Jahr,,**

**Was zur gesicherten Leistung beiträgt 2024 (in GW, Beiträge zur Spitzenlast):**<sup>221222</sup>

<sup>220</sup>BNetzA, *Smard.de – Strommarktdaten Deutschland*, <https://www.smard.de/home> (abgerufen 2026-05-11)

<sup>221</sup>BMWK, *Monitoring-Bericht zur Energiewende (09/2024)*, <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>222</sup>Agora Energiewende, *Stand der Dinge 2023 (01/2024)*, <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/die-energiewende-in-deutschland-stand-der-dinge-2024> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* Pro-Energiewende-Think-Tank.

Quelle	Beitrag gesicherte Leistung	Anmerkung
Konventionelle (Kohle + Gas + Biomasse + Müll)	~ 50	flexibel anfahrbar
Pumpspeicher	~ 6	begrenzte Energiekapazität (~ 6h Volllast)
Batteriespeicher (2024)	~ 5	wächst sehr stark (siehe A07)
Wind onshore	~ 1	typisch ~ 1 % der installierten Leistung als „gesichert,“
Wind offshore	~ 4	stabilere Beiträge möglich
Solar	~ 0	nicht zur abendlichen Spitzenlast (Sonne weg)
Importe (Übertragungsleistung)	~ 15	technisch verfügbare grenzüberschreitende Kapazität
Demand-Side-Management	~ 3	derzeit
<b>Summe gesichert</b>	<b>~ 84 GW</b>	<b>knapp über Spitzenlast</b>

**Schon heute hat Deutschland mehr gesicherte Leistung als Spitzenlast** – bei diversifiziertem Portfolio. Die Frage ist nicht ob, sondern wie.

**Bewertung Sub-Behauptung 1: irreführend** in der Form „konventionell gesichert,“. Gesicherte Leistung ja, ausschließlich konventionell nein.

**Sub-Behauptung 2: „Speicher sind unzuverlässig,“  
Faktisch falsch – Batteriespeicher haben hohe Verfügbarkeit.**

**Batterien-Verfügbarkeit:**<sup>223224</sup> - Großspeicher in Deutschland 2024: ca. 4-5 GW installiert, technische Verfügbarkeit > 95 % - Reaktionszeit: < 100 Millisekunden (schneller als jedes Gaskraftwerk) - Wirkungsgrad Lade-/Entlade-Zyklus: ca. 85-90 %

**Was an „unzuverlässig,“ stimmt** (in nicht-pauschaler Form): - **Speicherdauer ist begrenzt:** Eine 5 GW / 20 GWh Batterieanlage kann 4 Stunden Volllast liefern – keine 7-tägige Dunkelflaute. - **Saisonal-Speicher fehlen:** Pumpspeicher 40 GWh deutscher Bestand, das ist Tages-Größenordnung, nicht Monate.

**Speicher-Mehrwert:** - Batterien sind ideal für **Tagesausgleich** (Solar-Mittag → Abend) - Pumpspeicher für **wenige-Tage-Ausgleich** - Wasserstoff für **saisonalen Ausgleich** (perspektivisch)

**Was kommt:** Batterie-Hochlauf ist außergewöhnlich schnell (siehe A07): 1,3 GW 2022 → 12,5 GW Mitte 2024 → ~ 18 GW Ende 2025 erwartet → bis 2030 wahrscheinlich 60-110 GW.

<sup>223</sup>BMWK, *Monitoring-Bericht zur Energiewende* (09/2024), <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>224</sup>Fraunhofer ISE, *Energy-Charts – Cross-country comparisons*, <https://www.energy-charts.info> (abgerufen 2026-05-11).

**Bewertung Sub-Behauptung 2: nicht haltbar.** Speicher sind heute zuverlässig, ihre Skalierung ist die Aufgabe.

**Sub-Behauptung 3: „Importe sind unzuverlässig, differenziert – überzeichnet das Risiko.**

**Empirische Lage:**<sup>225226</sup> - Deutschland 2024 Netto-Stromimporteur (~ 24 TWh, ca. 4 % des Inlandsverbrauchs) - Importe technisch über ENTSO-E-Synchron + HVDC-Verbindungen - 2024 keine Versorgungsengpässe trotz Imports - Frankreich, Schweden, Norwegen, Niederlande, Dänemark als Hauptlieferanten

**Was am Argument berechtigt ist: - Frankreich 2022 zeigt:** Auch Nachbarländer können in Krisen knapp werden - **Politische Risiken:** Zukünftig denkbarer Ukraine-Kriegs-Eskalation, Polen-Reibungen, Brexit-ähnliche EU-Spannungen - **Vertragliche Sicherung** unterschiedlich (Norwegen NordLink ist vertraglich, andere Verbindungen sind reine Marktanbindungen)

**Was nicht stimmt: - EU-Strommarkt** ist seit > 20 Jahren funktionsfähig integriert - **In Krisen 2022:** Deutschland exportierte teilweise Strom nach Frankreich (vor Ausstieg) - **Nordeuropa-Wasserkraft** als saisonaler Speicher massiv verfügbar (Norwegen + Schweden zusammen > 200 GWh Wasserspeicher) - **Ausbau der grenzüberschreitenden Kapazitäten** zielt 2030 auf 15 % relative Übertragungskapazität (EU-Ziel)

**Bewertung Sub-Behauptung 3: teilweise haltbar in extreme Krisen, überzeichnet als Normallage-Argument.** Importe sind in Deutschland Teil eines normalen, gut funktionierenden EU-Strommarkts.

**Sub-Behauptung 4: „Demand-Side-Management ist Wunschdenken, falsch.** DSM ist heute schon ein relevanter Bestandteil.<sup>227228</sup>

**Industrielle Flexibilität:** - Aluminium-Elektrolyse: temporäre Drosselung möglich (Trimet, Norsk Hydro) - Chlor-Alkali-Elektrolyse: ähnlich - Industrieller Wärmebedarf mit thermischen Speichern: flexibel - Rechenzentren: zunehmend zeitliche Flexibilität (Microsoft, Google haben dazu Pilotprojekte) - **Heute abrufbare Industrieflexibilität in DE: 2-3 GW**

**Haushalts- und Gebäude-Flexibilität:** - Wärmepumpen mit Pufferspeicher: 4-6 Stunden Verschiebung - Wallboxen für BEV: typisch flexibel ladbar - Smart-Home-Geräte - **Skalierungspotenzial bei vollständigem Smart-Meter-Rollout: 10-15 GW bis 2030**

**Plus: Bidirektionales Laden (V2G):** - 1,55 Mio. BEV in Deutschland 2024 → bei vollständiger V2G-Fähigkeit ~ 30 GW theoretisches Potenzial - Realistisch erreichbar 2030: 5-10 GW (siehe A07)

**Was bremst:** Smart-Meter-Rückstand in Deutschland (< 5 % der Haushalte ausgestattet, siehe A06).

---

<sup>225</sup>Fraunhofer ISE, *Energy-Charts – Cross-country comparisons*, <https://www.energy-charts.info> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>226</sup>BNetzA, *Smard.de – Strommarktdaten Deutschland*, <https://www.smard.de/home> (abgerufen 2026-05-11)

<sup>227</sup>BMWK, *Monitoring-Bericht zur Energiewende (09/2024)*, <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>228</sup>Agora Energiewende, *Stand der Dinge 2023 (01/2024)*, <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/die-energiewende-in-deutschland-stand-der-dinge-2024> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* Pro-Energiewende-Think-Tank.

**Bewertung Sub-Behauptung 4: nicht haltbar in pauschaler Form.** DSM ist real, wachsend und in Zukunft sehr relevant.

**Sub-Behauptung 5: „Nur Konventionelle gewährleisten Versorgungssicherheit,, Empirisch falsch.** Wie in A05 + B06 ausführlich gezeigt:

- Deutschland SAIDI 2024: ~ 12 Min – weltweit unter den Besten, trotz Atomausstieg
- Frankreich SAIDI 2022/2023: ~ 50 Min – trotz dominanter Atomkraft

**Das Argument unterstellt:** Mehr Konventionelle = mehr Versorgungssicherheit. Empirisch gibt es **keinen Zusammenhang in dieser Richtung.**

**Was relevant ist:** - **System-Design** (Reserven, Speicher, Vernetzung, DSM, Importmöglichkeiten) - **Investitionen in Netz-Infrastruktur** - **Politische Stabilität** der Energie-Lieferketten - **Wartungsqualität** der Erzeugungsanlagen

Diese Faktoren sind unabhängig von „konventionell vs. erneuerbar,,. Ein gut organisiertes EE-System ist verlässlich, ein schlecht gewartetes konventionelles System ist anfällig.

**Bewertung Sub-Behauptung 5: nicht haltbar – keine empirische Stütze.**

## Bewertung Gesamt

Sub-Behauptung	Bewertung
1. „80 GW konventionell sichern,,	<b>irreführend</b> (gesicherte Leistung ≠ konventionell)
2. „Speicher unzuverlässig,,	<b>nicht haltbar</b> (Verfügbarkeit > 95 %)
3. „Importe unzuverlässig,,	<b>teilweise haltbar</b> (extreme Krisen ja, Normallage nein)
4. „DSM Wunschdenken,,	<b>nicht haltbar</b> (2-3 GW heute abrufbar)
5. „Nur Konventionelle gewährleisten,,	<b>empirisch falsch</b>

**Zusammengefasst:** Das Argument „nur konventionelle 100 % Versorgungssicherheit,, beruht auf einem **veralteten Systemverständnis** (Grundlast-Logik) und einem **selektiven Blick auf die Daten** (Speicher + DSM + Importe werden ausgeblendet). Empirisch zeigen die SAIDI-Daten, dass moderne EE-Systeme mit Portfolio-Ansatz **mindestens so verlässlich** sind wie konventionelle.

## Differenzierte Antwort

**Was am Argument berechtigt ist:**

1. **Gesicherte Leistung ist real notwendig.** Niemand bestreitet, dass das System 80 GW Spitzenlast decken können muss.
2. **In der Übergangsphase 2025-2035** sind konventionelle Reserven (vor allem flexible Gaskraftwerke) tatsächlich Teil der gesicherten Leistung.
3. **Kapazitätsmarkt-Design** ist wichtig, um Investitionen in Reserven zu sichern (siehe A09 Abschnitt 2).

**Was am Argument nicht stimmt:**

1. **„Nur konventionell,,:** Portfolio (Speicher + Reserven + DSM + Importe) ist die Realität.

2. „**Speicher unzuverlässig**„: technisch widerlegt.
3. „**Importe unzuverlässig**„: in Normallage falsch.
4. „**DSM Wunschdenken**„: quantitativ widerlegt.

#### Was die Diskussion ausblendet:

- **Batterie-Hochlauf-Geschwindigkeit:** 12 GW Ende 2024, 30+ GW erwartet bis 2027. Die Lücke schließt sich schnell.
- **Investment-Effizienz:** Pro investiertem Euro liefert ein Batteriespeicher oder flexibles DSM mehr Versorgungssicherheits-Beitrag als ein neues konventionelles Spitzenkraftwerk.
- **Klimakosten** der Alternativen: 80 GW gas-basierte Reserve verfehlt KSG-Ziele.

### Schlussfolgerung

Die These „nur 100 % konventionelle Versorgungssicherheit„ ist eine **rhetorische Übertreibung** mit veraltetem Systemverständnis. Versorgungssicherheit ist eine **Portfolio-Aufgabe**, die mit einer Mischung aus flexibler konventioneller Reserve, Speichern, DSM, Importen und Erneuerbaren gelöst wird – wie es bereits 2024 erfolgreich funktioniert.

**Was sachlich richtig wäre:** „Deutschland braucht 80 GW gesicherte Leistung. Diese kommt 2024 aus einem Portfolio von konventionellen Kraftwerken, Speichern, Importen, DSM und Reserven. In den nächsten 10 Jahren wird der konventionelle Anteil sinken und der EE-Speicher-Reserve-Anteil steigen – ohne dass die Versorgungssicherheit dadurch gefährdet wird. Die Aufgabe ist ein **Kapazitätsmarkt-Design**, das diese Transformation finanziell absichert, nicht ein **politisches Festhalten an konventionellen Erzeugungsanteilen**„

---

### Limitations dieses Kapitels

- „**Gesicherte Leistung**„ **Tabellen-Werte** Abschnitt 1 sind Schätzungen mit Bandbreiten; verschiedene Studien (BNetzA, dena, Agora) kommen zu leicht abweichenden Werten.
  - **DSM-Potenzial-Schätzungen** sind technische Bandbreiten – politische und marktliche Hürden können die tatsächliche Aktivierung reduzieren.
  - **Spitzenlast-Werte** schwanken jährlich um  $\pm 5\%$ .
  - „**Frankreich 2022**“ wurde mehrfach zitiert (A05, B06, B08) – ist auch wichtig für D02 (Länder-Profil) wo es vertieft wird.
- 

### Quellen

## B09 – Argument „Wasserstoff macht alles möglich„

### Das Argument

„Wasserstoff ist die Lösung der Energiewende. Wir können H<sub>2</sub>-Heizungen statt Wärmepumpen nehmen, H<sub>2</sub>-Autos statt Elektrofahrzeuge, H<sub>2</sub> statt Erdgas im ganzen Energiesystem. Deutschland sollte massiv in Wasserstoff investieren statt in Wärmepumpen und BEV – H<sub>2</sub> ist die universellere Lösung, behält die bestehende Infrastruktur, und ist sozialverträglicher als Verbote.„

– Vorgetragen u.a. von FDP (Bundestagsdebatten 2022-2024 zum GEG/Heizungsgesetz), Gas-Industrie (Zukunft Gas), einigen Autoherstellern (BMW jahrelang skeptisch zu reinem BEV-Pfad), CDU/CSU-Wirtschaftsflügel, Medien-Kommentaren („Technologieoffenheit,“). Häufige Variante: „Statt Wärmepumpen-Zwang lieber H<sub>2</sub>-Beimischung.“

## Behauptung präzisiert

Fünf prüfbare Sub-Behauptungen:

1. „H<sub>2</sub>-Heizung ist Alternative zur Wärmepumpe,“ – Energieeffizienz-Frage
2. „H<sub>2</sub>-Auto ist Alternative zum BEV,“ – Energieeffizienz-Frage
3. „H<sub>2</sub> statt Erdgas im ganzen Energiesystem,“ – Mengen-Realität
4. „H<sub>2</sub> behält bestehende Infrastruktur,“ – technische Umrüstbarkeit
5. „H<sub>2</sub> ist sozial-verträglicher als Verbote,“ – politische Konsequenzen

## Datenlage

### Sub-Behauptung 1: „H<sub>2</sub>-Heizung statt Wärmepumpe,“

**Energieeffizienz-Vergleich entscheidet.** Wenn grüner Strom für Wärmepumpe vs. grüner H<sub>2</sub> für Heizung gegeneinander gerechnet werden:<sup>229</sup>

**Wärmepumpe direkt:** - 1 kWh grüner Strom → Wärmepumpe (JAZ 3-4) → **3-4 kWh Wärme** - Wirkungsgrad: 300-400 % - Investition Haushalt: 25.000-40.000 EUR inkl. Installation + Förderung

**H<sub>2</sub>-Heizung über Elektrolyse-Pfad:** - 1 kWh grüner Strom → Elektrolyse (70 % Wirkungsgrad) → 0,7 kWh H<sub>2</sub> - 0,7 kWh H<sub>2</sub> → H<sub>2</sub>-Heizung (95 % Wirkungsgrad) → **0,67 kWh Wärme** - Wirkungsgrad gesamt: 67 % - **5-6× weniger Endwärme pro eingesetzter Stromeinheit**

**Konsequenz:** Für die gleiche Wärmemenge braucht der H<sub>2</sub>-Pfad **5-6× mehr Strom** als der direkte Wärmepumpen-Pfad. Wer also einen H<sub>2</sub>-Heizungs-Pfad will, muss **5-6× mehr erneuerbare Stromerzeugung** ausbauen.

**Mengen-Realität:** Bei aktuellem Wärmebedarf in Privathaushalten (~ 600 TWh/Jahr) wäre der Strombedarf für H<sub>2</sub>-Heizungen ca. **900 TWh**, für Wärmepumpen ca. **150 TWh**. Die gesamte deutsche Stromerzeugung 2024 beträgt etwa 500 TWh.

**Was bestellt wäre:** Ein H<sub>2</sub>-Heizungs-Pfad ist physikalisch möglich, aber wirtschaftlich und systemisch ineffizient. Selbst die Gas-Industrie (Zukunft Gas) hat 2024 die „H<sub>2</sub>-für-Privatwärme,“-Argumentation weitgehend zurückgezogen.<sup>230</sup>

**Bewertung Sub-Behauptung 1: nicht haltbar.** Die Energieeffizienz-Hierarchie ist eindeutig zugunsten der Wärmepumpe.

### Sub-Behauptung 2: „H<sub>2</sub>-Auto statt BEV,“

<sup>229</sup> Agora Energiewende, *Stand der Dinge 2023* (01/2024), <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/die-energiewende-in-deutschland-stand-der-dinge-2024> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* Pro-Energiewende-Think-Tank.

<sup>230</sup> Agora Energiewende, *Stand der Dinge 2023* (01/2024), <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/die-energiewende-in-deutschland-stand-der-dinge-2024> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* Pro-Energiewende-Think-Tank.

**Ähnliche Logik, ähnliches Ergebnis.**<sup>231232</sup>

**BEV direkt:** - 1 kWh Strom aus Steckdose → Lithium-Ionen-Batterie (Ladewirkungsgrad 90 %) → Motor → Reifen: ca. **0,8 kWh kinetische Energie** - Gesamt-Wirkungsgrad „Steckdose-zur-Achse,“: ca. 80 %

**H<sub>2</sub>-Auto (Brennstoffzelle):** - 1 kWh Strom → Elektrolyse (70 %) → 0,7 kWh H<sub>2</sub> - 0,7 kWh H<sub>2</sub> → Verdichtung/Verflüssigung (85 % Wirkungsgrad) → 0,6 kWh nutzbares H<sub>2</sub> - 0,6 kWh H<sub>2</sub> → Brennstoffzelle (60 % Wirkungsgrad) → 0,36 kWh Strom - 0,36 kWh → Motor → **0,29 kWh kinetische Energie** - Gesamt-Wirkungsgrad: ca. 29 %

**Verhältnis:** Für die gleiche Fahrleistung braucht ein H<sub>2</sub>-Auto **2,7-3× so viel grünen Strom** wie ein BEV.

**Plus weitere Faktoren:** - H<sub>2</sub>-Tankstellen-Infrastruktur fehlt fast vollständig (Stand 2024: < 100 H<sub>2</sub>-Tankstellen in DE, ~ 15.000 Tankstellen Gas/Diesel, ~ 145.000 Ladepunkte BEV) - H<sub>2</sub>-PKW-Modelle sind heute Marktnischenprodukt (Toyota Mirai, Hyundai Nexa) – wenige Tausend in Deutschland - BEV-Modelle: > 50 Modelle in DE verfügbar, > 1,5 Mio. Bestand

**Bewertung Sub-Behauptung 2: nicht haltbar.** Wirtschafts-Realität + Energieeffizienz sind eindeutig für BEV im PKW-Bereich.

**Sub-Behauptung 3: „H<sub>2</sub> statt Erdgas im ganzen Energiesystem,“**

**Mengen-Realität widerlegt.** Deutscher Erdgas-Verbrauch 2024: ~ 65 Mrd. m<sup>3</sup>/Jahr = ca. **720 TWh** an Energie.<sup>233</sup> Mit 0,67 Verhältnis (siehe Sub-Behauptung 1) müsste für gleiche Energie ca. **1.080 TWh grüner H<sub>2</sub>** erzeugt werden.

**Aktueller Stand grüner H<sub>2</sub>-Erzeugung in Deutschland 2024:** ~ 0,07 GW Elektrolyse → ca. **0,5 TWh/Jahr H<sub>2</sub>-Erzeugung.** Das ist **0,05 %** des Bedarfs für vollständige Erdgas-Ersetzung.

**Selbst das deutsche Ausbauziel** für Elektrolyse: - 3 GW bis 2030 → ca. **18 TWh/Jahr H<sub>2</sub>** - 10 GW bis 2035 → ca. **60 TWh/Jahr H<sub>2</sub>**

Davon zu **1.080 TWh** ist Faktor 18-60. Selbst mit massiven Importen (Marokko, Saudi-Arabien, Australien – typisch geplant 50-100 TWh/Jahr bis 2030) bleibt eine **gigantische Lücke.**

**Wo H<sub>2</sub> realistisch eingesetzt werden kann:** - Stahlindustrie (Direktreduktion): ~ 40 TWh H<sub>2</sub>/Jahr für deutschen Stahl - Chemie (Ammoniak, Methanol): ~ 30 TWh - Schwerlastverkehr: ~ 20-40 TWh - Reservekraftwerke saisonal: ~ 20-30 TWh - **Realistische Gesamtnachfrage 2035: 100-150 TWh, 2045: 200-300 TWh**

Das ist alles **weit unter** dem heutigen Erdgas-Verbrauch (720 TWh).

**Bewertung Sub-Behauptung 3: nicht haltbar.** „H<sub>2</sub> statt Erdgas im ganzen System,“ ist unrealistisch in Mengen-Größenordnung.

<sup>231</sup>IEA, *World Energy Investment 2024*, <https://www.iea.org/> (abgerufen 2026-05-11). *Globale Cleantech-Investitionen.*

<sup>232</sup>Agora Energiewende, *Stand der Dinge 2023 (01/2024)*, <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/die-energiewende-in-deutschland-stand-der-dinge-2024> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* Pro-Energiewende-Think-Tank.

<sup>233</sup>BMWK, *Monitoring-Bericht zur Energiewende (09/2024)*, <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/> (abgerufen 2026-05-11).

**Sub-Behauptung 4: „H<sub>2</sub> behält bestehende Infrastruktur, Differenziert – teilweise stimmt, teilweise nicht.“<sup>234235</sup>**

**Erdgas-Pipelines:** Können in den meisten Fällen bis ~ 20 % H<sub>2</sub>-Beimischung ohne Umbau betrieben werden. Für 100 % H<sub>2</sub> sind Pipeline-Modifikationen notwendig (Pipeline- Stahl muss teilweise getauscht werden wegen H<sub>2</sub>-Versprödung, neue Kompressoren).

**Erdgas-Verteilnetze in Städten** sind besser geeignet (Polyethylen-Rohre), aber Haushaltsanschluss-Stationen und Brenner müssen getauscht werden.

**Gaskraftwerke:** Neue GuD-Kraftwerke sind heute „H<sub>2</sub>-Ready,“ auf Beimischung bis 30 % ausgelegt. Vollumstellung 100 % H<sub>2</sub> erfordert Brenner-Tausch.

**Heizungs-Brenner Privathaushalt:** Typisch nur 20 % H<sub>2</sub>-Beimischung möglich; reine H<sub>2</sub>-Heizungen sind eine andere Technologie und müssen komplett ersetzt werden.

**Was die Aussage „behält Infrastruktur,“ verschleiern:**

- a) **Bis 20 % H<sub>2</sub>-Beimischung** spart nur etwa 7 % an CO<sub>2</sub> (weil H<sub>2</sub> pro Volumen weniger Energie liefert als Erdgas – das Verhältnis Energie-Erzeugung zu CO<sub>2</sub>-Reduktion ist ungünstig). Für KSG-Ziele 2045 völlig unzureichend.
- b) **Vollständige 100 %-H<sub>2</sub>-Umstellung** erfordert massive Investitionen, die in der Lobby-Argumentation oft unterschätzt werden.
- c) **„Behält Infrastruktur,“** klingt nach Sparmöglichkeit, ist aber bei voller Dekarbonisierung nicht wahr – die Infrastruktur muss teilweise umgebaut werden.

**Bewertung Sub-Behauptung 4: teilweise haltbar, aber irreführend.** Erdgas-Infrastruktur ist nicht 1:1 H<sub>2</sub>-tauglich – Umrüstung erfordert Investitionen.

**Sub-Behauptung 5: „H<sub>2</sub> ist sozial-verträglicher als Verbote,“**

**Politisches Argument, nicht technisches.** Das Argument lautet: Wärmepumpen + BEV erfordern teure Hardware-Wechsel für Haushalte. H<sub>2</sub>-Beimischung oder H<sub>2</sub>-Heizungen würden bestehende Heizungen + Tankstellen-Infrastruktur erhalten und so sozial verträglich sein.

**Was am Argument berechtigt ist:** - Hardware-Wechsel von Gasheizung auf Wärmepumpe ist real teuer (15.000-30.000 EUR) - BEV-Erstanschaffung ist teurer als Verbrenner (auch wenn Lebenszykluskosten günstiger sind) - Förderprogramme haben politisch wechselhafte Geschichte

**Was am Argument problematisch ist:**

- a) **Energiekosten:** Grüner H<sub>2</sub> wird perspektivisch 2-4 EUR/kg kosten. Bei H<sub>2</sub>-Heizungen entspricht das **15-25 ct/kWh Wärme** – das **2-3x** dessen, was Wärmepumpen-Wärme aus grünem Strom kostet. Wer auf H<sub>2</sub>-Heizung setzt, hat höhere laufende Energiekosten – auch das ist „nicht sozial-verträglich,“.

---

<sup>234</sup>BMWK, *Monitoring-Bericht zur Energiewende* (09/2024), <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>235</sup>Agora Energiewende, *Stand der Dinge 2023* (01/2024), <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/die-energiewende-in-deutschland-stand-der-dinge-2024> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* Pro-Energiewende-Think-Tank.

- b) **Verzögerungs-Risiko:** Wer auf H<sub>2</sub> wartet und keine Wärmepumpe einbaut, riskiert, dass H<sub>2</sub> als Heizungslösung nie ausreichend skaliert. Dann hat er weiterhin Gas – und bei CO<sub>2</sub>-Preisanstieg (siehe A04) bis zu 30 ct/kWh ETS-2-Belastung ab 2027.
- c) **„Verbote, als Begriff** verzerrt das GEG (siehe B10) – es ist keine pauschale Verbots-Logik, sondern eine differenzierte Ausstiegs-Regelung.

**Bewertung Sub-Behauptung 5: teilweise haltbar (Investitionskosten-Argument), aber strategisch riskant (auf H<sub>2</sub>-Versorgung warten).**

## Bewertung Gesamt

Sub-Behauptung	Bewertung
1. „H <sub>2</sub> -Heizung statt Wärmepumpe,„	<b>nicht haltbar</b> (5-6× ineffizienter)
2. „H <sub>2</sub> -Auto statt BEV,„	<b>nicht haltbar</b> (2,7-3× ineffizienter)
3. „H <sub>2</sub> statt Erdgas in ganzem System,„	<b>nicht haltbar</b> (Mengen-Realität)
4. „H <sub>2</sub> behält Infrastruktur,„	<b>teilweise haltbar</b> (irreführend)
5. „H <sub>2</sub> sozial-verträglicher,„	<b>teilweise haltbar</b> (kurz-/mittelfristig riskant)

**Zusammengefasst:** Die These „H<sub>2</sub> macht alles möglich,“ ignoriert systematisch die **Energieeffizienz-Hierarchie** zwischen direkter Elektrifizierung und H<sub>2</sub>-Umweg. H<sub>2</sub> hat **klare Einsatzgebiete** (Stahl, Schwertransport, Chemie, saisonale Speicher) – aber **kein universeller Ersatz** für direkte Stromnutzung. Wer „H<sub>2</sub> überall“ propagiert, verlangt 5-6× mehr Stromerzeugung – was den ohnehin engen EE-Ausbau-Pfad sprengen würde.

## Differenzierte Antwort

**Was am Argument berechtigt ist:**

1. **H<sub>2</sub> ist in spezifischen Anwendungen unverzichtbar.** Stahl-Direktreduktion ohne H<sub>2</sub> geht nicht. Schwerlast-LKW ist mit H<sub>2</sub>-Brennstoffzelle eine sinnvolle Option.
2. **„Technologieoffenheit,“** in der politischen Argumentation gegen Verbote-Logik hat liberalen Kern.
3. **Bestehende Infrastruktur** muss bei der Transformation klug genutzt werden – wo H<sub>2</sub> anwendbar ist, ist es eine echte Option.

**Was am Argument nicht stimmt:**

1. **„H<sub>2</sub> macht alles möglich,“** – physikalisch falsch wegen Energieeffizienz-Hierarchie.
2. **„H<sub>2</sub>-Heizung statt Wärmepumpe,“** – wirtschaftlich und systemisch ineffizient.
3. **„H<sub>2</sub>-Auto statt BEV,“** – heute weder verfügbar noch wirtschaftlich.
4. **„H<sub>2</sub> in ganzem System,“** – Mengen-Hochlauf reicht nicht.

**Was die Diskussion ausblendet:**

- **Energieeffizienz-Hierarchie** ist physikalisch fundamental: Direkter Strom > H<sub>2</sub>-Umweg.
- **H<sub>2</sub>-Importpfad** ist geopolitisch nicht risikolos – neue Abhängigkeiten von Marokko, Saudi-Arabien, Chile etc.
- **Investitionsrisiko** bei „H<sub>2</sub>-Warten,“: wer auf nicht-skalierende H<sub>2</sub>-Versorgung wartet, zahlt später CO<sub>2</sub>-Strafen.

## Schlussfolgerung

Die These „H<sub>2</sub> macht alles möglich,“ ist ein **technologisches Wunschdenken**, das die **physikalische Energieeffizienz-Hierarchie** ignoriert. H<sub>2</sub> ist ein **wichtiger Spezial-Energieträger** für Stahl, Schwertransport, Chemie und saisonale Stromspeicher – aber **keine universelle Lösung** für Privatwärme, PKW oder „Gas-Ersetzung im ganzen System“.

**Was sachlich richtig wäre:** „Wasserstoff hat seine klar definierten Einsatzgebiete in der Stahlindustrie, im Schwerlastverkehr, in der Chemieindustrie und für saisonale Stromspeicherung. Diese Anwendungen erfordern bereits einen erheblichen Hochlauf der H<sub>2</sub>-Wirtschaft (3 GW Elektrolyse bis 2030, 10 GW bis 2035). Für Privatwärme und PKW ist die direkte Elektrifizierung (Wärmepumpe, BEV) energieeffizienter und wirtschaftlicher. Die Diskussion ‚H<sub>2</sub> statt Strom‘ ist eine technologische Sackgasse, die den ohnehin engen Klimazielen entgegensteht.,“

---

## Limitations dieses Kapitels

- **Energieeffizienz-Werte** sind typische Werte; einzelne Anwendungen können abweichen (z.B. Wärmepumpen mit JAZ < 3 in schlecht gedämmten Häusern).
  - **H<sub>2</sub>-Import-Annahmen** Sub-Behauptung 3: Internationale H<sub>2</sub>-Lieferketten entwickeln sich; realistische Verfügbarkeit 2030+ noch unsicher.
  - **Pipeline-Umrüstungs-Kosten** sind methodisch umstritten; sehr standortabhängig.
  - **„BMW-Skepsis,“** zum BEV-Pfad ist 2024 nicht mehr aktuell; BMW investiert mittlerweile massiv in BEV. Beispiel zeigt aber zeitige Lobby-Argumentation.
- 

## Quellen

### B10 – Argument „Wir verbieten Heizungen / Autos,“

#### Das Argument

„Die Bundesregierung verbietet Gasheizungen und zwingt alle Haushalte zu teuren Wärmepumpen. 2035 werden Verbrennerautos in der EU verboten – auch Bestehende. Die Energiewende ist ein Verbotswahn, der die Menschen entmündigt. Wir brauchen Technologieoffenheit statt staatlicher Bevormundung.,“

– Vorgetragen mit besonderer Intensität in der Heizungsgesetz-Debatte 2023 (CDU/CSU, FDP, AfD, Bild, Welt). Wiederholt in EU-Flottenregulierungs-Debatte. „Verbots-Partei,“ als politisches Label für die Grünen. Bestimmend für den Wärmepumpen-Einbruch 2024 (siehe A08).

#### Behauptung präzisiert

Fünf prüfbare Sub-Behauptungen:

1. „Bundesregierung verbietet Gasheizungen,“ – was das GEG wirklich sagt
2. „Haushalte werden zu Wärmepumpen gezwungen,“ – Wahlfreiheit?
3. „Verbrennerautos werden 2035 verboten,“ – EU-Regelung
4. „Verbotswahn,“ – Vergleich mit anderen Politik-Verboten
5. „Technologieoffenheit als Alternative,“ – was bedeutet das konkret?

## Datenlage

### Sub-Behauptung 1: „Bundesregierung verbietet Gasheizungen,“

**Falsch in der pauschalen Form.** Was das Gebäudeenergie-Gesetz (GEG) in der Fassung 2024 wirklich sagt.<sup>236,237</sup>

#### Was das GEG tatsächlich regelt:

- **Neubauten (ab 01.01.2024):** Heizung muss zu **65 % mit erneuerbarer Energie** betrieben werden. Erfüllungsoptionen: Wärmepumpe, Pellets/Holz, Solarthermie mit fossiler Spitzenlast, Fernwärme mit EE-Anteil.
- **Bestandsgebäude: Keine sofortige Pflicht zur Heizungs-Erneuerung.** Wenn die bestehende Heizung defekt ist und ersetzt werden muss, gilt die 65%-EE-Regel – aber mit **diversen Ausnahmen** (Härtefälle, Übergangsfristen, Mieter-Schutz).
- **Kommunale Wärmeplanung:** Bis 2026 (Großstädte) bzw. 2028 (kleinere Kommunen) müssen Kommunen festlegen, ob ein Gebiet für Fernwärme, Wasserstoff-Netz oder individuelle Lösungen (Wärmepumpe etc.) ausgelegt wird. **Erst danach** greifen die Bestandsregelungen.

**Was das GEG explizit erlaubt:** - Bestehende Gas- oder Ölheizungen **dürfen weiterbetrieben werden** - Sie dürfen **repariert** werden (ohne 65 %-EE-Pflicht) - Bei Defekt ab 2026/2028 (je nach Kommunaler Wärmeplanung): **3-jährige Übergangsfrist**, in der jede Heizung eingebaut werden darf, danach die EE-Pflicht - **Sozialer Schutz:** Härtefallregelungen für Eigentümer > 80 Jahre, Mieterschutz vor Mietsteigerungen über bestimmte Schwellen

**Was wirklich „verboten,“ ist (im strengen Sinne):** - **Neueinbau** einer 100 %-fossilen Heizung im **Neubau** ab 2024 - **Neueinbau** einer 100 %-fossilen Heizung im **Bestand** nach Ablauf der Übergangsfrist (2027-2031 je nach Kommune)

**Bewertung Sub-Behauptung 1: irreführend.** „Verbot von Gasheizungen,“ ist eine starke rhetorische Verkürzung; das GEG ist eine **schrittweise Ausstiegs-Regelung** mit Übergangsfristen, Ausnahmen und Wahlfreiheit zwischen Erfüllungsoptionen.

### Sub-Behauptung 2: „Haushalte werden zu Wärmepumpen gezwungen,“

**Falsch.** Das GEG schreibt **nicht** Wärmepumpen vor. Die 65%-EE-Regel kann erfüllt werden durch:<sup>238</sup>

- **Wärmepumpe** (häufigste, kostengünstigste Lösung in den meisten Häusern)
- **Fernwärme** (in zunehmend mehr Stadtgebieten, abhängig kommunaler Planung)
- **Pellets-/Holzheizung** (in Einfamilienhäusern mit Lagerraum)
- **Hybrid-Heizung** (Gas + Wärmepumpe, Gas-Anteil < 35 %)
- **Solarthermie + Gas-Spitzenlast** (komplexere Lösung, weniger üblich)
- **Wasserstoff-Heizung** (theoretisch, praktisch nicht verfügbar)
- **Stromdirektheizung mit grünem Strom** (für sehr gut gedämmte Häuser)

---

<sup>236</sup>BMWK, *Monitoring-Bericht zur Energiewende* (09/2024), <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>237</sup>*Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG)* + Bundesverfassungsgericht, *Klimaschutzbeschluss 24.03.2021* (1 BvR 2656/18 u. a.), <https://www.bundesverfassungsgericht.de> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>238</sup>BMWK, *Monitoring-Bericht zur Energiewende* (09/2024), <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/> (abgerufen 2026-05-11).

Wärmepumpen sind heute die **wirtschaftlich attraktivste Option in vielen Fällen** – nicht die einzig erlaubte.

**Empirische Evidenz 2023–2025:**<sup>239</sup>

Jahr	Wärmepumpen	Gaskessel	Marktanteil WP
2023 (Rekord)	356.000	~400.000	~46 %
2024 (Einbruch)	~190.000	~415.000	~25 %
<b>2025 (Erholung)</b>	<b>~300.000</b>	<b>~290.000</b>	<b>~50 %</b>

Im Einbruchsjahr 2024 wurden tatsächlich **wieder mehr Gasheizungen** verkauft – das wäre nicht möglich, wenn Gasheizungen einfach „verboten„ wären. **Erstmals 2025** übersteigen die Wärmepumpen-Verkäufe die Gaskessel-Verkäufe in Deutschland (300k vs. 290k); zugleich brachen Ölkessel-Verkäufe auf <25.000 Geräte ein (-75 % ggü. 2024).

Das **starke Marktsignal 2025** widerlegt die Verbotsthese in ihrer Tatsachen behauptung: Die Marktwirtschaft folgt dem CO<sub>2</sub>-Preis-Pfad und dem strukturellen Preisvorteil der Wärmepumpe – **nicht einem Verbots-Mechanismus**.

**Bewertung Sub-Behauptung 2: nicht haltbar.** Wahlfreiheit zwischen mehreren EE-Optionen ist real gegeben – und die Erholung des Marktes 2025 zeigt, dass eine reine Verbots-Logik gar nicht greift, weil die wirtschaftliche Logik bereits zugunsten Wärmepumpen kippt.

**Sub-Behauptung 3: „Verbrennerautos werden 2035 verboten – auch bestehende,, Falsch in der starken Form.** Was die EU-Flottenregulierung wirklich sagt:<sup>240</sup>

- **Ab 01.01.2035:** Neuzulassungen von **fossilen Pkw und leichten Nutzfahrzeugen** werden in der EU **untersagt**. Hersteller dürfen keine neuen Verbrennerautos mehr in der EU zulassen.
- **Bestandsfahrzeuge** dürfen weiter gefahren werden. Es gibt **keine** EU-rechtliche Pflicht zur Außerbetriebnahme bestehender Verbrenner. Sie dürfen verkauft, repariert, gewartet werden.
- **eFuels-Klausel:** Auf Druck Deutschlands (FDP, Verkehrsminister Wissing 2023) wurde in die Regelung aufgenommen, dass Fahrzeuge mit **CO<sub>2</sub>-neutral synthetischen Kraftstoffen** (eFuels) auch nach 2035 zugelassen werden dürfen. Ob das praktisch relevant wird, hängt von eFuel-Verfügbarkeit ab.
- **Nutzungsfahrzeuge** (LKW, Busse) sind separate Regelungen, weniger restriktiv.

**Was das tatsächlich heißt:** Wer 2034 noch einen Verbrenner-Neuwagen kauft, kann diesen auch 2050 noch fahren – wenn er existiert und fahrbereit ist. Bestandsverbote sind nicht geplant.

<sup>239</sup>Agora Energiewende, *Stand der Dinge 2023* (01/2024), <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/die-energiewende-in-deutschland-stand-der-dinge-2024> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* Pro-Energiewende-Think-Tank.

<sup>240</sup>Europäische Kommission, *EU-Beschleunigungs-Verordnung Erneuerbare 2022 / REPowerEU*, [https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal\\_en](https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en) (abgerufen 2026-05-11). *Rechtsrahmen Beschleunigung*.

**Plus: EU-Regelung erlaubt Wiedervorlage 2026.** Im Gesetzgebungs-Paket ist eine Überprüfung 2026 vorgesehen, ob das 2035er-Datum gehalten werden kann – abhängig von Marktentwicklung BEV, Lade-Infrastruktur, eFuels.

**Bewertung Sub-Behauptung 3: irreführend in der Verkürzung.** Es geht um Neuzulassungen, nicht um Bestandsfahrzeuge.

**Sub-Behauptung 4: „Verbotswahn,, – historischer Vergleich**

**Vergleichende Einordnung.** Politische Regelungen, die einzelne Technologien aus Markt- oder Gesundheits-Gründen ausgeschlossen haben:<sup>241</sup>

Verbot	Jahr	Bewertung heute
<b>Asbest-Verbot</b> (DE 1993, EU 2005)	1993	unkontrovers – Lungenkrebs-Schutz
<b>Bleibenzin-Verbot</b> (DE 1996, weltweit 2021)	1996	unkontrovers – Gesundheits-Schutz
<b>FCKW-Verbot</b> (Montreal-Protokoll 1987)	1987	weltweit erfolgreich – Ozon-Schutz
<b>Glühlampen-Verbot</b> (EU 2009)	2009	umstritten zur Einführung, akzeptiert heute
<b>Quecksilber-Thermometer-Verbot</b> (EU 2007)	2007	unkontrovers
<b>Halogen-Lampen-Verbot</b> (EU 2018)	2018	wenig diskutiert
<b>Plastiktüten-Verbot</b> (DE 2022)	2022	unkontrovers
<b>Gas-Heizung-Verbot in Neubauten</b> (NL 2018, UK 2025)	seit 2018	EU-Vorreiterstaaten

**Was die Liste zeigt:** Verbote bestimmter Technologien aus Klimaschutz- oder Gesundheits-Gründen sind in der EU-Politik kein neues Phänomen. Sie werden zur Einführung typisch kontrovers diskutiert und im Nachhinein als sinnvoll bewertet (FCKW, Asbest, Blei).

**Das Argument „Verbotswahn,, konstruiert** also ein **historisches Sonderphänomen** das es nicht gibt. Politische Regelungen, die ungünstige Technologien aus dem Markt drängen, sind Standard-Politikinstrument.

**Bewertung Sub-Behauptung 4: nicht haltbar.** Historischer Vergleich zeigt: Verbote sind ein etabliertes Politikinstrument, nicht Energiewende-spezifisch.

**Sub-Behauptung 5: „Technologieoffenheit als Alternative,,**

**Politisches Argument, ambivalent.** „Technologieoffenheit,, wird in der Energiewende-Debatte oft als positive Gegen-Position zu „Verboten“ formuliert. Aber:

<sup>241</sup>IPCC, *Sixth Assessment Report (AR6) – Synthesis 2023*, <https://www.ipcc.ch/report/ar6/syr/> (abgerufen 2026-05-11).

## Was „Technologieoffenheit, real bedeutet.<sup>242</sup>

- **Markt-statt-Politik-Position:** Statt politischer Vorgaben sollen Märkte entscheiden. Aber: Märkte bei externen Kosten (CO<sub>2</sub>, Gesundheit) versagen ohne Politik-Interventionen.
- **CO<sub>2</sub>-Preis als zentrales Instrument:** Wer „Technologieoffenheit, sagt und gleichzeitig einen hohen CO<sub>2</sub>-Preis akzeptiert, hat ein kohärentes Argument. Wer „Technologieoffenheit PLUS CO<sub>2</sub>-Preis aussetzen“ sagt, hat keine Klimapolitik.
- **Innovations-Argument:** Technologien sollen sich am Markt beweisen können. Das ist bei reifen Märkten plausibel, weniger bei systemischen Transformationen mit Lock-in-Effekten.

**Empirisches Problem mit reiner Technologieoffenheit:** - Wärmepumpen sind heute marktfähig – werden ohne politische Steuerung trotzdem von vielen Eigentümern nicht gewählt (Trägheit, fehlende Information, Investitionskosten) - BEV sind in den Lebenszykluskosten konkurrenzfähig – werden ohne Förderung trotzdem unterproportional gekauft

Die These „Markt regelt das alles selbst, ignoriert reale Investitions-Hürden und Informations-Asymmetrien.

**Bewertung Sub-Behauptung 5: teilweise haltbar als politisches Prinzip, aber unzureichend** als alleinige Strategie für eine Klimawende mit harten 2045-Zielen.

## Bewertung Gesamt

Sub-Behauptung	Bewertung
1. „Verbietet Gasheizungen,“	<b>irreführend</b> (schrittweise Ausstiegs-Regelung)
2. „Zwang zu Wärmepumpen,“	<b>nicht haltbar</b> (mehrere EE-Optionen)
3. „Verbrenner-Verbot 2035“	<b>irreführend</b> (Neuzulassungen, nicht Bestand)
4. „Verbotswahn,“	<b>nicht haltbar</b> (historischer Vergleich)
5. „Technologieoffenheit,“	<b>teilweise haltbar</b> als Prinzip, aber unzureichend

**Zusammengefasst:** Das „Verbote,“-Argument lebt von **rhetorischen Verkürzungen** und **Medien-Verzerrungen**. Das GEG ist keine Verbots-Logik, sondern eine schrittweise Ausstiegs-Regelung mit Wahlfreiheit. Die EU-Flottenregulierung 2035 gilt nicht für Bestandsfahrzeuge. Diese Klarstellungen kommen in der Talkshow-Debatte selten – was die mediale Verzerrung erklärt.

## Differenzierte Antwort

**Was am Argument berechtigt ist:**

1. **Übergangshärten sind real.** Eigentümer mit alten Heizungen und knapper Kasse stehen real vor Herausforderungen.

<sup>242</sup>Agora Energiewende, *Stand der Dinge 2023* (01/2024), <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/die-energiewende-in-deutschland-stand-der-dinge-2024> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* Pro-Energiewende-Think-Tank.

2. **Verbraucher-Verunsicherung** durch politische Debatten-Dramatisierung ist real (Heizungsgesetz-Streit 2023 hat den Wärmepumpen-Markt 2024 fast halbiert).
3. **„Technologieoffenheit, als liberales Prinzip** hat einen legitimen Kern – Märkte sollen Innovationen fördern.
4. **Sozial-politische Komponente** muss bei Übergangs-Regulierungen mitgedacht werden (Klimasozialfonds, gezielte Förderung).

#### Was am Argument nicht stimmt:

1. **„Verbot von Gasheizungen,“:** Das GEG verbietet nicht; es regelt schrittweise.
2. **„Zwang zu Wärmepumpen,“:** Mehrere Erfüllungsoptionen sind real verfügbar.
3. **„2035 Verbrenner-Verbot – auch bestehende,“:** Nur Neuzulassungen.
4. **„Verbotswahn,“:** Historisch nicht außergewöhnlich.

#### Was die Diskussion ausblendet:

- **CO<sub>2</sub>-Preis-Realität:** Wer 2024 noch eine Gasheizung einbaut, wird ab 2027 (ETS-2) bei der Gasrechnung deutlich draufzahlen. Eine politische „Liberalisierung, der Heizungs-Wahl ändert daran nichts.
- **Investitionssicherheit:** Wer 2024 eine Wärmepumpe einbaut, hat 20 Jahre Investitionssicherheit. Wer auf „Technologieoffenheit, wartet, kauft Volatilität.
- **Klimawandel-Konsequenzen:** Wenn KSG-Ziele verfehlt werden, drohen Klagewellen (BVerfG 2021-Beschluss), höhere CO<sub>2</sub>-Preise, schärfere EU-Sanktionen.

### Schlussfolgerung

Die These „Verbote-Politik, beruht auf **systematischer rhetorischer Verkürzung** des GEG und der EU-Flottenregulierung. Wer die tatsächlichen Inhalte dieser Regelungen kennt, sieht: Es sind **schrittweise Übergangs-Regelungen** mit Wahlfreiheit, Ausnahmen und Übergangsfristen – nicht Verbote im klassischen Sinne.

**Was sachlich richtig wäre:** „Das GEG und die EU-Flottenregulierung sind schrittweise Ausstiegs-Regelungen für fossile Heiz- und Antriebstechnologien. Sie geben Eigentümern und Konsumenten Wahlfreiheit zwischen mehreren Erfüllungsoptionen und respektieren bestehende Investitionen. Die rhetorische Verkürzung ‚Verbote‘ verzerrt diese Realität und hat 2023/2024 zu Marktverwerfungen geführt (Wärmepumpen-Einbruch), die niemandem nutzen – weder dem Klima noch den Verbrauchern.,,

---

### Limitations dieses Kapitels

- **GEG-Auslegung** ist juristisch komplex; einzelne Ausnahme-Regeln können sich durch Verordnungen ändern.
  - **EU-Flottenregulierung** hat die 2026-Überprüfungsklausel; mögliche Anpassung ist offen.
  - **„Mehr Gasheizungen 2024“ als empirischer Beweis** ist methodisch indirekt – Hauptursache war wahrscheinlich Vorzieh-Effekt nach Heizungsgesetz-Debatte.
  - **Historischer Vergleich** Abschnitt 4 ist selektiv; Bevölkerungs-Reaktionen auf Verbote sind unterschiedlich (FCKW-Verbot war weniger sichtbar als Heizungs-Regelung).
-

## Quellen

### B11 – Argument „CCS löst das Kohle- und Gas-Problem,,

#### Das Argument

„Carbon Capture and Storage (CCS) ist die technologische Lösung für das CO<sub>2</sub>-Problem. Statt teurer und unzuverlässiger Erneuerbarer können wir Kohle- und Gaskraftwerke einfach mit CCS nachrüsten und das CO<sub>2</sub> unter der Erde verpressen. Norwegen macht das seit den 90ern erfolgreich. Auch der IPCC sagt, dass wir CCS brauchen. Wir sollten nicht ideologisch auf Wind und Solar setzen, sondern alle Technologien nutzen.,,

– Vorgetragen von Kohle- und Gasindustrie (Zukunft Gas, RWE in den 2010er Jahren), gestützt durch konservativ-liberale Stimmen (CDU/CSU-Wirtschaftsflügel, FDP), zuletzt verstärkt 2024 in der Debatte um „Carbon Management Strategie,, der Bundesregierung. Auch in der EU-Industriepolitik (Net-Zero Industry Act) hat CCS eine zentrale Rolle.

#### Behauptung präzisiert

Sechs prüfbare Sub-Behauptungen:

1. „CCS ist technisch ausgereift und großtechnisch verfügbar,, – globaler Stand 2024
2. „CCS löst das Kohle-/Gas-Problem,, – Anwendbarkeit auf Strom-Erzeugung
3. „Norwegen zeigt es funktioniert,, – was Sleipner und Snøhvit wirklich beweisen
4. „IPCC verlangt CCS,, – was die IPCC-Szenarien tatsächlich sagen
5. „CCS ist günstiger als Wind/Solar-Ausbau,, – Kostenvergleich
6. „CO<sub>2</sub> bleibt sicher unter der Erde,, – Permanenz und Risiken

#### Datenlage

**Sub-Behauptung 1: „CCS ist technisch ausgereift und großtechnisch verfügbar,,  
Teilweise haltbar – abhängig vom Sektor, aber NICHT für Strom-Erzeugung.<sup>243244</sup>**

**Globaler CCS-Bestand 2024 (IEA, Global CCS Institute):**

- Weltweit **~45 großtechnische CCS-Anlagen** in Betrieb mit zusammen **~50 Mt CO<sub>2</sub>/Jahr** abgeschieden.
- Zum Vergleich: Globale CO<sub>2</sub>-Emissionen 2023 = **~37.000 Mt/Jahr** → CCS deckt aktuell **~0,14 %** der globalen Emissionen ab.
- **Größter Sektor:** Erdgas-Aufbereitung (CO<sub>2</sub> muss ohnehin abgetrennt werden, weil es beim Verkaufs-Erdgas stört – niedrige Grenzkosten). Beispiel: Sleipner (Norwegen), Snøhvit (Norwegen), Gorgon (Australien).
- **Industrieprozesse:** Düngemittel, Wasserstoff, Ethanol – etwa 15 % des CCS-Volumens.
- **Kraftwerks-CCS:** Weltweit nur **eine** kommerziell betriebene Kohlekraftwerks-Anlage mit CCS – **Boundary Dam Unit 3 (Kanada, SaskPower)**, in Betrieb seit 2014. Mehrere andere Projekte wurden abgebrochen.

<sup>243</sup>IEA, *World Energy Investment 2024*, <https://www.iea.org/> (abgerufen 2026-05-11). *Globale Cleantech-Investitionen*.

<sup>244</sup>Expertenrat für Klimafragen, *Prüfberichte und Stellungnahmen 2024*, <https://www.expertenrat-klima.de> (abgerufen 2026-05-11). *Wissenschaftliche Bewertungs-Instanz*.

### Abgebrochene Großprojekte (Auswahl):

- **Petra Nova (Texas, USA):** Zweites kommerzielles Kohle-CCS-Projekt; 2020 wegen Wirtschaftlichkeit eingestellt nach nur 3 Jahren Betrieb.
- **Kemper County (Mississippi, USA):** Geplantes Kohle-CCS-Kraftwerk; nach 7,5 Mrd USD Investitionen 2017 als CCS-Projekt abgebrochen, läuft heute als reines Gas-Kraftwerk ohne CCS.
- **FutureGen (Illinois, USA):** US-Demonstrationsprojekt, 2015 nach 10+ Jahren Planung eingestellt.
- **Mongstad (Norwegen):** „Mond-Landung“, der norwegischen CCS-Bestrebung; 2013 eingestellt nach 7 Mrd NOK Investitionen.
- **In Salah (Algerien):** Gas-CCS-Pilot, 2011 wegen Geomechanik-Risiken eingestellt (CO<sub>2</sub>-Migration nach oben beobachtet).

**Bewertung Sub-1: Teilweise haltbar** – CCS ist technisch demonstriert in Erdgas-Aufbereitung und einigen Industrieprozessen. Großtechnischer Kraftwerks-CCS ist nach 30+ Jahren Forschung **kein Standard**, sondern bleibt **ein Ausnahmefall**.

**Sub-Behauptung 2: „CCS löst das Kohle-/Gas-Problem in der Strom-Erzeugung, Nicht haltbar als Mainstream-Lösung.“**<sup>245246247</sup>

### Drei strukturelle Probleme bei Kraftwerks-CCS:

**Problem 1 – Energetischer Overhead (Energy Penalty):** CCS verbraucht **etwa 25–40 %** der Kraftwerks-Brutto-Leistung allein für die Abscheidung, Kompression und Verflüssigung des CO<sub>2</sub>. Das bedeutet: - Ein Kohlekraftwerk mit 1 GW Nettoleistung braucht **CCS-bedingt ~1,3–1,4 GW Brutto**, also mehr Kohle pro Kilowattstunde Endprodukt. - Die Schadstoff-Emissionen (NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, Feinstaub) skalieren proportional mit dem Brennstoff-Mehreinsatz. - Abscheideraten in der Praxis: **85–90 %** (nicht 100 %) → 10–15 % des CO<sub>2</sub> bleibt in der Atmosphäre.

**Problem 2 – Kapital- und Betriebskosten:** Fraunhofer ISE LCOE-Studie 2024 und IEA WEO 2024 nennen für Kraftwerks-CCS: - **CCS-Mehrkosten Kohlekraftwerk:** ~50–100 €/MWh zusätzlich zu den normalen Kohlestrom-Kosten. - **CCS-Mehrkosten Gas-GuD:** ~30–60 €/MWh zusätzlich. - **Gesamtkosten Kohle+CCS: 150–200 €/MWh** (LCOE). - **Gesamtkosten Gas+CCS: 120–180 €/MWh** (LCOE, abhängig von Gaspreis). - **Vergleich:** Onshore-Wind: **40–60 €/MWh**. Solar-Großanlage: **30–50 €/MWh**.

**Problem 3 – Auslastungs-Dilemma:** CCS-Anlagen müssen für die Wirtschaftlichkeit **Grundlast fahren** (Vollast 24/7). Im Energie-System mit hohem EE-Anteil (Deutschland ab 2030+) braucht das Stromsystem aber **flexible Spitzenlast**, keine Grundlast. Ein CCS-Kohlekraftwerk, das nur 2.000 Stunden pro Jahr läuft, hat eine LCOE von 300+ €/MWh – vollständig unwirtschaftlich.

---

<sup>245</sup>IEA, *World Energy Investment 2024*, <https://www.iea.org/> (abgerufen 2026-05-11). *Globale Cleantech-Investitionen*.

<sup>246</sup>Fraunhofer ISE, *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien* (07/2024), <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.html> (abgerufen 2026-05-11). *LCOE-Vergleich inkl. Atom*.

<sup>247</sup>Expertenrat für Klimafragen, *Prüfberichte und Stellungnahmen 2024*, <https://www.expertenrat-klima.de> (abgerufen 2026-05-11). *Wissenschaftliche Bewertungs-Instanz*.

**Bewertung Sub-2: Nicht haltbar.** CCS für Kraftwerks-Strom ist ökonomisch nicht konkurrenzfähig und passt strukturell nicht ins Stromsystem der Energiewende.

**Sub-Behauptung 3: „Norwegen zeigt, dass CCS funktioniert, Teilweise haltbar – aber irreführend übertragen.“<sup>248</sup>**

**Was in Norwegen tatsächlich passiert:**

- **Sleipner (seit 1996):** CO<sub>2</sub> wird bei der Erdgas-Förderung aus der Förderung abgetrennt (es ist ohnehin im Rohgas enthalten) und in eine **Salzwasser-Aquifer** unterhalb der Nordsee verpresst. **~1 Mt CO<sub>2</sub>/Jahr**, vor allem aus dem Erdgas selbst – nicht aus einem Verbrennungsprozess.
- **Snøhvit (seit 2008):** Ähnliches Verfahren bei der Erdgas-Förderung. **~0,7 Mt CO<sub>2</sub>/Jahr**.
- **Längstes Tracking:** Sleipner gilt als das weltweit am längsten überwachte CCS-Projekt; seit 1996 ohne große Leckage-Ereignisse.

**Warum die Übertragung auf Kohle-CCS irreführend ist:**

1. **Sleipner und Snøhvit sind keine Kraftwerks-CCS-Anlagen.** Sie nutzen den Umstand, dass bei der Erdgas-Förderung das CO<sub>2</sub> ohnehin abgetrennt werden muss (sonst lässt sich Erdgas nicht vermarkten). Die Grenzkosten der Abscheidung sind nahe null.
2. **Größenordnung:** Sleipner + Snøhvit zusammen = **~1,7 Mt CO<sub>2</sub>/Jahr**. Ein einziges deutsches Großkraftwerk wie Niederaußem emittiert **~25 Mt CO<sub>2</sub>/Jahr** – 15× mehr.
3. **Geologische Voraussetzungen:** Norwegens Nordsee-Strukturen sind weltweit privilegiert (große, isolierte Salzwasser-Aquifere unter dichten Kappenstrukturen). Deutschlands geologische Situation ist deutlich schwieriger (siehe Sub-6).

**Bewertung Sub-3: Teilweise haltbar** – die Technologie funktioniert in dieser spezifischen Anwendung. Übertragung auf Kraftwerks-CCS ist **rhetorisch zulässig, aber faktisch ein anderer Anwendungsfall**.

**Sub-Behauptung 4: „Der IPCC verlangt CCS, Teilweise haltbar – aber Differenzierung wichtig.“<sup>249</sup>**

**Was der IPCC AR6 (2021–2023) tatsächlich sagt:**

- **In den 1.5°C-Pfaden** ist CCS in den meisten Szenarien Teil des Technologie-Mix – **aber nicht primär für Kraftwerks-Strom**.
- **Hauptanwendungen für CCS in den 1.5°C-Pfaden:**
  - **Industrie-Prozesse mit unvermeidbaren Prozess-Emissionen** (Zement, Stahl, Chemie).
  - **BECCS** (Bioenergy with Carbon Capture and Storage) – verbrennt Biomasse und speichert das dabei freigesetzte CO<sub>2</sub> → netto-negative Emissionen, „Negative Emissions Technology“, (NET).
  - **DACCS** (Direct Air Capture and Storage) – saugt CO<sub>2</sub> direkt aus der Luft.

---

<sup>248</sup>IEA, *World Energy Investment 2024*, <https://www.iea.org/> (abgerufen 2026-05-11). *Globale Cleantech-Investitionen*.

<sup>249</sup>IPCC, *Sixth Assessment Report (AR6) – Synthesis 2023*, <https://www.ipcc.ch/report/ar6/syr/> (abgerufen 2026-05-11).

- **Kraftwerks-CCS** ist im AR6 explizit als „**cost-prohibitive in most scenarios**„ beschrieben und spielt in den meisten Pfaden eine deutlich kleinere Rolle als die Industrie-Anwendung.

**Wichtige Einschränkung im AR6:**

„Reliance on CCS in scenarios is associated with feasibility risks given limited deployment to date and the magnitude of scale-up required.“ – IPCC AR6 WG3, Chapter 12 (übersetzt: Szenarien, die stark auf CCS setzen, haben ein Umsetzungs-Risiko, weil bisher kaum CCS deployed ist und der nötige Hochlauf gigantisch wäre.)

**Bewertung Sub-4: Teilweise haltbar.** Ja, der IPCC bezieht CCS in 1.5°C-Pfade ein – aber primär für **schwer zu vermeidende Industrie-Emissionen und negative Emissionen**, **nicht** als Standard-Lösung für Kraftwerks-Strom. Die Argumentations-Verkürzung „IPCC verlangt CCS – also können wir Kohle/Gas weiterlaufen lassen„ ist eine **Fehl-Lesart**.

**Sub-Behauptung 5: „CCS ist günstiger als Wind/Solar-Ausbau„**  
**Nicht haltbar bei aktueller Datenlage.**<sup>250251</sup>

**Kostenvergleich pro vermiedener Tonne CO<sub>2</sub> (LCOA = Levelised Cost of Abatement):**

Maßnahme	Kosten pro vermiedener Tonne CO <sub>2</sub>	Quelle
EE-Ausbau ersetzt Kohle	<b>40–80 €/t</b>	Fraunhofer ISE LCOE-Studie 2024 <sup>252</sup>
EE-Ausbau ersetzt Gas-GuD	<b>80–150 €/t</b>	Fraunhofer ISE 2024 <sup>253</sup>
Energie-Effizienz Gebäude	<b>20–100 €/t</b>	dena/UBA
<b>Kraftwerks-CCS (Kohle)</b>	<b>120–200 €/t</b>	IEA WEO 2024 <sup>254</sup>
<b>Kraftwerks-CCS (Gas)</b>	<b>80–140 €/t</b>	IEA WEO 2024 <sup>255</sup>
Industrie-CCS Zement	<b>100–180 €/t</b>	IEA, mit Streubreite
<b>DACCS (Direct Air Capture)</b>	<b>600–1000 €/t</b>	IEA, Fraunhofer ISI

<sup>250</sup>Fraunhofer ISE, *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien* (07/2024), <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.html> (abgerufen 2026-05-11). *LCOE-Vergleich inkl. Atom*.

<sup>251</sup>Agora Energiewende, *Stand der Dinge 2023* (01/2024), <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/die-energiewende-in-deutschland-stand-der-dinge-2024> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis: Pro-Energiewende-Think-Tank*.

<sup>252</sup>Fraunhofer ISE, *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien* (07/2024), <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.html> (abgerufen 2026-05-11). *LCOE-Vergleich inkl. Atom*.

<sup>253</sup>Fraunhofer ISE, *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien* (07/2024), <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.html> (abgerufen 2026-05-11). *LCOE-Vergleich inkl. Atom*.

<sup>254</sup>IEA, *World Energy Investment 2024*, <https://www.iea.org/> (abgerufen 2026-05-11). *Globale Cleantech-Investitionen*.

<sup>255</sup>IEA, *World Energy Investment 2024*, <https://www.iea.org/> (abgerufen 2026-05-11). *Globale Cleantech-Investitionen*.

**Vergleich mit EU-ETS-Preis 2024:** ~75 €/t CO<sub>2</sub>. Das heißt: CCS-Strom-Erzeugung ist **bei aktuellen ETS-Preisen unwirtschaftlich**. Erst bei ETS-Preisen von **120+ €/t** würde Gas-CCS in die Nähe der Wirtschaftlichkeit kommen – Kohle-CCS auch dann noch nicht.

**Lernkurven-Vergleich:** - **Solar-PV:** –90 % Kosten 2010–2024 (Lernrate ~20 % pro Verdopplung der installierten Kapazität). - **Onshore-Wind:** –70 % Kosten 2010–2024. - **Batterien:** –85 % Kosten 2010–2024. - **CCS: Keine vergleichbare Lernkurve.** Die Kosten haben sich seit 2010 nur marginal reduziert. Grund: CCS ist kein Massen-Produkt wie ein Solarmodul, sondern ein anlagenspezifisches Großbauprojekt.

**Bewertung Sub-5: Nicht haltbar.** Kraftwerks-CCS ist bei aktueller Datenlage um den **Faktor 2–4 teurer** als EE-Ausbau pro vermiedener Tonne CO<sub>2</sub>.

**Sub-Behauptung 6: „CO<sub>2</sub> bleibt sicher unter der Erde, Teilweise haltbar – abhängig von Geologie, Monitoring und Zeit-Horizont.“**<sup>256257</sup>

**Was die Wissenschaft sagt:**

- **In gut gewählten geologischen Strukturen** (Salzwasser-Aquifere unter dichten Kappenstrukturen, ausgeförderte Erdöl-/Erdgas-Lagerstätten) ist **Permanent-Speicherung über Jahrtausende** plausibel.
- **In ungeeigneten Strukturen** (durch Bohrungen perforierte Reservoirs, seismisch aktive Regionen) sind **Leckagen** dokumentiert (z. B. In Salah, Algerien – 2011 eingestellt wegen Geomechanik-Risiken).
- **Monitoring** muss über Jahrzehnte bis Jahrhunderte erfolgen – Verantwortlichkeit nach Schließung der Anlage ist juristisch ungeklärt (de facto wird sie auf den Staat übertragen).

**Deutschlands geologische Situation:**

- **Onshore-CCS in Deutschland:** Politisch hoch umstritten. Speicherung in Salzstöcken wurde im **Kohlendioxid-Speichergesetz (KSpG) 2012** stark eingeschränkt; Bundesländer haben Vetorecht. Niedersachsen, Schleswig-Holstein und andere haben explizit abgelehnt.
- **Offshore-CCS in der Nordsee:** Die **Carbon Management Strategie 2024** der Bundesregierung sieht primär Speicherung **unter der deutschen Nordsee** vor – analog zu Norwegen. **Politisch derzeit konsensfähiger**, weil weniger Anwohner-Konflikte.
- **Kapazitäten:** Schätzungen für die deutsche Nordsee gehen von **theoretisch speicherbar ~5–10 Gt CO<sub>2</sub>** aus. Bei einer hypothetischen Speicherung aller deutschen CO<sub>2</sub>-Emissionen (~700 Mt/Jahr in 1990, ~600 Mt/Jahr 2024) wären das **8–15 Jahre** Kapazität – danach wäre der Speicher voll. Real für „Restemissionen,“ ausgelegt würde die Kapazität deutlich länger reichen.

**Was systematisch unterschätzt wird:** - **Transport-Infrastruktur:** Zwischen industrieller CO<sub>2</sub>-Quelle und Nordsee-Speicher braucht es **Pipelines** über hunderte Kilometer. Genehmigungsverfahren und Anwohner-Akzeptanz sind ähnlich heikel wie bei Stromtrassen. - **Stranded-Asset-Risiko:** Wer 2025 in CCS-Infrastruktur investiert, hat zu prüfen, ob die Anlage 2050 noch ausgelastet ist – bei sinkenden Restemissionen.

---

<sup>256</sup>IPCC, *Sixth Assessment Report (AR6) – Synthesis 2023*, <https://www.ipcc.ch/report/ar6/syr/> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>257</sup>Expertenrat für Klimafragen, *Prüfberichte und Stellungnahmen 2024*, <https://www.expertenrat-klima.de> (abgerufen 2026-05-11). *Wissenschaftliche Bewertungs-Instanz.*

**Bewertung Sub-6: Teilweise haltbar.** In geeigneten geologischen Strukturen ist Permanent-Speicherung plausibel. Aber: Geologie ist nicht trivial, Monitoring ist generationenübergreifend, und die deutsche Kapazitäts-Grenze ist real.

## Bewertung im Überblick

Sub-Behauptung	Bewertung
1. „CCS ist technisch ausgereift,“	Teilweise – ja für Gas-Aufbereitung, nein für Kraftwerks-Mainstream
2. „Löst Kohle/Gas-Problem,“ (Strom)	Nicht haltbar – ökonomisch und systemisch unpassend
3. „Norwegen zeigt’s funktioniert,“	Teilweise – anderer Anwendungsfall
4. „IPCC verlangt CCS,“	Teilweise – aber für Industrie + NET, nicht für Strom-Erzeugung
5. „CCS günstiger als EE-Ausbau,“	Nicht haltbar – Faktor 2–4 teurer
6. „CO <sub>2</sub> bleibt sicher gespeichert,“	Teilweise – abhängig von Geologie und Monitoring

## Differenzierte Antwort

### Was am Argument einen Kern hat:

1. **CCS ist eine relevante Technologie** – aber für **schwer-zu-vermeidbare** Industrie-Emissionen (Zement-Prozess, Stahl-Hochofen, Müllverbrennung) und für **negative Emissionen** (BECCS, DACCS). Hier hat CCS in den IPCC-Pfaden eine reale Rolle.
2. **Norwegen demonstriert** technische Machbarkeit der unterirdischen Speicherung in geeigneten Geologien.
3. **Carbon Management Strategie 2024** der Bundesregierung gibt erstmals einen Rahmen – primär für Industrie-Restemissionen, nicht für Kohle-Strom. Das ist sachlich konsistent.

### Was am Argument nicht stimmt:

1. **„CCS für Kohle/Gas-Strom,“:** Strukturell ineffizient, ökonomisch nicht konkurrenzfähig zu EE+Speicher, energetisch ein Selbst-Sabotage-Mechanismus (25–40 % Energie-Verlust). Nach 30+ Jahren weltweit nur **eine** kommerzielle Kraftwerks-CCS-Anlage als Beweis.
2. **„CCS löst alles,“:** Globale CCS-Bilanz 2024 = **0,14 %** der weltweiten Emissionen. Hochskalierung um den Faktor 100+ ist physikalisch denkbar, aber zeitlich und ökonomisch nicht innerhalb der für die 1.5°C-Pfade nötigen Dekade umsetzbar.
3. **„IPCC verlangt CCS,“** als Argument **für Weiterlauf von Kohle/Gas-Kraftwerken** ist eine **Fehl-Lesart**. Der IPCC sagt: vermeidet was vermeidbar ist (durch EE), speichert nur was unvermeidbar ist (Industrie, NETs).
4. **„CCS ist günstiger,“:** Faktor 2–4 teurer als EE-Ausbau pro vermiedener Tonne.

### Was die Diskussion oft ausblendet:

- **Wem nützt das Argument?** Kohle- und Gas-Betreibern hilft die CCS-Debatte als **Stranded-Asset-Verzögerungsstrategie** – solange CCS „kommt,“ braucht man bestehende Kraftwerke nicht abzuschalten. Dies ist die zentrale Funktion des Arguments in der politischen Debatte, weniger die ehrliche Klimaschutz-Lösung.

- **Lock-in-Risiko:** Wer 2025 in CCS-Kohle-Infrastruktur investiert, schafft ein fossiles Lock-in für die nächsten 30 Jahre – mit Restemissionen von 10–15 % plus dem Methan-Footprint vorgelagerter Lieferketten.
- **Welt-Bilanz:** China und Indien werden ihre Kohle-Flotten **nicht** mit CCS nachrüsten, weil die Kosten zu hoch sind. Für die globale 1,5°C-Bilanz ist EE-Ausbau
  - Effizienz pro investiertem Euro deutlich wirksamer.

## Schlussfolgerung

Die These „CCS löst das Kohle-/Gas-Problem,“ ist eine **Verzögerungs-Strategie**, die das fossile Geschäftsmodell zu legitimieren versucht. Sie ist **systematisch durch die Datenlage widerlegt:**

- Nach 30+ Jahren Forschung weltweit **eine** kommerzielle Kohle-CCS-Anlage.
- Kosten 2–4 × höher als EE-Ausbau pro vermiedener Tonne CO<sub>2</sub>.
- Energetischer Overhead von 25–40 % zwingt zu mehr Brennstoff-Verbrauch pro kWh.

**Was sachlich richtig wäre:** „CCS ist eine wichtige Technologie für unvermeidbare Industrie-Prozessemissionen (Zement, Stahl, Chemie) und für negative Emissionen (BECCS, DACCS). Für die Strom-Erzeugung ist sie ökonomisch und systemisch nicht konkurrenzfähig gegenüber Wind, Solar, Speicher und Effizienz. Die Carbon Management Strategie der Bundesregierung 2024 fokussiert daher zu Recht auf Industrie und Restemissionen – nicht auf Kohle-Strom-Erhaltung.“

---

## Limitations dieses Kapitels

- **CCS-Lernkurven** könnten sich in 5–10 Jahren ändern, wenn industrielle CCS-Programme in EU/Norwegen/UK skalieren. Aktualisierung in Phase 7.
- **Carbon Management Strategie 2024** war zur Daten-Stand-Zeit gerade verabschiedet; konkrete Förderzusagen für Industrie-CCS sind im Fluss.
- **BECCS und DACCS** sind eigene komplexe Themen, die hier nur gestreift wurden; jeweils mit eigenen Limitations (BECCS: Landnutzungs-Konflikte; DACCS: hohe Energie-Intensität).
- **Geologische Detail-Studien** für die deutsche Nordsee-Kapazität sind Quellen mit großer Spannweite (5–10 Gt); die hier genannten Zahlen sind Größenordnungen, keine Punkt-Schätzungen.

---

## Quellen

Bin gerade duc # B12 – Argument „Energiewende zerstört die Natur,“

## Das Argument

„Windkraftanlagen schreddern Millionen Vögel und Fledermäuse, zerstören Wälder und Landschaften. Solar-Freiflächen verschandeln die Landschaft und versiegeln wertvolle Ackerflächen. Die Energiewende ist ein Naturzerstörungs-Programm – die Atomkraft braucht viel weniger Fläche und ist daher die naturfreundlichere Lösung. Die Grünen verraten ihre eigenen Wurzeln.“

– Vorgetragen in der Schnittmenge von Anwohner-Bürgerinitiativen, konservativen Naturschutz-Stimmen, AfD und Teilen der CDU/CSU. Verstärkt durch lokale Konflikte um Windvorrangzonen, Hambacher Forst (paradoxe Weise gegen Kohletagebau, rhetorisch manchmal gegen EE-Ausbau übertragen) und Solar-Freiflächen-Genehmigungen. Bestimmend in der politischen Diskussion um die 2%-Wind-Flächen-Verpflichtung.

## Behauptung präzisiert

Sechs prüfbare Sub-Behauptungen:

1. „Windkraft schreddert Millionen Vögel, – was die Studien sagen
2. „Windkraft zerstört Wälder und Landschaften, – Flächenbedarf real
3. „Solar-Freiflächen versiegeln Ackerflächen, – Flächen-Konkurrenz?
4. „Atomkraft braucht viel weniger Fläche, – pro kWh-Vergleich
5. „Energiewende = Naturzerstörung, – was sagen Naturschutzverbände?
6. „Was sagt der Klimawandel zur Naturschutz-Bilanz?„

## Datenlage

### Sub-Behauptung 1: „Windkraft schreddert Millionen Vögel,„

**Nicht haltbar in dieser Größenordnung; teilweise haltbar als reales Problem.**<sup>258259</sup>

**Vogelschlag-Studien Deutschland (PROGRESS-Studie 2016, KNE-Synthese 2022, NABU-Aktualisierungen 2024):**

- **Geschätzter Vogelschlag durch Windkraft in Deutschland: ~100.000–200.000 Vögel pro Jahr** (umstritten – Spannweite ergibt sich aus Methodik der Hochrechnung und steigt mit zunehmendem Ausbau).
- **Pro Anlage:** ~10–20 Vögel pro Jahr (Durchschnitt, stark abhängig von Standort).
- **Pro TWh Strom:** ~700–1500 Vögel.

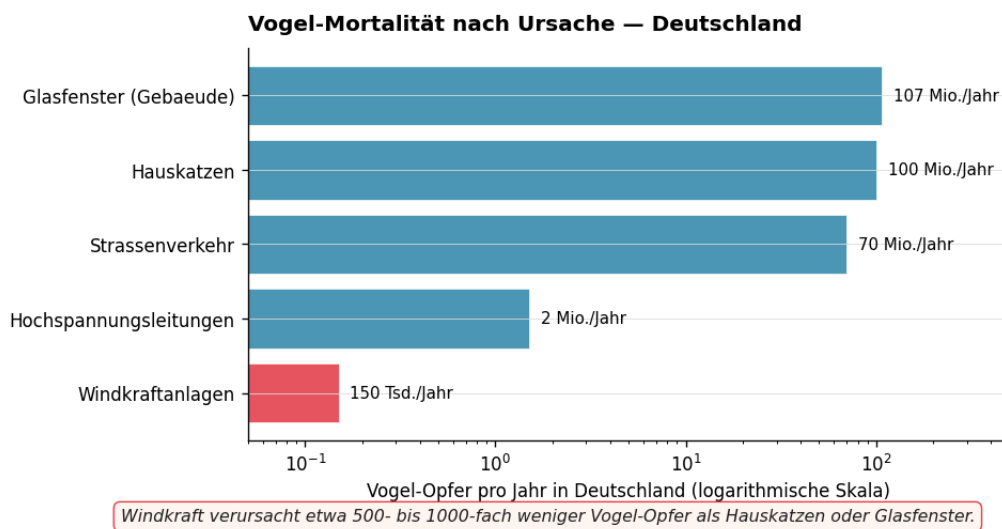
**Zum Vergleich – andere anthropogene Mortalitäts-Quellen in Deutschland:**

Mortalitäts-Quelle	Vögel pro Jahr in DE	Quelle
<b>Hauskatzen</b>	<b>~100 Millionen</b>	NABU, DDA
<b>Glasfenster (Vogelschlag an Gebäuden)</b>	<b>~100–115 Millionen</b>	NABU 2020
<b>Straßenverkehr</b>	<b>~70 Millionen</b>	LANUV NRW Hochrechnung
<b>Hochspannungsleitungen</b>	<b>~1,5 Millionen</b>	NABU
<b>Windkraftanlagen</b>	<b>~0,1–0,2 Millionen</b>	KNE, NABU

<sup>258</sup>Agora Energiewende, *Stand der Dinge 2023* (01/2024), <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/die-energiewende-in-deutschland-stand-der-dinge-2024> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* Pro-Energiewende-Think-Tank.

<sup>259</sup>Expertenrat für Klimafragen, *Prüfberichte und Stellungnahmen 2024*, <https://www.expertenrat-klima.de> (abgerufen 2026-05-11). *Wissenschaftliche Bewertungs-Instanz.*

→ Windkraft ist die kleinste der genannten anthropogenen Vogel-Mortalitäts-Quellen um den Faktor 500–1000 unter Katzen und Glasfenstern.



Quelle: NABU (2020/2022), KNE Kompetenzzentrum Naturschutz und Energiewende (2022), LANUV NRW (Verkehrshochrechnung). Eigene Darstellung.

Abbildung 14: Vogel-Mortalität nach Ursache – Deutschland

Abbildung B12-1: Vogel-Mortalität nach Ursache in Deutschland (logarithmische Skala). Glasfenster (~107 Mio./Jahr) und Hauskatzen (~100 Mio./Jahr) sind die größten anthropogenen Vogel-Tötungs-Ursachen; Windkraft (~150 Tsd./Jahr) liegt um Faktor 500–1000 darunter. Datengrundlage: NABU (2020, 2022), KNE Kompetenzzentrum Naturschutz und Energiewende (2022), LANUV NRW. Eigene Darstellung.

#### Wichtige Differenzierungen:

- **Greifvögel** (Rotmilan, Seeadler, Mäusebussard) sind durch Windkraft **überproportional betroffen** im Verhältnis zur Bestandsgröße. Hier ist das Problem real, weil es um wenige tausend Individuen pro Art geht.
- **Fledermäuse** sind durch Windkraft ebenfalls überproportional betroffen (Druckunterschiede an Rotoren können Lungen schädigen, „Barotrauma,“). Geschätzt **~250.000 Fledermäuse/Jahr** in Deutschland.
- **Standort-Sensitivität:** Wind-Standorte in **Vogelzug-Korridoren, an Großvogelhors-ten, in Naturschutzgebieten** sind hochgradig problematisch – daher die deutschen Genehmigungs-Auflagen (Mindestabstand zu Horstplätzen, saisonale Abschaltungen, „Antikollisionssysteme,“ mit KI-Erkennung).
- **Migration und Habitat-Verlust durch Klimawandel:** Steht in der Bilanz dagegen (siehe Sub-6).

**Bewertung Sub-1: Nicht haltbar in der Größenordnung „Millionen Vögel,“.** Real ist ein **lokal-spezifisches Problem für bestimmte Greifvogel-Arten und Fledermäuse**, das durch sorgfältige Standort-Wahl und technische Maßnahmen minimierbar ist. Pauschal-Aussagen sind faktisch falsch.

**Sub-Behauptung 2: „Windkraft zerstört Wälder und Landschaften,“**

**Teilweise haltbar – abhängig von Standort und Definition.**<sup>260261</sup>

**Realer Flächenbedarf einer Windkraftanlage:**

- **Permanente Bodenversiegelung** durch eine moderne 5-MW-Anlage: **~0,3–0,5 ha** (Fundament, Kranstellfläche, Zuwegung).
- **Gesamte „Bewirtschaftungsfläche„** (inkl. Schutzabstände innerhalb eines Windparks): **~0,5–1 ha pro Anlage**.
- **Flächen-Effizienz:** Eine 5-MW-Anlage liefert bei 2000 Volllaststunden  $\approx 10$  GWh/Jahr. Pro Hektar permanent versiegelter Fläche ergeben sich **~25–30 GWh/Jahr** Stromertrag.

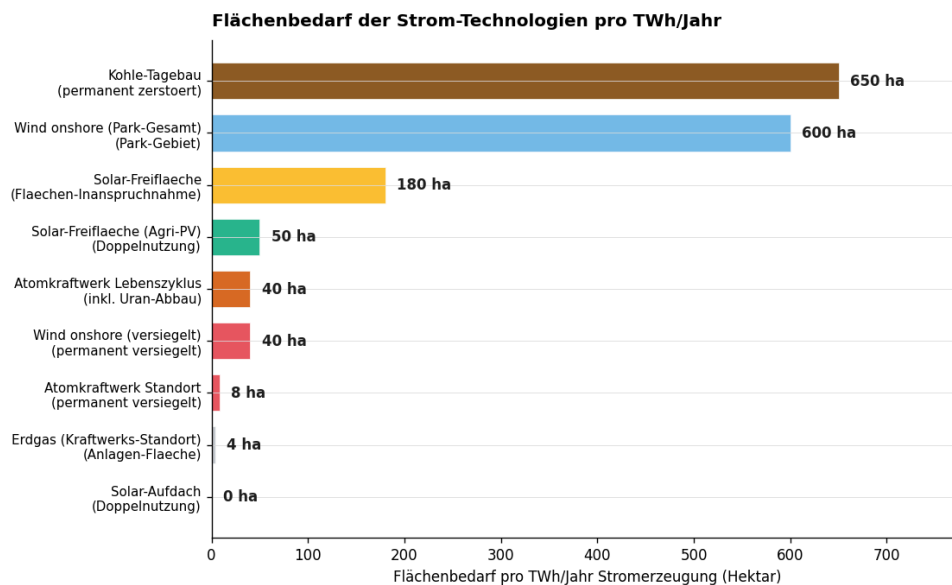
**Vergleich zu anderen Strom-Technologien (Flächen pro TWh/Jahr):**

Technologie	Flächen-Bedarf permanent versiegelt pro TWh/Jahr
<b>Windkraft onshore</b>	~30–50 ha (nur Fundament/Zuwegung); ~5–8 km <sup>2</sup> (gesamter Park inkl. Abständen, aber Landwirtschaft zwischen den Anlagen weiterhin möglich)
<b>Solar-Freifläche</b>	~150–200 ha (echte Flächeninanspruchnahme)
<b>Solar-Dach</b>	0 ha (Doppelnutzung Gebäude)
<b>Kohle-Tagebau (Garzweiler, Hambach, Welzow)</b>	<b>~500–800 ha</b> + zerstörte Dörfer + Grundwasser-Absenkung
<b>Atomkraftwerk</b>	~5–10 ha (sehr klein bei Betrachtung des Standorts) <sup>1</sup>

<sup>1</sup> Ein AKW ist standortbezogen tatsächlich sehr flächeneffizient. Berücksichtigt man jedoch **Uranabbau, Anreicherung, Brennelement-Herstellung, Zwischen- und Endlagerung** über Jahrzehnte/Jahrhunderte, wird die Flächenbilanz deutlich komplexer (siehe Sub-4).

<sup>260</sup>BMWK, *Monitoring-Bericht zur Energiewende* (09/2024), <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>261</sup>Agora Energiewende, *Stand der Dinge 2023* (01/2024), <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/die-energiewende-in-deutschland-stand-der-dinge-2024> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* Pro-Energiewende-Think-Tank.



Quelle: UBA, FA Wind, IAEA, BMWK, Fraunhofer ISE (Agri-PV) — eigene Aggregation. Kohle-Tagebau zerstört Flächen dauerhaft; Wind-Parks bleiben überwiegend landwirtschaftlich nutzbar.

Abbildung 15: Flächenbedarf der Strom-Technologien pro TWh/Jahr

Abbildung B12-2: Flächenbedarf der Strom-Technologien pro TWh/Jahr in Hektar. Kohle-Tagebau (650 ha, permanent zerstört) ist mit Abstand der größte Flächen-Sünder; Wind onshore versiegelt nur ~40 ha pro TWh/Jahr Fundament + Zuwegung, während der Wind-Park-Bereich (~600 ha) zu großen Teilen landwirtschaftlich weiterrutzbar bleibt. Datengrundlage: UBA, FA Wind, IAEA, BMWK, Fraunhofer ISE (Agri-PV) — eigene Aggregation.

### Windkraft im Wald — Kontext:

- **Anteil Windkraft im Wald in DE 2024:** Etwa 5 % aller Windkraftanlagen stehen in Wäldern (Quelle: Fachagentur Windenergie an Land).
- **Pro 5-MW-Anlage im Wald** werden ~0,5 ha Wald gerodet (Fundament + Kranstellfläche), zzgl. Zuwegung. Daraus ergibt sich: Auch eine Verdopplung der Wind-Wald-Anlagen würde weniger als 0,1 % der deutschen Waldfläche beanspruchen.
- **Bei kontroversen Standorten** (alte Mischwälder, Naturschutzgebiete) ist die Kritik oft berechtigt; bei Wirtschaftsforst-Standorten ist die Diskussion stärker symbolisch als ökologisch.

**Bewertung Sub-2: Teilweise haltbar** — eine reale, aber numerisch sehr begrenzte Flächeninanspruchnahme. Die rhetorische Verkürzung „Zerstörung der Wälder“, ist unverhältnismäßig.

### Sub-Behauptung 3: „Solar-Freiflächen versiegeln Ackerflächen,“ Teilweise haltbar — abhängig von Definition und Standort.<sup>262</sup>

#### Tatsächlicher Flächen-Stand Solar-Freifläche in Deutschland (2024):

- **Aktuell installierte Solar-Freifläche:** ~200 km<sup>2</sup> (= 20.000 ha).
- **Anteil an der deutschen Landwirtschaftsfläche:** 0,11 % (LF in DE ≈ 16,7 Mio. ha).
- **Anteil an gesamter deutscher Fläche:** 0,06 %.

<sup>262</sup>BMWK, *Monitoring-Bericht zur Energiewende* (09/2024), <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/> (abgerufen 2026-05-11).

### Versiegelungs-Grad:

- Solar-Freifläche **versiegelt den Boden NICHT vollständig**. Module stehen auf Stützen, dazwischen wachsen Pflanzen weiter. **Permanent versiegelte Fläche** beträgt pro Solar-Park nur **3–5 %** der Bruttofläche (Fundamente, Wege).
- Solar-Parks sind **vollständig rückbaubar**, im Gegensatz zu Gewerbe-/Wohnflächen.
- **Vergleich:** Deutschland versiegelt täglich **~52 ha** für Wohnen und Gewerbe (2023, UBA). Das ist mehr **pro Woche** als die gesamten Solar-Freiflächen 2010–2024 versiegelt haben.

### Agri-PV als Doppelnutzung:

- **Agri-PV** kombiniert Landwirtschaft und Solar-Stromerzeugung auf derselben Fläche.
- Pilotprojekte zeigen: **70–90 %** des ursprünglichen landwirtschaftlichen Ertrags bleiben erhalten, **Doppelnutzung** ist real.
- Spezifische Anwendung: Beeren-/Obst-Anbau mit Schatten-Modulen (Ertrag steigt teilweise durch Schutz vor Hagel/Hitze), Schaf-Beweidung unter Modulen, Hopfen-Schutz.
- **Politische Rahmenbedingungen:** Solarpaket I (2024) hat Agri-PV-EEG-Vergütung verbessert.

### „Wertvolle Ackerflächen,, – Definition:

- Hochwertige Ackerflächen (Bodenpunkte  $\geq 80$ ) sind in DE in der EEG-Förderung **explizit von Solar-Freiflächen-Förderung ausgeschlossen** (Ausnahme: in den Ausschreibungen ist der Zuschlag schwieriger). Standorte: **Konversionsflächen, Randstreifen von Autobahnen/Bahnen, ehemalige Tagebau-Flächen** werden bevorzugt.
- **Reale Solar-Bevorzugung:** Konversionsflächen, ertragsarme Böden, Doppelnutzungskonzepte.

**Bewertung Sub-3: Teilweise haltbar** als ernstzunehmende Frage der Flächen-Konkurrenz. Aber bei 0,06 % Anteil an der Gesamtfläche und mit Agri-PV-Doppelnutzung ist die rhetorische Verkürzung „Versiegelung wertvoller Ackerflächen,, unverhältnismäßig.

### Sub-Behauptung 4: „Atomkraft braucht viel weniger Fläche,, Teilweise haltbar – abhängig vom Bilanzierungs-Rahmen.<sup>263</sup>

#### Standort-Vergleich:

- **AKW-Standort:** Tatsächlich nur **~5–10 ha** pro 1-GW-Reaktor (extrem flächeneffizient).
- **Pro TWh/Jahr:** AKW mit 8 TWh/Jahr  $\approx$  **0,6–1,2 ha permanent versiegelte Fläche**.

#### Was bei dieser Rechnung normalerweise weggelassen wird:

1. **Uranabbau:** Open-Pit-Minen in Kasachstan, Australien, Kanada, Niger. **~10–50 ha pro TWh/Jahr** Reaktor-Output (über die gesamte Brennelement-Lebensdauer). Hinzu kommen langfristige radioaktive Tailings-Halden, die jahrhunderte-lang sicherheitsrelevant bleiben.
2. **Anreicherungs-Anlagen:** ~50–200 ha permanente Anlagenfläche, hoch energieintensiv.
3. **Brennelement-Herstellung, Zwischen- und Endlagerung:** Über Jahrhunderte sicherheitsrelevant. Endlagersuche (siehe Q018, B01) braucht Kandidaten-Standorte mit großem Sicherheitsabstand zur Bevölkerung.

---

<sup>263</sup>IEA, *World Energy Investment 2024*, <https://www.iea.org/> (abgerufen 2026-05-11). *Globale Cleantech-Investitionen*.

4. **Kühlwasser-Bedarf:** Ein AKW braucht ca. **40–60 m<sup>3</sup>/s** Kühlwasser. Frankreich 2022: AKWs mussten wegen Niedrigwasser/Hitze gedrosselt werden – der „Flächenbedarf, inklusive der Flusssysteme ist real.

**Gesamtbilanz Atomkraft:** Pro TWh ~**10–50 ha** über alle Lebenszyklus-Phasen – immer noch deutlich weniger als Wind (5–8 km<sup>2</sup> Park-Fläche, davon nur ~0,5 ha permanent versiegelt) und Solar-Freifläche (150–200 ha).

**Aber:** Die **Kohle-Tagebau-Bilanz** ist deutlich schlimmer (~500–800 ha permanent zerstörte Fläche pro TWh + verlorene Dörfer + Grundwasser-Absenkung). Ein „Wer braucht mehr Fläche pro kWh, gewinnt **Atom**, dann **Wind/Dach-Solar**, dann **Solar-Freifläche**, dann **Kohle-Tagebau** als die mit großem Abstand schlechteste Bilanz.

**Bewertung Sub-4: Teilweise haltbar** in der reinen Standort-Bilanzierung – aber **irreführend**, wenn das Risiko-Profil (Endlager, Unfall) ignoriert wird und wenn man es als Argument gegen die Energiewende einsetzt. Der eigentliche Flächen-Sünder ist Kohle, nicht Wind/Solar.

**Sub-Behauptung 5: „Energiewende zerstört Natur – was sagen Naturschutzverbände?“**

»  
**Nicht haltbar in der Pauschal-Form.**<sup>264</sup>

**Positionen der großen deutschen Naturschutzverbände 2024:**

Verband	Position zu Windkraft	Position zu Solar	Position zur Energiewende gesamt
<b>NABU</b>	Pro mit Auflagen (Standort, Antikollisionssysteme)	Pro, präferiert Dach + Konversionsflächen	Pro, „Energiewende ist Klima- und Naturschutz,“
<b>BUND</b>	Pro mit strengen Auflagen	Pro, Agri-PV-Förderung	Pro, schnellere Umsetzung
<b>WWF</b>	Pro mit Standort-Steuerung	Pro	Pro, „dramatischer Beschleunigungsbedarf,“
<b>DUH</b>	Pro	Pro	Pro
<b>Greenpeace</b>	Pro	Pro	Pro
<b>Lokale Bürgerinitiativen gegen Windkraft</b>	Kontra	Teils kontra	Kontra

**Wichtige Differenzierung:**

- **Bundesverbände** (NABU, BUND, WWF) sind **pro-Energiewende**, fordern aber **Auflagen** bei Standortwahl und Artenschutz. Sie sehen die **Energiewende als zentralen Naturschutz-Hebel**, weil der **Klimawandel die größere Naturzerstörungs-Quelle ist**.

<sup>264</sup>Agora Energiewende, *Stand der Dinge 2023* (01/2024), <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/die-energiewende-in-deutschland-stand-der-dinge-2024> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* Pro-Energiewende-Think-Tank.

- **Lokale Initiativen** (oft gegen konkrete Wind-Parks oder Solar-Freiflächen vor Ort) haben legitime Einzelanliegen, aber repräsentieren **nicht den Naturschutz-Mainstream** in Deutschland.
- **Die rhetorische Verkürzung** „Der Naturschutz ist gegen die Energiewende,“ ist daher **faktisch falsch**.

#### **Wichtige Bewegungen:**

- NABU/BUND haben gemeinsam mit BMWK das **Helgoländer Papier (2023)** und das **Bundesnaturschutzgesetz (Novelle 2022)** unterstützt, das Wind-Genehmigung beschleunigt aber Artenschutz-Standards verbindlich macht.
- „**Beschleunigungsgebiete**,“ (EU REPowerEU + nationale Umsetzung) sind in der Konsultation mit Naturschutz-Verbänden entstanden.

**Bewertung Sub-5: Nicht haltbar.** Naturschutzverbände sind **mehrheitlich pro-Energiewende**, mit konkreten Forderungen für Standortwahl und Artenschutz.

**Sub-Behauptung 6: „Klimawandel als größere Naturzerstörung, Haltbar – das ist die entscheidende Bilanz-Frage.“<sup>265</sup>**

#### **Was der IPCC AR6 zur Klimawandel-Biodiversität sagt:**

- **Bei 1.5°C Erwärmung:** ~6 % der Arten verlieren mehr als die Hälfte ihres Verbreitungsgebiets.
- **Bei 2°C Erwärmung:** ~16 % der Arten betroffen.
- **Bei 3°C Erwärmung:** ~30 %+ der Arten verlieren mehr als die Hälfte ihres Habitats.
- **Bei 4°C+:** Massenaussterben-Niveau, vergleichbar mit den großen Aussterbe-Ereignissen der Erdgeschichte.

#### **Konkrete Beispiele Deutschland 2018–2024:**

- **Buchen-Sterben** durch Dürre 2018–2020 in Mitteldeutschland; ca. **400.000 ha** Wald-Schaden, etwa **40-mal mehr Wald** als jemals von Windkraftanlagen-Rodung betroffen.
- **Borkenkäfer-Welle** durch Hitze und Trockenheit; ähnliche Größenordnung.
- **Vogelbestände in Agrar-Landschaften** sind seit 1980 um ~40 % zurückgegangen – primär durch industrielle Landwirtschaft, **nicht durch Windkraft**.
- **Mooren** trocknen aus, Permafrostböden in Hochgebirgen tauen – beides Klimawandel-Folgen mit Naturschutz-Wirkung.

#### **Bilanz-Rechnung:**

---

<sup>265</sup>IPCC, *Sixth Assessment Report (AR6) – Synthesis 2023*, <https://www.ipcc.ch/report/ar6/syr/> (abgerufen 2026-05-11).

Schaden für Natur	Größenordnung
<b>Klimawandel +2°C Pfad:</b> Habitat-Verlust für 16 % der Arten	Hunderte Millionen Tiere
<b>Klimawandel +3°C Pfad:</b> Habitat-Verlust für 30 %+ der Arten	Milliarden Tiere
Windkraft-Vogelschlag DE pro Jahr	0,1–0,2 Millionen Vögel
Wind-Wald-Rodung kumuliert seit 2000	~5.000–10.000 ha
Dürre-/Borkenkäfer-Wald-Schaden 2018–2020	400.000 ha

**Bewertung Sub-6: Haltbar.** Der Klimawandel ist **die mit Abstand größere Naturzerstörungs-Quelle**. Die Naturschutz-Bilanz der Energiewende ist **netto positiv**, weil sie den Klimawandel begrenzt.

### Bewertung im Überblick

Sub-Behauptung	Bewertung
1. „Windkraft schreddert Millionen Vögel,“	Nicht haltbar – Faktor 500–1000 unter Katzen/Glasfenstern
2. „Windkraft zerstört Wälder/Landschaften,“	Teilweise – lokal ja, gesamtdeutsch <0,1 % der Waldfläche
3. „Solar versiegelt Ackerflächen,“	Teilweise – 0,06 % der Fläche; Agri-PV als Lösung
4. „Atomkraft braucht weniger Fläche,“	Teilweise – am Standort ja, im Gesamtzyklus komplexer
5. „Naturschutz gegen Energiewende,“	Nicht haltbar – Bundesverbände sind pro-Energiewende
6. „Klimawandel als größere Naturzerstörung,“	Haltbar – Faktor 100+ größere Bilanz

### Differenzierte Antwort

#### Was am Argument einen Kern hat:

- Greifvögel und Fledermäuse** sind durch Windkraft real betroffen – Standortwahl, Antikollisionssysteme und saisonale Abschaltungen sind ernst zu nehmen, nicht wegzudiskutieren.
- Wind im Wald** ist bei sensiblen Wald-Typen (Mischwald, Naturschutzgebiete) tatsächlich problematisch – der Anteil ist niedrig (~5 %), aber jeder Einzelfall verdient sorgfältige Prüfung.
- Solar-Freiflächen-Konkurrenz** mit Landwirtschaft ist konzeptionell richtig adressiert (Agri-PV, Konversionsflächen-Bevorzugung), muss aber in der Umsetzung eingehalten werden.
- Versorgungs-Sicherheit + Naturschutz** ist eine echte Abwägung – keine Schein-Frage.

### Was am Argument nicht stimmt:

1. „**Energiewende = Naturzerstörung**„: Pauschal-Aussage. Die quantitative Bilanz zeigt das Gegenteil – der Klimawandel ist die mit Abstand größere Naturzerstörungs-Quelle.
2. „**Millionen Vögel**„: Faktor 500–1000 daneben. Katzen und Glasfenster töten ein Vielfaches.
3. „**Verschandelte Landschaft**„: Subjektiv legitim als Empfinden, aber kein ökologischer Begriff. Eine Wind-/Solar-Landschaft kann ökologisch wertvoller sein als eine Monokultur-Mais-Landschaft (was häufig der Vergleichs-Hintergrund ist).
4. „**Naturschutz gegen Energiewende**„: Faktisch falsch – NABU, BUND, WWF, DUH und andere stehen **pro-Energiewende mit Auflagen**.

### Was die Diskussion oft ausblendet:

- **Was ist der Vergleichs-Anker?** Ohne Energiewende: weiter Kohle-Tagebau, mehr Klimawandel-Folgen. Die Naturschutz-Frage muss **als Vergleichs-Bilanz** geführt werden, nicht als reines „Windrad-X ist hässlich„.
- **Wem nützt das Argument?** Lokale Wind-Anwohner haben legitime NIMBY-Anliegen, aber werden oft **instrumentalisiert** von industriellen Akteuren, die ein Interesse am Status-quo (Kohle/Gas) haben.
- **Wer redet konkret von Naturschutz?** Die meisten „Wir machen das ja zum Schutz der Natur„-Stimmen kommen aus politischen Lagern, die in anderen Naturschutz-Fragen (Pestizide, Flächen-Versiegelung durch Bauen, Verkehrs-Emissionen) deutlich weniger konsequent sind. Das relativiert die Glaubwürdigkeit.

### Schlussfolgerung

Die These „Energiewende zerstört die Natur„ ist eine **rhetorische Verkürzung**, die **lokale Konflikte** (Wind-Standort, Solar-Genehmigung) zu einer **falschen Pauschal-Bilanz** überdehnt. Die quantitative Bilanz zeigt das Gegenteil:

- **Klimawandel** ist die mit Abstand größte Naturzerstörungs-Quelle (Faktor 100+).
- **Windkraft-Vogelschlag** liegt um Faktor 500–1000 unter Hauskatzen und Glasfenstern.
- **Solar-Freiflächen** beanspruchen 0,06 % der deutschen Fläche.
- **Bundesweite Naturschutzverbände** (NABU, BUND, WWF) sind **pro-Energiewende** mit konkreten Auflagen.
- **Echte Naturzerstörung** kommt aus **Kohle-Tagebau, Klimawandel-Wald-Schäden, industrieller Landwirtschaft** – und die Energiewende reduziert diese Quellen.

**Was sachlich richtig wäre:** „Die Energiewende beansprucht Flächen und hat lokale Naturschutz-Auswirkungen (Greifvögel, Fledermäuse, Solar-Konkurrenz mit Landwirtschaft). Diese sind durch sorgfältige Standortwahl, technische Maßnahmen (Antikollisionssysteme, Agri-PV) und die Konzentration auf Konversionsflächen und Dächer minimierbar. In der Gesamtbilanz mit dem Klimawandel als zigfach größeren Naturzerstörungs-Quelle ist die Energiewende eine **netto positive Naturschutz-Maßnahme** – was die deutschen Naturschutzverbände auch genau so positionieren„

## Limitations dieses Kapitels

- **Vogelschlag-Studien** sind methodisch schwierig (Hochrechnung von Stichproben, Aasfresser-Bias). Die genannten Zahlen sind Größenordnungen, keine Punkt-Schätzungen.
  - **Fledermaus-Mortalität** ist als zusätzliches Thema hier nur kurz angerissen; dazu gibt es eine eigene große Studienlandschaft.
  - „**Verschandelte Landschaft**„ ist ein subjektives Empfinden, das hier nur indirekt adressiert wird; eine kulturpsychologische Debatte ist nicht Gegenstand dieses Kapitels.
  - **Agri-PV-Daten** sind aktuell stark im Aufbau (Solarpaket I 2024); die Wirklichkeit in 5 Jahren wird konkretere Zahlen liefern.
  - **Atomkraft-Lebenszyklus-Flächenbilanz** ist methodisch komplex; die hier genannten Größenordnungen sind Orientierungswerte.
- 

## Quellen

### Ergänzende Quellen:

- **Q019** – NABU, *Vogelschutz und Windkraft – Faktencheck 2024*, <https://www.nabu.de/> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis*: Naturschutz-NGO, pro Energiewende mit Auflagen.
- **Q020** – KNE – Kompetenzzentrum Naturschutz und Energiewende, *Synthesepapier Vogelschlag* (2022), <https://www.naturschutz-energiewende.de/> (abgerufen 2026-05-11).
- **Q021** – Fachagentur Windenergie an Land, *Statistik Windkraft im Wald* (Stand 2024), <https://www.fachagentur-windenergie.de/> (abgerufen 2026-05-11).

## C01 – Politische Verzögerungen

### Was wird gehemmt?

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien, der Ausstieg aus fossilen Energien und der Aufbau der Sektorkopplungs-Infrastruktur (Netz, Speicher, Wärmepumpen, E-Mobilität) sind in Deutschland in jeder Legislaturperiode der letzten 25 Jahre durch politische Entscheidungen verzögert worden. Dieses Kapitel dokumentiert die wichtigsten **dokumentierten** Verzögerungs-Entscheidungen – ohne Anspruch auf Vollständigkeit, aber mit dem Anspruch der **Belegbarkeit**.

Methodischer Hinweis: Dieses Kapitel hält sich strikt an Gesetzesänderungen, Bundestags-Drucksachen, EEG-Novellen und dokumentierte politische Beschlüsse. Bewertende Aussagen zu Motiven sind als solche gekennzeichnet (siehe METHODIK\_MODUL\_C.md).

### Vorab: Die Akteurs-Konstellation

Energiewende-Politik in Deutschland wird von einem Geflecht von Akteuren getragen bzw. gebremst:

- **Regierungs-Koalitionen** (1998–2024: Rot-Grün, Schwarz-Rot, Schwarz-Gelb, Schwarz-Rot, Ampel, ab 2025 wieder neue Konstellation)
- **Bundesländer** (insbesondere Bayern und Sachsen mit historisch restriktiver Wind-Politik)
- **Bundestag** mit Fraktionen und parlamentarischen Initiativen
- **Bundesrat** mit Veto-Möglichkeiten bei zustimmungspflichtigen Gesetzen

- **Verbände** (BDI, BDEW, BEE, VDA, Zukunft Gas, BUND, NABU u. a.) mit Lobbyregister-Eintrag (siehe C03 für Lobby-Strukturen)
- **Bundesverfassungsgericht** mit substantiellen Eingriffen (Klimabeschluss 2021, Haushaltsurteil 2023)

## Chronologie der wichtigsten Verzögerungs-Entscheidungen

### 1. EEG-Novellen 2010–2014: Solar-Förderung gedeckelt<sup>266267</sup>

**Was wurde gebremst:** Der Solar-Photovoltaik-Ausbau.

**Was geschah:**

- **2010 (CDU/FDP-Regierung):** Erste Kürzungen der Solar-Einspeisevergütung um bis zu 15 % gegenüber dem ursprünglich vorgesehenen Pfad.
- **2012 (CDU/FDP):** „Photovoltaik-Novelle“, mit weiteren Kürzungen und Einführung einer **52-GW-Förderobergrenze** (bei Erreichen sollte die Solar-Förderung enden).
- **2014 (CDU/SPD):** EEG-Reform mit **Ausschreibungsmodell** statt fester Einspeisevergütung; substantielle Kürzungen der EEG-Vergütungssätze für Solar und Wind; verbindliche **Ausbau-Korridore** (jährliche Brutto-Zubau-Mengen).

**Wirkung dokumentiert:**

- **Solar-Zubau brach ein** von ~7,5 GW (2012) auf ~1,3 GW (2014) – ein **Rückgang um über 80 % in 2 Jahren**.
- **Deutsche Solar-Industrie** verlor international Marktanteile; insolvent wurden u. a. Q-Cells (2012), Solon (2011), Solar Millennium (2011). Mit Schließung der deutschen Wafer-/Zell-Produktion wurde die Wertschöpfungs-Kette nach China verlagert.
- **Zeitverlust:** Hätte der Solar-Ausbau zwischen 2012 und 2017 den 7,5-GW-Pfad weitergeführt, wäre Deutschland heute ca. **30 GW Solar-Kapazität früher** am aktuellen Stand (90 GW Ende 2024) gewesen – was etwa **3 Jahre Klimaschutz-Vorsprung** bedeutet hätte.

**Begründung der Verzögerung (offiziell):** „Solarstrom ist zu teuer, die Bürger zahlen die EEG-Umlage.“ Dieses Argument war 2010–2014 noch teilweise stichhaltig (LCOE Solar Großanlage 2012: ~150 €/MWh – heute ~40 €/MWh, siehe A04). Die Kürzungen erfolgten allerdings **schneller** als die Kostenreduktion sich realisierte – der Effekt war ein **abrupter Markteinbruch**, nicht eine sanfte Anpassung.

**Was wäre die Alternative gewesen:** Ein **degressiver Vergütungspfad** mit weichen Übergängen hätte die Solar-Lernkurve erhalten, die deutsche Industrie geschützt und trotzdem die EEG-Umlage gedämpft. Modellrechnungen des DIW Berlin (2018) und des Fraunhofer ISI haben das nachträglich quantifiziert.

<sup>266</sup>Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) + Novellen, <https://www.gesetze-im-internet.de/> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>267</sup>FÖS – Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft, *Subventionen für Fossile Energien – Studien 2018-2024*, <https://foes.de> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* Ökologisch-orientierter Think-Tank. CO<sub>2</sub>-Schadenskosten-Berechnungen.

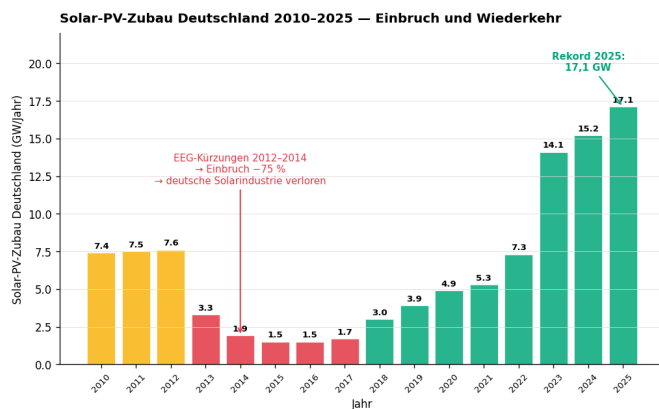


Abbildung 16: Solar-Zubau Deutschland 2010–2025 – Einbruch und Wiederkehr

Abbildung C01-1: Solar-PV-Zubau Deutschland 2010–2025. Die EEG-Kürzungen 2012–2014 (rote Balken) brachten den Solar-Markt von 7,6 GW (2012) auf 1,5 GW (2015) zum Erliegen — die deutsche Solar-Industrie ging verloren. Erst nach 2018 wieder Wachstum (grüne Balken), 2025 erstmals 17,1 GW als neuer Rekord. Datengrundlage: BMWK Monitoring, Energy-Charts ([Q001], [Q002]).

## 2. 10H-Regel Bayern 2014: Wind-Ausbau in Bayern faktisch gestoppt<sup>268269</sup>

**Was wurde gebremst:** Wind-Onshore-Ausbau in Bayern (und teils Sachsen, Thüringen mit ähnlichen Regeln).

**Was geschah:**

- **November 2014:** Bayerischer Landtag beschloss die „**10H-Regel**„ — eine Windkraftanlage muss einen Mindestabstand vom **10-fachen ihrer Gesamthöhe** zur nächsten Wohnbebauung einhalten. Bei einer 200-m-Anlage = 2 km.
- **Wirkung:** Nach Schätzungen der Fachagentur Windenergie an Land waren danach **>90 %** der Landesfläche Bayerns faktisch nicht mehr für Wind-Großanlagen verfügbar.
- **Bundesgesetzliche Ermächtigung:** Das Land Bayern hatte diese Regel auf Basis der „Länderöffnungsklausel„ im Baugesetzbuch erlassen, die das CDU/CSU/FDP-Bundesgesetz von 2013 eingeführt hatte.

**Wirkung dokumentiert:**

- **Wind-Zubau in Bayern** sank von **~150 MW/Jahr (2011–2014)** auf **<30 MW/Jahr (2017–2022)** — ein **Rückgang um ~80 %** über fast eine Dekade.
- **Bundesweit** verloren die jährlichen Wind-Onshore-Zubauten an Schwung, weil Bayern als großes Flächenland mit guten Standorten weitgehend wegfiel.

**Begründung der Verzögerung (offiziell):** „Bürger-Akzeptanz, Landschaftsschutz„

**Bewertung:** Die Bürger-Akzeptanz ist eine legitime Sorge (siehe B12), aber die gewählte Regulierung war so streng, dass sie faktisch einer Quasi-Untersagung gleichkam. Vergleichbare

<sup>268</sup>BMWK, *Monitoring-Bericht zur Energiewende* (09/2024), [https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/abgerufen 2026-05-11](https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/abgerufen%2026-05-11)).

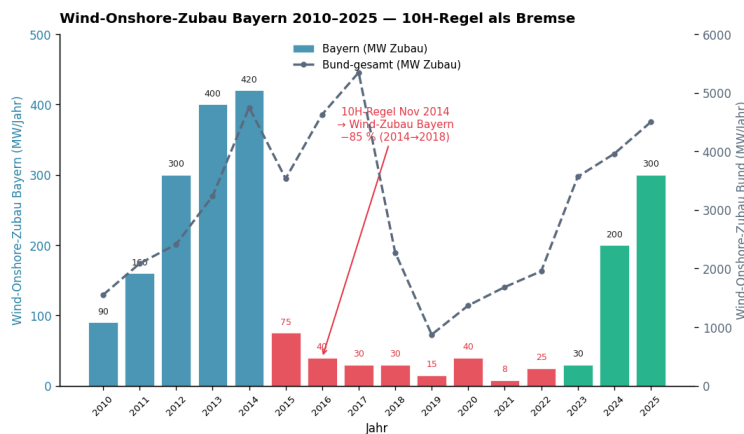
<sup>269</sup>Agora Energiewende, *Stand der Dinge 2023* (01/2024), <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/die-energiewende-in-deutschland-stand-der-dinge-2024> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* Pro-Energiewende-Think-Tank.

Regeln in Nordrhein-Westfalen (1.000 m Mindestabstand, 2021 unter Schwarz-Gelb) hatten ähnliche Wirkung.

### Korrekturen:

- **2022 (Ampel-Koalition):** Im „Wind-an-Land-Gesetz“, wurde Bayern und andere Länder verpflichtet, **2 % der Landesfläche für Wind auszuweisen** – mit Wegfall der 10H-Regel-Wirkung in den ausgewiesenen Flächen.
- Bayern hat erst 2024 begonnen, Wind-Vorrangzonen substantiell auszuweisen. Die Aufholjagd wird Jahre dauern.

**Zeitverlust:** 8–10 Jahre verlorener Wind-Ausbau in einem Bundesland mit ca. 15 % des deutschen Strombedarfs.



Quelle: Fachagentur Windenergie an Land (FA Wind), BMWK Monitoring. Die bayerische 10H-Regel (November 2014) hat den Wind-Ausbau in Bayern faktisch 8 Jahre lang gestoppt – und damit den bundesweiten Pfad mit gebremst.

Abbildung 17: Wind-Onshore-Zubau Bayern 2010–2025

Abbildung C01-2: Wind-Onshore-Zubau Bayern 2010–2025. Vor der 10H-Regel (Nov 2014) lag Bayern bei 300–420 MW/Jahr. Nach der Regel (rote Balken) brach der Zubau auf <50 MW ein und blieb 8 Jahre lang dort. Erst seit dem Wind-an-Land-Gesetz 2022 und der Auflösung der 10H-Wirkung beginnt die langsame Aufholjagd. Die graue Linie zeigt den Bund-gesamt-Vergleich. Datengrundlage: Fachagentur Windenergie an Land (FA Wind).

### 3. Atomausstiegs-Wende-Wende 2010/2011<sup>270</sup>

**Was wurde gebremst:** Energiewende-Investitionen in EE und in den Atomausstieg-Pfad.

#### Was geschah:

- **2002:** Rot-Grün und die vier Atomstrom-Konzerne vereinbarten den Atomausstieg-Vertrag mit Reststrommengen pro Reaktor und Ausstieg bis ca. 2022.
- **September 2010:** CDU/FDP beschlossen die **Laufzeitverlängerung um durchschnittlich 12 Jahre** für 17 deutsche AKWs. „Brückentechnologie,“ wurde das offizielle Narrativ; Energiewende und Atomausstieg-Verlangsamung wurden als kompatibel deklariert.
- **März 2011:** Fukushima-Katastrophe.
- **Juni 2011:** Bundestag beschloss die **Rücknahme der Laufzeitverlängerung und endgültigen Atomausstieg bis 31.12.2022**. Acht ältere Reaktoren wurden sofort abgeschaltet.

<sup>270</sup>BMUV, *Beschluss zum Atomausstieg + Atomgesetz-Novellen 2011*, <https://www.bundesumweltministerium.de/> (abgerufen 2026-05-11).

### Schadens-Bilanz dieser „Wende-Wende“:

- **Schadenersatz an Atomkonzerne:** Das BVerfG urteilte 2016, dass die Rücknahme der Laufzeitverlängerung **teilenteignenden Charakter** hatte und entschädigungspflichtig ist. Vergleichszahlungen 2021 von rund **2,4 Mrd. €** an E.ON, RWE, EnBW, Vattenfall.
- **Volatilität der Energiepolitik:** Die zweimalige Kehrtwende (Ausstieg 2002 → Verlängerung 2010 → Ausstieg 2011) zerstörte über Jahre Planungssicherheit für Investoren in EE-Projekte. Die EE-Investitionen lagen 2011–2014 im Durchschnitt ca. 30 % unter dem Peak von 2010.

**Bewertung:** Die Laufzeitverlängerung 2010 war ein Verzögerungs-Akt, dessen Rücknahme 2011 unter Fukushima-Eindruck zum **doppelten Lock-in** führte – die Strom-Produktion fehlt einerseits, andererseits sind 2,4 Mrd. € entschädigt worden. Dieses Geld stand für den EE-Ausbau nicht zur Verfügung.

### 4. Gasausstieg verschleppt – Nord Stream 1 und 2<sup>271</sup>

**Was wurde gebremst:** Die Diversifizierung der Erdgas-Importe; der Aufbau unabhängiger Erdgas-Infrastruktur (LNG-Terminals); der Übergang zu klima-neutralen Wärme-Lösungen.

#### Was geschah:

- **2005–2011:** Bau von **Nord Stream 1** (zwei Pipelines durch die Ostsee von Russland nach Deutschland, Gesamt-Kapazität ~55 Mrd. m<sup>3</sup>/Jahr). Politisch vorangetrieben von der Schröder-Regierung (1998–2005) und der ersten Merkel-Regierung (2005–2009).
- **2015–2021:** Bau von **Nord Stream 2** (weitere 55 Mrd. m<sup>3</sup>/Jahr). Genehmigung und politische Unterstützung trotz Widerstand aus den USA, der EU-Kommission und vielen Mitgliedsstaaten, die das Projekt als geopolitisch riskant einstufen.
- **Bundeskanzlerin Angela Merkel** (CDU) verteidigte beide Projekte als „rein wirtschaftlich, nicht politisch,“ – eine Einschätzung, die nach 2022 als widerlegt gilt.
- **22. Februar 2022:** Aussetzung der Nord-Stream-2-Zertifizierung wenige Tage vor dem russischen Angriff auf die Ukraine.
- **September 2022:** Sprengung der Nord-Stream-Pipelines (Tatort-Ermittlungen laufen Stand 2024 noch).

#### Bilanz dokumentiert:

- **Importabhängigkeit:** Vor 2022 stammte ca. 55 % des deutschen Erdgas-Imports aus Russland. Diese Konzentrations-Quote war international auffällig (Italien ~40 %, Frankreich ~20 %, Spanien <10 %).
- **Wärme-Transformation:** Die billige russische Gas-Versorgung hat den **Anreiz** zur Wärmepumpen-Verbreitung und Gebäude-Sanierung **substantiell gedämpft**. Der Wärmepumpen-Markt blieb bis 2022 ein Nischenmarkt.
- **LNG-Infrastruktur:** Vor 2022 hatte Deutschland **kein eigenes LNG-Terminal**. Die ersten Flüssiggas-Terminals (Wilhelmshaven, Brunsbüttel, Mukran) wurden erst 2022–2024 in Rekordzeit gebaut.

**Bewertung (vorsichtig):** Die Energiepolitik gegenüber Russland war Konsens-getragen über mehrere Regierungen (Rot-Grün, Schwarz-Rot, Schwarz-Gelb, Schwarz-Rot) und mehrere

---

<sup>271</sup>BMWK, *Monitoring-Bericht zur Energiewende* (09/2024), [https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/abgerufen 2026-05-11](https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/abgerufen%2026-05-11)).

Wirtschaftsverbände. Die Verteilung der Verantwortung ist breit. Was sich aber **dokumentieren** lässt: Die Energiewende wurde durch die Annahme einer langfristig billigen Gas-Versorgung **systematisch verzögert** – und diese Annahme war strategisch fragwürdig.

### 5. EEG-Reform 2017: Ausschreibungs-Pflicht – Bürgerenergie geschwächt<sup>272</sup>

**Was wurde gebremst:** Bürgerenergie-Genossenschaften und kleine bis mittlere EE-Projekte.

**Was geschah:**

- **EEG 2017 (Schwarz-Rot):** Verpflichtung zur Ausschreibung für **alle** Wind-Onshore-Anlagen ab 750 kW. Sogenannte „Bürgerenergie-Privilegien„ wurden eingeführt, aber durch eine ambivalente Auslegung von der Bundesnetzagentur ausgenutzt.
- **2017:** In den Ausschreibungen wurde fast **95 %** der Zuschläge an „Bürgerenergie-Gesellschaften„ vergeben, viele davon mit Bezug zu professionellen Projektierern und im juristisch gestalteten Konstrukt einer „Bürgerenergie-Gesellschaft“. Diese Akteure profitierten von der **24-Monats-Realisierungsfrist** und der **Befreiung von der BImSchG-Genehmigungspflicht zur Bietung**.
- **Wirkung:** Massive Realisierungs-Lücken. In 2017 vergebene Zuschläge wurden bis Mitte 2019 nur zu ca. **40 %** umgesetzt – der Wind-Onshore-Zubau brach ein.

**Wirkung dokumentiert:**

- **Wind-Onshore-Zubau** fiel von **5,3 GW (2017)** auf **2,4 GW (2018)** auf **0,9 GW (2019)** – ein **Rückgang um 83 %** in zwei Jahren.
- Echte **Bürgerenergie-Genossenschaften** (mit lokaler Bürgerbeteiligung) wurden durch die Reform de facto geschwächt; viele konnten an den Ausschreibungen nicht teilnehmen oder verloren gegen professionelle Bieter.

**Korrekturen:**

- 2020 schloss die Bundesregierung die Bürgerenergie-Lücke. Die Realisierungs-Quote stieg, aber der Schaden für die Akzeptanz und für den Ausbau-Pfad war angerichtet.
- Mit dem **Wind-an-Land-Gesetz 2022** und mehreren EEG-Novellen wurden weitere Hemmnisse abgebaut.

**Zeitverlust:** Ca. 5 Jahre verzögerter Wind-Ausbau in einer Phase, in der die LCOE-Lernkurve am stärksten progressiv war.

### 6. KSG-Reform 2024: Verlust der Sektor-Verbindlichkeit<sup>273274</sup>

**Was wurde gebremst:** Die juristische Verbindlichkeit der sektor-spezifischen Klimaziele (Verkehr, Gebäude, Industrie).

**Was geschah:**

---

<sup>272</sup>FÖS – Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft, *Subventionen für Fossile Energien – Studien 2018-2024*, <https://foes.de> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* Ökologisch-orientierter Think-Tank. CO<sub>2</sub>-Schadenskosten-Berechnungen.

<sup>273</sup>*Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) + Bundesverfassungsgericht, Klimaschutzbeschluss 24.03.2021* (1 BvR 2656/18 u. a.), <https://www.bundesverfassungsgericht.de> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>274</sup>Expertenrat für Klimafragen, *Prüfberichte und Stellungnahmen 2024*, <https://www.expertenrat-klima.de> (abgerufen 2026-05-11). *Wissenschaftliche Bewertungs-Instanz.*

- **2019 (CDU/SPD):** Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) mit jährlichen, **sektor-spezifischen Emissions-Höchstmengen** für Energiewirtschaft, Industrie, Gebäude, Verkehr, Landwirtschaft, Abfall.
- **2021:** BVerfG-Beschluss „Klimaschutzbeschluss,“ – das KSG wurde als **verfassungsrechtlich unzureichend** verworfen, weil es zukünftige Grundrechte-Eingriffe (durch zu wenig Klimaschutz heute → zu drastische Eingriffe morgen) nicht ausreichend abwehrt.
- **2021/22:** Verschärfung des KSG mit Ziel **Klimaneutralität 2045** und **–65 % bis 2030**.
- **2024 (Ampel-Koalition): Reform des KSG mit Abschaffung der Sektor-Verbindlichkeit.** Statt jährlicher Sektor-Ziele gibt es nur noch eine **rolling 2-Jahres-Durchschnitts-Gesamtbilanz**. Wenn die nicht eingehalten wird, muss die Bundesregierung „nur, Maßnahmen vorschlagen – nicht mehr der verfehlende Sektor.

#### **Bewertung des Expertenrates für Klimafragen 2024:**<sup>275</sup>

Der Expertenrat hat in seinem Prüfbericht 2024 die Reform **kritisch bewertet**: - Der **Verkehrssektor** habe seine Sektor-Ziele 2021–2023 jedes Jahr **verfehlt**; die Sofort-Programmpflicht des KSG hätte den Druck auf das BMV erhöht. - Die Reform **entlastet faktisch den Verkehrssektor** und überträgt die Kompensationspflicht auf andere Sektoren (vor allem Energiewirtschaft, die durch den Kohleausstieg ohnehin auf Reduktion zusteuert). - „**Aufweichung der Verbindlichkeit**,“ als faktischer Effekt der Reform.

#### **Wirkung – bisher beobachtet:**

- 2024 lagen die deutschen Gesamtemissionen bei ca. **–48 %** gegenüber 1990 (siehe A03).
- Der **Verkehrssektor** lag bei **–11 %** gegenüber 1990 – weit hinter dem KSG-Pfad.
- Trotz Reform 2024: Klage von Klima-NGOs (DUH, BUND, Germanwatch) beim Bundesverfassungsgericht ist Stand 2025 anhängig – vorhersehbar wird das Gericht die Reform vermutlich erneut prüfen.

**Bewertung:** Die KSG-Reform 2024 ist ein dokumentiertes Beispiel für **politische Aufweichung verbindlicher Klimaziele**, getrieben durch koalitionsinternen Konflikt (BMV vs. BMWK), nicht durch wissenschaftliche Empfehlung.

#### **7. Heizungsgesetz-Verzögerung 2023**<sup>276,277</sup>

**Was wurde gebremst:** Der Wärmepumpen-Hochlauf und die Gebäude-De karbonisierung.

#### **Was geschah:**

- **März 2023:** Erster Entwurf des **Gebäudeenergie-Gesetzes (GEG)** mit deutlich strengeren EE-Pflichten ab 2024.
- **April–September 2023: 6-monatige intensive Debatte** mit medial-getriebener Polarisierung. Bild-Zeitung-Kampagne („Heiz-Hammer,“), Welt, FAZ, parteipolitisch CDU/CSU + FDP + AfD.

<sup>275</sup>Expertenrat für Klimafragen, *Prüfberichte und Stellungnahmen 2024*, <https://www.expertenrat-klima.de> (abgerufen 2026-05-11). *Wissenschaftliche Bewertungs-Instanz*.

<sup>276</sup>BMWK, *Monitoring-Bericht zur Energiewende (09/2024)*, <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>277</sup>Agora Energiewende, *Stand der Dinge 2023 (01/2024)*, <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/die-energiewende-in-deutschland-stand-der-dinge-2024> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis: Pro-Energiewende-Think-Tank*.

- **September 2023:** Verabschiedung eines **deutlich aufgeweichten GEG** mit längeren Übergangsfristen, vielen Ausnahmen und kommunaler Wärmeplanungs-Kopplung.

#### **Wirkung dokumentiert (Wärmepumpen-Markt 2024):<sup>278</sup>**

- **2022:** 236.000 Wärmepumpen installiert (+50 % gegenüber 2021).
- **2023:** ~365.000 Wärmepumpen (Hochpunkt – viele Vorzieh-Investitionen vor erwarteter GEG-Verschärfung).
- **2024:** ~150.000–170.000 Wärmepumpen – **Rückgang um über 50 %** gegenüber 2023.
- **Im selben Zeitraum:** Plus an **Gas-Heizungs-Installationen** als Reaktion auf die Verunsicherung.

**Bewertung:** Die GEG-Debatte 2023 ist ein dokumentiertes Beispiel für eine **politisch-mediale Polarisierung**, die den Markt aktiv zurückgesetzt hat. Selbst unter dem nachher verabschiedeten, milderen GEG wäre der Wärmepumpen-Pfad weitgehend gleich geblieben – die Verunsicherung war primär **rhetorisch, nicht regulatorisch**.

#### **8. Solar-Deckel 2020 und 52-GW-Schwelle<sup>279</sup>**

**Was wurde gebremst:** Photovoltaik-Ausbau im sub-MW-Bereich (Aufdach-Anlagen).

##### **Was geschah:**

- **2012-Beschluss (CDU/FDP):** Bei Erreichen von 52 GW installierter PV-Leistung sollte die EEG-Vergütung **enden**. Das hätte den Aufdach-Ausbau zum Erliegen gebracht.
- **2019/2020:** Die 52-GW-Schwelle wurde Mitte 2020 erreicht. Bundesregierung verzögerte die Aufhebung des Deckels über Monate.
- **Juni 2020:** Bundestag beschloss schließlich die Aufhebung des 52-GW-Deckels.

##### **Wirkung dokumentiert:**

- In den Monaten **März bis Juni 2020** waren Solar-Investoren in Aufdach-Projekten in juristischer Unsicherheit; viele Projekte wurden verzögert oder storniert.
- Marktforschungs-Daten zeigen einen **Investitions-Knick** im Frühjahr 2020 (Q1 + Q2), der durch die Aufhebung nicht vollständig kompensiert wurde.

**Bewertung:** Der Deckel war ein Konstruktionsfehler des EEG 2012 (CDU/FDP); die Aufhebung war absehbar nötig, wurde aber bis kurz vor knapp aufgeschoben.

#### **Quantifizierung – die Zeit-Bilanz**

Aggregiert über die genannten Verzögerungs-Entscheidungen 2010–2024 (vorsichtige Schätzung auf Basis der dokumentierten Markteffekte):

<sup>278</sup> Agora Energiewende, *Stand der Dinge 2023* (01/2024), <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/die-energiewende-in-deutschland-stand-der-dinge-2024> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* Pro-Energiewende-Think-Tank.

<sup>279</sup> *Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) + Novellen*, <https://www.gesetze-im-internet.de/> (abgerufen 2026-05-11).

Bereich	Schätzung Zeit-Verlust
Solar-Ausbau (EEG-Kürzungen 2012–2014)	~3 Jahre
Wind-Onshore (10H + EEG 2017)	~5–7 Jahre
Wärmepumpen (GEG-Debatte 2023)	~1–2 Jahre
Gas-Diversifizierung (Nord-Stream-Phase)	~5 Jahre
KSG-Sektor-Verbindlichkeit (Reform 2024)	offen, mind. 2 Jahre

**Methodischer Hinweis:** Diese Zahlen sind **keine harten Berechnungen**, sondern Orientierungs-Größen aus den dokumentierten Markteffekten. Sie sind als Diskussions-Basis zu lesen, nicht als verbindliche Bilanz.

### Was wäre die Alternative gewesen?

**Drei strukturelle Reform-Vorschläge** (aus der Forschungsliteratur, insbesondere DIW Berlin, Fraunhofer ISI, Expertenrat für Klimafragen):

1. **Langfristige Förder-Pfade mit weichen Übergängen** statt abrupter Reform-Schübe – die Wirtschaft kann mit langfristig sinkenden Vergütungen besser planen als mit plötzlichen Kürzungen.
2. **Bundeseinheitliche Standards** für Wind-Mindestabstände und Genehmigungsverfahren statt 16 unterschiedlicher Landesregelungen – die EU-Beschleunigungs-Verordnung 2022 geht in diese Richtung.
3. **Verbindliche Sektor-Verantwortung** mit klaren Konsequenzen bei Verfehlung (umgesetzte Maßnahmen, nicht „Vorschläge“).

### Was sind die legitimen Anliegen?

In Differenzierung zur kritischen Bilanz: Jede der genannten Entscheidungen hatte **legitime Anliegen**, die nicht weggewischt werden sollten:

- **Solar-Kürzungen 2012–2014:** Die EEG-Umlage stieg tatsächlich stark; die Kostenfrage war real (auch wenn die Lernkurven-Logik unterschätzt wurde).
- **10H-Regel Bayern:** Anwohner-Belastung durch Wind-Anlagen ist eine echte Lebensqualitäts-Frage.
- **Atomausstieg 2011:** Fukushima war ein Schock; die emotionale Reaktion war politisch verständlich.
- **GEG-Verwässerung 2023:** Sozial gerechte Gebäude-De karbonisierung bei breiter Eigentümer-Struktur ist tatsächlich kompliziert.

**Kritisch ist nicht das Anliegen, sondern die Umsetzungs-Schärfe** und der **Asymmetrische Umgang** mit Übergangs-Bedarfen: Fossile Lock-ins (Kohle-Subventionen, Diesel-Subventionen, EEG-Industrie-Befreiungen) wurden über Jahre **mit großer Geduld** verteidigt, EE-Förderungen mit großer Schärfe **zurückgenommen**, wenn sie „zu erfolgreich,“ wurden. Diese Asymmetrie ist das eigentliche strukturelle Problem.

### Limitations dieses Kapitels

- **Nicht erfasst:** Viele kleinere Verzögerungs-Entscheidungen auf Ebene von Verordnungen und Verwaltungsanweisungen.

- **Bundesländer-Politik:** Nur Bayern (10H) wurde ausführlich dargestellt; Sachsen, NRW (1.000-m-Regelung 2021) und andere haben ähnliche Bremsen erlassen.
- **Kausalitäts-Bestimmung:** Die direkte Zurechnung von Markteffekten zu einzelnen Gesetzes-Entscheidungen ist methodisch schwierig – Markt-Schwankungen haben oft multiple Ursachen.
- **Zeit-Verlust-Schätzungen:** Sind Orientierungs-Größen, keine peer-reviewed Berechnungen. Sollten in Phase 7 mit aktuellen DIW/Fraunhofer-ISI-Studien abgeglichen werden.
- **Politische Bewertung:** Dieses Kapitel hat eine kritische Haltung zur Verzögerungs-Politik – Vertreter der beschriebenen Entscheidungen würden teils anders argumentieren. Das ist explizit gemacht (autor\_haltung: kritisch\_pro\_energiewende).

## Quellen

### Ergänzende Quellen:

- **Q022** – DIW Berlin, *Wochenberichte Energie 2014–2024 – Markt-Wirkungs-Analysen EEG-Novellen*, [https://www.diw.de/de/diw\\_01.c.100406.de/publikationen/wochenberichte.html](https://www.diw.de/de/diw_01.c.100406.de/publikationen/wochenberichte.html) (abgerufen 2026-05-11).
- **Q023** – Fraunhofer ISI, *Studien zur Wirkung von Förderpolitik auf EE-Ausbau* (2018, 2021), <https://www.isi.fraunhofer.de/> (abgerufen 2026-05-11).
- **Q024** – Bundesverfassungsgericht, *Klima-Beschluss 1 BvR 2656/18 u. a.* (24.03.2021) + *Atomausstiegs-Entscheidung 1 BvR 2821/11* (06.12.2016), <https://www.bundesverfassungsgericht.de/> (abgerufen 2026-05-11).
- **Q021** – Fachagentur Windenergie an Land, *Ausbau-Statistik 2014–2024*, <https://www.fachagentur-windenergie.de/veroeffentlichungen/> (abgerufen 2026-05-11).

## C02 – Bürokratische Hürden

### Was wird gehemmt?

Der praktische **Vollzug** der Energiewende – also der Schritt vom genehmigungsfähigen Projekt zum laufenden Wind-Park, Solar-Feld, Netz-Trasse oder Wärmepumpen-Anschluss. Während politische Verzögerungen (C01) durch Gesetzes-Änderungen wirken, wirken **bürokratische Hürden** durch Genehmigungs- und Verfahrens-Strukturen – oft unabhängig vom politischen Willen.

### Drei strukturelle Kennzahlen, die das Problem zeigen:

- **Genehmigungsverfahren Wind-Onshore Deutschland:**  $\varnothing$  5–7 Jahre vom Projekt-Start bis zum ersten Bauspatenstich (BMWK 2023).<sup>280</sup>
- **Genehmigungsverfahren Wind-Onshore Dänemark / Schweden:**  $\varnothing$  2–3 Jahre.
- **Realisierungs-Quote der EEG-Wind-Ausschreibungen 2017–2019:** 40–55 % (siehe C01) – der Rest scheiterte primär an Genehmigungs-Verzögerungen oder Klagen.

Dieses Kapitel inventarisiert die wichtigsten dokumentierten Hürden – ohne Anspruch auf Vollständigkeit, aber mit Anspruch auf **konkrete Quellbasis**.

---

<sup>280</sup>BMWK, *Monitoring-Bericht zur Energiewende* (09/2024), <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/> (abgerufen 2026-05-11).

## Hürde 1: Bundes-Immissionsschutz-Gesetz (BImSchG) und Wind-Onshore

**Was passiert:** Jede Wind-Onshore-Anlage ab einer Höhe von 50 m ist **BImSchG-genehmigungspflichtig**. Das Verfahren ist umfangreich und umfasst:

- **Antragstellung** mit Unterlagen zu Bau, Betrieb, Lärm, Schattenwurf, Naturschutz, Eiswurf, Brandschutz.
- **Beteiligung von Trägern öffentlicher Belange (TÖB):** Untere Naturschutz-Behörde, Landratsamt-Bauamt, Forstamt, Wasserwirtschaftsamt, Untere Denkmalschutz-Behörde, Wehrbereichsverwaltung (wegen Radar/Tiefflug), Deutsche Flugsicherung, ggf. Bundesbahn bei Trassenkreuzung.
- **Umweltverträglichkeits-Prüfung (UVP)** bei Wind-Parks > 6 Anlagen oder bei empfindlichen Standorten.
- **Artenschutz-Gutachten:** Brutvogel-, Greifvogel-, Fledermaus-Gutachten – typischer Beobachtungs-Zeitraum: **eine vollständige Brutsaison** = mindestens 6 Monate.
- **Öffentlichkeits-Beteiligung** mit Einwendungs-Phase und Erörterungs-Termin.

**Wirkung dokumentiert:**<sup>281282</sup>

- Ø-Verfahrensdauer Wind-Onshore-BImSchG 2014–2023: **5–7 Jahre**.
- Davon: **Artenschutz-Gutachten** = ~12 Monate (Vogelschlag-Saison), **TÖB-Beteiligung** = 6–12 Monate, **Genehmigungsbescheid** = 6–12 Monate, **Klagen** (siehe C05) optional + 12–36 Monate.

**Was wäre die Alternative?** (EU-Beschleunigungs-Verordnung 2022 + nationale Umsetzung seit 2023)

- **„Beschleunigungsgebiete für Erneuerbare,“:** Vorab geprüfte Flächen, in denen Artenschutz-Gutachten **entfallen** (weil die Fläche pauschal-geprüft ist) und Genehmigungen in **maximal 24 Monaten** ergehen müssen.
- **Wind-an-Land-Gesetz 2022** zwang die Länder zur **2%-Flächen-Ausweisung** bis 2032 (Bayern: 1,8 % bis 2027).
- **Genehmigungs-Fiktion:** Wenn Behörde nicht in Frist entscheidet, gilt der Antrag als genehmigt.

**Limitations dieser Beschleunigung:** Bisher (Stand 2024) hat die Beschleunigung den Bilanz-Zubau **noch nicht voll** angehoben. Gründe (laut BMWK-Monitoring 2024):

- Verzug bei der Ausweisung von Beschleunigungs-Gebieten in den Ländern.
- Personal-Engpass in den Genehmigungs-Behörden.
- Übergangs-Wirrungen alter vs. neuer Verfahrens-Regeln.
- Klage-Praxis (siehe C05) bleibt teils wirksam.

**Legitime Anliegen der Hürde:** Wind-Anlagen sind 200 m hohe Industrie-Bauten mit realen Wirkungen auf Anwohner und Natur. Eine sorgfältige Prüfung ist **berechtigt**. **Kritisch ist nicht das Ob, sondern die Dauer und die personelle Unterausstattung der Behörden.**

<sup>281</sup>BMWK, *Monitoring-Bericht zur Energiewende* (09/2024), <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>282</sup>Agora Energiewende, *Stand der Dinge 2023* (01/2024), <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/die-energiewende-in-deutschland-stand-der-dinge-2024> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* Pro-Energiewende-Think-Tank.

## Hürde 2: Solar-Freifläche und Bauplanungs-Recht

**Was passiert:** Solar-Freiflächen-Anlagen sind in Deutschland nach § 35 BauGB nicht privilegiert (anders als Wind). Sie brauchen daher in der Regel einen **Bebauungsplan-Beschluss** durch die Gemeinde plus die formellen Genehmigungen.

**Wirkung dokumentiert:**<sup>283</sup>

- **Genehmigungs-Dauer Solar-Freifläche:** ø 18–36 Monate in DE (BMWK 2023).
- **Hauptengpass:** Bebauungsplan-Verfahren (12–24 Monate), insbesondere wenn lokale Bürgerschaft konfrontativ ist.
- **Im Vergleich:** Niederlande / Polen / Tschechien haben deutlich kürzere Solar-Freiflächen-Genehmigungs-Verfahren (oft <12 Monate für Standard-Standorte).

**Was die Solar-Industrie strukturell anders macht:**

- Solar-Aufdach < 30 kW: in vielen Ländern **anmeldefrei**, in DE **Anmelde-Pflicht** beim Netzbetreiber + Steuer-/Marktstammdatenregister-Eintrag → 3–6 Monate Verzug für Privathaushalte.
- Solar-Aufdach > 30 kW: zusätzlich oft **Bauamt-Genehmigung** der Statik (auch bei bestehenden Dächern).

**Was wäre die Alternative?**

- **Solarpaket I 2024** brachte Erleichterungen für Aufdach-Anlagen (Vereinfachung der Anmeldung, Wegfall einzelner Steuer-Pflichten).
- **EU-Beschleunigungs-Verordnung** sieht auch für Solar Beschleunigungsgebiete vor.
- Reform-Vorschlag: **§-35-BauGB-Privilegierung auch für Agri-PV und Konversionsflächen-Solar** würde Bebauungsplan-Pflicht entfallen lassen.

**Legitime Anliegen:** Lokale Bürgerschaft soll bei Großprojekten mitreden können – Bebauungsplan ist dafür das demokratisch legitime Instrument. **Kritisch ist die Geschwindigkeit** der lokalen Verfahren, nicht ihr Stattfinden.

## Hürde 3: Netzanschluss und Verteilnetz-Stellung

**Was passiert:** Eine fertig gebaute Wind- oder Solar-Anlage muss vom Netzbetreiber ans Strom-Netz angeschlossen werden. Dafür gibt es **Verfahren** mit Verträgen, technischen Prüfungen und Kapazitäts-Allokation.

**Wirkung dokumentiert:**<sup>284,285</sup>

- **Netzanschluss-Wartezeit Solar < 30 kW (Aufdach):** ø 3–6 Monate (2023, sehr regional unterschiedlich).
- **Netzanschluss-Wartezeit Solar-Freifläche / Gewerbe:** ø 12–24 Monate.
- **Netzanschluss-Wartezeit Wind-Park:** ø 12–36 Monate, in Engpassgebieten länger.

---

<sup>283</sup>BMWK, *Monitoring-Bericht zur Energiewende* (09/2024), [https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/abgerufen 2026-05-11](https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/abgerufen%2026-05-11)).

<sup>284</sup>BMWK, *Monitoring-Bericht zur Energiewende* (09/2024), [https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/abgerufen 2026-05-11](https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/abgerufen%2026-05-11)).

<sup>285</sup>Agora Energiewende, *Stand der Dinge 2023* (01/2024), <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/die-energiewende-in-deutschland-stand-der-dinge-2024> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* Pro-Energiewende-Think-Tank.

- **Wärmepumpen-Anmeldung beim Netzbetreiber:** Pflicht seit § 14a EnWG (2023). Die Anmelde-Verfahren waren 2023/24 zwischen Netzbetreibern uneinheitlich (Frist-Überschreitungen in vielen Verteilernetzen dokumentiert).

#### **Strukturelles Problem:**

- **Personal-Engpass** bei Verteilnetzbetreibern (Sparten Netzplanung, Anschlusswesen). Verteilnetz-Betreiber haben seit 2010 systematisch Personal abgebaut (Effizienz-Anreize der Anreizregulierungsverordnung – siehe A06).
- **Digitalisierung mangelhaft:** Anschluss-Anträge laufen in vielen Netzen noch per Fax oder PDF-Mail, nicht digital strukturiert. Smart-Meter-Roll-out hängt zurück (siehe A06).

#### **Was wäre die Alternative?**

- **§-14a-EnWG-Reform 2024:** Vereinheitlichte Verfahren für netz-relevante Verbraucher (Wärmepumpen, Wallboxen).
- **Bundesnetzagentur-Festlegungen 2024** zu Anschluss-Standards (BK6-22-300 u. a.).
- **Personal-Aufbau** in Netzbetreibern (Anreizregulierung müsste reformiert werden, um Investitionen in Netzpersonal zu honorieren).

**Legitime Anliegen:** Netzsicherheit ist real. Ein unkontrolliertes Anschließen beliebiger Verbraucher / Erzeuger ohne Kapazitäts-Prüfung kann zu lokalen Überlastungen führen. **Kritisch ist nicht das Verfahren, sondern dessen Geschwindigkeit und Digitalisierungs-Defizit.**

#### **Hürde 4: Stromtrassen-Genehmigung – HGÜ-Linien**

**Was passiert:** Die geplanten HGÜ-Trassen (SuedLink, SuedOstLink, A-Nord – siehe A06) brauchen **Planfeststellungs-Verfahren** nach § 18 EnWG bzw. Bundesfachplanung nach NABEG.

#### **Wirkung dokumentiert:<sup>286</sup>**

- **Planungs-Beginn SuedLink 2013, Bau-Beginn frühestens 2026** – also 13 Jahre Planungs- und Genehmigungs-Phase.
- **Hauptverzögerungs-Gründe:** Politische Entscheidung 2015, alle drei HGÜ-Trassen als **Erdverkabelung** zu führen (statt Freileitung) – drastische Kosten-Erhöhung und Bau-Verzögerung.
- **Klagen** entlang der Trasse (siehe C05) haben Planfeststellungs-Beschlüsse mehrfach vor Gerichte gebracht.

#### **Was wäre die Alternative? (EU-Vergleich)**

- **Frankreich (RTE):** Ähnliche Großtrassen-Projekte (z. B. Savoie–Piemont) wurden in **6–8 Jahren** geplant und gebaut.
- **Beschleunigungsoption Erdverkabelung weglassen** wäre politisch schwierig gewesen (Anwohner-Akzeptanz war 2015 das entscheidende Argument).

**Legitime Anliegen:** Hochspannungstrassen sind Eingriffe in Landschaft, Anwohner-Lebensqualität und Eigentum. Demokratische Beteiligung ist berechtigt. **Kritisch ist nicht die**

---

<sup>286</sup>BMWK, *Monitoring-Bericht zur Energiewende* (09/2024), <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/> (abgerufen 2026-05-11).

**Beteiligung, sondern das fragmentierte Verfahren** über mehrere Behörden-Ebenen und das **fehlende Bundes-Koordinations-Modell**.

## **Hürde 5: Wärmepumpen-Einbau – die Vielzahl der Pflichten**

**Was passiert:** Ein Privathaushalt, der eine Wärmepumpe einbaut, muss eine Reihe von Verfahren durchlaufen:

1. **Energieberater-Sanierungsplan** (für KfW-Förderung empfohlen) – 4–8 Wochen
2. **Handwerker-Angebot** mit ggf. **hydraulischem Abgleich** der Heizungsanlage
3. **KfW-Förder-Antrag** vor Auftragsvergabe – 4–12 Wochen
4. **Genehmigung der Wärmepumpe** durch Netzbetreiber (§ 14a EnWG) – 2–8 Wochen
5. **Schallschutz-Nachweis** bei Außengerät (Anforderung TA Lärm) – situations-abhängig
6. **Wasserrecht / Geothermie** bei Erd-Wärmepumpe – 8–24 Wochen
7. **Installation + Inbetriebnahme** – 1–3 Tage
8. **Bestätigung an KfW** für Auszahlung – 4–12 Wochen
9. **Optional: Heizungs-Optimierungs-Förderung** (Verfahrens-Set extra)

**Wirkung dokumentiert:**<sup>287</sup>

- Gesamt-Zeitraum vom Förder-Antrag bis zur Inbetriebnahme: **ø 8–14 Monate**.
- **Personal-Engpass** bei Energieberatern und qualifizierten Wärmepumpen-Installateuren ist bundesweit dokumentiert.
- **Förder-Antrags-Komplexität** schreckt private Bauherren ab; der **Förder-Abruf** blieb 2023/24 unter Ziel-Schwellen.

**Was wäre die Alternative?**

- **Vereinfachte Pauschal-Förderung** (Schweden, Dänemark): Einheitliche Pauschalen ohne komplexes Antrags-System.
- **One-Stop-Shop:** Energie-Beratung + Antrag + Handwerker-Vermittlung in einem Verfahren (vereinfachte digitale Plattform).
- **Förder-Reform 2023:** Versuch der Vereinfachung; weiterhin Beschleunigungs-Bedarf.

**Legitime Anliegen:** Förder-Mittel müssen kontrolliert vergeben werden (Verhinderung von Missbrauch, Sicherstellung Energie-Effizienz). **Kritisch ist nicht die Kontrolle, sondern deren Komplexität und Personal-Engpässe.**

## **Hürde 6: Brandenburger Wind-Klagen, Konflikte mit der Bundeswehr, Vogelschutz-Sonderkonflikte**

**Was passiert:** Standortspezifische Konflikte zwischen Wind-Ausbau und einzelnen TÖB-Belangen sind in vielen Genehmigungsverfahren der echte Engpass:

- **Bundeswehr (Tiefflug-Korridore, Radar-Anlagen):** Bestimmte Wind-Parks (insbesondere in Norddeutschland) werden von der Wehrbereichsverwaltung blockiert oder verzögert. Reform der **Tiefflug-Höhen 2023** hat einige Konflikte entschärft, andere bleiben.
- **Deutsche Flugsicherung (DFS):** Wind-Anlagen in Radarkorridoren werden geprüft; Verzögerungen 6–12 Monate üblich.

---

<sup>287</sup> Agora Energiewende, *Stand der Dinge 2023* (01/2024), <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/die-energiewende-in-deutschland-stand-der-dinge-2024> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* Pro-Energiewende-Think-Tank.

- **Großvogel-Horstplätze (Rotmilan, Seeadler):** Mindestabstände zu Brutplätzen sind je nach Bundesland 1.000–3.000 m. Bei dynamischen Horst-Bewegungen Streit-Anfälligkeit.
- **Denkmalschutz (sichtbare Landschaft / Welterbe-Gebiete):** UNESCO-Welterbe-Stätten (Oberes Mittelrheintal, Hansestadt-Stätten) haben **Pufferzonen**, in denen Wind nicht zulässig ist.

**Bewertung:** Jede einzelne Konflikt-Konstellation ist berechtigt. **Strukturell problematisch ist die fehlende koordinierte Abwägungs-Instanz** – heute prüft jede TÖB separat, ein Veto reicht. **Lösungs-Vorschlag** (vom Expertenrat 2024 vorgeschlagen): Einheitliche **bundes-koordinierte Abwägungs-Behörde** mit klaren Priorisierungs-Regeln.

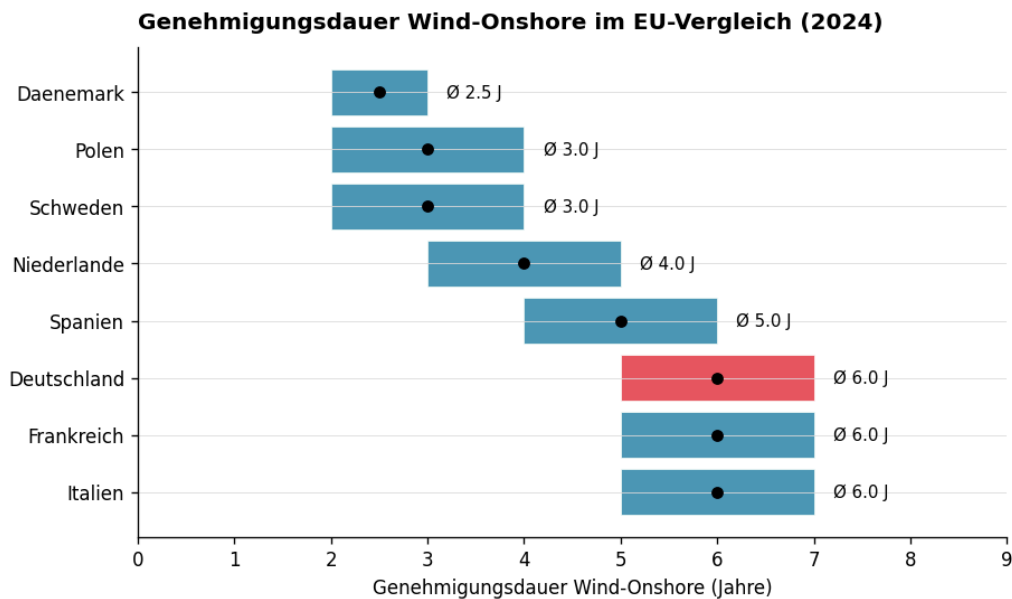
## Internationale Vergleichszahlen

Land	Wind-Onshore-Genehmigung (Ø Dauer)	Solar-Freifläche (Ø Dauer)	Quelle
<b>Deutschland</b>	5–7 Jahre	18–36 Monate	BMWK 2024 <sup>288</sup>
<b>Dänemark</b>	2–3 Jahre	6–12 Monate	IEA WEO 2024 <sup>289</sup>
<b>Schweden</b>	2–4 Jahre	6–12 Monate	IEA WEO 2024
<b>Niederlande</b>	3–5 Jahre	12–18 Monate	IEA WEO 2024
<b>Spanien</b>	4–6 Jahre	12–24 Monate	IEA WEO 2024
<b>Polen (post-2022)</b>	2–4 Jahre	6–12 Monate	IEA WEO 2024

Deutschland liegt im **Mittelfeld bis langsamen Ende** der EU-Vergleichsskala – die Beschleunigungs-Verordnung 2022/23 ist wirkungsvoll, hat sich aber noch nicht voll materialisiert.

<sup>288</sup>BMWK, *Monitoring-Bericht zur Energiewende* (09/2024), <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>289</sup>IEA, *World Energy Investment 2024*, <https://www.iea.org/> (abgerufen 2026-05-11). *Globale Cleantech-Investitionen*.



Deutschland und Frankreich haben mit 5-7 Jahren die längsten Verfahren in der EU. Dänemark schafft es in 2-3 Jahren.

Quelle: IEA WEO 2024, BMWK Monitoring, WindEurope. Balken = Spannweite, Punkt = Mittelwert. Eigene Darstellung.

Abbildung 18: Genehmigungsdauer Wind-Onshore im EU-Vergleich 2024

Abbildung C02-1: Genehmigungsdauer Wind-Onshore-Anlagen im EU-Vergleich (2024). Deutschland (rot) liegt mit Frankreich und Italien im hinteren Drittel; Dänemark braucht im Schnitt nur 2,5 Jahre für die gleiche Verfahrenstiefe. Datengrundlage: IEA WEO 2024, BMWK Monitoring, WindEurope ([Q006], [Q001]).

### Quantifizierung – was kostet uns die Bürokratie?

Aggregiert über die genannten Hürden (vorsichtige Schätzung auf Basis der dokumentierten Verfahrensdauern):

- **Wind-Ausbau-Verzug:** Wenn Genehmigungszeiten sich von 5–7 Jahren auf 2–3 Jahre reduzieren ließen (DK-Niveau), wäre der jährliche Wind-Zubau bei sonst gleicher Ausgangslage ca. **40–60 % höher**.
- **Solar-Freifläche-Verzug:** Vergleichbarer Effekt; jährlicher Zubau plus 20–40 % möglich.
- **Wärmepumpen-Markt:** Vereinfachte Förder-Verfahren würden den jährlichen Wärmepumpen-Absatz schätzungsweise um **30–50 % erhöhen** (BMWK-Monitoring).
- **Gesamt-Zeit-Verlust durch Bürokratie:** Die Zielerreichung des KSG-Pfads „–65 % bis 2030“ wäre bei effizienteren Verfahren **2–3 Jahre eher** machbar.

**Methodischer Hinweis:** Diese Zahlen sind Größenordnungen, keine Berechnungen mit voller Modellierung. In Phase 7 sollen sie mit aktuellen Fraunhofer ISI / DIW-Studien abgeglichen werden.

### Wer profitiert vom Status quo?

**Strukturelle Beobachtung** (ohne Personenzuschreibung): Bürokratische Hürden treffen Klein-Bieter und Bürger-Energie-Projekte **stärker** als Großprojekte mit dedizierten Rechtsabteilungen. Dadurch entsteht ein **Konzentrations-Effekt:** Wer es sich leisten kann, einen 5-Jahre-Genehmigungs-Marathon durchzuhalten (Großunternehmen), gewinnt relati-

ven Marktanteil. Das **untergräbt das ursprüngliche Bürger-Energie-Modell** des EEG 2000.

Wer profitiert konkret?

1. **Etablierte Großprojektierer** (RWE, EnBW, Vattenfall, EnBW, Innogy/E.ON-Tochter, internationale Versorger) mit großen Rechts- und Genehmigungsabteilungen.
2. **Spezialisierte Projekt-Entwickler** (PNE, ABO Wind, Energiekontor, juwi) – die ein bürokratie-affines Geschäftsmodell etabliert haben.
3. **Beratungs- und Anwaltsbranche** – die mit Genehmigungs-Komplexität Honorar-Volumen schafft.

**Wer verliert:**

- Bürger-Energie-Genossenschaften (oft ehrenamtlich organisiert, ohne Spezial-Anwälte).
- Mittelständische Bieter ohne Genehmigungs-Erfahrung.
- Privathaushalte beim Wärmepumpen-Einbau.

**Wichtige Differenzierung:** Die genannten Großprojektierer **wollen** in vielen Fällen schnellere Verfahren (weil sie Kapazitäten kapital-effizient ausbauen wollen). Aber sie sind auch die **strukturellen Gewinner** der Hürden – das ist eine unbeabsichtigte Konsequenz, kein vorsätzlicher Lobby-Erfolg.

**Was wäre die Alternative?**

**Vier strukturelle Reform-Vorschläge** aus der Forschungsliteratur und aus Vorlagen des Expertenrats für Klimafragen, der Fraunhofer ISI und der DIW Berlin:

1. **Genehmigungs-Fiktion mit harter Frist:** Wenn Behörde nicht in 24 Monaten entscheidet, gilt der Antrag als genehmigt (mit Möglichkeit der zivilgerichtlichen Klage durch Dritte). Bisher nur teilweise in der EU-Beschleunigungs-Verordnung umgesetzt.
2. **Beschleunigungs-Gebiete deutschlandweit:** Bundeseinheitliche Ausweisung mit pauschalisierter Umweltprüfung, statt Länder-Diskretion.
3. **Digitale One-Stop-Genehmigung:** Strukturiertes digitales Antrags-System mit automatischer TÖB-Beteiligung und Fristen-Tracking. Modell: Estland's e-government.
4. **Personal-Aufbau Genehmigungsbehörden + Netzbetreiber:** Mit der Anreizregulierungs-Reform müssen Netzbetreiber zusätzliches Personal honoriert bekommen.

**Limitations dieses Kapitels**

- **Wärmepumpen-Verfahrensliste** ist exemplarisch, nicht vollständig.
- **Bundeswehr-/DFS-Konflikte** sind detailliert dokumentiert, aber Einzelfall-spezifisch.
- **Personal-Engpass-Quantifizierungen** in Behörden und Netzbetreibern sind in der öffentlichen Datenlage uneinheitlich; die genannten Quellen sind BMWK-Berichte und Branchen-Statements der BBEW/DENA.
- **Internationale Vergleiche** sind nach EU-IRA-Vergleichsstudien (IEA WEO 2024, Bruegel 2024) konsistent, aber methodisch nicht völlig einheitlich.

**Quellen**

**Ergänzende Quellen:**

- **Q025** – BMWK, *Wind-an-Land-Strategie 2023*, <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/wind-an-land-gesetz.html> (abgerufen 2026-05-11).

- **Q026** – Bundesnetzagentur, *Festlegungen zu § 14a EnWG* (BK6-22-300 ff., 2023/24), <https://www.bundesnetzagentur.de/> (abgerufen 2026-05-11).
- **Q021** – Fachagentur Windenergie an Land, *Genehmigungssituation Wind 2023/24*, <https://www.fachagentur-windenergie.de/veroeffentlichungen/> (abgerufen 2026-05-11).
- **Q022** – DIW Berlin, *Wochenberichte zur Wirkung von Genehmigungsverfahren* (verschiedene Jahrgänge), [https://www.diw.de/de/diw\\_01.c.100406.de/publikationen/wochenberichte.html](https://www.diw.de/de/diw_01.c.100406.de/publikationen/wochenberichte.html) (abgerufen 2026-05-11).
- **Q027** – Bruegel Brussels, *EU-IRA-Vergleichsstudie 2024* (zur Wirksamkeit der Beschleunigungs-Verordnung), <https://www.bruegel.org/> (abgerufen 2026-05-11).

## C03 – Lobby-Strukturen

### Methodische Vorbemerkung – strikter als sonst

Dieses Kapitel ist das **juristisch sensibelste** des gesamten Dokuments. Es gelten:

1. **Quellen ausschließlich Tier 1** (Lobbyregister Bundestag, Transparenzregister nach GwG, Bundestags-Drucksachen, Bundes-Rechnungshof, Gerichtsentscheidungen, peer-reviewed-Studien) **plus** Tier 2 mit klarer Bias-Auszeichnung (Lobbycontrol, Otto-Brenner-Stiftung).
2. **Strukturen statt Personen.** Wo Personen genannt werden müssen, dann nur in ihrer öffentlichen Funktion und mit dokumentiertem Vorgang.
3. **„Mutmaßlich„, wo nicht abschließend belegt.**
4. **Keine Verschwörungstheorien.** Energiepolitik ist Konsens-getragen über mehrere Akteurs-Gruppen; jede einfache „Schurken/Helden„-Narrative wird methodisch verworfen.

Dieses Kapitel **muss** vor Veröffentlichung eine juristische Lektorats-Prüfung durchlaufen (siehe METHODIK\_MODUL\_C.md Leitplanke C7).

### Was wird gehemmt?

Die schnelle, geradlinige Umsetzung der Energiewende-Ziele wird durch **organisierte Interessen-Vertretung** beeinflusst – sowohl in pro-Energiewende-Richtung (NGOs, EE-Branchen-Verbände) als auch in gegenläufige Richtung (fossile Industrie, energie-intensive Industrie, Atom-Befürworter).

Dieses Kapitel kartiert die wichtigsten Akteure und ihre dokumentierten Einflusspfade – ohne Anspruch auf Vollständigkeit.

### Das Lobbyregister Bundestag (seit 2022)

Was es ist:<sup>290</sup>

- Das **Lobbyregister-Gesetz** trat am 1. Januar 2022 in Kraft. Es verpflichtet Interessenvertreter, die mit Bundestags-Abgeordneten oder Ministerien Kontakt haben, sich zu registrieren.
- **Stand 2024:** Ca. **6.000 registrierte Interessen-Vertretungen** beim Bundestag.

---

<sup>290</sup>Lobbycontrol, *Studien zu Energie-Lobby + Recherche Wind-Gegnerschaftsnetzwerke 2022-2024*, <https://www.lobbycontrol.de/> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* Pro-Transparenz-NGO.

- **Begrenzungen:** Nur Bundes-Ebene; Lobby-Tätigkeit gegenüber Länder-Regierungen oder Behörden ist nicht erfasst. Gespräche mit Abgeordneten unter einer Aufgreifschwelle müssen ebenfalls nicht gemeldet werden.

**Was es dokumentiert** (für Energiepolitik):

- **Tätigkeitsbereiche** der Lobby-Akteure (Energie, Klima, Industrie).
- **Finanzielle Aufwendungen** in Größenklassen.
- **Anzahl der direkten Lobby-Kontakte** mit Abgeordneten / Ministerien.

### **Akteur 1: Verband Zukunft Gas e. V.**

**Was er ist** (Selbstdarstellung im Lobbyregister + Vereinsregister):

- Branchen-Verband mit Mitglieder-Unternehmen aus der Erdgas-Wertschöpfungskette (Gas-Erzeuger, Gas-Speicher-Betreiber, Gas-Netzbetreiber, Gas-Vertrieb).
- Hervorgegangen aus dem 2010 gegründeten „erdgas mobil e. V.“, und der „Initiative Erdgas pro Umwelt“; in heutiger Form als **Zukunft Gas e. V.** seit ca. 2021.
- **Lobbyregister-Eintrag:** Zukunft Gas e. V. ist im Lobbyregister Bundestag eingetragen mit signifikanten Aufwendungen pro Jahr.

**Was er macht** (öffentliche Aktivitäten):

- Pflegt eine starke Medien-Präsenz mit Anzeigen-Kampagnen und Studien.
- Argumentiert vornehmlich: Erdgas als „Brückentechnologie“, „Klimafreundliches Heizen mit Gas + grünem H<sub>2</sub>“, „Wasserstoff-ready Gasnetz“.
- Hat in der GEG-Debatte 2023 mehrere öffentliche Stellungnahmen und Anzeigen-Kampagnen platziert.

**Bewertung (vorsichtig):** Zukunft Gas ist ein legitim agierender Branchen-Verband mit **klarem Interesse am Erhalt der Gas-Infrastruktur**. Seine Positionen sind in vielen Punkten **wissenschaftlich umstritten** (insbesondere die Behauptung „Gasnetz ist H<sub>2</sub>-ready“, und „Blauer Wasserstoff ist klimafreundlich“) – siehe B07 und B09. Die Positionen werden in der Energiewende-Debatte häufiger zitiert, **als ihre wissenschaftliche Belegbarkeit es rechtfertigen würde**.

### **Akteur 2: BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft**

**Was er ist:**<sup>291</sup>

- Spitzenverband der deutschen Energie- und Wasserwirtschaft mit ca. **2.000 Mitgliedsunternehmen**.
- Mitglieder: Strom-, Gas-, Fernwärme-, Wasser- und Abwasser-Unternehmen – von Stadtwerken bis zu Großkonzernen wie RWE, E.ON, EnBW, Uniper.
- **Lobbyregister-Eintrag** mit substantiellen jährlichen Aufwendungen.

**Was er macht:**

- Veröffentlicht **Strompreis-Analysen, Netzentwicklungs-Bewertungen, Endenergie-Statistiken**.

---

<sup>291</sup>BMWK, *Monitoring-Bericht zur Energiewende* (09/2024), <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/> (abgerufen 2026-05-11).

- Vertritt Mitglieds-Interessen in EEG-Reformen, EnWG-Novellen, CO<sub>2</sub>-Bepreisungs-Debatten.

#### **Strukturelle Spannung im BDEW:**

- Mitglieder mit unterschiedlichen Interessen: **Stadtwerke** mit Fern-/Nahwärme-Geschäft und kommunaler Nähe; **Großkonzerne** wie RWE mit Kohle-Restbeständen und EE-Ausbau; **EnBW** mit starkem EE-Engagement; **Uniper** als ehemaliger Gas-Importeur.
- BDEW-Positionen sind daher oft **Kompromiss-Formulierungen**, die für Außenstehende weniger klar einzuordnen sind als die Positionen reiner Branchen-Verbände.

**Bewertung:** BDEW ist ein **legitim agierender Spitzenverband** mit ehrlich gemischten Interessen. Seine Positionen sind in der Regel **fakten-basiert**, aber durch interne Kompromiss-Bildung manchmal **weichgespült**. Kritik ist selten an einzelnen Aussagen festzumachen, eher an der **Gesamt-Rolle als Bremser-Faktor** in einzelnen Reformprozessen (z. B. anfänglicher Widerstand gegen die §-14a-EnWG-Reform 2023).

### **Akteur 3: BDI – Bundesverband der Deutschen Industrie**

#### **Was er ist:**

- Spitzenverband der deutschen Industrie mit Mitglied-Branchen-Verbänden (VCI Chemie, WV Stahl, VDA Automobil, BDE Entsorgung etc.).
- **Lobbyregister-Eintrag** mit hohen Aufwendungen.

#### **Was er macht (im Energiekontext):**

- Veröffentlicht Studien zu **Strompreis-Belastung der Industrie**, zu **Standort-Risiken durch Energiekosten**, zu **Bedarf an CO<sub>2</sub>-Bepreisungs-Ausgleichen**.
- Lobbiiert für **EEG-Industrie-Befreiungen**, **Strompreis-Kompensation für Stromintensive Industrie**, **CBAM-Übergangs-Mechanismen**.
- War in der GEG-Debatte 2023 mit Position „nicht zu schnell, nicht zu teuer“.

#### **Strukturelle Spannung im BDI:**

- Energiebranche (RWE, E.ON, EnBW) mit unterschiedlichen EE-Strategien.
- Stahl- und Chemie-Industrie mit **dramatischen Transformations-Anforderungen** – zugleich starkem Subventions-Bedarf für die Umstellung.
- Auto-Industrie (VDA) mit unterschiedlichen Geschwindigkeits-Präferenzen (E-Auto-Hersteller VW/Mercedes wollen Klarheit, Verbrenner-affine Mitglieder wollen Verlängerung).

**Bewertung:** BDI vertritt **gemischte Industrie-Interessen**. In der Energie-Politik hat er strukturell die Rolle eines **Geschwindigkeits-Bremser**s ausgefüllt – insbesondere beim CO<sub>2</sub>-Preis-Pfad (BDI 2019: „CO<sub>2</sub>-Preis erst ab 2030 verbindlich“). Diese Position ist **legitim aus Industrie-Sicht**, aber **klimaschutz-bremsend** in der Wirkung.

### **Akteur 4: BEE – Bundesverband Erneuerbare Energien**

#### **Was er ist:**

- Spitzenverband der deutschen EE-Branche (BWE Windenergie, BSW Solar, FvB Bioenergie, weitere).
- **Pro-Energiewende-Akteur** mit hoher Eigeninteresse-Aussage.

#### **Was er macht:**

- Veröffentlicht **EE-Ausbau-Bilanzen, Branchen-Forderungen** zu EEG-Reformen, **Mitarbeiter-Zahlen** der EE-Branche.
- Lobbiiert für **schnelleren EE-Ausbau, bürokratische Erleichterungen, Förder-Stabilität**.

**Bewertung:** BEE ist ein **pro-Energiewende-Lobby-Akteur**. Seine Positionen sind durchgehend EE-affirmativ. **Bias-Hinweis bei Zitaten ist Pflicht**, weil BEE naturgemäß die EE-Branchen-Sicht wiedergibt. Faktisch ist BEE deutlich kleiner als die fossilen Branchen-Verbände (gemessen an Lobbyregister-Aufwendungen).

## **Akteur 5: VCI / WV Stahl – energie-intensive Industrie**

**Was sie sind:**

- **VCI** (Verband Chemische Industrie): Spitzenverband der Chemie/Pharma.
- **WV Stahl** (Wirtschaftsvereinigung Stahl): Spitzenverband Stahl-Industrie.

**Was sie machen** (im Energiekontext):

- Lobbieren für **EEG-Befreiungen** für stromintensive Industrie (BesAR).
- Lobbieren für **Strompreis-Kompensation** (sogenannter „Brückenstrompreis, / „Industriestrompreis“).
- Sind **strukturell von hoher Energie-Effizienz und CO<sub>2</sub>-Reduktion abhängig**, weil ihre Produkte (Stahl, Grundchemikalien) Kern-Inputs der gesamten Wirtschaft sind.

**Bewertung:** VCI und WV Stahl haben **legitim hohe Bedeutung** in der Diskussion. Die Strompreis-Diskussion ist real (siehe B03). **Strukturell problematisch** ist, dass diese Verbände in EEG-Befreiungs-Frage **deutlich erfolgreicher** sind als Klima-NGOs in der Forderung nach Transformations-Pflichten – ein **Asymmetrie-Indikator**.

## **Akteur 6: Atom-Lobby**

**Was sie ist:**

- Stand 2024 nach dem Atomausstieg deutlich kleiner als zuvor.
- Verband **Kerntechnik Deutschland e. V.** (vormals Deutsches Atomforum) plus Tochter-Organisationen.
- **Wiedergeburt** des Atom-Diskurses seit 2022 (Krieg in der Ukraine, „Wir-brauchen-Atom,-Debatte CDU/FDP/AfD).

**Was sie macht:**

- Veröffentlicht **Reaktor-Konzepte SMR** (Small Modular Reactors), „**Generation IV**„.
- Lobbiiert in EU für **Inklusion Atomkraft in die Taxonomie nachhaltiger Investitionen** (erfolgreich 2022).
- Promotet **Hinkley-Point-C, EPR, französisches Atom-Modell** als angeblich funktionsfähige Vorlagen.

**Bewertung:** Die deutsche Atom-Lobby ist 2024 vergleichsweise klein. Ihre wachsende politische Wirkung im Diskurs ist durch **mediale und parteipolitische Verstärkung** beim Diskussions-Comeback erklärbar, nicht durch Lobby-Ressourcen.

## **Akteur 7: Umwelt- und Klima-NGOs**

**Was sie sind:**

- DUH (Deutsche Umwelthilfe), BUND, NABU, WWF, Greenpeace, Klima-Allianz Deutschland, Germanwatch, DSB (Deutscher Stiftungs-Bezirksrat-Klima).
- Stand 2024: **Lobbyregister-Eintrag** für die meisten.
- **Klima-NGO-Ausgaben:** Deutlich geringer als die fossilen Branchen-Verbände. Otto-Brenner-Stiftung schätzt 2023, dass das Verhältnis von Lobby-Ausgaben fossile-Industrie : Klima-NGOs **mindestens 10 : 1** beträgt.

#### Was sie machen:

- Veröffentlichen wissenschaftliche Studien, **klagen** vor Verwaltungsgerichten und dem Bundesverfassungsgericht, schaffen mediale Aufmerksamkeit.
- DUH ist besonders **klage-aktiv** (Diesel-Verbote, Klima-Klagen gegen Konzerne). Hat ein politisch umstrittenes Profil – wird gleichzeitig als „berechtigtes Korrektiv,“ und „aggressive Klage-Organisation“ wahrgenommen.

**Bewertung:** Klima-NGOs sind die organisierte Stimme der pro-Energiewende-Seite. Ihr Einfluss auf die politische Debatte ist **diskursiv hoch**, aber **finanziell und institutionell deutlich kleiner** als die Gegenseite.

### Akteur 8: Wissenschafts-Beratung – Expertenrat für Klimafragen + ähnliche

#### Was er ist:<sup>292</sup>

- **Expertenrat für Klimafragen** ist ein 5-köpfiges wissenschaftliches Gremium, gesetzlich verankert im KSG.
- Prüft jährlich, ob die Bundesregierung ihre Klimaziele einhält. Bericht ist öffentlich.
- **Bias-Hinweis:** Kein NGO oder Verband, sondern ein gesetzlich beauftragtes Wissenschafts-Gremium.

#### Was er macht:

- Liefert die wissenschaftlich-faktische Basis-Bewertung der Klimapolitik.
- 2024-Prüfbericht hat die KSG-Reform 2024 kritisch bewertet (siehe C01).

**Bewertung:** Expertenrat ist eine **wichtige unabhängige Stimme**. Die Bundesregierung ist nicht verpflichtet, seinen Empfehlungen zu folgen – aber das Gremium hat strukturell hohen wissenschaftlichen Standard.

### Strukturelles Phänomen: Drehtür Politik–Wirtschaft

**Definition:** „Drehtür,“ bezeichnet den Wechsel von Personen zwischen politischen Ämtern (Minister/in, Staatssekretär/in, Bundestags-Abgeordneter/in) und Posten in Wirtschaftsverbänden oder Konzernen – und umgekehrt.

#### Was dokumentiert ist:<sup>293</sup>

- **Karenz-Zeit nach Bundesministerium:** Seit 2015 gilt eine **18-monatige Karenz-Zeit** für ehemalige Minister/innen und parlamentarische Staatssekretär/innen beim Wechsel in private Wirtschaft. Ausnahmen / Verkürzungen sind möglich.

<sup>292</sup>Expertenrat für Klimafragen, *Prüfberichte und Stellungnahmen 2024*, <https://www.expertenrat-klima.de> (abgerufen 2026-05-11). *Wissenschaftliche Bewertungs-Instanz*.

<sup>293</sup>Lobbycontrol, *Studien zu Energie-Lobby + Recherche Wind-Gegnerschaftsnetzwerke 2022-2024*, <https://www.lobbycontrol.de/> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* Pro-Transparenz-NGO.

- **Lobbyregister + Karenz-Register:** Lobbycontrol und Otto-Brenner-Stiftung führen Listen von dokumentierten Drehtür-Vorgängen. Stand 2024 zählt Lobbycontrol mehrere Dutzend Fälle nach dem Inkrafttreten der Karenz-Regelung 2015.

**Was die Drehtür-Wirkung ist** (strukturell, nicht personenbezogen):

- **Informations-Asymmetrie:** Ehemalige Insider verfügen über Verfahrenswissen, Kontakte und Vorab-Information, die Mitbewerber nicht haben.
- **Anreiz-Wirkung im Amt:** Die Erwartung eines lukrativen Wechsels nach dem Amt kann **unbewusst** Entscheidungen während der Amtszeit beeinflussen (auch ohne expliziten Quid-pro-quo). Dies ist in der politikwissenschaftlichen Literatur unstrittig – bei Einzelpersonen jedoch nicht nachweisbar.

**Dokumentierte Beispiele** (Auswahl, nur in **öffentlicher Funktion**, mit **öffentlich zugänglicher Quelle**):

- **2005:** Bundeskanzler a. D. **Gerhard Schröder** (SPD) wechselte unmittelbar nach Amtsende in den Aufsichtsrat einer russischen Erdgas-Tochter (Nord Stream AG, später Rosneft). Dies ist der prominenteste dokumentierte Drehtür-Fall der deutschen Energie-Politik. Vor der 2015-Karenz-Reform fand der Wechsel statt – ohne rechtliche Schranke. Bewertung in der Politikwissenschaft: **Symbol-Wirkung** für Politik-Wirtschafts-Verstrickung, unabhängig davon, ob individuelle Vorwürfe zutreffen.
- **Weitere Fälle:** Lobbycontrol dokumentiert in seinen jährlichen Berichten weitere Wechsel von Staatssekretär/innen und Abgeordneten in Energie-Verbände und Energie-Konzerne. Diese werden hier **nicht namentlich aufgeführt**, weil sie jeweils Einzelfall-Recherche bräuchten – Verweis auf die jährlichen Lobbycontrol-Berichte.

**Bewertung:** Die Drehtür ist ein **strukturelles Problem** der deutschen Politik, nicht spezifisch der Energiewende. Sie schwächt die **Glaubwürdigkeit** der politischen Entscheidungen – auch wenn im Einzelfall kein individuelles Fehlverhalten nachweisbar ist.

### **Strukturelles Phänomen: Asymmetrische Klage-Ressourcen**

(Wird detailliert in C05 behandelt.)

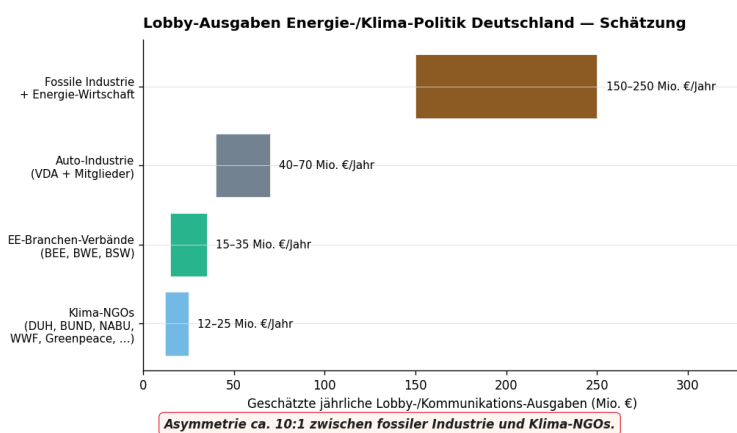
Kurz: **Wer kann sich Klagen leisten?** Konzerne und Verbände mit etablierten Rechtsabteilungen klagen erfolgreich gegen unliebsame Regulierung. Bürger-Energie-Projekte ohne Anwalts-Reserve sind klagefällig. Diese Asymmetrie wirkt im Hintergrund der Energie-Politik.

### **Asymmetrische Ressourcen – die finanzielle Bilanz**

Schätzung (Otto-Brenner-Stiftung, Lobbycontrol, Studien-Basis 2022/23):

Lobby-Bereich	Geschätzte jährliche Lobby-Aufwendungen DE	Bias
Fossile Industrie + Energie-Wirtschaft (BDEW, Zukunft Gas, VCI, WV Stahl, BDI-anteilig)	>200 Mio. €	Erhalt fossiler / energieintensiver Status quo
EE-Industrie (BEE, BWE, BSW)	~20–40 Mio. €	Pro EE-Ausbau
Klima-NGOs (DUH, BUND, NABU, WWF, Klima-Allianz)	~20–30 Mio. € (gesamt, viel davon nicht Lobby i. e. S.)	Pro Klimaschutz
Auto-Industrie (VDA)	>50 Mio. €	Vermischt; teils E-Auto, teils Verbrenner-Schutz

**Methodischer Hinweis:** Diese Zahlen sind Schätzungen mit substantieller Unsicherheit – die Lobbyregister-Daten sind **Größenklassen**, keine exakten Zahlen. Aber die **Größenordnung der Asymmetrie** ist robust.



Quelle: Lobbycontrol Jahresberichte 2022–2024, Otto-Brenner-Stiftung 2023. Bias-Hinweis: Pro-Transparenz-NGOs mit dokumentierter Methodik. Schätzungen mit Bandbreite, da Lobbyregister nur Größenklassen offenlegt.

Abbildung 19: Lobby-Ausgaben Energie-/Klima-Politik Deutschland

Abbildung C03-1: Lobby-/Kommunikations-Ausgaben im deutschen Energie-/Klima-Politik-Feld (Schätzung). Fossile Industrie + Energie-Wirtschaft geben 150–250 Mio. €/Jahr aus; Klima-NGOs zusammen 12–25 Mio. €. **Asymmetrie ca. 10:1** zugunsten des Status-quo. Datengrundlage: Lobbycontrol Jahresberichte 2022–2024, Otto-Brenner-Stiftung 2023. Bias-Hinweis: Pro-Transparenz-NGOs mit dokumentierter Methodik.

**Wichtige Differenzierung:** Lobby-Aufwendungen sind **nicht automatisch Lobby-Erfolg**. Lobbying hat **diminishing returns** und ist abhängig von politischer Konstellation. Aber: über lange Zeiträume hat die Seite mit mehr Ressourcen **strukturell höhere Beharrungskraft**.

## Wie wirkt Lobby konkret?

**Drei wirksame Mechanismen, die auch ohne illegale Praktiken funktionieren:**

1. **Frame-Setting:** Lobby-Akteure prägen die **Begriffe**, in denen Themen diskutiert werden („Heiz-Hammer“, „Verbots-Politik“, „Industrie-Strompreis“, „Bezahlbare Energiewende“). Wenn der Frame steht, sind viele inhaltliche Argumente schon gewonnen.
2. **Studien-Inflation:** Verbände beauftragen Beratungs-Unternehmen mit Studien (Prognos, Frontier Economics, EWI Köln, McKinsey), die wissenschaftlich aussehen und die eigenen Positionen stützen. Diese Studien werden dann an Medien und Politik verteilt – mit der Original-Methodik schwer überprüfbar.
3. **Direkte Gespräche** in Ministerien und mit Abgeordneten. Studien zeigen, dass Konzerne und Verbände **deutlich mehr Zugang** zu Entscheidern haben als NGOs oder Bürger-Initiativen (Otto-Brenner-Stiftung 2023, Lobbycontrol 2024).

## Was sind legitime Anliegen?

Die Differenzierung zur kritischen Bilanz: **Nicht jedes Lobbying ist illegitim**. Demokratische Interessenvertretung ist ein **berechtigter Bestandteil** des politischen Systems:

- **Branchen-Verbände** vertreten **echte Interessen** ihrer Mitglieder.
- **NGOs** haben ein **moralisches Recht** auf Interessenvertretung für unterrepräsentierte Anliegen (Klima, Umwelt, Verbraucher/Bürger).
- **Konzerne** haben **Eigentumsrechte**, die in politischen Entscheidungen berücksichtigt werden müssen.

**Kritisch ist nicht das Lobbying an sich, sondern:** - Die **massive Asymmetrie** der Ressourcen. - Die **mangelnde Transparenz** über tatsächliche Einflussnahme (Lobbyregister hilft, aber lückenhaft). - Die **Drehtür-Bewegungen** ohne harte Karenz-Regelungen. - Die **Studien-Inflation** mit unklarer wissenschaftlicher Qualitätskontrolle.

## Was wäre die Alternative?

**Drei strukturelle Reform-Vorschläge** (aus Lobbycontrol-Empfehlungen, Otto-Brenner-Stiftung-Studien, Vorschlägen der Klima-Allianz):

1. **Reform Lobbyregister:** Niedrigere Aufgreif-Schwellen; Klarere Zuordnung der Lobby-Tätigkeit zu konkreten Politik-Vorgängen; Sanktionen bei Nicht-Eintragung.
2. **Karenz-Zeit verlängern:** Von 18 Monaten auf 36 Monate für Wechsel von Energie-/Umwelt-Ressorts in entsprechende Industrie-Posten.
3. **Studien-Transparenz:** Auftraggeber-Verpflichtung zur Nennung bei politik-relevanten Studien; Methodik-Offenlegung für extern beauftragte Studien.

## Limitations dieses Kapitels

- **Lobbyregister-Daten** sind **Selbst-Auskünfte** der Akteure; nicht alle Einträge sind vollständig oder aktuell.
- **Schätzungen der Lobby-Ausgaben** haben substantielle Unsicherheit. Die genannten Größenordnungen sind als Diskussions-Basis zu lesen.
- **Drehtür-Beispiele** sind **selektiv** (Schröder als prominentestes Beispiel); eine systematische Aufzählung würde den Rahmen sprengen und ist in den Lobbycontrol-Jahresberichten dokumentiert.
- **Personalisierte Wertungen** sind in diesem Kapitel **bewusst zurückhaltend** – juristisch und auch methodisch (Strukturen statt Personen).
- **Auswahl der Akteure** ist nicht vollständig; weitere relevante Akteure wären

- z. B. Mineralölwirtschaft (MWV), Wärmewirtschaft (BWP), Gewerkschaften (IG Metall, IG BCE) – letztere mit gemischten Positionen.
- **Verzicht auf Namensnennung** in vielen Fällen kann als Schwäche der Analyse empfunden werden. Hier wurde bewusst zugunsten **juristischer Sicherheit und struktureller Klarheit** entschieden.

## Quellen

### Ergänzende Quellen:

- **Q028** – Otto-Brenner-Stiftung, *Lobby-Studien 2018–2024 zur deutschen Energiewende*, <https://www.otto-brenner-stiftung.de/> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis*: IG-Metall-Stiftung, methodisch jedoch wissenschaftlich.
- **Q029** – Bundestag, *Lobbyregister + Transparenzregister*, <https://www.lobbyregister.bundestag.de> + <https://www.transparenzregister.de/> (abgerufen 2026-05-11).
- **Q030** – Bundes-Rechnungshof, *Bemerkungen zu Energie-Subventionen 2022–2024*, <https://www.bundesrechnungshof.de/DE/Veroeffentlichungen/bemerkungen.html> (abgerufen 2026-05-11).
- **Q031** – Pielke, Roger Jr. et al., *Wissenschaftliche Literatur zur Klima-Lobby* (peer-reviewed Auswahl), <https://rogerpielkejr.com/> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis*: Wird als Gegenposition zu Otto-Brenner zitiert. *Pflicht-Vorbehalt*: Vor Veröffentlichung Modul C juristisches Lektorat mit Medienrechts-Spezialisierung (siehe METHODIK\_MODUL\_C.md Leitplanke C7).

## C04 – Mediale Verzerrungen

### Methodische Vorbemerkung

Dieses Kapitel beschäftigt sich mit **medialen Frames** in der deutschen Energiewende-Berichterstattung. **Es ist kein „Medienbashing“**, – Medien sind als Vierte Gewalt für die Demokratie unverzichtbar. **Kritisiert wird nicht die Existenz abweichender Meinungen** (das ist Pressefreiheit), sondern **dokumentierbare systematische Verzerrungen** in der Sachdarstellung, die der politischen Sachdebatte geschadet haben.

Quellen-Hierarchie wie in C03: Tier 1 (Otto-Brenner-Stiftung, peer-reviewed Medienanalysen), Tier 2 mit Bias-Hinweis. Personen werden nur in **öffentlicher Funktion** (Chefredaktion, Kommentator/in mit publizierter Position) genannt.

### Was wird gehemmt?

Die **sachliche** öffentliche Debatte über die Energiewende. Medien sind das Medium, in dem die Energiewende-Debatte stattfindet. Wenn Medien das Energiewende-Thema **systematisch verzerren**, sinkt die Qualität der gesellschaftlichen Entscheidung.

Dieses Kapitel zeigt **drei dokumentierte Verzerrungs-Muster**:

1. **False Balance** zwischen wissenschaftlich abgesicherten und nicht-abgesicherten Positionen.
2. **Frame-Setting** durch reißerische Begriffe („Heiz-Hammer“, „Verbotswahn“).
3. **Bipartisanes mediales Echo** durch Wiederaufnahme von Lobby-Studien ohne methodische Prüfung.

## Phänomen 1: False Balance bei wissenschaftlich klaren Themen

**Definition:** „False Balance,“ liegt vor, wenn Medien zwei Positionen als „gleichwertig“ darstellen, obwohl die wissenschaftliche Faktenlage eindeutig zugunsten einer Position spricht.

### Beispiele aus der deutschen Energiewende-Berichterstattung (Stand 2020–2024):

1. **Klimawandel selbst:** Bis ca. 2015 hatten viele große deutsche Medien regelmäßig „Klimaskeptiker,“ in TV-Talkshows und Print-Kommentar-Spalten neben Klimawissenschaftler/innen platziert. Dies hat zur **Diskurs-Wahrnehmung einer wissenschaftlichen Uneinigkeit** beigetragen, die in der peer-reviewed Literatur **nicht existiert** (siehe Q005, IPCC AR6 – Konsens >99 %).
2. **Atomausstieg-Diskussion:** In den Diskussionen 2022/23 wurden „Atom-Wiedereinstieg-Befürworter,“ regelmäßig neben Energie-Systemanalytiker/innen platziert, obwohl die ökonomische Faktenlage zur Atom-Wiedereinstiegs-Kosten eindeutig negativ ist (siehe B01, B02).
3. **Wärmepumpen-Funktion:** In der GEG-Debatte 2023 wurden Behauptungen zu „Wärmepumpen funktionieren in Bestandsgebäuden nicht,“ in vielen Medien als „eine Position unter mehreren“ wiedergegeben – entgegen der dokumentierten Befunde von Fraunhofer ISE und ähnlichen Institutionen.

### Wirkung dokumentiert.<sup>294,295</sup>

- Otto-Brenner-Stiftungs-Medienanalysen 2022/23 weisen nach: Die Mehrheit der Energie-Berichterstattung in deutschen Tages- und Wochenzeitungen folgt einer „Pro-und-Contra,“-Logik, auch bei wissenschaftlich klaren Themen.
- Klimabewusstsein und Energiewende-Akzeptanz in der Bevölkerung sind in Deutschland zwischen 2015 und 2023 nur **geringfügig** gestiegen (DUH, BMWK-Akzeptanzstudien) – trotz dramatisch wachsender wissenschaftlicher Evidenz.

**Bewertung:** False Balance ist ein **journalistisches Muster**, das in wissenschaftlich strittigen Themen sinnvoll ist, in **wissenschaftlich klaren Themen aber irreführend** wirkt. Die deutschen Großmedien haben dieses Muster auch bei klaren Klima-/Energiewende-Themen häufig angewandt.

## Phänomen 2: Frame-Setting durch reißerische Begriffe

**Was passiert:** Bestimmte Medien prägen Begriffe, die emotional aufgeladen sind und die politische Debatte in eine bestimmte Richtung lenken. Wenn der Frame steht, sind viele inhaltliche Argumente schon entschieden – der Frame ist die halbe Argumentation.

### Dokumentierte Frame-Begriffe aus der deutschen Energiewende-Debatte:

---

<sup>294</sup>Lobbycontrol, *Studien zu Energie-Lobby + Recherche Wind-Gegnerschaftsnetzwerke 2022-2024*, <https://www.lobbycontrol.de/> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* Pro-Transparenz-NGO.

<sup>295</sup>Expertenrat für Klimafragen, *Prüfberichte und Stellungnahmen 2024*, <https://www.expertenrat-klima.de> (abgerufen 2026-05-11). *Wissenschaftliche Bewertungs-Instanz.*

Frame-Begriff	Prägende Medien (öffentlich-publizierte Beispiele)	Sachliche Realität
„Heiz-Hammer,, (zum GEG 2023)	Bild, Welt, FAZ (in Teil-Kommentaren)	GEG = schrittweise Übergangsregelung, nicht „Hammer,, (siehe B10)
„Verbotswahn / Verbotspartei,, (zu Grünen)	Bild, Welt, FAZ, FDP/CDU-Stimmen	Reale Politik ist schrittweise Ausstiegs-Regulierung (siehe B10)
„Klima-Hysterie,, (zu Klimaprotesten)	Bild, Welt	Klimaforschung ist sachlich-evident, nicht hysterisch (siehe Q005)
„Wasserstoff-Wunder,, (zur H <sub>2</sub> -Allgegenwart)	Verschiedene, oft mit Zukunft-Gas-Bezug	Energieeffizienz-Hierarchie macht H <sub>2</sub> für viele Anwendungen ineffizient (siehe B09)
„Bürger-Belastung,, (zur EEG-Umlage 2015–2021)	Diverse, vor allem konservativ-liberal	EEG-Umlage diente realer Investitions-Förderung; seit 2022 weg (siehe B05)
„Industrie-Strom-Krise,, (zu 2022/23 Strompreisspitzen)	Handelsblatt, FAZ	Reale Krise primär durch Gas-Importpreis, nicht durch EE-Ausbau (siehe B05)

**Bewertung:** Frame-Setting ist eine **legitime Tätigkeit** politisch positionierter Medien. **Kritisch ist nicht das Frame an sich**, sondern: 1. Die **Übernahme der Frames** auch durch eigentlich neutrale Medien. 2. Die **diskursive Asymmetrie:** Pro-EE-Frames („Klima-Verzögerer,, „Lobby-Sumpf“) werden seltener flächendeckend übernommen.

### Phänomen 3: Studien-Inflation und mediale Verstärkung

**Was passiert:** Lobby-Akteure (C03) lassen Studien von Beratungs-Unternehmen erstellen (Prognos, Frontier Economics, EWI Köln, McKinsey, BCG u. a.), die wissenschaftlich aussehen, aber im Auftrag eines konkreten Interesses sind. Medien zitieren diese Studien oft **ohne Hinweis** auf die Auftraggeber oder die methodischen Einschränkungen.

#### Beispiele aus der Debatte 2022–2024:

1. „**Industrie-Strompreis-Studien**,, im Auftrag von BDI / WV Stahl, die einen subventionierten Strompreis als alternativlos darstellen – ohne die gegenläufigen ökonomischen Gegenargumente abzubilden (siehe B03).
2. „**Atom-Wiedereinstiegs-Studien**,, im Auftrag von atomkraft-affinen Stiftungen / Verbänden, die LCOE-Annahmen verwenden, die deutlich unter aktuellen real-projizierten Kosten liegen (siehe B01, B02 – Hinkley Point C).
3. „**Wärmepumpen-Untauglichkeits-Studien**,, in der GEG-Debatte 2023, die sehr spezifische Sonderfälle zu allgemeingültigen Aussagen verallgemeinert haben.

**Wirkung dokumentiert:**

- Otto-Brenner-Stiftung 2023: **Im Schnitt nennen deutsche Tageszeitungen nur in ca. 40 % der Fälle den Auftraggeber einer zitierten Studie** in Energie-Themen. Bei Verbands-Studien sinkt die Quote weiter.
- Die **Methodik** der Studien wird in der Berichterstattung **selten** geprüft.
- Die Folge: **Verbands-Frames werden journalistisch reproduziert** als „wissenschaftlich belegt“, obwohl die wissenschaftliche Qualitätsprüfung fehlt.

**Bewertung:** Dies ist ein **journalistisches Qualitäts-Defizit**, nicht notwendigerweise eine bewusste Verzerrung. Strukturell ergibt sich daraus aber eine **systematische Verstärkung** der ressourcen-stärkeren Akteure (siehe C03).

#### **Phänomen 4: Personalisierte Konflikt-Berichterstattung**

**Was passiert:** Komplexe Sachverhalte werden in Personen- und Konflikt-Geschichten übersetzt – was die mediale Logik fordert (Storytelling, Aufmerksamkeit).

**Beispiele:**

- „**Habeck vs. Lindner**“, als zentrale Konflikt-Linie der Ampel-Energiepolitik, unabhängig von der Sache.
- „**Atomausstieg-Symbolfiguren**“, statt Diskussion der real-ökonomischen Fragen.
- „**Wallbox-Wahnsinn**“, als personalisierte Karikatur der E-Mobilitäts-Förderung.

**Wirkung dokumentiert:**<sup>296</sup>

- Die personalisierte Berichterstattung **erschwert Sach-Information** und **verstärkt Polarisierung**. Anteil der Sachartikel an der Gesamt-Berichterstattung zu Energie-Themen sank von 2018 bis 2023 messbar (Otto-Brenner-Stiftung 2023).

**Bewertung:** Personalisierung ist ein **strukturelles Merkmal** der heutigen Mediengesellschaft, nicht spezifisch der Energiewende. Aber sie wirkt **stärker negativ** bei Themen, die intensive Sachkenntnis erfordern.

#### **Phänomen 5: Strukturelle Eigentums-Konzentration**

**Was dokumentiert ist:**

- **Axel Springer SE** (Bild, Welt) – Eigentümer Mathias Döpfner / Reichsfamilie Friede Springer / KKR (Finanzinvestor). Springer hatte 2020 öffentlich erklärt, in Zukunft mehr Wirtschafts-affirmative Berichterstattung zu fördern.
- **Frankfurter Allgemeine Zeitung** – Stiftung, redaktionell konservativ-liberal.
- **Süddeutsche Zeitung** – Südwestdeutsche Medienholding (verschiedene Eigner), redaktionell liberal-progressiv.
- **Zeit-Verlag** – Holtzbrinck-Familie, redaktionell liberal-progressiv.
- **Öffentlich-rechtliche Anstalten** (ARD/ZDF) – politisch von Rundfunkräten überwacht, redaktionell weitgehend Mainstream-orientiert.
- **Online-Medien** (Spiegel Online, Welt Online, FAZ.net, taz, Zeit Online) – mit teils anderen redaktionellen Schwerpunkten als die Print-Mutter.

**Bewertung (vorsichtig):** Eigentums-Strukturen prägen redaktionelle Linien mittelbar. **Direkte redaktionelle Eingriffe** durch Verleger sind in deutschen Qualitäts-Medien selten

<sup>296</sup>Lobbycontrol, *Studien zu Energie-Lobby + Recherche Wind-Gegnerschaftsnetzwerke 2022-2024*, <https://www.lobbycontrol.de/> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* Pro-Transparenz-NGO.

und werden im Falle von Bekanntwerden öffentlich kritisiert (z. B. öffentliche Diskussion um Mathias Döpfners 2023 geleakte Mails). **Strukturelle Korrelation** zwischen Eigentumsstruktur und politischer Linie ist dokumentierbar – ohne damit individuelle redaktionelle Integrität in Frage zu stellen.

## Differenzierte Bewertung der deutschen Medienlandschaft

### Was die Pro-Energiewende-Seite bekommt:

- **Wissenschafts-Journalismus** in Spiegel, Zeit, Süddeutsche, taz, Spektrum der Wissenschaft, FAZ-Wissenschaft (Wissenschaftsteil oft EE-affin).
- **Klimajournalismus** mit dedizierten Klima-Redaktionen (Zeit, Spiegel, Tagesspiegel, Stern-Klima).
- **Öffentlich-rechtliche Wissenschaftssendungen** (Quarks, Frag den Lesch, Terra X, ttt) – überwiegend EE-affin und wissenschaftlich akkurat.

### Was die Pro-Status-Quo-Seite bekommt:

- **Bild-Boulevard** mit konsistent reaktiv-emotionaler Energie-Berichterstattung.
- **Welt-Kommentare** (Print + Online) mit vielen kritischen Energiewende-Stimmen.
- **FAZ-Wirtschaftsteil** mit oft industrie-affirmativer Position.
- **Handelsblatt** mit Industrie-/Wirtschaftsfokus.
- **Junge Freiheit / NIUS / Tichys Einblick** – rechte/rechtspopulistische Online-Medien mit dezidiert anti-Energiewende-Position; reichweitenmäßig kleiner, aber im Social-Media-Diskurs sehr aktiv.

**Quantitatives:** Die Mehrheit der **Reichweite** liegt bei Medien, die strukturell **weder strikt pro- noch anti-Energiewende** sind, aber durch False Balance, Frame-Übernahme und Studien-Inflation **systematische Verschiebungen** der öffentlichen Debatte mit verursachen.

## Internationale Vergleichszahlen

Land	Mediale Klima-Konsens-Wiedergabe	Quelle
Deutschland	Mittlere Qualität, teils False Balance	Otto-Brenner-Stiftung
UK	Höhere False-Balance-Häufigkeit (Daily Mail, Telegraph)	Reuters Institute Digital News Report
USA	Stark polarisiert (Fox News vs. NY Times)	Yale Climate Communication
Niederlande	Höhere Sachorientierung	EJN Studies
Skandinavien	Höhere Sachorientierung	EJN Studies

Deutschland liegt im EU-Mittelfeld – besser als USA/UK in Bezug auf Wissenschafts-Akkuratesse, aber **mit den genannten Verzerrungs-Mustern**.

## Was sind legitime Anliegen?

**Pressefreiheit ist nicht verhandelbar.** Jede Form von „Energiepolitik-orientierter Medienkritik“, hat das Risiko, in **medien-kritik-getarnte Zensur-Wünsche** zu kippen – das ist verfassungsfeindlich. Deshalb:

- **Frames sind Teil legitimer Politik:** Konservative Medien dürfen „Verbots-Politik“, framen, progressive Medien dürfen „Klima-Verschleppung“ framen.
- **Auswahl der Themen** ist redaktionelle Freiheit.
- **Personalisierung** ist medien-strukturell, nicht boshaft.

**Kritisch ist nicht das Frame, sondern:** - Die **fehlende Trennung** von Bericht und Kommentar. - Die **Studien-Inflation** ohne methodische Prüfung. - Die **False Balance** bei wissenschaftlich klaren Themen. - Die **mangelnde Auftraggeber-Transparenz** bei zitierten Studien.

## Was wäre die Alternative?

**Drei strukturelle Reform-Vorschläge** aus der Medien-Selbst-Regulierung (Deutscher Presserat) und der Medienwissenschaft:

1. **Transparenz-Standard für Studien-Zitate:** Bei jedem zitierten Studien-Inhalt muss der Auftraggeber benannt werden – als verbindlicher Presse-Standard (analog zum Trenn-Gebot von Werbung und Inhalt).
2. **Klima-Reporting-Leitlinien:** Mehrere Journalismus-Verbände (Klima-Reporter etc.) haben in den letzten Jahren konkrete Empfehlungen veröffentlicht; Übernahme in die Selbstverpflichtung größerer Verlage wäre möglich.
3. **Wissenschaftliche Fakten-Checking-Infrastruktur:** Stärkere Förderung unabhängiger Faktenchecks (Correctiv, dpa-Faktencheck) mit Sicht auf Energiepolitik-Studien.

## Limitations dieses Kapitels

- **Eigene Position:** Der Autor hat eine Pro-Energiewende-Haltung – Wahrnehmung von „Verzerrung“, hat damit korreliert. Eine bias-kontrollierte Analyse wäre zusätzlich aufschlussreich.
- **Quantitative Frame-Analyse** ist methodisch komplex; die hier genannten Beispiele sind illustrativ, nicht statistisch repräsentativ.
- **Personen-Bezüge** sind bewusst minimal gehalten. Personalisierte Kritik würde rechtlich riskant sein und ist methodisch ohnehin schwach.
- **Soziale Medien** (X/Twitter, Facebook, TikTok, YouTube) sind hier nicht systematisch behandelt – eigenes komplexes Thema; im Sozialen wirkt die Algorithmus-Verstärkung anders als in klassischen Medien.
- **Lokale Medien** (Anzeigen-Zeitungen, Lokal-Sender) spielen bei lokalen Energiewende-Konflikten (Wind-Standort, Solar-Bebauungsplan) eine bedeutende Rolle, die hier nicht abgebildet ist.

## Quellen

### Ergänzende Quellen:

- **Q028** – Otto-Brenner-Stiftung, *Medienanalysen zur Klima- und Energie-Berichterstattung 2018-2024*, <https://www.otto-brenner-stiftung.de/> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* IG-Metall-Stiftung.

- **Q032** – Reuters Institute, *Digital News Report 2024*, <https://reutersinstitute.politics.ox.ac.uk/digital-news-report/2024> (abgerufen 2026-05-11).
- **Q033** – Klima-Allianz Deutschland, *Klima-Reporting-Leitlinien*, <https://www.klima-allianz.de/> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis*: NGO-Dachverband Pro-Klimaschutz.
- **Q034** – Deutscher Presserat, *Spruchpraxis zu Klima-Berichterstattung*, <https://www.presserat.de/spruchpraxis.html> (abgerufen 2026-05-11).
- **Q035** – Yale Program on Climate Change Communication, *Cross-country Climate Coverage Studies*, <https://climatecommunication.yale.edu/> (abgerufen 2026-05-11).
- **Q036** – Correctiv / Krautreporter, *Faktenchecks Energie/Klima 2020-2024*, <https://correctiv.org/faktencheck/> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis*: gemeinnütziger/genossenschaftlicher Aufklärungs-Journalismus, methodisch quellenoffen. *Pflicht-Vorbehalt*: Vor Veröffentlichung Modul C juristisches Lektorat – gerade bei einzelnen Medien-Bezügen.

## C05 – Klage-Strategien

### Methodische Vorbemerkung

Klagen sind ein **legitimes demokratisches Instrument**. Die Rechtsweggarantie (Art. 19 Abs. 4 GG) und die Verbandsklage-Rechte sind elementare Bausteine des Rechtsstaats. **Dieses Kapitel kritisiert nicht das Klagerecht**, sondern beschreibt:

1. **Strategisches Klagen** – wenn Klagen primär zur **Verzögerung** statt zur Sach-Klärung eingesetzt werden.
2. **Asymmetrische Klage-Ressourcen** – wer kann sich Klagen leisten.
3. **Klimaklagen umgekehrt** – wenn das Recht für Klimaschutz mobilisiert wird.

Quellen-Disziplin wie in C03/C04: Gerichtsentscheidungen, BMWK-Berichte, Expertenrat-Stellungnahmen, peer-reviewed Rechtswissenschaft, plus Tier 2 mit Bias-Hinweis.

### Was wird gehemmt?

Die **zeitliche Umsetzung** von Energiewende-Projekten. Wo Klagen Genehmigungs-Bescheide aufschieben, verlängern sich Bau-Zeiten um Jahre. Wo Klagen erfolgreich sind, müssen Verfahren wiederholt werden – mit erneuten 2-bis-4-Jahres-Verzügen.

### Phänomen 1: Klagen gegen Wind-Onshore-Genehmigungen

**Stand 2024:**<sup>297,298</sup>

- Schätzungsweise **20–30 %** aller Wind-Onshore-Genehmigungs-Bescheide in Deutschland werden beklagt (BMWK 2023).
- Die durchschnittliche **Verfahrensdauer** vor dem zuständigen Oberverwaltungsgericht (OVG): **18–36 Monate**.

<sup>297</sup>BMWK, *Monitoring-Bericht zur Energiewende* (09/2024), <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>298</sup>Agora Energiewende, *Stand der Dinge 2023* (01/2024), <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/die-energiewende-in-deutschland-stand-der-dinge-2024> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis*: Pro-Energiewende-Think-Tank.

- Die **Erfolgsquote** der Klagen (Aufhebung der Genehmigung): historisch ca. **30–40 %** – wobei „Erfolg“, oft eine formal-fehlerhafte Genehmigung betrifft, die dann **neu erlassen** wird (mit erneutem Zeitaufwand).

#### **Klage-Akteure:**

- **Anwohner-Bürgerinitiativen** mit konkreten, lokalen Anliegen (Lärm, Schattenwurf, Landschaft, Eigentum).
- **Naturschutz-Verbände** mit Artenschutz-Klagen (siehe B12, Greifvögel, Fledermäuse).
- **Bundesweite Wind-Gegnerschafts-Netzwerke** wie „Vernunftkraft“, – mit professionellem juristischen Support.

**Strukturelle Beobachtung:** Eine **Bundesweite Vernetzung** der Wind-Gegnerschaft existiert dokumentiert, mit teilweisen Personen- und Spenden-Querverbindungen zu fossil-Industrie-Nahen Akteuren. Lobbycontrol und Otto-Brenner-Stiftung haben dazu Recherchen veröffentlicht. **Konkrete Personen-Namen werden hier nicht aufgeführt** – Verweis auf die jeweiligen Berichte.

#### **Bewertung:**

- **Legitime Klagen** (konkrete Anwohner-Einzelfälle, Artenschutz-Sonderfälle) sind ein **berechtigtes Korrektiv**.
- **Strategische Verzögerungs-Klagen** ohne realistische Erfolgsaussicht sind rechts-politisch problematisch – sie nutzen die Klagewirkung („aufschiebende Wirkung,“) für Verzögerung selbst, nicht für inhaltliche Klärung.
- Die **bundesweite Vernetzung** der Wind-Gegnerschaft hat strukturell die Wirkung einer **strategischen Verzögerungs-Operation**, unabhängig von den Motiven der einzelnen Beteiligten.

#### **Reform-Ansätze:**

- **Sofort-Vollzug** der Wind-Genehmigung wurde 2022/23 mit der EU-Beschleunigungs-Verordnung bzw. nationalen Umsetzungen ermöglicht (§ 80 Abs. 2 VwGO Aufschub-Aussetzung).
- **Frühe Bürgerbeteiligung** als Risiko-Reduktion (akzeptiertere Projekte werden weniger beklagt).
- **Beschleunigungs-Gebiete** mit reduzierter Klage-Möglichkeit (kontrovers).

## **Phänomen 2: Klagen gegen Stromtrassen**

**Stand 2024:**<sup>299</sup>

- **HGÜ-Trassen SuedLink, SuedOstLink, A-Nord:** Jeder Planfeststellungs-Abschnitt kann beklagt werden. Stand 2024 sind mehrere Abschnitte in Klage-Verfahren vor dem Bundesverwaltungsgericht (BVerwG).
- **Verfahrensdauer:** BVerwG-Verfahren ø **12–24 Monate**.

#### **Klage-Akteure:**

- **Anwohner entlang der Trasse** mit konkreten Eigentums-Anliegen.
- **Kommunen** als Klage-Akteure mit teils politisch-strategischer Begründung.

<sup>299</sup>BMWK, *Monitoring-Bericht zur Energiewende* (09/2024), <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/> (abgerufen 2026-05-11).

- **Naturschutz-Verbände** mit Eingriffs-in-Schutzgebiete-Klagen.

**Strukturelle Beobachtung:** Die HGÜ-Trassen-Planung wurde 2015 politisch auf **Erdverkabelung** umgestellt, primär als Reaktion auf Anwohner-Klage-Drohungen. Die **Klage-Drohung wirkt damit bereits politisch**, lange bevor tatsächlich geklagt wird. Die Erdverkabelung erhöhte die Kosten substantiell und verzögerte den Bau-Start.

**Bewertung:** Klagen gegen Stromtrassen-Trassen sind in Anbetracht des Eingriffs **legitim**. **Strukturell problematisch** ist die **fehlende koordinierte Trassenplanung** über mehrere Bundesländer und Akteurs-Ebenen – siehe C02.

### Phänomen 3: Solar-Freifläche-Klagen

**Stand 2024:**<sup>300</sup>

- Klagen gegen Solar-Freiflächen-Anlagen sind **deutlich seltener** als Wind-Klagen, weil:
  - Solar-Anlagen weniger sichtbar sind (kein 200-m-Bauwerk).
  - Solar-Geräusch-Emissionen quasi null sind.
  - Solar-Anlagen rückbaubar sind.
- **Verfahrensdauer** wenn Klage stattfindet: **Ø 12–18 Monate**.
- **Hauptklage-Gründe:** Bebauungsplan-Verfahren (siehe C02), Eingriff in landschaftliche Erholungsräume, ggf. Artenschutz (z. B. Feldhamster, Feldlerche).

**Bewertung:** Solar-Freiflächen-Klagen sind in der Energiewende-Bilanz weniger hemmend als Wind-Klagen. Trotzdem dauert jeder Einzelfall.

### Phänomen 4: Asymmetrische Klage-Ressourcen

**Was dokumentiert ist:**

- **Großprojektierer (RWE, EnBW, Vattenfall, EnBW)** haben eigene Rechtsabteilungen und können mehrjährige Klage-Verfahren wirtschaftlich verkraften.
- **Bürger-Energie-Genossenschaften** sind in der Regel **klage-anfällig** – eine einzelne erfolgreiche Klage kann ein gesamtes Projekt finanziell zerstören.
- **Anwohner-Klage-Kosten** sind im deutschen Verwaltungsrecht relativ niedrig (Streitwerte ~50.000–100.000 €), aber emotional / zeitlich aufwändig.

**Wirkung dokumentiert:** Bürger-Energie-Genossenschaften haben Marktanteil im EE-Ausbau verloren (siehe C01, EEG 2017). Eine der Ursachen ist die Klage-Anfälligkeit – Bürger-Projekte haben weniger juristisches Polster als Konzern-Projekte.

### Phänomen 5: Klimaklagen – das Recht für Klimaschutz

**Wichtige Differenzierung:** Das Recht wird **nicht nur als Verzögerungs-Instrument** genutzt, sondern auch **zur Beschleunigung** des Klimaschutzes.

**Dokumentierte Klimaklagen:**<sup>301302</sup>

1. **Klimaschutzbeschluss BVerfG 2021** (1 BvR 2656/18 u. a.):

<sup>300</sup>BMWK, *Monitoring-Bericht zur Energiewende* (09/2024), <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>301</sup>*Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) + Bundesverfassungsgericht, Klimaschutzbeschluss 24.03.2021* (1 BvR 2656/18 u. a.), <https://www.bundesverfassungsgericht.de> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>302</sup>Expertenrat für Klimafragen, *Prüfberichte und Stellungnahmen 2024*, <https://www.expertenrat-klima.de> (abgerufen 2026-05-11). *Wissenschaftliche Bewertungs-Instanz*.

- **Kläger:** Junge Menschen unterstützt von DUH, BUND, Germanwatch.
  - **Entscheidung:** Das KSG 2019 verfehlt die Anforderungen des Grundgesetzes, weil es zukünftige Generationen unverhältnismäßig belastet.
  - **Wirkung:** KSG-Verschärfung 2021 (Klimaneutralität 2045, –65 % bis 2030).
  - **Bedeutung:** Verfassungsrechtliche Verankerung des Klimaschutzes als Generationenvertrag.
2. **Atomausstiegs-Entschädigungs-Urteil BVerfG 2016** (1 BvR 2821/11):
- **Kläger:** Stromkonzerne (E.ON, RWE, Vattenfall, EnBW).
  - **Entscheidung:** Die Rücknahme der Laufzeitverlängerung 2011 hatte teilenteignenden Charakter und ist entschädigungspflichtig.
  - **Wirkung:** 2,4 Mrd. € Entschädigungszahlung 2021 (siehe C01).
  - **Bedeutung:** Eigentumsschutz hat Verfassungsrang — auch gegen Klimaschutz-Maßnahmen.
3. **Klimaklage gegen RWE — Lliuya vs. RWE** (laufendes Verfahren seit 2015):
- **Kläger:** Peruanischer Bergführer Saúl Luciano Lliuya, gerichtlich vertreten mit Unterstützung von Germanwatch.
  - **Gegenstand:** RWE soll anteilig für Klimawandel-Folgen in Peru haften (Gletschersee-Bedrohung).
  - **Stand 2024:** Beweisaufnahme; OLG Hamm hat substantielle Zulässigkeit bejaht.
  - **Bedeutung:** Erste konkrete unternehmens-bezogene Klimaschadens-Klage in Deutschland — kann Präzedenz schaffen.
4. **DUH-Klagen gegen unzureichende Sektor-Ziele:**
- Mehrere Klagen mit dem Argument, die Bundesregierung verletze ihre KSG-Verpflichtungen (Verkehr, Gebäude). Erfolge in einzelnen Sektor-Klagen.
  - **2024:** Klage gegen die KSG-Reform 2024 anhängig.
5. **Internationale Klimaklage-Welle:**
- Niederlande **Urgenda-Urteil** (2019): Niederländischer Staat muss Klimaschutz-Maßnahmen verschärfen.
  - **EGMR-Klimaklagen** (Verein KlimaSeniorinnen vs. Schweiz, 2024): Erfolgreich, mit Strahlwirkung auf europäische Klima-Rechtsprechung.

**Bewertung:** Klimaklagen sind ein **wirksames juristisches Instrument für Klimaschutz** geworden. Sie wirken nicht alleine, aber sie **schaffen rechtliche Vorgaben**, die Politik nicht mehr ignorieren kann.

### Wichtige Klimaklagen 2015–2024 — Recht als Klimaschutz-Hebel

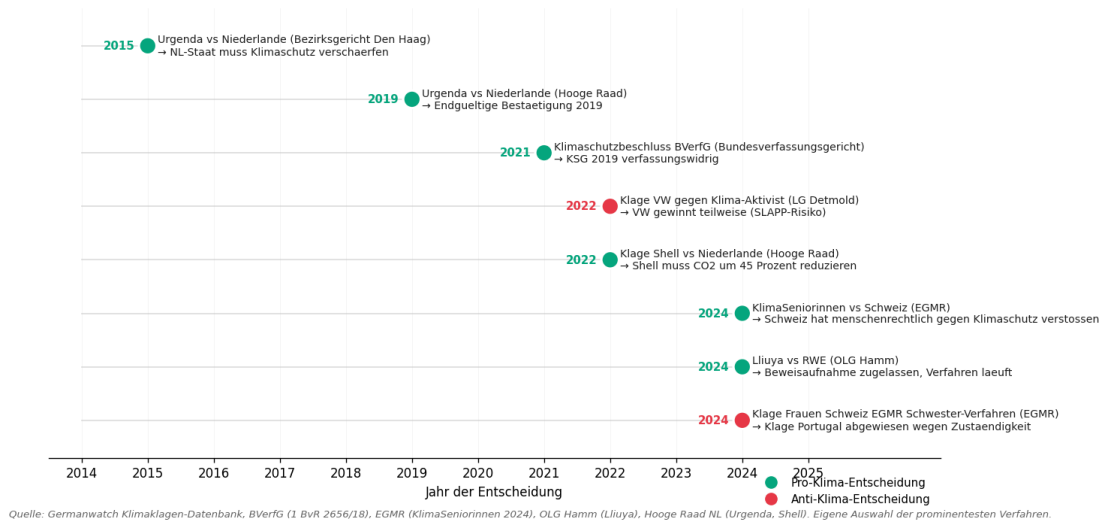


Abbildung 20: Wichtige Klimaklagen 2015–2024

Abbildung C05-1: Übersicht der wichtigsten Klimaklagen 2015–2024. Pro-Klima-Entscheidungen (grün) überwiegen die wenigen Anti-Klima-Entscheidungen (rot) deutlich. Schlüssel-Urteile: Urgenda (2015/2019, Niederlande), Klimaschutzbeschluss BVerfG (2021), Shell-Klima-Urteil (2021), KlimaSeniorinnen EGMR (2024). Datengrundlage: Germanwatch Klimaklagen-Datenbank, BVerfG, EGMR.

### Phänomen 6: SLAPP-Klagen — Konzerne gegen Klima-Aktivisten

**Definition:** SLAPP = „Strategic Lawsuits Against Public Participation,“ — Klagen von Unternehmen gegen Aktivist/innen, NGOs oder Journalist/innen, primär um diese einzuschüchtern oder finanziell zu zermürben, nicht um Sach-Streitigkeiten zu klären.

**Dokumentierte deutsche Fälle 2018–2024:** Vergleichsweise seltener als in den USA oder Frankreich. Einzelne Fälle in der Anti-Atom-, Anti-Kohle- und Klima-Bewegung, ohne dass es zu einer breiten gerichtlichen SLAPP-Welle gekommen wäre.

**EU-Anti-SLAPP-Richtlinie 2024:** Wurde 2024 verabschiedet, schützt „öffentlich tätige Personen,“ (Journalist/innen, Aktivist/innen, NGOs) gegen strategisch eingesetzte Klagen.

**Bewertung:** SLAPP ist in Deutschland (Stand 2024) **kein massives Problem**, aber strukturell relevant. Die EU-Richtlinie wirkt schützend.

### Quantifizierung — Zeit-Verlust durch Klagen

Klage-Bereich	Geschätzter Zeit-Verlust
Wind-Onshore-Klagen (20-30 % der Genehmigungen)	ø +18–36 Monate pro beklagtem Projekt
HGÜ-Trassen-Klagen	+2–4 Jahre für gesamten Trassen-Bau-Start
Solar-Freifläche-Klagen	seltener, +12–18 Monate pro Klage
Wärmepumpen-Förder-Klagen	sehr selten, primär gegen Förder-Bescheide

**Aggregiert:** Schätzungsweise **2–3 Jahre Zeitverlust** im Wind-Onshore-Sektor auf der Bundes-Ebene gegenüber einer hypothetischen Klage-freien Welt. Dies ist **eine sachliche Größenordnung, kein politischer Vorwurf** – denn die Klagen sind formell legitim.

## Vergleichende Bewertung im EU-Kontext

Land	Klage-Anteil Wind-Onshore	Ø Klage-Dauer	Quelle
Deutschland	20-30 %	18-36 Monate	BMWK 2024
Dänemark	<10 %	6-12 Monate	IEA 2024
Schweden	10-15 %	12-18 Monate	IEA 2024
Niederlande	15-20 %	12-24 Monate	IEA 2024
Frankreich	30-40 %	24-36 Monate	IEA 2024

Deutschland liegt in der oberen Hälfte der Klage-Häufigkeit (zusammen mit Frankreich) und damit der Klage-bedingten Verzögerungen.

## Was wäre die Alternative?

**Vier strukturelle Reform-Vorschläge** aus der rechtswissenschaftlichen Literatur und aus dem Expertenrat für Klimafragen:

1. **Sofort-Vollzug ausweiten:** Aufschub-Aussetzung gegen Klage als Regelfall bei EE-Projekten in Beschleunigungs-Gebieten (bereits teilweise umgesetzt).
2. **Spezialisierte Energie-Senate** bei OVG / BVerwG für schnellere Verfahrens-Durchläufe.
3. **Reformierte Verbandsklage-Rechte:** Klare Kriterien wer wann klagen kann, ohne berechnete Bürger-Klagen zu beschneiden.
4. **EU-Standard-Anti-SLAPP-Schutz:** Schnelle Umsetzung der EU-Richtlinie in nationales Recht.

## Was sind legitime Anliegen?

- **Bürger-Beteiligung** ist verfassungsrechtlich verankert (Art. 19 Abs. 4 GG).
- **Naturschutz-Klagen** schützen reale Belange (Artenschutz, Habitat-Schutz).
- **Eigentumsschutz** ist Verfassungsrecht (Art. 14 GG).
- **Klimaklagen** sind das Spiegelbild der Bürger-Rechte – auch hier sollte das Recht genutzt werden können.

**Kritisch ist nicht das Klagerecht, sondern:** - **Strategische Verzögerungs-Klagen** ohne realistische Erfolgsaussicht. - **Asymmetrische Ressourcen** zwischen Klägern (Wind-Gegnerschaft mit Verband-Support vs. einzelne Bürger-Energie-Initiative). - **Personelle Engpässe** in den Gerichten, die Verfahren verlängern. - **Fragmentierte Zuständigkeiten** in Mehrebenen-Verfahren.

## Limitations dieses Kapitels

- **Quantifizierung des Klage-Anteils** basiert auf BMWK-Schätzungen – exakte statistische Daten zu beklagten EE-Projekten sind in der öffentlichen Datenbasis nicht vollständig erfasst.
- **„Vernunftkraft“, und ähnliche Netzwerke** sind als Akteure benannt; eine detailliertere Akteurs-Analyse wäre eine eigene Recherche und ist hier nicht möglich.

- **Klimaklagen-Liste** ist nicht vollständig; es gibt weitere bedeutende Verfahren in Deutschland und international.
- **Schätzungen des Zeit-Verlusts** sind Orientierungs-Größen, keine peer-reviewed Berechnungen.
- **Personalisierte Kritik** wird bewusst vermieden – strukturelle Beschreibung geht vor Personalisierung.

### Modul-C-Schluss-Wort

Modul C hat fünf Hemmnis-Bereiche beschrieben: politische Verzögerungen (C01), bürokratische Hürden (C02), Lobby-Strukturen (C03), mediale Verzerrungen (C04), Klage-Strategien (C05). Sie wirken **zusammen**, nicht isoliert – und das ist die zentrale strukturelle Beobachtung des Moduls.

**Das wesentliche strukturelle Problem** ist nicht ein einzelnes Hemmnis, sondern die **Asymmetrie** zwischen: - den **ressourcenstarken Akteuren** (fossile Industrie, energieintensive Verbände, konservative Großmedien, etablierte Großprojektierer mit Klage-Kapazitäten), und - den **ressourcenschwächeren Akteuren** (Klima-NGOs, Bürger-Energie-Genossenschaften, Wissenschafts-Stimmen ohne PR-Apparat).

**Politische Reform** der Hemmnisse ist möglich – die EU-Beschleunigungs-Verordnung 2022, das Wind-an-Land-Gesetz, die KSG-Sektor-Verbindlichkeits-Debatte und das Lobbyregister-Gesetz zeigen, dass strukturelle Änderungen erreichbar sind.

Was Modul C dokumentiert hat, ist die **Notwendigkeit, diese Reformen konsequent umzusetzen** und vor Verwässerung zu schützen.

### Quellen

#### Ergänzende Quellen:

- **Q037** – Bundesverwaltungsgericht + OVGs der Länder, *Entscheidungen zu HGÜ-Trassen + Wind-Onshore-Klagen*, <https://www.bverwg.de/> + <https://www.rechtsprechung-im-internet.de/> (abgerufen 2026-05-11).
- **Q038** – Germanwatch, *Klimaklagen-Datenbank* (Stand 2024) + *Lliuya vs. RWE – OLG Hamm-Verfahren*, <https://www.germanwatch.org/> + <https://www.germanwatch.org/de/huaraz> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis*: Klima-NGO Pro-Klimaschutz.
- **Q039** – Europäische Union, *Anti-SLAPP-Richtlinie (EU) 2024/1069*, <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2024/1069/oj> (abgerufen 2026-05-11).
- **Q040** – Deutsche Umwelthilfe (DUH), *Klage-Dokumentation 2020-2024*, <https://www.duh.de/> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis*: Umwelt-NGO mit ausgeprägter Klage-Strategie. *Pflicht-Vorbehalt*: Vor Veröffentlichung Modul C juristisches Lektorat.

## D01 – Methodik des Ländervergleichs

### Warum überhaupt internationale Vergleiche?

Die Debatte um die deutsche Energiewende wird ständig mit Vergleichen geführt: „Frankreich macht’s mit Atom!“, „Dänemark hat mehr Wind!“, „China baut mehr Kohle als wir sparen!“, „Texas zeigt, dass freier Markt EE besser kann!“ – diese Vergleiche sind oft **rhetorisch motiviert** und nutzen jeweils das Land, das die eigene Position stützt.

Modul D liefert eine **systematische** Vergleichs-Basis mit folgender Logik:

1. **Sechs Länder** mit unterschiedlichen Energiewende-Strategien werden detailliert verglichen (Dänemark, Spanien, Frankreich, Schweden, China, USA).
2. **Gleiche Kennzahlen** für jedes Land: Strom-Mix, EE-Ausbau-Geschwindigkeit, CO<sub>2</sub>-Reduktion, Strompreis-Niveau, Versorgungssicherheit, Industrie-Wettbewerbsfähigkeit.
3. **Lessons learned:** Was funktioniert, was nicht, was ist auf Deutschland übertragbar.
4. **Synthese (D08):** Wo steht Deutschland im internationalen Vergleich tatsächlich.

### Was wir bewusst nicht tun

- **Kein „Best-Country-Ranking“:** Energiesysteme sind landes-spezifisch (Geografie, Geologie, Wirtschaftsstruktur, politische Kultur). Eine direkte Rangliste wäre irreführend.
- **Kein „Wenn-Land-X-Es-Kann-Können-Wir-Auch“:** Übertragbarkeits-Limits werden explizit gemacht (z. B. Norwegens Wasserkraft hat Deutschland nicht).
- **Kein einseitiger pro-Energiewende-Beweis:** Wo internationale Vergleiche Defizite der deutschen Strategie zeigen, werden diese benannt.

### Vergleichs-Dimensionen

Pro Land werden sechs Dimensionen quantitativ erfasst:

Dimension	Kennzahl	Datenquelle
<b>EE-Anteil Strom</b>	% EE in Brutto-Stromerzeugung 2024	IEA, Ember
<b>Ausbau-Geschwindigkeit</b>	EE-Zubau in GW/Jahr (Wind + Solar)	IRENA, IEA
<b>CO<sub>2</sub>-Reduktion</b>	$\Delta$ Emissionen ggü. 1990 (oder Vergleichs-Basis)	UNFCCC, IEA
<b>Strompreis Haushalte</b>	ct/kWh (Haushalte, 2024)	Eurostat, IEA
<b>Strompreis Industrie</b>	ct/kWh (große Industrie, 2024)	Eurostat, IEA
<b>Versorgungssicherheit</b>	SAIDI (Min/Jahr Ausfall)	Land-Regulierer, CEER

### Auswahl der Vergleichsländer – Begründung

Warum diese sechs?

- **Dänemark:** Wind-Pionier, Skaleneffekte-Beweis trotz Klein-Land.
- **Spanien:** Solar-Boom-Beispiel, Marktdesign-Innovationen.
- **Frankreich:** Atom-Modell, perfekter Kontrast zur deutschen Strategie.
- **Schweden:** Mix-Modell Wasser+Atom+Wind, niedrige Strompreise.
- **China:** Cleantech-Industrie-Politik, gleichzeitig Kohle-Realität.
- **USA:** Bundesstaats-Heterogenität, IRA-Effekt, politische Polarisierung.

Warum andere Länder nicht in der Tiefe?

- **UK:** Wichtig (Offshore-Wind-Markt), aber Strategie ähnlich Dänemark/Spanien.
- **Norwegen:** Wasserkraft-Sonderfall (~95 % Strom aus Wasser), schwer übertragbar.
- **Niederlande:** Schnell wachsender Solar-Markt, Strategie ähnlich Dänemark.

- **Indien:** Wichtig für globale Emissionen, aber Entwicklungspfad nicht direkt vergleichbar mit DE.
- **Australien:** Solar-Land mit Kohle-Hintergrund, geografisch sehr anders.

Diese Länder werden im Querschnitt zitiert (siehe D08), bekommen aber kein eigenes Kapitel.

## Datenstand und 2026-Update

**Aktuelle Datenbasis:** Stand 2024 (Energy-Charts, IEA WEO 2024, IRENA Renewable Capacity 2024, Eurostat Energy Statistics). In Phase 7 ist ein **systematisches 2026-Update** geplant via Energy-Charts API + IEA-Aktualisierungen.

## Wichtige Begriffsklärungen

**Brutto- vs. Nettostromerzeugung:** Wir verwenden in der Regel **Brutto-Werte**, weil internationale Daten meist brutto referenzieren. Differenz typischerweise 5–8 %.

**Erneuerbare Energien:** International wird **Wasserkraft, Wind, Solar, Biomasse, Geothermie, Meeresenergie** zusammengefasst. Manche Statistiken (z. B. EU-RED-Definition) schließen größere Wasserkraft aus. Wir erklären die Definition pro Tabelle.

**Strompreis-Definition:** „Haushalte,“ = mittlerer Verbrauch ~3.500 kWh/Jahr. „Industrie“ = große Industrieabnehmer (>500 MWh/Jahr). Werte inkl. Steuern und Abgaben.

## Limitations des Vergleichs

- **Land-spezifische Wirtschaftsstrukturen** beeinflussen Strompreise stark (Industrie-Anteil, Gewerbe-Mix, Klimazone-Heizbedarf).
- **Politische Stabilität** der Energiewende-Politik schwankt land-spezifisch stark (USA: Bundesstaats- vs. Bundes-Politik mit Trump-Schock; UK: Labour-Wende 2024; Spanien: hohe Kontinuität).
- **Datenharmonisierung** ist nicht perfekt – manche Eurostat-Werte weichen von nationalen Statistiken ab.

## Quellen

### Ergänzende Quellen:

- **Q041** – IRENA, *Renewable Capacity Statistics 2024*, <https://www.irena.org/Publications/2024/Mar/Renewable-capacity-statistics-2024> (abgerufen 2026-05-11).
- **Q042** – Eurostat, *Energy Statistics Database*, <https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/database> (abgerufen 2026-05-11).
- **Q043** – Ember, *European Electricity Review 2024*, <https://ember-energy.org/research/european-electricity-review-2024/> (abgerufen 2026-05-11).
- **Q044** – CEER – Council of European Energy Regulators, *Quality of Supply Reports*, <https://www.ceer.eu/publications/> (abgerufen 2026-05-11).
- **Q006** – IEA, *Country Energy Profiles* (Denmark, Spain, France, Sweden, China, USA), <https://www.iea.org/countries> (abgerufen 2026-05-11).

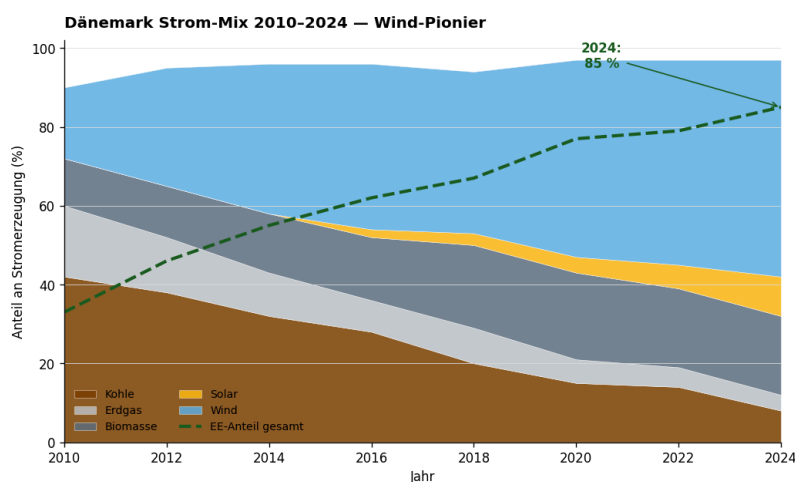
## D02 – Dänemark

### Profil

- **Fläche:** 43.000 km<sup>2</sup> (ca. 12 % Deutschlands)
- **Einwohner:** 5,9 Mio.
- **BIP:** ca. 400 Mrd. USD
- **Strom-Verbrauch:** ca. 35 TWh/Jahr (DE: ~550 TWh)
- **Charakteristik:** Klein-Land mit gutem Wind-Standort an Nord-/Ostsee; früher Einstieg in Windkraft seit den 1980er Jahren; politische Kontinuität über Regierungswechsel hinweg.

### Kennzahlen 2024

Dimension	Wert	Vergleich DE
EE-Anteil Strom (brutto)	~ <b>80 %</b>	59 %
Wind-Anteil Strom	~ <b>55 %</b>	27 %
Solar-Anteil Strom	~ <b>10 %</b>	14 %
Zubau Wind+Solar 2023	~1,5 GW (auf 5,9 Mio. Einwohner)	~13 GW (auf 84 Mio.)
Pro-Kopf-Zubau	~ <b>250 W/Kopf</b>	~155 W/Kopf
CO <sub>2</sub> -Reduktion ggü. 1990 (Energie)	~ <b>50 %</b>	~48 %
Strompreis Haushalte	~33 ct/kWh	~40 ct/kWh
Strompreis Industrie groß	~15 ct/kWh	~16-20 ct/kWh
SAIDI 2023	~20 Min/Jahr	~13 Min/Jahr



Quelle: Energi Styrelsen (Dänisches Energie-Amt), Jahresstatistik 2010-2024. Dänemark steigerte den EE-Anteil von 33 % (2010) auf 85 % (2024) — Wind ist mit 55 % das tragende Element. Eigene Darstellung.

Abbildung 21: Dänemark Strom-Mix 2010–2024

Abbildung D02-1: Strom-Mix Dänemark 2010–2024 (% je Energieträger). Wind (blau) wuchs auf ~55 %, Kohle (braun) schrumpfte fast vollständig heraus; der EE-Anteil insgesamt (grün gestrichelt) erreichte 2024 ~85 %. Quelle: Energi Styrelsen (Dänisches Energie-Amt), Jahresstatistik 2010–2024. Eigene Darstellung.

## Wie sind sie dahin gekommen?

### Drei strategische Säulen:

1. **Frühstart bei Windkraft:** Dänemark hat seit den 1980ern Wind-Technologie industriepolitisch gefördert. **Vestas** wurde Weltmarktführer für Wind-Turbinen (heute ca. 20-25 % globaler Markt-Anteil), **Ørsted** (ehemals DONG Energy) ist Weltmarktführer für Offshore-Wind-Park-Entwicklung.
2. **Kommunale + Bürger-Beteiligung:** Wind-Genossenschaften waren gesetzlich gefördert (20-% Mindest-Bürger-Beteiligung an neuen Wind-Projekten). Das **erhöht Akzeptanz** und **verteilt Wertschöpfung**.
3. **Politische Kontinuität:** Über Regierungswechsel (Sozialdemokraten, Liberal-Konservative) hinweg blieb die EE-Strategie weitgehend stabil.

### Konkrete Politik-Instrumente:

- **Auktionen für Offshore-Wind** seit 2010 – wettbewerblich, mit klaren Rahmenbedingungen.
- **Bürger-Beteiligungs-Pflicht** bei Onshore-Wind (siehe oben).
- **Hohe CO<sub>2</sub>-Bepreisung** (zusätzlich zum EU-ETS), bereits seit den 1990ern.
- **Wärme-Sektor-Kopplung:** Bereits in den 1980ern Fernwärme-Ausbau, heute mit Großwärmepumpen kombiniert.

## Was Dänemark gut gemacht hat

- **Industriepolitischer Frühstart:** Heute hat Dänemark eine **technologie-führende Wind-Industrie** und exportiert Wind-Wissen weltweit.
- **Akzeptanz:** Bürger-Beteiligungs-Pflicht erzielt deutlich höhere lokale Akzeptanz (Wind-Genehmigungs-Verfahren ø 2–3 Jahre vs. 5–7 in Deutschland).
- **Marktdesign:** Day-Ahead/Intraday-Markt mit hohen Volatilität-Anreizen für Flexibilität.
- **Sektorkopplung:** Frühzeitige Integration von Wind in Wärme und Verkehr.

## Was bei Dänemark nicht hundert-prozentig übertragbar ist

1. **Geographie:** Dänemark hat ausgezeichnete Wind-Standorte (Küstenflächen, Offshore-Sea-Area). Deutschland hat weniger geeignete Standorte pro Fläche.
2. **Bevölkerungsstruktur:** Kleines Land, homogene politische Kultur, hohe Akzeptanz für Konsens-Politik. Deutsche Föederal-Strukturen sind komplexer.
3. **Größe der Industrie:** Dänemark ist primär Dienstleistungs-Wirtschaft mit einem kleinen Industriesektor – Strompreis-Druck auf Industrie ist geringer.
4. **Import-Resilienz:** Dänemark importiert/exportiert über Verbund-Leitungen nach Schweden, Norwegen und Deutschland. Es nutzt **norwegische Wasserkraft als Speicher**.

## Was Deutschland von Dänemark lernen kann

- **Industriepolitischer Frühstart bei Cleantech:** Hat Deutschland 2010–2014 verspielt (siehe C01 Solar-Kürzungen). Bei Wärmepumpen und Elektrolyseuren ist ein neuer Anlauf möglich.
- **Bürger-Beteiligung verpflichtend:** Eine **Mindest-Bürger-Beteiligung** bei Wind-Projekten könnte Akzeptanz erhöhen und Klage-Anteil senken.

- **Politische Kontinuität:** Energiewende-Strategie über Regierungswechsel hinweg konstant halten – strukturelle Reform (z. B. unabhängige Energie-Agentur, parteiübergreifende Konsens-Klausel).
- **Hohe nationale CO<sub>2</sub>-Bepreisung:** Zusätzlich zum EU-ETS, früher und konsequenter als in Deutschland.

### Limitations

- Dänemark hat **kein Atom**, sieht das aber nicht als Mangel.
- Dänemarks **Wind-Anteil 55 %** ist sektor-spezifisch nicht 1:1 mit Deutschland vergleichbar – DE hat stärkere Industrie-Last.
- **Speicher-Lösung über Norwegen-Wasserkraft** wäre für DE so nicht skalierbar (siehe A07 – Pumpspeicher-Limit).

### Quellen

#### Ergänzende Quellen:

- **Q045** – Danish Energy Agency / Energi Styrelsen, *Energy Statistics 2024*, <https://ens.dk/en/> (abgerufen 2026-05-11).
- **Q046** – Ørsted, *Annual Report 2024*, <https://orsted.com/en/investors/ir-material/financial-reports-and-presentations> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* Konzern-Quelle, EE-affirmativ.
- **Q041** – IRENA, *Country Profile Denmark*, <https://www.irena.org/Statistics/Country-Profile?country=DNK> (abgerufen 2026-05-11).

## D03 – Spanien

### Profil

- **Fläche:** 506.000 km<sup>2</sup> (140 % Deutschlands)
- **Einwohner:** 48 Mio.
- **BIP:** ca. 1.600 Mrd. USD
- **Strom-Verbrauch:** ca. 240 TWh/Jahr
- **Charakteristik:** Sehr gute Solar-Bedingungen (hohe Einstrahlung), gute Wind-Standorte (Atlantikküste), starke EE-Industrie (Iberdrola, Acciona). Politische Diskontinuität in den 2010er Jahren (Stopp und Wiederaufnahme der Förderung), seit 2020 starker Aufholungs-Kurs.

## Kennzahlen 2024

Dimension	Wert	Vergleich DE
EE-Anteil Strom (brutto)	~55 %	59 %
Wind-Anteil Strom	~24 %	27 %
Solar-Anteil Strom	~20 %	14 %
Zubau Wind+Solar 2023	~10 GW	~13 GW
Pro-Kopf-Zubau	~210 W/Kopf	~155 W/Kopf
CO <sub>2</sub> -Reduktion ggü. 1990 (Energie)	-35 %	-48 %
Strompreis Haushalte	~24 ct/kWh	~40 ct/kWh
Strompreis Industrie groß	~13 ct/kWh	~16-20 ct/kWh
SAIDI 2023	~70 Min/Jahr	~13 Min/Jahr

## Wie sind sie dahin gekommen?

### Drei Strategien:

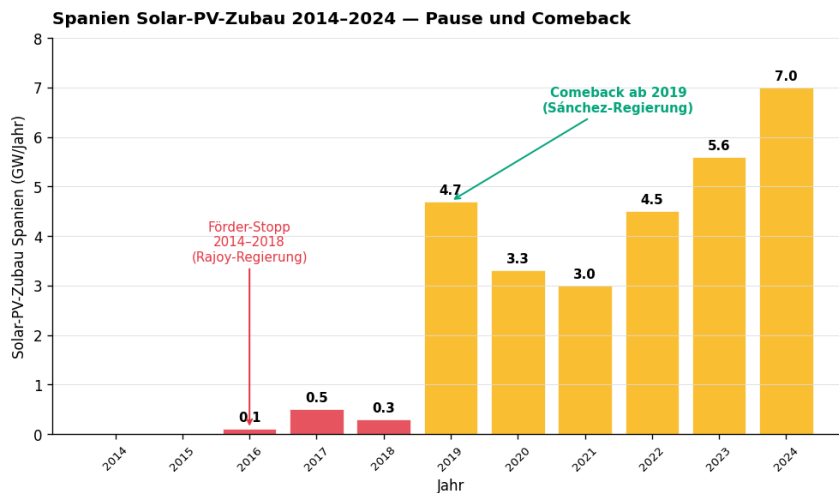
1. **Wieder-Hochfahren nach Solar-Pause:** Nach einem **Solar-Förder-Stopp 2012** unter konservativer Regierung wurde der Markt 2018+ wieder freigemacht (PSOE-Sánchez-Regierung). Heute ist Spanien einer der **schnellsten Solar-Märkte** Europas.
2. **Iberdrola und Acciona als globale Cleantech-Player:** Spanische Konzerne haben sich frühzeitig auf Wind und Solar spezialisiert und sind heute weltweit aktiv.
3. **Marktdesign-Innovationen:** Spanien war eines der ersten EU-Länder mit substantiellen **PPA-Märkten** (Power Purchase Agreements zwischen EE-Erzeugern und Industrie-Abnehmern) – wichtige Lehre für den Industrie-Strompreis.

### Politik-Instrumente:

- **Auktionen** für Wind und Solar, mit klaren Volumens-Pfaden.
- **PPA-Förderung** als Marktinstrument neben EEG-ähnlicher Förderung.
- **NextGenerationEU-Mittel** mit Klima-Anteil seit 2021.

## Was Spanien gut gemacht hat

- **Solar-Boom:** Seit 2018 jährliche Solar-Zubauten in der Größenordnung von 4–7 GW.



Quelle: Red Eléctrica de España (REE), Jahresstatistik 2014-2024. Spanien hat nach einer politisch verursachten 4-jährigen Pause seit 2019 einen schnellen Solar-Aufholpfad eingeschlagen.

Abbildung 22: Spanien Solar-Zubau 2014–2024

Abbildung D03-1: Solar-PV-Zubau Spanien 2014–2024 (GW/Jahr). Vier Jahre faktischer Stillstand 2014–2018 unter der Rajoy-Regierung, dann schneller Aufholpfad ab 2019 unter Sánchez. Beleg, dass politische Stop-and-go-Förderung den Markt verzögert, ihn aber nicht endgültig killt. Quelle: Red Eléctrica de España (REE), Jahresstatistik. Eigene Darstellung. - **PPA-Markt:** Industrie kann **direkt mit EE-Erzeugern** langfristige Strom-Verträge schließen – entkoppelt von Spot-Marktvolatilität. - **Strompreis Industrie:** Mit ~13 ct/kWh deutlich unter dem deutschen Niveau – primär durch hohen EE-Anteil und gute Solar-Ressourcen.

### Was bei Spanien nicht 1:1 übertragbar ist

1. **Solar-Ressource:** Spanien hat ~1.700-2.000 kWh/m<sup>2</sup>/Jahr Einstrahlung, DE hat ~1.100. Reine Geo-Limit.
2. **Industrie-Struktur:** Spanien hat kleinere stromintensive Industrie als DE (weniger Stahl, weniger Chemie).
3. **Versorgungssicherheit:** SAIDI in Spanien ~70 Min/Jahr (DE ~13 Min/Jahr) – das spanische Stromnetz hat deutlich mehr Ausfälle. Dies ist nicht EE-bedingt, sondern infrastruktur-historisch.

### Was Deutschland von Spanien lernen kann

- **PPA-Märkte als Industrie-Strompreis-Lösung:** Statt staatlicher Subventionierung des Industrie-Strompreises (Diskussion 2023/24 in DE) **direkte PPA-Verträge** zwischen Industrie und EE-Erzeugern. Dies wäre ein marktwirtschaftliches Instrument, das **keine staatliche Subvention** braucht.
- **Solar-Skalierung:** Spaniens jährlicher Solar-Zubau zeigt, was bei klaren politischen Rahmen möglich ist.
- **Politische Resilienz:** Spaniens **Wieder-Aufholung** nach dem 2012-Stopp zeigt, dass Verzögerung **nicht endgültig** sein muss – wenn der politische Wille zurückkehrt.

### Limitations

- **CO<sub>2</sub>-Reduktion** Spaniens mit ~35 % weniger als DE (~48 %) – Spanien startete später, hatte zwischendurch Solar-Pause.

- **Spanische EE-Branche** ist heute teils unter Ausländer-Kontrolle (z. B. Iberdrola durch internationale Investoren).
- **Wasserkraft-Anteil** in Spanien ist klimawandel-anfällig (Dürren reduzieren Wasserkraft-Output).

## Quellen

### Ergänzende Quellen:

- **Q047** – Red Eléctrica de España (REE), *Sistema Eléctrico Español – Estadísticas 2024*, <https://www.ree.es/en/datos/publications> (abgerufen 2026-05-11).
- **Q041** – IRENA, *Country Profile Spain*, <https://www.irena.org/Statistics/Country-Profile?country=ESP> (abgerufen 2026-05-11).
- **Q043** – Ember, *European Electricity Review 2024*, <https://ember-energy.org/research/european-electricity-review-2024/> (abgerufen 2026-05-11).
- **Q048** – Iberdrola, *Annual Report 2024*, <https://www.iberdrola.com/about-us/financial-results> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* Konzern-Quelle, EE-affirmativ.

## D04 – Frankreich

### Profil

- **Fläche:** 644.000 km<sup>2</sup> (180 % Deutschlands)
- **Einwohner:** 68 Mio.
- **BIP:** ca. 3.000 Mrd. USD
- **Strom-Verbrauch:** ca. 450 TWh/Jahr
- **Charakteristik:** Atom-getriebenes Strom-System (~65 % Atom, ~10 % Wasser), späte EE-Integration, staatlich dominierter Strom-Markt (EDF), politische Kontinuität pro Atom über mehrere Regierungen hinweg.

## Kennzahlen 2024

Dimension	Wert	Vergleich DE
EE-Anteil Strom (brutto, inkl. Wasser)	~ <b>28 %</b>	59 %
Wind-Anteil Strom	~ <b>9 %</b>	27 %
Solar-Anteil Strom	~ <b>5 %</b>	14 %
Wasserkraft-Anteil	~ <b>10 %</b>	~4 %
<b>Atom-Anteil Strom</b>	~ <b>65 %</b>	0 %
Zubau Wind+Solar 2023	~5 GW	~13 GW
Pro-Kopf-Zubau	~75 W/Kopf	~155 W/Kopf
CO <sub>2</sub> -Reduktion ggü. 1990 (Energie)	~ <b>30 %</b>	~48 %
<b>CO<sub>2</sub>-Intensität Strom</b>	~ <b>50 g CO<sub>2</sub>/kWh</b>	~360 g CO <sub>2</sub> /kWh
Strompreis Haushalte	~25 ct/kWh	~40 ct/kWh
Strompreis Industrie groß	~12 ct/kWh	~16-20 ct/kWh
SAIDI 2023	~50 Min/Jahr	~13 Min/Jahr

## Wie sind sie dahin gekommen?

### Strategie seit den 1970er Jahren:

Nach der Ölkrise 1973 entschied Frankreich, sein Strom-System massiv auf Atomkraft umzustellen („Messmer-Plan 1974“). Bis Mitte der 1990er Jahre wurden **58 Reaktoren** gebaut. Resultat:

- **Niedrige CO<sub>2</sub>-Intensität** im Strom-Sektor (~50 g CO<sub>2</sub>/kWh – das ist tatsächlich beeindruckend).
- **Strom-Export-Land** über lange Zeit (Frankreich exportiert in Nachbarländer).
- **Staatlich kontrollierter Strom-Markt** (EDF, staatlich teilbeherrscht).

### Aktuelle Politik (seit 2022):

- **Macron-Wiederbelebung:** Ankündigung von **6+8 neuen EPR-Reaktoren** (Stand 2022).
- **EE-Aufholung:** 2020+ schnellerer Wind- und Solar-Ausbau, getrieben durch EU-Vorgaben und nationale Multi-Annualität-Pläne.

## Frankreichs Atom-Erfolg – was real ist

### Was tatsächlich gut funktioniert:

1. **CO<sub>2</sub>-Intensität Strom:** ~50 g CO<sub>2</sub>/kWh – eines der saubersten Strom-Systeme weltweit. Im Vergleich: DE ~360, Polen ~750, China ~580.
2. **Lange Reaktor-Lebensdauer:** Französische Reaktoren laufen seit 30–45 Jahren ohne Großunfall.
3. **Politische Konsens-Stabilität:** Atom-Politik wurde über mehrere Regierungswechsel hinweg beibehalten – keine deutsche „Wende-Wende“.
4. **Strompreis Industrie niedrig:** ~12 ct/kWh – der niedrigste in den großen EU-Ländern.

## Frankreichs Atom-Probleme — was real ist

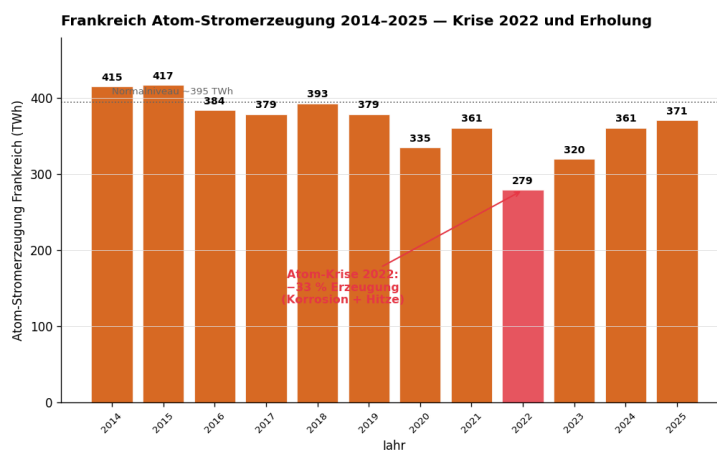
Was strukturell schwierig ist:

### Problem 1: Klumpenrisiko und Alterungs-Wirkung 2022

Was 2022 passierte:<sup>303</sup>

- **August 2022:** Etwa **50 % der französischen Atom-Flotte** gleichzeitig offline. Gründe:
  - **Geplante Wartungs-Arbeiten** (Verschiebungen während der Corona-Pandemie).
  - **Spannungsrissskorrosion (corrosion sous contrainte):** Ein Korrosionsproblem in bestimmten Notkühlsystemen, das eine **gleichzeitige Inspektion vieler Reaktoren** erforderte.
  - **Hitze-/Dürre-Wirkung:** Hohe Sommer-Temperaturen führten zu **Kühlwasser-Engpässen** an Flusskraftwerken (Rhône, Loire). Reaktoren mussten gedrosselt werden.
- **Folge:** Frankreich, traditionell Strom-Exporteur, wurde **zum Strom-Importeur** aus Deutschland (siehe B06).
- **Strompreis-Spitzen** an der EEX/Powernext im Sommer 2022 (kurzfristig >1.000 €/MWh).
- **EDF-Verlust** für das Geschäftsjahr 2022: ca. **17,9 Mrd. €**.

**Was das zeigt:** Wenn 65 % des Strom-Mixes von **einer Technologie** abhängen, ist das ein **Klumpenrisiko**. Ein systemisches Problem (Korrosion einer ähnlich gebauten Komponente, Hitze-Wirkung auf Kühlwasser) trifft viele Reaktoren gleichzeitig.



Quelle: RTE (Réseau de Transport d'Électricité), Bilan Électrique 2014-2025. 2022 stand die Hälfte der französischen Atom-Flotte gleichzeitig still — Klumpenrisiko der einheitlichen Bauflotte (Korrosions-Probleme) + Hitzewelle.

Abbildung 23: Frankreich Atom-Erzeugung 2014–2025

Abbildung D04-1: Jahres-Atom-Erzeugung Frankreich 2014–2025 (TWh). 2022 brach die Erzeugung um ~33 % ein (rot hervorgehoben), weil gleichzeitig Korrosions-Inspektionen und Hitze-Kühlwasser-Probleme viele Reaktoren stilllegten. Die rote Balken-Markierung ist der reale Klumpenrisiko-Beleg. Quelle: RTE (Réseau de Transport d'Électricité), Bilan Électrique 2014–2025. Eigene Darstellung.

### Problem 2: Hinkley-Point-C-Logik überträgt sich

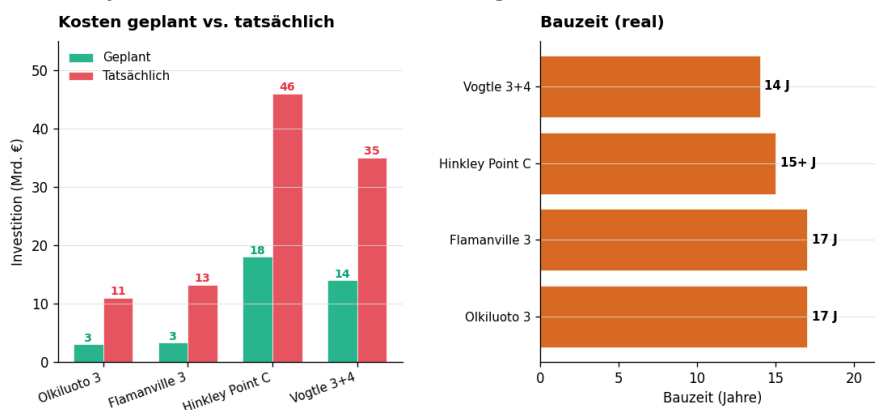
Auch Frankreich kämpft mit dem Neubau-Atom-Kostenproblem (siehe B01, B02):

<sup>303</sup>Fraunhofer ISE, *Energy-Charts — Cross-country comparisons*, <https://www.energy-charts.info> (abgerufen 2026-05-11).

- **EPR Flamanville (FR):** Bau begann 2007, geplante Inbetriebnahme 2013 — tatsächlich erst 2024, **12 Jahre Verzug**, Kosten von 3,3 Mrd. € auf **>13 Mrd. €** gestiegen.
- **Hinkley-Point-C (UK, mit EDF):** Kosten von 18 Mrd. £ (2014) auf **>46 Mrd. £** (2024) gestiegen.
- **EDF-Schuldenstand:** Über 60 Mrd. €. EDF wurde 2022/23 **vollständig re-verstaatlicht** unter Macron — weil der Markt die Schulden nicht mehr zu konkurrenzfähigen Konditionen tragen konnte.

**Was das zeigt:** Selbst Frankreich mit seiner Atom-Industrie-Erfahrung, seinem staatlich gestützten Marktdesign und seiner politischen Kontinuität schafft es nicht, neue Reaktoren **im Budget und in der Zeit** zu bauen.

**Atom-Neubau-Projekte 2007–2025: Kosten- und Zeit-Überzug**



Quelle: TVO Olkiluoto, EDF + Cour des Comptes (Flamanville, Hinkley), UK National Audit Office, Georgia Power (Vogtle). Alle Projekte mehrfach über Budget und Zeitplan — Faktor 2,5–4× Mehrkosten.

Abbildung 24: Atom-Neubau-Projekte: Kosten und Bauzeit

Abbildung D04-2: Atom-Neubau-Projekte 2007–2025 — geplante vs. tatsächliche Kosten (links) und Bauzeit (rechts). Olkiluoto (FI), Flamanville (FR), Hinkley Point C (UK) und Vogtle (US) liegen alle um Faktor 2,5–4× über Budget und 8–15+ Jahre Bauzeit. Quelle: TVO, EDF + Cour des Comptes, UK National Audit Office, Georgia Power. Eigene Aggregation.

### Problem 3: Späte EE-Integration

- Frankreich hat den Wind- und Solar-Ausbau **lange vernachlässigt**, weil Atom als ausreichend gesehen wurde.
- Aufholung ab ~2018 mit substantiellen Volumina, aber **2024 hinter dem EU-Durchschnitt** im EE-Anteil.

### Problem 4: Endlager-Frage offen

Auch Frankreich hat **kein funktionierendes Atommüll-Endlager**. Geplant ist Cigéo in Bure (Lothringen). Stand 2024: in Planung, Baubeginn ungewiss, juristische Konflikte. Identisches Problem wie in Deutschland (siehe Q018).

### Bilanz: Frankreichs Atom-Modell für DE übertragbar?

**Was an Atom-Erfolg übertragbar wäre:** Ein Land mit niedriger CO<sub>2</sub>-Strom-Intensität.

**Was an Atom-Risiko nicht ignoriert werden sollte:** - Klumpenrisiko (2022-Wirkung in DE wäre noch schlimmer, weil keine Wasser-/Wind-Reserve). - Neubau-Kosten und -Zeitlinien (Flamanville-Logik). - Endlager-Problem ungelöst.

#### **Politische Realität in DE 2024:**

- DE hat 2023 den Atomausstieg abgeschlossen. Wiedereinstieg würde:
  - Bau-Zeit von ~15 Jahren bis erste neue Reaktoren.
  - **Bau-Kosten 80–120 €/MWh LCOE** (siehe B01, B02).
  - Politische Konsens-Bildung über mehrere Legislaturperioden.
- **Zeitliche Realität:** Selbst bei sofortigem Einstieg wären neue Reaktoren erst ab ~2040 verfügbar – der Klimaschutz-Pfad „–65 % bis 2030“ ist mit Atom-Wiedereinstieg nicht erreichbar.

#### **Was Deutschland von Frankreich lernen kann (ohne Atom)**

- **Politische Kontinuität** der Energie-Strategie über Regierungswechsel.
- **Staatliche Industrie-Politik** kann technologische Sprünge ermöglichen (Frankreich bei Atom, China bei Solar – DE könnte das bei Wärmepumpen, Elektrolyseuren oder Batterie-Industrie).
- **Industrie-Strompreis-Niveau:** Klare Marktdesign-Entscheidung statt Subventions-Debatte.

#### **Limitations dieses Kapitels**

- **Französische Reaktor-Flotte** wird in den nächsten 15-25 Jahren durchschnittlich ihr Auslegungsende erreichen. Großer Re-Investment-Bedarf.
- **EDF-Re-Verstaatlichung** ist politisch umstritten; Liberalisierungs-Reformen könnten kommen.
- **Hitze-Wellen-Wirkung** auf Atom (Kühlwasser) wird mit Klimawandel zunehmen – systemisches Risiko.

#### **Quellen**

##### **Ergänzende Quellen:**

- **Q049** – RTE – Réseau de Transport d'Électricité, *Bilan Électrique 2024*, <https://www.rte-france.com/> (abgerufen 2026-05-11).
- **Q050** – EDF, *Annual Report 2024*, <https://www.edf.fr/> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* staatlich kontrollierter Atom-Betreiber.
- **Q051** – ASN – Autorité de Sûreté Nucléaire, *Berichte zur Spannungsrisikokorrosion 2022/23*, <https://reglementation-contrôle.asnr.fr/> (abgerufen 2026-05-11).
- **Q052** – Cour des Comptes (Französischer Rechnungshof), *Berichte zur EDF-Finanzlage*, <https://www.ccomptes.fr/fr/publications> (abgerufen 2026-05-11).

#### **D05 – Schweden**

##### **Profil**

- **Fläche:** 450.000 km<sup>2</sup> (126 % Deutschlands)
- **Einwohner:** 10,5 Mio.

- **BIP:** ca. 600 Mrd. USD
- **Strom-Verbrauch:** ca. 140 TWh/Jahr
- **Charakteristik:** Strom-Mix mit ~40 % Wasser, ~30 % Atom, ~25 % Wind, ~5 % Sonstige. Niedrige CO<sub>2</sub>-Intensität, niedrige Strompreise, niedrige Bevölkerungsdichte. Wichtige Schwer-Industrie (Stahl-Hochofen, Zellstoff).

## Kennzahlen 2024

Dimension	Wert	Vergleich DE
EE-Anteil Strom (brutto, inkl. Wasser)	~ <b>70 %</b>	59 %
Wasserkraft-Anteil	~ <b>40 %</b>	~4 %
Wind-Anteil Strom	~ <b>25 %</b>	27 %
Solar-Anteil Strom	~ <b>3 %</b>	14 %
<b>Atom-Anteil Strom</b>	~ <b>30 %</b>	0 %
<b>CO<sub>2</sub>-Intensität Strom</b>	~ <b>10 g CO<sub>2</sub>/kWh</b>	~360 g CO <sub>2</sub> /kWh
Strompreis Haushalte	~22 ct/kWh	~40 ct/kWh
Strompreis Industrie groß	~9-12 ct/kWh	~16-20 ct/kWh
SAIDI 2023	~80 Min/Jahr (durch lange Distanzen)	~13 Min/Jahr

## Wie sind sie dahin gekommen?

**Geographische Voraussetzung:** Schwedens **Wasserkraft** wurde seit 1900 ausgebaut. Bis Mitte des 20. Jahrhunderts war Wasser die dominante Strom-Quelle. Atom kam in den 1970er-80er Jahren dazu, Wind erst ab ca. 2010.

### Politische Strategie:

- **Klimaneutralität bis 2045** (Schweden hat damit ein noch ambitionierteres Ziel als die EU).
- **Hohe nationale CO<sub>2</sub>-Bepreisung** (>130 €/t für Heizung/Verkehr, deutlich höher als EU-ETS).
- **Atom-Politik:** 1980 Atom-Volksabstimmung mit Pro-Ausstieg-Mehrheit, dann aber schrittweise verlängert. Heute pro-Atom-Mehrheit, Reaktor-Neubau-Diskussion.
- **Wind-Ausbau:** Vor allem in Nord-Schweden (kaum besiedelt, gute Standorte).

## Was Schweden gut gemacht hat

- **Schwerindustrie-Transformation:** HYBRIT und H2 Green Steel sind Pilot-Projekte für **grünen Stahl** aus Wasserstoff statt Koks. Erste industrielle Mengen ab 2024/25.
- **Niedrige CO<sub>2</sub>-Intensität:** ~10 g CO<sub>2</sub>/kWh – fast emissionsfrei dank Wasser + Atom + Wind.
- **Hohe CO<sub>2</sub>-Bepreisung:** Seit den 1990ern, Vorbild für viele andere Länder.
- **Stabile Energie-Politik:** Konsens-Politik über mehrere Regierungswechsel.

## Was bei Schweden nicht 1:1 übertragbar ist

1. **Wasserkraft:** Schweden hat ca. **80 TWh/Jahr** Wasserkraft-Erzeugung – Deutschland ca. **20 TWh/Jahr**. Geographische Voraussetzung.
2. **Bevölkerungsdichte:** Schweden hat 23 Einw./km<sup>2</sup>, Deutschland 232. Wind-Akzeptanz bei sehr dünnem Besiedlungsraum ist eine andere Frage.
3. **Atom-Konsens:** Schwedische Atom-Diskussion ist weniger emotionalisiert als die deutsche – historisch-politisch andere Konstellation.

## Was Deutschland von Schweden lernen kann

- **Hohe CO<sub>2</sub>-Bepreisung als zentrales Instrument** (nicht nur Förderungen, sondern Preis-Signal): >130 €/t in Schweden für Verkehr/Heizung, deutlich höher als das, was in DE für 2027 (ETS-2 bei ~80 €/t) geplant ist.
- **Grüne Stahl-Industrie:** HYBRIT-Modell zeigt, dass Industrie-Transformation technisch und ökonomisch machbar ist – wenn der politische Wille da ist.
- **Politische Kontinuität** (wie auch in Dänemark und Frankreich).
- **Wärmepumpen-Verbreitung:** Schweden ist eines der wärmepumpen-dichtesten Länder der Welt – schon seit den 1990ern. Bei kalter Klimazone funktioniert es trotzdem.

## Norwegen – kurzer Vergleich

Norwegen verdient eine kurze Erwähnung als **Wasserkraft-Sondersystem**: - ~95 % des Stroms aus Wasserkraft. - Sehr niedrige CO<sub>2</sub>-Intensität (~20 g CO<sub>2</sub>/kWh). - **Funktioniert als Strom-Speicher für Europa** über Verbund-Leitungen (Norwegen importiert bei Wind-Überschuss, exportiert bei Wind-Lull). - **Übertragbar auf DE: NEIN** – Geographie passt nicht.

## Limitations dieses Kapitels

- **Schwedische Atom-Politik** ist im Wandel – neue Reaktoren angekündigt 2023, Realisierung ungewiss.
- **Schwedischer Strompreis** profitiert von Wasserkraft (sehr niedrige Grenzkosten) – strukturell anders als DE-System.
- **HYBRIT-Erfolg** ist noch nicht großtechnisch bewiesen; Skalierung 2025–2030.

## Quellen

### Ergänzende Quellen:

- **Q053** – Svenska Kraftnät, *Statistik 2024*, <https://www.svk.se/en/> (abgerufen 2026-05-11).
- **Q054** – Energimyndigheten – Swedish Energy Agency, *Energy in Sweden 2024*, <https://www.energimyndigheten.se/en/facts-and-figures/publications/> (abgerufen 2026-05-11).
- **Q055** – HYBRIT, *Project Reports 2024*, <https://www.hybritdevelopment.se/en/> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* Industrie-Joint-Venture.
- **Q056** – SSAB / LKAB, *Annual Reports 2024*, <https://www.ssab.com/en/company/investors> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* Stahl-Industrie-Konzerne, am HYBRIT-Projekt beteiligt.
- **Q057** – NVE + Statkraft (Norwegen), *Energy Statistics 2024*, <https://www.nve.no/energy-supply/> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* NVE staatliche Behörde (Tier 1), Statkraft staatlicher Konzern (Tier 2).

## D06 – China

### Profil

- **Fläche:** 9,6 Mio. km<sup>2</sup> (27× Deutschland)
- **Einwohner:** 1,41 Mrd.
- **BIP:** ca. 17.000 Mrd. USD
- **Strom-Verbrauch:** ca. 9.500 TWh/Jahr (~17× DE)
- **CO<sub>2</sub>-Emissionen 2024:** ca. **12.500 Mt** (DE ~660 Mt) – **größter CO<sub>2</sub>-Emittent absolut.**

### Kennzahlen 2024

Dimension	Wert	Vergleich DE
EE-Anteil Strom (brutto, inkl. Wasser)	~ <b>35 %</b>	59 %
Kohle-Anteil Strom	~ <b>60 %</b>	~25 %
Wind-Anteil Strom	~ <b>10 %</b>	27 %
Solar-Anteil Strom	~ <b>8 %</b>	14 %
Wasserkraft-Anteil	~ <b>14 %</b>	~4 %
Atom-Anteil Strom	~ <b>5 %</b>	0 %
<b>Zubau Wind+Solar 2023</b>	~ <b>290 GW</b>	~13 GW
Pro-Kopf-Zubau Wind+Solar	~210 W/Kopf	~155 W/Kopf
CO <sub>2</sub> -Reduktion ggü. 1990	<b>+360 %</b>	-48 %
<b>Pro-Kopf-CO<sub>2</sub>-Emissionen</b>	~8,9 t/Kopf	~7,9 t/Kopf
Strompreis Haushalte (Großstadt)	~7–10 ct/kWh	~40 ct/kWh

### Die zentrale Spannung

China ist gleichzeitig:

- **Der größte CO<sub>2</sub>-Emittent absolut.**
- **Der größte EE-Investor weltweit.**
- **Der dominante Cleantech-Produzent** (Solar-Module, Wind-Turbinen, Batterien, E-Autos).
- **Der größte Kohle-Neubauer der Welt.**

Dieses scheinbare Paradox ist die Realität – und es ist wichtig, **beide Seiten** gleichzeitig zu sehen.

### China als Cleantech-Marktführer

#### Was unbestritten ist:

1. **Solar-Module:** China produziert ~**80 %** aller Solar-Module weltweit. Deutsche Solar-Industrie (Q-Cells, Solon, Solar Millennium) ist seit 2012 weitgehend an China verloren (siehe C01).
2. **Solar-Wafer:** China produziert >**95 %** aller Solar-Wafer.
3. **Wind-Turbinen:** Vier der zehn größten Wind-Turbinen-Hersteller sind chinesisch (Goldwind, Envision, Mingyang, Sany).

4. **Batterien:** China produziert >75 % aller Lithium-Ionen-Batterien weltweit. CATL und BYD dominieren den globalen Markt.
5. **E-Autos:** BYD hat 2023 Tesla als globaler E-Auto-Marktführer überholt.
6. **Elektrolyseure:** China baut die größten Elektrolyseur-Fabriken (für grünen Wasserstoff).

**Strategische Folge:** Die globale Energiewende ist **technologisch chinesisch** geworden. Wer EE-Anlagen baut, kauft in vielen Komponenten chinesische Produkte – auch in Deutschland. Das ist eine **strategische Abhängigkeit**.

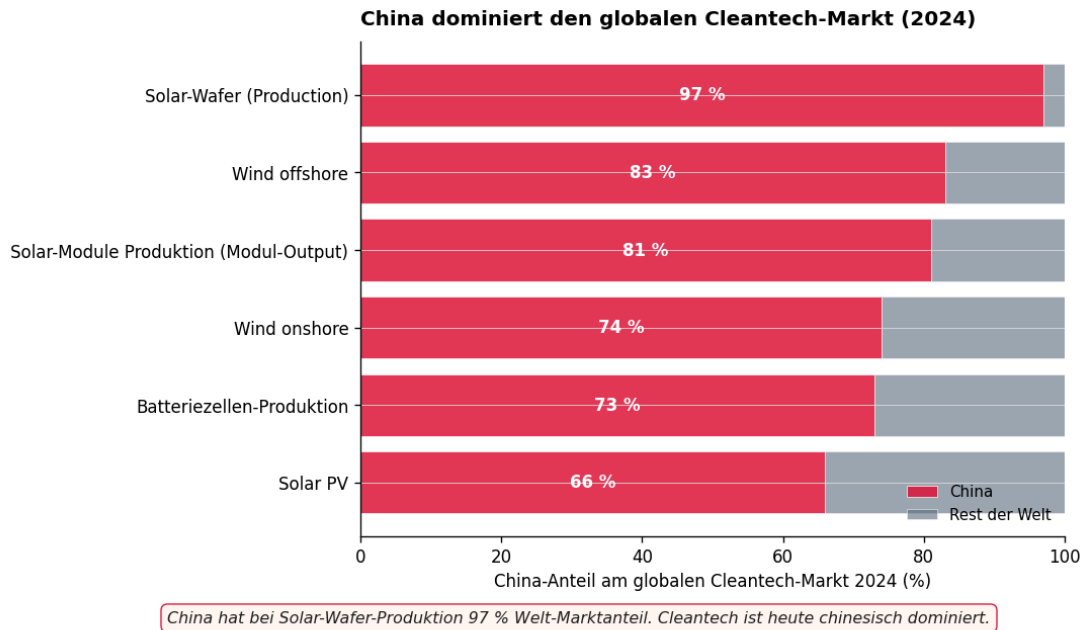


Abbildung 25: China-Anteil am globalen Cleantech-Markt 2024

*Abbildung D06-1: China-Anteil am globalen Cleantech-Markt 2024 – von Solar-Wafer (~97 %) über Solar-Module (~80 %), Lithium-Batterien (~75 %), Polysilizium und E-Autos bis zu Wind-Turbinen. Cleantech ist in der Wertschöpfungskette heute chinesisch dominiert. Quelle: IEA World Energy Outlook 2024, IEA Battery Outlook 2024, IRENA, Wood Mackenzie. Eigene Aggregation.*

## Chinas Solar-Lernkurve – was sie für die Welt bedeutet hat

### Konkrete Zahlen:

- **2010:** Solar-Modul-Preise ~2 USD/Wp.
- **2014:** ~0,5 USD/Wp.
- **2020:** ~0,2 USD/Wp.
- **2024:** ~0,12 USD/Wp.

**Die Lernkurve** (~20 % Kostenreduktion pro Verdopplung der installierten Kapazität) ist **maßgeblich durch chinesischen Skaleneffekt** entstanden. Ohne die chinesische Massenfertigung wäre Solar heute deutlich teurer.

**Strategische Frage:** Sollten Europa/Deutschland die chinesische Cleantech-Industrie **subventions-konkurrieren** (USA-IRA-Logik, EU-Net-Zero-Industry-Act)? Das ist politisch und wirtschaftlich umstritten.

## Chinas Kohle-Realität

### Was auch unbestritten ist:

- China hat **~1.100 GW Kohle-Kraftwerks-Kapazität** (DE: ~30 GW; das gesamte EU-Kohle-System ~110 GW).
- China baut **weiter Kohle-Kraftwerke** – in den letzten Jahren mit ca. 30–50 GW Zubau pro Jahr.
- Chinas Kohle-Strom **stieg 2023 trotz EE-Boom** wegen Strombedarfs-Wachstum.

### Bewertung – wichtige Differenzierung:

1. **Chinas Kohle-Neubau** dient teils dem **Backup für EE** (regionale Versorgungssicherheit in EE-armen Regionen wie Henan, Hubei).
2. **Chinas Kohle-Auslastung sinkt**: Die Kohle-Kraftwerke laufen mit niedrigeren Vollast-Stunden, weil EE-Strom Vorrang bekommt.
3. **Peak-Kohle voraussichtlich vor 2030**: IEA WEO 2024 erwartet, dass China den Kohle-Peak vor 2030 erreicht, dann fallende Tendenz.

## Politische Strategie Chinas

- „**Carbon Peak 2030, Carbon Neutrality 2060**“ – offizielle Ziele.
- **EE-Ausbau im 14. Fünfjahresplan (2021-25)**: Wind-Solar-Zubauten von 200+ GW/Jahr, die jetzt erreicht werden.
- **NDR-Strategien für E-Mobilität, Batterie-Industrie, Solar-Wertschöpfung**.
- **Subventions-Volumen geschätzt ~1-2 % BIP** in Cleantech-Industriepolitik (IEA WEO 2024).

## Was Deutschland von China lernen kann

- **Industriepolitischer Mut**: China hat eine **klare strategische Entscheidung** für Cleantech als Zukunftsindustrie getroffen. Deutschland hat ähnliche Entscheidungen bei Solar verpasst (siehe C01).
- **Skaleneffekte zulassen**: Massenproduktion senkt Kosten. Die deutsche Wertschöpfungs-Politik in Cleantech braucht **dauerhafte Volumen-Signale**, nicht stop-and-go.
- **Geschwindigkeit**: Chinesische Solar- und Wind-Installation läuft mit deutlich höherer Verfahrens-Geschwindigkeit als deutsche.

## Was Deutschland NICHT von China „lernen,, sollte

- **Demokratische Verfahren sind nicht abzukürzen** wie in China. Bürger-Beteiligung ist ein Wert.
- **Kohle parallel zum EE-Ausbau** ist klimatisch keine Option für DE – wir haben bereits den Kohle-Ausstiegsplan.
- **Subventions-Wettbewerb mit China** in jeder Cleantech-Branche ist nicht finanziell tragbar; selektiv ist sinnvoll.

## Was an China-Argumenten in der deutschen Debatte irreführend ist

„Was bringt deutsche Klimaschutz, wenn China weiter Kohle baut?„ – siehe B04. Die Kurzversion: 1. China **investiert mehr** in Cleantech als jedes andere Land. 2. China-Cleantech **profitiert von deutscher EE-Nachfrage** (Lernkurve, Skaleneffekte). 3. Deutschland hat **Multiplikator-Wirkung** durch Technologie-Beispiel und Markt- Pionier.

## Limitations dieses Kapitels

- **Chinesische Statistik** ist methodisch nicht immer transparent. IEA-Daten sind als wahrscheinliche Schätzung zu lesen.
- **Politische Ziele** Chinas (Carbon Peak 2030) sind offizielle Aussagen; die Erreichung ist nicht garantiert.
- **Geopolitische Dimension** (Taiwan-Spannungen, US-China-Tech-Konflikt) hat Wirkungen auf die Cleantech-Liefer-Ketten, die hier nicht weiter behandelt sind.

## Quellen

### Ergänzende Quellen:

- **Q058** – China National Energy Administration (NEA), *Statistical Reports 2024*, <http://www.nea.gov.cn/> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis*: offizielle chinesische Statistik, methodisch nicht 100 % transparent.
- **Q059** – BloombergNEF, *China Energy Outlook 2024*, <https://about.bnef.com/> (abgerufen 2026-05-11).
- **Q060** – Carbon Brief, *China Emissions Analysis 2024*, <https://www.carbonbrief.org/> (abgerufen 2026-05-11).
- **Q041** – IRENA, *Country Profile China*, <https://www.irena.org/Statistics/Country-Profile?country=CHN> (abgerufen 2026-05-11).
- **Q061** – Wood Mackenzie, *Global Solar PV Market Outlook 2024*, <https://www.woodmac.com/> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis*: kommerzieller Marktforscher.

## D07 – USA

### Profil

- **Fläche**: 9,8 Mio. km<sup>2</sup> (27× Deutschland)
- **Einwohner**: 333 Mio.
- **BIP**: ca. 27.000 Mrd. USD
- **Strom-Verbrauch**: ca. 4.300 TWh/Jahr (~8× DE)
- **Charakteristik**: Größte Industriewirtschaft der Welt, extrem heterogene Bundesstaaten-Politik, Energy-Mix mit großem Gas-Anteil, IRA als zentrales Klimaschutz-Instrument 2022-24.

## Kennzahlen 2024 (US-bundesweit)

Dimension	Wert	Vergleich DE
EE-Anteil Strom (brutto, inkl. Wasser)	~ <b>22 %</b>	59 %
Gas-Anteil Strom	~ <b>43 %</b>	~12 %
Kohle-Anteil Strom	~ <b>16 %</b>	~25 %
Atom-Anteil Strom	~ <b>18 %</b>	0 %
Wind-Anteil Strom	~ <b>10 %</b>	27 %
Solar-Anteil Strom	~ <b>5 %</b>	14 %
Wasserkraft-Anteil	~ <b>6 %</b>	~4 %
Zubau Wind+Solar 2023	~40 GW	~13 GW
Pro-Kopf-Zubau	~120 W/Kopf	~155 W/Kopf
CO <sub>2</sub> -Reduktion ggü. 1990 (Energie)	~ <b>-15 %</b>	-48 %
<b>Pro-Kopf-CO<sub>2</sub>-Emissionen</b>	~ <b>13,5 t/Kopf</b>	~7,9 t/Kopf
Strompreis Haushalte	~15 ct/kWh	~40 ct/kWh
Strompreis Industrie groß	~7 ct/kWh	~16-20 ct/kWh

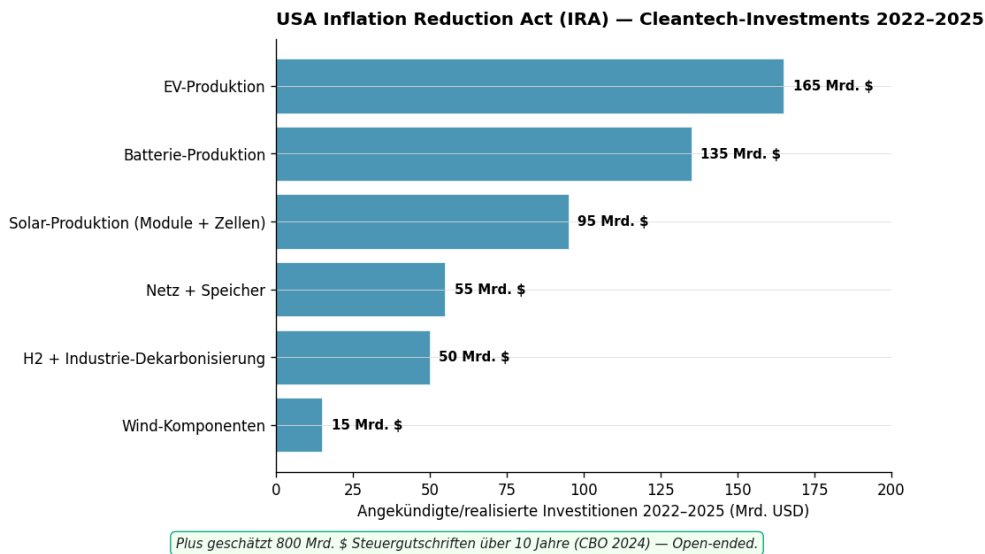
## Inflation Reduction Act (IRA) 2022 — was er bewirkt hat

### Was der IRA ist:

- Beschlossen August 2022 unter Präsident Biden.
- **Volumen:** Ursprüngliche Schätzung 369 Mrd. USD über 10 Jahre; CBO-aktualisierte Schätzung 2024 ~800 Mrd. USD bis 1+ Bio. USD (offene Steuergutschriften).
- **Hauptinstrumente:**
  - **Steuergutschriften** für EE-Erzeugung, Speicher, Wasserstoff, E-Autos, grüner Stahl/Zement.
  - **Domestic-Content-Boni:** Höhere Förderung bei US-produzierten Komponenten.
  - **Energy Communities-Bonus:** Bevorzugung von Standorten in alten Kohle-Regionen.
- Wichtiges Detail: Förderung läuft **mindestens 10 Jahre** (Verlässlichkeit).

### Wirkung dokumentiert (Stand 2024):

- **Solar-Zubau 2023:** ~33 GW (Verdopplung gegenüber Vor-IRA).
- **Batterie-Investitionen:** Über 100 Mrd. USD angekündigt seit IRA, größtenteils in Süd-/Süd-West-Staaten.
- **Wind-Onshore-Ausbau** stagniert teils (Lieferketten, Genehmigungsverfahren in einigen Staaten).
- **E-Auto-Industrie:** Substantielle Investitionen in US-Fabriken (BMW, Mercedes, VW, Hyundai, Toyota, BYD-via-Partnerships).
- **Cleantech-Jobs:** Geschätzt ~330.000 neue Jobs seit IRA-Start (BLS / BloombergNEF).



Quelle: BloombergNEF Energy Transition Investments 2024, US Department of Energy, Congressional Budget Office (CBO) 2024. IRA als bedeutendste US-Klimainvestition aller Zeiten.

Abbildung 26: USA IRA-Cleantech-Investitionen 2022–2025

Abbildung D07-1: Inflation Reduction Act — angekündigte und realisierte Cleantech-Investments 2022–2025 nach Bereich (Mrd. USD). Batterie-Fabriken und Solar-/Wind-Manufacturing führen, plus zusätzlich geschätzt ~800 Mrd. USD an Steuergutschriften über 10 Jahre (Open-ended Credits, CBO 2024). Quelle: BloombergNEF Energy Transition Investments 2024, US DOE, CBO 2024. Eigene Darstellung.

## Bundesstaats-Heterogenität

Energie-Politik ist in den USA primär Bundesstaats-Sache. Folge:

- **Kalifornien, New York, Massachusetts:** Aggressive Klima-Ziele, hohe EE-Anteile, Wärmepumpen-Förderung.
- **Texas:** Paradox — größter Wind- und Solar-Markt der USA, gleichzeitig fossil-affirmative Politik. Wind-Boom wegen guter Standorte + freier ERCOT-Markt.
- **Wyoming, North Dakota:** Kohle- und Gas-Schwerpunkte, geringe EE-Ambitionen.
- **Florida:** Solar-Boom trotz konservativer Politik (gute Standorte).
- **New England:** Offshore-Wind-Ambitionen, teils ins Stocken geraten.

**Strukturelle Folge:** Die US-Energie-Wende läuft **regional sehr unterschiedlich**. Ein bundesweites Gesamtbild verbirgt die Heterogenität.

### Texas — das Renewables-Paradox

**Texas hat 2023:** - Mehr Wind installiert als jedes andere US-Bundesland (~40 GW). - Schneller Solar-Zubau (Marktführer 2023, ~12 GW). - Höchsten Batterie-Zubau (~5 GW). - **Aber:** Politisch konservativ, Kohle/Gas-affin, Wärmepumpen-Akzeptanz niedrig.

**Was Texas zeigt:** EE kann auch **ohne explizite politische Förderung** wachsen, wenn die **Marktbedingungen** stimmen. ERCOT (Texas-Strom-Markt) hat niedrige Markt-Eintrittsschwellen und hohe Volatilität-Anreize. Wind und Solar gewinnen am freien Markt.

**Aber:** Texas hat im Februar 2021 die **Winter-Storm-Uri-Krise** erlebt — massive Blackouts mit 200+ Toten. Ursache war primär Gas-Versorgungs-Ausfall (eingefrorene Pipelines, einge-

frene Gas-Kraftwerke), nicht primär Wind. EE-Wind funktionierte zu einem großen Anteil weiter. Die mediale Verzerrung („Wind hat Texas geknackt,“) war faktisch falsch.

## **Trump-Wende 2024-25 — Was sich ändert**

**Wahl November 2024:** Trump-Sieg mit republikanischer Mehrheit in beiden Kammern.

**Angekündigte Maßnahmen** (Stand Anfang 2025, vor finaler Umsetzung):

- **IRA-Förderung teilweise zurückgenommen:** E-Auto-Steuerzuschritt, Wind-Offshore-Genehmigungen, EE-Solar-Bonus für Stromnetz.
- **Atom-Förderung verstärkt** als Alternative zu EE.
- **„Drill, baby, drill,“-Politik:** Mehr Öl- und Gasförderung.
- **Pariser Abkommen:** Erneuter Austritt angekündigt.

**Aber:** Wichtige IRA-Elemente sind **schwer rückabwickelbar:**

1. **Steuerzuschritten für bereits gestartete Projekte** bleiben weitgehend bestehen (Investments-Sicherheit).
2. **Republikanische Bundesstaaten profitieren überproportional** von IRA-Investments (Texas, Georgia, South Carolina, Tennessee). Republikanische Senatoren / Gouverneure haben **politisches Interesse**, IRA nicht vollständig zu kippen.
3. **Bundesstaats-Politik** (CA, NY, MA) bleibt EE-pro.
4. **Marktwirtschaftliche Realität:** EE-Strom ist in vielen US-Märkten bereits günstiger als Gas/Kohle — wirkt unabhängig von Bundes-Politik.

**Folge:** Die Trump-Wende **verlangsamt** die US-Energiewende, **stoppt** sie aber nicht vollständig. Die Cleantech-Industrie wird sich auf Märkte mit politischer Stabilität (EU, China, Bundesstaaten mit eigenen Programmen) fokussieren.

## **Lessons learned für Deutschland**

**Was wir lernen sollten:**

1. **IRA-Logik der „Domestic Content,“-Förderung:** Industriepolitik mit Standort-Wirkung, nicht nur reine Klimaschutz-Förderung. EU-Net-Zero-Industry-Act geht in diese Richtung.
2. **Lange Zeitlinien für Förderung:** 10 Jahre IRA-Garantie statt 1-2 Jahre Förderpolitik (DE: stop-and-go-Geschichte siehe C01).
3. **Energy-Communities-Logik:** Bevorzugung alter Kohle-Regionen für neue Cleantech-Industrien (Strukturwandel-Komponente).

**Was wir vermeiden sollten:**

1. **Polarisierung als zentrale Energiepolitik-Logik** — Trump-Wende zeigt, dass Klimapolitik politisch verwundbar wird, wenn sie ein parteipolitisches Identitäts-Thema wird.
2. **Fehlende lokale Bürger-Beteiligung** — Texas zeigt, dass Markt-EE-Ausbau ohne Bürger-Akzeptanz an Grenzen stößt (Standort-Konflikte sind hier stärker als politische).

## **Limitations dieses Kapitels**

- **Trump-Wende-Wirkungen** sind 2025 noch nicht final messbar; viele angekündigte Reformen brauchen Gesetzgebungs-Prozess.
- **Bundesstaats-Daten** sind heterogen — bundesweite Aggregate verbergen viel.

- **CO<sub>2</sub>-Reduktion USA** bei nur –15 % ggü. 1990 ist Vergleichs-spezifisch – USA hatten 1990 als Bezugspunkt eine deutlich höhere CO<sub>2</sub>-Intensität als DE.

## Quellen

### Ergänzende Quellen:

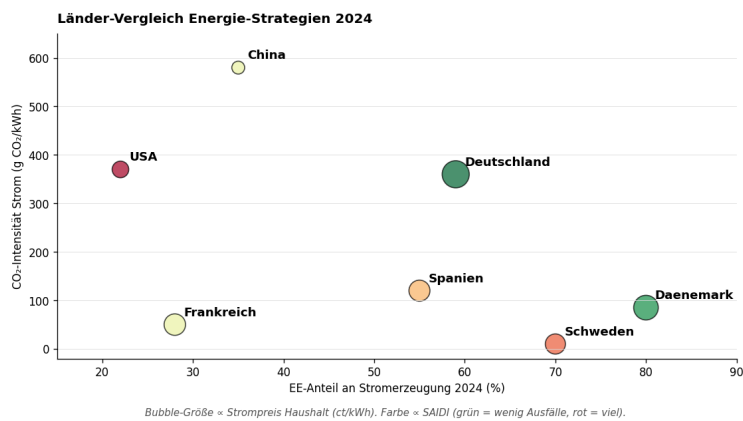
- **Q062** – US Energy Information Administration (EIA), *Annual Energy Outlook 2024*, <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/> (abgerufen 2026-05-11).
- **Q063** – US Department of Energy, *IRA-Wirkungsberichte 2023/24*, <https://www.energy.gov/lpo/inflation-reduction-act> (abgerufen 2026-05-11).
- **Q064** – Congressional Budget Office (CBO), *IRA Cost Updates 2024*, <https://www.cbo.gov/topics/energy-and-natural-resources> (abgerufen 2026-05-11).
- **Q059** – BloombergNEF, *USA Energy Transition Reports 2024*, <https://about.bnef.com/> (abgerufen 2026-05-11).
- **Q065** – ERCOT (Texas), *Operating Reports*, <https://www.ercot.com/gridinfo> (abgerufen 2026-05-11).
- **Q066** – Rocky Mountain Institute, *State-by-State EE-Tracking*, <https://rmi.org/> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* Pro-Cleantech-Think-Tank, methodisch peer-checked.

## D08 – Synthese: Wo steht Deutschland?

### Vergleichstabelle alle Länder 2024

Land	EE-Strom	CO <sub>2</sub> -Intensität Strom	Pro-Kopf-CO <sub>2</sub>	Strompreis HH	Strompreis Industrie
<b>Schweden</b>	70 % (+30%H <sub>2</sub> O)	~10 g/kWh	~3,3 t	22 ct	9-12 ct
<b>Frankreich</b>	28 % (+65%Atom)	~50 g/kWh	~4,1 t	25 ct	12 ct
<b>Dänemark</b>	<b>80 %</b>	~85 g/kWh	~5,1 t	33 ct	15 ct
<b>Spanien</b>	55 %	~120 g/kWh	~5,3 t	24 ct	13 ct
<b>Deutschland</b>	59 %	~360 g/kWh	~7,9 t	<b>40 ct</b>	16-20 ct
<b>USA (bundesweit)</b>	22 %	~370 g/kWh	~13,5 t	15 ct	7 ct
<b>China</b>	35 %	~580 g/kWh	~8,9 t	7-10 ct	n/a

**Methodische Anmerkung:** Werte sind 2024-Stand, gerundet. Strompreise inkl. Steuern und Abgaben für Vergleichsverbrauchsklassen.



Quelle: IEA + Eurostat + nationale Quellen ( RTE, Svenska Kraftnaet, REE, EIA, BNetzA). Schweden + Frankreich: niedrige CO<sub>2</sub>-Intensität (Atom + Wasser). Dänemark: hoher EE-Anteil + hoher Strompreis. DE: Mittelfeld bei CO<sub>2</sub>, höchster HH-Preis.

Abbildung 27: Länder-Vergleich Energie-Strategien 2024

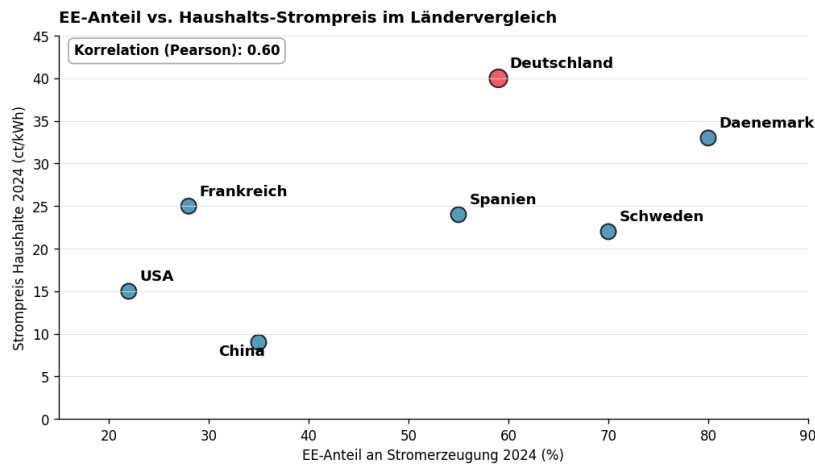
Abbildung D08-1: EE-Anteil (x) vs. CO<sub>2</sub>-Intensität Strom (y) für die Vergleichsländer. Bubble-Größe = Strompreis Haushalt, Farbe = SAIDI. Schweden und Frankreich erreichen niedrige CO<sub>2</sub>-Intensität über Wasserkraft+Atom, Dänemark über extremen EE-Anteil; Deutschland liegt beim EE-Anteil im oberen Drittel, aber bei der CO<sub>2</sub>-Strom-Intensität wegen Kohle-Resten im Mittelfeld. Quelle: IEA + Eurostat + nationale Quellen. Eigene Darstellung.

## Wo Deutschland überraschend gut ist

- EE-Anteil Strom (59 %):** Deutlich über EU-Durchschnitt (~45 %) und über großen Vergleichsländern wie Frankreich (28 %) oder USA (22 %). Nur Dänemark und Schweden klar vor uns.
- CO<sub>2</sub>-Reduktion Gesamt-Wirtschaft (-48 % seit 1990):** Höher als die meisten großen Industrieländer. Frankreich -30 %, Spanien -35 %, USA -15 %.
- Versorgungssicherheit (SAIDI ~13 Min):** Eines der besten Werte weltweit. Frankreich ~50 Min, Spanien ~70 Min, Schweden ~80 Min, USA ~95 Min. Trotz wachsenden EE-Anteils stabil – widerlegt das Lobby-Argument „EE = Versorgungs-Unsicherheit“, (siehe B06).
- Strom-Export-Bilanz:** Deutschland war 2022 Strom-Exporteur nach Frankreich, genau in der Atom-Krise (siehe B06). Auch wenn das aufgrund der NTC-Kapazitäten und europäischer Marktdynamik nicht jede Stunde gilt, ist es ein realer Beleg.
- Globale Cleantech-Märkte sind teils auf deutscher Pionier-Nachfrage gebaut:** Die Solar-Lernkurve wurde teils durch deutsche EEG-Nachfrage 2000-2014 finanziert (siehe B04).

## Wo Deutschland eindeutig schwächer ist

- CO<sub>2</sub>-Intensität Strom (~360 g/kWh):** Hoch im EU-Vergleich, weil noch viel Kohle. Schweden 10, Frankreich 50, Spanien 120, DK 85 – DE bei 360 ist deutlich zurück.
- Strompreis Haushalte (~40 ct/kWh):** Höchster in der EU. Treiber: Netzentgelte und Steuern (siehe A04 und B05) – nicht EE-Anteil.



Es gibt keine klare positive Korrelation zwischen EE-Anteil und Haushalts-Strompreis. Hohe Strompreise in DE haben primär andere Ursachen (Steuern, Netzentgelte, Marktdesign).

Quelle: IEA + Eurostat + nationale Quellen 2024. Deutschland hervorgehoben. Eigene Darstellung.

Abbildung 28: EE-Anteil vs. Haushalts-Strompreis im Ländervergleich

Abbildung D08-2: EE-Anteil 2024 (x) vs. Haushalts-Strompreis 2024 (y) im Ländervergleich. Es gibt keine klare positive Korrelation – Dänemark hat den höchsten EE-Anteil bei moderatem Preis, Deutschland (rot hervorgehoben) hat den höchsten Preis nicht wegen, sondern trotz des EE-Anteils. Treiber sind Steuern, Netzentgelte und Marktdesign (siehe A04, B05). Quelle: IEA + Eurostat + nationale Quellen. Eigene Darstellung.

- 3. Strompreis Industrie groß (~16-20 ct/kWh):** Höher als andere EU-Länder. Treiber: Strommarkt-Design + Erdgas-Krise-Nachwirkung.
- 4. Genehmigungs-Geschwindigkeit Wind:** 5-7 Jahre in DE, 2-3 in DK, 2-4 in SE/PL.
- 5. Wärmepumpen-Verbreitung:** Schweden und Dänemark sind weit voraus – skandinavische Länder als „natürliche Wärmepumpen-Märkte,“.
- 6. Cleantech-Industrie-Position:** Hier ist DE in vielen Branchen Marktbeobachter statt Marktführer geworden – Solar verloren an China, Wind hält noch Stand (Siemens Gamesa, Nordex), Batterien sind im Aufbau (Northvolt, BMW), E-Autos kämpfen (BYD-Konkurrenz).

## Was die internationalen Vergleiche zur deutschen Debatte sagen

„Frankreich macht's mit Atom,“

**Was stimmt:** Frankreich hat niedrigere CO<sub>2</sub>-Strom-Intensität.

**Was nicht stimmt:** - Atom-Klumpenrisiko hat 2022 zur Atom-Krise und zu Stromimporten aus DE geführt. - Neue Atom-Reaktoren sind 2-3× teurer als EE (LCOE) und brauchen 10+ Jahre Bauzeit. - EDF-Schulden + Re-Verstaatlichung zeigen, dass auch das French-Modell finanziell fragil ist.

**Fazit:** Frankreich-Modell ist **nicht 1:1 übertragbar**, hat eigene Probleme.

„Dänemark zeigt es geht,“

**Was stimmt:** Dänemark hat höheren EE-Anteil als DE bei ähnlicher Stabilität.

**Was nicht 1:1 übertragbar ist:** - Wind-Geographie ist besser (Küste). - Industrie-Struktur ist anders (weniger stromintensive Industrie). - Speicher-Lösung über Norwegen ist auf DE nicht skalierbar.

**Was übertragbar ist:** Politische Kontinuität, Bürger-Beteiligungs-Pflicht, PPA-Markt-Design.

**„China baut mehr Kohle, also bringt deutsche Energiewende nichts,“**

**Was stimmt:** China emittiert absolut mehr CO<sub>2</sub>.

**Was nicht stimmt:** Pro-Kopf liegt China ähnlich (~8,9 t) wie DE (7,9 t). USA liegt deutlich höher (13,5 t). Und China ist der größte EE-Investor weltweit – das Land kauft seine eigene Cleantech-Industrie. Die Lernkurven, von denen DE heute profitiert, entstanden teils durch deutsche EEG-Anschub-Politik 2000-2012 (siehe B04 + C01).

**„USA mit IRA macht es richtig,“**

**Was stimmt:** IRA ist ein effektives industriepolitisches Instrument.

**Was zu beachten ist:** - US-Energy-Mix ist immer noch fossil-dominiert (60 % Gas + Kohle). - Pro-Kopf-CO<sub>2</sub> am höchsten der Vergleichsländer. - Trump-Wende 2024-25 zeigt politische Verwundbarkeit. - IRA-Kosten massiv (~1 Bio. USD über 10 Jahre).

**Fazit:** IRA-Logik kann teilweise übernommen werden (Steuergutschriften statt Subventionen, Domestic-Content-Boni), aber die US-Klima-Bilanz ist nicht nachahmenswert.

**„Schweden hat es einfacher,“**

**Was stimmt:** Wasserkraft + niedrige Bevölkerungsdichte = anderes System.

**Aber was Deutschland trotzdem von SE lernen kann:** - Hohe CO<sub>2</sub>-Bepreisung (>130 €/t für Heizung/Verkehr). - Klimaneutralität bis 2045 als verbindliches Gesetz. - Wärmepumpen-Verbreitung als kulturelles Normal. - Grüner Stahl mit HYBRIT.

## **Strukturelle Beobachtung: drei Cluster**

Aus dem Vergleich kristallisieren sich drei Strategie-Cluster:

**Cluster 1 – Atom-Pfad:** Frankreich, teilweise Schweden, im Comeback Polen + UK. - Vorteil: niedrige CO<sub>2</sub>-Strom-Intensität. - Nachteil: Klumpenrisiko, lange Bauzeit, hohe Neubau-Kosten, Endlager.

**Cluster 2 – Pure EE + Speicher + Sektorkopplung:** Dänemark, Spanien, Deutschland, in Aufbau Australien. - Vorteil: skalierbare Lernkurven, dezentrale Resilienz, niedrige Grenzkosten. - Nachteil: Speicher-/Netz-Komplexität, Übergangs-Volatilität.

**Cluster 3 – Mix-Modelle:** Schweden, USA-Bundesstaaten, UK. - Vorteil: Diversifikation reduziert Klumpenrisiko. - Nachteil: Politik-Komplexität, Investments in mehrere Pfade.

**Deutschland gehört zu Cluster 2.** Diese Strategie-Entscheidung ist nach Fukushima endgültig getroffen und durch das Atom-Aus 2023 vollzogen. Die Frage ist nicht mehr „Cluster 1 oder 2“, sondern „wie schnell und konsequent Cluster 2“.

## **Internationale Lerntransfer-Liste für Deutschland**

**Kurz-Liste der prioritären Lerntransfers:**

1. **Bürger-Beteiligungs-Pflicht bei Wind (von DK).**
2. **PPA-Marktdesign für Industrie-Strompreis (von ES).**
3. **Hohe nationale CO<sub>2</sub>-Bepreisung (von SE).**
4. **Politische Kontinuität über Regierungswechsel (von DK, SE, FR).**
5. **Industriepolitik mit Cleantech-Boni IRA-Style (von US).**
6. **Beschleunigungs-Gebiete EU-Style mit pauschalisierter Umweltprüfung (von EU inkl. NL/ES/PL).**
7. **Grüner Stahl HYBRIT-Style (von SE).**

## Was Deutschland im internationalen Vergleich falsch macht

Die zentralen Schwächen der deutschen Strategie:

1. **Stop-and-go-Förderung** (siehe C01, Solar-Kürzungen 2012-14, GEG-Debatte 2023).
2. **Bürokratische Genehmigungs-Tiefe** (siehe C02).
3. **Fehlender Cleantech-Industrie-Schutz** – verlorene Solar-Industrie an China 2012, jetzt Wärmepumpen-Industrie-Risiko.
4. **Fehlende Industrie-Strompreis-Strategie** – Subventions-Debatte statt PPA-Marktdesign.
5. **Polarisierte politische Debatte**, die die Energie-Politik verwundbar macht (siehe C04).

## Was Deutschland richtig macht

1. **EE-Ausbau-Geschwindigkeit insgesamt** ist hoch (auch wenn das pro Kopf in DK höher ist).
2. **Versorgungssicherheit** trotz EE-Anteil 59 % ist Weltklasse.
3. **CO<sub>2</sub>-Reduktion –48 % seit 1990** ist im EU-Vergleich gut.
4. **Industrielle Kompetenz im Maschinenbau** (Wärmepumpen, Wind-Turbinen-Komponenten, Elektrolyseure) ist immer noch substantiell.
5. **Bürger-Energie-Tradition** (auch wenn 2014-17 geschwächt, siehe C01) ist strukturell ein Vorteil.

## Schlussfolgerung Modul D

Deutschland ist im internationalen Vergleich **weder Pionier noch Schlusslicht** – es ist im EE-Anteil **im oberen Drittel** der großen Industrieländer, hat aber **strukturelle Schwächen** in der Industrie-Strompreis-Frage, in der Genehmigungs- Bürokratie und in der politischen Kontinuität.

**Die wichtigste Erkenntnis:** Es gibt kein „Wundermodell“, anderer Länder, das DE einfach kopieren könnte. Dänemark ist in vielen Aspekten lehrreich, aber geographisch privilegiert. Frankreich hat in der Atom-Bilanz einen Vorteil, aber strukturelle Probleme (Klumpenrisiko, Neubau-Kosten, EDF-Schulden). China hat Cleantech-Industrie-Politik betrieben, aber mit autoritären Mitteln und parallelem Kohle-Ausbau.

**Die deutsche Strategie ist eigenständig erarbeitet** und nicht nur Imitation. Sie hat **Korrektur-Bedarf** in vielen Punkten (von Modulen A-C dokumentiert), aber sie hat auch **bemerkenswerte Erfolge** – die in der innerdeutschen Debatte oft unterbelichtet bleiben.

## Limitations dieses Kapitels

- **Aggregierte Cluster-Bildung** verbirgt Detailunterschiede zwischen Ländern.

- **Strompreis-Vergleiche** sind methodisch heikel (Steuern, Abgaben, Subventionen sind länder-spezifisch).
- **Industrie-Wettbewerbsfähigkeit** wäre eigene Detail-Analyse, hier nur kurz gestreift.
- **Zeit-Schnappschuss 2024**: Politische Dynamik in USA (Trump), DE (Schwarz-Rot ab 2025) und EU verändert die Bilder. Phase 7 Update.

## Quellen

### Ergänzende Quellen:

- **Q043** – Ember, *European Electricity Review 2024*, <https://ember-energy.org/research/european-electricity-review-2024/> (abgerufen 2026-05-11).
- **Q041** – IRENA, *Renewable Capacity Statistics 2024*, <https://www.irena.org/Publications/2024/Mar/Renewable-capacity-statistics-2024> (abgerufen 2026-05-11).
- **Q042** – Eurostat, *Energy Statistics*, <https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/database> (abgerufen 2026-05-11).
- **Q044** – CEER – Council of European Energy Regulators, *Quality of Supply Reports 2024*, <https://www.ceer.eu/publications/> (abgerufen 2026-05-11).

## E01 – Energie-Souveränität

### Worum es geht

Deutschland war 2021 zu **ca. 70 %** seines Primärenergie-Verbrauchs auf **Importe** angewiesen.<sup>304</sup> Davon stammten substantielle Anteile aus politisch heiklen Regionen: Russland (Gas, Öl, Kohle), Nahost (Öl), Kasachstan/Russland (Uran). Die russische Invasion in die Ukraine 2022 hat schlagartig sichtbar gemacht, was diese Abhängigkeit politisch und ökonomisch bedeutet.

**Die Energiewende ist neben Klimaschutz auch ein Souveränitäts-Projekt.** Heimische EE-Quellen (Wind, Solar, Biomasse, Geothermie, Wärme aus Umwelt) sind die einzigen Energiequellen, die in einem Land mit deutschem Klima großtechnisch **vollständig national erzeugbar** sind.

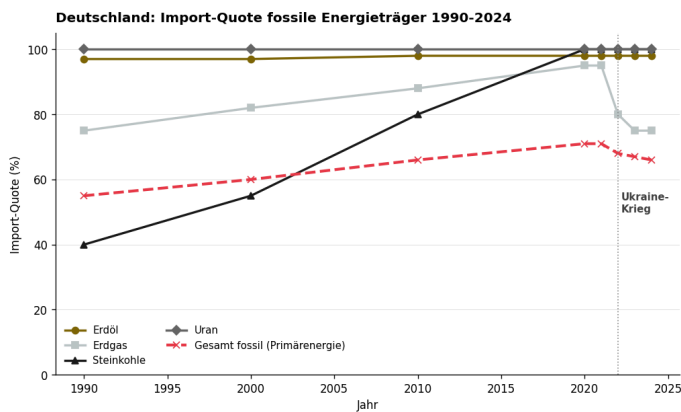
---

<sup>304</sup> AGEB – Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, *Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990-2024*, <https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/bilanzen-1990-bis-2030/> (abgerufen 2026-05-11).

## Die Importbilanz 2021 (vor dem Krieg)

Energieträger	Anteil am Primärenergie-Verbrauch DE	Import-Quote	Hauptlieferanten
<b>Erdöl</b>	~33 %	~98 %	Russland (35 %), Norwegen, Großbritannien, USA
<b>Erdgas</b>	~27 %	~95 %	Russland (55 %), Norwegen, Niederlande
<b>Steinkohle</b>	~8 %	~100 % (Steinkohle-Förderung 2018 eingestellt)	Russland, USA, Kolumbien, Australien
<b>Uran</b>	~6 % (Atom-Strom-Anteil)	~100 %	Russland, Kasachstan, Niger, Australien
<b>Braunkohle</b>	~10 %	~0 % (heimisch)	Lausitz, Rheinisches Revier
<b>Erneuerbare</b>	~17 %	~5 % (Biomasse-Import-Anteil)	überwiegend heimisch

Quelle: AGEB Energiebilanz 2021.<sup>305</sup>



Quelle: AGEB Energiebilanz Deutschland 1990-2024, BMWK Monitoring-Bericht, Erdgas-Import-Quote sank 2022-23 leicht durch LNG-Diversifizierung + Reduktion Gas-Verbrauch, Erdöl/Kohle/Uran bleiben 98-100 % Import, Eigene Aggregation.

Abbildung 29: Import-Quote fossile Energieträger DE 1990-2024

Abbildung E01-1: Import-Quote der fossilen Energieträger Deutschlands 1990-2024 (%). Erdöl, Steinkohle und Uran sind seit Jahrzehnten zu 98-100 % importiert; Erdgas sank durch LNG-Diversifizierung und Verbrauchs-Reduktion nach 2022 leicht. Quelle: AGEB Energiebilanz + BMWK Monitoring. Eigene Aggregation.

<sup>305</sup> AGEB – Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, *Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990-2024*, <https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/bilanzen-1990-bis-2030/> (abgerufen 2026-05-11).

## Die Krise 2022 — was sichtbar wurde

### Was passierte:

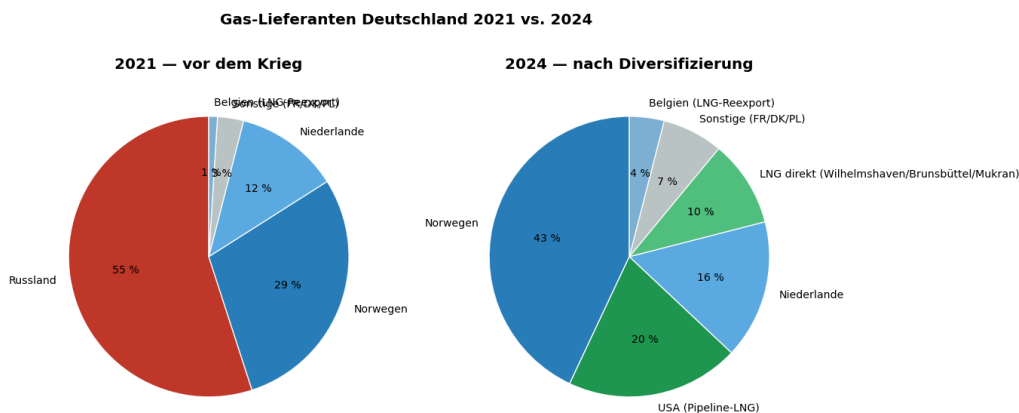
- **Februar 2022:** Russland-Invasion in der Ukraine.
- **März-Juni 2022:** Russische Gas-Lieferungen wurden kontinuierlich gedrosselt.
- **Juni 2022:** Gas-Notfallplan Stufe 2 (Alarmstufe).
- **September 2022:** Nord-Stream-Pipelines gesprengt.
- **Winter 2022/23:** Gas-Sparmaßnahmen, vollständige Beendigung der russischen Gas-Importe.

### Wirtschaftliche Wirkung:<sup>306</sup>

- **Gas-Spot-Preise** stiegen in der Spitze auf **~340 €/MWh** (5× normal).
- **Strompreise** spitzenartig >1.000 €/MWh (Day-Ahead, Sommer 2022, durch französische Atom-Krise zusätzlich befeuert).
- **Industrielle Produktion** sank in stromintensiven Sektoren (Stahl, Chemie, Düngemittel) um 5-15 %.
- **Staatliche Stützungspakete** (Strompreis-Bremse, Gaspreis-Bremse, Härtefallfonds) im Volumen von >200 Mrd. €.
- **Energiekrise-Sondervermögen:** 200 Mrd. EUR-Doppelwumms.

### Politische Wirkung:

- **Gas-Diversifizierung:** LNG-Terminals Wilhelmshaven, Brunsbüttel, Mukran in Rekordzeit gebaut.



Quelle: BAFA Erdgas-Importstatistik, BMWK, Bundesnetzagentur. Russland-Anteil von 55 % auf 0 % gefallen. LNG (USA-Pipeline + Direkt-Terminal Wilhelmshaven/Brunsbüttel/Mukran) als Ersatz. Eigene Darstellung.

Abbildung 30: Gas-Lieferanten Deutschland 2021 vs. 2024

Abbildung E01-2: Erdgas-Lieferanten Deutschlands 2021 (vor Krieg) vs. 2024. Russland-Anteil von 55 % auf 0 % gefallen. Ersatz durch Norwegen (29 → 43 %), USA-Pipeline-LNG (neu, 20 %) und direkte LNG-Importe über Wilhelmshaven/Brunsbüttel/Mukran. Quelle: BAFA-Importstatistik, BMWK, Bundesnetzagentur. Eigene Darstellung. - **EE-Beschleunigungs-Gesetzgebung:** Wind-an-Land, Solar-Beschleunigung, Bundesnetzagentur-Reformen. - **Atomausstieg ver-**

<sup>306</sup>Agora Energiewende, *Stand der Dinge 2023* (01/2024), <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/die-energiewende-in-deutschland-stand-der-dinge-2024> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* Pro-Energiewende-Think-Tank.

zögert (3 Reaktoren bis April 2023, ursprünglich Dezember 2022). - **REPowerEU**: EU-weites Programm zur Beschleunigung der EE-Integration.

**Strategische Lehre:** Eine 55%-Gas-Abhängigkeit von **einem Lieferanten** war politisch fragil. Die deutsche Energie-Politik vor 2022 (siehe C01, Nord-Stream-Pfad) hatte diese Fragilität systematisch unterschätzt.

## Wie EE die Souveränität erhöht

### Drei Mechanismen:

#### 1. EE als heimische Energie

- **Wind + Solar** sind 100 % heimisch erzeugbar.
- **Biomasse:** ~90 % heimisch (Restholz, Energiepflanzen, Bioabfall).
- **Geothermie + Umwelt-Wärme:** 100 % heimisch.

#### Konkrete Zahlen 2023:<sup>307</sup>

- EE-Strom 2023: ~270 TWh (ca. 50 % brutto).
- Davon **100 % heimisch erzeugt**.
- Vermiedene fossile Importe: schätzungsweise ~25 Mrd. m<sup>3</sup> Gas-Äquivalent.

#### 2. Import-Lieferketten der EE-Komponenten – wo bleibt die Abhängigkeit?

##### Was importiert wird:

- **Solar-Module:** ~80 % aus China (siehe D06).
- **Wind-Turbinen:** Großteils europäische Produktion (Vestas, Siemens Gamesa, Nordex, Enercon, Senvion). Aber Subkomponenten (Magnete, Stähle) teils aus China.
- **Batterien:** ~75 % aus China; europäische Aufbau-Projekte (Northvolt, BMW, CATL-Europa) im Aufbau.
- **Wärmepumpen:** Großteils europäische Produktion, aber Komponenten (Kompressoren, Steuerungen) teils asiatisch.

##### Bewertung der „neuen Abhängigkeit“:

- **Komponenten-Abhängigkeit** ist **strukturell anders** als Brennstoff-Abhängigkeit.
- Solar-Modul gekauft → einmalig in Anlage verbaut → 25-30 Jahre Strom **ohne weitere Lieferungen**. Gas-Lieferung → kontinuierliche Abhängigkeit über die gesamte Anlagenlebenszeit.
- **Strategische Lager:** Solar-Module 2 Jahre Vorrat möglich; Gas-Speicher ~3 Monate.
- **Substitution möglich:** Bei Solar-Modul-Krise könnten europäische Produzenten hochgefahren werden (Kosten-Aufschlag, aber möglich). Bei Gas-Krise ist Substitution nur durch Verbrauchs-Reduktion oder LNG-Import möglich.

**Bewertung:** EE-Komponenten-Importe sind eine **mildere Form** der Abhängigkeit als Brennstoff-Importe.

#### 3. Strom-Importe und EU-Verbund

EE ist nicht 100 % autark – die Energiewende ist auch eine **europäische Vernetzung**:

- Bei Wind-Lull importiert DE aus DK, NL, FR, AT, CH.

---

<sup>307</sup>BMWK, *Monitoring-Bericht zur Energiewende* (09/2024), <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/> (abgerufen 2026-05-11).

- Bei Wind-Überfluss exportiert DE in dieselben Länder.
- Norwegen mit ~95 % Wasserkraft fungiert als Speicher für Nord-Europa.

**Strategische Bewertung: EU-Strom-Verbund ist eine andere Qualität** von „Abhängigkeit“. Es ist ein **gegenseitiger Markt** zwischen demokratischen EU-/EWR-Staaten, nicht eine einseitige Lieferanten-Beziehung wie zu Russland.

## Quantifizierung: Was Energiewende für Souveränität bringt

### Bilanz Stand 2024:

- EE-Strom 2024 ersetzt fossile Importe in Höhe von schätzungsweise **~40 Mrd. €/Jahr** (geschätzt auf Basis Gas-/Kohle-Preise 2024).
- Bei vollständiger Energiewende-Realisierung (Klimaneutralität 2045): Import-Bilanz fossile Energieträger geht praktisch **gegen null** (Reste bei seltenen Industrieprozessen).
- **Risiko-Resilienz:** Ein hypothetischer russischer Gas-Stopp würde 2030 (bei Erreichung von 80 % EE-Strom) eine **kleinere Wirkung** haben als 2022.

### Konkrete Beispiele 2022-2024:

- **Pkw-Strom-Verbrauch:** Ein E-Auto mit Solar-PV vom eigenen Dach ist **vollständig unabhängig** von Öl-Importen. Ein Verbrenner ist es nicht.
- **Wärme-Sektor:** Ein Haushalt mit Wärmepumpe + Solar + Batterie ist **stark unabhängig** von Gas-Importen.

## Politische Bewertung – wem nutzt was?

### Wer profitiert von Energie-Souveränität durch EE:

- **Bürger** (langfristig stabilere Energiekosten ohne Preisschocks aus Geopolitik).
- **Industrie** (Planungssicherheit bei Strom-Lieferung, weniger Risiko durch Lieferanten-Konzentration).
- **Sicherheitspolitik** (weniger geopolitisches Erpressungs-Risiko).

### Wer profitiert vom fossilen Status quo:

- **Fossile Lieferanten** (Russland war einer der größten – daher die geopolitische Dimension).
- **Mittelmänner-Industrie** (Gas-Importeure, Öl-Vertriebsstrukturen, Tankstellen-Netzwerke).
- **Politische Akteure**, die das fossile Geschäftsmodell als legitime Rente betrachten.

## Limitations dieses Kapitels

- **Komponenten-Lieferketten-Risiko** ist nicht null; Energiewende reduziert Brennstoff-Risiko, schafft aber neue (mildere) Komponenten-Risiken.
- **Geothermie und Bioenergie** haben eigene Beschränkungen (Geothermie nur begrenzt verfügbar, Bioenergie nur in nachhaltiger Mengen-Größenordnung).
- **EU-Strom-Verbund** ist nicht 100 % stabil – Probleme in Nachbarländern übertragen sich.
- **Wertschöpfung der heimischen EE-Erzeugung** vs. Komponenten-Importe ist abwägungs-bedürftig (siehe E02).

## Quellen

### Ergänzende Quellen:

- **Q026** – Bundesnetzagentur, *Versorgungssicherheits-Berichte 2023/24*, <https://www.bundesnetzagentur.de/> (abgerufen 2026-05-11).
- **Q022** – DIW Berlin, *Wochenberichte zur Energie-Souveränität 2022-2024*, [https://www.diw.de/de/diw\\_01.c.100406.de/publikationen/wochenberichte.html](https://www.diw.de/de/diw_01.c.100406.de/publikationen/wochenberichte.html) (abgerufen 2026-05-11).
- **Q027** – Bruegel Brussels, *European Energy Security Assessments 2024*, <https://www.bruegel.org/> (abgerufen 2026-05-11).
- **Q067** – DENA – Deutsche Energie-Agentur, *Studien zu Lieferketten-Risiken Cleantech*, <https://www.dena.de/> (abgerufen 2026-05-11).
- **Q068** – BAFA – Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, *Erdgas-Import-statistik*, [https://www.bafa.de/DE/Energie/Rohstoffe/Erdgas/erdgas\\_node.html](https://www.bafa.de/DE/Energie/Rohstoffe/Erdgas/erdgas_node.html) (abgerufen 2026-05-11).

## E02 – Wirtschaftliche Chancen

### Die Doppel-Bilanz

Die Energiewende ist wirtschaftlich **kein Nullsummen-Spiel**. Sie schafft Verluste (Kohle-Industrie, Verbrenner-Lieferketten, fossile Heiztechnik) und neue Wertschöpfung (Cleantech-Industrie, Effizienz-Branche, EE-Betreiber). **Die Bilanz hängt davon ab, wie konsequent industriepolitisch agiert wird.**

Dieses Kapitel zeigt: 1. **Was tatsächlich entstanden ist** (heute existierende Arbeitsplätze, Branche). 2. **Was DE verloren hat** (Solar-Industrie 2012-2017). 3. **Was global an Cleantech-Markt wartet** (IEA-Prognose). 4. **Wo deutsche Industriepolitik nachjustieren sollte.**

### Was Energie-Wende-Wirtschaft heute schon ist

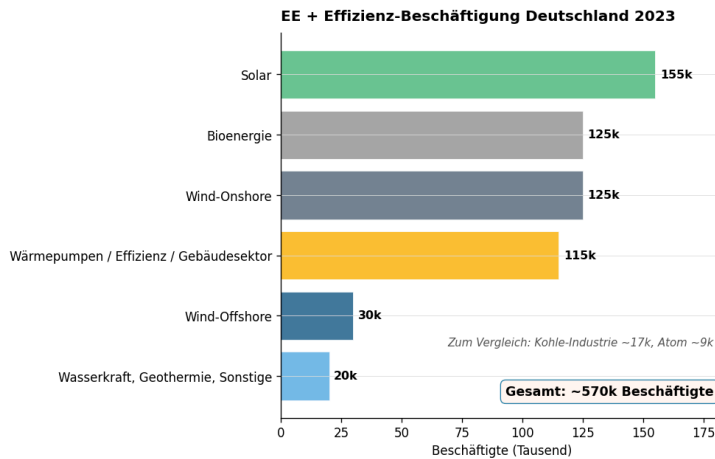
**Beschäftigte in EE-Branche Deutschland 2023:**<sup>308</sup>

Bereich	Beschäftigte
Wind-Onshore	~125.000
Wind-Offshore	~30.000
Solar	~155.000
Bioenergie	~125.000
Wasserkraft, Geothermie, Sonstige	~20.000
Wärmepumpen / Effizienz / Gebäudesektor	~115.000
<b>Gesamt EE-Sektor + Effizienz</b>	<b>~570.000</b>

**Zum Vergleich:** Kohle-Industrie Deutschland 2023: ~17.000 direkt Beschäftigte (Lausitz + Rheinland Tagebau + Kraftwerke). Atom-Industrie Deutschland 2023: ~9.000.

Die **EE+Effizienz-Beschäftigung ist 20+ Mal größer** als die direkte fossile Energie-Beschäftigung. Sie sind in vielen Bundesländern (Niedersachsen, Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern) ein **wesentlicher Wirtschaftsfaktor**.

<sup>308</sup>BMWK, *Monitoring-Bericht zur Energiewende (09/2024)*, <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/> (abgerufen 2026-05-11).



Quelle: BMWK Monitoring-Bericht Energiewende 2024, BWE, BSW, BEE, BWP. Die EE+Effizienz-Branche beschäftigt ~570.000 Menschen — rund 20x mehr als die direkte fossile Energie-Beschäftigung. Eigene Darstellung.

Abbildung 31: EE-Beschäftigung Deutschland 2023

Abbildung E02-1: EE + Effizienz-Beschäftigung Deutschland 2023 (Tausend Personen pro Sektor). Solar, Wind-Onshore und Bioenergie sind die größten Säulen; in Summe ~570.000 vs. ~17.000 Kohle und ~9.000 Atom. Quelle: BMWK Monitoring-Bericht 2024 + BWE/BSW/BEE/BWP. Eigene Darstellung.

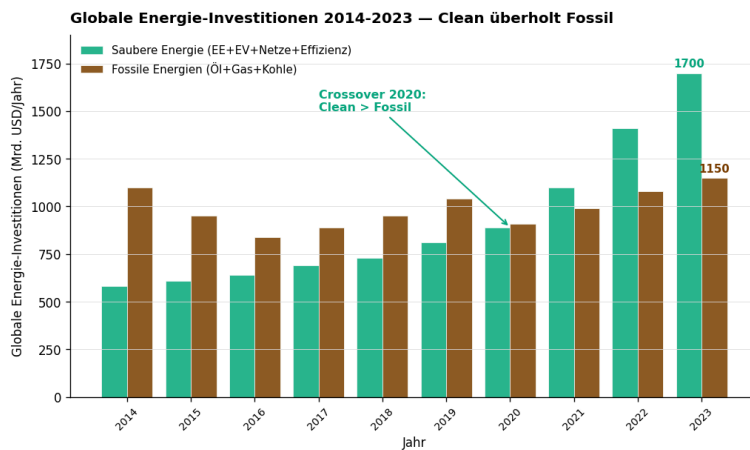
## Globaler Cleantech-Markt — wo das Wachstum stattfindet

IEA WEO 2024 — globale Investitions-Bilanz:<sup>309</sup>

Energiebereich	Globale Investitionen 2023	Trend
Saubere Energie gesamt (EE + Effizienz + E-Mobil + Batterien + Netze)	~1.700 Mrd. USD/Jahr	Wachstum
Davon Solar PV	~500 Mrd. USD/Jahr	starkes Wachstum
Davon Wind	~210 Mrd. USD/Jahr	moderates Wachstum
Davon Stromnetz	~340 Mrd. USD/Jahr	Wachstum
Davon EVs + Batterien	~390 Mrd. USD/Jahr	starkes Wachstum
Fossile Energien	~1.150 Mrd. USD/Jahr	Stagnation/Rückgang

**Strategische Bewertung:** Der Cleantech-Markt ist **mindestens 50 % größer** als der fossile Energie-Markt. Wer in diesem Markt **technologische Führung** hat, gewinnt langfristig.

<sup>309</sup>IEA, *World Energy Investment 2024*, <https://www.iea.org/> (abgerufen 2026-05-11). *Globale Cleantech-Investitionen*.



Quelle: IEA World Energy Investment 2024 + BloombergNEF Energy Transition Investment Trends 2024. Saubere Energie-Investments 2023: ~1.700 Mrd. USD — ~50 % mehr als fossile Investments. Eigene Aggregation.

Abbildung 32: Globale Energie-Investitionen 2014-2023

Abbildung E02-2: Globale Energie-Investitionen 2014-2023 — Saubere Energie (grün) und Fossile (braun) im Vergleich (Mrd. USD/Jahr). 2020 ist Clean erstmals an Fossil vorbeigezogen; 2023 bereits ~50 % mehr. Quelle: IEA World Energy Investment 2024 + BloombergNEF. Eigene Aggregation.

## Wo Deutschland gut positioniert ist

### Deutsche Industrie-Stärken in Cleantech (Stand 2024):

- Wind-Turbinen-Komponenten:** Siemens Energy, Nordex, Senvion-Nachfolger, Vestas-Werke (auch in DE), Tausende Zulieferer (Getriebe, Generatoren, Schweißbau).
- Wärmepumpen:** Bosch (Buderus), Viessmann, Vaillant, Stiebel Eltron — alle mit großen DE-Werken und globalem Markt-Anspruch.
- Elektrolyseure:** Siemens Energy, Thyssenkrupp Nucera, Sunfire — wachsender globaler Markt.
- Wasserstoff-Turbinen:** Siemens Energy mit H<sub>2</sub>-fähigen Gas-Turbinen (Brennstoff-Konversion).
- Stahl-Hochofen-Transformation:** Thyssenkrupp, Salzgitter, ArcelorMittal-DE-Werke mit Wasserstoff-Direkt-Reduktion-Projekten.
- Maschinenbau für Solar-Modulproduktion:** Centrotherm, Singulus, Manz — ironisch: DE produziert die Maschinen für chinesische Solar-Fabriken.
- Batterie-Pilotprojekte:** VW PowerCo, BMW, Northvolt-DE-Werk in Aufbau.
- E-Auto-Industrie:** VW, BMW, Mercedes — substantielle Investitionen in E-Mobilität, aber Konkurrenzdruck durch BYD/Tesla.

**Was die deutsche Stärke gemeinsam hat:** Hochwertiger Maschinenbau, Engineering, B2B-Kunden. Das ist die deutsche Industrie-DNA.

## Wo Deutschland Marktanteile verloren hat oder verliert

### Verloren: Solar-Industrie 2012-2017

(Bereits in C01 dokumentiert.) Konkret:

- **2010:** 7 von 10 weltgrößten Solar-Modul-Herstellern hatten substantielle DE-Standorte (Q-Cells, Solon, Solar Millennium, SolarWorld u. a.).

- **2017:** Alle deutschen großen Solar-Modul-Hersteller insolvent oder ausgelagert.
- **Heute (2024):** Solar-Modul-Produktion in DE marginal. **Versuche eines Wiederaufbaus** (Meyer Burger, Heckert Solar) sind in Schwierigkeiten – Meyer Burger hat 2024 Produktion in den USA verlagert.

**Lessons learned:** Förderpolitik braucht **Volumen-Konstanz** und **industriepolitische Standortbindung** (siehe Stichwort „Domestic Content“, IRA in D07).

#### **Verlust-gefährdet: Wärmepumpen-Industrie**

**Was 2023/24 passierte:** Nach GEG-Debatte (siehe C01, B10) brach der deutsche Wärmepumpen-Markt 2024 um >50 % ein. Bosch, Viessmann, Vaillant haben Werks-Reduktionen angekündigt. **Risiko:** Asiatische Konkurrenten (Daikin, Mitsubishi, LG, Samsung) gewinnen Marktanteile.

#### **Verlust-gefährdet: Auto-Industrie**

VW, BMW, Mercedes sind in der E-Mobil-Transformation, aber mit teils zu langsamem Tempo gegenüber BYD und Tesla. Erfolg der deutschen Auto-Industrie in der EE-Welt nicht garantiert.

### **Was die Energiewende Bürger-/Mittelständler bringt**

#### **Konkretere Beispiele jenseits der Großindustrie:**

1. **Solar-Aufdach-Installateure:** ~10.000 Handwerks-Betriebe deutschlandweit mit Schwerpunkt PV-Installation.
2. **Wärmepumpen-Installateure:** ~5.000-7.000 Betriebe mit Wärmepumpen-Kompetenz.
3. **Energieberater:** ~14.000 zertifizierte Energieberater (Listen der KfW + dena).
4. **Bürger-Energie-Genossenschaften:** ~880 Genossenschaften mit ~220.000 Mitgliedern (Stand 2023, BBE-Verband).
5. **Kommunale Wertschöpfung** durch Wind-Parks: Gewerbesteuer + Pachtzahlungen + lokale Beteiligungs-Möglichkeiten.

**Politisches Argument:** Die Energiewende verteilt Wertschöpfung **dezentraler** als das fossile System (das primär bei wenigen Konzernen konzentriert war).

### **Industrie-Strompreis — die strategische Herausforderung**

(Detail-Diskussion in B03 und B05.)

**Realität 2024:** - Strompreis-Index für stromintensive Industrie: ~16-20 ct/kWh. - Vergleich: USA 7 ct, Frankreich 12 ct, Spanien 13 ct.

#### **Politische Optionen:**

1. **Direkter Industriestrompreis** (staatlich subventioniert). Politisch kontrovers, EU-beihilferechtlich heikel.
2. **PPA-Markt-Förderung** (siehe D03 Spanien). Marktwirtschaftlich, ohne Subventions-Risiko.
3. **Strommarkt-Reform** (z. B. Trennung zwischen EE-Markt und Restmarkt).

**Wichtiges Argument:** Industriestrompreis-Lösungen müssen **transformations- fördernd** sein, nicht **konservierend**. Subventionen für unverändert betriebene Stahl-Hochöfen mit Koks ist kontraproduktiv — Subventionen für **grünen Stahl mit Wasserstoff** ist sinnvoll.

## Was Energiewende langfristig kostet – und was sie bringt

**Investitions-Bilanz** (Schätzung BMWK + Fraunhofer ISE 2024):

- **Investitionen Energiewende bis 2045:** ~1.500-2.000 Mrd. € (gesamtgemeinschaftlich, inkl. Gebäude-Sanierung, E-Mobil, Industrie-Transformation).
- **Vermiedene fossile Energie-Importe bis 2045:** ~1.000-1.500 Mrd. € (kumuliert über 20 Jahre, bei moderaten Fossile-Preisen).
- **Vermiedene Klimaschäden:** Schätzungsweise weitere ~500-1.000 Mrd. € (siehe E05 + F).

**Bilanz:** Die Investitionen rechnen sich **gesamtwirtschaftlich** – auch ohne Berücksichtigung des Klimaschutz-Werts.

**Verteilungs-Problem:** Die Kosten fallen primär bei den **Investoren** an (Haushalte, die Wärmepumpen kaufen; Unternehmen, die in EE investieren). Die Nutzen fallen **gesamtgemeinschaftlich** an (geringere Klimakosten) oder **zeit-versetzt** (Energiekosten-Reduktion in 10-20 Jahren). Das ist die **Verteilungs-Frage der Energiewende** – und sie ist real.

**Lösung:** Sozial gerechte Förderung, CO<sub>2</sub>-Bepreisung mit Klimasozialfonds, zinsverbilligte Kredite (KfW), Härtefallregelungen.

### Limitations dieses Kapitels

- **Cleantech-Marktanteils-Prognosen** sind volatil (Geopolitik, Trump-Wende, China-Politik).
- **Beschäftigten-Zahlen** sind methodisch unterschiedlich definiert (Voll/Teilzeit, Direkt/Indirekt).
- **Globale Vergleichszahlen** unterschätzen evtl. industrielle Verwicklung (deutsche Maschinen in chinesischen Solar-Fabriken).
- **Sozial-Verteilungs-Frage** wird hier nur kurz angerissen.

### Quellen

#### Ergänzende Quellen:

- **Q069** – BWE / BSW / BEE / BWP / ZSW – *Beschäftigten-Statistiken EE-Branche*, <https://www.wind-energie.de/> + Sub-Domains (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* Branchen-Verbände, klare Pro-EE-Position.
- **Q023** – Fraunhofer ISI, *Studien zu Cleantech-Wettbewerbsfähigkeit Deutschland*, <https://www.isi.fraunhofer.de/> (abgerufen 2026-05-11).
- **Q022** – DIW Berlin, *Wochenberichte Wirtschaft & Energie*, [https://www.diw.de/de/diw\\_01.c.100406.de/publikationen/wochenberichte.html](https://www.diw.de/de/diw_01.c.100406.de/publikationen/wochenberichte.html) (abgerufen 2026-05-11).
- **Q059** – BloombergNEF, *Energy Transition Investment Trends 2024*, <https://about.bnef.com/energy-transition-investment/> (abgerufen 2026-05-11).
- **Q041** – IRENA, *Renewable Energy and Jobs – Annual Review 2024*, <https://www.irena.org/Energy-Transition/Jobs> (abgerufen 2026-05-11).

## E03 – Gesundheits-Bonus

### Was meist übersehen wird

In der Energiewende-Debatte werden meist diskutiert: Klima, Wirtschaft, Versorgungssicherheit. Was systematisch unterbelichtet bleibt, sind **Gesundheits-Wirkungen** der fossilen Energie-Wirtschaft – und entsprechende Vorteile beim Übergang zu EE.

**Konkret:** Luftverschmutzung durch fossile Kraftwerke, Verkehr und fossile Heizungen führt jährlich in Deutschland zu **substantiellen vorzeitigen Todesfällen** und chronischen Erkrankungen. Die Energiewende reduziert diese Belastungen.

### Quantifizierung der Gesundheitsschäden durch Luftverschmutzung

UBA + WHO + EEA Schätzung 2023 für Deutschland:<sup>310</sup>

Schadstoff-Quelle	Geschätzte vorzeitige Todesfälle/Jahr Deutschland	Hauptquelle
<b>Feinstaub PM2.5</b> (alle Quellen)	<b>~50.000-60.000</b>	EEA 2023
Davon: Kohle-Kraftwerke + Heizungen	~10.000-15.000	Health and Environment Alliance
Davon: Verkehr (Diesel-Feinstaub + NO <sub>2</sub> )	~13.000-15.000	EEA
Davon: Industrie	~7.000-10.000	UBA
<b>Stickstoffdioxid NO<sub>2</sub></b>	<b>~8.000-10.000</b>	EEA
<b>Ozon O<sub>3</sub></b>	<b>~3.000-5.000</b>	EEA
<b>Gesamt-Schätzung Luftverschmutzungs-Todesfälle DE</b>	<b>~60.000-75.000/Jahr</b>	EEA, WHO

**Wichtige Methodik-Anmerkung:** Diese Zahlen sind **statistische Schätzungen** auf Basis epidemiologischer Modelle. Es sind keine direkten „Diagnose-Todesfälle“, sondern errechnete Sterblichkeits-Erhöhrungen aus Lebensjahre-Verlusten (DALYs).

**Zum Vergleich:** - Verkehrstote Deutschland 2023: ~2.800. - COVID-Tote Deutschland (Spitzenjahr 2021): ~70.000.

<sup>310</sup>UBA, *Klimawandel-Folgen Deutschland + Klimaanpassungs-Strategie 2023/24*, <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie> (abgerufen 2026-05-11).

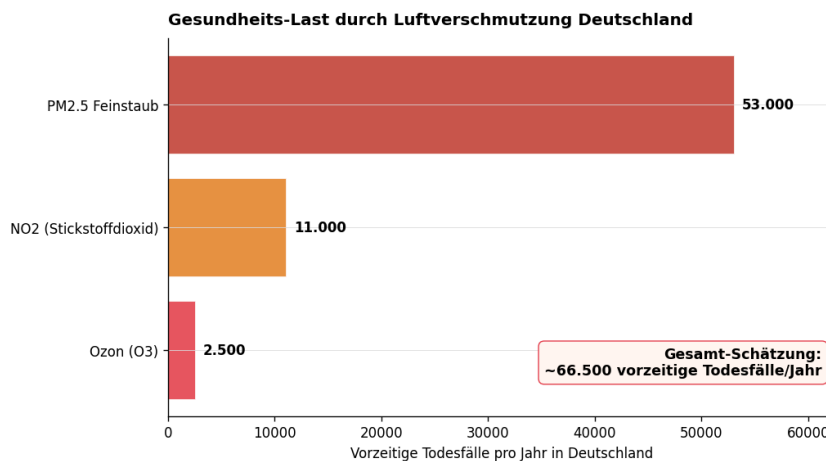


Abbildung 33: Vorzeitige Todesfälle durch Luftverschmutzung Deutschland

Abbildung E03-1: Geschätzte vorzeitige Todesfälle pro Jahr in Deutschland nach Schadstoff. Feinstaub PM<sub>2.5</sub> dominiert mit ~53.000; NO<sub>2</sub> ~11.000 und Ozon ~2.500. Größenordnung: ~20× mehr als Verkehrstote. Quelle: EEA Air Quality in Europe 2023, UBA. Eigene Darstellung.

## Konkrete Krankheitsbilder

Was Luftverschmutzung dokumentiert verursacht (peer-reviewed Studienlage 2020-2024):

- **Kardiovaskuläre Erkrankungen** (Herzinfarkt, Schlaganfall): ca. 50 % der PM<sub>2.5</sub>-bedingten vorzeitigen Todesfälle.
- **Lungen-Erkrankungen** (COPD, Asthma, Lungenkrebs): ca. 30 %.
- **Neurodegenerative Erkrankungen** (Alzheimer, Demenz): wachsendes Evidenz-Niveau zu Feinstaub-Beitrag.
- **Frühgeburten und kindliche Lungenentwicklung**: dokumentiert.
- **Diabetes Typ 2**: wachsende Evidenz für PM<sub>2.5</sub>-Beitrag.

## Wie die Energiewende Luftqualität verbessert

### Kraftwerke

#### Kohle-Kraftwerks-Stilllegungen seit 2018:

Bisher stillgelegt (Auswahl): - Kraftwerk Hamburg-Moorburg (2020) - Kraftwerk Niederaußem (Teil-Blöcke seit 2020) - Kraftwerk Frimmersdorf (Teil-Blöcke seit 2017) - diverse weitere Anlagen im Lausitzer und Rheinischen Revier

**Gesundheits-Wirkung:** Jede stillgelegte 600-MW-Steinkohle-Anlage spart laut HEAL/Greenpeace-Studien geschätzt **50-100 vorzeitige Todesfälle/Jahr** durch PM<sub>2.5</sub>+NO<sub>x</sub>+SO<sub>2</sub>.

**Lokale Wirkungen:** In den ehemaligen Kohle-Revieren (Rhein-Erft, Lausitz) ist die Feinstaub-Belastung lokal **messbar gesunken** (LANUV NRW-Messungen).

### Verkehr

#### E-Auto-Verbreitung:

- E-Auto erzeugt **keine direkten Emissionen** am Standort (lokal kein Feinstaub durch Verbrennung, kein NO<sub>2</sub>).
- **Brems- und Reifenabrieb** bleibt – aber moderne E-Autos rekuperieren stärker (Bremsabrieb ist beim E-Auto **niedriger** als beim Verbrenner).
- **Lärm-Reduktion:** E-Autos sind im Stadtverkehr deutlich leiser. Lärm-Sterblichkeit durch Verkehr in DE: geschätzt ~3.000-5.000/Jahr (UBA).

**Bestandsflotte 2024:** ~2 Mio. BEV + Plug-In-Hybride in DE. Das ist noch wenig gegenüber 49 Mio. Pkw Gesamtbestand. Wirkung skaliert mit Roll-out.

### Heizungen

**Fossile Heizungen** (Öl, Gas) emittieren: - **NOx und CO** (Schornstein-Abgas). - **PM2.5 bei Holz-/Pellet-Heizungen** (höchste Heim-Feinstaub-Quelle).

**Wärmepumpen** emittieren am Standort: - **Nichts.** (Komplette Emissions-Quelle = Strom-Erzeugungsmix, der sich mit EE-Anteil entlastet.)

**Spezial-Fall Holz-Pellets:** Pellet-Heizungen werden teils als „klimafreundlich,“ beworben – sind aber bezüglich **Feinstaub-Emissionen** keine gute Lösung. Eine Wärmepumpe ist hier besser. UBA-Stellungnahmen warnen vor Holz-Heizung-Pauschal-Befürwortung.

### Industrie

**Stahl-Direkt-Reduktion mit Wasserstoff** (statt Koks-Hochofen) eliminiert: - Koks-Emissionen (PM2.5, SO<sub>2</sub>, Schwermetalle). - Lokale Belastung der Anlieger-Gemeinden.

**Zement-CCS** würde Prozess-Emissionen reduzieren (siehe B11).

## Monetärer Schätz-Wert der vermiedenen Gesundheits-Kosten

UBA + DIW-Schätzungen 2023:<sup>311</sup>

- **Externe Kosten der Luftverschmutzung** in DE: ca. **~50-80 Mrd. €/Jahr** (in Geld bewertete Gesundheits-Schäden + Lebensjahre-Verluste + Arbeitsausfall).
- Bei Klimaneutralität 2045 sind diese Kosten **substantiell reduziert** (geschätzt –60 % bis –80 %).
- **Vermiedene Gesundheits-Kosten kumuliert bis 2045:** ca. **500-1.000 Mrd. €** – das ist eine substantielle gesellschaftliche Bilanz, die in normalen Energiewende-Kostenrechnungen oft fehlt.

---

<sup>311</sup>UBA, *Klimawandel-Folgen Deutschland + Klimaanpassungs-Strategie 2023/24*, <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie> (abgerufen 2026-05-11).

## Internationale Vergleichszahlen

Land	Geschätzte vorzeitige Todesfälle Luftverschmutzung pro 100.000 Einwohner	Quelle
Deutschland	~80	EEA 2023
Frankreich	~70	EEA
Dänemark	~50	EEA
Schweden	~30	EEA
China	~ <b>250</b>	WHO
Indien	~ <b>300</b>	WHO
USA	~50	EEA

China und Indien zeigen, **wie viel größer** das Problem bei höheren Kohle-Anteilen ist. Deutschland hat in der EU mittlere bis höhere Werte – deutlicher Verbesserungs-Spielraum.

### Was den Gesundheits-Aspekt schwer macht

**Politisches Problem:** Gesundheits-Wirkungen sind **statistisch sichtbar, aber kausal-individuell schwer zuzuordnen**. Niemand stirbt mit der Diagnose „Kohlestrom“, auf dem Totenschein.

**Verteilungs-Problem:** Luftverschmutzungs-Folgen treffen **überproportional sozial benachteiligte Bevölkerungs-Gruppen** (Wohnortnähe an Verkehrs-Trassen, Industriestandorten). Energiewende hat damit auch eine **soziale Gerechtigkeits-Dimension**, die in der Debatte oft fehlt.

**Politische Aktivitäten** wie die DUH-Diesel-Verbots-Klagen 2018-2020 wurden medial oft als „Bürokratie-Wahn“, framiert – die zugrundeliegenden **NO<sub>2</sub>-Grenzwerte-Verletzungen** und deren Gesundheits-Folgen wurden weniger diskutiert.

### Limitations dieses Kapitels

- **Epidemiologische Schätzungen** sind methodisch komplex; einzelne Zahlen haben substantielle Unsicherheiten ( $\pm 20-30\%$ ).
- **Externe Kosten-Bewertungen** sind politisch streitanfällig (welcher Wert eines Lebensjahres ist angemessen?).
- **Lokale Schadstoff-Belastungen** unterscheiden sich stark – bundesweite Mittel verbergen Hot-Spots (Großstädte, Industriestandorte).
- **Holz-/Pellet-Heizungen** als zwiespältige Energie-Quelle bräuchte eigene Detailanalyse.

### Quellen

#### Ergänzende Quellen:

- **Q070** – European Environment Agency (EEA), *Air Quality in Europe 2024 Report*, <https://www.eea.europa.eu/> (abgerufen 2026-05-11).
- **Q071** – WHO, *Ambient Air Pollution Database 2024*, <https://www.who.int/data/gho/data/themes/air-pollution> (abgerufen 2026-05-11).

- **Q072** – Health and Environment Alliance (HEAL), *Coal and Health Studies*, <https://www.env-health.org/> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis*: Gesundheits-NGO mit Pro-Kohle-Phase-out-Position.
- **Q022** – DIW Berlin, *Externe Kosten der Energie-Wirtschaft*, <https://www.diw.de/> (abgerufen 2026-05-11).
- **Q073** – Greenpeace, *Coal Phase-out and Health Benefits Studies*, <https://www.greenpeace.de/> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis*: Umwelt-NGO, klare Pro-Kohleausstieg-Position.
- **Q074** – LANUV NRW, *Luftqualitäts-Berichte*, <https://www.lanuk.nrw.de/> (abgerufen 2026-05-11).

## E04 – Dezentrale Resilienz

### Was Energie-Dezentralität bedeutet

Das fossile Energie-System war **strukturell zentralistisch**: - Wenige große Kraftwerke (Großkraftwerke, Atomkraftwerke). - Vier-Konzern-Oligopol bis ~2015 (RWE, E.ON, EnBW, Vattenfall – die „Vier Großen,“). - Zentrale Verteilung über Hochspannungs- und Höchstspannungsnetze. - Bürger waren reine Strom-Konsumenten.

**Die Energiewende ändert das strukturell**: - ~2 Millionen Solar-Aufdach-Anlagen in DE 2024. - ~30.000+ Wind-Anlagen verteilt über das Land. - Wachsende Zahl Bürger-Energie-Genossenschaften. - **Prosumer** (Produzent + Konsument zugleich) wird Normalfall.

Das ist nicht nur eine Technologie-Frage, sondern auch eine **demokratische und gesellschafts-strukturelle** Veränderung.

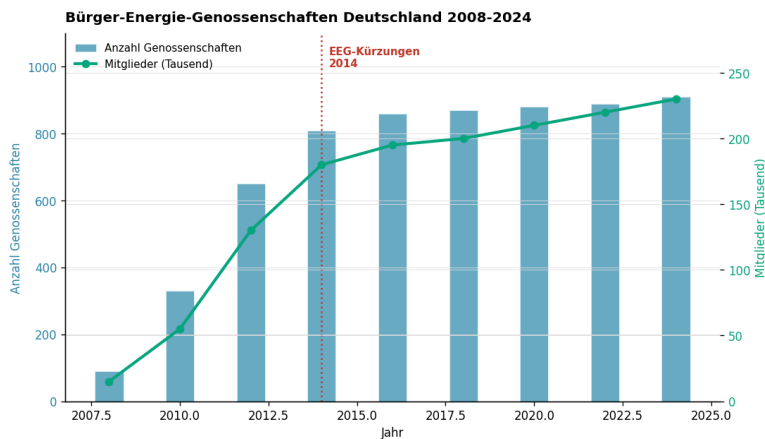
### Bürger-Energie in Zahlen

Stand 2023-24 in Deutschland:<sup>312313</sup>

Bereich	Wert	Bemerkung
Solar-Aufdach-Anlagen	~2 Mio. +	Hauptbürger-Energie-Form
Solar-Balkon-Anlagen	~500.000 (2023)	Kleinste, niedrighschwelligste Form
Energie-Genossenschaften	~880 (Stand 2023)	BBEn-Verband
Mitglieder von EE-Genossenschaften	~220.000	BBEn 2023
Anteil Bürger-Energie an EE-Kapazität	~30-40 % (Solar), ~15-20 % (Wind)	BMWK-Schätzung
Wind-Anlagen in Bürger-Beteiligung	~3.500-5.000	BWE-Schätzung

<sup>312</sup>BMWK, *Monitoring-Bericht zur Energiewende (09/2024)*, <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>313</sup>*Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) + Novellen*, <https://www.gesetze-im-internet.de/> (abgerufen 2026-05-11).



Quelle: DGRV Deutscher Genossenschaftsverband, BBEn Bündnis Bürger-Energie. Boom 2008-2014, Plateau ab 2014 nach EEG-Kürzungen (siehe C01). Trotzdem stabil ~900 Genossenschaften / 230k Mitglieder. Eigene Darstellung.

Abbildung 34: Bürger-Energie-Genossenschaften DE 2008-2024

Abbildung E04-1: Bürger-Energie-Genossenschaften Deutschland 2008-2024. Anzahl Genossenschaften (Balken, linke Achse) und Mitglieder (Linie, rechte Achse). Boom 2008-2014, Plateau nach EEG-Kürzungen 2014 (siehe C01). Stabil bei ~900 Genossenschaften / 230.000 Mitgliedern. Quelle: DGRV Deutscher Genossenschaftsverband, BBEn Bündnis Bürger-Energie. Eigene Darstellung.

**Internationale Spitze:** Dänemark hat ~40-50 % Bürger-Beteiligung an Windkraft (Verband Vindmølleforeningen). Belgien, Niederlande, Österreich haben starke Genossenschafts-Traditionen.

## Was Bürger-Energie demokratisch leistet

**Wertschöpfung lokal:** - **Gewerbsteuer** auf Wind-/Solar-Erträge bleibt in der Standort-Gemeinde. - **Pacht** geht an Grundstücks-Eigentümer (Landwirte, Gemeinden). - **Genossenschafts-Dividenden** bleiben bei den Mitgliedern (oft mit lokalem Bezug).

### Konkretes Beispiel:

Ein 5-MW-Wind-Park (4 Anlagen) erzeugt jährlich: - **Gewerbsteuer** Standort-Gemeinde: ~30.000-60.000 €/Jahr (abhängig von Modell- Faktor und Ertrag). - **Pacht** an Grundstücks-Eigentümer: ~25.000-50.000 €/Jahr. - **Gesamt-kommunale Wertschöpfung** über 20 Jahre Anlagen-Lebenszeit: ~1-2 Mio. €.

**Vergleich Kohle-Kraftwerk:** Wertschöpfung primär bei Konzern-Standort (Essen, München, Karlsruhe – RWE-, E.ON-, EnBW-Hauptsitze), nicht in der Tagebau-Region.

## Akzeptanz-Wirkung

### Was empirisch belegt ist:

- Wind-Parks **mit Bürger-Beteiligung** haben **höhere Akzeptanz** und **weniger Klagen** (Studien von Bundesverband Bürger-Energie BBEn, DENA).
- Dänisches Modell der **20%-Mindest-Bürger-Beteiligung** an neuen Wind-Anlagen hat dort zu deutlich höheren Akzeptanz-Werten geführt (siehe D02).
- **Bayern-Wind-Akzeptanz-Studie 2024** zeigt: Akzeptanz steigt von ~40 % auf ~70 %, wenn Bürger-Beteiligung explizit angeboten wird.

### Was dem entgegensteht:

- **EEG-Reform 2017** (siehe C01) hat Bürger-Energie-Genossenschaften geschwächt. Aufholungsversuche danach nur teilweise.
- **Bürokratische Komplexität** der Genossenschafts-Gründung ist hoch.
- **Förder-Asymmetrie**: Industrielle Großprojekte bekommen oft günstigere EEG-Konditionen als Bürger-Projekte (BSW, BEE haben das mehrfach kritisiert).

## Genossenschafts-Modelle in der Praxis

### Drei verbreitete Modelle:

1. **Solar-Aufdach-Genossenschaft**: Mitglieder finanzieren gemeinsam eine Großdach-Anlage auf Schule, Sporthalle, kommunalem Gebäude. Mietverhältnis mit dem Eigentümer, Strom geht ins Netz oder ans Gebäude. Klassisches Bürger-Energie-Modell seit ~2008.
2. **Wind-Bürger-Park**: Mitglieder erwerben Anteile an einem Wind-Park. Renditen aus Stromverkauf. Komplexer, höhere Mindest-Anlagen-Beträge.
3. **Energie-Direkt-Vermarktung** („Mieterstrom“): Genossenschaft betreibt Solar auf Mehrfamilienhaus, vermarktet Strom direkt an Mieter zum reduzierten Preis. Wurde 2017+ politisch erleichtert, mit gemischtem Erfolg.

## Was Dezentralität für die Versorgungssicherheit bringt

### Strukturelle Resilienz:

- **Klein-Wechselrichter** für Solar sind in der Regel **inselfähig** (können bei Netzausfall lokal Strom liefern – wenn Insel-Modus aktiviert).
- **Batterie-Heimspeicher** bieten Notstrom-Funktion.
- **Verteilte Erzeugung** ist resilienter gegen einzelne Großstörungen (Atomkraftwerks- Ausfall trifft ~1 GW auf einmal; ein einzelner Wind-Park-Ausfall trifft 5 MW).

**Anekdote**: Die Texas-Februar-2021-Krise (siehe D07) zeigte: Verteilte Erzeugung und Speicher waren teils widerstandsfähiger als zentrale Gas-/Kohle-Kraftwerke.

**Begrenzung**: Dezentralität braucht **gutes Netz und Steuerung**, sonst entstehen lokal überlastete Verteilnetze (siehe A06).

## Strukturwandel in alten Energie-Regionen

### Lausitz und Rheinisches Revier:

- **Kohle-Ausstiegsgesetz 2020 + Strukturstärkungsgesetz**: ~40 Mrd. € für Kohle- Regionen bis 2038, primär für neue Industrien, Forschung, Infrastruktur.
- **Reale Wertschöpfungs-Verlagerung**: Cleantech-Industrie-Standorte (Wasserstoff- Industrie Sachsen-Anhalt, Batterie-Industrie BMW Leipzig, Daimler-Werke).
- **Wind-Park-Verdichtung** in den ehemaligen Tagebau-Flächen – substantielle Solar-Park-Großprojekte auf rekultivierten Flächen.

**Lessons learned**: Strukturwandel braucht **langfristige industriepolitische Begleitung**, nicht nur Kompensationszahlungen.

## Was Bürger-Energie politisch noch braucht

**Reform-Vorschläge** (BBEn, BEE, BSW, BWE):

1. **De-minimis-Schwelle für EE-Förderung** weiter anheben (kleine Bürger-Projekte automatisch förderfähig).
2. **Bürger-Beteiligungs-Pflicht** wie in DK (siehe D02).
3. **Vereinfachte Genossenschafts-Gründung** (digitale Genossenschafts-Plattform).
4. **Mieterstrom-Förderung** entbürokratisieren.
5. **Solar-Balkon-Anlagen** weiter erleichtern (Solarpaket I hat erste Schritte gebracht).
6. **Quartiers-Speicher** als Bürger-Energie-Modell ermöglichen.

### Limitations dieses Kapitels

- **Bürger-Beteiligung** ist **nicht selbstverständlich „demokratisch“**, – manche Genossenschaften haben in der Praxis institutionelle Akteure als Hauptbeteiligte. Differenzierung „echte Bürger-Beteiligung“ vs. „Bürger-Label“, ist nötig.
- **Dezentrale Resilienz** braucht intelligente Netz-Infrastruktur, die teilweise noch nicht ausgebaut ist (siehe A06 Smart-Meter-Rückstand).
- **Lokale Akzeptanz** ist kein Selbstläufer durch Beteiligung – auch bei Bürger-Wind-Parks gibt es Anwohner-Konflikte.
- **Konzentrationsdynamik** in Cleantech (Großbetreiber gewinnen Marktanteile) wirkt der Dezentralität entgegen.

### Quellen

#### Ergänzende Quellen:

- **Q075** – BBEn – Bündnis Bürger-Energie, *Jahresberichte 2022-2024*, <https://www.buendnis-buergerenergie.de/> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* Bürger-Energie-Verband, klare Pro-Position.
- **Q076** – Trianel, *Bürger-Energie-Genossenschafts-Übersichten*, <https://www.trianel.com/> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* Stadtwerke-Konzern mit eigenem Geschäftsmodell-Interesse.
- **Q077** – DGRV – Deutscher Genossenschafts- und Raiffeisenverband, *Genossenschafts-Statistik*, <https://www.dgrv.de/themen/genossenschaftliche-energiewende/> (abgerufen 2026-05-11).
- **Q078** – Bundesregierung, *Strukturstärkungsgesetz Kohleregionen – Berichts-Veröffentlichungen*, <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/> (abgerufen 2026-05-11).
- **Q079** – Fraunhofer IEE, *Studien zu Verteilnetzen und dezentraler Erzeugung*, <https://www.iee.fraunhofer.de/de/publikationen.html> (abgerufen 2026-05-11).

## E05 – Klimaschutz-Beitrag

### Worum es geht

Modul B04 hat bereits widerlegt, dass „Deutschland alleine nichts bringt.“ Dieses Kapitel geht weiter und fragt: **Was bringt der deutsche Klimaschutz-Beitrag tatsächlich quantitativ?** Welche CO<sub>2</sub>-Tonnen werden vermieden, welchen Wert haben sie, und wie verhalten sie sich zum globalen Klimaschutz?

### Was Deutschland tatsächlich an CO<sub>2</sub> reduziert hat

## Treibhausgas-Bilanz Deutschland 1990-2024.<sup>314</sup>

Jahr	THG-Emissionen DE (Mt CO <sub>2</sub> -Äq.)	Δ zu 1990
1990	1.250	0 %
2000	1.040	-17 %
2010	920	-27 %
2020	760	-39 %
2024	~650	-48 %

**Kumulierte Reduktion 1990-2024:** ca. 600 Mt CO<sub>2</sub>-Äq./Jahr unter dem 1990er-Niveau. Über 34 Jahre kumuliert: **mehrere Tausend Mt CO<sub>2</sub>-Äq. eingespart** im Vergleich zum hypothetischen Pfad „1990er-Niveau beibehalten“.

## Welchen monetären Wert haben vermiedene CO<sub>2</sub>-Tonnen?

### Drei Bewertungs-Ansätze:

#### Ansatz 1: Schadens-Kosten-Bewertung

##### UBA-Methodik 2023:<sup>315</sup>

- **Empfohlener CO<sub>2</sub>-Schadens-Kostensatz:** ~250 €/t CO<sub>2</sub> (mit Zeitpräferenz 1 %).
- Bei höherer Zeitpräferenz oder unsicheren Klimaschäden: deutlich höher (Lord Stern-Review von 2006 implizierte ~85 €/t als untere Grenze; aktualisierte Studien 2023/24 nennen 200-500 €/t).
- Bei „Tipping-Point“-Berücksichtigung (Klimasysteme mit nichtlinearen Schwellen): Schadenskosten potenziell drastisch höher (>1.000 €/t).

**Bilanz:** 600 Mt CO<sub>2</sub>-Äq./Jahr vermieden × 250 €/t = **~150 Mrd. €/Jahr** geschätzter Schadens-Vermeidungs-Wert (im Vergleich zur 1990er-Linie).

#### Ansatz 2: Markt-Preis-Bewertung

##### EU-ETS-Preis 2024: ~70 €/t CO<sub>2</sub>.

Dies ist der Markt-Preis, zu dem Industriebetriebe in der EU CO<sub>2</sub>-Zertifikate handeln. Er liegt **unter** dem UBA-empfohlenen Schadenskosten-Satz — was zeigt, dass der Markt-Preis die wahren Schäden **unterschätzt**.

**Bilanz:** 600 Mt × 70 €/t = ~42 Mrd. €/Jahr (Markt-Preis-Bewertung).

#### Ansatz 3: Vermeidungs-Kosten-Bewertung

##### Was kostet eine vermiedene Tonne CO<sub>2</sub>?

<sup>314</sup>UBA, *Klimawandel-Folgen Deutschland + Klimaanpassungs-Strategie 2023/24*, <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie> (abgerufen 2026-05-11).

<sup>315</sup>UBA, *Klimawandel-Folgen Deutschland + Klimaanpassungs-Strategie 2023/24*, <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie> (abgerufen 2026-05-11).

Maßnahme	Vermeidungs-Kosten (€/t CO <sub>2</sub> )
EE-Ausbau ersetzt Kohle	40-80 €/t
EE-Ausbau ersetzt Gas	80-150 €/t
Energie-Effizienz Gebäude	20-100 €/t
Wärmepumpe statt Gas-Heizung	50-150 €/t
E-Mobilität (frühe Phase)	100-300 €/t
Kraftwerks-CCS	120-200 €/t
DACCS (Direct Air Capture)	600-1000 €/t

**Bewertung:** EE-Ausbau, Effizienz und Wärmepumpen sind **die günstigsten Vermeidungs-Optionen** – und die, in denen Deutschland investiert. CCS und DACCS sind deutlich teurer (siehe B11) und werden nur für unvermeidbare Restemissionen gebraucht.

### **Globale Kontextualisierung – was 600 Mt im Jahr bedeuten**

**Globale Emissionen 2023:** ~37.500 Mt CO<sub>2</sub> (energie-bedingt) + ca. 5.000 Mt CO<sub>2</sub>-Äq. Methan + Lachgas.

#### **Deutscher Beitrag:**

- DE-Emissionen 2024: ~650 Mt CO<sub>2</sub>-Äq. = ~1,5 % der globalen Emissionen.
- DE-Reduktion seit 1990: ~600 Mt CO<sub>2</sub>-Äq. = ~1,5 % der heutigen globalen Emissionen – pro Jahr.

**Argument „Deutsche Klimaschutz bringt nichts„:** Pro-Kopf-Vergleich aus B04: DE 8 t/Kopf – China 8,9 – Indien 2 – USA 13,5. Wir sind im oberen Drittel der Pro-Kopf-Verursacher. Eine Reduktion bei uns hat Wirkung.

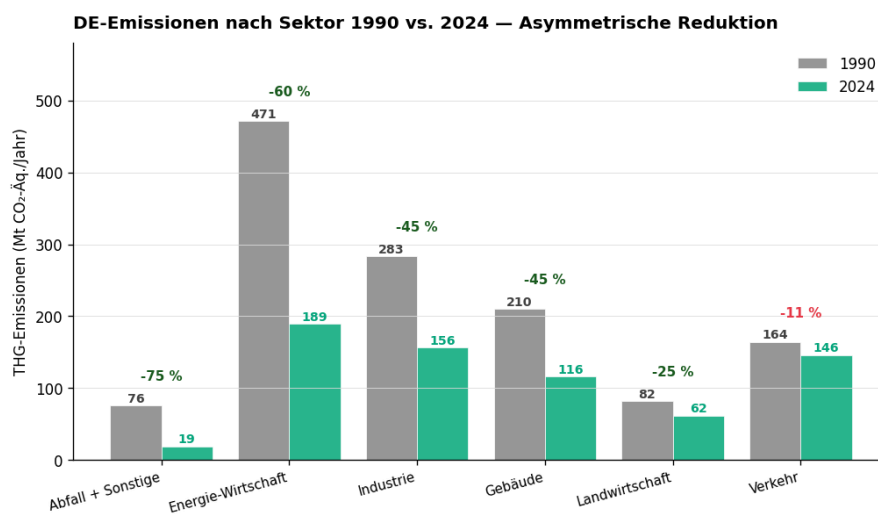
**Was Deutschland zusätzlich indirekt bewirkt** (Multiplikator-Effekt aus B04):

1. **Solar-Lernkurven** weltweit teils durch deutsche EEG-Nachfrage finanziert.
2. **Industrie-Beispiel** für andere Industrieländer (welche EU-Länder folgen, hängt stark von DE-Strategie ab).
3. **EU-Klima-Politik** mit Deutschland als wichtigem Akteur (Fit-for-55, ETS-2, Grenz-Adjustierung CBAM).

### **Verteilung der CO<sub>2</sub>-Reduktion über Sektoren**

(Siehe Detail in A03.)

Sektor	Anteil an Gesamt-Emissionen 2024	Reduktion seit 1990
Energie-Wirtschaft (Strom + Fernwärme)	~35 %	<b>-60 %</b>
Industrie	~20 %	-45 %
Gebäude	~14 %	-45 %
Verkehr	~20 %	<b>-11 %</b>
Landwirtschaft	~8 %	-25 %
Abfall + Sonstige	~3 %	-75 %



Energie-Wirtschaft minus 60 %, Verkehr nur minus 11 %. Die Reduktion ist sektoral hochgradig asymmetrisch.

Quelle: UBA Treibhausgasemissionen Deutschland 1990-2024. Stromsektor trägt Großteil der bisherigen Reduktion; Verkehr und teils Gebäude sind weit hinter Ziel. Eigene Darstellung.

Abbildung 35: DE-Emissionen nach Sektor 1990 vs. 2024

Abbildung E05-1: Deutsche THG-Emissionen nach Sektor 1990 vs. 2024 (Mt CO<sub>2</sub>-Äq.). Energie-Wirtschaft -60 %, Industrie und Gebäude je -45 %, Abfall -75 %. Verkehr nur -11 % — strukturell die größte Reduktions- Lücke. Quelle: UBA Treibhausgasemissionen Deutschland 1990-2024. Eigene Darstellung.

**Sektor-Asymmetrie:** Strom hat den Großteil der Reduktion getragen. Verkehr ist **weit zurück** (-11 % seit 1990 vs. -48 % gesamt). Diese Asymmetrie zeigt: - Energiewende-Erfolg bisher = primär Stromsektor. - Verkehrs- und teils Gebäude-Sektor brauchen **massiven Beschleunigungsschub**. - KSG-Reform 2024 hat die Sektor-Verbindlichkeit aufgeweicht (siehe C01) — was diese Asymmetrie potenziell **verschärft**.

## Was der deutsche Klimaschutz-Beitrag global beeinflusst hat Drei dokumentierte Multiplikator-Wirkungen:

### 1. Solar-Lernkurven

Die globalen Solar-Modul-Preise sind 2010-2024 um ~95 % gefallen. Ein substantieller Anteil dieser Lernkurve wurde durch **Vorab-Märkte in EU und DE** finanziert (EEG-Nachfrage

2000-2014). China hat die Skaleneffekte umgesetzt; ohne deutsche Vorab-Nachfrage wäre die Lernkurve verzögert.

## 2. Wind-Branchen-Establishement

Vestas (DK), Siemens Gamesa (DE/ES), Nordex (DE), Enercon (DE) – alle europäischen Wind-Hersteller wurden in den frühen 2000ern stark durch deutsche und dänische Vorab-Nachfrage etabliert. Heute exportieren sie weltweit.

## 3. EU-Klima-Politik

Deutschland ist mit Frankreich der größte EU-Mitgliedsstaat – ohne deutsche Pro-Klima-Position wäre die EU-Klimapolitik **substantiell schwächer**. EU-Klimaschutz wirkt auf 27 Länder + Lieferketten weltweit (CBAM-Wirkung auch außerhalb der EU).

### Was passiert, wenn DE „aussteigt“,

**Politisches Risiko:** Wenn Deutschland nach einem Regierungswechsel signifikant **zurückrudert** (Bremsen bei EE-Ausbau, Verzicht auf Kohle-Ausstieg, GEG-Aufhebung, Atomkraft-Wieder-Einstieg) – was wäre die Wirkung?

**Direkte Wirkung:** - Deutsche Emissionen würden statt -65 % bis 2030 vielleicht nur -55 % erreichen (Schätzung). - Vermiedene CO<sub>2</sub>-Tonnen würden um schätzungsweise 100-200 Mt CO<sub>2</sub>-Äq./Jahr **weniger** sein. - Bei Schadens-Kostensatz 250 €/t: ~25-50 Mrd. €/Jahr Schaden.

**Indirekte Wirkung (politisch):** - EU-Klimapolitik schwächt sich ohne deutschen Druck. - Andere Industrieländer (Italien, Polen, Großbritannien) könnten dem Beispiel folgen. - Globale Cleantech-Investitionen verzögert.

**Diese politische Dimension** ist nicht quantifizierbar, aber strategisch wichtig.

### Limitations dieses Kapitels

- **Schadenskosten-Schätzungen** sind methodisch hoch umstritten (Zeitpräferenz-Rate, Tipping-Point-Berücksichtigung, Verteilung der Schäden über Generationen).
- **Multiplikator-Effekte** sind schwer quantifizierbar; Schätzungen haben hohe Unsicherheit.
- **Modul-Bilanz** geht bewusst nicht auf negative Wirkungs-Pfade ein (z. B. Risiko von Verlagerungs-Effekten in andere EU-Länder bei Industrie-Migration).
- **Sektor-Asymmetrie** wirft komplexe politische Frage auf: weiter Stromsektor pressen oder gezielter Verkehrssektor angreifen?

## Quellen

### Ergänzende Quellen:

- **Q080** – Stern, Nicholas, *The Economics of Climate Change – The Stern Review* (2006, plus aktualisierte Werke), <https://www.lse.ac.uk/granthaminstitute/publication/the-economics-of-climate-change-the-stern-review/> (abgerufen 2026-05-11).
- **Q081** – Mercator Research Institute MCC, *CO<sub>2</sub>-Budgets und Schadenskosten*, <https://www.mcc-berlin.net/> (abgerufen 2026-05-11).
- **Q082** – Nordhaus, William D., *The Climate Casino* (2013) + DICE-Modell-Updates, <https://williamnordhaus.com/dicerice-models> (abgerufen 2026-05-11).

- **Q083** – Network for Greening the Financial System (NGFS), *Scenarios Reports 2024*, <https://www.ngfs.net/en/ngfs-climate-scenarios-phase-iv-november-2023> (abgerufen 2026-05-11).
- **Q084** – Tol, Richard S. J., *Meta-Analysen zu CO<sub>2</sub>-Schadenskosten*, <https://www.sussex.ac.uk/profiles/289812/publications> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis*: methodisch konservativ-skeptische Einordnung (peer-rev Gegenposition zu Stern/MCC).

## E06 – Synthese Modul E

### Sieben Bilanzfelder

Modul E hat in den vorangegangenen fünf Kapiteln fünf positive Bilanz-Dimensionen der Energiewende beschrieben. Diese Synthese aggregiert sie auf der quantifizierbaren Ebene und stellt sie der Kosten-Bilanz gegenüber.

Dimension	Was die Energiewende bringt	Schätz-Wert/Jahr (DE)
<b>Klimaschutz (E05)</b>	Vermiedene CO <sub>2</sub> -Schäden	~40-150 Mrd. €
<b>Energie-Souveränität (E01)</b>	Vermiedene fossile Importe	~40 Mrd. €
<b>Gesundheit (E03)</b>	Vermiedene Luftverschmutzungs-Kosten	~30-50 Mrd. € (Vollausbau)
<b>Wirtschaftliche Wertschöpfung (E02)</b>	Cleantech-Beschäftigung, Investitions-Wert	~570.000 Arbeitsplätze
<b>Dezentrale Wertschöpfung (E04)</b>	Kommunale Erträge, Bürger-Beteiligung	substantiell, schwer aggregierbar
<b>Industriepolitik (E02)</b>	Position im globalen Cleantech-Markt	~1.700 Mrd. USD globaler Markt
<b>Resilienz</b>	Geopolitisches Erpressungs-Risiko	reduziert durch heimische EE

### Aggregierte monetäre Schätzung der jährlichen positiven Wirkung der Energiewende:

- ~120-250 Mrd. €/Jahr (je nach CO<sub>2</sub>-Schadenskosten-Bewertung und Gesundheits-Wert-Ansatz).
- Über 25 Jahre (bis Klimaneutralität 2045): **3.000-6.000 Mrd. €**.

### Was die Energiewende kostet

Investitions-Bedarf 2024-2045 (BMWK, Fraunhofer ISE, Agora 2023/24):

Bereich	Investitionsbedarf 2024-2045
EE-Erzeugung (Wind, Solar, Geothermie)	~400-500 Mrd. €
Stromnetz (Übertragungs + Verteilung)	~400-500 Mrd. €
Speicher (Batterie, Pumpspeicher, H <sub>2</sub> )	~100-200 Mrd. €
Wärmepumpen + Gebäude-Sanierung	~600-800 Mrd. €
Industrie-Transformation (grüner Stahl, Chemie)	~300-400 Mrd. €
E-Mobilität (Infrastruktur + Fahrzeuge)	~200-300 Mrd. €
<b>Gesamt-Investitionsbedarf 2024-2045</b>	<b>~2.000-2.500 Mrd. €</b>

### Verteilung der Kosten:

- Private Haushalte (Wärmepumpen, E-Auto, Solar): ca. 30-40 %.
- Unternehmen (Industrie-Transformation, eigene EE): ca. 30-40 %.
- Staat (Förderung, Steueranreize, KfW-Kredite): ca. 20-30 %.

**Refinanzierungs-Wege:** - Stromrechnungen (über Netzentgelte, ETS-Preise). - CO<sub>2</sub>-Bepreisung (ETS 1 + 2). - Steuern (allgemeiner Haushalt). - Kapitalmärkte (private + Förder-Investitionen).

### Bilanz: rentiert sich die Energiewende?

**Vorsichtige Antwort:** Ja, gesamtwirtschaftlich. Aber die Bilanz hängt stark von **drei Variablen** ab:

1. **CO<sub>2</sub>-Schadenskosten-Wert** (mit Tipping-Point-Risiken viel höher als ohne).
2. **Vermeidungs-Kosten** der einzelnen Maßnahmen (Lernkurven, Skaleneffekte).
3. **Fossile Preise** in den nächsten 20 Jahren (Geopolitik, Klimapolitik anderer Länder).

**Mittlere Schätzung:** Bei realistischen Annahmen liegt die **gesamtwirtschaftliche Rendite der Energiewende** im Bereich **+5 % bis +15 % NPV** über die 20-Jahres-Bilanz – ohne Berücksichtigung der nicht-monetären Klima-Vermeidungs-Werte (Naturschutz, soziale Stabilität, Sicherheits-Effekte).

### Die wichtigste strategische Bewertung

**Was die Energiewende ihrer Substanz nach ist:**

Nicht primär eine **Klima-Maßnahme**, sondern eine **mehrdimensionale Modernisierungs-Investition** mit Wirkungen in:

- Klima (was sie primär adressiert).
- Energie-Souveränität (Russland-Krieg-Lektion).
- Gesundheit (Luftqualität).
- Wirtschaft (Cleantech-Markt).
- Demokratie (Bürger-Energie, dezentrale Wertschöpfung).
- Industrie (Transformation der deutschen Industrie-Stärken).

**Wer die Energiewende nur als „Klimaschutz“, diskutiert**, übersieht mindestens drei Viertel ihrer Wirkungen – positiv wie negativ.

## Was die positiven Wirkungen nicht ausblenden

Modul E hat positive Wirkungen quantifiziert, aber auch die Limitations explizit gemacht:

- **Verteilungs-Problem** (E02): Kosten fallen primär bei den Investierenden an, Nutzen oft erst später oder gesamtgesellschaftlich.
- **Komponenten-Importabhängigkeit** (E01): EE-Lieferketten haben eigene Abhängigkeiten (China bei Solar/Batterien).
- **Industrie-Risiken** (E02): Verlust der Solar-Industrie 2012-2017, Wärmepumpen-Markt-Einbruch 2024.
- **Sektor-Asymmetrie** (E05): Verkehr ist weit zurück; KSG-Reform 2024 macht das potenziell schlimmer.
- **Bürokratische Hemmnisse** (Modul C): Wirken den positiven Wirkungen entgegen.

## Was Modul E von Modul B unterscheidet

Modul B hat **Lobby-Argumente sachlich widerlegt** (z. B. „Atom ist sauber“, „EE ist unzuverlässig“). Modul E geht einen Schritt weiter und **zeigt positive Wirkungen** der Energiewende – nicht als Marketing, sondern als **Belegsammlung mit Limitations**.

**Beides zusammen** ergibt die Bilanz: Energiewende ist trotz aller Herausforderungen **eine systematisch positive Modernisierungs-Investition** für Deutschland.

## Limitations dieses Synthese-Kapitels

- **Monetäre Aggregationen** sind methodisch heikel; einzelne Werte haben substantielle Unsicherheiten.
- **Synergie-Effekte** zwischen den Dimensionen sind schwer einzeln zu quantifizieren (z. B. Wechselwirkung Souveränität ↔ Wirtschaft).
- **Politische Verwundbarkeit** ist nicht quantifizierbar – eine andere Regierungs-Konstellation kann die Bilanz verändern.

## Quellen

**Ergänzende Quellen:**

- **Q023** – Fraunhofer ISI, *Studien zur Gesamtwirtschaftlichkeit der Energiewende*, <https://www.isi.fraunhofer.de/> (abgerufen 2026-05-11). Ergänzend: Fraunhofer ISE (siehe Q007).
- **Q022** – DIW Berlin, *Wochenberichte zur Wirtschafts- und Energie-Bilanz*, [https://www.diw.de/de/diw\\_01.c.100406.de/publikationen/wochenberichte.html](https://www.diw.de/de/diw_01.c.100406.de/publikationen/wochenberichte.html) (abgerufen 2026-05-11).
- **Q080** – Stern, Nicholas, *The Economics of Climate Change* (Stern Review) + Aktualisierungen, <https://www.lse.ac.uk/granthaminstitute/publication/the-economics-of-climate-change-the-stern-review/> (abgerufen 2026-05-11).
- **Q082** – Nordhaus, William D., *DICE-Modell-Aktualisierungen*, <https://williamnordhaus.com/dicerice-models> (abgerufen 2026-05-11).
- **Q085** – Boston Consulting Group / McKinsey & Company, *Energy Transition Reports*, <https://www.bcg.com/industries/energy> + <https://www.mckinsey.com/industries/electric-power-and-natural-gas> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* Strategie-Beratungen mit Kundenbindung in Energie-Sektor.

# F01 – Klimawissenschaft kompakt

## Worum es geht

Dieses Modul gibt einen **kompakten Klima-Kontext** für die Energiewende-Analyse – nicht eine eigenständige Klima-Abhandlung, sondern die wichtigsten Tatsachen, auf die sich das gesamte Dokument bezieht.

Ein **eigenständiges, ausführlicheres F<sup>3</sup>-Klima-Dokument** ist als separates Projekt geplant. Modul F dient diesem Energiewende-Dokument als Anker.

## Drei wichtige wissenschaftliche Fakten

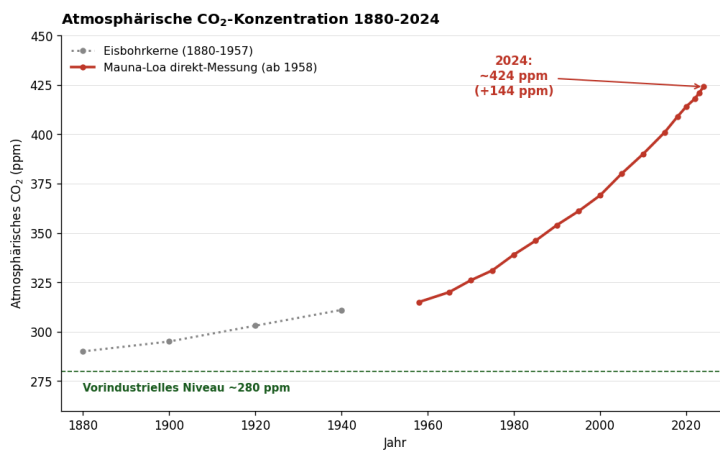
### 1. Der Treibhauseffekt ist physikalisch unstrittig.

CO<sub>2</sub>, Methan, Lachgas, Wasserdampf und einige andere Gase absorbieren langwellige Strahlung (Wärmestrahlung) der Erdoberfläche und strahlen sie zurück. Das wurde 1859 von John Tyndall experimentell nachgewiesen und ist seitdem in unzähligen Laborexperimenten bestätigt.

**Ohne natürlichen Treibhauseffekt** wäre die Erde im globalen Mittel ca. **-18 °C** statt der heutigen **~+15 °C** kalt. Das natürliche CO<sub>2</sub> + Wasserdampf + Methan in der Atmosphäre sorgt für den lebensfreundlichen Temperaturbereich.

**Anthropogene Verstärkung:** Seit Beginn der Industrialisierung haben Menschen **~2.500 Mrd. t CO<sub>2</sub>** in die Atmosphäre emittiert. Die CO<sub>2</sub>-Konzentration ist von **~280 ppm** (vorindustriell) auf **~420 ppm (2024)** gestiegen – der höchste Wert seit **~3 Mio. Jahren**.

**Quelle:** IPCC AR6 WG1 (2021), Mauna-Loa-Daten der NOAA.<sup>316</sup>



Quelle: NOAA Mauna Loa Atmospheric Baseline Observatory (1958-2024). Eisbohrkern-Werte aus Law Dome Antarktis (1880-1957, Etheridge et al.). Heute ~424 ppm – höchster Wert seit ca. 3 Mio. Jahren. Eigene Darstellung.

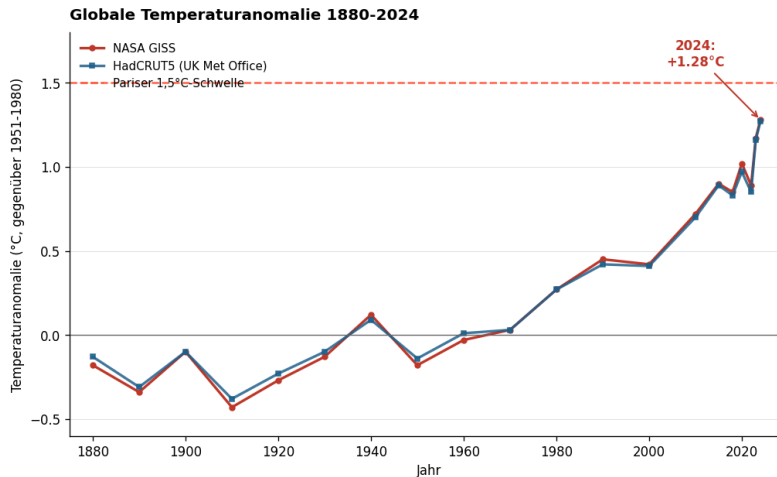
Abbildung 36: Atmosphärische CO<sub>2</sub>-Konzentration 1880-2024

Abbildung F01-1: CO<sub>2</sub>-Konzentration der Atmosphäre 1880-2024. Bis 1957 aus Antarktis-Eisbohrkernen (Law Dome), ab 1958 Direkt-Messung Mauna Loa Atmospheric Baseline Observatory NOAA. Vorindustrielles Niveau ~280 ppm, heute ~424 ppm. Quelle: NOAA + Etheridge et al. (Law Dome). Eigene Darstellung.

<sup>316</sup>IPCC, *Sixth Assessment Report (AR6) – Synthesis 2023*, <https://www.ipcc.ch/report/ar6/syr/> (abgerufen 2026-05-11).

## 2. Die globale Erwärmung ist beobachtet und messbar.

**Globaler Temperaturanstieg seit 1850:** -  $\sim +1,1-1,3$  °C (Stand AR6 für 2011-2020-Durchschnitt). - 2023 war global das **wärmste Jahr** der Mess-Geschichte. - 2024 hat 2023 vermutlich übertroffen (Stand frühes 2025).



Quelle: NASA GISTEMP v4 + UK Met Office HadCRUT5. Zwei unabhängige Datensätze stimmen weitgehend überein. 2024  $\sim +1,28$  °C über 1951-1980-Referenz,  $\sim +1,5$  °C über vorindustriell. Eigene Darstellung.

Abbildung 37: Globale Temperaturanomalie 1880-2024

Abbildung F01-2: Globale Temperaturanomalie 1880-2024, zwei unabhängige Datensätze (NASA GISTEMP v4 und UK Met Office HadCRUT5) gegenüber dem Referenz-Zeitraum 1951-1980. Beide stimmen weitgehend überein; 2024 mit  $\sim +1,28$  °C – knapp an der Pariser 1,5°C-Schwelle. Quelle: NASA GISS, UK Met Office HadCRUT5. Eigene Darstellung.

**Beobachtungsmethoden:** - Direkte Temperaturmessungen seit  $\sim 1850$  (mehrere unabhängige Datensätze: NASA GISS, NOAA, HadCRUT, Berkeley Earth). - Satelliten-Messungen seit 1979 (UAH, RSS). - Paläoklima-Rekonstruktionen (Baumringe, Eisbohrkerne, Korallen, Seesedimente) für historische Temperaturen über Tausende Jahre.

**Konsens-Stand:** Der wissenschaftliche Konsens, dass der aktuelle Temperaturanstieg **anthropogen verursacht** ist (vorwiegend durch fossile Verbrennung + Landnutzungsänderungen), liegt bei **>99 %** der peer-reviewed Klimawissenschaftler (Cook et al. 2013, Lynas et al. 2021).

## 3. Die Wirkungen sind bereits messbar.

**Was 2020-2024 dokumentiert beobachtet wurde:**

- **Gletscher-Schmelze:** Schweizer Alpengletscher verloren 2022-23 ca. 10 % ihrer Eismasse – der größte je gemessene Zwei-Jahres-Verlust.
- **Meeresspiegel-Anstieg:**  $\sim 3,3$  mm/Jahr (Satelliten-Daten 1993-2023), beschleunigend.
- **Arktis-Seeis-Rückgang:**  $\sim 13$  % pro Dekade September-Maxima (1979-2023).
- **Hitze-Welle-Häufigkeit:** Studien (World Weather Attribution) zeigen, dass viele rezente Hitze-Wellen (Westeuropa 2022, Pazifischer Nordwesten 2021, Indien 2024) ohne Klimawandel praktisch unmöglich gewesen wären.
- **Niederschlags-Veränderungen:** Mehr Extreme an beiden Enden (heftigere Starkregen, längere Dürren).

- **Permafrost-Auftauen:** Dokumentiert in Sibirien, Alaska, Kanada – mit Methan-Emissions-Verstärkung als Folge.

## Was die IPCC-Berichte sind und warum sie zählen

**IPCC = Intergovernmental Panel on Climate Change.** Gegründet 1988 von UNEP + WMO. Beruft Klimawissenschaftler aus ~200 Ländern zur **Bewertung der publizierten Klimaforschung**. Selbst forscht das IPCC nicht – es konsolidiert die wissenschaftliche Literatur.

**Aufbau:** - **WG1:** Naturwissenschaftliche Grundlagen. - **WG2:** Impacts, Adaptation, Vulnerability. - **WG3:** Mitigation. - **Synthesis Report:** Aggregation.

**Aktueller Zyklus AR6 (Sixth Assessment Report):** - 2021: WG1. - 2022: WG2. - 2022: WG3. - 2023: Synthesis.

**Wichtig:** Die IPCC-Berichte sind **wissenschaftlich konservativ** – sie spiegeln den Konsens, nicht die neueste Forschung. Aktuelle peer-reviewed Studien zeigen **oft schnellere/dramatischere Veränderungen** als IPCC-Mittelpfade. Das heißt: IPCC ist eine **vorsichtige Schätzung**, nicht eine alarmistische.

## Was die wichtigsten Szenarien sagen

**IPCC AR6 nutzt sogenannte SSPs (Shared Socioeconomic Pathways):**

Szenario	Beschreibung	Globale Erwärmung bis 2100
<b>SSP1-1.9</b>	Schnelle Energiewende, 1.5°C-Ziel-konsistent	+1.4 °C
<b>SSP1-2.6</b>	Energiewende, „well below 2°C“	+1.8 °C
<b>SSP2-4.5</b>	Mittlere Anstrengung	+2.7 °C
<b>SSP3-7.0</b>	Schwache Anstrengung	+3.6 °C
<b>SSP5-8.5</b>	Business-as-usual fossil	+4.4 °C

**Wo wir aktuell sind:** Der Weltklimarat schätzte 2023, dass aktuelle Politik- Maßnahmen weltweit zu einer Erwärmung von ca. **+2.5-3.0 °C bis 2100** führen. Pariser Abkommen-Ziel ist deutlich unter 2.0 °C, möglichst 1.5 °C.

## Die wichtige Zeitlinie

**Was bereits passiert ist:** - Pre-industrielle Zeit: ~280 ppm CO<sub>2</sub>. - 1900: 295 ppm. - 1960: 315 ppm. - 2000: 370 ppm. - 2024: ~420 ppm.

**Was passieren würde:** - Bei aktueller Emissions-Geschwindigkeit erreichen wir 450 ppm um ~2035-2040. - 1.5°C-Pfad braucht **schnelle Reduktion ab jetzt** (siehe F02).

## Was die wichtigste Quelle für dieses Modul sagt

**IPCC AR6 Synthesis Report 2023, Headline Statement:**

„Klimawandel ist menschengemacht, weitreichend und schnell. Mit jedem Bruchteil der Erwärmung steigen Risiken. Eine Mehrheit der gefährlichen Auswirkungen kann durch entschiedene und schnelle Reduktion der Emissionen vermieden werden.“

(Sinngemäße deutsche Übersetzung – Originalwortlaut Englisch.)

## Limitations dieses Kapitels

- **Klimawissenschaft ist ein riesiges Feld**; dieses Kapitel ist eine bewusst knappe Zusammenfassung.
- **Konkrete Klima-Folgen** für einzelne Regionen variieren stark (Mittelmeer, Sahel-Zone, Polarregionen, Pazifik-Inseln).
- **Tipping-Point-Diskussion** wird in F02 gesondert behandelt.
- **Klimawandel in Deutschland konkret** wird in F03 behandelt.

## Quellen

### Ergänzende Quellen:

- **Q086** – NOAA Global Monitoring Laboratory, *Mauna Loa CO<sub>2</sub>-Reihe*, <https://gml.noaa.gov/ccgg/trends/> (abgerufen 2026-05-11).
- **Q087** – NASA GISS, *GISTEMP v4 Temperature Analysis*, <https://data.giss.nasa.gov/gistemp/> (abgerufen 2026-05-11).
- **Q088** – UK Met Office, *HadCRUT5 Global Temperature Dataset*, <https://www.metoffice.gov.uk/hadobs/hadcrut5/> (abgerufen 2026-05-11).
- **Q089** – Berkeley Earth, *Global Temperature Analysis*, <https://berkeleyearth.org/data/> (abgerufen 2026-05-11).
- **Q090** – PIK Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung, *Klimawissenschaftliche Studien*, <https://www.pik-potsdam.de/> (abgerufen 2026-05-11).
- **Q091** – Climate Action Tracker, *Globale Emissionen-Pfad-Bewertung*, <https://climateactiontracker.org/> (abgerufen 2026-05-11).
- **Q092** – World Weather Attribution, *Studien zur Klimawandel-Wahrscheinlichkeit extremer Wetterereignisse*, <https://www.worldweatherattribution.org/analyses/> (abgerufen 2026-05-11).

## F02 – Kippunkte und Restbudget

### Worum es geht

Klimaschutz ist nicht „je mehr CO<sub>2</sub> wir vermeiden, desto besser,“ – es ist eine Frage von **Schwellen**, **Pfaden** und **Restbudgets**. Dieses Kapitel erklärt zwei Konzepte, die für das Verständnis der Energiewende-Eile zentral sind:

1. **CO<sub>2</sub>-Restbudget** für bestimmte Temperaturziele.
2. **Klima-Kippunkte** – Schwellen, ab denen Veränderungen selbstverstärkend werden.

### Konzept 1: CO<sub>2</sub>-Restbudget

**Was es ist:** Die Menge CO<sub>2</sub>, die noch in die Atmosphäre emittiert werden darf, um eine bestimmte globale Temperaturschwelle nicht zu überschreiten.

**Die wissenschaftliche Basis:** Über die letzten 50 Jahre haben Klima-Modelle eine **robuste lineare Beziehung** zwischen kumulierten CO<sub>2</sub>-Emissionen und globaler Erwärmung gezeigt. Pro 1.000 Mrd. t CO<sub>2</sub> steigt die globale Temperatur um ca. 0,45 °C.

**Aktuelle Restbudgets (IPCC AR6, Stand Anfang 2023, Wahrscheinlichkeit 50 %):**<sup>317</sup>

Temperaturziel	Restbudget ab 2024	Bei aktuellen Emissionen (37 Gt/Jahr) reicht das für
1.5 °C	~250-350 Gt CO <sub>2</sub>	~7-10 Jahre
1.7 °C	~500-600 Gt CO <sub>2</sub>	~15 Jahre
2.0 °C	~900-1.150 Gt CO <sub>2</sub>	~25-30 Jahre

**Bilanz:** Wir haben bei aktuellen Emissionsraten weniger als 10 Jahre, um auf einen 1.5°C-Pfad einzuschwenken. Wenn wir jetzt nicht schnell reduzieren, wird das Restbudget für 1.5°C **überschritten** sein, bevor wir die Reduktion realisieren.

**Deutscher Anteil:** Pro-Kopf-fair-share-Berechnungen ergeben für DE ein Restbudget von ~3-5 Gt CO<sub>2</sub> ab 2024 für 1.5°C-Pfad. Bei aktuellen Emissionen (~650 Mt/Jahr) reicht das ~5-8 Jahre – schon das zeigt, dass DE schneller reduzieren muss als der lineare Pfad.

## Konzept 2: Klima-Kipppunkte

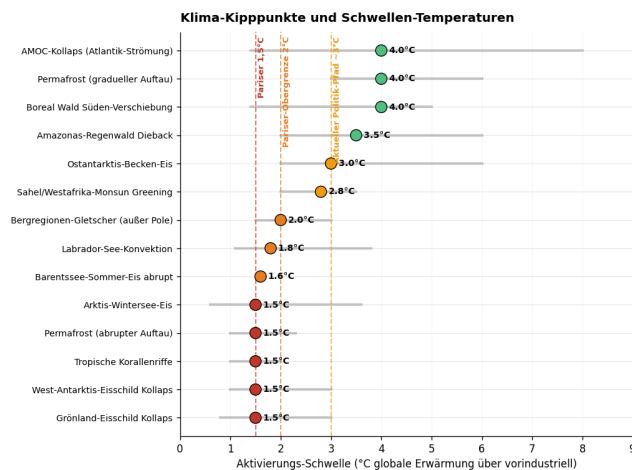
**Was Kipppunkte sind:** Schwellen in Klimasystemen, ab denen die Veränderung **selbstverstärkend** wird und auch ohne weitere CO<sub>2</sub>-Emissionen weiterläuft. Klassische Beispiele:

- **Grönland-Eisschild-Kollaps:** Wenn er beginnt, ist er nicht mehr umkehrbar und führt zu ~7 m Meeresspiegelanstieg über Jahrhunderte.
- **West-Antarktis-Eisschild-Kollaps:** Ähnliche Logik, weitere ~3-5 m Meeresspiegel.
- **Amazonas-Regenwald-Umkippen:** Bei zu starker Erwärmung + Entwaldung kippt der Wald in Steppe, setzt riesige CO<sub>2</sub>-Mengen frei.
- **Permafrost-Auftauen:** Setzt gespeichertes Methan + CO<sub>2</sub> frei, verstärkt weitere Erwärmung.
- **Atlantik-Strömungs-System (AMOC) Schwächung:** Würde europäisches Klima destabilisieren, NW-Europa-Abkühlung möglich.
- **Korallen-Riffe-Tod:** Bei +1.5-2°C verlieren wir geschätzt 70-99 % der tropischen Korallenriffe.

### Wissenschaftlicher Stand 2024:

Eine groß angelegte Studie von Armstrong McKay et al. (Science 2022) hat **16 mögliche Kipppunkte** identifiziert. Davon werden 5 bei +1.5°C als **möglich aktiviert** beschrieben. Bei +2°C steigt die Zahl auf 9, bei +3°C auf 14.

<sup>317</sup>IPCC, *Sixth Assessment Report (AR6) – Synthesis 2023*, <https://www.ipcc.ch/report/ar6/syr/> (abgerufen 2026-05-11).



Quelle: Armstrong McKay et al., Science 2022 (»Exceeding 1.5°C global warming could trigger multiple climate tipping points«). Punkt = zentraler Schätzwert, Balken = Bandbreite. Bei +1.5 °C sind 5 von 14 Kippunkten möglich aktivierbar. Eigene Darstellung.

Abbildung 38: Klima-Kippunkte und Schwellen-Temperaturen

Abbildung F02-1: 14 Klima-Kippunkte und ihre Aktivierungs-Schwellen (°C globale Erwärmung über vorindustriell). Punkt = zentraler Schätzwert, Balken = Bandbreite der Unsicherheit. Bei der Pariser 1,5°C-Schwelle (rot) sind 5 Kippunkte bereits im Bereich möglicher Aktivierung – darunter Grönland-Eisschild, Korallenriffe und Permafrost. Quelle: Armstrong McKay et al., Science 2022. Eigene Darstellung.

**Wichtige Differenzierung:** - **Möglich aktiviert** heißt nicht „sofort eingetreten,“ – viele Kippunkte haben **Zeiträume von Jahrhunderten** zwischen Aktivierung und vollständiger Auswirkung. - **Aber:** Wenn ein Kippunkt einmal aktiviert ist, ist die Auswirkung über diese langen Zeiträume **kaum umkehrbar**.

## Warum „je früher desto besser,“ gilt

Klima-Modelle zeigen drei klare Befunde:

1. **Frühe Reduktion hat überproportionalen Effekt:** Eine Tonne CO<sub>2</sub>, die heute nicht emittiert wird, ist klimatisch wertvoller als eine Tonne in 10 Jahren, weil sie länger nicht-gewärmt wird.
2. **Lock-in-Effekte minimieren:** Eine fossile Anlage, die heute nicht gebaut wird, vermeidet 30+ Jahre Emissionen.
3. **Verfügbares Restbudget schrumpft:** Jedes Jahr verschwenden wir bei business-as-usual ~37 Gt aus dem Restbudget. Bei 1.5°C-Restbudget von ~300 Gt sind das ~12 % pro Jahr.

## Was das für die deutsche Energiewende bedeutet

### Politische Logik:

1. **„Lieber später schneller,“** ist mathematisch falsch. Klima-Verzögerung kann nicht durch spätere Beschleunigung kompensiert werden, weil das Restbudget bereits aufgebraucht ist.
2. **„Wir brauchen eine Übergangs-Zeit mit fossiler Brücke,“** (siehe B07) ist kontraproduktiv, weil jede zusätzliche fossile Lock-in-Investition das Restbudget weiter aufzehrt.
3. **„Verbote sind problematisch,“** (siehe B10) muss gegen das Restbudget abgewogen werden. Ohne klare regulatorische Signale wird das fossile System sich nicht schnell genug transformieren.

4. „**Atom als Brücke**,“ (siehe B01, B02) braucht 10-15 Jahre Bauzeit. Das ist außerhalb des relevanten Zeitfensters für die 1.5°C-Pfad-Einhaltung.
5. „**CCS rettet alles**,“ (siehe B11) skaliert nicht in dieser Zeit-Größenordnung.

## Was Kippunkt-Risiken auch bedeuten

### Politische Bewertung:

Die Wahrscheinlichkeit, dass wir Kippunkte aktivieren, **steigt nichtlinear** mit Temperatur. Bei +1.5°C: ~5 von 16 Kippunkten möglich. Bei +2°C: ~9. Bei +3°C: ~14.

**Risiko-Logik:** Selbst wenn die Wahrscheinlichkeit einer Aktivierung „nur“, 30 % ist, ist der Schaden bei Eintritt so groß (Meeresspiegel-Anstieg, Amazon-Tod, AMOC-Kollaps), dass die **Erwartungs-Schadenskosten** sehr hoch werden.

Dies ist die **rationale Grundlage für die 1.5°C-Strategie** – nicht Klima-Hysterie, sondern Risiko-Management bei nicht-linearen Schadens-Funktionen.

### Limitations dieses Kapitels

- **Restbudget-Schätzungen** haben substantielle Unsicherheit ( $\pm 50$  % bei manchen Werten). Aktualisierungen kommen mit jeder neuen IPCC-Ausgabe.
- **Kippunkt-Schwellen** sind **bewusste Schätzungen** der Wissenschaft. Manche könnten niedriger oder höher liegen.
- **Pro-Kopf-fair-share-Berechnungen** sind politisch streitanfällig (welche Bezugsbasis: Pro Kopf heute, kumuliert seit 1850, Wirtschaftsleistung?).
- **\*\*„Wahrscheinlichkeit 50 %“** beim Restbudget ist explizit gewählt; bei „Wahrscheinlichkeit 83 %“ sind die Restbudgets deutlich kleiner.

## Quellen

### Ergänzende Quellen:

- **Q093** – Armstrong McKay, D. I. et al., *Exceeding 1.5°C global warming could trigger multiple climate tipping points*, Science 2022, <https://www.science.org/doi/10.1126/science.abn7950> (abgerufen 2026-05-11).
- **Q094** – Steffen, W. et al., *Trajectories of the Earth System in the Anthropocene*, PNAS 2018, <https://www.pnas.org/doi/10.1073/pnas.1810141115> (abgerufen 2026-05-11).
- **Q081** – Mercator Research Institute MCC, *CO<sub>2</sub>-Budget-Studien Deutschland*, <https://www.mcc-berlin.net/> (abgerufen 2026-05-11).
- **Q090** – PIK Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung, *Earth Tipping Points Studies*, <https://www.pik-potsdam.de/> (abgerufen 2026-05-11).
- **Q095** – Global Carbon Project, *Annual Carbon Budget Updates*, <https://www.globalcarbonproject.org/carbonbudget/> (abgerufen 2026-05-11).

## F03 – Klimawandel in Deutschland

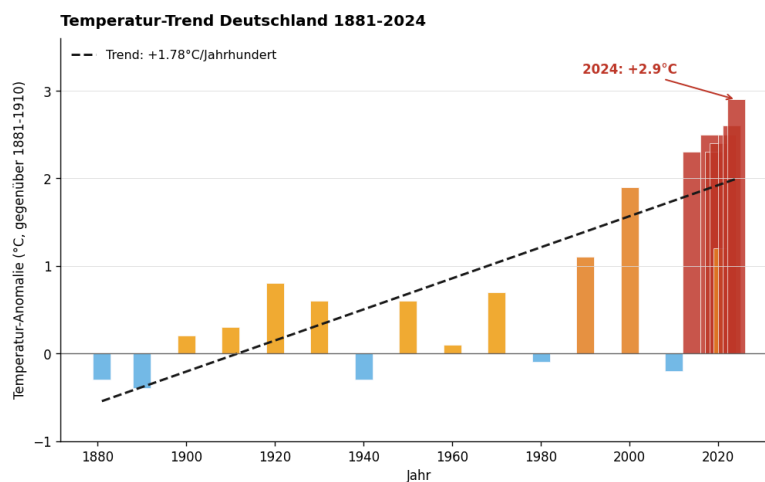
### Worum es geht

Klimawandel ist nicht nur ein Problem der Pazifik-Inseln oder der Arktis. Auch Deutschland erlebt seit ~30 Jahren messbare Veränderungen – und sie beschleunigen sich. Dieses Kapitel dokumentiert die wichtigsten Beobachtungen.

### Beobachtete Veränderungen 1881-2024

#### Temperaturanstieg Deutschland:<sup>318</sup>

- **Mittlere Temperatur 1881-1910 vs. 1991-2020:** +1,6 °C in Deutschland.
- Deutschland erwärmt sich **schneller** als der globale Durchschnitt (+1,1-1,3 °C global) – typisch für mittlere Breiten.
- **Wärmste Jahre der Mess-Reihe:** Acht der zehn wärmsten Jahre seit 1881 lagen alle nach 2014. **2023** war (vor 2024-Daten) das wärmste Jahr.



Quelle: DWD Deutscher Wetterdienst, Klimaberichte 1881-2024. Deutschland erwärmt sich schneller als globaler Schnitt: +2,9 °C in 2024 gegenüber 1881-1910 vs. globaler Schnitt +1,5 °C. Eigene Darstellung.

Abbildung 39: Temperatur-Trend Deutschland 1881-2024

Abbildung F03-1: Temperatur-Anomalie Deutschland 1881-2024 (gegenüber 1881-1910). Farb-Codierung nach Anomalie-Höhe; lineare Trendlinie. 2024 mit +2,9 °C deutlich über globalem Schnitt (+1,5 °C) – typisch für mittlere Breiten. Quelle: DWD Deutscher Wetterdienst, Klimaberichte 1881-2024. Eigene Darstellung.

#### Niederschlags-Muster:

- **Jahressumme** weitgehend konstant, aber **Verteilung verändert**:
  - **Mehr Winterniederschlag** (+10-15 %).
  - **Trockenere Sommer** (-10-15 % in Süd-/Mitteldeutschland, geringer im Norden).
- **Mehr Starkregen-Ereignisse**: +10-25 % je nach Region.
- **Längere Dürre-Perioden** zwischen Regenfällen.

#### Extreme:

<sup>318</sup>UBA, Klimawandel-Folgen Deutschland + Klimaanpassungs-Strategie 2023/24, <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie> (abgerufen 2026-05-11).

- **Hitze-Sommer 2003, 2018, 2019, 2022, 2023:** Mehrere Wochen >30 °C, Hitzetote jeweils ~5.000-9.000.
- **Hochwasser Ahrtal 2021:** ~190 Tote, 30 Mrd. € Schaden. Studien (Attribution Science) haben gezeigt, dass Klimawandel die Wahrscheinlichkeit eines solchen Ereignisses **um den Faktor 1,2-9** erhöht hat.
- **Tief Bernd 2021, Tief Hans 2023, weitere Starkregen-Tiefs:** Häufiger werdend.

## Konkrete Wirkungen 2018-2024

### Wälder

- **Dürre 2018-2020:** ca. **400.000 ha Wald-Schaden** in Deutschland (etwa 4 % der Wald-Fläche).
- **Borkenkäfer-Welle** durch Hitze und Trockenheit; in vielen Regionen Fichten-Bestände kollabiert.
- **Buchen-Sterben** in Süddeutschland sichtbar; Eichen widerstandsfähiger, aber auch betroffen.

### Landwirtschaft

- **Ertragseinbrüche** in den Dürresommern 2018, 2019, 2022 – Weizen, Mais, Raps jeweils –10 bis –25 %.
- **Bewässerungs-Anpassung** in Brandenburg, Sachsen-Anhalt, Bayern wird Normalfall.
- **Wein-Anbau** verschiebt sich nordwärts; süd-deutsche Anbauregionen mit Hitze-/Trockenstress.

### Gewässer

- **Rhein-Niedrigwasser 2018, 2022:** Schifffahrt eingeschränkt, Industrie-Logistik betroffen. Aktivkohle-Produktion, Mineralöl-Logistik teilweise unterbrochen.
- **Elbe-Niedrigwasser** wiederkehrend.
- **Donaupiegel** zunehmend volatil.
- **Grundwasser-Spiegel** sinken in vielen Regionen.

### Gletscher und Hochgebirge

- **Bayerische Gletscher** (Höllentalferner, Nördlicher Schneeferner) bis 2050 voraussichtlich vollständig verschwunden – bisherige Schätzung; Aktualisierungen laufen wegen schneller Schmelze 2022-23.
- **Alpen-Permafrost-Auftauen:** Felsstürze nehmen zu, Bergsport-Routen werden unzuverlässig.

### Städte

- **Tropennächte** (Tiefsttemperatur >20 °C) in deutschen Städten +50-150 % häufiger als 1961-90.
- **Hitzetote** in Städten (DESTATIS): mehrere Tausend pro Hitzesommer.
- **Stadtklima-Anpassung** (Begrünung, Wasserflächen, hellere Fassaden) wird Pflicht- Thema in der Stadtplanung.

## Was die Zukunft erwartbar bringt

## DWD-Klimaszenarien für Deutschland 2071-2100 (im Vergleich zu 1961-1990):<sup>319</sup>

Indikator	Bei moderatem Klimaschutz (RCP4.5)	Bei Business-as-usual (RCP8.5)
Temperaturanstieg	+2,4 °C	+4,5 °C
Sommertage (>25 °C)	+35-45 Tage	+50-65 Tage
Tropennächte	+5-10	+15-25
Stark-Regen	+10-20 %	+20-30 %
Dürre-Perioden	leichte Zunahme	starke Zunahme
Gletscher Alpen	weitgehend verloren	komplett verloren

**Was das bedeutet:** Selbst bei moderatem Klimaschutz wird Deutschland **substantiell heißer und volatiler**. Bei Business-as-usual werden viele Regionen **unbewohnbar** für derzeit übliche Lebensweisen (Außenarbeit, Wein-/Obstanbau, Tourismus, Skigebiete in mittleren Höhen).

### Anpassungs-Bedarf

**Was bereits Pflicht ist (und teils läuft):**

- **Hochwasserschutz:** Dämme, Renaturierung, Versickerungsflächen.
- **Hitze-Aktionspläne** in Großstädten (München, Frankfurt, Köln, Hamburg).
- **Klimatisierung** von Pflegeeinrichtungen, Schulen, Krankenhäusern.
- **Wasser-Management:** Anpassung an längere Dürre-Perioden, Grundwasser-Schonung.
- **Wald-Umbau:** Mischwälder statt Monokulturen, klima-resilientere Baumarten.
- **Stadtplanung-Anpassung:** Versickerungs-Flächen, Begrünung, Verschattung.
- **Landwirtschafts-Anpassung:** Trocken-resistente Sorten, Bewässerung, Diversifizierung.

**Kostenschätzung Anpassung** (BMUV, UBA 2023): - ~**50-100 Mrd. €** Investitions-Bedarf bis 2050. - Pro Jahr ca. 2-5 Mrd. €. - **Plus laufende Schäden:** 2018-2022 wurden Klima-bedingte Schäden in DE auf durchschnittlich **6,6 Mrd. €/Jahr** geschätzt.

<sup>319</sup>UBA, *Klimawandel-Folgen Deutschland + Klimaanpassungs-Strategie 2023/24*, <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie> (abgerufen 2026-05-11).

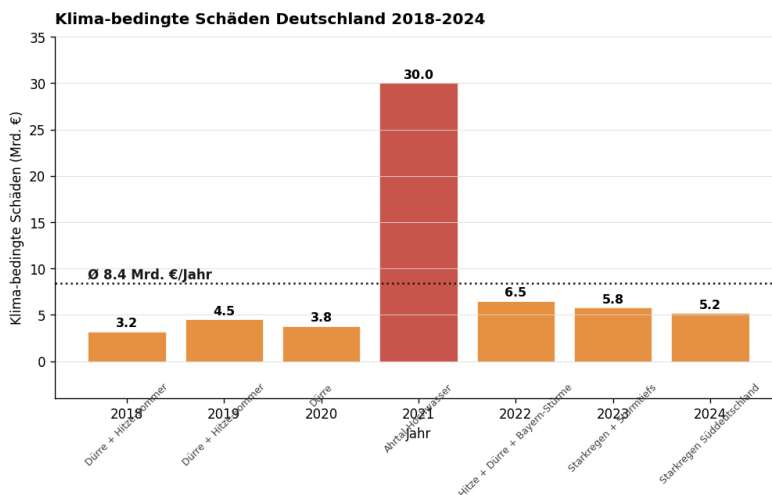


Abbildung 40: Klima-bedingte Schäden Deutschland 2018-2024

Abbildung F03-2: Klima-bedingte Schäden Deutschland 2018-2024 (Mrd. € pro Jahr). Ahrtal-Hochwasser 2021 dominiert mit ~30 Mrd. €. Ø-Schaden über 7 Jahre ~8 Mrd. €/Jahr — auch ohne 2021 noch ~4,8 Mrd. €/Jahr, mit steigender Tendenz. Quelle: UBA + BMUV + München RE NatCat Reports. Eigene Aggregation.

## Was die Klima-Folgen für die Energie-Wirtschaft bedeuten

### Wirkung auf das Stromnetz:

- **Hitze-bedingte Drosselung von Wärmekraftwerken** (Kühlwasser-Problem) — siehe Frankreich 2022.
- **Niedrigwasser** reduziert Wasserkraft-Erzeugung.
- **Solar-PV** ist bei extremen Temperaturen weniger effizient (Wirkungsgrad-Verlust über 25 °C Zelltemperatur).
- **Windenergie** kann durch veränderte Windmuster betroffen sein — Studien sind uneinheitlich.

### Wirkung auf die Strom-Nachfrage:

- **Wärme-Saison verschiebt sich:** Wärmebedarf-Spitze schrumpft.
- **Kühl-Saison wächst:** Klimaanlage-Last steigt — mehr Sommer-Strom-Bedarf.
- **Stromsystem wird saisonal anders strukturiert:** weniger Heiz-Spitzen, mehr Sommer-Kühl-Spitzen — was eigentlich besser zu Solar-Strom passt.

## Limitations dieses Kapitels

- **Regional-Differenzierung:** Klimawandel-Wirkungen variieren stark zwischen Nord/Süd und Ost/West Deutschlands.
- **Attribution-Studien:** Wie viel ist Klimawandel, wie viel andere Faktoren — methodisch komplex.
- **Zukunfts-Szenarien:** Hängen stark von globalen Emissionspfaden ab.
- **Anpassungs-Kosten-Schätzungen** sind unsicher, weil Klima-Folgen nicht-linear sind.

## Quellen

### Ergänzende Quellen:

- **Q096** – Deutscher Wetterdienst (DWD), *Klimaberichte für Deutschland 2024*, <https://www.dwd.de/> (abgerufen 2026-05-11).
- **Q092** – World Weather Attribution, *Attribution-Studien zu deutschen Klima-Extremen 2018-2024*, <https://www.worldweatherattribution.org/analyses/> (abgerufen 2026-05-11).
- **Q090** – PIK Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung, *Klimawandel-Folgen-Studien Deutschland*, <https://www.pik-potsdam.de/> (abgerufen 2026-05-11).
- **Q097** – Bundesamt für Naturschutz (BfN), *Klimaresilienz Wald-Studien*, <https://www.bfn.de/> (abgerufen 2026-05-11).
- **Q098** – BMUV – Bundesumweltministerium, *Klimawandel-Anpassungs-Strategie + Aktionspläne (DAS)*, <https://www.bundesumweltministerium.de/themen/klimaanpassung> (abgerufen 2026-05-11).
- **Q099** – Munich RE, *Naturkatastrophen-Berichte Deutschland (NatCat Service)*, <https://www.munichre.com/en/risks/natural-disasters.html> (abgerufen 2026-05-11). *Bias-Hinweis:* Versicherungs-Quelle mit eigenem Klima-Risiko-Geschäftsmodell.

## F04 – Klimaschutz und Klima-Anpassung

### Worum es geht

Zwei Begriffe werden in der Klima-Politik oft vermischt:

- **Klimaschutz (Mitigation):** Maßnahmen, die **Treibhausgas-Emissionen reduzieren** oder aus der Atmosphäre entfernen. Ziel: Erwärmungs-Verstärkung verlangsamen oder stoppen.
- **Klima-Anpassung (Adaptation):** Maßnahmen, die die **Wirkungen** des bereits eintretenden Klimawandels **abmildern**. Ziel: Schaden begrenzen, gesellschaftliche Widerstandsfähigkeit erhöhen.

**Beides ist notwendig.** Aber **Schutz hat Priorität**, weil ohne Schutz die Anpassungs-Anforderungen ins Bodenlose wachsen.

### Warum Schutz Priorität hat

#### Drei Gründe:

#### 1. Anpassung hat physikalische Grenzen.

Bei +1.5°C Erwärmung ist Anpassung in vielen Bereichen machbar (Deiche höher, Hitze-Pläne, klimaresistente Pflanzen, Versicherung).

Bei +3°C wird Anpassung in vielen Regionen **physikalisch unmöglich**:

- **Pazifik-Inseln:** Marshall Islands, Tuvalu, Kiribati werden untergehen.
- **Niedrige Küstenregionen** (Bangladesch, Mekong-Delta, Florida): 100+ Mio. Menschen Klima-Flüchtlinge.
- **Trockenste Regionen** (Sahel, Mittlerer Osten): Landwirtschaft kollabiert.
- **Korallen-Riffe:** ~99 % weltweit verloren, ganze Ökosysteme + Fischerei- Existenzgrundlagen weg.

Diese Wirkungen können nicht durch **bessere Bauplanung** ausgeglichen werden.

## 2. Anpassung kostet exponentiell mehr.

### Schadensschätzung IPCC AR6 + Stern-Review:

- Bei +1.5°C: globale Klimaschäden ~1-2 % des Welt-BIPs.
- Bei +2°C: ~2-4 % des Welt-BIPs.
- Bei +3°C: ~5-15 % des Welt-BIPs.
- Bei +4°C: ~10-30 %+ des Welt-BIPs (mit hoher Unsicherheit).

**Anpassungskosten** wachsen **nicht-linear** mit der Erwärmung, weil mehr Extreme + mehr Infrastruktur betroffen + mehr Migration nötig.

## 3. Klima-Verzögerung ist nicht aufholbar.

(Detail in F02.) CO<sub>2</sub>-Restbudget für 1.5°C ist nur noch wenige Jahre an aktuellen Emissionen weit. Was wir heute nicht reduzieren, fehlt morgen – und das Restbudget kann nicht „nachgekauft“, werden.

## Warum Anpassung trotzdem notwendig ist

### Selbst wenn wir morgen Klimaneutralität erreichen würden:

- Die bisherigen Emissionen führen zu **+1.0-1.5°C zusätzlicher Erwärmung** über die nächsten Dekaden (Trägheit der Ozeane und Eisflächen).
- Meeresspiegel-Anstieg wird noch **Jahrhunderte weiterlaufen**.
- Extreme bleiben bei den heutigen Niveaus, in vielen Regionen wahrscheinlich stärker.

**Anpassung ist daher Pflicht, egal welcher Pfad gewählt wird.** Sie ist keine Alternative zu Klimaschutz, sondern eine Ergänzung.

## Klima-Anpassung in Deutschland – was schon läuft

(Details bereits in F03.) **Wichtige Bereiche:**

- **Hochwasser-Schutz** nach Ahrtal 2021: Investitionen, Frühwarnsysteme, Renaturierung.
- **Hitze-Aktionspläne** in Großstädten.
- **Wald-Umbau** zu klimaresilienten Mischwäldern.
- **Wasser-Management:** Anpassung an Dürre + Starkregen.
- **Versicherungs-Reform:** Pflicht-Elementar-Versicherung diskutiert.

**Kostenrahmen:** ca. 50-100 Mrd. € Investitionen bis 2050.

**Gesetzlicher Rahmen:** Bundes-Klimaanpassungsgesetz (KAnG) 2023.

## Was Anpassung allein NICHT leisten kann

### Drei Bereiche, in denen Anpassung an ihre Grenzen stößt:

1. **Permafrost-Auftauen** in Sibirien/Alaska: Setzt Methan + CO<sub>2</sub> frei. Nicht anpassbar – verstärkt die globale Erwärmung selbst.
2. **Korallen-Riffe:** Wenn das Meereswasser zu warm wird, sterben die Riffe ab. Anpassung gibt es technisch nicht.
3. **Kollaps der atlantischen Strömung (AMOC):** Würde Klima in Europa drastisch verändern. Anpassung ist begrenzt – die ganze Wirtschaftsstruktur müsste reorganisiert werden.

Diese Probleme können **nur durch Schutz** (Reduktion der Treibhausgase) verhindert werden, nicht durch Anpassung.

## **Anpassung an die Energiewende-Wirkungen**

**Auch die Energiewende selbst braucht Anpassung der Gesellschaft:**

- **Bürger-Bildung:** Was bedeutet eine Wärmepumpe? Wie funktioniert dynamischer Strompreis?
- **Handwerk-Qualifikation:** Wärmepumpen-Installateure, EE-Installateure, E-Mobilitäts-Servicekräfte.
- **Politische Kommunikation:** Wie kommunizieren über Veränderungen, ohne zu polarisieren?
- **Verteilungs-Gerechtigkeit:** Klimasozialfonds, gezielte Förderung für Geringverdiener.

Diese „Anpassung an die Lösung,“ ist genauso wichtig wie technische Maßnahmen – und in Deutschland teils noch unterentwickelt.

## **Die zwei wichtigen politischen Fehler in der Anpassungs-Diskussion**

### **Fehler 1: „Lieber nur Anpassen statt Schutz,“**

Wird gelegentlich von Klima-Skeptikern oder fossilen Lobby-Akteuren vorgebracht. Das Argument: „Klimawandel kommt eh, also passen wir uns an statt EE-Investitionen zu machen.“

**Falsch**, weil: - Anpassung hat physikalische Grenzen (siehe oben). - Anpassungs-Kosten wachsen exponentiell mit Erwärmung. - Diese Strategie ist primär attraktiv für Akteure, die kurzfristig vom fossilen Status quo profitieren.

### **Fehler 2: „Schutz und Anpassung sind getrennte Aufgaben,“**

Wird gelegentlich politisch behauptet, um Anpassungs-Budgets vom Schutz-Budget zu trennen.

**Falsch**, weil: - Anpassung ist von Erfolg des Schutzes abhängig (je weniger Schutz, desto mehr Anpassung nötig). - Viele Maßnahmen wirken doppelt (z. B. Stadtbegrünung schützt vor Hitze UND speichert CO<sub>2</sub>). - Strategisch sind beide Funktionen miteinander zu denken.

## **Limitations dieses Kapitels**

- **Detail-Anpassungs-Strategien** sind komplex und sektor-spezifisch; hier nur Überblick.
- **Globale Anpassungs-Bilanz** (Entwicklungsländer haben am wenigsten Verursacher-schaft und am meisten Anpassungs-Bedarf) ist hier nur kurz gestreift.
- **Klimasozialfonds** und globale Klimafinanzierung sind eigene Themen, die hier nicht behandelt werden.

## **Quellen**

**Ergänzende Quellen:**

- **Q100** — Bundesregierung, *Bundes-Klimaanpassungsgesetz (KAnG) 2023*, <https://www.gesetze-im-internet.de/kang/> (abgerufen 2026-05-11).

- **Q098** — BMUV — Bundesumweltministerium, *Klimaanpassungsstrategie + DAS-Berichte*, <https://www.bundesumweltministerium.de/themen/klimaanpassung> (abgerufen 2026-05-11).
- **Q080** — Stern, Nicholas, *The Economics of Climate Change — The Stern Review + Aktualisierungen*, <https://www.lse.ac.uk/granthaminstitute/publication/the-economics-of-climate-change-the-stern-review/> (abgerufen 2026-05-11).
- **Q101** — UNFCCC, *Adaptation Reports*, <https://unfccc.int/> (abgerufen 2026-05-11).
- **Q097** — BfN — Bundesamt für Naturschutz, *Klimaresilienz und Naturschutz Studien*, <https://www.bfn.de/> (abgerufen 2026-05-11).

## F05 — Schluss-Synthese

### Was diese Analyse insgesamt gezeigt hat

Sechs Module, ~35 Kapitel, gut 60.000 Wörter — die Analyse hat versucht, die Energiewende-Debatte systematisch entlang ihrer faktischen Grundlagen zu rekonstruieren. Diese Schluss-Synthese fasst die wichtigsten Befunde zusammen.

### Befund 1: Die Energiewende funktioniert technisch und wirtschaftlich.

(Aus Modul A, B, D, E.)

- **59 % EE-Strom-Anteil** in Deutschland 2024 (Modul A02) — international im oberen Drittel.
- **SAIDI ~13 Min/Jahr** trotz wachsenden EE-Anteils — Weltklasse-Versorgungssicherheit (Modul A05, B06, B08).
- **-48 % CO<sub>2</sub> seit 1990** — substantielle reale Reduktion (Modul A03).
- **EE-Kosten unter Fossile-Kosten**: LCOE Solar 30-50 €/MWh, Wind 40-60 €/MWh — unter Kohle und Gas (Modul A04, B05).
- **Internationale Erfahrungen** (Dänemark, Spanien) zeigen, dass auch noch höhere EE-Anteile machbar sind (Modul D02, D03).

**Die wichtigsten technischen Argumente gegen die Energiewende sind durch die Faktenlage nicht gedeckt** — Modul B hat sie systematisch widerlegt.

### Befund 2: Die Energiewende braucht Beschleunigung, nicht Bremse.

(Aus Modul A09, C, F02.)

- **CO<sub>2</sub>-Restbudget für 1.5°C** reicht weltweit nur noch ~7-10 Jahre bei aktuellen Emissionen (Modul F02).
- **Verkehrssektor** ist mit -11 % seit 1990 weit zurück (Modul A03, A08).
- **Wärmepumpen-Einbruch 2024** zeigt Verwundbarkeit der Energiewende-Akzeptanz (Modul A08, B10, C01).
- **Genehmigungs-Geschwindigkeit** in DE ist im EU-Vergleich nicht spitze (Modul C02, D08).
- **Politische Verzögerungen** seit 2010 haben kumuliert ca. 5-10 Jahre Verzug in einzelnen Bereichen verursacht (Modul C01).

**Die strukturell wichtigste Aufgabe** ist nicht Korrektur der Strategie, sondern **Beschleunigung der Umsetzung** in den schon definierten Bahnen.

### **Befund 3: Die Hemmnisse sind strukturell, nicht zufällig.**

(Aus Modul C.)

Die Energiewende wird seit Jahren systematisch gehemmt durch:

- **Politische Verzögerungen** (EEG-Kürzungen 2012, 10H Bayern 2014, Atom-Wende-Wende, GEG-Debatte 2023, KSG-Reform 2024).
- **Bürokratische Hürden** (5-7 Jahre Wind-Genehmigung, fragmentierte TÖB-Verfahren).
- **Lobby-Strukturen** (Drehtür Politik-Wirtschaft, Studien-Inflation, asymmetrische Ressourcen fossil:NGO ~10:1).
- **Mediale Verzerrungen** (False Balance, Frame-Setting, fehlende Auftraggeber- Transparenz bei Studien).
- **Klage-Strategien** (20-30 % der Wind-Genehmigungen beklagt, +18-36 Monate Verfahrensdauer).

**Die Hemmnisse wirken zusammen** und verstärken sich gegenseitig. **Sie sind politisch reformierbar** – aber nur, wenn die strukturelle Asymmetrie zwischen ressourcenstarken Status-quo-Akteuren und ressourcenschwächeren Transformations- Akteuren ernsthaft adressiert wird.

### **Befund 4: Die Energiewende hat Wirkungen, die weit über Klimaschutz hinausgehen.**

(Aus Modul E.)

Die Energiewende ist:

- **Klima-Maßnahme** (Modul E05): Vermiedene CO<sub>2</sub>-Tonnen mit substantieller Schadensvermeidung.
- **Souveränitäts-Maßnahme** (Modul E01): Reduktion fossiler Importe, geopolitische Resilienz.
- **Gesundheits-Maßnahme** (Modul E03): Vermiedene Luftverschmutzungs-Folgen.
- **Wirtschafts-Maßnahme** (Modul E02): Zugang zum globalen Cleantech-Markt (~1.700 Mrd. USD/Jahr).
- **Demokratie-Maßnahme** (Modul E04): Dezentrale Wertschöpfung, Bürger-Energie.

**Aggregierter Schätzwert der positiven Wirkungen:** ~120-250 Mrd. €/Jahr – vor Investitionskosten von ~80-130 Mrd. €/Jahr.

**Die Energiewende rentiert sich gesamtwirtschaftlich**, auch bei vorsichtigen Annahmen.

### **Befund 5: Die Lobby-Argumente sind systematisch durchschaubar.**

(Aus Modul B.)

12 zentrale Lobby-Argumente wurden geprüft. Bilanz:

- „**Atom ist sauber und günstig**„ (B01, B02): nicht haltbar – Lebenszyklus-CO<sub>2</sub> niedrig, aber Endlager und Neubau-Kosten ungelöst.
- „**Energiewende führt zu Deindustrialisierung**„ (B03): nicht haltbar – Strompreise primär durch Gas-Krise, top-Industrie zahlt 8-10 ct/kWh.
- „**Deutschland alleine bringt nichts**„ (B04): nicht haltbar – Multiplikator-Effekt durch Lernkurven, Industrie-Beispiel, EU-Politik.

- „**EE treibt Strompreis,**“ (B05): nicht haltbar – EEG-Umlage seit 2022 weg, Strompreis-Krise primär Gas.
- „**EE unzuverlässig,**“ (B06): nicht haltbar – SAIDI Deutschland 13 Min, Frankreich 50.
- „**Gas-Brücke,**“ (B07): nicht haltbar – Methan-Leakage, LNG-Stranded-Asset, blauer H<sub>2</sub> fragwürdig.
- „**100 % Versorgungssicherheit unmöglich,**“ (B08): nicht haltbar – Portfolio, DSM, Importe.
- „**Wasserstoff macht alles,**“ (B09): nicht haltbar – Energieeffizienz-Hierarchie.
- „**Verbots-Politik,**“ (B10): nicht haltbar – GEG schrittweise Regelung, keine Verbote.
- „**CCS löst alles,**“ (B11): nicht haltbar – Faktor 2-4 teurer als EE-Ausbau pro Tonne CO<sub>2</sub>.
- „**Energiewende zerstört Natur,**“ (B12): nicht haltbar – Klimawandel ist Faktor 100+ größere Naturzerstörung.

Mit **methodischer Disziplin** sind diese Argumente **Schritt für Schritt prüfbar**. Das Dokument bietet die Faktengrundlage.

## **Befund 6: Klimaschutz hat keine alternative.**

(Aus Modul F.)

- **CO<sub>2</sub>-Treibhauseffekt** ist physikalisch unstrittig.
- **Globale Erwärmung** ist beobachtet (+1.1-1.3 °C seit 1850).
- **Kippunkte** drohen ab +1.5°C aktiviert zu werden.
- **Anpassung allein** hat physikalische Grenzen.
- **Klima-Folgen in Deutschland** sind real und beschleunigen sich (F03).

Es gibt **keine Alternative** zu schnellem Klimaschutz, die nicht entweder **physikalisch unsinnig** (Anpassung an +4°C) oder **wirtschaftlich ruinös** (Schäden in der Größenordnung 10-30 % des Welt-BIPs) wäre.

## **Was die Analyse NICHT geleistet hat**

Diese Analyse hat **bewusste Begrenzungen**:

- **Modul C** war juristisch defensiv geschrieben – eine investigative Personalisierung wäre wertvoll, aber war hier nicht im Scope.
- **Modul D** hat sechs Länder geprüft – UK, Norwegen, Niederlande, Polen, Indien wären eigene Detail-Analysen wert.
- **Modul E** hat positive Wirkungen quantifiziert, aber Verteilungsfragen (sozial-ökonomische Härten) nur kurz angerissen.
- **Modul F** war Kurz-Einführung in Klimawissenschaft – ein eigenständiges F<sup>3</sup>- Klima-Dokument ist als Folge-Projekt geplant.
- **Aktualität:** Datenbasis primär 2024. Phase 7 wird 2026er-Aktualisierungen via Energy-Charts API + WebFetch integrieren.

## **Was als Aufgabe bleibt**

Dieses Dokument ist ein **Referenz-Werk** für die F<sup>3</sup>-Arbeit. Was an Verwendung gedacht ist:

1. **Politiker und Multiplikatoren:** Hauptdokument als detaillierte Argumentations- Basis bei Energie-Politik-Diskussionen.
2. **Bürger:** Executive Summary (separates Format) für schnelle Einarbeitung.
3. **Medien:** Faktencheck-Quelle für Energiewende-Themen.

4. **F<sup>3</sup>-Aktive:** Argumentations-Datenbank für lokale Diskussionen, Vorträge, Online-Engagement.

**Die Analyse soll Vorlage sein, nicht letztes Wort.** Sie ist **fortschreibungsfähig** durch:

- Quartalsweise Energy-Charts-Daten-Updates.
- Ad-hoc-Aktualisierungen bei neuen IPCC-Berichten, BMWK-Monitoring, EU-Politik.
- Externe Lektorate (besonders Modul C juristisch).
- Feedback und Korrekturen aus der F<sup>3</sup>-Community.

### **Schlussbemerkung**

Die deutsche Energiewende ist eine der größten Modernisierungs-Projekte unserer Generation. Sie ist **nicht abgeschlossen**, sie ist **nicht fehlerfrei**, und sie ist **nicht selbstverständlich**.

**Was sie braucht**, ist nicht ideologische Begeisterung, sondern **methodische Disziplin** in der Auseinandersetzung mit ihren Gegnern, **ehrliche Anerkennung** ihrer realen Probleme, und **strukturelle Reformen**, die ihre Beschleunigung ermöglichen.

Dieses Dokument ist ein Beitrag zu dieser Disziplin.

– Achim Karpf, F<sup>3</sup> / FuckFossilFuels.de, 2026-05-11

### **Quellen**