

1 Grundsatzpapier zur deutschen Energieversorgung

2
3 Deutschland soll bis 2045 klimaneutral werden, wobei die Bundesregierungen immer wieder betonen,
4 dass während der äußerst komplexen Transformationsphase der Wirtschaftsnation Deutschland eine
5 stets sichere und bezahlbare Energieversorgung zu gewährleisten ist. Das nachfolgende
6 Grundsatzpapier fasst die Untersuchungsergebnisse der Arbeitsgruppe Energie für die
7 Bundesfachkommission Energie, Klima und Umwelt der MIT-Bund zusammen, inwieweit diese
8 Voraussetzungen nach heutigem Erkenntnisstand (April 2024) erfüllt werden können.

10 1. Diskussionsstand & Status Quo

11
12 Der politische Diskurs um die Energiewende verliert sich zusehends in Einzelaspekte. Eine notwendige
13 Gesamtbetrachtung unseres Energiesystems und die daraus folgenden volkswirtschaftlichen
14 Konsequenzen für eine insgesamt erfolgreiche Transformation findet nicht statt.

15
16 Etwa die Hälfte unseres gesamten Energiebedarfes dient der Erzeugung von Wärme, dies ist der
17 Öffentlichkeit kaum bekannt. Somit wird eine Co2-freie Wärmeerzeugung als größter Hebel der
18 Energiewende nicht thematisiert, dies gilt insbesondere für die industrielle Prozesswärme.

19
20 Zu oft wird die Rolle der Erneuerbarer Energien (EE) und das Gelingen der Energiewende auf den
21 Beitrag der heimischen Stromproduktion somit den „Stromsektor“ reduziert, der gerade einmal ein
22 Fünftel unseres Energiebedarfs abdeckt. Erschwerend kommt hinzu, dass weite Teile der Politik der
23 Illusion nachhängen, die Transformation in volkswirtschaftlich definierten „Sektoren“ separat und
24 technologisch unabhängig voneinander umsetzen zu können. Die aktuelle Energie- und Klimapolitik
25 zeigt sich weitgehend unfähig, technisch bedingte Zusammenhänge zwischen beispielsweise der E-
26 Mobilität wie der Wärmepumpen und dem Stromverbrauch und damit auf den Energiesektor
27 anzuerkennen. Mit der Neufassung des Klimaschutzgesetzes vom April 2024, wurde die sektorscharfe
28 Zielsetzung zwar aufgehoben und durch einen gesamten Reduktionspfad ersetzt. Trotzdem müssen die
29 einzelnen Sektoren grundsätzlich weiterhin ihre Ziele einhalten und nachweisen, ob Sie auf „Kurs“ sind.
30 Realer Klimaschutz ist hierbei jedoch nur möglich, wenn sektorübergreifend gedacht und gehandelt
31 wird.

32
33 Ähnlich einseitig verläuft die Debatte im Sektor Verkehr. Die sog. „Verkehrswende“ lediglich mit dem
34 Fokus der Antriebswende auf Elektromobilität im Güter- als auch im PKW-Verkehr erzwingen zu wollen,
35 ignoriert die Möglichkeit, dass auch weitere CO₂-freie oder – neutrale Technologien wie die
36 Brennstoffzelle oder synthetische Kraftstoffe zur Verfügung stehen, die seit langem erprobt und
37 einsatzbereit sind. Stattdessen werden die Fahrzeughersteller vom Gesetzgeber mit Emissionsgrenzen
38 konfrontiert, ohne dass sich erkennen lässt, dass die erforderlichen Randbedingungen für eine
39 entsprechende technologieoffene Antriebswende zur Verfügung stehen. Schiffe oder Flugzeuge sind
40 gar nicht erst einer Erwähnung wert oder werden pauschal tabuisiert („Fliegen ist klimaschädlich“).

41
42 Als besonders prägnantes Beispiel einer realitätsfernen Politik ist das sog. Heizungsgesetz für den
43 Sektor „Wärmeversorgung von Gebäuden“ zu nennen. Mit einer Technologielenkung sollte den
44 Hausbesitzern die elektrisch betriebene Wärmepumpe aufoktroiert werden – mit den bekannten
45 politisch desaströsen Folgen und dem klimapolitisch fragwürdigen Ergebnis eines einmaligen
46 Verkaufsbooms fossil betriebener Heizungen.

48 Wirtschaftspolitisch brisant ist die Neigung der jetzigen Regierung, im Sektor „Industrie“ gewisse
49 Branchen der Mittel- und Hochtemperatur-Prozesswärme ab einer bestimmten Größe, ohne tiefere
50 wirtschaftliche Expertise zu Schlüsselindustrien zu erklären, da sie sowohl im europäischen als auch im
51 internationalen Handel einem starken Wettbewerb unterliegen und somit besonders durch hohe
52 Energiepreise belastet sind. Der Mittelstand als Kern der deutschen Volkswirtschaft bleibt konfrontiert
53 mit den höchsten Strompreisen und niedrigsten Arbeitszeiten der Welt sowie der überbordenden Last
54 an Bürokratie oder in Länder mit wirtschaftlich deutlich attraktiveren Rahmenbedingungen
55 abzuwandern. Diese Entwicklung ist bereits im Gange und wird sich weiter verschärfen, wenn nicht
56 entscheidend gegengesteuert wird. Teilen der Politik dürfte dies nicht ungelegen kommen. Rücken
57 damit doch sowohl die Klimaziele als auch das mit dem Energieeffizienzgesetz festgelegte
58 Energieverbrauchsziel 2030 näher. Deutschland ist wahrscheinlich das einzige Land der Welt, dass sich
59 Mengengrenzen für den Energieverbrauch setzt.

60
61 Ein weiteres Problem ist die fehlende europäische Einbettung und Abstimmung der deutschen Energie-
62 und Klimapolitik. So bringen nationale Klimaziele in einem System europäischer
63 Emissionshandelssysteme keinen Mehrwert für den Klimaschutz, belasten aber die heimische
64 Wirtschaft. Auch die Märkte für Strom und Gas werden durch den fortschreitenden Ausbau der
65 grenzüberschreitenden Infrastruktur immer europäischer und nationale Maßnahmen für
66 Versorgungssicherheit haben Wirkungen weit über die Landesgrenzen hinaus. Die europäischen
67 Märkte sorgen für eine effiziente Preisbildung im Strommarkt. Nationale Abschottungen und das
68 Streben nach nationaler Autarkie hingegen wären ungleich teurer für Bürger und Unternehmen. Des
69 Weiteren importiert Deutschland heute rund 70 Prozent des Energiebedarfs aus dem Ausland,
70 vorwiegend Öl, Gas und Steinkohle. Mit dem Ausbau heimischer erneuerbarer Energien dürfte dieser
71 Anteil sinken. Es ist aber nicht davon auszugehen, dass Deutschland deutlich mehr als die Hälfte seines
72 Energiebedarfs selbst erzeugt. Durch die geografischen Bedingungen hier vor Ort und den daraus
73 resultierenden höheren Gestehungskosten erneuerbarer Energieträger, dürfte der Import in vielen
74 Fällen günstiger sein.

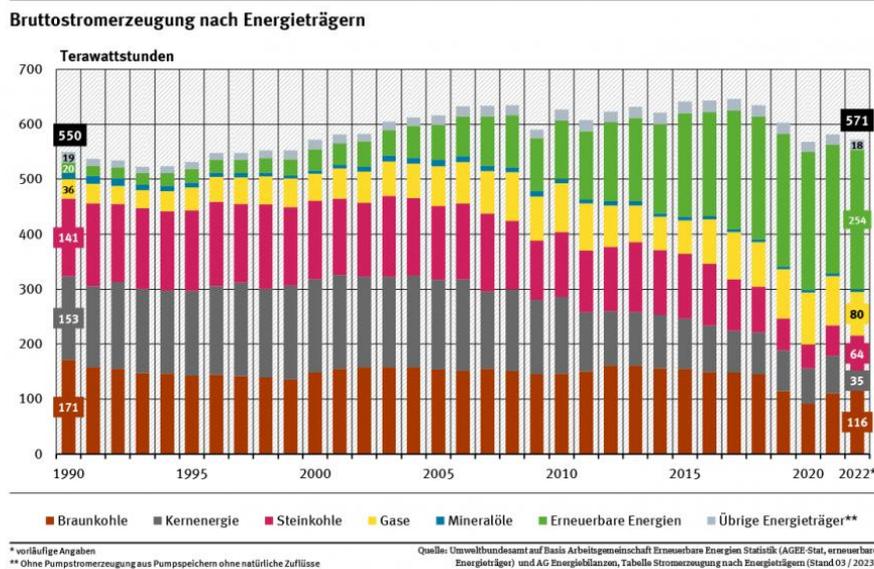
75
76 Um die Energiewende in der Breite umzusetzen, hat sich die Energie- und Klimapolitik auf die möglichst
77 schnelle Bereitstellung unterschiedlicher treibhausgasfreier Energieträger zu konzentrieren. Die Suche
78 nach der effizientesten und wirtschaftlichsten Lösung ist dem Markt zu überlassen. Eine technologische
79 Lenkung hin zu gewissen Anwendungen und Energieträgern ist hingegen kontraproduktiv und
80 ökonomisch ineffizient.

81
82
83
84
85
86
87
88
89
90
91
92
93
94
95

96
97
98
99
100
101
102
103

2. Stand Energiesektor

Um die Entwicklung der EE als Erfolgsgeschichte darzustellen, wird aus dem Gesamtenergieverbrauch bevorzugt die Stromerzeugung herausgegriffen, um anhand der prozentualen Anteile der Energieträger den wachsenden Einfluss der EE hervorzuheben (s. **Bild 1**). Lag die Bruttostromerzeugung in den 90-er Jahren bei 550 TWh, überstieg sie Anfang der 2000-er Jahre die 600 TWh-Marke und liegt aktuell wieder im 550 TWh-Bereich.



104
105
106
107
108
109
110
111
112
113
114
115
116
117
118
119
120
121
122
123
124
125
126
127
128

Bild 1 Bruttostromerzeugung nach Energieträgern

Im Jahr 2022 steuerten die EE bei einer Bruttostromerzeugung von 571 TWh und einem Bruttostromverbrauch von **545 TWh** im Jahresdurchschnitt einen Anteil von 44,5% oder **254 TWh** (s. Bild

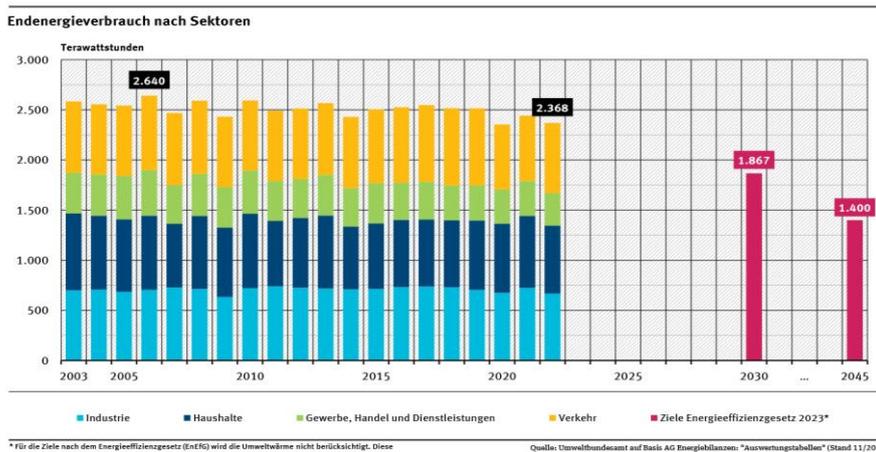
1, grüne Balken) zur Stromproduktion bei. 2023 stieg dieser Anteil der Erneuerbaren Energien erstmals auf über 50%. **Dass sich dieser Anteil nur auf die Stromproduktion und somit lediglich ca. 20% des gesamten Energieverbrauchs bezieht, wird entweder gar nicht oder nur am Rande erwähnt.** Zudem war das Jahr 2023 durch geringe Stromnachfrage vor allem in der Industrie und gute Witterungsbedingungen für erneuerbare Energien gekennzeichnet. Bei florierender Wirtschaft wäre die Schwelle jedenfalls nicht geknackt worden.

Nach den Plänen der Bundesregierung soll dieser Anteil **bis 2030** auf durchschnittlich **80%** erhöht werden. Der naheliegende Eindruck, bis zu einem Anteil 100% an der Stromversorgung sei es nicht mehr weit und die Energiewende somit vollzogen, ist jedoch grob irreführend. Er beruht auf der Annahme eines konstanten Stromverbrauchs. Vergessen wird, dass sich das 80%-Ziel auf den heutigen Stromverbrauch bezieht, nicht aber auf den künftigen. Um die Erreichung der Klimaziele sicherzustellen, wird sich der Stromverbrauch jedoch signifikant erhöhen.

129
130
131
132
133
134
135
136
137
138

3. Stand Gesamt-Energieverbrauch (Endenergie)

Der Endenergieverbrauch Deutschlands pendelt seit 1990 mit geringen Schwankungen um die 2.500 TWh (Endenergieverbrauch, s. **Bild 2**). Bedingt durch die wirtschaftlichen Folgen der Corona-Krise und der damit verbundenen großflächigen Einstellung der Produktion und zunehmend abwandernder Industriezweige und den Stopp der russischen Gaslieferungen rutschte der Jahresverbrauch in 2022 auf **2.368 TWh** ab, wie auf Bild 2 deutlich wird.



139
140

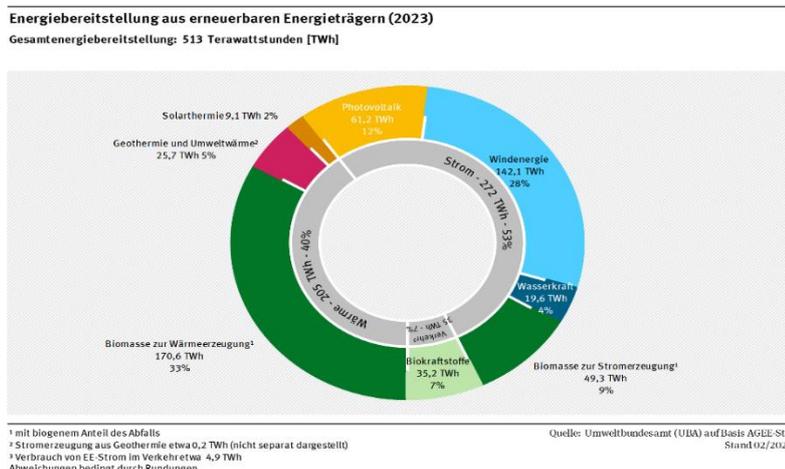
Bild 2: Endenergieverbrauch Deutschland 2003 – 2022

141
142
143
144
145
146

Der Anteil aller EE am Endenergieverbrauch lag im Jahr 2023 mit 513 TWh nur bei ca. 20%. Davon entfiel etwa die Hälfte (10,7%) auf den Strom- bzw. Energiesektor (254 TWh); der Rest verteilt sich auf Wärme (201 TWh) und Verkehr (Biokraftstoffe, 34 TWh) s. **Bild 3**.

147
148
149
150
151

Die für 2030 angestrebte Erhöhung des Grünstrom-Anteils auf 80% der (heutigen) Stromerzeugung würde seinen Anteil am Endenergieverbrauch auf lediglich 19% steigen lassen. **Die „restlichen“ 81% des heutigen Endenergieverbrauches sind bedauerlicherweise selten Gegenstand öffentlicher Debatte, jedoch für eine erfolgreiche Transformation unserer Wirtschaft und dem Erhalt der Wettbewerbsfähigkeit entscheidend.**



152
153

154 **Bild 3: Anteile Erneuerbarer Energien in Deutschland 2023**

155

156 **4. Strommehrbedarfe und Effizienzgewinne**

157

158 Für eine halbwegs solide Vorhersage des deutschen Stromverbrauchs sind einerseits die
159 voraussichtlichen Strom-Mehrbedarfe für elektrische Endanwendungen der privaten Haushalte sowie
160 für gewerbliche Immobilien auszuweisen und andererseits die Einsparungen durch Effizienzgewinne
161 beim Umstieg auf Strom gegenzurechnen.

162

163 Dazu ist in **Bild 4** als Säule 1 der Ausgangs- und Vergleichswert der o.g. Endenergieverbrauch 2022
164 aufgetragen. Unten ist davon mit 545 TWh der Bruttostromverbrauch und seinem Anteil an Grünstrom
165 (unterer grüner Anteil) aufgetragen, darüber mit 235 TWh der restliche Anteil aus EE zur
166 Wärme Gewinnung.

167

168 **Effizienz-Potential Gebäudeheizungen (Wärmepumpe)**

169

170 Der Endenergieverbrauch im Wärmesektor und speziell die Gebäudewärme betrug im Jahr 2021 456
171 TWh und damit 19,2 % des gesamten Endenergiebedarfs der Bundesrepublik. Laut Fraunhofer IEE wird
172 der Gebäudewärmebedarf im Jahr 2050 auf 382 TWh prognostiziert. Das Fraunhofer gibt einen
173 zusätzlichen Strombedarf von 76 TWh an. Laut Immobilienwirtschaft wird dieser Wert nach Kenntnis
174 der MIT-Kommission Energie, Klimaschutz und Umwelt bezweifelt und auf ca. 160 TWh prognostiziert.
175 Damit liegt das Einsparpotenzial gegenüber dem Jahr 2021 bei bis zu 300 TWh.

176

177 (Quelle: [Energieverbrauch für fossile und erneuerbare Wärme | Umweltbundesamt](#) ; [Endenergiebedarf](#)
178 [2050 \(herkulesprojekt.de\)](#))

179

180 **Effizienz-Potential Gebäudeheizungen aus Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD)**

181

182 Der Endenergieverbrauch im Wärmesektor und speziell im GHD-Sektor betrug im Jahr 2021 173 TWh
183 und damit 7,3 % des Endenergieverbrauchs in Deutschland. Laut einer Prognos-Studie aus dem Jahr
184 2020 wird der Raumwärmebedarf des GHD-Sektors im Jahr 2050 bei ca. 136 TWh liegen. Die
185 Einsparung im Vergleich zum Jahr 2021 würde somit lediglich ca. 40 TWh betragen. Der Zusatzbedarf
186 an Strom bedingt durch den verstärkten Einsatz von Wärmepumpen wird vom Fraunhofer ISI auf ca. 30
187 TWh prognostiziert.

188

189 (Quelle: [Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050 \(fraunhofer.de\)](#) , UBA
190 , [klimagutachten.pdf \(bmwk.de\)](#))

191

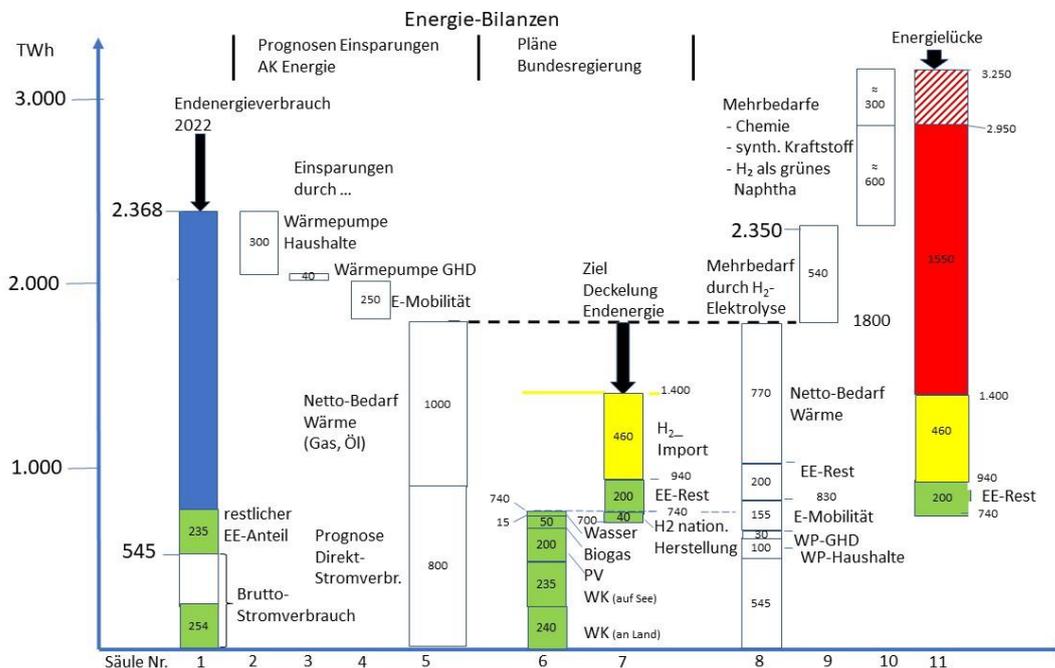
192 **Effizienz-Potential E-Mobilität**

193 Bei vollständiger Umstellung des heutigen PKW-Bestandes (48,3 Mio. Fahrzeuge) auf E-Fahrzeuge sinkt
194 der Energieverbrauch von etwa 405 TWh (Vergleichswert 2019) auf 155 TWh

195 Die Ersparnis beträgt also etwa **250 TWh** (s. Bild 4, Säule 4), der künftige Mehrbedarf an Strom **155**
196 **TWh** (s. Bild 4, Säule 8). Gegenüber der Prognose des ADAC-Berichts von 2020/21 ist der letzte Wert
197 wegen des gestiegenen PKW-Bestandes geringfügig zu erhöhen.

198 Das BMUV geht bei einer Vollelektrifizierung der heutigen Bestandsflotte von ca. 45 Mio. PKW von
199 einem zu erwartendem Strombedarf von ca. 100 TWh aus. Hierbei ist zu erwähnen, dass das BMUV
200 von einer Verkehrsverlagerung auf den ÖPNV und die Schiene ausgeht, wodurch der geringere
201 Energiebedarf zu erklären ist.

202
 203 (Quelle: ADAC Motorwelt-Bericht, 6/2019 ;
 204 [https://www.bmu.de/themen/verkehr/elektromobilitaet/strombedarf-und-netze#:~:text=Wenn%20alle%20derzeit%20rund%2045,Jahr%20insgesamt%20an%20Strom%20verbraucht\)\)](https://www.bmu.de/themen/verkehr/elektromobilitaet/strombedarf-und-netze#:~:text=Wenn%20alle%20derzeit%20rund%2045,Jahr%20insgesamt%20an%20Strom%20verbraucht)))
 205
 206
 207



208
 209
 210 **Bild 4: Energie-Bilanzen Endenergie**

211 **Ergebnis**

212 Die Summe aller zu erwartenden Einsparungen beläuft sich mithin auf ca. **600 TWh**, womit sich der
 213 Endenergieverbrauch auf **1.800 TWh** reduzieren würde (s. Bild 4, Säule 5). Nach Prognose des AK-
 214 Berichts 20/21 entfallen davon ca. **800 TWh** auf den künftigen Direktstromverbrauch, die restlichen ca.
 215 **1000 TWh** auf den verbleibenden Wärmebedarf.
 216

217
 218 **5. Ausbau der Stromquellen aus EE**

219 Mit der Ausweisung der Mehrbedarfe erhöht sich ausgehend vom heutigen Bruttostromverbrauch von
 220 **545 TWh** (s. Bild 4, Säule 1) der Bedarf an Direktstrom um 235 TWh auf **830TWh** (s. Bild 4, Säule 8).
 221 Seitens der Bundesregierung soll dieser Bedarf mit folgenden Kapazitätssteigerungen aus EE gedeckt
 222 werden:
 223

- 224
 225 Kapazität Windkraft On Shore: 115 GW (Quelle: Mitteilung der Bundesregierung v. 23.05.2023)
 226 Kapazität Windkraft Off Shore: 70 GW (Quelle: Mitteilung der Bundesregierung v. 02.01.2023)
 227 Kapazität PV: 215 GW (Quelle: Mitteilung der Bundesregierung v. 20.03.2023)
 228

229 Mit den bekannten durchschnittlichen, jährlichen Vollaststunden lassen sich daraus folgende
 230 Strommengen errechnen:

231 $115 \text{ GW} \times 2.100 \text{ h} = 240 \text{ TWh}$
 232 $70 \text{ GW} \times 3.400 \text{ h} = 235 \text{ TWh}$

233		215 GW x 950 h = 200 TWh
234	Weitere Beiträge an EE-Quellen sind:	Biogas: 50 TWh
235		<u>Wasserkraft: 15 TWh</u>
236		Summe: 740 TWh (s. Bild 4, Säule 6)

237
238 Die Summe deckt sich mit der offiziellen Prognose der Bundesregierung, die in diversen Erklärungen
239 den künftigen Strombedarf Deutschlands bei etwa 750 TWh sieht. Gegenüber der oben ermittelten
240 Prognose des AK Energie in Höhe von **830 TWh** gibt es gemessen an den üblichen Unschärfen, die mit
241 derartigen Prognosen verbunden sind, wenig Dissens.

242
243 Von den geplanten Strom-Kapazitäten sollen nach Plänen der Bundesregierung 10 GW für die
244 heimische Produktion von (grünem) Wasserstoff verwendet werden. Nach den Annahmen der
245 nationalen Wasserstoffstrategie (NWS) werden für die Elektrolyseure 4.000 Vollaststunden angesetzt.
246 Daraus folgt ein Stromverbrauch für die Wasserstoffproduktion von:

247
248 $10 \text{ GW} \times 4.000 \text{ h} = \mathbf{40 \text{ TWh}}$ (s. Bild 4, unterer grüner Anteil Säule 7)

249
250 Es zeigt sich, dass die Höhe an Zusatzbedarfen an grünem Strom aber auch grünen Energieträgern
251 signifikant sein wird. Diese Mengen müssen erzeugt werden. Hierfür bedarf es einer Vielzahl an
252 Erzeugungskapazitäten. Ob dies die Kernkraft sein wird oder aber Kohle- und Gaskraftwerke, die mit
253 sauberen Energieträgern in Verbindung mit CCU und CCS betrieben werden, muss dem Markt
254 überlassen bleiben. Im Interesse der Schonung unserer landwirtschaftlichen Ressourcen ist davon
255 auszugehen, dass Biokraftstoffe weitgehend eliminiert bzw. durch wasserstoffbasierte synthetische
256 Kraftstoffe ersetzt werden. Aus gleichem Grund wird sich die Anzahl von Biogasanlagen voraussichtlich
257 nicht wesentlich erhöhen. Die Kapazitäten von Pellet- und Hackschnitzelheizungen werden dagegen
258 nach den zu erwartenden gesetzlichen Vorgaben zur Feinstaubbelastung eher zurückgehen.
259 So ist insgesamt damit zu rechnen, daß sich der EE-Beitrag zur Wärmeversorgung bei ca. 200 TWh
260 einpendeln wird (s. Bild 4, Säule 7, oberer grüner Anteil).

261
262 Als weitgehend ungeklärt ist das Potential der Tiefengeothermie einzuschätzen. Nach den Plänen der
263 Bundesregierung soll diese Art der Wärmegewinnung bis 2030 einen Beitrag von 10 TWh liefern. Das
264 wird als signifikante Steigerung angekündigt, stellt aber gemessen am Bedarf gleichwohl eine zu
265 vernachlässigende Größe dar. Weitere Planungen seitens der Bundesregierung sind derzeit nicht
266 vorgesehen. Zweifellos bietet die Geothermie aber noch einiges an Potenzial, das genutzt werden
267 könnte. Hierfür bedarf es ebenso technologieoffener Regularien im Bereich der Gebäudeenergie- und
268 Energieeffizienzgesetzgebung.

269
270 Damit verbleibt ein offener (Wärme-) Bedarf von 770 TWh (s. Bild 4, Säule 8). Als treibhausgasfreie
271 Alternativen kommen zur Deckung dieses Bedarfs nur Wasserstoff oder wasserstoffbasierte
272 Energieträger wie Ammoniak, Methanol oder andere synthetisch hergestellte Kraftstoffe in Frage. Da
273 Wasserstoff in der freien Natur auf der Erde praktisch nicht vorkommt, muss er CO₂-neutral hergestellt
274 werden. Die zur Herstellung des grünen Wasserstoffs benötigte Energiemenge in Form von
275 erneuerbarem Strom kann hierbei stark variieren. Je mehr Wasserstoff heimisch erzeugt werden soll,
276 desto mehr grüner Strom wird benötigt. Sollten aber signifikante Mengen an Wasserstoff zukünftig
277 importiert werden, verringert dies den heimischen Bedarf an zur Elektrolyse benötigtem Grünstrom.
278 Die Entscheidung, wo der benötigte Wasserstoff am Ende hergestellt werden soll, muss dabei dem
279 Markt überlassen bleiben.

280

281 **Mit der Verabschiedung des sog. „Energie-Effizienzgesetzes“ durch den Bundestag im Oktober 2023**
282 **geschieht das Gegenteil. Es weist keine Erhöhung aus, sondern sieht eine Reduzierung des**
283 **Endenergieverbrauchs in Deutschland um weitere 400 TWh von 1800 TWh (s. Bild 4 Säule 5) auf 1.400**
284 **TWh bis 2045 vor (s. Bild 2, rote Säule ganz rechts).** Gegenüber dem langjährigen Mittel bedeutet das
285 etwa eine Halbierung (-1.100 TWh oder 45%) (Quelle: „Gesetz zur Steigerung der Energieeffizienz,
286 **Verbesserung des Klimaschutzes im Immissionsschutzrecht und zur Umsetzung von EU-Recht“; §4,**
287 **Seite 10ff).**

288
289 Damit soll der noch offene Restbedarf an (Wärme-) Energie per gesetzlicher Verordnung auf ca. **460**
290 **TWh** limitiert werden (s. Bild 4, Säule 7, gelber Anteil). Das Energieeffizienzgesetz setzt Ziele, die
291 technisch naturwissenschaftlich nach heutigem Stand nicht wirtschaftlich erreichbar sind.
292 Entgegen seiner euphemistischen Bezeichnung wird das Gesetz durch seine bewusste Kappung der
293 Energiebereitstellung eine wirtschaftszerstörende Wirkung entfalten.

294 295 296 **6. Strom-Mehrbedarfe für Wasserstoff und grünen Naphtha**

297
298 Die Höhe des Mehrbedarfs an grünem Strom zur Erzeugung von Wasserstoff hängt vom verwendeten
299 Elektrolyseur-Typ ab. Die Wirkungsgrade heute handelsüblicher Modelle liegen je nach Verfahren in
300 der Spanne zwischen 55 bis 65%, weswegen nach heutigem Stand der Technik ein Mehrbedarf um den
301 Faktor 1,7 anzusetzen ist.

302
303 (Quelle: [Wirkungsgrad der Brennstoffzelle » SFC Energy AG](#))

304
305 Damit fällt ein Strom-Mehrbedarf von etwa **540 TWh** an (s. Bild 4, Säule 9).

306 Nach Angaben des Verbandes der Chemischen Industrie (VCI) ist ein weiterer Mehrbedarf von 628 TWh
307 zu berücksichtigen. (Quelle: Pressemitteilung VCI v. 16.03.2021)

308 Im Eintrag seiner Home-Page vom 02.06.2021 wiederholt der VCI seinen Bedarf von mehr als **600 TWh**.
309 Zusammen mit den noch zu erwartenden, aber seitens der Verbände noch nicht quantifizierten
310 Mehrbedarfen der Glas- und Keramikindustrie sowie anderer hochenergieintensiver Industriezweige,
311 insbesondere aber die Mehrbedarfe zur synthetischen Kraftstoffherstellung für Luftfahrt, Seefahrt und
312 Schwerlastverkehr ist nach heutiger Schätzung mit Mehrbedarfen zwischen **600 und 900 TWh** zu
313 rechnen (s. Bild 4, Säule 10). (Quelle: Bericht AK Energie Wolfenbüttel, S. 115 ff, Bild 52)

314
315 Zur Abdeckung der Zusatzbedarfe der energieintensiven Industrie ist laut Meinung der MIT-
316 Kommission EKU mit einem Mindestbedarf von 50 TWh zu rechnen. Beispielsweise meldet die
317 deutsche Stahlindustrie bereits einen Zusatzbedarf an grünem Wasserstoff in Höhe von ca. 85 TWh an
318 (Basis 40 Mio. t Rohstahlerzeugung/a)

319
320
321
322
323
324
325
326
327
328
329

330

331

7. Die Energielücke und ihre Folgen

332

333 **Abzüglich des von der Bundesregierung geplanten Gesamtbetrages an EE in Höhe von ca. 940 TWh**

334 (s. Bild 4, Säule 11, Ende grüner Anteil) erkennt sie lediglich einen Bedarf von **460 TWh** (s. Bild 4, Säule

335 7, gelber Anteil), den sie zudem komplett durch Importe decken will. Damit ignoriert die

336 Bundesregierung den Zusatz-Energiebedarf in Höhe von 600 bis 900 TWh (s. Bild 4, Säule 10), den die

337 Industriebranchen bereits angemeldet haben oder melden werden, um die Transformation zur THG-

338 freien Produktion in Angriff nehmen zu können. Addiert um die Wirkungsgradverluste in Höhe von 540

339 TWh (s. Bild 4, Säule 9), die bei der Produktion von grünem Wasserstoff oder wasserstoffbasierten

340 Derivaten mindestens zu erwarten sind. Somit **ergibt sich eine Energielücke zur**

341 **Wasserstoffproduktion von 1.550 bis 1850 TWh** (s. Bild 4, Säule 11 roter Anteil). In welcher

342 Größenordnung diese Energielücke am Ende in Deutschland vorliegt, ist davon abhängig welche

343 Mengen an bspw. grünem Wasserstoff heimisch erzeugt werden. Je größer die heimische Produktion

344 hierbei ist, desto größer ist die Energielücke, die sich vor Ort ergibt. Unabhängig vom Erzeugungsort

345 werden aber große Teile des zukünftigen Energiebedarfs der deutschen Volkswirtschaft seitens der

346 Bundesregierung vernachlässigt bzw. ignoriert.

347 Wasserstoff hat einen Energieinhalt von 33,3 kWh/kg oder 33,3 TWh pro 1 Mio. t. Multipliziert mit dem

348 Verlustfaktor 1,7 entsprechend einem Wirkungsgrad von 60% (Stand der Technik verfügbarer

349 Elektrolyseure) ergibt sich ein Strombedarf von etwa 55 TWh für 1 Mio. t Wasserstoff. Dabei ist zu

350 berücksichtigen, dass die Wirkungsgradverluste bei Erzeugung (grüner) Wasserstoffderivate erheblich

351 höher ausfallen können. Das gilt auch Umwandlung von Wasserstoff in transportfreundlichere Stoffe

352 wie Methanol, Ammoniak oder andere synthetische Kraftstoffe mit anschließender Rückumwandlung.

353 Bezogen auf reinen Wasserstoff steht die Energielücke daher für eine Wasserstoffmenge von 34 bis 40

354 Mio. t. Nach diesem Ansatz entspricht der von der Bundesregierung geplante, inländisch hergestellte

355 Anteil von 40 TWh einer Wasserstoffmenge von 0,72 Mio. t. Dieser Anteil ist vernachlässigbar gering

356 und daher vollkommen unzureichend.

357

358 Unbestritten ist also, dass die Versorgung mit grünem Wasserstoff in Deutschland zu großen Teilen von

359 ausländischen Importen abhängig sein muss. Einseitige Abhängigkeiten wie die Abhängigkeit von

360 russischem Erdgas gilt es in Zukunft durch eine Diversifizierung der Bezugsquellen zu vermeiden.

361

362 Ob die dafür benötigten Kapazitäten innerhalb der nächsten 20 Jahre im Ausland oder (europäischen)

363 Inland bereitgestellt werden können, soll dem Markt überlassen bleiben. Es gilt ferner der Grundsatz

364 der Technologieoffenheit. Entscheidend ist nicht, welche Technologie sich durchsetzt, sondern dass sie

365 keine Treibhausgase freisetzt. Das gilt auch und insbesondere für den Einsatz der Kernkraft.

366 Auf Markteingriffe durch Subventionierung und sonstige wettbewerbsverzerrende Instrumente ist zu

367 verzichten. Dazu gehört eben auch, dass nicht die sog. Gestehungskosten der (Strom-) Energie

368 marktbestimmend werden, sondern die systemischen Gesamtkosten, d.h. die Summe aus Gestehungs-

369 Netzentgelt- und Speicherkosten einer Technologie im Wettbewerb bestehen müssen.

370

371 Das sogenannte „Energie-Effizienzgesetz“, welches in Wahrheit ein Verbrauchs-Begrenzungsgesetz ist,

372 kann eine deutliche Verknappung des Energie-Angebotes in Deutschland zur Folge haben. Eine

373 Knappheit in einem offenen Markt führt in Folge immer zu höheren Preisen.

374 Wesentliche Industrie- und Wirtschaftszweige verlassen bereits heute den Standort Deutschland. Bei

375 noch höheren Energiekosten läuft der Industrie-Standort Deutschland Gefahr, sich flächendeckend zu

376 deindustrialisieren.

377 Entsprechende Einschnitte auf die wirtschaftliche Leistungsfähigkeit unseres Landes, unsere
378 Arbeitsplätze und unseren Lebensstandard werden die Folge sein.

379 **8. Speicherkapazitäten Deutschland**

380
381 Die Notwendigkeit zur Schaffung von Speicherkapazitäten zum Ausgleich der volatilen Einspeisung und
382 der damit verbundenen jahreszeitlichen (saisonalen) Schwankung der Erneuerbaren Stromerzeugung
383 bedarf keiner weiteren Erklärung. Die Vorstellungen der Bundesregierung über die Dimension der
384 erforderlichen Strom-Speicherkapazität bei Verzicht auf Kernkraft und Kohle entbehren bisher jedoch
385 jeden Bezug zur Realität.

386
387 In diversen Veröffentlichungen und Medienbeiträgen werden gerne „riesige“ Batteriespeicher mit
388 „Leistungen“ im Megawatt [MW] – Bereich vorgestellt, die der Öffentlichkeit eine zügige Lösung des
389 Stromspeicherproblems vortäuschen sollen. **Es ist der Unwissenheit der Medien geschuldet, dass die**
390 **Leistung (gemessen in Watt [W]) von Batteriespeichern eine untergeordnete Rolle spielt.**
391 **Entscheidend ist vielmehr ihr Energiegehalt (gemessen in Wattstunden [Wh]). Bedauerlicherweise**
392 **werden in zahlreichen Veröffentlichungen und Debattenbeiträgen mangels ausreichender Kenntnis**
393 **die Einheiten W und Wh und somit die physikalischen Begriffe Leistung und Energie verwechselt.**

394 Werden in diversen Medienbeiträgen belastbare Angaben zu Energiegehalten von Batteriespeichern
395 genannt, beschränken sich die Angaben solcher stationären Batterie-Speicher nach dem heutigen
396 Stand der Technik üblicherweise auf zweistellige, im Ausnahmefall auf dreistellige Megawattstunden
397 [MWh]. Da der unbedarfte Leser solche Dimensionen nicht einschätzen kann, schließen die Beiträge in
398 aller Regel mit der vollmundigen Behauptung ab, damit sei ein volkswirtschaftlich bedeutsamer Beitrag
399 zur Stromspeicherkapazität geleistet.

400 Dem ist entgegenzuhalten, dass bspw. 5 mit Heizöl gefüllte 20-Liter-Kanister bereits einen
401 Energiespeicher von ca. 1 MWh bilden. Bei solchen Dimensionen von volkswirtschaftlich bedeutsamen
402 Beiträgen zu sprechen, ist lächerlich.

403
404 Skaliert man auf Basis der jahreszeitlich statistisch erfassbaren Schwankung die Stromproduktion von
405 Wind und Solarenergie auf 2.200 TWh hoch (s. Bild 4, Säule 8 + 9), weisen die Berechnungen einen
406 Bedarf von rund 250 TWh zum saisonalen Ausgleich der Energiemengen aus.

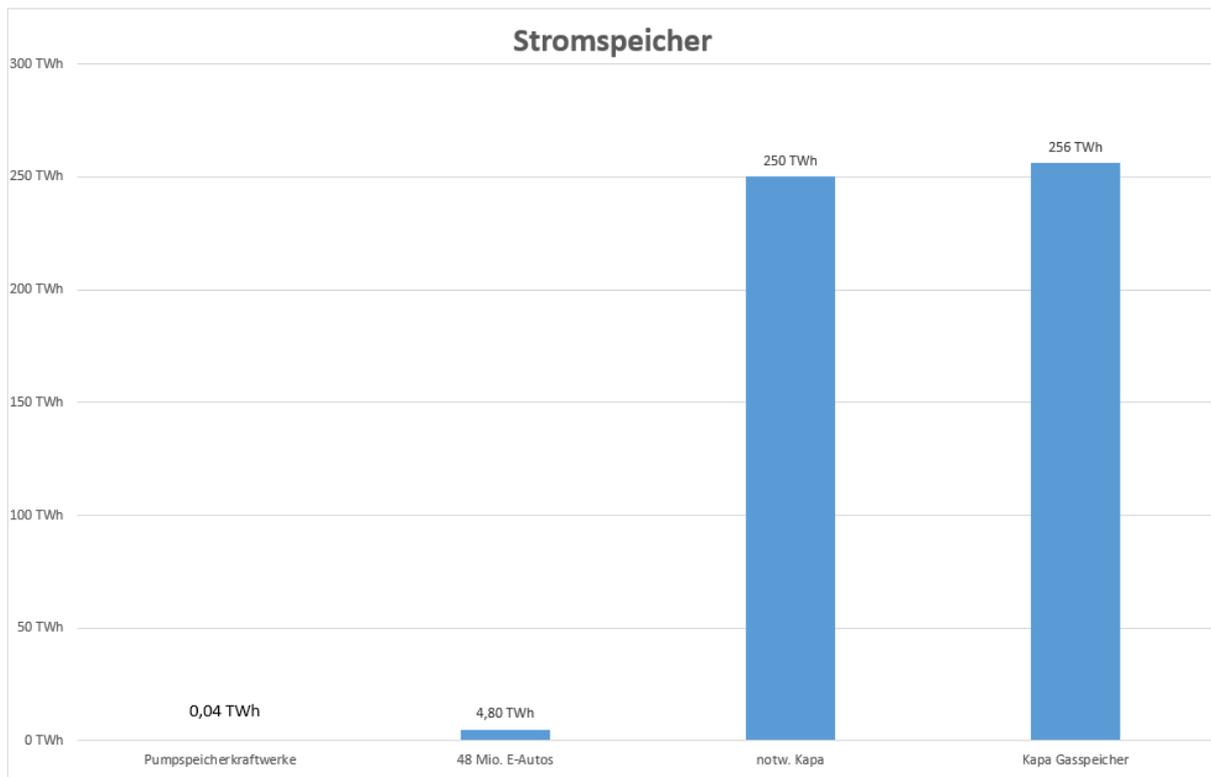
407
408 Die Modellierung setzt voraus, dass die Schwankungen aus den Mehrbedarfen der Chemie-Industrie
409 und anderen Hochenergie-Industrien schon von eigenen Speichern vorgehalten werden. Sie sind in
410 dieser Rechnung also noch nicht berücksichtigt.

411 Diese Menge ist in ihrer Größenordnung mit der Kapazität unserer deutschen Gasspeicher in Höhe von
412 **256 TWh** (s. Bild 5, Säule 4) vergleichbar, die per Gesetz zum 1. November eines jeden Jahres
413 vorzuhalten sind.

414
415 Diesem Bedarf stehen heute vorhandene Stromspeicher in Form der viel zitierten Speicherseen in
416 Deutschland mit einer maximal zu speichernder Energie von **0,04 TWh** gegenüber (s. Bild 5, Säule 1,
417 hierbei handelt es sich um eine statische Betrachtung – sprich eine Fortschreibung der heutigen
418 Annahmen in das Jahr 2045)

419 Anmerkung: Aufgrund der drucktechnisch begrenzten Strichstärke ist die Säule bei dem gewählten Maßstab kaum zu
420 erkennen.

421
422



423
424 **Bild 5: Stromspeicher – Bedarf und Angebot**

425
426 Beim heutigen Stromverbrauch reichen diese Speicher für eine Versorgungszeit von rechnerisch etwa
427 37 min. Das ist knapp ausreichend, um im Sommerhalbjahr die Mittagsspitzen der Photovoltaik-
428 Anlagen zu puffern; für den saisonalen Energieausgleich spielen sie hingegen keine Rolle.

429
430 Als angebliche Lösung des Speicherproblems wird in diesem Zusammenhang gerne auf die
431 Speicherkapazität künftiger E-Fahrzeuge verwiesen. Bei vollständiger Elektrifizierung des heutigen
432 PKW-Bestandes erhöht sich die Energie-Kapazität auf bestenfalls **4,8 TWh**, wobei in dieser Rechnung
433 eine durchschnittliche Batteriekapazität von 100 kWh pro Fahrzeug unterstellt wird (s. Bild 5, Säule 2),
434 Dabei unterstellt diese Rechnung eine komplette Entladung der Autobatterien, was den Autobesitzern
435 politisch sicher nicht zu vermitteln wäre.

436 Somit scheidet auch Batterien künftiger E-Fahrzeuge als Speicher für den saisonalen Ausgleich aus. Sie
437 können lediglich für eine gewisse Glättung der zukünftig ansteigenden, täglichen
438 Stromverbrauchsspitzen privater Haushalte beitragen.

439
440 Leider kann die Alternative der (funktionalen) Stromspeicherung in Form von Wasserstoff-Gas nur
441 begrenzt Entlastung verschaffen. 250 TWh entsprechen einer Speichermenge von 12 – 15 Mio. t H₂; je
442 nach dem, wie hoch die Wirkungsgradverluste bei Wasserstofferzeugung und Rückverstromung
443 anzusetzen sind. Wegen des geringen spezifischen Gewichts von Wasserstoff (gleiche
444 Druckverhältnisse wie bei Erdgasspeichern unterstellt) würde das H₂-Speicher-Potential unserer
445 unterirdischen Kavernen jedoch auf 32 TWh sinken.

446
447 (Quelle: [INES schlägt Differenzverträge für Wasserstoffspeicher vor - gwf-gas.de](https://www.gwf-gas.de))

448
449
450
451

452 9. Versorgungssicherheit

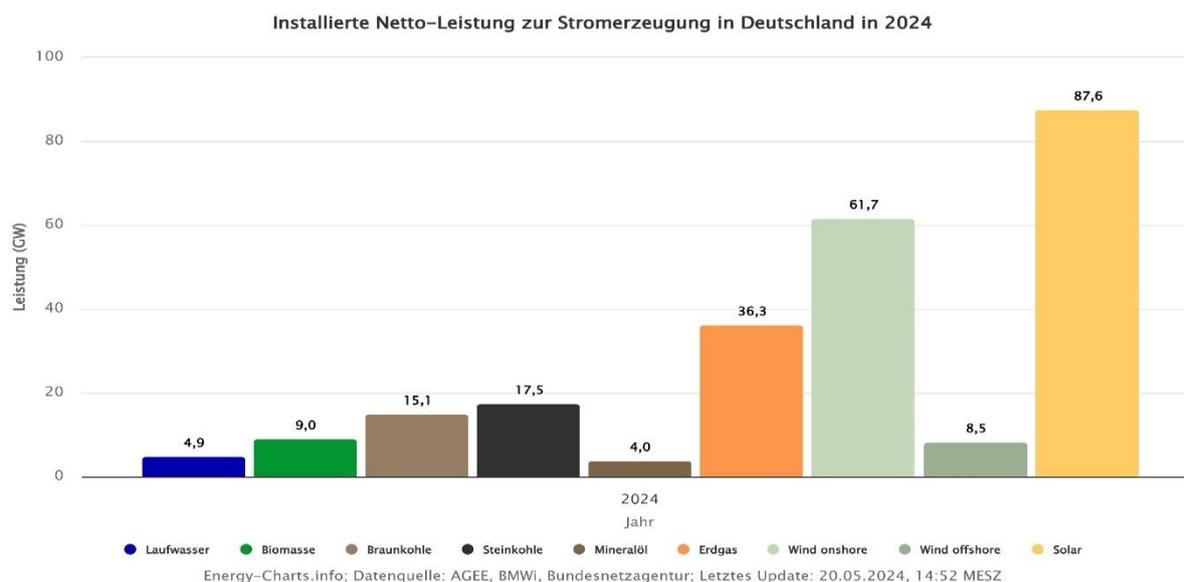
453 Versorgungssicherheit hat drei Dimensionen: Erstens die sichere Versorgung mit Energieträgern, heute
 454 also Gas, Öl und Steinkohle und in Zukunft Wasserstoff, dessen Derivate sogenannte eFuels und
 455 Biomasse. Dazu kommt zweitens ein jederzeit grundsätzlich ausreichendes Angebot an Strom und
 456 erneuerbaren Gasen (bzw. der sichere Import) und drittens ausreichende Mittel für einen sicheren
 457 Netzbetrieb über sog. Systemdienstleistungen.

458 Die jederzeit sichere Stromversorgung ist das Rückgrat der deutschen Wirtschaft und für ein Land wie
 459 Deutschland mit starker industrieller Basis unverzichtbar. Ein hohes Niveau an Versorgungsqualität ist
 460 ein entscheidender Standortfaktor für den Wirtschaftsstandort Deutschland. In der jetzt laufenden
 461 Phase der Energiewende mit stark steigenden Anteilen Erneuerbarer Energien bei gleichzeitiger
 462 Stilllegung großer konventioneller Erzeugungsleistung muss es das Ziel sein, dass Erneuerbare,
 463 Speicher- und Power-to-X-Lösungen neben konventionellen Kraftwerken und flexiblen Lasten im
 464 digitalen Verbundsystem Versorgungssicherheit gewährleisten.

465
 466 Aufgrund der erheblichen witterungsbedingten Schwankungen der Stromerzeugung aus erneuerbaren
 467 Energien werden nämlich nach Kernenergie- und Kohleausstieg die verbleibenden konventionellen
 468 Stromerzeuger zukünftig den jeweiligen Restbedarf in vielen Zeiten nicht mehr abdecken können. Das
 469 trifft insbesondere auch für Zeiten längerer Dunkelflauten zu.

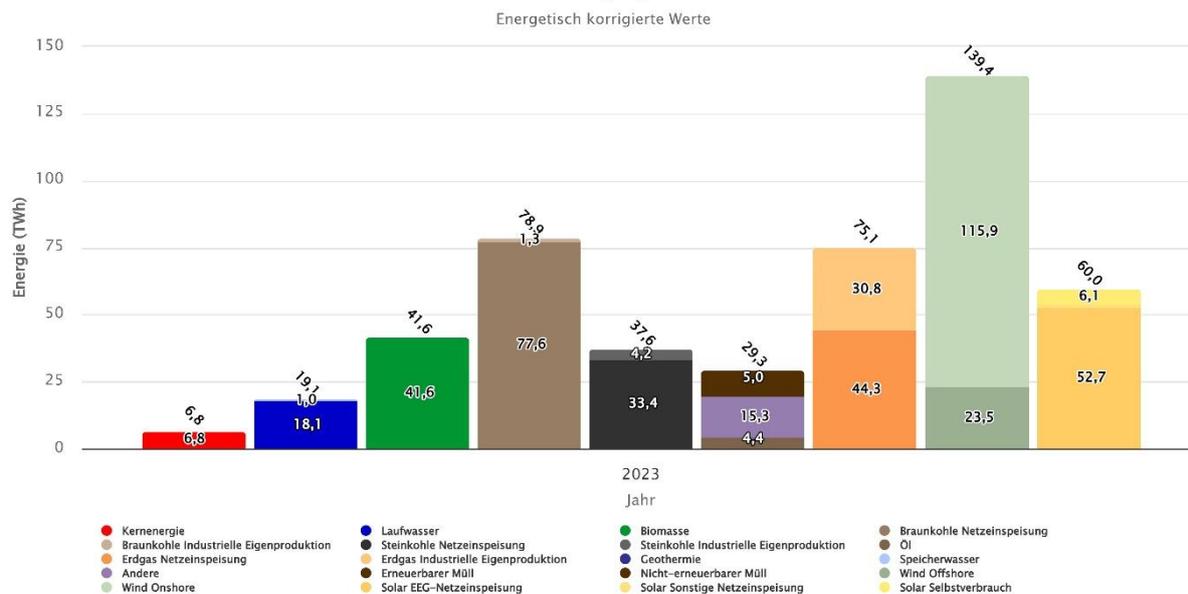
470
 471 Der reine Ausbau volatiler Stromerzeugungskapazitäten in Form von Wind- und PV-Anlagen wird
 472 aufgrund der geografischen und physikalischen Gegebenheiten am Standort zur Aufrechterhaltung der
 473 zweiten Dimension der Versorgungssicherheit in Deutschland nicht ausreichen. Wie der Vergleich der
 474 installierten Leistungen (s. Bild 6) und der jährlichen Stromausbeute (s. Bild 7) zeigt, liefert
 475 ausgerechnet die Photovoltaik mit der größten Leistung weniger als Braun- und Steinkohle
 476 zusammengenommen.

477
 478



479
 480 **Bild 6 Installierte Kraftwerksparkkapazität in Deutschland**

Gesamte Nettostromerzeugung in Deutschland 2023



481
482 **Bild 7 Nettostromerzeugung nach Energieträger**

483
484 (Quelle: [https://energy-](https://energy-charts.info/charts/energy/chart.html?l=de&c=DE&interval=year&year=2023&source=total)
485 [charts.info/charts/energy/chart.html?l=de&c=DE&interval=year&year=2023&source=total](https://energy-charts.info/charts/energy/chart.html?l=de&c=DE&interval=year&year=2023&source=total))

486
487 So weist der „Bericht der Bundesnetzagentur zum Stand der Entwicklung der Versorgungssicherheit im
488 Bereich der Versorgung mit Elektrizität“ von Januar 2023 einen Bedarf an Zubau erdgasbefuehrter
489 Erzeugungskapazitäten von 17 bis 21 GW neben 7 GW neuen Biomassekraftwerken bis 2031 aus.

490
491 Der bestehende Energy-Only-Markt, in dem lediglich die tatsächliche Erzeugung von Strom vergütet
492 wird, erfüllt diese Voraussetzungen künftig nicht in ausreichendem Umfang, da er zu wenig
493 Investitions- und Betriebsanreize für gesicherte Erzeugungskapazitäten setzt.

494
495 Die gesetzlichen Rahmenbedingungen sind dergestalt anzupassen, dass die Lieferung der am Markt
496 gehandelten Strommengen entsprechend ihres witterungsbedingten volatilen Anteils
497 vertraglich europaweit und technologieoffen physikalisch abgesichert werden muss. Neben Strom als
498 Produkt wird damit die Verfügbarkeit der Energie zu einer werthaltigen Leistung. Auf Wunsch von
499 Kunden mit Demand-Side-Management (DSM) kann von dieser Regelung abgewichen werden.

500
501 Zu einer ordnungsgemäßen Stromversorgung gehört daher, dass die Stromanbieter in
502 Kombination mit den Netzbetreibern und der Bundesnetzagentur die Verantwortung für die
503 Versorgungssicherheit im Sinne der Versorgung der Letztverbraucher mit Strom tragen. Sie haben
504 durch geeignete Geschäftsmodelle und technologische Lösungen in dem bestehenden europäischen
505 Strommarkt die Gewähr für eine Rund-um-die-Uhr-Versorgung zu übernehmen.

506
507 Betrachtet man sich die aktuellen Lastprofile im Stromnetz liegt die historische Spitzenlast bei bis zu 80
508 GW, die Residuallast beträgt ca. 45 GW. Selbst bei einer starken Effizienzsteigerung ist von einer deutlich
509 höheren Residuallast auszugehen. Selbst nach der von der Bundesregierung geplanten Strommenge
510 von 750 TWh (s. Bild 4, Säule 6) wird der Spitzenlastbedarf möglicherweise signifikant steigen. Ebenso
511 wird die Residuallast auf bis zu 85 GW deutlich steigen. Zur Abdeckung der Spitzenlasten werden
512 zusätzliche Kapazitäten benötigt. Wie diese Kapazitäten zukünftig bereitgestellt werden, bleibt dem

513 Markt überlassen. Grundsätzlich gibt es neben dem Aufbau heimischer Kraftwerkskapazitäten die
514 Option des Stromimports aus dem europäischen Strommarktverbund.

515

516

517 **10. Zukünftiger Kraftwerkspark**

518

519 Neben den von der Bundesregierung ausgeschriebenen 10 GW an wasserstofffähiger
520 Gaskraftwerkskapazität, gibt es eine Vielzahl an Kraftwerkstechnologien, die CO₂-neutral betrieben
521 werden können. Technologien wie CCU/CCS können bereits heute vorhandene Kraftwerkskapazitäten
522 ergänzen und CO₂-neutral stellen. Doch auch die Kernkraft sollte, wenn Sie wirtschaftlich dem Markt
523 zur Verfügung gestellt werden kann, berücksichtigt werden.

524

525 Es gilt somit die politischen und regulatorischen Rahmenbedingungen derart auszugestalten, dass alle
526 Optionen genutzt werden können. Im Bereich der Kernkraft bedarf es hierfür einer Änderung des
527 Atomgesetzes.

528

529 Da es bei der Kernkraft stets technologische Fortschritte gibt, sollte Deutschland hierbei zumindest im
530 Bereich der Forschung und Entwicklung aktiv bleiben und Kapital hierfür bereitstellen.

531

532 Der Weltklimarat IPCC und die EU haben die Kernenergie als nachhaltig und CO₂-arm eingestuft. Sie ist
533 mit einem Anteil von 22 Prozent die größte Stromquelle in der Europäischen Union und nach der
534 Wasserkraft die zweitgrößte emissionsarme und daher unverzichtbare Energiequelle auf der ganzen
535 Welt. Mit Laufzeiten von über 60 Jahren (gegenüber 20 – 25 Jahren bei Windrädern) sind AKW's in den
536 Baukosten hoch aber bezogen auf die Kosten gerechnet über die gesamte Lebenszeit wettbewerbsfähig
537 zu den erneuerbaren Energien. Auf dem ersten internationalen Nuklear-Gipfel Anfang des Jahres in
538 Brüssel wurde dies noch einmal nachdrücklich durch die Präsidentin der EU-Kommission und Rednern
539 aus 37 europäischen Staaten bestätigt. Der überhastete deutsche Atomausstieg war und ist ein
540 folgenschwerer Irrweg und muss dringend korrigiert werden. Die MIT fordert daher von der
541 Bundesregierung eindringlich entsprechende Korrekturen im Atomgesetz, insbesondere die sofortige
542 Aufhebung der Atomausstiegs-Paragraphen (§ 7 Atomgesetz) und die sofortige Überprüfung von
543 Szenarien zur Wiederinbetriebnahme noch existierender AKW Kapazitäten in Deutschland.

544

545 Parallel dazu sollte ein Sofortprogramm zur Reaktivierung von Forschung und Lehre im Bereich der
546 Kernkraft bereitgestellt werden. Deutschland hat seinen Spritzenplatz in der Kernenergieforschung
547 zwar verspielt, aber noch bestände Hoffnung, den Anschluss an die Weltspitze wieder zu erlangen.
548 Dazu müssen aber auch Kernkraftwerke der 4. Generation in Deutschland wieder eine
549 Errichtungschance bekommen.

550

551

552 **11. Energiepreise – Status Quo & Entwicklung**

553

554 Neben der akut gefährdeten Versorgungssicherheit, stellen vor allem die immer noch hohen
555 Energiepreise die deutschen Unternehmen vor enorme Herausforderungen. Betrachtet man sich die
556 Strompreisentwicklung der vergangenen Jahre ergibt sich ein Abgaben- und Steuerbedingter Anstieg
557 der Energiekosten. Diese Entwicklung kann man sowohl bei den Strom- als auch bei den Kraft- und
558 Brennstoffpreisen beobachten. Denn trotz der seitens der Bundesregierung wiederholt getätigten
559 Äußerung, dass die Preise wieder fallen, befinden wir uns immer noch auf einem deutlich erhöhten
560 Preisniveau.

561
 562 Im globalen Vergleich weist Deutschland mittlerweile mit die höchsten Strompreise der Welt auf und
 563 eine Preissenkung ist aufgrund der mit dem Netz- und Infrastrukturausbau verbundenen Kosten nicht
 564 in Sicht.

565
 566 (Quelle: https://de.globalpetrolprices.com/electricity_prices/)

567
 568 Die Energiepreise stellen hierbei sowohl die privaten Haushalte als auch die Wirtschaft vor große
 569 Herausforderungen. Denn durch die zunehmende Elektrifizierung vieler Prozesse sowohl im privaten
 570 als auch im wirtschaftlichen Bereich, stellen hohe bzw. steigende Strompreise eine zunehmend
 571 wirtschaftsschädigende Belastung dar.

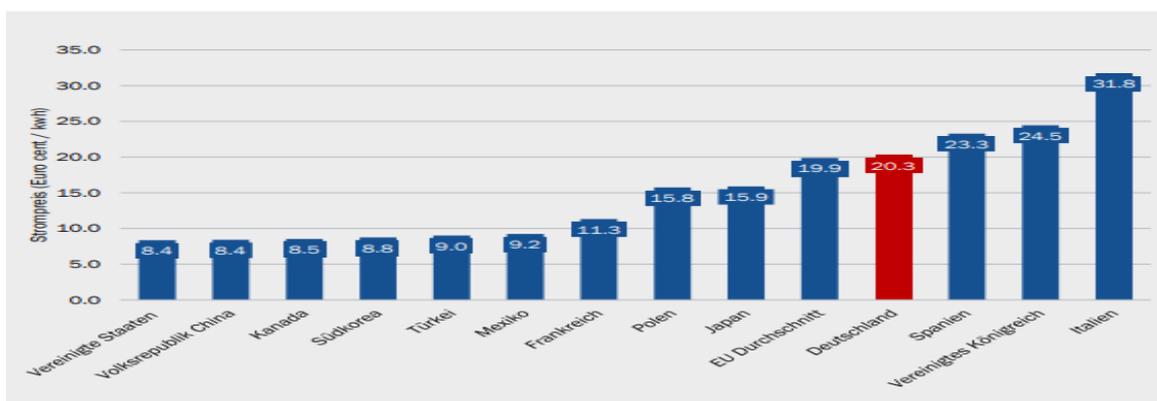
572 Hierbei muss zwischen dem Preis für private Haushalte und den Preisen für die Industrie unterschieden
 573 werden.

574
 575 Der durchschnittliche Strompreis für Haushalte beträgt aktuell 42,22 ct/kWh (inkl.
 576 Abgaben&Umlagen). 56% des Strompreises machen mittlerweile die Netzentgelte, sowie Steuern und
 577 Abgaben aus. Der Strompreis für die Industrie beträgt aktuell 17,65 ct/kWh (inkl. Abgaben&Umlagen).
 578 Im Vergleich: Der Industriestrompreis im Jahr 2001 betrug 6,47 ct/kWh. In ca. 20 Jahren hat sich der
 579 Strompreis für die industrielle Produktion in Deutschland somit verdreifacht. Trotz der im Vergleich
 580 geringeren Gestehungskosten erneuerbarer Energieträger wie PV- und Windkraft sind die Strompreise
 581 signifikant gestiegen.

582
 583 (Quelle: [Strompreis Entwicklung in Deutschland für Haushalte und Industrie | BDEW](#))

584
 585 Kostengünstiger Strom stellt für die Industrie und die Wirtschaft einen der wichtigsten Faktoren zur
 586 Aufrechterhaltung der Wettbewerbsfähigkeit dar. Im internationalen Vergleich zeigt sich hierbei, dass
 587 Deutschland im Vergleich mit seinen größten Konkurrenten wie Frankreich, den USA, China oder Japan
 588 einen deutlich höheren Industriestrompreis hat. – siehe Abbildung 1

589 **Strompreise – Internationaler Vergleich der Industriestrompreise**



590 Quelle: Prognos AG (eigene Darstellung)

591 Doch auch bei den fossilen Energieträgern wie Mineralöl und Erdgas sehen wir eine signifikante
 592 Steigerung der Endverbraucherpreise. Im Jahr 2020 lag der Erdgaspreis für Haushalte bei ca. 6ct/kWh.
 593 Laut aktuellem BDEW-Bericht liegt der Preis aktuell bei ca. 11ct/kWh. Die Steuern und Abgaben sowie
 594 die Netzentgelte machen auch beim Energieträger Erdgas einen signifikanten Anteil am
 595 Endverbraucherpreis aus.

596

597 Die stark gestiegenen Endverbraucherpreise erschweren die Transformation erheblich, da sie zum
 598 einen den Betrieb neuer CO2-neutraler Technologien wirtschaftlich unattraktiv machen und zum
 599 anderen die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Wirtschaft gefährden.

600

601 **12. Strom-Netzentgelte**

602

603 Eine jederzeit zuverlässige und leistungsstarke Infrastruktur ist das Rückgrat einer sicheren
 604 Energieversorgung. Der Ausbau der erneuerbaren Energien mit ihren zunehmend dezentralen
 605 und volatilen Einspeisungen sowie ihren bidirektionalen Lastflüssen zieht notwendige Investitionen
 606 und Anpassungen der Netze nach sich. Dabei muss die sehr hohe Zuverlässigkeit des Netzbetriebs in
 607 Deutschland erhalten bleiben. Dies gilt insbesondere vor der zunehmenden Vernetzung,
 608 Digitalisierung und Automatisierung unserer Wirtschaft. Neben dem notwendigen Ausbau und
 609 Ertüchtigung der Netze sind immer auch Effizienz, Kostenreduktion sowie eine faire Kostenverteilung
 610 im Blick zu behalten. Denn bereits heute schon zahlt der Kunde in Deutschland über den Strompreis
 611 mit die weltweit höchsten Stromnetzentgelte.

612

613 Der Anteil der Netzentgelte ist dabei der seit Jahren am stärksten steigende Posten der Stromkosten.
 614 So sind die Übertragungsnetzentgelte von 2015 bis Febr. 2024 um über 300 % und die
 615 Verteilnetzentgelte um über 130 % angestiegen. Es zeigt sich somit auch bei der
 616 Strompreisentwicklung der vergangenen Jahre, dass die Energiewende wie sie derzeit in Deutschland
 617 betrieben wird, zum Scheitern verurteilt ist. Denn der gigantische Ausbau an erneuerbaren
 618 Stromerzeugungskapazitäten hat eben nicht zu einer signifikanten Reduzierung der Strompreise
 619 geführt, sondern diese aufgrund des Netz- und Infrastrukturausbaus immer weiter ansteigen lassen.

620

621

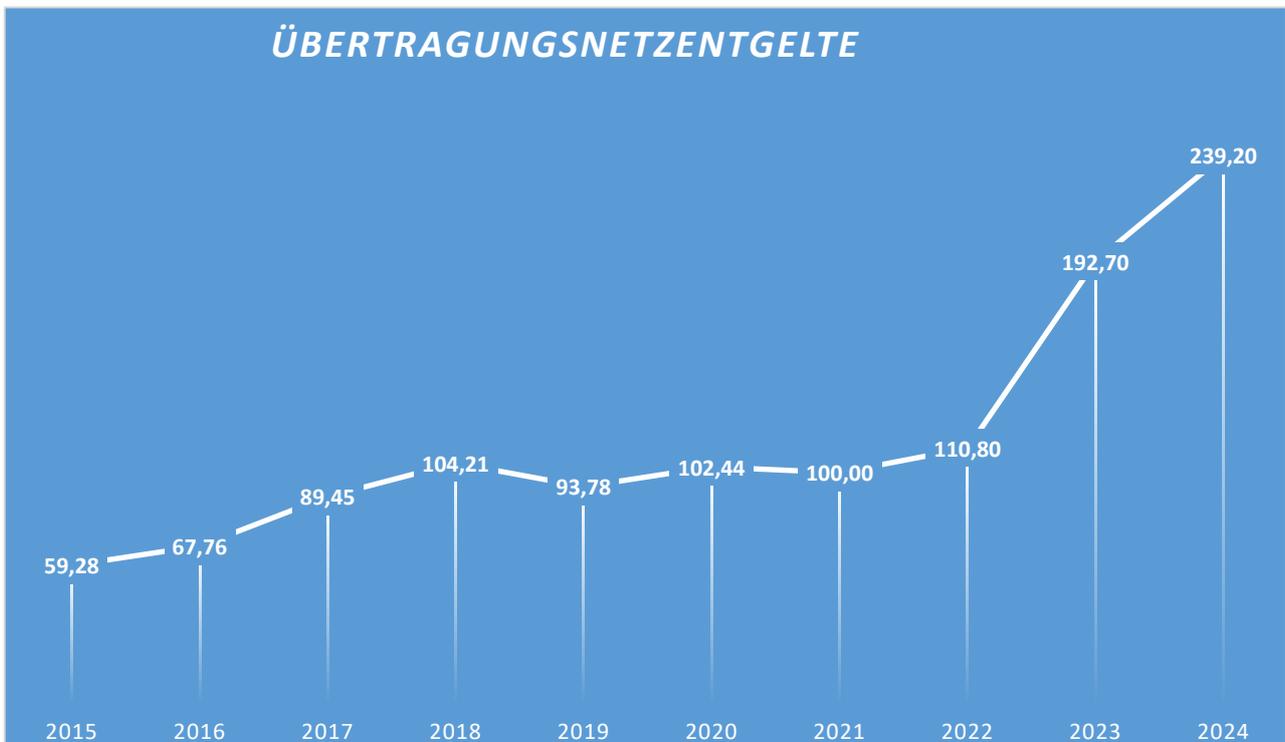
622

623

624

625

626



Quelle:
 Statistisches Bundesamt -Index Erzeugerpreise -Lange Reihe Elektrizitätsübertragung GP09-3512
 2021=100



Quelle: Statistisches Bundesamt- Index Erzeugerpreise- Daten zur Energiepreisentwicklung

627 Der zur Abstimmung vorliegende Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045 der vier
 628 Übertragungsnetzbetreiber weist einen Investitionsbedarf für den erforderlichen Zubau von Onshore-
 629 und Offshore-Netzen von bis zu 252 Mrd. Euro aus. Hinzukommen bis zu 150 Mrd. Euro für den
 630 Zubau und die Verstärkung von Verteilnetzen. Der Bundesrechnungshof sieht hier sogar in seinem
 631 jüngsten Bericht ein Volumen von 420 Mrd. Euro auf Deutschland zukommen. Diese
 632 energiewendebedingten Investitionen treiben die schon außerordentlich hohen deutschen
 633 Stromnetzentgelte in den kommenden Jahren nochmals erheblich nach oben.

634
 635 Infolgedessen wird es dringend erforderlich, eine Umkehr im Ausbau der Übertragungsnetze von der
 636 extrem teuren Erdverkabelung mit ihren mehrfach höheren Kosten auf Freileitung umzustellen.
 637 Gleiches sollte auch für Verteilungsbereiche mit verhältnismäßig niedriger Anschlussdichte gelten.

638
 639 Strom- Übertragungs- und Verteilnetze sind volkswirtschaftlich wichtige Infrastrukturen. Daher ist
 640 an die Netzbetreiber aus dem durch steigende CO²-Zertifikatspreise anwachsenden Klima- und
 641 Transformationsfond ein angemessener Zuschuss zur Senkung der Stromnetzentgelte zu leisten,
 642 um die Netzentgelte auf einen europäischen vergleichbaren Mittelwert zu senken.
 643 Das Klima- und Transformationsfondsgesetz sieht dafür im § 2 Abs. 2 Nr. 3 Ausgleichszahlungen vor.

644
 645
 646
 647
 648
 649
 650
 651

652 **13. Marktwirtschaft auch für Erneuerbare Energien**

653

654 Um den Beitrag Erneuerbaren Energien an der Stromversorgung deutlich zu erhöhen,
655 verabschiedete der Bundestag am 25.2.2000 das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG).
656 Inhalt des Gesetzes waren sowohl neben der vorrangigen Einspeiseverpflichtung Erneuerbarer
657 Energien durch die Netzbetreiber als auch vorgegebene fixe Einspeisevergütungen für die
658 Anlagenbetreiber. Da die Stromgestehungskosten Erneuerbarer Energien damals erheblich über denen
659 konventioneller Energieträger lagen und um Investitionsanreize zu schaffen, legte der Gesetzgeber
660 Einspeisevergütungen weit oberhalb des Marktpreises mit erheblichen Renditen im EEG fest. Im
661 Gesetz festgeschrieben ist weiterhin die Geltungsdauer der Einspeisevergütung zum
662 Zeitpunkt der Inbetriebnahme für die Laufzeit von 20 Jahren.

663

664 Nach über 20 Jahren werden mittlerweile 56 % des jährliches Strombedarfs durch Erneuerbare
665 Energien gedeckt.

666 Dieser Weg erfolgte jedoch geschützt durch das EEG außerhalb marktwirtschaftlicher Bedingungen
667 und hoher Subventionierung durch Kunden und Staat. Solche subventionierten Markteinführungs-
668 prozesse müssen aber stets einer strikten zeitlichen Begrenzung unterliegen, um dauerhaften
669 negativen volkswirtschaftlichen Auswirkungen zu begegnen.

670

671 Bei dem nunmehr erreichten Marktanteil haben die Erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung
672 eine führende Stellung erlangt und sind daher folgerichtig in den allgemeinen Strommarkt mit
673 seinen Marktkräften zu entlassen.

674 Aufgabe des Staates darf es daher nur noch sein, allgemeine Rahmenbedingungen für diesen
675 Bereich vorzugeben.

676

677

678 **14.CO2-Grenzausgleichsmechanismus**

679

680 Die Einführung des Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM) durch die Europäische Union ist der
681 Tatsache geschuldet, dass die weiteren Verschärfungen des Europäischen Emissionshandels (Auslaufen
682 der freien Zuteilung bis 2032, starkes Absenken des CAP) auf Grund der daraus resultierenden hohen
683 CO2-Kosten die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie zerstören und zu einem Abwandern der Produktion
684 in Ländern mit CO2-intensiver Produktion führen werden. CBAM in der jetzigen Form hat zu viele
685 Umgehungstatbestände, so dass die Gefahr besteht, dass ganze Wertschöpfungsketten ins
686 außereuropäische Ausland abwandern. Durch CBAM wird der Export nicht entlastet, denn die
687 steigenden CO2-Preise verteuern die europäischen Produkte und werden daher nicht mehr
688 international wettbewerbsfähig bleiben. Weiterhin wird CBAM bei Wirtschaftsräumen wie den USA,
689 China oder Indien Gegenreaktionen auslösen, die den freien Warenverkehr verhindern. Die
690 Überwachung des CBAM wird zu einem bürokratischen Moloch führen, der trotzdem Missbrauch nicht
691 schützen wird. Denn die CO2-Intensität eines Produkts kann nicht gemessen, sondern kann nur an Hand
692 seiner Produktionsprozesse und der eingesetzten Stoffe berechnet werden. Dieses umfassende Wissen
693 fehlt aber jeder Behörde dieser Welt!

694

695 Daher spricht sich die MIT entschieden gegen CBAM aus und fordert eine differenzierte Entwicklung
696 des europäischen Emissionshandels, der ein Global Level Playing Field bieten muss.

697

698 Die Einführung eines Grenzausgleichsmechanismus (Carbon Border Adjustment Mechanism, CBAM)
699 sehen wir kritisch. Es ist äußerst zweifelhaft, dass der Grenzausgleichsmechanismus einen
700 wirkungsvollen Schutz der europäischen Industrie vor Carbon Leakage darstellen kann – deshalb kann
701 CBAM nicht als Ersatz für die kostenlose Zuteilung von Zertifikaten gesehen werden, und schon gar
702 nicht als Ersatz für die Strompreiskompensation im ETS, da indirekte Emissionen ungleich indirekte
703 CO₂-Kosten sind und somit niemals eine angemessene Grenzabgabe festgelegt werden kann. Zudem
704 bestehen begründete Zweifel daran, dass ein CBAM praktikabel ausgestaltet werden kann und zudem
705 Umgehungstatbestände seitens der außereuropäischen Wettbewerber wirkungsvoll verhindert
706 werden können. Auch existiert bis heute keine wirksame und zugleich WTO-konforme Exportlösung.

707

708 Der Verdacht drängt sich auf, dass die einzigen Effekte des CBAM zusätzliche Nachweispflichten und
709 Bürokratielasten darstellen, eine Zunahme an Protektionismus sowie ein geringerer Carbon-Leakage-
710 Schutz für die CBAM-Sektoren. Aus diesen Gründen lehnen wir einen CBAM ab und fordern die
711 Rücknahme dieses Instruments.

712

713

714

715

716

717

718

719

720

721

722

723

724

725

726

727

728

729

730

731

732

733

734

735

736

737

738

739

740

741

742

743

744

745

746 Die MIT fordert die Bundesregierung daher auf, auf Basis der heute existierenden Wirtschaftsleistung
747 gesetzliche Rahmenbedingungen für treibhausgasneutrale, technologieoffene Lösungen zu schaffen;
748 insbesondere

- 749
- 750 1. Eine technologieoffene Energiewendepolitik in Deutschland und Europa zu forcieren die auf CO₂-
751 neutrale Energieträger, die freien Kräfte des Markts und die Innovationsfähigkeit der heimischen
752 Unternehmen setzt,
- 753 2. ein Konzept zur langfristigen Stabilisierung der Energiepreise für den industriellen Mittelstand
754 auf einem international wettbewerbsfähigem Niveau vorzulegen, das auf den Regeln des freien
755 Marktes basiert und ohne staatliche Interventionen und Preissetzungsmechanismen auskommt.
756 Konkret fordern wir die Ausweitung des Angebots an Strom auf alle CO₂-freien bzw. neutralen
757 Energieträger und Erzeugungstechnologien,
- 758 3. einen weltweiten Emissionshandel als marktwirtschaftliches Klimaschutzinstrument zu stärken
759 und somit als sektorenübergreifendes Handelssystem der Wirtschaft und den Verbrauchern
760 einen kosteneffizienten Defossilisierungspfad vorzugeben, der als ordnungspolitischer Rahmen
761 dient. Für den Übergang zu einem globalen Emissionshandel einigen sich bspw. bi- und
762 multilaterale Abkommen oder aber die Verknüpfung bereits bestehender
763 Emissionshandelssysteme;
- 764 4. das Energieeffizienzgesetz ersatzlos zu streichen, da es im Endeffekt um CO₂-Einsparung und
765 nicht um Energiereduktion gehen sollte;
- 766 5. einen verbindlichen Regulierungsrahmen zum Ausbau der Erneuerbaren Energie-Anlagen, sowie
767 der korrelierenden Netzinfrastruktur mit realistischen zeitlichen Zielen für inländische
768 Erzeugungskapazitäten und Übertragungswege vorzulegen;
- 769 6. eine darauf abgestimmte, realistische Speicherstrategie für den saisonalen Energieausgleich
770 vorzulegen;
- 771 7. Eine nachfrageorientierte Importstrategie für erneuerbare Energieträger wie Wasserstoff und E-
772 Fuels vorzulegen und dabei nicht nur auf grünen Wasserstoff zu setzen, solange es keine
773 ausreichenden Verfügbarkeiten gibt. Es gilt alle Energieträger die einen signifikanten Beitrag zur
774 CO₂-Reduktion leisten können zuzulassen und innerhalb einer technologieoffenen Regulierung
775 anzuerkennen sowie eine marktorientierte Strategie zum Aufbau der Wasserstoffwirtschaft mit
776 entsprechender Infrastruktur vorzulegen,
- 777 8. den Weiterbetrieb der noch nicht im Rückbau befindlichen Kernkraftwerke zu prüfen und wo es
778 technisch und wirtschaftlich möglich ist, umzusetzen;
- 779 9. Die Forschung, Planung und den Neubau von Kernkraftwerken der neuesten Generation regulativ
780 zu ermöglichen, um die potenzielle zukünftige Strombereitstellung aus der Kernenergie wieder
781 zu ermöglichen;
- 782 10. Die gesetzlichen Rahmenbedingungen dergestalt anzupassen, dass die Lieferung aller am Markt
783 gehandelten Strommengen entsprechende ihres witterungsbedingten volatilen Anteils
784 vertraglich europaweit und technologieoffen physikalisch abgesichert werden muss;
- 785 11. Den Strom-Netzbetreibern aus dem durch steigende CO₂-Zertifikatspreise anwachsenden
786 Klima- und Transformationsfond einen angemessenen Zuschuss zur Senkung der
787 Stromnetzentgelte auf einen europäischen Mittelwert zu leisten. Auf der
788 Höchstspannungsebene sind Erdverkabelungen nur in begründeten Ausnahmefällen
789 durchzuführen. Das gilt auch für Verteilungsbereiche mit verhältnismäßig niedriger
790 Anschlussdichte;
- 791 12. Durch Auslaufen des EEG's erneuerbare Energien in den allgemeinen Strommarkt zu entlassen
792 und für diese gesetzlich nur allgemeine Rahmenbedingungen zu verankern.