

# BEZAHLBARE ENERGIE – DAS FUNDAMENT UNSERER GESELLSCHAFT

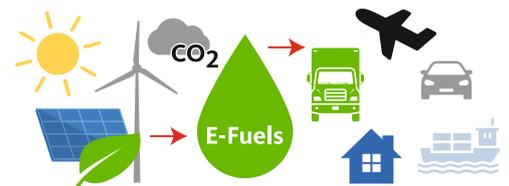
Für eine erfolgreiche Energiewende

# UPDATE



**MIT**

MITTELSTANDS- UND  
WIRTSCHAFTSUNION  
IN NIEDERSACHSEN



## Autoren:

**Prof. Dr. Albrecht Stalmann**  
MIT Wolfenbüttel

**Dr. David Novak**  
MIT Hannover-Land

**Frank Düssler**  
MIT Osnabrück-Land

**Jürgen Beselbecke**  
MIT Osnabrück-Land

**Torsten Meinken**  
MIT Harburg-Land

Arbeitsstand: November 2023



1			
2		Inhaltsverzeichnis	
3	1	<b>Leitgedanke</b> .....	1
4	2	<b>Forderungen an die Politik</b> .....	2
5	2.1	Technologieoffenheit heißt Ideologiefreiheit .....	2
6	2.2	Marktwirtschaft ist der Schlüssel zum Erfolg .....	2
7	2.3	Ehrlichkeit .....	3
8	2.4	Richtige Schrittfolge .....	3
9	2.5	Wettbewerbsfähige Energiepreise .....	3
10	2.6	Deutschlands Transformation zu einer CO <sub>2</sub> -freien Volkswirtschaft .....	4
11	2.7	Finanzierung der Infrastruktur .....	5
12	2.8	Umsetzung von Projekten .....	5
13	2.8.1	Planbarkeit .....	5
14	2.8.2	Genehmigungen .....	5
15	2.8.3	Finanzierung .....	6
16	2.9	Internationales Handeln .....	6
17	3	<b>Die Folgen des geplanten Energie-Effizienzgesetzes und die Bedeutung von Wasserstoff</b>	
18		<b>für den Wirtschaftsstandort Deutschland</b> .....	7
19	3.1	Effizienzgewinne durch Umstieg auf Strom .....	9
20	3.2	Strommehrbedarfe und Pläne der Bundesregierung zur Stromproduktion .....	11
21	3.3	Strom-Mehrbedarfe für Wasserstoff und grünes Naphtha .....	12
22	3.4	Die Stromlücke und ihre Folgen .....	13
23	4	<b>Energienetze und Energieträger</b> .....	14
24	4.1	Energienetze .....	14
25	4.1.1	Stromnetze .....	14
26	4.1.2	Gasnetze .....	14
27	4.1.3	Speicher .....	14
28	4.1.4	Digitalnetze .....	17
29	4.2	Energieträger .....	17
30	4.2.1	Erneuerbare Energieträger .....	17
31	4.2.1.1	Windkraft On Shore .....	18
32	4.2.1.2	Windkraft Off Shore .....	19
33	4.2.1.3	Photovoltaik .....	21
34	4.2.1.4	Biogas .....	23
35	4.2.1.5	Bio-LNG .....	24

36	4.2.1.6	Geothermie und Wärmepumpen .....	26
37	4.2.1.6.1	Geothermiearten .....	26
38	4.2.1.6.1.1	Tiefen-Geothermie .....	26
39	4.2.1.6.1.2	Oberflächennahe Geothermie .....	27
40	4.2.1.6.2	Luftwärmepumpe .....	28
41	4.2.1.6.3	Erdwärmepumpe .....	28
42	4.2.1.6.4	Wasserwärmepumpe .....	29
43	4.2.1.7	Wasserkraft .....	29
44	4.2.2	Energieträger der Zukunft .....	29
45	4.2.2.1	Wasserstoff .....	29
46	4.2.2.2	Synthetisches Methan – eNG .....	31
47	4.2.2.3	E-Fuels .....	31
48	4.2.2.4	Synthetische Kraftstoffe – sofort verfügbar – X to liquid .....	32
49	4.2.3	Fossile Energieträger .....	33
50	4.2.3.1	Erdgas .....	34
51	4.2.3.2	Erdöl .....	35
52	4.2.3.3	Kohle .....	36

53

54 **1 Leitgedanke**

55 Der durch die Verbrennung fossiler Energieträger menschengemachte Klimawandel stellt derzeit die  
56 größte Bedrohung für das Leben auf unserem Planeten dar. Basierend auf dem bei der 2015 in Paris  
57 stattfindenden Klimakonferenz vereinbarten Klimaziel erlassen die Europäische Union und die  
58 Bundesregierung zahlreiche Gesetzespakete, um die Treibhausgasemissionen bis 2050, bzw. in  
59 Deutschland bis 2045, auf nahezu null abzusenken. Die MIT in Niedersachsen unterstützt dieses Ziel,  
60 da ein weiteres Hinauszögern der Klimaneutralität die Lebensgrundlagen nachfolgender  
61 Generationen zerstören würde. Nur müssen die gesetzlichen Maßnahmen auch sinnvoll und  
62 zielführend sein, ohne dabei die industriellen Wertschöpfungsketten zu zerschlagen. Wenn durch  
63 die europäische und nationale Gesetzgebung Treibhausgasemissionen lediglich ins Ausland  
64 verlagert werden, ist das Weltklima in keiner Weise entlastet worden. Im Wesentlichen muss bei den  
65 notwendigen Umbaumaßnahmen unserer industriell geprägten Volkswirtschaft die  
66 Energieerzeugung grundlegend verändert und auf neue Erzeugungsprozesse umgestellt werden.  
67 Diese Transformation der Energiewirtschaft wird zukünftig ausschließlich auf CO<sub>2</sub>-freien Techniken  
68 beruhen. Die etablierte und bewährte Strom- und Wärmeerzeugung mittels fossiler Energieträger  
69 wird spätestens ab 2045 in Deutschland durch Elektrizität und Brennstoffen aus erneuerbaren  
70 Energien ersetzt werden. Die weitestgehend mögliche Elektrifizierung aller privaten, öffentlichen  
71 und industriellen Prozesse ist ein Folgeschritt dieses Umbaus, der auch als Transformation  
72 bezeichnet wird.

73 Die MIT in Niedersachsen betont, dass diese Umstellung koordiniert und physikalisch-technisch  
74 sinnvoll erfolgen muss. Solange die Elektrifizierung dieser Prozesse nicht synchron mit dem Zubau

75 an erneuerbaren Energien erfolgt, wird ein steigender Stromverbrauch nur zu einem Hochfahren von  
76 Kohlekraftwerken und damit höheren Treibhausgasemissionen führen. Als Beispiel für eine  
77 nichtsynchronisierte Einführung sei das Ampel-Chaos bei der Wärmepumpe genannt.

78 Mit diesem Papier zur Umstellung unserer Energieversorgung will die MIT in Niedersachsen ihren  
79 Mitgliedern zum einen Hintergründe auf Basis von Fakten erläutern und zum anderen Forderungen  
80 an die Bundesregierung richten, um eine Energiewende zu realisieren, die auch die Bürgerinnen und  
81 Bürger mitnimmt. Eine Verlagerung unserer industriellen Wertschöpfungsketten ins Ausland würde  
82 den Wohlstand und damit den sozialen Frieden in Deutschland unwiderrufbar zerstören.  
83 Extremistische Parteien könnten das politische Geschehen gestalten und damit Demokratie und  
84 Rechtsstaatlichkeit gefährden.

85

## 86 2 **Forderungen an die Politik**

### 87 2.1 Technologieoffenheit heißt Ideologiefreiheit

#### 88 **MIT lehnt politisch-ideologische Festlegungen auf Techniken ab.**

89 Die Transformation ist technologiegeprägt und kann nur unter der Berücksichtigung der  
90 physikalischen Naturgesetze gelingen!

91 MIT wehrt sich gegen Denkverbote

92

93 Alle Maßnahmen, die das Ziel der Klimaneutralität bis 2050 und darüber hinaus verfolgen, müssen  
94 offen, gleichberechtigt und transparent diskutiert und ggfs. gefördert werden. Die Klimawende kann  
95 nur innovativ und technologieoffen gelingen.

96 Ziel der Klimaneutralität ist die Minimierung und bestenfalls Eliminierung aller Treibhausgase im  
97 europäischen Wirtschaftsraum bis 2050. Diesem Ziel sind andere umweltpolitische Bestrebungen  
98 unterzuordnen. Bei Zielkonflikten ist Klimaneutralität von überragendem öffentlichem Interesse.  
99 Alle CO<sub>2</sub>-freien Technologien müssen genutzt werden dürfen. Dies gilt insbesondere für die  
100 Kernenergie, die als CO<sub>2</sub>-freie und grundlastfähige Technik dem Betrieb von Kohle- und Erdgas  
101 vorzuziehen ist. Ideologische Sichtweisen, die auch auf subjektiven Bedürfnissen und Anschauungen  
102 beruhen, dürfen im öffentlichen Diskurs keinen Einfluss nehmen und sind abzulehnen.

### 103 2.2 Marktwirtschaft ist der Schlüssel zum Erfolg

#### 104 **MIT fordert mehr soziale Marktwirtschaft statt uneffektiver Planwirtschaft**

105 Damit unsere Volkswirtschaft als Antwort auf den menschengemachten Klimawandel in allen  
106 gesellschaftlichen Sektoren eine Klimaneutralität erreichen kann, muss der Gesetzgeber  
107 entsprechende Rahmenbedingungen festlegen, innerhalb derer Industrie und Dienstleistungen  
108 sowie öffentliche und private Haushalte sich bewegen müssen, um ihre jeweiligen Belastungen auf  
109 das Klima gegen null zu führen. Der Gesetzgeber darf aber nur die Leitplanken setzen, aber keine  
110 engen Vorgaben bei anzuwendenden Technologien und Prozessen diktieren. Letzteres muss dem  
111 Zusammenspiel von Wissenschaft, Wirtschaft und Investoren überlassen werden. Politische  
112 Bürokratie hat nicht die Expertise und Motivation, erfolgreiche Techniken zu entwickeln, die im  
113 internationalen Wettbewerb erfolgreich bestehen müssen. Die Vergangenheit hat gezeigt, dass sich  
114 Volkswirtschaften erfolgreich entwickelt haben und überzeugende Antworten auf kritische  
115 Herausforderungen finden konnten, wenn sie ohne staatliche Vorgaben und Eingriffe agieren  
116 konnten. Erfahrungen mit planwirtschaftlichem Wirtschaftssystem führten bisher immer zum  
117 Scheitern, ausdrücklich auch beim Umwelt- und Klimaschutz. Leider haben sich die EU und

118 Deutschland durch mangelnde Technologieoffenheit und absolut einseitige Lösungen, die auf  
119 Ideologien und mangelnder Wahlfreiheit beruhen, auf den Weg in eine Planwirtschaft gemacht.

120

### 121 2.3 Ehrlichkeit

#### 122 **MIT fordert offene Diskussion mit Benennung aller Konsequenzen der Klimawende!**

123 Dass der Erreichung der Klimaziele derzeit international unlösliche Hindernisse im Weg stehen, ist  
124 vielen bewusst. Daher muss die Politik dies auch offen zugeben und keine Lösungen versprechen,  
125 die im internationalen Wettbewerb derzeit keine Chance auf dauerhafte Realisierung haben.

126 Eine allein auf erneuerbaren Energien beruhende stabile und verlässliche Energieversorgung wird  
127 erst dann möglich sein, wenn weltweit ausreichend grüner Wasserstoff und Speichermöglichkeiten  
128 für die Absicherung in Dunkelflauten oder bei Anlagenausfällen zur Verfügung stehen wird. Dieser  
129 hierfür erforderliche Ausbau an erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen werden bis 2045 nicht  
130 umsetzbar sein. In einer ehrlichen Diskussion müssen dann auch die treibhausgasfreie Kernenergie  
131 und der aus Erdgas in Verbindung mit CCS-Technologie hergestellte blaue Wasserstoff als  
132 Alternativen diskutiert werden.

133 Die zukünftige Energieversorgung muss auch so ausgestaltet werden, dass eine politische  
134 Erpressbarkeit vermieden wird, wie es Europa im Rahmen des russischen Angriffskrieges auf die  
135 Ukraine erfahren durfte. Dabei muss auch in Betracht gezogen werden, dass viele Staaten mit  
136 hervorragenden Standortbedingungen für erneuerbare Energien von autokratischen Systemen  
137 regiert werden und nicht den Anforderungen des Lieferkettensorgfaltspflichtengesetzes genügen.

138

### 139 2.4 Richtige Schrittfolge

#### 140 **MIT fordert einen koordinierten Umbau unserer Energiewirtschaft.**

141 Der bisherige Verlauf der Energiewende ist durch eine einseitige Konzentration auf die Schaffung  
142 von erneuerbaren Energiequellen geprägt, ohne die notwendigen, korrespondierenden  
143 Investitionen in Netzinfrastruktur und Stromspeicher Kapazitäten ausreichend zu berücksichtigen.  
144 Es nützt dem Klima nichts, wenn sehr ambitionierte Ziele zur Errichtung von PV-Parks und  
145 Windenergieanlagen beschlossen werden, der erzeugte Strom aber nicht zu den Verbrauchern  
146 geleitet werden kann, da sowohl die Übertragungs- wie auch die Verteilnetze die volatilen  
147 Stromspitzen nicht aufnehmen können. Außerdem fehlen Speicher, die diese überschüssigen  
148 Strommengen aufnehmen können. Daher stehen an windigen Tagen in Norddeutschland  
149 Windanlagen still und Kohlekraftwerke speisen im Süden und Osten Deutschlands Strom ins Netz,  
150 da die Netze für den Transfer von Nord nach Süd noch nicht existieren. Da die Betreiber der  
151 Windkraftanlagen monetär entschädigt werden und die Residualkraftwerke durch CO<sub>2</sub>-Kosten den  
152 Strompreis erhöhen, kostete dieses unkoordinierte Vorgehen den Stromverbrauchern in 2020  
153 bereits 1,4 Mrd. €! Daher muss der Ausbau koordiniert erfolgen. Netzausbau, Speicherausbau und  
154 Zubau von regenerativer Erzeugung müssen Hand in Hand erfolgen. Erst dann ist ein  
155 volkswirtschaftlich sinnvoller Stromverbrauch durch eMobility, Wärmepumpen und zusätzliche  
156 Elektrifizierung der industriellen Prozesse gewährleistet.

### 157 2.5 Wettbewerbsfähige Energiepreise

#### 158 **MIT verlangt Reformierung des Strommarktdesigns.**

159 Bei allen politischen Veränderungen des Energiemarktes muss das Zieldreieck der Energiepolitik  
160 (Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit und Versorgungssicherheit) aus §1  
161 Energiewirtschaftsgesetz<sup>1</sup> gewahrt bleiben. Die derzeitige Entwicklung der Energiepreise erfordern  
162 eine Reform des Strommarktdesigns, hier insbesondere eine Anpassung des Merit-Order-Prinzips,  
163 das für Industrie, Mittelstand und Bürgerinnen und Bürger die höchsten Strompreise weltweit zur  
164 Folge haben.

165  
166 Die Energiepreise müssen für den Mittelstand wettbewerbsfähig bleiben, da er sonst nicht mehr  
167 international wettbewerbsfähig bleibt. Der klimarelevante Fuel-Switch von Erdgas hin zum grünen  
168 Strom kann nur gelingen, wenn diese Energie zu wettbewerbsfähigen Preisen und in ausreichender  
169 Menge den Verbrauchern zur Verfügung steht.

170

171 2.6 Deutschlands Transformation zu einer CO<sub>2</sub>-freien Volkswirtschaft

172 **Für die MIT ist dieses Ziel nicht verhandelbar. Aber es müssen alle mitgenommen werden!**

173 Der Umbau der deutschen Volkswirtschaft zu einer klimaneutralen Industriegesellschaft verlangt  
174 eine umfassende Elektrifizierung, was einen deutlich steigenden Strombedarf zur Folge haben wird.

175 Das Potential für den Direkteinsatz von Strom schätzt die MIT auf etwa 800 TWh. In diesem Wert  
176 sind die Einsparungen durch die Umstellung auf Elektromobilität im Verkehrssektor und die  
177 Einsparungen durch den großflächigen Einsatz von Wärmepumpen im Gebäudesektor bereits  
178 berücksichtigt. Demnach muss die Strommenge aus Erneuerbaren gegenüber heute (Stand März  
179 2023) schon um den Faktor 3 erhöht werden.

180 Es ist jedoch nicht möglich, alle Prozesse in Wirtschaft und Industrie durch den Direkteinsatz von  
181 Strom zu transformieren. Soll unsere Volkswirtschaft in Zukunft CO<sub>2</sub>-neutral funktionieren, ist eine  
182 umfassende Bereitstellung von Wasserstoff (H<sub>2</sub>) unumgänglich. Nach den der MIT vorliegenden  
183 Angaben der Industrie ist mit einer Dimension von 40 – 45 Mio. t H<sub>2</sub> jährlich zu rechnen. Soll der  
184 Wasserstoff ausschließlich mit Strom aus Erneuerbaren hergestellt werden (grüner Wasserstoff),  
185 beläuft sich die dafür benötigte Strommenge auf ca. 1.900 – 2.200 TWh.

186 Der Gesamtbedarf an Strom erhöht sich somit auf 2.800 – 3.100 TWh. Das bedeutet eine Strom-  
187 vervielfältigung aus Erneuerbaren gegenüber heute um den Faktor 11 – 12.

188 Die Summe aller erneuerbaren Strommengen beläuft sich nach den heute absehbaren Potentialen  
189 auf maximal 1. 450 TWh (s. 4.2 Energieträger). Die somit bereits abschätzbare Lücke für  
190 Deutschlands Strombedarf bei CO<sub>2</sub>-Neutralität von 1.300 bis 1.600 TWh durch  
191 Stromproduktionskapazitäten im Ausland schließen zu wollen, ist unrealistisch und wäre selbst bei  
192 teilweiser Umsetzung mit einschneidender politischer Erpressbarkeit verbunden. Nach den  
193 Erfahrungen des Gasdebakels mit Russland ist ein solches Erpressungspotential nach Überzeugung  
194 der MIT strikt zu vermeiden.

---

<sup>1</sup> EnWG §1(1) Zweck des Gesetzes ist eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente, umweltverträgliche und treibhausgasneutrale leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität, Gas und Wasserstoff, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht.

195 Wollte Deutschland diese Lücke durch eine vermehrte Nutzung der Windkraft an Land schließen,  
196 wären statt der avisierten 2% etwa 9 bis 11% der Landfläche für Windparks auszuweisen. Eine solche  
197 Lösung hält die MIT für politisch nicht vermittelbar und wäre nach Ansicht der MIT mit unseren  
198 gesellschaftspolitisch gewachsenen Einstellungen zu Natur- und Artenschutz nicht in Einklang zu  
199 bringen.

200 Da andere erneuerbare Energiequellen aufgrund ihrer geringen Verfügbarkeit für diese  
201 Dimensionen eine vernachlässigbare Rolle spielen, kommt als CO<sub>2</sub>-freie Alternative nur Atomkraft  
202 in Frage. Die MIT spricht sich daher nachdrücklich für Betrieb und Weiterentwicklung der Atomkraft  
203 durch Kernspaltung wie auch durch Kernfusion aus.

204

## 205 2.7 Finanzierung der Infrastruktur

### 206 **MIT gegen eine Überlastung der Netzentgelte**

207 Der Betrieb und die Aufrechterhaltung von Infrastruktur ist Teil der öffentlichen Daseinsvorsorge.  
208 Daher darf die Finanzierung des Netzausbaus nicht alleine über Netzentgelte refinanziert werden.  
209 Die Politik muss mit allen Beteiligten ein langfristiges Finanzierungsmodell entwerfen, da sonst die  
210 Wettbewerbsfähigkeit vieler Industrie- und Gewerbebetriebe nicht mehr gewährleistet sein wird.

211

## 212 2.8 Umsetzung von Projekten

### 213 **MIT verlangt Planbarkeit und Verlässlichkeit**

#### 214 2.8.1 Planbarkeit

215 Die Realisierung von Transformationsprojekten ist nur möglich, wenn Unternehmen und Investoren  
216 auf belastbare und verlässliche regulatorische Randbedingungen vertrauen können. Da gerade  
217 Infrastrukturinvestitionen einen langen Zeithorizont haben, dürfen diese nicht durch kurzfristige  
218 politische Entscheidungen in Wirtschaftlichkeit und Erfolg gefährdet werden. Diese Forderung  
219 verlangt von beiden Seiten einen offenen Umgang mit Chancen und Risiken. Goldgräberstimmung  
220 führt meist zu platzenden Blasen, Weltuntergangsstimmung verhindert die erforderlichen  
221 Investitionen.

222 Ein reformiertes Strommarktdesign darf auf der einen Seite die Wirtschaftlichkeit von bereits  
223 getätigten Projekten nicht gefährden, auf der anderen Seite müssen Investoren die EEG-Vergütung  
224 als Baseline beachten.

#### 225 2.8.2 Genehmigungen

226 Die immer länger werdende Genehmigungsdauer von Projekten be- und verhindert die Realisierung  
227 der Energiewende. Investoren lenken daher Gelder ins Ausland, die der nationalen Transformation  
228 fehlen werden. Daher müssen auf der einen Seite Ressourcen bzgl. Quantität und Qualität in den  
229 Genehmigungsbehörden geschaffen und umgesetzt werden, auf der anderen Seite müssen die  
230 Genehmigungsverfahren bzgl. Anforderungen und Umfang verschlankt werden. Auch der Umgang  
231 mit Einwendungen, Widersprüchen und Klageverfahren muss reformiert werden. Bewährte  
232 juristische Instrumente wie die Präklusion müssen bewahrt, das Verbandsklagerecht eingeschränkt  
233 werden.

234 2.8.3 Finanzierung

235 Die Finanzierung von Transformationsprojekten darf nicht an regulatorischen Vorgaben wie der EU-  
236 Taxonomie scheitern. Kleinteilige, nach politischen Ansichten definierte Kriterien der Taxonomie  
237 bilden keine neuen und fortschrittlichen Verfahren ab. Die Auseinandersetzung mit Kriterien der  
238 Taxonomie kostet Ressourcen und wirft Projekte zeitlich nach hinten bzw. verhindert sie. Die  
239 Transformation braucht Pioniergeist und Pragmatismus, was bürokratische, nicht hilfreiche politische  
240 Konstruktionen wie die EU-Taxonomie verhindert.

241

242 2.9 Internationales Handeln

243 **MIT fordert abgestimmtes Handeln unter den großen Wirtschaftsnationen!**

244 Die Klimakrise kann nur gestoppt werden, wenn alle Staaten offen und abgestimmt vergleichbare  
245 und ehrgeizige Klimaziele umsetzen. In Paris wurden diese Ziele formuliert, die Umsetzung und der  
246 Zeitrahmen weichen deutlich voneinander ab. Deutschland war 2021 der größte Emittent von  
247 Treibhausgasen innerhalb der EU-27 mit 24%. Weltweit betrachtet hat die EU-27 in diesem Zeitraum  
248 einen Anteil von 7,33% und Deutschland von 1,76% am Gesamtausstoß an Klimagasen.

249 Auch wenn der Einfluss im Vergleich auf das Weltklima gering ist, müssen Deutschland und die EU  
250 als Mitglied der G-7-Staaten ihrer Verantwortung gerecht werden und ihren technologischen  
251 Fortschritt sowie ihre finanziellen Ressourcen einbringen. Umso mehr ist es Aufgabe der EU und  
252 Deutschlands als Mitverursacher der Klimakrise, entsprechende Techniken zu entwickeln und  
253 einzuführen, mit denen eine klimaneutrale Energie- und Industrieproduktion als Erfolgsgeschichte  
254 umgesetzt werden kann. Nur so lassen sich Drittstaaten in ihren Überlegungen und Strategien zur  
255 Nachahmung überzeugen, um ein weltweites gemeinsames Vorgehen zu ermöglichen. Deutsche  
256 Alleingänge, basierend auf überambitionierten Zielen und Realitätsferne, werden hingegen zu  
257 einem Scheitern der verkündeten Maßnahmen führen. Dadurch würde sich Deutschland zu einem  
258 Negativbeispiel entwickeln, welches andere Staaten von mutigen und notwendigen Anstrengungen  
259 in klimapolitische Maßnahmen abschreckt.

260 Daher muss gemeinschaftlich auf Ebene der UN weiter an klimapolitisch zielführenden  
261 Instrumenten wie einem globalen Emissionshandel gearbeitet werden. Mit einem weltweit gültigen,  
262 an Märkten gebildeten CO<sub>2</sub>-Preis kann die erforderliche Lenkungswirkung zu klimaneutralen  
263 Technologien entfaltet werden. Dafür müssen natürlich die erforderlichen Alternativen verfügbar  
264 sein. Die Idee von Partnerschaften oder Klimaclubs unter den großen Wirtschaftsnationen können  
265 diesen Ansatz befeuern. Der jetzige europäische CO<sub>2</sub>-Preis verschiebt allerdings treibhausgas-  
266 intensive Prozesse in außereuropäische Länder ohne CO<sub>2</sub>-Kosten und hat daher nur geringen  
267 Einfluss auf die weltweit wirkenden CO<sub>2</sub>-Minderungen.

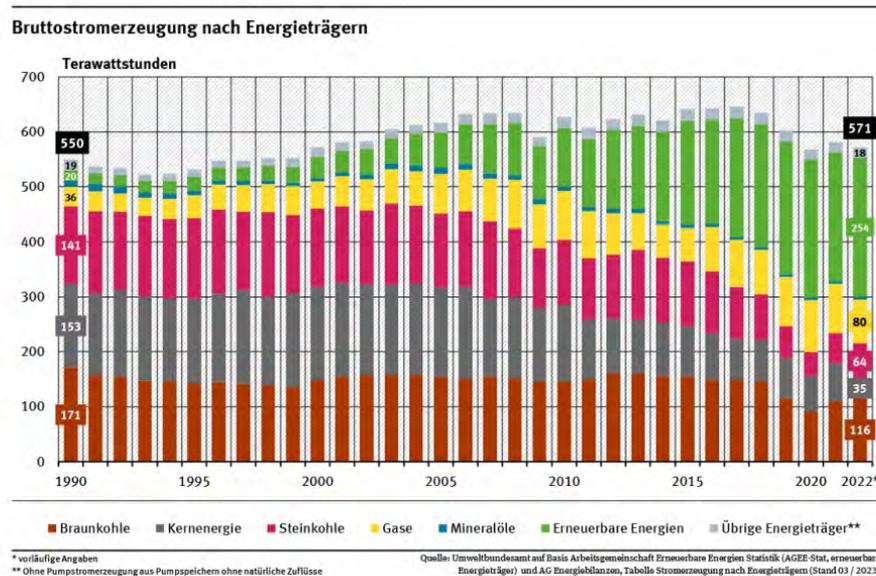
268

269

### 270 3 Die Folgen des geplanten Energie-Effizienzgesetzes und die Bedeutung von 271 Wasserstoff für den Wirtschaftsstandort Deutschland

272 Der politische Diskurs um die Energiewende konzentrierte sich bisher fast ausschließlich auf den  
273 Energiesektor und damit auf die heimische Stromproduktion. Bei einer Bruttostromerzeugung von  
274 571 TWh (s. Bild 1) und einem Bruttostromverbrauch von 550 TWh steuerten die Erneuerbaren  
275 Energien (EE) im Jahresdurchschnitt 2022 einen Anteil von 46% oder 254 TWh (s. Bild 1, grüne  
276 Balken) zur Stromproduktion bei.

277



279

279 **Bild 1:** Bruttostromerzeugung nach Energieträgern Deutschland 1990 - 2022

280 Nach den Plänen der Bundesregierung soll dieser Anteil **bis 2030** auf durchschnittlich **80%** erhöht  
281 werden. Der naheliegende Schluss, bis zu einem Anteil 100% an der Stromversorgung sei es nicht  
282 mehr weit und somit die Energiewende somit vollzogen, ist jedoch irreführend.

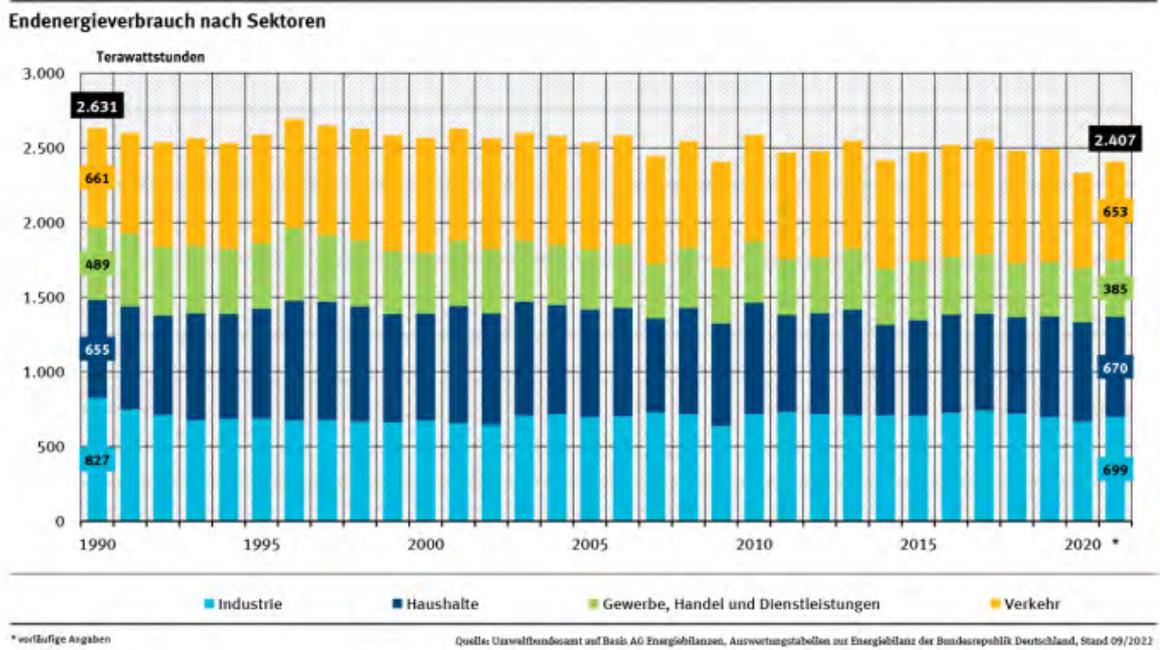
283 Der gesamte Energieverbrauch Deutschlands liegt seit 1990 ziemlich konstant bei ca. 2.500 TWh  
284 (Endenergieverbrauch, s. **Bild 2**). Bedingt durch die wirtschaftlichen Folgen der Corona-Krise und  
285 den Stopp der russischen Gaslieferungen rutschte der Verbrauch in 2022 auf 2.397 TWh ab.

286 Der Anteil aller EE am Endenergieverbrauch liegt mit 489 TWh in 2022 bei 20,4%. Davon entfällt  
287 etwa die Hälfte (10,6%) auf den Strom- bzw. Energiesektor (254 TWh); der Rest verteilt sich auf  
288 Wärme (201 TWh) und Verkehr (Biokraftstoffe, 34 TWh), s. **Bild 3**<sup>2</sup>.

289 Die für 2030 angestrebte Erhöhung des Grünstrom-Anteils auf 80% der Stromerzeugung würde  
290 seinen Anteil am Endenergieverbrauch auf 18% steigen lassen. Die „restlichen“ ca. 1.960 TWh bzw.  
291 82% sind selten Gegenstand öffentlicher Debatte, aber für eine erfolgreiche Transformation

<sup>2</sup> Anmerkung: Die Säulendarstellung des Endenergieverbrauchs für 2022 nach Bild 2 liegt seitens UBA noch nicht vor. Aus dem veröffentlichten Anteil der EE in Höhe von 20,4% lässt sich jedoch der Endenergieverbrauch in Höhe von 2.397 TWh errechnen

292 unserer Wirtschaft von entscheidender Bedeutung.



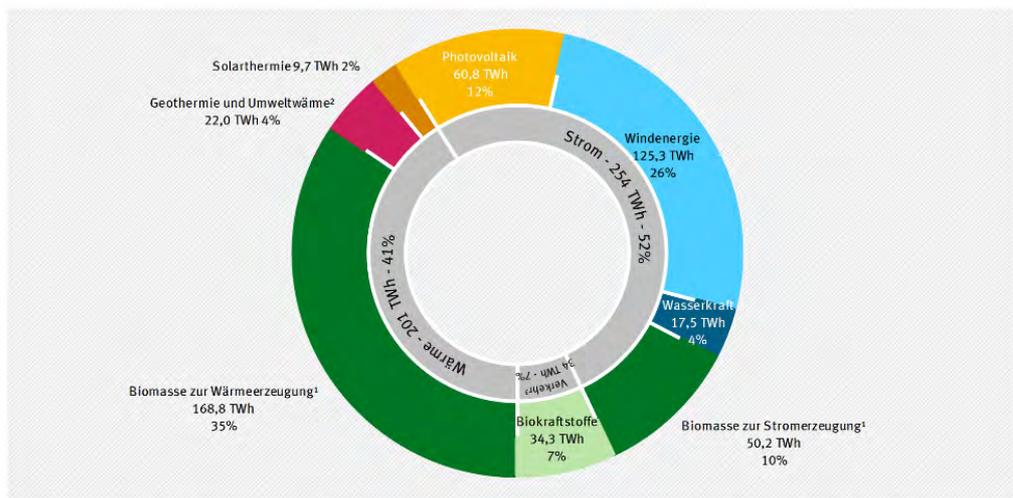
293

294 **Bild 2: Endenergieverbrauch Deutschland 1990 – 2021**

295

**Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energieträgern (2022)**

Gesamtenergiebereitstellung: 489 Terawattstunden [TWh]



<sup>1</sup> mit biogenem Anteil des Abfalls  
<sup>2</sup> Stromerzeugung aus Geothermie etwa 0,2 TWh (nicht separat dargestellt)  
<sup>3</sup> Verbrauch von EE-Strom im Verkehr etwa 4,9 TWh  
Abweichungen bedingt durch Rundungen

Quelle: Umweltbundesamt (UBA) auf Basis AGEE-Stat  
Stand 02/2023

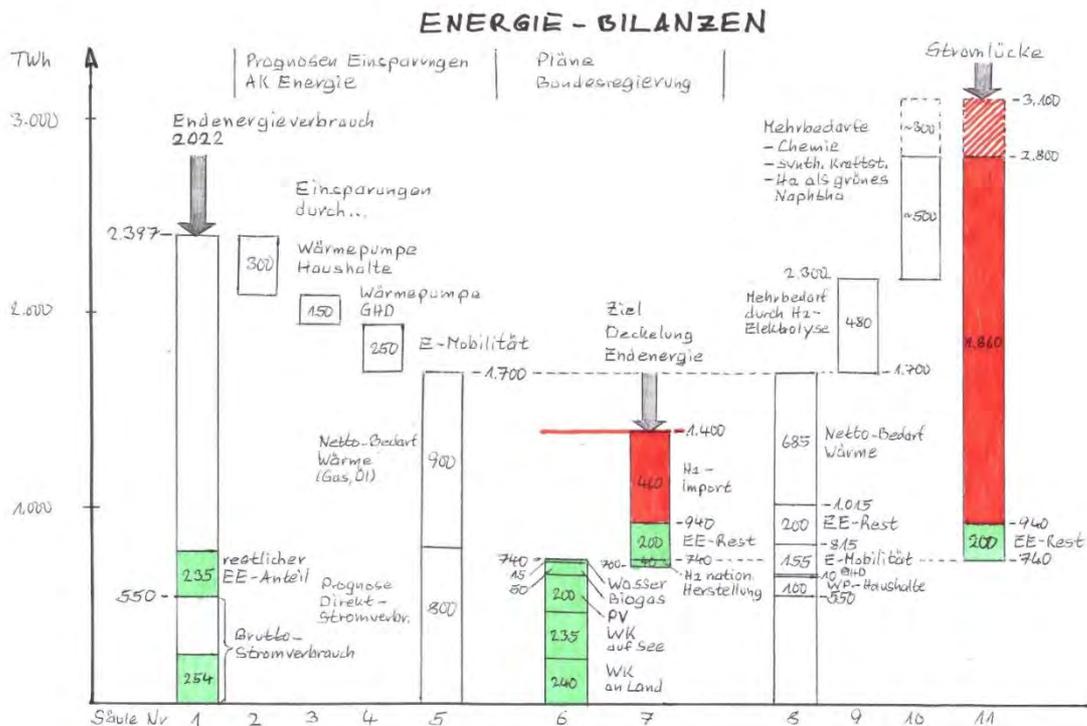
296

297 **Bild 3: Anteile Erneuerbarer Energien in Deutschland 2022**

298

299 Stattdessen kreist der Diskurs um Deutschlands künftigen Energieverbrauch hauptsächlich um  
300 zwei Fragestellungen:

- 301 - Welche Einsparungen lassen sich durch den Wechsel auf strombasierte Technologien realisieren  
 302 und welche Mehrbedarfe für die Stromproduktion folgen daraus? (Kapitel 3.1)
- 303 - Welchen Ausbau an Stromquellen aus EE plant die Bundesregierung, um diese Transformation zu  
 304 gewährleisten? (Kapitel 3.2)
- 305 Da der Energiesektor nur einen Bruchteil von Deutschlands Energieverbrauch ausmacht, soll aber  
 306 der gesamte Energieverbrauch betrachtet werden. Daraus ergeben sich zwei weitere Fragen:
- 307 - Welche Zusatzbedarfe an Energie aus Wasserstoff für Industrie und Wirtschaft sind bisher  
 308 bekannt und wie können sie gedeckt werden? (Kapitel 3.3)
- 309 - Welche Energie- bzw. Stromlücken ergeben sich aus den bisherigen Planungen?  
 310 (Kapitel 3.4)
- 311 3.1 Effizienzgewinne durch Umstieg auf Strom  
 312



313

314 **Bild 4:** Energie-Bilanzen Endenergie

315 In Bild 4 ist als Säule 1 als Ausgangs- und Vergleichswert der o.g. Endenergieverbrauch 2022  
 316 aufgetragen. Unten ist davon mit 550 TWh der Bruttostromverbrauch und seinem Anteil an  
 317 Grünstrom (unterer grüner Anteil) aufgetragen, darüber mit 235 TWh der restliche Anteil aus EE zur  
 318 Wärmeengewinnung.

319 Beitrag Gebäudeheizungen (Wärmepumpe)

320 Der Bericht des AK Energie Wolfenbüttel widmete sich bereits 2020/21 ausführlich der Frage des  
321 künftigen Energiebedarfs von Gebäudeheizungen<sup>3</sup>.

322 Die Einsparung wurde auf 350 TWh gegenüber 2008 bzw. 300 TWh gegenüber 2022 prognostiziert  
323 (s. Bild 4, Säule 2). Der Zusatzbedarf an Strom wird nach jetzigem Stand der Dinge zunächst auf etwa  
324 100 TWh ansteigen (s. Bild 4, Säule 8).

325 Beitrag Gebäudeheizungen aus Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD)

326 Das Potential zur Energieeinsparung liegt in der Größenordnung von 150 TWh (s. Bild 4, Säule 3),  
327 der Mehrbedarf an Strom für Wärmepumpen bei etwa 10 TWh (s. Bild 4, Säule 8)<sup>4</sup>.

328 Beitrag E-Mobilität

329 Bei vollständiger Umstellung des heutigen PKW-Bestandes (48,3 Mio. Fahrzeuge) auf E-Fahrzeuge  
330 sinkt der Energieverbrauch von etwa 405 TWh (Vergleichswert 2019) auf 155 TWh<sup>5</sup>.

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

334 Bilanz

335 Die Summe aller zu erwartenden Einsparungen beläuft sich mithin auf 700 TWh, womit sich der  
336 Endenergieverbrauch auf 1.700 TWh reduzieren würde (s. Bild 4, Säule 5). Nach Prognose des AK-  
337 Berichts 20/21 entfallen davon ca. 800 TWh auf den künftigen Direktstromverbrauch, die restlichen  
338 ca. 900 TWh auf den verbleibenden Wärmebedarf<sup>6</sup>.

339 Soll weiter auf Atomkraft verzichtet werden, kommen für den verbleibenden Wärmebedarf als CO<sub>2</sub>-  
340 freie Energieträger Biomasse, Geo- wie Solarthermie und Wasserstoff bzw. wasserstoffbasierte  
341 Energieträger in Frage wie z.B. Ammoniak, Methanol oder andere synthetisch hergestellte  
342 Kraftstoffe.

343

344

345

346

347

348

---

<sup>3</sup> Quelle: Bericht AK Energie Wolfenbüttel, Seite 94ff

<sup>4</sup> Quelle: Bericht AK Energie Wolfenbüttel, Seite 120ff

<sup>5</sup> Quelle: Bericht AK Energie Wolfenbüttel, S. 32, 117ff

<sup>6</sup> (Quelle: Bericht AK Energie Wolfenbüttel, S. 124, Bild 59, Säule 2).

349 3.2 Strommehrbedarfe und Pläne der Bundesregierung zur Stromproduktion  
350 Nach den oben angegebenen Werten erhöht sich ausgehend vom heutigen Bruttostromverbrauch  
351 von 550 TWh der Bedarf an Direktstrom um 265 TWh auf 815 TWh (s. Bild 4, Säule 8). Seitens der  
352 Bundesregierung stehen diesem Bedarf folgende Pläne zu Kapazitätssteigerungen aus EE  
353 gegenüber:

354 Kapazität Windkraft On Shore: 115 GW<sup>7</sup>

355 Kapazität Windkraft Off Shore: 70 GW<sup>8</sup>

356 Kapazität PV: 215 GW<sup>9</sup>

357 Mit den bekannten durchschnittlichen, jährlichen Volllaststunden lassen sich daraus folgende  
358 Strommengen errechnen:

359 115 GW x 2.100 h = 240 TWh

360 70 GW x 3.400 h = 235 TWh

361 215 GW x 950 h = 200 TWh

362 Weitere Beiträge an EE-Quellen sind: Biogas: 50 TWh

363 Wasserkraft: 15 TWh

364 Summe: **740 TWh** (s. Bild 4, Säule 6)

365

366 Die Summe deckt sich mit der offiziellen Prognose der Bundesregierung, die in diversen  
367 Erklärungen den künftigen Strombedarf Deutschlands bei etwa 750 TWh sieht. Gegenüber der  
368 oben ermittelten Prognose in Höhe von **815 TWh** gibt es gemessen an den üblichen Unschärfen,  
369 die mit derartigen Prognosen verbunden sind, wenig Dissens.

370

371 Von den geplanten Strom-Kapazitäten sollen nach Plänen der Bundesregierung 10 GW für die  
372 heimische Produktion von (grünem) Wasserstoff verwendet werden. Nach den Annahmen der  
373 nationalen Wasserstoffstrategie (NWS) werden für die Elektrolyseure 4.000 Voll-  
374 laststunden angesetzt. Daraus folgt ein Stromverbrauch für die Wasserstoffproduktion von:

375 10 GW x 4.000h = **40 TWh** (s. Bild 4, unterer grüner Anteil Säule 7)

376 Zur langfristigen Deckung des verbleibenden Energiebedarfs zur Wärmeerzeugung kommen  
377 weitere EE nach Bild 3 in Betracht. Nur die Biokraftstoffe werden mit dem angestrebten Verbot  
378 von Verbrennungsmotoren eliminiert bzw. durch wasserstoffbasierte synthetische Kraftstoffe  
379 ersetzt. Im Interesse der Schonung unserer landwirtschaftlichen Ressourcen ist davon auszugehen,  
380 dass sich die Anzahl von Biogasanlagen nicht wesentlich erhöhen wird. Die Kapazitäten von Pellet-

---

<sup>7</sup> Quelle: Mitteilung der Bundesregierung v. 23.05.2023

<sup>8</sup> Quelle: Mitteilung der Bundesregierung v. 02.01.2023

<sup>9</sup>Quelle: Mitteilung der Bundesregierung v. 20.03.2023

381 und Hackschnitzelheizungen werden dagegen nach den zu erwartenden gesetzlichen Vorgaben zur  
382 Feinstaubbelastung eher zurückgehen.

383 So ist insgesamt damit zu rechnen, dass sich der EE-Beitrag zur Wärmeversorgung bei ca. 200 TWh  
384 einpendeln wird (s. Bild 4, Säule 7, oberer grüner Anteil).

385 **Eine entscheidende Rolle zur künftigen Energieversorgung Deutschlands kommt dem Entwurf**  
386 **zum „Effizienzgesetz“ der Bundesregierung zu. Er sieht eine Deckelung des**  
387 **Endenergieverbrauchs auf 1.400 TWh vor.** Gegenüber dem langjährigen Mittel (s. Bild 2)  
388 bedeutet das etwa eine Halbierung (-1.100 TWh oder 45%)<sup>10</sup>.

389 Damit soll der noch offene Restbedarf an Energie per gesetzlicher Verordnung auf  
390 ca. **460 TWh** abgeschmolzen werden (s. Bild 4, Säule 7, roter Anteil). Nach den obigen  
391 Ausführungen kommen zur Deckung dieses Bedarfs nur Wasserstoff oder wasserstoffbasierte  
392 Energieträger in Frage. Das steht im Einklang mit den Aussagen des Bundesministers für  
393 Wirtschaft und Klima, der in diversen Stellungnahmen „einen Wasserstoffbedarf zwischen 400 und  
394 500 TWh“ sieht. Nicht im Einklang damit steht seine Aussage, davon „müsste man etwa 2/3  
395 importieren“. Nach den Planungen seines Ministeriums für die Kapazität der  
396 Wasserstoffproduktion sind es mehr als 90%.

397 Unabhängig von der Frage, wie und in welcher Menge die Bundesregierung die langfristige  
398 Wasserstoff-Versorgung aus dem Ausland sicherstellen will, lässt der Entwurf zum  
399 „Effizienzgesetz“ keine Vorstellung erkennen, mit welchen „Effizienzgewinnen“ eine derartige  
400 Einsparung erreicht werden soll. Es werden lediglich Ansätze einer Abwärmennutzung, z.B. in  
401 Rechenzentren, erwähnt. Diese Potentiale liegen jedoch um Größenordnungen unter denen der  
402 geforderten Dimension.

403

### 404 3.3 Strom-Mehrbedarfe für Wasserstoff und grünes Naphtha

405 Nach den oben ermittelten Daten verbleibt ein offener (Wärme-) Bedarf von 685 TWh (s. Bild 4, Säule  
406 8). Um diese Energiemenge an Wasserstoff zur Verfügung zu stellen, ist der Strombedarf dafür um  
407 den Betrag der Wirkungsgradverluste von Elektrolyseuren zu erhöhen – gleich, welcher Wasserstoff-  
408 Anteil davon letzten Endes zu importieren ist.

409 Die Höhe des Mehrbedarfs hängt vom verwendeten Elektrolyseur-Typ ab. Die Wirkungsgrade heute  
410 handelsüblicher Modelle liegen je nach Verfahren in der Spanne zwischen 55 bis 65%, weshalb nach  
411 heutigem Stand der Technik ein Mehrbedarf um den Faktor 1,7 anzusetzen  
412 ist<sup>11 12</sup>.

413 Damit fällt ein Mehrbedarf von etwa **480 TWh** an (s. Bild 4, Säule 9).

---

<sup>10</sup> Quelle: Entwurf des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz v. 18.10.2022 zum „Gesetz zur Steigerung der Energieeffizienz, Verbesserung des Klimaschutzes im Immissionsschutzrecht und zur Umsetzung von EU-Recht“, §4, Seite 10ff

<sup>11</sup> Quelle: Bericht AK Energie Wolfenbüttel, S. 70ff

<sup>12</sup> Anmerkung: Eine Ausnahme bilden Hochtemperatur-Elektrolyseure, die bei Arbeitstemperaturen von 800°C aufwärts Wirkungsgrade von 80% und mehr erreichen können. Solche Anlagen verlangen entsprechende Umgebungstemperaturen, wie sie beispielsweise in Stahlwerken vorkommen. (s. Bericht AK Energie Wolfenbüttel, S. 72)

414 Nach Angaben des Verbandes der Chemischen Industrie (VCI) ist ein weiterer Mehrbedarf von 628  
415 TWh zu berücksichtigen<sup>13</sup>. ()

416 Im Eintrag seiner Home-Page vom 02.06.2021 wiederholt der VCI seinen Bedarf von mehr als **600**  
417 **TWh**.

418 Zusammen mit den noch zu erwartenden, aber seitens der Verbände noch nicht quantifizierten  
419 Mehrbedarfen der Glas- und Keramikindustrie sowie anderer hochenergieintensiver  
420 Industriezweige, insbesondere aber die Mehrbedarfe zur synthetischen Kraftstoffherstellung für  
421 Luftfahrt, Seefahrt und Schwerlastverkehr ist nach heutiger Schätzung mit Mehrbedarfen zwischen  
422 **500 und 800 TWh** zu rechnen (s. Bild 4, Säule 10).

### 423 3.4 Die Stromlücke und ihre Folgen

424 Abzüglich des von der Bundesregierung geplanten Gesamtbetrages an EE in Höhe von ca. 940 TWh  
425 ergibt sich eine Stromlücke zur Wasserstoffproduktion von 1.860 bis 2.200 TWh (s. Bild 4, Säule 11  
426 roter Anteil). Ausweislich ihrer Pläne sieht die Bundesregierung lediglich einen Bedarf von 460 TWh  
427 (s. Bild 4, Säule 7, roter Anteil), den sie zudem komplett durch Importe decken will.

428 Die Verabschiedung des „Effizienzgesetzes“ wird eine deutliche Verknappung des Energie-  
429 Angebotes in Deutschland zur Folge haben. Nach den Gesetzen des Marktes werden sich die heute  
430 schon sehr hohen Energiepreise weiter verteuern.

431 Wesentliche Industrie- und Wirtschaftszweige werden ihre Betriebe wegen Energiemangels in  
432 Deutschland schließen müssen. Weitere werden wegen nicht mehr tragbarer Energiekosten den  
433 Standort Deutschland verlassen.

434 Entsprechende Einschnitte auf die wirtschaftliche Leistungsfähigkeit unserer Wirtschaft, unsere  
435 Arbeitsplätze und unseren Lebensstandard werden die Folge sein.

436 (Autor AS)

437

---

<sup>13</sup> Quelle: Pressemitteilung VCI v. 16.03.2021

## 439 4 **Energienetze und Energieträger**

### 440 4.1 Energienetze

#### 441 4.1.1 Stromnetze

442 Das derzeitige Stromnetz ist hierfür nicht ausgelegt, gerade abseits der Ballungsräume fehlen  
443 ausreichend dimensionierte Netze. Der Zubau an erneuerbaren Energien macht nur dann Sinn, wenn  
444 der grüne Strom von den Quellen zu den Senken abtransportiert wird.

445 Weiter bleibt die Frage offen, wie Energie aus Erneuerbaren zukünftig vom Norden, wo die  
446 Produktionsbedingungen für Windstrom auf Grund der Windverhältnisse gut sind, in den Süden  
447 gelangen wird. Und genau so ist es unklar, wie die Verteilnetze für den steigenden Stromverbrauch  
448 aufgerüstet werden. Die Kabelquerschnitte der Verteilnetze sind nicht dafür ausgelegt, die  
449 erforderlichen Stromleistungen für Wärmepumpen und Ladestationen der eMobilität zu  
450 gewährleisten. Um schnelle Ladezeiten von Akkus zu ermöglichen, werden zunehmend hohe  
451 Ladekapazitäten installiert, die kurzfristig mit viel Energie versorgt werden müssen. Das erfordert  
452 weitere Netzkapazitäten. Dies lässt sich nur durch eine intelligente Kombination von Energiefluss,  
453 Speicherkapazität und einer digitalen Steuerung von Angebot und Nachfrage lösen. Aber auch  
454 hierfür fehlen realistische Lösungsansätze der Bundesregierung und ihrer Think-Tanks.

455 Die Bundesregierung muss daher unverzüglich neben den Ausbau der Übertragungsnetze auch die  
456 Modernisierung der Verteilnetze angehen. Nur so kann der Strom zu den Verbrauchern gelangen,  
457 um die Techniken der Energiewende zu ermöglichen. Neben den bekannten Themen der E-Mobilität  
458 und Wärmepumpen muss dem Mehrbedarf an Strom von Industrie und Gewerbe Rechnung getragen  
459 werden.

#### 460 4.1.2 Gasnetze

461 Um auch zukünftig innovative Produkte zu fertigen, ÖPNV in der Fläche zu ermöglichen sowie  
462 umweltfreundliche Transportleistungen zur Verfügung zu stellen, muss auch Wasserstoff in  
463 abgelegene Regionen geleitet werden.

464 Für den Transport von Wasserstoff sind zwei Kategorien zu unterscheiden: Bei der ersten Kategorie  
465 geht es um Zumischungen von Wasserstoff in die vorhandenen Erdgasnetze, wo Erdgas zur  
466 Wärmeerzeugung verbrannt wird. Dazu zählen insbesondere Gasheizungen für die privaten  
467 Haushalte, aber auch industrielle Gasheizungen zur Weiterverarbeitung von Stahl und anderen  
468 Metallen, Glas, Keramik, Beton und Zement, um die wichtigsten zu nennen.

469 Bei der zweiten Kategorie geht es um reinen Wasserstoff zum Betreiben von Brennstoffzellen,  
470 basierend auf der PEM-Technologie (Proton-Exchange Membran), die auf einen hohen Reinheitsgrad  
471 angewiesen ist. Diese Technologie betrifft insbesondere Brennstoffzellen für Straßen- und  
472 Schienenfahrzeuge, Binnenschiffe und Luftfahrzeuge.

473 Die Bundesregierung muss aufbauend auf ihrer nationalen Wasserstoffstrategie entsprechende  
474 Verteilnetze mit den Versorgern und der Industrie planen. Solange diese Netze nicht zur Verfügung  
475 stehen, muss ein Bezug von Erdgas ohne CO<sub>2</sub>-Preiskomponenten dem Verbraucher möglich sein.

#### 476 4.1.3 Speicher

477 Die Notwendigkeit zur Schaffung von Speicherkapazitäten zum Ausgleich der jahreszeitlichen  
478 (saisonalen) Schwankungen der Erneuerbaren bedarf keiner weiteren Erklärung. Die Vorstellungen

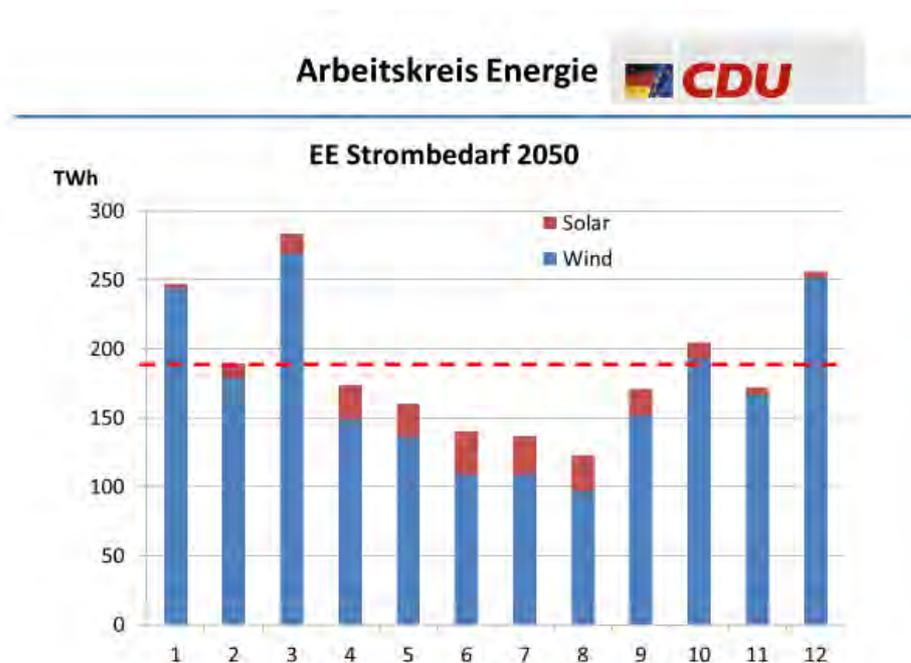
479 der Bundesregierung über die Dimension der erforderlichen Strom-Speicherkapazität bei  
480 angestrebter CO<sub>2</sub>-Neutralität entbehren jedoch bisher jeden Bezug zur Realität.

481 Folgende Rechnung macht dies deutlich: Basierend auf das Durchschnittsjahr 2019, welches  
482 hinreichend repräsentativ für den jahreszeitlichen Verlauf der Wind- und Solarstromproduktion  
483 gelten kann, soll die Stromproduktion aus Wind und Solar auf 2.300 TWh (s. Bild 4, Säule 8 + 9)  
484 hochskaliert werden<sup>14</sup>.

485 Die Rechnung setzt also voraus, dass die Schwankungen aus den Mehrbedarfen der Chemie-  
486 Industrie und anderen Hochenergie-Industrien schon von eigenen Speichern vorgehalten werden.

487 Die Rechnung geht von einer Aufteilung der Wind- und Solarenergie im Verhältnis 80 zu 20 aus.

488 Summiert man beide hochskalierten Verläufe (s. Bild 5), ist eine ausgleichende bzw. dämpfende  
489 Wirkung der Solarenergie auf die jahreszeitliche Schwankung der Windenergie zu erkennen. Der  
490 monatliche Durchschnittsbedarf ist rot gestrichelt eingezeichnet. So verbleibt in den Monaten  
491 April bis September ein Fehlbetrag an Stromproduktion in Höhe von ca. 220 TWh, der erst durch  
492 den Überschuss in den Monaten Dezember bis März ausgeglichen werden kann (s. Bild 6).



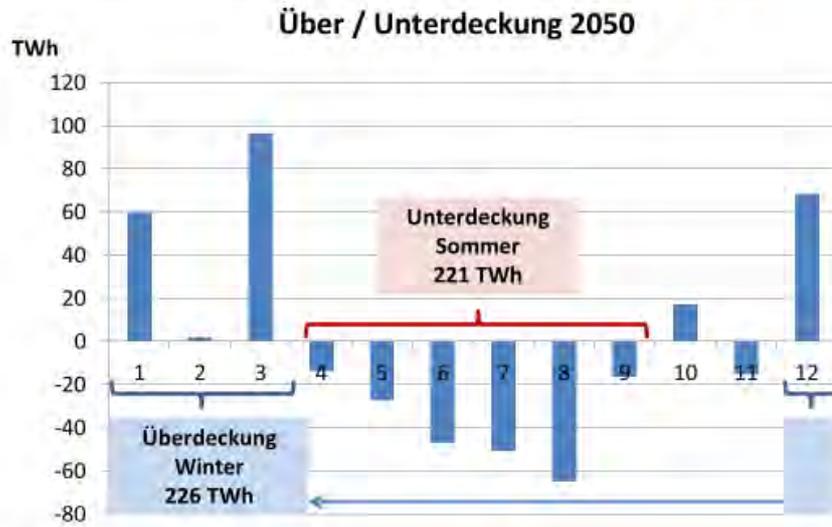
493

494 **Bild 5: Summenverlauf Windstrom plus Solarstrom**

*Grafik: Claus Wagner*

495 Da die jahreszeitlichen Schwankungen auch wieder von Jahr zu Jahr variieren können, empfiehlt sich  
496 ein gewisser Zuschlag, womit sich der Bedarf auf netto rund 250 TWh (s. Bild 7, Säule 3) netto erhöht.  
497 Um zu verdeutlichen, dass es sich bei dieser Menge um eine durchaus übliche Größenordnung  
498 handelt, ist zum Vergleich in Säule 4 der jährliche Gasspeicherkapazität in TWh aufgetragen, die per  
499 Gesetz zum 1. November eines jeden Jahres in unseren nationalen Gasspeichern vorzuhalten ist.

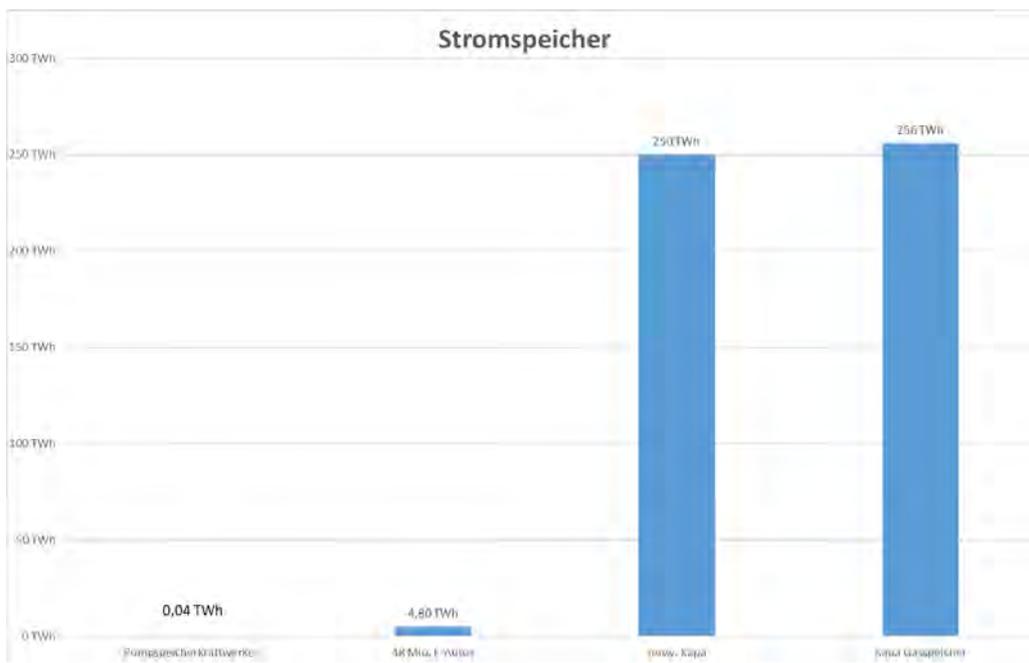
<sup>14</sup> Quelle Datenbasis: Deutsche Netzbetreiber; 50 Hertz, Amprion, Tennet, TransnetBW, Destatis, EEX



Grafik: Claus Wagner

500

501 **Bild 6:** Überschuss-, Unterschussverteilung von Wind- und Solarenergie im Jahresverlauf



502

503 **Bild 7:** Stromspeicher – Bedarf und Angebot

Grafik: FD

504 Diesem Bedarf stehen heute (funktionale) Stromspeicher in Form von Speicherseen mit einer  
 505 maximal zu speichernder Energie von 0,04 TWh gegenüber (s. Bild 7, Säule 1; aufgrund der  
 506 drucktechnisch begrenzten Strichstärke ist die Säule bei dem gewählten Maßstab nicht zu  
 507 erkennen).

508 Beim heutigen Stromverbrauch reicht diese Speicherkapazität für eine Versorgungszeit von etwa  
 509 37 min. Bei einer Erhöhung der Stromproduktion aus EE um den Faktor 11 – 12, wie oben ausgeführt,  
 510 würde der Zeitraum auf etwa 3 min schrumpfen.

511 Als angebliche Lösung des Speicherproblems wird in diesem Zusammenhang üblicherweise auf die  
512 Speicherkapazität künftiger E-Fahrzeuge verwiesen. Bei vollständiger Elektrifizierung des heutigen  
513 PKW-Bestandes erhöht sich die Energie-Kapazität auf besten-falls 4,8 TWh, wobei in dieser  
514 Rechnung schon eine Batteriekapazität von 100 kWh pro Fahrzeug unterstellt wird, was nur für die  
515 wenigsten Fahrzeuge zutreffen wird (s. Bild 7, Säule 2). Auf Basis des heutigen Stromverbrauches  
516 würde das eine Versorgungszeit von etwa 75 Stunden sichern, bei einer Erhöhung um den Faktor 11  
517 – 12 eine Zeit von knapp 7 Stunden.

518 Eine nennenswerte Entlastung der saisonalen Speicher-Problematik können E-Autos damit nicht  
519 leisten.

520 Einen Ausweg bietet nach heutigem Stand der Technik nur die (funktionale) Stromspeicherung in  
521 Form von Wasserstoff-Gas. 250 TWh entsprechen einer Speichermenge von 12 – 15 Mio. t H<sub>2</sub>; je  
522 nach dem, wie hoch die Wirkungsgradverluste bei Rückverstromung anzusetzen sind. Wegen des  
523 geringen spezifischen Gewichts von Wasserstoff bei normalem Druck (1 bar) sinkt das Potential  
524 unserer unterirdischen Kavernen auf 72 TWh, wobei noch nicht geklärt ist, ob sich alle bekannten  
525 Kavernen aufgrund unterschiedlicher geologischer Verträglichkeit für die Speicherung von  
526 Wasserstoff eignen.

527 Die MIT weist in diesem Zusammenhang in aller Deutlichkeit darauf hin, dass eine spürbare  
528 Reduzierung der Speicherkapazitäten durch den Einsatz grundlastfähiger Atomkraftwerke erreicht  
529 werden kann.

530 Die Bundesregierung wird aufgefordert, die Bundesnetzagentur mit entsprechenden Planungen zur  
531 Schaffung der erforderlichen H<sub>2</sub>-Speicher zu beauftragen.

532

#### 533 4.1.4 Digitalnetze

534 Um bei der Energieerzeugung Angebot und Nachfrage besser abgleichen können, müssen  
535 Verbräuche zeitnah erfasst und mit Prognoseszenarien abgeglichen werden. Dies ist nur möglich,  
536 wenn alle Beteiligten über ein schnelles und verlässliches Digitalnetz verbunden sind. Der stockende  
537 Netzausbau in der Fläche muss angeschoben werden und letztendlich bis zur letzten Milchkanne  
538 reichen.

539

540

541

542

543

## 544 4.2 Energieträger

### 545 4.2.1 Erneuerbare Energieträger

546 Folgende Technologien kommen nach heutigem Stand für den Ausbau der Stromerzeugung aus EE  
547 in Frage:

548 1. Windkraft On Shore

- 549 2. Windkraft Off Shore
- 550 3. Photovoltaik
- 551 4. Biogas-Anlagen
- 552 5. Geothermie, Wärmepumpen
- 553 6. Wasserkraft

554

#### 555 4.2.1.1 Windkraft On Shore

556 Sowohl vom (technischen) Wirkungsgrad als auch vom (betriebswirtschaftlichen) Nutzungsgrad  
557 bietet die Windkraft die höchste Ausbeute an Erneuerbarer Energie (EE). Dem Ausbau der Windkraft  
558 als Rückgrat der Energiewende kommt daher in allen heute diskutierten Szenarien eine  
559 entscheidende Bedeutung zu.

560 Zum 31.12.2022 betrug die Zahl der installierten Windkraftanlagen (WKA) an Land 28.443. Die  
561 Ausbeute lag mit einer installierten Leistung von 58,95GW bei 100,2 TWh in 2022<sup>15</sup>.

562 Bis 2030 plant die Bundesregierung eine Erhöhung der Kapazität auf 115 GW. Die Steigerung um 57  
563 GW bedeutet eine Verdopplung der Kapazität innerhalb von 7 Jahren. Eine durchschnittliche  
564 Nennleistung von 5 MW vorausgesetzt, erhöht sich die Anzahl der WKA um 11.400 Exemplare. Ohne  
565 zahlenmäßige Reduzierung der bisher installierten Anlagen durch Repowering mit erhöhter Leistung  
566 würde sich die Gesamtzahl der WKA somit auf etwa 39.500 Anlagen steigern. Die Strommenge  
567 würde sich auf insgesamt ca. 220 TWh steigern.

568 Nach üblicher Lesart liegt die Flächenbelegung (s. Energiebericht\*, Abschnitt 2.1.2.5, Seite 33 ff) der  
569 heute installierten WKA bei knapp 0,8% der Landfläche Deutschlands bzw. bei ca. 2.800 km<sup>2</sup>. Unter  
570 Zugrundelegung einer 5/3-Ellipse für eine 5 MW-WKA wären theoretisch 7 WKA auf einer Fläche  
571 von 106 ha oder 1,06 km<sup>2</sup> möglich. Das entspricht einer optimalen „Packungsdichte“ von 15 ha pro  
572 WKA. Unter den realen topografischen und infrastrukturellen Gegebenheiten im freien Gelände ist  
573 nach bisheriger Praxis mit einer Flächenausbeute von etwa 3,5 WKA pro km<sup>2</sup> zu rechnen. Will die  
574 Bundesregierung ihre ehrgeizigen Ausbauziele auf 2% der Landfläche erreichen, wird sie eine  
575 Packungsdichte von etwa 20 ha pro WKA oder 5 WKA pro km<sup>2</sup> anstreben müssen. Für die avisierten  
576 11.400 WKA wäre dann mit einer zusätzlichen Fläche von knapp 0,7% bzw. 2.300 km<sup>2</sup> bis 2030 zu  
577 rechnen<sup>16</sup>.

578 Soll nach den bestehenden Plänen der Bundesregierung bis 2045 insgesamt 2% der Landfläche  
579 (7.140 km<sup>2</sup>) mit WKA bestückt werden, so ist nach vollständigem Repowering mit einer Gesamtzahl  
580 von 36.000 WKA mit einer installierten Leistung von 180 GW zu rechnen.

581 Mit einem Ansatz von 2.100 Volllaststunden p.a. (s. Energiebericht, Abschnitt 2.1.2.4, Seite 31 ff)  
582 würden sich damit 380 TWh erzeugen lassen. Das entspricht etwa 65% des heutigen Netto-  
583 Stromverbrauchs der öffentlichen Stromversorgung oder 15 % des Endenergieverbrauches  
584 Deutschlands.

---

<sup>15</sup> Deutsche WindGuard GmbH

<sup>16</sup> Die niedersächsische Landesregierung geht in der geplanten Novellierung ihres Klimaschutzgesetzes von einer Ausweisung von 2,2% bzw. 1.050 km<sup>2</sup> ihrer Landfläche für Windkraft aus. Auf dieser Fläche soll bis Ende 2035 eine Windkraftleistung von 30 GW installiert werden. Das entspricht einem Flächenbedarf von 17,5 ha pro WKA oder 6 WKA pro km<sup>2</sup>.

Die MIT hält einen Ansatz von weniger als 20 ha pro WKA für unrealistisch und erwartet bei dem Flächenansatz von 2,2% für Niedersachsen eine installierte Leistung von höchstens 25 GW.

585 Diese geringen Strommengen können jedoch in keiner Weise den Anspruch der angestrebten  
586 Energiewende erfüllen. Daher denkt die Bundesregierung, insbesondere das Bundesministerium für  
587 Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) laut darüber nach, den Flächenansatz für WKA über die  
588 Schwelle von 2% zu erhöhen.

589 Durch den zunehmend hartnäckigen Widerstand gegen den Ausbau von Windkraft an Land ist es  
590 nach Ansicht der MIT jedoch unrealistisch, die Zahl der WKA von heute knapp 30.000 um mehr als  
591 20% steigern zu können.

592 Damit würde sich nach Abschluss aller Repowering-Maßnahmen die Zahl der WKA an Land  
593 gegenüber der obigen Rechnung nicht erhöhen lassen.

594 Im Gegenteil: Nach allen Erfahrungen, die in Deutschland zum Ausbau der Windkraft an Land bisher  
595 gemacht wurden, dürfte sich diese Schätzung am oberen Ende der realistischen Erwartungen  
596 befinden.

597

#### 598 4.2.1.2 Windkraft Off Shore

599 Verglichen mit WKA an Land ist die Ausbeute an Windenergie auf See pro Anlage ungleich größer,  
600 da die Zahl der Volllaststunden mit durchschnittlich 3.400 h deutlich höher ausfällt. Weitere Vorteile  
601 sind, dass weniger Rücksicht auf Beeinträchtigung des Landschaftsbildes genommen werden muss  
602 und somit größere Anlagen gebaut werden können<sup>17</sup>.

603 Nachteilig sind die höheren Kosten durch die aufwendige Gründung auf dem Meeresboden, den  
604 aufwendigen Transport und die herausfordernde Montage auf See sowie die erforderliche Verlegung  
605 seefester Kabel.

606 Zum 31.12.2022 betrug die Zahl der auf See installierten WKA 1.539 Anlagen mit einer Kapazität  
607 von 8,1 GW. Damit wurden 25,71 TWh in 2022 erzeugt<sup>18</sup>.

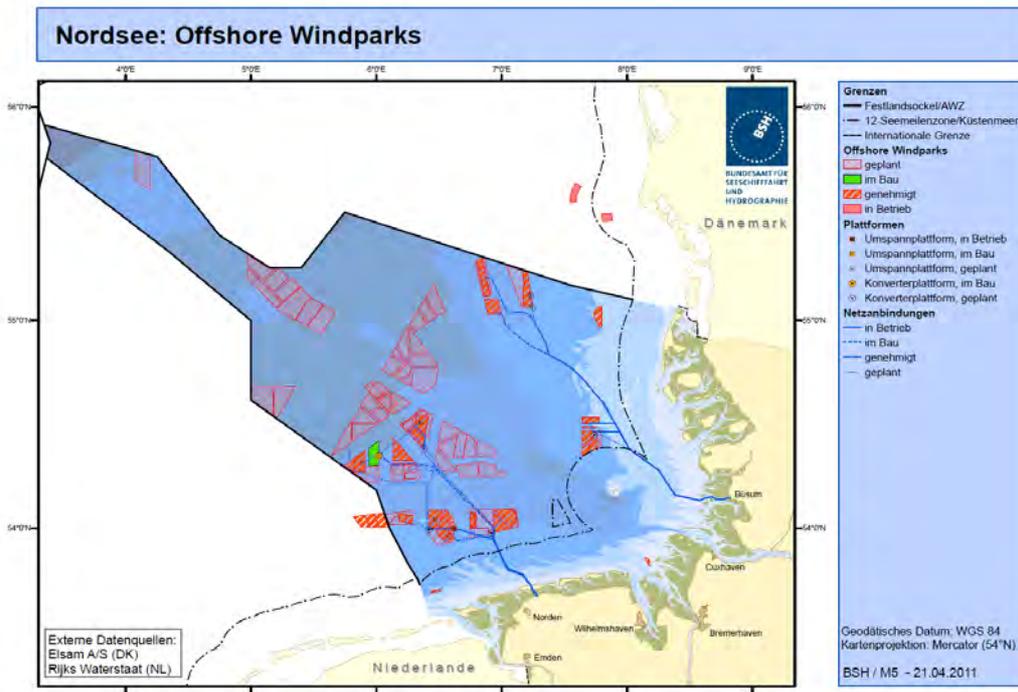
608 Bis 2030 plant die Bundesregierung eine Kapazität auf See von 30 GW. Diese Erhöhung um 22 GW  
609 bedeutet fast eine Vervierfachung innerhalb der nächsten 7 Jahre. Eine durchschnittliche  
610 Nennleistung von 10 MW vorausgesetzt, erhöht sich die Zahl der WKA um 2.180 Anlagen, insgesamt  
611 also auf ca. 3.700 Anlagen. Nach obigem Ansatz ergibt sich damit eine zusätzliche Stromproduktion  
612 von 74 TWh.

613 Sollten die Pläne umgesetzt werden können, würde die Strommenge auf See bis 2030 auf 99 TWh  
614 steigen und zusammen mit der Windkraft On Shore eine Strommenge von ca. 290 TWh erzeugt  
615 werden können. Das entspräche etwa 55% der heutigen Netto-Stromerzeugung.

---

<sup>17</sup> Anmerkung: Aufgrund der relativ schwachen Windkraftausbeute in 2022 wurden nur 3090 Volllaststunden ausgewiesen.

<sup>18</sup> Quelle: Statista



616

617 **Bild 5:** Ausschließliche Wirtschaftszone der Bundesrepublik Deutschland in der Nordsee<sup>19</sup>

618 Bis 2045 plant die Bundesregierung eine weitere Erhöhung der Off-Shore-Kapazität auf 70 GW.  
 619 Weitere Planungen sind offensichtlich nicht vorgesehen, weil die Bundesregierung davon ausgeht,  
 620 bis 2045 die angestrebte CO<sub>2</sub>-Neutralität auch so erreichen zu können. Nach Überzeugung der MIT  
 621 ist jedoch zur Erreichung der Energiewende das volle Flächenpotential der sogenannten  
 622 „Ausschließlichen Wirtschaftszone“ (AWZ) in Nord- (s. Bild 5) und Ostsee auszuschöpfen.

623 Mit der AWZ verfügt die Bundesrepublik Deutschland über eine Fläche von etwa 33.000 km<sup>2</sup>.

624 Außerhalb dieses Gebietes kann die Bundesrepublik nicht souverän entscheiden; dazu bedarf es  
 625 internationaler Abstimmungen und Verträge.

626 Nach Abzug der Küstengewässer (12-Meilen-Zone) verbleiben etwa 28.600 km<sup>2</sup>. Wie aus Bild 1  
 627 hervorgeht, wird aus Natur- und Landschaftsschutzgründen ein breiterer Küstenstreifen  
 628 freigelassen, sodass von Land allenfalls die Rotorspitzen zu sehen sind. Außerdem werden  
 629 Brutstätten der Seevögel, Vogelschutz- und sonstige Naturschutzgebiete berücksichtigt (insgesamt  
 630 10.392 km<sup>2</sup>) und schließlich müssen für die Seeschifffahrt breite Fahrgassen freigelassen werden,  
 631 sodass sich die zu erschließende Fläche auf etwa die Hälfte (ca. 15.000 km<sup>2</sup>) beschränkt. Davon  
 632 liegen etliche Flächen in nicht niederen Küstengewässern (>20 m Tiefe), sodass die Erschließung dort  
 633 nur zu sehr hohen Gründungskosten oder mit schwimmenden Plattformen erfolgen kann.

634 Legt man als Flächenansatz unter optimistischer Annahme die 15.000 km<sup>2</sup> zugrunde, kommt man  
 635 beim Flächenbedarf einer 5/3-Ellipse (s. Energiebericht, Abschnitt 2.1.2.5 Seite 33 ff) bei einem  
 636 Rotor-Durchmesser von 200 m auf 0,6 km<sup>2</sup> pro WKA.

<sup>19</sup> Quelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie

637 Daraus ergibt sich ein maximales Potential um die 25.000 WKA in Nord- und Ostsee. Das entspräche  
638 bei den angenommenen 10 MW-Anlagen einer Kapazität von 250 GW oder einer Strommenge von  
639 850 TWh<sup>20</sup>.

640 Zusammen mit der Windkraft On Shore ließe sich somit eine Strommenge von 1.230 TWh  
641 erzeugen. Das entspricht 235% der heutigen Stromerzeugung oder 49% unseres heutigen  
642 Endenergieverbrauchs.

643 Im krassen Gegensatz zu diesem Potential plant die Bundesregierung jedoch bis 2045 nur einen  
644 Ausbau auf 70 GW, womit sich nach obigem Ansatz nur 240 TWh erzeugen lassen. Angesichts des  
645 kommenden enormen Energiebedarfs an grünem Strom fordert die MIT die Bundesregierung auf,  
646 alle Potentiale der Erneuerbaren Energiequellen auf See nach Bild 1 zu nutzen und ihre Planungen  
647 zur Off Shore-Windkraft umgehend anzupassen.

#### 648 4.2.1.3 Photovoltaik

649 Das größte Problem der Stromerzeugung aus Photovoltaik ist ihr eingeschränkter und scharf  
650 begrenzter Nutzungszeitraum. Spielt die PV-Technik wegen der tiefstehenden Sonne im  
651 Winterhalbjahr fast keine Rolle, ist sie im sommerlichen Tagesablauf nur einige Stunden um die  
652 Mittagszeit verfügbar, wenn die Bewölkung es zulässt.

653 Obwohl die Strommengen im Sommer durchaus in relevanter Größenordnung zur Verfügung stehen  
654 können, steht dem Angebot aufgrund des engen Zeitfensters keine entsprechende bzw. nur eine  
655 begrenzte Abnahme in Echtzeit gegenüber. Um die Stromabnahme trotzdem zu ermöglichen,  
656 werden zugunsten des Solarstroms heute üblicherweise die konventionellen Kraftwerke  
657 heruntergefahren oder Strom zu reduzierten bzw. Negativpreisen exportiert.

658 Da – politisch gewollt – gleichzeitig die konventionellen Kraftwerkskapazitäten immer weiter  
659 abgebaut werden, reicht die Regelung ihrer Restbestände zur Über- oder Unterauslastung der  
660 Stromnetze inzwischen nicht mehr aus. So werden seit 2019 per Gesetz auch EE-Anlagen  
661 abgeschaltet bzw. heruntergefahren, wenn die Netzstabilität es erfordert.

662 Je mehr Strom die Photovoltaik als Überangebot liefert, umso mehr Strom muss an anderer Stelle  
663 gekappt oder zu unwirtschaftlichen Konditionen bis hin zu Negativ-Preisen verkauft werden. Das  
664 Problem wird umso größer, je mehr Photovoltaik für die öffentliche Stromversorgung installiert  
665 wird.

666 Anders sieht die Lage aus, wenn Solarstrom gleich (privat) verbraucht wird und somit gar nicht erst  
667 ins öffentliche Stromnetz gelangt. Dann bleibt es das Problem des Nutzers bzw. des Stromkunden,  
668 was er mit dem anfallenden Strom anstellt. Die nötigen Investitionen für Regelung und/oder

---

<sup>20</sup> Anmerkung: Die vorliegenden Berechnungen wurden auf Grundlage der im Energiebericht\*, Abschnitt 2.1.2.4 hergeleiteten Ansätze angestellt. Für Off Shore-WKA der Zukunft lassen sich jedoch auch größere Leistungen als 10 MW erzielen. Die konstruktive Grenze der Rotordurchmesser und damit der WKA-Nennleistung wird überschritten, wenn die Werkstoffe der Rotorblätter ihr Eigengewicht unter Addition der Windlast nicht mehr tragen können. Je nach dem, für welche Windgeschwindigkeiten die Rotorblätter ausgelegt werden, dürfte dieser Fall nach heutigem Stand der Technik bei Blattlängen jenseits von 160 - 180 m eintreten. Rotordurchmesser von 350 m mit Nennleistungen um die 25 – 30 MW auf See sind also denkbar. Nach den oben getroffenen Annahmen ließe sich somit die installierbare Off Shore Windkraftleistung auf ca. 280 GW mit einer Stromausbeute von 950 TWh steigern.

669 Speicherung des Solarstroms verbleibt bei ihm und damit auch die Frage, ob sich diese für ihn  
670 wirtschaftlich lohnen.

671 2022 lag die installierte PV-Leistung bei 67,64 GW mit einer Stromausbeute von 60,8 TWh<sup>21</sup>, davon  
672 wurden 53 TWh in das öffentliche Netz eingespeist<sup>22</sup>.

673 Die bisher veröffentlichten Studien zur Potentialschätzungen des (sinnvollen) Ausbaus der  
674 Photovoltaik gehen je nach Interessenslage der Autoren weit auseinander. Für das Fraunhofer-  
675 Institut ISE Freiburg liegt das denkbare Potential für Photovoltaik nach ihrer Studie „Wege zu einem  
676 klimaneutralen Energiesystem“ vom Februar 2020 bei bis zu 645 GW (in einem Szenario bis 800 GW),  
677 wobei in der Kalkulation Freiflächen und Flächen besonders robuster Solarpaneelen für befestigte  
678 (Verkehrs-) Flächen inbegriffen sind. Technisch ausgereifte Lösungen gibt es dafür zur Zeit nicht.

679 Analysen des Bebauungsgrades in Deutschland nach verfügbaren Dachflächen schwanken nach den  
680 von Fraunhofer ISE angezogenen Quellen zwischen 387 GW und bis zu 610 GW, wobei stets  
681 zwischen Südflächen und Ost-/Westflächen differenziert wird. Realistisch scheint ein Wert um die  
682 250 GW zu sein, der sich auf alle sinnvoll bebaubaren Dachflächen mit grober Südausrichtung  
683 konzentriert. Aber auch diese Größenordnung hat nur Sinn, wenn – wie auch das Fraunhofer ISE  
684 immer wieder betont – ausreichend Speicherkapazität für Solarstrom vorhanden ist.

685 Die durchschnittliche Zahl an Volllaststunden von Photovoltaik-Anlagen liegt im Mittel der letzten  
686 Jahre bei 950 h. Auch bei einer vermehrten Anzahl von Sonnentagen in Deutschland, die sich  
687 aufgrund des Klimawandels einstellen werden, ist nicht zu erwarten, dass sich diese Zahl wesentlich  
688 ändert. Überschlüssig würden damit ca.

689  $250 \text{ GW} \times 1.000 \text{ h} = 250 \text{ TWh}$  abgedeckt.

690 Wenn man bei Photovoltaik-Anlagen von einem durchschnittlichen heute allgemein üblichen  
691 Flächen-Äquivalent von  $5 \text{ m}^2$  pro kWp ausgeht, entspricht das einer Fläche von

692  $250.000.000 \text{ kW} \times 5 \text{ m}^2/\text{kW} = 1.250.000.000 \text{ m}^2$  oder  $1.250 \text{ km}^2$ .

693 Das ist knapp die doppelte Fläche Hamburgs ( $755 \text{ km}^2$ ).

694 Zum Vergleich: Zum 01.01.2020 lag die deutschlandweit installierte Photovoltaik-Kapazität bei 46.4  
695 GW. Bei Zugrundelegung des bisherigen, durchschnittlichen Flächenäquivalentes von  $7,53 \text{ m}^2/\text{kW}$   
696 (s. Energiebericht\*, Abschnitt 2.1.3.5, Seite 41) entspricht das einer Fläche von  
697  $370 \text{ km}^2$ .

698 Unter Einbeziehung des Potentials an Windkraft (On Shore plus Off Shore) ließe sich eine  
699 Strommenge von 1.480 TWh erzeugen. Das entspricht 280% des heutigen Stromverbrauchs bzw.  
700 59% unseres heutigen Endenergieverbrauchs.

701 (Autor AS)

---

<sup>21</sup> Quelle: Fraunhofer ISE

<sup>22</sup> Quelle: UBA

#### 702 4.2.1.4 Biogas

703 Der Beitrag von Biogasanlagen zur Stromversorgung veränderte sich in den letzten Jahren kaum und  
704 lag in 2022 bei 50,2 TWh – mit einer elektrischen Kapazität von rund 11,5 GW<sup>23</sup>.

705 Ein großzügiger Ausbau von Biogas-Anlagen wäre nicht zu empfehlen, wenn er mit einer exzessiven  
706 Umwidmung von Agrarflächen einherginge. Das ist aus Sicht der Öffentlichkeit nicht zu  
707 verantworten. Einerseits wird Nahrungsmittelknappheit befürchtet, andererseits werden Flächen  
708 für extensivere Bewirtschaftung, Artenvielfalt, Naturschutz und Wiedervernässung von Mooren  
709 gefordert. Es ist daher nicht damit zu rechnen, dass die Stromproduktion von Biogas aus  
710 Anbaubiomasse in Zukunft wesentlich steigt. Der Fachverband Biogas rechnet langfristig mit einem  
711 vollständigen Ausstieg aus der Anbaubiomasse. (Tatsächlich hängt die Flächennutzung stark von der  
712 Tierhaltung ab, da 60 % der landwirtschaftlichen Nutzflächen der Tierhaltung und Futtererzeugung  
713 dienen.) Allerdings sind bisher erhebliche organische Stoffströme noch nicht erfasst oder  
714 energetisch genutzt. Stroh, Gülle, Mist, weitere landwirtschaftliche Nebenprodukte,  
715 kompostierbare Lebensmittelindustrie-, Garten- und Küchenabfälle, Aufwuchs von  
716 wiedervernässten Mooren, Naturschutz- und Ausgleichsflächen können sogar mehr Biogas  
717 bereitstellen als heute erzeugt wird. Das Potenzial wird – je nach Erfassungsaufwand – auf 140 bis  
718 240 TWh/Jahr geschätzt.

719 Derzeit werden etwa 100 TWh/Jahr erzeugt und in BHKW zu etwa 50 TWh Strom und etwa 50 TWh  
720 Wärme umgewandelt (inklusive Klärgas und Deponiegas). Von dieser Wärme wird ein kleiner Teil für  
721 die Biogasfermenter genutzt, vom Rest etwa die Hälfte in Trocknungsanlagen, gewerblichen  
722 Anwendungen und vor allem in Nahwärmenetzen zur Gebäudeheizung eingesetzt. Die andere  
723 knappe Hälfte der Biogawärme bleibt ungenutzt.

724 Etwa ein Zehntel davon wird zunächst zu reinem Methangas aufgereinigt und in das Erdgasnetz  
725 eingespeist. Dieses Biomethan wird teils ebenfalls in BHKW zu Strom und Wärme umgewandelt,  
726 teilweise aber auch als Beimischung für Gasheizungen verwendet oder auch verflüssigt und als CNG-  
727 Treibstoff im Transportwesen verwendet. Da fossile Treibstoffe ihre durchschnittlichen  
728 Treibhausgasemissionen verringern müssen, wird eine zunehmende Menge Biomethan durch hohe  
729 Erlöse von Mineralölimporturen nachgefragt, um die Emissionen fossiler Gase auszugleichen.

730 Die besondere Fähigkeit von Biogasanlagen mit BHKW ist – im Unterschied zur wetterabhängigen  
731 Ernte von Wind- und Solarstrom –, dass Biogas in einfachen drucklosen Biogasspeichern gesammelt  
732 wird und erst bei hohem Strombedarf (z.B. morgens, abends oder in dunklen Flauten) im BHKW  
733 verstromt werden kann. Um die wertvolle Abwärme zu nutzen, wird diese in großen, mit Wasser  
734 gefüllten Wärmepuffern gespeichert und dann zeitversetzt bei Bedarf ins Wärmenetz eingespeist.

735 Die Wärmepuffer dieser „Speicherkraftwerke“ können noch andere Wärmequellen (Solarthermie,  
736 Geothermie, gewerbliche Abwärme, Stromüberschussmengen) aufnehmen und nutzbar machen.

737 Dadurch bleibt die Wertschöpfung aus Biogas im ländlichen Raum, was strukturpolitisch und im  
738 Interesse der Landwirte höchst wünschenswert ist.

739 Einige Unternehmen sehen schon in naher Zukunft die Möglichkeit, Speicherkraftwerke mit  
740 Elektrolyseanlagen zu kombinieren und für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft zu nutzen. Dann  
741 wird aus zeitweiligen Überschüssen nahegelegener Wind- und Solarstromanlagen Wasserstoff  
742 gewinnen und die dabei entstehende Abwärme (Umwandlungsverluste) im über den Speicher im

---

<sup>23</sup> Fraunhofer ISE, vorläufige Zahlen

743 Nahwärmenetz genutzt. Der Wasserstoff wird in der Biogasanlage zu Methan umgewandelt und in  
744 den Biogasspeichern bis zur Verwendung im BHKW gelagert.

745 Auf diese Weise werden Biogasanlagen zu einem Rückgrat der Energiewende. Die relativ  
746 bescheidenen Mengen an Strom können, gezielt eingesetzt, die Versorgung auch in einem  
747 weitgehend klimafreundlichen Stromsystem sicherstellen. Durch die Nutzung von Reststoffen und  
748 Kreislaufmaterial aus der Landwirtschaft wird die Verrottung unter freiem Himmel in die  
749 Biogasfermenter verlagert. Die ansonsten unvermeidlichen natürlichen Emissionen der  
750 Zersetzungsprozesse werden vermieden und obendrein energetisch genutzt. Da der Biogas-  
751 Vergärungsprozess keine Nährstoffe und Spurenelemente verbraucht, bleiben am Ende noch  
752 Gärprodukte übrig, die zu wirksamen Düngemitteln weiterverarbeitet werden.

753 Damit kommt der Biogaswirtschaft die wichtige Rolle zu, den langen Weg zu einer denkbaren  
754 Wasserstoffwirtschaft klimafreundlich abzukürzen und zu einer klimafreundlichen Landwirtschaft  
755 beizutragen.

756 Unter Einbeziehung des Potentials der bisher aufgeführten EE-Potentiale ließe sich eine  
757 Strommenge von 1.520 TWh erzeugen. Das entspricht 290% des heutigen Stromverbrauchs bzw.  
758 60% unseres heutigen Endenergieverbrauchs.

#### 759 4.2.1.5 Bio-LNG

760 Bio-LNG ist ein aus fast ausschließlich in Biogasanlagen erzeugtes Methan bestehender Brennstoff,  
761 der sich von den physikalisch-chemischen Eigenschaft kaum vom fossilen Erdgas unterscheidet.

762 Die Vorteile von Bio-LNG (Liquefied Natural Gas) und Bio-CNG (Compressed Natural Gas) liegen  
763 auf der Hand: Allein im Verkehrssektor sind mit dem Einsatz von Biomethan deutliche CO<sub>2</sub>-  
764 Einsparungen gegenüber fossilen Kraftstoffen möglich. Diese Negativemissionen sind positiv für die  
765 Umwelt, denn sie stehen für die Nichtentstehung von Klimagasen die noch klimaschädlicher sind,  
766 als CO<sub>2</sub>.

767 Ausgangsstoff für Bio-LNG und Bio-CNG ist Biomethan, welches zuvor aus Biogas hergestellt wurde.  
768 Durch die anaerobe Behandlung landwirtschaftlicher Stoffe wie Gülle oder Mist, trägt Biogas  
769 erheblich zur Reduzierung klimaschädlicher Gase bei. Würden Gülle oder Mist, wie allgemein üblich,  
770 unbehandelt auf die Felder ausgebracht, entstünden dort Gase wie Methan (CH<sub>4</sub>), Lachgas (N<sub>2</sub>O),  
771 Ammoniak und weitere Stoffe, die neben dem freigesetzten CO<sub>2</sub> deutlich klimaschädlicher sind.  
772 Damit substituieren wir nicht nur Erdgas, sondern vermeiden die Entstehung von klimaschädlichen  
773 Gasen.

774 Biogasanlagen nutzen aber den Ausgangsstoff Methan energetisch. Das bedeutet, die  
775 klimaschädlichen Gase können gar nicht erst entstehen da sie, anders als beim bisherigen  
776 Ausbringen, zuvor energetisch umgewandelt werden. Daraus resultieren Gutschriften, die auf das  
777 Biomethan angerechnet werden, die bis in den Negativbereich reichen. Sie stehen für die  
778 Nichtentstehung, bzw. den Entzug klimaschädlicher Gase.

779 Gülle und Mist können nach der Fermentation als Gärrest auf die Felder ausgebracht werden. Durch  
780 den Fermentationsprozess ist dieser deutlich geruchsärmer, hat eine signifikant erhöhte  
781 Nährstoffverfügbarkeit und ist darüber hinaus emissionsneutral im Vergleich zur Ausbringung  
782 unvergorener Gülle und Mist. Zudem sind die Emissionen deutlich reduziert gegenüber  
783 konventionell erzeugtem Dünger.

784 Im Vergleich zu Bio-LNG liegen die Emissionsminderungen bei der Herstellung von Bio-CNG noch  
785 höher. Der Grund ist, dass das Biomethan nach Komprimierung direkt betankt werden kann. Der  
786 Prozess der Verflüssigung entfällt, der Kraftstoff ist damit direkt einsatzbereit.

787 Bio-LNG bezeichnet den Kraftstoff, der bei der Kühlung von Biomethan - bei fossilem LNG ist die  
788 Quelle Erdgas - auf -162° C entsteht. Das flüssige, natürliche Gas ist ungiftig, geruchslos und punktet  
789 vor allem durch seine hohe Energiedichte. Es kann problemlos und effizient gelagert und  
790 transportiert werden. Zwar gleichen sich die beiden Kraftstoffe LNG und Bio-LNG in ihren  
791 Verbrennungseigenschaften, jedoch wird Bio-LNG ausschließlich aus regenerativem Biomethan  
792 gewonnen, womit CO<sub>2</sub>-Emissionen deutlich reduziert werden.

793 Damit ist Bio-LNG vor allem für den Güter- und Schwerlastverkehr die ideale Wahl, da mit steigender  
794 Methanzahl die Klopfestigkeit, also der Widerstand des Kraftstoffs gegen unerwünschte  
795 Selbstzündung, maximiert und so der Motor geschont wird. Weiterer Pluspunkt des grünen Antriebs  
796 für den Schwerlastverkehr auf Straße, Schiene oder See ist seine hohe Energiedichte, die lange Stre-  
797 cken ohne Tankunterbrechung ermöglicht.

798 Die Vorteile von Bio-LNG auf einen Blick:

- 799 • geringer Kraftstoffverbrauch, dennoch große Reichweite
- 800 • minimale Betriebs- und Wartungskosten
- 801 • CO<sub>2</sub> Negativemission von bis zu -100 % durch Einsatz landwirtschaftlicher Abfallstoffe)
- 802 • emissionsarmes Fahren (Feinstaub, CO<sub>2</sub>, Stickoxid und Geräusche)
- 803 • Verbesserung der Luftqualität durch Einhaltung der Klimaschutzziele
- 804 • sichere, umweltfreundliche Betankung
- 805 • 100 % erneuerbar und damit ökologisch nachhaltig

806 Praxistaugliche Lösungen für den wirksamen Umweltschutz:

807 Für die Verwendung von LNG als Kraftstoff sprechen wirtschaftliche und ökologische Faktoren.  
808 Insbesondere für den Schwerlastverkehr über lange Strecken sind Gasfahrzeuge aktuell die einzige  
809 Alternative, um schnelle Treibhausgasreduzierungen zu erreichen. Das Potenzial haben auch die  
810 Speditionen erkannt. In 2022 stieg der Absatz von LNG an den deutschen LNG-Tankstellen auf  
811 139.008 t an. Somit stieg er das dritte Jahr in Folge. 2019 lag er noch bei ,  
812 14.550 t. 2022 konnten bereits mit konventionellem LNG über 100.000 t CO<sub>2</sub>-äq eingespart werden.  
813 Mit Bio-LNG aus Abfällen wäre bei gleicher Absatzmenge gegenüber Diesel sogar 383.019 t CO<sub>2</sub>-äq  
814 eingespart worden.

815 Mit LNG und Bio-LNG stehen emissionsarme und erneuerbare Kraftstoffalternativen für den  
816 Straßengüter- und Schiffstransport zur Verfügung, die zur Erreichung der Klimaziele beitragen.  
817 (Autor JB)

818

## 819 4.2.1.6 Geothermie und Wärmepumpen

### 820 4.2.1.6.1 Geothermiearten

821 Das heute genutzte Potential der Geothermie entspricht nicht annähernd früheren Erwartungen,  
822 wie sie beispielsweise im Bericht des „Technikfolgenabschätzungsbüro des Deutschen  
823 Bundestages“ (TAB) geäußert wurden<sup>24</sup>. Dort wurde ein jährlich zu erschließendes Potential von  
824 300 TWh genannt. Inzwischen sind diese optimistischen Erwartungen einer eher realistisch-  
825 bescheidenen Sicht der Dinge gewichen.

826 2013 schätzte das UBA das Potential auf etwa 50 TWh Strom (Leistung ca. 6,4 GW bei 7500  
827 Volllaststunden)<sup>25</sup>.

828 Bis 2016 wurde in Deutschland mit Geothermie eine Stromausbeute von lediglich 0,2 TWh  
829 realisiert<sup>26</sup>. Der Wert hat sich bis 2022 nicht verändert<sup>27</sup>. Der künftige Anteil der Stromerzeugung  
830 aus Geothermie-Anlagen kann daher nach heutigem Stand der Kenntnis vernachlässigt werden.

831 Anders sieht es bei der Umsetzung der Wärmeengewinnung durch Geothermie aus.

832 Grundsätzlich unterscheidet man zwischen drei Arten der Geothermie:

833 - Tiefen-Geothermie (Bohrungen von 400 m bis 6.000 m Tiefe)

834 - Oberflächennahe Geothermie (Bohrungen bis 400 m Tiefe)

835 - Oberflächen-Geothermie (1 – 3 m unter der Erdoberfläche)

836

#### 837 4.2.1.6.1.1 Tiefen-Geothermie

838 Sind in großen Tiefen von mehreren tausend Metern erhebliche Wärmemengen gespeichert, die  
839 sich grundsätzlich für Raumwärme, Prozesswärme oder auch für die Stromerzeugung eignen. In  
840 Mitteleuropa steigt die Temperatur um etwa 3°C pro 100 m Tiefe an. Am ergiebigsten, aber nicht  
841 unumstritten gilt die Entnahme heißen Wassers aus der Tiefe (**hydrothermales System**), welches  
842 an der Oberfläche zum direkten Wärmeaustausch genutzt wird. Heißwasservorkommen gibt es in  
843 der Umgebung aktiver oder erloschener Vulkane mit höheren Temperaturen, als der 3°C-Zuwachs  
844 erwarten lässt. Eine solche „heiße Ader“ in Tiefen von 1000 m und mehr mit einer Bohrung zu  
845 treffen, ist jedoch mit einem gewissen Risiko bei gleichzeitig hohen Kosten behaftet. Um  
846 unkontrollierte Erdbewegungen (Beben) durch Entnahme großer Wassermengen zu vermeiden, ist  
847 ferner eine Zurückführung des entnommenen Wassers (Reinjektion) zwingend. Durch dieses  
848 Kreislaufsystem wird dem Untergrund kein Wasser entzogen.

849

850 Ist kein Tiefenwasser vorhanden, lässt sich die im Gestein gespeicherte Wärme auch mit großem  
851 hydraulischem Druck eingepresstes Wasser (hydraulische Stimulation oder Wasser-Fracking) oder  
852 durch Säure (chemische Stimulation oder chemisches Fracking) abführen. Die Direktentnahme von  
853 Gesteinswärme wird auch als **petrothermales** System bezeichnet. Obwohl wissenschaftliche  
854 Untersuchungen zeigen, dass Fracking-Methoden unter Beachtung aller sicherheitsrelevanten  
855 Regeln so gut wie keine Gefahr für die Umwelt darstellen, sind sie in der Öffentlichkeit höchst  
856 umstritten und werden daher überwiegend abgelehnt.

857 Zum Einsatz kommen daher in Deutschland ausschließlich hydrothermale Systeme.

858

---

<sup>24</sup> Paschen, Oertel, Grünwald: „Möglichkeiten der geothermischen Stromerzeugung in Deutschland“, TAB-Bericht 2003

<sup>25</sup> UBA-Bericht: „Wieviel Potential steckt in Geothermie?“ v. 03.08.2013

<sup>26</sup> UBA – Text 104/2015; FB 002242 v. Nov. 2015; ISSN 1862-4804

<sup>27</sup> UBA – Erneuerbare Energie in Zahlen, Bericht v. 17.03.2023

859 In der Praxis kam es in der Vergangenheit zu teilweise erheblichen technischen Schwierigkeiten bei  
860 Erschließung von Tiefenwärme.

861 - Obwohl die makrogeologischen Gegebenheiten für geothermische Anwendungen  
862 (Molassebecken im Voralpenraum, Oberer Rheingraben, Norddeutsches Becken) in der Tiefe recht  
863 gut bekannt sind, ist das Risiko, nach einer konkreten Bohrung auch tatsächlich fündig zu werden,  
864 nur bedingt abschätzbar.

865 - Beim Durchstoßen mehrerer wasserführenden, geologischen Schichten können diese durch die  
866 Bohrung in Interaktion treten, wodurch es zu mehr oder weniger unkontrolliertem Druckausgleich  
867 mit nachfolgenden seismischen Aktivitäten kommen kann.

868  
869 Aufgrund negativer Erfahrungen bei Bohrungen in größerer Tiefe werden Bemühungen um weitere  
870 Tiefenbohrungen von den Zulassungsbehörden mit größter Zurückhaltung betrachtet. Außerdem  
871 sind Tiefenbohrungen enorm kostenintensiv. Ob die Amortisationszeiten ausreichen, um auf lange  
872 Sicht mit dem Kostenniveau anderer EE-Quellen mithalten zu können, ist umstritten.

873 Auf der anderen Seite hat die Tiefbohrtechnik in den letzten Jahren erhebliche Fortschritte erzielt,  
874 die miteinander verbundenen Bohrlöchern größere Wärmemengen aus dem Untergrund fördern  
875 kann. Ob und wie diese Wärme zukünftig im Bereich der kommunalen Wärmeversorgung genutzt  
876 werden kann, wird die anstehende Wärmeplanung der Kommunen zeigen. Auf Grund der hohen  
877 Investitionskosten für Wärmenetze werden Städte und Ballungsraum hier gegenüber dem  
878 ländlichen Raum und Kleinstädten in einer besseren Ausgangslage sein. Dass günstige geologische  
879 Voraussetzungen verbunden mit einer hohen Bevölkerungsdichte flächendeckende  
880 Wärmeversorgung ermöglicht zeigt sich am Beispiel der Stadt München und dem darunter  
881 liegenden Molassebecken.

882 In 2023 sind 42 Anlagen zur Erzeugung von Wärme bzw. Fernwärme in Betrieb. Die Wärmeleistung  
883 liegt bei 417 MW, die etwa 1,5 TWh Wärme erzeugen.<sup>28</sup>

884 Die Bundesregierung plant eine Erhöhung der Wärmemenge aus Mittel- und Tiefengeothermie bis  
885 2030 auf 10 TWh.<sup>29</sup>

886 Für die nahe Zukunft ist daher mit einem eher moderaten Anstieg von EE aus Tiefen-Geothermie  
887 zu rechnen.

888

#### 889 4.2.1.6.1.2 Oberflächennahe Geothermie

890 Steht bei Tiefenbohrungen die Nutzung großer Wärmemengen bei gleichzeitig hohen Temperaturen  
891 zum Zwecke der Stromerzeugung im Vordergrund, begnügt man sich bei oberflächennahen  
892 Bohrungen mit geringeren Temperaturen, die zwar nicht für die Stromerzeugung in Frage kommen,  
893 für Heizzwecke von Gebäuden aber ausreichend sein können.

894 Ein direkter Wärmetransport von Wasser aus der Tiefe findet nicht statt. In Deutschland bedürfen  
895 Bohrungen bis zu einer Tiefe von 100 m einer wasserrechtlichen Genehmigung. Tiefere Bohrungen  
896 benötigen eine bergrechtliche Genehmigung. Es empfiehlt sich jedoch in jedem Falle, vor  
897 Niederbringung einer Bohrung ein Gutachten über die örtlichen geologischen Verhältnisse  
898 einzuholen.

899 Da die Temperaturdifferenz in 100 m Tiefe recht gering ist, wird die Wärme in der Regel durch eine  
900 Wärmepumpe genutzt. Der Wirkungsgrad einer Erdwärmeheizung ist umso größer, je niedriger die

---

<sup>28</sup> Bundesverband für Geothermie eV, Berlin

<sup>29</sup> Geothermie für die Wärmewende; Eckpunkte-Papier des BMWK v. 15.11.2022

901 Vorlauftemperatur des Heizsystems sein kann. Daher lässt sich Erdwärme am wirtschaftlichsten für  
902 Fußbodenheizungen nutzen, wo Vorlauf-Temperaturen nicht über 35°C erforderlich werden. Lässt  
903 die Bausubstanz den Einbau einer Fußbodenheizung nicht zu, müssen die Konvektions-Heizkörper  
904 wesentlich größer dimensioniert werden als bei den üblichen maximalen Vorlauftemperaturen von  
905 60°C bis 70°C. Diese Einschränkung setzt der Nutzung von Erdwärme in Altbauten Grenzen, die bei  
906 Potentialbetrachtungen von EE gerne außer Acht gelassen werden.

907 Alternativ zu Bohrungen gibt es auch die Möglichkeit, **Flachkollektoren** unmittelbar unter der  
908 Erdoberfläche zu verlegen. Wegen der nötigen Fläche kommt diese Technologie praktisch nur für  
909 Einfamilienhäuser mit entsprechender Grundstücksgröße in Frage. Entscheidend ist jedoch, dass  
910 der Temperaturgradient in 30 bis 50 cm Tiefe von der Jahreszeit beeinflusst wird und daher nicht  
911 mit JAZ der oberflächennahen Geothermie kalkuliert werden kann. Außerdem ist in dieser  
912 geringen Tiefe mit einer dauerhaften Temperaturabsenkung von 2 – 3°C und daher mit einer  
913 möglichen Einschränkung des Pflanzenbewuchses zu rechnen.

914 Eine Verbesserung stellen sog. **Grabenkollektoren** dar, die in mehrere Meter tiefen Gräben versenkt  
915 werden. Erfahrungsgemäß spielt die jahreszeitliche Beeinflussung des Temperaturgradienten ab  
916 einer Tiefe von etwa 2,50 m keine Rolle mehr; Auswirkungen auf den Pflanzenbewuchs sind somit  
917 nicht mehr zu befürchten. Die JAZ liegen dann nahe denen der oberflächennahen Geothermie.  
918 Außerdem entfällt das Investitionsrisiko der teuren Bohrung.

919

#### 920 4.2.1.6.2 Luftwärmepumpe

921 Bei einer Luftwärmepumpe ist das wärmeübertragende Medium die Umgebungsluft. Sie funktioniert  
922 nach dem umgekehrten Kühlschrank-Prinzip: Über eine Verdampfungsflüssigkeit (Kältemittel) wird  
923 der Luft Wärme entzogen, die über einen Wärmetauscher an ein Heizsystem abgegeben wird.

924 Die Wärmekapazität der Luft steigt mit der aufgenommenen Luftfeuchtigkeit, sodass die  
925 Wärmekapazität pro m<sup>3</sup> mit der Temperatur ansteigt. Je nach Siedetemperatur der Verdampfer-  
926 Flüssigkeit lässt der Wirkungsgrad der Luftwärmepumpe jedoch mit sinkenden Temperaturen nach.  
927 Ab bestimmten Minusgraden muss die Wärmeerzeugung durch Direktumwandlung von Strom  
928 unterstützt werden. Die Effektivität der Wärmepumpe sinkt, je kälter es wird und je mehr  
929 Heizenergie durch Direktumwandlung von Strom benötigt wird.

930

931 Handelsübliche Wärmepumpen können bis ca. -25°C betrieben werden. Bei den heute üblichen  
932 Witterungsbedingungen in Deutschland kann der Anteil des Direktstroms gemessen am  
933 Jahresverbrauch bei fachgerechter Auslegung der Anlage auf eine einstellige Prozentzahl reduziert  
934 werden.

935 Im normalen Betrieb werden mit heute üblichen Luftwärmepumpen sogenannte Jahresarbeitszahl  
936 (JAZ) von 2,5 bis 3 erreicht. Die JAZ kennzeichnet die Effizienz einer Wärmepumpe. Sie gibt das  
937 Verhältnis von zugeführter Energie zur geförderten Wärmeenergie im Jahresdurchschnitt an.

938

#### 939 4.2.1.6.3 Erdwärmepumpe

940 Erdwärmepumpen nutzen die höhere Temperatur im Erdinneren aus. Dafür wird entweder eine  
941 Erdwärmesonde in einer Tiefenbohrung abgelassen oder es werden sog. Erdwärme- oder  
942 Flächenkollektoren einige Meter unter die Erdoberfläche verlegt. Bei beiden Varianten wird die  
943 aufgenommene Wärme mit einem Wasser-Solegemisch über einen Wärmetauscher in den

944 Heizkreislauf eingespeist (Primärkreislauf). Erdwärmepumpen mit Flächenkollektoren erreichen  
945 JAZ von 3,5 bis 4, mit Tiefensonden zwischen 4 und 5.  
946 Sie zählen zu den geothermischen Anlagen.  
947

#### 948 4.2.1.6.4 Wasserwärmepumpe

949 Da Wasser pro kg eine etwa vierfach höhere Wärmekapazität als Luft aufweist (1kg Trockenluft  
950 nimmt unter Normalbedingungen auf Meereshöhe ein Volumen von 0,774 m<sup>3</sup> ein), erzielen  
951 Wasserwärmepumpen durchweg höhere JAZ von etwa 5. Da jedoch für einen wirtschaftlichen  
952 Betrieb eine hinreichend hohe Wassermenge pro Zeit verfügbar sein muss, kommt der Einsatz von  
953 Wasserwärmepumpen eigentlich nur in unmittelbarer Nähe von stehenden oder fließenden  
954 Gewässern in Frage.  
955

#### 956 4.2.1.7 Wasserkraft

957 Wasserkraftwerke liefern seit Jahren recht konstant um die 20 TWh Strom<sup>30</sup>. Mangels  
958 topographischer Gegebenheiten ist das Potential an möglichen Talsperren oder  
959 Laufwasserkraftwerken in Deutschland nahezu ausgeschöpft. Raumordnungs- und  
960 Planfeststellungsverfahren zur Ausweisung neuer Talsperren werden aus Natur- und  
961 Landschaftsschutzgründen nur noch in Ausnahmefällen möglich sein.

962 Es ist daher nicht damit zu rechnen, dass die Wasserkraftwerke in Zukunft mehr als 20 TWh Strom  
963 liefern. In 2022 wurden aufgrund der anhaltenden, sommerlichen Trockenheit nur noch 17,5 TWh  
964 Strom bei einer installierten Leistung von 5,5 GW erzeugt<sup>31</sup>. Die Menge liegt innerhalb der  
965 jahreszeitlichen Schwankungsbreite der EE und muss daher nicht gesondert herausgehoben  
966 werden.

967 In 2022 wurden aufgrund der anhaltenden, sommerlichen Trockenheit nur noch 16 TWh Strom er-  
968 zeugt<sup>32</sup> Die Menge liegt innerhalb der jahreszeitlichen Schwankungsbreite der EE und muss daher  
969 nicht gesondert herausgehoben werden.

970 (Autor AS)

971

## 972 4.2.2 Energieträger der Zukunft

### 973 4.2.2.1 Wasserstoff

974 Wasserstoff (nachfolgend H<sub>2</sub>) dürfte Stand 2022 der Energieträger des 21. Jahrhunderts werden,  
975 jedenfalls dann, wenn die Weltgemeinschaft das Stoppen der Erdüberhitzung (neuer Fachbegriff in  
976 der Wissenschaft statt des Begriffs „Klimawandel“) ernsthaft anstrebt. H<sub>2</sub> soll/wird die bisher  
977 benutzten karbonbasierten Energieträger auf Erdölbasis verdrängen, so zumindest der Plan.

978 Anwendungen: können in 3 Bereiche geteilt werden, wobei alle 3 auch jeweils vergleichbar groß von  
979 der benötigten H<sub>2</sub>-Menge sind: 1. Mobilität, 2. Industrie, 3. Gebäude-wärme/Hausbrand. Am  
980 einfachsten ist der 3. Bereich Gebäudewärme/Hausbrand: hier müssen bestehende Gaskessel in H<sub>2</sub>-  
981 ready-Kessel getauscht werden. Dazu müssen die Gasleitungen für H<sub>2</sub> fitgemacht werden durch

---

<sup>30</sup> s. Energiebericht\*, Abschnitt 2.1.6, Seite 44 ff

<sup>31</sup> Quelle: UBA

<sup>32</sup> Fraunhofer ISE, vorläufige Zahlen

982 neue Ventile und Dichtungen. Hausbesitzer müssen ihre Ausgaben selbst finanzieren, die  
983 Investitionen in die öffentliche Gas-Infrastruktur trägt die Allgemeinheit über Steuern bzw.  
984 spezifische/ verwendungsgebundene Abgaben. Öl-Heizungen werden komplett verboten.  
985 Alternativen dazu sind Wärmepumpen, die jedoch Strom benötigen. Sonderfälle sind Mini-BHKWs  
986 und die Nutzung von Holz oder Holznebenprodukten aus der Kreislaufwirtschaft. Im zweiten  
987 Bereich der Industrie müssen die bestehenden Anlagen auf die neuen Energieträger umgebaut  
988 werden. Es handelt sich dabei wohl wesentlich um die Branchen Stahl, Chemie, Düngemittel und  
989 Zement. Ihre Gesamtanzahl ist überschaubar, die Investitionskosten dürften aber pro Werk eher in  
990 mehrere hundert Mio. € gehen, bei großen Stahlwerken auch in die Mrd. €. Hierbei ist ein staatlicher,  
991 oder staatlich geförderter, Ausbau der Gasleitungen zwingend. Am herausforderndsten wird die  
992 Anwendung im Bereich der Mobilität. Hier muss in die 4 Bereiche Straße, Schiene, Wasser und Luft  
993 unterschieden werden, wobei diese weiter in Untergruppen unterteilt werden müssen. Dabei ist der  
994 Ausbau der Tankstellen-Infrastruktur die absolute Grundlage für Erfolg. Frage ist es möglich? –  
995 Antwort: Ja!

996 Herstellung: Bei der Art des hergestellten H<sub>2</sub> wird die sogenannte Farbenlehre verwendet. Stand  
997 2022 wird >90%, eventuell sogar >95% grauer H<sub>2</sub> hergestellt, also auf Basis der Erdgasnutzung. Diese  
998 Vorgehensweise ist zutiefst umweltschädlich wegen des dabei entweichenden CO<sub>2</sub>. Damit dürften  
999 auch alle anderen Herstellungsarten entfallen, bei deren Herstellung das entstandene CO<sub>2</sub> in die  
1000 Atmosphäre entweicht, oder sie auf Energieträgern beruhen wie Uran/ Kernenergie, die in  
1001 Deutschland nicht mehrheitsfähig sind. Bleiben also nur die Herstellungsarten blau/türkis wo man  
1002 das CO<sub>2</sub> absorbiert und im Untergrund verpresst, oder Kohlenstoff gewinnt, den man dann  
1003 anschließend noch verkaufen kann. Alles eher fragwürdig, da diese Produktionsprozesse durch  
1004 Behörden schwer kontrollierbar sind. Bleibt letztlich nur der grüne H<sub>2</sub>, hergestellt aus regenerativen  
1005 Energien wie Sonne oder Wind, alternativ anderswo durch Wasserenergie und Erdwärme.

1006 Mengen: In Deutschland hergestellter grüner H<sub>2</sub> dürfte am Rande der Messbarkeit sein, aktuell  
1007 wahrscheinlich <1%. Da bspw. die gesamten Windparks aktuell nicht mit Elektrolyseuren zur H<sub>2</sub>-  
1008 Erzeugung ausgestattet sind, müssen neue Investitionen, sowohl in Deutschland, besonders aber im  
1009 Ausland, in Mrd.-Höhe getätigt werden. Alle Aussagen von Fachleuten deuten darauf hin, dass selbst  
1010 bis 2050 max. 1/3 der benötigten H<sub>2</sub>-Mengen selbst im Inland hergestellt werden können, der Rest  
1011 (also die Mehrheit) wird in jedem Fall importiert werden müssen. Aufgrund der physikalischen  
1012 Nachteile (Kühlung) wird beim Seetransport wahrscheinlich Ammoniak verwendet und dann jeweils  
1013 umgewandelt werden müssen.

1014 Transport/Lagerung: Der Transport kann Stand 2022 wie folgt aufgeteilt werden: Interkontinental –  
1015 Seeschiffe; International aber im Kontinent – adaptierte oder komplett neue Gasleitungen; National  
1016 – adaptierte oder komplett neue Gasleitungen, sowie über LOHC auf Binnenschiffen; Lokal -  
1017 Tankwagen. Die Gasleitungen dienen dabei auch als Lagermöglichkeit, so dass große Gasbehälter  
1018 unterschiedlichster Art wohl maßgeblich nur an den Häfen, wo die Seeschiffe anlanden, benötigt  
1019 werden.

1020 Kosten/Preise: Vorhersagen über Kosten (eher einfacher) und über Preise (schwierig bis unmöglich)  
1021 sind grundsätzlich am Rande der Seriosität, da sie von zu vielen Parametern abhängen. Die aktuellen  
1022 Herstellkosten pro kg/grüner H<sub>2</sub> liegen realistisch innerhalb einer Spanne von 5,00 – 8,50€. Seriöse  
1023 Prognosen sagen ein Absinken dieser Kosten auf ca. 1,50€/k in 2030 und sogar 1,00€/Kg später  
1024 voraus. Sollte sich die Effizienz der Herstellung massiv verbessern, woran aktuell intensiv gearbeitet  
1025 wird, dann sind weitere Senkungen möglich. Zu diesen reinen Herstellungskosten kommen aber  
1026 noch die Transportkosten, eventuelle Kosten für Umformungen H<sub>2</sub>-NH<sub>3</sub>- H<sub>2</sub>, Lagerkosten, Kosten für  
1027 die Versorgung der Tankstellen, sowie (genauso wie heute beim Mineralöl) eigene Steuern und die

1028 MWST, sowie der Gewinnaufschlag der Energie-Konzerne. Angebot und Nachfrage bestimmen die  
1029 Preise, sowie die nicht änderbare Tatsache, dass damit die Rentenzahlungen in Deutschland  
1030 quersubventioniert werden müssen. Realistischer weise sollte man daher dauerhaft von einem Preis  
1031 von > 10,00€/kg an der Tankstelle ausgehen. Wie hoch die Preise für H<sub>2</sub> in den Gasleitungen zum  
1032 Heizen sein werden, kann aktuell nicht beurteilt werden.

1033 (Autor DN)

#### 1034 4.2.2.2 **Synthetisches Methan – eNG**

1035 Synthetisches Erdgas wird aus grünem Wasserstoff, also mit grünem Strom im Elektrolyseverfahren  
1036 erzeugter Wasserstoff, und CO<sub>2</sub> erzeugt. Der Prozess ist bereits lange als Sabatier-Prozess bekannt,  
1037 auf Grund seines hohen Energiebedarfs findet er aber großtechnisch keine Anwendung. Das CO<sub>2</sub>  
1038 kann entweder der Atmosphäre entnommen werden, was wiederum energetisch aufwendig ist,  
1039 wodurch der Prozess noch unwirtschaftlicher wird, oder durch Verbrennung von Biomasse oder  
1040 Abfällen biogenen Ursprungs dem Prozess zugeführt werden.

1041 eNG kann dort interessant werden, wo für den Transport von grünem Wasserstoff ein Trägermolekül  
1042 erforderlich ist. Wenn grüner Wasserstoff an ein Kohlenstoffatom gebunden ist, kann es wie Erdgas  
1043 verflüssigt werden und als LNG in vorhandenen Schiffskapazitäten zwischen Kontinenten  
1044 transportiert werden. Außerdem kann das eNG dann in die vorhandene Erdgasinfrastruktur des  
1045 Empfängerlandes eingespeist werden und vom Verbraucher dann verbrannt werden. Werden  
1046 Trägermedien wie Ammoniak oder LOHC zum Wasserstofftransport benutzt, müssen diese unter  
1047 hohem Energieaufwand rückreformiert werden. Dieser Schritt könnte entfallen, sollte das eNG zur  
1048 reinen Wärmeerzeugung genutzt werden.

1049 Erste Projekte hierzulaufen und müssen ihre technische Reife noch beweisen. Der derzeit sehr hohe  
1050 Preis kann zukünftig durch Schaffung entsprechender Großanlagen reduziert werden. Sinnvoll sind  
1051 solche Projekte dort, wo ausreichend grüner Strom, Wasser für die Elektrolyse und biogener  
1052 Kohlenstoff zur Verfügung steht.

1053 (Autor FD)

1054

#### 1055 4.2.2.3 E-Fuels

1056 Als E-Fuel (von englisch electrofuel, auch E-Sprit genannt) werden synthetische Kraftstoffe  
1057 bezeichnet, die mittels Strom aus Wasser und Kohlenstoffdioxid hergestellt werden. Dieser Prozess  
1058 wird als Power-to-Fuel bezeichnet. Syn-Fuels macht es vielleicht verständlicher, weil sie synthetisch  
1059 hergestellt werden.

1060 Anwendungen: E-Fuels konkurrieren sowohl mit fossilen Brennstoffen, die sie potentiell ersetzen  
1061 sollen, als auch mit anderen Klimaschutztechniken, insbesondere mit Techniken zur direkten  
1062 Elektrifizierung von Verbrauchssektoren. Grundsätzlich erlaubt es die Vielseitigkeit von E-Fuels,  
1063 fossile Brennstoffe praktisch 1:1 zu ersetzen, ohne dass dafür auf der Verbraucherseite große  
1064 Investitionen stattfinden müssen. Diesem Vorteil stehen aber sehr große Kosten gegenüber, nicht  
1065 zuletzt ein sehr niedriger Gesamtwirkungsgrad eines auf E-Fuels basierenden Energiesystems und  
1066 damit auch die Notwendigkeit, ein Mehrfaches an Windkraft- und Solaranlagen zu installieren als  
1067 bei Einsatz effizienterer Techniken. Bei einer ganzheitlichen Betrachtungsweise spielen für die  
1068 Sinnhaftigkeit eines Einsatzes zudem nicht nur die reinen Kosten eine Rolle, sondern auch, welche

1069 Techniken den besten Klimaschutzeffekt versprechen (zumeist die direkte Elektrifizierung) und  
1070 welche Techniken knappe Ressourcen wie Wasserstoff oder E-Fuels am effizientesten nutzen.

1071 Herstellung: Power-to-Fuel (deutsch: Strom zu Treibstoff) bezeichnet allgemein die Produktion von  
1072 strombasierten synthetischen Kraftstoffen, sog. E-Fuels, für den Verkehrs-sektor. Der Begriff ist eine  
1073 Sammelbezeichnung für verschiedene Power-to-Gas- und Power-to-Liquid-Pfade, bei denen  
1074 elektrische Energie aus erneuerbaren Energien dafür genutzt wird, um entweder strombasierte  
1075 Brenngase oder flüssige Treibstoffe zu erzeugen. Negativ ist jedoch der niedrige  
1076 Gesamtwirkungsgrad, der weitaus geringer ist als die direkte Elektrifizierung über Elektroautos. So  
1077 benötigen beispielsweise wasserstoffbetriebene Brennstoffzellenfahrzeuge mehr als doppelt so viel  
1078 Energie pro km wie Elektroautos, mit Power-to-Liquid-Treibstoffen betriebene Autos mit  
1079 Verbrennungsmotor sogar mehr als sechsmal so viel Energie. Aufgrund dieser Eigenschaften  
1080 empfiehlt der Sachverständigenrat für Umweltfragen, den Einsatz von strombasierten synthetischen  
1081 Brennstoffen vor allem auf den Flug- und Schiffsverkehr zu beschränken, um den Stromverbrauch  
1082 nicht zu sehr ansteigen zu lassen.

1083 Mengen: Die aktuell hergestellten Mengen in/für Deutschland liegen nur im Labormaßstab. Die  
1084 weltweit größte im Aufbau befindliche Anlage Haru Oni im chilenischen Patagonien soll realistischer  
1085 weise bis 2030 eine Kapazität von 550 Mio. Litern/Jahr haben, was angesichts der bestehenden  
1086 Fahrzeugmengen, allein in Deutschland, nur für Spezialanwendungen reicht. Allein um die  
1087 Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren in Deutschland damit zu versorgen, müssten es 100 solcher  
1088 Anlagen geben, für die Welt dieser Wert anschließend noch einmal um das zwanzigfache höher.  
1089 Stand Ende 2022 spielen E-Fuels/Syn-Fuels nur eine völlig vernachlässigbare Rolle.

1090 Transport/Lagerung: Vergleichbar mit heutigen Rohöl-Derivaten; daher kein Problem an sich.

1091 Kosten/Preise: Eine 2021 in Nature Climate Change erschienene Übersichtsarbeit kalkulierte für die  
1092 Jahre 2020 bis 2025 Herstellungskosten 194 bis 226 Euro/MWh. Auf Benzin umgerechnet entspricht  
1093 dies etwa Herstellungskosten von 3,20 Euro, Steuern nicht mit eingerechnet. Damit lägen die CO<sub>2</sub>-  
1094 Vermeidungskosten bei ca. 800 Euro/Tonne für E-Benzin und ca. 1.200 Euro für E-Methan. Diese  
1095 Kosten legen nahe, dass E-Fuels bei der gegenwärtig erwarteten Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Preise in  
1096 verschiedenen Handelssystemen wie dem EU-Emissionshandel realistischerweise nicht vor 2030  
1097 wirtschaftlich sein können, die CO<sub>2</sub>-Preise im Jahr 2050 E-Fuels aber wirtschaftlich machen könnten.  
1098 Hauptgründe für die hohen Produktionskosten sind derzeit die Umwandlungsverluste und die  
1099 fehlende industrielle Produktion (bisher nur Labormaßstab). Eine Studie im Auftrag des Verbands  
1100 der Automobilindustrie kam 2017 zu dem Ergebnis, dass die Kosten für E-Fuels zu diesem Zeitpunkt  
1101 bis zu 4,50 € pro Liter Dieseläquivalent betragen. Eine Senkung auf ca. 1,00 € pro Liter erscheine  
1102 jedoch durch Importe von E-Fuels aus Regionen mit großen Ökostrommengen erreichbar. Hier gilt  
1103 aber letztlich für die Preise an der Tankstelle dasselbe wie bei H<sub>2</sub>.

1104 (Autor DN)

1105

#### 1106 4.2.2.4 Synthetische Kraftstoffe – sofort verfügbar – X to liquid

1107 Diese sogenannten XTL-Kraftstoffe zählen zu den paraffinischen Kraftstoffen, die in der DIN EN  
1108 15940 definiert sind. Die Verwendung in Dieselmotoren ist ohne weitere Umrüstung möglich,  
1109 allerdings ist der öffentliche Verkauf nicht gestattet, da nicht die notwendige DIN EN 590 erfüllt  
1110 wird (zu geringe Dichte). Aktuell dominieren zwei verschiedene Produkte den Markt (hauptsächlich  
1111 in unseren europäischen Nachbarländern wie Niederlande oder Finnland):

1112 GTL Fuel: Gas to liquid: Hierbei wird Erdgas über das Fischer-Tropsch-Verfahren<sup>5</sup> zu flüssigem  
1113 Dieselkraftstoff umgewandelt:

1114 Eigenschaften:

1115 Flüssiger, farbloser und geruchsarmer Kraftstoff aus Erdgas

- 1116 - Klassifiziert entsprechend EN 15940 als paraffinischer Kraftstoff
- 1117 - Geringerer Schwefel- und Aromatengehalt als Norm-Diesel (EN 590)
- 1118 - Hohe Cetanzahl (75 bis 80)

1119 Vorteile

- 1120 - Kann lokale Emissionen senken (PM, NOx, CO...)
- 1121 - Einsatz in konventionellen Dieselmotoren
- 1122 - Hohe Cetanzahl
- 1123 - Leicht biologisch abbaubar
- 1124 - WGK 1 (vs. WGK 2 bei Diesel) – Vorteil in ökologisch sensiblen Bereichen
- 1125 - Nicht umweltgefährdend
- 1126 - Biofrei – höhere Lagerstabilität/geringeres Mikrobewachstum
- 1127 - Gutes Kälteverhalten<sup>33</sup>

1128

1129 HVO: steht für Hydrogenated Vegetable Oils und bezeichnet einen Dieseleratz auf Basis von  
1130 hydrierten Pflanzenölen und anderen Grundstoffen. Als Grundstoff dienen gebrauchte Pflanzenöle  
1131 oder Fette, aber auch Schlachtabfälle oder Algen. Denkbar ist auch die Umwandlung von Müll in  
1132 sogenanntes Pyrolyseöl, welches dann in Dieselkraftstoff umgewandelt werden kann. Seit 2023  
1133 nicht mehr verarbeitet werden darf Palmöl.

1134 Die Vorteile des HVO sind ähnlich der von GTL, zusätzlich rechnet man aber HVO noch eine CO<sub>2</sub>-  
1135 Reduktion von bis zu 90 % an. Dies liegt in den Grundstoffen begründet, die bereits VOR der  
1136 Herstellung ihre CO<sub>2</sub>-Bilanz aufgebraucht haben und somit nicht mehr angerechnet werden.

1137

1138 Beide Produkte stehen bereits jetzt in ausreichender Menge zur Verfügung und schlagen mit einem  
1139 Mehrpreis zu normalem fossilem Diesel von ca. 20 Cent pro Liter zu Buche. Bereits jetzt werden die  
1140 Produkte dem „normalen“ mit bis zu 7 % beigemischt, eine Beimischung von bis zu 26 % wäre legal.  
1141 Aktuell arbeitet man an der Aufnahme dieser Kraftstoffe nach DIN EN 15940 in die Aufnahme in die  
1142 10. Bundesimmissionsschutzverordnung, womit der Weg in den freien Verkehr geebnet wäre<sup>34</sup>.

1143

1144 (Autor TM)

1145

#### 1146 4.2.3 Fossile Energieträger

1147 Unter fossilen Energieträgern werden biogene Stoffe verstanden, die durch geologische Einflüsse  
1148 den Kohlenstoffkreisläufen der Biosphäre entzogen und durch Materialüberdeckung vor Oxidation  
1149 geschützt wurden. Durch Druck und Temperatur wurden die abgelagerten Stoffe chemisch-  
1150 physikalisch umgewandelt, was zu einer Erhöhung des Kohlenstoff- oder Kohlenwasserstoffanteils  
1151 und damit des Energieinhalts bzw. des Heizwertes führt. Die Industrialisierung ab dem 17.  
1152 Jahrhundert in Europa und Nordamerika war nur durch die Entdeckung, den bergmännischen Abbau

---

<sup>33</sup> Shell Deutschland GmbH-Suhrenkamp 71 – 77-22335 Hamburg Tel.: 040/6324-0

<sup>34</sup> Grafik zu Treibhausgasemissionen des deutschen Verkehrssektors: <https://infogram.com/greenhouse-gas-emissions-of-german-transport-sectorpdf-1hng410erky5p23>

1153 und den stofflichen und energetischen Einsatz der untertägig gelagerten Kohlenstoffe möglich.  
 1154 Seitdem ist ein stetig ansteigender Anstieg der CO<sub>2</sub>-Konzentration in der Atmosphäre zu  
 1155 beobachten. Pflanzliche Reststoffe in Mooren wurden im Rahmen der Inkohlung von Torf über  
 1156 Braunkohle zu Steinkohle umgewandelt. Erdöl dagegen ist tierisch-pflanzlichen Ursprungs und  
 1157 entsteht aus am Meeresgrund abgelagerten Plankton, Algen und anderen aquatischen Materials.  
 1158 Erdgas spaltet sich im Rahmen der Inkohlung von den eingelagerten, pflanzlichen Ursprungs  
 1159 Kohlenstoffen ab und entweichen in die Atmosphäre oder werden unter gasdichten Schichten  
 1160 eingelagert. Auch bei der Entstehung von Erdöl bildet sich Erdgas in erheblichen Mengen.

1161 4.2.3.1 Erdgas

1162 Erdgas ist weltweit zu finden, die derzeit wichtigsten Lagerstätten liegen in Nordamerika, Russland,  
 1163 dem Nahen Osten und China. Es liegt in den Lagerstätten zum größten Teil als Methan (CH<sub>4</sub>),  
 1164 anderen kurzkettigen Kohlenwasserstoffverbindungen und Verunreinigungen wie H<sub>2</sub>S vor. Letztere  
 1165 werden vor dem Inverkehrbringen des Erdgases durch Reinigungsprozesse abgetrennt. Erdgas wird  
 1166 entweder gasförmig direkt in Pipelines eingespeist oder verflüssigt, um dieses dann in Schiffen  
 1167 transportieren zu können.

1168 Erdgas weist einen im Vergleich zur Kohle niedrigere CO<sub>2</sub>-Intensität bei einer höheren Energiedichte  
 1169 auf. Daher ist die Verwendung von Erdgas eine akzeptierte Brücken-technologie, um die  
 1170 Energielücke bei gleichzeitiger Abschaltung von Kernkraft und Kohleverstromung zu schließen.

Material	Energiedichte [kWh/kg]	CO <sub>2</sub> -Intensität [t CO <sub>2</sub> / tJ]
Kohle	8,235	10736
Erdgas	11,837	56,6238

1171

1172 In Deutschland sind in einer Tiefe zwischen 1.000 m und 5.000 m noch 320 bis 2.030 Milliarden  
 1173 Kubikmeter technisch förderbares Schiefergas nach Abschätzung der Bundesanstalt für  
 1174 Geowissenschaften und Rohstoffe vorhanden<sup>39</sup>. Dieses Gas könnte nur mit Hilfe von Fracking-  
 1175 technologie gefördert werden. Die Expertenkommission Fracking ist in ihrem Studie zu dem  
 1176 Ergebnis gekommen, dass „die Umweltrisiken aufgrund von Fracking unkonventioneller

<sup>35</sup> [Microsoft Word - Heizwerttabelle-10-06.doc \(solar-partner-sued.de\)](#)

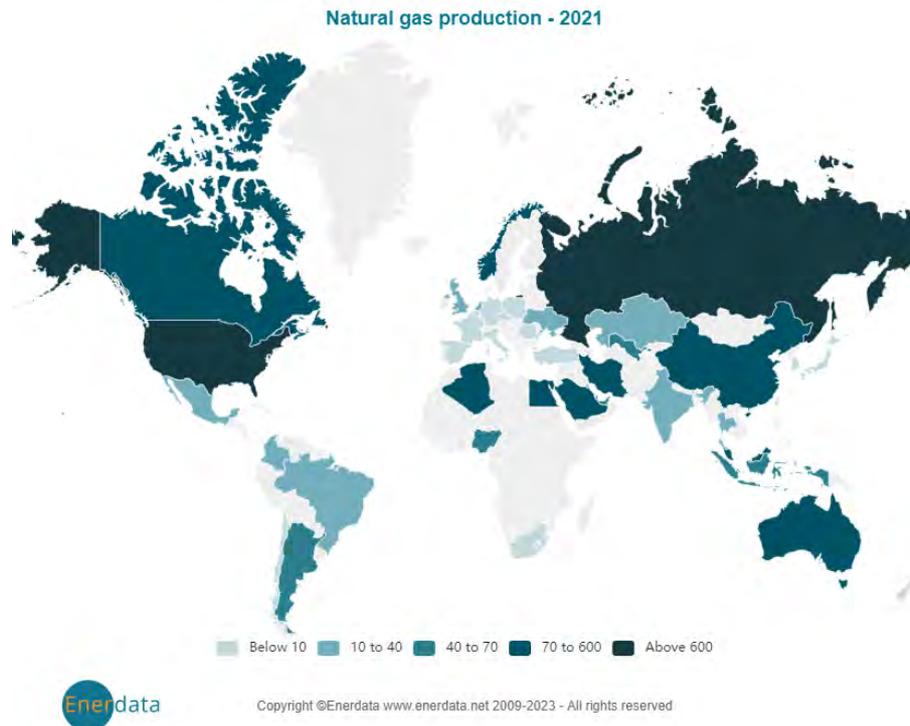
<sup>36</sup> IPCC Default-Wert aus UBA 27/2016 CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe

<sup>37</sup> [Microsoft Word - Heizwerttabelle-10-06.doc \(solar-partner-sued.de\)](#)

<sup>38</sup> UBA 27/2016 CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe

<sup>5</sup> <https://de.wikipedia.org/wiki/Fischer-Tropsch-Synthese>

<sup>39</sup> 1 BGR 2016 Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR): Schieferöl und Schiefergas in Deutschland. Potenziale und Umweltaspekte. [Ladage, S./Andruleit, H./Babies, H.-G./Bahr, A./Biermann, S./Blumenberg, M./Bönnemann, C./Burk-hart, B./Ceranna, L./Dohrmann, R./Erbacher, J./Franke, D./Gestermann, N./Helm, C./Himmelsbach, T./Houben, G./Illing, C./Kaufhold, S./Kosinowski, M./Kus, J./Li, G./Lutz, R./Ostertag-Henning, C./Pfund, H. Pletsch, T./Schlömer, S./Stück, H. L./Taranczewski, J. T./Ufer, K./Zink, K.-G./ (Auth.)]. Fachbereich B1.3 – Geologie der Energierohstoffe, Polargeologie, Hannover, 2016



1177

1178 Globale Erdgasförderung in 2021

1179 Lagerstätten durch eine angepasste Steuerung und Überwachung der Maßnahmen minimieren  
 1180 lassen“<sup>40</sup>. Auch wenn Fracking in Deutschland technisch machbar und durchführbar ist, bleiben  
 1181 Fragen zur Wirtschaftlichkeit offen. Zum einen müsste das gesetzliche Frackingverbots aufgehoben  
 1182 werden, was nach Expertenmeinung fünf bis neun Jahre dauern könnte.<sup>41</sup> Zum anderen müssen  
 1183 Geschäftsmodelle entwickelt werden, die Förderkosten zwischen 26 und 43 €/MWh und einen  
 1184 geschätzten zukünftigen Erdgaspreis in Europa zwischen 25 und 66 €/MWh berücksichtigen  
 1185 müssen.

1186 4.2.3.2 Erdöl

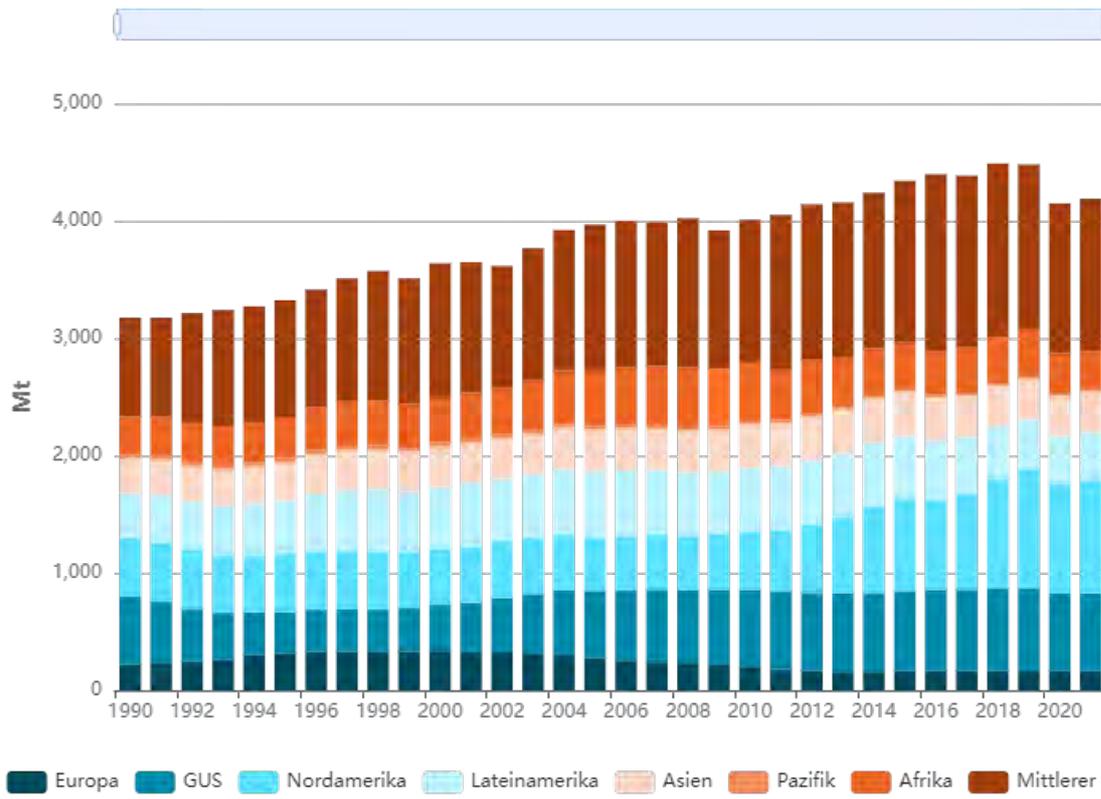
1187 Es entstand aus abgestorbenen aquatischen Meereskleinstlebewesen in sauerstoffarmen Bereichen  
 1188 des Meeresbodens. Durch Überdeckung von Sedimenten, erhöhten Drücken und Temperaturen  
 1189 bildeten sich aus der Biomasse über verschiedene Metamorphoseschritte in kurz- und mittelkettige  
 1190 Kohlenwasserstoffe, die sich feinkörnigen Erdölmuttergesteinen vor allem zwischen 400 und 100  
 1191 Mio. Jahren vor heute angereichert haben. Bei der Bildung der Kohlenstoffketten spaltete sich  
 1192 Methan ab, das zusammen mit dem Erdöl zur Erdoberfläche wanderte und entweder bis zur  
 1193 Erdoberfläche kam oder an undurchlässigen Gesteinsschichten gestaut wurde.

1194

---

<sup>40</sup> [https://expkom-fracking-whg.de/lw\\_resource/datapool/systemfiles/elements/files/C5D4DD128BEF7FDBE0537E695E86475A/live/document/Bericht\\_ExpertenkommissionFracking\\_2021.pdf](https://expkom-fracking-whg.de/lw_resource/datapool/systemfiles/elements/files/C5D4DD128BEF7FDBE0537E695E86475A/live/document/Bericht_ExpertenkommissionFracking_2021.pdf) S. 3

<sup>41</sup> [file:///D:/Users/GMH02212/Downloads/ESYS\\_Fracking.pdf](file:///D:/Users/GMH02212/Downloads/ESYS_Fracking.pdf) S. 12



1195  Europa  GUS  Nordamerika  Lateinamerika  Asien  Pazifik  Afrika  Mittlerer Osten 42

1196 Mit Tiefbohrungen wurden diese unterirdischen Erdölvorkommen erschlossen und mit  
 1197 verschiedensten Fördertechniken an die Oberfläche gebracht.

1198 Erdöl ist weltweit der mit Abstand wichtigste Ausgangsstoff für Kraftstoffe und chemische  
 1199 Erzeugnisse. Die größten Lagerstätten befinden sich in Nordamerika, im Nahen Osten und Russland.

1200 Europa ist auf den Import von Rohöl und Raffinerieprodukte angewiesen, um den Bedarf an  
 1201 Kraftstoffen (Ottokraftstoffe, Diesel, Kerosin), Brennstoffen zur Wärmeerzeugung (Heizöl) und  
 1202 Ausgangsstoff für Chemieerzeugnisse angewiesen.

1203 Der Preis für Erdöl bildet sich am Weltmarkt und ist stark von der Industrieproduktion und  
 1204 politischen Einflussfaktoren abhängig. Da die Fördermenge geregelt werden kann, haben die  
 1205 Förderländer einen starken Einfluss auf das Angebot und damit den Preis.

1206 Da Produkte aus Rohöl wie Diesel auf Grund seiner kurz- und mittelkettigen Kohlenwasserstruktur  
 1207 einen höheren Wasserstoffanteil haben, ist sein Treibhaus-gaspotential niedriger als das von Braun-  
 1208 oder Steinkohle. Kraftstoffe wie Diesel oder Kerosin sind auf Grund ihrer hohen Energiedichte und  
 1209 ihres flüssigen Aggregatzustands bei atmosphärischem Druck und Temperaturen zwischen -10° und  
 1210 60°C einfach zu handhaben.

### 1211 4.2.3.3 Kohle

1212 Kohle bildete sich in verschiedenen erdgeschichtlichen Perioden, aber vor allem im Oberkarbon vor  
 1213 etwa 322 bis 298 Mio. Jahren aus biogenem Ausgangsmaterial, das durch Einlagerung in Mooren zu  
 1214 Torf wurde. Das Zusammenspiel von geologischen Absenkungen und nachfolgender Überdeckung  
 1215 mit mineralischen Sedimenten entzog den Torf der oxidierenden Wirkung des atmosphärischen  
 1216 Luftsauerstoffs. Durch den wachsenden Belastungsdruck der überlagernden Sedimentschichten

<sup>42</sup> Quelle: <https://energiestatistik.enerdata.net/rohoel/welt-produktion-statistik.html>

1217 kam es zur Entwässerung des Torfs und der Bildung von Weichbraunkohle. Die Faktoren von Zeit  
1218 und Temperaturerhöhung führte zur Bildung von Hartbraunkohle und Steinkohle. Bei der  
1219 sogenannten Inkohlung kommt es zu einer Abspaltung von flüchtigen Bestandteilen wie Methan,  
1220 sodass in der verbleibenden Kohle der Kohlenstoffanteil immer mehr zunahm. Im Gegensatz zu Erdöl  
1221 und Erdgas ist der H<sub>2</sub>-Anteil in Kohlen gering, bzw. geht gegen null.

1222 Man geht davon aus, dass 3,1 Billionen Tonnen Kohle noch weltweit lagern, wobei sich die Mengen  
1223 auf USA, China und GUS-Staaten mit 85% konzentriert <sup>43</sup>. Kohle wird weltweit zur Strom- und  
1224 Wärmeerzeugung sowie für stoffliche Prozesse in Stahl- und Chemieindustrie genutzt. Kohle wird  
1225 weltweit im Tage- und untertägigen Bergbau abgebaut und weltweit gehandelt. Kohle lässt sich im  
1226 Gegensatz zu Erdöl und Erdgas einfach lagern und transportieren.

1227 In Deutschland wird keine Steinkohle mehr untertägig gefördert, Braunkohle im Tagebau dagegen  
1228 bis zum Ende der Kohleverstromung bis maximal 2038. Um den anthropogen verursachten  
1229 Klimawandel zu stoppen, ist eine weltweite Beendigung der Kohleverstromung von höchster  
1230 Dringlichkeit, da aus einer Tonne Kohle bis zu 3,66 t CO<sub>2</sub> entstehen. Neben Treibhausgasen werden  
1231 bei der Verbrennung von Kohle auch Quecksilber, Stockoxide, rußhaltiger Feinstaub und  
1232 Schwermetalle in die Atmosphäre emittiert, die je nach verwendeter Filtertechnik die Umwelt mehr-  
1233 oder weniger belasten.

1234 Um die Steinkohlekraftwerke mit Brennstoff zu versorgen, wurde bis zum Überfall Russlands auf die  
1235 Ukraine Kohle aus russischen Lagerstätten bezogen. Seit 2022 wird alternativ Steinkohle aus  
1236 Kolumbien bezogen, was aber Fragen hinsichtlich Nachhaltigkeit und Umweltschutz vor Ort aufwirft  
1237 <sup>44</sup>. Hier hätte die Bundesregierung eine ideologiefreie Abwägung zwischen dem Weiterbetrieb der  
1238 Kernkraftwerke und einer wie im Kohlekompromiss vorgesehenen Außerbetriebnahme von  
1239 Steinkohlekraft vornehmen müssen.

1240 (Autor FD)

---

<sup>43</sup> [https://prezi.com/6ew\\_lswelb0n/die-entstehung-von-kohlelagerstatten/](https://prezi.com/6ew_lswelb0n/die-entstehung-von-kohlelagerstatten/)

<sup>44</sup> „Es sei enttäuschend, dass Deutschland selbst aus Umweltschutzgründen aus der Kohleförderung aussteige, aber verstärkt Kohle aus Kolumbien importiere, sagte die Sprecherin der indigenen Frauen-Organisation ‚Fuerza de Mujeres Wayuu‘ der Katholischen Nachrichten-Agentur. Die Auswirkungen der Minen seien verheerend. So habe etwa die Grube ‚El Cerrejon‘ in der nordkolumbianischen Provinz La Guajira die Wasserknappheit in der Region weiter verstärkt. Zudem berichtete Romero von systematischer Gewalt gegenüber den indigenen Gemeinschaften.“

Die Kohleimporte aus Kolumbien nach Deutschland haben sich seit 2021 mehr als verdoppelt. Baerbock ist morgen in der kolumbianischen Stadt Cali zu Gast. Auf ihrer Lateinamerika-Reise wird sie von Arbeitsminister Heil begleitet.“

Diese Nachricht wurde am 07.06.2023 im Programm Deutschlandfunk gesendet.