

Grundsatzpapier zur deutschen Energieversorgung

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

1. Diskussionsstand & Status Quo

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

Etwa die Hälfte unseres gesamten Energiebedarfes dient der Erzeugung von Wärme, dies ist der Öffentlichkeit kaum bekannt. Somit wird eine CO₂-freie Wärmeerzeugung als größter Hebel der Energiewende nicht thematisiert, dies gilt insbesondere für die industrielle Prozesswärme.

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

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

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

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

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

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

2. Stand Energiesektor

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

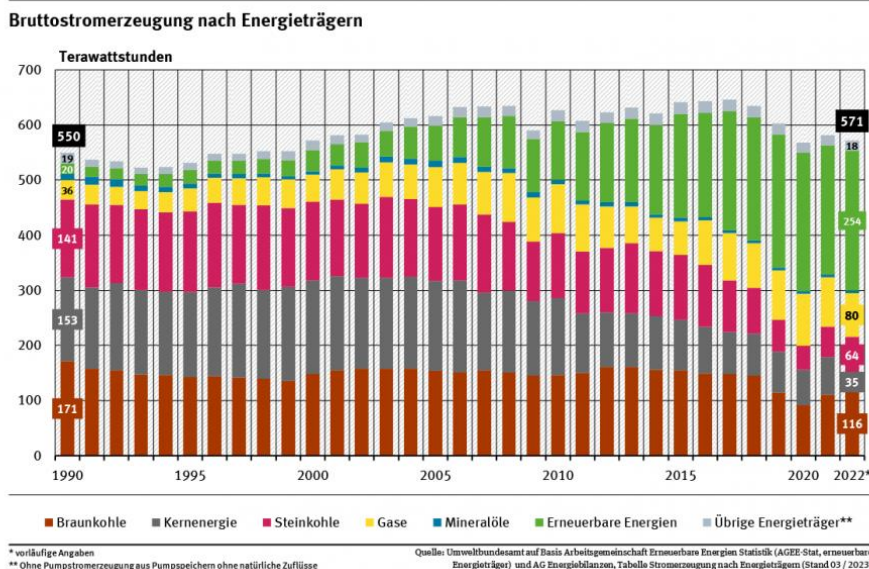


Bild 1 Bruttostromerzeugung nach Energieträgern

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

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

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

3. Stand Gesamt-Energieverbrauch (Endenergie)

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

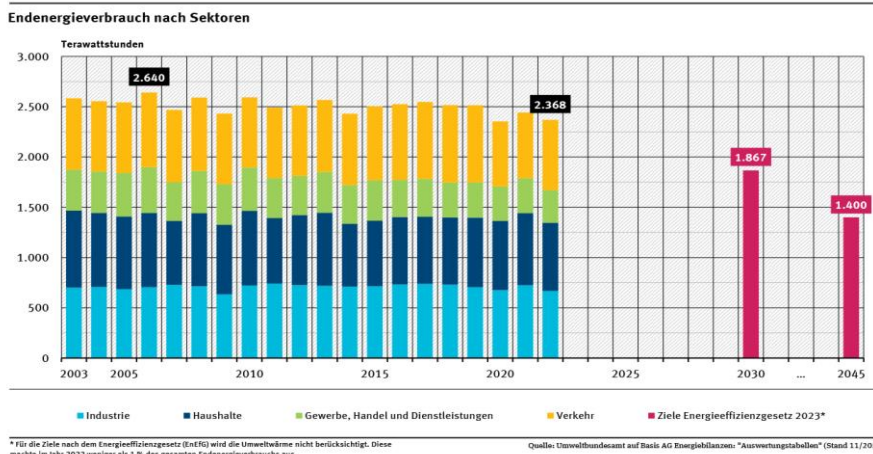


Bild 2: Endenergieverbrauch Deutschland 2003 – 2022

Der Anteil aller EE am Endenergieverbrauch lag im Jahr 2023 mit 513 TWh nur bei ca. 22%. Davon entfiel etwa die Hälfte (11,5%) auf den Strom- bzw. Energiesektor (272TWh); der Rest verteilt sich auf Wärme (205 TWh) und Verkehr (Biokraftstoffe, 35 TWh) s. **Bild 3**.

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

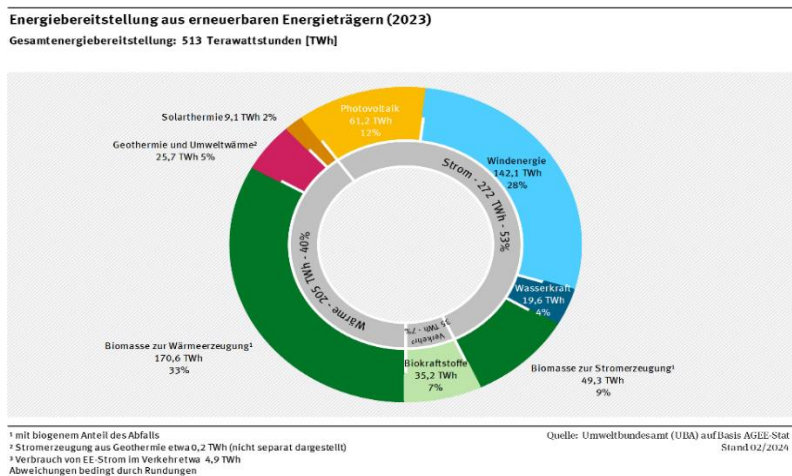


Bild 3: Anteile Erneuerbarer Energien in Deutschland 2023

4. Strommehrbedarfe und Effizienzgewinne

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

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

Effizienz-Potential Gebäudeheizungen (Wärmepumpe)

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

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

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

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

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

Effizienz-Potential E-Mobilität

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

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

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

(Quelle: ADAC Motorwelt-Bericht, 6/2019 ;
<https://www.bmv.de/themen/verkehr/elektromobilitaet/strombedarf-und-netze#:~:text=Wenn%20alle%20derzeit%20rund%2045,Jahr%20insgesamt%20an%20Strom%20verbraucht>)

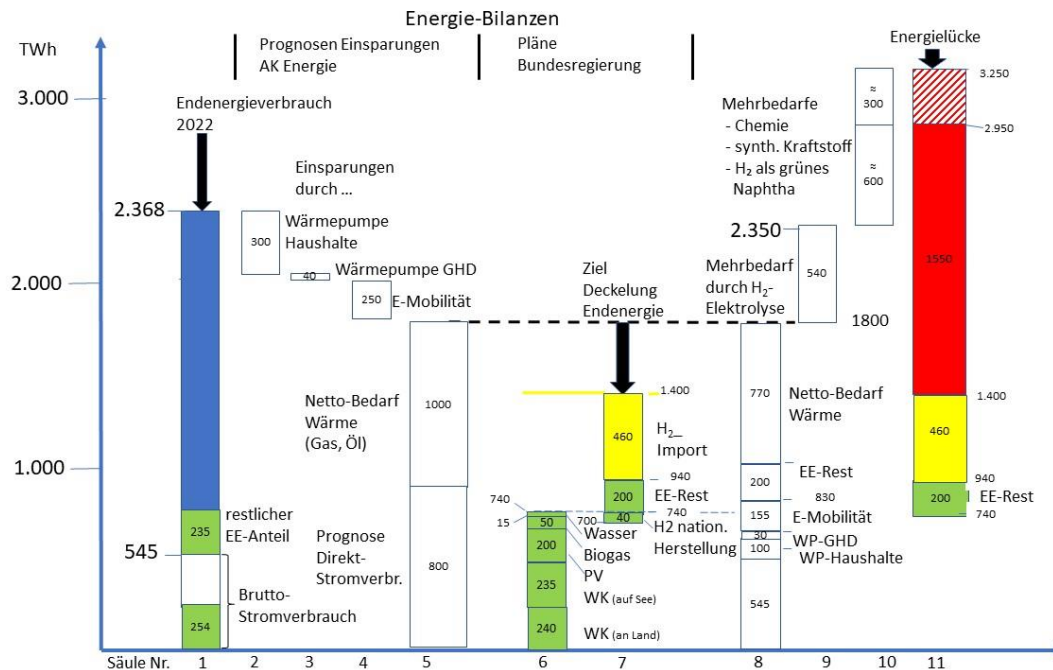


Bild 4: Energie-Bilanzen Endenergie

Ergebnis

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

5. Ausbau der Stromquellen aus EE

Mit der Ausweisung der Mehrbedarfe erhöht sich ausgehend vom heutigen Bruttostromverbrauch von **545 TWh** (s. Bild 4, Säule 1) der Bedarf an Direktstrom um 285 TWh auf **830TWh** (s. Bild 4, Säule 8). Seitens der Bundesregierung soll dieser Bedarf mit folgenden Kapazitätssteigerungen aus EE gedeckt werden:

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

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

$$\begin{aligned}
 115 \text{ GW} \times 2.100 \text{ h} &= 240 \text{ TWh} \\
 70 \text{ GW} \times 3.400 \text{ h} &= 235 \text{ TWh} \\
 215 \text{ GW} \times 950 \text{ h} &= 200 \text{ TWh}
 \end{aligned}$$

Weitere Beiträge an EE-Quellen sind:	Biogas:	50 TWh
	<u>Wasserkraft:</u>	<u>15 TWh</u>
	Summe:	740 TWh (s. Bild 4, Säule 6)

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

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

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

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

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

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

Mit der Verabschiedung des sog. „Energie-Effizienzgesetzes“ durch den Bundestag im Oktober 2023 geschieht das Gegenteil. Es weist keine Erhöhung aus, sondern sieht eine Reduzierung des

Endenergieverbrauchs in Deutschland um weitere 400 TWh von 1800 TWh (s. Bild 4 Säule 5) auf 1.400 TWh bis 2045 vor (s. Bild 2, rote Säule ganz rechts). Gegenüber dem langjährigen Mittel bedeutet das etwa eine Halbierung (-1.100 TWh oder 45%) (Quelle: „Gesetz zur Steigerung der Energieeffizienz, Verbesserung des Klimaschutzes im Immissionsschutzrecht und zur Umsetzung von EU-Recht“, §4, Seite 10ff).

Damit soll der noch offene Restbedarf an (Wärme-) Energie per gesetzlicher Verordnung auf ca. **460 TWh** limitiert werden (s. Bild 4, Säule 7, gelber Anteil). Das Energieeffizienzgesetz setzt Ziele, die technisch naturwissenschaftlich nach heutigem Stand nicht wirtschaftlich erreichbar sind.

Entgegen seiner euphemistischen Bezeichnung wird das Gesetz durch seine bewusste Kappung der Energiebereitstellung eine wirtschaftszerstörende Wirkung entfalten.

6. Strom-Mehrbedarfe für Wasserstoff und grünen Naphtha

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

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

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

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

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

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

7. Die Energielücke und ihre Folgen

Abzüglich des von der Bundesregierung geplanten Gesamtbetrages an EE in Höhe von ca. 940 TWh (s. Bild 4, Säule 11, Ende grüner Anteil) erkennt sie lediglich einen Bedarf von **460 TWh** (s. Bild 4, Säule 7, gelber Anteil), den sie zudem komplett durch Importe decken will. Damit ignoriert die Bundesregierung den Zusatz-Energiebedarf in Höhe von 600 bis 900 TWh (s. Bild 4, Säule 10), den die Industriebranchen bereits angemeldet haben oder melden werden, um die Transformation zur THG-freien Produktion in Angriff nehmen zu können. Addiert um die Wirkungsgradverluste in Höhe von 540 TWh (s. Bild 4, Säule 9), die bei der Produktion von grünem Wasserstoff oder wasserstoffbasierten Derivaten mindestens zu erwarten sind. Somit **ergibt sich eine Energielücke zur Wasserstoffproduktion von 1.550 bis 1850 TWh** (s. Bild 4, Säule 11 roter Anteil). In welcher Größenordnung diese Energielücke am Ende in Deutschland vorliegt, ist davon abhängig welche Mengen an bspw. grünem Wasserstoff heimisch erzeugt werden. Je größer die heimische Produktion hierbei ist, desto größer ist die Energielücke, die sich vor Ort ergibt. Unabhängig vom Erzeugungsort werden aber große Teile des zukünftigen Energiebedarfs der deutschen Volkswirtschaft seitens der Bundesregierung vernachlässigt bzw. ignoriert.

Wasserstoff hat einen Energieinhalt von 33,3 kWh/kg oder 33,3 TWh pro 1 Mio. t. Multipliziert mit dem Verlustfaktor 1,7 entsprechend einem Wirkungsgrad von 60% (Stand der Technik verfügbarer Elektrolyseure) ergibt sich ein Strombedarf von etwa 55 TWh für 1 Mio. t Wasserstoff. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Wirkungsgradverluste bei Erzeugung (grüner) Wasserstoffderivate erheblich höher ausfallen können. Das gilt auch Umwandlung von Wasserstoff in transportfreundlichere Stoffe wie Methanol, Ammoniak oder andere synthetische Kraftstoffe mit anschließender Rückumwandlung. Bezogen auf reinen Wasserstoff steht die Energielücke daher für eine Wasserstoffmenge von 34 bis 40 Mio. t. Nach diesem Ansatz entspricht der von der Bundesregierung geplante, inländisch hergestellte Anteil von 40 TWh einer Wasserstoffmenge von 0,72 Mio. t. Dieser Anteil ist vernachlässigbar gering und daher vollkommen unzureichend.

Unbestritten ist also, dass die Versorgung mit grünem Wasserstoff in Deutschland zu großen Teilen von ausländischen Importen abhängig sein muss. Einseitige Abhängigkeiten wie die Abhängigkeit von russischem Erdgas gilt es in Zukunft durch eine Diversifizierung der Bezugsquellen zu vermeiden.

Ob die dafür benötigten Kapazitäten innerhalb der nächsten 20 Jahre im Ausland oder (europäischen) Inland bereitgestellt werden können, soll dem Markt überlassen bleiben. Es gilt ferner der Grundsatz der Technologieoffenheit. Entscheidend ist nicht, welche Technologie sich durchsetzt, sondern dass sie keine Treibhausgase freisetzt. Das gilt auch und insbesondere für den Einsatz der Kernkraft.

Auf Markteingriffe durch Subventionierung und sonstige wettbewerbsverzerrende Instrumente ist zu verzichten. Dazu gehört eben auch, dass nicht die sog. Gestehungskosten der (Strom-) Energie marktbestimmend werden, sondern die systemischen Gesamtkosten, d.h. die Summe aus Gestehungs-Netzentgelt- und Speicherkosten einer Technologie im Wettbewerb bestehen müssen.

Das sogenannte „Energie-Effizienzgesetz“, welches in Wahrheit ein Verbrauchs-Begrenzungsgesetz ist, kann eine deutliche Verknappung des Energie-Angebotes in Deutschland zur Folge haben. Eine Knappheit in einem offenen Markt führt in Folge immer zu höheren Preisen.

Wesentliche Industrie- und Wirtschaftszweige verlassen bereits heute den Standort Deutschland. Bei noch höheren Energiekosten läuft der Industrie-Standort Deutschland Gefahr, sich flächendeckend zu deindustrialisieren.

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

8. Speicherkapazitäten Deutschland

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

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

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

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

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

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

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

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

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

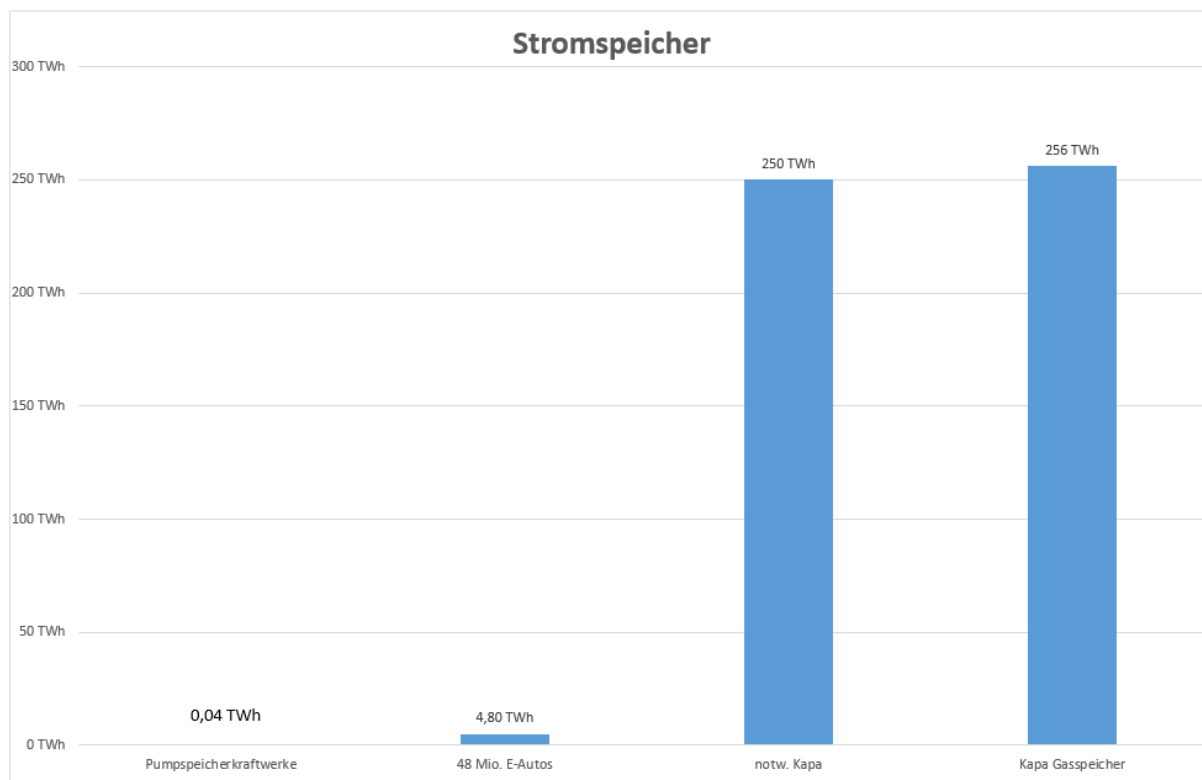


Bild 5: Stromspeicher – Bedarf und Angebot

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

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

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

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

(Quelle: [INES schlägt Differenzverträge für Wasserstoffspeicher vor - gwf-gas.de](https://www.gwf-gas.de/ines-schlaegt-differenzvertraege-fuer-wasserstoffspeicher-vor))

9. Versorgungssicherheit

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

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

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

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

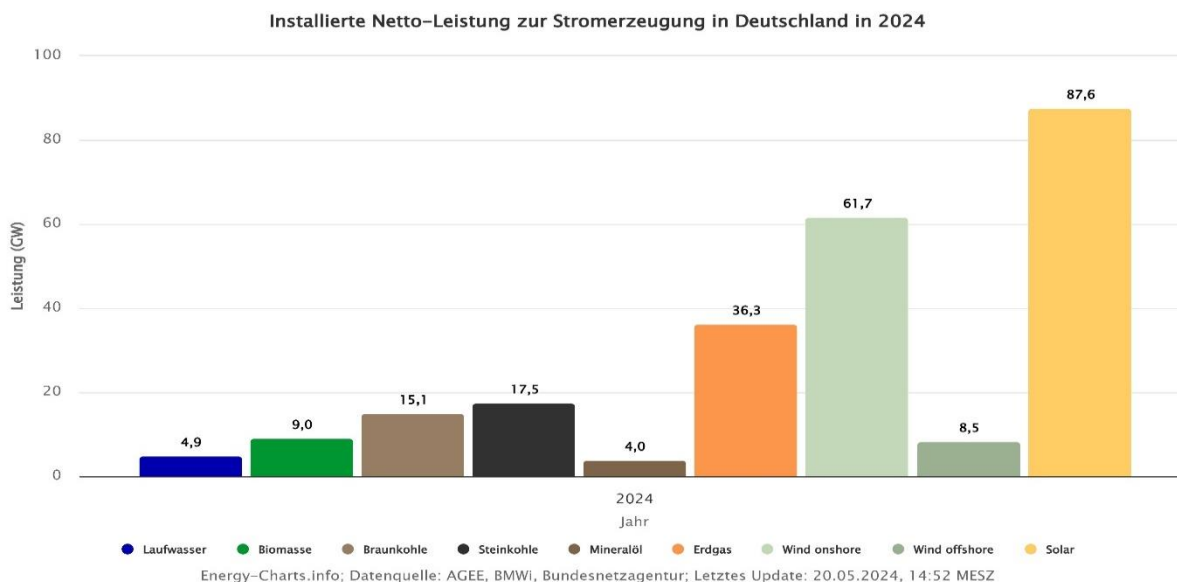


Bild 6 Installierte Kraftwerksparkkapazität in Deutschland

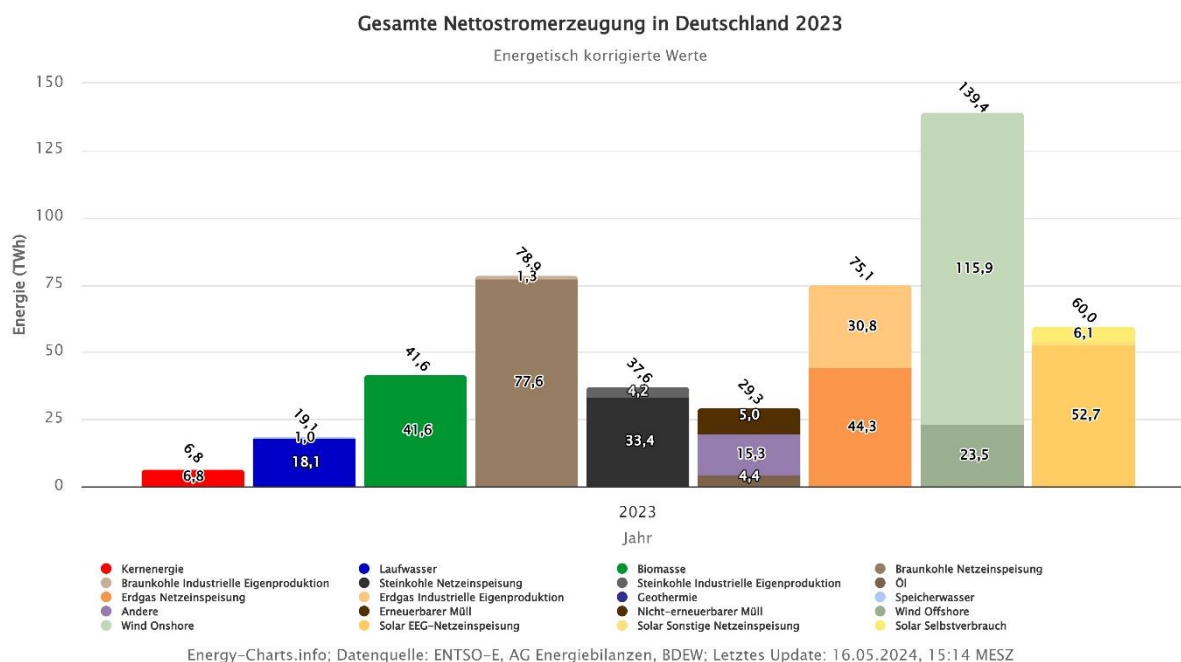


Bild 7 Nettostromerzeugung nach Energieträger

(Quelle: <https://energy-charts.info/charts/energy/chart.html?l=de&c=DE&interval=year&year=2023&source=total>)

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

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

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

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

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

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

10. Zukünftiger Kraftwerkspark

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

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

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

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

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

11. Energiepreise – Status Quo & Entwicklung

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

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

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

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

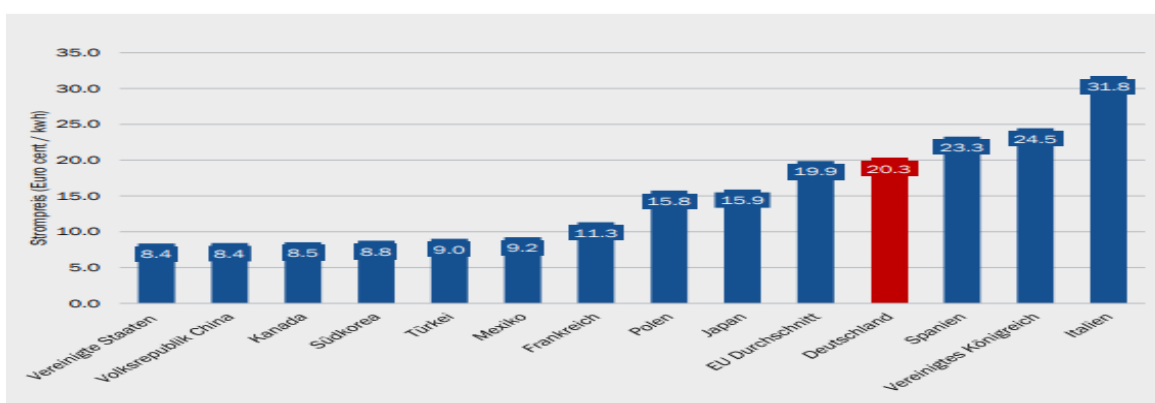
Hierbei muss zwischen dem Preis für private Haushalte und den Preisen für die Industrie unterschieden werden.

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

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

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

Strompreise – Internationaler Vergleich der Industriestrompreise



Quelle: Prognos AG (eigene Darstellung)

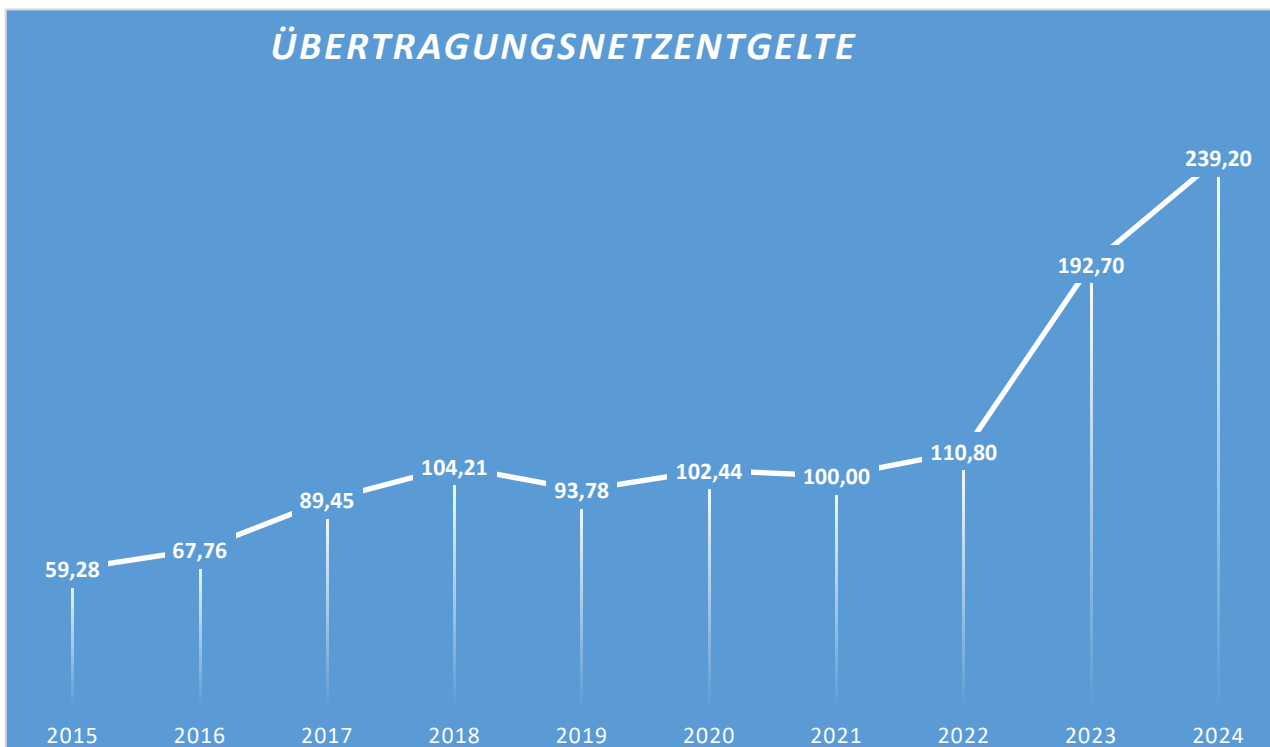
Doch auch bei den fossilen Energieträgern wie Mineralöl und Erdgas sehen wir eine signifikante Steigerung der Endverbraucherpreise. Im Jahr 2020 lag der Erdgaspreis für Haushalte bei ca. 6ct/kWh. Laut aktuellem BDEW-Bericht liegt der Preis aktuell bei ca. 11ct/kWh. Die Steuern und Abgaben sowie die Netzentgelte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

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

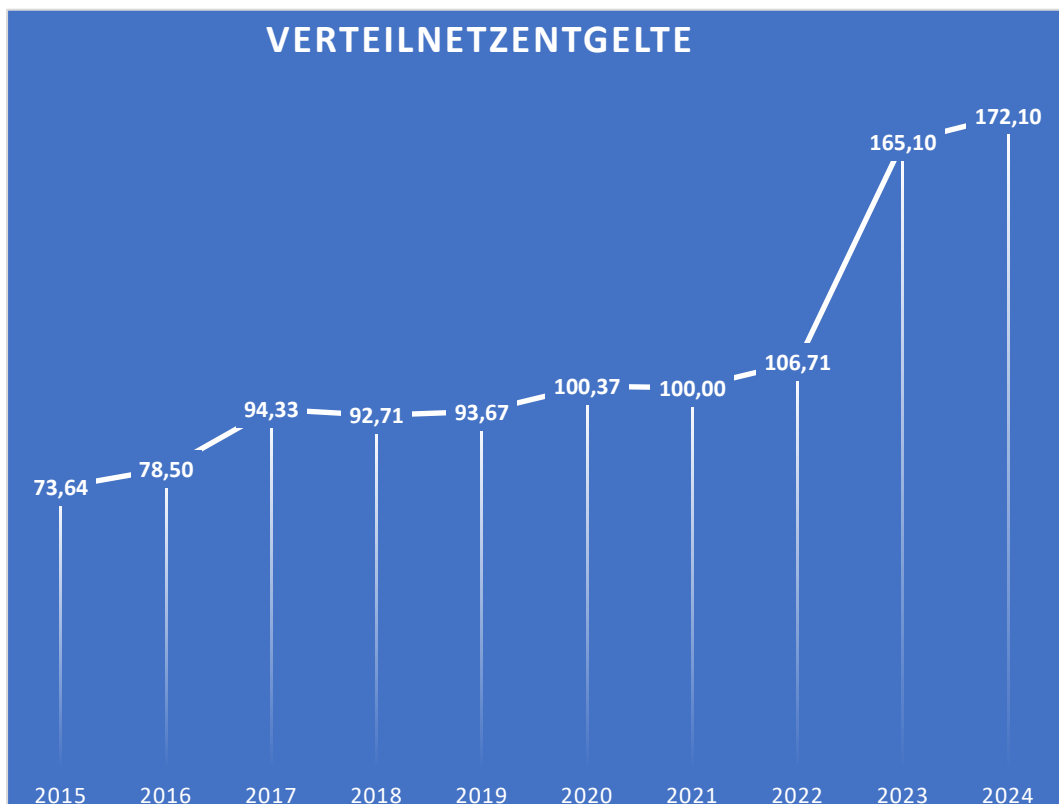
12. Strom-Netzentgelte

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

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



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



Quelle: Statistisches Bundesamt- Index Erzeugerpreise- Daten zur Energiepreisentwicklung

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

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

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

13. Marktwirtschaft auch für Erneuerbare Energien

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

Nach über 20 Jahren werden mittlerweile 56 % des jährlichen Strombedarfs durch Erneuerbare Energien gedeckt.

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

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

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

14. CO₂-Grenzausgleichsmechanismus

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

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

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

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

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

1. Eine technologieoffene Energiewendepolitik in Deutschland und Europa zu forcieren die auf CO₂-neutrale Energieträger, die freien Kräfte des Markts und die Innovationsfähigkeit der heimischen Unternehmen setzt,
2. ein Konzept zur langfristigen Stabilisierung der Energiepreise für den industriellen Mittelstand auf einem international wettbewerbsfähigem Niveau vorzulegen, das auf den Regeln des freien Marktes basiert und ohne staatliche Interventionen und Preissetzungsmechanismen auskommt. Konkret fordern wir die Ausweitung des Angebots an Strom auf alle CO₂-freien bzw. neutralen Energieträger und Erzeugungstechnologien,
3. einen weltweiten Emissionshandel als marktwirtschaftliches Klimaschutzinstrument zu stärken und somit als sektorenübergreifendes Handelssystem der Wirtschaft und den Verbrauchern einen kosteneffizienten Defossilisierungspfad vorzugeben, der als ordnungspolitischer Rahmen dient. Für den Übergang zu einem globalen Emissionshandel einigen sich bspw. bi- und multilaterale Abkommen oder aber die Verknüpfung bereits bestehender Emissionshandelssysteme;
4. das Energieeffizienzgesetz ersatzlos zu streichen, da es im Endeffekt um Co₂-Einsparung und nicht um Energiereduktion gehen sollte;
5. einen verbindlichen Regulierungsrahmen zum Ausbau der Erneuerbaren Energie-Anlagen, sowie der korrelierenden Netzinfrastruktur mit realistischen zeitlichen Zielen für inländische Erzeugungskapazitäten und Übertragungswege vorzulegen;
6. eine darauf abgestimmte, realistische Speicherstrategie für den saisonalen Energieausgleich vorzulegen;
7. Eine nachfrageorientierte Importstrategie für erneuerbare Energieträger wie Wasserstoff und E-Fuels vorzulegen und dabei nicht nur auf grünen Wasserstoff zu setzen, solange es keine ausreichenden Verfügbarkeiten gibt. Es gilt alle Energieträger, die einen signifikanten Beitrag zur CO₂-Reduktion leisten können zuzulassen und innerhalb einer technologieoffenen Regulierung anzuerkennen sowie eine marktorientierte Strategie zum Aufbau der Wasserstoffwirtschaft mit entsprechender Infrastruktur vorzulegen,
8. den Weiterbetrieb der noch nicht im Rückbau befindlichen Kernkraftwerke zu prüfen und wo es technisch und wirtschaftlich möglich ist, umzusetzen;
9. Die Forschung, Planung und den Neubau von Kernkraftwerken der neuesten Generation regulativ zu ermöglichen, um die potenzielle zukünftige Strombereitstellung aus der Kernenergie wieder zu ermöglichen;
10. Die gesetzlichen Rahmenbedingungen dergestalt anzupassen, dass die Lieferung aller am Markt gehandelten Strommengen entsprechende ihres witterungsbedingten volatilen Anteils vertraglich europaweit und technologieoffen physikalisch abgesichert werden muss;
11. Den Strom-Netzbetreibern aus dem durch steigende CO₂-Zertifikatspreise anwachsenden Klima- und Transformationsfond einen angemessenen Zuschuss zur Senkung der Stromnetzentgelte auf einen europäischen Mittelwert zu leisten. Auf der Höchstspannungsebene sind Erdverkabelungen nur in begründeten Ausnahmefällen durchzuführen. Das gilt auch für Verteilungsbereiche mit verhältnismäßig niedriger Anschlussdichte;
15. Durch Auslaufen des EEG's erneuerbare Energien in den allgemeinen Strommarkt zu entlassen und für diese gesetzlich nur allgemeine Rahmenbedingungen zu verankern.