



ENERGYWATCHGROUP

Roadmap CO₂-neutrales Deutschland

Rentabel, haushaltsneutral und sozial ausgewogen

Dr. Hartmut Fischer

Berlin
Dezember 2024

Zusammenfassung

Die globale Erwärmung hat 2023 bereits 1,5°C erreicht. Angesichts der jetzt schon drastischen Klimafolgen ist verstärktes Handeln geboten.

Zugleich wird der Weg zu einem CO₂-neutralen Deutschland oft als komplex und unübersichtlich wahrgenommen. Es besteht die Sorge, dass dieser Weg Bürger, Wirtschaft oder öffentliche Hand stark belastet. Zudem sind wenig faktenbasierte aber entschieden vertretene, konträre Positionen an der Tagesordnung.

Diese Hemmnisse erschweren und verlangsamen Deutschlands Weg zu CO₂-Neutralität erheblich und verleiten auch zu suboptimalen Entscheidungen und Scheinlösungen. Erforderlich ist dagegen ein stabiler gesellschaftlicher Konsens für diese Generationenaufgabe

Diese Roadmap soll zur Überwindung dieser Hemmnisse beitragen durch:

- **Versachlichung** emotionaler und ideologischer Diskurse mit Zahlen und Fakten.
- Aufzeigen eines für Bürger, Wirtschaft und öffentliche Hand **finanziell tragfähigen Weges** mit heute schon kommerziell verfügbarer Technologie.
- Fokus auf **wenige, einfache Lösungen**, die Deutschland in den Sektoren Energie, Gebäudewärme, Verkehr und Industrie CO₂-neutral¹ machen.
- zulässige **Vereinfachung** in Sprache und Inhalt sowie überschlägig und **konservativ berechnete** Effekte, um breiter verständlich und nachvollziehbar zu sein.

Die Roadmap zeigt zudem erstmals für Klimaszenarien ein „**360-Grad**“-Bild der **finanziellen Effekte** auf Investitionen und laufende Ausgaben je gesellschaftlicher Gruppe.

Für die Umsetzung durch Politik und Verwaltung enthält die Roadmap exemplarische Kernmaßnahmen, die diesen Weg

- für Bürger, Wirtschaft und öffentliche Hand überwiegend **rentabel gestalten**. Das mobilisiert privates Kapital und stärkt die gesellschaftliche Akzeptanz.
- flankierend **mit Geboten absichern**.

Die Ergebnisse zeigen: **ein CO₂-neutrales Deutschland ist mit dieser Roadmap zuverlässig, wirtschaftlich, sozial ausgewogen und haushaltsneutral erreichbar**.

Als exemplarische, wirtschaftliche tragfähige Lösungen sind dabei je Sektor angesetzt:

- **Strom** - Der günstige Wind- und PV-Strom wird mit erneuerbarer, steuerbarer Erzeugung zur verlässlichen Stromversorgung ergänzt. Die steuerbare Erzeugung besteht aus einem technologieoffenen, kostenoptimierten Mix von Wasserkraft, Biogas, grünem H₂ und Speichern (Kraftwerksstrategie). Die Beschaffung erfolgt im Wettbewerb und EEG-Rahmen zu langfristig festgelegten Preisen und gesondert nach volatiler und steuerbarer Erzeugung (Kapazitätsmechanismus). Diese günstigen Preise erhalten die Stromkunden direkt und ohne Aufschläge (Strommarktdesign).
- **Gebäudewärme** wird im Mix von Wärmepumpen und Geothermie sowie dem bestehenden Biomasse-Einsatz in Einzelheizungen und Wärmenetzen erzeugt.
- Im **Verkehr** sind Kfz auf batterieelektrische Antriebe umgestellt. Diese sind im Lebenszyklus günstiger als die CO₂-neutralen Alternativen und kommerziell breit verfügbar.

¹ Diese Sektoren verursachen 90% der CO₂-äquivalenten Emissionen in Deutschland. Die übrigen 10% kommen aus Abfallwirtschaft, Land- und Forstwirtschaft sowie sonstigen Quellen.

Damit werden die aktuell noch Benzin und Diesel beigemischten BioFuels für den Flugverkehr frei. Damit ist CO₂-neutrales Fliegen günstiger als mit synthetischem Kerosin.

- Die **Industrie** erzeugt Prozesswärme mit Strom und der aktuellen Menge an BioFuels - sowie Primärstahl und Ammoniak mit grünem H₂ anstatt mit Erdgas und Kohle.
- **Grüner Wasserstoff** wird im Inland erzeugt und ist preislich mit Importen wettbewerbsfähig. Auch die Stromerzeugung erfolgt bilanziell vollständig **im Inland**, bei laufendem Import und Export zum Ausgleich von Stromangebot und -nachfrage.
- „**Brückentechnologien**“ sind teure Umwege und in der Roadmap nicht vorgesehen, da sie vor Ende ihrer Lebensdauer teuer umgerüstet werden müssten, um 2045 CO₂-neutral zu sein. Es ist wirtschaftlicher, jetzt direkt in CO₂-neutrale Lösungen zu investieren.

Ein CO₂-neutrales Deutschland auf Basis dieser Lösungen ist wirtschaftlicher als eine dauerhafte Fortsetzung des Status Quo:

- Um ein CO₂-neutrales Deutschland bis 2045 zu erreichen, ist eine **Zusatzinvestition von 1.900 Mrd. €** erforderlich. Dies entspricht einer Erhöhung der jährlichen Investitionen in Deutschland um nur 5% und ist somit volkswirtschaftlich leistbar.
- Diese Zusatzinvestition refinanziert sich aus den Energieeinsparungen und ist **bereits in den direkten Effekten kostenneutral** umsetzbar (Netto-Einsparung 4 Mrd. €/a).
- Ergänzend lösen die Zusatzinvestitionen durch den **Multiplikatoreffekt** einen **starken Konjunkturschub** aus. Der **Gesamtnutzen** ist **110 Mrd. €/a und 2,5% BIP-Steigerung**.
- **Weiterer Wohlstandszuwachs** entsteht aus der Stärkung von Deutschland als Clean Tech Standort im internationalen Wettbewerb. Ebenso senkt die mit Beenden der Verbrennung fossiler Energien verbesserte Luftqualität die Gesundheitskosten spürbar.

Das schafft den Verteilungsspielraum, das CO₂-neutrale Deutschland für Bürger, Wirtschaft und öffentliche Hand mit den Kernmaßnahmen wirtschaftlich attraktiv zu gestalten. Die Effekte je gesellschaftlicher Gruppe sind dann (in Klammern: ohne Multiplikatoreffekt):

- **Einkommensplus für private Haushalte von 35 (1) Mrd. €/a**. Für einen durchschnittlichen 4-Personen-Haushalt steigt das verfügbare Einkommen um jährlich 1.700 €.

Die Investitionen für den Heizungsaustausch lohnen sich für Gebäudeeigentümer schon allein durch die **Wertsteigerung der Immobilien um 1.200 Mrd. €** und sind auch deshalb nicht auf die Miete umzulegen. Langlaufende, zinsgünstige **KfW-Kredite** erlauben eine **liquiditätsschonende Finanzierung**. Staatliche Zuschüsse und Transferleistungen sichern einzelne Härtefälle bei Eigentümern und Mietern ab.

Im Ergebnis entlasten die Maßnahmen Mieter leicht um monatlich 0,19 €/qm und untere Einkommen prozentual stärker als obere Einkommen. Damit sind die Maßnahmen **warmmietenneutral** und **sozial ausgewogen**.

- **Entlastung Gewerbe, Handel und Dienstleistungen um 38 (0) Mrd. €/a**. Die sinkenden Strom-, Heiz- und Kfz-Kosten und finanzieren die Zusatzinvestitionen.
- **Entlastung Industrie um 13 (2) Mrd. €/a**. Die starke Energiekostensteigerung durch den Wechsel von fossilen Energien auf grünen Strom und H₂ wird kompensiert:
 - Wo dies für den Produktionserhalt in Deutschland entscheidend ist, halten Subventionen den Energiepreis nach Umstellung auf CO₂-freie Prozesse 20 Jahre lang auf dem aktuellen Preisniveau fossiler Energien.

- Durch den Multiplikatoreffekt, der auf die Industrie insgesamt wirkt.
- **Ergebnissteigerung Energiewirtschaft ohne Stadtwerke um 13 (12) Mrd. €/a.** Die Energiewirtschaft verdient mit begrenzten aber auskömmlichen Renditen an ihrer Zusatzinvestition in Erzeugung und Netzausbau bei Strom, Wärme und grünem H₂. Im Gegenzug entfallen Gewinne aus Mineralölindustrie und Erdgasgeschäft.
- **Entlastung öffentliche Hand um 8 (-10) Mrd. €/a.** Die Einnahmen aus Energiesteuer, Stromsteuer und Emissionshandel entfallen und der Industriepreis für Strom und grünes H₂ wird deutlich subventioniert. Entlastend wirken im Gegenzug: der Entfall der EEG-Zuschüsse, die feste Vergütung von Kommunen für Stromerzeugung auf ihrem Gebiet, die Renditen auf Stadtwerk-Investitionen in Wärme- und Stromnetze sowie Mehreinnahmen aus Kfz- und anderen Steuern.

Die wesentlichen Beiträge von Politik und Verwaltung hierzu sind

- **konsistente Kommunikation** des Weges und seiner Effekte, **verlässliche Umsetzung** der Kernmaßnahmen sowie **zügige Genehmigung** der resultierenden Vorhaben.
- **niedrige Finanzierungskosten mit KfW-Krediten verfügbar zu machen**, wo das erfolgskritisch ist. Das schließt KfW-Kredite ohne Überschuldung für die erheblichen **Stadtwerke-Investitionen** mit ein, die sich zwar über Gebühren refinanzieren aber zunächst Liquidität und Eigenkapitalquote der Stadtwerke belasten.

Umsetzung bis 2035 auch rentabel und vermeidet global 600 Mrd. € Klimafolgekosten

Wenn der politische Willen dazu besteht, ist die Roadmap auch bis 2035 umsetzbar:

- Bei Halten der Wind- und PV-Ausbaurate von 2023 wird schon 2038 genügend Strom für ein CO₂-neutrales Deutschland erzeugt. Mit etwas Beschleunigung gelingt das bis 2034.
- Weil mehr eKfz, Wärmepumpen sowie Wind- und PV-Anlagen früher installiert werden, steigt die Zusatzinvestition. Dafür setzen die Einsparungen 10 Jahre früher ein und die deutsche Clean Tech Branche wird im internationalen Wettbewerb gestärkt. Der wirtschaftliche Netto-Effekt für Deutschland ist in etwa so wie bei CO₂-Neutralität bis 2045.
- Weltweit vermeidet das Vorziehen der deutschen CO₂-Neutralität von 2045 auf 2035 Schadenskosten durch Klimaerwärmung in der Größenordnung von 600 Mrd. €.

Andere Wege zum CO₂-neutralen Deutschland sind denkbar

Denkbar sind je nach Prioritäten und Erkenntnisfortschritt auch andere Wege zu einem CO₂-neutralen Deutschland.

Kapitel 8 zeigt jedoch, dass diese mit erheblichen Mehrkosten verbunden sein können. Andere Wege sollten deshalb vor der Entscheidung ebenfalls bis zur CO₂-Neutralität durchgerechnet sowie im Ergebnis so zuverlässig, wirtschaftlich und fair in der Lastenverteilung sein wie die Maßnahmen dieser Roadmap. Jetzt Wege einzuschlagen, die absehbar finanziell bzw. sozial nicht tragfähig sind oder in Summe die CO₂-Neutralität nicht erreichen, kann sich Deutschland nicht leisten. Für einen Diskurs hierzu steht die EWG gern zur Verfügung.

Inhaltsverzeichnis

1	GRUNDLAGEN	1
2	GESAMTEFFEKTE	3
2.1	Die Umsetzung der Roadmap entlastet Deutschland direkt um 4 Mrd. € pro Jahr	3
2.2	Mit dem Multiplikatoreffekt steigt die Entlastung auf 110 Mrd. € pro Jahr	4
2.3	Die höhere Luftqualität entlastet um weitere 9-27 Mrd. € pro Jahr	6
2.4	Die öffentliche Hand hält die Schuldenbremse ein und ist um 8 Mrd. pro Jahr entlastet	7
2.5	Die Umsetzung ist warmmietenneutral, Einkommen 4-Personen-Haushalt steigt um 1.700 € pro Jahr	7
2.6	Die Umsetzung schafft mehrere 100.000 neue Arbeitsplätze	8
2.7	Der Primärenergiebedarf sinkt um 50%	10
2.8	Bedarf an grünem H₂ nur ein Drittel der bisherigen Planung – Bau von Pipelines zu überprüfen	11
2.9	Machbarkeit	12
2.9.1	Eine Steigerung der jährlichen Investitionen in Deutschland um nur 5% reicht aus	12
2.9.2	Deutschland kann seine gesamte Energie im Inland erzeugen	12
2.9.3	Eine CO ₂ -neutrale Energieerzeugung ist bis 2038 erreichbar	14
2.10	Ein Vorziehen der CO₂-Neutralität auf 2035 vermeidet weltweit Schadenskosten von 600 Mrd. €	14
3	ENERGIEERZEUGUNG	16
3.1	Basisdaten	16
3.2	Kraftwerksstrategie für ein CO₂-neutrales Stromsystem	16
3.2.1	Kontinuierliche Erzeugung mit leichtem Ausbau Wasserkraft	17
3.2.2	Volatile Erzeugung im Mix für 8 Cent pro kWh	18
3.2.3	Steuerbare Erzeugung im technologieoffenen Mix günstiger	19
3.2.4	Insgesamt kostet CO ₂ -neutrale Stromerzeugung 10 Cent pro kWh	23
3.3	Netzentgelte sinken im CO₂-neutralen Stromsystem um 1 Cent pro kWh	23
3.4	Im Ergebnis sinken die Strompreise um 20%	24
3.5	Die Umstellung erfordert beim aktuellen Strombedarf eine Zusatzinvestition 99 Mrd. €	26
3.6	Resultierende Kostensätze für die weiteren Kapitel	28
3.6.1	Weiterer Ausbau Stromerzeugung erfordert eine Investition von 0,81 Mrd. € pro TWh/a	28
3.6.2	Erzeugung grüner H ₂ und eFuels kostet 24 und 36 Cent/kWh	28
3.6.3	Aktuelle Preise fossiler Energieträger	30
3.7	10 exemplarische Kernmaßnahmen	30
3.8	Direkte Effekte entlasten private Haushalte, GHD und Industrie um 16 Mrd. € pro Jahr	34

3.9	Der Primärenergieverbrauch für die Stromerzeugung sinkt um 30%	35
4	GEBÄUDEWÄRME	36
4.1	Basisdaten	36
4.2	Heizen mit grünem H₂ und eFuels hoch unwirtschaftlich	37
4.3	Umstellung auf erneuerbare Gebäudewärme	39
4.3.1	Zusatzinvestition für Ausbau und Umstellung Wärmenetze 240 Mrd. €	39
4.3.2	Zusatzinvestition für Umstellung Gebäudeheizungen 440 Mrd. €	41
4.4	Energiekosten-Einsparungen gleichen Zusatzinvestition für erneuerbare Wärme aus	43
4.5	Nach Umsetzung ist das Potenzial für weitere Energieeinsparung begrenzt	46
4.6	7 exemplarische Kernmaßnahmen	46
4.7	Direkte Effekte entlasten für private Haushalte, GHD und Industrie um 5 Mrd. €/a	49
4.8	Der Primärenergieverbrauch für Gebäudewärme sinkt um 53%	49
5	VERKEHR	50
5.1	Basisdaten	50
5.2	Verbrenner-Kfz mit eFuels sind hoch unwirtschaftlich	50
5.3	Antriebswende im Straßenverkehr entlastet um netto 9 Mrd. € pro Jahr	53
5.3.1	Umstellung auf eKfz senkt Treibstoffkosten um 46 Mrd. € pro Jahr	55
5.3.2	Umstellung auf eKfz erfordert Zusatzinvestitionen von 290 Mrd. €	57
5.4	Flugverkehr wird vorrangig mit BioFuels CO₂-neutral	58
5.5	Verkehrsverlagerung Straße zu Umweltverbund hat begrenztes Potenzial	60
5.6	7 exemplarische Kernmaßnahmen	61
5.7	Direkte Effekte belasten private Haushalte, GHD und Industrie mit 2 Mrd. € pro Jahr	62
5.8	Der Primärenergieverbrauch für Verkehr sinkt um 67%	64
6	INDUSTRIEPROZESSE	65
6.1	Basisdaten	65
6.2	Prozessbedingte CO₂-Emissionen vor allem mit grünem H₂ vermeiden	65
6.3	Prozesswärme CO₂-neutral mit Strom, BioFuels und grünem H₂ erzeugen	69
6.4	Übersicht der wirtschaftlichen Effekte	70
6.5	3 exemplarische Kernmaßnahmen	72
6.6	Direkte Effekte belasten private Haushalte, GHD und Industrie mit 17 Mrd. € pro Jahr	73
6.7	Der Primärenergieverbrauch für die Industrie sinkt um 18%	73

7	DIREKTE EFFEKTE FÜR ENERGIEWIRTSCHAFT UND ÖFFENTLICHE HAND	75
7.1	Energiewirtschaft mit 1.100 Mrd. € Zusatzinvestitionen und 15 Mrd. € pro Jahr Gewinnsteigerung	75
7.2	Davon Stadtwerke mit 253 Mrd. € Zusatzinvestition und 3 Mrd. € pro Jahr Gewinnsteigerung	77
7.3	Die öffentliche Hand ohne Stadtwerke ist mit netto 10 Mrd. € pro Jahr belastet	77
7.4	Direkte Gesamteffekte nach Sektoren und gesellschaftlichen Gruppen	78
8	SENSITIVITÄTEN UND IMPULSE FÜR DIE UMSETZUNG	80
8.1	Sensitivität der Ergebnisse bei veränderten Annahmen	80
8.2	Impulse für die Umsetzung	81
8.3	Organisation der Umsetzung und Weiterentwicklung der Roadmap	83
9	ANLAGEN	84
9.1	Anlage 1 – Aktuelle CO ₂ -äquivalente Emissionen	84
9.2	Anlage 2 – Aktuelle Energieverbräuche	84
9.3	Anlage 3 – Aktuelle Energiepreise außer Strom	85
9.4	Anlage 4 – Zusatzinvestitionen für Umstellung Gebäudeheizung	87
9.5	Anlage 5 – Zusatzinvestitionen für eKfz	89
9.6	Anlage 6 – Mengen, Investition und Kosten öffentlicher Ladeinfrastruktur	90

1 Grundlagen

Kernpunkte

Gegenstand der Roadmap sind mit Energieerzeugung, Gebäudewärme, Verkehr und Industrieprozessen² 88% der direkten CO₂-Emissionen Deutschlands.

Für diese Sektoren sind volkswirtschaftlich günstige Kernmaßnahmen ausgewählt, die in Summe zur Senkung dieser deutschen CO₂-Emissionen auf netto null führen. Dies ist als „CO₂-neutral“ bezeichnet³.

Nicht Gegenstand der Roadmap sind Maßnahmen, die nur im Übergang nach aber nicht nach Umsetzung der Maßnahmen wirken (z.B. Erhöhung CO₂-Preis).

Die finanziellen Effekte – erforderliche Zusatzinvestition sowie Senkung oder Steigerung laufender Ausgaben – werden aus dem Vergleich des CO₂-neutralen Zustands nach Umsetzung der Roadmap und ihrer Maßnahmen mit einer dauerhaften Fortsetzung des Status Quo ermittelt. Für den Status Quo werden deshalb auch Reinvestitionen angesetzt.

Das erfolgt jeweils gesondert für Bürger, GHD⁴, Industrie, Energiewirtschaft sowie die öffentliche Hand⁵. Dabei sind die Effekte der Gruppe zugeordnet, in der sie zunächst anfallen (Mehrkosten der Wirtschaft werden z.B. letztlich deren Endkunden weiterbelastet, was hier aus Gründen der Vereinfachung nicht abgebildet ist).

Die dauerhafte Fortsetzung des Status Quo ist dabei nicht als realistisches Szenario zu verstehen. Der Vergleich zeigt lediglich auf, was sich durch die Transformation verändert und ist damit für die Akzeptanz von Klimamaßnahmen in Politik und Gesellschaft relevant.

Die Effekte der Maßnahmen sind im Sinne der Nachvollziehbarkeit einfach und übersichtlich kalkuliert. Um dennoch belastbare Mindestwerte zu erhalten, sind sie konservativ berechnet - auf Basis heute kommerziell verfügbarer Technologien, Effizienzen und Preise („der Spatz in der Hand anstatt der Taube auf dem Dach“). Unterstellt ist ein Beginn der Umsetzung nach 2025 (d.h. 20 Jahre bis 2045 und 10 Jahre bis 2035).

Damit sind in den Effekten konservativ z.B. auch keine Steigerungen des CO₂-Preises, keine Skaleneffekte oder Innovationen bei PV-Modulen, Batterien oder Elektroautos sowie keine Netto-Importe günstigen, grünen Wasserstoffs oder Strom aus dem Ausland unterstellt.

² Ohne prozessbedingte Emissionen der Zement- und Kalkherstellung. Für diese sind weder CO₂-freie Produktalternativen noch CO₂-freie Prozessalternativen kommerziell breit genug verfügbar, diese Emissionen zuverlässig nahe null zu bringen. Die weltweit erste industrielle Carbon Capture Anlage soll von Heidelberger Materials [demnächst](#) in Norwegen in Betrieb genommen werden (s. [evozero](#), Heidelberg Materials, 2024) und nur 50% der CO₂-Emissionen abfangen (s. [evozero](#), Heidelberg Materials, 2024).

³ CO₂-Emissionen aus Biomasse werden als netto-null behandelt, da beim deren vorherigem Pflanzenwachstum CO₂ in derselben Menge aus der Atmosphäre entnommen wurde.

⁴ Gewerbe, Handel und Dienstleistungen

⁵ Energiewirtschaft inkl. deren Kreditgeber, die anteilig an deren Rendite partizipieren. Effekte für Stadtwerke sind Teil sowohl Teil der öffentlichen Hand als auch der Energiewirtschaft. Diese sind in den Gesamteffekten zur Vollständigkeit der öffentlichen Hand zugeordnet, in den Kapiteln zu den Sektoren aber zur einfacheren Darstellung der Energiewirtschaft zugeordnet.

Tilgung und Zinsen für Investitionen sind als durchschnittliche Annuität⁶ in jährliche Zahlungen übersetzt. Unterstellt sind dabei 100% Kreditfinanzierung und folgende Zinssätze:

- 2,4% für KfW-Kredite und Investitionen der öffentlichen Hand⁷.
- 5,6% für alle anderen Kredite⁸.

Bei den Effekten auf die Gewinne der Energiewirtschaft sind ebenfalls 5,6% auf die Zusatzinvestition unterstellt.

Während die Inhalte fundiert und belastbar erarbeitet sind, vereinfacht die Roadmap Sachverhalte und nutzt eher Umgangssprache als Fachsprache, um für Politik, Medien und Öffentlichkeit gut verständlich und lesbar zu sein.

Einzelpunkte

Die relativ vielen Tabellen und Fußnoten dienen dazu, Rechenweg, Quellen und Annahmen möglichst direkt nachvollziehbar zu machen.

Konventionen bei Schreibweisen sind:

- Zur besseren Lesbarkeit wird in dieser Arbeit das generische Maskulinum verwendet. Sämtliche Personenbezeichnungen gelten gleichermaßen für alle Geschlechter und schließen niemanden aus.
- Die Zahlen im Text sind in der Regel ohne Nachkommastellen und – anders als in den Tabellen – auf zwei Stellen gerundet, um nicht mehr Genauigkeit zu implizieren als mit den Rechnungen erzielbar.
- In Einheiten wird „pro Jahr“ auf „/a“ verkürzt (z.B. „kWh/a“ anstatt auf „kWh pro Jahr“).

⁶ Jeweils berechnet als $\text{Investition} \times (1/(\text{Jahre Lebensdauer}) + \text{Zinssatz}/2)$. Dies bildet ab, dass die Investition über ihre Lebensdauer linear vollständig getilgt wird und damit nach der halben Lebensdauer der Kreditbetrag und somit auch die Zins auf die Hälfte abgeschmolzen sind).

⁷ [Kurse/Renditen börsennotierter Bundeswertpapiere vom 02.01.2024](#), Bundesbank, 2024

⁸ Durchschnittliche WACC Wind OnShore und PV-Freifläche lt. S. 13+14, [Stromgestehungskosten erneuerbare Energien](#), Fraunhofer ISE, 2024. Da diese einen erheblichen Teil des Gesamtvolumens ausmachen und ein Großteil der übrigen Investitionen ein ähnliches Risikoprofil haben (kapitalstarke Investoren mit risikoarmer und langlaufender Amortisation) wird dieser Zinssatz vereinfachend für alle Investitionen angesetzt, bei denen nicht der Zinssätze für Bundeswertpapiere anzuwenden ist.

2 Gesamteffekte

2.1 Die Umsetzung der Roadmap entlastet Deutschland direkt um 4 Mrd. € pro Jahr

Die Gesamteffekte aus den folgenden Kapiteln sind hier als Übersicht dargestellt: Deutschland wird bis 2045 mit Zusatzinvestitionen von 1.900 Mrd. € CO₂-neutral. Die Annuitäten für diese Investitionen refinanzieren sich aus den Energiekosteneinsparungen. Die Kernmaßnahmen dieser Roadmap erzielen in den direkten Effekten eine Entlastung um 4 Mrd. €/a über alle gesellschaftlichen Gruppen. Beim aktuellen Bruttoinlandsprodukt (BIP) von 4.200 Mrd. €/a entspricht das einer BIP-Steigerung um 0,1%: Deutschland erreicht die CO₂-Neutralität auf diesem Weg mit einer „schwarzen Null“.

Tabelle 1 Übersicht direkter und Multiplikator-Effekte nach gesellschaftlichen Gruppen⁹

Gesellschaftliche Gruppe (Mrd. €/a)	Zusatzinvestitionen (Mrd. €)	Direkte Effekte	Multiplikatoreffekt	Summe
private Haushalte	539	1	35	35
GHD	148	0	38	38
Industrie	30	2	11	13
Energiewirtschaft ohne Stadtwerke	869	12	1	13
Öffentliche Hand mit Stadtwerken	282	-10	18	8
Gesamt	1.868	4	102	106
Nachrichtlich				
<i>Stadtwerke</i>	253	3	0	3
<i>Energiewirtschaft mit Stadtwerken</i>	1.122	15	1	16
<i>Öffentliche Hand ohne Stadtwerke</i>	29	-13	18	4

Diese direkten Effekte sind konkreter abgeleitet für

- private Haushalte, GHD und Industrie in den Kapiteln 3-6.
- Energiewirtschaft und öffentliche Hand in Kapitel 7.

Auch eine überschlägige volkswirtschaftliche Rechnung ergibt eine „schwarze Null“

Eine „schwarze Null“ ergibt auch diese überschlägige volkswirtschaftliche Rechnung:

- Es entfallen Netto-Importe von fossilen Energieträgern im Umfang von 85 Mrd. €/a¹⁰

⁹ Investitionen und Effekte der Energiewirtschaft sind wie oben beschrieben auf öffentliche Hand (Stadtwerke) und Energiewirtschaft ohne Stadtwerke aufgeteilt.

¹⁰ Siehe Importe abzgl. Exporte für „Erdöl und Erdgas“, „Kohle“ sowie „Kokerei- und Mineralölzeugnisse“ in [Deutschland: Export und Import](#), Bundeszentrale für politische Bildung, 2024

- Im Gegenzug entsteht aus der Zusatzinvestition von 1.900 Mrd. € bei durchschnittlich 30 Jahren Lebensdauer und den volkswirtschaftlich zu zahlenden Zinsen von 2,4% für Bundesanleihen eine Annuität in derselben Höhe.

Eckpunkte der Verteilung der direkten Effekte auf die gesellschaftlichen Gruppen:

- Bei privaten Haushalten und Gewerbe-, Handel- und Dienstleistungen (GHD), die deutlich von der Effizienzsteigerung durch Wärmepumpen und eKfz profitieren und im Gegenzug höhere Kfz-Steuern tragen, sind die direkten Effekte neutral.
- Die Industrie erfährt zwar eine deutliche Kostensteigerung, da günstiges Erdgas durch deutlich teureren Strom und grünen H₂ ersetzt wird. Wo es entscheidend für den Erhalt von Arbeitsplätzen in Deutschland ist, wird das jedoch durch einen stark subventionierten Strom- und grünen H₂-Preis kompensiert.
- Die Energiewirtschaft inkl. Stadtwerke schultert 60% der Zusatzinvestitionen. Die direkten Effekte für die Energiewirtschaft ohne Stadtwerke sind klar positiv aber überschaubar, da zusätzlichen Gewinnen aus Investition in erneuerbare Energien sowie Übertragungsnetze der Entfall von Gewinnen aus Erzeugung und Verkauf fossiler Energieträger gegenübersteht.
- Bei der öffentlichen Hand ohne Stadtwerke wird der Entfall von Einnahmen aus Energiesteuer, Stromsteuer und ETS/BEHG¹¹ durch Mehreinnahmen an anderer Stelle teilweise kompensiert. Mit der Hinzunahme der zusätzlichen Stadtwerke-Gewinne liegt die Belastung bei 9 Mrd. €/a.

2.2 Mit dem Multiplikatoreffekt steigt die Entlastung auf 110 Mrd. € pro Jahr

Während der direkte Gesamteffekt eine „schwarze Null“ ist, erfolgt eine relevante Verschiebung von Ausgaben: anstatt dass 85 Mrd. €/a¹² für fossile Importe ins Ausland abfließen, geht dieses Geld in Anlageinvestitionen im Inland für Windräder, Batterien, Elektrolyse, Elektroautos und Wärmepumpen u.a. Die damit erzielten Einnahmen geben Unternehmen und ihre Mitarbeitenden anteilig im Inland aus.

Beim aktuellen Bruttoinlandsprodukt (BIP) von 4.200 Mrd. €¹³ und einem Mittelabfluss von ca. 1.800 Mrd. €/a für Waren- und Dienstleistungen¹⁴ fließen durchschnittlich von jedem Euro des BIP 44 Cent ins Ausland. Von den im Inland verbleibenden 56 Cent fließen durchschnittlich wiederum 44% ins Ausland. 10 Wiederholungen ergeben, dass jeder im Inland

¹¹ ETS ist der europäische Emissionshandel, steht für Emissions Trading System und erfasst Emissionen aus Kraftwerken und größeren Industrieanlagen. BEHG ist der nationale Emissionshandel – derzeit in Form eines festen CO₂-Preises, steht für Brennstoffemissionshandelsgesetz und erfasst die Sektoren Wärme und Verkehr, die vom ETS nicht erfasst sind.

¹² Siehe Importe abzgl. Exporte für „Erdöl und Erdgas“, „Kohle“ sowie „Kokerei- und Mineralölzeugnisse“ in [Deutschland: Export und Import](#), Bundeszentrale für politische Bildung, 2024

¹³ Ursprungswerte für BIP 2023, Arbeitsblatt 81000-002, [Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen](#), Statistisches Bundesamt, 2024

¹⁴ 1.353 Mrd. € Warenimporte und 470 Mrd. € Dienstleistungsimporte, [Die Deutsche Zahlungsbilanz für das Jahr 2023](#), Bundesbank, 2024.

ausgegebene Euro im Durchschnitt weitere 1,20 € BIP erzeugt¹⁵. Die Verlagerung von 85 Mrd. €/a an fossilen Importen in Anlageinvestitionen erzeugt somit eine weitere BIP-Steigerung um 100 Mrd. €/a oder 2,4%.

Mit den Maßnahmen der Roadmap ist eine CO₂-neutrales Deutschland somit insgesamt 110 Mrd. €/a wirtschaftlicher als der Status Quo. Über die Dauer von 20 Jahren ist der Wohlstandsgewinn 2.200 Mrd. €.

Effekt BIP-Steigerung auf das Steueraufkommen - Wenn dieser BIP-Zuwachs so verteilt ist wie das heutige BIP, steigt das Steueraufkommen der öffentlichen Hand um 18 Mrd. €/a.

Tabelle 2 Steigerung Steueraufkommen durch Multiplikatoreffekt

Steuer (Mrd. €/a)	Aufkommen (Mrd. €/a)	Multiplikator- Effekt
Lohn- und Einkommenssteuer	309	8
Gewerbsteuer	75	2
Körperschaftsteuer	45	1
Umsatzsteuer Inland	291	7
Summe	720	18

Effekte BIP-Steigerung auf die anderen gesellschaftlichen Gruppen - Wenn sich die übrigen 84 Mrd. €/a des Multiplikatoreffektes auf private Haushalte bzw. GHD und Industrie nach ihrem Nettoeinkommen bzw. ihrer Bruttowertschöpfung verteilen, erfahren sie einen Wohlstandszuwachs entsprechend Tabelle 3.

Tabelle 3 Verteilung des Multiplikatoreffekts auf die anderen gesellschaftlichen Gruppen¹⁶

gesellschaftliche Gruppe	Verteilungsbasis (Art)	Verteilungsbasis (Mrd. €)	Multiplikator- Effekt
Private Haushalte	Haushaltseinkommen	2.462	35
GHD	Bruttowertschöpfung GHD	2.666	38
Industrie	Bruttowertschöpfung verarb. Gewerbe	776	11
Energiewirtschaft	Bruttowertschöpfung Energieversorgung	75	1
Summe		5.979	84

¹⁵ Rechnerisch ergibt sich 1,29. In der Roadmap ist konservativ der niedrigere Wert des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung angesetzt: S. 663, [Deutsche Wirtschaft: eine Rezession ist noch keine Krise – in Wochenbericht Nr. 37/2019](#), Michelsen/Clemens/u.a., 2019

¹⁶ 2.462 Mrd. € ist der Gesamtbetrag der Einkünfte, Spalte Gesamtbetrag der Einkünfte, [Einkommenssteuerpflichtige der Einkommenssteuerstatistik einschließlich nichtveranlagte Steuerpflichtige 2020](#), Statistisches Bundesamt, 2024

2.666 Mrd. € und 776 Mrd. € sind die Bruttowertschöpfung 2023 für „Dienstleistungsbereiche zusammen“ und „verarbeitendes Gewerbe“, Arbeitsblatt 81000-007: Bruttowertschöpfung nach Wirtschaftsbereichen, [Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen](#), Statistisches Bundesamt, 2024

Für eine exaktere Prognose der Höhe und Verteilung des Multiplikators wäre eines der etablierten, ökonometrischen Modelle der deutschen Volkswirtschaft zu nutzen, in dem die Kernmaßnahmen der Roadmap zugrunde gelegt werden.

2.3 Die höhere Luftqualität entlastet um weitere 9-27 Mrd. € pro Jahr

Luftschadstoffe, die maßgeblich auch aus der Verbrennung fossiler Energieträger stammen, verursachen EU-weit 310.000¹⁷ vorzeitige Sterbefälle. Die EU setzt dafür Schadenskosten von 60-190 Mrd. €/a¹⁸ an. Auf der Basis entsprechen in Deutschland die 44.000 vorzeitigen Sterbefälle bzw. 450.000 verlorenen Lebensjahre wegen PM_{2,5} (Feinstaub), NO_x und Ozon Schadenskosten von 9-27 Mrd. €/a. Diese werden zu ca. 80% oder 7-22 Mrd. €/a von der Verbrennung fossiler Kraftstoffe verursacht¹⁹. In der Roadmap wird dafür der Mittelwert von 14 Mrd. €/a angesetzt. Diese entfallen im CO₂-neutralen Deutschland.

Tabelle 4 Vorzeitige Tode und verlorene Lebensjahre durch Luftschadstoffe²⁰

Schadstoff	Premature Deaths (in 1,000/a)		Years of Life Lost (in 1,000/a)		Kosten D (Mrd. €/a)		Davon durch Roadmap- Maßnahmen vermeidbar		
	EU 27	D	EU 27	D	VSL	VOLY	in %	VSL	VOLY
PM2,5	238	29	2.410	296	18	6	1	14	4
NO2	49	10	484	103	6	2	1	5	2
O3	24	5	249	49	3	1	1	2	1
Summe	311	44	3.143	448	27	9	1	22	7

¹⁷ Werte für Premature Deaths, s. [Air quality in Europe 2022 - Health impacts of air pollution in Europe, 2022 Table 2](#), European Environment Agency, 2024

Werte für Years of Life Lost, s. [Air quality in Europe 2022 - Health impacts of air pollution in Europe, 2022 Table 3](#), European Environment Agency, 2024

¹⁸ Value of a Life Year (VOLY) und Value of a Statistical Life (VSL) 2021, s. Table 1, The costs to health and the environment from industrial air pollution in Europe – 2024 update, European Environment Agency, 2024.

¹⁹ NO_x und PM_{2,5} zu >75%. Dies gilt ebenso für die Vorläufer-Substanzen von erdnahe Ozon („Ground-level O3 is formed from chemical reactions in the presence of sunlight, following emissions of precursor gases, mainly NO_x, NMVOCs, CO and CH₄“) s. Figure 3. Contributions to EU-27 emissions of BC, CO, NH₃, NMVOCs, NO_x, primary PM₁₀, primary PM_{2,5}, SO₂ and CH₄ from the main source sectors in [Air quality in Europe 2022 - Sources and emissions of air pollutants in Europe](#), European Environment Agency, 2022.

²⁰ Gesamtkosten für „main air pollutants“ für EU-27 in 2021 betragen 219 Mrd. € nach VOLY und 353 Mrd. € nach VSL s. Table 1, [The costs to health and the environment from industrial air pollution in Europe – 2024 update](#), European Environment Agency, 2022. Diese Werte geteilt durch die Anzahl der Premature Deaths bzw. Years of Life Lost in EU-27 ergeben dann die Kostenätze, mit denen die deutschen Fälle multipliziert sind.

2.4 Die öffentliche Hand hält die Schuldenbremse ein und ist um 8 Mrd. pro Jahr entlastet

Maßnahmen der Roadmap entlasten mit ihren direkten Effekten und dem resultierenden Multiplikatoreffekt die öffentliche Hand um 8 Mrd. €/a.

Zinsgünstige und langlaufende KfW-Kredite für die Zusatzinvestitionen bei Umstellung auf erneuerbare Gebäudewärme, eKfz und CO₂-freie Industrieprozesse sind Bestandteil der Maßnahmen. Wenn alle Investoren, wo dies in den Kernmaßnahmen vorgesehen ist, für das volle Investitionsvolumen KfW-Kredite in Anspruch nehmen sollten, Dies sind insgesamt bis zu 1.100 Mrd. €²¹ an zinsgünstigen Krediten, wenn. Realistischer ist vermutlich, dass KfW-Kredite für bis zu 2/3 dieses Investitionsvolumens und damit für 700 Mrd. € in Anspruch genommen werden.

Da die KfW-Kredite nicht zeitgleich sondern versetzt abgerufen und getilgt werden, ist die maximale Kreditaufnahme des Bundes dann 370 Mrd.€. Das Kreditvolumen der KfW steigt damit bis 2045 um 61% und sinkt danach wieder auf den aktuellen Wert.

Dies ist keine für die Schuldenbremse relevante Verschuldung²², da es sich um rückzahlbare Kredite und eine Schuldenaufnahme der KfW handelt, nicht des Bundes selbst.

Da die Einnahmen aus Energiesteuer, Stromsteuer und ETS bzw. BEHG entfallen, erfährt die öffentliche Hand deutliche Einbußen (s. Abschnitt 7.3). Deswegen ist in den Maßnahmen der Roadmap vorgesehen, die Belastungen der öffentlichen Hand aus Entfall der Stromsteuer (s. Maßnahme 4) und den Industrieenergiepreis (s. Maßnahme 24) durch Steuererhöhung für private Haushalte zu 60% und für GHD zu 20% zu kompensieren.

2.5 Die Umsetzung ist warmmietenneutral, Einkommen 4-Personen-Haushalt steigt um 1.700 € pro Jahr

Die direkten Effekte einer Umsetzung dieser Roadmap **entlasten** einen durchschnittlichen **4-Personen-Haushalt** um 27 €/a. Mit dem Multiplikatoreffekt steigt dessen verfügbares Einkommen um durchschnittlich **1.700 €/a**.

Bei Anlegen der Roadmap-Maßnahmen auf die Heizungs-, Strom- und Pkw-Kosten nach Einkommensgruppen ergibt sich für Mieter und Eigentümer in den

- oberen Einkommensgruppen eine höhere absolute Entlastung,
- unteren Einkommensgruppen eine höhere prozentuale Entlastung

²¹ 265 Mrd. € eKfz, 413 Mrd. € Umstellung Gebäudeheizung, 281 Mrd. € Ausbau und Dekarbonisierung Wärmenetze.

²² [Milliardenrücklagen, Klimafonds, Ausbau von KfW und öffentlichen Unternehmen: So kann die Ampelkoalition mehr Schulden machen](#), Handelsblatt, 2023

Insofern haben die Kernmaßnahmen der Roadmap einen gewissen **ausgleichenden Effekt auf die Einkommensverteilung** in Deutschland²³.

Tabelle 5 Einsparung in % des Netto-Einkommens nach Einkommensgruppen²⁴

Monats-Nettoeinkommen 2018 (€)		Energie-Ausgaben			Einsparung Mieter		Einsparung Eigentümer	
Spanne in €	Ø in €	Strom + Heizung (in %)	Strom + Heizung (in €/a)	Pkw (in €/a)	absolut (in €/a)	in % Netto- Ein- kommen	absolut (in €/a)	in % Netto- Ein- kommen
≤1.300	891	9,5%	1.016	480	182	1,7%	364	3,4%
1.300-1.700	1.500	8,2%	1.476	1.092	264	1,5%	528	2,9%
1.700-2.600	2.145	7,2%	1.853	1.848	332	1,3%	663	2,6%
2.600-3.600	3.073	6,7%	2.471	2.844	442	1,2%	884	2,4%
3.600-5.000	4.235	5,9%	2.998	4.656	537	1,1%	1.073	2,1%
≥5.000	7.364	4,7%	4.153	4.656	743	0,8%	1.487	1,7%

Nach den Maßnahmen der Roadmap sind die Investitionen der Gebäudeeigentümer für die energetische Sanierung nicht auf die Kaltmieten umzulegen. Zudem sinken die Nebenkosten für Mieter im Durchschnitt um 0,19 €/qm/Monat. Insofern sind die Maßnahmen insgesamt **warmmietenneutral**.

Dies kann im Einzelfall gerade beim Anschluss an Wärmenetze abweichen. Insofern sind nach den Kernmaßnahmen auch **Transferleistungen** wie Wohngeld **zeitnah** und konsequent an die Entwicklung von Strom- und Wärmekosten **anzupassen**.

2.6 Die Umsetzung schafft mehrere 100.000 neue Arbeitsplätze

Zusätzliche Arbeitsplätze aus dem Konjunkturschub

Die Umsetzung der Roadmap löst einen Konjunkturschub aus. Wenn der resultierende Beschäftigungseffekt proportional zur BIP-Steigerung ist, entstehen **1,1 Mio.** neue Arbeitsplätze²⁵. Wie viele Arbeitsplätze tatsächlich entstehen, hängt wesentlich von der Arbeitskräfteverfügbarkeit in den nächsten 10-30 Jahren 2045 ab, die wiederum von der Konjunktorentwicklung, der demographischen Entwicklung und dem Ausbildungsstand der Bevölkerung ab²⁶. Wenn nur wenige Arbeitskräfte verfügbar sind, können auch nur wenige neue Arbeitsplätze entstehen.

²³ Bei Rentnern mit geringem Einkommen und mit Wohneigentum sind die aktuellen Energieverbräuche pro qm im Durchschnitt höher und somit auch die Einsparungen. S. 19, [Energetische Sanierung schützt Verbraucher*innen vor hohen Energiepreisen – Vorschläge für eine soziale Ausrichtung der Förderung](#), Öko-Institut, 2022

²⁴ Anteile Strom und Heizung sind für 2020, s. [Haushalte mit Einkommen unter 1 300 Euro geben anteilig am meisten für Strom, Heizung und Warmwasser aus](#), Statistisches Bundesamt, 2022 Die Effekte für private Haushalte bei Stromkosten (-15%) und Heizkosten (-25%) wurden im Verhältnis 25%/75% gewichtet (Annahme EWG), was insgesamt -23% ergibt. Die Effekte sind für Mieter zudem entsprechend Kernmaßnahme 11 halbiert (Mieter tragen jeweils 50% der Heizkosten).

²⁵ 2,5% BIP-Steigerung x 46 Mio. (Beschäftigte in Deutschland Stand 2023), s. [Anzahl der Erwerbstätigen in Deutschland nach dem Inlandskonzept von 1991 bis 2023](#), Statista, 2024

²⁶ Für belastbarere Prognosen wäre zudem eine Simulation mit etablierten ökonomischen Modellen der deutschen Volkswirtschaft sinnvoll.

Zusätzliche Arbeitsplätze aus dem Betrieb erneuerbarer Energieanlagen

Die Zusatzinvestitionen in die Erzeugung von und in Netze für erneuerbarem Strom und Wärme von etwa 1.100 Mrd. € führen – bei der Annahme von jährlichen Betriebskosten in Höhe von 2% des Investitionsvolumens - zu mindestens 22 Mrd. €/a an zusätzlichen Betriebskosten. Wenn Betriebskosten zu 50% aus Personalkosten bestehen und die durchschnittlichen Personalkosten pro Vollzeitbeschäftigtem 62 T€/a betragen, entstehen durch den Betrieb der Zusatzinvestitionen etwa **200.000** zusätzliche Vollzeit-äquivalente Stellen.

Entfall von Arbeitsplätzen durch Umstellung auf erneuerbare Energien

Gegenläufig ist ein Arbeitsplatzabbau in der Größenordnung von **300.000** Arbeitsplätzen denkbar, insbesondere im Braunkohletagebau, Kfz-Werkstätten und -Tankstellen sowie in der Luftfahrt²⁷. Dazu kommen noch Arbeitsplätze für den Betrieb des Erdgasnetzwerks.

Partizipation am globalen Marktwachstum im Sektor Clean Tech

Die International Energy Agency sieht ein globales Marktwachstum des Clean Tech Sektors (PV- und Wind-Anlagen, Batterien und H₂-Elektrolyse, eKfz und Wärmepumpen) von heute 670 Mrd. €/a auf 2.000 Mrd. €/a in 2035. Auch ohne Steigerung nach 2035 ist im Zeitraum bis 2045 bereits ein zusätzliches Marktvolumen von 20.000 Mrd. €²⁸.

Je früher Deutschland sein Energiesystem, Heizung und Kfz auf diese Clean Tech umstellt, umso stärker werden die deutschen Automobilhersteller, Maschinen- und Anlagenbauer sowie deren Zulieferer an diesem Billionen-Markt partizipieren. Der aktuelle globale Marktanteil ist bei der deutschen Autoindustrie 15%²⁹ und bei den deutschen Maschinen- und

²⁷ 6.000 Beschäftigte Mineralöl- und Erdgasindustrie Stand 2023, [Anzahl der Beschäftigten in der deutschen Mineralöl- und Erdgasindustrie von 1960 bis 2023](#), Statista, 2024

17.000 Beschäftigte Braunkohleindustrie inkl. Braunkohlekraftwerke Stand 2023, [Anzahl der Beschäftigten im Braunkohlebergbau in den Jahren von 1950 bis 2023](#), Statista 2024

Aktuell insg. ca. 155.000 Beschäftigte an den vier größten deutschen Flughäfen [Frankfurt](#), [München](#), [Berlin](#) und [Düsseldorf](#).

280.000 Beschäftigte in Kfz-Werkstätten Stand 2020, s. [Anzahl der Beschäftigten in der Branche Instandhaltung und Reparatur von Kraftwagen in Deutschland von 2005 bis 2020](#), Statista, 2024

Annahme: weitere 280.000 Beschäftigte in Tankstellen.

Denkbar ist, dass die Arbeitsplätze in der

- Braunkohleförderung und fossilen Kraftwerken ganz entfallen
- Luftfahrt zu 50% entfallen (s. Rückgang Flugverkehrs nach Abschnitt 5.4)
- Tankstellen zu 50% (Mittelwert von weitgehende Erhalt und Entfall angenommen)
- Kfz-Werkstätten zu 25% entfallen (eKfz sollen wartungsärmer sein, obwohl hier

²⁸ Ist- und Prognosewerte s. [Energy Technology Perspectives 2024](#), iea, 2024. Kumulierte Effekte bis 2045 errechnet aus aus 10 Jahren linearen Hochlaufs auf 1,3 Billion €/a Zusatz-Umsatz plus weitere 10 Jahre mit auf 1,3 Billion €/a Zusatz-Umsatz.

²⁹ Globaler Gesamtmarkt Pkw 93 Mio. Einheiten in 2023, s. [Global Sales Statistics 2019 – 2023](#), International Organization of Motor Vehicle Manufacturers, 2024. Absatz Deutscher Hersteller VW, Mercedes und BMW 14 Mio. Einheiten in 2023, s. [Leading car manufacturers by sales in 2023](#), statista, 2024

Anlagenbauern 8%³⁰. Wenn diese Branchen nur zu 4% am Marktwachstum bei Clean Tech partizipieren, steigt deren Umsatz um 53 Mrd. €/a oder um kumuliert 800 Mrd. €.

Das konsequente Einschlagen des Weges zum CO₂-neutralen Deutschland wird dazu beitragen, diese Potenziale für deutsche Unternehmen und Beschäftigte zu erschließen. Diese Effekte sind additiv zu den anderen in diesem Abschnitt genannten und schaffen weitere Arbeitsplätze, die in der Roadmap jedoch konservativ nicht quantifiziert sind.

Fazit - Anhand der Zahlenverhältnisse ist die Entstehung von **bis zu einer Million neuer Arbeitsplätze** denkbar. Angesichts der Unsicherheiten in der Arbeitskräfteverfügbarkeit und den o.a. sehr überschlägigen und groben Rechnungen wird in der Roadmap das deutlich konservativere Fazit einer Schaffung von „mehreren 100.000 Arbeitsplätzen“ gezogen.

2.7 Der Primärenergiebedarf sinkt um 50%

Der aus Umsetzung der Maßnahmen resultierende Primärenergiebedarf ist 1.500 TWh/a. Das ist die Hälfte des aktuellen Primärenergiebedarfs von 3.000 TWh/a³¹.

Tabelle 6 – Primärenergiebedarf im CO₂-neutralen Deutschland

(TWh/a)	Endenergie Strom	H2 für Rückverstromung	H2 für Industrie	Primär-energie Strom	Primär-energie BioFuels	Primär-energie Geothermie	Primär-energie Gesamt
Strom heute	449	16		468	76		543
Gebäude	137	0		137	167	58	362
Verkehr	205	0		205	34		238
Industrie	235	0	74	334	34		368
Gesamt	1.025	16	74	1.144	310	58	1.512

Es ist **keine Zunahme der eingesetzten Biomasse** unterstellt³². Stattdessen wird dieselbe Menge an Biomasse nur anders genutzt (Biogaskraftwerke als steuerbare Kapazität anstatt Grundlast, im Verkehr als BioKerosin für Flugzeuge anstatt als Beimischung in Benzin und Diesel, in der Industrie speziell für noch nicht elektrifizierbare Prozesswärme anstatt generell für Prozesswärme in der Industrie).

Der **Primärenergiebedarf Strom von 1.140 TWh/a** entsteht v.a. für die direkte Nutzung von 1.020 TWh/a als Endenergie. Die übrigen 120 TWh/a dienen der Erzeugung von grünem H₂.

³⁰ 263 Mrd. € (s. [Umsatzentwicklung im deutschen Maschinenbau in den Jahren 1991 bis 2023 \(in Milliarden Euro](#), statista, 2024) geteilt durch 3.280 Mrd. € (s. [Weltweiter Maschinenumsatz* in den Jahren 2006 bis 2023](#), statista, 2024)

³¹ [Primärenergieverbrauch in Deutschland in den Jahren von 1980 bis 2023](#), Statista, 2024

³² [S. 5, Langfristszenarien für Transformation des Energiesystems in Deutschland, Webinar Industrie, 02.07.2024](#)

2.8 Bedarf an grünem H₂ nur ein Drittel der bisherigen Planung – Bau von Pipelines zu überprüfen

Der sich aus den Kernmaßnahmen ergebende Bedarf an grünem H₂ von 91 TWh/a beträgt nur 30% der in den Langfristszenarien prognostizierten 300 TWh/a³³. Dies liegt v.a. daran, dass die Roadmap eine Nutzung des aktuellen Biomasse-Aufkommens und Elektrifizierung immer dann vorsieht, wenn dies günstiger als grüner H₂ ist.

In der Roadmap ist vorgesehen, den grünen H₂ bilanziell vollständig³⁴ in Deutschland zu erzeugen. Das ist schon notwendig, um Überschüsse an Wind- und PV-Strom zu nutzen anstatt abzuregeln, und den Strompreis somit niedrig zu halten³⁵.

Der H₂-Einsatz ist dann ganz überwiegend auf wenige Standorte mit hohem Verbrauch fokussiert: industrielle Großanlagen (Stahlerzeugung, Ammoniaksynthese) und Kraftwerke mit H₂-Rückverstromung. Hier kann es sinnvoll sein, die H₂-Elektrolyseure direkt an diesen wenigen Standorten aufzustellen.

Für die in den Langfristszenarien vorgesehenen 150 TWh/a an eFuels³⁶ besteht nach den Berechnungen dieser Roadmap kaum wirtschaftlicher Bedarf³⁷.

Damit wird fraglich, ob H₂-Pipelines im bisher geplanten Umfang von 9.700 km Länge und 20 Mrd. € Investition³⁸ sinnvoll sind oder ob die anderen Standorte als industrielle Großanlagen und H₂-Kraftwerke flexibler und wirtschaftlicher per Schiene und Lkw zu versorgen sind. In jedem Fall erscheint es sinnvoll, mit Transporten per Lkw, Zug und Schiff zu starten³⁹, bis für grünen H₂ Mengen, Quellen und Senken dauerhafter etabliert sind. Sonst besteht das Risiko, Infrastruktur am falschen Ort oder falsch dimensioniert aufzubauen.

Konservativ sind in der Roadmap dennoch 20 Mrd. € Investition zzgl. 2% Betriebskosten für H₂-Pipelines angesetzt.

³³ S. 31, Szenario O45-Strom, [Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland](#), BMWK, 2024

³⁴ d.h. Importe und Exporte gleichen sich in etwa aus

³⁵ Jede ungenutzte kWh erhöht die Kosten, die pro genutzter kWh über den Strompreis zu finanzieren sind.

³⁶ 95 TWh/a PtG und PtL, Szenario O45-Strom, S. 35, [Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland – Industriesektor](#), BMWK, 02.07.2024

50 TWh/a für Benzin/Diesel/Kerosin, Szenario O45-Strom, S. 12, 16, 17 und 20 (national), [Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland – Verkehr](#), BMWK, 02.07.2024

³⁷ Dies mag bei internationaler Schifffahrt anders sein, die nicht Gegenstand der Roadmap ist.

³⁸ [Bundesnetzagentur erhält den Antrag für das Wasserstoffkernnetz](#), BNetzA, 2024

³⁹ Siehe dazu auch S. 39+40, [Anforderungen an eine CO₂-Infrastruktur in Deutschland](#), vdz, 2024

2.9 Machbarkeit

2.9.1 Eine Steigerung der jährlichen Investitionen in Deutschland um nur 5% reicht aus

In Deutschland werden aktuell jährlich etwa 1.800 Mrd. €⁴⁰ investiert. Die Maßnahmen dieser Roadmap erfordern eine Zusatzinvestition 1.900 Mrd. € oder gute 90 Mrd. €/a bis 2045. Das entspricht einer **Steigerung der** jährlichen Gesamtinvestition um **5%** und ist mit der Finanzierungskraft der deutschen Volkswirtschaft gut leistbar.

2.9.2 Deutschland kann seine gesamte Energie im Inland erzeugen

Der resultierende kombinierte maximale Flächenbedarf für Wind und PV liegt beim angestrebten Erzeugungsmix bei 1,4-2,9% der Fläche Deutschlands:

- **Windkraft** - Für die Umsetzung des Bedarfs an 150 GW Wind OnShore sind bei 35 qm/kW⁴¹ etwa 1,4% der Landesfläche erforderlich⁴².

Dabei sind 140 GW oder 93% dieser Kapazität allein mit Repowering bereits bestehender Windenergieanlagen erzielbar, wenn die 29.000⁴³ bereits aufgestellten Windräder jeweils mit den 4,8 MW repowered werden, mit denen Windräder 2023 durchschnittlich in Betrieb gegangen sind⁴⁴. Wenn die Leistung pro Windrad etwas weiter steigt, sind gar keine zusätzlichen Windräder erforderlich.

Über 90% der Fläche dieser Windparks sind weiterhin für land- oder forstwirtschaftliche Nutzung verfügbar⁴⁵. Im Sinne einer Flächenkonkurrenz nimmt Wind OnShore im CO₂-neutralen Deutschland deshalb nur 0,14% der Landesfläche in Anspruch.

⁴⁰ Summe über alle Anlagekategorien, [Bruttoanlageinvestitionen](#), Statistisches Bundesamt, 2024

⁴¹ 15,7 ha/Windrad und 4,5 MW pro Windrad: s. S. 9+10, [Vergleich der Flächenenergieerträge verschiedener erneuerbarer Energien auf landwirtschaftlichen Flächen](#), Böhm, in Berichte über Landwirtschaft, Band 101, Ausgabe 1, Hrsg. BMUDEL, 2023

⁴² Die Ausweisung von 2,0% der Landesfläche für den Windausbau ist bereits beschlossen.

⁴³ S. 27, [Ausbausituation der Windenergie an Land im Jahr 2023](#), Fachagentur Windenergie an Land, 2024

⁴⁴ 758 Windräder mit insgesamt 3.577 MW: S. 4, [Ausbausituation der Windenergie an Land im Jahr 2023](#), Fachagentur Windenergie an Land, 2024

⁴⁵ Die versiegelte Fläche macht pro Anlage 0,24 ha / 15,7 ha = 1,5% der Fläche für die Windkraftanlage aus, s. S. 9+10, BMUDEL, [Berichte über Landwirtschaft](#), Band 101, Ausgabe 1, BMEL, 2023

Tabelle 7: Maximale Flächenbedarfe für Wind Onshore, PV-Freifläche und PV-Aufdach⁴⁶

Position	PV Aufdach	PV Freifläche	Wind Onshore
GW Ende 2023	58	24	61
GW Ziel	371	371	147
Fläche (qm/kWp)	10	15	35
Fläche (qkm)	3.745	5.378	5.137
in % Gesamtfläche D	1,0%	1,5%	1,4%

- **Photovoltaik** - Für die Umsetzung des Bedarfs an 370 GW PV nach dieser Roadmap sind bei PV-Aufdach wegen der kompakteren Aufstellung 3.800 qkm und bei PV-Freifläche 5.400 qkm erforderlich. 370 GW PV sind abdeckbar alleine mit:
 - 11% der für Freiflächen-PV freigegebenen 500m Randstreifen an Autobahnen und Schienen, die zudem aufgrund der Schadstoffbelastungen landwirtschaftlich nur eingeschränkt nutzbar sind.^{47,48}
 - der für Aufdach-PV technisch nutzbaren Dachfläche in Deutschland von 4.200 qkm, die ein Potenzial von 410 GW hat⁴⁹.

Im Ergebnis ist im Inland genügend Fläche für den gesamten Energiebedarf eines CO₂-neutralen Deutschlands auch ohne relevante Flächenkonkurrenz verfügbar.

Die bisher installierte PV-Kapazität besteht überwiegend aus PV auf Dach.⁵⁰ Die Roadmap unterstellt den weiteren Ausbau vereinfachend mit Freiflächen-PV. Dies ist volkswirtschaftlich ähnlich günstig wie PV-Aufdach: PV-Freifläche liegt in den Stromgestehungskosten etwa 6 Cent/kWh günstiger, dafür sind Netzentgelte von etwa 6 Cent/kWh erforderlich, um den erzeugten Strom zum Endkunden zu transportieren⁵¹.

⁴⁶ Flächenbedarf pro MW_p PV-Freifläche und Wind OnShore, s. S. 6 und S. 9+10, [Vergleich der Flächenenergieerträge verschiedener erneuerbarer Energien auf landwirtschaftlichen Flächen](#), Böhm, in Berichte über Landwirtschaft, Band 101, Ausgabe 1, Hrsg. BMUEL, 2023

Flächenbedarf pro MW_p PV-Aufdach, s. [Solarstrom vom Dach](#), Agora Energiewende, 2023

⁴⁷ Diese haben eine Fläche von ca. 48.000 qkm: s. S. 24, [Photovoltaik-Freiflächenanlagen in Deutschland](#), Öko-Institut, 2024.

⁴⁸ Der weitere Ausbau soll laut EEG §4 mindestens zur Hälfte durch Aufdach-Anlagen erfolgen. Diese Maßgabe wird hier nicht zugrunde gelegt, da sie weniger in wirtschaftlichen Überlegungen begründet zu sein scheint als in vermuteten Akzeptanzrisiken (Landschaftsbild, Flächennutzung).

⁴⁹ [Solarstrom vom Dach](#), Agora Energiewende, 2023

⁵⁰ Die aktuelle PV-Kapazität in Deutschland von 82 GW besteht zu 71% oder 58 GW aus Aufdach-Anlagen und zu 29% oder 24 GW aus Freiflächenanlagen. s. 5, [Photovoltaik-Freiflächenanlagen in Deutschland](#), Öko-Institut, 2024.

⁵¹ PV-Dach klein, S. 2, [Stromgestehungskosten erneuerbare Energie](#), Fraunhofer ISE, Juli 2024.

2.9.3 Eine CO₂-neutrale Energieerzeugung ist bis 2038 erreichbar

Bei jährlicher Fortsetzung der 2023 erzielten Ausbauraten sind die nach dieser Roadmap für ein CO₂-neutrales Deutschland erforderlichen 1.140 TWh/a an Primär-Stromerzeugung bis 2038 erreicht. Mit den Kernmaßnahmen in Abschnitt 3.7 sollte das machbar sein.

Tabelle 8 – Flächenbedarf für Wind OnShore und PV-Freifläche⁵²

Energieträger	Hochlauf bisher			ergibt dann bis 2039	
	GWp Ende 2022	GWp Ende 2023	jährliche Ausbaurrate	GWp	TWh/a
PV	67	82	21%	1208	1148
Wind OnShore	58	61	5%	115	298
Wind OffShore	8	9	4%	15	52
Summe	134	151		1.338	1.498

Wenn die jährliche Ausbauraten von Wind OnShore auf die PV-Ausbauquote in 2023 von 21% steigt, ist bereits 2034 eine erneuerbare Stromerzeugung von 1.140 TWh/a erreicht. Dass ein jährlicher Ausbau um 21% auch bei Wind OnShore machbar ist, legen die im ersten Halbjahr 2024 um 5,6 GW oder 70%⁵³ gegenüber dem Vorjahr gestiegenen Genehmigungen für Wind OnShore nahe.

2.10 Ein Vorziehen der CO₂-Neutralität auf 2035 vermeidet weltweit Schadenskosten von 600 Mrd. €

Ein CO₂-neutrales Energiesystem bis 2035 erfordert gegenüber den Maßnahmen in den Kapiteln 3-6 verstärkte Gebote. Diese können exemplarisch sein:

- Steigerung der Ausschreibungsmengen für PV, Wind OnShore und Wind Offshore, so dass ein exponentieller Hochlauf auf 1.140 TWh/a bereits Ende 2035 erzielt wird.
- ab 2025 endet die Betriebserlaubnis fossiler Heizungen, wenn sie 10 Jahre alt sind.
- ab 2025 keine Neuzulassung von Anlagen, die fossile Energieträger nutzen, inkl. Kfz, Heizungen, Prozessenergie in der Industrie und Kraftwerke.
- 2035 endet die Verbrennung fossiler Energieträger in Deutschland.

Zudem erfordert ein Vorziehen einen stärkeren Ersatz fossiler Heizungen und Verbrenner-Pkw vor Ende der Nutzungsdauer. Dies erhöht die Zusatzinvestitionen um 330 Mrd. € (Pkw 310 Mrd. €⁵⁴, Gebäudeheizungen 20 Mrd. €).

Zudem kann die schnellere Umsetzung die Preise für alle dazu erforderlichen Anlagengüter aufgrund knapper Kapazitäten in der Lieferkette (Planung, Herstellung und Bau) erhöhen – und damit auch die Annuitäten. Bis 2065 kostet Vorziehen dann bei Preissteigerung um:

⁵² Quelle für die Bestandswerte Ende

- 2022 ist S. 17 und 19, [Erneuerbare Energien in Zahlen](#), BMWK, 2023.
- 2023 ist [Zubau Erneuerbarer Energien 2023](#), BNetzA, 2024

⁵³ [Zubau Erneuerbarer Energien im ersten Halbjahr 2024](#), BNetzA, 2024

⁵⁴ Bei Nutzfahrzeugen liegt die Nutzungsdauer [in der Regel unter 10 Jahren](#). Insofern ist auch bei einer Umsetzung der Antriebswende bis 2035 keine vorgezogene Ersatzinvestition erforderlich.

- **0%** etwa **5 Mrd. €/a** oder kumuliert 190 Mrd. € mehr.
- **10%** etwa **18 Mrd. €/a** oder kumuliert 670 Mrd. € mehr.
- **20%** etwa **30 Mrd. €/a** oder kumuliert 1.100 Mrd. € mehr.

Tabelle 9 – Effekte Vorziehen von 20245 auf 2035 je nach verursachter Preissteigerung

Effekte Vorziehen auf 2035 bei ... (Mrd. €)		0% Preis- steigerung	10% Preis- steigerung	20% Preis- steigerung
Mehr-Investition	wg. Vorziehen	330	330	330
	wg. Preissteigerung	0	240	480
	Gesamt	330	569	809
kumulierte lfd. Effekte bis 2065	Mehr-Annuitäten	-704	-1.217	-1.730
	früherer Multiplikator-Effekt	510	510	510
	Gesamt	-194	-707	-1.220
	lfd. durchschnittlich (Mrd. €/a)	-5	-18	-30

Ein gegenläufiger, positiver aber hier nicht quantifizierter Effekt ist die Exportstärkung: Clean Tech Exporte steigen, wenn Deutschland in der Anwendung dieser Zukunftstechnologien stärker und erkennbar Vorreiter ist (s. Abschnitt 2.6). Wenn sich dadurch der deutsche Exportüberschuss von aktuell 220 Mrd. €/a⁵⁵ m 10% verbessert – was einer Steigerung des globalen Marktanteils an Clean Tech um nur 1 Prozentpunkt entspricht und gut denkbar erscheint – ist eine Umsetzung der Roadmap bis 2035 für Deutschland in etwa so wirtschaftlich wie die Umsetzung bis 2045.

Das Vorziehen auf 2035 erspart der Welt Schadenskosten von 600 Mrd. €

Die weltweiten Schadenskosten durch zusätzliche CO₂-Emissionen betragen laut einem Beitrag in der Zeitschrift nature ca. 185 USD/to CO₂⁵⁶. Bei linearer Reduktion der CO₂-Emissionen vermeidet ein Vorziehen der CO₂-Neutralität von 2045 auf 2035 etwa 3,4 Mrd. to an Deutschlands CO₂-Emissionen. Damit erspart Deutschland der Welt Schadenskosten in der Größenordnung von 600 Mrd. €.

⁵⁵ [Saldo der Außenhandelsbilanz von Deutschland von 1991 bis 2023](#), Statista, 2024

⁵⁶ S. 689, [Comprehensive evidence implies a higher social cost of CO₂](#), Rennet/Errickson/u.a., Zeitschrift Nature, 2022.

3 Energieerzeugung

3.1 Basisdaten

Die Stromerzeugung verursacht in Deutschland derzeit jährlich 200 Mio. to/a oder 30% der CO₂-Emissionen. Von den 2023 verbrauchten 450 TWh Strom waren 56% erneuerbar erzeugt, 37% nicht erneuerbar, und 7% kamen von sonstigen Stromerzeugern⁵⁷.

Diese Stromerzeugung kostet bei einem für die dauerhafte Fortsetzung des Status Quo erforderlichen, durchinvestierten Kraftwerkpark ca. 11,0 Cent/kWh oder etwa 1,5 Cent/kWh mehr als der durchschnittliche Börsenstrompreis 2023 von 9,5 Cent/kWh⁵⁸.

Tabelle 10 - Stromerzeugung und Stromentstehungskosten nach Energieträger 2023⁵⁹

Energieart	Energieträger	Realisierte Erzeugung (TWh/a)	Realisierte Erzeugung (%)	Einsatz Primärenergie	Stromgestehungskosten je	Stromgestehungskosten je
fossil	Steinkohle	40	9%	102	0,17	0,14
	Braunkohle	78	17%	205	0,15	
	Erdgas	50	11%	100	0,11	
erneuerbar volatil	PV	56	12%	56	0,06	0,07
	Wind Onshore	119	26%	119	0,07	
	Wind Offshore	24	5%	24	0,10	
erneuerbar verlässlich	Biomasse	38	8%	95	0,19	0,13
	Wasserkraft	15	3%	15	0,05	
Sonstige		30	7%	59	0,11	0,11
Gesamt		449	100%	774	0,11	0

3.2 Kraftwerksstrategie für ein CO₂-neutrales Stromsystem

Die Stromerzeugung erfolgt heute und zukünftig mit einem Mix kontinuierlicher, volatiler und in der Einspeisung steuerbarer Stromquellen. Die Langfristszenarien der Bundesregierung enthalten nach deren eigener Aussage einen kostenoptimierten Mix dieser Stromquellen. Dieser Mix ist für die sich aus den exemplarischen Maßnahmen dieser Roadmap ergebenden Primärstromerzeugung vom 1.140 TWh/a angesetzt⁶⁰. Dabei ist unterstellt, dass volatile Stromquellen den Strom liefern, mit dem Stromspeicher (Batterien, Speicherkraftwerke) gefüllt bzw. grüner H₂ erzeugt werden, aus denen dann die in den Langfristszenarien dargestellten Beiträge dieser steuerbaren Stromquellen erfolgen. Analog ist bei Stromimporten unterstellt, dass sie im Jahresverlauf durch Stromexporte bei Wind- und

⁵⁷ Die 11 TWh aus Pumpspeicherkraftwerken sind hier nicht aufgeführt, da sie aus einem Mix der hier genannten Stromerzeugungen gespeist werden.

⁵⁸ Durchschnittlicher Großhandelspreis laut [SMARD](#), BNetzA, 2024

⁵⁹ TWh-Mengen sind die realisierte Erzeugung 2023 laut [SMARD](#), BNetzA, 2024. €/kWh für Erneuerbare: durchschnittliche Ergebnisse aus Ausschreibungen in 2023, BNetzA, 2023: [PV](#), [Wind OnShore](#), [Wind OffShore](#) und [Biomasse](#). €/kWh für Steinkohle-, Braunkohle- und Erdgaskraftwerke siehe S. 18, [Stromgestehungskosten erneuerbare Energie](#), Fraunhofer ISE, Juli 2024. €/kWh für Wasserkraft: Wert für Anlagen bis 10 MW laut EEG §40, Abs. 1, Nr. 4

⁶⁰ Abweichend davon wird aus Kostengründen eine andere Zusammensetzung der kurz- und mittelfristig steuerbaren Stromquellen gewählt.

PV-Überschuss ausgeglichen werden, so dass bilanziell die gesamte Stromerzeugung im Inland erfolgt.

Tabelle 11 - Stromerzeugung nach Stromquelle im CO₂-neutralen Energiesystem⁶¹

Stromquelle	Langfristszenarien der Bundesregierung Szenario O45 Strom, ansonsten T45 Strom				Roadmap	
	Erzeugung (%)	Erzeugung (TWh/a)	Kapazität (GW)	Volllaststunden (h/a)	Erzeugung (TWh/a)	Kapazität (GW)
Gesamt	100%	1.233	842	1.464	1.144	782
davon kontinuierlich (Wasserkraft)	2%	25	5	5.000	33	7
davon volatil	85%	1.043	633	1.648	960	583
PV	31%	383	403	950	352	371
Wind OnShore	34%	415	160	2.594	382	147
Wind OffShore	20%	245	70	3.500	225	64
davon steuerbar	13%	165	204	807	152	188
aus Import	8,1%	100	92	1.087	92	85
stundenweise steuerbar	2,0%	25	31	796	23	29
tageweise steuerbar	3,2%	40	81	494	37	75

Im Folgenden ist für kontinuierliche, volatile und steuerbare Stromerzeugung jeweils nach Wirtschaftlichkeit und heutiger kommerzieller Verfügbarkeit abgeleitet, welche Stromquelle in welchem Umfang genutzt wird.

3.2.1 Kontinuierliche Erzeugung mit leichtem Ausbau Wasserkraft

Wasserkraft ist eine sehr kontinuierliche Stromquelle mit ca. 5.000 Volllaststunden pro Jahr. In Deutschland sind die Ausbau-Optionen der Wasserkraft jedoch begrenzt. In der Roadmap ist ein Ausbau durch Repowering, Modernisierung und Neubau um weitere 3,5 GW und 18 TWh/a für eine Investition von 18 Mrd. €⁶² angesetzt.

⁶¹ TWh- und GW- Werte aus S. 16 und 18, [Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland, BMWK – Energieangebot](#), BMWK, 02.07.2024. Ausnahmen:

- TWh für kurzfristig flexible Quellen: Summe der Werte für Pumpspeicherkraftwerke, mobile und stationäre Batterien lt. S. 35, T45-Strom* [Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland, BMWK – Energieangebot](#), BMWK, 15.02.2024
- GW Import aus S. 4, [Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland, BMWK – Energieangebot](#), BMWK, 02.07.2024
- GW kurzfristig, flexible Quellen: Summe für mobile und stationäre Batterien und Pumpspeicher. Mobile und stationäre Batterien s. S. 23, [Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland, BMWK – Energieangebot](#), BMWK, 15.02.2024. Pumpspeicher s. [Pumpspeicherkraft](#), Wikipedia, 2024

In den Langfristszenarien ist nur Wasserkraft als kontinuierlich erzeugende Stromquelle vorgesehen und nur H₂-Rückverstromung als tageweise steuerbare Stromquelle.

⁶² 3,5 GW Ausbau_ohne die Potenziale der schiffbaren Flüsse, s. S. 7, [Wasserstrom – der neue Gamechanger für Klimavorsorge, Heimatenergien und Gewässernatur](#), Fell/Strößenreuther, 2023. Damit werden bei den 5.000 Volllaststunden lt. Tabelle 10 16,5 TWh/a Strom erzeugt. Der Ausbau erfordert laut Bundesverband Deutscher Wasserkraftwerke eine Investition von 5.000 €/kW, was insgesamt eine Investition von 16,5 Mrd. € ergibt.

Bei **Bioenergie** ist in der Roadmap kein Ausbau der derzeit eingesetzten Substratmenge vor. Es ist aber ein Wechsel vom heute vorrangigen Betriebsmodus als Grundlast-Kraftwerk zum steuerbaren Spitzenlastkraftwerk unterstellt (siehe unten).

Geothermie hat sich in Deutschland zwar als Wärmequelle aber noch nicht als Stromquelle breiter etabliert und ist in der Roadmap deshalb nicht als Stromquelle berücksichtigt.

Auch **Atomkraft** ist in der Roadmap nicht als Stromquelle berücksichtigt: Zum einen ist sie in Deutschland ohnehin beendet. Zum anderen sind neue Atomkraftwerke in Europa und den USA bisher nicht zu wettbewerbsfähigen Kosten umsetzbar:

- Eine überschlägige Kalkulation der EWG für die zuletzt fertiggestellten Reaktoren Olkiluoto 3 und Plant Vogtle sowie die noch im Bau befindlichen Reaktoren Hinkley und Flamanville 3 ergibt schon ohne Kosten der Endlagerung oder Störfallversicherung Stromerzeugungskosten von 18-66 Cent/kWh⁶³. Damit kostet Atomkraft hier in Europa mindestens 60% mehr als die in dieser Roadmap ermittelten 11 Cent/kWh (s. Abschnitt 3.2.4) für eine zuverlässige Stromversorgung aus erneuerbaren Energiequellen.
- Die oft postulierten Small Modular Reactors (SMR) sind bisher ebenfalls nicht kommerziell zu wettbewerbsfähigen Kosten verfügbar. Das bisher einzige Realisierungsvorhaben wurde trotz relevanter Subventionen wegen zu hoher Kosten storniert⁶⁴.

3.2.2 Volatile Erzeugung im Mix für 8 Cent pro kWh

Damit verbleiben für den weiteren Ausbau einer kostengünstigen, CO₂-neutralen Stromerzeugung in Deutschland vor allem die volatilen Stromquellen Wind und PV, die neben Wasserkraft heute schon die günstigsten Stromquellen in Deutschland sind.

Der laut Langfristszenarien der Bundesregierung kostenoptimale Mix von Wind- und PV-Erzeugung ist 37% PV⁶⁵, 40% Wind OnShore und 23% Wind Offshore. Dieser Mix ist auch in der Roadmap unterstellt. Anhand von Ausschreibungsergebnissen der Bundesnetzagentur (BNetzA) aus 2023 ergeben sich dann entsprechend der folgenden Tabelle volatile Erzeugungskosten von durchschnittlich 8 Cent/kWh.

⁶³ [Stromgestehungskosten erneuerbare Energien](#), Fraunhofer ISE, 2024, ermittelt ähnliche Ergebnisse.

⁶⁴ [NuScale ends Utah project, in blow to US nuclear power ambitions](#), Reuters, 2023

⁶⁵ Bei PV-Aufdach liegen die Stromgestehungskosten um 3-5 cent/kWh höher (s. S. 18, [Stromgestehungskosten erneuerbare Energie](#), Fraunhofer ISE, Juli 2024.), nehmen durch die verbrauchsnahe Erzeugung aber anteilig weniger Netzkapazität in Anspruch. Vereinfachend wird hier nur mit Freiflächen-PV gerechnet. Wo es volkswirtschaftlich günstiger ist, anteilig PV-Aufdach zu wählen, verbessert sich die Effekte entsprechend.

Tabelle 12 - Resultierende volatile Erzeugungskosten⁶⁶

Energieträger	in % Gesamt	Erzeugungskosten (€/ kWh)	Leistung (GW pro TWh/a)	Investition (Mrd. €/GW)	Investition (Mrd. € pro TWh/a)
PV-Freifläche	37%	0,06	1,1	0,8	0,8
Wind-OnShore	40%	0,07	0,4	1,6	0,6
Wind-OffShore	23%	0,10	0,3	2,8	0,8
Gewichteter Durchschnitt	100%	0,08	0,6	1,6	0,7

3.2.3 Steuerbare Erzeugung im technologieoffenen Mix günstiger

Wind und PV ergänzen sich im Jahresdurchschnitt gut (mehr PV-Strom im sonnigen Sommer, mehr Wind im windigen Winter). Es bleiben aber Lücken ("Residuallasten") zwischen der wetterbedingt schwankenden Wind- und PV- Stromerzeugung und der jeweils aktuellen Stromnachfrage, die durch Stromimport, stundenweise und tageweise steuerbare Stromquellen zu schließen sind.

Anders als in den Langfristszenarien der Bundesregierung ist für die Abdeckung dieser Residuallast mit kurz- und mittelfristig steuerbaren Stromquellen ein technologieoffenerer und damit kostenoptimalerer Strommix angesetzt. Dabei ist in der Roadmap unterstellt, dass die jeweils günstigste steuerbare Stromquelle bis zu ihrer verfügbaren Kapazität eingesetzt wird, ehe die nächstgünstigere zum Einsatz kommt.

Importstrom kostet 13 Cent/kWh

In der Roadmap ist unterstellt, dass die

- Kapazität der grenzüberschreitenden Stromleitungen (Interkonnektoren) von heute etwa 24 GW⁶⁷ entsprechend Tabelle 11 auf 85 GW für etwa 1.000 €/kW⁶⁸ oder 61 Mrd. € ausgebaut wird.
- Erzeugung in der Netto-Bilanz vollständig im Inland erfolgt, d.h. dass sich Stromimporte und Stromexporte im Jahresverlauf ausgleichen.

In 2023 lag der Preis für Importstrom bei durchschnittlich 11 Cent/kWh und der Preis für Exportstrom bei durchschnittlich 6 Cent/kWh⁶⁹. Somit werden die Stromgestehungskosten für den Importstrom in der Roadmap mit 13 Cent/kWh angesetzt (8 Cent/kWh für die vola-

⁶⁶ Werte für Erzeugung in €/kWh siehe Tabelle 9. Investition in Mrd. €/kWh S. 14, [Stromgestehungskosten erneuerbare Energien](#), Fraunhofer ISE, Juli 2024

⁶⁷ S. 218, Jahr 2023, [Gutachten für den Monitoringbericht 2022 zur Versorgungssicherheit mit Strom gem. § 63 EnWG-E](#), Consentec/Forschungsstelle für Energiewirtschaft/IER Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieverwendung der Universität Stuttgart, 2023

⁶⁸ Die Investition für NeuConnect zwischen Wilhelmshaven und Großbritannien soll etwa 2,8 Mrd. € bei 1,4 GW Kapazität oder 2.000€/kW kosten (s. [Eine neue Stromverbindung für die Zukunft der Energieversorgung](#), NeuConnect, 2024). Aufgrund der langen Trasse durch das Meer wird dies am oberen Ende des Kostenspektrums liegen. Für den Ausbau der Konnektoren wird deshalb im Durchschnitt die Hälfte davon angenommen.

⁶⁹ Durchschnittlicher Großhandelspreis an der Strombörse 2023 in den Viertelstunden mit Netto-Stromimport bzw. -export, [SMARD](#), BNetzA, 2024

tile Erzeugung entsprechend Abschnitt 3.2.2 zzgl. 5 Cent für die zu bezahlende Preisspanne zwischen Import und Export).

Stundenweise steuerbare Erzeugung kostet 18 Cent/kWh

Als stundenweise steuerbare Quellen sind in der Roadmap Demand Side Response, variable Stauhöhen bei Laufwasserkraftwerken, Pumpspeicherkraftwerke sowie stationäre Batterien angesetzt.

Tabelle 13 – Stundenweise steuerbare Stromquellen

Stromquelle	Kapazität (GW)	Endenergie (TWh/a)	Strompreis (€/kWh)
Demand Side Response (Verlagerung)	9	7	0,08
Laufwasserkraftwerke	1	1	0,10
Pumpspeicherkraftwerke	10	8	0,11
Batterien	9	7	0,38
Summe	29	23	0,18

Demand Side Response ist eine Verschiebung von Nachfrage weg von Zeiten mit wenig Wind- und PV- Erzeugung und hin zu Zeiten hoher volatiler Erzeugung. Dafür besteht im CO₂-neutralen Deutschland deutlich mehr Spielraum als aktuell. Mit Umsetzung der Roadmap werden zusätzlich 460 TWh/a⁷⁰ oder 40% der gesamten Primärstromerzeugung verlagern sein, was den Spielraum für Nachfrageverlagerung ausweitet:

- stundenweise verlagerbar sind Wärmepumpen mit Wärmespeicher (Gebäudeheizungen und Wärmenetze)
- tageweise verlagerbar ist das Laden von eKfz (mind. +/-1 Tag), wenn keine längeren Fahrten zu machen sind. H₂-Elektrolyse kann nach Bedarf im Jahr verteilt werden.

In der Roadmap ist unterstellt, dass die Verlagerung durch symmetrische Spreizung des Strompreises erzielt wird. Zeitlich erfolgt die Spreizung netzdienlich entsprechend der jeweiligen Residual- und Netzlasten (s. Kernmaßnahmen 1-3). Das schafft den Anreiz, volkswirtschaftlich optimal zu verlagern und erschließt unbürokratisch Flexibilitäten bei täglichen Stromverbräuchen, bidirektionalem Laden von eKfz und PV-Speichern, Betrieb von Wärmepumpen und Großwärmespeichern und H₂-Elektrolyse u.a.m. Diese Flexibilitäten sind in der Roadmap konservativ mit 5% der maximalen Residuallast im CO₂-neutralen Stromsystem von 190 GW⁷¹ angesetzt.

⁷⁰ s. Abschnitt 2.7 Gesamtbedarf Energie und Strom: 139 TWh/a Gebäudewärme, 205 TWh/a Verkehr, 120 TWh/a grüner H₂ für Industrie und H₂-Rückverstromung.

⁷¹ S. 9, Szenario O-45 Strom, [Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland, BMWK – Energieangebot](#), BMWK, 02.07.2024

Bei der **Laufwasserkraft** sind in der Roadmap die zusätzliche Nutzung von +/-10% Stauhöhe und damit +/-10% der installierten Leistung als steuerbare Kapazität angesetzt, die im Bestand etwa 500€/kW an Zusatzinvestition erfordert⁷².

Pumpspeicherkraftwerke sind im Ausbau begrenzt und in der Roadmap auch für die Zukunft nur mit der aktuellen Kapazität angesetzt.

Stationäre Batterien füllen die Lücke zu den Zielwerten⁷³. In der Roadmap ist unterstellt, dass sie in Zeiten des Stromüberschusses gefüllt und bei Residuallasten entladen werden. Bei Nutzung von stationären Batterien als kurzfristige Speicher ergeben sich aus einer EWG-Simulation 82 volle Ladezyklen pro Jahr. Die resultierenden Kosten von 38 Cent/kWh für den eingespeisten Strom werden in Tabelle 20 abgeleitet.

Insgesamt kostet der Strom aus diesen stundenweise steuerbaren Stromquellen dann 18 Cent/kWh.

Tageweise steuerbare Erzeugung kostet 46 Cent/kWh

Als tageweise steuerbare Stromquellen sind in der Roadmap flexibilisierte Biomasse-Kraftwerke⁷⁴ und Rückverstromung von grünem H₂ unterstellt.

Tabelle 14: Tageweise steuerbare Stromquellen

Stromquelle	Kapazität (GW)	Endenergie (TWh/a)	Strompreis (€/kWh)
Biogas	61	30	0,40
H ₂ -Rückverstromung	13	7	0,70
Summe	75	37	0,46

Die Stromerzeugung in Kraftwerken, die grünen H₂ rückverstromen und als tageweise steuerbare Stromquelle eingesetzt sind, kostet 70 Cent/kWh, wie in Tabelle 20 abgeleitet. Dies liegt v.a. an den Energieverlusten in H₂-Synthese und H₂-Rückverstromung, wegen derer knapp 3,4 kWh Strom Input nur 1 kWh Strom Output erzeugen.

Biogaskraftwerke werden derzeit überwiegend kontinuierlich gefahren, d.h. unabhängig davon, ob Strombedarf oder -überschuss da ist, und zu Kosten, die deutlich über Wind- und PV-Strom liegen. Wesentlich wertvoller ist deren Strom als tageweise steuerbare Stromquelle. Die Roadmap setzt dabei keine Steigerung der eingesetzten Biomasse-Menge an sondern nur die Umrüstung der Biogaskraftwerke auf steuerbare Stromerzeugung bei 494 Volllaststunden (siehe Tabelle 11). Dies schafft 34 TWh/a und 69 GW an steuerbarer

⁷² Umfang und Investitionsbedarf je kW für diese steuerbare Kapazität beruhen auf Aussagen von Experten des Bundesverbandes Deutscher Wasserkraftwerke.

⁷³ Zur Kalkulation des Kostensatzes für Batteriespeicherung siehe Tabelle 6.

⁷⁴ Nach Auskunft von Branchenexperten ist die wirtschaftliche Speichergröße auf max. 24 Stunden begrenzt. Wenn Biogasanlagen länger nach Bedarf erzeugen sollen, ist dazu mind. 1 Tag Vorlauf erforderlich, um die Leistung des Fermenters entsprechend hochzufahren

Kapazität⁷⁵. Die resultierenden Erzeugungskosten liegen bei 40 Cent/kWh⁷⁶, wie in Tabelle 20 abgeleitet.

Strom aus diesen tageweise steuerbaren Stromquellen kostet dann 46 Cent/kWh.

„H₂-Ready“ Erdgaskraftwerke der Kraftwerkstrategie der Bundesregierung kosten bei 10 GW in 20 Jahren 19 Mrd. € mehr als steuerbare Biogaskraftwerke

Die so flexibilisierten Biogaskraftwerke haben deutlich mehr Kapazität und deutlich niedrigere Stromgestehungskosten als die in der Februar 2024 veröffentlichten Kraftwerksstrategie der Bundesregierung vorgesehenen 10 GW neuer Erdgaskraftwerke, die Mitte des nächsten Jahrzehnts auf grünen H₂ umgestellt werden sollen. Diese kosten bei Betrieb mit Erdgas in den ersten 5 Jahren und mit grünem H₂ in weiteren 15 Jahren 60 Cent/kWh oder etwa 50% mehr als steuerbare Biogaskraftwerke. Bei 10 GW und 494 Volllaststunden verursacht das wie in der folgenden Tabelle dargestellt in 20 Jahren ca. 19 Mrd. € Mehrkosten.

Tabelle 15 – Mehrkosten H₂-Ready Erdgaskraftwerke vs. für Spitzenlast umgerüstete Biogaskraftwerke über 20 Jahre⁷⁷

(Mrd. €)	H ₂ -Ready Erdgas	Biogas	Einsparung
5 Jahre	7	10	-3
15 Jahre	52	30	22
Gesamt	59	40	19
Erzeugungskosten (€/kWh)	0,60	0,40	0,19

Deshalb unterstellt die Roadmap abweichend von Langfristszenarien und der Februar 2024 veröffentlichten Kraftwerksstrategie der Bundesregierung

- eine prioritäre Nutzung der Biogaskraftwerke als tageweise steuerbare Kapazität (ohne Erhöhung der Substratmenge gegenüber dem Status Quo) und
- dazu ergänzend und nachrangig die H₂-Rückverstromung.

Das erhält zudem die aktuell 38 TWh/a erneuerbaren Strom aus Biogaskraftwerken im Strommix, für die im Grundlastbetrieb keine wirtschaftliche Zukunftsperspektive besteht. Die Alternative dazu wären, entweder mehr der deutlich teureren grünen H₂-Kraftwerke zu bauen, oder fossile Kraftwerke im Umfang von 38 TWh/a weiter in Betrieb halten.

⁷⁵ Biogaskraftwerke erzeugen 34 TWh Strom mit 5,9 GW installierter Kapazität, s. S. 27, [Biogas im künftigen Energiesystem](#), Elhaus/Treiber/Karl, 2024. Das entspricht 5.800 Volllaststunden pro Jahr. Bei entsprechender Aufrüstung von Generator, Gasspeicher und Biogaserzeugung ist bei 494 Volllaststunden mit derselben Substratmenge eine verfügbare Kapazität von 69 (!) GW.

⁷⁶ Damit konsistente Werte finden sich auf S. 33, [Biogas im künftigen Energiesystem](#), Elhaus/Treiber/Karl, 2024

⁷⁷ Zugrunde gelegt sind die Werte aus Tabelle 20 mit Ausnahme der ersten 5 Jahre bei „H₂-Ready“ Erdgaskraftwerken: da wurden die Stromkosten aus Tabelle 20 mit den aktuellen Erdgaskosten für Industriekunden (s. Anlage 3) ersetzt.

3.2.4 Insgesamt kostet CO₂-neutrale Stromerzeugung 10 Cent pro kWh

Im Mix betragen die Kosten der CO₂-neutralen Stromerzeugung 9 Cent/kWh. Dazu kommt 1 Cent/kWh verbindliche Vergütung für die Kommunen, auf deren Gebiet erneuerbarer Strom erzeugt wird (siehe Kernmaßnahme 9). So kostet die Erzeugung erneuerbarer Stroms 6% weniger als die dauerhafte Erzeugung im aktuellen Strommix (s. Tabelle 10).

Tabelle 16: Gesamtkosten CO₂-neutrale Stromerzeugung

Komponente	in % Ausbau Gesamt- erzeugung	€ pro kWh Erzeugung	€ pro kWh Endenergie	Investition (Mrd. € pro TWh/a Endenergie)
volatile Erzeugung	86%	0,08	0,07	0,64
Stromimport	8%	0,13	0,01	0,05
stundenweise steuerbare Stromquellen	2%	0,18	0,00	0,00
tageweise steuerbare Stromquellen	3%	0,46	0,02	0,11
Entgelt Kommunen für Erzeugung			0,01	
Gesamt	100%		0,10	0,81

3.3 Netzentgelte sinken im CO₂-neutralen Stromsystem um 1 Cent pro kWh

Bei der Stromversorgung kommen zu den Kosten der Erzeugungskosten die Kosten der Stromnetze hinzu, die mit derzeit 7 Cent/kWh inkl. 1 Cent/kWh Engpassmanagement hoch sind⁷⁸. In der Roadmap ist unterstellt, dass sich nach dem unten beschriebenen Netzausbau, der auch und gerade Engpässe beheben soll, Engpassmanagementkosten weitgehend vermeiden lassen. Dies wird die Netzentgelte für das bestehende Netz - vor Berücksichtigung der Netzausbaukosten - auf 6 Cent/kWh senken.

Um das Stromnetz für den steigenden Strombedarf und die volatilerer Erzeugung im CO₂-neutralen Energiesystem um- und auszubauen ist eine Investition von 300 Mrd. € die Übertragungsnetze⁷⁹ und 200 Mrd. € in die Verteilnetze avisiert⁸⁰. Hier ist kritisch anzumerken, dass es starke Indikationen⁸¹ dafür gibt, dass die Verteilnetze im Durchschnitt nur zur Hälfte ausgelastet sind, die Verteilnetzbetreiber die Auslastung im Detail aber nur begrenzt messen, auch der Ausbau mit großzügigen Puffern geplant wird⁸². Insofern liegen die tatsächlich erforderlichen Verteilnetz-Investitionen vermutlich niedriger. Da dies von der EWG

⁷⁸ 6 cent/kWh ergeben sich aus den durchschnittlichen Netzentgelten für private Haushalte, GHD und Industrie nach S. 179, 181 und 182, [Monitoringbericht 2023](#), BNetzA, 2023 – gewichtet mit den Strommengen nach Tabelle 11.

⁷⁹ Mittelwert für Freileitungen und Erdkabel genannten Werte von 285 Mrd. € und 320 Mrd. €, s. [Warum der Stromnetzausbau so teuer ist](#), tagesschau, 2024
110 Mrd. € bis 2030 und weitere 90 Mrd. € bis 2045, s. [Prognose: Stromnetz-Ausbau kostet Deutschland über 100 Milliarden Euro](#), Frankfurter Rundschau, 2024

⁸⁰ Es gibt eine Studie, die noch höhere Werte ansetzt, allerdings auch eine wachsende Diskussion zu Einsparpotentialen.

⁸¹ Expertengespräche mit SMIGHT GmbH, ansvar 2030 Holding gmbH, Martin Breitenbach (NGN Netzgesellschaft Niederrhein)

⁸² S. 4, [Zustand und Ausbau der Verteilernetze 2022](#), BNetzA, 2023

nicht näher überprüft werden konnte, sind die Netzinvestition in der Roadmap konservativ so angesetzt wie avisiert.

Daraus entstehen:

- Betriebs- und Verwaltungskosten von 15 Mrd. €/a bei der Annahme, dass sie jährlich 3% des Investitionsvolumens betragen.
- eine Annuität von 23 Mrd. €/a bei Annahme 40 Jahre⁸³ Lebensdauer und Verzinsung im Durchschnitt der Werte für öffentliche und privaten Investitionen⁸⁴ nach Kapitel 1.

Verteilt auf die nach Umsetzung dieser Roadmap erforderliche, zusätzliche Stromerzeugung von 710 TWh/a ergibt das für den Netzausbau ebenfalls Netzentgelte von durchschnittlich 6 Cent/kWh: die Netzentgelte steigen trotz hoher Ausbauinvestition nicht, weil diese sich auf eine große, zusätzliche Strommenge verteilen.

Tabelle 17: Investitionen und Netzentgelt für den Ausbau der Stromnetze⁸⁵

Netzinvestition	Zusatzinvestition (Mrd. €)	Betriebs- und Verwaltungskosten (Mrd. €/a)	Lebensdauer (Jahre)	Annuität inkl. Gewinn (Mrd. €/a)	lfd. Ausgaben (Mrd. €/a)	zusätzliche Strommenge (Twh/a)	Netzentgelt (€/kWh)
Verteilnetze	200	6	40	9	15	695	0,022
Übertragungsnetzte	302	9	40	14	23	695	0,033
Gesamt	502	15	0	23	38	695	0,054

Anders als in den Langfristszenarien der Bundesregierung, die für 2045 von Netzentgelten von 30 Mrd. €/a⁸⁶ oder 3 Cent/kWh ausgehen, ist in der Roadmap deshalb unterstellt, dass die Netzentgelte auch nach Ausbau 6 Cent/kWh betragen.

3.4 Im Ergebnis sinken die Strompreise um 20%

Aktuelle Strompreise

Als aktuelle Strompreise sind in der Roadmap die Werte laut Bundesnetzagentur (BNetzA) zum 01.04.2023 mit einer Modifikation angesetzt: anstatt der da genannten Beschaffungskosten sind konservativ die Kosten bei dauerhafter Fortsetzung des Status Quo aus Tabelle 10 angesetzt.

Der Grund dafür ist, dass die im Monitoringbericht 2023 der BNetzA angegebenen Werte für „Beschaffung“ sowohl erheblich über den Großhandelspreisen 2023 als auch über den dauerhaften Stromgestehungskosten im aktuellen Mix liegen. Das liegt vermutlich daran, dass die Strompreise zum 01.04.2023 noch Beschaffungskosten von 2022 reflektieren, als hohe Gaspreise in Verbindung mit dem Merit Order Prinzip auch zu hohen Strompreisen

⁸³ Nach § 6 Abs. 4 und 5 in Verbindung mit Anlage 1 der StromNEV ([Stromnetzentgeltverordnung](#), BMF, 2023), ist bei der Kalkulation von Netzentgelten eine lineare Abschreibung über die betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer anzusetzen. Bei Netzanlagen ist diese mit 30-50 Jahren angesetzt.

⁸⁴ Analog §7 Abs. 7 StromNEV

⁸⁵ Zu Kalkulation der Annuität siehe Kapitel 1

⁸⁶ S. 12, Szenario O45-Strom in 2045, [Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland - Stromnetze](#), BMWK, 02.07.2024

an der Börse geführt haben. Diese in der Roadmap anzusetzen, hätte unrealistisch hohe Einsparungen durch ein CO₂-neutrales Deutschland ergeben.

Tabelle 18: Aktuelle Strompreise⁸⁷

(in €/kWh)	Private Haushalte	Gewerbe, Handel, DL	Industrie	Gewichteter Durchschnitt	Summe (Mrd. €/a)
Netzentgelt	0,09	0,07	0,03	0,07	30
Messung, Messtellenbetrieb	0,00	0,00	0,00	0,00	1
Konzession	0,02	0,01	0,00	0,01	4
Umlagen	0,01	0,01	0,01	0,01	6
Stromsteuer	0,02	0,02	0,02	0,02	9
Beschaffung	0,11	0,11	0,11	0,11	50
Vertrieb und Marge	0,05	0,04	0,02	0,04	17
Umsatzsteuer	0,06			0,02	11
Strompreis	0,37	0,27	0,19	0,29	129
Strommengen 2022 (TWh)	185	122	142		449
Stromkosten (Mrd. €/a)	68	33	28		

Strompreise nach Umsetzung der Roadmap

Die zukünftigen Strompreise im CO₂-neutralen Stromsystem ergeben sich aus folgenden Anpassungen der aktuellen Strompreise:

- Die Netzentgelte werden um 1 Cent/kWh reduziert (s. Kapitel 3.3).
- Die bisherigen Umlagen entfallen, da deren Zwecke mit den dargestellten Kostensätzen und den Kernmaßnahmen dieser Roadmap bereits abgedeckt sind.
- Die Stromsteuer entfällt, um den Wechsel auf Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge, elektrische Prozesswärme und H₂-Elektrolyse wirtschaftlicher zu machen (s. Maßnahme 4).
- In der Zeile „Beschaffung“ werden die Kosten für die Erzeugung CO₂-neutralen Stroms nach Tabelle 16 eingesetzt.

⁸⁷ Als Werte für die Strompreis-Bestandteile sind die Mittelwerte eingesetzt für die Industrie-, Gewerbe- und Haushaltskunden zugeordneten typischen Abnahmefälle 24 GWh, 50 MWh und 2.500-5.000 kWh pro Jahr, s. S. 179, 181 und 182, [Monitoringbericht 2023](#), BNetzA 2023. Die Werte für „Vertrieb“ und Marge bei GHD- und Industriekunden sind Annahmen der EWG, da sie im o.a. Monitoringbericht 2023 nicht separat ausgewiesen sind. Die Gewichtung für Durchschnittswerte erfolgt anhand der relativen Verteilung nach privaten Haushalten, GHD und Industrie 2022 entsprechend Anlage 2. Die Strommengen für diese Gruppen sind dabei so skaliert, dass sie in Summe die Gesamterzeugung nach Tabelle 10 ergeben.

Tabelle 19: Strompreise nach Umsetzung der Roadmap

(in €/kWh)	Private Haushalte	Gewerbe, Handel, DL	Industrie	Gewichteter Durchschnitt	Summe (Mrd. €/a)
Netzentgelt	0,08	0,06	0,02	0,06	26
Messung, Messtellenbetrieb	0,00	0,00	0,00	0,00	1
Konzession	0,02	0,01	0,00	0,01	4
Umlagen				0,00	0
Stromsteuer				0,00	0
Beschaffung	0,10	0,10	0,10	0,10	47
Vertrieb und Marge	0,05	0,04	0,02	0,04	17
Umsatzsteuer	0,05			0,02	9
Strompreis	0,31	0,22	0,15	0,23	105
Strommengen 2022 (TWh)	185	122	142	0,00	449
Stromkosten (Mrd. €/a)	57	27	21		

Diese aktuellen und zukünftigen Strompreise sind bei der Bewertung der Maßnahmeneffekte in folgenden Kapiteln zu Gebäudewärme, Verkehr und Industrie angesetzt.

Diese CO₂-neutrale Stromversorgung kostet Stromkunden 24 Mrd. €/a weniger.

Mit der Umstellung sind die Stromkosten für private Haushalte, GHD und Industrie von 129 auf 105 Mrd. €/a oder um 24 Mrd. €/a.

3.5 Die Umstellung erfordert beim aktuellen Strombedarf eine Zusatzinvestition 99 Mrd. €

Im Jahr 2023 trugen fossile Stromquellen weniger als die Hälfte der Stromerzeugung bei, erfüllten mit Abdeckung der Residuallasten aber die Rolle der steuerbaren Stromquellen für die gesamte Erzeugung. Um die gesamte aktuelle Stromerzeugung CO₂-neutral zu machen, sind somit:

- der fossil erzeugte Anteil des Stroms durch zusätzliche Wind- und PV-Erzeugung zu ersetzen⁸⁸.
- die gesamte erneuerbare Stromerzeugung von dann 449 TWh/a entsprechend Tabelle 16 anteilig durch steuerbare Stromquellen abzusichern⁸⁹.

Neben dem in Abschnitt 3.2.1 bereits beschriebenen Zubau an Wasserkraft sind dazu erforderlich: ein Zubau von 45 TWh/a Freiflächen-PV, 49 TWh/a Wind OffShore und 57 TWh/a steuerbarer Erzeugung.

⁸⁸ Die Verteilung auf PV, Wind OnShore und Wind OffShore nach erfolgtem Zubau entspricht den Prozentsätzen in Tabelle 3.

⁸⁹ Summe der Investition pro TWh-Gesamterzeugung geteilt durch Summe der Anteile Gesamterzeugung – jeweils für die steuerbaren Stromquellen.

Tabelle 20: Erforderlicher Zubau, um den aktuellen Strombedarf CO₂-neutral abzudecken⁹⁰

Stromerzeugung (TWh/a)	PV Freifläche	Wind OnShore	Wind OffShore	Summe
Bisher durch Wasserkraft erzeugt				15
Zubau Wasserkraft				18
Bestand Ende 2023 (GW)	82	61	9	151
Damit zukünftig erzeugter Strom	78	158	30	265
Verbleibender Zubau an volatiler Erzeugung	45		49	94
Zubaubedarf an steuerbarer Erzeugung				57
Gesamt				449

Dieser Zubau erfordert eine Investition von 160 Mrd. €.

Tabelle 21: Investitionsbedarf für den Zubau nach Tabelle 20⁹¹

Zubau	Erzeugung (TWh/a)	Investition (Mrd. € pro TWh/a)	Investition (Mrd. €)
Wasserkraft	18	1,0	18
volatile Erzeugung	94	0,8	77
steuerbare Erzeugung	57	1,2	69
Gesamt	168	1,0	164

Dieser Zubau vermeidet im Gegenzug eine Reinvestition in den bestehenden Kraftwerkspark von 65 Mrd. €.

Tabelle 22: Damit vermiedene Reinvestition in den Status Quo⁹²

Energieträger	Erzeugung 2023 (TWh/a)	Volllast- stunden (h/a)	Kapazität (GW)	Investition (€/kW)	Investition (Mrd. €)
Steinkohle	40	4.100	10	2.000	19
Braunkohle	78	5.300	15	2.200	32
Erdgas	50	3.200	16	838	13
Gesamt	168		40		65

⁹⁰ Quelle für die Ende 2023 installierte Gesamtleistungen PV, Wind OnShore und Wind OffShore ist [Zubau erneuerbare Energien 2023](#), BNetzA, 2024

⁹¹ Die Werte für die erforderliche Investition in Mrd. € pro TWh/a sind zu entnehmen für:

- Wasserkraft siehe Abschnitt 3.2.1
- Erzeugung Freiflächen-PV und Wind OffShore siehe Tabelle 12

⁹² Die Erzeugungsmengen 2023 sind Tabelle 1 entnommen. Zu Volllaststunden und Investition (€/kW) s. S. 12+16 (Durchschnitt der Werte für 2024, bei Erdgaskraft zudem der Durchschnitt von GuD- und Gasturbinen-Kraftwerken), [Stromgestehungskosten erneuerbare Energie](#), Fraunhofer ISE, Juli 2024

Somit erfordert die Umstellung der aktuellen, fossilen Stromerzeugung auf CO₂-neutrale Erzeugung eine Zusatzinvestition von 99 Mrd. €⁹³.

Diese Zusatzinvestition ist in den Kosten der CO₂-neutralen Stromerzeugung von 11 Cent/kWh entsprechend Abschnitt 2.4 bereits enthalten.

3.6 Resultierende Kostensätze für die weiteren Kapitel

3.6.1 Weiterer Ausbau Stromerzeugung erfordert eine Investition von 0,81 Mrd. € pro TWh/a

Aus Tabelle 16 leiten sich für die folgenden Kapitel diese Investitionsbeträge pro zusätzlich erzeugter TWh/a erneuerbaren Strom ab:

- rein volatile Erzeugung (z.B. für die H₂-Synthese bei Überschuss von Wind- und PV-Strom): 0,64 Mrd. € Investition pro TWh/a
- andere Erzeugung: 0,81 Mrd. € Investition pro TWh/a bei anderen Bedarfen.

3.6.2 Erzeugung grüner H₂ und eFuels kostet 24 und 36 Cent/kWh

Für eine konsistente, belastbare und - im Sinne dann eher niedriger Kosten - konservative Bewertung von grünem H₂ und eFuels ist in der Roadmap unterstellt, dass die Herstellung:

- in Deutschland erfolgt. Sollten Importe in relevantem Umfang kostengünstiger realisierbar sein, sinken die Kosten dann entsprechend.
- dann erfolgt, wenn Überschuss an Wind- und PV-Strom besteht. Dann sind steuerbare Kapazitäten nicht erforderlich und im zeitvariablen Stromtarif nicht enthalten.
- so erfolgt, dass die Netzentgelte zudem niedrig sind, d.h. zu netzdienlichen Zeiten bzw. an netzdienlichen Standorten mit geringem Abstand zu Standorten von Wind- und PV-Parks, deren Stromüberschuss für die Herstellung genutzt wird.

Für diesen netzdienlichen Verbrauch ist dann anstatt des zukünftigen durchschnittlichen Industrie-Stromtarifs von 15 Cent/kWh ein Tarif von 9 Cent/kWh⁹⁴ anzusetzen.

Weitere Eingangsparameter für die Kostenberechnung sind:

- spezifische Investitionen, Betriebskosten in % der Investition, Lebensdauer und Wirkungsgrade je Technologie⁹⁵.

⁹³ Investition in den erneuerbaren Ausbau nach Tabelle 21 abzgl. der vermiedenen Reinvestition nach Tabelle 22.

⁹⁴ Industrie-Strompreis abzgl. 4 Cent/kWh (maximalen Spreizung Stromtarif bei hoher Residuallast) und abzgl. angenommener gleichzeitiger Spreizung der Netzentgelte um 2 Cent/kWh wegen Verbrauch bei geringer Netzauslastung bzw. erzeugungsnahe Verbrauch.

⁹⁵ Soweit nicht anders spezifiziert: Werte in Spalte 2025 auf S. 7-9, [Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem - Anhang zur Studie](#), Fraunhofer ISE, 2020. Abweichend davon

- Volllaststunden entsprechend Tabelle 11 (für Batterien Ladezyklen pro Jahr aus einer eigenen Simulation).
- Kapitalkosten inkl. Gewinn entsprechend Kapitel 1.

Tabelle 23: Erzeugungskosten für verschiedene grüne H₂- und Stromquellen in Deutschland

Kosten für die Erzeugung von 1 kWh aus grüner H ₂ aus Elektrolyse	... P2G (Synthese Methan)	... P2L (Synthese flüssige Treibstoffe wie Benzin)	... grüner H ₂ -Rückverstromung	... Strom aus Biogaskraftwerken	... Strom aus Batteriespeichern
Faktoren						
Investition Elektrolyse in € pro kWel	676	700	730	451	0	139
Volllaststunden pro Jahr = kWh/kW/a	796	796	796	494	494	82
Lebensdauer (in Jahren)	26	40	40	40	40	10
jährliche Betriebskosten (in % Investition)	3,4%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	1,0%
Wirkungsgrad	75%	60%	70%	40%	40%	86%
kWh-in / kWel-out	134%	224%	192%	336%	250%	117%
Investition (€/kWel-out)	907	2.212	2.026	2.719	1.390	163
Kostenpositionen						
Kapitalkosten inkl. Gewinn	5,6%	5,6%	5,6%	5,6%	5,6%	5,6%
Strom bzw. Biogas (€/kWh-in)	0,09	0,09	0,09	0,09	0,08	0,09
Kosten der Stromerzeugung (€/kWhel-out)	0,12	0,20	0,17	0,30	0,20	0,10
Annuität inkl. Gewinn (€/kWhel-out)	0,08	0,15	0,13	0,29	0,15	0,25
Betriebskosten (€/kWhel-out)	0,04	0,06	0,05	0,11	0,06	0,02
Gesamt (€/kWhel-out) - Tarif netzdienlich	0,24	0,40	0,36	0,70	0,40	0,38
Gesamt (€/kWhel-out) - Tarif Durchschnitt	0,33	0,56	0,49	0,94		0,46

Damit ergeben sich dann für die Bewertung von Maßnahmen die niedrigeren Kostensätze von 24 Cent/kWh für grünen H₂, 40 Cent/kWh für grünes Methan und 36 Cent/kWh für grünen Flüssigtreibstoff.

Sollten die Kosten für den Import von grünem H₂ und eFuels niedriger liegen, verbessert sich die Wirtschaftlichkeit der Kernmaßnahmen dieser Roadmap. Dass Importe günstiger als inländische Erzeugung sind, ist jedoch aus zwei Gründen nicht wahrscheinlich:

- Zum einen sind größere Importmengen bisher nicht verfügbar und zum anderen nivellieren sich die Herstellkosten-Vorteile sonnenreicherer Gegenden wie Nordafrika durch Transportkosten und -verluste nach Deutschland zum guten Teil⁹⁶.

Dies deckt sich auch mit dem ersten größeren Liefervertrag von grünem Ammoniak, den Deutschland für die Herstellung in und Lieferung von grünem Ammoniak aus Ägypten nach Rotterdam oder Antwerpen abgeschlossen hat. Die Liefermenge entspricht nach Rückumwandlung 8,5 TWh an grünem H₂. Noch vor Rückumwandlung kostet die Anlieferung an Hafen bereits 1.000 €/to oder 17 Cent/kWh⁹⁷ grünen H₂. Allein durch die energetischen Verluste bei der Rückumwandlung von Ammoniak steigen die Kosten bereits auf ca. 25 Cent/kWh. Dazu kommen Betriebskosten der Rückumwandlung, Pipeline-Transport nach Deutschland sowie Vertrieb, Verwaltung und Gewinn.

• Wirkungsgrade H₂-Elektrolyse, P2G-Synthese und P2L-Synthese aus S. 340, S. 337 und S. 354, S. 340, [Energiespeicher - Bedarf, Integration, Technologien, Sterner und Stadler](#), 2014

• Für Biogaskraftwerke sind die Werte der H₂-Rückverstromung übernommen, außer

- Biogaskosten, S. 17, [Stromgestehungskosten erneuerbare Energie](#), Fraunhofer ISE, 2024
- spezifische Investition, S. 32, [Biogas im künftigen Energiesystem](#), Elhaus/Treiber/Karl, 2024

⁹⁶ S. 11, [Bewertung der Vor- und Nachteile von Wasserstoffimporten im Vergleich zur heimischen Erzeugung](#), Merten/Scholz/u.a., DIW Econ und Wuppertal Institut, 2020

⁹⁷ [Deutschlands erster Wasserstoff-Durchbruch](#), Wirtschaftswoche, 2024

- Zum anderen ist die H₂-Elektrolyse im Inland erforderlich, um tageweise Überschüsse an Wind- und PV-Strom zu nutzen anstatt abzuregeln. Jede abgeregelte kWh verteuert den Strompreis pro genutzter kWh, da dieselben Kosten dann auf weniger kWh umgelegt werden. Der Import von grünem H₂ ist deshalb volkswirtschaftlich nur sinnvoll, wenn
 - der gesamte deutsche Wind- und PV-Überschuss in Energiespeichern inkl. H₂-Elektrolyse absorbiert ist und zusätzlicher H₂-Bedarf besteht oder
 - der importierte grüner H₂ um 8 Cent/kWh – die Kosten volatiler Stromerzeugung – günstiger ist als im Inland erzeugter grüner H₂.

3.6.3 Aktuelle Preise fossiler Energieträger

Anlage 3 enthält die in der Roadmap angesetzten aktuellen Preisen fossiler Energieträger.

3.7 10 exemplarische Kernmaßnahmen

Um das bestehende Stromsystem auf CO₂-neutrale Erzeugung umzustellen, sind zwei Herausforderungen zu meistern:

- Der **beschleunigte Ausbau von Erzeugung und Speicherung erneuerbaren Stroms** (2023 wurden z.B. wegen der Deckelung mind. 4 GW⁹⁸ oder 20%⁹⁹ der Angebote für PV-Freiflächenanlagen nicht bezuschlagt).
- **Anpassung des Strommarktdesigns:** Das aktuelle Strommarktdesign ist auf den bisherige Kraftwerkspark zentraler und fossiler Erzeugung ausgelegt, schafft aufgrund der volatilen Preise an der Strombörse während der Transformation des Stromsystems erhebliche Risiken für Investoren und Bundeshaushalt und verursacht mit der Merit-Order Überrenditen bei einem guten Teil der Energieerzeuger und -händler. Dies ist so anzupassen, dass viel Kapital mobilisiert, dabei volkswirtschaftliche optimale Kosten erzielt und diese in Form günstiger Strompreise zuverlässig an Stromkunden weitergegeben werden.

Bis zum Erreichen des CO₂-neutralen Stromsystems wird das Strommarktdesign deshalb unter folgenden Leitlinien angepasst:

- Erneuerbarer Strom wird weiterhin zu festen Arbeitspreisen für 20 Jahre im Wettbewerb beschafft. Das minimiert sowohl Risikozuschläge als auch Überrenditen und mobilisiert viel Kapital.
- Die Beschaffung erfolgt anbieteroffen aber ebenfalls weiterhin nach Technologien. Aus den Geboten wird der kostengünstigste Strommix gebildet.
- Bis zur Abdeckung der Nachfrage in einem Netz erfolgt dort keine Deckelung der erneuerbaren Stromerzeugung.

⁹⁸ [Ergebnisse der Ausschreibung für PV-Freiflächenanlagen zum Gebotstermin 1. Dezember 2023](#), BNetzA, 05.01.2024

⁹⁹ [Zubau erneuerbarer Energien](#), BNetzA, 05.01.2024

- Die so erzielten günstigen Preise kommen den Stromkunden direkt zugute, was Stromkunden entlastet und den Wechsel von fossilen Energien zu erneuerbarem Strom attraktiver macht. Dies wird durch Entfall der Stromsteuer verstärkt.
- Das schafft den Spielraum, die EEG-Zuschüsse des Bundes ohne Steigerung der Stromkosten zu beenden, was die öffentlichen Haushalte erheblich entlastet.
- Die volkswirtschaftlichen Kosten der Stromerzeugung und -verteilung spiegeln sich in den Netzentgelten und Strompreisen wider, um so den kostenoptimalen Grad an Nachfrageverlagerung sowie Mix dezentraler und zentraler Erzeugung zu erzielen.

Exemplarische Kernmaßnahmen, um das CO₂-neutrale Stromsystem zu erreichen, sind:

1. **Zeitliche Spreizung Stromtarife** - Um Residuallasten und deren teure Abdeckung mit steuerbarer Kapazität zu minimieren, werden die **Stromtarife** zeitabhängig entsprechend der jeweils aktuellen Residuallast **um die Kosten steuerbarer Kapazität gespreizt** (+/- 3 Cent/kWh). Dazu werden umgehend und **flächendeckend SmartMeter** installiert.
2. **Spreizung Netzentgelte** – Die zeitliche Spreizung der Stromtarife (Kernmaßnahme 1) wird ergänzt und überlagert durch eine Spreizung der Netzentgelte. Die Netzentgelte werden den Energieversorgungsunternehmen (EVU) dann entsprechend der tatsächlichen Netz-Inanspruchnahme verursachungsgerecht in Rechnung gestellt, d.h. je höher die tatsächliche Last in der Netzbelastungsspitze und je weiter die Stromübertragung ist, desto höher ist das Netzentgelt. Dies macht verbrauchsnahe Erzeugung und netzdienliche Verlagerung dort rentabel, wo sie günstiger als Netzausbau sind. Dies ist grundlegend durch die schon bestehende Leistungspreis-Komponente in den Netzentgelten abzubilden, deren Anwendung auch möglichst auszudehnen ist und an den tatsächlichen Beitrag zur Leistungsspitze zu binden ist. Wo eine Leistungspreis-Komponente nicht zur Anwendung kommt, sind an die der kWh-Menge gebundenen Netzentgelte je nach Belastung des Netzes mind. 60% der Gesamtkosten¹⁰⁰ und damit mind. +/- 3,6 Cent/kWh zu spreizen. Die Spreizung erfolgt so, dass keine Gewinne für die Netzbetreiber entstehen. Die BNetzA überwacht dies.
3. Die **SmartMeter laufen** bei Abnahme bzw. Einspeisung **vorwärts bzw. rückwärts zum** jeweils momentanen **Zeittarif** (bei Einspeisung abzgl. Netzentgelt). So kann jeder Stromkunde unkompliziert **Prosumer** werden, z.B. mit eigener PV oder eKfz-Batterien. Dies gilt bis zur Netto-Null-Abnahme pro Monat, d.h. für eine Stromeinspeisung bis zur Höhe der Stromabnahme in dem Monat.

Innerhalb eines Niederspannungsnetzes können sich mehrere Kunden zu einem virtuellen Prosumer ("**Energiegemeinschaft**") zusammenschließen. Deren Abrechnung untereinander kann dem EVU gegen Gebühr übertragen werden. Das schafft einen unbürokratischen, starken und technologieoffenen Anreiz für den Ausbau lokaler Erzeugung und Energiegemeinschaften sowie steuerbarer Kapazitäten.

¹⁰⁰ S. 250, [Netzentgeltsystematik in Deutschland – Status-Quo, Alternativen und europäische Erfahrungen](#), Jeddi/Sitzmann, 2019. Dort wird der Leistungspreisanteil bei Verbrauchern ≥ 2.500 Volllast-Benutzungsstunden pro Jahr bei mind. 57% angesetzt. Bei geringeren Benutzungsstunden müsste er noch höher sein, da das Verhältnis kW_{max} / kWh dann noch höher ist.

4. **Entfall Stromsteuer** – Die Stromsteuer wird von aktuell 2 Cent/kWh auf den durch EU-Richtlinie vorgegebenen Mindeststeuersatz¹⁰¹ gesenkt. Dies macht die CO₂-Vermeidung durch Elektrifizierung in Gebäudewärme, Verkehr und Industrie noch wirtschaftlicher. Der Einnahmeausfall für die öffentliche Hand wird zu 80% durch Steuererhöhung für private Haushalte und GHD kompensiert (s. Abschnitt 2.4).
5. Die regelmäßig aktualisierten **Netzentwicklungspläne (NEP)** der Netzbetreiber prognostizieren den so modifizierten Strombedarf in ihrem Netz inkl. zeitliche Fluktuation und Hochlauf bis zum CO₂-neutralen Stromsystem sowie den dafür kostenoptimalen Mix kontinuierlicher, volatiler und steuerbarer erneuerbarer Stromquellen.
6. Die kontinuierlichen, volatilen und steuerbaren **Strombedarfe** werden **schrittweise für 80% der in den jeweils nächsten 5 Jahren in den NEP geplanten Bedarfe im Wettbewerb und für eine feste Vergütung über 20 Jahre vergeben**. Anhand der Angebote für steuerbare Kapazitäten werden die zu erwartenden Residuallasten mit der günstigsten Kombination von Angeboten abgedeckt (beim Importstrom werden Erfahrungswerte zugrunde gelegt). „Virtuelle Kraftwerke“ mit oder ohne eigener Erzeugung können mitbieten.

Spiegelbildlich zu den steuerbaren Quellen für die Abdeckung von Residuallasten werden für zu erwartende „negative Residuallasten“ (Stromerzeugung aus kontinuierlichen und volatilen Quellen übersteigt den Bedarf) steuerbare Stromsenken beschafft (z.B. H₂-Elektrolyse, Power2Heat). Dies ist erforderlich, um Strom nicht abregeln zu müssen.

Die Angebote nennen u.a. die verfügbare Peak-Leistung, die am Stück verfügbare Erzeugungsdauer bei dieser Leistung und danach mind. erforderliche Pausendauer, den Standort sowie das Spektrum der verfügbaren, jährlichen Volllaststunden und den von diesen Volllaststunden abhängigen Preis pro erzeugter bzw. abgenommener kWh. Für die Vergaben gilt:

- Bei der Angebotsbewertung wird das zwischen Stromkunden und Erzeugungs- bzw. Senken-Standort anfallende Netzentgelt zum Angebotspreis dazu gerechnet und der für die Gesamtnachfrage jeweils kostenoptimale Mix ausgewählt.
- Die Vergabe ist „mengenoffen“, d.h. bis zur 80%-Abdeckung des regionalen Bedarfs für die jeweils nächsten 5 Jahre werden alle qualifizierten Angebote bis zu einer festen Vergütung angenommen. Das beschleunigt den Hochlauf weiter.
- Die Ausschreibung erfolgt durch die Netzbetreiber für die mit ihrem Netz direkt belieferten Stromkunden zu bundesweit vereinheitlichten Verdingungsunterlagen und Verträgen oder - auf deren Wunsch - durch die BNetzA.

Sollte trotz der doppelten Absicherung gegen die Beschaffung von Überkapazitäten (schrittweiser Hochlauf auf die Prognose für der kommenden 5 Jahre, Deckelung bei 80% dieser Prognose) mehr Kapazität als Nachfrage beschafft worden sein, werden diese Überschüsse an die Strombörse gebracht. Die daraus entstandenen Verluste werden auf die Netzentgelte des jeweiligen Netzbetreibers umgelegt. Dies schafft

¹⁰¹ 0,05 cent/kWh für betriebliche und 0,10 cent/kWh für nicht-betriebliche Anwendungen, s. Artikel 10 in Verbindung mit Anhang I, Tabelle C, [Richtlinie 2003/96/EG](#), Europäische Union, veröffentlicht im Amtsblatt am 21.12.2002

einen zusätzlichen Anreiz für die Netzbetreiber und dessen jeweilige Stakeholder, mit den NEP den tatsächlichen Bedarf gut zu treffen.

Ohne Beschaffung zu stabilen Preisen für 20 Jahre wären Investoren wegen der unkalulierbaren Umbrüche im Strommarkt hohen Risiken ausgesetzt¹⁰². Die Risiken würden den Strompreis noch höher treiben und die Umstellung auf eine CO₂-neutrale Stromversorgung erheblich bremsen.

7. Die so beschaffte kontinuierliche, volatile und steuerbare regionale Erzeugung wird den **EVU jeweils zum Vergabepreis für einen Zeitraum von 5 Jahren angeboten**. Wenn EVU erneuerbaren Strom günstiger aus anderen Quellen beschaffen können, steht ihnen das frei. Dies dürfte wegen der ggü. Netzbetreibern und BNetzA geringeren Zahlungsfähigkeit und Mengen einzelner EVU aber selten vorkommen und ist in der Roadmap konservativ nicht angesetzt.

Damit für Stromkunden transparent ist, ob das EVU den Strom im Vergleich zu anderen Anbietern günstig eingekauft hat, wird ihnen

- im Tarif separat ausgewiesen: Stromgestehungskosten nach Anteil, Preis und Vergabe aus den Vergaben (Netzbetreiber bzw. BNetzA und eigene Beschaffung des EVU) sowie Netzentgelte, Breite der Spreizung für die Preiskomponenten Strombeschaffung und Netzentgelte, Steuern sowie die verbleibende EVU-Rohmarge.
 - in der monatlichen Abrechnung Anzahl der Stunden in den jeweils zugrunde gelegten gespreizten Stromgestehungskosten und Netzentgelten.
 - per online Zugang zu ihren viertelstündlichen Verbrauchsdaten gegeben, um die Abrechnung überprüfen und den eigenen Stromverbrauch optimieren zu können.
8. **Verbleibende Mengen an Strombörse handeln** - An der Strombörse werden von den EVU und Netzbetreibern dann nur noch die Mengen gehandelt und beschafft, die Abweichungen zwischen der so beschafften und realisierten Erzeugung bzw. Nachfrage ausgleichen. Dabei wird der Strom immer verbunden mit dem Erzeugungsstandort gehandelt, damit deren Käufer die entfernungsabhängigen Netzentgelte berechnen können, die bei der von ihnen vorgesehenen Abnahme anfallen.

Abbau weiterer Hemmnisse für den Ausbau CO₂-neutralen Stroms

9. **Flächenverfügbarkeit** - Jede Kommune weist in der Flächennutzungsplanung mindestens die Fläche für Erzeugung und Speicherung von EE-Strom aus, mit der der Anteil der Kommune am aktuellen nationalen Strombedarf auf einer pro Kopf-Basis erzeugbar ist. Eine Kommune kann weniger Fläche ausweisen, wenn eine andere Kommune im Umkreis von 100 km für sie entsprechend mehr ausgewiesen hat.

Auf diesen Flächen ist der Bau von Anlagen zur Erzeugung und Speicherung von erneuerbarem Strom (z.B. Wind und PV, Rückverstromung grüner H₂, Biogas, Geothermie) sowie erneuerbarer Kraftstoffe (Biogas, grünem H₂, eFuels) privilegiert¹⁰³, im überr-

¹⁰² [„Strommarktdesign der Zukunft“ der Bundesregierung würde erneuerbare Stromerzeugung massiv bremsen und verteuern](#), Fischer/Fell, 2024

¹⁰³ [§ 35 Bauen im Außenbereich](#), Baugesetzbuch, BMJ, 2023

genden öffentlichen Interesse¹⁰⁴ und zulässig. Solange die o.a. Fläche nicht ausgewiesen ist, sind diese Anlagen im gesamten Gemeindegebiet zulässig und privilegiert, wo dem nicht andere Gesetze zwingend entgegenstehen.

Als Anreiz dazu erhalten Kommunen 1,0 Cent je kWh erneuerbarem Primärstrom, der auf ihrem Gebiet erzeugt wird¹⁰⁵. Dies wird über den Strompreis refinanziert und hilft den Kommunen, einen guten Teil ihrer Haushaltsverluste aus dem zurückgehenden Gasgeschäft zu kompensieren.

10. **Genehmigung** - Genehmigung und Netzanschluss dieser Anlagen wird vor denen anderer Anlagen priorisiert, außer bei Schaffung neuen Wohnraums und bei Gefahr im Verzug. Die Genehmigungsdauer wird durch Typengenehmigungen, Musteranträge und Mustergenehmigungen sowie Priorisierung in der Antragsbearbeitung auf 1 Jahr bei Windanlagen und 6 Monaten bei PV-Anlagen gesenkt. Repowering am selben Standort ist immer zulässig und die Höhe von Wind-Anlagen wird dabei nicht durch Abstandsregeln begrenzt.

3.8 Direkte Effekte entlasten private Haushalte, GHD und Industrie um 16 Mrd. € pro Jahr

Die Stromkosten für die aktuelle Stromnachfrage sinken um 24 Mrd. €/a. Diese Einsparung verteilt sich entsprechend Verbrauch auf private Haushalte, GHD und Industrie. Gegenläufig tragen private Haushalte und GHD durch etwas höhere Besteuerung 80% oder 7 Mrd. €/a des entfallenen Stromsteuer-Aufkommens der öffentlichen Hand (s. Maßnahme 4).

Sektorspezifische Effekte sind für die:

- **Energiewirtschaft (mit Stadtwerken)** die Investition für den Ersatz fossiler Stromerzeugung, die dadurch entfallende Reinvestition in fossile Kraftwerke sowie der Entfall der Umlagen (s. Tabelle 18), die bisher mit dem Strompreis finanziert wurden¹⁰⁶.
- **öffentliche Hand (ohne Stadtwerke)** der Entfall der Zahlungen auf das EEG-Konto (19 Mrd. €/a¹⁰⁷) sowie Entfall von Einnahmen aus der Stromsteuer (9 Mrd. €/a), der zu 80% (7 Mrd. €/a) durch Steuererhöhung für private Haushalte und GHD kompensiert wird.

¹⁰⁴ [§ 2 Besondere Bedeutung der erneuerbaren Energien](#), Erneuerbare Energien Gesetz, BMJ, 2024

¹⁰⁵ Der Grundgedanke ist bereits in §6 EEG verankert, jedoch deutlich schwächer ausgestaltet (Soll- anstatt Mussbestimmung, Vergütung 0,2 anstatt 1,0 cent/kWh sowie auf Wind- und Freiflächen-PV begrenzt anstatt auf alle Primärerzeugung erneuerbaren Stroms angewandt)

¹⁰⁶ Der Entfall von Gewinnen aus der Braunkohleförderung ist nach überschlägiger Berechnung hier zu vernachlässigen.

¹⁰⁷ [EEG-Konto beendet Jahr 2023 knapp im Plus](#), pv-magazin, 2024

Tabelle 24 - Investitionen und lfd. Effekte Energieerzeugung nach gesellschaftlicher Gruppe¹⁰⁸

Gesellschaftliche Gruppe	Investitionen (Mrd. €)			Laufende Effekte (Mrd. €/a)
	Neu-Investition	Vermiedene Reinvestition	Zusatz-investition	
private Haushalte				6
GHD				4
Industrie				7
Gesamt				16
Energiewirtschaft m. SW - sektorspezifisch	164	65	99	-6
Öffentliche Hand o. SW - sektorspezifisch				17

3.9 Der Primärenergieverbrauch für die Stromerzeugung sinkt um 30%

Der Primärenergieeinsatz für den aktuellen Stromverbrauch sinkt mit Umsetzung dieser Roadmap von 770 TWh/a (s. Tabelle 10) um 30% auf 540 TWh/a. Dies liegt vor allen an den entfallenden Energieverlusten der Kohle- und Gaskraftwerke (s. Differenzen zwischen Einsatz Primärenergie und realisierte Erzeugung in Tabelle 10). Gegenläufig wirken begrenzte Energieverluste bei den steuerbaren Energiequellen, v.a. bei der Rückverstromung von grünem H₂ und bei den Energiespeichern Batterien und Speicherkraftwerke.

¹⁰⁸ Weitere Effekte für die Energiewirtschaft (und davon für Stadtwerke) sowie für die öffentliche Hand ohne Stadtwerke in Kapitel 7.

4 Gebäudewärme

4.1 Basisdaten

Es gibt in Deutschland etwa

- 4,0 Mrd. qm Wohnfläche¹⁰⁹. Diese bestehen aus 19 Mio. Wohngebäude und 42 Mio. Wohnungen¹¹⁰. Damit hat ein Wohngebäude im bundesweiten Durchschnitt 2,2 Wohnungen und 210 qm Wohnfläche.
- 1,6 Mrd. qm Nutzfläche¹¹¹ in beheizten Nichtwohngebäuden.

Heizen und Warmwasserbereitung erfordert in diesem Bestand aktuell 137 kWh/qm/a Endenergie¹¹². Die Wärme dafür wird zu 8% aus Fernwärme (s. Anlage 2) und ansonsten aus Gebäudeheizungen bezogen, die zusammen 15% der CO₂-Emissionen in Deutschland verursachen (s. Anlage 1).

Von den eingesetzten 770 TWh/a an Endenergie für Raumwärme und Warmwasser sind 27% schon oder absehbar erneuerbar (Energieträger Holz, Strom u.a.)¹¹³. Damit sind für ein CO₂-neutrales Deutschland noch auf 73% der Flächen oder 4,1 Mrd. qm fossile Heizenergie durch erneuerbare Wärme zu ersetzen.

Bei Wärmenetzen bestimmen die Wärmeplanungen der Kommunen den zukünftigen Umfang. Da diese noch in großer Zahl vorliegen, ist in der Roadmap wie in den Langfristszenarien der Bundesregierung eine Verdreifachung des Fernwärmeanteils auf 25%¹¹⁴ angesetzt. Daraus ist in der Roadmap abgeleitet, dass noch 2,9 Mrd. qm auf erneuerbare Gebäudeheizung und 1,3 Mrd. qm auf erneuerbare Wärmenetze umzustellen sind.

Tabelle 25: Auf erneuerbare Gebäudeheizung und Wärmenetze umzustellende Flächen

Heizungsart	bisher		davon erneuerbar		zukünftig		noch auf Erneuerbare umzustellen (Mrd. qm)
	(Anteil)	(Mrd. qm)	(Anteil)	(Mrd. qm)	(Anteil)	(Mrd. qm)	
Gebäudeheizung	92%	5,2	27%	1,4	75%	4,2	2,9
Wärmenetze	8%	0,5	28%	0,1	25%	1,4	1,3
Gesamt	100%	5,6	27%	1,5	100%	5,6	4,1

¹⁰⁹ Wert für 2023, [Wohnungsbestand nach Anzahl und Quadratmeter Wohnfläche](#), Statistisches Bundesamt, 2024

¹¹⁰ Folie 2, „[Wie heizt Deutschland? \(2023\) - Langfassung](#)“, BDEW, korrigierte Fassung vom 28.11.2023

¹¹¹ Spanne von 1,5-1,7 Mrd. qm, s. S. 7, [Systematische Datenanalyse im Bereich der Nichtwohngebäude – Erfassung und Quantifizierung von Energieeinspar- und CO₂-Minderungspotenzialen](#), BMVBS, 2013

¹¹² Summe des Energieeinsatzes für Raumwärme und Warmwasser von 780 TWh (s. Anlage 2) geteilt durch insgesamt 5,6 Mrd. qm Wohn- und Nichtwohngebäude.

¹¹³ s. Anlage 2 für Gebäudeheizungen: (Energieeinsatz Strom und Erneuerbare) / (Gesamtenergiebedarf für Raumwärme und Warmwasser abzgl. Fernwärme) = 27%. Zu Wärmenetzen 2023: 20% Erneuerbare + 8% Abwärme = 28%, s. [Nettowärmeerzeugung nach Energieträgern zur leitungsgebundenen Wärmeversorgung 2023](#), BDEW, 2024

¹¹⁴ Verdreifachung laut Szenario O45-Strom, S. 17, [Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland - Gebäudesektor](#), BMWK, 02.07.2024

Die Optionen zur Wärmeerzeugung

In der Roadmap ist ein Beibehalten aber keine Steigerung des aktuellen Biomasseeinsatzes für Gebäudewärme angesetzt.

Für den Ersatz fossiler Energieträger verbleiben damit vor allem diese Optionen:

- Gasheizung mit grünem H₂ oder eFuels.
- elektrische Wärmepumpen in Gebäudeheizungen oder Wärmenetzen. Als Wärmequelle sind Umweltwärme (Luft, Flusswärme, Geothermie) und Abwärme verfügbar.
- in Wärmenetzen zudem Wärmequellen, die so heiß sind, dass sie ohne zwischengeschaltete Wärmepumpe zum Heizen nutzbar sind (z.B. tiefe Geothermie, Abwärme von Industrieprozessen, Abwärme von Biogaskraftwerken).
- Eine Kombination der o.a. Optionen mit Dämmung und anderer Maßnahmen, um den spezifischen Wärmebedarf von Gebäuden zu senken.

4.2 Heizen mit grünem H₂ und eFuels hoch unwirtschaftlich

Heizen mit grünem H₂ und Gasbrenner kostet 70 Mrd. €/a mehr

Heizen mit grünem H₂ und Gasbrenner ist im Vergleich mit Wärmepumpen energetisch und wirtschaftlich sehr ineffizient – und wird sich vor dem Hintergrund nur in Nischenanwendungen aber nicht in der Breite durchsetzen:

- **Energetisch** – Für 1 kWh grünen H₂ sind entsprechend Tabelle 19 mind. 1,3 kWh erneuerbarer Strom erforderlich. Hinzu kommen hier nicht quantifizierte Energieverluste in der H₂-Speicherung und -Verteilung. Eine typische Jahresarbeitszahl (JAZ) für Luft-Wärmepumpen ist 3,0¹¹⁵; d.h. sie brauchen 1 kWh Strom, um 3 kWh Wärme zu erzeugen. Für die gleiche Heizleistung verbraucht Heizen mit grünem H₂ deshalb mind. 3,9-mal mehr Strom als Heizen mit Wärmepumpe - und 5,2-mal mehr als bei Wärmenetzen mit Großwärmepumpen und eine JAZ von 4,0.
- **Wirtschaftlich** – Selbst bei optimistischen Annahmen¹¹⁶ zu den Energiekosten des Heizens mit grünem H₂ sind diese mind. 4,4-mal höher als bei Gebäudeheizungen mit Luft-Wärmepumpe und 1,7-mal höher als bei den vollen Wärmenetzkosten. Zudem sind Gasheizungen für reinen Wasserstoff derzeit noch nicht breit kommerziell verfügbar.

¹¹⁵ Bei Nutzung von Wärmequellen, die deutlich über der Außentemperatur liegen, wie z.B. oberflächennaher Geothermie oder industrielle Abwärme, liegt die JAZ eher bei 4,0 oder darüber.

¹¹⁶ Grüner H₂ nur bei hohem Wind- und PV-Stromüberschuss und bei geringer Netzauslastung erzeugt und ohne jegliche Zusatzinvestition für eine H₂-Infrastruktur oder H₂-Heizungsanlage. Nutzung einer Gasbrennwert-Heizung, die 100% des Heizwerts in Heizenergie umsetzt.

Tabelle 26: Vergleich Heizkosten mit grünen H₂ und Wärmepumpe¹¹⁷

Position (€/kWh)	Heizen mit ...		
	grünem H ₂	Wärmepumpe	Wärmenetz
Endenergie Erzeugung	0,24	0,17	
Endenergie Netzentgelt	0,01		
kWh Nutzenergie / kWh Endenergie (%)	100%	300%	
Nutzenergie	0,25	0,06	0,15
Nutzenergie H₂ / WP bzw. Wärmenetz (Faktor)		4,4	1,7

Gewichtet mit den zukünftigen Anteilen von Gebäudeheizungen und Wärmenetzen sind die Mehrkosten für Heizen mit grünem H₂ dann:

- 0,17 €/kWh Nutzenergie.
- 1,90 €/qm/Monat.
- 140 T€ pro Wohngebäude über die 30 Jahre Lebensdauer einer Heizungsanlage.
- 95 Mrd. €/a für alle noch umzurüstenden Gebäude.

Zudem bringt ein Heizen der noch umzustellenden Gebäude mit grünem H₂ anstatt mit Wärmepumpen weitere volkswirtschaftliche und klimapolitische Belastungen mit sich:

- Es wären Mehrinvestitionen gegenüber der Roadmap von 1.300 Mrd. € erforderlich.
- Der Bedarf an erneuerbarem Strom für Deutschland steigt um 630 TWh/a oder mehr als 50%. Das würde das Erreichen eines CO₂-neutralen Deutschlands um Jahre verzögern und erhebliche weitere PV- und Windflächen erfordern.

Tabelle 27: Weitere Mehrbelastungen bei Heizen mit grünen H₂ vs. Roadmap-Maßnahmen

Aufwand für Beheizung noch nicht auf Erneuerbare umgestellte Gebäude mit grünem H ₂	grüner H ₂	Roadmap	Grüner H ₂ abzgl. Roadmap
erforderlicher H ₂ -Einsatz (TWh/a)	571		571
dafür erforderlicher Stromeinsatz (TWh/a)	766	137	629
Investition Elektrolyse (Mrd. €)	873		873
Investition EE-Erzeugung (Mrd. €)	491	111	380
Mrd. € Gesamtinvestition	1.365	111	1.254

Heizen mit Brennstoffzelle und eFuel (eMethan)

Heizen mit grünen H₂ und Brennstoffzellen, die die Energie in Wärme umwandeln, ist noch teurer: wegen der Verluste in der Brennstoffzelle ist noch mehr grüner H₂ erforderlich und die Investition für die Brennstoffzelle ist auch höher als für den Gasbrenner.

¹¹⁷ Der Strompreis Wärmepumpen ergibt sich aus den Strompreisen private Haushalte, GHD und Industrie nach Tabelle 19, gewichtet auf Basis deren Wärmebedarfsanteilen nach Anlage 2 sowie reduziert um die Subvention Wärmepumpenstrom nach Kernmaßnahme 11. Der Wärmepreis Wärmenetze ist aus den Wärmepreisen private Haushalte, GHD und Industrie nach Tabelle 31 abgeleitet, gewichtet auf Basis deren Wärmebedarfsanteilen nach Anlage 2.

Ebenso unwirtschaftlich ist das Heizen mit eMethan, das zwar keine Zusatzinvestitionen in die Gas-Infrastruktur oder Gasheizungen erfordert, dessen Erzeugung aber selbst bei optimistischen Annahmen 0,40 €/kWh kostet (siehe Tabelle 19).

Fazit

Deshalb sind in der Roadmap als Wärmeerzeuger angesetzt bei:

- Gebäudeheizungen Luftwärmepumpen.
- Wärmenetzen Direkteinspeisung aus dazu ausreichend heißen Wärmequellen (z.B. tiefe Geothermie oder Abwärme aus Biogaskraftwerken) sowie Großwärmepumpen¹¹⁸, die Umweltwärme oder andere Abwärme mit niedrigerem Temperaturniveau nutzen.

4.3 Umstellung auf erneuerbare Gebäudewärme

4.3.1 Zusatzinvestition für Ausbau und Umstellung Wärmenetze 240 Mrd. €

Wärmenetze müssen bei den in der Roadmap unterstellten zukünftig 1,3 Mrd. qm angeschlossener Gebäudefläche und beim aktuellen Endenergiebedarf von 137 kWh/qm/a dieser Fläche (s. Abschnitt 4.1) eine Wärmemenge von 175 TWh/a liefern. Deren maximale Wärmeleistung liegt dann bei ca. 0,50 GW/TWh/a¹¹⁹ oder 87 GW. Dazu sind die Wärmenetze entsprechend auszubauen und zu dekarbonisieren:

- Beim **Ausbau** der angeschlossenen Gebäudefläche ist in der Roadmap konservativ angesetzt, dass dies nur durch Verlängern der Wärmenetze erfolgt anstatt teilweise durch das kostengünstigere Erhöhen der Anschlussdichte pro Netzkilometer. Bei heute 36.000 km Fernwärmenetz¹²⁰ und einer Verdreifachung der angeschlossenen Gebäudefläche bedeutet das einen Ausbau der Wärmenetze um 72.000 km. Bei einer Investition von 0,69 Mio. €/km¹²¹ ergibt sich eine Gesamtinvestition für den Ausbau von 50 Mrd. €.
- Bei der **Dekarbonisierung** kann Wärme aus Wärmequellen mit
 - hohem Temperaturniveau direkt und ohne zwischengeschaltete Wärmepumpe ins Wärmenetz eingespeist werden. Dies trifft zu bei Wärme aus tiefer Geothermie sowie auf Abwärme aus Biogas- und H₂-Kraftwerken und einigen Industrieprozessen.
 - niedrigerem Temperaturniveau mit Großwärmepumpen auf die notwendige Vorlauftemperatur gebracht und eingespeist werden. Dies trifft zu bei Flusswärme, oberflächennaher Geothermie sowie in Abwasser enthaltener Abwärme.

¹¹⁸ Ausgenommen sind die Wärmebeiträge wie z.B. aus tiefer Geothermie oder industrieller Prozesswärme, die heiß genug für eine direkte Einspeisung in Wärmenetze sind.

¹¹⁹ entsprechend der laut der älteren VDI 2607 Blatt 2 anzusetzenden 2.000 Vollaststunden pro Jahr.

¹²⁰ [Entwicklung der Fernwärmenetz in Deutschland](#), BDEW, 2024

¹²¹ 35 Mio. € (S. 23) für 51.000 km Netzausbau (S. 14), [Perspektive der Fernwärme](#), Prognos, 2024

Tiefe Geothermie ohne Großwärmepumpen

Das bekannte Potenzial an tiefer Geothermie mit Temperaturen $>100^{\circ}\text{C}$ beträgt mind. 58 TWh/a¹²² (unteres Potenzial in vier hydrothermalen Vorzugsregionen, die sich relativ gut mit den Bevölkerungsschwerpunkten decken). Das allein entspricht schon einem Drittel des zukünftigen Wärmebedarfs in Wärmenetzen. Die Investition für die Erschließung dieses bekannten Potenzials beträgt ca. 2.800 €/kW¹²³.

Andere Wärmequellen in Verbindung mit Großwärmepumpen

Damit verbleibt ein Wärmebedarf von 120 TWh/a. Das mindestens 8-fache Potenzial dieser Bedarfe bieten allein die folgenden Wärmequellen:

- **Flusswasser** mit **410 TWh/a** bei einmaliger Abkühlung der Gesamtabflussmenge aus Deutschland von $5.600 \text{ m}^3/\text{s}$ um 2°C irgendwo zwischen Quelle und Abfluss und einer Wärmekapazität von $4,2 \text{ kJ}/\text{kg}/^{\circ}\text{C}$ ¹²⁴. Diese Ressource ist breit verfügbar, da Städte oft an Flüssen liegen. Dies hat zudem positive ökologische Nebeneffekte, da die durch den Klimawandel erhitzten Flüsse etwas abgekühlt werden.
- **Oberflächennahe Geothermie** mit **600 TWh/a**¹²⁵. Diese Ressource ist außer in verdichteten Innenstadtbereichen bundesweit in ausreichender Menge verfügbar.
- **Abwärme** aus Quellen wie dezentraler H_2 -Elektrolyse, Rechenzentren, einigen Industrieprozessen sowie Abwasser, deren Potenzial hier nicht quantifiziert wird.

Die Zusatzinvestition für die Erschließung aus diesen Wärmequellen beträgt ca. 2.000 €/kW¹²⁶ inkl. Großwärmepumpe.

Zusatzinvestition für die Umstellung der Wärmenetze beträgt 200 Mrd. €

Der zu bezahlende Energieeinsatz zur Wärmeerzeugung für die zukünftig mit Wärmenetzen beheizten 1,3 Mrd. qm sinkt dann von 175 TWh/a auf 29 TWh/a. Die Zusatzinvestition für Erschließung der tiefen Geothermie sowie Wärmequellen auf niedrigerem Temperaturniveau, das mit Großwärmepumpen erhöht wird, beträgt insgesamt 200 Mrd. €.

¹²² technisches Bereitstellungspotenzial (d.h. wo geothermisches Potenzial mit ≥ 65 Grad Celsius räumlich mit Wärmebedarf in einer Wärmenetz-tauglichen Dichte zusammenfallen) im konservativen Szenario A (Ausschluss Nationalparks u.a.m.), S. 161, [Kommunaler Klimaschutz durch Verbesserung der Effizienz in der Fernwärmeversorgung mittels Nutzung von Niedertemperaturwärmequellen am Beispiel tiefergeothermischer Ressourcen](#), Umweltbundesamt, 2020.

¹²³ S. 76, 10 MW-Projekte tiefe Geothermie abzgl. Investition Großwärmepumpe, da Potenzial auf Temperaturen >100 Grad begrenzt. [Roll-out von Großwärmepumpen in Deutschland](#), Agora Energiewende, 2023.

¹²⁴ Wassermenge der aus Deutschland abfließenden Flüsse Rhein, Donau, Elbe, Oder und Weser. [Liste von Flüssen in Deutschland](#), Wikipedia, 2024. [Spezifische Wärmekapazität](#), Wikipedia, 2024

¹²⁵ S. 19, [Roadmap Oberflächennahe Geothermie](#), Fraunhofer IEG, 2022

¹²⁶ S. 76, 10 MW-Projekte tiefe Geothermie abzgl. Investition Großwärmepumpe, da Potenzial auf Temperaturen >100 Grad begrenzt. [Roll-out von Großwärmepumpen in Deutschland](#), Agora Energiewende, 2023.

Tabelle 28: Zusatzinvestition für die CO₂-neutrale Wärmerversorgung in Wärmenetzen¹²⁷

Position	Tiefe Geothermie	Groß-wärmepumpe	Summe
Wärmebeitrag (TWh/a)	58	117	175
Strom Großwärmepumpen bei JAZ 4,0 (TWh/a)		29	29
Anteil an der Heizlast	33%	67%	100%
Heizlast (GW)	29	58	87
Investition (€/kW)	2.800	2.000	2.265
Investition (Mrd. €)	81	117	198

In der Roadmap sind Wärmenetze mit einer für Heizungskörper ausreichenden Vorlauf-temperatur angesetzt. Sollten „kalte Wärmenetze“ günstiger sein, die Wärme auf niedrigerem Temperaturniveau liefern, verbessert dies die Wirtschaftlichkeit gegenüber der Bewertung in dieser Roadmap.

Entfallene Reinvestitionen

Im Gegenzug entfallen bei der Umstellung der bestehenden Wärmenetzen die Reinvestitionen in die fossile Wärmeerzeugung. Dafür wird die Investition für Gasturbinen nach Tabelle 19 angesetzt. Bei der aktuellen Fernwärme-Wärmemenge von 64 TWh/a (s. Anlage 2) und o.a. 0,5 GW Heizleistung pro TWh/a sind das ca. $32 \text{ GW} \times 300 \text{ €/kW}_{\text{th}} = 10 \text{ Mrd. €}$.¹²⁸

Bei der Umstellung von Gebäudeheizungen auf Wärmenetze entfällt netto keine Reinvestition: Zwar entfällt die Reinvestition in fossile Heizungen von 9,9 T€ (s. Anlage 4) pro Wohngebäude, welches auf Wärmenetze umgestellt wird. Im Gegenzug investieren Gebäudeeigentümer aber ähnlich viel für den Anschluss ans Wärmenetz inkl. Übergabestation¹²⁹.

4.3.2 Zusatzinvestition für Umstellung Gebäudeheizungen 440 Mrd. €

Zusatzinvestition bei der Umstellung auf Wärmepumpen

Bei Gebäudeheizungen sind Wärmepumpen mittlerweile bei den meisten bestehenden Wohngebäuden ohne oder nur mit kleineren Anpassungen einsetzbar, weil viele Heizungen überdimensioniert sind und Wärmepumpen nun höhere Vorlauftemperaturen erzielen.

Deshalb sind zur Absenkung der Vorlauftemperatur erforderlich bei rund:

- 50% der Gebäudefläche: keine zusätzlichen Maßnahmen. Hier ist nur die Zusatzinvestition für die Installation einer Luft-Wärmepumpe anstatt einer Erdgasheizung bis 2045 anzusetzen. Diese liegt beim durchschnittlichen Wohngebäude bei 15 T€ (s. Anlage 4).

¹²⁷ Bei den Großwärmepumpen ist eine JAZ von 4,0 unterstellt, da bei deren Wärmequellen die Temperaturniveaus in der Heizperiode deutlich über der Außentemperatur liegen.

¹²⁸ $64 \text{ TWh/a (s. Anlage 2)} \times 0,5 \text{ GW maximale Heizleistung pro TWh/a} = 32, \text{ GW}$
 $450 \text{ €/kW}_{\text{el}}$ (s. Tabelle 22) für Gasturbinen entspricht bei 40% Effizienz $300 \text{ €/kW}_{\text{th}}$

¹²⁹ S. 7, [Heizen mit Fernwärme](#), Verbraucherzentrale NRW, 2016

- 30% der Gebäudefläche: kleinere Maßnahmen (z.B. Austausch einzelner Heizkörper) – hier angesetzt mit 37 €/qm¹³⁰.
- 20% der Gebäudefläche: zusätzliche Maßnahmen wie Dämmung erforderlich¹³¹. Wenn dies auftritt, ist in der Roadmap unterstellt, dass es sich in der Regel um Gebäude der schlechtesten beiden Energieeffizienzklassen G und H handelt, in die ein knappes Drittel des deutschen Gebäudebestands fällt¹³². Diese haben ein Endenergieverbrauch für Raumwärme und Warmwasser von mindestens 200 kWh/qm/a¹³³.

Bei einer Halbierung dieses Energieverbrauchs auf 100 kWh/qm/a halbiert sich in etwa auch die notwendige Spreizung zwischen Vorlauftemperatur und Raumtemperatur. Die Vorlauftemperatur ist damit zuverlässig in einem Temperaturbereich, den Wärmepumpen erreichen¹³⁴. Nach Umsetzung in 20% der gesamten Gebäudefläche – und dabei in den Effizienzklassen G und H – ist 2/3 dieses Bestands energetisch teilsaniert.

In Studien sind belastbare, durchschnittliche Investitionsbedarfe pro qm für eine solche energetische Teilsanierung kaum zu finden. Das Deutsche Institut für Wirtschaftsforschung geht von 120 €/qm aus¹³⁵. In der Roadmap ist dafür mit 240 €/qm konservativ der doppelte Wert angesetzt.

Insgesamt ergibt sich eine durchschnittliche Zusatzinvestition von 140 €/qm für die Umrüstung von fossilen Gebäudeheizungen auf Wärmepumpen.

Tabelle 29: Zusatzinvestition bei Umstellung auf CO₂-neutrale Gebäudeheizung¹³⁶

Anpassungsbedarf	Anteil am Wohnungsbestand	Zusatzinvestition in ...	
		(T€/Wohngebäude)	(€/qm)
Nur Heizungsumstellung	50%	16	76
Heizungsumstellung und kleinere Maßnahmen	30%	23	114
Heizungsumstellung und energetische Teilsanierung	20%	65	316
Gewichteter Mittelwert		28	136

Mangels verfügbarer Studien für Nichtwohngebäude sind in der Roadmap für sie dieselbe Zusatzinvestition pro qm wie bei Wohngebäuden angesetzt. Für insgesamt noch umzustellenden 2,9 Mrd. qm mit fossiler Gebäudeheizung ergibt sich damit ein Zusatzinvestitionen von 390 Mrd. €.

¹³⁰ Ein hydraulischer Abgleich für 10 €/qm und 2 Heizkörperaustausche à 1.300€ pro Wohnung mit durchschnittlich 96 qm ergibt eine Investition von 37 €/qm.

¹³¹ S. 1, [Lösungsoptionen für Wärmepumpen in Bestandsgebäuden](#), Umweltbundesamt, 2023: „... Anpassungsbedarf bei rund der Hälfte der Bestandsgebäude im Bereich Wohnen ...“, „... die allermeisten Hemmnisse in rund 80% der Wohngebäude mit zumutbarem Aufwand überwindbar ...“)

¹³² Energieeffizienzklasse G 13% und H 18%, [Verteilung der Energieeffizienzklassen bei Immobilien in Deutschland im Jahr 2021](#), Statista, 2021

¹³³ Energieeffizienzklasse G >200 kWh/qm/a, s. Anlage 10, [Gebäudeenergiegesetz](#), BMJ, 2024

¹³⁴ Bei einer bisher notwendigen Vorlauftemperatur von 90 °C und Raumtemperatur von 20 °C ist die Spreizung zwischen Vorlauf- und Raumtemperatur 70 °C. Bei Halbierung dieser Spreizung sinkt die notwendige Vorlauftemperatur auf 55 °C.

¹³⁵ S. 283, [DIW Wochenbericht - Sanierung sehr ineffizienter Gebäude sichert hohe Heizkostenrisiken ab](#), Behr/Kück/u.a., 2024

¹³⁶ Ableitung siehe Anlage 4

Soweit private Haushalte Gebäudeeigentümer sind, erhöht sich die Investition noch um die Umsatzsteuer. Dies trifft auf 78% des Wohnungsbestands zu¹³⁷, der wiederum 72% der beheizten Gesamtfläche in Deutschland ausmacht. Vereinfachend und konservativ ist in der Roadmap unterstellt, dass private Haushalte den gesamten Wohnungsbestand besitzen. Mit Umsatzsteuer liegt die Zusatzinvestition für die Umstellung von fossiler Gebäudeheizung auf Wärmepumpe dann bei 440 Mrd. €.

Energieeinsparung bei der Umstellung auf Wärmepumpen

Die energetische Teilsanierung senkt den Wärmebedarf im Gesamtbestand um 20 kWh/a auf 117 kWh/qm/a. Bei den auf erneuerbare Gebäudeheizung umzustellenden 2,9 Mrd. qm ergibt das einen Wärmebedarf von insgesamt 330 TWh/a. Bei einer JAZ von 3,0 benötigen Luft-Wärmepumpen für diese Heizleistung 110 TWh/a Strom.

In Gebäuden haben Wärmepumpen einen wesentlichen und flächendeckenden Zusatznutzen für die Klimaanpassung, der auch unteren Einkommensgruppen zugutekommt: sie sind im Sommer auch als Kälteerzeuger für eine Klimaanlage nutzbar und schützen die Bevölkerung sehr breit und wirksam vor Hitzeperioden¹³⁸.

4.4 Energiekosten-Einsparungen gleichen Zusatzinvestition für erneuerbare Wärme aus

Die Heizkosten für Raumwärme und Warmwasser auf fossil beheizten Flächen betragen im Status Quo 79 Mrd. €/a. Mit Umstellung auf CO₂-neutrale Gebäudewärme sinken diese Energiekosten auf 45 Mrd. €/a: eine Einsparung von 34 Mrd. €/a.

¹³⁷ 47% selbstgenutzte Wohnung, 31% andere Wohnung in Privateigentum, s. [Verteilung der bewohnten Wohnungen in Deutschland nach Eigentümer bzw. Vermieter 2018](#), Statista, 2024 Grundlage dafür ist die Mikrozensus-Zusatzerhebung des Statistischen Bundesamtes zur Wohnsituation in Deutschland im Jahr 2018.

¹³⁸ Das ist zugleich ein wesentlicher Beitrag zur Umsetzung des Bundes-Klimaanpassungsgesetzes.

Tabelle 30: Energiekosten im Status Quo und bei CO₂-neutraler Gebäudewärme¹³⁹

Energiekosten im Status Quo

Energieträger	Endenergie für Raumwärme aktuell				Energiepreise aktuell			Energiekosten aktuell (Mrd. €/a)			
	Private Haushalte	GHD	Industrie	Summe	Private Haushalte	GHD	Industrie	Private Haushalte	GHD	Industrie	Summe
Mineralöl	123	20	3	146	0,10	0,08	0,08	12	2	0	14
Erdgas	248	99	21	368	0,16	0,12	0,08	41	12	2	54
Kohle	3	0	2	5	0,13	0,11	0,11	0	0	0	1
Wärmenetze	51	9	4	64	0,17	0,14	0,14	9	1	1	10
Summe	426	128	30	583				62	15	3	79

Energiekosten bei CO₂-neutraler Gebäudewärme

Energie Heizung und Warmwasser	Private Haushalte	GHD	Industrie	Summe
Gebäudeheizung				
Strom (TWh/a)	80	26	6	111
Strompreis (€/kWh)	0,18	0,13	0,09	0,17
Stromkosten (Mrd. €/a)	15	3	0	19
Wärmenetze				
Wärme (TWh/a)	140	24	12	175
Wärmepreis (€/kWh)	0,15	0,13	0,12	0,15
Wärmekosten (Mrd. €/a)	21	3	1	26
Gesamt (Mrd. €/a)	36	6	2	45
Einsparung Energiekosten (Mrd. €/a)	26	8	1	35

Dem steht die Annuität für die Umstellung der Gebäudeheizungen auf Wärmepumpen von 20 Mrd. €/a entgegen. Im Ergebnis ist die Umstellung über den gesamten Gebäudebestand somit kostenneutral.

Je nach Art der Umstellung (Gebäudeheizung auf Wärmepumpe, Gebäudeheizung auf erneuerbares Wärmenetz, Wärmenetz auf erneuerbares Wärmenetz) und gesellschaftlicher Gruppe ergeben sich jedoch durchaus unterschiedliche durchschnittliche Effekte auf die Kosten pro kWh Wärme. Die laufenden Kosten pro Nutzenergie Wärme bei Umstellung von fossilen

- Gebäudeheizungen auf Luftwärmepumpen sinken deutlich.
- Gebäudeheizungen auf erneuerbare Wärmenetze steigen leicht.
- Wärmenetzen auf erneuerbare Wärmenetze sinken leicht.

¹³⁹ Im Status Quo ist der fossile Energieeinsatz und die Verteilung der Fernwärme Anlage 2 entnommen. Zur Aufteilung der fossilen Anteile der Fernwärme s. [Nettowärmeerzeugung nach Energieträgern](#), BDEW, 2024. Die aktuellen fossilen Energiepreise sind Anlage 3 entnommen – bei privaten Haushalten zzgl. USt. Bei Fernwärme sind die Preise für Industriekunden angesetzt. Bei CO₂-neutraler Gebäudewärme sind die zukünftigen Strompreise nach Tabelle 9 angesetzt.

Tabelle 31: Kosten pro kWh Nutzwärme im Status Quo und bei CO₂-neutraler Gebäudewärme¹⁴⁰

Kategorie (€/kWh _{TH})	Position	Private Haushalte	GHD	Industrie
Gebäudeheizung	Status Quo	0,14	0,11	0,08
	Erneuerbar	0,06	0,04	0,03
Wärmenetze	Status Quo	0,17	0,14	0,14
	Erneuerbar - Einsparung Energiekosten	0,07	0,07	0,07
	Erneuerbar - zusätzliche Annuitäten	-0,06	-0,06	-0,06
	Erneuerbar - Gesamt	0,15	0,13	0,12
Kosteneffekt Umstellung	Gebäudeheizung auf Wärmepumpe	0,08	0,07	0,05
	Gebäudeheizung auf Wärmenetz	-0,01	-0,01	-0,04
	Wärmenetz auf Wärmenetz	0,01	0,01	0,01

Im Ergebnis ist die Umstellung für

- Eigentümer, die zugleich Nutzer sind, insgesamt leicht positiv.
- Mieter in Wohngebäuden ebenfalls leicht positiv, wenn auch etwas deutlicher als bei Eigentümer.

Tabelle 32: Direkte Gesamteffekte der Umstellung auf CO₂-neutrale Gebäudewärme¹⁴¹

Art der Umstellung	Fläche (Mrd. qm)	Energie- verbrauch (kWh/qm/a)	Energieverb- rauch (TWh/a)	Zusatz- investition (Mrd. €)	Annuität (Mrd. €/a)	Effekte auf Energiekosten (Mrd. €/a)				Effekte Gesamt (Mrd. €/a)	Effekte (€/qm/Monat)	
						Private Haushalte	GHD	Industrie	Summe		Mieter Wohn- gebäude	Alle Eigentümer- Nutzer
Gebäudeheizungen auf Wärmepumpe	2,9	117	334	439	-20	20	5	1	26	6	0,29	0,18
Gebäudeheizungen auf Wärmenetze	0,9	137	128	175	0	-1	0	0	-2	-2	-0,04	-0,15
Wärmenetz auf CO ₂ -freie Wärmenetze	0,3	137	46	63	0	0	0	0	1	1	0,05	0,15
Gesamt	4,1	123	509	677	-20	19	5	1	25	5	0,19	0,10

Insofern stellen sich zwei Fragen, die in dieser Roadmap aber nicht untersucht sind:

- Ist die Umstellung auf erneuerbare Wärme auch mit einem höheren Anteil an Gebäudeheizung und geringeren Anteil an Wärmenetzen erzielbar?
- Lassen sich die Kosten von Wärme aus Wärmenetzen spürbar senken?

¹⁴⁰ Im Status Quo ist der fossile Energieeinsatz und die Verteilung der Fernwärme Anlage 2 entnommen. Zu den fossilen Anteilen der Fernwärme s. [Nettowärmeerzeugung nach Energieträgern](#), BDEW, 2024. Deren aktuelle Energiepreise sind Anlage 3 entnommen – bei privaten Haushalten zzgl. USt. Bei Fernwärme sind die Energiepreise für Industriekunden angesetzt. Bei CO₂-neutraler Gebäudewärme sind die zukünftigen Strompreise entsprechend Tabelle 19 angesetzt, abzüglich der Subvention des Wärmepumpenstroms nach Kernmaßnahme 11.

¹⁴¹ Bei den Effekten für Mieter ist die Kernmaßnahme 12 (Auflösung Mieter-Eigentümer-Dilemma) unterstellt.

Wärmepumpenstrom erfordert anteilig mehr steuerbare Kapazität.

Der reale Netto-Effekt durch Umstellung auf CO₂-neutrale Gebäudewärme ist nicht eine Entlastung von 5 Mrd. € pro Jahr sondern eine Belastung von 2 Mrd. € pro Jahr

Für Gebäudeheizungen und Wärmenetze gilt, dass der Strombedarf vorrangig in der Heizperiode anfällt und darin wiederum vorrangig in den besonders kalten Perioden. Eine einfache eigene Modellierung zeigt, dass

- wegen dieser Konzentration des Bedarfs knapp 50% an Strom aus steuerbaren Kapazitäten erforderlich ist, anstatt der über alle Strombedarfe erforderlichen 18%.
- die Stromerzeugung für Wärmepumpen in der Heizperiode damit etwa 5 Cent/kWh mehr kostet als die im Tabelle 19 ausgewiesenen Jahresdurchschnittswerte.
- dies ergibt bei den 140 TWh/a für CO₂-neutrales Heizen Mehrkosten von 7 Mrd. €/a.

Der reale Netto-Effekt der Umstellung auf CO₂-neutrale Gebäudewärme ist damit eine Belastung von 2 Mrd. €/a.

Bei exakter Zuordnung müssten die Strompreise pro kWh bei Gebäudewärme höher und bei anderen Sektoren entsprechend niedriger angesetzt sein – was die Gesamteffekte über alle Kernmaßnahmen nicht verändert. Im Sinne einer einfacheren Gesamtdarstellung ist in der Roadmap deshalb in allen Sektoren derselber Strompreis angesetzt.

4.5 Nach Umsetzung ist das Potenzial für weitere Energieeinsparung begrenzt

Die Umstellung auf Wärmepumpe senkt bei Gebäudeheizungen die Energiekosten pro Quadratmeter um durchschnittlich 51%¹⁴². Zudem sind in dieser Roadmap bei der Umstellung von fossiler Gebäudeheizung auf Wärmepumpe bereits für etwa 2/3 der Gebäude der Energieeffizienzklassen H sowie G bereits erhebliche Effizienzinvestitionen unterstellt, um die Vorlauftemperaturen für den Wärmepumpenbetrieb ausreichend abzusenken (s. Abschnitt 4.3.2). Hier ist das Potenzial für zusätzliche, rentable Energieeinsparung durch Dämmung u.a. nach überschlägigen EWG-Kalkulationen begrenzt. Potenzial für zusätzliche, rentable Energieeinsparung besteht v.a. bei Gebäuden, die mit Wärmenetzen beheizt sind. Konservativ sind in der Roadmap hier jedoch keine weiteren Effizienzeffekte angesetzt.

4.6 7 exemplarische Kernmaßnahmen

Exemplarische Kernmaßnahmen, um CO₂-neutrale Gebäudewärme zu erreichen, sind:

1. **Wärmepumpenstrom** – Der Wärmepumpenstrom wird durch Subvention aus dem Bundeshaushalt um 40% oder gute 10 Cent/kWh gesenkt, damit die Umstellung von Gebäudeheizungen auf Luft-Wärmepumpen klar rentabel ist.

¹⁴² Gesamtkosten sinken von 69 auf 19 Mrd. € (s. Tabelle 30, dort Werte ohne Wärmenetze). Die Fläche mit Gebäudeheizung sinkt von 5,2 Mrd. qm auf 4,2 Mrd. qm (s. Tabelle 25).

2. **Eigentümer-Mieter-Dilemma weiter auflösen** - Eigentümer haben durch Ihre Investitionsentscheidungen einen starken Einfluss auf Heizkosten. Da in vermieteten Wohn- und Nichtwohngebäuden jedoch i.d.R. nicht Eigentümer sondern Mieter die Heizkosten tragen, haben die Eigentümer dort wenig Anreiz, energiesparend und kostensenkend zu investieren. Dieses „Eigentümer-Mieter-Dilemma“ führt zu volkswirtschaftlich ineffizient hohem Energieverbrauch und -kosten. Um dem entgegen zu wirken, wurde 2023 eingeführt, dass Eigentümer und Mieter beide anteilig den CO₂-Preis in den Heizkosten tragen¹⁴³. Da der CO₂-Preis aber insgesamt nur etwa 10-15% der Heizenergiekosten ausmacht, blieb das Eigentümer-Mieter-Dilemma überwiegend bestehen. Diese Maßnahme überwindet das. Ab einem zeitnahen Stichtag tragen Vermieter die Hälfte der Heizkosten. Gleichzeitig wird die Kaltmiete um denselben Betrag erhöht. Dies ist zunächst für Vermieter und Mieter warmmietenneutral. Durch den verstärkten Investitionsanreiz werden dann jedoch Vermieter stärker in Energieeinsparung investieren und Vermieter wie Mieter im Durchschnitt durch die so gesenkten Heizkosten entlastet. In der Roadmap sind dafür konservativ keine Effekte unterstellt.
3. **KfW-Kredite anstatt Modernisierungumlage** – Die Investition von 440 Mrd. € zur Umstellung von Gebäudeheizungen auf Wärmepumpe macht sich für Gebäudeeigentümer schon allein durch Steigerung des Marktwerts dieser Immobilien um 20%¹⁴⁴ oder 1.200 Mrd. € mehrfach bezahlt. Im aktuellen Förderregime von ca. 50%¹⁴⁵ bei Umstellung auf Wärmepumpen erhalten Gebäudeeigentümer zusätzlich zulasten der Steuerzahler ca. 220 Mrd. € an Zuschüssen. Das ist eine starke Umverteilung von unten nach oben und sozial nicht gerecht.

Tabelle 33: Wertsteigerung Immobilien durch Umstellung auf Wärmepumpe¹⁴⁶

Position	Mrd. €
aktueller Wert Wohnbauten	7.535
aktueller Wert Nicht-Wohnbauten	4.558
aktueller Gesamtwert	12.093
davon von Gebäudeheizung auf Wärmepumpe umzustellen	6.132
Wertsteigerung durch energetischer Sanierung (%)	20%
Wertsteigerung durch energetischer Sanierung	1.224

Deshalb werden die Investitionen für den Heizungstausch allein von den Gebäudeeigentümern getragen und nicht auf die Mieten umgelegt. Es ist im Sinne des Grundgesetzes („Eigentum verpflichtet“), dass Eigentümer dafür verantwortlich sind, dass von ihrem Eigentum kein Schaden für Allgemeinheit entsteht. Dies wäre mit fortgesetzten CO₂-Emissionen global jedoch gegeben.

¹⁴³ [Gesetz zur Aufteilung der Kohlendioxidkosten](#), BMWK, 2022

¹⁴⁴ 18,9% lt. [Ausdifferenzierung des Wohnungsmarkts nach Energieeffizienz setzt sich fort, JLL, 2023](#).

20,0% lt. [Wertsteigerung durch energetische Sanierung, PriceHubble, 2024](#)

21,0% lt. [Bis zu 28% Preisabschlag für unsanierte Immobilien](#), Immobilienscout24, 2023

¹⁴⁵ Die Fördersätze für Heizungsumstellung liegen bei 30-70%. Auf einen Blick: [Die neue Förderung für den Heizungstausch](#), BMWK, 2024

¹⁴⁶ Aktueller Wert für Wohn- und Nicht-Wohnbauten 2022, s. 8, [Vermögensbilanzen – Sektorale und gesamtwirtschaftliche Vermögensbilanzen](#), Deutsche Bundesbank / Statistisches Bundesamt, 2023

Um den Liquiditätsbedarf für Eigentümer aber dennoch zu reduzieren und die Akzeptanz für die Heizungsumstellung zu verbessern, werden anstatt Zuschüssen KfW-Kredite mit 30 Jahren Laufzeit zu Bundeszinsen verfügbar gemacht.

Zu Härtefällen siehe Maßnahmen 14.

4. **KfW-Kredite für Umstellung und Ausbau Wärmenetze** - Die Zusatzinvestitionen in Wärmenetze (240 Mrd. €) refinanzieren sich über den Preis der gelieferten Wärme. Insofern sind grundlegend keine Zuschüsse erforderlich. Wegen der begrenzten Kapitaldecke der Stadtwerke wird ihnen jedoch:
 - eine Verschuldung auch über die Eigenkapitaldecke gesetzlich erlaubt, wenn die Fortführungsperspektive ansonsten gegeben ist und
 - wie bei der Umstellung auf Wärmepumpen anstatt von Zuschüssen günstige KfW-Kredite mit 30 Jahren Laufzeit zu Bundeszinsen verfügbar gemacht.Dies steigert den Wert der neu an Wärmenetze angeschlossene Immobilien ebenfalls um 20% oder um ca. 400 Mrd. €¹⁴⁷.
5. **Härtefälle vermeiden** – Wärmenetze sind natürliche Monopole. Deren Preisgestaltung überwacht die BNetzA zukünftig ebenso bei Strom- und Gasnetzen. Transferleistungen inkl. Regelungen zur Angemessenheit von Wohnraum (z.B. Wohngeld, Sozialhilfe) jährlich überprüft, so dass Entwicklungen bei Heiz- und Stromkosten zeitnah aufgefangen werden. Sollten private Haushalte, die nur eine Immobilie besitzen und diese selbst bewohnen, trotz günstiger KfW-Kredite und voller Ausschöpfung verfügbarer Transferleistungen, die Heizungsumstellung nur bei Verlust der Immobilie finanzieren können, erhalten sie weiterhin 50% der Investition als Zuschuss. In der Roadmap ist unterstellt, dass dies maximal 1-2% der Wohnungen betrifft und die öffentlichen Haushalte somit nicht relevant belastet.
6. **Beschleunigte Genehmigung** – Es wird gesetzlich festgelegt, dass Baubehörden Bauanträge vorrangig nach Beitrag zur CO₂-Reduktion bearbeiten. Ausgenommen von dieser Priorisierung sind Bauanträge besonderer gesellschaftlicher Priorität (z.B. Schaffung zusätzlichen Wohnraums und Behebung von Gefahr im Verzug).

Diese vorrangige Genehmigung sollte den Fachkräfte-Engpass für die energetische Sanierung von Gebäuden weitgehend beheben: Das Hochbauvolumen ohne Wohnungs-Neubau war in 2022 etwa 340 Mrd. €¹⁴⁸. Wenn von den Hochbau-Kapazitäten durch die o.a. Priorisierung nur 10% in die energetische Sanierung umgelenkt werden, sind das 340 Mrd. € bis 2035 und 680 Mrd. € bis 2045 - zusätzlich zum aktuellen Einsatz von Hochbau-Kapazitäten für energetische Sanierung. In der Roadmap ist unterstellt, dass damit die Verfügbarkeit der erforderlichen Fachkräfte-Kapazitäten für 440 Mrd. € an Investitionen durch Gebäudeeigentümer gesichert ist.

Sollte sich dennoch zeigen, dass das nicht ausreicht, um einen Fachkräfte-Engpass zu vermeiden, sind weitere Maßnahmen zu ergreifen.

¹⁴⁷ 20% Steigerung auf den Gesamtwert der Immobilien mal 1,3 Mrd. qm / 4,1 Mrd. qm. Die gesamte Wertsteigerung für Immobilien, die auf CO₂-neutrale Gebäudeheizung oder Wärmenetze umgestellt wurden, beträgt dann 1.771 Mrd. €.

¹⁴⁸ [Strukturdaten zur Produktion und Beschäftigung im Baugewerbe – Berechnungen für das Jahr 2022](#), Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung, 2023

7. **Vorgabe Heizungstausch** - Zur Absicherung der Umsetzung und zur kostensenkenden, kontinuierlichen Auslastung der Planungs-, Genehmigungs- und Baukapazitäten wird ein Austausch fossiler Heizungen bzw. Fernwärme-Erzeugung spätestens 20 Jahre nach deren Installation festgelegt.

4.7 Direkte Effekte entlasten für private Haushalte, GHD und Industrie um 5 Mrd. €/a

Die direkten Effekte nach gesellschaftlichen Gruppen ergeben sich aus den vorherigen Abschnitten. Für private Haushalte, GHD und Industrie gilt:

- Die Investition für die Umstellung von fossiler Gebäudeheizung auf Wärmepumpe ist den gesellschaftlichen Gruppen anteilig nach ihrem aktuellen Endenergieeinsatz für Gebäudewärme zugeordnet.
- Daraus ergeben sich für jede Gruppe Annuitäten, bei denen entsprechend Kernmaßnahme 13 KfW-Kredite zu Bundesanleihe-Zinsen zugrunde gelegt sind.
- Zusammen mit den in Abschnitt 4.4 abgeleiteten Energiekosten-Einsparungen ergeben sich die Gesamteffekte je Gruppe.
- Hinzu kommt die hier nicht gezeigte Wertsteigerung der umgestellten Immobilien.

Sektorspezifische Effekte sind für die

- Energiewirtschaft die Zusatzinvestitionen für Ausbau und Umstellung der Wärmenetze durch die Stadtwerke.
- öffentliche Hand die Preissubvention für Wärmepumpenstrom.

Tabelle 34 - Investitionen und Effekte Gebäudewärme nach gesellschaftlicher Gruppe¹⁴⁹

Gesellschaftliche Gruppe	Investitionen (Mrd. €)			Laufende Effekte (Mrd. €/a)		
	Neu-Investition	Vermiedene Reinvestition	Zusatz-investition	Annuitäten	Andere Effekte	Gesamteffekte
private Haushalte	0	0	334	-15	19	4
GHD	0	0	86	-4	5	1
Industrie	0	0	19	-1	1	0
Gesamt	0	0	439	-20	25	5
Energiewirtschaft m. SW - sektorspezifisch	238	10	228			
Öffentliche Hand o. SW - sektorspezifisch					-14	-14

4.8 Der Primärenergieverbrauch für Gebäudewärme sinkt um 53%

Mit Umsetzung der Roadmap sinkt der Primärenergieeinsatz für Gebäudewärme von 770 TWh/a im Status Quo um 53% auf 360 TWh/a. Hauptursache dafür ist der hohe Wirkungsgrad von Luft- und Großwärmepumpen.

¹⁴⁹ Zu weiteren Effekten für Energiewirtschaft sowie öffentliche Hand siehe Kapitel 7.

5 Verkehr

5.1 Basisdaten

Der Verkehr verursacht 20% der CO₂-Emissionen Deutschlands (s. Anlage 1).

Der Straßenverkehr verursacht davon 97%¹⁵⁰ und

- wird abgesehen von ca. 7% Beimischung bei Kfz-Treibstoffen¹⁵¹ sowie 3% Elektro-Autos im Pkw-Bestand¹⁵² noch fast vollständig mit fossilen Kraftstoffen betrieben.
- erbringt 80% der Verkehrsleistung im Personenverkehr (pkm/a) und 72% der Verkehrsleistung (tokm/a) im Güterverkehr¹⁵³.

Die CO₂-armen Verkehrsträger Schiene und Bus tragen im Personenverkehr aktuell unter 10% der Verkehrsleistung bei. Das gilt auch für Radverkehr und Fußgänger. Im Güterverkehr erfolgen per Schiene 19% der Verkehrsleistung und mit dem Schiff weitere 6%.

Die Fahrleistung je Pkw sinkt seit Jahren und liegt aktuell bei 12.300 km/a¹⁵⁴ oder 34 km pro Tag. Das schließt längere Fahrten für Ausflüge, Urlaub u.a. bereits ein.

5.2 Verbrenner-Kfz mit eFuels sind hoch unwirtschaftlich

Um den Straßenverkehr CO₂-neutral zu gestalten, kommen Kfz in Frage mit den Antrieben

- batterieelektrisch (im Weiteren: eKfz)
- Verbrenner-Motore mit eFuels (im Weiteren: eFuel-Kfz)
- Verbrenner-Motore mit grünem H₂ (im Weiteren: H₂-Kfz) sowie
- Brennstoffzelle mit grünem H₂ (im Weiteren: H₂-FuelCell-Kfz).

eFuel-Kfz im Vergleich zu eKfz

eFuel-Kfz sind energetisch deutlich ineffizienter und deutlich unwirtschaftlicher als eKfz:

- **Energetisch** - eFuel-Pkw verbrauchen gut 6-mal mehr Energie als ePkw, da bei der Erzeugung von eFuels etwa die Hälfte der eingesetzten Primärenergie verloren geht

¹⁵⁰ S. 95, [Aktualisierung des Daten- und Rechenmodells: „Energieverbrauch und Schadstoffemissionen des motorisierten Verkehrs in Deutschland \(TREMODO\)“ und der Datenbank „Mobile Maschinen und Geräte \(TREMODO-MM\)“](#), Umweltbundesamt, 2024

¹⁵¹ 6,8% Bioethanol in Benzin, [Bioethanol | Marktdaten Deutschland 2023](#), BDB, 2023. 7% Biodiesel in Diesel, [Die nachhaltige Dieselalternative](#), Verband der deutschen Biokraftstoffindustrie, 2023

¹⁵² Arbeitsblatt fz1.1 für den Gesamtbestand an ePkw, Arbeitsblatt fz1.2 für die Anzahl der eKfz. [Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Zulassungsbezirken, 1. Januar 2024 \(FZ1\)](#), Kraftfahrzeugbundesamt, 2024

¹⁵³ Pkm steht für Personenkilometer, tokm für Tonnenkilometer, S. 224/225 und 245, [Verkehr in Zahlen 2023/2024](#), BMDV, 2023, <https://bmdv.bund.de/SharedDocs/DE/Artikel/G/verkehr-in-zahlen.html>

¹⁵⁴ S. 309, [Verkehr in Zahlen 2023/2024, BMDV, 2023](#)

(s. Tabelle 11) und die Verluste bei der Verbrennung im eFuel-Pkw etwa das Dreifache der Energieverluste im ePkw betragen.

Wenn alle Kfz in Deutschland eFuel-Kfz anstatt eKfz wären, wären allein dafür etwa 700 TWh/a mehr an erneuerbarer Stromerzeugung erforderlich. Deutschland würde das CO₂-neutrale Energiesystem dann erst Jahre später erreichen. Die Erzeugung dieses zusätzlichen Stroms erfordert etwa 70% mehr Windräder und PV-Anlagen und schafft bei Erzeugung im Inland so weitere Flächenkonkurrenz und Bürgerwiderstände. Bei Erzeugung im Ausland schafft es neue Importabhängigkeiten.

- **Wirtschaftlich**

Der hohe Preis für Ladestrom an öffentlichen Schnellladesäulen von derzeit ca. 66 Cent/kWh¹⁵⁵ ist aus den EWG verfügbaren Gestehungskosten nicht nachvollziehbar¹⁵⁶. Deshalb ist in der Roadmap stattdessen der GHD-Stromtarif im CO₂-neutralen Stromsystem von 22 Cent/kWh plus 10 Cent/kWh (s. Anlage 6) für Annuitäten, Betriebskosten und Gewinnmarge für Ladestrom an Schnellladesäulen >130 kW angesetzt¹⁵⁷.

Private Nutzer in Ein- und Zweifamilienhäusern haben zudem die Option, mit PV-Anlage auf Dach, Stromspeicher und Wallbox eigenen PV-Strom zu laden. Dieser Ladestrom kostet etwa 17 Cent/kWh (16 Cent/kWh¹⁵⁸ zzgl. etwa 1 Cent/kWh für die Wallbox-Annuität nach Anlage 6). Da etwa 46% der Wohnungen in Deutschland in Ein- und Zweifamilienhäusern liegen, ist in der Roadmap unterstellt, dass 45% der ePkw dort ihren Standort haben und dabei zu 2/3 mit eigenem PV-Strom geladen werden.

Daraus leiten sich im Mix Ladestromkosten von 30 Cent/kWh ab.

Die Erzeugungskosten für eFuels unter optimistischen Annahmen sind in Tabelle 23 abgeleitet. Für die Verteilung sind zusätzlich 0,13 €/l oder 0,02 €/kWh¹⁵⁹ angesetzt.

Die Energiekosten pro 100 km, liegen bei eFuel-Pkw dann etwa 3-mal so hoch wie bei ePkw. Dies resultiert in Energie-Mehrkosten von eFuel-Pkw gegenüber ePkw von

- 3.800 €/a oder 78.000 € über die Lebensdauer bei durchschnittlicher Fahrleistung. Damit amortisieren sich die höheren Neufahrzeugpreise von ePkw (4.300 € bei den aktuell nachfragestärksten Modellen – s. Anlage 5) nach gut einem Jahr.
- 190 Mrd. €/a, wenn alle Pkw eFuel-Verbrenner anstatt ePkw wären.

¹⁵⁵ [Strompreise an Ladesäulen für Elektroautos in Deutschland nach ausgewählten Betreibern im Jahr 2024](#), Statista, 2024

¹⁵⁶ Der durchschnittliche Gewerbestromtarif betrug laut BNetzA 2023 26 cent/kWh (S. 181, [Monitoringbericht 2023](#), BNetzA, 2023). Dazu kommen die Kosten der Ladesäule selbst, die bei 130 T€ pro Ladesäule (Maximalwert aus [Was kostet der Betrieb einer öffentlichen Ladestation?](#), emobicon, 2024), 30 Jahren Lebensdauer und 5,5% Kapitalkosten bei 16 Ladevorgängen pro Tag à 60 kWh 2 cent/kWh betragen. Zuzüglich Verwaltung und Vertrieb sollte dies Selbstkosten von ca. 30 cent/kWh ergeben. [Die Ladestrompreise hinterfragt auch das BNetzA kritisch](#).

¹⁵⁷ Bei den Kernmaßnahmen in Abschnitt 5.6 ist hinterlegt, wie dieses Preisniveau erreicht wird

¹⁵⁸ Mittelwert der Spanne 0,10 bis 0,22 €/kWh Stromgestehungskosten für PV auf Dach mit Stromspeicher lt. S. 18, [Studie Stromgestehungskosten erneuerbare Energien](#), Fraunhofer ISE, 2024

¹⁵⁹ Rohmarge im Benzinpreis nach Abzug Steuern und Einkaufspreis: 13 cent/l - umgerechnet in €/kWh Heizwert, [Zusammensetzung des Benzinpreises \(Super E10\) in Deutschland pro Liter](#), Statista, 2024.

Ein ähnliches Bild ergibt sich bei Nutzfahrzeugen, bei denen mittlerweile ein kommerzielles eKfz-Angebot in allen Fahrzeugtypen verfügbar ist.¹⁶⁰

Tabelle 35: Treibstoffkosten verfügbarer CO₂-neutraler Antriebe im Vergleich¹⁶¹

Position	ePkw	Verbrenner-Pkw - eFuel -	Verbrenner-Pkw - BioFuel -	Verbrenner-Pkw - grüner H2 -	Brennstoff- zellen- Pkw - grüner H2 -
Treibstoff Erzeugung (€/kWh)	0,30	0,49	0,17	0,33	0,33
Treibstoff Verteilung (€/kWh)		0,02	0,02	0,02	0,03
Verbrauch Endenergie (kWh/100km)	22,80	74,00	74,00	74,00	36,30
Primärstromverbrauch (kWh/100km)	22,80	141,90	86,25	99,33	48,72
Stromverbrauch (x-fach vs. ePkw)		6,22	3,78	4,36	2,14
Treibstoffkosten (€/100km)	6,80	37,52	13,53	25,56	13,09
Fahrleistung (km/a)	12.300	12.300	12.300	12.300	12.300
Treibstoffkosten pro Pkw (€/a)	836	4.615	1.665	3.144	1.610
Lebensdauer (Jahre)	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6
Treibstoffkosten über Lebensdauer (€/Pkw)	17.223	95.071	34.293	64.764	33.157
Mehrkosten ggü. ePkw pro Fahrzeug über die Lebensdauer (€)		77.848	17.070	47.540	15.934

BioFuel-Kfz, H₂-Kfz und H₂-FuelCell-Kfz im Vergleich zu eKfz

Wie aus Tabelle 35 ablesbar sind Antriebe mit BioFuels und grünem H₂ sind ebenfalls energetisch und wirtschaftlich ineffizienter als eKfz. Dazu gilt bei Antrieben mit

- BioFuels, dass BioFuels dringender für andere Verkehrsträger (Flug) und Sektoren (tageweise steuerbare Stromerzeugung) gebraucht werden, bei denen keine oder nur sehr teure strombasierte Alternativen verfügbar sind.
- grünem H₂ die deutlich höheren Fahrzeugpreise und die Kosten für den Aufbau einer Wasserstoff-Infrastruktur zu und an Tankstellen. Das kommerziell verfügbare Fahrzeugangebot ist derzeit und absehbar sehr eingeschränkt.
- H₂-FuelCell-Kfz verwerten den H₂ effizienter als Verbrenner-Kfz. Dafür liegen sie im Beschaffungspreis deutlich höher als eKfz, sind am Markt nur begrenzt verfügbar und eine H₂-Versorgung oder Infrastruktur ist ebenfalls noch nicht verfügbar. Insofern sind sie weder aktuell noch absehbar eine wirtschaftliche Alternative zu eKfz.

Fazit dieses Abschnitts

Damit sind eFuels, Bio-Fuels und grüner H₂ im Verkehr wirtschaftlich nur dort sinnvoll, einsetzbar, wo batterieelektrische Antriebe (noch) nicht praktikabel sind. Das gilt ganz überwiegend für den Flugverkehr und derzeit noch bei Dieselzügen und Schiffen.

Während sie also für Nischenanwendungen sinnvoll sein mögen (z.B. eFuel-Oldtimer, Traktoren), wäre eine Anwendung in der Breite wirtschaftlich und klimapolitisch ruinös.

¹⁶⁰ Bei Nah- und Mitteldistanzen (ca. 200 und 400 km/Tag) haben eLkw jetzt schon die günstigeren Lebenszykluskosten, im Fernverkehr (ca. 600 km/Tag) wird dies bis 2030 erwartet: S. 20, [Truck Study 2024](#), PWC, 2024

¹⁶¹

5.3 Antriebswende im Straßenverkehr entlastet um netto 9 Mrd. € pro Jahr

Im Straßenverkehr sind batterie-elektrische Kfz (eKfz) somit die effizienteste und zudem kommerziell verfügbare Option für CO₂-neutralen Personenverkehr und - sobald die Schnelllade-Infrastruktur auch dafür ausgebaut ist – und für CO₂-neutralen Güterverkehr. In der Roadmap ist deshalb unterstellt, dass der Straßenverkehr weitestgehend auf eKfz umgestellt wird.

Hemmnisse für die Umstellung sind derzeit noch „Reichweitenangst“, (wahrgenommene) Verfügbarkeit und Strompreise öffentlicher Ladesäulen sowie die höheren Neu-Fahrzeugpreise bei eKfz.

Reichweitenangst

Die durchschnittliche Reichweite von ePkw betrug 2020 440 km¹⁶². Wenn die Batterie nur bis 80% geladen und bis 20% entladen wird, verbleiben davon 60% oder 260 km Reichweite im Alltag. Das bedeutet: ePkw können bei ihrer durchschnittlichen Fahrleistung von 34 km/Tag¹⁶³ 7-8 Tage mit einer Batterieladung fahren. Auf längeren Fahrten sind Schnelllade-säulen mittlerweile breit verfügbar, die Batterien in 30 Minuten und weniger auf 80% aufladen. Insofern besteht in Deutschland kaum noch Anlass zur „Reichweitenangst“.

Verfügbarkeit von Ladesäulen

Es besteht eine verbreitete Sorge, im Moment des Bedarfs keinen Zugang zu einer Lademöglichkeit zu haben (Dichte der Ladeinfrastruktur, Verfügbarkeit am Standort, Zahlungsmöglichkeiten). Während dies in der Vergangenheit reale Hemmnisse waren, sind sie in Deutschland mittlerweile weitgehend überwunden¹⁶⁴ und werden weiter abgebaut:

- Dichte der Ladeinfrastruktur - Die aktuelle Ladeleistung liegt deutlich über dem Bedarf¹⁶⁵ und die räumliche Nähe ist ganz überwiegend gut. Lücken werden derzeit geschlossen (z.B. muss ab Anfang 2028 an oder nahe ca. 80% der Tankstellen mindestens ein Schnellladepunkt sein)¹⁶⁶.

¹⁶² S. 11, „[Faktencheck E-Mobilität 2020](#)“, Horváth & Partners, 2020

¹⁶³ Das gilt für den Regelfall mit durchschnittlicher Fahrleistung im Verlauf einer Woche, nicht bei Fahrten über größere Entfernungen als die durchschnittliche wöchentlichen Fahrleistung.

¹⁶⁴ In Deutschland würden sich 83% der ePkw-Fahrer wieder für einen ePkw entscheiden. S. 43, [EVBox Mobility Monitor](#), ipsos, 2022

¹⁶⁵ Im [Dashboard des StandortTOOL der Nationalen Leitstelle für Ladeinfrastruktur](#) wird zum 22.10.24 eine Ladeleistung öffentlicher Ladepunkte von 5,2 GW und dagegen ein Bedarf für 2025 von max. 1,4 GW, NOW, 2024

¹⁶⁶ [Ausbau der E-Ladeinfrastruktur](#), Bundesregierung, 2024. Diese Maßgabe gilt für alle Tankstellenunternehmen mit 200 oder Tankstellen. Dies sollte mind. 80% des Marktes abdecken ([Tankstellenentwicklung in Deutschland](#), Erich Doetsch Mineralölhandels KG, 2023).

- Die Verfügbarkeit der Ladepunkte ist mit $\geq 95\%$ hoch¹⁶⁷ und die Auslastung niedrig¹⁶⁸.
- Zahlungsmöglichkeiten verbessern sich bereits und für alle ab Juli 2024 erstellte Ladepunkte muss das Bezahlen mit Debit- und Kreditkarten möglich sein¹⁶⁹.

Strompreis an Ladesäulen

Der Strompreis an öffentlichen Schnellladesäulen lag Anfang 2024 bei 66 Cent/kWh und an anderen öffentlichen Ladesäulen bei 55 Cent/kWh. Er liegt damit um mind. 18 Cent/kWh über dem durchschnittlichen Strompreis für private Haushalte und mind. 26 Cent/kWh über dem für GHD-Unternehmen. Dies hat eine erhebliche Auswirkung auf die Wirtschaftlichkeit von ePkw. Hier sind auskömmliche Preise mit moderaten Gewinnmargen entscheidend für die Rentabilität und damit für den Erfolg der Elektromobilität im Straßenverkehr.

Ein wesentlicher Kostentreiber ist die noch geringe Auslastung der Ladesäulen (s.o.), die höhere Annuitäten und Betriebskosten pro kWh Ladestrom zur Folge hat. Als ausgewogene Auslastung wird in der Roadmap 25% in der Kernzeit von 6-22 Uhr angesetzt: dann ist jeder Ladepunkt für pro halbe Stunde Ladezeit weitere 3 halbe Stunden frei¹⁷⁰. Bei dieser Auslastung:

- sinken die Annuitäten und Betriebskosten auf 4 Cent/kWh bei Schnellladesäulen >130 kW und 6 Cent/kWh bei MW-Ladesäulen (MCS) für Lkw (s. Anlage 6).
- liegen Schnellladesäulen bereits bei einem für GHD typischen Stromverbrauch. Deshalb ist in der Roadmap als Strompreis der GHD-Stromtarif im CO₂-neutralen Deutschland von 22 Cent/kWh (s. Tabelle 17) angesetzt.

Bei Annahme eines eher hohen Zuschlags für Verwaltung, Vertrieb und Gewinn von weiteren 6 Cent/kWh auf den Strompreis ergeben sich somit Ladestrompreise von 32 Cent/kWh für Schnellladesäulen >130 kW und von 37 Cent/kWh für MCS-Ladesäulen. Diese Ladestrompreise sind in den weiteren Berechnungen der Roadmap unterstellt.

Ein weiterer Kostentreiber kann die sich abzeichnende Bildung regionaler Monopole bei öffentlichen Ladeinfrastruktur sein, die zur Abschöpfung von Monopolrenditen einlädt¹⁷¹. Beide Kostentreiber werden in den Kernmaßnahmen adressiert.

¹⁶⁷ [Anteil der verfügbaren öffentlichen Ladepunkte in Deutschland von Juli 2022 bis Juli 2024](#), Statista, 2024

¹⁶⁸ Die Meldungen an die BNetzA bzw. Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur ergeben für Zeitraum Juli 2022 bis Juli 2024 kontinuierlich etwa 1 Ladevorgang pro Tag und Ladepunkt (3% Auslastung in der Kernzeit 6-22 Uhr), s. [Anzahl der monatlichen Ladevorgänge je öffentlichem Ladepunkt für Elektroautos in Deutschland von Juli 2022 bis März 2024](#), Statista, 2024.

Hier kann es Meldelücken geben. Eine eigene, überschlägige Berechnung anhand des eKfz-Bestands kommt eher auf eine höhere aber ebenfalls niedrige Auslastung (18% wenn alle Ladevorgänge an öffentlichen Schnellladestationen nur in der Kernzeit 6-22 Uhr erfolgen). Wenn nur zwei Ladepunkte an einem Standort sind, sinkt die Wahrscheinlichkeit einer gleichzeitigen Belegung beider Ladepunkte auf 3%.

¹⁶⁹ [§4 Ladesäulenverordnung](#), BMJ, 2024

¹⁷⁰ Bei zwei Ladepunkten pro Ladesäule sinkt die statistische Wahrscheinlichkeit, dass im Moment des Anfahrens keiner der beiden frei ist auf 6%.

¹⁷¹ S. 5, [Lichtblick Ladesäulencheck 2024](#), Lichtblick, 2024

5.3.1 Umstellung auf eKfz senkt Treibstoffkosten um 46 Mrd. € pro Jahr

Einsparung Treibstoffkosten pro Pkw

Mit der Umstellung von Verbrenner-Pkw auf ePkw sinken die Treibstoffkosten um 13.000 € über die Lebensdauer des Fahrzeugs und der Energieverbrauch sinkt um 69%. Diese Einsparungen gleichen den höheren Kaufpreis für vergleichbare eKfz in Durchschnitt über die Pkw-Flotte mehrfach und in aller Regel auch im Einzelfall aus.

Tabelle 36 – Einsparung Treibstoff und Treibstoffkosten Pkw bei Antriebswende¹⁷²

Position	ePkw	Verbrenner-Pkw - fossil -
Treibstoff Erzeugung (€/kWh)	0,30	0,16
Treibstoff Verteilung (€/kWh)		
Verbrauch (kWh/100km)	22,8	74,0
Energie-Mehrverbrauch ggü. Pkw (%)		325%
Treibstoffkosten (€/100km)	6,80	11,75
Fahrleistung (km/a)	12.300	12.300
Treibstoffkosten pro Pkw (€/a)	836	1.446
Lebensdauer (Jahre)	20,6	20,6
Treibstoffkosten über Lebensdauer (€/Pkw)	17.223	29.779
Energie-Mehrkosten ggü. ePkw pro Fahrzeug über die Lebensdauer (€)		12.556

Die Voraussetzung dafür ist die Erzielung der genannten Ladestromkosten pro kWh vor allem durch Begrenzung der Ladestrompreise an öffentlichen Ladesäulen auf ein wettbewerbsfähiges Maß¹⁷³.

¹⁷² Datenquellen sind in den Spalten:

- „ePkw“ der Tabelle 35 entnommen.
 - „Verbrenner-Pkw – fossil“:
 - Zeile „Treibstoff (€/kWh)“ - Anlage 3 für die Benzin und Dieselpreise, gewichtet nach dem Anteil von Benzin- und Diesel-Pkw im Bestand, s. Arbeitsblatt Fz2 in [Bestand an Kraftfahrzeugen und Fahrzeuganhängern nach Zulassungsbezirken zum 01. Januar 2024](#), Kraftfahrzeugbundesamt, 2024
 - Zeile „Verbrauch (kWh/100km)“ - S. 309, [Verkehr in Zahlen 2023/2024](#), BMDV, 2024
- Für Pkw aller Antriebsarten ist dieselbe Fahrleistung und Lebensdauer unterstellt.

¹⁷³ Der aktuelle Kostenvergleich von ePkw und Verbrenner-Pkw des ADAC geht dagegen von zuletzt beobachteten 80 Cent/kWh an öffentlichen Schnellladesäulen und derzeit noch eher niedrigeren Wiederverkaufswerten für ePkw aus. Deshalb kommt der ADAC – anders als in früheren Untersuchungen zu derzeit oft höheren Lebenszykluskosten für ePkw (s. [Kostenvergleich Elektroauto, Benzin oder Diesel: Was ist günstiger?](#), ADAC, 2024). Diese Momentaufnahme gibt jedoch nicht die im CO₂-neutralen Deutschland bei funktionierendem Wettbewerb zu erwartenden Ladestrompreise wieder.

Einsparung Treibstoffkosten pro Lkw

Bei schweren Lkw ist die Energieeinsparung mit 65% ähnlich hoch.

Tabelle 37 – Einsparung Treibstoff Lkw bei Antriebswende¹⁷⁴

Kfz-Typ	Bestand (in Mio. Kfz)	Fahrleistung (km/a/Kfz)	Diesel- verbrauch (l/100 km)	Diesel- verbrauch (kWh/100 km)	Strom- verbrauch lt. Hersteller (kWh/100 km)	Strom- verbrauch lt. Truck Study (kWh/100 km)	Mittelwert Energie- einsparung
Heavy Duty Long Haul bis 40 to	0,16	150.000	37	357	60	121	75%
Heavy Duty Line Haul bis 20 to	0,15	100.000	25	243	68	120	61%
Medium Duty Distribution bis 7,5 to	0,22	50.000	20	189	62	125	51%
Nutzfahrzeuge >3,5 to (gew. Mittelwert)	0,53	93.725	29	285	63	122	65%

Effekte über alle Kfz-Typen

Mit Umstellung auf eKfz und der o.a. Auslastung der öffentlichen Ladeinfrastruktur sinken die **Energiekosten im Straßenverkehr** um 46 Mrd. €/a.

Tabelle 38: Einsparung Treibstoffkosten durch die Antriebswende¹⁷⁵

Kfz-Typ	Status Quo				Roadmap				Kosten effekt (Mrd. €/a)
	Energie- verbrauch (TWh/a)	fossile Energie- träger	Energie- preis (€/kWh)	Energie- kosten (Mrd. €/a)	Energie- verbrauch (TWh/a)	Energie- träger	Energie- preis (€/kWh)	Energie- kosten (Mrd. €/a)	
Pkw	411	Benzin	0,16	65	127	Strom	0,30	38	28
Leichte Nutzfahrzeuge	48	Diesel	0,13	6	16	Strom	0,18	3	3
Schwere Nutzfahrzeuge	169	Diesel	0,13	22	56	Strom	0,14	8	14
Busse	14	Diesel	0,13	2	5	Strom	0,16	1	1
Gesamt	641			95	203			49	46

¹⁷⁴ Datenquellen sind in den Spalten:

- „Bestand“, s. Arbeitsblatt Fz1 in [Bestand an Kraftfahrzeugen und Fahrzeuganhängern nach Zulassungsbezirken zum 01. Januar 2024](#), Kraftfahrzeugbundesamt, 2024
 - „Fahrleistung“ S. 7 und „Stromverbrauch lt. Truck Study“ S. 10 (Mittelwert Batteriekapazität geteilt durch Mittelwert Reichweite), [Truck Study 2024](#), pwc, 2024.
 - „Dieselverbrauch“, s. [Verbrauch von Lkw auf 100 Kilometer](#), FleetGo, 2024.
 - „Stromverbrauch lt. Hersteller“, s. Herstellerangaben zur Reichweite und Batteriekapazität für 40 to anhand [MAN eTGX](#), 20 to anhand [MAN eTGL](#), 7,5 to anhand [Daimler/Fuso eCanter](#)
- Da die aktuelleren aber ggf. auch zu optimistischen Herstellerangaben etwa 50% unter denen den mind. 2 Jahre älteren der Truck Study liegen, ist für die Bewertung der Energieeinsparung konservativ der Mittelwert der beiden Quellen angesetzt.

¹⁷⁵ Datenquellen sind in den Spalten

- „Energieverbrauch“ (Status Quo), s. Seite 59, Tabelle 26, Werte 2018, [Aktualisierung der Modell TREMOD/TREMOD-MM für die Emissionsberichterstattung 2020 \(Berichtsperiode 2009-2018\)](#), Umweltbundesamt, 2020. Diese 2018er-Werte wurden um den Faktor 0,92 reduziert, um in Summe mit den 2022er-Werten in Anlage 2 konsistent zu sein.
- „Energieverbrauch“ (Roadmap) der Energieverbrauch im Status Quo abzgl. der Einsparung durch Antriebswechsel entsprechend Tabellen [34 und 35](#).
- „Energiepreis“ bei

In der Roadmap ist konservativ unterstellt, dass die **übrigen laufenden Kosten** (z.B. Versicherung, Wartung und Reparatur) von eKfz und Verbrenner-Kfz **vergleichbar** sind.

5.3.2 Umstellung auf eKfz erfordert Zusatzinvestitionen von 290 Mrd. €

Die Preise neuer eKfz sind höher als die neuer Verbrenner-Kfz. Die resultierende **Zusatzinvestition für eKfz** beträgt 290 Mrd. € mit einer Annuität von 19 Mrd. €/a.

Tabelle 39 – Zusatzinvestitionen und Annuitäten Fahrzeuge¹⁷⁶

Position	Stk. (Mio.)	Lebensdauer (Jahre)	Bei Umsetzung bis 2045		
			Zusatzinvestition (T€/Stk.)	Zusatzinvestition (Mrd. €)	Annuität (Mrd. €/a)
ePkw	48	21	4	203	-12
Nutzfahrzeuge ≤3,5 to	3	17	10	31	-2
Nutzfahrzeuge >3,5 to	1	17	58	31	-2
Busse	0	17	345	29	-2
Summe	52			294	-19

Die **Zusatzinvestition für Ladeinfrastruktur** beträgt 73 Mrd. € mit einer Annuität von 5 Mrd. €/a (s. Anlage 6).

Tabelle 40 – Zusatzinvestitionen und Annuitäten Ladeinfrastruktur

Position	Stk. (1.000)	Lebensdauer (Jahre)	Zusatzinvest (T€/Stk.)	Zusatzinvest (Mrd. €)	Annuität (Mrd. €/a)
Wallboxen	975	20	2	2	0
Schnellladesäulen > 150 kW	284	20	170	48	-3
Schnellladesäulen > 1 MW	38	20	600	23	-1
Summe	1.297			73	-5

Vermiedene Reinvestition Tankstellen

Wie sich Tankstellen bei einer Umstellung auf eKfz entwickelt, ist schwer vorherzusagen: das denkbare Spektrum reicht von „weiter so wie bisher“ mit Ladesäulen anstatt Zapfsäulen bis hin zum nahezu vollständigen Entfall. Die volle Reinvestition wäre etwa ca. 30 Mrd.

- Pkw die Werte aus Tabelle 36 (für Status Quo von Verbrenner-Pkw fossil, für Roadmap von ePkw) übernommen.
- für leichte und schwere Nutzfahrzeugen beim Status Quo der Wert für Diesel ohne Ust. aus Anlage 3 übernommen. Bei Roadmap ist der Strom-Tarif GHD aus Tabelle 18 übernommen zzgl. Annuität und Betriebskosten bei Laden an eigener Ladesäule und zzgl. Annuität, Betriebskosten sowie Verwaltung und Gewinnaufschlag bei Laden an öffentlichen Säulen entsprechend Anhang 6. Als Ladeanteile an eigener Ladesäule auf Basis der folgenden Quelle auf den jeweils konservativeren Wert angesetzt von S. 20,), [Truck Study 2024](#), pwc, 2024

¹⁷⁶ Die Kfz-Zahlen und Zusatzinvestitionen pro Kfz sind in Anlage 5 abgeleitet.

€¹⁷⁷. In der Roadmap ist als Mittelwert für das genannte Spektrum der möglichen Tankstellen-Entwicklung die Hälfte davon als vermiedene Reinvestition angesetzt.

5.4 Flugverkehr wird vorrangig mit BioFuels CO₂-neutral

Grundlegende Optionen für einen CO₂-neutralen Flugverkehr sind:

- Umstellung auf batterieelektrische Antriebe oder grünen H₂ - Flugzeuge mit elektrischen Antrieben oder grünen H₂ als Treibstoff (H₂-Turbine oder Brennstoffzelle) sind außer für Nischenanwendungen noch in der Entwicklung und aktuell kommerziell nicht breiter verfügbar¹⁷⁸.
- Treibstoffwechsel auf Sustainable Aviation Fuels (SAF), also eFuels oder BioKerosin (Kerosin aus Biomasse).

eFuel-Kerosin kostet etwa 0,80 €/kWh während BioKerosin mit 0,24 €/kWh nur ein Drittel davon kostet¹⁷⁹. Insofern ist der Einsatz von BioKerosin wirtschaftlicher und vorzuziehen, soweit die erforderlichen Mengen dafür verfügbar sind (siehe dazu unten).

Aber auch BioKerosin ist mindestens 2,5-mal so teuer wie fossiles Kerosin mit 0,07 €/kWh. Da die Treibstoffkosten derzeit etwa 32% der Gesamtkosten von Fluggesellschaften¹⁸⁰ ausmachen, steigert eine Umstellung von fossilem Kerosin auf BioKerosin die Treibstoffkosten auf 80% der heutigen Gesamtkosten. Wenn die übrigen Kosten unverändert bleiben, steigen die Gesamtkosten von Fluggesellschaften insgesamt um 48%.

Tabelle 41 – Größenordnung Preissteigerung Flugverkehr bei Umstellung auf BioKerosin

Kostenposition	in % bisheriger Gesamtkosten mit	
	fossilem Kerosin	BioKerosin
Treibstoff	32%	80%
übrige Kosten	68%	68%
Gesamtkosten	100%	148%

Die Preiselastizität bei Flugreisen liegt in der Größenordnung von -1,1¹⁸¹, d.h. wenn Flugpreise um 48% steigen, gehen Flugreisen mind. um 53% zurück, was auch in der Bewertung in dieser Roadmap unterstellt ist. Menschen in unteren Einkommensgruppen können

¹⁷⁷ Aktuell gibt es in Deutschland etwa 14.300 Tankstellen (s. Wert für 2024, [Anzahl der Tankstellen in Deutschland von 1950 bis 2024](#), Statista, 2024). Die Investition je Tankstelle von 1,1 Mio. € ist indikativ abgeleitet aus den Mittelwerte für Bau, Technik und Inventar in [Tankstelle eröffnen: Gründungsschritte, Voraussetzungen und Kosten](#), Zimmermann, 2024

¹⁷⁸ S. 22/23, [Auf dem Weg zu einer klimaverträglichen Luftfahrt](#), DLR, 2024

¹⁷⁹ BioKerosin 2-3x und eFuel-Kerosin 10x teurer als fossiles Kerosin (dessen Preis siehe Anlage 3 der Roadmap), [Sustainable Aviation Fuel](#), Wikipedia, 2024.

Höhere Preise für BioKerosin und ähnliche Preise für eFuel-Kerosin finden sich auf S. 30+79, [Progress in Commercialization of Biojet /Sustainable Aviation Fuels \(SAF\)](#), IEA Bioenergy, 2021

¹⁸⁰ [Anteil der Kerosinkosten an den operativen Gesamtkosten der weltweiten Fluggesellschaften in den Jahren 2003 bis 2024](#), statista, 2024

¹⁸¹ [Wie teuer Flugtickets werden, wenn sich die Energiekosten verdoppeln](#), Grimme/Maertens (DLR), 2022

sich dann weiterhin Flüge leisten - aber alle Einkommensgruppen werden weniger oft und weit fliegen als heute.

Mit diesem Nachfragerückgang sinkt der Energiebedarf für den Flugverkehr in und ab Deutschland von 51 TWh/a¹⁸² auf 25 TWh/a.

Mit der Umstellung des Straßenverkehrs auf batterieelektrische Antriebe werden die bisher Benzin und Diesel beigemischten Bioethanol- bzw. Biodieselmengen von etwa 34 TWh/a¹⁸³ frei. Aus dieser BioFuel-Erzeugung kann ein Anteil umgewidmet werden, um die verbleibenden 25 TWh/a an Treibstoffbedarf für den Flugverkehr in und ab Deutschland vollständig abzudecken. Da dies derzeit wirtschaftlicher ist als der Einsatz von SAF, ist es in der Roadmap unterstellt. Relevante Zusatzinvestitionen sind dauerhaft nicht erforderlich, da die Herstellprozesse für BioFuels im Straßen- und Flugverkehr ähnlich genug sind.

In der Roadmap ist weiter unterstellt, dass Flugkunden vor und nach der Umstellung ähnlich viel fürs Fliegen ausgeben, nur dass Verkehrsleistung im Flugverkehr sinkt. Dementsprechend wird in der Annahme einer konstanten Umsatzrendite bei Fluggesellschaften kein Effekt auf deren Gewinne erwartet.

Insofern sind mit dieser Umstellung weder Zusatzinvestitionen noch finanzielle Netto-Be- oder Entlastungen von Industrie, GHD und privaten Haushalten verbunden.

Schiffsverkehr und Dieselmzüge – Umstellung auf BioFuels

Bei Inlands- und küstennahem Schiffsverkehr und bei Dieselmzügen sind batterieelektrische Antriebe denkbar aber noch nicht in der Breite verfügbar. Der Dieselmbedarf für diese Verkehrsträger von 8 TWh/a lässt sich ebenfalls mit der im Straßenverkehr nicht mehr eingesetzten Menge an BioFuels abdecken.

Wegen der Preisdifferenz zwischen fossilem Diesel (0,16 Cent/kWh) und Biodiesel (24 Cent/kWh)¹⁸⁴ führt das zu 1 Mrd. €/a an Mehrkosten. Relevante Zusatzinvestitionen sind nicht erforderlich.

Tabelle 42 – Effekte bei Flug- und Schiffsverkehr sowie bei Dieseltraktion auf der Schiene¹⁸⁵

¹⁸² S. 77, [Aktualisierung des Daten- und Rechenmodells: „Energieverbrauch und Schadstoffemissionen des motorisierten Verkehrs in Deutschland \(TREMODO\)“ und der Datenbank „Mobile Maschinen und Geräte \(TREMODO-MM\)“](#), Umweltbundesamt, 2024. Werte aus Tremod sind mit dem Faktor 0,91 multipliziert, um sie konsistent mit den Gesamtbeträgen in Anlage 2 zu machen.

¹⁸³ 34 TWh erneuerbare Energien im Verkehr nach Anlage 2.

¹⁸⁴ s. Anlage 3 zu den Energieträgerpreisen.

¹⁸⁵ Dieselmzüge, (S. 57, Tabelle 37, Jahr 2021, Spalten „Dieselverbrauch DB+NE“ sowie „Dieselverbrauch HWB“), Schiffe (S. 70, Tabelle 40, Spalte „Verbrauch“, Jahr 2021) und Flugverkehr (S. 70, Abbildung 6, TREMOD-Wert für 2021), [Aktualisierung des Daten- und Rechenmodells: „Energieverbrauch und Schadstoffemissionen des motorisierten Verkehrs in Deutschland \(TREMODO\)“ und der Datenbank „Mobile Maschinen und Geräte \(TREMODO-MM\)“ 2022](#), Umweltbundesamt, 2024

Verkehrsträger	Status Quo				Roadmap				Kosten effekt (Mrd. €/a)
	Energieverbrauch (TWh/a)	fossile Energieträger	Energiepreis (€/kWh)	Energiekosten (Mrd. €/a)	Energieverbrauch (TWh/a)	Energieträger	Energiepreis (€/kWh)	Energiekosten (Mrd. €/a)	
Diesellokomotiven	4	Diesel	0,13	0,6	4	BioFuel	0,17	0,7	-0,2
Schiffe	4	Diesel	0,08	0,4	4	BioFuel	0,14	0,6	-0,2
Flug	54	Kerosin	0,07	3,9	25	BioFuel	0,23	5,8	-1,9
Gesamt	62			4,8	34			7,1	-2,3

5.5 Verkehrsverlagerung Straße zu Umweltverbund hat begrenztes Potenzial

Die Antriebswende erreicht einen CO₂-neutralen Verkehr ohne Änderung von Verhalten oder Verkehrsmittel.

Eine Verkehrsverlagerung auf den „Umweltverbund“ kann die direkten Kosten des CO₂-neutralen Verkehrs weiter senken oder andere Vorteile haben (z.B. Gesundheit der Verkehrsteilnehmer, weniger Lärm und Feinstaub sowie mehr Platz in Großstädten). Zum Umweltverbund zählen Fußgänger und die Verkehrsträger Rad, Busse, Light Rail (Straßenbahn, U-Bahn) sowie Heavy Rail (Nah- und Fernverkehr). Diese erbringen derzeit jeweils grob 5% der Verkehrsleistung im Personenverkehr. Eine Verdoppelung zulasten der Straße würde den Modal Split – die prozentualen Anteile der einzelnen Verkehrsmittel an der gesamten Verkehrsleistung – deshalb um max. 20 Prozentpunkte verschieben.

Eine deutliche Verschiebung des Modal Split zur Schiene ist plausibel bei entsprechender Ausweitung der Kapazitäten auf den heute schon hoch nachgefragten Engpasskorridoren in und zwischen Ballungsräumen. Offen ist, ob dieser Ausbau so rechtzeitig gelingt, dass er bis 2045 einen relevanten Beitrag zu einem CO₂-neutralen Deutschland leistet. In den nächsten Jahren wird hier zunächst die Herausforderung sein, die Substanz der Schieneninfrastruktur und den aktuellen Modal Split während bzw. nach den dazu erforderlichen Korridorsperrungen zu erhalten¹⁸⁶.

Welchen Aufwand-Nutzen-Relation eine Verdoppelung des Modal Split für Busse und Light Rail haben würde, war im Rahmen dieser Studie nicht hinreichend prüfbar und ist somit auch nicht bewertet. In dem Umfang, wie eine Verlagerung des Modal Split von Straße auf Bus und Light Rail noch wirtschaftlicher als die dargestellte Antriebswende ist, sind die o.a. Effekte eines CO₂-neutralen Verkehrs noch positiver. Eine solche Verkehrsverlagerung ist in der Roadmap konservativ nicht unterstellt.

Der Ausbau des Fahrradverkehrs ist sicher sinnvoll: Fahrradfahren ist nicht nur kostengünstiger als ePkw, sondern auch aus Gründen des Gesundheits- und Lärmschutzes sinnvoll. Da heute ca. 23% der Verkehrsleistung im Personenverkehr für Zwecke und Wege erfolgt, die durchschnittlich unter 10 km liegen¹⁸⁷, mit dem Fahrrad aber derzeit insgesamt nur 4%¹⁸⁸ der Verkehrsleistung erbracht werden, ist hier noch „Luft nach oben“. Der Ausbau ist in der Roadmap konservativ nicht unterstellt.

Elektrische Züge: der o.a. Energieverbrauch Dieselizege multipliziert mit dem Verhältnis von Energieeinsatz Strom und Diesel im Schienenverkehr laut [Energieverbrauch und Kraftstoffe](#), Umweltbundesamt, 2024

¹⁸⁶ [So will die Bahn die Trendwende schaffen](#), zdf, 2024

¹⁸⁷ S. 62 in Verbindung mit S. 63, [Mobilität in Deutschland 2017](#), BMVD, 2019

¹⁸⁸ S. 45, [Mobilität in Deutschland 2017](#), BMVD, 2019

5.6 7 exemplarische Kernmaßnahmen

Exemplarische Kernmaßnahmen, um einen CO₂-neutralen Verkehr zu erreichen, sind:

1. **Bis 2030 decken zinsgünstige KfW-Kredite an Autohändler für eKfz-Neuwagenverkäufe die Kaufpreis-Differenz zwischen eKfz und Verbrenner-Kfz ab.** Dies beseitigt die Hemmschwelle der derzeit noch höheren Fahrzeugpreise, weil der eKfz-Kauf dann keine höhere Ausgabe als bei Verbrenner-Kfz erfordert. Da die laufenden Ausgaben für eKfz – bei KfW-Kredit inkl. Kreditzinsen und -tilgung - unter denen für Verbrenner-Pkw liegen, haben eKfz-Besitzer vom ersten Tag an weniger Ausgaben.
2. **Das Dienstwagenprivileg wird sofort auf eKfz begrenzt.** Etwa 66% der Pkw-Neuzulassungen erfolgen durch gewerbliche Halter. Ein großer Teil der Firmenwagen sind auch Dienstwagen, d.h. sie werden anteilig auch privat genutzt. Für die private Nutzung bedeutet der pauschale Ansatz des geldwerten Vorteils einen deutlichen Steuervorteil. Gerade im oberen Management in mittleren und größeren Firmen ist dies als Teil des Vergütungspakets sehr verbreitet. Die Begrenzung dieses Privilegs auf rein batterieelektrische Kfz setzt einen starken Anreiz, den ePkw-Anteil an Neuzulassung sofort und deutlich zu steigern¹⁸⁹. Zudem stärkt die breite ePkw-Nutzung durch Führungskräfte deren Akzeptanz und Absatz auch bei privaten Haltern.
3. eFuel-Verbrenner stehen momentan noch als praktikable Alternative im Raum, was viele davon abhält, zu eKfz zu wechseln. **Bürgern und Unternehmen wird deshalb von Politik und Medien verdeutlicht, dass eFuel-Verbrenner sehr teuer** sind und nur für Nischenanwendung bzw. sehr Wohlhabende in Frage kommen – während eKfz absehbar wirtschaftlicher sein und dominieren werden.
4. **Zur Absicherung des Hochlaufs werden ab 2030 nur noch eKfz zugelassen.** Sollten dann in Nischensegmenten keine wirtschaftlich vertretbaren eKfz-Optionen verfügbar sein, können dort auch eFuel-/BioFuel-Verbrenner zugelassen werden¹⁹⁰. 2045 endet dann bis auf die o.a. Nischen auch der Betrieb von fossilen Bestands-Kfz.
5. **Erhöhung der Kfz-Steuer** – Der Antriebswechsel senkt die Kfz-Kosten um 28 Mrd. €/a¹⁹¹. Ziel der Maßnahmen ist es jedoch nicht, Kfz im Wettbewerb mit Schiene und Bus zu stärken, sondern nur den Antriebswechsel rentabel zu machen. Die Kfz-Steuer wird deshalb begleitend für alle Kfz so erhöht, dass die Kfz-Kosten netto nicht sinken. Der Kostenvorteil von eKfz bleibt dabei erhalten. Zudem gleicht dies einen Teil der Einnahmenverluste der öffentlichen Hand bei Energiesteuern und Emissionshandel aus.

¹⁸⁹ Der Kostenvorteil für Mitarbeiter liegt nach einer neueren Untersuchung bei durchschnittlich 4.589 €/Pkw, so dass wirtschaftlich dann kein Anreiz mehr besteht, privat Verbrenner-Pkw zu kaufen, wenn ePkw als Dienstwagen verfügbar sind. s. S. 18, [Company car fossil fuel subsidies in Europe](#), Transport & Environment, 2024

¹⁹⁰ Da in Deutschland die durchschnittliche Pkw-Lebensdauer ca. 20 Jahre beträgt, ist es an sich erforderlich, ab sofort nur noch ePkw zuzulassen, damit alle fossilen Verbrenner-Pkw bis 2045 ersetzt sind. In der Roadmap ist aber unterstellt, dass dies politisch nicht durchsetzbar ist.

¹⁹¹ Private Haushalte und GHD sparen 46 Mrd. €/a Energiekosten bei Kfz und GHD hat 2 Mrd. €/a höhere Energiekosten bei Flug, Schiene und Schiff. Dazu kommen 19 Mrd. €/a Annuitäten für die höheren Neu-Kfz-Preise und Verkehre. Bei Annuitäten

6. **Der Bund sichert den Hochlauf kostengünstiger Ladeinfrastruktur ab.** Für den Aufbau von MCS, regulären Schnellladesäulen und Wallboxen bietet der Bund zinsgünstige KfW-Kredite¹⁹². Wo der Hochlauf den Zielwert dennoch nicht erreicht, wird der Ausbau ergänzend ausgeschrieben.

Zur Vermeidung von regionalen Monopolen wird die Durchleitung vom Stromanbieter der eigenen Wahl zu diskriminierungsfreien Gebühren festgelegt – wie bei Stromanschlüssen von Gebäuden auch. Zudem werden angemessene Gebühren entweder durch Begrenzung regionaler Marktanteile oder Preisregulierung gesichert, wie bei anderen Infrastrukturen auch.

7. **Bis 2045 sind Flugzeuge, Binnenschiffe und Diesellokomotiven in Deutschland in 5-Jahres-Schritten linear auf CO₂-neutrale Energieträger umzustellen** (z.B. 1/3 bis 2030, 2/3 bis 2035 und 3/3 bis 2045)¹⁹³. Da dies zwingend mit einer dauerhaften Kostensteigerung für Fluggesellschaften und Fluggäste verbunden ist, wäre ein wirtschaftlicher Anreiz nur zu erzielen durch erhebliche:

- Subventionierung des Treibstoffs. Dagegen spricht neben der starken Belastung öffentlicher Haushalte, dass es keine Aufgabe der öffentlichen Daseinsvorsorge ist, die Flugpreise künstlich niedrig zu halten.
- Steigerung des CO₂-Preises, was aber wesentlich breiter belastet als nur im Flugverkehr und von der deutschen Regierung nur begrenzt beeinflussbar ist.

Deshalb ist hier ein Gebot das Mittel der Wahl. In der Roadmap ist dabei unterstellt:

- Fluggesellschaften erzielen denselben Umsatz, da für private und berufliche Flüge ebenso viel wie bisher ausgegeben wird. Dabei werden für dasselbe Geld weniger Flugkilometer absolviert.
- Fluggesellschaften erzielen dieselbe Umsatzrendite, da diese wesentlich durch den Wettbewerb bestimmt wird.

Insofern ist in der Roadmap keine finanzielle Nettobelastung für Flugkunden und Fluggesellschaften unterstellt.

5.7 Direkte Effekte belasten private Haushalte, GHD und Industrie mit 2 Mrd. € pro Jahr

Nach dem Überwiegendprinzip sind Zusatzinvestitionen und laufende Effekte für:

- Pkw sowie Wallboxen privaten Haushalten zugeordnet.¹⁹⁴

¹⁹² Hier müssten zinsgünstige KfW-Kredite ausreichen, da die Investitionen sich über Ladestromgebühren oder über die Nutzung kostengünstigeren eigenen Stroms refinanzieren.

¹⁹³ Die EU gibt ebenfalls Mindestanteile vor (2025 2%, 2030 6%, 2050 70%), die jedoch früher und stärker hochlaufen müssen, um 2045 CO₂-neutralen Luftverkehr zu erreichen. [Initiative „Re-FuelEU Aviation“: Rat verabschiedet neuen Rechtsakt zur Dekarbonisierung des Luftfahrtsektors](#), Europäischer Rat, 2023

¹⁹⁴ Bei 88% der Pkw in Deutschland sind die Halter Privatpersonen, s. [Verteilung der Personenkraftwagen in Deutschland nach Halter von 2014 bis 2024](#), Statista, 2024

- Nutzfahrzeuge den Logistikdienstleistern und damit GHD zugeordnet. Die Effekte für Schiffe und Diesellokomotiven sind ebenfalls GHD zugeordnet¹⁹⁵.
- Busse öffentlichen Haushalten zugeordnet, die diese Fahrzeuge zu einem guten Teil direkt und ansonsten durch Konzessionen, Verkehrsverträge o.ä. zahlen.
- Schnellladesäulen (130 kW und MCS) sowie die vermiedenen Reinvestitionen in Tankstellen der Energiewirtschaft zugeordnet.

Resultierende Effekte

Für

- private Haushalte ist die Zusatzinvestition 210 Mrd. € und die Netto-Einsparung beträgt 16 Mrd. €/a (Senkung Energiekosten um 28 Mrd. €/a, abzgl. Annuitäten von 12 Mrd. €/a).
- GHD ist die Zusatzinvestition im Straßenverkehr 62 Mrd. € und die Netto-Einsparung beträgt 13 Mrd. €/a (Senkung Energiekosten um 17 Mrd. €/a, abzgl. Annuitäten von 4 Mrd. €/a).

Diese Entlastung um insgesamt 28 Mrd. €/a wird durch die Erhöhung der Kfz-Steuer um denselben Betrag ausgeglichen, so dass der Netto-Effekt im Straßenverkehr null ist.

Für GHD entstehen zudem um 2 Mrd. €/a höhere Energiekosten für den Betrieb von Flugzeugen, Schiffen und Diesellokomotiven mit BioFuels.

Sektorspezifische Effekte sind bei der

- Energiewirtschaft Zusatzinvestitionen von 55 Mrd. € für öffentliche Ladeinfrastruktur
- öffentlichen Hand neben der Investition für und Einsparung durch eBusse insbesondere die Erhöhung der Kfz-Steuer, die die entfallenen Einnahmen (Mineralölsteuer, BEHG) teilweise kompensiert.

Tabelle 43: Investitionen und Effekte Verkehr nach gesellschaftlichen Gruppen¹⁹⁶

Gesellschaftliche Gruppe	Investitionen (Mrd. €)			Laufende Effekte (Mrd. €/a)		
	Neu-Investition	Vermiedene Reinvestition	Zusatz-investition	Annuitäten	Andere Effekte	Gesamteffekte
private Haushalte			205	-12	12	0
GHD			62	-4	2	-2
Industrie						
Gesamt	0	0	267	-17	14	-2
Energiewirtschaft m. SW - sektorspezifisch	71	16	55			
Öffentliche Hand o. SW - sektorspezifisch	29		29	-2	29	27

¹⁹⁵ Der Schiffsverkehr ist v.a. in privater Hand ist und der Schienengüterverkehr – in dem die Traktionsleistung von Diesellokomotiven vorrangig erfolgt – zu 61% in privater Hand, s. [Marktanteile der Privatbahnen und der bundeseigenen Verkehrsunternehmen am Schienengüterverkehr in Deutschland in den Jahren 2007 bis 2023](#), Statista 2024

¹⁹⁶ Die Effekte für die Energiewirtschaft inkl. Stadtwerke und deren Kreditgeber ergeben sich aus Investition, Kapitalrendite nach Kapitel 1 sowie der verlorenen Gewinne aus dem Gasgeschäft, die in Kapitel 6 abgeleitet sind. Dort sind auch die Effekte auf die öffentliche Hand aus Steuern u.ä. näher abgeleitet. Die verlorenen Gewinne der Mineralölindustrie werden erst in Kapitel 7 abgezogen.

5.8 Der Primärenergieverbrauch für Verkehr sinkt um 67%

Mit Umsetzung der Roadmap sinkt der Primärenergieeinsatz für Verkehr von 720 TWh/a im Status Quo um 65% auf 250 TWh/a nach Umsetzung der Roadmap (Addition der Gesamtwerte des Energieverbrauchs zu Status Quo bzw. Roadmap aus den Tabellen 38 und 42). Hauptursache für die Einsparung ist die deutlich höhere Energieeffizienz von eKfz.

6 Industrieprozesse

6.1 Basisdaten

Industrielle Prozesse verursachen aktuell 155 Mio. to/a CO₂-äq oder 23% der deutschen CO₂-Emissionen (s. Anlage 1). Davon entstehen:

- 45 Mio. to/a oder 29% bei den genutzten Prozessen zwingend aus chemischen Reaktionen, wie z.B. bei der Zementherstellung. Dies sind "prozessbedingte Emissionen".
- die übrigen 110 Mio. to/a oder 71% bei der Erzeugung von Prozesswärme.

Die (absehbar) CO₂-neutralen Energieträger Biomasse und Strom werden vorrangig für Prozesswärme¹⁹⁷ eingesetzt und machen 15% des gesamten Energieeinsatzes aus.

Für CO₂-neutrale Industrieprozesse sind prozessbedingte CO₂-Emissionen zu vermeiden und der übrige Energieeinsatz für Prozesswärme auf erneuerbare Energien umzustellen. Die im Folgenden dazu beschriebenen Lösungen sind in der Roadmap unterstellt.

6.2 Prozessbedingte CO₂-Emissionen vor allem mit grünem H₂ vermeiden

Die prozessbedingten CO₂-Emissionen entstehen in einer Reihe von Branchen:

Tabelle 44: Prozessbedingte CO₂-Emissionen nach Branchen¹⁹⁸

Branche	Prozessbedingte CO ₂ -	
	(Mio. to/a)	(%)
Keramik, verarbeitete Steine, Erden	20	44%
Eisen, Stahl	16	36%
chemische Erzeugnisse	5	12%
Kokerei und Mineralölerzeugnisse	1	3%
NE-Metalle (Nicht-Eisen Metalle)	1	2%
Glas und Glaswaren	1	2%
Erdöl und Erdgas	1	1%
Sonstige	0	1%
Gesamt	46	100%

Bei einem CO₂-neutralen Energiesystem entfallen die 4% prozessbedingten CO₂-Emissionen aus den Branchen „Kokerei und Mineralölerzeugnisse“ sowie „Erdöl und Erdgas“.

Weitere 74% der prozessbedingten Emissionen entstehen in Hochöfen bei der Stahlherstellung, der Ammoniaksynthese und Zement-Herstellung¹⁹⁹. Deren Umstellung auf (weitgehend) CO₂-neutrale Verfahren wird im Weiteren exemplarisch behandelt.

¹⁹⁷ S. 2, [Prozesswärme für eine klimaneutrale Industrie](#), Initiative IN4climate.NRW, 2022

¹⁹⁸ [Prozessbedingte CO₂-Emissionen in Deutschland nach ausgewählten Produktionsbereichen im Jahr 2021](#), Statista, 2024

¹⁹⁹ 16 Mio. to/a aus der Stahlerzeugung in Hochöfen (vereinfachende Annahme: die gesamten prozessbedingten CO₂-Emissionen der Branche Stahl/Eisen in Tabelle 41)

Stahlerzeugung

Die Rohstahlerzeugung in Deutschland beträgt aktuell 35 Mio. to/a²⁰⁰. Davon sind 30% Sekundärstahl, der in Elektroöfen ohne relevante prozessbedingte CO₂-Emissionen eingeschmolzen wird. 70% davon oder 25 Mio. to/a sind Primärstahl und werden mit Hochöfen gewonnen²⁰¹. Dabei wird der im Koks gebundene Kohlenstoff als Reduktionsmittel genutzt, um aus Eisenerz (FeO) reines Eisen zu gewinnen, mit CO₂ als „Nebenprodukt“.

Die CO₂-neutrale Alternative dazu ist die sogenannte „Direktreduktion“²⁰², d.h. die Nutzung von grünem H₂ als Reduktionsmittel für FeO, mit H₂O als „Nebenprodukt“. Die Herstellung des Primärstahls erfolgt in diesem Verfahren zweistufig:

- Herstellen des sog. Eisenschwamm mit 0,06 Tonnen²⁰³ grünem H₂ pro Tonne Stahl.
- Einschmelzen des Eisenschwamms zu Rohstahl mit 350 kWh Strom²⁰⁴ pro Tonne Stahl.

Für die Abdeckung der aktuellen Primärstahlerzeugung sind deshalb 49 TWh/a an grünem H₂ und 9 TWh/a an Strom erforderlich. Für Erzeugung des grünen H₂ sind wiederum 66 TWh/a an Strom erforderlich – insgesamt also 75 TWh/a Strom.

11 Mio. to/a aus der Zementherstellung: Dies errechnet sich aus der Zementproduktion 2023 von 28 Mio. to (S. 12, [Umweltdaten der deutschen Zementindustrie](#), vdz, 2024) mal 400 kg prozessbedingte CO₂-Emissionen / to Zement (S. 13, [Dekarbonisierung von Zement und Beton](#), Verband der Zementindustrie, 2020).

3 Mio. to/a aus der Kalkherstellung: Dies errechnet sich aus der Kalkproduktion von 6,4 Mio. to in 2021 mal 0,75 to CO₂-Emissionen / to Kalk, 2/3 davon prozessbedingt ([CO₂-Emissionen bei der Kalkherstellung unvermeidbar, Zukunft – Umwelt – Gesellschaft \(ZUG\) gGmbH](#), 2022).

3 Mio. to/a aus der Ammoniaksynthese: Dies errechnet sich aus der Ammoniakproduktion in 2023 von 1,7 Mio. to/a (s. [Produktion von Ammoniak in Deutschland in den Jahren von 2013 bis 2023](#), Statista, 2024) mal 1,9 to prozessbedingte CO₂-Emissionen / to Ammonia (s. [Ammoniak](#), Paschotta in RP-Energie-Lexikon, 2023).

²⁰⁰ [Rohstahlproduktion in Deutschland](#), Wirtschaftsvereinigung Stahl, 2024

²⁰¹ [Daten und Fakten zur Stahlindustrie in Deutschland](#), Wirtschaftsvereinigung Stahl, 2023

²⁰² Auch Direct Reduction Iron (DRI) genannt.

²⁰³ für 10 Mio. to Rohstahl sind 0,6 Mio. to H₂ erforderlich, S. 2, [Wasserstoff als Basis für eine klimaneutrale Stahlproduktion](#), Wirtschaftsvereinigung Stahl, 2021

²⁰⁴ [Wasserstoffbasierte Stahlerzeugung](#), Stahlinstitut VDEh, 2024

Tabelle 42 – Bedarf an grünem H₂ und Strom für eine CO₂-neutrale Primärstahlerzeugung

Position	Wert
Herstellung Eisenschwamm	
Erzeugung Primärstahl (Mio. to/a)	25
H ₂ -Einsatz (to grüner H ₂ / to Stahl)	0,06
H ₂ -Einsatz (Mio. to/a)	1,5
Heizwert H ₂ (kWh / kg)	33
H₂-Einsatz (TWh/a)	49
Strom-Einsatz für Erzeugung H ₂ (TWh Strom / TWh H ₂)	1,3
Strom-Einsatz für Erzeugung (TWh/a)	66
Einschmelzen Eisenschwamm	
Strom-Einsatz Einschmelzen Eisenschwamm (kWh/to Stahl)	350
Strom-Einsatz Einschmelzen Eisenschwamm (TWh/a)	9
Strom-Einsatz gesamt (TWh/a)	75

Ammoniaksynthese

Die Herstellung von Ammoniak erfolgt derzeit überwiegend nach dem Haber-Bosch-Verfahren. Dies erfolgt ebenfalls zweistufig: Zunächst werden aus Methan (CH₄) und Wasser (H₂O) Kohlendioxid (CO₂) und Wasserstoff (H₂) erzeugt. Dann wird aus Stickstoff (N₂) und dem erzeugten Wasserstoff (H₂) Ammoniak (NH₃) erzeugt.

Die Alternative dazu ist, den grünen H₂ durch Elektrolyse mit erneuerbarem Strom anstatt aus Erdgas zu gewinnen. Beim aktuellen Produktionsvolumen von 1,7 Mio. to Ammoniak pro Jahr²⁰⁵ und den laut Stöchiometrie erforderlichen 0,18 kg H₂ / kg NH₃²⁰⁶ sind dazu 10 TWh/a an grünem H₂ erforderlich – und dazu wiederum 13 TWh/a an erneuerbarem Strom.

Tabelle 46 – Bedarf an grünem H₂ und Strom für eine CO₂-neutrale Ammoniaksynthese

Faktor	
Ammoniak-Herstellung 2023 (Mio. to/a)	1,7
kg H ₂ / kg NH ₃	0,18
H ₂ Bedarf (Mio. to/a)	0,30
H₂ Bedarf (TWh/a)	10
Gesamtbedarf Strom (TWh/a)	13

²⁰⁵ [Produktion von Ammoniak in Deutschland in den Jahren von 2013 bis 2023](#), Statista, 2024

²⁰⁶ Molekulargewicht von H₂ ist 2 g/mol und NH₃ ist 17 g/mol. Pro Mol NH₃ sind 1,5 Mol H₂ erforderlich oder 3 g H₂ pro 17 g NH₃. Das entspricht 3/17 oder 0,18 kg H₂ pro kg NH₃.

Exkurs Zement- und Kalkherstellung – nicht Gegenstand der Roadmap

Aus der chemischen Grundreaktion ($\text{CaCO}_3 \Rightarrow \text{CaO} + \text{CO}_2$) der Zement- und Kalkherstellung entsteht CO_2 zwangsläufig als Nebenprodukt. Produktalternativen haben sich am Markt noch nicht durchgesetzt²⁰⁷ und großtechnische, CO_2 -neutrale Prozessalternativen sind derzeit nicht verfügbar.

Zudem wird die Prozesswärme durch fossile Energieträger erzeugt. Deren heiße Abgase erhitzen im Drehrohrofen die Eingangsstoffe der Zement- und Kalkherstellung im direkten Kontakt. Die Prozessabgase enthalten somit neben den prozessbedingten CO_2 -Emissionen auch CO_2 aus der Verbrennung der fossilen Energieträger im Verhältnis 2:1²⁰⁸. Eine indirekte oder elektrische Erhitzung ist grundlegend denkbar, bisher aber nicht großtechnisch verfügbar²⁰⁹. In der Roadmap ist deshalb unterstellt, dass die fossilen Brennstoffe durch BioFuels oder grünes H_2 , ersetzt werden (s. Abschnitt 6.3). Dies senkt die CO_2 -Emissionen um ein Drittel.

Zur Vermeidung der prozessbedingten CO_2 -Emissionen scheinen derzeit weder CO_2 -freie Produktalternativen noch CO_2 -freie Prozessalternativen kommerziell breit genug verfügbar zu sein, um diese Emissionen zuverlässig nahe null zu bringen:

- In Klimapolitik und Industrie wird Carbon Capture propagiert, in der Annahme, dass damit mind. 90%²¹⁰ dieser CO_2 -Emissionen abgeschieden werden. Von den prozessbedingten 14 Mio. to/a an CO_2 -Emissionen der Zement- und Kalkherstellung würden dann noch 1,5 Mio. to/a oder 0,2% der aktuellen deutschen CO_2 -Emissionen verbleiben.
Für Zementwerke ist dies jedoch noch nicht im industriellen Maßstab erprobt:
 - Die weltweit erste industrielle Carbon Capture Anlage soll von Heidelberger Materials demnächst in Norwegen in Betrieb genommen werden²¹¹ (s. [evozero](#), Heidelberg Materials, 2024) und nur 50% der CO_2 -Emissionen abfangen (s. [evozero](#), Heidelberg Materials, 2024)
 - Analog sah die International Energy Agency Carbon Capture bei Zementwerken in 2020 weltweit noch nicht auf dem Technology Readiness Level „early adoption“²¹².
- Bei Zement- und Kalkerzeugnissen wird zudem intensiv daran gearbeitet, dieselbe Funktion mit weniger Zement und Kalk oder einer geringeren CO_2 -Emission je Tonne Zement und Kalk zu erzielen²¹³. Diese sind jedoch noch nicht in dem Maße erprobt und kommer-

²⁰⁷ Sinnvoll ist, den Bedarf an Zement und Kalk insgesamt deutlich zu reduzieren, sowie Zementarten zu entwickeln, die mit deutlich weniger CaO die erforderlichen Materialeigenschaften erzielen.

²⁰⁸ S. 13, [Carbon Capture and Storage: Europe's Climate Gamble](#), 2024

²⁰⁹ S. 238, [CO₂-neutrale Prozesswärmeerzeugung](#), Umweltbundesamt, 2023

²¹⁰ [How efficient is carbon capture and storage?](#), Mosemann/Herzog, 2021

²¹¹ Die weltweit erste industrielle Carbon Capture Anlage soll von Heidelberger Materials in Norwegen in Betrieb genommen werden, s. [evozero](#) Heidelberg Materials, 2024. Auch diese bahnbrechende Anlage soll jedoch nur 50% der CO_2 -Emissionen abfangen, s. [evozero](#), Heidelberg Materials, 2024.

²¹² S. S. 95 [Energy Technology Perspectives 2020 – Special Report on Carbon Capture and Storage](#), iea, 2020

²¹³ [6 innovative startups that are kicking CO₂ out of cement and concrete](#), Calluci/St. John, 2023

ziell verfügbar, dass sie die CO₂-Emissionen aus Zementwerken heute schon zuverlässig ersetzen könnten²¹⁴.

6.3 Prozesswärme CO₂-neutral mit Strom, BioFuels und grünem H₂ erzeugen

Der Gesamtenergieeinsatz für industrielle Prozesse beträgt aktuell 451 TWh/a (s. Anlage 2). Durch die o.a. Vermeidung prozessbedingter CO₂-Emissionen werden davon 59 TWh/a durch grünen H₂ ersetzt.

Tabelle 47 – Energiebedarf für Prozesswärme

Energieträger	Energieeinsatz heute (TWh/a)	Energie, die durch grünen H ₂ ersetzt wird (TWh/a)	Energieeinsatz Prozesswärme (TWh/a)
Mineralöl	19		19
Gase	197	10	187
Strom	34		34
Fernwärme	40		40
Kohlen	107	49	58
Erneuerbare	34		34
Sonstige	19		19
Gesamt	451	59	392

Das geforderte Temperaturniveau unterscheidet sich je nach industriellem Prozess und reicht von unter 100 bis über 1.500 °C, mit dem Schwerpunkt bei mittleren und höheren Temperaturen²¹⁵. Für industrielle Prozesse, die eine Temperatur bis 130°C erfordern, wird das im Wesentlichen durch Fernwärme abgedeckt. Für den verbleibenden Bedarf sind Großwärmepumpen die energetisch und wirtschaftlich effizienteste Wärmeerzeugung.

Bei höheren Temperaturen ist die direkte Wärmeerzeugung durch Strom (Power2Heat) das Mittel der Wahl. Mit Keramik-Heizelementen sind damit auch sehr hohe Temperaturen elektrisch erreichbar²¹⁶. Mit dieser Umgestaltung der Wärmeerzeugung sind zudem Effizienzgewinne von mind. 10% zu erwarten²¹⁷. Dies ergibt einen reduzierten Energiebedarf für Prozesswärme von 350 TWh/a.

²¹⁴ siehe S. 65, [Breakthrough Strategies for Climate-Neutral Industry in Europe](#), Agora Energiewende und Wuppertal Institut, 2021

S. 5, [Dekarbonisierung von Zement und Beton – Minderungspfade und Handlungsstrategien](#), vdz, 2020

²¹⁵ Die Verteilung der Temperaturniveaus ist S. 84 entnommen, aus [KLIMAPFADE 2.0 - Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft](#), BDI, 2021

²¹⁶ Mit Heizelementen aus Graphit oder Wolfram sind Temperaturen über 2.000 °C erzielbar. S. 94, [CO₂-neutrale Prozesswärmeerzeugung](#), Umweltbundesamt, 2023

²¹⁷ Einschätzung von Dr. Franziska Klauke, DIW, 2024

Tabelle 48 – Prozesswärme nach Temperaturniveaus - im Status Quo und zukünftig

Temperatur-niveau	Energie-einsatz aktuell (% Prozesswärme)	Energie-einsatz aktuell (TWh/a)	Zukünftige Wärme-erzeugung durch	Energieeinsatz bei zukünftiger Wärmeerzeugung (TWh/a)	Energieeinsatz mit zusätzlicher Effizienz-verbesserung (TWh/a)
Wärme <130 C	13%	40	Fernwärme	40	36
		11	Wärmepumpe	3	2
Wärme <500 C	37%	145	Power2Heat	145	130
Wärme ≥500 C	50%	196	Power2Heat	196	176
Gesamt	100%	392		384	345

Bei Prozesswärme kann Strom derzeit fossile Energien noch nicht vollständig ersetzen - wegen nicht ausreichender Wärmeübertragungsleistung (z.B. bei Zementherstellung) oder anderer Limitationen bei der Wärmeübertragung in höheren Temperaturbereichen (z.B. bei Glasherstellung)²¹⁸. Dieser noch nicht elektrifizierbare Anteil des Prozesswärmebedarfs ist in der Roadmap konservativ mit 25% des aktuellen Energieeinsatzes über 500 °C oder 49 TWh/a angesetzt.

In der Roadmap ist weiter unterstellt, dass Biomethan davon wiederum 34 TWh/a abdeckt, (Beibehaltung des bisherigen Biomasse-Einsatzes) und der teurere grüne H₂ dann die übrigen 15 TWh/a abdeckt.

Abzüglich des bestehenden Fernwärmeeinsatzes verbleibt ein Strombedarf von 260 TWh/a für Prozesswärme. Da der Stromeinsatz aktuell schon ebenfalls 34 TWh/a beträgt, ist der zusätzliche Strombedarf 226 TWh/a.

Tabelle 49 – Energieträger industrieller Prozesswärme

Energieträger	Energie-einsatz (TWh/a)
Fernwärme	36
Strom	260
BioFuels	34
grüner H ₂	15
Gesamt	345

6.4 Übersicht der wirtschaftlichen Effekte

Grüner H₂

Die Erzeugung des grünen H₂ erfordert 116 TWh/a an erneuerbarem Strom, eine Elektrolyseur-Investition von 99 Mrd. € durch die Energiewirtschaft und verursacht der Industrie laufende Kosten von 19 Mrd. €/a.

²¹⁸ S. 293 und 338 und [CO₂-neutrale Prozesswärmeerzeugung](#), Umweltbundesamt, 2023

Tabelle 50: Zusätzliche Bedarf an Energieträgern für die Erzeugung von grünem H₂

Zweck	H ₂ (TWh/a)	Stromeinsatz dafür (TWh/a)	Invest H ₂ - Elektrolyse (Mrd. €)	Kosten grüner H ₂ (Mrd. €/a)
Prozesswärme CO ₂ -frei umstellen	15	20	17	-4
Prozessbedingte CO ₂ -Emissionen vermeiden	59	79	67	-15
Gesamt	74	100	85	-18

Andere laufende Energiekosten - Da nur für einen kleinen Teil der Prozesswärme die Effizienz von Wärmepumpen greift, werden hier v.a. Erdgas und Kohle 1:1 durch Strom bzw. grünen H₂ ersetzt, die je kWh deutlich teurer sind. Ohne flankierende Maßnahmen erhöht das die laufenden Energiekosten um 24 Mrd. €/a oder 1% des Gesamtumsatzes der Industrie von aktuell 2.500 Mrd. €/a.²¹⁹

Tabelle 51: Energiekosten im Status Quo und bei CO₂-neutraler Prozessenergie²²⁰

Energieträger	Energieverbrauch		Preis		Kosten	
	Status Quo	Roadmap	Status Quo	Roadmap	Status Quo	Roadmap
Mineralöl	19	0	0,12	0,12	2	0
Gase	187	0	0,07	0,07	14	0
Kohle und Koks	107	0	0,11	0,11	11	0
Strom	34	269	0,19	0,15	7	40
Fernwärme	40	10	0,14	0,12	6	1
Erneuerbare	34	34	0,10	0,10	3	3
Sonstige	19	19	0,10	0,10	2	2
Grüner H ₂	0	74		0,25	0	18
Gesamt	441	332	0,10	0,19	45	64

Weitere Zusatzinvestitionen

Die übrige Umstellung von Industrieanlagen erfordert laut einer Studie des Bundesverbandes der Deutschen Industrie (BDI) etwa 11 Mrd. €. ²²¹ Angesichts dieses eher niedrigen Betrages ist in der Roadmap unterstellt, dass dies nicht die vollen Umstellungsinvestitionen, sondern nur die Zusatzinvestitionen sind²²².

Hinzukommen für die

²¹⁹ [Branchen und Unternehmen: Industrie, Verarbeitendes Gewerbe](#), Statistisches Bundesamt, 2021

²²⁰ Bei den fossilen Energieträgern, bei denen in Anlage 3 ein CO₂-Preis nach BEHG unterstellt ist (Mineralöl, Erdgas) ist Energiepreis um den höheren CO₂-Preis nach ETS korrigiert - bei Fernwärme nur für den Erdgas-Anteil laut Kapitel Gebäudewärme.

²²¹ S. 93, [Klimapfade 2.0, BDI, 2021](#): 50 Mrd. € abzgl. der 21 Mrd. € Investition für PtL-, H₂- und EE-Erzeugung, die hier gesondert gerechnet sind, und abzgl. der 18 Mrd. € Effizienz-Maßnahmen, die hier nicht unterstellt sind.

²²² Mangels näherer Daten wird angenommen, dass dieser Betrag jeweils zur Hälfte für die Vermeidung prozessbedingter Emission und für die Umstellung der Prozesswärme eingesetzt wird.

- Industrie 4 Mrd. € Zusatzinvestition für Großwärmepumpen für den Prozesswärmebedarf bis 130 °C²²³.
- Energiewirtschaft die Umstellung der genutzten Fernwärme auf erneuerbare Wärmeerzeugung. Bei gleicher Investition pro TWh/a wie bei Wärmenetzen ergibt das für den Fernwärmebedarf der Industrie eine Investition von 10 Mrd. €²²⁴.

6.5 3 exemplarische Kernmaßnahmen

Exemplarische Maßnahmen, um CO₂-neutrale Industrieprozesse zu erreichen, sind:

1. **Industriestrompreis** - Wo die Energiekosten von Prozessen wettbewerbs- und beschäftigungsrelevant sind (z.B. Prozessenergie $\geq 10\%$ der Gesamtkosten und Export- oder Importquote $\geq 20\%$), wird für diese Prozesse 25 Jahre lang nach Umstellung auf CO₂-freie Energien der Preis für Strom bzw. grünen H₂ auf den aktuellen durchschnittlichen Energiepreis der Industrie von 10 Cent/kWh abgesenkt, um Produktion, Arbeitsplätze und Know-how in Deutschland zu halten.

Selbst bei energieintensiven Branchen wie Metallerzeugung oder Chemische Industrie mit Energiekosten in Höhe von 2,5-3,0% der Gesamtkosten erfüllen nur einzelne Prozesse oder Produkte diese Kriterien - nicht die ganze Branche.

In der Roadmap ist unterstellt, dass 50% des Energieverbrauchs unter diese Kriterien fallen. Dies entlastet die Industrie an den für Erhalt von Produktion und Arbeitsplätzen neuralgischen Prozessen mit 15 Mrd. €/a und wird zu 80% durch eine Steuererhöhung für private Haushalte und GHD refinanziert (s. Abschnitt 2.4, die damit ihre Arbeitsplätze bzw. Inlands-Umsätze sichern²²⁵).

Ein wirksamer Ersatz dieser Maßnahme durch den **Cross Border Adjustment Mechanism (CBAM)** ist nicht absehbar²²⁶ und in der Roadmap deshalb auch nicht unterstellt.

²²³ Der Prozesswärmeeinsatz von 51 TWh/a ergibt bei 70% Vollaussauslastung im Jahresverlauf eine Spitzenlast von 1,9 GW. Darauf ist der Investitionssatzes für Großpumpen in Wärmenetzen von 2.000 €/kW angewandt.

²²⁴ Bei Gebäudewärme wurde eine Zusatzinvestition von 195 Mrd. € für die Umstellung von 175 TWh/a auf CO₂-neutrale Wärmeerzeugung oder ermittelt.

²²⁵ Die Kfz-Steuer eignet sich, weil die Netto-Entlastung für Kfz-Eigentümer aufgrund der hohen Energiekosteneinsparung im Verkehrssektor dennoch hoch ist.

²²⁶ s. Artikel 21 der [VERORDNUNG \(EU\) 2023/956 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 10. Mai 2023 zur Schaffung eines CO₂-Grenzausgleichssystems](#), EU, 2023
Dort ist vorgesehen, dass für die im Ausland verursachten CO₂-Emissionen von Importen CO₂-Zertifikate zum jeweils geltenden Preis im ETS erworben werden, ggf. abzgl. dafür bereits im Ausland geleisteter Zahlungen, damit aus dem CO₂-Preis keine Wettbewerbsverzerrung zwischen Produktion innerhalb und außerhalb der EU entsteht. Dies soll schrittweise von 2026-2034 umgesetzt werden und ist in der Wirkung noch nicht absehbar.
Was absehbar ist, dass der aktuelle CO₂-Preis im ETS von 72 €/to CO₂ den Erdgaspreis mit ca. 1,4 cent/kWh belastet. Um den Preisunterschied Strom vs. Erdgas (ca. 10 cent/kWh) bzw. grünen H₂ vs. Erdgas (ca. 14 cent/kWh) vollständig auszugleichen müsste der CO₂-Preis im ETS um das 7- bzw. 10-fache steigen. Dass der CO₂-Preis so stark steigt und der CBAM damit die volle Kostendifferenz der Umstellung ausgleicht, ist derzeit nicht absehbar.

2. **KfW-Kredite** – Für die Umstellungen von Industrieprozessen nach dieser Roadmap sind langlaufende KfW-Kredite zu günstigen Zinsen verfügbar.
3. **Gebot** - Bis zum Zieljahr für das CO₂-neutrale Energiesystem ist die industrielle Prozesswärme in 5-Jahres-Schritten linear auf CO₂-neutrale Energieträger umzustellen (z.B. 1/3 bis 2030, 2/3 bis 2035 und 3/3 bis 2045).

6.6 Direkte Effekte belasten private Haushalte, GHD und Industrie mit 17 Mrd. € pro Jahr

Die direkten Effekte für die gesellschaftlichen Gruppen private Haushalte, GHD und Industrie ergeben sich aus den vorherigen Abschnitten:

- Die privaten Haushalte und GHD tragen 80% der Preissubvention durch Steuererhöhung
- Die Industrie trägt die
 - Zusatzinvestitionen und Annuitäten für die Prozessumstellungen (1 Mrd. €/a)²²⁷.
 - Steigerung der Energiekosten (19 Mrd. €/a) abzgl. der gezielten Preissubvention bei Strom und grünen H₂ (15 Mrd. €/a) um netto 4 Mrd. €/a.

Die Kosten für die H₂-Pipelines sind bereits in der Steigerung der lfd. Energiekosten berücksichtigt.

Sektorspezifische Effekte sind für die

- Energiewirtschaft die Zusatzinvestitionen für die Erzeugung von grünem H₂, für die Umstellung der Industrie-Fernwärme auf CO₂-neutrale Wärmeherzeugung und für den Bau der H₂-Pipelines.
- öffentliche Hand ohne Stadtwerke die 20% der o.a. Preissubventionen, die sie netto – d.h. nach Steuererhöhung für private Haushalte und GHD – selbst trägt.

Tabelle 52 – Investitionen und Effekte Industrie nach gesellschaftlicher Gruppe²²⁸

Gesellschaftliche Gruppe	Investitionen (Mrd. €)			Laufende Effekte (Mrd. €/a)		
	Neu-Investition	Vermiedene Reinvestition	Zusatz-investition	Annuitäten	Andere Effekte	Gesamteffekte
private Haushalte					-9	-9
GHD					-3	-3
Industrie	11		11	-1	-4	-5
Gesamt	11		11	-1	-16	-17
Energiewirtschaft m. SW - sektorspezifisch	116		116			
Öffentliche Hand o. SW - sektorspezifisch					-3	-3

6.7 Der Primärenergieverbrauch für die Industrie sinkt um 18%

Mit Umsetzung der Roadmap sinkt der Primärenergieeinsatz der Industrie von 440 TWh/a im Status Quo um 18% auf 370 TWh/a. Positiv wirken der Einsatz von Wärmepumpen für

²²⁷ Die Investitionen für die eigenen Großwärmepumpen sind mit 0,2 Mrd. € vernachlässigbar.

²²⁸ Zu weiteren Effekten für Energiewirtschaft sowie öffentliche Hand siehe Kapitel 7.

die Prozesswärme bis 130°C und die bei der übrigen Elektrifizierung von Prozesswärme im Zuge der Neuinvestition verbesserte Energieeffizienz. Gegenläufig wirken die Energieverluste bei der Elektrolyse, um grünes H₂ für die Industrie zu erzeugen.

7 Direkte Effekte für Energiewirtschaft und öffentliche Hand

Im Folgenden sind neben den sektorspezifischen Effekten für die Energiewirtschaft und für die öffentliche Hand auch übergreifende Effekte dargestellt, die in mehreren Sektoren nach demselben Prinzip entstehen und deshalb zur besseren Übersicht nur hier und gesamthaft dargestellt sind. Diese übergreifenden Effekte sind den Sektoren anhand von Basisdaten im Status Quo bzw. nach Umsetzung der Roadmap anteilig zugeordnet. Ein Beispiel ist, dass der in jedem Sektor verursachte Ersatz von Erdgas anteilig sowohl die Erdgasgewinne der Energiewirtschaft senkt als auch das Aufkommen der öffentlichen Hand aus Energiesteuer sowie aus ETS und BEHG.

Tabelle 53: Basisdaten für die Zuordnung übergreifender direkte Effekte auf Sektoren²²⁹

Sektor (TWh/a)	Status Quo						Roadmap	
	Einsatz von ...						THG- Emissionen (CO ₂ in Mio.)	Strom- erzeugung
	Erdgas	Heizöl	Benzin/ Diesel	Steinkohle	Braunkohle	Summe		
Energie	100	0	0	102	205	407	205	468
Gebäude	399	149	0	16	0	564	102	137
Verkehr	11	0	641	0	0	652	146	205
Industrie	420	16	0	188	0	624	155	334
Gesamt	930	165	641	306	205	2.247	608	1.144

7.1 Energiewirtschaft mit 1.100 Mrd. € Zusatzinvestitionen und 15 Mrd. € pro Jahr Gewinnsteigerung

Die Energiewirtschaft erfährt durch die Umstellung auf ein CO₂-neutrales Energiesystem eine ganze Reihe von Be- und Entlastungen. Im Kern entfallen Import, Erzeugung und Distribution von Kohle und fossilem Erdgas, Heizöl, Diesel, Benzin und Kerosin ganz. Im Gegenzug werden Netze und erneuerbare Energieerzeugung für Strom, Wärme und grünem H₂ ausgebaut.

Übergreifende direkte Effekte sind dabei:

- **Erdgasgeschäft** – Das Erdgasgeschäft entfällt im Zuge der Umstellung ganz. Der Energiewirtschaft gehen Gewinne von 1 Cent/kWh²³⁰ oder 6 Mrd. €/a aus dem Erdgasverkauf verloren. Zudem entfällt die früher oder später erforderliche Reinvestition in die ca. 600.000 km an Gasleitungen von ca. 270 Mrd. €. Diese Effekte werden entsprechend den heutigen Erdgasverbräuchen anteilig den Sektoren Stromerzeugung, Gebäudewärme und Industrieprozesse zugeordnet.

²²⁹ Die Werte in den Zeilen für

- die Sektoren Gebäudewärme, Verkehr und Industrieprozesse sind Anlage 2 entnommen (für Gebäudewärme die Summen je fossilem Energieträger in der Spalte Raumwärme und WW zzgl. der Anteile Erdgas und Kohle in Fernwärme).
- THG-Emissionen sind Anlage 1 entnommen.
- Stromerzeugung der Spalte Primerstromerzeugung in Tabelle 6 in Abschnitt 2.6.

²³⁰ Annahme

- **Mineralölindustrie** – Die in Deutschland verkauften Energieträger Heizöl, Benzin und Diesel werden überwiegend in Raffinerien im Inland aus Rohöl gewonnen. Hier entfällt die Reinvestition in Raffinerien von ca. 140 Mrd. €²³¹.
- **Stromerzeugung und -netze** – Diese werden mit dem wachsenden Strombedarf und zum Ausgleich der volatilen Wind- und PV-Erzeugung ausgebaut.

In Kapiteln 3-6 wurden bereits die sektorspezifischen Effekte für den Ausbau und die Umstellung von Wärmenetzen, den Ausbau öffentlicher Ladeinfrastruktur, den Aufbau der H₂-Erzeugung sowie der H₂-Pipeline abgeleitet.

Tabelle 54: Investitionen Energiewirtschaft - übergreifend und sektorspezifisch²³²

Sektor (Mrd. €)	Neuinvestitionen				Vermiedene Reinvestition				Zusatz- invest Energie- wirt- schaft	Davon Stadtwerke
	Erzeugung Strom	Netze Strom (Verteil- und Übertragungs- netze)	Sektor- spezifisch	Zwischen- Summe	Raffinerien (Heizöl, Die- sel, Benzin)	Pipelines (Erdgas)	Sektor- spezifisch	Zwischen- Summe		
Energie		205	164	369		29	65	94	275	63
Gebäude	111	60	238	409	126	116	10	252	157	177
Verkehr	165	90	71	326	0	3	31	35	292	34
Industrie	270	147	130	547	14	122		135	411	-21
Gesamt	546	502	603	1.651	140	270	270	516	1.136	253

Die laufenden Effekte setzen sich zusammen aus der Rendite auf die o.a. Zusatzinvestitionen, die durch Rückgang des Erdgasverkaufs entgangenen Gewinne und den in Kapiteln 3-6 abgeleiteten sektorspezifischen Effekten wie Entfall von Kohleförderung und Stromumlagen.

Tabelle 55: Laufende Effekte Energiewirtschaft - übergreifend und sektorspezifisch²³³

Sektor (Mrd. €/a)	Rendite auf Zusatzinvest	Gewinne Erdgas	Gewinne Mineralöle	Gewinne Steinkohle	Sektor- spezifisch	Summe lfd. Effekte Energie- wirtschaft	Davon Stadtwerke
Energie	8	-1	0	0	-6	1	1
Gebäude	4	-2	-1	0	0	1	3
Verkehr	8	0	-4	0	0	4	1
Industrie	11	-2	0	0	0	9	-2
Gesamt	32	-6	-5	0	-6	15	3

²³¹ 105 Millionen Jahrestonnen Raffineriekapazität, Werte für Deutschland, s. [Liste der Erdölraffinerien](#), wikipedia, 2024

6 Mrd. € Investition für eine Raffiniere mit 8 Mio. Jahrestonnen, s. S. 66, [Economics of Oil Refining](#), Favennec, 2022

²³² Stadtwerke tragen nach dieser Rechnung die Neuinvestitionen in die Verteilnetze (200 Mrd. €), Wärmenetze (238 Mrd. €). Sie vermeiden zugleich die Reinvestition in Gasnetze (65% x 270 Mrd. € = 176 Mrd. €) und in die fossile Wärmeerzeugung in bestehenden Wärmenetzen (10 Mrd. €).

²³³ In die laufenden Effekte für die Stadtwerke gehen zwei Faktoren ein:

- Rendite auf die eigene Zusatzinvestition aus Tabelle 50 mal Gewinn auf das eingesetzte Kapital (Faktor aus Kapitel 1 mal 50%, da Anfangsinvestition über den Lebenszyklus bis auf null abgeschrieben wird und das eingesetzte Kapital somit auch).
- 65% der zurückgehenden Gewinne im Erdgasvertrieb.

7.2 Davon Stadtwerke mit 253 Mrd. € Zusatzinvestition und 3 Mrd. € pro Jahr Gewinnsteigerung

Stadtwerke sind Teil der Energiewirtschaft. Die Verflechtung von kommunalen und privaten Eigentümern an Stadtwerken und regionalen Energieerzeugern ist komplex²³⁴. Vereinfachend ist in der Roadmap unterstellt, dass Kommunen über ihre Beteiligungen:

- entsprechend dem Anteil der Stadtwerke am Erdgasabsatz 65%²³⁵ der aktuellen Gewinne aus dem Erdgasverkauf und der zukünftigen Reinvestitionen in Erdgasnetze zufallen.
- die gesamten zukünftigen Investitionen in Strom-Verteilnetze und Wärmenetze übernehmen und eine entsprechende Rendite daraus ziehen.
- darüber hinaus nicht in Energieerzeugung, -speicherung oder -verteilung investieren.

Entsprechend Tabelle 54 ist die Zusatzinvestition 253 Mrd. €, die sich aus den dadurch erzielten Gebühreneinnahmen refinanzieren. Entsprechend Tabelle 55 kompensieren Gewinne durch Ausbau von Wärme- und Strom-Verteilnetzen die Verluste aus dem zurückgehenden Erdgasgeschäft, so dass der laufende Gesamteffekt mit 3 Mrd. €/a positiv ist.

7.3 Die öffentliche Hand ohne Stadtwerke ist mit netto 10 Mrd. € pro Jahr belastet

Für die öffentliche Hand ohne Stadtwerke betragen die

- Haushalts-belastenden Effekte insgesamt 61 Mrd. €/a:
 - Übergreifend entfallen im CO₂-neutralen Deutschland sämtliche an den Einsatz fossiler Energieträger gebundene Einnahmen, inkl. Energiesteuer, ETS- und BEHG-Einnahmen und bei Netto-Einsparungen zudem Umsatzsteuer.
 - Sektorspezifisch entfällt die Stromsteuer und werden Strom- und H₂-Preise der Industrie gezielt subventioniert.
- Haushalts-entlastenden Effekte insgesamt 48 Mrd. €/a:
 - übergreifend der erneuerbaren Energien Cent für Kommunen (s. Maßnahme 9) und die mit der Strommenge steigenden Konzessionsabgaben²³⁶
 - sektorspezifisch der Entfall der EEG-Umlage (bisher aus dem Bundeshaushalt finanziert) und die gestiegenen Einnahmen aus der Kfz-Steuer (s. Maßnahme 22).
 - Kompensation 80% der Belastungen aus Entfall der Stromsteuer und Subvention des Industriepreises für grünen Strom und Wasserstoff durch Steuererhöhungen. Soweit diese auf private Haushalte wirken, sind sie in der Einkommensverteilung mindestens so progressiv angelegt wie die Einkommenssteuer.

²³⁴ Stadtwerke können anteilig auch in privater Hand liegen. Im Gegenzug können Kommunen auch Beteiligung mehrheitlich privaten, regionalen Energieversorgern halten.

²³⁵ Anteil VKU-Mitglieder am Gasabsatz in Deutschland ist 65%, S. 5, [Zahlen Daten Fakten](#), VKU, 2024

²³⁶ Konzessionsabgaben für Erdgas sind so gering, dass sie nicht ins Gewicht fallen (s. Anlage 3).

Tabelle 56 – laufende Effekte öffentliche Hand ohne Stadtwerke

Sektor (Werte in Mrd. €/a)	Energie- steuer	ETS	BEHG	Umsatz- steuer	Sektor- spezifisch	Konzession Strom	EE-Cent für Kom- munen	Summe
Energie	-7	-3	-7	-1	17	4	3	7
Gebäude	-9	-1	-2	0		1	1	-24
Verkehr	-11	-2	-3	-3	28	2	2	14
Industrie	-10	-2	-5	4	-3	3	3	-10
Gesamt	-37	-8	-16	-1	28	11	10	-13

Diese Netto-Verluste der öffentlichen Hand ohne Stadtwerke sinken auf 10 Mrd. €/a für die öffentliche Hand mit Stadtwerken durch die o.a. Gewinnzunahme der Stadtwerke von 3 Mrd. €/a.

7.4 Direkte Gesamteffekte nach Sektoren und gesellschaftlichen Gruppen

Die in den Kapitel 3 bis 7.3 abgeleiteten Investitions- und laufenden Effekte sind hier nochmal in der Übersicht dargestellt und dann in Tabelle 1 verdichtet.

Die **Zusatzinvestitionen** belaufen sich auf insgesamt 1.900 Mrd. €. Davon erbringen die

- Energiewirtschaft ohne Stadtwerke knapp 50%, v.a. für den Ausbau der erneuerbaren Strom- und H₂-Erzeugung sowie der Netze (Strom Übertragungsnetz, H₂ und CO₂). Mit den Stadtwerken, die Strom-Verteilnetz und Wärmenetze ausbauen, steigt das auf 60%.
- Privaten Haushalte knapp 30%, v.a. für Gebäudeheizungs-Umstellung und ePkw-Kauf.

Tabelle 57 – Zusatzinvestitionen nach gesellschaftlicher Gruppe und Sektor²³⁷

Gesellschaftliche Gruppe (Mrd. €)	Energie- erzeugung	Gebäude- wärme	Verkehr	Industrie	Summe
private Haushalte	0	334	205	0	539
GHD	0	86	62	0	148
Industrie	0	19	0	11	30
Energiewirtschaft ohne Stadtwerke	213	-20	258	432	883
Öffentliche Hand mit Stadtwerken	63	177	63	-21	282
Gesamt	275	596	588	423	1.882
Nachrichtlich					
Stadtwerke	63	177	34	-21	253
Energiewirtschaft mit Stadtwerken	275	157	292	411	1.136
Öffentliche Hand ohne Stadtwerke	0	0	29	0	29

Die **direkten laufenden Effekte** belaufen sich auf insgesamt 3 Mrd. €/a. Bei privaten Haushalten, GHD und Industrie sind die Effekte kosteneutral:

²³⁷ Die Werte für „private Haushalte“, „GHD“ und „Industrie“ kommen aus Tabelle 23 für Energieerzeugung, Tabelle 33 für Gebäudewärme, Tabelle 42 für Verkehr und Tabelle 48 für Industrie. Die Werte für Energiewirtschaft sowie „davon Stadtwerke“ kommen aus Tabelle 50. Die Werte.

- Bei der gesellschaftlichen Gruppe Industrie sind die starken Energiekostensteigerungen durch gezielte Subvention von Strom- und H₂-Preis fast vollständig kompensiert.
- Im Sektor Verkehr sind die starken Kostensenkungen durch den Antriebswechsel auf eKfz hier nicht sichtbar, weil nach Maßnahme 21 zugleich eine Erhöhung der Kfz-Steuer angesetzt ist, um Straßenverkehr gegenüber Schiene und Bus nicht weiter zu stärken.

Tabelle 58: Laufende Effekte nach gesellschaftlicher Gruppe und Sektor²³⁸

Gesellschaftliche Gruppe (Mrd. €/a)	Energie- erzeugung	Gebäude- wärme	Verkehr	Industrie	Summe
private Haushalte	6	4	0	-9	1
GHD	4	1	-2	-3	0
Industrie	7	0	0	-7	-1
Energiewirtschaft ohne Stadtwerke	0	-2	3	11	12
Öffentliche Hand mit Stadtwerken	8	-21	15	-12	-9
Gesamt	24	-18	16	-20	3
Nachrichtlich	0	0	0	0	0
Stadtwerke	1	3	1	-2	3
Energiewirtschaft mit Stadtwerken	1	1	4	9	15
Öffentliche Hand ohne Stadtwerke	7	-24	14	-10	-13

²³⁸ Die Werte für „private Haushalte“, „GHD“ und „Industrie“ kommen aus Tabelle 23 für Energieerzeugung, Tabelle 33 für Gebäudewärme, Tabelle 42 für Verkehr und Tabelle 48 für Industrie. Die Werte für Energiewirtschaft sowie „davon Stadtwerke“ kommen aus Tabelle 51. Die Werte für die öffentliche Hand ohne Stadtwerke kommen aus Tabelle 52.

8 Sensitivitäten und Impulse für die Umsetzung

8.1 Sensitivität der Ergebnisse bei veränderten Annahmen

Um die Robustheit der Ergebnisse zu überprüfen und Hinweise für die Umsetzung abzuleiten, wurden ausgewählte Parameter angepasst und die Auswirkungen auf die Gesamteffekte der Roadmap ermittelt. Als Kernbereiche haben sich dabei die Technologiewahl, die Energieträgerwahl und die Preisentwicklung erwiesen.

Technologiewahl

Heizen mit grünem H₂ - Wenn Wärmeerzeugung für Gebäude, die noch nicht erneuerbar ist, auf grünes H₂ oder eMethan umgestellt wird, entstehen Mehrkosten von mind. **70 Mrd. €/a** (s. Abschnitt 4.2).

Verbrenner-Pkw mit eFuels - Wenn im Straßenverkehr der gesamte Verbrenner-Fahrzeugbestand mit eFuels weiterbetrieben wird anstatt durch eKfz ersetzt zu werden, entstehen Mehrkosten von **180 Mrd. €/a** (siehe Abschnitt 5.2). Wenn nur 10% des Bestands als eFuel-Verbrenner weiterbetrieben wird, sind das immerhin noch Mehrkosten von 18 Mrd. €/a oder 360 Mrd. € über 20 Jahre.

Energieträger

- **BioFuels** - Wenn der bestehende Biomasse-Einsatz nicht fortgesetzt **und** konsequent umgenutzt wird, muss stattdessen deutlich mehr an grünem H₂ oder eFuels eingesetzt werden. Das ergibt eine Mehrbelastung um **33 Mrd. €/a**:
 - **14 Mrd. €/a**, allein wenn die bestehenden Biogaskraftwerke nicht auf Spitzenlast umgerüstet werden.
 - weitere **19 Mrd. €/a**, wenn anstatt der angesetzten BioFuel-Mengen im Flugverkehr synthetisches Kerosin und für noch nicht elektrifizierbare Prozesswärme grüner H₂ eingesetzt werden.
- **Strommix** - In der Roadmap ist wie in den Langfristszenarien ein Anteil steuerbarer Stromquellen von 13% angesetzt (8% Importstrom, 5% andere stunden- und tageweise steuerbare Kapazitäten). Wenn der Bedarf bei 30% liegen sollte (bei weiterhin 8% Importstrom, 22% andere stunden- und tageweise steuerbare Kapazitäten), dann steigen die Kosten für Bürger und Wirtschaft um 42 Mrd. €/a. Die Umsetzung ist dann in den direkten Effekten mit -33 Mrd. €/a klar negativ, auch wenn sie nach Multiplikatoreffekt mit 69 Mrd. €/a weiterhin klar positive Gesamteffekte hat. Dies schlägt dann insbesondere bei Gebäudewärme und Industrieprozessen negativ zu Buche. Ein denkbarer Lösungsansatz ist dann, den Strompreis für Wärmepumpen und standort-gefährdete Industrieprozesse stärker zu stützen.

Preisentwicklung

- **Strompreis**- Beim Strompreis zählt jeder Cent. Wenn dieser um 2 Cent/kWh steigt, steigen die Kosten für Bürger und Wirtschaft um **26 Mrd. €/a**. Dies gilt ebenso bei

Preisen von Ladestrom. Diese bei Schnellladesäulen auf dem heutigen Niveau zu belassen, kostet bei Umstellung auf eKfz etwa 30 Mrd. €/a mehr als notwendig.

- **Investitionsgüter** – Der zukünftigen Strompreis und damit die Kosten für Gebäudewärme, Verkehr und energieintensive Industriebranchen hängen maßgeblich vom Preis für Wind- und PV-Anlagen, Batterien und H₂-Elektrolyse ab. Relevant sind zudem die Preise für Wärmepumpen und eKfz. Eine Senkung bzw. Steigerung der Preise für diese Anlagengüter um 20% ergibt eine zusätzliche Entlastung bzw. Belastung um **28 Mrd. €/a**.

Die **Wirtschaftsweise Prof. Veronika Grimm** erwartet aufgrund von sinkenden Stückpreisen und verbesserten Effizienzen bei der Erzeugung und Speicherung von erneuerbarem Strom in 2040 Stromgestehungskosten (inkl. steuerbarer Kapazitäten) von nur 8 Cent/kWh- eine Einsparung von ca. **40 Mrd. €/a** ggü. der Roadmap²³⁹.

- **Zinsen** - Eine Steigerung bzw. Senkung der Zinsen um zwei Prozentpunkte ergibt eine zusätzliche Belastung bzw. Entlastung um **23 Mrd. €/a**.
- **CO₂-Preis** - Eine Erhöhung der Preise für CO₂-Zertifikate im ETS und des CO₂-Preises im Status Quo auf 100 €/to würde den Entlastungseffekt der Maßnahmen um **30 Mrd. €/a** steigern – zunächst aber auch Bürger und Wirtschaft in dieser Höhe belasten. Politisch erscheint das derzeit nicht mehrheitsfähig.
- **Kaltmieten** – Wenn die 480 Mrd. € Zusatzinvestition für die Umstellung auf Wärmepumpen bei Gebäudeheizungen - anders als in Maßnahme 12 vorgesehen - mit 8% auf die Mieter umgelegt wird, ergibt das eine Mietsteigerung von **38 Mrd. €/a** oder mehr als 1 €/qm/Monat bzw. mehr als 1.300 €/a pro Wohnung. Wenn der Bundeshaushalt und damit der Steuerzahler die Zusatzinvestition mit 50% oder 240 Mrd. € bezuschusst, bleibt dennoch eine Mietsteigerung von 24 Mrd. €/a oder 650 €/a pro Wohnung.

8.2 Impulse für die Umsetzung

Umsetzungsimpulse aus diesen Sensitivitäten sind, wie auch in den Kernmaßnahmen vorgesehen:

- in der **Kraftwerksstrategie** vorrangig und konsequent Biogaskraftwerke als tageweise steuerbare Kapazitäten umzurüsten und zu nutzen.
- **Zinsen und Risikoaufschläge** bei den Zusatzinvestitionen **niedrig zu halten** durch:
 - **entschiedene Nutzung von KfW-Krediten** bei Investitionen, die wenig rentabel (z.B. erneuerbare Wärme) oder nicht rentabel (z.B. Umstellung Industrieprozessen von fossilen Energieträgern auf Strom oder grünen H₂) sind.
 - **Fortsetzung des bestehenden EEG-Ausschreibungen** mit starkem Wettbewerb und langfristig stabiler Vergütung - und somit geringen Risikoaufschlägen (jedoch mit Ausschreibungen für stunden- und tageweise steuerbaren Kapazitäten, die gesondert von Wind- und PV-Ausschreibungen erfolgen).
- im **Strommarktdesign**:

²³⁹ S. 13, [Stromgestehungskosten von Erneuerbaren sind kein guter Indikator für zukünftige Stromkosten](#), Grimm/Öchsle/u.a., 2024)

- die **in EEG-Ausschreibungen erzielten, günstigen Strompreise** zuverlässig **an Stromverbraucher „durchzureichen“** – z.B. über mehrjährige Abnahmeverträge mit EVU - anstatt sie **an der volatilen Strombörse zu verkaufen**.
- deutliche, **zeitabhängige Spreizung der Stromtarife**, um Nachfrage in die Zeiten hoher Wind- und PV-Stromerzeugung zu lenken und diesen Strom somit zu nutzen anstatt preistreibend abzuregeln.
- im **Ausbau der Stromnetze** konsequent die Einspar-Optionen bei den derzeit avisierten 500 Mrd. € Investition zu erfassen und zu nutzen. Optionen dazu können z.B. der Wechsel von Erd- auf Überland-Leitungen im Übertragungsnetz-Ausbau, die verbrauchs-nähere und damit Leitungskapazität schonende Stromerzeugung, sowie die Ausmessung der Verteilnetze in Echtzeit, um Kapazitätsreserven im Bestandsnetz noch differenzierter zu lokalisieren und erschließen. Jede 100 Mrd. €, die eingespart werden, senkt die Netzentgelte um ca. 1 Cent/kWh.
- **Warmmietenneutralität** bei der Umstellung auf CO₂-neutrale Gebäudewärme sicherzustellen, indem bei der Umstellung von:
 - **Gebäudeheizungen** allein den Gebäudeeigentümern die Investition auferlegt wird – in der Regel mit Angebot **günstiger KfW-Kredite sowie ohne staatliche Zuschüsse und Umlage auf die Miete** (mit Ausnahmen bei Härtefällen).
 - **Wärmenetzen** die **Preisfindung** für Wärmelieferung wie bei anderen natürlichen Monopolen **von der BNetzA überwacht** wird.
- Im Straßenverkehr ist eine entschiedene und sehr zeitnahe Wende weg von fossilen Verbrenner-Kfz und hin zu eKfz erforderlich.
- bei CO₂-neutraler Gebäudewärme sicherzustellen, dass die Umstellung von:
 - **Gebäudeheizungen** allein den Gebäudeeigentümern die Investition auferlegt wird – in der Regel mit Angebot **günstiger KfW-Kredite sowie ohne staatliche Zuschüsse und Umlage auf die Miete** (mit Ausnahmen bei Härtefällen) um eine Umverteilung von unten nach oben zu vermeiden.
 - **Wärmenetzen** die **Preisfindung** für Wärmelieferung wie bei anderen natürlichen Monopolen **von der BNetzA überwacht** wird.

Aus diesen Sensitivitäten bei Technologie- und Preisveränderungen wird auch deutlich, dass

- die Roadmap regelmäßig aktualisiert werden sollte, um bei veränderten Rahmenbedingungen die Maßnahmen bei Bedarf zu aktualisieren und somit kontinuierlich auf den wirtschaftlichsten und wirksamsten Pfad zum CO₂-neutralen Deutschland auszurichten.
- Die Umsetzung der Roadmap eine enge und entschiedene Steuerung erfordert, damit die unter Sensitivitäten aufgezeigten Chancen und Risiken frühzeitig erfasst und ergriffen bzw. kompensiert werden.

8.3 Organisation der Umsetzung und Weiterentwicklung der Roadmap

Im Sinne einer zügigen und effektiven Umsetzung dieser und ähnlicher Maßnahmen ist es sinnvoll, die Umsetzung in jeweils einer überschaubaren Umsetzungsallianz pro Sektor auf Bundes- und Landesebene mit gutem Programmmanagement zu steuern. In diesen Allianzen sitzen Politik, Verwaltung, Wirtschaft sowie Sozialverbände und Klima-NGOs an einem Tisch, um miteinander anstatt übereinander zu sprechen und Probleme bei Design oder Umsetzung von Maßnahmen frühzeitig zu identifizieren und zu lösen. In einem dazu übergeordneten Steuerkreis mit Vertretern aus Umsetzungsallianzen unterschiedlicher Sektoren sollten die sektorübergreifenden Effekte und Entscheidungen behandelt werden. Die Steuerkreise und Umsetzungsallianzen sollten dann auch:

- ihr Vorgehen und ihre Ergebnisse regelmäßig öffentlich transparent machen und
- die Roadmap anhand neuerer Erkenntnisse regelmäßig fortschreiben.

9 Anlagen

9.1 Anlage 1 – Aktuelle CO₂-äquivalente Emissionen

Die deutschen CO₂-äquivalenten Emissionen betragen 2023 insgesamt 674 Mio. to²⁴⁰.

Tabelle 59: Deutschlands CO₂-äquivalente Emissionen 2023

Sektor	Emissionen (Mio. to CO ₂ -Äq.)	Emissionen (% Gesamt)
Energiewirtschaft	205	30%
Industrie	155	23%
Gebäude	102	15%
Verkehr	146	22%
Landwirtschaft	60	9%
Abfall & Sonstige	6	1%
Gesamt	674	100%

9.2 Anlage 2 – Aktuelle Energieverbräuche

Die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. erstellt Energiebilanzen für Deutschland²⁴¹. Die Werte für 2022 sind dieser Roadmap als Ausgangswerte zugrunde gelegt. In der Quelle sind sie in Petajoule (PJ) angegeben und hier mit dem Faktor 0,278 TWh/PJ²⁴² in TWh umgerechnet.

²⁴⁰ [Klimaemissionen sinken 2023 um 10,1 Prozent – größter Rückgang seit 1990](#), Umweltbundesamt, 2024

²⁴¹ [Anwendungsbilanzen zur Energiebilanz Deutschland – Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Anwendungszwecken](#), AG Energiebilanzen, 2023

²⁴² [Liste von Größenordnung der Energie](#), Wikipedia, 2024

Tabelle 60: Endenergieverbräuche 2023 nach gesellschaftlichen Gruppen und Zweck

(TWh/a)	Energie-träger	Raum-wärme	Warm-Wasser	Raum & WW	Prozess-wärme	Wärme-gesamt	Klima-kälte	Prozess-kälte	Kälte-gesamt	Mech. Energie	Information & Kommu-nikation	Beleuch-tung	Endenergie-verbrauch
Industrie	Mineralöl	3	0	3	19	22	0	0	0	0	0	0	23
	Gase	21	2	23	197	220	0	0	0	6	0	0	227
	Strom	1	1	1	34	35	5	9	14	136	8	9	203
	Fernwärme	4	0	5	40	45	0	0	0	0	0	0	45
	Kohlen	2	0	2	107	109	0	0	0	0	0	0	109
	Erneuerbare	7	1	8	34	42	0	0	0	0	0	0	42
	Sonstige	0	0	1	19	20	0	0	0	0	0	0	20
	Gesamt	38	5	43	451	494	5	9	14	143	8	9	668
GHD	Mineralöl	20	0	20	0	20	0	0	0	33	0	0	53
	Gase	91	8	99	4	103	0	0	0	0	0	0	103
	Strom	8	1	9	6	16	8	4	12	11	43	41	123
	Fernwärme	8	1	9	0	9	0	0	0	0	0	0	9
	Kohlen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Erneuerbare	34	1	35	0	35	0	0	0	2	0	0	38
	Sonstige	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Gesamt	161	11	172	11	183	8	4	12	46	43	41	325
Private Haushalte	Mineralöl	104	19	123	0	123	0	0	0	1	0	0	124
	Gase	195	53	248	1	249	0	0	0	0	0	0	249
	Strom	8	16	24	43	67	1	32	33	5	24	11	139
	Fernwärme	46	5	51	0	51	0	0	0	0	0	0	51
	Kohlen	3	0	3	0	3	0	0	0	0	0	0	3
	Erneuerbare	99	13	112	0	112	0	0	0	0	0	0	112
	Sonstige	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Gesamt	455	106	561	44	605	1	32	33	6	24	11	679
Verkehr	Mineralöl	3	0	3	0	3	1	0	1	641	2	3	649
	Gase	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	2
	Strom	1	0	1	0	1	0	0	0	11	1	1	13
	Fernwärme	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Kohlen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Erneuerbare	0	0	0	0	0	0	0	0	34	0	0	35
	Sonstige	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Gesamt	3	0	3	0	3	1	0	1	688	3	3	699
Gesamt	Mineralöl	129	20	149	19	168	1	0	1	675	2	3	848
	Gase	308	63	370	202	573	0	0	0	8	0	0	581
	Strom	17	18	35	83	118	14	45	59	163	76	62	478
	Fernwärme	59	6	65	40	105	0	0	0	0	0	0	105
	Kohlen	5	0	5	107	112	0	0	0	0	0	0	112
	Erneuerbare	140	15	155	34	189	0	0	0	37	0	0	226
	Sonstige	0	0	1	19	20	0	0	0	0	0	0	20
	Gesamt	658	122	780	505	1.285	15	45	60	883	78	64	2.370

9.3 Anlage 3 – Aktuelle Energiepreise außer Strom

Erdgas

Die in der Roadmap im Status Quo zugrunde gelegten Preise für Erdgas geben den Stand zum 01.04.2023 wieder²⁴³. Die Werte in der Zeile „Gasmengen“ sind Anlage 2 entnommen.

Tabelle 61: Erdgaspreise 2023

(€/kWh)	Private Haushalte	Gewerbe, Handel, DL	Industrie	Gewichtet	Gesamt (Mrd. €)
Netzentgelt	0,02	0,01	0,00	0,01	7
Messung, Messtellenbetrieb	0,0011	0,0005	0,0002	0,0006	0
Konzession	0,0008	0,0007	0,0000	0,0005	0
CO2-Abgabe	0,00	0,00	0,00	0,00	3
Gassteuer	0,01	0,01	0,01	0,01	3
Beschaffung	0,08	0,09	0,06	0,08	45
Vertrieb und Marge	0,02			0,01	6
Umsatzsteuer	0,03	0,00		0,01	6
Gaspreis	0,16	0,12	0,08	0,12	71
Gasmenge (TWh)	249	103	227		579
Gaskosten (Mrd. €/a)	41	12	17		71

²⁴³ S. 271, 273 und 275, [Monitoringbericht 2023](#), BNetzA 2023. Dort sind durchschnittliche Tarife und deren Zusammensetzung für Abnahmemengen, die typisch für private Haushalte, GHD und größere Industrieunternehmen sind.

Andere fossile Energieträger sowie Biodiesel und Bioethanol

Die in der Roadmap zugrunde gelegten Preise im Status Quo für andere fossile Energieträger sowie Biodiesel und Bioethanol sind in den u.a. Tabellen abgeleitet.

Tabelle 62: Preise anderer Energieträger – in € pro Verkaufseinheit

Energieträger	Basisdaten			Preisbestandteile (in €/ Verkaufseinheit)				
	Verkaufseinheit	Heizwert (kWh/Verkaufseinheit)	Emissionsfaktor (to CO ₂ / MWh)	Erzeugung, Distribution & Gewinn	Energiesteuer	CO ₂ -Preis ab 1.1.25	Gesamt o. USt.	Gesamt m. USt.
Heizöl	l	10,0	0,27	0,69	0,06	0,12	0,88	1,04
Diesel	l	9,7	0,27	0,86	0,47	0,12	1,44	1,72
Benzin (E10)	l	8,6	0,26	0,74	0,65	0,10	1,50	1,78
Biodiesel	l	9,1		1,22	0,47		1,69	2,01
Bioethanol	l	6,3		1,06	0,65		1,71	2,04
Kerosin	l	9,6	0,26	0,63	0,00	0,07	0,69	0,82
Steinkohle	to	8.141,00	0,33	215,40	966,38	71,69	1.253,47	1.491,63

Quellen zu dieser ersten Tabelle (€ pro Verkaufseinheit) sind für:

- kWh/Verkaufseinheit der jeweilige Wikipedia-Eintrag zum Energieträger.
- Emissionsfaktoren von Heizöl, Diesel, Benzin und Steinkohle ist das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle²⁴⁴ und für Kerosin das Umweltbundesamt²⁴⁵.
- Erzeugung, Distribution und Gewinn (d.h. alle Preisbestandteile außer Umsatzsteuer, Energiesteuer und CO₂-Preis) haben verschiedene Quellen²⁴⁶.
- Energiesteuer §2 des Energiesteuergesetz (EnergieStG)²⁴⁷.
- CO₂-Preise für die vom

²⁴⁴ S. 8, [Informationsblatt CO₂-Faktoren](#), Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, 2023,

²⁴⁵ Arbeitsblatt CO₂_EF Brennstoffe, [Kohlendioxid Emissionsfaktoren für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen, korrigierter Endstand 15.01.2022](#), Umweltbundesamt, 2022

²⁴⁶ Erzeugung, Distribution und Gewinn für

- Heizöl zum Stand Januar 2024 abzgl. Umsatzsteuer sowie CO₂-Preis und Energiesteuer aus [Monatliche Verbraucherpreise für Mineralölprodukte 2005-2024](#), en2x, 2024.
- Benzin und Diesel zum Stand Januar 2024 abzgl. Umsatzsteuer sowie CO₂-Preis und Energiesteuer aus [Monatliche Verbraucherpreise für Mineralölprodukte 2005-2024](#), en2x, 2024
- Biodiesel abzgl. Energiesteuer zum 18.09.24 aus [Kraftstoff Großhandelspreise Landwirtschaft](#), ufop, 2024
- Bioethanol: Mangels Datenverfügbarkeit ist für das Preisverhältnis Bioethanol/Benzin das Preisverhältnis Biodiesel/Diesel angenommen.
- Kerosin Preis Januar 2024 aus [Entwicklung des Preises für Kerosin \(Flugturbinenkraftstoff aus Leuchtöl\) von Februar 2019 bis April 2024](#), Statista, 2024. Umrechnung l/Gallone; 3,785
- Steinkohle aus [Einfuhr von Steinkohle für das erste Halbjahr 2024](#), Statista, 2024

²⁴⁷ Heizöl §2 Abs. 3 Nr. 1b, Diesel §2 Abs. 1 Nr. 4b, Benzin §2 Abs.1 Nr. 1b, Biodiesel und Bioethanol gemäß Einsatz wie Diesel und Benzin, Flugkerosin ist derzeit befreit, Steinkohle §2 Abs. 1 Nr. 9

- BEHG erfassten Energieträger Heizöl, Benzin und Diesel. Nach §10 BEHG beträgt der CO₂-Preis 45€/to in 2024, was in der Bewertung des Status Quo zugrunde gelegt ist.
- In 2023 betrug die vom EU-ETS I erfassten CO₂-Emissionen in Deutschland 297 Mio. to²⁴⁸. Die Einnahmen betragen 8 Mrd. €²⁴⁹. Das ergibt eine durchschnittliche Zahlung und Vereinnahmung von 26 €/to CO₂, die hier konservativ auch angesetzt ist²⁵⁰.

Aus Heizwert pro Verkaufseinheit, Emissionsfaktor pro Heizwert und CO₂-Preis (BEHG oder ETS) pro to CO₂ errechnet sich der CO₂-Preis pro Verkaufseinheit.

Die Werte dieser zweiten Tabelle (€/kWh) ergeben sich aus den Werten pro Verkaufseinheit dividiert durch die kWh/Verkaufseinheit des Energieträgers.

Tabelle 63: Preise anderer Energieträger – in € pro kWh Heizwert

Energieträger	Preisbestandteile (in €/kWh)				
	Erzeugung, Distribution & Gewinn	Energiesteuer	CO ₂ -Preis 2024	Gesamt ohne USt	Gesamt mit USt (€/kWh)
Heizöl	0,07	0,00	0,01	0,08	0,10
Diesel	0,09	0,03	0,01	0,13	0,15
Benzin (E10)	0,09	0,05	0,01	0,14	0,17
Biodiesel	0,13	0,03	0,00	0,17	0,20
Bioethanol	0,17	0,06	0,00	0,23	0,27
Kerosin	0,07	0,00	0,01	0,07	0,09
Steinkohle	0,03	0,07	0,01	0,11	0,13

9.4 Anlage 4 – Zusatzinvestitionen für Umstellung Gebäudeheizung

Das durchschnittliche Wohngebäude hat 2,2 Wohnungen. Preise von neuen Erdgas- und Luft-Wärmepumpen waren verfügbar für Einfamilienhäuser 6-Familienhäuser im Bestand. Aus diesen wurde pro rata je ein Neupreis für ein 2,2-Familienhaus gebildet (Preisdifferenz Einfamilienhaus/6-Familienhaus x 24%)²⁵¹.

²⁴⁸ Energieerzeugung 188 Mio. to, Industrie 101 Mio. to, Flugverkehr 8 Mio. to, s. S. 3, [Emissionssituation im Europäischen Emissionshandel 2023](#), Umweltbundesamt, 2024

²⁴⁹ Einnahmen 2023 für ETS 7,7 Mrd. € und BEHG 10,7 Mrd. €. s. [Neue Rekordeinnahmen im Emissionshandel: Über 18 Milliarden Euro für den Klimaschutz](#), UBA, 2024

²⁵⁰ Der Börsenpreis der Emissionszertifikate betrug 2023 zwar durchschnittlich 85 €/to. Bei Anwendung auf die im EU-ETS I erfassten 297 Mio. to CO₂-Emissionen ergibt das Einnahmen von 25 Mrd. € führt. Dies ist 17 Mrd. € mehr als die o.a. vereinnahmten 8 Mrd. €. 10 Mrd. € dieser Diskrepanz erklären sich durch die kostenlosen Zuteilung von Zertifikaten für 125 Mio. to CO₂ die EUA kostenlos zugeteilt, s. S. 18 und 25, [Emissionssituation im Europäischen Emissionshandel 2023](#), Umweltbundesamt, 2024

²⁵¹ Werte für 1- und 6-Familienhaus im Altbau auf S. 16 und 26, [BDEW-Heizkostenvergleich 2021](#), BDEW, 2021. Dort die jeweiligen Investitionswerte aus Spalten 01 (Gas-Brennwert-Gerät) und 07 (Luft-Wasser-WP), bei Wärmepumpe abzgl. der Differenz der Spalten 07 vs. 01 zur Position „Heizflächen/gering-investive Maßnahmen“, die in dieser Analyse gesondert bewertet werden.

Tabelle 64: Investition Gasheizung und Luft-Wasser-Wärmepumpe pro Wohngebäude

Position	T€
Investition Gasheizung EFH Altbau	9
Investition Gasheizung 6-FH Altbau	12
Investition Gasheizung 2FH Altbau	10
Investition Luft-Wasser-WP EFH Altbau	20
Investition Luft-Wasser-WP 6-FH Altbau	40
Investition Luft-Wasser-WP ZFH Altbau	25
Zusatzinvest neue Luft-Wasser-WP ZFH Altbau	15,1

Die resultierende Zusatzinvestition für Luft-Wärmepumpe anstatt Erdgasheizung ist 15 T€, wenn die alte Heizungsanlage ausgedient hat und ohnehin zu ersetzen ist.

Wenn die alte Heizungsanlage vor Ende ihrer Nutzungsdauer – hier mit 30 Jahren angenommen – ausgetauscht wird, geht zusätzlich der Restwert der Anlage verloren, was die Zusatzinvestition um den Restwert erhöht. Beim aktuellen Altersmix²⁵² der Gebäudeheizungen erhöht sich die Zusatzinvestition pro Gebäude entsprechend dem verbleibenden Restwert²⁵³ bei einem Austausch bis

- 2035 um 25% x 9,9 T€ = 2,4 T€
- 2045 um 7% x 9,9 T€ = 0,7 T€

Tabelle 65: Altersstruktur Gebäudeheizungen und Restwerte in 2035 und 2045

Heizungsalter	Anteil	Ø Restwert Heisanlage in 2035	Ø Restwert Heisanlage in 2045
<5 Jahre	21,0%	58%	25%
5 bis <10 Jahre	18,6%	42%	8%
10 bis <15 Jahre	15,0%	25%	0%
15 bis <20 Jahre	11,5%	8%	0%
20 bis <25 Jahre	13,2%	0%	0%
≥ 25 Jahre	20,7%	0%	0%
Gewichteter Restwert		25%	7%
Zusatzinvestition Tausch (T€)		17,5	15,8

²⁵² S. 28, [Wie heizt Deutschland? \(2023\) – Langfassung](#), BDEW, 2023

²⁵³ Unterstellt ist ein linearer Rückgang des Restwerts über 30 Jahre Lebensdauer. Für die Zeit von jetzt bis 2045 sind vereinfachend 20 Jahre angesetzt, für die Zeit bis 2035 10 Jahre.

9.5 Anlage 5 – Zusatzinvestitionen für eKfz

Zusatzinvestition für ePkw

Die Zusatzinvestition von 4.300 € pro Pkw ergibt sich aus den aktuell 5 absatzstärksten ePkw²⁵⁴ und den nach Absatzmenge gewichteten Preisunterschieden zu vergleichbaren Verbrenner-Pkw²⁵⁵. Die Preise sind nach Herstellerzuschüssen/-rabatten und inkl. USt.

Tabelle 66: Preisdifferenz vergleichbarer, neuer Verbrenner- und ePkw

Zulassungsstärkste ePkw-Modelle Jan-Mai 2024	Neuzulassungen Jan-Mai 2024 (Stk.)	Modellvergleich ADAC (1. eKfz, 2. Verbrenner-Kfz)	Kaufpreis inkl. Ust. (€)
Audi Q4	5.670	Audi Q4 etron	52.950
		Audi Q5 Sportback 40 TFSI advanced quattro S tronic	53.550
		Elektro - Verbrenner	-600
Mercedes GLA	4.794	Mercedes GLA 250 e 8G-DCT	51.949
		Mercedes GLA 180 7G-DCT	44.774
		Elektro - Verbrenner	7.175
Skoda ENYAQ	7.311	Skoda ENYAC 60	44.200
		Skoda Kodiak 1.5 TSI mHEV Selection DSG	41.990
		Elektro - Verbrenner	2.210
Tesla Y	13.316	Tesla Modell Y	44.990
		Renault Espace E-Tech Full Hybrid 200 Techno	43.500
		Elektro - Verbrenner	1.490
VW ID.4/ID.5	9.291	VW ID.4 GTX 4 Motion	53.255
		VW Tiguan 1.5 TSI Allspace OPS Life	41.940
		Elektro - Verbrenner	11.315
Gewichteter Durchschnitt		Elektro	48.692
		Verbrenner	44.430
		Elektro - Verbrenner	4.262

²⁵⁴ Fahrzeugzulassungen Januar-Mai 2024, [Neuzulassungen von Personenkraftwagen nach Marken und Modellreihen, Monatsergebnisse](#), Kraftfahrt-Bundesamt, 2024

²⁵⁵ [ADAC Kostenvergleich: Elektrofahrzeuge und PlugIn-Hybride mit Benzinern und Dieselfahrzeugen](#), ADAC, 2024

Zusatzinvestition für Nutzfahrzeuge

Die Zusatzinvestitionen pro Nutzfahrzeug ergeben sich aus den aktuellen Bestandszahlen und exemplarischen Neupreis-Abständen zwischen eLkw und Verbrenner-Pkw:

- Der Preisabstand pro Nutzfahrzeug >3,5 to ergibt sich aus den nach Fahrzeugbestand²⁵⁶ gewichteten Preisunterschieden für die Größenklassen bis 7,5 to, 20 to und 40 to zulässiges Gesamtgewicht²⁵⁷.
- Da für leichte Nutzfahrzeuge bis 3,5 to keine eigene Untersuchung verfügbar war, ist hier der Mittelwert der Preisunterschiede bei ePkw und eLkw bis 7,5 to angesetzt.

Tabelle 68: Preisdifferenz vergleichbarer, neuer Verbrenner- und eLkw

Kfz-Typ	Bestand (in Mio. Kfz)	Zusatzinvest für eKfz (in T€/Kfz)
Heavy Duty Long Haul bis 40 to	0,2	114
Heavy Duty Line Haul bis 20 to	0,2	65
Medium Duty Disribution bis 7,5 to	0,2	15
Nutzfahrzeuge >3,5 to	0,5	58
Leichte Nutzfahrzeuge bis 3,5 to	3,2	10

9.6 Anlage 6 – Mengen, Investition und Kosten öffentlicher Ladeinfrastruktur

Im Folgenden sind die Annuitäten pro geladener kWh für Schnellladesäulen (Pkw und leichte Nutzfahrzeuge), MCS-Ladesäulen und Wallboxen bei einer unterstellten maximalen Auslastung von 4 Stunden pro Ladepunkt abgeleitet. Weitere Annahmen sind:

- Es werden zusätzlich 15 Mio. Wallboxen installiert (in 2/3 der 19 Mio. Wohnungen in Ein- und Zweifamilienhäusern abzgl. der bereits installierten Wallboxen). Pro Wallbox beträgt die Investition 2 T€²⁵⁸ zzgl. USt.
- Für die übrigen 36 Mio. Pkw und Nutzfahrzeuge <3,5 to werden zusätzlich 57.000 Schnellladesäulen mit mind. 130 kW Ladeleistung installiert (1 Schnellladesäule pro 16 Kfz abzgl. bereits installierter Schnellladesäulen). Pro Schnellladesäule beträgt die Investition 130 T€²⁵⁹.

²⁵⁶ Arbeitsblatt Fz1.1, [Bestand an Kraftfahrzeugen und Fahrzeuganhängern nach Zulassungsbezirken zum 01. Januar 2024](#), Kraftfahrzeugbundesamt, 2024

²⁵⁷ S. 11, [The Dawn of Electrified Trucking](#), PwC, 2022

²⁵⁸ [So sparen Sie beim Wallbox-Kauf](#), Handelsblatt, 2024

²⁵⁹ Maximalwert aus Artikel [„Ladeinfrastruktur: Was kostet der Betrieb einer öffentlichen Ladestation?“](#), emobicon, 2024. Annahme: zwei Ladepunkte pro Säule, 8 Ladevorgänge à 30 Minuten pro Tag und Ladepunkte (Auslastung 4 Stunden/Tag oder 17%).

- Für Nutzfahrzeuge >3,5 to wird eine Schnellladesäule mit einer Leistung von mind. einem Megawatt (MCS) pro 16 Kfz installiert (der aktuelle MCS-Bestand ist fast null). Pro MCS-Ladesäule beträgt die Investition 500 T€²⁶⁰.
- Laufleistungen
 - Durchschnittliche Jahreslaufleistung Pkw s. Abschnitt 5.1
 - Volle Reichweite für ePkw s. Abschnitt 5.3, dort zu Reichweitenangst
 - Volle Reichweite für eLKW aus Herstellerangaben, gewichtet nach Fahrzeugbestand in der jeweiligen Größenklasse²⁶¹

Bestand an Ladeinfrastruktur

- Öffentliche Schnellladesäulen - Zum 01.01.2024 waren 2.065 Ladepunkte > 59 kW, 9.406 Ladepunkte >149 kW und 7.138 Ladepunkte > 299 kW verfügbar²⁶².
- Wallboxen – Bestand Ende 2023 975.000²⁶³.

²⁶⁰ Annahme EWG. Für die Anzahl der Ladepunkte pro Säule und Auslastung gelten dieselben Annahmen wie bei Schnellladesäulen. Konkretere Werte wird die [aktuelle Ausschreibung der Bundesregierung für 130 Standorte](#) ergeben.

²⁶¹ Bestandszahlen aus Arbeitsblatt Fz1 in [Bestand an Kraftfahrzeugen und Fahrzeuganhängern nach Zulassungsbezirken](#) zum 01. Januar, Kraftfahrzeugbundesamt, 2024
 Herstellerangaben zur Reichweite: 40 to anhand [MAN eTGX](#): 800 km, 20 to anhand [MAN eTGL](#): 235 km, 7,5 to anhand [Daimler/Fuso eCanter](#): 200 km.

²⁶² s. Arbeitsblatt Leistungsklassen in der Excel-Datei [Ladeinfrastruktur in Zahlen](#). Bundesnetzagentur, 2024

²⁶³ Vorauss. Bestand Ende 2023, [Wieviele Ladesäulen braucht Deutschland?](#), tagesschau, 2023

Tabelle 69: Ableitung Mengen, Investition und Preise Ladeinfrastruktur

Kennzahl	Pkw und LNF	Lkw
Basisdaten		
jährliche Laufleistung pro Pkw (in km/a)	12.300	93.725
Ø Laufleistung pro Tag (in km/Tag)	34	257
durchschnittliche volle Reichweite eKfz (km)	435	494
durchschnittliche Reichweite bei 80% geladener Batterie und Vorhalten einer	261	296
Durchschnittliche Anzahl Tage zwischen Ladevorgängen	7,7	0,9
eKfz nach Maßnahmen (Mio.)	52,3	0,5
davon an Wallbox geladen	16,1	0,0
davon an Schnellladesäulen geladen	36,2	0,5
Lebensdauer Wallboxen und Schnellladesäulen (Jahre)	20	20
Betriebskosten Wallboxen und Schnellladesäulen (in % Investit	2%	2%
Schnellladesäulen	>130 kW	> 1 MW
Ladevorgänge (Mio/Tag)	4,7	0,6
Stunden für Laden auf 80%	0,5	0,5
Ladepunkte pro Ladesäule	2	2
Maximale Belegung Ladepunkt pro Tag (Std.)	4	4
Ladevorgänge (Anzahl/Tag/Ladesäule)	16	16
Dazu erforderliche Schnellladesäulen (1.000)	292	38
Aktueller Bestand Schnellladesäulen (1.000)	9	
Zusätzlich erforderlich Schnellladesäulen (1.000)	284	
eKfz je Ladepunkt	89	7
Investition (in T€/Säule)	170	600
Zusatzinvestition (Mrd. €)	48	23
Investition (T€/eKfz)	1.331	43.247
Annuität und Betriebskosten (Mrd. €/a)	-4	-2
Annuität und Betriebskosten (€/kWh)	-0,04	-0,06
Annuität + Betrieb zzgl. Verw./Vertrieb/Gewinn (€/kWh)	-0,10	-0,12
Wallboxen	22 kW	
Investition (T€/Wallbox)	2,0	
Bestand in Mio. an Pkw Ende 2021	49	
Erforderliche Wallboxen (1.000)	16.062	
Aktueller Bestand Wallboxen (1.000)	975	
Wallboxen zusätzlich erforderlich (1.000)	15.087	
Zusatzinvestition (Mrd. €)	30	
Annuität und Betriebskosten (Mrd. €/a)	-2,5	
Annuität und Betriebskosten (€/kWh)	-0,05	