

Herausforderungen der Energiewende für die zuverlässige Verfügbarkeit von

- **Prozesswärme**
- **Fernwärme/ Gebäudewärme**
- **Traktion (Mobilität)**

Vortrag vor dem
Arbeitskreis Wirtschaftspolitik (W5)
SPD Frankfurt am Main

08.07.2025

Dr.-Ing. Bernhard Leidinger
<https://www.leidinger.technology>

08.07.2025



Nachhaltige Versorgung

zuverlässig wirtschaftlich

Agenda

1

Ausgangssituation

2

Heimische nachhaltige Energiequellen

3

Potenziale durch Importe

4

Wärmeerzeugung

5

Wärmequelle

6

Kontakt

Zuverlässige Verfügbarkeit von Energie ist überlebenswichtig

Herkunft und Anwendung der Energie (ausgewählte Bausteine)

Primärenergie:

- Fossile Quellen
 - Erdgas
 - Erdöl
 - Braunkohle
 - Steinkohle
- Umwelt-Quellen
 - Sonne
 - Wind
 - Wasser
 - Boden
- Nukleare Quellen
 - Uran
 - Thorium

Speicherformen:

- Mechanische Speicher
 - Wasser-Pumpspeicher
 - Gas-Druckspeicher
- Chemische Speicher
 - Batterien
 - Wasserstoff
 - Synthetische Energieträger
- Kernphysikalische Speicher
 - Spalt- und Brutprodukte

Nutzung:

- Wärme
 - Gebäudewärme
 - Prozesswärme (Industrie, Gewerbe, Nahrungsmittel, Tierzucht)
- Licht/ Kraft/ Informationstechnik
 - Aufzüge, Hebezeuge, Stellantriebe
 - Öffentliche und private Beleuchtung
 - Öffentliche und private Nutzung der IT
- Traktion
 - Aufzüge, Hebezeuge, Stellantriebe
 - Schiffsantriebe
 - Eisenbahnantriebe
 - Elektromobilität (öffentliche und private Verkehre)

Stromnetze (Transport und Verteilung)



Fern-/ Nahwärmenetze (Verteilung)



Gasnetze (Transport und Verteilung)



Wasserstoffnetze (Transport und Verteilung)



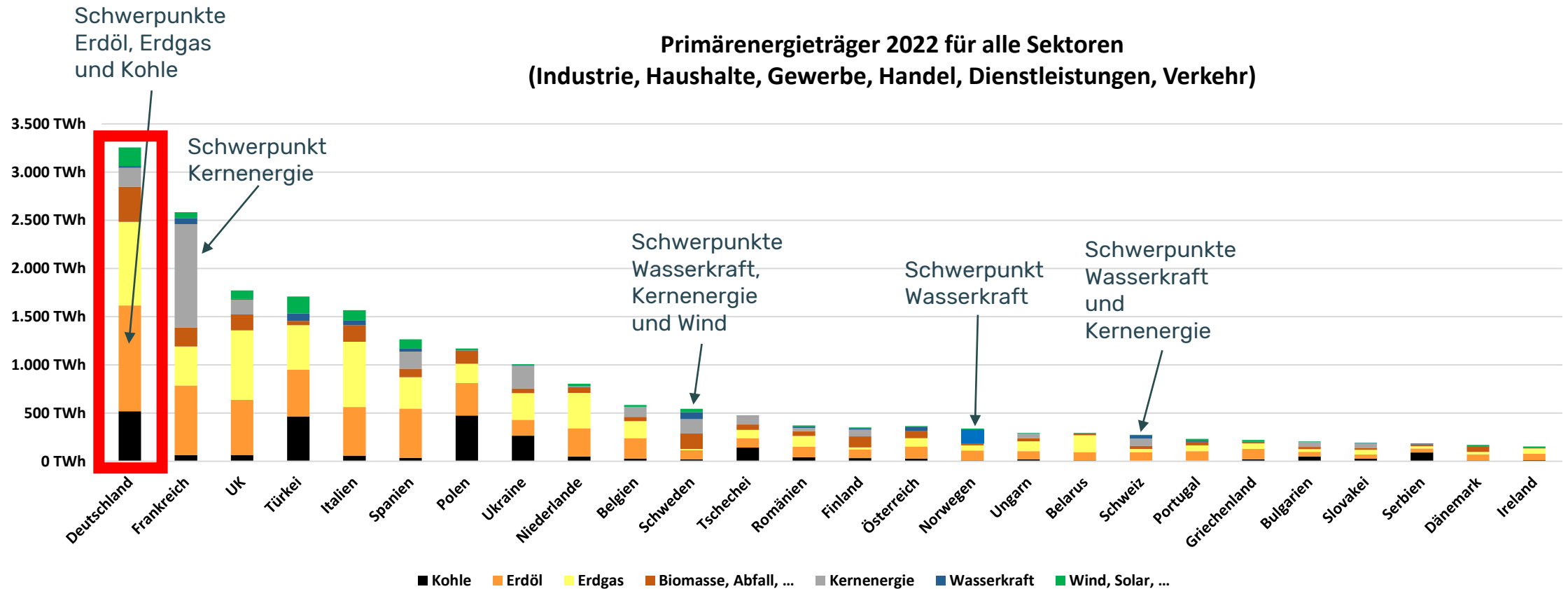
2022 europaweit noch sehr CO₂-lastiger Gesamtenergieverbrauch

Gesamtenergieverbrauch Europas nach Ländern im Jahr 2022

Status 2022

Primärenergieträger 2022 für alle Sektoren

(Industrie, Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen, Verkehr)

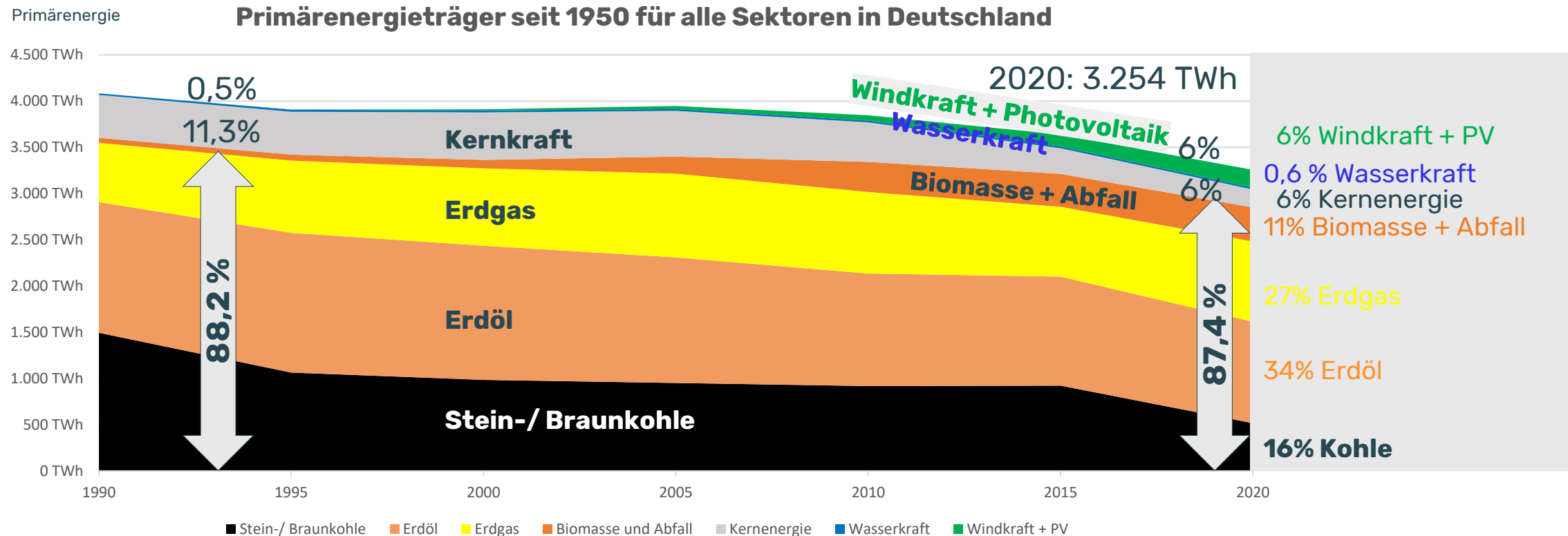


Quelle: IEA, International Energy Agency

Deutschland 2020: CO₂-relevanter Anteil der **Gesamtenergie** bei 88%

Bleibender Anteil CO₂-emittierender Energieträger von 1990 bis 2020

Bilanz bis 2020



Hinweis 1: auch Biomasse emittiert bei der Verbrennung CO₂

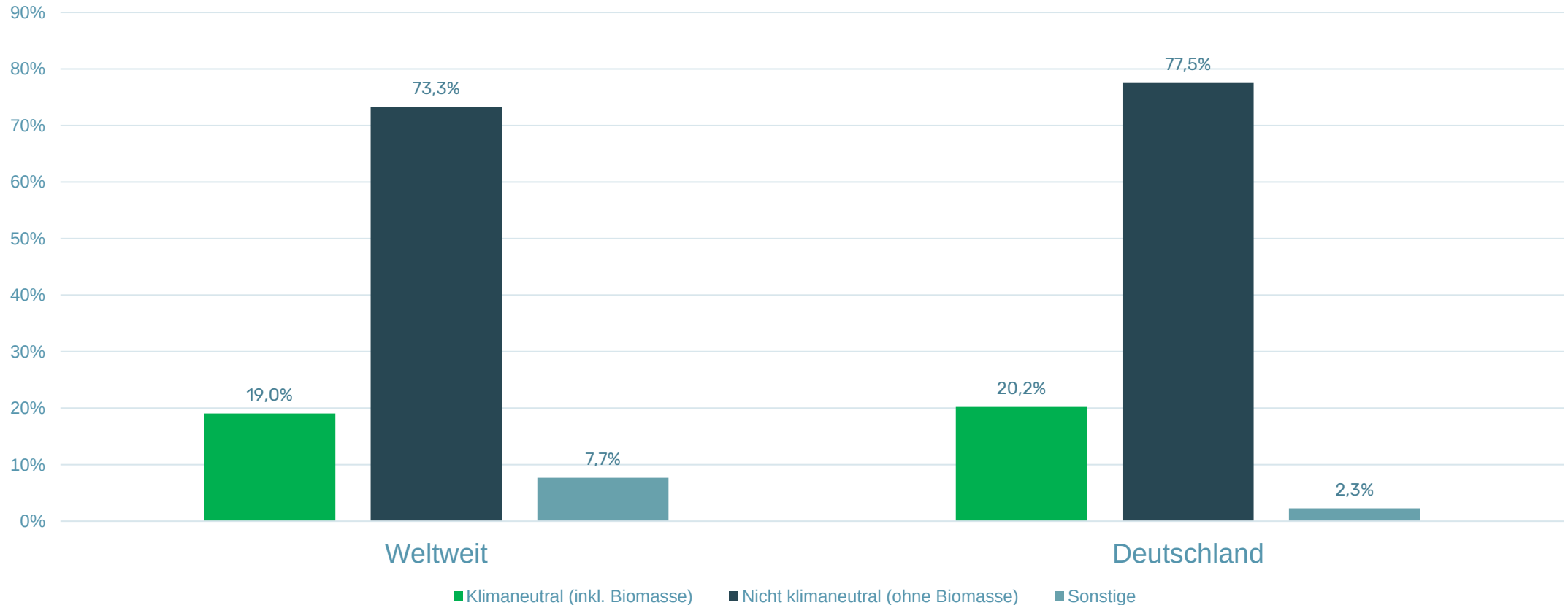
Hinweis 2: Kernenergie wurde am 15.04.2023 durch bestehende fossile Kapazitäten ersetzt
dadurch nur noch 6% Windkraft + PV sowie 0,6% Wasserkraft CO₂-emissionsfrei

Quelle: IEA, International Energy Agency

Deutschlands Energiemix ist heute noch durchschnittlich

Vergleich **Gesamtenergiemix** Weltweit und Deutschland 2023

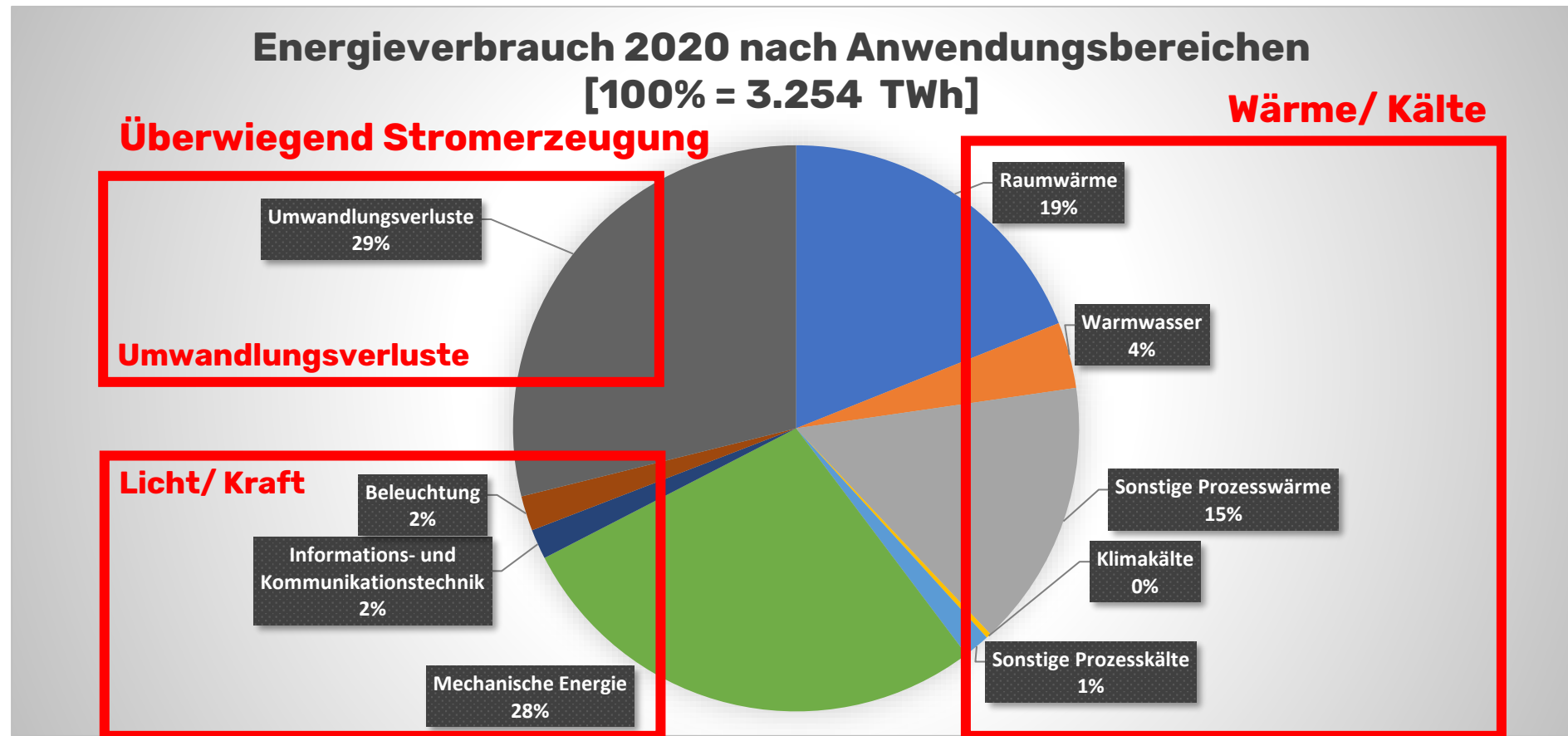
Hinweis: Biomasse ist als „klimaneutral“ ausgewiesen, obwohl CO₂ freigesetzt wird.



Quelle: IEA, International Energy Agency

Wärme macht ca. 40% des **Gesamtenergie**verbrauchs in Deutschland aus

Verwendung der Energie nach Sektoren inkl. Umwandlungsverluste



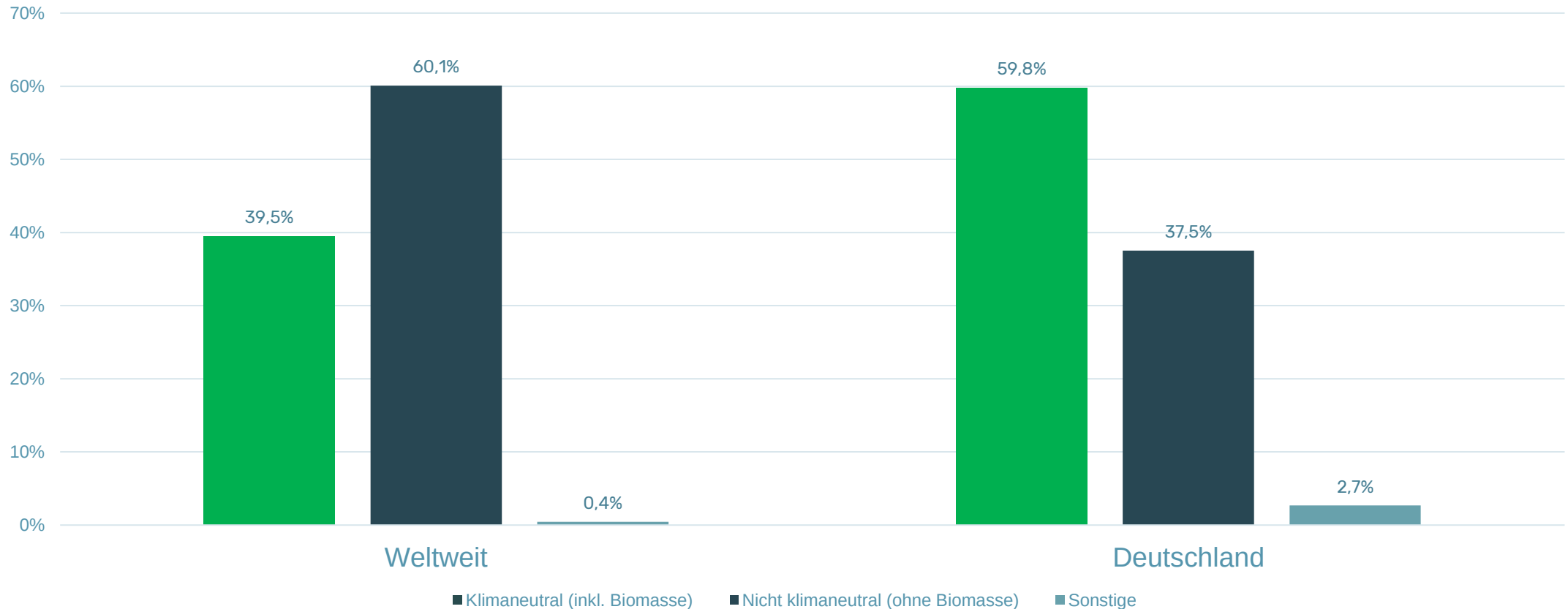
Quelle: Umweltbundesamt UBA

Hinweis: mechanische Energie umfasst Verkehr, Logistik, Industrie, ...

Stromerzeugung Deutschlands ist grüner als der weltweite Durchschnitt

Vergleich Energiemix der Verstromung Weltweit und Deutschland 2023

Hinweis: Biomasse ist als „klimaneutral“ ausgewiesen, obwohl CO₂ freigesetzt wird.



Quelle: IEA, International Energy Agency

Deutschland innerhalb Europas bei **Stromerzeugung** ganz weit hinten

Vergleich CO₂-Emissionen der Stromerzeugung im Gesamtjahr 2024



Spezifischer mittlerer CO₂-Anteil im Strom für
ausgewählte Länder
(über ein Jahr gemittelt: Juni 2024 – Mai 2025)

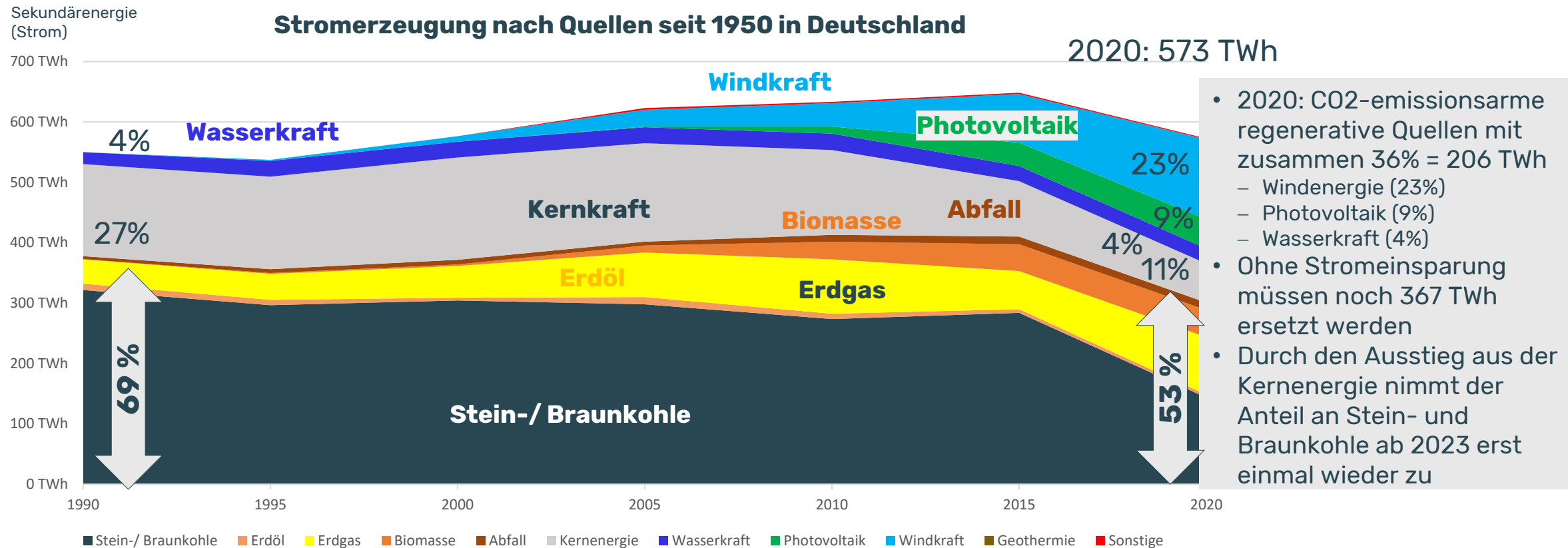
Polen:	608 g Co ₂ eq./kWh
Tschechien:	356 g Co ₂ eq./kWh
Deutschland:	247 g Co ₂ eq./kWh
...	
...	
...	
Österreich:	82 g Co ₂ eq./kWh
Finnland:	58 g Co ₂ eq./kWh
Schweiz:	31 g Co ₂ eq./kWh
Norwegen:	29 g Co ₂ eq./kWh
Schweden:	24 g Co ₂ eq./kWh
Frankreich:	21 g Co ₂ eq./kWh

Quelle: Electricity Maps – smartphone App und www.app.electricitymaps.com

Deutschland 2020: CO₂-emittierende Energieträger in der **Stromerzeugung**

Durch Kernenergieausstieg sank Anteil CO₂-emittierender Energieträger nur unwesentlich

Bilanz bis 2020



- 2020: CO₂-emissionsarme regenerative Quellen mit zusammen 36% = 206 TWh
 - Windenergie (23%)
 - Photovoltaik (9%)
 - Wasserkraft (4%)
- Ohne Stromeinsparung müssen noch 367 TWh ersetzt werden
- Durch den Ausstieg aus der Kernenergie nimmt der Anteil an Stein- und Braunkohle ab 2023 erst einmal wieder zu

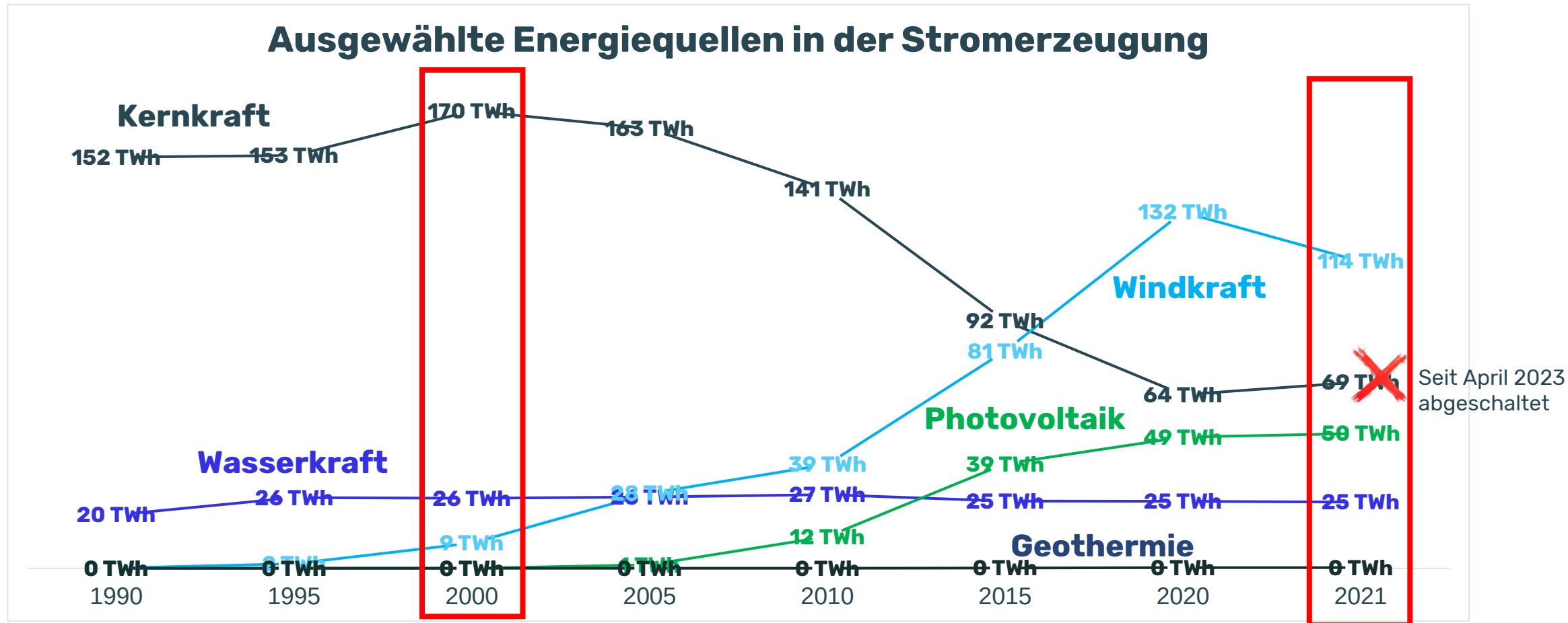
Hinweis 1: auch Biomasse emittiert bei der Verbrennung CO₂

Hinweis 2: Kernenergie wurde am 15.04.2023 durch bestehende fossile Kapazitäten ersetzt dadurch nur noch 23% Windkraft, 9% PV sowie 4% Wasserkraft CO₂-emissionsfrei

Quelle: IEA, International Energy Agency

Deutschland 1990 – 2023: CO₂-freie **Stromerzeugung** stagniert

Zubau Windkraft und Photovoltaik ersetzt gerade einmal den Kernenergieausstieg



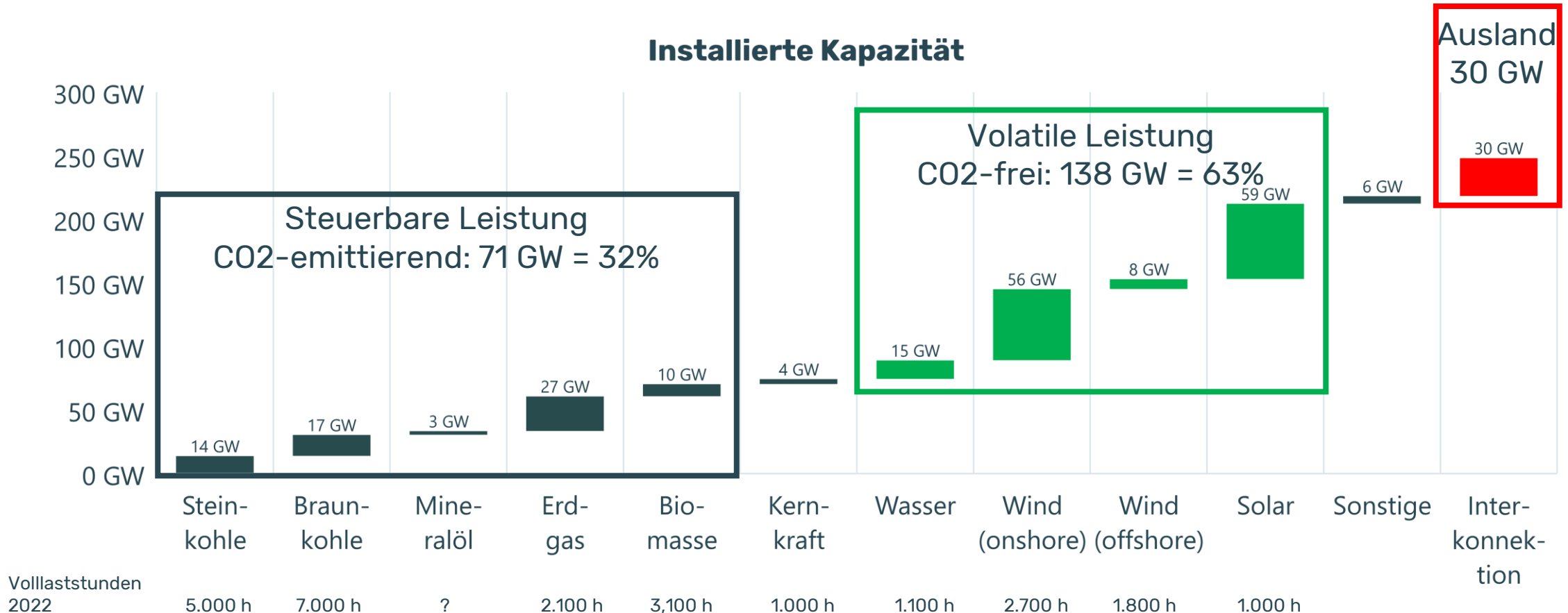
Quelle: IEA, International Energy Agency

Summe 2000: 205 TWh

Summe 2023 (wie 2021 jedoch ohne Kernenergie): 189 TWh

Bestehender **Kraftwerkspark** hat hohen Anteil volatiler Erzeugung

Installierte Kraftwerkskapazität 2022 – Summe ohne Kernkraft und Sonstige: 209 GW

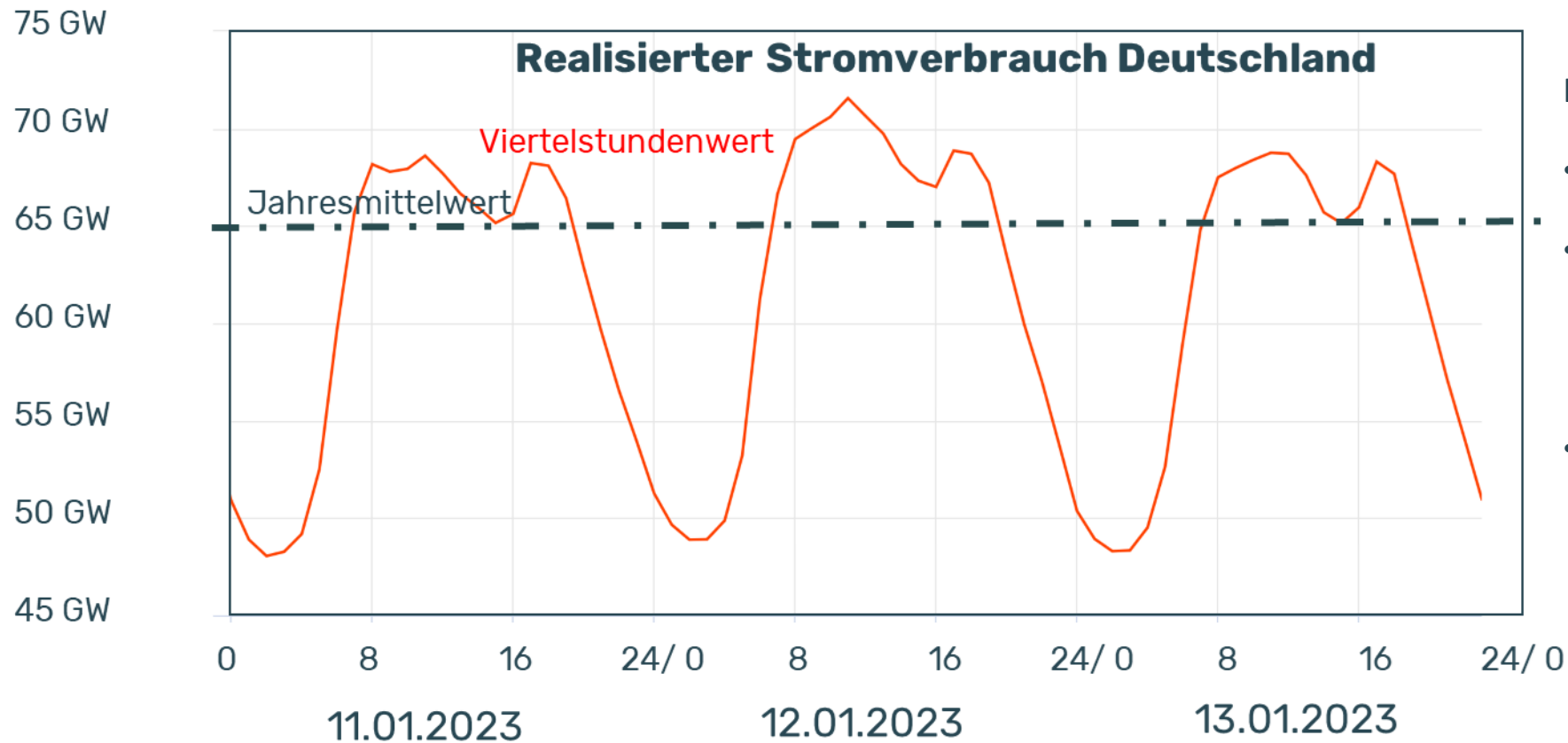


Quelle: Bundesnetzagentur, Kraftwerksliste Stand Mai 2022

08.07.2025

Typischer **Strombedarf** heute bis zu etwa 75 GW

Strommarktdaten der Bundesnetzagentur – Beispiel 11./ 12./ 13. Januar 2023



Beispiel für Strombedarf:

- Zu jedem Zeitpunkt muss der Bedarf gedeckt sein
- Für eine mögliche Dunkelflaute muss steuerbare Kapazität vorgehalten werden
- Mittlere Leistung 2020: $576 \text{ TWh} / (365 \cdot 24 \text{ h}) = 0,065 \text{ TW} = 65 \text{ GW}$

Mittlere verfügbare Leistung 2020: 30 GW volatil und 60 GW steuerbar

Installierte Leistungen ohne Kernkraft und Sonstige im Jahr 2023

Steuerbare Stromerzeugung

Volatile Stromerzeugung

	Stein- kohle	Braun- kohle	Mine- ralöl	Erd- gas	Bio- masse	Wasser	Wind (onshore)	Wind (offshore)	Solar	Summe
Installierte Leistung	14 GW	17 GW	3 GW	27 GW	10 GW	15 GW	56 GW	8 GW	59 GW	208 GW
Maximale Verfügbarkeit	7.500 h	7.500 h	7.500 h	7.500 h	7.500 h	1.250 h	3.000 h	2.000 h	1.000 h	
Maximale Verfügbarkeit	86%	86%	86%	86%	86%	14%	34%	23%	11%	
Mittlere verfügbare Leistung	12 GW	14 GW	2 GW	23 GW	8 GW	2 GW	19 GW	2 GW	7 GW	90 GW
Erreichbare Jahresarbeit	104 TWh	125 TWh	22 TWh	206 TWh	71 TWh	18 TWh	168 TWh	16 TWh	59 TWh	789 TWh

Leistungen und Arbeitsvermögen der Nettostromerzeugung 2022

Mittlere Leistung steuerbar:

60 GW

Mittlere Leistung volatil:

30 GW

Summe Arbeitsvermögen steuerbar:

527 TWh

Summe Arbeitsvermögen volatil:

262 TWh

90 GW

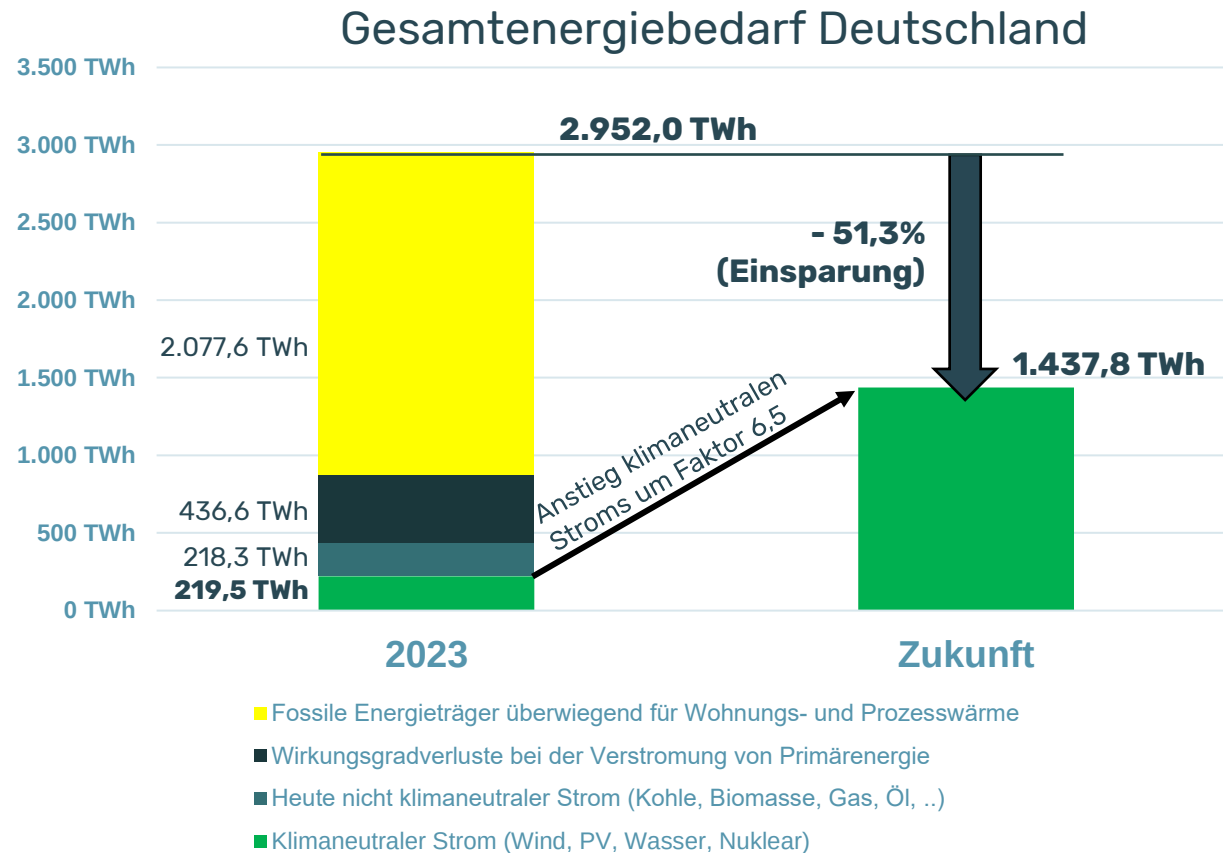
789 TWh

Beispiel für abzudeckenden Bruttostromverbrauch:

- Maximale Leistung 2020: **75 GW**
- Mittlere Leistung 2020: **65 GW**
 $576 \text{ TWh} / (365 \cdot 24 \text{ h}) = 0,065 \text{ TW} = 65 \text{ GW}$
- Summe Arbeit: **576 TWh**

Dekarbonisierung erfordert 6,5-faches klimaneutrales Stromangebot

Die Elektrifizierung aller Prozesse zur Dekarbonisierung lässt den Strombedarf explodieren



Thermisch genutzte Energien	2.077,6 TWh
Wirkungsgradverluste der Verstromung	436,6 TWh
Nicht klimaneutraler Strom (Kohle, Biomasse, Gas, Öl, ..)	218,3 TWh
Klimaneutraler Strom (Wind, PV, Wasser, Nuklear)	219,5 TWh
Summe 2023	2.952,0 TWh
Einsparungen durch Dekarbonisierung des bislang fossilen Stroms	436,6 TWh
Einsparungen durch zusätzliche Nutzung von Umweltwärme über Wärmepumpe	1.077,6 TWh
Klimaneutraler Strom (Wind, PV, Wasser, Nuklear)	1.437,8 TWh
Summe 2045	2.952,0 TWh

Hinweis: AGORA rechnet mit 884 TWh in 2035 wobei berücksichtigt wird, dass ein Teil der Verbraucher abwandert und ein weiterer Teil weiterhin fossile Primärenergie einsetzt

Ausbau von Windkraft und Photovoltaik bei **Stromerzeugung** geplant

Masterplan von Agora Energiewende für Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz

Zusammenfassung der Studie „Klimaneutrales Energiesystem 2035“ vom März 2023:

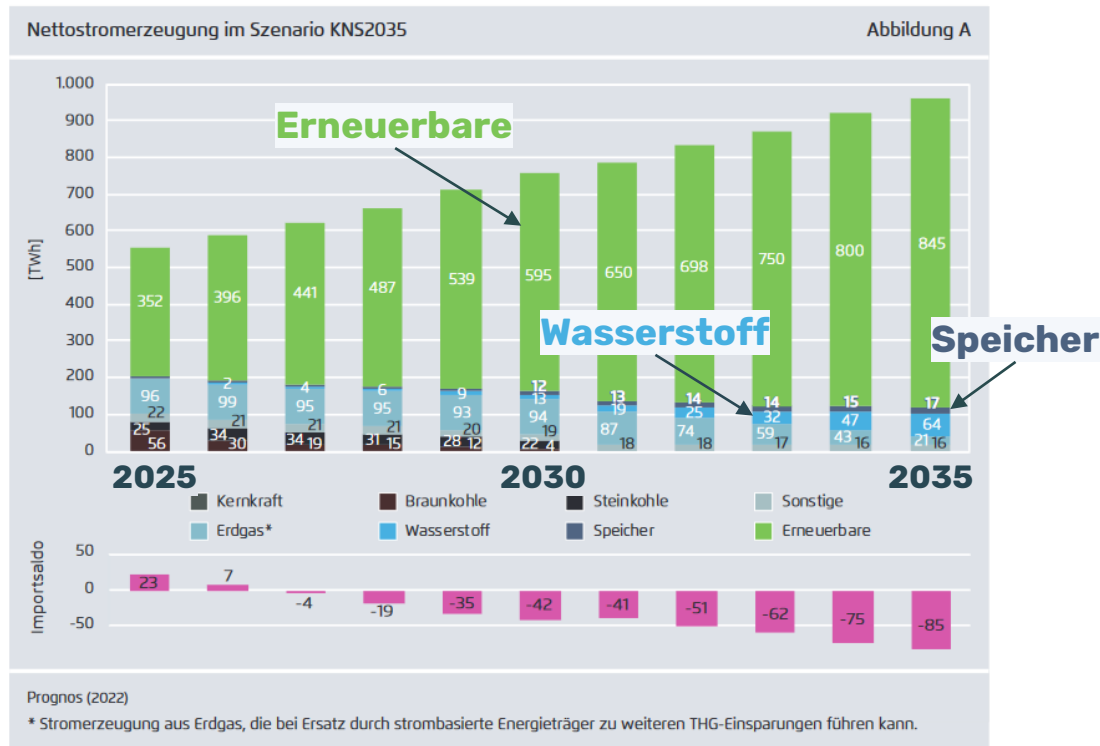
1. **2030 können Erneuerbare Energien 80 Prozent des Stromverbrauchs** decken, wenn der Windkraft- und Photovoltaik-Zubau deutlich stärker priorisiert und beim **Ausbau der Strom- und Wasserstoffnetze** ein Paradigmenwechsel vollzogen wird. Hierzu sind schnellere Planungs- und Genehmigungsverfahren sowie die beschleunigte Ausarbeitung eines integrierten Systementwicklungsplans entscheidend.
2. **80 Prozent erneuerbarer Strom im Jahr 2030** und zunehmend **mit grünem Wasserstoff betriebene Gaskraftwerke** sichern den rechtzeitigen **Kohleausstieg** und ermöglichen **bis 2035 ein klimaneutrales Stromsystem**. Hierfür müssen verlässliche Investitionsbedingungen sichergestellt werden.
3. Die Umstellung auf grünen Strom in Industrie, Gebäuden und im Verkehr durch Elektrolyseure, Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Elektrodenkessel muss von Beginn an systemdienlich erfolgen. Hierzu bedarf es einer zügigen Reform der Netzentgelte, eines intelligenteren Verteilnetzbetriebs und eines konsequenten Smart-Meter-Rollouts.
4. Der sichere Stromnetzbetrieb bei 100 Prozent Erneuerbaren Energien erfordert ein breites Technologieportfolio zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen und den effizienten Umgang mit Netzengpässen. Dazu muss ein Maßnahmenpaket für Systemsicherheit bei 100 Prozent erneuerbaren Energien umgesetzt und die Einführung von lokalen Strompreissignalen geprüft werden.

Quelle: Prognos AG und Consentec GmbH im Auftrag Agora Energiewende: „Klimaneutrales Stromsystem 2035 – Wie der deutsche Stromsektor bis zum Jahr 2035 klimaneutral werden kann“, 11.03.2023

Ziel für zukünftigen Strommix: Windkraft, Photovoltaik und Speicher

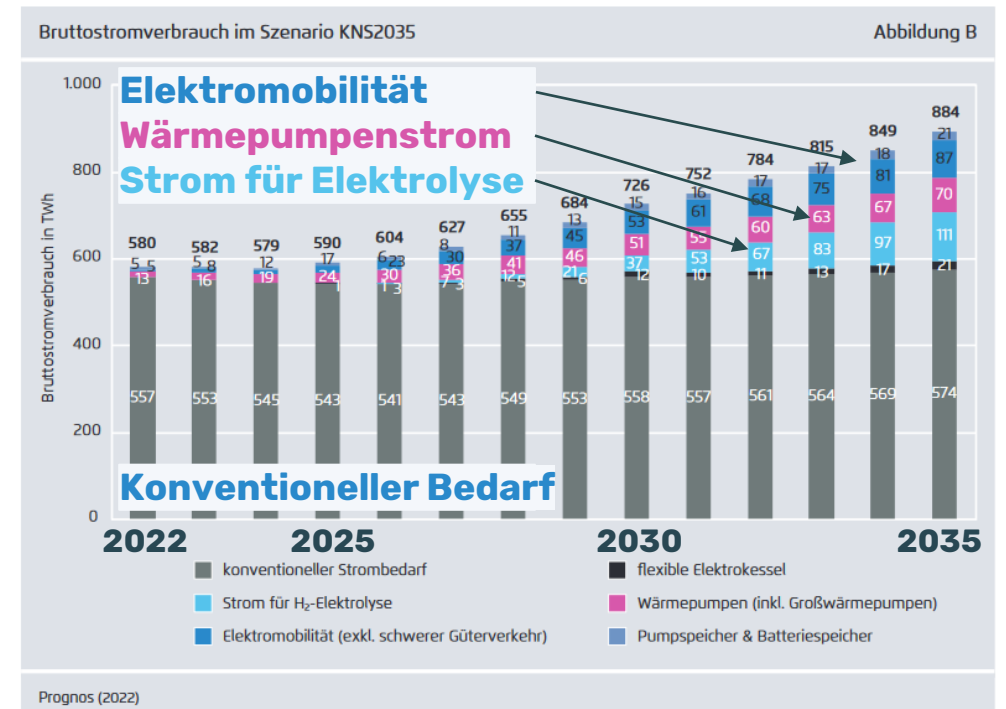
Konzept zum Umbau der Stromversorgung von Agora Energiewende (2023)

Nettostromerzeugung



Speicherarbeit 2035: 12 TWh Speicher + 64 TWh Wasserstoff

Bruttostromverbrauch



Wasserstoffherzeugung 2035: 111 TWh * 0,57% η (Erzeugung, Transport)

Quelle: Prognos AG und Consentec GmbH im Auftrag Agora Energiewende: „Klimaneutrales Stromsystem 2035 - Wie der deutsche Stromsektor bis zum Jahr 2035 klimaneutral werden kann“, 11.03.2023

Erwarteter Ausweg: Import von grünem Wasserstoff

Grüner Wasserstoff kann grundsätzlich in ausreichender Menge importiert werden



Zitate aus der Zusammenfassung:

- Aktuelle Szenarien zur Klimaneutralität in 2045 rechnen bis 2030 mit einem inländischen Bedarf an Wasserstoff und dessen Syntheseprodukten von rund 45 bis 100 Terawattstunden
- Bis 2045 steigt dieser anschließend stark an und bewegt sich in den meisten Szenarien bei 400 bis 700 Terawattstunden
- Unter Verwendung großer Pipelines ist aus Kostensicht der Transport reinen Wasserstoffs über Distanzen von bis zu 4.000 Kilometern die günstigste aller untersuchten Optionen, die zugleich den höchsten Wirkungsgrad der betrachteten Transportketten aufweist
- Für einen vollständigen Neubau einer Wasserstoffpipeline in einer bisher nicht bestehenden Trasse wären hingegen rund 8-10 Jahre zu veranschlagen
- Import grünen Ammoniaks als Rohstoff könnte per Schiff unmittelbar erfolgen
- Für eine Pipeline mit rund 1 m Durchmesser und einer Transportkapazität von täglich 6.000 bis 7.000 Tonnen Wasserstoff (circa 50 Terawattstunden Wasserstoff pro Jahr), die zu ungefähr 60 Prozent ausgelastet wird, müssten im Exportland etwa 85 Terawattstunden Strom bereitgestellt werden. Das entspricht einer kombinierten Anlagenleistung von Wind- und Photovoltaikanlagen von rund 35 Gigawatt.
- Über 2030 hinaus ist zudem der Transport von Flüssigwasserstoff per Schiff eine valide Option
- **Für den Transport ist es auch möglich, den Wasserstoff an ein Trägermedium wie LOHC oder Ammoniak zu binden und ihn dann in Deutschland wieder zu dehydrieren. Aus Kostensicht erscheinen diese Optionen gegenüber dem Transport mit Flüssigwasserstofftankern allerdings nachteilig.**

Quelle: <https://energiesysteme-zukunft.de/publikationen/analyse/transportoptionen-wasserstoff-2030>

Fazit aus der Ausgangssituation

Die Energiewende verändert den Rahmen für eine zuverlässige wirtschaftliche Versorgung

- Nach Ausstieg aus der Kernenergie verblieben in Deutschland **6,6%** CO₂-emissionsfreie Primärenergieträger für die **Gesamtenergie** bzw. **36%** CO₂-emissionsfreie Primärenergieträger für den **Strom**
- Biomasse zählt trotz der regenerativen Eigenschaft zu den CO₂-Emittenten
- Strom soll bis 2035 CO₂-emissionsfrei zur Verfügung stehen
- Bei Wärme und Mobilität sollen fossile Primärenergieträger durch grünen Strom ersetzt werden, was zu einer Bedarfserhöhung beim Strom führt
- Lösungen für die zukünftig erheblichen Speicherprobleme müssen noch erfunden werden
- Importe von grünen Primärenergieträgern sowie von grauem Strom zumindest temporär erforderlich:
 - Ohne massive Stromimporte – u.a. aus französischen Kernkraftwerken – wird bis zum Abschluss des Ausbaus der Windenergie zu wenig Strom zur Verfügung stehen
 - Leitungsgebundene Importe sind bis 4.000 km Entfernung vorstellbar
 - Bei größeren Entfernungen müssen Schiffe eingesetzt werden
 - Die Energie muss hierfür entsprechend konvertiert werden
 - Wasserstoff, Ammoniak und Methanol sind als Medien für den Transport geeignet

Agenda

1

Ausgangssituation

2

Heimische nachhaltige Energiequellen

3

Potenziale durch Importe

4

Wärmeerzeugung

5

Wärmequelle

6

Kontakt

Keine autarke Versorgung mit heimischen nachhaltigen Energien möglich

Potenzial nachhaltiger Primärenergie in Deutschland für zuverlässige Versorgung zu gering

Optimistisches Angebot:

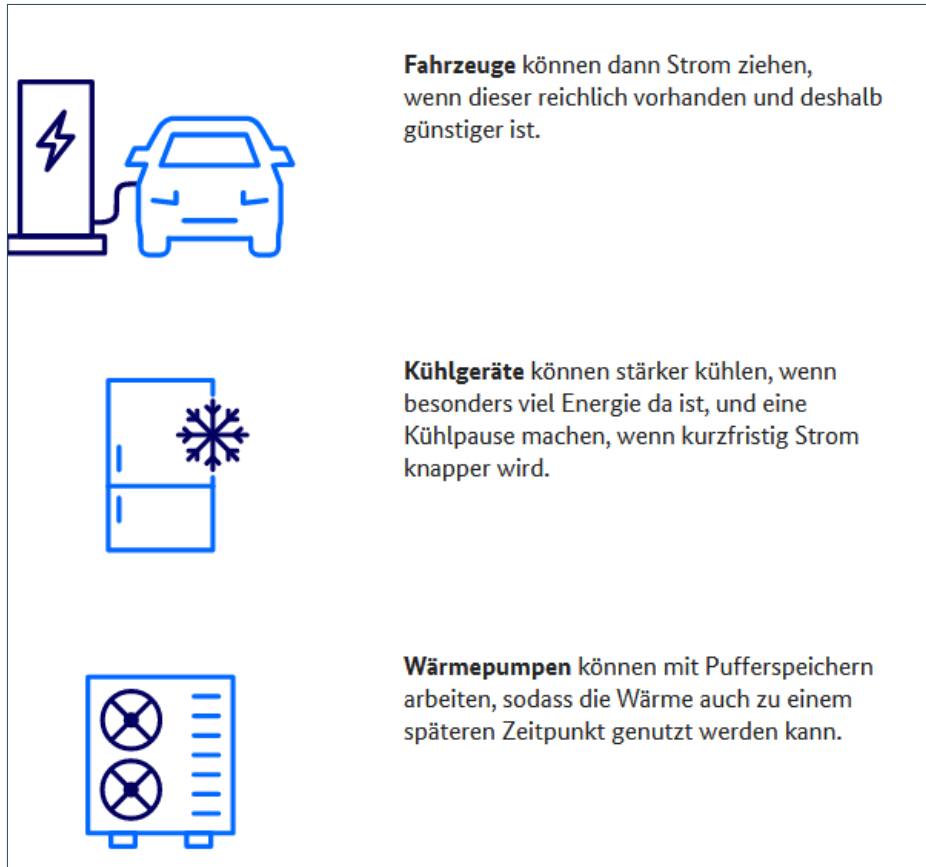
• Ziele Windenergie Offshore 2030: 15.000 MW installierte Leistung	30 TWh
• Ziele Windenergie Onshore 2030: keine quantitative Aussage gefunden	
• Ziele Onshore Wind (Annahme: Verdopplung des 2022-Ertrags)	100 TWh
• Ziele Biomasse (Annahme: Verdopplung des 2022-Ertrags)	90 TWh
• Ziele Photovoltaik (Annahme: Verdopplung des 2022-Ertrags)	60 TWh
• Ziele Wasserkraft (Annahme: Aufrundung)	20 TWh
• Summe	300 TWh

Bisheriger Bedarf:

• Gesamtenergie (2023)	2.952 TWh
• Davon regenerativer Strom (2023)	220 TWh
• Bedarf klimaneutraler Strom bei vollständiger Dekarbonisierung (ohne KI)	1.438 TWh
• Bedarf laut AGORA unter Verlust von Industrieproduktion in Deutschland	884 TWh

Vision BMWK 2023: Anpassung Verbrauch an Angebot

Netzdienliche Steuerungen abschaltbarer Verbraucher sollen die Verbrauchskurve im Strombereich an die Erzeugung anpassen



- Ist nur wirksam bei elektrischer Energie, also bei 18% des Gesamtenergiebedarfs
- Betrifft dort nur die Anwendungen Raumwärme, Kälte und Mobilität, also etwa 30% der elektrischen Energie, damit 5 – 6% des Gesamtenergiebedarfs
- Ist keine Einsparung, sondern eine rein zeitliche Verschiebung
- Muss über attraktive Tarife gefördert werden

Fazit zu nachhaltigen heimischen Energiequellen

Es reicht hinten und vorne nicht

Die Wende zu 100% nachhaltigen Energiequellen erfordert große Veränderungen

- Etwa 80 – 90 % der Gesamtenergie wird importiert
- Die Verbräuche werden erheblich an die Struktur der Verfügbarkeit angepasst
- Das Gesetz „Verfügbarkeit von Energie ist ein Maß für Lebensqualität“ wird sich bewahrheiten

Die bisherige Vorstellungskraft reicht nicht aus, Lösungen zu skizzieren, die quantitativ passen.

Agenda

1

Ausgangssituation

2

Heimische nachhaltige Energiequellen

3

Potenziale durch Importe

4

Wärmeerzeugung

5

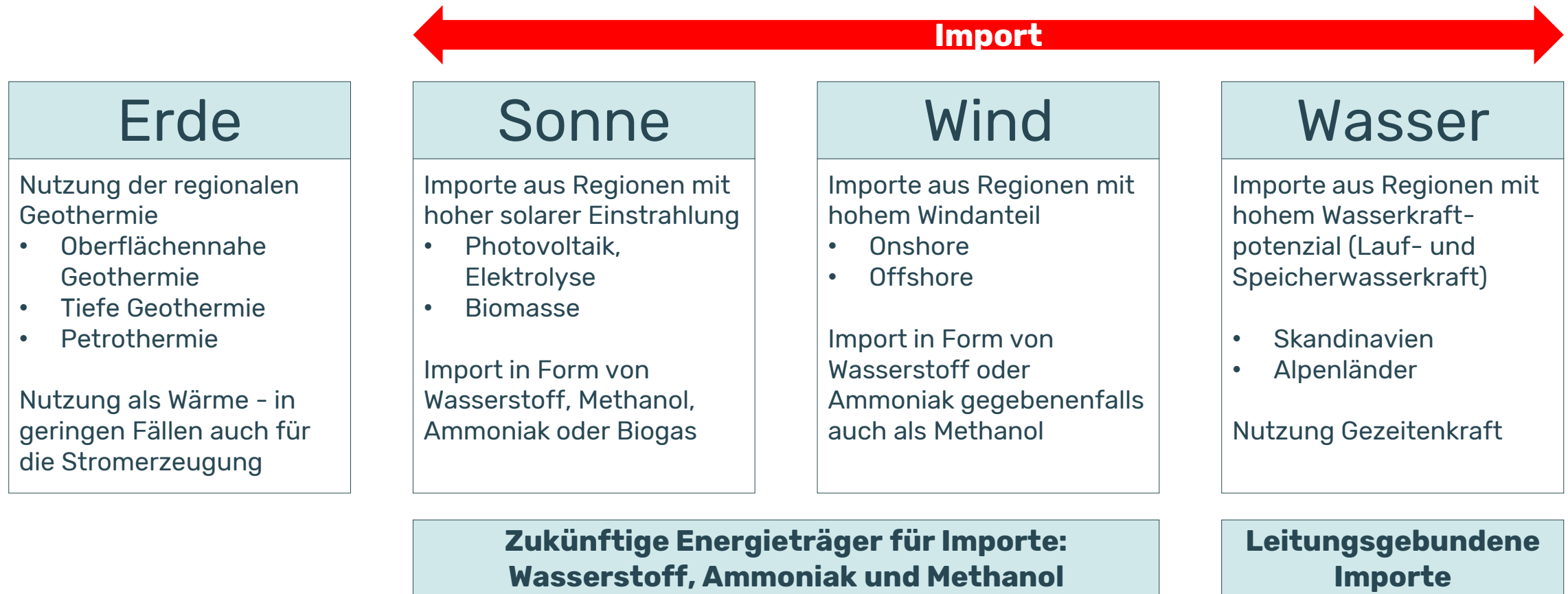
Wärmequelle

6

Kontakt

Zukünftige Primärenergie basiert auf Erde, Sonne, Wind und Wasser

Zukünftige nachhaltige Energieversorgung basiert auf Importen



Ca. 2.500 TWh (80 – 90% der Verbrauchs) müssen importiert werden

Methanol erweist sich aufgrund seines Siedepunkts als ideale Transportform

gasförmig

Wasserstoff

- Chem. Formel: H_2
- Heizwert bei Normdruck:
39,41 kWh/kg bzw. 3,54 kWh/m³
- Siedetemperatur bei Normdruck:
- 252 °C
- **Transport mit sehr hohen Energieverluste durch Kühlung**
- 700 bar Druck im KFZ-Tank

Erforderliche Importe (bei 1 bar)

706.000 Mio. m³/a

gasförmig

Ammoniak

- Chem. Formel: NH_3
- Heizwert bei Normdruck:
5,2 kWh/kg bzw. 4 kWh/m³
- Siedetemperatur bei Normdruck:
- 33,4 °C
- Dampfdruck bei 20°C: 8,6 bar
- **Schiffstransport grundsätzlich machbar**

Erforderliche Importe (bei 1 bar)

625.000 Mio. m³/a

flüssig

Methanol

- Chem. Formel: CH_3OH
- Heizwert bei Normdruck;
5,5 kWh/kg bzw. 4.400 kWh/m³
- Siedetemperatur bei Normdruck:
64,7 °C
- **Keine Energieverluste beim Transport**
- **Kohlenstoffatom erforderlich**

Erforderliche Importe (bei 1 bar)

568 Mio. m³/a

Tankschiffe mit 250.000 m³ Volumen in Planung

Methanol erweist sich aufgrund seines Siedepunkts als ideale Transportform

Wasserstoff

Erforderliche Importe bei 1 bar
706.000 Mio. m³/a

**Erforderliche
jährliche
Schifftransporte
2.800 Mio.**

Ammoniak

Erforderliche Importe bei 1 bar
625.000 Mio. m³/a

**Erforderliche
jährliche
Schifftransporte
2.500 Mio. (1 bar)
3,2 Mio. (30 bar)**

Methanol

Erforderliche Importe bei 1 bar
568 Mio. m³/a

**Erforderliche
jährliche
Schifftransporte
0,44 Mio.**

Alle drei Energieträger unmittelbar für die Anwendung geeignet

Methanol erweist sich aufgrund seines Siedepunkts als ideale Transportform

Wasserstoff

- Verstromung in bei Gesamtwirkungsgrad über Elektrolyse, Transport und Brennstoffzelle nur 20% (Nur bei Überschussenergie sinnvoll und nur bei Förderung wirtschaftlich)
- Direkte Verbrennung in Fahrzeugmotoren

Nachteil:
Geringste Dichte aller Elemente und äußerst niedriger Siedepunkt macht die Handhabbarkeit schwierig

Ammoniak

- Hydrierung und Nutzung wie Wasserstoff
- Verbrennung in Gasturbinen und im Fahrzeugmotor

Technologiewechsel von kohlenstoffbasierten Brennstoffen zu karbonfreien

Nachteil:
Hohe Giftigkeit – jedoch Frühwarnung durch unerträglich stechenden Geruch

Methanol

- Dekarbonisierung und Nutzung wie Wasserstoff
- Heute bereits Zwischenprodukt der Raffinerie, daher Weiterverarbeitung zu Kraftstoffen und Einsatz in heute üblichen Motoren
- Einsatz für Heizzwecke

Einfache Substitution von Erdgas, Kraftstoffen und Heizöl

Nachteil:
Herkömmlicher Verbrennungsprozess mit Emissionen von CO₂

Fazit: Potenziale durch Importe

Methanol und Ammoniak in den Fokus nehmen

- Für den Import von Energie eignen sich die Trägerfluide Methanol und Ammoniak
- Falls genügend Energie zur Verfügung steht muss
 - im Falle Methanol als Trägerfluid regenerativer Kohlenstoff verfügbar gemacht werden – mögliche Quellen: Biogas aus fermentierten Pflanzen, Exkrementen aus der Tierhaltung oder Zivilisationsabfälle
 - im Falle Ammoniak als Trägerfluid eine Luftzerlegung zur Stickstoffgewinnung und eine Kompression auf ca. 30 bar oder eine Kühlung unter -33 °C erfolgen
- Der logistische Aufwand ist so groß, dass man sich fragt, ob es nicht einfacher ist, die Industrie in die sonnenreichen Länder umzusiedeln und die Produkte nach Deutschland zu importieren, als die Energie zu importieren
- **Es entstehen völlig neue Handlungsoptionen**

Agenda

1

Ausgangssituation

2

Heimische nachhaltige Energiequellen

3

Potenziale durch Importe

4

Wärmeerzeugung

5

Wärmequelle

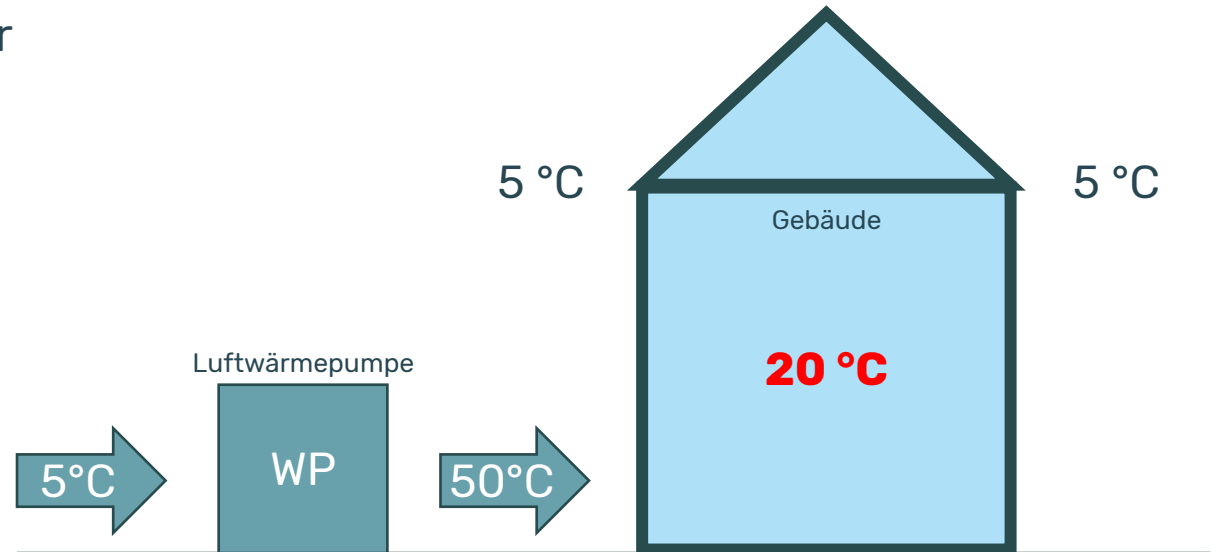
6

Kontakt

Ohne Wärmepumpe lassen sich viele natürliche Wärmequellen nicht nutzen

Wesentliche Parameter für Wärmeströme sind Temperaturdifferenzen, Abmessungen von Oberflächen und Wärmeleiteigenschaften

- Ohne Wärmezufuhr würde jedes Gebäude nach endlich langer Zeit die Temperatur der Umgebung annehmen (0. HS)
- Unter Einsatz von Wärmepumpe kann Umgebungswärme von der niedrigeren zur höheren Temperatur fließen (2.HS)
- Antriebsenergie für den Kompressor und Umgebungswärme stehen zusammen als Raumwärme zur Verfügung (1. HS)



Beispiel Wohngebäude mit Luftwärmepumpe:

- Der Wärmebedarf entspricht dem Wärmeverlust des Gebäudes und ist proportional zur Temperaturdifferenz zwischen Wohnraum und Umgebungsluft sowie proportional zur Gebäudeoberfläche und proportional zu den Wärmeleiteigenschaften der Wände – bzw. umgekehrt proportional zu deren Isolationswirkung
- Die Wärme der Umgebungsluft muss zunächst auf eine Temperatur gebracht werden, die oberhalb der Wohnraumtemperatur liegt
- Die eingebrachte Raumwärme ist (grob) proportional zur Temperaturdifferenz zwischen Heizkörper und Wohnraum sowie (grob) proportional zur Oberfläche aller Heizkörper

Global Warming Potential GWP der eingesetzten Kältemittel beachten

Heutige Kältemittel haben negative Auswirkungen auf das Klima
Propan, Ammoniak und CO2 sind nachhaltige und zukunftssichere Alternativen

Kategorie	Kältemittel	Sicherheitsgruppe	GWP	Siedepunkt bei 1 bar	Kondensationspunkt bei 26 bar
FKW/HFKW	R134a	A1	1.430	-26 °C	80 °C
FKW/HFKW	R410a	A1	2.090	-51 °C	43 °C
FKW/HFKW	R407C	A1	1.770	-45 °C	58 °C
Natürliche Kältemittel	R290 (Propan C₃ H₈)	A3	3	-42 °C	70 °C
Natürliche Kältemittel	R717 (Ammoniak - NH₃)	B2L	0	-33 °C	60 °C
Natürliche Kältemittel	R744 (Kohlendioxid - CO ₂)	A1	1	-57 °C	-11 °C

Legende Sicherheitsgruppe:

A = Geringe Giftigkeit

B = Größere Giftigkeit

1 = Keine Flammenausbreitung

2 = Geringe Brennbarkeit

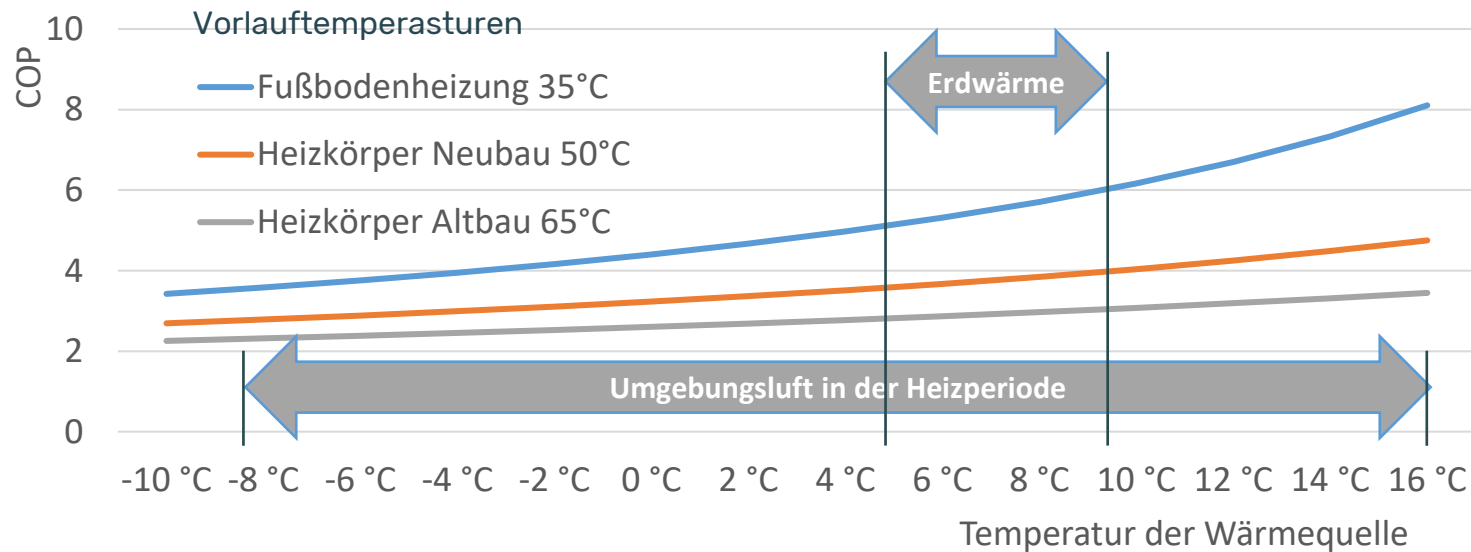
3 = Größere Brennbarkeit

L = Geringe Brenngeschwindigkeit

Wärmepumpeneffizienz hängt von Vorlauftemperatur und Witterung ab

An kalten Tagen sind nur Flächenheizungen wie Fußbodenheizung im gut isolierten Neubau effizient mit Luft-Wasser-Wärmepumpen beheizbar

COP inkl. Systemwirkungsgrad (45 – 55%)
in Abhängigkeit der Quelltemperatur



Die optimale Vorlauftemperatur für Luft-Wasser-Wärmepumpen liegt unter 40°C

Erdwärme-Wärmepumpe (Sole/Wasser):

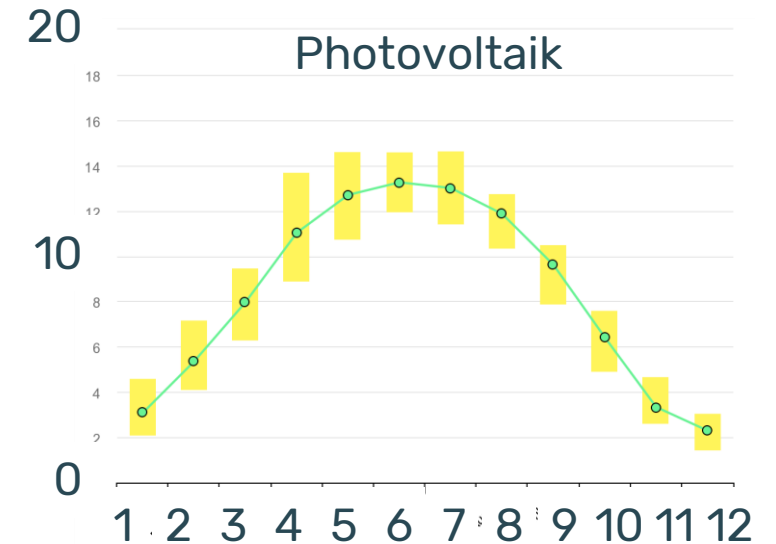
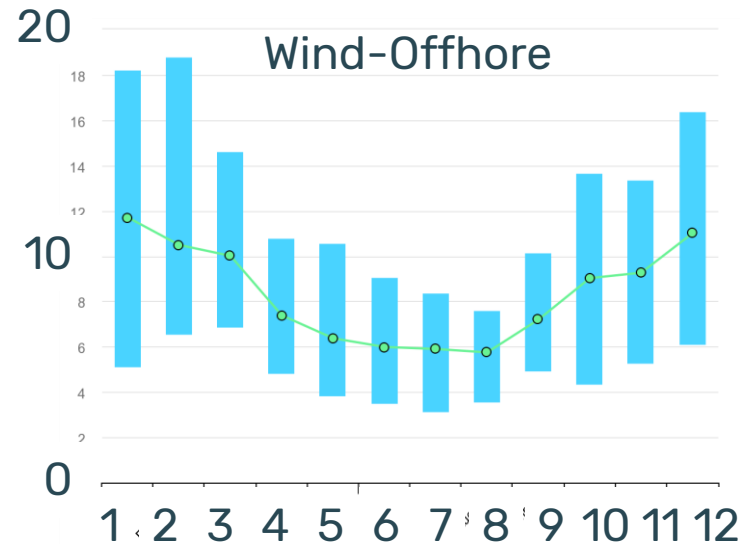
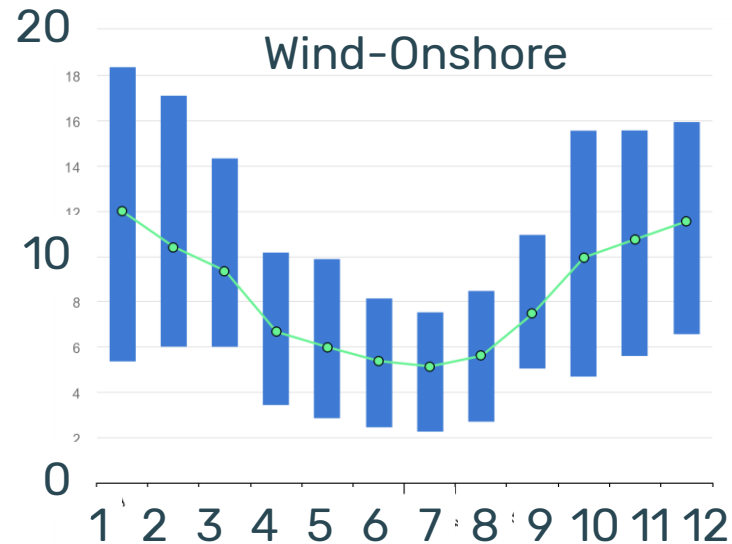
- Jährlich konstante Temperatur der Wärmequelle
- Je nach Bohrtiefe +5 °C bis +10°C
- COP > 3 kann sicher erreicht werden

Luft-Wärmepumpe (Luft/Wasser):

- Jährlich zwischen -8°C und 30°C schwankende Temperatur der Wärmequelle
- COP > 3 kann nur für Fußbodenheizung sicher erreicht werden
- An kalten Wintertagen muss elektrisch zugeheizt werden

Wärmepumpenantrieb durch Windstrom aber nicht durch PV möglich

Jahreszeitlicher Verlauf von Wind- und PV-Stromerzeugung



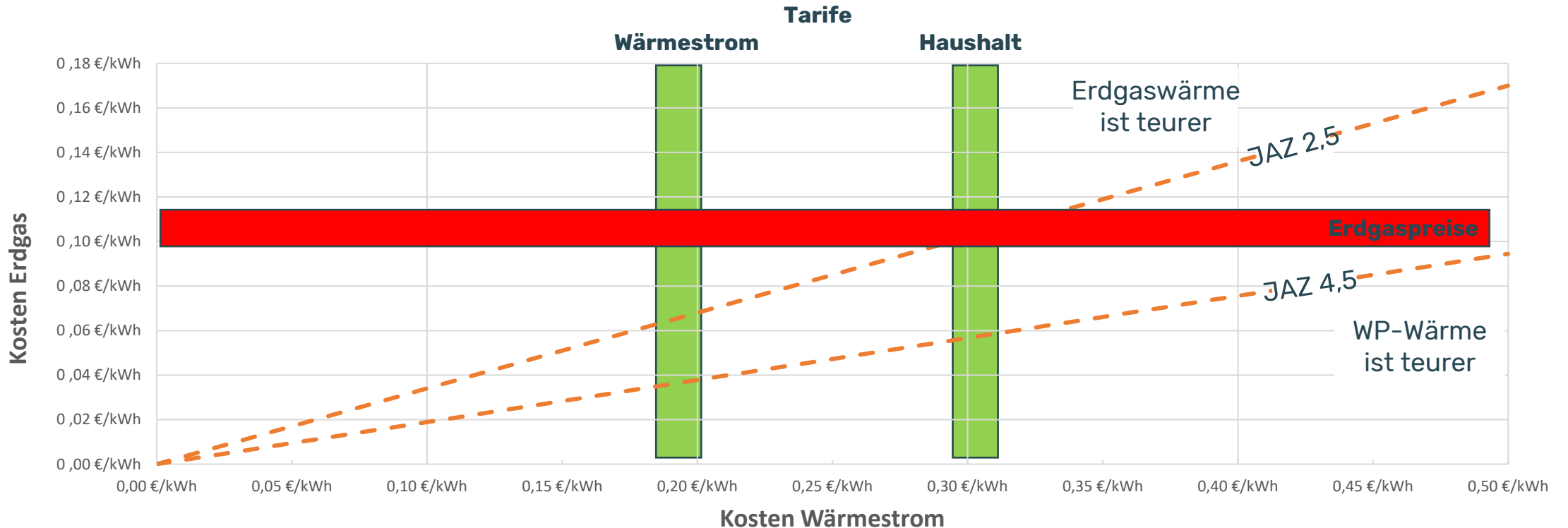
Wind: stärkerer Wind im Oktober und Februar, weniger Wind im November und Januar

Photovoltaik: Überschuss im Sommer und Mangel im Winter

Für Heizzwecke kann man nicht auf spontane Erzeugung aus PV zugreifen – Windenergie ist nutzbar

Wärmepumpe nur bei entsprechenden Strompreisen attraktiv (1/2)

Steigen die Strompreise relativ zu den Gaspreisen, so werden die Wärmepumpen aufgrund hoher Betriebskosten im Vergleich zur Wärmepumpe insbesondere für Altbauten unrentabel



JAZ: Jahresarbeitszahl = Energetisch gemittelter jährlicher COP

Beispiele:

JAZ 2,5 Luftwärmepumpe für Altbau mit kleinen Heizkörpern

JAZ 4,5 Erdwärmepump für Neubau mit Fußbodenheizung

Rechenbeispiel: unsanierter Altbau mit Luftwärmepumpe (JAZ 2,5) bei einem Strompreis von 0,30 ct/kWh ist die Wärme aus der WP nur solange preiswerter, als die aus dem Gaskessel mit Wirkungsgrad 85%, wie der Erdgaspreis über 0,10€/kWh liegt. $(0,30 \text{ €/kWh} / 2,5 \cdot 85\%)$

Wärmepumpe nur bei entsprechenden Strompreisen attraktiv (2/2)

Steigen die Strompreise relativ zu den Gaspreisen, so werden die Wärmepumpen aufgrund hoher Betriebskosten im Vergleich zur Wärmepumpe insbesondere für Altbauten unrentabel

Erläuterungen zur vorhergehenden Seite:

Für die Wärme hängt das Verhältnis zwischen wirtschaftlichen Energiekosten bei Gasheizung und Wärmepumpe vom mittleren COP-Wert, der sogenannten Jahresarbeitszahl JAZ ab. Die gibt das Verhältnis von abgegebener Wärme zu genutzter elektrischer Energie an. Bei Altbauten und Luftwärmepumpen ist die JAZ schlechter (2,5) und bei Neubauten und Erdwärmepumpen besser (4,5). In allen anderen Fällen liegt es dazwischen.

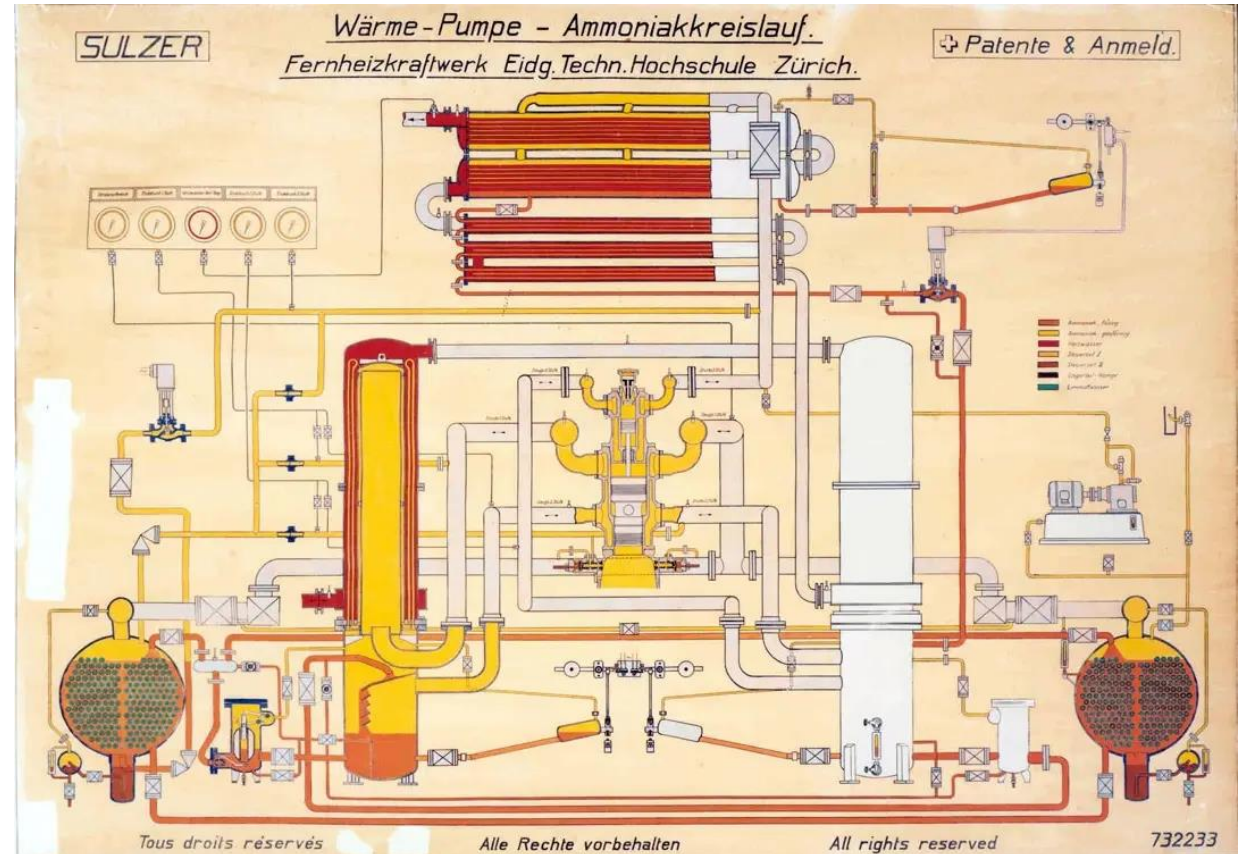
Das Ergebnis des Vergleichs für die Gebäudewärme:

- Mit Wärmepumpenstrom (extra Zähler) ist die WP immer preiswerter, als die Gasheizung
- Mit Haushaltsstrom ist die WP im Altbau gleich teuer, während sie im Neubau immer günstiger ist
- Sozial schwächere Menschen leben im Altbau – für sie wird die Wärmepumpe nicht nur von der Investition, sondern auch von den Betriebskosten her teurer als die Gasheizung, wenn die Strompreise bleiben, aber die Gaspreise sinken.

Älteste funktionierende Wärmepumpe im Rathaus der Stadt Zürich

Gebaut 1938 von Escher Wyss ersetzte die heute noch betriebsbereite Flusswasserwärmepumpe die vorherige Holzheizung

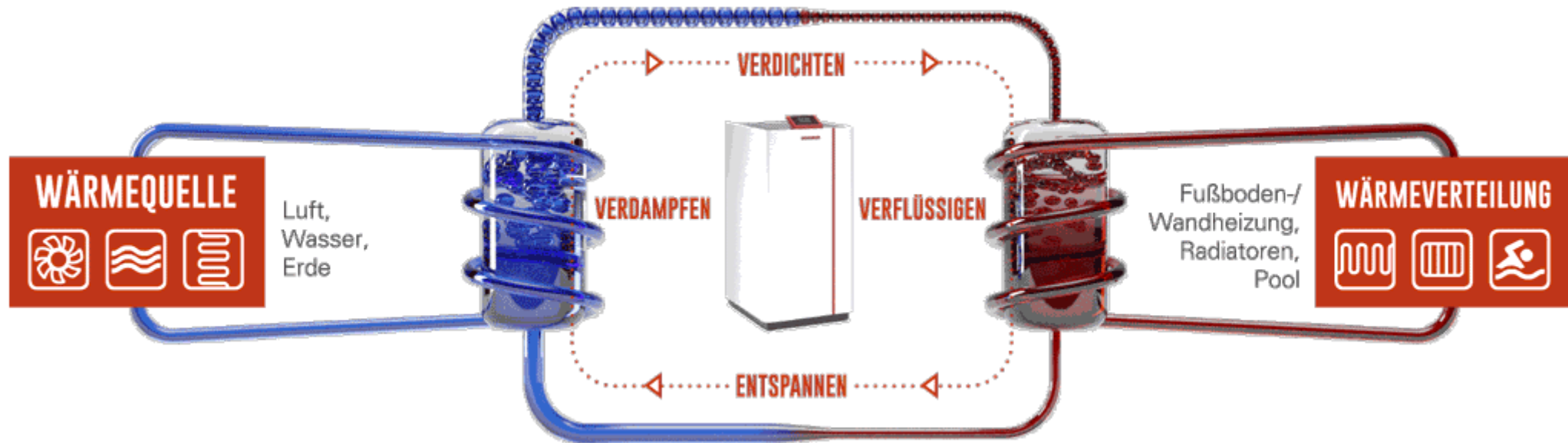
- Bei der 1932 eigentlich beabsichtigten Umrüstung der Holzheizung auf den Brennstoff Kohle fehlte wegen des Standorts des Rathauses im Fluss Limmat ein geeigneter Kohlenkeller
- Somit realisierte Escher Wyss die erste heute bekannte Anwendung der Wärmepumpenheizung
- Wärmequelle ist nach wie vor das Wasser der Limmat mit einer mittleren Temperatur von 7 Grad während der Heizperiode
- Die Wärmepumpe wird zum Heizen und Kühlen eingesetzt
- 1942 erfolgte die Umrüstung der Heizung der ETH ebenfalls durch eine NH_3 -Flusswasserwärmepumpe – ausgeführt durch Sulzer
- In den 50-er Jahren überlegte man, die Wärmepumpe der ETH durch einen nuklearen Reaktor auszutauschen



NH_3 -Flusswasserwärmepumpe der ETH Zürich, errichtet 1942 (Bildquelle: NZZ)

Heute bereits Standard: Wärmepumpen aus dem Katalog

Wärmepumpen sind heute trivial einfache Bestandteile von Heizungssystemen



Viele unterschiedliche Wärmequellen stehen zur Verfügung

Als Wärmequellen stehen die Elemente Sonne, Boden, Wasser, Luft sowie Abwärme aus industrieller / gewerblicher Tätigkeit und Siedlungsaktivität zur Verfügung

Sonne:

- Solarthermie

Boden:

- Oberflächennahe Erdwärme
 - Konvektoren bei ca. 1 m
 - Grundwasser bis ca. 9 m
 - Sonden bei ca. 50 m
- Tiefengeothermie
 - Quartierslösungen bis zu 400 m
 - Fern-/ Nahwärmesysteme bis zu 5.000 m
- Petrogeothermie (Felsformationen)

Wasser:

- Grundwasser
 - Oberflächennah
 - Tiefspeicher
- Seen
- Flüsse (Thermische Kopplung analog zur Flusskühlung von Kraftwerken)

Umgebungsluft:

- Einfache und preiswerte technische Lösung
- An kalten Wintertagen schlechte Performance
- Elektrische Zuheizung (Bivalent monoenergetisch)

Abwärme:

- Ersatz für Kühltürme von Industrie und Gewerbe
- Urbane Abwasserkanäle

Beispiel Flusswärme

Geringe jahreszeitliche Temperaturschwankungen erlauben stabile thermische Prozesse

Flusswärmepumpe:

- Heizung im Winter
- Kühlung im Sommer
- Einige Großprojekte bereits in der Umsetzung



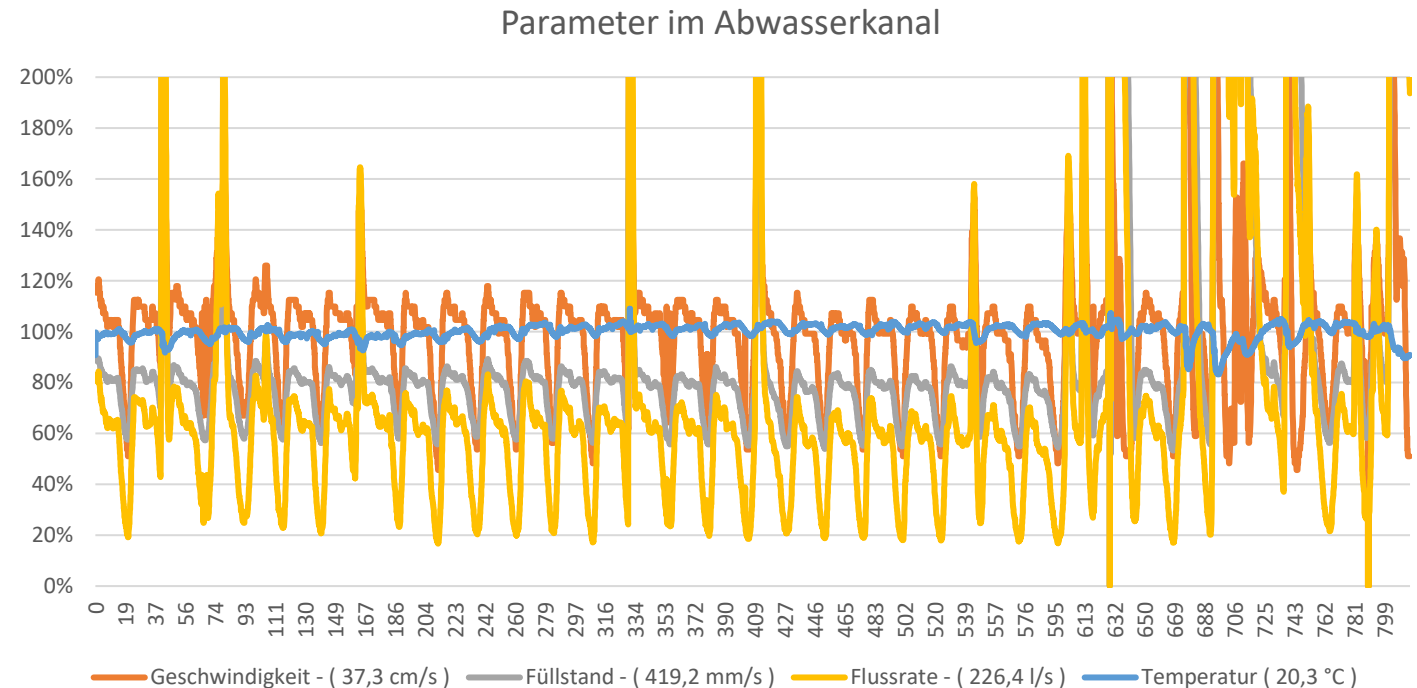
Flusswärmepumpe
Quelle: MVV, Mannheim

Beispiel Abwasserabwärme

Abwasserwärme im gewerblichen Bereich einer Großstadt

Abwasserwärme:

- Im urbanen Wohnbereich:
 - Keine große saisonale Abhängigkeit der Temperatur
 - Etwa konstante Abwasserströme
- Im Gewerbebereich
 - Abhängigkeit von Betriebsabläufen des Gewerbes/ der Industrie



Quelle: Referenzprojekt in Köln

Beispiel industrielle Abwärme

Abwärme, die im industriellen Bereich nicht nutzbar ist

Industrielle Abwärme:

- Kopplung des Betriebs einer Industrieanlage mit der Fernwärmeversorgung einer Stadt
- Zuverlässigkeit der Versorgung muss über langen Zeitraum gewährleistet sein
- Notversorgung (bei Ausfall der Einspeisung) und Notkühlung (bei Ausfall der Abnahme) muss bestehen
- Temperaturen meist unter erforderlicher Vorlauftemperatur des Fernwärmenetzes – daher Einsatz von Wärmepumpen erforderlich



Quelle: Referenzprojekt in Leuna



Quelle: Referenzprojekt in Böhlen

Typische Industrieprozesse mit Wärme-Byprodukt

Abwärme, die im industriellen Bereich nicht nutzbar ist

Industrielle Abwärmepotenziale:

- Kontinuierliche exotherme chemische Reaktionen
- Thermische Verfahren mit Chargenbetrieb wie Wärmebehandlung
- Prozesse mit thermischen Trennverfahren wie Fraktionierung und Destillierung von Öl in Raffinerien
- Kreisprozesse zur Trennung von Exergie und Anergie wie thermische Kraftwerksprozesse
- Oxidationen/ Verbrennungen
- Rekombinationen wie in der Brennstoffzelle
- Prozesse mit Energieverlusten durch mechanische Reibung
- Prozesse mit Energiekonversion
- Sowie nebenstehende Auflistung der dena

08.07.2025



Bildquelle: dena-Broschüre „Erfolgreiche Abwärmenutzung im Unternehmen“. (12/2015)

Beispiel saisonaler Wärmespeicher

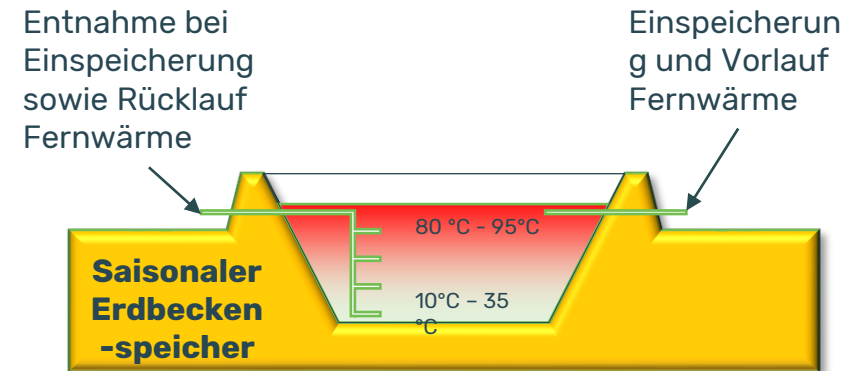
Verschiebung der Wärme vom Sommer in den Winter

Wärmespeicher:

Nutzung für industrielle Abwärme bei saisonal schwankendem Wärmebedarf (z.B. Fernwärme)

Bei Referenzprojekt: Anlage zur thermischen Verwertung der Siedlungsabfälle mit größerem Ersatzbrennstoffeinsatz im Sommer, wie im Winter

Substitution eines Kohlenkraftwerks und mehrerer Gaskessel durch im Sommer zu viel erzeugter Abwärme



Quelle: Referenzprojekt für norddeutsche Großstadt
Foto: Saisonaler Wärmespeicher Vojens – Arcon Sunmark

Agenda

- 1 Ausgangssituation
- 2 Heimische nachhaltige Energiequellen
- 3 Potenziale durch Importe
- 4 Wärmeerzeugung
- 5 Mobilität – Schwerpunkt PKW
- 6 Kontakt

Vergleich Elektroantrieb versus Verbrennerantrieb (1/2)

Verbrenner-PKW verbrauchen bei sparsamer Fahrt ca. 75 kWh/100 km

	Benzin	Diesel
Dichte	0,720–0,775 kg/L (15 °C)	0,820 ... 0,845 kg/L (15 °C)
Heizwert	40,1–41,8 MJ/kg = 11,1–11,6 kWh/kg = 8,4–8,7 kWh/L	43,0 MJ/kg (11,9 kWh/kg; 34,7 MJ/L), 9,7 kWh/L
Brennwert	ca. 46,7 MJ/kg = 12,9 kWh/kg = 34,9 MJ/L = 9,7 kWh/L	45,4 MJ/kg (12,6 kWh/kg; 37,4 MJ/L), 10,4 kWh/L
Typischer Kraftstoffverbrauch im PKW	8 L/100 km	7 L/100 km
Energieverbrauch	77,6 kWh/100 km	72,8 kWh/100 km

Werte für die „Daumenrechnung“

- 1 L Kraftstoff hat 10 kWh Energieinhalt
- Verbrenner-PKW benötigen ca. 75 kWh/100 km

Vergleich Elektroantrieb versus Verbrennerantrieb (2/2)

BEV-PKW verbrauchen bei sparsamer Fahrt und langsamen Laden ca. 20 kWh/100 km

Batterie-Elektro-Fahrzeuge (BEV)

benötigen als PKW je Fahrweise und Umgebungstemperatur 15 – 25 kWh/100km

Ein guter Wert bei angemessener Fahrweise liegt bei 17 kWh/ 100 km

Die Verluste der Batterie beim Laden betragen etwa 10% bis 25% – je nach Ladegeschwindigkeit
(bei 22 kW weniger als bei 400 kW Ladeleistung)

Sie entstehen in Wallbox oder Ladesäule, im Ladekabel und im Lademanagement des Fahrzeugs

Die Verluste beim Entladen betragen ca. 5%

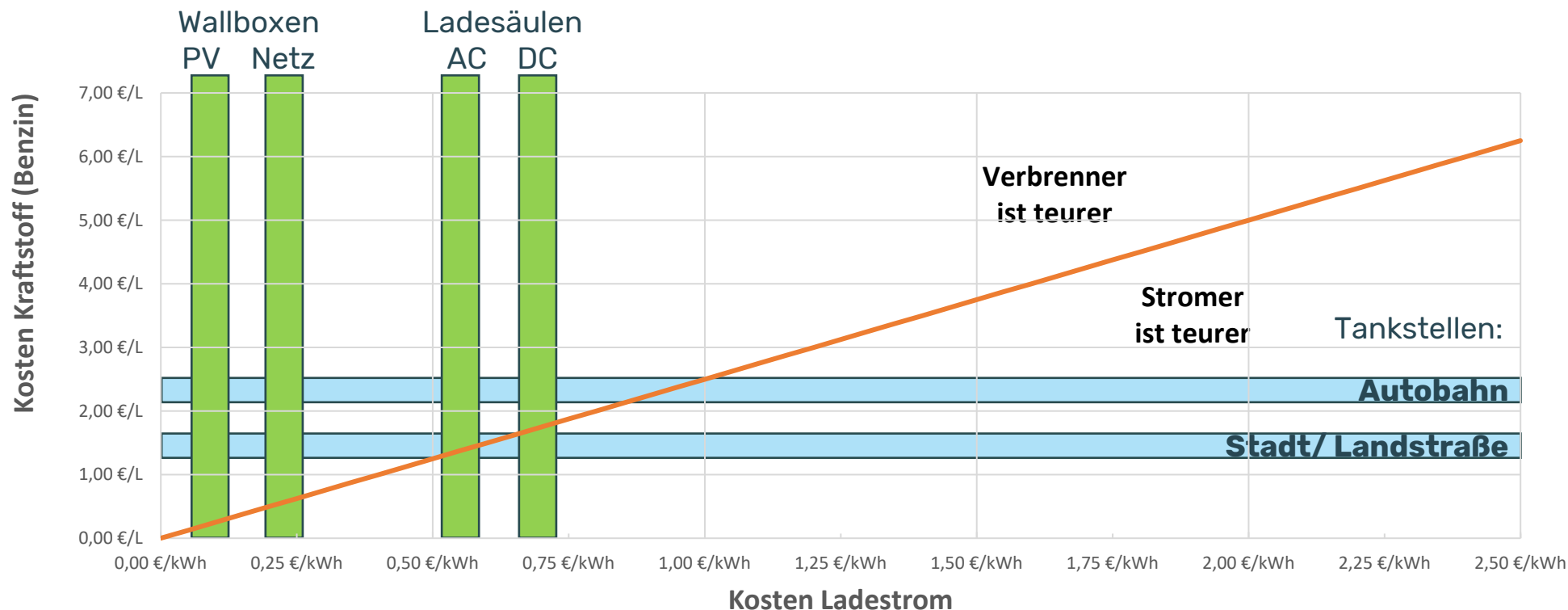
Die Ladeverluste misst nur die Wallbox – die Verbrauchsmessung im Fahrzeug enthält sie nicht.

Werte für die „Daumenrechnung“

Unter Berücksichtigung der Ladeverluste kann man abgerundet mit 20kW/100km rechnen.

Auf der Strecke sinken die Vorteile des batterieelektrischen Fahrens (1/2)

Vergleich Energiekosten BEV versus Benziner



Vom „günstigen“ Fahren mit batterieelektrischen Fahrzeugen profitieren vor allem die Haushalte mit eigener PV und eigener Wallbox (alle Preisangaben ADAC Juli 2025)

Auf der Strecke sinken die Vorteile des batterieelektrischen Fahrens (2/2)

Vergleich Energiekosten BEV versus Benziner

Der direkte Vergleich nur der Energiekosten zwischen Verbrenner- und Elektro-Mobilität zeigt:

- Elektrisch fahren ist für Menschen mit eigener Wallbox immer günstiger, als mit Kraftstoff zu fahren. Insbesondere bei eigener PV auf dem Dach wird es unschlagbar.
- Muss man zur Ladesäule so ist es in der Stadt pari.
- An der Autobahnladesäule ist es deutlich teurer gegenüber einer Tankstelle an der Landstraße oder in der Stadt (Vergleich ist wegen der unterschiedlichen Reichweiten statthaft).
- Wer zur Miete wohnt hat also hier das Nachsehen: Die wirtschaftlichen Vorteile der Elektromobilität bleiben auf Seiten der Bewohner eigener Einfamilienhäuser am größten.

Problembereiche des BEV

Stark eingeschränkte Reichweite bei der seltenen Langstrecke verhindert Umstieg auf BEV

German Reichweitenangst ?

- Schnellladen auf der Strecke nur bis 80%
- Nachladen wegen fehlender Reserve bereits bei 20%
- Fazit: nur 60% der Batterie auf der Strecke nutzbar

- Winterbetrieb: WLTP-Wert ist 15% zu hoch
- Fazit: $0,85 * 0,60 = 0,51$
=> nur etwa die Hälfte des WLTP-Wertes wird erreicht

Konsequenz: Ein WLTP-400 Fahrzeug muss im Winter auf der Strecke alle 200 km nachladen

Lösung PHEV

- PlugIn Hybrid Electronic Vehicles
- Reichweite rein elektrisch nach WLTP:
50 bis 200 km
- Ziel: Förderung PHEV mit 200 km WLTP-Reichweite
- Im Winterbetrieb davon 85% nutzbar: 170 km
- Fortsetzung der Fahrt auf der Langstrecke mit Verbrennermotor
- Im Nutzungsmix wird mit einem derartigen Fahrzeug mehr als 80% elektrisch gefahren
- Hohe Akzeptanz bei den Bürgern zu erwarten

Konsequenz: PHEV mit WLTP-Reichweiten von 200 km (und maximalem Kraftstofftank von 30 l) sollten wie BEV gefördert werden, um schnell 80% der Emissionen aus der Mobilität zu reduzieren.

Agenda

1

Ausgangssituation

2

Heimische nachhaltige Energiequellen

3

Potenziale durch Importe

4

Wärmeerzeugung

5

Wärmequelle

6

Kontakt

Dr.-Ing. Bernhard Leidinger

Vereidigter Technischer Sachverständiger IHK Mülheim-Essen-Oberhausen
Unternehmensberater und technischer Experte für Energie und Technologie
Hermannstraße 120
D 45479 Mülheim an der Ruhr
Deutschland

bernhard.leidinger@leidinger.technology

<https://www.leidinger.technology>

https://de.wikipedia.org/wiki/Bernhard_Leidinger

Festnetz: +49 208 3018 624

Fax: +49 208 3018 623

Mobil: +49 152 343 6 4517