

Potenziale und Grenzen der Dekarbonisierung von lokalen Industriestromnetzen

Thomas Engelmann, Julius Dresselhaus, Lars Quakernack, Jens Haubrock

*Institut für Technische Energie-Systeme
Hochschule Bielefeld – University of Applied Science and Arts
Bielefeld, Deutschland*

[thomas.engelmann, julius.dresselhaus, lars.quakernack, jens.haubrock]@hsbi.de

Kurzfassung: Industrielle Stromnetze tragen aufgrund hoher elektrischer Lasten und zeitlich variierender Verbrauchsprofile erheblich zu den Treibhausgasemissionen bei. Obwohl der Anteil erneuerbarer Energien im öffentlichen Strommix kontinuierlich steigt, bleiben relevante Emissionsfaktoren bestehen, die eine vollständige Dekarbonisierung verhindern. In dieser Arbeit werden die Potenziale und Grenzen der Dekarbonisierung lokaler industrieller Stromnetze analysiert. Mithilfe eines zeitaufgelösten, Python-basierten Softwaretools werden reale Lastgangdaten mit Emissionsfaktoren des Strommixes sowie mit Modellen für Photovoltaikanlagen und Batterieenergiespeichern kombiniert. Auf dieser Grundlage werden verschiedene Szenarien vom Status quo bis zur Integration lokaler Erzeugungs- und Speichertechnologien untersucht. Die Ergebnisse der Szenarien Analyse zeigen, dass eine alleinige Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien im Strommix nicht ausreicht. Die Verbindung von Photovoltaik und Batteriespeichern erweist sich als wesentlich für die signifikante Senkung der Treibhausgasemissionen von industriellen Stromnetzen, insbesondere unter Berücksichtigung künftiger Szenarien mit geringem Emissionsniveau. Diese Kombination bildet eine wesentliche Grundlage zur Entkopplung von Emissionsfaktoren.

Keywords: Industrie, Industrieverteilstromnetze, Emissionsfaktor, Treibhausgasemissionen, Zeitreihensimulation

1 Einleitung

Im Hinblick auf die von der deutschen Bundesregierung formulierten Klimaschutzziele ist eine signifikante Reduktion der Treibhausgasemissionen in sämtlichen Sektoren unabdingbar. Gemäß dem Bundes-Klimaschutzgesetz ist eine Senkung der Treibhausgasemissionen um 65 % bis zum Jahr 2030 und um 88 % bis zum Jahr 2040 gegenüber dem Referenzjahr 1990 vorgesehen; die Erreichung der Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2045 wird angestrebt [1]. Insbesondere die Sektoren Energiewirtschaft, Industrie und Verkehr weisen dabei hohe Emissionsanteile auf und liegen aktuell deutlich über den für 2030 vorgesehenen Zielwerten [2]. Industrielle Stromnetze fungieren als eine zentrale Schnittstelle zwischen der Energiewirtschaft und der Industrie. In der vorliegenden Untersuchung wurde festgestellt, dass die betreffenden Anlagen von den jeweiligen Industrieunternehmen selbst betrieben werden und einen erheblichen Beitrag zu den Treibhausgasemissionen der Unternehmen leisten. Ein signifikanter hoher Anteil des Energie- und Leistungsbedarfs industrieller Stromnetze wird aus dem öffentlichen Stromnetz gedeckt, sodass die verursachten Emissionen in hohem Maße von der Zusammensetzung des jeweiligen Strommixes abhängen. Zudem ist davon

auszugehen, dass der Strombedarf industrieller Verbraucher in Zukunft weiter ansteigen wird, insbesondere durch die fortschreitende Elektrifizierung von Prozessen und Sektoren [3].

Der Ausbau erneuerbarer Energien nimmt eine zentrale Stellung bei der Reduktion der Emissionsintensität des Strommixes ein. Im Jahr 2023 betrug der Anteil erneuerbarer Energien am deutschen Strommix circa 56 Prozent [3]. Gemäß den Vorgaben des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) ist eine Steigerung dieses Anteils auf mindestens 80 % bis zum Jahr 2030 vorgesehen, während für das Jahr 2045 eine treibhausgasneutrale Stromversorgung angestrebt wird [4,5]. Zu den Maßnahmen zählen insbesondere der Ausbau der eigenen erneuerbaren Erzeugung, beispielsweise durch Photovoltaikanlagen, sowie der Einsatz von Batterieenergiespeichersystemen zur Erhöhung des Eigenverbrauchs und zur Reduktion des Netzbezugs. Für Industrieunternehmen ist eine quantitative Bewertung der Wirkung solcher Maßnahmen von zentraler Bedeutung, um fundierte Investitions- und Transformationsentscheidungen treffen zu können.

In der vorliegenden Arbeit wird ein Softwaretool entwickelt, das die Treibhausgasemissionen industrieller Stromnetze zeitaufgelöst berechnet. Die Analyse erfolgt auf Basis realer Lastgangdaten sowie emissionsabhängiger Strommixdaten aus dem Agorameter und berücksichtigt darüber hinaus Annahmen zur zukünftigen Entwicklung des Strommixes. Das Industrieunternehmen repräsentiert das historisch produzierende Gewerbe und weist eine entsprechend gewachsene Infrastruktur auf. Im Rahmen der Untersuchung werden sowohl der aktuelle Zustand als auch zukünftige Entwicklungen des Strommixes sowie die Integration von Photovoltaikanlagen und Batterieenergiespeichern analysiert. Ziel der vorliegenden Arbeit ist der Vergleich des Einflusses eines steigenden Anteils erneuerbarer Energien im Strommix mit dem Effekt lokaler Dekarbonisierungsmaßnahmen. Darüber hinaus werden die damit verbundenen Potenziale und Grenzen der Dekarbonisierung industrieller Stromnetze bewertet. Die Ergebnisse stellen den Betreibern industrieller Stromnetze eine datenbasierte Entscheidungsgrundlage zur Bewertung eigener Dekarbonisierungsstrategien bereit.

2 Treibhausgasemissionen und Dekarbonisierungsmaßnahmen

Treibhausgasen-Emissionen (THG) umfassen hauptsächlich Kohlendioxid (CO₂), aber auch andere Gase wie Methan (CH₄) oder Lachgas (N₂O). Die Gase tragen unterschiedlich stark zur globalen Erwärmung bei. Zur besseren Vergleichbarkeit wird die Einheit CO₂-Äquivalente (CO₂e) verwendet, die auf dem Global Warming Potential (GWP) basiert. Das GWP gibt die Erwärmungswirkung eines Gases über einen festen Zeitraum (typischerweise 100 Jahre) im Vergleich zu CO₂ an [4].

Die THG-Emissionen des deutschen Strommixes entstehen aktuell vor allem durch den Einsatz von fossilen Energieträgern. Für die Berechnung der gesamten THG-Emissionen, die durch den Stromverbrauch entstehen, wird der Emissionsfaktor (EF) verwendet. Dieser gibt an, wie viele Gramm CO₂e pro erzeugte Kilowattstunde ($\frac{\text{gCO}_2\text{e}}{\text{kWh}}$) im Strommix enthalten ist. In Abhängigkeit des Energieträgers liegt der EF für Erneuerbare Energien unterhalb von $100 \frac{\text{gCO}_2\text{e}}{\text{kWh}}$ und für fossile Energieträger deutlich über $400 \frac{\text{gCO}_2\text{e}}{\text{kWh}}$. Erneuerbare Energieträger weisen EF auf, die die indirekten THG-Emissionen widerspiegeln, die bei der Produktion, der Errichtung, des Betriebes und der Entsorgung entstehen. Als Datengrundlage für den EF des Strommixes werden Daten des Agorameters [5] von Agora Energiewende verwendet. In

diesen Daten liegt der EF für die gesamte Stromerzeugung vor und muss nicht nach Energieträger aufgeteilt werden.

Die Emissionen von THG in industriellen Stromnetzen werden maßgeblich durch den Strombezug aus dem öffentlichen Netz determiniert, dessen EF weiterhin signifikant von fossiler Residuallast geprägt ist. Die nachfolgenden Tabellen sind vor diesem Hintergrund als verdichtete Entscheidungs- und Vergleichsbasis aufgebaut. In der vorliegenden Arbeit werden die untersuchten Dekarbonisierungsmaßnahmen in einem einheitlichen Raster gegenübergestellt. Dabei liegt der Fokus auf den für industrielle Stromnetze entscheidenden Unterscheidungsmerkmalen.

Tabelle 1: Maßnahmenauswahl zur Dekarbonisierung

Elektrifizierung				
Maßnahme	Kernaussage	Nutzen (THG/Netz)	Aufwendungen	Lit.
PV	Lokale EE-Erzeugung, volatil	Netzbezug ↓, THG ↓	6–8 Monate; 850–2.000 €/kWp	[9] - [13]
BESS (EV-Opt.)	PV-Überschüsse speichern, Eigenverbrauch ↑	Netzbezug ↓, Autarkie ↑	200–500 €/kWh	[14] - [19]
BESS (Peak)	Spitzenlasten durch Entladung glätten	Netzentgelte ↓, THG ↓ (Spitzen)	Steuerung/Prognose nötig	[20] - [22]
BESS (Multi-Use)	EV-Opt. + Peak kombiniert	Nutzen ↑ profilabh.	höhere Komplexität	[23]
BEV	Elektrische Flotte + Ladeinfrastruktur	lokale THG/Lärm ↓	mehrfähig; CAPEX höher (Fahrzeuge+Infrastruktur)	[24] - [31]
Wärmepumpe	Elektrifizierung Wärme (inkl. Abwärme)	THG ↓; JAZ 2,4–5,2; bis ~80% ggü. Gas (2030, mixabh.)	Monate–~1 Jahr; CAPEX projektabhängig	[32]- [34]
Energieumstellung				
BHKW (grün)	BHKW mit Biogas / grünem H ₂	THG ↓ bei grünem Brennstoff	lange Umsetzung; H ₂ -fähig ~2x CAPEX (Annahme)	[35]- [37]
Brennstoffzelle	Dezentrale Stromerzeugung mit H ₂	lokale Emissionen ↓ (bei grünem H ₂)	mehrfähig; H ₂ -Infrastruktur limitierend	[38] - [39]
Effizienzsteigerung				
Abwärme	Prozesswärme rückgewinnen / nutzen	Primärenergie ↓, THG ↓	Monate–Jahre; CAPEX von Tsd. € bis Mio. €	[40]- [44]
Prozessoptimierung	Steuerung/Modernisierung/Digitalisierung	bis zu 45% Energieeinsparung möglich	Monate–Jahre; CAPEX stark abhängig	[45] - [46]
Kompensation				
CO ₂ -Zertifikate	Kompensation	sofort, real projektabhängig	kurzfristig; EU-ETS 2024 ~50–100 €/t	[47]- [50]

Die Tabelle widmet sich den Möglichkeiten zur Reduktion des Netzstrombezugs, der Flexibilisierung und Lastglättung, der Substitution fossiler Endenergie, der strukturellen

Verbrauchssenkung sowie dem rein bilanziellen Ausgleich. Neben dem erwarteten Nutzen werden der typische Umsetzungs- und Investitionsaufwand sowie zentrale Abhängigkeiten kompakt dargestellt, um eine priorisierte Maßnahmenauswahl und die spätere Szenarienbildung methodisch zu unterstützen. Die Quellenangaben verweisen auf die in dieser Arbeit verwendeten Referenzen und sichern die Nachvollziehbarkeit der Kenndaten.

Die Ermittlung der zeitabhängigen EF des Strommixes sowie die konsistente Berechnung der THG-Emissionen des industriellen Stromverbrauchs in den betrachteten Szenarien sind von entscheidender Bedeutung. Als Datengrundlage dienen Lastgangdaten eines Industriestromnetzes für das Jahr 2023, die in 15-Minuten-Auflösung vorliegen. Der EF des Strommixes für das Jahr 2023 wurde dem Agorameter [8] entnommen, während die zukünftige Zusammensetzung des Strommixes anhand von Annahmen aus dem Zukunfts-Agorameter [51] abgeschätzt wird. Da für die Berechnung der direkten Emissionsfaktoren keine Daten zur Verfügung stehen, werden die erforderlichen Emissionsfaktoren der Energieträger aus Literaturwerten abgeleitet. Für die Analyse der Emissionen erneuerbarer Energien werden die regelmäßig aktualisierten Emissionsfaktoren des Umweltbundesamts herangezogen [12]. Für Biomasse (18–55 gCO₂e/kWh) und Wasserkraft (2–24 gCO₂e/kWh) werden aufgrund fehlender Unterteilungsmöglichkeiten in den Agorameter-Daten Mittelwerte (45 bzw. 13 gCO₂e/kWh) verwendet. Der Emissionsfaktor von Batterieenergiespeichern ist abhängig von den benutzten Stoffen und basierend auf den Spannweiten für Lithium-Ionen-, Blei-Säure- und alternative Batterietechnologien wird ein repräsentativer Mittelwert von 55 gCO₂e/kWh angesetzt [52]. Fossile Restanteile im Strommix werden als Residuallast zusammengefasst. Für die Berechnung der Residuallast wird ein Mittelwert der Emissionsfaktoren von Kohle (800–1000 gCO₂e/kWh) und Erdgas (400 gCO₂e/kWh) zugrunde gelegt, was zu einem Mittelwert von 650 gCO₂e/kWh führt (vgl. [53]). Die in der Tabelle aufgeführten Werte stellen technologie- und entwicklungsabhängige Richtwerte dar, die einer zukünftigen Änderung unterliegen können.

Tabelle 2: Emissionsfaktoren

Energieträger / Technologie	EF [gCO ₂ e/kWh]
Photovoltaik [12]	56
Wind offshore [12]	9
Wind onshore [12]	17
Biomasse (18–55) [12]	45
Wasserkraft (2–24) [12]	13
Batteriespeicher [52]	55
Residuallast fossil (Kohle: 800–1000; Erdgas ca. 400) [53]	650

3 Szenarien und Berechnungsablauf

Das Berechnungstool berechnet anhand von vorliegenden Zeitreihen die THG-Emissionen eines Industriestromnetzes pro Jahr. Hierbei wird zwischen vier Szenarien unterschieden, die in Tabelle 3 übersichtlich gezeigt werden. Das erste Szenario stellt den Stand im Jahr 2023 dar und die drei weiteren Szenarien stellen zukünftige Abschätzung dar. Bei den zukünftigen

Abschätzungen wird im zweiten Szenario nur der Einfluss des sinkenden EF, durch mehr EE im Strommix betrachtet. In dem dritten und vierten Szenario wird die Implementierung von zwei Dekarbonisierungsmaßnahmen untersucht. Dafür wird im dritten Szenario der Einfluss von PV-Anlagen im Industriestromnetz berechnet. Im vierten Szenario wird zusätzlich ein BESS in die Berechnungen einbezogen. Beides wird mit dem Ziel betrachtet, den Stromverbrauch aus dem Stromnetz zu verringern.

Tabelle 3: Szenarien der Untersuchung

	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	Szenario 4
Stromverbrauch	Jahr 2023	Jahr 2023	Jahr 2023	Jahr 2023
Strommix	Jahr 2023	Abschätzung Zukunft	Abschätzung Zukunft	Abschätzung Zukunft
Dekarbonisierungsmaßnahmen			PV-Anlagen	PV-Anlagen BESS

Für Szenario 1 werden die THG-Emissionen aus dem gemessenen Jahreslastgang 2023 in 15-Minuten-Auflösung berechnet (35.040 Werte). Da der Emissionsfaktor (EF) des Strommixes nur stündlich vorliegt, wird er innerhalb jeder Stunde als konstant angenommen; die Jahresemissionen ergeben sich somit aus der Summe aus EF·Verbrauch über alle Viertelstunden (Gl. 3.1).

$$THG_{SZ\ 1} = \sum_{n=1}^{35040} (EF_{Strommix,n} \cdot W_{Verbrauch,n}) \quad (3.1)$$

$$EF_{ges,1} = \frac{\sum_{n=1}^7 (W_{Erzeugt,n} \cdot EF_{Quelle,n})}{\sum_{n=1}^7 W_{Erzeugt,n}} \quad (3.2)$$

$$THG_{SZ\ 2} = \sum_{n=1}^{35040} (EF_{ges,n} \cdot W_{Verbrauch,n}) \quad (3.3)$$

$$THG_{SZ\ 3} = \sum_{n=1}^{35040} (EF_{ges,n} \cdot W_{Verbrauch\ SZ\ 3,n} + EF_{PV,n} \cdot W_{PV,n}) \quad (3.4)$$

$$THG_{SZ\ 4} = \sum_{n=1}^{35040} (EF_{ges,n} \cdot W_{Verbrauch\ SZ\ 4,n} + EF_{PV,n} \cdot W_{PV,n} + EF_{BESS,n} \cdot W_{BESS,n}) \quad (3.5)$$

Für die Szenarien 2–4 wird aufgrund fehlender Verbrauchsprognosen ebenfalls der Stromverbrauch 2023 verwendet. Der zukünftige, stündliche EF wird dabei aus dem stündlichen Strommix als gewichteter Mittelwert der Energieträgeranteile mit deren spezifischen Emissionsfaktoren bestimmt (Gl. 3.2) und anschließend zur Emissionsberechnung genutzt (Gl. 3.3). In Szenario 3 wird die PV-Erzeugung zeitaufgelöst vom Netzbezug abgezogen; zusätzlich werden die PV-bedingten Emissionen über einen

zweiten Term berücksichtigt (Gl. 3.4). Szenario 4 erweitert dies um ein BESS im Modus der Eigenverbrauchsoptimierung: PV-Überschüsse werden gespeichert und bei Bedarf vor Netzbezug genutzt; die Emissionen des Speichers werden als zusätzlicher Term bilanziert (Gl. 3.5). Die Berechnungen erfolgen für EE-Anteile von 71 %, 79 % und 86 % im Strommix; ergänzend wird ein Sensitivitätsfall betrachtet, in dem die Emissionsfaktoren der erneuerbaren Energien auf null gesetzt werden, um deren Einfluss auf die Ergebnisse zu isolieren.

4 Ergebnisse

Zur Einordnung der folgenden Ergebnisse wird zunächst der zeitliche Verlauf der täglichen Treibhausgasemissionen über ein gesamtes Jahr betrachtet. Die Abbildung 1 veranschaulicht die zeitliche Entwicklung der Treibhausgasemissionen pro Tag über einen Zeitraum von einem Jahr und präsentiert die Ergebnisse der vier Szenarien. Dabei beträgt der Anteil erneuerbarer Energien im Strommix 79 %. Es lässt sich feststellen, dass eine Reduktion des Netzstrombezugs – insbesondere durch die in Szenario 3 (PV) und Szenario 4 (PV + BESS) berücksichtigten Maßnahmen – zu einer signifikanten Reduktion der täglichen THG-Emissionen führt. Zudem weisen die Emissionen eine ausgeprägte Saisonalität auf: Im Sommer liegen die täglichen THG-Emissionen überwiegend unter den Winterwerten, was mit dem Verlauf der Emissionsfaktoren und deren Abhängigkeit von der Strommixzusammensetzung konsistent ist. Auffällig ist ein Maximum der täglichen THG-Emissionen Mitte Juli, das durch das Zusammentreffen eines hohen Stromverbrauchs mit einem gleichzeitig erhöhten Emissionsfaktor erklärt werden kann. Dieser Peak wird durch die lokalen Maßnahmen in Szenario 3 und insbesondere in Szenario 4 deutlich abgeschwächt.

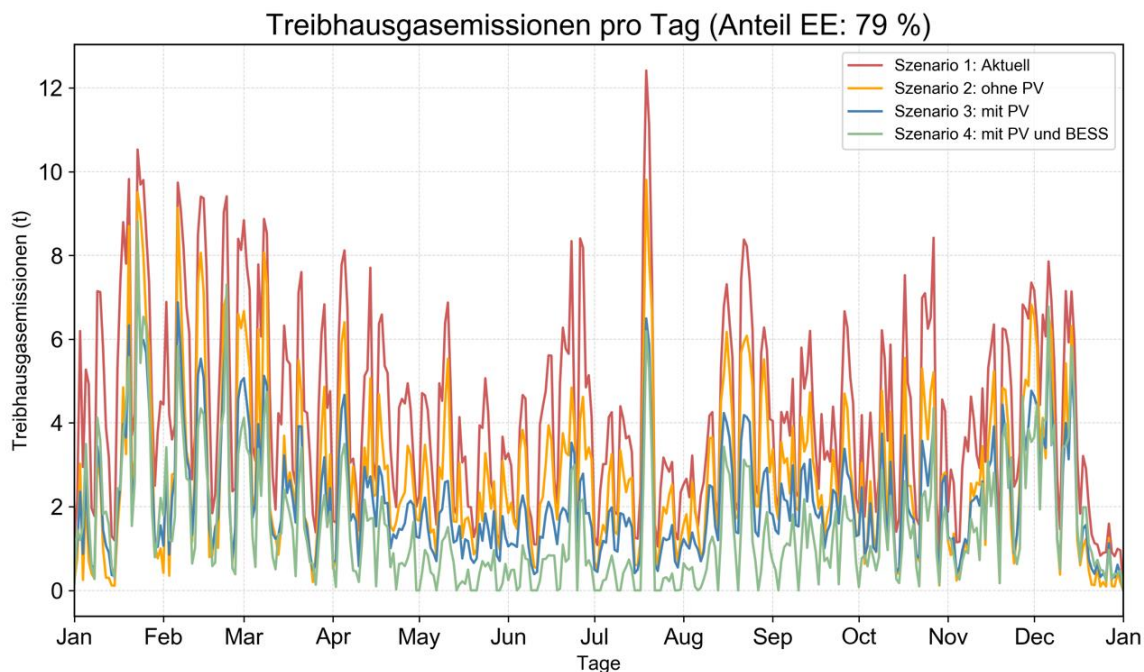


Abbildung 1: Emissionsfaktor der unterschiedlichen Szenarien

In der Tabelle 1 sind die zuvor gezeigten Berechnungsergebnisse zusammengefasst. Ein Vergleich der Werte verdeutlicht, dass es für Betreiber von Industriestromnetzen nicht ausreichend ist, auf die Erhöhung des Anteils der EE im Strommix zu warten. Für eine

deutliche Reduktion der THG-Emissionen ist die Umsetzung eigener Maßnahmen unausweichlich.

Tabelle 4: Treibhausgasemissionen der einzelnen Szenarien

Strommix	Szenario 1	Szenario 2		Szenario 3		Szenario 4	
	THGE	THGE	Reduktion	THGE	Reduktion	THGE	Reduktion
71%	1568 t	1127 t	28%	821 t	48%	580 t	63%
79%	1568 t	1016 t	35%	777 t	50%	553 t	65%
86%	1568 t	925 t	41%	724 t	54%	520 t	67%
79%	1568 t	930 t	41%	634 t	60%	383 t	76%

Die Ergebnisse dieser Arbeit zeigen, dass der EF zukünftig sinken wird, das Gesamtniveau jedoch weiterhin hoch bleibt. Bei einem Anteil von 79 % EE im Strommix liegt der durchschnittliche Emissionsfaktor bei 237 g CO₂e/kWh. Im Vergleichsszenario 2023 mit 56 % EE im Strommix liegt dieser bei 356 g CO₂e/kWh. Diese Entwicklung zeigt, dass Betreiber von Industriestromnetzen zur THG-Reduktion eigene Dekarbonisierungsmaßnahmen umsetzen müssen. Dies kann insbesondere durch eine Reduktion des Stromverbrauchs aus dem deutschen Stromnetz erfolgen. Ohne die Umsetzung eigener Maßnahmen wird zukünftig eine Reduktion der THG-Emissionen um 35 % bei einem Anteil von 79 % EE im Strommix erreicht. Durch die Umsetzung eigener Maßnahmen wird eine fast doppelt so große Reduktion erreicht. Die Implementierung von PV-Anlagen in Kombination mit BESS reduziert die THG-Emissionen um 65 %, bei einem Anteil von 79 % EE im Strommix. Dieses Ergebnis ist allerdings kritisch zu reflektieren, da der zukünftige Strombedarf aufgrund der Elektrifizierung steigen wird. Dadurch erhöhen sich auch die THG-Emissionen.

Literaturverzeichnis

- [1] Umweltbundesamt, „Treibhausgasminderungsziele Deutschlands,“ 16 Aug 2024. [Online]. Available: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgasminderungsziele-deutschlands#internationale-vereinbarungen-weisen-den-weg>. [Zugriff am 04 Nov 2024].
- [2] Bundesnetzagentur, „Bestätigung des Netzentwicklungsplans Strom für die Zieljahre 2037/2045,“ Bonn, 2024.
- [3] Klimaschutz, Bundesministerium für Wirtschaft und, „Erneuerbare Energien,“ [Online]. Available: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Dossier/erneuerbare-energien.html>. [Zugriff am 27 Jan 2025].
- [4] myclimate, „Was sind CO₂-Äquivalente,“ [Online]. Available: <https://www.myclimate.org/de-de/informieren/faq/faq-detail/was-sind-co2-aequivalente/>. [Zugriff am 28 Jan 2025].
- [5] Agora Energiewende, „Agorameter Modellversion 3.0,“ 13 Sep 2021. [Online]. Available: https://www.agora-energiewende.de/daten-tools/agorameter/chart/today/power_emission/01.01.2023/31.12.2023/hourly. [Zugriff am 28 Jan 2025].
- [6] IRENA, „Global energy transformation: A roadmap to 2050 (2019 edition),“ International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2019.

- [7] Energie-Experten, „Photovoltaik: Ertrag verstehen, einfach berechnen & mit Kennzahlen vergleichen,“ [Online]. Available: <https://www.energie-experten.org/erneuerbare-energien/photovoltaik/planung/ertrag/>. [Zugriff am 05 Dez 2024].
- [8] H. Wirth, „Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland,“ Frauenhofer ISE, Freiburg, 2024.
- [9] D. T. Lauf, M. Memmler und S. Schneider, „Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger,“ Umwelt Bundesamt, Dessau-Roßlau, 2024.
- [10] PV-Magazin, „Photovoltaik-Stromgestehungskosten liegen in Deutschland zwischen 4,1 und 14,4 Cent pro Kilowattstunde,“ [Online]. Available: <https://www.pv-magazine.de/2024/10/07/photovoltaik-stromgestehungskosten-liegen-in-deutschland-zwischen-41-und-144-cent-pro-kilowattstunde/>. [Zugriff am 23 Dez 2024].
- [11] B. Tepe, N. Collath, H. Hesse, M. Rosenthal und U. Windelen, „Stationäre Batteriespeicher in Deutschland: Aktuelle Entwicklungen und Trends in 2021,“ *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Bd. Heft 3, Nr. 71. Jg. , pp. 23-27, 2021.
- [12] LEMAX, „Vergleich von Lithium-Ionen-Batterien mit Blei-Säure-Batterien,“ [Online]. Available: <https://www.lemaxenergy.com/de/2023/09/13/comparing-lithium-ion-batteries-vs-lead-acid-batteries/>. [Zugriff am 05 Feb 2025].
- [13] E. Reich und D. direct, „Voraussetzungen für einen wirtschaftlichen Betrieb Batteriespeicher optimal ausgelegt,“ *Prozesstechnik online*, [Online]. Available: <https://prozesstechnik.industrie.de/chemie/sicherheit-chemie/batteriespeicher-optimal-ausgelegt/>. [Zugriff am 10 Dez 2024].
- [14] Frauenhofer ISI, „The global run to mass LIB production: How the industry positions itself for cheap, sustainable and highly performant batteries,“ [Online]. Available: <https://www.isi.fraunhofer.de/en/presse/2023/presseinfo-20-globale-run-auf-LIB-Massenproduktion.html>. [Zugriff am 10 Dez 2024].
- [15] Frauenhofer ISI, „Wie entwickeln sich künftige Batterietechnologien und -märkte?,“ [Online]. Available: <https://www.isi.fraunhofer.de/de/themen/elektromobilitaet/batteriespeicher.html>. [Zugriff am 10 Dez 2024].
- [16] Wissenschaftliche Dienste Deutscher Bundestag; WD5 Wirtschaft und Verkehr, Ernährung und Landwirtschaft, „Energiespeicher; Überblick zu Technologien, Anwendungsfeldern und Forschung,“ Wissenschaftliche Dienste Deutscher Bundestag, 2022.
- [17] SPE, „Lastspitzenkappung mit Batteriespeichern,“ [Online]. Available: <https://spe-energy.de/speichertechnik/lastspitzenkappung-mit-batteriespeicher-sichere-versorgung-fuer-industrie-und-gewerbe>. [Zugriff am 12 Dez 2024].
- [18] A. Kühl, „Batteriespeicher zur Spitzenlastkappung in Gewerbe und Industrie,“ [Online]. Available: <https://www.energynet.de/2018/11/29/batteriespeicher-spitzenlastkappung/>. [Zugriff am 12 Dez 2024].
- [19] P. Stenzel, L. Kotzur, D. Stolten, J. Figgner, D. Haberschusz, D. U. Sauer, V. Gottke, F. Valentin, A. Felten, F. Schäfer und S. Zunft, „Energiespeicher - Batterien, Wasserstoff, Wärme,“ *BWK BD*, Nr. 73, pp. 20-34, Januar 2021.
- [20] C. Samendea, Z. Fana und J. Caob, „Battery and Hydrogen Energy Storage Control in a Smart Energy Network with Flexible Energy Demand using Deep Reinforcement Learning,“ 2022.
- [21] GEOTAB Inc., „Profitable Nachhaltigkeit: das Potenzial der Elektrifizierung europäischer Fuhrparks,“ 2022.
- [22] NOW GmbH, „Handlungsempfehlungen zur Integration von Elektromobilität in Flotten für Fuhrparkbetreiber,“ Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI), Berlin, 2015.
- [23] A. Graf, K. Hager, M.-L. Reck, A. Kasnatscheew, D. Huschenhöfer und S. Nusser, „Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge,“ e-mobil BW GmbH – Landesagentur für neue Mobilitätslösungen und Automotive Baden-Württemberg, 2022.
- [24] IHK Regensburg für Obepfalz / Kelheim, „Elektromobilität in Unternehmen,“ Bayern innovativ, Regensburg, 2019.

- [25] MICHELIN Connected Fleet, „Die Top-Gründe für die Elektrifizierung von Flotten,“ [Online]. Available: <https://connectedfleet.michelin.com/de/blog/die-top-grunde-fur-die-elektrifizierung-von-flotten/>. [Zugriff am 20 Dez 2024].
- [26] M. Wietschel, „Ein Update zur Klimabilanz von Elektrofahrzeugen,“ Fraunhofer ISI, 2020.
- [27] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz, „Effizienz und Kosten: Lohnt sich der Betrieb eines Elektroautos,“ [Online]. Available: <https://www.bmu.de/themen/verkehr/elektromobilitaet/effizienz-und-kosten>. [Zugriff am 07 Feb 2025].
- [28] E. Grewening und D. Römer, „Der Unternehmensfuhrpark – ein wichtiger Hebel für die Klimaneutralität,“ KfW Research, 2023.
- [29] Sustainable Process Heat SPH GmbH, „Hochtemperatur-Wärmepumpen für die Industrie,“ 2023. [Online]. Available: <https://sheat.de/2023/07/28/hochtemperaturwaermepumpen-fuer-die-industrie/>. [Zugriff am 07 Feb 2025].
- [30] Fraunhofer ISE, „Wärmepumpenfeldtest: Zwischenergebnisse bestätigen effizienten Betrieb auch im Altbau,“ [Online]. Available: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/news/2024/waermepumpenfeldstest-zwischenergebnisse-bestaetigen-effizienten-betrieb-auch-im-altbau.html>. [Zugriff am 20 Dez 2024].
- [31] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), „Hochtemperatur-Wärmepumpen Einsatz und CO₂-Einsparpotenziale,“ Berlin, 2022.
- [32] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, „Mit erneuerbaren Gasen zur Klimaneutralität,“ Berlin, 2022.
- [33] Umweltbundesamt, „Dekarbonisierung von Energieinfrastrukturen,“ 2023.
- [34] EPS BHKW GmbH, „Wasserstoff als Energieträger fürs BHKW: Das müssen Sie wissen,“ [Online]. Available: <https://eps-bhkw.de/wasserstoff-bhkw/>. [Zugriff am 07 Feb 2025].
- [35] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz, „Brennstoffzellen zur dezentralen Stromversorgung - Inselnetze,“ [Online]. Available: <https://www.exportinitiative-umweltschutz.de/mediathek/publikationen/publikation/brennstoffzellen-zur-dezentralen-stromversorgung-inselnetze/>. [Zugriff am 30 Jan 2025].
- [36] Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW); ef.Ruhr, „Transformation des Netzausbaus im Vergleich,“ [Online]. Available: <https://www.dvgw.de/der-dvgw/aktuelles/presse/presseinformationen/dvgw-presseinformation-vom-08042024-transformation-netzausbau-vergleich?type=98&>. [Zugriff am 30 Jan 2025].
- [37] Unternehmensnetzwerk Klimaschutz, „Abwärmepotentiale und Maßnahmen zur Nutzung,“ [Online]. Available: <https://www.klima-plattform.de/klimaguide/guideinhalte/artikel/abwaermepotentiale-und-massnahmen-zur-nutzung>. [Zugriff am 10 Dez 2024].
- [38] Forschung und Wissenschaft, „Abwärmenutzung kann CO₂-Emissionen in Deutschland stark reduzieren,“ [Online]. Available: <https://www.forschung-und-wissen.de/nachrichten/umwelt/abwaermenutzung-kann-co-emissionen-in-deutschland-stark-reduzieren-13379514>. [Zugriff am 10 Dez 2024].
- [39] Umweltbundesamt, „Analyse des wirtschaftlichen Potenzials für eine effiziente Wärme- und Kälteversorgung,“ Dessau-Roßlau, 2021.
- [40] Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln, „Industrielle Abwärme: Kriterien und Potenziale in NRW,“ [Online]. Available: <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/aktuelles/industrielle-abwaerme-kriterien-und-potenziale-in-nrw/>. [Zugriff am 2024 Dez 2024].

- [41] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, „Merkblatt Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft,“ 2024.
- [42] Fraunhofer IPK, „Energieeffizienz mit Industrie 4.0: Das Lab for Energy Efficiency macht Lösungen anfassbar.,“ [Online]. Available: <https://www.ipk.fraunhofer.de/de/medien/futur/futur-2020-1/energieeffizienz-industrie-4-0.html>. [Zugriff am 2024 Dez 23].
- [43] KfW, „Maximale Energieeffizienz durch Prozessoptimierung,“ [Online]. Available: <https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Unternehmen/Energie-und-Umwelt/Nachhaltige-Waerme/Energieeffiziente-Technologien/>. [Zugriff am 23 Dez 2024].
- [44] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, „Dekarbonisierung der Industrie,“ [Online]. Available: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Industrie/dekarbonisierung-der-industrie.html>. [Zugriff am 23 Dez 2024].
- [45] VERRA, „VERIFIED CARBON STANDARD,“ [Online]. Available: <https://verra.org/programs/verified-carbon-standard/>. [Zugriff am 23 Dez 2024].
- [46] Gold Standard, „How to Reduce your Climate Impact and Contribute to Sustainable Development,“ [Online]. Available: <https://www.goldstandard.org/publications/reduce-your-climate-impact>. [Zugriff am 23 Dez 2024].
- [47] Statista, „Entwicklung der Preise für ein Emissionszertifikat im Europäischen Emissionshandel (EU-ETS) in den Jahren 2022 bis 2024,“ [Online]. Available: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1454492/umfrage/co2-preise-im-emissionshandelssystem-der-eu/>. [Zugriff am 23 Dez 2024].
- [48] Agora Energiewende, „Zukunfts-Agorameter Modellversion 3.0,“ 13 Sep 2021. [Online]. Available: https://www.agora-energiewende.de/daten-tools/agorameter/chart/future/2037/future_power_generation/01.01.2023/31.12.2023/hourly. [Zugriff am 2025 Jan 28].
- [49] M. Nikolic, N. Schelte, M. Velenderic, F. Ajdei und S. Severengiz, „Life Cycle Assessment of Sodium-Nickel-Chloride Batteries,“ *IRES*, Nr. AHE 16, p. 336–362, 2023.
- [50] V. Quaschnig, „Spezifische Kohlendioxidemissionen verschiedener Brennstoffe,“ [Online]. Available: <https://volker-quaschnig.de/datserv/CO2-spez/index.php>. [Zugriff am 28 Jan 2025].
- [51] Solcast, „Solcast,“ [Online]. Available: <https://solcast.com>. [Zugriff am 30 2025 Jan].
- [52] DEStatis (Statistisches Bundesamt), „Stromerzeugung 2023: 56 % aus erneuerbaren Energieträgern,“ [Online]. Available: https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2024/03/PD24_087_43312.html. [Zugriff am 05 Feb 2025].
- [53] V. Quaschnig, „Spezifische Kohlendioxidemissionen verschiedener Brennstoffe,“ [Online]. Available: <https://volker-quaschnig.de/datserv/CO2-spez/index.php>. [Zugriff am 28 Jan 2025].