

POTENZIALE UND GRENZEN DER DEKARBONISIERUNG VON LOKALEN INDUSTRIESTROMNETZEN

Thomas ENGELMANN¹, Julius DRESSELHAUS,
Lars QUAKERNACK, Jens HAUBROCK

Einleitung

Die Erreichung der Ziele des Pariser Klimaabkommens bedingen eine drastische Senkung der CO₂-Emissionen durch die Industrie- und Energiesektoren weltweit. In diesem Zusammenhang kommt den Industriestromnetzen eine Schlüsselrolle zu, da sie einen signifikanten Verbrauch an elektrischer Energie aufweisen und somit einen direkten Beitrag zum globalen Ausstoß leisten. Obwohl zahlreiche Staaten – darunter Deutschland, die USA und Mitglieder der EU – den Fokus verstärkt auf den Ausbau erneuerbarer Energien (EE) richten, zeigt sich auf internationaler Ebene, dass eine reine Erhöhung des Anteils an grüner Energie nicht ausreichend ist, um die Klimaneutralität bis Mitte des Jahrhunderts zu erreichen. Industrieunternehmen sind folglich angehalten, zusätzliche Dekarbonisierungsmaßnahmen zu implementieren, beispielsweise in Form von Photovoltaikanlagen, Batteriespeichern oder der Elektrifizierung von Prozessen.

Die vorliegende Arbeit analysiert die Auswirkungen des zunehmenden Anteils EE auf die Emissionen in industriellen Stromnetzen und identifiziert erforderliche Maßnahmen zur Dekarbonisierung. Mittels eines eigens entwickelten Softwaretools werden unterschiedliche Szenarien simuliert, um den Beitrag von Photovoltaikanlagen und Energiespeichern zur Emissionsreduktion zu quantifizieren und somit eine datenbasierte Entscheidungsgrundlage für Industrieunternehmen weltweit zu schaffen.

Treibhausgasemissionen

Die Emissionen klimaschädlicher Treibhausgase, die in industriellen Energiesystemen entstehen, werden in erster Linie durch die Nutzung fossiler Brennstoffe im Strommix verursacht. Der zentrale Kennwert zur Bewertung ist der Emissionsfaktor, der die Menge an CO₂-Äquivalenten pro erzeugter kWh angibt. Die spezifischen Emissionsfaktoren variieren dabei in erheblichem Maße, abhängig vom jeweiligen Energieträger. [1,2] Fossile Brennstoffe wie Kohle und Erdgas emittieren beispielsweise 400 bis 1.000 Gramm CO₂e pro kWh, während EE deutlich geringere Emissionswerte aufweisen. Die Analyse der Emissionen von Photovoltaik, Windenergie, Wasserkraft und Biomasse ergibt Werte zwischen 56 g CO₂e/kWh und 45 g CO₂e/kWh [3,4].

Methodik

Zur quantitativen Bewertung der Dekarbonisierungsmaßnahmen wurde ein Python-basiertes Softwaretool entwickelt, das die jährlichen Treibhausgasemissionen industrieller Stromnetze berechnet. Die zugrunde liegenden Daten sind reale Lastgangdaten eines Industriebetriebs mit einer 15-minütigen Auflösung sowie Emissionsfaktoren des deutschen Strommixes aus dem Jahr 2023. Die Berechnungen basieren auf einem zeitaufgelösten Modell, das Verbrauchsdaten, Strommixanteile, Photovoltaikerzeugung und Speichervorgänge kombiniert. In diesem Zusammenhang werden sowohl tageszeitliche Schwankungen des Stromverbrauchs als auch saisonale Unterschiede im Emissionsfaktor berücksichtigt. Für jede Viertelstunde des Jahres wird die durch den Stromverbrauch verursachte Menge an CO₂-Äquivalenten ermittelt.

Zur Analyse wurden vier Szenarien definiert:

- 1) **Status quo (2023):** Strommix mit 56 % EE
- 2) **Szenario 2 – EE-Ausbau:** Zukünftiger Strommix mit 71–86 % EE
- 3) **Szenario 3 – PV-Integration:** Eigenstromerzeugung durch Photovoltaikanlagen
- 4) **Szenario 4 – PV + BESS:** Kombination aus PV-Anlage und Batterieenergiespeicher

¹ Hochschule Bielefeld – University of Applied Science and Arts, Interaktion 1, 33619 Bielefeld, +495211067427, thomas.engelmann@hsbi.de, hsbi.de

Das entwickelte Softwaretool führt eine Reihe miteinander verknüpfter Berechnungsschritte durch, die eine detaillierte Bewertung des Emissionsverhaltens industrieller Stromnetze ermöglichen. Zunächst wird der zeitabhängige Emissionsfaktor des Strommixes ermittelt, sodass Schwankungen durch Tages- und Jahresverläufe der Energieerzeugung präzise abgebildet werden. Im Anschluss erfolgt eine Simulation der Lastverlagerung, in der der Einfluss von Photovoltaikanlagen und Batteriespeichern auf den Eigenverbrauch modelliert wird. Dadurch lässt sich quantifizieren, in welchem Umfang der Strombezug aus dem öffentlichen Netz durch lokale Erzeugung und Speicherung reduziert werden kann.

Ergebnisse

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 1: Vergleich der Ergebnisse und Reduktion der THG-Emissionen:

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 Emissionsfaktor 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 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.

Referenzen

- [1] Agora Energiewende, „Agorameter Modellversion 3.0,“ 13 Sep 2021. [Online]. Available: https://www.agora-energiawende.de/datentools/agorameter/chart/today/power_emission/01.01.2023/31.12.2023/hourly.
- [2] D. T. Lauf, M. Memmler und S. Schneider, „Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger,“ Umwelt Bundesamt, Dessau-Roßlau, 2024.
- [3] 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.
- [4] V. Quaschnig, „Spezifische Kohlendioxidemissionen verschiedener Brennstoffe,“ [Online]. Available: <https://volker-quaschnig.de/datserv/CO2-spez/index.php>.