

Auswirkungen unterschiedlicher Energiepreisanreize auf die Transformationspfade industrieller Energiesysteme

Marion Powilleit, Laura Eule, Stefan Kirschbaum und Claus Schmalzing

Die Folgen des Klimawandels erfordern einen Ausstieg aus der Energieversorgung mit fossilen Energieträgern. Dieser Artikel geht der Frage nach, wie die Transformation in der industriellen Energieversorgung gestaltet werden kann und welche Energieträger, Technologien und Speicherlösungen zu einem ökonomisch tragfähigen Übergang führen. Unter Einbeziehung unsicherer zukünftiger Preisprognosen wurde ein Überblick über mögliche Ausbaupfade erstellt.

Energiesystemtransformation nach ökonomischen Anreizen

Dass die verheerenden Auswirkungen des Klimawandels die Notwendigkeit von Transformationen der Energieversorgung zur Folge haben, ist in der Wissenschaft und Politik nahezu unumstritten. Nicht nur die nationale und regionale Energieversorgungsstruktur wird u. a. durch den Ausbau der Netze für Strom und Wasserstoff transformiert, auch industrielle und kommunale Energiesystembetreiber stehen vor der Frage, wie der Betrieb und die Versorgung mit Strom, Prozess- und Heizwärme, Klima- und Tiefkühlkälte aus ökonomischer Perspektive am rentabelsten gestaltet werden können. Die Investitionsentscheidung zum Um- oder Ausbau werden von den zukünftigen Preisanreizen abhängen und erhebliche Auswirkungen auf die resultierenden Emissionsmengen haben.

Im vom BMWK geförderten Forschungsprojekt TrafoKommune [1] hat der Verbundpartner Rolls Royce Power Systems mit Unterstützung der GfAI e. V. die Herausforderungen der Energiesystemtransformation für industrielle und gewerbliche Energiesystembetreiber untersucht. Mittels Simulation und Optimierung verschiedener Energiesysteme wurde ein Spektrum möglicher Transformationspfade aufgezeigt. Die Ergebnisse bieten Entscheidungshilfen für die Planung zukünftiger Technologietransformationen.

Simulationsstudien mit unsicheren Preisparametern

Mit der Software TOP-Energy [2] wurden anhand realer Verbrauchsdaten für einen Industrie- und einen Gewerbestandort Energiesystemmodelle erstellt. Diese beinhalten unterschiedliche Aspekte der Energieversorgung.



Ein Industriestandort mit jährlichem Strom- und Wärmebedarf von 43 bzw. 35 GWh wurde durch ein Kraft-Wärme-Kopplungs-Modell (KWK), das aufgrund der Bedarfsstruktur auch die Verwendung von Speicherlösungen berücksichtigt, abgebildet. Ein gewerblicher Standort mit jährlichen Bedarfen von 18 GWh Strom, 13 GWh Wärme, 17 GWh Klima- und Tiefkühlkälte wurde als Kraft-Wärme-Kälte-Kopplungs-Modell (KWKK) mit Adsorptions- und Kompressionskältemaschinen abgebildet.

Mittels Strukturoptimierung wurde für die Stützjahre 2030, 2040 und 2050 die kostenoptimale Auslegung der Energiesystemkomponenten ermittelt. In den ganzjahresgekopelten MILP-Modellen (Mixed-Integer-Linear-Programming) wurde mit mathematischer Optimierung das Kapitalwertmaximum bestimmt. Das Ergebnis der optimalen Anlagenauswahl und -größe hängt von den zugrundeliegenden Bedarfsstrukturen sowie Prognosen für Energieträgerpreise, Investitionskosten,

Wirkungsgrade und CO₂-Faktoren ab. Die wichtigsten Quellen für diese Prognosen sind:

- eine Zusammenstellung heutiger und prognostizierter Anlagenkosten und -parameter vieler Technologien der Dänischen Energieagentur [3],
- eine Studie der Europäischen Kommission zur Langzeitprognose der technisch-ökonomischen Entwicklung in der Wärme- und Kältetechnik [4] und
- Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland zur Ermittlung zukünftiger Energieträgerpreise und CO₂-Faktoren [5, 6].

Insbesondere die Prognose der Energieträgerpreise unterliegt sehr großen Unsicherheiten. Das wurde in dieser Untersuchung gezielt berücksichtigt, indem diese in Sensitivitätsanalysen in den Stützjahren variiert und deren Einfluss auf die Energieversorgungsstruktur erforscht wurde. Daraus resultieren unter-

schiedliche Transformationspfade, die je nach Entwicklung der Energiepreise die optimale Anlagenstruktur abbilden.

Transformationsszenarien

Die Frage nach der günstigsten Transformation ist aufgrund der Komplexität des Problems nicht einfach zu beantworten. Durch systematische Variation einzelner Eingabeparameter lässt sich die Sensitivität der resultierenden Energiesystemstruktur gegenüber den Parametern ermitteln. Hier zeigte sich, dass Wirkungsgrad- und Investitionskostenvariationen von $\pm 30\%$ nur geringe Auswirkungen auf die Energiesystemstruktur haben. Dagegen sind die Energiepreise für die resultierende Energiesystemstruktur ausschlaggebend. Ein Energiesystemumbau lohnt sich typischerweise im Vergleich zum Weiterbetrieb eines suboptimalen Energiesystems aufgrund des vergleichsweise geringen Anteils der Investitionskosten an den Gesamtkosten im Zehnjahreszeitraum (ca. 13-20%).

Entscheidende Preisverhältnisse

Es hat sich herausgestellt, dass vor allem das Verhältnis zwischen Strom- und Brennstoffpreis ausschlaggebend ist und dass sich damit übersichtliche Aussagen erzielen lassen. Daher wird im Folgenden dieses Verhältnis der *Energy Cost Ratio (ECR)* verwendet. Von diesem kann abgeleitet werden, ob die Entscheidung für die eine (z. B. wasserstoffbasierte) oder die andere (z. B. strombasierte) Energieträgerstruktur getroffen wird.

Abb. 1 zeigt eine Prognose des ECR aus den Literaturdaten in den kommenden drei Jahrzehnten. Die farblich markierten Bereiche geben an, ab welchen *sensiblen* Preisverhältnissen die optimale Energiesystemstruktur eher bei elektrischer oder brennstoffbasierter Erzeugung liegt. Die sensiblen ECRs der beiden Anwendungsfälle sind nahezu identisch, daher werden die Ergebnisse zu einem Mittelwert zusammengefasst.

Im Jahr 2030 stellt sich die Frage, ob die KWK(K) mittels Blockheizkraftwerken, ggf. auch parallel mit kleinen Wärmepumpen, und in Kombination mit Absorptionskältemaschinen für die Tiefkühlkälteerzeugung fortgeführt werden oder komplett zu elektrischer Wärme- und Kälteerzeugung mittels Kompressionskältemaschinen und großer Wärmepumpen umgerüstet werden soll (Wasserstoff ist noch nicht nennenswert verfügbar). Hierbei sind zwar abwärmegetriebene Wärmepumpen zu bevorzugen, aber auch Luftwärmepumpen sind eine plausible Option. Wenn das Verhältnis von Strom- zu Erdgaspreisen unter 1,8 liegt (gelber Bereich), erreicht eine Umrüstung auf strombasierte Energieversorgung den höchsten Kapitalwert. Basierend auf Literaturdaten und anderen Studien wurde ein $ECR_{CH_4}^{Strom}$ von 2 prognostiziert. Das würde bedeuten, dass eine Umrüstung auf elektrische Versorgung ökonomisch noch nicht rentabel wäre.

Im Jahr 2040 ist die Elektrifizierung die kostengünstigste Option, nur bei unwahrscheinlichen

Preisentwicklungen kann der Weiterbetrieb der mit fossilen Rohstoffen betriebenen KWK(K) ökonomisch sinnvoll sein. Die Verfügbarkeit von grünem (und günstigem) Wasserstoff ist nach den oben genannten Prognosen [6] noch nicht gegeben, da der Großteil des erzeugten Wasserstoffs mit einem hohen CO_2 -Faktor belegt und daher mit hohen Kosten verbunden ist. Die rein elektrische Energieversorgung (gelber Bereich) ist bei einem $ECR_{CH_4}^{Strom}$ unter 1,9 bzw. $ECR_{H_2}^{Strom}$ unter 1,7 ökonomisch zu bevorzugen. Die aus Literaturdaten erstellte Prognose deutet jedoch auf ein deutlich kleineres Preisverhältnis hin. Demnach wäre eine Umrüstung zur elektrischen Versorgung sehr wahrscheinlich.

Im Jahr 2050 konkurriert die rein elektrisch betriebene Wärme- und Kälteerzeugung mit einer Kombination aus elektrischer und wasserstoffbetriebener KWK(K) durch Brennstoffzellen mit entsprechender Abwärmeintegration. Aus ökonomischer Sicht sind fossil betriebene Technologien unter den zu Grunde gelegten Bedingungen überhaupt nicht mehr tragfähig. Die Grenze zwischen gelbem (rein elektrischem) und grünem (überwiegend wasserstoffbasiertem) Bereich liegt bei dem $ECR_{H_2}^{Strom}$ von 1,7. Die prognostizierten und die sensiblen ECR-Werte für die Technologieauswahl liegen sehr nahe beieinander, sodass keine eindeutige Aussage zur Vorteilhaftigkeit möglich ist.

Sämtliche Angaben und Vorhersagen beruhen auf Prognosen, und insbesondere die weit in der Zukunft liegenden Szenarien unterliegen großen Unsicherheiten. Auf industriespezifische und regionale Unterschiede kann in diesem Rahmen nicht im Detail eingegangen werden.

Technologieauswahl

Über die aufgeführten Ergebnisse der Untersuchung hinaus lassen sich folgende allgemeine Schlussfolgerungen ziehen:

- Der Ausbau von Photovoltaikanlagen ist in der großen Mehrzahl der Szenarien ökonomisch sinnvoll und setzt sich in Konkurrenz zur Solarthermie durch.
- Der Einsatz von Elektrolyseuren mit saisonaler Speicherung von Wasserstoff aus der PV-Überproduktion und Rückverstromung lohnt sich für individuelle Standorte in keiner Phase des simulierten Zeitraums.

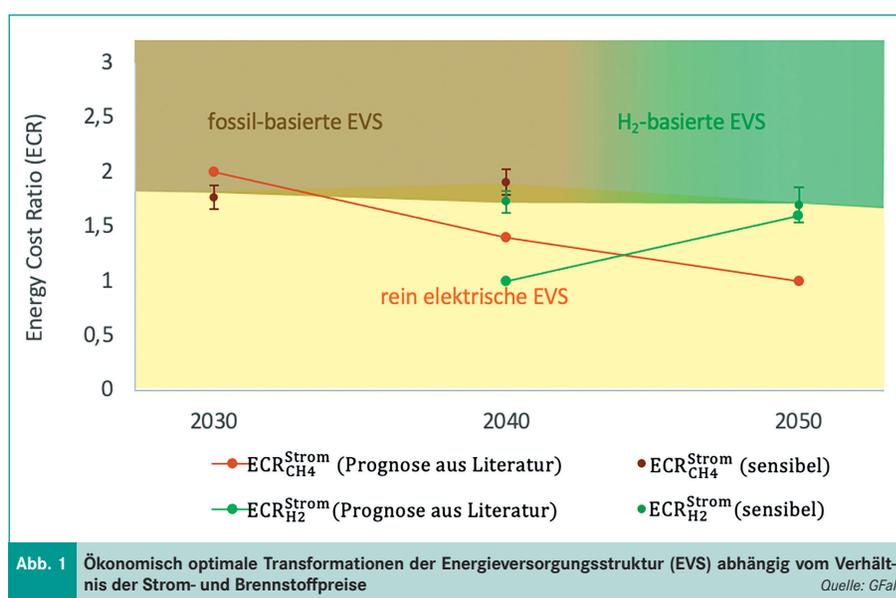


Abb. 1 Ökonomisch optimale Transformationen der Energieversorgungsstruktur (EVS) abhängig vom Verhältnis der Strom- und Brennstoffpreise Quelle: GFal

- Batteriespeicher setzen sich nicht im großen Maßstab durch, da die hier betrachteten KWK(K)-Systeme die erforderliche Flexibilität durch günstigere Wärmespeicher erreichen.
- Auch Spitzenlasttechnologien unterscheiden sich in elektrisch und brennstoffbetrieben, allerdings ist hier das Umrüsten bestehender Anlagen nicht sinnvoll, da die Investitionskosten die eingesparten Betriebskosten deutlich überwiegen.

Resultierende Emissionen

Zur Bewertung der Emissionsmengen wurden von den ermittelten sensiblen Energiepreisverhältnissen (ECR) ausgehend unterschiedliche Ausbaupfade abgeleitet, indem die Preise einmal knapp unter und einmal knapp über dem sensiblen ECR liegend gewählt wurden. Abb. 2 zeigt die Verläufe der jährlichen CO₂-Emissionen der unterschiedlichen Ausbaupfade verglichen mit dem Referenzpfad, der aus einem Erdgasmix aus fossilem und später synthetischem Methan besteht. Trotz des zunächst noch hohen CO₂-Emissionsfaktors von Strom reduziert die Elektrifizierung die CO₂-Emissionen bei hohen Wärmepumpenwirkungsgraden signifikant. Mit wachsenden Unterschieden in den CO₂-Faktoren steigt der Einfluss des CO₂-Preises, durch den die Nutzung fossiler Brennstoffe ökonomisch an Attraktivität verliert. Der Unterschied der Emissionen von wasserstoff- und elektrisch betriebenen Energiesystemen ist ab 2050 nicht mehr deutlich. Er hängt maßgeblich davon ab, mit welchen Emissionsfaktoren Wasserstoff und Strom belegt sind.

Die CO₂-Einsparpotenziale durch den ökologisch sinnvollsten Ausbaupfad (frühe Elektrifizierung, dann Transformation zu Wasserstoff) gegenüber dem schlechtesten (Verbleib beim fossilen Erdgas, erst späte Elektrifizierung) sind beträchtlich: Bis 2059 belaufen sie sich auf 30 % (KWK) bzw. 37 % (KWKK). Allein im ersten Jahrzehnt des Umbaus kann die Emissionsmenge durch eine Umrüstung auf elektrische Energieversorgung um über die Hälfte reduziert werden.

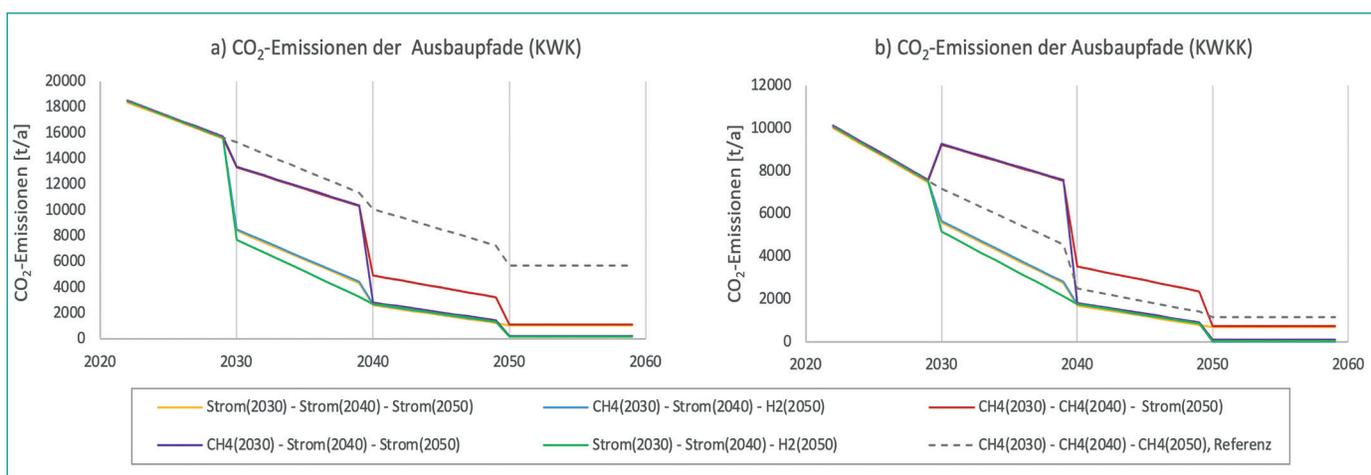
Fazit

Die Ergebnisse der Untersuchung zeigen verschiedene Möglichkeiten der zukünftigen Entwicklung der Energiesysteme bis 2059 unter Berücksichtigung einer unsicheren Energiepreisentwicklung. Die Umstellung auf Strom ist schon aus Klimaschutzgründen kurzfristig unvermeidlich und aus ökonomischen Gründen mittelfristig empfehlenswert. Die bestehenden Unsicherheiten bezüglich der Infrastruktur der Wasserstoffnetze und des nötigen Ausbaus der Stromnetze konnten hier nicht einbezogen werden. Es bleibt fraglich, ob Wasserstoff jemals in ausreichenden Mengen zur Verfügung stehen wird, um neben speziellen Hochtemperaturprozessen und Transportmitteln auch Wärme- und Kälteprozesse zu versorgen. Die Umgestaltung der Produktionssysteme („Demand-Side“) wird voraussichtlich eine bedeutende Rolle spielen. Zudem könnten weitere technologische Entwicklungen indirekte Effekte haben, wie eine Verringerung des Wasserstoffpreises durch günstigere Herstellungsverfahren.

Die Ergebnisse verdeutlichen die komplexe Herausforderung der Transformation der Energiesysteme, die von vielen unsicheren Faktoren geprägt ist. Die Aufgabe der Politik besteht darin, die Rahmenbedingungen und nötige Infrastruktur für eine erfolgreiche Transformation zu schaffen. Aber daneben wird eben auch die Entwicklung der Energiepreise, inklusive Abgaben und Subventionen, einen maßgeblichen Einfluss auf die Entscheidung der Verantwortlichen zur Energiesystemtransformation haben.

Literatur

- [1] DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT): TrafoKommunE - Transformationsprozess für die kommunale Energiewende - sektorgekoppelte Infrastrukturen und Strategien zur Einbindung von lokalen Akteuren. Karlsruhe 2023, <https://www.dvgw-ebi.de/themen/forschungsprojekte/trafokommune>
- [2] Gesellschaft zur Förderung angewandter Informatik e. V.: TOP-Energy® - Software für Energiesystemoptimierung. Berlin 2023, <https://www.top-energy.de/>
- [3] Danish Energy Agency: Technology Data. Dänemark 2016, 2018, 2020, <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data>
- [4] Große, R., Binder, C., Wöll, S., Geyer, R., Robbi, S.: Long Term (2050) Projections of Techno-Economic Performance of Large-Scale Heating and Cooling in the EU. [Publications Office of the European Union] Luxemburg 2017, <https://data.europa.eu/doi/10.2760/24422>
- [5] Sensfuß, F., Lux, B., Bernath, C. et al.: Langfristszenarien. Karlsruhe 2021, <https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/szenario-explorer/das-projekt.php>



[6] Conrad, J., Fattler, S., Regett, A. et al.: Dynamis
– Dynamische und intersektorale Maßnahmenbewer-
tung zur kosteneffizienten Dekarbonisierung des
Energiesystems. [Forschungsstelle für Energiewirt-
schaft e.V.] München 2019, <https://openaccess.ffe.de/10.34805/ffe-144-19/>

*M. Powilleit, L. Eule und Dr.-Ing. St. Kirsch-
baum, Gesellschaft zur Förderung ange-
wandter Informatik (GFaI) e. V., Berlin;
Dr.-Ing C. O. Schmalzing, Rolls-Royce Power
Systems AG, Friedrichshafen
powilleit@gfai.de*

Die Autorinnen und Autoren danken dem Bun-
desministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
für die finanzielle Förderung im Rahmen des
Projekts TrafoKommunE (Förderkennzeichen
03EN3008E).

**IHR BUDGET
HAT MEHR
VERDIENT.**

Optimale Werbeformate für Ihre Lead-Generierung –
entdecken Sie unser neues B2B-Mediaportal
und planen Sie den effizienten Einsatz Ihrer Mittel
gemeinsam mit uns.

Olaf Schneider
Head of Sales and Advertising

media2b.de

media2b.
Die Medien des VDE VERLAGS.

NEU:
Das Media-
Netzwerk für Ihr
B2B-Marketing