

# Untersuchung der Kopplung eines rSOC-Systems zur Industrie

David Banasiak<sup>1</sup>, Markus Gallaun, Thomas Kienberger

Montanuniversität Leoben, Lehrstuhl für Energieverbundtechnik, Parkstraße 31 8700  
Leoben, +43 3842 402 5401, [evt@unileoben.ac.at](mailto:evt@unileoben.ac.at), [www.evt-unileoben.at](http://www.evt-unileoben.at)

## **Kurzfassung:**

Diese Arbeit befasst sich mit der wirtschaftlich optimierten Integration eines reversiblen Hochtemperaturbrennstoffzellensystems in einen Industriestandort. Die Effizienz des untersuchten Systems kann im Elektrolysebetrieb durch Industrieabwärme gesteigert werden. Im Brennstoffzellenbetrieb können Wasserstoff und Methan verstromt werden. Dabei wird auch Abwärme frei, die innerbetrieblich genutzt werden kann. Die Untersuchung findet für die Jahre 2030 und 2050 auf Basis von Energiepreisszenarien statt. Im Rahmen verschiedener Integrationsszenarien wird ein Fernwärmenetz als Teilnehmer im Industriellenenergieverbund untersucht. Die Ergebnisse dieser Arbeit tragen zu einem besseren Verständnis des Zusammenspiels von Energiepreisszenarien und wirtschaftlichen Betriebsweisen eines rSOC-Systems bei. Die als Ergebnis erhaltenen, möglichen jährlichen Gewinne für dieses System erlauben die wirtschaftliche Bewertung der Kopplung des rSOC-Systems zur Industrie. Abschließend wird ein Ausblick auf die weiteren geplanten Arbeiten und offenen Fragen gegeben.

**Keywords:** Hochtemperaturbrennstoffzelle, rSOC, Sektorkopplung, Flexibilität

## **1 Motivation und zentrale Fragestellung**

Der Ausbau erneuerbarer Energiequellen und die damit verbundene Volatilität stellt in Zukunft große Anforderungen an das Stromnetz. Unsere derzeitige Energieinfrastruktur ist nicht dafür ausgelegt, die benötigten Flexibilitäten für den Ausgleich der kurz- und langfristig auftretenden Energieüber- und Unterdeckungen bereitzustellen. Reversible Hochtemperatur Brennstoffzellen (rSOC) Systeme können als flexible Energieumwandlungseinheiten die großen Speicherkapazitäten des Gasnetzes an den Stromsektor koppeln und somit einen Beitrag zu einem stabilen Energiesystem leisten. Der Betrieb bei hohen Temperaturen bietet die Möglichkeit das rSOC-System thermisch in industrielle Prozesse zu integrieren, wodurch hohe Wirkungsgrade in beiden Betriebsarten (Brennstoffzellen- und Elektrolysebetrieb) erzielt werden können.

Die energieintensive Industrie in Österreich bietet noch ungenutzte Potentiale von Abwärme im geeigneten Temperaturbereich über 100°C [1]. Der Betrieb eines rSOC-Systems im Energienetz wurde kürzlich von Motylinski et al. [3], Singer [2] und bereits 2016 von Di Giorgio et al. [4] untersucht. Auch die Verknüpfung zur Industrie war bereits Gegenstand in den

---

<sup>1</sup> Jungautor

Untersuchungen von Posdziech et al. [5] und Schwarze et al. [6]. Eine Untersuchung des rSOC-Systems auf Basis von Zeitreihen wurde von Hutty et al. [7] und Luo et al. [8] für die Integration in Energienetze ohne thermische Kopplung untersucht. Allerdings gibt es noch keine zeitreihenbasierte Analyse die auf einer mathematischen Betriebsoptimierung beruht und dadurch die dynamischen Betriebseinschränkungen des rSOC-Systems, die Wechselwirkung mit einem Wasserstoffspeichersystem und einer thermischen Kopplung zur Industrie berücksichtigt. Daher wird in dieser Arbeit die Einsatzmöglichkeiten eines rSOC-Systems für unterschiedlichen Industrien und der Vorteil dieser Kopplung untersucht, mit dem Ziel den wirtschaftlichen Mehrwert dieser Integration für verschiedene Szenarien zu quantifizieren und dadurch der Entwicklung des rSOC-Systems die Richtung zu weisen.

## 2 Methodische Vorgangsweise

Die Schematik der Kopplung des rSOC-Systems an die Industrie und an Energienetze ist in Abbildung 1 dargestellt. Hier sieht man alle Komponenten und Energieflüsse, die in der Untersuchung einbezogen wurden. Die Wärmeströme berücksichtigen dabei die Temperaturniveaus und wurden auf die technisch verwertbaren Wärmemengen reduziert, welche zur Dampferzeugung im Elektrolysebetrieb genutzt werden kann. Die grau strichliert eingezeichnete Bilanzgrenze veranschaulicht die Grenze zwischen Flexibilitäten und Randbedingungen. Energieströme, die von außen in diese Bilanzgrenze eintreten werden modelendogen als Zeitreihen einbezogen. Die Anlagen, die außerhalb der Bilanzgrenze liegen werden nur durch diese Zeitreihen repräsentiert. Neben dem Modell für die Flexibilitäten (rSOC-System und H<sub>2</sub>-Speicher) sind daher auch die Zeitreihen für Marktenergiepreise und Energieströme der Industrie für die Untersuchung erforderlich.

Einen Satz, dass du ein Optimierungsmodell verwendest und die Leistungszeitreihen des rSOC Systems exogen bestimmt. Daraus leitet sich dann auch die Größe der rSOC sowie des Speichers ab.

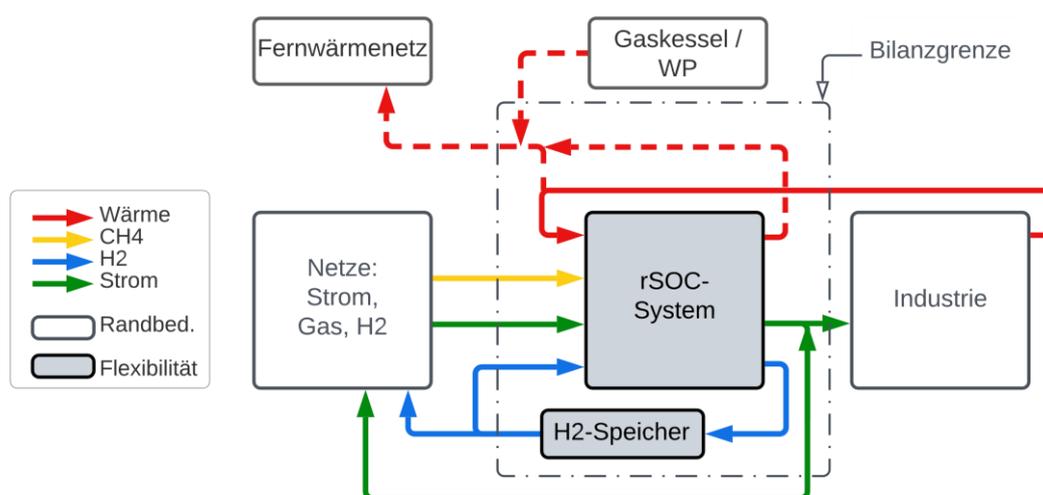


Abbildung 1 Energieflüsse der Integration eines reversiblen Hochtemperaturbrennstoffzellen-Systems (rSOC-System) in einen Industriestandort mit Anschluss ans Fernwärmenetz.

## 2.1 Zeitreihen der Randbedingungen

Die endogen vorgegeben Energiepreise für Strom, Erdgas und Wasserstoff wurden aus Szenarien für eine zukünftige Entwicklung des europäischen Energiesystems entnommen [9, 10]. Diese Zeitreihen sind für das Jahr 2030 und 2050 in Abbildung 2 zu sehen. Für die Berechnungen wurden Netzgebühren in Summe von 6,00 €/MWh bei Energiebezug vom Stromnetz und 3,08 €/MWh bei Netzeinspeisung berücksichtigt. Das entspricht den Gebühren der geltenden Systemnutzungsentgeltverordnung für die Netzebene 3 [11]. Für das Gasnetz wurden keine Gebühren berücksichtigt, da nur ein Bezug vom Netz möglich ist und die Netzgebühren im Verhältnis zur Unsicherheit in den Gaspreisen der Szenarien nur eine untergeordnete Rolle spielen. Die Wasserstoffpreise wurden mit 101,2 €/MWh für 2030 und 61,4 €/MWh als konstant für das ganze Jahr angenommen [10].

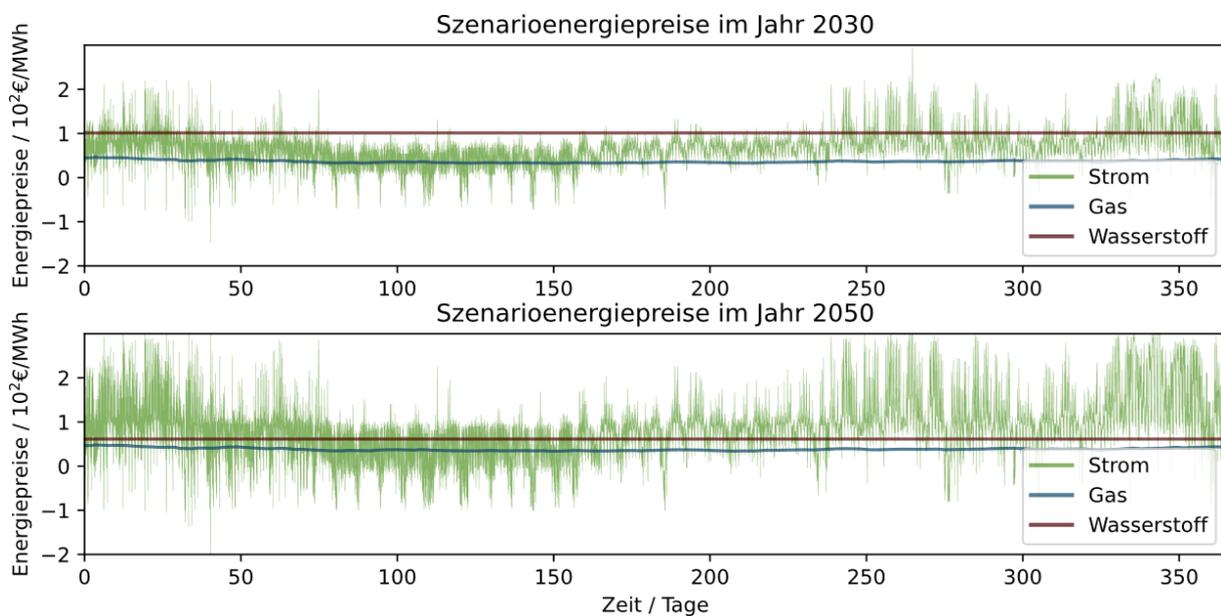


Abbildung 2 Energiepreiszeitreihen der relevanten Energieträger für 2030 und 2050 [9, 10]

Die Berechnung des ebenfalls modellendogenen Strombedarfs und der verfügbaren Abwärme für einen Standort der Glasindustrie wurde mit Ganymed [12] durchgeführt. Weiters erfolgte eine Berechnung des endogenen Fernwärmebedarfs für diesen Industriestandort auf Basis der Standardwärmelastprofile [13]. Dafür wurden die Typen der Fernwärmeabnehmer, der Szenarienregion, berücksichtigt. Diese Zeitreihen sind zusammen in Abbildung 3 dargestellt.

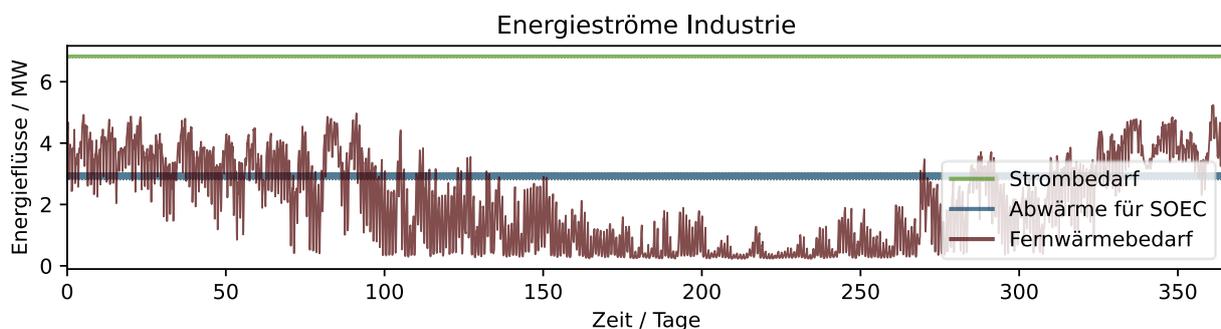


Abbildung 3 Energieströme zur und von Industrie mittels Ganymed [12] und zum Fernwärmenetz

## 2.2 rSOC-Modell und Betriebssimulation durch Optimierung

Für die Abbildung der rSOC im, in dieser Arbeit eingesetzten Optimierungsmodell wurde auf ein komplexes, thermodynamisch hinreichend genaues Simulationsmodell des rSOC-Systems zurückgegriffen. In dieses wurde ein dynamisches datengetriebenes Modell des rSOC Stacks integriert, das aus dem FFG geförderten Projekt FIRST stammt und auf einem 5/15kW rSOC-Stack basiert. Aus diesem Simulationsmodell des Systems wurden für die Verwendung im nachfolgend detailliert erklärten Optimierungsmodell stationäre Systemkennlinien abgeleitet [14], welche in Abbildung 4 zu sehen sind. Dadurch wird sowohl die Betriebsweise als Elektrolysezelle (EC), Brennstoffzelle mit Wasserstoff (H<sub>2</sub>) und Brennstoffzelle mit Erdgas (CH<sub>4</sub>) in geeigneter Form als schnell rechnendes Surrogatmodell abgebildet. Dies ermöglicht die Betriebsoptimierung, bei der das Modell millionenfach aufgerufen werden muss.

Der durch Abwärme abdeckbare Wärmebedarf im Elektrolysebetrieb ( $Q_{th,el}$ ) ergibt sich aus dem Bedarf zur Dampferzeugung bei 100°C. Es wird davon ausgegangen, dass der Hochtemperaturwärmebedarf (ca. 800°C) der endothermen Reaktion im Stack elektrisch gedeckt werden muss. Im Brennstoffzellenbetrieb ist die in Abbildung 4 angeführte Wärmeleistung ( $Q_{th,FC}$ ) jene, die für die Nutzung im Industriebetrieb oder als Fernwärme zur Verfügung steht. Das ist der übrige Wärmestrom, nachdem der interne Bedarf für die Vorwärmung der eintretenden Gase und des Erdgasreformers gedeckt werden. Diese Wärme liegt bei 750°C vor.

Die rSOC-Systemgröße wurde so gewählt, dass bei 75% der 15-minütigen Werte, die verfügbare Industrieabwärme den Wärmebedarf des Elektrolysebetriebs ( $Q_{th,el}$ ) decken kann. Dadurch ergibt sich, unter Berücksichtigung der endogenen Energiebedarfe gemäß Abb 3, ein System mit 18.8 MW Elektrolyse- und 6.3 MW Brennstoffzellenleistung.

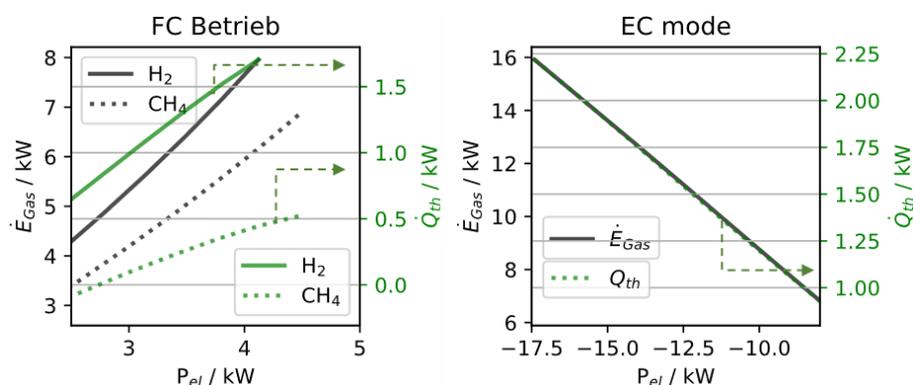


Abbildung 4 Energieumwandlungskurven für Strom zu Gas und Strom zu Wärme für das 15/5kW referenz-rSOC-System

Durch das Hinzufügen der in Tabelle 1 angeführten dynamischen Betriebseinschränkungen wurde eine zeitaufgelöste Berechnung von Jahreszeitreihen mit 15-minütiger Auflösung ermöglicht.

Durch die stückweise Linearisierung der Energieumwandlungskennlinien des rSOC-Systems (Abbildung 4) und des H<sub>2</sub>-Speichers und durch die dynamischen Betriebseinschränkungen (Tabelle 1), welche als lineare Randbedingungen formuliert werden können ergibt sich das weiter betrachtete Optimierungsmodell. Die Größe des Wasserstoffspeichers ist dabei ebenso wie die Wahl und Leistung der Betriebsmodi eine Optimierungsvariable. Bei diesem Optimierungsmodell handelt es sich um ein gemischt-ganzzahliges Optimierungsproblem,

welches mit Hilfe der Python Bibliothek Pyomo [15] formuliert und der Optimierung durch Gurobi [16] gelöst werden kann. Dabei wurde als Abbruchkriterium eine MIP-Gap von 5% gewählt, welche die zulässige Abweichung vom globalen Optimum darstellt.

**Tabelle 1 Dynamische Betriebseinschränkungen des rSOC-Systems**

Parameter	Wert	Einheit
Einschaltkosten (durch Degradation)	25	ct/kW
Betriebswechselkosten (durch Degradation) für EC/FC/CH4	1.0/0.5/0.5	ct/kW
jährliche Speicherkosten	36	ct/kWh
Aufheizenergiebedarf	5	% der nom. EC-Leistung
Abkühlenergiebedarf	1.5	% der nom. EC-Leistung
Standbyenergiebedarf	3	% der nom. EC-Leistung
Abkühl-/Aufheizzeit	75 [17]	min
Betriebswechselzeit EC > FC	3 [18]	min
Betriebswechselzeit FC > EC	13 [18]	min

Das Ziel der Optimierung ist die Minimierung der Gesamtenergiekosten des Industriestandorts, die sich aus Gleichung 1 ergeben

$$C_{\text{ges}} = \text{Strombezug} - \text{Stromverkauf} + \text{Gasbezug} + \text{Speicherkosten} + \text{Betriebskosten} \quad (1)$$

Die Differenz aus dem Energiebezugskosten der Industrie ohne rSOC-System und diesen minimierten Gesamtkosten ergibt den Profit pro betrachtetem Zeitintervall, den das rSOC-System erwirtschaften kann. Aus dem sich ergebenden Profit kann in weitere Folge unter Einbeziehung der gesamten Investitionskosten, errechnet werden, in welchem Zeitraum sich das System refinanziert.

$$\text{Profit} = \text{Kosten ohne rSOC} - c_{\text{ges}} \quad (2)$$

### 2.3 Geordnete Jahresdauerlinien

Um die möglichen Gewinne, die in der jeweiligen Betriebsweise des rSOC-Systems erwirtschaftet werden können zu veranschaulichen, können die Kostenzeitreihen ( $c_{\text{strom}}$  und  $c_{\text{gas}}$ ) aus Abbildung 1 und Abbildung 2 mit der Effizienz ( $\eta$ ) des jeweiligen Betriebsmodus im Nominalen Punkt (EC gleich 15 kW und FC gleich 5 kW) skaliert werden. Durch Abzug dieser Kosten vom Wasserstoffpreis ( $c_{\text{H}_2}$ ) erhält man den Gewinn, wie in Gleichung (3)-(5) zu sehen ist. Für den Brennstoffzellenbetrieb mit Erdgas ist dabei Anstelle der Wasserstoffkosten der Strompreis zu setzen. Dabei werden alle Kosten außer den operativen Kosten durch Energiebezug vernachlässigt.

$$p_{\text{EC}} = c_{\text{H}_2} - \frac{c_{\text{strom}}}{\eta_{\text{EC}}} \quad (3)$$

$$p_{H_2} = \frac{c_{strom}}{\eta_{H_2}} - c_{H_2} \quad (4)$$

$$p_{CH_4} = c_{strom} - \frac{c_{gas}}{\eta_{CH_4}} \quad (5)$$

Im Elektrolysebetrieb entspricht der Bruch in Gleichung (3) dem rein operativen Kosten des erzeugten Wasserstoffs und damit das Ergebnis dem operativen Gewinn. Über den Bruch in Gleichung (4) berechnet sich der maximale Wasserstoff, um damit im Brennstoffzellenbetrieb kostendeckend (rein operativ) Strom ins Netz einspeisen zu können, durch Abzug des Wasserstoffpreises ergibt sich der hier Profit. Für den Brennstoffzellenbetrieb mit Erdgas ergibt sich der Profit (Spark Spread) über Gleichung (5) aus der Differenz von Strompreis und skaliertem Gaspreis.

Werden die so entstehenden Profitzeitreihen aufsteigend geordnet, können Betriebszeiten für wirtschaftliche Betriebsweisen in der Darstellung dieser geordneten Dauerlinie abgelesen werden und der Gewinn ist proportional zur Fläche unter/über den Kurven und den jeweiligen Bezugswerten. Für Elektrolyse- und Brennstoffzellenbetrieb mit Wasserstoff sind dies der Wasserstoffpreis und für den Brennstoffzellenbetrieb mit Erdgas die Nulllinie.

## 2.4 Szenarien

In der gegenständlichen Arbeit werden drei verschiedene Szenarien der Kopplung zwischen dem rSOC-System und der Industrie betrachtet:

Referenz (ref): Die Kopplungen aus Abbildung 1 ohne Wärme (rote Pfeile) und ohne Strombedarf der Industrie werden hier erlaubt. Das heißt, nur Marktpreise werden genutzt.

Abwärmenutzung (AW): Marktpreise und Abwärmenutzung der Industrie. Die Kopplungen aus Abbildung 1 ohne strichlierte rote Wärmelinien sind erlaubt (keine Fernwärmeanbindung).

Abwärmenutzung mit Anschluss an ein Fernwärmenetz (FW): Alle Energieströme aus Abbildung 1 sind erlaubt. Für den Gewinn durch Bereitstellung von Fernwärme wird das Minimum aus Strom und Erdgaspreis, des laufenden Mittelwertes mit einer Fenstergröße von einem Tag, herangezogen. Die Idee ist dabei, dass diese Wärme andernfalls auf konventionelle Weise mit durch Gas oder elektrisch beheiztem Kessel erfolgen müsste. Auf Grund der Trägheit des Fernwärmesystems wird weiters davon ausgegangen, dass es keine kurzzeitigen Preisfluktuationen gibt.(3)

## 3 Ergebnisse und Analyse

Im ersten Schritt können die Ergebnisse der Berechnung der geordneten skalierten Jahresdauerlinien der Energiekosten analysiert werden (Berechnung lt. Unterkapitel 2.3), welche in Abbildung 5 dargestellt sind. Hier ist das Zusammenspiel von Wasserstoffpreis ( $c_{H_2}$ ) und Energiepreiszeitreihen zu sehen. Je nach lokaler Steigung der geordneten Kostenlinien kann sich eine Änderung des Wasserstoffpreises stark oder nur geringfügig auf die möglichen wirtschaftlichen Betriebsstunden auswirken. Im Jahr 2050 weisen die geordnete Kostenlinien weniger flache Bereiche als im Jahr 2030 auf, wodurch der Preiseinfluss des Wasserstoffes auf die rSOC-Betriebsweise, in weiten Bereichen geringer ist. Allerdings ergibt sich durch die unterschiedliche Lage der Wasserstoffpreise (2030 101,2 €/MWh und 2050 61,4 €/MWh) eine unterschiedliche Ausgangslage für die Auswirkung. Würde der Wasserstoffpreis im Jahr 2030

geringer ausfallen als angenommen, dann würden die Elektrolysestunden beträchtlich sinken, aber die Brennstoffzellenstunden im Betrieb mit H<sub>2</sub> nur geringfügig ansteigen. Die Linien für Brennstoffzellenbetrieb mit CH<sub>4</sub> zeigen den möglichen Gewinn im Erdgasbetrieb und sind daher ein Zusammenspiel von Strom- und Erdgaspreis. Wie auch bereits in Abbildung 2 zu sehen ist, weist die Differenz dieser beiden Zeitreihen im Jahr 2050 mehr positive Zeiten als im Jahr 2030 auf.

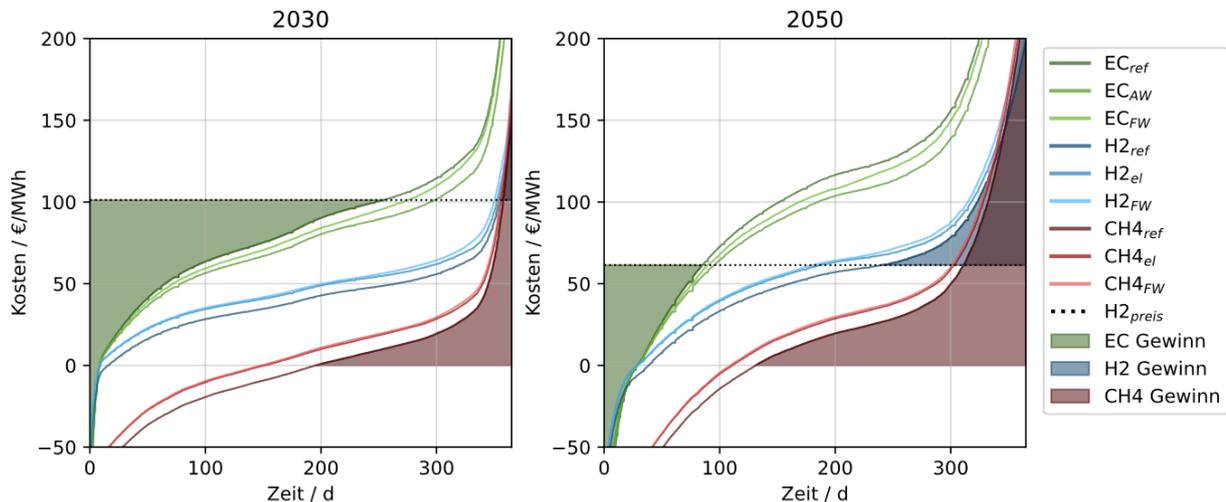


Abbildung 5 Effizienzskalierte geordnete Jahresdauerlinien der Energiekosten nach Gleichung (3)-(5), mit den Flächen der erwirtschaftbaren Gewinne.

In Abbildung 6 sieht man die Verschiebung hin zu mehr wirtschaftlichen Stunden im Brennstoffzellen- und weniger Elektrolysebetrieb für das Jahr 2050 gegenüber 2030 im Detail. Auch der Unterschied der wirtschaftlichen Betriebstage zwischen den Szenarien ist hier ersichtlich. Durch die industrielle Abwärmenutzung im Szenario „AW“ sind mehr Elektrolysestunden wirtschaftlich. Auch die Brennstoffzellenbetriebsstunden (mit H<sub>2</sub> und CH<sub>4</sub>) steigen hier geringfügig, durch die Möglichkeit der Eigenbedarfsdeckung. Durch Hinzunahme einer Kopplung an das Fernwärmenetz („FW“) steigen die Brennstoffzellenstunden weiter, aber auf Kosten der Elektrolysestunden, da weniger industrielle Abwärme für die Einkopplung in das rSOC-System zur Verfügung steht.

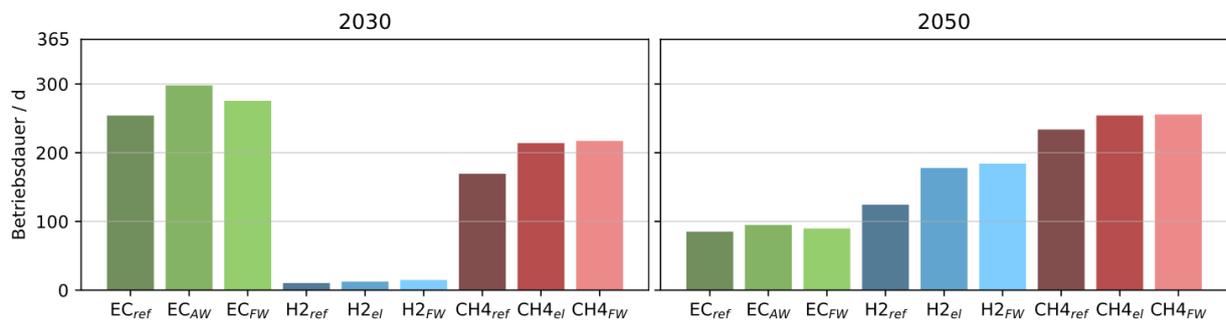
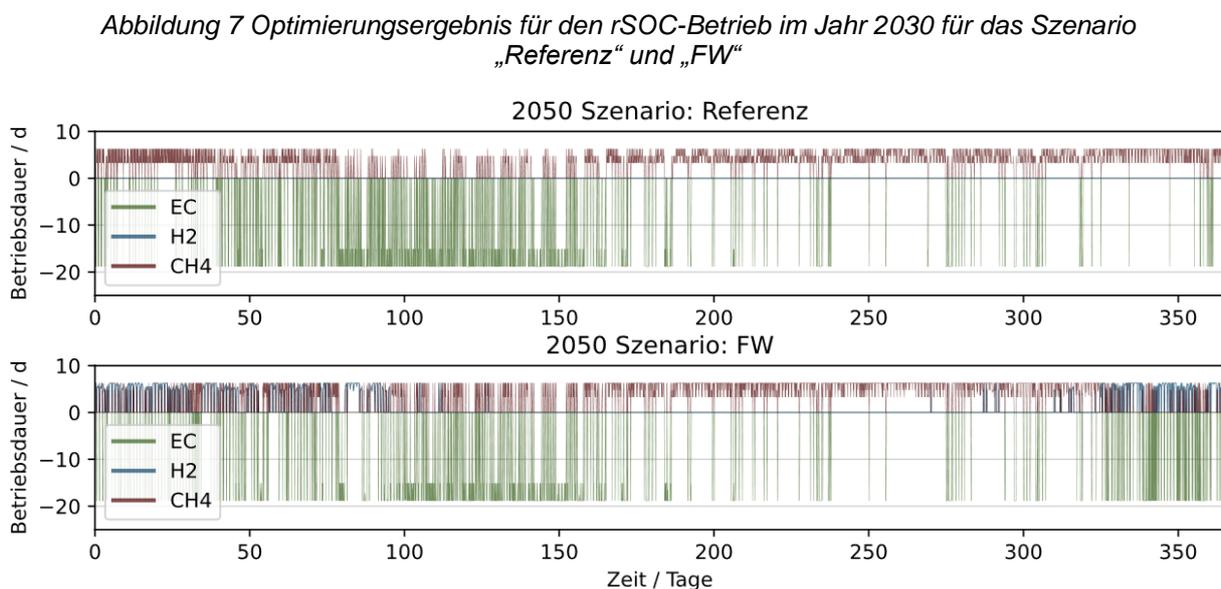
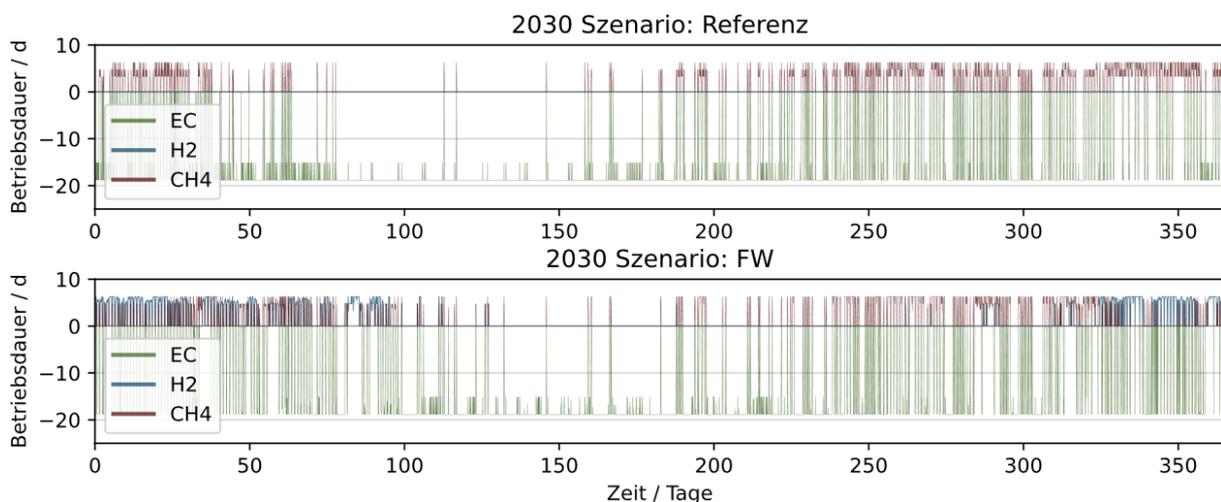


Abbildung 6 Wirtschaftliche Betriebsdauer in den 3 Szenarien für die Betriebsmode des rSOC-Systems nach Abbildung 5

Die Betriebsoptimierung ermöglicht eine detaillierte Analyse der Betriebsweise und mit ihrer Hilfe ist auch die wirtschaftliche Bewertung möglich. Die zeitaufgelösten Ergebnisse der Optimierung sind für das Jahr 2030 in Abbildung 7 und das Jahr 2050 in Abbildung 8 zu sehen.

Dabei wurde auf die Darstellung, des Szenario „AW“ verzichtet, da dieses sich optisch kaum vom Szenario „Referenz“ unterscheidet. Für beide Jahre ist im Szenario „FW“ zu sehen, dass der Brennstoffzellenbetrieb mit Wasserstoff in den Wintermonaten stattfindet. Das erklärt sich durch den zu deckenden Fernwärmebedarf (siehe Abbildung 3). Ein weiterer Grund dafür ist, dass die Abwärme des rSOC-Systems im Brennstoffzellenbetrieb mit  $H_2$  wesentlich größer ist als mit  $CH_4$  (siehe Abbildung 4). Für das Jahr 2030 ist zu sehen, dass im Frühling und Sommer (Tag 75 bis 175) nahezu durchgängig Elektrolyse betrieben wird. Hingegen zeigt das Jahr 2050 einen ganzjährigen Wechsel zwischen Elektrolyse und Brennstoffzellenbetrieb.



Das Ergebnis für die Betriebszeiten aus der Optimierung ist in Abbildung 9 zu sehen. In der Optimierung stehen die verschiedenen Betriebsmodi in Konkurrenz zueinander. Der wirtschaftlichste Betriebsmodus wird in jedem Zeitschritt unter Berücksichtigung aller Betriebseinschränkungen berechnet. Dadurch reduzieren sich die Betriebszeiten in den einzelnen Modi gegenüber Abbildung 6. In allen drei Szenarien ergibt sich nahezu keine Stillstand- oder Standbyzeit. Weiters kann beobachtet werden, dass ein Brennstoffzellenbetrieb mit Wasserstoff im Szenario „Referenz“ und „AW“ in beiden Jahren

nicht gewählt wird. Nur Im Szenario „FW“ scheint dieser Betriebsweise, durch die große für Fernwärme verfügbare Abwärmeleistung, mehr Profit durch der Wasserstoffverstromung als durch den Wasserstoffverkauf zu generieren.

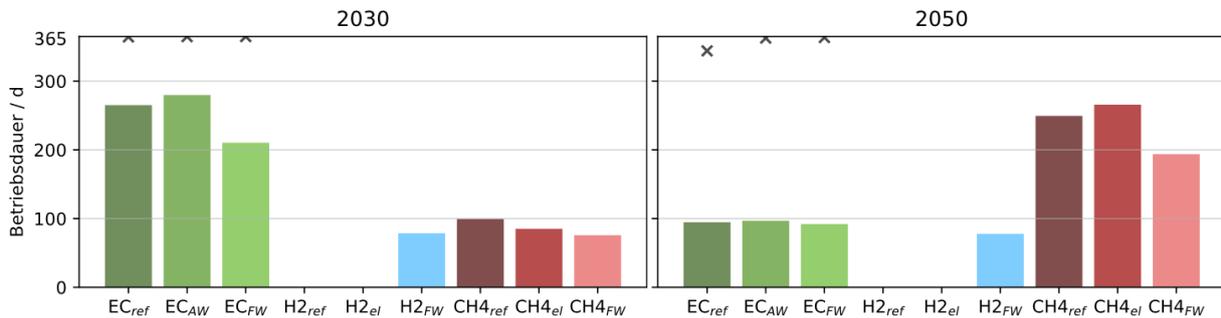


Abbildung 9 Betriebsdauer aus der Optimierung in den 3 Szenarien für die verschiedenen Betriebsmodi des rSOC-Systems. Die gesamte Betriebsdauer des rSOC-Systems ist durch mit „x“ Marker markiert.

Der vom rSOC-System erwirtschaftete Profit, berechnet nach Gleichung (2), ist in Abbildung 10 zu sehen. Sehr markant ist hier der Unterschied zwischen dem Szenario Fernwärme (FW) und den anderen beiden Szenarien zu sehen. Durch die Möglichkeit Wärme an das Fernwärmenetz zu liefern und diese vergütet zu bekommen steigt der jährliche Profit um das Achtfache. Wesentlich geringer aber signifikant ist die Zunahme des Profits mit reiner Industriekopplung (AW) beträgt hier im Vergleich zum Szenario „Referenz“ aber auch 30% im Jahr 2030 und 45% im Jahr 2050.

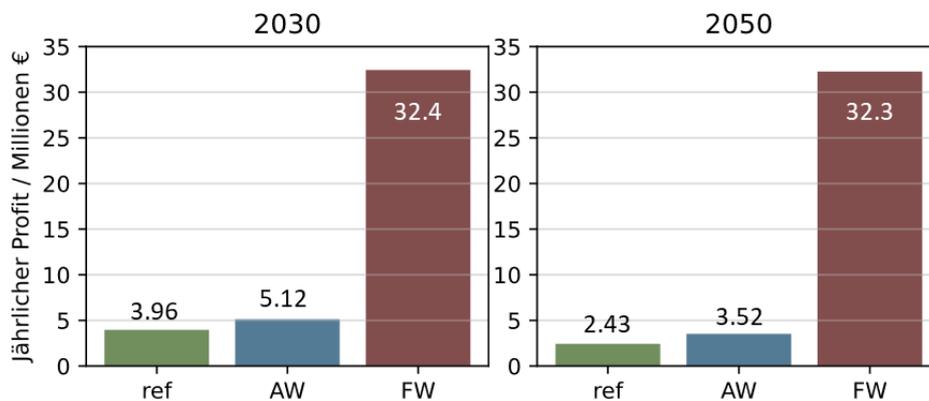


Abbildung 10 Erwirtschafteter Jahresgewinn des 18.8/6.3 MW rSOC-Systems

## 4 Schlussfolgerungen und Ausblick

Der große wirtschaftliche Nutzen, der Einkopplung von Industrieabwärme in den Elektrolysebetrieb des rSOC-Systems, ist durch den Anstieg um 30% bzw. 45% des möglichen jährlichen Profits untermauert. Die Kopplung an ein Fernwärmenetz ermöglicht achtfach höhere Gewinne und es scheint auch nahezu keine Auswirkung der Energiepreise für die verschiedenen Jahre zu geben. Eine weitere Interessante Beobachtung ist, dass der Brennstoffzellenbetrieb mit Wasserstoff nur für das Szenario „FW“ gewählt wird. Hier muss noch eine genauere Untersuchung stattfinden, um die Grenzen für die Wirtschaftlichkeit der Betriebsweisen des rSOC-Systems besser zu verstehen.

Im weiteren Verlauf des Projektes FIRST, das von der FFG gefördert wird, sollen Industrien mit unterschiedlichen zeitlichen Charakteristiken untersucht werden. Dabei ist es erforderlich die Skalierung des rSOC-Systems in die Optimierung aufzunehmen und dafür eine Skalierungskurve der Kosten zu berücksichtigen. Dadurch sollen die Industriesektoren mit Charakteristiken und Kennwerten, die die Anwendung eines rSOC-Systems besonders attraktiv machen, ermittelt werden. Für diese Fälle kann auch das von der Anwendung geforderte dynamische Verhalten des rSOC-Systems untersucht werden. Ein weiteres Ziel zukünftiger Berechnungen ist die Ermittlung des Preises für Wasserstoff, unter der Vorgabe der Abschreibungsdauer. Dafür ist zu erwarten, dass die Wasserstoffpreise in den Szenarien mit Kopplung (AW und FW) wesentlich geringer ausfallen können gegenüber dem Referenzszenario.

## 5 References

- [1] Gruber-Glatzl W 2021 Abwärmekataster III Steiermark: Öffentlicher Kurzbericht <https://www.aee-intec.at/awkst-abwaermekataster-steiermark-p278> Accessed 24 Aug 2022
- [2] Motylinski K, Kupecki J, Numan B, Hajimolana Y S, Venkataraman V 2021 Dynamic modelling of reversible solid oxide cells for grid stabilization applications *Energy Conversion and Management* 228 113674. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.113674>
- [3] Singer D V 2017 Reversible solid oxide cells for bidirectional energy conversion in spot electricity and fuel markets Doctoral Thesis *Columbia University* <https://doi.org/10.7916/D8V988P6>
- [4] Di Giorgio P, Desideri U 2016 Potential of Reversible Solid Oxide Cells as Electricity Storage System *Energies* 9 662. <https://doi.org/10.3390/en9080662>
- [5] Schwarze K, Posdziech O, Mermelstein J, Kroop S 2019 Operational Results of an 150/30 kW RSOC System in an Industrial Environment *Fuel Cells*. <https://doi.org/10.1002/fuce.201800194>
- [6] Posdziech O, Schwarze K, Brabandt J 2019 Efficient hydrogen production for industry and electricity storage via high-temperature electrolysis *International Journal of Hydrogen Energy* 44 19089–19101. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.05.169>
- [7] Hutty T D, Dong S, Brown S 2020 Suitability of energy storage with reversible solid oxide cells for microgrid applications *Energy Conversion and Management* 226 113499. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.113499>
- [8] Luo Y, Shi Y, Zheng Y, Cai N 2017 Reversible solid oxide fuel cell for natural gas/renewable hybrid power generation systems *Journal of Power Sources* 340 60–70. <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2016.11.057>
- [9] Traupmann A, Greiml M, Steinegger J, Kühberger L, Kienberger T 2022 Analysing sector coupling technologies for Re-purposing coal-fired power plants—Case study for the ENTSO-E grid *IET Energy Syst Integration*. <https://doi.org/10.1049/esi2.12087>

- [10] Roberta C, Peter N, Thomas K (eds) 2022 Pathways for ramping-up hydrogen into the natural gas system
- [11] E-Control Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2018: SNE-V 2018 BGBl. II Nr. 398/2017; Änderung BGBl. II Nr. 466/2022  
<https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20010107&FassungVom=2023-01-01> Accessed 08 Feb 2023
- [12] Binderbauer P J, Kienberger T, Staubmann T 2022 Synthetic load profile generation for production chains in energy intensive industrial subsectors via a bottom-up approach *Journal of Cleaner Production* 331 130024. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.130024>
- [13] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Verband kommunaler Unternehmen e.V., GEODE 2018 Abwicklung von Standardlastprofilen Gas BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden  
[https://www.bdew.de/media/documents/Leitfaden\\_20160630\\_Abwicklung-Standardlastprofile-Gas.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/Leitfaden_20160630_Abwicklung-Standardlastprofile-Gas.pdf) Accessed 09 Feb 2023
- [14] Paczona D, Sejkora C, Kienberger T 2023 Reversible solid oxide cell systems as key elements of achieving flexibility in future energy systems. In: Sitte W, Merkle R (eds) High-Temperature Electrolysis. IOP Publishing, 19-1-19-32
- [15] Bynum, Michael L. and Hackebeil, Gabriel A. and Hart, William E. and Laird, Carl D. and Nicholson, Bethany L. and Siirola, John D. and Watson, Jean-Paul and Woodruff, David L. 2021 Pyomo - optimization modeling in python *Springer Science & Business Media*
- [16] Gurobi Optimization L L 2023 Gurobi Optimizer Reference Manual *Gurobi Optimization, LLC* <https://www.gurobi.com>
- [17] Preininger M, Stoeckl B, Subotić V, Mittmann F, Hochenauer C 2019 Performance of a ten-layer reversible Solid Oxide Cell stack (rSOC) under transient operation for autonomous application *Applied Energy* 254 113695.  
<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113695>
- [18] Peters R, Frank M, Tiedemann W, Hoven I, Deja R, Kruse N et al. 2021 Long-Term Experience with a 5/15kW-Class Reversible Solid Oxide Cell System *J Electrochem Soc* 168 14508. <https://doi.org/10.1149/1945-7111/abdc79>