

Kostenoptimales Design von solarbasierten E-Methanol-Produktionssystemen

Andreas Rosenstiel*^{1,2}, Nathalie Monnerie¹, Martin Roeb¹, Christian Sattler^{1,2}

1) Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Institute für Future Fuels, Linder Höhe, 51147 Köln

2) Fakultät für Maschinenwesen, RWTH Aachen, 52056 Aachen

*andreas.rosenstiel@dlr.de

Motivation

- Der globale Handel von grünen Wasserstoffderivaten kann einen wichtigen Beitrag zu einem klimaneutralen Energiesystem leisten.
- Aufgrund des enormen Potenzials der Sonnenenergie in Kombination mit der Verfügbarkeit von Flächen ist der Sonnengürtel der Erde eine der interessantesten Regionen für den Export von erneuerbaren Energieträgern [1].
- Methanol, das aus grünem Wasserstoff und nachhaltigem CO₂ hergestellt wird, ist in diesem Zusammenhang eines der vielversprechendsten Energieträgermoleküle [2].
- Es ist eine Herausforderung, E-Methanol kosteneffizient ausschließlich basierend auf kostengünstigen Photovoltaik (PV)-Systemen zu produzieren, da die Energiequelle fluktuiert und nur begrenzt zur Verfügung steht. Ein Ausgleich über Batteriespeicher ist aufgrund hoher Kosten nur sehr begrenzt möglich.
- Die Kombination von PV mit konzentrierter Solarenergie (CSP) und thermischer Energiespeicherung (TES) ist eine attraktive Option an Standorten mit hoher Sonneneinstrahlung um einen annähernd kontinuierlichen Betrieb des Elektrolyseurs und der Methanolproduktionsanlage zu erreichen.
- Ein techno-ökonomisches Modell wurde entwickelt, um so ein System auf minimale Produktionskosten auszulegen und mit alternativen Designoptionen zu vergleichen.

CSP/PV Hybridkonzept und Optimierungsvariablen

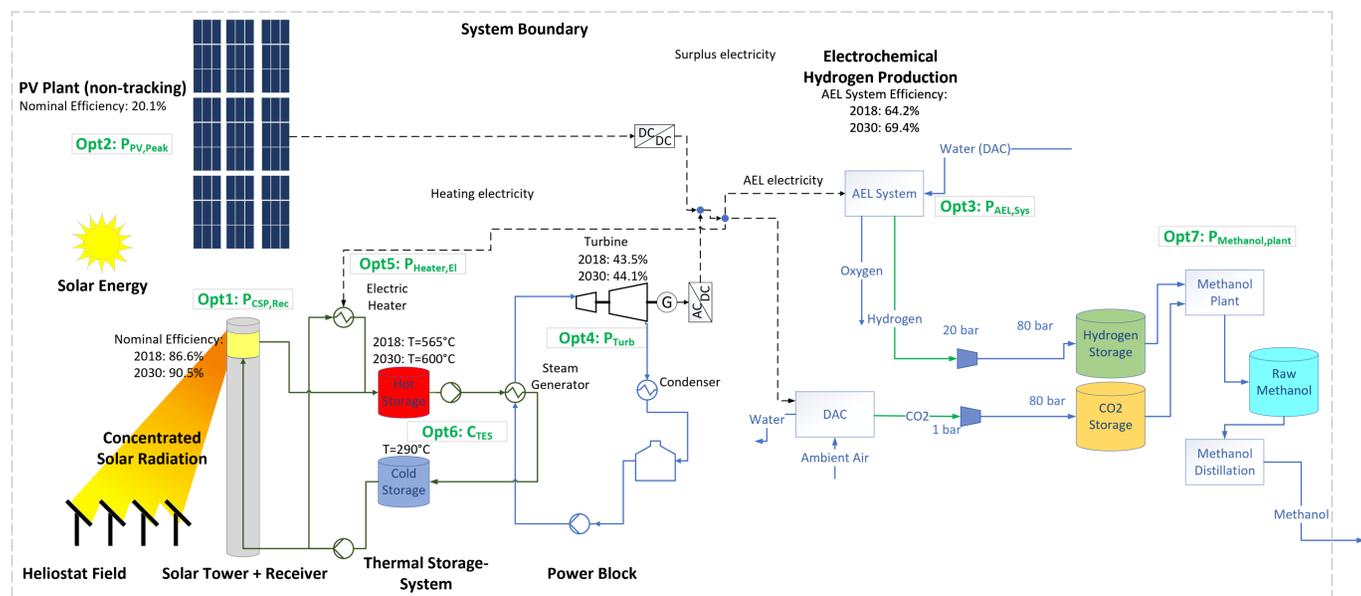


Abb. 1: Prozessfließbild und Optimierungsvariablen des solaren E-Methanol-Produktionssystems.

Optimiertes Systemdesign

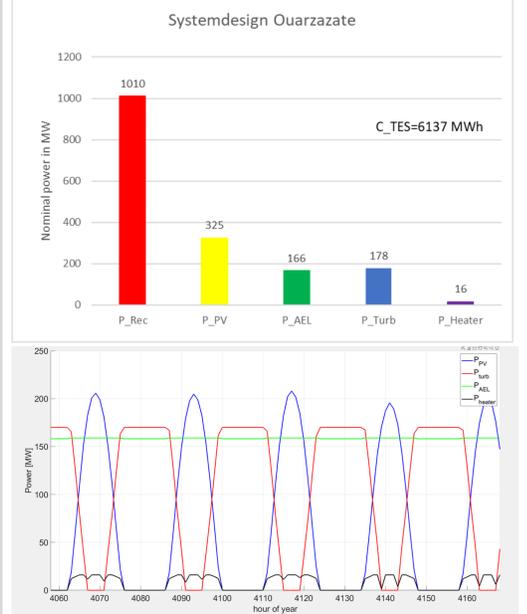


Abb. 4: Optimiertes Systemdesign und Verlauf der Strombereitstellung an einem guten Solarstandort (Ouarzazate, Marokko).

Systemoptimierung

- Techno-ökonomisches Prozessmodell, das eine intelligente Betriebsstrategie zur kaskadenförmigen Nutzung des fluktuierenden PV-Stroms beinhaltet [4].
- Globale Optimierung mit dem MathWorks® Pattern Search Algorithmus.
- Dimensionierung der Teilsysteme durch eine Minimierung der Methanolproduktionskosten:

$$\min(\text{Levelized Cost of Methanol}) = f(P_{CSP,Rec}, P_{PV,Peak}, P_{AEL}, P_{Turb}, C_{TES}, P_{Heater,el}, P_{MeOH,plant})$$

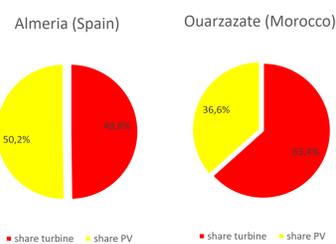


Abb. 2: Anteile der Strombereitstellung. Links: An einem durchschnittlichen Solarstandort (Almeria (Spanien)). Rechts: An einem guten Solarstandort (Ouarzazate, Marokko).

Elektrolyseur-Betriebsstrategien

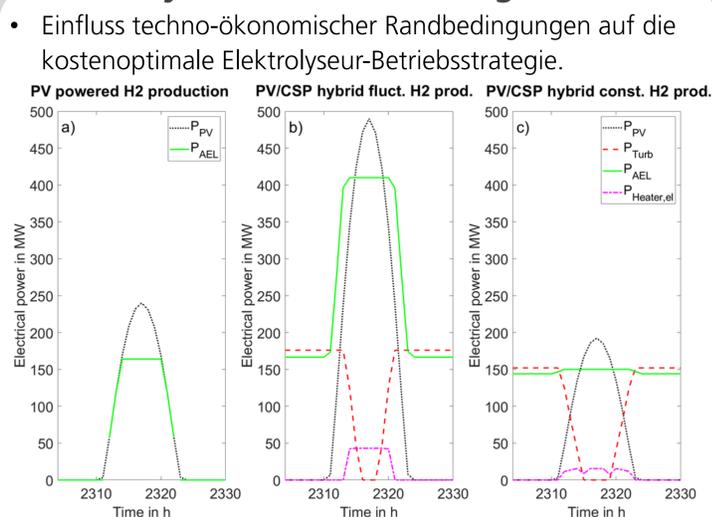


Abb. 3: Vergleich von möglichen Systemauslegungen und den daraus resultierenden Elektrolyseur-Betriebsstrategien: a) Stark fluktuierender Elektrolyseurbetrieb in einem reinen PV-System. b) Stark fluktuierender Elektrolyseurbetrieb in einem CSP/PV-Hybridssystem mit hohem PV-Anteil. c) Kontinuierlicher Elektrolyseurbetrieb in einem CSP/PV Hybridssystem mit hohem CSP-Anteil [4].

Zusammenfassung und Ausblick

- E-Methanol-Produktionssysteme basierend auf CSP/PV-Hybridkraftwerken mit thermischen Speichern können niedrigere E-Methanol-Produktionskosten erreichen als reine PV- oder CSP-Systeme.
- Die Kombination der elektrochemischen Wasserstoffproduktion mit weiteren Prozessschritten, wie zum Beispiel einer Methanolsynthese, begünstigt kontinuierliche Prozessauslegungen. Mit einem CSP/PV Hybridkonzept sind mehr als 8000 Elektrolyseurvollaststunden möglich.
- Eine höhere Direktstrahlung (DNI) führt in der wirtschaftlichen Optimierung zu einem steigenden Anteil der Strombereitstellung durch die Dampfturbine des CSP-Kraftwerks. An guten Solarstandorten kann der Anteil Werte von 2/3 der gesamten Strombereitstellung erreichen.
- Bei einem CO₂ Preis von 80 €/t werden für das Jahr 2030 Methanolproduktionskosten von 776 €/t erreicht.



Abb. 5: Optimiertes Systemdesign und Verlauf der Strombereitstellung an einem durchschnittlichen Solarstandort (Almeria, Spanien).

Quellen

- [1] Roeb et al., <https://elib.dlr.de/137796/> (2020)
- [2] Plass et al., https://doi.org/10.1007/978-3-642-39709-7_8 (2014)
- [3] Wormslev et al., <http://dx.doi.org/10.6027/TN2016-538> (2016)
- [4] Rosenstiel et al., *Energies* 2021, 14, 3437, <https://doi.org/10.3390/en14123437> (2021)

Danksagung: Die Autoren und Autorinnen danken für die Finanzierung der Projekte SolareKraftstoffe (FKZ: 03EIV221), MENA-Fuels (FKZ: 03EIV181A-C) und TUNol (FKZ: 03EE5123E) gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages. Sowie für die finanzielle Unterstützung des Projektes NeoFuels durch DLR-Grundfinanz. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt beim Autor.