

INTEGRIERTE SIMULATION UND OPTIMIERUNG DES BETRIEBS VON STROM- UND GASTRANSPORTINFRASTRUKTUREN: EIN MODELLVERGLEICH

Lukas LÖHR*¹, Ziyi JIA¹, Albert MOSER¹

Hintergrund und Motivation

Die Transformation des Energiesystems hin zur Klimaneutralität stellt enorme Anforderungen an die Energieinfrastrukturen. Die Kopplung der Infrastrukturen für Strom, Methan, Wärme und zukünftig Wasserstoff gilt als ein vielversprechendes Konzept, die notwendige Flexibilität zur Bilanzierung der volatilen und lastfernen erneuerbaren Energieressourcen bereitzustellen [1]. Die Transport- und Speicherkapazitäten dieser Infrastrukturen sind über Umwandlungsanlagen wie Elektrolyseure oder Gaskraftwerke miteinander verknüpft, sodass im Betrieb Synergien zwischen den komplementären Infrastrukturen gehoben werden können. Die Abbildung dieser Synergien in der Energiesystemanalyse erfordert eine integrierte Modellierung des Betriebs sektorgekoppelter Infrastrukturen.

Unterschiedliche Modellergebnisse und Bewertungen können aufgrund unterschiedlicher Modellierungstechniken und Modellgenauigkeiten resultieren. Es existiert eine Vielzahl von Energiesystemmodellen, die das zukünftige Energiesystem mit verschiedenen Schwerpunkten abbilden. Unterschiede bestehen z.B. in der Abbildung von physikalischen Strom- und Gasleistungsflüssen oder Betriebsrestriktionen der Anlagen wie thermischen Kraftwerken. Im Rahmen dieses Beitrags soll ein integriertes Betriebsoptimierungsverfahren für sektorgekoppelte Energiesysteme durch einen Modellvergleich mit etablierten kommerziellen Softwares validiert werden.

Methodik

Am IAEW der RWTH Aachen University wird das integrierte Betriebsoptimierungsverfahren für gekoppelte Strom-, Methan-, Wasserstoff- und Wärmesysteme iGENeO (Integrated Gas and Electricity Network Optimization) entwickelt [2]. Das nichtlineare Problem wird in einer integrierten Optimierung mittels (sukzessiv) linearer Programmierung gelöst. Im Kontext des Modellvergleichs dieses Beitrags sind folgende Fähigkeiten des Verfahrens hervorzuheben:

- 1) Integrierte Optimierung des Einsatzes verschiedener Anlagen wie Umwandlungsanlagen, Kraftwerke, Speicher sowie Netzbetriebsmittel
- 2) Abbildung physikalischer Strom- und Gasflüsse sowie Netzverluste unter Anwendung der Wirklastflussapproximation und einer quasi-stationären Gasflussformulierung

Zur Validierung der beiden genannten Fähigkeiten werden zwei akademische Testversionen kommerzieller Softwares genutzt. Zum Modellvergleich integrierter Einsatzoptimierungen (1) wird die Software PLEXOS [3] von der Firma *Energy Exemplar* bereitgestellt. In PLEXOS kann der Betrieb in Strom-, Gas- und Wärmesystemen integriert und modular optimiert werden. PLEXOS ermöglicht über die Anwendung in diesem Beitrag hinaus auch die Möglichkeit einer mehrstufigen Ausbauoptimierung sektorgekoppelter Energiesysteme und wird beispielsweise in den TYNDP-Prozessen der europäischen Netzentwicklungsplanung angewendet. Zwar können in PLEXOS elektrische Wirkleistungsflüsse, jedoch in der vorliegenden Version keine physikalischen Gasflüsse abgebildet werden. Daher wird für den Modellvergleich physikalischer Leistungsflüsse (2) die Software SAInt [4] des Unternehmens *encoord* zur Verfügung gestellt. SAInt ermöglicht es, integriert AC-Lastflussberechnungen sowie stationäre und dynamische Gasflusssimulationen durchzuführen. Zwar kann eine Einsatzoptimierung von Kraftwerken erfolgen, eine Einsatzoptimierung anderer Betriebsmittel wie Speicher oder Umwandlungsanlagen ist in der vorliegenden Version jedoch nicht möglich. Daher werden zwei separate Modellvergleiche mit anwendungsspezifischen Testsystemen vorgenommen.

¹ IAEW der RWTH Aachen University, Schinkelstraße 6, 52056 Aachen, Tel: 0241/80-97651, l.loehr@iaew.rwth-aachen.de, <http://www.iaew.rwth-aachen.de>

Ergebnisse

Für den Modellvergleich integrierter Einsatzsimulationen (1) wird auf das Testsystem (3c) des Projekts MODEX FlexMex 2 [5] zurückgegriffen, das schematisch in Abbildung 1a) dargestellt ist. Für 11 Marktgebiete, die europäischen Staaten nachempfunden sind, wird der gesamtjährliche Betrieb in stündlicher Auflösung eines sektorgekoppelten Strom-, Methan-, Wasserstoff- und Wärmesystems optimiert. Die Infrastrukturen sind durch Elektrolyseure, Gasturbinen, gasgefeuerte KWK-Anlagen, Heizwerke und Power-to-Heat Anlagen gekoppelt. PLEXOS und iGENeO erreichen bis auf numerische Ungenauigkeiten die identischen Betriebskosten (Ungenauigkeit 0.00003 %). Im Detail unterscheidet sich der Anlageneinsatz, insbesondere der Einsatz von Speichern und die Abregelung von EE-Anlagen zwischen den Marktgebieten, geringfügig, da das Optimierungsproblem mehrere Optima besitzt.

Der Modellvergleich integrierter stationärer Leistungsflüsse (2) mit SAInt wird auf einem gekoppelten Strom- und Gasnetz mit 24 Strom- und 20 Gasknoten in Anlehnung an [6] durchgeführt. Beide Systeme werden gemäß Abbildung 1b) durch zwei Gaskraftwerke, eine Power-to-Gas Anlage sowie einen elektrisch angetriebenen Verdichter gekoppelt. Der Vergleich zeigt im Gasnetz Abweichungen der Knotendrücke und Verdichterantriebsleistung unterhalb 0,06% für Methan, für Wasserstoff fällt der Fehler noch geringer aus. Im Stromsystem entstehen teils deutliche Abweichungen von bis zu 66% durch die Wirklastflussapproximation. Die für Netzanalysen relevanten, stark ausgelasteten Zweige weisen allerdings Fehler kleiner 5% auf. Netzverluste werden mit einem Fehler von 4% gut abgeschätzt.

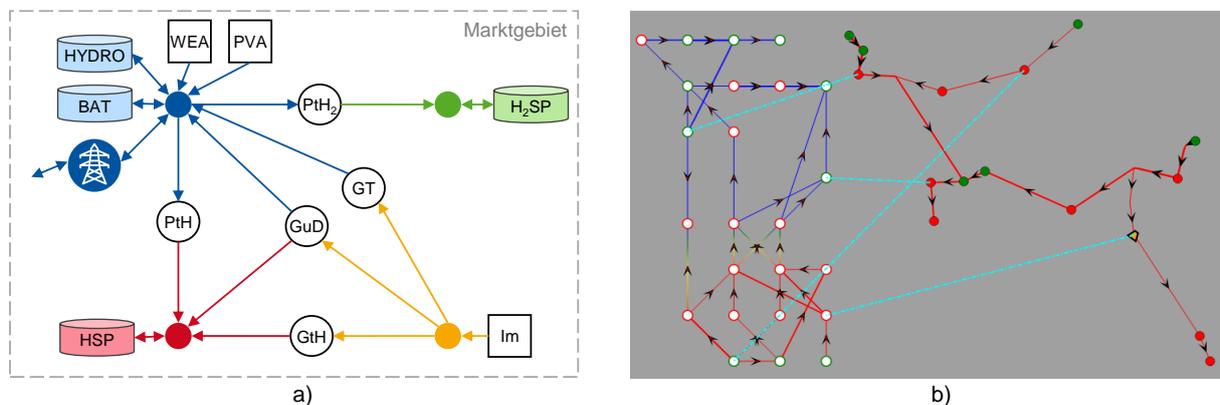


Abbildung 1: a) Testsystem für Einsatzsimulation, b) Testsystem für Leistungsflüsse (Darstellung SAInt)

Damit können beide Fähigkeiten von iGENeO erfolgreich validiert werden. Die Langfassung enthält umfangreichere Modellbeschreibungen und Ergebnisse des Modellvergleichs.

Danksagung

Der herzliche Dank der Autoren gilt den Unternehmen *Energy Exemplar* und *encoord* für die kostenfreie Bereitstellung akademischer Testlizenzen und den Support der Softwares PLEXOS bzw. SAInt. Dank gilt zudem dem BMWi-Projekt MODEX FlexMex für die vorzeitige Bereitstellung der Testdatensätze.

Referenzen

- [1] European Commission, "Powering a climate-neutral economy: An EU Strategy for Energy System Integration", Brüssel, 2020.
- [2] L. Löhr, R. Houben, und A. Moser, "Optimal Power and Gas Flow for Large-scale Transmission Systems", Electric Power Systems Research Vol. 189, 2020.
- [3] J. P. Deane, M. Ó Ciaráin, und B. P. Ó Gallachóir, "An integrated gas and electricity model of the EU energy system to examine supply interruptions," Applied Energy Vol. 193, 2017
- [4] K. A. Pambour, "Modelling, simulation and analysis of security of supply scenarios in integrated gas and electricity transmission networks", Dissertation, Groningen, 2018.
- [5] G. Hedda et al, "Model input and output data of the FlexMex model comparison (1.0) [Data set]. Zenodo. <https://doi.org/10.5281/zenodo.5802178>, 2021.
- [6] G. Sun, S. Chen, Z. Wei, und S. Chen, "Multi-period integrated natural gas and electric power system probabilistic optimal power flow incorporating power-to-gas units", J. Mod. Power Syst. Clean Energy Vol. 5, 2017.