

Techno-ökonomische Betrachtungen von Power-to-X bei Kehrlichtverbrennungsanlagen und in der Industrie (SP 5/WP03 & 04)

Laurin Hilfiker^{1*}, Sinda M'Saada¹, Zoe Stadler¹, Emre Merdan¹

Projektzusammenarbeit mit: Christopher Stahel², Paul Grüninger³

¹Ostschweizer Fachhochschule (OST), CH-8640 Rapperswil-Jona; ²EnergiNova AG, CH-8645 Rapperswil-Jona; ³Energie Zürichsee Linth (EZL) AG, CH-8645 Rapperswil-Jona

Zusammenfassung

- Der erneuerbare Strom hat den grössten Einfluss auf die Kosten einer Power-to-X-Anlage und ist der limitierende Faktor.
- Speicher spielen eine grosse Rolle.
- Synergien mit anderen Technologien sind zu nutzen (Abwärmenutzung, Sektorkopplung, ...).
- Der Import von erneuerbarem Wasserstoff aus dem Ausland per Pipeline zur nachträglichen Weiterverarbeitung könnte ökonomisch interessant sein.

Was war die Fragestellung?

Wie kann ein Gebiet, welches derzeit mit Erdgas versorgt wird, defossilisiert werden, ohne dass die Energieversorgungssicherheit darunter leidet? Was sind die damit verbundenen Kosten?

Für die Region rund um den Zürichsee wurde untersucht, wie eine Methanisierung in Kombination mit der Nutzung lokaler biogener CO₂-Quellen aussehen könnte. Die verschiedenen Standorte können dabei durch den Bau von Wasserstoff- oder CO₂-Pipelines miteinander verbunden werden.

Für ein Industriequartier in Rapperswil-Jona wurden verschiedene Alternativen zur Nutzung von Erdgas für die Gebäudewärme betrachtet, inkl. der Installation einer Power-to-X-Anlage vor Ort.

Was wurde gemacht?

In einer Masterarbeit wurden Biogasanlagen und deren Potenzial vertieft betrachtet. In einer weiteren Untersuchung im Rahmen des DeCIRRA-Projekts wurde zudem untersucht, ob weitere (grössere) CO₂-Quellen für die Produktion von SNG eine spannende Ergänzung sein könnten.

Für diese techno-ökonomische Studie wurde ein Modell mit Mixed Integer Linear Programming (MILP) erstellt, welches die Standorte und Grössen von möglichen Power-to-Gas-Anlagen abbildet, und nach Kosten optimiert.

Beim Industriequartier in Rapperswil-Jona wurde zuerst als Teil eines Unterrichtsmoduls gemeinsam mit Studierenden verschiedene neuartige Möglichkeiten einer alternativen Wärmeversorgung der Gebäude für das Industriequartier diskutiert. Anschliessend wurde eine Auswahl der Ideen am IET Institut für Energietechnik weiterentwickelt und ausgearbeitet. Diese Konzepte beinhalteten Photovoltaik, solarthermische Anlagen, die Abwärmenutzung von Rechenzentren, Holzpellets sowie Power-to-X-Lösungen.

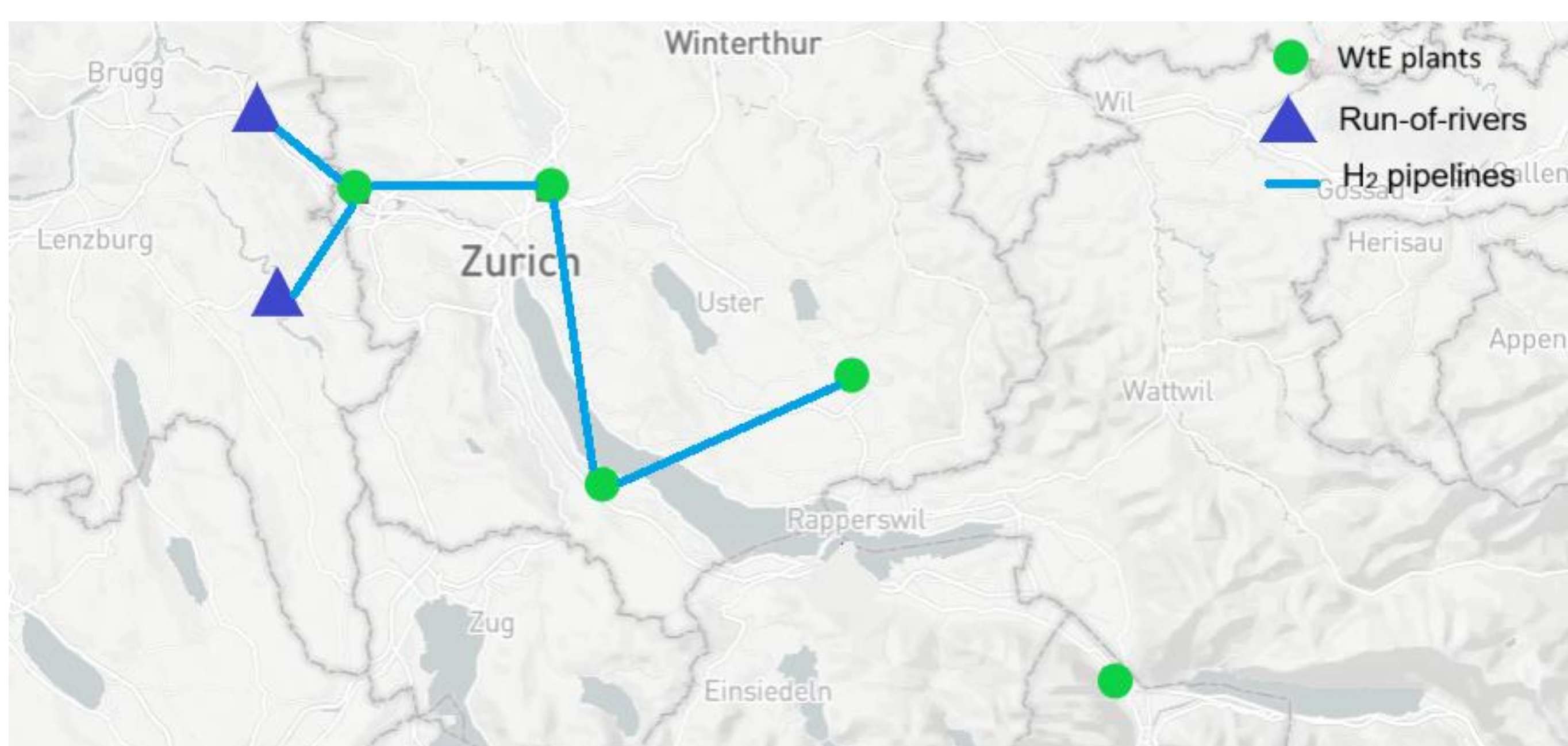


Abbildung 1: Mögliche Verbindung der Kehrlichtverbrennungsanlagen mit Wasserstoffpipelines, damit die Methanisierung zentralisiert erfolgen kann.

Was waren die Ergebnisse?

Die Ergebnisse zeigen auf, dass nur wenige Prozente des Bedarfs von EnergiNova durch Methan aus Biogasanlagen ersetzt werden können. Bei der Einbindung weiterer Quellen ergibt sich, dass die Verwendung von Netzstrom für die Power-to-Methan-Produktion zu teuer ist, um den gesamten Gasbedarf abzudecken. Insbesondere interessant scheint gemäss Modell die Ergänzung der eigenen Wasserstoffproduktion mit H₂-Import aus dem Ausland per Pipeline zu sein, für die nachträgliche Methanisierung. So kann, wenn in der Schweiz der Strom und damit auch der Wasserstoff zu teuer ist, auf importierten Wasserstoff ausgewichen werden.

Die betrachteten Alternativen für die Wärmebereitstellung im Industriequartier hätten alle einen Preisanstieg zur Folge. Spannend sind deshalb insbesondere die Kombination mit Photovoltaik, da über den Stromverkauf Einkünfte generiert werden können, oder die Abwärmenutzung von Rechenzentren. Zudem könnten neue Technologien, wie die Nutzung von LOHC (Liquid Organic Hydrogen Carriers) spannend werden, dies ist derzeit jedoch mit grossen Unsicherheiten verbunden.

Welches sind die verallgemeinerbaren Erkenntnisse?

- Der limitierende Faktor ist lokaler erneuerbarer Strom für die Wasserstoff-Produktion. CO₂ und Wärme (ausser im Winter) bilden keinen Engpass.
- Die Speicherung von chemischen Energieträgern spielt eine grosse Rolle, um im Frühjahr und Sommer mehr produzieren und bis zum Winter speichern zu können. Dies trägt zur Senkung der Kosten und zur Erhöhung der Energiesicherheit bei.
- Die derzeitige CO₂-Abgabe von 120 CHF/MWh ist zu wenig hoch, um die Power-to-X-Produktion voranzutreiben, welche aktuell nicht rentabel ist im Vergleich zu Erdgasimporten.
- Es ist möglich, die Versorgung zu 100 % auf SNG umzustellen, wenn der dafür erforderliche Wasserstoff importiert wird.
- Die Betriebskosten sind der grösste Kostentreiber.
- Synergien und Sektorkopplung können die Flexibilität und damit die Kostenoptimierung positiv unterstützen.

Welche Handlungsempfehlung gibt es?

Wenn weiterhin Methan genutzt wird, ist das empfohlene Vorgehen, neben dem aktuellen Erdgasimport eine SNG-Produktion aufzubauen. Sobald ein Anschluss an den European Hydrogen Backbone besteht, kann die Produktion durch den Import von Wasserstoff gesteigert werden. Weitere Empfehlungen sind:

- Erhöhung der CO₂-Abgabe
- Subventionen für Power-to-X-Projekte
- Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien in der Region