

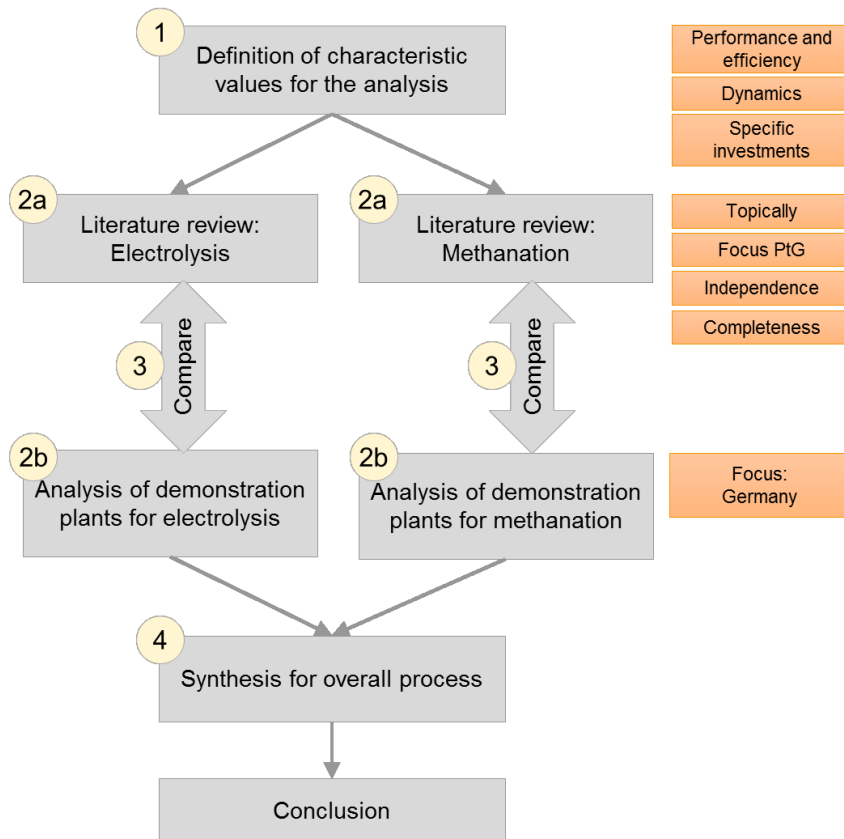
Strommarkttreffen 2018/06/29, Berlin



Technical status quo and flexibility of electrolysis and methanation
for power-to-gas applications

Sarah Milanzi, Benjamin Grosse, Johannes Kochems, Lisa Hermann, Carla Spiller
Department of Energy and Resources Management
TU Berlin

Principles of the analysis



■ Research questions:

- Do the technical parameters of current demonstration plants for PtG differ from the literature?
- How much do future projections scatter?
- Which projections are likely to be corrected based on the current development?

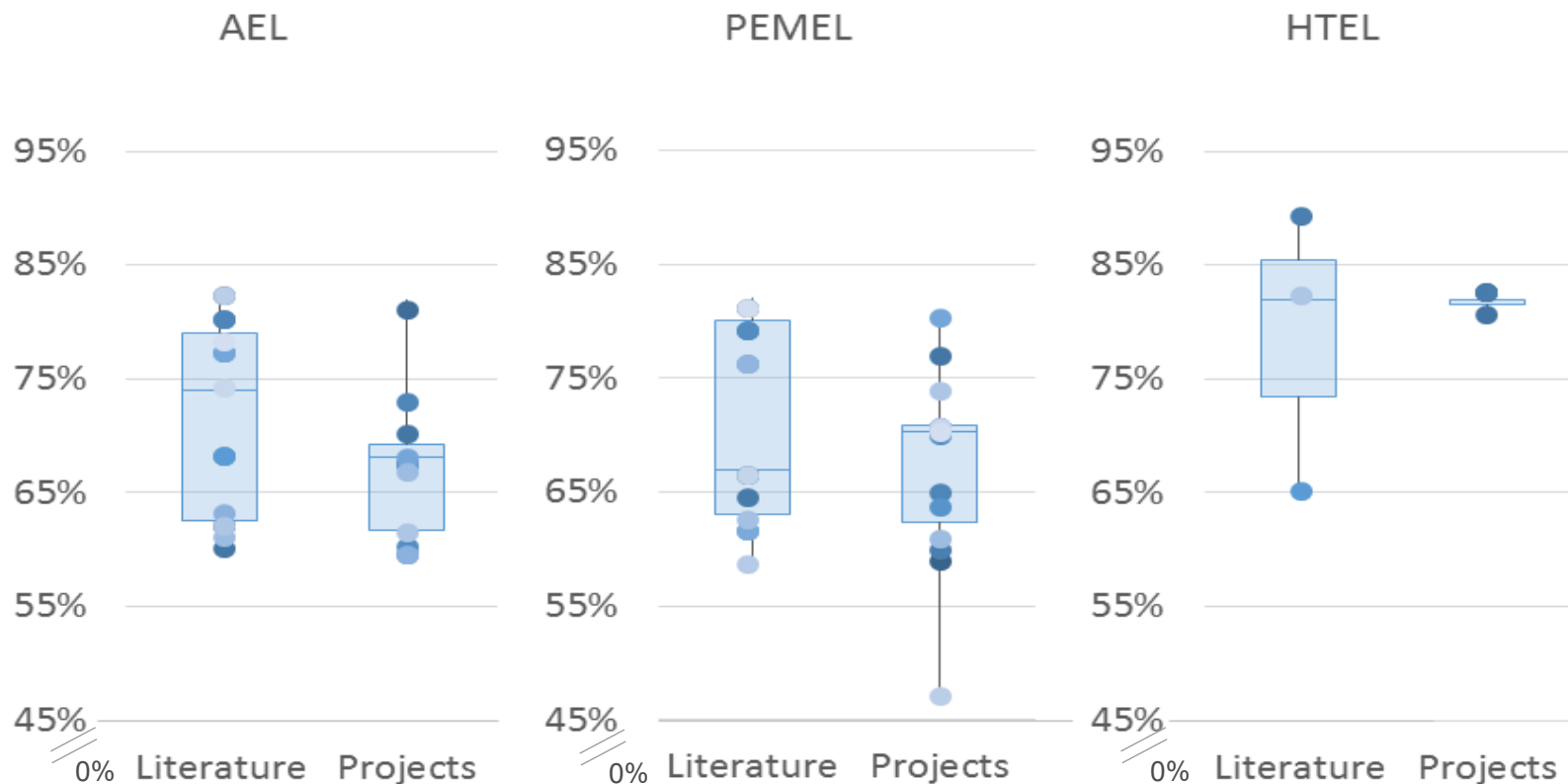
■ Method

- Separate analysis of electrolysis and methanation literature as well as demonstration plants
- Combining results for synthesis
- Primary sources
 - Websites of demonstration plants
 - Studies, reviews and paper, especially:
 - Sterner, Stadler (2014)
 - Smolinka et al. (2011)
 - Lehner et al. (2014)
 - Zapf (2017)
 - Schiebahn et al. (2015)
 - Götz et al. (2016)

Electrolysis technologies reach or even exceed literature expectations



Efficiency comparison electrolysis

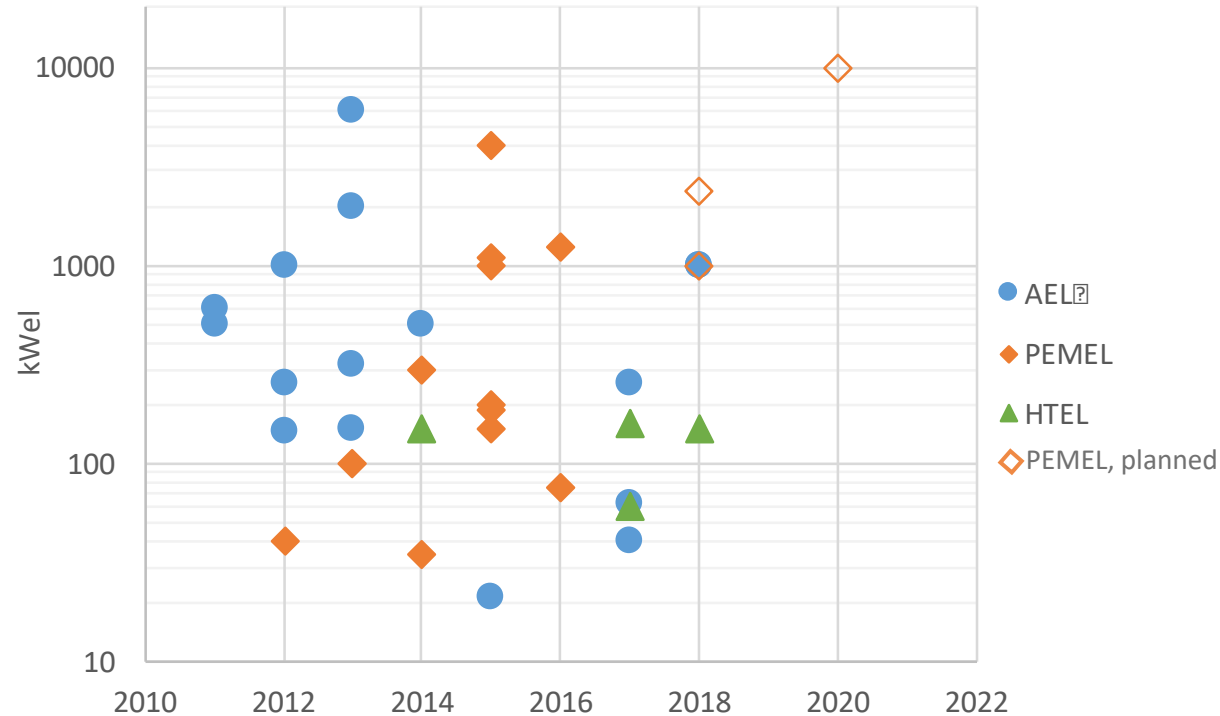


All in all 31 Projects and 12 publications were summarized.



Clear trend towards PEMEL and HTEL can be recognized

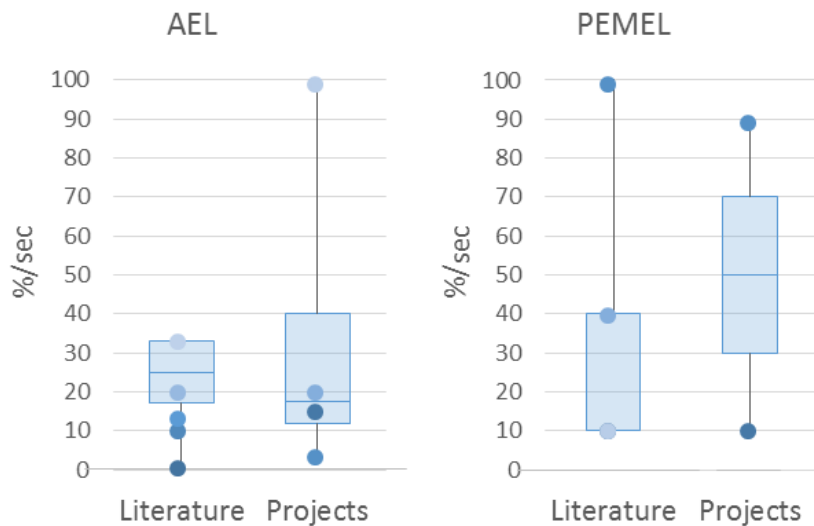
Installed capacity of demonstration plants



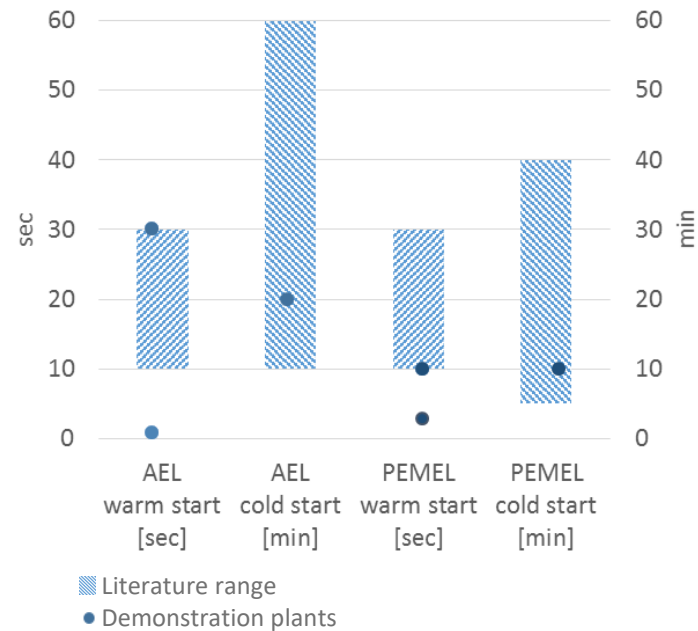
- Shift from AEL to PEMEL in the last years
- Wide range of nominal capacity covered
- HTEL still small compared to AEL and PEMEL

Flexibility and cold or warm start of electrolysis is on track or even better than expected

Load gradient



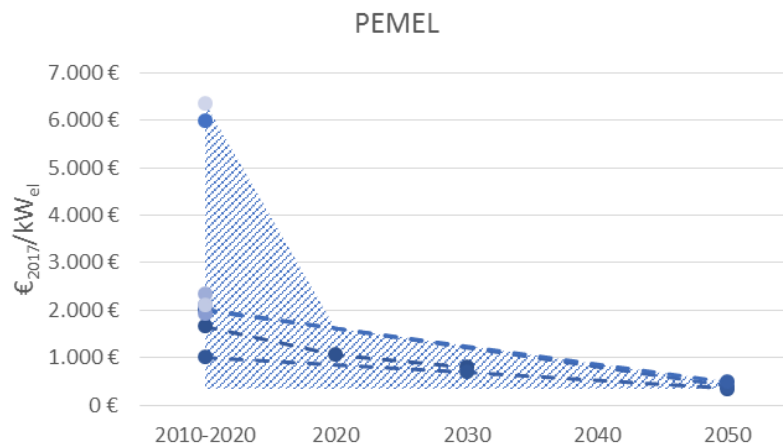
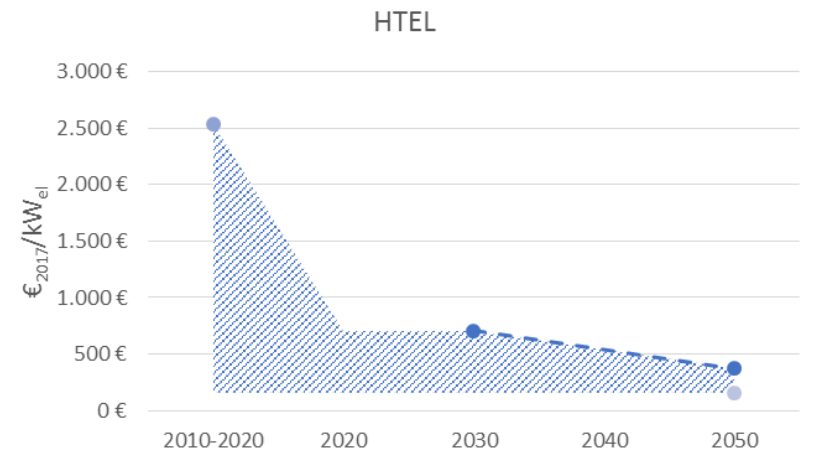
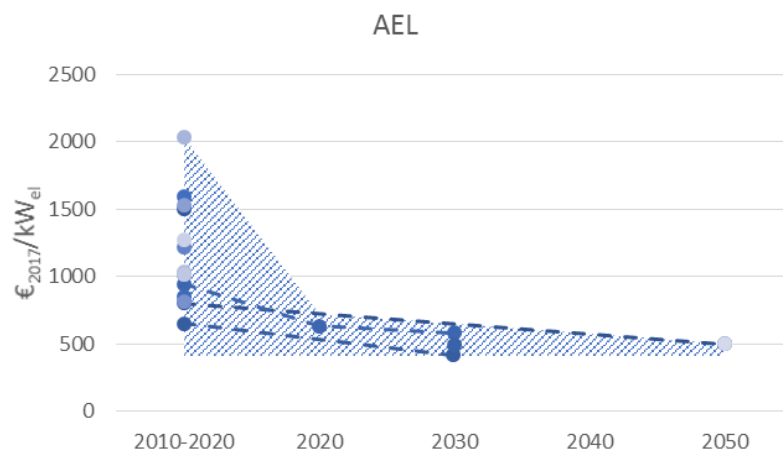
Activation time



- Fast load shifts especially given for PEMEL
- Activation within one minute for warm starts and within 20min for demonstration plants

Specific investments for electrolysis can only be taken from literature and are spread over a wide range

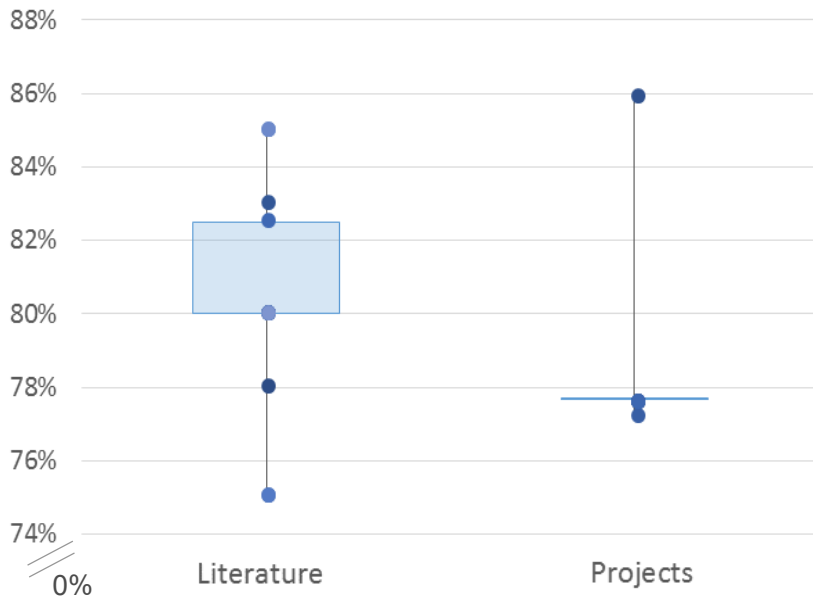
Specific investment expenditures(electrolysis only)



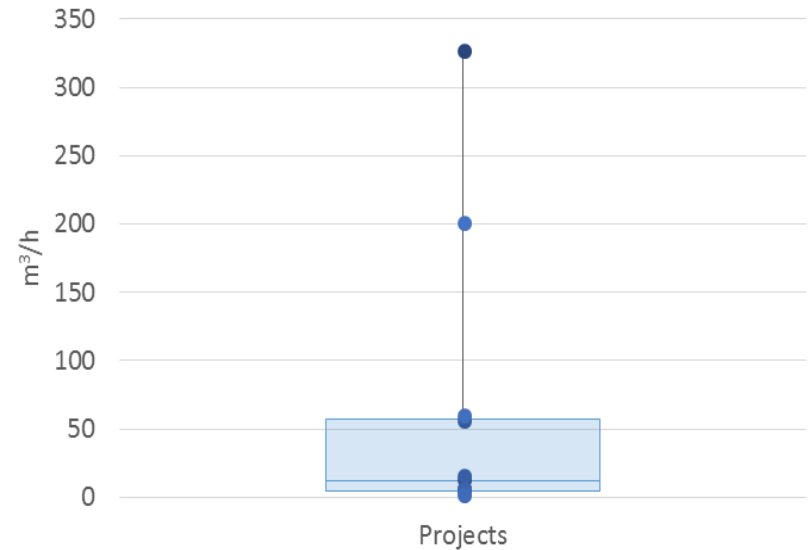
- No data for demonstration plants
- Several projections and wide spread of expectations for current specific investment expenditures
- Clear decline of specific investment expenditures projected for the future

Production rate of methanation facilities spreads over a wide range, best efficiency nearly reaches maximum

Efficiency comparison methanation



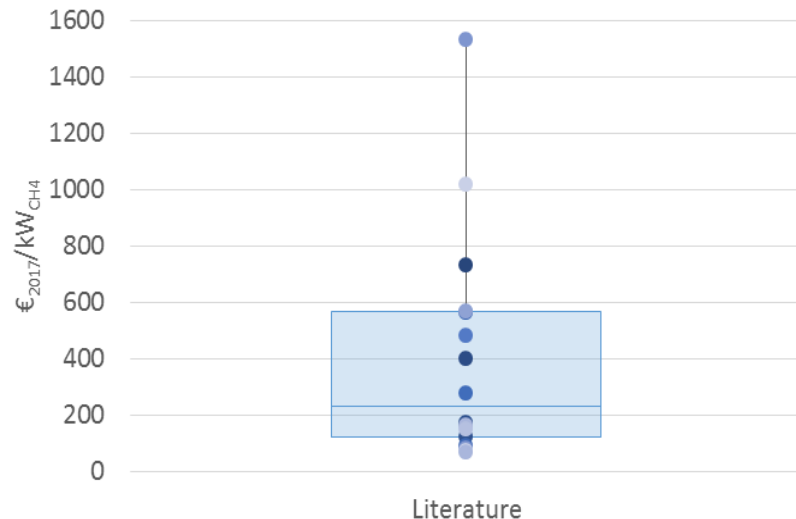
CH₄ production rate



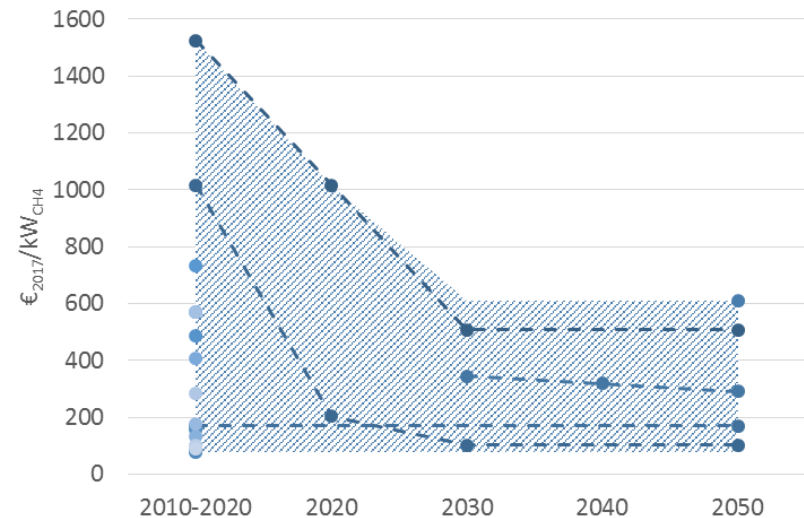
- Methanation is not as efficient as expected
- Only few project data found for efficiency as most data refers to whole PtG process
- Waste heat of methanation process can further be used to increase efficiency

Specific investments for methanation can only be taken from literature and are spread over a wide range

Specific investment expenditures (methanation only)



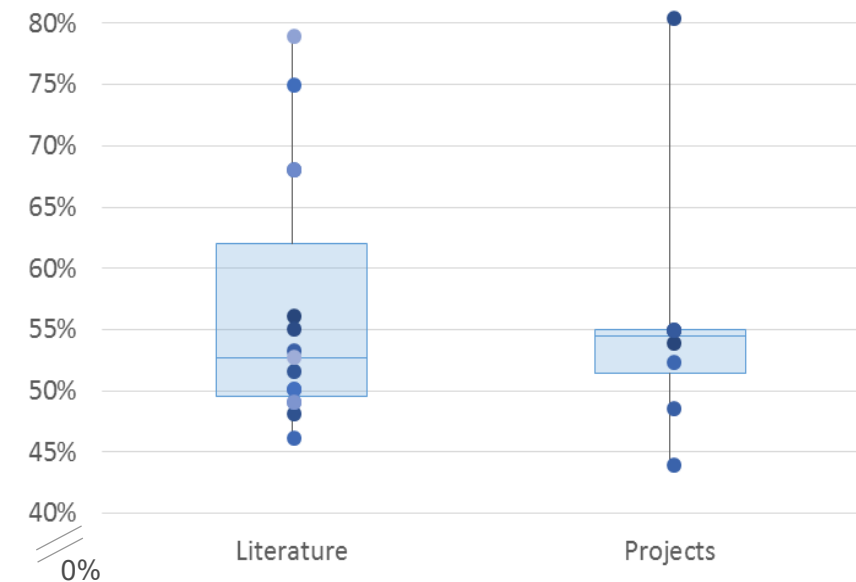
Projections of specific investment expenditures (methanation only)



- Specific investment is expected to reduce in the future.
- However, large differences can be found.

Power-to-methane pilot plants seem to be more efficient than expected in literature

Efficiency of whole power-to-methane chain



- Demonstration plants are in the same range as literature expectations (or even slightly better)
- Approximately 55% efficiency for the full process are reached on average
- Further efficiency gains are possible by using waste heat of methanation for the electrolysis

All in all, expectations on P2G seem to correspond to actual plants; future developments are unclear



Results

- Efficiency is already high for whole power-to-methane chain.
- Further efficiency gains are projected only for electrolysis which lead to values close to the theoretical maximum.
- Flexibility of process already fits to fluctuations of renewable energies and will be further developed.
- The development of specific investments remains unclear and is dependent on further development and installed capacities (learning curves). In the literature clear cost declines are projected.

Conclusion and outlook

- Further research might reduce costs, however, due to high efficiencies of today, especially economies of scale are relevant.
- Future analysis should consider power-to-gas more in detail and analyze the „turning“ point of the technology, as it might kick in sooner than expected.
- This should not imply the need for a new remuneration scheme for P2G similar to the EEG, as further research need to be done beforehand.
- Further analysis is needed and a regularly update is recommended on:
 - Characteristic parameters (efficiency)
 - Costs (as unclear today)



Thank you for your attention



Created within the “System integration” Kopernikus project:
Energiewende navigation system (ENavi)

Bibliography



- [5] A. Brinner, M. Schmidt, S. Schwarz, L. Wagener, und U. Zuberbühler, „4.1 Power-to-gas (Wasserstoff) innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende“, 2017.
- [6] M. Sterner und I. Stadler, *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2014.
- [7] M. Lehner, R. Tichler, H. Steinmüller, und M. Koppe, *Power-to-gas: technology and business models*, Bd. 39. Springer, 2014.
- [8] C. Pellinger, T. Schmid, und Forschungsstelle für Energiewirtschaft, Hrsg., *Verbundforschungsvorhaben Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030- Teil 2 Technoökonomische Analyse Funktionaler Energiespeicher*. München: FFE Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V, 2016.
- [13] M. Zapf, *Stromspeicher und Power-to-Gas im deutschen Energiesystem*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2017.
- [15] M. Götz u. a., „Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review“, *Renew. Energy*, Bd. 85, S. 1371–1390, Jan. 2016.
- [16] S. Schiebahn, T. Grube, M. Robinius, V. Tietze, B. Kumar, und D. Stolten, „Power to gas: Technological overview, systems analysis and economic assessment for a case study in Germany“, *Int. J. Hydrog. Energy*, Bd. 40, Nr. 12, S. 4285–4294, Apr. 2015.
- [20] Fuel Cells Bulletin, „Hydrogenics electrolyzers for German hydrogen station“, *Fuel Cells Bull.*, Bd. 2010, Nr. 4, S. 9, Apr. 2010.
- [21] ENERTRAG, „Fragen und Antworten ENERTRAG Hybridkraftwerk“. 2013.
- [22] Fraunhofer ISE, „Solare Wasserstofftankstelle Freiburg H2Move. Informationen und Beschreibung“, 2012.
- [23] Deutsche Energie-Agentur, „Pilotprojekte“.
- [24] mgm consulting partners, Hrsg., „CO2RRECT“. 2015.
- [25] Stenzel, Hennings, Linssen, und Wulf, „Energiespeicher“, Jülich Forschungszentrum- Institut für Energie- und Klimaforschung Systemforschung und Technologische Entwicklung (IEK-STE), 2016.
- [26] S. Rieke, „Power-to-Gas-Anlage. Bau und Betrieb einer 6-MW-Anlage in Werlte“, München, 17-März-2016.
- [27] Projekt RH2 WKA, „Das Projekt RH2-WKA“. WIND-WASSERSTOFF-projekt GmbH & Co. KG.
- [28] EnergieAgentur.NRW, Hrsg., „Power-to-Gas in Deutschland und NRW. Ideen, Potenziale, Projekte“. 2016.
- [29] Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg, „Leuchtturmprojekt Power-to-Gas Baden-Württemberg“. 2018.
- [30] Areva, „Modulares LOHC-Energiespeichersystem“. AREVA GmbH, 2015.



Bibliography



- [31] CLENS, „Power-to-Gas-Anlage in Allendorf nutzt Strompreisschwankungen zur Windgasproduktion- Erfolgreiche Teilnahme am Regelenergiemarkt erhöht Wirtschaftlichkeit“, Pressemitteilung, 2015.
- [32] HZwei Blog, „Neue Wasserstoff-Tankstelle in Hamburg eingeweiht“, HZwei-Blog, 2015. .
- [33] mgm consulting partners, „Stromlückenfüller Reußenkröge“. 2015.
- [34] HYPOS, „HYPOS-Forum informiert über ‚grünen‘ Wasserstoff“, Pressemitteilung, Okt. 2015.
- [35] HYPOS, „Projektsteckbriefe der ersten Welle“, 2016.
- [36] Gruber, Harth, und Trimis, „Integrated High-Temperature Electrolysis and Methanation for Effective Power to Gas Conversion“. Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking.
- [37] Hydrogenics, „Hydrogenics Awarded 2.4 MW Power-to-Gas Plant in Germany“, 22-März-2017. .
- [38] Green Industrial Hydrogen, „Technology - Technology Specifications“. .
- [39] J. Mitzel und A. Friedrich, „Wasserstoff und Brennstoffzellen“, BWK - Energ.-Fachmag., Bd. 69 (2017), 2017.
- [40] ITM Power, „World’s Largest Hydrogen Electrolysis in Shell’s Rhineland Refinery“, 18-Jan-2018. .
- [41] J. De Bucy, „The potential of Power-to-Gas. Technology review and economic potential assessment“, ENEA consulting, Paris, 2016.
- [42] S. Bajohr, M. Götz, F. Graf, und F. Ortloff, „Speicherung von regenerativ erzeugter elektrischer Energie in der Erdgasinfrastruktur“, *Gas-Wasserfach Gas-Erdgas*, Bd. 152, Nr. 4, S. 200–210, 2011.
- [43] J. Koponen, „Review of water electrolysis technologies and design of renewable hydrogen production systems“, 2015.
- [44] B. Decourt, B. Lajoie, R. Debarre, und O. Soupa, „The hydrogen-based energy conversion FactBook“, *SBC Energy Inst.*, 2014.
- [45] L. Bertuccioli, A. Chan, D. Hart, F. Lehner, B. Madden, und E. Standen, „Development of water electrolysis in the European Union“, *Lausanne Switz. Fuel Cells Hydrog. Jt. Undert.*, 2014.
- [46] A. Regett, C. Pellinger, und S. Eller, „Power2Gas–Hype oder Schlüssel zur Energiewende?“, *Energiewirtschaftl. Tagesfr.*, Bd. 64, Nr. 10, S. 79–84, 2014.
- [47] Hydrogenics, „HYSTAT Hydrogen Generators“. .
- [48] McPhy und Enertrag, „Fortführung der ENERTRAG HyTec Elektrolyseur-Aktivitäten durch McPhy“. 27-Sep-2013.
- [49] M. Kirchmayr, *Power-to-Gas: Modellierung der Energieverwertungspfade und Einflussnahme einer veränderten Strommarktsituation*. Diplomica Verlag, 2014.
- [50] C. Bihler, „Erdgas aus Wasserstoff“, *Märkische Allgemeine Zeitung*, 26-Aug-2016.



Bibliography

- [51] McPhy Energy, „Driving Clean Energy Forward“, 12.2016.
- [52] Fraunhofer IMWS, Hrsg., „Sauberes Wasser und sauberer Wasserstoff“ .
- [53] Proton Energy Systems, Hrsg., „C Series Hydrogen Generation Systems“ . .
- [54] J. Töpler und J. Lehmann, *Hydrogen and Fuel Cell: Technologies and Market Perspectives*. Springer, 2015.
- [55] Thüga, „Strom zu Gas-Anlage der Thüga-Gruppe übertrifft Erwartungen.“ Thüga AG, 11-Feb-2015.
- [56] EUWID Energie, „RWE nimmt in Ibbenbüren Power-to-Gas-Anlage in Betrieb“. 18-Aug-2015.
- [57] M. Kopp, D. Coleman, C. Stiller, K. Scheffer, J. Aichinger, und B. Scheppat, „Energiepark Mainz: Technical and economic analysis of the worldwide largest Power-to-Gas plant with PEM electrolysis“, *Int. J. Hydrog. Energy*, 2017.
- [58] Siemens, „SILYZER 200. Mit Hochdruck effizient im Megawattbereich“. 2015.
- [59] Areva, „AREVA Speichertechnologie. Der PEM-Elektrolyseur“. AREVA GmbH, Stand-2014.
- [60] Uniper Innovation Energy Storage, Hrsg., „Membranelektrolyseverfahren für Power to Gas-Anlagen“ . .
- [61] H-TEC, Hrsg., „Stromlückenfüller“. H-TEC Systems GmbH.
- [62] Fraunhofer-IVI, „Hytra mobile Wasserstoffversorgung“. Fraunhofer-Institut für Verkehrs- und Infrastruktursysteme.
- [63] DVGW, „Wo aus Wind und Sonne grünes Gas wird“. DVGW- Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., Stand Oktober-2015.
- [64] Hydrogenics, „Renewable Hydrogen Solutions“. 2016.
- [65] ZEAG Energie AG, „Daten und Fakten“. <https://www.h2orizon.de/die-technologie/daten-und-fakten-von-h2orizon.html>.
- [66] sunfire GmbH, „Steam-Electrolyser-Factsheet“ . .
- [67] sunfire GmbH, „Clean Hydrogen For Sector Integration - Sunfire Hylink“ . .
- [68] HELMETH, „HELMETH Deliverable 2.5: Report on the stand-alone Electrolyser testing“, Mai 2017.
- [69] U. Eckardt (kumatec), „persönliche Auskunft Projekt LocalHy“, 05-Nov-2017.

- [72] H-TEC, „Ready.Set.Supply. H-Tec-Series-ME: ME100/350*“.
- [74] Siemens, „SILYZER 200 (PEM electrolysis system)“. 2015.
- [75] Rieke, „Erste industrielle Power-to-Gas-Anlage mit 6 Megawatt“, *Gwf-Gas Energ.*, 2013.
- [76] Siemens, „Integration of Regenerative Energy into Power2Gas by PEM Electrolyzer Technology – CO2RRECT Project“, gehalten auf der Smart Grid-Infotage 2013, München, 06-Nov-2013.
- [77] A. Ursua, L. M. Gandia, und P. Sanchis, „Hydrogen production from water electrolysis: current status and future trends“, *Proc. IEEE*, Bd. 100, Nr. 2, S. 410–426, 2012.
- [78] Müller u. a., „F&E-Perspektiven der Wasserstoff-Technologien“, in *FVEE - Jahrestagung 2016: Forschung für die Energiewende – Die Gestaltung des Energiesystems.*, 2016.
- [79] Prognos AG, Fraunhofer UMSICHT, und DBFZ, „Status und Perspektiven flüssiger Energieträger in der Energiewende“, Mai 2018.
- [80] M. Bailera, P. Lisbona, L. M. Romeo, und S. Espatolero, „Power to Gas projects review: Lab, pilot and demo plants for storing renewable energy and CO₂“, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, Bd. 69, S. 292–312, März 2017.
- [82] „Audi e-gas Projekt“. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.powertogas.info/power-to-gas/pilotprojekte-im-ueberblick/audi-e-gas-projekt/>. [Zugegriffen: 20-Aug-2017].
- [83] „ZSW“. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.powertogas.info/power-to-gas/pilotprojekte-im-ueberblick/zsw/>. [Zugegriffen:20-Aug-2017].
- [84] „Pilotanlage Allendorf“. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.powertogas.info/power-to-gas/pilotprojekte-im-ueberblick/pilotanlage-allendorf/>. [Zugegriffen: 20-Aug-2017].
- [85] „BioPower2Gas“. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.powertogas.info/power-to-gas/pilotprojekte-im-ueberblick/biopower2gas/>. [Zugegriffen: 20-Aug-2017].
- [86] „Viessmann Power-to-Gas im Eucolino“. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.powertogas.info/power-to-gas/pilotprojekte-im-ueberblick/viessmann-power-to-gas-im-eucolino/>. [Zugegriffen: 20-Aug-2017].
- [87] „Exytron Demonstrationsanlage“. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.powertogas.info/power-to-gas/pilotprojekte-im-ueberblick/exytron-demonstrationsanlage/>. [Zugegriffen: 20-Aug-2017].
- [88] „Exytron Zero-Emission-Wohnpark“. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.powertogas.info/power-to-gas/pilotprojekte-im-ueberblick/exytron-zero-emission-wohnpark/>. [Zugegriffen: 14-Juni-2018].

- [90] K. Ghaib und F.-Z. Ben-Fares, „Power-to-Methane: A state-of-the-art review“, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, Bd. 81, S. 433–446, Jan. 2018.
- [92] F. Ausfelder *u. a.*, „Energiespeicherung als Element einer sicheren Energieversorgung“, *Chem. Ing. Tech.*, Bd. 87, Nr. 1–2, S. 17–89, Feb. 2015.
- [93] Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., „Verbundforschungsvorhaben Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030 - Teil 2: Technoökonomische Analyse Funktionaler Energiespeicher“, Endbericht der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., Mai 2016.
- [94] „Wirkungsgrade der PtG-Prozesse“, *Bremer Energie Institut*, 2014. [Online]. Verfügbar unter: www.bremer-energie-institut.de/mugristo/de/results/power-to-gas/wirkungsgrade.html. [Zugegriffen: 23-Juni-2017].
- [95] A. Baev, „Power-to-Gas kann Kosten der Energiewende um Milliarden senken“, *Sustainable Consultion Group*, 29-Mai-2016. [Online]. Verfügbar unter: scg-ev.de/index.php/blog/68-power-to-gas-kann-kosten-der-energiewende-um-milliarden-senken. [Zugegriffen: 23-Juni-2017].
- [96] V. von Schnurbein, „Die Speicherung überschüssigen EE-Stroms durch synthetisches Methan“, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Bd. 62, Nr. 9, S. 38–42, 2012.
- [97] M. Gruber, „Effizienzsteigerung der Power to Gas Technologie durch thermische Integration von Hochtemperatur Dampfelektrolyse und CO₂ Methanisierung – das HELMETH Projekt“, gehalten auf der Jahrestreffen der ProcessNet - Gasreinigung & Energieverfahrenstechnik, Frankfurt am Main, 22-März-2017.
- [99] M. Sterner, T. Martin, E. Fabian, L. Thorsten, und G. Philipp, „Bedeutung und Notwendigkeit von Windgas für die Energiewende in Deutschland“, Forschungsstelle Energienetze und Energiespeicher (FENES) OTH Regensburg, Studie, Aug. 2015.
- [100] D. Bothe *u. a.*, „Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende in Deutschland - Eine modellbasierte Analyse“, *frontier*, Nov. 2017.
- [101] H.-M. Henning und A. Palzer, „Energiesystem Deutschland 2050“, Fraunhofer ISE, Nov. 2013.
- [102] E&E Consultant, Hespul, und Solagro, „Etude portant sur l'hydrogène et la méthanation comme procédé de valorisation de l'électricité excédentaire“, Sep. 2014.
- [103] S. Klein, S. W. Klein, T. Steinert, A. Fricke, und D. Peschel, „Erneuerbare Gase - ein Systemupdate der Energiewende“, *enervis*, Dez. 2017.

Thank you very much for your attention!

Fachgebiet für Energie- und Ressourcenmanagement
Technische Universität Berlin
Sekretariat FH 5-3
Fraunhoferstr. 33-36
D-10587 Berlin

Fon: + 49 30 314 23214

Fax: + 49 30 314 25582

E-Mail: sektorenkopplung@er.tu-berlin.de