



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und
Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE
Sektion Cleantech

Schlussbericht vom 21.Dezember 2017

Leuchtturmprojekt Hybridwerk Aarmatt





Datum: 21.12.2017

Ort: Solothurn

Subventionsgeberin:

Schweizerische Eidgenossenschaft, handelnd durch das
Bundesamt für Energie BFE
Pilot-, Demonstrations- und Leuchtturmprogramm
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Subventionsempfänger:

Regio Energie Solothurn
Rötistrasse 17
CH-4502 Solothurn

Stadt Solothurn
Stadtpräsidium, Baselstrasse 7
CH-4500 Solothurn

Hochschule Luzern, Kompetenzzentrum für Produktinnovation
Technikumstrasse 21
CH-6048 Horw

Schweizerischer Verein des Gas- und Wasserfaches SVGW
Grütlistrasse 44
CH-8027 Zürich

HSR Hochschule für Technik Rapperswil
Oberseestrasse 10,
CH-8640 Rapperswil



Autoren:

Marcel Rindlisbacher, Regio Energie Solothurn, marcel.rindlisbacher@regioenergie.ch
Sandra Hungerbühler, Regio Energie Solothurn, sandra.hungerbühler@regioenergie.ch

BFE-Programmleitung: Yasmine Calisesi, yasmine.calisesi@bfe.admin.ch

BFE-Projektbegleitung: Dr.Stefan Oberholzer, stefan.oberholzer@bfe.admin.ch

BFE-Vertragsnummer: SI/501076-01

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.

Bundesamt für Energie BFE

Mühlestrasse 4, CH-3063 Ittigen; Postadresse: CH-3003 Bern
Tel. +41 58 462 56 11 · Fax +41 58 463 25 00 · contact@bfe.admin.ch · www.bfe.admin.ch



Zusammenfassung

Das Hybridwerk verbindet die Energieträger Gas, Strom und Fernwärme. (Netzkonvergenz bzw. Sektorkoppelung). Die eingesetzte Technik zeigt erfolgreich wie Energie zwecks Speicherung zwischen den Energieträgern verschoben werden kann. Das Projekt ist ausgerichtet um eine zukünftige Stromüberproduktion aus Fotovoltaik zu speichern und saisonal verschoben nutzbar zu machen. Mittels Elektrolyse wird die Stromüberproduktion in Wasserstoff und Sauerstoff zerlegt. Der Wasserstoff kann in das lokale 5 bar – Gasversorgungsnetz eingespeist werden (saisonaler Speicher) und die unvermeidbar anfallende Prozessabwärme kann bei der Fernwärmeversorgung ganzjährig nutzbringend (Tagesspeicher) eingesetzt werden. Das Hybridwerk hat sowohl in der breiten Öffentlichkeit wie bei den Fachleuten aus unterschiedlichen Disziplinen grosses Interesse geweckt. In vielen Führungen, Präsentationen und Presseartikeln konnte der Ansatz erläutert werden. Das Hybridwerk hat auch international Aufsehen erregt und dazu geführt, dass ein sehr beachtenswertes Nachfolgeprojekt für die biologische Methanisierung mit europäischer Unterstützung (Horizon 2020) gestartet werden konnte. Die Implementierung des gezeigten Ansatzes in die kommerzielle Energieversorgung ist gut möglich und anzustreben, dies erfordert allerdings eine Anpassung der gesetzlichen Rahmenbedingungen.

Résumé

La centrale hybride associe les sources d'énergie, comme le gaz, l'électricité et le chauffage à distance (convergence des réseaux et couplage des secteurs). La technique mise en œuvre illustre à merveille la manière dont il est possible de transformer une énergie en une autre afin de la stocker. Ce projet est destiné à stocker le surplus d'électricité solaire et à la transformer en une autre source d'énergie en fonction de la saison. L'électrolyse permet de produire de l'hydrogène et de l'oxygène à partir de l'électricité excédentaire. Il est possible d'injecter l'hydrogène dans le réseau d'approvisionnement en gaz (réservoir saisonnier) et d'utiliser la chaleur inévitable produite par le procédé pour le chauffage à distance (réservoir journalier) toute l'année. La centrale hybride a suscité un grand intérêt auprès du public et des spécialistes de différentes disciplines. Son approche a été présentée lors de nombreuses visites guidées ou présentations et dans divers articles de presse. Elle a également fait sensation au niveau international et contribué au lancement du projet suivant soutenu par l'Europe (Horizon 2020) qui consiste en la biométhanisation. La mise en œuvre de cette approche pour l'approvisionnement commercial en énergie est possible et doit constituer un objectif. Elle nécessite toutefois la modification des bases légales.

Abstract

The hybrid works combine the energy carriers gas, electricity and district heating (convergence of networks or sector coupling). The implemented technology successfully demonstrates how energy can be transferred between the energy carriers for storage purposes. The project is oriented towards storing future power surplus production from photovoltaics and making it seasonally available on a transferable basis. Using electrolysis, the surplus production of power is broken down into hydrogen and oxygen. The hydrogen can be fed into the local 5-bar gas supply network (seasonal storage) and the unavoidable incidental process heat can be used all year round in the district heating supply (daily storage). The hybrid works have aroused great interest in the wider public and amongst experts from a wide range of disciplines. The approach has been explained in many tours, presentations and press releases. The hybrid works have also gained international attention, which has led to the start of a remarkable follow-on project for biological methanation with European support (Horizon 2020). The implementation of the demonstrated approach in a commercial energy supply is quite possible and should be aspired to; however it requires a change in the legal framework.



Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung.....	4
Résumé.....	4
Abstract	4
Inhaltsverzeichnis	5
1. Vorwort	8
2. Ausgangslage	8
2.1 Leistungsbedarf Fernwärme in der Notheizzentrale	9
2.2 Vorstudie der Firma Gruneko.....	9
3. Ziele.....	10
3.1 Ziele der Vorstudie	10
3.2 Ziele der Kommunikation	11
3.3 Ziele Anlagenbau und Energiewirtschaft	11
4. Studie zur technischen Vertiefung des Projektes	14
5. Realisiertes Hybridwerk	15
5.1 Etappe 1 (Heizzentrale)	16
5.2 Etappe 2.....	16
5.2.1 Betriebsbewilligung für die Etappe 2.....	16
5.2.2 Integrale Tests / Use Cases für die Etappe 2	16
5.2.3 Elektrolyseure / Erste Erkenntnisse der Hochschule Rapperswil	17
5.2.4 Teilprojekt Gasversorgung / Wasserstoffeinspeisung	18
5.2.5 Teilprojekt Fernwärmeversorgung	20
5.2.6 Teilprojekt BHKW	24
5.2.7 Teilprojekt Abwärme-Nutzung.....	26
5.2.8 Rückblick auf die Systemauslegung	32
5.2.9 Lesson Learned beim Power to Gas Teilprojekt.....	34
5.2.10 Betriebsstunden der Elektrolyseure	36
6. Energiewirtschaft.....	36
6.1 Einsatzmöglichkeiten	36
6.1.1 Wirtschaftliche Ziele	36
6.1.1.1 Peak Shaving Betrieb.....	36
6.1.1.2 Regelenergiemarkt.....	38
6.1.2 Forschungsziele	41
6.1.3 Versorgungssicherheit	43
6.2 Energiefluss und Wirkungsgrade	43
6.2.1 Energiefluss	43
6.2.2 Wirkungsgrad	44
6.2.3 Wirkungsgrad des ganzen Werkes	44
6.2.4 Wirkungsgrad Elektrolyseur	45
6.2.5 Wirkungsgrad BHKW	46
6.2.6 Wirkungsgrad Wärmerückgewinnung	46



6.2.7	Wirkungsgrad Wärmeproduktion	47
6.3	Energie	47
7.	Kommunikation	48
7.1	Überblick Instrumenteneinsatz.....	48
7.2	Medienarbeit	49
7.2.1	Streuung Informationen.....	49
7.2.2	Regionale Medienberichte	49
7.2.3	Nationale Medienberichte	50
7.2.4	Berichte in Fach- und Branchenzeitschriften	51
7.2.5	Das Hybridwerk auf internationalem Parkett.....	51
7.3	Das Führungsangebot.....	52
7.3.1	Attraktives Besichtigungsangebot seit August 2015	53
7.3.2	Erfolgsausweis Besichtigungsangebot	55
7.4	Projektpräsentation anlässlich Messen.....	57
7.5	Eröffnungsfeier 30. Juni 2015	59
7.6	Online- und Bewegtbildkommunikation.....	59
7.6.1	Microsite www.hybridwerk.ch	59
7.6.2	Imagefilm.....	60
7.6.3	Animationsvideo als Vorgängerversion des Imagefilms	61
7.7	Ausblick.....	61
8	Erkenntnis und Ergebnis	62
8.1	Kommunikation	62
8.2	Technik.....	62
8.3	Projekt	63
8.4	Energie / Energiekosten.....	63
9.	Informationen zu Etappe 3 / Horizon 2020 Projekt STORE&GO.....	63
10.	Diskussion	64



Anhang

Anhang 1	Anlagebeschreibung
Anhang 2	Hochschule für Technik Rapperswil Wasserstoffeinspeisung Solothurn
Anhang 3	Beschreibung Sektorenkoppelung aus Wikipedia
Anhang 4	Hochschule Luzern, Vorstudie zum Betrieb der Elektrolyseure
Anhang 5	SUVA-Abnahme Hybridwerk (Brief)
Anhang 6	Amt für Wirtschaft und Arbeit, Betriebsbewilligung (Brief)
Anhang 7	Diagramm Produktion und Einspeisung von Wasserstoff
Anhang 8	Diagramm Stromfahrplan
Anhang 8a	BHKW Fahrplan
Anhang 9a	Schema Abwärmekreis
Anhang 9b	Beschreibung Abwärmekreis
Anhang 10	Energieflüsse März 2017



1. Vorwort

Dieser Abschlussbericht dokumentiert das Ergebnis der Projektarbeit in den Jahren 2014 bis 2017.

Der Subventionsvertrag sah eine Projektlaufzeit bis zum 31.12.2016 vor (Art. 5.1). Einerseits verhinderte die Erneuerung des Prozessleitsystems der Regio Energie Solothurn, welches zur Auswertung der Messungen zwingend notwendig war, den rechtzeitigen Projektabschluss. Andererseits hat eine Kumulation von Ereignissen bei den Personalressourcen (Personalwechsel und Personalausfälle) die Projektarbeit verzögert.

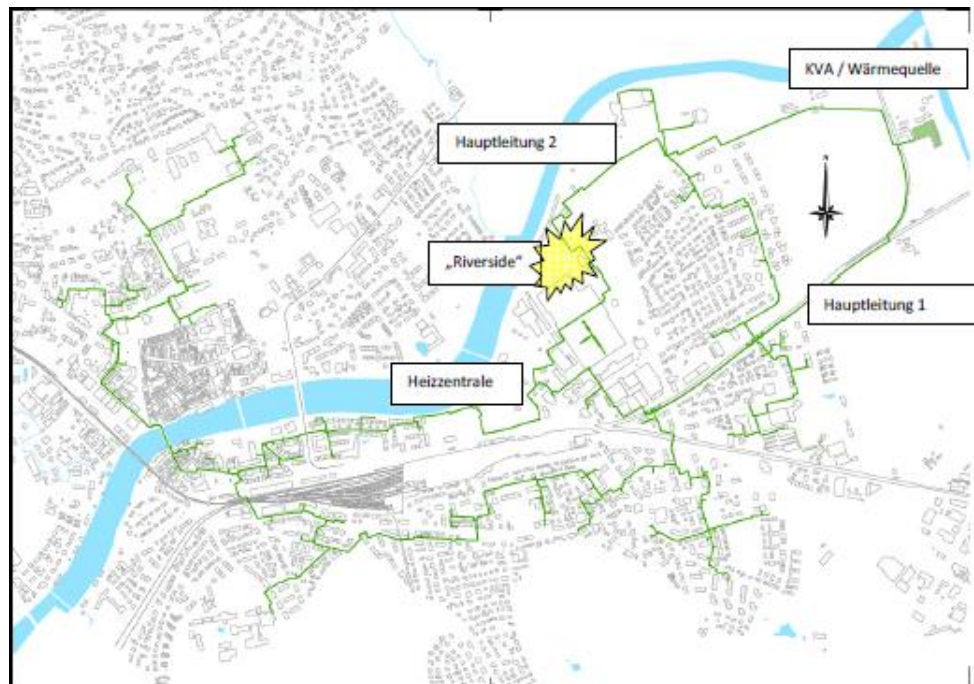
Auf Antrag der Regio Energie Solothurn vom 7. Dezember 2016 wurde die Vertragslaufzeit auf den 31. Juli 2017 verlängert.

2. Ausgangslage

Das Projekt resultiert auf einer mehrjährigen Entwicklung in einer sich abzeichnenden Problemstellung bei der Fernwärme Solothurn-Zuchwil. Seit dem Jahr 2007 wird diese Fernwärme Solothurn-Zuchwil realisiert. Das Versorgungskonzept besteht aus zwei Transportleitungen und einer Notheizzentrale für den Fall einer Leitungshavarie oder eines Teilausfalls der Kehrlichtverbrennungsanlage als Wärmequelle.

Als idealer Standort für diese Notheizzentrale wurde in einem Vorprojekt das Areal Aarmatt der Regio Energie Solothurn erkannt. Im Fernwärmeprojekt war diese Notheizzentrale als abschliessende, letzte grosse Investition in den Jahren 2017 bis 2020 vorgesehen. Im Jahr 2012 entwickelte sich eine unerwartet starke Nachfrage für Anschlüsse an die Fernwärme. Die Transportkapazität der ersten bestehenden Fernwärmeleitung war für den Winter 2013/2014 nicht mehr ausreichend. Das Projekt zur Realisierung der zweiten Fernwärme-Transportleitung wurde gestartet.

Der Leitungsverlauf der zweiten Leitung war rasch bis auf eine Parzelle gesichert. Das Industrieareal ehemals Sulzer wurde just im November 2012 verkauft. Die neuen Eigentümer hatten eine Vision zur Entwicklung einer gehobenen Wohnanlage "Riverside". Die neuen Eigentümer wollten sich zu diesem Zeitpunkt nicht durch eine Fernwärmeleitung in der Gestaltung ihrer Vision einschränken lassen. Die Inbetriebnahme der zweiten Hauptleitung bis zum Start der Heizperiode 2013/2014 war nicht mehr realistisch. Die Regio Energie Solothurn startete als Reaktion auf diese Verzögerung das Projekt "Heizzentrale".



2.1 Leistungsbedarf Fernwärme in der Notheizzentrale

Im Wärmeliefervertrag mit der Kehrlichtverbrennungsanlage ist die maximale Anschlussleistung mit 40.8 MW_{th} angegeben. Für die Notheizzentrale errechnet sich basierend auf einem Gleichzeitigkeitsfaktor von 0.8 ein Leistungsbedarf von 12 MW_{th}. Im Businesscase der Fernwärme im Jahr 2007 waren dafür 2 Gaskessel vorgesehen. Die Investitionen wurden damals mit 4 bis 5 MCHF beziffert.

2.2 Vorstudie der Firma Gruneko

Anfangs April 2013 lieferte diese Studie folgende Erkenntnisse (Zusammenfassung):

Die Regio Energie Solothurn als Querverbund-Unternehmen mit einem regionalen Stromnetz, einem regionalen Fernwärmenetz und einem regionalen Erdgasnetz prüft mit den sich abzeichnenden Anforderungen aus der Energiestrategie 2050 die Realisation eines Hybridwerks, welches die Produktion- und Speichereinrichtungen für Strom und Fernwärme, unter Berücksichtigung der Gaswirtschaft einbezieht. Das Projekt Hybridwerk Aarmatt soll als Leuchtturmprojekt im Umfeld der Energiewende entsprechende innovative Technologien einbeziehen.

Der technische Vorschlag für das Hybridwerk Aarmatt ist eine Anlage mit Blockheizkraftwerken (BHKW), Wärmespeichern, Gaskessel, Elektrolyseur zur Wasserstoffproduktion mit einer Methanisierung im späteren Ausbau, sowie optional Kurzfristspeichern für elektrische Energie.

Die Betriebsart des Hybridwerks Aarmatt sieht vor, dass im Fall hohen Wärmebedarfs die in der BHKW-Anlage erzeugte Wärme, ggf. über gross dimensionierte Wärmespeicher der Fernwärme zugeführt wird. Im Fall hohen Strombedarfs werden die BHKW bedarfsweise zur Stromproduktion zugeschaltet.



Im Fall des Stromüberschusses wird über Elektrolyseure Wasserstoff produziert, der in begrenztem Mass dem Erdgasnetz direkt zugeführt werden kann. Durch den späteren Zubau eines Methanisiers kann die Einspeisung von synthetischem Gas in das Erdgasnetz erweitert werden.

Den Charakter eines Leuchtturmprojekts erfährt das Projekt durch die innovative Technologie zur Einspeicherung des im Überschusses anfallenden Stroms und der Stromproduktion bei Bedarfsspitzen. Stromüberschuss aus dezentralen Photovoltaikanlagen und aus negativen Prognoseabweichungen des Stromverbrauchs wird mittels Elektrolyseure zur Erzeugung von Wasserstoff verwendet. Dieser wird direkt oder nach der Methanisierung in das Erdgasnetz eingespeist. Die bei der Stromproduktion anfallende Wärme wird in Wärmespeichern eingelagert und über das Fernwärmenetz verteilt.

Die Investitionskosten des vorgeschlagenen Hybridwerks Aarmatt werden für einen ersten Ausbau auf 11 Mio. CHF geschätzt. Der jährliche Aufwand wird auf ca. 1.0 Mio. CHF geschätzt. Der Ertrag für die Wärme- und Stromproduktion berechnet sich ohne die Reduktion des Leistungspreises Strom auf 375'000.- CHF/Jahr. Unter Annahme einer hypothetischen Betriebsweise der Anlage errechnet sich ohne weitere Subvention ein Betriebsverlust von 919'000.- CHF /Jahr.

3. Ziele

Durch den Zubau erneuerbarer Erzeugungskapazitäten werden die Erzeugungsmengen immer volatiler. Gefragt ist eine intelligente Vernetzung dezentraler und zentraler Erzeugungs- und Speichertechnologien zum Ausgleich von Strom- Angebot und Strom-Nachfrage. Das Hybridwerk in Vernetzung mit prototypischen Versuchs-Haushalten ist ein Meilenstein der Energieversorgung. Strom-, Gas- und Fernwärmenetz werden vernetzt und der Energieaustausch gesteuert.

3.1 Ziele der Vorstudie

Das Ziel der Vorstudie war die Erarbeitung eines Konzepts, das die energiewirtschaftliche Einbettung der Elektrolyseure in das Hybridwerk Aarmatt, die Einspeisung von H₂-Gas in das Erdgasnetz und die Dimensionierung der Elektrolyseure beschreibt. Es sollen folgende noch offenen Fragestellungen beantwortet werden:

Einbettung Elektrolyseure: Welche Betriebsstrategien für den Betrieb der Elektrolyseure gibt es? Wie viel elektrische Energie wird aufgenommen und aus welchen Erzeugungsquellen stammt sie? Welche zeitlichen Schwankungen sind zu erwarten? Welche Stromflüsse sind in Zukunft und insbesondere für das Jahr 2030 zu erwarten? Welche langfristigen wirtschaftlichen Überlegungen stehen hinter der Einplanung der Elektrolyseure?

Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz: Welche technischen und betrieblichen Herausforderungen ergeben sich bei der Einspeisung? Wie können diese angegangen werden? Welche Untersuchungen sind geplant?

Spezifikation Elektrolyseure: Auf welchen Grundlagen basiert die Dimensionierung? Welche Kosten sind für den Betrieb und Unterhalt zu erwarten?

3.2 Ziele der Kommunikation

Information: Am Beispiel des Hybridwerkes werden die Zusammenhänge der Energiewende und die Interdependenzen zwischen Energiebedarf und -produktion exemplarisch und verständlich präsentiert, erklärt und vermittelt.

- **Information:** Am Beispiel des Hybridwerkes werden die Zusammenhänge der Energiewende und die Interdependenzen zwischen Energiebedarf und -produktion exemplarisch und verständlich präsentiert, erklärt und vermittelt.
- **Akzeptanz:** Am Beispiel des Hybridwerkes kann das Verständnis und die Akzeptanz für die Energiewende regional und national gesteigert werden. Mit Hilfe von Pilot- und Demonstrationsprojekten wie dem Hybridwerk (=Tatbeweis) gewinnt die Energiewende gesamtschweizerisch an Rückhalt.
- **Innovation:** Am Hybridwerk der RES kann exemplarisch erprobt werden, welchen Beitrag das Konzept der Netzkongruenz an eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende leisten kann. An diesem Projekt werden erstmals in der Schweiz die drei Netze Strom, Gas und Wärme miteinander verbunden.

3.3 Ziele Anlagenbau und Energiewirtschaft

Das Hybridwerk Aarmatt soll im Endausbau folgende Komponenten beinhalten:

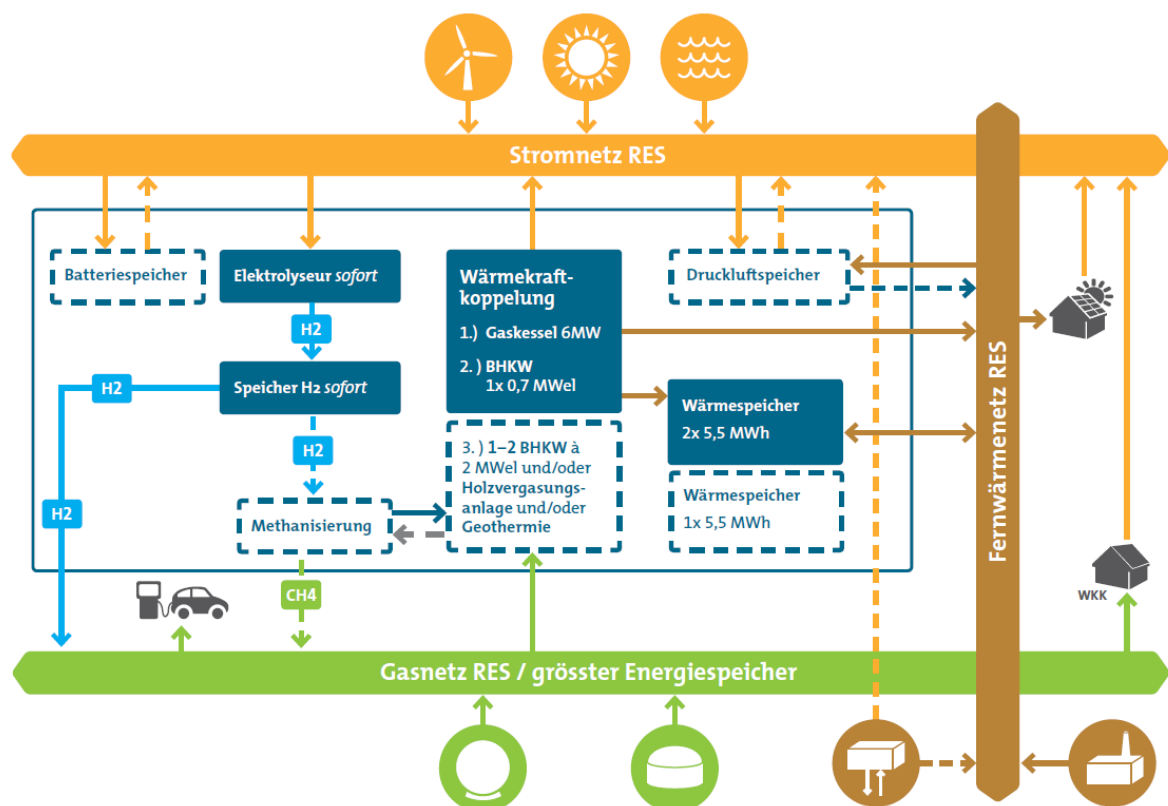


Bild zu Endausbau Hybridwerk



1. 3 Blockheizkraftwerke (BHKW) mit einer elektrischen Leistung von 0,7 bis 1,7 MW und einer thermischen Leistung von 1 bis 2 MW.
2. Wärmespeicherung für ca. 16 MWh Speicherkapazität und 6 MW Lade- bzw. Entladeleistung
3. Gaskessel 6 MW zur Reservestellung oder Spitzendeckung
4. Elektrolyseur im Bereich von 300kW_{el} bis 2 MW_{el} bzw. einer Wasserstoffproduktion von 60 bis 400 Nm³/h
5. Option Methanisierung von Wasserstoff zusammen mit CO₂.
6. Option: Kurzfristspeicher für elektrische Energie als Druckluftspeicher, als elektrothermaler Speicher oder als Batteriespeicher in einer Leistungsgrösse von 0,1 bis 1 MW

Alternativkonzept

Alternativ zu der WKK-Anlage mit 3 BHKWs, könnte eine Anlage mit 2 BHKWs und einer Holzvergasanlage mit ca. 2 MW Holz-Eingangleistung zu stehen kommen. Hierzu sollte der Grundsatzentscheid spätestens nach der ersten Bauetappe gefällt werden, ob die energetische Verwertung von Holz für die RES Teil Ihrer Vision eines Querverbundunternehmens ist und daher diese noch weniger erprobte Technologie eingesetzt werden soll.

Methanisierung

Die Notwendigkeit der Installation der Methanisierung hängt ab vom anfallenden zu verwertenden Überschuss an elektrischer Energie, die dem Elektrolyseur zugeführt wird, und der zum jeweiligen Zeitpunkt in das Erdgasnetz einspeisbaren, und durch die H₂-Speicher gepufferte Wasserstoffmenge.

Erste Ausbautappe

Eine erste Ausbautappe soll folgende Komponenten beinhalten:

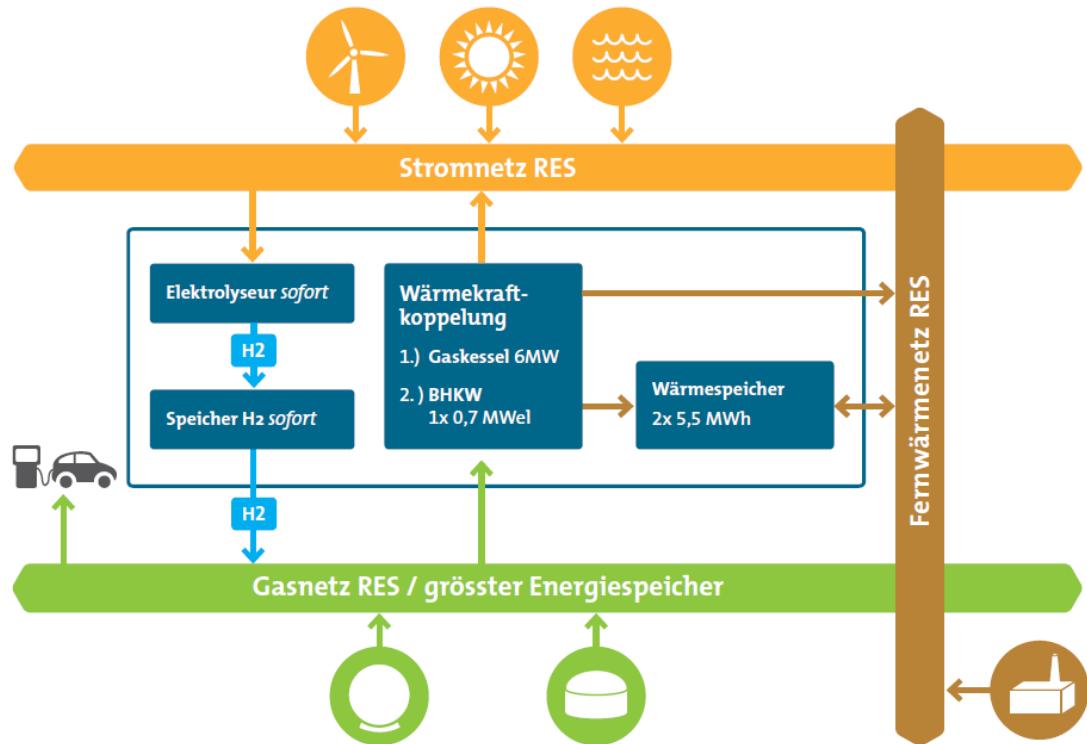


Bild zur ersten Ausbauetappe des Hybridwerkes

1. 1 Blockheizkraftwerk mit einer elektrischen Leistung von 0,7 MW und einer thermischen Leistung von 1 MW.
2. Wärmespeicherung für 16 MWh Speicherkapazität und 6 MW Lade- bzw. Entladeleistung.
3. Elektrolyseur mit max. 300 kWel Strombezug bzw. 60 Nm³/h Wasserstoffproduktion inkl. Wasserstoffspeichern mit ca. 120 Nm³ Speicherkapazität.
4. Gaskessel 6 MW zur Reservestellung oder Spitzendeckung.

Diese Komponentenwahl für den Erstausbau lässt sich wie folgt begründen:

- Ein BHKW mit 0,7 MWel genügt für einen weiten Bereich der Prognoseabweichung (max. 1,3 MW). Das BHKW wird für die Prognoseabweichung häufig verwendet und kann zusätzlich einen Beitrag zum "Peak Shaving" leisten.
- Mit einem Wärmespeicher von 16 MWh Kapazität und 6 MW Lade-/Entladeleistung kann zusammen mit dem Gaskessel eine Reserveleistung von 12 MW bereitgestellt werden. Damit kann während 2 Stunden eine konstante Einspeisung von 12 MW aufrechterhalten werden.
- Elektrolyseure einer Leistungsgrösse von 10 bis 60 Nm³/h Wasserstoffproduktion sind als Standardgrössen als alkalische und PEM-Elektrolyseure erhältlich. Die genaue Wahl des Typs erfolgt im Rahmen der Projektierung. Mit einer klassischen Wasserstoffspeicherung in Druckgasflaschen lassen sich in Verbindung mit geeigneten Kompressoren Wasserstoff-Speicheranlagen mit marktgängigen Komponenten realisieren. Die gewählte Grösse des Speichers genügt für die Aufnahme der Wasserstoffproduktion über mehrere Stunden und erübrigt für die nächste Zukunft die Installation einer Methanisierung.



Im Teilprojekt Energiewirtschaft sind die Betriebsmodi zu erarbeiten:

- Welche die Versorgungssicherheit der Fernwärme sichert
- Mit einem operativer Einsatz der Komponenten zu einen möglichst hohen wirtschaftlichen Mehrwert führt.
- Die weiteren Ausbauschritte zu definieren und terminieren.

4. Studie zur technischen Vertiefung des Projektes

Die Arbeitsgemeinschaft unter der Leitung der Hochschule Luzern hat mit der Hochschule für Technik Rapperswil und den Firmen Gruner Gruneko AG und Misurio AG folgendes erarbeitet (Zusammenfassung):

Das Leuchtturmprojekt Hybridwerk Aarmatt schafft ein innovatives System, das Strom-, Erdgas- und Fernwärme-Netz auf Basis verschiedener Energieumwandlungssysteme miteinander verbindet. Das Hybridwerk steht im Zeichen der Energiewende und ist ein Vorzeigeprojekt für die intelligente dezentrale Energieversorgung. Zur Speicherung von Strom soll durch die Power-to-Gas-Technologie Wasserstoffelektrolyse in Zeiten hoher Stromproduktion H₂-Gas hergestellt werden. Das Ziel dieser Arbeit ist die Beschreibung der energiewirtschaftlichen Einbettung der Elektrolyse, der Einspeisung von H₂-Gas in das Erdgasnetz und der Dimensionierung der Elektrolyseure.

Für das Hybridwerk Aarmatt sind zwei Proton-Exchange-Membran (PEM) - Elektrolyseure vorgesehen. PEM-Elektrolyseure stellen eine Alternative zu alkalischen Elektrolyseuren dar, die aufgrund ihres Bedarfs und der Entsorgung von Kaliumhydroxid-Lösung wartungsintensiv sind. Mit einer elektrischen Nennleistung von je 175 kW liegt die Kapazität beider Elektrolyseure in der Grössenordnung der Prognoseabweichungen des elektrischen Energiebedarfs im regionalen Stromnetz der Stadt Solothurn. Hinsichtlich der produzierten Mengen an Wasserstoff ist eine Überschreitung des max. erlaubten Volumenanteils von 2 % im Erdgasnetz selten zu erwarten. Mit der Auswahl eines Pufferspeichers für Wasserstoff von 180 m³ (STP) wird eine gleichmässige Wasserstoffabgabe in das Erdgasnetz erzielt.

Zur energiewirtschaftlichen Einbettung der Elektrolyseure werden drei Betriebsstrategien erarbeitet, die zur Prognostizierung von Betriebsstunden und aufgenommenen Strommengen mathematisch modelliert werden. Die Strategie zur Speicherung von überschüssigem erneuerbaren Strom beschreibt das Speicherpotenzial des regional erzeugten, überschüssigen Solarstroms. Unter Annahme einer modifizierten, ursprünglich auf einem Bericht der ETH Zürich basierenden Prognose zum Ausbau von Photovoltaikanlagen können im Jahr 2020 während 380 Stunden 70 MWh Solarstrom gespeichert werden. Im Jahr 2030 können bereits 190 MWh elektrische Überschussenergie während 720 Stunden über Power-to-Gas gespeichert werden. Die Strategie zum Bezug von Strom über die Strombörse beschreibt den gezielten Einkauf von Strom zu Zeiten hoher Produktion aus erneuerbaren Energien und niedriger Nachfrage. Für das Speichern von Solarstrom an Sonntagen, während der Monate Mai bis August, liegen die auf den Heizwert von H₂ bezogenen Herstellkosten für das produzierte H₂-Gas bei max.

18.5 Rp./kWh. Für die Speicherung von Windstrom über Weihnachten und Neujahr kann H₂-Gas während 170 Stunden zu max. 21.1 Rp./kWh produziert werden. Niedrigere Herstellkosten können durch gezielten Betrieb der Elektrolyseure zur Reduktion von Ausgleichsenergie erreicht werden. Diese dritte Betriebsstrategie führt bei 500 jährlichen Betriebsstunden zu Herstellkosten von max. 16.1 Rp./kWh.

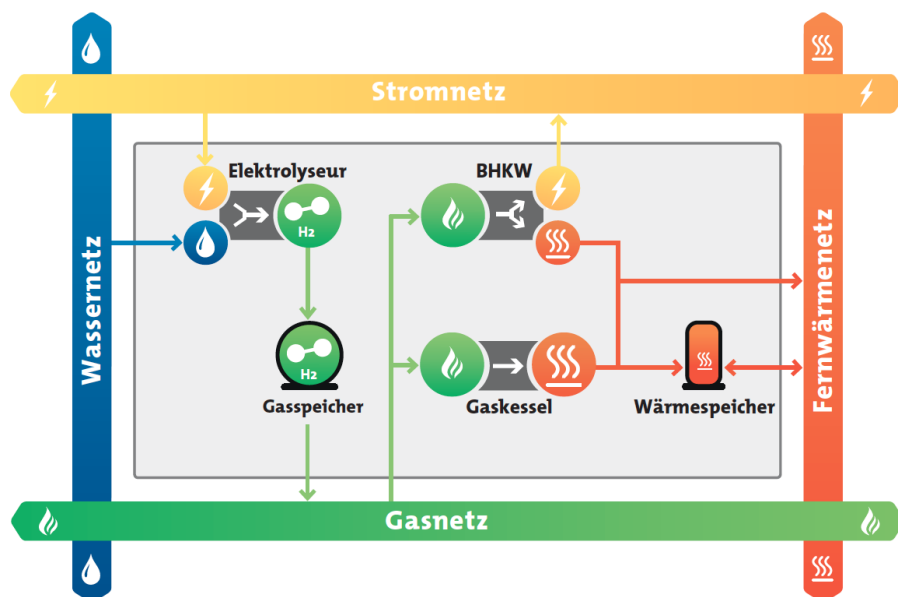
Die Untersuchungen zur Speicherung überschüssigen erneuerbaren Stroms unterstreichen die energiestrategische Notwendigkeit der Stromspeicherung in Zukunft. Dagegen zeigen energie-wirtschaftliche Betrachtungen, dass durch die Behandlung von Elektrolyseuren als Endverbraucher vor allem Netznutzungsgebühren und Abgaben auf Strom erhebliche Betriebskosten verursachen. Auch ohne die Berücksichtigung des Strommarktpreises resultieren für das H₂-Gas Herstellungskosten, welche bei Hochtarif den derzeitigen Verkaufspreis von aus Biogas hergestelltem Ökogas (16.5 Rp./kWh) übertreffen und bei Niedertarif nur 1.1 Rp/kWh unter diesem liegen. Die Wirtschaftlichkeit des Betriebs der Elektrolyseure hängt daher von Massnahmen zur Förderung der Power-to-Gas-Technologien bzw. von einer Befreiung von Netzkosten und damit einer Gleichbehandlung gegenüber anderen Speichertechnologien, wie beispielsweise Pumpspeicherkraftwerken, ab.

Die gesamte Studie ist im Anhang 4 zu finden.

5. Realisiertes Hybridwerk

Das Hybridwerk liegt etwa einen Kilometer vom Hauptsitz der RES entfernt auf der Aarmatt an der Aarestrasse 3, 4528 Zuchwil. Die Anlage ist ein Hybridwerk, welches die Netze für Strom, Gas, Fernwärme und Wasser miteinander verbindet.

Abbildung 2 zeigt die Anlage, welche die Netze Strom, Gas, Fernwärme und Wärme untereinander verbindet, schematisch im Überblick:



Strom, Gas, Fernwärme und Wasser können im Hybridwerk mittels Wandlerkomponenten (z.B. Elektrolyseur) von einer Energieform (z.B. Strom) in eine andere (z.B. Wasserstoff) umgewandelt werden. Die neu entstandene Energieform kann anschliessend vor Ort in Speicherkomponenten (z.B. Wasserstoffspeicher) zwischengespeichert oder direkt in das jeweilige Energienetz eingespeist werden.

Im Anhang 1 ist jede Anlagen Komponente einzeln und detailliert beschrieben.



Das Hybridwerk wurde per 1. Februar 2016 operativ in die Verantwortung der Linie übertragen. Im Hintergrund besteht die Projektorganisation weiterhin, einerseits zur Abarbeitung der offenen Pendenzen, Änderungswünsche der Linie auf Grund der wachsenden Betriebserfahrung und natürlich dem Forschungsbetrieb

5.1 Etappe 1 (Heizzentrale)

Die Anforderungen der Fernwärme werden mit der Etappe 1 des Hybridwerks sowohl im regulären Betrieb wie im Störfall vollständig abgedeckt.

Der Gaskessel, die Wärmespeicherbewirtschaftung und der Pumpenbetrieb zwecks Einspeisung ins Fernwärmenetz kann seit dem 1. Februar 2016 am Leitsystem in einen Kalender disponiert werden. Dies ermöglichte eine vorausschauende Planung und brachte bei den Verantwortlichen der Fernwärme eine deutliche Entlastung der Personalressourcen.

Damit die Prozessabwärme für Fernwärme auch im Sommer nutzbar gemacht werden konnte, musste die ursprüngliche Dimensionierung der Anlagenteile (welche für den Winterbetrieb ausgelegt ist) hinterfragt werden. Mit Anpassung der Software konnte Zusatzinvestitionen in kleinere Pumpen für den Sommerbetrieb vermieden werden. Als Zusatznutzen wurde die Rücklauftemperaturen der Fernwärmeversorgung überwacht und mit Eingriffen bei den Verbrauchern und im Fernwärmenetz optimiert. In Winter 2017/2018 wird sich zeigen ob getätigten die Netzeingriffe bei der Fernwärme saisonal angepasst werden müssen.

5.2 Etappe 2

Das Gebäude, die Umgebung und der Besucherpavillon sowie der Anlagenbau wurden im Dezember 2015 fertiggestellt.

Das Zusammenspiel der Einzelkomponenten, die vollständige und korrekte Datenübermittlung gemäss Messkonzept waren die verbleibenden Herausforderungen.

Zudem verlangte die Hochschule Rapperswil möglichst rasch komplette Datensätze für Auswertungen um den Auftrag für die wissenschaftliche Begleitung dieses Projektes erfüllen zu können. Im ersten Quartal 2017 konnte der Durchbruch bei der Datenübermittlung erzielt werden. Die im Projekt erzielten Ergebnisse werden nachfolgend pro Anlagenteil gezeigt und erklärt.

5.2.1 Betriebsbewilligung für die Etappe 2

Die SUVA bestätigte mit Brief vom 13. Januar 2016 die Abnahme der Anlage hinsichtlich Arbeitssicherheit und Gesundheitsschutz. Aus Sicht der SUVA kann die Betriebsbewilligung erteilt werden (Anhang 5).

Das Amt für Wirtschaft und Arbeit des Kantons Solothurn erteilte der Regio Energie Solothurn mit Brief vom 18. Januar 2016 die Betriebsbewilligung für die Etappe 2 (Anhang 6).

5.2.2 Integrale Tests / Use Cases für die Etappe 2

Bevor die Linienorganisation die Verantwortung für das Hybridwerk übernehmen konnte, musste das Projektteam 21 integrale Tests absolvieren. Die meisten dieser Tests konnten im Jahr 2015 erfolgreich abgearbeitet werden. Der letzte sehr anspruchsvolle Blackout-Test wurde am 28. Juni 2016 bestanden.

Testbeschreibung: Bei laufendem Hybridwerk (BHKW, Elektrolyseure, Gaskessel, Fernwärme Netzpumpen, Abwärmekreis und Einspeisung Wasserstoff, alles in Betrieb) wurde das Hybridwerk vom Stromnetz abgetrennt.

Ergebnis: Sämtliche Anlagenteile wurden durch die Steuerung in den vorgesehen Zustand überführt. Nach Quittierung der Fehlermeldung am Leitsystem waren alle Komponenten wieder Betriebsbereit, an den Anlagen wurden keine Schäden festgestellt.

Test	Beschreibung	Test	Beschreibung
1	Brandalarm	11	Not Aus Elektrolyse
2	Gasalarm CH ₄ BHKW Raum A1	12	Not Aus Gaskessel
3	Gasalarm CH ₄ BHKW Raum A2	13	Not Aus BHKW
4	Gasalarm CH ₄ Gaseinspeisung A1	14	Not Aus Lüftung Elektrolyse
5	Gasalarm CH ₄ Gaseinspeisung A2	15	Netzausfall
6	Gasalarm H ₂ Elektrolyseraum A1	16	Ausfall Stickstoffmatik
7	Gasalarm H ₂ Elektrolyseraum A1	17	Pmax, Tmax Wasserstoff-schiene
8	Gasalarm AM Aarmatt A1	18	Ausfall Signal Gasdurchfluss und Wasserstoffdurchfluss
9	Gasalarm AM Aarmatt A1 (nicht Teil des Hybridwerkes)	19	Not Aus bei Ausfall Leitsystem.
10	General Not Aus Hybridwerk	20	Not Aus Netzkonvergenzraum
		21	Nachprüfung

Liste der integralen Tests

5.2.3 Elektrolyseure / Erste Erkenntnisse der Hochschule Rapperswil

Die ersten noch unvollständigen Messreihen im vierten Quartal 2016 und zu Beginn des Jahres 2017 zeigten bei den Elektrolyseuren eine unregelmässige Leistungsaufnahme deren Ursache nicht schlüssig erklärt werden konnte. Nach aufwändiger interner Suche und Rücksprache beim Lieferanten der Elektrolyseure wurde das Problem bei einer ungenügenden Kühlung der Elektrolyseure vermutet (Teilprojekt Abwärme-Nutzung).

Dieser Ansatz konnte nach vollständiger Überprüfung der Auslegungsdaten und der ausgeführten Installation der Wärmerückgewinnung widerlegt werden. Letztlich war ein Lüfter auf einer Platine eines der Elektrolyseure das Problem. Dieser Lüfter arbeitete unzuverlässig, d.h. sobald

die Elektronik infolge des mangelhaften Lüfters zu warm wurde, reduzierte sich die Elektrolyseleistung. Dieses Problem hat das Projektteam ca. 3 Monate beschäftigt und die Messreihen für die Hochschule Rapperswil weiter verzögert. Die Elektrolyse arbeitet seit anfangs März 2017 störungsfrei und liefert gute Ergebnisse.

5.2.4 Teilprojekt Gasversorgung / Wasserstoffeinspeisung

Das komplette System zur Produktion und Einspeisung von Wasserstoff wurde vom 17. bis 19. März 2017 erfolgreich getestet und dokumentiert. Die Konfiguration arbeitet wie vorgesehen und erfüllt somit die gestellten Anforderungen. Ein wesentliches Element sind die vier Wasserstoffspeicher auf dem Dach des Hybridwerks. Sie entkoppeln die Wasserstoffproduktion von der Einspeisung-Begrenzung im Erdgasnetz (maximal 2 % Wasserstoff- Beimischung).

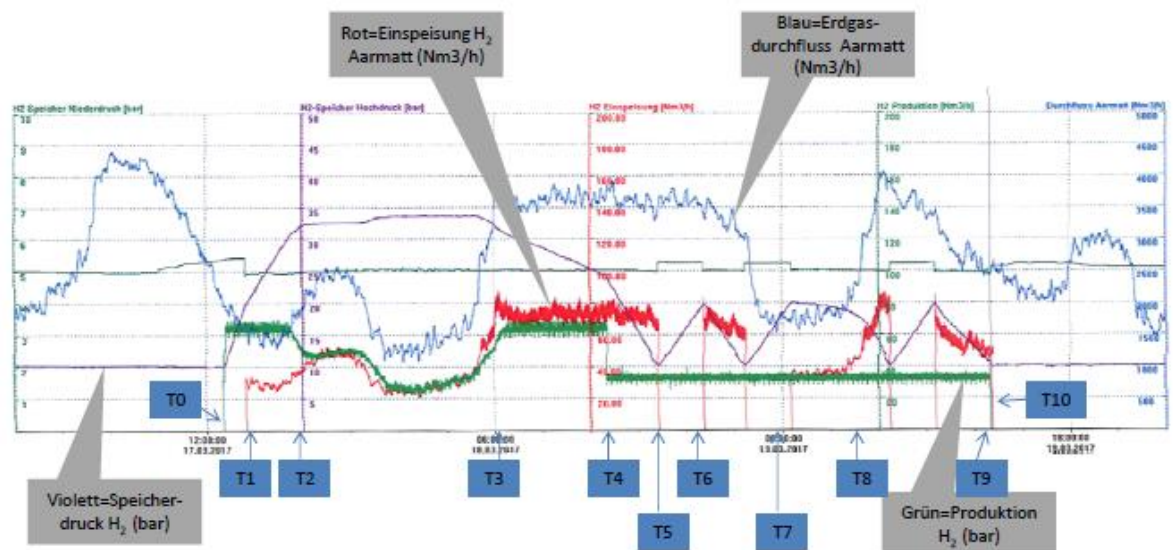


Diagramm zur Produktion und Einspeisung von Wasserstoff

Im Anhang7 im grösseren Format besser erkennbar

Die blaue Kurve zeigt den Erdgasdurchfluss in Nm³/h im Netz vor dem Einspeisepunkt. Der Wert schwankt zwischen 1000 und 4500 Nm³/h.

Die rote Kurve zeigt die geregelte Wasserstoff-Einspeisung in Nm³/h. Den Sollwert für die einzuspeisenden Menge Wasserstoff errechnet der Regelkreis aus dem Erdgasdurchfluss (blaue Kurve). 2 % von 1000 bis 4500 Nm³ Erdgas ergibt 20 bis 90 Nm³ Wasserstoff.

Die violette Kurve zeigt den Druck im Wasserstoffspeicher in bar.

Die Einstellungen beim Versuch waren wie folgt:

- Der minimale Druck ist immer bei 10 bar (der Netzdruck ist nominal bei 5 bar, der Verlust über dem Regelventil nochmals 5 bar. Daraus resultiert der minimale Speicherdruck von 10 bar).
- Die Einspeisung ins Gasnetz beginnt bei 20 bar.

Dies ergibt eine Schalthysterese von 10 bar. Die Einspeisung startet bei 20 bar und endet bei 10 bar Speicherdruck.

Die grüne Kurve zeigt die Wasserstoffproduktion in Nm³/h. Der Wert liegt zwischen 0 und 60 Nm³/h.

Nachfolgend die Erklärungen zu den verschiedenen Zeitpunkten T0 bis T10:

- T0: Die Elektrolyseure beginnen mit der Produktion: Die Sollwertvorgabe ist bei 100 %, dies entspricht 60 Nm³/h. Es wird kein Wasserstoff eingespeist, der Druck im Wasserstoffspeicher steigt ab dem Minimum langsam an.
- T1: Der Speicherdruck erreicht den Schwellwert von 20 bar. Die Wasserstoffeinspeisung wird gestartet. Der Erdgasdurchfluss ist zu diesem Zeitpunkt bei tiefen 1500 Nm³/h und es können um die 30 Nm³/h Wasserstoff dem Netz beigegeben werden. Die restliche Produktion wird weiter dem Wasserstoffspeicher zugeführt. Der Druckanstieg im Speicher wird nun durch die Netzeinspeisung verlangsamt.
- T2: Der maximale Speicherdruck wird erreicht. Ab jetzt darf nur noch soviel Wasserstoff produziert werden, wie gerade vom Erdgasnetz aufgenommen werden kann. Dies wird sehr schön gezeigt durch das Zusammenfallen der grünen und roten Kurven.

Dies belegt die erfolgreiche Regelung der Wasserstoffproduktion.

- T3: Der Erdgasdurchfluss hat nun stark zugenommen. Die Regelung der Wasserstoffeinspeisung erhöht jetzt bis zu 90 Nm³/h. Die rote Kurve liegt nun über der grünen Kurve, d.h. Es wird mehr Wasserstoff dem Erdgasnetz beigegeben als aktuell produziert werden kann (Die Produktion läuft auf maximaler Leistung). Die Differenz stammt aus den Wasserstoffspeichern, in der Konsequenz wird nun der Speicherdruck abgebaut.

Dies belegt die erfolgreiche Regelung der Wasserstoffeinspeisung.

- T4: Zur Beschleunigung des weiteren Prozesses wird der Sollwert für die Elektrolyseure auf 50 % reduziert. Die Wasserstoffproduktion ist nun bei 30 Nm³/h. Bei immer noch hohem Erdgasdurchfluss wird nun noch mehr Wasserstoff aus dem Speicher entnommen, der Speicherdruck sinkt deutlich schneller.
- T5: Der Speicherdruck erreicht den unteren Schwellwert von 10 bar. Die Wasserstoffeinspeisung wird gestoppt. Die Wasserstoffproduktion läuft weiter bei 30 Nm³/h und füllt den Wasserstoffspeicher, erkennbar durch den raschen Druckanstieg.
- T6: Der Speicherdruck erreicht den oberen Schwellwert von 20 bar und die Wasserstoffeinspeisung startet wieder. Bei immer noch hohem Erdgasdurchfluss liegt die Wasserstoff-Einspeisung deutlich über der Wasserstoff-Produktion und der Speicherdruck beginnt wieder zu sinken.

Dieser Wechsel zwischen maximaler Einspeisung und Speicherladung (violette „Sägezahn-Kurve“) wird sich nun wiederholen bis beim Zeitpunkt T7 bei dem das System eine markante Veränderung erfährt.

- T7: Der Erdgasdurchfluss im Netz nimmt stark ab. Zufälligerweise entspricht die Wasserstoffproduktion der gerade möglichen Wasserstoffeinspeisung. Der Speicherdruck bleibt in dieser labilen Position.
- T8: Der Erdgasdurchfluss im Netz nimmt stark zu. Die Einspeisung von Wasserstoff wird erhöht und übersteigt die Produktion deutlich, der Speicherdruck nimmt ab. Die violette Druckkurve hat wieder die Tendenz zum Sägezahn zu werden.



- T9: Die Wasserstoffproduktion wurde gestoppt. Die Einspeisung von Wasserstoff läuft noch weiter, so lange die Speicher mehr als 10 bar Druck haben.
- T10: Der Speicherdruck erreicht den unteren Schwellwert von 10 bar. Die Wasserstoffeinspeisung wird gestoppt. Da kein Wasserstoff mehr produziert wird und die Speicher auf dem minimalen Füllstand sind, ist der Prozess nun beendet.

Qualität der Wasserstoffeinspeisung

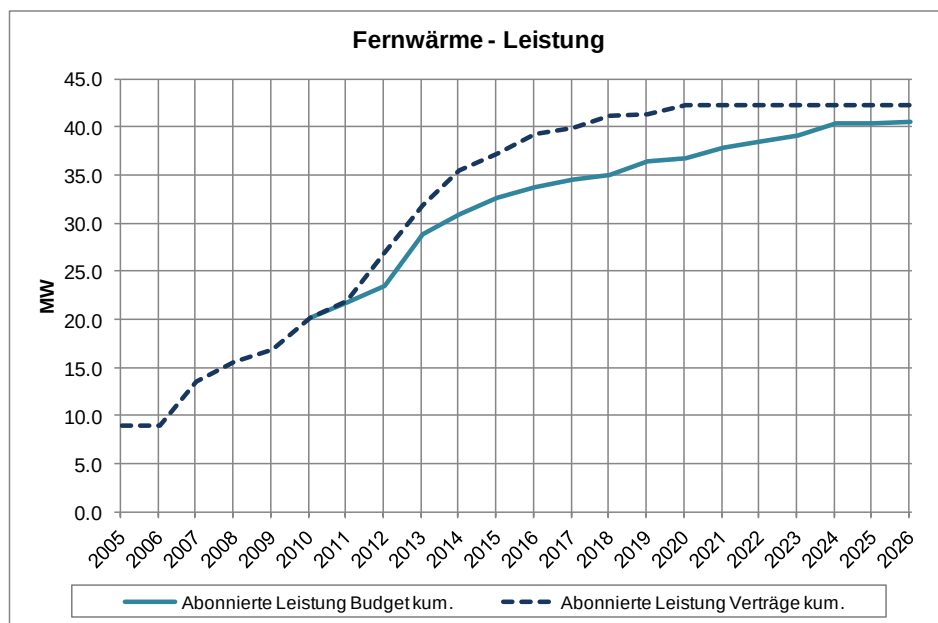
Mit der periodischen Entnahme von Gasproben nach dem Einspeisepunkt während der Wasserstoffeinspeisung wird die Messqualität sichergestellt.

Fazit im Projekt Hybridwerk:

Die Anlagenkomponenten arbeiten wie im Funktionsbeschrieb vorgesehen. Die „Schalthysterese von 10 bar“ war zum Zeitpunkt der ersten Messreihe noch fest programmiert, sie kann aktuell in der Steuerung einfach als Parameter verstellt werden. Dadurch wird der Sägezahn-Effekt verkleinert. Es gilt das Optimum bezüglich der eingespeisten Wasserstoffmenge herauszufinden ohne das System ins Schwingen zu bringen.

5.2.5 Teilprojekt Fernwärmeversorgung

Die Inbetriebnahme des letzten Teilstückes der zweiten Fernwärmehauptleitung erfolgte kurz vor Weihnachten 2015. Damit konnte die Transportkapazität von 19 MW_{thermisch} auf theoretische 51 MW_{thermisch} erhöht werden. Das Leistungsvermögen bei der Kehrlichtverbrennung liegt bei 41 MW_{thermisch} Dauerleistung.



Entwicklung der Anschlussleistung Fernwärme

Anschlusswerte:

Ende 2015: 37.5 MW

Ende 2016: 39.2 MW

Ende 2020: 42.2 MW

Mit dieser Konstellation hat das Hybridwerk für die Bereitstellung von Wärme im **Regelbetrieb** keine Funktion mehr wahrzunehmen.

Die Aufgabe reduziert sich aktuell auf das Back Up für den Fall einer Leitungshavarie oder eines partiellen Ausfalls bei der Kehrlichtverbrennungsanlage (KVA).

Da die angeschlossenen Fernwärmeverbraucher nie alle gleichzeitig die maximale Heizleistung beziehen, kann die Leistungsfähigkeit der KVA überbucht werden. Wir kalkulierten bis anhin mit einem vorsichtigen Gleichzeitigkeitsfaktor von 0.8, d.h. erst etwa bei 51 MW Anschlussleistung müsste das Hybridwerk für die Spitzendeckung an ganz kalten Tagen vorgesehen werden. Bis dies erreicht wird, werden noch einige Jahre vergehen.

Für die Versorgungssicherheit im Havariefall müssen trotzdem genügend Wärmeerzeugungskapazitäten zugunsten der Fernwärme vorgehalten werden. Die Regio Energie Solothurn prüfte mit einem internen Projekt, zu welchem Zeitpunkt der nächste Ausbauschritt im Hybridwerk mit welcher Technik realisiert werden muss.

Im April 2017 zeigte ein erster Berichtsentwurf folgende Ergebnisse:



Ergebnis 1:

Basierend auf den vorliegenden Ausbauplänen der Fernwärme deckt die installierte Reserveleistung in Kombination mit den Wärmespeichern den Havariefall bis 2022 ab. Die Modellrechnungen zeigen, dass in den Jahren zwischen 2022 und 2026 die Möglichkeiten von heutigen Reserveleistungen und Wärmespeichern nicht mehr ausreichen um den Havariefall vollständig abzudecken. In diesem Zeitraum ist ein Ausbau von weiterer Reserveleistung ins Auge zu fassen (ca. 2-4 MW).

Ergebnis 2:

Diverse Technologien wurden bezüglich Investitionskosten, Erlöse, Vor- und Nachteilen geprüft und einander gegenübergestellt: BHKW, Gaskessel, Power to Heat, Holzkessel und Holzvergasung. Aus heutiger Sicht stellt sich als wirtschaftlichste Technologie ein klassischer Gaskessel heraus. Power to Heat zeigt sich wirtschaftlich weniger interessant, da durch den hohen Leistungspreis beim Strombezug vom Netz hohe Kosten anfallen.

Rein technisch könnte mit den heutigen elektrischen Installationen eine Power to Heat Anlage bis zu 5 MW betrieben werden. Darüber hinaus wäre eine elektrische Verstärkung nötig.

Ergebnis 3:

Durch eine Bewirtschaftung der Wärmespeicher im Hybridwerk kann der Leistungsbedarf um ca. 6 MW gesenkt werden. Ein Ausbau der Fernwärmespeicher ist bis 2026 nicht sinnvoll, da bereits mit den heutigen drei Speichertanks die maximale Spitzendeckung abgedeckt werden kann. Weitere Speicher würden keinen zusätzlichen Nutzen generieren.

Hinweis: Diese Aussage wurde beim Projektreview kritisch hinterfragt. Es soll noch eine Aussage zum Energieinhalt der Speicher gemacht werden.

Ergebnis 4:

Modellrechnungen zeigen, dass die heutigen zwei Fernwärmepumpen bis 2022 ausreichend sind. Ab 2023 wird der Einbau einer dritten Pumpe empfohlen.

Ergebnis 5:

Die folgende Darstellung zeigt den aktuellen Bedarf an Wärmeleistung, den Bedarf im Jahr 2022 sowie im 2026 im Normalbetrieb (keine Havarie).

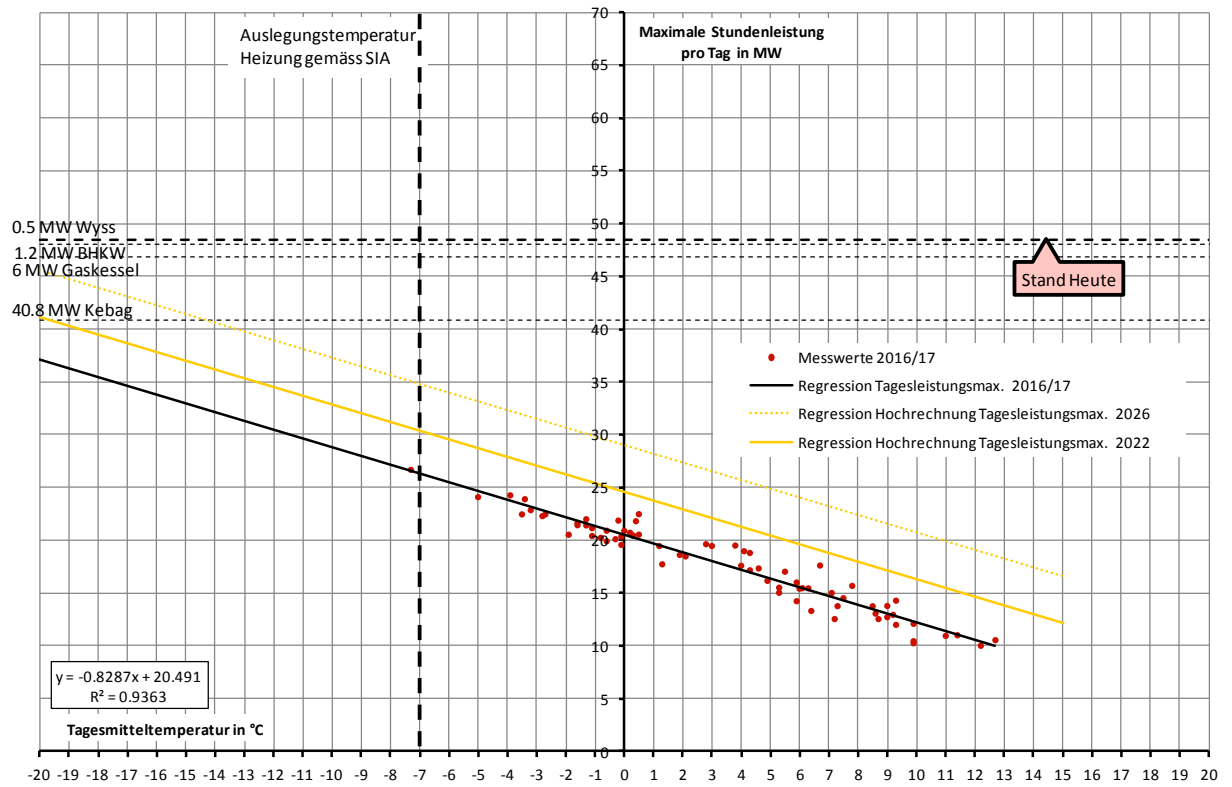


Diagramm: Benötigte Stundenleistung Fernwärme in Abhängigkeit der Temperatur im Normalbetrieb

Aus der Regression lässt sich ein Gleichzeitigkeitsfaktor von 0.69 ermitteln. Der Gleichzeitigkeitsfaktor beschreibt den Verschachtelungseffekt, welcher dadurch entsteht, dass nicht alle Verbraucher gleichzeitig ihre volle abonnierte Leistung beziehen. Ein Gleichzeitigkeitsfaktor von 0.69 bedeutet also, dass eine zusätzliche Installation von 1 MW Anschlussleistung zu 0.68 MW zusätzlichem Leistungsbedarf führt. Somit kann mit der KEBAG-Leistung von 40.8 MW eine abonnierte Leistung auf 59.7 MW versorgt werden.

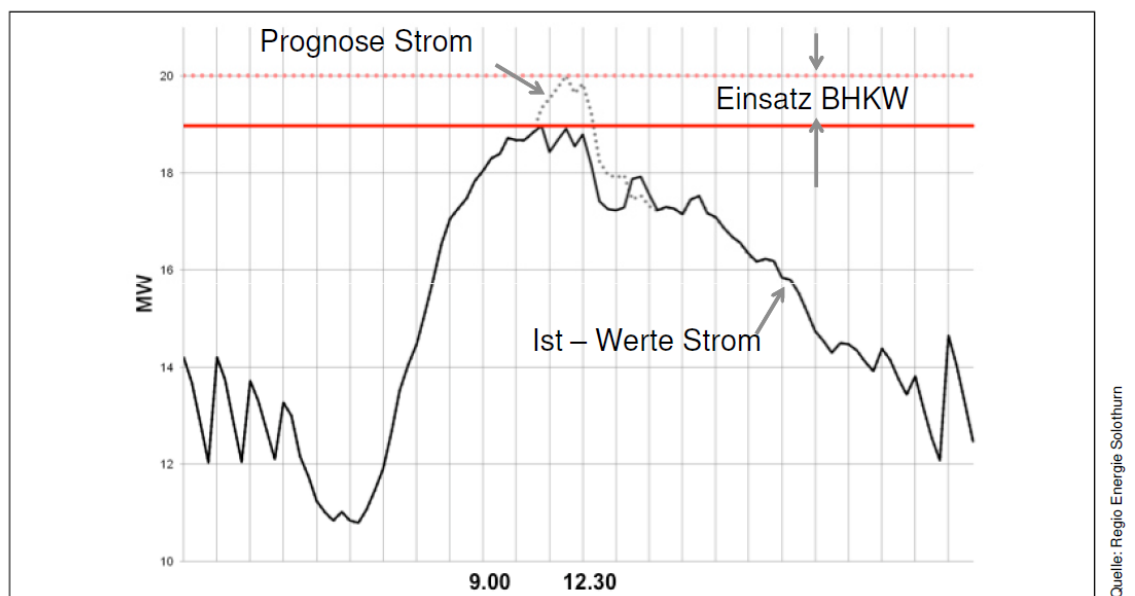
Fazit im Projekt Hybridwerk:

Mit der Inbetriebnahme der zweiten Hauptleitung wurde wieder eine stabile Ausgangslage geschaffen, welche Raum für eine mehrjährige Akquisitionsphase bei den Fernwärmeanschlüssen schafft. Selbst für den Havariefall müssen bei angenommenem Wachstum bis 2022 keine weiteren Wärmeerzeugungskapazitäten für die Fernwärme aufgebaut werden.

5.2.6 Teilprojekt BHKW

Der Anlagenteil BHKW kann ebenfalls seit 1. Februar 2016 am Leitsystem disponiert werden. Weil die Fernwärme mit der Inbetriebnahme der zweiten Hauptleitung über genügend Transportkapazität verfügt wird das BHKW nach den Gesetzmässigkeiten des Strommarktes bewirtschaftet. Natürlich wird die dabei anfallende Wärme im Fernwärmenetz verwertet.

Der kommerzielle Einsatz erfolgt am Strommarkt mit dem Ziel die Leistungsspitzen (im Netz der Regio Energie Solothurn jeweils um die Mittagszeit) zu brechen (Peak Shaving). Die Abteilung Energiewirtschaft berechnet täglich den „Stromfahrplan“ für die Stadt und bestellt die Stromlieferung beim Lieferanten.



Grafische Darstellung der Mittagesspitze

Diagramm Stromfahrplan

(Im Anhang 8 im grösseren Format besser erkennbar)

Der Peak Shaving-Betrieb wurde als die erste Einsatzmöglichkeit erkannt, welche unter den heutigen Rahmenbedingungen einen relevanten wirtschaftlichen Mehrwert für die Regio Energie Solothurn liefern kann.

Der Strombezug wird mit Arbeits- und Leistungspreis entschädigt. Für den Leistungspreis ist der höchste monatliche 15 Min-Peak-Wert massgebend.

Pro kW werden CHF 8.- verrechnet.

Bei geschicktem Einsatz des BHKW's mit 1200 kW elektrischer Leistung kann eine theoretische Ersparnis von CHF 9'600.- monatlich erreicht werden. Dieser Einsparung beim Vorliegernetz stehen die Kosten für das Erdgas, die CO₂-Abgabe und die Betriebskosten der Komponenten gegenüber.

Aus den täglichen prognostizierten „Stromfahrplänen“ lassen sich nun auch die Einsätze des BHKW's ableiten.

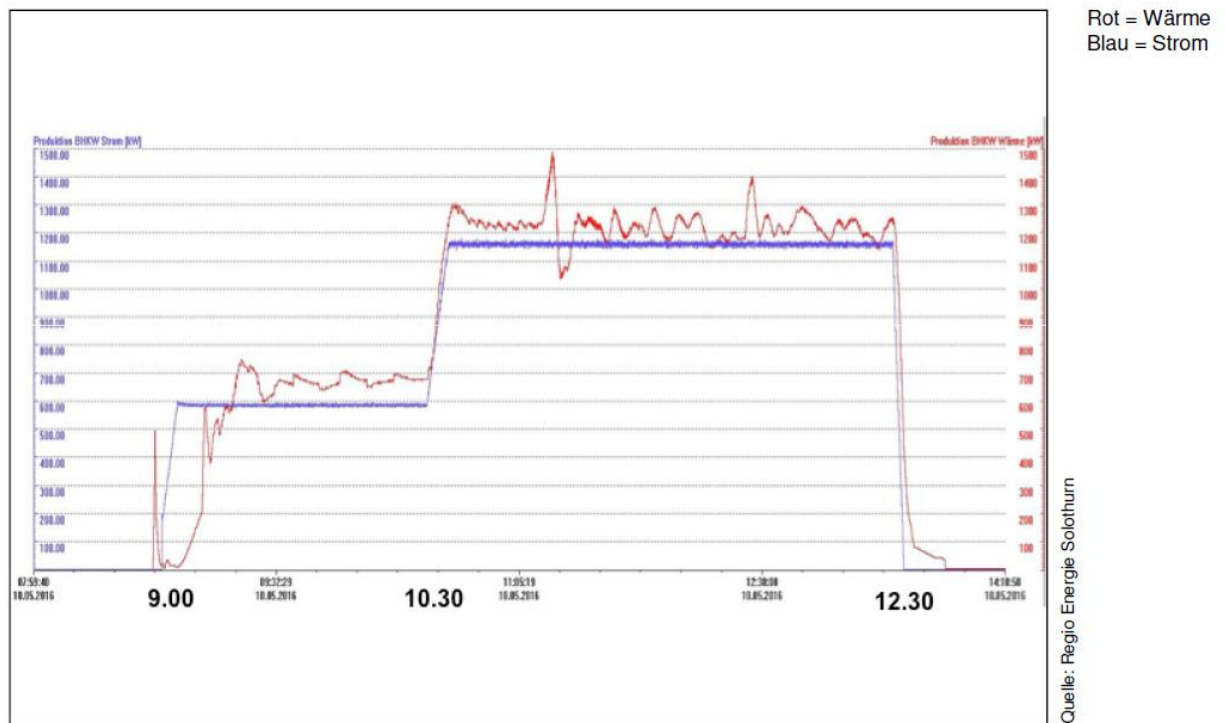


Diagramm BHKW Leistungsmessung

(im Anhang 8a im grösseren Format besser erkennbar)

Die Grafik zeigt den Startprozess mit 50 %- Leistung bevor der eigentliche Einsatz beim Peak Shaving erfolgt. Mehr dazu beim Kapitel Energiewirtschaft und Kosten.

Mit der beim BHKW-Startprozess anfallenden Wärme konnte die Steuerung zur Einspeisung ins Fernwärmenetz anfänglich nicht umgehen. Die Steuerung war auf Lade-/ Entladebetrieb der Wärmespeicher via Fernwärmenetz konzipiert worden. Das BHKW hat in der Startphase nicht die stabilen Temperaturverhältnisse (rote Kurve um 9 Uhr) und war öfters ausserhalb der zulässigen Parameter für eine Einspeisung ins Fernwärmenetz. Die Lösung wurde mit einer erweiterten Speicherbewirtschaftung gefunden. Die un stetigen Temperaturen des Wassers während der Startphase des BHKWs bringen die Schichtung der Wärmespeicher stark durcheinander. Durch Beimischung aus dem Fernwärmenetz mit Vorlaufwasser wird diesem Effekt nun entgegengewirkt. Relativ rasch stellt sich eine brauchbare Schichtung ein und die Wärmespeicher können wieder entleert werden.

Fazit im Projekt Hybridwerk:

Die Wärmespeicher konnten im Betrieb mit dem Fernwärmenetz sehr gut bewirtschaftet werden.

Es ist üblich das BHKW mit einem kleinen Wärmespeicher auszustatten. Die Kombination der beiden Funktion Netzspeicher und BHKW-Speicher hat unerwartet Komplikationen gezeigt.

Dem Problem mit der BHKW-Anlaufphase konnte begegnet werden. Die Erkenntnisse beziehen sich auf das erste Quartal 2017.

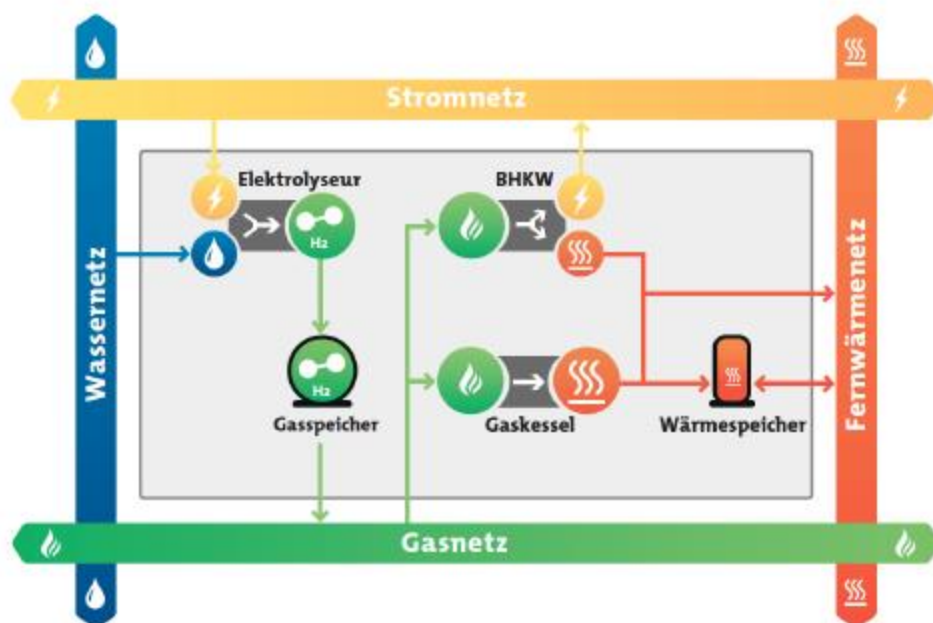
Wir erwarten weitere Erkenntnisse in den Sommermonaten. Naturgemäss wird nun der Wärmebedarf auf ein Minimum sinken. Es wird sich zeigen, wie weit die BHKW-Wärme überhaupt

noch verwertet werden kann. Der Energieinhalt der Wärmespeicher steigt durch die Beimischung aus dem Fernwärmenetz an, die mögliche Einspeise-Leistung in den Sommermonaten ist hingegen sehr tief.

Allenfalls sind Anpassungen bei den Fernwärmepumpen (zur Einspeisung ins Fernwärmenetz) für tiefe Leistungen notwendig.

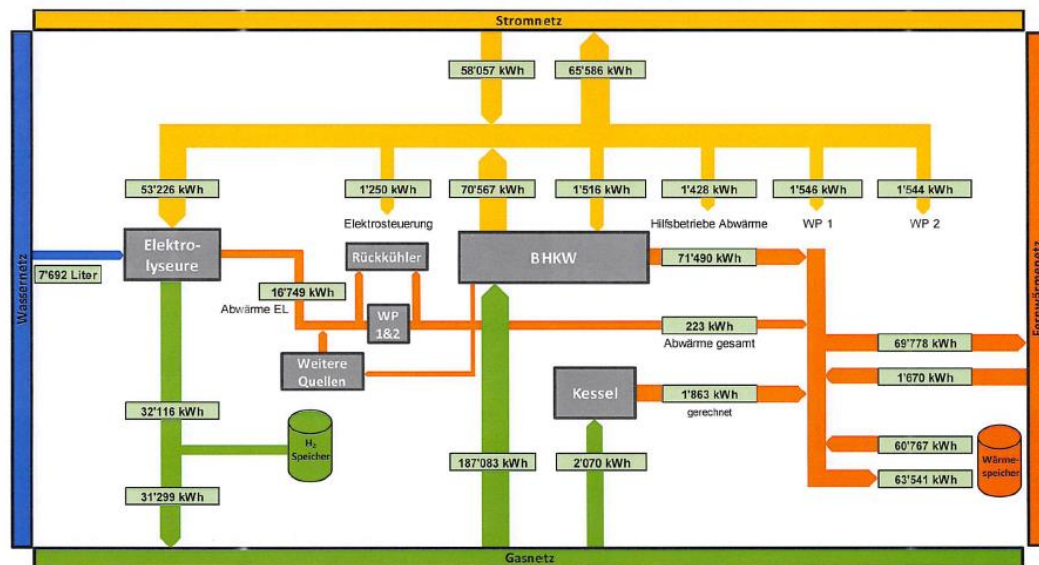
5.2.7 Teilprojekt Abwärme-Nutzung

In den bisherigen Unterlagen wurde der Anlagenteil **Wärmerückgewinnung** im Anlagenschema nicht dargestellt. Dieser Support-Prozess dient der Erhöhung des Wirkungsgrades und kam mit dem Projektfortschritt immer mehr in den Fokus.



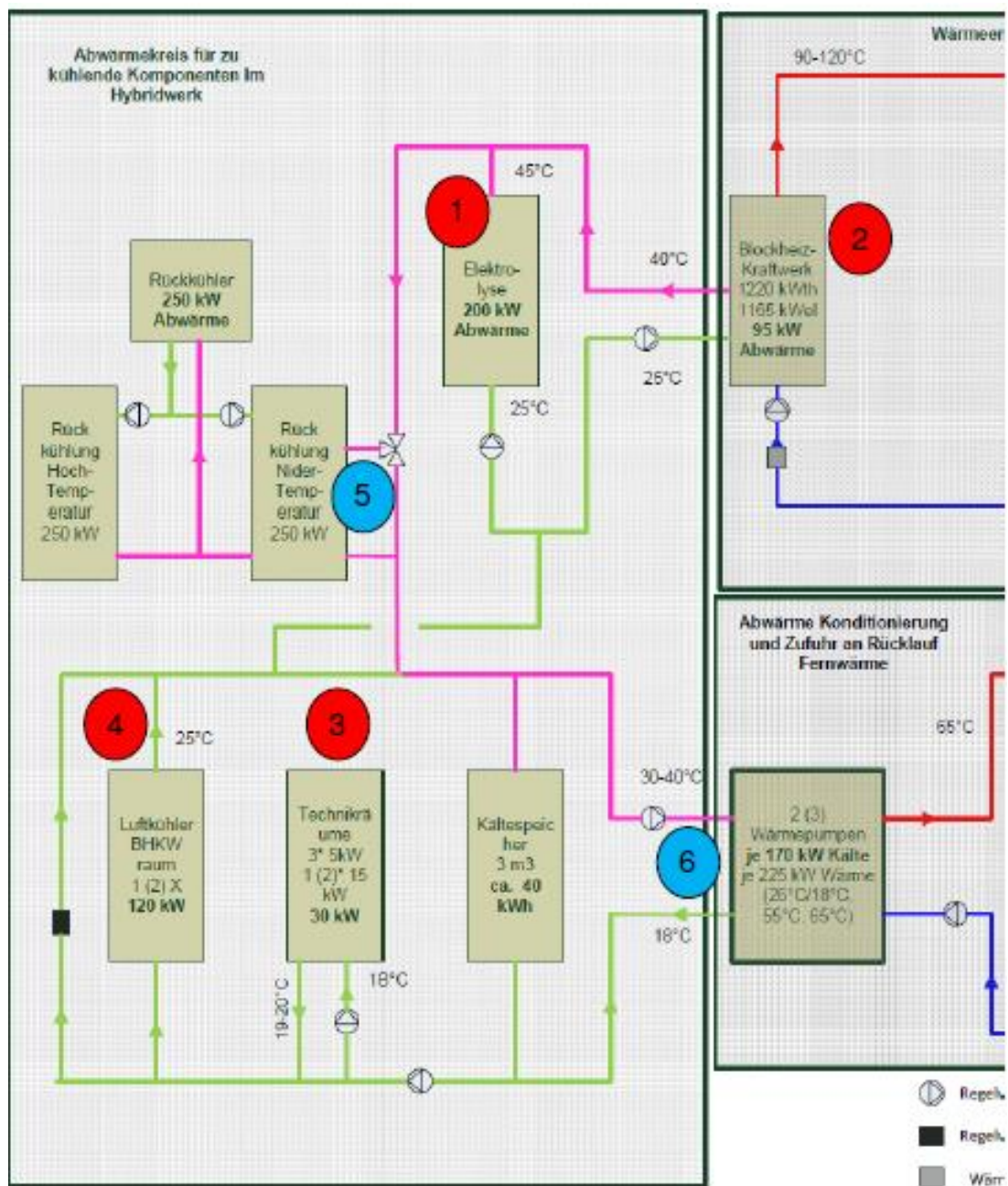
Bisheriges Schema der Hauptanlagen.

Für die Visualisierung der Energieflüsse (siehe dazu auch Kapitel Energiewirtschaft) wurde dieses Schema mit dem Abwärmekreis ergänzt.



Schematische Darstellung mit Abwärmekreis (orange).

In den bisherigen Berichten wurde auf diesen Anlagenteil nicht eingegangen, was an dieser Stelle nun nachgeholt wird:



Ausschnitt aus dem Abwärmekreis Anhang 9

Im Hybridwerk wird die Abwärme bei folgenden Schemapunkten eingesammelt:

- P1: Bei der Elektrolyse sind die vier Geräteschränke wassergekühlt und mit dem Abwärmekreis verbunden. Die eingesammelte Energie wird aufwändig gemessen.
- P2: Auch am BHKW entsteht Abwärme, welche nicht direkt für die Fernwärme verwertet wird.
- P4: In der Maschinenhalle steht ein Luftkühler, welcher die Abstrahlungswärme des BHKW's aufnimmt.

- P3: In den Räumen des Hybridwerks sind ebenfalls Luftkühler installiert. Sie sammeln die Abstrahlungswärme der Geräte ein. Elektrolyseure, Transformatoren, Pumpen etc.
- P6: Die Abwärme soll nutzbringend verwertet werden und wird zu diesem Zweck mit den Wärmepumpen auf ein nutzbares Temperaturniveau angehoben.
- P5: Für den Fall, dass die Abwärme nicht verwertet werden kann, wird die Abwärme auf dem Dach an die Umwelt abgegeben.

Nutzen der Abwärme:

Die Abwärme soll für die Fernwärme nutzbringend eingesetzt werden. Die Fernwärme arbeitet mit einer Vorlauftemperatur von 110°C und einer Rücklauftemperatur von 55°C.

Die Wärmepumpen heben die im Hybridwerk eingesammelte Abwärme auf das Temperaturniveau von 65 °C. Dieses Wasser kann also nicht dem Vorlauf der Fernwärme beigemischt werden.

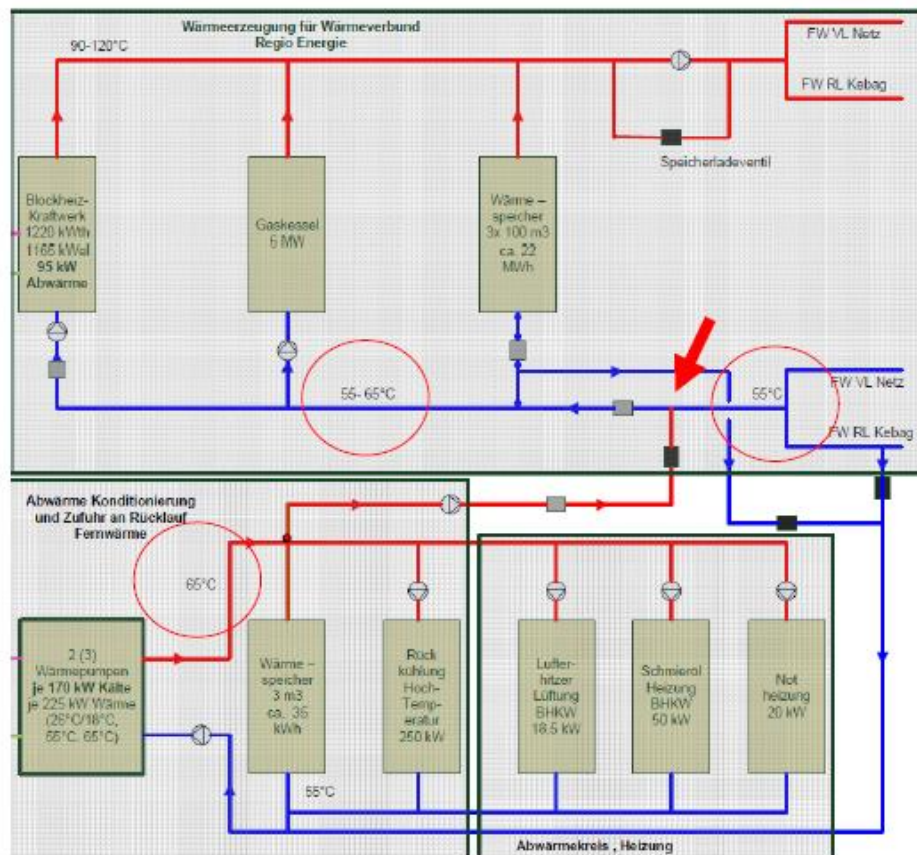
Da im Hybridwerk auch Anlagen zur Wärmeproduktion zugunsten der Fernwärme stehen (Gaskessel in der Etappe1 und BHKW) wurde folgender Ansatz verfolgt:

Für die Wärmeproduktion zugunsten der Fernwärme muss das Fernwärme-Rücklaufwasser von 55°C auf 110°C angehoben werden. Dies erfolgt aktuell im BHKW oder im Gaskessel.

Die Abwärme (65°C) aus dem Hybridwerk wird nun dem Rücklaufwasser der Fernwärme (55°C) beigemischt, womit die Heizleistung für die Wärmeproduktion (Gaskessel, BHKW) auf Grund der geringeren Temperaturdifferenz sinkt.

Dieser Ansatz funktioniert aber nur, wenn im Hybridwerk auch wirklich Wärme produziert wird. Für die Fernwärme ist dies wie beschrieben nur in Ausnahmefällen notwendig. Das stromgeführte BHKW hingegen kommt regelmässig zu Einsatzzeiten.

Dieser Letzt genannte Ansatz zeigt aber einen neuen Nutzungskonflikt. Wenn der Strommarkt gerade interessant für den Betrieb des BHKWs ist, ist der Betrieb der Elektrolyse per Definition ausgeschlossen (Überkapazität aus Fotovoltaik).



Ausschnitt aus dem Abwärmekreis Anhang 9.

Pfeil: Einspeisepunkt

Die Kreise zeigen die Nenntemperaturen

Mit der Realisierung der zweiten Etappe der Fernwärme kann nun die Abwärme dem Rücklauf der Fernwärme beigemischt werden, der Nutzen entsteht dann nicht im Hybridwerk, sondern mit dem gleichen Effekt in der Kehrlichtverbrennungsanlage.

Optimierungsbedarf:

Die Nenntemperatur des Fernwärmerücklaufs liegt bei 55°C. Die im Hybridwerk effektiv gemessenen Rücklauftemperaturen liegen ganzjährig im Bereich von 60 bis 70°C. Die Einspeisung mit Abwärme von 65°C ist dann nutzlos.

Diese Schwierigkeit wird im zweiten Quartal 2017 angegangen. Kurzfristig besteht die Möglichkeit die Wärmepumpe auf 75°C einzustellen, natürlich mit Zugeständnissen beim Wirkungsgrad der Wärmepumpen.

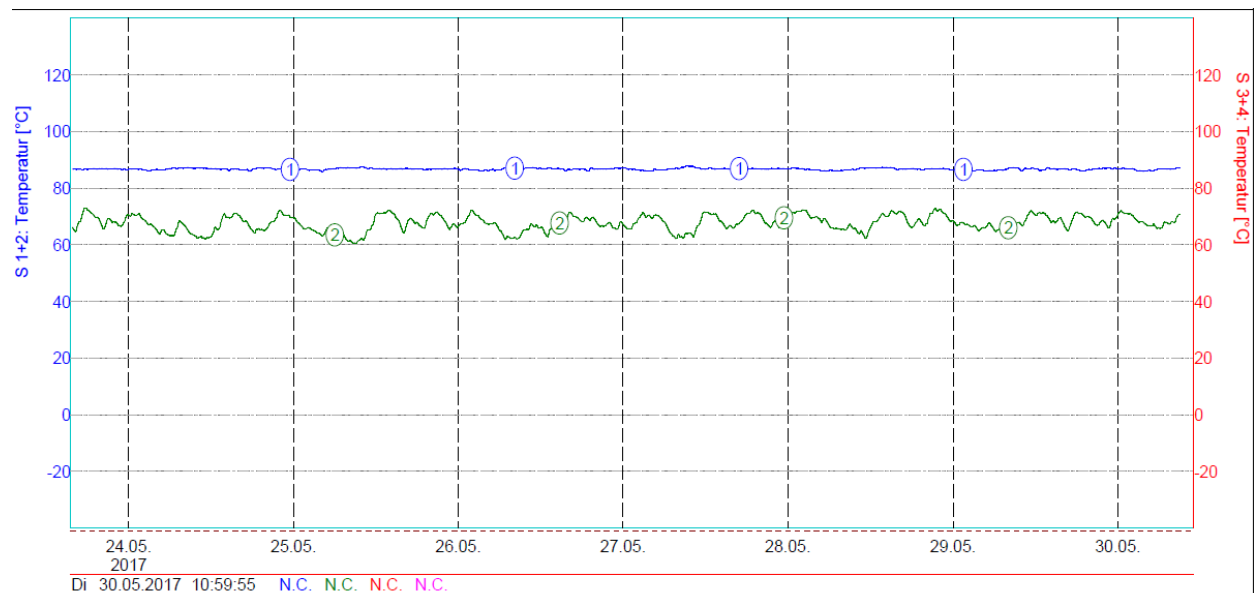
Der grösste Nutzen (auch kommerzielle für die Sparte Fernwärme sehr interessant) wird erzielt, wenn der Rücklauf der Fernwärme auf die Nenntemperatur von 55°C gesenkt werden kann. Dies benötigt jedoch eine umfangreiche Suche nach den Ursachen und Klärung der möglichen Massnahme (an der Fernwärme sind gegen 200 Wärmetauscher angeschlossen, Netzumschaltungen etc.).

Fazit im Projekt Hybridwerk:

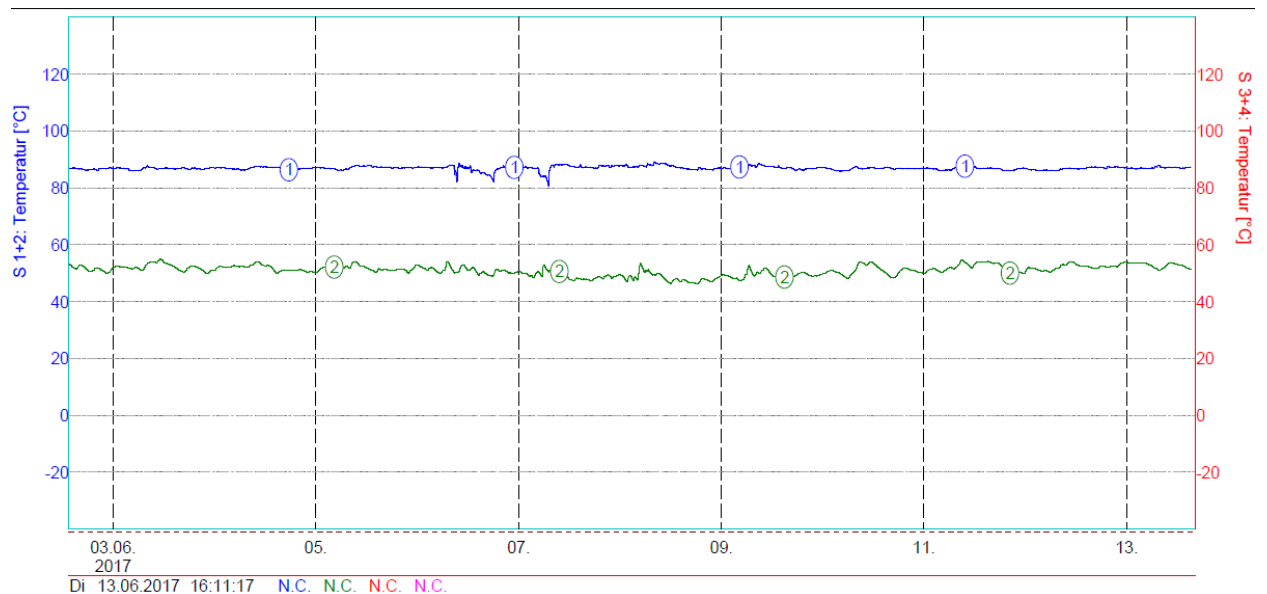
Die Sparte Fernwärme und die Abteilung Mess- Steuer- und Regelungstechnik müssen die Ursachen für die zu hohen Rücklauftemperaturen ermitteln und geeignete Gegenmassnahmen bestimmen.

Nachtrag am 13.6.2017:

Durch geschickte Netzabschottungen mit geschlossenen Schiebern konnten zwei alte, leistungsstarke Wärmetauscher (zusammen ca. 10MW), welche deutlich zu hohe Temperaturen in den Rücklauf einspeisen, von der Versuchsanordnung ausgeschlossen werden. Das zu warme Wasser fliesst nun nicht mehr in der zweiten Hauptleitung zurück zur Kehrrechtverbrennungsanlage.



Die grüne Kurve (Rücklauftemperatur) liegt beim Hybridwerk deutlich über 60°C und eine Einspeisung der Abwärme ist nicht möglich.



Die grüne Kurve (Rücklauftemperatur) ist nach dem Netzeingriff nun deutlich unter die 60°C gefallen. Eine Einspeisung der Abwärme ist nun jederzeit möglich.

Aus Sicht der Fernwärme muss sich im nächsten Winter zeigen, ob die Versorgung aller Verbraucher mit dieser Netzkonstellation gewährleistet werden kann. Allenfalls muss ein Schieber wieder (teilweise?) geöffnet werden.

5.2.8 Rückblick auf die Systemauslegung

Die Auslegung der Anlagen wurden im Antrag zum Leuchtturmprojekt wie folgt begründet: (bereits im Kapitel 3.3 dieses Berichtes gezeigt)

- Ein BHKW mit 0,7 MWel genügt für einen weiten Bereich der Prognoseabweichung (max. 1,3 MW). Das BHKW wird für die Prognoseabweichung häufig verwendet und kann zusätzlich einen Beitrag zum "Peak Shaving" leisten.
- Mit einem Wärmespeicher von 16 MWh Kapazität und 6 MW Lade-/Entladeleistung kann zusammen mit dem Gaskessel eine Reserveleistung von 12 MW bereitgestellt werden. Damit kann während 2 Stunden eine konstante Einspeisung von 12 MW aufrechterhalten werden.
- Elektrolyseure einer Leistungsgrösse von 10 bis 60 Nm³/h Wasserstoffproduktion sind als Standardgrössen als alkalische und PEM-Elektrolyseure erhältlich. Die genaue Wahl des Typs erfolgt im Rahmen der Projektierung. Mit einer klassischen Wasserstoffspeicherung in Druckgasflaschen lassen sich in Verbindung mit geeigneten Kompressoren Wasserstoffspeichereinrichtungen mit marktgängigen Komponenten realisieren. Die gewählte Grösse des Speichers genügt für die Aufnahme der Wasserstoffproduktion über mehrere Stunden und erübrigt für die nächste Zukunft die Installation einer Methanisierung.

Wie im nächsten Kapitel Energiewirtschaft ausführlich beschrieben kennt das Hybridwerk drei Einsatzszenarien:

- Versorgungssicherheit
- Wirtschaftliche Ziele
- Forschungsbetrieb

Die Auslegung der Anlagekomponenten erfolgte in erster Linie auf die Bedürfnisse der Versorgungssicherheit der Fernwärme. Im Kapitel 5.2.5 ist ausführlich beschrieben, wie und wann die nächsten Ausbauschritte aus Sicht Fernwärme geplant sind. Die thermischen Komponenten sind somit korrekt ausgelegt und können bedarfsgerecht erweitert werden. Für die ersten absehbaren Erweiterungsschritte sind dann keine baulichen Massnahmen notwendig, bei der Entwicklung des Gebäudes wurde dies vorausschauend eingeplant. Gegenüber dem Gesuch zum Leuchtturmprojekt wurde einzig die Leistung des ersten BHKW etwas nach oben korrigiert. Dies erfolgte als Optimierung der Raumnutzung in Zusammenarbeit mit dem Architekten. Ohne Anpassung der BHKW-Leistung wäre teuer umgebauter Raum ungenutzt geblieben.

Die elektrischen Teil des BHKW's sind die Konsequenz aus den Überlegungen zu der Dimensionierung der Wärmekomponenten.

Bei der Elektrolyse gibt es aktuell keinen kommerziellen Einsatz und daher erübrigt sich die Frage, ob die Anlage anders ausgelegt werden sollte.

Im Zusammenhang mit der biologischen Methanisierung wurde vom Horizon2020 eine Leistung im Megawatt-Bereich gefordert. Das Projektteam hat aufgezeigt, dass die Verdopplung der Elektrolyseleistung (mit 4 Elektrolyseuren auf ca. 700 kWel) ebenfalls ohne bauliche Massnahme einfach zu lösen wäre. Der Verwaltungsrat der Regio Energie Solothurn hat hingegen die Anschaffung von zwei zusätzlichen Elektrolyseuren unter den aktuellen gesetzlichen Rahmenbedingungen abgelehnt und damit beinahe das Methanisierungs-Projekt scheitern lassen.

Alternativ werden nun die Wasserstoffspeicher verdoppelt und so zumindest für eine beschränkte Zeit genügend Wasserstoff für die sich in Bau befindlichen Methanisierung zur Verfügung stellen zu können. Als weitere Alternative ist im Hybridwerk ein Kompressorenraum vorgesehen und realisiert worden. Mit den Kompressoren könnten die Speicher wesentlich besser genutzt werden. Die Wasserstoffspeicher haben eine Auslegung auf 200 bar, sie werden aber aktuell nur mit 30 bar betrieben. Auf die Beschaffung dieser Kompressoren wurde aus Energieeffizienzgründen vorerst verzichtet.

Die Wasserstoffeinspeisung ins Erdgasnetz kann durchaus höhere Produktionsleistungen verarbeiten, dies immer in Abhängigkeit der gerade möglichen Einspeisemenge (2 %-Regel). Im Herbst 2017 wurde das Erdgasnetz so umgebaut, dass die Erdgaslieferungen ans Stahlwerk Gerlafingen beim Hybridwerk vorbeifliessen. Die Auswirkung auf die Wasserstoffspeicher werden im Sommer 2018 gezeigt werden können. Es wird sehr viel mehr Wasserstoff sofort dem Erdgas beigemischt werden können und die Notwendigkeit für die Wasserstoffspeicherung wird stark reduziert.

Beim Abwärmekreis sind die Erfahrungswerte noch zu gering um hier schlüssig eine Aussage machen zu können. Dieser Anlagenteil hat das Projektteam wesentlich mehr gefordert als gehandelt. Die gewünschten Funktionen werden nun erfüllt.

Fazit: Die Anlagen im Hybridwerk sind aus heutiger Sicht richtig ausgelegt und entsprechen der ursprünglichen Planung im Jahr 2013. Das Werk hat die räumlichen Möglichkeiten damit die Leistung jedes Anlagenteils mindestens verdoppelt werden kann und ist so für zukünftige Ansprüche vorbereitet. Die Auslegung der Wasserstoffspeicher scheint nach dem Umbau des Gasnetzes (erfolgte im Herbst 2017) ebenfalls richtig, die aktuelle vorgesehene Verdoppelung dieser Speicher wird wie beschrieben durch das Nachfolgeprojekt für die Methanisierung ausgelöst.



5.2.9 Lessond Learned beim Power to Gas Teilprojekt

Schon zu Beginn bei den Baubewilligungsverfahren zeigte sich, dass gegenüber der Wasserstofftechnologie seitens der (lokalen) Behörden viele Bedenken vorlagen. Trotz fehlerfreier Baueingabe dauert das Bewilligungsverfahren für die Etappe 1 mehr als sechs Monate. Für die Etappe 2 welche dann auch den Elektrolyseur beinhaltet und im wesentlichen die Baueingabe 1 nur präzisierter, mussten nochmals acht Monate Zeit investiert werden. Die Baubehörde war mit erfinden von Auflagen sehr kreativ. Die Regio Energie Solothurn musste dies auch mit der Ergreifung von Rechtsmitteln eindämmen. Dem gegenüber waren die Bedenken und Ängste der direkten Anwohner mit wesentlich weniger Aufwand auszuräumen. Es gab dann auch keine Einsprachen von den Anwohnern gegen die Baugesuche.

Erkenntnis 1: Die lokalen Baubehörden und Anwohner müssen frühzeitig in die Projektarbeit mit einbezogen werden.

Beim Bau der Anlagen konnte durchaus eine professionelle Begleitung aller beteiligten Stellen festgestellt werden. Einzig beim Blitzschutz auf dem Dach musste nach der Abnahme durch die kantonale Gebäudeversicherung nachgebessert werden. Die Meinung des Sachverständigen hatte sich zwischenzeitlich geändert, die Installation war schliesslich wie vorbesprochen realisiert worden.

Erkenntnis 2: Nach dem Baustart konnten die Arbeiten zügig und wie erwartet vorangetrieben werden.

Die Komponenten der Power to Gas Anlage konnten gut beschafft und montiert werden. Der Elektrolyseur und die Wasserstoffflaschen sind auf dem Markt gut erhältlich. Auch das Know How für das Engineering der Wasserstoffeinspeisung und Speicherbewirtschaftung ist bei den bekannten Lieferanten gut vorhanden.

Rückblickend kann festgehalten werden, dass die Anlagen zur Produktion und Handling des Wasserstoffes auf Anhieb funktionierten. Im Projekt sind trotz diesen Erkenntnissen Verzögerungen entstanden, dies hauptsächlich aus Fehlern oder Unachtsamkeit die auch auf die hohe Belastung der Teilprojektleiter zurückzuführen waren. Negativ zu erwähnen sind die langen Lieferzeiten für die Inox-Ersatzbauteile zur Korrektur der oben beschriebenen Fehlern. Diese Lieferfristen dauern Monate und verzögern die Weiterarbeit massiv. Auffallend war auch eine gewisse Angst des Lieferanten beim Know How konkret zu werden. Das Projektteam hatte grosse Mühe die notwendigen Angaben zu beschaffen.

Erkenntnis 3: Die Zusammenarbeit mit dem Lieferanten für das Wasserstoffhandling muss von Anfang an auf eine gute Vertrauensbasis gestellt werden. Die Schutzinteressen des Lieferanten sind verständlich aber für die effiziente Projektarbeit sehr hinderlich.

Unabhängig von den technischen Herausforderungen wurde im Teilprojekt Energiewirtschaft schon im Jahr 2014 folgendes erarbeitet:

Die Verwertung von PV-Überschussstrom ist eine potentiell attraktive Einsatzmöglichkeit. Aus energiewirtschaftlicher Sicht existieren eine Reihe von Hindernissen zum wirtschaftlichen Betrieb des Elektrolyseurs. Diese müssen durch gesetzgeberische Massnahmen aus dem Weg geräumt werden.

Hindernis 1:

Es ist gesetzlich nicht geregelt, welche Qualität das produzierte Gas (Wasserstoff oder Methan) hat. Es ist nicht einmal klar, durch wen und wie das Produktgas buchhalterisch erfasst wird und mit welchem Abgabesatz (CO₂-Abgabe) das Mischgas nachher belastet werden soll.

Hindernis 2:

Das Netznutzungsentgelt (NNE) und die Abgaben (KEV, etc.) machen einen grossen Teil der Stromkosten des Elektrolyseurs aus. Sie verunmöglichen den wirtschaftlichen Betrieb des Elektrolyseurs.

Ein rudimentäres Zahlenbeispiel:	aktueller Biogaspreis:	16 Rp/ kWh
	NNE + Abgaben	10 Rp/ kWh
	Wirkungsgrad Elektrolyse	50 %

Alleine durch das Netznutzungsentgelt müsste dieses synthetische Gas einen Marktpreis von > 20 Rp/ kWh erzielen. Es liegt damit deutlich über dem Biogaspreis und wird nicht verkäuflich sein.

Hindernis 3:

Das Elektroauto ist vom Treibstoffzoll befreit. Der Antrieb des Elektroautos wird heute als ein batteriegestützter Elektromotor definiert. Würde diese Batterie durch Brennstoffzellen und einen Wasserstofftank ersetzt, soll nach aktuellen Rahmenbedingungen Treibstoffzoll verlangt werden. Der Antrieb ist immer genauso sauber wie vorher: Der Wasserstoff aus der Power to Gas-Anlage ist nach unserer Auffassung erneuerbar.

Hindernis 4:

Mit den Power to Gas-Anlagen (PtG) steht eine Technologie bereit, die überschüssigen erneuerbaren Strom in Gas umwandelt und die Energie speichern kann. Diese Energie kann direkt zur Gewinnung von Komfortwärme eingesetzt werden. Die notwendige Gasinfrastruktur ist vorhanden und wird noch Jahrzehnte genutzt werden können.

In der neuen MuKE wird dem Biogas/ Erdgas nur noch eine untergeordnete Rolle zugewiesen und der Einsatz von synthetischem Gas aus PtG oder Biogas als ökologischer sinnvoller Kreislauf nicht erkannt. Die neuen MuKE drücken das Biogas/Erdgas aus dem Heizungsbereich was dazu führen wird, dass noch mehr Strom für Wärmepumpen gebraucht wird und das Erdgasnetz wegen fehlendem Absatz zurückgebaut werden muss. Damit wird ein wichtiges Element der Energiestrategie 2050 zerstört, weil ohne Gasnetze keine Power to Gas.

5.2.10 Betriebsstunden der Elektrolyseure

Die beiden Elektrolyseure hatten am 30. Oktober 2017 zusammen 2268 Betriebsstunden. (Elektrolyseur 1 1181h / Elektrolyseur 2 1087h). Diese Einsatzzeiten können wie folgt aufgeteilt werden.

- Für die Inbetriebnahme und Anlagentests, welche hauptsächlich im 2016 stattfanden und sich hinzogen, bis die technischen Probleme im Februar 2017 gelöst werden konnten, benötigten je ca. 1000 h.
- Für den Forschungsbetrieb der HSR wurden je 40 h benötigt.
- Für den kommerziellen Betrieb wurden bisher 0 h aufgewendet.
- Für den Wartungsbetrieb alle 2 Wochen in den Jahren 2016/2017 sind 50 h pro Elektrolyseur aufgelaufen.

6. Energiewirtschaft

6.1 Einsatzmöglichkeiten

Das Teilprojekt Energiewirtschaft hat die Einsatzmöglichkeiten des Hybridwerkes wie folgt erarbeitet.



Wirtschaftliche Ziele

Im Normalbetrieb werden Einsatzmöglichkeiten so gewählt, dass sie einen möglichst hohen wirtschaftlichen Mehrwert bringen.



Forschungsziele

Gemeinsam mit Hochschulen und Forschungsinstitutionen werden Einsatzmöglichkeiten getestet. Wissen und Erfahrungen sollen für die Weiterentwicklung des Energieversorgungssystems generiert werden.



Versorgungssicherheit

Das Hybridwerk wird zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit eingesetzt werden.

6.1.1 Wirtschaftliche Ziele

6.1.1.1 Peak Shaving Betrieb

Im Jahr 2015 wurde für den Peak-Shaving-Betrieb ein Deckungsbeitrag von CHF 55'000.- prognostiziert (siehe auch beim Kapitel 5.2.6 Teilprojekt BHKW dieses Berichts).



Im Jahr 2016 konnte in 10 Betriebsmonaten ein Ergebnis von CHF 46'000.- erreicht werden. In dieser Betrachtung sind die Kosten für Wartung und den Betrieb von CHF 29'494.- noch nicht berücksichtigt. Nach deren Berücksichtigung verbleibt ein Ergebnis von CHF 17'069.-, dies deckt sich noch nicht mit der Kalkulation aus dem Jahr 2015. Die Gründe dafür sind: Ein Betrachtungszeitraum von nur 10 Monaten und erhöhter Aufwand im Betrieb, weil sich das Personal der Regio Energie Solothurn zuerst in die Thematik einarbeiten musste.

Auswertung Peak Shaving 2016										
Monat	Max. Netzlast ohne Peak Shaving kW	Max. Netzlast nach Peak Shaving kW	Reduktion Netzlast kW	Ertrag Stromverkauf CHF	Ertrag Wärme CHF	Ertrag Energie- verkauf Total CHF	Kosten Gasbezug CHF	Bruttomarge nur Energieverkauf CHF	Ertrag aus vermiedenen Vorliegerkosten CHF	Bruttomarge Peak Shaving CHF
Jan 16	20'767	20'767	0	0	0	0	0	0	0	0
Feb 16	19'342	19'342	0	0	0	0	0	0	0	0
März 16	20'207	19'100	1'107	2'737	3'388	6'125	-8'296	-2'171	8'856	6'685
Apr 16	19'460	18'832	628	2'067	3'473	5'540	-6'931	-1'392	5'024	3'632
Mai 16	19'309	18'227	1'082	2'131	1'741	3'873	-6'432	-2'559	8'656	6'097
Jun 16	19'098	18'658	440	2'483	1'942	4'426	-7'012	-2'586	3'520	934
Jul 16	18'150	18'105	45	529	0	529	-1'612	-1'083	360	-723
Aug 16	19'031	19'031	0	312	0	312	-806	-494	0	-494
Sep 16	19'130	18'384	746	587	227	815	-1'468	-653	5'968	5'315
Okt 16	19'797	18'713	1'084	3'951	1'550	5'501	-5'323	179	8'672	8'851
Nov 16	19'992	18'953	1'039	6'182	2'053	8'235	-7'734	502	8'312	8'814
Dez 16	20'327	19'466	861	4'783	1'707	6'490	-5'925	565	6'888	7'453
Total				25'764	16'082	41'846	-51'538	-9'693	56'256	46'563

Im Jahr 2017 wird dieser Betriebsart nach gleichen Gesetzmässigkeiten weitergeführt. Stand per 30.4.2017: Für die Kosten von Wartung und Betrieb sind im Betrachtungszeitraum CHF 10'317 aufgelaufen. Das erzielte Ergebnis von CHF 13'479 ist somit schon näher an der Kalkulation aus dem Jahr 2015.

Auswertung Peak Shaving 2017										
Monat	Max. Netzlast ohne Peak Shaving kW	Max. Netzlast nach Peak Shaving kW	Reduktion Netzlast kW	Ertrag Stromverkauf CHF	Ertrag Wärme CHF	Ertrag Energie- verkauf Total CHF	Kosten Gasbezug CHF	Bruttomarge nur Energieverkauf CHF	Ertrag aus vermiedenen Vorliegerkosten CHF	Bruttomarge Peak Shaving CHF
Jan 17	21'250	20'583	667	7'266	1'198	8'463	-6'264	2'200	5'136	7'336
Feb 17	19'678	18'747	931	5'207	1'724	6'931	-6'863	68	7'169	7'236
März 17	19'250	18'173	1'077	3'217	1'669	4'886	-6'630	-1'744	8'293	6'549
Apr 17	18'869	18'231	638	1'614	385	1'998	-4'236	-2'238	4'913	2'675
Mai 17						0		0		0
Jun 17						0		0		0
Jul 17						0		0		0
Aug 17						0		0		0
Sep 17						0		0		0
Okt 17						0		0		0
Nov 17						0		0		0
Dez 17						0		0		0
Total				17'303	4'975	22'278	-23'993	-1'715	25'510	23'796

Die Ergebnisse sind zwar nicht so hoch wie prognostiziert, aber es kann ein positiver Deckungsbeitrag erarbeitet werden. Die Kosten für den Betrieb und Wartung sind zu 100 % in diese Betrachtung eingeflossen. Das BHKW dient in erster-Linie der Versorgungssicherheit für die Fernwärme. Im Jahr 2016/2017 war dafür kein Einsatz notwendig, trotzdem wären gewisse Wartungskosten auch ohne Peak Shaving Betrieb angefallen. Unter Berücksichtigung dieses Sachverhaltes ist der Deckungsbeitrag höher als dargestellt. Mit zunehmender Erfahrung wird auch das Ergebnis an die Kalkulation herankommen.



6.1.1.2 Regelenergiemarkt

In einem zweiten Schritt haben nun die Linienverantwortlichen auch die Teilnahme am Regelenergiemarkt vertieft untersucht. Sie haben das Thema für die Regio Energie Solothurn grundsätzlich untersucht und folgende Erkenntnisse erlangt:

Ausgangslage:

Seit dem 1. Januar 2009 werden die Systemdienstleistungen (SDL) Primär-, Sekundär-, Tertiärregelung im Schweizer Übertragungsnetz von Swissgrid per Ausschreibungen in der Regelzone Schweiz beschafft. Nachfolgend ein Überblick:

	Primärregelleistung (PRL)	Sekundärregelleistung (SRL)	Tertiärregelleistung (TRL)
Aktivierungszeit	30 s	2 min	15 min
Erlösquellen	Verfügbare Leistung	Verfügbare Leistung (entsprechend Gebot) + Energie (SwissIX +20 %)	Verfügbare Leistung + Energie (sep. Merit Order, entsprechend Gebot)
Ausschreibungszeitraum	wöchentlich	wöchentlich	wöchentlich und täglich (4h Blöcke)
Ausschreibungsmenge	±71 MW	±400 MW	wöchentlich: +250 MW / - 240 MW täglich: +200 MW / - 150 MW
Mindestgebot	1 MW	5 MW	5 MW

Im Rahmen vom Betriebsmodi "wirtschaftliche Ziele" des Hybridwerks hat die Regio Energie Solothurn mit folgenden Komponenten die Teilnahme am Regelenergiemarkt TRL geprüft:

- BHKW 1.1 MW TRL+ und TRL-
- Elektrolyseure 0.35 MW TRL-

Was wird wie vermarktet?

Leistung: Die vorgehaltene Leistung im Standby wird in 4-Stundenblöcken und Wochenbänder entschädigt. TRL+ 1MW ca. 18 kCHF/a TRL- ca. 13 kCHF/MW

Energie: Bei einem Abruf wird eine Entschädigung auf Marktpreisbasis erstattet. TRL+ ca. 3.5 kCHF pro MW und 4h pro Jahr.

Eckpunkte:

Seit 2016 sind die Komponenten des Hybridwerks technisch verfügbar.

- Für die Anbindung an einen Regelenenergiepool sind technische Anpassungen an der Steuerung und am Leitsystem notwendig
- Für die Komponenten der Regio Energie Solothurn kommt nur TRL in Frage (Aktivierungszeit).
- Die Wirkleistungen der Komponenten der RES sind in Summe zur Eigenvermarktung zu gering (mind. 5 MW). Dementsprechend ist die Vermarktung nur über einen Pooldienstleister möglich.

Technik:

Die technische Anbindung erfolgt bei allen Regelenenergiepool-Anbietern ähnlich:

Es wird kostenlos eine Fernwirkunterstelle (FWU) zur Kommunikation mit dem Poolbetreiber sowie dem Leitsystem zur Verfügung gestellt.

Seitens der Regio Energie Solothurn müssen Signale wie

- Sekunde der aktuellen Minute
- aktuelle Wirkleistung (10s-Signal)
- Verfügbarkeitscode
- verfügbare Leistung
- Schaltanfrage
- angefragter Wert
- Ein- und Ausschaltbefehl

via Leitsystem zur Verfügung gestellt werden. Die Hoheit über die Komponenten bleibt stets bei der Regio Energie Solothurn.



Das Prinzip sieht folgendermassen aus:

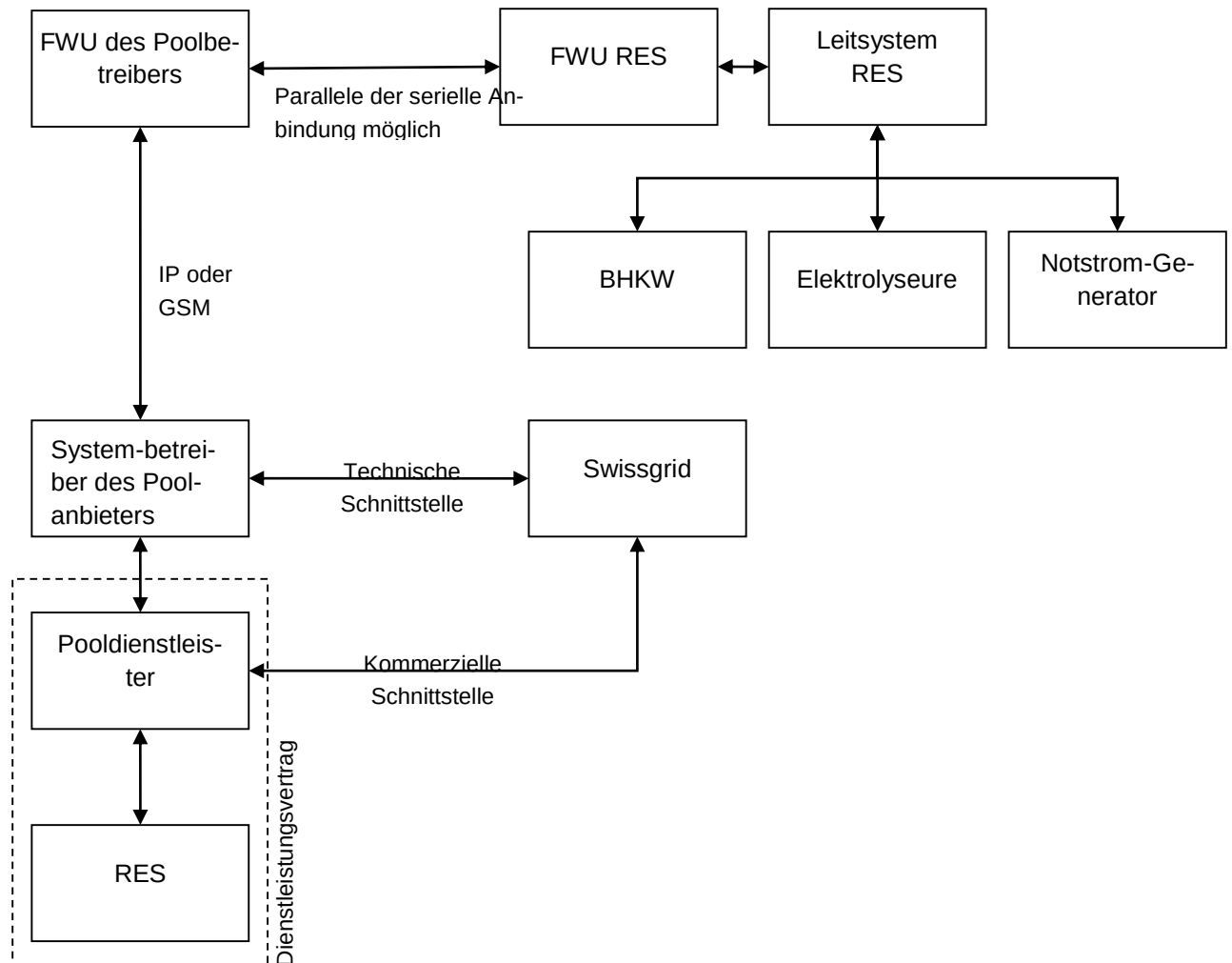


Abbildung: Prinzip der technischen Anbindung an den Regelpool

Begriffe: RES: Regio Energie Solothurn
FWU: Fernwirkunterstation (Eine Komponente des Prozess-Leitsystems)

Wirtschaftlichkeit (Prognose)

Für die Wirtschaftlichkeitsberechnung wurde für die Erträge der jeweils niedrigere Betrag der beiden Jahre 2014 und 2015 verwendet. Der Betrachtungszeitraum beträgt fünf Jahre. Basierend auf den oben genannten Annahmen ergibt sich folgendes Ergebnis

Jahr	Investitionen	Betriebskosten	Erträge/Einsparungen	Ergebnis/Barwert	
				Jahr	kumuliert
2016	-24'500	0	0	-24'500	-24'500
2017	0	-5'974	20'500	13'834	-10'666
2018	0	-5'974	20'500	13'175	2'509
2019	0	-5'974	20'500	12'548	15'057
2020	0	-5'974	20'500	11'950	27'007
2021	0	-5'974	20'500	11'381	38'388

Es zeigt sich, dass die notwendigen Investitionen bereits nach zwei Betriebsjahren amortisiert sind. Diese Beurteilung trifft (abgeschwächt) auch zu, wenn die Anlagen nicht in dieser Konstellation gemeinsam vorhanden sind. Dies bedeutet, dass unter der aktuellen Bedingungen jeder Elektrolyseur (oder jedes BHKW) mit einer Teilnahme am Regelenergiemarkt einen zusätzlichen Deckungsbeitrag erwirtschaften kann. Natürlich müssen die Produkte dieser Anlagen dann auch verarbeitet werden können, was im Hybridwerk mit den zu erwartenden kleinen Mengen aus der Teilnahme am Regelenergiemarkt, ganzjährig gegeben ist.

Aktuell werden die technischen Voraussetzungen für die Teilnahme am Regelenergiemarkt geschaffen. Dieser Eingriff in das Leitsystem der Regio Energie Solothurn und die Steuerung des Hybridwerks ist bei den Lieferanten bestellt. Diese doch aufwändige Ergänzung wird wohl erst im vierten Quartal 2017 zur Verfügung stehen.

6.1.2 Forschungsziele

Die Regio Energie Solothurn erhält von der Hochschule Rapperswil (HSR) Fahrpläne zum Elektrolyseur. Mit dem im Jahr 2015 erarbeiteten Messkonzept können die verlangten Messdaten automatisiert der HSR zur Verfügung gestellt werden. Der Bericht der HSR liegt seit 27. Oktober 2017 vor und ist mit dem Anhang 2 vollständig dokumentiert. An dieser Stelle zeigen wir nur die Zusammenfassung.

Zielsetzung

Das FOGA- Projekt 0260 "Förderung der Wasserstoffeinspeisung im Erdgasverteilnetz beim Leuchtturmprojekt der RES" hat zum Ziel, die Wasserstoffeinspeisung und Produktion am Hybridwerk Aarmatt wissenschaftlich zu untersuchen. Dabei standen unter anderem folgende Fragen im Zentrum:



- Wirkungsgrad der Elektrolyseure bei verschiedenen Betriebszuständen
- Dynamisches Verhalten der Elektrolyseure
- Verbrauch an Betriebsmitteln
- Verhalten der Einspeisung
- Identifikation von Verbesserungspotential

Vorgehen

Die Wasserstoffproduktion und Einspeisung wurde mit Hilfe verschiedener Lastprofile und Langzeittests charakterisiert. Dabei wurden neben dem Nennbetriebszustand auch Teillast und Überlastzustände der Elektrolyseure untersucht. Ziel war die Erfassung von Basisdaten zur Ermittlung des Wirkungsgrads und des dynamischen Verhaltens. Weiter wurde das Verhalten des Wasserstoffspeichers in Kombination mit der Wasserstoffeinspeisung und des Zusammenspiels mit anderen Komponenten des Hybridwerks analysiert. Aus den gesammelten Daten konnten Aussagen zur optimalen Betriebsweise gemacht werden.

Ergebnisse

Insgesamt wurden die Elektrolyseure 265 Stunden unter Testbedingungen betrieben. Dabei wurden 8'069 m³ (STP) Wasserstoff produziert. Dies entspricht 134.5 Volllaststunden bei einer Produktionsrate von 60 m³/h (STP). Dazu wurden 47'592 kWh elektrische Energie und 7'287 Liter VE-Wasser benötigt. Berechnet über den gesamten Testzeitraum entspricht dies einem Wirkungsgrad von 60.0 % (5.9 kWh/m³ H₂) und einem spezifischen Wasserverbrauch von 0.90 l/m³ H₂. Zusätzlich wurden 14'266 kWh Wärme ins Fernwärmenetz abgegeben. Wird dies berücksichtigt ergibt sich ein Wirkungsgrad von 90.0 %.

Der Gesamtwirkungsgrad (inkl. Wärmenutzung) zeigt ein Maximum von 95 % bei Nennproduktion (2x 30 m³/h). Der höchste Wasserstoffwirkungsgrad wurde bei ca. 2/3 der Nennproduktion der Elektrolyseure (66.6 % für EL1 respektive 67.9 % für EL2) gemessen.

Aus dem Standbybetrieb kann die Produktionsrate innerhalb von 6 Minuten von 0 auf 100 % gesteigert werden. Sprünge aus dem Standby auf die maximale Produktionsrate benötigen eine Einschaltzeit von mindestens 15 Minuten um einen stabilen Betriebspunkt (Produktionsrate) zu erreichen. Sind die Einschaltzeiten kürzer, verschlechtert sich der Wirkungsgrad.

Die Einspeisung von Wasserstoff ins Erdgasnetz erfolgt ab einem Erdgas Mindestdurchsatz von 400 m³/h. Dies entspricht einer maximalen Einspeisemenge von Wasserstoff von 8 m³/h (Limitierung von 2 % H₂ im Erdgasnetz gemäss G13) Ein Einspeisevolumenstrom von weniger als 8 m³/h ist aufgrund der Genauigkeit der verbauten Messtechnik nicht möglich.

Die Speicherbewirtschaftung ist Abhängig vom Ziel der Wasserstoffproduktion:

- Ist das Ziel einem Stromprofil nachzufahren, sollte der Wasserstoffspeicher auf einem möglichst geringen Druck gehalten werden. Dadurch kann die Elektrolyse beliebig einschalten und den Speicher befüllen auch wenn keine Wasserstoffeinspeisung möglich ist.
- Ist das Ziel das Erreichen einer möglichst grossen Wasserstoffproduktionsmenge ist die einzige Limitierung der Erdgasdurchsatz in der Einspeiseleitung. Die Einspeisemenge von Wasserstoff aus dem Wasserstoffspeicher ist bei genügend hohem Erdgasdurchsatz kaum limitiert und übersteigt die Wasserstoffproduktionsrate um ein vielfaches. Aus diesem Grund sollte der Speicher bei Nichteinspeisung auf 30 bar gehalten werden. Um kurze Einschaltzeiten zu vermeiden sollte eine Hysterese von 10 bar für das Wiedereinschalten der Elektrolyseure eingehalten werden.

6.1.3 Versorgungssicherheit

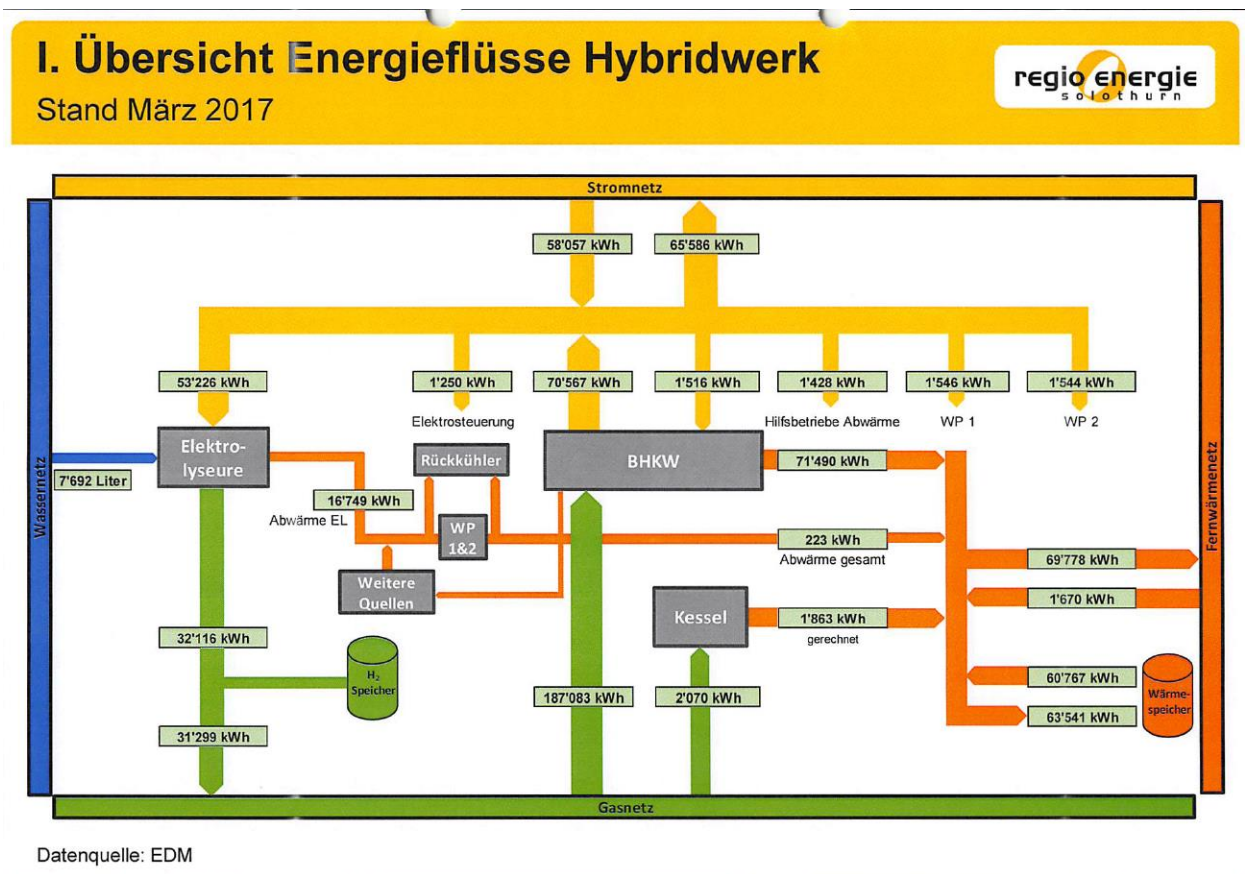
Wie im Kapitel 5.2.5 hat sich mit der Inbetriebnahme der zweiten Hauptleitung diese Einsatzmöglichkeit auf den Havariefall beschränkt. Der Gaskessel wird periodisch nach den Herstellerangaben gewartet und gestartet.

Das BHKW wird nach den Gesetzmässigkeiten des Strommarktes regelmässig eingesetzt und braucht daher keine spezielle Wartung zwecks Versorgungssicherheit. Zusammen mit dem BHKW werden auch die Wärmespeicher regelmässig genutzt.

6.2 Energiefluss und Wirkungsgrade

Unabhängig von der HSR haben die Mitarbeiter des Regie Energie Solothurn nachfolgende Erkenntnisse erhalten.

6.2.1 Energiefluss



Grafik Energieflüsse im Monat März 2017

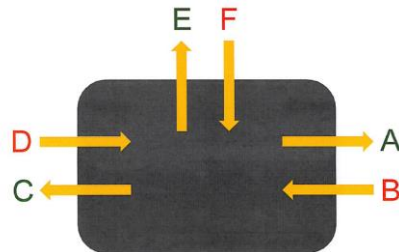
(siehe auch Anhang 10)

Die Darstellung der Hauptanlagen wurde mit den Komponenten der Wärmerückgewinnung und den Energieflüssen während eines Monats ergänzt



6.2.2 Wirkungsgrad

Zur Ermittlung des Wirkungsgrades werden die oben dargestellten Energieflüsse über einen Monat, für das Hybridwerk und auch den einzelnen Anlagen in Relation gestellt.



$$\eta = \frac{A + C + E}{B + D + F}$$

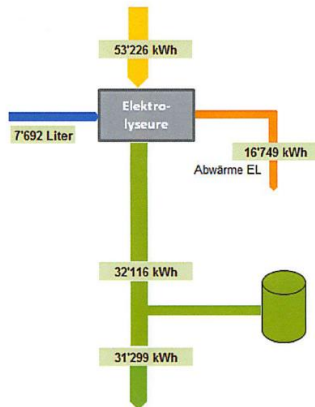
6.2.3 Wirkungsgrad des ganzen Werkes

	Input	Output
Gas	189'153 kWh	31'299 kWh
Strom	58'057 kWh	65'586 kWh
Wärme	1'670 kWh	69'778 kWh
Total	248'880 kWh	166'663 kWh

$$\eta = 67\%$$

6.2.4 Wirkungsgrad Elektrolyseur

152.75 Betriebsstunden Elektrolyseur 1
152.25 Betriebsstunden Elektrolyseur 2



Brennwert H_2 : Oberer Heizwert 3.54 kWh/Nm³

η_{total}	=	92 % *
$\eta_{\text{Wasserstoff}}$	=	60 %
η_{th}	=	32 % *
Wasser	=	7.7 m ³

Herausforderungen

- Abwärme geht noch über Rückkühler
- OZD – Anmeldung zur Mineralölsteuerbefreiung
- H_2 -Einspeisung im Sommer

* Annahme: Abwärmenutzung zu 100% ohne Strom der Wärmepumpen

Das Ergebnis zeigt einen überraschend hohen Wirkungsgrad von 92 %. Dies sagt zumindest soviel aus, dass das Einsammeln der Abwärme sehr gut funktioniert. Wie beim Teilprojekt Abwärme-Nutzung im Kapitel 5.2.7 gezeigt, lag zwischenzeitlich die Herausforderung im Verwerten der zurückgewonnen Abwärme. Der ganze Aufwand zur Fassung der Abwärme macht wenig Sinn, wenn dann diese Energie über das Dach an die Umgebung abgegeben werden muss. (Diese Herausforderung konnte im Juni 2016 gelöst werden)

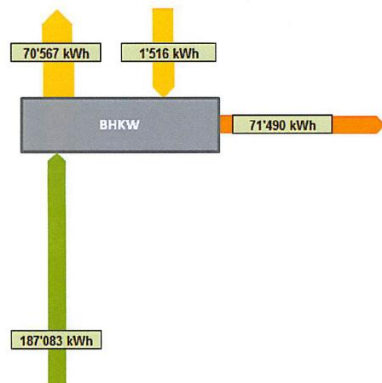
Die Beschränkung der Wasserstoffeinspeisung wird im Oktober 2017 deutlich entspannen. Durch den Umbau des 5 bar Netzes wird ab Herbst die Versorgung des Stahlwerkes in Gerlafingen über die Aarmatt in Zuchwil fließen. Damit wird der Erdgasfluss im Sommer deutlich erhöht und es kann wesentlich mehr Wasserstoff eingespeist werden.

Zudem wird in den Jahren 2018 bis 2020 mit dem Horizon 2020 –Projekt STORE&GO ein zusätzlicher Wasserstoffabnehmer vorhanden sein.



6.2.5 Wirkungsgrad BHKW

71.5 Betriebsstunden



$$\eta_{\text{total}} = 75\%$$

$$\eta_{\text{el}} = 37\%$$

$$\eta_{\text{th}} = 38\% *$$

Eigen-
verbrauch
Strom im
Hybridwerk
= ca. 5'000 kWh

Herausforderungen

- Abwärme von Gemischkühlung messen (Potentiell 95 kW bei 100%)

* Ohne Abwärmenutzung

Der Wirkungsgrad des BHKW's ist etwas unter den Erwartungen, es gilt aber die geringen Betriebszeiten zu berücksichtigen. Mit den wenigen Einsatzstunden im Peak Shaving Betrieb kann nicht derselbe Wirkungsgrad wie im Dauerbetrieb erreicht werden (Erwartung deutlich über 80 %). Die vielen An- und Ausfahrphasen schaden der Wirkungsgradbetrachtung.

6.2.6 Wirkungsgrad Wärmerückgewinnung

Input		Output		η	=	1 %
Strom WP1	1'546 kWh	223 kWh	FW			
Strom WP2	1'544 kWh	? kWh	Rückkühler			
kwt-Steuerschrank	1'428 kWh					
Abwärme Elektrolyseure	16'749 kWh					
21'267 kWh		223 kWh				

Herausforderungen

- Abwärme ins FW-Netz einspeisen (zu hohe Rücklauftemperatur)
- Abwärme messen (Rückkühler, Wärmepumpen und BHKW)

Der Wirkungsgrad der Wärmerückgewinnung ist ohne Verwertung der Abwärme natürlich nahe 0 %. Diese Herausforderung wurde im März 2017 erkannt und Massnahmen eingeleitet.

Als Sofortmassnahme wurde die Steuerung der Wärmepumpen angepasst. Die Wärmepumpen werden nur eingesetzt, wenn eine Verwertung der Abwärme auch erkennbar ist.

6.2.7 Wirkungsgrad Wärmeproduktion

Produktion		Einspeisung	
BHKW	71'490 kWh	69'778 kWh	FW
Kessel	1'863 kWh*	-1'670 kWh	FW
73'353 kWh		68'108 kWh	

$$\eta = 93 \%$$

d.h. 93% der produzierten Wärme wird in das Fernwärmenetz eingespeist.

Herausforderungen

- Wärmeproduktion Kessel wird nicht gemessen und muss gerechnet werden

Diese Betrachtung wurde noch nicht weiter hinterfragt.

6.3 Energie

Im Hybridwerk wurden im Jahr 2016 folgende Energiemengen umgesetzt.

	Total 2016
	Menge
	kWh
Wärme als Nebenprodukt	774'457
Netznutzung und Abgaben	225'270
Stromverkauf an SGE Energie Strom	497'249
Stromeinkauf von SGE Energie Strom	225'270
Gasbezug Hybridwerk gesamt	1'667'419
Einspeisung Wasserstoff (Gas)	72'961

Die dazugehörigen Kosten sind im Kapitel 8.2 aufgeführt. Die Energiemengen für das Jahr 2017 sind bei der Berichtserstellung noch nicht aufbereitet worden.

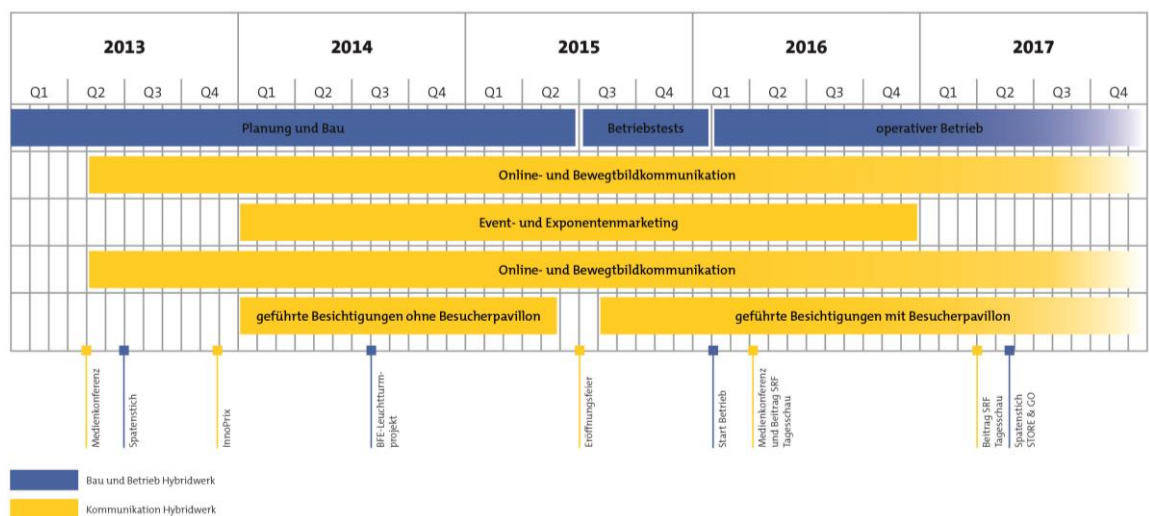
7. Kommunikation

Die Grundlagenarbeiten im Bereich Marketing und Kommunikation, welche zum Projektstart erfolgt sind, haben sich in den Folgejahren bewährt. So konnten Präsentationen und Dokumentationen mit relativ geringem Aufwand à jour gehalten werden. Auch die Führungscrew war zwischenzeitlich sehr eingespielt, sodass der Organisationsaufwand rund um das Führungsangebot in den Sprachen Deutsch, Französisch oder Englisch, wahlweise mit Apéro und/oder Geschenk (Honigglas) in einem optimierten Rahmen gehalten werden konnte. Die Entlohnung und Versicherung als auch die Disposition der Guides für die geplanten Führungen wurde über den externen Dienstleister Manpower abgewickelt. Das Hybridwerk wurde in der Kommunikation der Regio Energie Solothurn bei jeder geeigneten Gelegenheit erwähnt. Solche Gelegenheiten waren z.B. Präsentation der Jahresrechnung vor der Gemeinderätlichen Kommission, dem Gemeinderat (30 Mitglieder) und der Gemeindeversammlung aber auch im Rahmen von Parlamentarieranlässen und an anderen firmeninternen oder externen Veranstaltungen. Das Interesse der Zuhörer blieb ungebrochen hoch.

Die Medienarbeit hingegen brachte nicht immer den gewünschten Erfolg ein. Insbesondere bei den Medien von nationaler Bedeutung war es schwierig, trotz guter Beziehungen über Verbände und Kommunikationsagenturen, die gewünschte Wirkung zu erzielen. Es war seit Inbetriebnahme des Hybridwerks ein grosses Bestreben der Abteilung Marketing + Kommunikation, das Leuchtturmprojekt der Schweizer Bevölkerung vorstellen zu können, indem das nationale Fernsehen darüber berichtet. Endlich gelang am 9.4.2016 ein erster kleiner Erfolg mit einem Kurzbeitrag im Schweizer Fernsehen. Ein Jahr später, am 20. April 2017 wurde das Hybridwerk wieder im SRF erwähnt. Es handelte sich um eine Information in Zusammenhang mit der Energiestrategie 2050 und der bevorstehenden Abstimmung. Im Umfeld der eigenen Unternehmung und auch bei Regionalpolitikern stellt das Hybridwerk ein wichtiges Leuchtturmprojekt dar, welches Mitarbeitende und Eigner oft auch mit Stolz in Diskussionen erwähnen.

7.1 Überblick Instrumenteneinsatz

Der folgende Zeitstrahl zeigt die Phasen und Meilensteine der Kommunikation während den Jahren 2013 bis 2017 auf. Ferner sind die Abhängigkeiten der jeweiligen Kommunikationsinstrumente vom Bau und Betrieb des Hybridwerks ersichtlich.



Nachfolgend wird vertieft auf einzelne Themenbereiche eingegangen.

7.2 Medienarbeit

7.2.1 Streuung Informationen

Das Ziel der Medienarbeit war jeweils das Generieren von redaktionellen Beiträgen, welche die definierten Zielgruppen erreichen sollten.

Die Thematik rund um das Projekt Hybridwerk bleibt ein spannender Inhalt für lokale und nationale Medien. Kontaktpunkte mit Medien gab es insbesondere anlässlich von drei eigeninitiierten Medienkonferenzen und laufend bei direkten Anfragen von Medien, welche beispielsweise via ein Gastreferat eines Exponenten der Regio Energie Solothurn auf das Hybridwerk Aarmatt aufmerksam wurden.

Die Herausforderung der Medienarbeit bestand in der ersten Phase insbesondere darin, die komplexen Inhalte mediengerecht aufzubereiten, sodass diese wohlwollend aufgenommen und publiziert wurden. Die Marketingabteilung der Regio Energie Solothurn legte viel Wert auf hochwertiges Fotomaterial, einfach verständliche Illustrationen und kurzes, prägnantes Textmaterial. Zur Eröffnungsfeier vom 30. Juni 2015 wurden zudem alle Medienschaffenden persönlich für eine Besichtigung vor Ort mit zusätzlicher Interviewmöglichkeit mit dem Direktor Felix Strässle eingeladen.

7.2.2 Regionale Medienberichte

Regional wurde das Projekt Hybridwerk Aarmatt insbesondere von der Solothurner Zeitung aufgenommen. Es resultierten grosszügige Artikel. Die Berichterstattung über die Eröffnungsfeier füllte gar eine Doppelseite.



Visuelle Beispiele aus zwei verschiedenen Berichten in der Solothurner Zeitung



Hier folgend alle regionale Berichte im Überblick:

Datum	Medium	Titel
04.05.2017	Solothurner Zeitung	Regio Energie als Pionier: In der Aarmatt entsteht Forschungsanlage für Biohightech
01.03.2017	Zuchler Kurier	Viele grosse und kleine Schritte führten zu "Gold"
14.02.2017	Solothurner Zeitung	Mit Urbakterien in die Energiezukunft
09.04.2016	Grenchner Tagblatt	Erstmals in der Schweiz: Hybridwerk Aarmatt speist Wasserstoff aus erneuerbarem Strom ins Gasnetz
09.04.2016	Solothurner Zeitung	Hybridwerk wird EU-Forschungsstätte
20.11.2015	Energie	Das Hybridwerk ist eröffnet
27.10.2015	Aargauer Zeitung	Die Energiewende braucht Energiespeicher
01.07.2015	Solothurner Zeitung	Bei diesem Leuchtturm fliesst alles zusammen
30.06.2015	Radio 32	Eröffnungsfeier Hybridwerk Aarmatt
11.03.2015	Solothurner Zeitung	Ein neuer Pavillon solls richten
21.11.2014	Solothurner Zeitung	Ein Lehr- und Lernlabor der Energie
26.11.2013	Solothurner Zeitung	Aus Strom mach Gas mach Strom
23.10.2013	Solothurner Zeitung	Energie - Aus der Region für die Region

7.2.3 Nationale Medienberichte

Das schönste Resultat der nationalen Medienarbeit waren die beiden Berichte in der Tagesschau:

- 09. April 2016
- 20. April 2017



Visuelle Beispiele: Artikel Sonntagszeitung und Screenshot der SRF Tagesschau

Hier folgend alle nationalen Berichte im Überblick:

Datum	Medium	Titel
20.04.2017	SRF Tagesschau	Wie gross sind die Stromlücken wirklich?
09.04.2016	SRF Tagesschau	Wie man Gas aus Strom gewinnt
02.04.2016	Radio SRF1 Trend	Sind die Stromkonzerne bereit für die Energiewende?
16.08.2015	Sonntagszeitung	Hoffen auf den Ökospeicher
11.06.2015	Der Bund	Hybridwerk macht Solarstrom zu Erdgas

7.2.4 Berichte in Fach- und Branchenzeitschriften

Eher technische Inhalte wurden von verschiedensten Fach- und Branchenzeitschriften aufgegriffen. Es erfolgten total 18 Publikationen in 15 verschiedenen Medientiteln.



BFE-Leuchtturm-Projekt Hybridwerk in Solothurn



Im Rahmen des Leuchtturmprojekts unterstützt das Bundesamt für Energie (BFE) das neue Hybridwerk der Regio Energie Solothurn (RES). Bei diesem Projekt werden die Energieträger Strom, Gas, Wasser und Fernwärme kombiniert und aufeinander abgestimmt, um den energetischen Nutzen zu optimieren. Dabei steht die langfristige Speicherung von Energie im Mittelpunkt. Wird beispielsweise im Sommer viel Solarstrom produziert, kann dieser mittels Elektrolyseur

in Wasserstoff umgewandelt und im Erdgasnetz gespeichert werden. «Die Vernetzung verschiedener Energieträger kann langfristig eine valable Option sein, um der wachsenden Nachfrage nach Flexibilität gerecht zu werden», sagt Philippe Müller, Leiter Cleantech beim BFE. Ab August 2015 finden Führungen für die Öffentlichkeit im Hybridwerk statt. Mehr Informationen sind unter www.hybridwerk.ch erhältlich.



Visuelle Beispiele aus drei verschiedenen Fach- und Branchenzeitschriften

Hier folgend Berichte in Fach- und Branchenzeitschriften im Überblick:

Datum	Medium	Titel
04.05.2017	Energate Messenger	Regio Energie Solothurn baut Power-to-Gas Forschungsanlage
01.10.2016	Energy Challenge	Strom- und Wärmespeicher
01.07.2016	Aqua & Gas Nr. 7&8	Mit Energie etwas für die Zukunft erreichen
21.04.2016	Chemieextra	Lösen erneuerbare Gase das Problem der Energiespeicherung?
01.04.2016	Bauen Heute	Erste Wasserstoffspeisung aus erneuerbarem Strom in das Schweizer Gasnetz
01.01.2016	Proinfo	Hybridwerk Aarmatt - von der Vision zur Inbetriebnahme
01.10.2015	Aqua & Gas Nr. 9	Von der Vision zur Anlage
01.09.2015	HK Gebäudetechnik	Von der Vision zur Anlage: Hybridwerk Aarmatt ist in Betrieb
01.09.2015	Avesco	Avesco BHKW – wichtiger Bestandteil des Leuchtturm-Projekts Hybridwerk Aarmatt
12.05.2015	Energiea	BFE-Leuchtturm-Projekt Hybridwerk in Solothurn
23.03.2015	VTa Aktuell	Leuchtturmprojekt der Energiezukunft
09.03.2015	VSE	Speicherung von Solarstrom im Hybridwerk Aarmatt
01.03.2015	Eco2Friendly Magazin	Solothurn verbindet Strom, Wärme und Gas
01.02.2015	Gruner Gruppe Mailing	Angebot und Nachfrage intelligent gesteuert
01.11.2014	Swiss Know How Magazine	Das Hybridwerk Aarmatt bringt die Energiewende
01.10.2014	Aqua & Gas Nr. 10	Praxiserfahrungen mit PEM-Elektrolyseuren
01.07.2014	Nachhaltig bauen	Strom speichern im Erdgasnetz
27.03.2014	Haustech	Ein Stromspeicher mit 13 500 Kilometern Länge
01.03.2014	Aqua & Gas Nr. 4	Hybridwerk Aarmatt - Energiewende in Solothurn
01.11.2013	AEE Suisse	Netzkonvergenz verknüpft Energienetze von Städten und Gemeinden zu einem integrierten Ganzen

7.2.5 Das Hybridwerk auf internationalem Parkett

Besonders herausfordernd für die Kommunikationscrew war die Freigabe des Beitrags in einer Japanischen Fachzeitschrift. Letztlich haben wir unser vollstes Vertrauen der zweisprachigen Journalistin geschenkt.



7.3 Das Führungsangebot

Bereits im Verlauf des Jahres 2014 erreichten die Regio Energie Solothurn laufend Anfragen für Besichtigungen der Baustelle Hybridwerk Aarmatt. Meist handelte es sich um Fachgruppen, welche via Medienkanal von diesem Leuchtturmprojekt erfahren hatten. Die Funktion des Guides wurde jeweils von Mitarbeitenden der Regio Energie Solothurn übernommen. Präsentationen fanden aus Mangel an Platz und Infrastruktur vorerst im Hauptpumpwerk der Regio Energie Solothurn auf dem Areal Armatt statt. Bei grösseren Gruppen musste die Marketingabteilung andere noch weniger geeignete Räumlichkeiten nutzen.



Baustellenbesichtigung der FDP Solothurn, November 2014, Hybridwerk Aarmatt

7.3.1 Attraktives Besichtigungsangebot seit August 2015

Der grosse Aufwand und die unpassende Infrastruktur für ein innovatives Projekt waren bald nicht mehr Situationsgerecht, zumal die Anfragen nach Führungen kontinuierlich zunahmen.

Ende 2014 beantragte die Marketingabteilung der Regio Energie Solothurn beim Verwaltungsrat ein Sonderbudget für die Realisierung eines Besucherpavillons, welches in der Folge bewilligt wurde. Begleitend zu dieser baulichen Massnahme folgten weitere Anpassungsmassnahmen infrastruktureller Art, welche die Qualität des Besichtigungsangebots erhöhen sollten.

Der neu errichtete Besucherpavillon kann heute als Präsentationsraum (Konzertbestuhlung) oder als Räumlichkeit für Steh-Apéros bis maximal 48 Personen eingesetzt werden. Er wurde direkt in das Areal des Hybridwerks Aarmatt eingebettet und mit grossen Fenstern ausgestattet, sodass die Besucher vom Inneren des Pavillons aus direkte Sicht auf das Hybridwerk haben. Der Pavillon verfügt über einen grossen Besucherraum, eine Toilette und einen rückwärtigen Bereich mit Mini-Küche. Der Eingangsbereich ist mit einer Garderobe ausgestattet. Des Weiteren ist der Pavillon mit moderner Veranstaltungstechnik ausgerüstet. Anlässlich der Eröffnungsfeier vom 30. Juni 2015 wurde der Pavillon zum ersten Mal eingesetzt. Seither ist er Ausgangspunkt und Präsentationslokalität für jede geführte Besichtigung vor Ort.



Besucherpavillon auf dem Areal des Hybridwerks Aarmatt



Präsentation im Inneren des Besucherpavillons

Um den Aufwand bezüglich Buchungsanfragen zu minimieren wurde auf der Website www.hybridwerk.ch ein Booking-Tool eingerichtet. Ähnlich einer Hotelbett-Reservation können User seit Juli 2015 online eine öffentliche Besichtigung oder eine Besichtigung für geschlossene Gruppen buchen. Das Buchungstool wurde per 31.12.2016 wieder entfernt, da ab dem 1.1.2017 offiziell ein Führungsstopp einberufen wurde. Die Verträge mit den sieben Guides wurden per Ende 2016 gekündigt. Ab dem 1.1.2017 wurden Führungen nicht mehr (offiziell) angeboten. Die Begründung für diesen Entscheid sind einerseits die fehlenden finanziellen, resp. personellen Ressourcen, andererseits das inzwischen gestartete Projekt STORE&GO, welches zu einer vorübergehenden Baustelle auf dem Areal führte, welche bis in den Frühling 2018 andauern dürfte. Der Spatenstich fand am 4. Mai 2017 statt.

LEUCHTTURM-PROJEKT

STANDORT AARMATT

TECHNIK

BESICHTIGUNG

Jetzt buchen

Häufig gestellte Fragen

Sicherheit

DOWNLOADS

MEDIENBERICHTE

PROJEKTPARTNER

KONTAKT

✓

2

3

KALENDER (GESCHLOSSENE GRUPPEN)

Bitte wählen Sie im Kalender ein verfügbares Datum. Bitte beachten Sie, dass nur an den Tagen mit den vorgegebenen Zeitfenstern (grüne Flächen) Besichtigungen gebucht werden können.

Verfügbar

Ausgebucht

Technik Test

◀ Heute ▶

September 2016

Monat Woche Tag

MO.	DI.	MI.	DO.	FR.	SA.
29 13:00 - 15:00 17:00 - 19:00	30 13:00 - 15:00 17:00 - 19:00	31 13:00 - 15:00 17:00 - 19:00	1 13:00 - 15:00 17:00 - 19:00	2 13:00 - 15:00 17:00 - 19:00	3 13:00 - 15:00 17:00 - 19:00
5 13:00 - 15:00 17:00 - 19:00	6 13:00 - 15:00 17:00 - 19:00	7 09:00 - 11:00 13:00 - 15:00 17:00 - 19:00	8 09:00 - 11:00 13:00 - 15:00 17:00 - 19:00	9 09:00 - 11:00 13:00 - 15:00 17:00 - 19:00	10 13:00 - 15:00 17:00 - 19:00

7.3.2 Erfolgsausweis Besichtigungsangebot

Heute beurteilt die Marketingabteilung der Regio Energie Solothurn sowohl die Lage als auch die Infrastruktur und Kapazität des Pavillons als positiv. Trotz oder dank seines grossflächig gelben Aussenanstrichs ist der Pavillon integraler Bestandteil des Areals geworden.

Der Guide-Pool konnte die nötige Entlastung für die Mitarbeitenden der Regio Energie Solothurn bringen. Nur in wenigen Ausnahmen musste die Marketingabteilung der Regio Energie Solothurn auf eigene Mitarbeiter zurückgreifen. Die Rückmeldungen der Besucher bezüglich Guides waren sehr positiv.

Die Präsentationsinfrastruktur innerhalb des Pavillons und des Hybridwerks wird ebenfalls als sehr verständlich und hilfreich beschrieben. Aus relativ nüchternen Technikräumlichkeiten wurde eine interessante Besucherumgebung geschaffen, welche auch Laien resp. technisch weniger versierte Besucher sehr zu schätzen wissen.

Vom Januar 2016 bis Dezember 2016 konnten folgende wiederum erfreulichen Besucherzahlen verzeichnet werden:

Besichtigung mit geschlossenen Gruppen:

- Anzahl Anlässe: 74
- Anzahl Besucher: 1416
- Ø Besucher/Anlass: 19

Öffentliche Besichtigungen:

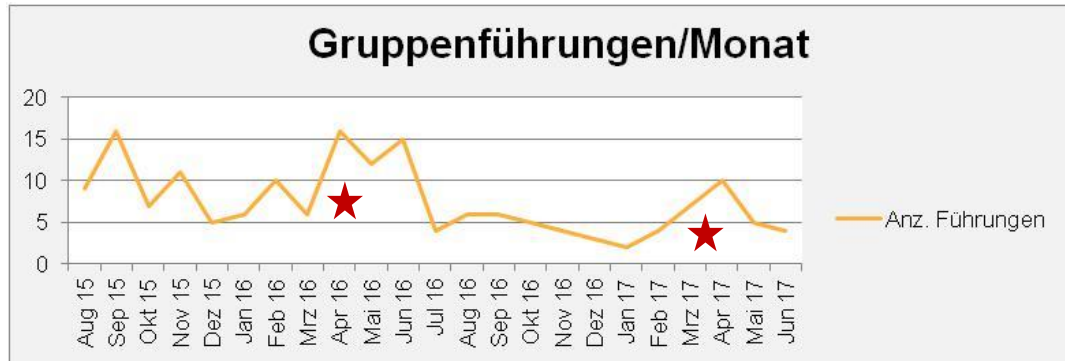
- Anzahl Anlässe: 16
- Anzahl Besucher: 156
- Ø Besucher/Anlass: 9

Die öffentlichen Führungen wurden jeweils über die lokale Presse beworben.

Bei den geschlossenen Gruppen erfolgten die Buchungen jeweils über das Online-Buchungstool. Das Interesse am Hybridwerk Aarmatt blieb hoch und erfuhr nach erfolgter Medienpräsenz in nationalen Leitmedien wie SRF jeweils einen vorübergehenden Anstieg an Führungen (s. Grafik nachfolgend).

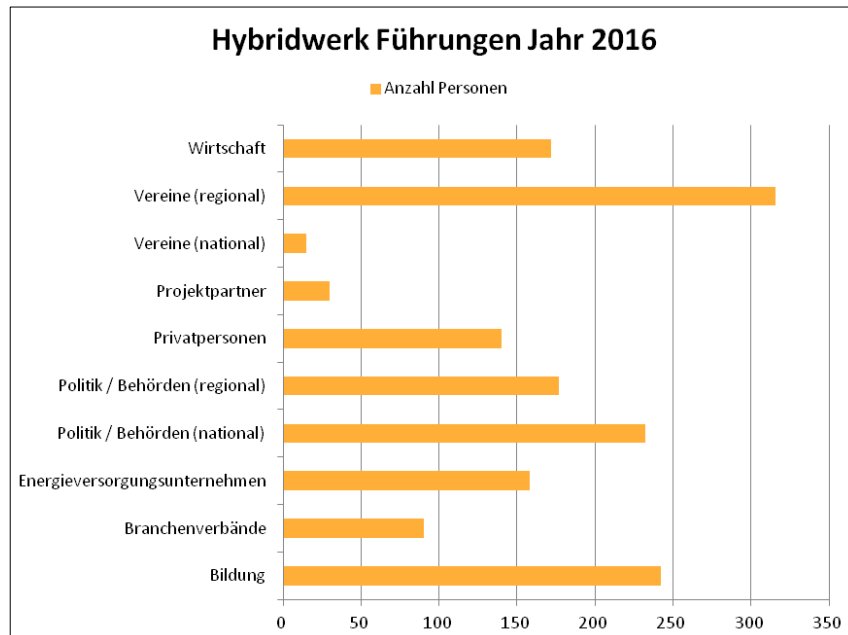


Übersicht Führungen



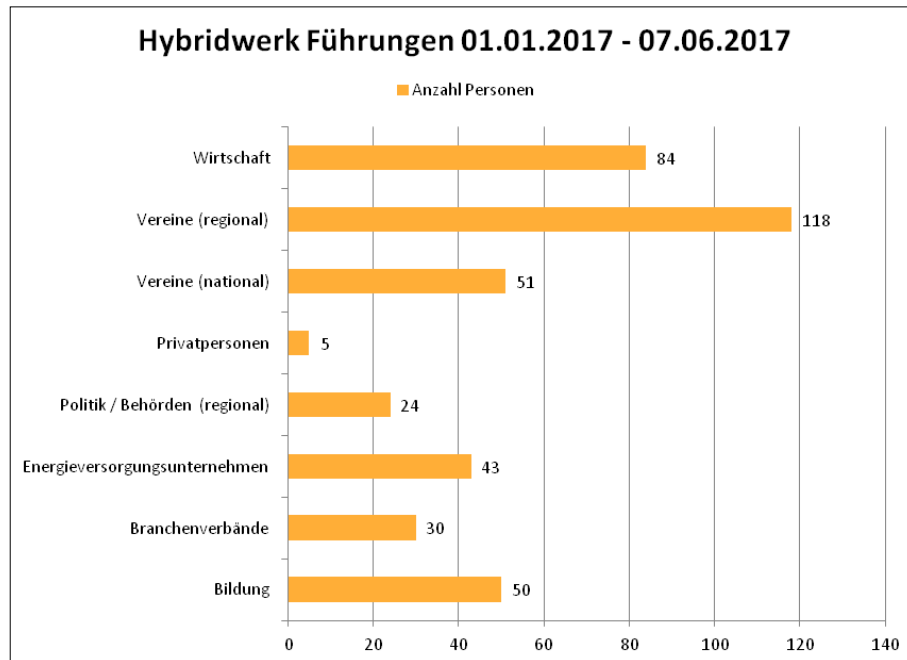
- ★ 9. April 2016: Kurzbeitrag Tagesschau SRF
- ★ 20. April 2017: Kurzbeitrag Tagesschau SRF

Seitdem die Führungen und Teilnehmer registriert werden, konnten 171 Führungen mit 2921 Teilnehmern registriert werden. D.h. insgesamt haben sich weit über 3000 Personen das Hybridwerk zeigen und erklären lassen, denn einerseits sind die Führungen, vor der Errichtung des Pavillons nicht präzise erfasst, andererseits finden noch heute zahlreiche Führungen statt, welche von Mitarbeitenden direkt für interessierte Kleinstgruppen aus ihrem direkten beruflichen Umfeld vorgenommen werden.



Das Hybridwerk wurde von einigen Interessensgruppen aus internationalem Umfeld besucht. Der Teilnehmerkreis kann in folgende Hauptgruppen unterteilt werden: Politik/Behörden, Wirtschaft, Vereine/Verbände, Energieversorgungsunternehmen, Hochschulen/Unis.

Die nachfolgende Grafik bildet die Führungen im Jahr 2017 ab. Diese sind nach wie vor hoch in der Zahl, obwohl das offizielle Führungsangebot gestoppt wurde und immer wieder auch Absagen auf Führungsanfragen erteilt werden.



7.4 Projektpräsentation anlässlich Messen

Im Juni 2015 nutzte die Regio Energie Solothurn exklusiv eine internationale Plattform: Anlässlich der Welt-Gas-Konferenz in Paris vom 01. - 05. Juni 2015 stellte die Regio Energie Solothurn das Projekt Hybridwerk im gut frequentierten Schweizer Pavillon vor. Dieses Projekt wurde massgeblich von der Gasverbund Mittelland AG unterstützt.





Videopräsenz in Infosäule, Schweizer Pavillon, Welt-Gas-Konferenz 2015, Paris

Das Projekt wurde weiter an folgenden Messen präsentiert.

- Swisssbau (2014)
- HESO „willkommen an Bord der MS Hybridien“ (Preis des schönsten Messestands gewonnen)
- 30 June – 3 July 2015 european hydrogen forum, KKL Luzern

Im 2016 und 2017 wurde keine Messe als Präsentationsplattform genutzt.

7.5 Eröffnungsfeier 30. Juni 2015



Akt Eröffnungsfeier vom 30. Juni 2015

Die Eröffnungsfeier vom 30. Juni 2015 war ein Highlight und wurde aufwändig inszeniert. Rund 200 geladene Gäste aus Politik, Energiebranche und Medienlandschaft wohnten an diesem heissen Dienstagnachmittag auf der Aarmatt bei. Als Podiumsredner fungierten Herr Walter Steinmann (Bundesamt für Energie BFE), Herr Stefan Müller-Altermatt (Nationalrat) und Herr Felix Strässle (Regio Energie Solothurn). Im Anschluss an den offiziellen Teil folgte ein geführter Rundgang durch die Räumlichkeiten des Hybridwerks und ein Apéro riche im "Hybridwerk-Hof" mit Gelegenheit für Diskussionen rund um die Energiezukunft. Leider gelang es uns nicht, Frau Doris Leuthard für diese Veranstaltung zu gewinnen.

7.6 Online- und Bewegtbildkommunikation

7.6.1 Microsite www.hybridwerk.ch

Das Projekt Hybridwerk passte aufgrund seines Sonderstatus als Leuchtturmprojekt in keinen Unternavigationspunkt der herkömmlichen Website der Regio Energie Solothurn www.regio-energie.ch. So beschloss die Marketingabteilung eine separate Microsite www.hybridwerk.ch zu lancieren, welche im Mai 2014 publiziert wurde.

Aus Effizienzgründen wurde gestalterisch und konzeptionell auf der "Mutter-Website" aufgebaut.

Als Inhalt wird Wissenswertes über die Projekthintergründe, die Technik und den Schlüsselstandort Aarmatt dargestellt. Ferner hat der User Zugang zu Downloads wie beispielsweise Medienberichte oder technische Schemata und es werden die Projektpartner präsentiert. Eine weitere sehr wichtige Funktion der Website war das Booking-Tool (August 2015-Dezember 2016) sowie Informationen zum Führungsangebot. Die Website wurde – so die Rückmeldungen verschiedener User – als informativ beurteilt und gut frequentiert.



7.6.2 Imagefilm

Im Frühjahr 2015 produzierte die Marketingabteilung der Regio Energie Solothurn einen Imagefilm über das Hybridwerk Aarmatt. Der Film konnte dank einer Partnerschaft resp. mit finanzieller Beteiligung der Gasverbund Mittelland AG realisiert werden. Ziel war es, einen informativen und unterhaltsamen Film zu produzieren. Nebst des Einsatzes an der Welt-Gas-Konferenz (siehe Punkt 2.2.3) wird der Film für die allgemeine Projektkommunikation verwendet. Publiziert wird er insbesondere auf der Website www.hybridwerk.ch und ist Teil des Programms bei geführten Besichtigungen vor Ort.

Der vierminütige, aufwändig produzierte Film emotionalisiert und positioniert das Hybridwerk als Leuchtturmprojekt der Energiestrategie 2050. Gleichzeitig wird die komplexe Thematik verständlich und kompetent erzählt. Wichtigster Protagonist im Film ist der Pionier Bertrand Piccard, welcher die Regio Energie Solothurn als Macher lobt: "Today what we need is not to speak about the problems. We need to demonstrate the solutions". Weitere Statements geben die Herren Felix Strässle, Stefan Müller-Altermatt (Nationalrat, Präsident UREK-N) und Walter Steinmann (damals Direktor Bundesamt für Energie BFE).

Der Film ist jederzeit und in verschiedenen Sprachen online verfügbar. Während rund einem Jahr wurde der Film auf youtube.com über 1'630 mal abgespielt.

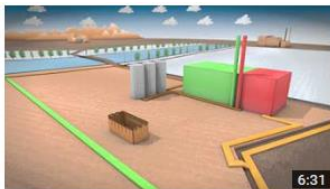


Hybridwerk Regio Energie Solothurn - Deutsch

RegioEnergie

vor 1 Jahr • 1.633 Aufrufe

Das Hybridwerk Aarmatt ist Teil des Leuchtturmprogramms des BFE - Bundesamt für Energie. Es soll als "Gläserne Werkstatt" ...



Hybridwerk Aarmatt in Zuchwil

RegioEnergie

vor 4 Jahren • 5.405 Aufrufe

Die Regio Energie Solothurn realisiert in Zuchwil ein "Hybridwerk". Mehr Informationen dazu gibts im Film.



Screenshot aus dem Imagefilm Hybridwerk Aarmatt

7.6.3 Animationsvideo als Vorgängerversion des Imagefilms

Der oben erwähnte Imagefilm folgte auf einen Animationsfilm, welchen die Regio Energie Solothurn im Jahr 2014 produzierte und auch publizierte. Der Animationsfilm zeigt projektschreibsartig mittels 3D-Animationstechnik das Areal Aarmatt und die verschiedenen Elemente und Ausbaumöglichkeiten des Hybridwerks auf. Das Video war sehr hilfreich und wurde erst vom Imagefilm abgelöst, als das Hybridwerk physisch vorhanden war und besichtigt werden konnte. Das Animationsvideo wurde während drei Jahren rund 3'000 mal auf der Plattform youtube aufgerufen.

7.7 Ausblick

Das Hybridwerk ist ein wichtiger Anknüpfungspunkt um in grösseren Zusammenhängen zu denken und politische Diskussionen zu führen.

Für die Regio Energie Solothurn war und ist es eine Möglichkeit um aufzuzeigen, dass Stadtwerke einen Beitrag zur Umsetzung der Energiestrategie 2050 leisten.

Das Hybridwerk veranschaulicht wie die bestehende, gut funktionierende und finanzierte Infrastruktur in der Zeit bis 2050 – allenfalls auch im Übergang - sinnvoll genutzt werden kann;

Das Gasnetz und die Gasspeicher dienen als Transport- und Speichersystem. Sie ermöglichen das Speichern der stochastisch anfallenden überschüssigen erneuerbaren Energie aus inländischer Produktion (z.B. PV) und das Verlagern wertvoller Produktion aus dem Sommer in den Winter. Das neue „Dreamteam“ könnte somit verlagerter Sonnen-Sommerstrom und dezentrale Wärme-Kraftkopplung im Winter sein; Diese bringen der Energieproduktion Schweiz einen doppelten Nutzen, denn Sie beheizen Gebäude und produzieren zusätzlich Strom zu jener Zeit, wo der Strom aus dem Ausland importiert werden muss.



Was man sich oft auch zu wenig vor Augen führt: Aufgrund der Umwandlung von überschüssigem erneuerbarem (z.B.) Sonnenstrom in erneuerbares Gas wird das Gas insgesamt zunehmend erneuerbar und ergänzt die limitierte Biogas-Produktion ideal.

Das Kommunikationsprojekt Hybridwerk Aarmatt wurde per Ende 2016 offiziell abgeschlossen. Dabei ist zu sagen, dass das Interesse an Führungen überhaupt nicht nachgelassen hat; die Regio Energie Solothurn führt deshalb weiterhin Führungen durch. Das Areal Aarmatt bleibt auch weiterhin eine „Gläserne Werkstatt“ mit innovativem Inhalt und ein wichtiger kommunikativer Anknüpfungspunkt. Die Kommunikation wird auf alle Fälle weitergeführt.

8. Erkenntnis und Ergebnis

8.1 Kommunikation

Das Hybridwerk stösst seit dem ersten öffentlichen Kommunikationsmoment auf ein breites Interesse. In einer ersten Phase eher aus Fachkreisen und der Branche, nach der offiziellen Inbetriebnahme und mit dem Angebot der öffentlichen Führungen zunehmend bei der Bevölkerung insgesamt. Es ist eine erfreuliche Überraschung, festzustellen, dass trotz Führungsstopp das Interesse und die Nachfrage nach Führungen ungebrochen hoch bleibt. Die Regio Energie Solothurn kann als kleines Stadtwerk zwar nicht allen Anfragen gerecht werden, aber es ist sich ihrer Verantwortung und Rolle als Energieversorgerin bewusst und unternimmt immer wieder besondere Anstrengungen um vereinzelt Führungen auch im 2017 aus eigener Kraft durchführen zu können und um dem Informationsbedarf gerecht zu bleiben.

8.2 Technik

Ende April 2017 kann festgehalten werden, dass die technische Umsetzung aller Ideen erfolgt ist. Die Wasserstoffproduktion wurde mit grossem Engagement vorangetrieben damit das Hybridwerk für Store & GO bereit steht:

- Die Wasserstoffproduktion ist vollautomatisch einsatzfähig, inkl. der Bewirtschaftung der Wasserstoffspeicher und Einspeisung ins Erdgasnetz.
- Bei der Elektrolyse kann die eingesetzte Energie zu einem sehr hohen Prozentsatz verwertet werden. Wir haben im März 2017 einen Wirkungsgrad von 92 % ausgewiesen. Der Mangel, dass die Abwärme zwar gefasst, aber nicht verwertet wurde, konnte im Mai 2017 ebenfalls behoben werden. Die Rücklauftemperatur der Fernwärme konnte deutlich unter 60° C gesenkt werden und die Wärmerückgewinnung kann dem Fernwärme-Rücklauf beige-mischt werden.
- Ob die Auslegungen der Einspeisepumpen bei der Fernwärme im Sommerbetrieb anzupassen ist, muss sich im Sommer 2017 zeigen.
- Der Einsatz des BHKW'S erfolgt ebenfalls vollautomatisch nach Fahrplan.
- Die Verwertung der Wärme des stromgeführten BHKW's in den Sommermonaten muss genauer untersucht werden. (Leistung der Einspeisepumpen und Absatz der Wärme)
- Mit Massnahmen im Fernwärmenetz konnte auch der Abwärmekreis nutzbar gemacht werden. Die konkreten Ergebnisse müssen noch erarbeitet werden. Insbesondere muss im Winter 2017/2018 geprüft werden ob alle Fernwärmekunden mit der aktuellen Netzkonstellation ausreichend mit Wärme versorgt werden.

- Der jeweils kurzzeitige Testbetrieb hat sowohl beim BHKW und den Elektrolyseuren negativen Einfluss auf die Wirkungsgradbetrachtung. Das An- und Abfahren der Anlagen verschlechtert die Ergebnisse im Vergleich zu einem Dauerbetrieb.

8.3 Projekt

Das Projekt wird im Juni 2017 abgeschlossen. Alle Pendenzen und geforderte Tests sind abgeschlossen. Aus dem laufenden Betrieb werden Optimierung und Anpassungen laufend an einem internen Roundtable besprochen, damit das Wissen aller Beteiligten genutzt werden kann.

8.4 Energie / Energiekosten

Der Elektrolyseur wird im aktuellen Netznutzungsmodell als normaler Stromverbraucher angesehen. Dies führt dazu, dass der ordentliche Stromtarif bezahlt werden muss. Dieser setzt sich zusammen aus den eigentlichen Energiekosten, dem Leistungs- und Arbeitspreis für das Netz sowie Abgaben.

Dies führt zum Missverhältnis von Aufwand (CHF 85'898) und Ertrag (CHF 2'306) (die Jahre 2016 und 2017 addiert)

Die Netzkosten und Abgaben betragen in dieser Konstellation **CHF 66'826**.

Auch die Energiekosten (in diesem Fall CHF 19'072) müssen natürlich reduziert werden. Dazu folgender Ansatz:

Der Einsatz des Elektrolyseurs soll wie im Antrag beschrieben zu Zeiten der Stromüberproduktion (in Solothurn wohl aus Photovoltaik) und der Marktlogik folgend, bei tiefen Stromkosten erfolgen. Die Strompreise werden im Verteilnetz dannzumal bei einem Geschäftsmodell mit dynamischen Stromtarifen tief sein oder der Strom kann vom Intradaymarkt zu günstigen Preisen eingekauft werden können.

Die Energiekosten müssten in dieser Marktsituation gegen Null gehen. In Ausnahmefällen werden auf dem Intradaymarkt auch negative Strompreise vorliegen.

Weitere Erträge sind möglich z.B. durch:

- eine Teilnahme mit den Elektrolyseuren am Regelle Energiemarkt.
- dynamische Preise auf der Gasseite, insbesondere für erneuerbare Gase welche auf Grund ihrer Speicherfähigkeit erst bei guten Preisen auf den Markt kommen.
- neue regionale Dienstleistungen und Produkte für Prosumer (Energieträgerunabhängiges kWh-Konto, Speichergebühren etc).

9. Informationen zu Etappe 3 / Horizon 2020 Projekt STORE&GO

Der Änderungsantrag wurde von Horizon 2020 genehmigt und das Projekt kann ohne eine Verdoppelung der Elektrolyseleistung weiter verfolgt werden. Damit die Methanisierung trotzdem mit der ursprünglichen Leistung betrieben und getestet werden kann, werden die Wasserstoffspeicher (aus dem Projekt Hybridwerk) verdoppelt. Die Kosten dafür belaufen sich auf weniger als 10 % gegenüber einer Verdoppelung der Elektrolyseleistung.

Statusbericht per 30.4.2017:



STORE&GO ist der Projektname des EU-Projektes, welche durch ein internationales Konsortium Ende 2015 gewonnen wurde. Regio Energie Solothurn ist mit dem Standort Aarmatt Teil dieses Projektes und verantwortlich für die Leitung des entsprechenden Teilprojektes (WP3). Im Rahmen von Store&Go soll am Standort Aarmatt die Technologie der biologischen Methanisierung im industriellen Massstab und unter realen Bedingungen erprobt und weiterentwickelt werden. Die biologische Methanisierung erlaubt die effiziente Umwandlung von Wasserstoff (zum Beispiel aus überschüssigem Solarstrom) und CO₂ (aus der Biogasanlage vom Zweckverband Abwasserregion Solothurn-Emme) in erneuerbares Gas (Methan). Dieses erneuerbare Gas soll in das Erdgasnetz der Regio Energie Solothurn eingespeist werden.

Im 2016 konnte das Basic Engineering weitgehend abgeschlossen werden. Die Dimensionen der Methanisierungsanlage wurden vereinbart, die technischen Eckdaten festgelegt.

Eine grosse Herausforderung stellt immer noch die Zwischenfinanzierung unseres Technologiepartners Electrochaea dar, welche - als Startup Unternehmen - während den ersten zwei Jahren des Projektes in eine potentielle Finanzierungslücke geraten könnte, weil die Subventionszahlungen der EU nicht synchron sind mit den projektbedingten Cash-Flows. In mehreren Telefonkonferenzen und einem Krisenmeeting in Zürich wurde mit Electrochaea sowie der Gesamtprojektleitung (DVGW) nach Lösungen gesucht. Die Regio Energie Solothurn ist zuversichtlich, dass dieses Problem gelöst werden kann.

Der Spatenstich ist für den 4. Mai 2017 geplant und wird mit einem Presseanlass verknüpft werden. Für Store&Go wurde bei der Regio Energie Solothurn ein zusätzlicher Projektleiter eingestellt.

10. Diskussion

Auf europäischer Ebene wird der Power-to-Gas Technologie bereits heute eine wichtige Chance beigemessen. Im Rahmen des Forschungsprojektes STORE&GO wird an den drei Standorten Puglia (Italien) und Falkenhagen (Deutschland) und Aarmatt Zuchwil (Schweiz) die Power to Gas Technologie im industriellen Massstab erprobt und entwickelt.

Das Hybridwerk Aarmatt mit seiner Infrastruktur, insbesondere den beiden Elektrolyseuren ist somit nun Teil des gesamteuropäischen Forschungsprojektes geworden.

Die Regio Energie Solothurn engagiert sich mit fünf weiteren Partnern am Schweizer Standort beim Projekt STORE&GO des EU-Forschungs- und Innovationsprogramms «Horizon 2020». Im Rahmen des Projekts befassen sich 27 Partner in sechs Ländern mit der Frage, wie das so genannte Power-to-Gas-Verfahren im industriellen Massstab eingesetzt weiterentwickelt werden kann.

Am Donnerstag, 4. Mai 2017, erfolgte auf dem Aarmatt-Areal der Spatenstich zum Bau der Forschungsanlage. Diese baut und betreibt die Regio Energie Solothurn zusammen mit der Electrochaea, der Hochschule für Technik Rapperswil (HSR), der Ecole polytechnique fédérale Lausanne (EPFL), der Eidgenössischen Materialprüfungs- und Forschungsanstalt (EMPA) und dem Schweizer Verband des Gas- und Wasserfachs. Der Forschungsbetrieb soll im Frühling 2018 aufgenommen werden und bis Dezember 2019 andauern.

Regio Energie Solothurn

Marcel Rindlisbacher

Leiter Netze

Anhang 1

1. Beschreibung der Anlage im Überblick

Das Hybridwerk liegt etwa einen Kilometer vom Hauptsitz der RES entfernt auf der Aarmatt an der Aarestrasse 3, 4528 Zuchwil. Die Anlage ist ein Hybridwerk, welches die Netze für Strom, Gas, Fernwärme und Wasser miteinander verbindet.

Abbildung 1 zeigt die Anlage, welche die Netze Strom, Gas, Fernwärme und Wärme untereinander verbindet, schematisch im Überblick:

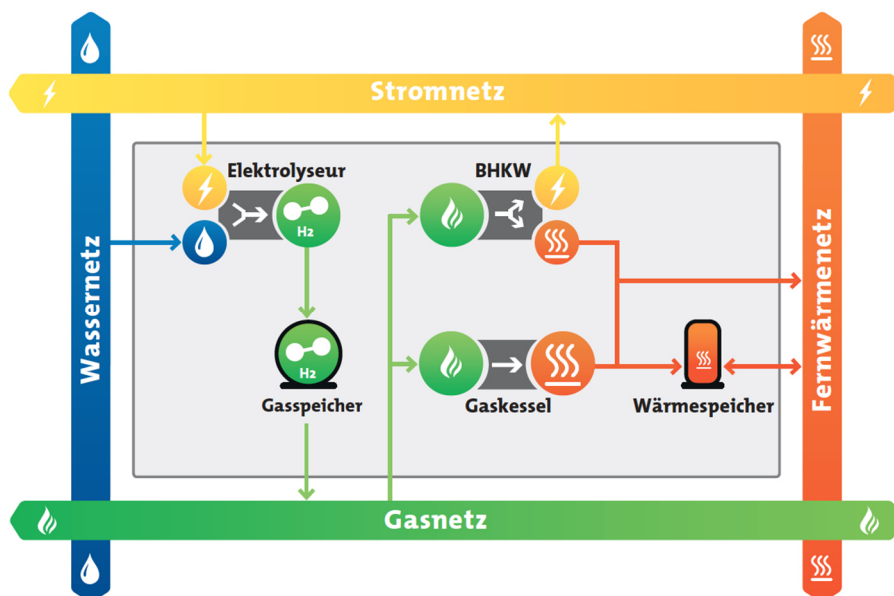


Abbildung 1: Schematische Darstellung der Anlage im Überblick

Strom, Gas, Fernwärme und Wasser können im Hybridwerk mittels Wandlerkomponenten (z.B. Elektrolyseur) von einer Energieform (z.B. Strom) in eine andere (z.B. Wasserstoff) umgewandelt werden. Die neu entstandene Energieform kann anschliessend vor Ort in Speicherkomponenten (z.B. Wasserstoffspeicher) zwischengespeichert oder direkt in das jeweilige Energienetz eingespeist werden.

2. Beschreibung der Komponenten

Aktuell besteht das Hybridwerk Aarmatt aus drei Energiewandlerkomponenten: einem Gaskessel mit 6 MW Wärmeleistung, einem Elektrolyseur mit einer stündlichen Wasserstofferzeugung von max. 60 Nm³ und einem BHKW mit ca. 1,2 MW elektrischer und thermischer Leistung und aus zwei angegliederten Speicherkomponenten: einem Wasserstoffspeicher mit einer Speicherkapazität von 180 Nm³ und einem Wärmespeicher mit einer Speicherkapazität von 16 MWh. Zusätzlich sind eine Komponente zur Wärmerückgewinnung, eine Wasserstoffeinspeisung zur Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz, eine Einspeisevorrichtung zur Einspeisung von Wärme ins Fernwärmenetz und eine Trafostation mit Mittelspannungsschaltanlage installiert.

2.1 Gaskessel:



- Not- Spitzenlastwärme
- Direkteinspeisung in das Fernwärmenetz
- Energieträger: Erdgas
- Wärmeleistung: 6 MW
- Wirkungsgrad: 92,3% (Herstellerangaben)
- Modell: VITOMAX 300 HW (Viessmann)

Abbildung 2: Gaskessel

Der 6 MW, mit Erdgas betriebene, Kessel erzeugt Wärme, welche in Not- und Spitzenlastsituationen direkt ins Fernwärmenetz der RES geleitet werden kann; ausserdem kann die Wärme auch in den Fernwärmespeichern zwischenlagert werden. Die Versorgung des Heizkessels mit Erdgas erfolgt ab der Gasleitung der RES. Der Gasverbrauch wird mit einem Gaszähler erfasst. Die Feuerung des Gaskessels erfolgt mit einem drehzahl- und O₂-gesteuerten Brenner. Die vom Gaskessel erzeugten Rauchgase werden durch einen separaten Kamin aus Edelstahl an der Aussenfassade über das Dach geführt. Zur

Einhaltung der Lärmschutzemissionen der Lärmschutzverordnung wurden in die Abgasleitung Schalldämpfer eingebaut.

Abbildung 3 zeigt die schematische Darstellung des Gaskessels:

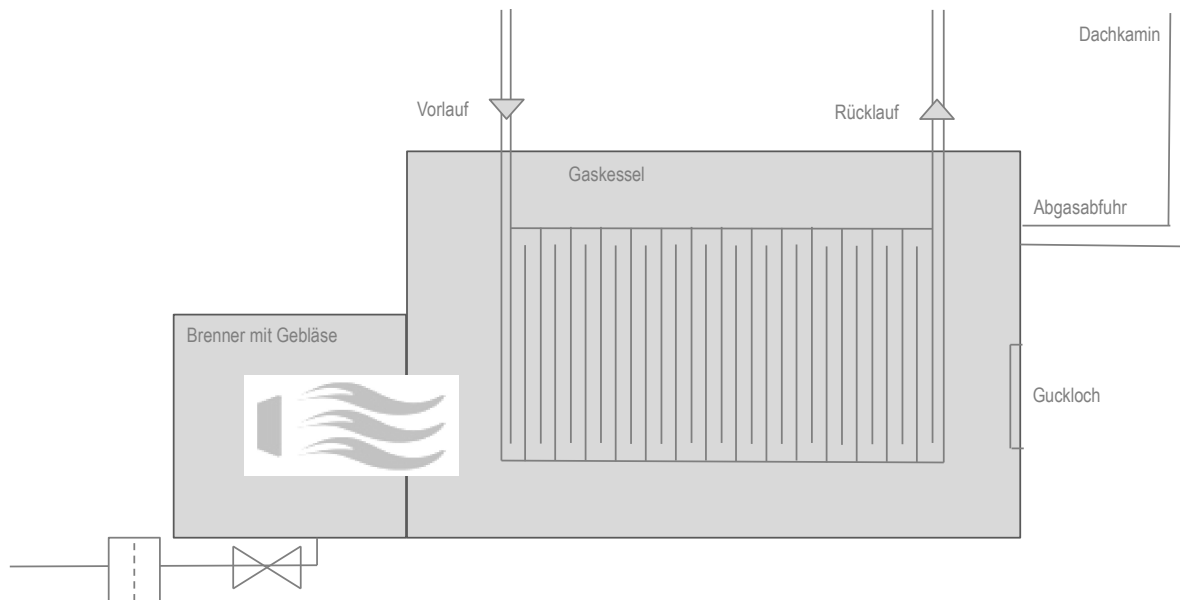


Abbildung 3: Schematische Darstellung des Gaskessels

2.2 Wärmespeicher:

Unmittelbar vor dem Hybridwerk stehen drei grosse Wärmespeicher mit einem Fassungsvermögen von je 100 m³ Wasser bzw. 16 MWh Gesamtspeicherkapazität. Diese kommen insbesondere während kalter Wintertage zur Spitzendeckung zum Einsatz: In der Nacht – wenn von den Abnehmern weniger Wärme bezogen wird – können alle drei Speicher mit Wärme aus dem Fernwärmenetz gefüllt werden. Am frühen Morgen – wenn sehr viele Bezüger gleichzeitig Wärme beziehen – wird diese gespeicherte Wärme wieder ins Fernwärmenetz eingespeist. Die maximale Entladeleistung beträgt 6 MW_{thermisch}.

Abbildung 4 zeigt die drei Wärmespeicher:



Abbildung 4: Wärmespeicher

- Spitzenlastwärme
- Direkteinbindung in das Fernwärmenetz
- Schichtspeicher
- Speicherkapazität: 3*5,5 MWh = 16,5 MWh
- Lade-/Entladeleistung: 6 MW_{thermisch}
- Modell: Spezialanfertigung (Firma Elkuch Ludwig AG)

Die drei Wärmespeicher können seriell oder parallel betrieben werden (Aktuell: Parallelbetrieb). Jeder Speicher ist mit zehn Temperaturfühlern ausgestattet, sodass die Wärmeschichtung überwacht werden kann.

Die Beladung der Wärmespeicher kann vom Fernwärme-Netz, vom BHKW oder vom Gasbrenner erfolgen; eine Kombinationen der Quellen ist möglich. Die Wärmerückgewinnung unterstützt den Ladeprozess.

Ein Bezug von Wärme aus den Wärmespeichern ist möglich, wenn der Ladezustand der Wärmespeicher einen vorgegebenen Mindestladezustand („Grenzschicht höher 110°C“) überschreitet

Abbildung 5 zeigt die schematische Darstellung des Wärmespeichers:

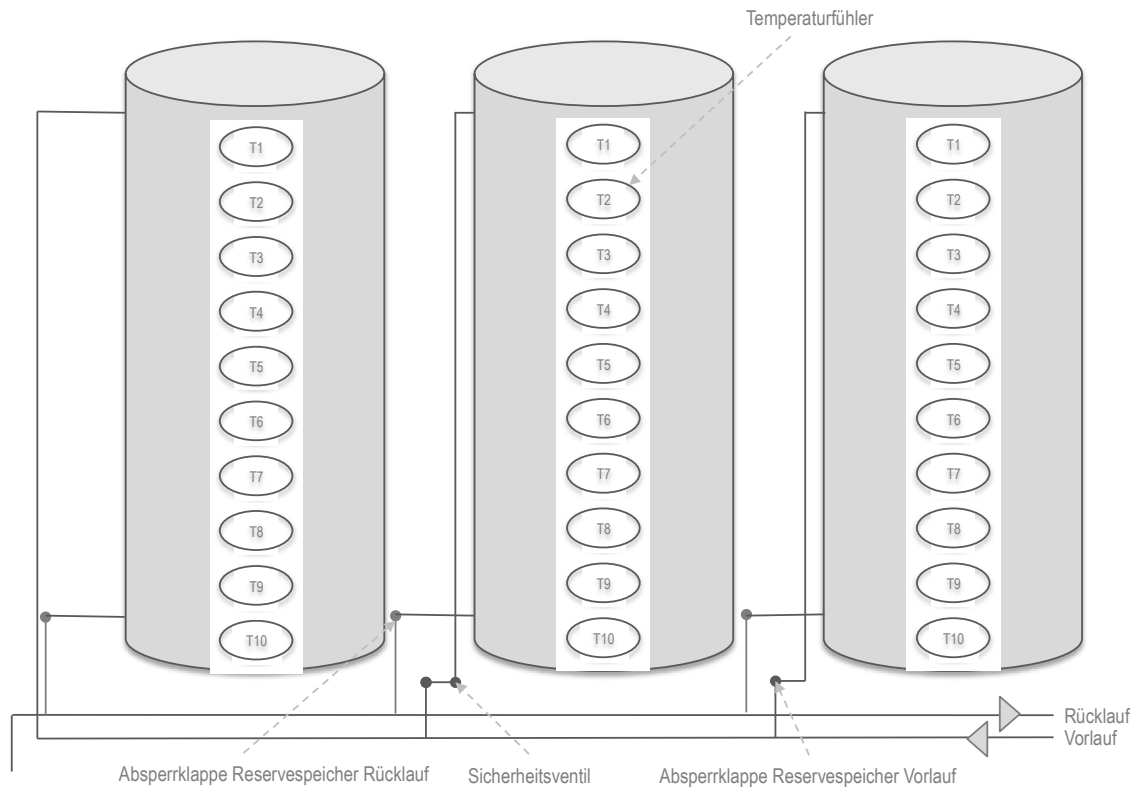


Abbildung 5: Schematische Darstellung des Wärmespeichers

2.3 BHKW:



Abbildung 6: BHKW

- Umwandlung von Erdgas in Strom und Wärme
- Zwölfzylinder-Gasmotor plus Generator
- Energieträger: Erdgas
- Leistung: 1,2 MW thermisch; 1,2 MW elektrisch
- Wirkungsgrad: >90% (43.5% el./46.3% therm.) (Herstellerangaben)
- Abwärmenutzung; weitere Steigerung Wirkungsgrad
- Modell:
 - Motor: CG170 12 BHKW (Caterpillar)
 - Generator: MJB 500 MB4 (Marelli)

Das Aggregat besteht aus einem Zwölfzylinder-Gasmotor und einem daran angekoppelten Generator. Der Eingangsenergieträger Gas wird in zwei neue Energieformen umgewandelt: Strom und Wärme. Die Wärme kann ins Fernwärmenetz gespeist und so direkt verwertet werden

Abbildung 7 listet die Kennzahlen des installierten BHKW (Herstellerangaben):

Kennzahlen BHKW	
Hersteller/Lieferant	Avesco AG
Typ	Avesco - CAT CG170-12 BHKW
Technische Kennzahlen	
Elektrische Leistung	1'165 kW
Thermische Leistung	1'240 kW
Netzspannung	400V (Isoliertes Netz)
Betriebsart	Netzparallelbetrieb
Frequenz	50 Hz
Elektrischer Wirkungsgrad	43,5%
Thermischer Wirkungsgrad	46,3%
Motorenkennzahlen	
Schmierölverbrauch (l/MWh)	0,25 l
Arbeitsweise	4-Takt
Zylinderzahl / Bauart	12 Zylinder / V-Motor
Bohrungsdurchmesser	170 mm
Hub	195 mm
Drehzahl	1'500/min (50 Hz)
Mittlerer effektiver Druck im Zylinder	18,08 bar
Verdichtungsverhältnis	13,5:1

Abbildung 7: Kennzahlen BHKW

Das BHKW arbeitet im Stromnetzparallelbetrieb und kann sowohl wärme- als auch stromgeführt betrieben werden. Die Leistung kann, je nach Wärme- oder Strombedarf, zwischen 50% und 100% frei gewählt werden. Der Einsatz des BHKWs mit einer Leistung von weniger als 50% ist nicht möglich. Die Aufwärmzeit von Stillstand bis zu 100%iger Last beträgt ca. 20 Min.; die minimale Wartezeit zwischen Stopp und Start beträgt ca. 30 Min.

Abbildung 8 listet verschiedene Kennzahlen bei verschiedenen Teillasten (Herstellerangaben):

	BHKW im Betrieb		
	Teillast 50%	Teillast 75%	Teillast 100%
Zugeführte Leistung	1'455	2'068	2'678
Gasmenge bei in Nm ³ /h	143,2	203,3	263,3
Elektrische Leistung in kW	582	874	1'165
Thermische Leistung in kW	711	975	1'240
Elektrischer Wirkungsgrad	40,0	42,3	43,5
Thermischer Wirkungsgrad	48,8	47,1	46,3
Verbrennungsluft in Nm ³ /h	2'501	3'620	4'785
Abgase in Nm ³ /h	2'642,4	3'823	5'048

Abbildung 8: BHKW im Betrieb

Das BHKW produziert Strom mit einer Spannung von 400 V, welcher über einen Transformator auf Mittelspannungsniveau hochtransformiert wird (11 kV).

Die Vorlauftemperatur ins Fernwärmenetz im Winter beträgt 120°C, im Sommer 80°C. Die Rücklauftemperatur aus dem Fernwärmenetz beträgt 55°C und die Rücklauftemperatur beim Eintritt in den BHKW Kreis beträgt ebenfalls 55°C. Wärme wird über Gaskessel oder BHKW direkt erzeugt und dem Fernwärmenetz zugeführt. Abwärme wird im Hybridwerk „eingesammelt“ und mittels Abwärmekreis dem Rücklauf des Fernwärmenetzes zugeführt. Ist der Rücklauf zu warm wird die Abwärme über Rückkühler (Dach) abgeführt. Das BHKW muss seine primäre Wärme an die Fernwärme oder die Fernwärmespeicher abgeben können.

Zur Ölwarmhaltung (Systemtemperaturen 25°C/40°C) wird das Schmierölsystem ab der Fernwärme beheizt. Die Wärme wird direkt ab dem Abwärmespeicher geholt. Bei Bedarf muss dieser eventuell vom Rücklauf des Fernwärmenetzes manuell mit Wärme beladen werden.

Abbildung 9 zeigt die schematische Darstellung des BHKWs:

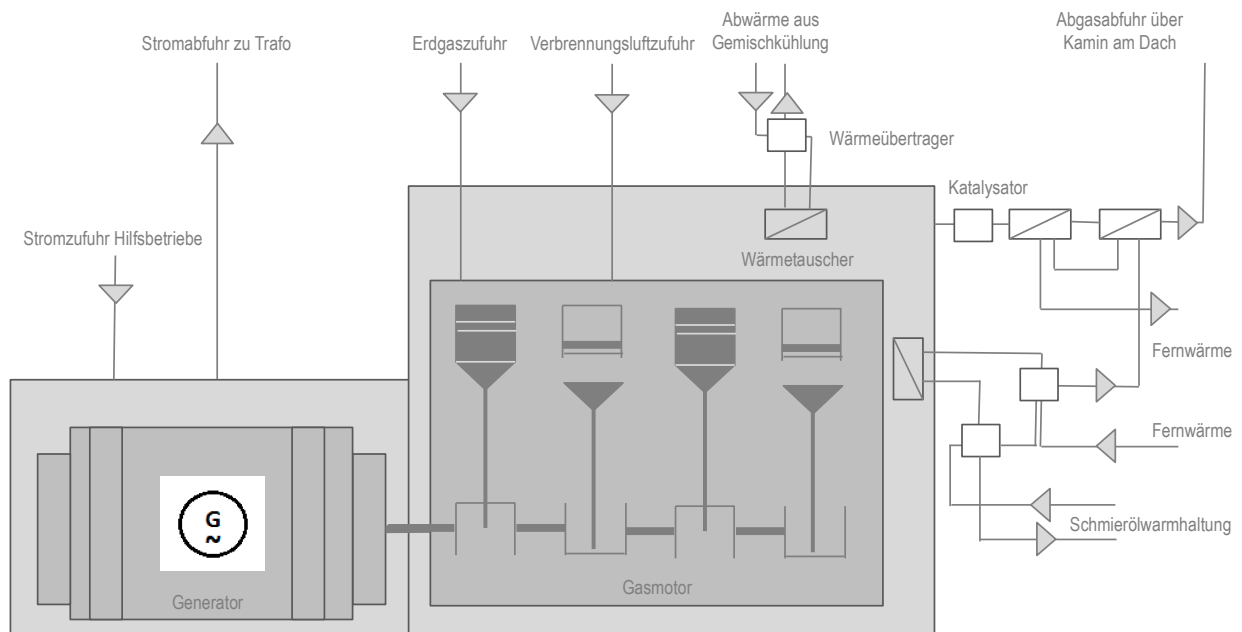


Abbildung9: Schematische Darstellung des BHKWs

2.4 Elektrolyseur:

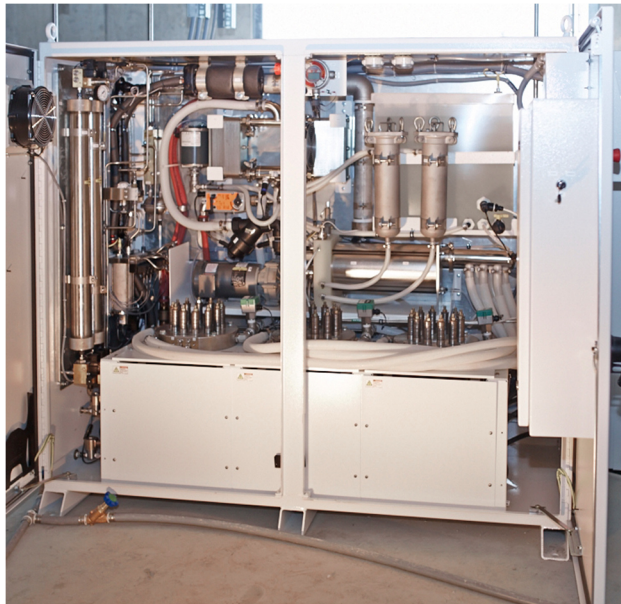


Abbildung 10: Elektrolyseur

- Spaltung von Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff
- Protonen-Austausch-Membran Verfahren
- Energieträger: Strom
- Aufnahmeleistung: 350 kW (2* 175 kW)
- Output Wasserstoff: 60 Nm³/h (2*30 Nm³/h pro Elektrolyseur)
- Wirkungsgrad: 60% (Herstellerangaben)
- Nutzung der Abwärme (Steigerung des Wirkungsgrades)
- Modell: Hogen C30 (Proton onsite)

Im Hybridwerk sind 2 Elektrolyseure des Typs Hogen C 30 installiert. Nachfolgend werden diese für die Beschreibung als "Elektrolyseur" zusammengefasst.

Der Elektrolyseur spaltet mittels physikalischer Reaktion (Protonen-Austausch-Membran Verfahren) Wasser in seine Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff. Für diese Reaktion benötigt der Elektrolyseur Strom. Der daraus gewonnene Wasserstoff wird über ein System ins Erdgasnetz eingespeist das über einen Pufferspeicher von 180 m³ verfügt. Die Pufferung erfolgt zwischen 5 und 30 bar. Die maximal produzierbare Menge Wasserstoff pro Stunde beträgt 60 Nm³ bei einem Druck von bis zu 30 bar. Das produzierte Gas hat gemäss Hersteller eine Reinheit von 99,99%, bei einem Sauerstoffgehalt < 0,01%. Die Wasserstoffleitung ist mit einem Sicherheitsventil und einer Ablassleitung versehen. Der Sauerstoff wird über die Ablassleitung auf dem Dach an die Umgebung abgegeben. Die Wasseraufbereitung des Gerätes erfolgt ab Trinkwassernetz. Ebenfalls soll die im Prozess erzeugte Abwärme über einen Abwärmekreis mit den Temperaturen von 35°C im Vorlauf und 45°C im Rücklauf abgeführt werden.

Der Strom wird bei Eintritt ins Gebäude über einen Transformator von Mittelspannung (11 kV) auf 400 V transformiert und dann direkt an den Elektrolyseur geliefert. Der gleiche Transformator versorgt auch den Rest des Hybridwerkes mit Strom und übernimmt die Stromproduktion des BHKWs.

Der Elektrolyseur verfügt über folgende Messinstrumente:

- Qualitätsmessung Wasserstoff
- Druckmessung Wasserstoff
- Temperaturmessung Wasserstoff
- Luftqualitätsmessung

Abbildung 11 listet die Kennzahlen des installierten Elektrolyseurs auf:

Kennzahlen Elektrolyseur	
Hersteller/Lieferant	Diamond Lite S.A
Typ	HOGEN PEM Elektrolyse C30 Generator
Technische Kennzahlen	
Produzierte Wasserstoffmenge	60 Nm ³ /h
Druck ab Elektrolyse	30 bar
Gasqualität Austritt Elektrolyse	99,99% Reinheit
Spannung Stromversorgung	3x400 V, 50 Hz
Aufnahmeleistung elektrisch im Betrieb	350 kW
Austritt Sauerstoffstrom	30 Nm ³ /h
Abwärmeleistung über Wasserkühlung	200,4 kW
Kühlwasserbedarf	28'600 l/h
Wirkungsgrad (P H ₂ / P el)	51,53 %
Spezifischer Energiebedarf Gesamtanlage	5,83 kWh/Nm ³ /h
Anlaufzeit aus Standby (0-90%)	0,1 Sek.
Anlaufzeit aus Stillstand (0-90%)	<5 Minuten
H ₂ -Wirkungsgrad bei 25%	47 %
H ₂ -Wirkungsgrad bei 50%	52,4 %
H ₂ -Wirkungsgrad bei 75%	52,2 %
Gesamter Wirkungsgrad (inkl. Nutzung der Abwärme)	noch nicht bestimmt

Abbildung 11: Kennzahlen Elektrolyseur

Abbildung 12 zeigt die schematische Darstellung des Elektrolyseurs:

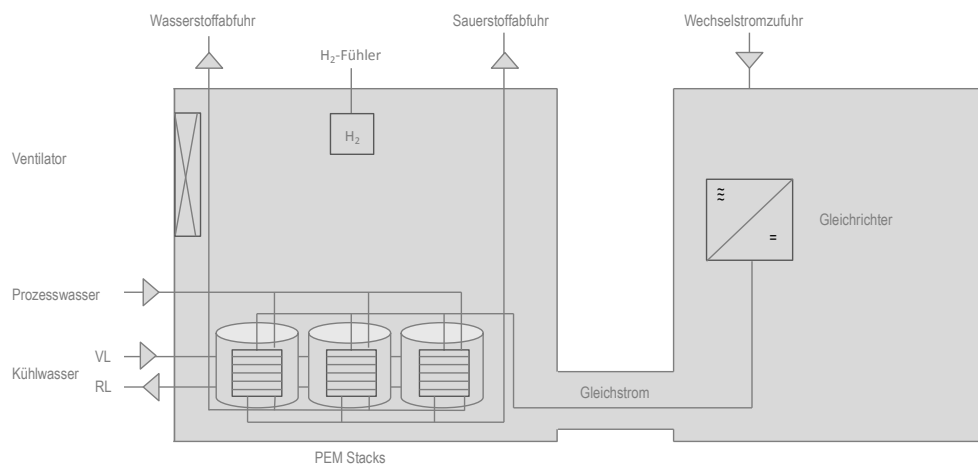


Abbildung 12: Schematische Darstellung des Elektrolyseurs

2.5 Wasserstoffspeicher:



Abbildung 13: Wasserstoffspeicher

- Zwischenspeicherung des produzierten Wasserstoffs
- Dosierte Abgabe ins Erdgasnetz
- Speicherkapazität: 180 Nm³ bei 30 bar auf 5 bar
- Modell: Spezialanfertigung (Carbagas)

Der Wasserstoffspeicher auf dem Dach des Hybridwerkes hat eine Pufferfunktion. Er speichert den vom Elektrolyseur produzierten Wasserstoff und speist diesen anschliessend direkt, dosiert ins Erdgasnetz der RES ein. (Anm.: Zwischen der Wasserstoffproduktion und dem Gasfluss im Erdgasnetz besteht keine Korrelation. Der Elektrolyseur ist stromgeführt. Die Differenz von Wasserstoffproduktion und möglicher Wasserstoffeinspeisung wird dem Wasserstoffspeicher zugeführt bzw. entnommen.)

Der Wasserstoffspeicher besteht aus vier Behältern (Gasflaschen zu je einem geometrischen Volumen von 2'286 Litern und einer Länge von 11,6 Metern) mit einem Gesamtvolumen von 9,13 m³ bei 30 bar. Die Gesamtmenge des Wasserstoffs hat bei diesem Druck 228 Nm³ bei 30 bar auf 5 bar.

Die Gasspeicheranlage und Einspeiseanlage sind auf 200 bar ausgelegt und abgenommen worden. Im Falle einer weiteren Ausbaustufe mit einem Verdichter auf 200 bar beträgt die Wasserstoffmenge dann 1'778 Nm³.

Der Wasserstoff soll in einer Gasspeicheranlage entweder vorgehalten und/oder in das Erdgasnetz eingespeist werden. Als Quelle für die Einspeisung werden die Gasspeicher und/oder der Elektrolyseur verwendet. Der Elektrolyseur liefert den Wasserstoff einem Druck von 30 bar. Eingespeist wird mit einem Druck von 5 bar.

Abbildung 14 zeigt die schematische Darstellung des Wasserstoffspeichers:

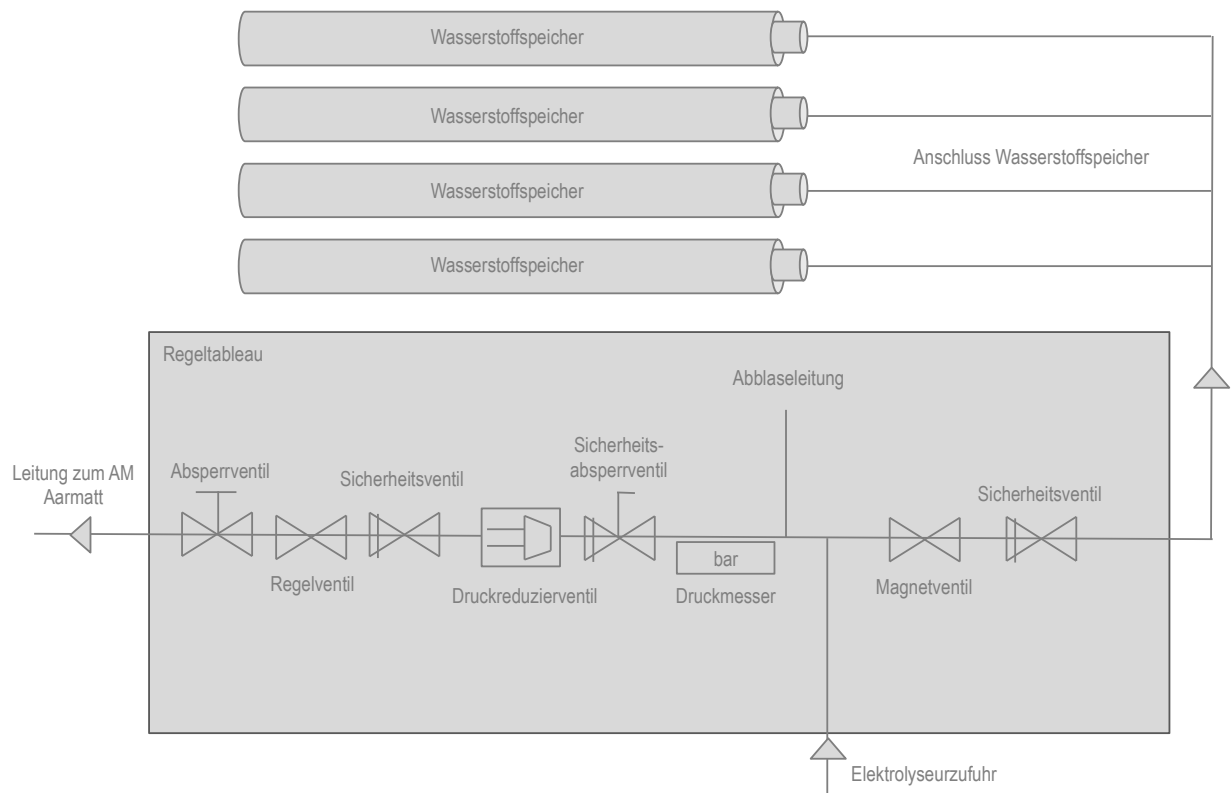


Abbildung 1 4: Schematische Darstellung des Wasserstoffspeichers

**HSR - Hochschule für Technik Rapperswil
IET - Institut für Energietechnik**

**FOGA-Projekt 0260:
Messdatenauswertung der
Power-to-Hydrogen Anlage im Hybridwerk
Aarmatt**

Version: V 1.0

Autoren:
Prof. Dr. Markus Friedl
Fabian Ruoss

10. November 2017
Vertraulich
Gefördert durch FOGA und BFE

Oberseestrasse 10
CH-8640 Rapperswil
T +41 55 222 41 11
iet@hsr.ch
www.iet.hsr.ch

Abstract

In der Aarmatt bei Solothurn betreibt der regionale Energieversorger Regio Energie Solothurn (RES) ein Hybridwerk, in dem Elektrizitätsnetz, Gasnetz und Fernwärmenetz miteinander verknüpft werden. In einer Power-to-Gas Anlage mit 350 kW nominaler elektrischer Leistung wird mit Elektrizität aus dem Netz in zwei Elektrolyseuren Wasserstoff produziert und ins Erdgasnetz eingespeist. Dieser Bericht gibt einen Überblick über die aufgezeichneten und ausgewerteten Daten der Elektrolyse des Hybridwerks Aarmatt im Rahmen des FOGA-Projekts 0260. Allgemeine Informationen zum Hybridwerk und dessen Betriebsweise sind in den Referenzen [3] und [4] zu finden.

Zielsetzung

Das FOGA-Projekt 0260 "Förderung der Wasserstoffeinspeisung im Erdgasverteilnetz beim Leuchtturmprojekt der RES" hat zum Ziel, die Wasserstoffeinspeisung und Produktion am Hybridwerk Aarmatt wissenschaftlich zu untersuchen. Dabei standen unter anderem folgende Fragen im Zentrum:

- Wirkungsgrad der Elektrolyseure in verschiedenen Betriebszuständen
- Dynamisches Verhalten der Elektrolyseure
- Verbrauch an Betriebsmitteln
- Verhalten der Einspeisung
- Identifikation von Verbesserungspotential

Vorgehen

Die Wasserstoffproduktion und Einspeisung wurde mithilfe verschiedenen Lastprofilen und Langzeittests charakterisiert. Dabei wurden neben dem Nennbetriebszustand auch Teillast und Überlastzustände der Elektrolyseure untersucht. Ziel ist die Erfassung von Basisdaten zur Ermittlung des Wirkungsgrads und des dynamischen Verhaltens. Weiter wurde das Verhalten des Wasserstoffspeichers in Kombination mit der Wasserstoffeinspeisung und des Zusammenspiels mit anderen Komponenten des Hybridwerks analysiert. Aus den gesammelten Daten konnten Aussagen zur optimalen Betriebsweise gemacht werden.

Ergebnisse

Insgesamt wurden die Elektrolyseure 265 Stunden unter Testbedingungen betrieben. Dabei wurden 8'069 m³ (STP) Wasserstoff produziert. Dies entspricht 134.5 Volllaststunden bei einer Produktionsrate von 60 m³/h (STP). Dazu wurden 47'592 kWh elektrische Energie und 7'287 Liter VE-Wasser benötigt. Berechnet über den gesamten Testzeitraum entspricht dies einem Wasserstoffwirkungsgrad von 60.0 % (5.9 kWh/m³ H₂) und einem spezifischen Wasserverbrauch von 0.90 l/m³ Wasserstoff. Zusätzlich wurden 14'266 kWh Wärme ins Fernwärmenetz

abgegeben. Wird dies berücksichtigt ergibt sich ein Gesamtwirkungsgrad von 90.0 %. Der Gesamtwirkungsgrad (inkl. Wärmenutzung) zeigt ein Maximum von 95 % bei Nennproduktion ($2 \times 30 \text{ m}^3/\text{h}$). Der höchste Wasserstoffwirkungsgrad wurde bei ca. $2/3$ der Nennproduktion der Elektrolyseure (66.6 % für EL1 respektive 67.9% für EL2) gemessen. Aus dem Standbybetrieb kann die Produktionsrate innerhalb von 5 Minuten von 0 auf 100 % gesteigert werden. Sprünge aus dem Standby auf die maximale Produktionsrate benötigen eine Einschaltzeit von mindestens 15 Minuten um einen stabilen Betriebspunkt (Produktionsrate) zu erreichen. Sind die Einschaltzeiten kürzer, verschlechtert sich der Wirkungsgrad. Die Einspeisung von Wasserstoff ins Erdgasnetz erfolgt ab einem Mindestdurchsatz an Erdgas von $400 \text{ m}^3/\text{h}$. Dies entspricht einer maximalen Einspeisemenge von Wasserstoff von $8 \text{ m}^3/\text{h}$ (Limitierung von 2 % H_2 im Erdgasnetz gemäss G13 [1]). Eine Einspeisevolumenstrom von weniger als $8 \text{ m}^3/\text{h}$ ist aufgrund der Genauigkeit der verbauten Messtechnik nicht möglich [2].

Die Speicherbewirtschaftung ist abhängig vom Ziel der Wasserstoffproduktion:

- Ist das Ziel mit der Last der Elektrolyse einem Stromprofil zu folgen, sollte der Wasserstoffspeicher auf einem möglichst geringen Druck gehalten werden. Dadurch kann die Elektrolyse beliebig einschalten und den Speicher befüllen auch wenn keine Wasserstoffeinspeisung möglich ist.
- Ist das Ziel das Erreichen einer möglichst grossen Wasserstoffproduktionsmenge ist die einzige Limitierung der Erdgasdurchsatz in der Einspeiseleitung. Die Einspeisemenge von Wasserstoff aus dem Wasserstoffspeicher ist bei genügend hohem Erdgasdurchsatz kaum limitiert und übersteigt die Wasserstoffproduktionsrate um ein Vielfaches. Aus diesem Grund sollte der Speicher bei Nichteinspeisung auf 30 bar gehalten werden. Um kurze Einschaltzeiten der Elektrolyse zu vermeiden, sollte eine Hysterese von 10 bar im Speicher für das Wiedereinschalten der Elektrolyseure eingehalten werden.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
1.1	Komponenten	1
1.1.1	Elektrolyseur	1
1.1.2	Speicher	2
1.1.3	Einspeisung	2
1.1.4	Betriebskonzept Wasserstoffproduktion /-einspeisung	2
1.2	Messkonzept	4
1.3	Testfahrplan	6
1.4	Messdatenauswertung	6
2	Grundlagen und Bilanzierung	8
2.1	Energiebilanz	8
2.1.1	Wärmebilanz Abwärmekreise	8
2.2	Wirkungsgrad	9
2.3	Stoffbilanz	9
3	Versuchsauswertung	11
3.1	Zusammenfassung	11
3.2	Verhalten Volllastbetrieb	12
3.3	Teillastbetrieb	14
3.4	Dynamik	16
3.4.1	Einschaltverhalten	16
3.4.2	Kaltstart vs. Warmstart	17
3.4.3	Grenzen der Einschaltzeiten	18
3.4.4	Sprünge im Teillastbetrieb	18
3.5	Langzeittest (Realbetrieb)	19
4	Diskussion	21
4.1	Optimaler Betriebspunkt	21
4.2	Vergleich mit anderen Elektrolyseuren	21
4.3	Betriebskonzept Elektrolyse	22
4.4	Speicherbewirtschaftung	23
	Literaturverzeichnis	25

Verzeichnisse

Abbildungsverzeichnis

1.1	Messkonzept Hybridwerk	5
1.2	Lastprofile Elektrolyseure	7
2.1	Systemgrenzen	9
3.1	Sankey- Diagramm Elektrolyse	13
3.2	Verlauf von Leistungsaufnahme und Produktionsrate	13
3.3	Wirkungsgrade von EL1 und EL2	14
3.4	Wärmeabfuhr im Teillastbetrieb von EL1 und EL2	15
3.5	Wirkungsgrad des Gleichrichters	16
3.6	Sprungantwort Warmstart	17
3.7	Sprungantwort Kaltstart	17
3.8	Produktionsleistung von Elektrolyseur 1 und 2	18
3.9	Produktionsleistung von Elektrolyseur 1 und 2	19
3.10	Produktionsleistung von Elektrolyseur 1 und 2	20
4.1	Spezifischer Energieverbrauch von Elektrolyseuren	22
4.2	Strompreis in Abhängigkeit von den Betriebsstunden	23

Tabellenverzeichnis

1.1	Betriebszustände des Elektrolyseurs	2
1.2	Ein- Ausschaltbedingungen für die Wasserstoffproduktion und Einspeisung	3
1.3	Beschreibung der Lastprofile	6
3.1	Resultate Tests	12
4.1	Parameter für die Berechnung des maximalen Strompreises	22

Symbole

Symbol	Einheit	Bedeutung
Lateinisches Alphabet		
P	W	Leistung
P_x	W	Leistung (x = Spezifizierung der Messstelle)
V	m^3	Volumen
$\dot{V}$	m^3/h	Volumenstrom
H_S	kWh/m^3	Brennwert
$\dot{Q}$	kW	Wärmestrom
Q	kWh	Wärme
s_P	kW	Standartabweichung der Leistung
$s_{\dot{V}}$	m^3/h	Standartabweichung der Produktionsrate
Griechisches Alphabet		
η_i	-	Wirkungsgrad gemäss Systemgrenze i

Alle Volumenangaben bei Gasen beziehen sich auf Normbedingungen (STP) (bei 0 °C und 1.013 bara gemäss DIN 1343) wobei 1 mol eines Gases einem Volumen von 22.4 Liter entspricht. Volumenspezifische Heiz- und Brennwerte beziehen sich auf Standardbedingungen (25 °C, 1.0 bara). Druckangaben bezeichnet mit “bar“ entsprechen Überdruck.

Abkürzungen

IET	Institut für Energietechnik
HSR	Hochschule für Technik Rapperswil
STP	Standard conditions for Temperature and Pressure (0 °C und 1.013 bara)
RES	Regio Energie Solothurn
VE	Vollentsalzen
EL1	Elektrolyseur 1
EL2	Elektrolyseur 2
CAPEX	Capital expenditures (Spezifische Investitionskosten)
OPEX	Operational expenditure (Betriebskosten)
WACC	Weighted Average Cost of Capital
Avg.	Durchschnitt
Umg.	Umgebung
PEM	Proton Exchange Membrane
AC	Wechselstrom
DC	Gleichstrom
dP H ₂ -Speicher	Druckdifferenz im Wasserstoffspeicher zwischen Testanfang und Ende

1 Einleitung

In der Aarmatt auf dem Gemeindegebiet Zuchwil bei Solothurn treffen sich das Elektrizitätsnetz, das Gasnetz und ein Fernwärmenetz des regionalen Energieversorgers Regio Energie Solothurn. Im Jahr 2014 wurde dort das Hybridwerk Aarmatt errichtet. Ein Teil des Hybridwerks ist eine Power-to-Gas Anlage, die im Verlauf der Jahre 2015/2016 in Betrieb genommen wurde. Dieser Bericht analysiert Messungen, die zwischen März 2017 und August 2017 durchgeführt wurden.

1.1 Komponenten

Dieses Kapitel gibt einen Überblick über die Installationen im Hybridwerk Aarmatt. Weiterführende Informationen sind in den entsprechenden Referenzen zu finden.

1.1.1 Elektrolyseur

Im Hybridwerk Aarmatt werden zwei PEM Elektrolyseure des Types C30 von ProtonOnSite eingesetzt. Jeder Elektrolyseur hat eine nominale Produktionsrate von 30 Nm³/h bei einer Leistungsaufnahme von 175 kW. Der Wasserstoff steht bei einem Druck von 30 bar zur Verfügung. Weiterer Informationen sind dem Installationshandbuch [5] zu entnehmen. Der Elektrolyseur wird am Niederspannungsnetz (400 V) betrieben. Zur Gleichrichtung des Wechselstroms wird ein AC/DC Konverter (Thyristor Brückengleichrichter) verwendet [6]. Der Elektrolyseur kann nicht direkt stromgesteuert betrieben werden. Die Produktionsrate des Elektrolyseurs wird mittels Druckdetektion geregelt. Der interne Systemdruck des Elektrolyseurs ist auf 30 bar festgelegt und ändert sich nicht. Über ein Massenstromregler kann dem Elektrolyseur indirekt die Produktionsrate vorgegeben werden. Übersteigt die Bezugsmenge die Produktionsmenge, sinkt der Druck in der Leitung wodurch die Produktionsrate des Elektrolyseurs erhöht wird. Die Druckänderung wird mithilfe eines 4-20 mA-Signals ans Leitsystem übertragen. Der Elektrolyseur reagiert in diesem Fall aufgrund der Druckveränderung und regelt entsprechend seine Leistung nach, wobei der Druckabfall durch den Massenstromregler quasi simuliert wird [7]. Der Elektrolyseur weist gemäss Tabelle 1.1 vier Betriebszustände auf:

Der Elektrolyseur kann gemäss Werkangaben innerhalb von 15 Minuten vom stromlosen Zustand „Aus“ in den Zustand „Betrieb“ hochgefahren werden. Das Ausschalten dauert ca. 2 Minuten. Im Lastfolgebetrieb verbleibt der Elektrolyseur im Zustand „Leerlauf“. Damit der Elektrolyseur in den Zustand Standby wechselt, müssen Anpassungen am System vorgenommen werden. Für den Zustand „Aus“ muss der Elektrolyseur mittels Hauptschalter vom elektrischen Netz getrennt werden [8].

Tabelle 1.1: Betriebszustände des Elektrolyseurs

Nr.	Name	Beschreibung	Leistung kW
1	Aus	System stromlos Getrennt vom Netz	0
2	Stillstand (Standby)	System hochfahren (ca. 10 min aus Nr. 1) Nicht bereit für H ₂ Produktion	0.6
3	Leerlauf (Idle)	System hochgefahren (ca. 5 min aus Nr. 2) Bereit für H ₂ produktion	12.5
4	Betrieb	System hochgefahren (ca. 0.1 s aus Nr. 3) Produktion gemäss Fahrplan	12.5 bis 188

1.1.2 Speicher

Der Pufferspeicher besteht aus vier Druckflaschen mit einem geometrischen Volumen von jeweils 2.286 m³. Diese können bis auf maximal 30 bar befüllt werden (Maximaldruck Elektrolyseur). Damit ergibt sich ein theoretisches Speichervolumen von 274 m³ (STP) [2]. Bei leerem Speicher und einem Wasserstoff Volumenstrom von 60 m³/h (STP) kann die Elektrolyse somit 4.57 h unabhängig von einer Einspeisung ins Erdgasnetz betrieben werden. Aufgrund der Einspeisestrecke kann der Speicher nur bis zu einem Druck von 10 bar entleert werden. Dadurch reduziert sich das nutzbare Puffervolumen auf 182.7 m³ (STP). Dies entspricht einer Zeit von 3.04 h bei einer Produktion von 60 m³/h (STP).

1.1.3 Einspeisung

Bei der Einspeisung von Wasserstoff ins Erdgasnetz darf die Konzentration von 2 % (volumenbezogen) Wasserstoff im Erdgas nicht überschritten werden [1]. Weiter soll der maximale Einspeisedruck von 5 bar (+/- 10 %) gemäss Vorgaben Regio Energie Solothurn gewährleistet werden. Der Durchfluss in der Erdgasleitung wird mithilfe eines Coriolis Volumenstrommessers erfasst. Es erfolgt keine vorgängige Analyse der Erdgaszusammensetzung. Der Volumenstrommesser in der Einspeiseleitung benötigt ein Mindestdruck von 10 bar und ein Volumenstrom von 8 m³/h um eine Messgenauigkeit besser 5 % zu erreichen. Bei einem Durchfluss von 200 m³/h reduziert sich der Messfehler auf 0.5 %. Unterhalb des Mindest-/drucks und Volumenstroms erfolgt keine Einspeisung [2]. Eine Wasserstoffeinspeisung ist somit ab einem Mindestvolumenstrom von 400 m³/h (STP) in der Erdgasleitung möglich.

1.1.4 Betriebskonzept Wasserstoffproduktion /-einspeisung

In diesem Kapitel werden die benötigten Bedingungen für die Produktion und Einspeisung von Wasserstoff beschrieben wie sie im Hybridwerk Aarmatt implementiert sind. In Tabelle 1.2 sind die Bedingungen für die Wasserstoffproduktion und Einspeisung aufgelistet. Der Produktionsplan des Elektrolyseurs wird im Leitsystem des Hybridwerks eingestellt. Der Elektrolyseur folgt dem Produktionsplan solange der Druck im Wasserstoffspeicher unter 30 bar liegt. Übersteigt der Druck im Wasserstoffspeicher 30 bar, wird die Produktionsrate des Elektrolyseur auf 0 reduziert. Sinkt der Druck im Wasserstoffspeicher auf unter 20 bar erfolgt eine Wiedereinschaltung des Elektrolyseurs. Der Wasserstoff wird aus dem Wasserstoffspeicher ins

Erdgasnetz eingespeist, sobald der Druck im Speicher 20 bar überschreitet. Die Einspeiserate wird dabei sukzessive von 8 m³/h (STP) auf 2% des Erdgasdurchsatzes erhöht. Bei einem Erdgasdurchsatz von unter 400 m³/h (STP) (Minimale Einspeisemenge beträgt 8 m³/h (STP)) erfolgt keine Einspeisung. Sobald der Druck im Wasserstoffspeicher 10 bar unterschreitet, wird die Wasserstoffeinspeisung gestoppt.

Tabelle 1.2: Ein- Ausschaltbedingungen für die Wasserstoffproduktion und Einspeisung

Aktion	Bedingungen	Zähler
Einspeisung H ₂ ein	$\dot{V} \geq 400 \text{ m}^3/\text{h (STP)}$	14
	$p \geq 10 \text{ bar}$	5
Einspeisung H ₂ aus	$\dot{V} < 400 \text{ m}^3/\text{h (STP)}$	14
	$p < 10 \text{ bar}$	5
Elektrolyseur ein	$p < 30 \text{ bar}$	5
Elektrolyseur aus	$p > 30 \text{ bar}$	5

1.2 Messkonzept

Das Messkonzept für die Produktion und Einspeisung von Wasserstoff ins Erdgasnetz wurde wie in Abbildung 1.1 realisiert. Alle Datenpunkte welche für die Auswertung der Wasserstoffeinspeisung nötig sind, sind im Anhang Kapitel A spezifiziert. Die gemessenen Daten werden im Minutentakt als Momentanwerte an das Leitsystem übertragen.

Die Leistungsaufnahme von EL1 und EL2 wird über zwei Leistungsmesser (Zähler 1 und 2) separat aufgezeichnet. Die produzierte Wasserstoffmenge kann nach der Zusammenführung des Wasserstoffs von EL1 und EL2 gemessen werden (Zähler 29). Die durch Kühlung abgeführten, thermischen Verluste in beiden Elektrolyseuren (Netzschrank, Prozess, Trockner) werden mittels Abwärmehählern (Zähler 6.i und 7.i) erfasst. Zähler 28 erfasst die Summe der über das Kühlwasser abgeführten Wärme von EL1 und EL2. Wärme, welche über Ventiltoren oder Wärmestrahlung an die Umgebung abgegeben wird, wird nicht erfasst. Der Druck im Wasserstoffspeicher wird von Zähler 5 gemessen. Zähler 3 misst den Wasserstoffvolumenstrom welcher ins Erdgasnetz eingespeist wird. Der Einspeisedruck wird mit Zähler 4 überwacht. Der VE- Wasserverbrauch der Elektrolyse wird von Zähler 8 erfasst. Zähler 14 misst den Erdgasdurchfluss in der Einspeiseleitung. Der Energiebedarf der Umkehrosmoseanlage zur Wasseraufbereitung, die Leistungsaufnahme der Kühlwasserpumpen sowie die Belüftung der Räumlichkeiten werden nicht gemessen

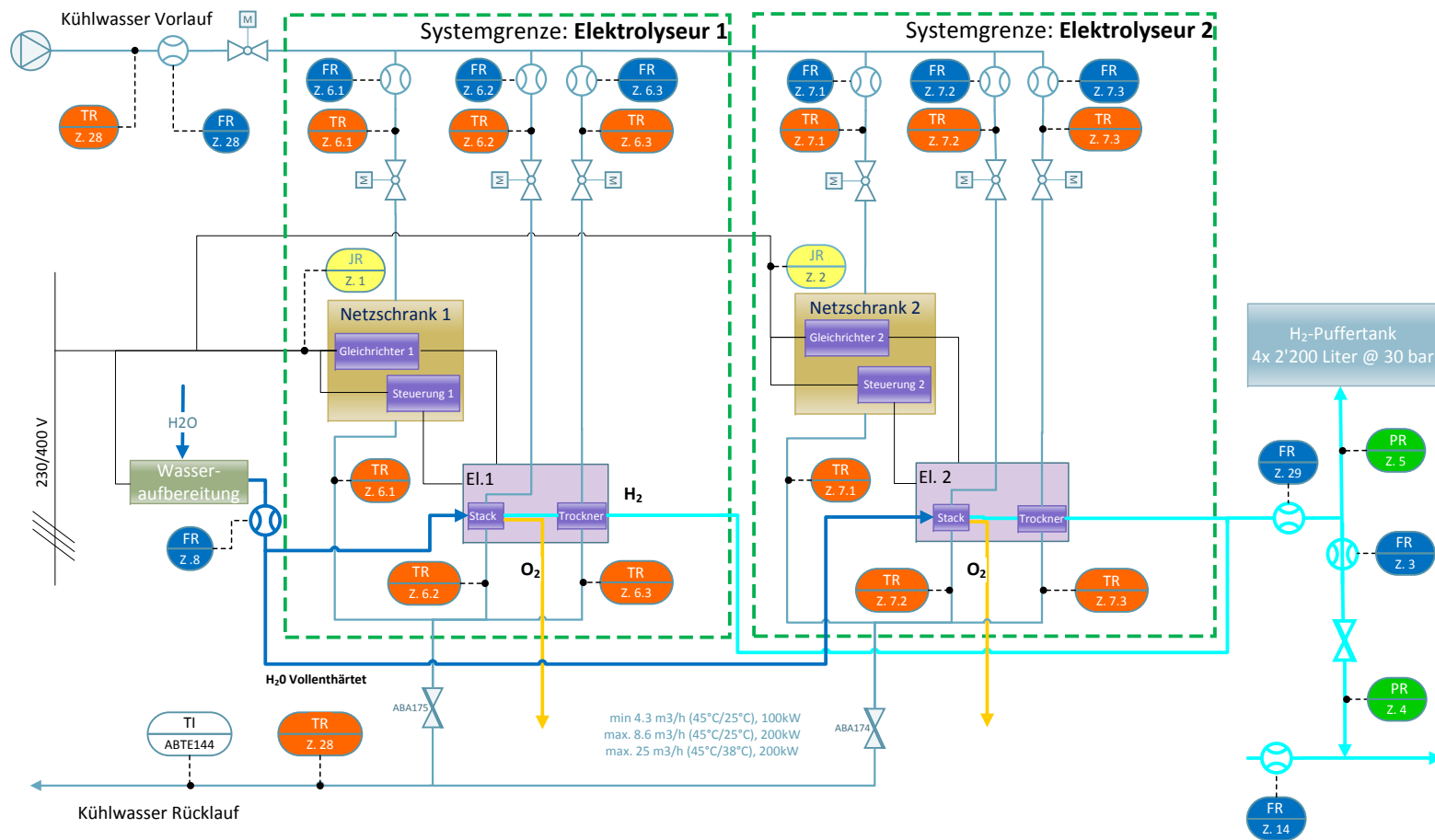


Abbildung 1.1: Messkonzept Hybridwerk

FR (blau) Durchfluss, TR (orange) Temperatur, JR (gelb) elektrische Leistung, PR (grün) Druck

1.3 Testfahrplan

Die Wasserstoffproduktion und Einspeisung wurde mithilfe von sieben Lastprofilen und einem Langzeittest bei limitierter Einspeisung charakterisiert. Die Lastprofile sind in Tabelle 1.3 beschrieben sowie Abbildung 1.2 dargestellt. Dabei wird entweder jeder Elektrolyseur einzeln oder im Verbund betrieben. Ziel ist die Erfassung von Basisdaten zur Ermittlung des Wirkungsgrads und des dynamischen Verhaltens. Weiter ist das Verhalten des Wasserstoffspeichers in Kombination mit der Wasserstoffeinspeisung und des Zusammenspiels mit anderen Komponenten des Hybridwerks von Interesse. Daraus können für zukünftige Projekte Aussagen zur Dimensionierung und Bewirtschaftung der Pufferspeicher und Betriebsverhalten der Elektrolyseure gemacht werden.

Tabelle 1.3: Beschreibung der Lastprofile

Test Nr.	Beschreibung
1	Betrieb bei Volllast für 24 Stunden Die Elektrolyseure werden entweder separat oder in Kombination betrieben Ziel: Grundlage als Vergleich für weitere Messungen
2	Treppenfunktion Aufsteigend Produktionsrate wird schrittweise von 9 auf 33 m ³ /h (STP) erhöht Ziele: Ermittlung des Wirkungsgrads in Abhängigkeit der Produktionsrate Validierung des Energiebedarfs und Abgleich mit den Herstellerangaben
3	Sprünge Volllast Ziele: Verhalten bei Lastwechseln
4	Stetige Reduktion von Ein-Ausschaltzeit
5	Kaltstart/Warmstart Einfluss des Betriebszustandes der Elektrolyse auf das Einschaltverhalten
6	Pyramide Verhalten bei Lastwechseln im Teillastbereich
7	Zufällige Sprünge im Teillastbereich Simulation von fluktuierender Elektrizitätsquellen

1.4 Messdatenauswertung

Die Betriebsdaten des Hybridwerks werden im Leitsystem aufgezeichnet. Zur Auswertung wurden die Daten als Excel-File an das IET übermittelt. Die Auswertung erfolgte mit Excel 2013 und Matlab.

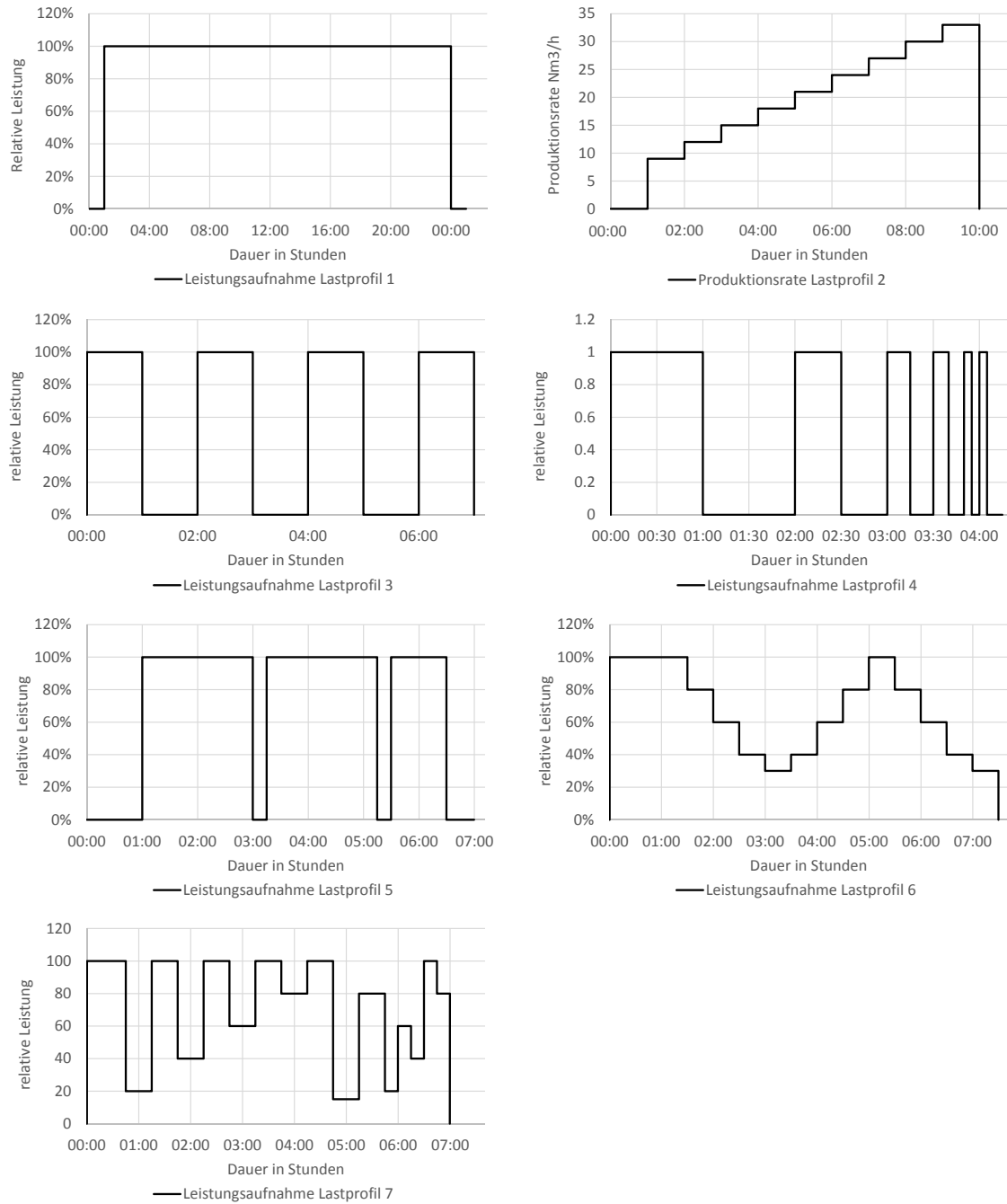


Abbildung 1.2: Lastprofile Elektrolyseure

2 Grundlagen und Bilanzierung

Dieses Kapitel gibt einen Überblick über die angewendete Systematik bei der Auswertung der Messdaten. Dabei sind die Systemgrenzen und die entsprechenden Bilanzierungen von Energie und Stoffströmen von entscheidender Bedeutung um die Vergleichbarkeit mit anderen Anlagen zu gewährleisten.

2.1 Energiebilanz

Die stationäre Energiebilanz der beiden Elektrolyseure ist gemäss Gleichung 2.1 gegeben. Eine separate Betrachtung der Produktionsrate von Elektrolyseur 1 und 2 ist im Parallelbetrieb nicht möglich da nur ein Volumenstromzähler (Coriolis Messgerät: Zähler 29) verbaut wurde. Die elektrische Leistungsaufnahme (P_{AC}) wird für jeden Elektrolyseur separat aufgezeichnet. Die im Wasserstoff enthaltene Leistung ist durch den Volumenstrom $\dot{V}$ und den Brennwert H_S gegeben. Im Elektrolyseur treten Wärmeverluste hauptsächlich im Stack ($\dot{Q}_{Prozess}$), im Netzschrank ($\dot{Q}_{Netzschrank}$) sowie bei der Trocknung ($\dot{Q}_{Trockner}$) auf. Diese Energie wird über eine Wasserkühlung an das Wärmemanagement (Rücklauf der Fernwärmeleitung) des Hybridwerks abgegeben. Daneben wird Wärme über Lüfter an die Umgebung abgegeben $\dot{Q}_{Umgebung}$. Diese Wärme wird nicht gemessen, kann jedoch als Differenz aus Verbrauch und Produktion gemäss Gleichung 2.2 berechnet werden.

$$P_{AC} = \dot{V} * H_S + \dot{Q}_{Prozess} + \dot{Q}_{Trockner} + \dot{Q}_{Netzschrank} + \dot{Q}_{Umgebung} \quad (2.1)$$

$$\dot{Q}_{Umgebung} = P_{AC} - (\dot{V} * H_S + \dot{Q}_{Prozess} + \dot{Q}_{Trockner} + \dot{Q}_{Netzschrank}) \quad (2.2)$$

2.1.1 Wärmebilanz Abwärmekreise

Der insgesamt nutzbare Enthalpiestrom $\dot{H}_{Ges}$ (Energieinhalt Wasserstoff sowie Wärme) ist gemäss Gleichung 2.3 gegeben.

$$\dot{H}_{Ges} = \dot{V} * H_S + \dot{Q}_{Prozess} + \dot{Q}_{Trockner} + \dot{Q}_{Netzschrank} \quad (2.3)$$

Die Abwärme der beiden Elektrolyseure wird jeweils mit drei Abwärmezählern gemessen (Zähler 6.1-6.3 respektive Zähler 7.1-7.3). Zusätzlich ist ein Gesamtabwärmezähler (Zähler 28) verbaut welcher die über das Kühlwasser abgeführte Energie nach Zusammenführung aller Abwärmeströme der beiden Elektrolyseure misst.

$$\dot{Q}_{Prozess} + \dot{Q}_{Trockner} + \dot{Q}_{Netzschrank} \approx \dot{Q}_{28} \quad (2.4)$$

2.2 Wirkungsgrad

Der Wirkungsgrad von Power-to-Gas Systemen ist stark abhängig von den definierten Systemgrenzen und den sich darin befindenden Elementen. In Abbildung 2.1 sind die Systemgrenzen für das Hybridwerk Aarmatt schematisch dargestellt.

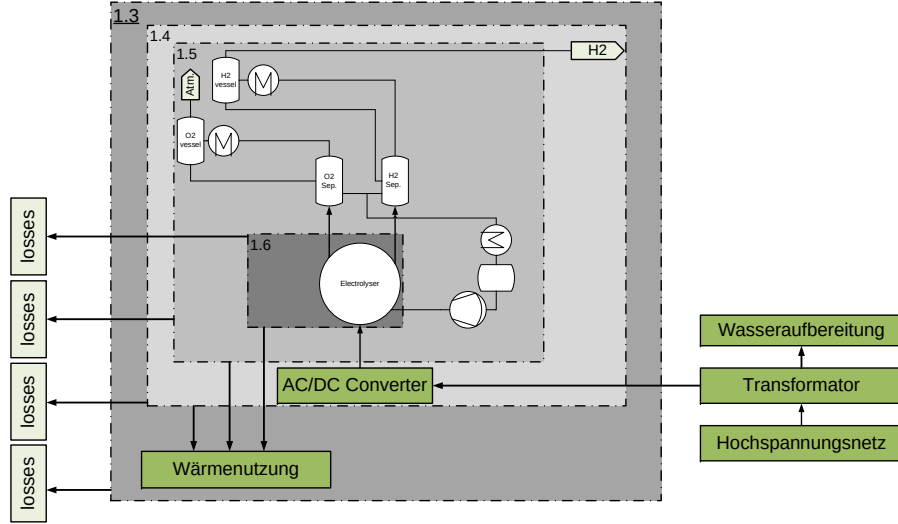


Abbildung 2.1: Systemgrenzen

Für die Auswertung wurden zwei Wirkungsgrade definiert. Der Wasserstoffwirkungsgrad sowie den Gesamtwirkungsgrad ist gemäss Gleichung 2.5 definiert. Wobei $\dot{V}$ dem Zähler 29 und P_{ges} der Summe von Zähler 1 und 2 entspricht. H_S entspricht dem Brennwert von Wasserstoff.

$$\eta_{1.4} = \frac{\dot{V} \cdot H_S}{P_{ges}} \quad (2.5)$$

Nicht in diesem Wirkungsgrad enthalten ist die Energie für die Wasseraufbereitung und die Energie für die Pumpen welche das Kühlwasser zirkulieren. Dies entspricht gemäss Referenz [9] dem Wirkungsgrad $\eta_{1.4}$. Wird die mit dem Kühlwasser abgeführte Wärme genutzt, kann dies im Wirkungsgrad gemäss Gleichung 2.6 berücksichtigt werden:

$$\eta_{1.3} = \frac{\dot{V} \cdot H_S + \dot{Q}_{28}}{P_{ges}} \quad (2.6)$$

2.3 Stoffbilanz

Im Elektrolyseur wird Wasser gemäss Gleichung 2.7 in Wasserstoff und Sauerstoff geteilt. Aus einem Kilogramm Wasser entsteht somit 0.112 kg Wasserstoff und 0.888 kg Sauerstoff.



Für die Produktion von 1 m³ H₂ werden somit 0.0008 m³ (0.803 l) Wasser benötigt. Der Wasserverbrauch der Elektrolyseure wird mit Zähler 8 erfasst.

3 Versuchsauswertung

3.1 Zusammenfassung

Zur Charakterisierung der Elektrolysen und der Wasserstoffeinspeisung wurden die in Abbildung 1.2 definierten Lastprofile mit den Elektrolyseuren abgefahren (Test Nr. 1 bis 10). Zusätzlich wurde die Anlage über fünf Tage bei eingeschränkter Einspeisung getestet (Test Nr. 11 und 12). Die detaillierten Messergebnisse sowie der zeitliche Verlauf jedes Messpunktes ist im Anhang Kapitel B zu finden. Eine Zusammenstellung der Messdaten ist in Tabelle 3.1 enthalten.

Insgesamt ergab sich damit eine Testdauer von 265 Stunden. In dieser Testdauer wurden 8069 m³ Wasserstoff produziert was 134.5 Volllaststunden entspricht. Dazu wurden 47'592 kWh elektrische Energie benötigt was einem Wasserstoffwirkungsgrad von 60.0 % entspricht. Zusätzlich wurden 14'266 kWh Wärme in das Fernwärmenetz der RES abgegeben. Damit ergibt sich ein Gesamtwirkungsgrad von 90.0% über die gesamte Testdauer. Durchschnittlich werden 76 % der Verluste über das Kühlwasser abgeführt. Die restlichen Verlust werden an die Umgebung abgegeben. Die maximale Produktionsrate lag bei 32.6 m³/h (STP). Dazu ist eine Leistungsaufnahme von 187.1 kW (EL1) und 188.1 kW (EL2) nötig. Der Maximale Wasserstoffwirkungsgrad von 66.6 % (EL1) respektive 67.9 % (EL2) wird bei ca. 2/3 der Nennleistung erreicht.

Tabelle 3.1: Resultate Tests

	Test Nr.	1	2	3	4	5	6
	Einheit						
Lastprofil	-	1	1	1	2	2	3
Betriebszeit EL1	h	23.5	0.0	24.0	9.0	0.0	4.1
Betriebszeit EL2	h	0.0	24.0	24.0	0.0	8.0	3.9
Avg. Power El1	kW	187.1	0.0	173.5	116.7	0.0	72.4
Avg. Power El2	kW	0.0	188.1	174.2	0.0	117.0	72.2
Produktion H ₂	m ³	765.0	782.4	1434.9	172.5	175.6	221.3
Einspeisung	m ³	662.9	880.7	1400.7	79.0	182.4	214.7
dP H ₂ -Speicher	bar	8.64	-13.59	3.44	9.64	17.66	0.1
Wärme Kühlwasser Q	kW	59.86	61.00	107.27	33.05	32.91	44.6
V H ₂ O	m ³	0.647	0.669	1.273	0.147	0.149	0.142
Wirkungsgrad	-	0.615	0.614	0.606	0.649	0.653	0.601
Q Umg.	kW	12.24	11.69	29.60	7.89	7.69	13.0

	Test Nr.	7	8	9	10	11	12
	Einheit						
Lastprofil	-	4	5	6	7	-	-
Betriebszeit EL1	h	2.2	5.3	7.6	7.3	24.0	71.3
Betriebszeit EL2	h	2.0	5.2	7.6	7.2	24.0	74.4
Avg. Power El1	kW	47.6	73.4	90.9	88.6	132.5	30.8
Avg. Power El2	kW	49.3	72.9	96.1	92.2	134.7	35.6
Produktions H ₂	m ³	95.3	298.7	294.9	315.0	1206.5	2307.2
Einspeisung	m ³	42.8	295.4	340.7	382.5	1053.1	2077.8
dP H ₂ -Speicher	bar	5.8	-0.3	-6.2	-8.0	14.4	21.7
Wärme Kühlwasser Q	kW	30.4	45.8	39.5	52.6	80.6	18.7
V H ₂ O	m ³	0.118	0.220	0.277	0.274	1.034	2.335
Wirkungsgrad	-	0.579	0.602	0.619	0.616	0.615	0.569
Q Umg.	kW	10.3	12.5	31.8	16.9	22.4	9.9

3.2 Verhalten Volllastbetrieb

Jeder Elektrolyseur wurden gemäss Lastprofil 1 separat während 24 Stunden bei Volllast betrieben (Test 1 und 2). In Abbildung 3.1 sind die Leistungen für Elektrolyseur 1 und 2 als Sankey Diagramm dargestellt. Die Wärmeverluste an die Umgebung wurden mit Gleichung 2.2 berechnet und proportional zu den Wärmeverlusten im Kühlwasser auf die jeweilige Komponente (Netzschrank, Prozess, Trocknung) aufgeteilt. EL1 hat eine Leistungsaufnahme von 187.1 kW. Die Leistungsaufnahme von EL2 ist mit 188.1 kW leicht höher. Die Gleichrichtung des Wechselstroms erfolgt mit einer Effizienz von 88.7-91.0 %. Die Verluste werden an das Kühlwasser und die Umgebung abgegeben. Der Elektrolyseur produziert eine Leistung (bezogen auf den Brennwert von Wasserstoff) von 115.8-116 kW. Bei der Trocknung des Wasserstoffs gehen 0.3-0.4 kW in das Kühlwasser und an die Umgebung. Wird die Nutzung der über das Kühlwasser abgeführten Wärme bei 50 °C im Wirkungsgrad berücksichtigt ($\eta_{1.3}$) ergibt sich für EL1 ein Wirkungsgrad von 93.7 % bzw. 94.1 % für EL2.

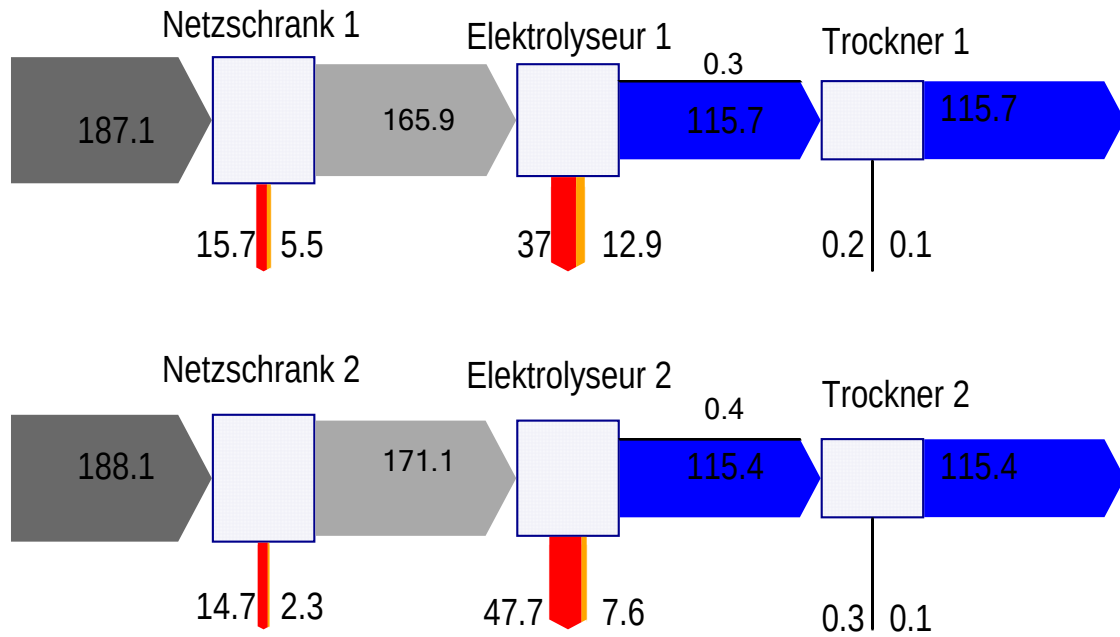


Abbildung 3.1: Sankey- Diagramm Elektrolyse

Dunkelgrau: Elektrische Leistung AC, Hellgrau: Elektrische Leistung DC, Blau: Leistung Wasserstoff, Schwarz: Wärmestrom, Rot: Wärmestrom im Kühlwasser, Orange: Wärmestrom an die Umgebung, alle Angaben in kW

Die durchschnittliche Produktionsrate lag für EL1 und EL2 in Test 1 und 2 bei 32.6-32.7 m³/h (STP). Der zeitliche Verlauf ist in Abbildung 3.2 dargestellt. Durch die indirekte Leistungsregelung fluktuert die Leistungsaufnahme und die Produktionsrate bei beiden Elektrolyseuren. Die Fluktuationen sind bei EL2 stärker ausgeprägt als bei EL1.

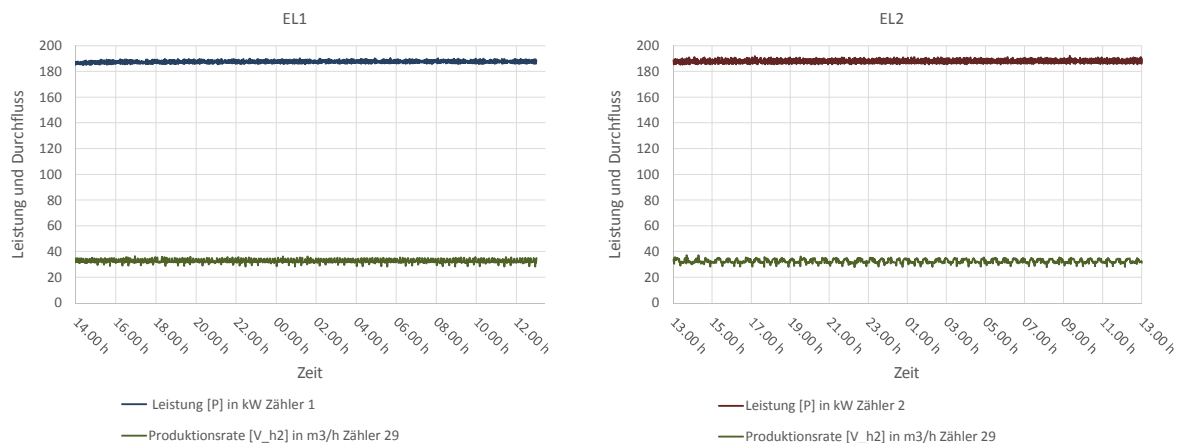


Abbildung 3.2: Verlauf von Leistungsaufnahme und Produktionsrate

3.3 Teillastbetrieb

Als Teillastbetrieb wird der Betrieb im Bereich zwischen 0 und 99 % der Nennleistung des Elektrolyseurs bezeichnet. In Test Nr. 4 und 5 wurde das Lastprofil 2 (Ansteigende Treppe) für beide Elektrolyseure einzeln abgefahren. Ziel war die Ermittlung des Wirkungsgrades über den ganzen Teillastbereich des Elektrolyseurs. Dabei war neben dem Wasserstoffwirkungsgrad ($\eta_{1.4}$) auch der Anteil an nutzbarer Abwärme (Abwärme im Kühlwasser $\eta_{1.3}$) von Interesse. In Abbildung 3.3 ist der Wasserstoffwirkungsgrad für Elektrolyseur 1 und 2 dargestellt.

Aus regelungstechnischen Gründen ist ein Produktionsrate unter 18 m³/h (STP) nicht möglich. Die genaue Ursache ist bis jetzt nicht bekannt. Beide Elektrolyseure zeigen im Bereich von 2/3 der Nennproduktion (18-19 m³/h (STP)) einen maximalen Wasserstoffwirkungsgrad von 66.6 bzw. 67.9 %. Mit steigender Produktionsrate sinkt der Wirkungsgrad. Bei der Nennproduktion von 30 m³/h (STP) ergibt sich ein Wirkungsgrad von 62.9 bzw. 63.2 %. Der Gesamtwirkungsgrad $\eta_{1.3}$ steigt tendenziell mit steigender Produktionsrate.

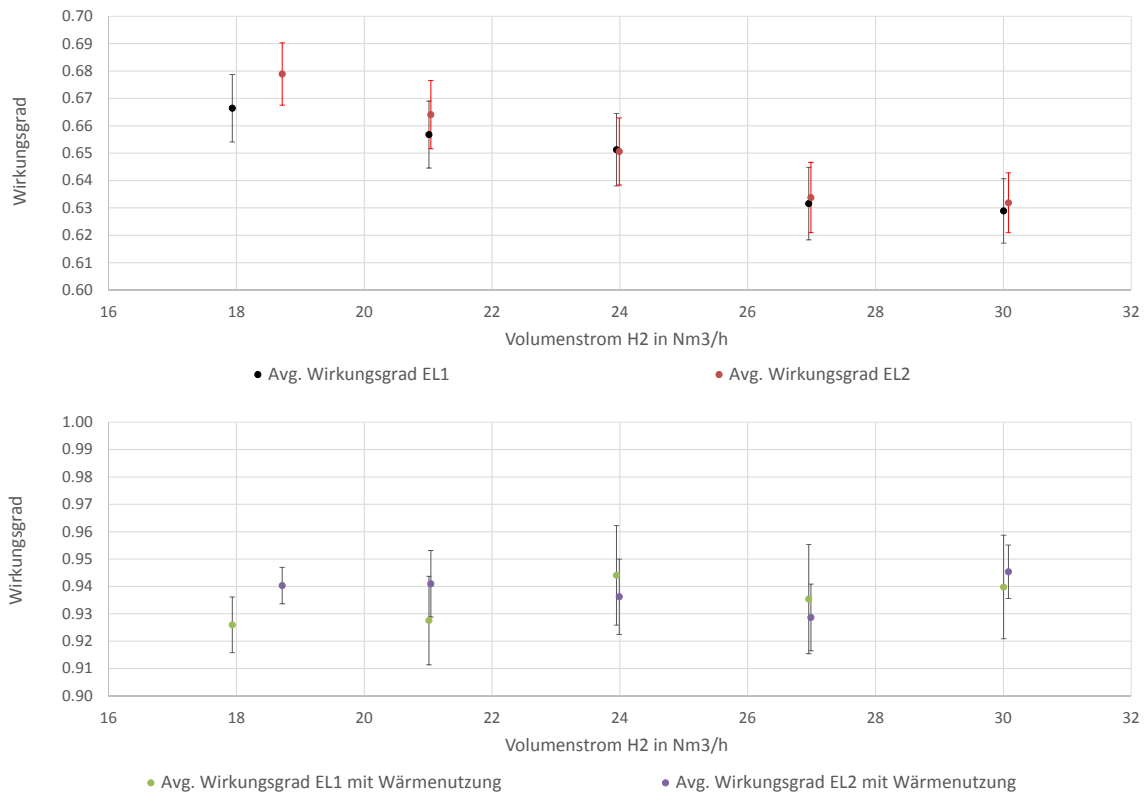


Abbildung 3.3: Wirkungsgrade von EL1 und EL2

Mit steigender Produktionsrate ändert sich der relative Anteil an nutzbarer Wärme, welche über das Kühlwasser abtransportiert wird. In Abbildung 3.4 (links) ist die über das Kühlwasser abgeführte Leistung für verschiedene Leistungsaufnahmen von EL1 und EL2 aufgezeichnet. In Abbildung 3.4 (rechts) ist die Wärmeverluste an die Umgebung dargestellt. Bei der Betrachtung der absoluten Werte ist eine Zunahme der Wärmeverluste an die Umgebung mit steigender Leistungsaufnahme ersichtlich. Der relative Anteil reduziert sich jedoch.

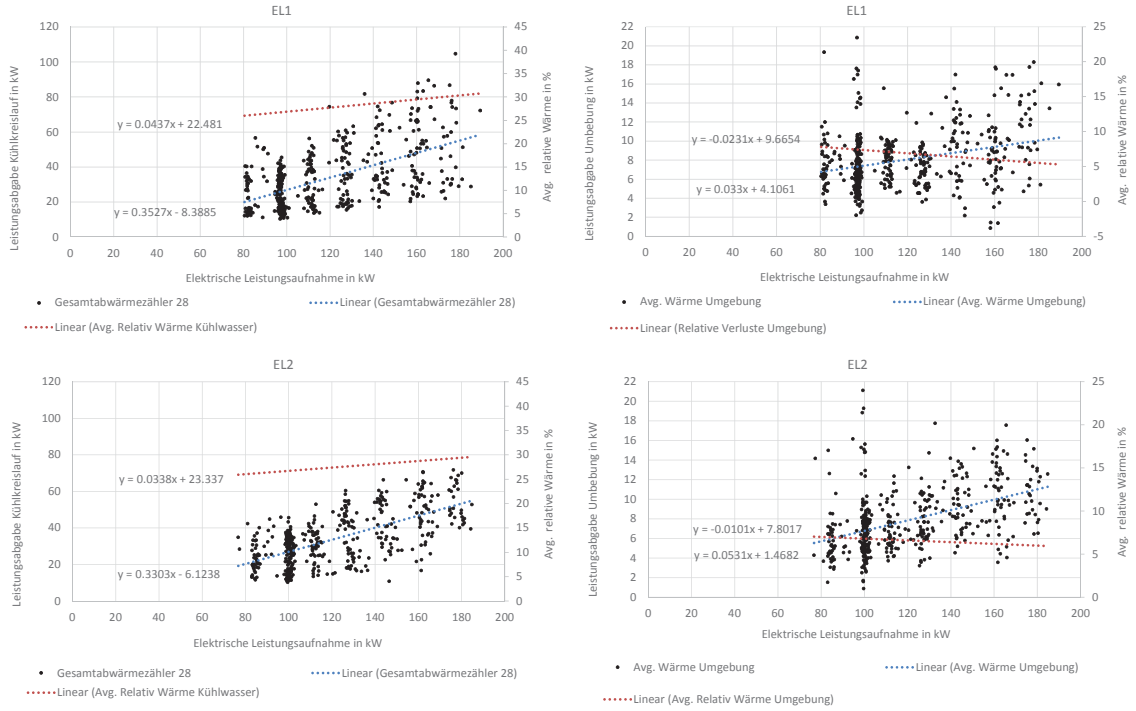


Abbildung 3.4: Wärmeabfuhr im Teillastbetrieb von EL1 und EL2

Mit steigender elektrischer Leistungsaufnahme der Elektrolyse sinkt der relative Anteil der an die Umgebung abgegebene Leistung

Neben dem Elektrolyseur selbst verursacht die Gleichrichtung des Wechselstroms im Netzschrank die grössten Verluste. In Abbildung 3.5 ist der Wirkungsgrad des Netzschrank dargestellt. Dabei ist im Gegensatz zum Gesamtsystem ein Anstieg des Wirkungsgrads mit steigender Leistungsaufnahme (Produktionsrate) ersichtlich. Dies entspricht den Erwartungen und deckt sich mit anderen Untersuchungen [10]. Der Wirkungsgrad des Gleichrichters ergibt sich wenn man von der Leistung P (Wechselstrom) die über das Kühlwasser und die Umgebung abgeführte Wärmeleistung subtrahiert. Der Anteil der an die Umgebung abgegebene Energie ergibt sich gemäss Gleichung 3.1:

$$w_{\dot{Q}_{Luft}} = \frac{\dot{Q}_{Netzschrank}}{\dot{Q}_{Prozess} + \dot{Q}_{Trockner} + \dot{Q}_{Netzschrank}} \quad (3.1)$$

Wobei $w_{\dot{Q}_{Luft}}$ den relative Anteil der Energie beschreibt, welcher durch den Netzschrank an die Umgebung abgegebenen wird. Es wird davon ausgegangen, dass sich die an die Umgebung abgegebene Energie proportional zu den über das Kühlwasser abgeführten Energiemengen verhält. Dadurch ergibt sich der Wirkungsgrad des Gleichrichters $\eta_{AC/DC}$ gemäss Gleichung 3.2:

$$\eta_{AC/DC} = \frac{P - \dot{Q}_{Netzschrank} - \dot{Q}_{Umgebung} * w_{\dot{Q}_{Luft}}}{P} \quad (3.2)$$

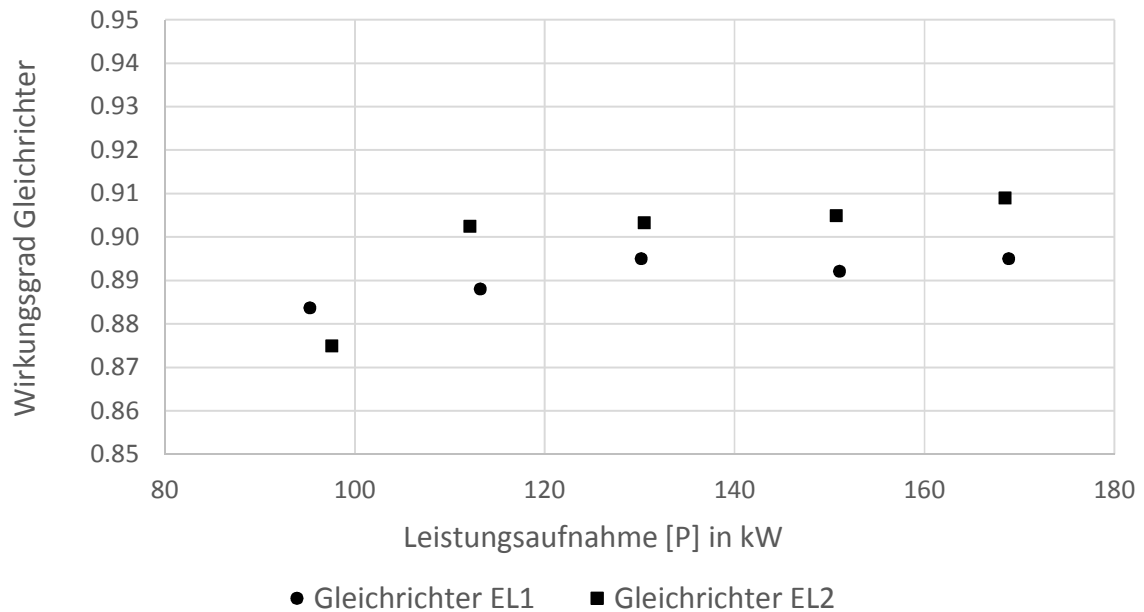


Abbildung 3.5: Wirkungsgrad des Gleichrichters

Der Gleichrichter von EL2 zeigt einen leicht höheren Wirkungsgrad als der Gleichrichter von EL1

3.4 Dynamik

Zur Charakterisierung des dynamischen Verhaltens der Elektrolyse wurde das Einschaltverhalten (Lastprofil 3) und die minimale Einschaltdauer (Lastprofil 4) ermittelt. In Lastprofil 3 wurden beide Elektrolyseure parallel unter Volllast betrieben. Anschliessend folgte eine Stunde im Standby. Diese Abfolge wurde viermal wiederholt.

3.4.1 Einschaltverhalten

In Abbildung 3.6 ist die Leistungsaufnahme sowie die Produktionsrate von Test Nr.6 (Lastprofil 3) dargestellt. Die Anzahl der Einschaltvorgänge scheint keinen Einfluss auf den Verlauf der Leistungsaufnahme oder der Produktionsrate zu haben. Sechs Minuten nach dem Einschaltbefehl wird die maximale Produktionsrate erreicht. Die Leistungsaufnahme sinkt zwischen den Sprüngen jeweils auf Null. Dies entspricht nicht der tatsächlichen Leistungsaufnahme und ist eine Folge der Messschwelle der verbauten Messgeräte. Die Leistungsaufnahme im Standby-Betrieb liegt gemäss 1.1 bei ca. 0.6 kW.

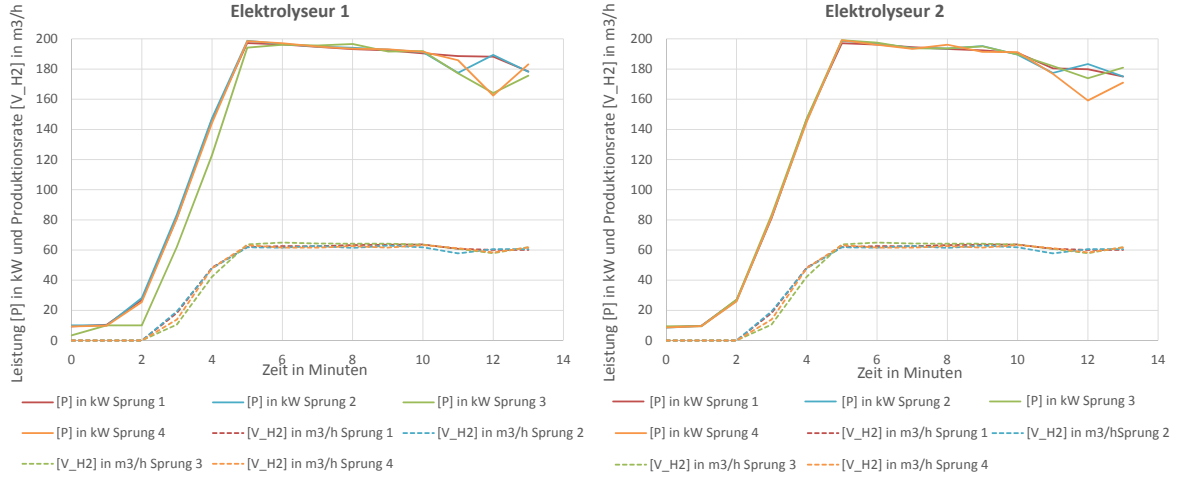


Abbildung 3.6: Sprungantwort Warmstart

Verlauf der elektrischen Leistungsaufnahme [P] und der Wasserstoffproduktion [V_H2] beim Einschalten. Es ist keine Abhängigkeit von der Anzahl Einschaltungen festzustellen

3.4.2 Kaltstart vs. Warmstart

Die Unterschiede zwischen Kalt- und Warmstart wurden mit Lastprofil 5 in Test Nr. 8 ermittelt. Dabei wurde die Anlage aus dem kalten Zustand hochgefahren und für eine Stunde bei Volllast betrieben (Kaltstart). Anschliessend folgten zwei weitere Sprünge mit einer Pause von 5 Minuten (Warmstart). In Abbildung 3.7 ist die Leistungsaufnahme und die Produktionsrate für die Sprünge 1 bis 3 dargestellt. Im Kaltstart dauert das Erreichen der vollen Leistungsaufnahme 7 bis 8 Minuten. Die maximale Produktionsrate wird nach 8 Minuten erreicht. Beim Warmstart reduziert sich die Einschaltdauer auf fünf Minuten.

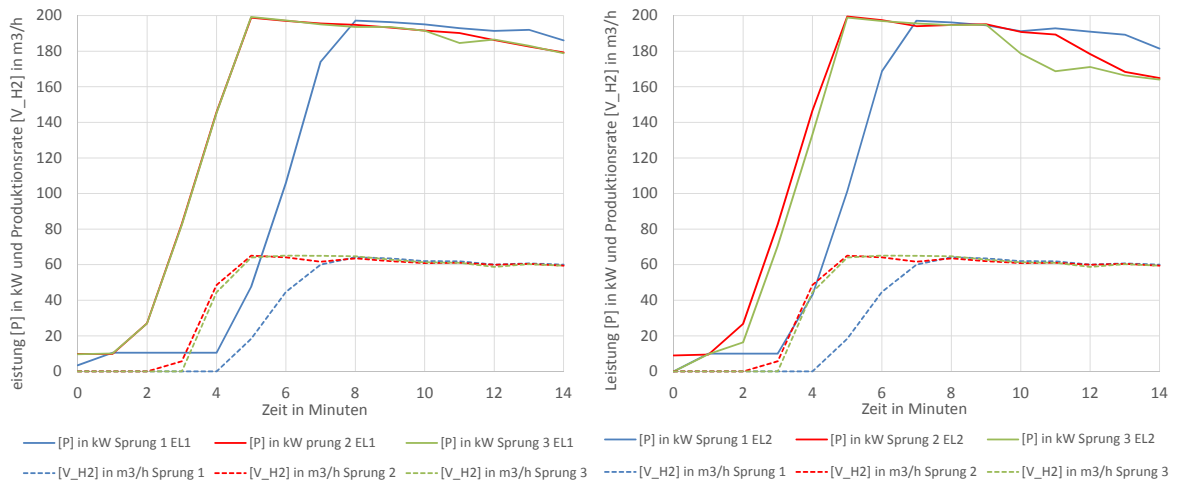


Abbildung 3.7: Sprungantwort Kaltstart

Verlauf der elektrischen Leistungsaufnahme [P] und der Wasserstoffproduktion [V_H2] beim Einschalten. Es ist eine Verkürzung der Reaktionszeit für die Sprünge 2 und 3 festzustellen

3.4.3 Grenzen der Einschaltzeiten

Mit Lastprofil 4 Test Nr. 7 wurde die Reaktionszeit der Elektrolyse untersucht. Es ist ersichtlich, dass bei einer Einschaltdauer von unter 10 Minuten keine adäquate Wasserstoffproduktion erreicht wird. Der Wirkungsgrad reduziert sich von 59.7 % im ersten Sprung auf unter 30 % im sechsten. Im fünften Sprung hat kein Wasserstoff den Elektrolyseur verlassen. Dies ist zurückzuführen auf das Befüllen von internen Speichern und den Aufbau von Druck.

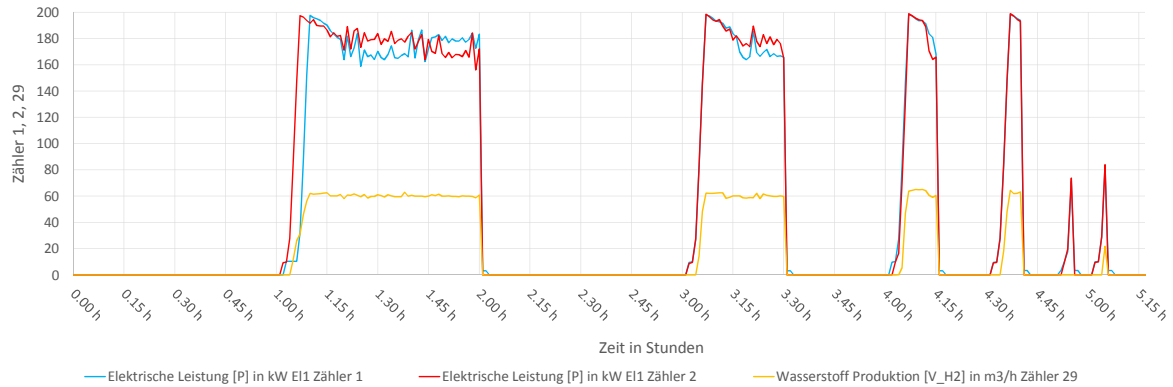


Abbildung 3.8: Produktionsleistung von Elektrolyseur 1 und 2

3.4.4 Sprünge im Teillastbetrieb

Mit den Lastprofilen 6 und 7 (Test Nr. 9 und 10) wurde das Verhalten der Elektrolyseure bei Sprüngen im Teillastbereich untersucht. In den Tests war eine Produktionsrate kleiner 16 m³/h (STP) nicht erreichbar. Bei Lastprofil 6 wurde ein Wirkungsgrad von 61.91 % respektive 90.6 % inklusive Wärmenutzung erreicht. Bei Lastprofil 7 ergab sich ein Wirkungsgrad von 61.56 % respektive 90.0 % inklusive Wärmenutzung. Es zeigt sich, dass sich der Wirkungsgrad bei Lastwechseln im Teillastbereich nicht wesentlich vom Volllast-Dauerbetrieb unterscheidet. Dabei ist zu beachten, dass die Ein- und Ausschaltzeiten nicht unter 15 Minuten liegen. Einschaltzeiten von unter 15 Minuten verschlechtern den Wirkungsgrad (Siehe Tests mit Lastprofil 4).

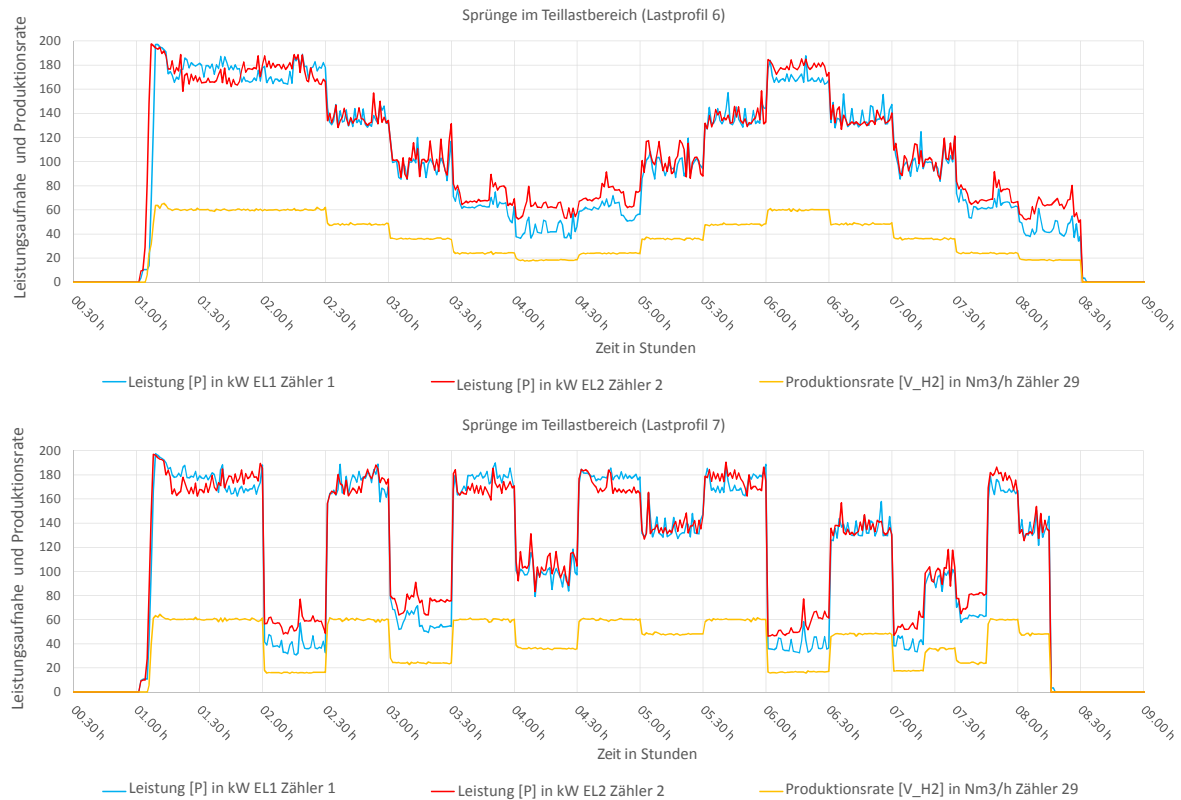


Abbildung 3.9: Produktionsleistung von Elektrolyseur 1 und 2

Leistungsaufnahme [P] und Produktionsrate [V_H2] während den Lastprofilen 6 und 7

3.5 Langzeittest (Realbetrieb)

Im Langzeittest wurde die Wasserstoffproduktion und Einspeisung bei geringem Erdgasdurchfluss in der Einspeiseleitung untersucht. Die Elektrolyseure werden gemäss den Bedingungen aus Kapitel 1.1.4 Tabelle 1.2 gesteuert. Durch die relativ hohen Aussentemperaturen reduziert sich der Erdgasdurchsatz in der Erdgasleitung stetig. Insgesamt wurden 2307.2 m³ Wasserstoff produziert was 38.45 Volllaststunden entspricht. Der Wirkungsgrad über den gesamten Testzeitraum liegt bei 56.9 %. In Abbildung 3.10 ist der Verlauf der Leistungsaufnahme der Elektrolyseure, das Verhalten der Einspeisestrecke inkl. Pufferspeicher sowie der Erdgasdurchsatz und die Umgebungstemperatur von Grenchnen (nächste verfügbare Wetterstation) dargestellt. Der Erdgasdurchsatz in der Erdgasleitung korreliert mit der Umgebungstemperatur. Bei Temperaturen über 25 °C sinkt der Erdgasdurchsatz in der Einspeiseleitung auf unter 500 m³/h (STP). Für die Einspeisung von Wasserstoff ist ein Mindestdurchsatz von 400 m³/h (STP) erforderlich (Minimale Einspeisemenge von Wasserstoff liegt bei 8 m³/h (STP)) um die 2 % (Vol.) Wasserstoff im Erdgasnetz gemäss Richtlinie G13 [1] nicht zu überschreiten. Insgesamt wurden 2078 m³ Wasserstoff ins Erdgasnetz eingespeist. Theoretisch hätten die Bedingungen für eine Einspeisung von 2607 m³ Wasserstoff gereicht. Der Pufferspeicher wird neunmal bis zu einem Druck von 32.9 bar befüllt. Da der Elektrolyseur nach Erreichen von 30 bar die Produktionsrate schrittweise reduziert, steigt der Druck auf über 30 bar. Der Druck

in der Einspeiseleitung variiert zwischen 4.76 und 5.33 bar bei einem Durchschnitt von 5.01 bar.

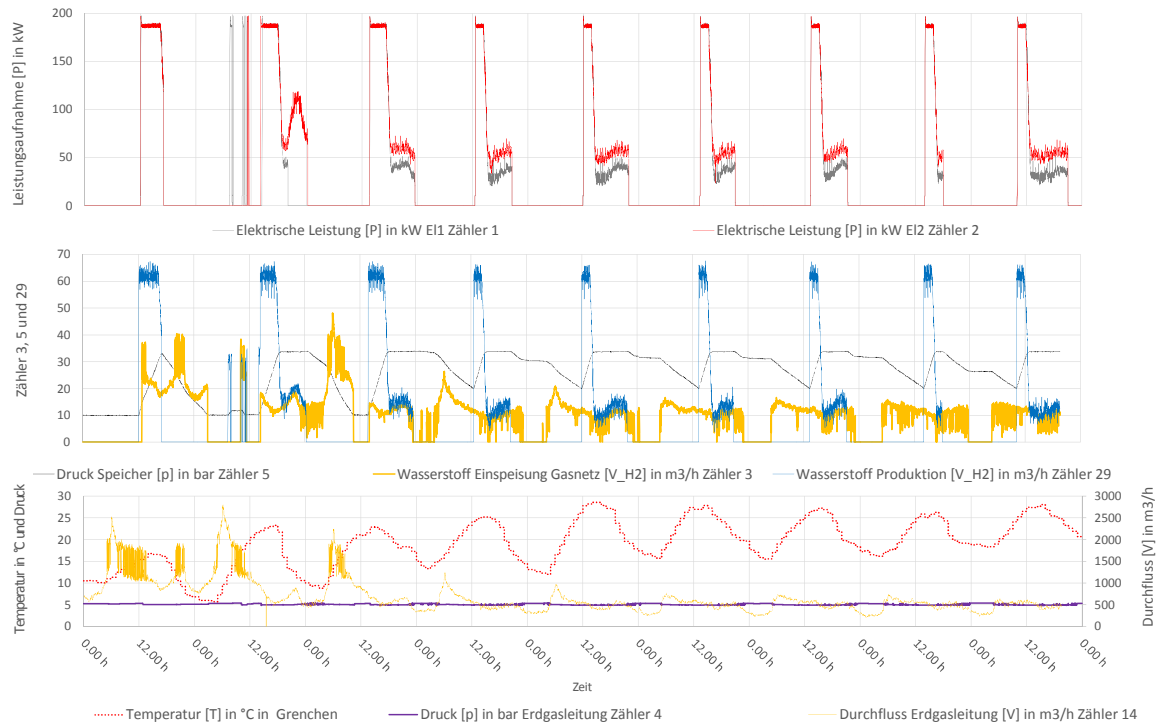


Abbildung 3.10: Produktionsleistung von Elektrolyseur 1 und 2

Mit steigender Umgebungstemperatur sinkt der Erdgasdurchsatz. Dies limitiert die Wasserstoffeinspeisung und Produktion

4 Diskussion

In diesem Kapitel werden die Messresultate diskutiert und Möglichkeiten zur Optimierung der Einzelkomponenten und des Gesamtsystems analysiert.

4.1 Optimaler Betriebspunkt

Aus der Untersuchung des Wirkungsgrades haben sich zwei Betrachtungsweisen ergeben. Einerseits wurde ein Wasserstoffwirkungsgrad ($\eta_{1.4}$) definiert. Dabei wird als Nutzen der produzierte Wasserstoff verwendet. Andererseits wurde der Gesamtwirkungsgrad ($\eta_{1.3}$) in welchem neben dem Wasserstoff auch die über das Kühlwasser abgeführte Energie berücksichtigt wird. Während der Gesamtwirkungsgrad mit steigender Produktionsleistung nicht signifikante ändert, zeigt der Wasserstoffwirkungsgrad ein Maximum im Bereich von 2/3 der Nennproduktion. Der optimale Betriebspunkt ist somit abhängig vom Nutzen. Soll möglichst effizient Wasserstoff produziert werden ist ein Betrieb bei 2/3 der Nennproduktion empfehlenswert.

4.2 Vergleich mit anderen Elektrolyseuren

In Abbildung 4.1 ist der spezifische Energieverbrauch in Abhängigkeit der Produktionsrate für verschiedene Elektrolyseure dargestellt. Der im Hybridwerk verwendete Elektrolyseur (Proton On-Site C30) zeigt im Bereich von 18 bis 30 m³/h (STP) einen geringeren spezifischen Energieverbrauch als in den Herstellerangaben verzeichnet (unterhalb von 18 m³/h (STP) war kein Betrieb möglich und für Produktionsraten grösser 30 m³/h (STP) sind keine Herstellerangaben verfügbar). Der Vergleich mit den Messresultaten von anderen PEM Elektrolyseuren (SILYZER 200 1.25 MW 50 bar [11]) zeigt sich ein vergleichbares Verhalten. Der spezifische Energieverbrauch von PEM Elektrolyseuren ist auch für grössere Leistungen (1.25 MW) nicht wesentlich geringer. Während bei der PEM-Technologie der spezifische Energiebedarf ab einem gewissen Punkt mit steigender Produktionsrate wieder ansteigt reduziert sich der spezifische Energieverbrauch bei alkalischen Elektrolyseuren mit steigender Produktionsrate stetig [10].

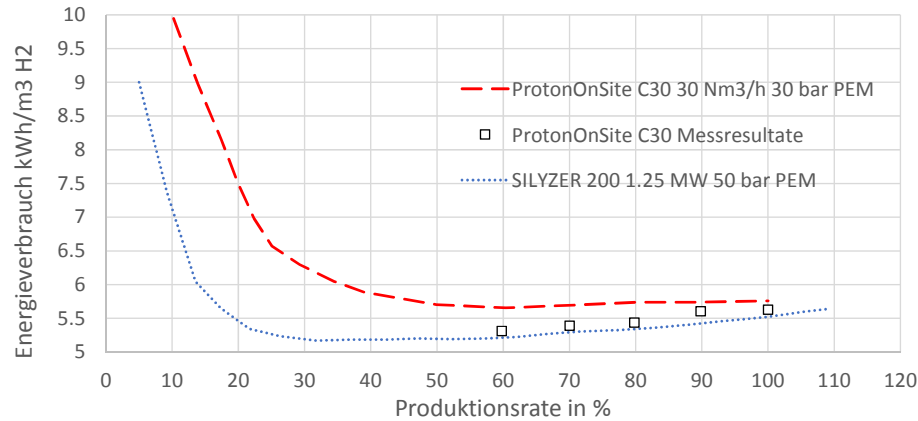


Abbildung 4.1: Spezifischer Energieverbrauch von Elektrolyseuren

4.3 Betriebskonzept Elektrolyse

Mögliche Betriebskonzepte für die Wasserstoffproduktion wurden in der Vorstudie zum Leuchtturmprojekt Hybridwerk Aarmatt im Detail analysiert [3]. Die Gestehungskosten des Wasserstoffs sind hauptsächlich vom Strompreis abhängig. Daneben spielen der Wirkungsgrad der Umwandlung sowie die Investitionskosten eine wichtige Rolle. Für einen wirtschaftlichen Betrieb sind Gasgestehungskosten von unter 12 Rp/kWh nötig (bezogen auf den Brennwert von Wasserstoff). In der Abbildung 4.2 ist der maximale Elektrizitätspreis für Gasgestehungskosten kleiner 12 Rp/kWh in Abhängigkeit von den Volllaststunden dargestellt. Die Parameter für die Berechnung sind in Tabelle 4.1 aufgelistet. Es zeigt sich, dass ein wirtschaftlicher Betrieb nur bei einem Elektrizitätspreis kleiner 5 Rp/kWh möglich ist. Dies ist zurückzuführen auf die hohen spezifischen Investitionskosten für eine Elektrolyseanlage in dieser Grössenordnung. Hohe Investitionskosten haben insbesondere bei einer geringen Anzahl an Volllaststunden einen starken Anstieg der Gasgestehungskosten zur Folge.

Tabelle 4.1: Parameter für die Berechnung des maximalen Strompreises

Leistungsaufnahme Elektrolyseur	375	kW(el)
Wirkungsgrad $\eta_{1,4}$	61.5	% (Pel/Hs)
Wirkungsgrad $\eta_{1,3}$	91.0	% (Pel/Hs+Q)
CAPEX (Kompletтанlage)	2'400	CHF/kW(el)
OPEX (Jährlich)	3.0	% von CAPEX/Jahr
WACC	4.0	%
Abschreibedauer	20	Jahre
Verkaufspreis Wärme	2.0	Rp/kWh
Gestehungskosten H ₂	12.0	Rp/kWh

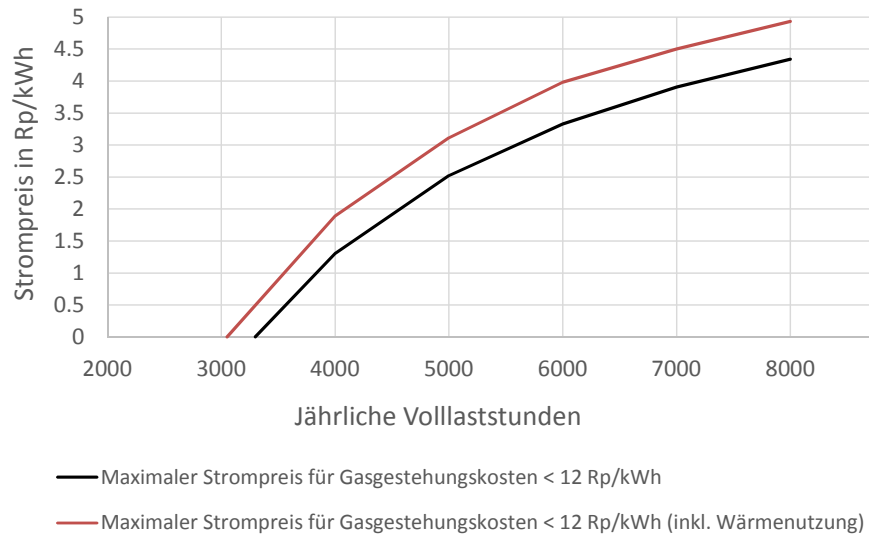


Abbildung 4.2: Strompreis in Abhängigkeit von den Betriebsstunden

Darstellung des maximalen Strompreises (inkl. Netznutzungskosten) für das Erreichen von Gasgestehungskosten kleiner 12 Rp/kWh

Muss keine bestimmte Produktionsrate eingehalten werden, empfiehlt sich eine Produktionsrate im Bereich von 20 m³/h (STD) zu wählen. In diesem Bereich wird der höchste Wasserstoffwirkungsgrad ($\eta_{1.4}$) erreicht. Weiter sind Einschaltzeiten kleiner 15 Minuten, wenn möglich, zu verhindern bzw. ein konstanter Teillastbetrieb vorzusehen. Dadurch kann unnötiges Ein- und Ausschalten der Elektrolyse und dabei hohe Verluste verhindert werden.

4.4 Speicherbewirtschaftung

Der Wasserstoffspeicher hat zum Ziel, die Produktion und Einspeisung zu entkoppeln. Für die Produktion von Wasserstoff gibt es zwei Zielgrößen: Produktion und Einspeisung einer möglichst grossen Menge Wasserstoff oder die Entlastung des elektrischen Verteilnetzes (Nutzung von Überschüssen). Daraus können zwei Konzepte zur Speicherbewirtschaftung abgeleitet werden:

- Ist das Ziel, einem Stromprofil nachzufahren, sollte der Wasserstoffspeicher auf einem möglichst geringen Druck gehalten werden. Dadurch kann die Elektrolyse beliebig eingeschaltet und der Speicher befüllt werden, auch wenn keine Wasserstoffeinspeisung möglich ist.
- Ist es das Ziel, eine möglichst grosse Produktionsmenge an Wasserstoff zu erreichen, ist die einzige Limitierung der Erdgasdurchsatz in der Einspeiseleitung. Die Einspeisemenge von Wasserstoff aus dem Wasserstoffspeicher ist bei genügend hohem Erdgasdurchsatz kaum limitiert und übersteigt die Wasserstoffproduktionsrate um ein Vielfaches. Aus diesem Grund sollte der Speicher bei Nichteinspeisung auf 30 bar gehalten werden. Zudem gilt es zu beachten, dass im Falle einer Unterbrechung der Einspeisung genügend Speichervolumen bereit steht, um den produzierten Wasserstoff während des Unterbruchs zu speichern. Daher sollte der H₂-Speicher während des Einspeisebetriebs bei möglichst

geringen Druck gehalten werden. Der Druck im Wasserstoffspeicher sollte mindestens die Druckverlust über die Einspeiseschiene und den Druck im Erdgasnetz kompensieren. Ebenso sind Druckwechselbeanspruchungen des Speichers zu vermeiden. Um kurze Einschaltzeiten zu vermeiden sollte eine Hysterese von 10 bar für das Wiedereinschalten der Elektrolyseure eingehalten werden.

Literaturverzeichnis

- [1] SVGW. Richtlinie für die Einspeisung von erneuerbaren Gasen G13.
- [2] Thomas Voiglaender. SVGW Plangutachten-rev1 TV.
- [3] Hoffmann Sebastian HSLU T&A. Leuchtturmprojekt Hybridwerk Aarmatt: Schlussbericht Vorstudie zum Betrieb der Elektrolyseure. 2014.
- [4] Regio Energie Solothurn. Betriebshandbuch Hybridwerk Aarmatt Version 1.0 Stand 26.06.2015.
- [5] Proton OnSite. Installationshandbuch: Serie C C10/C20/C30 Wasserstoffgas-Generator (VERTRAULICH). Juli 2013.
- [6] Roland Peterer. Power-to-Gas I: Betriebsverhalten grosstechnischer Elektrolyseanlagen.
- [7] Roland Peterer. Charakteristik Elektrolyseur Hogen C30. 2015.
- [8] ProtonOn-Site. Interface between Proton C Series and Customer Plant for Power Demand Applications: These are the descriptions of the signals typically used to interface with the C series.
- [9] Dr. Elimar Frank, Jachin Gorre, Fabian Ruoss, Prof. Dr. Markus J. Friedl. Calculation and Analysis of Efficiencies and Annual Performances of Power-to-Gas Systems. 2017, submitted to Applied Energy.
- [10] Janusz Kotowicz, Michał Jurczyk, Daniel Węcel, Włodzimierz Ogulewicz. Analysis of hydrogen production in alkaline electrolyzers. *Journal of Power Technologies*, 2016.
- [11] Dirk Schönberger, Siemens AG, PD LD HY. P2G durch Elektrolyse – eine flexible Speicherlösung: powertage, Zürich. 2016.



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK
Bundesamt für Energie BFE

Schlussbericht 30.09.2014

Leuchtturmprojekt Hybridwerk Aarmatt

Vorstudie zum Betrieb der Elektrolyseure

Vorwort:

Zur Förderung des Leuchtturmprojekts Hybridwerk Aarmatt hat die Regio Energie Solothurn am 11.10.2013 das Projektgesuch „Ganzheitlicher Ansatz zur Energiestrategie des Bundes: Hybridwerk Aarmatt im Zusammenspiel mit dezentraler, vernetzter Stromerzeugung und -speicherung“ (TP-Nr.: 8100146-02) beim Bundesamt für Energie (BFE) eingereicht. Auf Mitteilung des BFE kann auf Basis dieses Gesuchs jedoch noch keine abschliessende Entscheidung zur Förderung gefällt werden. Diese durch das BFE geförderte Vorstudie soll daher noch offene Fragestellungen für eine abschliessende Beurteilung des Leuchtturmprojekts beantworten. Die Arbeiten wurden durch die Arbeitsgemeinschaft Hochschule Luzern – Technik & Architektur, Hochschule Rapperswil, Gruner Gruneko AG und Misurio AG durchgeführt.

Arbeitsgemeinschaft:

Hochschule Luzern – Technik & Architektur
Technikumstrasse 21
CH-6048 Horw
www.hslu.ch/technik-architektur.ch



Hochschule für Technik Rapperswil
Oberseestrasse 10
CH-8640 Rapperswil
www.iet.hsr.ch



Gruner Gruneko AG
Sankt Jakobs-Strasse 199
CH-4052 Basel
www.gruner.ch



Misurio AG
Bahnhofplatz 1a
CH-3930 Visp
www.misurio.ch



Autoren:

Kapitel 1, 2, 3, 4.3, 5, 6, 7:

Sebastian Hoffmann, Hochschule Luzern, sebastian.hoffmann@hslu.ch

Sabine Sulzer Worlitschek, Hochschule Luzern, sabine.sulzer@hslu.ch

Unterstützung durch:

Samuel Pfaffen, Misurio AG, samuel.pfaffen@misurio.ch

Kapitel 4.2, 8 und 9:

Vito Crameri, Hochschule Rapperswil, vcrameri@hsr.ch

Boris Meier, Hochschule Rapperswil, b1meier@hsr.ch

Roland Peterer, Hochschule Rapperswil, r.peterer@hsr.ch

Kapitel 4.1 und 4.2:

Joachim Ködel, Gruner Gruneko AG, joachim.koedel@gruner.ch

Zusammenfassung

Das Leuchtturmprojekt Hybridwerk Aarmatt schafft ein innovatives System, das Strom-, Erdgas- und Fernwärme-Netz auf Basis verschiedener Energieumwandlungssysteme miteinander verbindet. Das Hybridwerk steht im Zeichen der Energiewende und ist ein Vorzeigeprojekt für die intelligente dezentrale Energieversorgung. Zur Speicherung von Strom soll durch die Power-to-Gas-Technologie Wasserstoffelektrolyse in Zeiten hoher Stromproduktion H₂-Gas hergestellt werden. Das Ziel dieser Arbeit ist die Beschreibung der energiewirtschaftlichen Einbettung der Elektrolyse, der Einspeisung von H₂-Gas in das Erdgasnetz und der Dimensionierung der Elektrolyseure.

Für das Hybridwerk Aarmatt sind zwei Proton-Exchange-Membran (PEM) - Elektrolyseure vorgesehen. PEM-Elektrolyseure stellen eine Alternative zu alkalischen Elektrolyseuren dar, die aufgrund ihres Bedarfs und der Entsorgung von Kaliumhydroxid-Lösung wartungsintensiv sind. Mit einer elektrischen Nennleistung von je 175 kW liegt die Kapazität beider Elektrolyseure in der Grössenordnung der Prognoseabweichungen des elektrischen Energiebedarfs im regionalen Stromnetz der Stadt Solothurn. Hinsichtlich der produzierten Mengen an Wasserstoff ist eine Überschreitung des max. erlaubten Volumenanteils von 2 % im Erdgasnetz selten zu erwarten. Mit der Auswahl eines Pufferspeichers für Wasserstoff von 180 m³ (STP) wird eine gleichmässige Wasserstoffabgabe in das Erdgasnetz erzielt.

Zur energiewirtschaftliche Einbettung der Elektrolyseure werden drei Betriebsstrategien erarbeitet, die zur Prognostizierung von Betriebsstunden und aufgenommenen Strommengen mathematisch modelliert werden. Die Strategie zur Speicherung von überschüssigem erneuerbaren Strom beschreibt das Speicherpotenzial des regional erzeugten, überschüssigen Solarstroms. Unter Annahme einer modifizierten, ursprünglich auf einem Bericht der ETH Zürich basierenden Prognose zum Ausbau von Photovoltaikanlagen können im Jahr 2020 während 380 Stunden 70 MWh Solarstrom gespeichert werden. Im Jahr 2030 können bereits 190 MWh elektrische Überschussenergie während 720 Stunden über Power-to-Gas gespeichert werden. Die Strategie zum Bezug von Strom über die Strombörse beschreibt den gezielten Einkauf von Strom zu Zeiten hoher Produktion aus erneuerbaren Energien und niedriger Nachfrage. Für das Speichern von Solarstrom an Sonntagen, während der Monate Mai bis August, liegen die auf den Heizwert von H₂ bezogenen Herstellkosten für das produzierte H₂-Gas bei max. 18.5 Rp./kWh. Für die Speicherung von Windstrom über Weihnachten und Neujahr kann H₂-Gas während 170 Stunden zu max. 21.1 Rp./kWh produziert werden. Niedrigere Herstellkosten können durch gezielten Betrieb der Elektrolyseure zur Reduktion von Ausgleichsenergie erreicht werden. Diese dritte Betriebsstrategie führt bei 500 jährlichen Betriebsstunden zu Herstellkosten von max. 16.1 Rp./kWh.

Die Untersuchungen zur Speicherung überschüssigen erneuerbaren Stroms unterstreichen die energiestrategische Notwendigkeit der Stromspeicherung in Zukunft. Dagegen zeigen energiewirtschaftliche Betrachtungen, dass durch die Behandlung von Elektrolyseuren als Endverbraucher vor allem Netznutzungsgebühren und Abgaben auf Strom erhebliche Betriebskosten verursachen. Auch ohne die Berücksichtigung des Strommarktpreises resultieren für das H₂-Gas Herstellungskosten, welche bei Hochtarif den derzeitigen Verkaufspreis von aus Biogas hergestelltem Ökogas (16.5 Rp./kWh) übertreffen und bei Niedertarif nur 1.1 Rp/kWh unter diesem liegen. Die Wirtschaftlichkeit des Betriebs der Elektrolyseure hängt daher von Massnahmen zur Förderung der Power-to-Gas-Technologien bzw. von einer Befreiung von Netzkosten und damit einer Gleichbehandlung gegenüber anderen Speichertechnologien, wie beispielsweise Pumpspeicherkraftwerken, ab.

Inhaltsverzeichnis

1. Ausgangslage	6
2. Ziel der Arbeit.....	6
3. Vorgehen	6
4. Spezifikation der Elektrolyseure	7
4.1. Auswahl von Leistung und Technologie.....	7
4.2. Betriebscharakteristik	8
4.2.1. Technische Rahmenbedingungen.....	8
4.2.2. Betriebsmodus und Steuerbarkeit.....	8
4.2.3. Wirkungsgrad als Funktion der Betriebslast.....	8
4.3. Betriebskosten.....	9
4.3.1. Instandhaltungskosten.....	9
4.3.2. Stromkosten	9
4.3.3. Herstellkosten und Verkaufspreis Wasserstoffgas.....	10
4.3.4. Stromkosten bei Direktbezug von der Kebag.....	11
5. Betriebskonzept für die Elektrolyseure	11
5.1. Speicherung überschüssigen erneuerbaren Stroms.....	12
5.1.1. Definition Überschussenergie	12
5.1.2. Ausbau von Photovoltaikanlagen in der Schweiz	13
5.1.3. Ausbau von Photovoltaikanlagen in der Stadt Solothurn.....	14
5.1.4. Prognose der stündlichen Solarstromproduktion	15
5.2. Bezug von Strom über die Strombörse	15
5.3. Reduktion von Ausgleichsenergie	16
5.4. Mathematische Modellierung	16
6. Ergebnisse Betriebskonzept.....	19
6.1. Speicherung überschüssigen erneuerbaren Stroms.....	19
6.2. Bezug von Strom über die Strombörse	21
6.3. Reduktion von Ausgleichsenergie	22
7. Diskussion Betriebskonzept.....	24
8. Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz	25
8.1. Grundlagen.....	25
8.1.1. Mischvorgang von Wasserstoff in Erdgas	25
8.1.2. Gasentmischung.....	26
8.1.3. Molprozent in Volumenprozent umrechnen.....	26
8.1.4. Richtlinien SVGW G13	26
8.1.5. Richtlinien SVGW G11	26
8.2. CFD Simulationen	27
8.2.1. Annahmen und Szenarien	27
8.2.2. Geometrie	27
8.2.3. Wasserstoffkonzentration nach der Wasserstoffeinspeisung, Düsenfrei.....	28
8.2.4. Wasserstoffkonzentration nach der Wasserstoffeinspeisung mit DN20 Düse.....	29
8.2.5. Wasserstoffkonzentration nach der Wasserstoffeinspeisung über mehrere Düsen	30
8.2.6. Diskussion der Simulationsergebnissen.....	32
9. Regelungs-, Mess- und Analysekonzept	33
9.1. Regelungskonzepte für die Dosierung von Wasserstoff	33
9.1.1. Regelungskonzept 1.....	33
9.1.2. Regelungskonzept 2.....	33
9.2. Mess- und Analysekonzept Elektrolyseure und H ₂ -Einspeisung.....	33
10. Referenzen	34

11. Anhang	35
11.1. Grosshandelspreis für Strom.....	35
11.2. Energieflussdiagramm für das Hybridwerk Aarmatt.....	35
11.3. Herleitung der Entropiezunahme.....	36
11.4. Umrechnung von Molprozent in Volumenprozent.....	37

1. Ausgangslage

Das regionale Energieversorgungsunternehmen Regio Energie Solothurn (RES) realisiert auf dem Areal Aarmatt im solothurnischen Zuchwil das Leuchtturmprojekt Hybridwerk Aarmatt, welches eine Verknüpfung zwischen Strom-, Erdgas- und Fernwärme-Netz auf Basis verschiedener Energieumwandlungssysteme schafft. Das derzeit im Aufbau befindliche System umfasst eine Heizzentrale und Wärmespeicher, ein Blockheizkraftwerk, zwei Elektrolyseure und einen Wasserstoff-Speicher.

In einer ersten Etappe wurde bereits eine Heizzentrale mit einem 6 MW Gaskessel und drei Schicht-Wärmespeichern (3 x 5.5 MW; 120 °C Vorlauftemperatur) errichtet. Die Heizzentrale unterstützt die Versorgungssicherheit des Fernwärmenetzes, welche die Abwärme einer nahegelegenen Kehrlichtverbrennungsanlage (KVA Zuchwil der Kebab AG) bezieht. In einer zweiten Etappe wird ein innovatives System aufgebaut, bei dem das Strom-, Erdgas- und Fernwärmenetz miteinander verknüpft werden. Ein Blockheizkraftwerk verbindet das Erdgasnetz mit dem Strom- und Fernwärmenetz und kann primär in der kalten Jahreszeit unter Erzielung hoher Gesamtwirkungsgrade betrieben werden. In umgekehrte Richtung sollen in Zukunft zwei Elektrolyseure (2 x 175 kW elektr. Nennleistung) arbeiten, die als Power-to-Gas-Technologie in Zeiten hoher Stromproduktion H₂-Gas herstellen. Der produzierte Wasserstoff kann bis zu einem max. erlaubten Volumenanteil von 2 % in das Erdgasnetz eingespeist werden. Mögliche weitere Ausbauschritte sind die Integration einer Methanisierungsanlage, eines Batteriespeichers, eines zweiten Blockheizkraftwerks und einer Brennstoffzelle. Eine Methanisierungsanlage kann in Zukunft bei hohen elektrischen Energieüberschüssen eingesetzt werden, wenn die Wasserstoffproduktion über die Elektrolyseure aufgrund der Bestimmungen zur Gasbeschaffenheit im Erdgasnetz eingeschränkt würde.

Zur Förderung des Leuchtturmprojekts Hybridwerk Aarmatt hat die Regio Energie Solothurn am 11.10.2013 das Gesuch „Ganzheitlicher Ansatz zur Energiestrategie des Bundes: Hybridwerk Aarmatt im Zusammenspiel mit dezentraler, vernetzter Stromerzeugung und -speicherung“ (TP-Nr.: 8100146-02) beim Bundesamt für Energie (BFE) eingereicht. Auf Mitteilung des BFE kann auf Basis dieses Gesuchs jedoch noch keine abschliessende Entscheidung zur Förderung gefällt werden. Diese durch das BFE geförderte Vorstudie soll daher noch offene Fragestellungen für eine abschliessende Beurteilung des Leuchtturmprojekts beantworten. Die Arbeiten wurden durch die Arbeitsgemeinschaft Hochschule Luzern – Technik & Architektur, Hochschule Rapperswil, Gruner Gruneko AG und Misurio AG durchgeführt.

2. Ziel der Arbeit

Das Ziel dieser Vorstudie ist die Erarbeitung eines Konzepts, das die energiewirtschaftliche Einbettung der Elektrolyseure in das Hybridwerk Aarmatt, die Einspeisung von H₂-Gas in das Erdgasnetz und die Dimensionierung der Elektrolyseure beschreibt. Es sollen folgende noch offenen Fragestellungen beantwortet werden:

1. **Einbettung Elektrolyseure:** Welche Betriebsstrategien für den Betrieb der Elektrolyseure gibt es? Wie viel elektrische Energie wird aufgenommen und aus welchen Erzeugungsquellen stammt sie? Welche zeitlichen Schwankungen sind zu erwarten? Welche Stromflüsse sind in Zukunft und insbesondere für das Jahr 2030 zu erwarten? Welche langfristigen wirtschaftlichen Überlegungen stehen hinter der Einplanung der Elektrolyseure?
2. **Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz:** Welche technischen und betrieblichen Herausforderungen ergeben sich bei der Einspeisung? Wie können diese angegangen werden? Welche Untersuchungen sind geplant?
3. **Spezifikation Elektrolyseure:** Auf welchen Grundlagen basiert die Dimensionierung? Welche Kosten sind für den Betrieb und Unterhalt zu erwarten?

3. Vorgehen

Zur Erreichung der definierten Projektziele hat die Arbeitsgemeinschaft Hochschule Luzern – Tech-

nik & Architektur, Hochschule Rapperswil, Gruner Gruneko AG, Misurio AG drei Arbeitspakete definiert:

1. **Spezifikation Elektrolyseure (Gruner Gruneko AG, Hochschule Rapperswil, Hochschule Luzern):** Es werden die Auswahl der Leistung und Technologie der Elektrolyseure beschrieben, die Betriebscharakteristik der Elektrolyseure untersucht und die Betriebskosten analysiert.
2. **Betriebskonzept Elektrolyseure (Hochschule Luzern und Misurio AG):** Dieses Arbeitspaket sieht die Erarbeitung eines Betriebskonzepts für die Elektrolyseure mit anschliessender mathematischer Modellierung des energiestrategischen und -wirtschaftlichen Betriebs vor.
3. **Herausforderungen bei der Einspeisung in das Erdgasnetz (Hochschule Rapperswil):** Zur Untersuchung des Einspeiseverhaltens von Wasserstoffgas in das Erdgasnetz werden CFD-Simulationen durchgeführt. Die wissenschaftlichen Herausforderungen bei der Einspeisung können auf Basis der Simulationen definiert werden. Zusätzlich wird ein Mess- und Analysekonzept für die Regelung der Elektrolyseure erarbeitet.

4. Spezifikation der Elektrolyseure

4.1. Auswahl von Leistung und Technologie

Für die Erzeugung von Wasserstoff durch Elektrolyse gibt es im Wesentlichen zwei Technologien: Alkalische Elektrolyse und Proton-Exchange-Membran (PEM) - Elektrolyse. Bei der alkalischen Elektrolyse wird mit einer Zellenspannung von ca. 1.5 V und bei Verwendung des Elektrolyten Kalilauge (KOH) mit einer Konzentration von 20-40 % Wasserstoff erzeugt. Eine gasdichte Membran (Diaphragma) ermöglicht die Wanderung von OH^- -Ionen und verhindert die Gasvermischung der Produktgase H_2 und O_2 . Bei der Elektrolyse mit einer Protonen-Austausch-Membran (PEM) findet eine protonendurchlässige Polymermembran Anwendung. Durch die katalytische Wirkung der aktiven Membranbestandteile werden die Gase H_2 und O_2 bei der Zellspannung von ca. 1.5 V selektiv auf jeweils einer Seite der Membran erzeugt. Die Wirkungsgrade beider Elektrolyseverfahren liegen in gleicher Grössenordnung (ca. 60 % bei realen Anlagen). Betriebliche Unterschiede ergeben sich aus dem Bedarf und der Entsorgung von Kalilauge und dem eher wartungsintensiven Betrieb der alkalischen Elektrolyse. Hingegen hat sich diese Technologie seit langer Zeit bewährt und Elektrolyseure sind in grossen Einheiten verfügbar.

Auf dem Markt erhältlich sind alkalische Elektrolyseure beliebiger Leistungsklassen bis in den Megawatt-Bereich. PEM-Elektrolyseure sind heute bis zu einer Grösse von 30 m^3/h (STP) Wasserstoff bzw. 150 kW elektr. Leistung erhältlich. Die für das Hybridwerk Aarmatt spezifizierte Leistung der Elektrolyseanlage von 60 m^3/h (STP) wurde festgelegt auf Basis der bisherigen Fluktuation des Stromnetzes und der Kapazität des Erdgasnetzes. Dabei wurde als elektrische Elektrolyseleistung die Grössenordnung der Prognoseabweichung des elektrischen Energiebedarfs im regionalen Stromnetz als Massstab genommen. Die Gasproduktion an Wasserstoff sollte in der Grössenordnung liegen, dass bei einer vollständigen und kontinuierlichen Einspeisung des Wasserstoffs in das Erdgasnetz der kritische Volumenanteil von 2 % Wasserstoff im Erdgas im Schwachlastbetrieb des Erdgasnetzes selten deutlich überschritten wird. Mit der Auswahl des Pufferspeichers für Wasserstoff von 180 m^3 (STP) wird eine gleichmässige Wasserstoffabgabe ins Erdgasnetz erwirkt und somit eine Absicherung gegen zu hohe Wasserstoffkonzentrationen im Erdgasnetz erzielt. Der Raumbedarf für beide Technologietypen ist sehr ähnlich.

Als Technologie wurde nach wirtschaftlich-technischer Prüfung die Installation der PEM-Elektrolyse für das Hybridwerk Aarmatt gewählt. Den Nachteilen einer weniger erprobten Technologie stehen betriebliche Vorteile gegenüber.

4.2. Betriebscharakteristik

4.2.1. Technische Rahmenbedingungen

Im Hybridwerk Aarmatt sollen zwei PEM-Elektrolyseure vom Typ Hogen C30 (Hersteller: Proton OnSite) verbaut werden. In Tabelle 1 sind die wichtigsten Parameter eines Elektrolyseurs des genannten Typs aufgeführt.

Tabelle 1: Parameter Elektrolyseur Hogen C30

Elektrische Nennleistung	175 kW
Lieferdruck	30 bar
Liefermenge	30 m ³ /h (STP)
H ₂ -Reinheit	99.9998 %
H ₂ O Taupunkt	-72 °C
Max. Vorlauftemp. Kühlwasser Zellstapel	50 °C
Max. Vorlauftemp. Kühlwasser Wandler, Trockner	40 °C

4.2.2. Betriebsmodus und Steuerbarkeit

Es gibt keinen Betriebsmodus, wo der Elektrolyseur direkt stromgesteuert betrieben werden kann, deshalb wird der Elektrolyseur im Betriebsmodus Druckdetektion betrieben. In diesem Modus wird die Druckveränderung am Ausgang, d.h. in der Produktleitung detektiert. Der Systemdruck verändert sich nicht, er ist intern immer 30 bar. Dies wird durch einen Druckhalterregler sichergestellt. Die Druckveränderung wird indirekt über einen externen Massestromregler gesteuert. Der Massestromregler wird über das Leitsystem mit einem 420 mA Signal angesteuert. Der Elektrolyseur reagiert in diesem Fall aufgrund der Druckveränderung und regelt dementsprechend seine Leistung nach, wobei der Druckabfall durch den Massestromregler quasi simuliert wird. Die beiden Elektrolyseure können unabhängig voneinander betrieben werden.

Mit der vorgesehenen Regelung kann die Elektrolyseanlage hinlänglich flink auf geänderte Anforderungen wie die abzuführende Wasserstoffmenge und vorhandene elektrische Leistung aus dem Netz reagieren. Gegenstand einer Betriebsuntersuchung im Zuge der ersten Betriebsjahre der Elektrolyse könnte sein, die Dynamik eines PEM-Elektrolyseurs in Bezug auf präzises und flinkes Regelverhalten zu charakterisieren, mit dem Ziel praktische Einsatzwerte für Elektrolyseure in einem Stromnetz mit schwankender Last zu erhalten.

4.2.3. Wirkungsgrad als Funktion der Betriebslast

In Abbildung 1 ist die Betriebsweise des Elektrolyseurs dargestellt. Es gibt folgende Betriebszustände:

- ^ Aus: System stromlos
- ^ Stillstand: System hochgefahren und nicht bereit zur H₂ Produktion
- ^ Leerlauf: System hochgefahren und bereit zur H₂ Produktion
- ^ Betrieb: System hochgefahren und Produktion gemäss Diagramm

Herstellerangaben über die Betriebscharakteristik der Elektrolyseure versprechen die Möglichkeit eines flexiblen und schnellen Hoch- und Herunterfahrens der elektrischen Leistung. Der Betrieb mit einer zeitlich variablen Leistung ermöglicht sowohl das Reagieren auf ein schnell änderndes Angebot an Überschussenergie als auch die Vorhaltung von Sekundär- und Tertiärregelleistung.

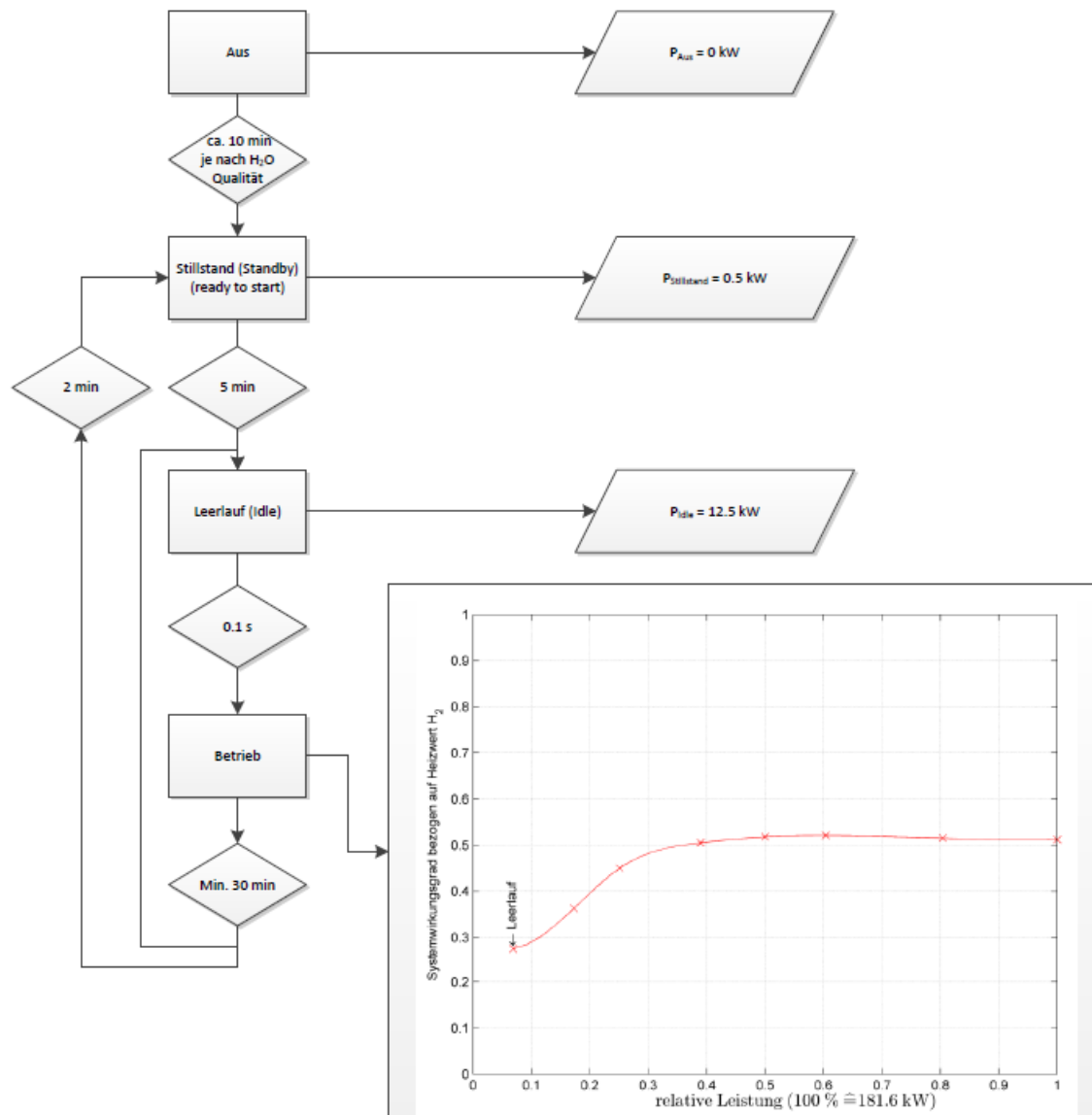


Abbildung 1: Betriebsweise und Wirkungsgrad Elektrolyseur.

4.3. Betriebskosten

Die Betriebskosten der Elektrolyseure setzen sich im Wesentlichen aus Instandhaltungskosten und Stromkosten zusammen. Die folgenden Abschnitte geben einen Überblick über die zu erwartenden Kosten.

4.3.1. Instandhaltungskosten

Die Instandhaltungskosten der Elektrolyseure können nur grob abgeschätzt werden und richten sich in dieser Studie an dem vom Hersteller Proton OnSite angebotenen Vollservicevertrag für beide Elektrolyseure. Dessen Laufzeit beträgt 15 Jahre bei einem anzunehmenden Volllastbetrieb von 20'000 Stunden, also rund 1300 Betriebsstunden pro Jahr. Die Kosten für den Vollservicevertrag belaufen sich auf 9060 CHF/a exkl. MwSt. Auf eine Betriebsstunde kämen somit rund 6.80 CHF, auf den Strominput im Volllastbetrieb bezogen entspricht das ca. 1.9 Rp./kWh. Bei höherer bzw. niedrigerer Anzahl jährlicher Betriebsstunden ist mit sinkenden bzw. steigenden spezifischen Instandhaltungskosten zu rechnen.

4.3.2. Stromkosten

Die Elektrolyseure sind elektrische Endverbraucher mit Anschluss an das Stromnetz. Die Stromkosten setzen sich daher nicht allein aus den Energiepreisen, sondern auch aus Netznutzungsgebühren und

Abgaben an Bund und Gemeinden zusammen. Letztere machen einen Grossteil der Stromkosten aus und haben in einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung grosses Gewicht. In Tabelle 2 sind die für die Bilanzgruppe der Regio Energie Solothurn geltenden Preise für Gebühren und Abgaben für 2015 zusammengestellt.

Tabelle 2: Preise für Gebühren und Abgaben für Strom exkl. MwSt.

Netznutzung (Netzebene 5)	
Leistungspreis	4.50 CHF/kW pro Monat
Hochtarif	5.80 Rp./kWh ¹
Niedertarif	3.00 Rp./kWh ²
Systemdienstleistungen	0.54 Rp./kWh
Abgaben	
KEV (inkl. Gewässerschutz)	1.10 Rp./kWh
Konzessionsabgabe	1.18 Rp./kWh
Messung und Abrechnung	
Lastgangmessung	828 CHF pro Jahr

¹Mo-Fr 07-21 Uhr, Sa 07-14 Uhr

²Mo-Fr 21-07 Uhr, Sa ab 14 Uhr bis Mo 07:00 Uhr

Es ist leicht zu erkennen, dass die auf eine Kilowattstunde zu entrichtenden Gebühren und Abgaben die Grosshandelspreise für Strom, die je nach Jahres- und Tageszeit zwischen 3-7 Rp./kWh (siehe Anhang 11.1 (EPEX SPOT 2014)) liegen, in der Regel übertreffen. Dieser Umstand verdeutlicht die Problematik der Wirtschaftlichkeit der Stromspeicherung, wenn Speichertechnologien wie Power-to-Gas per Definition Endverbraucher sind. Der Verbrauch von Strom führt auch bei sehr günstigen oder gar negativen Grosshandelspreisen zu hohen Kosten, so dass das mit einem Elektrolyseur produzierte Wasserstoffgas mit Erdgas (auf den Heizwert bezogener Grosshandelspreis derzeit bei ca. 3.5 Rp./kWh (YCHARTS 2014)) nicht konkurrieren kann. Die Aufwertung des Wasserstoffgases zu sogenanntem Ökogas ist daher unverzichtbar. Hierzu müssen für den Betrieb der Elektrolyseure Zertifikate für erneuerbaren Strom zugekauft werden vgl. Abschnitt 4.3.3.

4.3.3. Herstellkosten und Verkaufspreis Wasserstoffgas

In Abbildung 2 ist die Zusammensetzung der Betriebskosten für die Elektrolyseure ohne den reinen Strompreis (z.B. Strompreis an der Börse) dargestellt. Als Bezugsgrösse dient die aufgenommene Kilowattstunde Strom. Der Leistungspreis für die Netznutzung sowie die Gebühren für Messung und Abrechnung, vgl. Abschnitt 4.3.2, werden hier nicht berücksichtigt, da eine Umlagerung auf die Kilowattstunde Strom im Voraus nicht möglich ist. Für die Instandhaltungskosten wird angenommen, dass die Elektrolyseure jeweils bei Volllast betrieben werden. Die Netznutzungsgebühren verursachen den Grossteil der Betriebskosten, während Hochtarifzeiten sind mehr als 50 % der Kosten auf die Netznutzung zurückzuführen. Allerdings ist auch die Summe aus Instandhaltungskosten, Konzessionsabgabe, kostendeckender Einspeisevergütung (KEV) und Systemdienstleistungen (SDL) bereits grösser als die üblichen Einkaufspreise an der Strombörse.

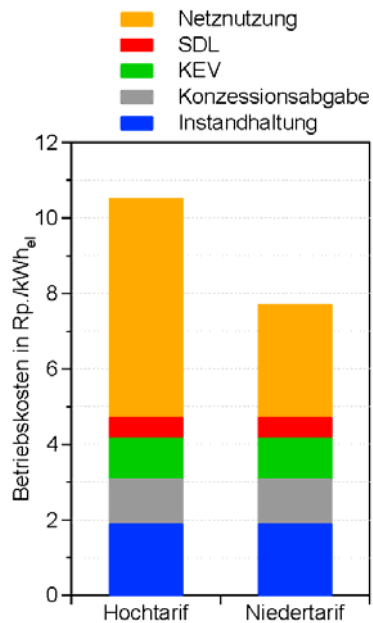


Abbildung 2: Betriebskosten Elektrolyseure.

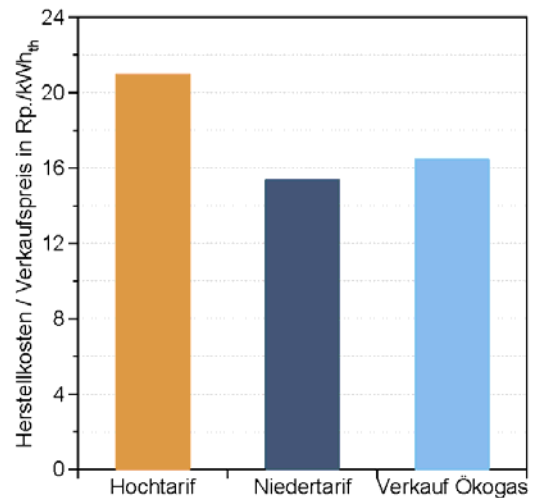


Abbildung 3: Herstellkosten und Verkaufspreis.

Abbildung 3 verdeutlicht die Auswirkungen auf den wirtschaftlichen Betrieb der Elektrolyseure. Bei einem Wirkungsgrad von 50 %, vgl. Abschnitt 4.2.3, sind je zwei Kilowattstunden Strom zur Produktion einer Kilowattstunde Wasserstoffgas aufzuwenden. Die Herstellkosten von Wasserstoffgas, die sich hier auf den Heizwert von Wasserstoff beziehen, beinhalten noch nicht den variablen Börsenstrompreis, den Leistungspreis für die Netznutzung und die Gebühren für Messung und Abrechnung. Dennoch liegen die Kosten während Hochtarifzeiten über dem Verkaufspreis von Ökogas (16.5 Rp./kWh), das heutzutage aus Biogas hergestellt wird. Auch zu Niedertarifzeiten sind die Herstellkosten mit über 15.4 Rp./kWh wirtschaftlich nicht attraktiv. Beachtet werden muss, dass zur Vermarktung des Wasserstoffgases als Ökogas der Zukauf von Zertifikaten für Strom aus erneuerbaren Energien zusätzlich zu berücksichtigen ist. Es ist offensichtlich, dass für einen wirtschaftlichen Betrieb der Elektrolyseure Massnahmen, wie etwa die Befreiung von Netznutzungsgebühren und KEV gegeben sein müssen. Denkbar sind darüber hinaus attraktivere Verkaufsstrategien für das produzierte Wasserstoffgas, z.B. die Vermarktung als Kraftstoff an Wasserstofftankstellen.

4.3.4. Stromkosten bei Direktbezug von der Kebag

Eine noch in der Diskussion stehende Alternative zum Bezug von Strom aus dem Stromnetz ist die direkte Verbindung des Hybridwerks Aarmatt mit der etwa zwei Kilometer entfernten Kehrrechtverbrennungsanlage der Kehrrechtbeseitigungs-AG (Kebag). Unter diesen Voraussetzungen entfallen die Netznutzungsgebühren und Abgaben auf Strom, wodurch das Betriebskonzept für den wirtschaftlichen Betrieb der Elektrolyseure wesentlich beeinflusst würde. Da jedoch noch offene, zum Teil rechtliche Fragen geklärt werden müssen und es fraglich ist, ob sich der Bau einer Direktleitung wirtschaftlich rentiert, wurde der Direktbezug von Strom von der Kebag in dieser Vorstudie nicht untersucht.

5. Betriebskonzept für die Elektrolyseure

In diesem Kapitel wird ein Betriebskonzept für die Elektrolyseure erarbeitet. Grundlage bildet das in Abbildung 4 dargestellte Energieflussdiagramm. Bzgl. des Hybridwerks werden nur die Elektrolyseure berücksichtigt, die das Strom- und Erdgasnetz miteinander verbinden. Auf Verbraucherseite werden Industrie und Haushalte berücksichtigt. Der von den Elektrolyseuren bezogene Strom stammt vom überregionalen Stromnetz oder aus Photovoltaikanlagen der Kunden der Regio Energie Solothurn. Letztere sind an das Verteilnetz der Stadt Solothurn angeschlossen. Ein detailliertes Energieflussdiagramm, das das vollständige Hybridwerk und u.a. dezentrale Kraftwärmekopplungsanlagen auf Verbraucherseite umfasst, befindet sich im Anhang 11.2 dieses Berichts. Es sei vorausgesetzt, dass ein gleichzeitiger Betrieb der Elektrolyseure und des zum Hybridwerk gehörenden Blockheizkraftwerks

oder Gaskessels aufgrund unnötiger Energieumwandlungsverluste nicht stattfindet.

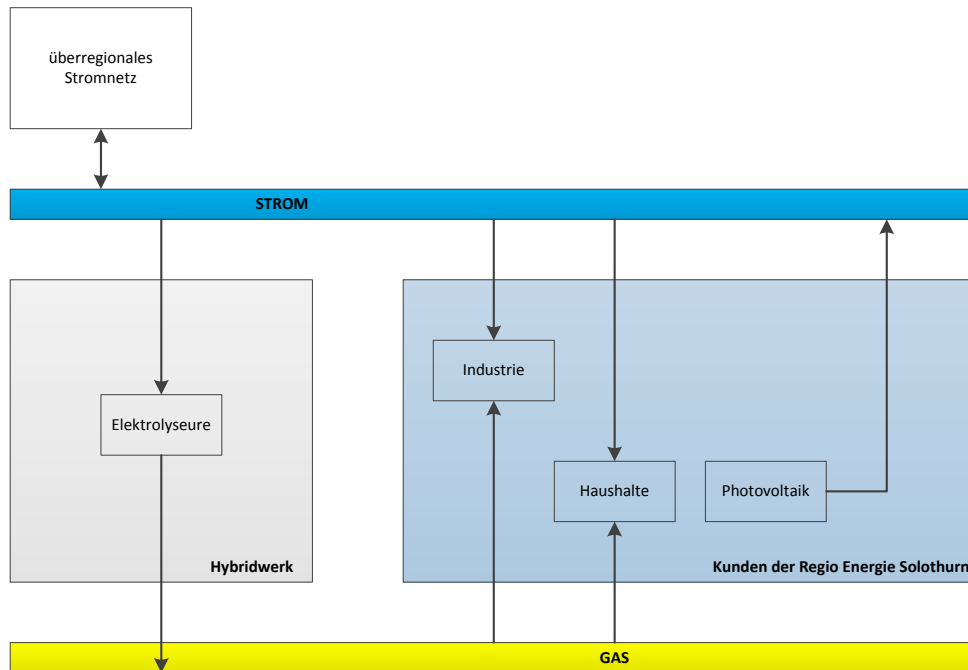


Abbildung 4: Energieflussdiagramm für das Betriebskonzept für die Elektrolyseure.

Zur Erarbeitung des Betriebskonzepts werden im Folgenden geeignete Betriebsstrategien vorgestellt (Abschnitt 5.1-5.3). Deren Ausarbeitung erfolgt sowohl nach ökonomischen und ökologischen Aspekten als auch im Zusammenhang eines volkswirtschaftlichen und energiestrategischen Nutzens. Die Betriebsstrategien werden in ein mathematisches Modell eingebunden (Abschnitt 5.4), das die Grundlage für energiewirtschaftliche Berechnungen bildet.

Die folgende Auflistung gibt einen Überblick über die nachfolgend eingeführten Betriebsstrategien.

- **Speicherung überschüssigen erneuerbaren Stroms**
- **Bezug von Strom über die Strombörse**
- **Reduktion von Ausgleichsenergie**

5.1. Speicherung überschüssigen erneuerbaren Stroms

Die Speicherung überschüssigen erneuerbaren Stroms über die Elektrolyseure des Hybridwerks Aarmatt wird im Folgenden im Zusammenhang mit regional produziertem Solarstrom betrachtet. Windstrom soll aufgrund seines geringen Ausbaupotenzials in städtischen Gebieten wie Solothurn vernachlässigt werden. Die Speicherung überschüssigen (erneuerbaren) Stroms aus nationaler und internationaler Produktion wird durch die Betriebsstrategie zum Bezug von Strom über die Strombörse (vgl. Abschnitt 5.2) behandelt.

5.1.1. Definition Überschussenergie

Unter Überschussenergie wird in dieser Arbeit überschüssige elektrische Energie verstanden, die aufgrund einer hohen Stromproduktion durch erneuerbare Energien entsteht und für die Speicherung über Power-to-Gas ökologisch sinnvoll nutzbar ist.

Der über erneuerbare Energien erzeugte Strom stellt heutzutage keine Überschussenergie dar. Die prognostizierte Stromerzeugung der erneuerbaren Energien wird bei der Erstellung von Fahrplänen für konventionelle Kraftwerke berücksichtigt. Der ins Netz eingespeiste Strom – auch im Falle unvorhergesehener kurzfristiger Schwankungen – wird zur Deckung der aktuellen Nachfrage genutzt. Das physikalische Ausgleichen von Angebot und Nachfrage wird über die Regelung von Spitzen- und Mittellastkraftwerken (in der Schweiz insbesondere Speicherkraftwerke) sichergestellt. Diese Vorgehensweise ist derzeit aus ökologischer als auch ökonomischer Sicht der Speicherung von Strom über Power-to-Gas vorzuziehen.

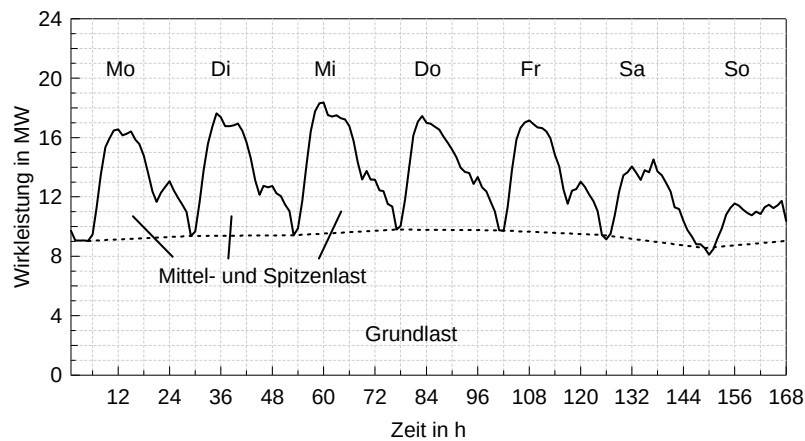


Abbildung 5: Lastgang des Stromverbrauchs der Stadt Solothurn in Kalenderwoche 27 im Jahr 2013; Messdaten der Regio Energie Solothurn.

Bei stark steigendem Anteil erneuerbarer Energien werden die Möglichkeiten zum Ausgleichen von Angebot und Nachfrage durch die Regelung von Spitzen- und Mittellastkraftwerken jedoch überschritten. So kann beispielsweise ab einer bestimmten Leistung installierter Photovoltaikanlagen der im Sommer über die Mittagszeit produzierte Solarstrom nicht mehr unmittelbar genutzt werden. Um für diese Studie das Auftreten von Überschussenergie auf regionaler Ebene zu modellieren, wird der Lastgang des Stromverbrauchs in der Stadt Solothurn analysiert (Messdaten der Regio Energie Solothurn). Abbildung 5 zeigt die Wirkleistung für die Stadt Solothurn für Kalenderwoche 27 im Jahr 2013 (Anfang Juli). Es wird angenommen, dass der nächtliche Strombedarf über Grundlastkraftwerke abgedeckt wird, die aufgrund begrenzter Regelbarkeit in ihrer Leistung näherungsweise konstant sind. Zur Modellierung der Grundlast wird jeweils zwischen den Wirkleistungen um 05:00 Uhr morgens zweier aufeinanderfolgender Tage interpoliert. Tagsüber wird ein verbleibender Anteil durch Mittel- und Spitzenlastkraftwerke und in Zukunft insbesondere auch durch Photovoltaikanlagen abgedeckt werden. Überschussenergie soll in dieser Vorstudie als die Energie definiert werden, die verbleibt, wenn tagsüber der regional produzierte Solarstrom die Differenz aus Wirkleistung und Grundlast übersteigt. Da das Erzeugen von Überschussenergie in diesem Moment für die gesamte Schweiz zu erwarten wäre, ist die Speicherung der Überschussenergie von hohem energiestrategischem Interesse. Die Produktion von Überschussenergie ist insbesondere bei gleichzeitig niedriger Nachfrage, wie an Wochenenden, am wahrscheinlichsten. Um das Auftreten von Überschussenergie zeitlich prognostizieren und quantitativ beschreiben zu können, wird in den folgenden Abschnitten der in Zukunft zu erwartende Ausbau an Photovoltaikanlagen analysiert.

5.1.2. Ausbau von Photovoltaikanlagen in der Schweiz

Zur Prognostizierung des Ausbaus der im Zeichen der Energiewende geförderten erneuerbaren Energien sind bereits verschiedene Studien veröffentlicht worden. Die durch die Prognos AG im Auftrag des Bundesamts für Energie (BFE) erarbeiteten Energieperspektiven für die Schweiz bis zum Jahr 2050 enthalten zwei mögliche Varianten zur Entwicklung des Energieangebots (Kirchner, et al. 2012). Das als Variante C bezeichnete Szenario geht von einem moderaten Ausbau an Photovoltaikanlagen gemäss derzeitigem Förderregime (Stand 2011) aus. Die fortschreitende Abschaltung von Kernkraftwerken in Zukunft werde insbesondere von kombinierten Gas- und Dampfkraftwerken kompensiert werden. In Variante E und der Mischvariante C&E steht hingegen der Ausbau der erneuerbaren Energien im Mittelpunkt. In Mischvariante C&E würde ein allfällig nötiger Import von Strom aufgrund des Ausstiegs aus der Kernkraft durch den parallelen Ausbau von Gas- und Dampfkraftwerken vermieden werden können. Der prognostizierte Ausbau an Solarmodulen ist für die verschiedenen Varianten in Abbildung 6 dargestellt (graue und rote Kurve).

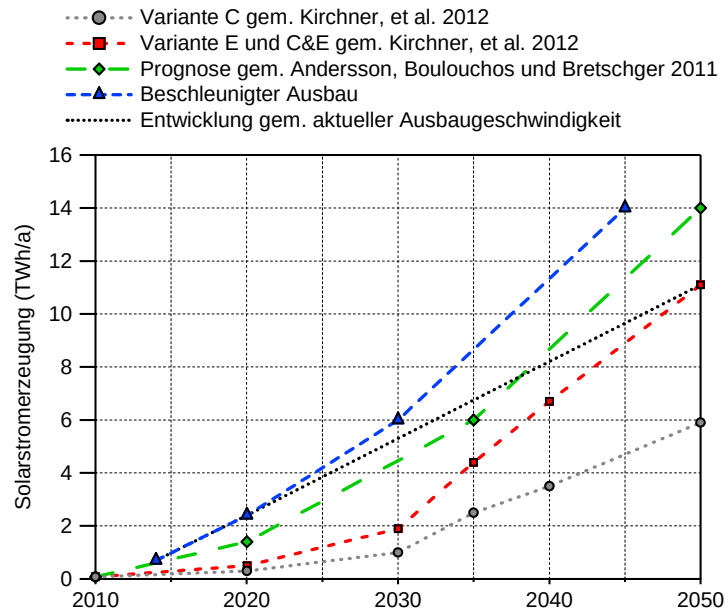


Abbildung 6: Prognostizierte Entwicklung für die Solarstromerzeugung in der Schweiz.

Anderson, Boulouchos und Bretschger, ETH Zürich, prognostizieren einen deutlich stärkeren Ausbau der erneuerbaren Energien und verweisen auf die in den letzten Jahren stark gesunkenen Preise für Solarmodule (Anderson, Boulouchos und Bretschger 2011). Im Jahr 2050 gelte eine jährliche Solarstromerzeugung von 14 TWh als wahrscheinlich, siehe grüne Kurve in Abbildung 6.

Auf einen im Vergleich zu den beiden genannten Quellen verstärkten und auch beschleunigten Ausbau an Solarmodulen deuten die aktuellen Zahlen hin. Durch den jüngst stark beschleunigten Ausbau entspricht die installierte Leistung Ende 2013 einer Stromerzeugung von 0.7 TWh/a (Swissolar 2014). Der derzeitige Stand übertrifft damit bereits die für das Jahr 2020 prognostizierte Stromerzeugung gem. dem Bericht Energieperspektiven 2050. Darüber hinaus wurde im Jahr 2013 ein Spitzenwert von ca. 300 MWp neu installierte Leistung erreicht (Hostettler 2014). Würde dieser Trend bis zum Jahr 2020 anhalten, kann von einem um bis zu fünf Jahren beschleunigten Ausbau von Solarmodulen bzgl. der Prognose durch Anderson, Boulouchos und Bretschger ausgegangen werden, siehe blaue Kurve in Abbildung 6. Eine in Zukunft zunehmende Ausbaugeschwindigkeit, wie sie im Allgemeinen vorausgesagt wird, würde ab dem Jahr 2020 einen gegenüber der heutigen Entwicklung stärkeren Ausbau zur Folge haben. Unter Berücksichtigung der aktuellen Entwicklung wird in diesem Bericht die Prognose der ETH Zürich gem. Anderson, Boulouchos und Bretschger zu Grunde gelegt, die hier aber um fünf Jahre beschleunigt betrachtet wird (blaue Kurve in Abbildung 6).

5.1.3. Ausbau von Photovoltaikanlagen in der Stadt Solothurn

Zur Untersuchung der Speicherung überschüssigen regionalen Solarstroms soll in diesem Abschnitt der zukünftige Ausbau von Solarmodulen in der Stadt Solothurn aus der für die Schweiz prognostizierten Entwicklung, vgl. Abschnitt 5.1.2, abgeleitet werden.

Das Potenzial für Solarstromerzeugung in Solothurn wird in Anlehnung an einer von Cattin et al. für das Bundesamt für Umwelt durchgeführten Studie abgeschätzt (Cattin, et al. 2012). Massgeblich sind geeignete und verfügbare Gebäudeflächen, die ausgehend von einer näherungsweise bekannten, theoretischen Gesamtfläche berechnet werden müssen. In einem der Regio Energie Solothurn vorliegenden internen Bericht wurde nach dieser Vorgehensweise das Potenzial in der Stadt Solothurn abgeschätzt (Gerster 2011). Unter Berücksichtigung geschützter Gebäude und nach Abzug ineffizienter Flächen und für Solarthermie reservierter Flächen, beträgt die für die Solarstromerzeugung zur Verfügung stehende Fläche rund 275'000 m². Unter der Annahme, dass 40% aller Grundbesitzer in Photovoltaikanlagen investieren würden, ergibt sich eine potenzielle, mit Solarmodulen ausgestattete Gesamtfläche von 110'000 m². In Relation zu der von Cattin, et al. nach gleichem Ansatz geschätzten Fläche von 79 km² für die gesamte Schweiz, fällt auf die Solothurn ein Anteil von 0.14% an der zukünftigen Solarstromerzeugung in der Schweiz.

Tabelle 3: Prognose für die Entwicklung der Solarstromerzeugung und des Ausbaus von Solarmodulen in der Stadt Solothurn

	2020	2030	2040	2050
Solarstromerzeugung in GWh/a	3.4	8	15	20
Installierte Leistung in MWp	3.8	9	17	22

Tabelle 3 enthält die für Solothurn prognostizierte Solarstromproduktion für den Zeitraum 2020-2050. Als Basis dienen die Prognose zum Ausbau von Photovoltaikanlagen in der Schweiz, vgl. Abschnitt 5.1.2, und ein flächenbezogener Anteil für das Ausbaupotenzial von Solarmodulen für Solothurn von 0.14%. Unter Annahme eines jährlichen Energieertrags von 900 kWh/kWp kann die Entwicklung der installierten Leistung prognostiziert werden.

5.1.4. Prognose der stündlichen Solarstromproduktion

Um Überschussenergie zeitlich prognostizieren und quantitativ beschreiben zu können, ist nicht nur der Ausbau der installierten Leistung an Solarmodulen entscheidend, sondern auch die für Solothurn typischen Strahlungswerte. Messdaten von Meteotest für die Stadt Solothurn im Jahr 2013 liegen der Hochschule Luzern in stündlicher Auflösung vor. Auf Basis eines angenommenen jährlichen Energieertrags von 900 kWh/kWp kann daraus die stündliche Solarstromerzeugung berechnet werden.

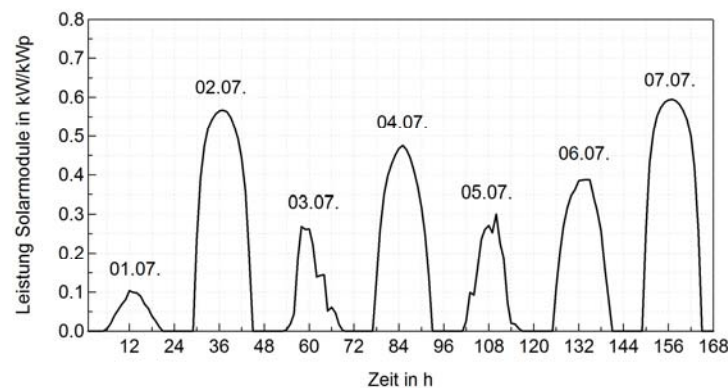


Abbildung 7: Leistung der Solarmodule Anfang Juli für Solothurn.

Abbildung 7 zeigt die auf Basis von Strahlungswerten berechnete Leistung von Solarmodulen für Anfang Juli. Die starken Schwankungen in der erbrachten Leistung am 01.07., 03.07. und 05.07. sind auf wechselhaftes Wetter zurückzuführen.

5.2. Bezug von Strom über die Strombörse

Eine weitere Betriebsstrategie basiert auf dem Zukauf von Strom an der europäischen Strombörse EPEX SPOT. Wie jedoch bereits in Abschnitt 4.3.3 deutlich wurde, müssten für einen wirtschaftlichen Betrieb regelmässig sehr geringe, während Hochtarifzeiten gar negative Strompreise vorhanden sein. Dieses Szenario ist aus heutiger Sicht unwahrscheinlich. Energiestrategisch interessant sind Zeitfenster, an denen die Börsenstrompreise aufgrund hoher Einspeisung durch Photovoltaik- oder Windkraftanlagen gering sind. Unter der Annahme, dass Speichertechnologien wie Power-to-Gas in Zukunft stärker gefördert werden und/oder Elektrolyseure nicht als Endverbraucher gelten (durch Inkrafttreten einer Sonderregelung, wie sie bereits für Pumpspeicherkraftwerke gilt), sollen hier zwei Situationen untersucht werden, die aus oben beschriebener Sicht interessant sind:

1. **Einkauf von Solarstrom im Sommer an Sonntagen:** Im Sommer fallen über die Mittagszeit in Deutschland regelmässig die Strompreise aufgrund hoher Solarstromproduktion. Dieses Phänomen kann auch für die Schweiz aufgrund des zentralen europäischen Stromhandels und des Ausbaus erneuerbarer Energien erwartet werden. Bei gleichzeitig niedriger Nachfrage an Sonntagen (Niedertarifzeit) kann der Strom sehr günstig sein. Ziel der Untersuchung ist die Beantwortung der Frage, wie hoch die Herstellkosten für das H₂-Gas für diesen Fall aktuell sind.
2. **Einkauf von Windstrom über Weihnachten und Neujahr:** Über Weihnachten und Neujahr

sinken die Börsenstrompreise aufgrund sehr geringer Nachfrage. Bei gleichzeitiger, für Dezember typisch hoher Windstromerzeugung ist die Speicherung des Windstroms von hohem energiestrategischem Interesse. Ziel der Untersuchung ist die Beantwortung der Frage, wie hoch die Herstellkosten für H₂-Gas zu Niedertarifzeiten für diesen Fall aktuell sind.

Als Basis für die Berechnungen dienen die Börsenstrompreise an der Strombörse EPEX SPOT gemäss dem schweizerischen Stromindex Swissix (stündliche Strompreise Day Ahead für das Jahr 2013).

5.3. Reduktion von Ausgleichsenergie

Die in einer Bilanzgruppe zwischen prognostiziertem und realem Stromverbrauch auftretenden Abweichungen werden durch die Übertragungsnetzbetreiberin Swissgrid über Bereitstellung von Ausgleichsenergie ausgeglichen. Ist der reale Stromverbrauch geringer als prognostiziert, d.h. es wurde am Vortag zu viel Energie eingekauft, resultieren übergedekte Abrechnungseinheiten, AE long, für die die Regio Energie Solothurn eine Gutschrift erhält. Entsprechend stellt die Swissgrid für untergedeckte Abrechnungseinheiten, AE short, eine Rechnung. Durch Hoch- oder Herunterfahren der Leistung eines Stromverbrauchers, wie dem Elektrolyseur, können realer und prognostizierter Stromverbrauch angeglichen und damit Ausgleichsenergie reduziert werden. Je nach Preis pro Abrechnungseinheit kann dadurch ein wirtschaftlicher Nutzen erzielt werden. In dieser Vorstudie wird nur die Reduktion übergedekter Abrechnungseinheiten durch das Hochfahren der Elektrolyseure analysiert. Die Reduktion untergedekter Abrechnungseinheiten ist nur dann möglich, wenn die Elektrolyseure aufgrund einer der beiden ersten genannten Betriebsstrategien, vgl. Abschnitt 5.1 und 5.2, in Betrieb sind und im Bedarfsfall heruntergefahren werden können. Dieser etwas kompliziertere Fall kann in einer detaillierten Studie zum Betriebsregime des Hybridwerks Aarmatt näher betrachtet werden.

Ob sich die Reduktion von übergedeckten Abrechnungseinheiten lohnt, hängt im Wesentlichen davon ab, ob ein Hochfahren der Elektrolyseure günstiger ist, als die Ausgleichsenergiekosten zu bezahlen. Durch das Hochfahren der Elektrolyseure fliesst mehr Strom über die Übertragungs- und Verteilnetze. Der Verkauf des produzierten Wasserstoffgases muss neben der Gutschrift für übergedekte Abrechnungseinheiten auch die im Falle des Betriebs zusätzlich verursachten Kosten wie z.B. Gebühren und Abgaben für Strom und Instandhaltungskosten kompensieren. Diese zusätzlichen Kosten machen den Grossteil der Betriebskosten der Elektrolyseure aus, vgl. Abschnitt 4.3.2, und schränken einen wirtschaftlichen Betrieb zur Reduktion von Ausgleichsenergie ein.

5.4. Mathematische Modellierung

Zur Prognostizierung relevanter Betriebsdaten werden für die eingeführten Betriebsstrategien mathematische Modelle vorgestellt, die in Matlab implementiert wurden. Eine energiewirtschaftliche Analyse erfolgt für die Strategien zum Bezug von Strom über die Strombörse und zur Reduktion von Ausgleichsenergie. Die Speicherung überschüssigen erneuerbaren Stroms wird ausschliesslich hinsichtlich einer energiestrategischen Notwendigkeit untersucht.

für die Elektrolyseure erfolgt über den Börsenstrompreis an der Strombörse EPEX SPOT (Swissix-Preise aus dem Jahr 2013), den Netzkosten und Abgaben auf Strom (Vernachlässigung Leistungspreis für die Netznutzung und Gebühren für Messung und Abrechnung) und den Instandhaltungskosten. Daraus können mit den produzierten Mengen an H₂-Gas deren Herstellkosten berechnet werden. Betriebsstunden, Stromverbrauch, produzierte Mengen an H₂-Gas können über ein Jahr aufsummiert werden.

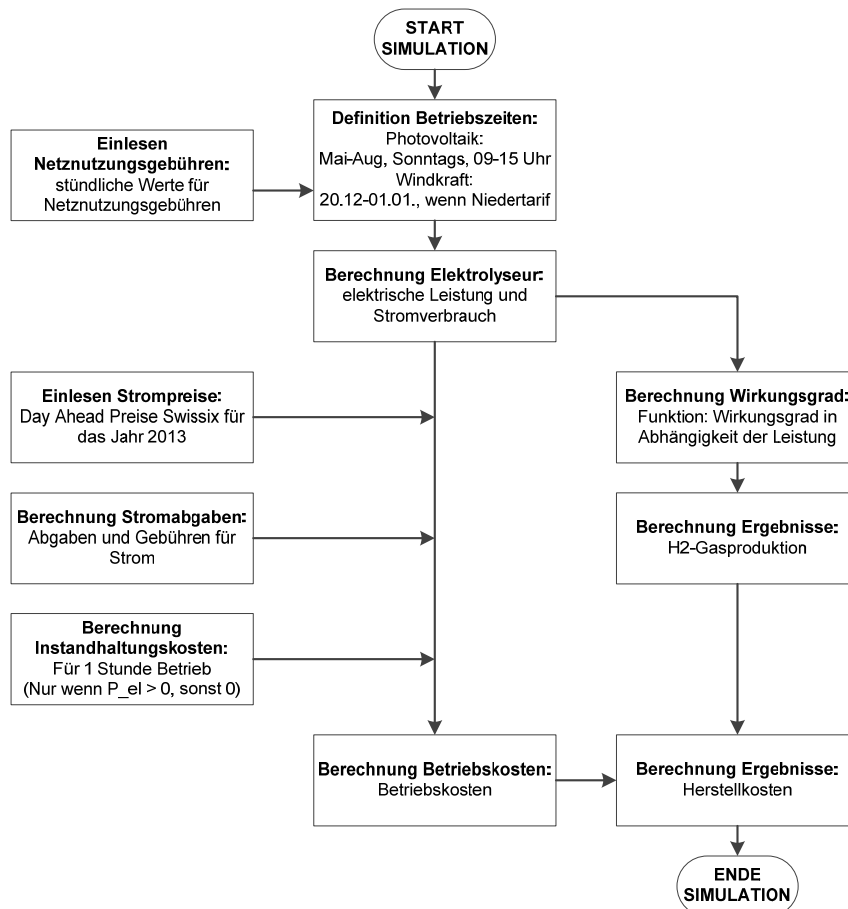


Abbildung 9: Berechnungsablauf zur Simulation der Betriebsstrategie zum Bezug von Strom an der Strombörse.

Abbildung 10 zeigt das mathematische Modell zur Berechnung relevanter Betriebsdaten für die Reduktion von Ausgleichsenergie. Das Programm startet zunächst mit dem Einlesen der Messdaten für übergedachte Abrechnungseinheiten, AE long (Messdaten der Regio Energie Solothurn für das Jahr 2013). An deren Menge richten sich die elektrische Leistung und der Stromverbrauch der Elektrolyseure, die jedoch durch deren Kapazität begrenzt sind. Die Betriebskosten setzen sich aus den Preisen für AE long (durch die Swissgrid veröffentlichte Preise für das Jahr 2013), den Stromabgaben und den Instandhaltungskosten zusammen. Die Herstellkosten für H₂-Gas berechnen sich aus Betriebskosten und der Menge des produzierten Wasserstoffgases.

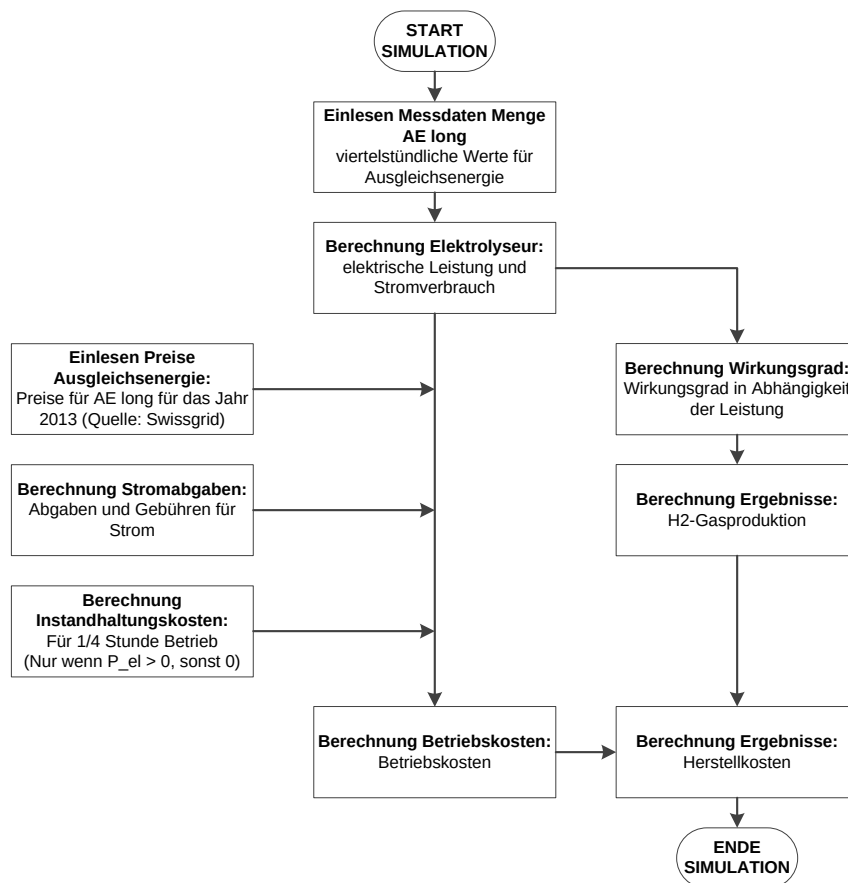


Abbildung 10: Berechnungsablauf zur Simulation der Betriebsstrategie zur Reduktion von Ausgleichsenergie.

6. Ergebnisse Betriebskonzept

6.1. Speicherung überschüssigen erneuerbaren Stroms

In Abbildung 11 sind die Wirkleistung im Netz der Stadt Solothurn im Jahr 2013 sowie eine Prognose der durch Photovoltaikanlagen in der Region erzeugten elektrischen Leistung für einen Referenzzeitraum von einer Woche für Anfang Juli im Jahr 2020 dargestellt. Die Leistung der Photovoltaikanlagen ist hier über der durch Grundlastkraftwerke bereitgestellten Leistung dargestellt. An Werktagen verdrängt der Solarstrom Teile des konventionell erzeugten Mittel- und Spitzenlaststroms. Am Sonntag, wenn die Wirkleistung im Netz deutlich geringer ist, wird vormittags Überschussenergie produziert. Über Mittag und Nachmittag fällt hingegen nur sehr wenig oder keine Überschussenergie an. Die Solarstromerzeugung erreicht jedoch ein Mass, das die Verdrängung des Mittel- und Spitzenlaststroms aus konventioneller Produktion nahezu vollständig erlaubt.

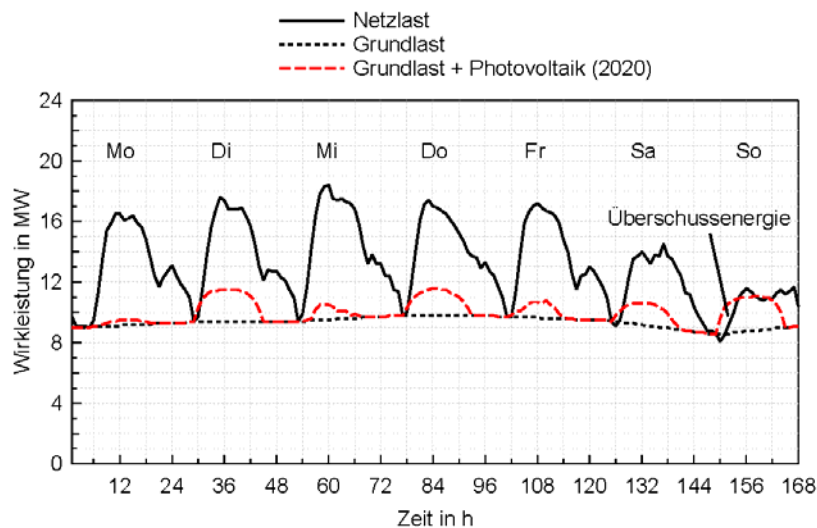


Abbildung 11: Wirkleistung und Leistung der PV-Anlagen im Netz der Stadt Solothurn für Anfang Juli 2020.

Im Jahr 2030 wird im gleichen Zeitraum deutlich mehr Solarstrom produziert, siehe Abbildung 12. Auch an Werktagen kommt es in den Morgenstunden teilweise zur Produktion von Überschussenergie. Über Mittag und Nachmittag deckt die Solarstromerzeugung einen wesentlichen Teil des Bedarfs an Mittel- und Spitzlaststrom ab, an Samstagen kann sie diesen gar leicht übersteigen. An Sonntagen fällt Überschussenergie während nahezu der gesamten Sonnenscheindauer an. Der durch die Photovoltaikanlagen produzierte Solarstrom entspricht ungefähr dem Doppelten des Bedarfs an Mittel- und Spitzenlaststrom.

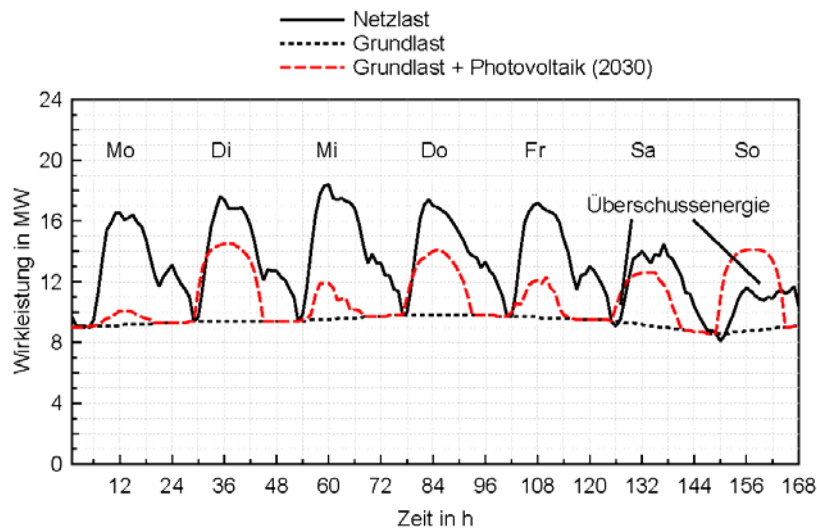


Abbildung 12: Wirkleistung und Leistung der PV-Anlagen im Netz der Stadt Solothurn für Anfang Juli 2030.

Der durch die Photovoltaikanlagen produzierte Überschussstrom kann über die Elektrolyseure gespeichert werden. In Tabelle 4 sind die für die Zukunft prognostizierten Betriebsdaten der Elektrolyseure zusammengefasst. Im Jahr 2020 fällt an 297 Stunden Überschussenergie zu Niedertarifzeiten an. Zu den wirtschaftlich uninteressanteren Hochtartifzeiten wird während 81 Stunden Überschussenergie produziert. Im Jahr 2030 können die Elektrolyseure bereits an 514 Stunden, im Jahr 2050 an 782 Stunden zu Niedertarifzeiten betrieben werden. Die Elektrolyseure beziehen im Jahr 2020 ca. 49 MWh, im Jahr 2030 ca. 129 MWh und im Jahr 2050 ca. 228 MWh Überschussenergie zu Niedertarifzeiten. Daraus werden im Jahr 2020 ca. 25 MWh, im Jahr 2030 ca. 66 MWh und im Jahr 2050 ca. 214 MWh H₂-Gas erzeugt.

Tabelle 4: Betriebsdaten der Elektrolyseure zur Speicherung überschüssigen erneuerbaren Stroms

	2020		2030		2050	
	NT	HT	NT	HT	NT	HT
Anzahl Betriebsstunden (h/a)	297	81	514	207	782	1247
Stromverbrauch (MWh/a)	49	19	129	62	228	420
H ₂ -Gas-Produktion (MWh/a)	25	10	66	32	116	214

Unter der Annahme, dass das produzierte H₂-Gas zum Verkaufspreis von Ökogas (derzeit 16.5 Rp./kWh) vermarktet wird, wird ein Umsatz für den Verkauf des Gases im Jahr 2030 von ca. 110'000 CHF erzielt.

6.2. Bezug von Strom über die Strombörse

Tabelle 5 enthält prognostizierte Betriebsdaten der Elektrolyseure für die beiden in Abschnitt 5.2 vorgestellten Einkaufsstrategien zum Bezug von Strom über die europäische Strombörse EPEX SPOT. Durch den Einkauf von Solarstrom, jeweils sonntags von 09-15 Uhr während der Monate Mai bis August, können die Elektrolyseure an ca. 98 Stunden betrieben werden. Über Weihnachten und Neujahr soll zu Niedertarifzeiten Windstrom für insgesamt 172 Betriebsstunden eingekauft werden. Die Elektrolyseure wandeln dabei ca. 34 MWh Solarstrom und ca. 60 MWh Windstrom zu 17 bzw. 31 MWh H₂-Gas um. Der durchschnittliche Marktwert an der Strombörse EPEX SPOT (Swissix-Preis) beträgt für den Einkauf von Solarstrom 1.7 Rp./kWh, für Windstrom 3.0 Rp./kWh (ohne die entsprechenden Zertifikate). Die Preise liegen für die gewählten Zeiträume somit deutlich unter den durchschnittlichen Strompreisen zu Zeiten höherer Nachfrage. Die durchschnittlichen Herstellkosten für H₂-Gas, die neben den Börsenstrompreisen auch Abgaben und Gebühren für Strom sowie Instandhaltungskosten enthalten, betragen 18.5 Rp./kWh_{th} für die Speicherung von Solarstrom und 21.1 kWh_{th} für die Speicherung von Windstrom.

Tabelle 5: Betriebsdaten der Elektrolyseure bei Strombezug über die Strombörse EPEX SPOT

Quelle für den Bezug von Strom	Solar	Wind
Anzahl Betriebsstunden (h/a)	98	172
Stromverbrauch (MWh _{el} /a)	34	60
H ₂ -Gas-Produktion (MWh _{th} /a)	17	31
Durchschn. Börsenstrompreis (Rp./kWh _{el})	1.7	3.0
Durchschn. Herstellkosten (Rp./kWh _{th})	18.5	21.1

In Abbildung 13 ist die Zusammensetzung der Betriebskosten der Elektrolyseure nach den einzelnen Anteilen aufgeschlüsselt (ohne Zukauf von Zertifikaten für Solar- bzw. Windstrom). Der durchschnittliche Börsenstrompreis bezieht sich auf eine Betriebsdauer von 98 Stunden für die Speicherung von Solarstrom und 172 Stunden für die Speicherung von Windstrom, vgl. Tabelle 5. Die Netznutzungsgebühr hat trotz Niedertarif den grössten Anteil an den Stromkosten. Auch die Summe aus Konzessionsabgabe und KEV übersteigt beim Einkauf von Solarstrom den durchschnittlichen Börsenstrompreis. Beim Einkauf von Windstrom hat der Börsenstrompreis einen grösseren Einfluss auf die Betriebskosten. Es muss aber berücksichtigt werden, dass Windstrom im betrachteten Szenario über einen deutlich längeren Zeitraum bezogen wird. So wären die Herstellkosten für H₂-Gas bei Bezug von Windstrom nicht teurer, wenn die Elektrolyseure bei minimalen Börsenstrompreisen während 98 Stunden (gleiche Betriebsdauer wie im Falle des Bezugs von Solarstrom) betrieben würden, siehe Abbildung 14. Beide Varianten führen ohne Berücksichtigung von Zertifikatpreisen ungefähr zu gleichen Herstellkosten für H₂-Gas.

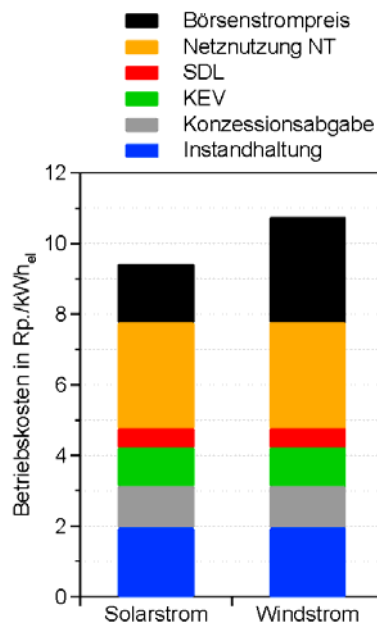


Abbildung 13: Betriebskosten bei Einkauf von Solar- bzw. Windstrom über die Strombörse EPEX SPOT.

Der Verlauf der maximalen Herstellkosten für H₂-Gas wird in Abbildung 14 in Abhängigkeit der jährlichen Betriebsstunden dargestellt. Zugrunde liegt die Annahme, dass für die gewünschte Anzahl Betriebsstunden die günstigsten Bedingungen hinsichtlich des minimalen Börsenstrompreises ausgewählt werden. Abbildung 14 erlaubt somit das Ablesen der möglichen jährlichen Betriebsstunden in Abhängigkeit eines noch akzeptierten Grenzpreises für die Herstellung des H₂-Gases.

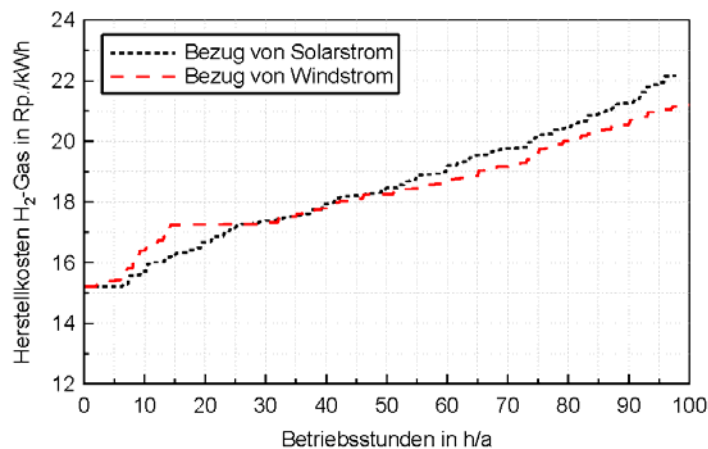


Abbildung 14: Maximale Herstellkosten für H₂-Gas in Abhängigkeit der Betriebsstunden.

6.3. Reduktion von Ausgleichsenergie

In der Bilanzgruppe der Regio Energie Solothurn fallen aufgrund von Prognoseabweichungen für den Stromverbrauch der Kunden jährlich etwa 2000-2500 MWh übergedekte Abrechnungseinheiten, AE long, an. Im Jahr 2013 wurde der Stromverbrauch für ca. 5542 Stunden leicht überschätzt, wodurch 2238 MWh übergedekte Abrechnungseinheiten resultierten. Durch den Betrieb der Elektrolyseure hätten diese um maximal 1447 MWh reduziert werden können. Das theoretische Potenzial kann aufgrund der begrenzten elektrischen Leistung der Elektrolyseure nicht umgesetzt werden. Das konsequente Reduzieren von übergedeckten Abrechnungseinheiten ist bei hohen Preisen für AE long, vgl. Abschnitt 5.3, energiewirtschaftlich nicht sinnvoll. Stattdessen kann der Bedarf an Ausgleichsenergie zu Niedertarifzeiten und bei niedrigen Preisen für AE long gezielt reduziert werden. Reduzieren die Elektrolyseure Ausgleichsenergie nur bei sehr tiefen Preisen für AE long, können während 500 Betriebsstunden im Jahr ca. 165 MWh und während 1000 Betriebsstunden im Jahr ca. 320 MWh übergedekte Abrechnungseinheiten reduziert werden. Dabei werden 84 MWh H₂-Gas (500 Betriebsstunden im Jahr) benötigt.

den) bzw. 163 MWh H₂-Gas (1000 Betriebsstunden) produziert. Der durchschnittliche Preis für AE long liegt bei 500 Betriebsstunden bei sehr niedrigen -0.06 Rp./kWh_{el}. D.h. ohne den Betrieb der Elektrolyseure hätte die Regio Energie Solothurn für die übergedeckten Abrechnungseinheiten keine Gutschrift, sondern eine Rechnung bekommen. Der Betrieb der Elektrolyseure verursacht andererseits Betriebskosten, die bei 500 jährlichen Betriebsstunden zu durchschnittlichen Herstellkosten für H₂-Gas von 16.1 Rp./kWh_{th}, bei 1000 jährlichen Betriebsstunden zu Herstellkosten in Höhe von 17.7 Rp./kWh_{th} führen. Eine Zusammenfassung der Betriebsdaten enthält Tabelle 6.

Tabelle 6: Betriebsdaten der Elektrolyseure bei der Reduktion von Ausgleichsenergie

Betriebsstunden Reduktion AE long (h)	500	1000	5542
Stromverbrauch (MWh/a)	165	320	1447
H ₂ -Gas-Produktion (MWh/a)	84	163	737
Durchschn. Preis AE long (Rp./kWh _{el})	-0.06	0.58	3.27
Durchschn. Herstellkosten (Rp./kWh _{th})	16.08	17.69	31.14

In Abbildung 15 ist die Zusammensetzung der Betriebskosten der Elektrolyseure unter den wirtschaftlich optimalsten Bedingungen für 500 und 1000 jährliche Betriebsstunden aufgeschlüsselt. Für die günstigsten 500 Betriebsstunden hat der durchschnittliche Preis für AE long nahezu keinen, für die günstigsten 1000 Betriebsstunden lediglich einen sehr geringen Einfluss auf die Betriebskosten. Im Vergleich mit dem Bezug von Strom über EPEX SPOT, vgl. Abschnitt 5.2, sind die Betriebskosten trotz der hier deutlich höheren Anzahl an Betriebsstunden geringer. Die Reduktion von übergedeckten Abrechnungseinheiten findet jedoch nicht unbedingt in Zeiten statt, während denen viel Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt wird. Tatsächlich würde unter den derzeitigen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen Ausgleichsenergie vorzugsweise nachts und sonntags, zu Niedertarifzeiten, reduziert werden.

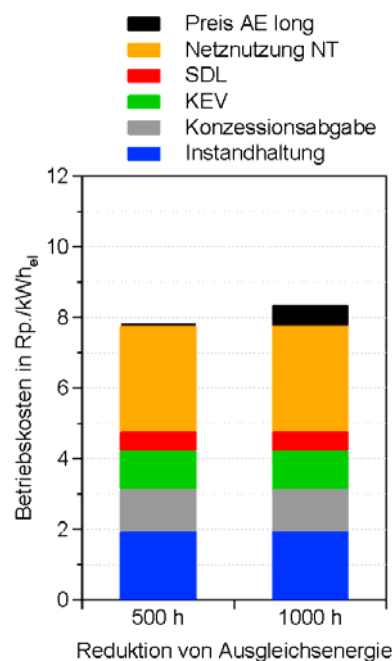


Abbildung 15: Betriebskosten bei der Reduktion von Ausgleichsenergie.

In Abbildung 16 ist der Verlauf der maximalen Herstellkosten für H₂-Gas in Abhängigkeit der jährlichen Betriebsstunden dargestellt. Zugrunde liegt die Annahme, dass für die gewünschte Anzahl Betriebsstunden die günstigsten Bedingungen hinsichtlich des Tarifs für Netznutzung (Niedertarif) und des Preises für AE long ausgewählt werden. In Abbildung 16 können die jährlichen Betriebsstunden in Abhängigkeit eines noch akzeptierten Grenzpreises für die Herstellung des H₂-Gases abgelesen werden.

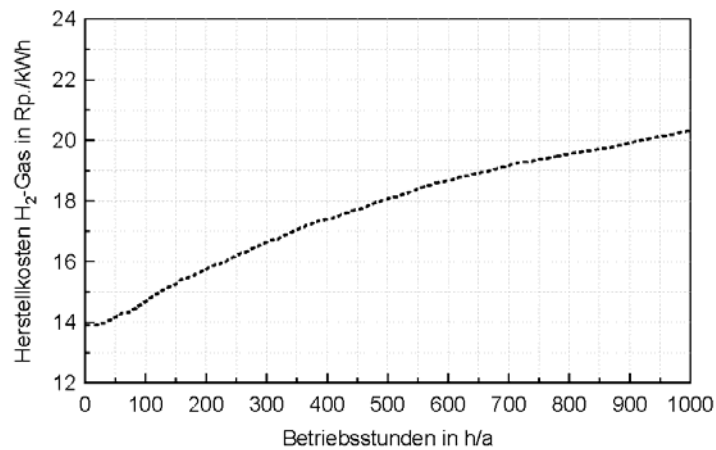


Abbildung 16: Maximale Herstellkosten für H₂-Gas in Abhängigkeit der Betriebsstunden.

7. Diskussion Betriebskonzept

Das erarbeitete Betriebskonzept für die vorgesehenen Elektrolyseure des Hybridwerk Aarmatt zeigt die Problematik deren Betrachtung als (Strom-)Endverbraucher auf. Unter den derzeit geltenden Rahmenbedingungen ist eine energiewirtschaftliche Einbettung nur begrenzt möglich. Da die Herstellkosten für H₂-Gas den derzeitigen Verkaufspreis von Ökogas in der Regel übertreffen, hängt die Wirtschaftlichkeit des Betriebs der Elektrolyseure von Massnahmen zur Förderung der Power-to-Gas Technologien bzw. von einer Befreiung von Netzkosten und damit einer Gleichbehandlung gegenüber anderen Speichertechnologien ab (Anm.: Pumpspeicherkraftwerke bezahlen keine Netzkosten). Da solche Massnahmen durch die Politik beschlossen werden und nicht mit wissenschaftlichen Ansätzen prognostiziert werden können, wurden in dieser Vorstudie Betriebsstrategien erarbeitet, die insbesondere zur Unterstützung der Umsetzung der Energiestrategie 2050 geeignet sein sollen. Insbesondere setzt sich diese Arbeit mit der Herausforderung der Zuordnung des bezogenen Stroms zu einer Stromerzeugungsquelle auseinander. Grundsätzlich kann für Strom aus dem Netz keine Aussage über dessen Erzeugungsquelle gemacht werden. Die Herkunft dieses sogenannten grauen Stroms kann durch den Zukauf von Zertifikaten für erneuerbaren Strom deklariert werden. Allein diese Massnahme setzt jedoch nicht die Gleichzeitigkeit von Stromerzeugung und Stromverbrauch voraus, weil Zertifikate unabhängig vom Zeitpunkt der Erzeugung gehandelt werden können. Daher sollen in dieser Studie Möglichkeiten aufgezeigt werden, die es erlauben, Überschussenergie zu Zeiten hoher Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bei gleichzeitig geringer Stromnachfrage über die Elektrolyseure zu speichern.

Die Betriebsstrategie zur Speicherung überschüssigen erneuerbaren Stroms wird als besonders wichtig zur Unterstützung der Umsetzung der Energiestrategie 2050 angesehen. Die Fokussierung auf regionalen Solarstrom aus zukünftig installierten Photovoltaikanlagen in der Stadt Solothurn untermauert die Bedeutung der dezentralen Stromspeicherung. Zur Prognose für den Ausbau von Photovoltaikanlagen in Solothurn wurden mehrere Szenarien aus wissenschaftlichen Studien analysiert. Eine Prognose der ETH Zürich (Anderson, Boulouchos und Bretschger 2011) wird hierbei als wahrscheinlichstes Szenario erachtet. Gegenüber dieser Studie wird aufgrund der aktuellen Ausbaugeschwindigkeit von Photovoltaikanlagen eine um 5 Jahre beschleunigte Entwicklung prognostiziert. Die Produktion von Überschussenergie ist unter den gewählten Annahmen im Jahr 2020 in seltenen Fällen in den Morgenstunden zu erwarten. Diskutiert werden muss an dieser Stelle das Konkurrenzverhalten zwischen Power-to-Gas-Technologien und Pumpspeicherkraftwerken. Letztere speichern bereits heute über Nacht und während sehr frühen Morgenstunden Strom aus Grundlastkraftwerken. Der frühzeitige Aufbau von Power-to-Gas-Pilotanlagen zur Speicherung von Überschussenergie ist jedoch in jedem Fall zu überprüfen. Denn für das Jahr 2030 übersteigt an Sommertagen mit niedriger Nachfrage (Sonntage, Feiertage) die Solarstromerzeugung den Bedarf an Mittel- und Spitzenlaststrom erheblich und über nahezu die gesamte Sonnenscheindauer. Das Potenzial zur Speicherung von Solarstrom über Power-to-Gas an über 500 Betriebsstunden im Jahr 2030 ist energiestrategisch von hoher Bedeutung. Dezentrale Anlagen, die in Zukunft mit regionalen Erzeugern erneuerbarer Ener-

gien ein Netzwerk bilden könnten, stehen zur Diskussion. So können Massnahmen zur Förderung von Power-to-Gas-Anlagen mit dem Bezug von Zertifikaten für regionalen Solarstrom verknüpft werden, wodurch ein gegenseitiger Nutzen entstünde.

Der Bezug von Strom über die Strombörse EPEX SPOT beschreibt die Speicherung erneuerbaren Stroms aus nationaler und internationaler Produktion. Der Fokus liegt hier einerseits auf den energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen. So soll der Strom nur während Niedertarifzeiten und zu sehr günstigen Preisen eingekauft werden. Andererseits können diese Bedingungen mit der energiestrategisch wichtigen Speicherung von Strom zu Zeiten hoher Produktion und niedriger Nachfrage (Sonntage im Frühling und Sommer; Weihnachten; Neujahr) kombiniert werden. Die Betriebskosten für die Elektrolyseure zeigen schliesslich auf, dass obwohl des geringen Einflusses des Börsenstrompreises an den Stromkosten ein wirtschaftlicher Betrieb derzeit noch nicht zu erwarten ist. Aus diesem Grund wurde auf die Berücksichtigung von Prognosen für die Grosshandelspreise für Strom, wie sie in einigen Studien zu finden sind, verzichtet.

Die Reduktion von positiver Ausgleichsenergie führt zu Niedertarifzeiten zu den geringsten Herstellkosten für H₂-Gas. Die Preise für übergedekte Abrechnungseinheiten, die in diesem Fall den reinen Energiepreisen entsprechen, sind teilweise sehr gering. Sie haben auf die Betriebskosten der Elektrolyseure während bis zu 1000 Stunden im Jahr kaum einen Einfluss. Die Preise für AE long sind zwar nicht im Voraus bekannt, können aber in Anlehnung an die Intraday-Preise an der Strombörse EPEX SPOT gut abgeschätzt werden. Jedoch würde Ausgleichsenergie aufgrund geringer Netznutzungsgebühren vorwiegend nachts reduziert werden. Ein energiestrategischer Nutzen mit Hinsicht auf die Energiestrategie 2050 wäre eher nicht zu erwarten.

Eine weitere, in dieser Vorstudie nicht ausführlich untersuchte Betriebsstrategie ist die Vorhaltung von Regelleistung. Gem. Abschnitt 4.2.3, Abbildung 1, werden betriebliche Voraussetzungen zur Vorhaltung von Sekundär- und Tertiärregelleistung erfüllt. Um an Ausschreibungen für Regelleistung teilnehmen zu können, reichen die durch die Elektrolyseure bereitstellbaren Leistungsbänder hingegen nicht aus. Es besteht jedoch die Möglichkeit der Bildung eines virtuellen Kraftwerks mit weiteren Teilnehmern. Unter dieser Annahme wurde die Vorhaltung von Regelleistung bereits grob untersucht. Aufgrund der Unsicherheiten durch die in jüngster Zeit stark veränderten Preise für Regelleistung, können zum jetzigen Zeitpunkt keine zuverlässigen Aussagen zur Wirtschaftlichkeit dieser Strategie gemacht werden. Bei einem verstärkten Ausbau erneuerbarer Energien und einer damit verbundenen erhöhten Nachfrage an Regelleistung, ist diese Möglichkeit zu überprüfen.

8. Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz

Die für das Hybridwerk Aarmatt vorgesehenen Elektrolyseure sollen den produzierten Wasserstoff in das Erdgasnetz einspeisen. Das Institut für Energietechnik an der Hochschule für Technik Rapperswil soll die Randbedingungen für die Produktion und Einspeisung in das Niederdrucknetz klären und die Durchmischung von Wasserstoff mit dem Erdgasnetz untersuchen. Die Erdgasqualität muss nach einer möglichst kurzen Mischstrecke nach der Einspeisung gewährleistet sein.

8.1. Grundlagen

8.1.1. Mischvorgang von Wasserstoff in Erdgas

Aufgrund der niedrigen Viskosität, stellt sich in den Erdgasleitungen meistens eine turbulente Strömung schon bei geringen Strömungsgeschwindigkeiten ein. Mit einer Leitungsgrösse DN 150, ist eine turbulente Strömung bei einem Normvolumenstrom $\dot{V}_{\text{Norm}} \geq 16 \text{ m}^3/\text{h}$ zu erwarten (100 % CH₄, 6 bar(a)). Aufgrund dieser Strömungsregime findet ein erhöhter Stoffaustausch zwischen Wasserstoff und Erdgas statt. An dem Einspeisepunkt treten Konzentrationsunterschiede auf, was die molekulare Diffusion von H₂ verursacht. Das Gas in höhere Konzentration diffundiert und begünstigt die Durchmischung. Es ist zu erwarten, dass Wasserstoff in Erdgas nach der Einspeisung aufgrund des Dichtenunterschieds nach oben getrieben wird. Wasserstoff hat eine Dichte von 0.494 kg/m^3 , bei einem relativen Druck von 5 bar und eine Temperatur von 20 °C. Das Methangas ist bei gleichen Bedingungen achtmal schwerer als Wasserstoff (Berechnet mit der Software FluidProp)

8.1.2. Gasentmischung

Die Gasbestandteile eines Gasgemisches bleiben ohne Energiezufuhr homogen verteilt. Grund dafür ist die Entropiezunahme bei dem Mischvorgang. Die Summe der Entropie von getrennten Gasen ist kleiner als die Entropie des Gasgemisches. Die Herleitung für eine Entropiezunahme wird in Anhang 11.3 analysiert.

8.1.3. Molprozent in Volumenprozent umrechnen

Nach der Richtlinie für die Gasbeschaffenheit im Erdgasnetz SVGW G18 wird die Menge von Wasserstoff in Erdgasnetz bei 2 Mol -% begrenzt. Die Herleitung einer Gleichung zur Umrechnung von Volumenprozent in Molprozent kann Anhang 11.4 entnommen werden.

8.1.4. Richtlinien SVGW G13

Die Richtlinien für die Einspeisung von Biogas G13 Ausgabe Januar 2008 sind für die beschränkte Einspeisung von Wasserstoff begrenzt anwendbar. Die Anforderung an der Gasqualität bei eingeschränkter Einspeisung, Absatz 6.3.2, wird einem erforderlichen Methangehalt von min. 50 Mol -% vorgeschrieben. Die Einspeisung von reinem Wasserstoff wird ausgeschlossen. Die Anwendbaren Abschnitten aus der Richtlinien G13, Januar 2008 sind:

5.3 Allgemeine Anforderungen an Aufbereitungs- und Einspeiseanlagen

5.4 Aufbereitungsanlagen

5.5 Einspeiseanlage

5.6 Messtechnische Überwachung des eingespeisten Biogas

6.1.1.2 Eingeschränkte Einspeisungen

6.1.2 Homogenes Gasgemisch

6.1.3 Gastemperatur

6.1.4 Gasdruck

6.1.5 Gasodorierung

6.3.1 Generelle Anforderung

6.3.3 Einschränkung der Zumischung (Anhang 2 Erdgas H)

(SVGW, Richtlinie für die Einspeisung von Biogas 2008)

8.1.5. Richtlinien SVGW G11

Die Anforderungen für die Gasodorierung von brennbaren Fluiden sind in Regelwerk G11d, Ausgabe April 2006 festgelegt. Die relevanten Abschnitte für die Einspeisung von Wasserstoff in die Erdgasleitung aus G11 Ausgabe April 2006 sind hier aufgelistet:

3.3. Geruchsintensität

3.4. Odoriermittelkonzentration

3.5. K-Wert

3.6 Mindest-Odoriermittelkonzentration

7.2. Odorierung von Erdgas H

(SVGW, G11d Richtlinien für die Gasodorierung 2006)

Im Abschnitt 7.2 wird die Menge für die Gasodorierung von Erdgas H beschrieben. Die übliche Odorierungsmittelkonzentration ist 30 bis 300 % über der erforderliche Mindestkonzentration gem. Ziff. 3.6. Die maximale Einspeisemenge von Wasserstoff ist von der zulässigen Konzentration von H₂ in Erdgas von 2 Mol -% begrenzt. Das Erdgas wird höchstens mit 2 Vol. -% Wasserstoff verdünnt. Die Odorierungsmittelkonzentration sinkt nach der H₂-Einspeisung ca. um 2 %. Falls das Erdgas an Hybridwerk Aarmat die üblichen Konzentrationsanforderungen an das Odorierungsmittel erfüllt, ist eine zusätzliche Odorierung von Wasserstoff nicht nötig. Die Wasserstoffleitung zwischen der Einspeise-

stelle und des Elektrolyseur bleibt ohne Odorierung für das Wahrnehmen einer möglichen Leckage problematisch.

8.2. CFD Simulationen

8.2.1. Annahmen und Szenarien

An Hybridwerk Aarmatt ist eine Wasserstoffproduktion in Normvolumenstrom von $2 \times 30 \text{ m}^3/\text{h}$ vorgesehen. Der Wasserstoff kann in Druckflaschen gespeichert werden. Deshalb ist die Einspeisemenge nur von der zulässigen Konzentration des Wasserstoffs in Erdgas nach der Einspeisung begrenzt. Wegen der erhöhten Schwankungen an Erdgasverbrauch, werden für die CFD Berechnungen zwei Szenarien Winter und Sommerbetrieb berechnet. Die Betriebsdaten sind in der zwei Tabelle 7 und Tabelle 8 dokumentiert. Um der Aufwand der Simulation zu begrenzen, wird das Erdgas als reines Methan angenommen und das Gasgemisch als inkompressibel berechnet.

Tabelle 7: Betriebszustände Szenario Sommer

Szenario 1: Sommerbetrieb	Erdgas vor der Mischung	Wasserstoff vor der Mischung
Zusammensetzung	100 % Vol. CH_4	100 % Vol. H_2
Normvolumenstrom	$200 \text{ m}^3/\text{h}$	$4 \text{ m}^3/\text{h}$
Massenstrom	$39.680\text{E-}3 \text{ kg/s}$	$98.278\text{E-}6 \text{ kg/s}$
Betriebsdruck (relativ)	5 bar	5 bar
Betriebstemperatur	$25 \text{ }^\circ\text{C}$	$25 \text{ }^\circ\text{C}$
Leitungsdurchmesser	DN 150 PN10 ($D_i = 163.1 \text{ mm}$)	DN 50 PN16 ($D_i = 54.5$)
Diffusion von Wasserstoff in Methan	$6.331 \text{ Pa}\cdot\text{m}^2/\text{s}$ (Reid & Sherwood, 1958)	

Tabelle 8: Betriebszustände Szenario Winter

Szenario 2: Winterbetrieb	Erdgas vor der Mischung	Wasserstoff vor der Mischung
Zusammensetzung	100 % Vol. CH_4	100 % Vol. H_2
Normvolumenstrom	$5000 \text{ m}^3/\text{h}$	$100 \text{ m}^3/\text{h}$
Massenstrom	$992.010\text{E-}3 \text{ kg/s}$	$2.457\text{E-}3 \text{ kg/s}$
Betriebsdruck (relativ)	5 bar	5 bar
Betriebstemperatur	$10 \text{ }^\circ\text{C}$	$10 \text{ }^\circ\text{C}$
Leitungsdurchmesser	DN 150 PN10 ($D_i = 163.1 \text{ mm}$)	DN 50 PN16 ($D_i = 54.5$)
Diffusion von Wasserstoff in Methan	$6.331 \text{ Pa}\cdot\text{m}^2/\text{s}$ (Reid & Sherwood, 1958)	

8.2.2. Geometrie

Für die CFD Simulation wird eine Rohrleitung DN150 mit einem T-Übergang auf DN65 berechnet. Die Grösse der Wasserstoffleitung ist mit DN50 PN16 vorgesehen. Um die Erdgasleitung mit der H_2 -Leitung zu verbinden ist eine Flanschverbindung (DN65 PN16) vorgesehen, die als Reduktion DN65 auf DN50 dient. Die Einlaufstrecke vor der Mischzone beträgt 0.5 m (Abbildung 17). Die Durchmischung von H_2 in Methan wird nach der Einspeisestelle für 2.5 m entlang der Erdgasleitung berechnet.

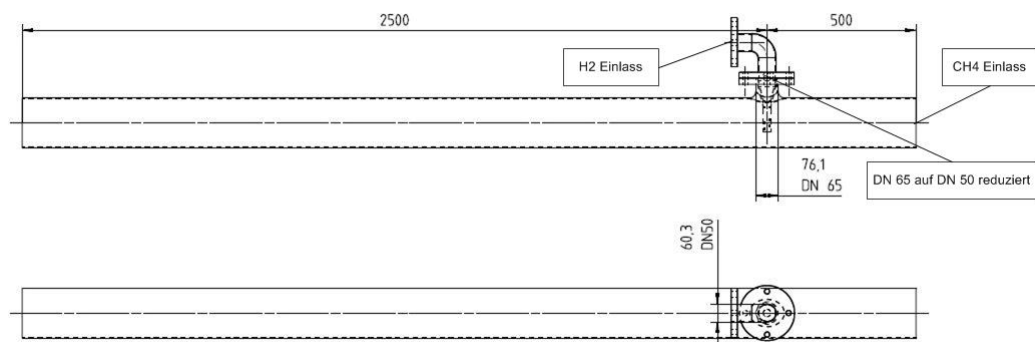


Abbildung 17: Erdgasleitung DN150 mit T-Übergang.

8.2.3. Wasserstoffkonzentration nach der Wasserstoffeinspeisung, Düsenfrei

Die einfachste Einspeisungsgeometrie ist in der Abbildung 18 dargestellt. Die Einspeisung von Biome-
than in die Erdgasleitung erfolgt mit einem T-Übergang ohne Düse, diese Anordnung wird als Refe-
renz berechnet. Die Einspeisung in die Erdgasleitung von unten nach oben soll wegen die Ablagerung
von Verunreinigungen vermieden werden.

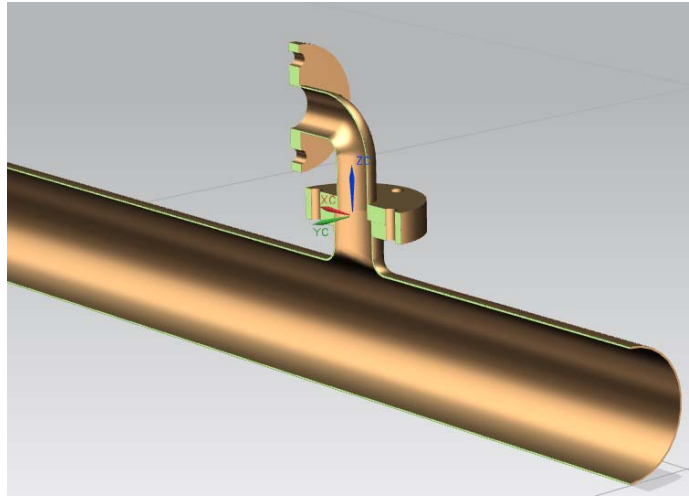


Abbildung 18: Schnittansicht der Einspeisung von Wasserstoff in die Erdgasleitung, Düsenfrei.

Die Wasserstoffkonzentration (Düsenfrei) für die zwei Szenarien Winter und Sommerbetrieb ist in der
Abbildung 19 und Abbildung 20 dargestellt. Wie erwartet sammelt sich der Wasserstoff im oberen Teil
der Erdgasleitung und vermischt sich nur begrenzt mit dem Methan entlang des 2.5 m langem Rohr.

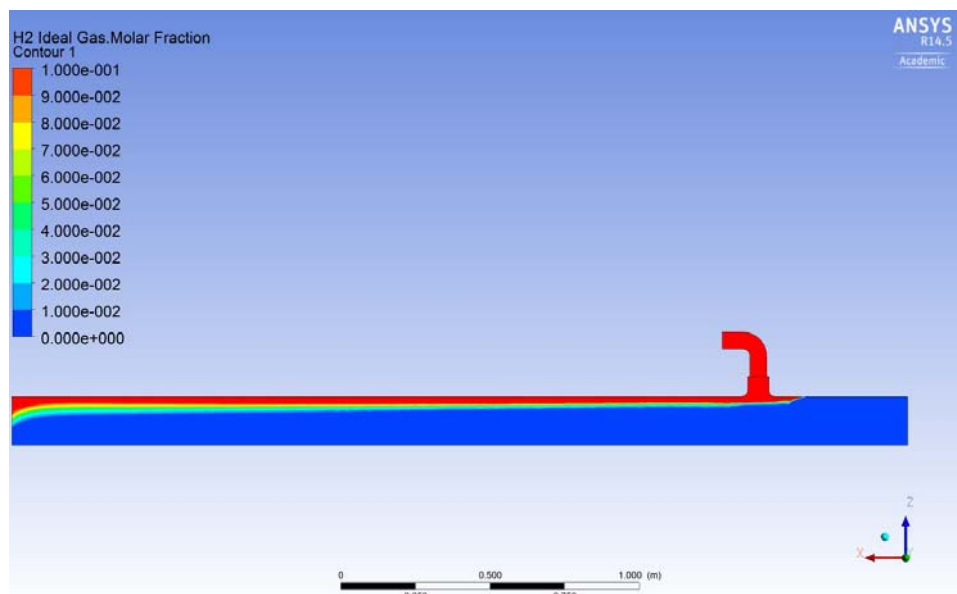


Abbildung 19: Wasserstoffkonzentration in der Erdgasleitung für den Sommerbetrieb (ohne Düse).

Bei erhöhter Strömungsgeschwindigkeit sinkt die Verweilzeit von dem inhomogenen Gasgemisch in
der Mischstrecke. Die Strömungsgeschwindigkeit geht an der Wand gegen null. Da der Wasserstoff
an dem obere Rand strömt, wird die Durchmischung zwischen Wasserstoff und Methan deutlich ver-
zögert (Abbildung 20). Für beiden Szenarien ist eine Wasserstoffkonzentration von über 10 Mol -%
nach einer Mischstrecke von 2.5 m zu erwarten.

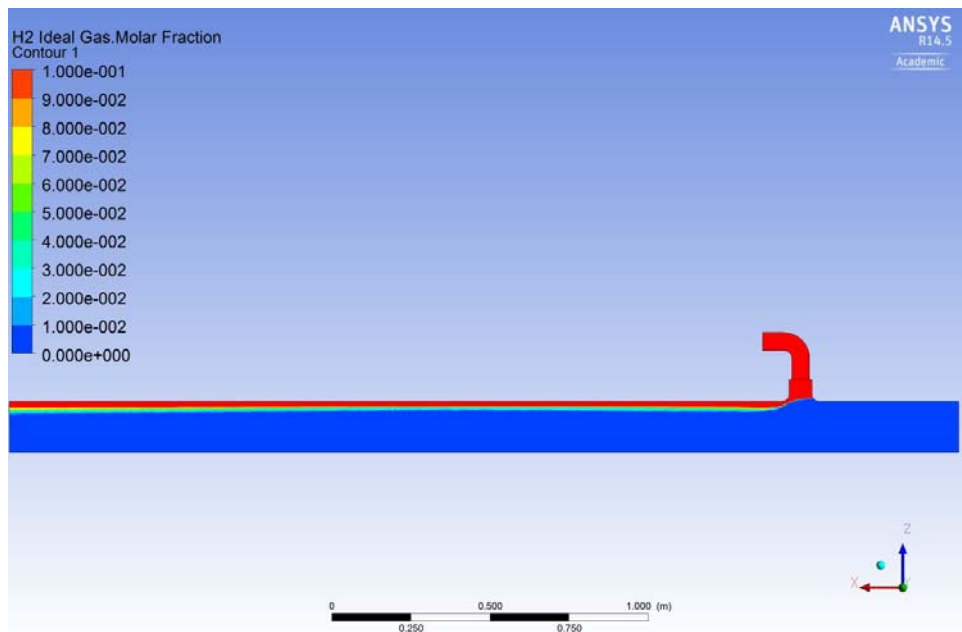


Abbildung 20: Wasserstoffkonzentration im Methan Winterbetrieb, Düsenfrei.

8.2.4. Wasserstoffkonzentration nach der Wasserstoffeinspeisung mit DN20 Düse

Um die Durchmischung von Wasserstoff und Erdgas zu optimieren wird eine DN20 Düse vorgeschlagen. (Kohler Katalog, R-160, DIN 2616) Die Anordnung ist in der Abbildung 21 dargestellt, der innere Durchmesser der Düse beträgt 23.7 mm.

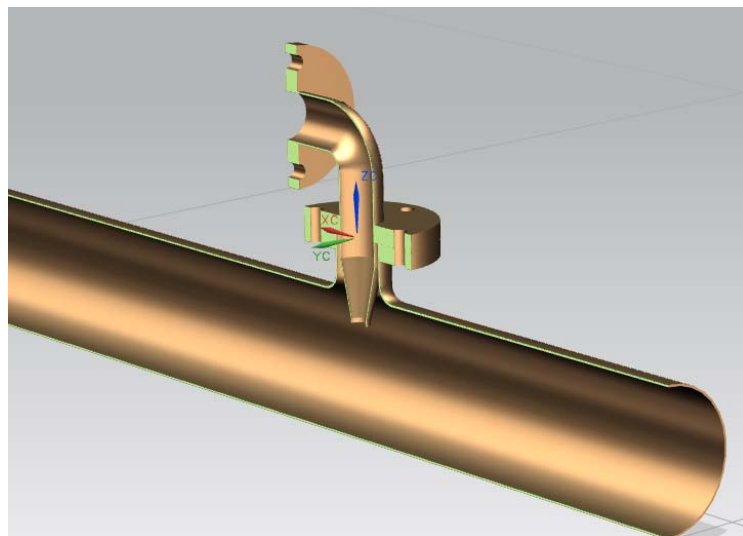


Abbildung 21: Schnittansicht der Einspeisung von Wasserstoff in die Erdgasleitung mit einer Düse DN20.

Die Einspeisung von Wasserstoff mit einer DN20-Düse ist in Abbildung 22 und Abbildung 23 beschrieben. Die Wasserstoffkonzentration bleibt im Sommer nach der Mischstrecke über 10 Mol -%. Die Wasserstoffeinspeisung mit der Düse weist keine deutliche Verbesserung bei niedrigen Strömungsgeschwindigkeiten von H₂ und CH₄ auf.

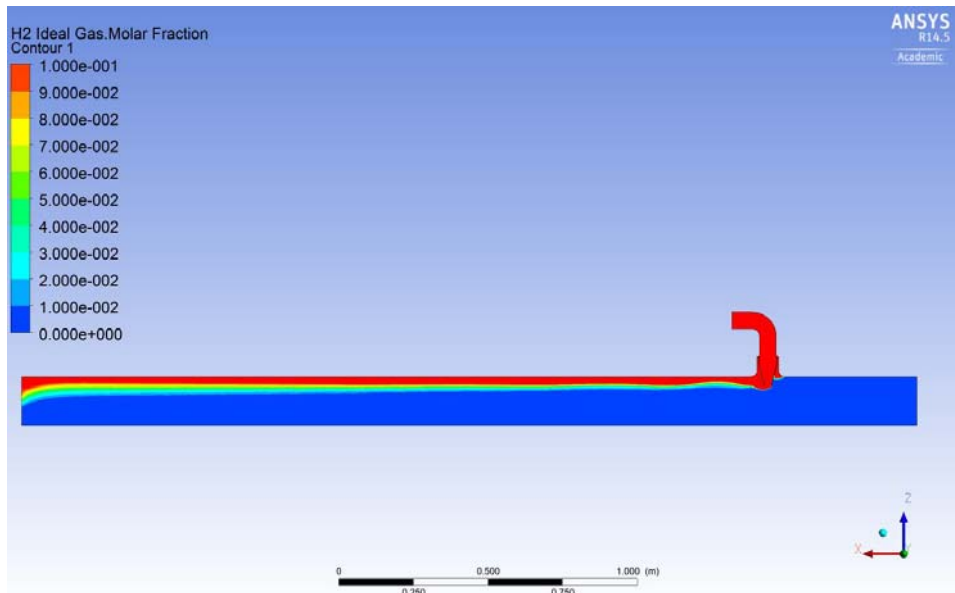


Abbildung 22: Wasserstoffkonzentration im Methan, Sommerbetrieb mit einer DN20-Düse.

Bei erhöhtem Wasserstoffvolumenstrom (Winterbetrieb) ist eine Verbesserung der H₂-Durchmischung in der Abbildung 23 zu erkennen. Die H₂-Konzentrationswerten liegen nach der Mischstrecke unterhalb 6 Mol-%. Die Durchmischung von Wasserstoff kann mit einer DN15 oder DN10 Düse verbessert werden. Der Druckverlust über die Düse wird mit einer Verengung des Querschnitts exponentiell ansteigen. Der zulässige Druckverlust über die Düse ist von der zulässiger Betriebsdruck der Wasserstoffleitung und der Betriebsdruck in der Erdgasleitung definiert:

$$dp_{zul} = PN_{H_2\text{-Leitung}} - p_{CH_4} = 16 \text{ bar(ü)} - 5 \text{ bar(ü)} = 11 \text{ bar(ü)}$$

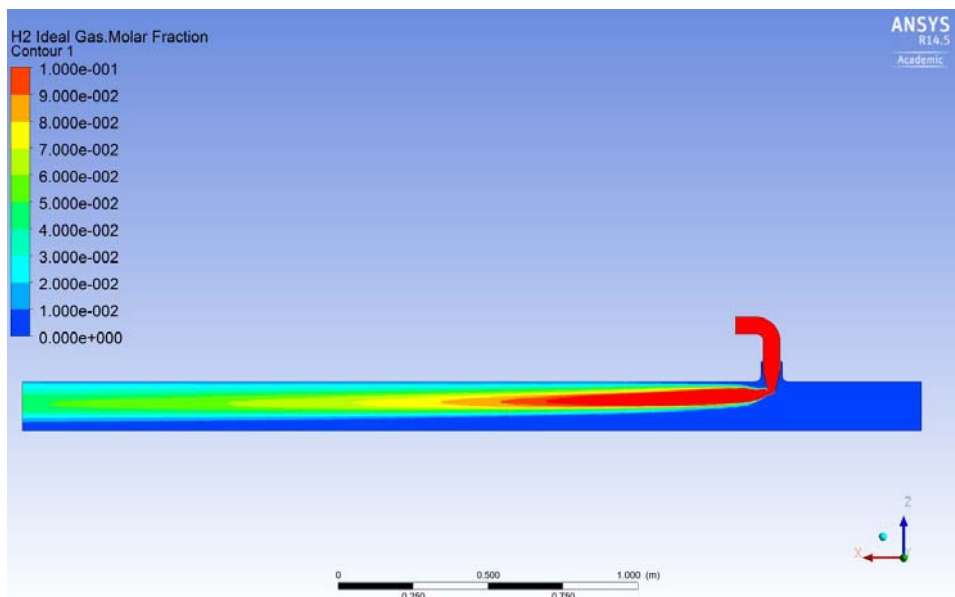


Abbildung 23: Wasserstoffkonzentration im Methan, Winterbetrieb mit einer DN20-Düse.

8.2.5. Wasserstoffkonzentration nach der Wasserstoffeinspeisung über mehrere Düsen

Um den Wasserstoff besser mit der Erdgasströmung zu vermischen, wird der Wasserstoff über acht Düsen verteilt und ins Erdgasnetz eingespeist. Somit wird die Einspeisung des H₂ über mehreren Öffnungen verteilt. Die Abbildung 24 stellt die Wasserstoffflanze mit acht Düsen dar. Jede Düse hat einen Durchmesser von 5 mm.

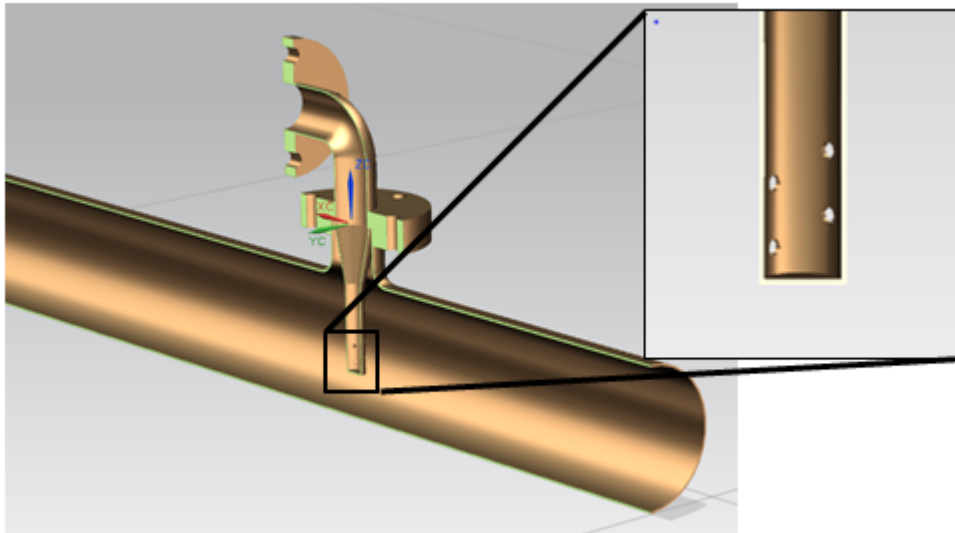


Abbildung 24: Schnittansicht der Einspeisung von Wasserstoff in der Erdgasleitung mit acht Düsen.

Die Verteilung des Wasserstoffs über mehrere Düsen verbessert die Resultate im Szenario „Sommer“. Die höchste Konzentration von Wasserstoff liegt bei 8 Mol -% am Ende der Mischstrecke (Abbildung 25).

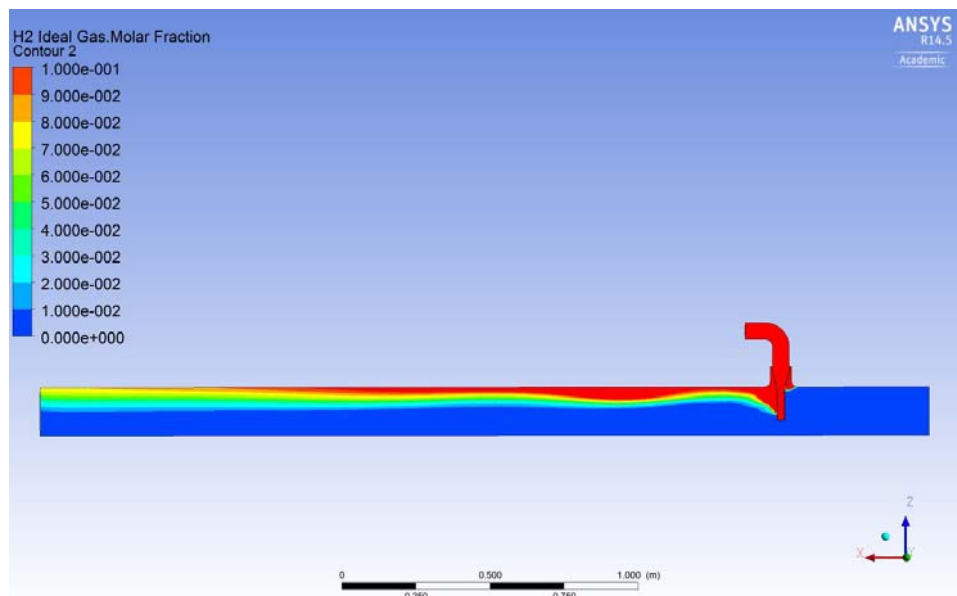


Abbildung 25: Wasserstoffkonzentration im Methan, Sommerbetrieb mit acht Düsen $d = 5 \text{ mm}$.

Bei Erhöhung der Strömungsgeschwindigkeit verbessert sich die Durchmischung deutlich. Die höchste Konzentration von Wasserstoff liegt am Ende der Mischstrecke bei 4 Mol -%.

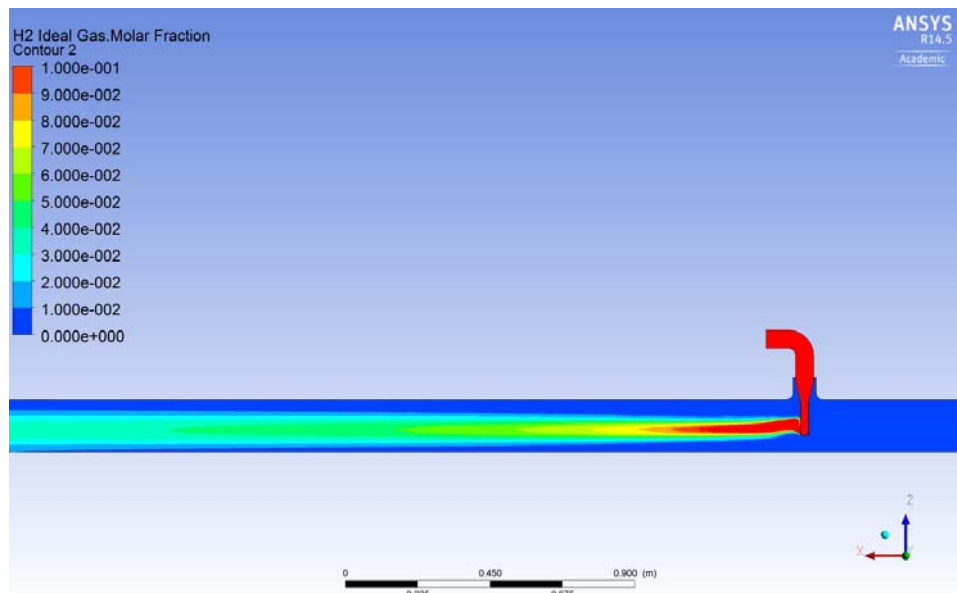


Abbildung 26: Wasserstoffkonzentration im Methan, Winterbetrieb mit acht Düsen $d = 5$ mm.

Die mittlere H_2 -Strömungsgeschwindigkeit durch die Öffnungen liegt bei 32 m/s bei einem Normvolumenstrom von $100 \text{ m}^3/\text{h}$. Der Druckverlust über die Düsen kann wie folgt abgeschätzt werden:

$$dp = \zeta \cdot \frac{v^2}{2} * w^2 \leq 1 \cdot \frac{0.5}{2} \cdot \left(32 \frac{\text{m}}{\text{s}} \right)^2 = 256 \text{ Pa}$$

Der Druckverlust in der Simulation wurde mit 750 Pa berechnet. Der Widerstandsbeiwert für die Düsen liegt bei ca. $\zeta = 3$.

Über die Mischeinrichtungen für grossen Massenströme wird an Buch Grundlage der Gastechnik (DVGW, 2008) Seiten 274 bis 276 verwiesen: „Zu den einfachsten Mischeinrichtungen gehören Injektoren bzw. Strahlpumpen, bei denen ein Treibgas das Fördergas ansaugt und verdichtet.“

8.2.6. Diskussion der Simulationsergebnissen

Die CFD Simulation hat folgendes gezeigt:

- Das Szenario im Sommer weist für allen Geometrie die schlechtesten Resultaten auf.
- Durch die hohen Dichteunterschiede zwischen Erdgas und Wasserstoff dauert der Mischprozess einer Düsenfreie Einspeisung zu lang und ist nicht zu empfehlen.
- Die besten Ergebnissen wurden mit eine Wasserstofflanze aus mehreren Düsen erreicht

Die Herausforderung:

Die Wasserstoffdüsen sollen so klein wie möglich gestaltet werden, damit auch bei Teillastbetrieb immer noch eine genügende gute Durchmischung von Wasserstoff im Erdgas stattfindet. Auf der andere Seite erzeugen kleine Düsen höhere Druckverluste bei Vollastbetrieb ($100 \text{ m}^3/\text{h}$ Normvolumenstrom Wasserstoff), was wiederum die Speicherkapazität der Druckflaschen reduziert. Die Gasspeicherkapazität ist mit dem Maximalen Druck von 30 bar, mit dem tiefsten Druck in der Wasserstoffleitung und mit dem geometrischen Volumen des Speichers definiert. Der tiefste Druck im System ist in diesem Fall gleich die Summe der Drücke in der Erdgasleitung und dem Druckverlust über die Wasserstoffdüsen und der Verbindungsleitung zwischen Speicher und Erdgasleitung. Falls die Düsen und die Leitungen einen Druckabfall von 25 bar erzeugen, herrscht am Anfang der Wasserstoffleitung ein Druck von 30 bar. Bei diesen extremen Bedingungen geht die Kapazität des Gasspeichers gegen null.

9. Regelungs-, Mess- und Analysekonzept

9.1. Regelungskonzepte für die Dosierung von Wasserstoff

Um die Erdgasqualität nach der Einspeisung von Wasserstoff einzuhalten, muss die Dosierung von H₂ geregelt werden. Die Erdgaszusammensetzung schwankt über grossen Zeitperioden geringfügig und kann während eines Tages als konstant angenommen werden. Der Verbrauch von Erdgas hingegen kann wegen Ausfällen von grossen Verbrauchern in weniger Zeit sinken. Die Regelungsapparatur für die Einspeisung muss vor allem auf Volumenstromänderungen von Erdgas reagieren.

Das Produktgas Wasserstoff muss nicht zusätzlich analysiert werden. Die Elektrolyseuren Hogen C30 schalten automatisch aus, falls Sauerstoff in der Wasserstoffleitung detektiert wird. Für die Einspeisung soll nur die produzierte Menge an Wasserstoff berücksichtigt werden. Die Zusammensetzung von Produktgas wird als 100 % Wasserstoff angenommen (99.9998 % Reinheit).

9.1.1. Regelungskonzept 1

Die Dosierung von Wasserstoff erfolgt mittels einer Berechnung, basierend auf dem Volumenstrom des Erdgasnetzes vor der Einspeisung und auf der Zusammensetzung des Erdgases. Die Informationen von Gaszähler (Erdgasvolumenstrom und Wasserstoffkonzentration) müssen min. viermal Stündlich ermittelt werden. Die zulässige Wasserstoffmenge wird durch die folgende Beziehung berechnet:

$$\dot{V}_{H_2} \leq \dot{V}_{CH_4} \cdot (x_{H_2Zul.} - x_{H_2})$$

Ein Dosierungsventil soll 4 bis 20 mA -Ansteuerung inkl. Durchflussrückmeldung des Wasserstoff dosieren werden.

9.1.2. Regelungskonzept 2

Der Gaszähler wird nach der Mischstrecke eingebaut. Anhand der Zusammensetzung des Erdgases wird der Wasserstoff dosiert. Der Regelkreis sieht folgendermassen aus:

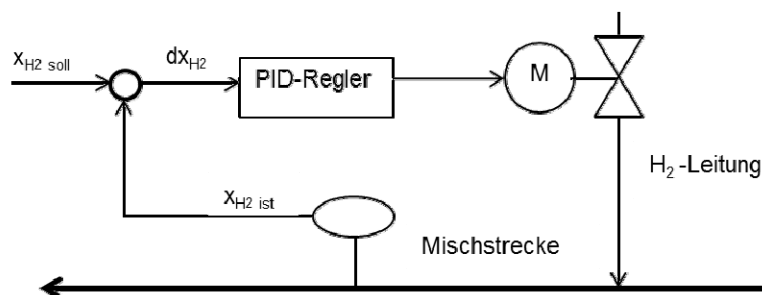


Abbildung 27: Regelkreis für die Dosierung von Wasserstoff in dem Erdgasnetz.

9.2. Mess- und Analysekonzept Elektrolyseure und H₂-Einspeisung

Fragestellungen

Das Institut für Energietechnik der HSR ist vor allem an der Auswertung folgender Fragestellungen interessiert.

- Wirkungsgrad
- Transientes Verhalten (An- und Abfahrverhalten)
- Verfügbarkeit
- Degradation

Die Fragestellungen beziehen sich in erster Linie auf die gesamte Power-to-Gas Anlage. Daneben interessiert aber auch das Verhalten der einzelnen Komponenten.

Messstellen

Um die obigen Fragestellungen zu beantworten, sind folgende Messungen nötig:

- Elektrische Leistung aller Komponenten
- H₂ Massenstrom vor dem Puffertank

- Wärmestrom bei allen gekühlten Komponenten
- Reinheitsgrad des H₂
- Massenstrom Wasser am Einlass Elektrolyseur
- Druck und Temperatur im Puffertank
- Druck und Temperatur in H₂-Leitung nach Stack

Zeitliche Auflösung	Damit transiente Effekte gemessen werden können, ist eine Messrate von einer Messung pro Sekunde wünschenswert.
Aufzeichnung	Alle Messgeräte sollten ans Leitsystem angeschlossen und die Daten automatisch aufgezeichnet werden.
Verbrauchsmaterial	Eine weitere interessante Grösse ist die Menge Betriebsmaterial. Insbesondere sollte folgender Verbrauch aufgezeichnet werden. • Lauge • N₂ • Ionentauscher • Filter/Trockner/...
Messprogramm	Es ist wünschenswert, mit der Anlage ein definiertes Messprogramm abfahren zu können, insbesondere um transiente Effekte zu untersuchen.

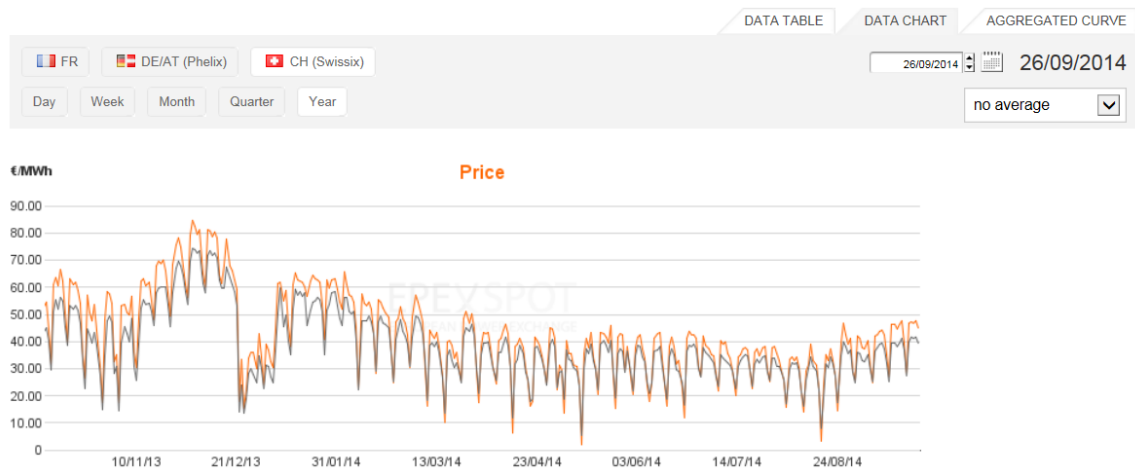
10. Referenzen

- Anderson, Göran, Konstantinos Boulouchos, und Lucas Bretschger. *Energiezukunft Schweiz*. ETH Zürich, 2011.
- Cattin, Rene, et al. *Energiestrategie 2050: Berechnung der Energiepotenziale für Wind- und Sonnenenergie*. Im Auftrag des Bundesamt für Umwelt, 2012.
- EPEXSPOT. 2014. <http://www.epexspot.com/en/market-data/auction/chart/auction-chart/2014-09-26/CH> (Zugriff am 26. September 2014).
- Gerster, D. *Potentialabschätzung für Photovoltaik-Anlagen auf Dachflächen in der Gemeinde Solothurn*. Nicht publizierter Bericht, 2011.
- Hostettler, Thomas. *Markterhebung Sonnenenergie 2013*. Im Auftrag des Bundesamt für Energie, 2014.
- Kirchner, Almut, et al. *Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050*. Im Auftrag des Bundesamt für Energie, 2012.
- SVGW. «G11d Richtlinien für die Gasodorierung.» 2006.
- SVGW. «Richtlinie für die Einspeisung von Biogas.» 2008.
- Swissolar. 2014. http://www.swissolar.ch/fileadmin/files/swissolar_neu/1._Unsere_Themen/1.07_Schweizer_Solarindustrie/Branchen-Faktenblatt_PV_CH_d.pdf (Zugriff am 26. September 2014).
- YCHARTS. 2014. https://ycharts.com/indicators/europe_natural_gas_price (Zugriff am 26. September 2014).

11. Anhang

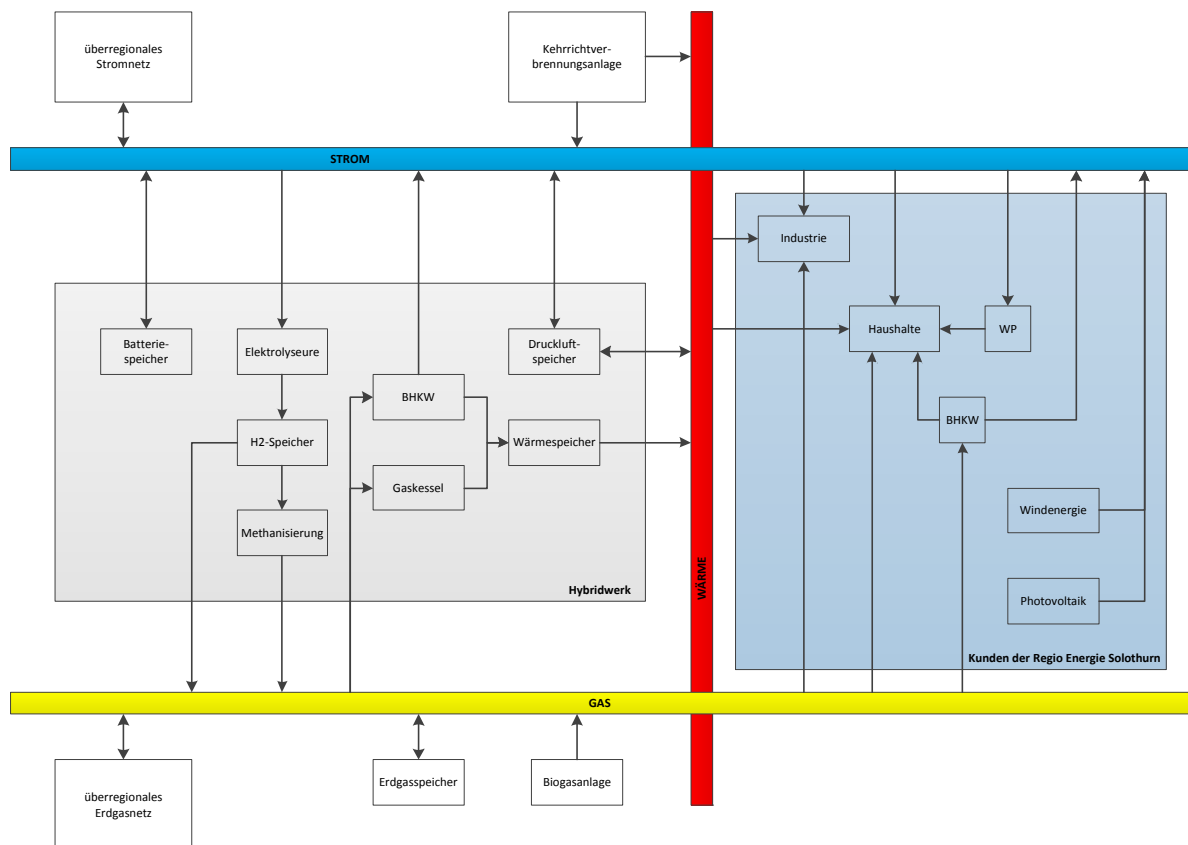
11.1. Grosshandelspreis für Strom

EPEXSPOTAUCTION



Börsenstrompreis 09/2013 – 09/2014 an der europäischen Strombörse EPEX SPOT.

11.2. Energieflussdiagramm für das Hybridwerk Aarmatt



Energieflussdiagramm Hybridwerk Aarmatt.

11.3. Herleitung der Entropiezunahme

Für die Herleitung der Entropiezunahme bei dem Mischvorgang wird ein ideales Gasgemisches aus 2 Vol. % Wasserstoff und 98 Vol. % Methan angenommen, bei einer Temperatur von 20 °C und einen absoluten Druck von 6 bar(a). Die Massenanteile werden wie folgt berechnet:

$$y_{CH_4} = \frac{x_{CH_4} \cdot \rho_{CH_4}}{x_{CH_4} \cdot \rho_{CH_4} + x_{H_2} \cdot \rho_{H_2}} = \frac{0.98 \cdot 3.99 \frac{kg}{m^3}}{0.98 \cdot 3.99 \frac{kg}{m^3} + 0.02 \cdot 0.49 \frac{kg}{m^3}} = 997.5 E - 3 \quad (1)$$

$$y_{H_2} = 1 - y_{CH_4} = 2.5 E - 3 \quad (2)$$

Die Summe der spezifischen Entropien vor der H₂-Mischung wird wie folgt berechnet:

$$s_1 = y_{CH_4} \cdot s_{1CH_4} + y_{H_2} \cdot s_{1H_2}$$

$$s_1 = 997.5 E - 3 \cdot 5.7 \frac{kJ}{kg \cdot K} + 2.5 E - 3 \cdot 45.8 \frac{kJ}{kg \cdot K} = 5.80 \frac{kJ}{kg \cdot K} \quad (3)$$

Die spezifische Entropie von Methan und Wasserstoff wird anhand des Partialdruckes (Dalton-Gesetz) berechnet:

$$p_{CH_4} = x_{CH_4} \cdot p_{tot} = 0.98 \cdot 6 \text{ bar} = 5.8 \text{ bar} \quad (4)$$

$$p_{H_2} = x_{H_2} \cdot p_{tot} = 0.02 \cdot 6 \text{ bar} = 0.2 \text{ bar} \quad (5)$$

Die Gleichung für die spezifische Entropie von idealem Gasgemisch ist wie folgt definiert:

$$s_2 = y_{CH_4} \cdot s_{2CH_4} + y_{H_2} \cdot s_{2H_2}$$

$$s_2 = 997.5 E - 3 \cdot 5.71 \frac{kJ}{kg \cdot K} + 2.5 E - 3 \cdot 61.3 \frac{kJ}{kg \cdot K} = 5.85 \frac{kJ}{kg \cdot K} \quad (6)$$

Aus den Gleichungen (3) und (6) lässt sich die Entropiezunahme beim Mischvorgang wie folgt berechnen:

$$ds = s_2 - s_1 = (5.85 - 5.80) \frac{kJ}{kg \cdot K} = 0.05 \frac{kJ}{kg \cdot K} \quad (7)$$

Um das Gemisch in die Bestandteilen Wasserstoff und Methan zu zerlegen wird die folgende minimale Arbeit w_{min} benötigt:

$$w_{min} = ds \cdot T = 0.05 \frac{kJ}{kg \cdot K} \cdot 293.15 \text{ K} = 14.65 \frac{kJ}{kg} \quad (8)$$

Herleitung bei der Entropiezunahme für die Mischung von Wasserstoff und Methan.

11.4. Umrechnung von Molprozent in Volumenprozent

Im Folgenden wird die Umrechnung von Mol -% in Vol. -% hergeleitet. Die Definition von Molprozent eines binären Gasgemisches ist wie folgt beschreiben:

$$x_1 = \frac{n_1}{n_1 + n_2} \quad (9)$$

$$x_2 = 1 - x_1 \quad (10)$$

Die ideale Gasgleichung ist wie folgt definiert:

$$p * V_1 = n_1 * R * T \quad (11)$$

$$p * V_2 = n_2 * R * T \quad (12)$$

Die Gleichungen (11) und (12) werden nach dem Druck aufgelöst und gleichgesetzt:

$$\frac{n_2 * R * T}{V_2} = \frac{n_1 * R * T}{V_1} \quad (13)$$

Die Gleichung (13) wird nach n_1 aufgelöst:

$$n_1 = \frac{V_1 * n_2}{V_2} \quad (14)$$

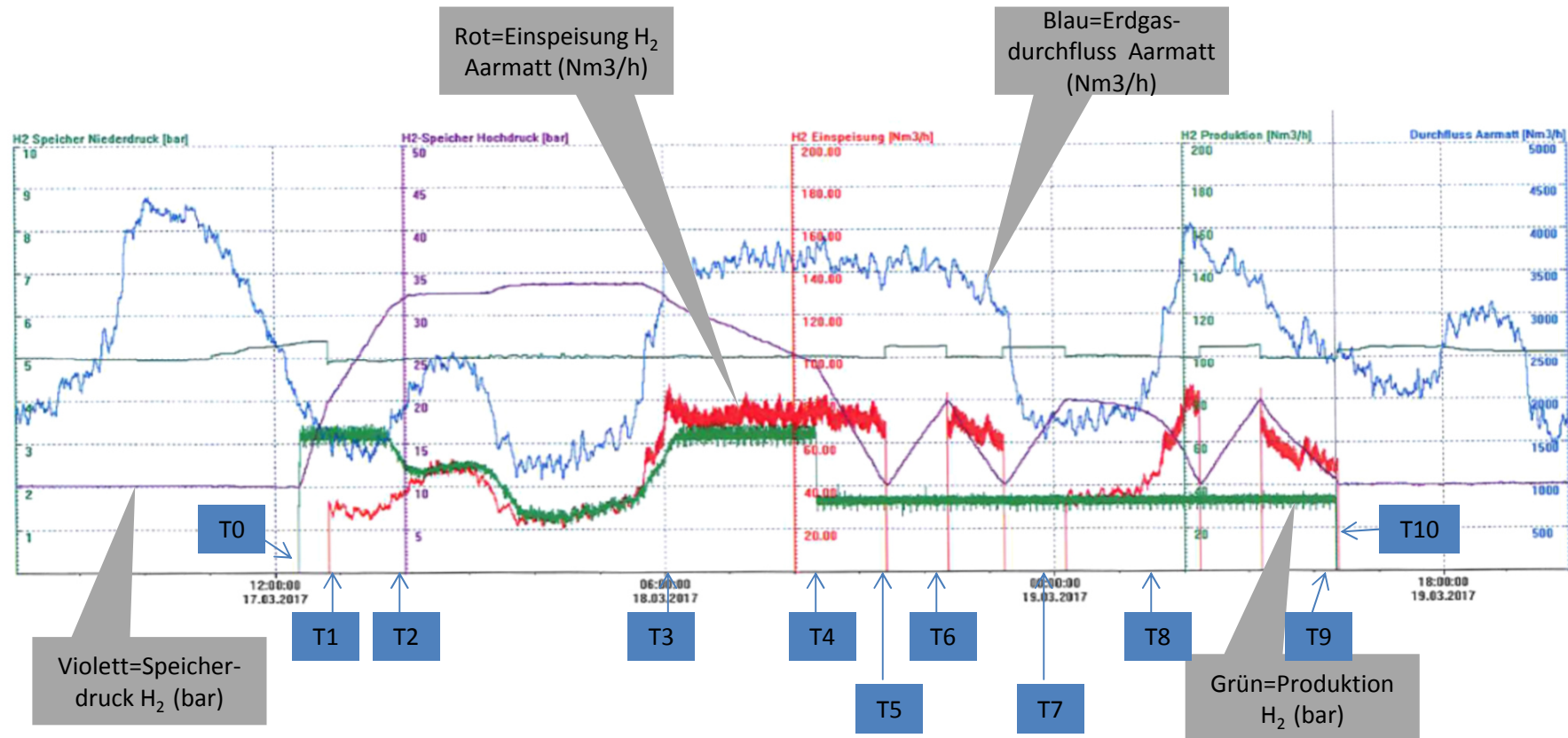
Die Gleichung (14) wird in (9) eingesetzt:

$$x_1 = \frac{n_1}{n_1 + n_2} = \frac{\frac{V_1 * n_2}{V_2}}{\frac{V_1 * n_2}{V_2} + \frac{V_2 * n_2}{V_2}} = \frac{V_1}{V_1 + V_2} \quad (15)$$

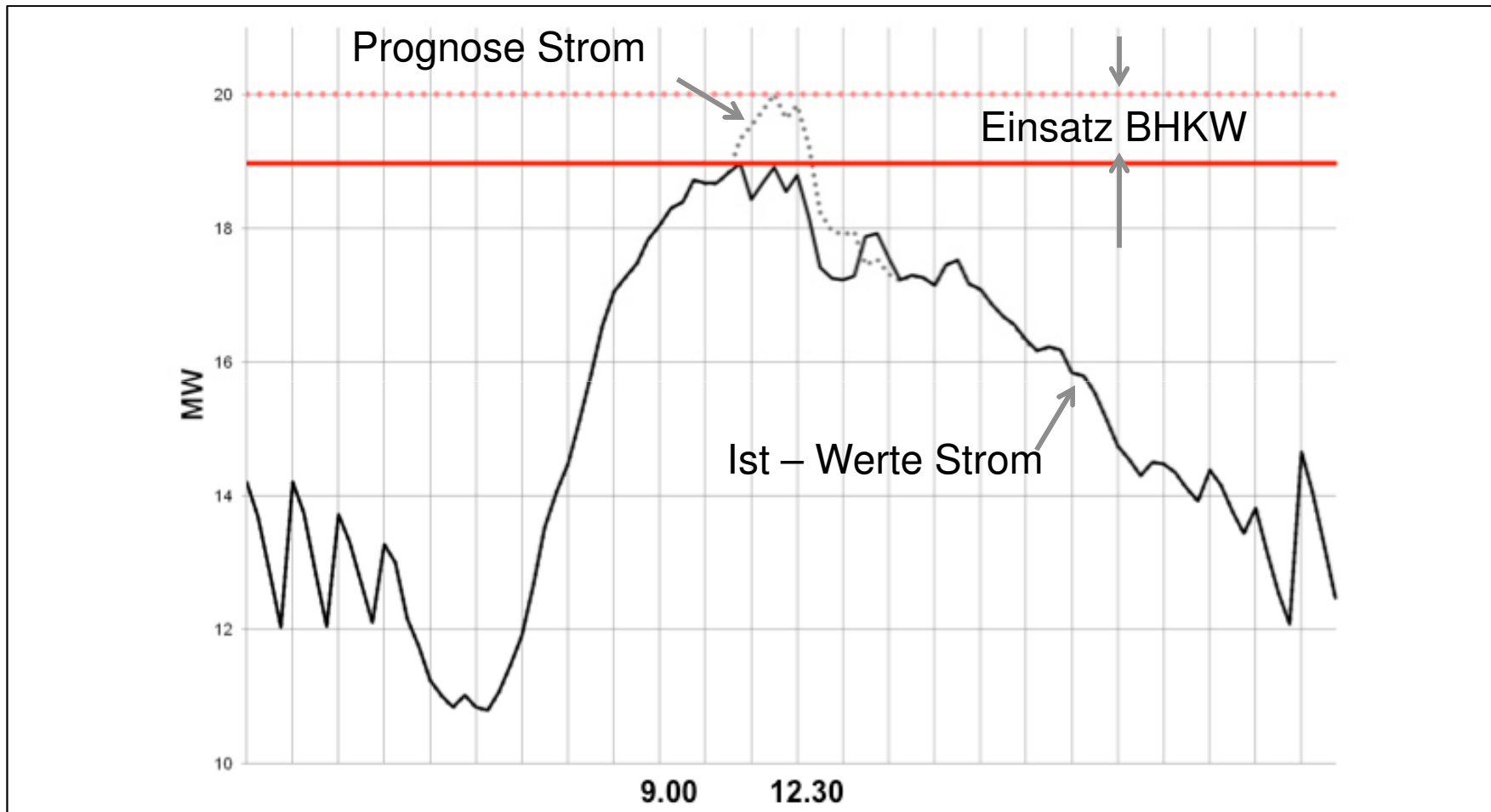
Das Verhalten von Methan und Wasserstoff bei einem Überdruck von 5 bar und einer Temperatur von 20 °C kann gut mit der idealen Gasgleichung beschrieben werden. Aus diesem Grund kann das zulässige Volumenprozent von Wasserstoff in Erdgas mit dem Molprozent von 2 % gleichgesetzt werden.

Herleitung einer Gleichung für die Umrechnung von Molprozent in Volumenprozent.

Anhang 7



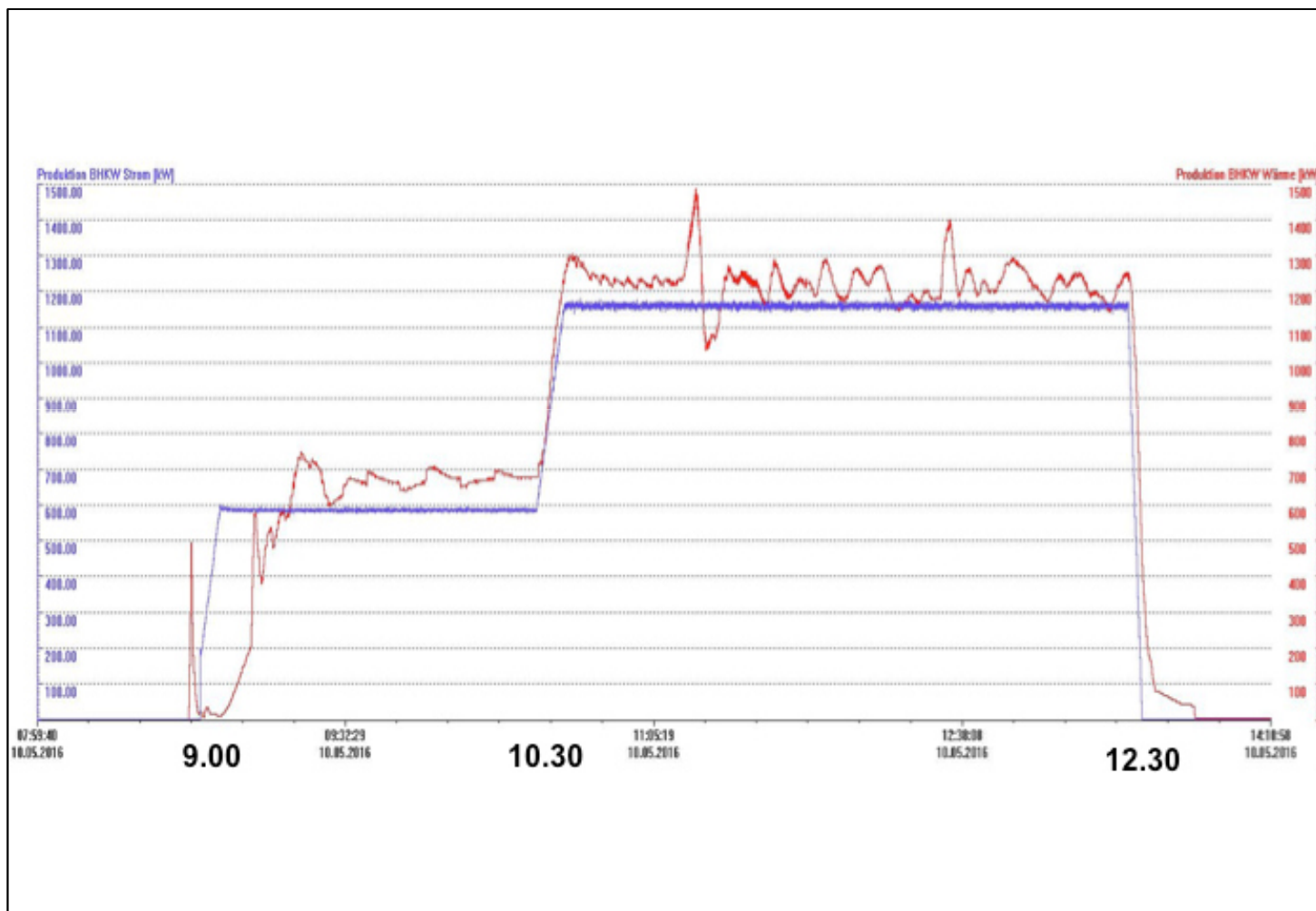
Stromreduktion Mittagsspitze



Grafische Darstellung der Mittagesspitze

Quelle: Regio Energie Solothurn

Fahrplan BHKW

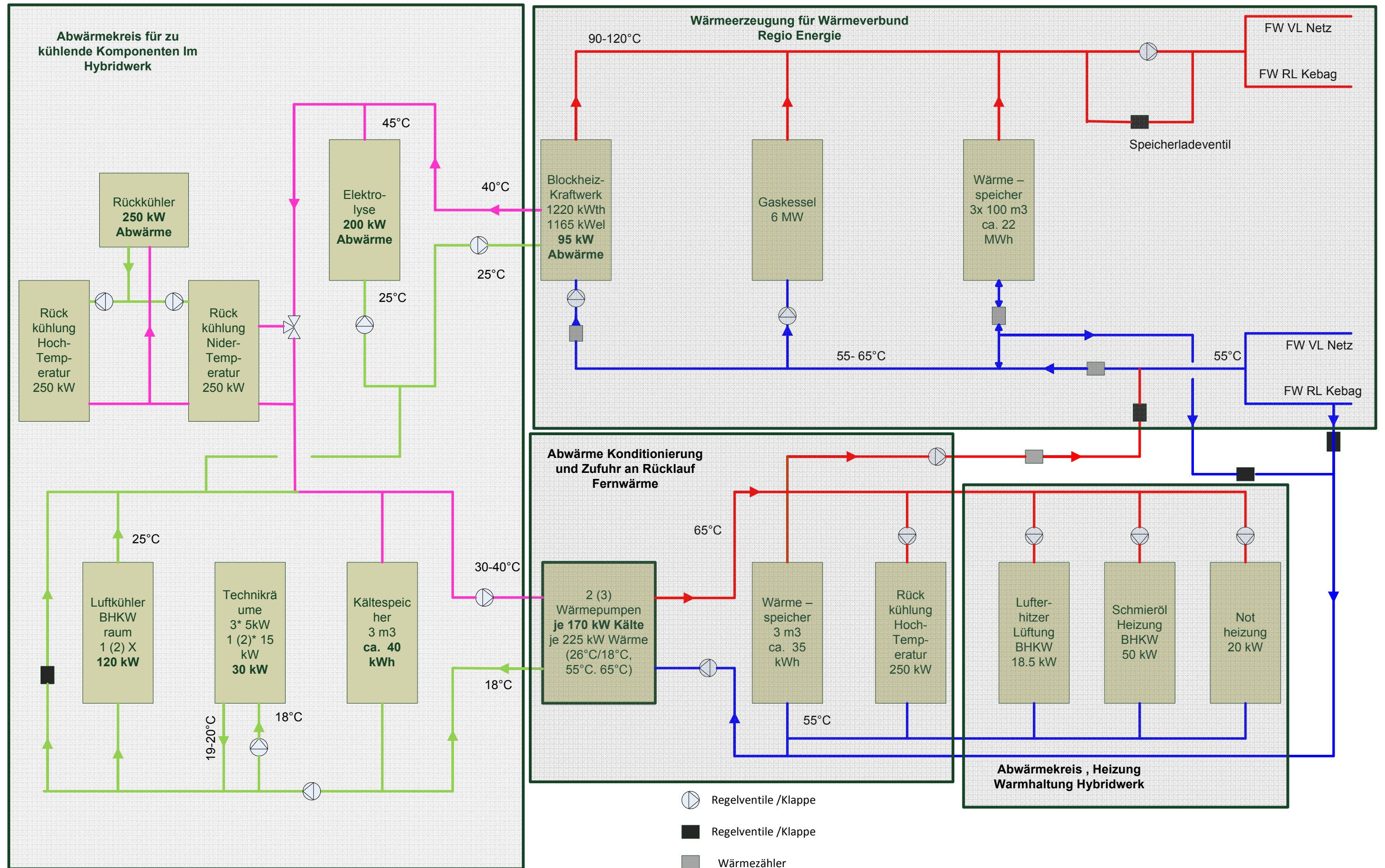


Rot = Wärme
Blau = Strom

Quelle: Regio Energie Solothurn

Übersichtsschema Wärme und Abwärme

Hybridwerk Aarmatt



11 Abwärmekreis

11.1 Beschrieb Abwärmekreis

Der Abwärmekreis dient zur Nutzung der Abwärme aus dem Hybridwerk. Abwärme fällt an am BHKW (Strahlung und Gemischkühlung) in den Technikräumen und am Elektrolyseur.

Die Abwärme wird mit erster Priorität mittels einer Wärmepumpe in den Rücklauf der Fernwärme eingebracht. In 2. Priorität wird die Abwärme über den Rückkühler an die Umgebung abgeführt.

Zwischen Wärmeproduktion ab Wärmepumpe (zwei, später drei Wärmepumpen mit je 170 kW Kühl und 225 kW Heizleistung, Redundanz 70% von 240 kW) und Einspeisung in den Fernwärmerücklauf wird ein Pufferspeicher (ABB01, Wärmespeicher mit 3 m³ und ca. 35 kWh Ladekapazität) eingebaut. Der Pufferspeicher wird mit der Wärme aus der Wärmepumpe gefüllt.

Ist der Wärmespeicher voll wird in erster Priorität Wärme über den Niedertemperatur Rückkühltaucher (WT1, 250 kW) an die Rückkühlung (RK1, 250 kW) abgegeben. (Freie Kühlung). Sollte die freie Kühlung nicht ausreichen wird die Wärmepumpe hochgefahren und anschliessend Überschusswärme über den Hochtemperatur Rückkühltaucher (WT2, 250 kW) an den Rückkühler abgegeben. Hochtemperatur Rückkühlung hat in diesem Betriebsfall Priorität zur Niedertemperaturrückkühlung.

Der Pufferspeicher (ABB02, Kältespeicher mit ca 40 kWh Kapazität) auf der Kälteseite der Wärmepumpe dient zur Pufferung der Kühlleistung der Wärmepumpen. Die Wärmepumpen sind 2 stufig (85 und 170 kW Kühlleistung). Liegt der Bedarf zur Kühlung der Komponenten dazwischen oder unter der minimal Leistung der Wärmepumpen wird der Kältespeicher gefüllt. Ist der Kältespeicher voll geht die Wärmepumpe ausser Betrieb.

Im Kühlkreis nach Wärmepumpe und Kältespeicher (Austrittstemperatur 18°C) sind als erstes die Luftkühler in den Technikräumen (30 kW, Eintritt 18°C, Austritt 19-20 °C), und anschliessend der Luftkühler im BHKW Raum (120 kW. Eintritt 19 °C, Austritt bis 25 °C) eingebunden. Der Luftkühler BHKW Raum wird bei Elektrolysebetrieb über einen Bypass umgangen.

In Serie zu den Luftkühlern ist die Gemischkühlung des BHKW's (95 kW, 25°C Eintritt, ca. 40 °C Austritt) und die Elektrolyseure (200kW, 25°C Eintritt, 40 °C Austritt) eingebunden. Der Rücklauf aus Elektrolyse und Blockheizkraftwerk, kann bei Bedarf direkt über ein Drei-Wege Ventil und den Rückkühlwärmetauscher Niedertemperatur gekühlt werden. Im Normalfall geht der Rücklauf allerdings zurück zur Wärmepumpe. Die Wärmepumpe kühlt des Kühlwasser auf 18 °C und erzeugt Heizungswasser von 65 °C.

11.2 Schnittstellen Regelung Abwärme und Heizen

Zum Abwärmekreis soll eine autonome Regelung erstellt werden. [Lieferung durch Anlagelieferant Wärmepumpe]

Diese regelt den Abwärmekreis mit (Wärmepumpen, Rückkühltaucher inklusive (Heizung, Rückkühlung und Abwärmekreis, Speicherladung, Pumpen Abwärmekreis, Ventile Abwärmekreis.

Ans Leitsystem gemeldet werden:

Leistung Wärmepumpe, Leistung Rückkühler, Ladezustand Speicher (%), Betriebszustand Abwärmekreis, Betrieb Pumpen Abwärmekreis

Vom Leitsystem her kommen Einschaltbefehl und Temperaturinformationen (z.B. Raumtemperaturen, Vorlauftemperaturen)

11.11 Betrieb Einspeisepumpe Fernwärme und Umschaltung Klappen Abwärme

Die Anforderung für die Einspeisung erfolgt wenn die Rücklauftemperatur mind. 2 K tiefer als die Speichertemperatur liegt.

Es kann nur Wärme eingespiessen werden wenn, Entweder Beim Hauptzähler (FE 260) oder beim Wärmezähler am Fernwärmespeicher (FE 105) Durchfluss vorhanden ist.

Die Einspeisepumpen Fernwärme werden vom Leitsystem geregelt. Die Einspeisemenge wird nach der Rücklauftemperatur ABTE102 in Richtung Speicher B002 geregelt. Steigt die Rücklauftemperatur ist zu erwarten, dass (Eingespiessen Wärme über den Rücklauf zurück fließt, die Einspeisung soll dann zurückgefahren werden. Sinkt die Rücklauftemperatur kann die Einspeisung erhöht werden. Die Anforderung Wärmeeinspeisung fällt weg sobald die Rücklauftemperatur weniger als 2 K tiefer als die Speichertemperatur liegt.

Einschaltkriterien:

Durchfluss Hauptzähler FE 260 H01FE260

und

Temperaturdifferenz Abwärmespeichertemperatur (ABTE103) abzüglich
Rücklauftemperatur (H01TE243) $> + 2 \text{ K}$

oder

Durchfluss Speicher FE 105 H01FE105

und

Temperaturdifferenz Abwärmespeichertemperatur (ABTE103) abzüglich
Rücklauftemperatur (SPTE120) $> + 2 \text{ K}$

Ausschaltkriterien:

Temperaturdifferenz Abwärmespeichertemperatur (ABTE103) abzüglich
Rücklauftemperatur (H01TE243) $< + 2 \text{ K}$

Temperaturdifferenz Abwärmespeichertemperatur (ABTE103) abzüglich
Rücklauftemperatur (SPTE120) $< + 2 \text{ K}$

Rücklauftemperatur am Hauptwärmespeicher $> 65^\circ\text{C}$ H01TE243

Rücklauf Temperatur beim Wärmespeicher $> 65^\circ\text{C}$ SP1TE116

Regelkriterium

Temperaturdifferenz Speicher abzüglich Rücklauftemp $+ 10 \text{ K}$

Pumpe Maximal (50 Hz)

Temperaturdifferenz Speicher abzüglich Rücklauftemp $+ 3 \text{ K}$

Pumpe minimal (20 Hz)

Regelung Klappen

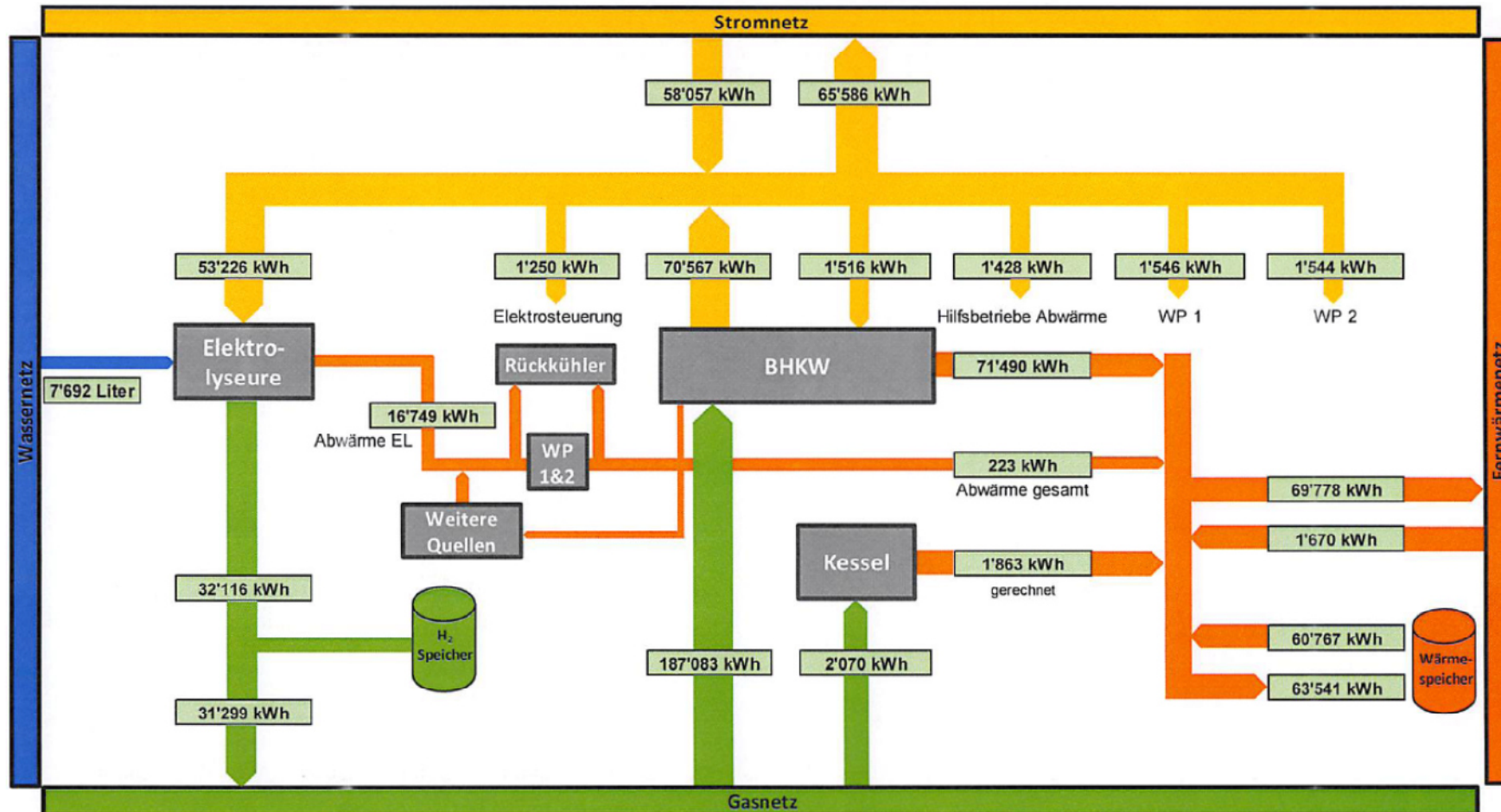
ABA 101 Vorlaufklappe immer offen

ABA 102 offen bei Betrieb Netzpumpen ein

ABA 103 offen bei Betrieb Netzpumpen aus

I. Übersicht Energieflüsse Hybridwerk

Stand März 2017



Datenquelle: EDM