



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

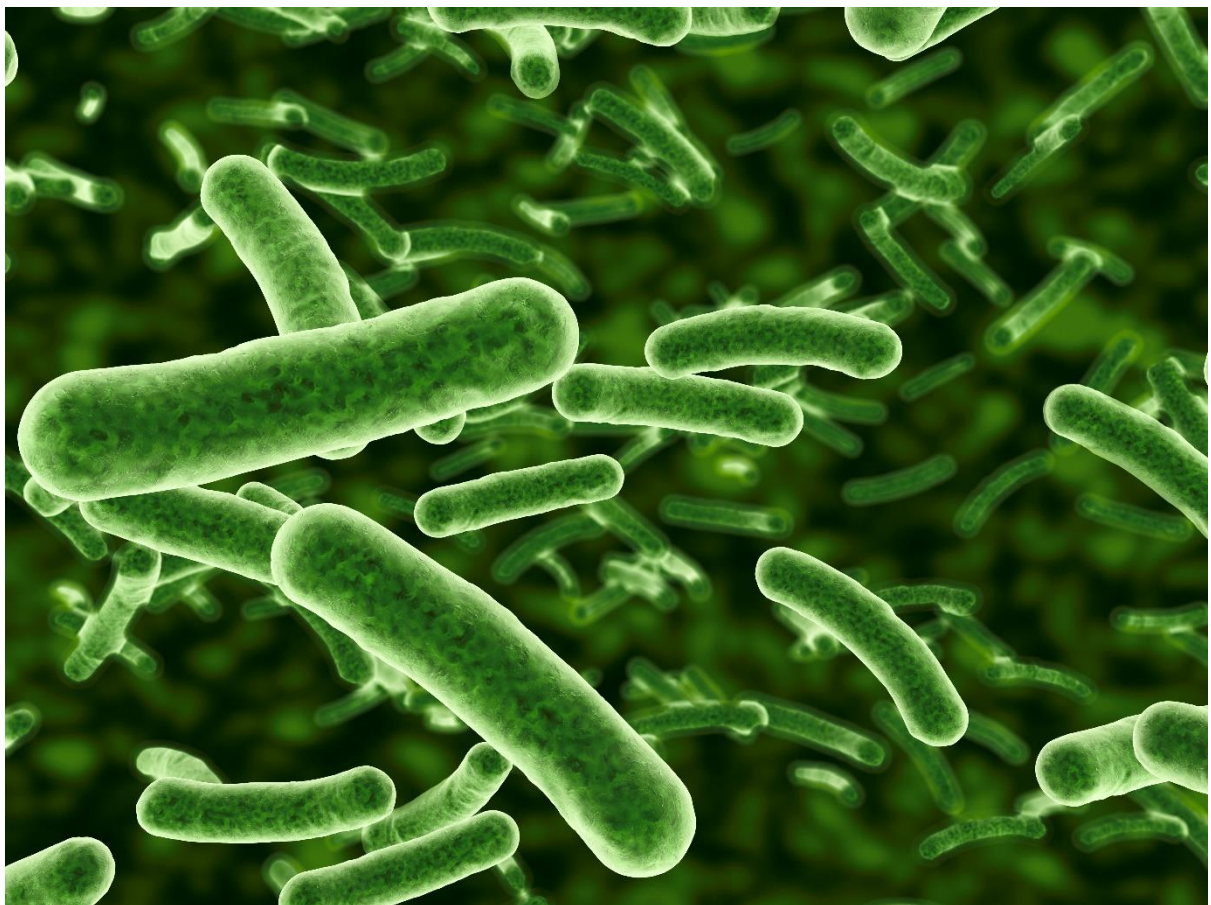
Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE
Sektion Energieforschung und Cleantech

Schlussbericht Dezember 2024

Hybridkraftwerk – Power-to-Gas zur Flexibilisierung einer KVA

Teil 2 – Betriebserfahrung und Projektergebnisse



Quelle: iStock



Datum: 20.12.24

Ort: Bern

Subventionsgeberin:

Bundesamt für Energie BFE
Sektion Energieforschung und Cleantech
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Subventionsempfänger/innen:

Limeco
Reservatstrasse 5, 8953 Dietikon
www.limeco.ch

Swisspower AG
Schweizerhof-Passage 7, 3011 Bern
www.swisspower.ch

Rytec AG
Alte Bahnhofstrasse 5, 3110 Münsingen
www.rytec.ch

Autoren:

Thomas Di Lorenzo, Limeco, thomas.dilorenzo@limeco.ch
Niclas Gündel, Limeco, niclas.guendel@limeco.ch
Thomas Peyer, Swisspower AG, thomas.peyer@swisspower.ch
Peter Barmet, Rytec AG, peter.barmet@rytec.ch
Fabian Blaser, Rytec AG, fabian.blaser@rytec.ch

BFE-Projektbegleitung:

Men Wirz, men.wirz@bfe.admin.ch
Sandra Hermle, sandra.hermle@bfe.admin.ch

BFE-Vertragsnummer: SI/502058-01

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



Zusammenfassung

Das Areal des Regiowerkes Limeco umfasst eine Kehrlichtverwertungsanlage (KVA), eine Abwasserreinigungsanlage (ARA) und die Fernwärmeversorgung. In Zusammenarbeit mit acht kommunalen Energieversorgern, der Swissspower AG, sowie mehreren Technologiepartnern realisierte Limeco die schweizweit erste industrielle Power-to-Gas (PtG)-Anlage. Diese fungiert als Bindeglied zwischen der Stromproduktion aus der KVA und der Klärgasnutzung aus der ARA. Der resultierende Multi-Energy-Hub ist an das Strom-, Gas- und Wärmenetz angeschlossen, wodurch eine optimale Sektorkopplung am Standort möglich wird. Das Projekt dient als Vorbild für zukünftige Multi-Energy-Hubs und unterstützt die nachhaltige Energieversorgung der Region.

Im Rahmen des Pilot- & Demonstrationsprojektes wurde die Flexibilisierung der Elektrolyse und des Gesamtsystems untersucht. Im Teil 1 des Berichtes standen die Grundlagen, Analysen, Planung und Realisierung für die Flexibilisierung der Gesamtanlagen im Vordergrund. Im vorliegenden Teil 2 dieses Berichtes werden die allgemeine Betriebsweise und -erfahrungen mit der PtG-Anlage erläutert, sowie die Projektergebnisse und Messkampagnen der ersten Betriebsjahre dargestellt.

Die PtG-Anlage besteht aus mehreren technischen Hauptkomponenten. Die Elektrolyseure der Anlage, zwei Silyzer 200 Elektrolyseure mit je 1.25 MW elektrischer Leistung, produzieren Wasserstoff (H_2) aus KVA-Strom. Im Methanisierungsreaktor wird dieser Wasserstoff dann zusammen mit dem im Klärgas enthaltenen Kohlenstoffdioxid (CO_2) zu synthetischem Methan umgewandelt. Dieser Umwandlungsprozess wird von speziellen anaeroben Mikroorganismen (Archaeen) ermöglicht. Die methanogenen Archaeen stammen aus dem Klärschlamm der ARA. Dem Reaktor werden deshalb batchweise ausgefallener Schlamm zugeführt. Das aus dem Klärschlamm gewonnene biogene Methan wird ohne Vorbehandlung ebenfalls in den Reaktor eingebracht. Eine nachfolgende Gasreinigungsanlage stellt sicher, dass das produzierte Methan die nötigen Grenzwerte zur Einspeisung ins Gasnetz erreicht. Grundsätzlich wird zwischen zwei Betriebsmodi der Anlage unterschieden. Beim «leistungsgeführten Betrieb» wird die elektrische Leistung der Elektrolyseure und beim «klärgasgeführten Betrieb» der Klärgasvolumenstrom definiert, wobei sich die jeweils andere Grösse im Betrieb auf die Sollgrösse anpasst.

Die PtG-Anlage konnte im März 2022 erfolgreich in Betrieb genommen und ein stabiler Betrieb mit Einspeisung ins öffentliche Gasnetz demonstriert werden. Zudem wurde aufgrund des Risikos einer Strommangelanlage sowie den daraus resultierenden hohen Strommarktpreisen im Herbst 2022 entschieden, die PtG-Anlage zwischenzeitlich ausser Betrieb zu nehmen und den KVA-Strom vollumfänglich ins öffentliche Stromnetz einzuspeisen. Nach einer Entspannung der Lage im Frühjahr 2023, wurde die Anlage per März 2023 wieder in Betrieb genommen.

Zwischen März 2022 und Januar 2024 wurden insgesamt 1'024'165 Nm³ aufbereitetes Gas mit einem durchschnittlichen Methangehalt von über 99% ins Gasnetz eingespeist, was einer Energiemenge von über 11.3 GWh entspricht. Die Erwartungen an den Wirkungsgrad für die Gesamtanlage wurden mit 50% erfüllt. Mangels Wärmebedarf seitens KVA wird die Abwärme bisher kaum genutzt, ansonsten würde ein Wirkungsgrad von 76% erreicht werden. Ebenso konnten die spezifischen Leistungs-Kennzahlen der Anlage bestätigt werden. Die biologische Methanisierung erweist sich nach den ersten Betriebsmonaten als geringstes Risiko bezüglich der Anlagenverfügbarkeit. Vielmehr sind es Probleme mit den Nebensystemen und Einzelkomponenten, welche zum Stillstand der gesamten Anlage führten. Insbesondere das Elektrolysesystem mit Wasseraufbereitung und DeOxoDryer waren bisher die Hauptursache für längere Stillstände. Da die gesamte Anlage kosten- und platzoptimiert dimensioniert und gebaut wurde, konnten wenige Redundanzen geschaffen werden, sodass alle einzelnen Anlagenteile immer verfügbar sein müssen, damit das Gesamtsystem funktioniert.

Während einer Messkampagne vom Oktober und November 2023 wurde auf Basis eines Betriebs- und Messkonzeptes die unterschiedlichen Betriebsweisen getestet. Dabei wurde die biologischen Methanisierung sowohl im leistungs- als auch im klärgasgeführten Betrieb gefahren. Zudem wurde die Möglichkeit zur Vorhaltung von Sekundärregelleistung (SRL) ins öffentliche Stromnetz mittels der PtG-Anlage nachgewiesen und dokumentiert. Bisher konnte das gesamte Flexibilisierungspotenzial, d.h. der abgestimmte Betrieb zwischen PtG-Anlage und KVA zur SRL-Vorhaltung, noch nicht demonstriert werden. Die Minimierung der Ausgleichsenergie zur Einhaltung des Stromfahrplans der KVA kann bereits heute erfolgreich eingesetzt werden. Die SRL-Vorhaltung der PtG-Anlage wäre grundsätzlich in einem eingeschränkten Leistungsbereich möglich, sofern die Anlagenverfügbarkeit sichergestellt werden kann. Durch Optimierungsmassnah-



men, wie dem im Frühling 2024 realisierten Einbau einer CO₂-Membran zur alternativen Klärgasverwertung oder die Installation eines H₂-Speichers als Systempuffer, liesse sich das Flexibilitätspotential weiter ausschöpfen.

Die PtG-Anlage konnte nur dank dem Kooperationsmodell, durch welches die Risiken eines Pionierprojektes durch mehrere Kooperationspartner getragen werden, realisiert werden. Insgesamt kostete die PtG-Anlage rund 14 Millionen Schweizer Franken. Die Betriebskosten der PtG-Anlage sind stark abhängig von der Anzahl Betriebsstunden sowie von OPEX-relevanten Faktoren wie dem Strompreis, der Kapitalverzinsung und dem Gaspreis. Die Kosten der PtG-Anlage werden ausschliesslich über den Gas- und Zertifikatsverkauf gedeckt. Dies geschieht durch die Verrechnung des Biogas-Zertifikates zum Gestehungspreis an die Kooperationspartner. Im Hinblick auf einen kommerziellen Betrieb werden dem Gestehungskostenmodell effektive Energiemarktpreise unterlegt.

In der Projektierungsphase prognostizierte das Projektteam einen über die Betriebsdauer von 15 Jahren durchschnittlichen Zertifikatspreis für das eingespeiste Methan von knapp 12 Rp/kWh bei einem Ganzjahresbetrieb. Hohe Energiepreise aufgrund der europäischen Energiekrise, hohe Wartungskosten im Bereich der Elektrolyseure, die niedrige Anlagenverfügbarkeit, sowie vertraglich vereinbarte Performance-Eigenschaften, welche betriebskostenhemmende Optimierungen verhinderten, führten im Betriebsjahr 2023 zu einem doppelt so hohen Gestehungspreis für das Zertifikat. Nach Umsetzung optimierender Massnahmen wie etwa der Erhöhung des Eigenleistungsgrades im Bereich der Instandhaltung durch Limeco-Personal, der Steigerung der Klärgasproduktion sowie nach einer weiteren Beruhigung der Energiepreise durch den Ausbau der erneuerbaren Quellen, wird für die PtG-Anlage von Limeco ein Biogas-Zertifikatspreis von unter 13 Rp/kWh angestrebt. Im Zertifikatspreis nicht berücksichtigt sind potenzielle Erträge durch netzdienliche Dienstleistungen wie etwa das Vorhalten von Regelleistung. Klar ist auch, dass sich bei einer Verarbeitung von reinem CO₂ der Zertifikatspreis vervielfachen würde.

Eine Sensitivitätsanalyse zeigte, dass sich der Strompreis nahezu 1:1 auf den Zertifikatspreis niederschlägt. Die Gas-Gestehungskosten können durch Lastanpassung bis hin zur kurz- bis längerfristigen Ausserbetriebnahme der PtG-Anlage signifikant beeinflusst werden. Konkret führte im Projekt die veränderte Marktsituation ab Herbst 2022 mit steigenden Strompreisen zur Ausserbetriebnahme der PtG-Anlage im Winterhalbjahr und Wiederinbetriebnahme im Frühjahr (Sommer-Winter-Betriebsregime). Dieses Sommer-Winter-Betriebsregime kann aufgrund der Tendenz zu tiefen Strompreisen im Sommerhalbjahr und hohen Preisen im Winterhalbjahr grundsätzlich auch in Zukunft Sinn machen. Um das Klärgas auch bei ausgeschalteter PtG-Anlage einspeisen zu können, wurde die Anlage im Frühjahr 2024 mit einer CO₂-Membran ausgestattet.

Nebst dieser saisonalen Ausprägung der Strompreise sorgt die Volatilität von Wind- und PV-Anlagen auch für starke kurzfristige Preisschwankungen auf dem Strommarkt. Nicht nur im Sommer-, sondern vermehrt auch im Winterhalbjahr ist mit Tiefpreis-Phasen von wenigen Stunden bis zu einer Woche zu rechnen. Je besser die PtG-Anlage auf kurzfristige Entwicklungen reagieren und bei Tiefpreisstunden produzieren kann und vice-versa, desto stärker können die Gas-Gestehungskosten gesenkt werden. Anlagentechnische Einschränkungen sind hierbei zu berücksichtigen und soweit möglich zu reduzieren. Ein Beispiel dafür ist der angedachte Bau eines H₂-Zwischenspeichers, welcher kurze Ausserbetriebnahmen der Elektrolyseure oder deren Betrieb unter Maximallast bei kontinuierlichem Betrieb der Methanisierungsanlage ermöglicht.

Die Betriebsweise hat auch Auswirkungen auf die Vermarktung von Systemdienstleistungen (SDL), z.B. SRL. In betrieblicher Hinsicht wirft die Vermarktung von SDL mittels PtG-Anlage Fragen auf, wie beispielsweise die max. Dauer eines Stand-by-Betriebes der Elektrolyse oder des Methanisierungsreaktors oder welche Massnahmen (Spülung des Systems, Warmhaltung, etc.) bei längeren Stillständen berücksichtigt werden müssen und wie sich diese auf die Betriebskosten auswirken. Je nach Kosten-Nutzen-Verhältnis ist zu überprüfen, ob weitere Apparate und Komponenten ins Gesamtsystem implementiert werden (z.B. Redundanz des Gasverdichters vor der Methanisierungsanlage).

Die Energieproduktion aus Abfall wird in einer Vielzahl von Gesetzen und Verordnungen reguliert. Die Zuordnung der Qualitätsattribute «erneuerbar» bzw. «CO₂-frei» für KVA-Strom oder -Abwärme ist komplex und wird nicht einheitlich gehandhabt. Für PtG-Projekte wie dasjenige in Dietikon stellt diese fehlende regulatorische Klarheit bei der Herstellung von synthetischen Brenn- und Treibstoffen aus KVA-Strom ein betriebswirtschaftliches Risiko dar. Die Zuteilung von Herkunftsnachweisen (HKN) führt zu einem unnötigen administrativen Aufwand. Klar ist hingegen, dass die maximale Nutzung nicht vermeidbarer Abwärme aus



der Verbrennung von stofflich nicht verwertbaren Abfällen aus energie- und klimapolitischer Sicht gewünscht ist. Dazu gehört auch die Produktion von Brenn- und Treibstoffen aus KVA-Strom.

Résumé

Le site de l'usine régionale Limeco comprend une usine de traitement des ordures ménagères (UTOM), une station d'épuration des eaux usées (STEP) et le chauffage urbain. En collaboration avec huit fournisseurs d'énergie communaux, Swisspower SA, ainsi que plusieurs partenaires technologiques, Limeco a réalisé la première installation industrielle Power-to-Gas (PtG) de Suisse. Celle-ci fait office de lien entre la production d'électricité à partir de l'UIOM et l'utilisation du gaz d'épuration provenant de la STEP. Le hub multi-énergies qui en résulte est connecté aux réseaux d'électricité, de gaz et de chaleur, ce qui permet un couplage sectoriel optimal sur le site. Le projet sert de modèle pour les futurs hubs multi-énergies et soutient l'approvisionnement énergétique durable de la région.

Dans le cadre du projet pilote & de démonstration, la flexibilisation de l'électrolyse et de l'ensemble du système a été étudiée. Dans la partie 1 de ce rapport, l'accent a été mis sur les bases, les analyses, la planification et la réalisation pour la flexibilisation de l'ensemble des installations. La présente partie 2 de ce rapport explique le mode de fonctionnement général et les expériences faites avec l'installation PtG, et présente les résultats du projet et les campagnes de mesure des premières années d'exploitation.

L'installation PtG se compose de plusieurs éléments techniques principaux. Les électrolyseurs de l'installation, deux électrolyseurs Silyzer 200 d'une puissance électrique de 1,25 MW chacun, produisent de l'hydrogène (H₂) à partir de l'électricité produite par les UIOM. Dans le réacteur de méthanisation, cet hydrogène est ensuite transformé en méthane synthétique avec le dioxyde de carbone (CO₂) contenu dans le gaz d'épuration. Ce processus de transformation est rendu possible par des micro-organismes anaérobies spécifiques (archées). Les archées méthanogènes proviennent des boues d'épuration de la STEP. Le réacteur est donc alimenté par lots de boues digérées. Le méthane biogène obtenu à partir des boues d'épuration est également introduit dans le réacteur sans traitement préalable. Une installation d'épuration des gaz en aval garantit que le méthane produit atteint les valeurs limites nécessaires pour être injecté dans le réseau de gaz. En principe, on distingue deux modes de fonctionnement de l'installation. Dans le cas de « l'exploitation pilotée par la puissance », c'est la puissance électrique des électrolyseurs qui est définie, et dans le cas de « l'exploitation pilotée par les gaz d'épuration », c'est le débit des gaz d'épuration qui est défini, l'autre grandeur s'adaptant à la grandeur de consigne pendant l'exploitation.

L'installation PtG a pu être mise en service avec succès en mars 2022 et un fonctionnement stable avec l'injection dans le réseau de gaz public a été démontré. En outre, en raison du risque de pénurie d'électricité ainsi que des prix élevés du marché de l'électricité qui en résultaient, il a été décidé en automne 2022 de mettre temporairement hors service l'installation PtG et d'injecter l'intégralité de l'électricité produite par l'UIOM dans le réseau électrique public. Après une détente de la situation au printemps 2023, l'installation a été remise en service en mars 2023.

Entre mars 2022 et janvier 2024, un total de 1 024 165 Nm³ de gaz traité avec une teneur moyenne en méthane de plus de 99% a été injecté dans le réseau de gaz, ce qui correspond à une quantité d'énergie de plus de 11,3 GWh. Les attentes en matière de rendement pour l'ensemble de l'installation ont été satisfaites avec 50%. Faute de besoins en chaleur de la part de l'UIOM, la chaleur résiduelle n'est guère utilisée jusqu'à présent, sinon un rendement de 76% serait atteint. De même, les indices de performance spécifiques de l'installation ont pu être confirmés. Après les premiers mois de fonctionnement, la méthanisation biologique s'avère d'être le risque le plus faible en termes de disponibilité de l'installation. Ce sont plutôt des problèmes avec les systèmes secondaires et les composants individuels qui ont entraîné l'arrêt de toute l'installation. Le système d'électrolyse avec traitement de l'eau et le DeOxoDryer, en particulier, étaient jusqu'à présent la principale cause d'arrêts prolongés. Comme l'ensemble de l'installation a été dimensionné et construit de manière à optimiser les coûts et l'espace, peu de redondances ont pu être créées, de sorte que tous les composants individuels de l'installation doivent toujours être disponibles pour que l'ensemble du système fonctionne.



Pendant une période de mesure en octobre et novembre 2023, les différents modes de fonctionnement ont été testés sur la base d'un concept d'exploitation et de mesure. La méthanisation biologique a ainsi été exploitée aussi bien en mode de production qu'en mode de gestion des gaz d'épuration. En outre, la possibilité de mettre en réserve de la puissance de réglage secondaire (SRL) dans le réseau électrique public au moyen de l'installation PtG a été démontrée et documentée. Jusqu'à présent, l'ensemble du potentiel de flexibilisation, c'est-à-dire le fonctionnement coordonné entre l'installation PtG et l'UIOM pour la mise en réserve de SRL, n'a pas encore pu être démontré. La minimisation de l'énergie d'ajustement pour respecter le calendrier électrique de l'UIOM peut déjà être utilisée avec succès. La mise en réserve de SRL de l'installation PtG serait en principe possible dans une plage de puissance limitée, à condition que la disponibilité de l'installation puisse être garantie. Des mesures d'optimisation, telles que l'installation d'une membrane de CO₂ pour la valorisation alternative des gaz d'épuration réalisée au printemps 2024 ou l'installation d'un réservoir de H₂ comme tampon du système, permettraient d'exploiter davantage le potentiel de flexibilité.

L'installation PtG n'a pu être réalisée que grâce au modèle de coopération, grâce auquel les risques d'un projet pionnier sont supportés par plusieurs partenaires de coopération. Au total, l'installation PtG a coûté environ 14 millions de francs suisses. Les coûts d'exploitation de l'installation PtG dépendent fortement du nombre d'heures de fonctionnement ainsi que de facteurs liés aux OPEX tels que le prix de l'électricité, la rémunération du capital et le prix du gaz. Les coûts de l'installation PtG sont exclusivement couverts par la vente de gaz et de certificats. Pour ce faire, le certificat de biogaz est facturé aux partenaires de coopération au prix de revient. En vue d'une exploitation commerciale, des prix effectifs du marché de l'énergie sont appliqués au modèle de prix de revient.

Lors de la phase d'étude du projet, l'équipe de projet prévoyait un prix moyen du certificat pour le méthane injecté de près de 12 centimes/kWh sur une durée d'exploitation de 15 ans, pour une exploitation à l'année. Les prix élevés de l'énergie en raison de la crise énergétique européenne, les coûts de maintenance élevée dans le domaine des électrolyseurs, la faible disponibilité de l'installation ainsi que les caractéristiques de performance convenues par contrat qui ont empêché des optimisations entravant les coûts d'exploitation ont conduit à un prix de revient deux fois plus élevé pour le certificat au cours de l'année d'exploitation 2023. Après la mise en œuvre de mesures d'optimisation telles que l'augmentation du taux de rendement propre dans le domaine de la maintenance par le personnel de Limeco, l'augmentation de la production de gaz d'épuration ainsi que la poursuite de la stabilisation des prix de l'énergie grâce au développement des sources renouvelables, l'objectif pour l'installation PtG de Limeco est un prix du certificat de biogaz inférieur à 13 ct/kWh. Le prix du certificat ne tient pas compte des revenus potentiels générés par les services liés au réseau, comme la mise à disposition de puissance de réglage. Il est également clair que le prix du certificat serait multiplié en cas de traitement du CO₂ pur.

Une analyse de sensibilité a montré que le prix de l'électricité se répercute presque 1:1 sur le prix du certificat. Les coûts de production du gaz peuvent être influencés de manière significative par l'adaptation de la charge jusqu'à la mise hors service à court ou long terme de l'installation PtG. Concrètement, dans le projet, la modification de la situation du marché à partir de l'automne 2022 avec la hausse des prix de l'électricité a conduit à la mise hors service de l'installation PtG pendant le semestre d'hiver et à sa remise en service au printemps (régime d'exploitation été-hiver). Ce régime d'exploitation été-hiver peut en principe se justifier à l'avenir en raison de la tendance à des prix de l'électricité bas durant le semestre d'été et élevés durant le semestre d'hiver. Afin de pouvoir injecter le gaz d'épuration même lorsque l'installation PtG est arrêtée, l'installation a été équipée d'une membrane CO₂ au printemps 2024.

Outre cette saisonnalité des prix de l'électricité, la volatilité des installations éoliennes et photovoltaïques entraîne également de fortes variations de prix à court terme sur le marché de l'électricité. Il faut s'attendre à des périodes de prix bas de quelques heures à une semaine, non seulement en été, mais aussi de plus en plus souvent en hiver. Plus l'installation PtG peut réagir aux évolutions à court terme et produire pendant les heures de prix bas et vice-versa, plus les coûts de production du gaz peuvent être réduits. Les contraintes techniques de l'installation doivent être prises en compte et réduites dans la mesure du possible. Un exemple est la construction envisagée d'un réservoir intermédiaire d'H₂ qui permettrait de courtes mises hors service des électrolyseurs ou leur fonctionnement à charge maximale tout en assurant le fonctionnement continu de l'installation de méthanisation.



Le mode d'exploitation a également des répercussions sur la commercialisation des services système (SDL), par ex. SRL. Du point de vue de l'exploitation, la commercialisation de SDL au moyen d'une installation PtG soulève des questions telles que la durée maximale d'un fonctionnement en stand-by de l'électrolyse ou du réacteur de méthanisation ou les mesures à prendre en compte (rinçage du système, maintien en température, etc.) en cas d'arrêt prolongé et leur impact sur les coûts d'exploitation. En fonction du rapport coûts/bénéfices, il convient de vérifier si d'autres appareils et composants doivent être implémentés dans le système global (p. ex. redondance du compresseur de gaz en amont de l'installation de méthanisation).

La production d'énergie à partir de déchets est réglementée par une multitude de lois et de décrets. L'attribution des attributs de qualité « renouvelable » ou « sans CO₂ » pour l'électricité ou la chaleur résiduelle des UIOM est complexe et n'est pas appliquée de manière uniforme. Pour les projets PtG comme celui de Dietikon, ce manque de clarté réglementaire dans la production de combustibles et carburants synthétiques à partir de l'électricité des UIOM représente un risque pour l'économie d'entreprise. L'attribution de garanties d'origine (GO) entraîne une charge administrative inutile. En revanche, il est clair que l'utilisation maximale des rejets thermiques inévitables issus de l'incinération de déchets non valorisables matériellement est souhaitée du point de vue de la politique énergétique et climatique. La production de combustibles et de carburants à partir de l'électricité produite par les UIOM en fait également partie.

Summary

The Limeco Regiowerk site includes a waste incineration plant (KVA), a wastewater treatment plant (ARA) and a district heating supply. In collaboration with eight municipal energy suppliers, Swisspower Ltd. and several technology partners, Limeco has implemented the first industrial power-to-gas (PtG) plant in Switzerland. This acts as a link between the electricity production from the MSWI and the use of sewage gas from the WWTP. The resulting multi-energy hub is connected to the electricity, gas and heating network, enabling optimal sector coupling at the site. The project serves as a model for future multi-energy hubs and supports the sustainable energy supply of the region.

The pilot and demonstration project examined the flexibilisation of the electrolysis and the overall system. Part 1 of the report focused on the fundamentals, analyses, planning and realisation of the flexibilisation of the overall plant. This Part 2 of the report explains the general operating mode and experiences with the PtG plant and presents the project results and measurement campaigns of the first years of operation.

The PtG plant consists of several main technical components. The plant's electrolyzers, two Silyzer 200 electrolyzers with 1.25 MW of electrical power each, produce hydrogen (H₂) from electricity generated by the waste incineration plant. In the methanisation reactor, this hydrogen is then converted into synthetic methane together with the carbon dioxide (CO₂) contained in the sewage gas. This conversion process is made possible by special anaerobic microorganisms (archaea). The methanogenic archaea come from the sewage sludge of the ARA. Therefore, digested sludge is fed into the reactor in batches. The biogenic methane obtained from the sewage sludge is also fed into the reactor without pretreatment. A downstream gas cleaning system ensures that the methane produced meets the necessary limit values for feeding into the gas grid. A distinction is made between two different operating modes for the plant. In 'power-controlled operation', the electrical power of the electrolyzers is defined, and in 'sewage gas-controlled operation', the sewage gas volume flow is defined, whereby the other variable in operation adjusts to the target value.

The PtG plant was successfully commissioned in March 2022 and stable operation with feed-in to the public gas grid was demonstrated. In addition, due to the risk of an electricity shortage and the resulting high electricity market prices in autumn 2022, it was decided to temporarily take the PtG plant out of operation and to feed all the electricity from the waste incineration plant into the public grid. After the situation eased in spring 2023, the plant was put back into operation in March 2023.

Between March 2022 and January 2024, a total of 1,024,165 Nm³ of processed gas with an average methane content of over 99% was fed into the gas grid, which corresponds to an energy volume of over 11.3 GWh. The efficiency expectations for the entire plant were met at 50%. Due to the lack of heat demand from the KVA, the waste heat is hardly used at all, otherwise an efficiency of 76% would be achieved. The specific performance figures of the plant could also be confirmed. After the first few months of operation,



the biological methanisation has proven to be the least risky in terms of plant availability. Rather, it is problems with the ancillary systems and individual components that have led to the shutdown of the entire plant. In particular, the electrolysis system with water treatment and DeOxoDryer have so far been the main cause of longer shutdowns. Since the entire plant was dimensioned and built to optimise costs and space, few redundancies could be created, so that all individual plant components must always be available for the overall system to function.

During a measurement campaign in October and November 2023, the different operating modes were tested based on an operating and measurement concept. The biological methanation was operated both in power-led and in sewage gas-led mode. In addition, the possibility of providing secondary control power to the public grid using the PtG plant was demonstrated and documented. So far, the full flexibility potential, i.e. coordinated operation between the PtG plant and the waste incineration plant to provide secondary control power, has not yet been demonstrated. The minimisation of balancing energy to maintain the waste incineration plant's electricity schedule can already be successfully implemented today. In principle, the PtG plant could provide SRL within a limited power range, provided that plant availability can be ensured. The flexibility potential could be further exploited by optimisation measures, such as the installation of a CO₂ membrane for alternative sewage gas utilisation in spring 2024 or the installation of an H₂ storage tank as a system buffer.

The PtG plant could only be realised thanks to the cooperation model, in which the risks of a pioneering project are shared by several cooperation partners. The PtG plant cost a total of around 14 million Swiss francs. The operating costs of the PtG plant depend heavily on the number of operating hours and on OPEX-related factors such as the electricity price, the interest on capital and the gas price. The costs of the PtG plant are covered exclusively by the sale of gas and certificates. This is done by charging the cooperation partners for the biogas certificate at cost price. With a view to commercial operation, actual energy market prices are applied to the production cost model.

In the project planning phase, the project team forecast an average certificate price for the methane fed in of just under 0.12 CHF/kWh over the 15-year operating period, assuming year-round operation. High energy prices due to the European energy crisis, high maintenance costs concerning the electrolyzers, the low plant availability, as well as contractually agreed performance characteristics, which prevented optimisations that would have reduced operating costs, led to a doubling of the cost price for the certificate in the operating year 2023. After implementing optimising measures, such as increasing the level of in-house maintenance by Limeco personnel, boosting sewage gas production and after a further stabilisation of energy prices through the expansion of renewable sources, a biogas certificate price of less than 13 cents/kWh is targeted for the PtG plant of Limeco. The certificate price does not consider revenues from grid-related services such as the provision of balancing power. It is also clear that the certificate price would increase many times over when pure CO₂ is processed.

A sensitivity analysis showed that the electricity price is almost 1:1 reflected in the certificate price. The gas production costs can be significantly influenced by load adjustment up to and including the short- to longer-term shutdown of the PtG plant. Specifically, the changed market situation in the project from autumn 2022 onwards, with rising electricity prices, led to the shutdown of the PtG plant in the winter half-year and re-commissioning in the spring (summer-winter operating regime). This summer-winter operating regime can in principle also make sense in the future due to the tendency towards low electricity prices in the summer half-year and high prices in the winter half-year. To be able to feed in the sewage gas even when the PtG plant is switched off, the plant was equipped with a CO₂ membrane in spring 2024.

In addition to these seasonal electricity price variations, the volatility of wind and PV systems also causes strong short-term price fluctuations on the electricity market. Periods of low prices lasting from a few hours to a week are to be expected not only in the summer, but increasingly also in the winter months. The better the PtG plant can react to short-term developments and produce during low-price hours and vice versa, the more the gas production costs can be reduced. Plant-related restrictions must be taken into account and reduced as far as possible. One example of this is the planned construction of an intermediate H₂ storage tank, which would enable short shutdowns of the electrolyzers or their operation at maximum load while the methanation plant is in continuous operation.

The mode of operation also has an impact on the marketing of system services (SDL), e.g. SRL. From an operational point of view, the marketing of SDL using a PtG plant raises questions, such as the maximum duration of a stand-by operation of the electrolyzer or the methanation reactor, or which measures (flushing of the system, keeping warm, etc.) must be considered for longer shutdown periods and how these affect



operating costs. Depending on the cost-benefit ratio, it is necessary to check whether further apparatus and components should be implemented in the overall system (e.g. redundancy of the gas compressor before the methanisation plant).

Energy production from waste is regulated by a large number of laws and ordinances. The assignment of the quality attributes 'renewable' or 'CO₂-free' for MSWI electricity or waste heat is complex and not handled uniformly. For PtG projects such as the one in Dietikon, this lack of regulatory clarity regarding the production of synthetic fuels from waste incineration electricity poses a commercial risk. The allocation of guarantees of origin (GOs) leads to unnecessary administrative work. However, it is obvious that the maximum utilisation of unavoidable waste heat from the incineration of non-recyclable waste is desirable from an energy and climate policy perspective. This also includes the production of fuels from MSWI electricity.



Take-home messages

- Die Limeco-PtG-Anlage mit biologischer Methanisierung und PEM-Elektrolyse konnte erfolgreich in Betrieb genommen werden. Auch der flexible Betrieb der PtG-Anlage mit Einspeisung ins öffentliche Gasnetz wurde im Teil- und Vollastbetrieb demonstriert. Die Erwartungen an den Wirkungsgrad für die Gesamtanlage wurden mit 50% erfüllt. Ebenso konnten die spezifischen Kennzahlen der Anlage bestätigt werden. Vor allem die mikrobiologische Umwandlung von Wasserstoff und CO₂ zu Biomethan funktionierte von Anfang an sehr gut.
- Der flexible Betrieb der PtG-Anlage konnte demonstriert werden (Regelleistung). Für eine volle Ausnutzung des Flexibilisierungspotenzials der Stromeinspeisung, mit Einbezug der KVA-Dampfturbine und Fernwärmeauskopplung, müsste dem Elektrolyseur ein Wasserstoffzwischenspeicher nachgeschaltet werden. Zur Ermöglichung der saisonalen Betriebsweise hat die Trägerschaft eine CO₂-Abscheidung nachgerüstet. Dies ermöglicht es bereits heute, die PtG-Anlage bei hohen Strompreisen abzustellen bzw. tiefen Strompreisen einzuschalten.
- Zum Zeitpunkt der Berichterstattung wird von durchschnittlichen Gestehungskosten von ca. 18-20 Rp/kWh_{CH₄} ausgegangen. Darin berücksichtigt sind die Investitionskosten einer Erstanlage, die aktuellen Strom- und Gasmarktpreise, die saisonale Betriebsweise bzw. Betriebsstunden der PtG-Anlage mit weniger als 5'000 Stunden im Jahr. Die Gestehungskosten könnten reduziert werden, indem der Betrieb der PtG-Anlage künftig auf Phasen mit tiefen Strommarktpreisen angepasst wird.
- Zusätzliche Einnahmen verspricht die Vermarktung der vorhandenen Flexibilität der PtG-Anlage für Systemdienstleistungen.



Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	3
Résumé	5
Summary	7
Take-home messages	10
Inhaltsverzeichnis	11
Abbildungsverzeichnis	13
Abkürzungsverzeichnis	14
1 Einleitung	15
1.1 Grundlagen	15
1.2 Trägerschaft und Kooperationsmodell	16
1.3 Herausforderungen der Energiekrise	17
1.4 Fragestellungen und Methodik	18
1.5 Rahmenbedingungen und gesetzliche Grundlagen	19
2 Anlagen und Erfahrungen	22
2.1 Schlammbehandlung und Gasanlagen	23
2.2 Elektrolyse	24
2.3 Verdichter	28
2.4 Methanisierungsreaktor	29
2.5 Gasreinigung und Einspeisung	32
2.6 Mess- und Regeltechnik, Anlagensteuerung	35
2.7 Nebensysteme und -aggregate	37
2.8 System KVA	39
2.9 Steuerung und Schnittstellen	40
2.10 Betriebskonzept	41
3 Projektergebnisse	43
3.1 Biologische Methanisierung	44
3.2 Elektrolyse	51
3.3 Messkampagne	53
3.3.1 Klärgasgeführter Betrieb	54
3.3.2 Leistungsgeführter Betrieb	55
3.3.3 SRL-Test	63
3.4 Flexibilität	67
3.5 Energie- und Stoffflüsse	68
3.6 Wirtschaftlichkeit und Sensitivitäten	70
3.6.1 Finanzierungs- / Kooperationsmodell	70
3.6.2 Investitionskosten (CAPEX)	71
3.6.3 Betriebskosten (OPEX)	72
3.6.4 Sensitivitäten Zertifikationspreis Biomethan	74



3.6.5	Nebenerträge.....	76
3.7	Betriebserfahrung bezüglich der regulatorischen Aspekte.....	76
3.7.1	Handhabung der Herkunftsnachweisen (HKN) im Projekt Limeco	76
3.7.2	Netzentgelt Strom – Limeco gilt als Arealversorgung	77
4	Schlussfolgerungen und Fazit (Teil 2).....	78
4.1	Erfahrungen und Projektergebnisse	78
4.2	Wirtschaftlichkeit.....	78
4.3	Regulatorische Aspekte.....	79
5	Ausblick	81
5.1	Einfluss der Strompreise auf die Betriebsweise	81
5.2	Nutzung der Flexibilisierung der Gesamtanlage	83
5.3	Weitere Anwendungen von H ₂	83
5.4	Künftige Rahmenbedingungen für PtG-Anlagen.....	84
6	Nationale und internationale Zusammenarbeit.....	86
7	Kommunikation.....	87
7.1	Kommunikationskanäle & Anlässe	87
7.1.1	Spatenstich.....	88
7.1.2	Einweihungsfeier	88
7.1.3	Tag der offenen Tür.....	89
7.1.4	Watt d’Or.....	90
7.1.5	Medienmitteilungen Limeco.....	90
7.2	Zugänglichkeit der Ergebnisse	90
7.3	Publikationen	91
8	Anhang	93
8.1	Prinzipschema Hybridkraftwerk Limeco	109
8.2	Messkonzept PtG und Hybridkraftwerk Limeco	93



Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Konzept Multi-Energy-Hub Limeco	15
Abbildung 2: Entwicklung der Spotmarktpreise für Strom in den letzten Jahren.	17
Abbildung 3: Zubau Photovoltaik (MW) und Energieproduktion (GWh/Jahr), Swissolar	19
Abbildung 4: Simulation (15'-Werte) bei Vollausbau PV mit 40 TWh/A (Quelle: Ryttec, Swisspower).....	20
Abbildung 5: Kostenvergleich verschiedener Speichersysteme (Quelle: Ostschweizer Fachhochschule) ..	21
Abbildung 6: Aufbau PtG-Anlage	22
Abbildung 7: ARA-Prozessleitsystem (PLS): Gasanlagen.....	24
Abbildung 8: ARA-Prozessleitsystem (PLS): Elektrolysesystem	25
Abbildung 9: Prinzip PEM-Elektrolyse Quelle: Siemens Energy «HY-19-1048-G-0005-TI- 2020115_Verfahrensbeschreibung_Elektrolyseanlage»	26
Abbildung 10: ARA-Prozessleitsystem (PLS): Klärgasübernahme und Verdichtung	28
Abbildung 11: ARA-Prozessleitsystem (PLS): Methanisierungsreaktor.....	30
Abbildung 12: ARA-Prozessleitsystem (PLS): Gasreinigung und Einspeisung	33
Abbildung 13: ARA-Prozessleitsystem (PLS): Gebäudetechnik PtG	37
Abbildung 14: ARA-Prozessleitsystem (PLS): Rückkühlung PtG	39
Abbildung 15: Leit- und Steuerungsebenen KVA, ARA, PtG	40
Abbildung 16: Verwertungspfad Klärgas – Workflow-Diagramm	41
Abbildung 17: Einspeisemengen PtG-Anlage	43
Abbildung 18: PLS-Trend: Start PtG	46
Abbildung 19: PLS-Trend: Stopp PtG	48
Abbildung 20: PLS-Trend: Betrieb PtG	50
Abbildung 21: Effizienz Elektrolyseanlagen	52
Abbildung 22: PLS-Trend: 100 kW Sprünge	56
Abbildung 23: PLS-Trend: 800 kW Sprünge	60
Abbildung 24: PLS-Trend: Betrieb-Standby-Betrieb	62
Abbildung 25: PLS-Trend: SRL-Test.....	64
Abbildung 26: Präqualifikation SRL+/- Swissgrid	65
Abbildung 27: PLS-Trend Rampen	66
Abbildung 28: Sankeydiagramm Energiebilanz PtG-Anlage Oktober 2023.....	69
Abbildung 29: Finanzierungs- / Kooperationsmodell.....	70
Abbildung 30: Anteile der Investitionskosten	71
Abbildung 31: Verlauf Projektierungsphasen	72
Abbildung 32: Anteile des Betriebsaufwandes 2023.....	73
Abbildung 33: Sensitivitätsübersicht Limeco (Stand 2023; ohne CO ₂ -Mebran).....	74
Abbildung 34: Zuordnung HKN basierend auf der 50%-Regel	77
Abbildung 35: Szenarien zur Versorgungssicherheit und Gefahren eines Blackouts (BFE).	81
Abbildung 36: Strompreisentwicklung Energieprognose Winterstrom (Quelle: Prognos 2020)	82
Abbildung 37: Künftiges Stromerzeugungsprofil der Schweiz mit Zubau PV	84
Abbildung 38: Anzahl Personen an PtG-Rundgängen (ohne Besucher am Tag der offenen Tür).....	87
Abbildung 39: Interessierte Besucher besichtigen die Gebäude und Anlagen von Limeco	89
Abbildung 40: Führung durch die PtG-Anlage	89
Abbildung 41: Verleihung des Watt d'Or 2023.	90
Abbildung 42: Publikation im Aqua & Gas im August 2018.	91
Abbildung 43: Publikation in der Aqua & Gas im April 2021.	92
Abbildung 44: Publikation in der Schweizer Illustrierten im Mai 2021.....	92
Abbildung 45: Prinzipschema Hybridkraftwerk Limeco	Fehler! Textmarke nicht definiert.



Abkürzungsverzeichnis

AKZ	Anlagenkennzeichnung (der ARA und PtG)
ARA	Abwasserreinigungsanlage
AWEL	Amt für Abfall, Wasser, Energie und Luft - Kanton Zürich
BAZG	Bundesamt für Zoll und Grenzsicherheit
BFE	Bundesamt für Energie
BHKW	Blockheizkraftwerk
CAPEX	Capital expenditures (Investitionskosten)
CCS	Carbon Capture and Storage
DGS	Druckgasspeicher
EMPA	Eidgenössische Materialprüfungs- und Forschungsanstalt
HKN	Herkunftsnachweise
HKSV	Herkunftsnachweis und die Stromkennzeichnung
KST	Kostenstelle
KVA	Kehrichtverwertungsanlage
ND	Niederdruck(-dampf)
OPEX	Operational expenditures (Betriebskosten)
PEM	Proton Exchange Membran - Elektrolyse (Art der Elektrolyse)
PLS	Prozessleitsystem
PtG	Power-to-Gas; Umwandlung von Strom in Gas (Wasserstoff, Methan)
PtX	Umwandlung von Strom in flüssige oder gasförmige Energieträger
RL	Regelleistung (RL+ / RL-)
SDL	Systemdienstleistungen
SRL	Sekundärregelleistung (SRL+ = positive SRL; SRL- = negative SRL)
SVGW	Fachverband für Wasser, Gas und Wärme
TGM	Trockengasometer (Niederdruckgasspeicher)
UMG	Universalmessgerät
VE-Wasser	Vollentsalztes und deionisiertes Prozesswasser
VG	Versorgungsgesetz
VSG	Verband der schweizerischen Gasindustrie
WKK	Wärme-Kraft-Kopplung (z.B. Blockheizkraftwerk)



1 Einleitung

1.1 Grundlagen

Als Regiowerk versorgt Limeco die Bevölkerung im Limmattal mit sauberer Wärme und umweltfreundlichem Strom. Der Anlagenpark von Limeco umfasst eine Kehrlichtverwertungsanlage (KVA), eine Abwasserreinigungsanlage (ARA) und die Fernwärmeversorgung. Weitere Elemente eines Multi-Energy-Hubs sind zurzeit im Aufbau bzw. wurden bereits realisiert.

Die Power-to-Gas (PtG)-Anlage ist ein zentrales Element des Multi-Energy-Hubs von Limeco und bildet das Bindeglied zwischen der Stromproduktion aus der Abfallverbrennung und der Klärgasnutzung aus der Abwasserreinigung. Die Anlage wurde für den dauerhaften Betrieb in die reale Umgebung der KVA und ARA integriert und ist für eine Nutzungsdauer von 20 Jahren ausgelegt. Als Schlüsselkomponenten sind die biologische Methanisierung und die Elektrolyse mit einer Bezugsleistung von 2×1.25 MW zu nennen. Die Stromversorgung der PtG-Anlage erfolgt mittels Eigenverbrauchs des produzierten Stroms am Generator der KVA-Dampfturbine. Im Folgenden wird die PtG-Anlage zusammen mit der KVA als «Hybridkraftwerk» bezeichnet.

Der Multi-Energy-Hub ist an das Strom-, Gas- und Wärmenetz angeschlossen, wodurch eine optimale Sektorkopplung am Standort ermöglicht wird. Das aus Strom und Faulschlamm produzierte erneuerbare Gas kann direkt ins Gasnetz eingespeist werden. Die anfallende Prozessabwärme wird im Fernwärmenetz genutzt, wodurch eine hohe Energieeffizienz erzielt werden kann. Sowohl thermische Speicher als auch Gasspeicherung erfüllen mit der zunehmenden Produktion erneuerbarer Energien aus Wind und Sonne eine wichtige Rolle im Energiesystem der Zukunft.

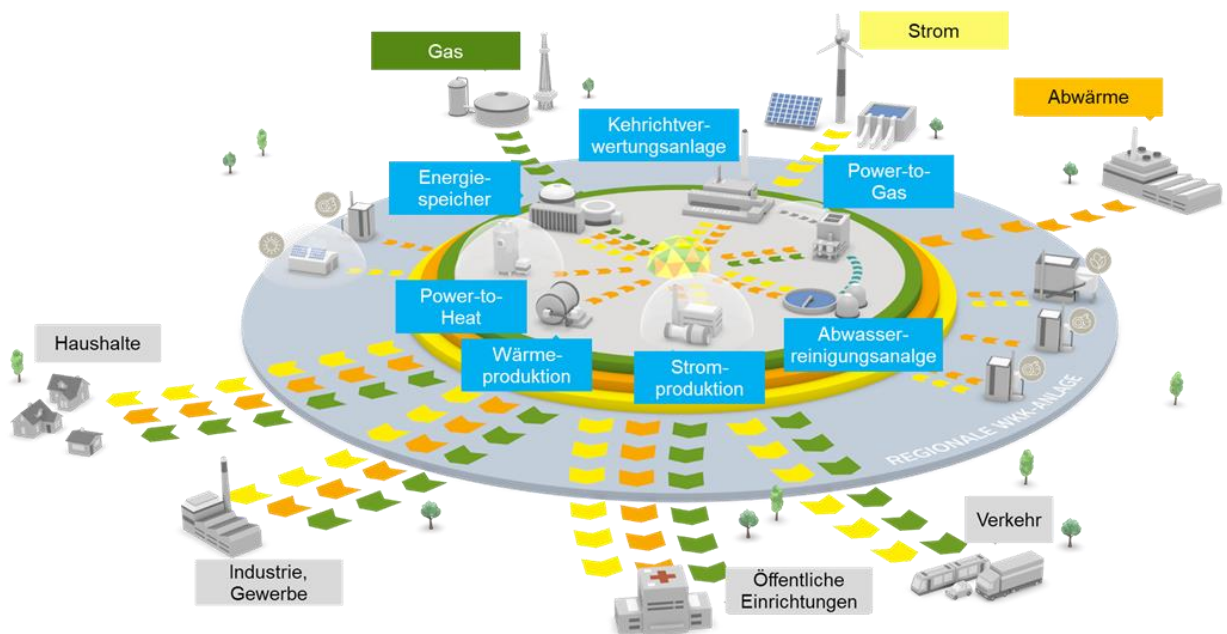


Abbildung 1: Konzept Multi-Energy-Hub Limeco

Im Rahmen des Pilot- und Demonstrationsprojektes wurde die Flexibilisierung der Elektrolyse (Proton-Exchange Membrane) und des Gesamtsystems untersucht. Im Teil 1 des Schlussberichtes standen die Grundlagen, Analysen, Planung und Realisierung für die Flexibilisierung der Anlagen im Vordergrund. Das Screening des Hybridkraftwerks Limeco auf Flexibilität ergab, dass mehrere Elemente identifiziert wurden, die in Kombination mit der PtG-Anlage direkt oder indirekt eine flexible Stromeinspeisung möglich machen.



Vielversprechend ist insbesondere die kombinierte Bereitstellung von Sekundärregelleistung (SRL) von Elektrolyseur und KVA-Turbinengruppe. Durch die Unterstützung des Elektrolyseurs erhöht sich das Potenzial an Sekundärregelleistung des Hybridkraftwerks um bis zu 2.5 MW auf insgesamt 4.5 MW.

Der Elektrolyseur weist eine SRL-fähige Flexibilität im Bereich von 0.5 bis 2.5 MW auf. Im klärgasgeführten Betrieb bei 1.35 MW besteht somit grundsätzlich eine Regelfähigkeit gegen oben wie unten. Diese symmetrische Regelfähigkeit ermöglicht, dass der Elektrolyseur die KVA-Turbine bei der Bereitstellung von Sekundärregelleistung unterstützen kann.

Der Bioreaktor und seine Nebenaggregate schränken das Flexibilitätsband des Elektrolyseurs in den Bereich von 1.0 bis 1.8 MW ein. Diese Einschränkung könnte durch den Einbau eines Wasserstoff-Zwischenspeichers zwischen Elektrolyseur und Bioreaktor behoben werden.

Zusätzliche flexible Anlagen entlasten die Wasserkraft, welche in der Schweiz bis heute einen Grossteil der Flexibilität erbringen. Diese saisonale Entlastung über die Schweizer KVAs führt, insbesondere bei der Sekundärregelung, zu einem grösseren Speicherwasservolumen, welches entweder für die Versorgungssicherheit im Winterhalbjahr oder im Markt wirtschaftlich besser genutzt werden kann.

Im vorliegenden Teil 2 des Schlussberichtes werden die allgemeine Betriebsweise und -erfahrungen mit der PtG-Anlage erläutert, sowie die Projektergebnisse und Messkampagnen der ersten Betriebsjahre dargestellt.

1.2 Trägerschaft und Kooperationsmodell

Limeco ist Bauherrin und Betreiberin der PtG-Anlage. Die Realisierung wurde jedoch erst durch die Kooperation mit acht weiteren kommunalen Energieversorgungsunternehmen möglich. Diese sichern Limeco die Abnahme der Zertifikate für das produzierte grüne Gas zu und können so ihre Kunden mit synthetischem erneuerbarem Gas aus der Schweiz beliefern. Die Kooperationspartner sind Eniwa AG, Energie Zürichsee Linth AG, St. Galler Stadtwerke, Energie Wasser Bern, Gas- und Wasserversorgung Dietikon, Gas- und Wasserversorgung Schlieren, SWL Energie AG und Industrielle Betriebe Interlaken. Das Kooperationsmodell wird in Kapitel 3.6 näher beschrieben.

Die Swisspower AG, eine strategische Allianz von 21 Schweizer Stadtwerken und regionalen Unternehmen der Versorgungswirtschaft, ist Mitinitiantin und Beraterin bei der Realisierung des Vorzeigeprojekts. Dieses steht im Einklang mit dem Masterplan 2050 von Swisspower, der gemeinsamen Vision der Allianzpartner für eine vollständig erneuerbare und CO₂-freie Energieversorgung. Für die Realisierung des Projektes wurde zudem mit weiteren Partnern im Rahmen von Technologiepartnerschaften und der Gesamtprojektleitung zusammengearbeitet:

- Anlagenbau und Technologiepartner Methanisierung: Schmack Biogas GmbH
- Technologielieferant Elektrolyse: Siemens Energy AG
- Gesamtprojektleitung: TBF + Partner AG

Die wesentlichen Beweggründe der Trägerschaft für den Bau einer PtG-Anlage waren:

- Nachweis der Funktionalität einer Elektrolyse- und biologischen Methanisierungsanlage mittels einer technisch vollintegrierten Verfahrenstechnik im realen Umfeld einer KVA und ARA
- Erzeugung von erneuerbarem und klimaneutralem Gas als Beitrag zur fossilfreien Gasversorgung
- Erfahrungen sammeln im Zusammenspiel zwischen Stromerzeugung, Energiemarktpreisen und netzdienlichen Leistungen
- Ausloten des Optimierungspotenzials bezüglich der Bereitstellung von kurzfristig abrufbarer Flexibilität und saisonalem Betrieb.



1.3 Herausforderungen der Energiekrise

Bedingt durch den Zeitpunkt der Inbetriebnahme der PtG-Anlage im April 2022 war der Betrieb in den ersten Jahren stark von der Energiekrise in der Schweiz und in Europa geprägt.

Bereits Ende 2021 hatten niedrige Füllstände in den europäischen Gasspeichern sowie diverse Ausfälle und Abschaltungen von Kraftwerken zu Knappheitssituationen und damit zu massiven Strompreiserhöhungen geführt (siehe Abbildung 2). Der russische Angriff auf die Ukraine im Februar 2022 verschärfte die ohnehin angespannte Versorgungslage weiter. Russland reduzierte oder unterbrach zeitweise seine Gaslieferungen, die im Jahr 2021 noch 40% der gesamten Gasversorgung Europas ausgemacht hatten¹, hinzu kamen eine historische Trockenheit während der Sommermonate 2022 sowie technische Probleme in französischen Kernkraftwerken, die das Risiko eines Energiemangels im Winter 2022/23 weiter erhöhten.

Strompreis Spotmarkt «Day Ahead» Base Schweiz

Tägliche Aktualisierung - Stand 05.05.2024



Abbildung 2: Entwicklung der Spotmarktpreise für Strom in den letzten Jahren.²

Aufgrund der Gefahr einer Strommangellage sowie den daraus resultierenden hohen Strommarktpreisen wurde entschieden, die PtG-Anlage per Ende September 2022 vorübergehend ausser Betrieb zu nehmen und den Strom aus der KVA vollumfänglich ins Stromnetz einzuspeisen. Das Klärgas wurde während dieser Zeit über die Blockheizkraftwerke (BHKW) verwertet. Nach einer Entspannung der Lage im Frühjahr wurde die Anlage per Ende März 2023 wieder in Betrieb genommen.

Diese Konsequenzen der Energiekrise zeigte deutlich die gegensätzlichen kommerziellen Interessen beim Betrieb des Hybridkraftwerks. Während hohe Strompreise für die Stromproduktion der KVA von Vorteil sind, beeinträchtigen sie die Wirtschaftlichkeit der PtG-Produktion, die auf niedrige Strompreise angewiesen ist. Um in Zukunft besser für solche Situationen gerüstet zu sein, müssen zusätzliche Massnahmen zur Flexibilisierung des Gesamtbetriebs der Anlage getroffen werden. Diese werden in den Schlussfolgerungen und im Ausblick dieses Berichts näher erläutert.

¹ Europäischer Rat (<https://www.consilium.europa.eu/de/infographics/eu-gas-supply/>)

² Energie Dashboard Schweiz (<https://www.energiedashboard.admin.ch/preise/>)



1.4 Fragestellungen und Methodik

Aufbauend auf den Ausführungen zu Grundlagen, Analysen, Planung und Realisierung für die Anlagenflexibilisierung im ersten Teil des Schlussberichts, werden nun in diesem zweiten Teil des Schlussberichts die Betriebsweise und -erfahrungen mit den verschiedenen Komponenten des Hybridkraftwerks näher erläutert. Zudem werden die übergeordneten Projektergebnisse sowie durchgeführte Tests und Messkampagnen ausgeführt.

Kapitel 2 gibt einen Überblick über die verschiedenen Anlagenkomponenten und Prozessschritte des Hybridkraftwerks, sowie das Gesamtkonzept und die Steuerungssysteme für den Betrieb. Neben den technischen Daten steht insbesondere die Zusammenfassung der wichtigsten Betriebserfahrungen mit den Anlagen im Vordergrund. Diese werden jeweils in den grau markierten Erfahrungsboxen ausgeführt. Die folgenden Punkte werden näher erläutert:

- Erstinbetriebnahme der Komponenten und des Gesamtsystems
- Erfahrungen zum laufenden Betrieb der Gesamtanlage sowie den einzelnen Systemen
 - Schlammbehandlung und Gasanlage: Anlagensteuerung, Saisonalität
 - Elektrolyse: Betriebsarten, Laständerung, Startverhalten, Wasseraufbereitung, DeOxDryer, Schwankungen
 - Verdichter: Kühlung/Abwärmenutzung, Redundanzen
 - Methanisierungsreaktor: Biologie, Rührwerk, Schlammsystem, Additive, Sensorik, Betriebsarten, Flexibilität, Gasqualität
 - Gasreinigung und Einspeisung: NH_3 -Wäscher, Aktivkohlestufen, H_2 -Membran, Gasfackel, Schaumproblematik und Kondensatanfall, Odorierung
 - Analytik: Genauigkeit, Kalibrierung
- Zusammenspiel der Anlagenbestandteile sowie Gebäudetechnik, Steuersystem und Gesamtkonzept

In Kapitel 3 werden ergänzend die betrieblichen, technischen, wirtschaftlichen und organisatorischen Projektergebnisse der PtG-Anlage zwischen der Inbetriebnahme im März 2022 bis Ende Dezember 2023 sowie die Ergebnisse der im Oktober und November 2023 durchgeführten Messkampagne beschrieben. Dabei wird insbesondere auf folgende Punkte eingegangen:

- Diagramm-Darstellungen von Start, Betrieb und Stopp der Anlage
- Ergebnisse der durchgeführten Messkampagne
 - Klärgasgeführter Betrieb
 - Leistungsgeführter Betrieb
 - SRL-Test
- Messungen und Ergebnisse zur Flexibilität im Betrieb
- Quantifizierung der Energie- und Stoffflüsse der Gesamtanlage
- Ausführungen zum Finanzierungs- und Kooperationsmodell sowie zur Wirtschaftlichkeit der Anlage und die hierbei zu beachtenden Sensitivitäten
- Einflüsse Regulatorischer Aspekte, sowohl im Status Quo als auch von zukünftigen Anpassungen

Aus den dargestellten Erfahrungen werden Schlussfolgerungen (Kapitel 0) gezogen und die wichtigsten Erkenntnisse abgeleitet und dargestellt. In Kapitel 5 wird ein Ausblick auf den zukünftigen Betrieb der Anlage und mögliche weitere Projekte in diesem Zusammenhang gegeben.

Darüber hinaus werden in den Kapiteln 6 und 7 die nationale und internationale Zusammenarbeit sowie die Öffentlichkeitsarbeit dargestellt, welche im Rahmen dieses Projektes durchgeführt wurde.



1.5 Rahmenbedingungen und gesetzliche Grundlagen

Rahmenbedingungen für PtG-Anlagen werden im Hinblick auf den Zubau von erneuerbaren Quellen wie Photovoltaik (PV) und Wind immer wichtiger. Erst mit diesen Umwandlungsanlagen wird es möglich die Sektoren zu koppeln und die überschüssige Stromenergie saisonal zu speichern. Aktuell nimmt der Ausbau der Photovoltaik in der Schweiz massiv zu.

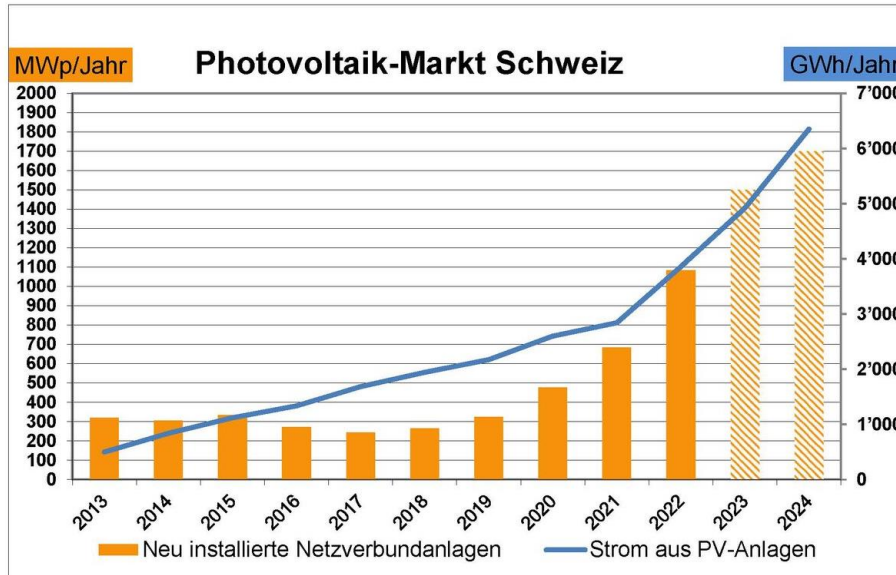


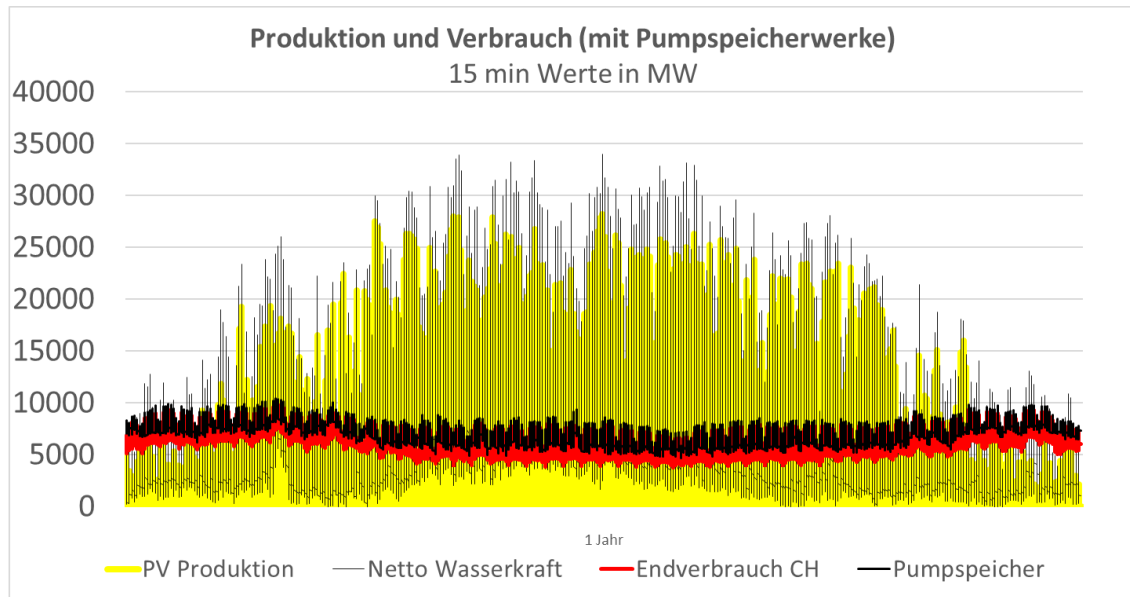
Abbildung 3: Zubau Photovoltaik (MW) und Energieproduktion (GWh/Jahr), Swissolar

Die aktuellen Zielsetzungen für den Ausbau der erneuerbaren Energiequellen wurden im Rahmen des am 9. Juni 2024 vom Volk verabschiedeten Stromgesetzes bestätigt. Geplant ist die Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien in folgendem Umfang:

- im Jahr 2035 mindestens 35'000 GWh und
- im Jahr 2050 mindestens 45'000 GWh.

In diesen Zielwerten ist die Wasserkraft nicht mit eingerechnet. Im Zeitraum von 2035 bis 2050 ist daher, wie einleitend aufgezeigt, mit einem deutlichen Anstieg der dezentralen Einspeiseleistung zu rechnen. Die Notwendigkeit von Strom-Umwandlungsanlagen (Power-to-X-Anlagen) ist deshalb in den nächsten Jahren, nebst der Bereitstellung von grösseren Energiespeichersystemen und Verstärkung des Stromnetzes ein wichtiger Faktor für eine stabile und sichere Versorgung der Schweiz.

In einzelnen Gebieten führt der Ausbau von PV bereits heute zu Rückspeisungen in die vorgelagerten Netze (Netzebene 1-5). Folglich müssen die zentralen Stromerzeuger zunehmend auf diese Rückspeisungen reagieren können. Aufgrund der heute installierten Stromerzeugung sind solche kurzzeitigen Flexibilität gut kontrollierbar. Der elektrische Leistungszuwachs, insbesondere wegen der PV, steigt jedoch überproportional an. Dies wird dazu führen, dass die Netze an ihre Kapazitätsgrenzen stossen.



Quelle: Swissgrid Daten (15' Werte) bearbeitet durch Ryttec, Swisspower

Abbildung 4: Simulation (15'-Werte) bei Vollausbau PV mit 40 TWh/A (Quelle: Ryttec, Swisspower)

Zu ähnlichen Ergebnissen kommt die EMPA-Studie³: «Ohne zusätzliche Speichermöglichkeiten müssen im Winter und in der Nacht grosse Mengen Strom importiert werden, während im Sommer mittags ein grosser Überschuss aus PV entsteht.»

Überschüsse generieren ein Überangebot, wodurch die Preiskurven ebenfalls mit viel höheren Schwankungen zu erwarten sind. Folglich müssen Bandlastproduzenten (Laufwasserkraftwerke, Kehrlichtverwertungsanlagen) auch aus wirtschaftlichen Gründen Massnahmen ergreifen, um auf diese Zunahme von Preisschwankungen zu reagieren.

Die Möglichkeiten der Energiespeicherung sind momentan begrenzt und die Kostenfrage bezüglich Energiespeichersystemen sind noch nicht gelöst. Der Bundesrat hat dazu eine Analyse für den Aufbau von grossen Gasspeicherspeicherkapazitäten⁴ in Auftrag gegeben. Erste Vorschläge zur Finanzierung werden im Rahmen des Gasversorgungsgesetz (GasVG) erwartet.

Im Rahmen einer Kostenanalyse verschiedener Speichersysteme der Fachhochschule Rapperswil bzw. des BFE⁵, sind gastechnische Speichersysteme (Wasserstoff, Methan) im Vergleich zu Stauseen mindestens gleichwertig bzw. bei Methan um Faktor 5 bis 10 günstiger.

³ Auswirkungen einer verstärkten Substitution fossiler Energieträger durch strombasierte Technologien auf das Schweizer Stromsystem ([link](#))

⁴ Aufbau von Gasspeicherkapazitäten in der Schweiz und alternative Optionen für eine inländische Gasversorgung ([link](#))

⁵ Energiespeichertechnologien , Kurzübersicht 2021 (BFE)

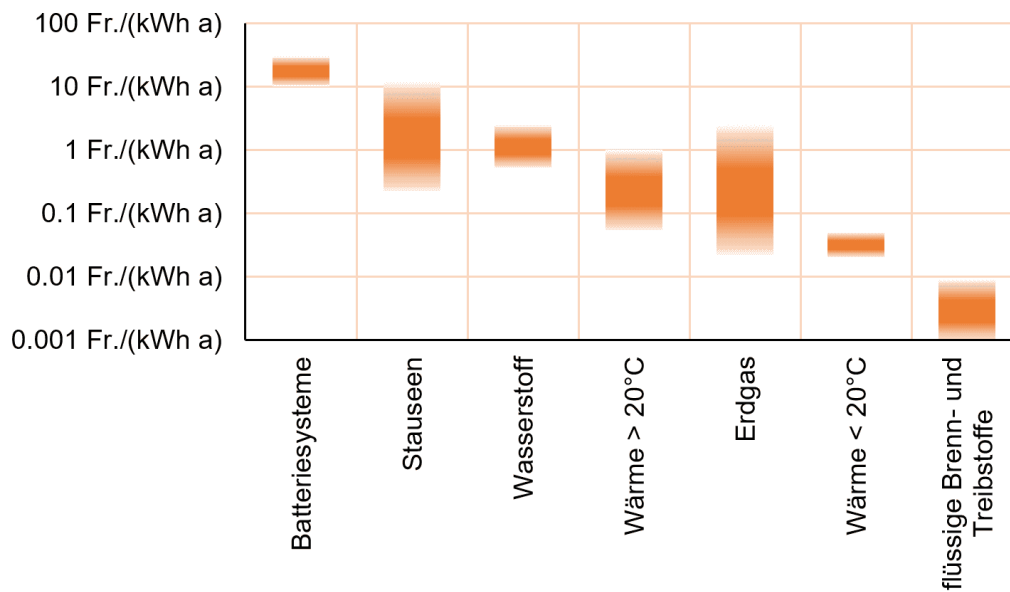


Abbildung 5: Kostenvergleich verschiedener Speichersysteme (Quelle: Ostschweizer Fachhochschule)

Im Projekt Limeco ist die Perspektive eines neuen Energiesystems wichtig, im Vordergrund steht die Umwandlung von Strom in Brenn- und Treibstoffe. Der allfällige Bedarf neuer Rahmenbedingungen, um die Erzeugung von alternativen Brenn- oder Treibstoffen oder um den zukünftigen Bedarf von Verlagerungen grosser Energiemengen vom Sommer in den Winter zu fördern, werden im Kapitel 5.4 regulatorische Aspekte aufgezeigt.



2 Anlagen und Erfahrungen

Die PtG-Anlage erlaubt es, anstelle der Verstromung über die beiden bestehenden BHKW das Klärgas kontinuierlich zu verwerten und ins Gasnetz einzuspeisen. Der Betrieb der BHKW wird folglich nur bei Ausserbetriebnahme der PtG-Anlage nötig. Die Eingliederung der neuen Anlage in den Bestand war aufgrund der vielen Schnittstellen mit der ARA und KVA herausfordernd. Es wurden neue Regelkreise und Steuerungsoptionen geschaffen, um die PtG-Anlage optimal zu integrieren.

Der anfänglich grosse Respekt, ob die biologische Methanisierung im Dauerbetrieb funktioniert, erwies sich als unbegründet, da die Mikroorganismen bereits ab den ersten Betriebsmonaten sehr zuverlässig arbeiteten. Aufgrund der Komplexität des Gesamtsystems war das Zusammenspiel der Peripherie, der einzelnen Anlagenteile mit z.T. eigenen Steuerungen und Regelgrössen, schlussendlich die grösste Herausforderung. Da die gesamte Anlage kosten- und platzoptimiert dimensioniert und gebaut wurde, konnten wenige Redundanzen geschaffen werden, sodass alle einzelnen Anlagenteile jederzeit verfügbar sein müssen, damit das Gesamtsystem funktioniert.

Kennzahlen

Klärschlamm	150 m ³ /d	Jahresmittelwert
Klärgas	4000 Nm ³ /d	Jahresmittelwert
BHKW 1 + 2	Je max. 190 kW	Max. elektrische Leistung
PtG-Anlage	140 – 250 Nm ³ /h	Klärgasübernahme bzw. eingespeistes Gas
Elektrolyse 1 + 2	Je 1.25 MW	Max. mögliche Leistungsaufnahme
	450 Nm ³ /h	Max. mögliche H ₂ -Produktion

Tabelle 1: Kennzahlen

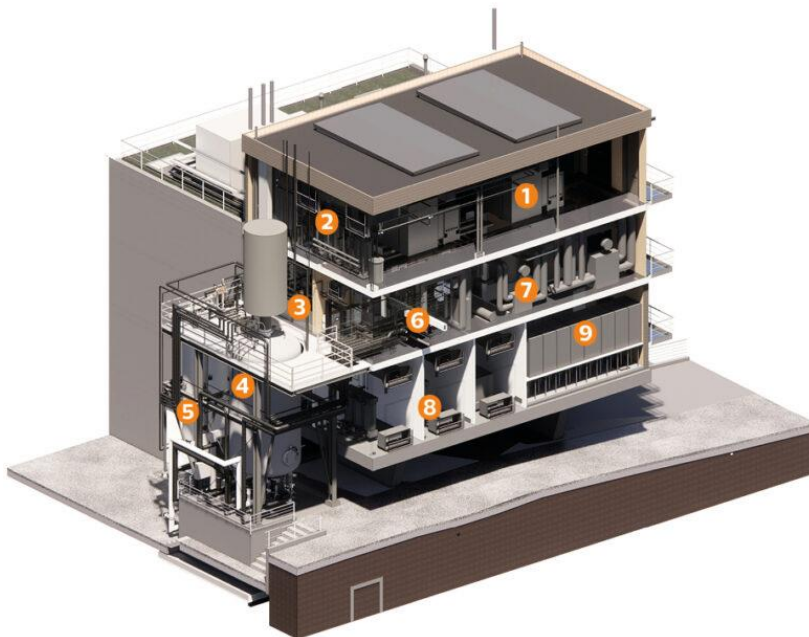


Abbildung 6: Aufbau PtG-Anlage

1. Elektrolyse | 2. Wasseraufbereitung | 3. Gasaufbereitung | 4. Methanisierungsreaktor | 5. Gasreinigung
6. Medienverteilung | 7. Wärme-/Kühlmanagement | 8. Transformatoren | 9. MS/NS-Verteilung und EMSRL



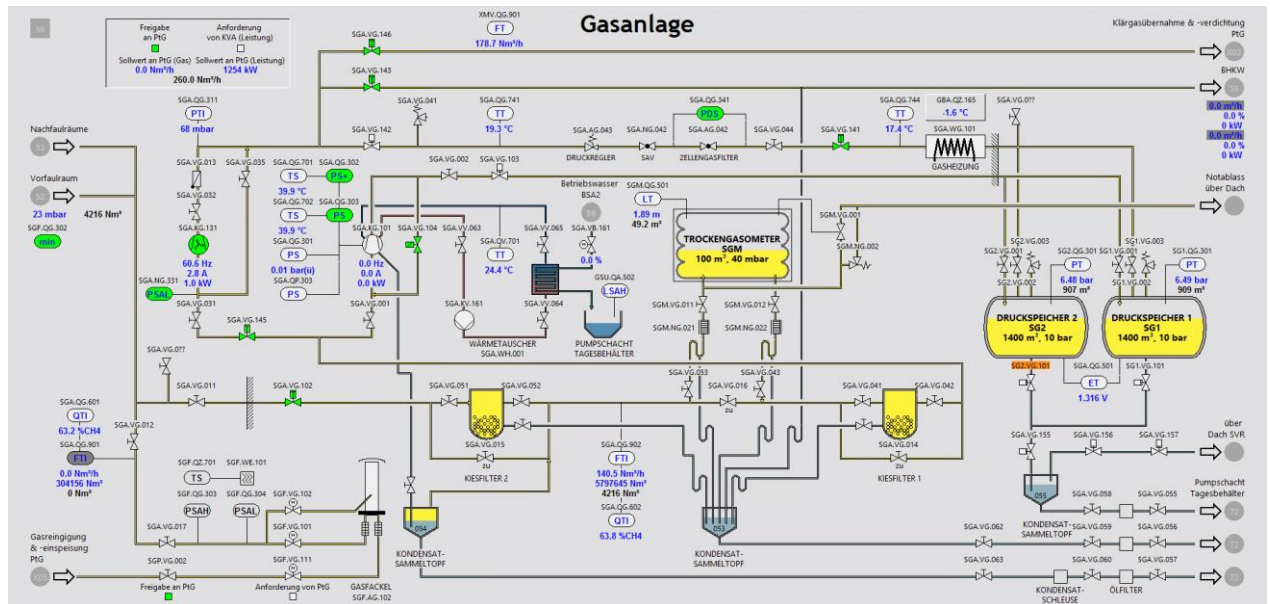
2.1 Schlammbehandlung und Gasanlagen

Auf der ARA fällt Klärschlamm aus dem Fettfang, der Vorklärung und den biologischen Reinigungsstufen an. Nach einer Vorentwässerung wird der Schlamm mit einem Trockensubstanzgehalt von ca. 5% über eine Transferleitung zur 200 Meter entfernten Schlammbehandlung in den Tagesbehälter gepumpt, von wo aus der 3'200 m³ umfassende Vorfaulraum beschickt wird. Der Klärschlamm im Vorfaulraum wird für den mesophilen Faulprozess auf ca. 38 °C erwärmt. Die Faulzeit beträgt zwischen 20 und 25 Tage. In zwei Nachfaulräumen mit je 1'200 m³ Fassungsvermögen wird der ausgefaulte Schlamm gestapelt, bevor er entwässert und anschliessend abtransportiert und verbrannt wird. Dieser ausgefaulte Schlamm wird auch für den PtG-Prozess direkt zum Methanisierungsreaktor der PtG-Anlage gepumpt. Durch den Faulprozess werden die organischen Stoffe im Klärschlamm durch Mikroorganismen abgebaut und es entstehen Klärgas mit einem Methangehalt (CH₄) von 60 bis 65%, Kohlenstoffdioxid (CO₂) mit einem Gehalt von 35 bis 40% sowie Spurengase (z.B. Schwefelwasserstoff, Mercaptane, Siloxane, langkettige und zyklische Kohlenwasserstoffe). Der grösste Anteil des Klärgases stammt aus der Faulung im Vorfaulraum (>90%), in den Nachfaulräumen ist ein Grossteil der Organik bereits abgebaut. Ein grosser Vorteil der biologischen Methanisierung ist, dass das Klärgas nicht vorgängig gereinigt werden muss, wie zum Beispiel bei einer katalytischen Methanisierung, sondern dass das Klärgas (inkl. Spurengase) und der Wasserstoff direkt in den Methanisierungsreaktor gegeben werden können.

Alle drei Faulräume sind durch Gasleitungen miteinander verbunden und stehen unter einem Druck von 20 bis 30 mbar. Mittels Kiesfiltern wird eine Grobentfeuchtung des Klärgases vorgenommen. Im Trockengasometer (Niederdruckgasspeicher) kühlt das Klärgas weiter ab, wobei Wasser auskondensiert und ausgeschleust wird. Der Trockengasometer (TGM) bzw. dessen Niveau ist eine wichtige Regelgrösse. Abhängig von der Höhe des TGM wird das Klärgas zu den verschiedenen Gasverbrauchern geführt:

- Via Klärgaskompressor zu den beiden Druckgasspeichern (je 1'400 m³ bei max. 10 bar)
- Von den Druckgasspeichern entspannt zu den beiden BHKW oder der PtG-Anlage
- Via Druckerhöhungsgebläse zu den beiden BHKW oder der PtG-Anlage
- Bei «zu hohem» Niveau des TGM wird das Klärgas zur Gewährleistung des sicheren Anlagenzustandes über die Gasfackel abgeführt

Aufgrund des eher kleinen Speichervolumens im TGM von 100 m³ stellen die Druckgasbehälter die eigentliche Zwischenspeicherung des Klärgases sicher (max. 12 h). Die Gasfackel hat zusätzlich zur Zuleitung ab den Faultürmen eine Zuleitung ab der PtG-Anlage, um während der Inbetriebnahme und bei Störfällen allfällig nicht einspeisefähiges Gas aus dem System zu schleusen.



Erfahrungsbox Schlammbehandlung und Gasanlage

Die Klärschlammmenge und infolgedessen die Klärgasproduktion unterliegen saisonalen Schwankungen, welche insbesondere auf Ferienzeiten zurückzuführen sind. Ebenso wirken sich intensive Niederschlagsphasen auf den Betrieb der gesamten Kläranlage und somit auch auf die verfügbare Klärgasmenge für die PtG-Anlage aus.

Die einzelnen Anlagensteuerprogramme funktionieren unabhängig voneinander, weshalb auch ein Parallelbetrieb mit Klärgaskompressor, BHKW, der PtG-Anlage und der Fackel möglich ist. Dies ermöglicht einen flexiblen und insbesondere sicheren Betrieb aller Gasanlagen.

Das Elektrolysesystem wird mit Strom im Eigenverbrauch aus der Turbogruppe der KVA versorgt und produziert Wasserstoff für die Methanisierung. Dieser Prozess lässt sich grob in drei Verfahrensstufen aufteilen:

- Jedes Teilsystem hat seine eigene Steuerung und wird über das Leitsystem der Elektrolyse gesteuert und überwacht. Einzelne Steuerungssignale und Überwachungsmeldungen sind in die übergeordnete PtG-Steuerung integriert. Einzelne Signale werden durch die übergeordnete Steuerung auch an die KVA-Steuerung zu Informationszwecken übermittelt.

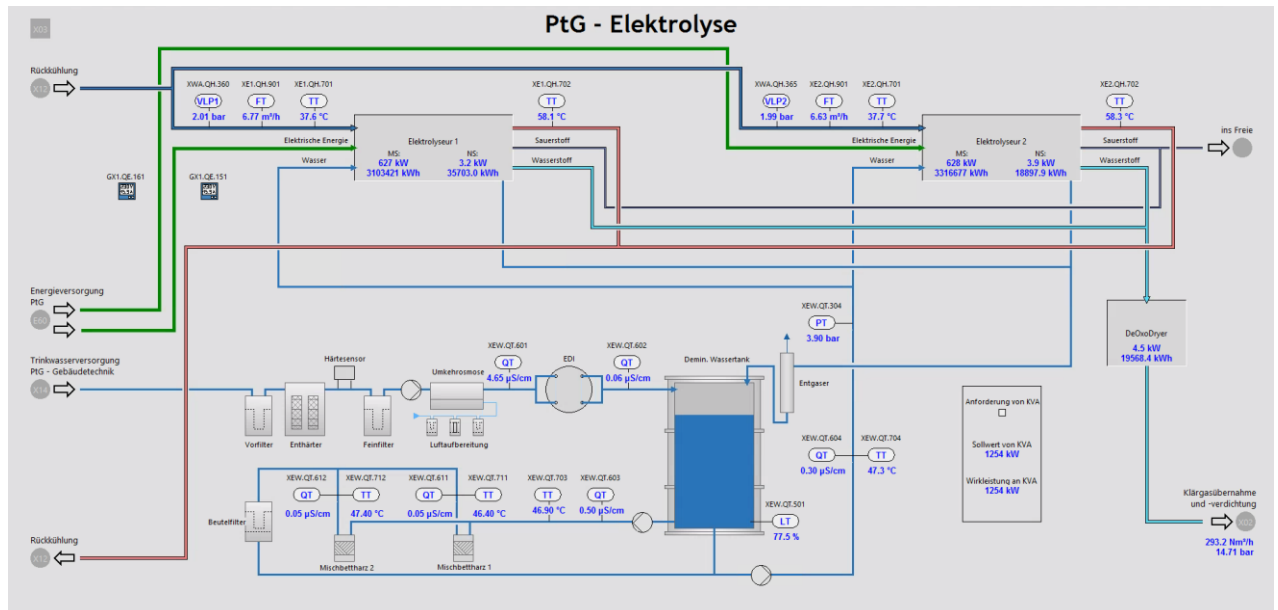


Abbildung 8: ARA-Prozessleitsystem (PLS): Elektrolysesystem

Wasseraufbereitung

Für den Elektrolyseprozess wird vollentsalztes und deionisiertes Prozesswasser (VE-Wasser) benötigt. Das VE-Wasser wird aus Trinkwasser hergestellt und umfasst verschiedene Verfahrensstufen:

Verfahrensstufe	Beschreibung der Prozesse
Enthärtung	Ionenaustausch von Calcium (Ca) und Magnesium (Mg) durch Natrium (Na)
Umkehrosmose	Entsalzung des Wassers um ca. 98% über eine Membran
Elektrische Deionisierung	Reduzierung der Leitfähigkeit $<0.5 \mu\text{S/cm}$
Mischbettharz	Entsalzung des Wassers im Reinigungskreislauf
Zwischenspeicher	Vorhaltung des aufbereiteten und rezirkulierenden VE-Wassers
Entgasung	Rückleitung und Entgasung (H_2) des rezirkulierenden VE-Wassers aus der Elektrolyse

Proton Exchange Membrane-Elektrolyse (PEM-Elektrolyse)

Zwei Silyzer 200 PEM-Elektrolyseure produzieren den für die Umwandlung von Kohlenstoffdioxid in Methan erforderlichen Wasserstoff. Die beiden Teilanlagen mit je $1.25 \text{ MW}_{\text{el}}$ Leistungsaufnahme werden mit Gleichstrom betrieben. Dazu sind pro Teilanlage je eine Transformationsstation, eine Gleichrichtereinheit sowie ein Netzfilter (Beseitigung harmonischer Schwingungen) mit Blindleistungskompensation installiert. Somit können beide Teilanlagen zusammen, aber auch einzeln betrieben werden.

Mehrere aneinandergereihte Zellen bilden einen Zellstapel und alle Zellstapel zusammen den Elektrolyse-Stack, das Kernstück der Elektrolyseanlage. Mit Gleichstrom versorgt, wird in den Elektrolysezellen das aufbereitete Wasser elektrolitisch in Wasserstoff und Sauerstoff gespalten, wobei eine Membran die gelösten Gase Sauerstoff und Wasserstoff voneinander trennt. Je ein Abscheider (Separator) für die Wasserstoff- und die Sauerstoffseite trennt die gelösten Gase vom Prozesswasser ab, welches zurück in den Kreislauf geführt wird. Da beim Elektrolyseprozess Wärme freigesetzt wird, muss das Prozesswasser bei der Seiten gekühlt werden, wobei die abgegebene Wärmeenergie genutzt werden kann.

Diverse Sensoren überwachen die gesamten Prozessabläufe. Die Fremdgasüberwachung prüft die Konzentration von Wasserstoff im produzierten Sauerstoff bzw. von Sauerstoff im produzierten Wasserstoff.



Der produzierte Wasserstoff steht bei über 30 bar(ü) für die biologische Methanisierung zur Verfügung. Der erzeugte Sauerstoff wird (aktuell) über das Dach an die Umwelt abgegeben. Die PEM-Elektrolyse verfügt über vier Betriebszustände:

- Betrieb «Aus», z.B. wenn die Anlage gewartet wird,
- Betrieb «Bereit», Anlage ist im drucklosen Zustand,
- Betrieb «Stand-By», Anlage steht unter Druck) und
- Normalbetrieb

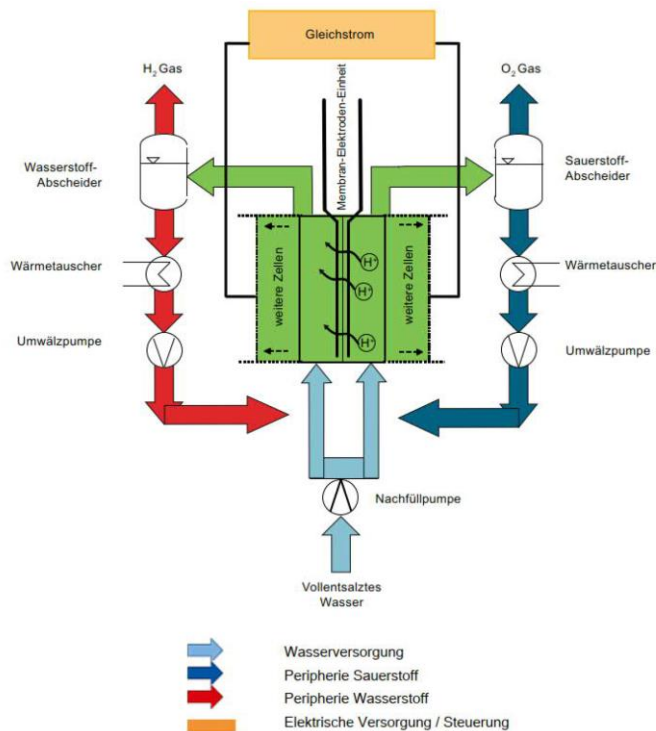


Abbildung 9: Prinzip PEM-Elektrolyse

Quelle: Siemens Energy «HY-19-1048-G-0005-TI-2020115_Verfahrensbeschreibung_Elektrolyseanlage»

DeOxoDryer

Der im Aussenbereich aufgestellte DeOxoDryer entfernt in einem katalytischen Prozess den Rest-Sauerstoff vom produzierten Wasserstoff und trocknet diesen gleichzeitig. Ein DeOxoDryer wird insbesondere benötigt, um eine Wasserstoffreinheit von 5.0 (entspricht einer Reinheit von 99.999%) zu erlangen, welche z.B. für Mobilitätsanwendungen gefordert wird. Für die Methanisierung im Bioreaktor ist dieser Aufreinigungsschritt jedoch nicht notwendig.

Erfahrungsbox Elektrolyse

Zwei Teilanlagen (2 x 1.25 MW_{el}):

Die biologische Methanisierung ist auf eine maximale Umsetzung von 90 Nm³/h CO₂ dimensioniert. Rein stöchiometrisch wird für die Umsetzung von 90 Nm³ CO₂ das Vierfache, also 360 Nm³ an H₂ benötigt. Somit ist das Elektrolysesystem mit seinen beiden Teilanlagen mit einem maximalen Gesamtoutput von 450 Nm³/h H₂ für die biologische Methanisierung überdimensioniert. Die Überdimensionierung hat einige Vorteile:

- Höherer Wirkungsgrad der Elektrolyse im Teillastbetrieb



- Beide Teilanlagen lassen sich einzeln betreiben und bieten dadurch im Stör- oder Revisionsfall einer Teilanlage eine gewisse Redundanz
- Mit der Überkapazität der Elektrolyse liesse sich ein Absatzkanal für Wasserstoff realisieren

Nachteile:

- Höherer Abnutzungsgrad der Elektrolyse (gemäss Siemens Energy) im Teillastbetrieb
- Höhere Unterhalts- und Wartungskosten aufgrund zweier Teilanlagen

Das Zu- und Wegschalten einer der beiden Teilanlagen ist grundsätzlich möglich. Herausfordernd ist insbesondere das Zuschalten einer Teilanlage, während die andere bereits in Betrieb ist und der Wasserstoff für die biologische Methanisierung gebraucht wird. Da der Wasserstoff bei der Teilanlage, welche hochfährt nicht sofort verfügbar ist, die Teilanlage eine Minimalleistung von ca. 500 kW zum Hochfahren benötigt und eine Lastverteilung der beiden Teilanlagen stattfindet, muss sichergestellt werden, dass genügend Wasserstoff (minimal benötigter Wasserstoffvolumenstrom) zur biologischen Methanisierung gelangt. Die Zuschaltung einer Elektrolyseeinheit erfolgt zurzeit noch manuell und koordiniert mit dem am Markt kommunizierten Stromfahrplan.

Laständerungen PEM-Elektrolyse:

Auf Laständerungen über Sollwertvorgaben reagiert das Elektrolysesystem innerhalb von Sekunden. Für den klärgasgeführten Betrieb ist dies nicht zwingend notwendig, dafür umso mehr für den leistungsgeführten Betrieb (siehe auch Messkampagne Kapitel 3.3).

Startverhalten PEM-Elektrolyse:

Sind alle Freigaben für das Elektrolysesystem vorhanden und wird der Startbefehl erteilt, startet die Leistungsaufnahme innerhalb von Sekunden. Je nach Betriebszustand muss das gesamte Elektrolysesystem inkl. DeOxoDryer zuerst auf Druck (>30 bar) gebracht werden, wodurch eine Wasserstoffabgabe an die Methanisierung erst nach ein paar Minuten möglich ist. Ist das Elektrolysesystem im Stand-By-Betrieb (auf Druck), welcher nach einer Ausschaltung ca. eine Stunde gehalten wird, erfolgt die Wasserstoffabgabe innerhalb ca. einer Minute.

Wasseraufbereitung:

Die Wasseraufbereitung ist ein zentrales und wichtiges Element des Elektrolysesystems. Weil keine Redundanzen vorhanden sind, muss die Betriebsbereitschaft und Verfügbarkeit durch den Betrieb stetig überwacht und sichergestellt werden.

DeOxoDryer:

Der DeOxoDryer wurde aufgrund der Möglichkeit zur Nutzung der Überkapazität der Elektrolyse für einen zusätzlichen Wasserstoffabsatzkanal installiert und wäre grundsätzlich für das Verfahren der biologischen Methanisierung nicht notwendig. Allerdings wurden Messinstrumente (insbesondere die H₂-Volumenstrommessung) aufgrund der H₂-Qualität nach dem DeOxoDryer ausgelegt. Aus heutiger Sicht, insbesondere aufgrund der zeitweise hohen Störungsanfälligkeit des DeOxoDryers, müsste ein By-Pass installiert werden. So kann die Elektrolyse auch ohne den DeOxoDryer betrieben werden. Zudem müssten die Messinstrumente für die H₂-Qualität nach der Elektrolyse ausgelegt werden.

Leistungs-Schwankungen aufgrund Gasabscheider:

Der von der Elektrolyse produzierte Wasserstoff wird direkt ab dem DeOxoDryer der biologischen Methanisierung zugeführt. Da dies grundsätzlich möglich ist, wurde vorerst auf die Installation eines Wasserstoffspeichers verzichtet. Die Niveauregelung des Wasserstoff- und Sauerstoffabscheiders führt allerdings je nach Sollgrösse bzw. Betriebsweise der Elektrolyseanlage zu unerwartet starken Schwankungen, entweder in der Leistungsaufnahme (gasgeführt) oder im Druck bzw. daraus resultierend im H₂-Volumenstrom (leistungsgeführt). Da beide Teilanlagen unabhängig voneinander Wasserstoff produzieren



und auch die Niveauregelung der Wasserstoff- und Sauerstoffabscheider unabhängig voneinander betrieben werden, sind die produzierten Schwankungen im Wasserstoffvolumenstrom nicht immer gleich und ändern je nach Betriebspunkt.

2.3 Verdichter

Der Methanisierungsreaktor wird bei 7 bar(ü) betrieben. Da das Klärgas nur mit 20-30 mbar zur Verfügung steht, muss es entsprechend komprimiert werden, wozu ein Schraubenverdichter eingesetzt wird. Neben dem Klärgas (Rohgas) muss der Verdichter auch die Rückführung der H₂-Membranstufe (Permeat) dem Methanisierungsreaktor zuführen können. Je nach Gasqualität nach dem Methanisierungsreaktor und Klärgasdurchsatz beträgt dieser Volumenstrom über die Rückführung zwischen 30-50 Nm³/h.

Ein Überströmventil ermöglicht die Übernahme tiefer Volumenströme, was insbesondere bei der Inbetriebnahme, aber auch im Teillastbetrieb hilfreich ist. Limitierend für den gesamten PtG-Prozess ist dabei die minimale Übernahmefähigkeit des Verdichters (kurzzeitig ca. 100 Nm³/h, über längere Zeit ca. 140 Nm³/h).

Der Verdichter wird mit Wasser gekühlt, wobei die Abwärme weiter genutzt werden kann. Zudem hat der Verdichter einen eigenen Schaltschrank mit eigener Steuerung und ist ins übergeordnete PtG-Leitsystem eingebunden.

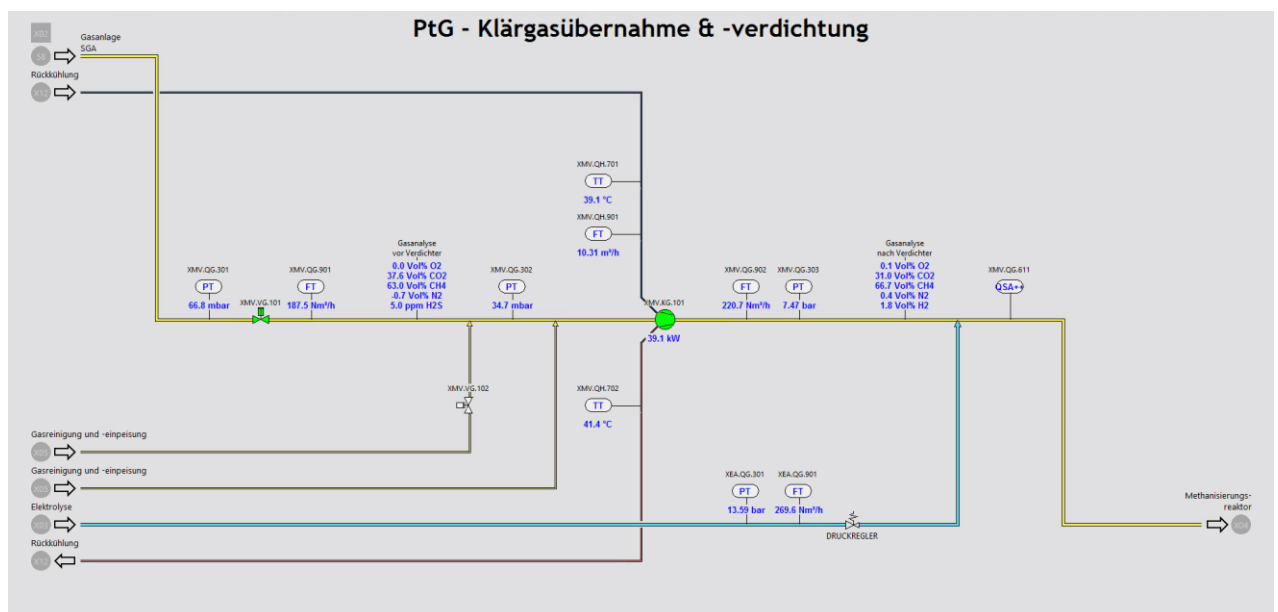


Abbildung 10: ARA-Prozessleitsystem (PLS): Klärgasübernahme und Verdichtung

Erfahrungsbox Verdichter

Fehlende Redundanz Verdichter:

Der Verdichter ist ein zentrales Element des PtG-Verfahrens. Da nur ein Verdichter installiert ist, ist der gesamte Prozess vom einwandfreien Betrieb des Verdichters abhängig. Entsprechend wären redundante Konzepte oder entsprechende Ersatzteilkhaltung angebracht.



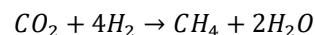
2.4 Methanisierungsreaktor

Das Kernstück der PtG-Anlage ist der Methanisierungsreaktor in welchem die biochemische Umwandlung von CO_2 und H_2 in Methan erfolgt. Der Edelstahlbehälter fasst ein Volumen von rund 50 m^3 und ist im Betrieb mit ca. 30 t ausgefaultem Schlamm zu ca. Zweidrittel gefüllt. Der gesamte Behälter steht auf vier Wägezellen, welche das Gewicht ermitteln und als Niveauüberwachung und -regelung fungieren.

Mikrobiologischer Prozess auf Basis von Archaeen

Spezielle anaerobe thermophile Mikroorganismen (Archaeen) besiedeln den Faulschlamm im Methanisierungsreaktor. Vor allem methanogene Archaeen sind relativ weit verbreitet und kommen in Süßwasser, Meer und Boden vor. Archaeen finden sich aber auch im Darmtrakt von Tieren und Menschen. Deswegen gelangen diese Archaeen via menschliche Ausscheidungen über die Kläranlage in den Faulschlamm. Durch Einstellen gewisser Parameter im Methanisierungsreaktor, insbesondere Temperatur (65°C), pH-Wert (ca. 7.0) und Vorkommen von CO_2 und H_2 vermehren sie sich relativ schnell (Verdoppelung innerhalb einer Stunde). Der Methanisierungsreaktor wird bei 7.0 bar(ü) betrieben. Dies einerseits aufgrund der Löslichkeit des CO_2 , andererseits ist dadurch für eine Einspeisung ins 5-bar-Gasnetz keine weitere Druckerhöhung mehr nötig. Die Archaeen verhalten sich unsensibel auf die vorherrschenden Druckverhältnisse.

Der Stoffwechselvorgang der methanogenen Archaeen läuft rein stöchiometrisch wie folgt ab:



Die Begasung des Reaktors erfolgt im Normalbetrieb kontinuierlich. Das Klärgas-Wasserstoffgemisch im richtigen stöchiometrischen Verhältnis wird von unten in den Behälter eingebracht, strömt durch den Faulschlamm und wird durch das Hohlwellen-Rührwerk fein verteilt. Die Mikroorganismen können praktisch das gesamte CO_2 und H_2 verstoffwechseln. Als wesentlicher Vorteil der biologischen Methanisierung muss die direkte Zuführung des Klärgases in die Methanisierung hervorgehoben werden. Das Klärgas (Rohgas) wird ohne Vorbehandlung, somit als Gemisch mit einem Methananteil von 65% und einem CO_2 -Anteil von 35% in den Methanisierungsreaktor eingedüst. Das biogene Methan aus der vorgelagerten Vergärung des Klärschlammes wird somit vollständig durchgeschleust.

Als Nebenprodukt des Stoffwechselvorgangs der Archaeen entsteht Wasser (H_2O), welches durch regelmäßige Schlammwechsel (siehe Schlammssystem) ausgeschleust wird. Weil der Umwandlungsprozess exotherm ist, wird zudem Wärme freigesetzt. Die Abwärme wird dem System über die Wärmerückgewinnung entzogen und zur KVA geführt.

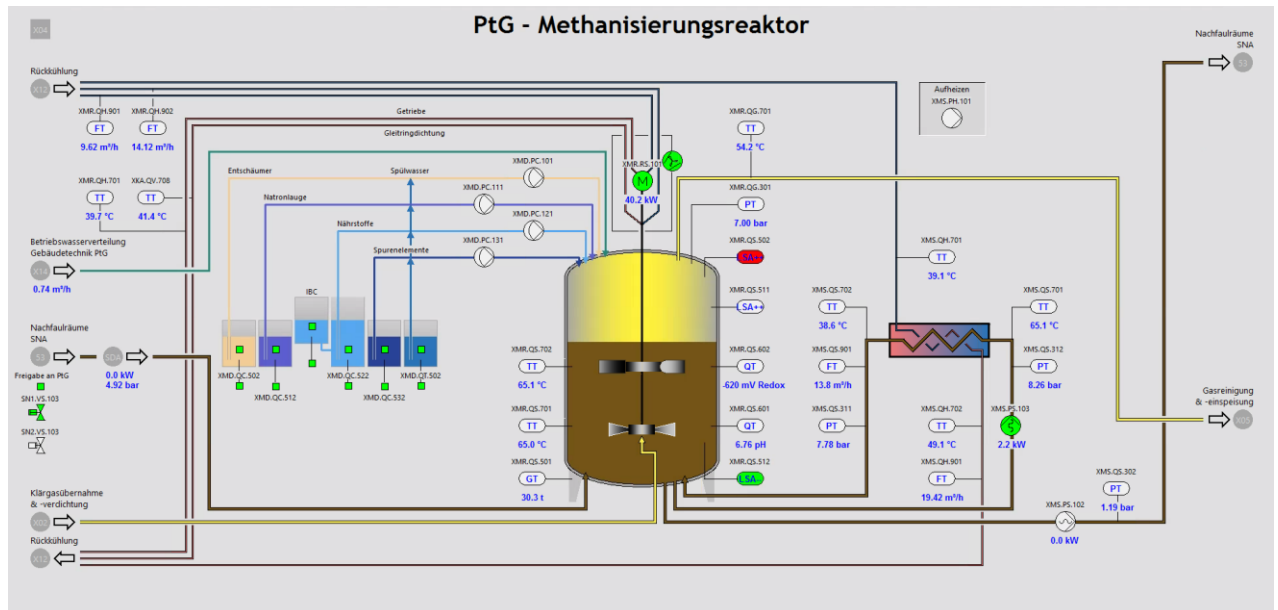


Abbildung 11: ARA-Prozessleitsystem (PLS): Methanisierungsreaktor

Rührwerk

Ein Begasungsrührwerk sorgt für eine gute Durchmischung der Gase in der Flüssigkeitsphase im Reaktor. Das Rührwerk ist über eine Hohlwelle gelagert, wodurch im Kopfraum des Methanisierungsreaktors Gas angesaugt, vertikal durch die Welle nach unten gesaugt und nochmals dem Faulschlamm zugemischt wird. Der Antrieb des Rührwerks ist wassergekühlt, wobei die Abwärme ebenfalls durch Wärmerückgewinnung weiter genutzt werden kann.

Schlammsystem

Um die Wärmeenergie des exothermen Stoffwechselvorgangs und den Wärmeeintrag durch das Rührwerk abzuführen, wird im Normalbetrieb kontinuierlich Schlamm aus dem Methanisierungsreaktor entzogen. Dieser Schlamm wird über einen Schlamm-Wasser-Wärmetauscher zirkuliert und abgekühlt. Die anfallende Abwärme wird ebenfalls zurückgewonnen.

In Abhängigkeit der Menge des umgesetzten CO_2 zu CH_4 erfolgt ein Schlammwechsel, ohne Unterbrechung des Methanisierungsprozesses. Der Schlammwechsel erfüllt dabei mehrere Zwecke:

- Ausschleusung des durch den Stoffwechselvorgang der Archaeen gebildeten Wassers
- Austragung von abgestorbenen Archaeen (Biomasse)
- Eintrag von neuen Nährstoffen mit dem neu zugeführten Faulschlamm
- Niveauregelung des Methanisierungsreaktors

Erfolgt ein Schlammwechsel, wird ein Teil des Schlammes aus dem Methanisierungsreaktor zurück in die Nachfäulräume geführt. Aufgrund des grossen Stapelvolumens der Nachfäulräume ($2 \times 1'200 \text{ m}^3$) und des relativ dazu geringen Eintrags von wässrigem Schlamm aus der PtG-Anlage von einigen Tonnen pro Tag, ist der Wassereintrag in die Nachfäulräume vernachlässigbar. Bis zu einem festgelegten Niveau (bzw. Gewicht) wird frischer Faulschlamm aus den Nachfäulräumen in den Methanisierungsreaktor gepumpt.

Additive

Die im Faulschlamm enthaltenen Nährstoffe reichen für einen optimalen Stoffwechselvorgang der Archaeen nicht aus, weshalb nach jedem Schlammwechsel zusätzlich Nährstoffe (im Literbereich) und Spurenelemente (im Deziliterbereich) in den Methanisierungsreaktor zugeführt werden.



Im Methanisierungsreaktor kann es aufgrund mehrerer z.T. noch unbekannten Gründen zu Schaumbildung kommen, weshalb eine Entschäumerzudosierung eingerichtet ist.

Anfänglich war unklar, ob allenfalls der pH-Wert stabilisiert werden muss. Zur Sicherheit wurde eine Dosieranlage für Natronlauge errichtet.

Sensorik

Zur Überwachung und Steuerung der Prozesse im Methanisierungsreaktor sind verschiedenste Messinstrumente installiert:

- Druckmessung
- Temperaturmessung
- Niveaumessungen
- Wägezellen
- Schaumsonde
- pH-Sonde
- Redox-Sonde

Erfahrungsbox Methanisierungsreaktor

Erstinbetriebnahme Methanisierung:

Vor der Erstinbetriebnahme wurde rund 1 m³ ausgefaulter Schlamm aus den Nachfaulräumen zum Lieferanten der PtG-Anlage (Schmack Biogas GmbH) ins Technikum geschickt, um die methanogenen Archaeen nach dem Prinzip der biologischen Methanisierung zu vermehren. Dieser 1 m³ Schlamm wurde für die Erstinbetriebnahme zur «Animpfung» des Methanisierungsreaktors genutzt. Seit der Erstinbetriebnahme musste nicht mehr angeimpft werden.

Drucküberlagerung - batchweise Inbetriebnahmevergang:

Für die Erstinbetriebnahme, aber auch für die Inbetriebnahme nach längerer Standzeit ist aufgrund der noch zu geringen Anzahl aktiver Archaeen ein batchweiser Inbetriebnahmevergang (Drucküberlagern) nötig. Dazu wird der Methanisierungsreaktor auf Temperatur gebracht (65° C) und CO₂ und H₂ im richtigen stöchiometrischen Verhältnis hinzugefügt, womit der Methanisierungsreaktor unter Druck gesetzt wird. Mit rotierendem Begasungsrührwerk beginnen die Archaeen ihren Stoffwechselprozess und vermehren sich. Da die Anzahl Gasmoleküle insgesamt gemäss Reaktionsvorgang abnimmt, sinkt der Druck und die Methankonzentration nimmt zu bzw. die CO₂- und H₂-Konzentrationen nehmen ab. Dieser Vorgang ist jeweils 1- bis 4-Mal zu wiederholen, bis die Gasqualität für die Weiterleitung zur Gasreinigung genügt. Nach ersten Erfahrungen dauert ein solcher Vorgang ca. 1-2 Stunden, womit innerhalb eines Tages ein kontinuierlicher Betrieb wieder hergestellt werden kann.

Anfahren, Start, Stop, Standby, Abkühlen:

Für die Erstinbetriebnahme und die Inbetriebnahme nach längerer Standzeit ist z.T. auch nach dem Vorgang «Drucküberlagern» die Gasqualität noch ungenügend für die Einspeisung ins Gasnetz und ein kontinuierlicher Betrieb über die Gasfackel ist notwendig, bis die geforderte Gasqualität eingehalten werden kann.

War die biologische Methanisierung für einige Stunden in Betrieb, kann sie beinahe beliebig gestoppt, für bis zu drei Tage auf Stand-By gehalten und mit direkter Einspeisung ins Gasnetz wieder gestartet werden. Dazu muss die Temperatur im Methanisierungsreaktor bei 65° C gehalten werden.

Dauert der Unterbruch länger als drei Tage, muss der Schlamm bzw. die Archaeen auf <40° C abgekühlt werden, wobei die Mikroorganismen inaktiv werden, aber nicht absterben. Der Abkühlvorgang dauert dabei ca. vier Stunden, der Aufwärmvorgang für die Wiederinbetriebnahme ca. zwölf Stunden.



Schlammwechsel:

Die Schlammabgabe an die Nachfaulräume erfolgt über den Druckunterschied zwischen Methanisierungsreaktor bei 7.0 bar(ü) und Nachfaulräume mit ca. 20-30 mbar(ü). Die Schlammzugabe aus den Nachfaulräumen erfolgt mittels Pumpe. Durch die Niveausenkung bzw. Niveauerhöhung sinkt bzw. steigt der Druck bei kontinuierlicher Begasung im Methanisierungsreaktor und es strömt weniger, bzw. mehr Gas weiter zur Gasreinigung und zur Einspeisung ins Gasnetz. Diese Schwankungen im Volumenstrom des Produktgases sind nicht unbedingt nachteilig für den Gesamtprozess, allerdings gilt es zu beachten, dass insbesondere beim Füllvorgang der Volumenstrom nicht die Auslegungsgrenzen der Verfahrensstufen der Gasreinigung überschreitet.

Gasqualität:

Die Gasqualität bzw. CH₄-, CO₂- und H₂- Konzentrationen werden vor und nach dem Methanisierungsreaktor kontinuierlich gemessen und überwacht. Somit lässt sich die Leistungsfähigkeit der Archaeen nachvollziehen und beurteilen. Einzelne Messwerte beeinflussen den Gesamtprozess wenig und können im Betrieb vernachlässigt werden:

- Redox-Sonde (sehr stabil)*
- pH-Sonde (sehr stabil)*
- Schaumsonde (nach einigen Betriebsstunden immer anstehend – «verklebt»)*

Rührwerk

Seit Inbetriebnahme der PtG-Anlage sind am Rührwerk zeitweise starke Schwingungen im Betrieb aufgetreten, wobei die Hauptursache für die Schwingungen noch nicht bestätigt werden konnte. Vermutet wird einerseits ein «Aufschwingen» durch die Eigenfrequenz des Methanisierungsreaktors, andererseits eine ungleichmässige Abnutzung des Bodenwellenlagers. Das Lager der Hohlwelle am Boden des Reaktors wurde bei Wartungsarbeiten ersetzt.

Optimierungspotenzial Additive

Mehrere Schlammproben aus den Nachfaulräumen und dem Reaktorinhalt haben Optimierungspotenzial bei den Additiven Nährstoffe und Spurenelemente aufgezeigt. Wie schnell sich eine Unterversorgung gewisser Elemente für die Archaeen in der Gasqualität zeigt, ist derzeit unklar, ebenso ob in angemessener Zeit korrigierend eingeschritten werden kann.

Der pH-Wert hat sich während des Betriebs als weitgehend stabil gezeigt, weshalb die Natronlauge-Zudosierung nicht erforderlich ist.

2.5 Gasreinigung und Einspeisung

Bei einem stabilen Betrieb weist das Gas nach der biologischen Methanisierung bereits eine hohe Methankonzentration auf (>97%). Der Grenzwert von >96% CH₄ gemäss Richtlinie G13 des Fachverbands für Wasser, Gas und Wärme (SVGW) wird somit bereits eingehalten. Um sämtliche Grenzwerte bei der Einspeisung ins Gasnetz einzuhalten, bedarf es einer zusätzlichen Gasreinigungsanlage. Die Gasreinigungsanlage besteht aus den folgenden Apparaten:

- NH₃-Wäscher
- Vorerwärmung
- Aktivkohlestufe 1
- Aktivkohlestufe 2
- Nachfilter
- H₂-Membran inkl. Gaskühlung

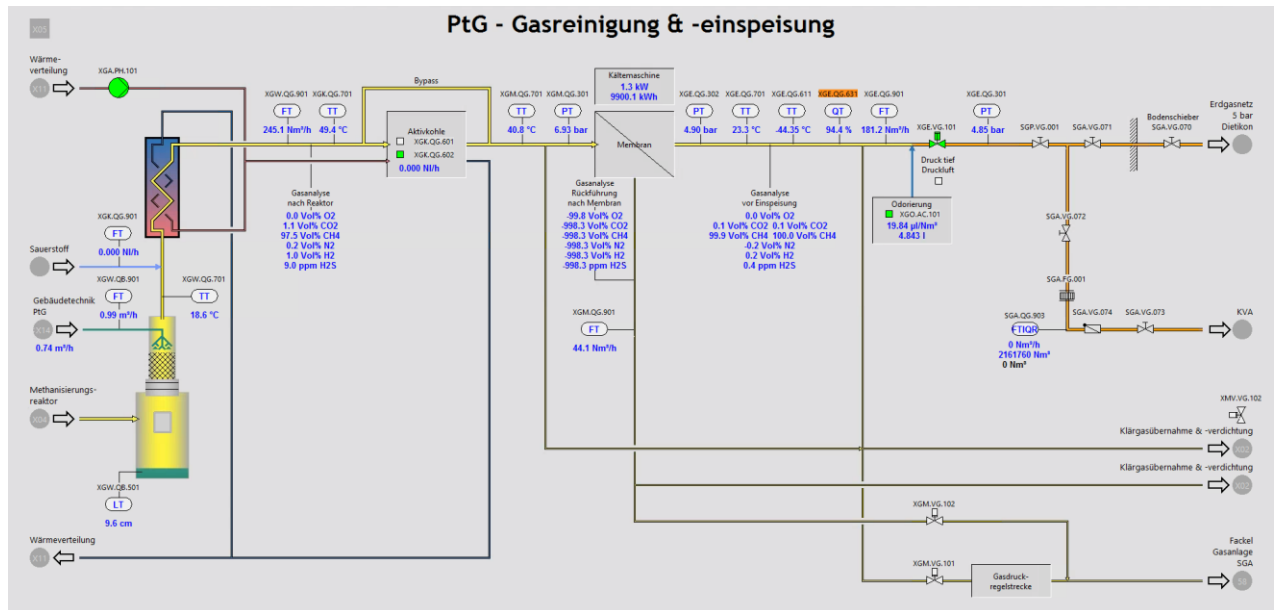


Abbildung 12: ARA-Prozessleitsystem (PLS): Gasreinigung und Einspeisung

NH₃-Wäscher

Nach der biologischen Methanisierung kann das Gas Spuren von Ammoniak (NH₃) enthalten, welches die nachfolgende H₂-Membran schädigen würde. Da Ammoniak gut wasserlöslich ist, wird das Gas durch eine Waschkolonne mit Füllkörperstufe ausgewaschen, wobei das Gas den Wäscher von unten nach oben durchströmt und gleichzeitig Betriebswasser von oben nach unten durchläuft. Das Washwasser wird in einem Vorlagebehälter gesammelt und dem Abwasser zugeführt. Mit dem Gas mitgerissene Schaumfracht vermag der NH₃-Wäscher ebenfalls bis zu einem gewissen Grad auszuwaschen.

Vorerwärmung

Durch den Kontakt mit dem ca. 20° C kalten Betriebswasser wird das Gas ebenfalls gekühlt und liegt gesättigt feucht vor. Um ein Auskondensieren des Gases in den Aktivkohlekolonnen zu verhindern, wird das Gas nach dem NH₃-Wäscher mit einem Gas-Wasser-Wärmetauscher erwärmt und somit die relative Feuchte herabgesetzt.

Aktivkohlestufe 1

Die erste der beiden Aktivkohlestufen besteht aus zwei aussenaufgestellten Behältern mit je einem Volumen von ca. 3 m³. Die Behälter lassen sich einzeln, seriell wie auch parallel betreiben und beinhalten zwei unterschiedliche Arten von Aktivkohle zur Beseitigung von Schwefelwasserstoff (H₂S), Mercaptanen und Restgehalten von Ammoniak (NH₃). Zur optimalen Adsorption bzw. Umsetzung des Schwefelwasserstoffs zu elementarem Schwefel wird Sauerstoff benötigt, wozu eine Sauerstoffzudosierung installiert ist.

Aktivkohlestufe 2

Die zweite, wesentlich kleinere und innenaufgestellte Aktivkohlestufe dient zur Abtrennung von aromatischen Kohlenwasserstoffen (z.B. Toluol, Benzol). Wie bei der ersten Aktivkohlestufe lassen sich die beiden Adsorber einzeln, seriell und parallel betreiben und beinhalten ebenfalls zwei unterschiedliche Arten von Aktivkohle.

Nachfilter

Zwei Nachfilter verhindern eine Verschmutzung durch Aktivkohlestaub der nachgeschalteten Membrananlage. Mittels einer Differenzdrucküberwachung über die einzelnen Filter lässt sich die Beladung überwachen.



H₂-Membran

Die Membrananlage ist dafür ausgelegt, Wasserstoff aus dem Produktgas zu entfernen, damit der Einspeisegrenzwert von max. 2 Vol.% H₂ eingehalten wird. Zusätzlich vermag die Membrananlage CO₂, H₂S und Feuchtigkeit bzw. Wasser (H₂O) abzutrennen. Über sechs einzelne Membranmodule lässt sich die Reinheit des aufzukonzentrierenden Gases in Abhängigkeit zum Volumenstrom regeln. Den Membranmodulen vorgeschaltet, ist ein rekuperatives Wärmetauschersystem, welches mit Hilfe einer Kältemaschine das übernommene Gas zuerst kühlt und dann wieder erwärmt, um eine erste Grobentfeuchtung mittels Kondensation vorzunehmen. Das auskondensierte Wasser wird abgeführt. Das Retentat (aufkonzentriertes CH₄) gelangt nach der Membran zur Einspeisestrecke. Das Permeat, von den Membranmodulen abgetrennte H₂, CO₂, H₂S und H₂O, wird vor den Verdichter geführt und gelangt somit zurück in den Prozess.

Einspeisung

Die Gasqualität wird vor der Übergabe zur Einspeisung auf folgende Eigenschaften bzw. Qualitäten geprüft (Grenzwerte Einspeisung gemäss SVGW-Richtlinie G13/G18):

- CH₄ > 96%
- H₂ < 2%
- H₂S < 2 ppm
- Taupunkt < -8° C

Die eigentlichen Anlagengrenzwerte, welche zu einer automatischen Abschaltung der Anlage führen, sind aufgrund der Messunsicherheit der einzelnen Messsysteme entsprechend tiefer oder höher angesetzt, um sicherzustellen, dass das aufbereitete Gas zu jeder Zeit der geforderten Qualität entspricht. Ebenfalls sind entsprechende Redundanzmessungen (CH₄, CO₂, H₂) verbaut, um bei Ausfall einer Messung entsprechend umschalten zu können. Die Überprüfung der Gasqualität geschieht im PtG-Gebäude selbst. Die Anbindung an das 5 bar Mitteldrucknetz erfolgt in den Räumlichkeiten der Schlammbehandlung (Biogasraum), wo sich der Zähler des Gasnetzbetreibers befindet. Über eine Signal-Anbindung hat der Gasnetzbetreiber jederzeit Zugang zu den Einspeisemengen der PtG-Anlage.

Da Methan an sich geruchlos ist, muss es für die Einspeisung ins Gasnetz entsprechend odoriert werden, was kurz nach dem Einspeisezähler erfolgt. Dabei wird dem einzuspeisenden Gas rund 20 µl Odoriermittel pro Nm³ zugefügt.

Gasfackel

Für die Inbetriebnahme der Anlage nach längerem Stillstand (z.B. Wartungsarbeiten) ist eine Anbindung an die bestehende Gasfackel der ARA realisiert. Entspricht das aufbereitete Gas noch nicht den qualitativen Anforderungen des Gasnetzes, wird es über die Fackel aus dem System entfernt (Abgang vor und nach der Membranstufe). Sobald die Gasqualität den Anforderungen entspricht, kann auf die Einspeiseleitung gewechselt werden.

Erfahrungsbox Gasreinigung und Einspeisung

Schaumproblematik:

Versuche im Technikum mit dem Klärschlamm hatten zu der Annahme geführt, dass wenig bis kein Schaum während der biologischen Methanisierung im Bioreaktor entsteht. Im nun hochskalierten System mit dem Begasungsrührwerk wurden andere Erfahrungen gemacht:

- *Bereits nach kurzer Betriebszeit detektiert die Schaumsonde Schaum.*
- *Entschäumerzudosierung scheint zu wirken, aufgrund der «anstehenden» Schaumsonde (zuge-setzt) wird allerdings «blind» dosiert.*
- *Mitgerissene Schaumpartikel und Verkalkung verstopfen das Trägersieb der Füllkörperstufe im Wäscher sowie das Sieb vor dem Regelventil für das Ablassen des Waschwassers aus dem Wäscher.*



Es wurde eine Differenzdrucküberwachung (Druck Reaktor und Druck vor Membrananlage) eingerichtet, um die Zusetzung des Wäschers abzuschätzen und entsprechend reagieren zu können (Ausbau und Reinigung).

Kondensatanfall:

In den beiden Aktivkohlestufen wurde zu Beginn des Anlagenbetriebs vermehrt Ansammlungen von Kondensat festgestellt, bedingt durch häufige An- und Abfahrten der Anlage und der damit verbundenen Temperaturschwankungen im Gesamtsystem. Im kontinuierlichen Betrieb wurde keine Kondensatsammlung mehr festgestellt.

Beladung Aktivkohle:

Aufgrund der niedrigen H_2S -Konzentrationen (ca. 10-20 ppm) im Produktgas nach dem Methanisierungsreaktor konnte die Sauerstoffzudosierung nicht in Betrieb genommen werden, da die sehr niedrige Sauerstoffzudosierung mit den installierten Armaturen nicht möglich war. Ohne die Sauerstoffzudosierung ist die Umwandlung von H_2S zu elementarem Schwefel nicht möglich, was die Standzeit der Aktivkohle erheblich verringert. Eine Abschätzung der Beladung der Aktivkohle gestaltet sich dadurch als schwierig. Hier müssen weitere Erfahrungen mittels Beprobung der Aktivkohle und dessen Austausch gemacht werden.

Performance H_2 -Membran:

Die Membrananlage wurde hauptsächlich dafür ausgelegt, Wasserstoff abzutrennen. Dadurch, dass die Membran ebenfalls CO_2 abscheidet, lässt sich bei Inbetriebnahmen und Situationen mit einer schlechteren Umsatzrate der biologischen Methanisierung, frühzeitig bzw. länger auf die Einspeisung fahren, da die Grenzwerte dadurch länger eingehalten werden können.

Da die Membrananlage ebenfalls H_2O abscheidet, kann sie trotz hoher Gasqualität nach der biologischen Methanisierung (> 97 Vol.-% CH_4) nicht umfahren werden. Mit der zusätzlichen Abscheidung von H_2O wird der Grenzwert max. Taupunkt von $-8^\circ C$ eingehalten.

Odorierung:

Die Odorieranlage wurde im Freien aufgestellt. Es hat sich gezeigt, dass bei starker Sonneneinstrahlung die Temperatur im Odoriermittelbehälter so stark steigt, dass das Odoriermittel auszugasen beginnt. Kleine Blasen (des Odoriermittels) verhindern die korrekte Mengenmessung des Odoriermittels. Als Abhilfe wurde eine Beschattung des Anlagenteils installiert.

2.6 Mess- und Regeltechnik, Anlagensteuerung

Die Messpunkte der Gesamtanlage können dem «Prinzipschema Hybridkraftwerk Limeco» (siehe Anhang 8.2Prinzipschema Hybridkraftwerk Limeco8.2) sowie dem «Messkonzept PtG und Hybridkraftwerk Limeco» (siehe Anhang 8.1) entnommen werden.

Die wichtigsten Messungen bezüglich der Beurteilung der biologischen Methanisierung sind die Gasqualitäts- und Gasvolumenstrommessungen

- bei der Klärgasübernahme
- nach dem Verdichter bzw. vor dem Methanisierungsreaktor (inkl. Permeat H_2 -Membran und H_2 ab Elektrolyse) sowie die H_2 -Volumenstrommessung
- nach dem Methanisierungsreaktor
- nach der H_2 -Membran bzw. vor der Einspeisung (Volumenstrommessung durch Einspeisezähler)



Die Anlagensteuerung ist so konzipiert, dass die Anlage automatisch betrieben werden kann. Mess- und Regeltechnik stellen in jeder Betriebsart einen sicheren Betrieb der PtG-Anlage sicher. Zudem sind Ausschaltkriterien insbesondere bei den Messwerten vor der Einspeisung ins Gasnetz mit den entsprechenden Grenzwerten hinterlegt.

Des Weiteren sind zwecks Energiebilanzierung alle grösseren Bezüger elektrischer Energie und Produzenten thermischer Energie wie Elektrolyse, Verdichter, Rührwerk, Klärschlammkühlung etc. mit Leistungsmessungen (Universalmessgerät) bzw. Wärmezähler versehen. Kleinere elektrische Verbraucher können rechnerisch über die Leistungsmessungen der Niederspannungshauptverteilung bilanziert werden.

Erfahrungsbox Mess- und Regeltechnik, Anlagensteuerung

Genauigkeit:

Die Messgenauigkeit der Gasanalyse wird vom Hersteller als sehr hoch angegeben. Ein leichter Drift der Messwerte ist über mehrere Wochen hin feststellbar, was eine regelmässige Kalibration der Sensoren erfordert. Die Gegenüberstellung der Messwerte der eingesetzten Sensoren zu effektiven Gasanalysen mit Gaschromatografen im Labor stimmen sehr gut überein.

Die Messtoleranz bei den eingesetzten Volumenstrommessungen ist mit 5-15% relativ hoch. Ausschlaggebend sind in der Messung hinterlegte Werte z.B. für die Gasdichte bzw. die Zusammensetzung. Ebenfalls sind die Messwerte bei einigen eingesetzten Wärmezählern insbesondere bei tiefen Volumenströmen mit Vorsicht zu geniessen.

Kalibriergas:

Die für die Gasanalyse benötigten Kalibriergase sind in der Schweiz aufgrund fehlender Anbieter schwierig zu beschaffen und verhältnismässig teuer. Zudem haben sie z.T. sehr hohe Lieferzeiten und müssen aufgrund der limitierten Stabilitäts-Garantie alle 12 bis 24 Monate ersetzt werden. Insbesondere sind dies die benötigten Kalibriergase mit geringen Schwefelwasserstoffanteilen sowie Wasserstoffanteilen:

- Kalibriergas mit 10 ppm H_2S , 3% CO_2 mit Rest CH_4
- Kalibriergas mit 200 ppm H_2S , 3% H_2 , 35% CO_2 mit Rest CH_4



2.7 Nebensysteme und -aggregate

Für den sicheren Betrieb der PtG-Anlage sind diverse Nebensysteme und -aggregate notwendig. Bis auf den Kühlprozess wurde der Austausch aller Medien wie Faulschlamm, Gas, Warmwasser, Druckluft, Betriebswasser und Trinkwasser über eine Rohrbrücke zwischen der bestehenden Schlammbehandlung und dem PtG-Gebäude realisiert.

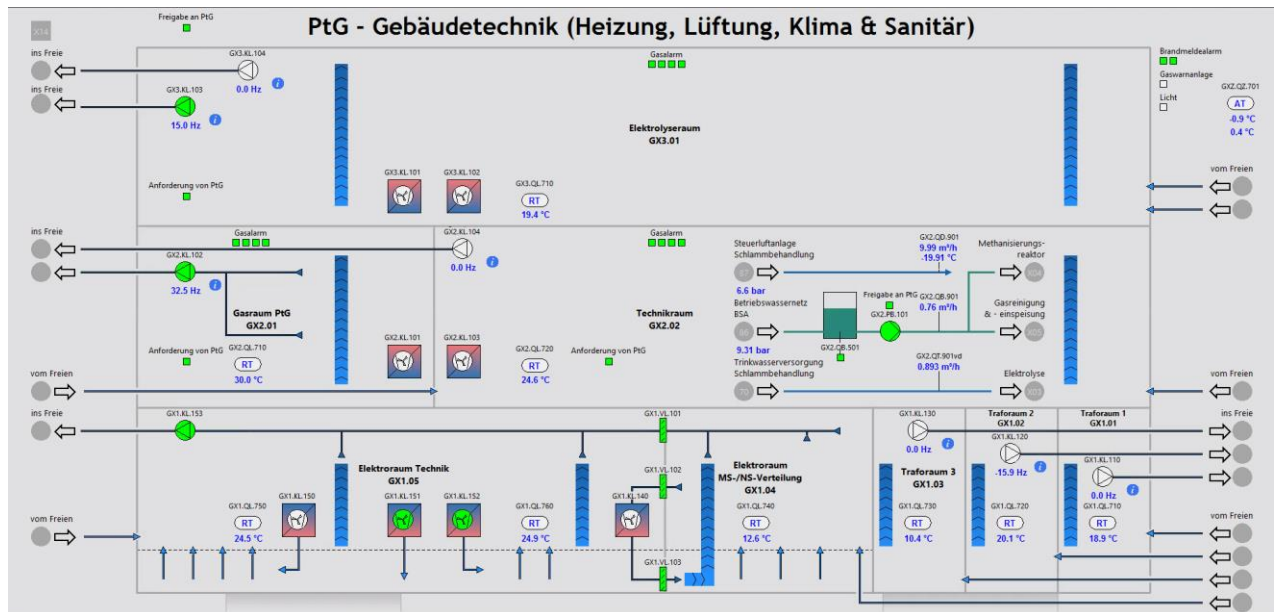


Abbildung 13: ARA-Prozessleitsystem (PLS): Gebäudetechnik PtG

Lüftung

Mit den Lüftungsanlagen wird der hygienische und sicherheitstechnische Luftwechsel in den einzelnen Räumlichkeiten sichergestellt. Die Lüftung in den Räumen mit Ex-Zonen stellt einerseits die vorgeschriebene Luftwechselraten sicher und wird zudem aktiviert, wenn bei Gasalarm eine Sturm Lüftung erfolgen muss bzw. schaltet bei einem Brandalarm aus.

Wärmeversorgung

Für die Wärmeversorgung wurde die bestehende Wärmeverteilung in der Schlammbehandlung erschlossen, welche wiederum von der Abwärme der KVA aber auch der BHKW, sofern sie im Betrieb sind, gespeist werden. Die Wärmeanbindung stellt einerseits den Frostschutz der Räumlichkeiten mittels Lufterhitzer sicher, falls die PtG-Anlage während kalten Aussentemperaturen ausser Betrieb ist. Andererseits ist für den PtG-Prozess Wärme für die Gasvorwärmung, die Warmhaltung der aussenaufgestellten Aktivkohlestufe und für den initialen Aufheizvorgang des Reaktorschlamms nötig.

Druckluft

Die Druckluftversorgung stellt den Betrieb der pneumatischen Ventile und Regelventile sowie der Druckluftbehandlung in der Wasseraufbereitung sicher. Durch mehrere abgesetzte kleinere Druckluftzwischenpeicher lässt sich die PtG-Anlage auch bei einem Ausfall der Hauptdruckluftversorgung in einen sicheren Zustand bringen.

Betriebswasser

Damit für den Betrieb des NH_3 -Wäschers (ca. $1 \text{ m}^3/\text{h}$) kein Trinkwasser benutzt werden muss, wird dieser mit Betriebswasser (gereinigtes Abwasser der ARA) betrieben. Ein Speichertank erlaubt auch kurzzeitige Ausfälle der Betriebswasserversorgung, ohne dass die PtG-Anlage ausser Betrieb genommen werden



muss. Mittels Düsen innerhalb des Methanisierungsreaktors ist es möglich, den Reaktor (in drucklosem Zustand) mit Betriebswasser zu reinigen.

Trinkwasser

Die Trinkwasseranbindung speist die Wasseraufbereitung der Elektrolyse. Im Normalbetrieb beträgt der Wasserverbrauch ca. $1.4 \text{ l/Nm}^3 \text{ H}_2$.

Abwasser

Das anfallende Abwasser aus der Wasseraufbereitung des NH_3 -Wäschers sowie die Kondensatansammlung aus diversen Teilprozessen wird mittels Abwasserleitung in einen Sumpf der KVA geführt, von wo er zur ARA gepumpt wird. Das Meteorwasser wird separat gesammelt und in einen Versickerungsschacht geführt.

Gas- und Brandmeldeanlage

Alle Räume sowie der Doppelboden der Elektroräume sind mit Brandsensoren ausgestattet und an das übergeordnete Brandmeldesystem der Schlammbehandlung (ARA) angeschlossen.

Im Gasraum (Ex-Zone), wo sich die Klärgasübernahme sowie der letzte Teil der Gasreinigung befindet, sind CH_4 -Gasmelder an der Decke sowie am Boden angebracht. Diese werden benötigt, da die Dichte von Klärgas, je nach CO_2 -Gehalt, höher oder niedriger als diejenige von Luft ist und es daher sowohl sinken als auch steigen kann. Der Elektrolyseraum ist ebenfalls mit H_2 -Gasmeldern an der Decke ausgestattet. Bei Ansprechen bzw. Alarmierung durch die Brand- oder Gasmelder wird die gesamte PtG-Anlage sicherheitsgerichtet ausgeschaltet und in einen sicheren Zustand gebracht.

Kühlung

Die Kühlung der Elektroräume wird mittels Kältemaschinen sichergestellt. Im geschlossenen Kreislauf produzieren zwei Kältemaschinen den Kaltwasserstrom, welcher nach einem Zwischenspeicher zu vier Klimageräten in den Elektroräumen geführt wird.

Für die Prozesskühlung ist eine Anbindung an das Wärmerückgewinnungssystem der KVA realisiert, welche die anfallende Abwärme bei Bedarf über eine Wärmepumpe von ca. 50° C auf ca. 80° C transferiert, um den Rücklauf des Fernwärmenetzes vorzuwärmen. Ist die Wärmepumpe nicht in Betrieb, wird die Temperaturabsenkung auf max. 36° C über das Kühlsystem der KVA sichergestellt. Für die Bereitstellung der PtG-Prozessabwärme sind zwei Wärmetauscher installiert, über welche die Wärme aus dem Methanisierungsreaktor (Klärschlammwärmetauscher), dem Verdichter und dem Rührwerk, sowie von der Elektrolyse und den beiden Kältemaschinen an die KVA abgegeben wird. Zudem ist eine Verbindung der Wärmeverteilung und der Kühlung vorhanden, womit überschüssige Abwärme der BHKW (wenn PtG nicht in Betrieb ist) der KVA zur Verfügung gestellt werden kann.

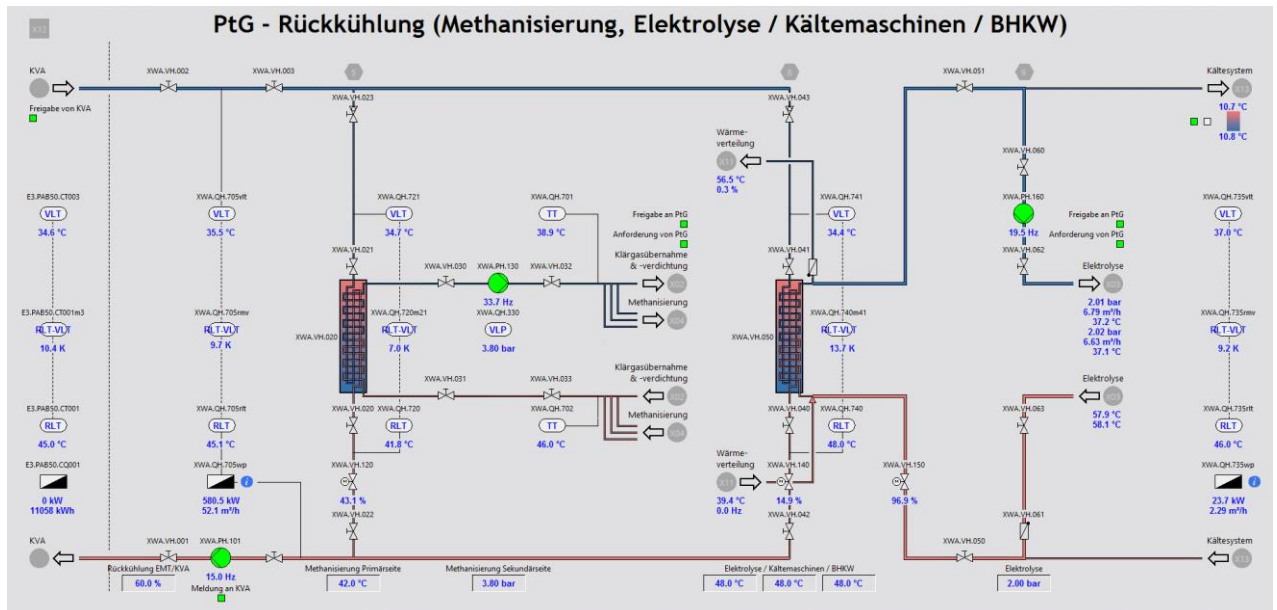


Abbildung 14: ARA-Prozessleitsystem (PLS): Rückkühlung PtG

2.8 System KVA

Neben der Anbindung für die Kühlung mit Möglichkeit zur Abwärmenutzung mittels Wärmepumpe (siehe Kapitel 2.7 Abschnitt Kühlung) ist die PtG-Anlage direkt an die KVA-Mittelspannungsebene (16 kV) angeschlossen und wird dadurch direkt mit der erzeugten elektrischen Leistung der Turbinengruppe der KVA versorgt. Ein Betrieb der PtG-Anlage mit Leistungsbezug aus dem öffentlichen Netz ist aus kommerziellen Gründen nicht vorgesehen (siehe Kapitel 3.6).

Die KVA ist aufgrund der Versorgung des Fernwärmenetzes grundsätzlich wärmegeführt und verfügt zur Wärmeauskopplung über Heisswasserkondensatoren, eine Rauchgaswärmerückgewinnung, eine Absorptionswärmepumpe, einen thermischen Speicher sowie einen Heisswasserkessel (Spitzenlastabdeckung).

Erfahrungsbox Nebensysteme und -aggregate

Optimierungspotenzial Abwärmenutzung

Die Nutzung der Abwärme der PtG-Anlage via Absorptionswärmepumpe der KVA hat Optimierungspotenzial. Aufgrund verschiedener Faktoren kann die Vorlauftemperatur die benötigten ca. 50° C nicht immer einhalten, weshalb die Wärme nicht auf die Wärmepumpe geführt werden kann. Das Optimierungspotenzial liegt einerseits auf Seite des PtG-Prozesses, andererseits bei der Regelung der verschiedenen Vorlauftemperaturen aus den Prozessen für die Wärmepumpe.

Stromfahrplan

Die Abgabe der elektrischen Leistung der KVA an das öffentliche Netz wird im Stromfahrplan festgehalten und muss im Voraus an den Stromhändler kommuniziert werden. In der kälteren Jahreszeit koppelt die KVA für die Fernwärme mehr Wärme aus, wodurch die produzierte elektrische Leistung abnimmt. Da die PtG-Anlage (insbesondere bei hohem Fernwärmebedarf) einen signifikanten Anteil der produzierten elektrischen Leistung abnimmt, muss der Stromfahrplan auf den Anlagenbetrieb der PtG-Anlage abgestimmt werden. Die Möglichkeit der KVA die elektrische Leistung, welche sie der PtG-Anlage zur Verfügung stellt, zu regeln, lässt Korrekturen in der Stromauskopplung und somit die bessere Einhaltung des Stromfahrplans zu. Die Nutzung der Flexibilisierung des Gesamtsystems bleibt vorbehalten (siehe Teil 1). Dies setzt jedoch voraus, dass die H₂-Produktion über einen H₂-Zwischenspeicher entkoppelt werden kann.



Thermische Speicher

Seit der Inbetriebnahme der thermischen Speicher Ende 2022 konnten diese erfolgreich zur Regelung von Schwankungen im Fernwärmenetz eingesetzt werden. Zusätzlich dienen die Speicher als Puffer, wenn durch die Regelung der PtG-Anlage zur Korrektur des Stromfahrplans Schwankungen in der Wärmeauskopplung entstehen.

2.9 Steuerung und Schnittstellen

Für die verschiedenen Leit- und Steuersysteme bestehen Schnittstellen zur Signalübertragung und Steuerung der PtG-Anlage. Übergeordnet steuert das ARA-Prozessleitsystem die Hauptfunktionen der PtG-Anlage durch Vorgabe von Betriebszuständen vor wie «Anlage Ein», «Anlage Aus» und «Standby», «klärgas-» oder «leistungsgeführt» sowie durch Vorgabe von Sollgrössen für die Klärgasübernahme bzw. Abnahme der elektrischen Leistung. Dazu regelt das ARA-Prozessleitsystem (ARA-PLS) die gesamte Gebäudetechnik und alle Schnittstellen zur Bereitstellung der Medien (Klärgas, Klärschlamm, Betriebswasser usw.). Für die Begrenzung der elektrischen Leistung sowie deren Sollwertvorgabe besteht eine Schnittstelle zum Prozessleitsystem der KVA.

Die Logik der PtG-Anlage für die biologische Methanisierung, dem Einsatz der Elektrolyse etc. ist auf einem eigenen, abgesetzten PtG-Prozessleitsystem realisiert, wobei wiederum Schnittstellen zum ARA-PLS und zu den Subsystemen wie dem Klärgasverdichter, der Gasanalyse und des Elektrolysesystems (und weiteren) bestehen. In das Elektrolysesystem sind wiederum die Steuerungen der Wasseraufbereitung sowie der DeOxoDryer eingebunden.

Das Gesamtsystem ist vollautomatisiert und wird bei einer Störung in einen sicheren Zustand gefahren, wobei ein Neustart immer einen manuellen Eingriff auf dem Leitsystem der PtG-Anlage erfordert.

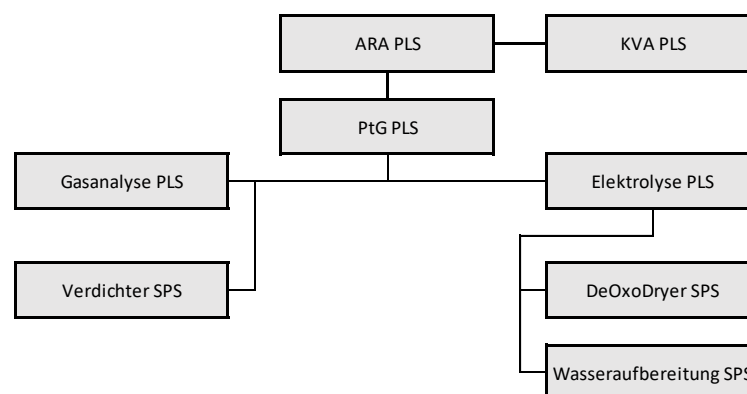


Abbildung 15: Leit- und Steuerungsebenen KVA, ARA, PtG

Erfahrungsbox Steuerung und Schnittstellen

Fehlersuche und Störungsbehebung:

Aufgrund der autonomen Steuersysteme an verschiedenen Orten, gestaltet sich die Fehlersuche und Störungsbehebung als umständlich. Ins übergeordnete ARA-PLS können nicht alle Störmeldungen der Subsysteme integriert werden, sodass im Störfall mit einem Top-Down-Ansatz System für System nach der Ursache der Störung gesucht werden muss.



2.10 Betriebskonzept

Das Hauptziel der PtG-Anlage ist das Methanisieren und Einspeisen der gesamten Klärgasmenge, wodurch die PtG-Anlage grundsätzlich «klärgasgeführt» ist. Für die KVA besteht die Möglichkeit, die Abgabe der elektrischen Leistung an die PtG-Anlage zu begrenzen oder gänzlich vorzugeben z.B. zur besseren Einhaltung des Stromfahrplans oder zur Vorhaltung und Erbringung von Regelleistung, wobei die PtG-Anlage dann «leistungsgeführt» ist.

Betriebsart	«klärgasgeführt»	«leistungsgeführt»
Ziel	Klärgasanfall verwerten	Ausgleichsenergie minimieren Sekundärregelenergie vorhalten und erbringen
Lead	ARA	KVA (bzw. Swissgrid / Pool)
Sollgrösse	Klärgasvolumenstrom	Elektrische Leistung
Anpassungsgrösse	Wasserstoffvolumenstrom (bzw. el. Leistung für Elektrolyse)	Klärgasvolumenstrom

Der Verwertungspfad des Klärgases ist im nachstehenden Workflow-Diagramm Abbildung 16 dargestellt:

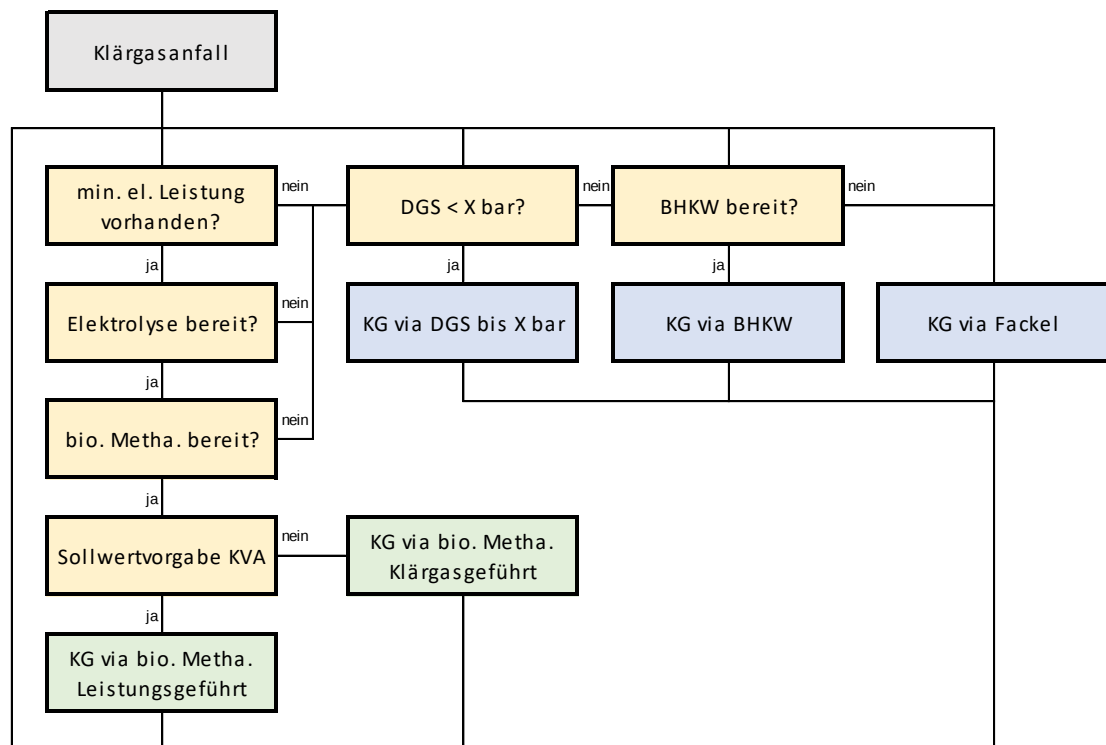


Abbildung 16: Verwertungspfad Klärgas – Workflow-Diagramm

Beispiel:

- Ist die minimale elektrische Leistung für den Elektrolysebetrieb vorhanden ☐ Nein
 - Sind die Druckgasspeicher noch unterhalb des maximalen Füllstandes (z.B. 10 bar) ☐ Ja
- Das Klärgas wird bis zum Erreichen von 10 bar in den Druckgasspeichern zwischengespeichert.

Durch die Füllstände der Klärgasspeicher (TGM und DGS) sind Parallelbetriebe möglich. Insbesondere, wenn die PtG-Anlage (z.B. durch Begrenzung der KVA) nicht den gesamten Klärgasanfall verwerten kann. Zuerst werden die Druckgasspeicher bis zum maximalen Füllstand beschickt, danach die BHKW betrieben und als letzten Weg würde das Klärgas auf die Fackel gegeben, um einen Überdruck im Klärgassystem zu verhindern.



Erfahrungsbox Betriebskonzept

Klärgasgeführt durch Sollwert-Vorgabe «elektrische Leistung»:

Bis im Juni 2023 wurde die PtG-Anlage «klärgasgeführt» betrieben, mit Sollwertvorgabe des ARA-PLS für den zu übernehmenden Klärgasvolumenstrom. Bei Vorgabe einer konstanten Klärgasübernahme und bei konstantem CO₂-Gehalt im Klärgas bleibt auch der benötigte Wasserstoffvolumenstrom konstant. Da sich der Wasserstoffvolumenstrom und die zur Herstellung benötigte elektrische Leistung linear verhält, wurde ebenfalls eine konstante Leistungsabnahme der Elektrolyse erwartet, was aber nicht der Fall ist. Trotz stabilem Wasserstoffvolumenstrom schwankte die Leistungsabnahme der Elektrolyse um bis zu +/- 10% gegenüber dem erwarteten Wert. Im leistungsgeführten Betrieb bleibt zwar die Abnahme der elektrischen Leistung konstant, dafür schwankt der produzierte Wasserstoffvolumenstrom und deshalb auch die Abnahme des Klärgases der PtG-Anlage. Grund dafür ist die in Kapitel 2.2 beschriebene Niveauregelung der Separatoren der Elektrolyse.

Da Schwankungen in der Klärgasübernahme einfacher zu handhaben sind (aufgrund Speichermöglichkeiten) als die schwankenden Leistungsbezüge der PtG-Anlage (Stromfahrplan), wurde ein «pseudo-leistungsgeführter» Betrieb eingeführt. Die Führungsgrösse für die PtG-Anlage, welche durch das ARA-PLS vorgegeben wird, ist dabei die elektrische Leistungsabnahme der Elektrolyse. Allerdings wird dieser Sollwert aufgrund des Klärgasanfalls mittels eines Faktors berechnet.



3 Projektergebnisse

In diesem Kapitel werden die betrieblichen, technischen, wirtschaftlichen und organisatorischen Betriebserfahrungen mit der PtG-Anlage zwischen der Inbetriebnahme im März 2022 bis Ende Dezember 2023 sowie die Ergebnisse der Messkampagne, welche im Oktober und November 2023 durchgeführt wurden, beschrieben.

Die Ersteinisierung der PtG-Anlage erfolgte am 25. März 2022. Die ersten Betriebsmonate waren geprägt von einer tiefen Anlagenverfügbarkeit aufgrund diverser Störungen verschiedener Subsysteme. Die Anlage musste bereits im Juli 2022, vor den auf August 2022 geplanten Wartungsarbeiten (Revisionszeit der KVA), ausser Betrieb genommen werden, da einige Stromkabel und deren Anschlüsse zwischen der Gleichrichteranlage und der Elektrolyse aufgrund mangelhafter Montage ersetzt werden mussten. Die erste Wiederinbetriebnahme nach längerem Stillstand per September 2022 dauerte länger als erwartet aufgrund plötzlich auftretender Schwingungen am Rührwerk.

Wegen der drohenden Strommangellage im Winter 22/23 wurde entschieden, die PtG-Anlage per Ende September 2022 ausser Betrieb zu nehmen, damit der KVA-Strom vollumfänglich dem Stromnetz zugeführt werden kann. Das Klärgas wurde während dieser Zeit mittels der stromproduzierenden BHKW verwertet. Nach der Wiederinbetriebnahme der PtG-Anlage Ende März 2023 konnte die Einspeisemenge kontinuierlich gesteigert werden. Wegen der nach wie vor tiefen Anlagenverfügbarkeit wurde allerdings das Ziel der vollumfänglichen Einspeisung des anfallenden Klärgases weiterhin verfehlt. Erst nach der Jahreswartung im August 2023 konnte in den letzten Monaten des Jahres dank einer hohen Anlagenverfügbarkeit höhere Einspeisemengen verzeichnet und die Messkampagne durchgeführt werden.

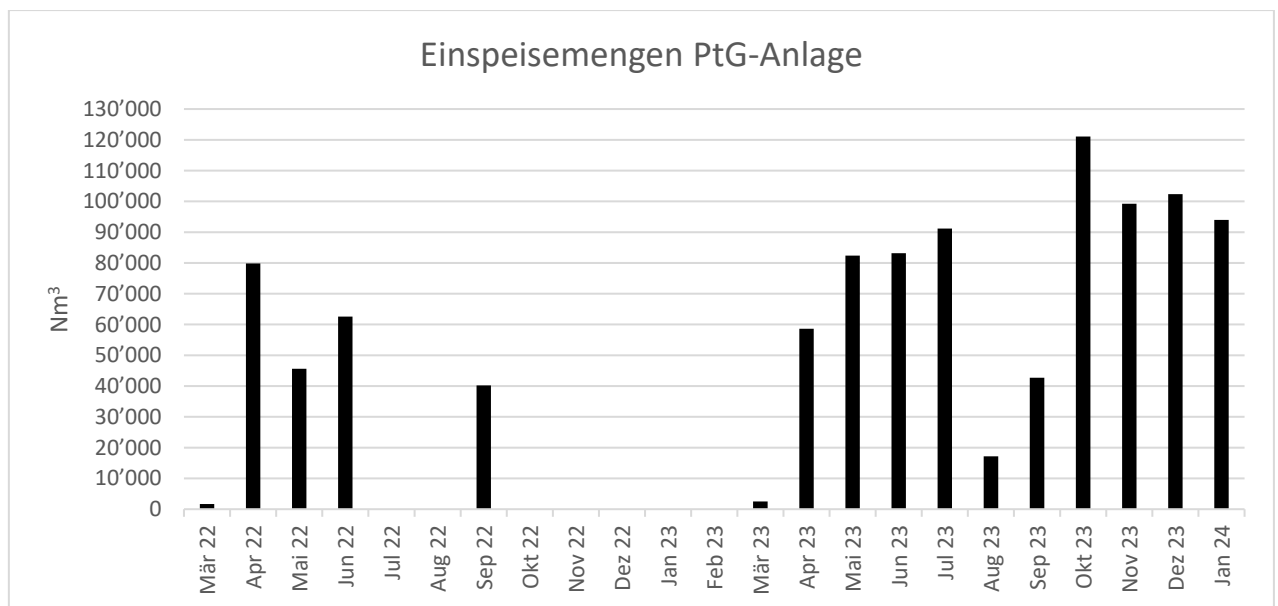


Abbildung 17: Einspeisemengen PtG-Anlage

Insgesamt wurden zwischen März 2022 und Januar 2024 1'024'165 Nm³ aufbereitetes Gas mit einem durchschnittlichen Methangehalt von über 99% ins Gasnetz eingespeist, was einer Energiemenge von über 11.3 GWh entspricht. Ab Februar 2024 wurden technische Anpassungen an der Anlage vorgenommen (CO₂-Membran – siehe Kap. 4.1) und die biologische Methanisierung per September 2024 wieder in Betrieb genommen.



Anlagenverfügbarkeit

Der noch ungewisse Effekt der Hochskalierung der biologischen Methanisierung von der ersten Pilotanlage in Allendorf (ca. Faktor 7) zu Beginn des Projektes, erweist sich nach den ersten Betriebsmonaten als geringstes Risiko bezüglich der Anlagenverfügbarkeit. Vielmehr sind es Probleme mit den Nebensystemen und Einzelkomponenten, welche zum Stillstand der gesamten Anlage führen. Insbesondere das Elektrolysesystem mit Wasseraufbereitung und DeOxoDryer waren bisher die Hauptursache für längere Stillstände.

Für eine bessere Übersichtlichkeit wird die Legende der in den folgenden Unterkapiteln verwendeten Grafiken bzw. Trends aus dem ARA-PLS hier dargestellt:

Kurvengruppe	AKZ	Bezeichnung	Gemäss Messkonzept
Gasqualität «oben»	XGE.QG.612 XMR.QG.602 XMR.QG.603 XMR.QG.606 XGE.QG.611	CH ₄ Einspeisung CH ₄ nach Reaktor CO ₂ nach Reaktor H ₂ nach Reaktor Taupunkt Einspeisung	CCH ₄ ,E CCH ₄ ,MR CCO ₂ ,MR CH ₂ ,MR TG,E
Durchflüsse «mitte»	XGE.QG.901 XGW.QG.901 XEA.QG.901	Durchfluss Einspeisung Durchfluss Klärgas zu PtG Durchfluss Wasserstoff	V _G ,E V _G ,K V _{H₂} ,ELE
Soll-Ist-Leistung «unten»	XEA.18.002 GX1.14.635	Leistungs-Sollwert KVA El. Leistung Elektrolyse	P _{el} , ELE 1 + ELE2

Legende zu nachfolgenden Diagrammen

3.1 Biologische Methanisierung

Die biologische Methanisierung erweist sich als sehr robuster Prozess. Stimmen die Rahmenbedingungen (Temperatur, Druck, Rührleistung, stöchiometrisches Einbringen der Gase), kann der Prozess beinahe beliebig ohne Qualitätsverlust im Einspeisegas gestartet und gestoppt werden. Wurde die biologische Methanisierung einmal über mehrere Stunden betrieben, ist ein «Standby» von bis zu 72 Stunden möglich. Steht der Methanisierungsprozess länger als 72 Stunden, muss der Schlamm bzw. die sich darin befindenden Archaeen auf unter 40° C abgekühlt werden, um sie zu inaktivieren. Bleibt der Methanisierungsreaktor für einige Tage gekühlt stehen, kann er wieder auf Temperatur gebracht und der Prozess wieder gestartet werden.

Einmal abgekühlt, lässt sich der Schlamm mit den Archaeen auch über mehrere Monate aufbewahren. Bei der Wiederinbetriebnahme nach langem Stillstand, ist wegen des Verlustes von Mikroorganismen ein Startprozedere im Batch-Betrieb nötig, um die gewünschte Umsatzrate und dadurch eine genügend hohe Gasqualität zu erreichen. Dazu wird der Reaktor zuerst auf Temperatur gebracht und dann mit Klärgas und Wasserstoff im richtigen stöchiometrischen Verhältnis beaufschlagt und dadurch der Methanisierungsreaktor unter Druck gesetzt. Bei rotierendem Rührwerk beginnen die Mikroorganismen ihren Stoffwechselvorgang und vermehren sich entsprechend. Der Druck im Reaktor sinkt, da die Gesamtzahl der sich darin befindlichen Gasmoleküle gemäss Reaktionsgleichung abnimmt. Nach ein bis drei Durchgängen (bis zu acht Stunden) kann auf einen kontinuierlichen Betrieb gewechselt werden. Teilweise muss das Produktgas zu Beginn aufgrund zu niedriger Gasqualität über die Fackel entsorgt werden, bevor auf die Einspeisung geschaltet werden kann.

Nachfolgend werden die verschiedenen Betriebszustände und Charakteristika der PtG-Anlage bzw. der biologischen Methanisierung beschrieben:



Start aus Standby

Grundvoraussetzung für einen automatisierten Start der Gesamtanlage und der biologischen Methanisierung ist immer, dass alle benötigten Freigaben der übergeordneten Systeme vorhanden sind und keine Störungen anstehen.

Durch den Anlagenstart wird eine automatisierte Schrittkette gestartet:

- Start der Gasanalyse bis Gasqualitätswerte gültig und über den Grenzwerten für die Einspeisung
- Start der Elektrolyse bis Wasserstoffdurchfluss detektiert
- Start des Verdichters für die Klärgasübernahme



Legende Seite 44

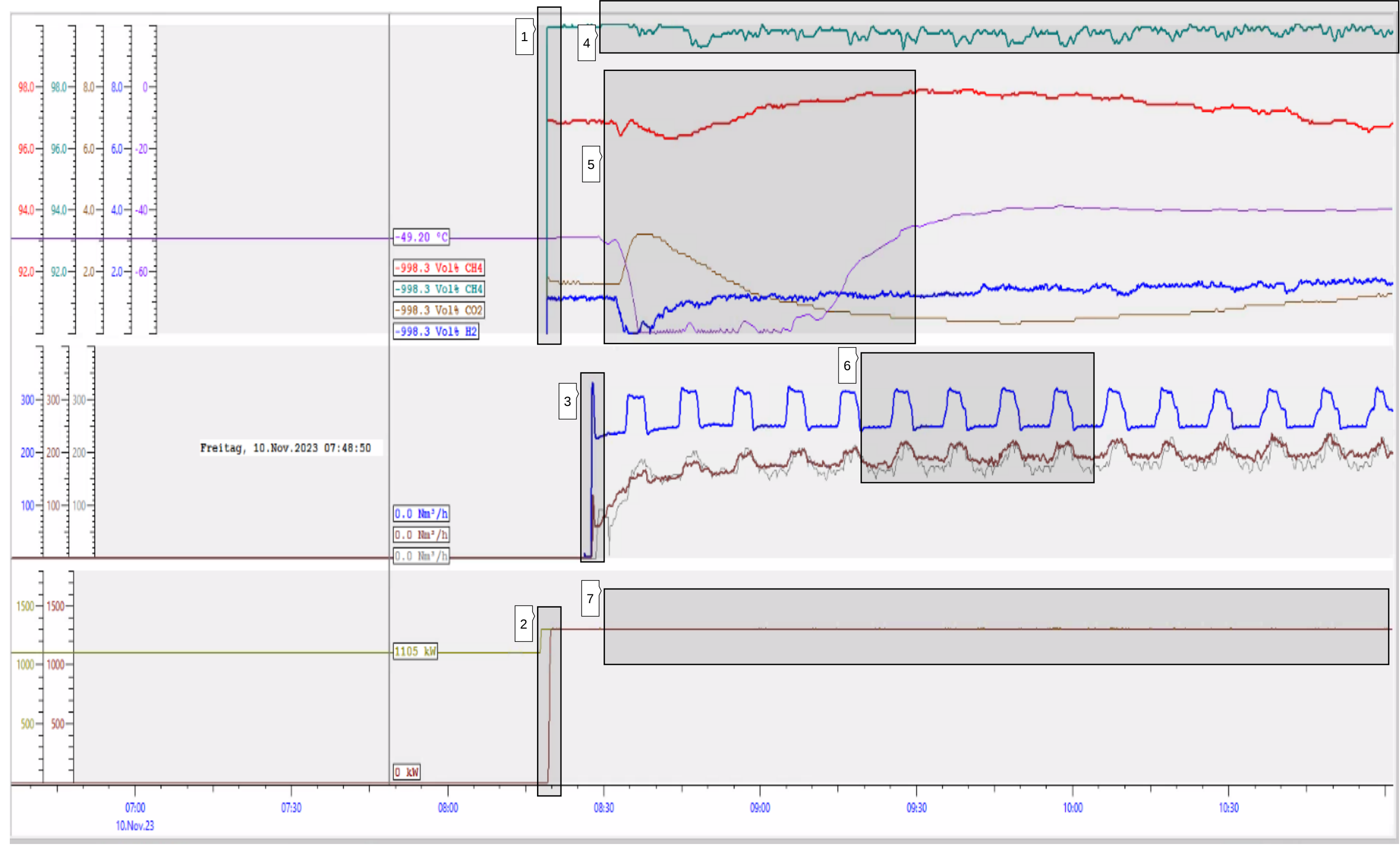


Abbildung 18: PLS-Trend: Start PtG



Nr.	Diagramm-Beschreibung
1	Start der Gasqualitätsmessungen
2	Start der Elektrolyse mit Erreichung des Sollwerts innerhalb von einigen Sekunden
3	Start des Verdichters
4	Sofortige und konstante Einspeisequalität
5	Schwankungen der Produktgasqualität bei CH ₄ , CO ₂ , H ₂ und Taupunkt
6	Schwankungen im H ₂ -Volumenstrom und dadurch bei der Klärgasübernahme
7	Konstanter leistungsgeführter Betrieb

Aufgrund der im Startvorgang beschriebenen Schritte, dauert der gesamte Prozessstart nach dem Einschaltbefehl einige Minuten, bis effektiv Gas ins Netz eingespeist wird. Je nach Betriebszustand der Elektrolyse, kann der Startvorgang kürzer oder länger dauern, da das Elektrolysesystem und der nachgeschaltete DeOxoDryer auf Druck gebracht werden müssen.

Stopp in Standby

Bei einem Anlagen-Stopp, unabhängig ob von einer Störung verursacht oder bewusst ausgelöst, fährt die PtG-Anlage in einen sicheren Betriebszustand und bleibt in Standby:

- Die Elektrolyse schaltet aus bzw. in Standby, falls keine Störung bei der Elektrolyse selbst vorliegt
- Der Verdichter schaltet aus und entspannt die Druckseite zur Saugseite
- Die Ventile der Gasübernahme und zur Einspeisung gehen zu
- Die Gasanalyse schaltet aus



Legende Seite 44

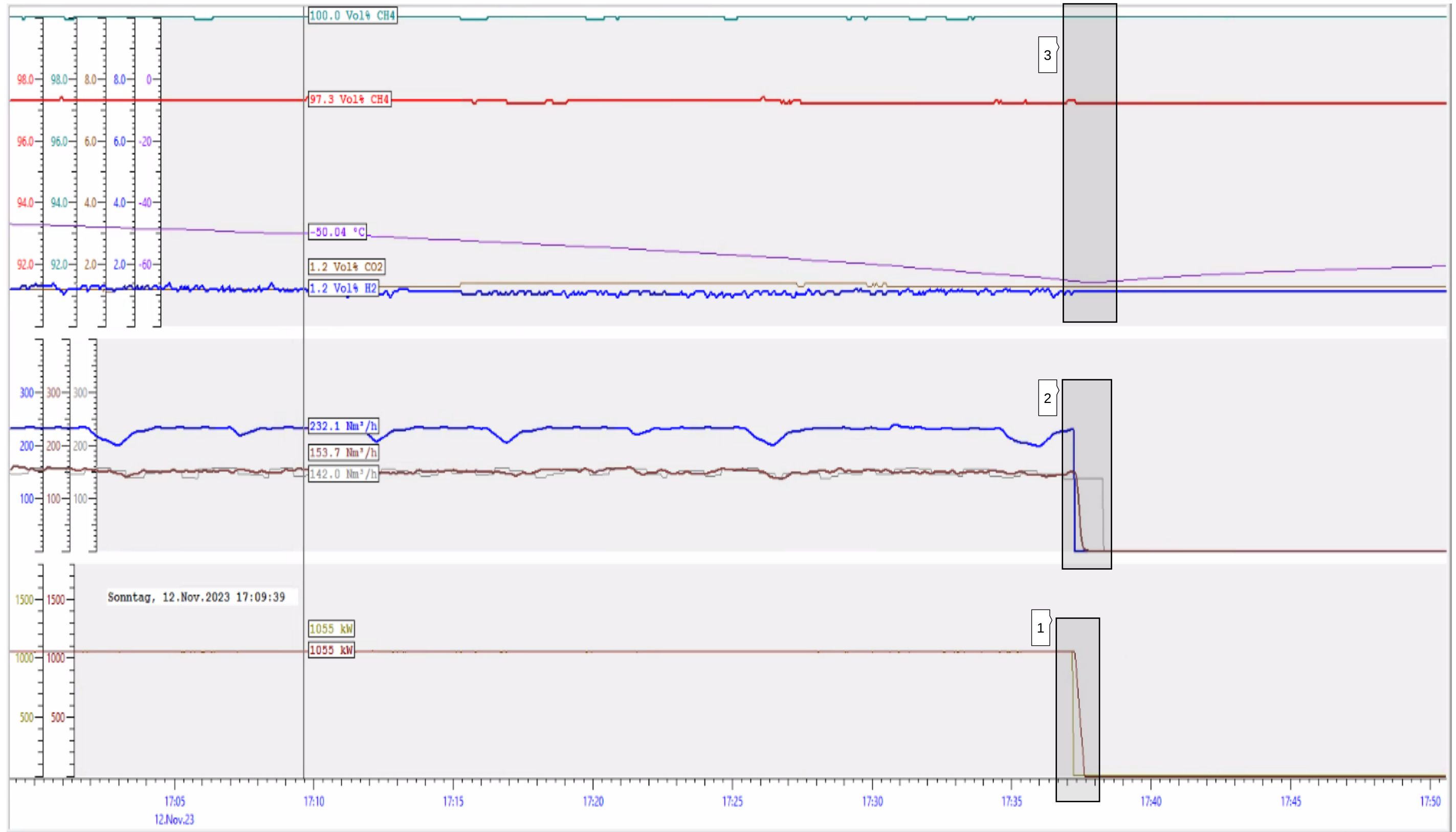


Abbildung 19: PLS-Trend: Stopp PtG



Nr.	Diagramm-Beschreibung
1	Abfahren der Elektrolyse innerhalb von ca. 20 Sekunden in Standby.
2	Unterbruch des Wasserstoffvolumenstroms aufgrund Ausschaltung der Elektrolyse und gleichzeitigem Abfahren des Verdichters. Das Weiterlaufen der Einspeisemessung in der Grafik entspricht nicht der Realität und liegt am Prinzip der Wertermittlung. Es werden die Impulse des Einspeisezählers aufgenommen und über eine Zeitdifferenz ein Volumenstrom berechnet.
3	Ausschaltung der Gasanalyse. Die letzten Werte werden «eingefroren» und bleiben anstehend, bis die Gasanalyse heruntergefahren ist.

Aufgrund des Entspannungs Vorgangs des Verdichters, welcher für einen Neustart abgeschlossen werden muss, kann die Anlage während dieser Zeit (> 15 min) nicht wieder gestartet werden. Das Rührwerk rotiert im Standby-Betrieb weiter und die Schlammkühlung ist weiterhin in Betrieb.



Mehrständiger konstanter Betrieb der PtG-Anlage

Untenstehende Abbildung zeigt einen mehrständigen konstanten und leistungsgeführten Betrieb der PtG-Anlage.

Legende Seite 44

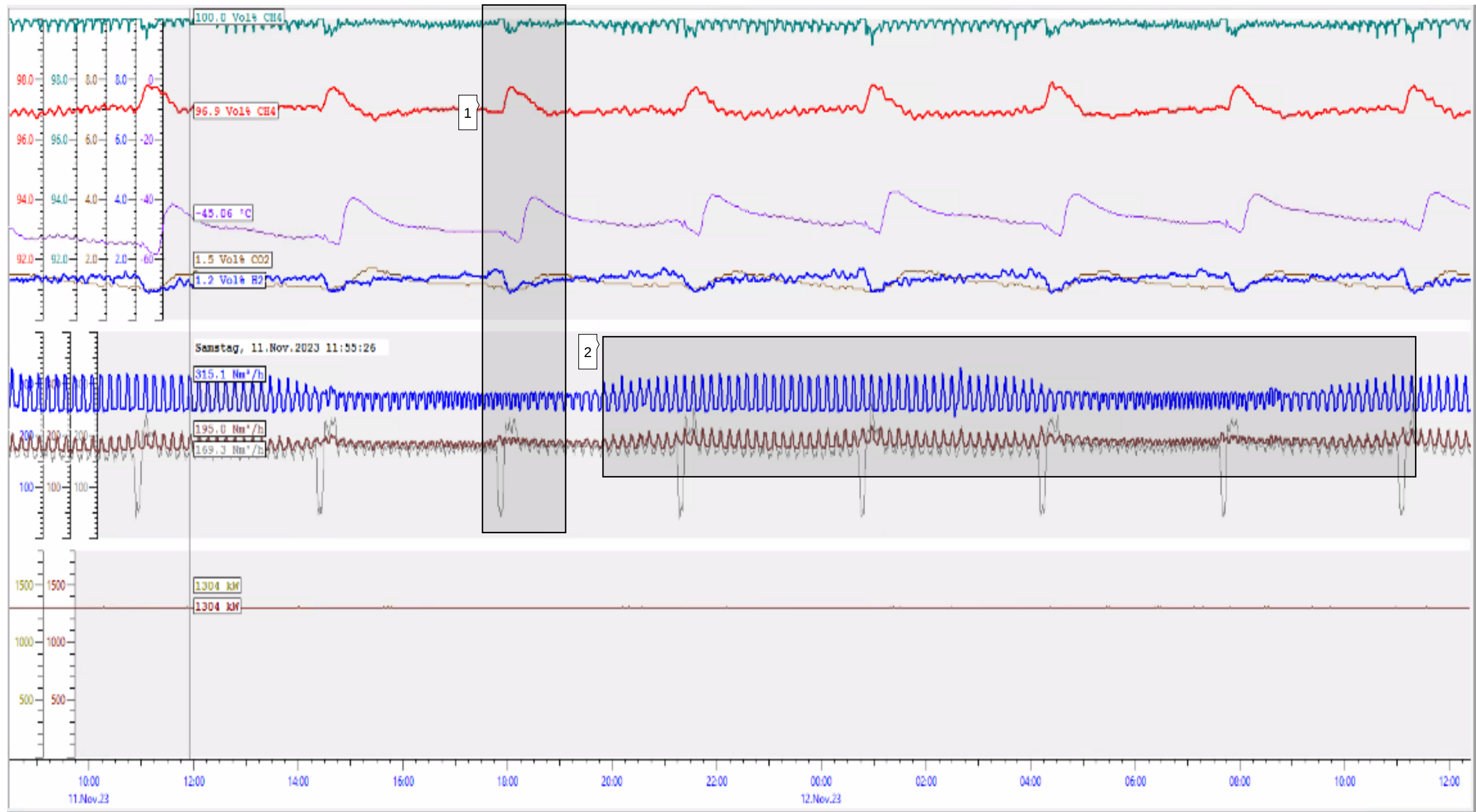


Abbildung 20: PLS-Trend: Betrieb PtG



Nr.	Diagramm-Beschreibung
1	Schlammwechsel: Abhängig von der Menge des in CH ₄ umgesetzten CO ₂ wird ein Schlammwechsel durchgeführt. Durch das Ausschleusen des Schlammes aus dem Reaktor sinkt der Druck und der Volumenstrom nach dem Reaktor bis hin zur Einspeisung. Während der Füllphase steigt der Volumenstrom durch Verdrängung des Gases aus dem Reaktor. Die verursachten Schwankungen widerspiegeln sich in der Gasqualität nach dem Reaktor (längere Aufenthaltszeit während Absenkung), wie auch in der Gasqualität bei der Einspeisung. Diese wird beeinflusst durch eine bessere Performance der Membran während des Vorgangs der Schlammausschleusung (niedrigerer Volumenstrom) bzw. schlechteren Performance während der Füllphase (höherer Volumenstrom).
2	Schwankungen des Wasserstoffvolumenstroms: Da die beiden Teilanlagen des Elektrolysesystems unabhängig voneinander den Wasserstoff produzieren und auch die H ₂ - und O ₂ -Abscheider betreiben, kommt es zu positiven bzw. negativen Überlagerungen im H ₂ -Output, je nach Betriebspunkt der Elektrolyseanlagen. Im leistungsgeführten Betrieb regelt der Verdichter die Klärgaszuführung in den Reaktor aufgrund des eingehenden H ₂ -Volumenstroms, weshalb auch die Klärgasübernahme nach demselben Muster schwankt. Dies ist auch in der Gasqualität ersichtlich.

Für den Anlagenbetrieb sind die durch die oben beschriebenen Vorgänge verursachten Schwankungen nicht kritisch, da die Gasqualität zur Einspeisung jederzeit eingehalten wird. Allerdings wären konstante Volumenströme wünschenswert, insbesondere im Hinblick auf den Verschleiss der Aggregate (ständige Sollwertänderungen für den Klärgasverdichter, Regelventile etc.). Bei einer Klärgasübernahme nahe der Maximalauslegung der Biologie (90 Nm³ CO₂ pro Stunde) wirken sich die Schwankungen zudem negativ aus, da kurzzeitig die maximal dimensionierten Volumenströme überschritten werden und die Gasqualität entsprechend sinkt.

3.2 Elektrolyse

Folgende Anlagenzustände können bei den beiden Elektrolyseanlagen unterschieden werden:

Anlagenzustand	Beschreibung
Betriebsbereit	Anlagenkomponenten sind ausgeschaltet und die Mittelspannungstransformatoren sind im Leerlauf. Nur das Leitsystem ist in Betrieb.
Einschaltbereit	Die Anlage ist druck- und stromlos, aber die Umwälzpumpen, Nachfüllvorgänge, etc. sind in Betrieb.
Standby	Die Anlage steht unter Druck und kann innerhalb von Sekunden Wasserstoff produzieren und abgeben.
Betrieb	Es wird Wasserstoff produziert und abgegeben. Zwischen dem Zustand «Einschaltbereit» und «Betrieb» muss das Elektrolysesystem zuerst auf Druck gebracht werden, es wird also schon elektrische Leistung bezogen und Wasserstoff produziert. Dieser wird aber noch nicht abgegeben. Während des Übergangs von «Betrieb» zu «Standby» wird die Leistung über eine Rampe heruntergefahren und die Gleichrichteranlage anschliessend ausgeschaltet.



Die beiden Elektrolyseanlagen können unabhängig voneinander betrieben werden, wobei die maximale Wasserstoffproduktion einer Teilanlage nicht für die Verwertung des durchschnittlichen Klärgasanfalls ausreicht. Die beiden Teilanlagen werden deshalb im Normalbetrieb parallel mit gleicher Last gefahren, wobei eine Lastverteilung (50/50) stattfindet. Im Teillastbetrieb ist der Wirkungsgrad der Elektrolyse höher, gemäss Siemens Energy allerdings auf Kosten der Lebensdauer der Anlage.

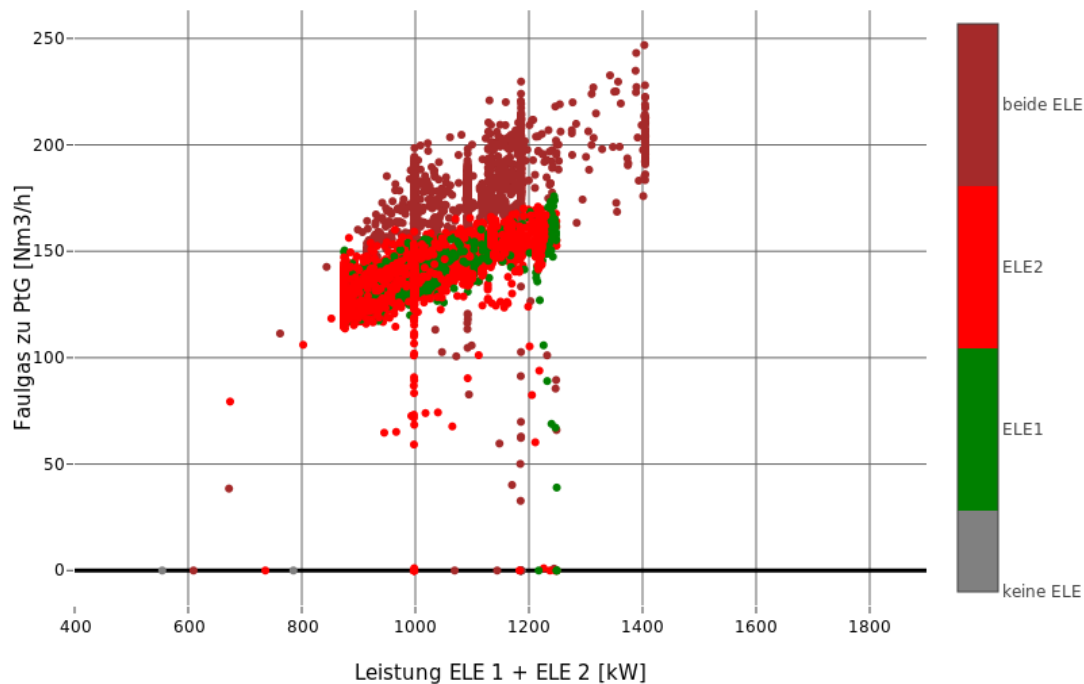


Abbildung 21: Effizienz Elektrolyseanlagen

In der Abbildung 21 ist die höhere Effizienz der Elektrolyseanlage im Teillastbetrieb veranschaulicht. Dabei ist auf der Y-Achse das verwertete Klärgas aufgetragen und auf der X-Achse die bezogene elektrische Leistung der Elektrolyse. Die vertikale Verteilung auf demselben Leistungsniveau ist auf die H_2 -Volumenstromschwankungen zurückzuführen. Es ist deutlich erkennbar, dass im Teillastbetrieb beider Elektrolyseure (beide ELE) mehr Klärgas bzw. CO_2 umgesetzt werden kann bzw. mehr Wasserstoff produziert wird.

Grundsätzlich ist es möglich, während dem Betrieb mit einer Teilanlage die andere zuzuschalten. Dies unter der Voraussetzung, dass mindestens 1'500 kW zur Verfügung stehen, da diejenige Anlage, welche bereits in Betrieb ist mit der minimalen Wasserstoffproduktion für die Klärgasverwertung weiterläuft (ca. 1'000 kW) und diejenige Anlage, welche nicht in Betrieb war mit den restlichen (minimalen Leistung für die Elektrolyse) von 500 kW auf Druck kommt. Sobald beide Anlagen Wasserstoff abgeben, erfolgt die Lastverteilung auf beide Teilanlagen zu je 50%.



3.3 Messkampagne

Auf Basis des Messkonzepts (siehe Anhang 8.1) wurde im Oktober und November 2023 eine Messkampagne durchgeführt mit dem Ziel, den kontinuierlichen Betrieb der biologischen Methanisierung, den leistungsgeführten Betrieb der PtG-Anlage und die Möglichkeit zur SRL-Vorhaltung und Erbringen anhand von definierten Messgrössen, Parameter und Fahrweisen zu dokumentieren und zu bewerten. Ebenfalls sollen die Ergebnisse der Messkampagne das Potenzial der flexiblen Betriebsweise und mögliche Anlagenerweiterungen bzw. -optimierungen aufzeigen.

Auf die Bewertung einiger im Messkonzept festgehaltenen Fahrweisen wird in diesem Dokument verzichtet, da keine weiteren Erkenntnisse daraus gewonnen wurden:

- Störungsfreier klärgasgeführter Betrieb mit Unterbrüchen
- Betrieb-Standby-4h-Betrieb
- Betrieb-Standby-8h-Betrieb

Die in Kapitel 0 beschriebenen Starts und Stopps der Anlage wurden «störungsbedingt» zahlreich wiederholt, mit Standby-Betrieb zwischen 20 Minuten bis zu knapp 72 Stunden. Die Anlage und somit auch die biologische Methanisierung zeigten dabei keine Probleme bezüglich der benötigten Gasqualität für die Einspeisung ins Gasnetz. Grundsätzlich kann festgehalten werden, dass sich die Gasqualität beim Wiederauffahren zwar verschlechtert, je länger die Anlage sich im Standby befindet, bzw. die Archaeen ohne Zuführung von H_2 und CO_2 warmgehalten werden, aber ein Anfahren direkt auf die Einspeisung immer möglich ist. Bei einem längeren Stillstand muss die Biologie auf $<40^\circ C$ abgekühlt werden.

Die Sollwertvorgaben und Werte für die Leistungssprünge wurden zum Teil gegenüber dem Messkonzept aufgrund der limitierenden Faktoren der biologischen Methanisierung geändert.



3.3.1 Klärgasgeführter Betrieb

Störungsfreier Betrieb 3 Wochen mit unterschiedlichen Betriebszuständen

Legende Seite 44

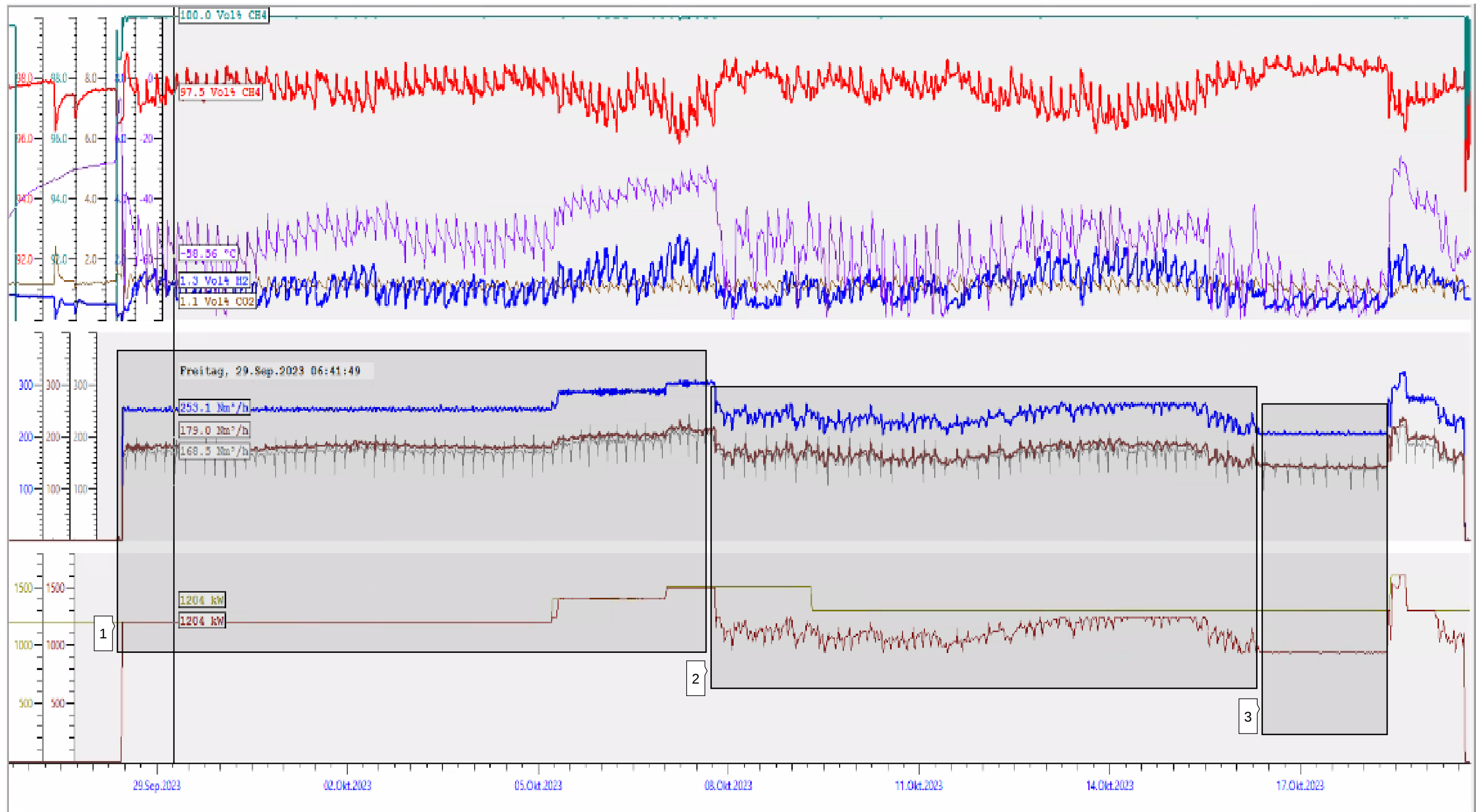


Abbildung 22: PLS-Betrieb: Klärgasgeführter Betrieb



Nr.	Diagramm-Beschreibung
1	Leistungsbegrenzung der KVA: In dieser Phase wird die maximale elektrische Leistung für die Elektrolyse durch die KVA begrenzt. Die PtG-Anlage fährt exakt entlang der zur Verfügung stehenden Leistung, würde aber auch mehr Leistung abnehmen können.
2	Klärgasgeführt mit Sollwertvorgabe der elektrischen Leistung: Es steht der PtG-Anlage mehr elektrische Leistung zur Verfügung, als sie für die Verwertung des Klärgasanfalls benötigt. Die PtG-Anlage regelt die Klärgasübernahme und die Wasserstoffproduktion gemäss der Vorgabe des ARA-PLS, welches wiederum den Sollwert abhängig des Niveaus des TGM vorgibt.
3	Limitierung Verdichter: Es steht weniger produziertes Klärgas zur Verfügung, als die PtG-Anlage im Minimum abnehmen kann. Limitierend ist hier der Klärgasverdichter, welchem im Minimum ca. 140 Nm ³ /h zugeführt werden muss. Durch die Druckgasspeicher ist es möglich, die Anlage weiterhin zu betreiben, bis diese leer sind.

Ein stabiler und dauerhafter Betrieb der PtG-Anlage mit allen Nebensystemen unter Einhaltung der geforderten Einspeisequalität konnte nachgewiesen werden.

Der betrachtete Zeitraum zeigt zudem anschaulich ein exaktes Nachfahren der Leistungsvorgabe der KVA, das Regelverhalten der Anlage bei der Abnahme des anfallenden Klärgases sowie die Limitierung durch den Klärgasverdichter.

3.3.2 Leistungsgeführter Betrieb

Für den leistungsgeführten Betrieb wurden verschiedene Tests durchgeführt. Dabei erhielt die PtG-Anlage die Leistungsvorgaben direkt ab dem Leitsystem der KVA. Die Limitierung durch die biologische Methanisierung waren dabei bereits bekannt, wodurch sich ein mögliches Leistungsband für die Vorgabe zwischen 1'000-1'800 kW ergab. Die zeitlichen Abstände für die Leistungssprünge wurden dabei auf 15 Minuten festgelegt, da dies die abrechnungsrelevante Zeitgrösse auf dem Strommarkt darstellt. Die Sollwertvorgabe erfolgte händisch via KVA-Leitsystem.

Die Ziele der Test waren unter anderem:

- Ermittlung der Möglichkeiten und Limiten der PtG-Anlage beim flexiblen Einsatz der Elektrolyse für Korrekturen der Stromeinspeisung der KVA unter Berücksichtigung des Klärgasmanagements bei Einhaltung der Gaseinspeisequalität.
- Nachfahren und Halten der KVA-Sollwertvorgabe zur elektrischen Leistungsaufnahme der Elektrolyse.



100 kW Sprünge

Aus einem stabilen Betrieb wird die Anlage von der minimalen bis zur maximalen elektrischen Leistung für die Elektrolyse in 100 kW Schritten alle 15 Minuten hoch und wieder heruntergefahren.

Legende Seite 44

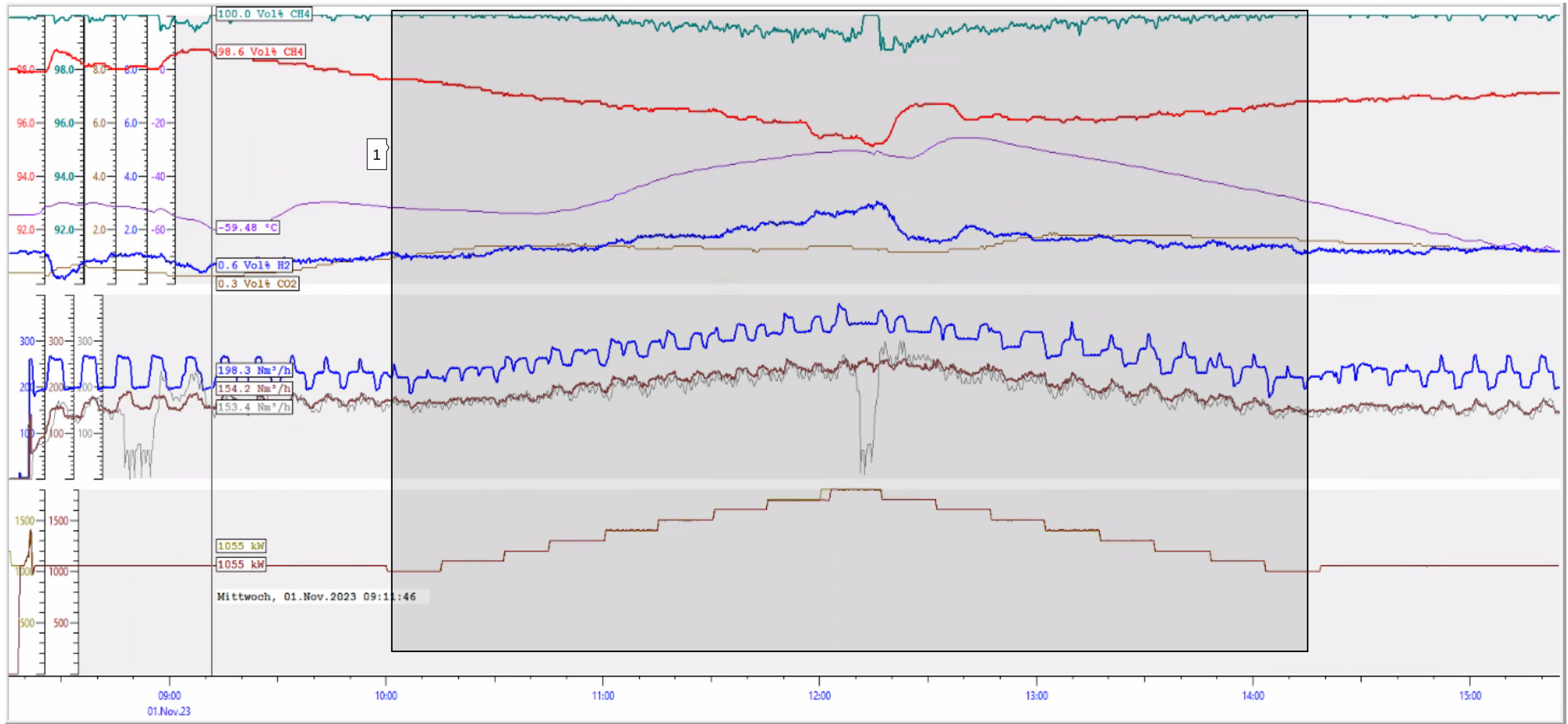


Abbildung 23: PLS-Trend: 100 kW Sprünge



Nr.	Diagramm-Beschreibung
1	100 kW Sprünge: Die Leistungsvorgaben der KVA wurden innerhalb von Sekunden angefahren und gehalten. Die Soll-Ist-Abweichungen betrugen dabei 1-3 kW. Die PtG-Anlage konnte die geforderte Gasqualität für die Einspeisung jederzeit einhalten. Je höher die Leistung und dabei der H₂-Volumenstrom bzw. die übernommene Klärgasmenge, desto tiefer war die Umsetzungsrate der biologischen Methanisierung. Die Gasqualität direkt nach der biologischen Methanisierung steigt mit sinkendem H₂-Volumenstrom bzw. übernommener Klärgasmenge wieder. Unmittelbar während der maximalen Leistungsabnahme erfolgte ein Schlammwechsel, welcher zusätzliche Schwankungen im System verursachte. Trotzdem konnte die Gasqualität für die Einspeisung eingehalten werden.



400 kW Sprünge

Aus einem stabilen Betrieb wird die Anlage von der minimalen bis zur maximalen elektrischen Leistung für die Elektrolyse in 400 kW Schritten alle 15 Minuten hoch und wieder heruntergefahren. Der Test wurde zwei Mal durchgeführt.

Legende Seite 44

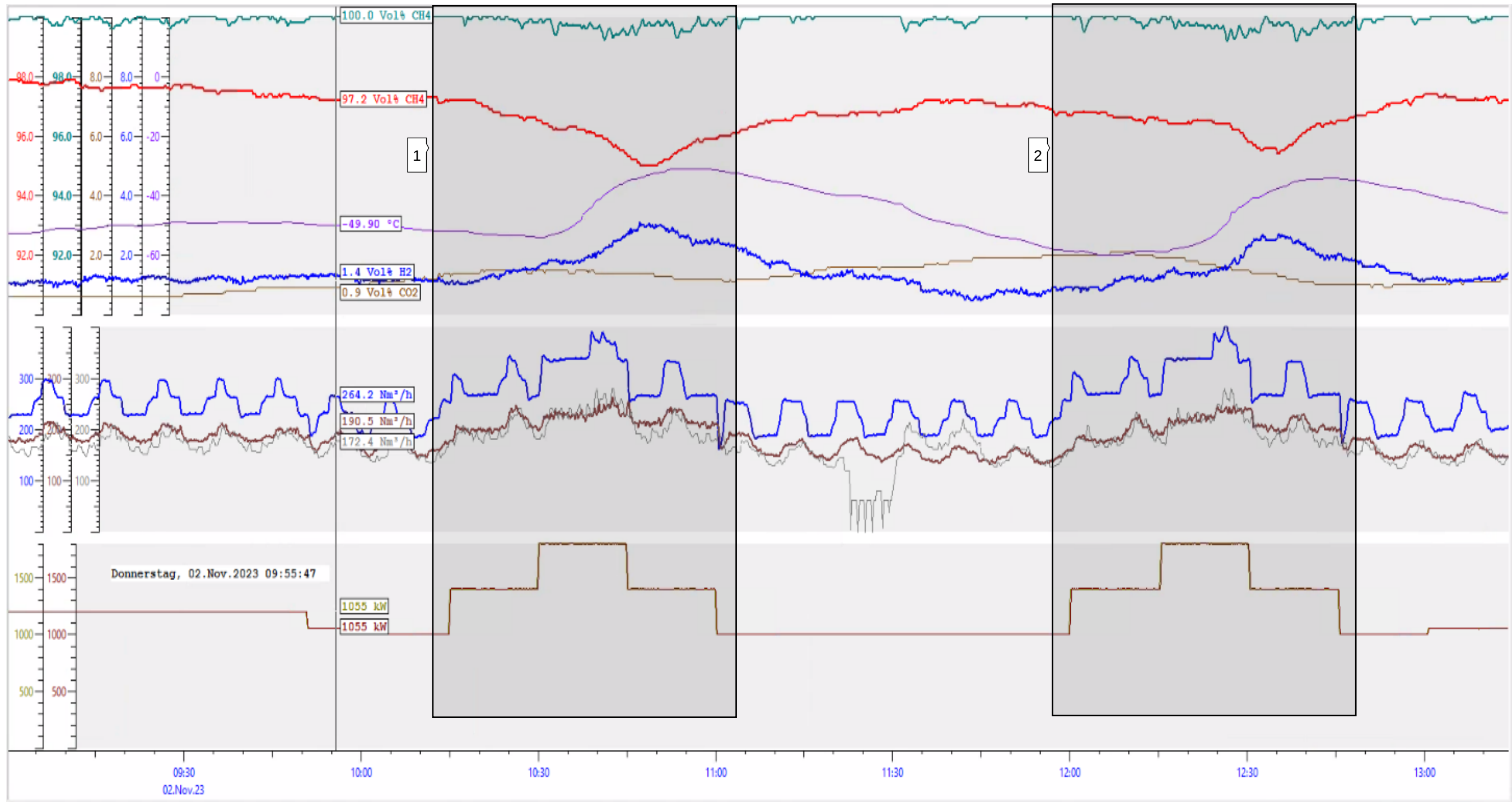


Abbildung 24: PLS-Trend: 400 kW Sprünge



Nr.	Diagramm-Beschreibung
1+2	400 kW Sprünge: Die Leistungsvorgaben der KVA wurden innerhalb von Sekunden angefahren und gehalten. Die Soll-Ist-Abweichungen betrugen dabei 1-3 kW. Die PtG-Anlage konnte die geforderte Gasqualität für die Einspeisung jederzeit einhalten. Je höher die Leistung und dabei der H₂-Volumenstrom bzw. die übernommene Klärgasmenge, desto tiefer war die Umsetzungsrate der biologischen Methanisierung. Die Gasqualität direkt nach der biologischen Methanisierung steigt mit sinkendem H₂-Volumenstrom bzw. übernommener Klärgasmenge wieder.



800 kW Sprünge

Aus einem stabilen Betrieb wird die Anlage von der minimalen bis zur maximalen elektrischen Leistung für die Elektrolyse in einem 800 kW Schritt für 15 Minuten hoch und wieder heruntergefahren. Der Test wurde drei Mal durchgeführt.

Legende Seite 44

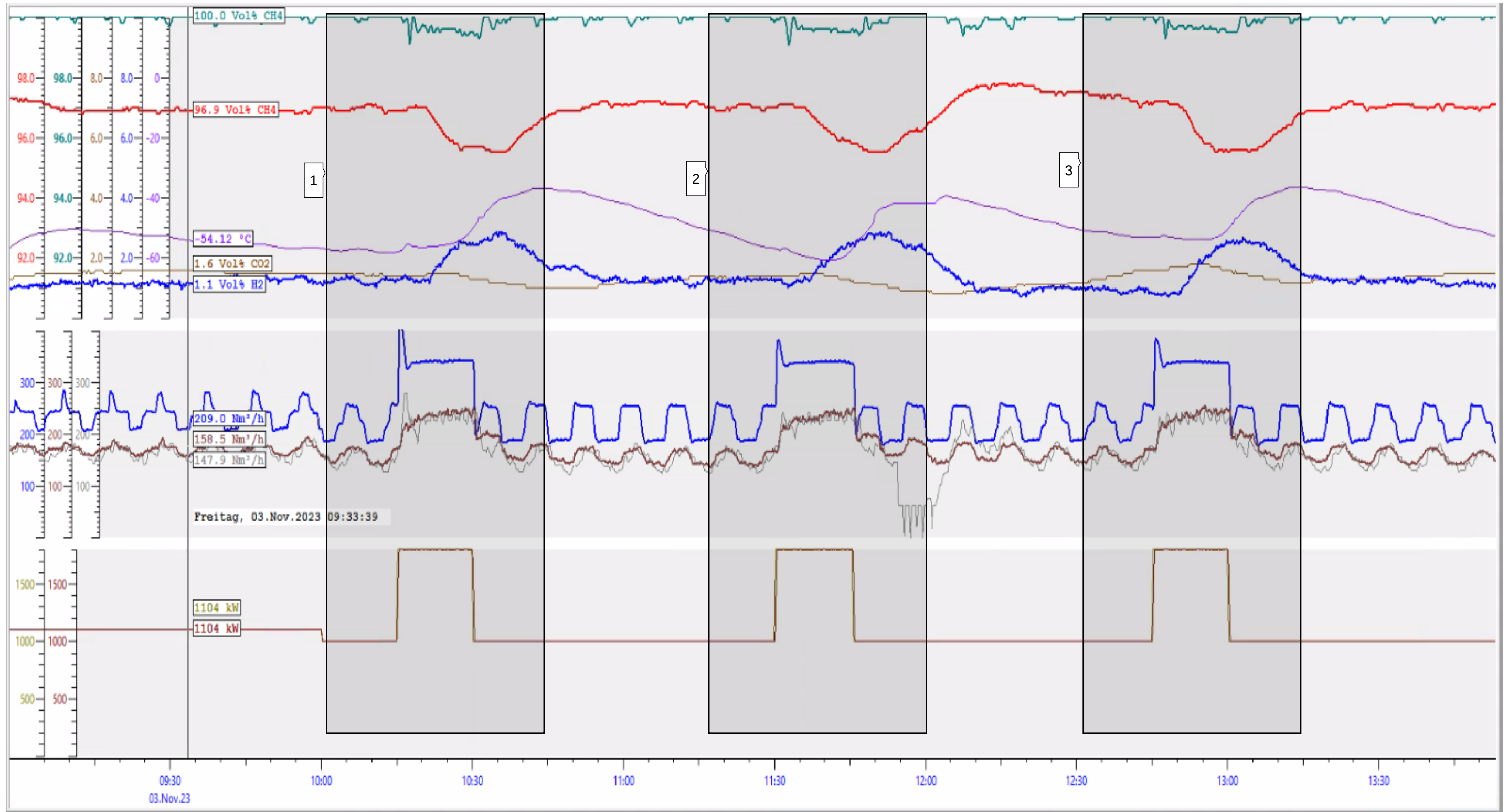


Abbildung 25: PLS-Trend: 800 kW Sprünge



Nr.	Diagramm-Beschreibung
1+2+3	800 kW Sprünge Die Leistungsvorgaben der KVA wurden innerhalb von einigen Sekunden angefahren und gehalten. Die Soll-Ist-Abweichungen betrugen dabei 1-3 kW. Die PtG-Anlage konnte die geforderte Gasqualität für die Einspeisung jederzeit einhalten. Je höher die Leistung und dabei der H₂-Volumenstrom bzw. die übernommene Klärgasmenge, desto tiefer war die Umsetzungsrate der biologischen Methanisierung. Die Gasqualität direkt nach der biologischen Methanisierung steigt mit sinkendem H₂-Volumenstrom bzw. übernommener Klärgasmenge wieder.



Betrieb-Standby-Betrieb

Aus einem stabilen Betrieb wird die Anlage in Standby und wieder in Betrieb geschaltet. In diesem Beispiel erfolgt der Betrieb auf der niedrigsten Laststufe.

Legende Seite 44

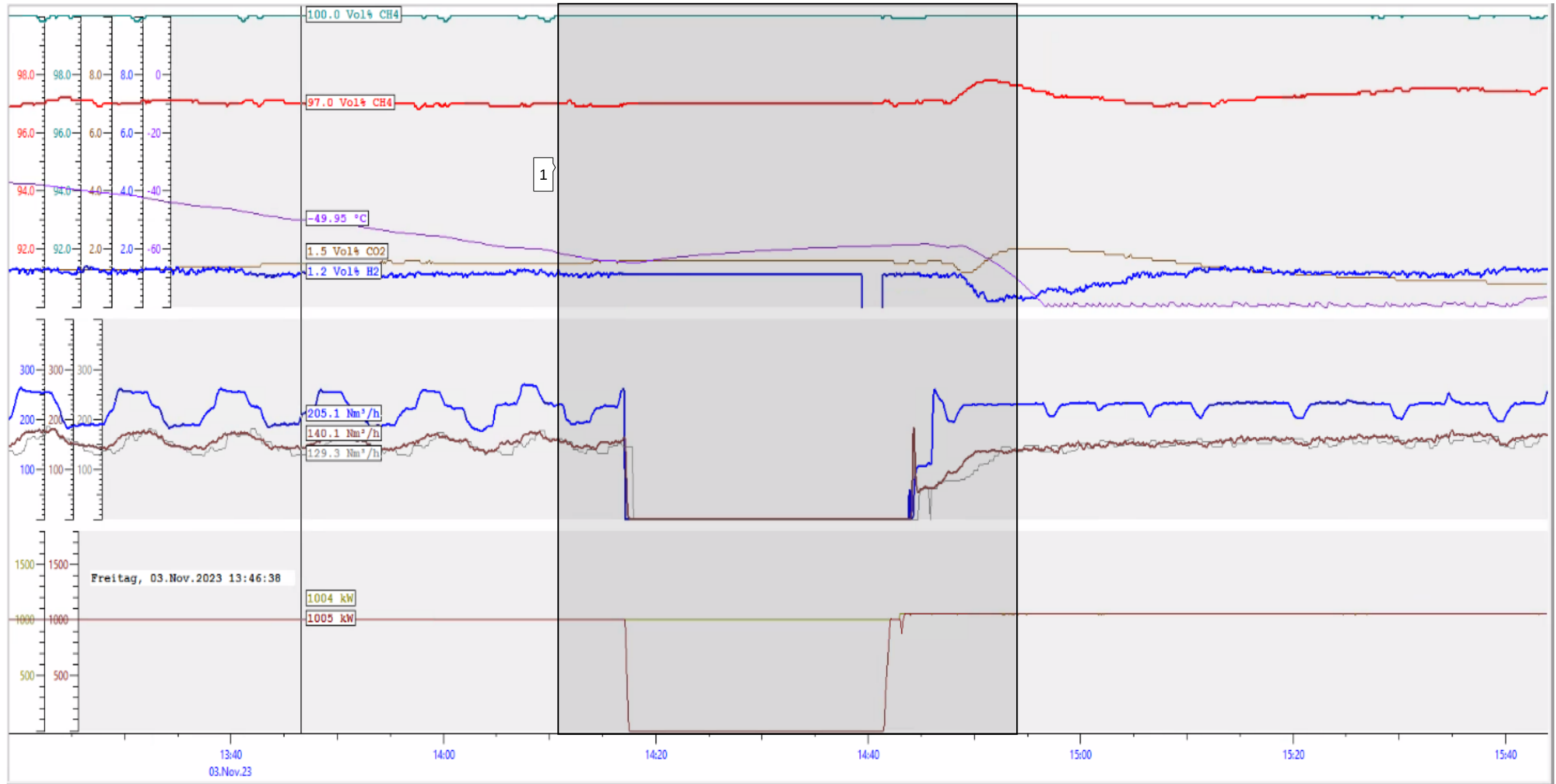


Abbildung 26: PLS-Trend: Betrieb-Standby-Betrieb



Nr.	Diagramm-Beschreibung
1	Betrieb-Standby-Betrieb Die PtG-Anlage konnte die geforderte Gasqualität für die Einspeisung jederzeit einhalten. Aufgrund der nötigen Druckentlastung Verdichters ist ein sofortiges Wiedereinschalten nach einem Prozessabbruch nicht möglich. Dieser Vorgang dauert mindestens 15 Minuten.

Anhand der durchgeführten Tests und dem Betrieb der biologischen Methanisierung konnten für die SRL-Tests bereits Rückschlüsse gezogen werden:

- Kurzzeitig lässt sich der Verdichter unterhalb des Limits von 140 Nm³/h fahren, was eine minimale Leistungsaufnahme durch die Elektrolyse von 900 kW ermöglicht
- Da der Verdichter nach einem Stopp min. 15 Minuten Stillstandzeit benötigt, lassen sich SRL-Ab-rufe nur mit Lastbetrieb (Min-Max) realisieren und dadurch nicht das volle Potenzial von 0-1'800 kW nutzen.
- Aufgrund der Limitierung der biologischen Methanisierung (90 Nm³ CO₂ pro Stunde) liegt die maximal mögliche Leistungsaufnahme der Elektrolyse bei ca. 1'800 kW, wodurch nicht das volle Potenzial der Elektrolyse von 2'500 kW für SRL-Ab-rufe realisiert werden kann.

3.3.3 SRL-Test

Für den SRL-Test wurden die Leistungskurven gemäss Swissgrid-Präqualifikationstest (siehe Messkonzept) händisch nachgefahren. Dabei erhielt die PtG-Anlage die Leistungsvorgaben direkt ab dem Leitsystem der KVA. Die Limitierung durch die biologische Methanisierung waren bereits bekannt und konnten nach den «leistungsgeführten Tests» noch weiter verfeinert werden, wodurch sich ein möglicher Leistungsband für die Vorgabe zwischen 900-1'800 kW ergab.

- Das Ziel der Tests war insbesondere: Aufzeigen der Einhaltung der Sollwertvorgaben inkl. Rampenqualität mittels Simulation der Swissgrid-Signale für den Präqualifikationstest, unter Berücksichtigung des Klärgasmanagements bei Einhaltung der Gaseinspeisequalität.



Legende Seite 44

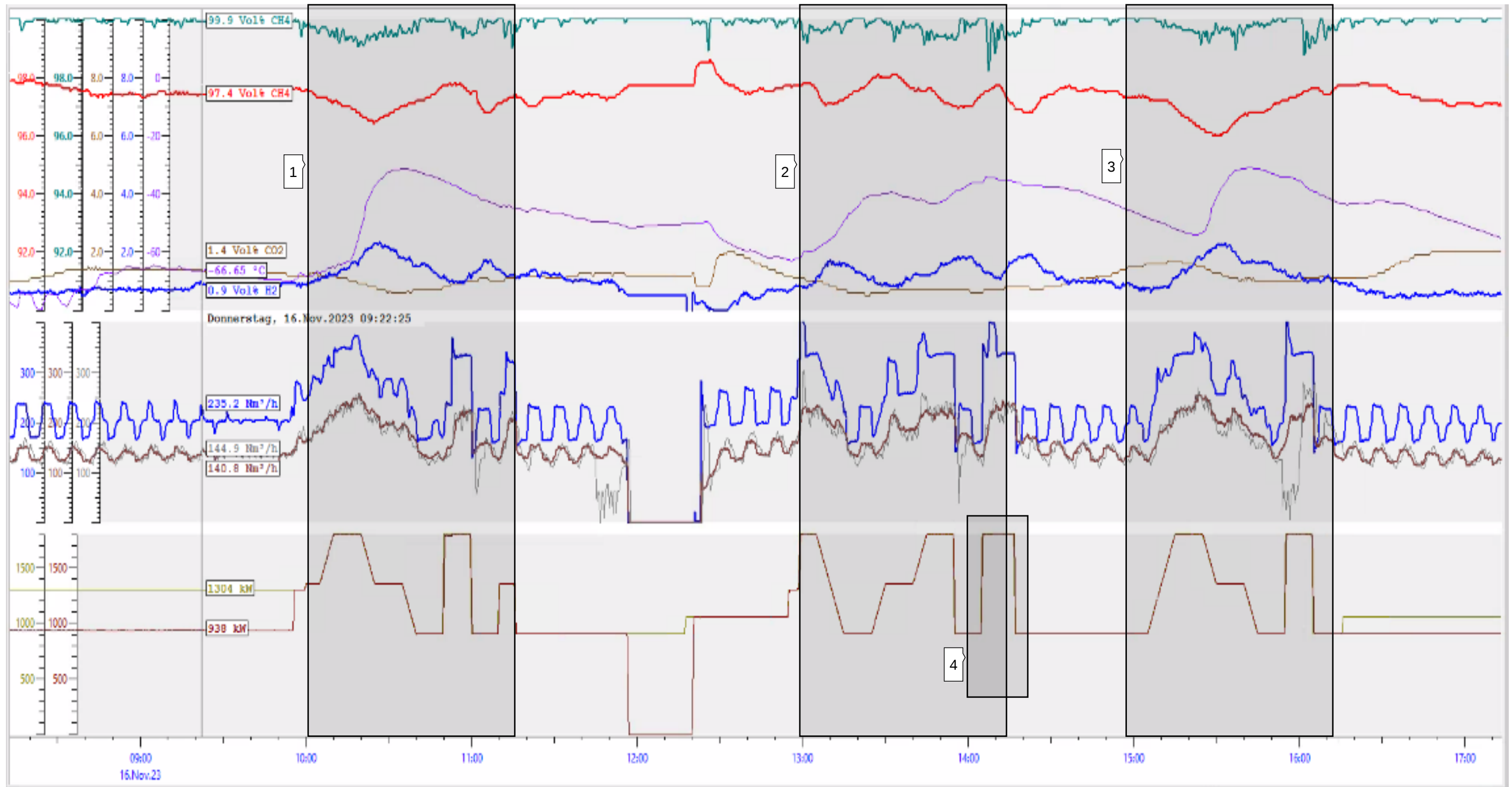
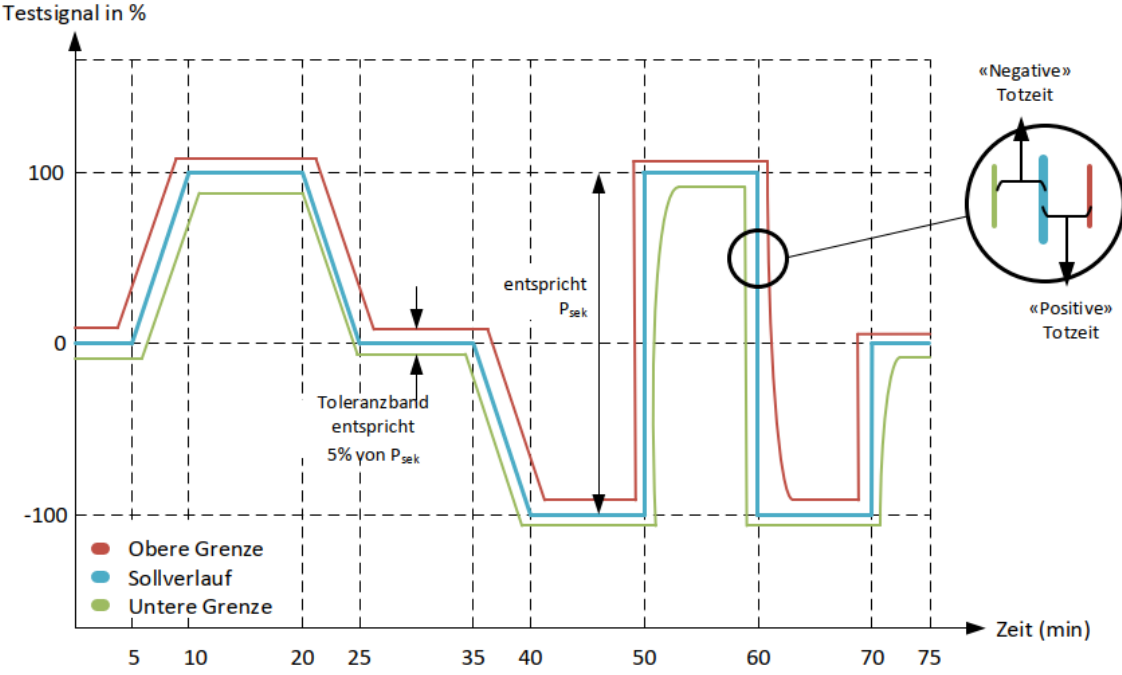


Abbildung 27: PLS-Trend: SRL-Test



Nr.	Diagramm-Beschreibung
1	SRL+/- Das Präqualifikations-Testsignal wurde händisch simuliert, wobei: - 0% 1'350 kW - 100% 1'800 kW - -100% 900 kW  Abbildung 28: Präqualifikation SRL+/- Swissgrid
2	SRL+ Das Präqualifikations-Testsignal wurde händisch simuliert, wobei: - 0% 1'800 kW - -50% 1'350 kW - -100% 900 kW
3	SRL- Das Präqualifikations-Testsignal wurde händisch simuliert, wobei: - 0% 900 kW - 50% 1'350 kW - 100% 1'800 kW



4

Rampenqualität:

Die Rampenqualität wird anhand des SRL+ Tests (-100 □ 0% bei 65') untersucht, sowie beim Abfahren nach dem SRL+ Test. Es zeigt sich, dass nach Erhalt des Testsignals die Sollwerte sowohl beim Hoch- wie auch beim Herunterfahren innerhalb von ca. 25-26 Sekunden erreicht werden und somit die Bedingungen bezüglich Toleranzband mit negativer und positiver Totzeit eingehalten werden können:

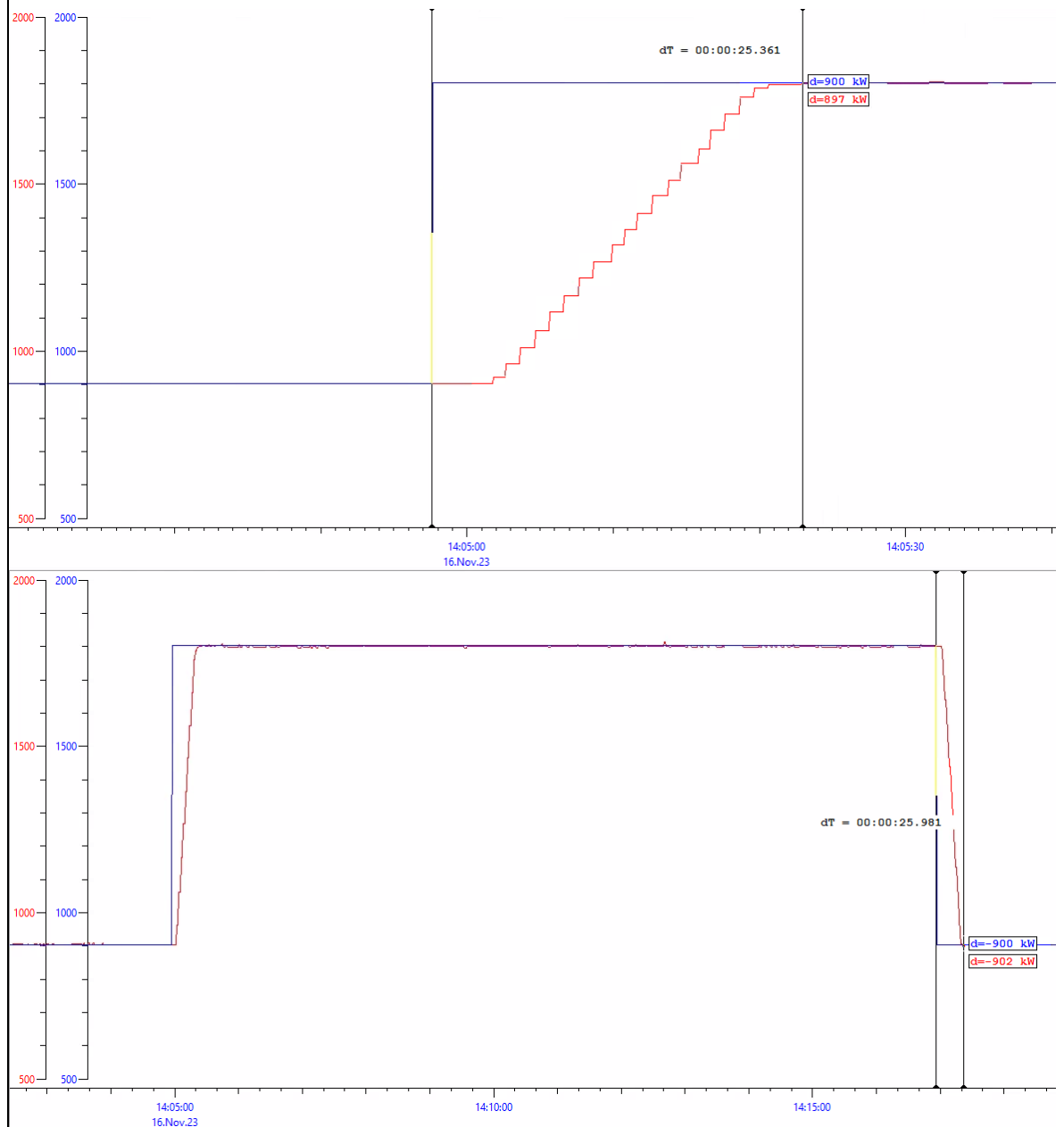


Abbildung 29: PLS-Trend Rampen

Die SRL-Tests konnten erfolgreich durchgeführt werden und zeigen, dass im definierten Leistungsband die Bedingungen für eine Präqualifikation durch die Elektrolyse aber auch durch die biologische Methanisierung eingehalten werden können.

Da die Rampen bei den Tests händisch eingetippt wurden, kann davon ausgegangen werden, dass diese bei einem automatisierten Signal noch deutlich genauer gefahren werden können.



3.4 Flexibilität

Mit den durchgeführten Tests gemäss Messkampagne (vgl. Kapitel 3.3) konnte das Flexibilitätspotenzial der PtG-Anlage aufgezeigt werden, wenn auch nicht im erhofften Ausmass, da die limitierenden Faktoren der biologischen Methanisierung sowie des Verdichters die volle Potenzialausschöpfung begrenzen:

Minimale Klärgasübernahme:	140 Nm ³ Klärgas pro Stunde (entspricht ca. 1 MW Elektrolyseleistung)
Maximale CO ₂ -Übernahme:	90 Nm ³ CO ₂ pro Stunde (entspricht ca. 1.8 MW Elektrolyseleistung)
Wartezeit Verdichter nach Ausschaltung:	> 15 Minuten

Für die Minimierung der Ausgleichsenergie der KVA (Einhaltung des Stromfahrplans in Abhängigkeit der Fernwärmeauskopplung) lässt sich die PtG-Anlage im definierten Leistungsband bereits heute problemlos einsetzen. Dies geschieht bisher noch mittels manueller Eingabe im KVA-PLS, liesse sich in der KVA-Leittechnik mit einer Sollwertberechnung aber relativ einfach automatisiert umsetzen. Dabei gilt es insbesondere das Klärgasmanagement mit den Speichermöglichkeiten (Druckgasspeicher) auszunutzen.

Ein Wasserstoffspeicher zur Trennung der Systeme «Elektrolyse» und «biologische Methanisierung» würde das Flexibilitätspotenzial erheblich erhöhen, wobei: je grösser der Speicher, desto höher die Flexibilität, da die Elektrolyse (beide Teilanlagen) unabhängig von der biologischen Methanisierung betrieben werden könnte.

Ebenfalls würde ein redundanter Klärgasverdichter bereits erheblich zur Flexibilisierungserhöhung beitragen, da dadurch nach einem Stopp ein sofortiges Wiederauffahren des PtG-Prozesses inkl. Elektrolyse ermöglicht würde und somit bei der Vorhaltung von SRL die Leistungsspanne auf 0-1'800 kW erweitert werden könnte (z.B. 1.3 MW SRL+ aus dem Normalbetrieb bei ca. 1.3 MW Last).

Aufgrund der teilweise tiefen Anlagenverfügbarkeit ist eine effektive SRL-Vorhaltung mit Vorsicht umzusetzen, da derzeit auf eine Woche hinaus die Produktion der Anlage vorausgesagt werden müsste. Die Einführung der Tagesauktion für die Vorhaltung von SRL ab Mitte 2025 dürfte die Betriebsplanung und damit Vermarktung vereinfachen.

Das angestrebte Ziel der Synergienutzung der PtG-Anlage mit der KVA zur Vorhaltung von >4 MW konnte aufgrund der Komplexität des Vorhabens noch nicht getestet werden. Nach Kontaktaufnahme mit Swissgrid bzw. einem Poolanbieter und nötigen Anpassungen an den Prozessleitsystemen wird das Ziel weiterverfolgt.



3.5 Energie- und Stoffflüsse

Nachfolgend werden die spezifischen Kennzahlen, Wirkungsgrade und Energieflüsse für den Beispielmontat Oktober 2023 zusammengefasst dargestellt. Der Monat Oktober 2023 wurde gewählt, da eine hohe Anlagenverfügbarkeit verzeichnet werden konnte:

PtG-Betrieb im Oktober 2023	
Betriebsstunden	732 h
Anlagenverfügbarkeit	98.5%
Eingespeistes Biomethan	121'880 Nm ³
Wasserstoffproduktion	182'103 Nm ³
Gesamtwirkungsgrad (Power to Methan)	50%
Gesamtwirkungsgrad+therm (Inklusive Wärmerückgewinnung)	76%
Wirkungsgrad Elektrolyse	70%
Wirkungsgrad Elektrolyse (+therm)	95%
Wirkungsgrad biologische Methanisierung	71%
Wirkungsgrad biologische Methanisierung (+therm)	81%
Durchsch. CH ₄ -Konzentration nach bio. Methanisierung	>97%
Durchsch. CO ₂ -Konzentration nach bio. Methanisierung	<1.2%
Durchsch. H ₂ -Konzentration nach bio. Methanisierung	<1.2%
Durchsch. CH ₄ -Konzentration Einspeisung	>99%
Durchsch. CO ₂ -Konzentration Einspeisung	<0.2%
Durchsch. H ₂ -Konzentration Einspeisung	<0.2%
Durchsch. H ₂ S-Konzentration Einspeisung	<0.2 ppm
Durchsch. Taupunkt Einspeisung	-56.5° C
Spez. Trinkwasserverbrauch	1.37 l/Nm ³ H ₂
Spez. Verbrauch Nährstoffe	79.7 ml/Nm ³ CH ₄
Spez. Verbrauch Spurenelemente	1.3 ml/Nm ³ CH ₄
Spez. Energiebedarf Elektrolyse (inkl. Niederspannung)	5.05 kWh/Nm ³ H ₂
Spez. Energiebedarf CH ₄ -Produktion (nur Niederspannung)	1.43 kWh/Nm ³ CH ₄
Spez. Energiebedarf CH ₄ -Produktion (inkl. Elektrolyse)	22.45 kWh/Nm ³ CH ₄
Durchsch. H ₂ S-Abscheidung	98.95%
Durchsch. CO ₂ -Abscheidung	98.29%
Durchsch. H ₂ -Abscheidung	90.40%

Tabelle 2: PtG-Betrieb im Oktober 2023

Während den rund 732 Betriebsstunden im Oktober konnten über 120'000 Nm³ aufbereitetes Gas eingespeist werden. Die PtG-Anlage hatte dabei einen Gesamtwirkungsgrad von 50%. Hätte die KVA die gesamte abgenommene Wärme verwerten können, würde der Gesamtwirkungsgrad inkl. Abwärmenutzung bei 76% liegen.

Aufgrund des Teillastbetriebs der beiden Elektrolyseanlagen ist der Wirkungsgrad mit 70% vergleichsweise hoch.

Die durchschnittliche Gasqualität bei der Einspeisung ist mit über 99% Methangehalt sehr gut eingehalten worden und auch direkt nach der biologischen Methanisierung (vor der Gasreinigung und H₂-Membran) mit über 97% bereits hoch.



PtG-Anlage Dietikon

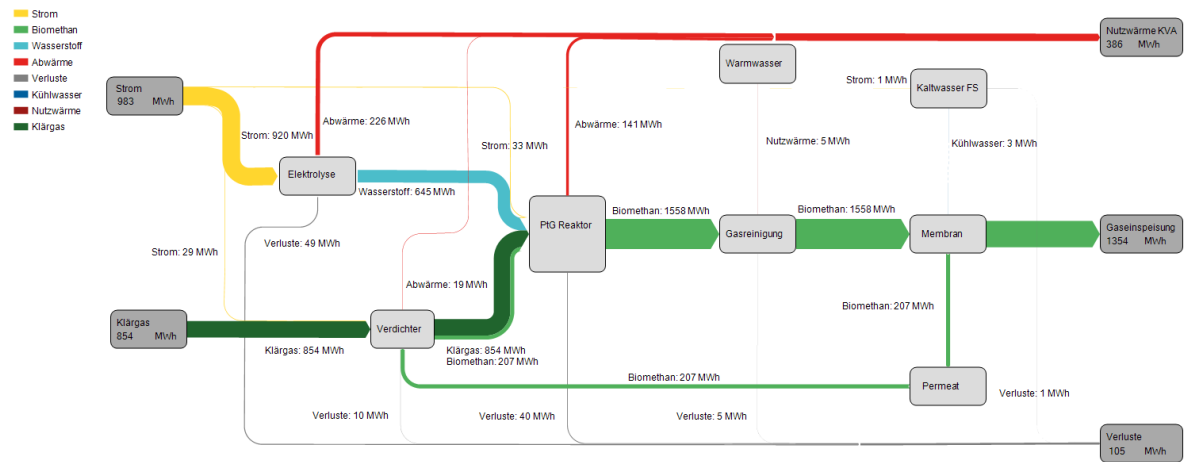


Abbildung 30: Sankeydiagramm Energiebilanz PtG-Anlage Oktober 2023

(zu beachten: Input = Strom, Klärgas, Nutzwärme, Kühlwasser; Output = Gaseinspeisung, Nutzwärme, Verluste) aus Prozess-Review mit Schmack Biogas GmbH

Die Messpunkte, Systemgrenzen und Berechnungswege werden im Messkonzept (siehe Anhang) genauer beschrieben, wobei grundsätzlich mit Volumenströmen und Durchschnittsleistungen gerechnet wird. Für die Darstellung als Energiebilanz, wurden die Werte entsprechend mit der Zeit verrechnet.

Wirkungsgrad Elektrolyse	$\eta_{ELE,el,chem} = \frac{\dot{V}_{H_2,ELE} \times H_{0,H_2}}{P_{el,ELE\ 1} + P_{el,ELE\ 2} + P_{el,ELE\ N}}$	Gemäss Messkonzept	0.7
	$\eta_{ELE,el,chem} = \frac{645\ MWh}{920\ MWh}$		0.7
Wirkungsgrad Methanisierung	$\eta_{bM,el,chem} = \frac{\dot{V}_{G,E} \times (H_{0,CH_4} \times (c_{CO_2,K} - c_{CO_2,E}) + (H_{0,H_2} \times c_{H_2,E}))}{\dot{V}_{H_2,ELE} \times H_{0,H_2} + P_{el,bM\ N}}$	Gemäss Messkonzept	0.71
	$\eta_{bM,el,chem} = \frac{(1354 - 854)\ MWh}{(645 + 29 + 33)\ MWh}$		0.71
Gesamt-wirkungsgrad	$\eta_{tot,el,chem} = \eta_{ELE,el,chem} \times \eta_{bM,el,chem}$	Gemäss Messkonzept	0.5
	$\eta_{tot,el,chem} = \frac{500}{983 + 5}\ MWh$		0.5

Tabelle 3: Berechnung elektrochemischer Wirkungsgrade (ohne Berücksichtigung der Wärmerückgewinnung)



3.6 Wirtschaftlichkeit und Sensitivitäten

3.6.1 Finanzierungs- / Kooperationsmodell

Limeco baute und betreibt die Power-to-Gas-Anlage, wobei das Geschäftsmodell auf einem Kooperationsmodell basiert. Das physische Gas wird ins lokale Gasnetz eingespeist und verrechnet und als Ertrag einer Kooperationskostenstelle (KST) verbucht. Im Sinne einer «Open-book-Philosophie» wird die KST gegenüber den Kooperationspartnern offengelegt. Die Biogaszertifikate werden durch die acht Kooperationspartner zum Gestehtungspreis gekauft. Die Kooperationspartner verpflichteten sich für die Abnahme der Zertifikatspreise während 15 Jahren. Während diesem Zeitraum wird die PtG-Anlage auch abgeschrieben.

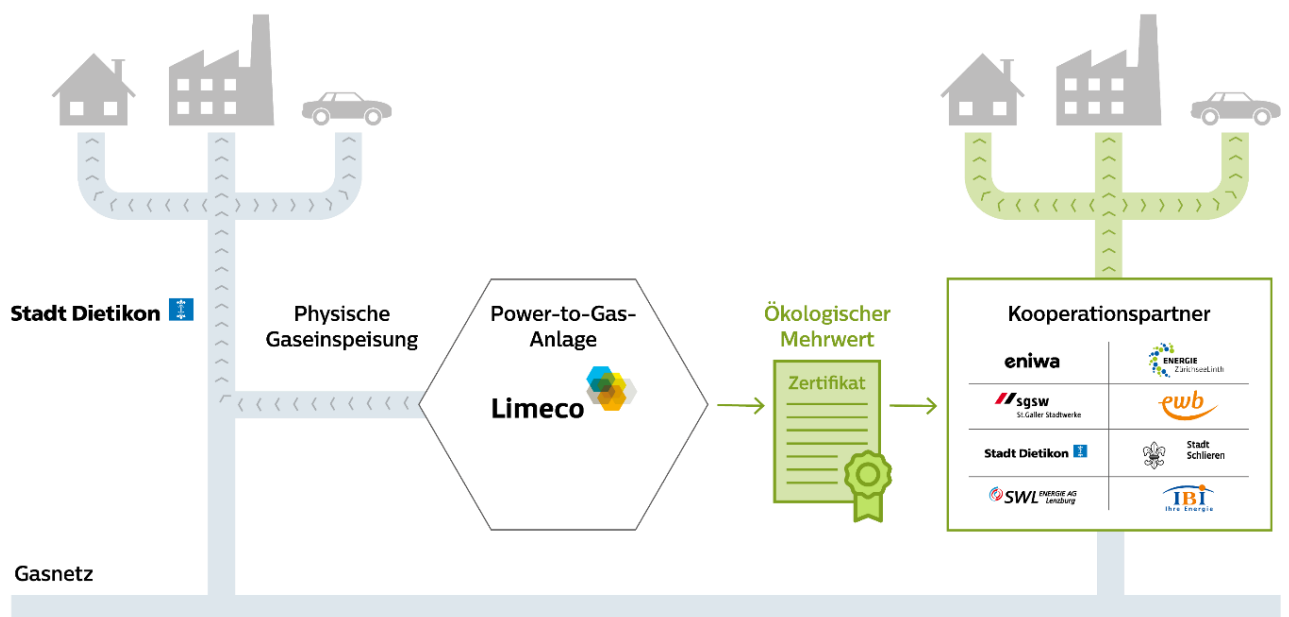


Abbildung 31: Finanzierungs- / Kooperationsmodell

Der Preis der Biogaszertifikate ist variabel, abhängig von diversen in Kapitel 0 näher erläuterten Einflussfaktoren und wird jährlich aufgrund des effektiven Aufwands der Kooperations-KST berechnet. Dies führt auf der Kooperations-KST von Limeco zu einem ausgeglichenen Betriebsergebnis.

Durch die Verrechnung des Biogaszertifikates zu den Gestehtungskosten tragen die Kooperationspartner massgeblich die Risiken der PtG-Anlage mit.



3.6.2 Investitionskosten (CAPEX)

Die PtG-Anlage kostete rund 14 Millionen CHF (ohne Berücksichtigung von Fördergeldern). Die Anlage wurde auf eine Lebensdauer von 20 Jahren ausgelegt. Im Investitionsvolumen nicht eingerechnet ist die erforderliche Sanierung der Elektrolyseure nach 4'000 Druckzyklen, 80'000 Betriebsstunden oder 10 Jahre Betrieb.

Die Investitionskosten setzten sich wie folgt zusammen:

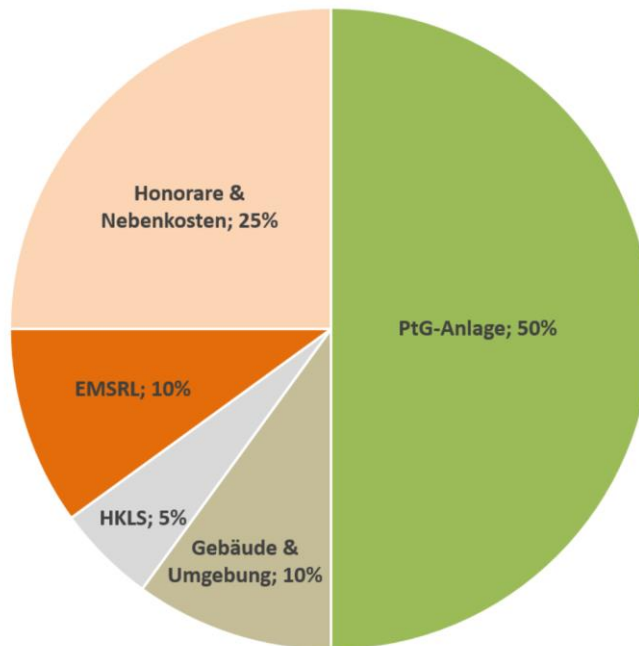


Abbildung 32: Anteile der Investitionskosten

<i>PtG-Anlage</i>	Ab 2019 wurde die Schmack Biogas GmbH in Schwandorf, Deutschland, als Generalunternehmerin für die Power-to-Gas-Anlage (Anlagenkapazität 2,5 MW _{el}) mit biologischer Methanisierung und PEM-Elektrolyse beauftragt. Rund 50% der Investitionskosten entfielen auf ihre Leistungen.
<i>Honorare & Nebenkosten</i>	In den Honoraren und Nebenkosten sind die Kosten für die Gesamtprojektleitung, Fachplanungen für Elektro, Anlagenanbindung, Bau & Gebäudetechnik, Kosten für Kommunikation und Koordination der Kooperationspartner zusammengefasst. Ebenfalls in den Kosten enthalten sind Projektphasenwiederholungen (siehe Abbildung 33: Verlauf Projektierungsphasen), welche aufgrund eines Projektreviews und verbunden mit einem Standortwechsel auf dem Areal von Limeco erforderlich waren.
<i>EMSRL & HKLS</i>	EMSRL und HKLS enthalten die Kosten für die Anbindung der PtG-Anlage an die bestehenden Werke ARA und KVA im Bereich der Mess-, Steuerungs- und Regelungstechnik sowie Heizung, Klimatechnik, Lüftung und Sanitär.
<i>Gebäude und Umgebung</i>	Der Anteil «Gebäude & Umgebung» enthält die Kosten für das Vollholzgebäude, errichtet auf einem mit Pfeilern erhöhten Betonsockel.

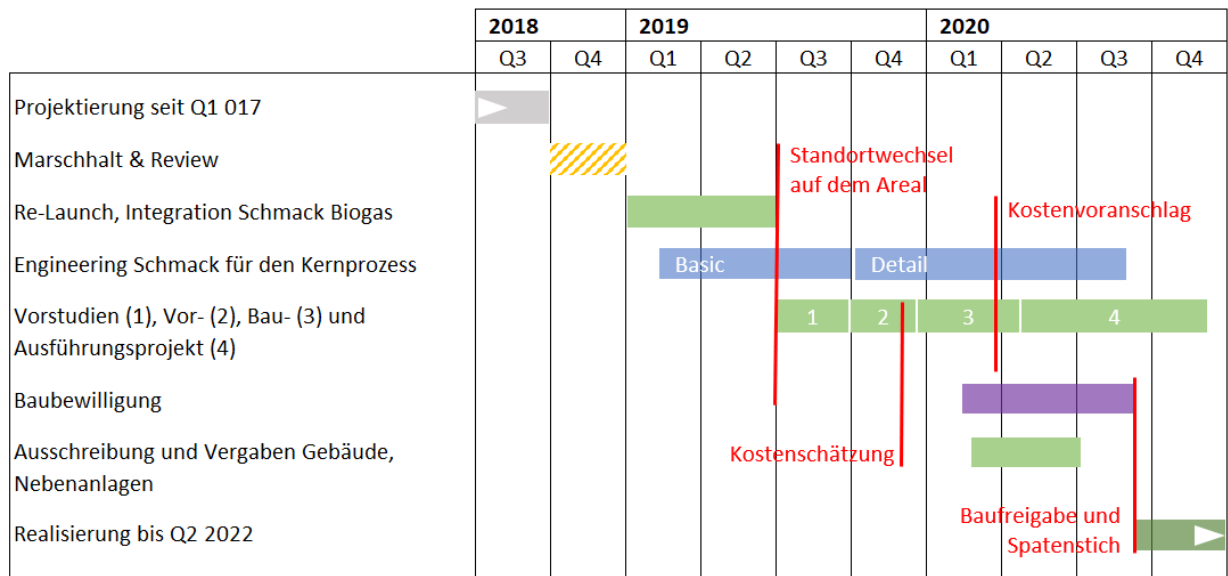


Abbildung 33: Verlauf Projektierungsphasen

Das Projekt konnte nach dem Re-Launch 2019 im genehmigten Kostenrahmen realisiert werden. Die Terminalsituation musste mehrmals angepasst werden, insbesondere um den Erschwernissen der Corona-Pandemie (COVID-19) Rechnung zu tragen.

Die Phasenwiederholungen, sowie das platzbedingt aufwendig errichtete Gebäude führten zu Mehrkosten im Bereich von 2 Mio. CHF.

Die Finanzierung der PtG-Anlage erfolgte ausschliesslich durch die Limeco. Geplant war die Abschreibung der Anlage wird über die Dauer von 15 Jahre. Aufgrund der geringen Betriebszeiten im Inbetriebnahmejahr 2022 wurde mit den Abschreibungen erst im Betriebsjahr 2023 begonnen. Die PtG-Anlage wird dadurch während 14 Jahren per Ende 2036 abgeschrieben. Das investierte Kapital wird mit einem internen Zinssatz in die Gestehungskostenbasis eingerechnet.

3.6.3 Betriebskosten (OPEX)

Die Betriebskosten einer PtG-Anlage sind stark abhängig von der Betriebsweise der Anlage (Anzahl Betriebsstunden) und den OPEX-relevanten Faktoren, wie etwa dem Strompreis, der Kapitalverzinsung und dem Gaspreis, aber auch dem grundlegenden Finanzierungs- und Kooperationsmodell. Die PtG-Anlage ist vollständig in die Werke der ARA und der KVA von Limeco integriert.

Sowohl die ARA wie auch die KVA sind gebührenfinanziert, weshalb die Kosten ausschliesslich über den Gas- und Zertifikatsverkauf gedeckt werden müssen. Das bedeutet im Wesentlichen, dass der KVA-Strom und das Klärgas zu vergleichbaren Marktpreisen verrechnet werden. Auch der für den Betrieb der PtG-Anlage erforderliche Personalaufwand ist zu entgelten.

Wie bereits in Kapitel 3.6.1 erwähnt wird die kommerzielle Betriebsführung in einer eigenen KST bewirtschaftet. Für den operativen Betrieb der PtG-Anlage ist das Personal der ARA zuständig. So ist die ARA Lieferantin des Klärgases und regelt die Prozesse gegenüber dem Gasnetzbetreiber als Netzanschlussnehmerin und Einspeiserin bzw. als Lieferantin des physisch eingespeisten Gases. Die physische Energie für das erneuerbare Gas wird zum Marktpreis von Erdgas (Graugas) abgegolten. Die ARA regelt die Planung und Verrechnung der Biogas-Zertifikate und liefert diesen ökologischen Mehrwert auf Basis des Beteiligungsanteils den Kooperationspartnern.

Den Strom zur Herstellung von Wasserstoff und den Eigenbedarf der gesamten PtG-Anlage bezieht die PtG-Anlage in der Regel exklusiv von der Stromproduktion der Kehrlichtverwertungsanlage (KVA).



Dem in Kapitel 3.6.1 genannten Gestehungspreis der Biogas-Zertifikate liegen daher Strompreise zugrunde, welche die KVA am Markt erzielen könnte. Weil die PtG-Anlage auf dem Areal von Limeco steht und der Strom als Eigenverbrauch direkt der Elektrolyse zugeführt wird, wird das öffentliche Stromnetz nicht beansprucht. Für die Stromlieferung wird folglich kein Netzentgelt erhoben.

Der Betriebsaufwand 2023 belief sich auf rund 2.9 Mio. CHF und setzte sich wie folgt zusammen:

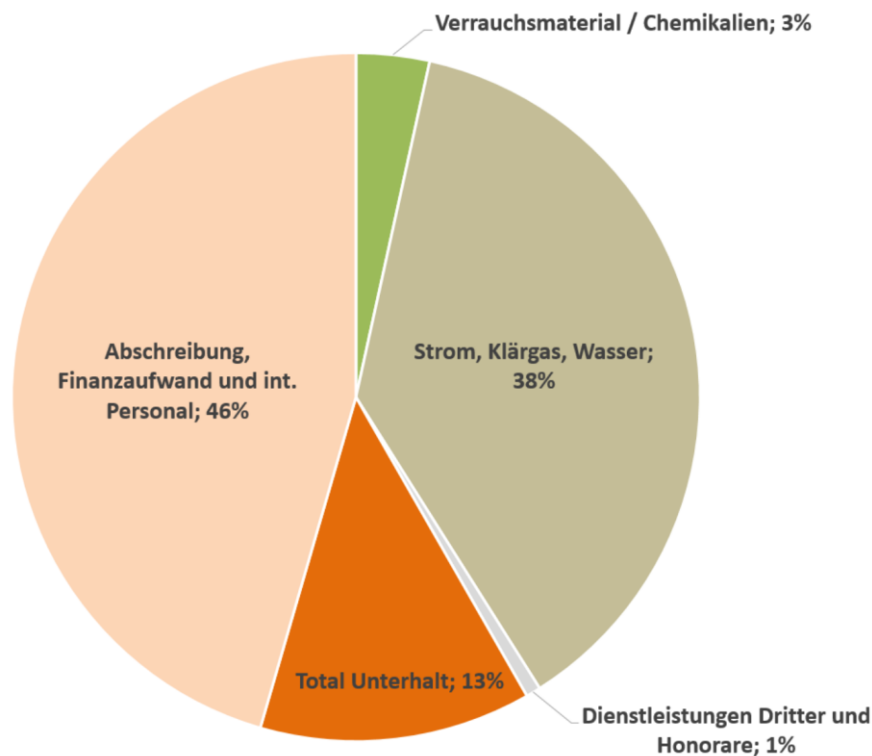


Abbildung 34: Anteile des Betriebsaufwandes 2023

Die Stromkosten wie auch die Kosten für die Chemikalien (Nährstoffe, Spurenstoffe und Kalibriergase) resultieren variabel entsprechend den Betriebsstunden.

Noch sind die Betriebskosten der PtG-Anlage zu hoch. Dies einerseits wegen den hohen Strommarktpreisen während der Energiekrise, jedoch auch aufgrund der energieunabhängigen Betriebskosten. Mit den Lieferanten der Kernsysteme wurden Performance-Eigenschaften vereinbart, welche eine Optimierung der Wartungskosten und der Verbrauch von Chemikalien und Verbrauchsstoffen hemmen (Zielkonflikt).

Weiter belastet die Betriebskosten die im Juni 2022 erfolgte Produktabkündigung der Silyzer 200 von Siemens Energy. Der Silyzer 200 wurde seit 2010 entwickelt und ab 2015 am Markt vertrieben. Die Abkündigungsphase dauert bis 2032 mit einem «Last Call» für Ersatzteile per September 2028.

Die Wartungskosten für die Systeme der Wasserstoffproduktion liegen im Bereich von 10% des Investitionsvolumens für die Elektrolysesysteme. Für die biologische Methanisierung sowie deren Nebensysteme bei ca. 3%, bezogen auf deren Investitionsvolumen.



3.6.4 Sensitivitäten Zertifikationspreis Biomethan

In Kapitel 3.6.1 ist beschrieben, dass die Kooperationspartner das Zertifikat für Biomethan zum Geste-hungspreis kaufen. Die Höhe des Zertifikatpreises hängt unterschiedlich stark von verschiedenen Faktoren ab. Wie in Abbildung 35 ersichtlich, erfolgt die stärkste Beeinflussung durch die eingespeiste Gasmenge, welche sowohl von der Klärgasmenge und den Betriebsstunden als auch vom Strom- und vom Gaspreis abhängig ist.

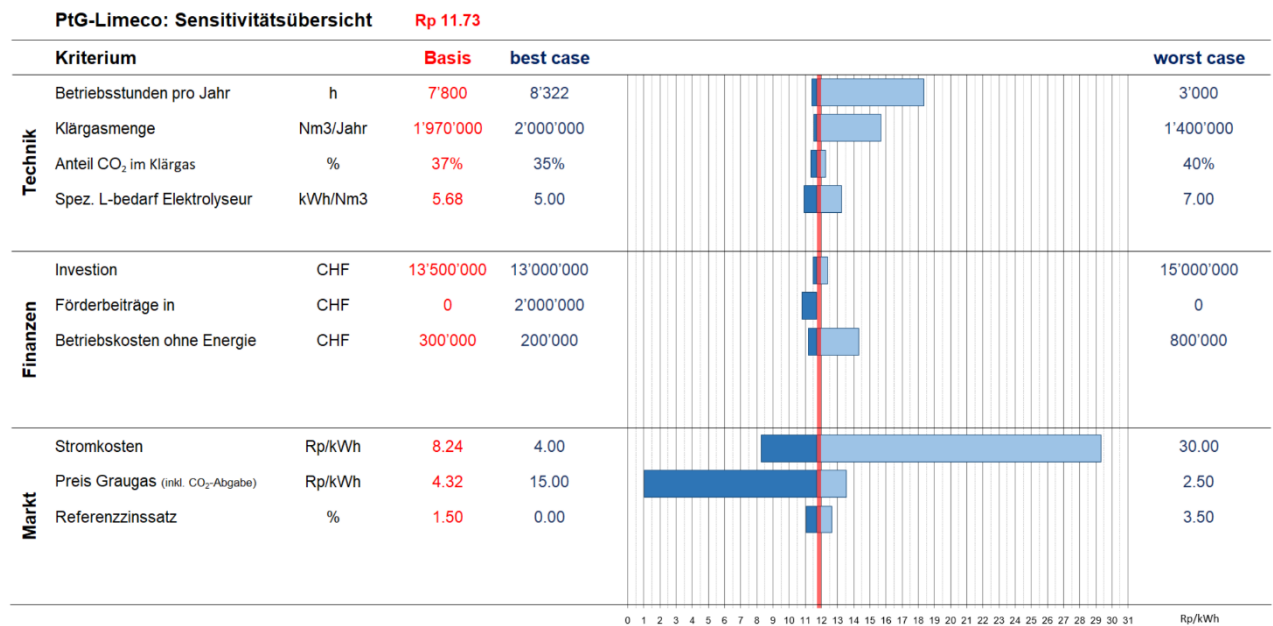


Abbildung 35: Sensitivitätsübersicht Limeco (Stand 2023; ohne CO₂-Membran)

In der Projektierungsphase prognostizierte das Projektteam einen Zertifikatspreis für das Biomethan von knapp 12 Rp/kWh (Durchschnittswert über 15 Jahre) bei einem Ganzjahresbetrieb, berechnet entsprechend der nachfolgenden Formel:

$$\text{Zertifikat} \left[\frac{\text{Rp}}{\text{kWh}} \right] = \frac{\text{Klärgaskosten} + \text{Kapitalkosten} + \text{Betriebskosten} + \text{Energiekosten}}{\text{Einspeisemenge Gas [MWh]} * 10} - \text{Preis Graugas}$$

Die Inbetriebnahme der Anlage in einer Zeit einer drohenden Strommangellage, der damit verbundenen Ausserbetriebnahme der Anlage, einer Zeit mit hohen Strompreisen verunmöglichen die Erreichung des angestrebten Zertifikatspreises. Der Geste-hungspreis für das Zertifikat im Betriebsjahr 2023 war doppelt so hoch wie ursprünglich geplant.

Um auf die Gefahr einer Strommangellage und die Energiemarktsituation besser und flexibler zu reagieren, entschied sich die Kooperationsgemeinschaft, die Anlage im Frühjahr 2024 mit einer CO₂-Abscheidung mittels einer Membrane nachzurüsten. Damit wird, was in einer späteren Phase ohnehin geplant war, auch eine saisonale Betriebsweise der PtG-Anlage möglich.

Bei tiefen Strommarktpreisen wird das CO₂ in der biologischen Methanisierung zu Methan umgewandelt. Während Phasen der Stromknappheit oder bei hohen Strommarktpreisen wird kein H₂ produziert und das Klärgas mittels CO₂-Abscheidung direkt ins Gasnetz eingespeist. Die Anlagenerweiterung sichert somit die kontinuierliche Einspeisung von grünem Gas. Trotz Abschaltung der Elektrolyse und Methanisierung können die Fixkosten (CAPEX) teilweise amortisiert werden bzw. der resultierende Zertifikatspreis für das Bio-gas minimiert werden. Mit den Kooperationspartnern wird jährlich ein Zielpreis für das Zertifikat definiert. Abhängig vom Zielwert und in Abhängigkeit von weiteren Einflussgrößen wie z.B. dem Graugaspreis ergibt sich der durchschnittliche Strommarktpreis, bis zu dem die biologische Methanisierung durchgeführt wird.



Das wirtschaftliche Ziel ist durch diese flexible Betriebsweise, die langfristige Steigerung der Klärgasproduktion und die direkte Nutzung der Klärgasmenge weiterhin erreichbar.

In den ersten Betriebsjahren wird Limeco weitere Erfahrungen sammeln können und entsprechende Betriebs-Optimierungen vornehmen. Durch die Umsetzung entsprechender Massnahmen, mitunter durch mehr Eigenleistungen im Bereich der Wartung und Instandhaltung durch Limeco-Personal, der Erhöhung der Klärgasproduktion sowie nach einer weiteren Beruhigung der Energiemarktsituation (auch durch den Ausbau der erneuerbaren Quellen), wird ein Biogas-Zertifikatspreis von unter 13 Rp/kWh angestrebt.

Vereinfachte Beispielberechnungen für den Biogas-Zertifikatspreis:

Die nachfolgenden Berechnungsbeispiele sollen die Einflussnahme, die Sensitivität einzelner Faktoren auf den Zertifikatspreis verdeutlichen. Die Werte basieren auf einer internen Kalkulationstabelle prognostiziert per 2028. Für die Vergleichbarkeit wurden ein einheitlicher Preis für das Graugas angenommen von 4 Rp/kWh. Die Übersicht verdeutlicht gut die Einflussnahme des Strompreises sowie der Klärgasmenge.

	Variante	A	B	C	D	E	F
	Einheit	erwartet per 2028	hoher Strompreis	tiefer Strompreis	ganzjahres PtG-Betrieb	hohe Klärgasmenge	doppelte Klärgasmenge
Betriebsstunden PtG	H	4'000	4'000	4'000	8'000	4'000	4'000
Betriebsstunden CO ₂ -Membran	H	4'700	4'700	4'700	700	4'700	4'700
Klärgasmenge	Nm ³ /Jahr	1'800'000	1'800'000	1'800'000	1'800'000	2'100'000	3'600'000
Eingespeistes Methan	MWh/Jahr	15'359	15'359	15'359	18'555	17'919	30'718
Durchschnittlicher Strompreis	Rp/kWh	5.00	15.00	3.00	5.00	5.00	5.00
Total Aufwand	kCHF	2'600	3'455	2'429	3'060	2'731	3'558
Durchschnittlicher Preis Graugas	CHF/kWh	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00
Ertrag Verkauf Graugas	kCHF	614	614	614	742	717	1'229
Ertrag Verkauf Biogas-Zertifikat	kCHF	1'986	2'841	1'815	2'318	2'015	2'329
Preis Biogas-Zertifikat	Rp/kWh	12.9	18.5	11.8	12.5	11.2	7.6

Veränderte Einflussgrösse

Während die Klärgasmenge von Variante E mit der Anlage von Limeco verarbeitet werden könnte, soll Variante F mit der angenommenen Klärgasmenge verdeutlichen, wie der Zertifikatspreis sinkt bei einer grösser dimensionierten Anlage bei gleichbleibenden Investitionskosten.

Variante A-C & E-F zeigen einen saisonalen Betrieb mit ergänzender Einspeisung über die CO₂-Membran.

Die Nutzung von frei verfügbarem CO₂ zur Umwandlung in Methan macht nur Sinn, wenn die Strompreise sehr tief sind bzw. Stromüberschüsse in saisonal speicherbare Energie umgewandelt werden müssen.

An Standorten mit vorhandener Rohgasquelle wie etwa Biogas oder Klärgas muss aus Kostengründen direkt methanisiert werden. Eine CO₂-Abscheidung macht nur Sinn, wenn ein Strommarktpreis geführter Betrieb oder auf Mangellagen Rücksicht genommen werden muss.

Die Sensitivität zeigt, dass sich der Strompreis im Ganzjahresbetrieb nahezu 1:1 auf den Zertifikatspreis durchschlägt. Bei einer Verarbeitung von reinem CO₂ würde sich der Zertifikatspreis vervielfachen, dies kann jedoch grösstenteils wieder durch tiefere Stromkosten kompensiert werden. Eine wirtschaftliche Analyse im Hinblick auf die Verwendung von Stromüberschüssen im Sommer und Carbon Capture and Storage (CCS)-Technologien zur Herstellung von synthetischen Brenn- und Treibstoffen wurde in der EMPA-Studie Potentialanalyse Power-to-Gas in der Schweiz⁶ dargestellt. PtG-Anlagen welche lediglich reines CO₂ umwandeln, müssen mit wesentlich höheren Gestehungskosten rechnen.

⁶ Potenzialanalyse Power-to-Gas in der Schweiz, EMPA 2019



Die in diesem Bericht dargestellten Gesteungskosten basieren auf den tatsächlichen Gegebenheiten und Erkenntnissen der Limeco-Anlage. Auf einen Vergleich mit früheren Studien wird bewusst verzichtet, da die Vergleichbarkeit aufgrund unterschiedlicher Modellgrundlagen, Annahmen und Anlagenkonfigurationen nicht gegeben ist. So verfügt die Limeco-Anlage über die Flexibilität, auf die CO₂-Membran umzuschalten und im CAPEX der Limeco-Anlage wurden beispielsweise keine Kosten für den Bau einer Gasleitung zum Gastransportnetz berücksichtigt.

3.6.5 Nebenerträge

In Kapitel 3 ist die Produktionssituation zwischen April 2022 und Ende 2023 visualisiert und beschrieben. Die PtG-Anlage konnte noch nicht mit der gewünschte Anlagenverfügbarkeit betrieben werden. Bevor die PtG-Anlage Verpflichtungen am Sekundärregelmarkt eingehen kann, ist ein stabiler Betrieb der PtG-Anlage erforderlich. Weiter ist ein übergeordnetes Leitsystem mit Verbindung zu Swissgrid und zu Spot-Strommarktpreisen zu erstellen.

3.7 Betriebserfahrung bezüglich der regulatorischen Aspekte

Die regulatorischen Grundlagen sind im Bericht Teil 1 genauer erläutert.

Die Power-to-Gas (PtG) Anlage am Standort der Limeco verarbeitet Klärgas bestehend aus ca. 60 Prozent Methangas und 40 Prozent CO₂-Gas zu einem Produktgas (99% Methangas) mit einem Energieinhalt von ca. 18'000 MWh/a. Für die Umwandlung des CO₂ zu Methangas wird eine Strommenge von ca. 13'000 MWh/a – ca. 25% der heutigen Produktionsmenge der KVA – benötigt.

Für die Erfüllung der ökologischen Anforderungen des Bundesamts für Zoll und Grenzsicherheit (BAZG), ehemals Oberzolldirektion (OZD) muss der für die Umwandlung des CO₂-Gasanteils zu Methangas eingesetzte Strom «erneuerbar» sein bzw. gleichwertige und insbesondere CO₂-neutrale Eigenschaften aufweisen. Eine bilanzielle Zuteilung von HKN (Wasser, Wind, PV, etc.) wird akzeptiert. Gemäss Verfügung⁷ der Oberzolldirektion im Projekt Aarmatt/Solothurn setzt dies auch das Mineralölsteuergesetz (MinöStG) voraus, wenn das Produktgas als Treibstoff mit Steuererleichterung vermarktet wird.

3.7.1 Handhabung der Herkunftsnachweisen (HKN) im Projekt Limeco

Grundsätzlich ist es möglich, die bisherigen Regeln der Zuteilung von „erneuerbaren“ und „nicht erneuerbaren“ HKN für Abfallstrom beizubehalten. Folglich muss jedoch eine nachträgliche Aufwertung zu Gunsten der Limeco (Eigenverbrauch PtG) erfolgen. Dies ist möglich indem man HKN aus der Netto-Netzeinspeisung der KVA oder sonstige HKN aus erneuerbarem Strom im Umfang des nicht-erneuerbaren KVA-Anteils entwertet.

⁷ Zusicherung für Steuererleichterung v. 7.10.2020 (EZD)

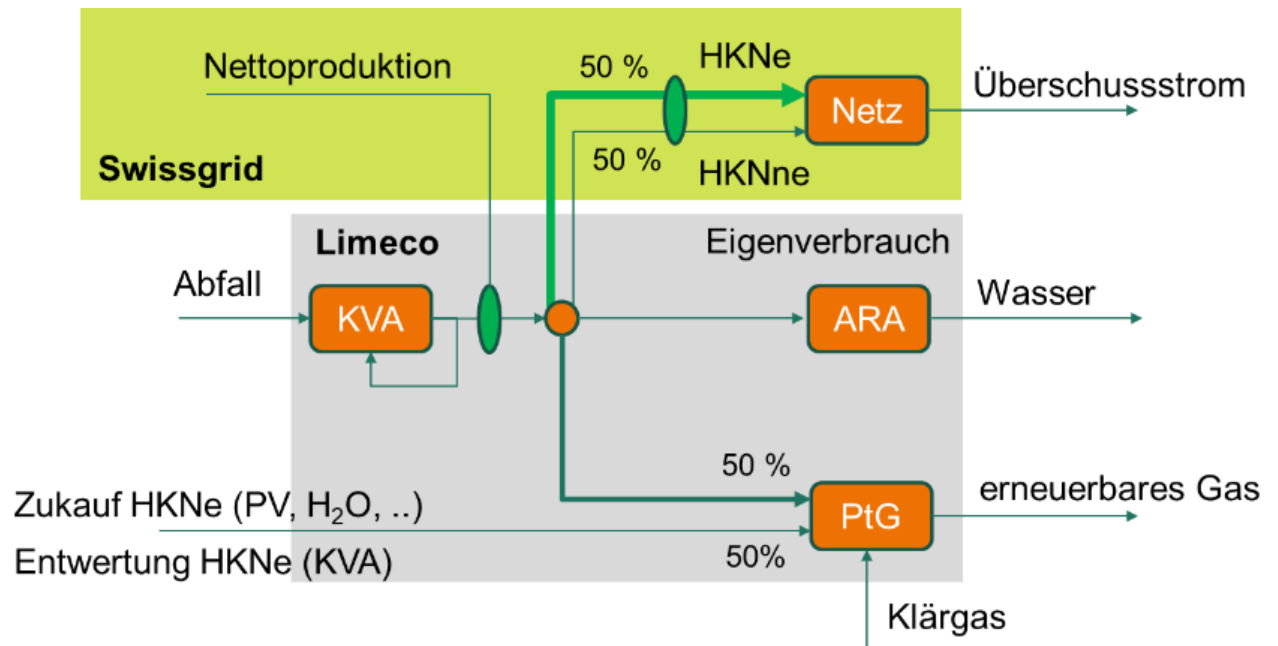


Abbildung 36: Zuordnung HKN basierend auf der 50%-Regel

3.7.2 Netzentgelt Strom – Limeco gilt als Arealversorgung

Die PtG-Anlage wird von der KVA mit Strom versorgt. Dieser Strom wird als Eigenverbrauch deklariert. Wirtschaftlich betrachtet, wird der Strom zu den Opportunitätskosten (Strommarktpreis) in das Gestehungskostenmodell für das eingespeiste Gas eingerechnet. Aufgrund der Nähe von KVA und PtG-Anlage, sowie der Limeco als Grundeigentümerin, handelt es sich faktisch um eine Arealversorgung.

Deshalb wird kein Netzentgelt verrechnet. Dies war nebst der lokalen Verschachtelung von Stromproduktion und Biogasquelle (Methan, CO₂) aus dem Klärgas einer der wichtigsten wirtschaftlichen Faktoren.



4 Schlussfolgerungen und Fazit (Teil 2)

4.1 Erfahrungen und Projektergebnisse

Die PtG-Anlage mit PEM-Elektrolyse und biologischer Methanisierung konnte erfolgreich in Betrieb genommen und ein stabiler Betrieb mit Einspeisung ins öffentliche Gasnetz demonstriert werden.

Aufgrund der Komplexität des Gesamtsystems war das Zusammenspiel der Peripherie, der einzelnen Anlagenteile mit z.T. eigenen Steuerungen und Regelgrössen die grosse Herausforderung. Da die gesamte Anlage kosten- und platzoptimiert dimensioniert und gebaut wurde, konnten wenige Redundanzen geschaffen werden, sodass alle einzelnen Anlagenteile immer verfügbar sein müssen, damit das Gesamtsystem funktioniert. Die «Kinderkrankheiten» führten in den Anfangsmonaten zu einer tiefen Anlagenverfügbarkeit.

Aufgrund des Risikos einer Strommangellage sowie den daraus resultierenden hohen Strommarktpreisen wurde im Herbst 2022 entschieden, die PtG-Anlage per Ende 2022 zwischenzeitlich ausser Betrieb zu nehmen und den KVA-Strom vollumfänglich dem Stromnetz zuzuführen. Das Klärgas wurde während dieser Zeit mittels dem stromproduzierenden BHKW verwertet. Nach einer Entspannung der Lage im Frühjahr 2023, wurde die Anlage per März 2023 wieder in Betrieb genommen. Die Ausserbetriebnahme, bzw. die Wiederinbetriebnahme knapp ein halbes Jahr später, bestätigte die Robustheit der biologischen Methanisierung mit den Archaeen, da nach wenigen Stunden wieder Gas eingespeist werden konnte.

Die Erwartungen an den Wirkungsgrad für die Gesamtanlage wurden mit 50% (bzw. 76% inkl. Abwärmeebenutzung) erfüllt. Ebenso konnten die spezifischen Kennzahlen der Anlage bestätigt werden.

Die SRL-Vorhaltung und Regelenergieerzeugung durch die PtG-Anlage ist grundsätzlich in einem eingeschränkten Leistungsumfang möglich. Das gesamte Flexibilisierungspotenzial durch Kombination von KVA-Dampfturbine und PtG-Anlage konnte noch nicht demonstriert werden. Die Minimierung der Ausgleichsenergie zur Einhaltung des Stromfahrplans der KVA kann bereits heute eingesetzt werden. Durch Optimierungsmassnahmen liesse sich das Gesamtpotenzial weiter ausschöpfen.

Mögliche technische Optimierungsmassnahmen der PtG-Anlage:

- By-Pass des DeOxDryer, da dieser für die biologische Methanisierung nicht benötigt wird
- Niveauregelung der Gasabscheider (Separatoren) der Elektrolyse durch Regelventile, um Schwankungen in Leistungsbezug bzw. H₂-Volumenstrom zu verhindern
- Säuredosierung für NH₃-Wäscher, um Verkalkung zu verhindern
- Druckausgleichsleitung zwischen Reaktor und Gasreinigung, um Schaumverfrachtung zu verhindern
- Redundanter Klärgasverdichter zur Potenzialerweiterung für SRL-Vorhaltung, aber auch zur Erhöhung der Anlagenverfügbarkeit
- H₂-Speicher für volle Potenzialausschöpfung für SRL-Vorhaltung durch Entkoppelung des Elektrolyse-Betriebs und der biologischen Methanisierung
- CO₂-Membran zur saisonalen Betriebsweise der Gesamtanlage

4.2 Wirtschaftlichkeit

Dank dem Kooperationsmodell, durch welches die Lasten des Pionierprojektes durch mehrere Kooperationspartner getragen werden, konnte die PtG-Anlage erstellt werden. Die Biogaszertifikate werden durch die acht Kooperationspartner zu den Gestehungskosten gekauft.

Die PtG-Anlage kostete rund 14 Millionen CHF. Die Abschreibungsdauer der PtG-Anlage erfolgt bis Ende 2036. Mögliche vergleichbare Projekte in den kommenden Jahren sollten mit geringeren Investitionssummen rechnen können. Phasenwiederholungen, sowie das platzbedingt aufwendig errichtete Gebäude führten zu Mehrkosten im Bereich von 2 Mio. CHF.

Die Betriebskosten einer PtG-Anlage sind stark abhängig vom entsprechenden Betriebs-, Finanzierungs- und Kooperationsmodell. So ist die PtG-Anlage bei Limeco in autonome, weitgehend gebührenfinanzierte



Werke integriert, wodurch die Entgeltung der Leistungen von den beiden Werken zu Marktpreisen zu erfolgen hat. Die PtG-Anlage, respektive die Kooperationspartner profitieren jedoch davon, dass auf den Limeco-intern produzierten KVA-Strom kein Netzentgelt zu bezahlen ist. Hohe Energiepreise aufgrund der europäischen Energiekrise, hohe Wartungskosten im Bereich der Elektrolyseure sowie vertraglich vereinbarte Performance-Eigenschaften, welche betriebskostenhemmende Optimierungen verhindern, belasten die Betriebskosten und somit den Zertifikatspreis für das Biomethan. Weitere in Abbildung 35 dargestellte Faktoren, beeinflussen den Zertifikatspreis unterschiedlich stark.

In der Projektierungsphase prognostizierte das Projektteam einen über die Betriebsdauer von 15 Jahren durchschnittlichen Zertifikatspreis für das Biomethan von knapp 12 Rp/kWh bei einem Ganzjahresbetrieb. Zum Zeitpunkt der Berichterstattung wird von einem durchschnittlichen Zertifikatspreis von 15 Rp/kWh zwischen 2023 bis 2036, mit saisonalem Betriebsmodus ausgegangen. Nach Umsetzung optimierender Massnahmen wie Erhöhung des Eigenleistungsgrades im Bereich der Instandhaltung durch Limeco-Personal, der Erhöhung der Klärgasproduktion sowie nach einer weiteren Beruhigung der Energiepreise durch den Ausbau der erneuerbaren Quellen, wird die PtG-Anlage von Limeco einen Biogas-Zertifikatspreis von unter 13 Rp/kWh anstreben. Im Zertifikatspreis nicht berücksichtigt sind potenzielle Erträge durch netzstabilisierende Dienste (Teilnahme am Sekundärregelmarkt).

Mittelfristig wird sich der Zertifikatspreis für das Biomethan von der PtG-Anlage von Limeco im oberen Preisbereich für Schweizer Biomethan bewegen. Der Zertifikatspreis profitiert dabei massgeblich von dem im Klärgas enthaltenen Roh-Biogas. PtG-Anlagen welche lediglich reines CO₂ umwandeln, müssen mit wesentlich höheren Gestehungskosten rechnen.

4.3 Regulatorische Aspekte

Die Energieproduktion aus Abfall wird heute in einer Vielzahl von Gesetzen und Verordnungen reguliert. Stofflich nicht verwertbare Abfälle müssen thermisch behandelt werden und die dabei entstehende Abwärme muss genutzt werden.

Unbefriedigend ist die teilweise gegensätzliche Handhabung bei der Abwärmenutzung in den Regelwerken sowie in Ökobilanzierungen. Wird z.B. die Abwärme aus der Kehrlichtverbrennung zur Stromproduktion eingesetzt, so gilt die elektrische Energie zur Hälfte als erneuerbar, während die Abwärmenutzung in Form von thermischer Energie auf regulatorischer Ebene meist vollumfänglich mit erneuerbarer Energie gleichgesetzt wird. Obwohl die gesetzliche Regelung (HKSV) keine feste Zuteilung des KVA-Stroms definiert, erfolgt im HKN-Register eine Aufteilung nach der 50%-Regel. Dies führt sowohl bei den Anforderungen an die Qualitätskriterien für biogene Treibstoffe als auch bei der Registrierung im künftigen HKN-Register für erneuerbare Gase zu offenen Fragen. Für PtG-Projekte stellt diese fehlende Klarheit bei der HKN-Zuteilung ein regulatorisches und betriebswirtschaftliches Risiko dar. Noch grösser ist die Diskrepanz in Ökobilanzmethoden – je nachdem, ob die bei der Entsorgung entstehenden Emissionen dem vorgelagerten Produkt oder der nachgelagerten Energienutzung angerechnet wird.

Gerade für die Schweiz, die im Winter auf Stromimporte angewiesen ist, spielt die Abwärmenutzung auch bezüglich Versorgungssicherheit eine zunehmend wichtige Rolle. Im Gegensatz zur Nutzung von Umweltwärme mithilfe von Wärmepumpen, erlaubt die Abwärmenutzung eine Defossilisierung der Wärmeversorgung ohne den inländischen Strombedarf im Winter zusätzlich zu erhöhen. Stehen z.B. bei einer Wärmeversorgung KVA-Abwärme und verschiedene erneuerbare Energieträger zur Verfügung, so sind – unter Berücksichtigung der Wirtschaftlichkeit – in erster Linie lokal anfallende, anderweitig nicht nutzbare Energiequellen zu bevorzugen. Sofern vorhanden, sollten zunächst bestehende Abwärmepotenziale genutzt werden, bevor erneuerbare Energieträger wie Holz, Biogas oder Umweltwärme zum Einsatz kommen. So wird gerade auch in grossen Fernwärmenetzen zuerst die Abwärme aus der KVA vollständig genutzt, bevor mit Seewasser oder Holz erneuerbare Wärmequellen eingesetzt werden.

In Zukunft wird der Faktor der «Gleichzeitigkeit» in der Energieversorgung an Bedeutung gewinnen und es stellt sich die Frage, welches Kraftwerk gemäss «Merit Order» als nächstes verdrängt resp. zugeschaltet wird. Das heisst, KVA können mit Hilfe von Flexibilitäten und dem Potenzial der Netzkonzvergenz nicht nur



bei der Integration der neuen erneuerbaren helfen, sondern ihre Flexibilität auch so nutzen, dass (basierend auf der Netz-Last und gemäss der Netzeinspeisung nach Merit-Order) weniger fossile Energieproduktionsanlagen zugeschaltet werden müssen. Mit steigendem Anteil erneuerbarer Energien im Stromsektor wird z.B. auch die strombasierte Wasserstoffherstellung vorteilhaft für den Klimaschutz. Die dadurch geminderte Netzeinspeisung von KVA würde durch erneuerbare Stromquellen im Netz abgefangen werden. Eine flexible, strompreisgeführte Fahrweise des Elektrolyseurs verbessert dabei Klimaschutz und Wirtschaftlichkeit. Vor diesem Hintergrund wäre es sinnvoll und wichtig, diese «flexiblen Power-to-X-Produkte» mit dem höchsten verfügbaren Qualitätssiegel zu versehen.



5 Ausblick

Die bereits heute existierende Winterstromlücke wird sich mit der Stilllegung der Schweizer Kernkraftwerke zunehmend verschärfen und die Strommarktpreise werden voraussichtlich im Winter europaweit stark steigen. Eine sogenannte Strommangellage ist seit dem gescheiterten Rahmenabkommen mit der EU ein sehr ernst zu nehmendes Risiko, wie es auch das Bundesamt für Bevölkerungsschutz und das Bundesamt für Energie in ihrem Bericht vom Oktober 2021^{8,9} festhalten.

		S1 Keine Kooperation	S2 (Variante a/b) Technische Kooperation		S3 Stromabkommen
QUANTITATIV	Wohlfahrtseffekte (volkswirtschaftlicher Mehrwert)	-150 Mio. €	-10 Mio. €	+136 Mio. €	+150 Mio. €
	Versorgungssicherheit im Jahr 2025	im Extremfall nicht gesichert	gesichert		gesichert
QUALITATIV	Operative Netzbetriebssicherheit	im Extremfall gefährdet	mit hohem Aufwand gewährleistet		gewährleistet
	Marktzugang für Schweizer Unternehmen zu den benachbarten Strommärkten	Marktzugang stark eingeschränkt	Marktzugang mit hohem Aufwand möglich		Marktzugang möglich

Abbildung 37: Szenarien zur Versorgungssicherheit und Gefahren eines Blackouts (BFE).

Eine Strommangellage würde einen signifikanten Einfluss auf den Betrieb des Multi-Energy-Hubs von Limeco haben. Ist die Versorgungssicherheit gefährdet, müssen alle Erzeuger, inkl. der Schweizer KVA auf maximale Stromproduktion umgestellt werden können. Eine solche Situation würde abermals die Ausserbetriebnahme der PtG-Anlage zur Folge haben.

5.1 Einfluss der Strompreise auf die Betriebsweise

Der Strompreis hat direkte und signifikante Auswirkungen auf den Biogaszertifikatspreis bzw. die H₂-Gestehungskosten einer PtG-Anlage. Durch Anpassung der Betriebsweise der PtG-Anlage können diese Kosten bis zu einem gewissen Grad gesenkt werden. Diese Anpassung ist aber nur im Rahmen der Limiten der Anlagentechnik möglich. Es ist bei der Anlagenplanung essentiell, frühzeitig eine energiewirtschaftlich sinnvolle Betriebsweise zu identifizieren um die Anlagentechnik entsprechend auszulegen.

Im vorliegenden Projekt hat vor allem die veränderte Marktsituation mit steigenden Strom- und Gaspreisen im Herbst und Winter 2022 einen Einfluss auf die Betriebsweise der PtG-Anlage gehabt. Bereits zu Beginn des Projektes war vorgesehen, die PtG-Anlage langfristig von einem ganzjährigen Betrieb zusehends in einen Sommer-Winter-Betrieb zu überführen. Die schnelle Strompreisveränderung zwang die Projektierenden rascher als ursprünglich zu handeln. Die PtG-Anlage wurde daher im Winter ausser Betrieb genommen. Der KVA entgeht bei hohen Strompreisen ein nicht vernachlässigbares Ertragspotenzial. Zudem müssten die Kooperationspartner einen hohen Abnahmepreis für das Gas bezahlen.

Eine Studie des BFE zum Thema Winterstrom zeigt mittel- bis langfristig eine zunehmend saisonale Strompreisentwicklung auf¹⁰. Bis ins Jahr 2050 soll der der Strompreis im Winter um ca. Faktor 10 teurer sein als im Sommer. Die tiefen Strompreise im Sommer erlauben den Betrieb der Anlage zu tiefen Gasgestehungs-

⁸ Nationale Risikoanalyse Katastrophen und Notlagen Schweiz 2020, 16.11.2020 (BABS)

⁹ BFE Bericht Stromversorgungssicherheit Schweiz 2025, Okt. 2021

¹⁰ BFE Studie Energieperspektiven 2050+, Exkurs Winterstrom (Prognos, Okt. 2021)



kosten. Im Gegenzug steigen jedoch durch eine tiefere Vollaststundenzahl über das Jahr auch die Fixkosten. Eine solche Betriebsweise ist nur umsetzbar, wenn das Klärgas bei ausgeschalteter Elektrolyse bzw. Methanisierung verwertet werden kann.

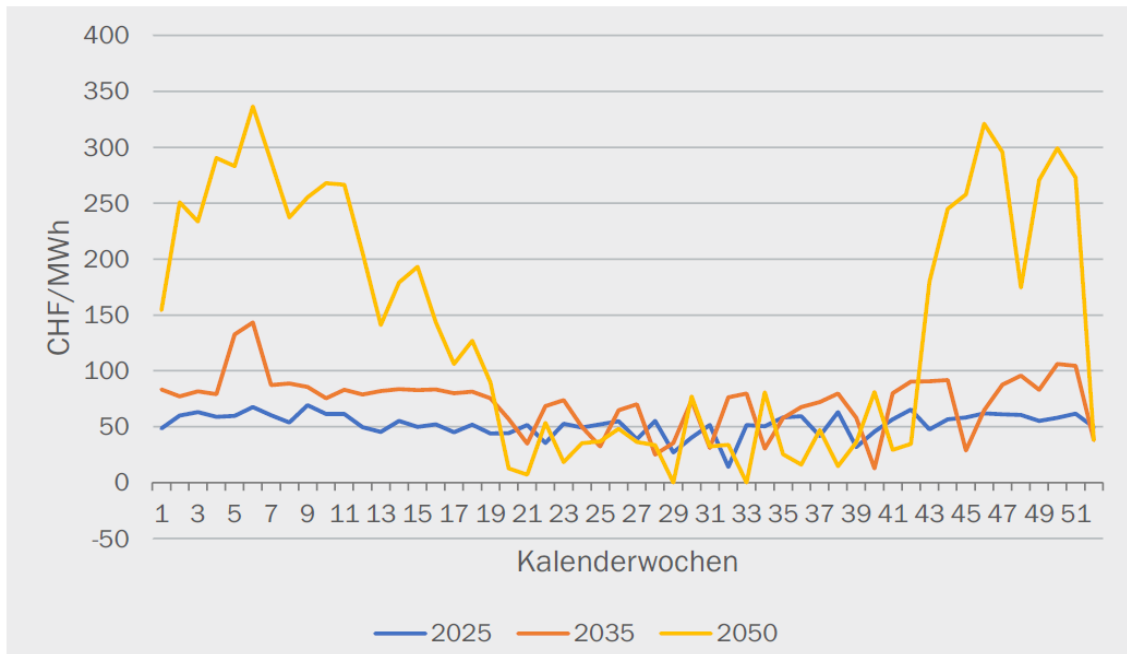


Abbildung 38: Strompreisentwicklung Energieprognose Winterstrom (Quelle: Prognos 2020)

Um dieser Entwicklung Rechnung zu tragen, wurde die Anlage im Frühjahr 2024 mit einer CO₂-Membran ausgestattet, welche durch die direkte Abscheidung vom CO₂ aus dem Klärgas eine kontinuierliche Gaseinspeisung ermöglicht, auch bei Ausserbetriebnahme der Methanisierungsanlage. Dies ermöglicht mehr Flexibilität in Bezug auf den Betriebsmodus der Gesamtanlage: In Abhängigkeit der Strommarktpreise bzw. der Verfügbarkeit von KVA-Eigenstrom (wärmegeführte KVA), kann der Betrieb zwischen einer Methanisierung des CO₂ im Klärgas über die PtG-Anlage oder dessen Abscheidung und der direkten Einspeisung des aufbereiteten Klärgases ins Gasnetz gewechselt werden.

Nebst dieser saisonalen Ausprägung der Strompreise sorgt die Volatilität der PV- und Windenergie-Erzeugung auch für starke kurzfristige Preisschwankungen auf dem Strommarkt. Im Sommerhalbjahr (März bis Oktober) prägt in erster Linie die PV-Erzeugung den Tagesgang der Strompreise und sorgt tagsüber für viele Tiefpreis-Stunden. Aber auch im Winterhalbjahr sind zusammen mit der europäischen Windkrafteinspeisung vermehrt Tiefpreisstunden zu erwarten. Diese dauern in der Regel wenige Tage bis hin zu einer Woche. Die Ausbauzahlen in den Szenarien des Netzentwicklungsplan für Deutschland verdeutlichen die im Energiesystem zu erwartende Entwicklung: Bis 2037 wird mit einem Zubau von bis 90-150 GW Windkraft und 200-300 GW PV gegenüber 2023 gerechnet. Dies wird die Anzahl Tiefpreisstunden gegenüber heute deutlich erhöhen und gleichzeitig in Dunkelflaute-Situationen sehr hohe Strompreise im Winter nach sich ziehen (Stromerzeugung aus Gaskraftwerken mit Erdgas und längerfristig zunehmend Wasserstoff).

Je besser die PtG-Anlage auf kurzfristige Entwicklungen reagieren und bei Tiefpreisstunden produzieren kann, desto stärker können die Gas-Gestehungskosten gesenkt werden. Im Sommer könnte eine kurze Ausserbetriebnahme der Elektrolyse in den Hochpreisstunden am frühen Morgen und am Abend in Betracht gezogen werden. Für den Winter ist zu klären, ob bei sich abzeichnenden, länger anhaltenden Tiefpreissphasen die PtG-Anlage rasch genug aktiviert werden kann. Anlagentechnische Einschränkungen sind hierbei zu berücksichtigen und soweit möglich zu reduzieren. Als Beispiel sei hier der Bau eines H₂-Zwischenspeichers aufgeführt, welcher kurze Ausserbetriebnahmen des Elektrolyseurs ohne Einbussen bei der Gasproduktion ermöglicht. Eine Option für den Winter wäre ein zusätzlicher H₂-Absatzkanal, mit welchem allfällige technische Hürden für die kurzfristige Aktivierung der Methanisierungsanlage aus längerem Stillstand umgangen werden könnte.



Die Umstellung der Betriebsweise wie z.B. die Abschaltung der PtG-Anlage im Winterhalbjahr hat weitreichende wirtschaftliche, technische und betriebliche Konsequenzen. Für die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit einer Umstellung sind nicht nur die resultierenden Gas-Gestehungskosten relevant, auch die Auswirkungen auf die Vermarktung von Systemdienstleistungen ist zu berücksichtigen. In betrieblicher Hinsicht wirft ein flexibler Betrieb der PtG-Anlage Fragen auf wie beispielsweise die max. Dauer eines Stand-by-Betriebes der Elektrolyse oder des Methanisierungsreaktors, oder welche Massnahmen (Spülung des Systems, Warmhaltung, etc.) bei längeren Stillständen berücksichtigt werden müssen und wie sich diese auf die Betriebskosten auswirken. Je nach Kosten-Nutzen-Verhältnis ist zu überprüfen, ob weitere Apparate und Komponenten ins Gesamtsystem implementiert werden (z.B. Redundanz des Gasverdichters vor der Methanisierungsanlage).

5.2 Nutzung der Flexibilisierung der Gesamtanlage

Um die Regelleistung der PtG-Anlage zu maximieren und das Konzept zur Flexibilisierung der Gesamtanlage zwischen KVA-Dampfturbine und PtG-Anlage umzusetzen, ist die Nachrüstung eines H₂-Zwischenspeichers eine Voraussetzung. Dieser Zwischenspeicher erlaubt es, die Methanisierung stabiler mit H₂ zu versorgen, bzw. die Flexibilität des Elektrolyseurs im Gesamtsystem noch besser zu nutzen. Der zwischengespeicherte H₂ würde weiterhin in der Methanisierungsanlage genutzt. Generelle Voraussetzung für die Vorhaltung von Regelleistung ist eine hohe Anlagenverfügbarkeit der PtG-Anlage.

Eine symmetrische Korrektur der Stromproduktion der KVA-Dampfturbine bedingt, dass die Elektrolyseure aus dem aktuellen Betrieb (z.B. Normalbetrieb bei rund 1.3 MW) sowohl mehr Leistung als auch weniger Leistung aufnehmen können. Diese Korrektur ist nicht oder nur bedingt möglich, wenn die PtG-Anlage im Standby-Betrieb oder gar ausgeschaltet ist (Sommer-/Winter-Betriebsregime). Dieser Aspekt ist bei der Planung der künftigen Betriebsweise zu berücksichtigen.

Eine Nachrüstung eines H₂-Zwischenspeichers wird geprüft, sobald die Anlagenverfügbarkeit der abgekündigten Silyzer 200 gesichert ist.

5.3 Weitere Anwendungen von H₂

Durch die Überdimensionierung des Elektrolysesystems besteht weiterhin die Möglichkeit den Wasserstoff im Treibstoffsektor zu vermarkten. Eine der Voraussetzungen dafür ist jedoch die kontinuierliche Abnahme zu kommerziell tragbaren Konditionen. Dieser Absatz konnte aufgrund fehlender Abnahmegarantien und auch ungeklärten Fragen zur Aufstellung, Bewilligungsfähigkeit usw. noch nicht abschliessend aufgezeigt werden.

Folgende Fragen sind in diesem Hinblick noch ungeklärt:

- H₂-Speicherung und Transport
 - Beladungskonzept von gasförmigem H₂ (Container, Trailer)
 - Welche Behälter bzw. Speichertechnologien (Druckspeicher, Metallhydrid) eignen sich?
 - Welche Druckerhöhungstechniken sollen zur Anwendung kommen?
 - Logistikkosten und Zuständigkeiten
- Abnehmer im Mobilitätssektor
 - Welche H₂-Abnehmer sind auf dem Markt?
 - Was für Marktpreise und Mengen sind gefragt?
 - Welche Druckstufe ist für den Mobilitätssektor bereitzustellen?
- Abnehmer für dezentrale Methanisierung von CO₂-Quellen
 - Welche Anlagen wären für eine dezentrale Methanisierung nutzbar?
 - Wer nimmt das Synthesgas ab zu welchem Preis?
 - Wer betreibt die Methanisierungsanlage?
- Auswirkungen von alternativen Absatzkanälen auf die Gestehungskosten der Gaseinspeisung

Weiterführende Abklärungen für die H₂-Nutzung in der Mobilität werden erst nach einer Realisation des H₂-Zwischenspeichers (Kapitel 5.2) sowie einer weiteren Beruhigung der Energiepreise erfolgen.



5.4 Künftige Rahmenbedingungen für PtG-Anlagen

Im Rahmen des P&D-Projektes Limeco konnten verschiedene Erfahrungen in Bezug auf die Genehmigungsverfahren, den Bau und Betrieb unter den geltenden Bestimmungen und der aktuellen energiepolitischen Lage gemacht werden. Aufgrund der extremen Preisschwankungen auf dem Markt konnten auch die wirtschaftlichen Grenzen einer PtG-Anlage ermittelt bzw. die technischen Massnahmen hin zu einem funktionierenden Gesamtsystem weiterentwickelt werden.

Nachfolgend soll mit den gewonnenen Erkenntnissen ein Ausblick gemacht werden, mit welchen Rahmenbedingungen die PtG-Technologie noch besser in das zukünftige Energiesystem im Sinne eines Multi-Energy-Hubs eingebettet werden könnte.

Dabei gilt es zu unterscheiden, welche Ziele mit der Umwandlung von Strom zu Gas verfolgt werden sollen und ob sich diese sogar kombinieren lassen. Mit einer PtX-Anlage können im Wesentlichen die nachfolgenden Funktionen erfüllt werden:

- Erzeugung von erneuerbarem und klimaneutralem Brennstoff (Wärmeenergie)
- Erzeugung von erneuerbarem und klimaneutralem Treibstoff (Mobilität)
- Bereitstellung kurzfristig abrufbarer Regelleistungsvorhaltung (Systemdienstleistungen)
- Bereitstellung von saisonal speicherbarer Energie, die es ermöglicht die künftigen Stromüberschüsse vom Sommer in den Winter zu verschieben (saisonale Energiespeicherung)

Die idealen Voraussetzungen für den Bau solcher Umwandlungsanlagen findet man bei Stromproduzenten, wie etwa Kehrlichtverwertungsanlagen und Laufwasserkraftwerken, welche Bandenergie produzieren. Diese Anlagen werden mit zunehmendem Ausbau der PV über dem effektiven Elektrizitätsbedarf Strom produzieren und ins Netz einspeisen müssen. Eine Abregelung ist bei einer Bandenergieproduktion schwierig. Deshalb sind Umwandlungsanlagen, dabei handelt es sich primär um eine Elektrolyse zur Wasserstoffherstellung, an diesen Standorten sinnvoll.

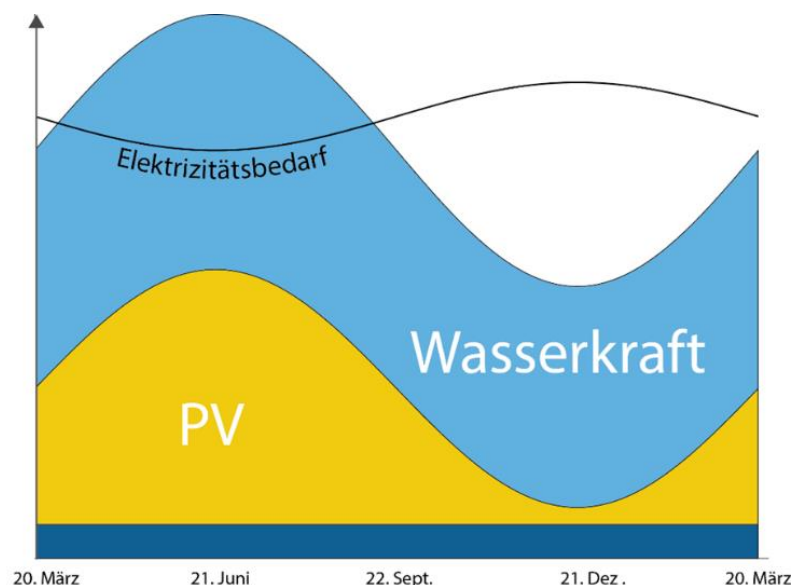


Abbildung 39: Künftiges Stromerzeugungsprofil der Schweiz mit Zubau PV

Weil die Umwandlung von Strom zu Wasserstoff oder zu Methan mit Verlusten behaftet ist, sollten diese Anlagen hauptsächlich an Standorten gebaut werden, wo die entstehende Abwärme zurückgewonnen und in ein thermisches Netz eingespeist werden kann. Weil thermische Netze und Stromerzeugungsanlagen nicht immer am selben Ort verfügbar sind, macht es Sinn auch Standorte ohne Stromerzeugung für PtX-



Anlagen auszuwählen. In diesem Fall muss jedoch aus wirtschaftlichen Gründen der Strombezug ohne Netzentgelt möglich sein. Diese Forderung wurde in der parlamentarischen Diskussion im Rahmen des Mantelerlasses (StromVG Art. 14a, Inkraftsetzung per 1.1.2025) aufgenommen. Bei Anlagen zur Umwandlung von Elektrizität in Wasserstoff, synthetische Gase, Brenn- oder Treibstoffe wird das Netzentgelt zurückerstattet. Die Rückerstattung für die Elektrizitätsmenge, die für die Umwandlung in diese speicherbaren chemischen Substrate aus dem Netz bezogen wird, gilt für Pilot- und Demonstrationsanlagen, die mit Elektrizität aus erneuerbaren Energien betrieben werden und insgesamt höchstens eine Leistung von 200 MW aufweisen.

Ab 2027 müssen die Strom-HKN quartalsweise entwertet werden. Damit würden die administrativen Vorgänge im Falle einer Entwertung gemäss Abb. 38 weiter zunehmen.

Von strategischer Bedeutung wird die Frage sein, ob Power-to-X Anlagen in Zukunft die Vorstufe für eine Energiespeicherung sind. Also ob saisonale chemische Speicher in der Schweiz lokalisiert werden müssen, oder ob Vereinbarungen mit unseren Nachbarländern zur Nutzung ihrer Speicherkapazitäten genügen (z.B. wie heute für Gasspeicher).

Die höchste Resilienz und Unabhängigkeit werden erreicht, indem sowohl die Produktionsanlagen Power-to-X als auch die Speicherung und die Umwandlung X-to-Energy in der Schweiz lokalisiert werden. Dies dürfte jedoch vor allem bei inländischen Power-to-X Produktionsanlagen aufgrund der geringen Auslastung zu deutlich höheren Kosten führen, als wenn der Energieträger X in Anlagen im Ausland erzeugt wird, die das ganze Jahr betrieben werden können. Eine relativ hohe Resilienz und Unabhängigkeit können jedoch bereits erzielt werden, indem vor dem Winter Gasspeicher in der Schweiz oder im nahen Ausland gefüllt werden, so dass die Abhängigkeit kurzfristiger Lieferungen im Winter wegfällt.

Wichtig ist die Berücksichtigung des Dreiecks «Versorgungssicherheit, Klima-Dienlichkeit, Wirtschaftlichkeit». Dies bedeutet, dass bei der Verbesserung der Versorgungssicherheit auch die ökologischen und ökonomischen Aspekte berücksichtigt werden müssen. Kurzfristig (Zeithorizont von wenigen Jahren) erachten die Autoren es als sinnvoll, wenn auf die Speicherkapazitäten in den Nachbarländern zugegriffen werden kann.

In einer längerfristigen Betrachtung sollte die Machbarkeit von saisonalen chemischen Speichern in der Schweiz geprüft werden. Die langfristige Strategie muss auch den sich abzeichnenden Ausstieg aus der Erdgasinfrastruktur der EU berücksichtigen. So hat die Bundesnetzagentur im Herbst 2024 den Aufbau des H₂-Kernnetzes für Deutschland genehmigt¹¹ und festgelegt, dass die Erdgasinfrastruktur bis spätestens 2045 abzuschreiben ist¹².

¹¹ Bundesnetzagentur (https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Wasserstoff/Genehmigung.pdf?__blob=publicationFile&v=6)

¹² Bundesnetzagentur (https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/Methoden_Ebene2/KANU/start.html)



6 Nationale und internationale Zusammenarbeit

Das Kooperationsmodell mit den beteiligten Energieversorgungsunternehmen (Projektpartner) ist bereits in sich eine Sicherstellung des Wissens- und Technologietransfers. Swissspower wird innerhalb der Stadtwerke-Allianz und darüber hinaus über die entsprechenden Projektfortschritte informieren und dies auch ins eigene Weiterbildungskonzept aufnehmen.

Im Weiteren sind die öffentliche Hand und Politik in die Aktivitäten des Wissens- und Technologietransfers über das nationale Netzwerk der Swissspower miteinbezogen.

Durch Auftritte an Branchenveranstaltungen und Berichterstattung in nationalen und internationalen Branchenpublikationen sollen potenzielle Nachahmer inspiriert werden. Das Potenzial für solche fortschrittlichen Umwandlungssysteme ist in der Schweiz vorhanden.

Limeco ist als interkommunale Anstalt von Gemeinden getragen. Im Weiteren wirken ausschliesslich Stadtwerke oder kommunale Energieversorger, die mehrheitlich im Besitze der öffentlichen Hand sind, mit. Die Zusammenarbeit mit Kanton Zürich und den Bundesbehörden sind vor allem im Rahmen der Bewilligungsthematik gegeben.

Das Projekt Hybridkraftwerk Limeco erlaubt es, die Integration von Power-to-X Anlagen ins schweizerische Energiesystem zu testen und wertvolle Erkenntnisse für die Weiterentwicklung der Technologie sowie der regulatorischen Rahmenbedingungen zu liefern.

Austausch über die Power-to-Gas Plattform (IET/ HSR Rapperswil)

Limeco und Swissspower nehmen regelmässig am Erfahrungsaustausch der IET Rapperswil teil und transportieren so auch Wissen und Erfahrungen an die Hochschulen. Es ist auch eine wissenschaftliche Begleitung der Hochschulen vorgesehen.

Mitwirkung im Aufbau eines Swiss PtG - Kongresses

In Zusammenarbeit mit der Stiftung Umwelt Arena und energie-cluster Schweiz und weiteren Trägern ist ein Symposium zum Überbegriff «Power-to-X» mit Fokus auf die regulatorische, technische und wirtschaftliche Einbettung von PtX-Systemen in die Energiestrategie angedacht. Die erste Veranstaltung fand im Jahr 2020 statt und wird seitdem jährlich durchgeführt. Zu den Hauptinitianten gehörten die Stiftung Umwelt Arena Schweiz, der Schweizerische Verband der Gasindustrie (VSG), Swissspower AG. Organisiert wird der Anlass von energie-cluster Schweiz.

Kooperations- und Technologiepartnerschaft

Swissspower arbeitete mit den beiden Konzernen Viessmann/Schmack Biogas (als ehemaliger Technologiepartner: neu Hitachi Zosen Inova Schmack GmbH) und Siemens zusammen, um weitere Projektstandorte und wirtschaftlich interessierte Partner auf Basis und Erfahrung des Leuchtturmprojektes Limeco im In- und Ausland zu identifizieren und zu gewinnen.



7 Kommunikation

7.1 Kommunikationskanäle & Anlässe

Parallel zur Realisierung und dem Betrieb des Hybridkraftwerks, wurde eine Kampagne zur Kommunikation des Projektstand sowie deren Ergebnisse geführt. Limeco, Swisspower sowie die Kooperationspartner informieren transparent über verschiedene Kanäle (nicht abschliessende Aufzählung):

- Internet (www.powertogas.ch)
- Fachtagungen (PtG-Kongress)
- Expertengruppen (ERFA PtX von ost.ch)
- Internen und externen Veranstaltungen
- Führungen durch die Anlage: In den Jahren 2022 & 2023 wurden insgesamt rund 1'900 interessierte Personen durch die PtG-Anlage geführt plus zusätzlich 800 Besucher am Tag der offenen Tür.

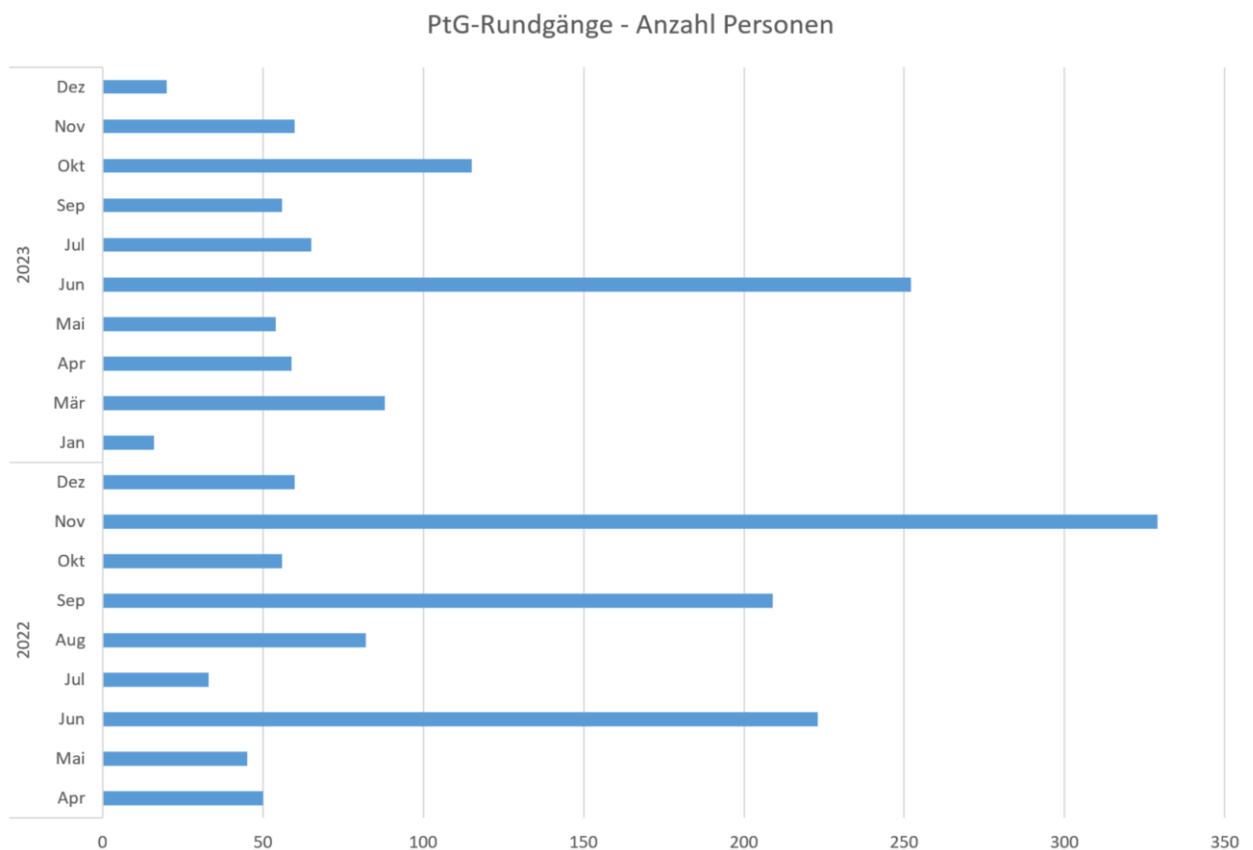


Abbildung 40: Anzahl Personen an PtG-Rundgängen (ohne Besucher am Tag der offenen Tür)



7.1.1 Spatenstich

Am 4. September 2020 erfolgte der Spatenstich für den Bau der PtG-Anlage. Das Erreichen dieses Meilensteins führte zu einem grossen Medieninteresse. So wurde u.a. in folgenden Medien berichtet (Aufzählung nicht abschließend):

- Limmattaler Zeitung
- Aargauer Zeitung
- bz Zeitung für die Region Basel
- Bote der Urschweiz
- Grenchner Tagblatt
- Solothurner Zeitung
- St. Galler Tagblatt
- Zofinger Tagblatt
- Oltnen Tagblatt
- Der Rheintaler
- Toggenburger Tagblatt
- Wiler Zeitung
- Appenzeller Zeitung
- Luzerner Zeitung
- Neue Zuger Zeitung
- bz Zeitung für die Region Basel
- Zürcher Oberländer
- Zürichsee-Zeitung
- Anzeiger von Uster
- Walliser Bote
- Blick
- energate Messenger

7.1.2 Einweihungsfeier

Am 29. April 2022 erfolgte die Einweihungsfeier der PtG-Anlage, welche ebenfalls durch Berichterstattungen aus der Tagespresse, dem Radio und TV begleitet wurde:

- SRF Tagesschau (2 Min.)
<https://www.srf.ch/play/tv/-/video/-?urn=urn:srf:video:33a23075-8841-41a2-946b-2eb076849fdd>
- Tele Züri News (3 Min.)
<https://tv.telezueri.ch/zuerinews/power-to-gas-anlage-in-dietikon-erster-schritt-in-richtung-schweizer-energieunabhaengigkeit-146335305>



7.1.3 Tag der offenen Tür

Im Rahmen des Tags der offenen Tür bei Limeco wurde am 3. Juni 2023 interessierte Besucher durch die PtG-Anlage geführt. Mit einer beeindruckenden Besucherzahl von rund 800 Gästen war der Tag ein grosser Erfolg.



Abbildung 41: Interessierte Besucher besichtigen die Gebäude und Anlagen von Limeco¹³

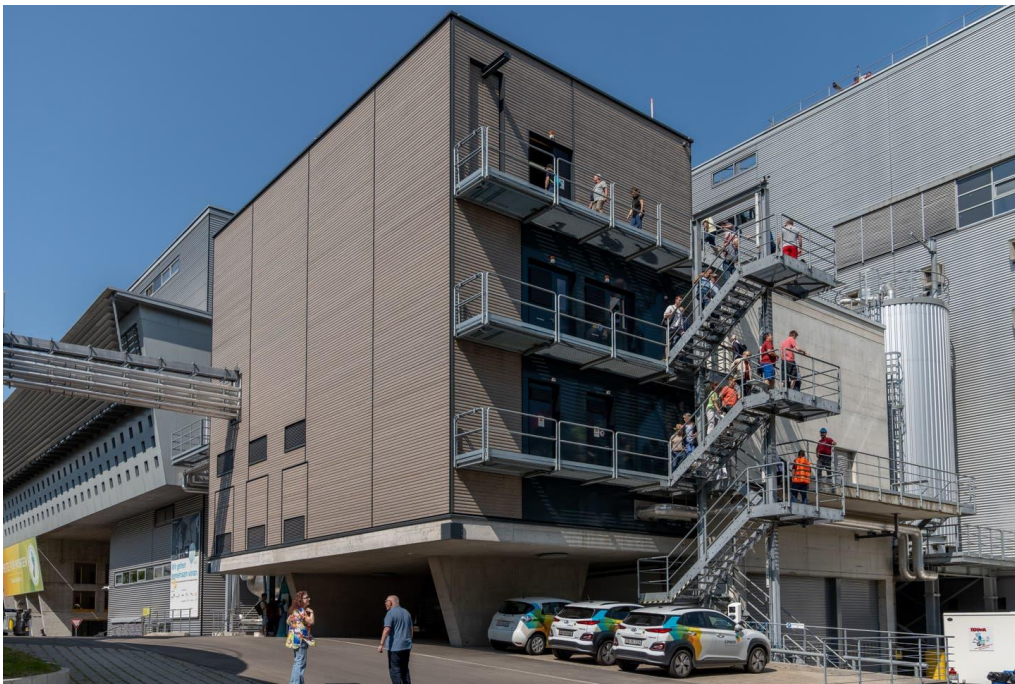


Abbildung 42: Führung durch die PtG-Anlage¹⁴

¹³ [Dietikon - Tag der offenen Tür bei Limeco \(limmattalerzeitung.ch\)](https://www.limmattalerzeitung.ch)

¹⁴ [Dietikon - Tag der offenen Tür bei Limeco \(limmattalerzeitung.ch\)](https://www.limmattalerzeitung.ch)



7.1.4 Watt d'Or

Am 12. Januar 2023 hat das BFE zum 16. Mal die Gewinner des Watt d'Or gekürt. In der Kategorie «Energietechnologien» gewann Limeco den renommierten Schweizer Energiepreis für die erste industrielle Power-to-Gas-Anlage in der Schweiz.



Abbildung 43: Verleihung des Watt d'Or 2023¹⁵.

Mit dem Watt d'Or zeichnet das Bundesamt für Energie BFE Bestleistungen im Energiebereich aus. Ziel ist es, diese bekannt zu machen und so Wirtschaft, Politik und die breite Öffentlichkeit zu motivieren, die Vorteile innovativer Energietechnologien für sich zu entdecken.

7.1.5 Medienmitteilungen Limeco

Um eine kontinuierliche Information der Öffentlichkeit bezüglich des Projektes wurden fortlaufend Medienmitteilungen veröffentlicht:

12.04.2017	Das erste industrielle Hybridkraftwerk bringt erneuerbares Gas ins Schweizer Gasnetz
31.05.2018	Leuchtturmprojekt bei Limeco: Gemeinden sagen Ja zur schweizweit ersten industriellen PtG-Anlage
04.09.2020	Spatenstich und Baubeginn
18.05.2021	BR Sommaruga besichtigt die erste industrielle Anlage der Schweiz
29.04.2022	Einweihung Limeco Power-to-Gas-Anlage
12.01.2023	Energiepreis Watt d'Or für Power-to-Gas-Anlage

7.2 Zugänglichkeit der Ergebnisse

Die Zugänglichkeit von Informationen und Unterlagen, die aus der Betriebsführung der Anlage abgeleitet werden können, wird durch Limeco ermöglicht. So sind dies Daten wie Energieflüsse, Volumenströme, Temperaturen, Betriebsdrücke, Gaszusammensetzungen, etc. sowie daraus resultierende technische und wirtschaftliche Berechnungsgrößen. Geistiges Eigentum der Schmack Biogas GmbH wird geheim gehalten oder nur mit Zustimmung von Schmack veröffentlicht.

Der Zugang zur Anlage und zu den Daten ist grundsätzlich gewährleistet. Eventuelle künftige Messkampagnen dürfen die Verfügbarkeit und Produktivität der Anlage nicht beeinträchtigen.

Die Kompetenzen werden durch die Betriebsführung bei Limeco aufgebaut. Für die ersten fünf Betriebsjahre wurde mit der Schmack Biogas GmbH eine Betriebsbegleitung vereinbart. Ziel der Betriebsbegleitung

¹⁵ [Swisspower | Power-to-Gas-Anlage von Limeco mit Watt d'Or 2023...](#)



ist es, durch geeignete Handlungsempfehlungen die Effizienz und Verfügbarkeit der Anlage zu steigern und den Verbrauch von Betriebsstoffen zu optimieren.

7.3 Publikationen

Im Rahmen des Pilot- & Demonstrationsprojektes wurden erste Publikationen veröffentlicht:

- Aqua & Gas (August 2018): Das Stadtgas der Zukunft [Peyer/Flückiger/Di Lorenzo]
- Aqua & Gas (April 2021): Flexibilisierung und Entlastung des Stromnetzes [Peyer/Blaser/Di Lorenzo]
- Schweizer Illustrierte (Mai 2021): Simonetta Sommaruga auf Tour de Suisse für das Klima [Pfister]



Abbildung 44: Publikation im Aqua & Gas im August 2018.

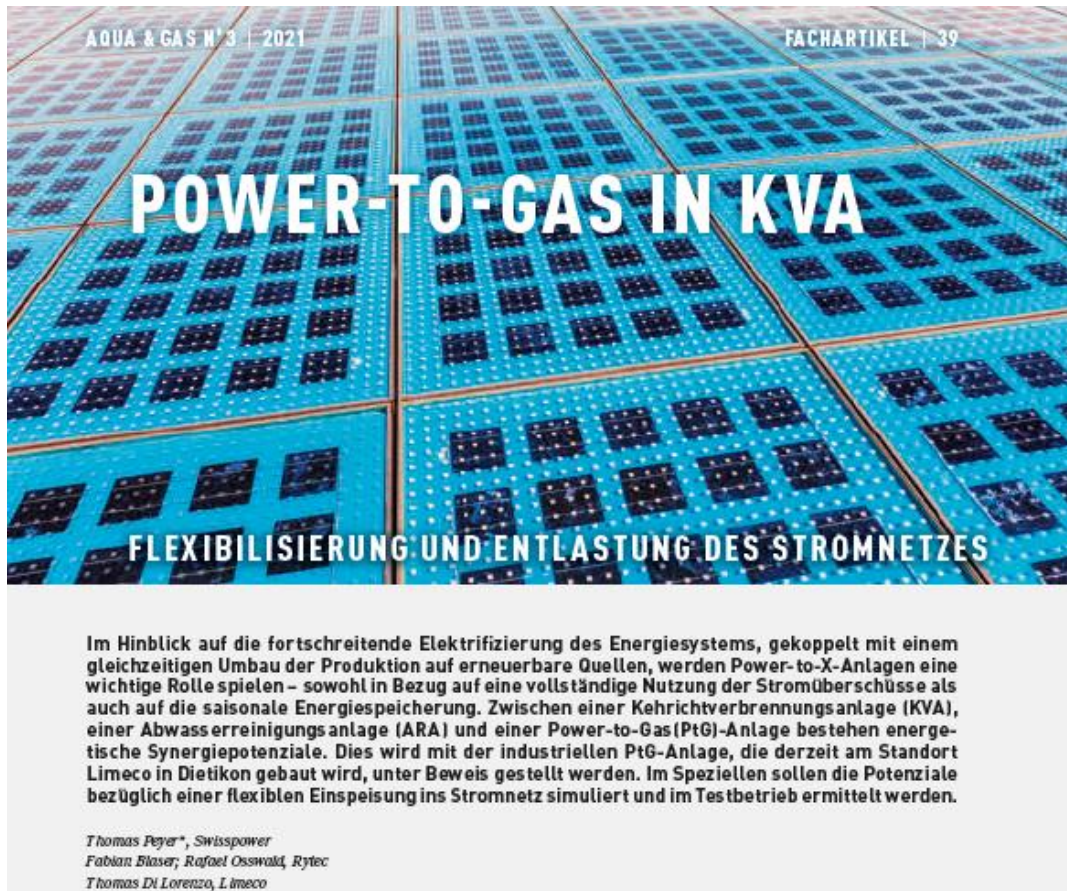


Abbildung 45: Publikation in der Aqua & Gas im April 2021.



Abbildung 46: Publikation in der Schweizer Illustrierten im Mai 2021.



8 Anhang

8.1 Messkonzept PtG und Hybridkraftwerk Limeco

Messkonzept PtG und Hybridkraftwerk Limeco

P185 Hybridkraftwerk Limeco – KVA Flex



Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	3
1.1	Ausgangslage	3
1.2	Ziel des Dokuments	3
1.3	Dokumentinformation	3
1.4	Änderungskontrolle	3
1.5	Begriffe	3
2	Messungen und Bilanzierung	5
2.1	Messungen KVA.....	5
2.2	Messungen PtG.....	5
2.3	Bilanzierung	7
3	Betriebsweise und Messkampagnen	8
3.1	Klärgasgeführter Betrieb	9
3.2	Leistungsgeführter Betrieb Flexibilisierung	10
3.3	SRL Elektrolyse Flexibilisierung	11
3.4	SRL Hybridkraftwerk Limeco Flexibilisierung	13
4	Potenzial Anlagenerweiterung	15
5	Anhang.....	15

1 Einleitung

1.1 Ausgangslage

Die PtG-Anlage wurde im Frühling 2022 erfolgreich in Betrieb genommen. Aufgrund verschiedener Ereignisse konnte die Anlage nach der Inbetriebnahme nicht wie gewünscht betrieben werden:

- Juni 2022 Verstopfung Wäschersystem
- Juli/August 2022 Kabeldefekt Elektrolyse
- August 2022 Revision KVA (geplanter Stillstand)
- Ab Oktober 2022 Ausserbetriebnahme aufgrund Strommangellage

Im Rahmen des BFE-Projektes soll der kontinuierliche Betrieb, die stromseitige Flexibilität der PtG-Anlage sowie die Gesamtflexibilität des Anlagenparks Limeco (Hybridkraftwerk) aufgezeigt werden. Dazu ist eine Messkampagne per Frühling 2023, nach Wiederinbetriebnahme der PtG-Anlage geplant, in welcher verschiedene Testläufe an der Anlage durchgeführt werden. Die Inbetriebnahme der thermischen Speicher im Herbst 2022 erlaubt es, auch die Flexibilität des thermischen Systems der KVA zu ermitteln.

1.2 Ziel des Dokuments

- Definition der Messgrössen und Parameter
- Beschreibung der Bilanzierungen
- Beschreibung der Messkampagnen für die verschiedenen Betriebsweisen
 - o Kontinuierlicher Betrieb der biologischen Methanisierung
 - o Leistungsgeführter Betrieb der PtG-Anlage
 - o SRL mit Elektrolyse
 - o SRL Hybridkraftwerk Limeco (Kombination thermisches System KVA mit PtG-Anlage)
- Aufzeigen des Potenzials der möglichen Anlagen-Erweiterung

1.3 Dokumentinformation

Projekt	P185 PtG / Hybridkraftwerk Limeco 6035.07 Rytec
Status	Version 1D
Dateiname	20221019-Gn001D Messkonzept PtG.docx
Klassifizierung	«Intern»
Verteiler	Limeco, Rytec, Swisspower, BFE

1.4 Änderungskontrolle

Version	Ersteller (Datum, Kurzzeichen)	Bemerkungen
A	20.07.2022, FB, RO	Input Rytec
B	01.11.2022, Gn	Entwurf I
C	16.11.2022, Gn	Entwurf II (Input Rytec)
D	07.12.2022, Gn	Version 1D

1.5 Begriffe

Für das Projekt wichtige Begriffe, Abkürzungen und Akronyme

Begriff	Beschreibung
ARA	Abwasserreinigungsanlage
AW	Abwasser
BFE	Bundesamt für Energie

Begriff	Beschreibung
BHKW	Blockheizkraftwerk
DGS	Druckgasspeicher
DK	Wärmekunden
EB	Eigenbedarf
EKZ	Elektrizitätswerk Kanton Zürich
ELE	Elektrolyseur
FW	Fernwärme
GN	Gasnetz
GR	Gleichrichter
HDK	Heizdampfkessel
HEIKO	Heizkondensator
HWK	Heisswasserkessel
KVA	Kehrichtverwertungsanlage
KW	Kühlwasser
MD	Mitteldruckdampf
MS	Mittelspannung
ND	Niederdruckdampf
ND-A	Niederdruckdampf-Anzapfung
NSV	Niederspannungsversorgung
PEM	Proton Exchange Membran
PtG	Power to Gas
RG	Rauchgas
SBA	Schlammbehandlungsanlage
SRL	Sekundärregelleistung (+/-)
TG	Turbinengruppe
TGM	Trockengasometer
UMG	Universalmessgerät
WK	Wärmekunden
WP	Wärmepumpe
WRG	Wärmerückgewinnung

2 Messungen und Bilanzierung

Mit den aufgeführten Messungen werden alle relevanten Parameter, Stoff- und Energieflüsse sowie die Gasqualitäten in den verschiedenen Prozessschritten aufgezeichnet, dokumentiert und für Auswertungen, Bilanzen aber auch qualitative Analysen zur Effizienz und Stabilität des Anlagenparks verwendet (Messungen KVA nicht abschliessend).

2.1 Messungen KVA

KVA – Elektrische Energie, Massenströme, Thermische Energie					
Messung / Parameter	Formelzeichen	KKS	Einheit	Messbereich Grenzwert	Bemerkung
Leistung Generator	$P_{el,Gen}$	E0AJA16CE011_MP	kW, kWh	0-9'000 kW	ab Klemme Generator
Leistung Einspeisung EKZ	$P_{el,EKZ}$	E0AJA09CE009_MP	kW, kWh	0-9'000 kW	geeichte Messung
FD-Menge	$\dot{m}_{FD}$	E0LBA30CF001_EC	t/h		
ND-Anzapfung	$\dot{m}_{ND,A}$	E0LBD10CF001_EC	t/h		
HEIKO 1	$\dot{Q}_{HK1}$	E0NDB10CU001_EC1	kW, kWh		
HEIKO 2	$\dot{Q}_{HK2}$	E0NDB20CU001_EC1	kW, kWh		
HEIKO 3	$\dot{Q}_{HK3}$	E0NDB40CU001_EC1	kW, kWh		
RG-WRG	$\dot{Q}_{RG,WRG}$	E0NDB10CQ001_AC	kW, kWh		
WP	$\dot{Q}_{WP}$	E3HHW10CQ002	kW, kWh		
Speicherbeladung	w_{tS}	tbd	%	0-100 %	IBN Winter 2022

2.2 Messungen PtG

Elektrische Energie					
Messung / Parameter	Formelzeichen	AKZ	Einheit	Messbereich Grenzwert	Bemerkung
Leistung Elektrolyse 1	$P_{el,ELE\ 1}$	GX1.14.635	kW, kWh	0-1'300 kW	UMG Trafo primärseitig (MS)
Leistung Elektrolyse 2	$P_{el,ELE\ 2}$	GX1.14.640	kW, kWh	0-1'300 kW	UMG Trafo primärseitig (MS)
Leistung Nebenaggregate Elektrolyse	$P_{el,ELE\ N}$	GX1.14.625	kW, kWh	0-500 kW	UMG NS-seitig
Leistung Rührwerk	$P_{el,R}$	XMR.14.601	kW, kWh	0-132 kW	
Leistung Verdichter	$P_{el,V}$	XMV.14.601	kW, kWh	0-100 kW	
Leistung Nebenaggregate biologische Methanisierung	$P_{el,bM\ N}$	GX1.14.605	kW, kWh	0-500 kW	UMG NS-seitig inkl. Rührwerk, Verdichter, Pumpen
Leistung Nebenaggregate	$P_{el,N}$	GX1.14.600	kW, kWh	0-1'000 kW	UMG NS PtG gesamt
Gasqualität und Parameter biologische Methanisierung					
Messung	Formelzeichen	AKZ	Einheit	Messbereich Grenzwert	Bemerkung
Volumenstrom Klärgasübernahme	$\dot{V}_{G,K}$	XMV.QG.901	Nm ³ /h	0-310 Nm ³ /h	Messunsicherheit
CH ₄ -Konzentration Klärgasübernahme	$c_{CH_4,K}$	XMA.QG.602	Vol.-%	0-100 % > 50 % (**) < 70 % (**)	
CO ₂ -Konzentration Klärgasübernahme	$c_{CO_2,K}$	XMA.QG.603	Vol.-%	0-100 % < 50 % (**) > 30 % (**)	
H ₂ S-Konzentration Klärgasübernahme	$c_{H_2S,K}$	XMA.QG.605	ppm	0-1'000 ppm < 100 ppm (**)	
Volumenstrom Verdichter	$\dot{V}_{G,V}$	XMV.QG.902	Nm ³ /h	0-300 Nm ³ /h	Messunsicherheit
Volumenstrom H ₂	$\dot{V}_{H_2,ELE}$	XEA.QG.901	Nm ³ /h	0-460 Nm ³ /h	
Druck H ₂	$p_{H_2,ELE}$	XEA.QG.301	bar (ü)	0-40 bar 32 bar (***)	
Füllgewicht Methanisierungsreaktor	m_{MR}	XMR.QS.501	t	0-100 t 30 t (***)	
Druck Methanisierungsreaktor	$p_{G,MR}$	XMR.QG.301	bar (ü)	0-10 bar 7 bar (***)	
pH Methanisierungsreaktor	pH_{MR}	XMR.QS.601	pH	0-14 6.5-7.5 (***)	

Volumenstrom nach Methanisierungsreaktor	$\dot{V}_{G,MR}$	XGW.QG.901	Nm3/h	0-500 Nm3/h	
CH ₄ -Konzentration Methanisierungsreaktor	$c_{CH_4,MR}$	XMR.QG.602	Vol.-%	0-100 %	
CO ₂ -Konzentration Methanisierungsreaktor	$c_{CO_2,MR}$	XMR.QG.603	Vol.-%	0-100 % < 5 % (**)	
H ₂ -Konzentration Methanisierungsreaktor	$c_{H_2,MR}$	XMR.QG.606	Vol.-%	0-100 % < 12 % (**)	
H ₂ S-Konzentration Methanisierungsreaktor	$c_{H_2S,MR}$	XMR.QG.605	Vol.-%	0-1'000 ppm	
Volumenstrom Permeat Membran	$\dot{V}_{G,MS}$	XGM.QG.901	Nm3/h	0-110 Nm3/h	
Volumenstrom Einspeisung	$\dot{V}_{G,E}$	XGE.QG.901	Nm3/h	0-400 Nm3/h	geeichter Zähler Gasnetzbetreiber
CH ₄ -Konzentration Einspeisung	$c_{CH_4,E}$	XGE.QG.612	Vol.-%	0-100 % > 96 % (*) > 96.5 % (**)	
CO ₂ -Konzentration Einspeisung	$c_{CO_2,E}$	XGE.QG.613	Vol.-%	0-100 % < 5 % (*) < 3.5 % (**)	
H ₂ -Konzentration Einspeisung	$c_{H_2,E}$	XGE.QG.606	Vol.-%	0-4 % < 2 % (*) < 1.8 % (**)	zwei Messeinheiten, Messintervall 15', aktuellste Messung wird angezeigt
H ₂ S-Konzentration Einspeisung	$c_{H_2S,E}$	XGE.QG.605	ppm	0-100 ppm < 2 ppm (*/**)	
Taupunkt Einspeisung	$t_{G,E}$	XGE.QG.611	°C	-80-20 °C < -8 °C (*) < -9 °C (**)	
Thermische Energie					
Messung		AKZ	Einheit	Messbereich Grenzwert	Bemerkung
Wärme zu KVA	$\dot{Q}_{KVA}$	XWA.QH.705	kW, kWh	0-2'000 kW	Messunsicherheit aufgrund Einbau
Durchfluss KW ELE 1	$\dot{V}_{KW,ELE1}$	XE1.QH.901	m3/h	0-10 m3/h	
Temperatur Vorlauf ELE 1	$t_{KW,VL,ELE1}$	XE1.QH.701	°C	0-100 °C	
Temperatur Rücklauf ELE 1	$t_{KW,RL,ELE1}$	XE1.QH.702	°C	0-100 °C	
Durchfluss KW ELE 2	$\dot{V}_{KW,ELE2}$	XE2.QH.901	m3/h	0-10 m3/h	
Temperatur Vorlauf ELE 2	$t_{KW,VL,ELE2}$	XE2.QH.701	°C	0-100 °C	
Temperatur Rücklauf ELE 2	$t_{KW,RL,ELE2}$	XE2.QH.702	°C	0-100 °C	
Wärme Kältemaschinen	$\dot{Q}_{KM}$	XWA.QH.735	kW, kWh	0-100 kW	
Wärme zu PtG	$\dot{Q}_{PtG}$	SWV.QH.715	kW, kWh	0-1'000 kW	
Weitere Betriebsmittel					
Messung		AKZ	Einheit	Messbereich Grenzwert	Bemerkung
Durchfluss Trinkwasser	$\dot{V}_{TW}$	GX2.QT.901	m3/h, m3	2 l/Nm3 H2 (***)	zu Wasseraufbereitung Elektrolyse
Durchfluss Betriebswasser	$\dot{V}_{BW}$	GX2.QB.901	m3/h, m3	1 m3/h (***)	
Durchfluss Druckluft	$\dot{V}_{DL}$	GX2.QD.901	m3/h, m3		für Gesamtanlage – keine weitere Aufschlüsselung
Odoriermittel	V_{OM}	XGO.QC.601	ul/Nm3, l	20 ul/Nm3 (**)	Vorgabewert Gasnetzbetreiber
Entschäumer	V_{ES}		l		Gebindegrösse 200 l
Nährstoffe	V_{NS}		l		Gebindegrösse 1000 l
Spurenelemente	V_{SE}		l		Gebindegrösse 50 l

(*) Einspeisegrenzwert gemäss SVGW G13

(**) Betrieblicher Grenzwert

(***) Betrieblicher Zielwert

2.3 Bilanzierung

Konstanten		Formelzeichen	Wert	
Brennwert Wasserstoff		H_{O,H_2}	$3.54 \frac{kWh}{Nm^3}$	
Brennwert Methan		H_{O,CH_4}	$11.06 \frac{kWh}{Nm^3}$	
Wärmekapazität Wasser		c	$4.2 \frac{kJ}{kg \times K}$	
Dichte Wasser		ρ_{H_2O}	$1'000 \frac{kg}{m^3}$	
Wirkungsgrade		Formel	Zielwert	
Wirkungsgrad Elektrolyse		$\eta_{ELE,el,chem} = \frac{\dot{V}_{H_2,ELE} \times H_{O,H_2}}{P_{el,ELE\ 1} + P_{el,ELE\ 2} + P_{el,ELE\ N}}$	0.66	
Wirkungsgrad Elektrolyse inkl. Wärme		$\eta_{ELE,el,chem+therm} = \frac{\dot{V}_{H_2,ELE} \times H_{O,H_2} + \dot{V}_{KW,ELE1} \times \rho_{H_2O} \times c \times (t_{KW,RL,ELE1} - t_{KW,VL,ELE1}) + \dot{V}_{KW,ELE2} \times \rho_{H_2O} \times c \times (t_{KW,RL,ELE2} - t_{KW,VL,ELE2})}{P_{el,ELE\ 1} + P_{el,ELE\ 2} + P_{el,ELE\ N}}$	0.91	
Wirkungsgrad biologische Methanisierung		$\eta_{bM,el,chem} = \frac{\dot{V}_{G,E} \times (H_{O,CH_4} \times (c_{CO_2,K} - c_{CO_2,E}) + (H_{O,H_2} \times c_{H_2,E}))}{P_{el,bM\ N}}$	0.65	
Wirkungsgrad biologische Methanisierung inkl. Wärme		$\eta_{bM,el,chem+therm} = (\dot{V}_{G,E} \times (H_{O,CH_4} \times (c_{CO_2,K} - c_{CO_2,E}) + (H_{O,H_2} \times c_{H_2,E})) + \dot{Q}_{KVA} - (\dot{V}_{KW,ELE1} \times \rho_{H_2O} \times c \times (t_{KW,RL,ELE1} - t_{KW,VL,ELE1}) + \dot{V}_{KW,ELE2} \times \rho_{H_2O} \times c \times (t_{KW,RL,ELE2} - t_{KW,VL,ELE2}))) \div P_{el,bM\ N}$	0.89	
Wirkungsgrad PtG total		$\eta_{tot,el,chem} = \eta_{ELE,el,chem} \times \eta_{bM,el,chem}$	0.43	
Wirkungsgrad PtG total inkl. Wärme		$\eta_{tot,el,chem+therm} = \eta_{ELE,el,chem+therm} \times \eta_{bM,el,chem+therm}$	0.81	
Elektrische Energie		Formel	Einheit	Zielwert
spez. Stromverbrauch Elektrolyse-Stacks H ₂ -Produktion		$\frac{P_{el,ELE\ 1} + P_{el,ELE\ 2}}{\dot{V}_{H_2,ELE}}$	$\frac{kWh}{Nm^3 H_2}$	$< 5.17 \frac{kWh}{Nm^3 H_2}$
spez. Stromverbrauch Elektrolyse H ₂ -Produktion		$\frac{P_{el,ELE\ 1} + P_{el,ELE\ 2} + P_{el,ELE\ N}}{\dot{V}_{H_2,ELE}}$	$\frac{kWh}{Nm^3 H_2}$	tbd
spez. Stromverbrauch PtG NS-seitig CH ₄ -Produktion		$\frac{P_{el,N}}{\dot{V}_{G,E} \times (c_{CO_2,MR} - c_{CO_2,K})}$	$\frac{kWh}{Nm^3 CH_4}$	$< 1.1 \frac{kWh}{Nm^3 CH_4}$
spez. Stromverbrauch PtG CH ₄ -Produktion		$\frac{P_{el,ELE\ 1} + P_{el,ELE\ 2} + P_{el,N}}{\dot{V}_{G,E} \times (c_{CO_2,MR} - c_{CO_2,K})}$	$\frac{kWh}{Nm^3 CH_4}$	tbd
Gasqualität		Formelzeichen	Zielwert	
Qualität Umsetzungsrate – via CH ₄ -Konzentration		$C_{CH_4,MR}$	$> 0.96 \text{ Vol\%}$	
Qualität Umsetzungsrate – via CO ₂ -Konzentration		$C_{CO_2,MR}$	$< 0.02 \text{ Vol\%}$	
Qualität Umsetzungsrate – via H ₂ -Konzentration		$C_{H_2,MR}$	$< 0.05 \text{ Vol\%}$	
Qualität Umsetzungsrate via Permeat		$\dot{V}_{G,MS}$	volumenstromabhängig	
Qualität H ₂ S-Abscheidung		$C_{H_2S,MR} - C_{H_2S,E}$	tbd	
Qualität Membran – bez. CO ₂ -Ascheidung		$C_{CO_2,MR} - C_{CO_2,E}$	tbd	
Qualität Membran – bez. H ₂ -Abscheidung		$C_{H_2,MR} - C_{H_2,E}$	tbd	
Qualität Membran – bez. Taupunkt		$T_{G,E}$	$<< -8\text{ }^{\circ}C$	
Betriebsmittel		Formel	Einheit	Bemerkung
spez. Trinkwasserverbrauch		$\frac{\dot{V}_{TW}}{\dot{V}_{H_2,ELE}}$	$\frac{l}{Nm^3 H_2}$	Zielwert: $< 2 \frac{l}{Nm^3 H_2}$
spez. Betriebswasserverbrauch		$\frac{\dot{V}_{BW}}{\dot{V}_{G,E} \times (c_{CO_2,MR} - c_{CO_2,K})}$	$\frac{m^3}{Nm^3 CH_4}$	Im Betrieb grundsätzlich $1 \frac{m^3}{h}$
spez. Druckluftverbrauch		$\frac{\dot{V}_{DL}}{\dot{V}_{G,E} \times (c_{CO_2,MR} - c_{CO_2,K})}$	$\frac{m^3}{Nm^3 CH_4}$	Zielwert: $< 0.006 \frac{m^3}{Nm^3 CH_4}$
spez. Verbrauch Entschäumer		$\frac{\text{Verbrauch Entschäumer}}{\dot{V}_{G,E} \times (c_{CO_2,MR} - c_{CO_2,K})}$	$\frac{m^3}{Nm^3 CH_4}$	tbd – pro Monat/Jahr
spez. Verbrauch Nährstoffe		$\frac{\text{Verbrauch Nährstoffe}}{\dot{V}_{G,E} \times (c_{CO_2,MR} - c_{CO_2,K})}$	$\frac{m^3}{Nm^3 CH_4}$	tbd – pro Monat/Jahr
spez. Verbrauch Spurenelemente		$\frac{\text{Verbrauch Spurenelemente}}{\dot{V}_{G,E} \times (c_{CO_2,MR} - c_{CO_2,K})}$	$\frac{m^3}{Nm^3 CH_4}$	tbd – pro Monat/Jahr
Regelgüte		Vergleich	Bemerkung	
IST-SOLL-Vergleich elektrische Leistung ab KVA		$P_{el,ELE\ 1} + P_{el,ELE\ 2} \leftrightarrow P_{el,KVA\ Soll}$	Offset, Rampenqualität, etc.	

3 Betriebsweise und Messkampagnen

Die unterschiedlichen Betriebsweisen sollen in einzelnen Messkampagnen getestet werden. Dabei fliessen bereits gemachte Betriebserfahrungen in die Tests ein, wobei nach Möglichkeit (und Machbarkeit) die limitierenden Faktoren des Anlagenparks weiter ausgereizt werden sollen.

Für alle Messkampagnen bezüglich der Flexibilität ist die Elektrolyse die zentrale Anlage. Inwiefern die technische Flexibilität des Elektrolyseurs auch umgesetzt werden kann, hängt insbesondere von der Fähigkeit der PtG-Anlage, im aktuellen Ausbauzustand, bzw. der biologischen Methanisierung ab, wie rasch sie variierende Wasserstoffvolumenströme verarbeiten kann, sodass die Einspeisegrenzwerte eingehalten werden können.

	Bioreaktor			Elektrolyseur	
	Klärgasmenge	Last	Potenzial für Lastverschiebung ggü. Klärgasgeführt	H ₂ -Menge	Leistung
	Nm ³ /h	%	%	Nm ³ /h	MW _{el}
Äquivalenzfaktor	1.00			1.38	0.0073
Klärgasgeführter Betrieb	185	74%	100%	255	1.35
Mindestlast Bioreaktor*	140	56%	-24%	193	1.02
Maximallast Bioreaktor*	250	100%	+35%	345	1.83
Mindestlast Elektrolyseur*	68	27%		94	0.50
Maximallast Elektrolyseur*	342	137%		471	2.50
				Ausgangspunkt Berechnung	

* Max-/Min-Last zu prüfen

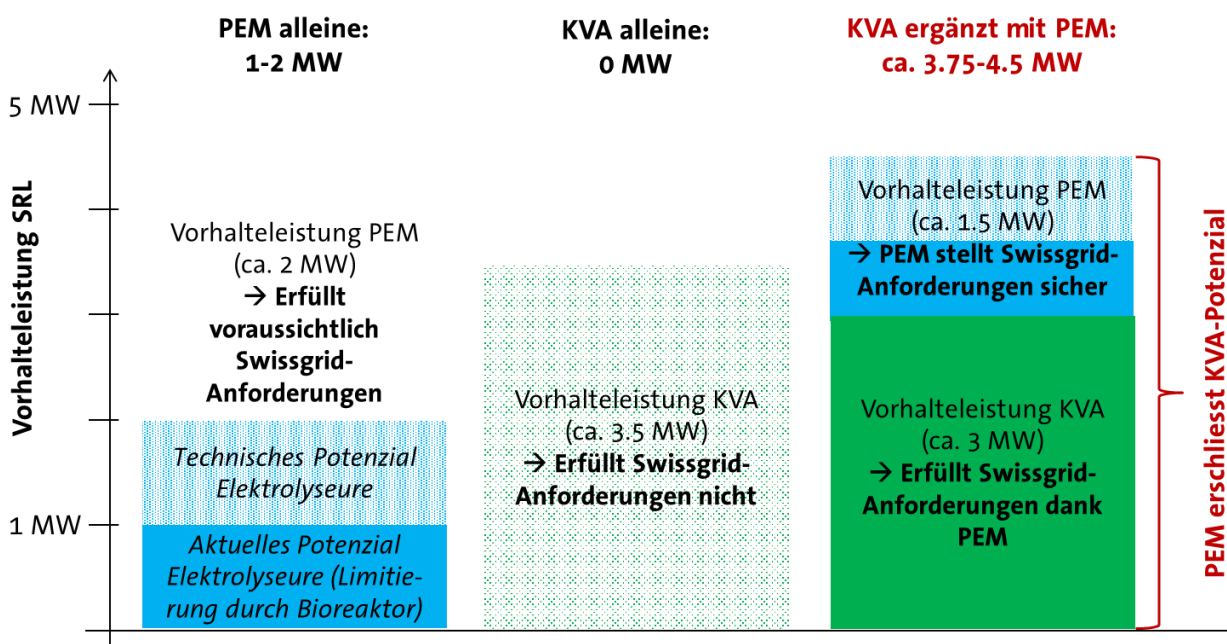
Grafik: Limitierungen PtG, Ryttec

Durch eine Erweiterung der Anlage durch einen H₂-Speicher wäre ein höherer Flexibilisierungsgrad der Gesamtanlage möglich (höhere Vorhalteleistung, längere Stand-By-Zeit, etc.).

Voraussetzung für alle Betriebsweisen ist ein stabiler PtG-Betrieb, insbesondere derjenige der biologischen Methanisierung. Je höher die Flexibilitätsansprüche an die Anlage werden, desto wichtiger wird die zeitliche Vorausplanung (Fahrplanprognosen, Speicherbewirtschaftung, etc.).

Während den Messkampagnen werden die Energie- und Stoffströme sowie die Gasqualitäten gemäss Kapitel 2 erfasst und entsprechende Bilanzen und Auswertungen erstellt.

Das SRL-Potenzial der PtG-Anlage sowie dem gesamten Anlagenpark «Hybridkraftwerk Limeco» inkl. KVA soll nachgewiesen werden:



Grafik: Vorhalteleistung SRL, Ryttec

3.1 Klärgasgeführter Betrieb

Beschreibung der Betriebsweise
- Stabiler und dauerhafter Betrieb der PtG-Anlage unter Einhaltung der Gaseinspeisequalität
Ziele der Tests
- Nachweis des stabilen und dauerhaften Betriebs der PtG-Anlage - Nachweis der Einhaltung der geforderten Gaseinspeisequalität - Bilanzierung der Energie- und Stoffflüsse - Ermittlung der Wirkungsgrade der PtG-Anlage
Bisheriger Betrieb / Erkenntnisse
Im Zug der Inbetriebnahme bzw. des Betriebs der PtG-Anlage bis Ende September 2022 konnte der «klärgasgeführte» Betrieb weitgehend getestet werden. Dabei wird die H₂-Produktion der Elektrolyse so geregelt, dass sie zusammen mit dem im Klärgasvolumenstrom enthaltenen CO₂ im richtigen stöchiometrischen Verhältnis in den Prozess der biologischen Methanisierung gelangt. Die Sollwertvorgabe über den Klärgasvolumenstrom kann fix vorgegeben, oder niveaugeregt ab dem kläranlagenseitigen Gaszwischenpeicher (Trockengasometer, ca. 100 m³) erfolgen. Aufgrund von Schwankungen in der Klärgasbereitstellung, bedingt durch verschiedene Prozesse in der Schlammbehandlungsanlage, werden Schwankungen des relativ kleinen Gaszwischenpeichers demnach auch auf die H₂-Produktion bzw. proportional dazu auf die elektrische Leistungsaufnahme der Elektrolyseure übertragen. Diese Schwankungen sind insbesondere für den Stromfahrplan (KVA Stromeinspeisung ins öffentliche Netz) nachteilig. Infolgedessen soll zukünftig mittels betrieblicher Prognosen des Klärgasanfalls und über die Speicherbewirtschaftung (Klärgas via Druckgasspeicher) der Stromfahrplan durch fixe Soll-Gasvolumenströme (Änderungen max. alle zwei Tage mit entsprechender Anpassung des Stromfahrplans) stabilisiert werden. Diese Verstetigung des Prozesses bringt auch Vorteile bezüglich der vermarktbaren Vorhalteleistung SRL. Erkenntnisse - Druckgasspeicherbewirtschaftung mit PtG funktioniert - Zeitliche Verzögerung der Gasqualität entlang des Gesamtprozesses - o Klärgasübernahme → Einspeisung ca. 30 Minuten - Volumenstrommessungen mit Messunsicherheiten (Differenzen) - Steuerung - o Gasanalyse braucht zuerst gemessene Werte, bevor Elektrolyse startet - o Nach PtG-Stand-By sind Hand-Eingriffe am Leitsystem PtG nötig - Limitierungen - o Biologische Methanisierung ▪ 140 – 250 Nm³/h – Limitierung 140 Nm³/h durch Verdichter + Volumenstrommessung XGW.QG.901 Limitierung 250 Nm³/h aufgrund Auslegung max. 90 Nm³/h CO₂ - o Elektrolyse ▪ Theoretisches Elektrolysepotenzial: 500 – 2500 kW ▪ Betriebliches Elektrolysepotenzial: 1000 – 2000 kW – Limitierung aufgrund biologischer Methanisierung ▪ Wechsel von 1 auf 2 Elektrolyseure und zurück noch nicht getestet

Test	Beschreibung	Dauer
störungsfreier klärgasgeführter Betrieb	optimierter PtG-Betrieb mit entsprechendem Speichermanagement und Rücksichtnahme auf Stromfahrplan KVA (max. Änderung Leistungsbezug alle 2 Tage)	2 w
störungsfreier klärgasgeführter Betrieb mit Unterbrüchen	optimierter PtG-Betrieb mit entsprechendem Speichermanagement und Rücksichtnahme auf Stromfahrplan KVA (max. Änderung Leistungsbezug alle 2 Tage) mit geplanten Unterbrüchen: «Stresstest» für Biologie - Unterbruch 15' - Unterbruch 30' - Unterbruch 1 h - Unterbruch 4 h - Unterbruch 8 h	2 w

3.2 Leistungsgeführter Betrieb | Flexibilisierung

Beschreibung der Betriebsweise	
- Flexibler Einsatz der Elektrolyse für Korrekturen der Stromeinspeisung der KVA (Fahrplaneinhaltung) aufgrund betrieblicher Umstände der thermischen Verwertung und Fernwärmeauskopplung → Reduktion der Ausgleichsenergie	
Ziele der Tests	
- Ermittlung der Möglichkeiten und Limiten der PtG-Anlage (Elektrolyseur und biologische Methanisierung) beim flexiblen Einsatz der Elektrolyse für Korrekturen der Stromeinspeisung der KVA unter Berücksichtigung des Klärgasmanagements bei Einhaltung der Gaseinspeisequalität (limitierende Faktoren) - Nachfahren und Halten der KVA-Sollwertvorgabe zur elektrischen Leistungsaufnahme der Elektrolyse - Voraussetzungen für SRL-Betrieb testen - Ermittlung der möglichen maximalen Stand-By-Zeit der Anlage	

Test	Beschreibung	Dauer
100 kW Sprünge	1. Start aus stabilem PtG-Betrieb bei Sollwertvorgabe 1'000 kW 2. Sollwertvorgabe +100 kW für 15' → bis Sollwertvorgabe 2'000 kW 3. Sollwertvorgabe -100 kW für 15' → bis Sollwertvorgabe 1'000 kW	5 h
500 kW Sprünge	1. Start aus stabilem PtG-Betrieb bei Sollwertvorgabe (KVA) 1'000 kW 2. Sollwertvorgabe +500 kW für 15' → bis Sollwertvorgabe 2'000 kW 3. Sollwertvorgabe -500 kW für 15' → bis Sollwertvorgabe 1'000 kW	1 h
1'000 kW Sprünge	1. Start aus stabilem PtG-Betrieb bei Sollwertvorgabe 1'000 kW 2. Sollwertvorgabe +1'000 kW für 15' 3. Sollwertvorgabe -1'000 kW für 15'	30'
Betrieb-Stand-By-Betrieb	1. Start aus stabilem PtG-Betrieb bei Sollwertvorgabe 1'500 kW 2. Sollwertvorgabe 0 kW für 15' → PtG Stand-By 3. Sollwertvorgabe 1'500 kW für 15'	30'
Betrieb-Stand-By-4h-Betrieb	1. Start aus stabilem PtG-Betrieb bei Sollwertvorgabe 1'500 kW 2. Sollwertvorgabe 0 kW für 4h → PtG Stand-By 3. Sollwertvorgabe 1'500 kW für 30'	5 h
Betrieb-Stand-By-8h-Betrieb	1. Start aus stabilem PtG-Betrieb bei Sollwertvorgabe 1'500 kW 2. Sollwertvorgabe 0 kW für 8h → PtG Stand-By 3. Sollwertvorgabe 1'500 kW für 30'	10 h

Herausforderungen	
- 15'-Werte als stromseitig abrechnungsrelevante Zeitgrösse – durch die zeitliche Verzögerung innerhalb der PtG-Anlage von bis zu 30' werden Probleme bei der biologischen Methanisierung womöglich zu spät erkannt - Leittechnik: Sollwert-Erzeugung durch Differenz Fahrplan - Einspeisung	

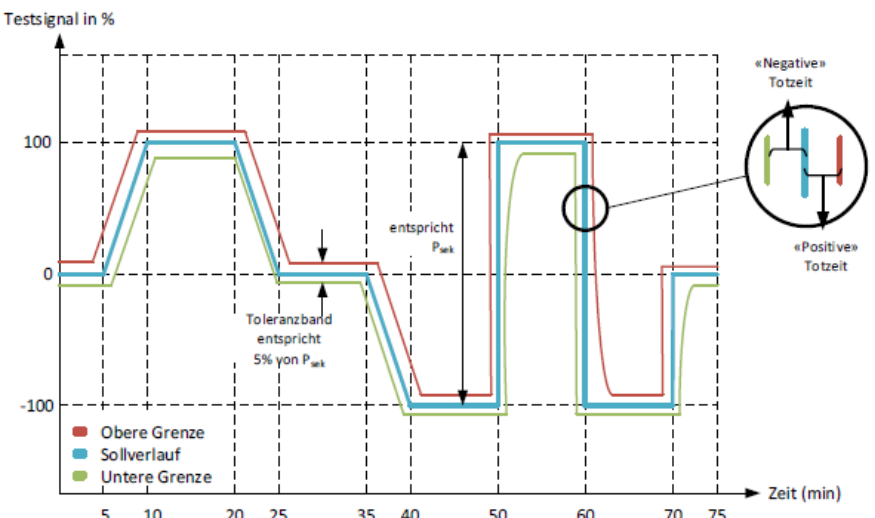
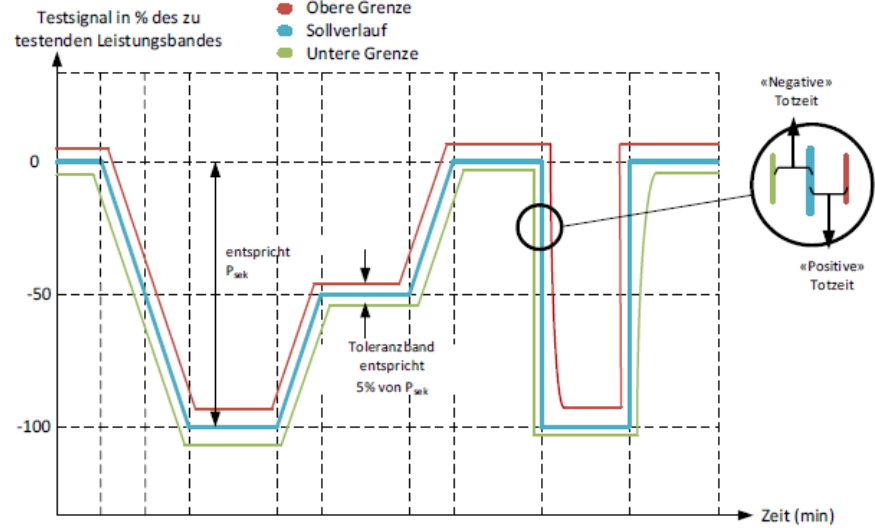
3.3 SRL Elektrolyse | Flexibilisierung

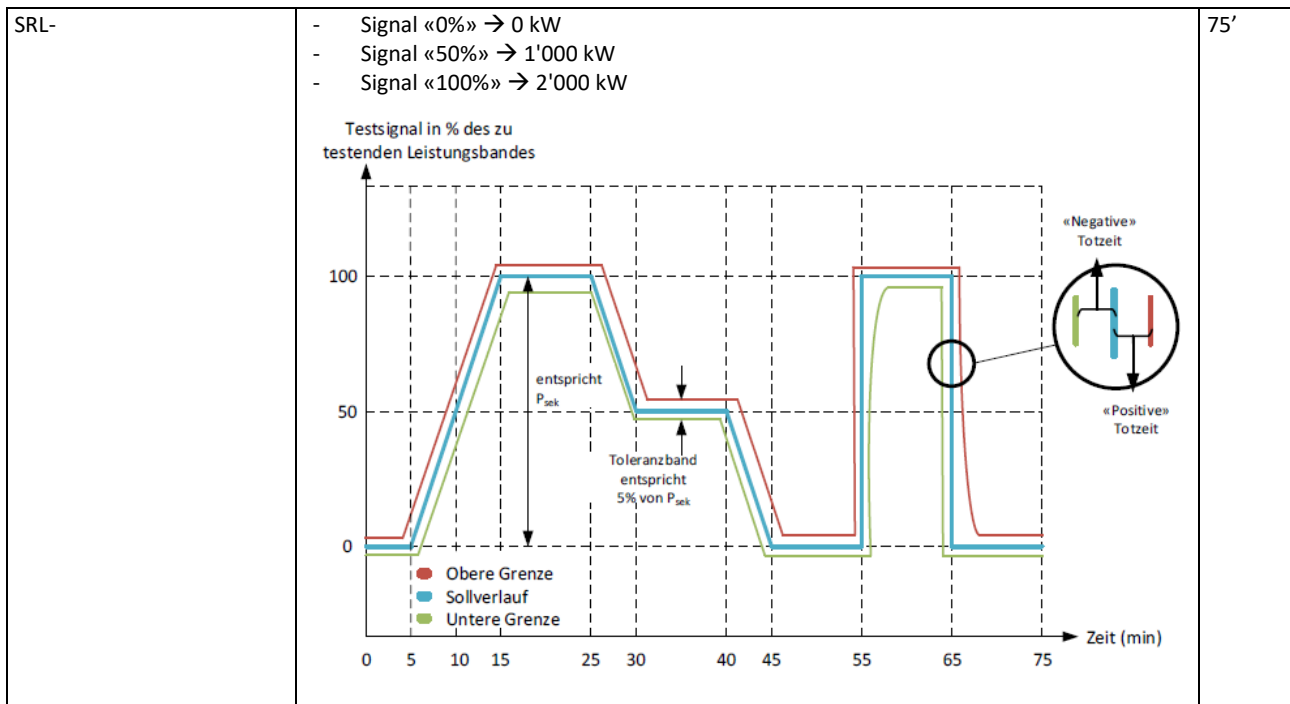
Beschreibung der Betriebsweise

- Vorhaltung und Erbringung von SRL mit den Elektrolyseuren
- Anmeldung Swissgrid oder Poolnetzbetreiber für Präqualifikation SRL der Elektrolyseure

Ziele der Tests

- Sollwertvorgabe inkl. Rampenqualität (Simulation Testsignal Swissgrid) seitens KVA
- Aufzeigen der Möglichkeiten und Limiten der Elektrolyseure bei kontrollierten Laständerungen gemäss vorgegebenen Rampen (unabhängige Steuerung der Stacks, Nachfahren von kontinuierlichen Rampen, elektrischen Lastverhalten zwischen 0 kW → 500 kW und umgekehrt)
- Ermittlung der Limiten der PtG-Anlage als Ganzes (Elektrolyse und biologische Methanisierung) für die Vorhaltung und Erbringung von SRL unter Berücksichtigung der biologischen Methanisierung und des Klärgasmanagements bei Einhaltung der Gaseinspeisequalität (limitierende Faktoren)

Test	Beschreibung	Dauer
SRL+/-	- Signal «0%» → 1'500 kW - Signal «100%» → 2'000 kW - Signal «-100%» → 1'000 kW 	75'
SRL+	- Signal «0%» → 2'000 kW - Signal «-50%» → 1'000 kW - Signal «-100%» → 0 kW (500 kW) 	75'



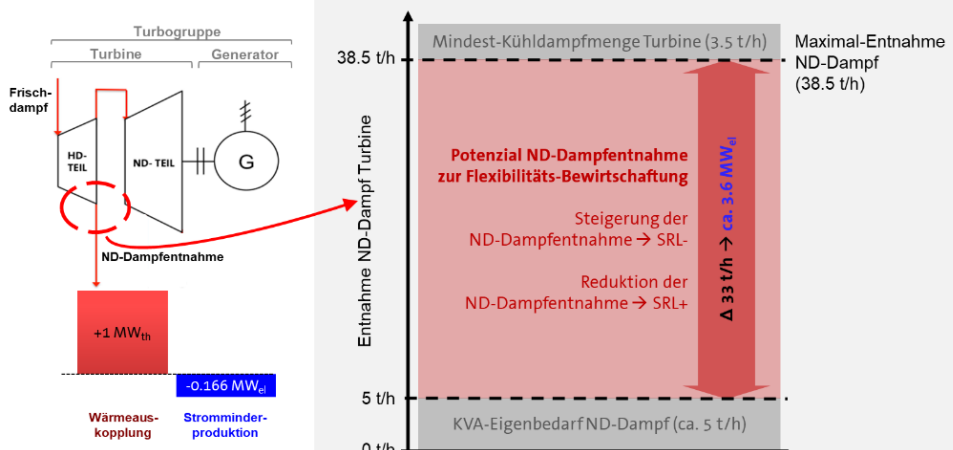
Grafiken: Swissgrid, «Präqualifikationsbedingungen (PRL, SRL, TRL)»

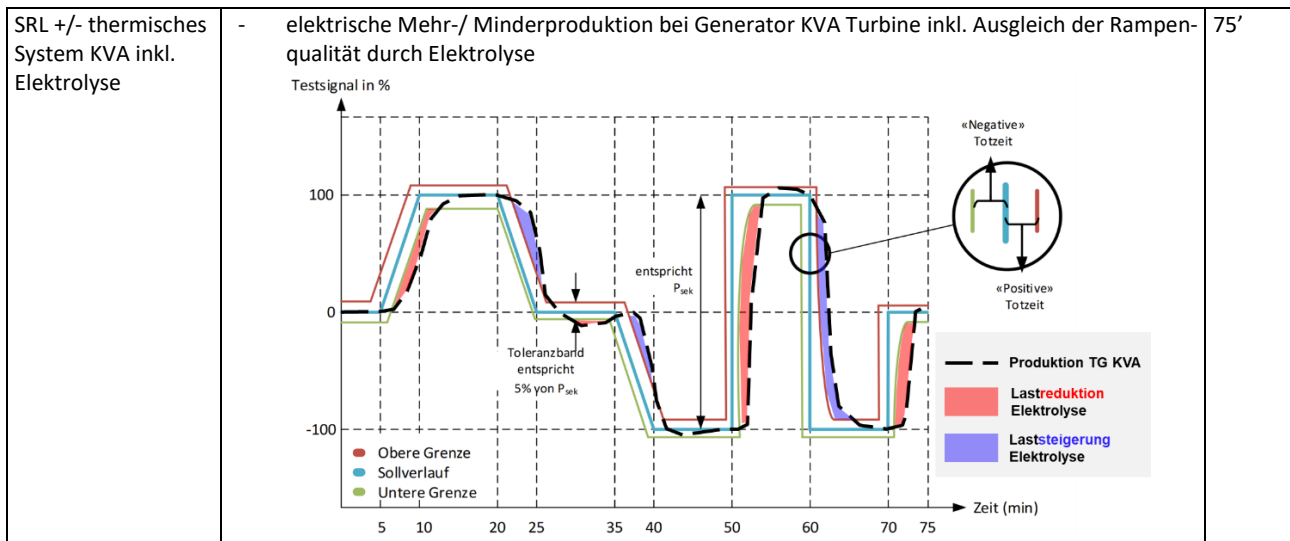
Herausforderungen

- Verdichter
 - o Der Verdichter (biologische Methanisierung) hat eine Wiedereinschaltsperr von ca. zehn Minuten, da dieser druckseitig zum Wiederaufstarten zuerst entspannen muss
 - o Aus einem Lastzustand zu Stand-By und wieder auf Last ist unter Umständen aufgrund der Wiedereinschaltsperr nicht innert geforderter Frist möglich
- Messpunkt
 - o Geeichte Messung Netzbetreiber mit 15'-Auflösung
- Trafo- und Gleichrichterverluste
 - o Gemessen und gegenüber der KVA kommuniziert wird die primärseitige Leistungsaufnahme der beiden Trafostationen der Elektrolyse – Bei Lastvorgaben an die Elektrolyse regelt diese nach effektiven Stromwerten der Stacks – Trafo- und Gleichrichterverluste verursachen einen Offset
 - o Offsetkurve bei unterschiedlichen Leistungen muss unter Umständen ermittelt und miteinberechnet werden
- Swissgrid-Rampen
 - o Aus dem Stillstand kann die vorgegebene Swissgrid-Rampe beim Laständerungssprung von 0% auf 40% pro Stack voraussichtlich nicht eingehalten werden (zu schnell), allenfalls ebenfalls problematisch bei Laständerung von 40% auf 0%
 - o Da die Elektrolyse sehr schnell auf Laständerungen reagiert, muss voraussichtlich eine Rampe implementiert werden – am ehesten auf Seite KVA, da sie das Signal von Swissgrid erhält
- Swissgrid Online Anbindung
 - o Für eine effektive Anmeldung bei Swissgrid für eine Präqualifikation müssen die entsprechenden Formalitäten sowie die Online Anbindung umgesetzt werden
- SRL-
 - o Eine reine SRL- Vorhaltung (aus Stand-By bzw. Null-Last) ist im effektiven Betrieb schwierig umzusetzen und abhängig von der maximal möglichen Stand-By-Zeit der gesamten PtG-Anlage / allenfalls mit CO₂-Membran und/oder H₂-Zwischenspeicher

3.4 SRL Hybridkraftwerk Limeco | Flexibilisierung

Beschreibung der Betriebsweise	
- Vorhaltung und Erbringung SRL mit Elektrolyseuren und KVA (thermischer Verwertung, thermische Speicher, Fernwärmeauskopplung) innerhalb der limitierenden Faktoren der biologischen Methanisierung und des Klärgasmanagements mit Einhaltung der Gaseinspeisequalität - Mittels aktiver Bewirtschaftung der ND-Dampfentnahme der KVA-Turbine und entsprechender Be- bzw. Entladung der thermischen Speicher wird die Stromproduktion der KVA-Turbine reduziert, bzw. gesteigert - Abweichungen der KVA aufgrund der Trägheit der thermischen Systeme gegenüber den Swissgridanforderungen werden von den Elektrolyseuren kompensiert - Sollwertvorgabe inkl. Rampenqualität (Simulation Testsignal Swissgrid) von KVA - Anmeldung Swissgrid oder Poolnetzbetreiber für Präqualifikation SRL für Hybridkraftwerk Limeco	
Ziel der Tests	
- Identifikation der maximal möglichen Laständerungsgeschwindigkeiten des thermischen Systems KVA unter Nutzung der thermischen Speicher - Ermittlung der notwendigen elektrischen Leistung seitens der Elektrolyseure zur Erfüllung der Swissgrid-Anforderungen - Simulation des SRL Testsignals von Swissgrid mit Aufteilung des Soll-Signals auf KVA- und PtG-System: Die Elektrolyseure kompensieren die Abweichungen des KVA-Systems. Sollwertvorgabe inkl. Rampenqualität durch KVA	

Test	Beschreibung	Dauer
SRL +/- thermisches System KVA	- Sollwert elektrische Mehr-/ Minderproduktion bei Generator KVA Turbine für den Test: - o «SRL+»: Aktuelle Leistung + 1 MW, + 2 MW, falls möglich auch höhere Leistung (abhängig von FW-Last und Speicherstand, keine betrieblichen Risiken) - o «SRL-»: Aktuelle Leistung - 1 MW, - 2 MW, falls möglich auch höhere Leistung (abhängig von FW-Last und Speicherstand, keine betrieblichen Risiken)  Diagramm zur Flexibilisierung des Hybridkraftwerks Limeco: Turbogruppe: Turbine (HD-Teil, ND-Teil) und Generator (G). ND-Dampfentnahme: Entnommen aus dem ND-Teil der Turbine. Wärmeauskopplung: +1 MW_{th} (roter Balken). Stromminderproduktion: -0.166 MW_{el} (blauer Balken). ND-Dampfentnahme (t/h): Y-Achse mit Werten 0, 5, 38.5. Mindest-Kühldampfmenge Turbine: 3.5 t/h (gestrichelte Linie). Maximal-Entnahme ND-Dampf: 38.5 t/h (gestrichelte Linie). Potenzial ND-Dampfentnahme zur Flexibilitäts-Bewirtschaftung: ca. 3.6 MW_{el} (roter Balken). Steigerung der ND-Dampfentnahme → SRL-: (grüner Balken). Reduktion der ND-Dampfentnahme → SRL+: (roter Balken). KVA-Eigenbedarf ND-Dampf: ca. 5 t/h (gestrichelte Linie). Δ 33 t/h: Differenz zwischen maximaler Entnahme und Eigenbedarf.	je 15'



Grafiken: 1. Dampfentnahme, Rytec ; 2. Swissgrid, modifiziert durch Rytec

Herausforderungen

- Wie gross die Abweichungen des thermischen Systems der KVA gegenüber den Swissgrid-Vorgaben sein werden ist noch unbekannt. Zugleich sind die möglichen Laständerungen der Elektrolyseure durch die biologische Methanisierung zusätzlich eingeschränkt
- Eine Kompensation der Abweichungen des thermischen Systems der KVA durch die Elektrolyseure kann nur erfolgen, wenn die Elektrolyseure konstant bei 1.4-1.6 MW, d.h. im klärgasgeführten Betrieb, betrieben werden
- Leittechnik
 - o Implementation Regelkreis thermisches System KVA: Reduktion bzw. Steigerung Sollwert Generator → Steigerung bzw. Drosselung FW-Ladepumpen → Steigerung bzw. Reduktion ND-Dampfentnahme Turbine
 - o Erzeugung Sollwert für Elektrolyseure auf KVA-PLS: Differenz zwischen Swissgrid-Sollwert und Leistung Generator Turbine KVA
- Das entsprechende Potenzial an SRL welches mit dem thermischen System der KVA vorgehalten werden kann hängt stark von der jeweiligen Fernwärmelast ab – deshalb sind sehr gute Fernwärmeprognosen notwendig damit eine entsprechende Vermarktung von SRL (aktuelle über eine Woche) vorgenommen werden kann
- Messpunkt
 - o Gegenüber Swissgrid werden die beiden Messpunkte Elektrolyseur und Generator der KVA-Turbine kombiniert ausgewiesen. Beides müssen eichfähige Messungen sein

4 Potenzial Anlagenerweiterung

H₂-Speicher

Ein Wasserstoffspeicher würde die flexible Bewirtschaftung der Elektrolyse unabhängig von der biologischen Methanisierung ermöglichen. Anstatt wie beim aktuellen Ausbaustand, wo die Elektrolyse so viel Wasserstoff produziert wie von der biologischen Methanisierung benötigt wird (abhängig vom Volumenstrom Klärgas und dessen CO₂-Konzentration), könnte ein Teilstrom, oder aber auch die gesamte Wasserstoffproduktion der Elektrolyse zwischengespeichert werden. Grundsätzlich sind zwei Ausbaustufen möglich:

1. H₂-Zwischenspeicher bei 32 bar (Druck Elektrolyse)
 - Nutzung der Druckdifferenz der Elektrolyse (32 bar) zur biologischen Methanisierung (7 bar) von ca. 25 bar
 - Keine zusätzliche Verdichterstufe notwendig
 - Bei einem geometrischen Volumen von ca. 44 m³ können ca. 880 Nm³ H₂ zwischengespeichert werden, was einer H₂-Produktion der Elektrolyse bei 2 MW über 2 Stunden entspricht
2. H₂-Hochdruckspeicher mit zusätzlichem H₂-Verdichter bei Drücken > 300 bar
 - Möglichkeit zum Speichern grösserer Mengen H₂ und weitere Erhöhung der Flexibilität der Elektrolyse
 - Zwischenspeicherung für biologische Methanisierung oder zusätzlicher Absatzkanal für H₂ (Mobilität)

CO₂-Membran

Eine CO₂-Membran ermöglicht das Einspeisen von erneuerbarem Gas (Methananteil Klärgas), ohne H₂-Produktion und entsprechendem elektrischen Leistungsbezug der Elektrolyse von der KVA.

Bis auf die biologische Methanisierung (Bioreaktor) wäre die PtG-Anlage in Betrieb. Durch zwischenzeitlichen Betrieb (z.B. mittels SRL-Abrufen) der Elektrolyse mit H₂-Produktion für die biologische Methanisierung, könnte die Biologie aufrechterhalten und das CO₂ im Klärgas wiederum methanisiert und eingespeist werden.

Abgeschiedenes CO₂ könnte zwischengespeichert und der biologischen Methanisierung wieder zugeführt werden.

Die Speicherung könnte via Verflüssigung erfolgen, womit auch ein zusätzlicher Absatzkanal möglich wäre.

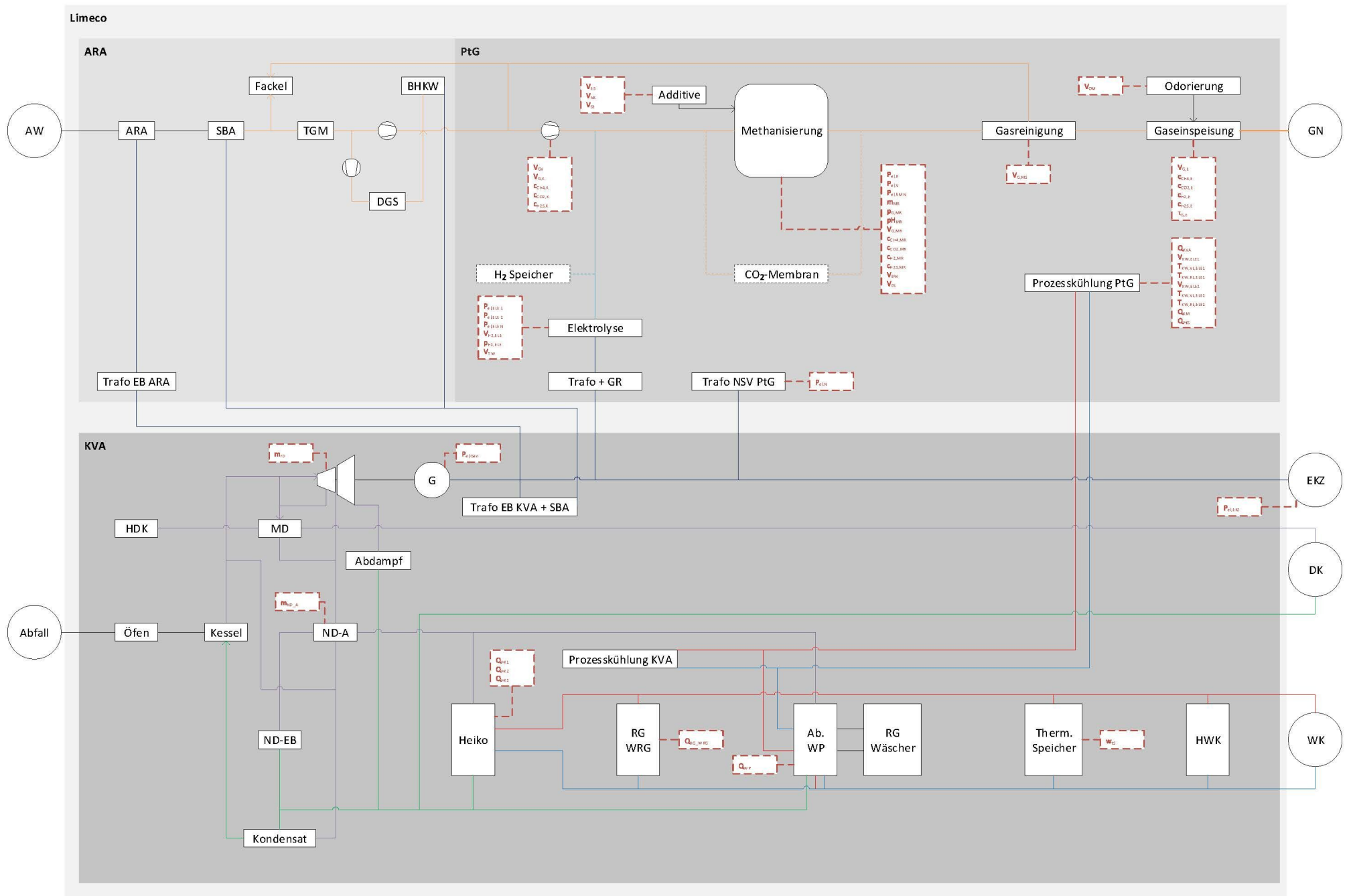
In Kombination mit einer H₂-Speicherung, würde die Flexibilität der Anlage zusätzlich erhöht.

5 Anhang

- Prinzipschema Hybridkraftwerk Limeco



8.2 Prinzipschema Hybridkraftwerk Limeco



Legende

	Gas		Dampf		Vorlauf
	H ₂		Kondensat		Rücklauf
	Strom				Messstelle

Prinzipschema Hybridkraftwerk Limeco
Projekt: P185
Ersteller: Gn
Datum: 05.12.2022