Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

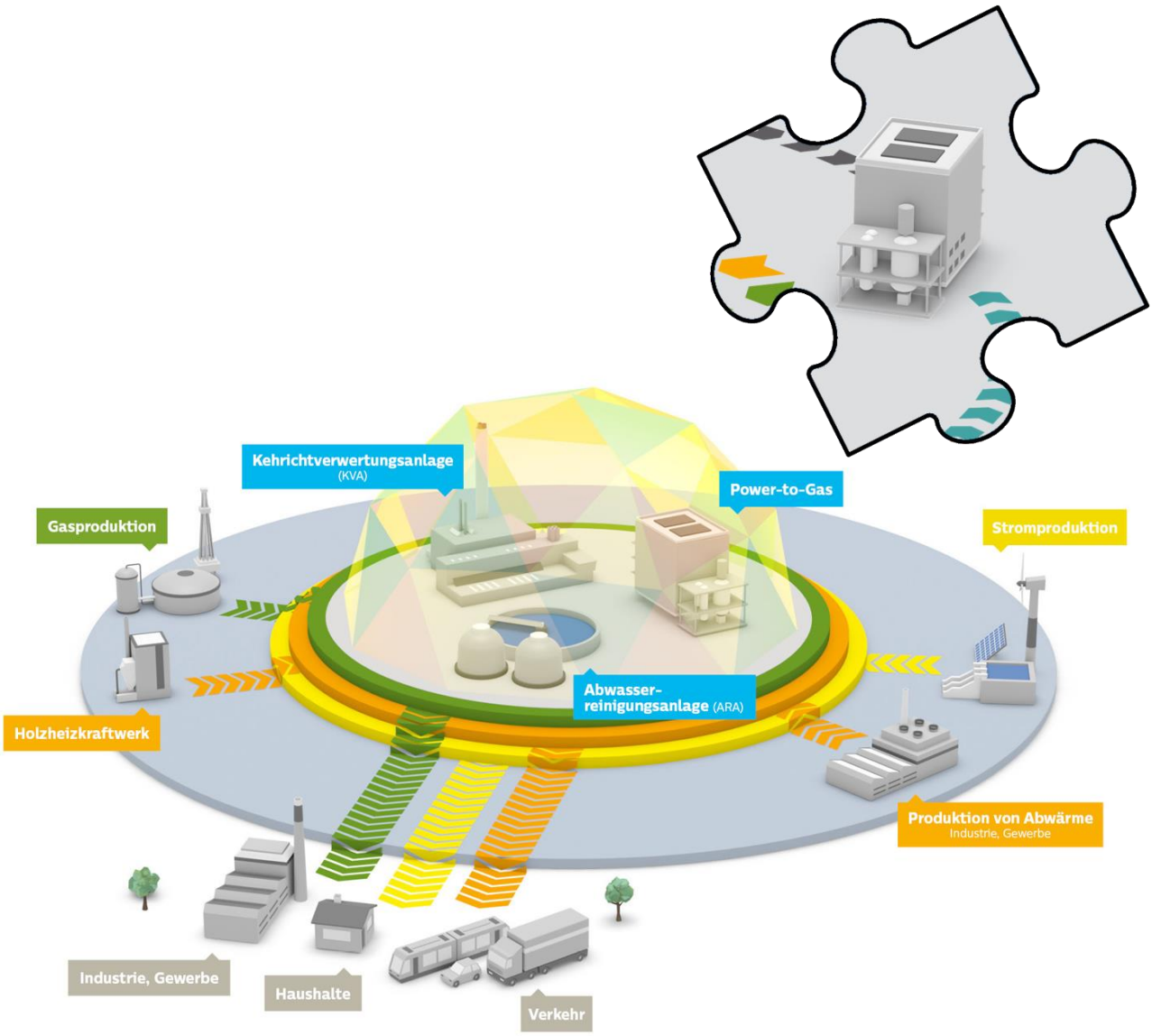
Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE
Sektion Energieforschung und Cleantech

Schlussbericht Dezember 2024

Hybridkraftwerk – Power-to-Gas zur Flexibilisierung einer KVA

Teil 1 – Grundlagen, Analyse, Planung und Realisierung



Quelle: Limeco

Datum: 17.12.2024

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
Fabian Blaser, Rytec AG, fabian.blaser@rytec.ch
Peter Barmet, Rytec AG, peter.barmet@rytec.ch
Thomas Peyer, Swisspower AG, thomas.peyer@swisspower.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 Berichtes verantwortlich.

Zusammenfassung

Limeco umfasst eine Kehrichtverwertungsanlage, eine Abwasserreinigungsanlage und die Fernwärmeversorgung. Weitere Elemente eines Multi-Energy-Hubs sind im Aufbau bzw. wurden bereits realisiert. Die Power-to-Gas-Anlage ist ein zentrales Element, welches nachfolgend zusammen mit der KVA auch als Hybridkraftwerk bezeichnet wird.

Limeco baute und betreibt die Power-to-Gas-Anlage. Die Realisierung wurde jedoch erst durch die Kooperation mit weiteren acht kommunalen Energieversorgungsunternehmen möglich. Diese sicherten Limeco die Abnahme des eingespeisten Biomethans zu. Somit waren bei Projektstart die wirtschaftlichen Risiken innerhalb eines Kooperationsmodells abbildbar.

Die Power-to-Gas-Anlage bildet das Bindeglied zwischen der Stromproduktion aus der Abfallverbrennung und der Klärgasnutzung aus der Abwasserreinigung. Die Anlagen sind für einen dauerhaften Betrieb in eine reale Umgebung der Kehrichtverwertungsanlage und Abwasserreinigungsanlage integriert und für eine Nutzungsdauer von 15 Jahren ausgelegt worden. Als Schlüsselkomponenten sind die biologische Methanisierung und die Elektrolyse mit einer Bezugsleistung von 2x1.25 MW zu nennen. Die Versorgung der Power-to-Gas-Anlage erfolgt als Eigenverbrauch des produzierten Stroms am Generator der KVA-Dampfturbine.

Der Multi-Energy-Hub ist an das Strom-, Gas- und Wärmenetz angeschlossen. Dies erlaubt die optimale Kopplung der Sektoren am Standort. Aus Strom und Faulschlamm produziertes Gas kann ins Gasnetz eingespeist werden. Die Prozessabwärme wird im Fernwärmenetz genutzt. Dadurch resultieren wenig Verluste, sodass eine hohe Energieeffizienz erzielt wird. Sowohl thermische Speicher als auch Gasspeicherung erfüllen mit der zunehmenden Produktion erneuerbarer Energien aus Wind und Sonne eine wichtige Rolle im Energiesystem der Zukunft.

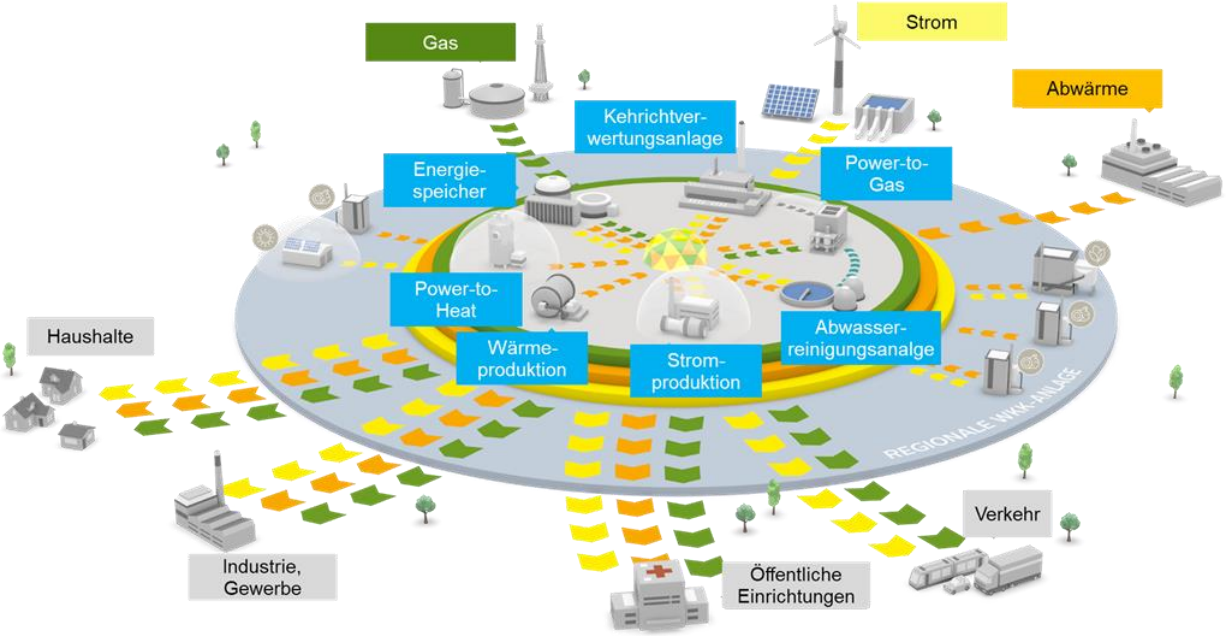


Abbildung 1: Konzept Multi-Energy-Hub Limeco

Im Rahmen des Pilot- und Demonstrationsprojektes wurde die Flexibilisierung der Elektrolyse (Proton-Exchange Membrane) und des Gesamtsystems untersucht. Im Teil 1 des Berichtes stehen die Grundlagen, regulatorischen Rahmenbedingungen, Analysen, Planung und Realisierung für die Flexibilisierung der Anlagen im Vordergrund. Im Teil 2 des Berichtes werden die Betriebsweise und -erfahrungen erläutert.

In Bezug auf die ökologische Bewertung bei der Umwandlung von KVA-Strom zu Brenn- und Treibstoffen sind die gesetzlichen Grundlagen unterschiedlich geregelt. Wird die Beurteilung nach den Grundlagen der

Ökobilanzierung vorgenommen, weisen sowohl KVA-Strom als auch KVA-Abwärme sehr geringe Umweltbelastungen aus. Eine eindeutige Qualitätsbestimmung für Brenn- und Treibstoffe aus einer PtG-Anlage ist auf Basis der heutigen Gesetzgebung nicht möglich.

Das Screening des Hybridkraftwerks Limeco auf Flexibilität ergab folgende Elemente, die direkt oder indirekt dessen flexible Stromeinspeisung nennenswert beeinflussen:

- Elektrolyseur
- Bioreaktor
- Klärgasspeicher
- Dampfturbine der Kehrichtverwertungsanlage
- thermische Speicher
- Wasserstoff-Zwischenspeicher (Realisierung ausstehend)
- Heisswasserkessel

Vielversprechend ist insbesondere die kombinierte Bereitstellung von Sekundärregelleistung von Elektrolyseur und Dampfturbine der Kehrichtverwertungsanlage. 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 sowohl gegen oben als auch gegen unten. Diese symmetrische Regelfähigkeit ermöglicht, dass der Elektrolyseur die Dampfturbine der Kehrichtverwertungsanlage 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 Entlastung führt, insbesondere bei der Sekundärregelung, zu einem gezielteren Einsatz des wertvollen Speicherwassers für die Versorgungssicherheit im Winterhalbjahr.

Résumé

Limeco comprend une usine de traitement des déchets, une station d'épuration des eaux usées et le chauffage urbain. D'autres éléments d'un hub multi-énergies sont en cours de construction ou ont déjà été réalisés. L'installation power-to-gas est une composante centrale qui, ensemble avec l'UIOM, est désignée comme une centrale hybride, voir l'illustration ci-dessous.

Limeco est le maître d'ouvrage et exploite l'installation power-to-gas. La réalisation a toutefois été rendue possible grâce à la collaboration avec huit autres entreprises de distribution d'énergie communales. Celles-ci ont assuré à Limeco l'achat du biométhane injecté dans le réseau. Ainsi, dès le début du projet, les risques économiques ont pu être intégrés dans un modèle de coopération.

L'installation Power-to-Gas établit un lien entre la production d'électricité par l'incinération des déchets et l'utilisation du gaz d'épuration issu du traitement des eaux usées. Les installations sont intégrées de manière permanente dans un environnement réel de l'usine d'incinération des déchets et de la station d'épuration et ont été conçues pour une durée d'utilisation de 15 ans. Les composants clés sont la méthanisation biologique et l'électrolyse avec une puissance de référence de 2x1,25 MW. L'alimentation de l'installation Power-to-Gas se fait sous forme d'autoconsommation de l'électricité produite au niveau du générateur de la turbine à vapeur de l'UIOM.

Le hub multi-énergies est raccordé aux réseaux d'électricité, de gaz et de chaleur. Cela permet un couplage optimal des secteurs sur le site. Le gaz produit à partir de l'électricité et des boues digérées peut être injecté dans le réseau correspondant. La chaleur résiduelle du processus est utilisée dans le réseau de chauffage urbain. Il en résulte peu de pertes, ce qui favorise une grande efficacité énergétique. Avec l'essor de la production d'énergie renouvelable issue du vent et du soleil, le stockage thermique et le stockage de gaz revêtent tous deux une importance cruciale dans le système énergétique de demain.

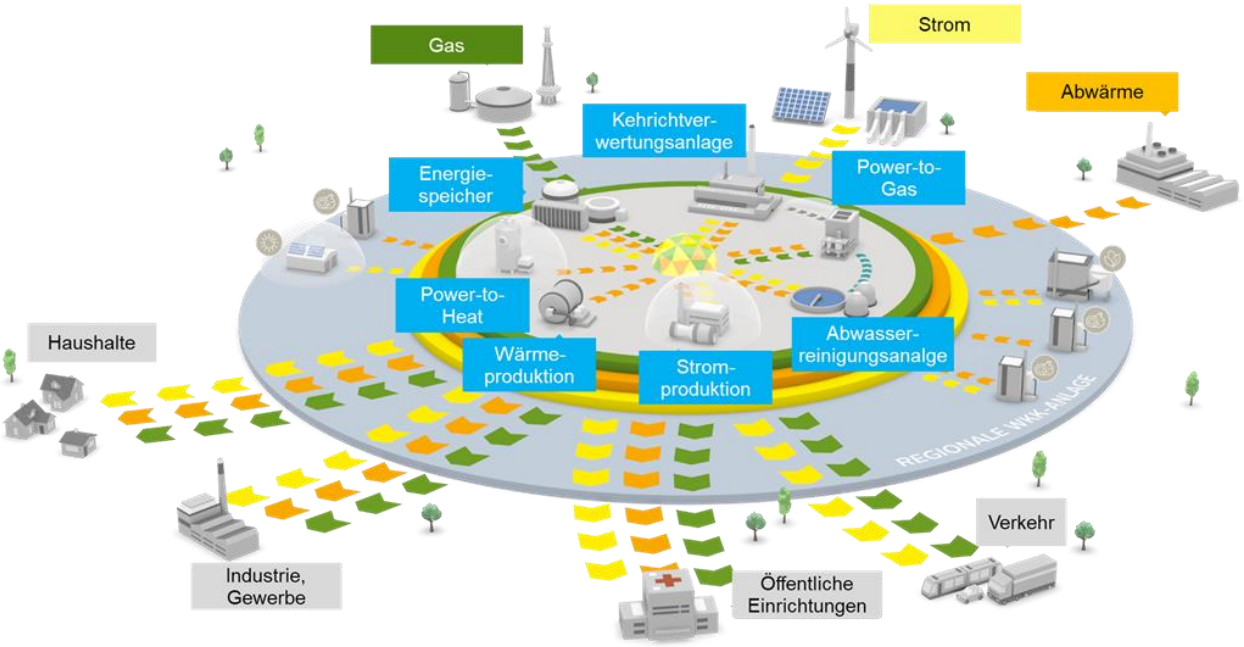


Figure 1: Concept du Multi-Energy-Hub Limeco

Dans le cadre du projet pilote et de démonstration, la flexibilité de l'électrolyse (Proton-Exchange Membrane) et de l'ensemble du système a été étudiée. Dans la première partie du rapport, l'accent est mis sur les bases, cadre réglementaire, les analyses, la planification et la réalisation visant à flexibiliser les installations. Dans la deuxième partie du rapport, les modes et les expériences d'exploitation sont expliqués.

En ce qui concerne l'évaluation écologique lors de la transformation de l'électricité UIOM en combustibles et carburants, les bases légales sont réglées de manière différente. Si l'évaluation est effectuée selon les

bases de l'écobilan, tant l'électricité que la chaleur résiduelle des UIOM présentent un très faible impact sur l'environnement. Il n'est pas possible de déterminer clairement la qualité des combustibles et carburants issus d'une installation PtG sur la base de la législation actuelle.

L'évaluation de la flexibilité de la centrale hybride de Limeco a révélé plusieurs éléments qui influencent directement ou indirectement de manière notable son approvisionnement en électricité de manière flexible:

- Electrolyseur
- Bioréacteur
- Stockage de gaz d'épuration
- Turbine à vapeur de l'usine d'incinération des déchets
- Accumulateur thermique
- Stockage intermédiaire d'hydrogène (réalisation en attente)
- Chaudière à eau chaude

La combinaison de la puissance de réglage secondaire de l'électrolyseur et de la turbine à vapeur de l'usine d'incinération des déchets est particulièrement prometteuse. Grâce à l'apport de l'électrolyseur, le potentiel de puissance de régulation secondaire de la centrale hybride peut atteindre un total de 4,5 MW, soit une augmentation jusqu'à 2,5 MW.

L'électrolyseur offre une flexibilité compatible avec la SRL dans une plage de 0,5 à 2,5 MW. En mode de fonctionnement guidé par les gaz d'épuration à 1,35 MW, il dispose donc d'une capacité de régulation aussi bien vers le haut que vers le bas. Cette capacité de régulation symétrique permet à l'électrolyseur de soutenir la turbine à vapeur de l'usine d'incinération des déchets dans la mise à disposition d'une puissance de régulation secondaire.

Le bioréacteur et ses unités auxiliaires limitent la bande de flexibilité de l'électrolyseur dans la plage de 1,0 à 1,8 MW. Cette limitation pourrait être résolue par l'installation d'un réservoir intermédiaire d'hydrogène entre l'électrolyseur et le bioréacteur.

D'autres installations flexibles déchargent l'énergie hydraulique, qui en Suisse, contribue jusqu'à présent à une grande partie de la flexibilité. Cette décharge entraîne, notamment lors du réglage secondaire, une utilisation plus ciblée de la précieuse eau de stockage garantissant ainsi la sécurité d'approvisionnement durant la période hivernale.

Summary

Limeco comprises a waste incineration plant, a wastewater treatment plant and the district heating supply. Further elements of a multi-energy hub are being built or have already been realised. The power-to-gas plant is a central element which, together with the waste incineration plant, is also referred to below as a hybrid power plant.

Limeco built and operates the power-to-gas plant. However, its realisation was only possible thanks to co-operation with eight other municipal energy supply companies. These assured Limeco that they would purchase the biomethane fed into the system. This meant that the economic risks could be mapped within a cooperation model at the start of the project.

The power-to-gas plant forms the link between electricity production from waste incineration and sewage gas utilisation from wastewater treatment. The plants have been integrated into a real environment of the waste incineration plant and wastewater treatment plant for long-term operation and designed for a service life of 15 years. The key components are biological methanisation and electrolysis with a reference power of 2x1.25 MW. The power-to-gas plant is supplied as self-consumption of the electricity produced at the generator of the waste incineration plant steam turbine.

The multi-energy hub is connected to the electricity, gas and heating grids. This allows the sectors at the site to be optimally coupled. Gas produced from electricity and digested sludge can be fed into the gas grid. The process waste heat is utilised in the district heating network. This results in low losses, so that a high level of energy efficiency is achieved. Both thermal storage and gas storage fulfil an important role in the energy system of the future with the increasing production of renewable energy from wind and sun.

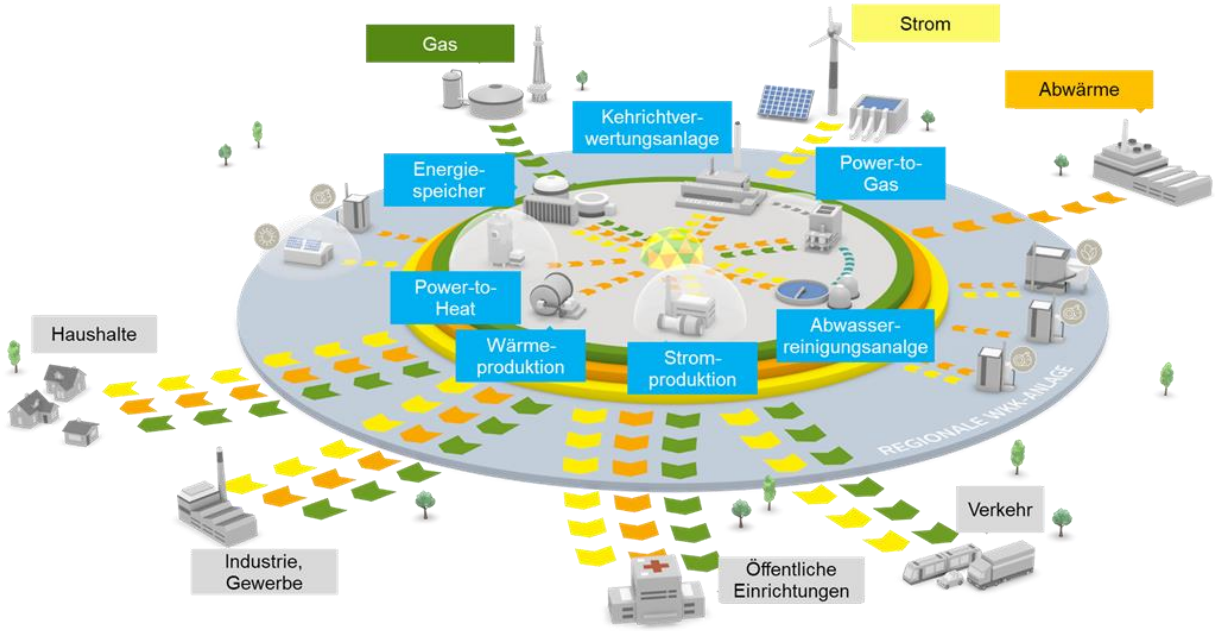


Figure 2: Limeco multi-energy hub concept

As part of the pilot and demonstration project, the flexibilisation of electrolysis (proton exchange membrane) and the overall system was investigated. Part 1 of the report focuses on the fundamentals, regulatory framework, analyses, planning and implementation for making the plants more flexible. Part 2 of the report explains the operating mode and experience gained.

Regarding the ecological assessment of the conversion of MSWI electricity into combustibles and fuels, the legal bases are regulated differently. If the assessment is carried out according to the principles of life cycle assessment, both MSWI electricity and MSWI waste heat have a very low environmental impact. It is not possible to clearly determine the quality of combustibles and fuels from a PtG plant based on current legislation.

The screening of the Limeco hybrid power plant for flexibility revealed the following elements that have a significant direct or indirect influence on its flexible electricity feed-in:

- Electrolyser
- Bioreactor
- Sewage gas storage
- Steamturbine of the waste incineration
- Thermal storage
- Intermediate hydrogen storage (realisation pending)
- Hot water boiler

The combined provision of secondary control power from the electrolyser and the steamturbine of the waste incineration is particularly promising. Supporting the electrolyser increases the potential secondary control power of the hybrid power plant by up to 2.5 MW to a total of 4.5 MW.

The electrolyser has SRL-capable flexibility in the range of 0.5 to 2.5 MW. In sewage gas-led operation at 1.35 MW, there is therefore a fundamental ability to control both upwards and downwards. This symmetrical control capability enables the electrolyser to support the steamturbine in providing secondary control power.

The bioreactor and its auxiliary units limit the flexibility band of the electrolyser to the range of 1.0 to 1.8 MW. This limitation could be remedied by installing an intermediate hydrogen storage tank between the electrolyser and bioreactor.

Additional flexible plants relieve the burden on hydropower, which currently provides the majority of flexibility in Switzerland. This relief would lead to a more targeted use of the valuable storage water for security of supply in the winter months, especially in secondary control.

Take-home messages

- Am Standort von Limeco sind die Voraussetzung für eine Power-to-Gas-Anlage ideal, weil die Energienetze, Stromproduktion und CO_2-Quelle lokal vorhanden sind. Die Analyse des Hybridkraftwerkes bzw. Multi-Energy-Hubs zeigt ein hohes Potenzial zur Flexibilisierung der Stromeinspeisung auf.
- Ausschlaggebend für die Flexibilisierung sind sowohl die Zwischenspeicherung von Wärme (Heisswasser) und Wasserstoff (Elektrolyse) als auch die Betriebsweise der Dampfturbine und der sehr flexiblen PEM-Elektrolyse.
- Der Betrieb der PEM-Elektrolyse ermöglicht es, die Fahrplangüte zu optimieren und Sekundärregelleistung des Gesamtsystems vorzuhalten. Durch den Einsatz des Elektrolyseurs erhöht sich das Potenzial an Sekundärregelleistung des gesamten Hybridkraftwerks um bis zu 2.5 MW auf insgesamt 4.5 MW
- Voraussetzung dafür ist die Speicherung von Wasserstoff. In künftigen Anlagen sollte ein Wasserstoffspeicher zwischen dem Elektrolyseur und der Methanisierung eingebaut sein. Nur so kann man die geforderte Regelgüte gemäss Toleranzband-Vorgabe Swissgrid über das gesamte Regelleistungs-Potenzial des Hybridkraftwerks einhalten.
- Wird die Beurteilung nach den Grundlagen der KBOB-Ökobilanzierung vorgenommen, weisen sowohl KVA-Strom als auch KVA-Abwärme sehr geringe Umweltbelastungen aus. Eine eindeutige Qualitätsbestimmung für Brenn- und Treibstoffe aus einer PtG-Anlage mit KVA-Strom ist auf Basis der heutigen Gesetzgebung nicht möglich.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung ... **3**

Résumé ... **5**

Summary ... **7**

Take-home messages ... **9**

Inhaltsverzeichnis ... **10**

Abbildungsverzeichnis ... **12**

Abkürzungsverzeichnis ... **13**

1 Einleitung ... **15**

1.1 Ausgangslage und Hintergrund ... 15
1.2 Motivation des Projektes ... 16
1.3 Projektziele Pilot- und Demonstrationsprojekt P&D ... 17
1.4 Power-to-Gas und Kehrichtverbrennungsanlage im Kontext der Regelenergie ... 17
1.4.1 PtG-Betrieb Sekundärregelleistung positiv (SRL+) ... 18
1.4.2 PtG-Betrieb Sekundärregelleistung negativ (SRL-) ... 18
1.4.3 Ausweitung der Flexibilitätsbewirtschaftung ... 18
1.5 Regulatorische Einordnung von KVA-Strom und -Abwärme ... 19
1.5.1 Wertigkeit der KVA-Abwärme ... 19
1.5.2 KVA-Strom im Kontext einer PtG-Anlage ... 20
1.5.3 Übersicht der relevanten regulatorischen Vorgaben ... 20

2 Anlagenbeschrieb ... **22**

2.1 Multi-Energy-Hub ... 22
2.2 Anlagen von Limeco ... 22
2.2.1 Kehrichtverbrennungsanlage inkl. thermischer Speicher und Wärmeabsatz ... 23
2.3 Einbindung der Power-to-Gas-Anlage in den Bestand ... 27
2.4 Power-to-Gas-Anlage ... 28
2.4.1 PEM-Elektrolyseur inkl. Nebenaggregate ... 29
2.4.2 Bioreaktor inkl. Nebenaggregate (Methanisierung) ... 30
2.4.3 Gasaufbereitung und -einspeisung ... 36
2.4.4 Prozess- und Leitsystem ... 38
2.5 Wasserstoff-Infrastruktur für dezentrale Anwendung ... 38
2.5.1 Abgrenzung zu Power-to-Gas-Projekt ... 38
2.5.2 Metallhydrid-Speicher und dezentrale Methanisierung ... 39
2.6 IBN & Betrieb der Power-to-Gas-Anlage ... 39

3 Flexibilisierung der Gesamtanlage (Hybridkraftwerk) ... **40**

3.1 Anlagenflexibilität ... 40
3.2 Sekundärregler Swissgrid ... 41
3.3 Flexibilität der Power-to-Gas-Anlage ... 43
3.4 Flexibilität Kehrichtverbrennungsanlage mit Wärmeauskopplung ... 44

4 Herleitung zur flexiblen Betriebsweise Hybridkraftwerk ... 46
4.1 Analyse und Potenzial der flexiblen Leistung (Flex-Elemente) ... 46
4.2 Übersicht energetische Zusammenhänge im Hybridkraftwerk ... 47
4.3 Flexibilitätspotenzial der Elektrolyse ... 49
4.4 Kehrichtverwertungsanlage ... 49
4.5 Simulation der Energieflüsse im Hybridkraftwerk ... 51
5 Synergien Power-to-Gas-Anlage und Kehrichtverbrennungsanlage ... 53
5.1 Synergiepotenzial Power-to-Gas-Anlagen mit Kehrichtverbrennungsanlagen ... 56
6 Schlussfolgerungen (Teil 1) ... 58
7 Anhang ... 59

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Konzept Multi-Energy-Hub Limeco 3
Abbildung 2: Funktionsweise und Einbindung der PtG-Anlage in die ARA & KVA [Limeco] 15
Abbildung 4: Wärmenutzungs-/Stromnutzungsgrad der Schweizer KVA im Vergleich [VBSA] 16
Abbildung 3: Darstellung Leistungsvorhaltung (SRL+/-) Wasserkraft vs. KVA [Quelle: Rytec] 17
Abbildung 5: Örtliche Gegebenheit Limeco [ArcGis Limeco] 22
Abbildung 6: Schema der KVA Dietikon – Der Weg des Abfalls durch die KVA [Limeco]. 23
Abbildung 7: Schema der Kondensations-Entnahme-Dampfturbine von Limeco 24
Abbildung 8: Prinzipschema der Energieflüsse der KVA Dietikon [Rytec AG]. 25
Abbildung 9: 2022 realisierte thermische Speicher Limeco [Limeco]. 26
Abbildung 10: Gesamtsystem KVA, ARA und PtG [Limeco] 27
Abbildung 11: Die PtG-Anlage – Bioreaktor und Vollholzgebäude [Limeco] 28
Abbildung 12: Übersicht PtG-Anlage Limeco [Limeco] 28
Abbildung 13: Zwei 1.25MW-Elektrolysesysteme [Limeco] 29
Abbildung 14: biologischer Methanisierungsreaktor [Limeco] 30
Abbildung 15: Rührwerk der Firma Ekato [Limeco] 31
Abbildung 16: Unterseite des Bioreaktors stehend auf blauen Wägekomponenten [Limeco] 32
Abbildung 17: Oberseite des Bioreaktors [Limeco] 33
Abbildung 18: Glasfermenter [Schmack] 34
Abbildung 19: Waschkolonne [Limeco] 36
Abbildung 20: Klärgasverdichter, Aktivkohlekolonnen und Wasserstoff-Membrane [Limeco] 37
Abbildung 21: Mögliche Integration von einer Wasserstoff-Infrastruktur [Swisspower] 38
Abbildung 22: Anforderungen an Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung im Stromnetz [Swissgrid] 40
Abbildung 23: Tägliche (PRL & TRL) und wöchentliche (SRL) Ausschreibungen durch Swissgrid 41
Abbildung 24: Testsignal für die Präqualifikation durch Swissgrid mit Toleranzbändern für negative Sekundärregelleistung 41
Abbildung 25: Schematische Darstellung und Unterscheidung von **Vorhaltung von Regelleistung** und **Erbringung von Regelarbeit** im Sekundärregler. 42
Abbildung 26. Vergleich der Präqualifikations-Anforderungen in Deutschland/EU (positive SRL) und in der Schweiz (positive & negative SRL) 43
Abbildung 27: Abhängigkeit zwischen Wärmeauskopplung (ND-Dampfentnahme) und Stromproduktion in der KVA-Turbine von Limeco. Wird 1 MW_{th} entnommen, reduziert sich die Stromproduktion um 0.16 MW_{el}. 44
Abbildung 28: Saisonale und untertägige Schwankungen im Fernwärme-Bedarf sowie deren Auswirkungen auf die Stromproduktion 45
Abbildung 29: Übersicht über die Berücksichtigung der Flex-Elemente in der Umsetzungsphase sowie deren entsprechende Flex-Leistungsbeiträge 47
Abbildung 30: Ausschnitt aus der Übersicht der Energieflüsse im Hybridkraftwerk 48
Abbildung 31: Simulierte Energieflüsse für eine Winterwoche im Jahr 2024 auf der KVA 51
Abbildung 32: Simulierte Vorhalteleistungen für SRL- und SRL+ für eine Winterwoche im Jahr 2024 (KVA & PtG) 52
Abbildung 33: Funktionsprinzip zur Flexibilisierung der KVA-Turbine 53
Abbildung 34: ND-Dampfentnahme (rote Linie) **ohne Speicher** 54
Abbildung 35: ND-Dampfentnahme (rote Linie) **mit Speicher** 54
Abbildung 36: Funktionsweise der Synergie zwischen PtG-Anlage und KVA 55
Abbildung 37: Synergiepotenzial zwischen PtG-Anlage und KVA 56
Abbildung 38: Energetische Zusammenhänge im Hybridkraftwerk Limeco inkl. Anbindung an die verschiedenen Energienetze (Fokus auf ARA & PtG) 60
Abbildung 39: Energetische Zusammenhänge im Hybridkraftwerk Limeco inkl. Anbindung an die verschiedenen Energienetze (Fokus auf thermisches System der KVA) 61

Abkürzungsverzeichnis

A-WP	Absorptions-Wärmepumpe
ARA	Abwasserreinigungsanlage
BAZG	Bundesamt für Zoll und Grenzsicherheit
BFE	Bundesamt für Energie
BHKW	Blockheizkraftwerk
CCS	Carbon Capture and Storage
EHS	Emissionshandelssystem
ENE	Energetischen Nettoeffizienz
EnFV	Energieförderungsverordnung
EPFL	École polytechnique fédérale de Lausanne
Flex-Elemente	Vorhandene oder im Projekt angedachte Anlagen oder Aggregate, dessen Regelung direkt Einfluss auf die Stromeinspeisung hat, die Flexibilität der Gesamtanlage entscheidend beeinflussen oder für die Flexibilität anderer Anlagen/Aggregate essenziell sind
HD	Hochdruck(-dampf)
HKSV	Herkunftsnachweis und die Stromkennzeichnung
HWK	Heisswasserkessel
IBN	Inbetriebnahme
KBOB	Koordinationskonferenz der Bau- und Liegenschaftsorgane der öffentlichen Bauherren
KVA	Kehrichtverwertungsanlage
MinöStG	Mineralölsteuergesetzgebung
ND	Niederdruck(-dampf)
PEM	Proton Exchange Membran - Elektrolyse (Art der Elektrolyse)
PtG	Power-to-Gas; Umwandlung von Strom in Gas (Wasserstoff, Methan)
PtX	Power-to-X; Umwandlung von Strom in flüssige oder gasförmige Energieträger
PRL	Primärregelleistung
RGR	Rauchgasreinigung
RGR-WRG	Rauchgasreinigungs-Wärmerückgewinnung
RL	Regelleistung (RL+ / RL-)
SDL	Systemdienstleistung (im Stromnetz)
SRL	Sekundärregelleistung (SRL+ = positive SRL; SRL- = negative SRL)
SVGW	Fachverband für Wasser, Gas und Wärme
TG	Turbogruppe (Turbine und Generator)
THG	Treibhausgas
TRL	Tertiärregelleistung
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber (z.B. Swissgrid)
USG	Schweizerische Umweltschutzgesetz
VBSA	Verband der Betreiber Schweizerischer Abfallverwertungsanlagen

VHBT	Verordnung Herkunftsnachweise Brenn- und Treibstoffe
VVEA	Verordnung über die Vermeidung und die Entsorgung von Abfällen
WKK	Wärme-Kraft-Kopplung (z.B. Blockheizkraftwerk)
WP	Wärmepumpe

1 Einleitung

1.1 Ausgangslage und Hintergrund

Im März 2022 nahm Limeco die industrielle Power-to-Gas-Anlage (PtG) bestehend aus biologischer Methanisierung inklusive Elektrolyse mit einer Nennleistung von 2.5 MW in Betrieb. Limeco integrierte die PtG-Anlage in ihre vorhandenen Infrastrukturen. Es ist die erste PtG-Anlage, die in einer realen Umgebung dauerhaft betrieben wird.

Die Kehrichtverwertungsanlage (KVA) produziert Strom aus Abfall. Das Klärgas aus der Abwasserreinigungsanlage (ARA) dient als CO_2-Quelle. Der KVA-Strom wird so zur Herstellung von Wassersstoff genutzt. Der Wasserstoff wird methanisiert und ins Gasnetz eingespeist.

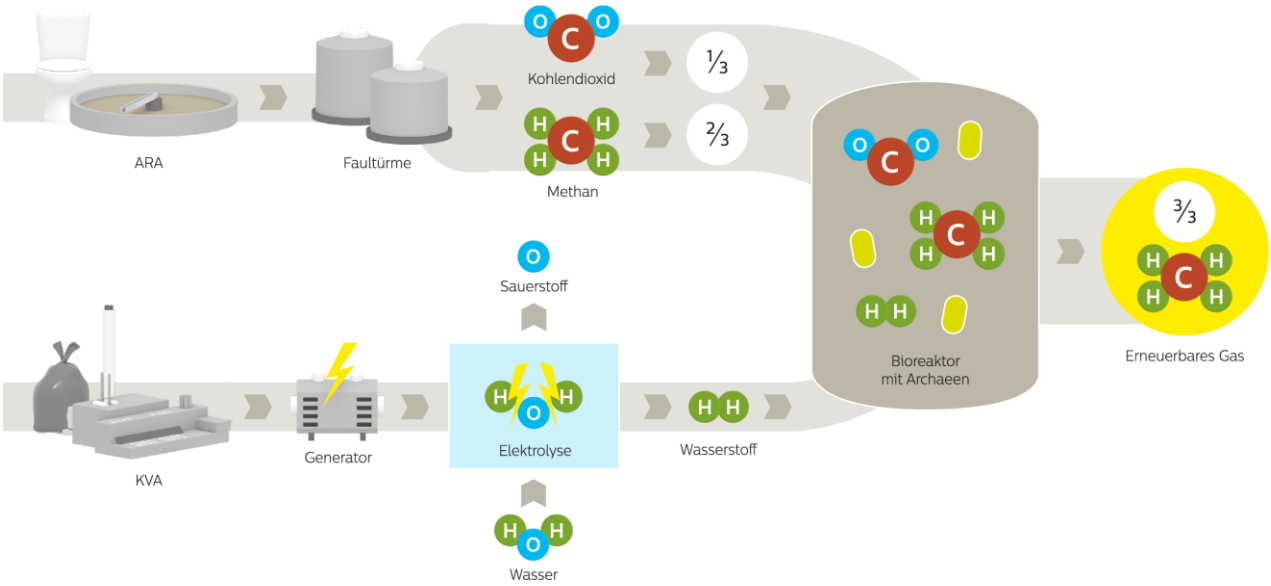


Abbildung 2: Funktionsweise und Einbindung der PtG-Anlage in die ARA & KVA [Limeco]

Optional könnte der Wasserstoff in mobile Wasserstoff-Container bzw. Wasserstoff-Trailer zwischengelagert und für weitere Sektoren wie etwa für Mobilitätsanwendungen zur Verfügung gestellt werden.

Das PtG-System soll Limeco in Zukunft eine flexiblere Einspeisung ins lokale Stromnetz ermöglichen. Im Zusammenschluss mit an der KVA angeschlossenem Fernwärmenetz bestehen zusätzliche Potenziale für Energiespeicherung und Flexibilität bei der Stromeinspeisung der KVA. Die primären Energieoutputs sind Strom, Wasserstoff und Methan. Die Abwärme aus der PtG-Anlage wird über eine Absorptionswärmepumpe im Fernwärmenetz genutzt. Der Gesamtwirkungsgrad der PtG-Anlage beträgt mit Abwärmenutzung ca. 80%.

In einem ersten Schritt soll der Nachweis einer stabilen Betriebsweise der biologischen Methanisierung erbracht werden. Dazu gehört die Funktionsweise der kontinuierlichen Umwandlung von Wasserstoff und CO_2 durch Mikroorganismen (Archaeen) zu Biomethan und Einspeisung ins Gasnetz.

Mit dem weiteren Zubau von Elektrolyse-Kapazitäten können Stromüberschüsse vor allem im Sommer effizient und systemdienlich genutzt werden. Mit diesem Technologiefortschritt kann die Dekarbonisierung in der Wärmeversorgung und im Mobilitätsbereich auf Basis bestehender Infrastrukturen weiter vorangetrieben werden.

Die Betriebsweise der PtG-Anlage ist vorerst auf die kontinuierliche und ganzjährige Verwertung des CO_2 aus dem Klärgas ausgelegt. Darauf basierend wurden auch die Gaslieferverträge mit den Gasabnehmern abgeschlossen. Sollten sich die Rahmenbedingungen wie z.B. die Strommarktpreise verändern, sind andere Betriebsmodelle wie z.B. saisonaler Betrieb anzustreben.

1.2 Motivation des Projektes

Der vom Bund geplante Zubau von Photovoltaikanlagen und der Rückbau der Kernkraftwerke führen zu einem saisonalen Ungleichgewicht der Stromversorgung in der Schweiz. Ein zukünftiges Energiesystem muss mit einer volatilen und dezentralen Energieerzeugung umgehen können. Energiespeichersysteme und Umwandlungsanlagen z.B. von Strom zu Wasserstoff oder Biomethan, gehören aufgrund ihrer Flexibilität und (saisonalen) Speicherpotenzialen zu den Schlüsseltechnologien.

In der Schweiz werden 29 Kehrichtverwertungsanlagen betrieben. Sie erzeugen durchgehend grosse Mengen an Strom und Wärme. Dabei werden kantonale und nationale Anforderungen an die Anlage gestellt, um möglichst hohe Energienutzungsgrade der einzelnen Anlagen zu erreichen.

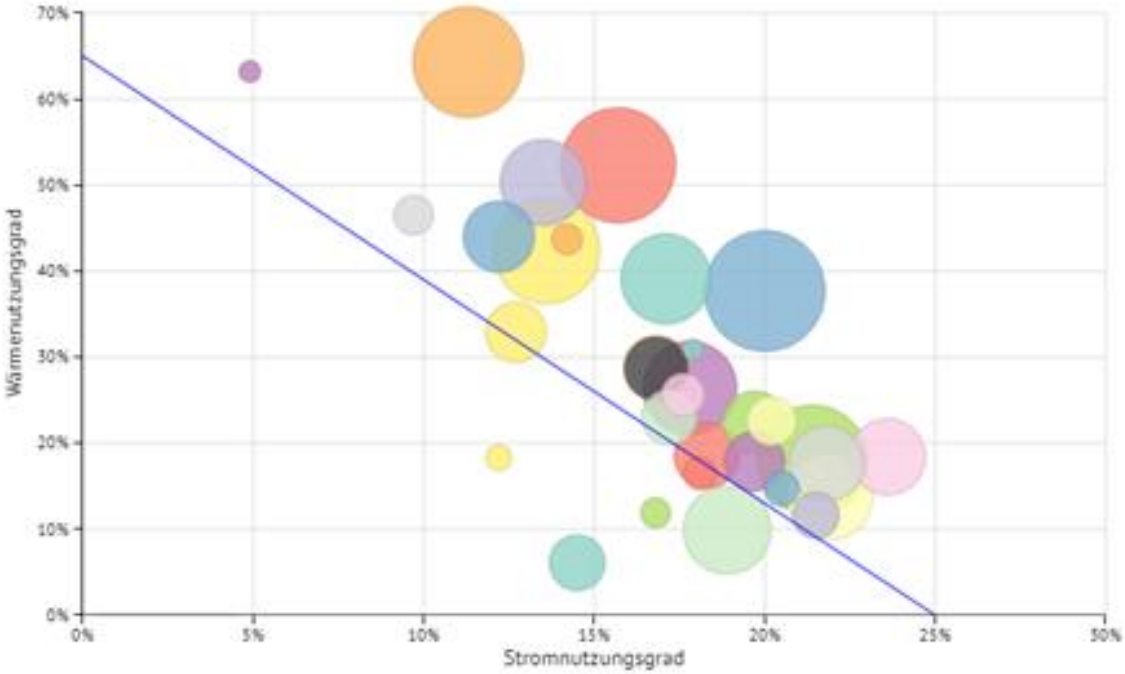


Abbildung 3: Wärmenutzungs-/Stromnutzungsgrad der Schweizer KVA im Vergleich [VBSA]

Die Schweizer KVA und Wasserkraftwerke werden im Laufe dieser Entwicklung sowohl an energiewirtschaftliche also auch technische Limiten stossen. Die Photovoltaik wird von Frühling bis im Herbst für Stromüberschüsse sorgen.
Dadurch wird die wirtschaftliche Stromproduktion für wenig flexible Produzenten vor allem im Sommerhalbjahr zunehmend schwierig werden. Die Laufwasserkraftwerke, bei welchen rund zwei Drittel der Jahresproduktion auf das Sommerhalbjahr fällt, sind besonders betroffen. Gleichzeitig werden die Reserven der Speicherwasserkraftwerke im Winterhalbjahr immer wertvoller und systemrelevanter, um die Stromversorgung im Winterhalbjahr sicherzustellen.

Auch eine KVA wird mit dieser Situation konfrontiert werden, da ihre Flexibilität in der Stromproduktion mit einem klassischen Dampfturbinensystem technisch beschränkt ist. Der Ausbau der Fernwärmesysteme mit Speicheranlagen ermöglicht bislang kurzzeitig eine flexible Stromproduktion und -einspeisung ins Netz. Erst die Einbindung von PtX-Anlagen (PtH, PtG) als flexible elektrische Verbraucher erweitert das Potenzial des Gesamtsystems KVA.

Alle Schweizer KVA zusammen würden aufgrund ihrer Anschlussleistungen ins Verteilnetz über ein Regelleistungs-Potenzial von rund 380 MW verfügen. Die Produktionsleistung aller Schweizer KVA beträgt im Jahresdurchschnitt rund 240 MW, wobei im Sommer deutlich mehr produziert wird und im Winter fernwärmebedingt deutlich weniger.

Die Motivation für die Durchführung des PtG-Projektes Limeco ist deshalb:

- Klimaschonende Energieträger in Form von grünem Wasserstoff und synthetischem Biomethan zu produzieren, welche zur Substitution von fossilen Brenn- und Treibstoffen eingesetzt werden und in Zukunft der saisonalen Energiespeicherung dienen können.
- Die bereits entwickelte Technologie der direkten biologischen Methanisierung im Industriemassstab und in einem relevanten Umfeld zu erproben. Im Weiteren wird es in diesem Projekt erstmals möglich, die nötigen Wartungs- und Unterhaltsarbeiten im Dauerbetrieb zu erfassen und zu verifizieren.
- Im Hinblick auf den Umbau des Energiesystems alternative Geschäftsmodelle für KVA anstelle der reinen Bandenergieproduktion zu entwickeln (Diversifizierung Gasprodukte).
- In Zukunft soll mit unterschiedlichen und hybriden Betriebsweisen der Gesamtanlage (KVA Flex) eine komplementäre Leistungsvorhaltung für positive und negative Regelenergie erzeugt werden können. Damit können KVA in Kombination mit PtX-Systemen einen wesentlichen Beitrag an die Netzstabilisierung und Versorgungssicherheit beitragen.

1.3 Projektziele Pilot- und Demonstrationsprojekt P&D

Im Rahmen des P&D-Projektes wurden in Abstimmung mit dem BFE folgende Projektziele definiert:

- **Bau, Inbetriebnahme, stabiler Betrieb der PtG-Anlage**
  Es soll die verfahrenstechnische Funktionstüchtigkeit der Erzeugung von Wasserstoff und die direkte Methanisierung von Klärgas – biologische Umwandlung von Wasserstoff und CO_2 auf Basis von Mikroorganismen (Archaeen) – mit der Einspeisung ins Gasnetz nachgewiesen werden. Die PtG-Anlage wird vollumfänglich in die Gesamtanlage von Limeco integriert.
- **Betriebsoptimierung bzw. Flexibilisierung der Stromproduktion der KVA**
  Der PEM-Elektrolyseur erlaubt es, dass auch das thermische System der KVA flexibilisiert wird und somit für Systemdienstleistungen im Regelenergiemarkt eingesetzt werden kann.
- **Aufbau eines zusätzlichen Wasserstoff-Absatzkanals**
  Die Produktion von Wasserstoff für Anwendungen als Treibstoff bzw. die dezentrale Methanisierung bei vorhandenen CO_2-Quellen (Biogasanlagen, etc.) wird in einem weiteren Entwicklungsschritt angestrebt.

- Die Projekterfahrungen sollen zudem der Weiterentwicklung von Leitlinien bezüglich der sektorübergreifenden Bilanzierung von Herkunftsnachweisen bei PtG-Anlagen dienen.

1.4 Power-to-Gas und Kehrichtverbrennungsanlage im Kontext der Regelenergie

Die Wasserkraft stellt im Schweizer Stromnetz einen Grossteil der Vorhaltung von Regelleistung sicher. Für die Integration der stark schwankenden Produktion von erneuerbaren Energien (Wind, PV) ist zusätzliche Flexibilität im Stromsystem vorteilhaft. In Zukunft könnten Schweizer KVA mit PtX-Anlagen, einen noch grösseren Beitrag zur Bereitstellung von Regelenergie leisten.

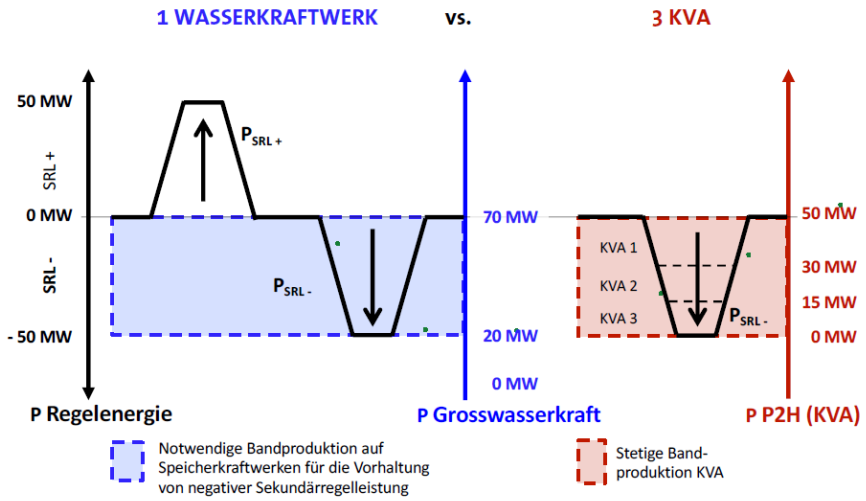


Abbildung 4: Darstellung Leistungsvorhaltung (SRL+/-) Wasserkraft vs. KVA [Quelle: Rytec]

Damit werden im Umfeld der Schweizer KVA die Voraussetzungen geschaffen, um die Schweizer Wasserkraftwerke bei der Vorhaltung von Regelleistung zu entlasten. Gemäss der Studie Rytec[1] könnten die Schweizer KVA die Bereitstellung von Sekundärregelenergie (SRL) anstelle von Wasserkraftwerken übernehmen. 2023 werden durch KVA mit PtX-Technologien, mehrheitlich Power-to-Heat[2], bereits rund 20% der negativen Sekundärregelleistung in der Schweiz vorgehalten.

Im Rahmen des Pilot- und Demonstrationsprojektes (P&D) KVA Limeco wurde die verfügbare Flexibilität im Gesamtsystem simuliert. Durch die eingesetzte Proton-Exchange-Membran-Elektrolyse (PEM) verfügt das PtG-KVA-System über zusätzliche Potenziale, die zur Betriebsoptimierung bzw. Flexibilisierung der Stromeinspeisung der KVA beitragen. Dies kann in Form von Glättung der Einspeiseleistung ins Netz der KVA und/oder zur Bereitstellung von Leistungsvorhaltung und Regelenergie gegenüber Swissgrid erfolgen.

In einem Betriebsjahr produziert die KVA Limeco mit dem heutigen Anlagensetting rund 60 GWh Strom, davon werden ca. 46 GWh in das Netz eingespeist. Ganzjährig kann die Anlage bereits heute rund 3 bis 4 MW Tertiärregelleistung (TRL-) zur Verfügung stellen. In Zukunft kann die KVA durch Nutzung der Flexibilitäten der PtG-Anlage und der Wärmespeicherung im Fernwärmenetz auch Sekundärregelleistung anbieten.

1.4.1 PtG-Betrieb Sekundärregelleistung positiv (SRL+)

Derzeit liegt dem Betriebskonzept ein möglichst kontinuierlicher Betrieb der PtG-Anlage bei einer Elektrolyse-Leistung von ca. 1.3 MW zu Grunde. Diese Wasserstoffproduktion passt stöchiometrisch zum CO_2-Anteil im durchschnittlichen Klärgasstrom für die Methanisierung. Im Falle eines Abrufes von SRL+ wird durch Drosselung der Elektrolyseurleistung der Eigenverbrauch des KVA-Stromes reduziert. Dadurch steigt die Stromeinspeisung aus der Dampfturbine ins Netz. In dieser Zeit wird das Klärgas gespeichert oder anderweitig verwertet.

1.4.2 PtG-Betrieb Sekundärregelleistung negativ (SRL-)

Im Falle des negativen SRL-Betriebes wird die Leistung der Elektrolyseure aus dem kontinuierlichen Betrieb kurzzeitig gesteigert. Als Folge davon steigt der KVA-Eigenverbrauch, d.h. die Stromeinspeisung der KVA sinkt. Die gesteigerte Wasserstoffproduktion führt dazu, dass die Stöchiometrie für die Methanisierung nicht mehr stimmt. Entweder wird der Methanisierungsanlage zusätzliches Klärgas aus dem Klärgasspeicher zugeführt oder der Überschuss an Wasserstoff muss zwischengespeichert oder in einen anderen H_2-Absatzkanal (z.B. Mobilität) geführt werden.

1.4.3 Ausweitung der Flexibilitätsbewirtschaftung

Als Gesamtsystem können KVA-, ARA- und PtG-Anlagen sämtliche vorhandenen (Wärme, Klärgas) und geplanten Speicher (Wasserstoff) als auch elektrische Lasten und Erzeuger ins Flexibilitäts-Regime integrieren, um die Bereitstellung von Regelleistung weiter zu optimieren.

Damit ist die Anbindung vorbehaltlich der Erfüllung der von Swissgrid definierten Präqualifikationsvoraussetzungen an den Regelenergiemarkt gegeben.

Auf Basis der vorgenannten Betriebsweisen werden die entsprechenden Analysen durchgeführt:

- Technische Funktionstüchtigkeit (Anfahrrampe etc., allfällige Regeloptimierungen etc.)
- Betriebliche und organisatorische Aspekte (Automatisierungsgrad, Zuständigkeiten/Kompetenzen und Systemkopplungen etc.)
- Wirtschaftliche Auswirkungen auf KVA/PtG-Betrieb und Risikobetrachtungen
- Zudem werden die Potenziale für einen netzdienlichen Betrieb ermittelt

[1] Substanzieller Beitrag von Kehrichtverwertungsanlagen (KVA) zur Schweizer Energiestrategie 2050 (Quelle: Rytec 2020)
[2] Ca. 80 MW durch Power-to-Heat Anlagen (Quelle: Rytec KVA-Pool)

1.5 Regulatorische Einordnung von KVA-Strom und -Abwärme

Das schweizerische Umweltschutzgesetz (USG) schreibt vor, dass Abfälle für die Ablagerung so behandelt werden müssen, dass sie möglichst wenig organisch gebundenen Kohlenstoff enthalten (USG Art. 30c Abs.1). In der Schweiz werden deshalb brennbare Abfälle in der Regel verbrannt.

Im Weiteren wird mit Art. 10 der Abfallverordnung (VVEA) die thermische Behandlung von Abfällen zur Pflicht, soweit diese nicht stofflich verwertet werden können. Durch die Verbrennung der Abfälle entstehen CO_2-Emissionen. Der Verband der KVA-Branche (VBSA) hat aus Klimaschutzgründen deshalb mit dem Bund eine CO_2-Zielvereinbarung abgeschlossen. Diese Vereinbarung hat zum Ziel, die Emissionen aus der Abfallverbrennung zu reduzieren, Anreize für eine effizientere Energienutzung in Kehrichtverbrennungsanlagen (KVA) zu setzen und die Anwendung von Anlagen zur Abscheidung von CO_2 bei KVA voranzutreiben. Sie wurde im März 2022 unterzeichnet und schliesst an die vorgängige Vereinbarung an. Die KVA wurden im Gegenzug von einer Teilnahme am Emissionshandel (EHS) befreit. Sie verpflichtet die KVA-Betreiber dazu, bis 2030 mindestens eine Anlage zur CO_2-Abscheidung in Betrieb zu nehmen. Die Anlage soll eine minimale Nennkapazität von jährlich 100'000 Tonnen CO_2 aufweisen und so viel CO_2 abscheiden, wie es die Transport-, Speicherungs- und Nutzungsbedingungen zulassen. Gleichzeitig müssen die KVA-Betreiber die Grundlagen dafür legen, dass die CO_2-Abscheidung und Speicherung mittel- bis längerfristig im grossen Massstab eingesetzt werden können.

Die effiziente Nutzung der aus der Abfallverbrennung entstandenen Energie wird in der VVEA geregelt. Darin wird gefordert, dass mindestens 55 Prozent des Energiegehalts ausserhalb der KVA genutzt wird (Art.32, Bst a). Für Neuanlagen und Kapazitätserweiterungen müssen sogar mindestens 80 Prozent des Energiegehalts ausserhalb der Anlagen genutzt werden (Art. 31, Bst c). Wobei in beiden Fällen die Nutzung von Energie zur zukünftigen Abscheidung von CO_2 aus dem Rauchgas als Nutzung ausserhalb der Anlagen gilt. Der Energienutzungsgrad von Strom und Wärme wird anhand einer standardisierter Berechnungsmethode mittels der «Energetischen Nettoeffizienz» oder kurz «ENE» ermittelt.

Eine ausführliche Auslegeordnung bezüglich Abwärmenutzung bei Kehrichtverwertungsanlagen ist einem VBSA-Fact-Sheet zu entnehmen.[3]

1.5.1 Wertigkeit der KVA-Abwärme

Der Begriff «Abwärme» wird in der Verordnung über die Förderung der Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energien (EnFV) in Art. 2 Bst. e definiert, wonach die Abwärme als «nach dem Stand der Technik nicht vermeidbare Wärmeverluste, die aus Energieumwandlungsprozessen oder aus chemischen Prozessen, beispielsweise in Kehrichtverbrennungsanlagen (KVA), entstehen, ausgenommen Heizwärme aus Anlagen, welche die gekoppelte Produktion von elektrischer und thermischer Energie als primäre und gleichrangige Ziele haben». Demnach wird die KVA in der (EnFV) explizit als Beispiel bei der Begriffserläuterung von Abwärme aufgeführt. Solche Abwärme, die zum Beispiel einem Nachbargebäude oder an ein Wärmenetz geliefert wird, leistet einen Beitrag zur Reduktion des Primärenergieverbrauchs. Unter dieser Betrachtung wird der Abwärme keine Primärenergie zugeteilt und enthält somit auch keine Treibhausgasemissionen. Das BFE hält diese Sichtweise, dass bei der Betrachtung der Primärenergie die KVA-Abwärme als CO_2-frei gilt, in einem Faktenblatt aus dem Jahr 2018 fest.[4]

[3] VBSA, 2024: Abwärmenutzung bei Kehrichtverwertungsanlagen – eine ökologische und regulatorische Einordnung

[4] BFE, 2018: Faktenblatt Abwärme für den Umgang mit energie- und klimapolitischen Instrumenten

Diese Bestimmungen werden zudem durch die Emissionsfaktoren basierend auf anerkannten Ökobilanzdaten bestätigt. Als bisher geltende Grundlage dienten hierzu die offiziellen «Ökobilanzdaten im Baubereich nach KBOB.[5] Sowohl die Primärenergie- als auch THG-Faktoren sind für Wärme als auch die für Elektrizität sehr niedrig bzw. nahezu «Null».

	Ökobilanzdaten im Baubereich			KBOB / ecobau / IPB 2009/1:2022, Version 6			
ID-Nummer No d'identification	ENERGIE	Bezug Réference		UBP'21 UBP'21	Primärenergie Energie primaire		Treibhausgas-emissionen Emissions de gaz à effet de serre
		Grösse	Einheit Unité	UBP	erneuerbar renouvelable kWh oil-eq	nicht erneuerbar non renouvelable kWh oil-eq	kg CO_2-eq
42.011	Kehrichtverbrennung (Wärme)	Endenergie	kWh	11.2	0.011	0.042	0.003
45.005	Kehrichtverbrennung (Strom)	Endenergie	kWh	55.6	0.002	0.014	0.007

Bemerkenswert ist die unterschiedliche regulatorische Handhabung der KVA-Abwärmenutzung – je nachdem, ob die Energie in Form von thermischer oder elektrischer Energie weitergegeben wird. Während die Weitergabe in Form von Wärme regulatorisch mit den erneuerbaren Energien gleichgestellt ist, wird die Weitergabe in Form der energetisch höherwertigen elektrischen Energie schlechter gestellt. So wird z.B. Strom aus KVA im aktuellen Energiegesetz (EnG) explizit vom Einspeisevergütungssystem ausgeschlossen. Bei der Abwärmenutzung in Form von Wärme wird diese praktisch als Synonym für erneuerbare Energien verwendet.

1.5.2 KVA-Strom im Kontext einer PtG-Anlage

Die Verwendung von KVA-Strom zur schrittweisen Erzeugung von Wasserstoff und synthetischem Methan führt zur Frage, wie die Bewertung der aus KVA-Strom erzeugten Brenn- oder Treibstoffe aus Sicht der Umwelt- und des Klimaschutzes erfolgen soll.

Legt man die Ökobilanzdaten gemäss KBOB zu Grunde so kann die Klimawirkung anhand des Emissionsfaktors (THG-Faktor) für KVA-Strom ermittelt werden. Bei der Überwälzung der Emissionen auf die Produkte Wasserstoff und synthetischem Methan liegen die Emissionswerte somit ähnlich tief bzw. nahezu «Null», wie bei der Nutzung der Abwärme aus der KVA. Nicht bekannt sind die direkten Emissionen aus dem Prozess, die in den Prozessen Elektrolyse und Methanisierung einzurechnen sind. Hierfür gibt es bisher keine Erfahrungswerte bzw. Kennzahlen, die zur ökologischen Bewertung herangezogen werden können.

In der Verordnung über den Herkunftsnachweis und die Stromkennzeichnung (HKSV) wird der KVA-Strom hingegen als teilweise erneuerbar und nicht-erneuerbar beschrieben. Der nicht-erneuerbare Teil des KVA-Stromes leitet sich aus dem fossilen Anteil im Siedlungsabfall ab.

Werden die Produkte aus der PtG-Anlage als Treibstoff genutzt, gelten die Anforderungen der Mineralölsteuergesetzgebung (MinöStG). Mit Schreiben vom 6. Oktober 2020 der eidg. Zollverwaltung (heute Bundesamt für Zoll und Grenzsicherheit; BAZG) wurde für die PtG-Anlage die Zusicherung der Steuererleichterung für biogene Treibstoffe erteilt. Voraussetzung dafür war, dass die Elektrolyse vollständig mit erneuerbarem Strom aus KVA, aus Wind-, Wasserkraftwerken oder aus Solarstrom betrieben bzw. durch entsprechende Herkunftsnachweise dokumentiert wird.

Ab 1.1.2025 wird die Verordnung Herkunftsnachweise Brenn- und Treibstoffe (VHBT) in Kraft gesetzt. Die Bestimmungen für den Qualitätsnachweis für Produkte aus PtG-Anlagen sind in diesem Zusammenhang noch keine bekannt.

1.5.3 Übersicht der relevanten regulatorischen Vorgaben

In der aktuellen Gesetzgebung bzw. Branchenvereinbarung wird die Energie aus der Abfallbehandlung wie folgt reguliert:

5 https://www.kbob.admin.ch/de/oekobilanzdaten-im-baubereich

Regulatorien	Bezug	Bemerkungen
Energiegesetz (EnG), Energieförderverordnung (EnFV)	Investitionsförderung (Mindestanforderung, Energienutzung, ENE[6] 85% bzw. 90%); Abwärme und erneuerbarer Energie gleichwertig, vorrangige Nutzung	ENE>80% kann nur mit Fernwärme erreicht werden; künftige CCS-Anlagen gelten als externe Nutzung
Mineralölsteuergesetz (MinöStG)	Steuererleichterung für biogene Treibstoffe, wenn 40% weniger CO_2-Ausstoss als fossiler Treibstoff (z.B. Diesel, Benzin)	Hier gilt Kriterium der CO_2-Relevanz und nicht die Erneuerbarkeit
Verordnung über die Vermeidung und Entsorgung von Abfällen (VVEA)	Pflicht zur thermischen Abfallbehandlung und effizienten Energienutzung; Bei Errichtung oder erheblicher Erweiterung wird ein ENE von > 80% und im Betrieb stehende KVA >55% verlangt.	CCS gilt als externe Nutzung
Verordnung Herkunftsnachweise Brenn- und Treibstoffe (VHBT)	Qualitätsanforderungen für erneuerbare Gase und synthetisch erzeugte Gase (PtG) sind zu definieren.	Qualitätsrichtlinien umfassen derzeit keine spezifischen Werte für synthetische Gase
Herkunftsnachweise Strom (HKSV)	Strom aus KVA wird nach fossilem oder nicht-fossilem Anteil im Abfall unterschieden	Es gibt keine prozentuale Zuteilung in der Verordnung selbst; das HKN-System nimmt eine Aufteilung mit 50% erneuerbar und 50% nicht-erneuerbar selbstständig vor
CO_2-Zielvereinbarung	KVA-Branche verpflichtete sich bis 2030 100‘000 t CO_2 abzuscheiden.	Freistellung EHS-Pflicht
Faktenblatt Abwärme (BFE)	Abwärme aus KVA gilt als CO_2-frei	Der Abwärme ist keine Primärenergie zugeteilt und sie gilt als CO_2-frei.

[6] ENE: Energetische Netto-Effizienz

2 Anlagenbeschrieb

2.1 Multi-Energy-Hub

Als regionales Unternehmen im Limmattal (Regiowerk) versorgt Limeco die Bevölkerung mit umweltfreundlicher Fernwärme und Strom. Als weiteres Element im Wandel zum Energieversorgungsunternehmen baut Limeco eine PtG-Anlage mit Einspeisung von erneuerbarem Gas ins Gasnetz. Damit wird Limeco zu einem der umwelt- und klimafreundlichsten Produzenten von Strom, Wärme und Gas im Sinne eines Multi-Energy-Hubs.

2.2 Anlagen von Limeco

In Dietikon betreiben rund 90 Mitarbeitende die KVA-, ARA- und PtG-Anlage sowie das regionale Fernwärmenetz.

Jährlich fliessen rund 14 Milliarden Liter Abwasser aus neun Gemeinden durch die ARA. Durch die Reinigung des Abwassers leistet Limeco einen wichtigen Beitrag zum Gewässerschutz von der Limmat bis hin in die Nordsee. Die ARA von Limeco ist mit über 135'000 Einwohnerwerten belastet und im Kanton Zürich die am dritthöchsten belastete ARA.

Der aus dem Abwasser abgeschiedene Klärschlamm wird in drei Faultürmen vergärt. Das daraus entstehende biogene Klärgas besteht aus ca. 60% Methan und 40% CO_2 und gilt als erneuerbarer Energieträger. Aus dem Abwasser wird die Abwärme über ein Niedertemperaturnetz der EKZ (Elektrizitätswerke des Kantons Zürich) genutzt. EKZ versorgt ein ganzes Neubauquartier mit jährlich 7 GWh Wärme.

1 Abwasserreinigungsanlage (ARA)
2 Schlammbehandlung- Faulungsanlage
3 PtG-Anlage
4 Kehrichtverwertungsanlage (KVA)

Abbildung 5: Örtliche Gegebenheit Limeco [ArcGis Limeco]

Bei der Verwertung des Abfalles und der Reinigung des Abwassers werden grosse Energiemengen freigesetzt. Die Abwärmenutzung aus der KVA gilt als CO_2-neutral (ebenso die Abwärmenutzung aus dem Abwasser), weil sie keine Primärenergie enthält.

Das Fernwärmenetz wird im Endausbau, voraussichtlich im Jahr 2045, rund 260 GWh Wärme ins Limmattal liefern. Mit einer Netzlänge von über 54 Trasse-Kilometern gehört das Regiowerk zu einem der zehn grössten Fernwärmeversorger in der Schweiz. Mit der Regiowärme werden im Endausbau rund 66'000 t CO_2 pro Jahr[7] eingespart.

2.2.1 Kehrichtverbrennungsanlage inkl. thermischer Speicher und Wärmeabsatz

Die KVA Dietikon wurde 1971 in Betrieb genommen und in den 1990-er Jahren zum Kehrichtheizkraftwerk erweitert. Die neue KVA soll auf der benachbarten Parzelle (heute Coop-Verteilzentrale) gebaut werden.

Die heutige KVA verwertet rund 95'000 Tonnen Abfall pro Jahr, was einer Energiemenge von zirka 320 GWh/a entspricht. Limeco plant einen Ersatz der Anlage, welche 2034 in Betrieb genommen werden soll.

Der Hauptzweck der KVA ist die fachgerechte Verwertung von Abfällen, wobei die Effizienz der Energienutzung gemäss Verordnung über die Vermeidung und die Entsorgung von Abfällen (VVEA) vorgeschrieben ist.

Abbildung 6 gibt einen Überblick über die Prozesse in der KVA Dietikon.[8] Das Kernelement der Energiegewinnung ist der Dampfkessel. Über einen klassischen Wasser-Dampf-Kreislauf (W-D-Kreislauf) wird die Dampfturbine mit einem Stromgenerator angetrieben. Ein Teil der Energie wird dem Rauchgas in der Rauchgasreinigung (RGR) entnommen, allerdings auf tieferem Temperaturniveau als im W-D-Kreislauf.

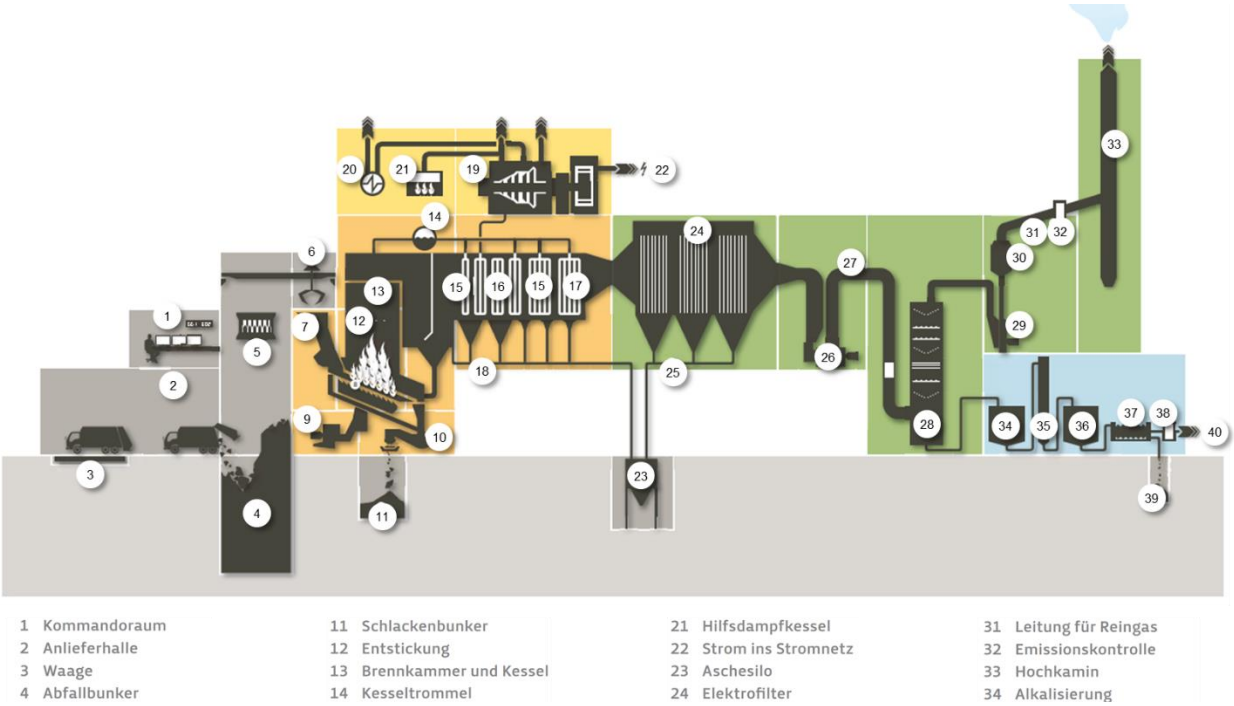


Abbildung 6: Schema der KVA Dietikon – Der Weg des Abfalls durch die KVA [Limeco].

Im gelb-orangen Bereich sind die meisten für die Energieproduktion und Anlagenflexibilisierung relevanten Prozesse abgebildet: Der Verbrennungsprozess (13) sowie der dadurch angetriebene Wasser-Dampf-Kreislauf inkl. Turbine (19), die Wärmetauscher für die Fernwärme-Abgabe (20) sowie die Stromeinspeisung (22). Auch in der Rauchgasreinigung wird ein Teil der Energie mittels Wärmerückgewinnungsanlagen zurückgewonnen .

[7] Annahme, dass je 50% Heizöl- und Erdgas-Heizungen ersetzt werden
[8] Eine detailliertere Beschreibung der gesamten Prozesse in der KVA Dietikon findet sich hier.

Die heissen Rauchgase in der Brennkammer werden im Kessel genutzt, indem Wasser erhitzt wird, bis überhitzter Dampf – sogenannter Frischdampf – bei rund 400 °C und 50 bar entsteht. Der Frischdampf wird in der Kondensations-Entnahme-Dampfturbine entspannt, wobei die Rotation der Turbine im Generator in elektrische Energie (Strom) umgewandelt wird (Abbildung 7).

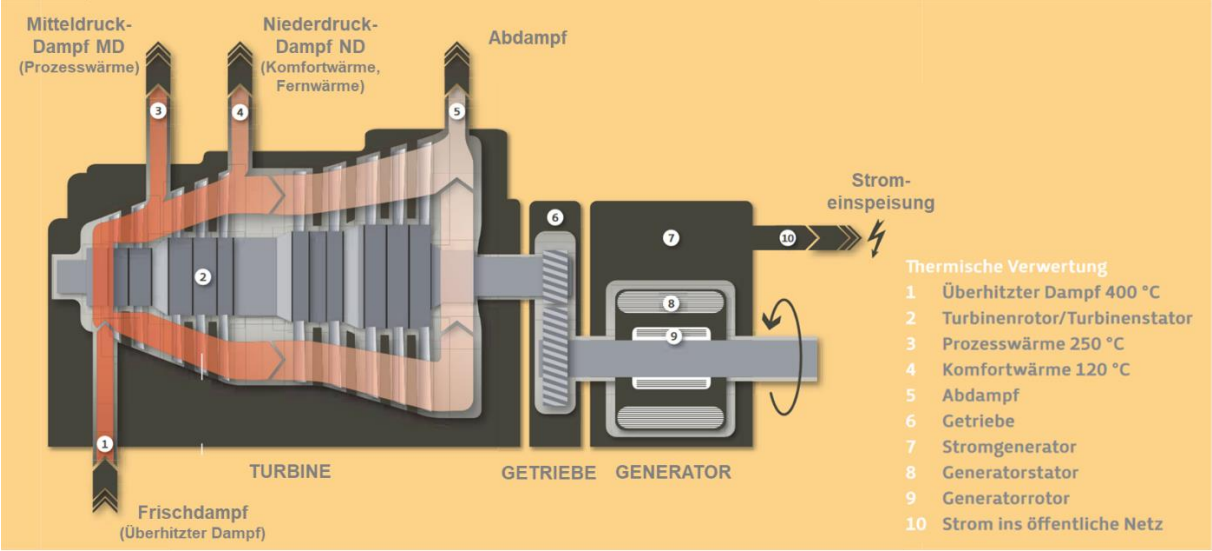


Abbildung 7: Schema der Kondensations-Entnahme-Dampfturbine von Limeco

Die Turbine bildet das Kernstück für die Flexibilisierung der Stromeinspeisung der KVA. Durch die Regelung insbesondere des Niederdruck-Dampfes (ND-Dampf) kann die Stromproduktion beeinflusst werden.

Auf zwei Druckstufen kann der Turbine für die Lieferung von Prozesswärme (Mitteldruck, MD) oder von Fernwärme/Komfortwärme (Niederdruck, ND) Dampf entnommen werden, wodurch sich die Stromproduktion reduziert. Ein Teil dieses entnommenen Dampfes wird auch für den KVA-Eigenbedarf verwendet. Die Dampfmenge, welche die gesamte Turbine durchströmt, wird als Abdampf bezeichnet. Sie wird in der KVA Dietikon in einem Nasskühlturm kondensiert. Das Kondensat wird im Speisewassergefäss gesammelt, wo der Wasser-Dampf-Kreislauf von Neuem beginnt. Auch der in der Turbine entnommene, kondensierte ND- und MD-Dampf sammelt sich nach der Wärmeabgabe im Speisewassergefäss.

Technische Daten		
Turbinenart	Entnahme-Kondensation	
Dampfschluckmenge, pro Stunde	t	44
Maximale Entnahmemenge, pro Stunde	t	40
Entnahmedruck	bar(a)	3,5
Maximale Anzapfmenge, pro Stunde	t	15/3,9
Anzapfdruck	bar(a)	19/1,2
Abdampfdruck	bar(a)	0,08
Maximale Klemmenleistung	MW	9,6

Tabelle 1: Technische Eckwerte der Turbine [Limeco].

Im Normalbetrieb werden rund 42 t/h Frischdampf produziert. Bis zur Heizsaison 2019/2020 war die Wärmeauskopplung ins Fernwärmenetz ab KVA auf maximal 22 MW limitiert (ohne fossile Heisswasserkessel). Diese Limitierung war durch die maximale Leistung der 3 Heizkondensatoren bedingt (Wärmetauscher à 2 x 6 MW und 1 x 10 MW). Durch die Inbetriebnahme der Rauchgas-Wärmerückgewinnung (RG-WRG) mittels eines Wärmetauschers sowie einer Absorptions-Wärmepumpe (A-WP) in der Heizsaison 2020/2021 konnte die maximale Wärmeauskopplung ab KVA auf rund 28 bis 30 MW erhöht werden. Die Absorptions-Wärmepumpe nutzt Abwärme aus der Rauchgasreinigungs-Stufe und aus der PtG-Anlage und wird mit

ND-Dampf als Treibdampf betrieben. Sie wärmt den Rücklauf der Fernwärme um 25 bis 30 Kelvin auf rund 85 °C auf. Anschliessend wird der Rücklauf mittels der RG-WRG und den Heizkondensatoren auf rund 125 °C bzw. 90 °C angehoben.

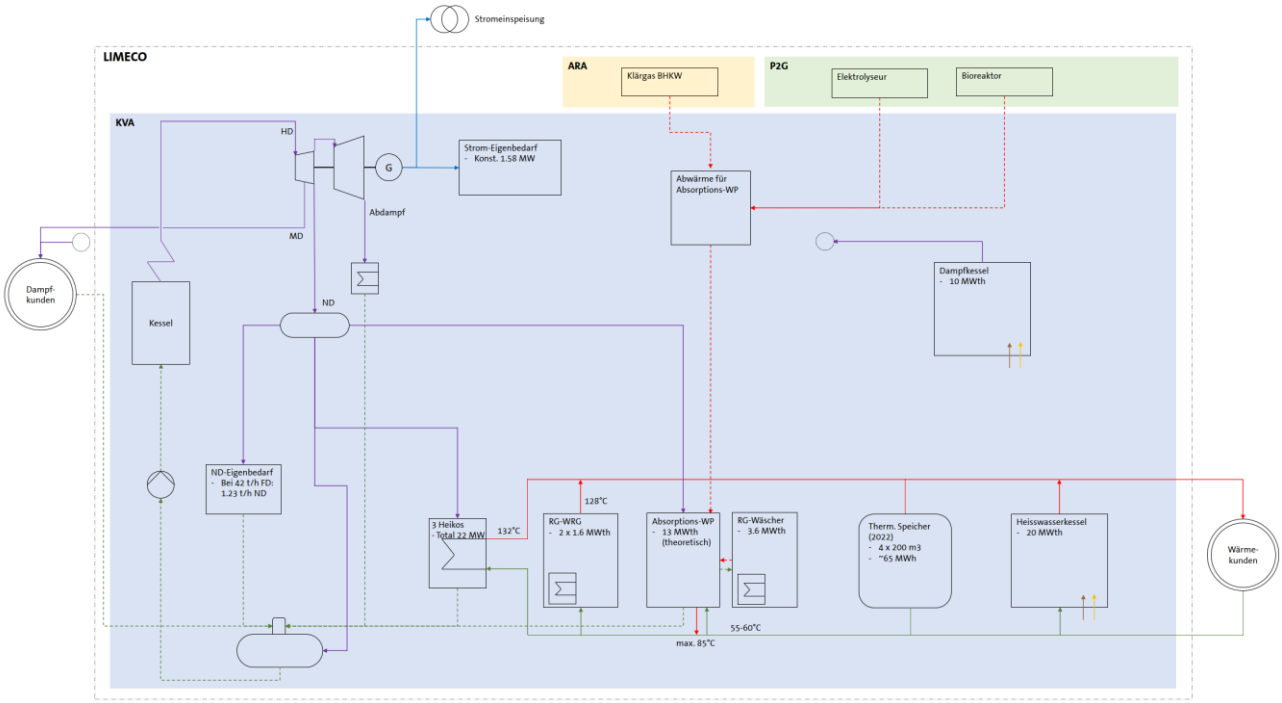


Abbildung 8: Prinzipschema der Energieflüsse der KVA Dietikon [Rytec AG].

Limeco verfügt seit 2019 über einen fossilen Heisswasserkessel (HWK) mit einer thermischen Leistung von 20 MW, der mit Gas oder Heizöl betrieben werden kann. Er ist auf die Erzeugung einer Vorlauftemperatur von 110 °C ausgelegt. Zusätzlich ist auch ein Hilfsdampfkessel mit 10 MW Leistung in Betrieb, welcher nur mit Öl betrieben werden kann und unter anderem für den Start der KVA – z.B. nach einer Revision – zum Einsatz kommt. Ein zweiter HWK mit ebenfalls 20 MW thermischer Leistung wurde zusammen mit den thermischen Speichern in Betrieb genommen. Dieser erhöht einerseits die Auskopplung von KVA-Wärme und andererseits wird die ND-Dampfentnahme dadurch stabilisiert.

Abbildung 9: 2022 realisierte thermische Speicher Limeco [Limeco].

Die thermischen Speicher bilden zusammen mit dem Fernwärmenetz eine wichtige Voraussetzung für die maximale Flexibilisierung der KVA. Die vier vertikal aufgestellten Druckspeicher à je 200 m^3 haben eine Speicherkapazität von rund 65 MWh. Die Speicher sind als sogenannte „hydraulische Weiche“ zwischen Wärmeerzeuger- und Wärmeabsatz-Kreislauf eingebunden und können mit KVA-Abwärme beladen werden.

Die erfolgte Erhöhung der maximalen Wärmeauskopplung ab KVA sowie der Leistung der Wärmeredundanz erfolgte im Zuge des laufenden Ausbaus der Fernwärme in diversen Gemeinden im Limmattal. Limeco lieferte 2015 rund 26 GWh Fernwärme. Der Wärmeabsatz wird seither stetig gesteigert. Ende Betriebsjahr betrug der Wärme- und Kälteabsatz 92 GWh. Die Energiekrise beschleunigt den Zubau an Fernwärme massiv.

2.3 Einbindung der Power-to-Gas-Anlage in den Bestand

Das Anlagenkonzept besteht aus KVA, ARA und neu PtG-Anlage. Die PtG-Anlage setzt sich aus der Elektrolyse, Methanisierung (Bioreaktor mit Rührwerk) und der Gasaufbereitung mit Gaseinspeisung zusammen. Die PtG-Anlage wird vom ARA-Personal betrieben.

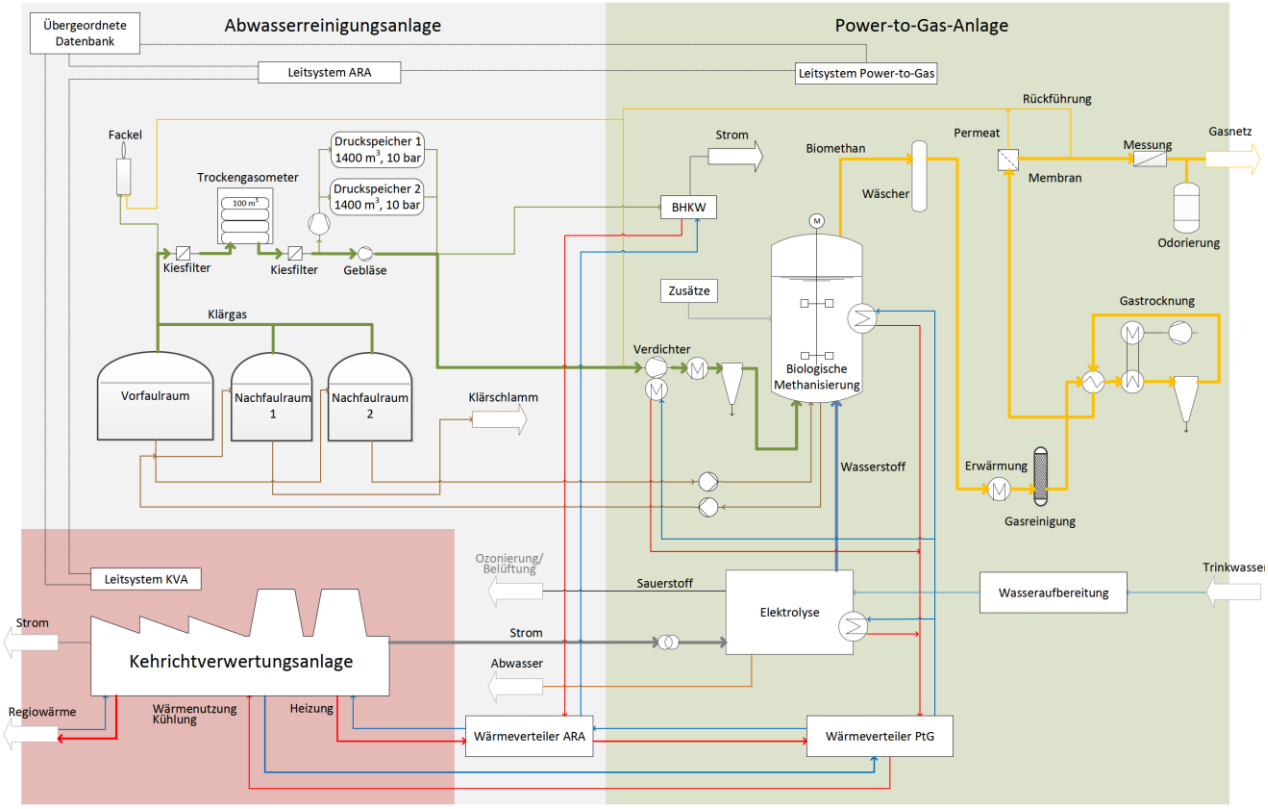


Abbildung 10: Gesamtsystem KVA, ARA und PtG [Limeco]

Der Kernprozess zur Umwandlung von Wasserstoff und CO_2 in erneuerbares Erdgas ist die biologische Methanisierung. Das Klärgas wird ohne Vorbehandlung direkt dem Bioreaktor zugeführt. Der Behälter ist mit Klärschlamm gefüllt. Durch batchweise Nachspeisung von Schlamm aus den Faultürmen der ARA und weiteren Betriebsmitteln werden die Mikroorganismen mit Nährstoffen versorgt. Das Klärgas dient als CO_2-Quelle. Den Strom für die Wasserstoffherstellung in der Elektrolyse liefert die KVA.

Prozesswärme auf der PtG-Anlage ist für die Gasreinigung, den Anfahrprozess oder den Frostschutz notwendig. Über eine neue Wärmeleitung wird die PtG-Anlage an die interne Wärmeversorgung der Schlammbehandlung angeschlossen.

Die auf tiefem Exergieniveau anfallende Abwärme der PtG-Anlage wird direkt an die KVA abgegeben und kann dort im Fernwärmenetz mittels der Absorptionswärmepumpe nutzbar gemacht werden. Durch diesen Wärmeaustausch mit der KVA ist eine hoher Energienutzungsgrad der PtG-Anlage möglich. Ist der Fernwärmebedarf zu gering, wird die Rückkühlung durch den Kühlkreislauf der KVA sichergestellt. Mit dem Kaltwassersatz wird das Produktgas getrocknet und die H_2-Membran sichert die Restentfeuchtung, bevor die Einspeisung ins Gasnetz erfolgt.

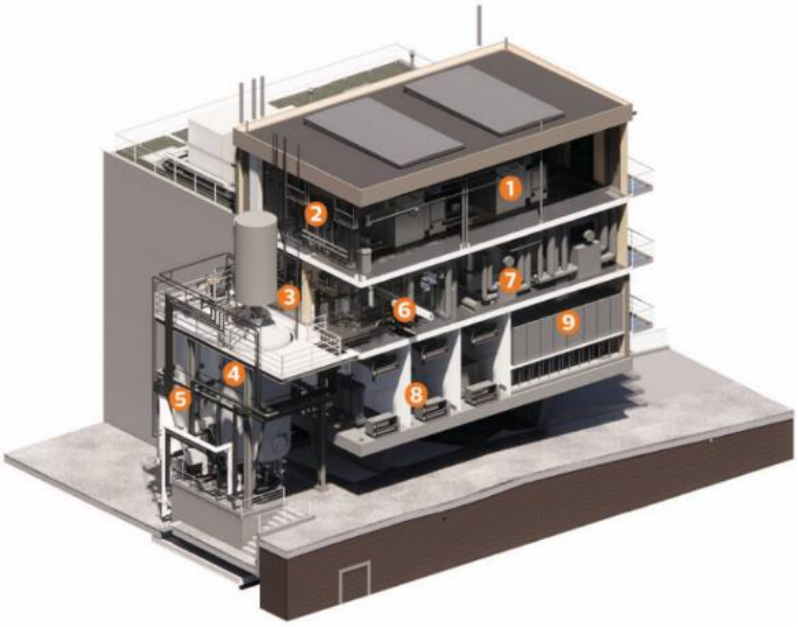
Bei Stillstand der PtG-Anlage wird momentan das anfallende Klärgas mittels den bestehenden Blockheizkraftwerken verwertet. Dabei fallen ca. 500 kW Abwärme bei einer Temperatur von bis zu 90 °C an, die in die Wärmeverteilung des Schlammbehandlungsgebäudes eingespeist werden. Um die anfallende Wärme bei Stillstand der PtG-Anlage optimal nutzen zu können, werden der Wärme- und der Kühlkreislauf miteinander verbunden. Dadurch kann die Wärme der Blockheizkraftwerke ebenfalls zur Unterstützung der Fernwärme genutzt werden.

2.4 Power-to-Gas-Anlage

Der Bioreaktor steht zwischen dem Verwaltungsgebäude und einem neuen dreistöckigen PtG-Gebäude. Das PtG-Gebäude ist als vorgefertigter Holz-Element-Bau konzipiert, welcher auf einem Tisch in Ortbeton aufgestellt ist. Die horizontal strukturierte Holzfassade ist vorvergraut und schafft eine Homogenität mit den bestehenden Nachbargebäuden. Das natürliche Baumaterial widerspiegelt zudem die nachhaltige Energiegewinnung im und um das Gebäude.

Die Medienversorgung von und zur Schlammbehandlungsanlage der ARA erfolgt über eine Medienbrücke.

Abbildung 11: Die PtG-Anlage – Bioreaktor und Vollholzgebäude [Limeco]



Elektrolyse:
1 Elektrolyse
2 Wasseraufbereitung

Biologische Methanisierung:
3 Gasaufbereitung
4 Bioreaktor
5 Gasreinigung

Gebäudetechnik:
6 Medienverteilung
7 Wärme-/Kälteverteilung

Elektro:
8 Transformatoren
9 Steuerung (EMSRL)

Abbildung 12: Übersicht PtG-Anlage Limeco [Limeco]

2.4.1 PEM-Elektrolyseur inkl. Nebenaggregate

Die PEM-Elektrolysezelle besteht aus zwei Elektroden, einer Anode und einer Kathode, sowie einer protonendurchlässigen Membran (PEM). Zwischen den beiden mit Edelmetall beschichteten Elektroden wird eine Gleichspannung angelegt.

Die Anodenseite wird mit vollentsalztem Trinkwasser versorgt, welches durch die katalytische Wirkung des Edelmetalls elektrochemisch in Sauerstoff, positiv geladene Wasserstoffionen und Elektronen aufgespalten wird. Die Wasserstoffprotonen diffundieren durch die protonenleitende Membran, wo sie zusammen mit den Elektronen, die über den Stromkreislauf zur Kathodenseite wandern, zu Wasserstoff-Molekülen umgewandelt werden. Die Anodenseite wird dabei mit einem hohen Wasserüberschuss versorgt, um gleichzeitig Wärme aus der Elektrolysezelle abzuführen.

Dieses Überschusswasser wird grösstenteils mit dem Sauerstoff aus der Zelle abtransportiert. Durch die Aneinanderreihung vieler Elektrolysezellen entsteht ein Zellstapel, welcher auch als Elektrolyse-Stack bezeichnet wird. Die beiden eingesetzten Elektrolysesysteme von Siemens (Silyzer 200) verfügen über eine elektrische Leistungsaufnahme von je 1.25 MW.

Abbildung 13: Zwei 1.25MW-Elektrolysesysteme [Limeco]

2.4.2 Bioreaktor inkl. Nebenaggregate (Methanisierung)

Bei der biologischen Methanisierung erfolgt nach dem BiON® Verfahren die Umsetzung der Eduktgase Kohlendioxid und Wasserstoff zu Methan. Spezielle Mikroorganismen, sogenannte Archaeen, wandeln Kohlenstoffdioxid und Wasserstoff zu Biomethan und Wasser um. Dieser unter anaeroben Bedingungen ablaufende exotherme Stoffwechselprozess wird als Methanogenese bezeichnet. Das Biomethan ist als Endprodukt dieser Biosynthese streng an den primären Energie- und Baustoffwechsel der Archaeen gekoppelt. Durch die Einstellung günstiger Betriebs- und Milieubedingungen innerhalb des Bioreaktors werden hohe Umsatzraten an Biomethan erreicht.

Der Prozess wird in einem als Rührkessel ausgeführten Bioreaktor durchgeführt, welcher die flüssige Suspension mit den Mikroorganismen beinhaltet. Bei der Limeco Power-to-Gas Anlage bildet der Klärschlamm der ARA das grundlegende Substrat für die flüssige Suspension, die den Reaktorinhalt ausmacht.

Abbildung 14: biologischer Methanisierungsreaktor [Limeco]

Der Reaktor hat einen Durchmesser von ca. 3,22 m und eine Gesamthöhe von ca. 8,65 m. Sein Bruttovolumen liegt bei 50 m³, davon sind im Normalbetrieb ca. 35 m³ mit ausgefaultem Klärschlamm gefüllt. Der Reaktor wurde von der Schmack Biogas GmbH prozesstechnisch ausgelegt und von einem externen Behälterbauer (Glatt Maschinenbau GmbH) gezeichnet und fabriziert.

Der Reaktor basiert auf einem ähnlichen Reaktor der Pilotanlage von Schmack in Allendorf mit einem ungefähren Bruttoinhalt von 5 m³. Die Schmack Biogas GmbH betreibt zudem in ihrem Versuchslabor in Schwandorf weitere Reaktoren mit Volumen von ca. 0.2 m³.

Der Reaktor ist ein sogenannter kontinuierlicher Rührreaktor. Nach Erstbefüllung oder bei bestimmten Störfällen wird der Kessel mit methanogenen Mikroorganismen angeimpft. Der Rührkessel wird mit Überdruck betrieben, um den Stofftransport der Eduktgase zu den Mikroorganismen zu intensivieren. Die Dispergierung des Gases innerhalb der flüssigen Phase erfolgt durch ein Rührwerk mit installierter Leistung von 132 kW der Firma Ekato. Rührwerke der Firma Ekato wurden in mehreren Versuchs- und Pilotanlagen

der Schmack Biogas GmbH (MicrobEnergy) erfolgreich getestet. Es hat sich gezeigt, dass die Effizienz des Rührers von entscheidender Bedeutung für den Gastransport und damit die Verfügbarkeit der Eduktgase für die Mikroorganismen ist, da dieser in der Regel durch den Stofftransport des Gases Wasserstoff limitiert wird.

Abbildung 15: Rührwerk der Firma Ekato [Limeco]

Bevorzugt wird ein leicht saures bis alkalisches Milieu, eine Temperatur zwischen 55 bis 70 °C und ein Druck von 5 bis 7 bar. Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid werden dem Reaktor unter Druck kontinuierlich zugeführt. Während der Wasserstoff aus dem Elektrolyseur bereits unter Druck zur Verfügung steht, muss das Klärgas auf den Betriebsdruck des Bioreaktors verdichtet werden. Das Verhältnis von Wasserstoff zu Kohlenstoffdioxid wird kontinuierlich geregelt, so dass nach Umsetzung im Reaktor der Wasserstoff nahezu verbraucht ist. Im Reaktor wird dazu ein leichter Überschuss an Kohlenstoffdioxid eingestellt, welcher durch eine Membran vor der Produktübergabe abgetrennt und dem Kreislauf wieder zugeführt wird. Das Biomethan ist am Austritt des Reaktors mit Wasserdampf gesättigt.

Abbildung 16: Unterseite des Bioreaktors stehend auf blauen Wägekomponenten [Limeco]

Im Normalbetrieb muss dem Prozess kontinuierlich Wärme entzogen werden, um das Temperaturniveau im Reaktor zu halten. Dies geschieht, indem ein Klärschlammstrom aus dem Reaktor an der Unterseite abgezogen und in einem Schlamm-Wasser-Wärmetauscher gekühlt wird.

Um den Klärschlamm dem Bioreaktor zuführen zu können, ist eine Druckerhöhung erforderlich, da der Bioreaktor im Überdruck betrieben wird. Die Klärschlammzufuhr erfolgt durch eine geeignete Substratpumpe. Im laufenden Betrieb wird das Substrat im Bioreaktor regelmässig gewechselt. Dieser Substratwechsel erfolgt in Abhängigkeit vom gebildeten Methan. Während eines Substratwechsels wird zunächst ein Teil des im Bioreaktor befindlichen Substrats abgelassen und anschliessend werden Klärschlamm aus der Kläranlage und Hilfsstoffe zugegeben. Mit dem abgeführten Substrat werden auch das während der Methanisierungsreaktion gebildete Wasser abgezogen und in die Kläranlage zurückgeführt. Auf diese Weise entsteht bei der biologischen Methanisierung nach dem BiON® Verfahren kein Abfallprodukt aus dem Bioreaktor, das aufwändig entsorgt werden muss.

Abbildung 17: Oberseite des Bioreaktors [Limeco]

Für einen stabilen Betrieb des Bioreaktors ist die Zufuhr von Hilfsstoffen erforderlich. Diese werden auf der Oberseite des Bioreaktors eingebracht. Dabei handelt es sich um eine Nährstoff- und eine Spurenelemente-Lösung sowie Entschäumer. Für jeden der drei Hilfsstoffe ist eine eigene Dosierstation mit eigener Leitung bis in den Bioreaktor vorgesehen.
Die Nährstoffe und Spurenelemente werden regelmäßig in den Bioreaktor zugegeben. Die Zugabe erfolgt jeweils nach dem Klärschlammwechsel im Bioreaktor. Da ein Klärschlammwechsel in Abhängigkeit vom gebildeten Methan erfolgt, ist auch der Verbrauch an Nährstoffe und Spurenelemente abhängig vom gebildeten Methan. Zudem ist der Bedarf an Nährstoffen und Spurenelementen abhängig von der Klärschlammzusammensetzung. Je mehr Nährstoffe und Spurenelemente im Klärschlamm enthalten sind, desto weniger müssen zugegeben werden.
Entschäumer wird zudosiert, falls sich im Bioreaktor Schaum bildet und die Gefahr besteht, dass dieser in vom Bioreaktor abführende Leitungen gelangt. Ein geeignetes Entschäumermittel, welches die biologische Methanisierung nicht stört, wird dabei eingesetzt.

Bei der biologischen Methanisierung in einem Bioreaktor, der unter thermophilen Bedingungen unter Zusatz von Wasserstoff und Kohlendioxid betrieben wird, erfolgt die Methanbildung in erster Linie über hydrogenotrophe methanogene Archaeen. Als prominent hervortretende Gruppe sind hier Vertreter der Familie Methanobacteriaceae, insbesondere die Gattung Methanothermobacter zu nennen. Vertreter dieser Gattung kommen auch im Bioreaktor der PtG-Anlage der Limeco zum Einsatz.

Für die Erstbeimpfung des mit Faulschlamm aus der Kläranlage der Limeco befüllten Bioreaktors wurde ein adaptierter Stamm aus der Gattung Methanothermobacter aus dem Labor von Schmack in Schwandorf verwendet. Von diesem Stamm wurde unter anaeroben Bedingungen und unter Begasung mit Wasserstoff

und Kohlendioxid im Verhältnis 4 zu 1 in einem synthetischen Kulturmedium für Methanogene eine Vorkultur in einem 2 Liter Glasfermenter erstellt. Diese Vorkultur stellte eine Reinkultur des Laborstammes dar.

In der folgenden Abbildung ist eine dicht bewachsene Kultur dieses Methanothermobacter Stammes zu sehen. Es wurden Zellzahlen bis zu 3 x 10^{10} Zellen pro ml Medium erreicht.

Abbildung 18: Glasfermenter [Schmack]

Um eine grössere Menge Material zum Beimpfen des Bioreaktors der Limeco Anlage zu gewinnen, wurde ein Methanisierungsreaktor im Technikum in Schwandorf mit 80 l Faulschlamm aus der Limeco Kläranlage gefüllt. Dieser Bioreaktor wurde mit 500 ml der oben gezeigten Vorkultur beimpft, so dass sich die Methanogenen im Limeco Klärschlamm vermehren konnten. Bereits 1 bis 2 Tage nach der Inokulation konnten Zellzahlen für Methanogene von über 1 x 10^{10} Zellen pro ml Fermenterinhalt bestimmt werden. Aktives Material aus dem Technikumsreaktor wurde über einen längeren Zeitraum gesammelt und diente zum Animpfen bei der Inbetriebnahme des Bioreaktors der Limeco. Es wurden 150 kg Animpfmaterial für 30 m^3 Reaktorinhalt verwendet. Die Methanisierung im Bioreaktor der PtG-Anlage erfolgte innerhalb kurzer Zeit. Ein grosser Vorteil dieses Verfahrens ist, dass sich die methanogenen Archaeen in dem Klärschlamm als Methanisierungsmedium unter den gegebenen Bedingungen (65 °C, 7 bar Druck, anaerobes Umfeld durch Klärschlamm und H_2/CO_2-Begasung) von selbst vermehren, so dass im weiteren Betrieb keine methanogenen Archaeen mehr zugegeben werden müssen. Auch bereits im Klärschlamm vorhandene Methanogene, die mit den gegenüber einem Faulturm veränderten Bedingungen zurechtkommen, können sich gegebenenfalls im Bioreaktor vermehren und zur Methanisierung beitragen.

Bei einem Stillstand des Bioreaktors können die Methanogenen bei Umgebungstemperatur auch ohne Zugabe von H_2 und CO_2 lange Zeit überdauern.

Damit die biologische Methanisierung mit hoher Methanbildungsrate und sehr guter Gasqualität erfolgt, müssen jedoch optimale Bedingungen für die methanbildenden Archaeen gegeben sein.

Die Methanogenen brauchen eine Stickstoffquelle sowie eine Schwefel- und Phosphorquelle; daneben Kalium und Magnesium als Nährstoffe. Zusätzlich werden, insbesondere auch für die Methanbildung Spurenelemente wie Eisen, Nickel, Kobalt, Molybdän, Wolfram und Selen in ausreichenden Konzentrationen benötigt.

In einem anaeroben Faulschlamm sind viele der wichtigen Komponenten bereits zu einem gewissen Anteil oder sogar in ausreichender Konzentration vorhanden, so dass nur vergleichsweise wenige Nährstoffe oder Spurenelemente bei der biologischen Methanisierung als Additive in den Bioreaktor hinzugegeben werden müssen, was die Betriebskosten deutlich senkt. Es wurden von Schmack Sollwerte für die jeweiligen Komponenten festgelegt, die eine optimale Methanisierung gewährleisten. Von Zeit zu Zeit wird die Zusammensetzung des Klärschlamms, der als Substrat für die Methanisierung dient, analysiert. Wird ein Mangel des jeweiligen Nährstoffs oder Spurenelements festgestellt, wird er in entsprechender Menge ergänzt.

Durch die Verwendung von vor Ort vorhandenem Klärschlamm als Substrat für die biologische Methanisierung im Bioreaktor der Limeco PtG-Anlage lässt sich im Vergleich zu Prozessen mit Reinkulturen in synthetischen Kulturmedien ein stabiler Methanisierungsprozess reduziertem Aufwand erreichen. Diese Erfahrungen wurden im Rahmen des Pilotprojektes am Standort des Hauptsitzes der Firma Viessman gemacht. Der Bau, Betrieb und die Verfahrensentwicklung wurde von der Viessmann Tochterfirma microbEnergy GmbH im Jahre 2013-2015 vorgenommen.[9]

[9] https://www.microbenergy.de/

2.4.3 Gasaufbereitung und -einspeisung

Das Produktgas aus der Methanisierung enthält mehrere Begleitgase, die für die Einspeisung in das Erdgasnetz entfernt werden müssen. Unter diesen befindet sich Ammoniak, das in der Gasphase enthalten ist. Da es sich bei gasförmigem Ammoniak um einen Stoff handelt, der gut wasserlöslich ist, bietet sich hier die Entfernung mittels Waschkolonne an, um den Bedarf an Aktivkohle zu verringern. Über die Waschkolonne können auch Schaumanteile im Produktgas abgefangen werden.

Als Waschwasser für die Kolonne kann Betriebswasser verwendet werden, welches am Kopf der Kolonne zugeführt wird. Um den Stoffaustausch zu maximieren, wird der Wäscher im Gegenstrom geführt und ist mit Füllkörpern versehen, um eine Vergrösserung der Grenzflächen zu bewirken. Nach einmaligem Durchgang wird das beladene Waschwasser dem Abwassersystem abgegeben.

Abbildung 19: Waschkolonne [Limeco]

Für eine effiziente Entschwefelung des Gases mittels Aktivkohle müssen Temperatur und Feuchte optimal eingestellt werden. Dafür ist nach der Waschkolonne ein Wärmetauscher angeordnet, welcher das Produktgas vor Eintritt in die Aktivkohlesäulen aufheizt.

Um die Vorgaben des Gasnetzbetreibers bzw. die gültige SVGW-Richtlinie (G13) bezüglich Einspeisegrenzwert für Wasserstoff von 2% einzuhalten, wird allfälliger Restwasserstoff mittels einer Wasserstoff-Membrane abgetrennt. Der eigentlichen Membranstufe vorgeschaltet ist eine regenerative Kühlung des Produktgases, um eine Grobentfeuchtung vorzunehmen. Der abgetrennte, mit Wasserstoff angereicherte Gasstrom wird dem Klärgas vor der Verdichtung wieder zugeführt.

Um die entsprechenden vorgeschriebenen Sicherheitsanforderungen des geruchslosen Produktgases vor der Einspeisung in das Gasnetz zu erfüllen, erfolgt die Zugabe von Odoriermittel.

Abbildung 20: Klärgasverdichter, Aktivkohlekolonnen und Wasserstoff-Membrane [Limeco]

2.4.4 Prozess- und Leitsystem

Das Leitsystem der PtG-Anlage ist mit demjenigen der ARA, der Betreiberin der PtG-Anlage, verbunden. Als Flexibilisierungs-Master wird in Zukunft das KVA-Leitsystem dienen, welches übergeordnet dem ARA-Leitsystem entsprechende Vorgaben machen wird.

2.5 Wasserstoff-Infrastruktur für dezentrale Anwendung

Die Wasserstoffproduktion ist auf 450 Nm^3/h ausgelegt. Die zu verarbeitende maximale CO_2-Menge im Klärgas von Limeco liegt bei 90 Nm^3/h. Folglich steht stöchiometrisch eine dauerhafte Reserve von 90 Nm^3/h Wasserstoff zur Verfügung. Je nach Situation bei der Klärgasverwertung und unter Einbezug des Gasometers bzw. Druckspeichers oder der Verwertung in den BHKW kann die gesamte Wasserstoff-Produktionsmenge anderweitig genutzt werden. In diesem Zusammenhang wird auch eine direkte CO_2-Abscheidung aus dem Klärgas mit einer Erweiterung der Gasaufbereitung erwogen.

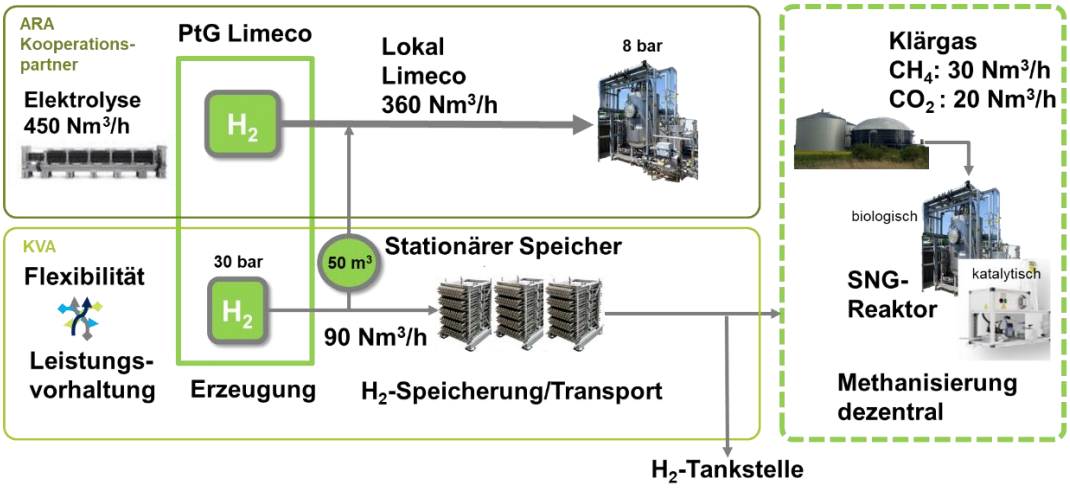


Abbildung 21: Mögliche Integration von einer Wasserstoff-Infrastruktur [Swisspower]

Diese vorgesehene Überdimensionierung der Elektrolysekapazität wirkt sich einerseits positiv auf die Alterung der Stacks bzw. Effizienz des Gesamtsystems aus. Andererseits kann die Elektrolysekapazität teilweise oder zeitweise zur Herstellung von Wasserstoff eingesetzt werden, vorausgesetzt der Wasserstoff kann gespeichert und zu wirtschaftlichen Bedingungen genutzt werden.

2.5.1 Abgrenzung zu Power-to-Gas-Projekt

Die Nutzung von Wasserstoff im PtG-Projekt war stets ein Thema und ist auch im BFE-Fördergesuch als Option dargestellt worden. Es kann nach heutigem Planungsstand davon ausgegangen werden, dass die Aufbereitung und Einspeisung der Klärgasmenge durch die zusätzliche Produktion von Wasserstoff nicht beeinträchtigt wird.

Deshalb wird das Projekt zur Gewinnung, Speicherung und Nutzung von Wasserstoff parallel zum PtG-Projekt durch Limeco in Erwägung gezogen. Die Abnahmeverpflichtungen und Konditionen für die Lieferung und Abnahme des eingespeisten PtG-Gases gegenüber den Stadtwerken und Energieversorgern ändern sich nach ersten Berechnungen nur geringfügig. Sofern es die Wirtschaftlichkeit der zusätzlichen Wasserstoff-Erzeugung für die Bereitstellung von Flexibilität und dezentrale Nutzung (Methanisierung, Tankstelle) erlaubt, könnte dies der PtG-Anlage gutgeschrieben werden.

Die Betriebskosten (Strom, Wasser, etc.) des Elektrolyseurs werden je nach Verwertungspfad proportional den Kostenträgern (PtG oder KVA) zugeteilt.

Eine Realisierung wurde jedoch aufgrund der aktuellen Energiekrise und Strommangellage nicht weiterverfolgt.

2.5.2 Metallhydrid-Speicher und dezentrale Methanisierung

Die Entwicklung zur effizienten Speicherung von Wasserstoff ist in den letzten Jahren weit fortgeschritten. Die Firma grz technologies[10], ein Spin-Off der EPFL, produziert Gesamtsysteme zur Wasserstoff-Speicherung, Wasserstoff-Kompression und Rückverstromung sowie Methanisierung.

Die Nutzung eines Metallhydrid-Speichers hat nebst dem geringen Volumenbedarf bzw. der hohen Energiedichte den Vorteil, dass eine Kompression (300 bar und mehr) über Wärme und nicht über mechanische Verdichter erfolgt. Konkrete Untersuchungen wurden im Rahmen einer Bachelorarbeit[11] ermittelt. Diese Technologie wäre für den Transport und dezentrale Nutzung ideal und soll anhand eines weiteren P&D-Projektes am Standort einer ARA getestet werden.

Dezentral soll das Klärgas inkl. CO_2 zu einspeisefähigem Biogas methanisiert werden. Die Gespräche mit möglichen Projektpartnern wurden aufgenommen, mit dem Ziel, die Abnahmekonditionen für den Wasserstoff zu ermitteln.

Auch hier wurden die Aktivitäten wegen der Energiekrise und Strommangellage gestoppt.

2.6 IBN & Betrieb der Power-to-Gas-Anlage

Nachdem die Realisierungsphase direkt im Anschluss an den Spatenstich vom 4. September 2020 erfolgte, endeten die Installationsarbeiten im September 2021 mit anschliessenden Kaltinbetriebnahmen. Im Oktober erfolgten die Warminbetriebnahmen vor allem der Elektrolyseeinheiten sowie der Gebäudetechnik. Am 25. März 2022 erfolgte die Ersteinspeisung ins Erdgasnetz. Aufgrund der Mangellage wurde der Betrieb über den Winter 2022/23 eingestellt. Seit dem Frühjahr 2023 ist die PtG-Anlage wieder in Betrieb.

Für eine möglichst optimale prozesstechnische und biologische Betriebsführung der PtG-Anlage wurde mit dem Verfahrenspartner Schmack Biogas GmbH ein Betriebsbegleitungsvertrag für mindestens fünf Jahre abgeschlossen. Ziel der Betriebsbegleitung ist es, durch geeignete Handlungsempfehlungen die Effizienz der Anlage zu steigern und den Verbrauch an Betriebsstoffen möglichst gering zu halten. Im Rahmen dieses Betriebsbegleitungsvertrages wird Schmack Biogas GmbH zur Sicherstellung einer hohen Anlagenverfügbarkeit sein gesamtes prozesstechnisches und biologisches Know-how einbringen. Bei Prozessstörungen wird Schmack Biogas GmbH die Ursachenermittlung durchführen, geeignete Massnahmen empfehlen und diese in der Umsetzung begleiten.

Zur Erhöhung der Betriebssicherheit sowie zur Gewährleistung eines geringen Systemverschleisses wird zusätzlich ein Wartungsvertrag für eine Mindestdauer von vier Jahren abgeschlossen.

[10] GRZ Technologies – hydrogen-based power-to-power systems (grz-technologies.com)

[11] Wasserstoffspeicher bei Limeco, Bachelorarbeit an der OST, Fabrizio Steiner (2022)

3 Flexibilisierung der Gesamtanlage (Hybridkraftwerk)

Die Produktion und der Verbrauch an elektrischer Energie im Stromnetz müssen jederzeit im Gleichgewicht sein, sonst weicht die Netzfrequenz vom Sollwert von 50 Hertz (Hz) ab. Weicht die Netzfrequenz von 50 Hz ab, wird von Swissgrid Regelenergie eingesetzt, um das Gleichgewicht wieder herzustellen. Swissgrid beschafft die Vorhaltung und Erbringung von Regelleistung bei präqualifizierten Stromerzeugern und -verbrauchern auf dem Regelenergiemarkt. Diese halten sich in einer definierten Lieferperiode bereit, um ihre Stromeinspeisung bzw. ihren Stromverbrauch jederzeit zu steigern oder zu reduzieren. Je nach Reaktionsgeschwindigkeit und Lieferzeitdauer unterscheidet man zwischen Primärregelenergie (PRL), Sekundärregelenergie (SRL) oder Tertiärregelenergie (TRL).

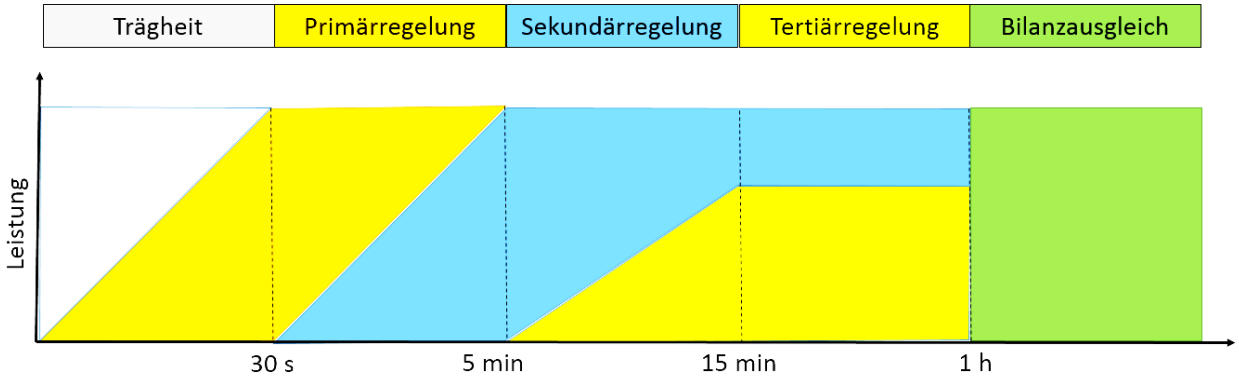


Abbildung 22: Anforderungen an Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung im Stromnetz [Swissgrid]

Die Gesamtanlage bestehend aus den Anlagenbereichen KVA, ARA und PtG wird nachfolgend in Bezug auf eine Flexibilisierung als Hybridkraftwerk bezeichnet.

3.1 Anlagenflexibilität

Mit (Anlagen-)Flexibilität wird die Fähigkeit beschrieben, dass die KVA ihre Stromeinspeisung rasch und kontrolliert anpassen kann, um auf Marktereignisse (z.B. Negativpreise) zu reagieren oder um Systemdienstleistungen für das Stromnetz zu erbringen. Mittelfristig dürfte auch der Kurzfristhandel an Relevanz und Attraktivität gewinnen. Er spielt jedoch heute in der Schweiz noch eine untergeordnete Rolle. Ein zusätzlicher Vorteil einer flexiblen Stromeinspeisung ist die Möglichkeit, die Ausgleichsenergie[12] und somit auch die Ausgleichsenergiekosten reduzieren zu können.

[12] Unter Ausgleichsenergie versteht man die elektrische Energie, um die der Verbrauch einer Bilanzgruppe vom prognostizierten Verbrauch abweicht. Die Regelenergie wird auch Regelleistung genannt und gleicht als Reserve Schwankungen im Stromnetz aus. Beim Regelenergieeinsatz kann sowohl Strom in das Netz eingespeist als auch aus dem Netz entnommen werden. Mehr Stromeinspeisung, zum Ausgleich einer zu niedrigen Netzfrequenz, wird als positive Regelenergie (SRL+) bezeichnet. Bei Drosselung der Einspeisung zur Senkung der Netzfrequenz handelt es sich hingegen um negative Regelenergie (SRL-).

3.2 Sekundärregler Swissgrid

Das grösste Potenzial für Flexibilität in einer KVA liegt bei der Sekundärregelung, gefolgt von der Tertiärregelung. Die beiden Systemdienstleistungen (SDL) werden von Swissgrid mittels Auktionen beschafft[13], siehe Abbildung 23. Bei der Sekundärregelleistung werden richtungsgetrennte Regelleistungsbänder (SRL+, SRL-) über eine Woche oder Wochenblöcke gehandelt.

Closing	Mo	Lieferung	Di	Lieferung	Mi	Lieferung	Do	Lieferung	Fr	Lieferung	Sa	Lieferung	So	Lieferung
08:00	PRL	Di	PRL	Mi	PRL	Do	PRL	Fr	PRL	Sa	PRL	So	PRL	Mo
13:00			SRL/TRL	W+1										
14:00					KompWV	div.								
14:30	TRL+/-_d	Mi	TRL+/-_d	Do	TRL+/-_d	Fr	TRL+/-_d	Sa	TRL+/-_d	Mo				
15:30							TRL+/-_d	So	TRL+/-_d	Di				

Abbildung 23: Tägliche (PRL & TRL) und wöchentliche (SRL) Ausschreibungen durch Swissgrid

PRL, SRL, TRL: Primär-, Sekundär-, Tertiärregelleistung. Der Vorhaltezeitraum für SRL beträgt aktuell eine Woche [Swissgrid].

Die Anforderungen der Swissgrid an das Hybridkraftwerk betreffend Leistungsvorhaltung und Regelarbeit für SRL ist in der nachstehenden Abbildung 24 dargestellt.

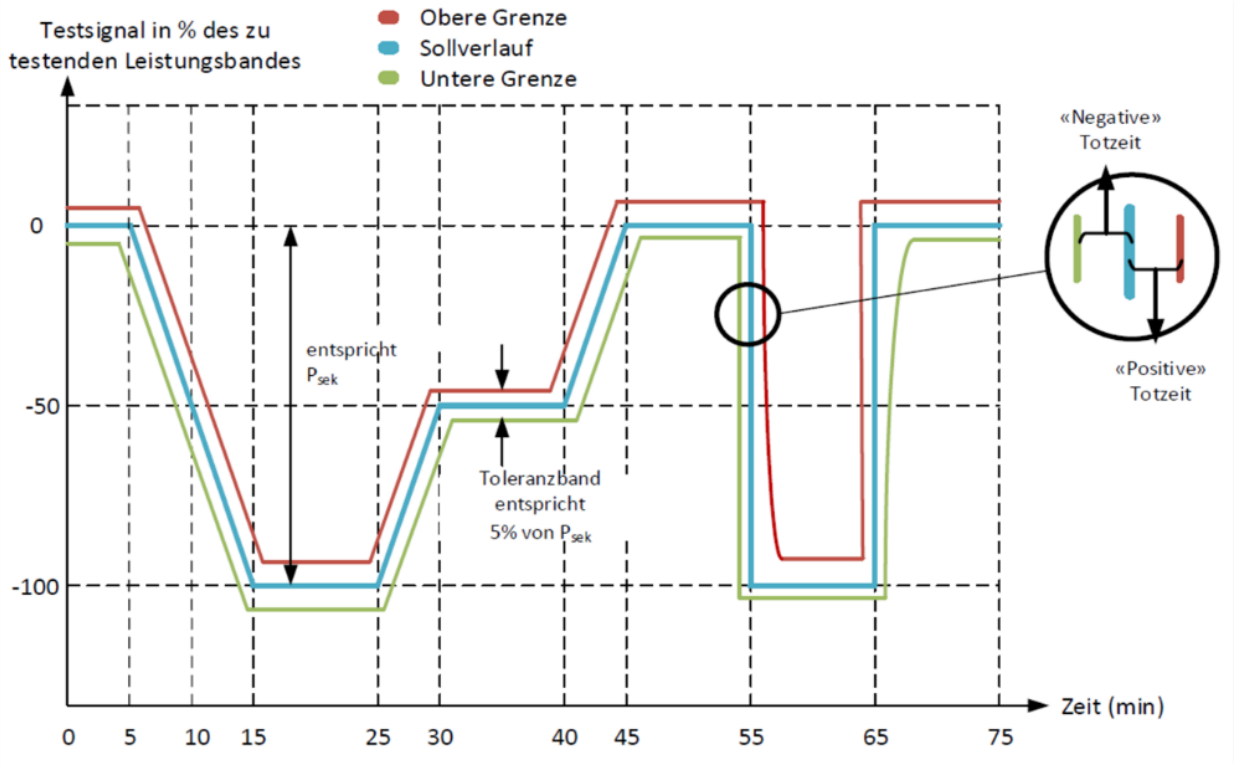


Abbildung 24: Testsignal für die Präqualifikation durch Swissgrid mit Toleranzbändern für negative Sekundärregelleistung

Die Erzeugereinheit muss zu jedem Zeitpunkt in der Lage sein, gemäss dem geforderten Leistungsgradienten Regelleistung innerhalb der Toleranzbänder zu erbringen [Swissgrid].

Der Sekundärregler ist einerseits betriebswirtschaftlich attraktiv für KVA, andererseits hat die vollständige Entlastung der Wasserkraft durch alle Schweizer KVA bei der Vorhaltung von negativer Sekundärregelleistung in Tieflastzeiten (v.a. nachts) einen immensen Effekt. Im Winterhalbjahr würde die frei verfügbare

[13] Siehe Swissgrid-Website: Beschreibung und SDL Ausschreibungskalender

Speicherkapazität der Grosswasserkraft dauerhaft um rund 10% erhöht – also etwa um 1 TWh oder um die Grösse des Emosson-Stausees[14].

Beim Sekundärregler von Swissgrid gilt es, zwischen der Vorhaltung von Sekundärregelleistung und der Erbringung von Sekundärregelarbeit im Falle eines Abrufs seitens Swissgrid zu unterscheiden (siehe Abbildung 25). Eine Anlage, die – positive oder negative – Sekundärregelleistung vermarktet, muss über den Angebotszeitraum ständig bereit sein, innerhalb von wenigen Minuten die volle angebotene Leistung erbringen zu können. Der Angebotszeitraum beträgt aktuell eine Woche (2023).

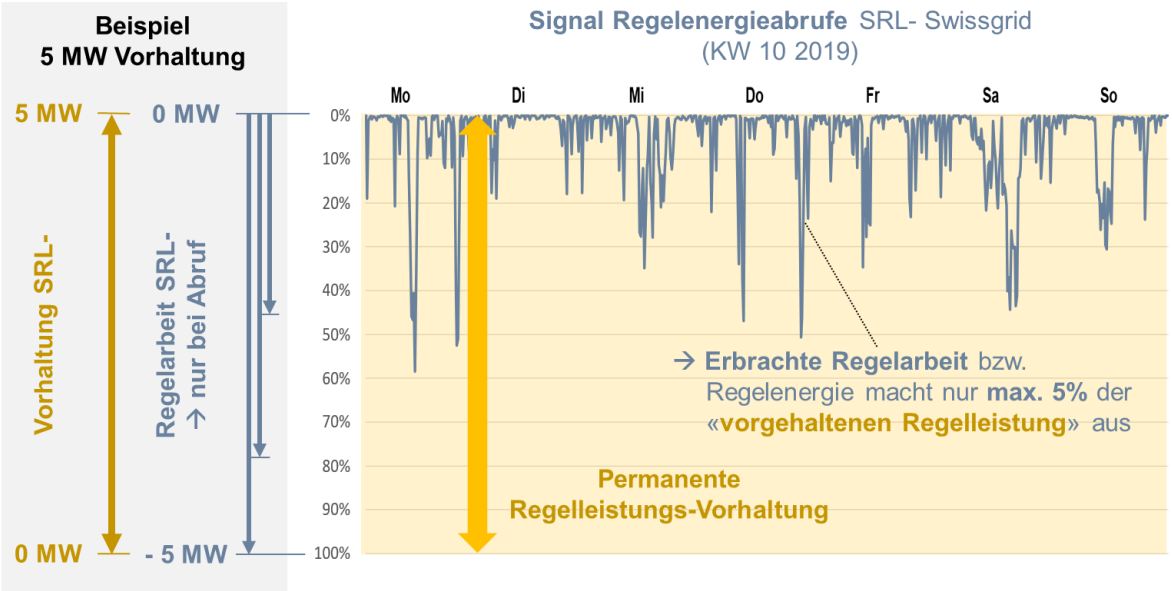


Abbildung 25: Schematische Darstellung und Unterscheidung von **Vorhaltung von Regelleistung** und **Erbringung von Regelarbeit** im Sekundärregler.

Die Vorhaltung bezeichnet die ständige Bereitschaft, die entsprechend angebotene bzw. vermarktete Leistung zu erbringen. Die Erbringung der Regelarbeit bezeichnet die nach einem Swissgrid-Abruf tatsächlich erbrachte Regelarbeit [Datenquelle: Swissgrid, eigene Darstellung].

Es reicht für die **Vorhaltung von Sekundärregelleistung** nicht, wenn ein Potenzial zur Reduktion bzw. zur Steigerung der Stromeinspeisung nicht konstant oder über einen ungenügend langen Zeitraum (z.B. wenige Stunden) zur Verfügung steht[15]. Die minimale Leistung im betrachteten Zeitraum (1 Woche) bestimmt somit die vermarktbare Leistung. Aus diesem Grund sind die jeweiligen Betriebsweisen der PtG-Anlage bzw. der KVA für die Identifikation der Flexibilitäts-Leistung zentral (siehe Kapitel 3.3).

Bei der **Erbringung von Sekundärregelarbeit** sind die Anforderungen von Swissgrid zu beachten. Jede Erzeugereinheit, die SRL vorhält, muss während des Ausschreibungszeitraums zu jedem Zeitpunkt in der Lage sein, mit dem von Swissgrid geforderten Leistungsgradienten, die vom zentralen Sekundärregler geforderte Regelleistung zu erbringen (siehe Abbildung 24). Die vorgegebene Rampe muss daher mit wenig Abweichungen nachgefahren werden können. Die volle vorgehaltene Leistung muss spätestens 200 Sekunden nach Eingang des SRL-Abrufs erbracht werden. Diese Anforderungen an die SRL in der Schweiz sind deutlich strikter als die EU-Vorgaben (siehe Abbildung 26) und stellen eine technische Marktzugangsbeschränkung dar.

[14] Studie «Substanzieller Beitrag der KVA zur ES2050», Rytec AG/BfE, 2019

[15] Dies ist unter bestimmten Bedingungen bei einem Pooling der Regelleistung mit anderen Anlagen zusammen möglich.

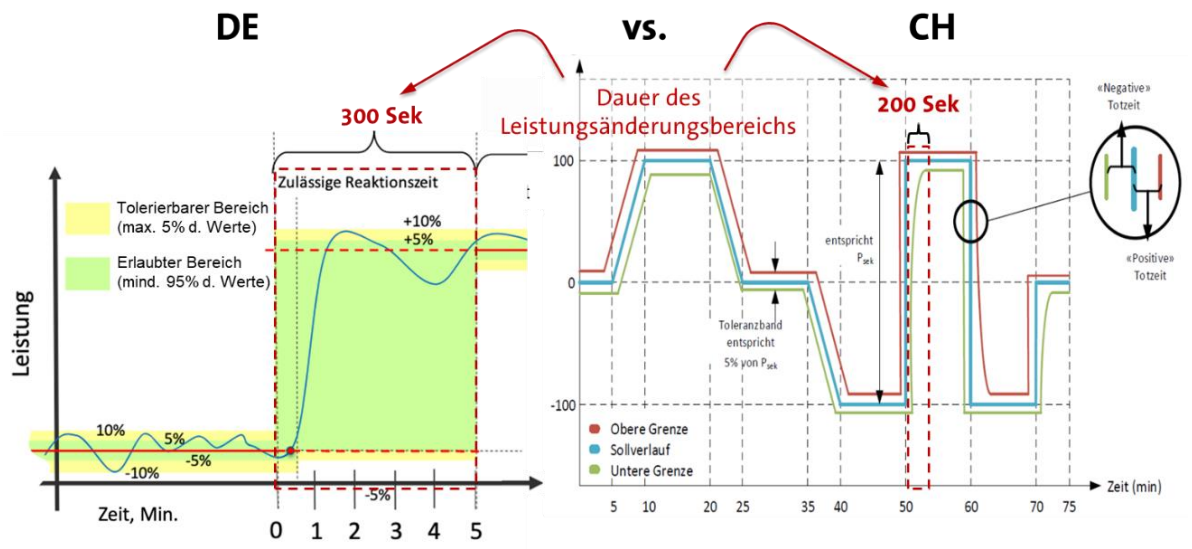


Abbildung 26. Vergleich der Präqualifikations-Anforderungen in Deutschland/EU (positive SRL) und in der Schweiz (positive & negative SRL)

In der Schweiz wird eine kürzere Reaktionszeit (200 statt 300 Sekunden) und ein präzises Nachfahren der SRL-Rampe gefordert. EU: Keine Anforderung an die Qualität der Rampe. Die geforderte Leistung muss innerhalb von 300 Sekunden erreicht sein und gehalten werden können. [Präqualifikations-Anforderungen Swissgrid und deutsche Übertragungsnetzbetreiber]

3.3 Flexibilität der Power-to-Gas-Anlage

Bei der PtG-Anlage steht die Veredelung des Klärgases für die Einspeisung ins Erdgasnetz als primäres Geschäftsmodell im Vordergrund. Das bedeutet, dass der Input an Klärgas in den Bioreaktor (Methanisierung) stöchiometrisch die notwendige Wasserstoffproduktion, d.h. die Last des Elektrolyseurs, bestimmt. In den ersten drei Betriebsjahren ist mit einem Klärgasanfall von durchschnittlich rund 185 Nm^3/h Klärgas zu rechnen, was für den Elektrolyseur einen Betrieb bei rund 55% Last bzw. 1.375 MW_{el} vorgibt. Diese relativ konstante Betriebsweise erlaubt es grundsätzlich, dass sowohl SRL- (bis zur Volllast von 2.5 MW_{el}) als auch SRL+ (bis zur Minimallast) vorgehalten werden kann. Die Flexibilität in beide Richtungen ist speziell wertvoll zur Aktivierung des Synergiepotenzials zwischen PtG-Anlage und KVA (siehe Kapitel 5).

3.4 Flexibilität Kehrichtverbrennungsanlage mit Wärmeauskopplung

Dreh- und Angelpunkt bezüglich Flexibilität der KV-Anlagen ist die Kondensations-Entnahme-Turbine.

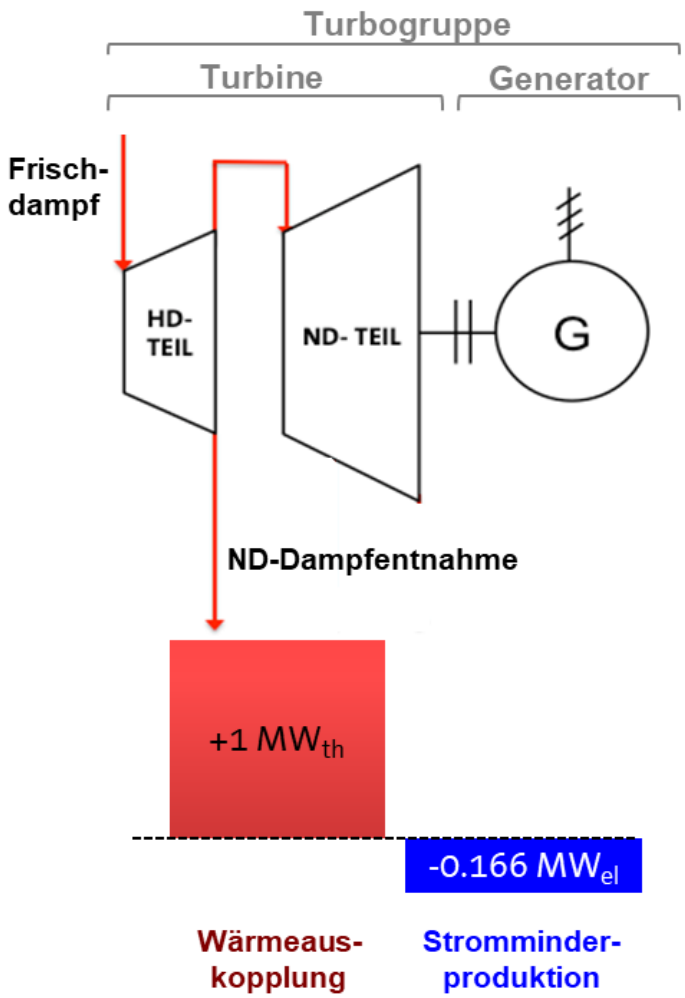


Abbildung 27: Abhängigkeit zwischen Wärmeauskopplung (ND-Dampfentnahme) und Stromproduktion in der KVA-Turbine von Limeco. Wird 1 MW_{th} entnommen, reduziert sich die Stromproduktion um 0.16 MW_{el}.

Im wärmegeführten Betrieb wird die Stromproduktion der Turbine dabei vom saisonalen und täglichen Verlauf der Fernwärmebelieferung beeinflusst. Je mehr Fernwärme geliefert werden muss, desto mehr ND-Dampf wird der Turbine entnommen und desto geringer ist die Stromproduktion (siehe Abbildung 27 und Abbildung 28).

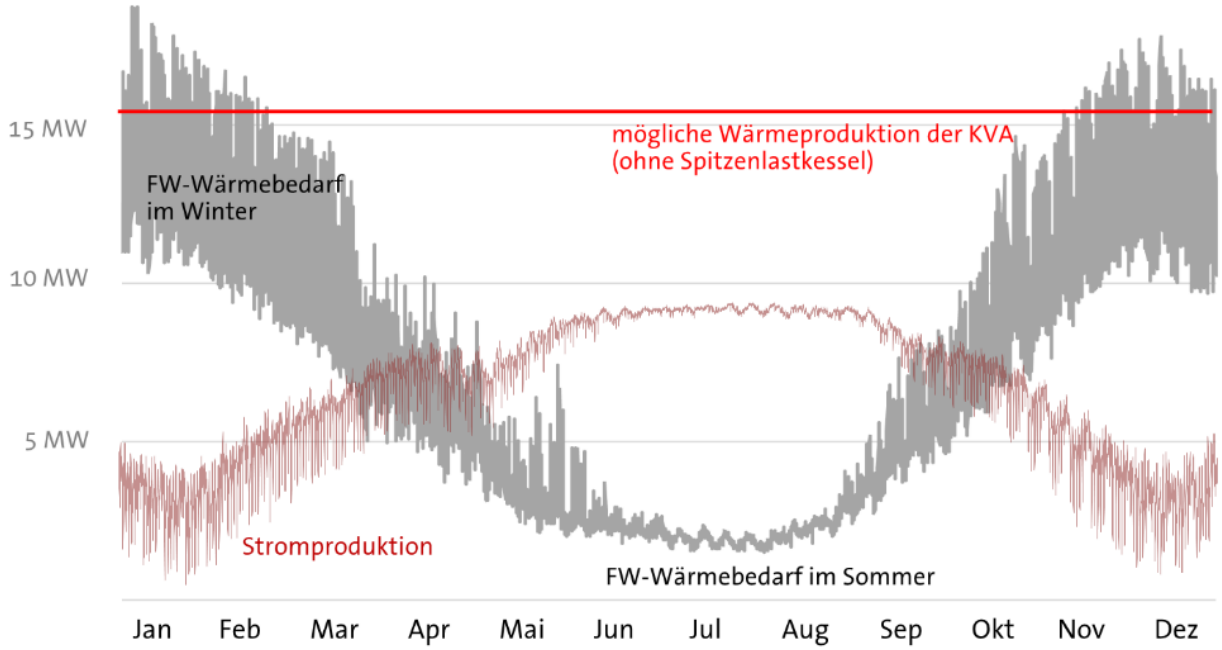


Abbildung 28: Saisonale und untertägige Schwankungen im Fernwärme-Bedarf sowie deren Auswirkungen auf die Stromproduktion

Schematische Darstellung ohne Bezug zur Limeco. Die rote Linie zeigt exemplarisch die maximale Wärmeauskopplung ab KVA auf. Der Wärmebedarf, welcher diese Leistung übersteigt, muss durch zusätzliche Wärmeerzeuger erbracht werden (z.B. Heizkessel, Holzfeuerung, WKK-Anlagen, ggf. thermische Speicher).

Die Sekundärregelleistung, die von der KVA vermarktet bzw. vorgehalten werden kann, bemisst sich jeweils an der minimalen Leistung, die über den Angebotszeitraum von einer Woche zur Verfügung steht. (Beispiel: Für SRL- die minimale Stromeinspeisung, für SRL+ die minimale Leistungsdifferenz vom Grundbetrieb bis zur maximal möglichen Stromproduktion) Die täglichen Schwankungen im Fernwärmebedarf reduzieren somit die vermarktbare Sekundärregelleistung.

Der Ansatz zur Erbringung von Sekundärregelarbeit, der im vorliegenden Projekt geprüft werden soll, sieht vor, dass bei einem SRL-Abruf die Menge an ND-Dampf, die aus der Turbine entnommen wird, rasch geändert wird. Auf diese Weise wird die Stromproduktion direkt erhöht bzw. gedrosselt.

4 Herleitung zur flexiblen Betriebsweise Hybridkraftwerk

4.1 Analyse und Potenzial der flexiblen Leistung (Flex-Elemente)

Im Rahmen eines Screenings des Gesamtsystems PtG-Anlage, ARA und KVA soll analysiert werden, welche bestehenden und künftigen Anlagen bzw. Aggregate direkt oder indirekt zur flexiblen Leistung beitragen (Identifikation der «Flex-Elemente»[16] im gesamten Hybridkraftwerk). Auch die Höhe der flexiblen Leistung soll beziffert werden.

Diese Analyse wird anhand von Stromverbrauchszahlen von Limeco, intensivem Erfahrungsaustausch mit Limeco als ARA- bzw. KVA-Betreiberin sowie mittels Rückfragen bei einzelnen Lieferanten und Herstellern durchgeführt. Für jedes Flex-Element werden die Funktionsweise seines Flexibilitätsbeitrages sowie relevante technische und betriebliche Details beschrieben.

Zusätzlich wird eine begründete Einschätzung gegeben, ob und mit welcher Priorität das Flex-Element bei der Vermarktung der flexiblen Leistung in Zukunft berücksichtigt wird oder nicht. Folgende Kriterien werden dabei berücksichtigt:

Relevanz für die Flexibilität des Hybridkraftwerks:

- Wie gross ist das Potenzial des Flex-Elementes? (Leistungsbeitrag in kW)
- Relevanz für den Flex-Beitrag anderer Anlagen

Betriebliche Konsequenzen/Risiken:

- Einschränkungen im Betrieb der ARA/KVA
- Nichteinhaltung von gesetzlichen Vorgaben

Je nach Einordnung der oben erwähnten Kriterien wird wie folgt priorisiert:

- Priorität 1 – Frühestmögliche Umsetzung bzw. Berücksichtigung
- Priorität 2 – Umsetzung bzw. Berücksichtigung zu einem späteren Zeitpunkt
- Priorität 3 – Umsetzung bzw. Berücksichtigung noch unklar, jedoch grundsätzlich interessant

Das Resultat des Screenings der «Flex-Elemente» im Gesamtsystem PtG-Anlage, ARA und KVA ist nachfolgend dargestellt.

Die Übersicht (Abbildung 29) über die Flex-Elemente zeigt auf, dass von den bestehenden bzw. sich im Bau befindenden Anlagen nebst dem Elektrolyseur mit einer nutzbaren Leistung von 2.0 MW insbesondere **die KVA-Turbine mit bis zu 3.6 MW zur flexiblen Leistung beiträgt** (Erläuterung siehe unten). Flexibilität in der MW-Grössenordnung könnten künftig auch WKK-Anlagen oder grosse Batterien bereitstellen. Diese Vorhaben sind aber erst in der Konzeptphase und spielen bei der Umsetzung der Flexibilität im laufenden Projekt vorerst eine untergeordnete Rolle.

Generell lassen sich Verbraucher, die die «Hauptprozesse» Abwasserreinigung und Abfallverbrennung direkt stützen, kaum ohne betriebliche Konsequenzen bzw. Risiken flexibilisieren. Beispiele dafür auf der ARA sind Pumpen, Rührwerke oder die Belüftung. Seitens KVA sind Beispiele wie der Saugzug, der Luftkondensator oder dessen Kühlwasserpumpen zu erwähnen. Teilweise wurden vielversprechende Verbraucher auch nicht berücksichtigt, weil deren Leistungsbeitrag zu gering gewesen wäre (z.B. Schlamm-Dekanter mit 16 kW oder Kühlturm-Ventilatoren mit 20 kW).

Tendenziell besser flexibilisieren lassen sich Anlagen bzw. Aggregate, die der Energieproduktion bzw. der Energiespeicherung dienen. Die verschiedenen bestehenden und vorgesehenen Energiespeicher sind unerlässlich für die Anlagenflexibilisierung (Klärgasspeicher, Wasserstoff-Zwischenspeicher, thermische Speicher).

[16] «Flex-Elemente»: Vorhandene bzw. im Projekt angedachte Anlagen oder Aggregate, dessen Regelung direkt Einfluss auf die Stromeinspeisung hat, die Flexibilität der Gesamtanlage entscheidend beeinflussen oder für die Flexibilität anderer Anlagen/Aggregate essenziell sind.

Flex-Elemente	Berücksichtigung	Priorität	Max. Flex-Leistung
P2G & ARA			
Elektrolyseur (PEM)	**ja**	**1**	**2'000 kW**
Bioreaktor	**ja**	**1**	
Nebenaggregate P2G	ja	3	180 kW
Wasserstoff-Zwischenspeicher	ja	2	
Klärgas-Blockheizkraftwerk	ja	3	400-800 kW
Klärgasspeicher	**ja**	**1**	
Notstromdiesel ARA (bestehend)	nein		
Einzelverbraucher ARA	nein		
Steuerung des ARA-Zufluss'	ja	3	≈ 500 kW
KVA			
KVA-Turbine	**ja**	**1**	**3'600 kW**
Thermische Speicher	**ja**	**1**	**-**
Verbraucher KVA	nein		
Reduktion Frischdampfproduktion	ja	3	(≈ 1'800 kW)
Notstromdiesel KVA (bestehend)	nein		
Rauchgasreinigungs-Wärmerückgewinnung (RGR-WRG)	nein		
Absorptions-Wärmepumpe (A-WP)	ja	2	
Heisswasserkessel 1	**ja**	**1**	**-**
WKK-Anlage (Wärme-Spitzenlast)	ja	3	bis 10 MW*
Weiteres / Nicht zugeordnet			
Elektrische Wärmepumpe Richi AG	nein		
Notstrom-WKK (gesamte Limeco)	ja	3	≈ 2.2 MW*
Batterie	ja	3	*MW-Bereich**

* Dimensionierung offen

Abbildung 29: Übersicht über die Berücksichtigung der Flex-Elemente in der Umsetzungsphase sowie deren entsprechende Flex-Leistungsbeiträge

(Priorisierung: 1 = frühestmögliche Berücksichtigung, 2 = Berücksichtigung zu einem späteren Zeitpunkt, 3 = Umsetzung bzw. Berücksichtigung noch unklar, jedoch grundsätzlich interessant).

4.2 Übersicht energetische Zusammenhänge im Hybridkraftwerk

In diesem Kapitel sollen alle relevanten Energieflüsse und -abhängigkeiten im Hybridkraftwerk in einem Schema dargestellt werden. Darin ist auch die Anbindung an die vorhandenen Energienetze abzubilden.

Die Energieflüsse im Hybridkraftwerk innerhalb und zwischen den Bereichen ARA, PtG-Anlage und KVA werden in einem MS Excel-Tool abgebildet und simuliert («Simulator»). Im Fokus steht dabei die Simulation der Vorhaltung von Regelleistung, mittels welcher auch die potenziellen Einnahmen durch die Vermarktung abgeschätzt werden können. In Anlehnung an die Planung der Vorhalteleistung im laufenden Betrieb betrachtet der Simulator die Energieflüsse über eine Woche in Stundenauflösung.

Für diese Arbeit kann teilweise auf Informationen aus bisherigen Projekten zurückgegriffen werden (u.a. Betriebsdaten ARA und KVA, Turbinenkennlinie, Fernwärme-Ausbau, Wirkungsgrade PtG-Anlage). Diese Grundlage wird im Austausch mit Limeco sowie mit Planern und Lieferanten für die PtG-Anlage sowie für die KVA aktualisiert, ergänzt und plausibilisiert.

Die Energieflüsse im gesamten Hybridkraftwerk sind in den Abbildungen im Anhang dargestellt. Die Übersicht zeigt, wie stark vernetzt die ARA, die PtG-Anlage und die KVA untereinander sind. Als Beispiel sei die neu in Betrieb genommene Absorptions-Wärmepumpe (A-WP) im thermischen System der KVA aufgeführt (siehe Abbildung 30):

- Die Abwärme, die die A-WP nutzt, stammt sowohl von der RGR der KVA als auch vom Bioreaktor und dem Elektrolyseur der PtG-Anlage (und potenziell auch aus dem Klärgas-BHKW der ARA).
- Als Treibdampf wird ND-Dampf ab KVA-Turbine genutzt, was direkt die Stromproduktion beeinflusst. Zudem wird dadurch der für die Heizkondensatoren zur Verfügung stehende ND-Dampf limitiert.

Dieses Beispiel zeigt, dass für gezielte Eingriffe bei einzelnen Anlagen bzw. Aggregaten zwecks Erbringung von Systemdienstleistungen die Auswirkungen im Gesamtsystem sorgfältig analysiert und geplant werden müssen. Diese Zusammenhänge sind insbesondere bei der übergeordneten Steuerung des Hybridkraftwerks für die Anlagenflexibilisierung und der dabei erfolgenden Regelung der einzelnen Anlagen bzw. Aggregate zu berücksichtigen (Regelkreise, Rückkoppelungen).

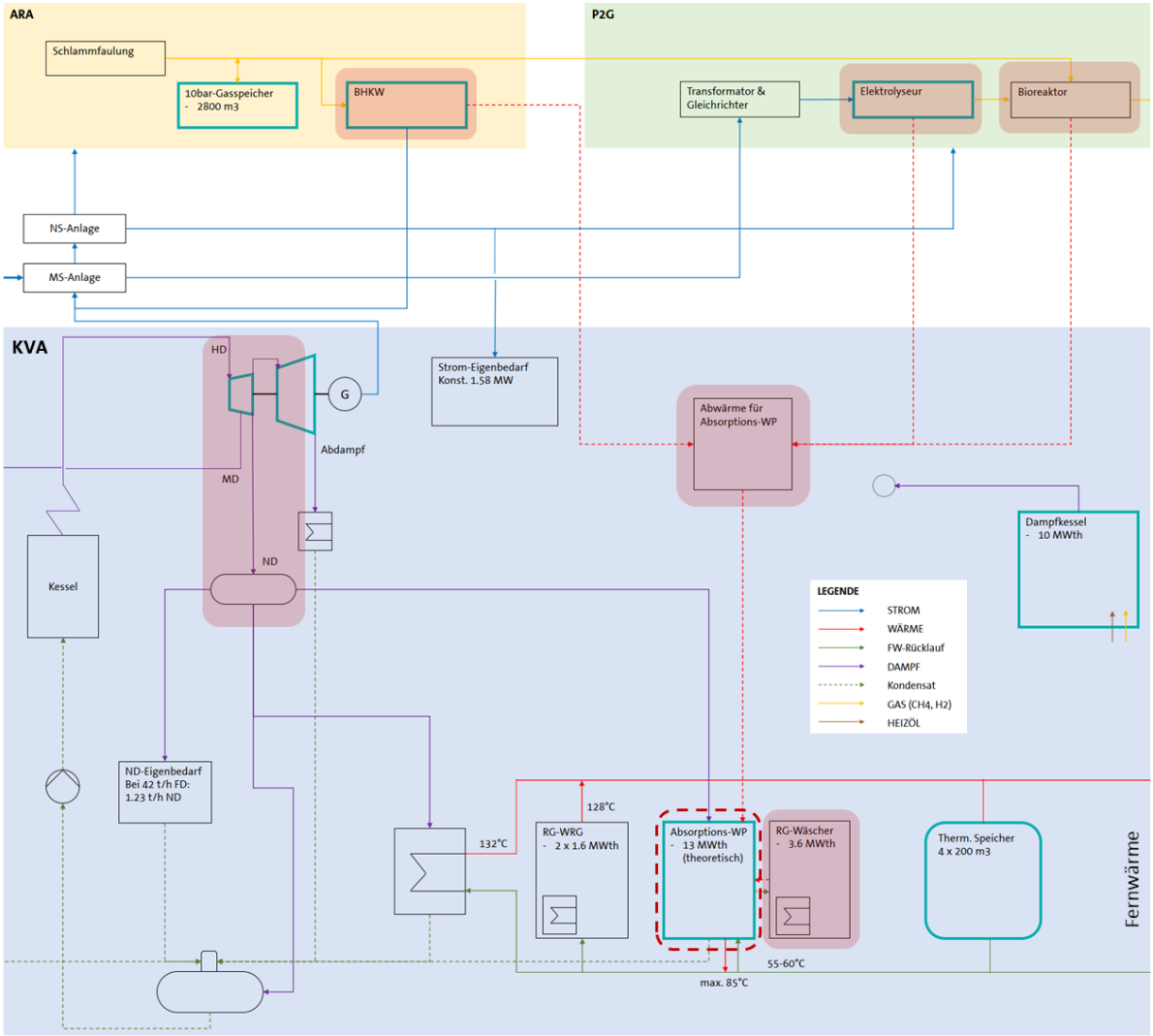


Abbildung 30: Ausschnitt aus der Übersicht der Energieflüsse im Hybridkraftwerk

Als Beispiel der Abhängigkeiten im Hybridkraftwerk ist die Absorption-Wärmepumpe mit ihren Abwärmequellen (BHKW ARA, Elektrolyseur und Bioreaktor PtG-Anlage sowie Wäscher der KVA-RGR) und dem Treibdampf (ND-Dampf KVA-Turbine) mit roter Farbe hervorgehoben.

4.3 Flexibilitätspotenzial der Elektrolyse

Im Projektantrag wird postuliert, dass mittels des flexiblen Elektrolyseurs der PtG-Anlage zusätzliche Flexibilität auf Seite der KVA für Systemdienstleistungen wie z.B. Sekundärregelleistung (SRL) aktiviert werden kann.

Für diese Hypothese soll ein Konzept erarbeitet werden, welches das Zusammenspiel zwischen PtG-Anlage und KVA zwecks Erhöhung der flexiblen Leistung im Hybridkraftwerk beschreibt. Das Konzept soll auch die mögliche zusätzliche Leistung in MW beziffern und die Voraussetzungen für die Umsetzung dieses Synergiepotenzials beschreiben.

Das Konzept soll im Austausch mit Limeco und externen Experten plausibilisiert werden.

Es soll nachgewiesen werden, dass der **Elektrolyseur** der PtG-Anlage rasche Laständerungen fahren kann und die Anforderungen der Swissgrid für SRL erfüllt. Zwischen der Mindestlast von 40% pro Stack und der Nulllast kann die Laständerung bzw. die Rampe aber nicht kontrolliert gefahren werden. Es wird davon ausgegangen, dass für die gesamte Elektrolyse (2 Stacks à 1.25 MW) rund **2 MW flexible Leistung** zwischen der Mindestlast bei 0.5 MW bis zur Volllast bei 2.5 MW vermarktet werden kann. Bei einer konstanten Stack-Leistung von ca. 1.35 MW im Normalbetrieb, die sich aus der Klärgasproduktion ergibt, sollten ca. 0.8 MW SRL+ und 1.1 MW SRL- vorgehalten bzw. erbracht werden. Dies ist im Betrieb zu bestätigen. Ein Betriebskonzept für die Fahrweise der beiden Stacks wird erarbeitet.

Für die Flexibilisierung des Elektrolyseurs konnte aufgrund der durchgeführten Analyse ein Wasserstoff-Zwischenspeicher zwischen Elektrolyseur und Bioreaktor als wichtiges zusätzliches Element identifiziert werden. Gemäss Herstellerangaben sind im Bioreaktor aufgrund der durch die Sekundärregelarbeit vorherzusehenden Laständerungen Probleme beim Verdichter vor dem Bioreaktor, bei der Produktgasqualität, bei der Temperatur- und Druckregelung der Anlage zu erwarten[17]. Zusätzlich führt die maximale Verarbeitungskapazität des Bioreaktors von 90 Nm^3/h CO_2 bzw. 360 Nm^3/h Wasserstoff dazu, dass der Elektrolyseur nicht unter Volllast gefahren werden kann (Wasserstoff-Produktion max. 450 Nm^3/h bei 2.5 MW) und nicht die gesamte SRL- zur Verfügung steht. Mit einem Wasserstoff-Zwischenspeicher könnten beide dargelegten Problemstellungen gelöst werden. **Für die Flexibilität der PtG-Anlage ist ein Wasserstoff-Speicher daher ein zentrales Element**. Limeco hat während der Bauphase die entsprechenden Anschlüsse vorgesehen und den Platzbedarf berücksichtigt. Der Speicher würde die bestehenden Druckunterschiede zwischen Elektrolyseur (ca. 30-35 bar) und Bioreaktor (ca. 10 bar) ausnutzen. Er benötigt somit keinen Kompressor, dafür relativ viel Volumen (ca. 50 m^3).

Der bestehende **Klärgasspeicher** kann die tageszeitlichen Schwankungen der Klärgasproduktion ausgleichen und somit den Betrieb der PtG-Anlage verstetigen, was für die Regelleistungsvorhaltung von Vorteil ist.

Durch die Flexibilisierung des Rührwerkes und des Kompressors des Bioreaktors liessen sich zusätzlich rund 180 kW flexible Leistung erschliessen. Weitere flexible Leistung in nennenswerter Höhe (0.4 bis 0.8 MW) könnte der Ersatz der bestehenden Klärgas-Blockheizkraftwerke durch ein neues, flexibles BHKW beitragen. Diesen Ideen wurde jedoch eine geringe Priorität zugeordnet.

4.4 Kehrichtverwertungsanlage

Die thermischen Speicher, deren Inbetriebnahme im Herbst 2022 erfolgte, sind das zentrale Flex-Element für die Erschliessung der flexiblen Leistung von 3.6 MW der KVA-Turbine. Indem der gesamte Spielraum der ND-Entnahme (von minimaler bis maximaler Entnahme 33 t/h) genutzt wird, kann die Stromproduktion um bis zu 3.6 MW variiert werden. Die thermischen Speicher sind die Voraussetzung dafür, dass die ND-Dampfentnahme ab Turbine verstetigt wird und die gesamten 3.6 MW für SRL-Vorhaltung zur Verfügung stehen (positive und negative SRL). Die SRL-Abrufe ermöglichen die thermischen Speicher auf folgende Weise:

- SRL+: Die Stromproduktion wird erhöht, indem die ND-Dampfentnahme reduziert wird. Die fehlende Wärme für die Fernwärme wird aus den Speichern geliefert. Die Speicher werden entladen.

[17] Nach Inbetriebnahme der PtG-Anlage sind die tatsächlichen Limitierungen bzw. betrieblichen Konsequenzen einer flexiblen Fahrweise des Elektrolyseurs und des Bioreaktors in einem Testprogramm zu eruieren.

- SRL-: Die Stromproduktion wird gedrosselt, indem die ND-Dampfentnahme erhöht wird. Die Speicher werden mit der überschüssigen Wärme im thermischen System geladen.

Mehr Informationen dazu sowie zum Zusammenspiel zwischen Elektrolyseur und dem thermischen System der KVA befinden sich im Kapitel 5.

Die **Absorptions-Wärmepumpe A-WP** wärmt den Fernwärme-Rücklauf auf rund 85 °C vor. Damit konnte die Wärmeauskopplung ab KVA um mehrere MW erhöht werden. Sie nutzt Abwärme aus der Rauchgasreinigung sowie aus der PtG-Anlage und wird mit ND-Dampf betrieben (Volllast 12 t/h, Mindestlast 2 t/h). Im Winterhalbjahr wird die A-WP ab einer gewissen Durchflussmenge des Fernwärme-Rücklaufes konstant betrieben, im Sommerhalbjahr steht sie still. Grundsätzlich reduziert der ND-Dampfverbrauch der A-WP den Spielraum der ND-Dampfentnahme und somit die flexible Leistung der KVA-Turbine um rund einen Drittel. Gemäss dem Wärmepumpen-Lieferanten könnte sich die A-WP bis zur Mindestlast von 2 t/h ND-Dampf flexibel betreiben lassen, so dass doch fast der gesamte Spielraum der ND-Dampfentnahme flexibilisiert werden kann. Für die Flexibilisierung der KVA wäre dies relevant. Nähere Abklärungen zur Flexibilisierung der A-WP in der Praxis sind ausstehend.

Ein anderer mittel- bis langfristiger Ansatz könnte die **Reduktion der Frischdampfproduktion** durch verminderten Abfallinput in den Verbrennungsprozess sein. Bei kurzfristiger Reduktion des Abfallinputs bis zur Kessel-Mindestlast von 70% würde die Stromproduktion um rund 1.8 MW reduziert. Dies könnte künftig für TRL-Abrufe interessant sein, sofern die Regelarbeit-Einnahmen die entgangenen Entsorgungsgebühren übersteigen. Zu bedenken gilt, dass es sich hier um ein eher träges System handelt und die Variation des Abfallinputs nur im Masse der Lagervolumina im vorhandenen Bunker der KVA getätigt werden kann.

Zusätzliche Flexibilität in der MW-Leistungsklasse könnten grosse, SRL-fähige **WKK-Anlagen** bieten. Der Treiber für den Einsatz und die Dimensionierung dieser Anlagen ist die (teilweise) Bereitstellung der Wärme-Spitzenlasten, die angesichts des Ausbaus der Regiowärme zu erwarten sind. Die WKK-Anlagen könnten einen bedeutenden Teil der Wärme aus den Heisswasserkesseln substituieren. Der eingesetzte Brennstoff (Gas/Heizöl, künftig erneuerbare Medien) wird durch die gleichzeitige Stromproduktion effizienter genutzt. In den Zeiten mit hoher Wärmenachfrage ist in der Regel auch die Stromnachfrage hoch. Der Strom wird also genau in der richtigen Zeit im Jahr produziert. Die Flexibilität der WKK-Anlagen steht während des Wärme-Spitzenlast-Betriebes nur eingeschränkt zur Verfügung. In der restlichen Zeit des Jahres können diese Anlagen – notabene grösstenteils im Stillstand – jedoch konstant SRL+ vorhalten. Ein zusätzlicher Nutzen bieten die WKK-Anlagen, indem sie eine Backup-Leistung für Strommangellagen im Frühjahr vorhalten (z.B. Stromreserve). Im Grundsatz sieht das angedachte WKK-Konzept vor, dass die WKK-Anlagen nur bei entsprechendem Bedarf im Wärme- und Stromnetz laufen, jedoch ganzjährig Nutzen stiften und Einnahmen generieren. Es wird mit rund 1'000 bis 2'000 Betriebsstunden gerechnet. Eine Herausforderung für diesen Flexibilitäts-Betrieb sind die im Vergleich zur EU-Regelung hohen Anforderungen seitens Swissgrid für die Erbringung von SRL.

Angesichts dessen, dass die bestehenden Notstromdiesel-BHKW der ARA und der KVA älteren Datums und nicht mehr LRV-konform sind, wird für die Notstromversorgung der gesamten Limeco der Einsatz einer neuen, grösseren und SRL-fähigen **Notstrom-WKK-Anlage** geprüft. Dabei soll auch die Notstromversorgung der Heizkessel und der Fernwärmepumpen abgedeckt werden, damit die Fernwärme auch bei einem KVA-Ausfall weiterversorgt werden kann. Insgesamt sollte diese Lösung rund 2.2 MW_{el} abdecken, was die positive SRL des Hybridkraftwerkes deutlich erhöht.

Als zusätzliche Option, um einerseits Flexibilität anzubieten (PRL) und andererseits die hohen Swissgrid-Anforderungen für SRL-Erbringung bei der Flexibilisierung anderer Anlagen wie der WKK-Anlagen, der KVA, ggf. auch der PtG-Anlage zu erfüllen, wird auch der Einsatz einer **Batterie** im MW / MWh-Bereich in Betracht gezogen. Die Frage, ob eine Batterie für die Flexibilisierung des Hybridkraftwerks notwendig ist und wie gross diese hinsichtlich Leistung und Kapazität ausgelegt werden muss, kann erst nach Inbetriebnahme der PtG-Anlage und wohl auch der thermischen Speicher geklärt werden.

Die Dimensionierung der Batterie hängt davon ab, wie gut die Stromproduktion der KVA-Dampfturbine den Sollwerten des Swissgrid-Regelsignals nachfahren kann (mittels aktivem Laden und Entladen des Heisswasserspeichers). Die Abweichungen müssten prioritär durch den Elektrolyseur und nachrangig allenfalls durch eine Batterie kompensiert werden.

4.5 Simulation der Energieflüsse im Hybridkraftwerk

Als Grundlage für eine realistische Abschätzung der Vorhalteleistungen an SRL- bzw. SRL+ wurde ein Simulator im MS Excel erstellt, welcher die Energieflüsse und deren Abhängigkeiten untereinander im Wochenverlauf in 0.25h-Auflösung abbildet. Seitens KVA wurden im Simulator die Energieflüsse im Hinblick auf maximale Regelleistungsvorhaltung durch die thermischen Speicher optimiert. Im Simulator wurden die Anlagen, welche in den Abbildungen im Anhang aufgeführt werden, grösstenteils berücksichtigt.

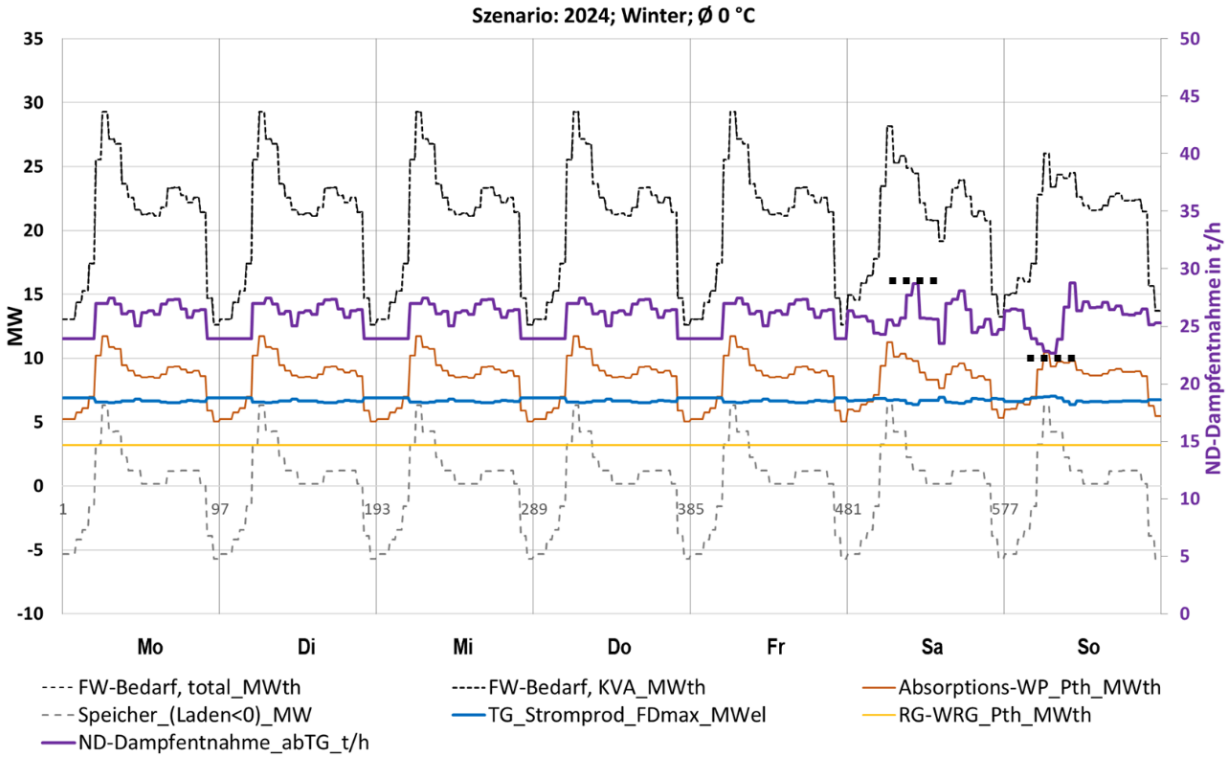


Abbildung 31: Simulierte Energieflüsse für eine Winterwoche im Jahr 2024 auf der KVA

Der schwankende Fernwärmebedarf wird durch den Einsatz der Speicher (grau gestrichelt, negative Werte = Speicher laden) ausgeglichen, so dass die ND-Dampfentnahme (violett) und die Stromproduktion (blau) +/- konstant gehalten werden können – und somit die Regelleistungsvorhaltung maximiert wird.

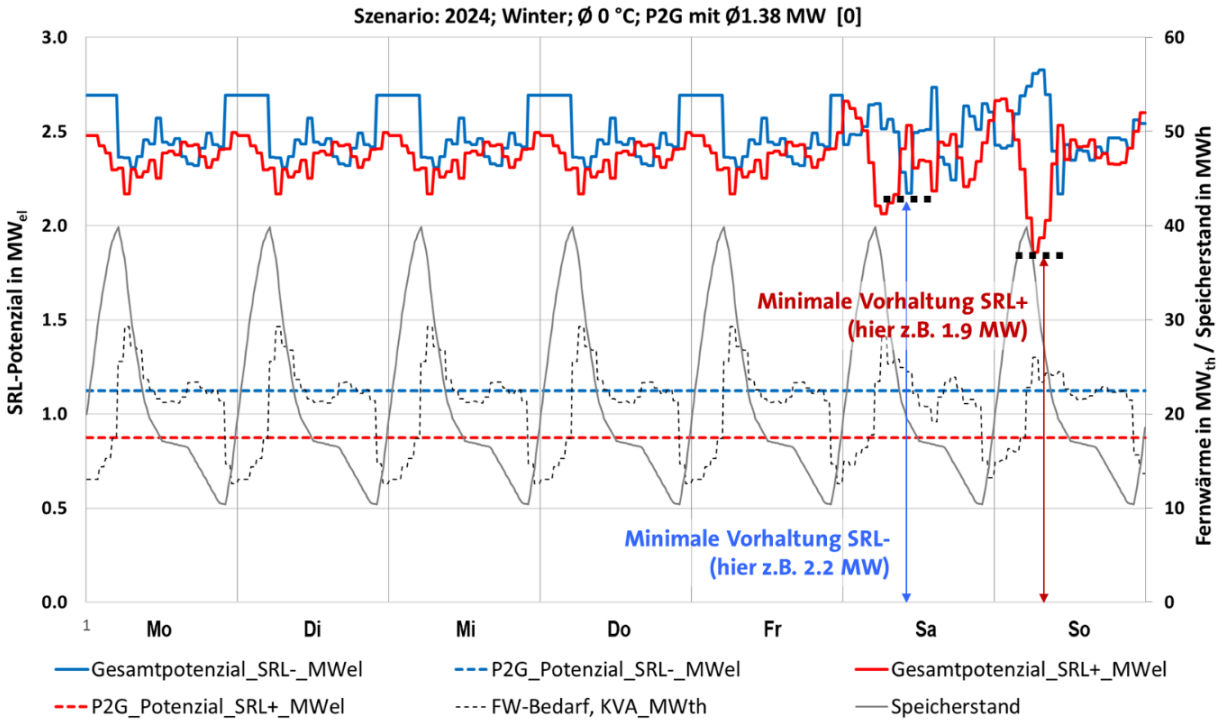


Abbildung 32: Simulierte Vorhalteleistungen für SRL- und SRL+ für eine Winterwoche im Jahr 2024 (KVA & PtG)

Durch das thermische System der KVA wird das Vorhaltepotenzial sowohl für SRL- als auch SRL+ in etwa verdoppelt. Das Vorhaltepotenzial für SRL- bzw. SRL+ bemisst sich an der maximalen bzw. minimalen ND-Dampfentnahme (schwarze gestrichelte Linie)

Ein Ausschnitt der Resultate aus dem Simulator ist in Abbildung 31 und Abbildung 32 dargestellt. Die blau bzw. rot gestrichelte Linie in Abbildung 32 stellt die Vorhalteleistung für SRL- bzw. SRL+ durch den Elektrolyseur im Normalbetrieb dar (konstant 1.35 MW Stack-Leistung). Mithilfe des Simulators konnte hier anhand einer typischen Winterwoche aufgezeigt werden, wie mittels Einsatzes der thermischen Speicher die Vorhalteleistung des thermischen Systems KVA optimiert (siehe auch Kapitel 5) und insgesamt fast verdoppelt werden kann (gegenüber der Situation «nur PtG-Anlage»). Die Funktion des thermischen Speichers ist es, die ND-Dampfentnahme und damit die Stromproduktion so konstant wie möglich zu halten. Ausreisser der Stromproduktion gegen oben bzw. gegen unten reduzieren die vermarktbare Vorhalteleistung für SRL- bzw. SRL+ (siehe vertikal eingezeichnetes Vorhalte-Potenzial für SRL- (blau) und SRL+ (rot) in Abbildung 32).

Gut zu sehen ist in Abbildung 32 die dynamische Bewirtschaftung der thermischen Speicher, welche eine Voraussetzung für diese optimierte Regelleistungsvorhaltung auf der KVA ist. Die Anforderungen an die thermischen Speicher sind in den Planungsprozess für die Speicher eingebracht worden.

5 Synergien Power-to-Gas-Anlage und Kehrichtverbrennungsanlage

Auf Seite der KVA wurde ein grosses Potenzial an flexibler Leistung identifiziert. Das Funktionsprinzip für die Flexibilisierung der KVA-Turbine ist in Abbildung 33 dargestellt: Die gezielte Bewirtschaftung der ND-Dampfentnahme erlaubt eine flexible Leistung von maximal 3.6 MW_{el}.

Voraussetzung für die Erschliessung des gesamten Potenzials sind die thermischen Speicher. Sie ermöglichen es, die ND-Dampfentnahme und somit auch die Stromproduktion mehr oder weniger in einem konstanten Betriebspunkt zu betreiben, indem sie die Schwankungen der Fernwärme ausgleichen. Dieser Effekt der Speicher wird in Abbildung 34 und Abbildung 35 aufgezeigt. Die Speicher optimieren durch die Pufferung der im Tagesverlauf schwankenden Fernwärme die Vorhaltung von SRL (positiv und negativ). Die Verteilung der flexiblen Leistung auf Vorhaltung SRL+ und SRL- ergibt sich durch den über den Tag gemittelten Fernwärmebedarf: Im Sommer kann vorderhand SRL- vorgehalten werden, mit der Zunahme des Fernwärmebedarfes im Winter (und der damit verbundenen Zunahme der ND-Dampfentnahme) kann anteilig stetig mehr SRL+ vorgehalten werden. Übersteigt der Fernwärmebedarf über den Tag gemittelt die maximale KVA-Wärmeauskopplung (bei 38.5 t/h ND-Dampf), kann «nur» noch SRL+ vorgehalten werden.

Die Verstetigung der Stromproduktion durch thermische Speicher wurde auf anderen KVA bereits so durchgeführt. Diese Art der Speicherbewirtschaftung ist auch bei Limeco realisierbar.

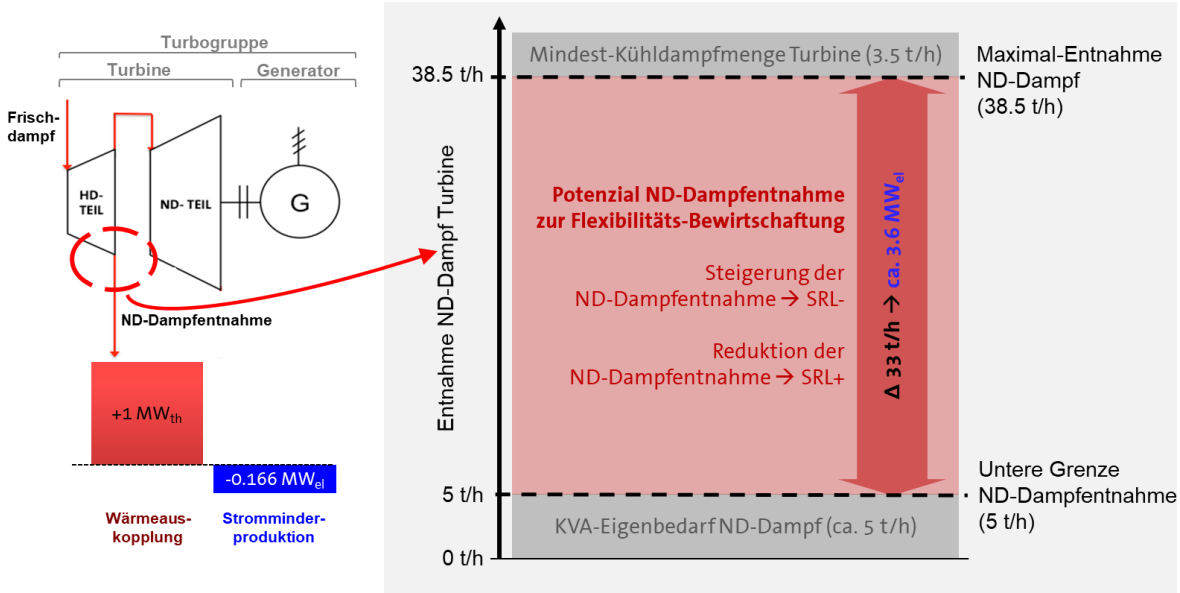


Abbildung 33: Funktionsprinzip zur Flexibilisierung der KVA-Turbine

Erläuterung zu Abbildung 33: Links ist die Wechselwirkung zwischen ND-Dampfentnahme und Stromproduktion auf der Entnahme-Kondensationsturbine von Limeco dargestellt – die Entnahme von 1 MW_{th} ND-Dampf führt zu einer Reduktion der Stromproduktion um 0.166 MW_{el} (und umgekehrt; Wärme-zu-Strom-Verhältnis von 6:1). Rechts ist der maximale Spielraum der ND-Dampfentnahme von 33 t/h unter den gegebenen Rahmenbedingungen aufgezeigt (Eigenbedarf, Kühldampfmenge Turbine, max. ND-Dampfentnahme). Die stromseitige Flexibilität aufgrund der gezielten Bewirtschaftung der ND-Dampfentnahme beträgt maximal 3.6 MW. Voraussetzung für die Aktivierung des gesamten Potenzials sind die thermischen Speicher.[18]

[18] Quelle: Rytec AG

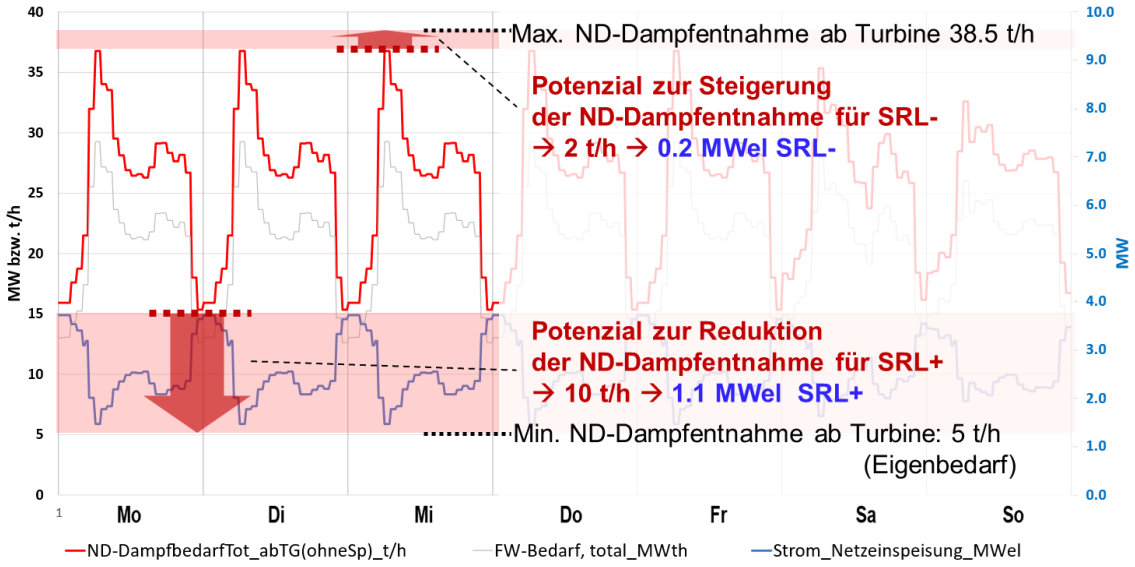


Abbildung 34: ND-Dampfentnahme (rote Linie) **ohne Speicher**

Die Schwankungen der Fernwärme im Tagesverlauf (graue Linie) verursacht Minima bzw. Maxima in der Stromeinspeisung der KVA (blaue Linie), so dass das Potenzial an SRL+ bzw. SRL- (rötliche Fläche) reduziert wird.

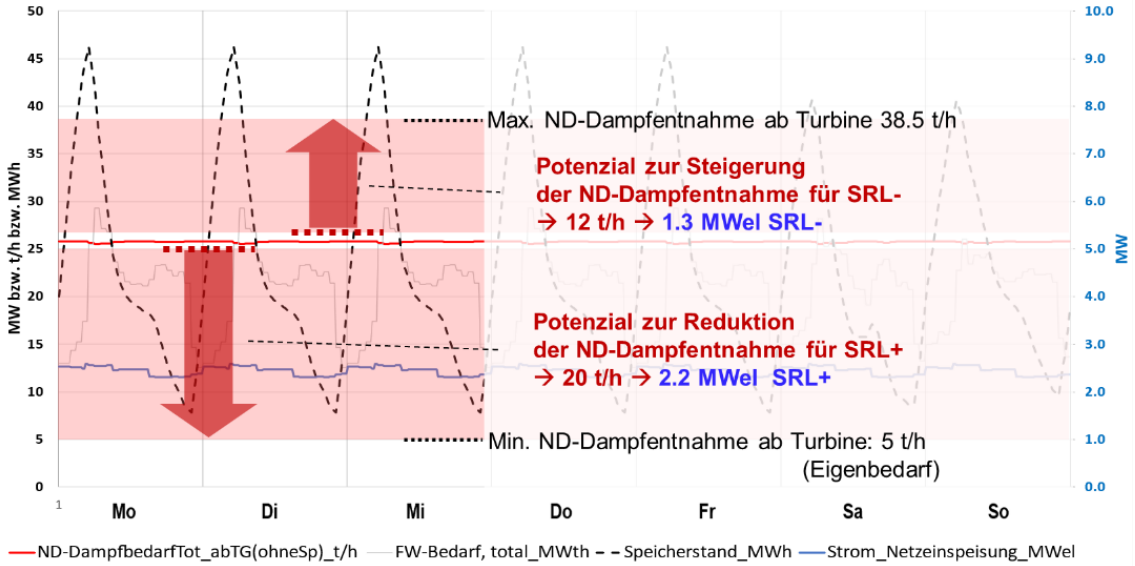


Abbildung 35: ND-Dampfentnahme (rote Linie) **mit Speicher**

Die Schwankungen der Fernwärme im Tagesverlauf (graue Linie) werden durch den Speicher (schwarze gestrichelte Linie) gepuffert. Die ND-Dampfentnahme sowie auch die Stromeinspeisung der KVA wird verstetigt, so dass insgesamt mehr SRL+ bzw. SRL- (rötliche Fläche) vorgehalten werden kann.

Zusätzlich sollen die thermischen Speicher die Erbringung von Sekundärregelarbeit wie folgt ermöglichen (siehe dazu Abbildung 32):

- Abruf SRL+: Die Stromproduktion wird erhöht, indem die ND-Dampfentnahme reduziert wird. Die fehlende Wärme für die Fernwärme wird aus den Speichern geliefert. Die Speicher werden entladen.
- Abruf SRL-: Die Stromproduktion wird gedrosselt, indem die ND-Dampfentnahme erhöht wird. Die Speicher werden mit der überschüssigen Wärme im thermischen System geladen.

Die von Experten für thermische Systeme grundsätzlich bestätigte Annahme ist, dass durch das thermische System der KVA die Stromproduktion in klar definierten Grenzen innert weniger Minuten gesteigert bzw. gedrosselt werden kann.

Die grosse Herausforderung, um die grundsätzlich vorhandene flexible Leistung der KVA auf dem Sekundärregelenergiemarkt anbieten zu können, stellen die hohen Anforderungen für SRL seitens Swissgrid (siehe Abbildung 24) dar. Es wird voraussichtlich nicht möglich sein, diese Anforderungen mit dem thermischen System zu erfüllen. Es wird davon ausgegangen, dass die Stromproduktion, die von Swissgrid geforderte Rampenqualität nicht einhält und die Toleranzbänder verletzt werden (siehe Abbildung 36).

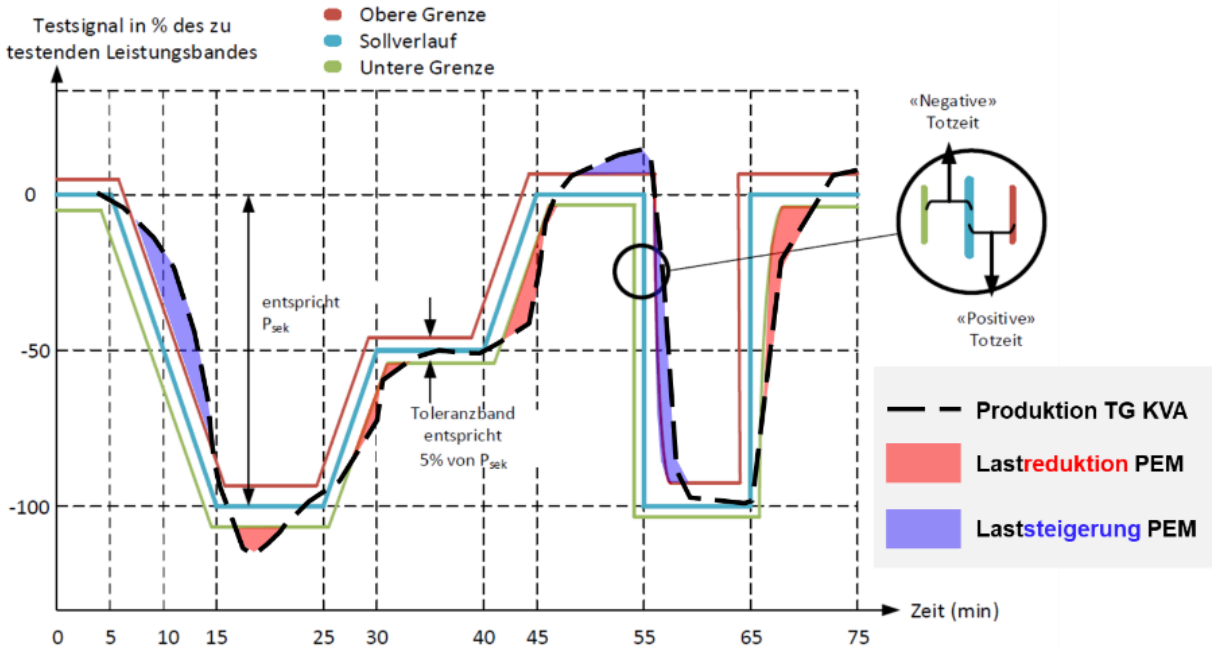


Abbildung 36: Funktionsweise der Synergie zwischen PtG-Anlage und KVA

Die blaue Linie stellt das SRL-Signal dar. Die schwarze, gestrichelte Linie stellt beispielhaft die Stromproduktion der KVA-Turbine dar – die Trägheit des thermischen Systems wird die von Swissgrid geforderte Rampenqualität voraussichtlich nicht vollständig erfüllen (rote bzw. blaue Flächen). Das Konzept für die Ausnutzung des Synergiepotenzials zwischen KVA und PtG sieht vor, dass der Elektrolyseur die Differenz zwischen Swissgrid-Anforderungen und Stromproduktion der KVA-Turbine ausgleicht (rote bzw. blaue Flächen) – der Elektrolyseur aktiviert die flexible Leistung der KVA für den Sekundärregelenergiemarkt. [modifizierte Swissgrid-Abbildung mit dem Testsignal für die Präqualifikation für negative Sekundärregelleistung].

Der Ansatz, welcher im vorliegenden Projekt entwickelt wurde, sieht vor, dass die PtG-Anlage die Abweichungen der KVA bei der Erbringung von SRL ausgleicht (siehe rote und blaue Flächen in Abbildung 36). Die Synergie zwischen dem thermischen System der KVA, das grundsätzlich eine hohe, jedoch eher «träge» flexible Leistung zur Verfügung stellen kann, und dem Elektrolyseur, welcher hinsichtlich Laständerungen hochflexibel ist, soll gezielt genutzt werden.

5.1 Synergiepotenzial Power-to-Gas-Anlagen mit Kehrichtverbrennungsanlagen

Der Elektrolyseur aktiviert die flexible Leistung der KVA für den Sekundärregelenergiemarkt, sodass die Vorhalteleistung insgesamt ungefähr verdoppelt werden kann (siehe Abbildung 37). Sowohl beim Elektrolyseur als auch bei der KVA wird aufgrund der koordinierten Fahrweise ein geringfügiger Abschlag der flexiblen Leistung erwartet.

Sollte sich aufgrund der Anforderungen von Swissgrid erweisen, dass sich der Ausgleich der Abweichungen mittels PEM-Elektrolyseurs nicht darstellen lässt, ist zusätzlich der Einsatz einer kleineren Batterie zu prüfen. Je nach Auslegung und Qualität der Batterie könnten damit weitere Systemdienstleistungen wie z.B. Primärregelungsleistung angeboten werden.

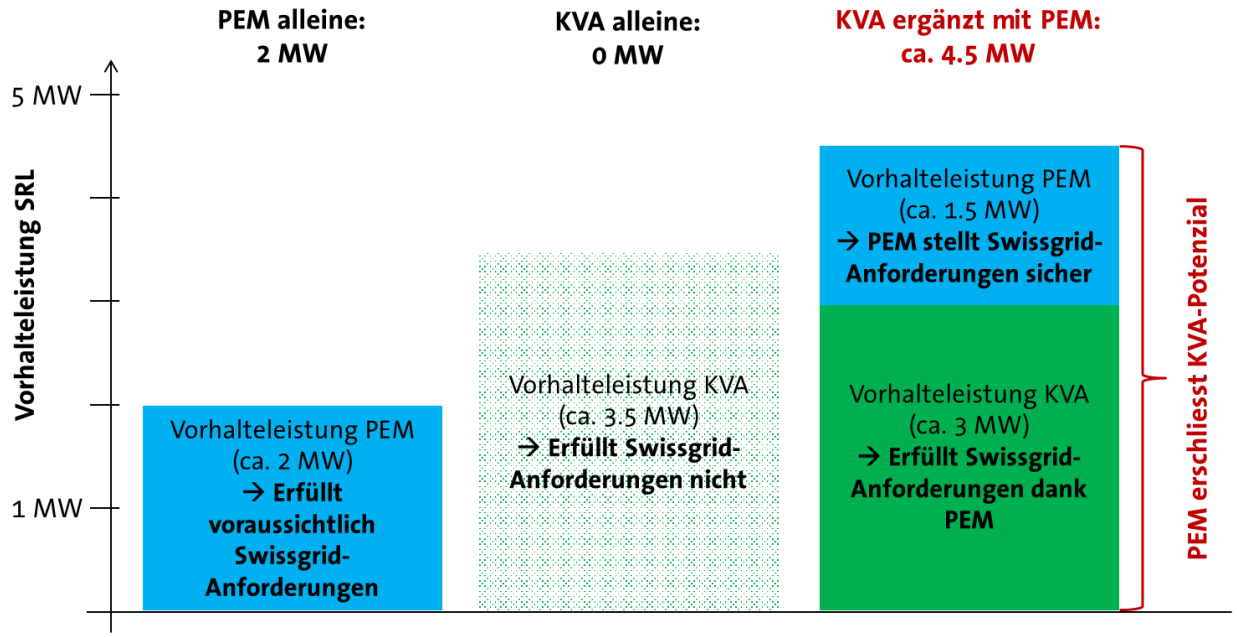


Abbildung 37: Synergiepotenzial zwischen PtG-Anlage und KVA

Der PEM-Elektrolyseur kann die Leistung innerhalb von 2 MW flexibel variieren – voraussichtlich gemäss Swissgrid-Anforderungen (links). Die KVA, die die Stromproduktion in einem Bereich von 3.5 MW flexibel variieren kann, erfüllt diese Anforderungen nicht. Wird nun der PEM-Elektrolyseur dazu eingesetzt, um die Abweichungen der KVA auszugleichen, kann die Vorhalteleistung insgesamt verdoppelt werden. Sowohl beim Elektrolyseur als auch bei der KVA wird aufgrund der koordinierten Fahrweise mit einem gewissen Abschlag bei der flexiblen Leistung gerechnet.

Für die Umsetzung des beschriebenen Ansatzes sind folgende Fragestellungen zu klären:

Flexibilität des Elektrolyseurs:

- Kann der Elektrolyseur gemäss Swissgrid-Anforderungen für SRL+/- präqualifiziert werden? Mit welcher Leistung?
- Kann die erwartete hohe Flexibilität des Elektrolyseurs im Betrieb bestätigt werden?
- Welche flexible Leistung kann direkt im Sekundärregelenergiemarkt angeboten werden? (Aus dem Normalbetrieb bei rund 1.35 bis 1.50 MW Stack-Leistung und aus dem Stand-by (warm oder kalt))
- Ist die Verfügbarkeit der PtG-Anlage ausreichend, um über eine Woche SRL vorhalten zu können?

Flexibilität der KVA:

- Konstante Stromproduktion
  - Können die neuen thermischen Speicher so bewirtschaftet werden, dass die ND-Dampfentnahme und somit auch die Stromproduktion verstetigt werden können?
  - Wie lässt sich eine Prognose darstellen, um den Fernwärme-Bedarf ausreichend präzise voraussagen zu können? Dies ist die Grundlage für die Verstetigung der ND-Dampfentnahme

und Voraussetzung dafür, dass der Speicher nicht unabsichtlich entleert bzw. gefüllt wird und somit Speichervolumen für SRL-Abrufe zur Verfügung steht. Wo sind die Grenzen dieses Ansatzes?

  - Wie viel Vorhalteleistung SRL+ / SRL- kann bei unterschiedlicher Wärmeauskopplung vorgehalten werden? Welches sind die relevanten Einflüsse?

- Simulation SRL-Abrufe
  - Kann die Stromproduktion durch alleinige Modifikation der ND-Dampfentnahme annäherungsweise in der von Swissgrid geforderten Qualität variiert werden? In welchem Umfang?
  - Wird diese Modifikation effektiver durch gezielte Speicherbewirtschaftung oder durch direkte Beeinflussung der ND-Dampfentnahme (stromgeregelte TG) bewirkt?
  - Welcher Anpassungsbedarf besteht an der Anlage (Armaturen, Ventile etc.) bzw. bei der Regelung der Systeme, um die SRL-Abrufe in dieser Art durchzuführen?
  - Wie kann das Regime regelungstechnisch umgesetzt werden?

Synergie PtG-Anlage und KVA

- Reicht die Leistung des Elektrolyseurs aus, um die Abweichungen der KVA bei der Erbringung der SRL-Rampe auszugleichen?
- Wie viel flexible Leistung kann insgesamt tatsächlich als SRL vermarktet werden?[19] (Annahme: Summe der freien Leistungen, ca. 4.5 MW)
- Wie und wo muss die koordinierte Steuerung der beiden Anlagen erfolgen, um die Anforderungen von Swissgrid zu erfüllen?
- Kann die Gesamtanlage PtG und KVA für SRL präqualifiziert werden?
- Braucht es gegebenenfalls weitere stützende Anlagen wie eine Batterie, damit die Gesamtanlage präqualifiziert werden kann? Wie gross müssten diese ausgelegt werden?

[19] Hintergrund: Falls fast die gesamte flexible Leistung des Elektrolyseurs für den Ausgleich der KVA-Abweichungen eingesetzt werden muss (und nicht mehr vermarktet werden kann), lohnt sich der Aufwand für den koordinierten Betrieb der beiden Anlagen allenfalls nicht.

6 Schlussfolgerungen (Teil 1)

Die **Haupterkenntnisse** lassen sich wie folgt zusammenfassen:

Das zusätzliche Potenzial an Sekundärregelleistung bei einer gezielten koordinierten Steuerung von KVA und PtG beträgt bis zu rund 2.5 MW_{el} im Vergleich zu «nur PtG» (das Konzept liegt vor, die Umsetzung ist zu prüfen). Voraussetzung für die Erschliessung dieses Potenzials ist die Realisierung der thermischen Speicher, welche 2022 in Betrieb genommen wurden.

Die Anforderungen an die thermischen Speicher für die Flexibilisierung sind in deren Planung eingeflossen. Die Weiterverfolgung bzw. Abklärung der Machbarkeit des Zusammenspiels zwischen der PtG-Anlage und dem thermischen System der KVA lohnt sich.

Die übergeordnete Steuerung der Anlagen im Hybridkraftwerk ist zentral.

Die PtG-Anlage weist für den Einsatz im Sekundärregler gewisse Limitierungen auf. Der Elektrolyseur ist grundsätzlich zwischen 0.5 MW und 2.5 MW flexibel betreibbar. Aufgrund der Mindest- und Maximallast des nachgeschalteten Bioreaktors (inklusive der Auslegung der Nebenaggregate) ist die Wasserstoff-Produktion des Elektrolyseurs auf ein Band zwischen ca. 1.0 und 1.8 MW eingeschränkt (minimal 190 Nm^3/h und maximal 350 Nm^3/h Wasserstoff). Die tatsächlichen Limitierungen im Betrieb sind nach der IBN zu verifizieren.

Ein der Elektrolyse nachgeschalteter Wasserstoff-Zwischenspeicher ist für die Flexibilisierung der PtG-Anlage wichtig bzw. gar unabdingbar.

Die Anbindung und der notwendige Raum für die Wasserstoff-Zwischenspeicher sind beim Bau der PtG-Anlage vorgesehen worden. Die Abklärungen bezüglich Zwischenspeicherns werden vorangetrieben.

Als ergänzendes Element für das Hybridkraftwerk würden grössere WKK-Anlagen zusätzliches Potenzial an SRL+ im MW-Bereich bringen. Diese WKK-Anlagen können an der Notstromversorgung und/oder am steigenden Wärmespitzenlastbedarf der Regiowärme dimensioniert werden. Es bestehen Synergieeffekte bezüglich Stromversorgungssicherheit im Winterhalbjahr (u.a. Speicherreserve StromVG).

Die Integration einer WKK-Anlage in das Gesamtkonzept wird erarbeitet.

Es wird erwartet, dass die im Vergleich zur EU hohen Anforderungen an die Qualität der Sekundärregelarbeit für die Flexibilisierung des thermischen Systems der KVA sowie der WKK eine technische Marktzugangsbeschränkung darstellen. Eine Anpassung der hohen Swissgrid-Vorgaben für die Präqualifikation von Anlagen für die Vorhaltung von Sekundärregelleistung wird empfohlen.

7 Anhang

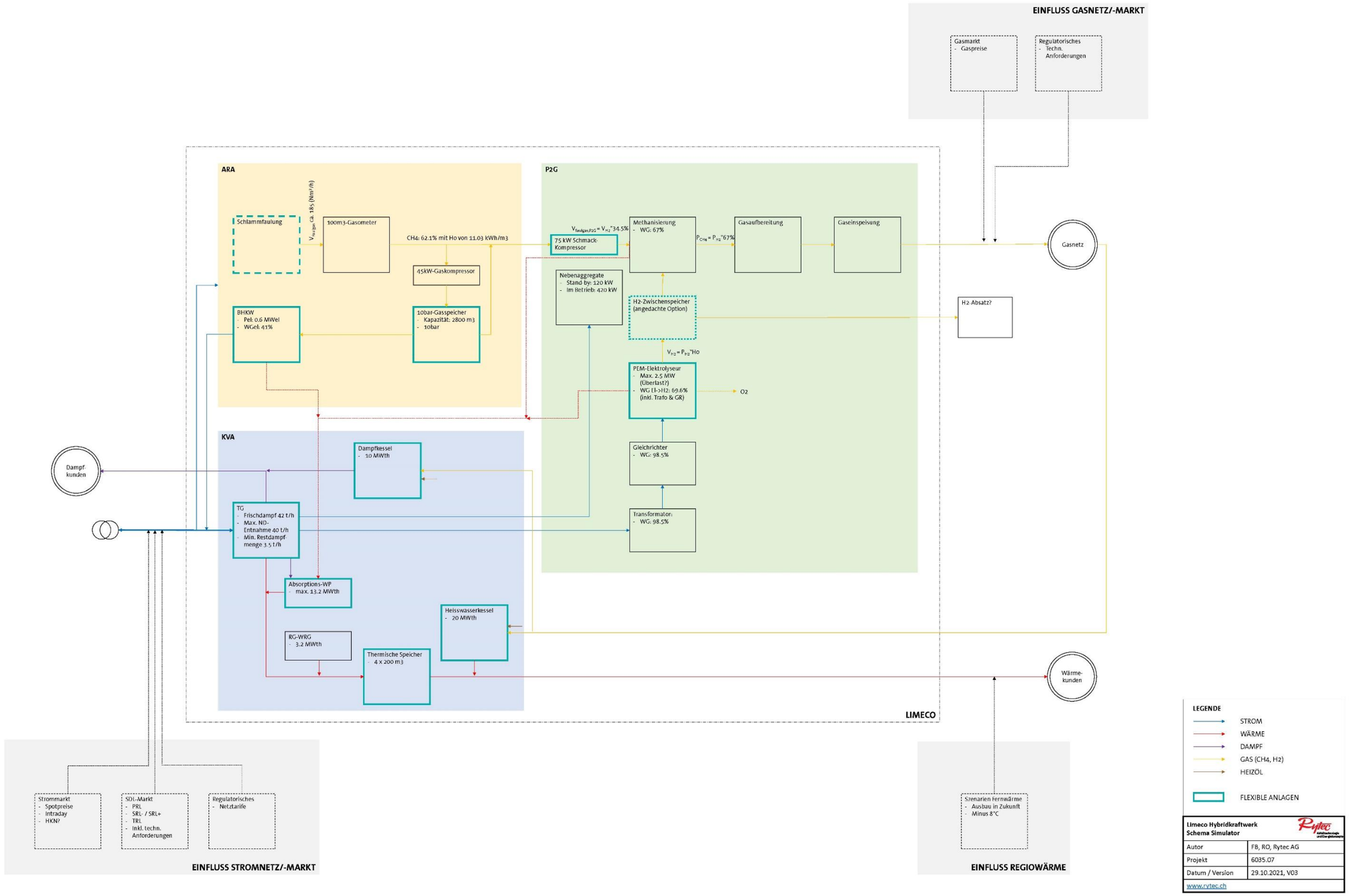


Abbildung 38: Energetische Zusammenhänge im Hybridkraftwerk Limeco inkl. Anbindung an die verschiedenen Energienetze (Fokus auf ARA & PtG)

Die türkis umrahmten Prozesse weisen auf Anlagen bzw. Aggregate hin, welche für die Flexibilisierung relevant sind.

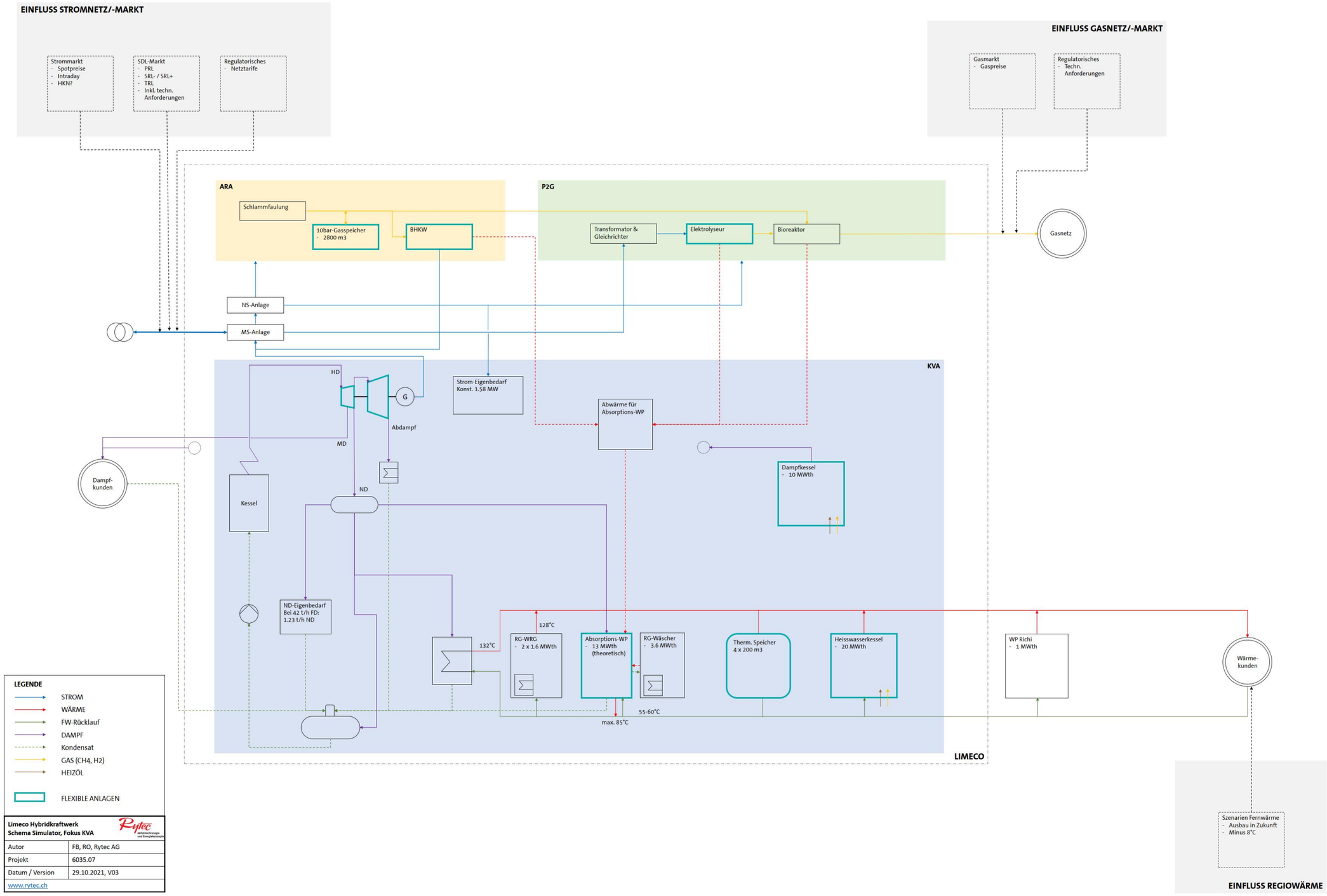


Abbildung 39: Energetische Zusammenhänge im Hybridkraftwerk Limeco inkl. Anbindung an die verschiedenen Energienetze (Fokus auf thermisches System der KVA)

Die türkis umrahmten Prozesse weisen auf Anlagen bzw. Aggregate hin, welche für die Flexibilisierung relevant sind.