

BETRIEB UND SPEICHERBEWIRTSCHAFTUNG EINER „CLOSED-LOOP“ – POWER-TO-GAS ANLAGE

Thomas GRANDL(*)¹, Benjamin BÖCKL¹, Peter PECHTL², Thomas KIENBERGER¹

Einleitung

Durch den vermehrten Einsatz erneuerbarer Energie- und vor allem Stromerzeuger steigen die Fluktuationen im Stromnetz stetig an. Dies führt zu immer häufigeren und in ihrem Ausmaß immer größeren, positiven wie negativen Lastspitzen im Netz. Um diese zu glätten und besonders um saisonale Erzeugungs- und Verbrauchsunterschiede auszugleichen, sind Flexibilitätsoptionen wie z.B. Energiespeicher mit enormen Kapazitäten notwendig, die, um die Nutzung der erneuerbaren Energieerzeuger nicht zu konterkarieren, keinen CO₂-Ausstoß verursachen. Abbildung 1 gibt einen Überblick über die spezifischen Energiedichten verschiedener Speichertechnologien.

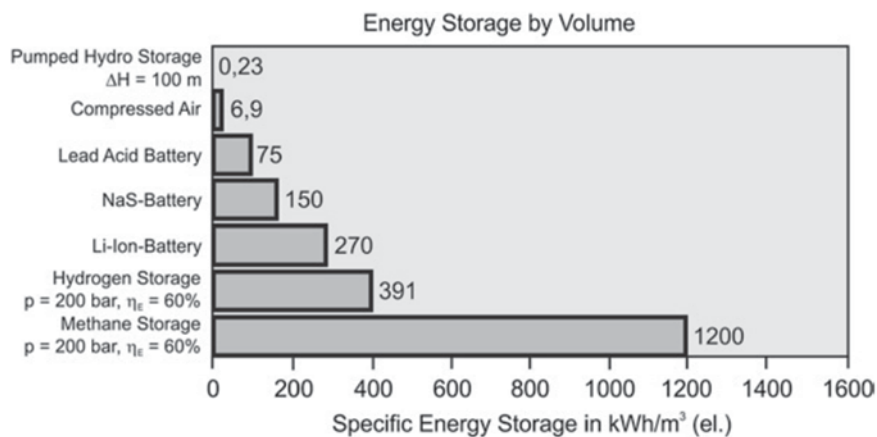


Abbildung 1: Vergleich spezifischen Energiedichte verschiedener Energiespeichertechnologien [1]

Aus diesem Grund wird mit Hilfe der Simulationssoftware „EBSILON Professional“ ein Konzept entwickelt, welches wie bereits vorhandene Power-to-Gas Konzepte Strom aus dem Netz nutzt, um die aufgenommene elektrische Energie in chemische Energie, im Konkreten Methan, umzuwandeln. Dieses Gas wird gespeichert und kann in einer nachgeschalteten Verstromung (Clausius-Rankine Dampfprozess) wieder in elektrische Energie umgewandelt und ins Netz eingespeist werden. Durch geeignete Verfahren soll sowohl die Dimensionierung als auch der Betrieb der Anlage optimiert werden.

Im Gegensatz zu herkömmlichen Konzepten sollen bei dem hier vorgestellten „Closed-Loop“ Prinzip die anfallenden Prozessmedien H₂, O₂, CO₂ und H₂O zusätzlich zu dem produzierten CH₄ zwischengespeichert werden, siehe Abbildung 2. Dadurch wird die Wechselwirkung der Anlage mit der Umgebung auf den Bezug und die Einspeisung elektrischer Energie vom bzw. ins Netz reduziert. Weder erfolgt ein Ausstoß von CO₂ aus der Verstromung, noch ist für dessen Oxy-Fuel-Prozess eine Luftzerlegungsanlage notwendig. Durch dieses „Closed-Loop“ Prinzip wirkt die Gesamtanlage gleich einer großen „Batterie“.

Sinn dieses Konzepts ist die Integration der Speicherkapazitäten in die zukünftige Anlage selbst. Würde alleine das erzeugte CH₄ gespeichert (und H₂ zwischen Elektrolyse und Methanisierung lediglich gepuffert) und alle anderen notwendigen Gase/Flüssigkeiten aus der Umwelt bezogen werden, so würde diese Umwelt die Speicher darstellen. Allerdings wäre die Rückgewinnung der Medien aus diesem „Speicher“ sehr aufwendig und kostspielig, da Luftzerlegungsanlagen notwendig wären, um O₂

¹ Lehrstuhl für Energieverbundtechnik, Montanuniversität Leoben; Franz-Josef Straße 18, 8700 Leoben; Tel.: +43 3842 402 5401; Fax: +43 3842 402 5402; Mail: evt@unileoben.ac.at; <http://evt.unileoben.ac.at/>

² VTU Energy GmbH; Parkring 18G, 8074 Raaba-Grambach; Tel.: +43 (0) 316 4009 800; Mail: peter.pechtl@vtu.com; <http://www.vtu-energy.com/>

und CO₂, aus der Luft zu extrahieren. Daher könnte eine solche „Closed-Loop“ Anlage mit ihren notwendigen Speicherkapazitäten trotz der aufwendigen Speicherinfrastruktur im Sinne von Effizienz und Wirtschaftlichkeit zweckmäßiger sein.

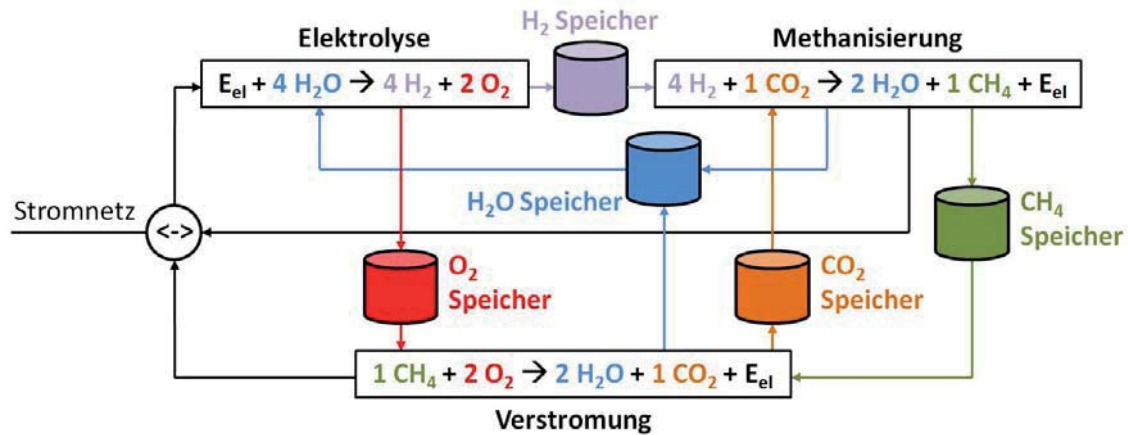


Abbildung 2: Schema der Gesamtanlage

Methodik

Die Arbeit gliedert sich in zwei Hauptbereiche:

1. Entwicklung des Modells der Anlage mit allen relevanten Komponenten (detaillierte Beschreibung im nächsten Abschnitt)
2. Optimierung der Anlage in Bezug auf zwei Aspekte:
 - a. Auslegung der Anlagenkomponenten
 - b. Betrieb der Anlage in Hinblick auf Netzanforderungen und Speichergrößen

Dazu werden folgende Schritte durchgeführt:

1. Entwickeln bzw. Adaptieren der Anlagenkomponenten Elektrolyse, Methanisierung und Verstromung.
2. Zusammenführen der Komponenten zu einer Gesamtanlage, vorsehen von zusätzlichen Komponenten, die Speicher simulieren.
3. Optimierung des Gesamtwirkungsgrades – „Round-Trip-Efficiency“.
4. Aufbau eines Verfahrens, welches die einzelnen Komponenten in Bezug auf die Netzanforderung optimal dimensioniert.
5. Entwicklung eines Optimierungsverfahrens, welches die Leistung der Anlage über ein Jahr in diskreten Schritten (z.B. 8760h/a) in Bezug auf die Netzanforderung und unter Berücksichtigung aller Randbedingungen (Speicherkapazitäten, Maximalleistungen,...) optimal bestimmt.

Modell

Das Modellierungsprogramm EBSILON Professional erlaubt die Gestaltung von thermischen Prozessen auf einem sehr hohen Detaillierungsniveau. Die modellierte Anlage wird dazu aus einzelnen Komponenten wie Reaktoren, Wärmetauscher, Turbinen, etc. zusammengesetzt, welche in ihrem Verhalten durch physikalische Modelle mit deren Gleichungen beschrieben werden. Das Modell wird anschließend mit Eckdaten sehr realitätsnahe (wie Nennleistung von Elektrolyse und Verstromung, Durchsatz der Methanisierung, Druckniveaus, Umgebungstemperaturen,...) parametrisiert und alle weiteren Werte (alle Drücke, Temperaturen, Massenströme, chemische Zusammensetzungen der Gase usw. in allen Systemelementen) durch iteratives Lösen der Gleichungen mit allen Randbedingungen bestimmt. Dieser hohe Detaillierungsgrad des Anlagenverhaltens erlaubt die konkrete Bestimmung von Verbesserungspotenzialen im Hinblick auf die Effizienz.

Elektrolyse

Die Elektrolyse wird in der Modellierung als geschlossener, vorgefertigter Baustein genutzt, welcher über die elektrische Leistung und einen H₂O Massenstrom als Eingangs-, sowie H₂ und O₂ Massenströme als Ausgangsgröße verfügt. Das Verhalten sowie alle relevanten physikalischen und

chemischen Größen dieses Elements wird von einem numerischen Modell bestimmt, welches in [2] entwickelt wurde. Die Eckdaten der so verwendeten Elektrolyse können Tabelle 1 entnommen werden.

Tabelle 1: Betriebsdaten Elektrolyse

Betriebstemperatur	87°C
Betriebsdruck	18bar
Spezifischer Verbrauch	5.21kWh/Nm ³ H ₂
Wirkungsgrad bezogen auf Heizwert	57.5%
Wirkungsgrad bezogen auf Brennwert	68.2%

Bei diesen Betriebsdaten ist speziell der Betriebsdruck zu beachten. Im gewählten Ansatz wird dieser auf der gleichen Höhe wie der Druck in der Methanisierung gewählt. Dadurch ist es nicht notwendig, den Wasserstoff nach der Elektrolyse mittels Kompressor auf den Druck dieser nachfolgenden Stufe zu erhöhen (elektrochemische Kompression [3]), wodurch die Gesamteffizienz des Systems gesteigert werden kann.

Methanisierung

Als Vorlage für das Modell der Methanisierung wird das Verfahren des Unternehmens „Air Liquide“ gewählt [4]. Dieses Konzept weist drei seriell verschaltete Reaktoren auf, siehe Abbildung 3 (der violette Strom stellt den eigentlichen Methanisierungsprozess dar).

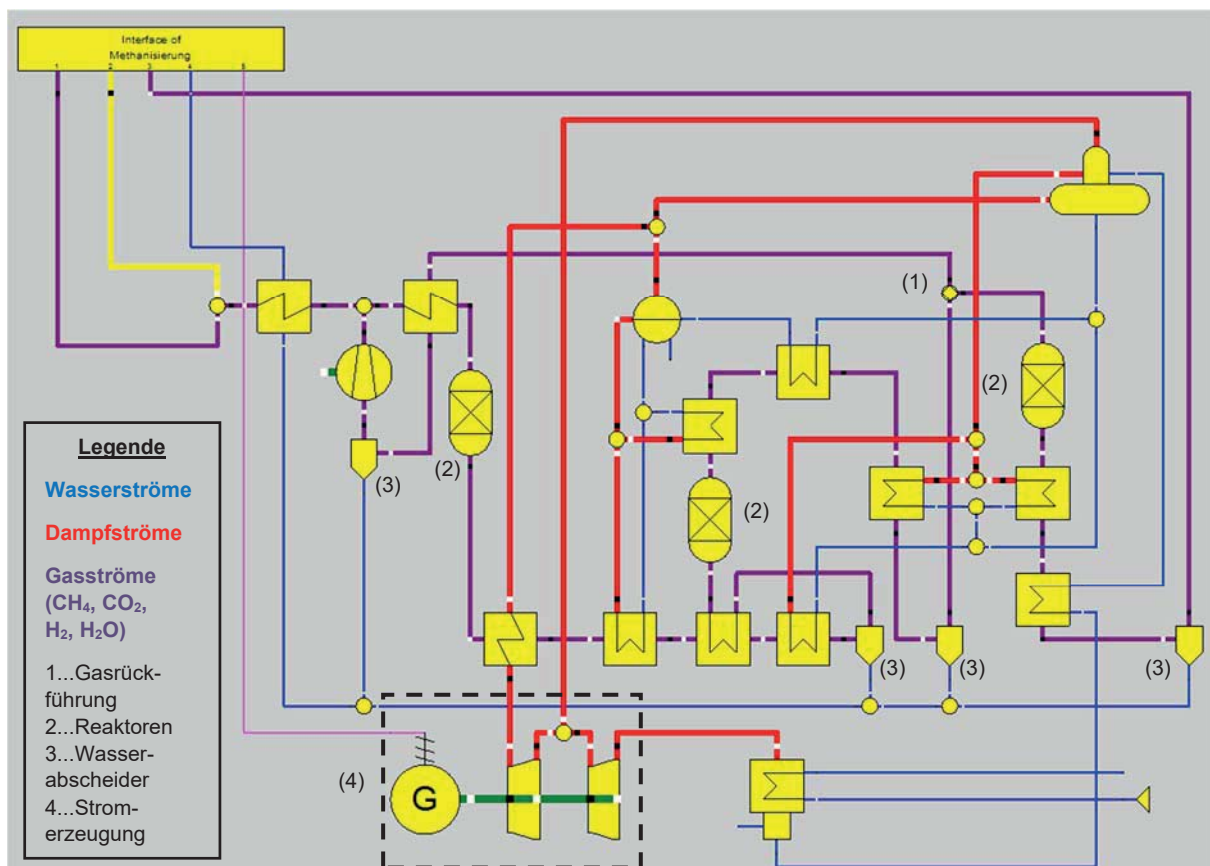


Abbildung 3: Methanisierungsmodell

Der Gasstrom wird zwischen zweiter und dritter Stufe zum Einlass zurückgeführt (1). Die chemischen Reaktionen in den Reaktoren (2) werden lediglich in Bezug auf die Gleichgewichte betrachtet, Einflüsse aufgrund der Kinetik werden nicht miteinbezogen. Um die Reaktorgröße und negative Einflüsse des Wasserdampfes zu reduzieren, werden die Gasströme nach jedem Reaktor unter den Taupunkt

abgekühlt und das flüssige Wasser abgeschieden (3). Die Kühlung des Gases ist zusätzlich im Hinblick auf die Reaktoren notwendig, da diese als Festbettreaktoren ausgeführt sind und daher kaum direkt gekühlt werden können [5].

Die Wärme, welche durch die Kühlung der Gasströme anfällt, wird zur Dampfproduktion in einem eigenen Dampfkreislauf (blaue Ströme entsprechen Wasserleitungen, rote Ströme stellen Dampfleitungen dar) in der Methanisierung genutzt um wiederum elektrische Energie zu erzeugen (Turbine und Generator (4)). Dadurch kann die Effizienz der Methanisierung gesteigert werden.

Anmerkung: Bei Abbildung 3 handelt es sich um eine vereinfachte Darstellung, um diese anschaulich zu halten. Beispielsweise wurden alle Elektromotore und Pumpen entfernt, auf Ventile und Ähnliches wurde vollständig verzichtet.

Die Eckdaten des Methanisierungsmodells können Tabelle 2 entnommen werden.

Tabelle 2: Betriebsdaten Methanisierung

Betriebsdruck	18bar
CH₄ Ausbeute	97%
Wirkungsgrad	83%
Brennstoffnutzungsgrad (inklusive Stromerzeugung)	89,6%

Verstromung

Das Modell der Verstromung ist in Abbildung 4 dargestellt.

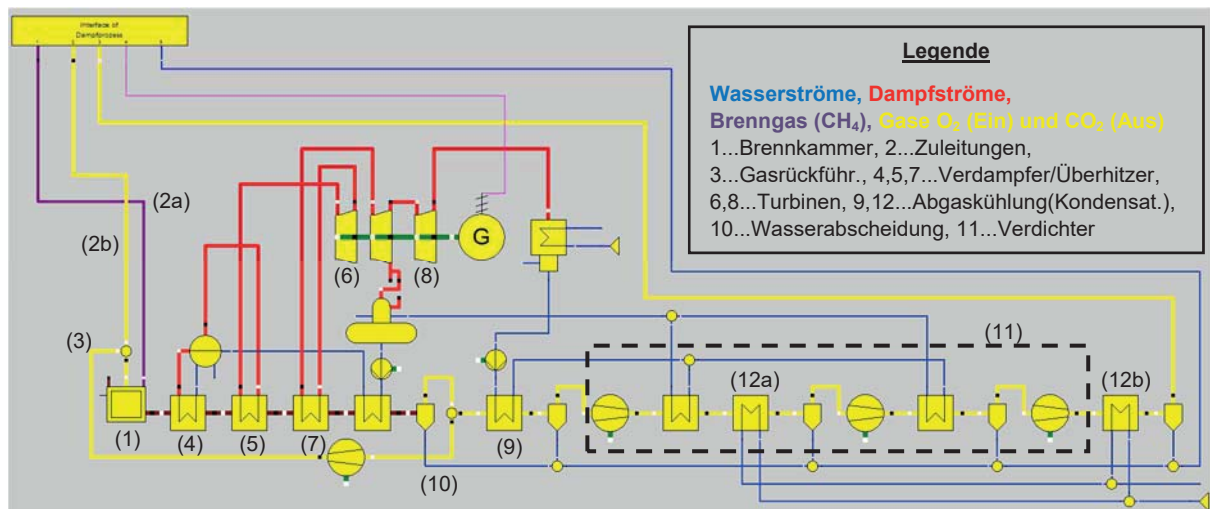


Abbildung 4: Verstromungsmodell

Die Verstromung des gespeicherten Methans und Sauerstoffs (vgl. Abbildung 1) arbeitet nach dem Clausius-Rankine Kreisprozess im Oxy-Fuel-Verfahren. Dies bedeutet, dass die Brennkammer (1) lediglich mit Methan (2a) und Sauerstoff (2b) gespeist wird. Da hierdurch die zulässigen Temperaturen in der Brennkammer aber überschritten würden, wird ein Teil des abgekühlten Abgasstroms wieder zum Einlass rezykliert (3), um die Verbrennungsgase zu verdünnen.

Der Dampfprozess selbst besteht aus Verdampfer (4) inklusive Überhitzer (5). Hierbei entsteht Dampf auf einen Druckniveau von 125bar und einer Temperatur von 565°C, welcher in einer (ersten) Turbinenstufe (6) auf 18bar entspannt wird. Nach dieser ersten Stufe erfolgt eine Zwischenüberhitzung (7) auf wiederum 565°C und eine weitere Entspannung (8) auf 0.066bar. Diese Werte entsprechen dem industrieüblichen Standard.

Aufgrund des Oxy-Fuel-Prozesses, nach dem die Verstromung arbeitet, besteht das Abgas nur aus CO₂ und Wasserdampf. Da das CO₂ in der Methanisierung unter einem höheren Druck benötigt wird und das Wasser der Elektrolyse zugeführt werden muss, werden die beiden Bestandteile getrennt. Hierfür erfolgt eine Kühlung des Gasstroms mit Speisewasser aus dem Dampfprozess (9) wodurch der

Taupunkt unterschritten und ein Teil des Wasserdampfs auskondensiert und abgeschieden wird (10). Aufgrund der Übertragung der freiwerdenden Wärmemenge an das Speisewasser, fallen hierbei keine zusätzlichen Verluste durch Kühlwasser an. Die Druckerhöhung des Gasstroms auf das Niveau der Methanisierung erfolgt mittels dreistufigem Verdichter (11). Nach jeder Druckstufe findet eine Kühlung des Gasstroms statt, was zum Einen mehr Wasser auskondensieren lässt und zum Anderen zusätzliche Wärme für die Speisewasservorwärmung bereitstellt. Da für die Unterschreitung des Taupunkts mehr Kühlleistung notwendig als für die Speisewasservorwärmung aufzuwenden ist, wird diese zusätzliche Energie mit Kühlwasser von außerhalb des Prozesses (12a, 12b) abgeführt.

Der Wirkungsgrad dieser Verstromung beträgt etwa 41%.

Anmerkung: Auch bei der Prozessdarstellung in Abbildung 4 wurde wie im vorherigen Abschnitt der Detaillierungsgrad stark reduziert, um die Anschaulichkeit zu erhalten.

Gesamtanlage

Die Einzelkomponenten werden wie in Abbildung 2 dargestellt zu einer Gesamtanlage zusammengesetzt. Da diese als „Batterie“ zur Glättung der Residuallasten dienen soll, ist speziell der Gesamtwirkungsgrad (Round-Trip-Efficiency, RTE_u) von Bedeutung. Dieser bezeichnet das Verhältnis der Energiemenge die am Ausgang (nach der Verstromung) bereitgestellt werden kann, wenn am Eingang (Elektrolyse) eine bestimmte Menge an elektrischer Energie eingespeist wird und ist damit definiert als

$$RTE_u = \frac{W_{Verstromung}}{W_{Elektrolyse}}$$

RTE_u beträgt etwa 18,4%. Wenn die erzeugte elektrische Energie aus der Methanisierung direkt zur Deckung eines Bedarfs verwendet werden kann,

$$RTE_o = \frac{W_{Verstromung} + W_{Methanisierung}}{W_{Elektrolyse}}$$

so steigt die Effizienz auf knapp 20%. Das Modell ist so beschaffen, dass der erzeugte Strom der Methanisierung immer einen Teil des Strombedarfs im Netz deckt, sofern vorhanden. Liegt gerade eine negative Residuallast vor, so wird der erzeugte Strom der Elektrolyse zugeführt.

Auslegung und Fahrplanoptimierung

Für die Auslegung der Gesamtanlage sowie die Optimierung des Betriebs derselben wird ein Optimierungsverfahren ausgewählt welches meist *lsqin* (linear least-squares problem solver) genannt wird. Dieses Verfahren ist in diversen Softwarepaketen wie MATLAB, Octave oder Python (mit CVXOPT als Basis) implementiert ist.

Der genutzte Optimierer löst ein lineares Problem im Sinne der kleinsten Fehlerquadrate in der Form

$$\min \frac{1}{2} \|Cx - d\|_2^2$$

unter den Randbedingungen bzw. innerhalb der Grenzen

$$\begin{aligned} Ax &\leq a, \\ Bx &= b, \\ lb &\leq x \leq ub. \end{aligned}$$

Wird nun $C = I$ (wobei I die Einheitsmatrix bezeichnet) und d als Vektor gewählt, welcher die Residuallast über eine Periode in diskreten Schritten enthält, so stellt x den optimierten Fahrplan dar, der so nah als möglich am ursprünglichen Profil der Residuallast liegt. Die Minimierung der kleinsten Fehlerquadrate führt dabei dazu, dass die Abstände zwischen dem Fahrplan und der Residuallast in der Gesamtheit aller Punkte möglichst gleich ist. Die gegebene Auflösung der Residuallast kann dabei beliebig sein (Tage, Stunden, Viertelstunden,...), es muss lediglich sichergestellt werden, dass alle restlichen Eingabeparameter (C, A, a, B, b) in der gleichen Auflösung vorliegen.

Mit den beiden Formen der Randbedingungen ist es möglich die Maximalleistung der Anlage, die „ramp rates“, oder auch die Speicherbegrenzung zu modellieren. Prinzipiell können beliebig viele Randbedingungen gewählt werden, allerdings ist zu beachten, dass eine große Zahl an Bedingungen (besonders bei einer bereits großen Zahl an Datenpunkten im Falle einer hohen Auflösung) zu sehr hohen Rechenzeiten führen kann.

Auslegung

Um die Gesamtanlage auszulegen wird zuerst das fertige EBSILON Modell mit beliebigen Werten der Parameter Nennleistung Elektrolyse, Nennleistung Methanisierung (Massenstrom H_2) und Nennleistung Verstromung in EBSILON initialisiert und durchgerechnet. Nachdem alle Prozessgrößen auf diese Weise bestimmt wurden, können die relevanten Verbrauchskennwerte ermittelt werden. Darunter fallen alle Größen, welche Schnittstellen zwischen den drei Hauptkomponenten, bzw. einer dieser Komponenten und dem Netz darstellen. Solche Größen sind beispielsweise die erzeugte Masse H_2 und O_2 pro eingespeister kWh Strom, die erzeugte Masse CH_4 pro eingesetztem kg H_2 oder die notwendige Masse CH_4 zur Erzeugung einer kWh Strom (für alle Teillastfälle). Diese Kennwerte werden anschließend in die jeweilige Softwareumgebung importiert.

Anschließend wird der oben beschriebene Optimierungsprozess einmal durchlaufen. Als Datenbasis dienen hierfür die Residuallast, sowie etwaige weitere Randbedingungen zu bereits festgelegter Anlagenleistung oder Speichergröße (und die importierten Anlagenkennwerte). Es sollen zukünftig drei Auslegungsszenarien zur Auswahl stehen:

Tabelle 3: Auslegungsszenarien

Gegeben:	Berechnet:
Residuallast	Notwendige Anlagengröße Notwendige Speichergröße
Residuallast Anlagengröße	Notwendige Speichergröße
Residuallast Speichergröße	Notwendige Anlagengröße

Der Optimierer liefert als Ergebnis den optimalen Fahrplan unter Einhaltung aller Randbedingungen. Ein solcher Fahrplan zusammen mit der ursprünglichen Residuallast ist beispielhaft in Abbildung 5 dargestellt.

Die in diesem Beispiel verwendete Residuallast wurde künstlich erstellt. Dabei ist ein saisonaler Trend mit Tagesschwankungen überlagert. Ein volles Jahr wurde hierbei mit 1920 Stunden angesetzt um die Rechenleistung gering zu halten. Die Tageszyklen erstrecken sich dennoch über 24 Stunden. Dies ergibt ein „künstliches Jahr“ mit 80 Tagen. Das hierdurch erzeugte Profil ist außerdem so beschaffen, dass das Integral über die gesamte Periode null ergibt. Auf diese Weise wird gewährleistet, dass die eingehende Energiemenge gleich groß wie die ausgehende ist. Die Elektrolyse ist prinzipiell in der Lage die gesamte negative Residuallast abzudecken, Grenzen werden ihr allerdings durch die gegebenen Randbedingungen (Maximalleistung, ramp-rates,...) gesetzt. Sind diese Randbedingungen entsprechend beschaffen, so sind „Soll-Fahrplan“ und „Ist-Fahrplan“ der Elektrolyse deckungsgleich. Durch die Flächengleichheit zwischen positiver und negativer Residuallast entspricht die Ausgangsenergie (Verstromung) bzw. die Fläche unter dem positiven „Ist-Fahrplan“-Profil etwa 20% der Fläche unter dem positiven „Soll-Fahrplan“-Profil.

Waren die Nennleistungen der Anlage nicht bereits als Randbedingungen gegeben, so können sie aus diesem Ergebnis als die jeweiligen positiven und negativen Maximalwerte des Ist-Fahrplans abgelesen werden. Der Eingangsmassenstrom der Methanisierung ergibt sich aus dem gesamten umgesetzten Wasserstoff bezogen auf die Anzahl an Betriebspunkten (1920h). Die Methanisierung wird damit über die gesamte Periode auf dem gleichen Leistungsniveau betrieben.

Der Verlauf der Speicherstände aller Prozessgase bzw. des flüssigen Wassers können mithilfe des Fahrplans und der Verbrauchskennwerte für die gesamte Periode berechnet werden. Waren die Speichergrößen nicht als Randbedingung gegeben, so können sowohl maximal notwendige Speichergröße, als auch die notwendigen Anfangsbestände, auf diese Weise ermittelt werden.

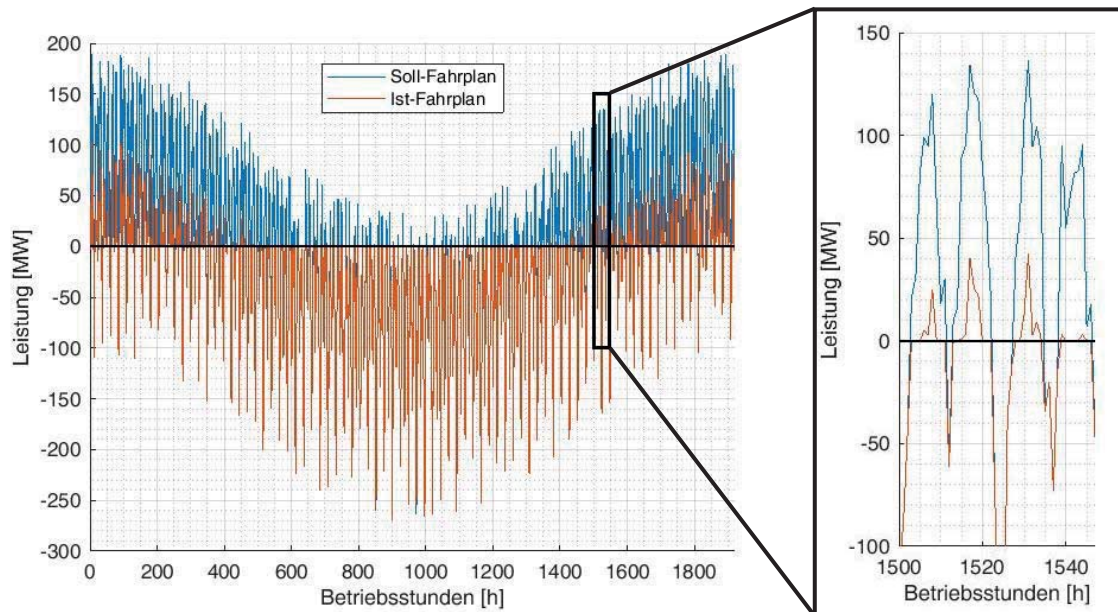


Abbildung 5: Beispielhafter Vergleich zwischen Residuallast (Soll-Fahrplan) und optimiertem Fahrplan (Ist-Fahrplan). Anmerkung: Um die notwendige Rechenzeit hierbei gering zu halten wurde ein künstlicher saisonaler Residuallastverlauf mit lediglich 1920 Stunden erstellt.

Falls die Nennleistungen zuvor nicht festgelegt wurden, so werden sie sich nach dem Optimierungsdurchlauf von den ursprünglich im EBSILON Modell gewählten Werten unterscheiden. Aus diesem Grund muss die Berechnung des Modells erneut durchgeführt und die beschriebenen Vorgänge so lange wiederholt werden, bis die Differenz im Ergebnis des Optimierers und den verwendeten Werten im Modell kleiner als eine definierte Fehlertoleranz ist.

Anmerkung: Der gesamte Fahrplan wird an dieser Stelle (Auslegung) im Grunde nicht benötigt, die Nennleistungen der Anlagenteile könnten auch auf andere Art und Weise, z.B. durch Ermittlung der maximalen positiven und negativen Leistungen in der gegebenen Residuallast, erfolgen. Auf diese Weise könnten aber beispielsweise die ramp rates nicht berücksichtigt werden (wenn ein sehr großer Ausreißer enthalten ist, so kann dieser aufgrund der maximalen Rampen möglicherweise gar nicht abgedeckt werden – eine Dimensionierung der Anlage auf diesen Wert wäre sinnlos). Außerdem ist es wie im obigen Beispiel möglich, dass aufgrund des Gesamtwirkungsgrades oder auch begrenzter Speicher einige Soll-Betriebspunkte der Verstromung nicht erreicht werden können, selbst wenn diese auf die jeweilige Leistung ausgelegt würde. Dies hätte einen Großteil des Betriebs im Teillastbereich zur Folge. Aus diesem Grund muss bereits für die Auslegung der Anlage ein kompletter Durchlauf der Fahrplanoptimierung durchgeführt werden, sodass die Auslegung und der Betrieb aufeinander abgestimmt sind.

Fahrplanoptimierung

Bei der Fahrplanoptimierung wird sehr ähnlich der Auslegung vorgegangen. Der Optimierer wird größtenteils in der gleichen Art und Weise genutzt. Allerdings sind hierbei alle Anlagengrößen (Nennleistungen und Speichergrößen) und selbstverständlich die Residuallast vorgegeben. Die Optimierung wird nun innerhalb dieser Randbedingungen durchgeführt, das Ergebnis gleicht in qualitativer Hinsicht dem Ergebnis in Abbildung 5.

Ergebnisse

Die potentiellen Auswirkungen einer bzw. mehrerer dieser Anlagen wurde untersucht. Dazu wurden die Stromverbrauchs- und –erzeugungsdaten der Austrian Power Grid AG (APG) aus dem Jahr 2016 als Basis verwendet. Diese weisen folgende Zusammensetzungen auf:

Tabelle 4: APG Eckdaten aus dem Jahr 2016

Jahresverbrauch	62,8 TWh
Erzeugung Laufwasser	28,2 TWh
Erzeugung Wind	5,32 TWh
Erzeugung Photovoltaik	0,939 TWh
Zulauf Pumpspeicher	2,95 TWh

Es wird nun davon ausgegangen, dass der gesamte Strombedarf vollständig durch die erneuerbaren Erzeuger Wasserkraft (Laufwasser), Windkraft und Photovoltaik gedeckt werden soll. Dazu werden die Jahresverläufe von Erzeugung und Verbrauch so überlagert, dass alle Verbräuche bei gegebenem Angebot sofort gedeckt werden. Alle Verbräuche denen keine Erzeugung zum gleichen Zeitpunkt gegenübersteht, sollen von der modellierten Anlage gedeckt werden, welche wiederum aus überschüssiger Erzeugung zu beliebigen Zeitpunkten gespeist wird. Da die Anlage allerdings verlustbehaftet ist, muss die gesamte überschüssige Erzeugung eines Jahres um den Kehrwert der Round-Trip-Efficiency größer sein.

Um ein Erzeugungsprofil, welches die Stromversorgung Österreichs aus erneuerbaren Energieerzeugern darstellt, zu generieren, werden die Jahresverläufe von Laufwasser, Wind und Photovoltaik linear hochskaliert, sodass der Bedarf (unter Berücksichtigung der oben genannten Randbedingung) gedeckt werden kann. Da die Laufwasserkraft in Österreich bereits stark ausgebaut ist, sind die Ausbaupotentiale eingeschränkt. Dieses zusätzliche Potential wird in [6] mit 10.836 GWh/a angegeben. Die Stromerzeugung aus Wasserkraft im Jahr 2016 wird daher für die Erzeugung des neuen Jahresprofils um 20% erhöht. Um die restliche notwendige Erzeugungsenergie bereitzustellen, wird ein linearer Faktor bestimmt, um den Winderzeugung und Photovoltaik erhöht werden müssen. Diese Vorgehensweise liefert ein Erzeugungsprofil mit folgenden Eckdaten:

Tabelle 5: Eckdaten einer virtuellen Stromversorgung Österreichs aus erneuerbaren Energieerzeugern

Gesteigerte Laufwassererzeugung	36,7 TWh
Steigerungsfaktor Wind & Photovoltaik	7,32
Gesteigerte Erzeugung Wind & Photovoltaik	45,8 TWh
Gesteigerte Spitzenleistung Wind & Photovoltaik	19,9 GW

Der Vergleich mit den genannten Potentialen in [6] zeigt, dass die festgelegte Erzeugung aus Laufwasserkraft im Bereich des möglichen Gesamtpotentials von 42 TWh/a liegt. Das Potential aus Windenergie wird mit 8 TWh/a, jenes aus Photovoltaik mit 31 TWh/a angegeben. Dies ergibt ein Gesamtpotential von 39 TWh/a, welches für die errechneten 45,8 TWh nicht ausreicht. Allerdings geben die Autoren an, dass dieser Wert mit Unsicherheiten bezüglich der tatsächlich verwendeten Fläche für Photovoltaik und Windkraft behaftet ist. Die notwendigen Energiemengen liegen also zumindest größenordnungsmäßig im Bereich des Denkbaren. Die errechnete Spitzenleistung ist mit dem angegebenen Potential von 29 GW (6 GW Windkraft, 23 GW Photovoltaik) vereinbar.

Das auf diese Art und Weise generierte Erzeugungsprofil wird mit dem ursprünglichen Verbrauchsprofil zu einer neuen Residuallast vereinigt. Diese wird in einem weiteren Schritt als Eingangsparameter für die Anlagenauslegung genutzt. An dieser Stelle wird zuerst nur *eine* Anlage ausgelegt, welche die gesamte Residuallast aufnehmen bzw. abdecken soll. Realistischer Weise würden mehrere Anlagen unterschiedlicher Größe an verschiedenen neuralgischen Punkten in ganz Österreich eingesetzt

werden. Bei dieser ersten Betrachtung sollen aber lediglich die Größenordnungen der notwendigen gesamten Eingangs- und Ausgangsleistung, sowie die notwendigen Speichergrößen bestimmt werden. Diese Untersuchung hat folgende erforderliche Anlagenparameter ergeben:

Tabelle 6: Notwendige Anlagengrößen zur Abdeckung der Residuallast aus erneuerbaren Energiequellen in Österreich

Eingangsleistung (Elektrolyse)	17,7 GW
Ausgangsleistung (Verstromung)	6,43 GW
H₂ Speichergröße	798 Mio Nm ³
O₂ Speichergröße	1.604 Mio Nm ³
CH₄ Speichergröße	635 Mio Nm ³
CO₂ Speichergröße	623 Mio Nm ³
H₂O Speichergröße	1,6 Mio m ³

Um diese Werte nun in Dimensionen, welche für eine solche Anlage realistisch wären, darzustellen, wird eine Anlage mit einer Eingangsleistung von 100 MW als Referenz betrachtet und die obigen Anlagendaten äquivalent umgelegt. Ferner soll die Speicherung der Gase in Kavernen unter typischen Drücken von 100 bar [7] erfolgen. Die Temperatur des Gases im Speicher wird mit 40 °C angenommen. Die geometrischen Dimensionen der Kavernen (wobei jedes Gas in einer Kaverne gespeichert werden soll) werden mit einem Verhältnis von Höhe zu Durchmesser von 15 bestimmt. Dies ergibt folgende Eckdaten:

Tabelle 7: Eckdaten einer Referenzanlage

Eingangsleistung (Elektrolyse)	100 MW
Ausgangsleistung (Verstromung)	36,2 MW
H₂ Speichergröße	52.400 m ³ , $d = 37,4m$, $h = 561m$
O₂ Speichergröße	105.000 m ³ , $d = 47,2m$, $h = 708m$
CH₄ Speichergröße	41.700 m ³ , $d = 34,7m$, $h = 520m$
CO₂ Speichergröße	40.900 m ³ , $d = 34,5m$, $h = 517m$
H₂O Speichergröße	9.040 m ³ , $d = 20,8m$, $h = 312m$

Von einer Anlage dieser Größe wären etwa 177 notwendig, um eine Residuallast im österreichischen Stromnetz, wie sie oben beschrieben wurde, zu decken. Selbstverständlich müsste die Dimensionierung solcher Anlagen an den konkreten, lokalen Gegebenheiten, wie der Residuallast an einem bestimmten Netzknoten, der dortigen maximalen Ein- und Ausspeiseleistungen oder der verfügbaren Speichergröße vor Ort ausgerichtet werden.

Realistischer Weise würde man eine solche Anlage nicht dazu auslegen, jede einzelne Lastspitze aus dem Netz aufzunehmen bzw. abzudecken. Dies ist unter Einbeziehung der Lastflüsse im Netz vermutlich nicht sinnvoll, bzw. sogar nur begrenzt möglich. Veranschaulicht soll dies heißen, dass die eingespeiste Energie einer 3 kW Photovoltaikanlage eines Einfamilienhauses in Tirol zur Mittagsspitze nicht in einer 500 MW Anlage in Niederösterreich aufgenommen würde. Anlagen dieser Größe würden vermutlich eher zur Deckung saisonaler, bzw. längerfristiger Trends eingesetzt. Zur Bestimmung dieser Trends wurden zwei Analysen durchgeführt:

- Fourier-Transformation der Residuallast und anschließende Betrachtung der Grundschiwingung (mit der Periodendauer eines Jahres)
- Tiefpassfilter mit einer Grenzfrequenz von 2/365 (Periodendauer von einem halben Jahr) um alle kurzfristigen Schwankungen herauszufiltern

Beide Methoden liefern sehr ähnliche Ergebnisse, siehe Abbildung 6.

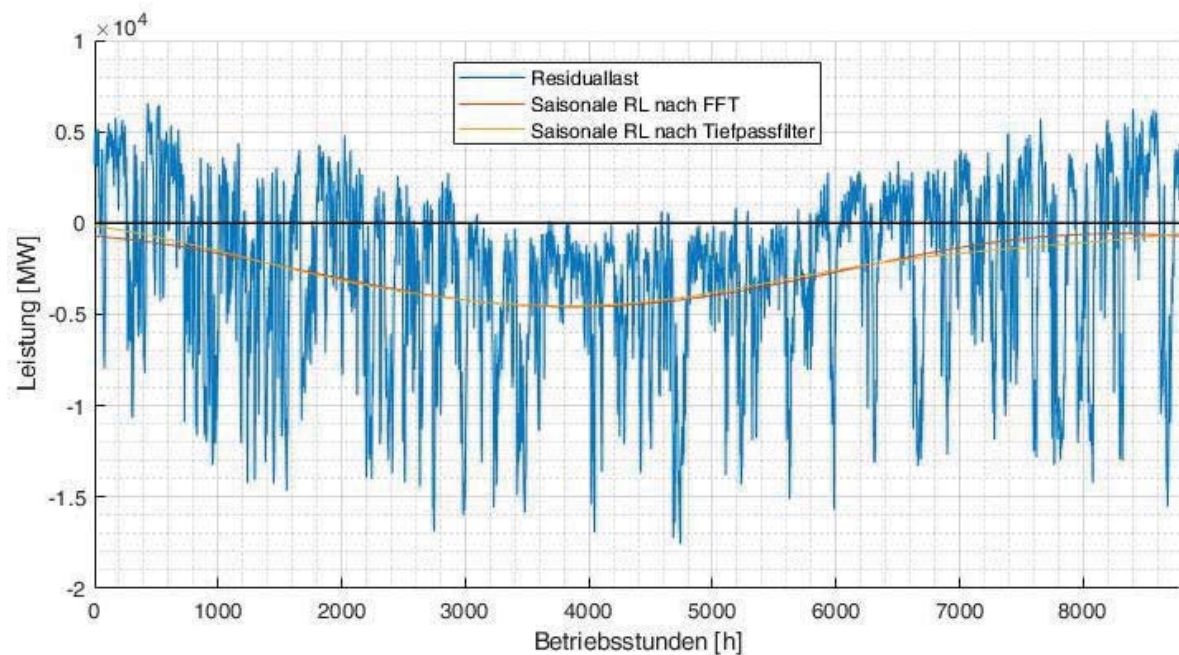


Abbildung 6: Bestimmung saisonaler Trends mit unterschiedlichen Methoden

Diese Abbildung zeigt nun, dass der ganzjährige Trend (in beiden Fällen) eine ausschließlich negative Residuallast darstellt. Dies liegt daran, dass der negative Anteil der erzeugten Residuallast um den Faktor des Gesamtwirkungsgrades höher ist als der positive, damit die Anlage die gesamte Residuallast ausgleichen kann (siehe oben). Soll also nur der saisonale Trend von der Anlage abgedeckt und kurzfristige Schwankungen von anderen Speichern (ohne Berücksichtigung von deren Wirkungsgrad) bedient werden, so ist nur diese „Grundschiwingung“ im entsprechenden Flächenverhältnis auszugleichen. Dies wird durch eine entsprechende Anpassung (Verringerung) des linearen Skalierungsfaktors von Windkraft und Photovoltaik (Tabelle 5) erreicht.

Wird die so generierte *saisonale* Residuallast (die Grundschiwingung, nicht die Residuallast selbst) als Eingangsparameter für die Auslegung genutzt, so ergeben sich folgende Werte für die Abdeckung eines österreichweiten saisonalen Trends (mit *einer* Gesamtanlage, vgl. Tabelle 6):

Tabelle 8: Notwendige Anlagengrößen zur Abdeckung der saisonalen Trends in der Residuallast aus erneuerbaren Energiequellen in Österreich

Eingangsleistung (Elektrolyse)	3,14 GW
Ausgangsleistung (Verstromung)	1,11 GW
H₂ Speichergröße	938 Mio Nm ³
O₂ Speichergröße	1.061 Mio Nm ³
CH₄ Speichergröße	371 Mio Nm ³
CO₂ Speichergröße	363 Mio Nm ³
H₂O Speichergröße	1,12 Mio m ³

In den obigen Betrachtungen wurden Anlagendaten für die Bedienung der gesamten (erneuerbaren) Residuallast mit allen Leistungsspitzen (Tabelle 6) sowie des rein saisonalen Trends (Tabelle 8) ermittelt. Beide Szenarien stellen Extremfälle dar. In der Realität würden die Anforderungen hinsichtlich der aufzunehmenden bzw. abzudeckenden Residuallast an eine solche Anlage zwischen diesen beiden Fällen liegen.

Ausblick

Bei einer gegebenen Residuallast liefern der Auslegungsalgorithmus als auch die Fahrplanoptimierung gleiche Fahrpläne (wobei diese im Zuge der Auslegung lediglich zur Bestimmung der Eckdaten verwendet werden, siehe oben). Damit liefert die Fahrplanoptimierung keine neuen Erkenntnisse. Die Aufteilung in diese beiden Konzepte wird erst interessant, wenn die Anlage im Betrieb einer Residuallast folgen soll, die von jener mit der die Anlage ausgelegt wurde abweicht. In diesem Fall sind die neue Residuallast, Anlagendimensionen, Speichergrößen und zusätzlich die aktuellen Speicherfüllstände aller Speicher als Randbedingungen zu berücksichtigen.

Gegenstand derzeitiger Untersuchungen ist der Einfluss von Änderungen in prognostizierten Residuallasten auf den Betrieb der Anlage. Dazu soll eine Anlage ausgelegt und der Fahrplan aufgrund einer prognostizierten Residuallast von der Stunde null an für die gesamte Periode erstellt werden. Anschließend wird davon ausgegangen, dass die tatsächlich anfallende Residuallast in den ersten 24 Stunden des Betriebs der Prognose exakt entspricht. Aus diesem Grund soll auch die Anlage für diese 24 Stunden simuliert werden. Danach wird angenommen, dass sich die Prognose bezüglich der Residuallast ändert. Nun muss ein neuer Fahrplan erstellt werden, der die gegebenen Anlagendaten, die aktuellen Speicherstände und die neue Residuallast berücksichtigt und unter diesen geänderten Randbedingungen im Sinne der obigen Definition optimal ist. Dieser Vorgang wird für die gesamte Periode in 24 Stunden-Schritten wiederholt.

Literatur

- [1] LEHNER Markus, et al. *Power-to-Gas: Technology and Business Models*. Springer Verlag, 2014
- [2] EVANS Harrison. *Development of a Simulation Model for Electrolysis Processes in Epsilon Professional*, 2017.
- [3] CARMO Marcelo, et al. *A comprehensive review on PEM water electrolysis*. International Journal of Hydrogen Energy, 38(12):4901-4934, 2013.
- [4] WEISS Max-Michael, SCHWINGHAMMER Stephan. *Lurgi advanced Mk Plus TM coal gasifier technology applied for SNG production*. In Gasication Technologies Convergence, 2012.
- [5] RÖNSCH Stefan, ORTWEIN Andreas. *Methanisierung von Synthesegasen – Grundlagen und Verfahrensentwicklungen*. Chemie-Ingenieur-Technik, 83(8):1200-1208, 2011.
- [6] GROISS Christoph, BOXLEITNER Martin. *100% regeneratives Österreich – Energie & Leistung*. 12. Symposium Energieinnovation, 2012
- [7] STERNER Michael, STADLER Ingo. *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*. Springer, Berlin Heidelberg, 2014.