



Bergbahnen Graubünden IBC Energie Wasser Chur GEVAG

Machbarkeitsstudie Power-to-X

Zürich, 9. Dezember 2024

Impressum

Auftraggeber

GEVAG
Rheinstrasse 28, 7203 Trimmis
Bergbahnen Graubünden
Tgampi sot 11, 7083 Lantsch Lenz
IBC Energie Wasser Chur
Felsenaustrasse 29, 7000 Chur

VBSA Verband der Betreiber Schweizerischer
Abfallverwertungsanlagen
Wankdorffeldstrasse 102, 3014 Bern

Amt für Natur und Umwelt Graubünden
Ringstrasse 10, 7001 Chur

Kontaktperson:

François Boone

Telefon: +41 81 300 04 91
E-Mail: boone@gevag.ch

Auftragnehmer

TBF + Partner AG
Beckenhofstrasse 35, 8042 Zürich

Kontaktperson:

Thomas Stegmann

Telefon: +41 43 255 28 41
E-Mail: ste@tbf.ch

Autoren:

Dominique Dietschweiler (TBF)
Thomas Stegmann (TBF)
Thomas Gäumann (TBF)
Nicolas Suter (TBF)
Gionata Riccabella (TBF)
Patrik Wipfli (TBF)
Alica Benedict (TBF)

Dokumentinformation

Dateiname: 30013-120-B-02-GEVAG_Bergbahnen_IBC Machbarkeitsstudie PtX.docx
Letzte Bearbeitung: 09.12.2024

Änderungsnachweis

Version	Datum	Bezeichnung der Änderungen	Verteiler
1	14.11.2024	Erstellung	GEVAG / IBC / BBGR
2	09.12.2024	Anpassungen am Deckblatt, im Impressum und in Kapitel 1.1	GEVAG / IBC / BBGR

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	7
1.1	Ausgangslage	7
1.2	Aufgabenstellung	7
2	Grundlagen	8
2.1	Projektumfang	8
2.2	Technologie-Fächer	8
2.3	Technologieentscheid	11
3	Verfahrensbeschrieb	12
3.1	CO ₂ -Abscheidung	12
3.2	Elektrolyse	14
3.3	Methanolsynthese	17
3.4	Katalytische Methanisierung	20
4	Nutzung von Methanol als Motorentreibstoff	25
5	Möglicher Standort auf Areal GEVAG	27
6	Wirtschaftlichkeit	29
6.1	Zielproduktion Methanol Bergbahnen Graubünden	29
6.2	Zielproduktion Prozessgas IBC	29
6.3	Strom aus Eigenproduktion	29
6.4	Szenarien	32
6.5	Kostenbetrachtung	49
6.6	Annahmen Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen	51
6.7	Resultate Methanolproduktion	53
6.8	Resultate Methanproduktion	60
7	Fazit	65

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Platzbedarf und Kubatur für eine CC-Anlage mit Abscheideleistung bis 3.5 t/h CO ₂	13
Abbildung 2:	Platzbedarf und Kubatur für PEM-Elektrolyse am Beispiel von 2 x 5 MW Leistung	16
Abbildung 3:	Platzbedarf und Kubatur für die Methanolsynthese, inkl. Aufbereitung	19
Abbildung 4:	Platzbedarf und Kubatur für die katalytische Methanisierung, inkl. Aufbereitung und Verdichtung	23
Abbildung 5:	Potenzielle Flächenreserve GEVAG	27
Abbildung 6:	Platzbedarf der einzelnen Teilanlagen. Dunkle Flächen zeigen die Szenarien .1, die hellen, gestrichelt eingefassten Bereiche die maximale Anlagengröße für die Szenarien .2	28
Abbildung 7	Jahresganglinie der Stromerzeugung als Grundlage für die Berechnung der verschiedenen Szenarien	30
Abbildung 8:	Die Aufteilung der Jahresgangkurve des verfügbaren Stroms der GEVAG	31
Abbildung 9:	Kumulierte Methanolproduktion und Strombedarf Szenario 1.1	33
Abbildung 10:	Kumulierte Methanolproduktion und Strombedarf Szenario 1.2	36
Abbildung 11:	Saisonale Unterscheidung Sommer/Winter auf Basis Stromproduktion und Fernwärmebedarf	39
Abbildung 12:	Kumulierte Methanolproduktion und Strombedarf Szenario 1.3	40
Abbildung 13:	Kumulierte Methanproduktion und Strombedarf Szenario 2.1	42
Abbildung 14:	Kumulierte Methanproduktion und Strombedarf Szenario 2.2	45
Abbildung 15:	Strombedarf und Verhältnis Eigen- zu Netzstrom Szenario 3	47
Abbildung 16:	Kumulierter Barwert Methanolsynthese	53
Abbildung 17:	Gestehungspreis Methanol nach Produktionsszenario	54
Abbildung 18:	Sensitivität Szenario 1.1	55
Abbildung 19:	Sensitivität Szenario 1.2a	56
Abbildung 20:	Sensitivität Szenario 1.2b	57
Abbildung 21:	Sensitivität Szenario 1.3	58
Abbildung 22:	Entwicklung IRR in Abhängigkeit vom Methanolpreis	59
Abbildung 23:	Kumulierter Barwert Methansynthese	60
Abbildung 24:	Gestehungspreis Methan nach Produktionsszenario	61
Abbildung 25:	Sensitivität Szenario 2.1	62
Abbildung 26:	Sensitivität Szenario 2.2a	62
Abbildung 27:	Sensitivität Szenario 2.2b	63
Abbildung 28:	Entwicklung IRR in Abhängigkeit vom Methanpreis	64

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Grundlagen und Annahmen für die CO ₂ -Abscheidung mit dem Aminwäscheverfahren	12
Tabelle 2:	Möglichen Lieferanten einer CO ₂ -Aminwäschanlage	14
Tabelle 3:	Grundlagen und Annahmen für die PEM-Elektrolyse	16
Tabelle 4:	Mögliche Lieferanten einer PEM-Elektrolyse, Anfrage für 9 MW Elektrolyseleistung	17

Tabelle 5:	Grundlagen und Annahmen für die Methanolsynthese	18
Tabelle 6:	Mögliche Lieferanten für eine Methanolsynthese-Anlage	20
Tabelle 7:	Anforderungen an die Gasqualität bei uneingeschränkter Einspeisung (SVGW G13)	21
Tabelle 8:	Problematische Stoffe für Methanisierung und Netzeinspeisung sowie Lösungsansätze	21
Tabelle 9:	Grundlagen und Annahmen für die katalytische Methanisierung	22
Tabelle 10:	Liste mögliche Lieferanten für Methanisierungsanlage mit Ergebnissen Lieferantensuche	24
Tabelle 11:	Chemische Eigenschaften von Methanol im Vergleich zu Diesel und Motorenbenzin	25
Tabelle 12:	Eckdaten der Jahresgangkurve des für die PtX-Anlage verfügbaren Stroms	30
Tabelle 13:	Übersicht Grenze minimaler Teillastverhalten der einzelnen Prozesse	30
Tabelle 14:	Beschreibung der betrachteten Szenarien	32
Tabelle 15:	Eckdaten Elektrolyse	34
Tabelle 16:	Eckdaten Carbon Capture	34
Tabelle 17:	Eckdaten Methanolsynthese	34
Tabelle 18:	Eckdaten Gesamtanlage	34
Tabelle 19:	Jährliche Produktion und Ressourcenbedarf Szenario 1.1	35
Tabelle 20:	Eckdaten Elektrolyse	37
Tabelle 21:	Eckdaten Carbon Capture	37
Tabelle 22:	Eckdaten Methanolsynthese	37
Tabelle 23:	Eckdaten Gesamtanlage	37
Tabelle 24:	Jährliche Produktion und Ressourcenbedarf Szenario 1.2	38
Tabelle 25:	Eckdaten Elektrolyse	40
Tabelle 26:	Eckdaten Carbon Capture	41
Tabelle 27:	Eckdaten Methanolsynthese	41
Tabelle 28:	Eckdaten Gesamtanlage	41
Tabelle 29:	Jährliche Produktion und Ressourcenbedarf Szenario 1.3	41
Tabelle 30:	Eckdaten Elektrolyse	43
Tabelle 31:	Eckdaten Carbon Capture	43
Tabelle 32:	Eckdaten Methansynthese	43
Tabelle 33:	Eckdaten Gesamtanlage	43
Tabelle 34:	Jährliche Produktion und Ressourcenbedarf Szenario 2.1	44
Tabelle 35:	Eckdaten Elektrolyse	45
Tabelle 36:	Eckdaten Carbon Capture	46
Tabelle 37:	Eckdaten Methansynthese	46
Tabelle 38:	Eckdaten Gesamtanlage	46
Tabelle 39:	Jährliche Produktion und Ressourcenbedarf Szenario 2.2	46
Tabelle 40:	Eckdaten Elektrolyse	47
Tabelle 41:	Eckdaten Carbon Capture	47
Tabelle 42:	Eckdaten Methanolsynthese	48
Tabelle 43:	Eckdaten Methansynthese	48
Tabelle 44:	Eckdaten Gesamtanlage	48
Tabelle 45:	Jährliche Produktion und Ressourcenbedarf Szenario 3	48
Tabelle 46:	Investitionskosten Methanolproduktion in Mio. CHF	49
Tabelle 47:	Investitionskosten Methanproduktion in Mio. CHF	50

Tabelle 48:	Grundlegende Annahmen für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen	51
Tabelle 49:	Strompreise in CHF/MWh	51
Tabelle 50:	Gemittelte Strompreise nach Szenario	52
Tabelle 51:	Betriebsmittelpreise	52
Tabelle 52:	Zusammenfassung Methanolerlöse	59
Tabelle 53:	Zusammenfassung Verkaufspreise Methan	64

Abkürzungsverzeichnis

AEM	Anion-Exchange-Membrane-Elektrolyse
AKE	alkalische Elektrolysetechnik
CC	Carbon Capture
CCU	Carbon Capture and Usage
EDI	Elektrodeionisation
Gl.	(Reaktions-) Gleichung
HTE	Hochtemperatur-Wasserdampfelektrolyse
IRR	Internal Rate of Return
KVA	Kehrichtverwertungsanlage
NDA	Non-Disclosure-Agreement (Vertraulichkeitsvereinbarung)
PEM	Proton-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse
RDR	Reverse-Dry-Reforming
RWGS	Reverse-Wassergas-Shift
SVGW	Fachverband für Wasser, Gas und Wärme
VE	Voll entsalzt
VPSA	Vacuum Pressure Swing Adsorption

1 Einleitung

1.1 Ausgangslage

Die Schweizerischen Kehrichtverwertungsanlagen stossen bei der Verbrennung grosse Mengen CO₂ aus, deren Freisetzung zur Erreichung des Netto-Null-Ziels 2050 langfristig zu vermeiden sind. Die GEVAG ist im Sinne einer Übergangslösung daran interessiert, zumindest mit einem Teil des CO₂ durch Power-to-X-Technologien **fossile Energieträger** zu erzeugen und damit einen Beitrag an die Substitution derer zu leisten.

Die Bündner Bergbahnunternehmen setzen für ihre Pistenfahrzeuge als Treibstoff Diesel ein. Aus ökologischen Gründen wäre eine Ablösung durch synthetisches, d. h. fossilfreies Methanol wünschenswert.

Die IBC Energie Wasser Chur versorgt viele Kunden im Churer Rheintal mit Erdgas. Es ist davon auszugehen, dass Industriekunden auch zukünftig Gas als hochwertigen Energieträger einsetzen möchten. Voraussetzung dafür ist jedoch, dass es sich dabei um fossilfreies Methan handelt.

Alle drei oben erwähnten Stossrichtungen entsprechen den Absichten des Aktionsplans «Green Deal Graubünden», so dass davon ausgegangen werden kann, dass auch die Bündner Regierung hinter dem Vorhaben steht und entsprechende Mittel zur Verfügung stellen wird.

Passiv an der Studie beteiligt waren auch der Verband der Betreiber Schweizerischer Abfallverwertungsanlagen (VBSA) und das Amt für Natur und Umwelt des Kantons Graubünden (ANU).

1.2 Aufgabenstellung

Die drei Partner Bergbahnen Graubünden, IBC Energie Wasser Chur und GEVAG möchten in dieser Machbarkeitsstudie folgende Punkte im Hinblick auf eine eigene Wasserstoffproduktion beleuchten:

- Abklärung der notwendigen Anlagentechnik
- Berechnung der benötigten Energie- und Betriebsmittelströme für unterschiedliche Szenarien
- Abschätzung des Platzbedarfs für die Anlagentechnik und Speichermöglichkeiten
- Kostengrobschätzung der Investition
- Erstellung eines Finanzmodells zur Bestimmung der Gestehungskosten, inkl. Sensitivitätsbetrachtung

Es werden grundsätzlich die drei Hauptvarianten «Methanol für Bergbahnen Graubünden», «Methan für IBC-Prozesskunden» sowie die Kombination «Methanol und Methan» mit diversen Untervarianten untersucht und beschrieben.

Allfällige Förderbeiträge sind in der Studie nicht berücksichtigt.

2 Grundlagen

2.1 Projektumfang

Im Rahmen der Machbarkeitsstudie werden die folgenden Prozessschritte untersucht:

- CO₂-Abscheidung aus Rauchgas
- Elektrolyse zur Gewinnung von Wasserstoff
- Methanisierung, bzw. Methanolsynthese
- Verdichtung zur Einspeisung in ein Gasnetz (nur bei der Herstellung von Methan)

Vor- und nachgelagerte Prozesse ausserhalb dieser Systemgrenzen werden nur in Bezug auf Energie- und Medienströme mitberücksichtigt, jedoch nicht weitergehend in der Studie behandelt. Insbesondere sind folgende Themen in dieser Studie nicht behandelt:

- Temperaturreduktion der Rauchgase auf die Eintrittsbedingungen für die Aminwäsche
- Lagerung / Speicherung von Methan und Methanol

2.2 Technologie-Fächer

In den nachfolgenden Kapiteln werden die in Frage kommenden Technologien für die einzelnen Prozessschritte beschrieben.

2.2.1 Elektrolyse

Es gibt vier relevante Verfahren zur Wasserelektrolyse: Die alkalische Elektrolyse (AKE), die Proton-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse (PEM), Anion-Exchange-Membrane-Elektrolyse (AEM) und die Hochtemperatur-Wasserdampfelektrolyse (HTE). Wichtige Kriterien für die Bewertung von Elektrolyseuren sind dabei der Wirkungsgrad (kWh pro Nm³ H₂), das Teillastverhalten, die Dynamik, die Lebensdauer, die Verfügbarkeit und die Autarkie.

2.2.1.1 Alkalische Elektrolyse (AKE)

Die alkalische Elektrolyse ist die gängige Technologie zur Herstellung von Wasserstoff und ist heute Stand der Technik. Es gibt Anlagen mit einer Leistungsaufnahme von ca. 5 kW bis ca. 3.4 MW pro Modul, was einer H₂-Produktion von 1–760 Nm³/h entspricht. Die alkalische Elektrolyse wird in der Regel in einem Temperaturfenster von ca. 50–80 °C betrieben. Atmosphärische Elektrolyseure erreichen einen spezifischen Energieverbrauch von 4.7–5.0 kWh/Nm³ Wasserstoff. Bezogen auf den Brennwert entspricht dies einem Wirkungsgrad von 70–75 %. Wirkungsgrade, die höher als 75 % angegeben werden, sind in der Regel auf einzelne Stacks zu beziehen. Der Wirkungsgrad ist abhängig von der Grösse des Elektrolyseurs. Mit steigender H₂-Produktionsrate sinkt der spezifische Energieaufwand zur Herstellung eines Kubikmeters H₂. Alkalische Elektrolyseure können in einem Teillastbereich von bis zu 20–40 % betrieben werden. Der Teillastbetrieb wirkt sich jedoch negativ auf die Gasqualität aus.

2.2.1.2 Proton-Exchange-Membrane-Elektrolysetechnik (PEM)

Im Gegensatz zur alkalischen Elektrolyse ist bei der PEM der Elektrolyt eine Feststoffmembrane, daher sind keine Flüssigkeiten involviert. Als Teillastbereich wird bei der PEM 20–100 % angegeben, zudem ist die Verunreinigung durch Fremdgase auch bei Teillast geringer als bei der alkalischen Elektrolyse. Als wesentlicher Vorteil der PEM-Elektrolyse wird das gute dynamische Verhalten angesehen. Zudem ist aufgrund der hohen Stromdichte von 1–2 A/cm² bei einer tiefen Zellspannung von 1–1.6 V eine höhere Effizienz von 55 % bis zu 85 % möglich. Ein Pluspunkt ist zudem die Möglichkeit, Wasserstoff bis zu 30 bar ab Elektrolyse bereitzustellen. Die PEM-Technik ist heute neben der AKE Stand der Technik.

2.2.1.3 Anion-Exchange-Membrane-Elektrolyse (AEM)

Die AEM-Elektrolyse ist eine Kombination der alkalischen und der sauren PEM-Elektrolyse. Dabei sollen die Vorteile der jeweiligen Technologien genutzt werden. Der grosse Vorteil ist, dass das Milieu der Zelle alkalisch und somit weniger korrosiv ist als bei der PEM-Elektrolyse. Dadurch können kostengünstigere Materialien genutzt werden. Jedoch befindet sich die AEM noch in der Entwicklung und besitzt noch nicht die Marktreife.

2.2.1.4 Hochtemperatur-Elektrolysetechnik (HTE)

Im Gegensatz zu der AKE, PEM und der AEM wird die HTE bei hohen Temperaturen von bis 1'000 °C betrieben. Diese mit einem Festelektrolyt durchgeführte Elektrolyse hat den Vorteil, dass ein Teil der Energie in Wärme zum System zugeführt werden kann. Die hohen Temperaturen fördern die endotherme Zersetzung von Wasser und reduzieren somit den Elektrizitätsbedarf um bis zu 25 % gegenüber PEM oder AKE Elektrolyseuren. Der Einsatz einer HTE-Elektrolyse ist insbesondere dann interessant, wenn am Standort ND-Dampf zur Verfügung steht. Der Einsatz von Dampf als Betriebsmittel ist einerseits günstiger als Elektrizität andererseits eröffnen sich auf Grund der Temperaturen weitere Möglichkeiten der Abwärmenutzung. Die HTE befindet sich momentan noch in der Entwicklung.

2.2.2 CO₂-Abscheidung (CC)

Carbon Capture (CC) ist eine Technologie zur Reduzierung von CO₂-Emissionen, indem CO₂ aus Abgasen abgeschieden wird. Dabei stehen verschiedene Verfahren zur CO₂-Abscheidung zur Verfügung. Zu den gängigen Technologien gehören physikalische Absorptionsverfahren wie das Selexol-Verfahren, bei denen CO₂ durch spezielle Lösungsmittel entfernt wird. Adsorptionsverfahren, die Feststoffe zur Bindung von CO₂ einsetzen, und die Membrantrennung, bei der das CO₂ selektiv durch spezielle Membranen vom restlichen Gasstrom getrennt wird. Ein weiteres verbreitetes Verfahren ist die Aminwäsche, bei der CO₂ durch chemische Reaktionen mit Aminlösungen absorbiert wird. Diese Methode ist aufgrund ihrer hohen Effizienz und etablierten Anwendung in der Industrie eine der bisher am häufigsten genutzten Technologien.

2.2.3 Methanolsynthese

Die industrielle Methanolsynthese erfolgt durch die Umwandlung von Synthesegas, einem Gemisch aus Wasserstoff, Kohlenmonoxid und Spuren von Kohlendioxid, in Methanol unter Verwendung von kupferbasierten Katalysatoren bei Temperaturen bis 300° C und Drücken zwischen 50 und 100 bar durch Dampfreformierung. Konventionelle Reaktoren sind auf kontinuierliche Produktionszyklen (wenige Lastwechsel) mit hohem Produktionsdurchlauf optimiert, um die Kosten zu senken.

Steht neben Wasserstoff nur Kohlendioxid als Ausgangsstoff zur Verfügung und sollen nur verhältnismäßig geringe Mengen erzeugt werden, erfordert die Herstellung von Methanol eine andere Katalysatortechnologie. Diese Technologien befinden sich aktuell noch im experimentellen Stadium mit vereinzelt ausgeführten kommerziellen Anlagen oder gar in einem grosstechnischen Massstab. Die Anbieter halten sich mit technischen und kommerziellen Informationen stark zurück. Eine eingehendere Beurteilung zum jetzigen Zeitpunkt wäre nur mit der Unterzeichnung einer Vertraulichkeitsvereinbarung (Non Disclosure Agreement, NDA), welche die Publikation der ausgetauschten Informationen untersagt, möglich. In Absprache mit dem Auftraggeber wurde auf NDAs verzichtet, da dies dem Ziel dieses Berichts widerspricht.

Es gibt jedoch ein wachsendes Interesse an der Entwicklung dieser Technologie: So testet zum Beispiel das Fraunhofer Institut in seiner Pilotanlage neue Katalysatoren und Verfahren zur Synthese von Methanol aus nachhaltigen Rohstoffen und erneuerbaren Energien. Es ist damit zu rechnen, dass in näherer Zukunft auch das Anbieterfeld an Teilnehmern gewinnt.

2.2.4 Methanisierung

2.2.4.1 Biologische Methanisierung

Die biologische Methanisierung nutzt die Fähigkeiten methanbildender Mikroorganismen, insbesondere Archaeen, die unter anaeroben Bedingungen CO₂ und H₂ zu Methan umsetzen. Dieser Prozess läuft bei niedrigeren Temperaturen von 30–70 °C und atmosphärischem Druck ab. Dabei entstehen Methan und Wasser als Endprodukte.

Die biologische Methanisierung ist für kleine Durchsätze energieeffizienter und eignet sich besonders für Anwendungen, bei denen das CO₂ aus biologischen Prozessen stammt. Die Nachteile dieses Verfahrens sind die in biologischen Prozessen häufig vorkommenden Verunreinigungen. In der Regel wird die biologische Methanisierung im Bereich von Abwasserreinigungsanlagen (ARA) eingesetzt.

2.2.4.2 Katalytische Methanisierung

Bei der katalytischen Methanisierung wird CO₂ oder Kohlenmonoxid (CO) in einer exothermen Reaktion mit Wasserstoff zu Methan umgewandelt. Diese Reaktion erfolgt auf nickelbasierten Katalysatoren unter erhöhten Temperaturen zwischen 300 und 550 °C und Drücken von 1–100 bar. Die katalytische Methanisierung ist ein bewährtes Verfahren und zeichnet sich durch hohe Reaktionsgeschwindigkeiten und eine effiziente Umwandlung der Edukte aus.

Die katalytische Methanisierung wird bevorzugt, da sie höhere Reaktionsgeschwindigkeiten und eine effizientere Umwandlung von CO₂ und CO ermöglicht. Zudem ist sie ein bewährtes Verfahren, das unter

industriellen Bedingungen besser einsetzbar ist, während die biologische Methanisierung durch langsamere Reaktionsprozesse und Einschränkungen im Stofftransport limitiert ist.

2.3 Technologieentscheid

Elektrolyse

Für die Elektrolyse kann das Feld infrage kommender Technologien auf die AKE und die PEM reduziert werden. Beide Technologien sind ausgereift und ab Stange in vergleichbaren Preisbändern erhältlich. Der Entscheid hängt eng mit dem vorgesehenen Betriebsregime zusammen. Im zyklischen Betrieb mit längeren Teillastphasen ist die **PEM-Elektrolyse** in Hinblick auf die Gasqualität im Vorteil, weshalb für die Studie diese Technologie zugrunde gelegt wird.

CO₂-Abscheidung

Zu Projektbeginn wurde die **Aminwäsche** als Mittel der Wahl festgelegt. Es gibt derzeit keine Veranlassung, diese Entscheidung zu ändern.

Methanolsynthese

Die Methanolsynthese aus reinem CO₂ ist der kritischste Prozessschritt, weil die technologische Reife dieses Prozesses fehlt und das Feld an potenziellen Anbietern klein ist. Die Informationslage am Markt ist sehr eingeschränkt, weshalb dafür zum jetzigen Zeitpunkt kein Technologieentscheid gefällt werden kann.

Methanisierung

Aufgrund der Ausgangslage wird die **katalytische Methanisierung** gewählt. Sowohl die höhere Reaktionsgeschwindigkeit als auch das vorteilhaftere Verhalten hinsichtlich Verunreinigungen bieten deutliche Vorteile.

3 Verfahrensbeschrieb

3.1 CO₂-Abscheidung

Eine CO₂-Abscheideanlage fängt das bei der Abfallverbrennung entstehende CO₂ aus dem Rauchgas auf und isoliert es. Die Aminwäsche, welche auf dem Prinzip der chemischen Absorption beruht, ist die gängigste und ausgereifteste CO₂-Abscheidungstechnologie, welche schon seit den 1930er Jahren Anwendung findet. Sie zeichnet sich durch einen Betriebsbereich zwischen 60 und 100 % des Nennlastpunktes aus.

Nach der Rauchgasreinigung wird ein Teil des von der Kehrrechtverwertungsanlage kommenden, vorge reinigten und abgekühlten Rauchgases vor dem Hauptkamin abgezweigt und in den Carbon-Capture-Prozess geleitet.

In der Absorptionskolonne erfolgt die eigentliche Abtrennung vom CO₂ aus der Gasphase durch eine im Gegenstrom geführte Aminlösung. Dort wird das abzuscheidende CO₂ durch eine chemische Reaktion selektiv an das Amin gebunden und somit aus dem Abgasstrom abgeschieden. Das nun CO₂-arme Abgas wird aus der Absorptionskolonne geleitet und in die Atmosphäre abgegeben.

Die mit CO₂-beladene Aminlösung wird vom Kolonnensumpf über einen Kreuzwärmetauscher in die Desorptionskolonne gepumpt. Im Kreuzwärmetauscher findet ein Wärmeaustausch vom heißen CO₂-freien auf das kühlere CO₂-beladene Amin statt, um das beladene Amin für die darauffolgende Desorption vorzuwärmen. In der Desorptionskolonne (Stripper) wird das CO₂ durch Wärmezufuhr bei ca. 130 °C abgetrennt und das CO₂-beladene Amin im dampfgespeisten Verdampfer regeneriert. Die nun wieder unbeladene Aminlösung gelangt zurück in der Absorptionskolonne. Das abgeschiedene, heiße und gasförmige CO₂ gelangt vom Kopf der Desorptionskolonne zum Abkühlen und Auskondensieren von Wasser in den Kondensator. Das resultierende CO₂-Gas weist eine Reinheit von 99 % auf.

Für die Methanolsynthese kann das Gas direkt in den Reaktor geleitet werden, nachdem es durch einen Pufferspeicher geleitet, komprimiert und auf Reaktionsbedingungen erhitzt wurde.

3.1.1 Grundlegende Annahmen

Tabelle 1: Grundlagen und Annahmen für die CO₂-Abscheidung mit dem Aminwäscheverfahren

Parameter	Wert	Einheit
<i>Strom</i>		
– Stromverbrauch	0.03	kWh/kg CO ₂
<i>Wärme</i>		
– Wärmebedarf (aus Dampf)	1.21	kWh/kg CO ₂
– Kühlbedarf	0.96	kWh/kg CO ₂
<i>Betriebsmittel</i>		
– Rauchgas	5.7	Nm ³ /kg CO ₂
– Dampfbedarf (für Wärmebedarf)	1.7	kg/kg CO ₂

Parameter	Wert	Einheit
– Aminlösung	1.5	kg/t CO ₂
<i>Dampfparameter</i>		
– Dampftemperatur	144	°C
– Dampfdruck	4	bara
<i>Nebenprodukte</i>		
– CO ₂ -armes Rauchgas	5.18	Nm ³ /kg CO ₂
<i>Lastverhalten</i>		
– Betriebsbereich	60–100	%
<i>Weitere Parameter und Annahmen</i>		
– CO ₂ -Anteil im Rauchgas	10	%
– CO ₂ -Reinheit	99	%
– Eintrittstemperatur Rauchgas	40	°C

Um den Wärmebedarf der Aminwäsche zu decken, ist grundsätzlich Niederdruck-Dampf (ND) ausreichend. Um den Verbrauch an höherwertigem Mitteldruck-Dampf (MD) ab der Entnahme der Dampfturbine zu reduzieren kann eine Dampfumformstation nach der MD-Schiene eingebaut werden, welche auf ND-Parameter entspannt und abkühlt.

3.1.2 Anlagenlayout

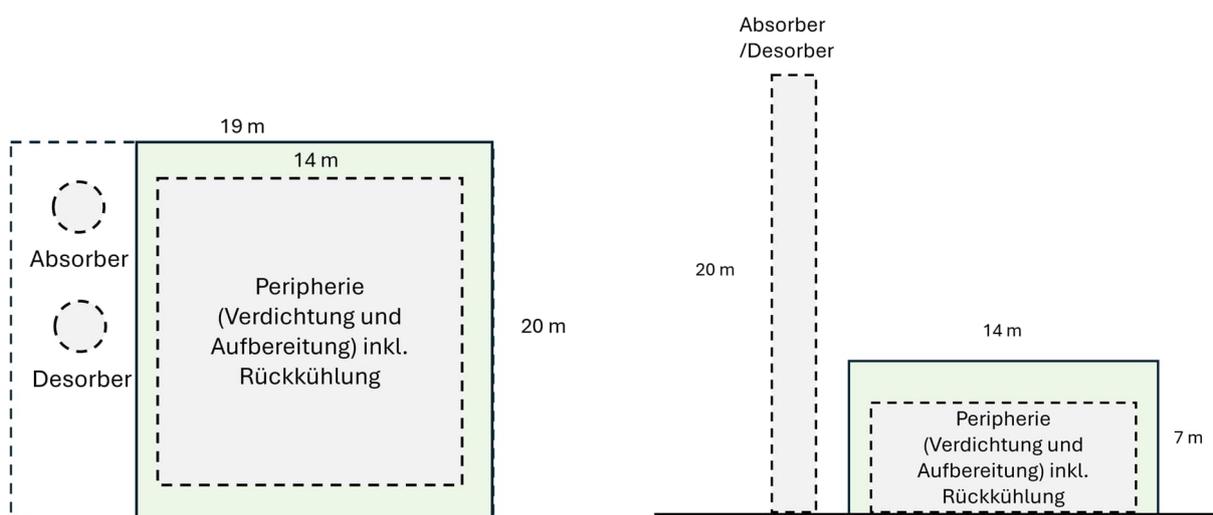


Abbildung 1: Platzbedarf und Kubatur für eine CC-Anlage mit Abscheideleistung bis 3.5 t/h CO₂

3.1.3 Mögliche Lieferanten

Obwohl die CO₂-Abscheidungstechnologie mit dem Aminwäscheverfahren inzwischen ein etabliertes industrielles Verfahren darstellt, ist die Zahl der Anbieter, die eine so kleine Anlage wie die in dieser Studie benötigte liefern können, begrenzt. Tabelle 2 zeigt die Lieferanten, welche im Rahmen dieser Studie für ein Richtpreisangebot für eine CO₂-Abscheidungsanlage angefragt wurden, sowie das Ergebnis aus der Korrespondenz.

Tabelle 2: Möglichen Lieferanten einer CO₂-Aminwäschanlage

Lieferant	Ergebnis
Airco Process Technology	Der Lieferant baut typischerweise Anlagen mit höherer Abscheideleistung, wäre jedoch interessiert eine Lösung für benötigte Anlagengrösse zu finden.
Hitachi Zosen Inova	HZI bietet für die benötigte Abscheideleistung eine modularisierte CC-Anlage in Containeraufstellung an.
Bilfinger	Absage, da Anlagengrösse unterhalb ihres Produktangebots liegt.
Aker	Absage, da Anlagengrösse unterhalb ihres Produktangebots liegt.

3.2 Elektrolyse

Die Elektrolyse setzt sich aus den folgenden Teilprozessen zusammen:

Stromversorgung

Für die Elektrolyse wird Gleichstrom benötigt, daher setzt sich die Stromversorgung aus einem Transformator, einer Gleichrichteranlage und bei Bedarf einem Netzfilter zusammen, welcher den eigentlichen Elektrolyseprozess speist.

Elektrolyseur

Der Elektrolyseur setzt sich aus mehreren Modulgruppen zusammen, die wiederum aus mehreren Stacks (Elektrolysezellen) aufgebaut werden. Ein einzelner Elektrolyseur kann so je nach Hersteller modular bis zu einer Leistungsgrösse von ca. 10 MW aufgebaut sein. Typische Modulgrößen liegen im Bereich von 2 MW. Ein Elektrolyseur weist für die Leistungsaufnahme typischerweise zwei Leistungswerte auf, je einen bei Betriebsaufnahme (Begin of Life, BoL) und bei Erreichen der Lebensdauer (End of Life, EoL). Bedingt durch Alterungseffekte erhöht sich der spezifische Energiebedarf über die Lebensdauer, welche in der Regel mit 8 bis 10 Jahren angegeben wird. Typische Betriebsbereiche für Elektrolyseure befinden sich zwischen 20 und 100 %. Die Auslegung der Elektrolyseure erfolgt jeweils auf eine konstante Wasserstoffproduktion über die Lebensdauer der Stacks.

Die elektrolytische Produktion des Wasserstoffs findet in den Elektrolysezellen statt. Die Protonenaustauschmembran befindet sich zwischen den beiden Elektroden. Wenn vollentsalztes (VE) Wasser zur Anode gepumpt wird, wird das Wasser in Sauerstoff, Wasserstoffprotonen und Elektronen gespalten. Protonen durchqueren die Membran zur Kathode, wo sie sich mit Elektronen zu Wasserstoffgas verbinden:





VE-Wasserversorgung

Der Elektrolyseur benötigt für den Betrieb VE-Wasser mit einer Leitfähigkeit von maximal 1 $\mu\text{S}/\text{cm}$, welches dann in den Elektrolysezellen in Wasserstoff und Sauerstoff zerlegt wird. Zur Bereitstellung dieses VE-Wassers ist eine Wasseraufbereitungsanlage erforderlich, welche aus Trinkwasser demineralisiertes Wasser erzeugt. Zur Anwendung kommen verschiedene verfahrenstechnische Prinzipien wie z. B. Enthärtung, Umkehrosmose und Elektrodeionisation (EDI) oder Ionentauscher, die je nach Bedarf kombiniert werden.

Für die Betrachtungen in dieser Studie wird von einer separaten Wasseraufbereitungsanlage für die Versorgung der Elektrolyse ausgegangen.

Gasreinigung

Der sich bildende Wasserstoff wird zunächst zu einem DeOxo-Reaktor gefördert. Dieser entfernt verbliebene Spuren von Sauerstoff mittels Katalyse zu Wasser. Nach einer anschliessenden Gastrocknung wird der Wasserstoff zu einem Pufferbehälter geleitet, aus dem er nach der Verdichtung und Erhitzung auf Reaktionsbedingungen in dem nachgeschalteten Methan/Methanol-Reaktor eingespeist werden kann. Moderne Elektrolyseure können nach der Gasreinigung eine Wasserstoffreinheit von 99.5 bis zu 99.9999 mol-% erreichen.

Der bei der Elektrolyse ebenfalls anfallende reine Sauerstoff kann als Abfall-Produkt der Verbrennungsluft der Kehrlichtverwertungsanlage zugeführt werden. Der aufgrund des verhältnismässig kleinen Massenstroms im Vergleich zum gesamten Massenstrom der Verbrennungsluft ist der Effekt auf die Effizienz der Verbrennung gering.

3.2.1 Grundlegende Annahmen

In Tabelle 3 ist der Energie- und Betriebsmittelbedarf dargestellt.

Tabelle 3: Grundlagen und Annahmen für die PEM-Elektrolyse

Parameter	Wert	Einheit
<i>Strom</i>		
– Stromverbrauch Begin of Life	5.42	kWh/Nm ³ H ₂
– Stromverbrauch End of Life	6.04	kWh/Nm ³ H ₂
<i>Wärme</i>		
– Kühlbedarf Begin of Life	1.30	kWh/Nm ³ H ₂
– Kühlbedarf End of Life	3.00	kWh/Nm ³ H ₂
<i>Betriebsmittel</i>		
– Wasser	1.5	L/Nm ³ H ₂
<i>Nebenprodukte</i>		
– Sauerstoff	0.55	Nm ³ O ₂ /Nm ³ H ₂
– Abwasser	0.5	L/Nm ³ H ₂
<i>Lastverhalten</i>		
– Betriebsbereich	20–100	%
– Energieeffizienz im Nennpunkt	98.5	%
<i>Reinheit</i>		
– Wasser	Trinkwasser	gem. WHO-Anforderungen
– Wasserstoff	99.5–99.9999	mol-%

3.2.2 Anlagenlayout

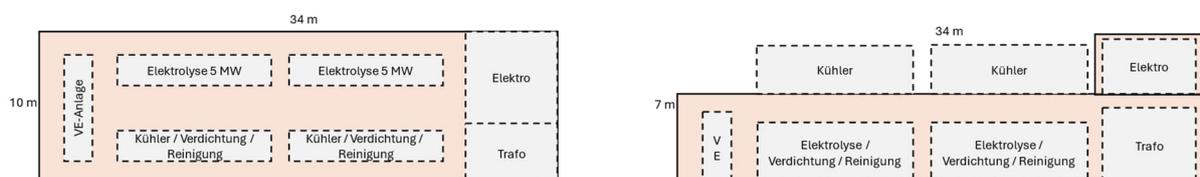


Abbildung 2: Platzbedarf und Kubatur für PEM-Elektrolyse am Beispiel von 2 x 5 MW Leistung

3.2.3 Mögliche Lieferanten

Da PEM-Elektrolyse bereits einen hohen Technologie-Reifegrad erreicht hat und in verschiedenen Anwendungen eingesetzt wird, gibt es viele Anbieter auf dem Markt. Tabelle 4 zeigt die Lieferanten, die von TBF kontaktiert wurden, um ein Richtpreisangebot für einen Elektrolyseur anzufordern, sowie das Ergebnis der Kontaktaufnahme.

Tabelle 4: Mögliche Lieferanten einer PEM-Elektrolyse, Anfrage für 9 MW Elektrolyseleistung

Lieferant	Ergebnis
HZI EtoGas	Deckt den benötigten Leistungsbereich zwar ab, wollte aber ohne unterzeichnete Vertraulichkeitsvereinbarung keine detaillierteren Angaben machen.
ITM	Modularisierte Containerlösungen mit 2, 5 oder 20 MW Elektrolyseleistung. Richtpreise, grobe technische Daten und Platzbedarf wurde anhand des 5 MW-Moduls «Neptune» angegeben.
SIEMENS Energy	Modularisierte Elektrolyseure aufbauend auf Modulen mit 1.25 MW Elektrolyseleistung.
Sunfire	Absage, da Anlagengrösse unterhalb ihres Produktportfolios liegt.
Thyssenkrupp Nucera	Keine Antwort erhalten. Gemäss Internet-Recherche hat der Anbieter Elektrolyseure ab mindestens 20 MW Elektrolyseleistung im Portfolio.

3.3 Methanolsynthese

Für die Ausgangslage von verhältnismässig reinem CO₂ aus einem Abscheideprozess mit kleiner Produktionskapazität steht die Technologie noch in den Anfängen, siehe Abschnitt 2.2.3.

Zum besseren Verständnis wird nachfolgend der grosstechnische Prozess im Ansatz erläutert. Der Syntheseprozess ist heutzutage reaktionstechnisch grösstenteils optimiert. Übliche Reaktionsbedingungen sind eine Temperatur zwischen 200–300 °C und ein Druck zwischen 50–100 bar.

Methanol wird in einer katalytischen Gasphasenreaktion aus Synthesegas (H₂ + CO) und CO₂ hergestellt. Im Reaktor laufen folgende Reaktionen ab:



Beide Reaktionen sind exotherm und zeichnen sich hinsichtlich der Produktseite durch eine Reduktion aus. Somit wird die Methanolsynthese durch erhöhten Druck und niedrige Temperatur begünstigt. Neben den beiden genannten Reaktionen findet bei Wasserstoffüberschuss auf dem Katalysator auch die Reverse-Wassergas-Shift-Reaktion statt und muss mitberücksichtigt werden:



Das anfallende gasförmige Methanol-Wasser-Gemisch, sog. Rohmethanol, wird abgekühlt bzw. auskondensiert. Dem Kondensator wird ein Abscheider nachgeschaltet, in welchem das auskondensierte, flüssige Rohmethanol abgeschieden wird. Die gasförmige Phase wird zum Teil als Recycle-Gas zurück in den Synthesereaktor geführt, ein Teil dieser Phase wird als sog. Purge-Gas abgeführt, um eine Anreicherung von Inertstoffen im Reaktor zu vermeiden.

Für eine hohe Konversionsrate des Synthesegases zu Methanol sind, wie eingangs bereits erwähnt, Temperaturen zwischen 200 und 300 °C und ein Druck zwischen 50 und 100 bar erforderlich. Dementsprechend sind Katalysatoren nötig, welche unter diesen Reaktionsbedingungen effizient arbeiten. Zumeist wird aufgrund seiner Wirtschaftlichkeit und seiner Effizienz ein Kupferoxid-Zinkoxid-Aluminiumoxid-Katalysator (CuO/ZnO/Al₂O₃) verwendet. Dieser Katalysator zeichnet sich zudem durch eine hohe Lebensdauer und hohe CO₂-Konversionsrate in vergleichbaren Anlagen aus. Durch die Wahl eines CuO/ZnO/Al₂O₃-Katalysators werden in der Industrie hohe Konversionsraten von > 99.5 % erreicht, wobei die Synthese von Nebenprodukten minimiert wird. Da die Methanolsynthese eine exotherme Reaktion darstellt, ist es demnach entscheidend für die Lebensdauer der Katalysatoren und die Anlagensicherheit den Reaktor mit ausreichenden Möglichkeiten zur Wärmeabfuhr auszulegen und für eine hohe Energieeffizienz den Druckverlust zu minimieren.

Methanolaufreinigung

Der Aufreinigungsprozess nach der Synthese dient der Abtrennung von Nebenprodukten und Wasser sowie der Aufkonzentration des Methanols zu einem vermarktbareren Produkt. Abhängig von der gewünschten Produktkonzentration ist der Aufreinigungsprozess, der großtechnisch zumeist mit Rektifikationskolonnen durchgeführt wird, entsprechend auszulegen. Bei hohen Reinheitsgraden (bspw. AA-grade Spezifikation mit ≥ 99.85 mol-% MeOH) wird generell ein dreistufiges Aufreinigungsverfahren angewandt. Bei geringeren Anforderungen an die Reinheit kann gegebenenfalls ein zweistufiges Verfahren angewandt werden, wobei die letztendliche Verfahrenswahl von der Reinheit und den thermodynamischen Parametern der Reaktionsprodukte abhängt. Eine Spezifikation der nötigen Reinheit für die Verwendung von Methanol als Treibstoff liegt aufgrund fehlender Normen für diesen Bereich aktuell nicht vor.

3.3.1 Grundlegende Annahmen

In Tabelle 5 sind alle die wichtigen Annahmen für die Modellierung der Methanolsynthese dargestellt.

Tabelle 5: Grundlagen und Annahmen für die Methanolsynthese

Parameter	Wert	Einheit
<i>Strom</i>		
– Stromverbrauch Synthese	0.16	kWh/L MeOH
<i>Wärme</i>		
– Wärmebedarf Synthese	0.18	kWh/L MeOH
– Abwärme Synthese	0.62	kWh/L MeOH
– Wärmebedarf Purifikation	0.52	kWh/L MeOH
– Kühlbedarf Purifikation	0.47	kWh/L MeOH
<i>Betriebsmittel</i>		
– CO ₂	1.15	kg/L MeOH
– H ₂	1.77	Nm ³ /L MeOH

Parameter	Wert	Einheit
<i>Nebenprodukte</i>		
– Abwasser	0.5	kg/L MeOH
<i>Lastverhalten</i>		
– Betriebsbereich	Stark vom Engineering abhängig, modulare Reaktoren	
<i>Reinheit</i>		
– Methanol	99.85	mol-%
<i>Weitere Parameter und Annahmen</i>		
– Ausbeute Synthese	100	%
– Ausbeute Purifikation	94	%
– Ausbeute H ₂ O-Abscheidung	98	%
– eOH-Anteil in Abwasser	9	%
– Reaktionstemperatur	250	°C
– Reaktionsdruck	50–60	bar

3.3.2 Anlagenlayout

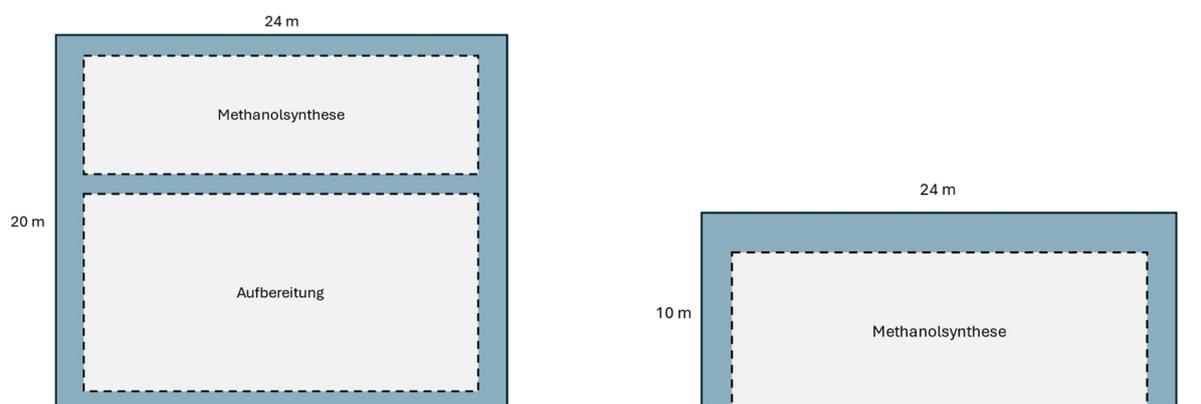


Abbildung 3: Platzbedarf und Kubatur für die Methanolsynthese, inkl. Aufbereitung

3.3.3 Mögliche Lieferanten

Der Prozess der Methanolsynthese in grosstechnischem Massstab ist ausgereift. Die Synthese von Methanol aus den Ressourcen einer KVA ist jedoch ein neues Konzept, für das weltweit nur wenige meist Pilot- und Versuchsanlagen gebaut wurden. Daher gibt es nur wenige Lieferanten, die ein solches System liefern können. Tabelle 6 zeigt das Ergebnis der von TBF durchgeführten Lieferantensuche.

Tabelle 6: Mögliche Lieferanten für eine Methanolsynthese-Anlage

Lieferant	Ergebnis
Carbon Recycling International	CRI besitzt ein patentiertes Verfahren zur Synthese von Methanol aus den Ressourcen, die von einer KVA erzeugt werden. Details über das Verfahren werden erst bekannt gegeben, wenn es ein konkretes Interesse am Bau einer solchen Anlage gibt, unter Unterschreibung von einer Geheimhaltungsvereinbarung.
Linde Engineering	Die Technologie von Linde Engineering für die Methanolsynthese ist nicht mit einer KVA kompatibel.
Thyssenkrupp AG	Keine Antwort erhalten. Gemäss Internetseite ist die Anlagen-grösse zu gering für ihr Portfolio.

3.4 Katalytische Methanisierung

Angesichts der Bedeutung von Methan als Energiequelle in vielen Ländern wird seit etwa 50 Jahren an der Herstellung von synthetischem Erdgas geforscht. Der Syntheseprozess ist deshalb heutzutage reaktionstechnisch grösstenteils optimiert. Übliche Reaktionsbedingungen sind eine Temperatur zwischen 200 und 350 °C und ein Druck zwischen 25 und 35 bar.

An der Methanisierung von CO oder CO₂ sind eine Vielzahl von Reaktionen beteiligt, von denen einige noch nicht vollständig geklärt sind. Die Methanisierung von CO₂ kann über einen direkten Weg (Gl. 6) oder dem Kohlenmonoxid-Weg erfolgen, der aus einer Reverse-Wassergas-Shift-Reaktion RWGS (Gl. 7), gefolgt von einer CO-Methanisierung (Gl. 8) oder einer Reverse-Dry-Reforming-Reaktion (RDR, Gl. 9). Durch den Verbrennungsprozess der KVA stehen grosse Mengen CO₂ zur Verfügung, welche dem Reaktor nach der Aminwäsche als reines Edukt zugeführt werden. Mit dem Wasserstoff aus der Elektrolyse laufen im Reaktor folgende Reaktionen ab:



Die gesamte Methanisierung von Kohlendioxid setzt eine Reaktionsenthalpie von -165 kJ/mol frei. Es ist deshalb eine exotherme Reaktion und zeichnet sich hinsichtlich der Produktseite durch eine Reduktion aus. Somit wird die Methanisierung durch leicht erhöhten Druck und niedrige Temperatur begünstigt.

Das anfallende gasförmige Methan-Wasser-Gemisch, sog. Rohmethan, wird abgekühlt bzw. auskondensiert. Dem Kondensator wird ein Abscheider nachgeschaltet, in welchem das auskondensierte Wasser abgeschieden wird. Die methanreiche Gasphase wird einer Reinigungsstufe zugeführt, um Methan in ausreichender Reinheit für die Einspeisung in das Erdgasnetz zu erhalten.

Für eine hohe Konversionsrate des Synthesegases zu Methan sind, wie eingangs bereits erwähnt, Temperaturen zwischen 200 und 350 °C und ein Druck zwischen 25 und 35 bar erforderlich. Dementsprechend sind Katalysatoren nötig, welche unter diesen Reaktionsbedingungen effizient arbeiten. Für die

CO₂-Hydrierung sind mehrere Metalle aktiv, darunter Ni, Co, Fe, Ru und Rh, die mit verschiedenen Trägern wie SiO₂, Al₂O₃, CeO₂, TiO₂, ZrO₂ und gemischten Oxidträgern gekoppelt werden.

Methanaufreinigung

Für die Einspeisung in das Gasnetz müssen die Anforderungen gemäss den SVGW-Richtlinien eingehalten werden. Für die uneingeschränkte Einspeisung gelten insbesondere die Anforderungen der SVGW 13 gemäss Tabelle 7. Zusätzlich ist zu beachten das der Wasserstoffanteil aktuell auf 2 % beschränkt ist.

Tabelle 7: Anforderungen an die Gasqualität bei uneingeschränkter Einspeisung (SVGW G13)

Komponente	Chem. Bez.	Anforderung	Einheit
Methan	CH ₄	> 96	Vol.-%
Wassertaupunkt	H ₂ O	-8	°C
Schwefelwasserstoff	H ₂ S	≤ 5	Mg/Nm ₃
Ammoniak	NH ₃	≤ 20	Mg/Nm ₃
Mercaptan im odorierten Gas		≤ 5	ppmV
Teer (Summe PAC + BTX)		≤ 50	ppmV
Halogenverbindungen		≤ 1	Mg Cl/Nm ₃
Schwermetalle inkl. Quecksilber		≤ 5	Mg/Nm ₃
Silizium	Si	< 10	Mg/Nm ₃
Fluor	F	< 10	Mg/Nm ₃
Chlor	Cl	< 1	Mg/Nm ₃

Zur Einhaltung der geforderten Gasqualitäten sind grundsätzlich unterschiedliche Reinigungsstufen denkbar. Diese Verunreinigungen können entweder aus dem CO₂-Strom stammen oder sind Nebenprodukte oder Verunreinigungen, die nach der Methanisierung auftreten. Tabelle 8 fasst die wichtigsten Verunreinigungen sowie mögliche Massnahmen zusammen.

Tabelle 8: Problematische Stoffe für Methanisierung und Netzeinspeisung sowie Lösungsansätze

Stoff	Auswirkung	Massnahme
H ₂ S	Inaktivierung des Katalysators, Problemen bei Membrantrennverfahren	Aktivkohlenfilter oder katalytische Oxidation vor CC-Anlage. Die vorhandene Rauchgasreinigungsanlage ist voraussichtlich bereits ausreichend.
O ₂	Verringerung der katalytischen Methanisierungsausbeute, mögliche Bildung von Nebenprodukten	Katalytische Oxidation nach CCU-Anlage und Elektrolyseur

Stoff	Auswirkung	Massnahme
CO	Mögliche Überschreitung Einspeisegrenzwert	Vacuum Pressure Swing Adsorption (VPSA) nach Membrantrennverfahren
H ₂	Mögliche Überschreitung Einspeisegrenzwert	Membrantrennung nach Methanisierung
H ₂ O	Mögliche Überschreitung Einspeisegrenzwert (Taupunkt)	Kühlung nach Methanisierung
CO ₂	Mögliche Überschreitung Einspeisegrenzwert	Membrantrennung nach Methanisierung
C	Koksbildung verringert die Aktivität und kann den Katalysator beschädigen.	Optimierung von Katalysator und Reaktordesign

Anhand der in Tabelle 8 dargestellten Daten wird das nachfolgend beschriebene Verfahren zur Methanreinigung vorgeschlagen. In einem ersten Schritt wird der Rohmethanstrom, der den Reaktor verlässt, gekühlt, so dass das als Nebenprodukt anfallende Wasser in Form von Kondensat abgetrennt werden kann. Anschliessend können CO₂ und H₂ durch ein Membrantrennverfahren vom Methan abgeschieden werden. Dazu wird der Gasstrom auf den Betriebsdruck der Membranen (meist im Bereich von 10–20 bar) entspannt und auf die gewünschte Betriebstemperatur erwärmt. Als letzte Stufe wird eine VPSA nachgeschaltet, um allfälliges CO abzutrennen. Das gemäss den Anforderungen der SVGW G11 aufbereitete Methan wird nach erfolgter Odorierung auf den Netzdruck von 70 bar verdichtet und in das Erdgasnetz eingespeist.

3.4.1 Grundlegende Annahmen

In Tabelle 9 sind alle die wichtigen Annahmen für die Modellierung der Methanisierung dargestellt.

Tabelle 9: Grundlagen und Annahmen für die katalytische Methanisierung

Parameter	Wert	Einheit
<i>Strom</i>		
– Stromverbrauch Synthese	0.4	kWh/Nm ³ Methan
– Stromverbrauch Netzeinspeisung	0.1	kWh/Nm ³ Methan
<i>Wärme</i>		
– Abwärme Synthese	2.92	kWh/Nm ³ Methan
<i>Betriebsmittel</i>		
– CO ₂	1.95	kg/Nm ³ Methan
– H ₂	4.00	Nm ³ /Nm ³ Methan
<i>Nebenprodukte</i>		
– Abwasser	1.59	kg/Nm ³ Methan

Parameter	Wert	Einheit
<i>Lastverhalten</i>		
– Betriebsbereich	50–100	%
<i>Reinheit</i>		
– Methan	> 97	mol-%
<i>Weitere Parameter und Annahmen</i>		
– Ausbeute Synthese	99.79	%
– Ausbeute Purifikation	100	%
– Reaktionstemperatur	230	°C
– Reaktionsdruck	25–35	bar
– Gasdruck Eintritt Verdichter	12	bar
– Gastemperatur Eintritt Verdichter	20	°C
– Gasdruck Austritt Verdichter	70	bar

3.4.2 Anlagenlayout

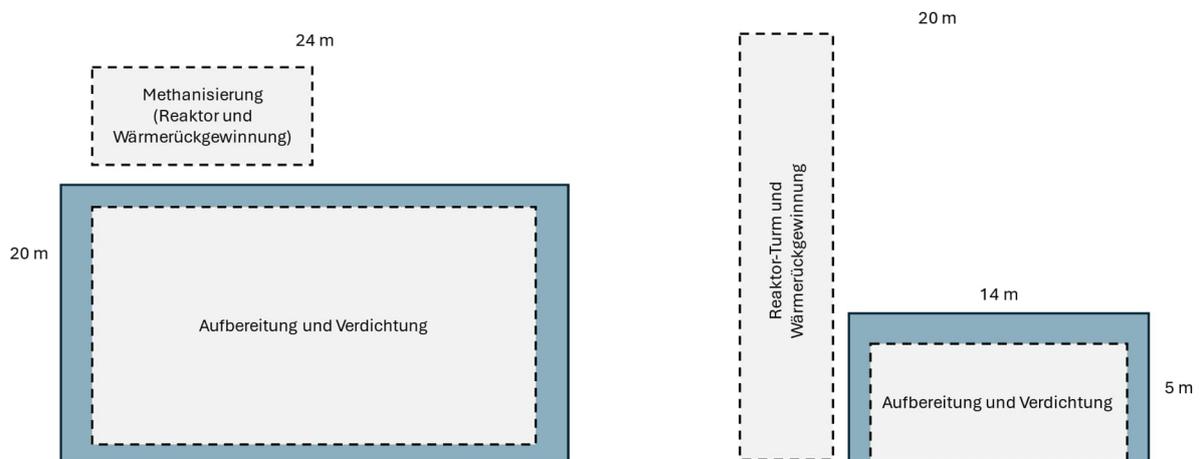


Abbildung 4: Platzbedarf und Kubatur für die katalytische Methanisierung, inkl. Aufbereitung und Verdichtung

3.4.3 Mögliche Lieferanten

Der Prozess der Methanisierung ist industriell ausgereift. Die Synthese von Methan aus den Ressourcen einer KVA ist jedoch ein neues Konzept, für das weltweit nur wenige Anlagen gebaut wurden. Daher gibt es nur wenige Lieferanten, die ein solches System liefern können. Tabelle 10 zeigt das Ergebnis der von TBF durchgeführten Lieferantensuche.

Tabelle 10: Liste mögliche Lieferanten für Methanisierungsanlage mit Ergebnissen Lieferantensuche

Lieferant	Ergebnis
Etogas (Hitachi Zosen Inova)	Etogas bietet modulare Lösungen für Methanisierungsanlagen an. Zurzeit arbeitet Etogas am Bau einer Methanisierungsanlage mit Anschluss an eine KVA in der Schweiz. Details der Anlage können nach Unterzeichnung einer Geheimhaltungsvereinbarung bekannt gegeben werden.
Inpex Corporation	Kein Kontakt zustande gekommen.
MAN Energy Solutions	Die Technologie für die Methanisierungsanlagen von MAN ist nicht mit einer KVA kompatibel.
Thyssenkrupp Industrial Solutions	Keine Antwort erhalten. Gemäss Internetseite ist die Anlagengrösse zu gering für ihr Portfolio.

4 Nutzung von Methanol als Motorentreibstoff

Neben seiner Funktion als chemischer Grundstoff kann Methanol auch als Treibstoff für Hubkolbenmotoren eingesetzt werden. Die Unterschiede in den wesentlichen Eigenschaften für diese Anwendung zwischen Methanol, Diesel und Benzin sind in nachfolgender Tabelle zusammengefasst.

Tabelle 11: Chemische Eigenschaften von Methanol im Vergleich zu Diesel und Motorenbenzin

Eigenschaft	Methanol	Diesel	Motorenbenzin	Einheit
Heizwert (H_u)	19.9	43.0	40.1–41.8	MJ/kg
	4.4	9.8	8.5	kWh/l
Dichte	792	820–845	720–780	kg/m ³
Selbstzündtemperatur	450	225	> 300– 400	°C
Flammpunkt	11	> 56	< -35	°C
Klopffestigkeit, Oktanzahl	106–111	---	95 (Standard) 98 (Super Plus)	ROZ
Zündwilligkeit, Cetanzahl	3	> 51 (Standard) > 58 (Ultimate)	---	CZ

Methanol kann entweder als Beimischung zu herkömmlichen Kraftstoffen (sogenannten «Blends») oder in Reinform als Treibstoff eingesetzt werden. Hierbei unterscheidet sich jedoch die Verträglichkeit mit Otto- und Dieselmotoren.

Der Ottomotor lässt sich mit wenigen Anpassungen mit Methanol betreiben. So muss die Materialisierung von Kunststoff- und Aluminiumteilen, welche direkt mit dem Treibstoff in Berührung stehen, angepasst werden. Die Verbrennung nach dem Otto-Prinzip mit homogenem Treibstoff-Luft-Gemisch und Fremdzündung gewinnt jedoch aufgrund der hohen Oktanzahl und der besseren Selbstkühlung an Effizienz. Hauptsächlich in China wurde dieser Schritt bereits gewagt und es stehen die Treibstoffe M100 (reines Methanol mit Zusätzen) und M85 (Methanol mit 15 %-Vol. Motorenbenzin) für entsprechend produzierte oder nachgerüstete Fahrzeuge, hauptsächlich PKW zur Verfügung.

Beim Einsatz von Methanol in Dieselmotoren stellen sich zusätzliche Herausforderungen. Methanol zündet aufgrund der tiefen Cetanzahl nicht selbst. Für die Zündung ist daher entweder eine Piloteinspritzung von herkömmlichem Diesel oder eine anderweitige externe Zündquelle erforderlich. Wegen seiner Beschaffenheit (Alkohol) fehlt Methanol zudem die selbstschmierende Wirkung auf mechanische Teile wie Förderpumpen, die anspruchsvollen Hochdruck-Einspritzsysteme aber auch die Zylinderwände. Bei einem Dieselmotor müsste somit die gesamte Brennstoffförderung ausgetauscht oder doppelt ausgeführt werden. Um diese Nachteile zu minimieren, befasst sich die Forschung mit der Entwicklung von en Additiven.

Für beide Technologien gilt, dass aufgrund des nahezu halbierten Heizwerts von Methanol eine größere Menge Brennstoff für die gleiche Reichweite / Arbeitsleistung mitgeführt werden muss. Durch die effizientere Verbrennung lässt sich ein Teil des tieferen Heizwerts kompensieren, der Verbrauch bleibt dennoch höher als bei Diesel und Benzin.

Der wesentliche Hinderungsgrund im geplanten Ersatz von Diesel durch Methanol ist aktuell jedoch der Stand der Technik bei den Motorenbauern. Sämtliche in Betrieb stehenden Diesellaggregate unterliegen den Abgas- und Treibstoffnormen, worauf sich die Hersteller vollumfänglich beziehen. Dies gilt für alle namhaften Hersteller von Nutzfahrzeug-Dieselmotoren. Zwar ist mit der «DIN EN 15940 Kraftstoffe – Paraffinischer Dieselmotorenkraftstoff von Synthese oder Wasserstoffbearbeitung» eine Norm in Kraft, welche die synthetische Erzeugung von Ersatztreibstoffen beschreibt, jedoch fällt Methanol nicht unter diese Kategorie.

Anders präsentiert sich die Situation bei den Herstellern von Grossdieselmotoren im Marine-Sektor. Bereits heute werden einige Zwei-Stoff-Motoren (dual-fuel) mit erdölbasierten Brennstoffen und/oder Methanol betrieben. Die notwendigen Anpassungen gestalten sich da insofern einfacher, als dass die Zwei-Stoff-Technologie aus der Kombination von Diesel und flüssigem Erdgas (Piloteinspritzung zur Zündung) bereits grossflächig existiert und weiterentwickelt werden kann. Ergänzend existieren auf vielen Hochseehäfen bereits Methanol-Umschlagstellen, da die Chemikalie in grossem Umfang gehandelt wird. Die Infrastruktur zur Betankung existiert somit.

In der Debatte um die Dekarbonisierung des Nutzfahrzeugbereichs werden bis anhin vor allem elektrische Antriebe und Wasserstoffmotoren, vereinzelt auch Brennstoffzellen diskutiert. Vor dem Hintergrund, dass sich Methanol lokal erzeugen lässt und die Handhabung eines Flüssigbrennstoffs im täglichen Bedarf weniger Risiken birgt als bspw. Wasserstoff unter sehr hohem Druck, müsste diese Diskussion weiter greifen.

Auch bei den Nutzfahrzeugen werden dieselben Motor-Typen in diversen Lastwagen-Linien und parallel in Baumaschinen und weiteren Schwerlastanwendungen eingesetzt. So sind in den aktuellen Pistenmaschinen von Kässbohrer (A) LKW-Motoren von den Herstellern MAN (D) und Caterpillar (USA) eingebaut und Prinoth (IT) treibt seine Fahrzeuge mit LKW-Motoren von MTU (D, zukünftig Deutz) und Cummins (USA) an. Es ist anzunehmen, dass sobald Methanol als Treibstoff an Relevanz gewinnt und Wirtschaftlichkeit gewinnt auch Bewegung in den Nutzfahrzeugbereich kommt. Vorboten gibt es bereits, Deutschland arbeitet am Entwurf einer Norm zum Einsatz von Methanol als Treibstoff. Sind die normativen Rahmenbedingungen einmal geschaffen, ist es für die Motorenhersteller wesentlich lukrativer Entwicklungen in diesem Bereich zu forcieren.

Bezüglich der Lagerung von Methanol besteht ebenfalls noch Handlungsbedarf. In der Schweiz darf Methanol gemäss Störfallverordnung ohne Sonderzulassung nur in Gebinden von maximal 2000 kg gelagert werden. Diese Menge ist für eine Tanklagerung viel zu gering.

5 Möglicher Standort auf Areal GEVAG

Für die Aufstellung der Anlagenteile auf den Parzellen der GEVAG kommen die in Abbildung 5 dargestellten Flächen für eine zukünftige Nutzung in Frage.

Nördlich der Zufahrtsstrasse liegt eine knapp 8'000 m² grosse Parzelle. Diese ist aktuell mit Werkhallen des örtlichen Kleingewerbes bebaut.

Südlich der Energiezentrale befindet sich ein weiteres Grundstück mit ca. 2'300 m² Fläche. Diese Fläche liegt aktuell brach, ist jedoch für den Neubau eines Laufwasserkraftwerks vorgesehen.

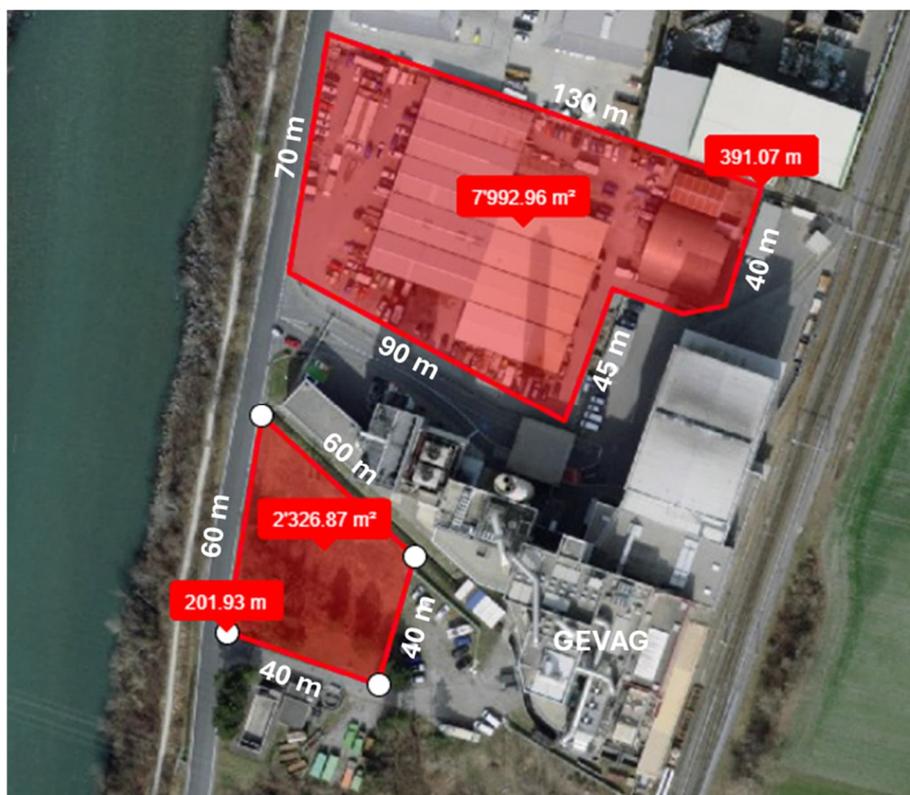


Abbildung 5: Potenzielle Flächenreserve GEVAG

Die nördlich gelegene Parzelle bietet genug Fläche, um sowohl die Varianten für die maximale Nutzung des Eigenstroms als auch jene Varianten mit deutlich höherer Produktionskapazität aufzustellen.

Nachfolgende Abbildung 6 zeigt in dunkler Einfärbung und mit ausgezogener Linie eingefasst den Flächenbedarf für die Anlagen zur Erfüllung der Szenarien 1.1 und 2.1. Die verfügbare Fläche würde zu ca. 20 % bebaut. In heller Einfärbung und mit gestrichelter Einfassung ist das Szenario 1.2 mit 35 MW Elektrolyseleistung und entsprechend grösserer Platzvorsehung für die CO₂-Abscheidung und die Methanolsynthese dargestellt. In dieser Variante würde die Fläche zu ca. 40 % bebaut. Für beide Szenarien bleibt genug Platz für Verkehrsflächen und eine ausreichende Platzreserve für allfällig grössere Anlagenteile oder spätere Erweiterungen.

Die Erschliessung der nördlichen Fläche muss zwangsläufig unter oder über der Zufahrt erfolgen. Für die Überleitung der gereinigten Rauchgase würde sich eine Rohrbrücke im Bereich der Waage anbieten um den Weg kurz zu halten. Leitungen für weitere Betriebsmittel wie Dampf, Strom, Netz- und

Fernwärmewasser könnten von den Gebäuden der Energienutzung direkt in einem Werkleitungskanal auf das benachbarte Gelände geführt werden.

Die ebenfalls in Abbildung 6 bespielte südliche Fläche ist wie erwähnt für ein zukünftiges Kraftwerk vorgesehen. Vor diesem Hintergrund wäre die Aufstellung der Elektrolyse am selben Standort interessant, um die Mittelspannungsanbindung kurz zu halten. Da die Fläche klein ist und weitere Drittprojekte beherbergen soll, wird würde im besten Fall die 9 MW-Elektrolyse Platz finden. Diese Aufstellung ist unwahrscheinlich, da ein Szenario mit Nutzung des KW-Stroms für grössere Elektrolyse-Leistungen an Relevanz gewinnt.

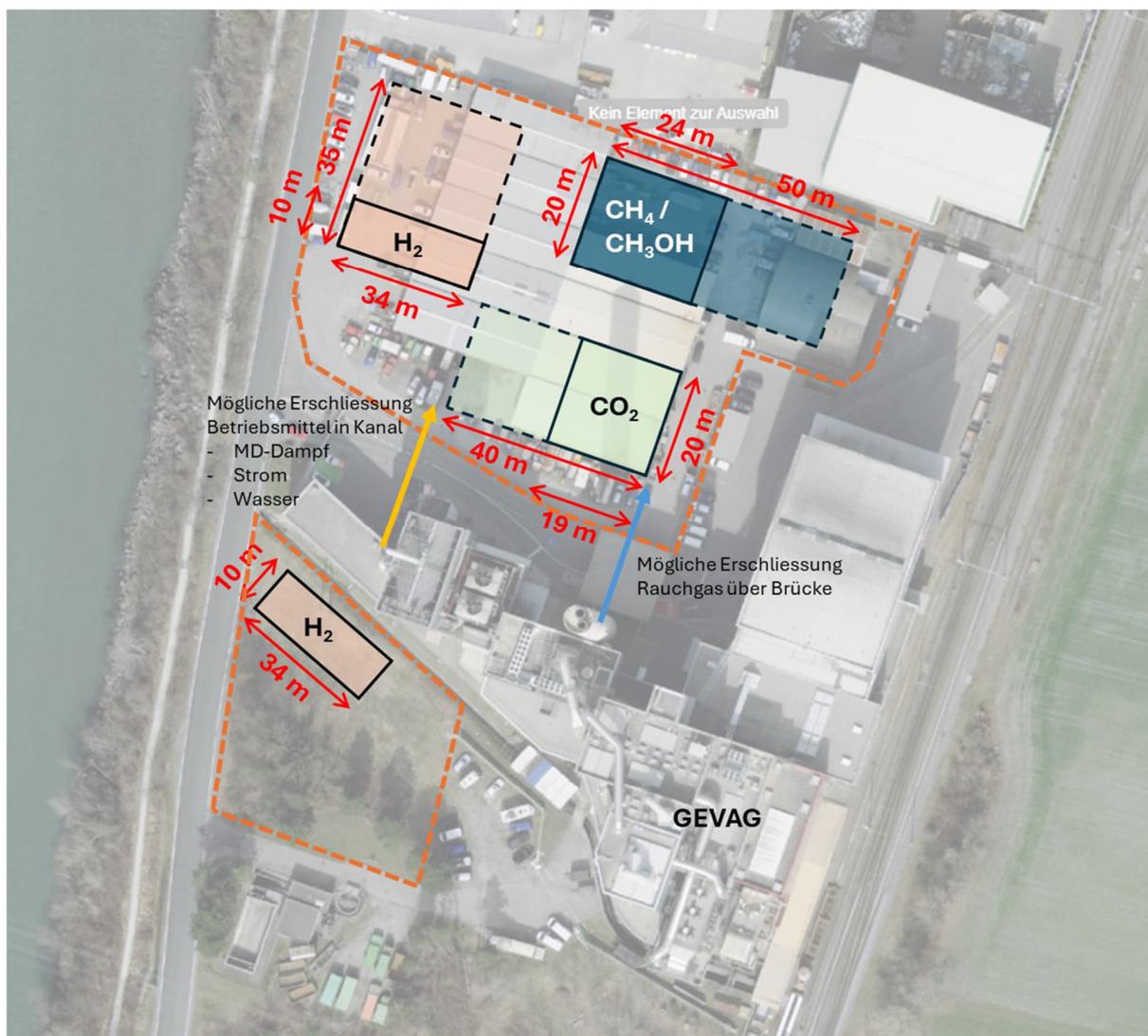


Abbildung 6: Platzbedarf der einzelnen Teilanlagen. Dunkle Flächen zeigen die Szenarien .1, die hellen, gestrichelt eingefassten Bereiche die maximale Anlagengrösse für die Szenarien .2

6 Wirtschaftlichkeit

6.1 Zielproduktion Methanol Bergbahnen Graubünden

Die Bündner Bergbahnunternehmen setzen für ihre Pistenfahrzeuge Diesel als Treibstoff ein. Aus ökologischen Gründen wäre eine Ablösung durch synthetisches, d. h. fossilfreies Methanol wünschenswert. Für die folgende Studie wird eine abgeschätzte jährliche Treibstoffmenge von 6.3 Mio. Liter Diesel angenommen, was einem Äquivalent von rund 14 Mio. Litern Methanol entspricht.

6.2 Zielproduktion Prozessgas IBC

Die IBC Energie Wasser Chur versorgt viele Kunden im Churer Rheintal mit Erdgas. Es ist davon auszugehen, dass Industriekunden auch zukünftig Gas als hochwertigen Energieträger einsetzen möchten. Voraussetzung dafür ist jedoch, dass es sich dabei um fossilfreies Methan handelt. Der Prozessgasbedarf ist über das Jahr konstant und liegt bei rund 565 Nm³/h bzw. einer jährlichen Energiemenge von 51 GWh/a. Für die Studie wird daher ein kontinuierlicher Anlagenbetrieb zugrunde gelegt.

6.3 Strom aus Eigenproduktion

Als Grundlage für die Berechnung der verschiedenen Szenarien wurde die, von der GEVAG zur Verfügung gestellte, Jahresganglinie der Stromerzeugung für das Jahr 2021 verwendet. Auf eine gemittelte Kurve über 3 Jahre wurde verzichtet, da in den nachfolgenden Jahren 2022 und 2023 deutliche Produktionsausfälle wegen punktuellen Umbauarbeiten stattgefunden haben. Der verfügbare Strom setzt sich zusammen aus den Produktionen der Turbogruppen 1 und 2 im Jahr 2021, abzüglich des Eigenbedarfs der Gesamtanlage. Zur Berücksichtigung der kürzlich realisierten Leistungssteigerungen an beiden Feuerungsanlagen um je 20 %, wurde der verfügbare Strom mit 115 % multipliziert. Die 5 % Abzug tragen der Tatsache Rechnung, dass einerseits nicht die volle Dampfmenge der leistungsgesteigerten Kessel in den bestehenden Turbogruppen entspannt werden kann und andererseits eine geringe Menge MD-Dampf zusätzlich entnommen wird für den CCU-Prozess.

Da eine PtX-Anlage auch einen Wartungsstillstand benötigt, wurde beschlossen, diese Arbeiten mit der Revision einer der beiden Ofenlinien jeweils im April zusammenzulegen.

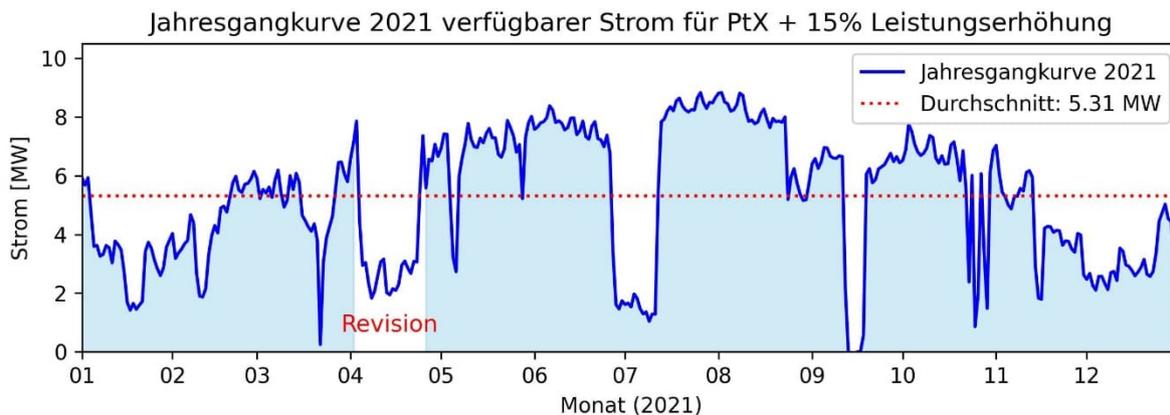


Abbildung 7 Jahresganglinie der Stromerzeugung als Grundlage für die Berechnung der verschiedenen Szenarien

Die durchschnittliche täglich verfügbare elektrische Leistung wurde mit 5.31 MW berechnet. Während des Jahres lag die niedrigste Tagesproduktion bei 0.86 MW und die höchste bei 8.83 MW. Es ist wichtig, die maximale und minimale Variabilität und Fluktuation der Stromerzeugung zu berücksichtigen, um die technischen Anforderungen und die Wirtschaftlichkeit der folgenden Szenarien zu bestimmen.

Tabelle 12: Eckdaten der Jahresgangkurve des für die PtX-Anlage verfügbaren Stroms

Parameter	Wert
Durchschnittliche Stromproduktion	5.31 MW
Maximale Stromproduktion	8.83 MW
Minimale Stromproduktion	0.86 MW
Standardabweichung Stromproduktion	2.24 MW

6.3.1 Betriebsbereich

Für die Konfiguration der Anlage wurden die Betriebsbereiche der einzelnen Verfahrensschritte analysiert. Abgesehen von der Elektrolyse, welche einen Betriebsbereich von ca. 20–100 % aufweist, liegen die übrigen Prozessschritte in einem typischen Betriebsbereich von 60–100 %.

Auf eine weitere Unterteilung der Prozesse Carbon Capture, Methanisierung bzw. Methanolsynthese wird aufgrund der geringen Anlagenkapazität verzichtet da insbesondere die CC-Anlage bezogen auf die Abscheidekapazität bereits an der unteren Grenze der marktüblichen Anlagenkapazität liegt. Ein Dauerbetrieb der CC-Anlage mit nur einer Teilverwertung des abgeschiedenen CO₂, mit weiterer Modulierung der anderen Prozesse wird im Folgenden nicht betrachtet. Somit limitiert der 60 %-Lastpunkt der CC-Anlage den minimalen Betriebspunkt der Gesamtanlage. Ein alternierender Betrieb der Teilanlagen mit Zwischenspeichern wird nicht betrachtet.

Tabelle 13: Übersicht Grenze minimaler Teillastverhalten der einzelnen Prozesse

Elektrolyse	CC	Methanisierung	Methanolsynthese
20 %	60 %	60 %	60 %

Mit den oben getroffenen Annahmen zeigt sich, dass ein Betrieb der Anlage ab einer Verfügbarkeit von ca. 5.30 MW zweckmässig ist. Durch diese Einschränkung können nur rund 74 % des Eigenstroms genutzt werden. In der restlichen Betriebszeit liegt der verfügbare Eigenstrom unterhalb der geforderten 5.30 MW und kann ohne zusätzlichen Netzbezug nicht genutzt werden. Im Weiteren wird im Szenario «Eigenstrom» nur produziert, wenn die Stromproduktion mindestens 5.30 MW entspricht.

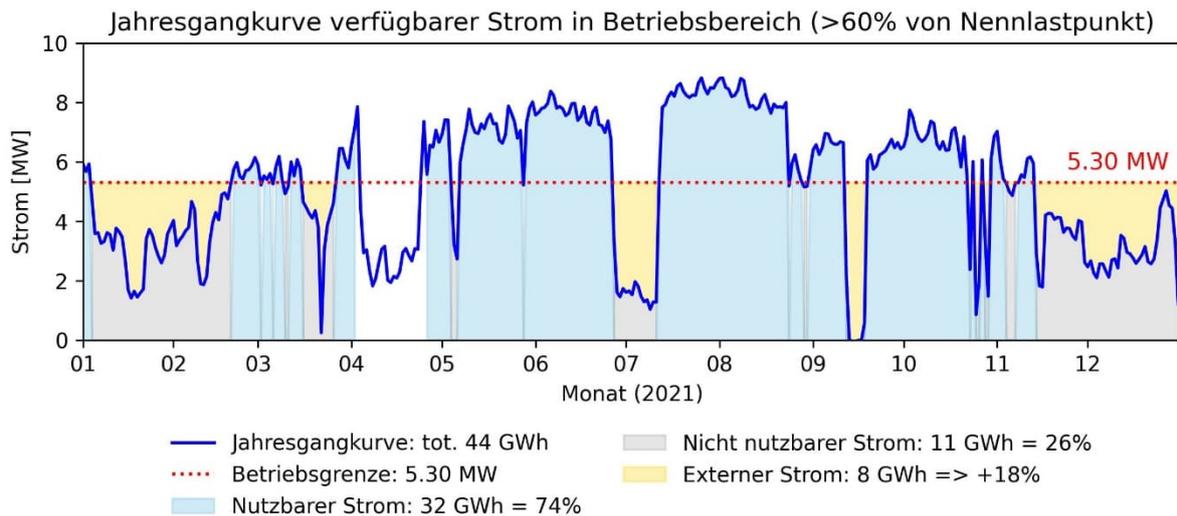


Abbildung 8: Die Aufteilung der Jahresgangkurve des verfügbaren Stroms der GEVAG

6.4 Szenarien

Es wurden sechs verschiedene Szenarien definiert, für die eine Analyse unter dem Gesichtspunkt des Energie- und Ressourcenverbrauchs sowie der wirtschaftlichen und technischen Machbarkeit durchgeführt wurde. In Tabelle 14 sind die verschiedenen Szenarien zusammengefasst und kurz beschrieben.

Tabelle 14: Beschreibung der betrachteten Szenarien

Treibstoff	Szenario	Beschreibung
Methanol	1.1 ganzjährig GEVAG	Die Menge an Methanol, die das ganze Jahr über nur mit Eigenstrom produziert werden kann. Voraussetzung für den Anlagenbetrieb ist eine Eigenstromproduktion von mindestens 5.30 MW.
	1.2a ganzjährig Bedarf	Die Zielmenge an Methanol von 14 Mio. Liter wird über das ganze Jahr mit Eigenstrom und Netzbezug produziert.
	1.2b ganzjährig Bedarf	Die Zielmenge an Methanol von 14 Mio. Liter wird über das ganze Jahr mit Eigenstrom und Netzbezug produziert. Die Investitionskosten werden zu 50 % durch Fördergelder gedeckt, Strom im Sommer ist gratis (Eigenstrom) bzw. müssen nur Netzkosten bezahlt werden (bei Netzbezug).
	1.3 Sommerproduktion	Die Zielmenge an Methanol von 14 Mio. Liter wird nur in den Sommermonaten produziert.
Methan	2.1 ganzjährig GEVAG	Die Menge an Methan, die das ganze Jahr über nur mit Eigenstrom produziert werden kann. Voraussetzung für den Anlagenbetrieb ist eine Eigenstromproduktion von 5.30 MW.
	2.2a ganzjährig Bedarf	Die Zielmenge von 565 Nm ³ /h wird kontinuierlich über das ganze Jahr produziert.
	2.2b ganzjährig Bedarf	Die Zielmenge von 565 Nm ³ /h wird kontinuierlich über das ganze Jahr produziert. Die Investitionskosten werden zu 50 % durch Fördergelder gedeckt, Strom im Sommer ist gratis (Eigenstrom) bzw. müssen nur Netzkosten bezahlt werden (bei Netzbezug).
Parallel Methanol und Methan	3 ganzjährig Bedarf	Paralleler Betrieb der Methan- und Methanolproduktion mit einem kontinuierlichen Anlagenbetrieb zur Erreichung der Zielwerte.

6.4.1 Szenario 1.1 «Methanol ganzjährig GEVAG»

In Szenario 1.1 wird angenommen, dass mit der verfügbaren Eigenstromproduktion der GEVAG die maximal mögliche Menge Methanol produziert wird. Abbildung 9 zeigt die Szenarioanalyse der CCU-Anlage mit einer Begrenzung des Teillastverhaltens gemäss Kap. 6.3.1 auf 60 %. Unter Berücksichtigung des Lastbereichs können 74 % des eigenen Stroms genutzt werden, was einer jährlichen Produktion von annähernd 3 Mio. Litern Methanol, bzw. 21 % der Zielmenge von 14 Mio. Litern entspricht.

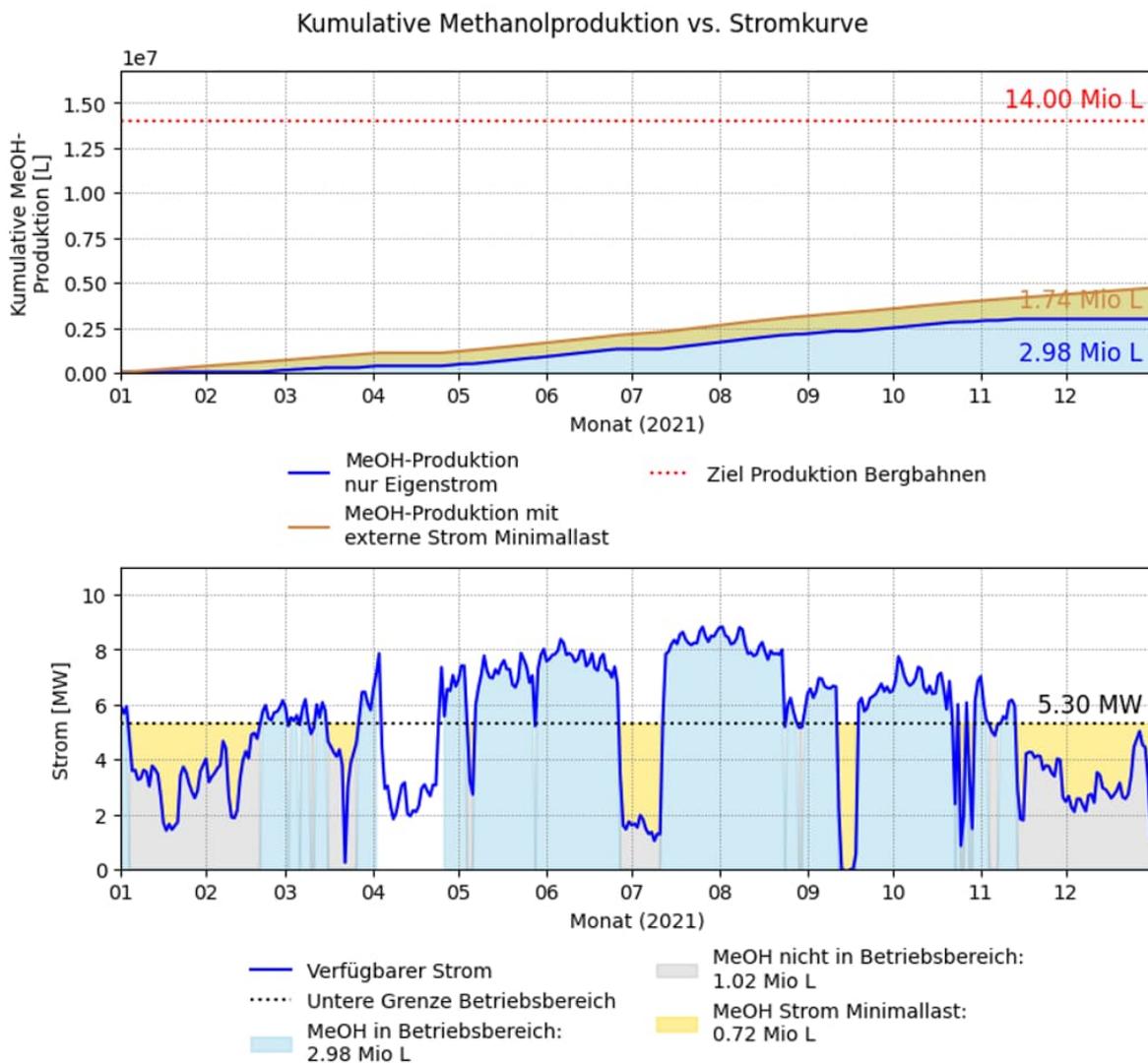


Abbildung 9: Kumulierte Methanolproduktion und Strombedarf Szenario 1.1

Um den Eigenstrom vollständig zu nutzen, könnte Fremdstrom importiert werden, um die Mindestbetriebsbereichsgrenze zu erreichen. Damit liessen sich zusätzlich 1.74 Mio. Liter Methanol produzieren, womit sich die Gesamtproduktion auf 4.72 Mio. Liter erhöhen würde. Durch den zusätzlichen Netzbezug von 8 GWh könnten somit die 11 GWh an Eigenstromproduktion, die unterhalb des Minimallastbereichs liegen, ebenfalls genutzt werden. Der Netzbezug zur Sicherstellung der Minimallast wird im Weiteren nicht vertieft betrachtet.

Anlagendimensionierung

Die Anlage wird dabei so dimensioniert, dass die Anlage den verfügbaren Eigenstrom vollständig verwerten kann.

Für das betrachtete Szenario 1.1 ergeben sich folgenden Eckdaten für die Teilprozesse:

Elektrolyse

Tabelle 15: Eckdaten Elektrolyse

	H ₂ [Nm ³ /h]	Strom [kW]	Wasser [m ³ /h]	Abwärme [kW]
Maximal	1'431	8'640	1.14	4'285
Nominal	1'145	6'913	0.92	3'429
Minimal	862	5'204	0.69	2'581

Carbon Capture

Tabelle 16: Eckdaten Carbon Capture

	CO ₂ [t/h]	Rauchgas [Nm ³ /h]	Strom [kW]	Dampf [kg/h]	Abwärme [kW]
Maximal	0.93	5'306	30	1'584	789
Nominal	0.75	4'246	24	1'267	632
Minimal	0.56	3'196	18	954	475

Methanolsynthese

Tabelle 17: Eckdaten Methanolsynthese

	MeOH [l/h]	Strom [kW]	Wärme [kW]	Abwärme [kW]	CO ₂ [t/h]	H ₂ [Nm ³ /h]
Maximal	808	130	568	381	0.93	1'431
Nominal	647	104	455	305	0.75	1'145
Minimal	487	78	342	230	0.56	862

Gesamtanlage

Tabelle 18: Eckdaten Gesamtanlage

	MeOH [l/h]	Strom [kW]	Wärme [kW]	Dampf [kg/h]	Abwärme [kW]	CO ₂ [t/h]	H ₂ [Nm ³ /h]
Maximal	808	8'800	1'694	1'584	5'456	0.93	1'431
Nominal	647	7'042	1'355	1'267	4'366	0.75	1'145
Minimal	487	5'300	1'020	954	5'286	0.56	862

Nachfolgend werden in Tabelle 19 der jährliche Gesamt- sowie der spezifische Bedarf zusammengefasst:

Tabelle 19: Jährliche Produktion und Ressourcenbedarf Szenario 1.1

	Jährlicher Ressourcenbedarf	Spez. Ressourcenbedarf pro l Methanol
MeOH	2.97 Mio. Liter	
Strom	32 GWh	10.89 kWh/l
Wärme in Form von Fernwärmewasser und Dampf	6.25 GWh	2.10 kWh/l
Dampf (als Anteil Wärme)	5'841 t	1.96 kg/l
Abwärme	20.12 GWh	6.75 kWh/l
CO ₂	3'436 t	1.15 kg/l
Rauchgas	19.6 Mio. Nm ³	6.57 kg/l
H ₂	5.28 Mio. Nm ³	1.77 Nm ³ /l
Wasser	4'216 m ³	1.41 l/l
Amine	3.8 t	1.28 kg/l

6.4.2 Szenario 1.2 «Methanol ganzjährig Bedarf»

Im Szenario 1.2 wurde angenommen, dass der Jahresbedarf der Bergbahnen Graubünden von 14 Mio. Liter Methanol mit einer kontinuierlichen Produktion während des ganzen Jahres erzeugt wird. Dies bedeutet entgegen den Betrachtungen im Szenario 1.1, dass der verfügbare Eigenstrom der GEVAG für die Dimensionierung der Anlage keine Limitierung darstellt. Da der gesamte Eigenstrom zur Produktion genutzt werden kann, werden in diesem Szenario 4.01 Mio. Liter Methanol oder 29 % des Gesamtbedarfs durch Eigenstrom produziert. Gegenüber Szenario 1.1 wird so rund 1 Mio. Liter mehr Methanol durch Eigenstrom produziert. Die restliche Menge an Methanol von rund 10 Mio. Liter muss durch zusätzlichen Netzbezug (71 %) produziert werden (Abbildung 10).

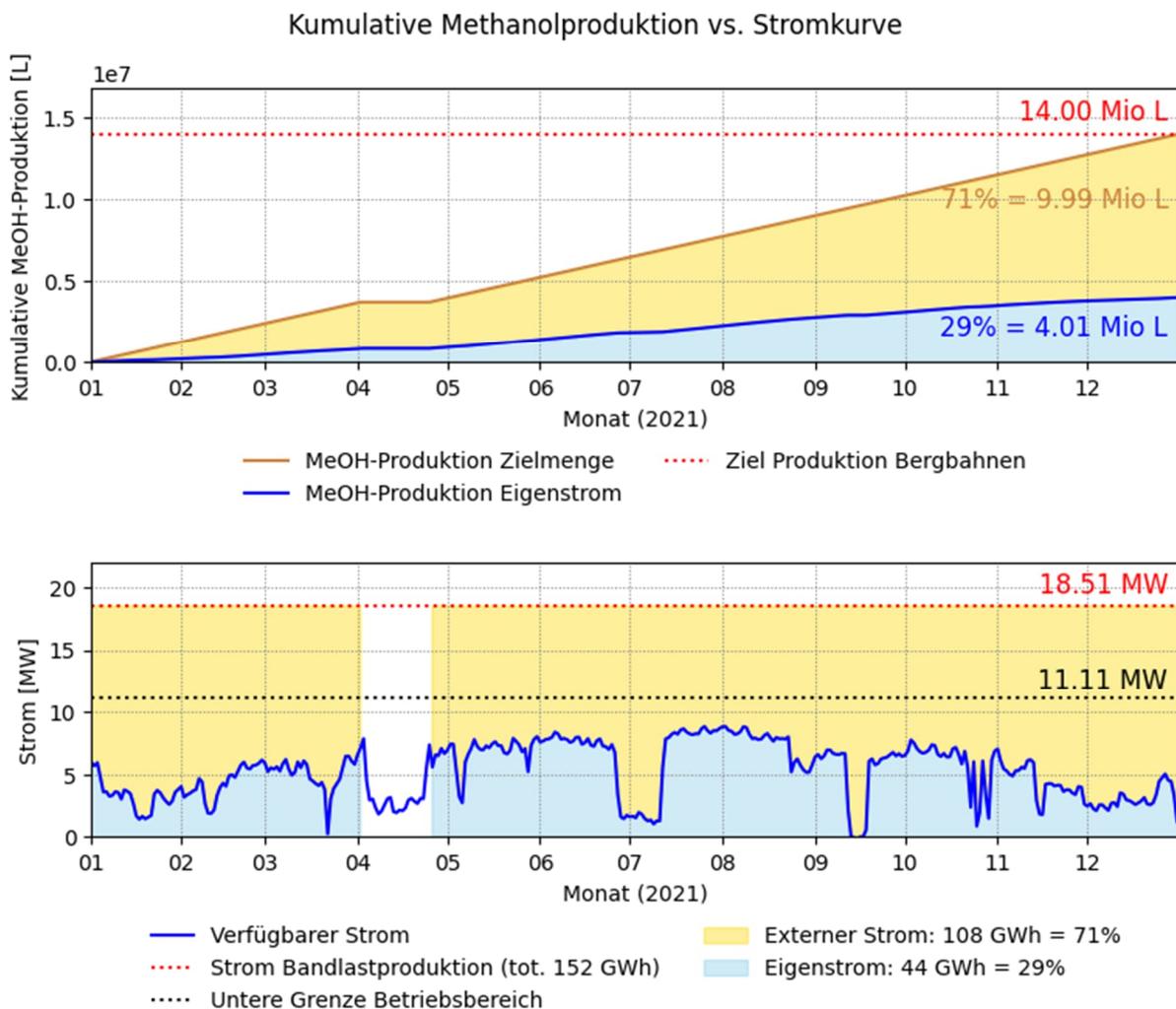


Abbildung 10: Kumulierte Methanolproduktion und Strombedarf Szenario 1.2

Anlagendimensionierung

Die Anlage wird dabei so dimensioniert, dass die Anlage im Dauerbetrieb die geforderte Zielmenge von 14 Mio. Liter Methanol produziert.

Für das betrachtete Szenario 1.2 ergeben sich folgenden Eckdaten für die Teilprozesse:

Elektrolyse

Tabelle 20: Eckdaten Elektrolyse

	H ₂ [Nm ³ /h]	Strom [kW]	Abwärme [kW]	Wasser [m ³ /h]
Nominal	3'020	18'234	9'044	2.41

Carbon Capture

Tabelle 21: Eckdaten Carbon Capture

	CO ₂ [t/h]	Rauchgas [Nm ³ /h]	Strom [kW]	Abwärme [kW]	Dampf [kg/h]	Kühlung [kW]
Nominal	1.97	11'199	63	2'375	3'343	1'666

Methanolsynthese

Tabelle 22: Eckdaten Methanolsynthese

	MeOH [l/h]	Strom [kW]	Wärme [kW]	Abwärme [kW]	CO ₂ [t/h]	H ₂ [Nm ³ /h]
Nominal	1'706	275	1'200	805	1.97	3'020

Gesamtanlage

Tabelle 23: Eckdaten Gesamtanlage

	MeOH [l/h]	Strom [kW]	Wärme [kW]	Dampf [kg/h]	Abwärme [kW]	CO ₂ [t/h]	H ₂ [Nm ³ /h]
Nominal	1'706	18'572	3'575	3'343	11'515	1.97	3'020

Nachfolgend werden in Tabelle 24 der jährliche Gesamt- sowie der spezifische Bedarf zusammengefasst:

Tabelle 24: Jährliche Produktion und Ressourcenbedarf Szenario 1.2

	Jährlicher Ressourcenbedarf	Spez. Ressourcenbedarf pro l Methanol
MeOH	14 Mio. l	
Strom	152 GWh	10.89 kWh/l
Wärme in Form von Fernwärmewasser und Dampf	29.3 GWh	2.10 kWh /l
Dampf (als Anteil Wärme)	27'439 t	1.96 kg/l
Abwärme	94.5 GWh	6.75 kWh/l
CO ₂	16'140 t	1.15 kg/l
Rauchgas	91.9 Mio. Nm ³	6.57 kg/l
H ₂	24.79 Mio. Nm ³	1.77 Nm ³ /l
Wasser	19'809 m ³	1.41 l/l
Amine	17.8 t	1.28 kg/l

6.4.3 Szenario 1.3 «Methanol Sommer»

Als drittes Szenario für die Methanolproduktion wurde ein halbjährliches Produktionsfenster untersucht. Um das optimale Zeitfenster zu bestimmen, wurde die durchschnittliche Fernwärmeabgabekurve mit der Stromerzeugungskurve von 2021 verglichen, wie in Abbildung 11 dargestellt. Das ideale Zeitfenster maximiert die für das PtX-System verfügbare Strommenge und minimiert die von der Fernwärme benötigte Menge an Wärme. Mit diesen Annahmen wurde das ideale Zeitfenster zwischen 1. Mai und 31. Oktober definiert (Abbildung 11 rot hinterlegt).

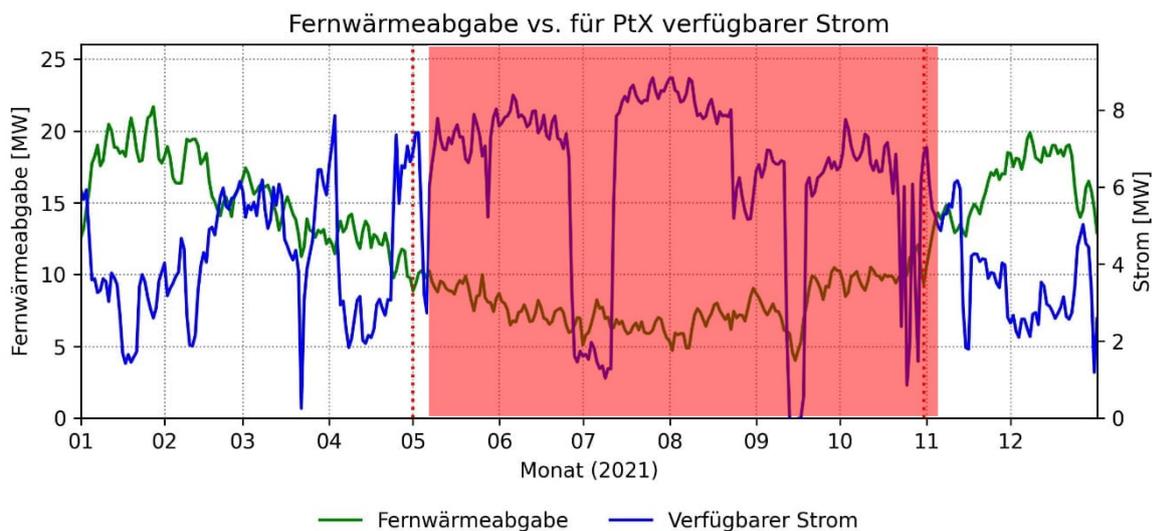


Abbildung 11: Saisonale Unterscheidung Sommer/Winter auf Basis Stromproduktion und Fernwärmebedarf

Im Szenario 1.3 wurde angenommen, dass der Jahresbedarf der Bergbahnen Graubünden von 14 Mio. Liter Methanol mit einer kontinuierlichen Produktion während des Sommerhalbjahres gedeckt wird. Dies bedeutet, wie bereits in Szenario 1.2, dass der verfügbare Eigenstrom der GEVAG für die Dimensionierung der Anlage keine Limitierung darstellt. Da der Eigenstrom nur im Sommer verwertet wird, werden in diesem Szenario 2.57 Mio. Liter Methanol oder 18 % des Gesamtbedarfs durch Eigenstrom produziert. Die restliche Menge an Methanol von rund 11.43 Mio. Liter muss durch Strom, welcher vom Netz bezogen wird (81 %) produziert werden (Abbildung 12). Im Vergleich zu Szenario 1.2 sinkt die durch Eigenstrom produzierte Methanollmenge um 11 %.

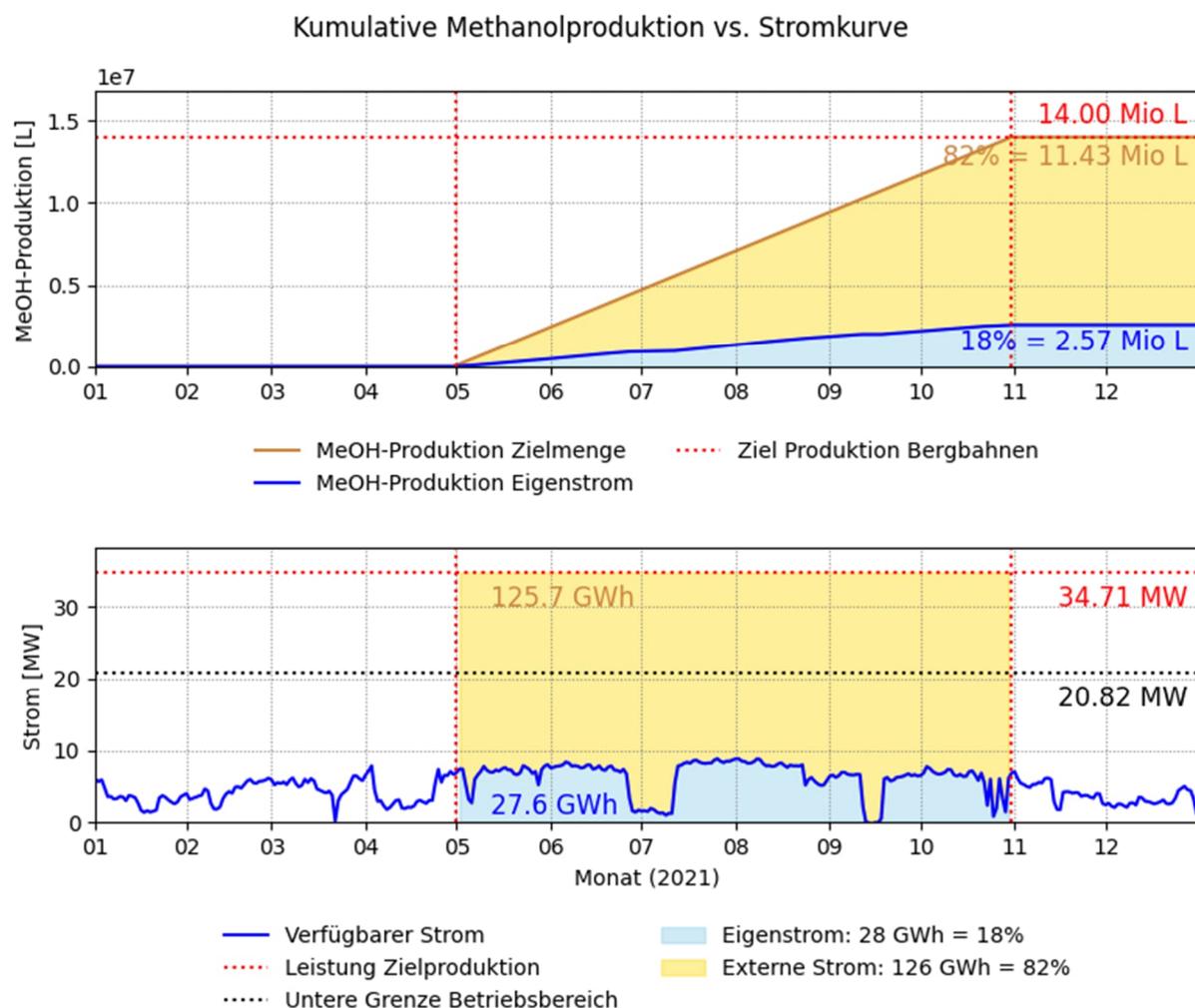


Abbildung 12: Kumulierte Methanolproduktion und Strombedarf Szenario 1.3

Anlagendimensionierung

Die Anlage wird dabei so dimensioniert, dass die Anlage im halbjährlichen Dauerbetrieb die geforderte Zielmenge von 14 Mio. Liter Methanol produziert.

Für das betrachtete Szenario 1.3 ergeben sich folgenden Eckdaten für die Teilprozesse:

Elektrolyse

Tabelle 25: Eckdaten Elektrolyse

	H ₂ [Nm ³ /h]	Strom [kW]	Abwärme [kW]	Wasser [m ³ /h]
Nominal	5'643	34'077	16'902	4.51

Carbon Capture

Tabelle 26: Eckdaten Carbon Capture

	CO ₂ [t/h]	Rauchgas [Nm ³ /h]	Strom [kW]	Wärme [kW]	Dampf [kg/h]	Abwärme [kW]
Nominal	3.67	20'929	118	4'439	6'247	3'114

Methanolsynthese

Tabelle 27: Eckdaten Methanolsynthese

	MeOH [l/h]	Strom [kW]	Wärme [kW]	Abwärme [kW]	CO ₂ [t/h]	H ₂ [Nm ³ /h]
Nominal	3'188	514	2'242	1'504	3.67	5'643

Gesamtanlage

Tabelle 28: Eckdaten Gesamtanlage

	MeOH [l/h]	Strom [kW]	Wärme [kW]	Dampf [kg/h]	Abwärme [kW]	CO ₂ [t/h]	H ₂ [Nm ³ /h]
Nominal	3'188	34'708	6'681	6'247	21'519	3.67	5'643

Folgend werden in Tabelle 29 der jährliche Gesamt- sowie der spezifische Bedarf zusammengefasst.

Tabelle 29: Jährliche Produktion und Ressourcenbedarf Szenario 1.3

	Jährlicher Ressourcenbedarf	Spez. Ressourcenbedarf pro l Methanol
MeOH	14 Mio. l	
Strom	152 GWh	10.89 kWh/l
Wärme in Form von Fernwärme- wasser und Dampf	29.3 GWh	2.10 kWh /l
Dampf (als Anteil Wärme)	27'439 t	1.96 kg/l
Abwärme	94.5 GWh	6.75 kWh/l
CO ₂	16'140 t	1.15 kg/l
Rauchgas	91.9 Mio. Nm ³	6.57 kg/l
H ₂	24.79 Mio. Nm ³	1.77 Nm ³ /l
Wasser	19'809 m ³	1.41 l/l
Amine	17.8 t	1.28 kg/l

6.4.4 Szenario 2.1 «Methan ganzjährig GEVAG»

In Szenario 2.1 wird analog zu Szenario 1.1 die Methanproduktion unter Berücksichtigung des minimalen Lastbereichs betrachtet. Abbildung 13 zeigt die Szenarioanalyse der CCU-Anlage mit einer Begrenzung des Teillastverhaltens auf 60 %. In diesem Fall kann die Anlage nur mit einer Mindestleistung von 5.3 MW in Betrieb genommen werden, was einer Methanproduktion von 213 Nm³/h entspricht. Dies bedeutet, dass nur 74 % des eigenen Stroms genutzt werden können. Die damit erzeugte Energiemenge in Form von Methan entspricht dabei ca. 13 GWh, bzw. rund 28 % des jährlichen Energiebedarfs der Prozessgaskunden der IBC.

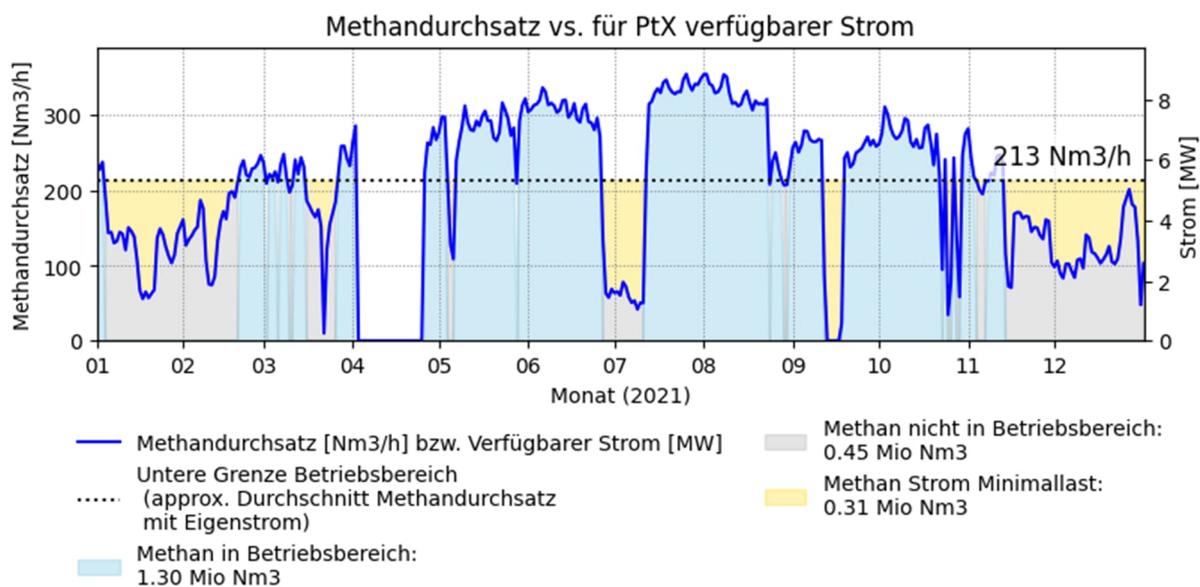


Abbildung 13: Kumulierte Methanproduktion und Strombedarf Szenario 2.1

Um den Eigenstrom vollständig zu nutzen, könnte Fremdstrom importiert werden, um die Mindestbetriebsbereichsgrenze zu erreichen. Damit könnten zusätzlich 0.76 Mio. Nm³ Methan produziert werden, so dass sich die Gesamtproduktion auf 2.06 Mio. Nm³ erhöhen würde. Durch den zusätzlichen Netzbezug von 8 GWh könnten somit die 11 GWh an Eigenstromproduktion die unterhalb des Minimallastbereichs liegen ebenfalls genutzt werden. Der Netzbezug zur Sicherstellung der Minimallast wird im Weiteren nicht vertieft betrachtet.

Anlagendimensionierung

Die Anlage wird dabei so dimensioniert, dass die Anlage den verfügbaren Eigenstrom vollständig verwerten kann.

Für das betrachtete Szenario 2.1 ergeben sich folgenden Eckdaten für die Teilprozesse:

Elektrolyse

Tabelle 30: Eckdaten Elektrolyse

	H ₂ [Nm ³ /h]	Strom [kW]	Abwärme [kW]	Wasser [m ³ /h]
Maximal	1'424	8'602	4'266	1.14
Nominal	1'128	6'810	3'378	0.90
Minimal	858	5'181	2'570	0.69

Carbon Capture

Tabelle 31: Eckdaten Carbon Capture

	CO ₂ [t/h]	Rauchgas [Nm ³ /h]	Strom [kW]	Wärme [kW]	Dampf [kg/h]	Abwärme [kW]
Maximal	0.70	3'962	22	840	1'183	589
Nominal	0.55	3'137	18	665	936	467
Minimal	0.42	2'386	1813	506	712	355

Methansynthese

Tabelle 32: Eckdaten Methansynthese

	Methan [Nm ³ /h]	Strom [kW]	Abwärme [kW]	CO ₂ [t/h]	H ₂ [Nm ³ /h]
Maximal	357	198	1'042	0.70	1'424
Nominal	282	139	825	0.55	1'128
Minimal	215	119	628	0.42	858

Gesamtanlage

Tabelle 33: Eckdaten Gesamtanlage

	Methan [Nm ³ /h]	Strom [kW]	Wärme [kW]	Dampf [kg/h]	Abwärme [kW]	CO ₂ [t/h]	H ₂ [Nm ³ /h]
Maximal	357	8'800	840	1'183	5'898	0.70	1'424
Nominal	282	6'967	665	936	4'670	0.55	1'128
Minimal	215	5'300	506	712	3'552	0.42	858

Nachfolgend werden in Tabelle 34 der jährliche Gesamt- sowie der spezifische Bedarf zusammengefasst:

Tabelle 34: Jährliche Produktion und Ressourcenbedarf Szenario 2.1

	Jährlicher Ressourcenbedarf	Spez. Ressourcenbedarf pro Nm³ Methan
Methan	1.3 Mio. Nm ³	
Strom	32 GWh	24.68 kWh/Nm ³
Wärme in Form von Fernwärmewasser und Dampf	3.07 GWh	2.36 kWh/Nm ³
Dampf (als Anteil Wärme)	4'315 t	1.96 kg/Nm ³
Abwärme	21.52 GWh	16.54 kWh/Nm ³
CO ₂	2'538 t	1.95 kg/Nm ³
Rauchgas	14.5 Mio. Nm ³	11.11 kg/Nm ³
H ₂	5.20 Mio. Nm ³	4 Nm ³ /Nm ³
Wasser	4'154 m ³	3.19 l/Nm ³
Amine	2.8 t	2.15 kg/Nm ³

6.4.5 Szenario 2.2 «Methan ganzjährig Bedarf»

Bei der ganzjährigen Methanproduktion zur Deckung des Bedarfs der Prozesskunden wird ein kontinuierlicher Anlagenbetrieb angenommen. Die volatile Eigenstromproduktion bzw. die verfügbare Minimallast sind in diesem Szenario nicht massgebend, da der für die Produktion benötigte Strom durch Netzbezug ausgeglichen wird. Entgegen von Szenario 2.1 kann in diesem Betriebsfall die gesamte Menge an verfügbarem Eigenstrom zur Produktion genutzt werden.

Gegenüber Szenario 2.1 erhöht sich die Menge an mit Eigenstrom produzierten Methan von 1.3 Mio. Nm³ auf rund 1.75 Mio. Nm³, bzw. 17.5 GWh, was 37 % der Zielmenge entspricht. Für die Produktion der restlichen 2.94 Mio. Nm³ muss Strom vom Netz bezogen werden (Abbildung 14).

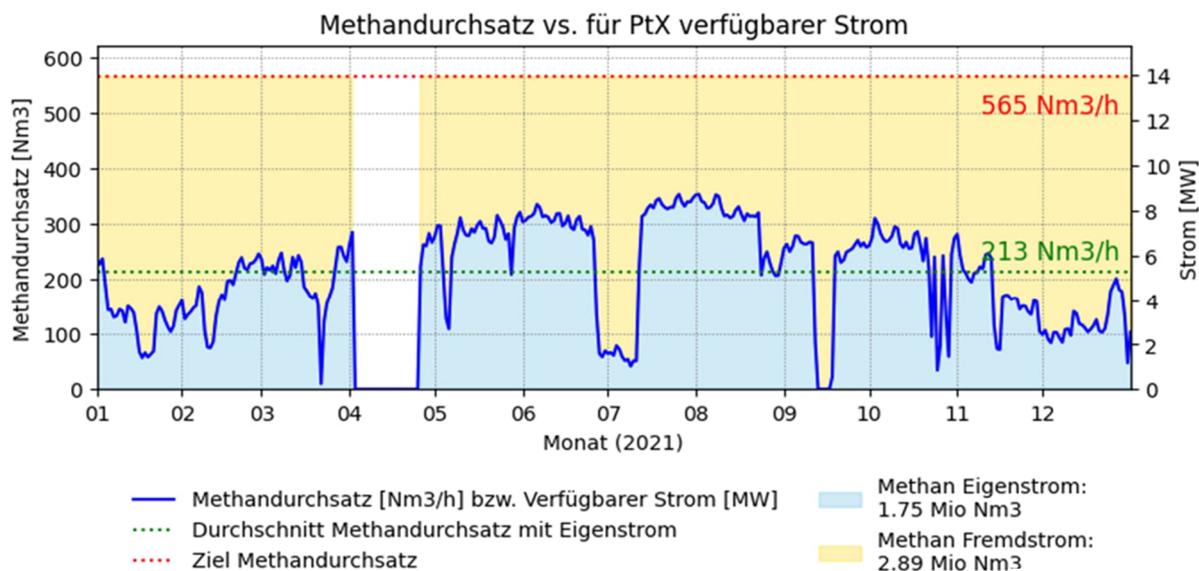


Abbildung 14: Kumulierte Methanproduktion und Strombedarf Szenario 2.2

Anlagendimensionierung

Die Anlage wird dabei so dimensioniert, dass die Anlage den verfügbaren Eigenstrom vollständig verwerten kann.

Für das betrachtete Szenario 2.2 ergeben sich folgenden Eckdaten für die Teilprozesse:

Elektrolyse

Tabelle 35: Eckdaten Elektrolyse

	H ₂ [Nm ³ /h]	Strom [kW]	Abwärme [kW]	Wasser [m ³ /h]
Nominal	2'281	13'773	6'831	1.82

Carbon Capture

Tabelle 36: Eckdaten Carbon Capture

	CO ₂ [t/h]	Rauchgas [Nm ³ /h]	Strom [kW]	Wärme [kW]	Dampf [kg/h]	Abwärme [kW]
Nominal	1.11	6'344	36	1'346	1'894	944

Methansynthese

Tabelle 37: Eckdaten Methansynthese

	Methan [Nm ³ /h]	Strom [kW]	Kühlung [kW]	CO ₂ [t/h]	H ₂ [Nm ³ /h]
Nominal	571	282	1'669	1.11	2'281

Gesamtanlage

Tabelle 38: Eckdaten Gesamtanlage

	Methan [Nm ³ /h]	Strom [kW]	Wärme [kW]	Dampf [kg/h]	Abwärme [kW]	CO ₂ [t/h]	H ₂ [Nm ³ /h]
Nominal	571	14'091	1'346	1'894	9'445	1.11	2'281

Folgend wird in Tabelle 39 der jährliche Gesamt- sowie der spezifische Bedarf zusammengefasst:

Tabelle 39: Jährliche Produktion und Ressourcenbedarf Szenario 2.2

	Jährlicher Ressourcenbedarf	Spez. Ressourcenbedarf pro Nm ³ Methan
Methan	4.7 Mio. Nm ³	
Strom	108 GWh	24.68 kWh/Nm ³
Wärme in Form von Fernwärmewasser und Dampf	10.4 GWh	2.36 kWh/Nm ³
Dampf (als Anteil Wärme)	8'568 t	1.96 kg/Nm ³
Abwärme	72.6 GWh	16.54 kWh/Nm ³
CO ₂	2'538 t	1.95 kg/Nm ³
Rauchgas	48.8 Mio. Nm ³	11.11 Nm ³
H ₂	17.5 Mio. Nm ³	4 Nm ³ /Nm ³
Wasser	14'020 m ³	3.19 l/Nm ³
Amine	10.1 t	2.15 kg/Nm ³

6.4.6 Szenario 3 «Parallele Produktion ganzjährig Bedarf»

Bei einem Parallelbetrieb beider Produktionsanlagen (Methanol + Methan) werden die Anlagen der Szenarien 1.2 und 2.2 angenommen damit bei einem kontinuierlichen Anlagenbetrieb sowohl die Zielmenge an Methanol von 14 Mio. Liter wie auch eine Methanproduktion von 565 Nm³/h erreicht wird.

Gegenüber den bereits betrachteten Szenarien verringert sich der Anteil Eigenstrom auf nur noch rund 13 %, der restliche Strom muss vom Netz bezogen werden (Abbildung 15).

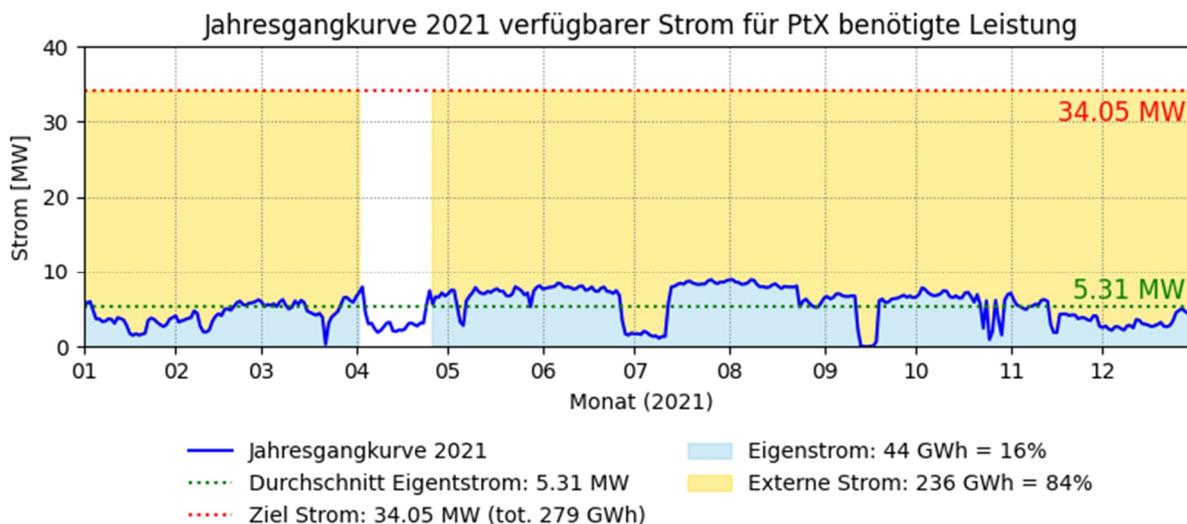


Abbildung 15: Strombedarf und Verhältnis Eigen- zu Netzstrom Szenario 3

Anlagendimensionierung

Für das betrachtete Szenario 3 ergeben sich folgenden Eckdaten für die Teilprozesse:

Elektrolyse

Tabelle 40: Eckdaten Elektrolyse

	H ₂ [Nm ³ /h]	Strom [kW]	Abwärme [kW]	Wasser [m ³ /h]
Nominal	5'301	32'007	15'876	4.24

Carbon Capture

Tabelle 41: Eckdaten Carbon Capture

	CO ₂ [t/h]	Rauchgas [Nm ³ /h]	Strom [kW]	Wärme [kW]	Abwärme [kW]
Nominal	3.08	17'543	99	3'721	2'610

Methanolsynthese

Tabelle 42: Eckdaten Methanolsynthese

	MeOH [l/h]	Strom [kW]	Wärme [kW]	Abwärme [kW]	CO ₂ [t/h]	H ₂ [Nm ³ /h]
Nominal	1'706	275	1'200	805	1.97	3'020

Methansynthese

Tabelle 43: Eckdaten Methansynthese

	Methan [Nm ³ /h]	Strom [kW]	Abwärme [kW]	CO ₂ [t/h]	H ₂ [Nm ³ /h]
Nominal	571	282	1'669	1.11	2'281

Gesamtanlage

Tabelle 44: Eckdaten Gesamtanlage

	Methan [Nm ³ /h]	Methanol [l/h]	Strom [kW]	Wärme [kW]	Abwärme [kW]	CO ₂ [t/h]	H ₂ [Nm ³ /h]
Nominal	571	1'706	32'663	4'921	18'349	3.80	5'301

Folgend werden in Tabelle 45 der jährliche Gesamt- sowie der spezifische Bedarf zusammengefasst.

Tabelle 45: Jährliche Produktion und Ressourcenbedarf Szenario 3

	Jährlicher Ressourcenbedarf	Spez. Ressourcenbedarf pro l Methanol	Spez. Ressourcenbedarf pro Nm ³ Methan
Methanol	14 Mio. Liter	1 l	-
Methan	4.7 Mio. Nm ³	-	1 Nm ³
Strom	108 GWh	10.89 kWh/l	24.68 kWh/Nm ³
Wärme in Form von Fernwärmewasser und Dampf	10.4 GWh	2.10 kWh /l	2.36 kWh/Nm ³
Dampf (als Anteil Wärme)	8'568 t	1.96 kg/l	1.96 kg/Nm ³
Abwärme	72.6 GWh	6.75 kWh /l	16.54 kWh/Nm ³
CO ₂	2'538 t	1.15 kg/l	1.95 kg/Nm ³
Rauchgas	48.8 Mio. Nm ³	6.57 kg/l	11.11 Nm ³ /Nm ³
H ₂	17.5 Mio. Nm ³	1.77 Nm ³ /l	4 Nm ³ /Nm ³
Wasser	14'020 m ³	1.41 l/l	3.19 l/Nm ³
Amine	10.1 t	1.28 kg/l	2.15 kg/Nm ³

6.5 Kostenbetrachtung

Die Investitionskosten für die Verfahrenstechnik wurden auf Basis von Lieferantengesprächen, Richtofferten sowie Erfahrungswerten ermittelt. In der Erarbeitung der Studie hat sich zudem gezeigt, dass mit Ausnahme der Elektrolyse ohne die Unterzeichnung einer Vertraulichkeitsvereinbarung (NDA) keine Richtofferten erhältlich sind. Der Auftraggeber hat entschieden, auf NDAs zu verzichten.

6.5.1 Investitionskosten Methanolproduktion

In Tabelle 46 sind die zusammengefassten Investitionskosten gemäss der Kostengrobschätzung, die für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen eingesetzt wurden, ersichtlich. Alle Preise verstehen sich exkl. MwSt., Preisbasis Oktober 2024, Preisgenauigkeit $\pm 30\%$.

Tabelle 46: Investitionskosten Methanolproduktion in Mio. CHF

Element	Szenario			
	1.1	1.2a	1.2b	1.3
Wasserstoffproduktion	7.5	16.9	16.9	35.6
CO ₂ -Abscheidung	4.7	7.5	7.5	18.7
Methanolsynthese	6.0	13.5	13.5	28.5
Bau- und Gebäudetechnik	5.5	11.4	11.4	24.8
EMSRL-T	5.5	11.4	11.4	24.8
Honorare inkl. Baunebenkosten (SIA 112)	7.3	15.1	15.1	33.1
Unvorhergesehenes	8.7	18.2	18.2	39.8
Total	45.2	93.9	46.9	205.4

6.5.2 Investitionskosten Methanisierung

In Tabelle 47 sind die zusammengefassten Investitionskosten gemäss der Kostengrobschätzung, die für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen eingesetzt wurden, ersichtlich. Alle Preise verstehen sich exkl. MwSt., Preisbasis Oktober 2024, Preisgenauigkeit $\pm 30\%$.

Tabelle 47: Investitionskosten Methanproduktion in Mio. CHF

Element	Szenario		
	2.1	2.2a	2.2b
Wasserstoffproduktion	7.5	14.1	14.1
CO ₂ -Abscheidung	4.7	9.4	9.4
Methansynthese	8.0	12.6	12.6
Bau und Gebäudetechnik	5.7	10.8	10.8
EMSRL-T	5.7	10.8	10.8
Honorare inkl. Baunebenkosten (SIA 112)	7.6	14.4	14.4
Unvorhergesehenes	9.1	17.3	17.3
Anteil Fördergelder	0	0	50 %
Total	46.9	89.5	44.7

6.5.3 Investitionskosten Methanol- und Methanproduktion

Für Szenario 3 wurden keine separaten Kosten ermittelt. Aufgrund der verfügbaren Strommenge sowie der Erkenntnisse aus den Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen in Kapitel 6.7 und 6.8 für die Teilszenarien ist ein Parallelbetrieb beider Anlagen nicht wirtschaftlich. Näherungsweise kann mit der Investition der 1.2 und 2.2 gerechnet werden, was einer Gesamtinvestition von rund CHF 185 Mio. entspricht. Alle Preise verstehen sich exkl. MwSt., Preisbasis Oktober 2024, Preisgenauigkeit $\pm 30\%$.

6.6 Annahmen Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen

Für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen der beiden Grundscenarien Methan und Methanol wurden in Abstimmung mit dem Auftraggeber folgende Annahmen getroffen (Tabelle 48):

Tabelle 48: Grundlegende Annahmen für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen

	Annahme	Wert	Einheit
1	Lebensdauer Verfahrenstechnik	20	Jahre
2	Mietkosten Grundstück	0	CHF
3	Steuersatz	22	%
4	Fremdzinssatz	2	%
5	Abschreibung pro Jahr	Linear	-
6	Wartung & Unterhalt (relativ zum Invest)	3	%
7	Ersatzinvestitionen (relativ zum EMT-Invest)	2.5	%
8	Inflation	1	%

Methanol

Zur Ermittlung der Wirtschaftlichkeit der Methanolproduktion wurde für den erwarteten Verkaufspreis von Methanol angenommen, dass dieses bezogen auf den Energieinhalt äquivalent zu steuerbefreitem Diesel ist. Dies entspricht einem Erlös von CHF 0.56/l Methanol bzw. CHF 127.–/MWh.

Methan

Zur Ermittlung der Wirtschaftlichkeit der Methanolproduktion wurde für den erwarteten Verkaufspreis von CHF 141.–/MWh angenommen.

Strompreise

Für die Rentabilitätsbewertung der Methanol- bzw. Methanproduktion wurden unterschiedliche Szenarien betrachtet. Dazu wurden unterschiedliche Strompreise für Eigenstrom der GEVAG sowie Netzbezug (TIB Tarif A) sowie saisonale Strompreise (Sommer/Winter) unterschieden. Für den Netzbezug wurde zusätzlich ein Szenario gebildet, in welchem im Sommer bei Netzbezug einzig die Netzkosten anfallen (Tabelle 49).

Tabelle 49: Strompreise in CHF/MWh

Herkunft	KVA-Eigenstrom		Netzbezug	
	Sommer	Winter	Sommer	Winter
Strompreis	60	95	276.8	276.8
Anteil Netzkosten	0	0	127.8	127.8

Auf Basis der in Kapitel 6.4 definierten Szenarien sowie der Strompreise gemäss Tabelle 49 ergeben sich für die Szenarien die gemittelten Strompreise gemäss Tabelle 50:

Tabelle 50: Gemittelte Strompreise nach Szenario

1.1 [CHF/MWh]	1.2a [CHF/MWh]	1.2b [CHF/MWh]	1.3 [CHF/MWh]	2.1 [CHF/MWh]	2.2a [CHF/MWh]	2.2b [CHF/MWh]
66.5	218.2	154.2	237.2	66.5	199.8	141.0

Betriebsmittel

Neben den Stromkosten wurden für die weiteren Betriebsmittel gemäss Tabelle 51 folgende Betriebsmittelkosten eingesetzt.

Tabelle 51: Betriebsmittelpreise

Betriebsmittel	Preis
Fernwärmewasser	CHF 32.–/MWh
Dampf	CHF 19.–/MWh
Wasser	CHF 1.60/m ³
Amine	CHF 4.–/kg

6.7 Resultate Methanolproduktion

Die Szenarien 1.1, 1.2a, 1.2b und 1.3 vergleichen den kumulierten Barwert unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Produktionsszenarien sowie den in Kapitel 6.6 definierten Strompreise sowie einem erwarteten Erlös von CHF 0.56/l.

Der Vergleich der Produktionsszenarien gemäss Abbildung 16 zeigt, dass mit den angenommenen Rahmenbedingungen selbst im Szenario 1.1, in welchem der vergleichsweise günstige Eigenstrom der GEVAG genutzt wird, nach 20 Jahren kein positiver Barwert erreicht wird. Im Vergleich von Szenario 1.2a mit 1.2b zeigt sich zudem, dass durch eine 50-%-Förderung der Investitionskosten und vergünstigten Strom im Sommer bei Netzbezug (einzig Netzkosten zu entrichten) ebenfalls kein positiver Barwert erreicht werden kann. Der Cashflow bleibt in allen betrachteten Szenarien negativ.

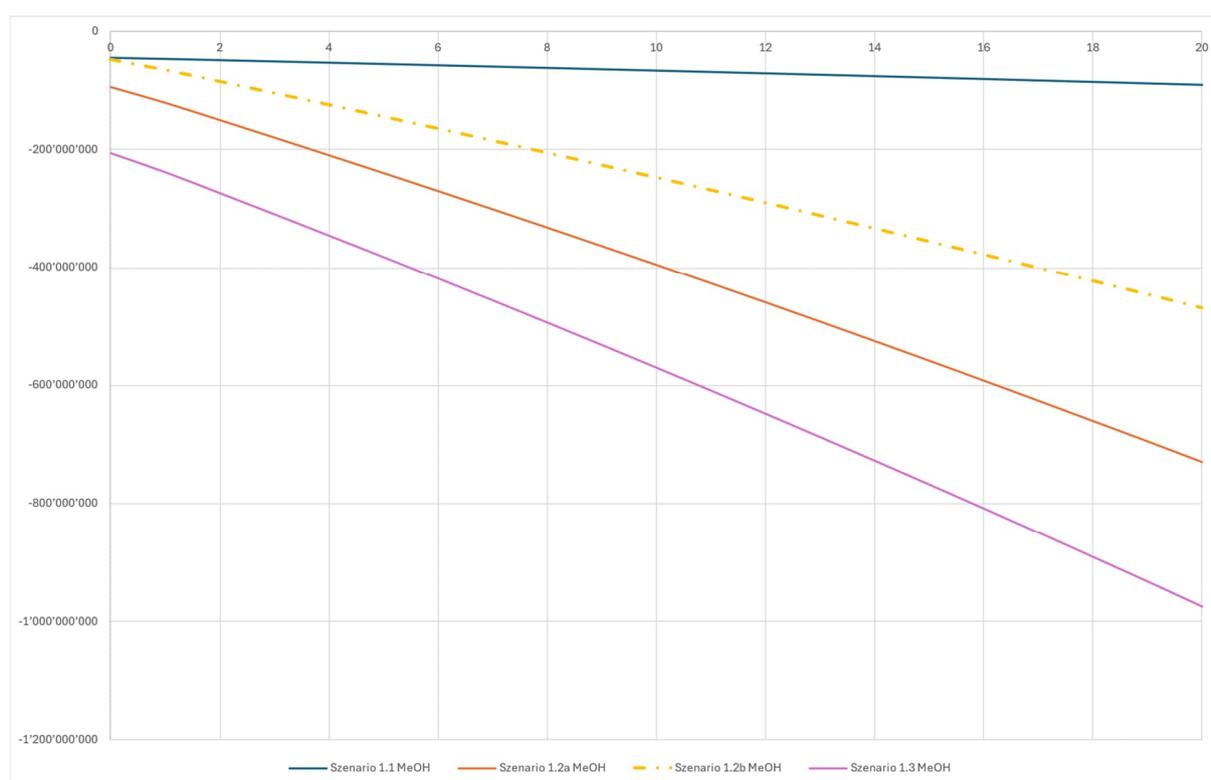


Abbildung 16: Kumulierter Barwert Methanolsynthese

In Abbildung 17 sind die über den Betrachtungszeitraum von 20 Jahren gemittelten Gestehungspreise in CHF/MWh für die unterschiedlichen Szenarien dargestellt (Annahmen gemäss Kapitel 6.5 und 6.6). Es ist ersichtlich, dass mit Ausnahme von Szenario 1.1, die Stromkosten für den Netzbezug den grössten Anteil am Gestehungspreis ausmachen. Dies ist ebenfalls im Szenario 1.2b der Fall, wo im Sommer nur Netzkosten für den Fremdbezug anfallen. Dies mit dem Hintergrund, dass der Anteil des vom Netzbezug in den Szenarien 1.2a/1.2b ca. 71 % und in Szenario 1.3 ca. 82 % des gesamten Strombedarfs ausmacht. In Szenario 1.1, wo nur Eigenstrom genutzt wird, kann hingegen nur ca. 21 % der Zielmenge an Methanol produziert werden.

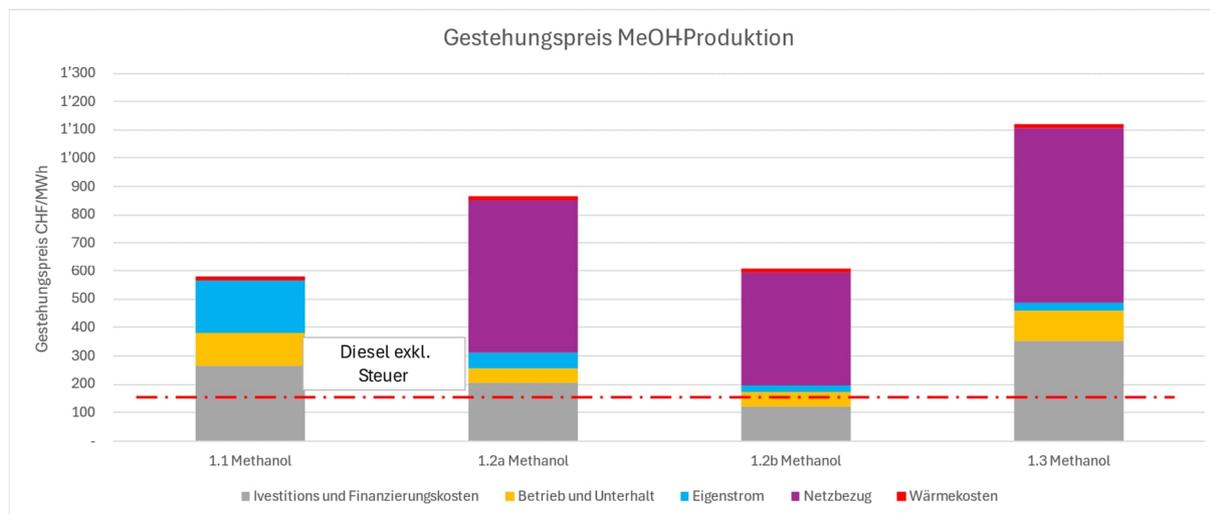


Abbildung 17: Gestehungspreis Methanol nach Produktionsszenario

Da die Bergbahnen aktuell einen Anteil der Mineralölsteuer auf dem Diesel für ihre Pistenfahrzeuge rückerstattet erhalten, ist in Abbildung 17 ein Dieselpreis von CHF 1.25/l respektive CHF 127.–/MWh dargestellt was einem Dieselpreis von CHF 1.80/l inkl. Mineralölsteuer entspricht. Dabei ist ersichtlich, dass die Investitions- und Finanzierungskosten + Betrieb und Unterhalt in Summe höher sind als der Preis für den Erlös, welcher bei der Annahme eines Heizwertäquivalenten Preises von Methanol zu steuerbefreitem Diesel erwartet werden kann. Im Vergleich der Szenarien mit Teilbetrieb (1.1 und 1.3) zum Szenario 1.2a mit kontinuierlichen Anlagenbetrieb zeigt sich zudem, dass eine höhere Anlagenauslastung die spezifischen Anlagen-Fixkosten pro MWh deutlich senkt.

6.7.1 Sensitivitätsanalyse

Zur Abschätzung der des notwendigen Verkaufspreis für Methanol wurden im Folgenden für die jeweiligen Szenarien eine Sensitivitätsanalyse Stromkosten (CHF/MWh) zu Methanolpreis (CHF/l) durchgeführt. Der resultierende Wert der Sensitivitätsanalyse ist dabei der zu erwartende Project-IRR über den Betrachtungszeitraum von 20 Jahren.

Sensitivität 1.1

In Abbildung 18 ist die Sensitivität für das Szenario der Methanolproduktion mit Eigenstrom ohne Netzbezug zur Sicherstellung der Mindestlast dargestellt. In der Grafik eingerahmt ist der gewichtete Strompreis, auf der Y-Achse ist die Variation des Verkaufspreises von Methanol in CHF/l dargestellt. Es ist ersichtlich, dass ein positiver IRR erst ab einem Preis von CHF 2.00/l erreicht wird. Dies entspricht einem steuerbefreiten Dieselpreis von CHF 4.45/l.

		Verkaufspreis pro l Methanol [CHF]							
		1.70	1.80	1.90	2.00	2.20	2.30	2.40	2.50
Stromkosten [CHF/MWh]	25.0	2.26%	3.15%	3.99%	4.80%	6.32%	7.05%	7.76%	8.45%
	30.0	1.73%	2.68%	3.54%	4.36%	5.92%	6.66%	7.38%	8.08%
	35.0	1.16%	2.17%	3.08%	3.92%	5.50%	6.26%	6.99%	7.70%
	40.0	0.56%	1.64%	2.60%	3.46%	5.08%	5.85%	6.59%	7.32%
	45.0	-0.10%	1.07%	2.09%	3.00%	4.66%	5.44%	6.19%	6.92%
	50.0	-0.82%	0.46%	1.55%	2.52%	4.22%	5.01%	5.78%	6.53%
	55.0	-1.61%	-0.21%	0.97%	2.00%	3.77%	4.58%	5.37%	6.13%
	60.0	-2.45%	-0.94%	0.35%	1.46%	3.31%	4.15%	4.94%	5.72%
	65.0	-3.35%	-1.74%	-0.32%	0.87%	2.85%	3.70%	4.51%	5.30%
	66.5	-3.64%	-1.99%	-0.53%	0.69%	2.70%	3.56%	4.38%	5.17%
	70.0	-4.33%	-2.59%	-1.07%	0.24%	2.35%	3.24%	4.07%	4.87%
	75.0	-5.41%	-3.51%	-1.88%	-0.44%	1.83%	2.77%	3.62%	4.44%
	80.0	-6.62%	-4.50%	-2.74%	-1.20%	1.27%	2.27%	3.16%	4.00%
	85.0	-8.00%	-5.60%	-3.67%	-2.01%	0.67%	1.74%	2.69%	3.55%
	90.0	-9.63%	-6.83%	-4.68%	-2.88%	0.03%	1.18%	2.18%	3.09%
95.0	-11.68%	-8.25%	-5.79%	-3.82%	-0.68%	0.57%	1.65%	2.61%	
100.0	-14.53%	-9.94%	-7.05%	-4.85%	-1.46%	-0.08%	1.08%	2.10%	

Abbildung 18: Sensitivität Szenario 1.1

Sensitivität 1.2a

In Abbildung 19 ist die Sensitivität für das Szenario der kontinuierlichen / ganzjährigen Methanolproduktion zur Erreichung des Produktionsziels von 14 Mio. Liter Methanol dargestellt. In der Grafik eingerahmt ist der gewichtete Strompreis, auf der Y-Achse ist die Variation des Verkaufspreises von Methanol in CHF/l dargestellt. Es ist ersichtlich, dass ein positiver IRR erst ab einem Preis von leicht über CHF 2.90/l erreicht wird. Dies entspricht einem steuerbefreiten Dieselpreis von ca. CHF 6.57/l. Im Vergleich zu Szenario 1.1 wird ersichtlich, dass der Strompreis bzw. der Netzbezug einen grossen Einfluss auf den notwendigen Erlös hat.

		Verkaufspreis pro l Methanol [CHF]							
		2.70	2.80	2.90	2.95	3.00	3.10	3.20	3.30
Stromkosten [CHF/MWh]	170.0	5.84%	7.49%	9.04%	9.79%	10.52%	11.94%	13.31%	14.65%
	175.0	4.89%	6.60%	8.20%	8.97%	9.72%	11.17%	12.57%	13.92%
	180.0	3.91%	5.69%	7.34%	8.14%	8.90%	10.39%	11.81%	13.19%
	185.0	2.87%	4.74%	6.46%	7.27%	8.07%	9.59%	11.05%	12.45%
	190.0	1.71%	3.74%	5.54%	6.38%	7.20%	8.77%	10.26%	11.69%
	195.0	0.38%	2.69%	4.58%	5.46%	6.31%	7.93%	9.46%	10.92%
	200.0	-1.24%	1.51%	3.57%	4.50%	5.38%	7.06%	8.63%	10.13%
	205.0	-3.16%	0.14%	2.51%	3.49%	4.42%	6.16%	7.79%	9.32%
	210.0	-5.47%	-1.53%	1.30%	2.42%	3.40%	5.23%	6.91%	8.50%
	218.2	-11.11%	-4.97%	-1.17%	0.31%	1.55%	3.61%	5.42%	7.09%
	220.0	-13.14%	-5.90%	-1.83%	-0.24%	1.09%	3.23%	5.07%	6.77%
	225.0		-9.07%	-3.86%	-1.99%	-0.36%	2.13%	4.09%	5.86%
	230.0		-14.29%	-6.35%	-4.05%	-2.14%	0.87%	3.06%	4.91%
	235.0			-9.71%	-6.58%	-4.23%	-0.63%	1.94%	3.93%
	240.0			-15.68%	-10.05%	-6.82%	-2.46%	0.64%	2.89%
245.0				-16.51%	-10.41%	-4.61%	-0.91%	1.74%	
250.0					-17.46%	-7.31%	-2.78%	0.41%	

Abbildung 19: Sensitivität Szenario 1.2a

Sensitivität 1.2b

In Abbildung 20 ist die Sensitivität für das gleiche Produktionsszenario wie 1.2a dargestellt. Im Gegensatz zum Basisszenario 1.2a wurde angenommen, dass 50 % der Investitionskosten durch Fördergelder gedeckt werden und dass der vom Netz bezogene Strom im Sommer gratis ist und bei Netzbezug einzig die Netzkosten anfallen. In der Grafik eingerahmt ist der gewichtete Strompreis, auf der Y-Achse ist die Variation des Verkaufspreises von Methanol in CHF/l dargestellt. Es ist ersichtlich, dass ein positiver IRR erst ab einem Preis von ca. CHF 2.10/l erreicht wird. Dies entspricht einem steuerbefreiten Dieselpreis von CHF 4.68/l. Im Vergleich zu Szenario 1.2a wird ersichtlich, dass der Strompreis bzw. der Netzbezug an Einfluss verliert. Aufgrund der Tatsache, dass allein die Netzkosten immer noch höher sind als die Kosten des Eigenstroms, bleiben die Stromkosten auch in diesem Szenario dominant.

		Verkaufspreis pro l Methanol [CHF]							
		1.80	1.90	2.00	2.10	2.20	2.30	2.40	2.50
Stromkosten [CHF/MWh]	120.0	3.7%	7.2%	10.3%	13.1%	15.7%	18.3%	20.7%	23.1%
	125.0	1.5%	5.4%	8.6%	11.6%	14.3%	16.9%	19.4%	21.8%
	130.0	-1.5%	3.4%	6.9%	10.0%	12.8%	15.5%	18.0%	20.5%
	135.0	-5.9%	1.1%	5.1%	8.4%	11.3%	14.1%	16.7%	19.2%
	140.0	-14.3%	-2.1%	3.1%	6.6%	9.7%	12.6%	15.3%	17.8%
	145.0		-6.8%	0.6%	4.8%	8.1%	11.1%	13.8%	16.4%
	150.0		-17.5%	-2.8%	2.7%	6.3%	9.5%	12.3%	15.0%
	154.2			-6.8%	0.6%	4.8%	8.1%	11.1%	13.8%
	160.0				-3.5%	2.3%	6.0%	9.2%	12.1%
	165.0				-9.0%	-0.3%	4.1%	7.5%	10.6%
	170.0					-4.2%	2.0%	5.7%	8.9%
	175.0					-10.3%	-0.9%	3.8%	7.2%
	180.0						-5.0%	1.6%	5.4%
	185.0						-11.9%	-1.5%	3.4%
	190.0							-5.8%	1.1%
	195.0							-14.0%	-2.1%
200.0								-6.7%	

Abbildung 20: Sensitivität Szenario 1.2b

Sensitivität 1.3

In Abbildung 21 ist die Sensitivität für das gleiche Produktionsszenario eines Sommerbetriebs mit der Produktion der Zielmenge von 14 Mio. Liter Methanol dargestellt. In der Grafik ist der gewichtete Strompreis eingeraht, auf der Y-Achse ist die Variation des Verkaufspreises von Methanol in CHF/l dargestellt. Es ist ersichtlich, dass ein positiver IRR erst ab einem Preis von knapp CHF 3.80/l erreicht wird. Dies entspricht einem steuerbefreiten Dieselpreis von CHF 8.46/l. Im Vergleich zu den restlichen Szenarien ist in Szenario 1.3 der Anteil von Netzstrom mit von 80 % nochmals 10 % höher als in den Szenarien 1.2a und 1.2b wodurch im Vergleich zu Szenario 1.2a der gemittelte Strompreis nochmals um CHF 19.–/MWh höher zu liegen kommt.

		Verkaufspreis pro l Methanol [CHF]							
		3.50	3.60	3.70	3.80	3.90	4.00	4.10	4.20
Stromkosten [CHF/MWh]	205.0	1.29%	2.31%	3.23%	4.09%	4.92%	5.71%	6.48%	7.23%
	210.0	0.67%	1.77%	2.74%	3.63%	4.47%	5.28%	6.06%	6.82%
	215.0	0.01%	1.19%	2.23%	3.15%	4.01%	4.84%	5.64%	6.41%
	220.0	-0.73%	0.57%	1.68%	2.66%	3.55%	4.40%	5.21%	6.00%
	225.0	-1.53%	-0.11%	1.09%	2.14%	3.07%	3.94%	4.77%	5.57%
	230.0	-2.40%	-0.85%	0.46%	1.59%	2.58%	3.47%	4.32%	5.14%
	235.0	-3.33%	-1.67%	-0.22%	0.99%	2.05%	2.99%	3.86%	4.70%
	237.2	-3.76%	-2.05%	-0.54%	0.72%	1.81%	2.78%	3.66%	4.50%
	240.0	-4.34%	-2.55%	-0.98%	0.35%	1.49%	2.49%	3.39%	4.25%
	245.0	-5.45%	-3.49%	-1.81%	-0.34%	0.89%	1.96%	2.91%	3.79%
	250.0	-6.70%	-4.51%	-2.69%	-1.11%	0.24%	1.40%	2.41%	3.32%
	255.0	-8.14%	-5.65%	-3.65%	-1.95%	-0.46%	0.79%	1.87%	2.83%
	260.0	-9.87%	-6.92%	-4.69%	-2.84%	-1.25%	0.13%	1.30%	2.32%
	265.0	-12.06%	-8.40%	-5.84%	-3.81%	-2.09%	-0.58%	0.69%	1.78%
270.0	-15.23%	-10.19%	-7.15%	-4.87%	-3.00%	-1.38%	0.02%	1.20%	
275.0	-21.95%	-12.49%	-8.67%	-6.04%	-3.98%	-2.23%	-0.71%	0.58%	

Abbildung 21: Sensitivität Szenario 1.3

6.7.2 Fazit Methanolproduktion

In Tabelle 52 wird der zu erzielende Verkaufspreis für Methanol zur Erreichung eines ausgeglichenen IRR zusammengefasst.

Tabelle 52: Zusammenfassung Methanolerlöse

	Szenario 1.1		Szenario 1.2a		Szenario 1.2b		Szenario 1.3	
	CHF/l	CHF/MWh	CHF/l	CHF/MWh	CHF/l	CHF/MWh	CHF/l	CHF/MWh
Verkaufspreis	2.00	455	2.95	670	2.10	477	3.80	864
Dieseläquivalent	4.45		6.46		4.68		8.46	

Es wird ersichtlich, dass der zu erzielende Verkaufspreis je nach Szenario zwischen CHF 2.00/l und CHF 3.80/l zu liegen kommt. Im Vergleich zum angenommenen Treibstoffpreis für Diesel (exkl. Mineralölsteuer) von CHF 1.25/l bzw. CHF 127.–/MWh zeigt sich, dass der zu erzielende Preis für das synthetisch hergestellte Methanol um einen Faktor von 3.6–6.8 gegenüber den heutigen Dieselpreisen liegen müsste (Abbildung 22).

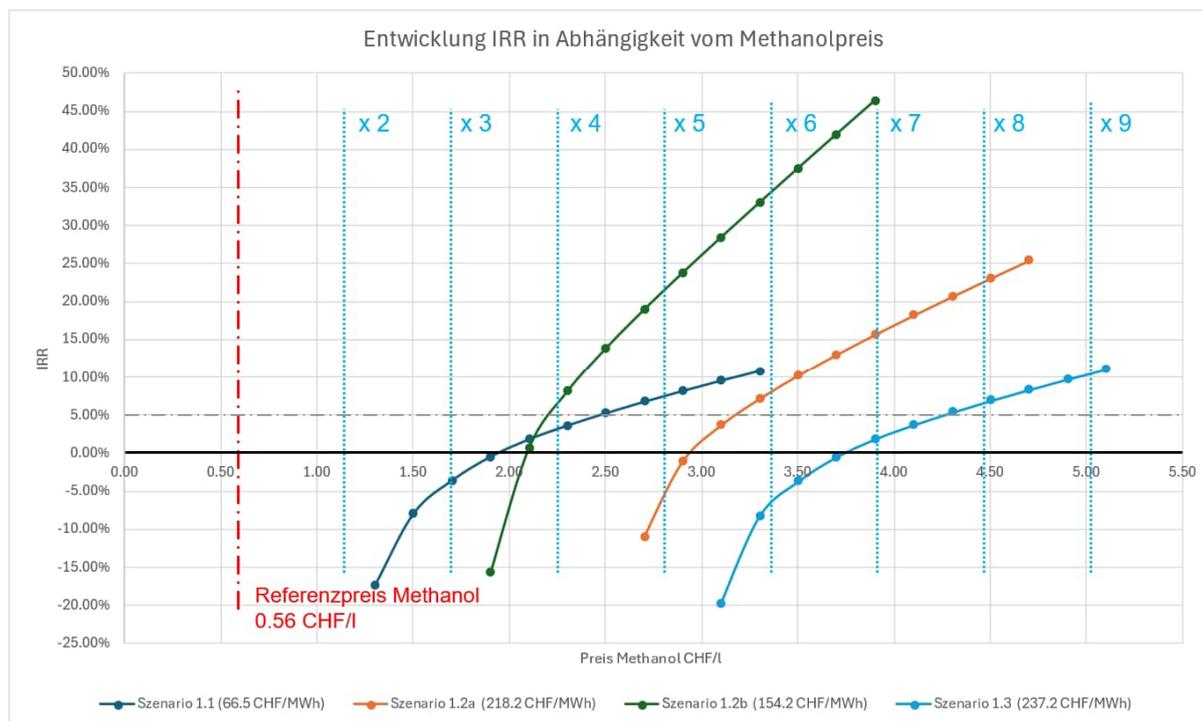


Abbildung 22: Entwicklung IRR in Abhängigkeit vom Methanolpreis

Dabei gilt es zu berücksichtigen, dass mit den Verkaufspreisen gemäss Tabelle 52 nach 20 Betriebsjahren knapp ein neutraler IRR erreicht wird jedoch keine Rückstellungen gebildet werden können.

6.8 Resultate Methanproduktion

Die Szenarien 2.1, 2.2a und 2.2b vergleichen den kumulierten Barwert unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Produktionsszenarien sowie den in Kapitel 4.4 definierten Strompreise sowie einem erwarteten Erlös für Methan von 141 CHF/MWh.

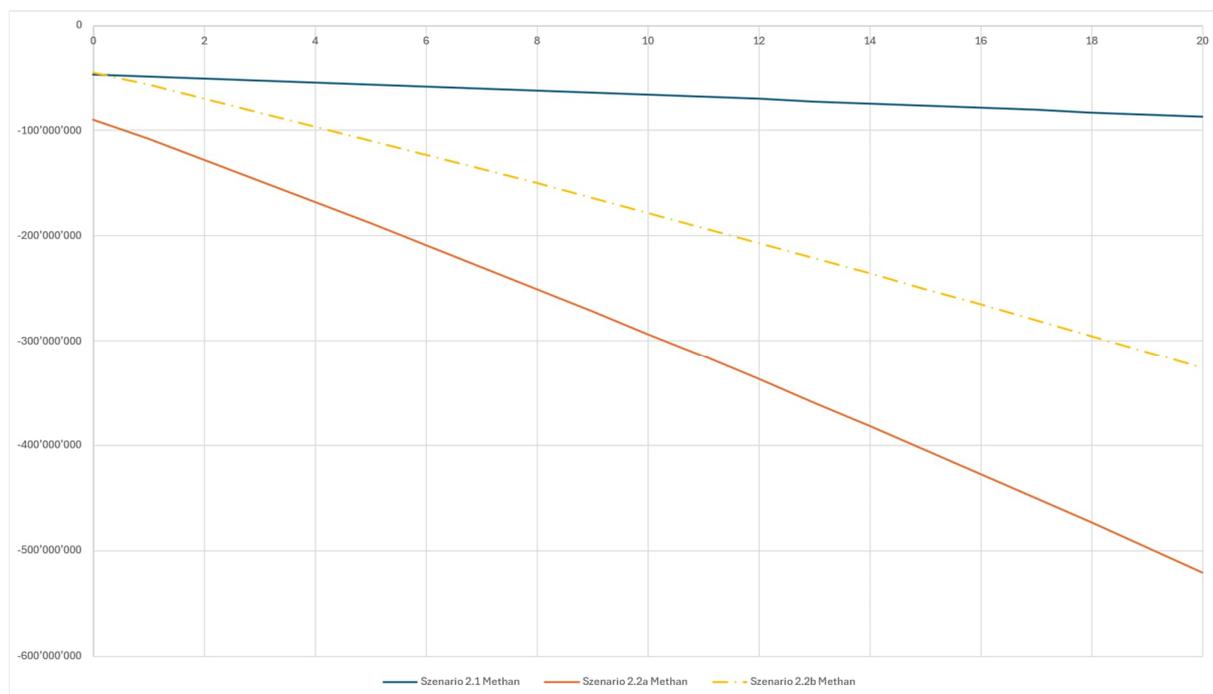


Abbildung 23: Kumulierter Barwert Methansynthese

Der Vergleich der Produktionsszenarien gemäss Abbildung 23 zeigt, dass mit den angenommenen Rahmenbedingungen selbst im Szenario 2.1, in welchem der günstige Eigenstrom der GEVG genutzt wird, nach 20 Jahren kein positiver Barwert erreicht wird. Im Vergleich von Szenario 2.2a und 2.2b zeigt sich zudem, dass durch eine 50 %-Förderung der Investitionskosten und der Annahme, dass im Sommer Strom gratis genutzt werden kann bzw. für Netzbezug nur die Netzkosten anfallen, ebenfalls kein positiver Barwert erreicht werden kann. Der Cashflow bleibt in allen betrachteten Szenarien negativ.

In Abbildung 24 sind die über den Betrachtungszeitraum von 20 Jahren gemittelten Gestehungspreise in CHF/MWh der unterschiedlichen Szenarien dargestellt (Annahmen gemäss Kapitel 6.5 und 6.6). Es ist ersichtlich, dass mit Ausnahme von Szenario 2.1 die Stromkosten bzw. die Kosten für den Netzbezug den grössten Anteil am Gestehungspreis ausmachen. Dies ist ebenfalls im Szenario 2.2b der Fall, wo im Sommer nur Netzkosten für den Netzbezug anfallen. Dies mit dem Hintergrund, dass der Anteil des vom Netzbezug in den Szenarien 2.2a/2.2b ca. 62 % des gesamten Strombedarfs ausmacht. In Szenario 2.1, wo nur Eigenstrom genutzt wird, kann hingegen nur ca. 28 % der Zielmenge an Methan produziert werden.

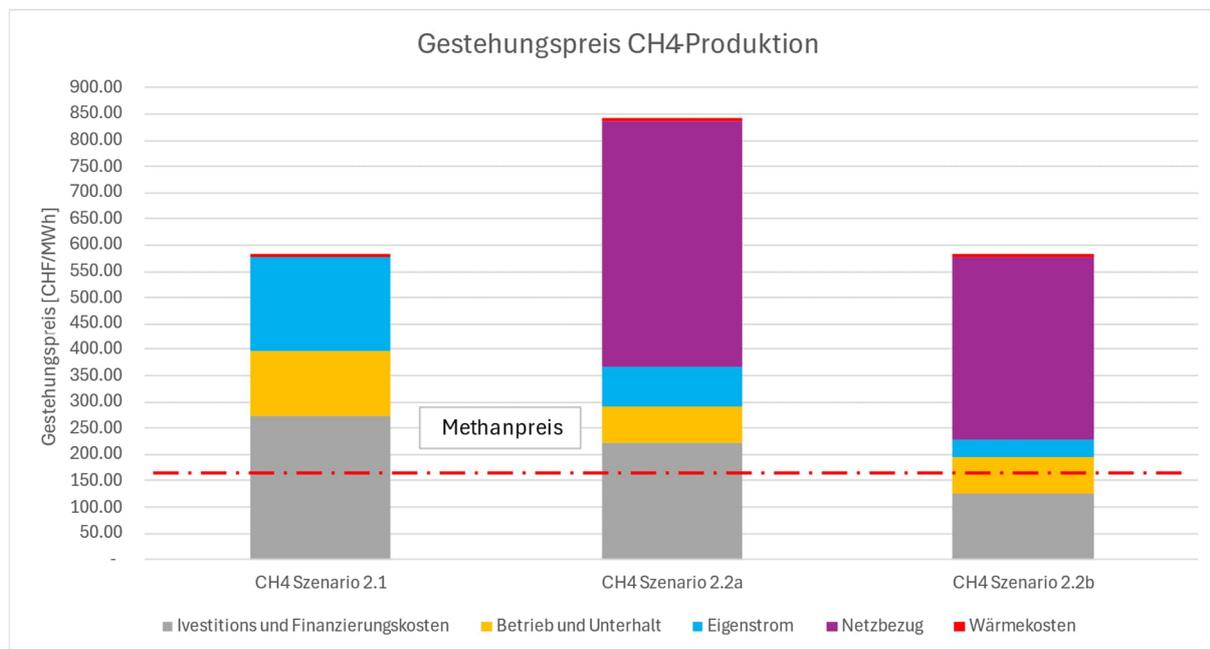


Abbildung 24: Gestehungspreis Methan nach Produktionsszenario

In Abbildung 24 ist als Referenz zusätzlich der Methanpreis dargestellt. Es wurde angenommen, dass sich der Methanpreis analog zum Strompreis entwickelt. Dabei ist ersichtlich, dass die Investitions- und Finanzierungskosten + Betrieb und Unterhalt in Summe vergleichbar bzw. höher sind als der eingesetzte Preis für Methan.

6.8.1 Sensitivitätsanalyse

Zur Abschätzung des notwendigen Verkaufspreises für Methan wurden im Folgenden für die jeweiligen Szenarien Sensitivitätsanalysen Stromkosten (CHF/MWh) zu Methanpreis (CHF/MWh) durchgeführt. Der resultierende Wert der Sensitivitätsanalyse ist dabei der zu erwartende Project IRR über den Betrachtungszeitraum von 20 Jahren.

Sensitivität 2.1

In Abbildung 25 ist die Sensitivität für das Szenario der Methanproduktion mit Eigenstrom ohne Netzbezug zur Sicherstellung der Mindestlast dargestellt. In der Grafik eingerahmt ist der gewichtete Strompreis, auf der Y-Achse ist die Variation des Verkaufspreises von Methan in CHF/MWh dargestellt. Es ist ersichtlich, dass ein positiver IRR erst ab einem Preis von ca. CHF 450.–/MWh erreicht wird.

		Verkaufspreis Methan [CHF/MWh]							
		420.00	430.00	440.00	450.00	460.00	470.00	480.00	490.00
Stromkosten [CHF/MWh]	35.0	2.27%	2.65%	3.02%	3.38%	3.73%	4.07%	4.41%	4.74%
	40.0	1.76%	2.17%	2.56%	2.93%	3.29%	3.64%	3.99%	4.33%
	45.0	1.23%	1.66%	2.08%	2.47%	2.85%	3.21%	3.56%	3.91%
	50.0	0.66%	1.12%	1.56%	1.98%	2.38%	2.76%	3.12%	3.48%
	55.0	0.05%	0.55%	1.02%	1.46%	1.88%	2.29%	2.67%	3.04%
	60.0	-0.62%	-0.07%	0.43%	0.91%	1.36%	1.78%	2.19%	2.58%
	65.0	-1.35%	-0.75%	-0.20%	0.31%	0.80%	1.25%	1.68%	2.10%
	66.5	-1.58%	-0.97%	-0.40%	0.13%	0.62%	1.09%	1.53%	1.95%
	70.0	-2.14%	-1.50%	-0.89%	-0.33%	0.20%	0.68%	1.15%	1.58%
	75.0	-2.97%	-2.29%	-1.65%	-1.04%	-0.46%	0.07%	0.57%	1.04%
	80.0	-3.87%	-3.14%	-2.45%	-1.80%	-1.18%	-0.59%	-0.05%	0.46%
	85.0	-4.85%	-4.05%	-3.31%	-2.61%	-1.95%	-1.32%	-0.73%	-0.17%
	90.0	-5.92%	-5.04%	-4.23%	-3.48%	-2.77%	-2.10%	-1.47%	-0.86%
	95.0	-7.13%	-6.14%	-5.25%	-4.42%	-3.66%	-2.94%	-2.26%	-1.62%
	100.0	-8.52%	-7.38%	-6.37%	-5.45%	-4.61%	-3.83%	-3.10%	-2.42%
105.0	-10.17%	-8.81%	-7.64%	-6.60%	-5.66%	-4.81%	-4.01%	-3.27%	

Abbildung 25: Sensitivität Szenario 2.1

Sensitivität 2.2a

In Abbildung 26 ist die Sensitivität für das Szenario der kontinuierlichen / ganzjährigen Methanproduktion zur Erreichung des Produktionsziel von 565 Nm³/h dargestellt. In der Grafik ist der gewichtete Strompreis eingerahmt, auf der Y-Achse ist die Variation des Verkaufspreises von Methan in CHF/MWh dargestellt. Es ist ersichtlich, dass ein positiver IRR erst ab einem Preis von ca. CHF 650.–/MWh erreicht wird.

		Verkaufspreis Methan [CHF/MWh]							
		620.00	630.00	640.00	650.00	660.00	670.00	680.00	690.00
Stromkosten [CHF/MWh]	170.0	3.50%	4.16%	4.79%	5.41%	6.01%	6.59%	7.16%	7.72%
	175.0	2.66%	3.34%	4.00%	4.64%	5.26%	5.86%	6.45%	7.03%
	180.0	1.73%	2.49%	3.18%	3.85%	4.49%	5.12%	5.72%	6.31%
	185.0	0.69%	1.54%	2.31%	3.02%	3.69%	4.34%	4.97%	5.58%
	190.0	-0.51%	0.47%	1.35%	2.14%	2.86%	3.54%	4.19%	4.82%
	195.0	-1.92%	-0.77%	0.25%	1.15%	1.96%	2.70%	3.38%	4.04%
	199.8	-3.46%	-2.15%	-0.97%	0.07%	0.99%	1.81%	2.56%	3.25%
	200.0	-3.52%	-2.21%	-1.03%	0.02%	0.94%	1.77%	2.53%	3.22%
	205.0	-5.38%	-3.86%	-2.51%	-1.30%	-0.21%	0.73%	1.58%	2.35%
	210.0	-7.66%	-5.78%	-4.20%	-2.82%	-1.58%	-0.45%	0.52%	1.39%
	215.0	-10.73%	-8.17%	-6.20%	-4.55%	-3.13%	-1.86%	-0.71%	0.30%
	220.0	-15.95%	-11.47%	-8.71%	-6.63%	-4.92%	-3.45%	-2.15%	-0.97%
	225.0		-17.68%	-12.31%	-9.29%	-7.08%	-5.30%	-3.78%	-2.45%
	230.0			-20.15%	-13.25%	-9.90%	-7.56%	-5.69%	-4.12%
	235.0					-14.33%	-10.57%	-8.06%	-6.10%
	240.0						-15.63%	-11.31%	-8.59%

Abbildung 26: Sensitivität Szenario 2.2a

Sensitivität 2.2b

In Abbildung 27 ist die Sensitivität für das gleiche Produktionsszenario wie 2.2a dargestellt. Im Gegensatz zum Basisszenario wurde angenommen, dass 50 % der Investitionskosten durch Fördergelder gedeckt werden und dass der vom Netz bezogene Strom im Sommer gratis ist und bei Netzbezug einzig die Netzkosten anfallen. In der Grafik eingerahmt ist der gewichtete Strompreis, auf der Y-Achse ist die Variation des Verkaufspreises von Methan in CHF/MWh dargestellt. Es ist ersichtlich, dass ein positiver IRR erst ab einem Preis von leicht über 460 CHF/MWh erreicht wird.

		Verkaufspreis Methan [CHF/MWh]							
		430.00	440.00	450.00	460.00	470.00	480.00	490.00	500.00
Stromkosten [CHF/MWh]	110.00	6.54%	7.67%	8.76%	9.81%	10.83%	11.83%	12.79%	13.74%
	115.00	5.06%	6.26%	7.41%	8.51%	9.57%	10.59%	11.59%	12.57%
	120.00	3.48%	4.77%	5.98%	7.14%	8.25%	9.32%	10.35%	11.36%
	125.00	1.70%	3.16%	4.47%	5.70%	6.87%	7.99%	9.07%	10.11%
	130.00	-0.55%	1.32%	2.84%	4.17%	5.42%	6.60%	7.73%	8.82%
	135.00	-3.57%	-1.07%	0.91%	2.50%	3.86%	5.12%	6.32%	7.47%
	140.00	-7.74%	-4.25%	-1.62%	0.49%	2.15%	3.55%	4.83%	6.04%
	141.01	-8.86%	-5.02%	-2.23%	0.01%	1.76%	3.21%	4.52%	5.75%
	145.00	-16.19%	-8.80%	-4.98%	-2.20%	0.04%	1.78%	3.23%	4.53%
	150.00		-20.65%	-10.00%	-5.76%	-2.80%	-0.44%	1.40%	2.91%
	155.00				-11.43%	-6.60%	-3.43%	-0.96%	1.00%
	160.00					-13.18%	-7.53%	-4.10%	-1.50%
	165.00						-15.54%	-8.56%	-4.82%
	170.00							-19.35%	-9.73%

Abbildung 27: Sensitivität Szenario 2.2b

6.8.2 Fazit Methanproduktion

In Tabelle 53 werden die Verkaufspreise für Methan, welche zur Erreichung eines ausgeglichen IRR benötigt werden, zusammengefasst.

Tabelle 53: Zusammenfassung Verkaufspreise Methan

	Szenario 2.1	Szenario 2.2a	Szenario 2.2b
Methanpreis	CHF 450.–/MWh	CHF 650.–/MWh	CHF 460.–/MWh

Es wird ersichtlich, dass der zu erzielende Verkaufspreis je nach Szenario zwischen CHF 450.–/MWh und CHF 650.–/MWh zu liegen kommt. Im Vergleich zum angenommenen Preis von CHF 141.–/MWh zeigt sich, dass der zu erzielende Preis für das synthetisch hergestellte Methan somit um Faktoren von ca. 3.2–4.6 über dem heutigen Methanpreis liegen muss (Abbildung 28).

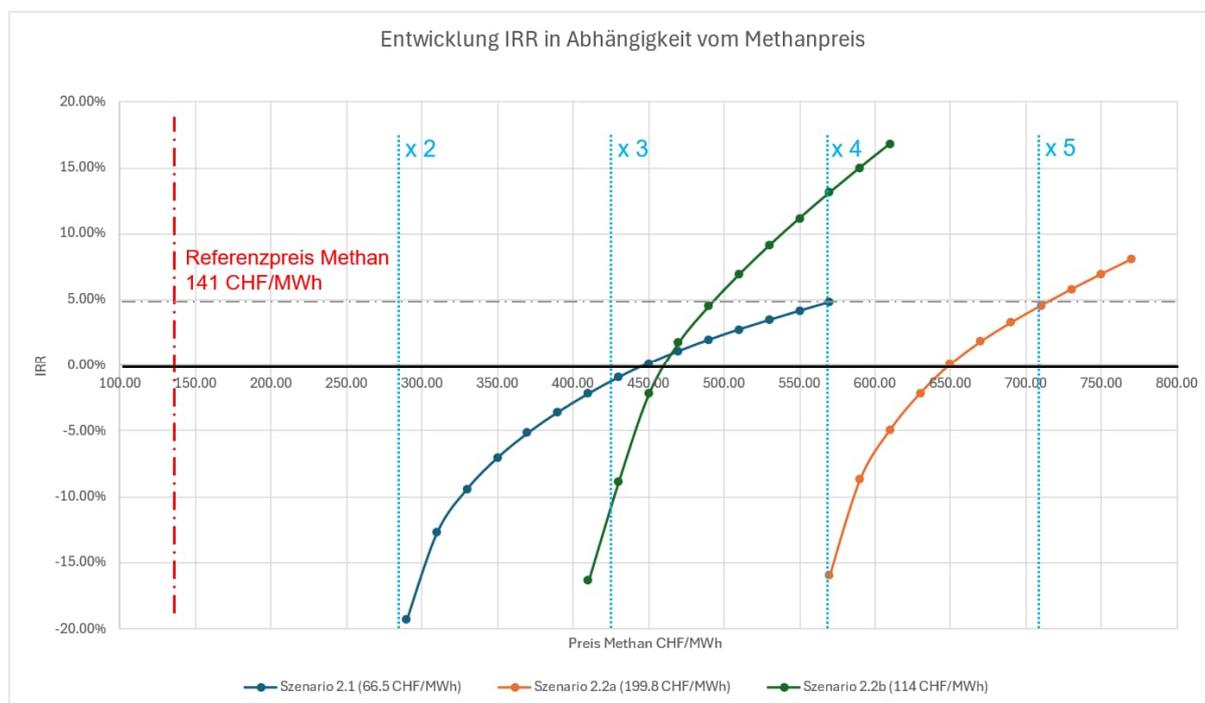


Abbildung 28: Entwicklung IRR in Abhängigkeit vom Methanpreis

Dabei gilt es zu berücksichtigen, dass mit den Verkaufspreisen gemäss Tabelle 53 nach 20 Betriebsjahren knapp ein neutraler IRR erreicht wird, jedoch keine Rückstellungen gebildet werden können.

7 Fazit

Für die Produktion von synthetischen Energieträgern wie Methan und Methanol im Zusammenhang einer CO₂-Abscheidung mit anschliessender Synthetisierung / CCU (Carbon Capture and Usage) bestehen heute nur kleine Pilotanlagen. Grössere Anlagen in vergleichbarer Konstellation zur Studie sind zum heutigen Zeitpunkt nicht bekannt. Unabhängig des produzierten Energieträgers würde eine solche Anlage eine Pilotanlage in Art und Grösse darstellen.

Technische Machbarkeit ●

- Anlagen zur Synthese von Methanol und Methan befinden sich in der betrachteten Konfiguration im Bereich TRL von ca. 6 und müssen weiterentwickelt werden.
- Für den Ersatz von Diesel durch Methanol in Nutzfahrzeugmotoren müssen Entwicklungen in der Motorentechnik gemacht werden. Aktuell befindet sich die Entwicklung ca. bei TRL 3. Der Markt der Pistenfahrzeuge stellt für die Entwicklung keinen Treiber dar. Für eine erfolgreiche Weiterentwicklung wäre eine Nutzung von Methanol im Transportsektor entscheidend.
- Der verfügbare Eigenstrom der GEVAG ist tief und weist zudem eine im Jahresgang erhebliche Spreizung auf. Dies schränkt den Betriebsbereich der ohnehin kleinen Anlage ein.
- Während in der Studie davon ausgegangen wird, dass die Teilprozesse gut skalierbar sind, befindet sich die benötigte CO₂-Abscheidung hinsichtlich der Anlagenkapazität bereits an der unteren Grenze, welche gemäss Lieferantenkontakten überhaupt angeboten wird.

Räumliche Machbarkeit ●

- Die GEVAG besitzt in direkter Umgebung zur Anlage weitere Parzellen, welche für die Realisierung der Anlage grundsätzlich genügend Raum bieten würden.

Wirtschaftliche Machbarkeit ●

- Die verfügbare Eigenstromproduktion der GEVAG reicht nur zur Deckung von 29 % der Zielmenge von Methanol bzw. 37 % bei Methan.
- Die Stromkosten haben den grössten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit. Unter den heutigen Rahmenbedingungen ist jedoch, unabhängig vom Szenario, kein wirtschaftlicher Anlagenbetrieb möglich.
- Die Sensitivitätsanalyse zeigt auf, dass für das synthetisch erzeugte Methanol gegenüber dem zu substituierenden Diesel um einen Faktor von 3.6–6.8 teurer und Methan um einen Faktor von 2.8–4.6 teurer verkauft werden muss, damit nach 20 Jahren zumindest ein neutraler IRR erreicht werden kann.
- Selbst mit subventionierter Investition und kostenlosem Sommerstrom ergibt sich kein wirtschaftliches Szenario.
- Der Anteil der Netzkosten bei Netzbezug liegt höher als der Preis für Eigenstrom.
- Ausblickend könnte eine Anpassung der Regulatorien z.B. hinsichtlich tieferer Netzkosten im Zusammenhang mit Energiespeichern die Wirtschaftlichkeit einer solchen Anlage verbessern.