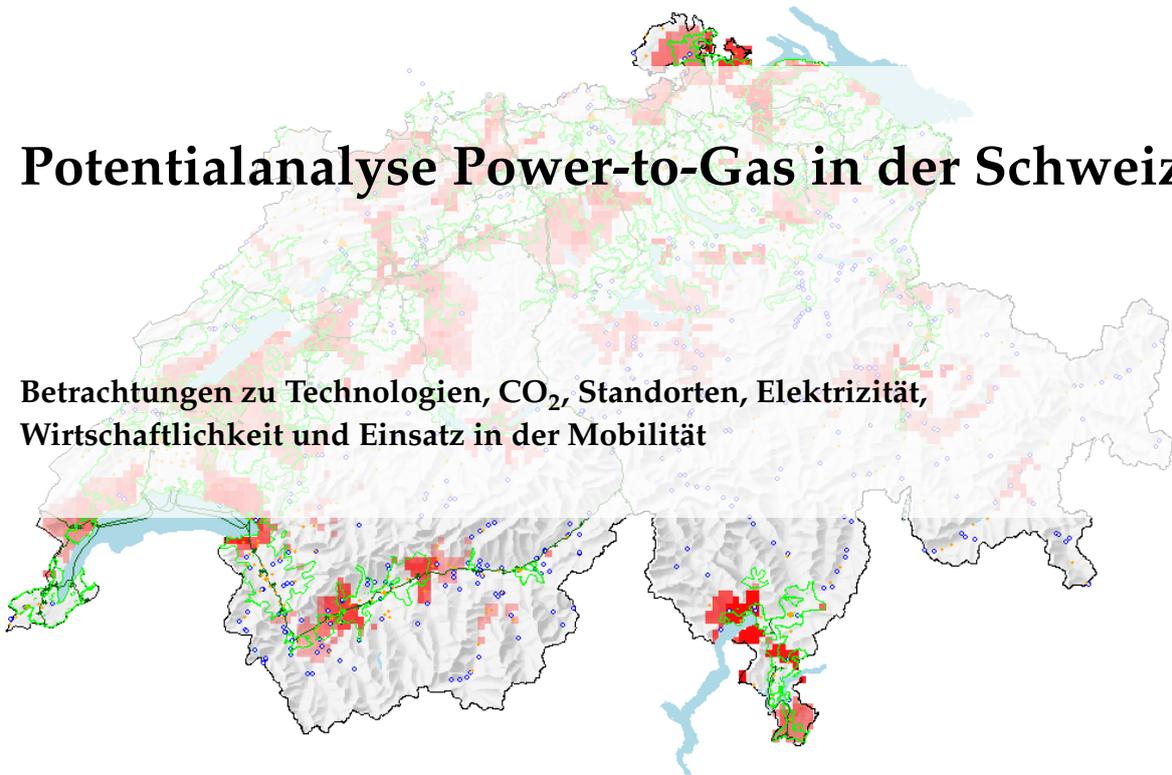

Potentialanalyse Power-to-Gas in der Schweiz

**Betrachtungen zu Technologien, CO₂, Standorten, Elektrizität,
Wirtschaftlichkeit und Einsatz in der Mobilität**



Eidgenössische Materialprüfungs- und Forschungsanstalt (Empa)
Überlandstrasse 129
CH-8600 Dübendorf

Paul Scherrer Institut (PSI)
CH-5232 Villigen-PSI

Im Auftrag des Bundesamtes für Umwelt (BAFU)

Potentialanalyse Power-to-Gas in der Schweiz

Herausgeber: Empa

Autoren:

Dr. Sinan L. Teske, Empa: Urban Energy Systems

Dr. Martin Rüdüsüli, Empa: Urban Energy Systems

Christian Bach, Empa: Abteilung Fahrzeugantriebssysteme

Dr. Tilman Schildhauer, PSI: Bereich Energie und Umwelt

Dieser Bericht ist online verfügbar unter:

DOI: <https://doi.org/10.5281/zenodo.2649817>

Auflage: v1.0.0

Begleitung BAFU:

Abteilung Luftreinhaltung und Chemikalien

*Diese Studie wurde im Auftrag des Bundesamtes für Umwelt (BAFU) verfasst (Teilfinanzierung).
Für den Inhalt sind allein die Autoren verantwortlich.*

Unser Dank geht an Urs Elber, Dr. Brigitte Buchmann und Prof. Dr. Alexander Wokaun für ihre Beiträge als Reviewer. Wir danken ausserdem Dr. Micheal Schürle für seine Unterstützung in Bezug auf unsere Auswertungen von Marktpreisen im Stromsektor.

Dieses Dokument kann wie folgt referenziert werden:

S. L. Teske, M. Rüdüsüli, Ch. Bach, T. J. Schildhauer. "Potentialanalyse Power-to-Gas in der Schweiz". Bericht. Empa (Dübendorf) & Paul Scherrer Institut (Villigen PSI), 2019.

DOI: <https://doi.org/10.5281/zenodo.2649817>

Dübendorf, 9. Mai 2019

Dieses Werk ist lizenziert unter einer [Creative Commons „Namensnennung 4.0 International“](https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/) Lizenz.



Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung	1
2. Technologien	3
2.1. Allgemein	3
2.2. Power-to-H ₂ (Wasserelektrolyse)	3
2.2.1. Einleitung	3
2.2.2. Anforderung an industrielle Anwendungen	5
2.2.3. Geschichte	6
2.2.4. Thermodynamik	6
2.2.5. Überspannungen (Verluste)	8
2.2.6. Wirkungsgrad (Effizienz)	9
2.2.7. Alkalische Elektrolyse (AEC)	11
2.2.8. Festpolymer-Elektrolyt Membran Elektrolyse	13
2.2.8.1. PEM	13
2.2.8.2. AEM	15
2.2.9. Festoxid Elektrolyse (SOEC)	16
2.2.10. Vorteile/Nachteile (Technologievergleich)	17
2.2.11. Kosten	18
2.2.11.1. Wasserstoffgestehungskosten	18
2.2.11.2. Investitionskosten (CAPEX)	18
2.2.11.3. Betriebskosten (OPEX)	22
2.3. Power-to-SNG (Methanisierung)	22
2.3.1. Einleitung	22
2.3.2. Anforderungen an katalytische Methanisierungsreaktoren	25
2.3.2.1. Schwefelverbindungen	25
2.3.2.2. Kohlenstoffablagerungen	26
2.3.2.3. Exothermie	26
2.3.3. Industriell eingesetzte Methanisierungsreaktoren	26
2.3.3.1. Reihenschaltung von adiabaten Festbettreaktoren	27
2.3.3.2. Gekühlte Festbettreaktoren für PtG-Anwendungen	28
2.3.3.3. Wirbelschicht-Methanisierung	30
2.3.3.4. Hydrodynamik in Wirbelschicht/-Metallmonolith- und Blasen- säulenreaktoren	31
2.3.3.5. Metallmonolithreaktoren und Blasensäulenreaktor	32

2.3.3.6. Biologische Methanisierung	33
2.3.4. Vorteile/Nachteile	34
2.3.5. Kosten	34
2.3.6. Fazit Methanisierung	37
2.4. Power-to-Liquids	37
2.4.1. Allgemein	37
2.4.2. Fischer Tropsch Synthese	38
2.4.3. Methanol und Derivate (DME, POME)	39
3. Energiemarkt	43
3.1. Abhängigkeiten und Randbedingungen PtG	45
3.2. Synthetische Treibstoffe Wasserstoff und Methan	49
3.3. CO ₂ -Emissionen des Strassenverkehrs	51
3.4. Gesetzliche Vorgaben	53
3.5. Abschätzungen zum Bedarf CO ₂ -armer Fahrzeuge	56
3.6. Abschätzungen der realen CO ₂ -Emissionen	60
4. Potentiale	69
4.1. Allgemein	69
4.2. Produkte / Verbraucher	70
4.2.1. Energetischer Bedarf	70
4.2.2. Zeitlicher Bedarf (Speicherung)	70
4.2.3. Räumlicher Bedarf (Transport)	74
4.2.3.0.1. Beimischung	76
4.2.3.0.2. Wasserstoffverteilung	77
4.3. Elektrizität	78
4.3.1. Produktions- und Verbrauchsprofile von Elektrizität in der Schweiz	81
4.3.2. Abschätzungen zur Zukunft mit Photovoltaik und ohne Kernkraft	84
4.3.3. Auswertungen der synthetischen Profile	92
4.3.4. Strompreise und Potentielle Produktionsstunden	103
4.3.5. Fazit Elektrizität	106
4.4. CO ₂	108
4.4.1. CO ₂ -Bedarf	108
4.4.2. CO ₂ -Quellen	108
4.4.3. Zementwerke (CEM)	108
4.4.4. Kehrrechtverbrennungsanlagen (KVA)	109
4.4.5. Abwasserreinigungsanlagen (ARA)	109
4.4.6. Biogasanlagen	110
4.4.7. Grosse Industrieanlagen	110
4.4.8. Atmosphäre	111
4.4.9. Emissionsfaktoren	112

4.4.10. Mengen und Leistungen	113
4.4.11. Geographische Verteilung	115
4.5. Standortanalysen	117
4.5.1. Szenario 1: Standort bei der CO ₂ -Quelle	117
4.5.2. Szenario 2: Standort beim grössten CO ₂ -Potential	119
4.5.3. Szenario 3: Standort bei der Stromquelle (Wasserkraftwerk)	122
4.6. Synthese	129
5. Wirtschaftlichkeit	141
5.1. Modellgrundlagen und Annahmen	141
5.1.1. Betriebsstunden und Stromkosten	143
5.1.2. Elektrolyse	144
5.1.3. Methanisierung	145
5.1.4. Wasserstoffspeicher und Kompressor	147
5.1.5. CO ₂ Bereitstellung	148
5.1.6. Gasleitungen	148
5.1.7. Übrige Kostenpositionen	149
5.1.8. Wichtige Randnotizen	151
5.2. Standortszenarien	151
5.2.1. CH ₄ Produktion Standort Wasserkraftwerk (Szenario A und B)	152
5.2.2. CH ₄ -Produktion Standort CO ₂ -Quelle (Szenario C und D)	153
5.3. Ergebnisse	153
6. Fazit / Ausblick	159
6.1. Allgemein	159
6.2. Technologien	161
6.3. Strommarkt	162
6.4. Räumliche und zeitliche Potentialanalysen	163
6.5. Mobilität	165
6.6. Gestehungskosten / Wirtschaftlichkeit	165
6.7. Offene Fragen / Ausblick	166
Literatur	169
A. Anhang 1	181
A.1. Umrechnungsfaktoren PtG	181
B. Anhang 2	183
B.1. Elektrizitätsprofile 2010 - 2016	183
B.1.1. Reale Elektrizitätsprofile	183
B.1.2. Elektrizitätsprofile ohne Kernkraft	187
B.1.3. Elektrizitätsprofile mit 50% PV	190

Kurzzusammenfassung

Diese Studie untersucht die technische Machbarkeit sowie die Potentiale von Power-to-Gas (PtG) für die Umwandlung von überschüssigem Strom in chemische Energieträger (Wasserstoff, Methan, flüssige Kohlenwasserstoffe, etc.) in der Schweiz.

Grundsätzlich ist die technische Machbarkeit von PtG gegeben, jedoch sind die spezifischen Kosten vergleichsweise hoch. Die hohen Kosten ergeben sich auch durch die geringen Wirkungsgrade von heute rund 55% (700 bar Tankstellen-Wasserstoff) bzw. 45-50% (200 bar Methan oder flüssige Kohlenwasserstoffe) aufgrund der notwendigen Umwandlungsschritte. PtG ist deshalb ausschliesslich nur in Verbindung mit Stromüberschüssen aus erneuerbaren Quellen sinnvoll. Wird fossile Elektrizität verwendet, ist die CO₂-Bilanz schnell negativ.

Erneuerbare Stromüberschüsse ergeben sich in der Schweiz in Zukunft, wenn der Atomstrom durch Photovoltaik (PV) ersetzt werden soll. Damit die jährlich 25 TWh_{el} Atomstrom durch PV ersetzt werden können, müssten 50% der "geeigneten" Dachflächen mit PV ausgebaut werden. Um die PV-Überschüsse am Mittag in die Abend-/Nachtstunden zu verschieben, ist zudem ein 24h-Tag-/Nachtausgleich (z.B. mittels Batterien, Pumpspeicherkraftwerken, etc.) notwendig. Durch diesen Ausgleich werden die anfallenden Stromüberschüsse verteilt und Leistungsspitzen geglättet. Beides ist auch für einen wirtschaftlichen Betrieb von PtG-Anlagen erforderlich.

Nach Abzug des Tag-/Nachtausgleichs – bei einem PV-Ausbau mit 50% der "geeigneten" Dachflächen – resultiert im Durchschnitt ein jährlicher Stromüberschuss von 10.8 TWh_{el} (davon 10.4 TWh_{el} im Sommer), die entweder abgeregelt oder durch PtG umgewandelt werden müssen. Der bisher praktizierte Export von Stromüberschüssen in Nachbarländer wird aufgrund des dortigen PV-Zubaus mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht mehr funktionieren.

Am wirtschaftlichsten können PtG-Produkte in naher Zukunft in der Mobilität abgesetzt werden, da dort die Energiekosten an den Gesamtkosten relativ gering sind und der Druck zur CO₂-Reduktion hoch ist. Aufgrund des hohen Reifegrads der Methanproduktion und der Verfügbarkeit von Gasfahrzeugen wurden diese Abschätzungen nur für Methan als Treibstoff für Gasfahrzeuge vorgenommen. Basierend auf den o.g. Überschüssen besteht das energetische Potential, gegen 1 Mio. Gasfahrzeuge ganzjährig mit erneuerbarem synthetisiertem Methan zu betreiben. Berücksichtigt man dabei Skaleneffekte und in der Schweiz vorgesehene gesetzlichen Massnahmen zeigt sich, dass dies wirtschaftlich zwar anspruchsvoll, aber möglich wäre.

Auch nutzbares CO₂ für die Methanisierung ist in der Schweiz genügend vorhanden, jedoch oft nicht in der Nähe von grossen Stromproduzenten wie Wasserkraftwerken, die für PtG nötig wären, um Netzentgelte einzusparen. Es lohnt sich deshalb, in diesem Kontext auch die reine Wasserstoffnutzung wie auch die atmosphärische CO₂-Versorgung weiter voranzutreiben.

Zusammenfassung

Power-to-Gas (PtG) gehört zu einer Gruppe von Verfahren zur Umwandlung von Strom in chemische Energieträger (Wasserstoff, Methan, flüssige Kohlenwasserstoffe). Im Fokus dieser Studie liegt die Umwandlung von Stromüberschüssen aus erneuerbaren Energiequellen als Treibstoff für die Mobilität. Dabei ist zentral, dass nur erneuerbare, aber keinesfalls Stromüberschüsse aus fossilen Quellen verwendet werden, denn nur so ist PtG eine mögliche Option, um einen umfangreichen Ausbau erneuerbarer Energien zu unterstützen und gleichzeitig fossile CO₂-Emissionen in anderen Energiesektoren zu reduzieren.

Mit dem geplanten Ausbau der Photovoltaik (PV) in der Schweiz und im Rest von Europa wird es systembedingt zu temporären Überschüssen bzw. Defiziten bei der Elektrizitätsproduktion relativ zum Elektrizitätsverbrauch kommen. Neben anderen, effizienteren und günstigeren Optionen zur Speicherung und Kopplung von Sektoren (z.B. Batterien, Elektromobilität, *vehicle-to-grid*, etc.), hat PtG insbesondere den Vorteil der kostengünstigeren und besser skalierbaren Speicherbarkeit von Energie. Dies erlaubt, Angebot und Nachfrage besser über lange Perioden (auch saisonal) zu entkoppeln, was zusätzliche Flexibilität und Möglichkeiten zur Sektorkopplung erlaubt.

Obwohl durch die zwei Umwandlungsschritte von Strom zu Wasserstoff (Elektrolyse, $\eta_{H_i} \approx 60 - 75\%$) und von Wasserstoff zu Methan (Methanisierung, $\eta_{H_i} \approx 75 - 83\%$) relativ hohe Energieverluste (spanne der möglichen auf den Heizwert bezogenen Gesamtwirkungsgrade PtG, $\eta_{H_i} \approx 45 - 62\%$) auftreten und PtG heute noch vergleichsweise teuer ist, ist der Gewinn an Flexibilität in der Nutzung des synthetischen chemischen Energieträgers in anderen Energiesektoren, insbesondere durch die bessere Speicherbarkeit, ein klarer Vorteil. Wird zudem die Methanisierung mit einer Hochtemperatur-Elektrolyse (SOEC) zur Erzeugung des Wasserstoffs gekoppelt, so dass die Abwärme der Methanisierung für die Elektrolyse genutzt wird, liessen sich prinzipiell deutlich höhere Gesamtwirkungsgrade erzielen [1].

Unter den gegenwärtigen Randbedingungen ist ein wirtschaftlicher Einsatz von PtG nur schwer möglich, auch fehlen zur Zeit die Stromüberschüsse, welche durch PtG genutzt werden könnten. Für ein Energiesystem, welches zukünftig in erster Linie erneuerbare Elektrizität als Primärenergieträger nutzen soll, ist PtG als eine Technologie, die den Einsatz von Elektrizität flexibilisieren kann sehr wichtig. Sie erlaubt einen gesteigerten Nutzungsgrad der Erzeugung von erneuerbarer Elektrizität vor allem bei temporärer Überversorgung, die nicht zeitnah in elektrischer Form verbraucht oder beispielsweise in Speicherwerken längerfristig gespeichert werden kann. Für einen wirtschaftlichen Einsatz von PtG bräuchte es vor allem geringere Kapitalkosten, geringeren Platzbedarf und höhere Umwandlungswirkungsgrade sowie Randbe-

dingungen, die den Nutzen von PtG im Zusammenhang mit in gesamtsystemischer Sicht in Zukunft greifen lassen. Zudem bräuchte es genügend Abnehmer, eine ausreichend hohe Differenz zwischen dem Marktpreis des Produktes und dem Preis des "erneuerbaren Stromüberschusses" (Strom aus erneuerbarer Energie, welcher nicht anderweitig genutzt werden kann), sowie passende Speichermöglichkeiten. Nur so könnten die installierte Gesamtkapazität und damit die Investitionen in PtG-Anlagen möglichst gering gehalten und die Anzahl an Volllaststunden erhöht werden. Zudem müssten Verfügbarkeiten, zeitliche Profile der Nachfrage und die Speichertypen/-größen aufeinander abgestimmt sein. Notwendige Hilfsstoffe, in erster Linie CO₂ als Edukt der Methanisierung, können ebenfalls eine Einschränkung sein, wenn sie zu teuer sind, da sie beispielsweise zu weit transportiert werden müssen.

In dieser Studie wird, in Form von Szenarioanalysen, vertieft auf eben genannte Zusammenhänge und Abhängigkeiten bei der Nutzung von PtG für saisonale Stromüberschüsse beim Ausbau der PV eingegangen und daraus die technische Machbarkeit und die Potentiale von PtG in der Schweiz abgeschätzt. In diesem Zusammenhang wird die Systemgrenze "Schweiz" gewählt, da im Sinne eines *worst case* Szenarios angenommen wird, dass im Sommer überschüssiger erneuerbarer Strom (aus Sonne und Wind) meist gleichzeitig auch in den benachbarten Regionen der Schweiz anfällt, und somit eine internationale Vernetzung durch Import/Export nicht unmittelbar weiterhilft. Dazu werden GIS-Werkzeuge und historische, hoch aufgelöste Zeitreihen verwendet, um räumlich und zeitlich detaillierte Abschätzungen für die Schweiz zu machen. Es wird damit versucht, mit einem *top-down* Ansatz einen Eindruck zu bekommen, welche Bedingungen in einem zukünftigen Schweizer Energiesystem herrschen könnten und wie diese den Einsatz bestimmter Technologien notwendig machen könnten.

In einem ersten Schritt werden die gängigsten Technologien der PtG Hauptkomponenten und deren Funktionsweise, Vor- und Nachteile, Stand-der-Technik, Wirkungsgrade und Kosten untersucht. Der Fokus liegt dabei vor allem auf den verschiedenen Elektrolyseverfahren, da diese Kern und erster Schritt in PtG-Verfahren sind; in der Regel fällt hier auch der Hauptteil des Wirkungsgradverlustes an ($\eta_{H_2} \approx 65 - 75\%$). Alkalische Elektrolysen (AEC) sind seit Jahrzehnten Stand der Technik, aber auch Elektrolyseure auf Polymerelektrolyt-Membran (PEM) Basis haben inzwischen den MW-Massstab erreicht. Letztere erlauben insbesondere eine höhere Dynamik beim Wechsel des Lastzustandes, was für PtG-Anwendungen wichtig ist. Jedoch ist das Potential zur Kostensenkung durch Fertigung grösserer Stückzahlen und Verringerung des Edelmetalleinsatzes noch nicht ausgereizt. Die AEC sind deshalb gegenwärtig für Grossanlagen immer noch die günstigste Technologie. Andere Technologien (AEM, SOEC) weisen ebenfalls Vorteile auf, wie etwa höhere Stromdichten mit Standard-Elektrodenmaterialien bzw. höhere Wirkungsgrade, sind aber noch in der Entwicklung (Labor- und Pilotmassstab), weshalb zur Zeit noch keine allgemeingültigen Schlüsse gezogen werden können.

Bei den Syntheseverfahren, die den gewonnenen Wasserstoff und CO₂ in Kohlenwasserstoffe umwandeln, werden vor allem die verschiedenen Methanisierungsverfahren, Verfahren zur Methanolherstellung und Fischer-Tropsch-Synthese diskutiert. In Bezug auf die Methanisierungsverfahren werden in dieser Studie die Unterschiede, Vor- und Nachteile der Hauptva-

rianten (katalytische Festbettreaktoren, katalytische Wirbelschichtreaktoren, biologische Methanisierung) sowie einiger noch in der Entwicklung befindlicher Prozesskonzepte dargestellt. Es zeigt sich, dass unterschiedliche Anforderungen abhängig vom Typ der CO₂-Quelle dominieren. Wenn CO₂ aus der Luft oder Abgasen abgetrennt werden muss, braucht es Nieder- bzw. Hochtemperatur-Abwärme (z.B. eines der beiden katalytischen Methanisierungsverfahren), um das Absorbens der CO₂-Abtrennung zu regenerieren. Die biologische Methanisierung kann wegen ihres tiefen Temperaturniveaus hier nicht eingesetzt werden; sie hat aber gewisse Vorteile bei der Aufarbeitung von Rohbiogas, die allerdings auch schon mit dem Wirbelschichtverfahren gezeigt wurden. Während adiabate Festbettreaktoren in der Kohlechemie als Standard-Technik betrachtet werden können und gekühlte Festbettreaktoren in der bisher grössten Power-to-SNG Anlage eingesetzt werden, erlaubt die Wirbelschicht eine signifikante Prozessvereinfachung, wenn das Gas aus einer Holzvergasung als Kohlenstoffquelle eingesetzt wird. Da die Herstellung von gasförmigen Treibstoffen (Power-to-Gas) grundsätzlich höhere Wirkungsgrade aufweist als die Herstellung von Flüssigtreibstoffen (Power-to-Liquids), werden wirtschaftliche Abklärungen, Potentialabschätzungen, etc. in dieser Studie vordergründig in Bezug auf Gas (CH₄) als Stellvertreter für Verfahren zur Umwandlung von Strom zu Kohlenwasserstoffen untersucht. Die Methanolsynthese hat gegenüber der Methanisierung den Vorteil, dass der flüssige Aggregatzustand eine bessere Speicherbarkeit und eine höhere Energiedichte mit sich bringt. Ausserdem ist durch den höheren Sauerstoffanteil im Methanolmolekül eine sauberere Verbrennung in Verbrennungsmotoren möglich. Darüber hinaus ist Methanol ein Grundstoff für die chemische Industrie, der heutzutage aus fossilem Erdgas reformiert wird. Im Vergleich zu Methanol können Produkte aus der Fischer-Tropsch-Synthese (FTS) wegen ihrer Aromatenfreiheit – gegenüber klassischen fossilen Flüssigtreibstoffen – Beiträge zur Senkung lokaler Emissionen leisten, wenn auch kleinere als das Methanol. Dies ist aber nur zu erwarten, wenn in den jeweiligen Fahrzeugen ausschliesslich FTS-Produkte getankt werden und der Motor entsprechend eingestellt ist. Hingegen erlaubt FTS als einziges Verfahren auch die Herstellung von Flugzeugtreibstoffen (Kerosin).

In bestehenden Publikationen wird für die Schweiz je nach Szenario ein Zubau an Photovoltaik (PV) von 11 - 35 TWh_{el} als mögliche Entwicklung im Schweizer Strommarkt geschätzt [2, 3, 4, 5, 6]. In jedem dieser Szenarien wird es temporäre Überschüsse an PV-Leistung geben, d.h. die Leistung aus PV übersteigt sowohl den jeweils aktuellen Landesverbrauch als auch die Pumpleistung zur Füllung der Speicherseen. Damit diese überschüssige erneuerbare Elektrizität aus PV nicht abgeregelt werden muss, braucht es einerseits Tagesspeicher für den Tag-/Nachtausgleich (z.B. Batterien, Luftdruckspeicher, Carnot-Batterien, Gasppeicher, Pumpspeicherkraftwerke, etc.), die innerhalb eines Tages gefüllt und wieder entleert werden können, und andererseits flexible zuschaltbare elektrische Verbraucher, die eine Nutzbarmachung der Überschussenergie in Form einer Umwandlung in chemische Energieträger und die Integration in andere Sektoren ermöglichen. Wie eingangs erwähnt ist dabei entscheidend, dass ausschliesslich überschüssige erneuerbare Elektrizität verwendet wird.

Der grosse PV Überschuss im Sommer korreliert saisonal mit den Überschussmonaten der Wasserkraft. Dies führt in Zukunft zu grossen temporalen (Tageszeit und saisonal) Überkapazitäten auf dem Markt, welche die Strompreise sinken lassen. Aus diesen Gründen wird ein intensiver Ausbau von PV im In- und Ausland mit der Wasserkraft, vor allem mit dem Laufwasserkraftanteil, auf dem Markt konkurrieren.

Auf Basis hoch aufgelöster historischer Zeitreihen von Produktion und Last des schweizerischen Transportnetzes (Swissgrid AG) für Elektrizität und Daten zu Gebäudedachflächen wurden synthetische Stromproduktionsprofile aus realen Profilen der Jahre 2010 bis 2016 berechnet. In diesem Zusammenhang wurde die monatliche durchschnittliche Kernkraftproduktion vom realen Profil abgezogen und für verschiedene Ausbaugrade von PV auf Dachflächen das Potential der möglichen PV-Stromerzeugung abgeleitet. Die daraus errechnete synthetische Produktionsprofile wurden gegen reale Verbrauchsprofile von Strom über die Jahre 2010 bis 2016 aufgetragen, um die daraus abgeleiteten zeitabhängigen Überschüsse und Defizite der Produktions- und Lastkurven zu untersuchen. Es zeigt sich, dass lokale dezentrale Speicher eingesetzt werden müssen, um die PV-Produktionsspitzen zur Mittagszeit für die Stunden mit Stromdefizit einzusetzen, Stromnetze und Transformatoren zu entlasten und die maximale Leistung der allfällig benötigten Elektrolysekapazitäten zu verringern und dadurch die Zahl effektiver Betriebsstunden deutlich zu erhöhen, beides senkt wiederum das einzusetzende Kapital.

Im Fall eines Ausbaus der PV auf 50% aller von im BFE-Projekt "sonnendach.ch" als gut, sehr gut und hervorragend geeigneten Dachflächen würden für ein hypothetisches Jahr 2014 ca. 24 TWh_{el} aus PV produziert. Davon 15.3 TWh_{el} im Sommer und 8.7 TWh_{el} im Winter. Diese Zahlen wurden aus den oben beschriebenen synthetisierten Elektrizitätsprofilen auf Basis von Swissgrid-Daten generiert und berücksichtigen keine Änderung des Endverbraucherprofils. Auch Verschiebungen der Wasserkraftproduktion wurden nicht berücksichtigt. Wenn man mittels Tagesspeicher (z.B. Batteriespeicher, Pumpspeicher, H₂-Speicher/Elektrolyse) die PV-Produktion zur Deckung des Stromdefizits in der Nacht einsetzt (24h-Tag/Nacht-Ausgleich), werden etwa 30% des PV-Überschusses am selben Tag wieder verbraucht; im Winter sind es sogar 90%. Das heisst, die Tagesspeicher erlauben es im Sommer 4.9 TWh_{el} und im Winter etwa 8.3 TWh_{el} zusätzliche Stromerzeugung oder Importe in der Nacht zu vermeiden. Nach Abzug dieses Tag-/Nacht-Ausgleichs ergibt sich ein Nettostromüberschuss¹ im Winter von 0.4 TWh_{el} und im Sommer von 10.4 TWh_{el}. Total sind also 10.8 TWh_{el} der jährlich produzierten 24 TWh_{el} (ca. 40%) Überschussstrom. Zudem sinkt durch die zeitliche Verteilung des Stromüberschusses mittels Tagesspeicher die maximal zu installierende Elektrolyse-Leistung (und damit die Kapitalkosten) von 14 GW_{el} auf unter 6 GW_{el}, während die möglichen Betriebsstunden pro Jahr um gute 20% auf 4'650 Stunden steigen. Davon fallen 4050 Stunden im Sommerhalbjahr und 600 Stunden im Winterhalbjahr an. Man muss daher darauf achten, dass der Betrieb der Elektrolyse nicht die Stromlücke im Winter vergrössert, sondern nur den PV-Überschuss verarbeitet. Die benötigten kumulierten Tagesspeicher wären in diesem Fall in etwa 130 GWh_{el} gross, was cir-

¹ totaler Stromüberschuss minus Tag/Nacht-Ausgleich

ca einem Tagesverbrauch des Schweizer Strombedarfs entspricht. Bei Nutzung von 75% aller geeigneten Dachflächen für PV würde nach Tag/Nacht-Ausgleich als Überschuss im Winter 2.2 TWh_{el} und im Sommer gute 18.1 TWh_{el} zur Speicherung oder Nutzung in anderen Sektoren übrig bleiben. Die Anzahl der Betriebsstunden würde sich ebenfalls signifikant auf ca. 6000 Stunden erhöhen.

Statt SNG zu produzieren, könnten diese Überschüsse auch direkt in effizienten Elektrofahrzeugen (BEV) eingesetzt werden. Allerdings entspannt dies die Situation nur im Sommer, da mehr als 90% der Überschüsse im Sommer anfallen und im Winter aufgrund der fehlenden Überschüsse für diese Fahrzeuge zusätzlich Strom erzeugt oder importiert werden müsste. Die Situation wird noch verschärft, da BEV im Winter zusätzlichen Strom zur Fahrzeugheizung benötigen. Bei Nutzung von 50% der geeigneten Dachflächen für PV könnte man mit der oben erwähnten kumulierten Elektrolyseleistung von 6 GW_{el} etwa 6.5 TWh Wasserstoff ($\eta = 60\% H_i$) herstellen, der allerdings auch zu 90% im Sommer anfiel. Es bräuchte also eine entsprechende jahreszeitlich variierende H₂-Nutzung oder genügend grosse Speichermöglichkeiten. Wenn man den Wasserstoff noch weiter in Methan (SNG) umwandeln würde, könnte man daraus etwa 5 TWh SNG erhalten, unter der Bedingung, dass genügend CO₂ am Standort der Elektrolyse vorhanden ist.

Um geographische Abhängigkeiten und Potentiale von PtG-Anlagen zu analysieren, wurden in dieser Studie GIS-Werkzeuge eingesetzt, mit welchen die räumliche Verteilung und Verfügbarkeit der wichtigsten Faktoren für den Einsatz von PtG-Technologien abgeschätzt wurde. Neben der Verfügbarkeit von CO₂ als Kohlenstoffquelle sind solche Faktoren unter anderem das Vorhandensein von Elektrizität für die Energieerzeugung (z.B. Wasserkraftwerke) und eines Erdgasnetzes mit Einspeisepunkten als Transport- und Speichernetzwerk, ohne welches eine wirtschaftliche Umsetzung von PtG stark eingeschränkt wäre.

Die Gestehungskosten von PtG-Produkten sind aufgrund des hohen Anteils der Stromkosten sehr sensitiv bezüglich der anfallenden Netzentgelte beim Strombezug aus dem Netz. Eine mögliche Vermeidungsstrategie ist zunehmend die Realisation von PtG-Anlagen auf Arealen von Kraftwerken, wodurch der Strombezug der Anlage als Eigenverbrauch deklariert werden kann und folglich die Netzentgelte entfallen. Hierfür kommen in erster Linie Wasserkraftwerke als Standorte in Frage, da diese einen Teil ihres Stroms als erneuerbaren Strom in grosser Menge zur Verfügung stellen können, ohne diesen in das Netz einspeisen zu müssen, wodurch auch mehr Kapazität für PV im Stromnetz entstünde.

Die Nutzung des Wasserkraftstroms für PtG müsste in diesem Fall mit der dezentralen Speicherung des PV Überschussstroms koordiniert werden, damit keine lokalen Einspeisengpässe entstehen. Das heisst, wenn die dezentralen Speicher entleert werden, speisen sie den Strom in das Netz ein und die Wasserkraftwerke führen gleichzeitig ihren produzierten Strom der PtG-Anlage zu. Diese Strategie könnte in Zukunft einige Vorteile für Kraftwerksbetreiber haben: Die Rentabilität der Wasserkraft wird erhöht, indem die Energie in einem anderen Markt als dem Strommarkt verkauft werden kann; ein Grossteil der Wasserkraftleistung im Sommer ist relativ unflexibel, vor allem dann, wenn die Wassermengen überdurchschnittlich hoch sind;

Um Flexibilität zu bewahren, müssen die Speicherkraftwerke nämlich Raum für unvorhersehbare Wetterbedingungen reservieren. Laufwasserkraftwerke sind darüber hinaus angewiesen, jeden Kubikmeter Wasser zu nutzen, um die spezifischen Produktionskosten zu senken. Im Sommer, wenn die Wasserkraft ihr Produktionsmaximum erreicht, wird sie mit den hohen Peakleistungen der PV Anlagen am Strommarkt konkurrieren. Dieser Umstand häuft sich mit dem erwarteten PV-Zubau zunehmend, was zu niedrigen Strompreisen führen wird und zu Situationen, in denen die Wasserkraftproduzenten ihren Strom unterhalb der Gestehungskosten verkaufen müssen, um die Opportunitätskosten möglichst gering zu halten. Diese Konkurrenz verstärkt sich mit dem Zubau von PV im benachbarten Ausland und erhöht den Druck auf die Wertschöpfung noch weiter. PtG könnte daher für manche Kraftwerksbesitzer und Energieversorgungsunternehmen (EVU) eine echte Alternative zur Wertschöpfung im Strommarkt darstellen, um über die Sektorkopplung eine zusätzliche, planbare Flexibilität für ihre Kraftwerke zu schaffen und Elektrizität wertschöpfend im Energiemarkt unterzubringen.

Die GIS-Analyse hat es ermöglicht, das Potential von PtG-Anlagen zu bestimmen, wenn diese auf dem Grundstück eines Wasserkraftwerks stehen und CO₂-Quellen (Zementwerken, KVA und/oder ARA) nicht mehr als 10 km davon entfernt sein dürfen. Aus dieser Standortanalyse resultieren 1.8 TWh_{SNG}, die mit einer kumulierten Elektrolyseleistung von etwa 1 GW_{el} und entsprechend grosser Methanisierung aus dem PV-Überschuss gewonnen werden. Diese 1.8 TWh_{SNG} decken den Energiebedarf von ca. 330'000 Erdgasfahrzeugen. Die Menge des SNG könnte deutlich erhöht werden, wenn PtG-Anlagen direkt bei der CO₂-Quelle stünden und die Elektrizität transportiert werden würde. Jedoch ist es zur Zeit wirtschaftlich attraktiver, Standorte zur Vermeidung von Netzentgelten zu wählen.

In einer weiteren GIS-Analyse wurden potentielle Standorte für PtG-Anlagen mit einer gewissen Leistung identifiziert. Es zeigt sich, dass – ungeachtet der verfügbaren Strommengen – das ausgestossene CO₂ der grössten Emittenten (Zementwerke und KVA), die sich alle in der Nähe zum Erdgasnetz befinden, "theoretisch" (d.h. 100% CO₂-Abtrennung und Dauerbetrieb) für 38 TWh_{SNG} und unter realistischen Bedingungen (d.h. 75% CO₂-Abtrennung; nur Betrieb mit Überschussstrom) für 15 TWh_{SNG} pro Jahr reichen würde. Der Standort mit dem grössten technischen Potential befindet sich in Birr (AG), da hier zwei Zementwerke und zwei KVA innerhalb eines Radius von 10 km anschliessbar wären. Die kumulierte CO₂-Menge würde eine Power-to-SNG-Anlage mit einer elektrischen Leistung von 1.3 GW_{el} und einer Produktion von 2.8 TWh_{SNG} ermöglichen. Weitere gut geeignete Standorte sind Untervaz (GR) , Biel (BE) , Eclépens (VD) und der Raum Zürich/Altstetten (ZH).

Während der CO₂-Ausstoss der kleinsten KVA (Gamsen, VS) eine PtG -Anlage mit 63.7 MW_{el} ermöglichen würde, liegt bei den ARA die Obergrenze bei 12 MW_{el}. Da das CO₂-Aufkommen bei den meisten ARA sogar noch kleiner ist, haben die betrachteten ARA mit mehr als 30'000 Einwohnerwerten zusammen nur ca. 2% Anteil am Gesamt-CO₂-Ausstoss. Wegen der deutlich tieferen Produktionskosten (Mischkalkulation aus Power-to-SNG-Produkt und Rohgas) an ARA-Standorten (u.a. da keine CO₂-Abtrennung aus dem Klärgasstrom nötig ist und der

anfallende Sauerstoff aus der Elektrolyse im Belebungsbecken genutzt werden kann), werden diese Potentiale wahrscheinlich – mit grosser Wahrscheinlichkeit – vorrangig erschlossen.

Bei der Betrachtung der potentiellen Märkte für die Produkte von PtG fällt auf, dass von den beiden in der Schweiz dominanten CO₂-emittierenden Sektoren (Gebäudewärme und Mobilität) die Gebäudeversorgung relativ einfach durch bessere Isolation, Wärmepumpen und Wärmespeicher CO₂-ärmer gestaltet werden kann. In der Mobilität hingegen, die mit 30% Anteil zu den grössten Endenergieverbrauchern und zu den Energiesektoren mit einem grossen Potential zur Integration von erneuerbaren Energien gehört, machen Energiekosten für fossile Treibstoffe nur etwas mehr als 10% der Gesamtkosten (*total cost of ownership*) aus; d.h. der Einsatz von Energieträgern, die gegenüber fossilen Treibstoffen teurer sind, fällt – neben anderen Faktoren – beim Endverbraucher weniger ins Gewicht, wie beispielsweise in Haushalten bei der Wärmebereitstellung, bei der die Energiekosten einen deutlich höheren Anteil an den Gesamtkosten haben. Durch die CO₂-Gesetzgebung der EU und der Schweiz (Sanktionskosten des CO₂-Ausstosses der Neuwagenflotte gemessen in gCO₂/km) wird zudem ein immer stärkerer Druck im Mobilitätssektor erzeugt, die CO₂-Emissionen zu senken. Zukünftige CO₂-Sanktionen beim Neuwagenimport belaufen sich auf einen Gegenwert von 450 - 750 CHF/tCO₂, bezogen auf die den Grenzwert überschreitende emittierte (spezifische) CO₂-Menge, ist dies die teuerste Sanktionierung einer Tonne CO₂ bisher. Die Sanktionen können durch insgesamt energiesparendere Fahrzeuge, durch kleinere und leichtere Fahrzeuge oder durch alternative erneuerbare Energieformen vermieden werden.

Dies weist ebenfalls darauf hin, dass das Interesse der Produktion von erneuerbaren synthetischen Treibstoffen für die Mobilität in naher Zukunft schnell zunehmen wird, da es einen entsprechend grossen finanziellen Anreiz gibt. Aus diesem Grund steht in dieser Studie die Substitution fossiler Treibstoffe durch erneuerbare synthetische Energieträger aus PtG in der Mobilität im Vordergrund, da in diesem Sektor eine wirtschaftliche Nutzung von PtG zur Zeit am wahrscheinlichsten erscheint.

Für die Anwendung von PtG im Bereich der Mobilität ist wichtig, dass sich zeitliche und räumliche Potentiale mit der Nachfrage decken. Im hypothetischen Fall einer CO₂-Absenkung auf 95 gCO₂/km ausschliesslich mit PtG-Fahrzeugen werden über einen gesamten Flottenerneuerungszyklus von 14.5 Jahren ca. 0.9 Mio. PtG-Fahrzeuge benötigt. Bezüglich der Nachfrage wurde abgeschätzt, dass im günstigsten Fall diese 0.9 Mio. PtG-Fahrzeuge einen jährlichen SNG Bedarf von 6.7 TWh_{SNG} und einen resultierenden Elektrizitätsbedarf von 13 TWh_{el} benötigen. Der verfügbare Überschussstrom von 10.8 TWh_{el} bei einem PV Ausbau von 50% der geeigneten Dachflächen würde für ca. 5 TWh_{SNG} respektive ca. 75% dieses Bedarfs reichen, falls ein Wirkungsgrad von 47% für PtG angenommen wird. Sollten ausschliesslich Standorte an Wasserkraftwerken erschlossen werden, beschränkt sich die verfügbare Energie zusätzlich. Da die Wasserkraftwerke nicht in ausreichender Masse in der Nähe der grossen CO₂-Quellen liegen, kann bei weitem nicht der ganze verfügbare Überschussstrom genutzt werden. In diesem Fall kann lediglich ca. 3.9 TWh_{el} der 10.8 TWh_{el} in ca. 1.8 TWh_{SNG} umgesetzt werden. Dies

würde bei zukünftig 0.9 Mio. Erdgasfahrzeugen für ca. 30% der benötigten SNG Produktion reichen.

Höhere Anteile könnten mit dem weiteren Ausbau der PV ermöglicht werden, würden aber das Problem des Stromüberschusses noch weiter verstärken. Würde das energetische Potential zur Produktion synthetischer Treibstoffe unter den angegebenen Annahmen voll ausgenutzt und damit fossile Treibstoffe ersetzt, könnten mit heutiger PtG-Technologie 0.9 – 1.2 Mio. t CO₂ eingespart werden.

Die Umwandlung der PV-Überschüsse in Wasserstoff als Treibstoff für Brennstoffzellenfahrzeuge wäre effizienter und der Bedarf an naheliegenden CO₂-Quellen entfiel. Jedoch wäre dann das Problem einer saisonalen Versorgung der Wasserstoffmobilität und einer effizienten Verteilung des Energieträgers zu lösen. Da erneuerbares SNG "unbegrenzt" in das Gasnetz eingespeist werden kann, können fossile Erdgasimporte im Sommer in gleicher Höhe eingespart werden, während den Erdgasfahrzeugen das ganze Jahr Treibstoff in genügender Menge zur Verfügung stünde. Das Speicherproblem zwischen Sommer und Winter wird damit entschärft, was für eine Umwandlung in Methan spricht.

Wird die PtG-Technologie richtig eingesetzt, d.h. die Betriebszeit auf Zeiten mit Überschuss begrenzt und der Einsatz in einer netzdienlichen Art und Weise betrieben, kann sie äquivalent zu einem "Überdruckventil" für Entspannung und mehr Kapazitäten im elektrischen Netz in Zeiten hoher Überschüsse an erneuerbarer Energie dienen, ohne dass damit neue Versorgungslücken im Winter entstehen. Systemdienlich umfasst in diesem Fall die Netzsicherheit (Netzstabilität), Energieversorgungssicherheit, Klimaverträglichkeit (CO₂-Reduktion) und Wirtschaftlichkeit (Wertschöpfung). Darüber hinaus ermöglicht die Nutzung von SNG aus PtG in der Mobilität in Extremsituationen, kurzfristig auf fossiles Erdgas zurückzugreifen, wenn die Versorgung mit erneuerbarer Energie ausfällt oder verknappt.

Die oben dargestellten Ergebnisse und Schlussfolgerungen beruhen auf dem gemäss der Aufgabenstellung gewählten Fokus auf die Schweiz. Stromimporte für den Betrieb von PtG und Exporte für den Abbau von Überschüssen sind nicht näher betrachtet worden, u.a. aufgrund der Erwartung, dass bei hohem PV-Ausbau in angrenzenden Ländern zur selben Tageszeit Produktionsspitzen vorkommen werden. Sollte es jedoch eines Tages möglich sein CO₂-armen Strom im Winter zu importieren (z.B. Windkraftstrom aus Dänemark oder von Offshore-Anlagen über noch zu erstellende Stromleitungen in Deutschland), müssten verschiedene Aspekte neu betrachtet werden, insbesondere die Wahl des Energieträgers für die Mobilität. Ebenso könnten grössere Möglichkeiten zur saisonalen Speicherung von SNG in ausländischen Kavernenspeichern oder der Transport und internationale Handel von SNG in Flüssiggastankern (LNG) oder H₂ auf Schiffen zu allen Jahreszeiten die Randbedingungen für PtG in der Schweiz verändern.

1. Einleitung

Eine zentrale Aufgabe des BAFU ist es, vorausschauend Abklärungen zu treffen, mit welchen Technologien Fahrzeuge in Zukunft emissionsärmer betrieben werden können. Dazu gibt es verschiedene Ansatzpunkte. Eine Option ist beispielsweise die Verwendung von synthetischen Treibstoffen, hergestellt aus überschüssigem erneuerbaren Strom im Rahmen von Power-to-Gas (PtG).

Im Anschluss an eine von der Abteilung Luftreinhaltung und Chemikalien des BAFU organisierte Besichtigung der ersten industriellen Power-to-Gas (PtG) Anlage in Werlte (6 MW_{e1}) mit Vertreterinnen und Vertretern des BAFU, des BFE und der Empa im Frühjahr 2014 wurden die Potentiale dieser Technologie für die Schweiz diskutiert. Bis zum damaligen Zeitpunkt gab es keine Studie, die sich mit der Nutzbarmachung temporärer Stromüberschüsse in der Schweiz befasste, weshalb die Möglichkeiten eines solchen Projektes evaluiert wurden. Da sich die Empa und das PSI mit diesen Technologien bereits intensiv befassten, unter anderem im Rahmen der Schweizerischen Kompetenzzentren für die Energieforschung (SCCER) in den Bereichen Mobilität und Energiespeicherung, erteilte das BAFU der Empa und dem PSI den Auftrag für eine entsprechende Studie.

Die vorliegende Studie wurde vom BAFU teilweise finanziert und untersucht die Machbarkeit und das Potential von synthetischen Energieträgern aus erneuerbarem Strom im Inland. Sie leistet damit einen Diskussionsbeitrag im Bereich der defossilisierten Treibstoffe in der Schweiz. Dabei wird untersucht wie PtG zur Senkung von CO₂-Emissionen in anderen Energiesektoren (Mobilität) beitragen und in das Energiesystem eingefügt werden kann. Als energetische Vorgabe diente die Energiestrategie des Bundesrates, die im Wesentlichen auf einem Ausstieg aus der Kernkraft und einem starken Zubau von PV-Anlagen gründet, gleichzeitig aber auch in allen Sektoren deutliche Energie- und CO₂-Einsparungen vorsieht.

In Kapitel 2 wird eine detaillierte Beschreibung der technischen Prozesse und Anlagen zur Einbindung von PtG in den Strommarkt, insbesondere Elektrolyseverfahren und Syntheseprozesse zur Herstellung von Kohlenwasserstoffen (Methanisierung, Fischer-Tropsch-Synthese und Methanol-Synthese) durchgeführt. Da die Herstellung von Flüssigtreibstoffen durch Power-to-Liquids grundsätzlich tiefere Wirkungsgrade aufweist als die Herstellung von gasförmigen Treibstoffen durch Power-to-Gas, werden wirtschaftliche Abklärungen, Potentialabschätzungen, etc. in dieser Studie vordergründig auf Gas (CH₄) als Stellvertreter für PtG beschränkt.

Die Situation auf dem Energiemarkt wird im Kapitel 3 beschrieben und der Fokus vor allem auf die Auswirkungen eines Ausbaus der erneuerbaren Energien (Photovoltaik) gelegt. Weiter

wird das Potential von PtG-Treibstoffen als Ersatz von fossilen Treibstoffen (Benzin, Diesel) im Sektor Mobilität analysiert.

In Kapitel 4 werden mittels GIS-Methoden und hochaufgelösten Zeitreihen die zeitlichen und räumlichen Faktoren untersucht, die das energetische und ökonomische Potential von PtG-Anlagen beeinflussen. Diese Faktoren umfassen insbesondere die Präsenz von CO₂-Quellen, eines Erdgasnetzes, erneuerbare Elektrizität (Wasserkraftwerken und PV-Anlagen) sowie potentielle Verbraucher (Tankstellen). Dies ermöglicht es, technologische Limitierungen besser abzuschätzen, als mit stark vereinfachenden Abschätzungen, beispielsweise über räumlich und zeitlich invariante Mittelwerte.

Eine erste abschätzende Wirtschaftlichkeitsberechnung im Kapitel 5 rundet die Studie ab.

Die Autoren dieser Studie möchten darauf hinweisen, dass die hier präsentierten Ergebnisse auf Annahmen beruhen, die bei der Interpretation der Ergebnisse berücksichtigt werden müssen. Insbesondere die Untersuchung zu den Stromüberschüssen aus Erneuerbaren Energien (EE) wurden auf Basis der Bilanzgrenze Schweiz durchgeführt. Das heisst, es wird Stromproduktion aus Schweizer Stromquellen berücksichtigt sowie die sich daraus ergebenden Randbedingungen und Problemstellungen abgeleitet. Der Austausch von Strom mit dem benachbarten Ausland wurde hier, aufgrund der zentralen Annahme, dass die Nachbarländer sehr ähnliche PV-Stromüberschüsse zu entsprechenden Zeiten generieren, nicht berücksichtigt.

2. Technologien

2.1. Allgemein

In diesem Kapitel werden die zentralen Technologien von PtG, namentlich die Wasserelektrolyse, die Methanisierung, die Methanolsynthese und die Fischer-Tropsch-Synthese aus technischer und wirtschaftlicher Sicht vorgestellt. Insbesondere wird der jeweilige Stand der Technik sowie deren Eingliederung in die Prozessketten von PtG aufgezeigt.

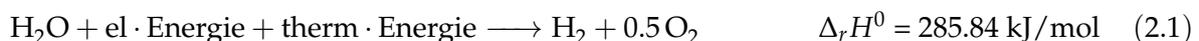
Abb. 2.1 zeigt eine Übersicht dieser verschiedenen Prozessketten, zentralen Umwandlungsschritte und Querbeziehungen sowie benötigten Ressourcen und erzeugten Produkte für die im folgenden beschriebenen PtG-Technologien:

- Power-to-H₂ (Wasserstoff)
- Power-to-SNG (Methan/SNG/CNG)
- Power-to-Liquids (Methanol, DME/POME, Fischer-Tropsch-Treibstoffe)

2.2. Power-to-H₂ (Wasserelektrolyse)

2.2.1. Einleitung

Unter der Wasserelektrolyse versteht man die Aufspaltung von Wasser (H₂O) in seine elementaren Bestandteile Wasserstoff (H₂) und Sauerstoff (O₂) mit der Hilfe von elektrischer Energie (Gleichstrom) und thermischer Energie (Wärme) gemäss der folgenden Reaktionsgleichung:



Technisch wird die Wasserelektrolyse in einer Elektrolysezelle durchgeführt. Eine Elektrolysezelle besteht in ihrer einfachsten Form aus einem Elektrolyt (z.B. Wasser) und zwei Elektroden, nämlich einer Kathode für die Reduktion und einer Anode für die Oxidation. Mehrere solche einzelnen Elektrolysezellen ergeben einen Elektrolyse-Stack (Elektrolyseur).

Da reines Wasser eine zu tiefe Leitfähigkeit als Elektrolyt hat, werden in technischen Anwendungen alternative (wässrige oder feste) Elektrolyte eingesetzt. Für eine bessere Abtrennung der entstehenden Gase werden die Anoden- und Kathoden-Seiten der Zellen durch einen Separator (Membran oder Diaphragma) unterteilt. Gegenwärtig gibt es drei Typen von Elektrolysezellen:

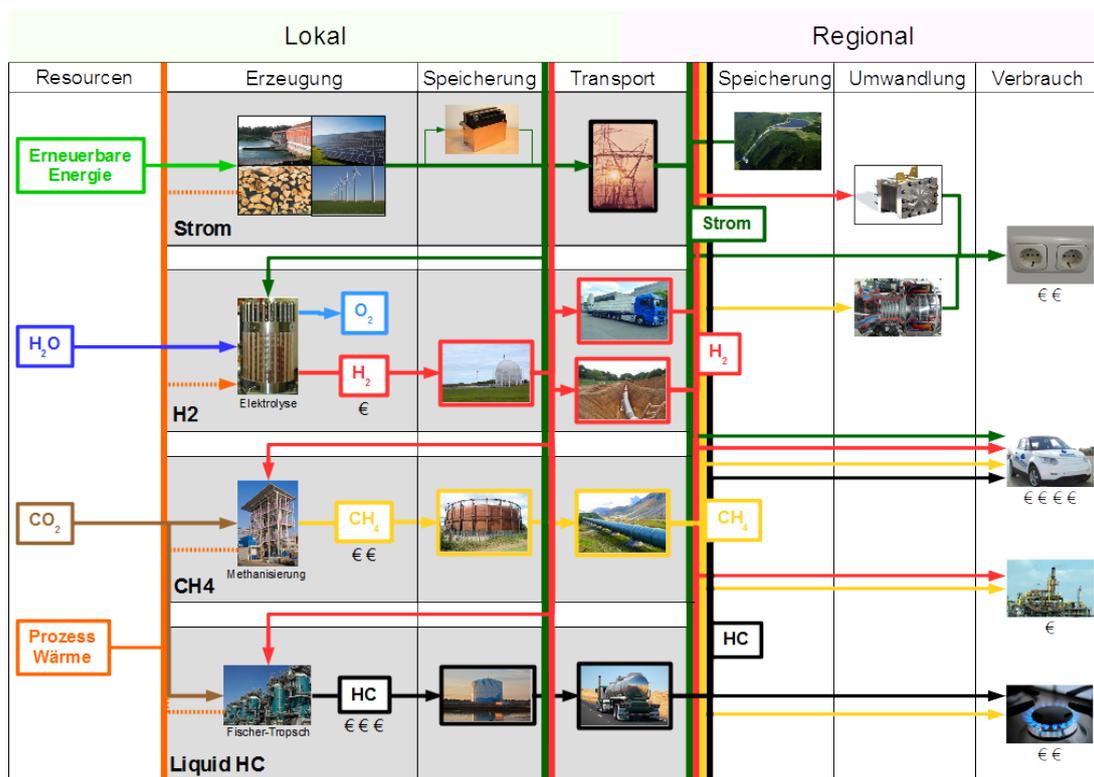


Abbildung 2.1. – Umwandlungsschritte, Querbeziehungen, benötigte Ressourcen und erzeugte Produkte von PtG-Prozessketten (© Empa 2019)

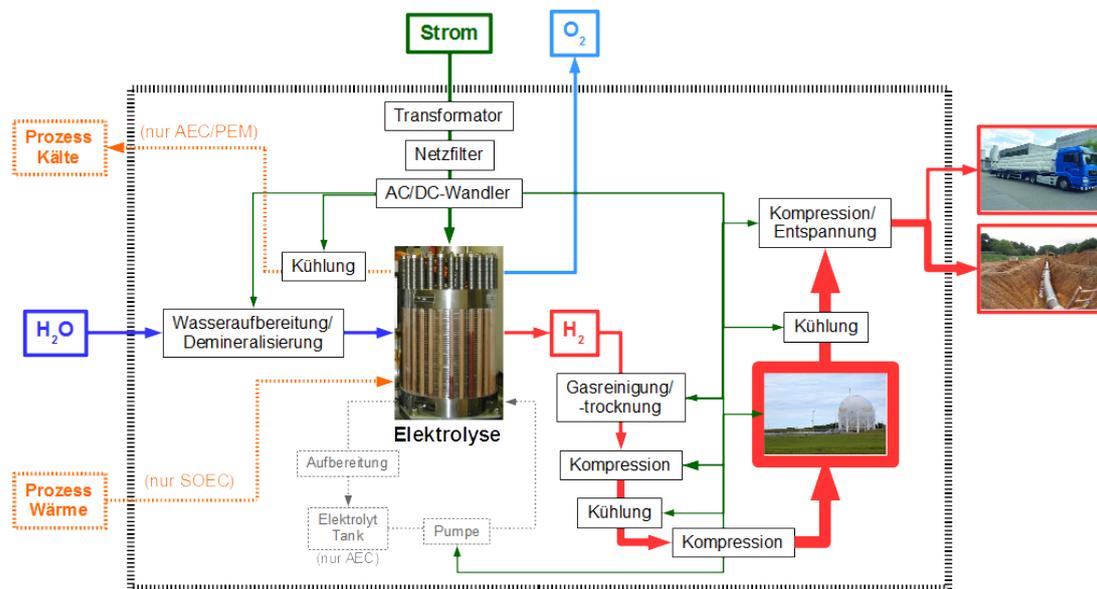


Abbildung 2.2. – Prozesskette Power-to-H₂ mit Wasserelektrolyse (Pfeildicke = Druckniveau) (© Empa 2019)

- **AEC** (*Alkaline Electrolysis Cell*)
- **PEM** (*Proton Exchange Membrane*) und **AEM** (*Anion Exchange Membrane*)
- **SOEC** (*Solide Oxide Electrolysis Cell*)

Bis dato sind nur die AEC und die PEM in kommerziellen Anwendungen (Industrie) etabliert. Für die SOEC gibt es jedoch schon erste (halb-kommerzielle) Demonstrationsanlagen^{1 2}.

2.2.2. Anforderung an industrielle Anwendungen

Aus rein wirtschaftlicher Betrachtung ist vor allem der produzierte Wasserstoff der Elektrolyse mit seiner sehr hohen Energiedichte (Brennwert) von 39.4 kWh/kg (3.52 kWh/Nm³) interessant. Wasserstoff kann beispielsweise als Energiespeichermedium, als Treibstoff für Brennstoffzellenfahrzeuge oder als Rohstoff in der chemischen Industrie (z.B. Petrochemie und Metallurgie) verwendet werden. Der Transport von Wasserstoff erfolgt dabei entweder in einem eigenen Wasserstoffverteilnetz, als Beimischung im bestehenden Erdgasnetz oder auf der Straße/Schiene in speziellen Behältern/Lastwagen ("Trailer").

Neben dem Wasserstoff kann unter Umständen auch der produzierte Sauerstoff z.B. im Belebungsbecken einer Kläranlage (ARA) oder in der chemischen Industrie genutzt werden. Dies hängt jedoch, noch stärker als beim Wasserstoff, von den lokalen Gegebenheiten wie der Distanz und des Verteilnetzes zum Abnehmer sowie der allgemeinen Nachfrage ab. Andernfalls wird der produzierte Sauerstoff ungenutzt in die Atmosphäre abgelassen.

Im Zusammenhang mit PtG-Anwendungen ist die Wasserelektrolyse das erste und zentrale Glied in der Umwandlung von elektrischer Energie zu chemischer Energie. Sämtliche nachfolgenden Prozessschritte/-ketten bauen auf dem mittels Elektrolyse produzierten Wasserstoff auf (siehe Abb. 2.1). Eine detailliertere Darstellung der Prozessketten im Rahmen von Power-to-H₂ ist in Abb. 2.2 ersichtlich.

Insbesondere wenn der elektrische Strom aus intermittierenden erneuerbaren Quellen wie Wind und Sonne stammt, ergeben sich im Zusammenhang mit PtG-Anwendungen für die Wasserelektrolyse die folgenden zentralen Anforderungen:

- möglichst dynamische Arbeitsweise mit grosser Bandbreite für Teillastbetrieb und kurzen Reaktionszeiten (Anfahrzeiten)
- genügend hohe Gasreinheit für eine Einspeisung in (bestehende) Erdgas-/Wasserstoff-Verteilnetze
- hohe Effizienz (Wirkungsgrad) im gesamten System (inkl. Nebenaggregate, etc.)
- kompakte Bauweise und wenig Flächenbedarf (Betrieb unter Druck)

¹ sunfire http://www.sunfire.de/de/unternehmen/presse/detail/DAMPF-ELEKTROLYSE-MODUL_SALZGITTER_FLACHSTAHL (aufgerufen am 9. Mai 2019)

² Haldor Topsoe <https://blog.topsoe.com/2016/12/site-carbon-monoxide-generation-takes-next-step> (aufgerufen am 9. Mai 2019)

- einfache Skalierbarkeit bis in den MW-Bereich
- hohe Verfügbarkeit und Lebensdauer
- geringe Investitions- und Betriebskosten (CAPEX und OPEX)

2.2.3. Geschichte

Geschichtlich ist die Wasserelektrolyse seit über 200 Jahren bekannt. Bis ins 20. Jahrhundert nahm die Anzahl an Elektrolyseuren kontinuierlich bis auf ca. 400 im Jahr 1902 zu [7, 8]. Im Jahr 1939 wurde der erste grosstechnische Elektrolyseur mit einer Kapazität von $10\,000\text{ Nm}^3\text{ (H}_2\text{)}/\text{h}$ durch die norwegische Firma Norsk Hydro Electrolyzers in Betrieb genommen. Bis zu diesem Zeitpunkt wurden die Elektrolyseure hauptsächlich mit einem alkalischen Elektrolyt (AEC) und bei Umgebungsdruck betrieben. Der erste Elektrolyseur, der erhöhten Druck (30 bar) ausnutzte, folgte 1951 von der Firma Lurgi [9]. Davon wurden bis 1960 insgesamt 36 Reihen mit jeweils 8 Elektrolyseuren und einer Kapazität von je $140\text{ Nm}^3\text{ (H}_2\text{)}/\text{h}$ ($0.8\text{ MW}_{\text{el}}$) für eine Düngemittel-Produktionsanlage beim Assuan-Stausee in Ägypten in Betrieb genommen. Zu diesem Zeitpunkt war dies die weltgrösste elektrolytische Wasserstoffproduktionsanlage mit einer Produktionsrate von über $30\,000\text{ Nm}^3\text{ (H}_2\text{)}/\text{h}$ und einer elektrischen Leistung von über $200\text{ MW}_{\text{el}}$. Im Jahr 1966 folgte dann der erste Elektrolyseur mit einer Festpolymer-Elektrolyt-Membran (PEM) und 1972 der erste Festoxid-Elektrolyseur (SOEC).

Die Erforschung der Wasserelektrolyse und die Entwicklung von Elektrolyseuren nahm bis Ende der 1980er Jahre weiter zu, bis es in den 1990er Jahren durch sinkenden Preise für fossile Energieträger und gleichzeitig steigenden Preise für elektrischen Strom zu einem Einbruch kam. Erst anfangs der 2000er wurde die Produktion von Wasserstoff mittels Elektrolyse im Zusammenhang mit der Nutzung von intermittierend und oftmals überschüssig produziertem Strom aus erneuerbaren Quellen wie Wind und Sonne wieder intensiviert.

2.2.4. Thermodynamik

Die endotherme Wasserelektrolyse braucht bei Standardbedingungen von 25°C und Umgebungsdruck ein theoretisches Minimum von 237.13 kJ an elektrischer Energie um ein Mol Wasser (H_2O) zu dissoziieren. Diese Menge an elektrischer Energie entspricht der Gibbs Energie ΔG_R (freie Enthalpie). Zusätzlich sind noch 48.7 kJ an thermischer Energie notwendig, um die (irreversible) Entropieänderung der Reaktion zu ermöglichen. Total sind also 285.83 kJ an Reaktionsenthalpie ΔH_R nötig.

Die minimale Spannung (Standardpotential), die an eine Elektrolyse-Zelle angelegt werden muss, um die Reaktion zu starten, entspricht gemäss dem Faraday'schen Gesetz 1.23 V . Damit jedoch die in der Zelle durch den Ohm'schen Widerstand produzierte Wärme gerade dem Wärmebedarf der Reaktion entspricht – und somit keine Wärme von der Umgebung zugeführt

werden muss – wird eine (thermo-neutrale) Spannung von 1.48 V benötigt. Wird eine Spannung von mehr als 1.48 V angelegt, muss die zusätzlich erzeugte Wärme in geeigneter Weise (z.B. durch Kühlung) wieder abgeführt werden, um eine vorzeitige Degeneration der Zelle zu verhindern.

Sowohl die Temperatur als auch der Druck spielen für die Wasserelektrolyse eine wichtige Rolle. Die Abhängigkeit zwischen der Temperatur und dem Energiebedarf bzw. der korrespondierenden Zellspannung ist in Abb. 2.3 aufgezeigt. Beispielsweise nimmt der totale Energiebedarf (ΔH) der Elektrolyse mit steigender Temperatur (leicht) zu. Jedoch nimmt die benötigte elektrische Energie (ΔG) mit steigender Temperatur auf Kosten der benötigten thermischen Energie (Wärme) ab. Dies ist vor allem aus Kostengründen interessant, da mehr als 2/3 der Kosten der Elektrolyse auf den Bezug von elektrischer Energie fallen [9]. Noch ökonomischer wird der Betrieb bei hohen Temperaturen, wenn zur Deckung des Wärmebedarfs eine externe Wärmequelle (z.B. Abwärme eines industriellen Prozesses oder eines thermischen Kraftwerks) genutzt werden kann. Wird Wasser in flüssiger Form der Elektrolyse-Zelle zugefügt, muss zusätzlich die Verdampfungsenthalpie von ca. 40.7 kJ/mol aufgebracht werden. Dies entspricht einer zusätzlich aufzubringenden Spannung von 0.21 V (siehe Abb. 2.3). Folglich sollte idealerweise H₂O bereits im gasförmigen Zustand (Wasserdampf) der Elektrolyse zur Verfügung stehen. Dieser Effekt wird bei SOEC ausgenutzt, um höhere Wirkungsgrade von Strom zu Wasserstoff zu erreichen, es wird jedoch eine genügend grosse externe Wärmequelle benötigt.

Der thermodynamische Einfluss des Drucks auf die Elektrolyse ist im Vergleich zur Temperatur viel geringer: Eine Erhöhung des Drucks führt gemäss Nernst-Gleichung zu einer (leichten) Erhöhung der minimalen Zellspannung und somit zu einer Erhöhung des elektrischen

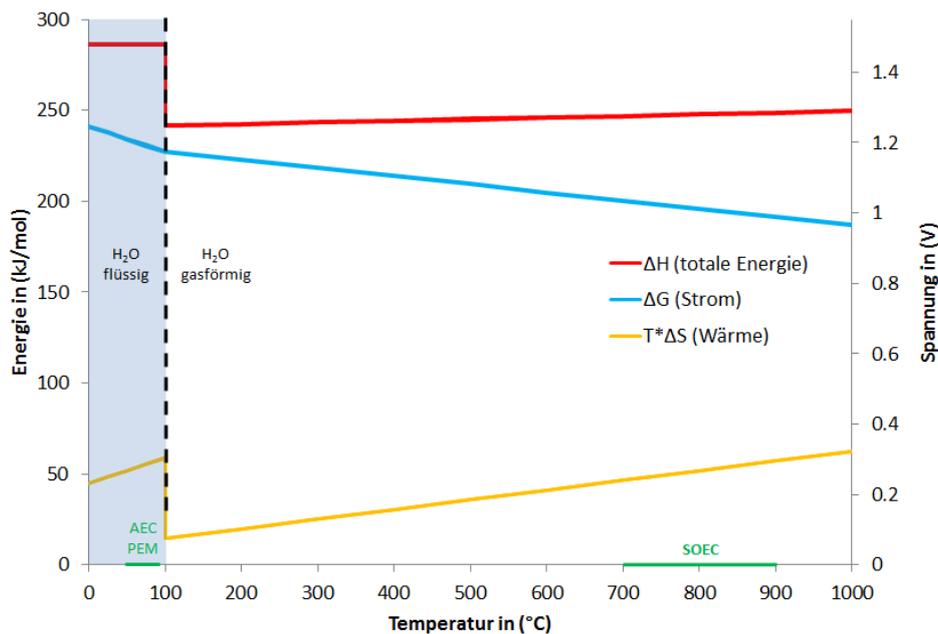


Abbildung 2.3. – Einfluss der Temperatur auf den Energiebedarf der Wasserelektrolyse (© Empa 2019)

Energiebedarfs. Jedoch hat ein Betrieb unter Druck auf das gesamte System betrachtet ein paar entscheidende Vorteile: Unter Druck nimmt beispielsweise der Flächenbedarf der Elektrolyseanlagen ab, da diese kompakter gebaut werden können. Gleichzeitig wird unter Druck die Stromdichte (A/cm^2) erhöht, was zu geringeren Investitionskosten führt, weil die Fläche der Elektroden und der Membran zum Erreichen einer gewünschten Wasserstoffproduktionsmenge kleiner werden. Bezüglich einer effizienteren Gasreinigung bietet sich eine einseitige Druckladung auf der Wasserstoffseite an³. Der oftmals bedeutendste Vorteil eines Betriebs unter Druck ist jedoch die Reduktion von Kompressionskosten für eine anschließende Netzeinspeisung oder Speicherung des produzierten Wasserstoffs [10]. Als Nachteile eines Betriebs unter Druck ergeben sich aus der höheren Stromdichte höhere Energie- und Produktionskosten wegen einer höheren Überspannung der Elektroden, höhere Ohm'sche Verluste, sowie eine geringere Lebensdauer der Membran [7]. Dennoch werden gemäss Bertuccioli u. a. [10] bis 2030 die meisten kommerziellen Elektrolyseure bei Drücken um die 30 bar arbeiten.

2.2.5. Überspannungen (Verluste)

Ausgehend vom (reversiblen) Standardpotential der Wasserelektrolyse von 1.23 V kommen in der Realität für die praktische Durchführung der Wasserelektrolysereaktion noch eine Anzahl von verschiedenen Überspannungen (Verlusten) hinzu:

- **Aktivierungsüberspannung:** Die Aktivierungsüberspannung muss durch die limitierende Reaktionskinetik an der Anode (Oxidation) und der Kathode (Reduktion) der Elektrolysezelle aufgebracht werden, wobei in dieser Hinsicht die komplexere Oxidation an der Anode dominiert. Die Aktivierungsüberspannung wird umso kleiner, je höher die Aktivität der Katalysatoren an den Elektroden ist. Weiter hängt die Aktivierungsüberspannung logarithmisch von der Stromdichte ab, was dazu führt, dass die Aktivierungsüberspannungen bei höheren Stromdichten beinahe konstant wird.
- **Ohm'sche Überspannung:** Die Ohm'sche Überspannung kommt durch den Widerstand zustande, der überwunden werden muss, um eine bestimmte Menge an Elektronen bzw. Ionen durch die Zelle fließen zu lassen. Die Ohm'sche Überspannung ist gemäss dem Ohm'schen Gesetz linear abhängig von der Stromdichte und wird für hohe Stromdichten dominant.
- **Konzentrationsüberspannung:** Die Konzentrationsüberspannung wird durch Stofftransportlimitierungen (hauptsächlich durch die gasförmigen Produkte) an den Elektroden verursacht. Beispielsweise führen Gasblasenbildung, langsame Diffusionsraten und/oder lokale Polarisierungen an den Elektroden zu Konzentrationsüberspannungen. Durch ein optimales Design der Elektrolysezelle (z.B. "zero-gap"-AEC, siehe Abschnitt 2.2.7) kann diese Konzentrationsüberspannung jedoch minimiert werden und ist deshalb in der Regel die geringste der drei Überspannungen.

³ Proton On-Site: <http://www.protononsite.com/> (aufgerufen am 9. Mai 2019)

Alle drei Überspannungen haben gemeinsam, dass sie für ein gegebenes Zelldesign und eine gegebene Stromdichte mit steigender Temperatur, wegen einer allgemein besseren Reaktionskinetik bei höheren Temperaturen, geringer werden. Zusammen mit den in Abschnitt 2.2.4 beschriebenen thermodynamischen Vorteilen, ist dies ein weiterer Grund, warum die Wasserelektrolyse bei erhöhten Temperaturen effizienter betrieben werden kann.

2.2.6. Wirkungsgrad (Effizienz)

Auf Niveau Zelle wird der Wirkungsgrad häufig als die elektrische Effizienz η_{el} , sprich dem Produkt aus Spannungs-Effizienz η_U und Faraday-Effizienz η_F , angegeben.

$$\eta_{el} = \eta_U \cdot \eta_F \quad (2.2)$$

Die Spannungs-Effizienz η_U ist dabei das Verhältnis aus der thermo-neutralen Spannung U_{th} (1.48 V bei 1 bar und 298 K) und der effektiv angelegten Spannung U_{cell} in der Zelle, während die Faraday-Effizienz das Verhältnis der realen (gemessenen) Wasserstoffproduktion und der theoretisch idealen – anhand des Faraday’schen Gesetzes berechneten – Wasserstoffproduktion ist.

$$\eta_U = \frac{U_{th}}{U_{cell}} \quad (2.3)$$

$$\eta_F = \frac{\dot{n}_{H_2,real}}{\dot{n}_{H_2,ideal}} \quad (2.4)$$

Eine Faraday-Effizienz von 100% bedeutet, dass alle elektrische Energie in Wasserstoff umgewandelt werden konnte. Für gängige Stromdichten in Elektrolysezellen ist die Faraday-Effizienz meist nahe bei 100%, womit sich die elektrische Effizienz nur noch auf die Spannungs-Effizienz reduziert [7]. Bei einem Betrieb unterhalb der thermo-neutralen Spannung könnte die Zelle somit theoretisch eine elektrische Effizienz von mehr als 100% erreichen, jedoch ist dies in der Praxis wegen irreversiblen Verlusten nicht möglich. Zudem hat ein Betrieb oberhalb der thermo-neutralen Spannung, das heisst, bei elektrischen Effizienzen kleiner 100%, auch Vorteile, da beispielsweise höhere Stromdichten und damit höhere Wasserstoff Produktionsraten erreicht werden [9].

Der Wirkungsgrad der gesamten Prozesskette η_{sys} ist die systemische Umwandlung von flüssigem (AEC, PEM, AEM) oder gasförmigem (SOEC) Wasser in Wasserstoff für eine nachgelagerte energetische Verwertung (Umwandlung in thermische, mechanische oder elektrische Energie). Er ist definiert als das Verhältnis aus Heizwert (engl. *inferior/lower heating value*, H_i /LHV) des produzierten Wasserstoffs zur total zugeführten (elektrischen) Energie P_{el} aller Komponenten inklusive aller Nebenaggregate (engl. *balance of plant*, BoP) im System [11].

$$\eta_{sys,LHV} = \frac{LHV_{H_2}}{P_{el}} \quad (2.5)$$

Wird nicht die Gesamtkette betrachtet, sondern nur wie effizient der Elektrolyseur als technischer Apparat funktioniert bzw. wie nah am ideal-reversiblen Zustand er betrieben werden kann, so wird für den Fall, dass Wasser als flüssiges Edukt der Elektrolyse zugeführt wird und die zusätzlich für die Verdampfung aufgewendete Energie (Verdampfungsenthalpie) berücksichtigt werden muss, der Wirkungsgrad basierend auf dem Brennwert (engl. *superior/higher heating value*, H_s /HHV) angegeben [11].

$$\eta_{sys,HHV} = \frac{HHV_{H_2}}{P_{el}} \quad (2.6)$$

In der Praxis wird oft nicht genau genug spezifiziert, ob sich der angegebene Wirkungsgrad auf den LHV (H_i) oder den HHV (H_s) bezieht, was im Fall einer Verwendung des HHV (H_s) zu rein rechnerisch höheren Wirkungsgraden führen kann. Aus diesem Grund sollte – wenn möglich – statt des Wirkungsgrads (in %) die Menge an benötigter elektrischer Energie P_{el} (in kWh_{el}) pro produzierter Masse oder Volumen H_2 (bei Normbedingungen) angegeben werden. Weiter ist zu beschreiben, ob sich die zugeführte (elektrische) Energie auf eine einzelne Zelle, einen Stack oder die gesamte Prozesskette inklusive Nebenaggregate wie Kompressoren, Kühler und Gasreiniger bezieht.

In dieser Studie wird versucht, wenn immer möglich, der Elektrizitätsverbrauch der gesamten Prozesskette zu betrachten:

- **Alkalische Elektrolyse (AEC)** [11]:
 - heute: ca. $4.5 - 7.0 \text{ kWh}_{el} / \text{Nm}^3_{\text{H}_2}$ bei 62 - 82% Spannungswirkungsgrad⁴
 - zukünftig: ca. $4.3 - 5.7 \text{ kWh}_{el} / \text{Nm}^3_{\text{H}_2}$ bei 67 - 87% Spannungswirkungsgrad
- **Festpolymer-Elektrolyse (PEM, AEM)** [11]:
 - heute: ca. $4.5 - 7.5 \text{ kWh}_{el} / \text{Nm}^3_{\text{H}_2}$ bei 67 - 87% Spannungswirkungsgrad⁵
 - zukünftig: ca. $4.1 - 4.8 \text{ kWh}_{el} / \text{Nm}^3_{\text{H}_2}$ bei 82 - 93% Spannungswirkungsgrad
- **Festoxid Elektrolyse (SOEC)** :
 - heute: ca. $3.4 \text{ kWh}_{el} / \text{Nm}^3_{\text{H}_2}$ bei 90% Spannungswirkungsgrad⁶
 - zukünftig: ca. $3.2 \text{ kWh}_{el} / \text{Nm}^3_{\text{H}_2}$ bei 95% Spannungswirkungsgrad [7]

⁴ Zelltemperatur 80°C , bezogen auf Brennwert (H_s), inkl. Faraday Wirkungsgrad von 98%; Produktgas getrocknet, Druckbetrieb 30 bar)

⁵ Zelltemperatur 80°C , bezogen auf Brennwert (H_s), inkl. Faraday Wirkungsgrad von 98%; Für Anlagen $>1 \text{ Nm}^3_{\text{H}_2}/\text{h}$, Druckbetrieb 30 bar

⁶ HELMETH Project (<http://www.helmeth.eu/>): Zelltemperatur 800°C , bezogen auf Heizwert (H_i); Technikumsmaßstab 15 kW_{el} , Druckbetrieb 15 bar (aufgerufen am 19.03.18)

2.2.7. Alkalische Elektrolyse (AEC)

Die alkalische Elektrolyse (AEC) ist die älteste und heutzutage am weitesten verbreitete Elektrolýsetechnik für Anlagen im industriellen Massstab (bis über 100 MW_{el}).

Das Funktionsprinzip der AEC ist in Abb. 2.4a schematisch dargestellt und im Folgenden kurz beschrieben: Die beiden Elektroden (Anode und Kathode) der AEC werden vollständig in eine wässrige 20 - 40 wt% Kalium-Hydroxid-(KOH)-Lösung eingetaucht und durch ein mikroporöses Diaphragma (Separator) voneinander getrennt. Durch Anlegung eines Gleichstroms (DC) an die beiden Elektroden wird an der (negativen) Kathode Wasser (H₂O) zu Wasserstoff (H₂) und Hydroxid-Ionen (OH⁻) reduziert. Die Hydroxid-Ionen passieren anschliessend das Diaphragma und werden an der (positiven) Anode zu Sauerstoff und Wasser oxidiert. KOH wird dabei nicht verbraucht. Die beiden Halbzellen (Redox)-Reaktionen sind in den Gleichungen 2.7a und 2.7b beschreiben.

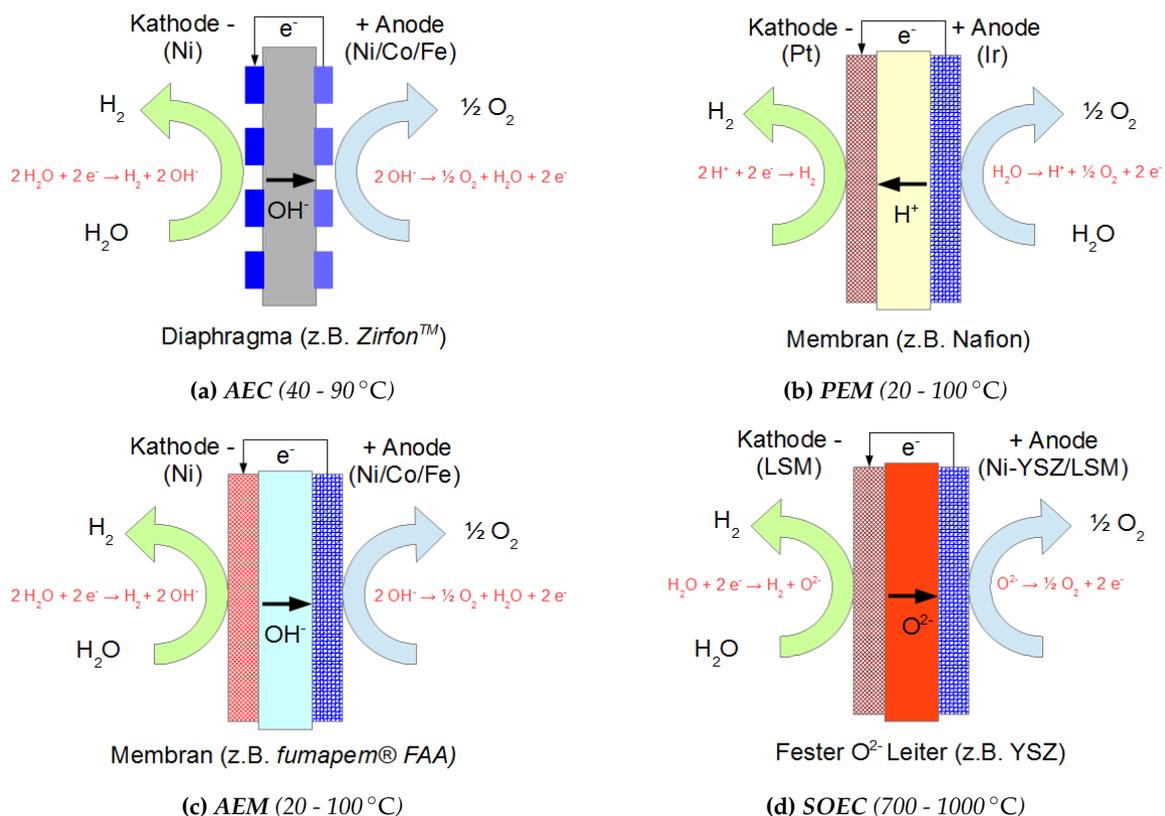
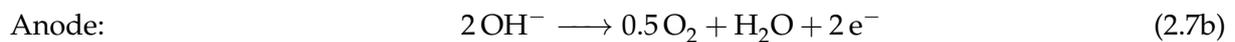
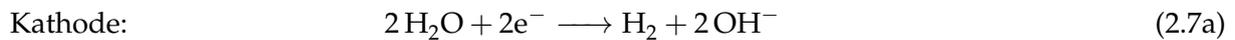


Abbildung 2.4. – Schematische Darstellung der a) AEC, b) PEM, c) AEM und d) SOEC Elektrolyse (© Empa 2019; basierend auf Diagrammen FZ-Jülich)

Das Diaphragma agiert im weiteren Sinn als Membran [8] und muss vor allem einen möglichst geringen Zellwiderstand, eine genügende Separation des Elektrolyts und der produzierten Gase sowie eine ionenselektive Transportkapazität aufweisen. Als Materialien wurde früher Asbest eingesetzt, heutzutage besteht das Diaphragma aus sulfonierten Polymerwerkstoffen (z.B. Zirfon™).

Neben KOH könnte auch Natronlauge (NaOH) als Elektrolyt eingesetzt werden, KOH weist jedoch eine bessere Leitfähigkeit und geringe Energieverluste bei der Sauerstoffbildung an der Anode auf [12]. Nach der Elektrolyse wird das produzierte Gas (Wasserstoff und Sauerstoff) von der Elektrolytlösung abgetrennt, wobei immer ein gewisser Teil der KOH-Lösung verloren geht und deshalb sporadisch nachgefüllt werden muss. Eine optimale Gasseparation stellt somit nicht nur bezüglich der erreichbaren Gasqualität ein wichtiges Designkriterium von AEC dar.

Die beiden Elektroden sollten möglichst kostengünstig und langlebig sein sowie eine hohe katalytische Aktivität haben. Sie bestehen deshalb meist aus Nickel oder aus mit Nickel überzogenem (rostfreien) Stahl. Alternative Elektrodenmaterialien, die insbesondere eine geringere Deaktivierungsrate aufweisen, wurden in den letzten Jahren intensiv erforscht [7]. Die Elektroden können entweder seriell (unipolar) oder parallel (bipolar) zu einem Stack verbunden werden. Solche AEC-Stacks bestehen oft aus 30 - 200 AEC-Einzelzellen und weisen eine totale Ionenaustauschfläche von 1 - 3 m² aus. Bipolare Stacks haben hohe Spannungen und kleine Stromstärken, unipolare Stacks gerade umgekehrt. Bipolare Stacks werden heutzutage, trotz ihrer höheren Komplexität und kostspieligeren Herstellung, wegen ihres deutlich geringeren Ohm'schen Widerstands (Verluste) favorisiert.

Neben diversen anderen Verlusten ist der physikalische Abstand zwischen den Elektroden und dem Diaphragma einer der entscheidenden Faktoren für die Effizienz einer AEC. Je kleiner dieser Abstand, desto geringer wird einerseits die Ohm'sche Überspannung im Elektrolyt und andererseits die durch Gasblasenbildung induzierte Konzentrationsüberspannung an den Elektroden. Aus diesem Grund werden gegenwärtig "zero-gap"-AEC (*advanced AEC*) entwickelt, bei denen der Zwischenraum zwischen Diaphragma und Elektrode durch den Einsatz von Elektrolyt absorbierenden Schichten oder Gas-diffusive Elektroden, die direkt an das Diaphragma angrenzen, bis auf (fast) Null (<0.1 mm gegenüber >2 mm bei konventionellen AEC) minimiert werden [7, 13, 14]. Durch das "zero-gap"-Design werden deutlich höhere Wirkungsgrade erreicht, die in etwa denen der PEM-Elektrolyse entsprechen, allerdings sind sie auch deutlich teurer in der Herstellung als konventionelle AEC.

Gegenüber konkurrierenden Elektrolysetechniken zeichnet sich die herkömmliche AEC vor allem durch ihren geringen Bedarf an Energie (4.3 - 5.5 kWh_{el}/Nm³H₂), ihre geringen spezifischen Investitionskosten (1000 - 1300 Euro/kW_{el} für grosse Anlagen im MW_{el}-Bereich), ihre Langlebigkeit (>10 Jahre) sowie ihre gleichzeitig relativ hohe Gasqualität (>99.5%) aus. Bezüglich der spezifischen Investitionskosten sind vor allem die Anlagengröße und deren Betriebsdruck entscheidend, wobei Systeme unter Druck für die gleiche Anlagengröße ungefähr 20 bis 30% teurer sind, während eine Anlagenvergrößerung vom kW_{el}- zum MW_{el}-Bereich mit einer

Kostenreduktion um den Faktor 2.5 - 3 verbunden ist [7]. Generell sind die Investitionskosten bei (Standard-) AEC-Anlagen für ca. 50 - 60% der Systemkosten verantwortlich. Für leistungsfähigere Nebenaggregate (z.B. Gasreinigung, Kompressoren, Gleichrichter, etc.) können schnell noch zusätzliche Kosten von 25 - 50% entstehen.

Nachteile von AEC sind hauptsächlich der geringe Betriebsdruck (meist nur Umgebungsdruck) und die geringen Stromdichten, die zu vergleichsweise grossen Anlagen (Flächenbedarf) und höheren Produktionskosten führen, insbesondere wenn der produzierte Wasserstoff nachträglich für Speicherung oder Transport noch komprimiert werden muss. Aus diesem Grund zielt die gegenwärtige AEC-Forschung, neben der Optimierung der eingesetzten Materialien, vor allem auf eine Vergrösserung der Stromdichte (Ziel: Faktor 1.5 - 2) und des Betriebsdrucks (Ziel: bis 60 bar) ab. Ein weiterer Nachteil von AEC ist ihre Trägheit im dynamischen Betrieb, das heisst, bei häufig und schnell ändernden Teillastphasen, wie sie beispielsweise für einen Einsatz mit Strom aus erneuerbaren Energiequellen (Wind und Sonne) notwendig wären. Die Trägheit von AEC-Systemen und ihren Komponenten unter dynamischem Betrieb führt unter anderem zu einer verringerten Gasqualität und Systemeffizienz sowie häufigeren Betriebsunterbrüchen und einer allgemein geringeren Lebensdauer des Systems. Zwar gibt es erste AEC-Systeme mit einem optimierten dynamischen Teillastbereich von 10 - 100% und Reaktionszeiten (Anfahrzeiten) im Sekundenbereich [9], jedoch sind solche Systeme, wenn überhaupt, nur für kleine Massstäbe vorhanden und viele Aspekte (Gasqualität, Lebensdauer, etc.) sind noch Gegenstand der Forschung [7].

Eine Zusammenfassung aller Vor- und Nachteile sowie der technische Daten von AEC und ein Vergleich mit den anderen Elektrolyse-Typen sind in Tab. 2.1 bis 2.3 aufgelistet.

2.2.8. Festpolymer-Elektrolyt Membran Elektrolyse

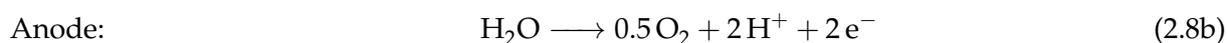
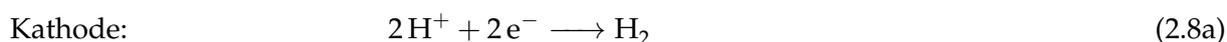
2.2.8.1. PEM

Die *Proton-Exchange-Membrane* oder *Polymer-Electrolyte-Membrane* Elektrolyse (kurz PEM oder PEMEC) ist neben der AEC die zweite Technologie, die gegenwärtig im industriellen Massstab angeboten wird. Sie ist gegenüber der AEC noch weniger weit entwickelt, wird inzwischen aber bis in den einstelligen MW_{el} -Bereich eingesetzt. Jedoch hat sie gegenüber der AEC ein paar entscheidende Vorteile, die vor allem im Zusammenhang mit PtG-Anwendungen ein sehr grosses Potential versprechen.

Das Funktionsprinzip der PEM ist in Abb. 2.4b schematisch dargestellt und im Folgenden kurz beschrieben: Bei der PEM befindet sich eine dünne (ca. 50 - 250 μm) Protonen (H⁺) leitende Festpolymer-Membran zwischen den Elektroden der Zelle. Die Membran agiert einerseits als Nichtleiter für Elektronen und andererseits als (Feststoff)-Elektrolyt. Ein flüssiges (wässriges) Elektrolyt wie bei der AEC entfällt. Die gesamte Membran-Elektroden-Einheit (MEA) besteht aus der Membran mit den zwei angrenzenden elektro-katalytischen Schichten sowie den porö-

sen Stromabnehmern (engl. *current collector*) und den bipolaren Separator-/Verteilplatten auf beiden Seiten.

Auf der Anoden-Seite der PEM wird hochreines Wasser (H_2O) durch die für einen optimalen Stofftransport strukturierten bipolaren Separatorplatten in die Zelle eingelassen. Durch den porösen Stromabnehmer diffundieren die Wassermoleküle zur katalytischen Schicht, wo deren Oxidation gemäss (Gl. 2.8b) stattfindet. Sauerstoff und Wasser verlassen die Zelle auf der Anoden-Seite, während die Wasserstoff-Ionen/Protonen (H^+) durch die Membran auf die Kathoden-Seite transportiert und dort gemäss (Gl. 2.8a) zu Wasserstoff reduziert werden.



In kommerziellen PEM-Elektrolyseuren werden typischerweise bis zu 60 solcher MEA in Serie, das heisst bipolar, zu einem PEM-Stack zusammengefasst.

Durch den Wegfall des flüssigen Elektrolyten sowie einer einfacheren Gasreinigung sind PEM generell kompakter zu bauen als AEC-Systeme. Die Membranfläche einer Zelle ist dabei $100 - 300 \text{ cm}^2$ und somit ungefähr 5 - 10-mal kleiner als bei einem AEC-System.

Durch das stark saure Milieu in der Elektrolyt-Membran und die hohen Spannungen (1.6 - 2 V) bei vergleichsweise hohen Stromdichten ($1 - 2 \text{ A/cm}^2$) müssen sehr widerstandsfähige und dadurch teure Materialien verwendet werden. Die Membran besteht heutzutage meist aus Nafion, das eine (relativ) gute mechanische und elektrochemische Stabilität sowie eine hohe Protonenleitfähigkeit aufweist, jedoch neben den hohen Kosten auch nur in Anwesenheit von Wasser Protonen leitet. Daher ist ein Betrieb über $80 \text{ }^\circ\text{C}$ unmöglich. Ebenfalls ist Nafion nur beständig bis ca. $120 \text{ }^\circ\text{C}$. Gegenwärtig werden alternative Materialien für die Membrane (z.B. PEEK, PES, SPPQ, etc.) gesucht [7]. Diese weisen allerdings noch deutlich geringere erreichbare Stromdichten und Lebensdauern als Nafion auf. Weiter wird versucht, durch mechanische Verstärkungen und chemische Zusätze die Stabilität bzw. Temperaturbeständigkeit von Nafion (bis auf $200 \text{ }^\circ\text{C}$) zu steigern.

Neben der Membran müssen auch die Katalysator-Materialien durch das stark saure Milieu in der Zelle sehr korrosionsbeständig sein. Dazu gehören hauptsächlich PGM (*platinum group metals*), die zwar eine ausgezeichnete elektrochemische Aktivität und Stabilität aufweisen, aber auch dementsprechend teuer sind. Zwar kann deren Anteil durch geeignete Substitutionen mit nicht-edlen Metalloxiden oder katalytischen Nanopartikeln (z.B. *carbon nanotubes*) sowie alternativen Materialien (Legierungen) verringert bzw. ganz ersetzt werden, jedoch sind solche Alternativen gegenwärtig noch in der Forschungsphase.

Die bipolaren Separatorplatten und porösen Stromkollektoren werden üblicherweise aus (passiviertem) Titan hergestellt und machen dadurch ca. 50% der Produktionskosten eines PEM-Stacks aus [7]. Ein Ersatz des Titans durch kostengünstigere Materialien wie z.B. Kupfer, rost-

freiem Stahl oder Graphit ist daher anzustreben, jedoch gegenwärtig noch in der Forschungsphase [7].

Das grosse Potential der PEM-Technologie gegenüber der AEC-Technologie liegt vor allem in der grösseren Effizienz (55 - 85%), die hauptsächlich durch die hohe Stromdichte (1 - 2 A/cm²) bei einer vergleichsweise geringen Zellspannung (1.6 - 2.0 V) zustande kommt. Unter Laborbedingungen konnten sogar schon Stromdichten von 5 - 10 A/cm² bei weniger als 2.5 V erreicht werden [7]. Weiter wirkt sich der Betrieb unter Druck (30 - 60 bar) positiv auf die Systemeffizienz aus, da der produzierte Wasserstoff bereits komprimiert für anschliessende Verwendungen (z.B. Netzeinspeisung, Speicherung, Methanisierung, etc.) zur Verfügung steht. Weitere Vorteile der PEM sind die sehr hohe Gasqualität (>99.9%) und die Möglichkeit eines sehr dynamischen Betriebs, der prinzipiell den ganzen Teillastbereich von 0 - 100% abdeckt sowie Reaktionszeiten im Bereich von Sekunden aufweist.

Demgegenüber hat die PEM ein paar Nachteile, die für einen letztendlichen Durchbruch der Technologie in naher Zukunft noch verbessert bzw. behoben werden müssen. An erster Stelle stehen dabei die durch die hohe Komplexität des Systems anspruchsvolle Hochskalierung in den MW-Bereich und die hohen spezifischen Herstellungskosten (momentan noch doppelt so hoch wie bei der AEC) durch viele teure Materialien der Komponenten (z.B. PGM-Metalle, Titan, etc.). Gegenüber der AEC ist das Potential für Kostensenkungen jedoch gross. Insbesondere lassen sich durch grössere Stückzahlen und neue, günstigere Materialien substantielle Kostensenkungen erzielen. Bezüglich der Materialien besteht gegenwärtig noch mehr Forschungsbedarf.

Eine Zusammenfassung der Vor- und Nachteile sowie der technische Daten von PEM sind in Tab. 2.1 bis 2.3 aufgelistet.

2.2.8.2. AEM

Bei der Anion-Exchange-Membrane (AEM) Elektrolyse werden die Vorteile der (alkalischen) AEC-Elektrolyse und der (sauren) PEM-Elektrolyse kombiniert. Dies verspricht ein sehr grosses Potential für zukünftige Anwendungen, insbesondere im Bereich PtG. Jedoch befindet sich die AEM-Technologie noch weitestgehend in der Forschungs- und Entwicklungsphase.

Grundsätzlich entspricht der Aufbau der AEM demjenigen der PEM, jedoch wird statt einer (sauren) Protonen leitenden Membran eine (alkalische) Hydroxid leitende Membran in der Membran-Elektroden-Einheit (MEA) verwendet (siehe Abb. 2.4c). Von der Elektrochemie entspricht die AEM der AEC: Wasser wird auf der Kathodenseite zugefügt und dann gemäss der Halbreaktion (Gl. 2.7a) zu einem Wasserstoff und zwei Hydroxid-Anionen reduziert. Die Hydroxid-Anionen passieren anschliessend die Membran und werden an der Anode gemäss (Gl. 2.7b) zu Sauerstoff und Wasser oxidiert.

Der grösste Vorteil der AEM ist, dass durch das alkalische, weniger korrosive Milieu in der Zelle keine extrem teuren Materialien, wie z.B. PGM-Metalle und Titan für den Katalysator bzw.

die Komponenten, verwendet werden müssen. Stattdessen können günstigere Materialien wie z.B. Nickel als Katalysatormaterial, analog der AEC, verwendet werden. Jedoch kommt dieser Vorteil nur zum Tragen, wenn gleichzeitig die Leitfähigkeit und Lebensdauer der Membran derjenigen der PEM-Technologie entspricht. Dies ist momentan nicht der Fall. Gegenwärtig können AEM nur Stromdichten unter 0.5 A/cm^2 erreichen, was dazu führt, dass AEM nicht so kompakt wie PEM gebaut werden können und spezifisch pro Wasserstoff-Ertrag mehr Material eingesetzt werden muss. Die Verbesserung der Leitfähigkeit und Lebensdauer der Membran ist deshalb im Fokus der AEM-Forschung.

Eine Zusammenfassung der Vor- und Nachteile sowie der technische Daten von AEM sind in Tab. 2.1 bis 2.3 aufgelistet.

2.2.9. Festoxid Elektrolyse (SOEC)

Die (Hochtemperatur)-Elektrolyse mittels einer *Solid Oxid Electrolysis Cell* (SOEC) unterscheidet sich grundsätzlich von den bisher beschriebenen (Niedertemperatur)-Elektrolysen. Durch die für die Elektrolyse in einer SOEC notwendigen hohen Temperaturen von $700 - 1000 \text{ }^\circ\text{C}$ kann gemäss der Thermodynamik in 2.3, ein relativ grosser Teil der elektrischen Energie (Strom), die für die Elektrolyse-Reaktion notwendig ist, durch thermische Energie (Wärme) ersetzt werden. Da Wärme in der Regel deutlich günstiger ist als Strom und die SOEC noch weitere interessante Eigenschaften hat (z.B. schnelle Kinetik auch mit Nickel- statt PGM-Katalysatoren), hat sich das Interesse und die Forschung für die SOEC-Technologie in den letzten Jahren deutlich gesteigert.

Das Funktionsprinzip der SOEC ist in Abb. 2.4d schematisch dargestellt und im Folgenden kurz beschrieben: Die SOEC besteht aus einer dünnen (ca. $10 - 30 \mu\text{m}$) Festoxid-Membran, die bei hohen Temperaturen ($700 - 1000 \text{ }^\circ\text{C}$) als Elektrolyt wirkt und selektiv Anionen (in der Regel Sauerstoff-Anionen) leiten kann. Auf beiden Seiten der Festoxid-Membran sind direkt angrenzend die porösen Elektroden mit dem Katalysator und die Stromkollektoren positioniert. Auf der Kathodenseite wird Wasserdampf in die Zelle eingelassen und an der Kathode findet eine Reduktion gemäss (Gl. 2.9a) statt. Dabei entstehen elementarer Wasserstoff und Sauerstoff-Anionen. Die Sauerstoff-Anionen wandern durch die Festoxid-Membran zur Anode, wo sie zu elementarem Sauerstoff oxidiert werden, während der produzierte Wasserstoff die SOEC auf der Kathodenseite verlässt.



Einzelne SOEC können zu einem Stack zusammengefasst werden, wobei planare und tubulare Anordnungen möglich sind. Obwohl tubulare Systeme mechanisch stabiler sind und kürzere Anfahr- und Abschaltzeiten haben, wird gegenwärtig die planare Anordnung wegen ihres höheren elektrochemischen Wirkungsgrads und ihrer einfacheren Herstellung bevorzugt.

Durch die hohen Temperaturen in der SOEC resultiert einerseits eine verbesserte Thermodynamik und Kinetik, andererseits können SOEC dank den hohen Temperaturen parallel zur Elektrolyse auch CO₂ zu CO reduzieren (Co-Elektrolyse), was als Syngas zusammen mit dem H₂ die Basis für weitere synthetische Produkte wie Treibstoffe, Düngemittel, Lösungsmittel, etc. ist [7]. Jedoch führen die hohen Temperaturen auch zu einer schnelleren Degeneration der Zellkomponenten, was sich wiederum nachteilig auf die Kosten und die Leistung der Zelle auswirkt. Aus diesem Grund ist eine der Hauptaufgaben der aktuellen SOEC-Forschung, entweder persistente Materialien zu entwickeln oder die SOEC so weiterzuentwickeln, dass sie auch im tieferen Temperaturbereich von 500 - 700 °C hohe Wirkungsgrade erzielt. Bezüglich der Materialien werden gegenwärtig vor allem (dotierte) Keramikmaterialien (z.B. YSZ, SDC, GDC, etc.) für die Hauptkomponenten in der SOEC verwendet. Ein wichtiges Augenmerk liegt dabei auf die Wärmeausdehnung der einzelnen Schichten, damit es bei Temperaturänderungen nicht zu Spannungsrissen kommt.

Die thermische Energie für die Elektrolyse in der SOEC kann entweder autotherm (d.h. rein durch die elektrische Energie) oder (teilweise) allotherm (d.h. durch eine äussere Hochtemperaturwärmequelle) geliefert werden. Falls eine nutzbare, äussere Wärmequelle zur Verfügung steht, kann der elektrische Energiebedarf deutlich um 0.6 kWh_{el}/Nm³_{H₂} reduziert werden. Steht hingegen Wasser nicht als Wasserdampf zur Verfügung, muss dieser mit einer zusätzlichen Wärmequelle (Niedertemperatur) zuerst noch verdampft werden, was den totalen Energiebedarf des SOEC-Systems wieder erhöht. Im optimalen Fall einer verfügbaren äusseren Hochtemperaturwärmequelle und Wasser in Dampfform können in SOEC-Systemen Wirkungsgrade von über 90% erreicht werden [7].

Obwohl es bereits erste halb-kommerzielle Anlagen gibt (siehe Abschnitt 2.2.1), ist die SOEC-Technologie gegenwärtig immer noch keine marktreife Technologie, sondern wird hauptsächlich im Labor-/Pilotmassstab von bis zu einigen 100 kWh_{el} betrieben.

Eine Zusammenfassung der Vor- und Nachteile sowie der technische Daten von SOEC sind in Tab. 2.1 bis 2.3 aufgelistet. Weiterführende Literatur zu SOEC befindet sich z.B. in Laguna-Bercero [9].

2.2.10. Vorteile/Nachteile (Technologievergleich)

Eine Zusammenstellung der Vor- und Nachteile der in den vorangehenden Abschnitten beschriebenen Elektrolyse-Typen ist in Tab. 2.1 aufgelistet. Die wichtigsten technischen Kenndaten dieser Elektrolyse-Typen befinden sich in Tab. 2.2 und Tab. 2.3.

Tabelle 2.1. – Vor- und Nachteile der verschiedenen Elektrolyse-Typen

	AEC	PEM	AEM	SOEC
Vorteile	<ul style="list-style-type: none"> - Etabliert, ausgereift und zuverlässig - bewährter industrieller Massstab im MW-Bereich - Vergleichsweise günstig - langlebig 	<ul style="list-style-type: none"> - Kompakte Bauweise durch hohe Strom- / Leistungsdichten - Druckbetrieb (>30 bar) einfach möglich - Stufenloser Teillastbetrieb (0 - 100%), - schnelle Reaktionszeiten (Sekunden) - keine aufwändige Gasaufbereitung wegen hochreinem Wasserstoff (>99.99%) - Kein flüssiges Elektrolyt 	<ul style="list-style-type: none"> - Geringere Kosten durch Einsatz weniger teurer Materialien als bei PEM - Vorteile PEM - Grosses Potential 	<ul style="list-style-type: none"> - Geringer Energiebedarf (insbesondere bei Nutzung externer Wärmequellen) - Möglichkeit der Co-Elektrolyse (H₂O und O₂)
Nachteile	<ul style="list-style-type: none"> - Geringe Stromdichten (führt zu grösseren Anlagen) - Erhöhter Druck (>30 bar) nur in Spezialanwendungen - Eingeschränkter Teillastbetrieb - Langsame Reaktionszeiten - Flüssiges Elektrolyt mit Tank und Kreislauf 	<ul style="list-style-type: none"> - Weniger ausgereift - Anlagengrösse im unteren MW-Bereich - Hohe Investitionskosten wegen Titan und PGM-Metallen - Hoch reines Wasser nötig (aufwändige Wasseraufbereitung) 	<ul style="list-style-type: none"> - Noch in der Entwicklungsphase - Nur kleine Anlagegrösse - Geringe Langlebigkeit - Anspruchsvolles Wassermanagement 	<ul style="list-style-type: none"> - Noch in der Entwicklungsphase - Geringe Langlebigkeit der Materialien - Geringe Betriebsdynamik - Teure Investitionskosten - Wärmeverluste und teurer Standby Betrieb

2.2.11. Kosten

2.2.11.1. Wasserstoffgestehungskosten

Die Wasserstoffgestehungskosten werden im Wesentlichen durch die Investitionskosten (CAPEX) für die Anlage, die Anlagenauslastung, den elektrischen Wirkungsgrad und die Energiekosten bestimmt [11]. Dazu kommen noch die Betriebskosten (OPEX) für den laufenden Unterhalt und Betrieb der Anlage (inkl. Personalkosten).

2.2.11.2. Investitionskosten (CAPEX)

Bezüglich der Investitionskosten (CAPEX) macht der Elektrolyse-Stack selbst etwa 1/3 aus; 2/3 der CAPEX sind die Nebenaggregate und 30% von diesen Kosten sind in etwa die Kosten

Tabelle 2.2. – Technische Kenndaten der verschiedenen Elektrolyse-Typen (runde Klammern: zukünftig zu erwartende Werte (2030); eckige Klammern: Maximal-/Minimalwerte unter Laborbedingungen) – Teil 1

	Quelle	AEC	PEM	AEM	SOEC
Stromdichte in (A/cm ²)	[11]	[0.2-0.4] ¹ (2020: <0.6) (2030: <0.8)	[0.6-2.0] (2020: [1.0-2.5]) (2030: [1.5-3.0])		<1.0 ³ (2020: [1.5-2.0]) ⁴ (2030: [2.0-3.0]) ⁵
	[7]	[0.3-0.5]	[1.0-2.0] (Lab: [5-10]) ²		[0.3-0.6]
	[10]	0.3 [0.2-0.4] (2020: 0.7 [0.3-1.0]) (2030: 0.8 [0.6-1.0])	1.7 [1.0-2.0] (2020: 2.2 [1.6-2.5]) (2030: 2.5 [1.6-3.0])	<0.5 (2030: 1.5)	[0.6 - 1.0] (2030: 2.0)
Spannung in (V)	[11]	[1.8-2.4] (2020: [1.8-2.2]) (2030: [1.7-2.2])	[0.6-2.0] (2020: [1.0-2.5]) (2030: [1.5-3.0])		(2020: [1.2-1.4]) ³
	[7]	[1.9-2.4]	[1.6-2.0]		[1.2-1.3]
Temperatur in (°C)	[11]	[60-80] (2020: [60-80]) (2030: [60-90])	[50-80] (2020: [60-90]) (2030: [60-90])		[800-1000]
	[7]	[70-90]	[60-80]		[700-1000] (2030: [500-700])
	[10]	70 [60-80] (Max: 150) ⁵ (2020: 70 [60-80]) (2030: 75 [60-90])	60 [50-80] (Max: 200) ⁴ (2020: 70 [60-90]) (2030: 70 [60-90])	50	
Druck in (bar)	[11]	<30 (2020: 60) (2030: 60)	<30 (2020: 60) (2030: 100)		
	[7]	[0-15] (Max: 30)	[30-60] (Max: 200) ⁶		
	[10]	15 [0-30] - (2020: 30 [0-60]) (2030: 30 [0-60])	20 [10-30] (Max: 450) ⁷ (2020: 30 [30-100]) (2030: 30 [30-100])	30 (Max: 50) ⁸	0
H₂ Ertrag in (Nm ³ /h) H ₂	[11]	<760 ⁹ (2020: <1000) (2030: <1500)	<10 / <30 ⁷ (2020: <30 / <120) (2030: <250 / <500)		
	[7]	<760	<40		<5
	[10]	<760	<240	<1	
H₂ Reinheit in (%)	[7]	>99.5	>99.99		
	[10]	[99.5 - 99.9998]	[99.9 - 99.999]	99.4	
Spannungswirkungsgrad in (%)	[11]	62-82 (2020: 67-82) (2030: 67-87)	67-87 (2020: 74-87) (2030: 82-93)		
	[7]	60-80	60-80		>90

¹ Leistungsdaten für eine Zelltemperatur von 80 °C² bei einer Spannung von weniger als 2.5 V³ theoretisch sind heute schon 2 - 3 A/cm² möglich, ab >1 A/cm² gibt es eine starke Degeneration⁴ für eine Zelltemperatur von 750 °C⁵ unter Druck⁶ ohne externen Kompressor⁷ tubulares Design⁸ im Labor getestet⁹ Stack/System

des Transformators [7]. Je nach Marktsituation (z.B. Kupferpreis für Transformatoren, etc.) und Anwendungsfall mit zusätzlichen Komponenten für eine erweiterte Gasreinigung, leistungsfähigere Gleichrichter (AC/DC), etc. können schnell zusätzliche CAPEX von 25 - 50% entstehen.

In Abb. 2.5 sind spezifische CAPEX und deren prognostizierte Entwicklung bis 2030 für AEC- und PEM-Systeme gemäss Laguna-Bercero [9] darstellt. Die spezifischen CAPEX beinhalten

2. Technologien

Tabelle 2.3. – Technische Kenndaten der verschiedenen Elektrolyse-Typen (runde Klammern: zukünftig zu erwartende Werte (2030); eckige Klammern: Maximal-/Minimalwerte unter Laborbedingungen) – Teil 2

	Quelle	AEC	PEM	AEM	SOEC
Energiebedarf Stack in (kWh/Nm ³ H ₂)	[11]	[4.2-5.9] (2020: [4.2-5.5]) (2030: [4.1-5.2])	[4.2-5.6] (2020: [4.1-5.0]) (2030: [3.9-4.3])		
	[7]	>4.6	>4.8		<3,2 ¹⁰
Energiebedarf System in (kWh/Nm ³ H ₂)	[11]	[4.5-7.0] ¹¹ (2020: [4.4-6.0]) (2030: [4.3-5.7])	[4.5-7.5] ¹¹ (2020: [4.3-5.5]) (2030: [4.1-4.8])		
	[10]	4.8 [4.5-7.0] ¹² (2020: 4.6 [4.4-6.0]) (2030: 4.5 [4.3-5.6])	5.1 [4.5-7.4] ¹² (2020: 4.3 [3.9-5.4]) (2030: 4.2 [3.9-4.7])		
Leistung Stack in (MW _{el})	[7]				<0.1
	[10]	2.4 [0.2-4.5] (2020: 2.9 [0.3-5.5]) (2030: 4.1 [0.4-7.8])	0.05 [0.04-0.10] (2020: 1.1 [0.1-10]) (2030: 1.9 [1-10])	[0.07-0.50]	
Untere Teillastbetrieb im (%)	[11]	[20-40] (2020: [10-20]) (2030: [10-20])	[0-10] (2020: [0-5]) (2030: [0-5])		
	[7]	[30-40]	[0-10]		
	[10]	30 [20-40] (2020: 15 [10-20]) (2030: 15 [10-20])	9 [5-10] (2020: 4 [0-5]) (2030: 4 [0-5])		
Dynamischer Betrieb (Startzeit) ¹³ in (min)	[10]	20 [Min-Std] (2020: 20 [Min-Std]) (2030: 20 [Min-Std])	5 [5-15] (2020: 5 [5-15]) (2030: 5 [5-15])		
	[11]	<3 (2020: <3) (2030: <3)	<14 (2020: <9) (2030: <5)		
Lebensdauer Stack in (1000 Stunden)	[11]	<90 (2020: <90) (2030: <90)	<20 (2020: <50) (2030: <60)		
	[10]	75 [60-90] (2020: 95 [90-100]) (2030: 95 [90-100])	62 [20-90] (2020: 74 [50-90]) (2030: 78 [60-90])		
			80 ¹⁴		
Lebensdauer System in (Jahre)	[11]	[20-30] (2020: [25-30]) (2030: 30)	[10-20] (2020: [20-30]) (2030: 30)		
	[10]	25 [20-30] (2020: 28 [25-30]) (2030: 30)	20 [10-30] (2020: 25 [20-30]) (2030: 30)		

¹⁰ mit externer Wärmequelle

¹¹ für Anlagen >1 Nm³ H₂/h, Druckbetrieb (30 bar), Zelltemperatur 80 °C, inklusive Faraday Wirkungsgrad, Produktgas getrocknet

¹² inklusive Energieversorgung, Systemsteuerung, Gastrocknung; exklusive externe Kompression, externe Gasreinigung und Speicherung

¹³ von Kaltstart bis minimale Teillast

¹⁴ Siemens (sales)

neben dem Kennzahlen und Bandbreiten für den eigentlichen Elektrolyse Stack (siehe Tab. 2.2 und Tab. 2.3) auch die Kosten für die Energieversorgung. Durch die grosse Preisspanne bei Nebenaggregaten (Kompressoren, Pumpen, Speichereinheiten) wurden diese in den Berechnungen in Laguna-Bercero [9] nicht berücksichtigt.

Gegenwärtig sind die spezifischen CAPEX von PEM-Anlagen immer noch ungefähr doppelt so gross wie bei AEC-Anlagen. Das Potential für Kosteneinsparungen bei PEM ist jedoch ungleich grösser als bei AEC. Daher sollten die Differenz bei den CAPEX zwischen PEM und AEC bis ins Jahr 2030 nur noch ca. 30% ausmachen. Zukünftige Kostenreduktionen bei PEM finden

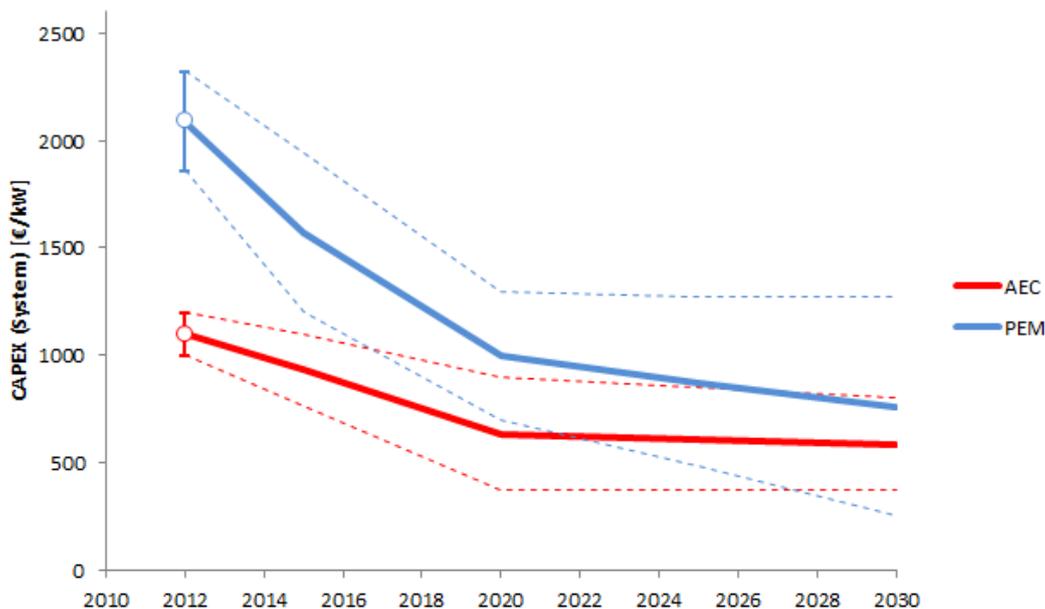


Abbildung 2.5. – Aktuelle und zukünftige (bis 2030) spezifische CAPEX (Investitionskosten) für AEC- und PEM-Elektrolyse Systeme (Datenquelle: Bertuccioli u. a. [10])

hauptsächlich durch das Aufskalieren in den MW-Bereich und die Entwicklung von neuen Materialien (z.B. Ersatz von Titan und PGM) statt.

Bei AEC-Anlagen variieren die spezifischen CAPEX vor allem mit der Anlagengröße und dem Betriebsdrucks [7]. Während man beispielsweise den Transformator für mehrere Stacks hochskalieren kann, wird für jeden Stack einzeln ein Wechselrichter benötigt. Systeme unter Druck

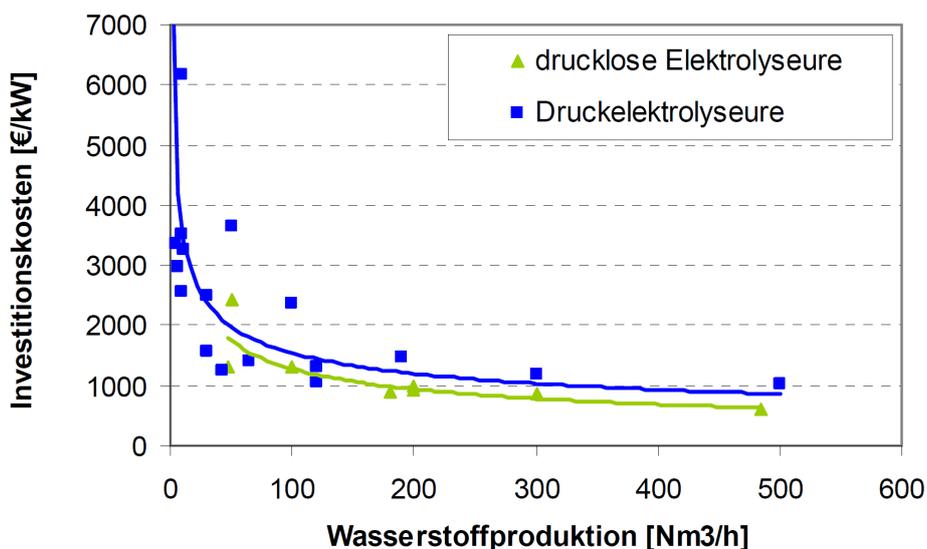


Abbildung 2.6. – Spezifische CAPEX von AEC-Anlagen als Funktion der Anlagengröße und des Betriebsdrucks für den Sachstand 2008/9 (Abbildung aus Smolinka, Günther und Garcke [11]; mit Genehmigung)

sind ca. 20 - 30% teurer (siehe Abb. 2.6), hingegen führt eine Anlagenvergrößerung vom kW- in den MW-Massstab zu einer Kostenreduktion um den Faktor 2.5 bis 3. Daher wird angenommen, dass zukünftige CAPEX-Reduktionen bei AEC vor allem durch Skaleneffekte, jedoch weniger durch Entwicklungen von neuen Materialien/Anlagenkomponenten stattfinden werden.

2.2.11.3. Betriebskosten (OPEX)

Neben den Investitionskosten (CAPEX) spielen auch die Betriebskosten (OPEX) für Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen von Elektrolyseanlagen eine wichtige Rolle. OPEX umfassen z.B. Personalkosten, Materialkosten, Unterhaltskosten, etc. jedoch nicht die Elektrizitätskosten für die Elektrolyse.

In Abhängigkeit der Anlagengrösse können die OPEX zwischen 1 - 5% der CAPEX ausmachen, wobei grössere Anlagen⁷ prozentual weniger OPEX haben [9]. Eine Unterscheidung zwischen den verschiedenen Technologien (AEC, PEM) ist nicht sinnvoll. Neben der Anlagengrösse ist für die OPEX auch der Standort der Anlagen ausschlaggebend.

Gemäss IHT⁸ kostet eine Generalüberholung der Elektrolyse etwa 40% der ursprünglichen CAPEX. Dabei können einzelne Teile rezykliert werden; Elemente und Zellen die Beschädigungen aufweisen, müssen vollständig ausgetauscht und der Stack danach wieder neu zusammgebaut werden.

2.3. Power-to-SNG (Methanisierung)

2.3.1. Einleitung

Erneuerbares Methan (CH_4) oder auch Synthetisches Erdgas (SNG) ist ein weithin akzeptierter und vielseitiger Energieträger, der leicht durch das bestehende Erdgasnetz verteilt und effizient eingesetzt werden kann, z.B. für die Mobilität in Erdgasfahrzeugen. Es gibt mehrere Wege, um SNG zu produzieren (siehe Abb. 2.8). Das heute am häufigsten vorkommende Verfahren ist die anaerobe Vergärung von Klärschlämmen, nasser Biomasse aus der Landwirtschaft und organischen Abfällen aus Haushalten und Gartenarbeit, z.B. Kompogas®. Es liefert eine Mischung aus hauptsächlich Methan (50 - 65% CH_4) und Kohlendioxid (35 - 50% CO_2), wobei das Verhältnis vor allem vom verwendeten Substrat abhängt. Das sogenannte Biogas kann als rohes SNG betrachtet werden, das durch CO_2 -Abtrennung und Trocknung vor der Einspeisung in das Erdgasnetz weiter aufgearbeitet werden muss, um die Qualitätsvorgaben hinsichtlich Dichte und Heizwert zu erfüllen.

⁷ Herstellerangaben Firma Siemens: OPEX = 3% CAPEX für 1 MW Anlage (2017)

⁸ IHT: <http://www.iht.ch/> (aufgerufen am 7. Mai 2019)

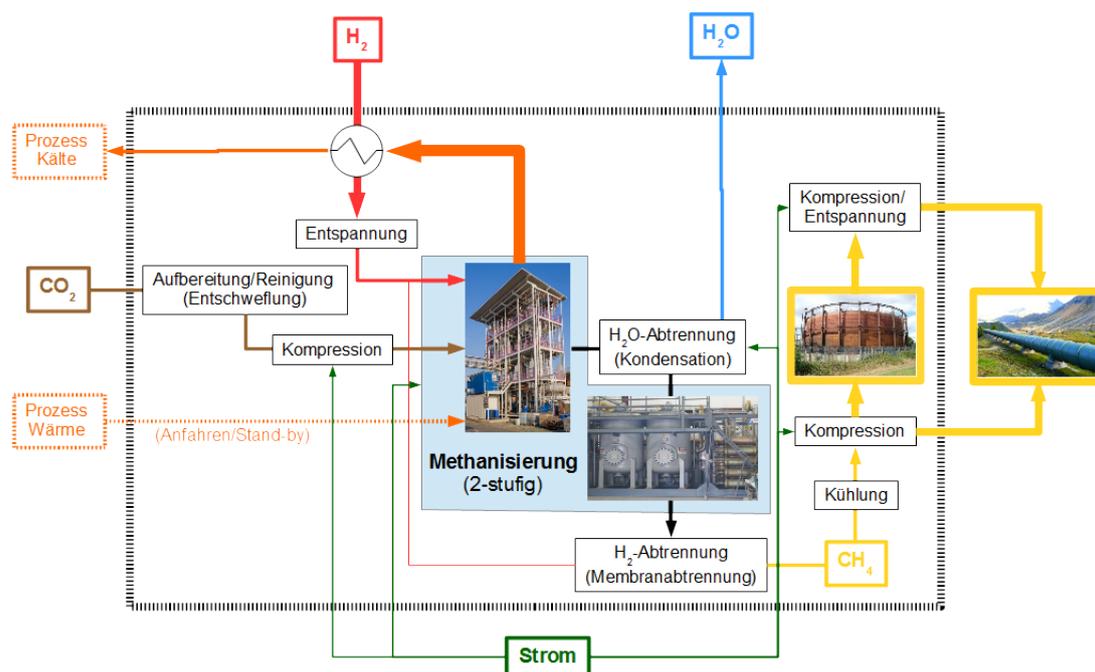


Abbildung 2.7. – Prozesskette Methanisierung (© Empa 2017)

Roh-SNG kann aus Biomasse auch durch Vergasung hergestellt werden. Klassische Vergasung von trockener Biomasse, insbesondere Holz, wird dabei kombiniert mit Gasreinigung zur Entfernung von Katalysatorgiften und anschließender Methanisierung [15]. Hydrothermale Vergasung/Methanisierung von nasser Biomasse ermöglicht die Umwandlung von Algen, Klärschlamm oder Hofdünger [16]. Bei beiden Verfahren wird ein Gasgemisch aus je 40 - 50% Methan und CO_2 sowie bis zu 10% Wasserstoff (H_2) erreicht, daher ist auch hier vor der Einspeisung in das Erdgasnetz eine Gasaufbereitung erforderlich. Es werden Wirkungsgrade vom Holz zum Methan deutlich über 60% erreicht. Vor kurzem wurde in Göteborg/Schweden eine erste industrielle 20 MW Holz-zu-SNG-Anlage in Betrieb genommen, die auf Holzvergasung basiert [17].

Aufgrund der bestehenden Subventionierung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen konkurriert die Aufbereitung von Biogas zu SNG mit der direkten Verbrennung in Gasmotoren für die dezentrale Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). Gleiches gilt für Produktgas aus der Biomassevergasung. In den meisten Holzvergasungsanlagen, z.B. in Stans/Schweiz oder in Güssing/Österreich und Oberwart/Österreich wird das Gas in Strom (mit 25 - 28% Wirkungsgrad) und Wärme umgewandelt. Eine noch höhere elektrische Effizienz wäre durch die Anwendung von Hochtemperatur-Brennstoffzellen möglich [16], die jedoch eine gründlichere (heisse) Gasreinigung verlangen [18]. Stand der Technik zur Herstellung von Strom aus Holz ist die Verbrennung von Holz und Nutzung der Wärme in einer Dampfturbine. Kleinanlagen, d.h. von 300 - 1500 kW_{el} haben einen Wirkungsgrad von 15%; Grössere Anlagen wie das Holzkraftwerk in Aubrugg/Schweiz (10 MW_{el}) erreichen 25% elektrischen Wirkungsgrad.

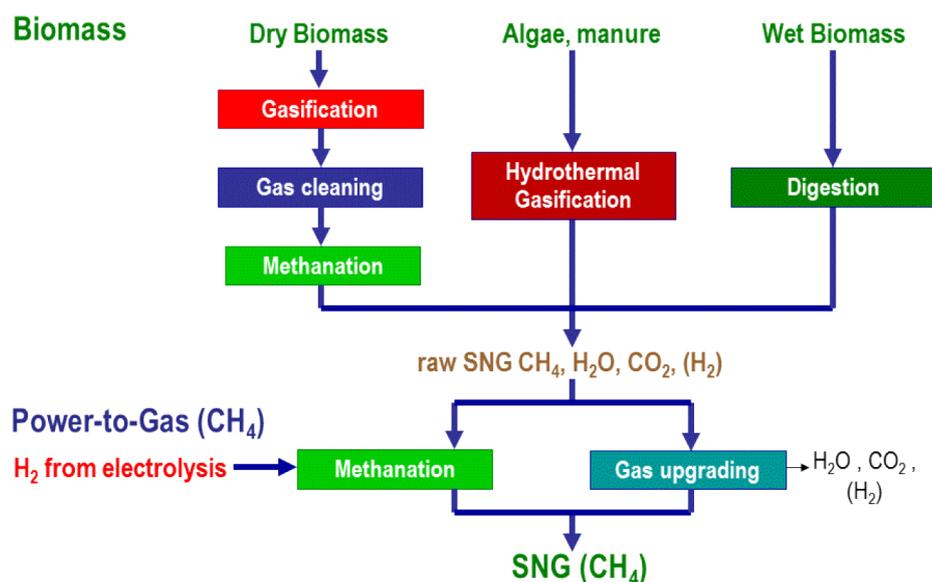


Abbildung 2.8. – Unterschiedliche Weg von Biomasse zu synthetischem Erdgas (SNG) (© PSI 2017)

Bei PtG-Anwendungen kann Kohlendioxid (CO_2) mit Wasserstoff (H_2) – hergestellt durch Elektrolyse aus überschüssigem Strom – in einer Methanisierung zu erneuerbarem Methan/SNG umgewandelt werden, bis eine Mischung aus hauptsächlich Methan und (kondensierbarem) Wasser erreicht ist. Das Kohlendioxid kann dabei aus Abgasen, Produktgasen oder aus der Atmosphäre stammen. Ebenso kann die Produktionsmenge an SNG aus Biomasse durch Zugabe von Wasserstoff in einen Methanisierungsschritt weiter erhöht werden. Dies ermöglicht auch die (saisonale) Speicherung von anders nicht genutztem Strom aus volatilen Quellen wie Windkraftanlagen und Photovoltaik oder deren Verwendung als SNG im Mobilitätssektor.

Insbesondere, wenn die Methanisierung mit einer Hochtemperatur-Elektrolyse (SOEC, siehe Abschnitt 2.2.9) für die Wasserstoffherstellung kombiniert wird, können im Rahmen von Power-to-SNG wertvolle Synergien ausgenutzt werden. Während eine konventionelle Power-to-SNG Anlage mit Methanisierung und Niedertemperaturelektrolyse (AEC, PEM, AEM) einen Gesamtwirkungsgrad von ca. 55% erreicht, konnte im vom KIT (Karlsruher Institut für Technologie) koordinierten EU-Projekt HELMETH⁹ gezeigt werden, dass durch die optimale Nutzung der Prozessabwärme der exothermen Methanisierung zur Deckung des Wärmebedarfs der SOEC ein Gesamtwirkungsgrad von über 75% im Technikumsmasstab ($15 \text{ kW}_{\text{el}}$) erreicht werden konnte. Im Industriemasstab werden sogar bis zu 85% Gesamtwirkungsgrad angestrebt.

Aufgrund der Bedeutung des (katalytischen) Methanisierungsschritts bei der Herstellung von SNG bei PtG-Anwendungen werden in den folgenden Abschnitten die spezifischen Herausforderungen dieses Schrittes und der entwickelten Reaktortypen diskutiert.

⁹ HELMETH-Projekt www.helmeth.eu, Presseinformation Nr. 009 vom 05.02.2018

2.3.2. Anforderungen an katalytische Methanisierungsreaktoren

Die Methanisierung ist der Syntheseschritt bei der Herstellung von SNG. Um die chemische Effizienz zu optimieren, ist es das Ziel, möglichst viele Kohlenstoffatome in Treibstoff bzw. Energieträger umzuwandeln. Biogas enthält Kohlenstoff hauptsächlich als CH_4 und CO_2 ; CO_2 , das mittels Temperatur-/Druckwechseladsorption oder durch Gaswäsche aus der Atmosphäre oder Abgasen gewonnen wurde, ist praktisch rein. Je nach Vergasungsprozess umfasst das Produktgas aus der Holzvergasung jedoch hauptsächlich CO , CO_2 (üblicherweise über 20 Mol-%) und CH_4 (1 - 10 Mol-%), aber auch C_2 -Spezies (gesamthaft bis zu 4 Mol-%) wie Ethan, Ethen und Ethin. Weiterhin sind Spuren von aromatischen Verbindungen wie Benzol, Toluol und Naphthalin vorhanden. Aufgrund der Spezifikationen in Bezug auf Heizwert und Dichte für die Einspeisung von SNG in das Erdgasnetz sollte der Gehalt an Methan (und Ethan) maximiert werden; CO , CO_2 , Wasserstoff und ungesättigte Kohlenwasserstoffe müssen bei der Methanisierung umgesetzt oder entweder im Gasreinigungs- und Konditionierungsschritt stromaufwärts oder in der Gasaufbereitung abgetrennt werden. Daher laufen die folgenden Reaktionen in Methanisierungsreaktoren ab: CO - und CO_2 -Methanisierung, homogene Wassergaskonvertierung (Water-Gas-Shift-Reaktion, WGS) und umgekehrte (R-)WGS, Hydrierung von ungesättigten Kohlenwasserstoffen, z.B. Ethen zu Ethan, und Hydrogenolyse von grösseren Kohlenwasserstoffen zu Methan. Als Nebenreaktionen können die beteiligten Moleküle eine Anzahl unterschiedlicher Kohlenstoffablagerungen bilden, die den Katalysator deaktivieren können.

Es gibt drei Hauptherausforderungen für Methanisierungsreaktoren:

- Das Einsatzgas kann Katalysatorgifte wie Schwefelverbindungen enthalten
- Kohlenstoffablagerungen, die bei hohen Temperaturen, d.h. über $500\text{ }^\circ\text{C}$, sogar bevorzugt entstehen
- Die meisten Reaktionen sind stark exotherm

2.3.2.1. Schwefelverbindungen

Üblicherweise werden für die Methanisierung Nickel-basierte Katalysatoren eingesetzt. Daher muss der Schwefelgehalt im Gas unter 1 ppm liegen, um eine Katalysatorlebensdauer von mindestens einem Jahr zu erreichen, die als wirtschaftlich notwendig angesehen wird [19]. Während es eine Reihe von Adsorptions-basierten Technologien gibt, um die gängigste Schwefelspezies Schwefelwasserstoff (H_2S) zu entfernen, enthält Rohgas aus der Niedertemperaturvergasung von trockener Biomasse eine grosse Anzahl von aromatischen Schwefelverbindungen wie Thiophene, Benzo-Thiophene und Dibenzothiophene [20, 21]. Aufgrund ihrer thermischen Stabilität müssen sie entweder durch kalte Gaswäsche entfernt oder in katalytischen Schritten in leicht entfernbare H_2S umgewandelt werden. Für letzteres wird eine Anzahl verschiedener Konzepte verfolgt, z.B. Hydrodesulfurierung [22] oder Reformierung mit auf Zirkonoxid basierenden [23] oder Edelmetall-basierten Katalysatoren [24]. Weiterhin werden Re-

dozyklen-Reformierungsverfahren entwickelt [25]. Bisher wurde kein klarer Kandidat für ein optimales Verfahren identifiziert.

2.3.2.2. Kohlenstoffablagerungen

Kohlenmonoxid wird in der Biomassevergasung produziert oder kann aus CO_2 und Wasserstoff durch umgekehrte Wassergaskonvertierung (R-WGS) gebildet werden. CO adsorbiert stark auf Nickelkatalysator und kann auf der Katalysatoroberfläche einzelne Kohlenstoffatome bilden [26]. Wenn diese nicht schnell genug hydriert werden, können sie sich entweder im Nickel lösen, was zur Bildung von Nickelkarbiden oder Kohlenstoff-Nanofasern führt, oder sie können auf dem Nickelkatalysator polymerisieren, was eine Blockade von aktiven Stellen verursachen kann [27, 28]. Daher kann bereits ein zu tiefes lokales Wasserstoff-zu-Kohlenstoff-Verhältnis langsam zur Katalysatordeaktivierung führen.

Auch Kohlenwasserstoffe können auf der Katalysatoroberfläche Kohlenstoffatome bilden [26], wobei insbesondere die ungesättigten Spezies wie Ethen eine sehr hohe Kohlenstoffablagerungsrate aufweisen. Als Ergebnis führen Ethen und Ethin zu einer schnellen und starken Katalysatordeaktivierung, wenn der Katalysator als Festbett aus Katalysatorpartikeln eingebracht wird [29]. Aus vielen Untersuchungen, z.B. [28] ist bekannt, dass die Kohlenstoffabscheidungsrate mit zunehmender Temperatur schneller zunimmt als die Kohlenstoffabtragsrate aufgrund von Hydrogenolyse oder Dampfreformierung.

2.3.2.3. Exothermie

Der starke exotherme Charakter der Methanisierung führt zu einer signifikanten Temperaturerhöhung in katalytischen Reaktoren, wenn keine oder unzureichende Wärmeabfuhr angewendet wird. Abhängig von der Zusammensetzung des Einsatzgasgemisches wird das thermodynamische Gleichgewicht die weitere Umwandlung begrenzen. Daher führt der Temperaturanstieg zu heißen Stellen („hot spots“) von 550 - 750 °C. Solch hohe Temperaturen können manche Katalysatoren durch Sintern beschädigen. Weiterhin bevorzugen wie oben erwähnt die hohen Temperaturen Kohlenstoffablagerungs-Reaktionen. Die thermodynamische Begrenzung der exothermen Methanisierungsreaktion erfordert eine effiziente Kühlung des Reaktors oder die Anwendung mehrerer Reaktoren in Reihe mit Zwischenkühlung, um eine nahezu vollständige Umwandlung der Kohlenstoffoxide zu ermöglichen.

2.3.3. Industriell eingesetzte Methanisierungsreaktoren

Bisher wurden verschiedene Methanisierungs-Reaktorkonzepte entwickelt, die den im vorigen Abschnitt beschriebenen Herausforderungen und Anforderungen gerecht werden können. Diese Konzepte und ihre Anwendung für die Produktion von SNG werden in den nächsten Abschnitten beschrieben.

2.3.3.1. Reihenschaltung von adiabaten Festbettreaktoren

Im Biogasprojekt Göteborg („Gothenburg Biogas“, GoBiGas) wird Holz mit einer thermischen Leistung von 32 MW_{th} in einem allothermen Wirbelschichtvergaser (engl. *Dual Fluidised Bed*, DFB) vergast und in mehreren Stufen zu rund 20 MW_{SNG} synthetischem Erdgas umgewandelt, siehe Abb. 2.10. Die Anlage wurde Ende 2014 in Betrieb genommen.

Der DFB-Vergaser (z.B. der *Fast Internal Circulating Fluidized Bed* Vergaser, FICFB, wie er in Göteborg, Güssing, Oberwart oder Senden [30] gebaut wurde) ist heute der am meisten angewendete und zuverlässigste Holzvergaser und liefert ein wasserstoffreiches Produktgas, das bereits einen hohen Methananteil aufweist (ca. 10%). Der hohe Methangehalt ist für den Wirkungsgrad der gesamten Prozesskette sehr günstig, ist aber mit einem relativ hohen Gehalt an ungesättigten Kohlenwasserstoffen (insbesondere Ethen C_2H_4) verbunden; weitere aromatische Verbindungen einschliesslich Thiophene sind in diesem Erzeugergas vorhanden. Für die Methanisierung wurde eine Reihe von mehreren adiabatischen Festbettreaktoren gewählt, die von Haldor Topsoe A/S auf der Basis ihres erfolgreichen TREMP®-Verfahrens geliefert wurden, das entwickelt wurde, um Kohlevergasungs-Gas in grossem Masstab zu SNG umzuwandeln.

Da diese adiabatischen Festbettreaktoren aufgrund von mehreren Prozent Ethen im Gas sehr anfällig für eine Kohlenstoffablagerung sind, muss das Ethen stromaufwärts umgesetzt werden. Dies wird durch die Hydrierung des Hauptanteils von Ethen zu Ethan im Hydrodesul-

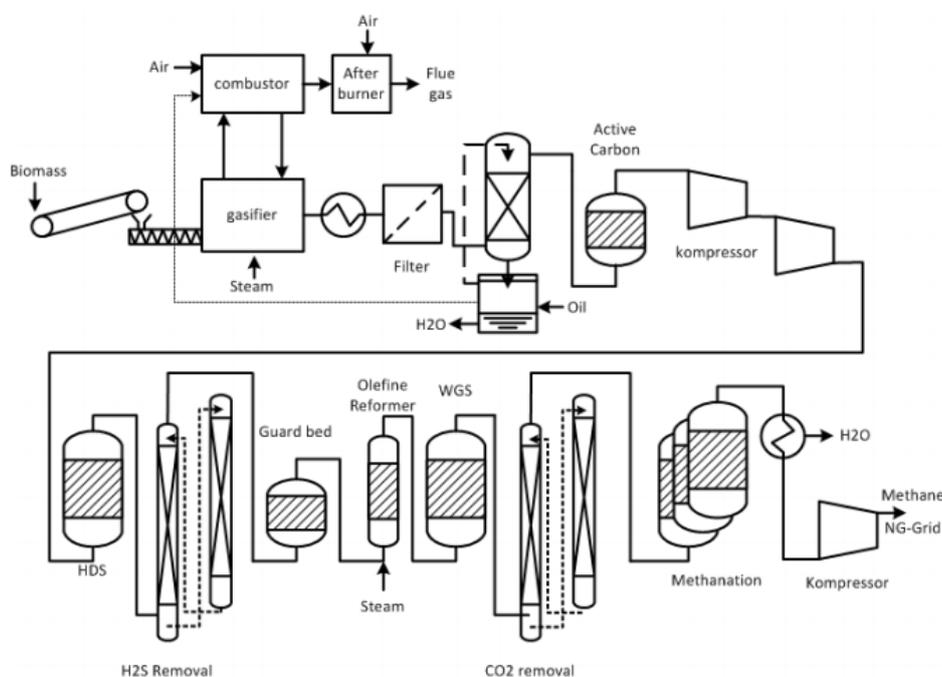


Abbildung 2.9. – Vereinfachtes Schema der GoBiGas-Anlage (ohne Wärmetauscher) (Quelle: Thunman u. a. [31])

furierungsschritt (HDS) und anschließende Umsetzung des Ethans und Rest-Ethens im sogenannten Olefinreformer realisiert. Der HDS-Schritt ermöglicht auch die Umwandlung von Thiophenen zu H_2S , das von Adsorbentien leicht abgetrennt werden kann. Während bisher nur wenig über die Leistungsfähigkeit der gesamten Prozesskette bekannt ist, kann man sagen, dass dieser Vorgang relativ komplex ist, da sich das Temperaturniveau mehrmals ändert: Während HDS, Olefinreformer und Methanisierung bei einer Temperatur von mehr als 300°C betrieben werden, laufen die H_2S -Entfernung und die CO_2 -Wäsche bei niedrigen Temperaturen ab. Darüber hinaus sind weitere Wärmetauscher zwischen den adiabatischen Methanisierungsreaktoren notwendig. Aufgrund der exothermen Reaktion (-206 kJ/mol) steigt die Reaktionstemperatur stark an und die Umwandlung ist, wie oben erwähnt, durch das thermodynamische Gleichgewicht begrenzt. Daher muss das Gas vor dem nächsten Reaktoreingang abgekühlt werden.

Eine ähnliche Prozesskette wurde im Pilotmassstab von ECN (Energy Research Center der Niederlande) betrieben [32]. Die Hauptunterschiede sind i) dass die von ECN entwickelte proprietäre Milena-Vergasung und OLGA-Wäsche für die Teerentfernung verwendet werden, ii) dass die H_2S -Entfernung durch Warmtemperatur-Adsorber realisiert wird, um eine starke Abkühlung unter den Taupunkt des Wassers zu vermeiden, und iii) dass die CO_2 -Abtrennung erst nach der Methanisierung durchgeführt wird, was die Temperaturerhöhung in der Methanisierung dämpft. Dennoch sind Wärmetauscher zwischen der HDS-Stufe und der Methanisierung sowie zwischen den Methanisierungsreaktoren notwendig, allerdings höchstwahrscheinlich mit geringerer Oberfläche als in der GoBiGas-Anlage.

Forscher des Deutschen Biomasse-Forschungszentrums (DBFZ) in Leipzig untersuchen die Eignung dieser adiabaten Reaktoren für PtG-Anwendungen. Auch Haldor Topsoe forscht an einer Kombination ihres TREMP[®]-Prozesses mit einer Hochtemperatur-Elektrolyse (SOEC).

2.3.3.2. Gekühlte Festbettreaktoren für PtG-Anwendungen

Auf Basis der erfolgreichen Reaktorentwicklung des ZSW (Zentrum für Solare Wasserstoffherzeugung) in Stuttgart entwickelte die Firma Solarfuel GmbH (später etogas GmbH, heute Teil von Hitachi Zosen Inova) ein Verfahren zur Umwandlung von CO_2 mit Wasserstoff zu Methan. Dieser Prozess gehört zu den ersten Beispielen von PtG-Anwendungen, bei denen überschüssige Strom-Erzeugung, insbesondere aus volatilen erneuerbaren Quellen wie Photovoltaik und Wind, nicht abgeregelt, sondern zur Elektrolyse eingesetzt wird. Der Wasserstoff kann direkt verwendet werden, entweder für die Mobilität (z.B. in Brennstoffzellenfahrzeugen) oder mit einer gewissen Speicherung zur erneuten Stromerzeugung, z.B. um Spitzen im Strombedarf zu decken. Wenn die erforderliche Dauer oder das zu speichernde Volumen die Kapazitäten für die Wasserstoff-Speicherung übersteigen, ist die Umwandlung in Methan und die Einspeisung in das bestehende Erdgasnetz eine wichtige Option, die dann eine Kohlenstoffoxidquelle benötigt. Rohbiogas aus der anaeroben Vergärung von nasser Biomasse oder Produktgas aus

der Vergasung von trockener Biomasse sind neben CO_2 aus Abgasen und Atmosphäre die am besten geeigneten Kohlenstoffoxidquellen im Bereich von 1 MW bis mehreren zehn MW.

Das Reaktorkonzept des ZSW basiert auf einem Rohrbündel-Festbettreaktor, bei dem der Katalysator auf Nickelbasis in Rohre mit kleinem Durchmesser gefüllt wird, die durch geschmolzenes Salz oder andere Kühlmedien gekühlt werden. Wie jüngste Modellierungs- und Simulationsstudien zeigen [33, 34], hilft die Kühlung bei einer stöchiometrischen CO_2 -Methanisierung nicht, einen signifikanten Hotspot von über 650°C zu vermeiden, da die durch die Reaktion freigesetzte Wärme nur lokal entfernt werden kann wegen der begrenzt vorhandenen Wärmeübertragungsfläche. Daher muss der Katalysator solchen hohen Reaktionstemperaturen standhalten, ohne zu schnelles Katalysator-Sintern. Alternativ kann die Verdünnung mit Methan, z.B. durch direkte Methanisierung von Biogas aus anaerober Verdauung oder mit recyceltem Produktgas, die Temperaturerhöhung dämpfen. Aufgrund der Hot-Spot-Bildung sollte die Anwesenheit von Kohlenstoff-Ablagerungen minimiert werden. Dennoch hilft die Reaktorkühlung, die Temperatur zu verringern und infolgedessen den Umsatz der thermodynamisch begrenzten exothermen Methanisierung zu erhöhen, siehe Abb. 2.10. Folglich ist eine vollständige Umwandlung nur möglich, indem mindestens zwei Reaktoren mit Zwischenkondensation von Wasser verwendet werden. Die Reaktorgröße hängt stark von der Wärmeabfuhrleistung ab. Im Vergleich zum adiabaten Reaktorsystem muss eine geringere Anzahl von Apparaten, aber komplexere und damit teurere Geräte (Reaktoren mit integrierten Wärmetauschern und Salzschnmelzen-Kühlung) eingesetzt werden.

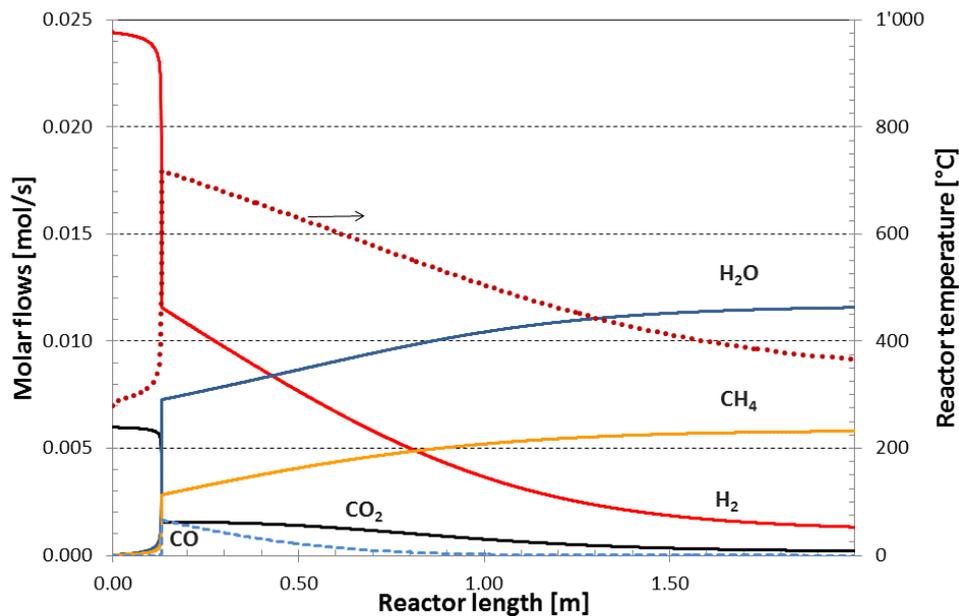


Abbildung 2.10. – Konzentrations- und Temperaturprofile eines gekühlten Festbettreaktors mit stöchiometrischer Reaktandenzugabe (© PSI 2017)

2.3.3.3. Wirbelschicht-Methanisierung

Die Forschung am Paul Scherrer Institut (PSI) in der Schweiz konzentriert sich auf die Entwicklung sowohl von PtG-Anwendungen als auch eines Prozesses "Methan-aus-Holz". Letzterer kann ebenso mit PtG kombiniert werden und basiert auf Niedertemperaturvergasung als ersten Schritt, da die Niedertemperaturvergasung zu hohen Methaninhalten im Produktengas führt, was wiederum die gesamte Prozessketteneffizienz deutlich erhöht. Wie oben erwähnt, impliziert der hohe Methangehalt im Vergaser-Produktgas auch eine beträchtliche Menge an ungesättigten Spezies, insbesondere Olefine, die schwere Kohlenstoffablagerungen in klassischen Festbett-Methanisierungsreaktoren verursachen. Zur Vereinfachung der Gasreinigung und -konditionierung wurde ein Reaktortyp gesucht, der Olefin-haltige Gasgemische ohne nachteilige Bildung von Kohlenstoffablagerungen umwandelt. Es wurde festgestellt, dass das Bewegen der Katalysatorpartikel in einem Wirbelschichtreaktor die Umsetzung von ungesättigten Kohlenwasserstoffen ermöglicht. Die Bewegung der Katalysatorpartikel verbessert einerseits die Wärmeübertragung und ermöglicht andererseits eine interne Regeneration des Katalysators.

Wärmeabfuhr Das Bewegen der Katalysatorpartikel innerhalb des Reaktors verbessert die Wärmeabfuhrleistung zweifach: Zuerst werden laminare Grenzschichten auf der Oberfläche von Wärmetauscherflächen kontinuierlich gestört, was den lokalen Wärmeübergangskoeffizienten erhöht. Zweitens tritt die Wärmeabgabe durch die chemischen Reaktionen am Katalysatorpartikel auf. Die Bewegung der Partikel durch den gesamten Reaktor verteilt daher die Wärmeerzeugung in axialer Richtung und macht die komplette eingetauchte Wärmetauscherfläche für die Wärmeabfuhr zugänglich. Infolgedessen können Wirbelschichtmethanisierungsreaktoren bei niedrigeren Temperaturen nahezu isotherm betrieben werden [35]. Dies ermöglicht die Verwendung von aktiveren Katalysatoren (keine Notwendigkeit für eine hohe Temperaturstabilität) und verringert die Tendenz zur Kohlenstoffablagerung. Weiterhin ist dieser Reaktortyp ein vielversprechender Kandidat für PtG-Anwendungen, die, wie oben diskutiert, stark durch das thermodynamische Gleichgewicht und damit durch Wärmeübertragung begrenzt sind [34]

Interne Katalysatorregeneration Kohlenmonoxid und Kohlenwasserstoffe (Teere, Olefine, aber auch das in Biogas enthaltene Methan) dissoziieren auf der Oberfläche von Nickelkatalysatoren, was zu einzelnen Kohlenstoffatomen auf der Katalysatoroberfläche führt, wie durch Isotopen-Markierungsexperimente gezeigt wurde [26]. Die Geschwindigkeit der Kohlenstoffablagerung ist für Ethin und Ethen deutlich grösser als für Ethan und Methan. Wenn diese Kohlenstoffatome nicht schnell genug reagieren können, können sie Plätze für die Wasserstoffadsorption blockieren und Nickelkarbide bilden oder auch bei relativ niedrigen Temperaturen polymerisieren, was schliesslich zu einer langsamen Katalysatordeaktivierung führt [27, 28, 29]. Das Bewegen der Katalysatorpartikel durch den Wirbelschichtreaktor transportiert sie in die oberen Bereiche des Reaktors, in den nur noch eine geringe Konzentration an Kohlenstoff

ablagernden Reaktanden vorhanden ist, während die Umwandlung von Kohlenstoffatomen mit Wasserstoff und/oder Dampf noch weiterläuft. Auf diese Weise hilft die Fluidisierung der Katalysatorpartikel, die Anzahl Kohlenstoffatome auf der Katalysatoroberfläche zu begrenzen und damit die irreversible Kohlenstoffablagerung signifikant zu verlangsamen. Darüber hinaus können ungesättigte Olefine wie Ethylen zu Ethan hydriert werden, welches wegen seines hohen volumetrischen Heizwerts eine gewünschte Verbindung in SNG darstellt.

Es gibt einige Gründe, warum Wirbelschichtreaktoren nicht häufig für katalytische Prozesse angewendet werden. Neben den eingeschränkten Erfahrungen mit diesem Reaktortyp in vielen Forschungsgruppen und Unternehmen sind die beiden grössten Herausforderungen die hydrodynamische Komplexität und die Notwendigkeit eines mechanisch-stabilen Katalysatormaterials, um den Katalysatorverlust durch Abrieb zu begrenzen. Zwar gibt es im Handel Katalysatoren mit ausreichender Stabilität, die Erforschung von Abriebsphänomenen [36] und die Entwicklung noch stabilerer Katalysatorträger [37] sind jedoch im Gange.

2.3.3.4. Hydrodynamik in Wirbelschicht-/Metallmonolith- und Blasensäulenreaktoren

Die Komplexität im Strömungsmuster von Wirbelbetten wird durch die aufsteigenden Hohlräume in Wirbelbetten verursacht, die auch als Blasen bezeichnet werden. Während eine gewisse Gasgeschwindigkeit notwendig ist, um die Katalysatorpartikel anzuheben (die sogenannte "Fluidisierung"), steigt das überschüssige Gas bei noch höheren Gasströmen als nahezu katalysatorfreie "Blasen" durch die Gaspartikelmischung, die sich in vielen Aspekten ähnlich verhält wie Flüssigkeiten. Die aufsteigenden Blasen helfen, den Wärmeübergang zu verbessern und die Katalysatorpartikel zu bewegen, können aber einen unerwünschten Reaktandendurchbruch verursachen, wenn sie im Vergleich zum Stoffaustausch zu schnell aufsteigen. Eine zuverlässige Auslegung der Wirbelschichtreaktoren erfordert daher ein detailliertes Kenntnis der Grösse und der Aufstiegs geschwindigkeit der Blasen, die stark von den eingetauchten Wärmetauscherrohren beeinflusst werden. In den letzten Jahren wurde ein erheblicher Aufwand auf die Methodenentwicklung für die Bestimmung von Blaseneigenschaften in katalytischen Wirbelschichtreaktoren fokussiert, insbesondere auf Druckschwankungsmessungen, optische Sonden und Röntgen-Tomographie [38, 39, 40, 41, 42, 43]. Weiterhin wurden Regeln für ein zuverlässiges Hochskalieren von blasenbildenden Wirbelbetten mit senkrechten Einbauten abgeleitet [44, 45]. Das Wissen über die Blasengrößenverteilungen und die Verteilung der Blasen aufstiegs geschwindigkeit kann verwendet werden, um hydrodynamische Korrelationen abzuleiten, die verwendet werden, um die Strömungsmuster in Computermodellen hinreichend korrekt abzubilden. Zusammen mit der experimentell bestimmten Kinetik [46] war es möglich, ein detailliertes Reaktormodell [47] aufzustellen, das die physikalisch-chemischen Phänomene beschreibt und daher für Optimierung und Hochskalierung geeignet ist. Weiterhin können solche detaillierten Raten-basierten Modelle für Analysen der verschiedenen Prozessketten (Holz-zu-SNG, PtG mit Biogas, etc.) mit ihren variierenden Gaszusammensetzungen verwendet werden.

Parallel zu diesen mehr laborbasierten Aktivitäten wurden Langzeit-Tests der Gasreinigung und der Wirbelschicht-Methanisierung mit einem Teilstrom des Holz-DFB-Vergasers in Güssing/Österreich durchgeführt [48]. Diese Tests zeigten eine gute Leistung für mehr als 1000 h und waren die Grundlage für die Hochskalierung der Prozesskette. Innerhalb des EU-Projekts BioSNG wurde eine 1 MW_{SNG} Pilotanlage (siehe Abb. 2.11) errichtet, in Betrieb genommen und erfolgreich betrieben, die eine chemische Effizienz von Holz zu Methan von 61% erreichte [15]. Die laufende Forschung konzentriert sich auf die Erweiterung der Know-how-Basis für höhere Betriebsdrücke und für (dynamische) PtG-Anwendungen mit CO₂, Biogas und Produktgas aus der Holzvergasung als Kohlenstoffquelle. Ein weiterer 1000 h-Test der direkten Methanisierung von realem Biogas mit H₂ (PtG als Alternative zur herkömmlichen Biogas-Aufbereitung) hat im ersten Halbjahr 2017 die Marke von 1100 Stunden ohne grössere technische Probleme erreicht.

2.3.3.5. Metallmonolithreaktoren und Blasensäulenreaktor

Ausser durch Fluidisierung der Katalysatorpartikel kann die Wärme exothermer Reaktionen in einem katalytischen Reaktor durch Einführung hochwärmeleitender Strukturen dispergiert werden [49]. Das Engler-Bunte-Institut (Karlsruher Institut für Technologie, KIT) entwickelt einen Methanisierungsreaktor, der dieses Konzept durch Beschichten von Nickelkatalysator auf Metallmonolithen realisiert, welche die Wärme radial und axial transportieren [50]. Auf diese Weise können *Hot Spots* deutlich gedämpft werden. Die Reaktorentwicklung wird durch



Abbildung 2.11. – Foto der 1 MW_{SNG} Demonstrationsanlage (PDU) in Güssing/Österreich (Umwandlung von Holzvergaser-Produktgas zu SNG mittels Gasreinigung, Wirbelschicht-Methanisierung und Gasaufbereitung) (Foto: © PSI 2017)

CFD-Simulationen und Tests in einer Container-basierten Anlage unterstützt. Die angestrebte Anwendung ist die Umwandlung von Holzvergasungsgas mit Wasserstoff aus der Elektrolyse im Rahmen eines PtG-Prozesses. Da der Katalysator im Monolith fixiert ist, ist ein solcher Reaktor wahrscheinlich anfällig für die Kohlenstoffablagerung in Gegenwart von Olefinen. Für die angestrebte Prozesskette ist daher ein Olefin-freies Erzeugergas notwendig, das beispielsweise durch den sogenannten "Woodroll"-Vergaser geliefert werden kann. Die Abwesenheit von Olefinen im Erzeugergas dieses stark wärme-integrierten Hochtemperaturvergasers impliziert wiederum einen niedrigen Methangehalt (ca. 1%) und eine tiefere Gesamtprozessketteneffizienz. Bisher sind begrenzte experimentelle Informationen zu diesem Konzept und nur eine Simulationsstudie verfügbar [51].

Ein weiteres Reaktorkonzept, das am KIT, aber auch an der TU München, untersucht wird, ist die sogenannte Blasensäule, bei der feine Katalysatorpartikel nicht durch das aufsteigende Gas, sondern durch eine inerte Flüssigkeit in der Schwebe gehalten werden. In diesem Reaktor steigen dann die reagierenden Gase (CO_2 , H_2) als Blasen auf, müssen sich aber erst in der Flüssigkeit lösen, da die Katalysatorpartikel mindestens teilweise von der Flüssigkeit benetzt werden. Wegen der grossen thermischen Trägheit der inerten Flüssigkeit sind gute Wärmeabfuhr und geringe Empfindlichkeit gegen Schwankungen im Gasfluss Vorteile dieses Reaktorkonzepts, das sich jedoch noch weitgehend im Labor-Massstab befindet.

2.3.3.6. Biologische Methanisierung

Einen vollständig anderen Weg beschreitet die sogenannte biologische Methanisierung, die aufbauend auf umfangreichen Arbeiten aus den 1980er Jahren in den letzten Jahren sehr schnelle Hochskalierungs-Erfolge realisieren konnte. Statt eines chemischen Katalysators bei erhöhten Temperaturen werden Mikro-Organismen (z.B. sogenannte Archaeen) eingesetzt, die bei 60 - 70 °C in wässriger Phase Methan aus CO_2 und H_2 erzeugen können. Je nach Hersteller wird dabei ein einziger Stamm oder eine Mischung verschiedener Stämme eingesetzt. Die relativ tiefe Temperatur hat den Vorteil, dass das Gleichgewicht komplett auf Seite des Methans liegt, so dass bei geeigneten Reaktorbedingungen in einem Durchgang einspeisefähige Methangehalte (>96%) erhalten werden können. Die Reaktionswärme der Methanisierung wird allerdings auf einem sehr tiefen Temperaturniveau freigesetzt, das die weitere Verwertung einschränkt bzw. den Einsatz von Wärmepumpen erfordert. Ein weiterer Vorteil ist die Flexibilität (0 - 100%) der Mikro-Organismen, die ohne H_2 -Zugabe sozusagen in Ruhe abwarten und bei Bedarf sofort wieder Methan erzeugen.

Wegen der schlechten Löslichkeit des Wasserstoffs in der wässrigen Phase ist jedoch zusätzlicher Energie-Eintrag für Rührwerke im Bereich weniger Prozente der Elektrolyse-Leistung nötig, die möglichst kleine Wasserstoffblasen und damit hohe Stoffübergangsfläche sicherstellen sollen. Zusätzlich werden die Anlagen bei einem Druck von 6 - 10 bar betrieben, also ähnlich wie die meisten chemisch-katalytischen Verfahren. Generell sind die Reaktoren signifikant grösser bzw. voluminöser als katalytische, so dass man ohne weitere Entwicklungsarbeit keine

endgültigen Aussagen über die relativen Kosten und Platzbedarf der eigentlichen Methanisierungseinheit treffen kann. Derzeit sind Reaktoren im 1 - 2 MW_{SNG} Massstab im Bau bzw. geplant.

2.3.4. Vorteile/Nachteile

Die Vor- und Nachteile der verschiedenen, oben beschriebenen Technologien werden in Tab. 2.4 und Tab. 2.5 gemäss Einschätzung PSI bzw. einer externen Studie [52] dargestellt. Beide Einschätzungen entsprechen einander im Wesentlichen. Es gibt keine klare beste Option, es kommt sehr auf die Randbedingungen an, und in vielen Fällen braucht es eine Pre-Engineering-Studie, um die (finanziellen) Unterschiede wirklich zu erkennen.

2.3.5. Kosten

Bei der Kostenabschätzung gibt es bisher noch keine konsistente Berechnung aller Fälle mit den verschiedenen Technologien. Vergleiche zwischen den Kosten-Ergebnissen verschiedener Autoren sind mit grösster Vorsicht zu behandeln, da es oft grössere Unterschiede bei Annahmen

Tabelle 2.4. – Übersichtstabelle Technologien Methanisierung; ++ sehr zutreffend, + zutreffend, 0 wenig zutreffend, - kaum zutreffend, -- nicht zutreffend, ? unbekannt, n.a. nicht relevant (Einschätzung PSI)

Name des Methanisierungsverfahrens oder Lieferant / Erfinder	TREMP	PSI	Hitachi Zosen Innova, ZSW	KIT, TUM	KIT	Microenergy, electrochaee
Reaktortyp	Serie adiabater Festbetten mit intermittierender und rezirkulierender Kühlung	Isothermer Blasen bildender Wirbelschichtreaktor	Polytropisches Festbett mit mehreren Kühlzonen	Isothermer Blasen-säulenreaktor	Polytropes Festbett mit leitfähigem Katalysatorträger	Gerührte Blasensäule; Reaktion durch Mikroorganismen bei 65°C katalysiert
Besonderheiten	Höhere Katalysatorstabilität, geringere Rezirkulationsrate	Abriebbeständiger Katalysator notwendig		Flüssigphase mit thermischer / chemischer Stabilität, niedriger Dampfdruck	Metallmonolith beschichtet mit Katalysator in gekühlter Röhre	Tolerant gegen Schwefelverbindungen; sporadische Nährstoffzugabe notwendig
Einfachheit des Reaktors	+	-	-	--	0	-
Geringe Anzahl von Einheiten	-	+	+	0	+	++
Hohe Temperatur zur Kühlung	++	+	+	+	+	--
Flexibilität	0	++	+	++	+	++
Zusatz von Olefinen und Benzol möglich	--	++	--	?	--	--
Ausreichender Stoffaustausch	+	+	+	-	+	-
Gute Wärmeübertragung	n.a.	++	0	++	+	++
Geringe Anforderungen an den Katalysator	-	-	0	+	0	+
Technologie-Reifegrad (TRL)	8 - 9	7	8	4	4	8

Tabelle 2.5. – Vergleich von verschiedenen Methanisierungskonzepten. FB = Festbettreaktor, Kat. = Katalysator, Mech. = mechanisch, Therm. = thermisch; GHSV = gas hourly space velocity, TRL = technology readiness level [1-9] (adaptiert von Rönsch u. a. [52])

Konzept	Adiabater FB	Gekühlter FB	Mikro-Reaktor	Wirbelschicht Reaktor	Dreiphasen Reaktor
Betriebsmodus	adiabat	polytrop	polytrop	~isotherm	isotherm
Reaktorstufen	2 – 7	1 – 2	1 – 2	1 – 2	1 – 2
Gasrecycling	meistens	manchmal	nein	manchmal	nein
Temperaturbereich [°C]	250 – 700	250 – 500	250 – 500	300 – 400	300 – 350
Anordnung/Zustand Kat.	<i>packed</i>	<i>packed</i>	<i>coated</i>	<i>fluidized</i>	<i>fluidized / suspended</i>
Partikelgrösse	mm	mm	<200 μm	100 – 500 μm	<100 μm
Mech. Kat. Belastung	tief	tief	tief	hoch	mittel
Therm. Kat. Belastung	hoch	mittel	mittel	tief	tief
Komplexizität Prozess	hoch	tief	tief	tief	tief
Reaktorkosten	mittel - hoch	hoch	sehr hoch	mittel - hoch	tief - mittel
Raumgeschwindigkeit (GHSV)	mittel - hoch	hoch	hoch	mittel - hoch	tief - mittel
Technologie-Reifegrad (TRL)	9	7	4 – 5	7	4 – 5

und betrachtetem Umfang der Kostenangabe gibt, die das Ergebnis dann signifikant verändern.

Dennoch gibt es einige Erkenntnisse, die eine gewisse Orientierung ermöglichen. Eine vom BFE und FoGa finanzierte Pre-Engineering-Studie hat die Kapital- und Betriebskosten (CAPEX und OPEX) für eine relativ kleine Holz-zu-SNG-Anlage (4 MW_{th}, 2.67 MW_{SNG}) in der Westschweiz berechnet, bei der eine allotherme Vergasung mit einer Wirbelschicht-Methanisierung gekoppelt wurde. Unter der Annahme eines Holzpreises von etwa 4.5 Rp/kWh_{th} kommt man zu SNG-Gestehungspreisen von 16.5 - 23 Rp/kWh_{CH₄}, wobei die höheren Preise zustande kommen, wenn man eine halb so grosse Anlage und die zusätzlichen Aufwände bei einer Erstanlage betrachtet. Unter den Schweizer Randbedingungen mit recht hohen Holz- und Arbeitskosten ergeben sich also Produktionskosten, die 30 - 50% höher liegen als die aus der anaeroben Vergärung (Klär gas oder Biogas).

Thunman u. a. [31] hat die Kapitalkosten und die Exponenten für die Skalierung der einzelnen Anlagen-Teile der 20 MW_{SNG} GoBiGas-Anlage veröffentlicht, die mit allothermer Vergasung und einer Festbett-Methanisierung arbeitet. Wenn man anhand der Skalierungsexponenten die Kapitalkosten vergleicht, zeigt sich, dass die für die Westschweiz vorgeschlagene Anlage mit etwa einem Drittel tieferen spezifischen Kapitalkosten auskommt als die GoBiGas-Anlage. Dies ist vor allem auf die vereinfachte Gasreinigung und den tieferen Apparate-Aufwand bei der Wirbelschichtanlage zurückzuführen, da diese mit ungesättigten Kohlenwasserstoffen im Vergaser-Produktgas problemlos zurechtkommt.

Des Weiteren haben Witte u. a. [53] mithilfe der Kostenzuschlagfaktorenmethode die Kostenstruktur für eine PtG-Anlage basierend auf Direktmethanisierung von Biogas bestimmt. Es ergibt sich, dass die Wasserstofferzeugung mithilfe Elektrolyse alles andere dominiert, sowohl bei den Betriebskosten als auch bei den Kapitalkosten, die etwa zu einem Drittel des finalen Produktpreises beitragen (siehe Abb. 2.12). Das bedeutet, dass beim jetzigen Kenntnisstand keine signifikanten Unterschiede zwischen den verschiedenen möglichen Methanisierungsvarianten (Wirbelbett, gekühltes Festbett, biologische Methanisierung) benannt werden können. Hierzu bräuchte es eine Pre-Engineering-Studie, die auf die Erkenntnisse der erfolgreich gelaufenen Dauerversuche in diesem Bereich zurückgreifen kann.

Für das gleiche Verfahren haben Witte u. a. [53] einen Vergleich mit der bisherigen Biogas-Aufbereitung angestellt. Es zeigte sich, dass eine PtG-Anlage zwar absolut teurer ist als eine Biogasaufbereitung mit Aminwäsche oder Membranen, aber wegen der um 60% erhöhten Produktmenge die spezifischen Kosten nur rund 10% höher liegen. Bei Stromkosten von rund 5 Rp/kWh_{el} wäre es dann finanziell möglich, statt in eine Aminwäsche in eine PtG-Anlage zu investieren. Damit ist in der Schweiz unter den aktuellen gesetzlichen Randbedingungen eine solche Anlage nur möglich, wenn Kraftwerk, Elektrolyse und Biogas-Anlage sehr nahe beieinander stehen, das sonst eine Netznutzungsgebühr anfällt, die den Strompreis in etwa verdoppelt.

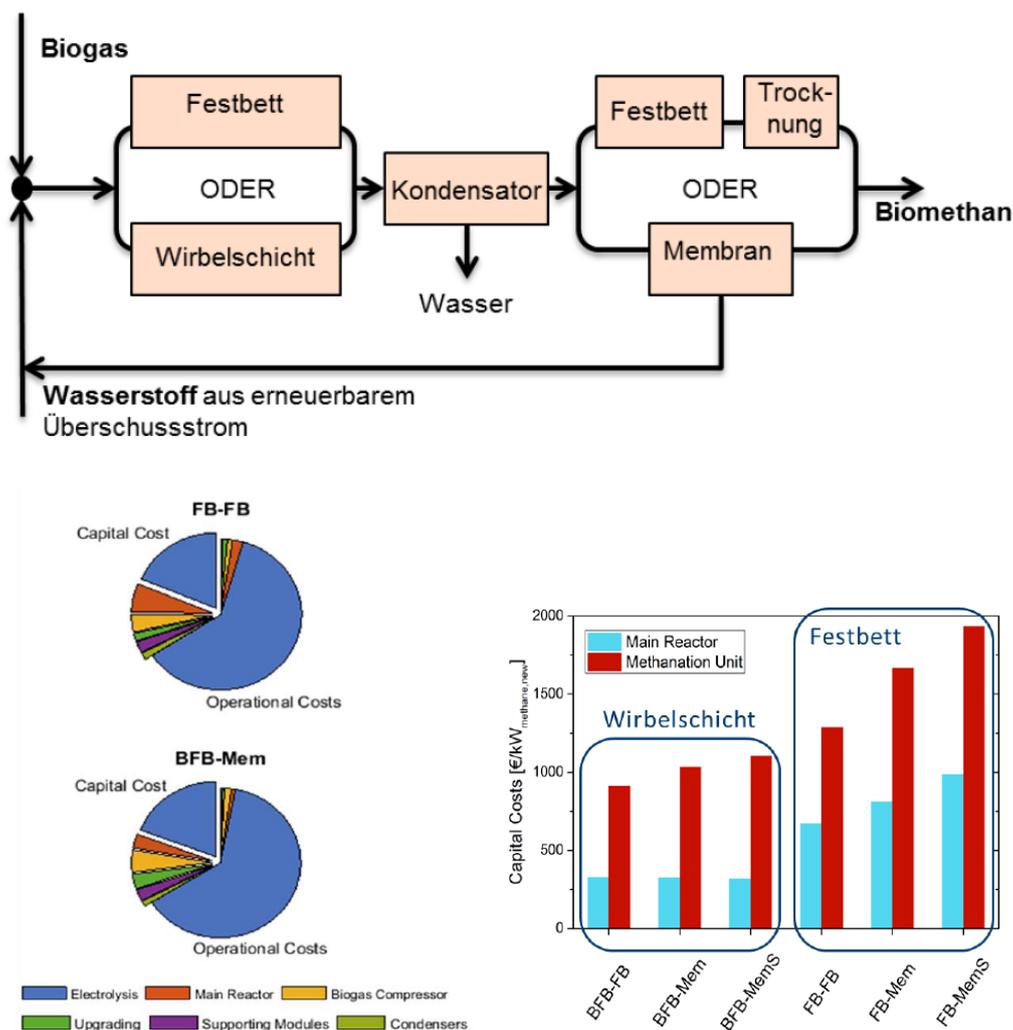


Abbildung 2.12. – Kostenvergleich Methanisierung (© PSI 2017)

2.3.6. Fazit Methanisierung

Die Produktion von synthetischem Erdgas aus Biomasse ist ein wichtiger Schritt, um den Einsatz von Bioenergie aus der Biomasseproduktion in Bezug auf Zeit und Ort zu entkoppeln. Während die anaerobe Vergärung von nasser Biomasse ein gut entwickelter Prozess ist, geht die Holzvergasung und Methanisierung des gereinigten Erzeugergases über die Pilotskala hinaus. Power-to-Gas-Anwendungen mit Biomasse (Biogas oder Holzvergasung-abgeleitetes Erzeugergas) als Kohlenstoffoxidquelle sind in der Entwicklung, erreichen aber inzwischen teilweise den 1 MW-Massstab. Die verschiedenen Reaktortechnologien für die katalytische Methanisierung haben je nach Anwendung ihre spezifischen Vorteile. Besonders wenn eine Niedertemperaturvergasung angewendet wird, ermöglicht die Wirbelschicht-Methanisierung, den Gasreinigungs- und Konditionierungs-Teil wesentlich zu vereinfachen.

2.4. Power-to-Liquids

2.4.1. Allgemein

Anders als Wasserstoff und Methan können flüssige Energieträger drucklos mit hoher Energiedichte gespeichert werden. Dies ermöglicht ihren Einsatz in mobilen Anwendungen, die beim heutigen Stand der Technik nicht mit Wasserstoff oder Methan versorgt werden können: Lastwagen für Mittel-/Langstrecke, Baumaschinen und landwirtschaftliche Maschinen, Lokomotiven und Flugzeuge.

Als flüssige Energieträger kommen vor allem zwei Verbindungsklassen in Frage: langkettige Alkane, wie sie in Benzin, Diesel und Kerosin vorkommen, sowie Alkohole, insbesondere Ethanol und Methanol und ihre Derivate. Während Ethanol grosstechnisch aus Biomasse, nämlich durch Vergärung von Zucker und Stärke, erzeugt wird, werden die anderen Energieträger aus Synthesegas erzeugt. Synthesegas ist eine Mischung aus Wasserstoff und Kohlenoxiden (Kohlenmonoxid CO oder Kohlendioxid CO₂). Bislang wird das Synthesegas durch Vergasung von Kohle und festen Rückständen aus der Raffinerie oder durch partielle Oxidation von Erdgas erzeugt. Synthesegas kann aber auch durch Vergasung von trockener Biomasse oder als Mischung von CO₂ mit Elektrolyse-Wasserstoff gewonnen werden (als erste Stufe eines Power-to-Liquids Verfahren), allenfalls in Zukunft auch durch Co-Elektrolyse von Wasser und CO₂. Wenn der Strom für die Elektrolyse (bzw. Co-Elektrolyse) erneuerbar ist, können die Stoffe aus diesem Prozess als CO₂-neutral betrachtet werden.

Da die Co-Elektrolyse sich noch im frühen Entwicklungsstadium befindet, liegt das Hauptaugenmerk auf dem Einsatz eines der oben beschriebenen Verfahren zur Elektrolyse von Wasser (AEC, PEM/AEM, SOEC) zur Wasserstoffbereitstellung. Hierzu muss nun reines CO₂ oder CO hinzugefügt werden, da andere Stoffe, wie z.B. das Methan im Biogas, in den Prozessen nach Stand der Technik stören. Im Gegensatz zur Methanisierung, die auch die direkte Umwandlung von Biogas oder Produktgas aus der Niedertemperatur-Vergasung zulässt, muss für die

Erzeugung flüssiger Energieträger zunächst ein reiner CO₂-Strom bereitgestellt werden, was sowohl Investitionskosten als auch Energieverbrauch mit sich bringt.

Grundsätzlich können CO bzw. CO₂-Wasserstoff-Gemische sowohl in Alkane (Benzin, Diesel, Kerosin) als auch in Methanol umgewandelt werden; diese Prozesse werden seit Jahren großtechnisch (d.h. im 100 MW- bis GW-Massstab) durchgeführt.

2.4.2. Fischer Tropsch Synthese

Die exotherme (also Wärme freisetzende) Alkan-Synthese ist auch als Fischer-Tropsch-Synthese bekannt:



Wenn man von CO₂ beginnt, muss dieses vorab noch mittels der rückwärtslaufenden Wassergaskonvertierung in CO umgewandelt werden:



Diese endotherme Reaktion verbraucht etwas Wärme (41 kJ/mol) und ein zusätzliches Wasserstoffmolekül.

Als Katalysatoren für die Fischer-Tropsch-Reaktion kommen Eisen und vor allem Kobalt zum Einsatz; es werden meist recht hohe Drücke (einige 10 bar), Temperaturen unter 250 °C und genaue Kontrolle des Wasserstoff zu Kohlenoxid-Verhältnis verwendet, um die Ausbeute zu maximieren.

In den großtechnischen Anwendungen (Umwandlung von "stranded" Erdgas in Katar und Malaysia bzw. von Kohle in Südafrika) kommen grosse Rohrbündel-Reaktoren oder Blasen-säulenreaktoren zum Einsatz. Für die dezentralen Anwendungen der Fischer-Tropsch-Synthese werden auch Mikroreaktorsysteme vorgeschlagen, etwa von der Firma Velocys für die Umwandlung von Erdgas aus Ölbohrungen auf Erdölbohrplattformen oder vom KIT für Power-to-Liquid-Verfahren¹⁰. Da bei der FT-Synthese eine grosse Produktverteilung anfällt, ist die Reaktionsführung nicht einfach. So muss die Reaktionswärme gut abgeführt werden, um die Bildung von gasförmigen Produkten, allen voran Methan zu vermeiden. In allen Fällen kann das Reaktionsprodukt nicht direkt verwendet werden, sondern muss noch mittels weiterer Verfahrensschritte (z.B. Hydrocracking) weiter aufgearbeitet werden.

Die Firma Sunfire hat vor kurzem eine ganze Anlage gezeigt, mit der CO₂ aus der Luft mit Wasserstoff aus einer Hochtemperatur-Elektrolyse (SOEC) via rückwärtslaufender Wassergaskonvertierung und Fischer-Tropsch-Synthese zu flüssigen Energieträgern umgewandelt wird. Dabei wird die Abwärme der Fischer-Tropsch-Synthese genutzt, um Wasser zu verdampfen.

¹⁰ Firma Ineratec: <http://ineratec.de/> (aufgerufen am 7. Mai 2019)

Der Dampf kann dann in der SOEC mit erheblich höherem Wirkungsgrad als in einer Niedertemperaturelektrolyse zu Wasserstoff und Sauerstoff gespalten werden (siehe Abschnitt 2.2.9).

Gesamthaft sprechen neben der Komplexität der Reaktionsführung mehrere Gründe gegen die Anwendung des Fischer-Tropsch-Verfahrens in der Schweiz (ausser allenfalls für die Produktion von alternativen Flugzeug-Treibstoffen, die sich fast nur mittels Fischer-Tropsch-Synthese herstellen lassen): die Kosten liegen deutlich höher, der Wirkungsgrad aber tiefer als etwa bei der Methanisierung und erst recht als bei der direkten Nutzung von Wasserstoff.

Jedoch können Produkte der Fischer-Tropsch-Synthese (FTS) wegen ihrer Aromatenfreiheit – gegenüber klassischen fossilen Flüssigtreibstoffen – Beiträge zur Senkung lokaler Emissionen leisten, wenn auch kleinere als das Methanol. Dies ist aber nur zu erwarten, wenn in den jeweiligen Fahrzeugen ausschliesslich FTS-Produkte getankt werden und der Motor entsprechend eingestellt ist.

2.4.3. Methanol und Derivate (DME, POME)

Etwas anders sieht die Situation bei Methanol (MeOH) aus. Methanol wird als wichtiges Zwischenprodukt für die Chemie-Industrie im Millionen-Tonnen-Massstab hergestellt, hauptsächlich ausgehend von Erdgas durch Erzeugung von Synthesegas mittels partieller Oxidation. Dieser Schritt ist sehr ähnlich wie bei der Fischer-Tropsch-Synthese, da die gleichen Verhältnisse von Wasserstoff zu Kohlenmonoxid bzw. -dioxid nötig sind. Mit zwei (im Fall CO) bzw. drei (im Fall CO₂) liegen sie tiefer als das Wasserstoff zu CO bzw. O₂-Verhältnis bei der Methanisierung. Dieses Synthesegas lässt sich auch mit Wasserstoff aus einer Wasser-Elektrolyse und CO₂ aus einer Kohlenstoffquelle bereitstellen. Der grosse Unterschied zu den langkettigen Alkanen



Abbildung 2.13. – Foto der FT-Anlage von Ineratec Karlsruhe

aus der Fischer-Tropsch-Synthese liegt im Sauerstoff-Molekül, das bei der Methanol-Synthese eingebunden wird:



Dieses Sauerstoffatom sorgt einerseits dafür, dass der Energieinhalt pro Masse bzw. Volumen etwa halb so hoch ist wie bei den langkettigen Alkanen. Andererseits führt der Sauerstoff aber auch zu einer saubereren Verbrennung. Dies und die gute Löslichkeit mit Wasser gilt auch für zwei Methanol Derivate, nämlich das Dimethylether ($\text{H}_3\text{C}-\text{O}-\text{CH}_3$) und die Polyoxomethylendimethylether (POME), die ebenfalls zu tieferen Emissionen im Motor führen und aus Methanol erzeugt werden.

Methanol wird in der Gasphase bei hohen Drücken über Kupfer-Zinkoxid-Katalysatoren erzeugt. Wegen der thermodynamischen Gleichgewichtslage erreicht man nur einen relativ kleinen Umsatz pro Reaktordurchgang. Deshalb werden im sogenannten "Niederdruck"-Verfahren 50 - 100 bar Druck angewendet, um die Ausbeute zu erhöhen, aber auch, um die Apparate-Abmessungen klein zu halten. Das Produkt, ein Methanol/Wasser-Gemisch wird dann auskondensiert, während das nicht-reagierte Gas zurückgeführt wird. Die Abwärme der verschiedenen Prozessstufen (z.B. Elektrolyse, Methanolsynthese) wird dann eingesetzt, um mittels Destillation Methanol und Wasser voneinander zu trennen. Verschiedene industrielle Initiativen haben in den letzten Jahren Methanolsynthese-Verfahren im kleinen Massstab entwickelt, die gut zu der Grösse von Elektrolysen passt¹¹. Leider sind recht wenige Resultate veröffentlicht, so dass es schwer ist, hierzu genauere Daten zu erhalten. Auf Island gibt es eine grössere Anlage, die mittels geothermischem Strom und Wärme sowie CO_2 aus der Geothermie-Nutzung Methanol für den Export nach Mitteleuropa herstellt (siehe Abb. 2.14).

Generell eignet sich Methanol eher zum Einsatz in der Schweiz, da es zu weniger Emissionen bei der Verbrennung führt als langkettige Alkane. Obendrein eignet es sich gut als Energieträ-



Abbildung 2.14. – Foto der Anlage auf Island, welche mittels Geothermie erzeugtem Strom und Wärme sowie CO_2 aus der Geothermienutzung Methanol für den Export nach Mitteleuropa herstellt.

¹¹ BASF/BSE; SiliconFire <http://www.silicon-fire.com/> (aufgerufen am 9. Mai 2019)

ger in Regionen ohne Zugang zum Gasnetz; dort für mobile Anwendung oder in BHKW für gleichzeitige Strom- und Wärmeproduktion.

3. Energiemarkt

Der aus Gründen des Klimaschutzes intensivierte Zubau von erneuerbaren Energien (EE) hat die Energiemarktsituation auch in der Schweiz stark verändert. Durch das Deutsche EE-Gesetz (EEG) und die damit verbundene garantierte Abnahme von EE-Strom haben sich mehrere Sachlagen im deutschen, aber auch im europäischen Energiesystem, verändert. Das EEG hat das Urproblem der EE hinsichtlich der Finanzierbarkeit durch eine Umlage der garantierten Abnahme auf EE-Strom auf den Strompreis gelöst. Die Strompreise für den Kunden sind deshalb mit dem wachsenden Zubau von EE gestiegen. Die Einstellung der Kunden zum Strompreis hat sich in einem gewissen Umfang geändert. Stromeffiziente Produkte und Beleuchtungen sind mittlerweile wahrscheinlich in jedem Haushalt zu finden. Der Einspeisevorrang und der starke Zubau von EE hat aber auch Probleme mit sich gebracht: Teile von Netzen sind überlastet und aus Netzsicherheitsgründen müssen grosse Mengen an EE Strom abgeregelt, aber dennoch bezahlt werden. In Deutschland werden bereits rund 5.5 TWh Elektrizität abgeregelt¹. Diese als "Ausfallarbeit" bezeichnete Elektrizität hat mit dem Zubau von EE überproportional zugenommen.

Die Grosshandelspreise sind, aufgrund des Einspeisevorrangs und der Grenzkosten der meisten EE von quasi null, stark gefallen. Dies vor allem wegen der hohen Volatilität der EE-Erzeugung, die zeitweise für extreme Überkapazitäten im Netz sorgt, aber keine Grundlast liefert.

Im bisherigen europäischen Energiesystem war die Elektrizität grösstenteils Sekundärenergieträger, die aus Primärenergieträgern wie Kohle, Gas, Erdöl oder Uran generiert wurde, wenn sie nicht, wie in der Schweiz, aus Wasserkraft entstand. Aus diesem Grund existiert auch heute noch eine relativ hohe CO₂-Belastung auf dem europäischen Strom-Mix.

Im heutigen europäischen Elektrizitätsmarkt bestimmt das letzte Kraftwerk in der "Merit-Order" den Strompreis für die an der Strombörse gehandelte Versorgungsstunde. Die Merit-Order bezeichnet einen Marktmechanismus am Europäischen Strommarkt, nach welchem die Zuteilung der Gebote auf der auktionenbasierten Plattform stattfindet. Das höchste Gebot, welches die prognostizierte Nachfrage deckt, bestimmt den Preis, den alle Gebote bekommen. Nach dieser Zuordnung ist die Wahrscheinlichkeit hoch, dass das letzte preisbestimmende Gebot den Grenzkosten des jeweiligen Kraftwerks entspricht, da dieses wahrscheinlich mit dem niedrigsten möglichen Gebot eingegangen ist. So ergibt es sich stets, dass Kraftwerke mit sehr niedrigen Grenzkosten praktisch immer ihren produzierten Strom am Markt verkaufen können und andere bei geringer Nachfrage keinen Zuschlag bekommen. Diesen Ausfall muss ein Kraftwerk

¹ Bundesnetzagentur Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen - Gesamtjahr und Viertes Quartal 2017

ebenfalls in seine Grenzkosten einrechnen, um unterm Schnitt auch die Fixkosten herauszuholen. Als Sekundärenergieträger ist Strom und dessen Preis gemäss der "Merit-Order" von den Grenzkosten der Kraftwerke abhängig. Die Grenzkosten wiederum sind hauptsächlich von den Kosten des Primärenergieträgers bestimmt. Das heisst, der Strompreis ist ebenfalls von der Preisentwicklung der Primärenergieträger abhängig. Decken die gebotenen Leistungen von EE Erzeugern die Nachfrage zu 100% und mehr, so schieben diese die fossilen Kraftwerke, welche höhere Grenzkosten haben, aus dem Auktionszuschlag heraus. Diese sind somit nicht mehr preisbestimmend, wodurch es zu sehr niedrigen oder punktuell sogar negativen Strompreisen führen kann. Negative Strompreise sind möglich, da aufgrund der Abnahmepflicht die Netzbetreiber nach Abnehmern suchen, die diesen Strom verwerten können.

Im zukünftigen Energiesystem wird die Elektrizität mehr und mehr zu einer Art Primärenergieträger. Anders als bei den fossilen Primärenergieträgern (Kohle, Erdöl und Erdgas) kann man die der EE zugrundeliegende Primärenergie aus Sonnen- und Windenergie nicht ohne weiteres, wie beispielsweise Kohle in einem Kohlebunker, aufbewahren und später als Strom nutzen. Dafür bedarf es zusätzlicher Technologien. Im Gegenteil dazu wird erneuerbarer Strom entweder sofort genutzt oder geht durch Abregelung für immer verloren. Dieser im engen Rahmen zwar abschätzbaren, aber vorhandenen Volatilität der EE muss in einem zukünftigen Energiesystem Rechnung getragen werden. Findet man nicht zur entsprechenden Zeit eine sinnvolle Nutzung dieser EE und regelt ab, so sinkt die Gesamtproduktionsmenge und der Ausnutzungsgrad der jeweiligen Investition. Zusätzlich steigt dadurch der spez. CO₂-Ausstoss für die EE Produktion, da der CO₂-Ausstoss bereits bei der Produktion und beim Bau der Anlage erfolgt ist. Ausserdem wird in diesem System die zu diesem Zeitpunkt nicht produzierte Energie eventuell zu einem anderen Zeitpunkt mit fossiler Energie gedeckt, was zu Opportunitätskosten führt. Daraus ergibt sich, dass auch der CO₂-Gehalt der EE in Abhängigkeit des Ausnutzungsgrads variiert. Die ökologische Investition ist dadurch begründet, dass bei PV- und Windenergie nicht der Betrieb der Anlagen, sondern die Herstellung der Anlagen für die CO₂-Emissionen verantwortlich sind. Können diese Anlagen schlecht ausgelastet werden, steigen die spezifischen CO₂-Emissionen – oder anders ausgedrückt: eine Erhöhung der Auslastung von PV- und Windanlagen führt nicht zu einer Erhöhung der CO₂-Emissionen. Im gleichen Ausmass wie die Erhöhung des Betriebs erfolgt, vermindern sich die Energie-spezifischen Emissionen (g_{CO_2}/kWh_{el}). Demgegenüber verbessert sich die Wirtschaftlichkeit von PV- und Windanlagen bei erhöhter Auslastung. Somit muss es das Ziel sein, PV- und Windanlagen grösstmöglich auszunutzen, um fossile Energie zu substituieren.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass das bisherige Energiesystem durch Vorratshaltung (natürlich gespeicherter Energie) der fossilen Energieträger nur die für den jeweiligen Bedarf nachgefragte Energie geplant und zuschaltbar produziert hat. Der Verbraucher war unbehelligt von diesem Prozess und ist einfach seinen Gewohnheiten und Komfortwünschen nachgegangen. In einem zukünftigen Energiesystem muss sowohl die Produktionsseite als auch die Nachfrageseite in einem gewissen Rahmen steuerbar und flexibel sein, was bedeutet, dass Leistungsreserven in beide Richtungen vorhanden sein müssen, sobald Nachfrage und aktuel-

le Produktion sich nicht decken. Dies wiederum bedeutet, dass Produzenten hinzugeschaltet werden müssen, sobald die Menge EE-Strom zu klein wird, beziehungsweise zusätzliche Verbraucher, sobald zu viel EE Strom vorhanden ist. Die heute praktizierte Abregelung oder Verschwendung in Weichenheizungen im Falle von zu viel EE ist keine Lösung im Sinne der Energiewende, da sie entweder hohe Entschädigungszahlungen verursacht oder die Wirtschaftlichkeit von EE-Anlagen senkt.

Je nach Technologie können temporäre Stromüberschüsse denselben Energiesektor (Elektrizität) bedienen oder auch andere Energiesektoren, beispielsweise die Mobilität, versorgen und damit eine CO₂-Reduktion durch Substitution fossiler Energieträger ermöglichen. Prämisse ist in jedem Fall, die ökonomisch und ökologisch sinnvoll abschöpfbare EE-Menge zu verwerten. Die Abregelung darf nur die letzte Massnahme darstellen.

3.1. Abhängigkeiten und Randbedingungen PtG

Power-to-Gas ist eine Technologie, die zur Kopplung verschiedener Sektoren eines Energiesystems (Elektrizität, Wärme, Mobilität) sehr gut geeignet ist. Diese Fähigkeit zur Sektorkopplung wird deshalb auch in einer Delphi-Studie [54] als das grösste Potential von PtG eingeschätzt. PtG-Anlagen erlauben es, überschüssige Elektrizität in einen anderen Energieträger oder eine andere Energieform zu überführen, indem sie die Elektrizität in einen chemischen Energieträger (z.B. Wasserstoff oder Methan) umwandeln. Die Gründe und der Zweck sowie Randbedingungen einer solchen Umwandlung sind unterschiedlichen Ursprungs. Diese sollen im folgenden "Abhängigkeitsdreieck" in Abb. 3.1 erläutert werden.

An diesem Dreieck kann der Nutzen von PtG und die wichtigen Randbedingungen, unter denen eine PtG-Anlage betrieben werden kann, erklärt werden. In Abb. 3.1 wird die Elektrizität auf der linken Seite und das jeweilige Produkt auf der rechten Seite des Dreiecks dargestellt. Das Produkt kann sowohl H₂, als auch synthetisches Methan oder synthetische Flüssigtreibstoffe sein. Abhängig vom gewünschten Produkt sind unterschiedliche Technologien einzusetzen, welche in der Mitte des Dreiecks dargestellt sind. Je nach Technologie sind auch Hilfsstoffe zur Umwandlung der Elektrizität in das jeweilige Produkt notwendig und unterschiedliche Randbedingungen bestimmen wie der Einsatz der entsprechenden Technologie möglich ist. Ein wichtiger Hilfsstoff für die Produktion von Kohlenwasserstoffen (HC) ist zum Beispiel CO₂, welches als Kohlenstoffquelle benötigt wird. Die Elemente in den drei Ecken sowie die Technologien können durch Regularien, Eigentumsverhältnisse und/oder durch zeitliche und örtliche Randbedingungen limitiert sein (siehe Kap. 4).

Solche Limitierungen sind beispielsweise hohe Elektrizitätspreise oder eine hohe CO₂-Belastung des Stroms, welche den ökologischen Fussabdruck von PtG-Produkten verschlechtern. Andere Beispiele sind, dass nicht genug CO₂ vor Ort vorhanden ist und weite Transportwege die Anlieferung zu teuer werden lassen. Eine Limitierung des eigentlichen Potentials resultiert beispielsweise, wenn keine Partnerschaften für den CO₂-Bezug aufgebaut werden können, da

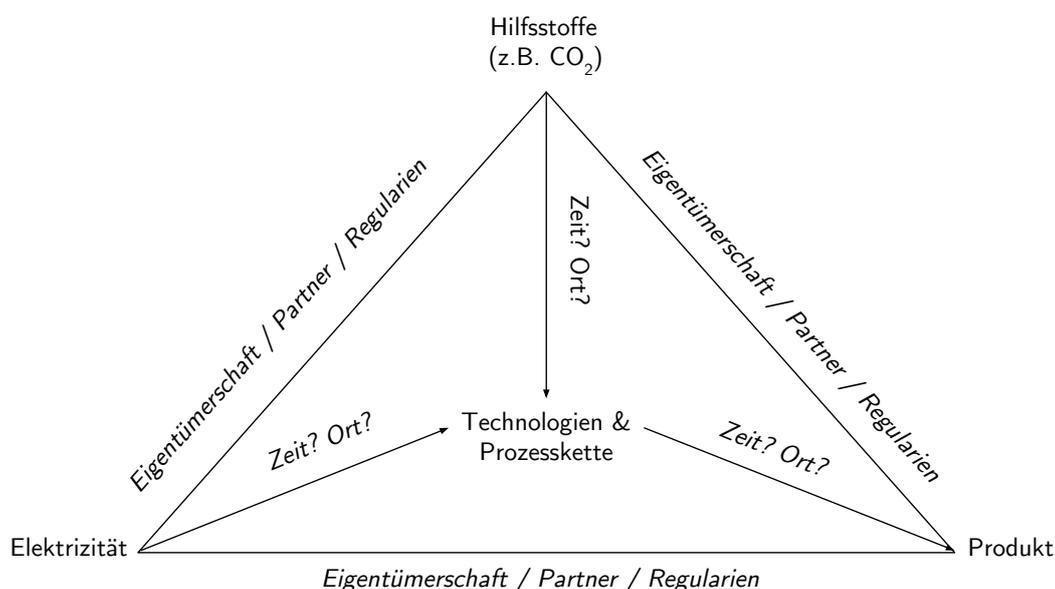


Abbildung 3.1. – *Abhängigkeitsdreieck der PtG-Produktion*

die Eigentümer von CO₂-Quellen eventuell keine Verpflichtung zur langjährigen CO₂-Lieferung eingehen wollen oder keine Eingriffe in den Betrieb ihrer Anlagen erlauben und auch die atmosphärische CO₂-Entnahme nicht möglich ist.

Eine andere Limitierung ist, wenn die PtG-Technologie zu viel Platz beansprucht oder Sicherheitsaspekte den Bau nicht erlauben. Darüber hinaus könnten zeitlich sich nicht deckende Angebote und Nachfragen einen Speicherbedarf nach sich ziehen, der für den Gesamtprozess zu teuer wird. Gesetze und Verordnungen könnten Kosten auferlegen, welche die Produkte von PtG-Anlagen verteuern. Viele dieser Limitierungen können durch gute Planung und Verhandlungen aus dem Weg geräumt oder entschärft werden. Andere sind nur durch den vorausschauenden und nachhaltigen Einsatz der PtG-Technologie lösbar und manche können nur durch Änderungen der Gesetzgebung und Regularien sowie durch vorausschauende Einordnungen der PtG-Technologie in das Energiesystem gelöst werden.

Das grösste Hemmnis einer Umsetzung hingegen bleibt voraussichtlich eine unwirtschaftliche Konstellation. Dies hängt vor allem von den beiden Märkten ab, welche die Technologie verbindet, bzw. vom Mehrwert den die Technologie verspricht. Die entsprechenden Abhängigkeiten werden im Folgenden anhand der PtG-Technologie zur Herstellung von SNG erläutert. PtG verbindet zwei Märkte (im Energiebereich oft auch als Sektoren bezeichnet) deren unterschiedliche Marktpreise pro kWh Energieeinheit die potentielle Wirtschaftlichkeit einer solchen Lösung ermöglichen oder auch verhindern.

In Abb. 3.2 ist das entsprechend ausgefüllte Abhängigkeitsdreieck dargestellt.

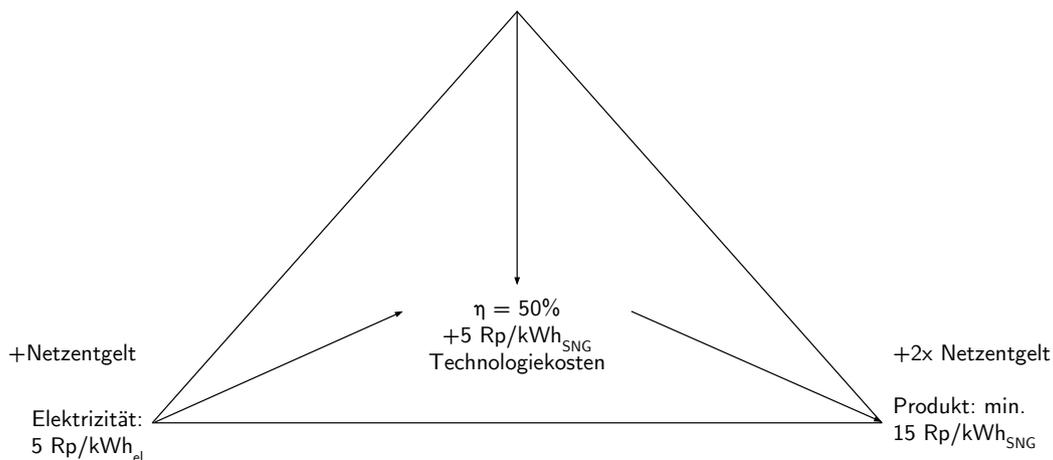


Abbildung 3.2. – Schematische Darstellung des Einflusses der Technologieauswahl auf die Produktpreise.

In diesem Beispiel wird davon ausgegangen, dass Elektrizität im Schnitt zu 5 Rp/kWh_{el} auf dem Strommarkt gekauft wird. Der Wirkungsgrad zur Umwandlung in SNG wird mit 50% angenommen. In diesem Fall müsste die kWh_{SNG} mindestens zu 10 Rp/kWh_{SNG} verkauft werden, da zwei Einheiten Elektrizität für eine Einheit SNG eingekauft werden müssen. Diese 10 Rp/kWh_{SNG} werden auch Grenzkosten genannt, da für jede Einheit von SNG entsprechende Einkaufskosten anfallen. In diesen Kosten sind jedoch noch keine Fixkosten der zuvor getätigten Investition zum Bau der Anlage enthalten. Nimmt man an, dass Abschreibungen, Zinsen und Steuern insgesamt mit zusätzlichen 5 Rp/kWh_{SNG} aufschlagen, so muss das SNG für eine positive wirtschaftliche Bilanz zu mehr als 15 Rp/kWh_{SNG} verkauft werden. Hinzu kommt, dass weitere Kosten wie Personal- und Wartungskosten sowie Mehrwertsteuer, Mineralölsteuer oder Netzentgelte auf den Gestehungspreis des Produkts aufgerechnet werden müssen, so dass der Energiepreis des Produktes relativ zum fossilen Konkurrenzprodukt teuer wird. Diese Kosten für das Produkt können teilweise durch einen zusätzlich geschaffenen Mehrwert im Strommarkt (z.B. Regenergie oder ähnliches) gesenkt werden.

Die Abb. 3.3 zeigt ein Sankey-Diagramm, welches die relative Menge von Strom und SNG im Verhältnis zu 1 t CO₂ aufzeigt. Diese Werte stammen aus den Modellrechnungen, welche im Kap. 5 gemacht wurden und dienen in den folgenden Kapiteln als Referenz für den Wirkungsgrad. Wie in Abb. 3.3 dargestellt, werden aus 11.6 MWh_{el} etwa 5.4 MWh_{SNG} produziert, was einem relativ konservativen Gesamtwirkungsgrad von ca. 47% entspricht. Wie in Kap. 2 beschrieben, können unter gewissen Voraussetzungen (z.B. Nutzung von Prozessabwärme) und mit entsprechend eingesetzten Technologien (z.B. SOEC Elektrolyse) wesentlich höhere Gesamtwirkungsgrade von bis zu 85% erreicht werden. Die in dieser Studie erarbeiteten Modellrechnungen berücksichtigen jedoch keine massgebliche Wärmeintegration der PtG Anlage, weshalb ein deutlich höherer Wirkungsgrad nicht erreicht werden kann.

Im Vergleich zu den oben einfach abgeschätzten Gestehungskosten von SNG werden fossile Energieträger weitaus günstiger im Markt gehandelt. So liegen die Grosshandelspreise

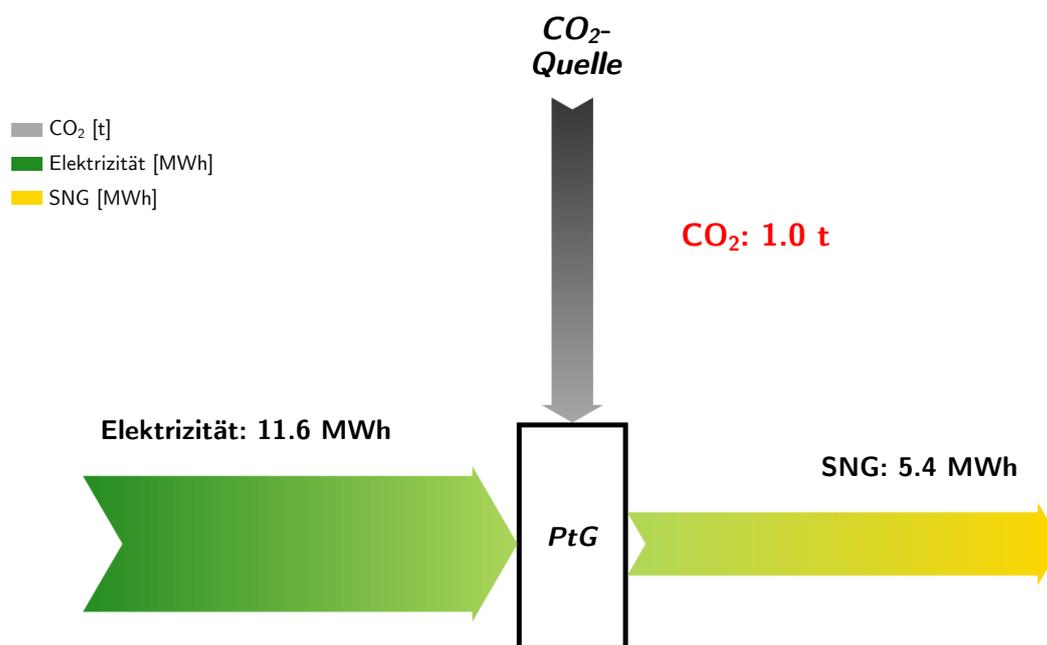


Abbildung 3.3. – Vergleich der Elektrizitäts- und SNG-Menge einer PtG-Anlage in Bezug auf 1 t CO₂ auf Basis der Modellrechnungen aus Kap. 5. (© Empa 2019)

von Erdgas bei etwa 1-3 Rp/kWh und zugehörige Endkundenpreise bei durchschnittlich zwischen 5 und 10 Rp/kWh². Die Preise von Biogas hingegen liegen im Endkundenpreis zwischen 12 Rp/kWh und 19 Rp/kWh. Wie in Abschnitt 3.2 gezeigt wird machen die Energiekosten im Bereich der Mobilität für den Endverbraucher im Verhältnis zu den Gesamtkosten am Fahrzeug einen relativ kleinen Anteil aus. Die Preise von besteuertem Diesel mit einem Verkaufspreis zwischen 1.55 CHF/l und 1.80 CHF/l entsprechen etwa 15.8 Rp/kWh bzw. 18.3 Rp/kWh unter der Annahme eines Heizwerts von 11.83 kWh/kg und 0.83 kg/l, wobei die Mineralölsteuer rund die Hälfte ausmacht. Die Produktionskosten von SNG sind ohne Steuerlast in ähnlicher Grössenordnung. Dies könnte - bei allen Herausforderungen, denen PtG-Anlagen unterworfen sind - sich als der erste erschliessbare Markt darstellen. Deshalb fokussiert sich diese Studie auf die Nutzung synthetischer Energieträger im Mobilitätssektor.

Da das Mobilitätsbedürfnis wenig flexibel auf den Energiepreis reagiert und die CO₂-Belastung des Strassenverkehrs hoch ist, scheint der Sektor Mobilität geeignet für den Ausbau und Einsatz von PtG. Entscheidend für einen schnellen Übergang zu erneuerbaren Energien sind jedoch nicht nur die Preise, sondern auch, wie hoch die Flexibilität der Endverbraucher, zwischen verschiedenen Energieträgern wechseln zu können, ist. In Abb. 3.4 wird beispielhaft die Grössenordnungen der Preise der Energieträger im Bereich der Mobilität und ihre örtlichen und zeitliche Flexibilität untereinander verglichen. Links unten bedeutet, Energie muss zeitnah

² <https://www.gravag.ch/kundenservice/erdgas-und-biogas-preise>; <https://www.energie360.ch/de/energie/erdgasbiogas/> (aufgerufen am 11.11.2017)

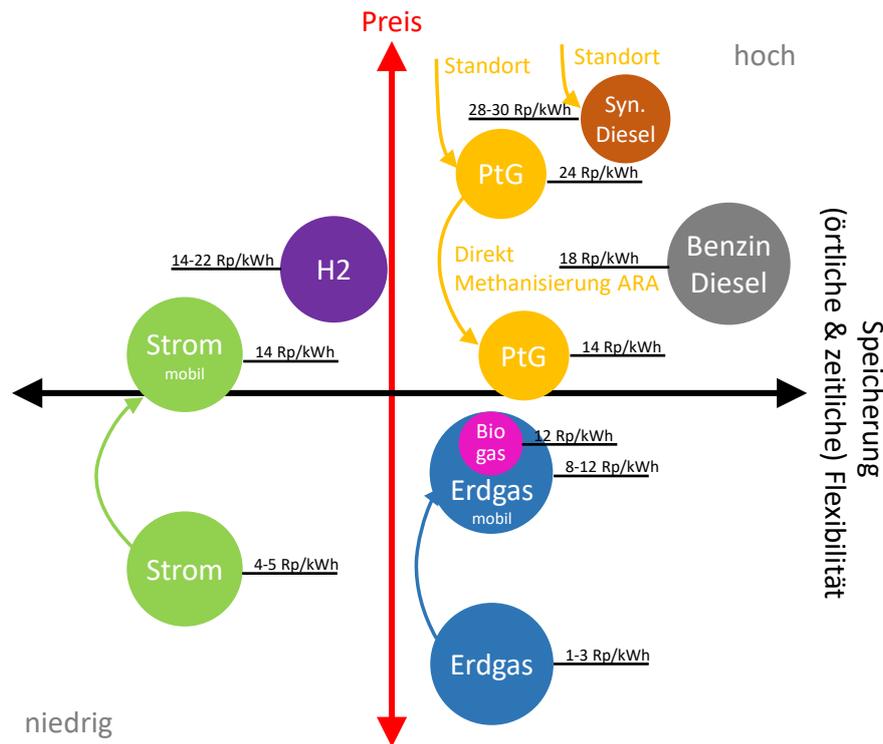


Abbildung 3.4. – Positionierung von synthetischen Treibstoffen im Markt hinsichtlich Preis und Speicherung/Flexibilität im Vergleich mit anderen Energieträgern (qualitative Darstellung). (© Empa 2019)

bereitgestellt werden, ist aber relativ gesehen günstig, da beispielsweise geringere Energieverluste durch die Bereitstellung dieser Energieform hinzunehmen sind. Im Umkehrschluss bedeutet rechts oben ein sehr gut speicherbarer Energieträger, der allerdings hohe Kosten durch die Bereitstellung des Treibstoffes verursacht.

3.2. Synthetische Treibstoffe Wasserstoff und Methan

In diesem Abschnitt wird die Nutzung synthetischer Treibstoffe beschrieben. Aufgrund der hohen Umwandlungsverluste (aktuell liegen die Wirkungsgrade für Strom-zu-200 bar Methan im Bereich von 45 - 50% und für Strom-zu-700 bar H₂ bei 55 - 60%) machen PtG-Anlagen nur dann Sinn, wenn für deren Betrieb im Strommarkt nicht nutzbare erneuerbare Elektrizität eingesetzt wird (siehe Kap. 4.3). Heute industriell einsetzbar ist die Wasserstoff- und die Methanproduktion. Die synthetische Herstellung flüssiger Kohlenwasserstoffe wie Methanol oder Diesel weist einen etwas niedrigeren Reifegrad auf (siehe Kap. 2).

Im Zusammenhang mit der PtG-Technologie wird oft von einer saisonalen Speicherung von Elektrizität gesprochen. Hierbei kann in einem ersten Schritt das Gasnetz eine gewisse Speicherfunktion übernehmen, wobei dieses für die saisonale Speicherung grosser Mengen mit zusätzlichen Speicherkapazitäten erweitert werden müsste (siehe Kap. 4.2.2). Die Rückverstro-

mung könnte über Gaskombikraftwerke oder Blockheizkraftwerke erfolgen. Aufgrund der hohen Kosten synthetischer Treibstoffe von mindestens 0.20 CHF/kWh_{LHV} (Erstanlagen im Bereich 0.25 - 0.30 CHF/kWh_{LHV}) und Rückverstromungswirkungsgraden von 60% (Gaskombikraftwerk) bzw. 40% (Blockheizkraftwerk) resultieren nach Rückverstromung sehr hohe Stromkosten von 0.35 - 0.50 CHF/kWh_{el}. Diese Preise liegen um einen Faktor 5 - 10 über den zurzeit üblichen durchschnittlichen Stromkosten. Daher ist mit einer wirtschaftlichen Lösung von Power-to-Gas-to-Power nicht in naher Zukunft zu rechnen. Die saisonale Speicherung von Strom ist daher erst möglich, wenn die PtG-Technologie aufgrund üblicher Lernkurven und Skaleneffekten deutlich günstiger geworden ist. Dies ist möglich, indem der saisonalen Stromspeicherung eine Phase mit Nutzbarmachung der Stromüberschüsse durch Umwandlung in Treibstoffe vorgeschaltet wird. Diese direkte Nutzung von Stromüberschüssen zur Substitution fossiler Treibstoffe ist wirtschaftlich zwar immer noch herausfordernd, aufgrund des niedrigen Energiekostenanteils in der Mobilität - zumindest beim Einsatz als Treibstoff für Gasfahrzeuge - unter gewissen Voraussetzungen jedoch möglich. Dies könnte zu vergleichbaren Kosten wie bei der heutigen auf Benzin und Diesel basierenden Mobilität erfolgen, wenn gewisse Anforderungen erfüllt sind, wie nachfolgende Ausführungen zeigen sollen. Abb. 3.5 (a) zeigt eine typische *Total Cost of Ownership* (TCO)-Berechnung für ein Kompaktfahrzeug. Dabei wurden Kaufpreise von 32'500 CHF für ein Benzinfahrzeug und 34'500 CHF für ein Diesel- bzw. Gasfahrzeug angenommen. Ausserdem wird ein Wertverlust über 4 Jahre/60'000 km von 55% für das Benzin- und Dieselfahrzeug sowie 57% für das Gasfahrzeug angenommen. Dieser Wertverlust in Verbindung mit einer Kapitalverzinsung von 2% p.a. führt zu einem Kapitalkostenanteil an den TCO von 53% für das Benzinfahrzeug, 57% für das Dieselfahrzeug und 60% für das Gasfahrzeug. Die Betriebskosten ohne Treibstoffe wurden für alle drei Fahrzeugkonzepte entsprechend den Angaben der Mobilitätsberatung des TCS³ vorgenommen, wobei bei den Versicherungskosten eine Prämienstufe von 50% eingesetzt wurde. Die Fahrzeugsteuer wurde entsprechend der Webseite Verbrauchskatalog.ch⁴ verwendet. Die Berechnung der Treibstoffkosten basieren auf den unter Spritmonitor.de⁵ angegebenen mittleren Verbrauchswerten des für die Kostenberechnung verwendeten Kompaktfahrzeugs (Benzin: 6.4 l/100km, Diesel: 5.7 l/100km, CNG: 4.3 kg/100km) und Treibstoffpreisen von 1.60 CHF/l Benzin, 1.60 CHF/l Diesel und 1.60 CHF/kg CNG. Sie wurden in die Energiekosten und die Mineralölbesteuerung aufgeteilt, wobei beim Gasfahrzeug sowohl der aktuell gültige, reduzierte Steuersatz wie auch der Normalsteuersatz (als „Differenz zu Standardbesteuerung“) angegeben sind. Die reinen Energiekosten liegen bei allen Fahrzeugen mit 8% für Dieselfahrzeuge bzw. 10% für Benzin- und Gasfahrzeuge auf einem sehr niedrigen Niveau. Dies unterscheidet die Mobilität von vielen anderen Energieanwendungen. Im Folgenden soll aufgezeigt werden, ob die Mehrkosten von synthetischem Methan durch bestehende Rahmenbedingungen so gesenkt werden können, dass gegenüber den TCO eines Benzinfahrzeugs möglichst keine Erhöhung stattfindet. Abb. 3.5 (b) zeigt auf, welche ökonomisch relevanten Parameter einen entsprechenden Effekt

³ TCS, Betriebskosten – Was kostet mich mein Auto (2012)

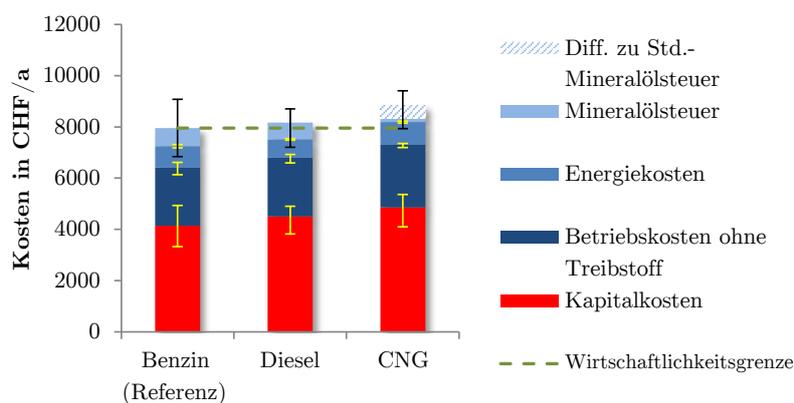
⁴ <http://www.verbrauchskatalog.ch/> (aufgerufen am 9. Mai 2019)

⁵ <http://www.spritmonitor.de/> (aufgerufen am 9. Mai 2019)

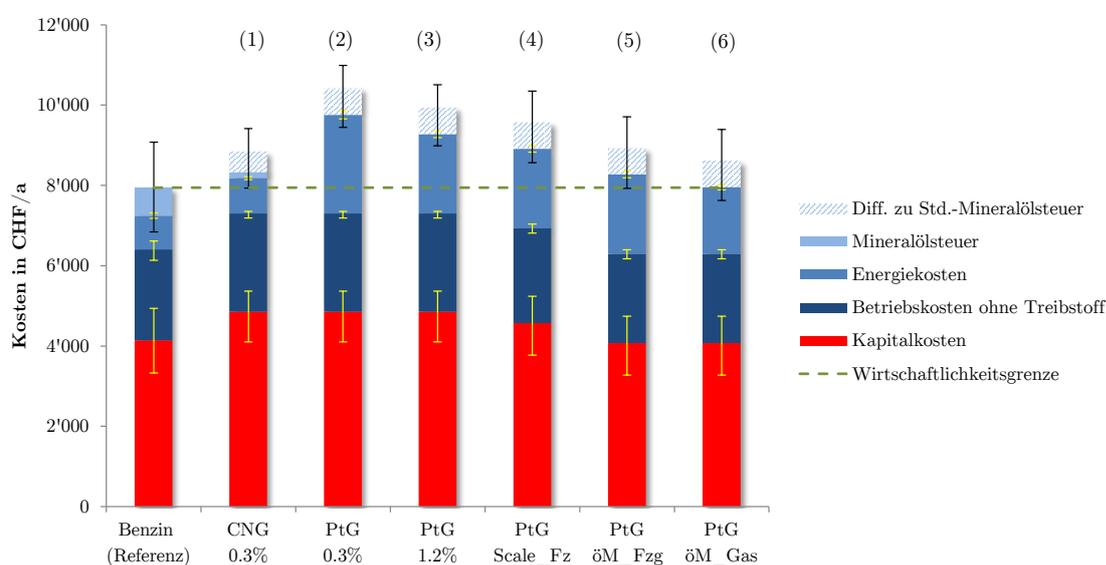
erzeugen. Der Vergleich eines mit CNG betriebenen Fahrzeugs und eines mit synthetischem Methan betriebenen Fahrzeugs zeigt, dass die TCO aufgrund der Mehrkosten von synthetischem Methan stark ansteigen (Vergleich der Säule (1) mit Säule (2) in Abb. 3.5 (b)). Eine erste Kostensenkung bei Gasfahrzeugen ist möglich, wenn deren Anteil von aktuell 0.3% auf zum Beispiel 1.2% vervierfacht werden kann. Dies würde zu einer besseren Auslastung der Tankstelleninfrastruktur mit entsprechend reduzierten Kapitalkosten führen (Säule (3)). Berücksichtigt man die bei steigender Fahrzeugproduktion sinkenden Herstellungskosten, kann eine weitere Kostensenkung realisiert werden. Dazu wurde angenommen, dass die Mehrkosten aufgrund steigender Stückzahlen halbiert werden können (Säule (4)). Eine weitere Kostensenkungsmöglichkeit besteht im Falle einer Überschreitung des CO₂-Zielwertes in der Anrechnung der eingesparten Sanktionskosten beim Verkauf eines Gasfahrzeugs anstelle eines Benzinfahrzeugs, hier als ökologischer Mehrwert des Gasfahrzeugs (öM_Fz) bezeichnet (Säule (5)). Dieser basiert auf der geringeren CO₂-Normemission (Annahme: 22%, ermittelt im neuen WLTP-Messverfahren, sowie der Anrechnung des Biogasanteils von 10% und einem Sanktionstarif von CHF 95 pro Gramm Zielwertüberschreitung). Der Entwurf des CO₂-Gesetzes nach 2020 sieht vor, auch die CO₂-Reduktion durch synthetische Treibstoffe im Rahmen der Flottenemissionsgesetzgebung anzurechnen. Konkret bedeutet dies, dass eine Zielwertüberschreitung auch mittels Einspeisung von erneuerbaren synthetischen Treibstoffen in das schweizerische Treibstoffsystem abgegolten werden kann. Rechnet man für PtG-Fahrzeuge mit einer CO₂-Reduktion von 70% im Vergleich zu Benzinfahrzeugen (siehe dazu im nächsten Abschnitt), lassen sich die CO₂-Normemissionen gegenüber dem CNG-Fahrzeug um weitere knapp 50 g/km senken. Umgerechnet auf eine 15-jährige Betriebszeit mit jährlich 15'000 km führt dies zu einer Kostenreduktion von 0.50 CHF/kg_{SN}G (bezeichnet als ökologischer Mehrwert von synthetischem Gas „öM_Gas“), was schlussendlich – ohne Mineralölsteuer – zu ähnlichen TCO führt, wie ein Benzinfahrzeug (Säule (6) in Abb. 3.5 (b)). Wird der Standard-Mineralölsteuersatz angerechnet, resultieren TCO-Mehrkosten im Umfang von ca. 500 CHF/a. Für Personenwagen mit Gasantrieb und dem Einsatz von synthetischem Methan als Treibstoff können somit durchaus ähnliche TCO erreicht werden, wie bei einem Benzinfahrzeug, wenn der Marktanteil erhöht werden kann und der ökologische Mehrwert im Rahmen der CO₂-Gesetzgebung berücksichtigt wird. Bei Lastwagen ist die Wirtschaftlichkeit für den Einsatz von synthetischem Wasserstoff in Brennstoffzellen-LKW im Vergleich zu Diesel-LKW gegeben, da für diese Anwendung die LSVA, die zu über 40% an den Gesamtkosten beiträgt, zur Zeit entfällt.

3.3. CO₂-Emissionen des Strassenverkehrs

Der Strassenverkehr wies 2016 mit einem Drittel der Treibhausgas-Emissionen bzw. mit 40% der CO₂-Emissionen in der Schweiz den grössten Anteil aller Sektoren auf [55]. Diese Emissionen sind seit 1990 sogar leicht angestiegen (von 15.5 auf 16.2 Mio. t_{CO₂} im Jahr 2016), während sie beispielsweise im Bereich der Brennstoffe gesunken sind.



(a) Typische TCO-Kosten



(b) TCO-Kosten SNG-Gasfahrzeug

Abbildung 3.5. – (a) Typische TCO-Kosten eines Kompaktfahrzeugs mit Benzin-, Diesel- und CNG-Antrieb; (b) Wirtschaftlichkeitsabschätzungen bei Berücksichtigung von Skaleneffekten und ökologischem Mehrwert beim Betrieb von Gasfahrzeugen mit synthetischem Methan. (© Empa 2019)

Der private, motorisierte Strassenverkehr erbrachte 2015 eine Fahrleistung von ca. 91.0 Mrd. Pkm und von 17.2 Mrd. tkm [56]. Dazu wurden 3.3 Mrd. Liter Benzin und 3.2 Mrd. Liter Diesel verbraucht, was 16.2 Mio. t_{CO_2} verursachte. 10.2 Mio. t_{CO_2} davon entfielen auf Personenwagen und 1.7 Mio. t_{CO_2} auf Lastwagen, die zwei wichtigsten Verkehrsmittel betreffend CO_2 -Emissionen. Der Rest wird von Lieferwagen, Bussen, Motorrädern, Bahn, Schifffahrt, nationalem Luftverkehr und Tanktourismus verursacht. Die Personenwagen weisen bei den Strassenfahrzeugen bezüglich CO_2 -Emissionen mit 63% die höchste Relevanz auf. Pro Personenkilometer (Pkm) verursacht der Strassenverkehr heute insgesamt eine CO_2 -Emission von 111.9 g_{CO_2} und pro Tonnenkilometer (tkm) eine solche von 18.4 g_{CO_2} .

Im Rahmen des Pariser Klimaabkommens hat sich die Schweiz zum Ziel gesetzt, die CO₂-Emissionen bis 2030 im Vergleich zu 1990 zu halbieren. Die Reduktion soll zu 60% im Inland und zu 40% im Ausland erfolgen.

3.4. Gesetzliche Vorgaben

Die CO₂-Gesetzgebung sieht im Bereich des Strassenverkehrs vor, erstens die CO₂-Normemissionen der neu inverkehrgesetzten Personen- und Lieferwagen abzusenken und zweitens, Importe fossiler Treibstoffe teilweise zu kompensieren bzw. durch erneuerbare Anteile zu substituieren.

Die Absenkung der CO₂-Normemissionen von Personenwagen soll von heute im Mittel 134 g_{CO₂}/km auf 95 g_{CO₂}/km und diejenigen der leichten Nutzfahrzeuge von aktuell 185 g_{CO₂}/km auf 147 g_{CO₂}/km gesenkt werden⁶. Bis 2030 sind weitere Absenkungen geplant. Die Kompensationspflicht für den Import von fossilen Treibstoffen verursachten CO₂-Emissionen liegt für das Jahr 2018 bei 8%. Bis 2020 wird sie auf 10% angehoben. Die Kompensationspflicht der CO₂-Emissionen aus fossilen Treibstoffen trägt bereits einen wesentlichen Teil zum CO₂-Reduktionsziel bei. Mittels nachfolgenden Ausführungen soll abgeschätzt werden, was die Absenkung der CO₂-Zielwerte auf 95 g_{CO₂}/km für die Neuzulassungen bedeutet und wie sich diese Absenkung auf die CO₂-Minderung in der Realität auswirkt.

Die Entwicklung der CO₂-Emissionen im Personenwagenbereich ist von vielen Faktoren abhängig [57]. Um eine Vorstellung zur Anzahl benötigter Fahrzeuge mit niedrigen CO₂-Emissionen zur Einhaltung des mittleren CO₂-Zielwertes zu erhalten, wurde der schweizerische Personenwagenpark (gemäss MOFIS [58]) in 9 Fahrzeugsegmente gemäss Ziff. 9 der EU Regulation (EEC) No 4064/89 vom 21. Dezember 1989 aufgeteilt⁷. Eine solche Gliederung erlaubt es, die relevantesten Fahrzeuganwendungen segmentweise zu identifizieren und Substitutionseffekte von Benzin- und Dieselfahrzeuge durch CO₂-arme Fahrzeugantriebe hinsichtlich Norm- und Realemissionen zu suchen. Dabei wird vereinfachend angenommen, dass die gesamte Neuwagenflotte einer einzigen Emissionsgemeinschaft zugeordnet wird. In der Realität wird die Neuwagenflotte aber auf mehrere Emissionsgemeinschaften aufgeteilt, die durchaus unterschiedliche Flottenzusammensetzungen aufweisen können.

Die CO₂-Normemissionen der 2016 neu inverkehrgesetzten Benzin- und Dieselfahrzeuge der verschiedenen Fahrzeugsegmente sind in Abb. 3.6 über der Fahrzeug-Leermasse aufgetragen

⁶ Energieverbrauch und Energieeffizienz der neuen Personenwagen und leichten Nutzfahrzeuge 2017 - 22. Berichterstattung im Rahmen der Energieeffizienzverordnung (BFE, 28.06.2018)

⁷ PW-Segmente: A = Kleinwagen (z.B. Citroen C1, Fiat 500, Seat Mii), B = Kleinwagen (Audi A1, Mazda 2, Peugeot 208), C = Kompaktklasse (z.B. VW Golf, Skoda Octavia, Ford Focus), D = Obere Mittelklasse (z.B. BMW 3er/4er, Hyundai i40, Opel Insignia), E = Oberklasse (z.B. Audi A6/A7, BMW 5er/6er, Porsche Panamera), F = Luxusklasse (Bentley Continental, Mercedes S, Maserati Ghibli), S = Sportwagen (z.B. Lotus Elise, Jaguar F, Peugeot RCZ), M = Mehrzweckfahrzeuge (z.B. Citroen C8, Fiat Doblo, VW Caddy), J = Geländefahrzeuge (z.B. BMW X1-X6, Ford Kuga, Jeep Cherokee)

(links, siehe auch Tab. 3.1). Rechts ist der Beitrag der einzelnen Segmente am CO₂-Gesamtmittelwert dargestellt. Die MOFIS-Daten weisen für 2016 eine Neuwagenflotte von 312'240 Personenwagen auf (BFE: 319'300), einen CO₂-Gesamtmittelwert von 133.5 g_{CO₂}/km (BFE: rund 134 g_{CO₂}/km) und eine Fahrzeug-Leermasse von 1'566 kg (BFE: 1'565 kg). Die Anzahl Fahrzeuge der Neuwagenflotte gemäss MOFIS ist etwas geringer als die tatsächliche Neuwagenflotte, da Fahrzeuge, die innerhalb des ersten Betriebsjahrs exportiert oder aus sonstigen Gründen aus dem Verkehr gezogen werden, in MOFIS nicht aufgeführt sind.

Die Abb. 3.6 (rechts) zeigt, dass die Geländewagen mit einem Beitrag von ca. 35% den grössten Beitrag zum Gesamtmittelwert aufweisen, vor der Mittelklasse mit ca. 22%, den Mehrzweckfahrzeugen und den Kleinwagen mit je ca. 11%. Diese 4 Segmente tragen insgesamt bereits 79 % zum CO₂-Gesamtmittelwert der Neuwagenflotte bei. Für die Emissionsgemeinschaften (Fahrzeugimporteure), welche die Zielvorgaben der CO₂-Gesetzgebung umsetzen müssen, spielen deshalb diese 4 Segmente eine zentrale Rolle. Die restlichen 5 Segmente (Obere Mittelklasse, Kleinstwagen, Oberklasse, Sportwagen und Luxusklasse) tragen demgegenüber insgesamt nur 21 % zum Gesamtmittelwert bei.

Die 2016 neu inverkehrgebrachten Fahrzeuge in den 4 relevantesten Segmenten sind zu über 40% mit Dieselantrieben ausgerüstet, wie Abb. 3.7 zeigt. Aufgrund der steigenden Anforderungen bezüglich Luftreinhaltung und damit einhergehend aufwändigerer Abgasnachbehandlungssysteme ist denkbar, dass der Dieselantrieb für preissensitive Segmente wirtschaftlich weniger attraktiv werden und Marktanteile verlieren wird. Es stellt sich deshalb die Frage, ob es gelingen wird, sinkende Dieselanteile durch CO₂-ärmere Fahrzeuge zu ersetzen, was zumindest bezüglich CO₂-Normemissionen positiv wäre, oder ob der Markt auf Benzinfahrzeuge mit höheren CO₂-Emissionen ausweicht.

Des Weiteren stellt sich die Frage, ob es den Emissionsgemeinschaften (Fahrzeugimporteure) möglich sein wird, auch den anderen Standardantrieb, nämlich klassische Benzinfahrzeuge,

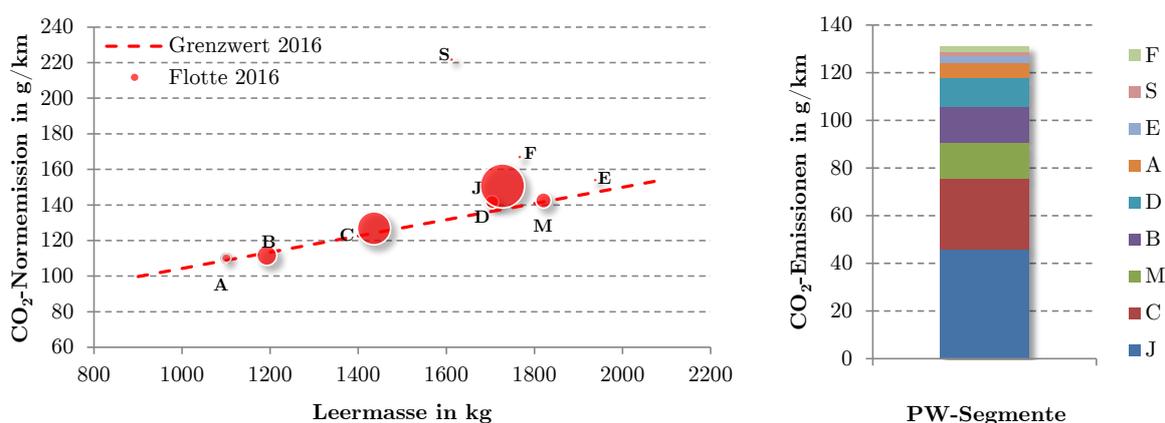
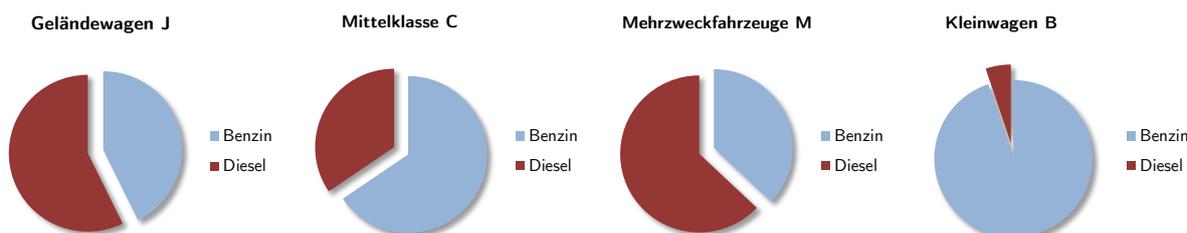


Abbildung 3.6. – (links) Segmentspezifische CO₂-Normemissionen der neu inverkehrgesetzten Personenwagenflotte 2016 (Kreisfläche entspricht dem Marktvolumen) (rechts) Zusammensetzung und Anteil der Segmente am CO₂-Gesamtmittelwert. Buchstaben gemäss Fussnote 7 auf S. 53.

Tabelle 3.1. – Anzahl Fahrzeuge und mittlere CO₂-Normemissionen der PW-Segmente der Neuwagenflotte 2016. Buchstaben gemäss Fussnote 7 auf S. 53.

Neuwagenflotte 2016	A	B	C	S	D	M	F	J	E	X	Total / Mittel	Einheit
Anzahl Fahrzeuge	18'815	43'736	74'109	2'888	26'766	33'931	5'328	96'957	5'258	4'452	312'240	Fzg.
Mittlere CO ₂ -Normemission	108.4	107.7	124.1	221.4	139.8	140.8	124.8	147.7	153.2	180.4	133.5	g/km

**Abbildung 3.7.** – Aufteilung der Benzin- und Dieselantriebe in den 4 relevantesten Fahrzeugsegmenten der Neuwagenflotte 2016. (© Empa 2019)

massgeblich durch CO₂-arme Fahrzeuge zu ersetzen. Nur so sind nämlich die CO₂-Reduktionsziele überhaupt zu erreichen, wie nachstehende Ausführungen zeigen werden.

Mindestens bis Ende 2024 werden aus heutiger Sicht die aktuellen Systemgrenzen und Methoden der CO₂-Gesetzgebung im Bereich Fahrzeuge angewandt. Einzige grössere Änderung ist der Wechsel auf das neue WLTP-Messverfahren (WLTP = Worldwide harmonized Light vehicles Test Procedure) mit realistischerer Bestimmung der Fahrzeugmassen und der Fahrwiderstände sowie repräsentativerem Fahr- und Schaltprofil, was im Vergleich zum bisherigen Messverfahren zu etwas höheren CO₂-Normemissionen führt. Diese Mehremissionen werden bei konventionellen Fahrzeugen mit CO₂-Werten um 100 g_{CO₂}/km gemäss bisherigem Messverfahren um 20 – 25 g_{CO₂}/km (d.h. WLTP-Faktor von 1.2 – 1.25) betragen, die bis zu Fahrzeugen mit CO₂-Emissionen von 250 g_{CO₂}/km auf 0 abnehmen (WLTP-Faktor von 1.0). Bei Hybridfahrzeugen wird ein WLTP-Faktor von 1.3 – 1.4 erwartet und bei Plugin-Hybridfahrzeugen mit 25 kWh-Batterie ein solcher von 1.0 (darunter steigt der Faktor an, darüber nimmt er ab) [59].

Die Nicht-Einhaltung der Zielvorgaben wird sanktioniert. Diese Sanktion soll – gemäss Vernehmlassungsentwurf der CO₂-Gesetzgebung nach 2020 – pro Gramm Zielwertüberschreitung mit einer Busse von 95 - 152 CHF betragen, was über der hier angenommenen Laufleistung von 200'000 km eines Fahrzeugs berechnet, zu CO₂-Kosten von 450 - 750 CHF/t CO₂ führt. Die CO₂-Normemissionen oberhalb des Zielwertes eines Importeurs oder Emissionsgemeinschaft stellen somit sehr teure Emissionen dar, weshalb die Einhaltung der Zielvorgaben für die Automobilindustrie hohe Priorität hat.

3.5. Abschätzungen zum Bedarf CO₂-armer Fahrzeuge

Nimmt man parallel zum Wechsel auf das WLTP-Messverfahren bis 2023 (ab dann ist die 95 g_{CO₂}/km-Stufe in der Schweiz für die gesamte Flotte wirksam) eine generelle Verbrauchsreduktion für alle Segmente von 1.5% p.a. an, sowie in den Segmenten Mittelklasse, Sportwagen, Obere Mittelklasse, Luxusklasse, Geländefahrzeuge und Oberklasse eine weitgehende Hybridisierung mit 20% geringerem Verbrauch im Vergleich zu rein verbrennungsmotorischen Fahrzeugen sowie in den Segmenten Kleinwagen und Mehrzweckfahrzeuge einen Hybridanteil von 50% und nur die Kleinwagen ohne Hybridanteil, so resultiert bei gleichbleibenden Verkaufsvolumina und Segmentanteilen wie heute eine Reduktion des CO₂-Gesamtmittelwertes von 133.5 g_{CO₂}/km (gemäss NEFZ-Messverfahren) auf 115.1 g_{CO₂}/km (siehe Tab. 3.2). Diese 115.1 g_{CO₂}/km (gemäss WLTP-Messverfahren) stellt für eine ausschliesslich mit Benzin- und Dieselantrieben ausgerüstete schweizerische PW-Neuwagenflotte, wie sie heute verkauft wird, eine Art „untere Grenze“ dar, die nur durch Umstieg auf kleinere Fahrzeuge weiter abgesenkt werden kann – oder, wie nachstehend ausgeführt – durch Umstieg auf CO₂-arme Antriebskonzepte.

Im Folgenden wird der Bedarf an CO₂-armen Fahrzeugen abgeschätzt, die notwendig sind, um die mittleren CO₂-Normemissionen der Neuwagenflotte im Jahr 2023 von 115.1 g_{CO₂}/km auf 95 g_{CO₂}/km absenken zu können. Dazu stehen 2023 wahrscheinlich nur folgende drei Antriebstechnologien zur Verfügung: Elektrofahrzeuge (BEV), Plugin-Hybridfahrzeuge (PHEV) und mit synthetischem Methan betriebene Gasfahrzeuge (PtGV). Mittelfristig ist denkbar, dass auch Wasserstofffahrzeuge in grösseren Stückzahlen auf dem Markt angeboten werden sowie mit synthetischem Diesel betriebene Fahrzeuge. Für den betrachteten Zeitraum bis 2023 spielen diese aber im Personenwagensektor voraussichtlich noch eine kleine Rolle.

Nimmt man in einem ersten Fall an, dass die Reduktion des CO₂-Gesamtmittelwertes alleine mit Elektrofahrzeugen, mit CO₂-Normemissionen von 0 g_{CO₂}/km von 115.1 auf 95 g_{CO₂}/km gesenkt werden soll, so müssten von den angenommenen 312'240 Neufahrzeugen im Jahr 2023 knapp 55'000 Fahrzeuge mit einem batterie-elektrischen Antrieb verkauft werden. Dies wäre möglich, wenn beispielsweise in den Segmenten Kleinwagen, Kleinwagen, Mehrzweckfahrzeuge und Oberklasse je 55% der Benzin- und Dieselfahrzeuge auf Elektrofahrzeuge umgestellt werden könnten. Das entspricht einem Anteil von 17% der Neuwagenflotte (siehe Tab. 3.3).

Bei Plugin-Hybridfahrzeugen (PHEV) mit Benzinmotor und CO₂-Normemissionen von 45 - 60 g_{CO₂}/km müssten knapp 95'000 Fahrzeuge mit einem solchen Antrieb verkauft werden (siehe Tab. 3.4). Dies wäre möglich, wenn die Benzin- und Dieselfahrzeuge der Segmente Mittelklasse, Obere Mittelklasse, Geländefahrzeuge und Oberklasse zu nahezu 50% umgestellt werden könnten. Dies entspräche einem Anteil von 30% an der Neuwagenflotte.

Für das PtG-Fahrzeug-Szenario ist entscheidend, wie gross die CO₂-Reduktion im Vergleich zu Benzinfahrzeugen angenommen wird. Dies ist Gegenstand verschiedener LCA- Studien [60, 61, 62, 63]. Diese LCA-Studien unterscheiden sich in ihren Annahmen bezüglich Anlagen-

Tabelle 3.2. – Anzahl Fahrzeuge und CO₂-Normemissionen der PW-Neuwagenflotte 2016 auf den WLTP-Referenzfall 2023 hochgerechnet (ohne BEV-, PHEV- oder PtGV-Anteil). Buchstaben gemäss Fussnote 7 auf S. 53.

Neuwagenflotte 2023	A	B	C	S	D	M	F	J	E	X	Total / Mittel	Einheit
Anzahl Fahrzeuge	18'815	43'736	74'109	2'888	26'766	33'931	5'328	96'957	5'258	4'452	312'240	Fzg.
Anteil HEV	0%	50%	100%	100%	100%	50%	100%	100%	100%	50%	240'341	Fzg.
Mittlere CO ₂ -Normemission	116.0	104.8	105.6	163.2	115.0	128.2	98.2	119.7	123.2	153.9	115.1	g/km

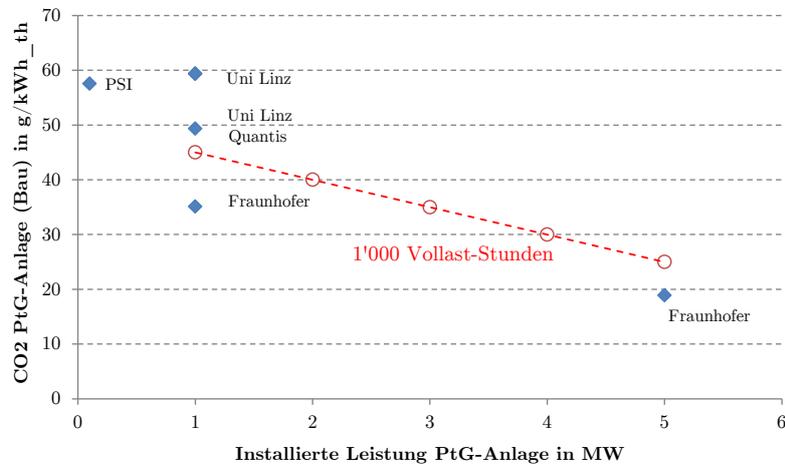
Tabelle 3.3. – Anzahl Fahrzeuge und CO₂-Normemissionen der PW-Neuwagenflotte 2023 bei einer Absenkung auf 95 g_{CO₂}/km-Szenario mit BEV-Fahrzeugen. Buchstaben gemäss Fussnote 7 auf S. 53.

BEV-Szenario 2023	A	B	C	S	D	M	F	J	E	X	Total / Mittel	Einheit
Anzahl Fahrzeuge	18'815	43'736	74'109	2'888	26'766	33'931	5'328	96'957	5'258	4'452	312'240	Fzg.
Anteil BEV	53%	51%	0%	0%	0%	53%	0%	0%	54%	0%	53'131	Fzg.
Mittlere CO ₂ -Normemission	53.6	49.5	105.6	163.2	115.0	59.0	98.2	119.7	56.5	153.9	95.0	g/km

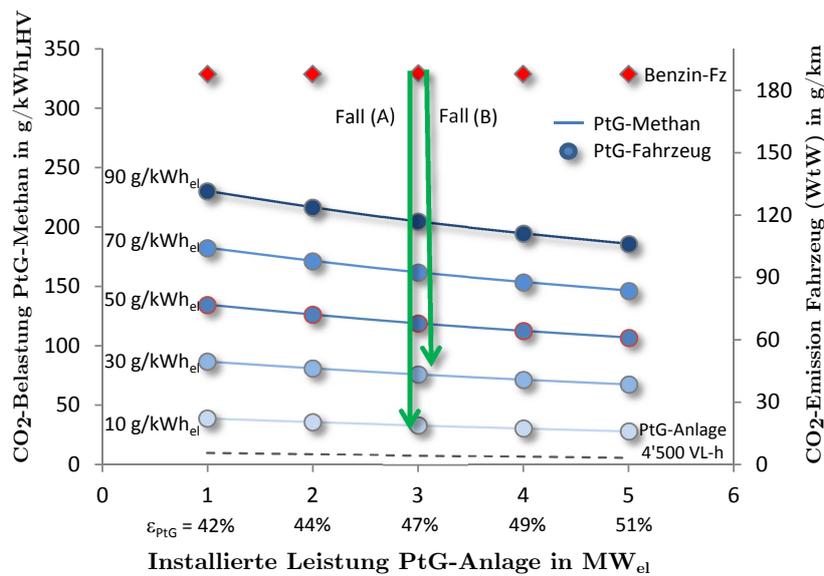
grössen (0.1 – 5.0 MW), Stromzusammensetzung (z.B. PV, Wind) mit unterschiedlichen CO₂-Emissionsäquivalenten und den äquivalenten Vollastbetriebsstunden, weshalb die Endergebnisse nicht direkt vergleichbar sind. Werden die CO₂-Belastungen für den Bau der PtG-Anlage aus den Endergebnissen dieser Studien herausgerechnet, zeigt sich eine mit zunehmender Anlagengrösse sinkende CO₂-Belastung der Anlage (Abb. 3.8, links), hier auf 1'000 Vollaststunden skaliert. Dies hängt damit zusammen, dass eine doppelt so grosse Anlage nicht doppelt soviel Material, Gebäudehülle, Grabarbeiten, usw. verursacht. Für die Berechnung der PtG-Fahrzeuge wurden die CO₂-Emissionen der Anlage auf 4'500 Vollaststunden hochgerechnet, da auch in Zukunft ohne Kernkraft mit Überschusszeiten in dieser Grössenordnung gerechnet werden muss, wie diese Studie zeigt (siehe Tab. 4.5).

Addiert man zu den CO₂-Emissionen des Baus der PtG-Anlage die strombasierten CO₂-Emissionen mit ebenfalls grössenabhängigen Power-to-Methane-Wirkungsgraden [11], resultieren CO₂-Emissionen von PtG-Fahrzeugen (WtW), die wiederum von der PtG-Anlagengrösse und CO₂-Belastung des Stroms abhängig sind. Als Referenz (rote Punkte) angegeben sind die CO₂-Emissionen (WtW) eines Benzinfahrzeugs mit identischem energetischen Verbrauch von 0.57 kWh/100 km (6.41/100 km).

Die CO₂-Reduktion beim Ersatz eines Benzinfahrzeugs durch ein PtG-Fahrzeug ist primär von der Stromherkunft und der Anlagengrösse abhängig. Die anderen Parameter (situative bauliche und betriebliche Parameter) sind hier vernachlässigt. Da die Wirtschaftlichkeit stark mit der Anlagengrösse skaliert, wird davon ausgegangen, dass industrielle PtG-Anlagen mindestens eine installierte Leistung von 3 MW aufweisen werden. Die folgenden Berechnungen basieren deshalb auf einer PtG-Anlage mit einer installierten Leistung von 3 MW mit CO₂-Versorgung



(a)



(b)

Abbildung 3.8. – CO₂-Belastung durch Bau/Entsorgung der PtG-Anlage in g_{CO₂}/kWh_{SNG} auf Basis des unteren Heizwertes für eine Betriebsdauer von 1'000 Stunden pro Jahr (oberes Diagramm) wobei die blauen Punkte die aus den LCA-Studien ermittelten CO₂-Emissionen für den Bau der PtG-Anlage und die roten Kreise die für die nachfolgenden Berechnungen ermittelten Werte darstellen. Im unteren Diagramm dargestellt ist die CO₂-Belastung von synthetischem Methan für verschiedene Stromqualitäten und Anlagegrößen (linke Y-Achse) sowie die resultierenden CO₂-Emissionen eines PtG-Fahrzeugs bei einem Verbrauch von 0.57 kWh/km (entspricht 4.3 kg_{CH₄}/100 km). **Lesebeispiel:** Die Verwendung von mit 30 g_{CO₂}/kWh_{el} belastetem Strom in einer 3 MW_{el} PtG-Anlage führt zu einer CO₂-Belastung des SNG von 75 g_{CO₂}/kWh_{LHV} bzw. einer CO₂-Emission (WtW) eines Gasfahrzeugs mit einem Verbrauch von 4.3 kg/100km von 42 g_{CO₂}/km. (© Empa 2019)

Tabelle 3.4. – Anzahl Fahrzeuge und CO₂-Normemissionen der PW-Neuwagenflotte 2023 bei einer Absenkung auf 95 g_{CO₂}/km-Szenario mit PHEV-Fahrzeugen. Buchstaben gemäss Fussnote 7 auf S. 53.

PHEV-Szenario 2023	A	B	C	S	D	M	F	J	E	X	Total / Mittel	Einheit
Anzahl Fahrzeuge	18'815	43'736	74'109	2'888	26'766	33'931	5'328	96'957	5'258	4'452	312'240	Fzg.
Anteil PHEV	0%	0%	45%	0%	47%	0%	0%	46%	48%	0%	92'804	Fzg.
Mittlere CO ₂ -Normemission	116.0	104.8	77.1	163.2	84.4	128.2	98.2	86.7	91.9	153.9	95.0	g/km

aus einer nahen Quelle, einem Wirkungsgrad von 47% und einer Betriebsdauer von jährlich 3'000 Vollast-Betriebsstunden. Dabei werden 2 Szenarien (mit Betrachtung (A) und Betrachtung (B) bezeichnet) dargestellt, die auf verschiedenen Interpretationen zur Integration von PV im Strommarkt zu Zeiten mit „Überschuss-Situationen“ basieren. Unter „Überschussstrom-Situation“ wird verstanden, dass die aktuelle binnenländische Stromerzeugung höher ist als die binnenländische Nachfrage. Ursache solcher Überschüsse sind Erzeugungsanlagen, die betrieben werden müssen (sogenannte „must run“-Einheiten wie z.B. KVA, LWK, aber auch KKW), sowie alle erneuerbaren Quellen, die bei fehlender Nachfrage abgeregelt werden müssten (v.a. Wind, Solar, Laufwasser, Speicherwerke mit ungenügender Reservoir-Kapazität). Aktuell können Abregelungen vermieden werden, indem die Überschüsse in benachbarte Länder exportiert werden. Der zunehmende Ausbau von Wind- und Solarkapazität in Zentraleuropa führt vor allem im Sommer im In- und Ausland zunehmend zu gleichzeitig anfallenden Überschüssen, weshalb die Strommarktpreise im Sommerhalbjahr auf unterdurchschnittliche Werte fallen. Die tiefen Strompreise im Sommer führen ihrerseits zu einer Verschlechterung der Wirtschaftlichkeit von Stromsparmassnahmen und einem potentiell sorgloseren Umgang mit Elektrizität.

Betrachtung (A) Synthetische Treibstoffe können momentan nur wirtschaftlich hergestellt werden, wenn der Strom nicht mit Netzentgelten belastet ist. Aus diesem Grund können solche Anlagen unter der aktuellen Netzentgelt-Regelung nur bei Kraftwerken unter Nutzung der Eigenbedarfs-Regelung gebaut werden. Weitere Bedingungen sind, dass die Kraftwerke faktisch nicht regelbar sind und insbesondere eine hohe Anzahl Betriebsstunden bei Überschuss-Situationen aufweisen. Dies sind hauptsächlich Laufwasserkraftwerke und KVA, die im übrigen alle keine KEV beziehen. Die Betrachtung (A) basiert deshalb auf der Annahme, dass Strom aus Wasserkraft für die Herstellung synthetischer Treibstoffe genutzt wird. Kann nun die Wasserkraft für PtG-Anlagen eingesetzt werden, muss die CO₂-Belastung der Wasserkraft eingerechnet werden. Diese liegt bei 5 – 10 g/kWh [64] (Annahme für weitere Berechnungen: 10 g/kWh). Trägt man diese Strombelastung in Abb. 3.8 ein, resultiert für Betrachtung (A) eine CO₂-Minderung von rund 90% für PtG-Fahrzeuge gegenüber Benzinfahrzeugen.

Betrachtung (B) Betrachtung (B) basiert auf der Argumentation, dass in Betrachtung (A) die resultierende Erhöhung der CO₂-Belastung des Stroms im Strommarkt aufgrund der Substitution von Wasserkraft durch Photovoltaik nicht berücksichtigt werde. Diese Argu-

mentation wird dadurch gestützt, dass der Ausbau der PV bei gleichzeitigem Ausbau von PtG-Anlagen schneller erfolgen könnte, als ohne Ausbau von PtG-Anlagen. Konkret bedeutet dies, dass die Erhöhung der CO₂-Emissionen im Strommarkt bei „Überschuss-Bedingung“ entsprechend der PtG-Nutzung nicht dem Strommarkt, sondern der Produktion synthetischer Treibstoffe zugerechnet werden sollte. In Kap. 4 sind die PV-Potentiale und die resultierenden Stromüberschüsse dargestellt. Bei einem PV-Ausbau von 25% der geeigneten Dachflächen liegt der im Strommarkt nicht nutzbare PV-Anteil bei 30% und bei einem PV-Ausbau von 50% der geeigneten Dachflächen bei 45%. In Betrachtung (B) wird nun die höhere CO₂-Belastung von Photovoltaik im Vergleich zur Wasserkraft entsprechend ihrem in PtG-Anlagen nutzbaren Anteil zusätzlich der PtG-Produktion angelastet. Die CO₂-Belastung von PV-Anlagen liegt heute bei ca. 80 g/kWh [64], mit abnehmenden Tendenzen. Für die Berechnung der CO₂-Belastung von PtG-Fahrzeugen unter Betrachtung (B) wird eine CO₂-Belastung von PV-Strom von 80 g/kWh bzw. eine Mehrmission gegenüber Wasserkraft von 70 g/kWh und ein in PtG-Anlagen nutzbarer Anteil von 45% (Szenario mit einem PV-Ausbau von 50% der geeigneten Dachflächen) gewählt. Dies bedeutet, dass eine CO₂-Belastung des für die PtG-Anlage genutzten Stroms von 42 g/kWh resultiert. Trägt man nun auch diese Strombelastung in Abb. 3.8 ein, resultiert für Betrachtung (B) eine CO₂-Minderung von rund 70% für PtG-Fahrzeuge gegenüber Benzinfahrzeugen. Für die weiteren Berechnungen wird eine CO₂-Minderung gemäss Betrachtung (B) verwendet, wobei die Werte für Betrachtung (A) jeweils in Klammer mit angegeben werden.

Zur Absenkung der CO₂-Normemissionen von 115.1 g_{CO₂}/km auf 95 g_{CO₂}/km mittels PtG-Fahrzeugen mit einer CO₂-Reduktion gegenüber Benzinfahrzeugen von 70% (Betrachtung (A): 90%), wären rund 80'000 Fahrzeuge (Betrachtung (A): ca. 60'000) erforderlich (siehe Tab. 3.5). Gasfahrzeuge sind hauptsächlich in den Segmenten Kleinstwagen, Kleinwagen, Mittelklasse und Mehrzweckfahrzeuge vertreten. Eine solche Anzahl Gasfahrzeuge wäre möglich, wenn in diesen Segmenten 49 % (38%) der Benzin- und Dieselfahrzeuge ersetzt würden. Der Gasfahrzeuganteil würde dann bei 26% (20%) der Neuwagenflotte liegen.

Abb. 3.9 zeigt die Veränderungen der drei Szenarien auf den Normverbrauch, ausgehend vom Referenz-Szenario im WLTP-Messverfahren.

3.6. Abschätzungen der realen CO₂-Emissionen

Schätzt man in einem weiteren Schritt die Auswirkungen dieser Massnahmen auf die realen CO₂-Emissionen ab, müssen die den CO₂-Normemissionen zugrunde liegenden Normverbräuche in reale Verbräuche umgerechnet, die in der Gesetzgebung nicht berücksichtigten Emissionen eingerechnet und für die verschiedenen Segmente reale Laufleistungen ermittelt werden.

Tabelle 3.5. – Anzahl Fahrzeuge und CO₂-Normemissionen der PW-Neuwagenflotte 2023 bei einer Absenkung auf 95 g_{CO₂}/km-Szenario mit PtG-Fahrzeugen. Buchstaben gemäss Fussnote 7 auf S. 53.

PtGV-Szenario 2023	A	B	C	S	D	M	F	J	E	X	Total / Mittel	Einheit
Anzahl Fahrzeuge	18'815	43'736	74'109	2'888	26'766	33'931	5'328	96'957	5'258	4'452	312'240	Fzg.
Anteil PtG-HEV	48%	46%	46%	0%	0%	48%	0%	0%	0%	0%	79'663	Fzg.
Mittlere CO ₂ -Normemission	76.7	70.0	71.2	163.2	115.0	84.5	98.2	119.7	123.2	153.9	95.0	g/km

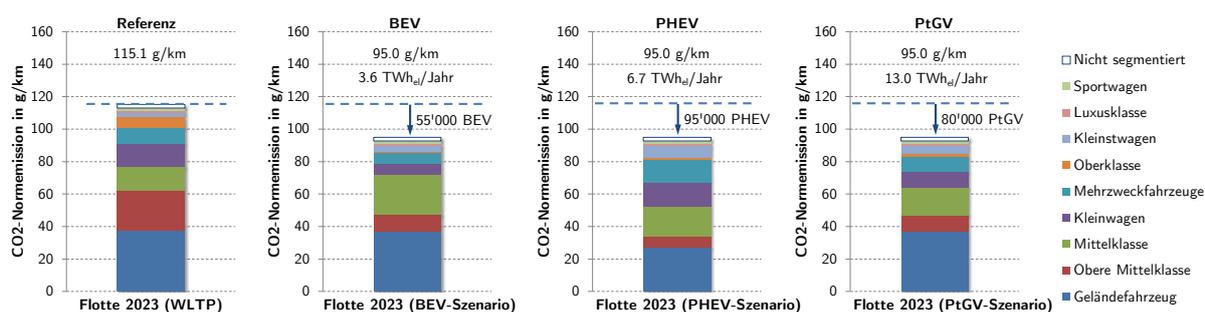


Abbildung 3.9. – Basis-Szenario der mittleren CO₂-Normemissionen 2023 mit hohem HEV-Anteil (75%), aber ohne BEV-, PHEV- und PtG-HEV-Anteile (links aussen), rund 75'000 BEV in 4 Segmenten (Mitte links), 95'000 PHEV in 4 Segmenten (Mitte rechts) und 80'000 PtGV in 4 Segmenten (rechts aussen)

Die Realverbräuche – und damit auch die CO₂-Realemissionen – liegen heute gemäss einer Studie des ICCT [65] für konventionelle Benzin- und Dieselantriebe (inkl. Vollhybride) um 40% höher als die Normverbräuche (d.h. Realverbrauchs faktor: 1.4). Aufgrund des Wechsels auf das WLTP-Messverfahren wird allgemein erwartet, dass sich diese Verbrauchsunterschiede in etwa halbieren, weshalb hier für den Referenzfall 2023 ein Realverbrauchs faktor von 1.2 angewendet wurde. Plugin-Hybridfahrzeuge weisen heute aufgrund einer „sehr wohlwollen den“ Berechnungsformel in der aktuellen Europäischen Messvorschrift zur Bestimmung des Normverbrauchs bzw. der CO₂-Normemissionen gemäss ICCT um 240% höhere Realverbräuche auf (Realverbrauchs faktor: 3.4). Diese Formel wird im WLTP-Messverfahren angepasst, wobei aber bei den PHEV auch nach Einführung des WLTP-Messverfahrens mit grosser Wahrscheinlichkeit hohe Realverbrauchs faktoren erhalten bleiben. Es wird hier angenommen, dass der Verbrauchsunterschied halbiert wird, was zu Realverbrauchs faktoren von 2.2 für PHEV führt. Bei Elektrofahrzeugen liegt der Verbrauchswert gemäss einer neueren dänischen Studie mit Auswertung von über 200 Elektrofahrzeugen in der Realität 40 - 50% höher als deren Normverbrauch [66]. Für die folgenden Betrachtungen werden deshalb die gleichen Realverbrauchs faktoren eingesetzt, wie für konventionelle Antriebe.

Zudem unterscheiden sich die Laufleistungen in den verschiedenen Segmenten teilweise beträchtlich. Um die Einflüsse der Fahrzeugsegmente auf die CO₂-Realemissionen besser abschätzen zu können, wurden 1.5 Mio. Fahrzeuginsätze (2015 – 2017) von AutoScout24 hinsichtlich Laufleistung der ausgeschriebenen Fahrzeuge analysiert (siehe Abb. 3.10). Die Seg-

mentverteilung der AutoScout24-Daten ist gut vergleichbar mit der Segmentverteilung der MOFIS-Daten und die Auswertung von Teilen der Daten hat keine nennenswerten Veränderungen bei den Laufleistungen der Segmente ergeben, weshalb die so erfasste Laufleistungsverteilung als repräsentativ angenommen werden kann. Die Abb. 3.10 zeigt entsprechende Auswertungen in einer Boxplot-Darstellung (Median, sowie 25- und 75%-Quartile) sowie den Mittelwert der einzelnen Segmente.

Mit rund 18'000 km/a weisen die Oberklassefahrzeuge (E) die höchste Laufleistung auf, gefolgt von den Geländefahrzeugen (J), der oberen Mittelklasse (D) und den Mehrzweckfahrzeugen (M) mit je rund 17'000 km/a, der Kompaktklasse (C) mit 16'000 km/a, der Luxusklasse (F) und den Kleinwagen (B) mit rund 14'000 km/a, den Kleinwagen (A) mit 12'000 km und schliesslich den Sportwagen (S) mit 10'000 km/a. Wertet man die Laufleistungen nach Antriebskonzept aus, so weisen die Dieselfahrzeuge mit 20'000 km/a über alle Segmente eine deutlich höhere Laufleistung auf als die Benzinfahrzeuge mit 14'000 km/a.

Die Laufleistungen weisen in den meisten Segmenten eine ähnliche Verteilung auf, wie Abb. 3.11 zeigt, wobei die Schwerpunkte der Verteilung oben genannter Segmente gegen höhere Laufleistung gerückt sind. Zudem zeigt sich, dass die Spannweite der Fahrleistungen sehr gross ist. Während einzelne Fahrzeuge nur wenige 1'000 km pro Jahr fahren, fahren andere jährlich mehrere 10'000 km.

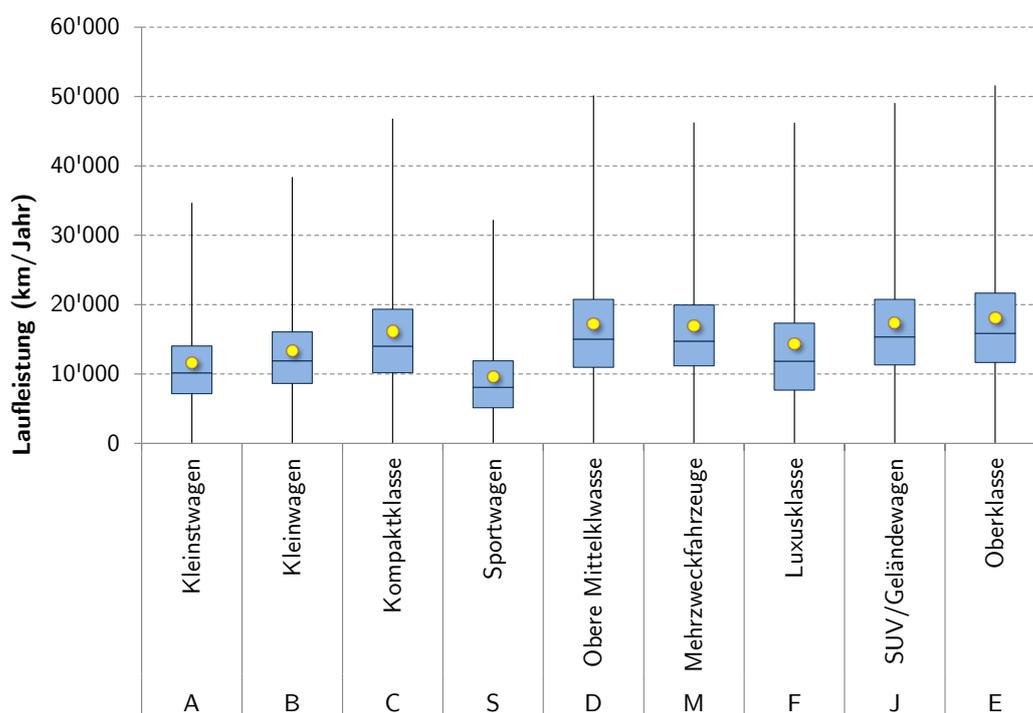


Abbildung 3.10. – Boxplot-Darstellung mit Median und 25/75% Quartile (blau) sowie Mittelwert (gelb) der Laufleistungen der Personenwagensegmente (Daten: AutoScout24)

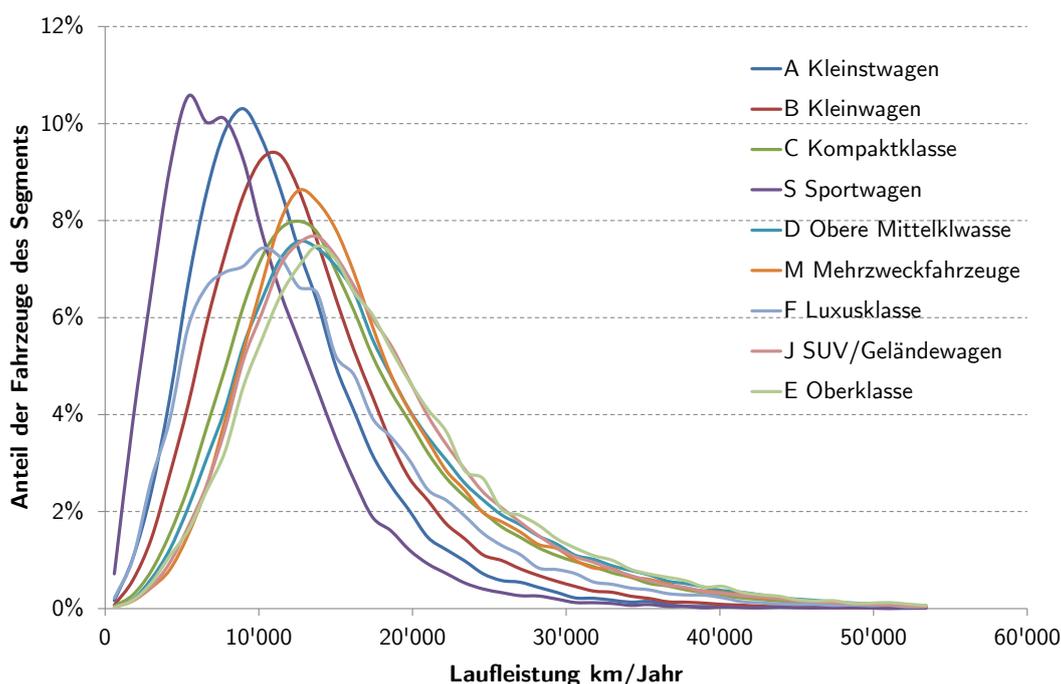


Abbildung 3.11. – Laufleistungsverteilung der einzelnen Segmente (Daten: AutoScout24)

Die Laufleistungen sind über das Alter der Fahrzeuge betrachtet nicht konstant. Sie nehmen mit dem Alter der Fahrzeuge kontinuierlich ab. Die Abb. 3.12 zeigt eine solche Auswertung. In den ersten 1 - 3 Jahren nehmen die Laufleistungen nicht linear ab. Danach zeigen die Daten allerdings ein recht lineares Laufleistungsverhalten. Alle Segmente zeigen über 20 Jahre betrachtet eine Halbierung der Laufleistung. Für unsere Abschätzungen wurden die mittleren Laufleistungen über der ganzen Betriebsdauer betrachtet.

Berücksichtigt man nun für die Neuwagenflotte 2016 wie oben ausgeführt einen Realverbrauchsfaktor von 1.4 und die mittleren Laufleistungen pro Segment, so resultiert eine mittlere reale CO₂-Emission von 0.940 Mio. t_{CO₂}/a. Addiert man die vorgelagerten CO₂-Emissionen der Treibstoffbereitstellung gemäss den Umweltkennwerten der Energieetikette für Personewagen dazu, erhöhen sich die CO₂-Emissionen um 0.190 Mio. t_{CO₂} auf 1.130 Mio. t_{CO₂}/a, was einem Anteil von 11% an den Emissionen der gesamten Personewagenflotte entspricht (siehe Tab. 3.6).

Für die Referenz-Flotte 2023 mit einem HEV-Anteil von 77% resultieren um 0.250 Mio. t_{CO₂} niedrigere reale CO₂-Emissionen am Auspuff (0.691 Mio. t_{CO₂}/a; siehe Tab. 3.7). Dabei wurde der Realverbrauchsfaktor von 1.4 auf 1.2 gesenkt, da – wie oben beschrieben – mit dem WLTP-Messverfahren etwas realistischere Verbrauchswerte erwartet werden. Rechnet man die vorgelagerten CO₂-Emissionen ebenfalls mit ein, resultieren CO₂-Emissionen von 0.830 Mio. t_{CO₂}/a. Diese CO₂-Emission bildet die Vergleichsbasis für die 3 folgenden „95 g_{CO₂}/km-Szenarien“ mittels BEV-, PHEV- und PtGV-Erhöhung.

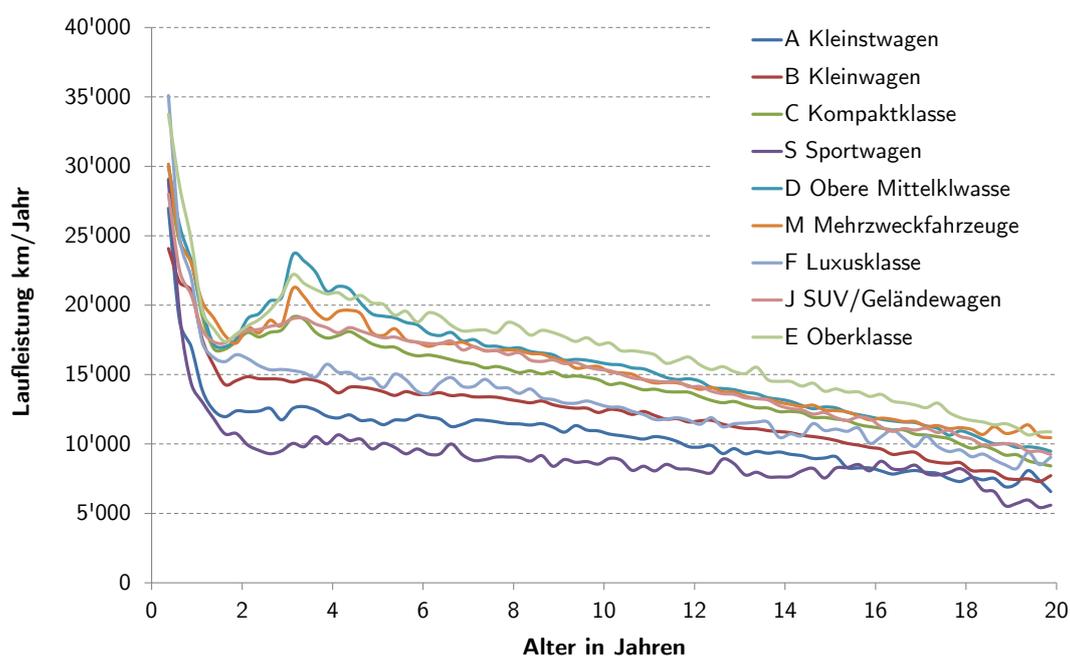


Abbildung 3.12. – Laufleistungen der Segmente über das Fahrzeugalter aufgetragen (Daten: AutoScout24)

Tabelle 3.6. – Reale CO₂-Auspuff- und Gesamtemissionen der PW-Neuwagenflotte 2016. Buchstaben gemäss Fussnote 7 auf S. 53.

Neuwagenflotte 2016	A	B	C	S	E	M	F	J	E	X	Total / Mittel	Einheit
Anzahl Fahrzeuge	18'815	43'736	74'109	2'888	26'766	33'931	5'328	96'957	5'258	4'452	312'240	Fzg.
Mittlere CO ₂ -Normemission	108.4	107.7	124.1	221.4	139.8	140.8	124.8	147.7	153.2	180.4	133.5	g/km
Realverbrauchsfakt	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	---	---
Mittlere Laufleistung	11'684	13'352	16'158	9'640	17'240	16'975	14'386	17'383	18'120	14'993	14'993	km/a
CO ₂ -Auspuffemissionen	33'349	88'067	207'972	8'628	90'290	113'579	13'391	348'418	20'431	16'855	940'979	t/a
CO ₂ -WtW-Emissionen	40'803	107'671	251'065	10'570	107'884	134'928	16'186	415'716	24'217	20'353	1'129'393	t/a
Be-Äq. Normverbrauch	4.6	4.6	5.3	9.5	6.0	6.0	5.3	6.3	6.5	7.7	6.2	l _{B-Äq} /100km
Be-Äq. Realverbrauch	6.5	6.4	7.4	13.2	8.4	8.4	7.5	8.8	9.2	10.8	8.7	l _{B-Äq} /100km

BEV Die Absenkung der CO₂-Emissionen der Neuwagenflotte 2023 von 115 g_{CO₂}/km auf 95 g_{CO₂}/km mittels Erhöhung des BEV-Anteils um rund 55'000 Fahrzeuge nehmen die auspuffbedingten CO₂-Emissionen der Neuwagenflotte um 0.111 Mio. t_{CO₂} auf 0.580 Mio. t_{CO₂}/a ab (siehe Tab. 3.8). Die vorgelagerten CO₂-Emissionen aus der Treibstoff- und Strombereitstellung (Annahme: aktueller CH-Strommix ohne Berücksichtigung zeitlicher Effekte) betragen 0.138 Mio. t_{CO₂}/a. Insgesamt führt dieses Szenario zu realen CO₂-Emissionen von 0.717 Mio. t_{CO₂}/a, bzw. einer Einsparung gegenüber dem Vergleichsze-

nario von 1.129 Mio. t_{CO₂}/a (ohne Berücksichtigung der Fahrzeugherstellung). Die energetischen Verbräuche der BEV in der Realität im Vergleich zu Referenz-Benzinfahrzeugen liegen um den Faktor 3.5 und zu den Referenz-Vollhybridfahrzeugen um den Faktor 2.5 niedriger.

PHEV Wird die Absenkung von 115 g_{CO₂}/km auf 95 g_{CO₂}/km mit knapp 95'000 Plugin-Hybridfahrzeugen (PHEV) realisiert, resultiert in den betroffenen Fahrzeugsegmenten ein höherer Realverbrauchsfaktor. Damit kann gegenüber dem Vergleichsszenario weder eine Reduktion der CO₂-Auspuffemissionen, noch der vorgelagerten CO₂-Emissionen erzielt werden. Die CO₂-Emissionen liegen in der Realität mit 0.836 Mio. t_{CO₂} sogar leicht höher als im Vergleichsszenario (siehe Tab. 3.9). Unter diesen Annahmen weisen Plugin-Hybridfahrzeuge in der Realität kein CO₂-Minderungspotential auf, trotz erheblich niedrigeren CO₂-Normemissionen, selbst ohne Berücksichtigung der CO₂-Emissionen der Strombereitstellung.

PtGV Mit dem PtGV-Szenario mit rund 80'000 Gasfahrzeugen (Betrachtung (A): 60'000 Fahrzeuge) können die CO₂-Auspuffemissionen in der Realität gegenüber dem Vergleichsszenario um 0.148 Mio. t_{CO₂} (Szenario (A): 0.141 Mio. t_{CO₂}) auf 0.680 Mio. t_{CO₂} (Szenario (A): 0.688 Mio. t_{CO₂}) gesenkt werden (siehe Tab. 3.10). Das 95 g_{CO₂}/km-Szenario mit PtGV-Fahrzeugen weist somit in der Realität die insgesamt grösste CO₂-Minderung auf. Dies deshalb, weil bei den CO₂-Normemissionen bereits die ganze Energiekette berücksichtigt wird.

Abb. 3.13 zeigt die realen CO₂-Emissionen (breite Balken) der Neuwagenflotte 2016 und des Vergleichs-Szenarios 2023 mit 75% HEV-Anteil sowie die 95 g_{CO₂}/km-Szenarien BEV, PHEV und PtGV im Vergleich zu den CO₂-Normemissionen (schmale Balken).

Tabelle 3.7. – Reale CO₂-Auspuff- und Gesamtemissionen der PW-Neuwagenflotte 2016 mit 75% HEV-Anteil, hochgerechnet auf den WLTP-Referenzfall 2023. Buchstaben gemäss Fussnote 7 auf S. 53.

Neuwagenflotte 2023	A	B	C	S	E	M	F	J	E	X	Total / Mittel	Einheit
Anzahl Fahrzeuge	18'815	43'736	74'109	2'888	26'766	33'931	5'328	96'957	5'258	4'452	312'240	Fzg.
Anteil HEV	0%	50%	100%	100%	100%	50%	100%	100%	100%	50%	240'341	Fzg.
Mittlere CO ₂ -Normemission	116.0	104.8	105.6	163.2	115.0	128.2	98.2	119.7	123.2	153.9	115.1	g/km
Realverbrauchsfaktor	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	---	---
Mittlere Laufleistung	11'684	13'352	16'158	9'640	17'240	16'975	14'386	17'383	18'120	14'993	14'993	km/a
CO ₂ -Auspuffemissionen	30'594	73'465	151'713	5'452	63'683	88'618	9'035	241'991	14'090	12'325	690'966	t/a
CO ₂ -WtW-Emissionen	37'431	89'809	183'052	6'680	76'035	105'277	10'914	288'717	16'688	14'872	829'475	t/a
Be-Äq. Normverbrauch	5.0	4.5	4.5	7.0	4.9	5.5	4.2	5.1	5.3	6.6	5.2	l _{B-Äq} /100km
Be-Äq. Realverbrauch	5.9	5.4	5.4	8.4	5.9	6.6	5.0	6.1	6.3	7.9	6.3	l _{B-Äq} /100km

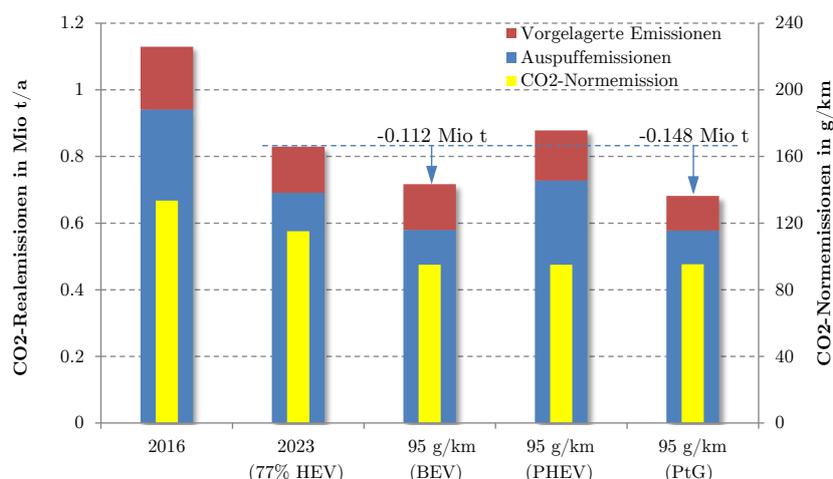


Abbildung 3.13. – CO₂-Emissionen der Neuwagenflotte 2016, das auf 2023 hochgerechnete Vergleichs-Szenario mit 75% HEV-Anteil und die 95 g_{CO₂}/km-Szenarien mit hohem BEV, hohem PHEV- und hohem PtG-Anteil.

PHEV-Fahrzeuge weisen in der aktuellen Europäischen CO₂-Richtlinie eine „sehr wohlwollende“ Berechnung des Normverbrauchs auf. Diese Berechnung deckt lediglich Fahrten mit einer Länge von 25 km über der elektrischen Reichweite ab. Dies führt dazu, dass die CO₂-Emissionen von PHEV in der CO₂-Gesetzgebung für viele Fahrzeuganwendungen deutlich unterschätzt werden. Plugin-Hybridfahrzeuge stellen deshalb – trotz sehr niedriger CO₂-Norme-

Tabelle 3.8. – Reale CO₂-Auspuff- und Gesamtemissionen der PW-Neuwagenflotte 2023 mit Absenkung auf 95 g_{CO₂}/km mittels Elektrofahrzeugen (BEV-Szenario 2023). Buchstaben gemäss Fussnote 7 auf S. 53.

BEV-Szenario 2023	A	B	C	S	E	M	F	J	E	X	Total / Mittel	Einheit
Anzahl Fahrzeuge	18'815	43'736	74'109	2'888	26'766	33'931	5'328	96'957	5'258	4'452	312'240	Fzg.
Anteil BEV	53%	51%	0%	0%	0%	53%	0%	0%	54%	0%	53'131	Fzg.
Mittlere CO ₂ -Normemission	53.6	49.5	105.6	163.2	115.0	59.0	98.2	119.7	56.5	153.9	95.0	g/km
Realverbrauchsfaktor	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	---	---
Mittlere Laufleistung	11'684	13'352	16'158	9'640	17'240	16'975	14'386	17'383	18'120	14'000	14'894	km/a
CO ₂ -Auspuffemissionen	14'150	34'711	151'713	5'452	63'683	40'787	9'035	241'991	6'459	11'509	579'492	t/a
CO ₂ -WtW-Emissionen	19'722	50'359	183'052	6'680	76'035	58'181	10'914	288'717	9'459	13'887	717'006	t/a
Be-Äq. Normverbrauch	2.3	2.1	4.5	7.0	4.9	2.5	4.2	5.1	2.4	6.6	4.2	l _{B-Äq} /100km
Be-Äq. Realverbr. (o. BEV)	2.7	2.5	5.4	8.4	5.9	3.0	5.0	6.1	2.9	7.9	5.0	l _{B-Äq} /100km
Strom-Normverbr. (BEV)	12.5	16	---	---	---	19	---	---	21	---	17.1	kWh/100km
Strom-Realverbr. (BEV)	15	19.2	---	---	---	22.8	---	---	25.2	---	20.6	kWh/100km

Tabelle 3.9. – Reale CO₂-Auspuff- und Gesamtemissionen der PW-Neuwagenflotte 2023 mit Absenkung auf 95 g_{CO₂}/km mittels Plugin-Hybridfahrzeugen (PHEV-Szenario 2023). Buchstaben gemäss Fussnote 7 auf S. 53.

PHEV-Szenario 2023	A	B	C	S	E	M	F	J	E	X	Total / Mittel	Einheit
Anzahl Fahrzeuge	18'815	43'736	74'109	2'888	26'766	33'931	5'328	96'957	5'258	4'452	312'240	Fzg.
Anteil PHEV	0%	0%	45%	0%	47%	0%	0%	46%	48%	0%	92'804	Fzg.
Mittlere CO ₂ -Normemission	116.0	104.8	77.1	163.2	84.4	128.2	98.2	86.7	91.9	153.9	95.0	g/km
Realverbrauchsfaktor	1.2	1.2	1.7	1.2	1.7	1.2	1.2	1.7	1.7	1.2	---	---
Mittlere Laufleistung	11'684	13'352	16'158	9'640	17'240	16'975	14'386	17'383	18'120	14'000	14'894	km/a
CO ₂ -Auspuffemissionen	30'594	73'465	163'545	5'452	70'092	88'618	9'035	259'424	15'923	11'509	727'656	t/a
CO ₂ -WtW-Emissionen	37'431	89'809	189'328	6'680	84'443	105'277	10'914	312'283	19'092	13'887	878'143	t/a
Be-Äq. Normverbrauch	5.0	4.5	3.3	7.0	3.6	5.5	4.2	3.7	3.9	6.6	4.7	I _{B-Äq} /100km
Be-Äq. Realverbrauch	5.9	5.4	5.4	8.4	6.0	6.6	5.0	6.1	6.6	7.9	6.3	I _{B-Äq} /100km
Strom-Realverb. (PHEV)	---	---	22.9	---	26.1	---	---	25.4	29.6	---	26.0	kWh/100km

missionen – keine wirksame und aufgrund der hohen Kosten auch keine effektive Massnahme zur Reduktion der CO₂-Emissionen dar.

Bei der Ermittlung der CO₂-Normemissionen nicht berücksichtigt wird die Erzeugung der für BEV oder PHEV erforderlichen Elektrizität, was für diese Fahrzeuge ebenfalls zu einer systematischen Unterschätzung der CO₂-Emissionen führt. Für die Schweiz ist dies heute aufgrund der vorwiegenden Stromproduktion aus Wasser- und Kernkraftwerken noch kein grosser Fehler. Spätestens mit Abschaltung der Kernkraft wird der zusätzliche Strombedarf im Winter die CO₂-Belastung der Elektrizität voraussichtlich erhöhen.

Die Verwendung von PtG in Gasfahrzeugen weist eine den Elektrofahrzeugen mindestens vergleichbare CO₂-Minderung auf. Da diese Minderung auf der gesamten Kette basiert, korreliert die Wirkung in der Realität mit der Absenkung bei den CO₂-Normemissionen von allen Antriebskonzepten am besten. Allerdings führt sie gegenüber dem BEV-Szenario zu einem wesentlich höheren Stromverbrauch. Kann dieser – wie in dieser Studie vorgeschlagen – mit hauptsächlich aus temporär überschüssiger und im Strommarkt nicht nutzbarer Elektrizität versorgt werden, resultiert keine indirekte CO₂-Emission und keine Erhöhung des Strombedarfs im Winter.

Um 80'000 PtG-Fahrzeuge betreiben zu können, wird ein Strombedarf von 1.4 TWh_{el}/a (Betrachtung (A): 1.1 TWh_{el}/a) generiert, was einem Stromverbrauch pro Fahrzeug von rund 16.3 MWh_{el}/a entspricht (bzw. einem Methanverbrauch von 625 kg_{CH₄}/a oder 4.3 kg/100km). Würde dieses PtG-Szenario während eines ganzen Flottenersatzzyklus' von 14.5 Jahren aufrechterhalten, so würde die Anzahl PtG-Fahrzeuge auf ca. 1.1 Mio. Fahrzeuge ansteigen (Be-

3. Energiemarkt

Tabelle 3.10. – Reale CO₂-Auspuff- und Gesamtemissionen der PW-Neuwagenflotte 2023 mit Absenkung auf 95 g_{CO₂}/km mittels PtG-Fahrzeugen (PtGV-Szenario 2023). Buchstaben gemäss Fussnote 7 auf S. 53.

PtGV-Szenario 2023	A	B	C	S	E	M	F	J	E	X	Total / Mittel	Einheit
Anzahl Fahrzeuge	18'815	43'736	74'109	2'888	26'766	33'931	5'328	96'957	5'258	4'452	312'240	Fzg.
Anteil PtG-HEV	48%	46%	46%	0%	0%	48%	0%	0%	0%	0%	79'663	Fzg.
Mittlere CO ₂ -Normemission	76.7	70.0	71.2	163.2	115.0	84.5	98.2	119.7	123.2	153.9	95.0	g/km
Realverbrauchsfaktor	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	---	---
Mittlere Laufleistung	11'684	13'352	16'158	9'640	17'240	16'975	14'386	17'383	18'120	14'000	14'894	km/a
CO ₂ -Auspuffemissionen	20'372	49'427	103'043	5'452	63'683	58'857	9'035	241'991	14'090	11'509	577'459	t/a
CO ₂ -WtW-Emissionen	23'882	58'007	119'567	6'680	76'035	67'418	10'914	288'717	16'688	13'887	681'975	t/a
Be-Äq. Normverbr. (o. PtG)	2.6	2.4	2.4	7.0	4.9	2.8	4.2	5.1	5.3	6.6	4.3	l _{B-Äq} /100km
Be-Äq. Realverbrauch	3.1	2.8	2.9	8.4	5.9	3.4	5.0	6.1	6.3	7.9	5.2	l _{B-Äq} /100km
PtG-Verbrauch	4.3	4.0	4.1	---	---	4.7	---	---	---	---	4.3	kWh/100km

trachtung (A): 0.9 Mio. Fahrzeuge), was bei einer Verbrauchsreduktion bei den Fahrzeugen von 1.5% p.a. bei konstantem PtG-Wirkungsgrad einem Strombedarf von 18.7 TWh_{el}/a (Betrachtung (A): 14.5 TWh_{el}/a) entspricht. Nimmt man jedoch aufgrund einer Lernkurve und grösseren Anlagen eine Wirkungsgrad-Steigerung der PtG-Umwandlung von 10% an (Steigerung auf ca. 51%), wird dieser Strombedarf auf 16.9 TWh_{el}/a (Betrachtung (A): 13 TWh_{el}/a) gesenkt. Wie im Abschnitt 4.3 beschrieben wird, kann dieser Stromverbrauch zu knapp 64% im Fall B aus PV-Nettoüberschüssen gedeckt werden (Betrachtung (A): 83%), wenn keine Limitierung beim für die Herstellung von synthetischem Methan (SNG) benötigten CO₂ vorliegt und der PV-Ausbau 50% wird.

Zum Vergleich: Um im BEV-Szenario die gleiche reale CO₂-Minderung wie beim PtGV-Szenario zu erhalten, müsste die Anzahl Elektrofahrzeuge in der Neuwagenflotte 2023 von 55'000 auf 72'000 Fahrzeugen angehoben werden, was zu einem jährlichen Stromverbrauch 2023 von 248 GWh_{el} bzw. über den gesamten Flottenerneuerungszyklus auf ca. 1.0 Mio. Fahrzeugen hochgerechnet von 3.6 TWh_{el}/a führen würde. Davon fallen aufgrund des höheren Verbrauchs von Elektrofahrzeugen im Winter rund 40% (1.4 TWh_{el}) im Sommer- und 60% (2.1 TWh_{el}) im Winterhalbjahr an. Allerdings kann der Verbrauch von BEV im Winter mit einem PV-Ausbau von 75% der geeigneten Dachflächen gedeckt werden (siehe Tab. 4.5). Die 95'000 PHEV verbrauchen insgesamt 6.7 TWh_{el}/a (zusätzlich zum Benzinverbrauch).

4. Potentiale

4.1. Allgemein

Basierend auf den Analysen im vorherigen Kapitel und der Erkenntnis, dass PtG-Anlagen zur Zeit primär im Mobilitätssektor als Alternative zu fossilen Treibstoffen finanzierbar sind, wird in diesem Kapitel anhand von qualitativen und quantitativen Analysen aufgezeigt, welche Faktoren das Potential von PtG-Anlagen an gewissen Standorten in der Schweiz beeinflussen. Dazu werden geeignete Standorte für PtG-Anlagen gemäss dem "Abhängigkeitsdreieck" in Abschnitt 3.1 für das Produkt "Treibstoff" und die Ressourcen "Elektrizität" und den Hilfsstoff "CO₂" (nur für Power-to-SNG) analysiert. Weiter werden die räumlichen und zeitlichen Abhängigkeiten sowie Limitierungen dieser Potentiale für die jeweiligen Technologien aufgezeigt.

Die Potentialanalyse beeinflusst iterativ die Wahl von Prozessschritten und deren Kosten sowie die Verteilung der Produkte an die Endverbraucher. Beispielsweise benötigt die Wasserstoffproduktion für Power-to-H₂ mittels SOEC Elektrolyse eine externe Wärmequelle (siehe Abschnitt 2.2.9), die ein limitierender Faktor für diese Technologie an vielen Standorten darstellt. Power-to-SNG hingegen benötigt als Ressource eine verfügbare und erschliessbare CO₂-Quelle. Weiter kann das Produkt Wasserstoff bei Power-to-H₂, anders als Methan bei Power-to-SNG, nur zu geringen Teilen in das bestehende Erdgasnetz eingespeist werden (derzeit max. 2 vol-%), was eine zeitliche Limitierung hinsichtlich der Speicherbarkeit und eine räumliche Limitierung bezüglich der Transportfähigkeit von Wasserstoff darstellt. Deshalb ist für Power-to-H₂ ein Standort nahe des Wasserstoffverbrauchs (z.B. einer Tankstelle) interessant, um Transportdistanzen zu minimieren.

Um ein möglichst umfassendes Bild der möglichen Randbedingungen und Limitierungen erfassen zu können, werden als Datengrundlagen GIS-Daten der Elektrizitätsproduktion (Wasserkraftwerke, Photovoltaikanlagen), CO₂-Punktquellen (Zementwerke, Kläranlagen, Kehrichtverbrennungsanlagen), Gasnetzbetreiber sowie Endverbrauchern (Tankstellen, Strassenetz, etc.) herangezogen.

Die in diesem Kapitel durchgeführten Analysen dienen als Grundlage für den im Kap. 5 beschriebenen "Business Case", in dem die Gestehungskosten von PtG-Produkten bestimmt werden.

4.2. Produkte / Verbraucher

4.2.1. Energetischer Bedarf

Aus den Betrachtungen im vorangehenden Kap. 3.2 zur Senkung der CO₂-Emissionen in der Mobilität durch den Ersatz von fossilen Treibstoffen durch synthetisches Erdgas (SNG) geht hervor, dass jährlich 80'000 Erdgasfahrzeuge neu auf den Markt gebracht werden müssen, um die gesetzlichen Vorgaben von 95 g_{CO₂}/km bis 2023 in der Mobilität zu erreichen. Dies ergibt nach einem Flottenersatzzyklus von 14.5 Jahren total 0.9 Mio. Erdgasfahrzeuge mit einem jährlichen Elektrizitätsbedarf von – je nach Betrachtung (10% Wirkungsgradsteigerung der PtG-Anlagen) – mindestens 13 TWh_{el} bzw. einem SNG Bedarf von mindestens 6.7 TWh_{SNG} (*best case* gemäss Abschnitt 3.6). Die 13 TWh_{el} sind bei einem Gesamtwirkungsgrad der Power-to-SNG Anlage mit ca. 47% und für den Fall mit reinem Wasserkraftstrom (10 g_{CO₂}/kWh) gerechnet. Bei einem realistischen Strommix mit PV (60 g_{CO₂}/kWh) ergibt sich ein deutlich höherer jährlicher Substitutionsbedarf durch Elektrizität von über 18 TWh_{el}. Mit der Elektrizitätsmenge von 13 TWh_{el} könnten bei einem Wirkungsgrad der Elektrolyse von 60% ebenfalls 7.8 TWh Wasserstoff für Brennstoffzellen-Fahrzeuge hergestellt werden. Für den betrachteten Zeitraum bis 2023 spielen Brennstoffzellen-Fahrzeuge aber im Personenwagensektor voraussichtlich nur eine kleine Rolle und werden deshalb in den folgenden Abschnitten nur am Rande betrachtet. Das gleiche gilt für mit flüssigen synthetischen Treibstoffen betriebene Fahrzeuge.

4.2.2. Zeitlicher Bedarf (Speicherung)

Der zeitliche Bedarf der Mobilität nach PtG-Treibstoffen kann über das ganze Jahr als konstant angesehen werden. Das heisst, es kann davon ausgegangen werden, dass der Treibstoffbedarf keinen deutlichen saisonalen Jahresgang hat. Tages- und Wochenzyklen oder auch Verbrauchsspitzen rund um Feiertage können durch entsprechende Gasspeicher ausgeglichen werden.

Bezüglich der Speicherung von PtG-Treibstoffen kann Wasserstoff lokal, aufgrund des Platzbedarfs, (meist) nur kurzzeitig gespeichert werden. Demgegenüber hat Erdgas/SNG ein weitaus grösseres Potential für eine saisonale Speicherung von überschüssiger Solarenergie im Sommer in den "Energie unterversorgten" Winter z.B. in Kavernenspeichern (siehe Abb. 4.1), da bereits ein weitverbreitetes Gasnetz existiert. Entsprechend grosse Kavernenspeicher existieren in der Schweiz nicht. Speicherkapazitäten könnten aber eventuell durch bilaterale Verträge hinzugewonnen werden (siehe weiter unten). Jedoch sind dann wiederum andere Fragestellungen zu klären (virtueller Im-/Export, genaue Bilanzierung, etc.), die jedoch nicht Bestandteil dieser Studie sind.

Erdgas hat bezüglich einer saisonalen Speicherung insbesondere den Vorteil, dass es unter Druck (200 bar) eine sehr hohe volumetrische Energiedichte von 1200 kWh/Nm³ aufweist,

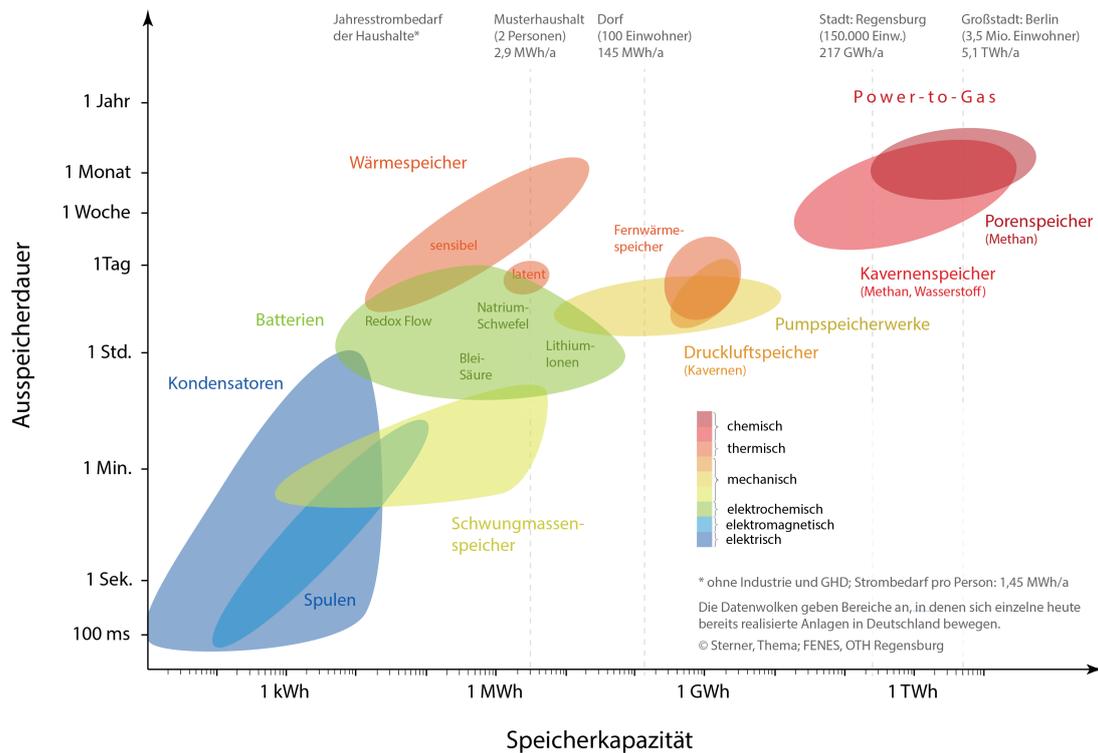


Abbildung 4.1. – Speicherkapazitäten und Entladedauern von verschiedenen Energiespeichern. Die Datenwolken geben Bereiche an, in denen sich einzelne heute bereits realisierte Anlagen bewegen. Bildquelle: Sterner und Stadler [67]

während Wasserstoff (bei 200 bar) 391 kWh/Nm^3 , Lithium-Ionen Batterien 270 kWh/m^3 und Pumpspeicher (bei $\Delta H = 100 \text{ m}$) sogar nur 0.23 kWh/m^3 aufweisen [7].

Bezüglich der Kapazitäten bestehen für die Speicherung von Erdgas in der Schweiz die folgenden Möglichkeiten [68]:

- 1'510 GWh im Erdgasspeicher in Etrez bei Lyon (F): Die Nutzung dieses unterirdischen Erdgasspeichers ist der Schweiz staatsvertraglich zugesichert.
- 28 GWh im Netzpuffer der regionalen Netzbetreiber: Da in der Schweiz im Winter fast 5-mal mehr Erdgas verbraucht wird, vor allem zur Deckung des Wärmebedarfs, stehen im Sommer ungenutzte Kapazitäten im Hochdruckgasnetz als Netzpuffer zur Verfügung. Dabei wird angenommen, dass z.B. eine 70 bar Hochdruckgasleitung im Sommer auf 50 bar entspannt werden kann und diese 20 bar dann für die Erdgasspeicherung zur Verfügung stehen.
- (14 GWh im Netzpuffer des Transitgasnetzes): Theoretisch bieten auch die Transitgasleitungen von Swissgas im Sommer einen Netzpuffer, jedoch ist deren Nutzung als Speicher gegenwärtig nicht abschliessend geklärt.

- (49 GWh in diversen Kugel- und Röhrenspeicher): Diese Speicher werden primär zur Netzregulierung/-stabilisierung benötigt und stehen somit für eine saisonale Erdgasspeicherung nicht bzw. nur unter Umständen zur Verfügung.

Total stehen somit 1.6 TWh (148 Mio. Nm³) Speicherkapazität für Erdgas in der Schweiz zur Verfügung, wovon der Speicher in Etrez 94% ausmacht. Bezüglich der Kapazität reicht dies nicht aus, um den SNG Bedarf der zukünftigen Mobilität mit 0.9 Mio. Erdgasfahrzeugen vollumfänglich zu decken. Hingegen würde die maximale Entnahmeleistung des Speichers in Etrez mit 1.56 GW reichen, um den durchschnittlichen SNG Bedarf von 0.765 GW (6.7 TWh/8760 h) zu decken. Darüber hinaus könnte man die etwa 1'250 GWh¹ monatlichen Verbrauch von Erdgas im Sommer als rechnerische Speicherkapazitäten nutzen. Die Einspeisung von ungenutzten SNG-Mengen im Sommer könnten in das Erdgasnetz gespeist werden und somit den Import von Erdgas substituieren, während man im Gegenzug im Winter Erdgas importiert, welches man statt des SNG verkauft. Ein entsprechendes Bilanzierungssystem müsste für die Bilanzierung des erneuerbaren SNG genutzt werden.

Alternativ stehen beispielsweise in Deutschland 51 Erdgasspeicher mit einer Kapazität von total 267 TWh (24.6 Mrd. Nm³) zur Verfügung. Die Nutzung solcher ausländischer Erdgasspeicher durch die Schweiz ist jedoch ungewiss und im Fall eines grossen Bedarfs an Energiespeichern in Europa sehr unwahrscheinlich. Diese Speichermengen würden für einen saisonalen Ausgleich von Energie innerhalb Europas nicht ausreichen. Eine visionäre Lösung wäre es die natürlichen Erdgasreservoirs als Speicher zu nutzen, um saisonale Energiespeicherung zu ermöglichen. Dies würde aber entsprechende internationale Verträge und Bilanzierungsmodelle zur Sicherheit aller Beteiligten benötigen.

Auch eine saisonale Speicherung mit anderen Speichertechnologien (z.B. Pumpspeicher, etc.) ist gegenwärtig nur begrenzt erweiterbar. Beispielsweise haben die 19 Speicher- und Pumpspeicherseen der Schweiz zwar ein Speichervermögen von 8.8 TWh sowie eine installierte Leistung von 1.8 GW_{el}, jedoch werden diese bereits heute fast vollumfänglich genutzt. Diese Speicher sind im Prinzip ein Inbegriff der saisonalen Speicherung. Jedoch liegt die Vermutung nahe, dass deren Flexibilität zur saisonalen Speicherung bereits stark ausgereizt ist. Die Möglichkeiten diese Speicher zusätzlich für Kurzzeitspeicherung bzw. als Tagesspeicher zu nutzen hängt aber auch von den Umweltbedingungen (Schmelzwassermengen, Regen, Lage, Naturschutzbestimmungen), den Leistungen der Pumpen und vor allem auch den für die Pumpen zur Verfügung stehenden Unterwassermengen ab. Gerade die Unterwassermengen werden leichtfertig unbeachtet gelassen, wenn Speichermöglichkeiten der Wasserkraft untersucht werden. Für die Zukunft ist ein Zubau von zusätzlichen Pumpspeicherkapazitäten geplant, deren Wirtschaftlichkeit jedoch durch die sinkenden Preise im Sommer ungewiss ist, was auch dem starken Ausbau der PV zugeschrieben werden kann. Lithium-Ionen Batterien mit einer Leistung von 0.1 - 50 MW_{el} [7] sind ausgelegt für viele Lade- und Entladezyklen und daher prädestiniert als Kurzzeit-/Tagesspeicher, da deren spezifische Kosten proportional zur

¹ VSG-Jahresstatistik. Erdgas/Biogas in der Schweiz: Ausgabe 2016

Anzahl der Lade- und Entladezyklen fallen. Daher sind diese als saisonale Speicherlösung ungeeignet. Jedoch erlauben elektrochemische Batteriespeicher, aufgrund der Möglichkeit einer verhältnismässig hohen Leistung im Vergleich zur Speicherenergie, Leistungsspitzen geografisch verteilt abzufangen, die beispielsweise am Mittag durch PV entstehen.

Bezüglich der lokalen Speicherung z.B. auf einer Tankstelle, müssen für Wasserstoff min. 900 bar und für Erdgas 400 - 450 bar Tagesspeicher verwendet werden, damit eine Betankung durch Überströmen möglich ist. Die Kompression muss dabei mittels mehrstufiger Kompressoren mit Zwischenkühlung erfolgen, unter anderem um die Energieverluste gering zu halten. Hinsichtlich der Kompression und Speicherung von Wasserstoff sind die physikalischen Randbedingungen in Abhängigkeit von Druck und Temperatur in Abb. 4.2 ersichtlich.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass einzelne Technologien nicht die absolute Lösung darstellen können. Ein gut synchronisiertes Zusammenspiel verschiedenster Speichertechnologien ist in einem zukünftigen Energiesystem mit hohem Anteil von erneuerbaren Energien notwendig, um diese hohen Anteile zu ermöglichen. Eine Technologievielfalt erlaubt auch in diesem Fall, wie in den meisten technologischen Systemen, eine Redundanz, die zur Sicherheit und Stabilität der gesamten Lösung beiträgt.

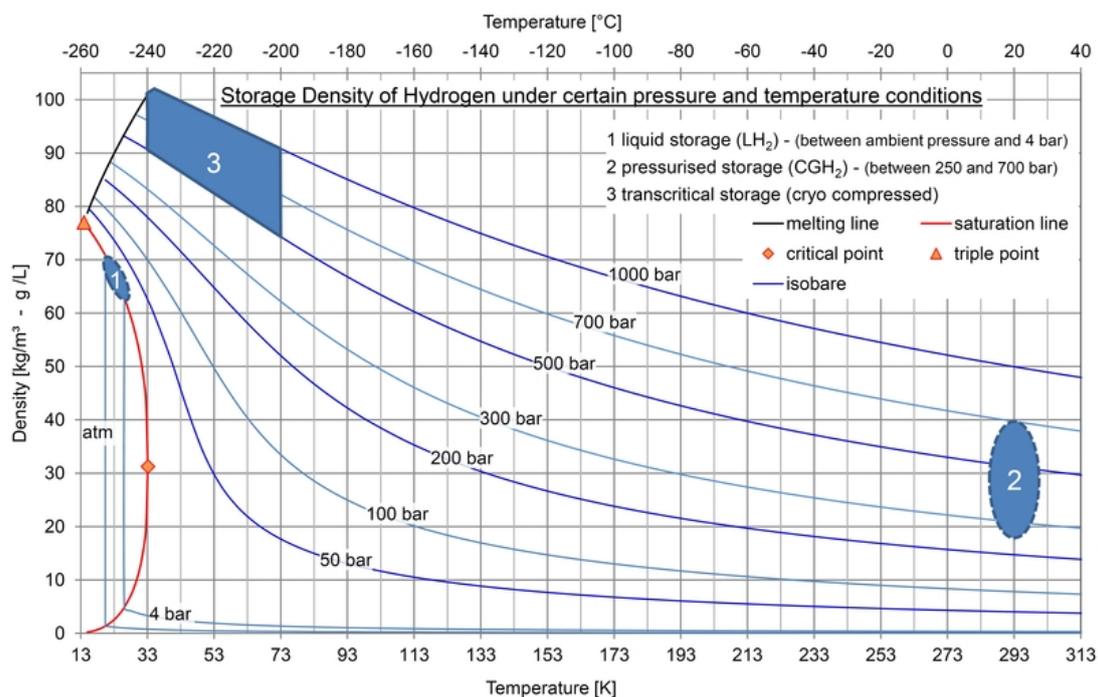


Abbildung 4.2. – Speicherdichte von H_2 in Abhängigkeit von Druck und Temperatur für 1) flüssige Speicherung, 2) Speicherung unter Druck und 3) transkritische Speicherung (Kryokompression) (Quelle: ILK Dresden, Moritz Kuhn, Creative Commons Attribution-Share Alike 4.0 International license).

4.2.3. Räumlicher Bedarf (Transport)

Der räumliche (regionale) Bedarf der Mobilität nach PtG-Treibstoffen kann über die räumliche Verteilung der Anzahl Fahrzeuge pro Postleitzahl (PLZ) aus den MOFIS-Daten [58] (siehe Abb. 4.3) sowie des Schweizer Tankstellennetzes in Abb. 4.4 abgeschätzt werden. Als Regionen mit einer hohen Fahrzeugdichte, sprich einem hohen Treibstoffbedarf, lassen sich insbesondere die Region mit einer hohen Zulassungsdichte (z.B. Zürich/Winterthur, Zug, Genf, Chur, etc.) ausmachen.

Werden analog zur räumlichen Verteilung der gesamten Anzahl Fahrzeuge in Abb. 4.3 aus den MOFIS-Daten nur die Anzahl der (registrierten) Erdgasfahrzeuge pro PLZ analysiert und gleichzeitig die Erdgas-Tankstellen und das regionale Erdgasnetz der Schweiz dargestellt, so ergibt sich ein visueller Zusammenhang zwischen der Anzahl Erdgasfahrzeuge und dem Vorhandensein einer Erdgas-Tankstelle in der Nähe (siehe Abb. 4.5). Ob dieser Zusammenhang auch statistisch nachgewiesen werden kann, müsste jedoch in einer weiterführenden Untersuchung analysiert werden. Trotzdem kann in einer ersten Hypothese davon ausgegangen werden, dass ein Ausbau eines Tankstellennetzes für PtG-Produkte wichtig dafür ist, dass kurz- oder mittelfristig die Nachfrage nach dieser jeweiligen Antriebstechnologie zunimmt. Man könnte davon ausgehen, dass Verbraucher sich eher für die Anschaffung eines Fahrzeugs mit alternativem Antrieb und Treibstoff entscheiden, wenn sie in nicht zu grosser Entfernung von

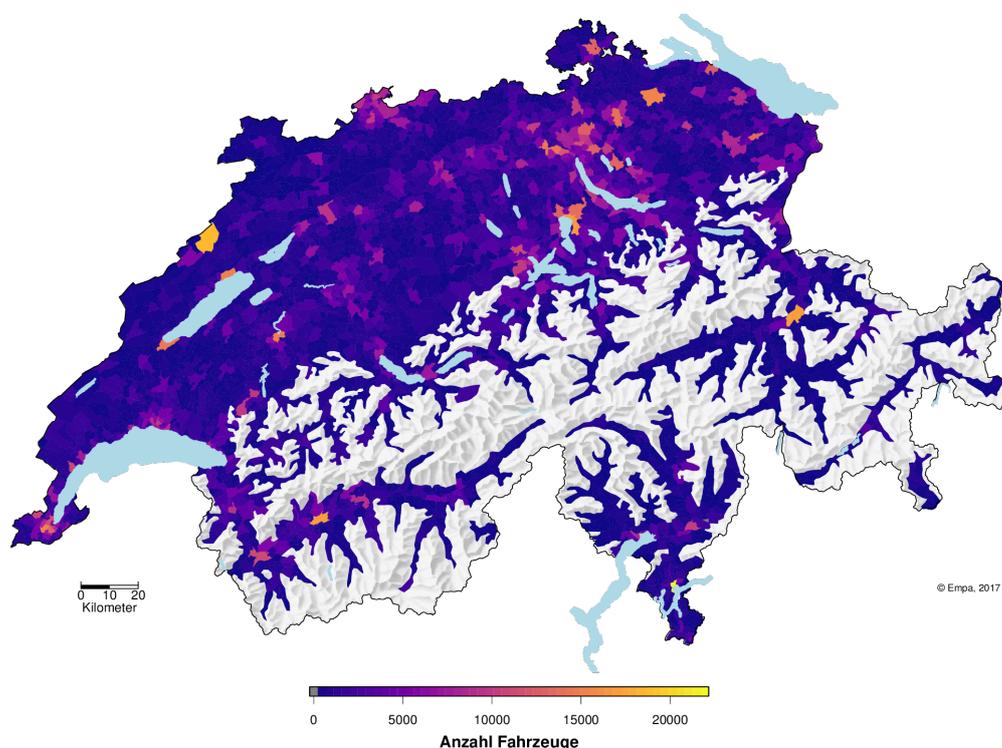


Abbildung 4.3. – Anzahl (registrierte) Fahrzeuge pro PLZ in der Schweiz (Kartengrundlagen: BFS - ThemaKart, 2017, reproduziert mit Bewilligung von swisstopo JA160150)

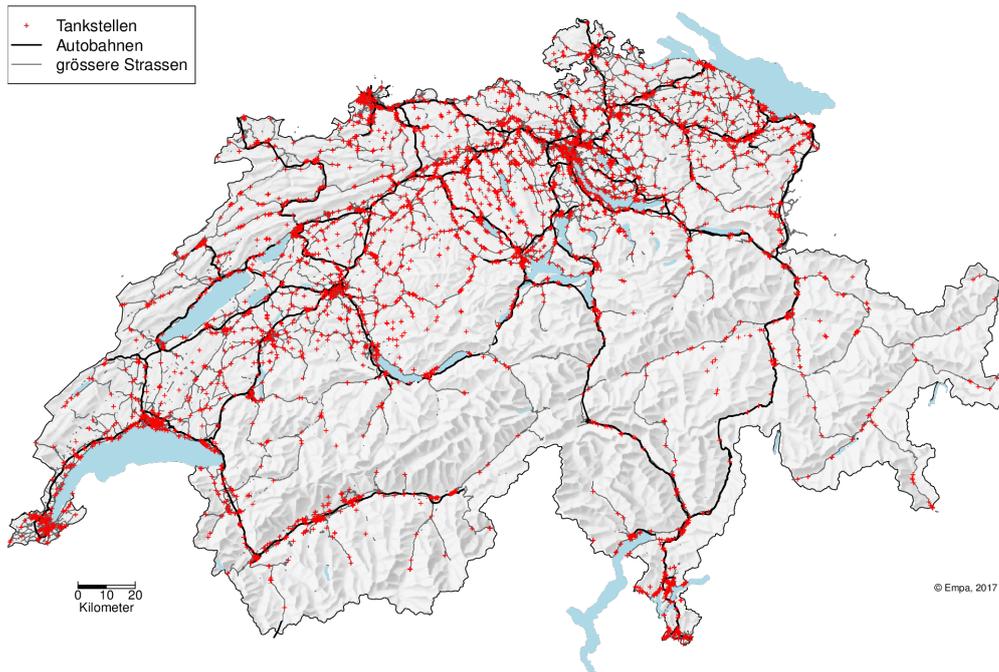


Abbildung 4.4. – Strassennetz der Schweiz (Autobahnen/grössere Strassen) mit total 3699 Tankstellen (Kartengrundlagen: TomTom, 2017, reproduziert mit Bewilligung von swisstopo JA160150)

ihrem Heim eine entsprechende Lademöglichkeit der jeweiligen Energieform zur Verfügung haben.

Durch die (relativ) grossen Mengen an Elektrizität und Wasser, die benötigt werden, um PtG-Treibstoffe (Wasserstoff, Methan, Methanol, etc.) zu produzieren, ist deren direkte vorort Produktion beim Endverbraucher (z.B. an der Tankstelle) nur unter gewissen Voraussetzungen möglich. Bossel [69] beschreibt beispielsweise, dass eine durchschnittliche Tankstelle mit 1'000 Betankungen pro Tag für die Produktion vor Ort von Wasserstoff einen kontinuierlichen Elektrizitätsbedarf von $28 \text{ MW}_{\text{el}}$ und einen täglichen Wasserbedarf von 108'000 Liter hat. Aus diesem Grund müssen in den allermeisten Fällen PtG-Produkte über eine gewisse Distanz zum Endverbraucher transportiert werden.

Für den Transport von Erdgas, beispielsweise von der Power-to-SNG Anlage zur Erdgas-Tankstelle, besteht in der Schweiz ein insgesamt 19'300 km langes Erdgasnetz, welches zu 2'300 km aus Hochdruckleitungen (5 - 85 bar) und zu 17'000 km aus lokalen Niederdruck-Verteilleitungen (0.02 - 5 bar) besteht (siehe Abb. 4.6) [68]. Über dieses Netz kann Erdgas über (relativ) weite Distanzen transportiert werden. Der Eigenenergiebedarf des Erdgasnetzes ist dabei für Transportdistanzen kleiner als 500 km vernachlässigbar [69]. Eine Limitierung bildet in dieser Hinsicht jedoch die Verfügbarkeit des Erdgasnetzes (z.B. in Randregionen) und/oder die Möglichkeit einer Erdgaseinspeisung, die beispielsweise beim Hochdruckerdgasnetz nur an Schieber- und Zollstationen ohne grösseren Aufwand möglich ist. Ein Anschluss an anderer Stelle könnte Mehrkosten für den anzuschliessenden Kunden bedeuten.

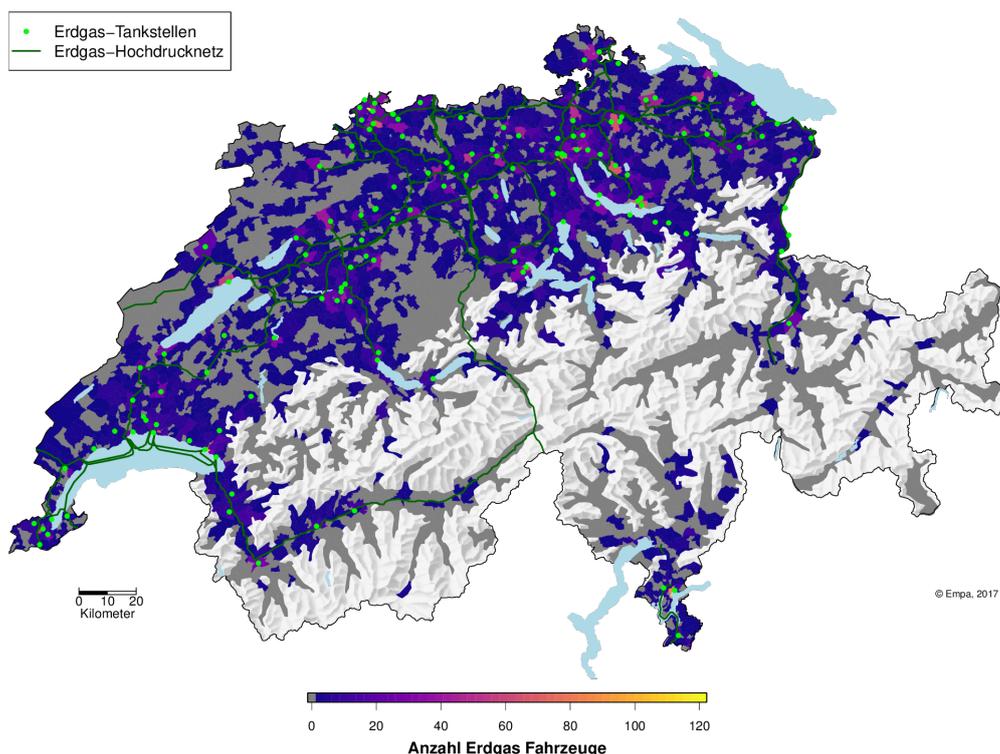


Abbildung 4.5. – Anzahl Erdgas-Fahrzeuge pro PLZ und Hochdruck-Erdgasnetz mit Erdgastankstellen als grüne Punkte (Kartengrundlagen: BFS - ThemaKart, 2017, reproduziert mit Bewilligung von swisstopo JA160150)

Für den Transport von Wasserstoff muss zwischen der Beimischung im bestehenden Erdgasnetz sowie dem Transport in seiner reinen Form in einem eigenen Wasserstoffverteilnetz, verflüssigt (kryogen) oder auch gasförmig unter hohem Druck in Trailer-LKW unterschieden werden:

4.2.3.0.1. Beimischung Bezüglich der Beimischung im bestehenden Erdgasnetz ist nach heutigen Vorschriften eine Höchstgrenze von 2 Vol-% Wasserstoffanteil das Limit. Die Schleswig-Holstein Netz AG hat jedoch die Einspeisung von Wasserstoff ins Erdgasnetz in einem kleinen, 18 km langen Gasnetz getestet und ist zum Schluss gekommen, dass eine Einspeisung von 10% Wasserstoff technisch möglich ist, ohne die Gerätenutzung beim Endkunden (d.h. Gasherde in Privathaushalten und in der Gastronomie, Heizgeräte und Blockheizkraftwerke) zu beeinträchtigen ². Im Labor konnten sogar Tests mit 30% Wasserstoff erfolgreich durchgeführt werden. Jedoch besteht in den Bereichen Erdgasspeicher (Kavernen) und Gasturbinen, die Schwierigkeiten mit höheren Wasserstoffkonzentrationen haben, noch Forschungsbedarf. Bei Erdgasfahrzeugen lassen die Tanks heute auf Grund ihres Materials nur 2 Vol-% Wasserstoff im Erdgas zu. Neu entwickelte Tanks mit höheren Wasserstoffgrenzwerten sind jedoch

² <https://www.topagrar.com/news/Energie-Energie-News-Bis-zu-10-Prozent-Wasserstoff-im-Gasnetz-moeglich-5228907.html>

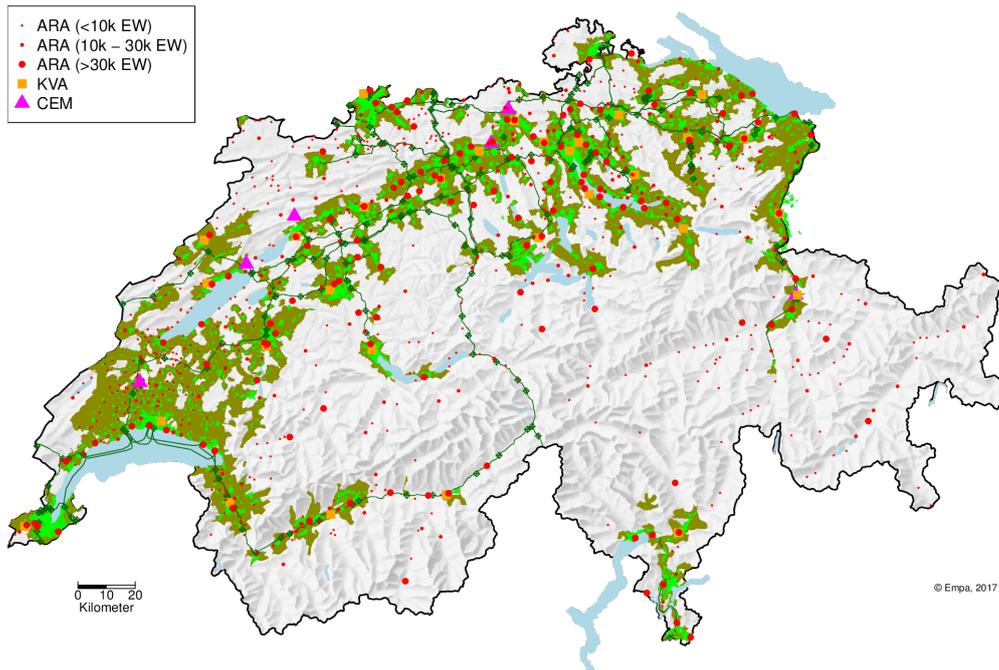


Abbildung 4.6. – Lokales Gemeinde- und Hochdruck-Erdgasnetz mit Schieber-/Zollstationen (Einspeisepunkte). Als Gemeindeflächen werden nur die erschliessbaren Anteile (d.h. ohne Berggebiete, Seen, etc.) dargestellt. (Kartengrundlagen: BFS - ThemaKart, 2017, reproduziert mit Bewilligung von swisstopo JA160150)

bereits auf dem Markt. Eine Beimischung hat zusätzlich den Nachteil, dass die Durchflussmengen und damit die Einspeisestelle entscheidend ist, wie viel Energie in das Netz eingespeisen werden kann. Damit ergibt sich ein weiteres Problem. Wie kann allen Teilnehmern, die einspeisen möchten, eine Menge garantiert werden, so dass keiner der Teilnehmer durch den Standort bevorteilt wird.

4.2.3.0.2. Wasserstoffverteilung Soll Wasserstoff in seiner reinen Form zur Verfügung stehen, beispielsweise als Treibstoff für Brennstoffzellenfahrzeuge, so muss der Wasserstoff entweder gasförmig in einem eigenen Wasserstoffverteilnetz oder verflüssigt (kryogen) per LKW transportiert werden. Beim Transport in einem eigenen Wasserstoffverteilnetz muss dieses Netz (meist) neu aufgebaut werden, was mit grossen Kosten verbunden ist und daher nur ein geringes Potential aufweist [54]. Einzig und allein für Inselnetze (z.B. Raffinerien, Stahlindustrie, etc.) kann diesbezüglich von einem gewissen Potential ausgegangen werden. Gemäss Bossel [69] ist ein Transport von kryogenem (verflüssigtem) Wasserstoff effizienter als von gasförmigem. Beispielsweise können für den kryogenen Transport spezielle Trailer-LKW mit 200 bar Druckbehältern verwendet werden, die gemäss der Firma *H2energy*³ pro Fahrt 23 Nm³ bzw. 338 kg Wasserstoff transportieren können. Jedoch kann aus physikalischen Gründen beim "Überströmen" nur ca. 80% des im Trailer geladenen Wasserstoffs an der Tankstelle abgelassen

³ <http://h2energy.ch/> (aufgerufen am 30.09.2017)

werden. Die restlichen 20% müssen ungenutzt zur Power-to-H₂ Anlage zurück transportiert werden [69]. Ausserdem kann mit Verlusten von 8% für den Transport auf der Strasse mit Trailer-LKW gerechnet werden [69].

4.3. Elektrizität

Der Einsatz von PtG-Lösungen ist nur zusammen mit dem Einsatz von erneuerbarer Elektrizität sinnvoll. Dabei sollte auch sichergestellt werden, dass der Betrieb von PtG-Anlagen ausschliesslich überschüssige erneuerbare Elektrizität verwendet und damit das vorhandene Angebot erneuerbarer Elektrizität nicht verknappt. Im Sinne der CO₂-Bilanz macht es wenig Sinn CO₂-behafteten Strom für den Endkonsumenten importieren zu müssen, während eine PtG-Anlage dem System erneuerbare Energie entzieht. In diesem Kapitel werden Abschätzungen zu möglichen zukünftigen Stromüberschüssen auf Basis von realen hoch aufgelösten Elektrizitätsprofilen gemacht, um das Potential der Nutzung von PtG-Technologien zu untersuchen.

Zur besseren Abschätzung der Potentiale von Elektrizität zur Verwendung in PtG-Anlagen wird im Folgenden zunächst die Ausgangssituation der Schweizer Elektrizitätslandschaft untersucht. Zu diesem Zweck werden auf Basis der Daten des Schweizer Übertragungsnetzbetreibers Swissgrid AG veröffentlichte Elektrizitätsprofile der Schweiz⁴ analysiert. Dabei wird untersucht, ob und welche zeitlich begrenzten Elektrizitätsmengen bereits in den vergangenen Jahren für eine potentielle Nutzung durch PtG-Technologien bestanden hätten. Darüber hinaus wird mit gewissen Annahmen und den vorliegenden Elektrizitätsnutzungsprofilen abgeschätzt, wie die Elektrizitätsprofile der vergangenen Jahre ausgesehen hätten, wenn die Kernkraft bereits abgeschaltet und Photovoltaik in einem sehr grossen Umfang ausgebaut worden wäre. Für diese Abschätzung benötigte Daten wurden aus BFE Veröffentlichungen und von "sonnendach.ch" bezogen (siehe Abschnitt 4.3.4).

Zur Darstellung der Elektrizitätsprofile wird eine einheitliche Darstellungsform genutzt, welche einen schnellen Eindruck über die zeitlichen Aspekte von Import und Export, sowie Produktion und Verbrauch von Elektrizität erlaubt. In diesen Abbildungen werden die elektrischen Verbräuche und Produktionen, sowie Import und Exportmengen von Strom wie in Abb. 4.7 in Abhängigkeit des Nutzungszwecks eingefärbt.

Beim Nutzungszweck wird zwischen Endverbrauch und Gesamtverbrauch unterschieden. Im Vergleich zum Endverbrauch werden dem Gesamtverbrauch die Netzverluste und der als Kraftwerkseigenverbrauch deklarierte Verbrauch hinzugerechnet. Hierzu zählen beispielsweise auch die Verbräuche der Pumpen von Pumpspeicherkraftwerken, aber auch benötigte Energie zur Kühlung und für den Betrieb der Kraftwerke.

⁴ Swissgrid Energieübersicht: https://www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/experts/topics/energy_data_ch.html

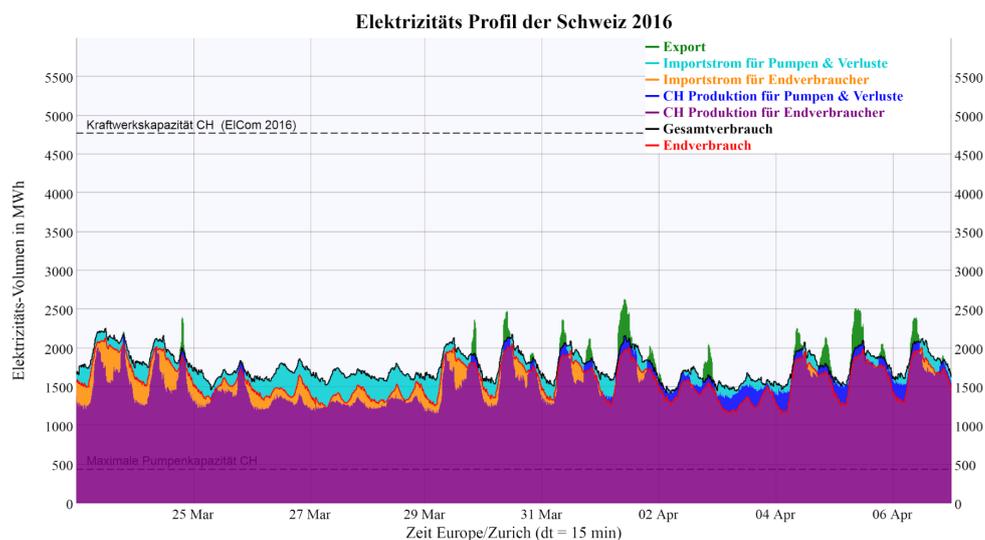


Abbildung 4.7. – Beispiel der Darstellungen von elektrischem Verbrauch und Produktion in der Schweiz

In den genutzten Swissgrid Datensätzen sind folgende Informationen in einer Auflösung von 15 Minuten enthalten, aus denen die Daten zur Darstellung der Elektrizitätsprofile berechnet werden.

Produktion Die Summe der produzierten Energie im Regelblock Schweiz ist das Total aller Einspeisegänge der Bilanzgruppen in Viertelstundenaufösung, welche durch Lastgangmessungen erfasst werden. Die Summe beinhaltet sämtliche im Regelblock Schweiz produzierte und ins Netz eingespeiste elektrische Energie. Diese werden von den Verteilnetzbetreibern an Swissgrid gemeldet.

Endverbrauch Die endverbrauchte Energie oder gemäss VSE Branchendokumenten auch „Bruttolastgangsumme des eigenen Netzes“ (BLS/EN), ist die von den Endverbrauchern in allen Netzebenen bezogene Energie in Viertelstundenaufösung. Diese Summe wird aus den BLS/EN der Verteilnetzbetreiber im Regelblock Schweiz durch Swissgrid gebildet. In dieser Summe ist die Energie für Pumpen in Pumpspeicherkraftwerken, der Eigenbedarf von Kraftwerken sowie die Netzverluste nicht enthalten.

Gesamtverbrauch Die verbrauchte Energie im Regelblock Schweiz ist das Total aller Lastgänge der Bilanzgruppen in Viertelstundenaufösung. Diese werden von den Verteilnetzbetreibern an Swissgrid gemeldet. Die Summe beinhaltet sämtliche in der Schweiz aus dem Übertragungsnetz und den Verteilnetzen bezogene elektrische Energie inklusive der Verluste, Pumpenergie von Pumpspeicherkraftwerken und Eigenbedarf von Kraftwerken.

Importierte Energie Die Summe der importierten Energie beinhaltet die Menge an Elektrizität, welche über alle Grenzkuppelstellen in der jeweiligen Viertelstunde in die Schweiz geflossen ist.

Exportierte Energie Die Summe der exportierten Energie beinhaltet die Menge an Elektrizität, welche über alle Grenzkuppelstellen in der jeweiligen Viertelstunde aus der Schweiz geflossen ist.

Transit Energie Die Transitmengen an Elektrizität werden durch Differenzbildung aus importierter und exportierter Elektrizität für jede einzelne Viertelstunde von Swissgrid gebildet und entsprechen stets dem kleineren Wert aus Import- und Exportmengen.

Auf Grundlage dieser Daten werden die im Folgenden verwendeten Summen berechnet. Diese Summen werden farblich in drei Kategorien unterteilt, welche im Prinzip den Eigenverbrauch, Import und Export von Elektrizität in der Schweiz darstellen (vgl. Abb. 4.7). Diese Farben stehen wie folgt für:

- **Violett:** Produktion aus Schweizer Kraftwerken, welche den Endverbrauch deckt. Dies ist der Anteil der Produktion nach Swissgrid-Daten, welcher kleiner oder gleich dem Endverbrauch ist und wird als Eigenverbrauch der Produktion deklariert.
- **Dunkelblau:** Produktion aus Schweizer Kraftwerken, zur Deckung der Netzverluste, des Kraftwerkseigenbedarfs und der Pumpenergie. Dies ist der Anteil der Produktion nach Swissgrid-Daten, welcher grösser als der Endverbrauch ist und kleiner oder gleich dem Gesamtverbrauch.
- **Grün:** Produktion aus Schweizer Kraftwerken, welche über den Gesamtverbrauch steigt und somit den Nettoexport bildet.

Die importierten Elektrizitätsmengen, welche für die Deckung des Verbrauchs bei zu kleiner einheimischer Produktion auftreten, werden ebenfalls farblich unterschieden:

- **Orange:** Importierte Strommenge zur Deckung des Endverbrauchs. Dies ist der Anteil am Endverbrauch, welcher die Produktion im Regelblock Schweiz übersteigt.
- **Cyanblau:** Importierte Strommenge zur Deckung des Gesamtverbrauchs. Dies ist der Anteil am Gesamtverbrauch, welcher die Produktion im Regelblock Schweiz übersteigt.

Der Schweizer Endverbrauch, in Abb. 4.7 rot hervorgehoben, ist somit an der Oberkante der orangen und violetten Balken und der Schweizer Gesamtverbrauch, in Abb. 4.7 schwarz hervorgehoben, an der Oberkante der dunkelblauen und cyan-blauen Balken abzulesen. In den folgenden Abschnitten werden Abbildungen dieser Art verwendet, um die zeitlichen Unterschiede der Elektrizitätsversorgung in der Schweiz darzustellen.

Folgendes ist bei der Erörterung der von Swissgrid veröffentlichten Daten zu berücksichtigen: Produktions- und Verbrauchsdaten werden nur erfasst, wenn eine Lastgangsmessung eingerichtet ist. Die Produktion von Elektrizität durch PV Anlagen in kleinem Massstab mit Eigenverbrauch und ohne separater Lastgangsmessung werden als reduzierter Verbrauch gemessen. Solange der nicht lastgangsgemessene PV Anteil niedrig ist, verfälscht dies die Datenlage nur wenig. Bei einem starken Zubau von PV Anlagen zu Eigenverbrauchszwecken wäre es sinnvoll

den Lastgang jeder PV Anlage zu messen, bzw. Produktion und Verbrauch separat unabhängig der Energiemengen immer mit einer Lastgangmessung zu versehen.

4.3.1. Produktions- und Verbrauchsprofile von Elektrizität in der Schweiz

Mehr als 55% der Schweizer Elektrizitätsproduktion wird durch Wasserkraft bereitgestellt [70]. Diese ist insbesondere von der Schmelzwassermenge im Sommer und Niederschlagsmengen, welche als Regen niedergehen und nicht als Schnee gebunden bleiben, abhängig. Die deutlichen jährlichen Unterschiede in der sommerlichen Stromproduktion in Abb. 4.8 und Abb. 4.9 verdeutlichen dies.

Die Produktionsmengen von Elektrizität in der Schweiz unterliegen aufgrund des hohen Wasserkraftanteils starken saisonalen Schwankungen, welche in Abhängigkeit der klimatischen Ereignisse unterschiedlich stark ausfallen. Die im vorangegangenen Abschnitt beschriebenen Daten der Swissgrid und Darstellung der Elektrizitätsprofile illustrieren im Folgenden die Produktions- und Verbrauchsmengen der letzten Jahre. Abb. 4.8 und Abb. 4.9 zeigen vergleichend die Produktions- und Verbrauchsmengen von Elektrizität mit einer Auflösung von 15 Minuten über das Jahr 2011, respektive das Jahr 2014. Die beiden Jahre wurden hier ausgewählt, da 2011 ein Jahr mit geringem und 2014 ein Jahr mit hohem Wasserkraftertrag waren. Ein Gesamtüberblick der Profile von 2010 bis 2016 sind im Anhang in Abb. B.1 bis Abb. B.7 zu finden.

Das Jahr 2011 ist ein Beispiel für ein relativ schlechtes Jahr für die Wasserkraft. Laut Klimareport der MeteoSchweiz erlebte die Schweiz Rekordwärme und grosse Trockenheit im Frühjahr, einen Bergwinter zum Sommerbeginn mit Schneefall bis auf mittlere Höhenlagen von 1300 bis 1600 m ü. M., den zweitwärmsten Herbst seit Messbeginn und in weiten Teilen der Schweiz war es der trockenste November seit Messbeginn vor rund 150 Jahren. Darüber hinaus gab es starke Unwetter, die den Niederschlag plötzlich und in grosser Menge in kurzer Zeit zu Boden brachten. Zukünftige Klimaveränderungen könnten ähnliche Einflüsse auf die Wasserkraftproduktion haben, wenn Schmelzwassermengen fehlen und Niederschläge konzentriert während kurzer Zeiträume zu Boden fallen.

Das Jahr 2014 hingegen fing bereits mit dem drittwärmsten Winter und der drittwärmsten ersten Jahreshälfte seit Messbeginn an. Im Juni sorgte eine kurze Hitzewelle für höhere Wasserkraftmengen, während der Hochsommer im Juli und August zu kühl und zu nass waren. Das häufige Regenwetter führte vielerorts zu Regenmengen in Rekordhöhe und machte den Hochsommer 2014 zum sonnenärmsten seit Messbeginn. Anschliessend erlebte die Schweiz den zweitwärmsten Herbst seit Messbeginn.

Vergleicht man diese Klimareporte mit den Abb. 4.8 und Abb. 4.9 können sehr gute Erklärungen für die zeitweisen Überschüsse und Exporte an Elektrizität gefunden werden. Schlussendlich wurde die Gesamtmenge an Wasserkraftproduktion laut BFE Elektrizitätsstatistik 2016 in den Jahren von 1999 bis 2016 nur noch vom Jahr 2001 übertroffen.

Deutlich zu erkennen sind die in grün gekennzeichneten exportierten Produktionsmengen im Sommer. Die Ausprägung dieser Exportmengen in zeitlicher Ausdehnung und Menge sind von Jahr zu Jahr unterschiedlich und stark vom Wetter und Klima abhängig.

Das Produktionsmaximum der Wasserkraft ist unter heutigen klimatischen Bedingungen im Sommer. Gleichzeitig ist der Schweizer Elektrizitätsbedarf im Sommer am niedrigsten. Daraus ergeben sich zeitweise Produktionsüberschüsse im Sommer, welche nicht vollständig in Speicherkraftwerken abgefangen werden können, da einerseits auch Laufwasserkraftwerke im Mittelland eine erhöhte Produktionsmenge aufweisen und andererseits die Speicherseen nur eine begrenzte Speicherkapazität aus dem hydrologischen Sommer in den Winter zurückhalten können. Des Weiteren müssen zur Speicherung des Wassers die Pumpspeicherleistungen und Unterwassermengen der Pumpspeicherkraftwerke ausreichend gross sein, um den grossen anfallenden Überschuss speichern zu können. Die nicht speicherbaren Wassermengen werden aus ökonomischen Gründen turbiniert, statt sie ungenutzt über Wehre und Dämme ablaufen zu lassen. Die so erzeugte Elektrizität wird, trotz der niedrigeren Strompreise in den Sommermonaten (siehe Abschnitt 4.3.4), ins Ausland exportiert.

Beim Vergleich von Tab. 4.1 und Tab. 4.2 fallen die Jahre 2012 und 2014 mit den Exportmengen im hydrologischen Sommerhalbjahr besonders auf (siehe auch Abb. 4.9 sowie Abb. B.3 im Anhang). Mit etwa 7.8 TWh_{el} exportierter Elektrizität aus Schweizer Kraftwerken übersteigt das Jahr 2014 den Durchschnitt von etwa 5.5 TWh_{el} von 2010 bis 2016 deutlich und beträgt fast 15% der Menge, welche für den Schweizer Endverbrauch (ca. 55 TWh_{el}) produziert wurde. Dieser Wert ist in der Grössenordnung des maximalen Speichervermögens der Schweizer Speicherkraftwerke, welches sich auf 8.8 TWh_{el} bezieht [70]. Hier soll darauf hingewiesen sein, dass die angegebenen Exportmengen nicht dem Jahresbruttoexport⁵ aus der Elektrizitätsstatistik

Tabelle 4.1. – *Elektrizitätsprofile der Schweiz in Zahlen pro Kalenderjahr (siehe Abb. B.1 bis Abb. B.7)*

Jahr	CH Prod. Endverbr. TWh	CH Prod. Pumpen & Verluste TWh	Import Endverbrau ch TWh	Import Pumpen & Verluste TWh	CH Prod. Export TWh
2010	55.2	2.8	3.3	3.1	4.4
2011	54.0	2.4	3.5	3.3	2.9
2012	55.2	2.8	2.5	2.8	6.4
2013	55.8	3.0	2.2	2.3	6.1
2014	55.1	3.6	1.3	1.8	7.8
2015	53.9	3.0	3.0	2.8	6.1
2016	50.9	2.9	6.0	3.5	5.2

⁵ in der Elektrizitätsstatistik des BFE als Netto Ausfuhr bezeichnet

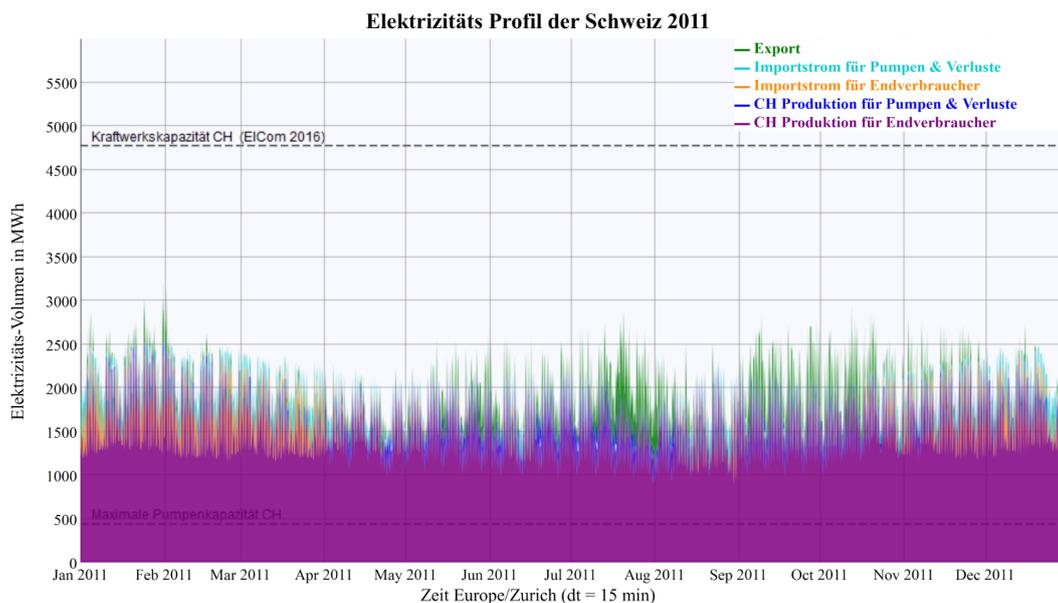


Abbildung 4.8. – Schweizer Elektrizitätsprofil nach Daten der Swissgrid für 2011

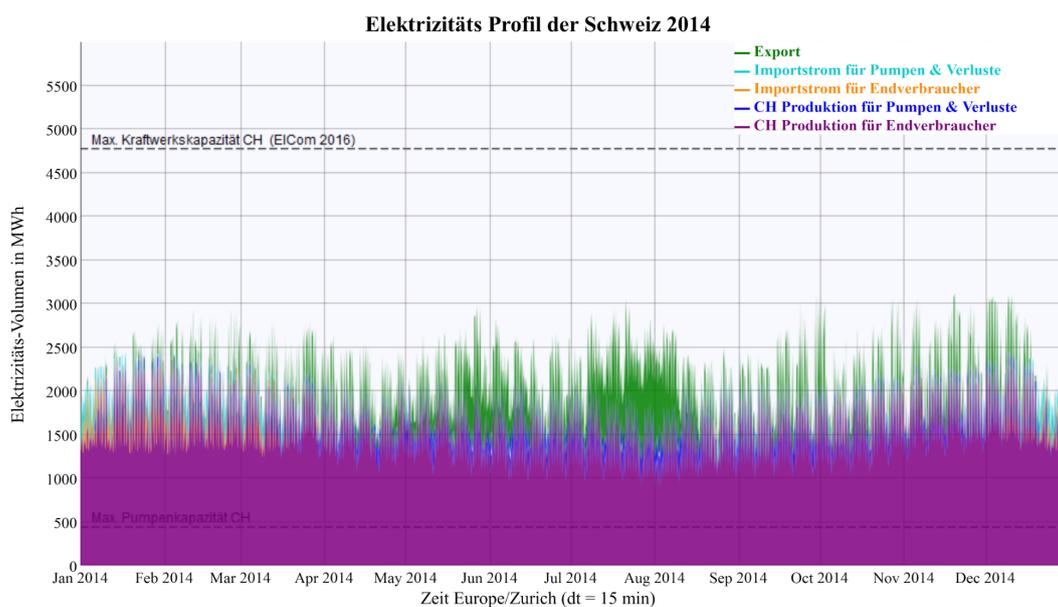


Abbildung 4.9. – Schweizer Elektrizitätsprofil nach Daten der Swissgrid für 2014

des BFE entsprechen, sondern ausschliesslich den viertelstündlich exportierten Elektrizitätsmengen aus der Produktion von Schweizer Kraftwerken. Darüber hinaus konnte eine leichte Diskrepanz zwischen der veröffentlichten Datengrundlage der Swissgrid und der Veröffentlichungen des BFE festgestellt werden, welche in dieser Betrachtung jedoch nicht weiter ins Gewicht fallen.

Tabelle 4.2. – *Elektrizitätsprofile der Schweiz in Zahlen pro Hydrologisches Winter- und Sommerhalbjahr (siehe Abb. B.1 bis Abb. B.7)*

Jahr	CH Prod. Endverbr.		CH Prod. Pumpen & Verluste		Import Endverbrauch		Import Pumpen & Verluste		CH Prod. Export	
	TWh	Σ	TWh	Σ	TWh	Σ	TWh	Σ	TWh	Σ
2010 Sommer	26.0		2.2		0.4		0.7		3.6	
2010/2011 Winter	28.8	54.8	0.5	2.7	3.2	3.6	2.5	3.2	0.7	4.3
2011 Sommer	25.8		2.0		0.4		0.9		2.4	
2011/2012 Winter	29.0	54.8	0.4	2.4	2.5	2.8	2.4	3.3	0.4	2.8
2012 Sommer	25.8		2.2		0.2		0.6		5.9	
2012/2013 Winter	29.7	55.5	0.7	3.0	1.9	2.1	1.9	2.5	0.8	6.7
2013 Sommer	25.7		1.9		0.6		0.7		5.0	
2013/2014 Winter	29.5	55.2	1.0	3.0	1.5	2.1	1.8	2.4	1.2	6.2
2014 Sommer	25.9		2.5		0.0		0.2		6.1	
2014/2015 Winter	29.8	55.7	1.2	3.7	1.1	1.1	1.5	1.7	1.6	7.7
2015 Sommer	25.3		2.3		0.6		0.8		5.2	
2015/2016 Winter	27.3	52.6	0.4	2.7	3.5	4.1	2.4	3.2	0.7	5.8
2016 Sommer	25.5		2.7		0.3		0.8		5.0	

Die von Schweizer Kraftwerken produzierten Exporte sind ein erstes Indiz für Zeiten zu denen Strom eventuell überschüssig wäre. Ein weiterer Anhaltspunkt ist der Marktpreis dieser exportierten Energie, welcher verrät, ob die Elektrizität gewinnbringend vermarktet werden konnte. Der Marktpreis, und damit implizit das Verhältnis zwischen Angebot und Nachfrage der Elektrizität auf den ausländischen Märkten, bestimmt, ob mit dieser Energie Gewinn gemacht wird oder lediglich ein Teil der Fixkosten gedeckt werden kann. Sowohl volkswirtschaftlich, als auch betriebswirtschaftlich gesehen ist eine längere Periode der Vermarktung unterhalb der Gestehungskosten nachteilhaft. In Bezug auf weitere Untersuchungen zu Marktpreisen auf den ausländischen Energiemärkten für Elektrizität der Schweizer Nachbarstaaten wird hier auf Abschnitt 4.3.4 verwiesen.

4.3.2. Abschätzungen zur Zukunft mit Photovoltaik und ohne Kernkraft

Im Zusammenhang mit PtG-Anwendungen ist die Entwicklung bzw. der Ausbau von erneuerbaren Energien, insbesondere der Photovoltaik (PV), und der gleichzeitige Ausstieg aus der Kernenergie, gemäss der Energiestrategie der Schweiz [2], zentral, wenn es um die Abschätzung von überschüssigen und nutzbaren Energiemengen geht. Der Ausstieg aus der Kernenergie bedeutet, dass durchschnittlich etwa 25 TWh_{el} Bandenergie pro Jahr wegfallen. Der Wegfall dieser Energiemengen soll durch den Ausbau von erneuerbaren Energien kompensiert werden.

Im Gegensatz zur Kernenergie mit einer durchgängigen Verfügbarkeit (Bandenergie) von 24 Stunden, hat die Photovoltaik eine naturgegebene Verfügbarkeit von ca. 8 Stunden. Allein dieser Unterschied zwischen 24 Stunden und 8 Stunden Tagesproduktion zeigt, dass die installierte Kapazität und damit die maximale Leistung von PV um mindestens einen Faktor 3 höher sein muss, als die der heute installierten 3.3 GW_{el} der Kernkraft. Hinzu kommt, dass in der Schweiz mit durchschnittlich 1000 Jahresvolllaststunden für die installierte Peakleistung der PV Anlage gerechnet werden kann, so dass im Vergleich zur installierten Kernkraft (mit 7000 bis 8000 Jahresvolllaststunden [71]) die installierte Peakleistung der Photovoltaik um etwa einen Faktor 7.5 grösser sein muss.

Aus diesem Zusammenhang ergibt sich in einer ersten groben Abschätzung eine installierte Peakleistung von $7.5 \times 3.3 \text{ GW}_{el} = 24.8 \text{ GW}_{el}$, was bei 1000 Volllaststunden pro Jahre ca. 25 TWh_{el} aus PV ergibt.

Diese PV-Produktionsmengen sind mehr als in bisherigen Studien und Publikationen zum Aus- bzw. Zubau-Potential der Photovoltaik in der Schweiz publiziert wurde. Der zukünftige Ausbau der Photovoltaik im Schweizer Strommarkt wurde in verschiedenen Studien und Publikationen diskutiert. In einer Studie des BFE aus dem Jahr 2012 [2] wird, basierend auf einer Studie des PSI von 2005 [72] und für ein Szenario mit hohem Zubau von erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien, mit einer PV-Stromproduktion von 0.4, 4.3 und 11.1 TWh_{el} für die Jahre 2020, 2035 bzw. 2050 gerechnet. Die Internationale Energie Agentur (IEA) schätzt für die Schweiz ein langfristiges PV-Potential für geeignete Dachflächen von 15 TWh_{el} (inklusive der geeigneten Fassaden ergeben sich 18 TWh_{el}) ab [4]. Bei dieser Abschätzung wird mit einem konstanten und konservativen Wirkungsgrad von 10% gerechnet. Werden jedoch steigende Wirkungsgrade und neu entstehende Dächer sowie andere gut nutzbare Flächen wie Schallschutzwände, Lawinenverbauungen und Stauseemauern berücksichtigt, kann das PV-Strompotential auf rund 30 - 35 TWh_{el} pro Jahr ansteigen [3, 5].

Gemäss Schweizerischer Elektrizitätsstatistik (Stand 2016) [2] wurden im Jahr 2015 total 1.1 TWh_{el} bei einer installierten Leistung von 1.4 GW_{el} durch PV-Anlagen produziert. Für das Jahr 2016 wurde die Erzeugung von Elektrizität aus Photovoltaik in der „Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien“ [73] mit ca. 1.3 TWh_{el} (4.8 PJ) aufgeführt, was gegenüber 2015 einem weiteren Zuwachs von ca. 20% entspricht. Somit ist die reale PV-Produktion im Jahr 2016 bereits dreimal höher als im optimistischsten Szenario des BFE für 2020.

Keine der oben erwähnten bisherigen Studien zum PV-Potential hat (quantitative) Angaben zu temporären Überschüssen gemacht, welche jedoch, in Zusammenhang mit Speicheroptionen wie PtG, essentiell für die Betrachtung technischer Randbedingungen sind. Deshalb wird in dieser Studie zur quantitativen und zeitlich hoch aufgelösten Abschätzung des Einflusses des Ausstiegs aus der Kernkraft und dem zukünftigen Zubau von PV-Anlagen auf den Verlauf der Elektrizitätsprofile, die viertelstündlichen Produktionsprofile von Swissgrid⁶ der vergangenen Jahre herangezogen und die relevanten Produktionsmengen abgezogen bzw. hinzugerechnet.

⁶ https://www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/experts/topics/energy_data_ch.html

Da den Beteiligten an dieser Studie keine realen Daten zur viertelstündlichen Produktion der Schweizer Kernkraftwerke zur Verfügung standen, wurden die monatlichen Summen der Kernkraftproduktion aus der jeweiligen Elektrizitätsstatistik des BFE herangezogen. Diese monatlichen Produktionsmengen wurden gleichverteilt auf Basis eines Viertelstundenintervalls von den Produktionsprofilen der Swissgrid abgezogen. Die Abb. 4.10 und Abb. 4.17 zeigen die resultierenden Elektrizitätsprofile für die Jahre 2011 respektive 2014 nach Abzug der Kernkraft. Eine deutliche "Stromlücke", welche durch Importe gedeckt wird, ist in Orange erkennbar. Auf das jeweilige Jahr summiert hätte im Jahr 2011 und 2014, bei vollständigem Wegfall der Kernkraft, Strom in der Grössenordnung von 24 TWh_{el} respektive 17.5 TWh_{el} für den Endverbraucher importiert werden müssen. Bei dieser Methode der Abschätzung der Energiemengen ist darauf hinzuweisen, dass von einem unveränderten Verhalten des Stromverbrauchers ausgegangen wird. Ebenso wird die Wasserkraftproduktion unverändert in das synthetisierte Produktionsprofil übernommen. Jedoch gehen die Autoren dieser Studie davon aus, dass diese einfache Betrachtung ausreicht, um die Grössenordnungen und den Einfluss auf das Elektrizitätsprofil der Schweiz zu veranschaulichen. Ebenfalls wird deutlich wie enorm wichtig eine Bandlast mit moderater Leistung aber hoher Energiebereitstellung ist.

Zur Abschätzung der Möglichkeiten zur Deckung dieser Energiemengen durch PV wird in einem weiteren Schritt die potentielle Solarproduktion abgeschätzt und zum oben beschriebene Elektrizitätsprofil hinzuaddiert. Dabei wird folgendermassen vorgegangen:

Das totale (technisch machbare) PV-Potential in der Schweiz wird basierend auf den Daten des BFE-Projekts "sonnendach.ch" bestimmt [74, 75]. Dazu wurden im Rahmen von "sonnen-

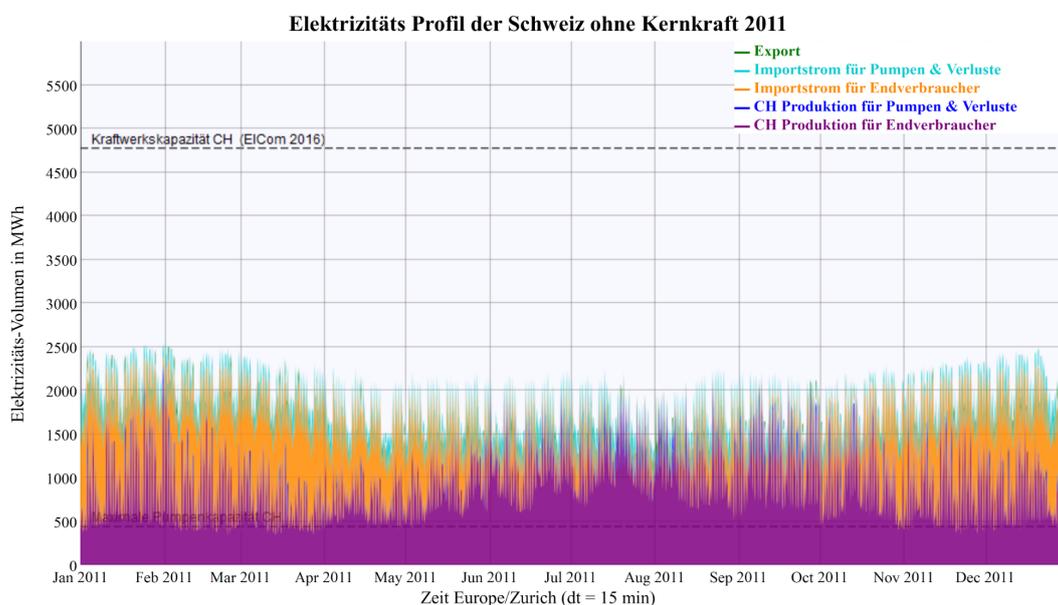


Abbildung 4.10. – Schweizer Elektrizitätsprofil nach Daten der Swissgrid für 2011 abzüglich der monatlichen durchschnittlichen Kernkraftproduktion

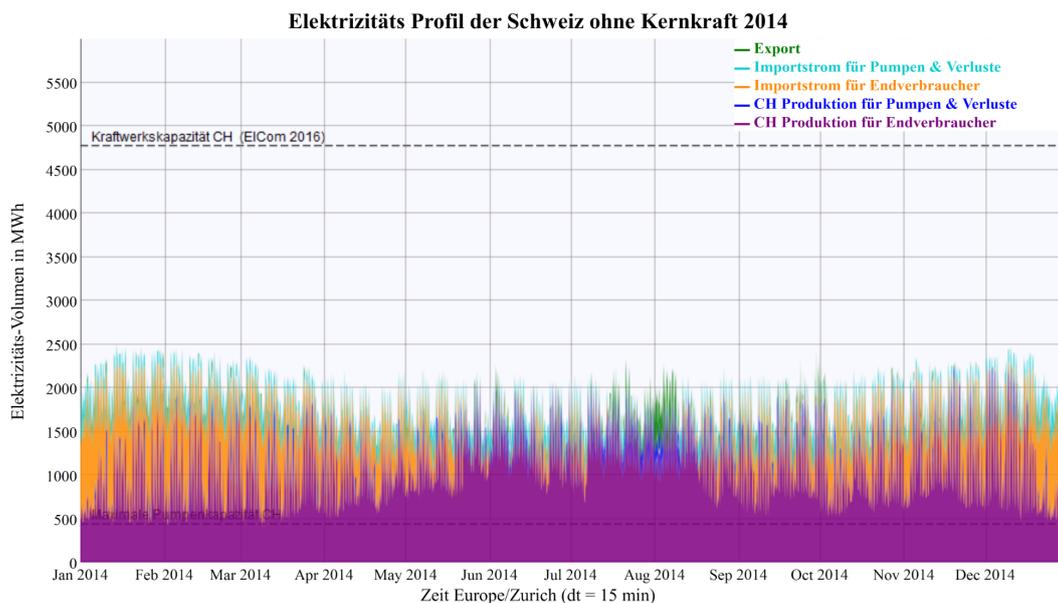


Abbildung 4.11. – Schweizer Elektrizitätsprofil nach Daten der Swissgrid für 2014 abzüglich der monatlichen durchschnittlichen Kernkraftproduktion

dach.ch“ in jeder Gemeinde die “gut”, “sehr gut” oder “hervorragend”⁷ geeigneten Dachflächen, die mindestens 10 m² gross sind, ermittelt⁸ und das totale PV-Potential als der zu erwartende Ertrag an Solarstrom berechnet, der anfällt, wenn nur PV-Anlagen, aber keine Warmwasserkollektoren (Solarthermie), auf den “geeigneten” Dachflächen installiert würden. Als Berechnungsgrundlage dient dabei die mittlere jährliche Globalstrahlung von MeteoSchweiz für die Referenzperiode von 2004 bis 2014 (11 Jahre).

Die geographische Verteilung und der Anteil an “geeigneten” Dachflächen pro Gemeinde sind in Abb. 4.12 ersichtlich. Durchschnittlich (Median) sind 65% der Dachflächen in der Schweiz für PV “geeignet”. Die Bandbreite reicht von 96% in der Gemeinde Wiler/Lötschen (VS) bis 32% in der Gemeinde Burg im Leimental (BL).

Aus der Abschätzung von “sonnendach.ch” resultiert bei einer 100% Ausnutzung der “geeigneten” Dachflächen ein technisch nutzbares PV-Potential von 50 TWh_{el} pro Jahr (Durchschnittswert für die Periode 2004 - 2014)⁹. Die räumliche Verteilung dieser PV-Potentiale pro Gemeinde sind in Abb. 4.13 ersichtlich.

Um eine viertelstündliche Auflösung des PV-Potentials für die Jahre 2010 - 2016 als Input für die weitere Analyse in Zusammenhang mit den Swissgrid Daten zu erhalten, werden über die ganze Schweiz gemittelte PV-Kapazitätsfaktoren (stündliche Werte) basierend auf dem meteorologischen Re-Analyse-Modell MERRA-2 von der Webpage “renewables.ninja” verwen-

⁷ Klassifizierung in Abhängigkeit zur mittleren jährlichen Einstrahlung: “gut” = 800 - 1000 kWh/m², “sehr gut” = 1000 - 1200 kWh/m², “hervorragend” = grösser 1200 kWh/m²

⁸ Definition von “geeignete” Dachflächen

⁹ ohne Liechtenstein und ohne Enklaven Büssingen (D) und Campione d’Italia (I)

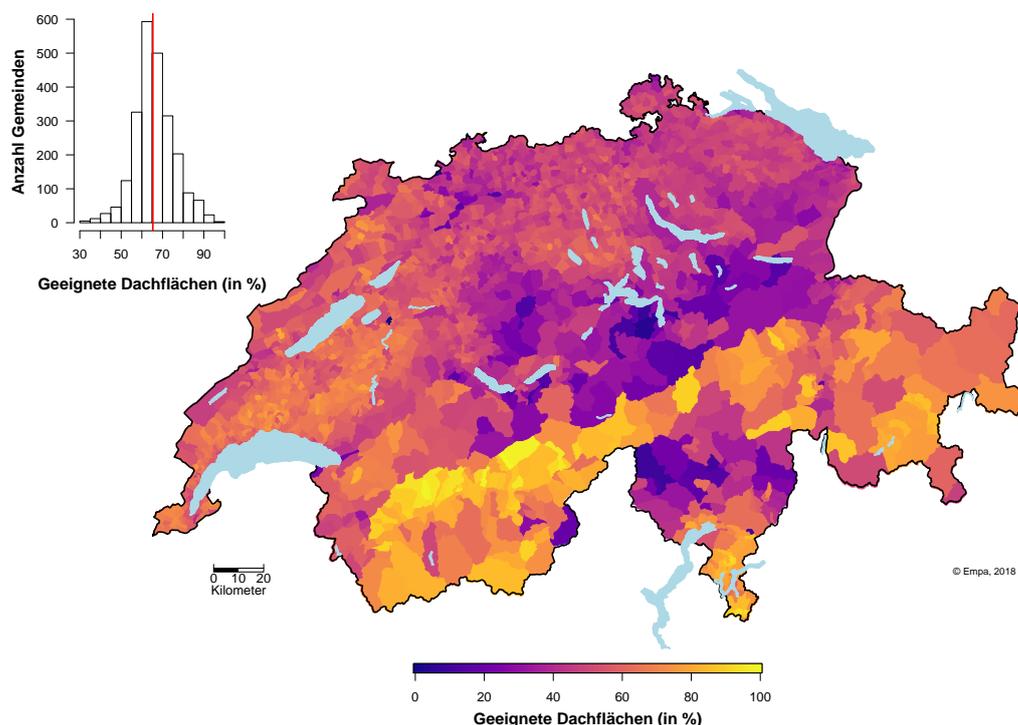


Abbildung 4.12. – Anteil der “gut”, “sehr gut” und “hervorragend” geeigneten Dachflächen zur Installation von PV pro Gemeinde (© Empa 2018; Quelle: “Solarpotentialanalyse für Sonnendach.ch”, BFE, reproduziert mit Bewilligung von swisstopo JA160150)

det [76]. In einem ersten Schritt werden die Kapazitätsfaktoren für jedes Jahr summiert. Daraus ergibt sich die jährliche Produktion (in kWh) pro installierte Leistung (in kW), die der Anzahl der jährlichen Volllaststunden entspricht (siehe Tab. 4.3). Der Mittelwert der jährlichen Volllaststunden 2004 - 2014 (d.h. 1349 h) entspricht dem (durchschnittlichen) PV-Potential von 50 TWh_{el} pro Jahr. In einem nächsten Schritt wird das PV-Potential für jedes Jahr linear von dem Durchschnitt von 50 TWh_{el} gemäß den jährlichen Volllaststunden jedes Jahres skaliert. Dies ergibt die geschätzte jährliche PV-Produktion (siehe Tab. 4.3). Anschließend werden die stündlichen PV-Kapazitätsfaktoren normalisiert, indem sie durch ihre entsprechenden jährlichen Volllaststunden dividiert und dann mit ihrer entsprechenden jährlichen PV-Produktion multipliziert werden. Auf diese Weise wird die stündliche PV-Produktion (in TWh) erreicht. In einem letzten Schritt wird die stündliche PV-Produktion gleichmäßig über einen Zeitraum von einer Viertelstunde verteilt.

Durch die Nutzung der MERRA-2 Daten zur Berechnung der Profile der PV-Produktion sind die unterschiedlichen Wetterbedingungen der jeweiligen Jahre berücksichtigt worden, von welchen auch die Wasserkraft im jeweiligen Jahr beeinflusst wurde. Auf diese Weise sind entsprechende Wetterbedingungen, welche zu schlechter oder guter Ausbeute bei der Wasserkraft geführt haben, inherent auch in der Abschätzung der PV-Produktionen berücksichtigt.

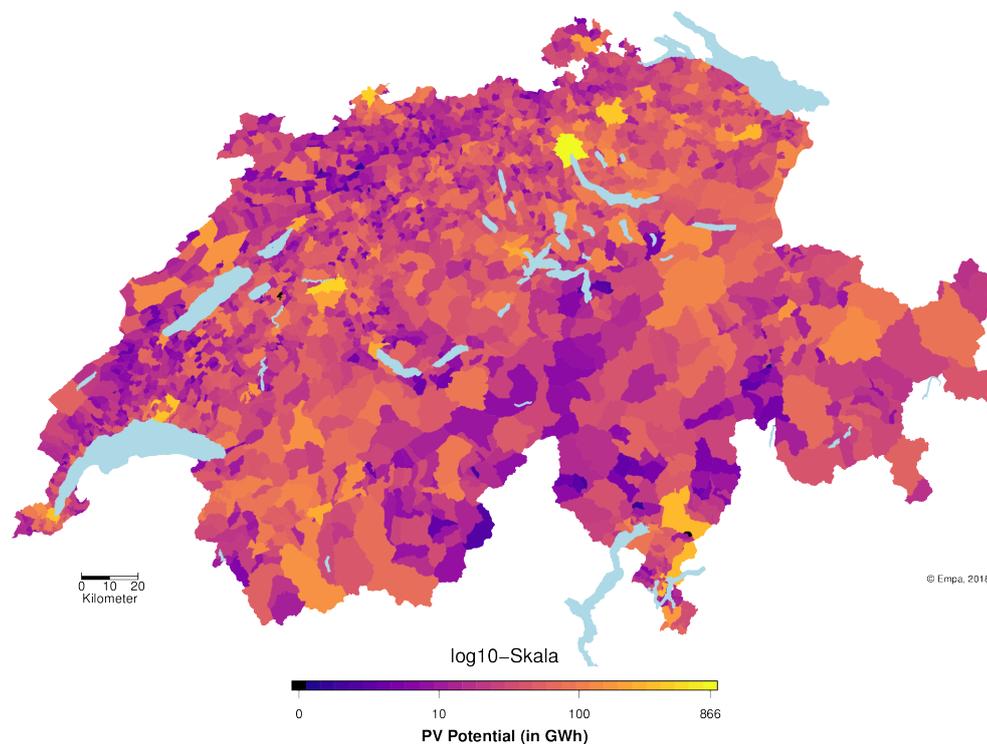


Abbildung 4.13. – Totales PV-Potential pro Gemeinde gemäss “sonnendach.ch” (Kartengrundlagen: “Sonnendach.ch: Berechnungen von Potentialen in Gemeinden”, BFE, reproduziert mit Bewilligung von swisstopo JA160150)

Tabelle 4.3. – Jährliche Volllaststunden (entspricht der Summe der stündlichen Kapazitätsfaktoren gemäss “renewables.ninja”) und jährliche Produktion berechnet aus dem Mittelwert der jährlichen Volllaststunden (1349 h) und dem Mittelwert der jährlichen PV-Produktion (50.0 TWh_{el}) gemäss “sonnendach.ch” bei 100% Ausbau der “geeigneten” Dachflächen in der Schweiz.

Jahr	Jährlich Volllaststunden [h]	Jährliche Produktion [TWh _{el}]	Bemerkungen
2004	1355	50.2	
2005	1397	51.8	
2006	1370	50.8	
2007	1377	51.0	
2008	1329	49.3	
2009	1361	50.4	kombinierbar mit Swissgrid-Daten
2010	1291	47.9	kombinierbar mit Swissgrid-Daten
2011	1416	52.5	kombinierbar mit Swissgrid-Daten
2012	1354	50.2	kombinierbar mit Swissgrid-Daten
2013	1304	48.3	kombinierbar mit Swissgrid-Daten
2014	1285	47.6	kombinierbar mit Swissgrid-Daten
Mittelwert (2004 - 2014)	1349	50.0	Mittelwert “sonnendach.ch” (2004 - 2014)
2015	1385	51.3	kombinierbar mit Swissgrid-Daten
2016	1321	49.0	kombinierbar mit Swissgrid-Daten

Die geographische Verteilung der PV-Produktion wird in Abb. 4.13 illustriert. Die grössten Mengen werden vor allem in den dicht besiedelten Gebieten im Mittelland produziert, wo nach Abschnitt 4.2 auch die Dichte an CO₂-Quellen hoch ist. Die Abb. 4.14 illustriert die Verteilung dieser Dachflächen mittels eines 1x1 km Rasters. Die Farbgebung zeigt den prozentualen Anteil der Gebäudefläche im jeweiligen Rasterfeld. Dieses Bild der Verteilung ist demzufolge äquivalent zur Verteilung der produzierbaren PV-Elektrizität in Zukunft. Besonders auffällig ist das hohe Potential im Wallis und in der westlichen Schweiz. Im Wallis fallen in Zukunft hohe Wasserkraftpotentiale, PV-Potentiale und Pumpspeicher geographisch zusammen.

Die berechneten PV-Produktionsprofile werden den oben beschriebenen Elektrizitätsprofilen ohne Kernkraft hinzugerechnet. Dabei wird die maximale Produktionsmenge von 50 TWh_{el} pro Jahr – bei 100% Bebauung der von "sonnendach.ch" als "geeignete" Dachflächen gekennzeichneten Dächer – linear skaliert, um einen Teilausbau und die daraus resultierende Produktion zu berechnen. Wenn nicht anders angegeben, wird von einem PV-Ausbau mit einem Anteil von 50% der geeigneten Dachflächen ausgegangen, was ca. 25 TWh_{el} bzw. dem Wegfall der Kernkraft entspricht (siehe oben). Die installierte Peakleistung entspricht in etwa 18.5 GW_{el}. Im Vergleich dazu, ein Anteil von etwa 65% an geeigneten Dachflächen (Median, siehe Abb. 4.12) gegenüber allen Dachfläche der Schweiz bedeutet, dass etwa ein Drittel der Dachflächen in der Schweiz mit PV ausgestattet wären. Umsetzungstechnische, wirtschaftliche und gesellschaftli-

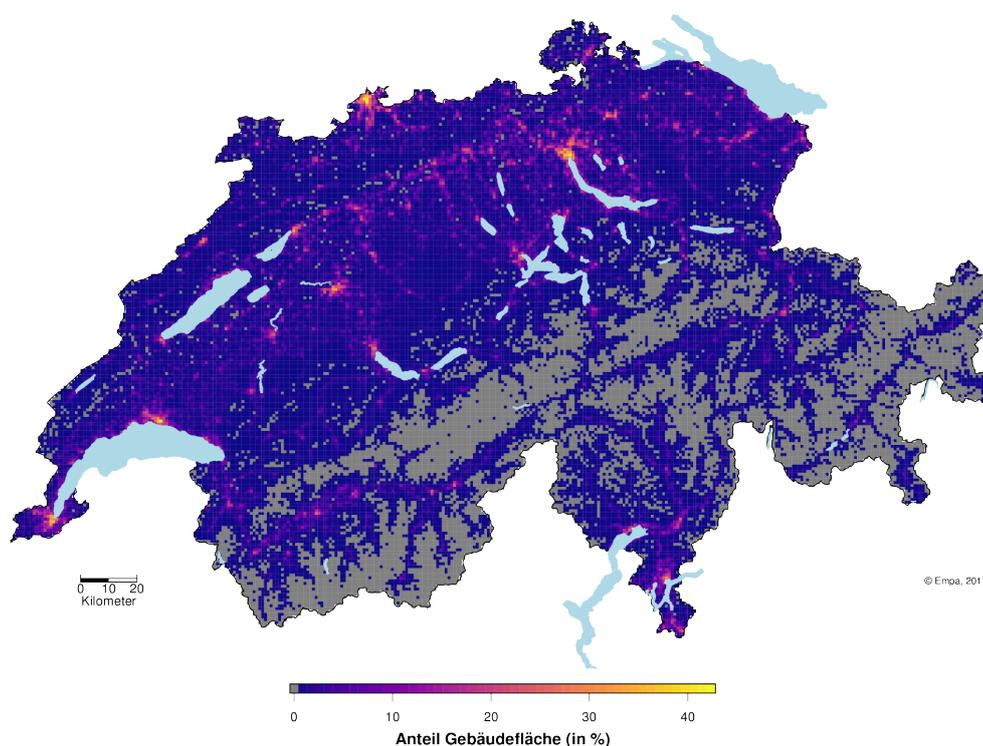


Abbildung 4.14. – Prozentualer Anteil der Gebäudefläche in jedem 1 x 1 km Raster der Schweiz (Kartengrundlagen: TLM-GEBAEUDE-FOOTPRINT reproduziert mit Bewilligung von swisstopo JA160150)

che Einschränkungen werden nicht berücksichtigt; im Vordergrund steht der Ersatz der wegfalenden Kernkraft von 25 TWh_{el} durch PV. Aus diesem Grund bewegt sich das in dieser Studie verwendete Produktionspotential der PV über dem als wirtschaftlich realisierbar definierten PV-Potential aus der Energiestrategie 2050 des Bundes [2, 3].

Nach diesem Vorgehen ergeben sich die in Abb. 4.15 und Abb. 4.16 dargestellten Elektrizitätsprofile.

Besonders auffällig sind die deutlichen täglichen Leistungsspitzen, welche zwar geographisch verteilt, aber innerhalb weniger Stunden auftreten. Diese Leistungsspitzen erreichen für das Jahr 2014 Werte von 5.5 GWh_{el} pro 15 min, was einer Leistung von etwa 22 GW_{el} entspricht. Diese Leistung ist nur geringfügig höher als die in Abb. 4.16 als maximale Kraftwerkskapazität eingetragene Leistung des heutigen Schweizer Kraftwerksparks. Dennoch sind diese Leistungen nicht zu unterschätzen, da die heutigen Kraftwerke, im Gegensatz zu PV Anlagen, geregelt und praktisch nie alle gleichzeitig produzieren. Daher wird die gemeinsame Maximalleistung aller Kraftwerke so gut wie nie erreicht. Bei der Betrachtung der Elektrizitätsprofile ist zu berücksichtigen, dass der Produktionszeitpunkt der Wasserkraftproduktion in den zugrunde gelegten Profilen nicht verändert wurde. Somit überlagern sich die Wasserkraftproduktion mit der PV-Produktion teilweise. In Realität würde die Produktion der Wasserkraftwerke soweit möglich in die Abend- und Nachtstunden verlagert werden. Im synthetisierten Elektrizitätsprofil wird diese Verlagerung der Wasserkraft in die Abend- und Nachtstunden nicht direkt berücksichtigt. Jedoch wird wie im Weiteren deutlich werden wird, durch die Berücksichtigung von Speicherkapazitäten bei der Ermittlung der potentiellen Stromüberschüsse ein entsprechender Ausgleich vorgenommen.

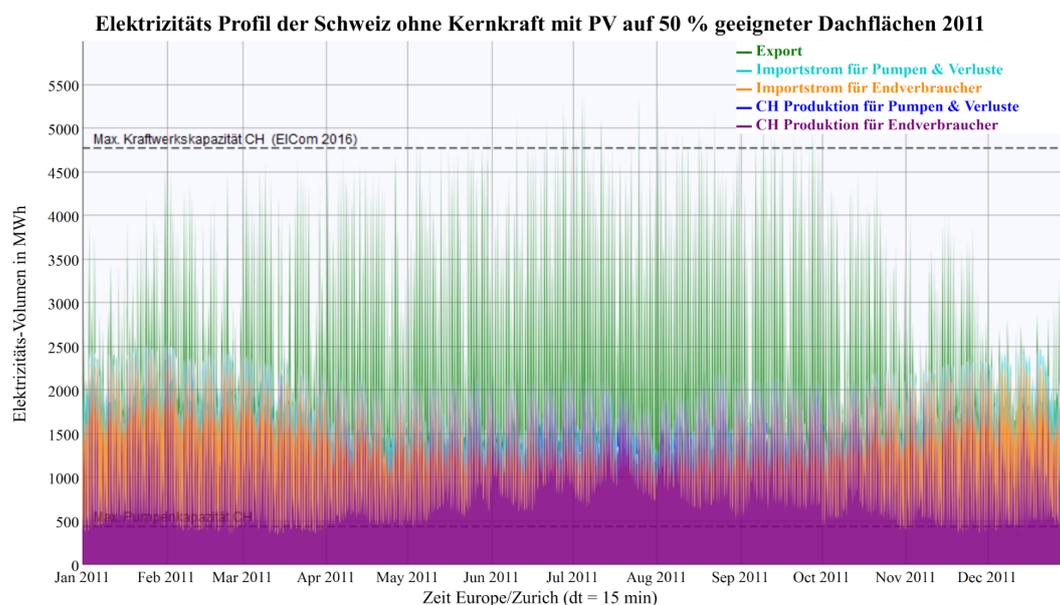


Abbildung 4.15. – Schweizer Elektrizitätsprofil nach Daten der Swissgrid für 2011 abzüglich der monatlichen durchschnittlichen Kernkraftproduktion inkl. der abgeschätzten PV-Produktion

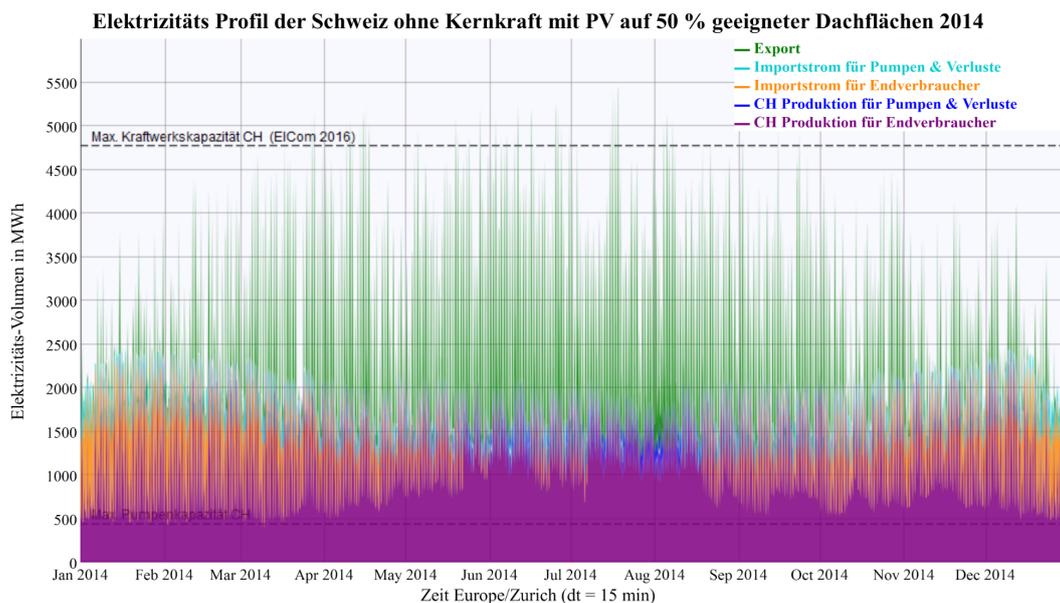


Abbildung 4.16. – Schweizer Elektrizitätsprofil nach Daten der Swissgrid für 2014 abzüglich der monatlichen durchschnittlichen Kernkraftproduktion inkl. der abgeschätzten PV-Produktion

Ein sehr grosser Anteil von der Spitzenleistung mit etwa 5500 MWh pro 15 min in der Abb. 4.16, ist der PV-Produktion mit einer Spitzenleistung von etwa 3800 MWh pro 15 min¹⁰ (15.2 GW_{el}) zuzurechnen. Die Differenz von etwa 1700 MWh pro 15 min ist der Produktionsanteil von allen anderen Produktionstypen – allen voran der Wasserkraft. Wie gross der verfügbare flexible Anteil der Wasserkraft zur Reduktion der Spitzenlast in Realität ist, kann in dieser Studie nicht ohne weiteres ermittelt werden. Sollten Nachtdefizite vorhanden sein, so könnten Anteile der schätzungsweise 0.55 - 1 GWh_{el} pro 15 min Wasserkraftproduktion durch die Verlagerung der Produktion in die Nachtstunden von der Spitzenleistung entlastet werden (siehe Abb. 4.16 violetter Bereich).

4.3.3. Auswertungen der synthetischen Profile

Die Tab. 4.4 gibt einen Überblick über die veränderten Produktions-, Import- und Exportmengen aus den synthetischen Schweizer Elektrizitätsprofilen, welche den Ausstieg der Kernkraft und den Zubau von Photovoltaik berücksichtigen. Im Vergleich zu Tab. 4.2 ist auffällig, dass sowohl Importmengen als auch Exportmengen sich deutlich erhöht haben. Darüber hinaus hat sich mit dem synthetischen Elektrizitätsprofil die Nutzung von in der Schweiz produzierter Elektrizität (in Violett) verringert. Neue Möglichkeiten zum Demand-Side Management, Smart-Grids und zukünftige zusätzliche flexible Verbraucher könnten diesen Anteil erhöhen. Zu welchem Anteil dies durch *load balancing* und andere Methoden möglich ist, müsste im Rahmen anderer Untersuchungen erörtert werden.

¹⁰ Entsprechend der MERRA-2 Satellitendaten von www.renewables.ninja ist der maximale Kapazitätsfaktor 0.81. Dies entspricht etwa 7600 MWh pro 15 min

Tabelle 4.4. – Synthetische Elektrizitätsprofile nach Abzug der Kernkraftproduktion und Aufschlag der PV-Produktion in Zahlen pro hydrologisches Winter- und Sommerhalbjahr für die Jahre 2010 bis 2016 (siehe Abb. B.15 bis Abb. B.21 im Anhang)

Jahr	CH Prod. Endverbr.		CH Prod. Pumpen & Verluste		Import Endverbrauch		Import Pumpen & Verluste		CH Prod. Export	
	TWh	Σ	TWh	Σ	TWh	Σ	TWh	Σ	TWh	Σ
2010 Sommer	23.2	43.7	1.2	1.8	3.3	14.7	1.7	4.1	12.3	16.0
2010/2011 Winter	20.5		0.6		11.4		2.4		3.7	
2011 Sommer	22.4	43.2	1.2	1.8	3.8	14.5	1.7	3.9	12.3	16.6
2011/2012 Winter	20.8		0.6		10.7		2.2		4.3	
2012 Sommer	23.8	45.9	1.5	2.1	2.2	11.7	1.3	3.3	13.8	17.5
2012/2013 Winter	22.1		0.6		9.5		2.1		3.7	
2013 Sommer	23.7	45.2	1.5	2.1	2.6	12.0	1.1	3.3	12.8	16.9
2013/2014 Winter	21.5		0.6		9.4		2.2		4.1	
2014 Sommer	23.7	46.0	1.6	2.2	2.2	10.8	1.2	3.2	12.8	17.1
2014/2015 Winter	22.3		0.6		8.6		2.0		4.3	
2015 Sommer	23.8	44.8	1.8	2.4	2.1	11.9	1.3	3.5	14.0	18.3
2015/2016 Winter	21.0		0.7		9.8		2.2		4.4	
2016 Sommer	23.8		1.9		2.0		1.5		13.4	

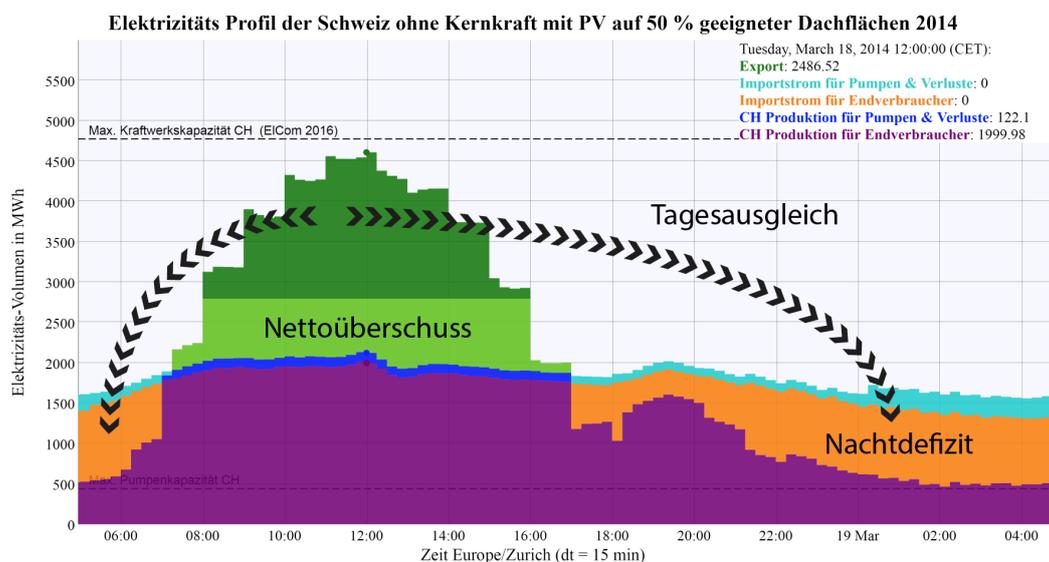


Abbildung 4.17. – Schematische Darstellung des 24h-Ausgleichs anhand eines Ausschnitts vom 18. März 2014 aus dem synthetischen Elektrizitätsprofil aus Abb. 4.16.

Derart hohe Leistungsspitzen, wie in Abb. 4.15 und Abb. 4.16 ersichtlich, sind technisch schwer zu bewältigen. In Zukunft ist damit zu rechnen, dass die Nachbarstaaten der Schweiz durch den forcierten Ausbau von Photovoltaik ähnliche Stromprofile aufweisen werden. Die hohen Produktionsüberschüsse tagsüber und der ungedeckte Energiebedarf in den Abend- und Nachtstunden verlangen nach Kurzzeitspeichern (Tagesspeicher) für den täglichen Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage. Die maximale Exportmenge während einer Viertelstunde in Abb. 4.16 beträgt knapp 3400 MWh_{el} pro 15 min. Dies resultiert in einer maximalen Leistung solcher Tagesspeicher – neben Pumpspeichern zum Beispiel Batterien – von knapp 14 GWh_{el}/h, falls damit sämtlicher PV-Überschuss gespeichert werden soll. Die momentan grösste Batterie der Schweiz in Volketswil (ZH) hat eine Leistung von 18 MW_{el} und 7.5 MWh_{el} Energie¹¹. Das heisst, schweizweit müssten ca. 800 solcher Batterien installiert werden, um leistungstechnisch der PV-Produktion gerecht zu werden aber über 17'000 Einheiten um eine entsprechende Energiemenge von täglich 130 GWh_{el} umsetzen zu können.

In erster Linie sollte aus Effizienzgründen und ökologischen Gründen die produzierte Elektrizität auch als solche genutzt werden, bevor Technologien, wie PtG, zum Einsatz kommen. Natürlich könnte auch eine Wiederverstromung des PtG-Produktes erfolgen, nur ist der Gesamtwirkungsgrad des Zyklus von Strom über das Zwischenprodukt zurück zum Strom (ohne Nutzung der Abwärme) mit ca. 30% relativ klein [77] (bei H₂ und Brennstoffzelle ca. 34 – 44%; bei CH₄ und Gaskombikraftwerk ca. 30–38%; mit Wirkungsgrad der Wiederverstromung von jeweils 60%) und die damit verbundenen Kosten hoch. Eine Nutzung innerhalb von 24 Stunden (Tagesspeicherlösung) über Pumpspeicher, Batteriespeicher oder Elektrolyse mit Wasserstoffspeicher (abhängig vom anschliessenden Verwendungszweck und der Nachfrage) sind in einem solchen Energiesystem notwendig, um die volatil und mit grosser Leistung anfallende Elektrizität abzufuffern und über den Tag zu verteilen. Der Einsatz von Speichern führt oft zu höheren Kosten und Verlusten in der Wertschöpfungskette, da die Investitionen in die Speicher erwirtschaftet werden müssen. Können diese jedoch vorher unnutzbares Potential nutzbar machen, können Speicher den gegenteiligen Effekt haben und die Wertschöpfung anderer Technologien sogar erhöhen. In dieser Studie werden Speicherlösungen mit einem Tageszyklus berücksichtigt, da hierdurch eine grössere Anzahl von Speicherzyklen und damit ein höherer Energiedurchsatz durch den Speicher ermöglicht wird. Dies ermöglicht typischer Weise die spezifischen Kosten zu senken. Eine Speicherung über mehrere Tage kann und sollte in weiteren Untersuchungen mit Gewicht auf die Speichermöglichkeiten und -lösungen erfolgen, wird zur Vereinfachung jedoch in dieser Studie nicht berücksichtigt. Speicher ermöglichen die volatil anfallende Energie gleichmässiger über den Tag zu verteilen und damit Investitionskosten für nachgeschaltete Technologien (PtG) zu reduzieren, da weniger hohe installierte Leistungen gefragt sind und die Gesamtzahl der Volllaststunden steigt.

Die folgende Auswertungen zur Nutzung des PV-Überschussstroms für PtG-Anwendungen basieren auf der *worst case* Annahme, dass gleichzeitig in ganz Europa PV-Überschüsse vor-

¹¹ EKZ <https://www.ekz.ch/de/ueber-ekz/newsroom/medienmitteilungen-2018/EKZ-nehmen-groesste-Batterie-in-Betrieb.html> (aufgerufen 04.06.2018)

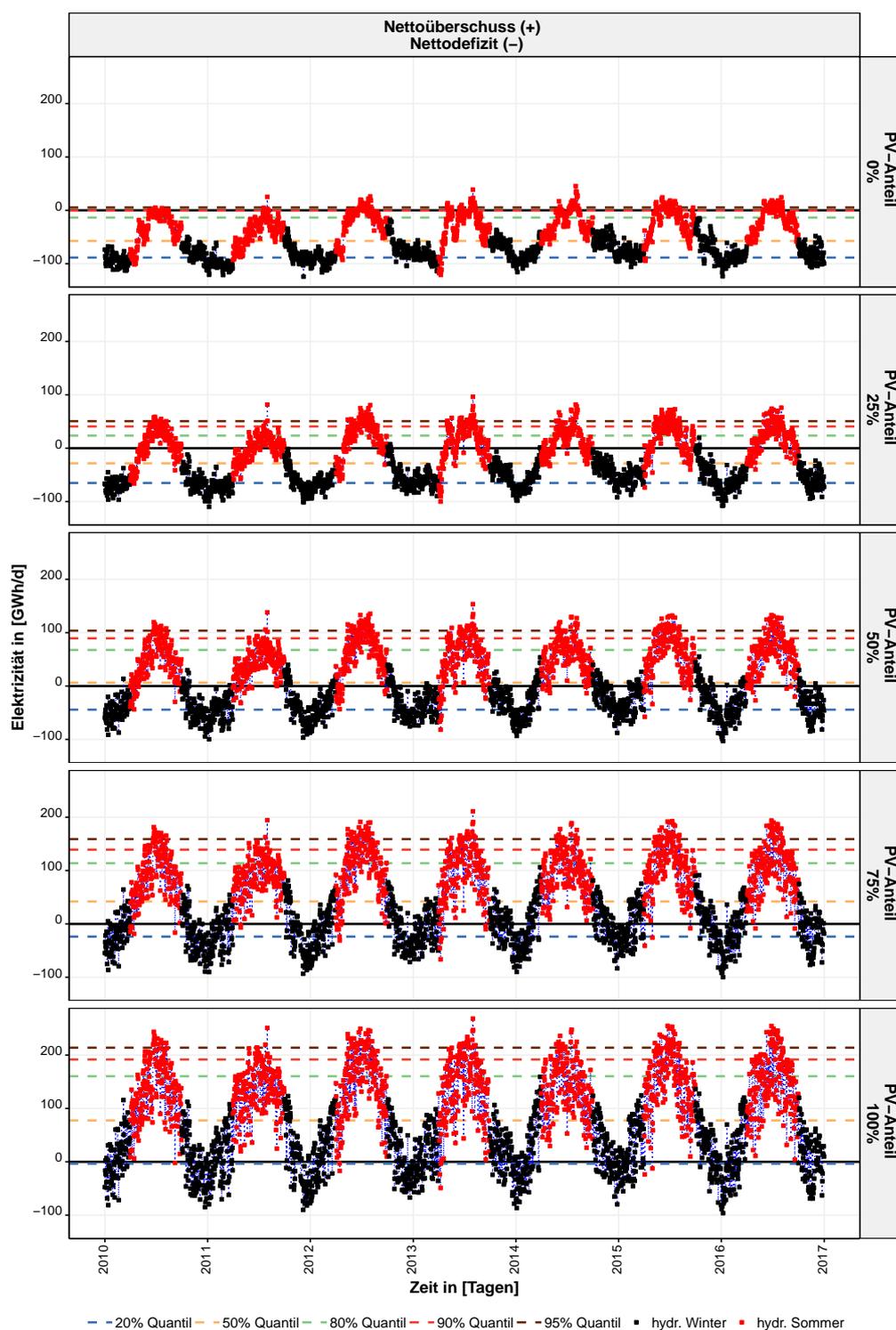


Abbildung 4.18. – Darstellung der täglichen Nettoüberschüsse (positive Werte) bzw. verbliebener Netto-defizite (negative Werte) an Elektrizität von 2010 bis 2016 bei unterschiedlichen Anteilen des Ausbaus von PV Anlagen auf den geeigneten Dachflächen nach “sonnendach.ch” (Stand Okt. 2017). Horizontale Linien markieren die jeweiligen Quantile und die Nulllinie.

handen sind und dadurch kein Export von Strom zu wirtschaftlich tragbaren Preisen möglich ist. Weiter wird angenommen, dass auch die Flexibilität der Wasserkraft im Sommer niedrig ist und zur Reduktion von PV-Überschüssen keine lokalen Lösungen wie *demand site management*, etc. möglich sind. Hingegen wird angenommen, dass ein Tag-/Nacht-Ausgleich, im Folgenden auch "Tagesausgleich" genannt, realisiert werden kann, welcher in Abb. 4.17 anhand eines ausgewählten Tages aus dem synthetischen Elektrizitätsprofil des Jahres 2014 veranschaulicht ist. Für den Tagesausgleich werden zur Vereinfachung nur die Endverbraucherdefizite (Import für Endverbraucher) berücksichtigt.

Zunächst ist mit der Speicherlösung die Versorgung des Nachtdefizits zu priorisieren, um den Nettowirkungsgrad der zeitverschobenen Nutzung möglichst hoch zu halten. Diese Mengen werden nicht zum Nettoüberschuss hinzugerechnet. Nach Abzug der für den Tagesausgleich benötigten Energien vom Nettoexport (dunkelgrün) bleibt der in Abb. 4.17 in hellgrün gekennzeichnete Bereich übrig. Dieser wird im folgenden als Nettoüberschuss bezeichnet dementsprechend entspricht der in Abb. 4.17 dargestellte Nettoexport dem Bruttoüberschuss in den Abb. 4.19 und 4.20. Dieser Nettoüberschuss könnte auch für einen mittelfristigen Ausgleich, über mehrere Tage, verwendet werden. Insbesondere im Frühjahr und Herbst wäre dies möglich und sinnvoll. Die meisten Pumpspeicherkraftwerke sind unter Berücksichtigung der speicherbaren Energiemengen für eine solche kurz- bis mittelfristige Speicherung prädestiniert. Eine Speicherung über mehrere Tage im Sommer, in Phasen von mehrwöchigem Nettoüberschuss, verlangt allerdings grosse Speichervolumina. Um die Grösse der benötigten Speicher und damit die Investitionen klein zu halten sollte die Energie während solcher Phasen jedoch zeitnah verwertet werden, zumal das Speichervolumen allein durch zusätzliches Schmelzwasser schon reduziert werden kann und eventuell nicht vollends für die Einspeicherung von PV-Strom zur Verfügung steht.

In Abb. 4.18 sind die täglich kumulierten Nettoüberschüsse der synthetisierten Elektrizitätsprofile von 2010 bis 2016 dargestellt. Die täglichen Nettoüberschüsse können als positive Werte und die verbliebenen Nettodefizite als negative Werte abgelesen werden. Die roten Punkte kennzeichnen Tage im hydrologischen Sommerhalbjahr zwischen Anfang April und Ende September. Die schwarzen Punkte kennzeichnen Tage im hydrologischen Winterhalbjahr in den übrigen Monaten. Die horizontalen Linien markieren die jeweiligen gekennzeichneten Quantile.

Wendet man die synthetisierten Profile auf die Jahre 2010 bis 2016 an, haben, bei einem hypothetischen Ausbau von 50% der geeigneten Dachflächen mit PV Anlagen, knapp 50% der Tage einen Nettoüberschuss und die andere Hälfte ein Nettodefizit zu verzeichnen. Entsprechend wäre die Schweiz bei einem 100% Ausbau der geeigneten Dachflächen, in etwa 73 Tagen (80% Quantil) hauptsächlich im Winter auf Stromimporte angewiesen. Bei einem europaweit vernetzten Stromnetz könnten diese Tage eventuell mit Stromüberschüssen aus anderen Regionen versorgt werden. Diese Stromüberschüsse im hydrologischen Sommer sind nicht im Interesse der Schweizer Wasserkraft. Etwa zwei Drittel der nicht speicherbaren Wasserkraftpotentiale fallen in den hydrologischen Sommer.

Aus Abb. 4.18 lassen sich tägliche Nettoüberschüsse im Maximum von etwas mehr als $130 \text{ GWh}_{\text{el}}$ über die Jahre 2010 bis 2016 erkennen.

In Abb. 4.19 werden am Beispiel des Jahres 2014 diese täglichen Nettoüberschüsse und Netto-defizite in Abhängigkeit des PV-Ausbaus mit den täglichen Bruttoüberschüssen und Brutto-defiziten, sowie den täglichen Energiemengen für den Tagesausgleich, den verbleibenden Überschüssen zur Speicherung beispielsweise für PtG und den daraus resultierenden täglichen Gesamtspeichermengen verglichen. Die Speichermengen für diesen Tagesausgleich werden durch das tagesweise ermittelte Minimum der beiden Werte Bruttoüberschuss und Brutto-defizit bestimmt. Die Mengen für den Tagesausgleich sind somit die maximal mögliche Menge, die innerhalb eines Tages ausgeglichen werden kann. In der Regel werden damit nächtliche Defizite ausgeglichen. In diesen Auswertungen wird davon ausgegangen, dass Strom, der innerhalb von 24 Stunden nicht verbraucht werden kann, potentiell für PtG zur Verfügung steht. Daher sind die täglichen Gesamtspeichermengen äquivalent zu den Bruttoüberschüssen.

Äquivalent zu Abb. 4.19 werden in Abb. 4.20 die jeweiligen Elektrizitätsmengen für die Jahre 2010 bis 2016 mittels Jahresdauerlinien untereinander verglichen. Die in Abb. 4.20 dargestellten Jahresdauerlinien zeigen deutlich, dass die Variabilität zwischen den einzelnen Jahren nicht sehr gross ist. Unter der Annahme, dass die täglichen Nettoüberschüsse gleichverteilt jeweils über 24 Stunden abgebaut werden können, bedeutet das eine benötigte Maximalleistung von etwa $5.4 \text{ GW}_{\text{el}}$ ($130 \text{ GWh}_{\text{el}}/24 \text{ h}$) an neuen flexiblen Verbrauchern. In Einzelfällen sind dies sogar $6.25 \text{ GW}_{\text{el}}$ über 24 Stunden bei einem Spitzentag mit einem Nettoüberschuss von rund $150 \text{ GWh}_{\text{el}}$ (siehe Abb. 4.20). Vergleicht man diesen Wert mit den Leistungspotentialen in Abhängigkeit der verfügbaren CO_2 -Mengen, welche in Tab. 4.8 in Abschnitt 4.4.10 folgen, sind diese Leistungen mit PtG-Anlagen an den sechs Zementwerksstandorten und an den 30 KVA Standorten potentiell realisierbar, falls das Ziel die SNG Produktion ist. Die Umwandlung in Wasserstoff ist, wie die Umwandlung zu SNG, hauptsächlich durch die installierte Leistung der Elektrolysekapazitäten begrenzt. Darüber hinaus sind die Möglichkeiten des Wasserstofftransports und die Absatzmengen von Wasserstoff wesentliche Faktoren, um das Potential der Wasserstoffherstellung zu ermitteln. Da die Wasserstoffproduktion inherent auch bei der SNG Produktion eine wichtige Rolle spielt und daraus als zusätzliches Produkt vermarktet werden kann, wird in dieser Studie der Wasserstoffpfad nicht explizit betrachtet.

Für kleine PtG-Anlagen ($1 - 10 \text{ MW}_{\text{el}}$), die für einen ökonomischen Betrieb viele Betriebsstunden brauchen (siehe Kap. 5), sind vor allem zusätzliche Betriebsstunden im Winter wichtig. Potentielle Überschüsse im Winter ergeben sich aber erst ab einem PV-Ausbau auf mehr als 50% der geeigneten Dachflächen (siehe Tab. 4.5 und Abb. 4.18).

Die relativ steilen Jahresdauerlinien in Abb. 4.20 bedeuten, dass hohe PtG-Kapazitäten nötig wären, um die überschüssigen Energiemengen aufzunehmen. Hohe Leistungen (Investitionsbeträge) und steil abfallende Jahresdauerlinien führen zu geringen Volllaststunden (geringer Umsatz), was die Gestehungskosten der Produkte im Normalfall erhöht.

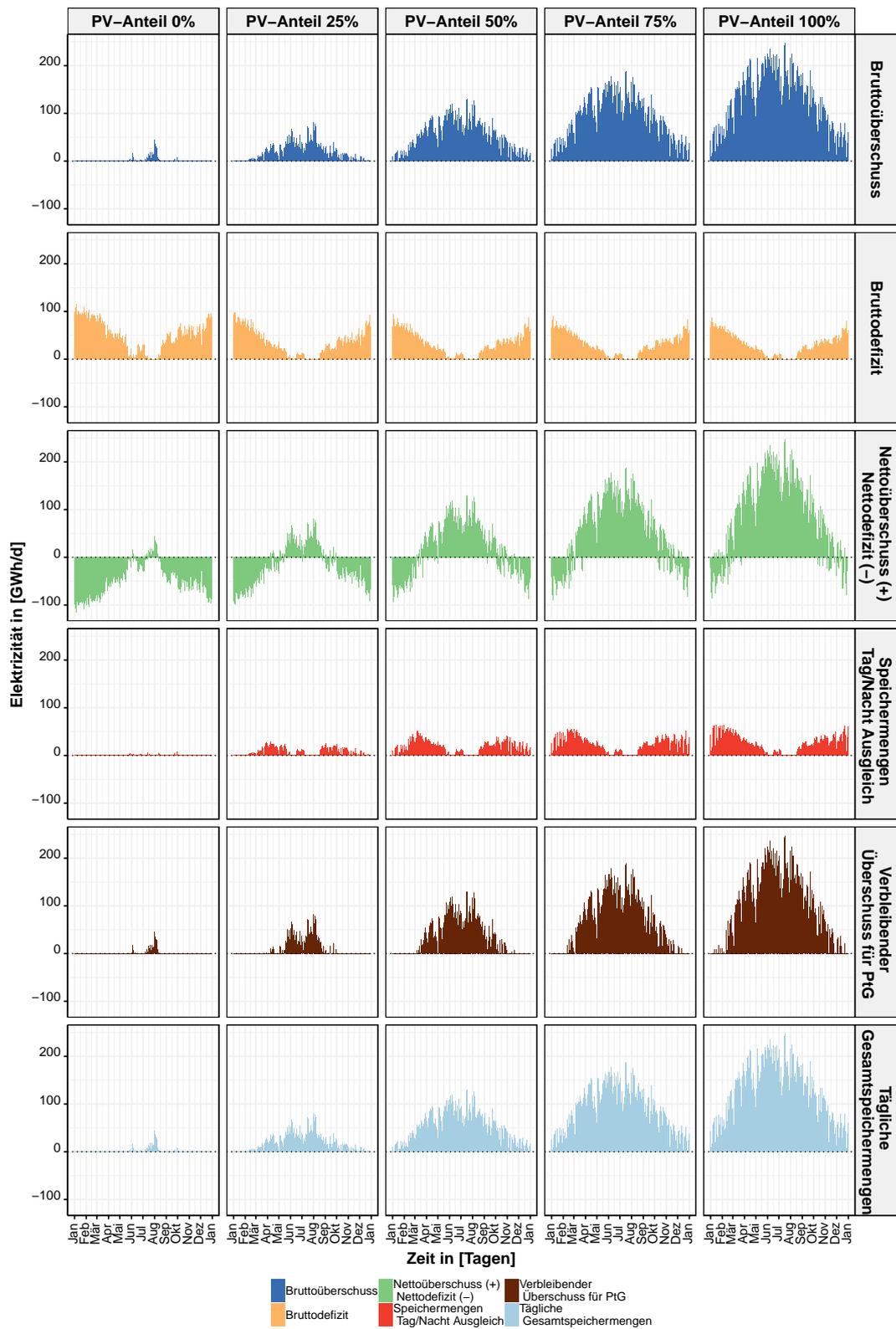


Abbildung 4.19. – Zeitliche Verteilung der täglichen Speichermengen, Überschüsse und Defizite im Jahr 2014.

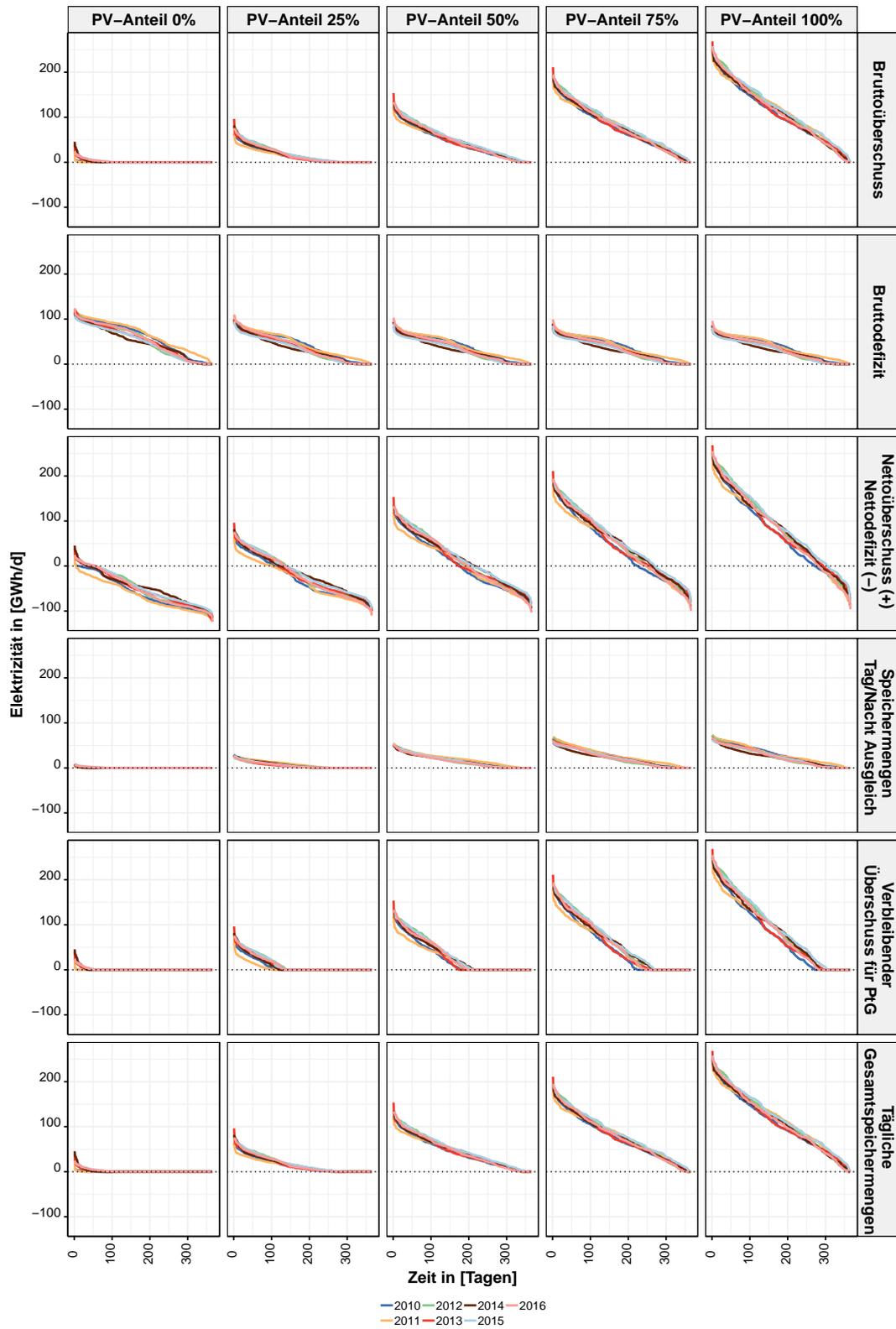


Abbildung 4.20. – Dauerlinien der täglichen Speichermengen, Überschüsse und Defizite der Jahre 2010 bis 2016 (vgl. mit Abb. 4.19).

Die zu den Jahresdauerlinien (in GWh_{el}) in Abb. 4.20 äquivalenten Leistungen (in $\text{GWh}_{\text{el}}/\text{h}$) sind exemplarisch für das Jahr 2014 in Abb. 4.21 dargestellt. Die Abb. 4.21 zeigt damit den Zusammenhang zwischen Leistungen, möglichen Volllaststunden potentieller PtG-Anlagen und der äquivalenten erzielbaren Energiemengen für jede der Leistungen (berechnete Fläche unterhalb einer gewissen Leistung und der Kurve über alle Jahresstunden). Zur besseren Vergleichbarkeit ist die Jahresdauerlinie der realen Gesamtproduktion der Schweizer Kraftwerke des Jahres 2014, mit Ausnahme der Kernkraftwerke, als grüne Dauerlinie dargestellt. In Abb. 4.21 (oben) sind die stündlichen, zur Produktionsmenge äquivalenten Leistungen der PV-Einspeisung aufgetragen. Die mittlere Grafik in Abb. 4.21 zeigt den Verlauf derselben PV-Einspeisung wie in der oberen Grafik, wenn entsprechende Tagesspeicherkapazitäten realisiert werden und dadurch die Energiemengen auf 24 Stunden verteilt werden können. Dies entspricht der in Abb. 4.19 und 4.20 bezeichneten Bruttoüberschüssen bzw. der Gesamtspeichermenge. Die unterste Grafik in Abb. 4.21 zeigt den Verlauf der Jahresdauerlinien der Nettoüberschüsse nachdem der Ausgleich von Überschüssen und Defiziten innerhalb eines Tages erfolgt ist. Aus der Abb. 4.21 lässt sich ableiten, dass Verbraucher mit sehr hoher Leistung aber nur vergleichsweise wenigen Jahresvolllaststunden für die direkte Nutzung des PV Angebots benötigt werden. Ein Hinweis darauf sind die steilen Jahresdauerlinien, bei denen hohe Leistungen auf eine geringe Stundenzahl treffen. Insgesamt können nicht mehr als etwa 4470 Betriebsstunden realisiert werden, wenn eine direkte Nutzung ohne Zwischenspeicherung erfolgen soll. Darüber hinaus müssen Abnehmer mit hohe Spitzenleistungen von knapp mehr als $15 \text{ GWh}_{\text{el}}/\text{h}$ zur Verfügung stehen, um die potentiell verfügbare Energie abgreifen zu können. Im Unterschied dazu kann im Fall der Speicherung und gleichmässigen Verteilung dieser Leistungen über 24 Stunden, wie oben beschrieben, die Spitzenleistungen deutlich verringert und die Betriebsstunden, je nach Gesamtleistung, auf weit mehr als 6000 Stunden erweitert werden.

In der untersten Grafik in Abb. 4.21 wird ebenfalls eine Speicherung und Verteilung über 24 Stunden angenommen, nur wird zuvor das jeweilige Nachtdefizit ausgeglichen und von der täglichen PV-Produktion am betrachteten Tag abgezogen. Die jeweilige Farbe der Kurven illustriert die maximal abschöpfbare Energie (Fläche unter der Kurve), welche bei entsprechender Leistung von der PV-Produktion abgeschöpft werden kann. Die entsprechenden Tagesspeicherwerte aus dem untersten Graphen können in Abb. 4.18 in ungeordneter Weise wiedergefunden werden. Dabei entspricht das Minimum (maximaler Überschuss) des Jahres 2014 in Abb. 4.18 dem Maximum ganz links in Abb. 4.21 (unterste Grafik). Die Abb. 4.18 zeigt Tagessummen während Abb. 4.21 stündliche Werte illustriert.

Um in Abb. 4.21 die Fläche unter den Kurven, welche äquivalent zur überschüssigen Energiemenge sind, energetisch optimal auszunutzen, muss ein Anlagenpark aus unterschiedlichen Teilnehmern mit abgestuften Marginalkosten zur Verfügung stehen. Diese können unterschiedlichste Technologien wie Power-to-Gas oder beispielsweise die direkte Nutzung in der E-Mobilität sein. Zuletzt ist die Abregelung der Produktionskapazitäten eine Option, um die seltenen Stunden sehr hoher PV-Leistung zu kontrollieren und die Leistungsspitzen zu brechen.

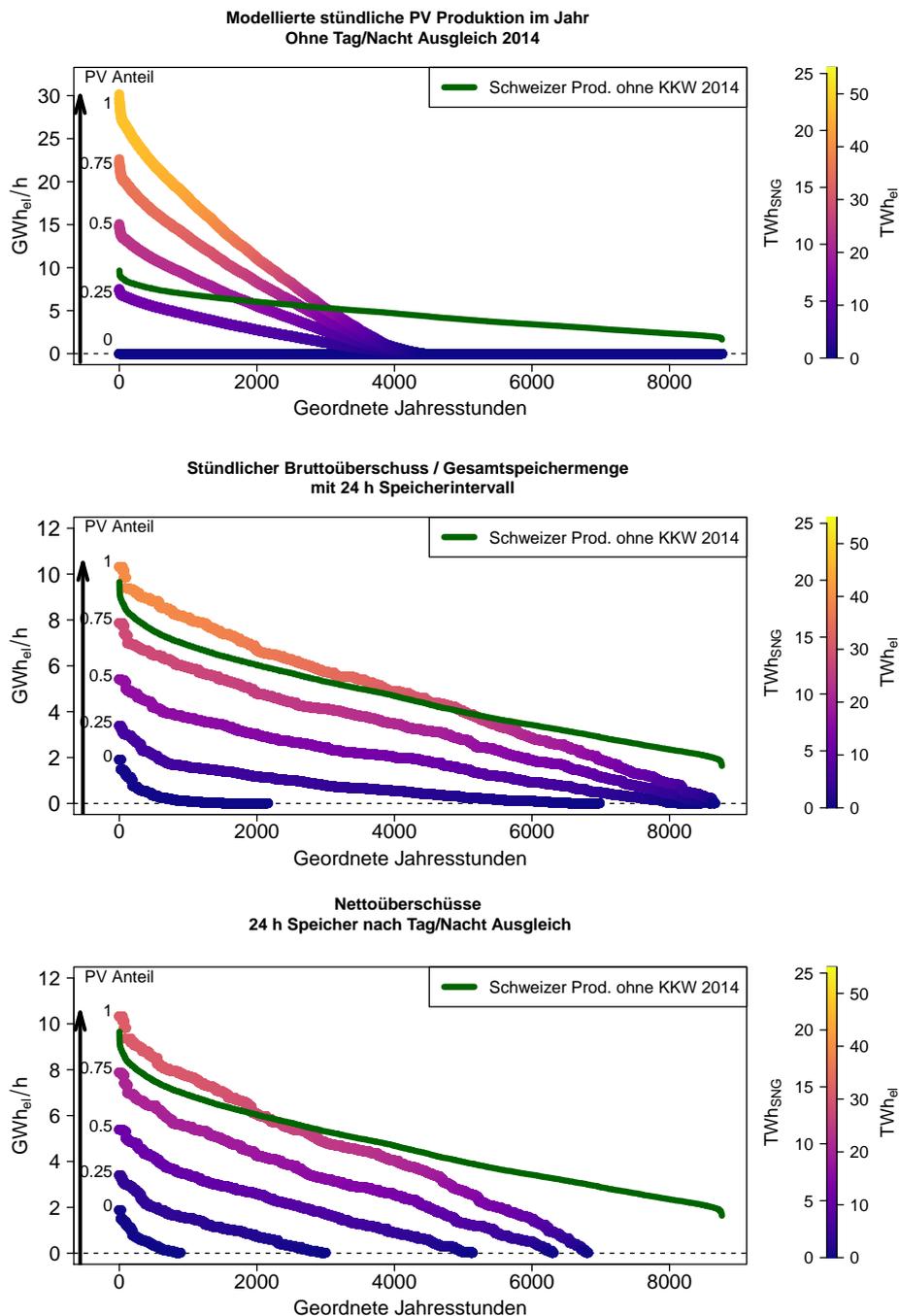


Abbildung 4.21. – Absteigend geordnete Jahresdauerlinien der PV Leistungen pro Stunde für das synthetische Elektrizitätsprofil des Jahres 2014 mit variierendem PV-Ausbau. (Grüne Linie) Reales Stromproduktionsprofil von 2014 abzüglich Kernkraft. (obere Grafik) Leistung der PV-Produktion in Abhängigkeit vom PV-Ausbau. (mittlere Grafik) Tägliche PV-Produktion verteilt über 24 h in Abhängigkeit vom PV-Ausbau (entspricht den Bruttoüberschüssen/Gesamtspeichermengen). (untere Grafik) Tägliche PV-Produktion abzüglich des Tag/Nacht-Ausgleichs verteilt über 24 h in Abhängigkeit vom PV-Ausbau (entspricht den Nettoüberschüssen). Die Farbskala beschreibt die bei entsprechender Leistung abschöpfbare Energie der PV-Produktion (Fläche unter der Kurve).

Tabelle 4.5. – Verfügbarer Nettoüberschussstrom (nach Tag/Nacht Ausgleich) und Anzahl Stunden mit Überschuss für verschiedene Ausbaugrade von "geeigneten" PV-Dachflächen (mit und ohne KKW) im Mittel über die Jahre 2010 bis 2016. Der 50% Fall findet Verwendung in der Standortanalyse in Abschnitt 4.5.3

"geeignete" PV-Dachflächen (in %)	Prod. PV (in TWh _{el})	Nettoüberschussstrom ¹ (in TWh _{el})			Überschussstunden (in h)		
		Sommer	Winter	Total	Sommer ³	Winter	Total
		0% (Ist-Zustand)	~1	4.7	0.5	5.1	3700
0% (ohne KKW)	~1	0.3	0	0.3	800	0	800
25% (ohne KKW)	12.5	3.7	0	3.7	2900	100	3000
50% (ohne KKW)²	25	10.4	0.4	10.8	4050	600	4650
75% (ohne KKW)	37.5	18.1	2.2	20.3	4300	1750	6050
100% (ohne KKW)	50	26.0	5.2	31.2	4350	2550	6900

¹ Nettoüberschuss = Tagesüberschuss (brutto) - Nachtdefizit (ohne Pumpenstrom, nur Endverbraucher)

² Referenz für Standortanalyse in Abschnitt 4.5

³ Sommer entspricht den Monaten April bis September und Winter den Monaten Oktober bis März.

Zusammenfassend listet die Tab. 4.5 den Nettoüberschuss und die Anzahl an Stunden zu denen Nettoüberschüsse vorliegen für die betrachteten PV-Anteile und nach Jahreszeit und Gesamtjahreswert auf.

4.3.4. Strompreise und Potentielle Produktionsstunden

Wie in Kap. 3 und 5 beschrieben, sind die Elektrizitätspreise ein zentraler Aspekt, wenn es um die Wirtschaftlichkeit von PtG-Technologien geht. Entsprechende Marktakteure können nur von einer Sektorkopplung profitieren, wenn die Marktpreise für Elektrizität niedrig sind, was gleichbedeutend mit einem zumindest zeitweise auftretenden Überangebot an Elektrizität ist. Im folgenden wird untersucht, ob es bereits in den vergangenen Jahren Anzeichen eines Überangebots von Elektrizität gab.

In Abb. 4.22 sind die *Day Ahead*-Preise für Elektrizität der Nachbarstaaten der Schweiz aufgetragen. Es ist eine deutliche Abnahme der Elektrizitätspreise und vor allem der Streuung der Preise seit 2010 zu erkennen, insbesondere in Italien. Dies verringert die Möglichkeiten der Pumpspeicherwerksbetreiber Mehrwert aus der Tag-Nacht-Speicherung zu schaffen, was eine der hauptsächlichen Betriebsstrategien der Pumpspeicherkraftwerke ist. Zwar wird nur ein kleiner Anteil der schweizerischen Elektrizität an den Strombörsen Europas gehandelt, jedoch werden die Preise an den Strombörsen mittlerweile als Richtwert von Langfristgeschäften genutzt, so dass die Preise im Gesamten eine ähnliche Tendenz vorweisen dürften. Darüber hinaus wächst der Anteil gehandelter Energie auf diesen Märkten, weshalb diese Märkte auch in der Schweiz zunehmend an Bedeutung gewinnen.

Mehrere Ursachen sind für die tiefen Großhandelspreise verantwortlich. Gründe dafür sind laut BFE¹² die Überkapazitäten in der europäischen Stromproduktion und die verringerte

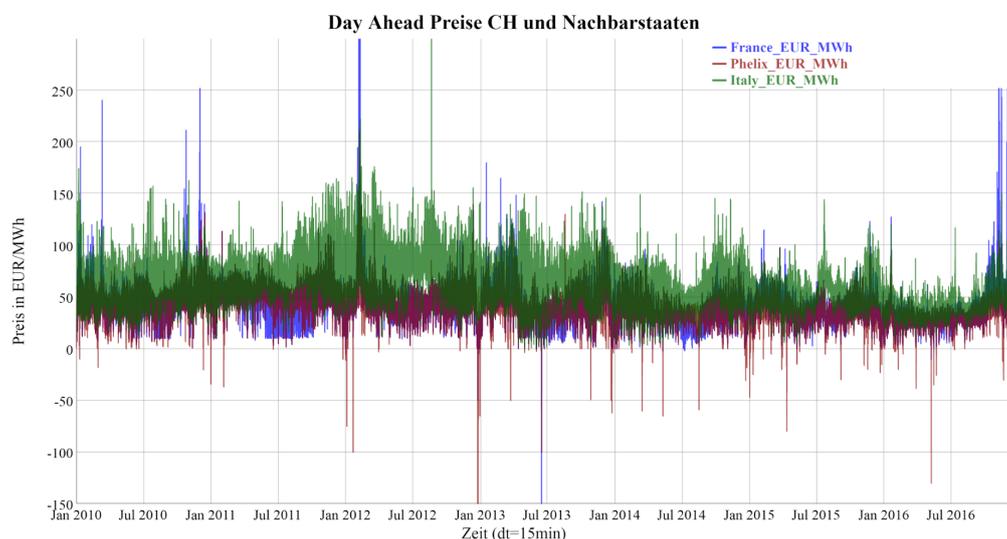


Abbildung 4.22. – Stündliche Day Ahead-Preise für Elektrizität europäischer Strombörsen (Deutschland/Österreich Phelix, Frankreich und Italien) von 2010 bis 2016 (Datenquelle Bloomberg).

¹² <http://www.bfe.admin.ch/energiestrategie2050/06447/06456/index.html?lang=de>

Nachfrage aus der Wirtschaft. Die BKW berichtet in einem Blog-Beitrag¹³, dass vor allem die fallenden Preise der Primärenergien, Erdöl, Kohle und Erdgas, aber auch der enorme Zubau von erneuerbaren Energien vor allem in Deutschland zwei wesentliche Gründe für die tiefen Grosshandelspreise am Strommarkt sind. Den enormen Zuwachs an Überkapazitäten allein in Deutschland zeigen veröffentlichte Daten des Fraunhofer ISE¹⁴. Demnach sind 2016 in Deutschland bereits mehr als 90 GW_{el} Peakleistung Solar- und Windkraft installiert gewesen. Zudem ist die Gesamtkapazität von etwa 115 GW im Jahr 2002 auf 155 GW im Jahr 2010 und über 200 GW im Jahr 2018 angestiegen. Dem stehen knapp 95 GW_{el} konventionelle Kraftwerkskapazitäten und etwa 12.5 GW_{el} Wasserkraft und Biomasse gegenüber.

Laut einer Studie zur Stromversorgungssicherheit der ElCom von 2016 wird das Preisniveau für den Grosshandel in der Schweiz wesentlich durch die umliegenden, ungleich grösseren Märkte beeinflusst. Daher wird die Schweiz auch als "Preisnehmer" bezeichnet. Dies ist unter anderem auf die im Verhältnis zum Landesverbrauch sehr gut ausgebauten Transportkapazitäten zum benachbarten Ausland zurückzuführen.

Auch wenn die Schweiz einen geringeren Ausbau an PV-Anlagen, als im vorherigen Abschnitt beschrieben, realisiert, stehen die Schweizer Stromproduzenten zukünftig dennoch vermehrt unter Preisdruck, wenn der Zubau von erneuerbaren Energien im benachbarten Ausland weiter zunimmt. Wie in vorherigen Abschnitten erläutert ist die Wasserkraft stark vom Wetter und Klima des jeweiligen Jahres abhängig, so wie zukünftig die PV- und Windkraftwerke. Da sowohl die PV-Produktion als auch die Wasserkraftproduktion ein Maximum im Sommer haben, werden zukünftige Stromexporte der Schweiz unter einen erhöhten Preisdruck geraten.

In den letzten Jahren wurde des öfteren berichtet, dass die Schweizer Wasserkraft aufgrund der Grosshandelspreise bereits unter Druck geraten ist. Teilweise werde Strom unter den Gestehungspreisen verkauft. Ein Anlagenbetreiber verkauft nur dann unter Gestehungskosten, wenn die Opportunitätskosten beim "Nichtverkaufen" höher sind. Die Gestehungskosten der Elektrizität von Schweizer Wasserkraftwerken wurde in einer Studie zur Kostenstruktur und Kosteneffizienz der Schweizer Wasserkraft im Jahr 2014 im Auftrag des BFE untersucht. In dieser Studie wurden die durchschnittlichen Gestehungskosten von Wasserkraftanlagen auf etwa 5.8 Rp/kWh_{el} beziffert¹⁵. Auf den europäischen Märkten entspricht dies in etwa 50 EUR/MWh_{el}¹⁶.

Tab. 4.6 zeigt die Mittelwerte der *Day Ahead*-Preise für Strom im hydrologischen Sommerhalbjahr für den Schweizer Markt und die benachbarten Märkte. Ausserdem wurde zu jeder Stunde der Maximalwert ermittelt und für das jeweilige Halbjahr gemittelt. Man erkennt, dass die Schweizer Wasserkraft vor 2014, wahrscheinlich aufgrund der hohen Preise am Italienischen Markt, die Möglichkeiten hatte Preise oberhalb der Gestehungspreise zu erzielen. Der nach Nettoexportmengen gewichtete Mittelwert des zu jeder Stunde ermittelten maximalen Markt-

¹³ <https://blog.bkw.ch/der-strompreis-im-allzeittief/>

¹⁴ https://www.energy-charts.de/power_inst_de.htm

¹⁵ BFE Kostenstruktur und Kosteneffizienz der Schweizer Wasserkraft 2014

¹⁶ 1.16 CHF = 1 EUR

preises aller benachbarten Märkte zeigt deutlich den Abfall des möglichen Ertrags pro exportierter MWh_{el}.

Power-to-Gas könnte hier bereits heute in einigen Stunden im Jahr als eine Art Entlastungsventil des Stromnetzes dienen. Im Fall von Überkapazitäten im Netz wären EVU¹⁷ bzw. Kraftwerksbetreiber in der Lage den erzeugten Strom wertsteigernd in einen anderen Energiesektor zu bringen und könnten in diesen Fällen eine CO₂-Minderung in Sektoren, wie beispielsweise der Mobilität, unterstützen.

Bei dieser Überlegung ist zu berücksichtigen, dass eine effektive CO₂-Reduktion nur dann gewährleistet ist, wenn das europäische Stromnetz durch Entnahme dieser Energiemengen zu diesen Zeitpunkten nicht mehr CO₂-Ausstoss generiert, als durch die Substitution im anderen Energiesektor eingespart werden kann. Für die Schweizer Kraftwerksbetreiber ist auch der Anreiz einer höheren Wertschöpfung gegeben. Jedoch ist diese stark limitiert, da PtG-Anlagen nur bei relativ geringen Elektrizitätspreisen wirtschaftlich sein können (siehe Kap. 5).

Die Abb. 4.23 (obere Grafik) gibt einen Überblick über die Dichte der Viertelstunden, welche in den vergangenen Jahren einen Nettoexport aufwiesen. Im Vergleich dazu zeigt die untere Grafik die Zahl der Nettoexporte, welche gleichzeitig mit einem *Day Ahead*-Preis im Ausland unterhalb von 50 EUR/MWh_{el} auftraten. Dies ist ein Preisniveau, ab dem PtG-Anlagen unter bestimmten Randbedingungen wirtschaftlich betrieben werden könnten (siehe Kap. 5).

Die entsprechende Anzahl an Stunden sind in der Tab. 4.7 zusammengefasst. Im Fall der synthetisierten Profile ohne Kernkraft und mit PV-Produktionsmengen sind die effektiven Nettoexportstunden aufgrund der Natur von Solarstrom sehr begrenzt und erreichen kaum mehr

Tabelle 4.6. – Von links nach rechts: Mittelwerte der Day Ahead-Preise der europäischen Strombörsen im hydrologischen Sommerhalbjahr. Mittelwert des stündlichen Maximums aller vier Märkte in EUR/MWh der Jahre 2010 bis 2016. Mittelwert des stündlichen Maximums aller vier Märkte in EUR/MWh der Jahre 2010 bis 2016 bei einem Nettoexport grösser Null. Mittelwert des stündlichen Maximums aller vier Märkte in EUR/MWh der Jahre 2010 bis 2016 bei einem Nettoexport grösser Null gewichtet nach Nettoexportmengen in MWh.

Jahr	Italien	Deutschland + Österreich	Frankreich	Schweiz	Ø Std. Max.	Ø Std. Max. Nettoexport > 0	Ø Std. Max. Nettoexport > 0 (MWh gewichtet)
	EUR/MWh	EUR/MWh	EUR/MWh	EUR/MWh	EUR/MWh	EUR/MWh	EUR/MWh
2010	64.7	42.7	42.5	44.4	65.4	67.1	70.8
2011	71.7	51.4	45.9	52.2	72.0	74.9	77.4
2012	77.6	42.0	42.9	43.0	77.8	80.2	83.8
2013	61.5	35.7	35.5	37.2	62.7	63.0	65.9
2014	48.5	31.4	29.9	31.9	48.9	49.8	50.9
2015	52.3	30.6	34.2	33.1	52.8	54.8	57.4
2016	37.7	26.5	29.1	28.3	38.1	39.5	42.2

¹⁷ Elektrizitätsversorgungsunternehmen

Tabelle 4.7. – Links: Sämtliche Nettoexportstunden nach den original Swissgrid Daten. Mitte: Nettoexportstunden nach den original Swissgrid Daten, wenn gleichzeitig der Strom im benachbarten Ausland unter 50 EUR/MWh_{el} gehandelt wurde. Rechts: Anzahl Exportstunden nach synthetischem Profil nach Abzug KKW Strom und Aufschlag von PV-Produktion mit 50% geeigneter Dachflächen.

Jahr	Exportstunden Swissgrid		
	Original	und Preise unter 50 EUR/MWh	-KKW + PV
	h	h	h
2010	3690	519	3032
2011	2946	135	3103
2012	3909	226	3509
2013	4485	762	3515
2014	5433	2392	3565
2015	4060	1243	3712
2016	3435	2936	3462

als 4000 Stunden. In den realen Profilen von 2010 bis 2016 übersteigt diese Zahl hingegen, abhängig von der Menge an produzierter Wasserkraft, auch 5000 Stunden.

Mit Blick auf PtG-Anlagen und deren Wirtschaftlichkeit sind Betriebsstunden grösser 5000 Stunden vorteilhaft, da der Anteil der Fixkosten an den Gestehungskosten so verringert werden kann. Daher sind die im vorherigen Abschnitt diskutierten Speichermöglichkeiten zur zeitlichen Verteilung der Energiemengen über den Tagesverlauf besonders wichtig, wenn es um einen grossen Anlagenpark von PtG-Anlagen geht.

4.3.5. Fazit Elektrizität

Die Auswertungen in diesem Kapitel haben folgendes gezeigt: Bereits heute gibt es etwa 5 TWh_{el} Strom, der im Sommer als Wasserkraftüberschuss vorhanden ist. Immer grössere Mengen davon werden unter ihren Gestehungspreisen verkauft und haben daher eine schlechte Wertschöpfung. Der Zubau von PV in Zukunft verschlechtert diesen Umstand zunehmend. Kraftwerksbesitzer und EVU könnten unter gewissen Voraussetzungen PtG als Möglichkeit zur alternativen Wertschöpfung sehen, um über die Umwandlung von Elektrizität zu Produkten für andere Energiesektoren eine zusätzliche planbare Flexibilität für ihre Kraftwerke zu schaffen.

Die Untersuchungen zu zukünftigen Produktionsmengen von PV Anlagen und deren Einfluss auf die Überschussmengen konnten in diesem Kapitel erläutert werden. Ein Ausbauszenario von PV Anlagen (18.5 GW_{peak}) ähnlich dem des Bundes und von Swissgrid zeigt, dass die effektiven Peakleistungen sehr gross sind (etwa 15 GW_{el}), und dass das Abschöpfen der resul-

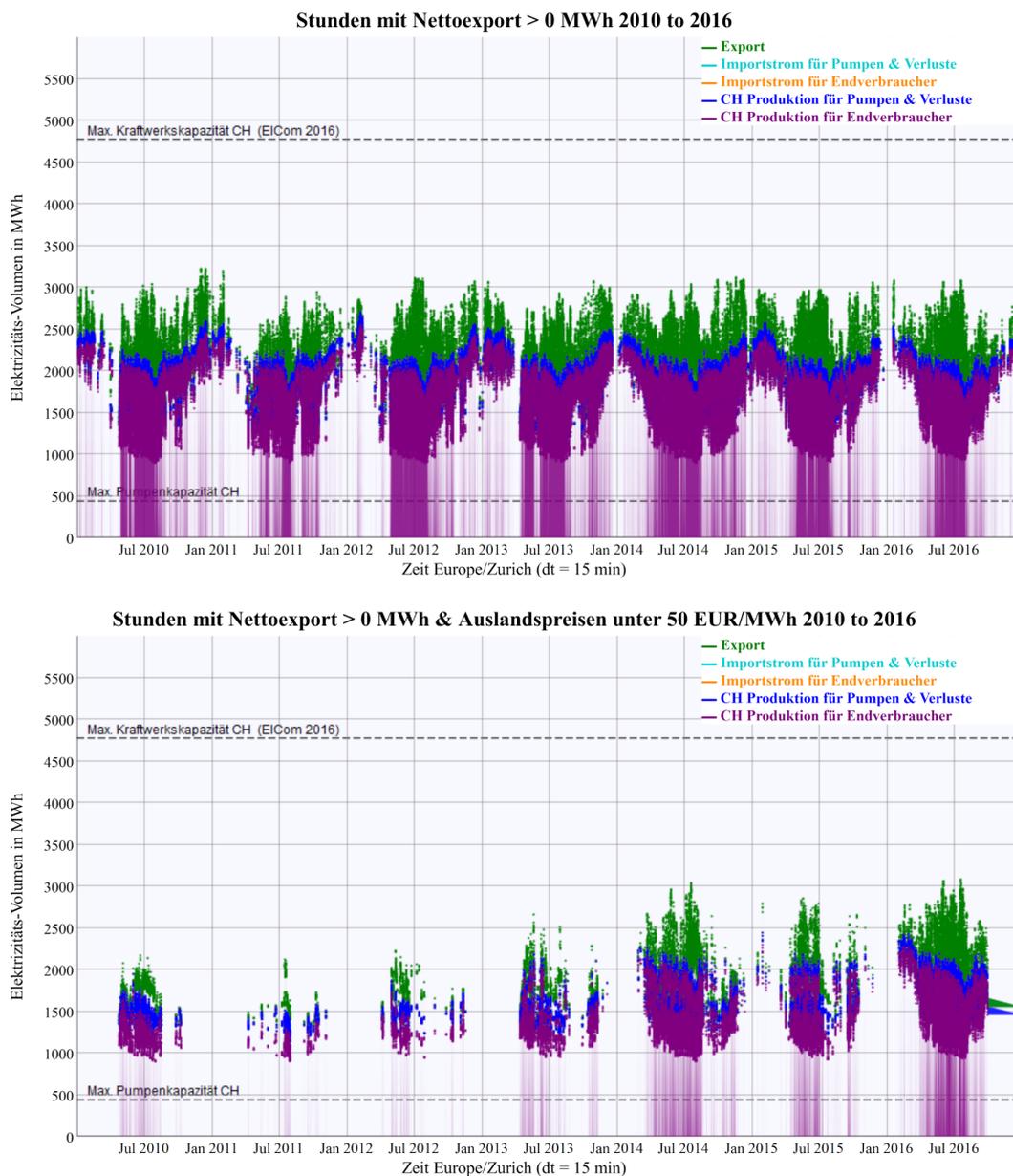


Abbildung 4.23. – Oben: Elektrizitätsprofil der Jahre 2010 bis 2016 gefiltert nach positiven Nettoexportstunden. Unten: wie oben nur zusätzlich gefiltert nach Day Ahead-Marktpreisen unter 50 EUR/MWh_{el} im benachbarten Ausland .

tierenden Überschussstunden ohne Speichermöglichkeiten über 24 Stunden sehr wahrscheinlich nicht zu bewältigen ist. Der Zubau von PV wird sowohl die jährlichen Importmengen als auch die Überschussmengen deutlich erhöhen. Es fallen Überschussmengen von jährlich etwa 40 TWh_{el} an, aber auch benötigte Importmengen von etwa 12 TWh_{el}. Ohne Speicherung werden entsprechende Export- und Importmengen täglich auftreten, da der nächtliche Grundbedarf zu decken ist. Diese Betrachtungen sind als *worst case* zu sehen, da in der Berechnung

kein Zubau von anderen Stromproduzenten oder Speichern berücksichtigt wurde, die einen gewissen Ausgleich schaffen könnten (z.B. Geothermie, Biomasse).

Die oben dargestellten Ergebnisse und Schlussfolgerungen beruhen auf dem gemäss der Aufgabenstellung gewählten Fokus auf die Schweiz. Stromimporte für den Betrieb von PtG und Exporte für den Abbau von Überschüssen sind nicht näher betrachtet worden, u.a. aufgrund der Erwartung, dass bei hohem PV-Ausbau in angrenzenden Ländern zur selben Tageszeit Produktionsspitzen beobachtet werden. Sollte es jedoch eines Tages möglich sein, CO₂-armen Strom im Winter zu importieren (z.B. Windkraftstrom aus Dänemark oder von Offshore-Anlagen über noch zu erstellende Stromleitungen in Deutschland), so ergeben sich zusätzliche Potentiale als jene, die hier ermittelt wurden.

4.4. CO₂

4.4.1. CO₂-Bedarf

Für die Produktion von SNG in der Prozesskette Power-to-SNG bzw. von flüssigen Kohlenwasserstoffen (z.B. Methanol) in der Prozesskette Power-to-Liquids ist CO₂ als Edukt notwendig.

Bezogen auf die 6.7 TWh_{SNG}, die jährlich zur Substitution von 0.9 Mio. fossil betriebener Fahrzeuge nötig sind (siehe Abschnitt 3.6), ergibt das bei 0.185 t_{CO₂} pro MWh_{SNG} einen totalen jährlichen CO₂-Bedarf für die SNG Produktion von 1.24 Mio. t_{CO₂}.

Im folgenden werden deshalb mögliche CO₂-Quellen identifiziert und deren emittierte CO₂-Mengen sowohl räumlich als auch quantitativ analysiert.

4.4.2. CO₂-Quellen

4.4.3. Zementwerke (CEM)

Schweizweit gibt es sechs CEM, die sich in Eclépens (VD), Cornaux (NE), Péry (BE), Wildegg (AG), Siggenthal-Würenlingen (AG) und Untervaz (GR) befinden (siehe Abb. 4.6). In CEM wird CO₂ als Produkt der Zementherstellung produziert und im Abluftstrom an die Umwelt abgegeben. Ein Drittel des CO₂ ist dabei fossilen Ursprungs und stammt aus der Beheizung des Drehrohrofens (Verbrennungsprozess). Das restliche (geogene) CO₂ wird bei der Umwandlung des Klinkers (CaCO₃) zu Zement (CaO) freigesetzt. Der volumetrische CO₂-Anteil im Abluftstrom beträgt ca. 14% - 35% [78] und kann im Rahmen der Rauchgasreinigung beispielsweise durch eine Amin-Wäsche abgetrennt werden.

4.4.4. Kehrichtverbrennungsanlagen (KVA)

Die 30 KVA in der Schweiz¹⁸ haben CO₂ als Produkt des Verbrennungsprozesses mit einem volumetrischen Anteil von ca. 10% [78] im Abluftstrom. Bezüglich der Herkunft der CO₂-Emissionen haben ca. 48% einen fossilen Ursprung (Erdöl, Kohle, Erdgas, etc.)¹⁹. Die restlichen 52% der CO₂-Emissionen haben einen biogenen Ursprung (Lebensmittel, Holz, Leder, etc.) und sind deshalb CO₂-neutral. Das CO₂ kann auch hier im Rahmen der Rauchgasreinigung beispielsweise durch eine Amin-Wäsche abgetrennt werden. Der spezifische thermische und elektrische Energiebedarf ergibt sich in etwa zu 900 - 1100 kWh_{th} bzw. 40 - 70 kWh_{el} pro t_{CO₂} [78].

4.4.5. Abwasserreinigungsanlagen (ARA)

ARA produzieren CO₂ in der anaeroben Schlammfäulung (Fermentation), wo CO₂ mit 35% - 45% Volumenanteil – zusammen mit CH₄ – ein Hauptbestandteil des Faul-/Klärgases ist. Heutzutage wird das Klärgas meist entweder in einem BHKW für den Eigenstrombedarf der ARA verstromt oder ungenutzt abgefackelt.

Im Jahr 2017 gibt es schweizweit 759 ARA. Diese 759 ARA umfassen alle ARA, die dem BAFU gemeldet werden müssen²⁰. Das heisst, alle ARA mit einer Dimensionierungsgrösse von mehr als 200 Einwohnerwerten (EW_{dim}). Kleinkläranlagen (KLARA) und spezielle Industriekläranlage werden nicht gezählt.

Aus logistischen und praktischen Gründen sind für PtG-Anwendungen nur ARA mit einer eigenen anaeroben Schlammfäulung relevant. Weiter sind aus wirtschaftlichen und betrieblichen Gründen (z.B. für die Klärgasaufbereitung und die Erdgasnetzeinspeisung) vor allem grosse ARA, d.h. mit mehr als 30'000 EW interessant [79]. In der Schweiz sind dies total 130 ARA. Von den restlichen ARA mit weniger als 30'000 EW sind unter Umständen auch die ARA mit mehr als 10'000 EW interessant, z.B. wenn sie in der Nähe von gut nutzbaren Stromquellen (z.B. Wasserkraftwerken) und/oder nahe bei gut erschliessbaren Erdgasnetzeinspeisepunkten liegen.

Neben dem Vorteil, dass bei ARA fast 100% des CO₂ aus erneuerbaren, biogenen Quellen stammen, hat CO₂ von ARA ebenfalls den Vorteil, dass es nicht zuerst durch eine Amin-Wäsche abgetrennt werden muss, sondern direkt (d.h., inkl. CH₄) einer Methanisierung (z.B. Viessmann Technologie [79]) zugeführt werden kann, wo das CO₂ (fast) vollständig in CH₄ umgewandelt wird. Dieser Wegfall der CO₂-Abtrennung reduziert somit die Gestehungskosten von PtG-Produkten [80].

¹⁸ Verband der Betreiber Schweizerischer Abfallverwertungsanlagen (VBSA)

¹⁹ "Monitoring-Bericht zur CO₂-Branchenvereinbarung für das Jahr 2015", erstellt von VBSA für BAFU und BFE, 2016

²⁰ BAFU, "Adressliste der Schweizer Kläranlagen mit Angaben zur Ausbaugrösse", 2017

Auch aus anderen Gründen sind ARA hervorragende Standorte für PtG-Anwendungen, da sie sektorübergreifend als Regelbaustein von Energienetzen (Strom, Gas und Wärme) agieren können [81]. Konkret bedeutet dies, dass ARA einerseits die Möglichkeit haben Energie zu nutzen (z.B. Strom für die Belüftung von Belebungsbecken, Wärme für die Schlamm-trocknung, etc.) und andererseits auch die Möglichkeit haben Energie umzuwandeln (z.B. durch die Verstromung von Klärgas in BHKW) und/oder zu speichern (z.B. als Klärgas im Gasometer). Ausserdem bietet sich bei ARA eine Nutzung des anfallenden Sauerstoffs der Elektrolyse zur Belüftung der Belebungsbecken oder für die Ozonierung an, was die Wirtschaftlichkeit von PtG in Verbindung mit Abwasserreinigungsanlagen ebenfalls steigert.

4.4.6. Biogasanlagen

In der Schweiz gibt es momentan 145 Biogasanlagen, die ca. 142'000 t_{CO₂} pro Jahr emittieren²¹ und in ähnlicher Weise wie bei ARA als CO₂ für PtG-Anwendungen genutzt werden könnten [78]. Gegenwärtig speisen nur gerade 15 Biogasanlagen ihr produziertes Methan ins Erdgasnetz ein [82]. Obwohl sich die meisten Anlagen in der Nähe von Erdgasleitungen befinden, wird heute bei allen anderen das produzierte Methan zur (relativ ineffizienten) Erzeugung von elektrischem Strom in einem Verbrennungsmotor genutzt [82].

4.4.7. Grosse Industrieanlagen

Grosse Industrieanlagen stellen bezüglich der emittierten Mengen (theoretisch) ebenfalls potentielle CO₂-Quellen für PtG-Anwendungen dar. Insbesondere die Firmen Varo Refining Crescier SA (Raffinerie), LONZA AG (chemische Industrie), Cimo SA (GuD-Kraftwerk) und Axpo Tegra AG (Holzkraftwerk) emittierten im Jahr 2016 total 0.39, 0.37, 0.19 bzw. 0.13 Mio. t_{CO₂}²². Auch die Betriebe der schweizerischen Maschinen-, Elektro- und Metall-Industrie emittierten im Jahr 2016 total ca. 0.36 Mio. t_{CO₂} [83]. Jedoch sind solche Betriebe starken strukturellen und konjunkturellen Schwankungen unterworfen (siehe Abb. 4.24) und folglich deren Fortbestand zu wenig gesichert, insbesondere von Raffinerien, um sie langfristig und praktisch für PtG zu nutzen. Zudem wird bei Industrieanlagen das CO₂ primär für die Wärme-/Energieproduktion emittiert, was grundsätzlich auch erneuerbar erfolgen könnte. Ebenfalls ist über die Möglichkeit einer effizienten CO₂-Abtrennung wenig bekannt. Aus diesen Gründen werden Industrieanlagen in den anschliessenden CO₂-Betrachtungen nicht weiter berücksichtigt.

²¹ Gemäss Meier, Ruoss und Friedl [78] (S. 870, Abb. 2) emittieren Fermentationen (Biogasanlagen und ARA) 78'000 t biogenen Kohlenstoff (C) pro Jahr, was 312'000 t CO₂ entspricht. Abzüglich der 170'000 t CO₂ aus ARA (siehe Tab. 4.8) ergibt das 142'000 t CO₂ für Biogasanlagen

²² BAFU: Schadstoffregister SwissPRTR <http://www.prtr.admin.ch/PublicWebSite/Abfrage.aspx>

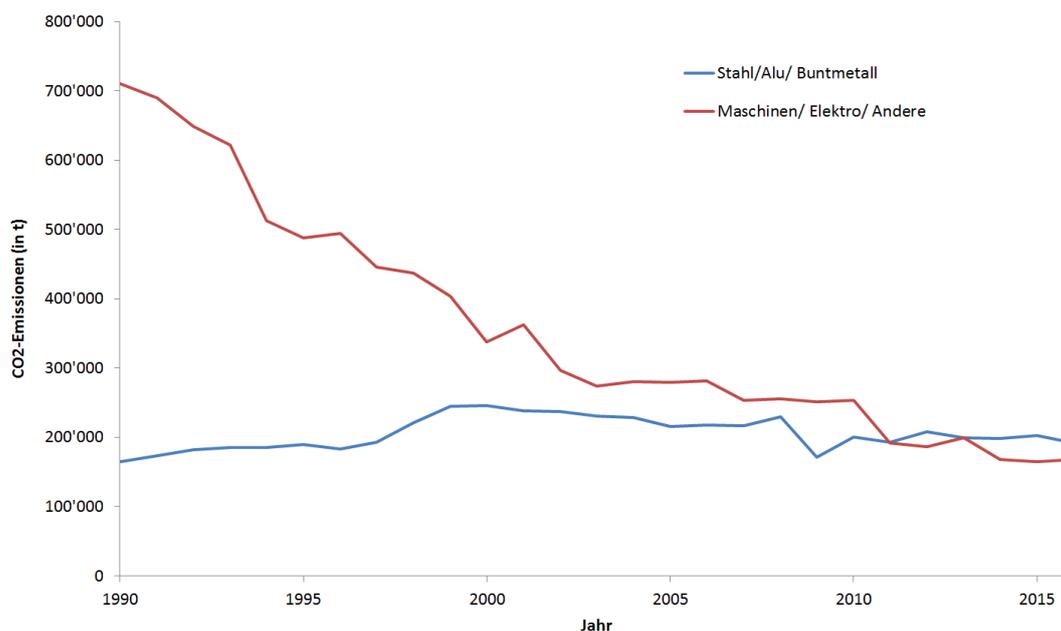


Abbildung 4.24. – CO₂-Emissionen der Industrie in der Schweiz (Datenquelle: Swissmem [83]).

4.4.8. Atmosphäre

Die Abtrennung und Nutzung von atmosphärischem CO₂ (z.B. Firma "Climeworks"²³) weist hinsichtlich von PtG-Anwendungen vielversprechende Ansätze auf. Beispielsweise könnten PtG-Anlagen viel unabhängiger, d.h. auch an Standorten ohne naheliegende CO₂-Quellen betrieben werden. Weiter wird als Hauptenergiequelle vor allem Niedertemperatur-Wärme (ca. 1'800 - 2500 kWh_{th}/tCO₂) benötigt, die z.B. mit der Abwärme der Methanisierung gedeckt werden kann. Hinsichtlich der CO₂-Abtrennung hat eine Separationseinheit eine Leistung von 0.135 tCO₂/d, was bei einem Elektrizitätsbedarf der PtG-Anlagen von 11.6 MWh_{el}/tCO₂ (siehe Abb. 3.3, S. 48) einer elektrischen Dauerleistung von ca. 65 kW_{el} über 24 Stunden entspricht. Bei einer gängigen Anlagengrösse mit 3 x 12 Separationseinheiten (DAC-36) und einer Abtrennleistung von 4.92 tCO₂/d entspricht das einer äquivalenten elektrischen Dauerleistung von 2.4 MW_{el} bzw. 1.1 MW_{SNG} über 24 Stunden. Für eine entsprechende Anlagengrösse von Clime-work muss man zur Zeit noch mit etwa 600 - 800 CHF/tCO₂ rechnen. Clime-work visiert Kosten von ca. 100 CHF/tCO₂ an. In Bezug auf die produzierbare Menge von Methan 1.1 MW_{SNG} über 24 Stunden macht das grob gerechnet heute einen Gestehungskostenanteil von 10 bis 15 Rp./kWh_{SNG} aus und für die anvisierten Kosten von 100 CHF/tCO₂ etwa 1.86 Rp./kWh_{SNG}. Dabei muss man bedenken, dass eine solche Installation viele Vorteile für eine Geschäftsstrategie hat. Das CO₂ steht bei genügend Platz vor Ort zur Verfügung und man muss keinen Liefervertrag mit einem weiteren Geschäftspartner über das CO₂ abschliessen. Die Kosten für den Transport oder eine CO₂-Leitung können eingespart werden. Insbesondere für kleinere und mittlere Power-to-Gas-Anlagen an Kraftwerksstandorten fern von CO₂-Quellen könnten die

²³ <http://www.climeworks.com/>

Kosten für eine atmosphärische CO₂-Abtrennung schneller relevant werden (siehe Abb. 5.2), vor allem, wenn die Gestehungskosten der atmosphärischen Abtrennung um den Faktor 3 reduziert werden könnten.

Als Nachteile dieser Technologie muss jedoch festgehalten werden, dass diese Technologie gegenwärtig noch wenig etabliert ist und der Energiebedarf für die CO₂-Abtrennung mittels Druckwechsel-Adsorption (PSA²⁴) mit 350 - 450 kWh_{el}/t_{CO₂} gegenüber einer Amin-Wäsche im Abgasstrom einer CEM/KVA, rein durch den geringen Molanteil von CO₂ in der Luft mit 400 ppm, um mindestens einen Faktor 5 grösser ist [84], was wiederum die Kosten erhöht und den globalen Wirkungsgrad einer PtG-Anlage reduziert. Ebenfalls ist deren Platzbedarf mit mindestens 180 m² pro DAC-36 nicht vernachlässigbar.

Hochgerechnet auf die 6.7 TWh_{SNG} bzw. 1.24 Mio. t_{CO₂}, die jährlich in den 4650 Stunden an Nettoüberschussstrom zur Substitution von 0.9 Mio. fossil betriebener Fahrzeuge produziert werden müssen (siehe Abschnitt 3.6), entspricht dies ca. 1300 DAC-36 Anlagen mit einem Platzbedarf von ca. 23 ha (ungefähr 23 Fussballfelder). Allerdings ist diese Fläche nicht unbedingt bewirtschaftbares Land. Die Anlagen können zum teil auch auf Dächern platziert werden. Der zusätzliche Elektrizitätsbedarf für die CO₂-Abtrennung ergäbe bei 350 kWh_{el}/t_{CO₂} jährlichen Bedarf von 434 GWh_{el}, falls der Wärmebedarf durch die Abwärme der Methanisierung gedeckt werden kann.

4.4.9. Emissionsfaktoren

Aufgrund ihrer (relativ) geringen Kosten und technisch einfachen CO₂-Abtrennung sowie deren Marktreife werden im folgenden nur noch die CO₂-Quellen CEM, KVA und ARA berücksichtigt. Zur Abschätzung der verfügbaren CO₂-Mengen werden die folgenden Emissionsfaktoren herangezogen:

- **CEM:** Bei CEM werden die relevanten CO₂-Mengen aus den von den Zementwerken publizierten Zementmengen und einem Emissionsfaktor von 0.59 t_{CO₂} pro Tonne Zement bestimmt.
- **KVA:** Bei den KVA werden zur Bestimmung der relevanten CO₂-Menge die jährlich anfallenden brennbaren Abfallmengen von 2000 bis 2014 mit einem Emissionsfaktor von 1.06 t_{CO₂} pro t Abfall multipliziert [85].
- **ARA:** Für die Bestimmung der relevanten CO₂-Mengen bei ARA ohne Messung der Faulgasmenge wird ein Emissionsfaktor von 10 kg CO₂ pro EW (Einwohnerwerte bezogen auf den BSB₅²⁵) und Jahr verwendet. Dieser Emissionsfaktor wurde von der Firma Holinger im Jahr 2012 im Auftrag des BAFU aus gemessenen Klärgasmengen und den korrespondierenden EW bestimmt [86]. Als Plausibilisierung dieses Emissionsfaktors wurden die

²⁴ Pressure Swing Adsorption

²⁵ BSB₅ = Biologischer Sauerstoffbedarf in mg/l, den die Bakterien und alle anderen im Wasser vorhandene Mikroorganismen bei einer Temperatur von 20 °C innerhalb von fünf Tagen verbrauchen, um organische Stoffe im Abwasser abzubauen.

aktuellen Klärgasmengen und EW sämtlicher ARA im Kanton SG benutzt [87]. Bei einem angenommenen volumetrischen CO₂-Anteil im Klärgas von 45% und einem Umrechnungsfaktor²⁶ von 1.96 kg/Nm³ CO₂ resultiert als Median²⁷ ebenfalls ein Emissionsfaktor von 10.4 kg CO₂ pro EW und Jahr (siehe Abb. 4.25). Die Streuung der Emissionsfaktoren beträgt dabei ungefähr 5 - 15 kg CO₂ pro EW und Jahr mit ein paar Ausreissern bis maximal 43 kg CO₂ pro EW und Jahr (ARA Bazenhaid).

4.4.10. Mengen und Leistungen

Anhand der Emissionsfaktoren aus dem vorangehenden Kapitel werden für CEM, KVA und ARA die jährlich maximal für PtG-Anwendungen zur Verfügung stehenden CO₂-Mengen berechnet.

Zur Bestimmung des maximalen Elektrizitätsbedarfs und der theoretisch möglichen SNG-Produktion wird angenommen, dass das CO₂ über das ganze Jahr hindurch konstant anfällt, jedoch nicht gespeichert wird. Der Elektrizitätsbedarf beträgt dabei 11.6 MWh_{el} pro tCO₂ bzw. 2.15 MWh_{el} pro MWh_{SNG} (siehe Abb. 3.3 in Kap. 3). Zur Bestimmung des theoretischen Potentials wird sämtliches CO₂ aus dem Abgasstrom der CEM, KVA oder ARA summiert. Zudem wird zur Bestimmung des theoretischen Potentials auch keine zeitliche Abhängigkeit betrachtet, weshalb die angegebenen Mengen den CO₂-Mengen von 8760 Volllaststunden entsprechen.

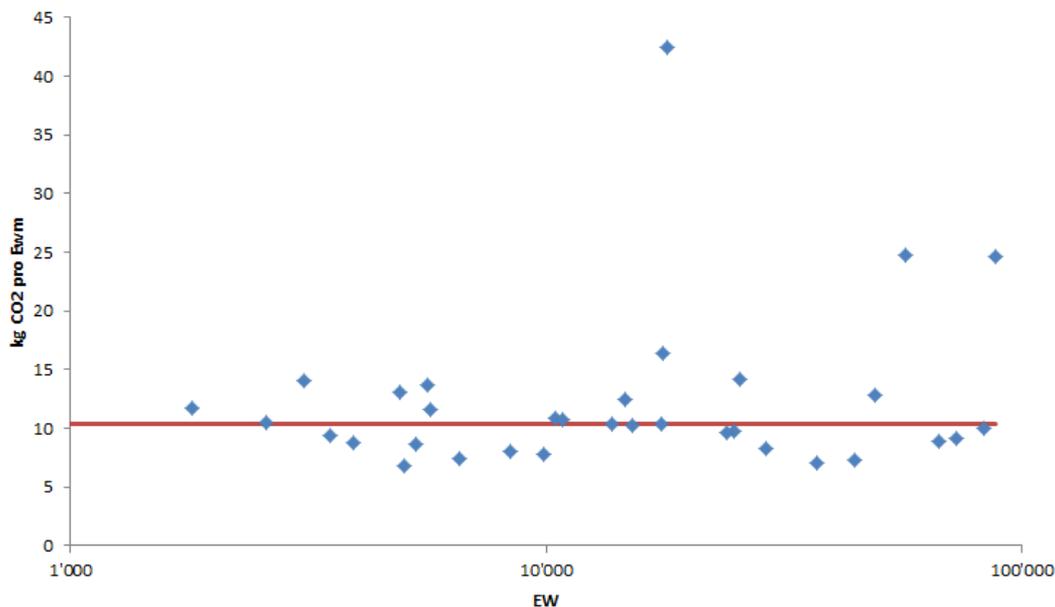


Abbildung 4.25. – Emissionsfaktoren aller ARA im Kanton SG basierend auf gemessenen Klärgasmengen und Einwohnergleichwerten (EW). Rote Linie = Median → verwendet zur Bestimmung der relativen CO₂-Mengen bei ARA mit ungemessenen Klärgasmengen (Datenquelle: Amt für Umwelt Kt. SG, 2017).

²⁶ Molare Masse CO₂ = 0.04401 kg/mol; molares Gasvolumen bei 0 °C und 1 atm = 0.0224 m³/mol

²⁷ Der Median wird aufgrund der Ausreisser (z.B. 43 kg CO₂/EW der ARA Kirchberg/Bazenhaid) gewählt

Diese Annahmen sind in der Realität nicht erreichbar und dienen daher nur der Bestimmung des maximal theoretischen CO₂-Potentials.

Eine Zusammenstellung des theoretischen CO₂-Potentials und der dazu benötigten elektrischen Leistung sowie der daraus resultierenden equivalenten jährlichen SNG Produktionsmengen sind in Tab. 4.8 aufgeführt. Neben der Summe über alle Anlagen wird für die drei Typen von CO₂-Quellen ebenfalls die grösste und kleinste Anlage dargestellt. Zudem sind in Abb. 4.26 die aufsteigend sortierten und aufkumulierten CO₂-Mengen pro CO₂-Quelle-Typ dargestellt.

Tab. 4.8 zeigt, dass in der Schweiz aus sämtlichem CO₂ insgesamt über 38 TWh_{SNG} produziert werden könnten, was mehr als die Hälfte des gesamten Energiebedarfs an Benzin und Diesel in der Mobilität ausmacht. Weiter zeigt Tab. 4.8, dass CEM und KVA zusammen 98% der berücksichtigten CO₂-Emissionen verursachen. Alle ARA zusammen liefern hingegen nur gerade 2% des CO₂, wovon wiederum 76% des CO₂ von den 130 ARA mit mehr als 30'000 EW kommt. Die durchschnittliche elektrische Leistung, die nötig wäre um diese 38 TWh_{SNG} pro Jahr mittels PtG zu produzieren, entspricht 9.4 GW_{el}. Diese ist grösser als die aktuelle durchschnittliche Produktionsleistung aller Kraftwerke von 7.5 GW_{el} in der Schweiz im Jahr 2015²⁸.

Unter realistischen Bedingungen kann nur 70% - 90% des CO₂ aus dem Abluftstrom der CEM und KVA mittels Amin-Wäsche abgetrennt werden [78]. Aus ökologischen (CO₂-Belastung des Stroms) und ökonomischen Gründen (Strompreise) wird eine PtG-Anlage in Zukunft wahrscheinlich im Rahmen einiger Tausend (4500 - 6500) Stunden pro Jahr wirtschaftlich betrieben werden können. Da keine Speicherung des CO₂ vorgesehen ist, verringert sich das effektive SNG-Produktionpotential auf Basis des CO₂ weiter. Die Untersuchungen in Kap. 5 zur

Tabelle 4.8. – Zusammenstellung der jährlich total verfügbaren CO₂-Mengen und der theoretisch möglichen SNG-Produktion mittels PtG.

CO ₂ -Quellen			CO ₂ -Anfall		El. Leistung	SNG Produktion
Typ	Anzahl	(in %)	(in t)	(in %)	(in MW _{el})	(in TWh _{SNG})
CEM (alle)	6	1%	2'710'000	38%	3598	14.6
* Cornaux (NE)	1	-	177'000	(7%)	235	1.0
* Würenlingen (AG)	1	-	590'000	(22%)	783	3.2
KVA (alle)	29	4%	4'237'763	60%	5626	22.8
* Gamsen (VS)	1	-	40'000	(1%)	53	0.2
* Hagenholz (ZH)	1	-	285'000	(7%)	378	1.5
ARA (alle)	728	95%	170'000	2%	226	0.9
* ARA > 30000 EW	130	(18%)	130'000	(76%)	173	0.7
* Aire (GE)	1	-	7'600	(4%)	10	0.0
TOTAL	763	100%	7'117'763	100%	9'450	38.4

²⁸ 2015 betrug die Landeserzeugung (nach Abzug des Verbrauchs der Speicherpumpen) 66 TWh_{el} (Quelle: BFE [70])

Wirtschaftlichkeit haben ergeben, dass etwa bei 5500 Betriebsstunden eine weitere Reduktion der Gestehungskosten bei grossen Anlagen (>100 MW_{el}) nicht mehr signifikant ist. Bei ARA in (Winter-) Tourismusgebieten bestehen zudem starke saisonale Schwankungen bei der Verfügbarkeit von CO₂. Beispielsweise ist die ARA Zermatt für 60'000 EW dimensioniert, obwohl nur 5'759 Einwohner (Stand August 2017) permanent angeschlossenen sind. Dies ist insofern problematisch, da hier die grossen CO₂-Mengen im Winter anfallen, während PtG-Anlagen vor allem im Sommer (bei PV-Stromüberproduktion) ökonomisch interessant sind. Eine diesbezügliche realistische Potentialabschätzungen befindet sich im Abschnitt 4.5.1 (Szenario 1).

4.4.11. Geographische Verteilung

Neben der, im Vergleich zur Produktionskapazität von Strom in der Schweiz, nicht limitierenden totalen CO₂-Menge, die im vorangehenden Abschnitt ermittelt wurde, ist auch die räumliche Verteilung der CO₂-Quellen bzw. deren Nähe zum existierenden Erdgasnetz zentral. Aus diesem Grund sind in Abb. 4.27 die geographische Verteilung aller CO₂-Quellen und das Erdgasnetz der Schweiz dargestellt.

Abb. 4.27 zeigt, dass alle CEM und KVA im Einzugsgebiet des Erdgasnetzes der Schweiz liegen und daher (relativ) gut erschlossen werden können. Bei den ARA sind heute nur 12 ARA direkt am Erdgasnetz angeschlossen [79]. Bei 100 weiteren ARA über 30'000 EW besteht jedoch ein potentieller Erdgas-Einspeisepunkt in der Standortgemeinde.

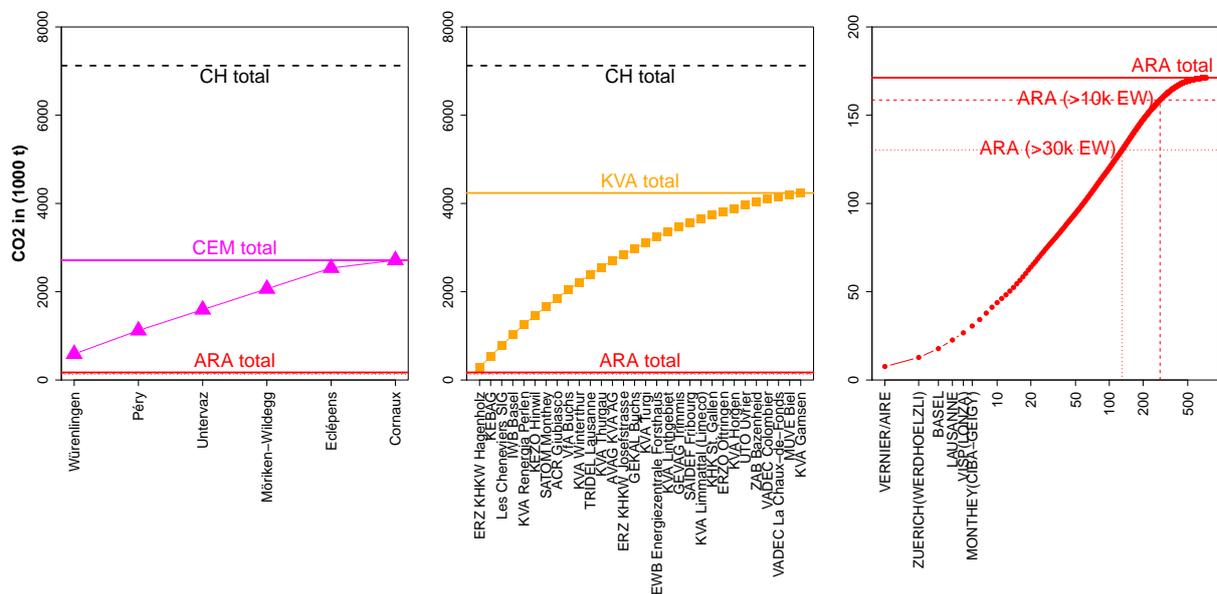


Abbildung 4.26. – Kumulierte CO₂-Mengen von CEM (links), KVA (Mitte) und ARA (rechts) in der Schweiz

Generell ohne Einspeisemöglichkeit sind vor allem ARA in den Voralpen/Alpen und im Jura. Die meisten dieser nicht anschliessbaren ARA sind jedoch kleine ARA mit weniger als 10'000 EW und daher für diese Untersuchung nicht ausschlaggebend.

Um quantitativ und generell, das heisst ungeachtet des Erdgasnetzes, die flächenmässige Verteilung der CO₂-Quellen abzuschätzen, wird um jede CO₂-Quelle ein potentielles "Einzugsgebiet" mit Radius R = 10 km gelegt. Das heisst, die CO₂-Quelle kann höchsten bis zu einer Distanz von 10 km – beispielsweise bei einem Wasserkraftwerk – genutzt werden (siehe Abschnitt 4.5.3). Ein Radius von 10 km wurde von den Autoren im Verhältnis zu den Investitionskosten einer PtG-Anlage als sinnvolle maximale Transportdistanz gewählt (siehe Kap. 5). Zur Bestimmung der kumulierten Einzugsgebietsfläche werden alle individuellen Einzugsgebietsflächen aufaddiert, wobei überlappende Flächen nur einmal gezählt werden und Wasserflächen (z.B. Seen) nicht berücksichtigt werden²⁹. Eine Darstellung dieser kumulierten Einzugsgebietsflächen ist in Abb. 4.28 zu finden. Es zeigt sich, dass auf diese Weise alle CO₂-Quellen zusammen 88.5% der Schweiz (ohne Seen) abdecken. Alle ARA allein decken 88.4% ab. Das heisst, nur gerade 0.1% wird nicht von mindestens einer ARA abgedeckt. Werden nur die ARA >10'000 EW und ARA >30'000 EW berücksichtigt, beträgt die Abdeckung 72% bzw. 47%. Hingegen decken die mengenmässig grossen CO₂-Quellen CEM und KVA flächenmässig nur gerade 4.3% bzw. 18.8% ab.

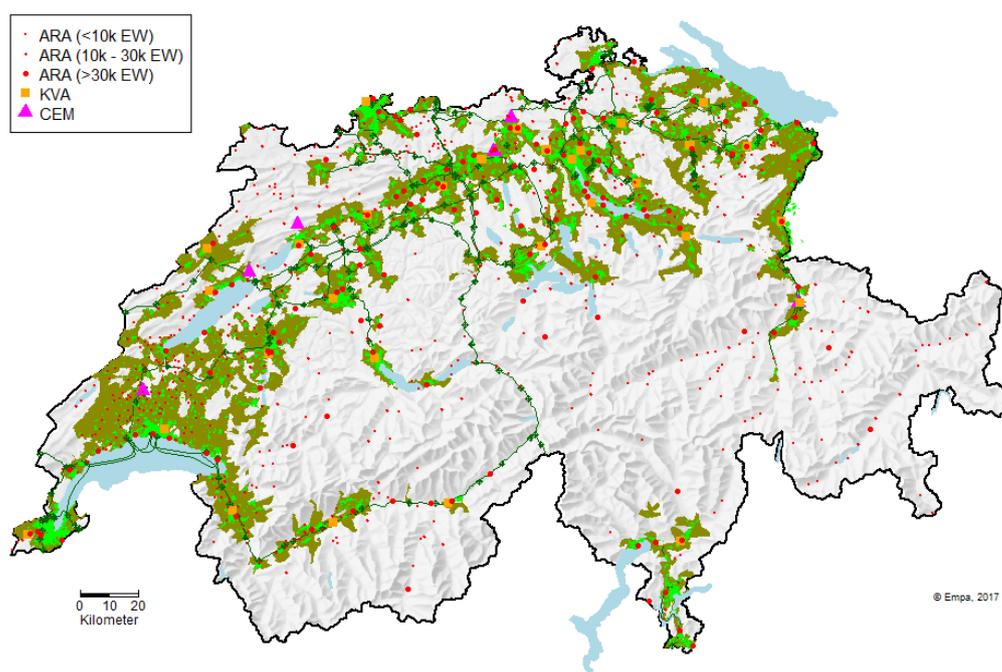


Abbildung 4.27. – CO₂-Quellen und Erdgasnetz in der Schweiz. Die Beschreibung des Erdgasnetzes befindet sich in der Legende in Abb. 4.6 (Kartengrundlagen: BFS - ThemaKart, 2017, reproduziert mit Bewilligung von swisstopo JA160150)

²⁹ totale Fläche Schweiz ohne/mit Seen: 39'912 / 41'239 km²

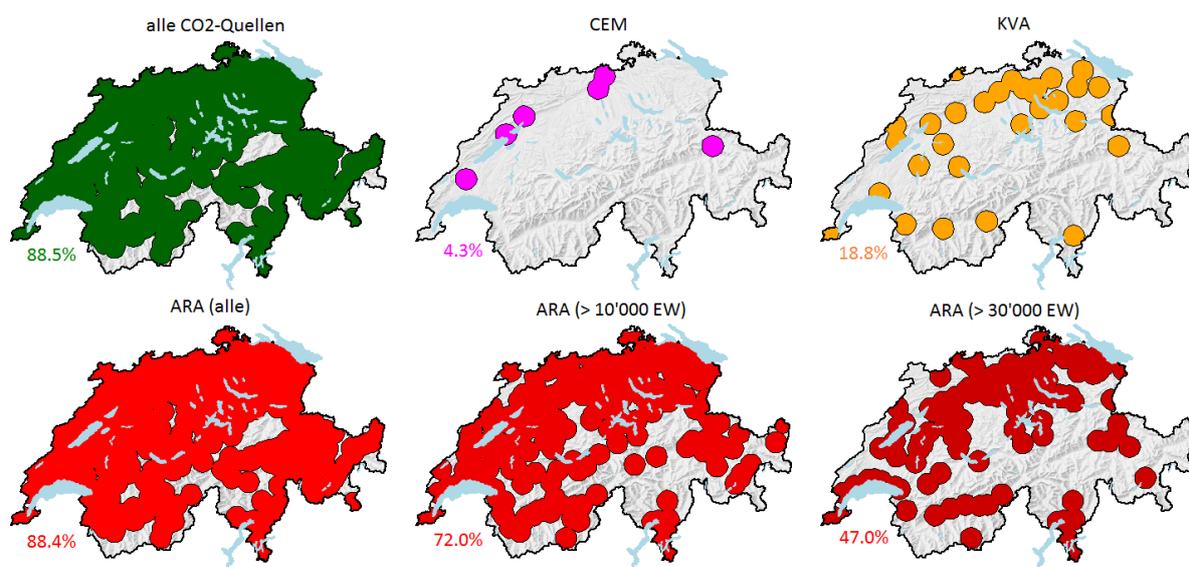


Abbildung 4.28. – Flächenmässige Verteilung der CO₂-Quellen in der Schweiz (Kartengrundlagen: swisstopo reproduziert mit Bewilligung von swisstopo JA160150)

4.5. Standortanalysen

4.5.1. Szenario 1: Standort bei der CO₂-Quelle

Bei diesem Szenario wird davon ausgegangen, dass die PtG-Anlage direkt bei einer CO₂-Quelle errichtet wird. Das heisst, der elektrische Strom wird über das bestehende Stromnetz zur PtG-Anlage transportiert und dadurch fällt, unter den heute gültigen Strommarkt-Bedingungen, für die Produktion von PtG-Produkten bzw. die Elektrolyse ein zusätzliches Netzentgelt im Schnitt von ca. 4.5 Rp/kWh an³⁰, was die Gestehungskosten deutlich erhöht (siehe Kap. 5). Andererseits reduzieren sich bei diesem Szenario die Kosten um das CO₂ zur PtG-Anlage zu transportieren, was für eine neu zu bauende CO₂-Leitung mit Kosten von ca. CHF 600 pro Laufmeter plus CHF 400'000 Fixkosten für die Pumpstation verbunden ist. Bei einer möglichen Transportdistanz von maximal 10 km sind das substantielle Einsparungen von über CHF 6 Mio. gegenüber den in den folgenden Abschnitten beschriebenen Szenarien, bei denen CO₂ jeweils zur PtG-Anlage transportiert werden muss. Deshalb ist dieses Szenario vor allem – durch die Nähe zur CO₂-Quelle – für Power-to-Methane (bzw. Kohlenwasserstoffe) interessant. Für eine reine Wasserstoffproduktion im Rahmen von Power-to-H₂ ist hingegen die Verfügbarkeit von günstigem Strom (z.B. durch Wegfall des Netzentgelts auf dem Areal eines Kraftwerks) interessant. Aus diesem Grund ist dieses Szenario für Power-to-H₂ irrelevant.

Eine Grundvoraussetzung ist, dass die CO₂-Quellen einen ausreichend starken Stromanschluss für die zusätzliche PtG-Anlage haben. Dies ist sowohl bei CEM als auch bei KVA sehr wahrscheinlich der Fall. Ebenfalls sind alle ARA über 30'000 EW durch die Verstromung des an-

³⁰ Abgeschätzter Mittelwert der Netzentgelte im CO₂-reichen Kanton Aargau für mittleres Segment der Gemeinden von Grosskunde C7 nach (EiCom) <https://www.strompreis.elcom.admin.ch>

fallenden Klärgases in BHKW selbst Stromproduzenten und gut im Stromnetz integriert. Weiter liegen (grosse) ARA häufig direkt neben KVA (z.B. Dietikon (Limeco), St. Gallen (Au), Baden/Turgi, etc.) und haben so einen einfachen Zugang zu deren Stromanschluss.

Durch die nicht limitierende Verfügbarkeit des Stroms bei diesem Szenario könnten (theoretisch) sämtliche 7.1 Mio. t_{CO_2} in SNG umgewandelt werden, was dem theoretischen Potential von ca. 38 TWh_{SNG} entspricht (siehe Abschnitt 4.4.10). Unter realen Bedingungen kann für die CO₂-Abtrennung bei KVA und CEM mittels Amin-Wäsche nur mit einem Wirkungsgrad von 75% gerechnet werden, bei grösseren Anlagen wären bis 90% möglich [78]. Bei CO₂ aus ARA findet keine separate CO₂-Abtrennung statt, da das Klärgas nach einer Reinigung vollständig der Methanisierung zugeführt werden kann. Weiter wird angenommen, dass nur der Nettoüberschussstrom der PV für PtG zur Verfügung steht, was gemäss Abschnitt 4.3 etwa 4650 äquivalente Volllaststunden sind. Unter diesen Annahmen können somit nur 2.86 Mio. t CO₂ in 15.4 TWh_{SNG} bei einer durchschnittlichen elektrischen Leistung von 7.1 GW_{el} umgewandelt werden (siehe Tab. 4.9). Das sind jedoch immer noch deutlich mehr als die 6.7 TWh_{SNG}, die nötig sind um die in Zukunft benötigten 0.9 Mio. Erdgasfahrzeuge in der Schweiz durch SNG (Erdgas) zu versorgen (siehe Abschnitt 4.2).

Hingegen ist die Erschliessung aller CO₂-Quellen in der Realität weder realisierbar noch sinnvoll. Insbesondere muss in dieser Hinsicht die Verfügbarkeit eines Anschlusses an das Erdgasnetz berücksichtigt werden, was vor allem bei ARA oft nicht der Fall ist (siehe Abb. 4.27). Aus diesem Grund ist es empfehlenswert, bei diesem Szenario vordergründig nur CEM und KVA sowie die grössten ARA (mit einem Erdgasnetzanschluss) zu berücksichtigen, auch wenn Power-to-SNG mit direkter Methanisierung von Klärgas günstigere Methanpreise zulässt [80].

Zusammenfassend hat dieses Szenario die folgenden Vorteile:

Tabelle 4.9. – Zusammenstellung der jährlich total verfügbaren und nutzbaren (abtrennbaren) CO₂-Mengen sowie der daraus möglichen SNG-Produktion mittels PtG.

CO ₂ -Quellen		CO ₂ -Anfall (in t)			El. Leistung	SNG Produktion
Typ	Anzahl	verfügbar (@ 8760 h)	Abtrennungswirkungsgrad	nutzbar (@ 4650 h)	(in MW _{el})	(in TWh _{SNG})
CEM (alle)	6	2'710'000	75%	1'078'896	2698	5.82
* Cornaux (NE)	1	177'000	75%	70'467	176	0.38
* Würenlingen (AG)	1	590'000	75%	234'889	587	1.27
KVA (alle)	29	4'237'763	75%	1'687'123	4220	9.09
* KVA Gamsen (VS)	1	40'000	75%	15'925	40	0.09
* KVA Hagenholz (ZH)	1	285'000	75%	113'463	284	0.61
ARA (alle)	728	170'000	100%	90'240	226	0.49
* ARA > 30000 EW	130	130'000	100%	69'007	173	0.37
* STEP Aire (GE)	1	7'600	100%	4'034	10	0.02
TOTAL	763	7'117'763	-->	2'856'258	7144	15.40

- CO₂ muss nicht (über weite Distanzen) zum Kraftwerk transportiert werden; Wegfall der Kosten für den CO₂-Transport (gasförmig oder kryogen).
- gute Anschlussmöglichkeit ans Erdgasnetz sind meist vorhanden
- keine Limitierung hinsichtlich des Stroms
- vorhandene Wärmequelle für CO₂-Abtrennung und (SOEC) Elektrolyse
- Personal mit verfahrenstechnischen Kenntnissen, falls der Betreiber der CO₂-Quelle auch gleichzeitig die Power-to-SNG Anlage betreibt.
- CO₂-Abtrennung am selben Ort wie Power-to-SNG Anlage führt zu einem einfacheren Betrieb und Unterhalt

und die folgenden Nachteile:

- Entrichtung eines Netzentgelts macht einen wirtschaftlichen Betrieb schwierig(er)
- evtl. negativer Einfluss des Power-to-SNG Betriebs auf Betrieb der CEM oder KVA (Interessenskonflikte)
- keine vorhandenen Speichermöglichkeiten vor Ort (ausser bei ARA im Gasometer)

4.5.2. Szenario 2: Standort beim grössten CO₂-Potential

Bei diesem Szenario werden PtG-Anlagen – statt wie im vorherigen Abschnitt bei der CO₂-Quelle selbst – an möglichst ergiebigen Standorten, das heisst, an Standorten mit einem mengenmässig möglichst grossen CO₂-Einzugsgebiet von beispielsweise 10 km (siehe Abschnitt 4.4.11) errichtet. Dabei werden alle CO₂-Quellen innerhalb des Radius an die jeweilige PtG-Anlage angeschlossen und so das maximale Potential eines möglichen Standorts ausgenutzt.

Auch bei diesem Szenario bezahlen die PtG-Anlagen ein Netzentgelt, doch müssten weniger, dafür umso grössere Anlagen gebaut werden, was wiederum einen positiven Einfluss auf die Kosten (OPEX und CAPEX) durch Skaleneffekte hat (siehe Kap. 2.2.11). Zudem fallen Kosten für den CO₂-Transport an (siehe Szenario 1, Abschnitt 4.5.1). Durch das anfallende Netzentgelt ist dieses Szenario, wie das vorherige, nur für Power-to-SNG, jedoch nicht für Power-to-H₂, relevant.

Um die Standorte mit dem grössten CO₂-Potential für PtG-Anlagen zu finden, wird über die Schweiz ein 2 x 2 km Raster gelegt und von jedem Rasterpunkt die Summe aller CO₂-Quellen im Radius von 10 km berechnet. Dabei wird von einer nutzbaren CO₂-Menge von 75% für CEM und KVA und 100% für ARA ausgegangen. Nicht berücksichtigt werden unzugängliche Standorte wie Seeflächen und alpine Gebiete über 2000 m ü. M.. Die daraus resultierenden CO₂-Potentiale für jeden Standort (Rasterpunkt) sind in Abb. 4.29 zu sehen.

Basierend auf Abb. 4.29 können die folgenden fünf sehr gut geeigneten Standorte hervorgehoben werden (siehe Abb. 4.30):

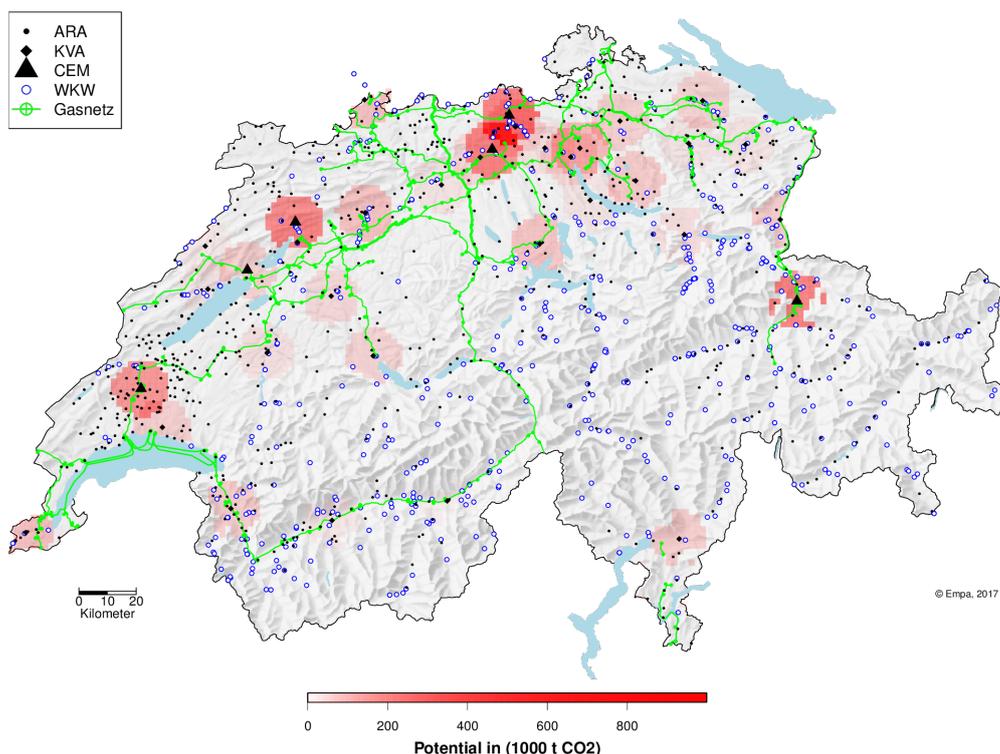


Abbildung 4.29. – Standorte mit grossen CO₂-Mengen im Umkreis von R = 10 km (Grundlage: swisstopo, reproduziert mit Bewilligung JA160150)

- Der Standort mit dem grössten Potential befindet sich im Birr (AG), wo sowohl das CEM Siggenthal-Würenlingen, das CEM Wildegg, die KVA Turgi als auch die KVA GEKAL Buchs sowie ein paar mittelgrosse ARA innerhalb eines Radius von 10 km anschliessbar wären. Die kumulierte (nutzbare) CO₂-Menge ergibt total jährlich ca. 1.0 Mio. t_{CO₂}. Dies entspricht bei 4650 äquivalenten Volllaststunden einer PtG-Anlage mit einer elektrischen Leistung von 1.3 GW_{el} und einer jährlichen Produktion von 2.8 TWh_{SNG}.
- Weitere gut geeignete Standorte sind Untervaz (GR) mit CEM Untervaz und KVA Trimis mit einer abtrennbaren jährlichen CO₂-Summe von ca. 450'000 t_{CO₂} oder Biel (BE) mit CEM Péry und KVA Biel (total 430'000 t_{CO₂}), Eclépens (VD) mit total 360'000 t_{CO₂} sowie der Raum Zürich/Altstetten (ZH) mit KVA Limmattal (Limeco), KVA Josefstrasse und KVA Hagenholz mit total 380'000 t_{CO₂}.

Zusammen verfügen diese fünf Standorte total über ca. 2.6 Mio. t_{CO₂} (bei 75% Abtrennung), was bei 4650 äquivalenten Volllaststunden die Produktion von 7.5 TWh_{SNG} bei einer durchschnittlichen elektrischen Leistung von 3.5 GW_{el} erlaubt. An diesen fünf Standorten könnten somit gut die Hälfte des in der Schweiz abtrennbaren CO₂ erschlossen und in SNG umgewandelt werden. Einspeisemöglichkeiten in das Erdgasnetz sind bei allen fünf Standorten gegeben (siehe Abb. 4.30).

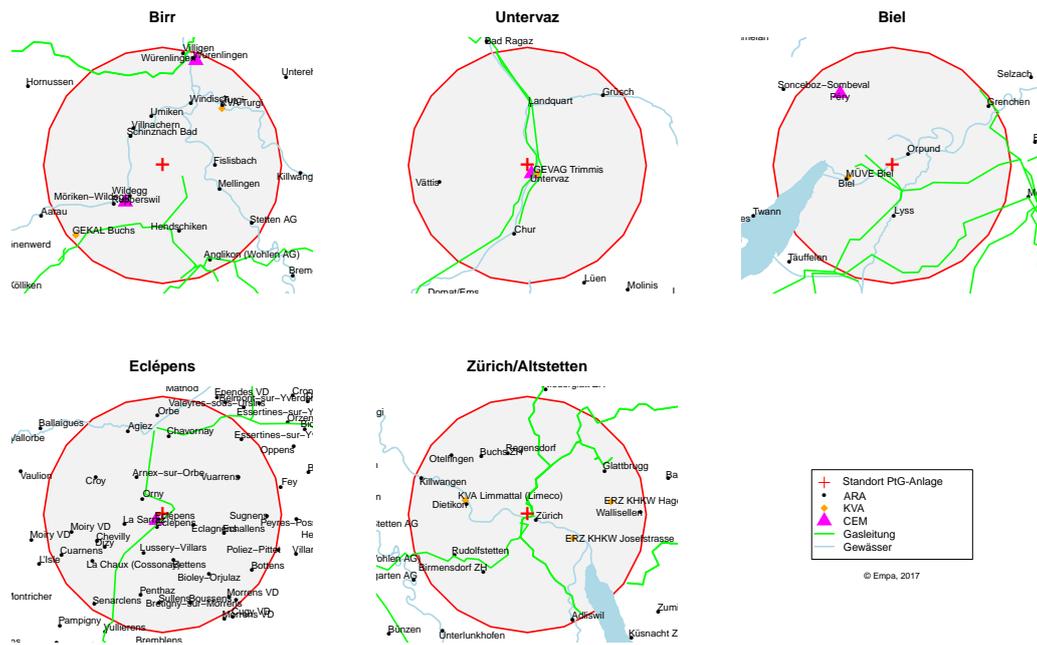


Abbildung 4.30. – Die fünf Standorte mit den grössten CO_2 -Potential im Umkreis von $R = 10 \text{ km}$ und einem Anschluss an das Erdgasnetz (grüne Linien). (Grundlagen: swisstopo, reproduziert mit Bewilligung JA160150)

Problematisch bei solch grossen Anlagen im GW_{el} -Massstab ist vielmehr der Platzbedarf sowie allgemein der Transport des CO_2 zur Anlage und zum Erdgasnetz. Beim CO_2 -Transport wären die Optionen entweder Flüssigtransport mit LKW oder Bau eines eigenen CO_2 -Netzes. Generell sind solche Abklärungen sehr spezifisch und müssten für jeden Standort in einem separaten “Business Case” analysiert werden.

Wenn statt wenigen sehr grossen Anlagen im GW_{el} -Bereich (z.B. aus Platzgründen, etc.) mehrere kleine Anlagen im Leistungsbereich von $0.5 - 400 \text{ MW}_{\text{el}}$ realisiert werden sollen, sind deren potentielle Standorte in der folgenden Abb. 4.31 dargestellt. Als Annahme gilt wiederum 75% CO_2 -Abtrennungsgrad bei CEM/KVA, 100% - CO_2 -Abtrennungsgrad bei ARA und 4650 äquivalenten Volllaststunden pro Jahr.

Grundsätzlich decken sich diese Standorte mit dem Erdgasnetz der Schweiz relativ gut, so dass sich jeweils geeignete Einspeisepunkte in der Nähe finden lassen. Problematisch in dieser Hinsicht ist nur der Standort bei der KVA Linthgebiet, wo kein Erdgasnetz in der Nähe liegt. Falls kein Hochdruckerdgasnetz vorhanden ist, sind Anlagen im unteren MW -Massstab bis 5 MW_{el} (z.B. bei ARA) besser geeignet, da diese Anlagen auch an das lokale Niederdruck-Gasnetz (kleiner 5 bar) des Gemeinde-Gasversorgers angeschlossen werden können.

In Tab. 4.10 sind die Anzahl Standorte (Rasterpunkte), an denen eine PtG-Anlage im vorgegebenen Leistungsbereich stehen könnte aufgelistet. Die Leistungsbereiche wurden basierend auf den Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen im Kap. 5 gewählt. Es fällt auf, dass es keinen

Tabelle 4.10. – Potentielle PtG-Standorte nach elektrischer Leistung basierend auf 2 x 2 km Raster

Leistungsbereich (in MW _{el})	Anzahl "Standorte" (in % der Rasterpunkte)*	[Min - Max] Leistung (in MW _{el})
0.5 - 1	14%	[0.50, 0.99]
1 - 5	30%	[1.00, 4.99]
5 - 20	7%	[5.0, 19.4]
20 - 50	-	-
50 - 100	2%	[63.7, 89.4]
100 - 400	20%	[103, 399]
> 400	8%	[400, 2112]

* von total 6'533 Rasterpunkten

Standort (Rasterpunkt) gibt, an dem eine Anlage zwischen 19.4 MW_{el} und 63.7 MW_{el} äquivalente Mengen an CO₂ hätte. Dies ist der Bereich zwischen der grössten ARA (STEP Aïre) und der kleinsten KVA (KVA Gamsen). Das heisst, potentielle Standorte sind entweder kleiner als 20 MW_{el} und beziehen ihr CO₂ von ARA oder sind grösser als 63.7 MW_{el} und beziehen ihr CO₂ von mindestens einer KVA (oder CEM). Natürlich kann eine PtG-Anlagen mit einer Grösse zwischen 20 MW_{el} und 63.7 MW_{el} auch nur einen Teil des Potentials einer grösseren CO₂-Quelle nutzen.

Zusammenfassend hat dieses Szenario die folgenden Vorteile:

- Mit einer minimalen Anzahl an PtG-Anlagen kann die maximale Menge an CO₂ in SNG umgewandelt werden
- Ausnutzung von Skaleneffekt durch grössere Anlagen
- Für grosse Anlagen meist gute Anschlussmöglichkeit ans Erdgasnetz
- keine Limitierung hinsichtlich des Stroms

und die folgenden Nachteile:

- CO₂ muss oft über Distanzen bis max. 10 km transportiert werden, was zusätzliche Kosten verursacht
- kleine Anlagen haben oft keine Anschlussmöglichkeit ans (lokale) Erdgasnetz
- Entrichtung eines Netzentgelts macht einen wirtschaftlichen Betrieb schwierig(er)
- CO₂-Abtrennung nicht am Standort der PtG-Anlagen macht Betrieb und Unterhalt anspruchsvoller

4.5.3. Szenario 3: Standort bei der Stromquelle (Wasserkraftwerk)

Für dieses Szenario wird angenommen, dass die PtG-Anlage direkt auf dem Areal einer Stromquelle (z.B. eines Wasserkraftwerks) realisiert wird, um die für die Gestehungskosten nach-

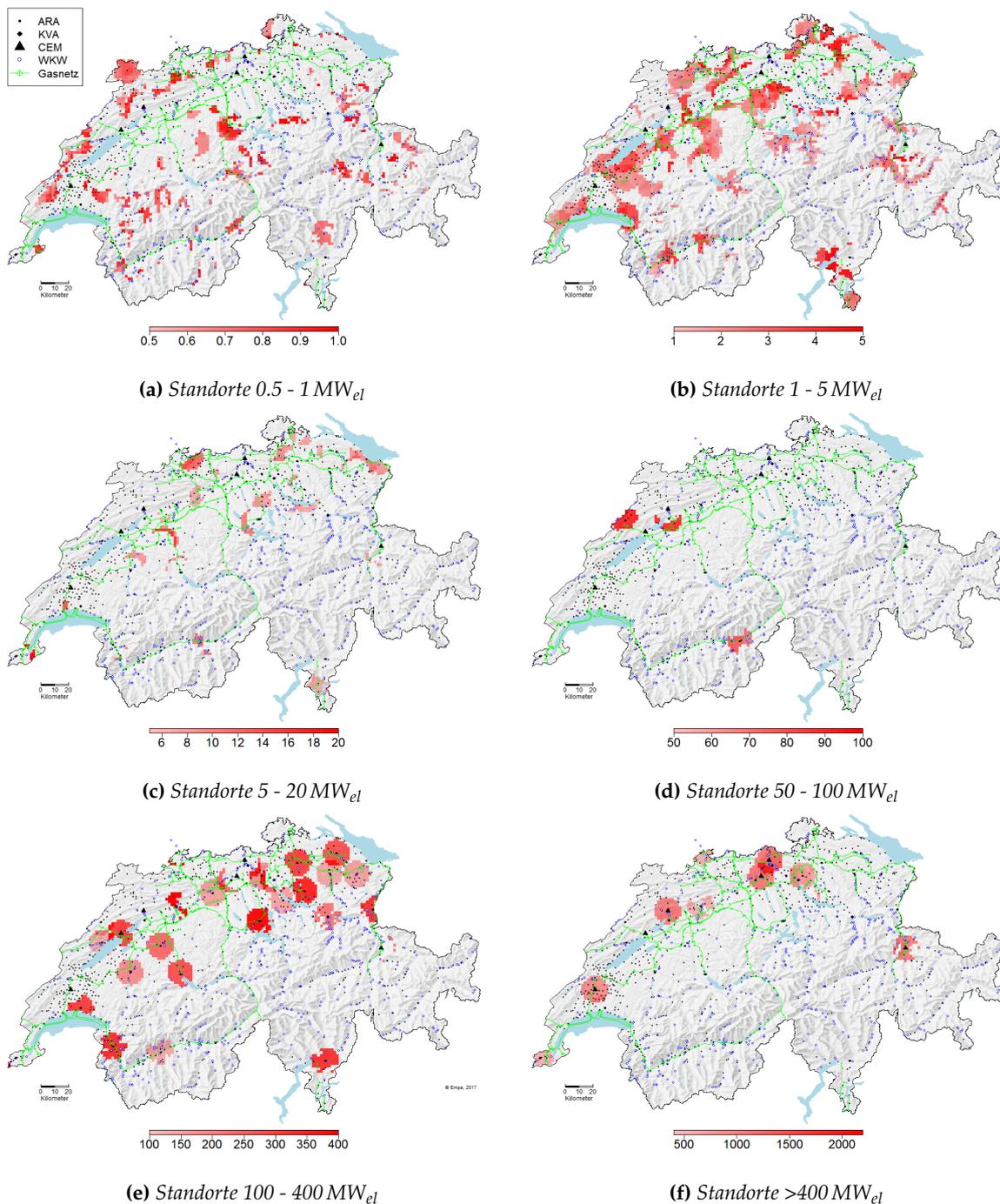


Abbildung 4.31. – Potentielle Standorte für PtG (SNG) Anlagen mit einer vorgegebenen elektrischen Leistung (in MW_{el}). Ebenfalls dargestellt ist das Hochdruckerdgasnetz der Schweiz (grüne Linien). Grundlage: swisstopo, reproduziert mit Bewilligung JA160150.

teiligen Netzentgelte von ca. 4.5 Rp/kWh zu vermeiden. Dies reduziert die Gestehungskosten deutlich und bringt die PtG-Produkte in konkurrenzfähigere Preisregionen (siehe Kap. 5). Durch den Wegfall des Netzentgelts ist dieses Szenario sowohl für die Produktion von SNG im Rahmen von Power-to-SNG als auch von Wasserstoff im Rahmen von Power-to-H₂ interessant.

Wasserkraftwerke (WKW) sind für dieses Szenario ideal, da sie wie die Photovoltaik ihre grössten Stromüberschüsse im Sommerhalbjahr haben und vor allem ebenso erneuerbaren Strom produzieren. Das heisst, durch die Nutzung von Strom aus WKW für PtG kann einerseits das Netzentgelt eingespart werden und andererseits PV lokal genutzt werden. Im Jahr 2016 waren in der Schweiz 643 WKW mit einer totalen Stromproduktion von 36.3 TWh_{el} in Betrieb, was einer durchschnittlichen Leistung von 4.1 GW_{el} entspricht³¹. Eine Aufteilung nach Sommer- und Winterhalbjahr ergibt eine Stromproduktion von 20.3 TWh_{el} (4.6 GW_{el}) bzw. 14.7 TWh_{el} (3.4 GW_{el}). Das grösste WKW der Schweiz ist das Speicherkraftwerk in Bieudron (VS) mit einer installierten Leistung von 1.27 GW_{el} (3 Pelton-Turbinen à 423 MW_{el}). Die total installierte Leistung aller WKW beträgt 12 GW_{el}³². Somit ist die durchschnittliche (äquivalente) Leistung ca. 1/3 der installierten Leistung. Dies resultiert beispielsweise durch Revisionsphasen und vor allem durch die Betriebsstrategie von Speicherkraftwerken, wo sehr hohe Leistungen installiert sind, damit in Zeiten von hohen Strompreisen in möglichst kurzer Zeit möglichst viel Strom produziert werden kann.

In diesem Szenario muss, wie beim vorherigen Szenario, das CO₂ zum WKW transportiert werden, was zusätzliche Kosten verursacht. Zudem ist die Produktion von SNG durch die Leistung bzw. den verfügbaren Strom des WKW limitiert. Dies ist insbesondere der Fall, wenn eine grosse CO₂-Quelle (z.B. KVA oder CEM) in der Nähe eines (kleinen) WKW liegt und das WKW nicht genügend Strom/Leistung für die Umwandlung des CO₂ in SNG hat.

Im Abschnitt 4.3 wurde basierend auf den Elektrizitätsprofilen der Jahre 2010 bis 2016 abgeschätzt, wie viel Nettoüberschussstrom und wie viele Überschussstunden als Funktion der prozentualen Ausnutzung von "geeigneten" PV-Dachflächen³³ für PtG-Anwendungen zur Verfügung stehen (siehe Tab. 4.5). Es wird dabei angenommen, dass der in den Tagesstunden anfallende PV-Bruttoüberschussstrom mittels eines Tagesspeichers (z.B. Batterien, H₂-Speicher, Pumpspeicher, Druckluftspeicher, Carnot-Speicher, etc.) für maximal 24 Stunden zwischengespeichert werden kann, um so prioritär das Nachtdefizit jeden Tages auszugleichen. Was nach dem Tag-/Nachtausgleich noch an Überschussstrom übrig bleibt, wird im Folgenden als Nettoüberschussstrom bezeichnet. Bei einer 50% Ausnutzung der geeigneten PV-Dachflächen und einer daraus resultierenden jährlichen durchschnittlichen PV-Produktion von 25.0 TWh_{el} sind 10.8 TWh_{el} als Nettoüberschussstrom in 4'650 Überschussstunden verfügbar (siehe Kap. 4.3). Unterteilt nach Sommer- und Winterhalbjahr³⁴ sind das 10.4 TWh_{el} bzw. 0.4 TWh_{el} in 4'050 bzw. 600 Überschussstunden (siehe Tab. 4.5 in Abschnitt 4.3.2).

Im Fall von Power-to-H₂ lassen sich mit diesem Nettoüberschussstrom von 10.8 TWh_{el} bei einem (angenommenen) Wirkungsgrad der Elektrolyse von 60% jährlich 6.5 TWh Wasserstoff (H₂) bei 1.4 GW_{el} produzieren.

³¹ Leistung >0.3 MW, BFE: <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-66533.html>

³² Summe der Turbinenleistung (Peak-Leistung) aller WKW

³³ www.sonnendach.ch

³⁴ Sommerhalbjahr: 01.04. bis 30.09. Winterhalbjahr: 01.01. bis 31.03. und 01.10. bis 31.12.

Im Fall von Power-to-SNG wären bei einem konstanten CO₂-Anfall über 4'650 Stunden von ca. 2.86 Mio. t_{CO₂} zur kompletten Umwandlung in SNG – bei einem spezifischen Energiebedarf von 11.6 MWh_{el} pro t_{CO₂} – 33.2 TWh_{el} notwendig. Somit liefern alle CO₂-Quellen zusammen deutlich mehr CO₂ als mit dem verfügbaren Nettoüberschussstrom von 10.8 TWh_{el} in SNG umgewandelt werden kann. Die 10.8 TWh_{el} Nettoüberschussstrom würden – bei einer spezifischen SNG Produktion von 2.15 MWh_{el} pro MWh_{SNG} – für maximal 5.0 TWh_{SNG} pro Jahr reichen, was 75% des jährlichen SNG Bedarfs der in Zukunft benötigten 0.9 Mio. PtG-Fahrzeugen entspricht (siehe Abschnitt 4.2.1).

Die auf der durchschnittlichen Sommerleistung von 4.6 GW_{el} basierende Stromproduktion aller WKW über 4'650 Stunden beträgt 21.4 TWh_{el}, wovon 12.6 TWh_{el} aus Laufwasserkraftwerken und 8.8 TWh_{el} aus Speicherkraftwerken kommen³⁵. Das heisst, die WKW könnten in den Überschussstunden genügend Strom produzieren, um den aus der Photovoltaik anfallenden Nettoüberschussstrom von 10.8 TWh_{el} für PtG-Anwendungen zu integrieren. Jedoch ist bei vielen WKW-Standorten innerhalb eines Umkreises von beispielsweise 10 km (siehe Abschnitt 4.4.11) kein oder zu wenig CO₂ verfügbar, was die "effektive" SNG Produktion am Standort eines WKW deutlich reduziert. Dieses "effektive" SNG-Potential wird im Folgenden anhand eines Modells bestimmt. Die Annahmen und Randbedingungen sind:

- CO₂ fällt über das ganze Jahr konstant an und kann nicht gespeichert werden.
- WKW können maximal 100% ihrer durchschnittlichen (äquivalenten) Sommer- und Winterleistung³⁶ während den 4'050 bzw. 600 Überschussstunden (entspricht 3935 bzw. 766 äquivalenten Volllaststunden) für PtG nutzen.
- Bei WKW, die einen gewissen Anteil ihres Stroms gemäss den Besitzverhältnissen für das Ausland produzieren (z.B. am Rhein für Deutschland), wird die gesamte Produktion (Schweiz und Ausland) als Potential für PtG betrachtet, da angenommen wird, dass der Kraftwerksbetreiber in Zeiten von PV-Überschüssen und folglich niedrigen Preisen am Strommarkt auch im Ausland keine besseren Preise für den produzierten Strom findet und deshalb die gesamte Kraftwerksleistung via PtG in einem anderem Markt umzusetzen versucht.
- Beginnend bei der grössten CO₂-Quelle (CEM Würenlingen-Siggenthal) werden in absteigender Reihenfolge für jede CO₂-Quelle iterativ alle WKW gesucht, die weniger als 10 km (Luftlinie) entfernt sind.
- Wenn innerhalb der 10 km die WKW in der Summe mit ihrer verfügbaren Sommer-/Winterleistung weniger Strom erzeugen können, als die CO₂-Quelle (z.B. CEM/KVA) CO₂ für die SNG Produktion liefern kann ("Strom-Limitierung"), so wird gemäss seiner verfügbaren Sommer-/Winterleistung jedem WKW die maximal mögliche CO₂-Menge geliefert.

³⁵ BFE WASTA, 2017

³⁶ Durchschnittliche Sommer-/Winter-Leistung (in GW) = gesamte Sommer-/Winter-Stromproduktion (in GWh_{el}) dividiert durch Anzahl Stunden pro Sommer/Winter (4392 h / 4368 h)

Diese WKW stehen für die nächste Iteration von CO₂-WKW Kombinationen nicht mehr zur Verfügung.

- Wenn innerhalb der 10 km die WKW in der Summe mit ihrer verfügbaren Sommer-/Winterleistung mehr Strom erzeugen können, als die CO₂-Quelle (z.B. ARA) CO₂ für die SNG Produktion liefern kann ("CO₂-Limitierung"), so wird das verfügbare CO₂ der Reihe nach, beginnend bei dem Distanz-mässig nächsten WKW, abgegeben bis sämtliches CO₂ vollständig aufgebraucht ist. Wenn die WKW nach diesem Iterationsschritt noch ungenutzte Kapazitäten haben, können diese in nachfolgenden Iterationsschritten von weiteren CO₂-Quellen genutzt werden bis sie zu maximal 100% für die SNG Produktion aufgebraucht sind.

- Somit sind die folgenden Kardinalitäten (*n:m*-Beziehungen) möglich:

1 CO₂-Quelle → 1 WKW

1 CO₂-Quelle → *m* WKW

n CO₂-Quellen → 1 WKW

n CO₂-Quellen → *m* WKW

Nicht im Modell berücksichtigt werden die folgenden Phänomene:

- Synergie-Effekte bei der Erschliessung von mehreren WKW-CO₂-Kombinationen (z.B. WKW-CO₂-Quellen in Serie, etc.)
- Regulatorische, vertragliche und/oder betriebliche Limitierungen zur Ausnutzung von Strom für PtG
- Topographische und rechtliche Hindernisse (Berge/Seen, Naturschutzgebiete, etc.) für die Erschliessung der CO₂-Quellen
- Optimierung des Anschlusses von WKW bei "CO₂-Limitierung" z.B. bezüglich der relativen Lage und CO₂-Mengen von anderen CO₂-Quellen im Einzugsgebiet der WKW.
- Variabler Anschlussradius je nach verfügbarer CO₂-Mengen. Das heisst, eine CO₂-Quelle, die mehr als 10 km (z.B. 10.5 km) von einem WWK entfernt ist, wird nicht angeschlossen, auch wenn diese WKW-CO₂-Kombination ertragsmässig sehr interessant wäre und eine Erweiterung des WKW Einzugsgebeits rechtfertigen würde.

Die Modellrechnung ergibt, dass – wenn alle WKW (Laufwasserkraftwerke und Speicherkraftwerke) berücksichtigt werden – im Sommer bei einer durchschnittlichen Leistung von 1 GW_{el}, 3.9 TWh_{el} der total 10.4 TWh_{el} Nettoüberschussstrom im Sommer genutzt und damit 1.8 TWh_{SNG} produziert werden können (siehe Abb. 4.36 in Kap. 4.6). Dies sind ungefähr 27% des jährlichen SNG Bedarfs von 6.7 TWh_{SNG} der in Zukunft benötigten 0.9 Mio. PtG-Fahrzeuge (siehe Abschnitt 4.2.1).

Die nicht vollständige Ausnutzung des Nettoüberschussstroms in diesem Szenario kommt daher, dass an vielen Standorten von grossen WKW (z.B. Speicherkraftwerke in den Alpen) keine

grossen CO₂-Quellen (CEM/KVA) oder umgekehrt bei den grossen CO₂-Quellen keine grossen WKW liegen. Abb. 4.32 zeigt diesen Zusammenhang für die CEM und KVA. Dabei wird ersichtlich, dass von diesen CO₂-Quellen nur die KVA Gamsen (VS) ihre gesamte CO₂-Menge an 10 Laufwasserkraftwerke und 2 Speicherkraftwerke im Umkreis von 10 km abgeben kann. Bei den CEM kann beispielsweise das CEM Würenlingen nur ca. 20% seines CO₂ an 17 Laufwasserkraftwerke im Umkreis von 10 km abgeben. Die restlichen 80% sind ungenutztes CO₂-Potential, das nur durch die Erschliessung bzw. den Zubau von weiteren (Netzentgelt befreiten) Stromquellen genutzt werden könnte. Bei den meisten KVA und CEM ergibt sich sogar, dass diese fast gar kein CO₂ abgeben können. Aus diesem Grund wäre eine weitere Option, dass bei einer Limitierung durch den verfügbaren Strom bei einem WKW zusätzliche Anteile von Überschussstrom aus dem Netz bezogen würden, was jedoch wiederum mit der Bezahlung eines Netzentgelts verbunden wäre. Dadurch würde die Zahlung von Netzentgelten partiell vermieden und eine Mischkalkulation würde den effektiven Strompreis ermitteln.

Abb. 4.33 zeigt die räumliche Ungleichverteilung von grossen CO₂-Quellen und grossen WKW anhand eines 2 x 2 km Rasters, in dem jeweils analog dem vorherigen Abschnitt, die Summe des verfügbaren CO₂ und des verfügbaren WKW-Stroms (ausgedrückt in t_{CO₂}) innerhalb eines Radius von 10 km bestimmt werden. Das effektive Produktionspotential für SNG pro Rasterpunkt ist dabei das Minimum aus dem verfügbaren WKW-Strom und dem verfügbaren CO₂ (siehe Abb. 4.33 unten links). Das nicht nutzbare Potential ist in Abb. 4.33 unten rechts zu



Abbildung 4.32. – Prozentuale Ausnutzung der verfügbaren CO₂-Mengen von CEM (oben) und KVA (unten) für die SNG-Produktion mit dem Nettoüberschussstrom von WKW im Umkreis von 10 km. Balkenbreite gemäss absolutem CO₂-Potential. Anzahl WKW pro Typ ("L" oder "S") als Zahl in den Balken/Flächen.

finden. Gemäss dieser Analyse haben nur die Gebiete "Basel", "Unterlauf Aare", "Genf" und "Sion" sowohl grosse CO₂-Quellen als auch grosse WKW innerhalb von 10 km.

Werden statt Rasterpunkten die effektiven Standorte der CO₂-Quellen und WKW sowie deren Anschlussmöglichkeiten innerhalb eines Radius von 10 km angeschaut, ergibt sich eine Ausnutzung der Strom bzw. CO₂-Potentiale gemäss Abb. 4.34. In dieser Darstellung fällt vor allem auf, dass viele CO₂-Quellen nördlich von Lausanne (insbesondere die KVA TRIDEL Lausanne) kein WKW innerhalb von 10 km erreichen können und somit ihr CO₂-Potential nicht genutzt werden kann. Der gegenteilige Fall zeigt sich bei den Laufwasserkraftwerken im Oberlauf der Linth und der Sernf im Kanton GL, die keine CO₂-Quelle innerhalb von 10 km haben. Weiter zeigt sich, dass nur im Unterlauf der grossen Mittellandflüsse (Rhein, Aare, etc.) sowohl grosse (Lauf-) WKW als auch grosse CO₂-Quellen (CEM und KVA) nahe beieinander stehen und somit ein grosses Potential für die SNG-Produktion abrufbar ist. Beispielsweise könnte auf dem Areal des Laufwasserkraftwerks Birsfelden (BL) eine Power-to-SNG-Anlage mit einer Leistung von 63.6 MW_{el} betrieben werden, die das CO₂ der KVA IWB Basel beziehen würde (siehe Abb. 4.35, oben links). Dabei werden nur CO₂-Quellen erschlossen, die mindestens CO₂ im Äquivalent von 1 MW_{el} liefern können. Gleich zehn Power-to-SNG-Anlage mit einer Leistung von mindestens 1 MW_{el} könnten im Umkreis von 10 km um das CEM Würenlingen erstellt werden (siehe Abb. 4.35, oben rechts). Die grössten Anlagen wären dabei auf dem Areal der Laufwasserkraftwerke "Wildeggen-Brugg" (33 MW_{el}), "Klingnau" (26 MW_{el}) und "Wettingen" (15 MW_{el}). Weitere potentielle Standorte in der Schweiz, an denen Power-to-SNG-Anlagen gemäss den genannten Kriterien erstellt werden könnten, sind in Abb. 4.35 (unten) ersichtlich.

Zusammenfassend hat dieses Szenario die folgenden Vorteile:

- Die Vermeidung des Netzentgelts auf dem Kraftwerksareal reduziert die Gestehungskosten von PtG-Produkten deutlich.
- Das entfallende Netzentgelt macht dieses Szenario insbesondere für Power-to-H₂ attraktiv, bei welchem kein CO₂ für die Synthese benötigt wird.
- Keine Limitierung bezüglich der Stromanschlussleistung, die mindestens der Leistung des Kraftwerks entspricht.
- Option mit teilweiser Netzentgeltvermeidung durch zusätzliches Einbringen von Strom aus dem Netz bei Strom-Limitierung.

und die folgenden Nachteile:

- CO₂ muss über Distanzen bis zu maximal 10 km transportiert werden, was zusätzliche Kosten verursacht
- Kleine Anlagen oft ohne gute Anschlussmöglichkeit an das (lokale) Erdgasnetz
- Eventuell Konkurrenz/Interessenkonflikt mit Stromproduktion

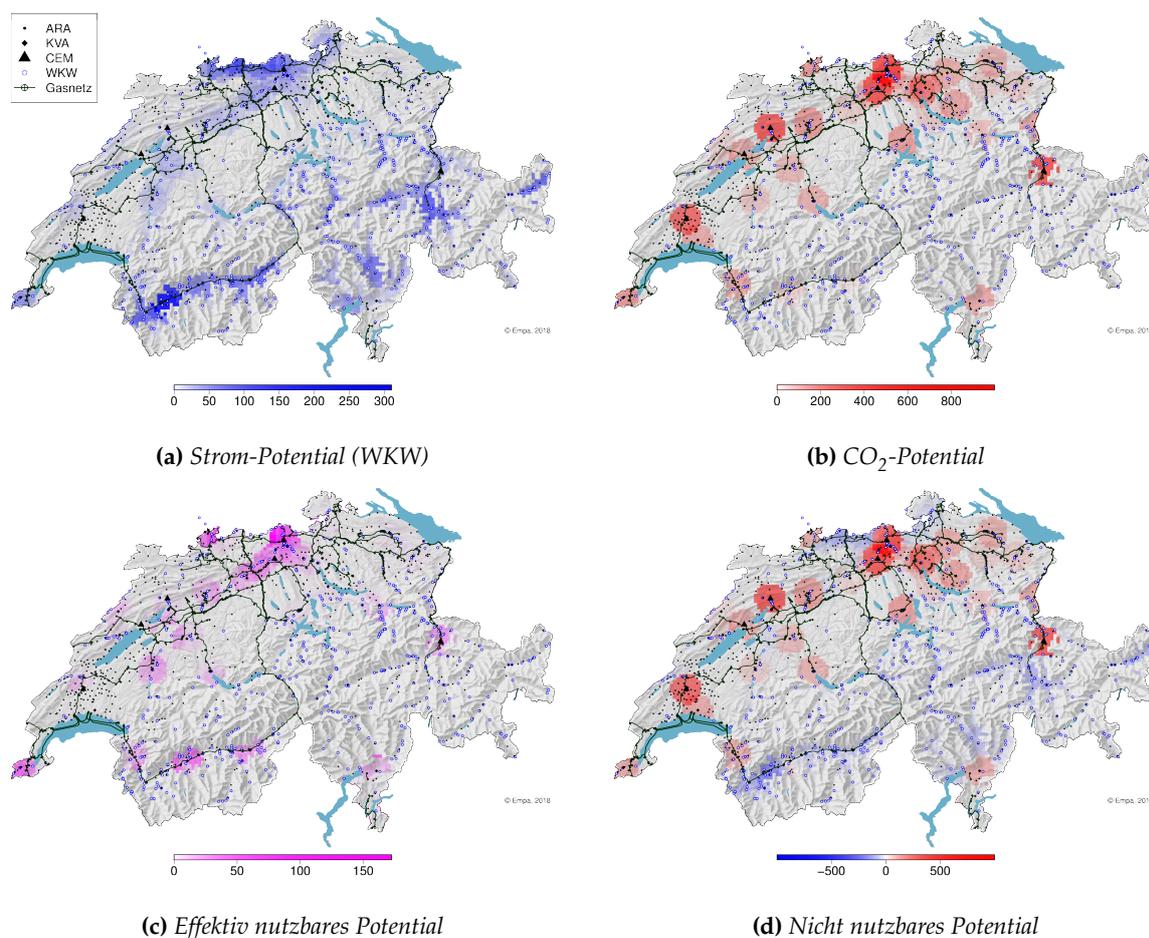
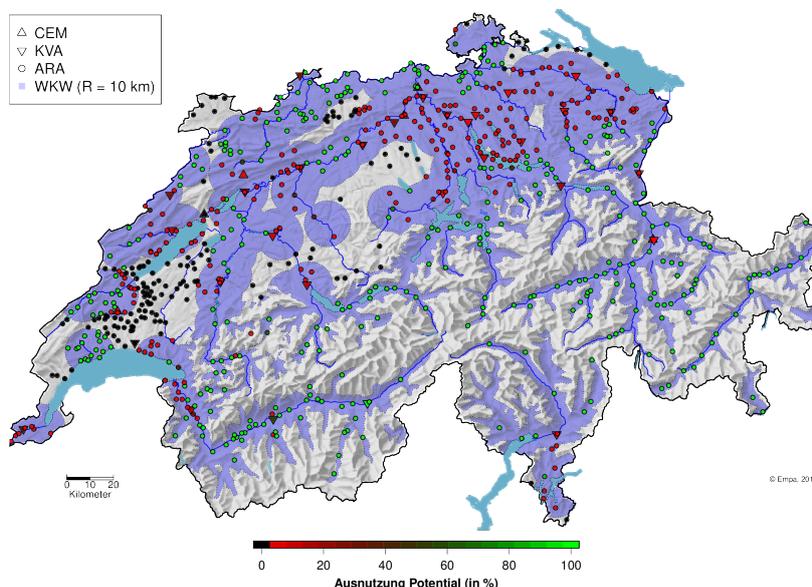


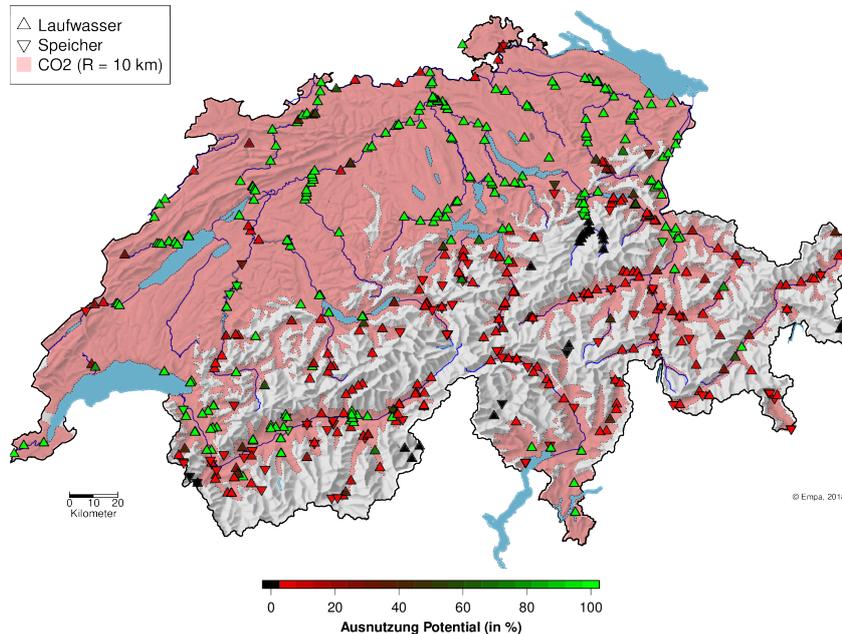
Abbildung 4.33. – Potentiale ausgedrückt in ($1000 t_{CO_2}$) für a) Stromproduktion der Wasserkraftwerke (WKW), b) total verfügbares CO₂ von CEM, KVA und ARA, c) effektiv nutzbares CO₂, das heisst Minimum aus CO₂- und Strompotential, d) nicht genutztes CO₂- oder Strompotential (Grundlagen: BFS, ThemaKart, 2017, reproduziert mit Bewilligung von swisstopo JA160150)

4.6. Synthese

Im Kap. 4.2 wurde aufbauend auf Kap. 3.5 der zukünftige Energiebedarf in der Mobilität abgeschätzt und anschliessend im Kap. 4.3 synthetische Elektrizitätsprofile auf Basis von realen Elektrizitätsprofilen generiert. Von den realen Elektrizitätsprofilen wurde die monatliche Kernkraftleistung subtrahiert und ein synthetisches PV-Produktionsprofil addiert. Auf dieser Basis wurde der theoretische Überschussstrom für jede Stunde eines Jahres bestimmt. Im Kap. 4.5 wurde schliesslich daraus, zusammen mit der Verfügbarkeit und geographischen Verteilung von den CO₂- und Strom-Quellen (Wasserkraftwerke) sowie unter Berücksichtigung der erwähnten regulatorischen Randbedingungen (Netzentgelte), das Potential für PtG an ausgewählten Standorten bestimmt. Dabei konnten die folgenden zentralen Aussagen und Kennzahlen hervorgebracht werden:



(a) Ausnutzung CO₂-Quellen zur SNG-Produktion. Blaue Fläche: "Einzugsgebiet" aller WKW mit Radius 10 km; Rote Punkte [0%]: Mehr CO₂ vorhanden als Strom; Grüne Punkte [100%]: sämtliches CO₂ kann in SNG umgesetzt werden; Schwarze Punkte: CO₂-Quelle ohne WKW im Umkreis von 10 km.



(b) Ausnutzung WKW-Produktion (durchschnittliche Leistung) zur SNG-Produktion. Blaue Fläche: "Einzugsgebiet" aller CO₂-Quellen mit Radius 10 km; Rote Punkte [0%]: Mehr WKW Strom vorhanden als CO₂; Grüne Punkte [100%]: sämtlicher WKW Strom kann in SNG umgesetzt werden; Schwarze Punkte: WKW ohne CO₂-Quelle im Umkreis von 10 km.

Abbildung 4.34. – Geographische Verteilung der Ausnutzung von: (a) CO₂-Quellen (b) Wasserkraftwerken (Grundlage: BFS, ThemaKart, 2017, reproduziert mit Bewilligung von swisstopo JA160150)

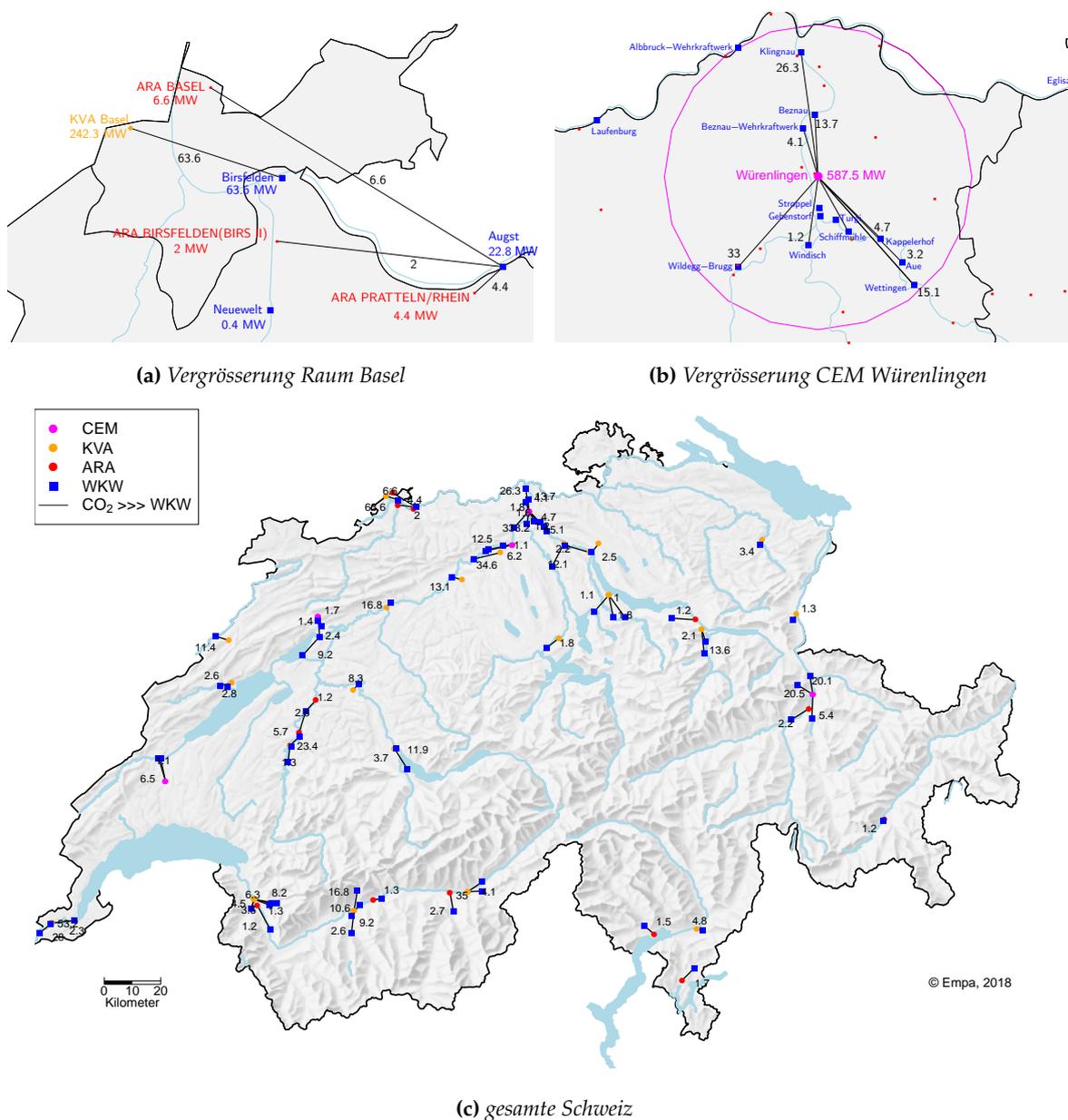


Abbildung 4.35. – Transportierte CO_2 -Mengen grösser 1 MW_{el} von CO_2 -Quellen zu WKW für PtG-Anlagen am Standort der WKW für (c) die gesamten Schweiz mit Vergrößerungen (a) Raum Basel (b) CEM Würenlingen. (Grundlagen: swisstopo, reproduziert mit Bewilligung JA160150)

- Der Energiebedarf der zukünftigen 0.9 Mio. PtG-Fahrzeuge entspricht, unter einer Wirkungsgradsteigerung der PtG-Anlagen auf etwa 51%, jährlich $13 \text{ TWh}_{\text{el}}$ bzw. $6.7 \text{ TWh}_{\text{SNG}}$.
- Der grösste Energiebedarf der Mobilität findet in den Ballungszentren (vor allem im Mittelland) statt.
- Das Potential einer saisonalen Speicherung von Erdgas ist in der Schweiz zu klein. Verhältnismässig grosse Erdgasspeicher gibt es im nahen Ausland (z.B. Deutschland), deren Nutzung durch die Schweiz jedoch ungewiss ist.

- Das totale Potential für die Photovoltaik (PV), nur auf Dachflächen (sonnendach.ch), beträgt in der Schweiz 50 TWh_{el} pro Jahr. Dies ergibt sich bei einer 100%-igen Ausnutzung von "geeigneten" Dachflächen, die wiederum 65% aller Dachflächen in der Schweiz ausmachen.
- Eine Auswertung von historischen Elektrizitätsprofilen ergibt nach Abzug der Kernkraft, aber mit einem (angenommenen) Ausbau der Photovoltaik von 50% der "geeigneten" Dachflächen einen Nettoüberschussstrom, das heisst Tagesbruttoüberschussstrom minus Ausgleich des Nachtdefizits, total 10.8 TWh_{el} in 4650 Überschussstunden (Sommer: 10.4 TWh_{el} in 4050 Stunden; Winter: 0.4 TWh_{el} in 600 Stunden).
- Die 6 Zementwerke (CEM) und 30 KVA der Schweiz machen 98% der für PtG nutzbaren CO₂-Emissionen aus. ARA decken nur gerade 2% der CO₂-Emissionen ab, aber über 88% der Schweizer Fläche (ohne Seen), wenn ein maximaler Zugangsradius von 10 km angenommen wird.
- Total werden pro Jahr 7.1 Mio. t_{CO₂} emittiert. Bei einer 100% Abtrennung über 8760 Stunden ergibt das ein Potential von 38.4 TWh_{SNG} bei 9.4 GW_{el}.
- Bei einer realistischen CO₂-Abtrennung von 75% über 4650 Stunden ergeben sich 15.4 TWh_{SNG} bei 7.1 GW_{el}. Befindet sich die PtG-Anlage auf dem Areal der CO₂-Quelle muss für den Strom ein Netzentgelt (ca. 4.5 Rp/kWh_{el}) bezahlt werden.
- Werden PtG-Anlagen an den fünf Standorten mit dem grössten CO₂-Potential errichtet, ergeben sich total 8.9 TWh_{SNG} bei 3.5 GW_{el}. Für den Strom muss in diesem Fall ein Netzentgelt (ca. 4.5 Rp/kWh_{el}) bezahlt werden.
- Bei allen Standorten mit einem grossen CO₂-Potential (z.B. CEM/KVA Standorte) besteht die Möglichkeit für einen Anschluss ans Schweizer Erdgasnetz.
- Wird CO₂ zu den Strom-Quellen (Wasserkraftwerke/WKW) transportiert, entfällt das Netzentgelt. Durch die Limitierung des verfügbaren Stroms bzw. der Leistung beim KWK oder des verfügbaren CO₂ bei einer maximalen Transportdistanz von 10 km ergibt sich in der Summe ein Potential von 1.8 TWh_{SNG} bei 1.0 GW_{el}.
- Für eine reine Wasserstoffproduktion (Elektrolyse) und einen anschliessenden Transport in speziellen Trailer-LKW zum Verbraucher, bietet sich als Standort für Power-to-H₂-Anlagen, wegen der Vermeidung des Netzentgelts, nur die Option an einer Strom-Quelle (WKW) an. Mit einem Nettoüberschussstrom von 10.8 TWh_{el} bei 50%-Ausbau der PV und 4650 Überschussstunden und einem Wirkungsgrad von 60% ergibt das 6.5 TWh_{H₂} bei durchschnittlich 2.35 GW_{el} (10.8 TWh_{el} während 4650 h).

Diese berechneten Potentiale werden nun in diesem Kapitel in Abb. 4.36 bis Abb. 4.39 für das Beispielsjahr 2014 zusammenfassend dargestellt und in einem weiterführenden Kontext von PtG in der Schweiz diskutiert. Die Abb. 4.36 und Abb. 4.37 visualisieren die Nutzungspotentiale für Standorte der PtG-Anlagen an einem Wasserkraftwerk (ohne Netzentgelt) entsprechend der in Abschnitt 4.5.3 durchgeführten Berechnungen. Die Abb. 4.38 und Abb. 4.39 visualisieren

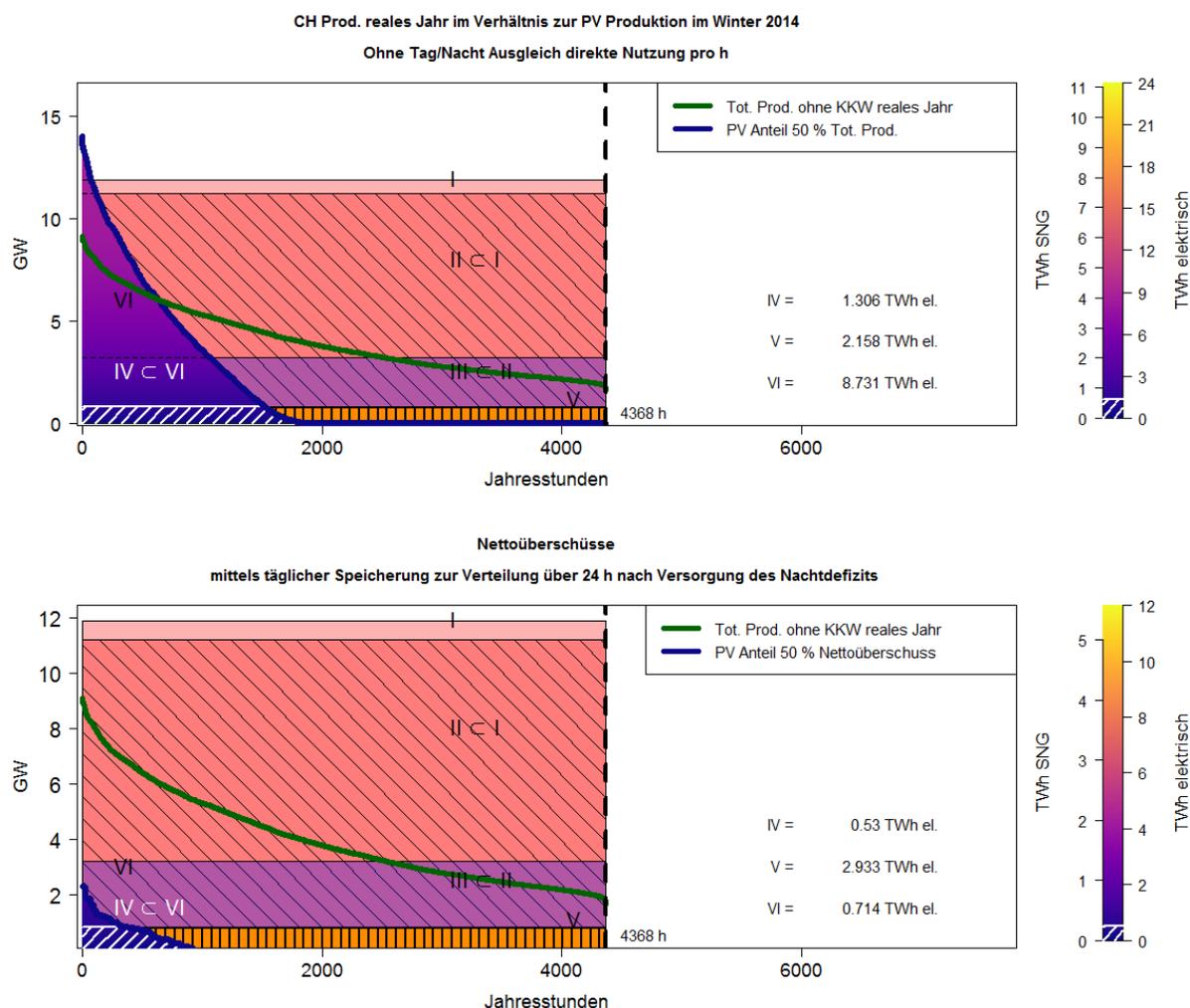


Abbildung 4.37. – *Standortszenario 3* (Abschnitt 4.5.3): Zeigt für den **Winter 2014** das Verhältnis der Energiepotentiale und Leistungen im Fall, dass zur Vermeidung des Netzentgeltes die PtG-Anlagen auf den WKW Arealen gebaut werden. Die römischen Zahlen beschreiben die eingezeichneten Flächen, welche proportional zu den Energiemengen sind. Die Flächen sind abhängig von der effektiven Jahresstundenzahl und den angenommenen Leistungen (siehe Tab. 4.11). Das Symbol \subset bedeutet "... Teilmenge von ..."

Tag/Nacht-Ausgleich der Energie über 24 h berücksichtigt (siehe Abschnitt 4.3). Die Abb. 4.36 bis Abb. 4.39 unterscheiden zwischen Sommer- und Winterhalbjahr. Die Grafiken zeigen ausserdem absteigend geordneten Dauerlinien der Stromproduktion (obere Grafik) bzw. der Nettoüberschussmengen (untere Grafik) (siehe Kap. 4.3) sowie Flächen, welche die bei einer gewissen Durchschnittsleistung äquivalente Menge an produzierter Energie illustrieren sollen. Die entsprechende Durchschnittsleistung ist an der Oberkante der jeweiligen Fläche abzulesen und wird als Dauerleistung angenommen. Die Flächen unterhalb der Dauerlinien für PV-Strom repräsentieren entsprechend die Produktions- (Grafik oben) bzw. Nettoüberschussenergie (Grafik unten).

Grüne Dauerlinie Die grüne Dauerlinie stellt die absteigend geordnete Dauerlinie der Elektrizitätsproduktion der Schweiz von 2014 nach Abzug der monatlich durchschnittlichen Kernkraftmengen dar. Diese repräsentiert die Produktionsleistungen im jeweiligen Halbjahr, welche als Jahresprofil in der Abb. 4.11 dargestellt sind. Die jeweilige stündliche Leistung kann in GW_{el} abgelesen werden. Da diese Produktionsmengen annähernd denen der Wasserkraftwerke entsprechen, dient diese Kurve zum Vergleich zwischen Wasserkraft- und PV-Produktionspotentialen. Dabei ist die grüne Dauerlinie in der oberen sowie in der unteren Grafik jeweils dieselbe Linie.

Blaue Dauerlinie (obere Grafik) Die blaue Dauerlinie unterscheidet sich zwischen oberer und unterer Grafik. In der oberen Grafik repräsentiert die blaue Dauerlinie die absteigend geordneten PV Leistungen, welche zum Erstellen des synthetischen Energieprofils der Schweiz herangezogen wurden (siehe Abb. 4.16). Sie ist äquivalent zu der Linie in der obersten Grafik der Abb. 4.21 zeigt jedoch anstatt des gesamten Jahres nur das jeweilige Halbjahr.

Blaue Dauerlinie (untere Grafik) Die blaue Dauerlinie in der unteren Grafik zeigt die absteigend geordnete Dauerlinie der Nettoüberschüsse durch die Addition der Photovoltaikleistungen nach Abzug des Tag-/Nachtausgleichs über 24 Stunden.

Fläche I Die hellrote Fläche I zeigt das theoretische Produktions-Leistungsäquivalent der maximalen Leistung aller Wasserkraftwerke in der Schweiz. Dabei markiert die Oberkante der Fläche die Leistung von knapp 12GW_{el} und die darunter liegende Fläche I repräsentiert das theoretische energetische Produktionspotential einer Dauerleistung über den gesamten Zeitraum. Dies würde bedeuten, dass alle Kraftwerke dauerhaft ihre Spitzenlast leisten müssten.

Fläche II Die rote Fläche II entspricht der Fläche I unter der Randbedingung, dass nur diejenigen Kraftwerke berücksichtigt werden, die eine CO_2 -Quelle im Umkreis von 10 km zur Verfügung haben.

Fläche III Die violette Fläche III markiert die theoretische mittlere Leistung aller Wasserkraftwerke, wenn man die totale Sommerproduktionsmenge nach WASTA (Wasserkraftstatistik) des BFE auf eine Durchschnittsleistung über das Halbjahr umrechnet. So erkennt man, dass die gesamte installierte Leistung (Oberkante Fläche I) höchstens theoretisch im Peak erreicht werden könnte. Das reale Wasserkraftpotential entspricht daher eher der violetten Fläche III. Es ist zu berücksichtigen, dass Speicherkraftwerke ein sehr dynamisches Produktionsprofil aufweisen. Die Umrechnung auf eine Dauerleistung hilft dabei die Größenordnungen von Leistungs- und Energiepotentialen optisch darzustellen.

Fläche IV + V Die Flächen IV und V entsprechen zusammengenommen einem ausgewählten Teil der Fläche III. Wie später beschrieben wird entspricht dieser Teil dem theoretisch verfügbaren Potential bei Kombination aller Randbedingungen und der Zuordnung von CO_2 -Potentialen und PtX-Standorten entsprechend der Standortanalysen im Abschnitt 4.5.

Fläche IV Die Fläche IV entspricht dem theoretisch nutzbaren Teil der Fläche IV+V unter der Randbedingung, dass das Wasserkraftpotential nur ausgeschöpft wird, wenn Nettoüberschussmengen aufgrund von neuen erneuerbaren Energien (in diesem Fall Photovoltaik) vorhanden sind.

Fläche V Die orange Fläche V entspricht dem nicht nutzbaren Teil der Fläche IV+V da für diese Leistung der Wasserkraftwerke keine ausreichende PV-Produktion zur Verfügung steht, so dass diese substituiert werden könnte.

Fläche VI Die graduell eingefärbte Fläche VI unter der blauen Dauerlinie illustriert das Integral unter der Dauerlinie und stellt somit die Photovoltaikproduktionsmengen (obere Grafik) bzw. die Nettoüberschussmengen nach Tag-/Nachtausgleich (untere Grafik) dar. Die graduelle Farbgebung der Fläche VI variiert vertikal in Abhängigkeit der Leistung in GW_{el} . Die Farbe repräsentiert den jeweiligen Wert des Integrals (die Energiemenge) der Fläche, welche durch die Dauerlinie und die imaginäre horizontale Linie der jeweiligen Leistung begrenzt wird. Die Werte des Integrals sind jeweils auf der Farbskala rechts neben der Grafik abzulesen.

Flächen I, II, III und V Es ist zu berücksichtigen, dass die Flächen I, II, III und V horizontal durchgängige Flächen darstellen, auch wenn diese von Flächen IV und VI überdeckt werden.

Im Folgenden werden die Ergebnisse der beiden Kap. 4.5.2 und Kap. 4.5.3 vereinfacht umschrieben, indem sie durch die Bezeichnung "Standorte mit Netzentgelt" respektive "Standorte zur Vermeidung von Netzentgelt" benannt werden. Die Abb. 4.36 und Abb. 4.37 illustrieren das Potential, wenn zur Vermeidung von Netzentgelt die PtG-Anlagen am Standort eines Wasserkraftwerks installiert werden. Das nutzbare Potential an solchen Standorten ist relativ gering, da sowohl die Leistung des Wasserkraftwerks, als auch der tägliche CO_2 -Ausstoss der in 10 km Umgebung liegenden CO_2 -Quellen limitierend sein können. Nach Kap. 4.5.3 ist für Standorte zur Vermeidung von Netzentgelt eine PtG-Gesamtleistung von etwa 1 GW_{el} (obere Kante der Fläche IV+V in Abb. 4.36) für die Produktion von SNG verfügbar. In diesem Szenario können von den etwa $10.4 \text{ TWh}_{\text{el}}$ sommerlichem PV Überschuss (nach erfolgtem Tag/Nacht-

Tabelle 4.11. – Erläuterung der nummerierten Flächen in Abb. 4.36 bis Abb. 4.39.

I: Schweizer WKW Gesamtleistung	II: WKW mit CO_2 Quelle in 10 km Radius	III: Äquivalente Leistung zur Produktion nach BFE WASTA 2014
IV: Nutzbares kombiniertes Potential WKW mit CO_2 Quelle (eines der beiden begrenzt) & PV-Strom	V: Ungenutztes kombiniertes Potential WKW mit CO_2 -Quelle (eines der beiden begrenzt) aufgrund fehlender PV Überschüsse	VI: Integral unter der Kurve PV-Nettoüberschüsse

Ausgleich) maximal ungefähr 3.9 TWh_{el} (siehe Fläche IV in Abb. 4.36 unten) von den installierbaren PtG-Anlagen umgesetzt werden. Durch die Speicherung der Energie über 24 Stunden kann die Spitzenlast der PV besser über den Tag verteilt werden und die Anzahl an möglichen Betriebsstunden für PtG von den ca. 2300 Stunden auf etwa 3900 Stunden erweitert werden. So schrumpft der nicht nutzbare Anteil (Fläche V) auf lediglich 0.454 TWh_{el} für das Sommerhalbjahr 2014.

Im Vergleich dazu ist die Nutzung von PV-Strom direkt ohne eine Speicherung nur ca. 2300 Stunden möglich (siehe Fläche IV Abb. 4.36 oben). In Kombination mit der maximalen PtG-Gesamtleistung von 1 GW_{el} ergibt dies 2.322 TWh_{el} (siehe Fläche IV in Abb. 4.36) abschöpfbare Elektrizität. Die Fläche V (orange schwarz schraffierte Fläche) wiederum beschreibt den durch fehlenden PV Überschuss nicht nutzbaren Anteil, der in Abb. 4.36 (oben) 2.043 TWh_{el} beträgt. Somit können in diesem Fall mit der verfügbaren PtG-Gesamtleistung von 1 GW_{el} nur 2.322 TWh_{el} von den im Sommerhalbjahr theoretisch produzierbaren 4.365 TWh_{el} (Flächen VI + V) genutzt werden. Dies ergibt sich aufgrund der geringeren Anzahl an möglichen Betriebsstunden, die durch die zeitliche Begrenzung des verfügbaren PV-Überschussstroms geringer sind, als mit Tag/Nacht-Ausgleich. Zudem ist die restliche produzierte Energie der Fläche VI im ersten Fall mit knapp 12.939 TWh_{el} zu beziffern. Im Fall ohne Speicherung und an Standorten zur Vermeidung von Netzentgelten wäre dies ein äquivalentes Potential zur SNG Produktion von rund 1.1 TWh_{SNG} (siehe weiss schraffierte Fläche in Abb. 4.36 oben). Im Fall mit Tag/Nacht-Ausgleich und Speicherung über 24 Stunden erweitert sich das Potential auf 1.8 TWh_{SNG} (siehe weiss schraffierte Fläche in Abb. 4.36 unten). Dennoch ist das kombinierte Potential aus Stromquelle und CO₂-Quelle limitierend, weshalb keine höhere PtG-Gesamtleistung als 1 GW_{el} genutzt werden kann. Eine bessere Ausnutzung bei gegebener Leistung ergibt sich folglich, wenn durch den Tag/Nacht-Ausgleich (Speicherung) in Abb. 4.36 (unten) einerseits die Anzahl der verfügbaren (Volllast-) Überschussstunden erhöht und andererseits deren Spitzen (Extremwerte, die nur an ganz wenigen Stunden im Jahr erreicht werden) auf mehrere Stunden verteilt werden. Die Möglichkeiten der SNG-Produktion im Winter sind zu vernachlässigen und sind etwa 10 mal kleiner als im Sommer (siehe Abb. 4.37 unten).

Abb. 4.38 und Abb. 4.39 illustrieren das Potential, wenn die PtG-Anlagen an den fünf Standorten mit dem grössten CO₂-Potential installiert werden (siehe Abb. 4.30). Die installierte totale Leistung beläuft sich danach auf 3.5 GW_{el}. In diesem Fall ist die Entrichtung eines Netzentgelt von ca. 4.5 Rp/kWh_{el} fällig. Das nutzbare Potential ist für den Fall "ohne Tag/Nacht Ausgleich" total 11.8 TWh_{el} (Sommer 7.1 TWh_{el} und Winter 4.7 TWh_{el}) schon beinahe genügend gross, um die 13 TWh_{el} der zukünftigen Mobilität mit 0.9 Mio. PtG-Fahrzeugen zu decken. Anders sieht die Situation "mit Tag/Nacht Ausgleich" (Tagesspeicher) aus, wo im Sommer zwar mit 9.7 TWh_{el} mehr Nettoüberschussstrom genutzt werden kann, jedoch im Winter durch den Tag/Nacht Ausgleich von 8 TWh_{el} (Differenz Fläche VI oben-unten in Abb. 4.39) nur 0.7 TWh_{el} genutzt werden können. Dieser Wert im Winter könnte beispielsweise durch eine grösser Ausnutzung der "geeigneten" Dachflächen (z.B. 75%) vergrössert werden (z.B. 3 TWh_{el} bei Ausbau auf 75% der geeigneten PV-Dachfläche).

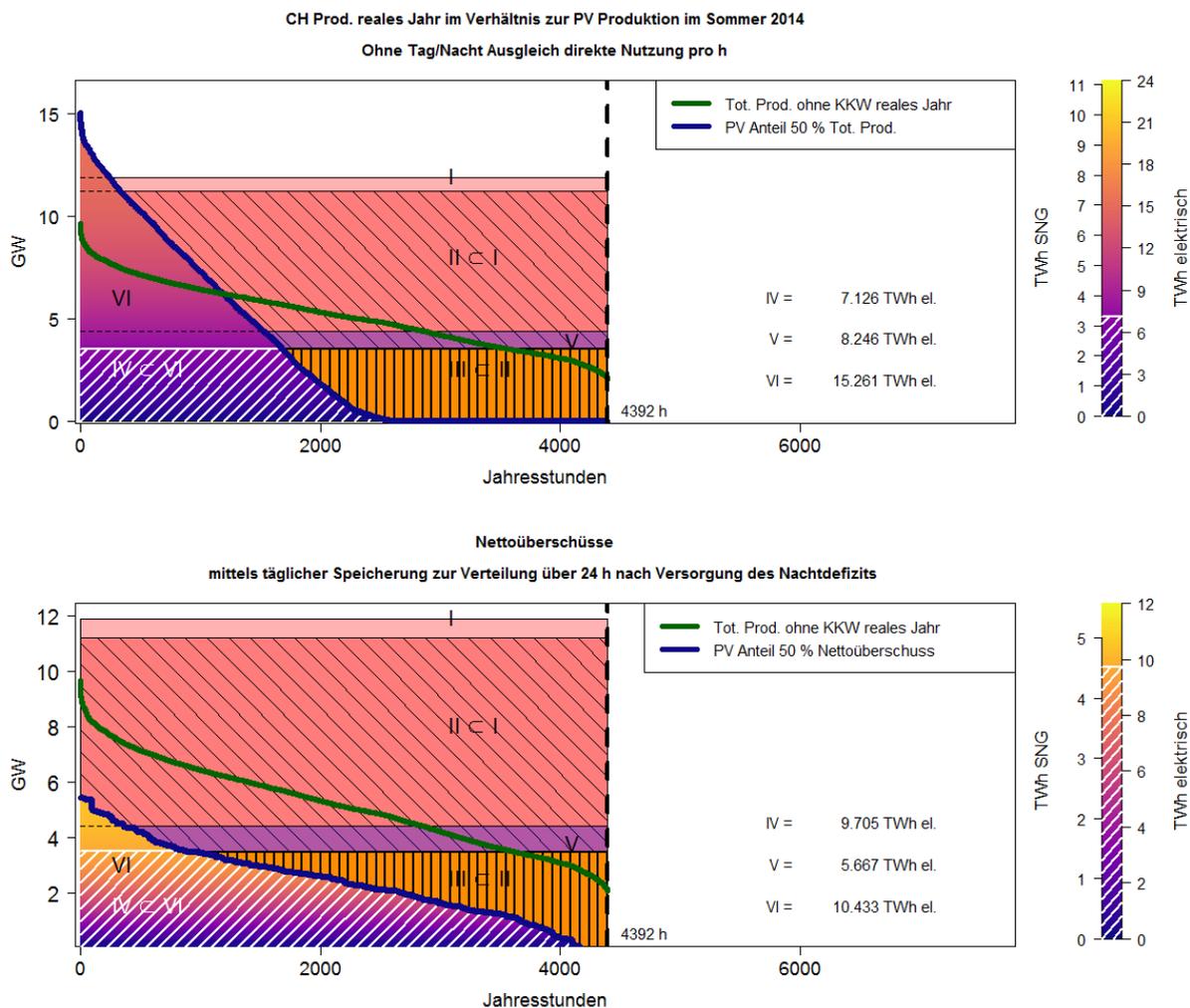


Abbildung 4.38. – *Standortszenario 2 (Abschnitt 4.5.2): Zeigt für den Sommer 2014 das Verhältnis der Energiepotentiale und Leistungen im Fall, dass Netzentgelte zu zahlen sind und PtG-Anlagen direkt bei den ertragreichsten 5 Standorten gebaut werden. Die römischen Zahlen beschreiben die eingezeichneten Flächen, welche proportional zu den Energiemengen sind. Die Flächen sind abhängig von der effektiven Jahresstundenzahl und den angenommenen Leistungen (siehe Tab. 4.11). Das Symbol \subset bedeutet "... Teilmenge von ..."*

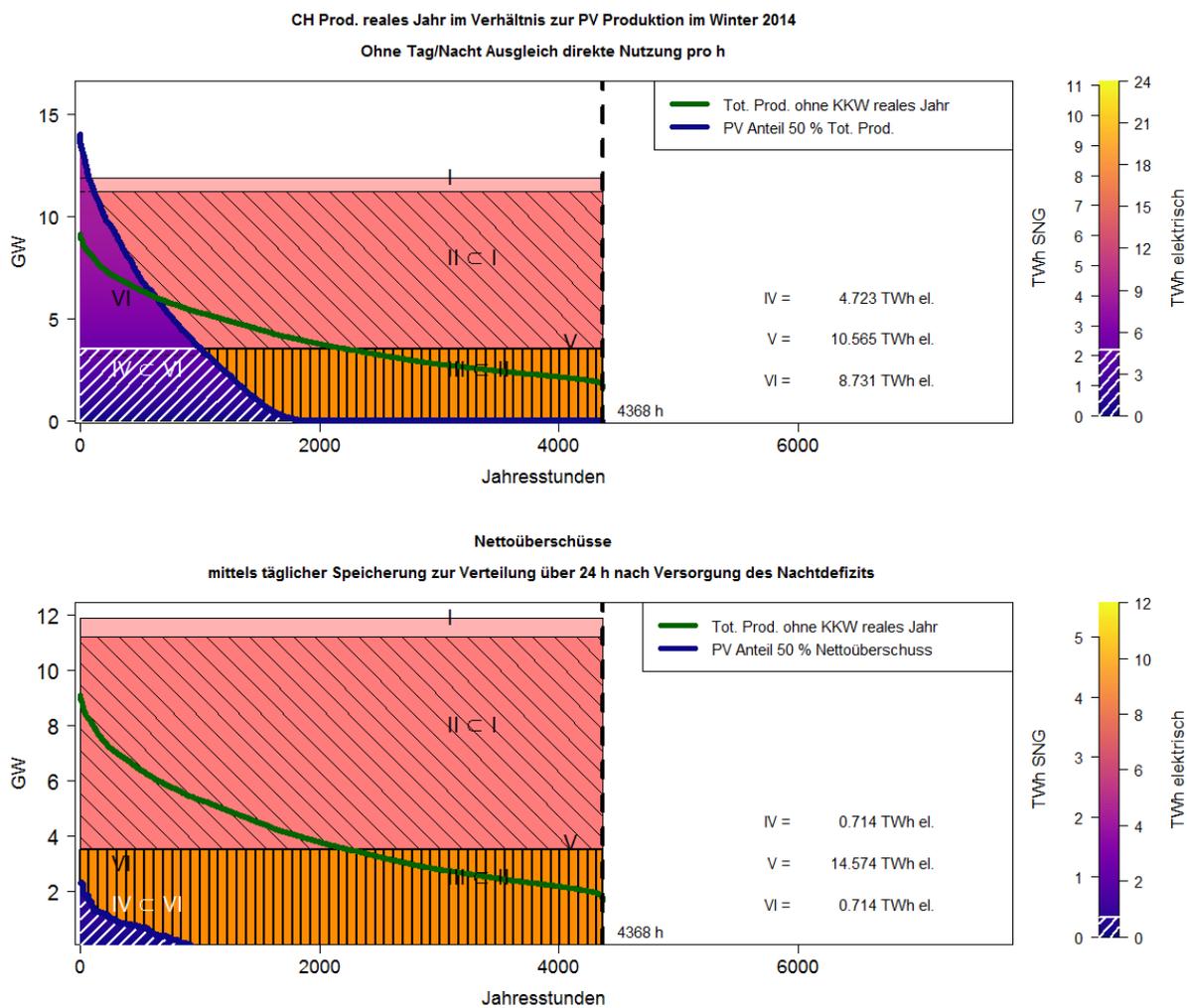


Abbildung 4.39. – *Standortszenario 2 (Abschnitt 4.5.2):* Zeigt für den Winter 2014 das Verhältnis der Energiepotentiale und Leistungen im Fall, dass Netzentgelte zu zahlen sind und PtG-Anlagen direkt bei den CO₂-Quellen gebaut werden. Die römischen Zahlen beschreiben die eingezeichneten Flächen, welche proportional zu den Energiemengen sind. Die Flächen sind abhängig von der effektiven Jahresstundenzahl und den angenommenen Leistungen (siehe Tab. 4.11). Das Symbol \subset bedeutet "... Teilmenge von ..."

5. Wirtschaftlichkeit

Zur Bestimmung der wirtschaftlich relevanten Ausbaugrößen von PtG-Anlagen und deren Kosten, werden in diesem Kapitel Abschätzungen zu Gestehungskosten und Verkaufspreisen von SNG unter Variation verschiedener Annahmen gemacht. Um den Umfang der Modellierung in Grenzen zu halten, wird in erster Linie eine Power-to-SNG-Anlage modelliert. Da Wasserstoff ein Zwischenprodukt der Power-to-SNG-Anlage ist, wäre es möglich, das verwendete Modell auch für die Abschätzung der Kosten der Produktion von Wasserstoff heranzuziehen. Dies wurde aus Gründen des Umfangs der Arbeiten hier nicht berücksichtigt. Kostenabschätzungen zu flüssigen Kohlenwasserstoffen (Power-to-Liquids) liegen ausserhalb des Rahmens dieser Studie, jedoch können die Berechnungen zu SNG-Kosten einen Anhaltspunkt liefern.

Das Kap. 4.4 zeigt, dass sich – unter den berücksichtigten CO₂-Quellen – nur wenige CO₂-Quellen mit äquivalenter Größenordnung befinden, deren CO₂-Potential mit der Errichtung von PtG-Anlagen mit einer Elektrolyseleistung zwischen 15 MW_{el} und 50 MW_{el} ausgereizt werden. Insbesondere sind PtG-Anlagen mit einer Elektrolyseleistung kleiner 15 MW_{el} eher für ARA Standorte relevant. Anlagengrößen zwischen 50 MW_{el} und 300 MW_{el} sind im CO₂-Bedarf in der Größenordnung des Ausstosses einer KVA; PtG-Anlagen grösser als 200 MW_{el} können an Zementwerken relevante CO₂-Mengen erwarten. In den Abschätzungen zur Wirtschaftlichkeit in diesem Kapitel werden deshalb Anlagengrößen von 1, 2, 5, 50, 100 und 500 MW_{el} Elektrolyseleistung miteinander verglichen. Ausserdem zeigt die Untersuchung der Größenordnungen von 1 MW_{el} bis 500 MW_{el} den Einfluss der Skalierung der Anlagen und der Standortvorteile auf die Gestehungskosten.

Grundlage zur Abschätzung der Wirtschaftlichkeit in dieser Studie ist eine Diskontierungsrechnung bzw. Bilanz- und Erfolgsrechnung. Tab. 5.1 zeigt einen beispielhaften Ausschnitt der ersten sechs Jahre einer solchen Bilanz- und Erfolgsrechnung. Sie basiert auf einer Modellierung der PtG-Anlagen mittels einfacher Energie- und Stoffbilanzen der Hauptkomponenten der Anlage.

5.1. Modellgrundlagen und Annahmen

Das Modell der PtG-Anlage basiert auf einer vereinfachten Modellierung der Hauptkomponenten Elektrolyse, Wasserstoffzwischenpeicher, Methanisierung und CO₂-Abtrennung. Diese Anlagenkomponenten werden stofflich und energetisch bilanziert. Darüber hinaus werden

Tabelle 5.1. – Beispiel der Bilanz- und Erfolgsrechnung

Bilanz- und Erfolgsrechnung						
Teuerung Aufwand	0 %	(=Differenz zwischen Teuerung Aufwand und Teuerung Ertrag)				
EK-Anteil	15%					
Steuerfuss	18%					
Zins Fremdkapital	5%					
Gewün. EK Rendite	5%					
	Jahr 1*	2	3	4	5	6
Aufwand						
Stromkosten	13'726'682	13'726'682	13'726'682	13'726'682	13'726'682	13'726'682
Personal + Div	885'500	885'500	885'500	885'500	885'500	885'500
B+U	2'988'051	2'988'051	2'988'051	2'988'051	2'988'051	2'988'051
Total Aufwand	10'736'892	17'600'233	17'600'233	17'600'233	17'600'233	17'600'233
Ertrag						
Gasverkauf	27'976'242	27'976'242	27'976'242	27'976'242	27'976'242	27'976'242
Total Ertrag	13'988'121	27'976'242	27'976'242	27'976'242	27'976'242	27'976'242
EBITDA	3'251'229	10'376'010	10'376'010	10'376'010	10'376'010	10'376'010
Invest	117'237'488	111'775'927	106'314'365	100'852'803	95'391'241	89'929'679
Abschreibung	5'461'562	5'461'562	5'461'562	5'461'562	5'461'562	5'461'562
EBIT	-2'210'333	4'914'448	4'914'448	4'914'448	4'914'448	4'914'448
FK Zins	4'982'593	4'750'477	4'518'360	4'286'244	4'054'128	3'822'011
Ergebnis lauf. Jahr	-7'192'926	163'971	396'087	628'204	860'320	1'092'436
Steuern**	-	29'515	71'296	113'077	154'858	196'639
Jahresergebnis	-7'192'926	134'456	324'792	515'127	705'462	895'798
Ergebnisvortrag		-7'192'926	-7'058'470	-6'733'678	-6'218'551	-5'513'089
Kum. Ergebnis	-7'192'926	-7'058'470	-6'733'678	-6'218'551	-5'513'089	-4'617'291
EK	10'392'697	10'556'668	10'952'755	11'580'959	12'441'279	13'533'716
	ok	ok	ok	ok	ok	ok
<u>Ergebnisse</u>						
Nötiges Eigenkapital		14'385'852	CHF			
Effektives Eigenkapital		17'585'623	CHF			
Endergebnis		29'110'037	CHF	(Ergebnis nach 20 Jahren + Restwert Gebäude etc.)		
Durchschn FK Zinskosten		2'777'488	CHF/y			
EK-Zins		5%				

* 1. Jahr nur 50% Ertrag und Stromkosten, alle andern Kosten voll

** ohne Steuerliche Anrechnung Verluste Vorjahre

Investitions- und Betriebskosten weiterer Komponenten einer Anlage in die Berechnungen einbezogen.

Insgesamt werden folgende Kostenpunkte im Modell berücksichtigt:

- Kosten der Elektrolyse
- Kosten der Methanisierung
- Kosten des Wasserstoffspeichers (inkl. Kompressor)
- Kosten der Abtrennung von CO₂
- Kosten für den Gasanschluss an eine regionale Gasleitung 30 - 70 bar

- Kosten für eine eventuelle CO₂-Leitung
- Kosten für Gebäude und Nebenbetriebe
- Kosten für Baurecht, Pacht, Erschliessung, Strassen, etc.
- Kosten für Elektrizität
- Betriebs- und Unterhaltskosten
- Personalkosten

Die verwendeten Investitionskosten der Hauptkomponenten basieren auf Erfahrungswerten der Autoren, auf Literaturangaben und Interviews mit Herstellern. Betriebs- und Unterhaltskosten werden, wenn nicht anders angegeben, mit 4% der jeweiligen Investitionskosten der Hauptkomponenten grob abgeschätzt. Die Anlagenteile werden im Referenzfall über 20 Jahre abgeschrieben. Energiemengen chemischer Energieträger werden, wenn nicht anders beschrieben, auf Basis des unteren Heizwerts (H_i) berechnet. Der Stromverbrauch der Elektrolyse und CO₂-Abtrennung, sowie der Kompression von Wasserstoff werden separat bestimmt, da diese den Wirkungsgrad des Gesamtprozesses stark beeinflussen können. Aus den berechneten Kosten lassen sich die Gestehungskosten des SNG berechnen. Die jeweiligen Verkaufspreise des SNG werden, zur besseren Vergleichbarkeit zwischen den verschiedenen Anlagengrössen, so bestimmt, dass eine vorgegebene Eigenkapitalrendite von 5% nach 20 Jahren erreicht wird. Das einzusetzende Eigenkapital wird auf 15% der Gesamtinvestitionssumme festgelegt.

Folgende zwei Standort-Szenarien werden im Verlauf dieses Kapitels betrachtet:

- Standorte an Wasserkraftwerken (ohne Netzentgelt) für die SNG-Produktion
- Standorte bei den CO₂-Quellen (mit Netzentgelt) für die SNG-Produktion

Nachfolgend werden die Annahmen und Randbedingungen der Abschätzung zur Wirtschaftlichkeit erläutert. Diese werden in Tab. 5.2 zusammengefasst.

5.1.1. Betriebsstunden und Stromkosten

Zur Bestimmung der Produktionsmengen der PtG-Anlage werden im Modell 8760 Stunden eines Jahres abgebildet. Zu jeder Stunde wird ermittelt, welche Leistungen die Elektrolyse und die Methanisierung fahren. Darüber hinaus ist es möglich den Betrieb in Abhängigkeit von Elektrizitätspreisen zu modellieren. Von einer Modellierung auf Basis von Strompreisprofilen wird in diesem Zusammenhang aufgrund des Umfangs der damit verbundenen Berechnungen abgesehen. Jedoch werden die Betriebsstunden abhängig von den Strompreisen und PV-Überschussmengen so gewählt, dass die Elektrolyse nur zu den Stunden mit den niedrigsten Preisen und zu Stunden mit einem PV-Überschuss betrieben wird. Die Betriebsstunden zur Berechnung der produzierten Mengen an Wasserstoff werden im Folgenden gemäss Kap. 4.3.2 auf 4650 Stunden festgelegt (siehe Tab. 4.5). Ausserdem ist der Betrieb in den Monaten von November, Dezember, Januar und Februar ausgeschlossen. Davon ausgenommen sind kleine An-

lagen (1 bis 5 MW) an Abwasserreinigungsanlagen. Diese PtG-Anlagen haben aufgrund ihres Einsatzzwecks eine durchschnittliche Betriebszeit von 8600 Stunden pro Jahr (siehe Tab. 5.3). Andernfalls müssten andere herkömmliche Technologien bereitstehen (zusätzliche CO₂-Abtrennung oder Blockheizkraftwerke), um den Betrieb der ARA nicht zu behindern. Darüber hinaus wird im Referenzfall ein jahresdurchschnittlicher Strombezugspreis von 5 Rp./kWh_{el} als fixer Abnahmepreis für erneuerbaren Strom gewählt. Dies könnte beispielsweise der Fall sein, wenn der Standort der PtG-Anlage bei einem Wasserkraftwerk ist und ein Vertrag zur Stromabnahme zu Zeiten von Strompreisen unter einem fixen Betrag vereinbart wird. Auch könnte der Betreiber des Kraftwerks eine PtG-Anlage aufstellen, um die Energieproduktion des Wasserkraftwerks zu flexibilisieren.

5.1.2. Elektrolyse

Zur Berechnung eines realistischen Lastprofils der Elektrolyse und Einsatzes eines Wasserstoffspeichers, zwischen der Elektrolyse und der Methanisierung, wird auf Basis der stündlichen Maxima der *Day Ahead*-Preise von Deutschland und Österreich, Frankreich, Italien und der Schweiz vom Jahr 2014 entschieden, in welchen Stunden die Elektrolyse mit 100% Last betrieben wird und in welchen Stunden die Wasserstoffproduktion aussetzt. Dazu wird das Profil der stündlichen Maxima aller Märkte vom kleinsten Wert in 2014 bis zum grössten Wert sortiert. Gemäss Kap. 4.3 wird bestimmt zu welchen dieser Stunden ein PV-Überschusspotential existiert. Anschliessend wird vom kleinsten Wert jede Stunde gezählt, zu der ein PV-Überschusspotential existiert, bis die Summe aller ausgewählten Stunden die gewünschten Gesamtbetriebsstunden erreicht hat. Die ausgewählten Stunden werden als Volllaststunden der Elektrolyse definiert. In diesem Zusammenhang wird ein möglicher Teillastbetrieb der Elektrolyse in dieser Studie nicht berücksichtigt. Die Elektrolyse wird ausschliesslich mit 0% oder 100% Last berechnet.

Das so ermittelte Betriebsprofil der Elektrolyse ist in Abb. 5.1 in rot oberhalb der horizontalen Achse dargestellt. Die Abb. 5.1 zeigt Balken deren Wert für jede Stunde des Jahres die Menge an Wasserstoff, die produziert oder verbraucht wird, angibt. Wasserstoffproduktion ist in rot als positiver Wert und Wasserstoffverbrauch in gelb als negativer Wert dargestellt. Der Verlauf der schwarzen Linie ist das Füllstandsprofil des Wasserstoffspeichers.

Die Investitionskosten der Elektrolyse betragen im Referenzfall (Tab. 5.2) 1200 CHF/kW_{el} (siehe auch Kap. 2.2.11). Herstellerinterviews haben ergeben, dass spezifische Investitionskosten für eine Serienproduktion unter 1000 CHF/kW_{el} geschätzt werden. Entwicklungen, die eine höhere aktive Fläche eines Stacks ermöglichen, sollen in erster Linie für die Kostenreduktionen sorgen. Standardisierungen im Produktionsprozess und Fertigungslinien, die über die Einzel fertigung hinausgehen, sind weitere Gründe, die genannt werden. Interviews mit Herstellern in der Schweiz und Deutschland haben ergeben, dass diese abhängig von der Technologie bei einem Grossauftrag von 100 MW_{el} und mehr, mit Preisen zwischen 600 und 800 CHF/kW_{el}

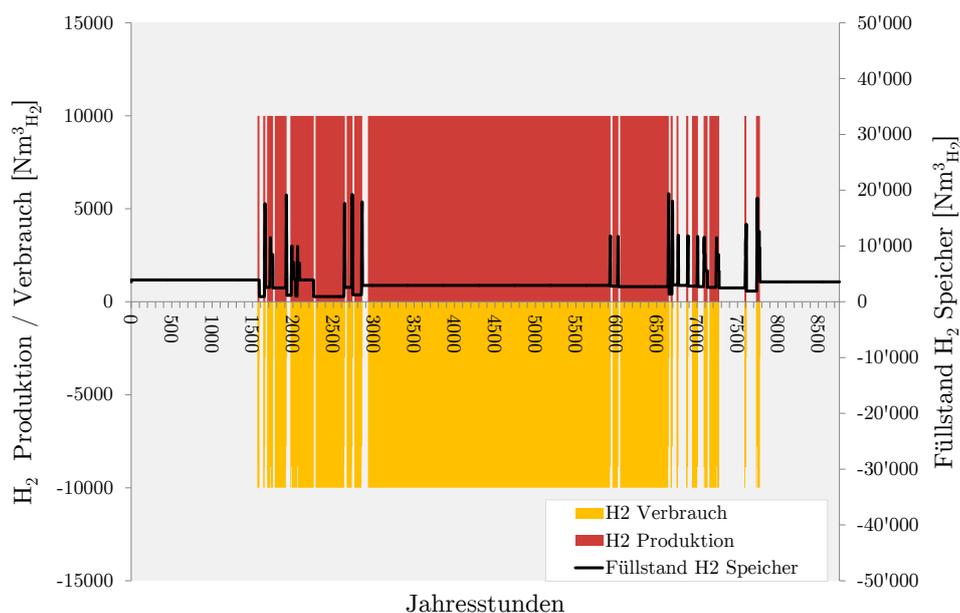


Abbildung 5.1. – Beispiel der Betriebsstundenprofile der Elektrolyse und der Methanisierung für den Referenzfall 50 MW_{el} an einem Wasserkraftwerk und Betriebsstunden, wenn PV-Nettoüberschuss nach Kap. 4.3.4 vorhanden ist.

rechnen. Der elektrische Verbrauch der Elektrolyse wird im Referenzfall mit einem konservativen Wert von $5 \text{ kWh}_{el}/\text{Nm}^3 \text{ H}_2$ angenommen, was einem Wirkungsgrad von etwa $60\%_{H_2}$ entspricht.

5.1.3. Methanisierung

Die Größe der Methanisierung wird so gewählt, dass ihre maximale Auslastung mindestens so viel Wasserstoff verbraucht, wie die Elektrolyse bei Vollast produzieren kann. Während der Entwicklung des Modells hat sich herausgestellt, dass eine zur Elektrolyse-Kapazität äquivalente Methanisierungskapazität sinnvoll ist. In Zeiträumen wo ein Dauerbetrieb der Elektrolyse möglich ist, wird so die Speichermenge des Wasserstoffspeichers effektiv klein gehalten. Eine deutlich grössere Methanisierung ist verschwendetes Kapital, da meist der Wasserstoff limitierend ist. Eine kleinere Methanisierung steigert die Kapital- und Betriebskosten der Wasserstoffzwischenlagerung. Kleinere Methanisierungen könnten vorgesehen werden, falls auch die Co-Produktion und der Verkauf von Wasserstoff am Standort vorgesehen ist. Diese Co-Produktion von Methan und Wasserstoff wird jedoch in diesem Modell nicht berücksichtigt, könnte aber eine gute Möglichkeit zur Senkung der Gestehungskosten sein.

Ein Abschalten und wieder Anfahren der katalytischen Methanisierung bei Zeitabständen von mehr als 15 min ist wegen der Auskühlung und der benötigten Reaktionstemperatur nicht ohne weitere Massnahmen möglich. Stillstandszeiten bis zu einer Stunde könnten mit einer Zusatzheizung überbrückt werden. Dies muss im Einzelfall genauer erörtert werden. Auch ein

Teillastbetrieb der Methanisierung ermöglicht es in Kombination mit einer Wasserstoffspeicherung, längere Zeiträume ohne Wasserstoffproduktion zu überbrücken. Dabei ist zu berücksichtigen, dass der Betrieb eines Reaktors bei sehr geringem Durchsatz (<30% des maximalen Durchsatzes) nicht möglich ist, da Limitierungen in der Hydrodynamik und beim Wärmetransport den stabilen Betrieb der katalytischen Methanisierung beschränken. In solchen Fällen muss die Methanisierung in einen reaktionsfreien Warmhaltebetrieb übergehen oder vollständig heruntergefahren werden. Dies beinhaltet auch alle Massnahmen, die der Schonung des Katalysators dienen und gewisse Zeit in Anspruch nehmen. Daher wird im Modell mindestens mit einer minimalen Methanisierungsleistung von 30% der Maximalleistung gerechnet.

Es kann deshalb sinnvoll sein, die Gesamtleistung der Methanisierung auf mehrere Reaktoren aufzuteilen, wodurch eine geringere kumulierte Teillast gefahren werden kann, wenn einzelne Reaktoren ausgeschaltet und durch die Abwärme der anderen Reaktoren warmgehalten werden. Im Modell wird eine maximale Grösse eines einzelnen Reaktors, aufgrund der realen geometrischen Dimensionen, auf $25 \text{ MW}_{\text{SNG}}$ limitiert. Eine Anlage mit $50 \text{ MW}_{\text{SNG}}$ hat somit zwingend 2 Reaktoren mit entsprechend skalierten Investitionskosten. Die Berechnung der Betriebsstunden der Methanisierungsanlage werden, aufgrund oben genannter Randbedingungen, wie folgt ermittelt. Zur Berechnung der Betriebsstunden der Methanisierung wird eine äquivalente durchschnittliche Last für jede Stunde auf Basis der darauffolgenden 8 Stunden ermittelt. Die Wasserstoffproduktion der nächsten 8 Stunden plus der aktuellen Stunde wird gemittelt und eine diesem Wasserstoffverbrauch äquivalente Leistung wird der Methanisierung zugeordnet (siehe Gl. 5.1).

$$(\text{Last}_{\text{Meth}})_n = \frac{(\text{Last}_{\text{Meth}})_{n+8}}{(\text{Last}_{\text{Meth}})_{\text{max}}} = \frac{\frac{1}{9} \sum_{x=n}^{n+8} \text{Wasserstoffproduktion}_x}{9 \times \text{Wasserstoffverbrauch}_{\text{max}}} \quad (5.1)$$

Der Wasserstoffüberschuss bzw. Wasserstoffbedarf aus der Differenz zwischen Wasserstoffproduktion und -verbrauch wird im Wasserstoffspeicher unter Berücksichtigung der zu leistenden Kompressionsenergie unter Hochdruck eingespeichert bzw. aus diesem entnommen. Berechnete Betriebslasten kleiner als 30% der Maximallast führen zum Abschalten des Reaktors. Sollten mehrere Reaktoren zur Verfügung stehen, so wird ein entsprechender Bruchteil davon als Abschaltbedingung gewählt. Die Gesamtinvestition für die Methanisierung erhöht sich dadurch leicht, jedoch hat es den Vorteil, dass – wie oben beschrieben – eine höhere Flexibilität des Teillastbetriebs ermöglicht wird.

Die Investitionskosten der Methanisierung werden im Referenzfall entsprechend der Erfahrungswerte der Autoren in [80] mit $1'000 \text{ CHF/kW}_{\text{SNG}}$ festgelegt. Zusätzlich wird ein Skaleneffekt mit einem Exponenten von 0.7 bei der Berechnung der Investitionskosten in Abhängigkeit der SNG Leistung der Methanisierung berücksichtigt (siehe Gl. 5.2).

$$\text{Invest}_i = \left[\frac{\text{Kapazität}_i}{\text{Kapazität}_0} \right]^{0.7} \times \text{Invest}_0 \quad (5.2)$$

Die Umwandlung von Wasserstoff zu Methan folgt der stöchiometrischen Reaktionsgleichung Gl. 5.4, nach der aus 4 mol Wasserstoff und 1 mol CO₂ stöchiometrisch 1 mol Methan und 2 mol Wasser entstehen. Der Wirkungsgrad von Wasserstoff zu Methan wird mit 78%_{H_i} festgelegt (siehe Gl. 5.3). Der maximal theoretisch mögliche energetische Wirkungsgrad der stoichiometrischen Methanisierungsgleichung liegt bei 83.2%_{H_i}. Damit entspricht der angenommene Wirkungsgrad von 78%_{H_i} einer Umwandlung von knapp 94% des Wasserstoffs zu Methan.

$$\frac{\dot{n}_{\text{CH}_4} H_{i,\text{CH}_4}}{\dot{n}_{\text{H}_2} H_{i,\text{H}_2}} = 78\% \quad (5.3)$$



5.1.4. Wasserstoffspeicher und Kompressor

Der Betrieb der katalytischen Methanisierung unterliegt einer gewissen thermischen Trägheit. Um dieser im Vergleich zur Elektrolyse grösseren Trägheit gerecht zu werden, wird zwischen Elektrolyse und Methanisierung ein Wasserstoffspeicher bilanziert. Der Wasserstoffspeicher erlaubt den sehr dynamischen Betrieb der Elektrolyse vom Betrieb der Methanisierung so weit wie möglich zu entkoppeln. Die Anzahl der Anfahr- und Abstellvorgänge der Methanisierung können zudem reduziert werden, wenn kurzweilige Auszeiten der Elektrolyse geplant sind, indem der Wasserstoffbedarf über den Speicher gedeckt wird. Dies wirkt sich im realen Fall positiv auf die Ausbeute und den Gesamtwirkungsgrad aus, erhöht aber die Investitionskosten. Ein Wasserstoffspeicher der richtigen Grösse kann Stillstandszeiten der Methanisierung reduzieren.

Die aktive Speichermenge des Wasserstoffspeichers wird über die Differenz der Wasserstoffproduktion der Elektrolyse und des Wasserstoffverbrauchs der Methanisierung bilanziert. Die Bilanzierung beginnt bei einem willkürlichen Startwert. Dadurch können auch negative Speichermengen zustande kommen. Im Anschluss an die Bilanzierung wird das Speicherprofil soweit korrigiert, dass keine negativen Speichermengen auftreten. Abb. 5.1 zeigt den Verlauf des Füllstands des Wasserstoffspeichers. Die oben erwähnte Korrektur der Füllmenge des Wasserstoffspeichers erfolgt durch Verschieben des Profils, so dass das Minimum des Füllstandsprofils eine Sicherheitsreserve von 5% der aktiven Speichermenge nicht unterschreitet. Es wird von einer minimalen aktiven Gesamtspeicherkapazität von mindestens drei Volllaststunden der Elektrolyse ausgegangen, falls die berechnete aktive Speichermenge kleiner ausfallen sollte.

Die Investitionskosten des Wasserstoffspeichers werden mit 1000 CHF/kg_{H₂} angenommen [88]. Um das Volumen des Wasserstoffspeichers möglichst gering zu halten, die Kosten der Kompression jedoch nicht zu sehr ansteigen zu lassen, wird ein Speicherdruck von 410 bar angenommen. Zur Einspeicherung des Wasserstoffs in den Speicher muss ein Kompressor den

Wasserstoff von 30 bar auf 410 bar komprimieren. Der Energieverbrauch des Kompressors wurde mit $0.1903 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{Nm}^3_{\text{H}_2}$, dies entspricht ca. $2.12 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{kg}_{\text{H}_2}$, festgelegt, was einer einstufigen Kompression bei 65% isentropen Wirkungsgrad des Kompressors entspricht. Mit dieser Annahme werden in etwa 6.35% ($\text{kWh}_{\text{el}}/\text{kWh}_{\text{H}_1, \text{H}_2}$) des Heizwerts des komprimierten Wasserstoffs zusätzlich benötigt, um den Wasserstoff zu komprimieren. Im verwendeten Modell bedeutet dies: je häufiger eine Einspeicherung benötigt wird bzw. je dynamischer der Betrieb ist, umso ineffizienter wird der Gesamtprozess. Die Investitionskosten des Kompressors wurden entsprechend [89] mit 515'000 US\$ für eine Kompressoreinheit mit einem Durchsatz von $33 \text{ kg}_{\text{H}_2}/\text{h}$ angenommen und mit einem Exponenten von 0.7 skaliert.

5.1.5. CO₂ Bereitstellung

In Bezug auf die Bereitstellungskosten für CO₂ werden die Investitionskosten der CO₂-Abtrennung und die Kosten des Stromverbrauchs berücksichtigt. Die separate Betrachtung des Energieverbrauchs der CO₂-Abtrennung erlaubt es den Einfluss auf den Gesamtwirkungsgrad der PtG-Anlage zu berücksichtigen. Die beiden Kostenanteile CAPEX und OPEX der CO₂-Abtrennung können in etwa hälftig angenommen werden, wobei die Investitionskosten der CO₂-Abtrennung mit etwas mehr als $20 \text{ US}\$/\text{t}_{\text{CO}_2}$ zu beziffern sind [90]. In dieser Studie wird davon ausgegangen, dass der Wärmebedarf für die CO₂-Abtrennung vor Ort durch Wärmeintegration grösstenteils gedeckt werden kann. Die Investitionskosten der CO₂-Abtrennung und notwendiger Nebenbetriebe inklusive Pufferspeicher werden hier mit $21 \text{ CHF}/\text{t}_{\text{CO}_2}$ festgelegt. Herstellerinterviews verweisen auf einen Stromverbrauch um $180 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{CO}_2}$ während in der Literatur auch Werte bis $1200 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{CO}_2}$ publiziert werden [90]. Ein Grossteil dieser Publikationen untersucht die CO₂-Abtrennung in Bezug auf CCS (Carbon Capture & Storage) am Standort von Kohlekraftwerken, wodurch in der Regel die Opportunitätskosten des Kohlekraftwerks in die Rechnung mit einfließen. In dieser Studie wird ein Strombedarf der CO₂-Abtrennung von $290 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{t}_{\text{CO}_2}$ angenommen. Diese Grössenordnung scheint realistisch, wenn der Wärmebedarf der Waschmittelregeneration aus dem elektrischen Verbrauch herausgerechnet wird. Eine entsprechende Abschätzung dieser Grössenordnung kann nach [90] aus der Aufschlüsselung der Kosten ermittelt werden. Unter Annahme eines Strompreises von $5 \text{ Rp.}/\text{kWh}_{\text{el}}$ entspricht dies $14.5 \text{ CHF}/\text{t}_{\text{CO}_2}$. Zu diesen Kosten kommen noch Betriebs- und Unterhaltskosten von 4% der Investitionssumme hinzu. Somit liegen die Kosten für die CO₂-Bereitstellung total bei etwa $36.5 \text{ CHF}/\text{t}_{\text{CO}_2}$.

5.1.6. Gasleitungen

Der CO₂-Transport von der CO₂-Quelle zum PtG-Standort von durchschnittlich 6 km wird durch den Bau einer Gasleitung ermöglicht. Die durchschnittliche Distanz von 6 km zwischen CO₂-Quellen und Wasserkraftwerken wurde in den Auswertungen zu Kap. 4.4.2 ermittelt. Die

Distanzen zu einem Erdgasanschluss wird äquivalent zu den CO₂-Leitungen auf 6 km festgelegt. Die Kosten der Gasleitung werden identisch zu den Anschlusskosten des Erdgasnetzes mit etwa 600 CHF/m angenommen. Eine einmalige Investition von etwa CHF 400'000 für eine Kompressorstation für den Transport wird ebenfalls berücksichtigt. Diese Angaben beziehen sich auf grobe Abschätzungen der Kosten solcher Leitungen aus Interviews mit Vertretern der Schweizer Gasindustrie. Zusätzlich werden ebenfalls Betriebs- und Unterhaltskosten von 4% der Investitionskosten angenommen.

5.1.7. Übrige Kostenpositionen

Die Kosten für Gebäude und Nebenbetriebe werden mit spezifischen Kosten von 600 CHF/m³ berechnet. Es wird der Platzbedarf der Elektrolyse mit 18.75 m³/100 kW_{el} angenommen. Für die Methanisierung werden 100 m³/400 kW_{el} und für die CO₂-Abtrennung 20 m³/MW_{el} Raumbedarf angenommen. Die Investitionen für Gebäude werden auf 40 Jahre abgeschrieben und Betriebs- und Unterhaltskosten von 1% der Investitionssumme angenommen.

Die Investitionen zu Nebenbetrieben und Umsystemen werden mit 100'000 CHF/MW_{el} angesetzt sowie deren Stromaufnahme mit 5% der Stromaufnahme der Elektrolyse angenommen. Der Amortisationszeitraum ist 20 Jahre und Betrieb- und Unterhaltskosten sind mit 4% der Investitionssumme festgelegt.

Kosten für Baurecht, Pacht, Erschliessung, Strassen und ähnliche Kosten werden mit 500 CHF/m² berücksichtigt. Diese Kosten werden über 40 Jahre in der Erfolgsrechnung abgeschrieben. Zur Ermittlung der Fläche wird die Kubatur obiger Annahmen mit einer durchschnittlichen Gebäudehöhe von 5 m in eine Fläche umgerechnet.

Es werden Personalkosten von 115'000 Franken pro äquivalenter Vollzeitstelle angenommen. Für die verschiedenen Anlagengrößen wird davon ausgegangen, dass unterschiedlich viel Personal benötigt wird, da entsprechendes Personal an den jeweiligen Standorten eventuell schon zur Verfügung steht. Folgende äquivalente Vollzeitstellen werden als Personalkosten der hier berücksichtigten Anlagengrößen angenommen:

- 1 MW_{el}** 1 äquivalente Vollzeitstelle
- 2 MW_{el}** 2 äquivalente Vollzeitstellen
- 5 MW_{el}** 3 äquivalente Vollzeitstellen
- 50 MW_{el}** 7 äquivalente Vollzeitstellen
- 100 MW_{el}** 9 äquivalente Vollzeitstellen
- 500 MW_{el}** 21 äquivalente Vollzeitstellen

5. Wirtschaftlichkeit

Tabelle 5.2. – Modellparameter für den Referenzfall einer 50 MW_{el} Anlage (ohne Netzentgelt). Rote Werte können je nach Szenario variieren; schwarze Werte werden konstant gehalten.

	Parameter	Wert	Einheit	Bemerkung
Allgemein	CO ₂ -Quellen	KVA/CEM		
	Elektrolyse Leistung	50	MW _{el}	
	Mit CO ₂ -Abtrennung	Ja		
	Distanz Gasanschluss	6	km	
	Distanz CO ₂ -Leitung	6	km	
	Netzentgelt (Strom)	0	Rp / kWh	mit Netzentgelt 4.5 Rp / kWh
	Netzentgelt (Gas)	0	Rp / kWh	Annahme: Verbraucher bezahlt Netzentgelt ¹
	Betrieb während PV Überschusspotential	True		True (Überschusstunden)/False (Dauerbetrieb)
	Gewünsch. EK-Rendite	5%		
	Zinskosten	5%	pro Jahr	
	Betriebsstunden	4650	h	4650 h gemäss PV-Überschuss; sonst 8600 h
Amortisation	20	Jahre		
B + U	4%	pro Jahr		
Elektrolyse	Spez. Invest Elyse	1200	CHF / kW _{el}	Optimistische Annahme für AEC ²
	Vol. spezifische Stromverbrauch	5.0	kWh _{el} /Nm ³ _{H₂}	
	Effizienz (LHV)	60%	kWh _{H₂} / kWh _{el}	Auf Basis des Heizwerts H _{i,H₂}
	B + U	2%	% / Jahr	
H ₂ Speicherung	Spez. Invest H ₂ Tank	1000	CHF/kgH ₂	680 US\$/kg [88] ³
	Wasserstoffverluste	0%	%	
	Energieverbrauch Kompressor	0.190	kWh _{el} /Nm ³ _{H₂}	In Belsim Vali berechnet nach Peng-Robinson ⁴
	Spez. Energieverbrauch	6.4%	kWh _{el} /kWh _{H₂}	Auf Basis des Heizwerts H _{i,H₂}
	Inhalt (Volumen)	30000	Nm ³ _{H₂}	
	Inhalt (Masse)	2.7	t _{H₂}	Eine Raketenfüllung etwa 100 bis 150 t Wasserstoff
	Inhalt (Energie)	89850	kWh (H _{i,H₂})	Auf Basis des Heizwerts H _{i,H₂}
Zeitliche Pufferfähigkeit	3	Stunden		
B + U	4%	% / Jahr		
Methanisierung	Spez. Invest Meth.	1	Mio. CHF/MW SNG	konservative Abschätzung GoBiGas ⁵
	Inst. Leistung Methanisierung	25	MW _{peak}	
	Anzahl Methanisierungsreaktoren	1		
	Skaleneffekte Methanisierung	Ja		
	Wirkungsgrad	78%	kWh _{H₂} /kWh SNG	Auf Basis des Heizwerts H _i
	Amortisation	40	Jahre	
B + U	4%	% / Jahr		
CO ₂ -Abtrennung	Spez. Invest. CO ₂ Sep.	21	CHF/tCO ₂	
	nötiges CO ₂ ab Abgasstrom	2367	tCO ₂ / a	1 kg CO ₂ = 0.541 Nm ³ (Quelle ⁶)
	Stromaufnahme	290	kWh/tCO ₂	eigene Annahme ⁷
	B + U	4%	% / Jahr	
Gebäude	Platzbedarf Elyse	188	m ³ /MW	1 MW PEM Diamond light in 2 x 20 Zoll Container ⁸
	Platzbedarf CO ₂ Abtrennung	1000	m ³	8000 m ³ pro 400 MW Elyse war die Annahme
	Platzbedarf Methanisierung	250	m ³ /MW	
	Total bebauter Raum	22875	m ³	
	Kosten Raum	600	CHF/m ³	
	Amortisation	40	Jahre	
	B+U	1%	% / Jahr	
Nebenbetriebe ⁹	Invest	100'000	CHF/1 MW _{el}	der Elektrolyseleistung
	Stromaufnahme	5%		der Stromaufnahme der Elektrolyse
	B + U	4%	% / Jahr	
Baurecht, Miete,...	Kosten	500	CHF/m ²	
	Platzbedarf	4575	m ²	mit durchschnittlicher Gebäudehöhe 5 m
	Amortisation	40	Jahre	
CH ₄ - / CO ₂ -Leitung	Kosten	600	CHF/m	Angabe Firma 360°
	Investition Anschlusspunkt (Haus)	400	kCHF	
Personalkosten	Äquiv. Vollzeitstellen	7		Eigene Annahme ¹⁰
	Lohnkosten	885.5	kCHF/äquiv. Vollzeitstelle	inkl. 15% zusätzlicher Arbeitgeberanteil
Anteil Stromkosten	Versprochener Strompreis WKW Betreiber	5	Rp./kWh _{el}	

¹ sonst 0.2 Rp/kWh

² PEM: bis 3000 CHF/kW_{el}

³ High Pressure Vessel 940-1100 US\$/kg; Low pressure Vessel 450-635 US\$/kg (250 bar) [12]

⁴ 30-410 bar; 0.156 kWh/Nm³, wenn es sich um einen zweistufigen Kompressor mit Zwischenkühlung handelt

⁵ Ganymeth (PSI): CHF 300'000/400 kW bei vollem H₂ Betrieb

⁶ Carbagas

⁷ 50 MW Anlage: CO₂ Wäsche mit 900 kW Dauerleistung bei 117 tCO₂ pro Tag (184 kWh/ tCO₂ chilled ammonia)

⁸ PtG-Anlage in Werlte (D) mit 1.2 MW hat geschätzt 75 m² Fläche mal 3 m Höhe

⁹ Pumpen, Gasreinigung, etc.

¹⁰ gemäss Formel: =AUFRUNDEN(0.9*WURZEL(P_{Elyse}))

5.1.8. Wichtige Randnotizen

Die Tab. 5.2 fasst die Eingabeparameter des Modells zusammen. Die hier durchgeführten Berechnungen sind als reine Preisabschätzung zu sehen, in der viele der Kostenpositionen von kleinen Anlagen (meist 1 bis 3 MW_{el}) hochskaliert wurden. Es wurden zwar gewisse Annahmen zur Degression der spezifischen Kosten einzelner Anlagenteile getroffen, jedoch sind diese recht ungenau, da in den Kostenangaben der Kleinanlagen meist mehrere Komponenten zusammengefasst sind. Annahmen zur Kostendegression dieser Anlagenteile und anderen Faktoren können daher ungenau sein.

Zusätzliche Erträge, wie zum Beispiel aus Netzdienstleistungen (Bereitstellung von Regellast) werden in dieser Abschätzung zur Wirtschaftlichkeit nicht berücksichtigt. Auch könnte der Sauerstoff aus der Elektrolyse beispielsweise an ARA Standorten Kosten für die Ozonaufbereitung oder Belüftung der Belebungsbecken einsparen. Wie oben beschrieben wird auch die Co-Produktion und Vermarktung von Wasserstoff nicht berücksichtigt. Solche Erträge haben das Potential, den durchschnittlichen Preis des bezogenen Stroms zu reduzieren, insbesondere wenn der Strommarkt in Zukunft volatiler wird. Beispielsweise könnte ein Wasserkraftwerksbesitzer durch den Zubau einer PtG-Anlage die Stromproduktion seines Kraftwerks flexibilisieren, um die Erträge zu erhöhen. Dies erlaubt wiederum Mischkalkulationen, die PtG-Anlagen unter gewissen Bedingungen rentabel machen könnten. Für einen schnellen Start der Methanisierung nach kurzen Stillstandszeiten, im Rahmen von wenigen Stunden, würde in der Realität eine Zusatzheizung zur Überbrückung installiert werden. Damit verbundene Verbräuche bleiben in der hier gemachten Berechnung unberücksichtigt.

5.2. Standortszenarien

Im folgenden Kapitel wird das oben beschriebene Modell der PtG-Anlage auf Basis von Standortszenarien untersucht. Anschliessend wird die Sensitivität des SNG-Verkaufspreises auf Variation der Investitionskosten der Elektrolyse, der Methanisierung, des Wasserstofftanks, und des Strombezugspreises in Abhängigkeit der Szenarien untersucht. Zur besseren Vergleichbarkeit werden die übrigen Variablen konstant gehalten. Eine Übersicht der fixen Eingangsgrößen und der betrachteten Variablen wird in Tab. 5.2 präsentiert. In den folgenden Abschnitten werden nur die von diesen Referenzannahmen in Tab. 5.2 abweichenden Eingangsgrößen der Berechnungen beschrieben.

Im Folgenden werden hauptsächlich zwei Standortszenarien miteinander verglichen. Im ersten Standortszenario wird die Produktion von SNG am Standort eines Wasserkraftwerks unter Vermeidung der Zahlung von Netzentgelten (kurz: ohne Netzentgelt) betrachtet. In Tab. 5.3 sind diese als Szenario A und B gekennzeichnet. Im zweiten Standortszenario wird die Produktion von SNG am Standort der CO₂-Quelle (mit Netzentgelt) betrachtet. In Tab. 5.3 sind diese als Szenario C und D gekennzeichnet.

Tabelle 5.3. – Standortszenarien für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen

	bei Kraftwerken (ohne Netzentgelt)	bei CO ₂ -Quellen (mit Netzentgelt)
1, 2, 5 MW _{el} (ARA/Biogas)	Szenario A <ul style="list-style-type: none"> - PV-Überschuss-Betrieb: 4650 h - ohne CO₂ Abtrennung - mit CO₂ Leitung (6 km) - Gasnetzeinspeisung (6 km) - ohne Netzentgelt (0 Rp./kWh_{el}) 	Szenario C <ul style="list-style-type: none"> - Dauerbetrieb: 8600 h - ohne CO₂ Abtrennung - ohne CO₂ Leitung (0 km) - Gasnetzeinspeisung (2 km/6 km*) - mit Netzentgelt (4.5 Rp./kWh_{el})
50, 100, 500 MW _{el} (KVA/Zementwerke)	Szenario B <ul style="list-style-type: none"> - PV-Überschuss-Betrieb: 4650 h - mit CO₂ Abtrennung - mit CO₂ Leitung (6 km) - Gasnetzeinspeisung (6 km) - ohne Netzentgelt (0 Rp./kWh_{el}) 	Szenario D <ul style="list-style-type: none"> - PV-Überschuss-Betrieb: 4650 h - mit CO₂ Abtrennung - ohne CO₂ Leitung (0 km) - Gasnetzeinspeisung (6 km) - mit Netzentgelt (4.5 Rp./kWh_{el})

* bei 5 MW_{el}

Innerhalb der Standortszenarien wird noch einmal zwischen Randbedingungen für kleine PtG-Anlagen in Verbindung mit einer ARA als CO₂-Quelle und grossen PtG-Anlagen in Verbindung mit KVA und Zementwerken als CO₂-Quelle unterschieden. Die hauptsächlichsten Unterschiede dieser Randbedingungen sind ebenfalls in Tab. 5.3 zusammengefasst. Danach werden kleine PtG-Anlagen beispielsweise das gesamte Jahr über betrieben, da diese die Aufbereitung des Rohgases aus der ARA übernehmen.

5.2.1. CH₄ Produktion Standort Wasserkraftwerk (Szenario A und B)

In den Szenarien A und B wird die Wirtschaftlichkeit von PtG-Anlagen untersucht, welche auf einem Kraftwerksareal oder in einer ähnlichen Konstellation (z.B. PV-Eigenverbrauchsgemeinschaften neu auch ZEV – *Zusammenschluss zum Eigenverbrauch* – genannt) errichtet werden, wodurch ein Betreiber einer PtG-Anlage diese, ohne die Nutzung des allgemeinen Netzes, betreiben könnte. An Standorten von ARA sind vor allem PtG-Anlagegrössen im einstelligen MW-Bereich realistisch. Das Rohgasgemisch aus Methan und Kohlendioxid erlaubt, nach einer ausreichenden Gasreinigung, eine direkte Methanisierung des Rohgases, weshalb eine CO₂-Abtrennung eingespart werden kann. Entsprechende Anlagengrössen unter 5 MW_{el} benötigen daher keine CO₂-Abtrennung, was im Szenario A entsprechend berücksichtigt wird. Die PtG-Anlagen werden in den Standortszenarien A und B entsprechend der 4650 mehrjährigen durchschnittlichen PV-Nettoüberschusstunden (siehe Kap. 4, Tab. 4.5) betrieben. ARA bzw. Biogasanlagen sind daher weiter auf die bisherige Gasaufbereitung zur Verwertung des Rohgases angewiesen. Während der Zeit im Sommer, in der das Rohgas in der PtG-Anlage

genutzt wird, wird die heute bereits installierte technische Lösung an der ARA ausser Betrieb genommen und steht weiterhin für den Winterbetrieb bereit.

Für die Anlagengrössen von 50, 100 und 500 MW_{el} wird eine entsprechend grosse CO₂-Abtrennung berücksichtigt. Dies bedeutet geringere Investitions- und Betriebskosten für die kleineren Anlagen in Kombination mit ARA und Biogasanlagen. Alle betrachteten Anlagengrössen benötigen in den Szenarien A und B eine 6 km lange CO₂-Leitung bzw. Rohgasleitung (für ARA und Biogasanlagen) zwischen dem Standort des Wasserkraftwerks und der CO₂-Quelle. Ebenso wird davon ausgegangen, dass ein Anschluss an das Erdgasnetz mit einer Länge von 6 km benötigt wird und finanziert werden muss.

5.2.2. CH₄-Produktion Standort CO₂-Quelle (Szenario C und D)

PtG-Anlagen, welche direkt an der CO₂-Quelle realisiert werden, müssen keine CO₂-Leitung ausserhalb des Geländes finanzieren. Daher werden keine Kosten für den Bau einer CO₂-Leitung berücksichtigt. Jedoch wird der benötigte Strom über das öffentliche Netz bezogen, weshalb Netzentgelte anfallen. Für die Anlagengrössen von 1 bis 5 MW_{el} wird ausgegangen, dass diese das gesamte Jahr über (ca. 8600 Stunden) betrieben werden, da die Methanisierung, anstelle der CO₂-Abtrennung oder des BHKWs, die Aufbereitung des Rohgases aus einer ARA übernimmt. Kleine PtG-Anlagen könnten gegebenenfalls in das lokale Erdgasnetz einspeisen, weshalb die Leitungslängen für Anlagengrössen von 1 und 2 MW_{el} auf 2 km reduziert wurden. Für die 5 MW_{el} PtG-Anlage wird weiterhin eine durchschnittliche Distanz von 6 km angenommen, da vermutlich eine Anschlussleistung und Gasdurchsatz benötigt wird, welcher an einem Netz eines Regionalgasversorgers eher gegeben ist. Auch in den Szenarien C und D wird von einer direkten Methanisierung des ARA-Rohgases ausgegangen.

Da eine KVA nach Definition zu etwa 50% erneuerbaren Strom erzeugt und damit ein Stromproduzent ist, wäre ein netzentgeltfreier Bezug von Strom an einer KVA eventuell möglich. Diese Möglichkeit wurde in dieser Untersuchung jedoch nicht berücksichtigt.

5.3. Ergebnisse

Die aus den vier Standortszenarien resultierenden SNG-Verkaufspreise sind in Abb. 5.2 und 5.3 dargestellt. Die Anteile der einzelnen Kostenpositionen an der Bildung des Verkaufspreises sind als gestapelte Säulen dargestellt. Die Abb. 5.2 visualisiert die Kostenanteile in absoluten Zahlen, während Abb. 5.3 relative Anteile präsentiert.

Wie in den vorangegangenen Kapiteln beschrieben werden folgende fixe Kostenanteile (Investitionskosten) illustriert: Abschreibungen von Elektrolyse, Methanisierung, CO₂-Abtrennung, Wasserstoffspeicher, Gasnetzanschluss, CO₂-Leitung, sowie Bau der Gebäude, Nebenbetriebe und Ausgaben für Baurecht / Miete / Pacht für das Grundstück, Erschliessung des Grundstücks, Bau von Strassen, etc., sowie Zinsen für Fremdkapital. Des Weiteren werden folgende

variable Kostenanteile (Betriebskosten) berücksichtigt: Betrieb und Unterhalt der Anlagenteile, Personal und Diverses, Stromkosten aller Anlagenteile, sowie eine Marge, die eine 5% Eigenkapitalrendite ermöglicht.

Auf der linken Seite von Abb. 5.2 und 5.3 sind die Referenzszenarien A und B (Standorte ohne Netzentgelt) dargestellt. Auf der rechten Seite die Referenzszenarien C und D (Standorte mit Netzentgelt). Des Weiteren werden auf beiden Seiten der Abbildungen die sechs Anlagegrößen unterschieden. Die farbigen Balkenabschnitte bilden zusammen den Anteil der Kapitalkosten (CAPEX) am SNG-Gestehungspreis. Die grauen Balkenabschnitte bilden zusammen den Anteil der Betriebskosten (OPEX) am SNG-Gestehungspreis. Der rötliche Balkenabschnitt an der Spitze der Balken illustriert die benötigte Marge um die gewünschte Eigenkapitalrendite der PtG-Anlage zu erreichen (Aufschlag für EK Ertrag). In allen Fällen ist diese mit 5% festgelegt. Die Reihenfolge der gestapelten Balken entspricht der Reihenfolge, die in der Legende dargestellt ist. Die Oberkante der Balken in Abb. 5.2 markieren den SNG-Verkaufspreis.

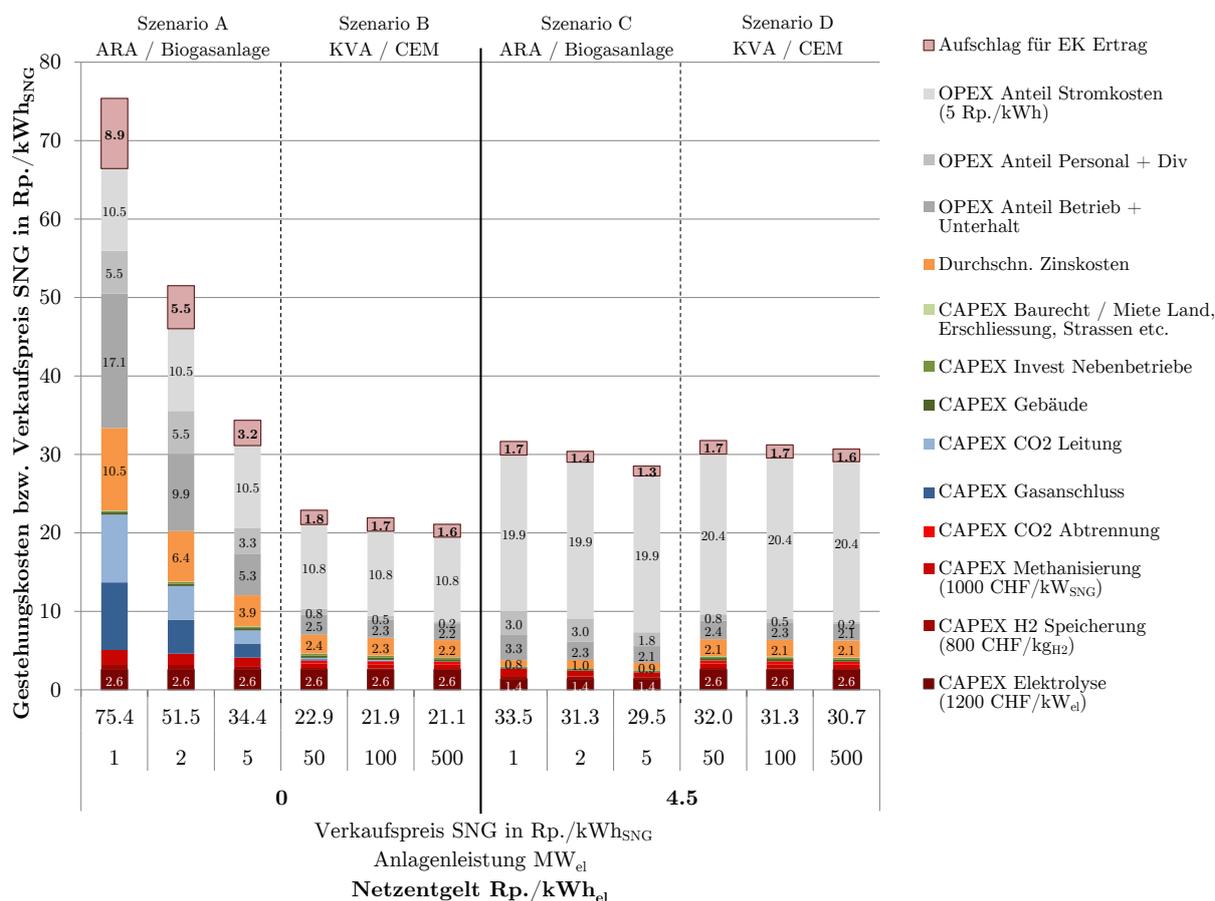


Abbildung 5.2. – Zusammensetzung des absoluten SNG-Verkaufspreises nach Gestehungskosten (CAPEX und OPEX gemäss Tab. 5.2) und EK Ertrag für die vier in Tab. 5.3 beschriebenen Szenarien unterteilt nach Anlagenleistung (in MW_{el}) und Netzentgelt (in Rp./kWh_{el}). Links der Mittellinie die Szenarien ohne Netzentgelt; rechts diejenigen mit Netzentgelt. CAPEX: farbige Balken; OPEX: graue Balken

einer ARA oder Biogasanlage stehen. Im Szenario C wird ausserdem bei Anlagen kleiner als 2 MW_{el} mit einem Standort nahe an einer Erdgasleitung gerechnet, deshalb werden für diese Anlagen Anschlussleitungen von weniger als 2 km angenommen. Mit diesen Annahmen können die Kosten von Standortsszenarien nach Szenario C auf Verkaufspreise in gleicher Grössenordnung kommen, wie wesentlich grössere Anlagen nach Szenario D. Die Verkaufspreise von SNG sind in diesen Szenarien im Referenzfall bei knapp über $30\text{ Rp./kWh}_{\text{SNG}}$. In beiden Szenarien (Szenarien C und D) sind die Stromkosten als grösster Kostenfaktor einzustufen. Diese machen einen Anteil von bis zu 68% des Verkaufspreises und etwa 70% der Gestehungskosten aus. Die günstigsten Verkaufspreise ergeben sich im Szenario B, für grosse Anlagen ab 50 MW_{el} inkl. CO_2 -Abtrennung aus Abgasen von KVA/CEM, welche kein Netzentgelt entrichten.

In Abb. 5.4 sind die berechneten Verkaufspreise der modellierten Szenarien unter Variation des Einkaufspreises von Strom ($3\text{ - }7.5\text{ Rp./kWh}_{\text{el}}$) sowie Investitionskosten der Elektrolyse ($500\text{ - }2000\text{ CHF/kW}_{\text{el}}$), der Methanisierung ($500\text{ - }1300\text{ CHF/kWh}_{\text{SNG}}$), und des Wasserstoffspeichers ($500\text{ - }1100\text{ CHF/kg}_{\text{H}_2}$) dargestellt. Die berechneten Parameterkombinationen werden in Abb. 5.5 in parallelen Koordinaten dargestellt. In allen Szenarien variieren die SNG Verkaufspreise für die jeweilige Anlagengrösse sowie Szenario in einem Bereich von $\pm 10\text{ Rp./kWh}_{\text{SNG}}$ um den jeweiligen Referenzpunkt herum (siehe schwarzer Punkt auf der x-Achse in Abb. 5.4). Die Referenzpunkte der einzelnen Anlagengrössen sind, für die jeweiligen Szenarien, mit einem Einkaufspreis von Strom von $5\text{ Rp./kWh}_{\text{el}}$, Investitionskosten der Elektrolyse von $1200\text{ CHF/kW}_{\text{el}}$, Investitionskosten der Methanisierung von $1000\text{ CHF/kWh}_{\text{SNG}}$, und Investitionskosten des Wasserstoffspeichers von $800\text{ CHF/kg}_{\text{H}_2}$ berechnet. Unter Betrachtung

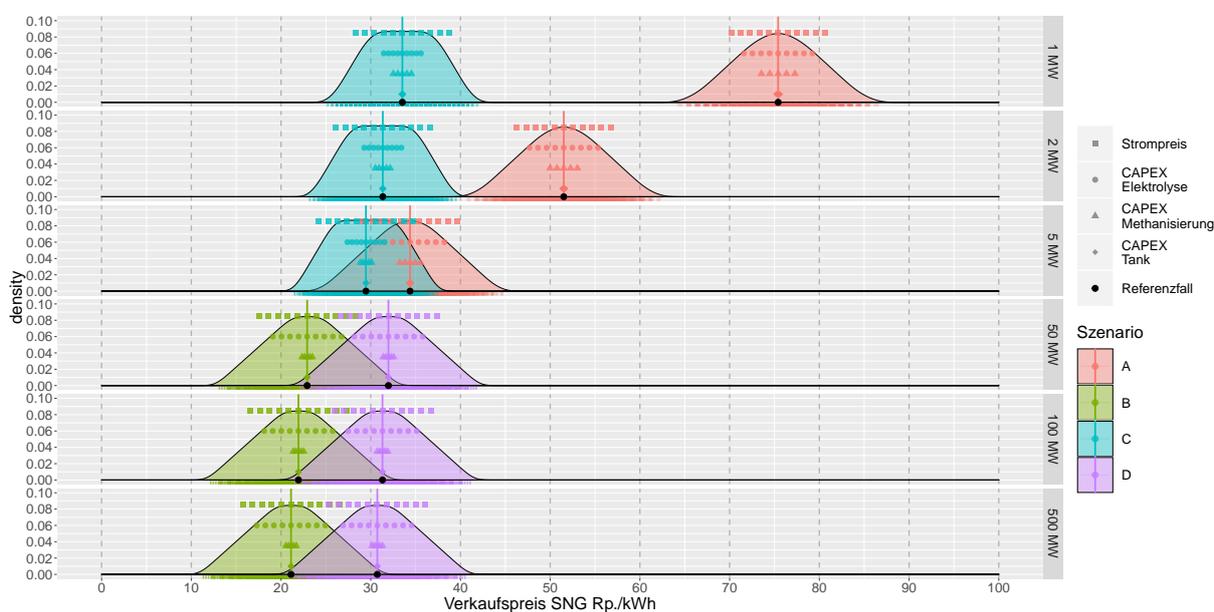


Abbildung 5.4. – Verteilung der Verkaufspreise von SNG gemäss Szenarien A, B, C und D unter Variation des Einkaufspreises von Strom ($3\text{ - }7.5\text{ Rp./kWh}_{\text{el}}$), der Investitionskosten der Elektrolyse ($500\text{ - }2000\text{ CHF/kW}_{\text{el}}$), der Methanisierung ($500\text{ - }1300\text{ CHF/kWh}_{\text{SNG}}$), und des Wasserstoffspeichers ($500\text{ - }1100\text{ CHF/kg}_{\text{H}_2}$).

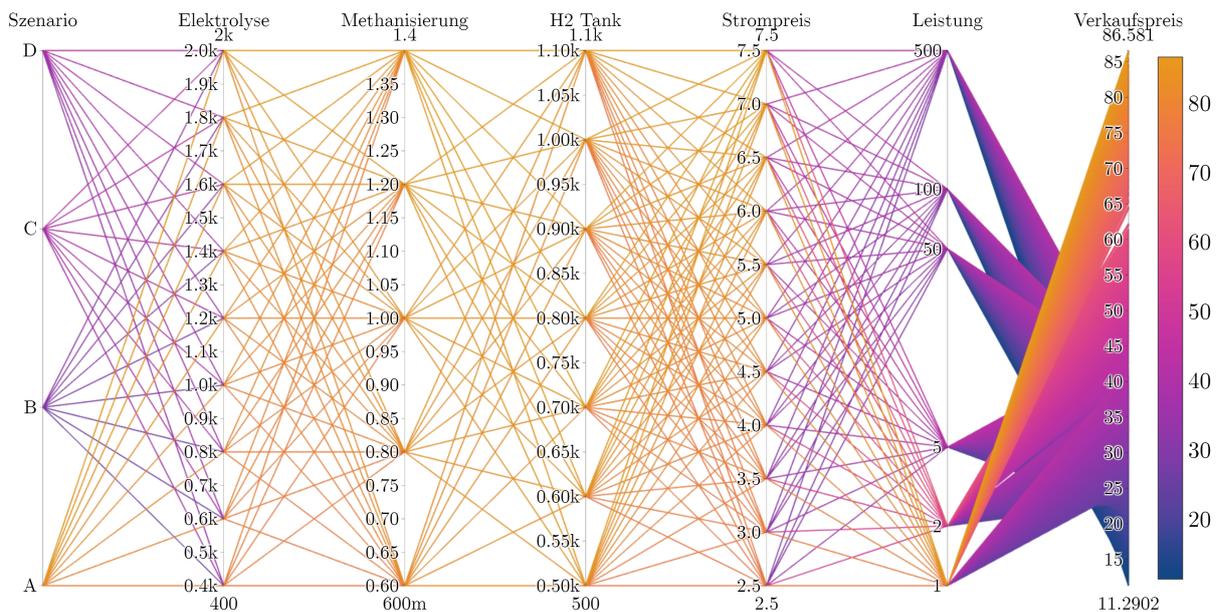


Abbildung 5.5. – Darstellung der berechneten Parameterkombinationen zur Berechnung des SNG-Verkaufspreises unter variierenden Eingangsgrößen.

von Abb. 5.4 wird deutlich, dass wenn Standortvorteile und Geschäftsmodelle von kleinen Anlagen stimmen (Szenario C), diese bei hohen Betriebsstunden auf ähnliche Verkaufspreise für SNG kommen, wie sehr grosse Anlagen, welche ein Netzentgelt von 4.5 Rp./kWh_{el} zahlen müssen (Szenario D). Unter der Annahme, dass die Gestehungskosten von Methan aus Biogas- bzw. Abwasserreinigungsanlagen etwa 6 Rp./kWh_{SNG} betragen und die Gaszusammensetzung des Rohgases 55% Methan und etwa 45% CO₂ beträgt, können selbst relativ teure Gestehungskosten von PtG von etwa 30 Rp./kWh_{SNG} eine Mischkalkulation der Gestehungskosten von etwa 16.8 Rp./kWh_{SNG} ergeben. Dies zeigt, dass es wie bei den meisten Technologien auf den Standort und das Geschäftsmodell ankommt, ob eine PtG-Anlagen wirtschaftliche Gestehungspreise hat oder nicht. Im Vergleich zwischen Szenario A und C ist zu erkennen, dass die gemachten Annahmen zur Installation von Gasleitungen und der CO₂-Abtrennung sowie die Betriebsstunden einen sehr grossen Effekt auf die Kostenstruktur des Produktes haben. Den grössten Einfluss auf die Gestehungskosten hat in allen Szenarien der Einkaufspreis von Strom, gefolgt von Kosten der Elektrolyse und Methanisierung (siehe Abb. 5.4). Kaum einen Effekt haben die Investitionskosten für den Wasserstofftank.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass SNG unter den hier gemachten Annahmen kaum zu Gestehungspreisen unter 20 Rp./kWh_{SNG} verkauft werden kann, da selbst sehr grosse Anlagen nicht unter diesen Preis kommen. Da die Gestehungskosten in den meisten realen Geschäftsmodellen meist zu 50% aus Kosten für den Strombezug bestehen, liegt die Annahme nahe, dass PtG-Anlagen in einem zukünftigen Energiesystem eher bei sehr niedrigen Stromtarifen betrieben werden würden. Sehr niedrige Strompreise gehen im heutigen Strommarkt mit einem Überangebot von erneuerbaren Energien einher. Es bleibt zu prüfen, ob der Einsatz von

PtG zu einer Verknappung der erneuerbaren Energien führt oder aufgrund der hohen Last durch den Strompreis eine Eigenhemmung des PtG-Marktes stattfinden würde.

6. Fazit / Ausblick

6.1. Allgemein

In dieser Studie wird vertieft auf die Nutzbarmachung und Herstellung von chemischen Energieträgern aus temporär überschüssigem erneuerbarem Strom (z.B. durch den Zubau von PV-Anlagen) eingegangen, um deren technische Machbarkeit, Potentiale sowie Randbedingungen im Rahmen von Power-to-Gas (PtG) Anwendungen (z.B. als synthetische Treibstoffe) in der Schweiz abzuschätzen. Dazu wurden GIS-Werkzeuge und historische, hoch aufgelöste Zeitreihen von Produktions- und Lastgängen des schweizerischen Transportnetzes für Elektrizität (swissgrid) mit einer Auflösung von 15 Minuten verwendet. Dies erlaubt, technologische Limitierungen besser abzuschätzen als mit stark vereinfachenden Abschätzungen, beispielsweise über monatliche Mittelwerte. Als Systemgrenze wird die "Schweiz" gewählt, da im Sinne eines *worst case* Szenarios angenommen wird, dass insbesondere im Sommer bei entsprechenden Wetterlagen überschüssiger erneuerbarer Strom vor allem aus Sonne meist gleichzeitig auch in grossen Teilen Europas anfällt. Insbesondere im Sommer hat aber auch die Schweizer Wasserkraft einen grossten Teil Ihrer Produktion, so dass die Stromproduktion in der Schweiz unter Finanzierungsprobleme kommen könnte. Die internationale Vernetzung und Import- und Exportmöglichkeiten sind somit nur begrenzte Möglichkeiten eine unausgeglichene Strombilanz zu korrigieren, sollten nicht weitere Technologien, wie z.B. grössere Speicher, dabei helfen.

In Situationen von temporär überschüssigem erneuerbarem Strom muss dieser bereits heute – beispielsweise in Deutschland und China [91] – abgeregelt werden. Dies beinhaltet aber politische und wirtschaftliche Risiken, da eine Abregelung sowohl mit energetischen als auch ökonomischen Verlusten verbunden ist. Zudem führt die Abregelung der PV-Anlagen zu einer höheren spezifischen CO₂-Belastung jeder genutzten Kilowattstunde, da das für die Herstellung der PV-Anlagen angefallene CO₂ auf eine geringere Anzahl Kilowattstunden verteilt werden muss. Ein Export ist dann nur möglich, wenn anderswo zur gleichen Zeit eine Nachfrage nach Strom besteht und dort nicht gleichzeitig selbst eine Stromüberproduktion herrscht. Die Speicherung von Strom ist oft entweder aufgrund der begrenzten Speicherkapazität und hoher Kosten nur kurzzeitig möglich (z.B. Batterien) oder durch die verfügbare Leistungskapazität limitiert (z.B. Pumpspeicher). Speicher sind aber auch in der kurzfristigen Verschiebung der Energiemengen ein wichtiger Baustein eines zukünftigen Energiesystems. Diese Studie zeigt, dass auch beim Einsatz von PtG die vorgelagerte Speicherung einen wichtigen Beitrag für eine sinnvolle Skalierung des Einsatzes von PtG leistet. In jedem Fall ist die Nutzung der erzeugten Energie in Form von Strom zu priorisieren, was auch den Umfang einer entsprechenden

Umwandlungs- und Speicherkaskade vom Zeitpunkt der Produktion bis hin zum Verbrauch reduziert. Die Entwicklung von Konzepten zur Nutzbarmachung der Überschüsse ist deshalb ein wichtiger Bestandteil einer PV-Ausbaustrategie.

Die Umwandlung von Stromüberschüssen in chemische Energieträger für andere Energiesektoren (z.B. als Treibstoff für die Mobilität) im Rahmen von PtG eine vielversprechende Option, um den Ausbau der PV in der Schweiz im geplanten Umfang durchzuführen. Denn das Verhältnis von Leistung zu Energieproduktion sorgt für zeitlich begrenzte Energieüberschüsse die sich im Ausbauplan der Photovoltaik schon früh auftreten. Überschüsse reduzieren jedoch den momentanen Wert der erzeugten Einheit an Energie, was im Markt zu niedrigeren durchschnittlichen Erlösen und damit zu einem negativen Druck auf den weiteren Ausbau der Photovoltaik führt. Der Einsatz von entsprechenden Überschüssen beispielsweise im Treibstoffmarkt (Mobilitätsenergie) führt darüber hinaus zu einer höheren Wertschöpfung des Stromüberschusses und reduziert gleichzeitig fossile CO₂-Emissionen in anderen Sektoren (Defossilisierung). Die Untersuchungen haben gezeigt, dass wegen hoher Gestehungskosten und grosser Abhängigkeit der Gestehungskosten vom Strompreis, die Umwandlung von Strom in synthetisches Erdgas (Power-to-SNG) mit der Nutzung von CO₂ aus industriellen Prozessen momentan und in naher Zukunft wirtschaftlich gesehen nur eine Alternative zu fossilen Treibstoffen ist. Im Gegenzug dazu ist eine energetische Nutzung des SNG zur Erzeugung von Wärme allein aufgrund der Kosten unwahrscheinlich.

Gemäss KEMA-Studie [92], deren Annahmen auf den Szenarien der Energiestrategie 2050 [2] basieren¹, wird kurz- und mittelfristig (bis ca. 2035) in der Schweiz kein zusätzlicher Speicherbedarf benötigt. Für den Zeitraum bis 2050 ist jedoch regional ein technisch bedingter zusätzlicher Speicherbedarf zu erwarten.

Konventionelle Stromspeicher eignen sich ausschliesslich für kurzfristige Anwendungen (Tage/Wochen) und stehen somit für eine mittel- bis langfristige Energiespeicherung nicht zur Verfügung. Power-to-Gas-Technologien erzeugen hingegen Energieträger die sich – trotz der hohen Energieverluste von teils über 50% und der durch die geringen Betriebsstunden vergleichsweise hohen Kosten – in dieser Hinsicht wegen der langfristigen/saisonalen Speicherbarkeit dieser Energieträger und hohen Flexibilität in der Nutzung der Produkte (synthetische Treibstoffe) als eine ernst zu nehmende ergänzende Alternative gegenüber anderen Optionen (Abregelung, optimierte Vernetzung der europäischen Strommärkte, E-Mobilität inkl. *vehicle-to-grid*, lokale Lösungen wie *demand site management*, etc.) in betracht gezogen werden sollte.

¹ Als Grundlage des Profils der PV-Einspeisung im Jahresverlauf in der KEMA-Studie [92] wurde das reale Produktionsprofil im Netzgebiet der Transnet BW des Jahres 2011 verwendet und entsprechend der schweizerischen mittleren Globalstrahlungsintensität für ein Ausbaziel (NEP, POM) von 11 TWh_{el} im Jahr 2050 skaliert. Diese Annahmen zum PV Zubau und zur Entwicklung der PV unterscheiden sich von den Annahmen in dieser Studie. In dieser Studie werden vor allem die potentiellen Einflüsse von unterschiedlichen Ausbaugraden untersucht und keine zu einem bestimmten Jahr zu erreichenden Ausbauziele angenommen.

6.2. Technologien

In einem ersten Schritt wurden die einzelnen Prozessketten und Verfahren von PtG bezüglich Funktionsweisen, Vor- und Nachteilen, Stand-der-Technik, Wirkungsgrade und Kosten (CAPEX und OPEX) verglichen und die folgenden Schlüsse gezogen:

- Je nach Gesamtprozesskette und Technologie fallen bei der Elektrolyse die grössten Wirkungsgradverluste von bis zu 40% an.
- Alkalische Elektrolyseure (AEC) sind Stand der Technik und bislang die günstigste Elektrolyse-Technologie im MW-Massstab.
- Polymerelektrolyt-Membran (PEM) Elektrolyseure haben inzwischen ebenfalls den MW-Massstab erreicht und erlauben einen dynamischeren Betrieb (Teillast) als AEC. Ihr Kostensenkungspotential ist grösser als bei AEC und liegt vor allem in deren Massenproduktion und geringerem Edelmetalleinsatz.
- Anion-Exchange-Membrane (AEM) und Festoxid (SOEC) Elektrolyseure sind noch in der Entwicklung (Labor- und Pilotmassstab), weisen aber für PtG interessante Vorteile wie günstigere Materialien bzw. höhere Wirkungsgrade auf.
- Die adiabate Festbett-Methanisierung ist in der Kohlechemie Stand-der-Technik, aber auch die gekühlte Festbett- und Wirbelschicht-Methanisierung sowie die biologische Methanisierung bieten sich durch einige Vorteile (z.B. MW-Massstab, Prozessvereinfachung, Rohgas-Aufarbeitung, etc.) für PtG an.
- Katalytische Methanisierungsverfahren (Festbett oder Wirbelschicht) sind ideal, wenn deren Abwärme zur Regeneration des Adsorbens bei der CO₂-Abtrennung und/oder für die SOEC Elektrolyse genutzt werden kann.
- Biologische Methanisierungsverfahren sind insbesondere bei Biogas- und Abwasserreinigungsanlagen eine gute Alternative, da u.a. Personal mit entsprechendem Fachwissen bereits vor Ort ist.
- Flüssige Treibstoffe aus Power-to-Liquids (Methanol, DME, POME, Fischer-Tropsch-Treibstoffe) weisen eine höhere Energiedichte als gasförmige Treibstoffe auf. Sie haben einen ähnlich breiten Anwendungsbereich wie fossile Treibstoffe: Lastwagen für Mittel-/Langstrecke, Baumaschinen und landwirtschaftliche Maschinen, Lokomotiven sowie mit Fischer-Tropsch-Kerosin betriebene Flugzeuge.
- PtG-Anlagen für Wasserstoff und Methan (SNG) gibt es bereits heute im industrialisierten Massstab; Anlagen für flüssige Treibstoffe noch nicht im selben Ausmass.

6.3. Strommarkt

Der schweizerische Strommarkt wird sich durch den Wegfall der Kernenergie (Bandenergie) und den Ausbau der (volatilen) Photovoltaik in Zukunft deutlich verändern. Gerade der intermittierende Anfall der Sonnenenergie, mit Spitzenleistungen in den Mittagsstunden im Sommer und Defiziten im Winter bzw. in der Nacht, stellt das zukünftige Energiesystem der Schweiz vor beträchtliche Herausforderungen. Ein starker Ausbau von Erneuerbaren Energien (EE) im In- und Ausland wird die Überschüsse im elektrischen Netz weiter steigen lassen. Die Nutzung dieser Energiemengen muss in Zukunft sektorübergreifend und sinnvoll geregelt werden. Zukünftig müssen also dem elektrischen Netz flexibel einsetzbare Lasten zur Verfügung stehen, die entsprechende Überkapazitäten nutzen, die planbar eingesetzt werden können und deren Wertschöpfung im Markt möglich ist. Andernfalls wird sich der Ausbau der EE sowohl in ökonomischer als auch in ökologischer Weise selbst hemmen, da Überkapazitäten den Preis drücken. In diesem Zusammenhang zeigt sich insbesondere die Rolle von PtG als ein wichtiges Element im Energiesystem, welches die Nutzung von Überschüssen mittels Sektorkopplung unterstützt und eine planbare flexible Last bereitstellt. Da das finale Produkt nicht zwangsläufig wieder im Stromnetz verkauft wird, kann PtG metaphorisch als Überdruckventil des Stromnetzes gesehen werden.

Um den Einfluss des PV-Ausbaus zu untersuchen wurden 4 Ausbauszenarien mit 25%, 50%, 75%, 100% berücksichtigt. Ein PV-Ausbau von 50% der "geeigneten" Dachflächen wurde als Referenzszenario herangezogen, mit dem jährlich ca. 24 TWh_{el} PV-Strom produziert werden können. Diese Strommenge entspricht in etwa dem Wegfall der Kernenergie und ist somit höher als in den Energiestrategien des Bundes veröffentlicht wurde. Photovoltaikanlagen auf Fassadenflächen und Freiflächen wurden in dieser Studie nicht berücksichtigt können aber rein rechnerisch ebenso in diesem Pool enthalten sein. Von den 24 TWh_{el} stehen selbst bei vollem Ausbau von Tagesspeichern für den Ausgleich der typischerweise nächtlichen Defizite immer noch 10.8 TWh_{el} als Nettoüberschussstrom zur Verfügung, der beispielsweise mittels PtG in Treibstoffe für die Mobilität umgewandelt werden kann.

Ohne entsprechende Tagesspeicher, die bei dem angenommenen Ausbau von 50% der geeigneten Dachflächen tägliche Energiemengen von bis zu 130 GWh_{el} über 24 Stunden verteilen, müssten wesentlich grössere PtG-Kapazitäten installiert werden, die eine geringere Anzahl von Betriebsstunden aufweisen würden. Dabei sollte berücksichtigt werden, dass die Tagesspeicher täglich wieder entleert werden müssen, um freie Speicherkapazitäten für den nächsten Tag bereitzustellen. Insbesondere sollte die produzierte und gespeicherte Energie in erster Linie als Elektrizität genutzt werden, bevor sie in andere Energieformen umgewandelt wird. Daher sollte die Energie zunächst für Regelleistungen im Netz genutzt werden. Anschliessend sollte der Bedarf von flexiblen Verbrauchern, wie beispielsweise Wärmepumpen (inkl. Kühlanlagen) oder für die Ladung von Elektrofahrzeugen, durch ein entsprechendes übergeordnetes Lastmanagement in die Zeiten verschoben werden, in denen erneuerbarer Strom im Überfluss ist. Sind diese Möglichkeiten ausgeschöpft, ist die Nutzbarmachung des verbleibenden Überschuss-

stroms durch PtG-Anlagen sinnvoll. Nur so kann ein ökologischer und netzdienlicher Betrieb für das gesamte Energiesystem der Schweiz geschaffen werden. Zu diesen flexiblen Lasten gehört zu einem Teil auch der Bedarf der Elektromobilität. Aus diesen Gründen ist der Betrieb von PtG-Anlagen nur in Kombination mit entsprechenden Speicherlösungen sinnvoll. Dabei kann PtG, durch das Erzeugen von Wasserstoff und einer entsprechenden Wasserstoffspeicherung, selbst einen Teil der Lösung zur Tagesspeicherproblematik beitragen, zumal die Elektrolyseure kurzzeitig teils bis zu 300% ihrer installierten Leistung als Regelleistung anbieten können [11]. Ein entsprechendes Marktsystem mit einer "Merit-Order der Speichertypen" und zuschaltbaren Verbrauchern wäre womöglich eine zukünftige Lösung für das Problem effizienter Nutzung der anfallenden Energiemengen. Die Nutzung solcher Flexibilität könnte, ähnlich wie heute Kraftwerkskapazitäten, systemdienlich als zuschaltbare Verbraucher betrieben werden. Systemdienlich umfasst in diesem Fall die Netzsicherheit (Netzstabilität), Energieversorgungssicherheit, Klimaverträglichkeit (CO₂-Reduktion) und Wirtschaftlichkeit (Wertschöpfung).

Die Summe all dieser Lösungen wird einen hohen Anteil der überschüssigen Elektrizität auffangen und verwerten können. Dabei ist zu berücksichtigen, dass auf jeder Stufe dieser Umwandlungen das jeweilige Produkt auf möglichst direktem Weg und zeitnah an den Verbraucher gebracht werden sollte, um die benötigten Speichermengen klein und die daraus resultierenden Kosten niedrig zu halten.

6.4. Räumliche und zeitliche Potentialanalysen

Um das Potential und die Limitierungen von PtG in der Schweiz hinsichtlich von Standortfaktoren, Anlagengrößen, Ressourcen (Strom und CO₂) und Produkten (Treibstoffen) abzuschätzen, wurden GIS-basierte räumliche und zeitliche Analysen durchgeführt und die Koinzidenzen folgender Punkte untersucht:

- Standortanalysen für PtG-Anlagen bei potentiellen CO₂-Quellen oder Wasserkraftwerken
- Überschussstrom aus der zukünftigen PV-Produktion ohne Kernkraft (stundenscharfes synthetisiertes Stromprofil)
- Verfügbare Mengen und räumliche Verteilung von CO₂-Punktquellen
- Räumliche Verteilung der potentiellen Verbraucher und Versorgungsinfrastruktur in der Mobilität
- Lage und Erschliessbarkeit von regionalen Erdgasleitungen und mit Erdgas versorgten Gemeinden

Die sich aus dieser Analyse ergebenden zentralen Potentiale für PtG sind in Abb. 6.1 dargestellt.

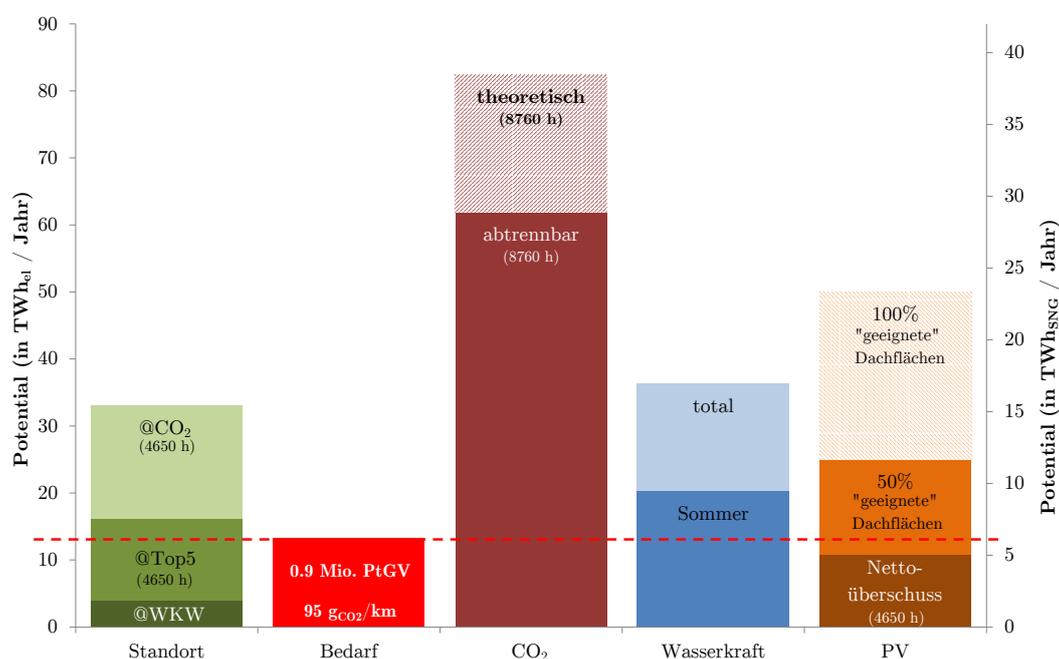


Abbildung 6.1. – Übersicht der diversen Potentiale im Rahmen von PtG ausgedrückt als Elektrizitätsbedarf (in TWh_e) und SNG-Potential (in TWh_{SNG}), aufgeteilt nach CO₂-Punktquellen (Zementwerke, KVA, ARA), Wasserkraftwerken und Photovoltaik (PV). Die Standortanalyse (“Standort”) entspricht den drei Szenarien in Abschnitt 4.5 mit PtG auf dem Areal der CO₂-Quelle (@CO₂), bei den fünf ergiebigen CO₂-Standorten (@Top5) und auf dem Areal des Wasserkraftwerks (@WKW). Die rote horizontale Linie und die rote Säule (“Bedarf”) entsprechen dem Elektrizitäts- bzw. SNG-Bedarf der 0.9 Mio. PtG-Fahrzeuge, die benötigt werden damit der mittlere CO₂-Ausstoss der PW-Flotte auf 95 g_{CO₂}/km kommt (CO₂-Normemissionen im Jahr 2023).

Mit einem PV-Ausbau von 50% der geeigneten Dachflächen muss – unter den in diesem Bericht getroffenen Annahmen – selbst bei vollständigem Tag/Nacht-Ausgleich mit Überschusselektrizität im Umfang von 10.8 TWh_e, von insgesamt ca. 25 TWh_e PV-Produktion, gerechnet werden. Je nach CO₂-Verfügbarkeitsszenario wäre damit ein Betrieb von knapp 80% der 0.9 Mio. PtG-Fahrzeuge möglich, die im gesamtschweizerischen Fahrzeugpark benötigt werden, um den mittleren CO₂-Ausstoss aller Neuwagen von 95 g_{CO₂}/km (CO₂-Normemissionen) und die gewünschten Reduktionen im CO₂-Ausstoss zu erreichen. Bei einem Ausbau auf 100% des PV-Potentials würde von den total produzierten 50 TWh_e ein netto Stromüberschuss von 31.2 TWh_e resultieren, was für etwa 2.1 Mio. PtG-Fahrzeuge reichen würde.

Weitere Erkenntnisse aus der Potentialanalysen sind:

- Der grösste Energiebedarf der Mobilität besteht in den urbanen Ballungsräumen (vor allem im Mittelland).
- Die 6 Zementwerke (CEM) und 30 KVA der Schweiz machen 98% der für PtG verfügbaren CO₂-Emissionen aus. ARA decken nur gerade 2% der für PtG verfügbaren CO₂-Emissionen, aber über 88% der Schweizer Fläche (ohne Seen) ab. ARA haben zudem ver-

glichen mit CEM und KVA durch die Einsparung der Kosten einer CO₂-Abtrennung den Vorteil deutlich geringerer Gestehungskosten für SNG.

- Bei allen Standorten mit einem "grossen" CO₂-Potential (z.B. CEM/KVA Standorte) besteht die Möglichkeit für einen Anschluss ans Schweizer Erdgasnetz.
- Die Nutzung von CO₂ aus der Atmosphäre ist gegenwärtig noch (zu) teuer und wenig etabliert. Längerfristig bietet diese Technologie den PtG-Anlagen die Unabhängigkeit vom Standort einer CO₂-Quelle.

6.5. Mobilität

Durch die vergleichsweise hohen Gestehungskosten von PtG-Produkten (Brenn- und Treibstoffe) im Bereich von ca. 20 Rp/kWh (fossil ca. 2 Rp/kWh) bietet sich gegenwärtig für erneuerbares SNG nur der Einsatz als Treibstoff in der Mobilität an, da im Mobilitätssektor einerseits die Energiekosten mit ca. 10% einen relativ geringen Anteil an den Gesamtkosten (*total cost of ownership*) ausmachen, und andererseits in der Mobilität bei Nichteinhaltung der CO₂-Zielvorgaben voraussichtlich höhere spezifische CO₂-Sanktionskosten, von etwa 450 - 750 CHF/tCO₂ für den Teil des CO₂ der den Grenzwert für Neufahrzeuge überschreitet, anfallen.

Um die CO₂-Normemissionen der neu immatrikulierten Personenwagen von heute ca. 130 g_{CO₂}/km auf 95 g_{CO₂}/km im Jahr 2023 abzusenken, müssten bei einer hohen Abdeckung der Neuwagenflotte mit Hybridfahrzeugen (Annahme: 75%) zusätzlich entweder rund 55'000 Benzin/Dieselfahrzeuge durch Elektrofahrzeuge (BEV), rund 95'000 Benzin/Dieselfahrzeuge durch Plugin-Hybridfahrzeuge oder rund 80'000 Benzin/Dieselfahrzeuge durch mit SNG betriebene Erdgasfahrzeuge (PtGV) ersetzt werden. Abschätzungen in dieser Studie ergeben, dass die PtGV die höchste reale CO₂-Reduktion erbringen würden, gefolgt von den BEV. Das Szenario mit den Plugin-Hybridfahrzeugen zeigt gegenüber dem Referenzszenario keine CO₂-Minderung. Rechnet man diese Szenarien über einen vollen Flottenerneuerungszyklus von 14.5 Jahren, würde bei den PtGV ein Bestand von etwa 0.9 Mio. Fahrzeuge resultieren mit einem Strombedarf von ca. 13 TWh_{el} pro Jahr. Selbst wenn also – was als nicht realistisch angenommen wird – die Reduktion der CO₂-Normemissionen auf 95 g_{CO₂}/km ausschliesslich mittels PtG realisiert und dies über den gesamten Flottenerneuerungszyklus aufrechterhalten würde, könnte der Strombedarf, unter der Annahme eines bis dahin soweit fortgeschrittenen PV-Ausbaus auf 50% der geeigneten PV-Dachflächen nach sonnendach.ch, zu knapp 80% mit PV-Überschussstrom gedeckt werden.

6.6. Gestehungskosten / Wirtschaftlichkeit

Die Gestehungskosten von Power-to-SNG sind im Verhältnis zu fossilen Erdgaspreisen heute noch deutlich höher. Entsprechend benötigte Verkaufspreise für SNG variieren bei Be-

triebsstunden von 4650 h zwischen ca. 20 Rp/kWh_{SNG} (ca. 2.8 CHF/kg_{SNG} mit 14 kWh/kg_{SNG}) bei grossen Anlagen (>100 MW_{el}) sowie ohne Kosten für Netzentgelte im Stromnetz und ca. 75 Rp/kWh_{SNG} (ca. 10.5 CHF/kg_{SNG}) bei kleineren Anlagen (1 MW_{el}). Diese Berechnungen beruhen auf Standortannahmen, die teilweise einen grossen Einfluss haben können. Die Verkaufspreise von SNG wurden für den Fall, dass jeweils eine Eigenkapitalverzinsung von 5% nach 20 Jahren angestrebt wird, berechnet. Für die Aufbereitung von Biogas aus ARA mittels direkter Methanisierung sind aber auch schon Gesteungskosten von 12 Rp/kWh_{SNG} ermittelt worden [80], was nah an den Kosten von Biomethan aus der klassischen anaeroben Vergärung inklusive der Kosten für die CO₂-Abtrennung liegt und aus einer Mischrechnung von vorhandenen Methangasproduktion plus zusätzlicher CO₂-Methanisierung beruht.

Unter Berücksichtigung der Kosten für Netzentgelte von etwa 4.5 Rp/kWh_{el} und der Standortvorteile, ergeben sich Verkaufspreise von SNG von rund 30 Rp/kWh_{SNG} (ca. 4.2 CHF/kg_{SNG}) sowohl für kleine wie auch für grosse PtG-Anlagen. Die zusätzlichen Kosten eines Netzentgelts von 4.5 Rp/kWh_{el} addieren sich, wegen des hohen Anteils der Stromkosten an den Gesteungskosten (knapp 70% bei >100 MW_{el}), zu etwa 1/3 auf den SNG Preis. Aus diesem Grund werden nach heutigen Regularien PtG-Anlagen mit hoher Wahrscheinlichkeit nur an Standorten realisiert werden, an denen die Zahlung von Netzentgelt entfällt (Kraftwerksstandorte/-Direktabnahme vom Stromproduzent). Bei diesen Standorten ist wiederum die Verfügbarkeit von CO₂ für die Methanisierung limitierend. PtG-Anlagenstandorte wären technisch gesehen besser an einem Standort mit CO₂-Quelle aufgehoben. Hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit von PtG-Anlagen ist es entscheidend, ob Netzentgelt fällig wird oder nicht. Eventuell könnten entsprechende Verbraucher wie PtG in Zeiten von Überschüssen und bei systemdienlichem Einsatz einen Bonus erhalten und geringere Netzentgelte (siehe Definition "Systemdienlichkeit" in Abschnitt 6.1) zahlen. So wäre es möglich deutlich mehr Energie aus der PV-Produktion zu Überschusszeiten abzuschöpfen und im Energiesystem zu nutzenbar zu machen. Ein solches Konzept könnte helfen, die Technologie zu etablieren, damit dann auch Skaleneffekte in der Produktion erreicht werden könnten.

6.7. Offene Fragen / Ausblick

Folgende Fragestellungen und offenen Themenpunkte wären interessant für weiterführende Studien:

- Berücksichtigung von Fassaden zur Abschätzung des PV-Potentials. Trotz der geringeren Stromproduktion über das gesamte Jahr – und somit höheren Umweltwirkung pro kWh Strom – haben Fassaden durch die vertikale Ausrichtung bei tiefem Sonnenstand in den Morgen- und Abendstunden sowie im Winter bezüglich der Ausnutzung der Sonneneinstrahlung Vorteile gegenüber stationären Dachflächen. Erst kürzlich wurden dazu vom BFE die im Rahmen des Projekts "sonnenfassade.ch" erarbeiteten Daten veröffentlicht.

- Voraussetzungen und Randbedingungen einer Netzentgeltvermeidung für die Elektrolyse bei "systemdienlichem" Betrieb
- Einbettung von PtG in einem überregionalen, internationalen und globalen Kontext (z.B. mit Erdgasspeichern in Deutschland, Solarproduktion in Südeuropa, Windenergie aus Nordeuropa und einem internationalen Gleichstrom-Hochspannungsnetz, etc.). Dies hat den Vorteil, dass überregionale Klima- und Wetterunterschiede sich ausgleichen können. Dies würde vor allem auch Investitionen der Schweiz im Ausland bedingen. In einem solchen Kontext können auch der technologische Fortschritt und eventuelle Patente in der Hand von Schweizer Unternehmen volkswirtschaftlichen Mehrwert bringen, selbst wenn grosse Mengen an PtG nicht im Inland produziert werden.
- Untersuchung, inwiefern eine Nutzung von elektrizitäts-basierten Energieträgern (z.B. SNG aus PtG) ökologisch bzw. hinsichtlich der CO₂-Belastungen gegenüber fossilen Energieträgern (z.B. Erdgas) sinnvoll ist. Generell kann dazu gesagt werden, dass der mit PtG zusammenhängende CO₂-Ausstoss stark von den substituierten Energieträgern (Erdgas, Benzin, Diesel), des produzierten und umgewandelten Stroms sowie der grauen Energie und entsprechender CO₂-Emissionsäquivalente der eingesetzten Technologien (CO₂-Fussabdruck) abhängt. Ob und in welchem Ausmass oben genannte CO₂-Emissionsäquivalente der PtG-Technologie oder ihrem Einsatz zuzuschreiben sind, müsste in einer Gesamtsystemanalyse näher betrachtet werden.
- Neben der in dieser Studie untersuchten technischen, räumlichen und zeitlichen Limitierung gibt es auch soziologische und rechtliche Limitierungen, wie beispielsweise die Akzeptanz einer neuen PtG-Anlage in der Bevölkerung, Besitzverhältnisse (Strom, CO₂-Quelle, PtG-Anlage), Garantien, Haftungen sowie daraus resultierende Kosten, wenn beispielsweise die Anlage nicht läuft oder Umbaukosten anstehen, oder wenn durch den Betrieb der Anlage die ursprüngliche Betriebsweise einer CO₂-Quelle (z.B. Zementwerk) oder eines Wasserkraftwerks negativ beeinflusst wird (Interessenskonflikte).
- Berechnungen mit alternativen Stromszenarien (z.B. alternativer Betrieb der Wasserkraft, mehr Windkraft, Geothermie, Biomasse zur Stromproduktion, Laststeuerung (*demand site management*), alternative Speicher, Einbettung ins EU-System, etc.).
- Einbezug von Ergebnissen der aktuell laufenden CCEM-Studie "Electricity-based Mobility", in der die Treibhausgas-Emissionen von Batterie-elektrischen Fahrzeugen (BEV) sowie Brennstoffzellen- und Erdgasfahrzeugen mit H₂ bzw. SNG aus PtG untersucht werden.

Literaturverzeichnis

- [1] E. Giglio, F. A. Deorsola, M. Gruber, S. R. Harth, E. A. Morosan, D. Trimis, S. Bensaid und R. Pirone. „Power-to-Gas through High Temperature Electrolysis and Carbon Dioxide Methanation: Reactor Design and Process Modeling“. In: *Industrial & Engineering Chemistry Research* 57 (11):(2018), Seiten 4007–4018. ISSN: 0888-5885. DOI: [10.1021/acs.iecr.8b00477](https://doi.org/10.1021/acs.iecr.8b00477). URL: <http://pubs.acs.org/doi/10.1021/acs.iecr.8b00477>.
- [2] Prognos AG. *Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050. Energienachfrage und Elektrizitätsangebot in der Schweiz 2000-2050*. Technischer Bericht. Prognos AG i.A. Schweizerisches Bundesamt für Energie (BFE), 2012. URL: http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00527/06431/index.html?lang=en%7B%5C%7Ddossier%7B%5C_%7Did=06421.
- [3] R. Cattin, B. Schaffner, T. Humar-Mägli, S. Albrecht, J. Remund, D. Klausner und J. J. Engel. *Energiestrategie 2050 Berechnung der Energiepotenziale für Wind- und Sonnenenergie*. Technischer Bericht. Meteotest & Schweizerisches Bundesamt für Umwelt (BAFU), 2012. URL: <https://www.bafu.admin.ch/dam/bafu/it/dokumente/energie/externe-studien-berichte/energiestrategie2050berechnungderenergiepotenzialefuerwind-undso.pdf.download.pdf/energiestrategie2050berechnungderenergiepotenzialefuerwind-undso.pdf>.
- [4] International Energy Agency IEA. „Potential for building integrated photovoltaics“. In: *IEA-PVPS Task*:(2002). URL: http://www.iea-pvps.org/index.php?id=9%7B%5C%7DeID=dam%7B%5C_%7Dfrontend%7B%5C_%7Dpush%7B%5C%7DdocID=394.
- [5] G. Klingler. „Faktenblatt Photovoltaik“. In: *Faktenblatt Umweltallianz*:(2012). URL: <http://www.sachdokumentation.ch/bestand/ds/1211>.
- [6] C. Bauer, S. Hirschberg, Y. Bäuerle, S. M. A. Biollaz, A. Calbry-Muzyka, B. Cox, T. Heck, M. Lehnert, A. Meier, H.-M. Prasser, W. Schenle, K. Treyer, F. Vogel, H. Wieckert, X. Zhang, M. Zimmermann, V. Burg, G. Bowman, M. Erni, M. Saar und M. Tran. *Potentials, costs and environmental assessment of electricity generation technologies*. Technischer Bericht. PSI, 2017. URL: <https://www.psi.ch/lea/HomeEN/Final-Report-BFE-Project.pdf>.
- [7] M. Lehner, R. Tichler, H. Steinmüller und M. Koppe. *Power-to-Gas: Technology and Business Models*. SpringerBriefs in Energy. Cham: Springer International Publishing, 2014. ISBN: 978-3-319-03994-7. DOI: [10.1007/978-3-319-03995-4](https://doi.org/10.1007/978-3-319-03995-4). URL: <http://link.springer.com/10.1007/978-3-319-03995-4>.

- [8] M. Paidar, V. Fateev und K. Bouzek. „Membrane electrolysis - History, current status and perspective“. In: *Electrochimica Acta* 209:(2016), Seiten 737–756. ISSN: 00134686. DOI: [10.1016/j.electacta.2016.05.209](https://doi.org/10.1016/j.electacta.2016.05.209). URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0013468616313007>.
- [9] M. Laguna-Bercero. „Recent advances in high temperature electrolysis using solid oxide fuel cells: A review“. In: *Journal of Power Sources* 203:(2012), Seiten 4–16. ISSN: 03787753. DOI: [10.1016/j.jpowsour.2011.12.019](https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2011.12.019). URL: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0378775311024384>.
- [10] L. Bertuccioli, A. Chan, D. Hart, F. Lehner, B. Madden und E. Standen. *Development of Water Electrolysis in the European Union*. Technischer Bericht. E4tech Sàrl with Element Energy Ltd, 2014. URL: http://www.fch.europa.eu/sites/default/files/study%20electrolyser%7B%5C_%7D0-Logos%7B%5C_%7D0.pdf.
- [11] T. Smolinka, M. Günther und J. Garche. *Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien*. Technischer Bericht. Fraunhofer ISE, FCBAT, 2011. URL: https://www.hs-ansbach.de/uploads/tx%7B%5C_%7Dnlinks/NOW-Studie-Wasserelektrolyse-2011.pdf.
- [12] M. Ruth und T. Ramsden. *Current (2009) State-of-the-Art Hydrogen Production Cost Estimate Using Water Electrolysis - Independent Review*. Technischer Bericht. NREL, 2009. DOI: [NREL/BK-6A1-46676](https://doi.org/10.3390/BK-6A1-46676). URL: www.hydrogen.energy.gov/pdfs/46676.pdf.
- [13] M. R. Kraglund, D. Aili, K. Jankova, E. Christensen, Q. Li und J. O. Jensen. „Zero-Gap Alkaline Water Electrolysis Using Ion-Solvating Polymer Electrolyte Membranes at Reduced KOH Concentrations“. In: *Journal of The Electrochemical Society* 163 (11):(2016), Seiten 3125–3131. ISSN: 0013-4651. DOI: [10.1149/2.0161611jes](https://doi.org/10.1149/2.0161611jes). URL: <http://jes.ecsdl.org/lookup/doi/10.1149/2.0161611jes>.
- [14] R. Phillips und C. W. Dunnill. „Zero gap alkaline electrolysis cell design for renewable energy storage as hydrogen gas“. In: *RSC Advances* 6 (102):(2016), Seiten 100643–100651. ISSN: 2046-2069. DOI: [10.1039/C6RA22242K](https://doi.org/10.1039/C6RA22242K). URL: <http://xlink.rsc.org/?DOI=C6RA22242K>.
- [15] J. Kopyscinski, T. J. Schildhauer und S. M. A. Biollaz. „Production of synthetic natural gas (SNG) from coal and dry biomass – A technology review from 1950 to 2009“. In: *Fuel* 89 (8):(2010), Seiten 1763–1783. ISSN: 00162361. DOI: [10.1016/j.fuel.2010.01.027](https://doi.org/10.1016/j.fuel.2010.01.027). URL: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0016236110000359>.
- [16] A. Kruse, F. Vogel, J. van Bennekom und R. Venderbosch. „Biomass gasification in supercritical water“. In: *Handbook Biomass Gasification*. Herausgegeben von H. Knoef. Second Edi. btg Biomass Technology Group, 2012. Kapitel 9, Seiten 251–280. ISBN: 978-90-819385-0-1. URL: <http://www.btgworld.com/en/references/publications/handbook-biomass-gasification-second-edition>.
- [17] Göteborg Energi. *Press release*. 2014. URL: <http://gobigas.goteborgenergi.se/En/News> (besucht am 18.12.2014).

- [18] F. Nagel, S. Ghosh, C. Pitta, T. Schildhauer und S. M. A. Biollaz. „Biomass integrated gasification fuel cell systems - Concept development and experimental results“. In: *Biomass and Bioenergy* 35 (1):(2011), Seiten 354–362. ISSN: 09619534. DOI: [10.1016/j.biombioe.2010.08.057](https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2010.08.057). URL: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0961953410003144>.
- [19] M. V. Twigg. *Catalyst Handbook*. 1989. ISBN: 0723408572 9780723408574. URL: <http://www.worldcat.org/title/catalyst-handbook/oclc/468341613>.
- [20] M. D. Kaufman Rechulski, T. J. Schildhauer, S. M. A. Biollaz und C. Ludwig. „Sulfur containing organic compounds in the raw producer gas of wood and grass gasification“. In: *Fuel* 128:(2014), Seiten 330–339. ISSN: 00162361. DOI: [10.1016/j.fuel.2014.02.038](https://doi.org/10.1016/j.fuel.2014.02.038). URL: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2014.02.038%20http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S001623611400177X>.
- [21] M. Kaufman Rechulski. „Catalysts for High Temperature Gas Cleaning in the Production of Synthetic Natural Gas from Biomass“. Dissertation Nr. 5484. EPF Lausanne, 2012. DOI: [10.5075/epfl-thesis-5484](https://infoscience.epfl.ch/record/181223?ln=en). URL: <https://infoscience.epfl.ch/record/181223?ln=en>.
- [22] L. P. Rabou und L. Bos. „High efficiency production of substitute natural gas from biomass“. In: *Applied Catalysis B: Environmental* 111-112:(2012), Seiten 456–460. ISSN: 09263373. DOI: [10.1016/j.apcatb.2011.10.034](https://doi.org/10.1016/j.apcatb.2011.10.034). URL: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0926337311005042>.
- [23] E. H. Rönkkönen. „Catalytic clean-up of biomass derived gasification gas with zirconia based catalysts“. Dissertation. Aalto University, 2014.
- [24] U. Rhyner. „Reactive hot gas filter for biomass gasification“. Dissertation Nr. 21102. Eidgenössische Technische Hochschule ETH Zürich, 2013. DOI: [10.3929/ethz-a-009917147](https://doi.org/10.3929/ethz-a-009917147). URL: <https://www.research-collection.ethz.ch/bitstream/handle/20.500.11850/79084/eth-7207-02.pdf>.
- [25] F. Lind, N. Berguerand, M. Seemann und H. Thunman. „Ilmenite and Nickel as Catalysts for Upgrading of Raw Gas Derived from Biomass Gasification“. In: *Energy & Fuels* 27 (2):(2013), Seiten 997–1007. ISSN: 0887-0624. DOI: [10.1021/ef302091w](https://doi.org/10.1021/ef302091w). URL: <http://pubs.acs.org/doi/10.1021/ef302091w>.
- [26] J. Zarfl. „Methanation of biomass-derived synthesis gas–in situ DRIFTS studies over an alumina supported nickel catalyst“. Dissertation Nr. 22183. Eidgenössische Technische Hochschule ETH Zürich, 2015. DOI: [10.3929/ethz-a-010468481](https://doi.org/10.3929/ethz-a-010468481).
- [27] C. H. Bartholomew. „Carbon Deposition in Steam Reforming and Methanation“. In: *Catalysis Reviews* 24 (1):(1982), Seiten 67–112. ISSN: 0161-4940. DOI: [10.1080/03602458208079650](https://doi.org/10.1080/03602458208079650). URL: <http://www.tandfonline.com/doi/abs/10.1080/03602458208079650>.

- [28] J. McCarty. „Hydrogenation of surface carbon on alumina-supported nickel“. In: *Journal of Catalysis* 57 (3):(1979), Seiten 406–416. ISSN: 00219517. DOI: 10.1016/0021-9517(79)90007-1. URL: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/0021951779900071>.
- [29] I. Czekaj, F. Loviat, F. Raimondi, J. Wambach, S. M. A. Biollaz und A. Wokaun. „Characterization of surface processes at the Ni-based catalyst during the methanation of biomass-derived synthesis gas: X-ray photoelectron spectroscopy (XPS)“. In: *Applied Catalysis A: General* 329:(2007), Seiten 68–78. ISSN: 0926-860X. DOI: 10.1016/j.apcata.2007.06.027.
- [30] H. Hofbauer, R. Rauch und J. Hrbek. *IEA Bioenergieprogramm 2010-2012 Task 33: Thermische Vergasung von Biomasse*. Technischer Bericht. Österreichisches Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, 2013. URL: https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/iea%7B%5C_%7Dpdf/endbericht%7B%5C_%7D201324%7B%5C_%7Diea%7B%5C_%7Dbioenergy%7B%5C_%7Dtask33%7B%5C_%7Dbiomass%7B%5C_%7D2010%7B%5C_%7D2012.pdf.
- [31] H. Thunman, A. Alamia, N. Berguerand, F. Lind und M. Seemann. *Beyond 80% Efficiency for Standalone Production of Bio-Methane from Wet Biomass*. 2013. URL: http://www.ieatask33.org/app/webroot/files/file/2013/Workshop%7B%5C_%7DGothenburg/19/Thuman.pdf.
- [32] G. A. Almansa, L. Rabou, C. M. van der Meijden und A. van der Drift. „ECN System for methanation (ESME)“. In: *23rd European Biomass Conference and Exhibition, Vienna*. 2015. URL: <https://www.ecn.nl/publications/PdfFetch.aspx?nr=ECN-L--15-044>.
- [33] D. Schlereth und O. Hinrichsen. „A fixed-bed reactor modeling study on the methanation of CO₂“. In: *Chemical Engineering Research and Design* 92 (4):(2014), Seiten 702–712. ISSN: 02638762. DOI: 10.1016/j.cherd.2013.11.014. URL: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0263876213005054>.
- [34] T. J. Schildhauer. „Methanation for Synthetic Natural Gas Production – Chemical Reaction Engineering Aspects“. In: *Synthetic Natural Gas from Coal, Dry Biomass, and Power-to-Gas Applications*. Herausgegeben von T. J. Schildhauer und S. M. A. Biollaz. Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons, Inc., 2016. Kapitel 4, Seiten 77–159. DOI: 10.1002/9781119191339.ch4. URL: <http://doi.wiley.com/10.1002/9781119191339.ch4>.
- [35] J. Kopyscinski, T. J. Schildhauer und S. M. A. Biollaz. „Methanation in a fluidized bed reactor with high initial CO partial pressure: Part I - Experimental investigation of hydrodynamics, mass transfer effects, and carbon deposition“. In: *Chemical Engineering Science* 66 (5):(2011), Seiten 924–934. ISSN: 00092509. DOI: 10.1016/j.ces.2010.11.042. URL: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0009250910007049>.
- [36] S. Maurer, S. R. Durán, M. Künstle und S. M. A. Biollaz. „Influence of interparticle forces on attrition and elutriation in bubbling fluidized beds“. In: *Powder Technology* 291:(2016), Seiten 473–486. ISSN: 00325910. DOI: 10.1016/j.powtec.2015.12.026. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0032591015302370>.

- [37] N. van Garderen, F. J. Clemens, M. Mezzomo, C. P. Bergmann und T. Graule. „Investigation of clay content and sintering temperature on attrition resistance of highly porous diatomite based material“. In: *Applied Clay Science* 52 (1-2):(2011), Seiten 115–121. ISSN: 01691317. DOI: [10.1016/j.clay.2011.02.008](https://doi.org/10.1016/j.clay.2011.02.008). URL: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0169131711000627>.
- [38] M. Rüdüsüli, T. J. Schildhauer, S. M. A. Biollaz und J. R. van Ommen. „Bubble Characterization in a Fluidized Bed with Vertical Tubes“. In: *Industrial & Engineering Chemistry Research* 51 (12):(2012), Seiten 4748–4758. ISSN: 0888-5885. DOI: [10.1021/ie2022306](https://doi.org/10.1021/ie2022306). URL: <http://pubs.acs.org/doi/10.1021/ie2022306>.
- [39] M. Rüdüsüli, T. J. Schildhauer, S. M. A. Biollaz, A. Wokaun und J. R. van Ommen. „Comparison of bubble growth obtained from pressure fluctuation measurements to optical probing and literature correlations“. In: *Chemical engineering science* 74:(2012), Seiten 266–275. ISSN: 0009-2509. DOI: [10.1016/j.ces.2012.01.045](https://doi.org/10.1016/j.ces.2012.01.045).
- [40] M. Rüdüsüli, T. J. Schildhauer, S. M. A. Biollaz und J. Ruud van Ommen. „Bubble characterization in a fluidized bed by means of optical probes“. In: *International Journal of Multiphase Flow* 41:(2012), Seiten 56–67. ISSN: 03019322. DOI: [10.1016/j.ijmultiphaseflow.2012.01.001](https://doi.org/10.1016/j.ijmultiphaseflow.2012.01.001). URL: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301932212000031>.
- [41] S. Maurer, E. C. Wagner, T. J. Schildhauer, J. R. van Ommen, S. M. A. Biollaz und R. F. Mudde. „X-ray measurements on the influence of optical probes on gas–solid fluidized beds“. In: *International Journal of Multiphase Flow* 74:(2015), Seiten 143–147. ISSN: 03019322. DOI: [10.1016/j.ijmultiphaseflow.2015.04.002](https://doi.org/10.1016/j.ijmultiphaseflow.2015.04.002). URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301932215000841>.
- [42] S. Maurer, E. C. Wagner, J. R. van Ommen, T. J. Schildhauer, S. L. Teske, S. M. A. Biollaz, A. Wokaun und R. F. Mudde. „Influence of vertical internals on a bubbling fluidized bed characterized by X-ray tomography“. In: *International Journal of Multiphase Flow* 75:(2015), Seiten 237–249. ISSN: 03019322. DOI: [10.1016/j.ijmultiphaseflow.2015.06.001](https://doi.org/10.1016/j.ijmultiphaseflow.2015.06.001). URL: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301932215001378>.
- [43] S. Maurer, E. C. Wagner, T. J. Schildhauer, J. R. van Ommen, S. M. A. Biollaz und R. F. Mudde. „X-ray measurements of bubble hold-up in fluidized beds with and without vertical internals“. In: *International Journal of Multiphase Flow* 74:(2015), Seiten 118–124. ISSN: 03019322. DOI: [10.1016/j.ijmultiphaseflow.2015.03.009](https://doi.org/10.1016/j.ijmultiphaseflow.2015.03.009). URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0301932215000658>.
- [44] M. Rüdüsüli, T. J. Schildhauer, S. M. A. Biollaz und J. R. van Ommen. „Evaluation of a sectoral scaling approach for bubbling fluidized beds with vertical internals“. In: *Chemical Engineering Journal* 197:(2012), Seiten 435–439. ISSN: 13858947. DOI: [10.1016/j.cej.2012.04.097](https://doi.org/10.1016/j.cej.2012.04.097). URL: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S138589471200561X>.

- [45] S. Maurer, T. J. Schildhauer, J. R. van Ommen, S. M. A. Biollaz und A. Wokaun. „Scale-up of fluidized beds with vertical internals: Studying the sectoral approach by means of optical probes“. In: *Chemical Engineering Journal* 252:(2014), Seiten 131–140. ISSN: 1385-8947. DOI: [10.1016/j.cej.2014.04.083](https://doi.org/10.1016/j.cej.2014.04.083).
- [46] J. Kopyscinski, T. J. Schildhauer, F. Vogel, S. M. A. Biollaz und A. Wokaun. „Applying spatially resolved concentration and temperature measurements in a catalytic plate reactor for the kinetic study of CO methanation“. In: *Journal of Catalysis* 271 (2):(2010), Seiten 262–279. ISSN: 00219517. DOI: [10.1016/j.jcat.2010.02.008](https://doi.org/10.1016/j.jcat.2010.02.008). URL: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0021951710000412>.
- [47] J. Kopyscinski, T. J. Schildhauer und S. M. A. Biollaz. „Methanation in a fluidized bed reactor with high initial CO partial pressure: Part II - Modeling and sensitivity study“. In: *Chemical Engineering Science* 66 (8):(2011), Seiten 1612–1621. ISSN: 00092509. DOI: [10.1016/j.ces.2010.12.029](https://doi.org/10.1016/j.ces.2010.12.029). URL: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0009250910007426>.
- [48] M. C. Seemann, T. J. Schildhauer und S. M. A. Biollaz. „Fluidized Bed Methanation of Wood-Derived Producer Gas for the Production of Synthetic Natural Gas“. In: *Industrial & Engineering Chemistry Research* 49 (15):(2010), Seiten 7034–7038. ISSN: 0888-5885. DOI: [10.1021/ie100510m](https://doi.org/10.1021/ie100510m). URL: <http://pubs.acs.org/doi/abs/10.1021/ie100510m>.
- [49] E. Tronconi, G. Groppi, T. Boger und A. Heibel. „Monolithic catalysts with ‘high conductivity’ honeycomb supports for gas/solid exothermic reactions: characterization of the heat-transfer properties“. In: *Chemical Engineering Science* 59 (22-23):(2004), Seiten 4941–4949. ISSN: 00092509. DOI: [10.1016/j.ces.2004.07.018](https://doi.org/10.1016/j.ces.2004.07.018). URL: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0009250904004543>.
- [50] S. Bajohr, D. Schollenberger und M. Götz. „Methanation with Honeycomb Catalysts“. In: *2nd Nuremberg Workshop Methanation and Second Generation Fuels*. Nuremberg, 2014.
- [51] M. Sudiro, A. Bertucco, G. Groppi und E. Tronconi. „Simulation of a structured catalytic reactor for exothermic methanation reactions producing synthetic natural gas“. In: *Computer Aided Chemical Engineering*. Band 28. Elsevier, 2010, Seiten 691–696. DOI: [10.1016/S1570-7946\(10\)28116-6](https://doi.org/10.1016/S1570-7946(10)28116-6). URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1570794610281166>.
- [52] S. Rönsch, J. Schneider, S. Matthischke, M. Schlüter, M. Götz, J. Lefebvre, P. Prabhakaran und S. Bajohr. „Review on methanation - From fundamentals to current projects“. In: *Fuel* 166:(2016), Seiten 276–296. ISSN: 0016-2361. DOI: [10.1016/j.fuel.2015.10.111](https://doi.org/10.1016/j.fuel.2015.10.111).
- [53] J. Witte, S. M. A. Biollaz, T. Schildhauer und A. Kunz. „Direkte Methanisierung von Biogas“. In: *Aqua & Gas* 96 (7/8):(2016), Seiten 12–17. ISSN: 2235-5197. URL: <https://www.aquaetgas.ch/energie/gas/20170909-fa-kunz-erneuerbares-gas/>.

- [54] K. Graf und S. C. Sendler. *Delphi-Kurzstudie: Praxis und Potenzial von Power-to-Gas*. Technischer Bericht. Nymoen Strategieberatung GmbH i.A. Zukunft ERDGAS GmbH, 2017. URL: https://www.h2bz-hessen.de/mm/mm001/Delphi%7B%5C_%7DKurzstudie%7B%5C_%7DPraxis%7B%5C_%7Dund%7B%5C_%7DPotenzial%7B%5C_%7Dvon%7B%5C_%7DPower-to-Gas.pdf.
- [55] BAFU. *Emissionen von Treibhausgasen nach revidiertem CO₂ Gesetz und Kyoto-Protokoll, 2. Verpflichtungsperiode (2013-2020)*. Technischer Bericht. Schweizerisches Bundesamt für Umwelt (BAFU), 2016. URL: https://www.bafu.admin.ch/dam/bafu/en/dokumente/klima/fachinfo-daten/emissionen%7B%5C_%7Dvon%7B%5C_%7Dtreibhausgasennachrevidiertemco2-gesetzundkyoto-p.pdf.download.pdf/CO2%7B%5C_%7DPublikation%7B%5C_%7Dde%7B%5C_%7D2018-07.pdf.
- [56] BFS. *Mobilität und Verkehr Taschenstatistik*. Technischer Bericht. Schweizerisches Bundesamt für Statistik, 2017. URL: <https://www.bfs.admin.ch/bfs/de/home/aktuell/neue-veroeffentlichungen.gnpdetail.2016-0624.html>.
- [57] P. Wüthrich, B. Notter, J. Heldstab und M. Keller. *Pilotstudie zum Treibstoffverbrauch und den Treibhausgasemissionen im Verkehr 1990-2050 - Szenarien für den Strassenverkehr*. Technischer Bericht. Infras i.A. Schweizerisches Bundesamt für Umwelt (BAFU), 2017. URL: https://www.bafu.admin.ch/dam/bafu/en/dokumente/klima/fachinfo-daten/Pilotstudie%20zum%20Treibstoffverbrauch%20und%20den%20Treibhausgasemissionen%20im%20Verkehr%201990-2050.pdf.download.pdf/pilotstudie%7B%5C_%7Dtreibstoffverbrauch%7B%5C_%7Dtreibhausgasemissionen%7B%5C_%7Dverkehr%7B%5C_%7D1990-2050.pdf.
- [58] ASTRA. *Verordnung über das automatisierte Fahrzeug- und Fahrzeughalterregister (MOFIS)*. 2010. URL: <https://www.admin.ch/opc/de/classified-compilation/20021598/201006010000/741.56.pdf>.
- [59] U. Tietge, S. Díaz, P. Mock, J. German, A. Bandivadekar und N. Ligterink. *White Paper - From Laboratory To Road - A 2017 update of official and "real-world" fuel consumption and CO₂ values for passenger cars in Europe*. Technischer Bericht. ICCT; TNO, 2017. URL: https://www.theicct.org/sites/default/files/publications/ICCT%7B%5C_%7DLaboratoryToRoad%7B%5C_%7D2016.pdf.
- [60] G. Reiter und J. Lindorfer. „Global warming potential of hydrogen and methane production from renewable electricity via power-to-gas technology“. In: *The International Journal of Life Cycle Assessment* 20 (4):(2015), Seiten 477–489. ISSN: 0948-3349. DOI: [10.1007/s11367-015-0848-0](https://doi.org/10.1007/s11367-015-0848-0). URL: <https://link.springer.com/article/10.1007/s11367-015-0848-0>.
- [61] M. Spielmann, S. Ruiz und R. Zah. *Analyse der Umwelt-Hotspots von Strombasierten Treibstoffen*. Technischer Bericht. Quantis; BAFU, 2015.

- [62] X. Zhang, C. Bauer, C. L. Mutel und K. Volkart. „Life Cycle Assessment of Power-to-Gas: Approaches, system variations and their environmental implications“. In: *Applied Energy* 190:(2017), Seiten 326–338. ISSN: 03062619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2016.12.098. URL: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0306261916318682>.
- [63] T. Trost und T. Hobmeier. „Ökologische Bewertung von Power-to-Gas Speicherpfaden anhand von Fallbeispielen“. In: *Energiewende – zwischen Konzept und Umsetzung*. Fraunhofer IWES. Bonn: Europäische Akademie, 2013. URL: https://www.ea-aw.de/fileadmin/7B%5C_7Dmigrated/content%7B%5C_7Duploads/Poster%7B%5C_7DTrost.pdf.
- [64] C. Bauer und S. Hirschberg. *Potenziale, Kosten und Umweltauswirkungen von Stromproduktionsanlagen - Synthese*. Technischer Bericht. BFE; PSI - Paul Scherrer Institut, 2017. URL: <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-68703.html>.
- [65] P. Mock, U. Tietge, V. Franco, J. German, A. Bandivadekar, N. Ligterink, U. Lambrecht, J. Kühlwein und I. Riemersma. „From laboratory to road - A 2014 update of official and “real-world” fuel consumption and CO₂ values for passenger cars in Europe“. In: *International Council on Clean Transportation*:(2014). URL: [www.theicct.org%20http://www.theicct.org/sites/default/files/publications/ICCT%7B%5C_7DLaboratoryToRoad%7B%5C_7D2014%7B%5C_7DReport%7B%5C_7DEnglish.pdf](http://www.theicct.org/20http://www.theicct.org/sites/default/files/publications/ICCT%7B%5C_7DLaboratoryToRoad%7B%5C_7D2014%7B%5C_7DReport%7B%5C_7DEnglish.pdf).
- [66] G. M. Fetene, S. Kaplan, S. L. Mabit, A. F. Jensen und C. G. Prato. „Harnessing big data for estimating the energy consumption and driving range of electric vehicles“. In: *Transportation Research Part D: Transport and Environment* 54:(2017), Seiten 1–11. ISSN: 13619209. DOI: 10.1016/j.trd.2017.04.013. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1361920917303188>.
- [67] M. Sterner und I. Stadler. *Energiespeicher: Bedarf, Technologien, Integration*. 2nd. Berlin: Springer Vieweg., 2017. ISBN: 3642373801. URL: [https://books.google.ch/books?hl=de%7B%5C_%7Dlr=%7B%5C_%7Ddid=MFajBAAQBAJ%7B%5C_%7Ddoi=fnd%7B%5C_%7Dpg=PR8%7B%5C_%7Ddq=Sterner,+Michael%7B%5C_%7D3B+Stadler,+Ingo+\(Hg.\)+\(2017\):+Energiespeicher.+Bedarf,+Technologien,+Integration.+2.+Aufl.+Berlin:+Springer+Vieweg.%7B%5C_%7Ddots=MLRQdM5FR8%7B%5C_%7Dsig=6BN0d1yObdJ5dUAWKRazuQyweQg%7B%5C_%7Dv](https://books.google.ch/books?hl=de%7B%5C_%7Dlr=%7B%5C_%7Ddid=MFajBAAQBAJ%7B%5C_%7Ddoi=fnd%7B%5C_%7Dpg=PR8%7B%5C_%7Ddq=Sterner,+Michael%7B%5C_%7D3B+Stadler,+Ingo+(Hg.)+(2017):+Energiespeicher.+Bedarf,+Technologien,+Integration.+2.+Aufl.+Berlin:+Springer+Vieweg.%7B%5C_%7Ddots=MLRQdM5FR8%7B%5C_%7Dsig=6BN0d1yObdJ5dUAWKRazuQyweQg%7B%5C_%7Dv).
- [68] HSR. *Speicherkapazität von Erdgas in der Schweiz*. Technischer Bericht. Hochschule Rapperswil HSR, 2017. URL: https://www.iet.hsr.ch/fileadmin/user%7B%5C_7Dupload/iet.hsr.ch/Power-to-Gas/Kurzberichte/17%7B%5C_7DSpeicherkapazitaet%7B%5C_7DErdgas%7B%5C_7DSchweiz.pdf.
- [69] U. Bossel. „Does a Hydrogen Economy Make Sense?“ In: *Proceedings of the IEEE*. Band 94. (10). 2006, Seiten 1826–1837. ISBN: 0018-9219. DOI: 10.1109/JPROC.2006.883715. URL: <http://ieeexplore.ieee.org/document/4016414/>.

- [70] BFE. *Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2016*. Technischer Bericht. Schweizerisches Bundesamt für Energie (BFE), 2016. DOI: 805 . 005 . 16. URL: [https://www.bundespublikationen.admin.ch/cshop%7B%5C_%7Ddbbl/b2c/init/\(cquery=*805.005.16*\)/.do?shopId=BBL00001DE%7B%5C%7Dlanguage=DE](https://www.bundespublikationen.admin.ch/cshop%7B%5C_%7Ddbbl/b2c/init/(cquery=*805.005.16*)/.do?shopId=BBL00001DE%7B%5C%7Dlanguage=DE).
- [71] C. Kunz. *Studienvergleich: Entwicklung der Volllaststunden von Kraftwerken in Deutschland*. Technischer Bericht. Agentur für erneuerbare Energien, 2013, Seiten 1–14. URL: http://www.forschungsradar.de/uploads/media/AEE%7B%5C_%7DDossier%7B%5C_%7DStudienvergleich%7B%5C_%7DVolllaststunden%7B%5C_%7Djuli13.pdf.
- [72] S. Hirschberg, C. Bauer, P. Burgherr, W. Durisch, P. Hardegger, K. Foskolos, A. Meier, W. Schenler, S. Stucki, F. Vogel, T. Schulz und S. M. A. Biollaz. *Neue erneuerbare Energien und neue Nuklearanlagen: Potenziale und Kosten*. Technischer Bericht. PSI, 2005, Seiten 222–231. URL: https://www.psi.ch/ta/PublicationTab/Hirschberg%7B%5C_%7D2005.pdf.
- [73] U. Kaufmann. *Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien. Ausgabe 2016*. Technischer Bericht. Schweizerisches Bundesamt für Energie (BFE), 2017. URL: http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00541/00543/index.html?lang=en%7B%5C%7Ddossier%7B%5C_%7Ddid=00772.
- [74] D. Klauser. *Solarpotentialanalyse für sonnendach.ch (Schlussbericht)*. Technischer Bericht. Schweizerisches Bundesamt für Energie (BFE), 2016. URL: http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de%7B%5C%7Dname=de%7B%5C_%7D889927141.pdf.
- [75] M. Portmann, D. Galvagno-Erny, P. Lorenz und D. Schacher. *Sonnendach.ch: Berechnung von Potenzialen in Gemeinden*. Technischer Bericht. Schweizerisches Bundesamt für Energie (BFE), 2016. URL: http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=de%7B%5C%7Dname=de%7B%5C_%7D713207613.PDF.
- [76] S. Pfenninger und I. Staffell. „Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data“. In: *Energy* 114:(2016), Seiten 1251–1265. ISSN: 03605442. DOI: 10 . 1016 / j . energy . 2016 . 08 . 060. URL: <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360544216311744>.
- [77] M. Sterner, M. Jentsch und U. Holzhammer. *Energiewirtschaftliche und ökologische Bewertung eines Windgas-Angebotes*. Technischer Bericht. Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik i.A. Greenpeace Energy e.G., 2011. URL: https://www.greenpeace-energy.de/fileadmin/docs/sonstiges/Greenpeace%7B%5C_%7DEnergy%7B%5C_%7DGutachten%7B%5C_%7DWindgas%7B%5C_%7DFraunhofer%7B%5C_%7DSterner.pdf.
- [78] B. Meier, F. Ruoss und M. Friedl. „Investigation of Carbon Flows in Switzerland with the Special Consideration of Carbon Dioxide as a Feedstock for Sustainable Energy Carriers“. In: *Energy Technology* 5 (6):(2017), Seiten 864–876. ISSN: 21944288. DOI: 10 . 1002 / ente . 201600554. URL: <http://doi.wiley.com/10.1002/ente.201600554>.

- [79] T. Peyer, R. Nijssen, T. Heller und M. Reuter. „Kläranlagen - Ideal für Power-to-Gas“. In: *Aqua & Gas* 7/8:(2016), Seiten 42–46. URL: http://www.durena.ch/images/durena/akuell/dokumente%7B%5C_%7Daktuell/AG%7B%5C_%7DPower%7B%5C_%7Dto%7B%5C_%7DGas.pdf.
- [80] S. M. A. Biollaz, A. Calbry-Muzyka, T. Schildhauer, J. Witte und A. Kunz. *Direct Methanation of Biogas*. Technischer Bericht. Schweizerisches Bundesamt für Energie (BFE), 2017. URL: https://www.aramis.admin.ch/Default.aspx?DocumentID=45656%7B%5C_%7DLoad=true.
- [81] M. Schäfer, O. Gretzschel und T. G. Schmitt. „Die Kläranlage als Regelbaustein im Energienetz“. In: *wwt-online* (6):(2015), Seiten 27–29. URL: <https://www.wwt-online.de/sites/default/files/fachartikel/wwt0615-fa-schaefer.pdf>.
- [82] F. Ruoss. *Quellen erneuerbaren Kohlendioxids in der Schweiz*. Technischer Bericht. HSR Rapperswil, 2014. URL: https://www.iet.hsr.ch/fileadmin/user%7B%5C_%7Dupload/iet.hsr.ch/Power-to-Gas/Kurzberichte/03%7B%5C_%7DCO2%7B%5C_%7DQuellen.pdf.
- [83] Swissmem. *Energie- und CO2-Statistik*. 2017.
- [84] V. Cramerli und B. Meier. *Energieaufwand für die Abtrennung von CO2 aus der Luft*. 2015. URL: https://www.iet.hsr.ch/fileadmin/user%7B%5C_%7Dupload/iet.hsr.ch/Power-to-Gas/Kurzberichte/Berichte%7B%5C_%7DUebearbeitet/01%7B%5C_%7DEnergie%7B%5C_%7Dfuer%7B%5C_%7DCO2-Abtrennung.pdf.
- [85] BAFU. *Faktenblatt: CO2 Emissionsfaktoren des Treibhausgasinventars der Schweiz*. Technischer Bericht. 2015.
- [86] E. Kind und G. A. Levy. *Energieeffizienz und Energieproduktion auf ARA*. Technischer Bericht. Holinger AG i.A. Schweizerisches Bundesamt für Umwelt (BAFU), 2012. URL: http://www.infrawatt.ch/sites/default/files/2012%7B%5C_%7DBAFU%20%7B%5C_%7D%20Holinger%7B%5C_%7DEnergieeffizienz%20und%20Energieproduktion%20auf%20ARA.pdf.
- [87] AFU. *ARA Steckbriefe*. Technischer Bericht. 2017. URL: <https://www.sg.ch/umwelt-natur/wasser/abwasser/klaeranlagen.html>.
- [88] W. A. Amos. *Costs of Storing and Transporting Hydrogen*. Technischer Bericht November. National Renewable Energy Laboratory (NREL), 1999. DOI: 10.1016/j.ces.2012.01.045. URL: <https://www.nrel.gov/docs/fy99osti/25106.pdf>.
- [89] G. Parks, R. Boyd, J. Cornish und R. Remick. *Hydrogen Station Compression, Storage, and Dispensing Technical Status and Costs: Systems Integration*. Technischer Bericht. National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2014. DOI: 10.2172/1130621. URL: <http://www.osti.gov/servlets/purl/1130621/>.

- [90] A. Raksajati, M. T. Ho und D. E. Wiley. „Reducing the Cost of CO₂ Capture from Flue Gases Using Aqueous Chemical Absorption“. In: *Industrial & Engineering Chemistry Research* 52 (47):(2013), Seiten 16887–16901. ISSN: 0888-5885. DOI: [10.1021/ie402185h](https://doi.org/10.1021/ie402185h). URL: <https://pubs.acs.org/doi/pdf/10.1021/ie402185h%20http://pubs.acs.org/doi/10.1021/ie402185h>.
- [91] D. Jones, M. M. Kleiner, M. Buck und P. Graichen. *Energy Transition in the Power Sector in Europe: State of Affairs in 2016. Review on the Developments in 2016 and Outlook on 2017*. Technischer Bericht. Energy Brainpool i.A. Agora Energiewende, 2017. DOI: [106/03-A-2017/EN](https://doi.org/10.6/03-A-2017/EN). URL: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2017/EU%7B%5C_%7DJahresauswertung%7B%5C_%7D2016/Agora%7B%5C_%7DState%7B%5C_%7Dof%7B%5C_%7DAffairs%7B%5C_%7DEU%7B%5C_%7D2016%7B%5C_%7DWEB.pdf%7B%5C_%7D5Cnwww.sandbag.org.uk.
- [92] C. Hewicker, J. Raadschelders, O. Werner, M. Ebert, C. Engelhardt, T. Mennel und N. Verhaegh. *Energiespeicher in der Schweiz - Bedarf, Wirtschaftlichkeit und Rahmenbedingungen im Kontext der Energiestrategie 2050*. Technischer Bericht. KEMA Consulting GmbH i.a. Schweizerisches Bundesamt für Energie (BFE), 2013. URL: <http://www.news.admin.ch/NSBSubscriber/message/attachments/33125.pdf>.

A. Anhang 1

A.1. Umrechnungsfaktoren PtG

Die Umrechnungsfaktoren und physikalischen Kennzahlen von Wasserstoff (H₂), Methan (CH₄) Benzin und Diesel befinden sich in Tab. A.1.

Tabelle A.1. – Umrechnungsfaktoren und physikalische Kennzahlen von Wasserstoff (H₂), Methan (CH₄) Benzin und Diesel: Normbedingungen: 1 bar (absolut = Atmosphärendruck), 15 °C (288 K) → molares Gasvolumen 0.0236 Nm³/mol; Heizwert (H_s, superior heating value, oberer Heizwert, HHV), Brennwert (H_i, inferior heating value, unterer Heizwert, LHV)

	Treibstoff	Dichte	kg/...	Heizwert	Brennwert	kWh/...	Heizwert	Brennwert	MJ/...
Mol	H2	0.002	kg/mol	0.067	0.079	kWh/mol	0.2	0.286	MJ/mol
	CH4	0.016	kg/mol	0.223	0.247	kWh/mol	0.8	0.889	MJ/mol
	Benzin	0.114	kg/mol	1.294	1.471	kWh/mol	4.7	5.294	MJ/mol
	Diesel	0.190	kg/mol	2.261	2.394	kWh/mol	8.1	8.618	MJ/mol
Volumen	H2	0.085	kg/Nm ³	2.8	3.4	kWh/Nm ³	10.2	12	MJ/Nm ³
	CH4	0.678	kg/Nm ³	9.4	10.4	kWh/Nm ³	33.9	38	MJ/Nm ³
	Benzin	747.500	kg/m ³	8484.1	9642.8	kWh/m ³	30542.9	34714	MJ/m ³
	Diesel	840.000	kg/m ³	9996.0	10584.0	kWh/m ³	35985.6	38102	MJ/m ³
Masse	H2	-	kg/kg	33.3	39.4	kWh/kg	119.9	141.8	MJ/kg
	CH4	-	kg/kg	13.9	15.4	kWh/kg	50.0	55.4	MJ/kg
	Benzin (C8H18)	-	kg/kg	11.4	12.9	kWh/kg	40.9	46.4	MJ/kg
	Diesel (C16H34)	-	kg/kg	11.9	12.6	kWh/kg	42.8	45.4	MJ/kg

B. Anhang 2

B.1. Elektrizitätsprofile 2010 - 2016

B.1.1. Reale Elektrizitätsprofile

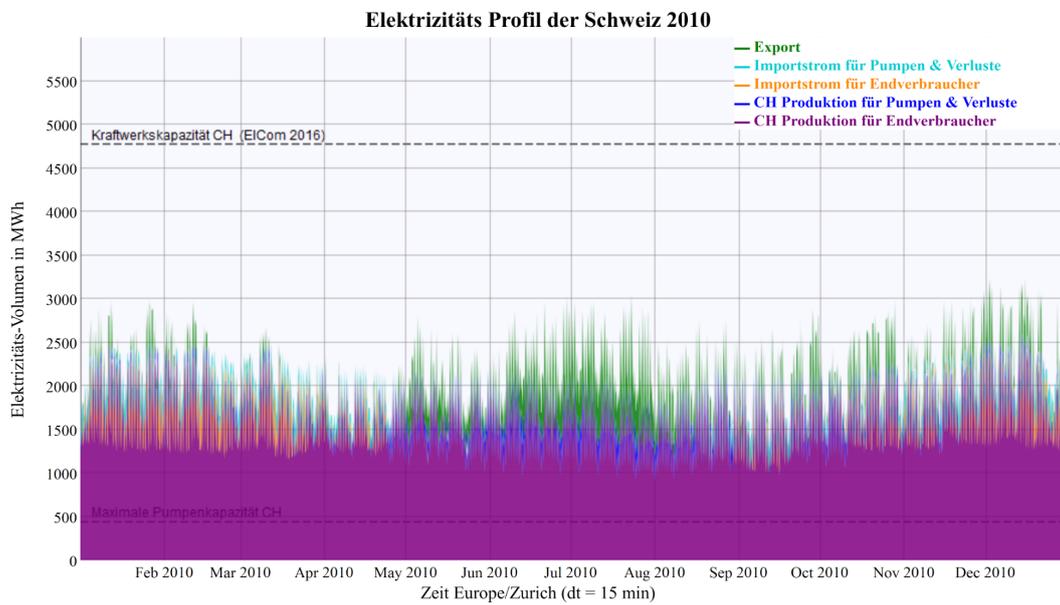


Abbildung B.1. – Schweizer Elektrizitätsprofil nach Daten der Swissgrid für 2010

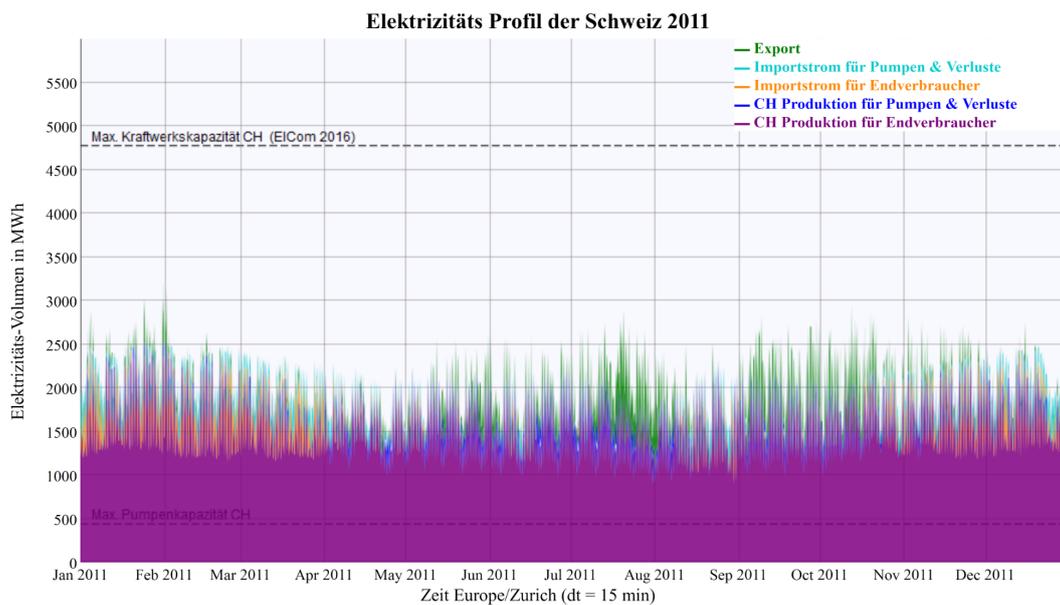


Abbildung B.2. – Schweizer Elektrizitätsprofil nach Daten der Swissgrid für 2011

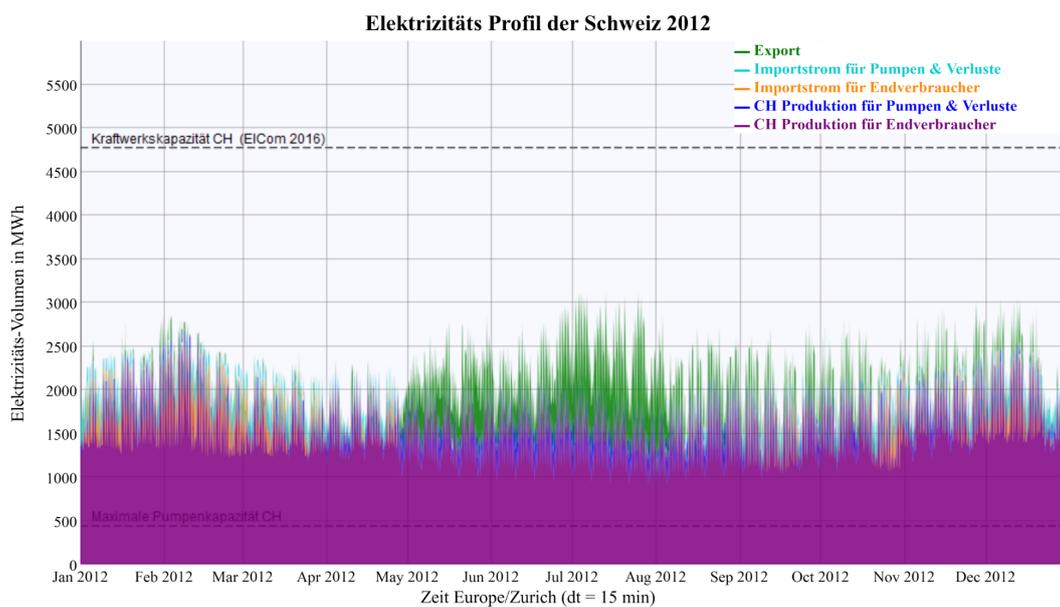


Abbildung B.3. – Schweizer Elektrizitätsprofil nach Daten der Swissgrid für 2012

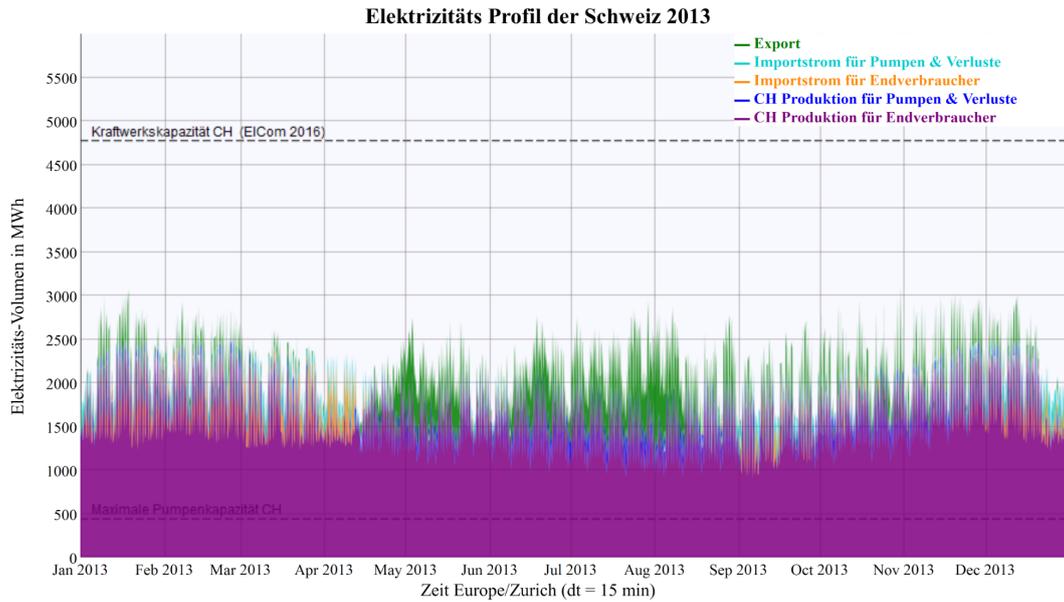


Abbildung B.4. – Schweizer Elektrizitätsprofil nach Daten der Swissgrid für 2013

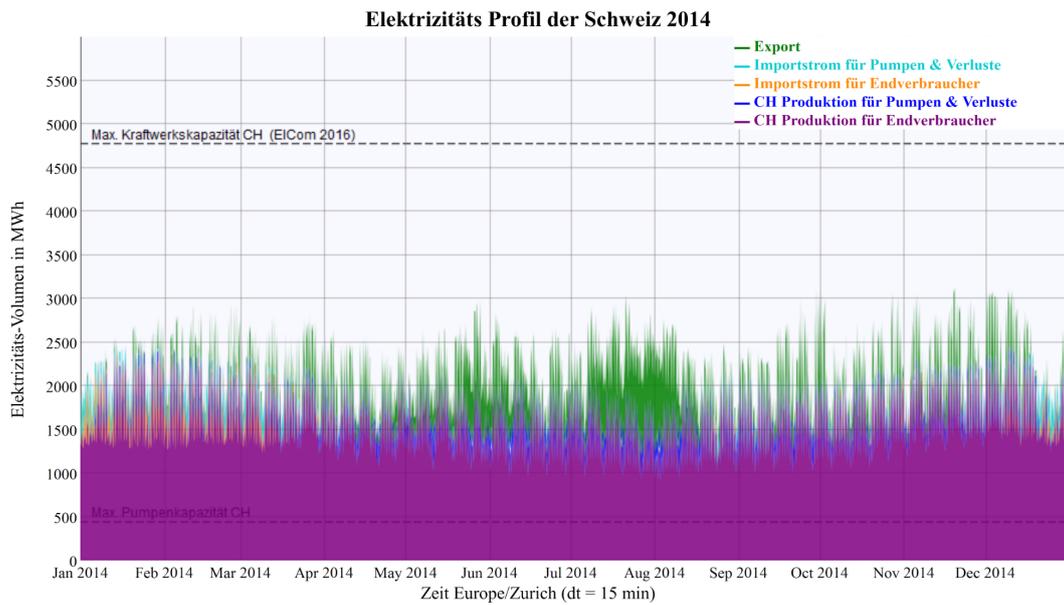


Abbildung B.5. – Schweizer Elektrizitätsprofil nach Daten der Swissgrid für 2014

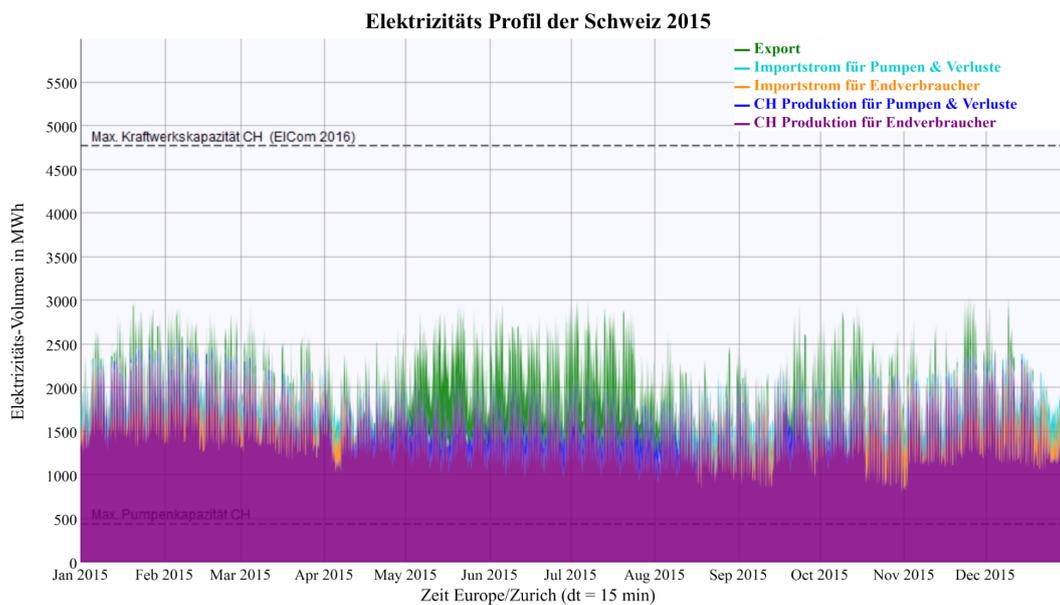


Abbildung B.6. – Schweizer Elektrizitätsprofil nach Daten der Swissgrid für 2015

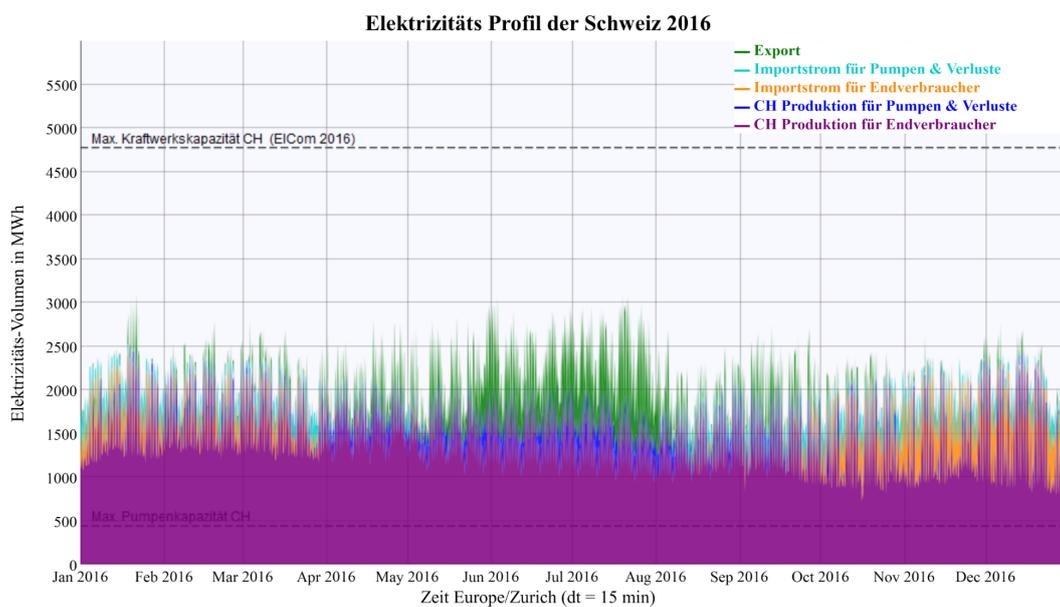


Abbildung B.7. – Schweizer Elektrizitätsprofil nach Daten der Swissgrid für 2016

B.1.2. Elektrizitätsprofile ohne Kernkraft

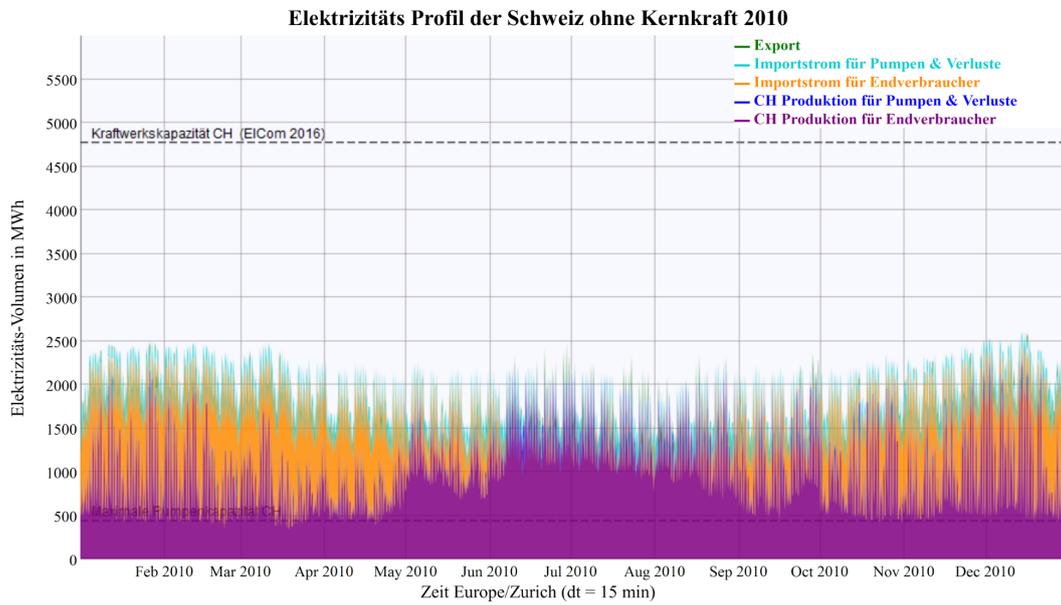


Abbildung B.8. – Schweizer Elektrizitätsprofil nach Daten der Swissgrid für 2011 abzüglich der monatlichen durchschnittlichen Kernkraftproduktion

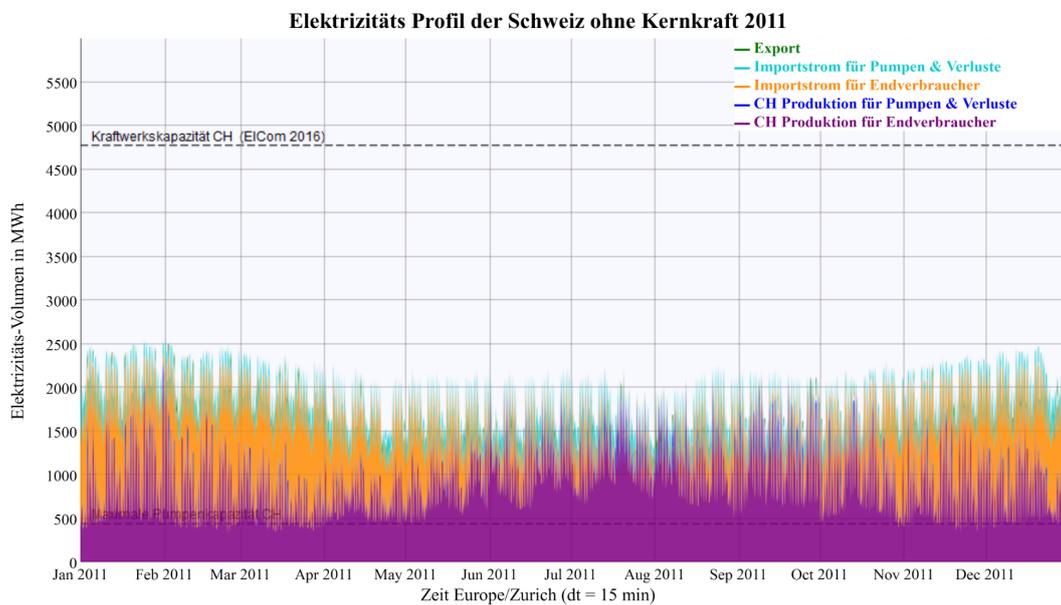


Abbildung B.9. – Schweizer Elektrizitätsprofil nach Daten der Swissgrid für 2011 abzüglich der monatlichen durchschnittlichen Kernkraftproduktion

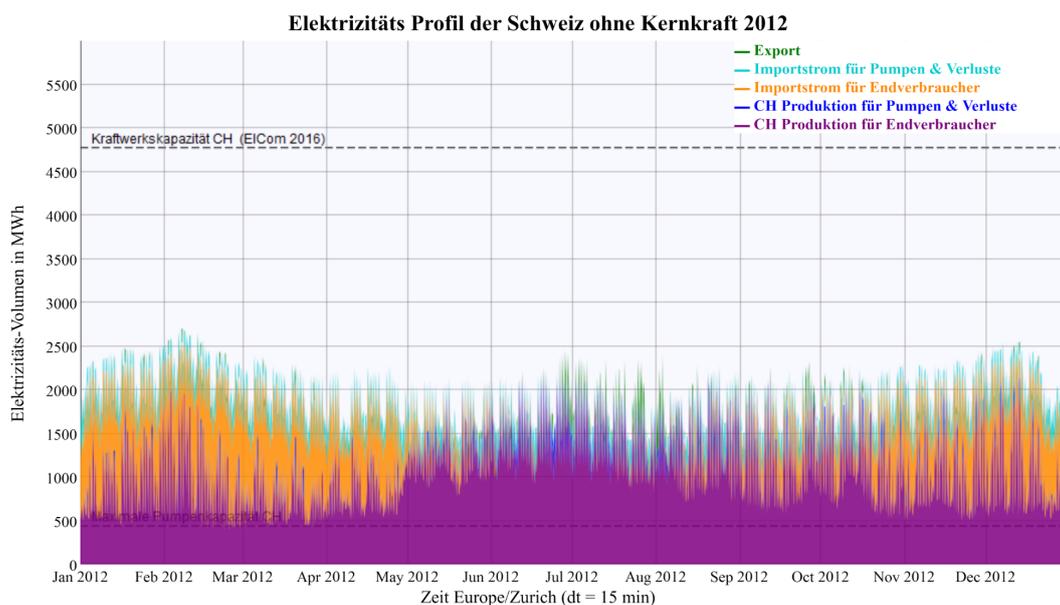


Abbildung B.10. – Schweizer Elektrizitätsprofil nach Daten der Swissgrid für 2012 abzüglich der monatlichen durchschnittlichen Kernkraftproduktion

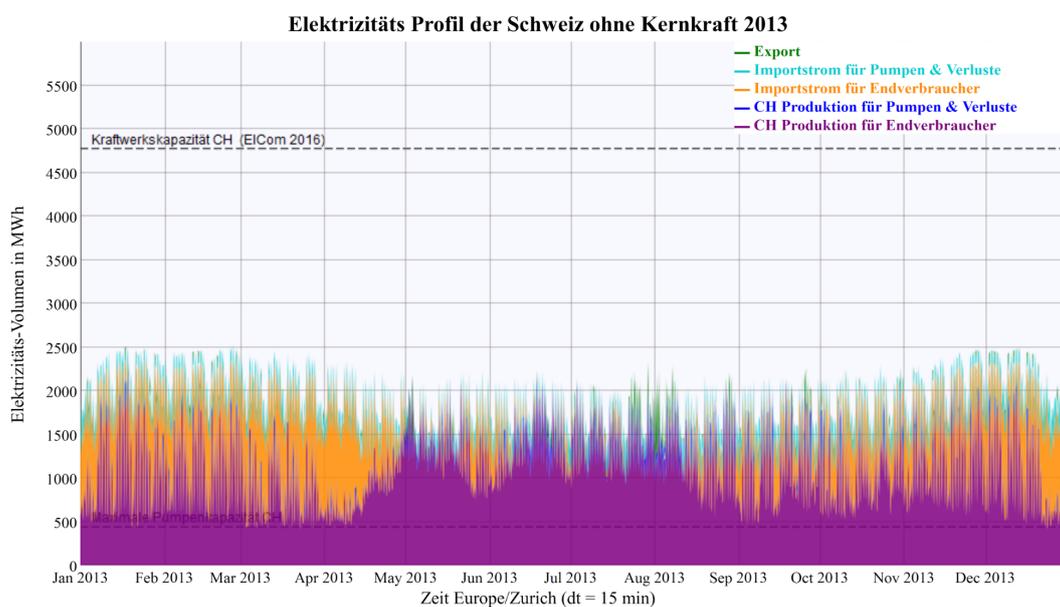


Abbildung B.11. – Schweizer Elektrizitätsprofil nach Daten der Swissgrid für 2013 abzüglich der monatlichen durchschnittlichen Kernkraftproduktion

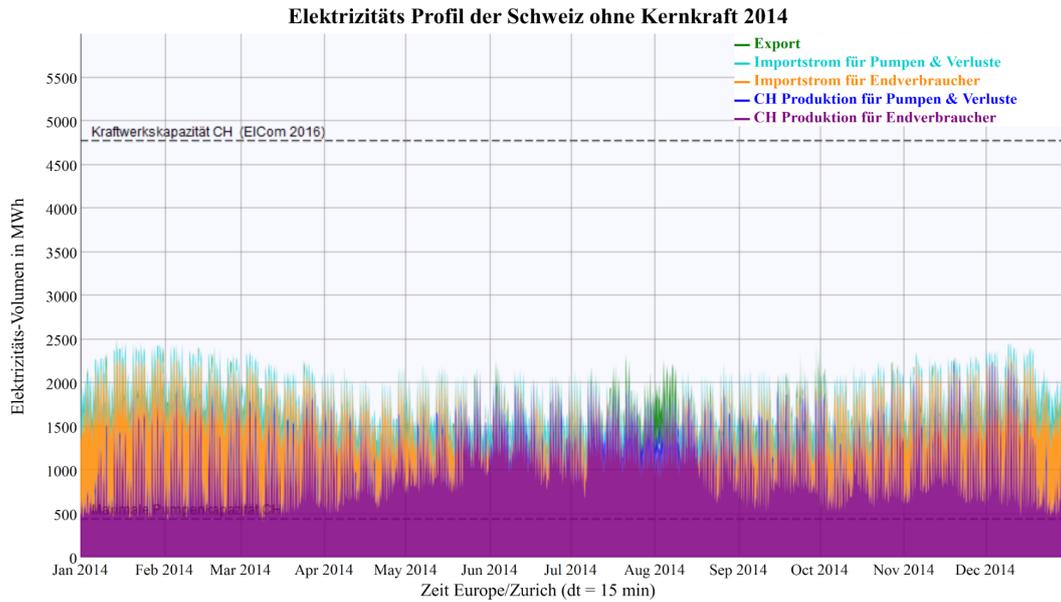


Abbildung B.12. – Schweizer Elektrizitätsprofil nach Daten der Swissgrid für 2014 abzüglich der monatlichen durchschnittlichen Kernkraftproduktion

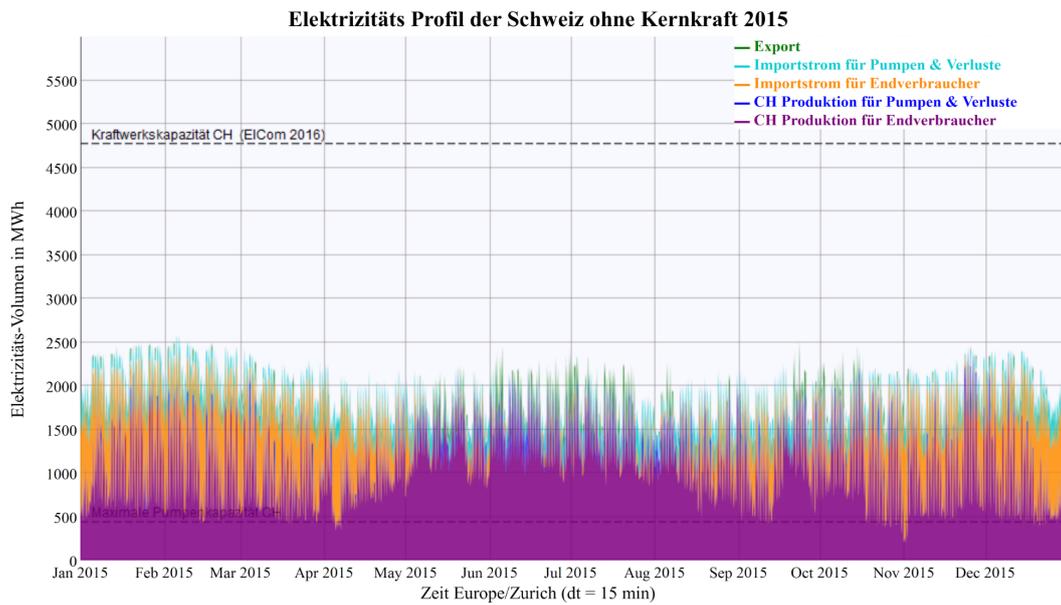


Abbildung B.13. – Schweizer Elektrizitätsprofil nach Daten der Swissgrid für 2015 abzüglich der monatlichen durchschnittlichen Kernkraftproduktion

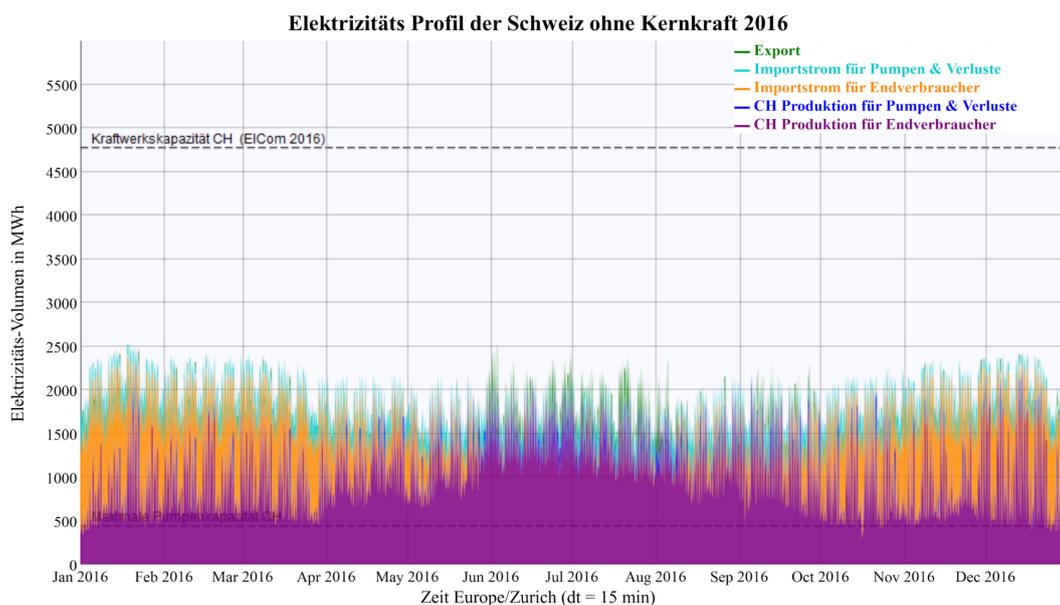


Abbildung B.14. – Schweizer Elektrizitätsprofil nach Daten der Swissgrid für 2016 abzüglich der monatlichen durchschnittlichen Kernkraftproduktion

B.1.3. Elektrizitätsprofile mit 50% PV

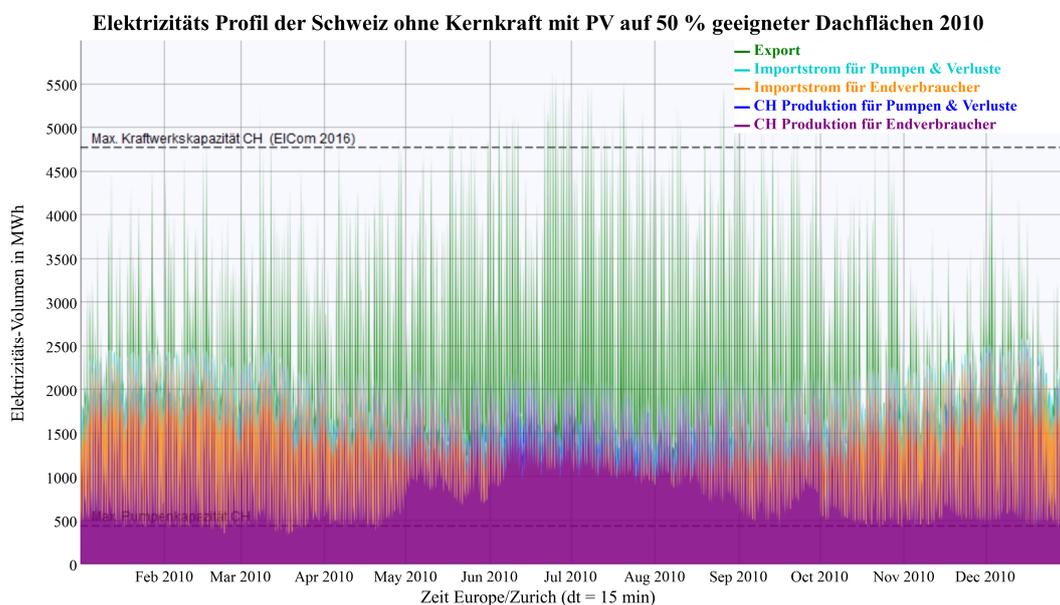


Abbildung B.15. – Schweizer Elektrizitätsprofil nach Daten der Swissgrid für 2010 abzüglich der monatlichen durchschnittlichen Kernkraftproduktion inkl. der abgeschätzten PV Produktion

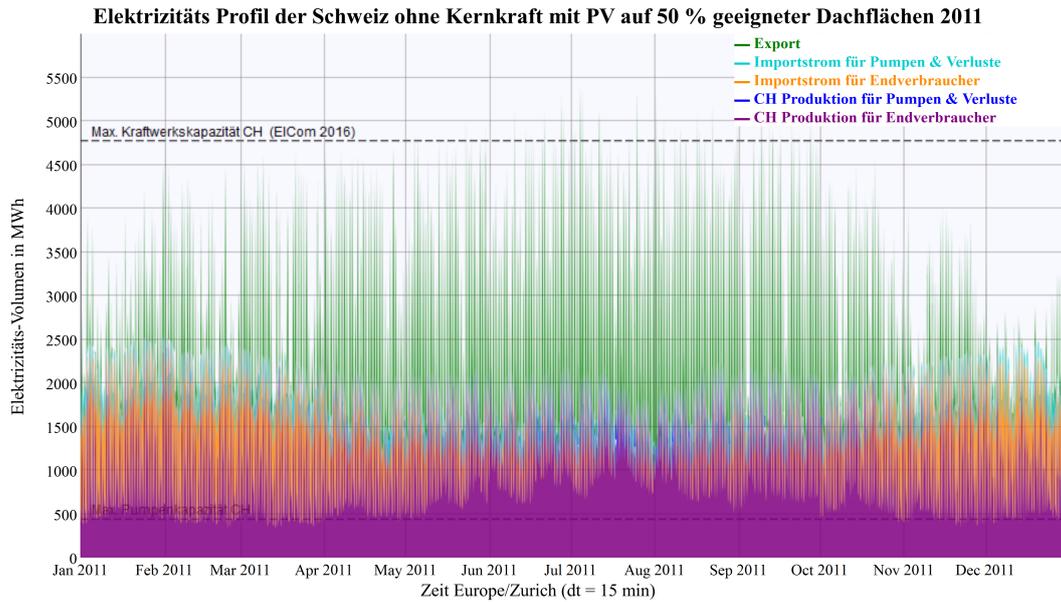


Abbildung B.16. – Schweizer Elektrizitätsprofil nach Daten der Swissgrid für 2011 abzüglich der monatlichen durchschnittlichen Kernkraftproduktion inkl. der abgeschätzten PV Produktion

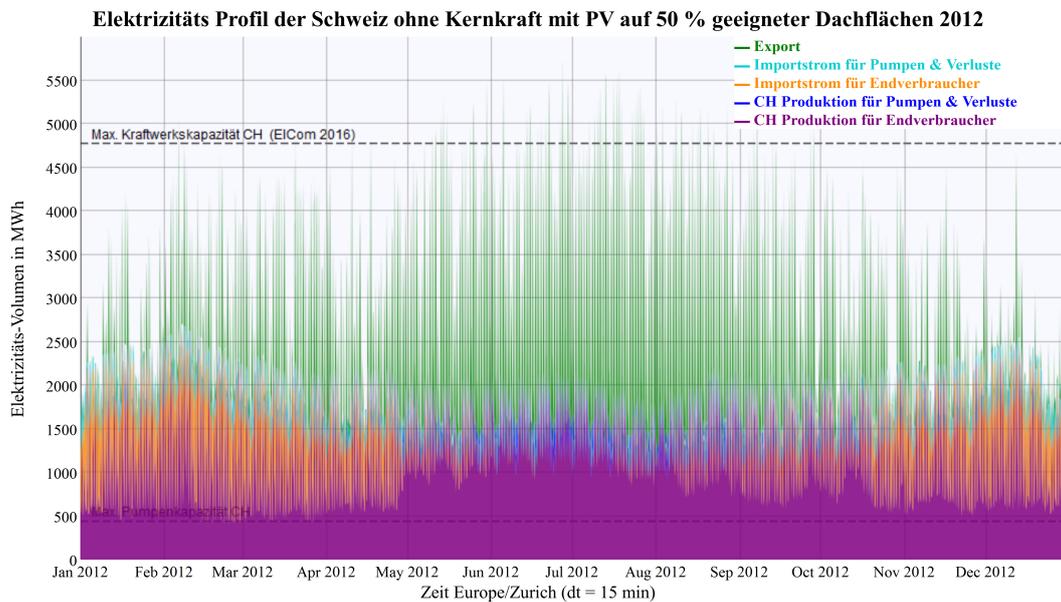


Abbildung B.17. – Schweizer Elektrizitätsprofil nach Daten der Swissgrid für 2012 abzüglich der monatlichen durchschnittlichen Kernkraftproduktion inkl. der abgeschätzten PV Produktion

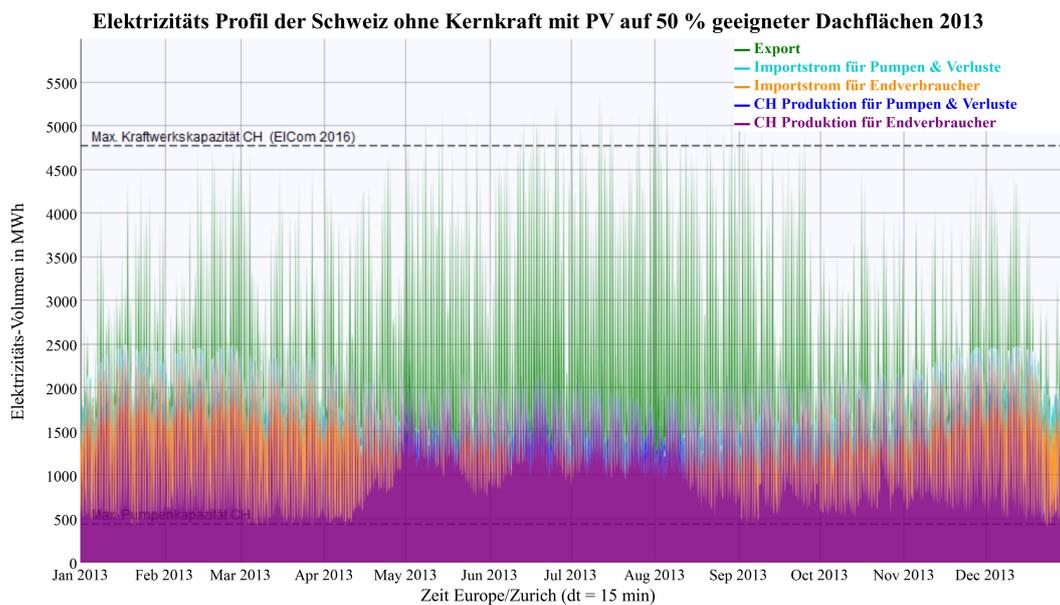


Abbildung B.18. – Schweizer Elektrizitätsprofil nach Daten der Swissgrid für 2013 abzüglich der monatlichen durchschnittlichen Kernkraftproduktion inkl. der abgeschätzten PV Produktion

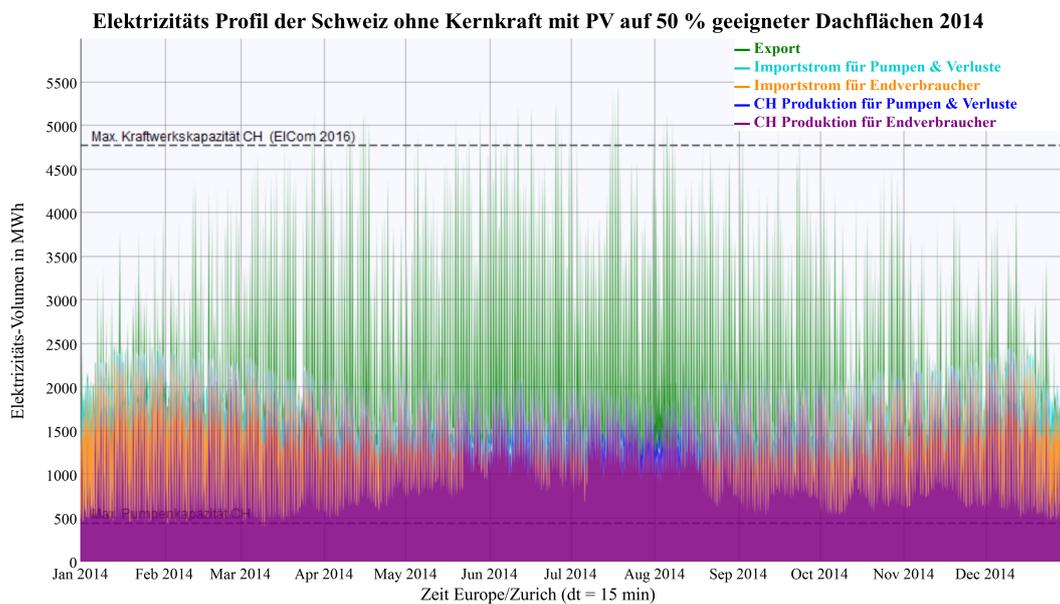


Abbildung B.19. – Schweizer Elektrizitätsprofil nach Daten der Swissgrid für 2014 abzüglich der monatlichen durchschnittlichen Kernkraftproduktion inkl. der abgeschätzten PV Produktion

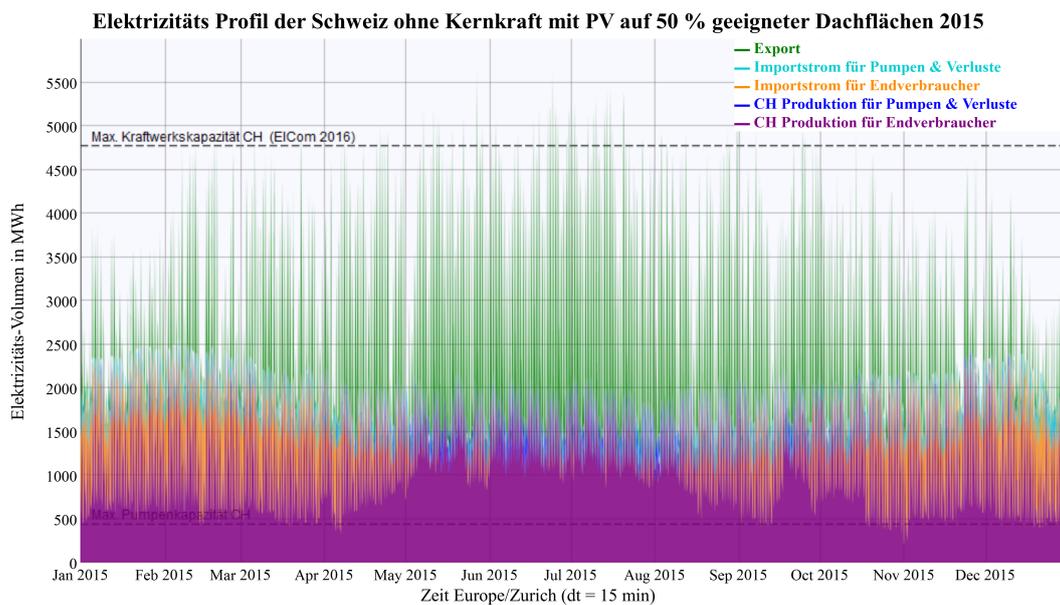


Abbildung B.20. – Schweizer Elektrizitätsprofil nach Daten der Swissgrid für 2015 abzüglich der monatlichen durchschnittlichen Kernkraftproduktion inkl. der abgeschätzten PV Produktion

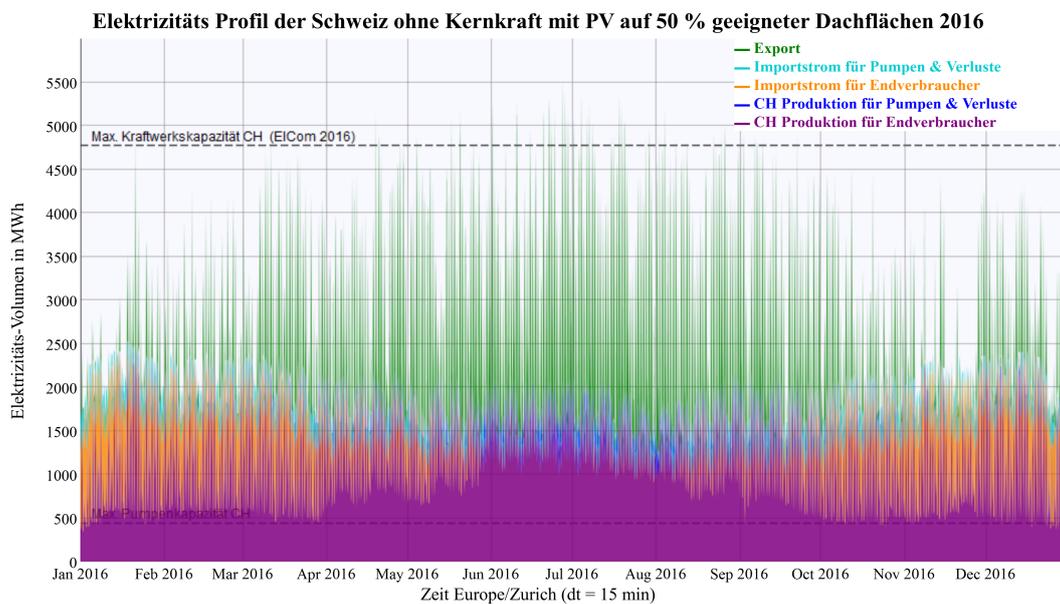


Abbildung B.21. – Schweizer Elektrizitätsprofil nach Daten der Swissgrid für 2016 abzüglich der monatlichen durchschnittlichen Kernkraftproduktion inkl. der abgeschätzten PV Produktion