

Themenpapier 43: Sektorkopplung

22.10.2019

Botschaft

- Die Sektorkopplung kann einen Beitrag zum Ziel der Dekarbonisierung leisten, indem fossile Energieträger für Gebäudewärme (Öl, Gas) und Mobilität (Benzin, Diesel) durch elektrische Energie ersetzt werden, falls die Elektrizität aus erneuerbaren Quellen stammt. Dazu kann ein Umbau der bestehenden Stromnetze erforderlich werden. Die Kosten dieses Umbaus sind nicht unerheblich und müssen berücksichtigt werden.
- Die Dekarbonisierung von Mobilität und Gebäudewärme wird den Elektrizitätsverbrauch insbesondere im Winter weiter erhöhen. Dadurch nimmt auch die Importabhängigkeit im Winter zu, falls keine Massnahmen getroffen werden (Effizienzsteigerungen, Erhöhung Winterproduktion, saisonale Speicher).
- Die Dekarbonisierung von Mobilität und Gebäudewärme kann insbesondere im Elektrizitätsnetz auf den unteren Netzebenen (Transformatorstation und Niederspannungsverteilnetz) zu Mehrbelastungen und allfälligen Engpässen führen.
- Die Sektorkopplung leistet in absehbarer Zukunft nur einen beschränkten Beitrag zur Schliessung der Winterlücke oder Reduktion der Auslandsabhängigkeit. Gründe dafür sind die aktuell ungenügende Wirtschaftlichkeit von "Power-to-X" und die fehlenden saisonalen Gasspeichermöglichkeiten in der Schweiz.
- Für die Sicherstellung der Versorgung im Winterhalbjahr ist eine Kombination aus Ausbau der Inlandproduktion, gesicherten Importen, Sektorkopplung und Energiesparmassnahmen notwendig.
- Die Sektorkopplung leistet einen Beitrag, um erneuerbare Energien wie Wind oder PV im Elektrizitätsnetz zu integrieren, indem kurzfristig überschüssige Energie absorbiert, umgewandelt und eventuell später wieder zurückgespielen werden kann. Dabei treten üblicherweise hohe Umwandlungsverluste auf und es müssen sehr hohe Preisunterschiede zwischen dem Zeitpunkt der Produktion/Speicherung und Rückgabe ins Netz vorliegen, um die Umwandlung und Rückverstromung wirtschaftlich zu betreiben.
- Die Umsetzung der Sektorkopplung in marktfähige Geschäftsmodelle hängt stark von der Regulierung ab und bedingt geeignete Anreize um Verzerrungen zu vermeiden. Dies betrifft im Speziellen die CO₂-Bepreisung.
- Die Netzbetreiber sollen bei einer höheren Belastung durch die Sektorkopplung mehr Freiheiten bei der Gestaltung der Tarife erhalten, um ein netzdienliches Verhalten der Marktakteure zu fördern.

Herleitung/Begründung

1. Was ist Sektorkopplung?

Unter dem Begriff Sektorkopplung wird die technische und energiewirtschaftliche Verknüpfung von Strom, Gas, Wärme, Mobilität und industriellen Prozessen sowie deren Infrastrukturen verstanden.

Die Sektorkopplung beinhaltet drei Pfade: Erstens die direkte Substitution von fossilen Energieträgern durch erneuerbar produzierte Elektrizität mit dem Ziel der Dekarbonisierung. Beispiele sind der Ersatz von Ölheizungen durch Wärmepumpen oder Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren durch Elektroantriebe. Zweitens die Bereitstellung von erneuerbar hergestellten synthetischen Kraftstoffen wie Wasserstoff, Methan oder Kerosin für den Einsatz in Mobilität und Wärme (z.B. Power-to-Gas). Drittens die Substitution von fossil hergestellten industriellen Ausgangsstoffen wie Methanol oder Ammoniak durch erneuerbar produzierte synthetische Stoffe. Mit der Umwandlung der Energieträger ineinander z.B. mittels Power-to-X wird dem System zusätzliche Flexibilität beigebracht.

Dieses Themenpapier konzentriert sich auf die nachfolgenden Punkte: Substitution fossiler Gebäudewärme, Dekarbonisierung des Sektors Mobilität sowie die Umwandlung und Rückverstromung (Power to X) zur Bereitstellung zusätzlicher Flexibilität¹.

2. Rahmenbedingungen

Die Energiestrategie 2050 setzt den Ausbau der erneuerbaren Energien und die Steigerung der Energieeffizienz zum Ziel. Zudem dürfen keine neuen Rahmenbewilligungen für KKW ausgesprochen werden. Durch den Ausstieg aus der Kernenergie erhöht sich die Importabhängigkeit im Winter massiv. Die erneuerbaren Energien (ohne Grosswasserkraft) sollen gemäss Energiestrategie im Jahr 2035 rund 11.4 TWh der Produktion abdecken. 2017 betrug die Produktion aus erneuerbaren Energien (ohne Grosswasserkraft) 3.1 TWh². Der durchschnittliche Energieverbrauch pro Person soll bis 2035 gegenüber 2000 um 43 %³ gesenkt werden und der Stromverbrauch um 13 %⁴.

Mit der Unterzeichnung des Pariser Klimaschutz-Abkommens (COP21) hat sich die Schweiz zur CO₂-Reduktion verpflichtet. Die Treibhausgasemissionen sollen bis 2030 gegenüber 1990 um 50 % reduziert werden. Zurzeit wird das CO₂-Gesetz totalrevidiert, welches am 1.1.2021 in Kraft treten soll, unter anderem zur Umsetzung des Pariser Abkommens.

Sektorkopplung unterstützt die Dekarbonisierung, da erneuerbare Energien in den verschiedenen Sektoren fossile Energien ersetzen. Bei einem steigenden Anteil erneuerbarer Energien mit volatiler Produktion nimmt der Bedarf an Speicher und Flexibilität im System zu. Sektorkopplung ermöglicht es, die Stromnachfrage zu flexibilisieren und Speicherkapazitäten energieträger- und netzübergreifend zu nutzen.

¹ Die Konzentration auf die Sektoren Mobilität und Gebäudewärme wird auch durch die kürzlich publizierte Studie *Potentialanalyse Power-to-Gas* der EMPA und des PSI (siehe Teske et al. 2019) gestützt.

² (BFE, 2017a)

³ (Stand 2000 – 2018 / -15.8 %, BFE, Schweizerische Gesamtenergiestatistik)

⁴ (Stand 2000 bis 2018 / - 7.1 %, BFE, Schweizerische Elektrizitätsstatistik)

3. Substitution fossiler Gebäudewärme

Ein Grossteil der Gebäude in der Schweiz stammt von vor 1990⁵. In dieser Zeit waren die Anforderungen an den energetischen Baustandard viel geringer als heute. Sehr viele dieser Gebäude müssen in nächster Zukunft auf Grund ihres Alters saniert werden. Mit den aktuellen Vorschriften wie MuKE⁶ 2014, dem Minergiestandard und den nun sukzessive eingeführten kantonalen Energiegesetzen wird der spezifische Energieverbrauch pro Wohnflächeneinheiten weiterhin deutlich sinken. Die EnDK schätzt, dass knapp 2 % der Gebäude pro Jahr saniert werden, wobei nicht jede Sanierung energetischer Natur ist.

Der Endenergieverbrauch für Gebäudewärme betrug im Jahr 2017 rund 69 TWh⁷.

Seit 1990 hat sich der Endverbrauch von Erdöl extra-leicht, das vor allem zum Heizen verwendet wird, beinahe halbiert. Dieser Trend wird weiter anhalten. Im Jahr 2017 wurde Erdöl extra-leicht von rund 21 TWh zum Heizen verwendet⁸.

Der Endverbrauch von Erdgas hat sich hingegen im gleichen Zeitraum beinahe verdoppelt, wobei etwa 40 % des Erdgases in Haushalten verbraucht wird. Ein Anteil des in der Industrie verbrauchten Erdgases wird ebenfalls zum Heizen verwendet. Die Höhe dieses Anteils ist aus den Statistiken des BFE nicht ersichtlich. Es kann aber davon ausgegangen werden, dass etwa insgesamt 50 % oder 16.5 TWh im Jahr 2017⁹ des Erdgasverbrauchs in der Schweiz für Heizzwecke verwendet wird. Dieser Trend wird in den nächsten Jahren aufgrund der Energiestrategie 2050 und der angestrebten Dekarbonisierung wohl gebrochen.

3.1. Wärmepumpen

Mit einer Gebäudesanierungsrate von etwa 2 % pro Jahr (Energie für Raumwärme = 1.38 TWh), einer angenommenen Reduktion des Heizbedarfs in neuen Gebäuden von 40 % und einem Anteil von 80 % an Wärmepumpen als neue Raumwärmequelle ergibt sich ein potentieller jährlicher Zuwachs an Wärmepumpenenergie von rund 0.65 TWh. Davon werden etwa 25 % (0.16 TWh oder 360 MW) als elektrische Energie mehrheitlich im Winterhalbjahr benötigt und 75 % (0.49 TWh) als Umweltenergie.

3.2. Fernwärmenetze

Der Endverbrauch für Fernwärme betrug im Jahr 2017 rund 5.6 TWh, was einem Anteil von 2.4 % vom Gesamtverbrauch entspricht¹⁰.

Heute kommt der überwiegende Teil der Primärenergie aus Müll, Erdgas und Holz. In Zukunft wird auch der Anteil an Umweltenergie, der durch Wärmepumpen veredelt wird, ansteigen. Dadurch wird der Stromverbrauch ansteigen. Der Anteil am Stromverbrauch wird jedoch nicht signifikant sein.

3.3. Wärmespeicher

Der System-Nutzen der Sektorkopplung wird mit zusätzlichen Wärmespeichern erhöht, da dadurch die Flexibilität des Systems zur Aufnahme von fluktuierender Elektrizitätsproduktion von Wind und Sonne vergrössert wird.

⁵ (EnDK, 2014)

⁶ Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich

⁷ (BFE, 2017b)

⁸ (BFE, 2017b)

⁹ (BFE, 2017b)

¹⁰ (BFE, 2017b)

Saisonale Wärmespeicher können im Tiefengrundwasser, in Form von Latentspeichern (z.B. Eisspeichern) oder als sensiblen Speicher (z.B. grosse Wassertanks) realisiert werden. Im Tiefengrundwasser sind die Speichermöglichkeiten aufgrund der Umweltauflagen wie ausgeglichene Jahresbilanzen und Begrenzungen der Entnahme- und Rückgabetemperaturen jedoch eingeschränkt. Auch Eisspeicher bieten nur begrenzte Kapazitäten. Die Grösse des technisch und wirtschaftlich realisierbaren Potentials der saisonalen Wärmespeicherung ist zu verifizieren.

4. Dekarbonisierung des Sektors Mobilität

Der Sektor Mobilität wurde bisher fast ausschliesslich durch fossile Treibstoffe mit Energie versorgt¹¹, insgesamt 74 TWh für den Strassenverkehr. Damit ist die Mobilität der Sektor mit dem grössten Energieverbrauch. Erst in jüngster Zeit finden alternative Antriebsformen wie der elektrische Antrieb weitere Verbreitung.

Pro zehn Prozent Anteil elektrischer Antriebe an der heutigen Personenwagenflotte entspricht der Elektrizitätsverbrauch rund einer TWh elektrischer Energie oder ca. 1.7 % des inländischen Elektrizitätsverbrauchs. Der Energieverbrauch wird bemerkbar, aber nicht in kritischem Rahmen ansteigen, solange sich die Elektrifizierung im einstelligen Prozentbereich bewegt. Hingegen wird für die Ladung dieser Fahrzeuge eine elektrische Leistung von ca. 2.3 GW benötigt¹². Ohne ein netzdienliches intelligentes Lademanagement bei privaten Ladepunkten oder einen Netzausbau kann dies insbesondere bei den Transformatorenstationen und im Niederspannungsverteilnetz zu Engpässen führen.

Elektrofahrzeuge lassen sich prinzipiell auch als Speicher nutzen, entweder im Schwarm zur Optimierung von Netzlasten oder zur Erbringung von Systemdienstleistungen oder individuell zur Optimierung des Eigenverbrauchs. Voraussetzung ist jedoch der bidirektionale Lastfluss, der noch keine weite Verbreitung gefunden hat. Unter Annahme eines 10 % Anteils elektrischer Antriebe bei Personenwagen und einer abrufbaren Leistung pro Fahrzeug von 10 kW, so erreicht man technisch eine kurzfristig abrufbare Leistung im Bereich von circa 1 GW, was der Leistung eines grossen Pumpspeicherwerks entspricht¹³. Welchen Anteil der technischen Kapazität verfügbar gemacht werden kann, hängt von vielen Zusatzfaktoren ab: Ladestationsdichte, Netzkapazitätslimiten, Mobilitätsverhalten, ökonomische Faktoren (Kosten/Ertrag der Nutzung) der Speicher.

Dabei kann festgehalten werden:

- Die Auswirkungen der Elektromobilität auf den Energieverbrauch sind spürbar, aber nicht kritisch, werden aber die saisonale Unterdeckung im Winter akzentuieren.
- Ohne Optimierung der Ladevorgänge kann die benötigte Ladeleistung einen Umbau der Netze insbesondere bei den Trafostationen und im Niederspannungsverteilnetz notwendig machen.
- Mit einer geeigneten Schwarmintelligenz können durch die mit dem Netz verbundenen Elektrofahrzeuge eine Leistung für Netzdienstleistungen, Peak-Shaving oder Speicher zur Optimierung des Eigenverbrauchs zur Verfügung gestellt werden. Die genaue Höhe dieser Leistung ist im Detail noch zu analysieren.

¹¹ Der öffentliche Verkehr wird in diesem Papier nicht untersucht.

¹² Herleitung siehe 10.1

¹³ Herleitung siehe 10.2

- Brennstoffzellenfahrzeuge fristen in der Schweiz wegen des noch fehlenden Tankstellennetzes und den hohen Kosten zur Herstellung von Wasserstoff ein Nischendasein. Die Klimaeffizienz im Vergleich zu alternativen Lösungen, beispielsweise zur batterieelektrischen Mobilität, ist abhängig von der gesamten Systemarchitektur.
- Mit gasbetriebenen Fahrzeugen ist durch Methanisierung von Wasserstoff die Speicherung und Umlagerung der Energie von Erneuerbaren möglich, da das Versorgungsnetz weiträumig und das Tankstellennetz teilweise bereits existiert. Nachteilig gegenüber Wasserstoff ist der kleinere Wirkungsgrad der Herstellungskette. Weiter könnten durch eine Substitution von Benzin und Diesel als Treibstoffe durch Erdgas (inkl. Biogas) bereits eine erhebliche Reduktion des CO₂ Ausstosses erreicht werden.

5. Power-to-X: Flexibilität durch Umwandlung in andere Energieträger

Die Power-to-X-Verfahren sind geeignet, um Energieangebot und -nachfrage über einen Zeitraum auszugleichen, die kurzfristige Flexibilität im Stromnetz durch intelligentes Lastmanagement zu erhöhen und Ersatz für fossile Kraft- und Brennstoffe sowie Rohstoffe für die Industrie zu schaffen.

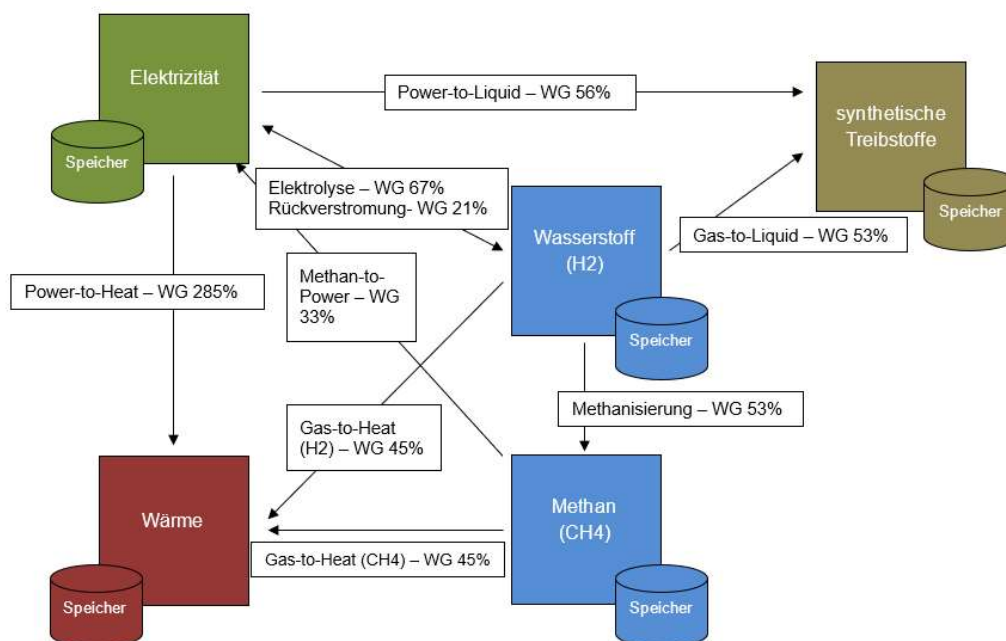


Abbildung 1 Übersicht der Sektorkopplungs-Umwandlungsmöglichkeiten mit den entsprechenden Wirkungsgraden (eigene Darstellung)

Zur Kopplung der Sektoren existieren unterschiedliche Technologien. Es gibt technisch ausgereifte Technologien wie z.B. Wärmepumpen oder Elektrofahrzeuge und weniger weit entwickelte Technologien wie Power-to-Gas-to-Power.

Bei *Power-to-Gas* wird Wasser mittels erneuerbaren Stroms in Wasserstoff und Sauerstoff zerlegt. Kernprozess ist die Elektrolyse. Wasserstoff kann in der Mobilität, Wärmeversorgung (direkte Einspeisung ins Erdgasnetz) und Industrie eingesetzt werden. In einem zweiten Umwandlungsschritt kann - unter

Verwendung von CO₂ - Methan hergestellt werden. Methan kann ohne Beschränkung ins Gasnetz eingespeist werden und hat die gleichen Nutzungsmöglichkeiten wie Erdgas. Eine weitere, aber sowohl energetisch als auch ökonomisch wenig attraktive Möglichkeit ist die Rückverstromung von Wasserstoff respektive Methan in Brennstoffzellen, Gaskraftwerken, WKK-Anlagen oder BHKW.

Unter *Power-to-Heat* wird die Produktion von Wärme unter Einsatz von Strom verstanden. Power-to-Heat ist eine Möglichkeit, Stromüberschüsse aus erneuerbaren Energien durch Kopplung des Strom- und Wärmesektors für die Bereitstellung von Wärme zu verwenden. Dabei werden fossile Energieträger eingespart. Zur Erhöhung der Flexibilität können Power-to-Heat-Anlagen mit einem Wärmespeicher verbunden werden. Beispiel einer Power-to-Heat Anlage ist eine elektrische Wärmepumpe. Power-to-Heat wird als kostengünstige Technologie mit hohem Flexibilisierungspotential gesehen⁷.

Unter *Power-to-Liquid* versteht man unterschiedliche technische Prozesse, die die Herstellung von flüssigen Treibstoffen zum Ziel haben. Ein Beispiel ist die Herstellung von Benzin, Diesel, und Kerosin aus Wasserstoff mittels der Fischer-Tropsch Synthese.

Erneuerbarer Strom wird mittels *Power-to-Chemicals*, u.a. Elektrolyse und weiteren Prozessen für die Produktion von chemischen Rohstoffen eingesetzt. Beispiele solcher Stoffe sind Methanol und Ammoniak.

6. Auswirkungen auf das Elektrizitätsnetz und Speicher

Die Dekarbonisierung der Sektoren Gebäude und Mobilität führt zu einem höheren Elektrizitätsverbrauch, aber auch zu einem höheren Leistungsbedarf. Die Empa geht unter Annahme einer 80 %-Abdeckung der Raumheizung durch Wärmepumpen und einer Abdeckung von 20 % der gefahrenen Kilometer durch Elektroautos von einem folgenden zusätzlichen Strombedarf aus:

	Energie (TWh)	max. Leistung (GW)
Wärme	10.0	5.5
BEV ¹⁴	3.7	0.9
Total	13.7	6.4

Tabelle 1 zusätzlicher Strombedarf mit Elektrifizierung vom Wärme- und Mobilitäts-Sektor (Quelle Rüdisüli et al., 2019)

Der zusätzliche, elektrische Energieverbrauch führt insbesondere zu einer Verschärfung der saisonalen Unterdeckung im Winter, was die Erhöhung der Winterproduktion und den Einsatz von Speichern notwendig macht, sofern die Energie nicht importiert werden soll. Können keine zusätzlichen, saisonalen Wasserkraftspeicher realisiert werden, so kommen nur Gas oder Wärme als Speichermedium in Frage. Die bestehenden Gasnetze in der Schweiz haben ein grosses Speichervolumen. Zudem bestehen Projekte zum Bau von unterirdischen Speicherkavernen für Erdgas in der Grimsel-Region. Die saisonale Speicherung von Wärme befindet sich noch im Entwicklungsstadium. Daneben fällt aber auch die Leistungserhöhung ins Gewicht. Ohne geeignete Regelung für einen netzdienlichen Einsatz und den Einsatz lokaler Pufferspeicher könnte insbesondere die konzentrierte Ladeinfrastruktur von elektrischen Fahrzeugen zu einem Ausbaubedarf bei den Transformatorenstationen und im Niederspannungsverteilnetz führen.

¹⁴ Battery electric vehicle (BEV)

7. Wirtschaftlichkeit

7.1. Aus Sicht Betreiber

Die Wirtschaftlichkeit der Technologien der Sektorkopplung hängt von unterschiedlichen Faktoren ab. Dazu gehören: Investitionskosten, jährliche Betriebsstunden, Betriebskosten, Standortfaktoren, CO₂-Preise, Primärenergiepreise, Strompreise, Netzentgelte sowie weitere Steuern und Abgaben ab. Erhöhte Wirkungsgrade durch technologische Fortschritte können die Betriebskosten senken.

Bestimmte Technologien der Sektorkopplung wie elektrische Wärmepumpen sind schon heute wirtschaftlich, andere wie Power-to-Gas hingegen nicht. Im Folgenden wird auf die Wirtschaftlichkeit von Power-to-Gas eingegangen.

Neben den Investitionskosten ist die hohe Verfügbarkeit von günstigem CO₂-freiem Strom ein wichtiger Faktor für den wirtschaftlichen Betrieb von Power-to-Gas Anlagen. Die Nutzung der bei der Elektrolyse anfallenden Abwärme erhöht die Wirtschaftlichkeit einer Power-to-Gas Anlage (z.B. Verwendung als Prozesswärme oder Einspeisung ins Fernwärmenetz).

Mit dem aktuellen Stand der Technik von Elektrolyseanlagen (CAPEX und Effizienz) und einer sinnvollen Skalierung der Anlagen (Grösse, Anzahl Betriebsstunden) fallen die Gestehungskosten für Wasserstoff in den Bereich von ca. 4-7 CHF/kg¹⁵. Fallen zu den Stromkosten zusätzlich Netznutzungsabgaben nach den heutigen Regulatorien an, erhöhen sich die Gestehungskosten, je nach Netzebene, um ca. 1-4 CHF/kg. Werden auf den Wasserstoff künftig zusätzlich Treibstoff-Steuern erhoben, die der heutigen Mineralölsteuer entsprechen, so erhöhen sich die Wasserstoff-Preise um weitere 7 CHF/kg. Mit den Kosten für die Wasserstoff-Verteilung und den Tankstellen von ca. 4 CHF/kg resultiert ein Kundenpreis inklusive Steuern und Abgaben von ca. 16 bis 22 CHF/kg. Ein PKW verbraucht pro 100 km ca. 1 kg Wasserstoff. Daher fallen Treibstoffkosten eines Brennstoffzellen-PKW inklusive Steuern und Abgaben um 3 bis 9 CHF pro 100 km höher aus als mit einem vergleichbaren Benzinauto. Bei einer Befreiung des Wasserstoffs von Netznutzungsabgaben und Steuern sind die Treibstoffkosten jedoch bereits heute vergleichbar.

Die Studie *Potentialanalyse Power-to-Gas* der EMPA und des PSI macht eine Einschätzung der Gestehungskosten von SNG¹⁶ (Methan) (siehe Tabelle 2).

	Bei Kraftwerken (ohne Netzentgelt)	Bei CO ₂ -Quellen (mit Netzentgelt)
1, 2, 5 MW _{el}	34-75 Rp./kWh (Szenario A)	28-31 Rp./kWh (Szenario C)
50, 100, 500 MW _{el}	20-22 Rp./kWh (Szenario B)	29-31 Rp./kWh (Szenario D)

Tabelle 2 Gestehungskosten (Capex und Opex) von SNG (Methan) nach unterschiedlichen Standortszenarien. (Teske et al. 2019)

Die Betriebszeit für Szenario A, B und D beträgt 4'650 Stunden¹⁷, was den mehrjährigen durchschnittlichen PV-Nettoüberschussstunden bei einem starken PV-Ausbau¹⁸ entspricht. Bei Power-to-Gas-Anlagen, welche direkt an der CO₂-Quelle realisiert werden, muss keine CO₂-Leitung ausserhalb des Geländes finanziert

¹⁵ Folgende Zahlenangaben in diesem Abschnitt stammen von Alpiq.

¹⁶ Synthetic Natural Gas (SNG)

¹⁷ Pro Jahr

¹⁸ Annahme für PV-Ausbau: 50% aller von im BFE-Projekt „Sonnendach.ch“ als gut, sehr gut und hervorragend geeignete Dachflächen sind mit PV zugebaut.

werden (Szenario C und D). In Szenario C und D fällt ein Netzentgelt von 4.5 Rp./kWh an. Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die Gestehungskosten für SNG kaum unter 20 Rp./kWh kommen. Da die Gestehungskosten in den meisten realen Geschäftsmodellen meist zu 50 % aus Kosten für den Strombezug bestehen, liegt somit die Annahme nahe, dass Power-to-Gas-Anlagen in einem zukünftigen Energiesystem eher bei sehr niedrigen Stromtarifen betrieben werden würden¹⁹.

Abschliessend kann man festhalten, dass die technische Machbarkeit von Power-to-Gas grundsätzlich gegeben ist, jedoch die spezifischen Kosten noch hoch sind.

7.2. Volkswirtschaftliche Bedeutung

Mit der Energiestrategie 2050 werden nicht-steuerbare Kapazitäten wie PV zugebaut, welche vor allem im Sommer produzieren und andererseits Kernenergie als steuerbare Winterproduktion abgebaut. Die schwankende Einspeisung von v.a. Photovoltaik und Wind muss sowohl zeitlich als auch räumlich ausgeglichen werden. Der kurzfristige Ausgleich sowie der Ausgleich zwischen dem Sommer- und Winterhalbjahr werden zunehmend wichtiger. Für ersteres sind die nötigen Technologien bereits erprobt und in der Schweiz auch vorhanden. Für die saisonale Umlagerung sind neben Speicherkraftwerken Power-to-Gas-Anlagen aus heutiger Sicht denkbar. Letztere können jedoch heute kaum wirtschaftlich betrieben werden und weisen sehr tiefe Wirkungsgrade auf. Aufgrund des tiefen Wirkungsgrades müsste im Sommer über dreimal so viel Energie produziert werden, wie im Winter gebraucht wird. Zudem ist die Speicherung des Gases in grossen Mengen in der Schweiz aktuell nicht möglich.

8. Beitrag der Sektorkopplung zur ES2050

Die Sektorkopplung ist ein wichtiges Element zur Unterstützung der Ziele der Energiestrategie 2050 und zur Erreichung der Ziele des Pariser Klimaschutz-Abkommens.

8.1. Dekarbonisierung

Die Forschungsanstalten Empa und PSI haben im Auftrag des Bundes eine Potenzialanalyse zu Power-to-Gas (P2G) in der Schweiz erarbeitet und bestätigen in der Grössenordnung die Berechnungen des Bundes²⁰ zu den Energieüberschüssen. Unter dem Strich resultiert aus dieser Rechnung ein durchschnittlicher jährlicher Stromüberschuss von insgesamt 10.8 Mrd. kWh - wovon allein 10.4 Mrd. kWh im Sommer anfallen²¹. Ein Teil davon könnte mittels Power-to-Gas im Industrie-, Gebäude- und Verkehrssektor verwendet werden und dort zur Dekarbonisierung beitragen. Insbesondere batteriebetriebene Elektrofahrzeuge und elektrische Wärmepumpen sind effiziente Anwendungen, die zur Reduktion der Emissionen beitragen.

8.2. Saisonale Umlagerung

Zukünftig zeichnet sich in der Schweiz ein zunehmendes Ungleichgewicht zwischen Stromproduktion und Verbrauch sowohl im Sommer (Überschuss) wie auch im Winter (Mangel) ab. Die saisonale Umlagerung von Energie wird folglich umso wichtiger. Gas kann relativ einfach über längere Zeiträume gespeichert werden. Power-to-Gas kann durch die Umwandlung von Strom in Gas einen Beitrag zum saisonalen Energietransfer leisten, sofern die Frage der Speicherung und der Wirtschaftlichkeit gelöst wird, damit die notwendigen

¹⁹ (Teske et al. 2019)

²⁰ (Prognos, 2012)

²¹ (Teske et al. 2019)

Investitionen in die Infrastruktur getätigt werden.

Es ist an dieser Stelle festzuhalten, dass Power-to-Gas eine von mehreren saisonalen Flexibilitätsoptionen darstellt. Weitere sind der Stromhandel (Importe/Exporte), flexible Erzeuger (z.B. Erdgaskraftwerke) oder die Anpassung der Energienachfrage (z.B. Hybrid-Technologien). Um den saisonalen Energietransfer zu gewährleisten, muss eine Kombination der genannten Optionen angewendet werden.

9. Regulierung der gekoppelten Sektoren

In den verschiedenen Sektoren gelten historisch bedingt sehr unterschiedliche Rahmenbedingungen.

Die Strombranche ist detailliert auf Bundesebene reguliert. Die Regulierung umfasst insbesondere Regelungen zum Netzzugang, zur Netztarifierung und damit Kostentragung, zur Netzanschlusspflicht und zur Netzgebietszuordnung (Delegation an Kantone).

Im Gassektor sind die Netzzugangsbedingungen zwischen der Gasindustrie und die industriellen Grosskunden gestützt auf eine sehr allgemeine Bestimmung des Rohrleitungsgesetz (RLG) mit einer Verbändevereinbarung von 2012 geregelt. Der Bund plant jedoch auch im Gasbereich eine Regelung auf Bundesebene im sogenannten GasVG. Dieses soll noch 2019 in die Vernehmlassung kommen. Dort sollen Netzzugang, Netzkostentragung, Netznutzungsmodell und Entflechtung unter anderem geregelt werden. Das Endverbrauchersegment mit Netzzugang würde damit zunehmen.

Neben Vorgaben auf Gemeindeebene gelten im Wärmebereich auch die Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich (MuKE). Die dezentralen Strukturen bei Wärmeerzeugung, -verbrauch und -netzinfrasturktur sind auch auf kommunaler Ebene geregelt und bilden eine anspruchsvolle Ausgangslage bei der Sektorkopplung.

Steuern, Abgaben und Umlagen können die Anwendung der verschiedenen Energieträger oder Sektoren massgeblich beeinflussen. Ein relevanter regulatorischer Faktor bildet die CO₂-Besteuerung in den einzelnen Sektoren im In- und Ausland. Das CO₂-Gesetz wird in der Schweiz derzeit revidiert. Einer eigentlichen CO₂-Abgabe unterliegen bisher lediglich Brennstoffe (Wärmemarkt). Importierter Strom aus fossilen Primärenergien unterliegt dem europäischen CO₂-Zertifikatesystem (Stromsektor).

10. Anhang

10.1. Antriebsarten und Energieverbrauch von Personenwagen

Ein batterie-elektrisch betriebener Personenwagen verbraucht pro Kilometer rund 0.2 kWh elektrische Energie. Im Vergleich haben die 2017 neu zugelassenen Personenwagen im Mittel einen Normverbrauch von 5.9 l Benzin²² pro 100 km, was 0.55 kWh /km entspricht. Bezogen auf die Antriebsenergie ist das Elektrofahrzeug aufgrund geringerer Verluste etwas doppelt so effizient als ein Verbrennungsmotor (Tank-to-Wheel). Die in der Schweiz immatrikulierten 4.6 Mio. Personenwagen (PW) legen pro Jahr rund 51 Mrd. km zurück. Pro zehn Prozent Anteil elektrischer Antriebe an der Gesamtflotte entspricht dies heute rund 1.3 TWh zusätzlich benötigter elektrischer Energie pro Jahr oder ca. 2.2 % des inländischen Elektrizitätsverbrauchs, wobei für die Personenwagen rund 1 TWh anfällt.

Ein mit Erdgas betriebener Personenwagen verbraucht rund 4 kg Erdgas²³ pro 100 km, wobei die Gesamteffizienz ähnlich ist wie bei einem Personenwagen mit herkömmlichem Verbrennungsmotor.

Ein typischer Personenwagen mit Brennstoffzellenantrieb²⁴ verbraucht 1.2 kg Wasserstoff²⁵ pro 100 km, was ca. 0.47 kWh / km entspricht, womit auch bei dieser Antriebsart die Energieeffizienz etwa vergleichbar ist zum Verbrennungsmotor, wobei die Verluste bei der Herstellung von Wasserstoff ausgeblendet werden.

Die in der Schweiz immatrikulierten 4.6 Mio. Personenwagen (PW) legen pro Jahr rund 51 Mrd. km zurück. Dies ergibt pro PW eine mittlere Tagesdistanz von ca. 30 km. Bei einem elektrischen Antrieb entspricht dies mit 0.2 kWh/km rund 6 kWh pro Fahrzeug und Tag. Bei einer angenommenen durchschnittlichen Ladeleistung von 10 kW entspricht dies bei 460'000 Fahrzeugen (10% der PW-Flotte) einer Leistung von 4.6 GW. Nun werden aber voraussichtlich nicht alle Fahrzeuge gleichzeitig geladen. Geht man davon aus, dass 50 % der Fahrzeuge am Abend gleichzeitig geladen werden, so ist noch eine verschachtelte Spitze von rund 2.3 GW zu berücksichtigen.

10.2. Elektrofahrzeuge als Speicher

Die Batterien von Elektrofahrzeugen können theoretisch auch als bidirektionale Speicher verwendet werden, wobei anzumerken ist, dass dies bei den heutigen Fahrzeugen und Ladeinfrastrukturen mehrheitlich technisch nicht so vorgesehen und daher nicht möglich ist. Rein theoretisch könnten bei einer hohen BEV Durchdringung relativ grosse Speicherkapazitäten und -leistungen für verschiedenste Anwendungen zur Verfügung gestellt werden. Vollelektrische Personenwagen verfügen typischerweise über eine Speicherkapazität von ca. 40 kWh. Diese Speicher können wie folgt genutzt werden:

- Im Schwarm für Optimierung Netzlasten oder Systemdienstleistungen
- Individuell zur Optimierung des Eigenverbrauchs

Bei 10 % Anteil elektrischer Fahrzeuge an der heutigen Personenwagenflotte von 4.6 Mio. Fahrzeugen würde eine Brutto-Speicherkapazität von ca. 18.4 GWh zur Verfügung stehen. Davon stehen nur die mit dem Netz verbundenen Speicher zur Verfügung, schätzungsweise 20 % der Fahrzeuge, was ca. 100'000 Fahrzeugen entspricht. Geht man davon aus, dass 20 % der Kapazität genutzt werden können, ohne die Mobilitätsansprüche der Nutzer einzuschränken, so entspricht dies etwa 800 MWh Speicherkapazität. Geht

²² Energiegehalt Benzin: 8.4 kWh / l

²³ 12.87 kWh / kg, Quelle: gazenergie.ch

²⁴ ADAC Test Hyundai Nexo, 29.10.2018

²⁵ 39.4 kWh / kg

man pro Haushalt von 5 kWh aus, die von der PV-Erzeugung am Tag in die Nacht verschoben werden müssen, so reicht dies für 160'000 Haushalte, um den Eigenverbrauch zu optimieren.

So kann das Fahrzeug über Mittag am Arbeitsplatz geladen und die Energie am Abend in einen Zusammenschluss zum Eigenverbrauch zurückgespielen werden.

Nimmt man pro Personenwagen eine durch die Ankopplung ans Netz durchschnittlich verfügbare Leistung von 10 kW an und multipliziert dies mit den 100'000 Fahrzeugen, so ergibt sich eine kurzfristige, maximal verfügbare Leistung von ca. 1 GW, was ca. der Leistung des Pumpspeicherwerkes Linth-Limmern oder Nant de Drance entspricht.

11. Literaturverzeichnis

- BFE. (2017a). *Elektrizitätsstatistik der Schweiz*.
 BFE. (2017b). *Gesamtenergiestatistik Bundesamt für Energie BFE*.
 BFE. (2018). *Energiestrategie 2050 Monitoring Bericht 2018*.
 Eberhard. (2016). *Die grosse Zeit von Power-to-Gas kommt noch. Interview. 30.11.2016. Haustech*.
 EBP. (2018). *Szenarien der Elektromobilität in der Schweiz - Update 2018. EBP Grundlagen*.
 EMPA. (2019). *Impacts of an Increased Substitution of Fossil Energy Carriers with Electricity-Based Technologies on the Swiss Electricity System*.
 EnDK. (2014). *Energieverbrauch von Gebäuden, Fact-Sheet. Konferenz kantonaler Energiedirektoren EnDK*.
 Prognos. (2012). *Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050*.
 Rüdisüli, M., Teske, S. L., & Elber, U. (2019). *Impacts of an Increased Substitution of Fossil Energy Carriers with Electricity-Based Technologies on the Swiss Electricity System. EMPA*.
 SECO. (2019). *Daten zur Wirtschaftslage, Staatssekretariat für Wirtschaft SECO*.
 Teske, S. L., Rüdisüli, M., Bach, C., & Schildhauer, T. J. (2019). *Potentialanalyse Power-to-Gas in der Schweiz. Bericht. Empa (Dübendorf) & Paul Scherrer Institut (Villigen PSI), 2019*.

12. Relevante VSE-Dokumente

TP Elektromobilität
 TP Speicher
 TP Flexibilität
 TP Power-to-Gas

Auskünfte

Fachsekretariat Kommission Energiewirtschaft
 Telefon: 062 825 25 33
 E-Mail: info@strom.ch

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
 Hintere Bahnhofstrasse 10, 5000 Aarau, www.strom.ch