



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzerza
Confederaziun svizra

Bundesamt für Energie BFE
Office fédéral de l'énergie OFEN
Ufficio federale dell'energia UFE
Swiss Federal Office of Energy SFOE

Energiepolitische Rahmenbedingungen für Power-to-Gas in der Schweiz und Europa



Lukas Gutzwiller
Sektion Energieversorgung und Monitoring
BFE

Expertengespräch, HS Rapperswil, 10. September 2015



Inhalt

1. Herausforderungen und Lösungen im europäischen Strommarkt
2. Speicherbedarf und Lösungen in der Schweiz
3. Einsatzmöglichkeiten von P2G und deren Wirtschaftlichkeit
4. Regulierung bezüglich Treibstoff und Brennstoff in der Schweiz
5. EU: Richtlinie für erneuerbare Energien
6. Regulierungen in Deutschland
7. Schlussfolgerungen



Herausforderungen im europäischen Strommarkt

Ein zukünftiges Energieversorgungssystem erfordert zur Integration erneuerbarer Energien folgende Technologien:

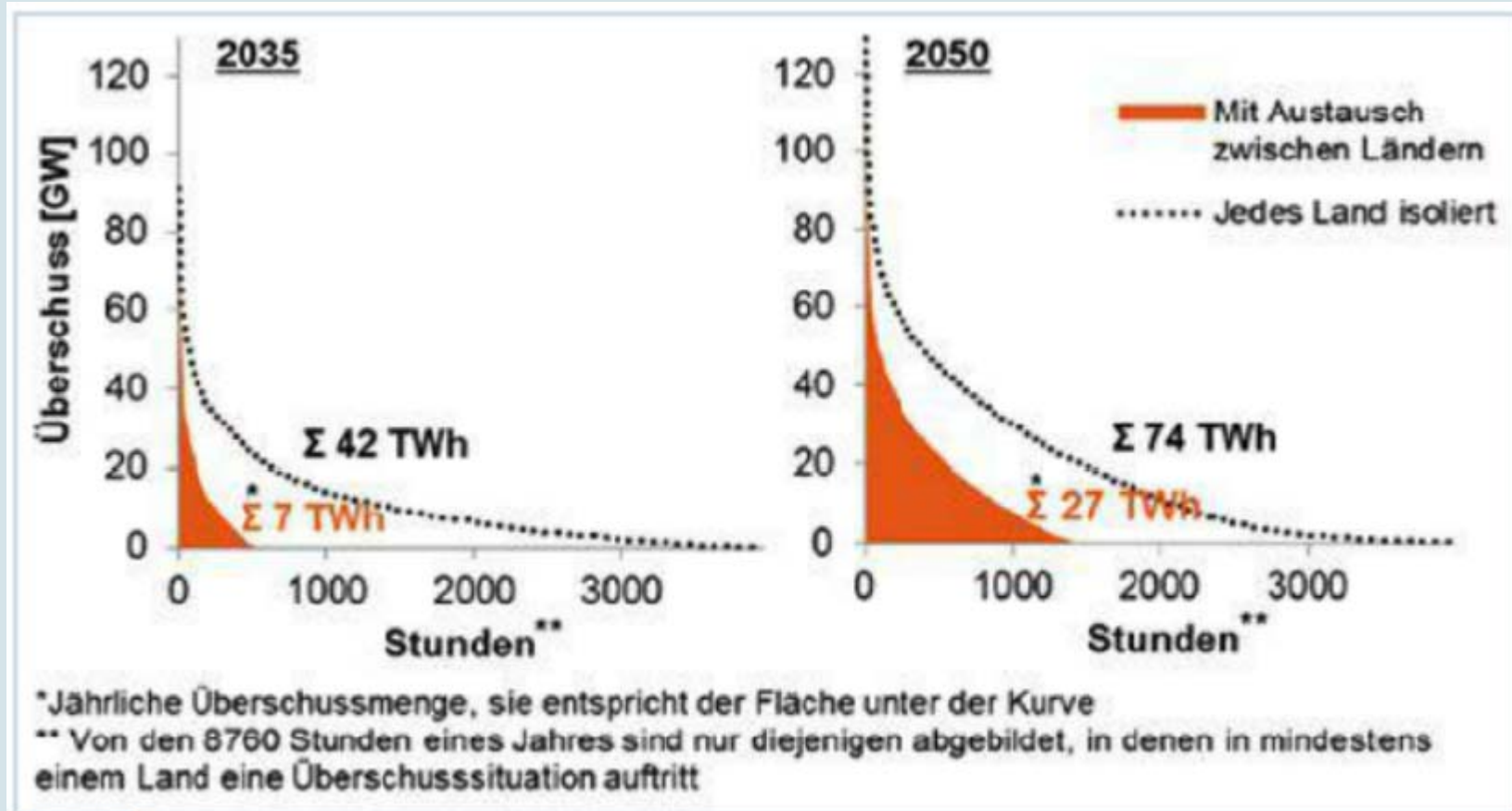
- **Speichertechnologien**, um einen allfälligen Angebotsüberhang zu speichern und bei einem Nachfrageüberhang abzugeben.
- **Flexible Kraftwerke**, um einen allfälligen Nachfrageüberhang bei fehlender Produktion zu decken.
- **Demand Side Management**, um das Nachfrageverhalten der Angebotsentwicklung anzupassen.
- **Effizienter Netzbetrieb (auch grenzüberschreitend durch Market Coupling), Netzausbau** und Entwicklung von **Smartgrids** für die vermehrte Einspeisung auf der unteren Netzebene und um Verbraucher und Produzenten intelligenter zu verbinden.

→ Es sind zusätzliche Investitionen nötig für den Umbau.

→ Effizienzsteigerungen sind nötig, um grosse Preissteigerungen zu vermeiden.



Zukünftiger Stromüberschuss auf europäischer Ebene ohne Speicherung: mit und ohne Austausch zwischen Ländern



Dauerlinie der Überschussleistung und kumulierte Überschussmenge
Quelle: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 2015, Heft 4.



Studie: Energiespeicher in der Schweiz: Bedarf, Wirtschaftlichkeit und Rahmenbedingungen



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK
Bundesamt für Energie BFE

Schlussbericht 12. Dezember 2013

Energiespeicher in der Schweiz

Bedarf, Wirtschaftlichkeit und
Rahmenbedingungen im Kontext der
Energierstrategie 2050



- **Technologie- und Kostenentwicklung:**
 - Wie sehen die möglichen, realistischen und für die Schweiz relevanten Entwicklungen der verschiedenen Technologien zur Energiespeicherung sowie deren Charakteristika und Kostenkomponenten über den Horizont bis 2050 aus?
- **Bedarfsanalyse:**
 - Was ist der potenzielle Bedarf in der Schweiz an Leistung und Energie aus Speichern in den Szenarien der ES 2050?
- **Speichereinsatz, Märkte und Handlungsempfehlungen:**
 - Welche Möglichkeiten des Speichereinsatzes ergeben sich?
 - Welche Kosten/ Nutzen resultieren daraus?
 - Welche Handlungsempfehlungen für eine zukünftige Regulierung lassen sich daraus ableiten?



Bedarfsanalyse

Ergebnisse zum technischen Speicherbedarf in der zukünftigen Stromversorgung

- **Kurz- bis mittelfristig (bis 2020)** besteht in keinem der untersuchten Szenarien und Angebotsvarianten ein zusätzlicher Speicherbedarf.
Grund: Vergleichsweise geringer Zubau an volatilen Erzeugungstechnologien bis zum Jahr 2020.
 - Für den **Zeitraum bis 2050** ist jedoch vor allem für **ländliche Netze** ein technisch bedingter Speicherbedarf zur Vermeidung unzulässiger Netzüberlastungen zu erwarten.
Grund: Hoher Zubau dezentraler, volatiler Erzeugungstechnologien, der lokale Überspeisungen der Verteilnetze verursacht.
- **Ein grossflächiger Einsatz neuartiger Energiespeicher in der Schweiz erscheint erst langfristig, d.h. im Zeitraum nach 2035, erforderlich bzw. sinnvoll.**



Lösungsansatz gemäss Energiestrategie 2050: Ablösung KEV durch marktorientierte Einspeisevergütung

- Der Ausbau der Förderung erneuerbarer Stromerzeugung bedingt eine **bessere Markt- und Systemintegration** der Anlagen.
- Mit der Direktvermarktung wird den Anlagenbetreibern **mehr Verantwortung für die Systemstabilität** übertragen, bei gleichzeitiger **Sicherung der Investitionskosten über eine Einspeiseprämie**.
- Produzenten sind selber für Stromabsatz verantwortlich und erhalten dadurch **Marktsignale**:
 - > Verschiebung Einspeisezeitpunkt, Verbesserung Prognose, bedarfsgerechte Konfiguration (z.B. Ost-/West-Ausrichtung), Anreiz für Speicherung, Optimierung Revisionen etc.
- Aus dem EnG-Fonds erhalten sie eine über eine bestimmte Zeitperiode (z.B. 3 Monate) fixe **Prämie**:
 - > diese gleicht langfristige Marktpreisschwankungen aus und führt dadurch zu einer hohen Investitionssicherheit.



Zwischenfazit P2G im Strommarkt

P2G schafft Flexibilität durch:

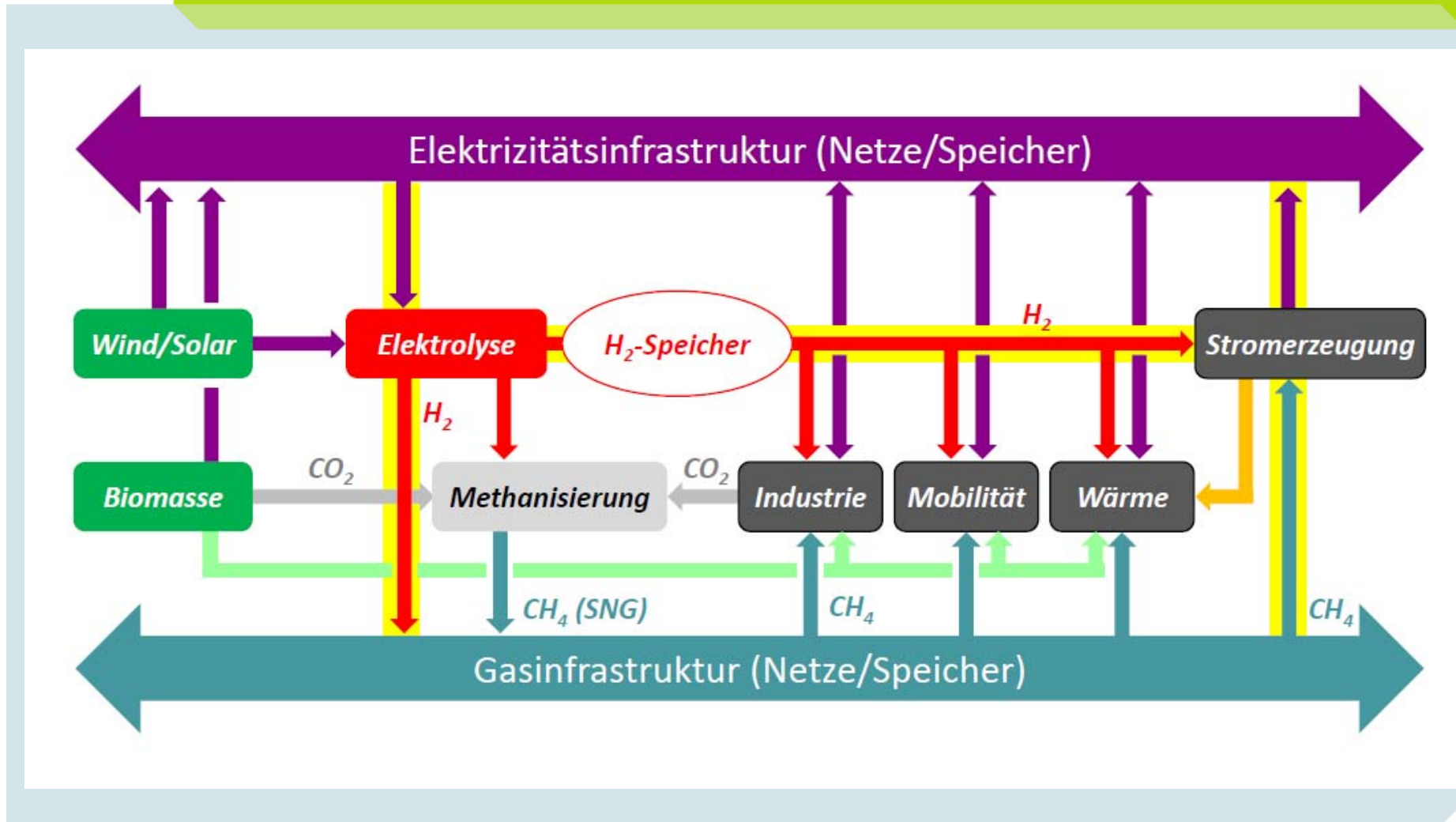
- Energiespeicherung im Tagesgang und eventuell saisonal;
- Schafft Redundanz im System: Energie kann über Gasleitung anstatt Stromnetz transportiert werden, eventuell weniger Netzausbau.

Herausforderungen:

- Wirtschaftlichkeit: nur wenige Stunden negative Strompreise pro Jahr, keine starke Zunahme der negat. Strompreise erwartet, da Strommärkte parallel zum Ausbau EE flexibilisiert werden.
- CH: genügend Pumpspeicher vorhanden für Tagesspeicherung.
- Saisonale Energiespeicherung als Erdgas in der Schweiz nur bedingt möglich.
- In ES 2050 angestrebtes Förderregime für Erneuerbare ist marktorientiert (mehr Flexibilität).



Weitere technische Optionen von P2G: Mobilität und Wärme





Wirtschaftlichkeit der unterschiedlichen Anwendungen von P2G

Absatzmarkt	Referenz	Schlüsselannahmen (2030)	Max. zulässige H ₂ -Kosten [€/kg _{H2}]
			2030
Kraftstoff für Mobilität	Diesel, Benzin in Verbrennungsmotor-PKW	Benzinpreis ohne Steuern: 0,65-1,22 €/l Dieselpreis ohne Steuern: 0,74-1,39 €/l Diesel: 3,46 l/100km Benzin: 4,12 l/100km H ₂ : 0,54 kg/100km (Brennstoffzelle)	4,7 - 9,3
Rohstoff für Industrie	Erdgas für Dampfreformierung in Raffinerie	Erdgaspreis: 47-94 €/MWh H ₂ -Produktionskapazität: 844 MW Wirkungsgrad: 76%, Lebensdauer: 25 Jahre Zinsen: 8% Jährliche Vollast-Äquivalenzbetriebsstunden: 7,000 h Anlageninvestment: 262 M€ CO ₂ -Emissionszertifikate: 29,13 €/t _{CO2}	2,5 - 4,5
Nutzung/ Speicherung im Erdgasnetz durch NG-Industrie	Durchschnittlicher Erdgaspreis	Erdgaspreis: 47-94 €/MWh	1,6 - 3,1
Rückverstromung durch Elektrozitätssektor	Durchschnittlicher Strompreis aus Erdgas-GuD	Annahme: Strom wird aus Erdgas erzeugt	1,6 - 3,1



Regelung für synthetisches Gas gemäss Mineralölsteuergesetz und CO₂-Gesetz in der Schweiz

- **Verwendung als Treibstoff:** Wasserstoff sowie synthetisches Gas als Treibstoff unterliegen der Mineralölsteuergesetzgebung. Eine Steuererleichterung ist bei der Erfüllung der ökologischen und sozialen Mindestanforderungen möglich. In der MinöStV werden die begünstigten Treibstoffe abschliessend aufgeführt. Im Bereich der P2G-Technologie sind dies *synthetische Biotreibstoffe* (synthetische Kohlenwasserstoffe oder synthetische Kohlenwasserstoffgemische aus erneuerbaren Rohstoffen) und *Biowasserstoff* (Wasserstoff aus erneuerbaren Energieträgern).
- Damit diese Treibstoffe von einer Steuererleichterung profitieren können, muss zumindest die zur Elektrolyse eingesetzte Energie vollumfänglich und nachweisbar aus erneuerbaren Quellen stammen.
- Biowasserstoff als **Brennstoff** unterliegt weder dem Mineralölsteuergesetz (MinöStG) noch dem CO₂-Gesetz. Für Biowasserstoff als Brennstoff gibt es keine gesetzlichen Nachhaltigkeitsanforderungen.



CO₂-Emissionsvorschriften für Fahrzeuge (gemäss CO₂-Gesetz), in Kraft seit Juli 2012

Seit Juli 2012 gelten in der Schweiz analog zur EU CO₂-Emissionsvorschriften für neue Personenwagen: Bis 2015 darf die Neuwagenflotte im Durchschnitt höchstens 130 Gramm CO₂ pro Kilometer ausstossen. Wenn die CO₂-Emissionen pro Kilometer den Zielwert überschreiten, wird seit dem 1. Juli 2012 eine Sanktion fällig.

Für Personenwagen, die ganz oder teilweise mit Erdgas betrieben werden, setzt das BFE die massgebenden CO₂-Emissionen um den Prozentsatz des anrechenbaren biogenen Anteils am Gasgemisch tiefer an. (Art. 26 CO₂-Verordnung)

=> Biogas wird an die Emissionsvorschriften angerechnet; Biowasserstoff nicht.



Kompensationspflicht Treibstoffimporteure (gemäß CO2-Gesetz)

Sowohl die Importeure von Treibstoff wie auch die Betreiber von fossil-thermischen Kraftwerken sind zur Kompensation von CO₂-Emissionen verpflichtet.

Die Kompensationspflicht bei Treibstoffen löst den bis 2012 befristeten Klimarappen ab. Kompensationspflichtig sind Importeure von Benzin, Diesel, Erdgas und Kerosin ab einer Schwelle von 1'000 t CO₂. Sie können sich zu Kompensationsgemeinschaften zusammenschliessen.

Für nachgewiesene Reduktionsleistungen in der Schweiz stellt das BAFU Bescheinigungen aus. Diese können einem kompensationspflichtigen Unternehmen, z.B. fossil-thermischen Kraftwerken oder Treibstoffimporteuren, verkauft werden.

Sanktion: 160 CHF/t CO₂ Busse bei Nichterfüllen der Kompensationspflicht.
Entspricht rund 40 Rp/Liter Treibstoff.



Umsetzung Kompensationspflicht: Stiftung KliK

klik Stiftung Klimaschutz
und CO₂-Kompensation
KliK

Plattform Verkehr

Programme



Bsp: Programm «Biotreibstoffe»

Das Programm umfasst den Import sowie die Inlandproduktion von Biodiesel und Bioethanol, sofern diese die Bedingungen zur Befreiung von der Mineralölsteuer erfüllen. Dabei ist unerheblich, ob der Biotreibstoff in reiner Form oder als Beimischung zu einem fossilen Treibstoff vertrieben wird. Das gemeinsam mit der Stiftung KliK entwickelte Programm wird von Biofuels Schweiz betrieben. Die Stiftung KliK erwirbt sämtliche aus dem Programm resultierenden Bescheinigungen.

Wichtig: Projekte müssen additional sein, d.h. nur dank Programm umsetzbar.



Fazit P2G Regulierung in der Schweiz

Syngas als Treibstoff:

- Befreiung von der Mineralölsteuer falls Strom aus erneuerbaren Quellen.
- Mögliche Anrechnung an CO₂-Kompensationspflicht (ähnlich wie im Programm Biotreibstoffe der Stiftung KliK) sind denkbar.

Syngas als Brennstoff:

- Keine Regulierung; untersteht nicht der CO₂-Abgabe.

Strommarkt/Gasmarkt:

- Marktorientierte Einspeiseprämie für erneuerbaren Strom, keine Abregelung (D).
- Bisher keine weitere Regulierung, da zur Zeit kein zusätzlicher Bedarf für Tagesspeicher; für Saisonspeicher sind wenig Gasspeicherkapazitäten vorhanden.



EU: Richtlinie über Biokraftstoffe und indirekte Landnutzungsänderungen ("ILUC") (EU Parl. April 2015)

Ausgangslage: EU Richtlinie für erneuerbare Energien (2009) verlangt einen Anteil RES von 10% im Verkehrssektor bis 2020; die neue Richtlinie macht folgende Vorgaben:

- **Minderung der Emissionen infolge indirekter Landnutzungsänderungen** durch eine **Obergrenze von 7 %** für konventionelle Biokraftstoffe, einschließlich Biokraftstoffe, die aus Energiepflanzen hergestellt werden.
- Der **Übergang zu fortschrittlichen Biokraftstoffen** wird durch Anreize gefördert; die Mitgliedstaaten sollen für diese Biokraftstoffe nationale Ziele festlegen (Richtwert von **0,5 Prozentpunkten** des Ziels eines Anteils von 10 % für erneuerbare Energie im Verkehrssektor).
- **Rohstoffe für fortschrittliche Biokraftstoffe** (gemäß Anhang IX) werden hinsichtlich des Ziels von 10 % nach der Richtlinie über erneuerbare Energien **mit dem Doppelten ihres Energiegehalts angesetzt**.
 - r) **im Verkehr eingesetzte** flüssige oder gasförmige erneuerbare Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs;
- **Erneuerbarer Strom für Elektrofahrzeuge zählt fünffach.**



Richtlinie über den Aufbau einer Infrastruktur für alternative Kraftstoffe (Richtlinie 2014/94/EU)

Um die Entkarbonisierung des Verkehrs voranzutreiben, wurde im Oktober 2014 eine neue Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates erlassen, die die Umweltbelastung im Verkehr begrenzen und einen gemeinsamen Rahmen für Maßnahmen zum Aufbau einer Infrastruktur für alternative Kraftstoffe fördern soll. Berücksichtigt werden insbesondere Ladepunkte für Elektrofahrzeuge sowie Erdgas- und Wasserstofftankstellen.

Darüber hinaus schafft die Richtlinie gemeinsame technische Spezifikationen für diese Ladepunkte und Tankstellen und gibt Vorgaben für die Nutzerinformation.



Deutschland: Stellschrauben für die Marktreife, gemäss DENA 2015 (<http://www.powertogas.info/>)





Anrechnung von Wasserstoff als Biokraftstoff für die Treibhausgasminderungsquote

In den novellierten EU-Richtlinien werden die über Power to Gas erzeugten erneuerbaren Kraftstoffe Wasserstoff und Methan als sogenannte fortschrittliche Biokraftstoffe anerkannt.

Das Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) fordert einen Mindestanteil an Biokraftstoffen. Diesel: 4.4%; Benzin: 2.8% bis Ende 2014.

Biogas kann an Mindestanteil angerechnet werden, Biowasserstoff oder Syngas jedoch nicht.

⇒ Das Bundesimmissionsschutzgesetz soll entsprechend angepasst werden.

⇒ CH: keine Quote für Biotreibstoffe, aber Minöst Befreiung möglich.



Anreize zur Flexibilisierung des Stromsystems schaffen

Nach Paragraph 15 EEG (Härtefallregelung) werden die Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen entschädigt, wenn sie die Stromeinspeisung wegen eines Netzengpasses reduzieren müssen, so genannte Abregelung. Die Höhe dieser Entschädigung liegt bei 95 bis 100 Prozent der entgangenen Einnahmen. Das ist volkswirtschaftlich nicht sinnvoll.

Dieser «Überschussstrom» könnte in Speichergas umgewandelt werden.

Vergleich: in der Schweiz gibt es keine Abregelung von EE-Strom, da dies bisher auch nicht nötig war, sondern Vorschlag der Marktprämie.

Weiterführende Info: Weissbuch des BMWi vom Juli 2015:

Handlungsfeld 4: Durch Sektorkopplung erneuerbaren Strom für Wärme, Mobilität und Industrie nutzen.



Markteinführung von erneuerbarem Wasserstoff (Infrastrukturrichtlinie der EU)

Die EU-Richtlinie über Infrastruktur für alternative Kraftstoffe stellt unter anderem Mindestanforderungen für die Errichtung einer solchen Infrastruktur. Im Zuge der Umsetzung der Richtlinie müssen die Mitgliedsstaaten bis November 2016 einen Strategierahmen für die Marktentwicklung von alternativen Kraftstoffen im Verkehrsbereich und für den Aufbau der entsprechenden Infrastruktur entwickeln.

Subsidiaritätsprinzip in der Schweiz: Der Aufbau der Infrastruktur (Elektromobilität oder Wasserstoff/Erdgas) ist Aufgabe der Industrie. Der Bund kann Koordinationsaufgaben übernehmen.



Steuerermässigung für Erdgas als Kraftstoff verlängern

Die nach derzeitigem Stand am Ende des Jahres 2018 auslaufende Energiesteuerermässigung für Erdgas- und Autogaskraftstoffe soll verlängert werden. Darauf ist bei der Verabschiedung des Jahressteuergesetzes 2016 hinzuwirken.

Erneuerbare Gase aus Power to Gas werden dem konventionellen Erdgas beigemischt und können in Erdgasfahrzeugen unproblematisch eingesetzt werden. Dadurch wird ein emissionsarmer Energieträger verwendet, der zur Erreichung der Klimaschutzziele im Verkehrssektor beiträgt.

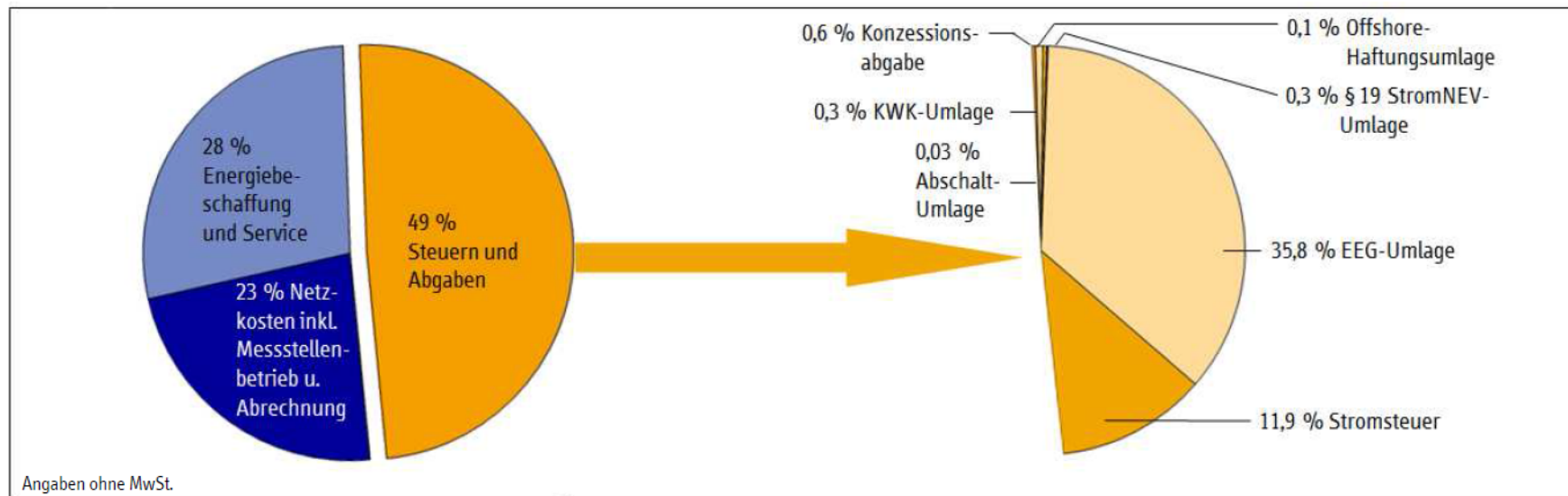
Kommentar: mögliche Doppelförderung über Steuerermässigung und Treibhausgasminderungsquote.



Energiespeicher von Letztverbraucherabgaben befreien

Als Letztverbraucher werden P2G-Anlagen heute von nicht sachgerechten Abgaben und Umlagen für den Strombezug entlastet. Power-to-Gas-Anlagen sollen zukünftig nicht mehr als Letztverbraucher eingestuft werden. Das ist die Voraussetzung für den wirtschaftlichen Einsatz von Power-to-Gas.

Zusammensetzung der Energiekosten ab 2015 am Beispiel eines mittelständischen Industrieunternehmens.





Fazit Regulierung in Deutschland, Stand heute

Im Strombereich:

- Befreiung Netzentgelt des Elektrolyseurs während 20 Jahren (vgl. § 118 EnWG)
- EEG-Umlage muss bezahlt werden, ausser die EE-Anlage ist direkt an P2G-Anlage angeschlossen.
- Befreiung von der Stromsteuer nur bei Rückverstromung; keine Gleichstellung mit Pumpspeichern.
- Vergütung der Abregelung von EE-Anlagen ist für P2G ein Hemmnis und verhindert Flexibilität; CH: marktorientierte Einspeisevergütung gemäss ES 2050; keine Vergütung der Abregelung.

Gasnetz:

Anschlusspflicht der Anlage durch den Netzbetreiber.

Treibstoff im Verkehrsbereich (entweder oder?)

- Gleichstellung mit Biogas und somit von Energiesteuer befreit (Minöst); bis 2018.
- Keine Anrechnung an Biotreibstoffquote; mögliche Änderung gemäss neuer EU Richtlinie.



Schlussfolgerungen

Der Strommarkt verlangt nach mehr Flexibilität, Speicher sind aber nur eine Option.

Wichtig ist vor allem der grenzüberschreitende Stromhandel.

In der Schweiz gibt es mittelfristig wenig Bedarf für zusätzliche Speicher.

P2G als Saisonspeicher schlecht geeignet, da in der Schweiz keine Gasspeicher vorhanden.

P2G ist am ehesten im Verkehrsbereich (alternativer Treibstoff) wirtschaftlich.

In der EU RES Richtlinie zählt Syngas doppelt, Elektrofahrzeuge aber fünffach.

Die Deutsche Regulierung ist etwas weiter fortgeschritten als jene der Schweiz (getrieben durch Bedarf), kennt aber auch die Entschädigung der Abregelung, welche neu durch «Spitzenkappung» ergänzt werden soll.



Danke für Ihre Aufmerksamkeit!

www.energiestrategie2050.ch
www.bfe.admin.ch

