

Sektorkopplung aus Sicht hoch ausgelasteter Stromnetze

Niedersächsische Energietage 07.11.2017
Jan Schwarz, Avacon Netz GmbH

Agenda

Teil 1: Vorstellung einer Fallstudie für P2G mit $P_{el}=100$ MW

- Stromanschluss
- Wasseranschluss
- Gasanschluss
- CO₂-Anschluss
- Anlagentechnik
- Gasgestehungskosten

Teil 2: Kernergebnisse zur

- Betriebsweise
- Netzausbau
- Gasgestehungskosten
- Notwendigkeit von P2G

Fallbeispiel: Fiktive Planung einer 100 MW-P2G-Anlage

Standortsuche in Sachsen-Anhalt, da Avacon Netz dort sowohl Stromnetze von der Hochspannung bis zur Niederspannung, als auch Gasnetze vom Hochdruck bis Niederdruckbereich betreibt.

Sachsen-Anhalt ist sehr erzeugungsstark sowie lastarm. Im markierten Netzgebiet wird etwa doppelt soviel Strom aus erneuerbaren Quellen erzeugt wie verbraucht wird.



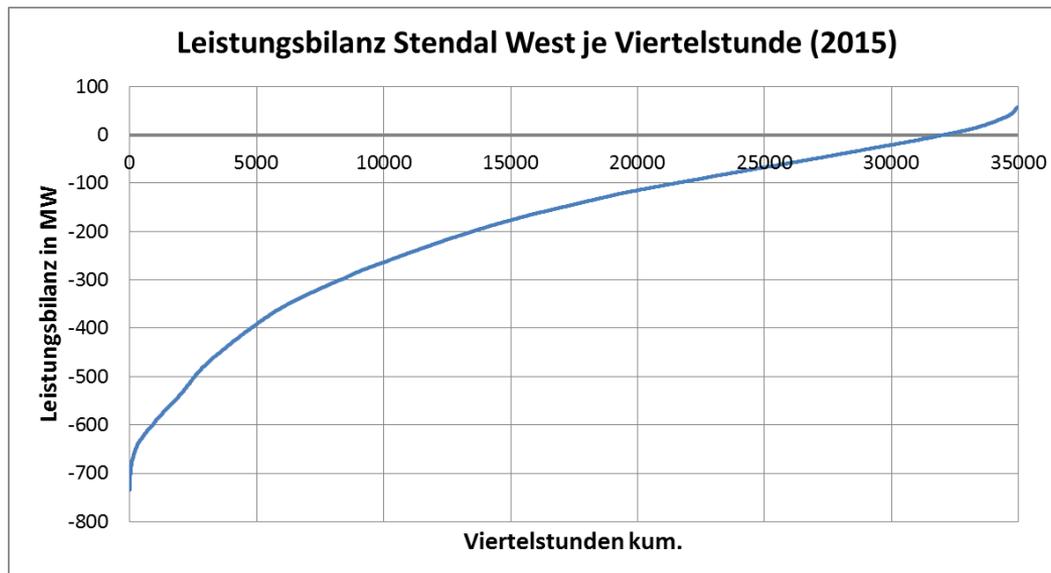
Fallbeispiel: Stromanschluss (1)

Grundsätze der Netzdimensionierung:

- Der Anschluss einer P2G-Anlage muss n-1-sicher an das Hochspannungsnetz erfolgen. Also zwei Systeme mit jeweils 100 MW freier Kapazität sind erforderlich.
- Die Netzdimensionierung muss auch ungünstige Bedingungen berücksichtigen (Nichtbetrieb der Anlage während einer Starkeinspeisesituation oder Vollbetrieb während einer Dunkelflaute mit Starklast)
- Ausnahme wäre der netzdienliche Betrieb, d.h. der Netzbetreiber bestimmt den Standort und Nennleistung sowie den Betriebseinsatz der Anlage ohne Rücksicht auf die Marktsituation.
- Fazit: Wenn sich die Anlage nicht im Eigentum des Netzbetreibers befindet, kann nicht von einer netzdienlichen Fahrweise ausgegangen werden.

Fallbeispiel: Stromanschluss (2)

Der Stromanschluss soll aufgrund der Leistungsbilanz des UW Stendal-West in der Altmark in Sachsen-Anhalt erfolgen. Es erfolgt an über 8000 h pro Jahr eine Rückspeisung ins 380-kV-Netz von 50Hertz.



Der Anschluss ist auf der Hochstromtrasse Stendal-West nach Stendal ohne weiteren Netzausbau n-1-sicher möglich, da hier 4 Systeme mit einer Übertragungskapazität von jeweils über 200 MVA zur Verfügung stehen.

Fallbeispiel: Wasseranschluss

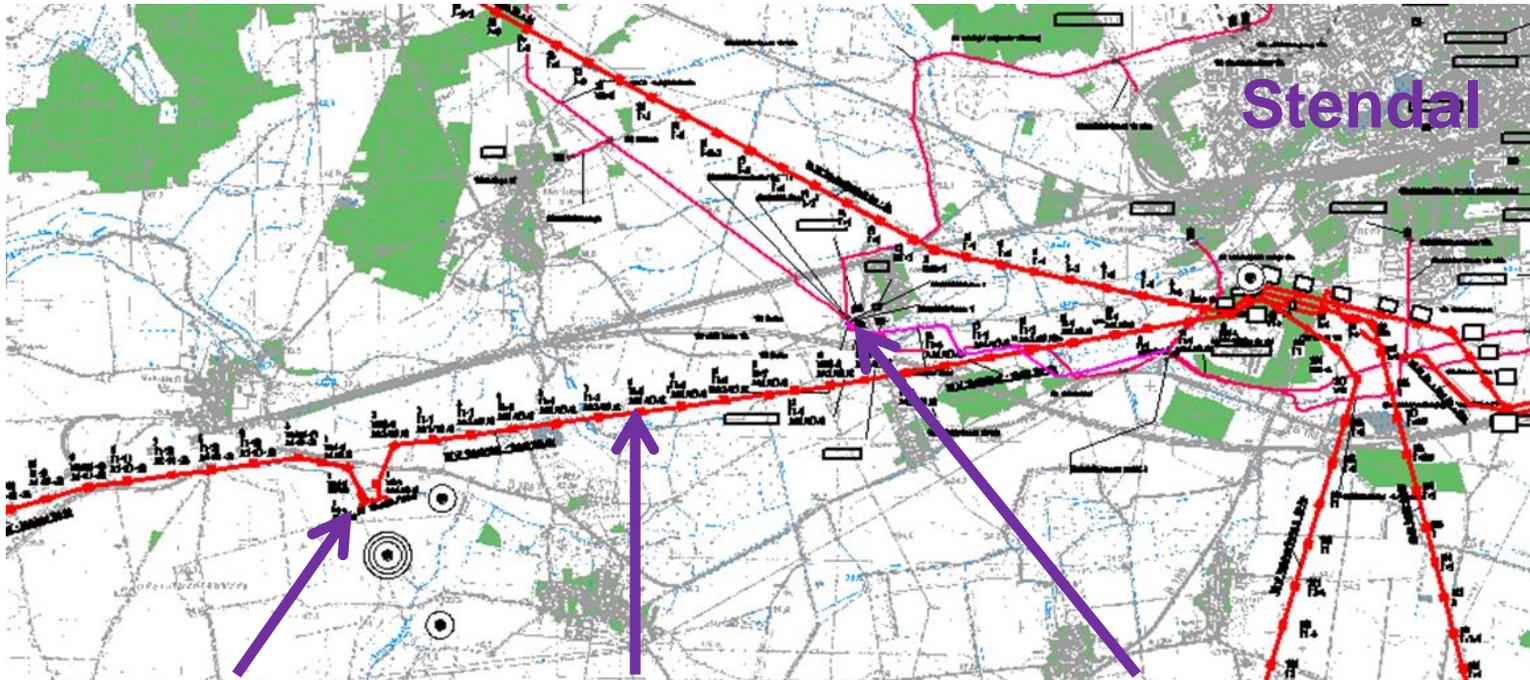
Frischwasser

- Der Betrieb eines Elektrolyseurs mit der elektrischen Nennleistung von 100 MW benötigt etwa 35 m³ Wasser pro Stunde.
- Der Anschluss an das öffentliche Wassernetz ist (ggf. mit geringem Netzausbau) möglich.

Abwasser

- Um Ablagerungen im Elektrolyseur vorzubeugen, muss dieser ständig leicht gespült werden. Somit fällt etwa die Hälfte des verbrauchten Wassers als Abwasser an.
- Der Anschluss an ein öffentliches Kanalsystem erscheint damit möglich.

Fallbeispiel: Geografische Lage



380/110-kV-UW
Stendal West

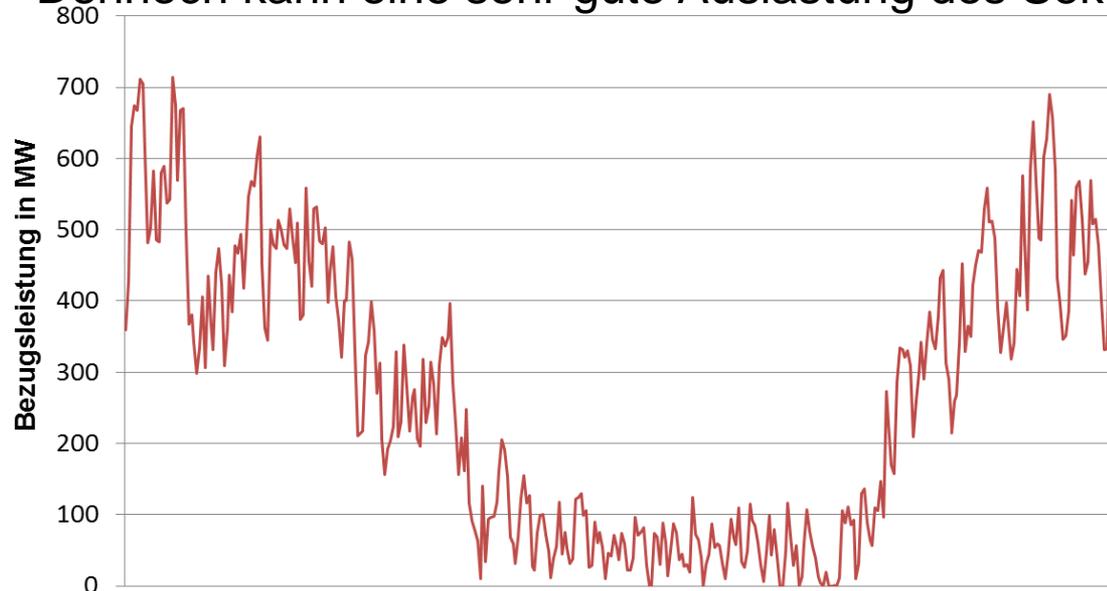
110-kV-Leitung mit einer
Kapazität von mehreren
hundert MW

Hauptknotenpunkt des 16-bar-
Erdgasnetzes mit Einspeisung
von Ontras

Die räumliche Nähe des 16-bar-Gasknotens und der leistungsstarken Hochspannungsleitung ist nahezu ideal!

Fallbeispiel: Gasanschluss

- Der Anschluss erfolgt an einem 16-bar-Netz mit einem für die Region (industriearm) typischen Jahreslastgang
- Die Bezugsleistung beträgt im Winter bis zu 700 MW, im Sommer dagegen teilweise auch weniger als die Leistung des Sektorkopplers.
- Dennoch kann eine sehr gute Auslastung des Sektorkopplers erreicht werden.



Fallbeispiel: Gasanschluss (2)

- Hinsichtlich der Energiemenge kann das betrachtete Gasnetz die Energiemenge bis auf wenige Ausnahmen aufnehmen.
- Allerdings ist die direkte Einspeisung der Energie in Form von Wasserstoff in das 16-bar-Netz derzeit nicht möglich. Hierfür gibt es zwei Gründe:
 - a) Eichrechtlich ist eine Wasserstoffkonzentration von bis zu 2% zulässig
 - b) Die Kundenanlagen sind nicht auf Wasserstoff ausgelegt (zulässig sind daher Werte von 2% bis 10%).
- Somit ergibt sich die Notwendigkeit einer Methanisierung. Dabei wird der Wasserstoff durch Zufuhr von CO_2 in Methan CH_4 umgewandelt.
- Methan kann dann ohne Konzentrations-Einschränkungen ins Erdgasnetz eingespeist werden.

Fallbeispiel: CO₂-Anschluss

- Eine CO₂-Quelle für eine 100-MW-Großanlage konnte nicht identifiziert werden. Insbesondere in einer zukünftig dekarbonisierten Welt.
- Ein Joint Venture mit bestehenden Biogasanlagen kann sinnvoll sein. In diesen wird etwa die von der P2G-Anlagen benötigte CO₂-Menge als „Abfallprodukt“ an die Atmosphäre abgegeben.
- Allerdings:
 - die CO₂-Quelle steht nach Auslaufen der EEG-Vergütung ggf. nicht mehr zur Verfügung
 - Die maximale Koppelkapazität der Sektoren ist damit von den vorhandenen Biogasanlagen abhängig und kann nicht frei skaliert werden.
 - Die Platzierung der Sektorkopplung kann dann nicht mehr an Punkten erfolgen, die für das Stromnetz verträglich sind. Zusätzlicher Netzausbau ist voraussichtlich die Folge.

Fallbeispiel: Verfügbare Anlagentechnik

Verfügbarkeit:

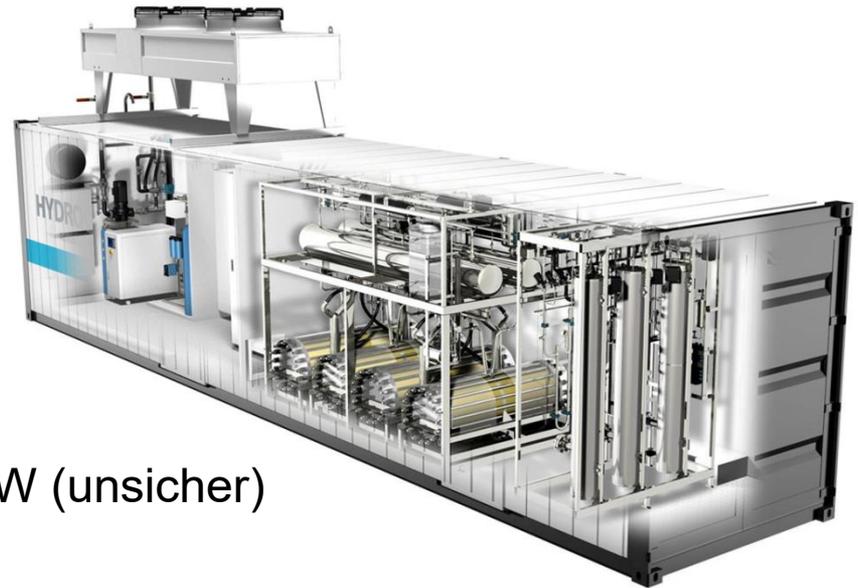
- Eine Anlage mit 100 MW scheint am Markt derzeit nicht verfügbar zu sein.
- In Pilotprojekten kommen Einheiten mit 300 kW (Falkenhagen) bzw. 1,5 MW (Windgas Hamburg) zum Einsatz.

Erwartete Wirkungsgrade:

- Elektrolyse: ca. 75 %
- Methanisierung: ca. 80 %

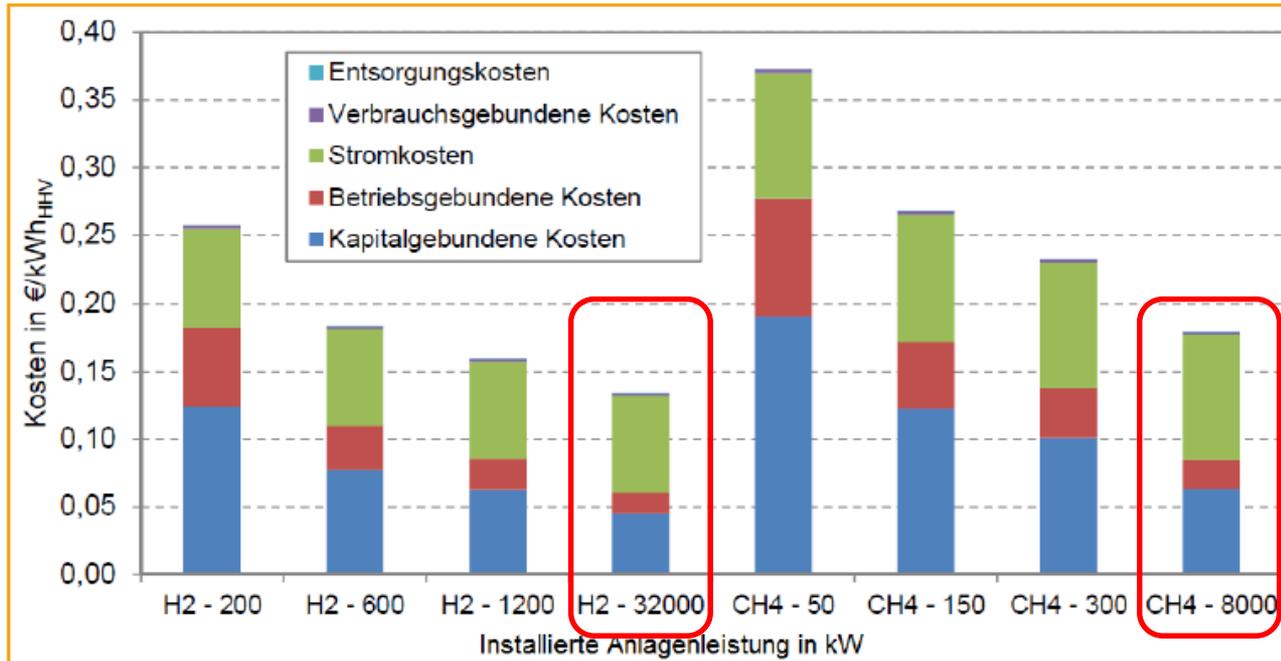
Erwartete Kosten:

- Elektrolyse: ca. 1000 € / kW.
- Methanisierung: ca. 500 - 800 € / kW (unsicher)



Quelle: Hydrogenics

Fallbeispiel: Erwartete Gasgestehungskosten



Quelle:
DENA: Potentialatlas
Power to Gas:

Grundlagen:
4000 Volllaststunden
5 ct/kWh Strompreis

Ohne Methanisierung: ~13 ct/kWh

Mit Methanisierung: ~18 ct/kWh

1) Große Anlagen verursachen geringere Gasgestehungskosten als kleine

2) Methan ist fast 1,4 mal so teuer wie der reine Wasserstoff.

Kernaussagen: Übersicht

Auf Basis der angestellten Überlegungen ergeben sich folgende Verallgemeinerung-Ansätze:

- A) Power-To-Gas-Analgen werden wahrscheinlich häufig, aber nicht immer, bei Starkeinspeisung betrieben.
- B) Power-To-Gas könnte häufig zum lokalen Stromnetzausbau führen
- C) Power-To-Gas führt zu deutlich steigenden Gasgestehungskosten
- D) Power-To-Gas ist notwendig

Kernaussagen: Erkenntnis A

Power-To-Gas-Anlagen werden wahrscheinlich häufig, aber nicht immer, bei Starkeinspeisung betrieben

- Die Aufnahmekapazität der Erdgasnetze kann im Sommer begrenzt sein (stark abhängig von der Größe des Gasnetzes und der Druckstufe)
- Wird die Anlage marktorientiert betrieben (wovon wir ausgehen), ergibt sich der Betrieb i.d.R. aus dem Börsenstrompreis oder vertraglichen Vereinbarungen. Darin spiegelt sich aber eine regionale Erzeugungssituation nicht wieder.
- Bei Wartung, technischem Defekt, o.Ä. wird die Anlage nicht betrieben, auch wenn eine Starkeinspeisung vorliegt.

Kernaussagen: Erkenntnis B

Power-To-Gas führt häufig zum lokalen Stromnetzausbau

- Auslegungsrelevant für die Stromnetze sind zwei Szenarien, bei denen alle realistischen, aber ungünstigen Bedingungen (z.B. n-1) zu berücksichtigen sind:
 - 1) Starkeinspeisung bei Schwachlast
 - 2) Starklast bei Schwacheinspeisung
- Der Netzausbau für den **Fall 1)** ändert sich nicht, da von einem Nichtbetrieb des Sektorkopplers bei Starkeinspeisung ausgegangen werden muss (vgl. Erkenntnis A)
- Ein lokaler Netzausbau im **Fall 2)** wird häufig erforderlich sein, um die Vertragsleistung n-1-sicher zur Verfügung zu stellen

Kernaussagen: Erkenntnis C

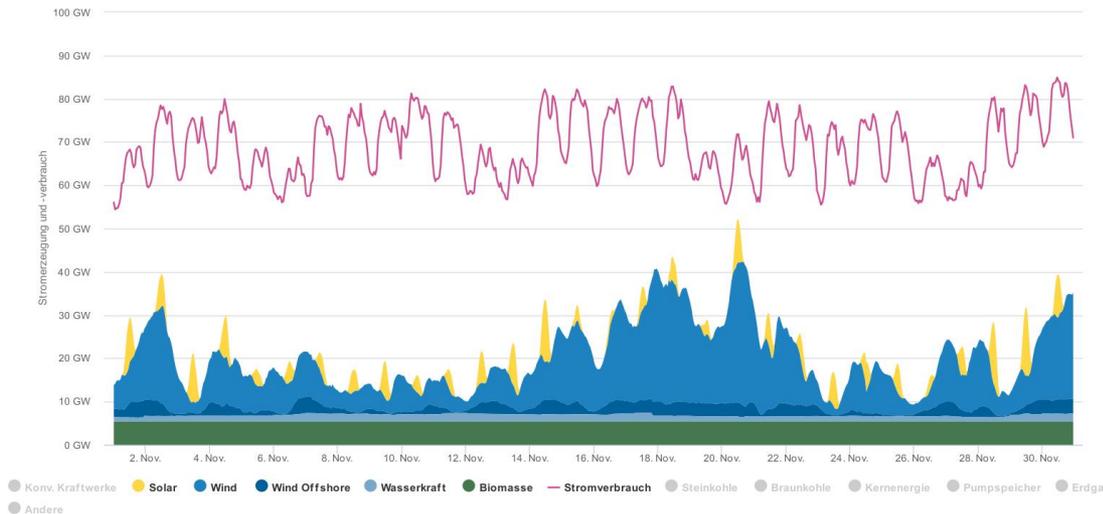
Power-To-Gas führt zu deutlich steigenden Gasgestehungskosten

- Die Gasgestehungskosten sind abhängig davon, welches Gasprodukt hergestellt werden soll:
 - Wasserstoff (Elektrolyse ohne Methanisierung): ~13 ct/kWh
 - Methan (Elektrolyse + Methanisierung): ~18 ct/kWh
- Insbesondere die Methanisierung würde durch die höheren Kapitalkosten und den deutlich schlechteren Wirkungsgrad zu massiven Preissteigerungen führen.
- Aktuell ist jedoch die Wasserstoffeinspeisung in Erdgasnetze auf 2 % begrenzt.
- Es ist daher zu diskutieren, ob es alternative Wege zur Methanisierung gibt:
 - Speicherung von H₂ unabhängig vom Erdgasnetz in Kavernen
 - Beimischung von H₂ bis zu 50 % (vgl. L-H-Gas-Umstellung)

Kernaussagen: Erkenntnis D

Power-To-Gas ist notwendig

- Trotz der dargestellten Effekte und Schwierigkeiten, halten wir Power-To-Gas, insbesondere in Form von Großanlagen, für erforderlich.
- Nur Power-To-Gas hat neben der Sektorkopplung auch die Eigenschaft, Strom zu speichern (Rückverstromung im Gaskraftwerk).



EE-Erzeugung und Verbrauch im November 2016.

Quelle: Agora Energiewende

Vielen Dank!

Fragen und Diskussion

Jan.Schwarz@avacon.de