



BMVIT-Workshop: Forschungsfeld Energiehybridsysteme und -netze

Strategieprozess Smart Grids 2.0

Robert Hinterberger
Graz, 19. Mai 2014

Praterstrasse 62 - 64, A-1020 Wien
Tel: +43-1-33 23 560; Fax: +43-1-33 23 560 - 3069
Email: energy@energyinvest.at
www.energyinvest.at

Inhalt

- Ziele der BMVIT-Arbeitsgruppe Hybridnetze
- Größenordnung der Flexibilitäten in Fernwärme- und Erdgassystemen/-netzen
- Überblick über die „großen“ Themen
 - Flexibilitäten Strom <> Wärme
 - Flexibilitäten Strom <> Erdgas
 - Synergiepotentiale mit kommunalen Infrastrukturen
 - Energiewirtschaftliche Betrachtung und Geschäfts-/ Tarifmodelle (am Beispiel Power-To-Heat)
- Zusammenfassung

Ziele der BMVIT-Arbeitsgruppe: Hybridnetze – Synergiepotentiale kommunaler Infrastrukturen

- Entwickeln einer gemeinsamen Vision für Hybridnetze
- Identifikation von geeigneten Umwandlungs- und Speichertechnologien sowie möglichen „use cases“
- Potentialabschätzung für Österreich (technisch/wirtschaftlich)
- Identifikation von Forschungsbedarfen
- Mitglieder der Arbeitsgruppe: Energiewirtschaft, Infrastrukturbetreiber und Forschung

Vergleich Gasspeicherkapazität und Windkraftproduktion in der Ostregion Österreichs

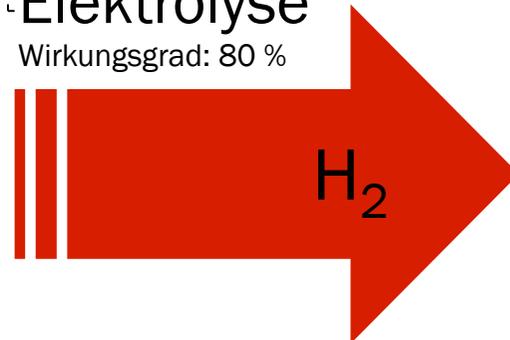
Gedankenexperiment Nr. 1

Ostregion: 1.100 MW Engpassleistung
2,2 TWh jährlich

Speicherkapazität:
3,7-fache Jahresproduktion
17,1-fache bei Methanpfad



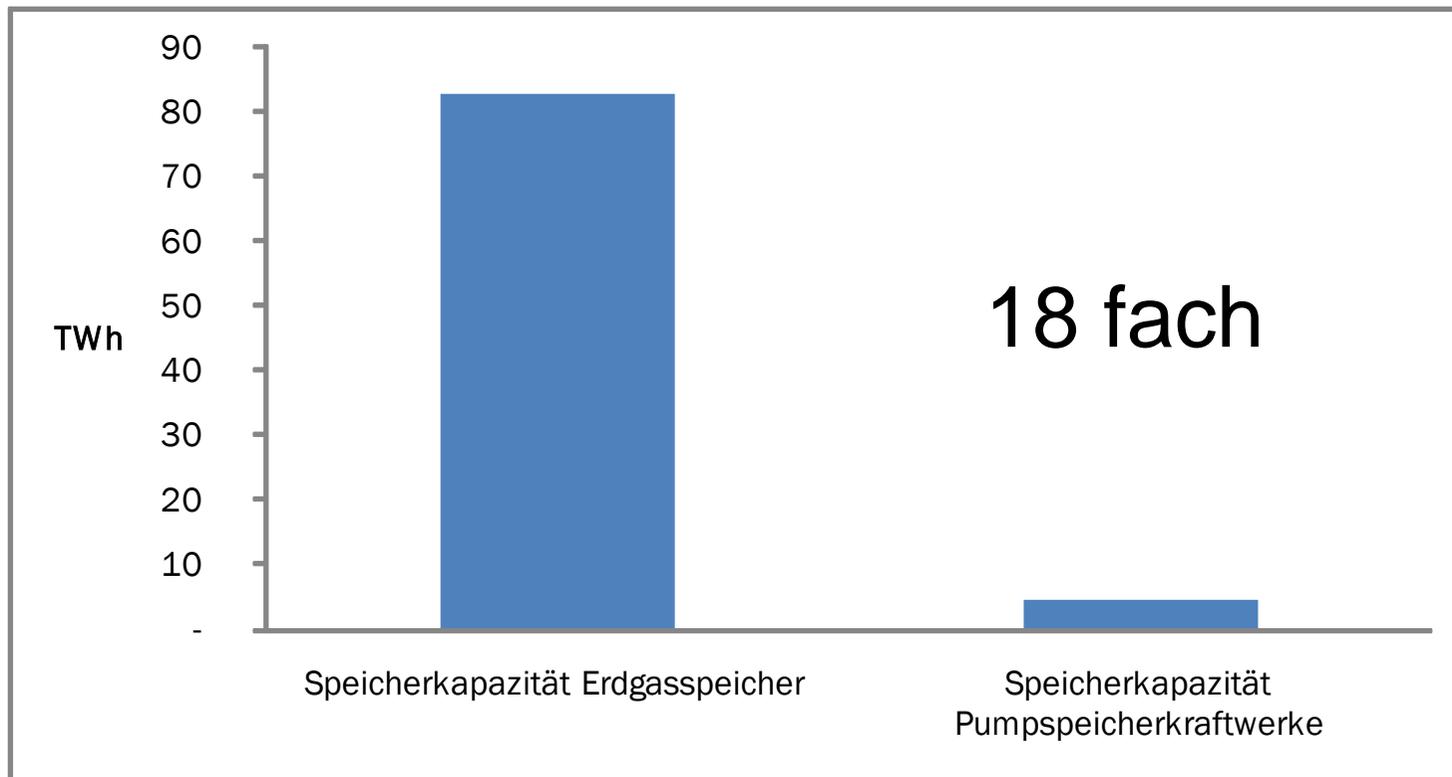
Elektrolyse
Wirkungsgrad: 80 %



Speicherkapazität Ostregion:
2,2 Mrd. Nm³

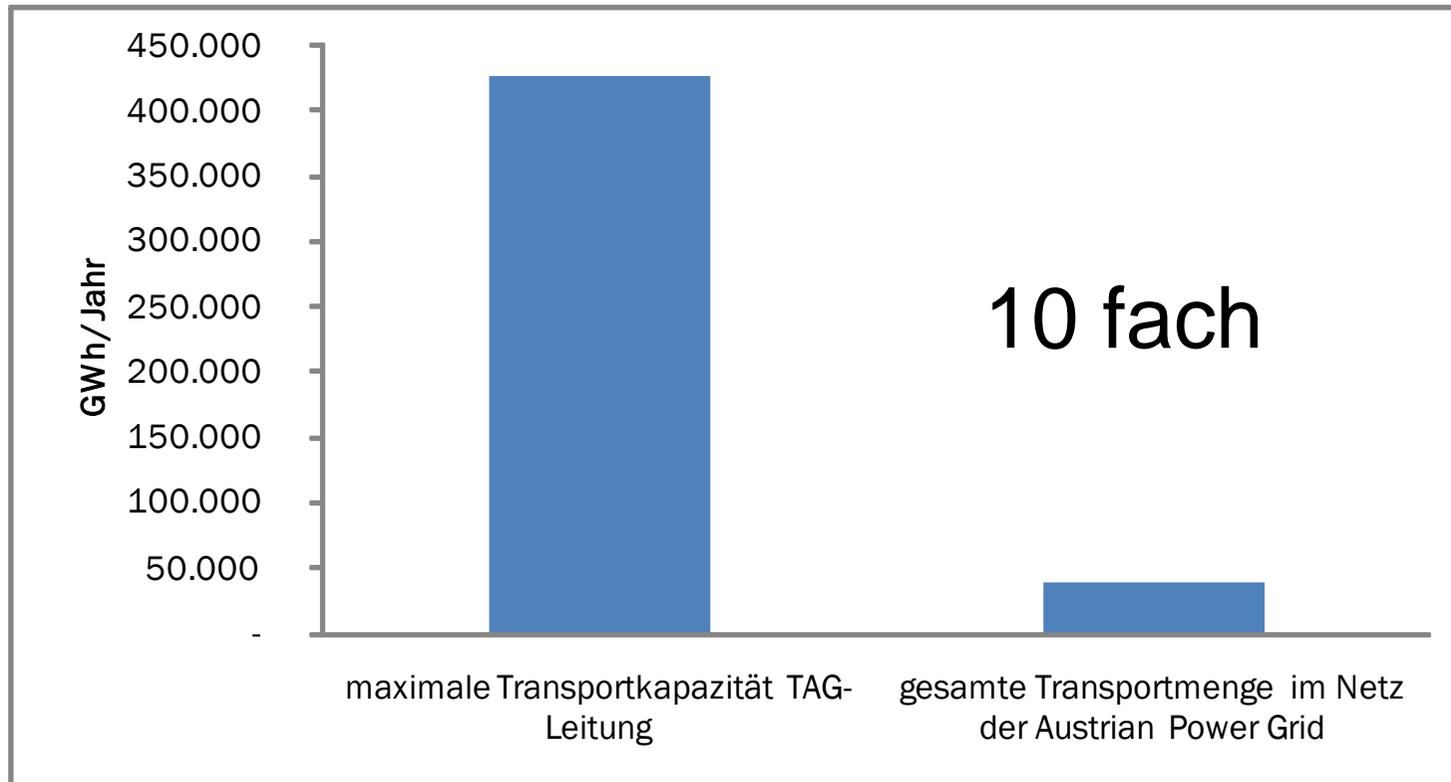
Bildquelle: ikar.us

Speicherkapazitäten in Österreich Vergleich Strom- und Erdgasnetze



Quelle: New Energy; Daten: E-control, VDE-Studie Energiespeicher

Vorhandene Transportkapazitäten Vergleich Strom- und Erdgasnetze



Quelle: New Energy; Daten: E-control Marktbericht 2010, APG

Vergleich Kapazität Wärmespeicher Wien Energie mit Windkraftproduktion in der Ostregion

Gedankenexperiment Nr. 2



1.100 MW
Engpassleistung
(Mitte 2012)

Speicherkapazität
850 MWh

Wirkungsgrad
95%

**Wärmespeicher ist
nach 48 min voll !**

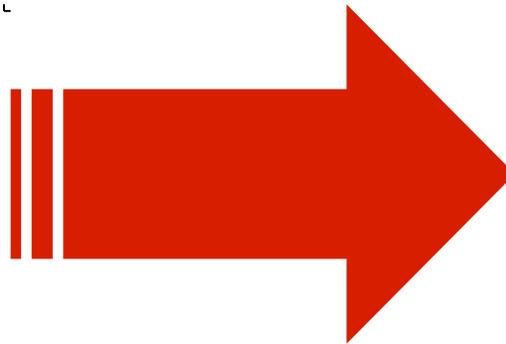
Windkraftleistung vs. Fernwärmelast der Fernwärme Wien

Gedankenexperiment Nr. 3

Ostregion: 1.100 MW Engpassleistung



Wirkungsgrad: 95%

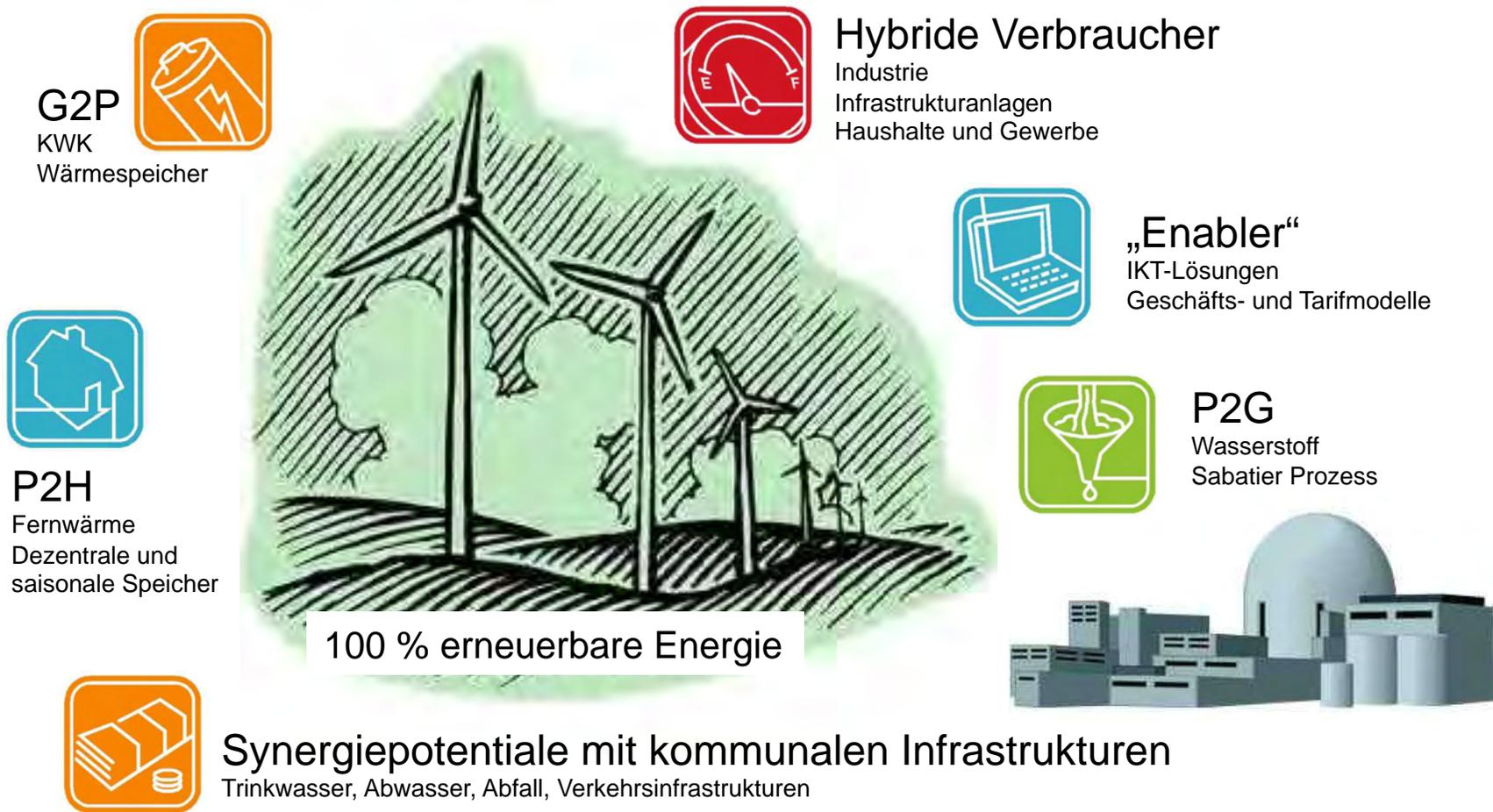


Name	Betreiber	BWL [MW]	thermische Leistung [MW]	Aufgabe im FW-Verbund ¹⁾
MVA Spittelau (KWK)	FW Wien	85	60	Grundlast
MVA Flötzersteig	FW Wien	62	50	Grundlast
SVA Simmeringer Haide (KWK) ²⁾	FW Wien	100	40	Grundlast
HWK Spittelau	FW Wien	450	400	Spitzenlast
HWK Arsenal	FW Wien	360	325	Spitzenlast
HWK Kagran	FW Wien	200	175	Spitzenlast
HWK Süd	FW Wien	380	340	Spitzenlast
HWK Leopoldau	FW Wien	190	170	Spitzenlast
KWK Simmering1/2	Wienstrom	1.000	280	Mittellast
KWK Simmering 3	Wienstrom	972	350	Mittellast
KWK Donaustadt 3	Wienstrom	686	250	Mittellast
KWK Leopoldau	Wienstrom	380	170	Mittellast
KWK Raffinerie Schwechat	OMV	keine Angabe	170	Grundlast
Industrieabwärme	diverse Betriebe	-	7	Grundlast

Quelle: Umweltbundesamt

84% der Leistung der Grund- und Mittellastkraftwerke

Hybridnetze/-systeme: Strom, Erdgas, Wärme und kommunale Infrastrukturen



Flexibilitäten Strom <> Wärme

Hybride Energiespeicherung: Strom \rightarrow Fernwärme



Quelle: Parat

Optionen zur Nutzung der Flexibilitäten zwischen Strom- und Wärmemarkt

- Flexibilisierung des klassischen KWK-Betriebs
- Fernwärmespeicher
- Dezentrale Speicher
- Netz als Speicher
- Power-To-Heat (Fernwärmenetze)
- Integration von Großwärmepumpen
- Hybride Verbraucher (z.B. Industrie, Haushalte)
- Saisonale Wärmespeicher
- Schnittstellen mit weiteren Herausforderungen wie der Integration solarthermischer Großanlagen oder Geothermie

Wärmespeicher: Vergleich bisheriger Projekte in D-A-CH Region



- 1 Fernwärme Verbund Saar GmbH, 23.000 m³
- 2 Stadtwerke Augsburg Energie GmbH, 8.000 m³
- 3 Stadtwerke Münster, 8.000 m³
- 4 Boehringer Ingelheim, 6.500 m³
- 5 EVH GmbH, 6.000 m³
- 6 Stadtwerke Chemnitz, 3.500 m³
- 7 Stadtwerke Rosenheim, 500 m³

Österreich:
EVN AG, 50.000 m³
Linz AG, 34.500 m³

Druckloser Wasserspeicher
34.500 m³

Linz AG
Inbetriebnahme: 2005

Einer der fünf weltweit
größten Wärmespeicher





EVN
Fernwärmespeicher Theiß

50.000 m³

Weltweit größter Fernwärmespeicher
(bisher)

Inbetriebnahme: 2008

A large, dark, cylindrical industrial storage tank stands prominently in the center of the image. The tank has a metallic finish and a vertical pipe extending from its base. In the background, other industrial structures and a smaller tank are visible under a clear blue sky. The foreground consists of a grassy field with some trees on the left side.

Salzburg AG

Inbetriebnahme 2011

29.000 m³

1,1 GWh Wärmeinhalt

Max. Be-/Entladeleistung 60 MW

Wärmeversorgung für 1,5 Tage

Investition: 16 Mio. Euro

Flexibilitätspotentiale Strom <> Wärme

<i>Art der Maßnahme</i>	<i>Potentiale</i>	<i>Zeitdauer</i>	<i>Anmerkungen</i>
Flexibilisierung konventioneller KWK	+ 4 GW - 4 GW	Wenige Stunden	Erste Grobabschätzung der Größenordnung des Flexibilitätspotentials
Fernwärmespeicher	+ 0,6 GW - 1,1 GW	Stunden/Tage (bis wenige Wochen)	Konservativ geschätzt; vermutlich noch deutlich höher
Power-To-Heat Anlagen (in größeren FW-Netzen)	- 2 GW	saisonal	Zusätzliche Potentiale z.B. bei Biomasse-Nahwärmenetzen
Hybride Verbraucher in der Industrie	- 0,5 GW	saisonal	Tatsächliche Potentiale werden als tatsächlich noch höher vermutet
Hybride Verbraucher in Haushalten	-12,7 GW	saisonal	Zusätzliche Potentiale in den Sektoren Gewerbe, Handel, Dienstleistungen zu erwarten
Saisonale Wärmespeicher	(sehr) hoch	saisonal	Hoher F&E-Bedarf (angewandte Forschung)
Gesamtpotential	+4,6 GW -20,3 GW		

Quelle: NEW ENERGY

Flexibilitäten Strom <> Erdgas

Power to Gas: Überschussstrom → Wasserstoff

Elektrolyseure sind marktgängig und im MW-Leistungsbereich verfügbar

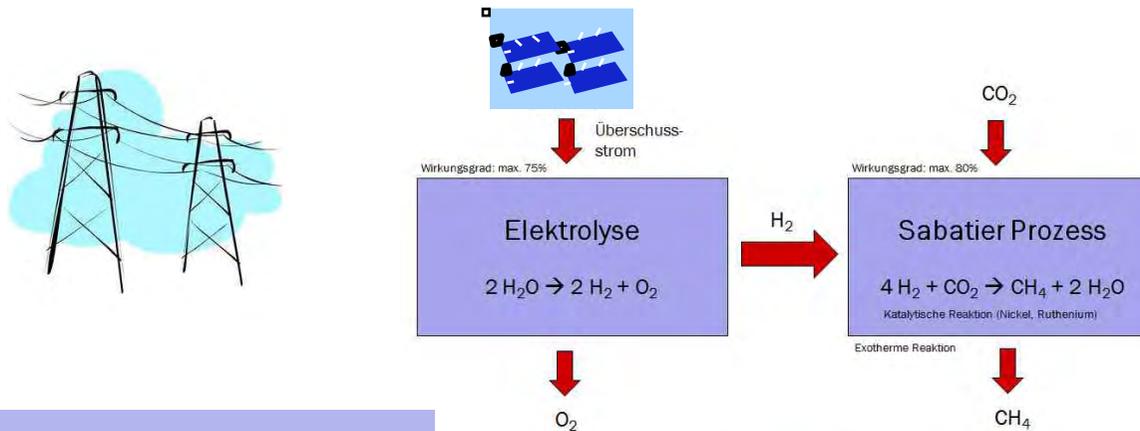


Quelle: Wasserelektrolyse Hydrotechnik GmbH

Power → Methan: Verbesserung Wirkungsgrad durch Einbindung in kommunale Infrastrukturen

Überschussstrom aus lokaler PV-Einspeisung (Entlastung der Verteilernetze)

Nutzung des CO₂ aus der Methanaufbereitung



Stoffliche Verwertung

Reduktion des Stromverbrauchs für die Gebläse auf ein Fünftel!
(Kläranlagen sind neben der Straßenbeleuchtung die größten kommunalen Stromverbraucher)

Nutzung der Abwärme für die Beheizung der Klärbecken

Quelle: New Energy

Flexibilitätspotentialle Strom <> Erdgas

- Power-To-Gas: sehr hohes theoretisches Potential
- Erste Abschätzung des Methanpfades: $+5,6 \text{ GW}_{\text{el}} / - 15,4 \text{ GW}_{\text{el}}$
(auf Basis der maximalen Ein- und Ausspeiseleistungen der Untertagespeicher in der Ostregion; ohne Berücksichtigung von weiteren technischen Restriktionen)
- Deutlich kostengünstigere P2G-Option: Erzeugung von Wasserstoff und Direkteinspeisung in das Erdgasnetz („Wasserstoffpfad“) → Anteil von Wasserstoff max. 4 %
Durch die typischen Jahreslastkurven beim Erdgasverbrauch wäre man bezüglich der möglichen Standorte und Einspeisemengen stark eingeschränkt.
- Power-To-Gas Anlagen sind derzeit wirtschaftlich nicht betreibbar → „Virtuelle Methanisierung“

Synergiepotentiale mit kommunalen
Infrastrukturen

Wärmepumpe: Wärme und Kälte aus dem Kanalnetz

Wärmeleistung: 14 MW
Kälteleistung: 9,5 MW



Weitere Beispiele für Synergiepotentiale mit kommunalen Infrastrukturen

Intelligente Steuerung der Wasserwerksinfrastruktur
(peak/off peak - Pump as Turbine Betrieb)

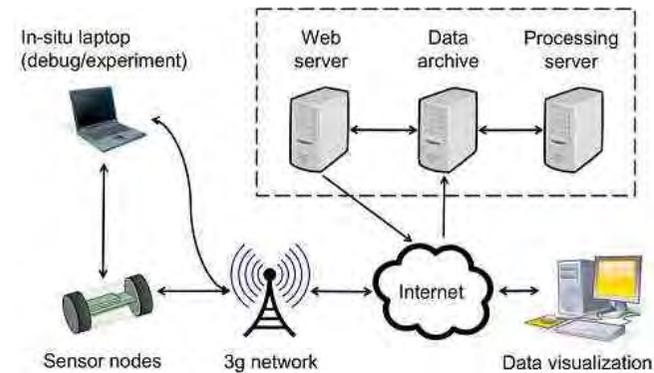


Smart Water
Best Practice Singapore

Quelle: MIT



Quelle: KSB



Potentiale kommunaler Infrastrukturen (1)

- Abwasserwärmenutzung nur für bestimmte Standorte geeignet; aber 5 – 10 % aller Gebäude können versorgt werden
- Trinkwasserinfrastrukturen: Flexibilitäten für das Stromnetz in substantieller Höhe (geschätzt: +68 MW / -68 MW Regelleistung in Österreich)
- Weiteres Lastverschiebungspotential durch Integration von Abwasserpumpen; zusätzliche Flexibilitäten durch Betrieb der Trinkwassersysteme im Pumpspeicherbetrieb
- Auch Kläranlagen können Flexibilisierung für das Stromsystem bereitstellen (geschätzt: 15 - 33 MW pos., 15 – 20 MW neg. Regelleistung; Potential reduziert sich bei Regenfällen)

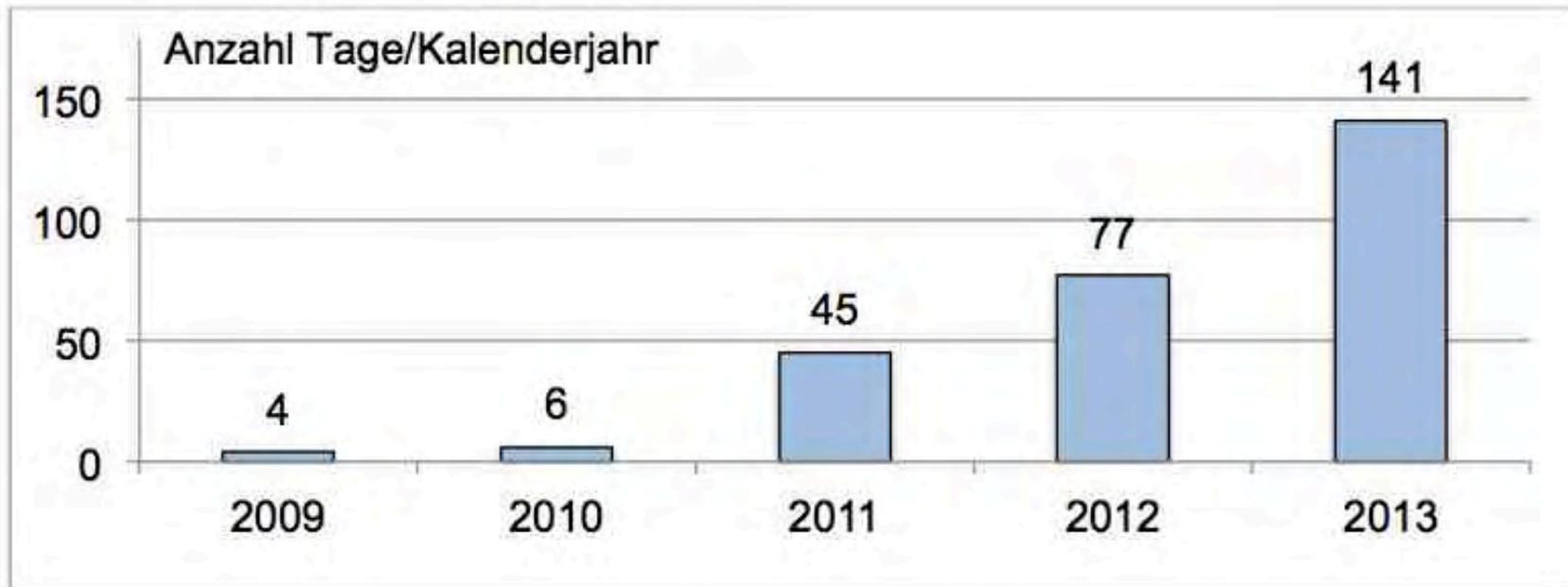
Potentiale kommunaler Infrastrukturen (2)

- Fülle von weiteren Synergiepotentialen bei Kläranlagen
Beispiel: Erzeugung von gasförmigen Treibstoffen
- Selbst die bloße Glättung des Netto-Strombezugs kann – v. a. bei effizienten Kläranlagen – wirtschaftlich attraktiv sein
- Perspektivisch: zusätzliche Synergieeffekte durch P2G-Anlagen
- Weitere Synergiepotentialen: integrierte Bau- und Sanierungsstrategien, Mitnutzung des Kanalprofils (kabelgebundene Versorgung), gemeinsame Nutzung von IKT – Infrastrukturen

Energiewirtschaftliche Betrachtung am
Beispiel Power-To-Heat - Verwertung von
erneuerbarem Überschussstrom

Motivation: Power-To-Heat zur Verwertung von erneuerbaren Überschussstrom (Deutschland)

Beispiel 50 Hertz Regelzone: Anzahl der Tage im jeweiligen Kalenderjahr, an denen Maßnahmen gemäß §13 (2) i. V. m. § 11 EEG gesetzt werden mussten



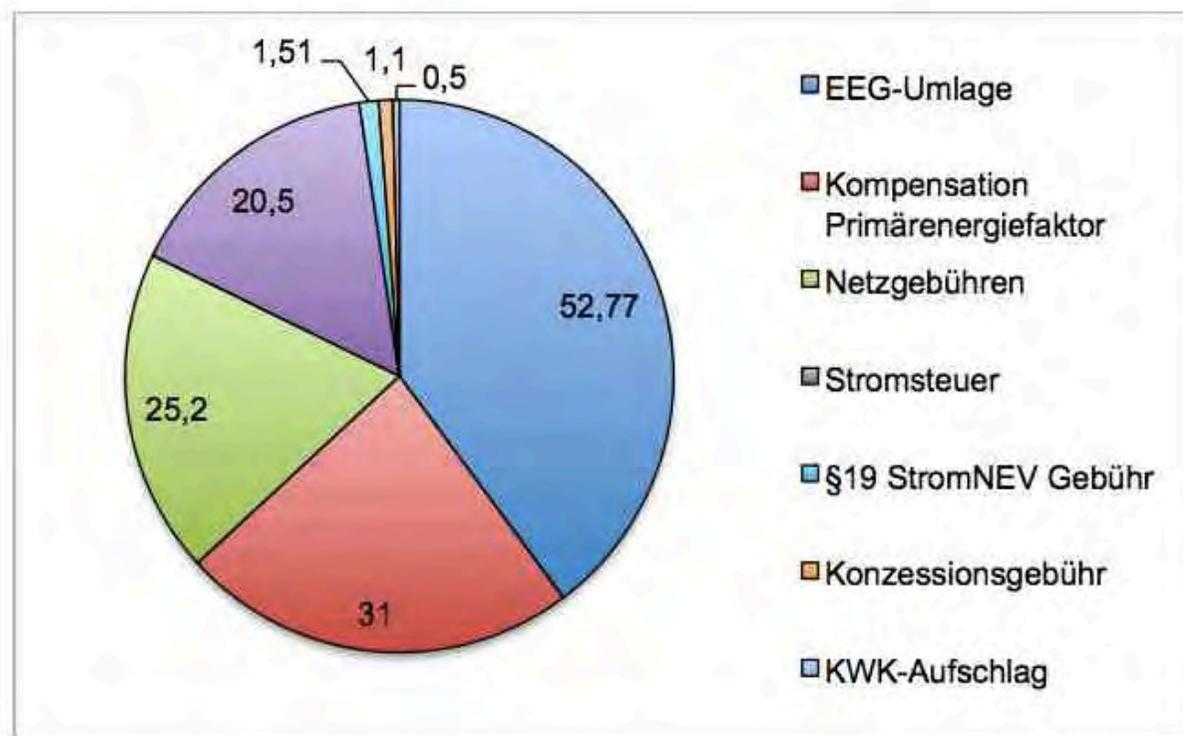
Quelle: Thesenpapier: Power-To-Heat als Instrument zur Effizienzsteigerung der Energiewende (Entwurf; Daten aus [Ziemann 2013], [50 Hertz 2014])

Power-To-Heat – Status Quo in Deutschland

- Technologien sind ausgereift
- Je nach Leistung stehen unterschiedlichen Technologieanbieter zur Auswahl (Elektrodenheizkessel, Widerstandsheizung)
- Investitionskosten liegen zwischen 80 – 180 €/kWh
- In Dänemark: Beseitigung regulatorischer Hemmnisse im Jahr 2008 → eine Vielzahl von P2H-Anlagen wurden installiert
- Bisherige Umsetzungsprojekte in Deutschland ausschließlich zur Bereitstellung von SRL, nicht jedoch zur Verwertung von Überschussstrom

Markthemmnisse für Power-To-Heat

Kostenbelastung von P2H durch Steuern, Abgaben und sonstigen Kostennachteilen bei Stromkosten von Null Euro (Angaben in Euro/MWh)



Kosten:
> 130 €/MWh

Quelle: Thesenpapier: Power-To-Heat als Instrument zur Effizienzsteigerung der Energiewende (Entwurf; Zahlen bzw. Berechnung nach [Götz 2013])

Thesenpapier zu Power-To-Heat (Deutschland)

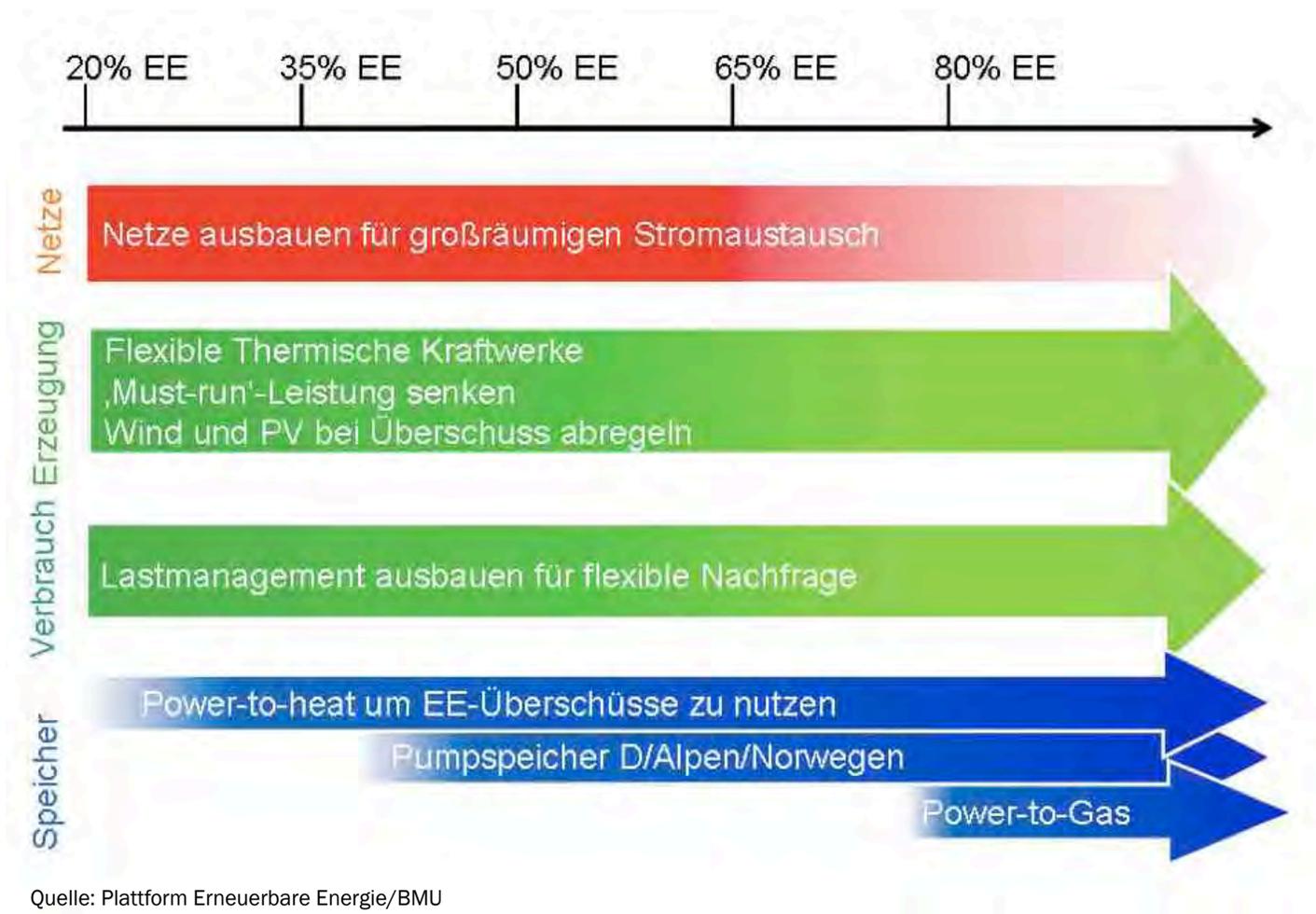
- Bisher drei Vernetzungs- und Abstimmungstreffen von (potentiellen) P2H-Betreibern in 2013 und 2014
- Erarbeitung eines Thesenpapiers/Handlungsempfehlungen im Rahmen von INFRA-PLAN; derzeit im Abstimmungsprozess
- Vorantreiben der politischen Diskussion → 6 konkrete Maßnahmenvorschläge
 - Energiewirtschaftsgesetz
 - Erneuerbare-Energien-Gesetz
 - Stromnetzzugangsverordnung
 - Stromsteuergesetz

Kurzfassung: Befreiung von Netzgebühren, Umlagen und Steuern, wenn der P2H-Einsatz netzdienlich erfolgt („und nur dann“)

Zusammenfassung: Möglichkeiten für die Nutzung von energieträger-übergreifenden Flexibilitäten

- Sehr hohe technische Potentiale; allerdings: Flexibilität wird derzeit nicht belohnt (base/peak)
- Langfristig: energieträger-übergreifender Ansatz betreffend aller netzgebundenen und sonstigen Infrastrukturen
- Aufbau eines Portfolios unterschiedlicher (hybrider) Speichertechnologien (sowie Transportkapazitäten) nötig
- Sonstige Mehrwerte und Nutzen, abgesehen von funktionaler Stromspeicherung (insb. bei kommunalen Infrastrukturen)
- Unterschiedliche Strategien je nach Technologie: P2H in den Markt integrieren, P2G weiterentwickeln (Grundlagenforschung)

Flexibilitätsbausteine: Betrachtung im energiewirtschaftlichen Kontext notwendig



Danke für die Aufmerksamkeit

Robert Hinterberger

NEW ENERGY Capital Invest GmbH

ENERGY RESEARCH AUSTRIA

Tel: +43-1-33 23 560 - 3060

Email: Robert.Hinterberger@energyinvest.at

Internet: www.energyinvest.at