

# Wirtschaftliche Bewertung von Stromspeichertechnologien

DI Dr Maximilian KLOESS  
*TU Wien, Energy Economics Group*

## Projekt:

# *Energiespeicher der Zukunft – Energiespeicher für erneuerbare Energie als Schlüssel-Technologie für zukünftige Energiesysteme*

- Joanneum Research Forschungsgesellschaft mbH
- TU Wien, Energy Economics Group



*Neue Energien 2020, 2. Ausschreibung*



- Einleitung & Fragestellung
- Speichertechnologien
- Methode
  - Wirtschaftlichkeit allgemein
  - Speicher-Modell
- Wirtschaftliche Rahmenbedingungen
  - Strom-Großhandelspreise (EXAA)
  - Regelenergiemärkte
- Ergebnisse
  - Vergleich Pumpspeicher 2007-2011
  - Technologievergleich
  - Saisonspeicher-Betrieb
- Schlussfolgerungen

## ***Problemstellung:***

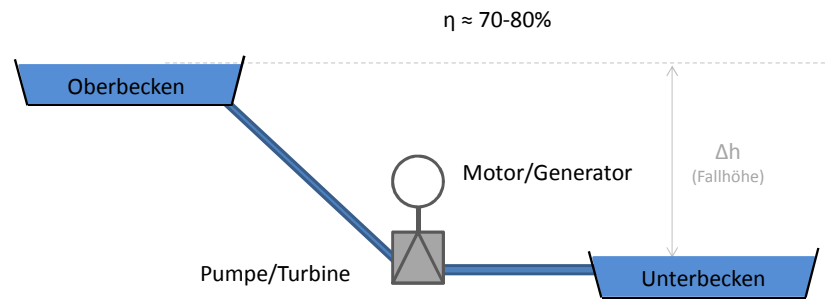
- Erhöhung des erneuerbaren Anteils als Maßnahme zur Senkung von Treibhausgasemissionen in der Stromerzeugung
- Steigender Anteil erneuerbarer Energieerzeugung führt u.a. zu höheren Speicherbedarf

## ***Fragestellung:***

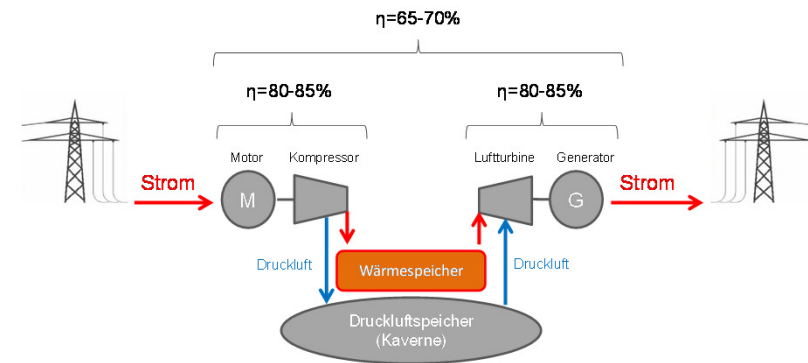
- Ist die Errichtung von Großspeichern in Österreich wirtschaftlich?
- Welche Technologien sind aus wirtschaftlicher Sicht interessant?
- Was sind die entscheidenden Faktoren für die Wirtschaftlichkeit?

- Einleitung & Fragestellung
- Speichertechnologien
- Methode
  - Wirtschaftlichkeit allgemein
  - Speicher-Modell
- Wirtschaftliche Rahmenbedingungen
  - Strom-Großhandelspreise (EXAA)
  - Regelenergiemärkte
- Ergebnisse
  - Vergleich Pumpspeicher 2007-2011
  - Technologievergleich
  - Saisonspeicher-Betrieb
- Schlussfolgerungen

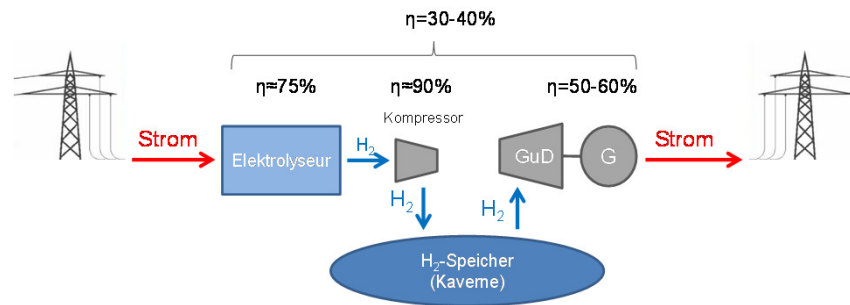
## Pumpspeicher (PSP)



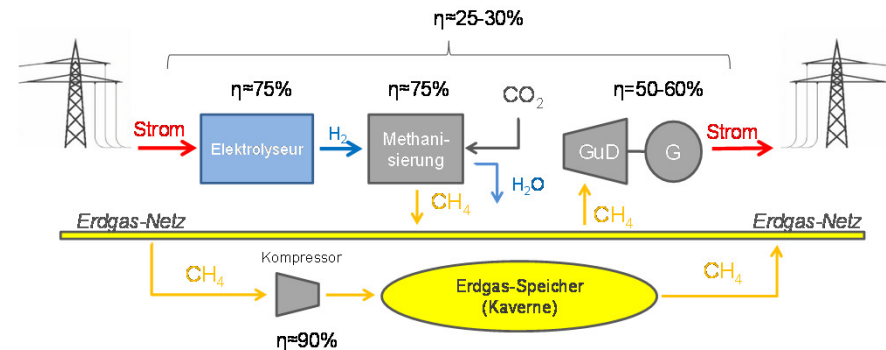
## Adiabater Druckluftspeicher (AA-CAES)



## Wasserstoffspeicher (H<sub>2</sub>)



## Methanspeicher (RES-E CH<sub>4</sub>)



## Technologieüberblick

			PSP	AA-CAES	NaS	Redox-Flow	Li-Ion	Wasserstoff-Speicher	Methan-Speicher	
<b>Wirkungsgrad</b>	Laden	[%]	92	84	87	87	92	68	50	
	Entladen	[%]	92	84	87	87	92	50	50	
<b>Reaktionszeit</b>			Minuten (bei Stillstand) sekunden (rotierend)	15 Minuten (Kaltstart)	Millisekunden	Millisekunden	Millisekunden	wie GuD	wie GuD	
<b>Investitionskosten</b>										
leistungs-spezifisch		[€/kW]	500	600				1000*	2000*	
kapazitäts-spezifisch		[€/kWh]	30	70	200	200	400			
<b>Wartungskosten</b>		[€/kW/year]	4	4	8**	8**	8**	4**	4**	
<b>Abschreibungsdauer</b>		[Jahre]	25	20	10	10	10	20	20	
<b>Einsatzbereich</b> (technisch möglich)										
Großhandelspreis-Arbitrage			✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
Primärregelleistung					✓	✓	✓			
Sekundärregelleistung			✓		✓	✓	✓			
Tertiärregelleistung			✓	✓	✓	✓	✓			

\*nur Elektrolyseur & Methanierung berücksichtigt

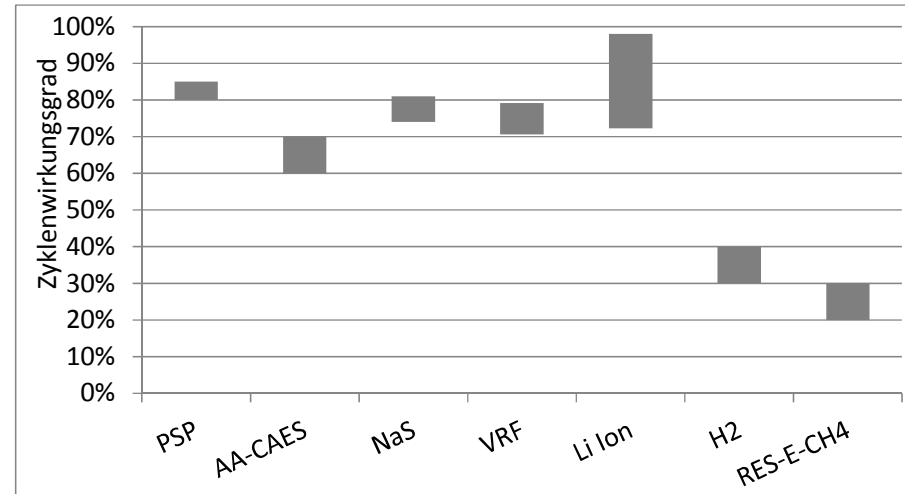
\*\*geschätzt

## Investitionskosten Details

		Wasserstoff-Speicher	Methan-Speicher	
Elektrolyseur	[€/kW]	1000	1000	Wietschel et al. 2010
Methanierungsanlage	[€/kW]		1000	Annahme
Kompressor	[€/kW]	160	160	EPRI 2003
GuD-Kraftwerk	[€/kW]	550	550	Wietschel et al. 2010
Speicher (Salzkaverne)	[€/kWh]	0,5	0,15	Wietschel et al. 2010
		≈1800	≈2800	

## Zyklus-Wirkungsgrade

- Pumpspeicher und Akkus weisen den höchsten Zyklus-Wirkungsgrad auf ( $\eta_s \approx 80\%$ )
- AA-CAES ( $\eta_s \approx 70\%$ )
- $H_2$  ( $\eta_s \approx 35\%$ )
- $CH_4$  ( $\eta_s \approx 25\%$ )



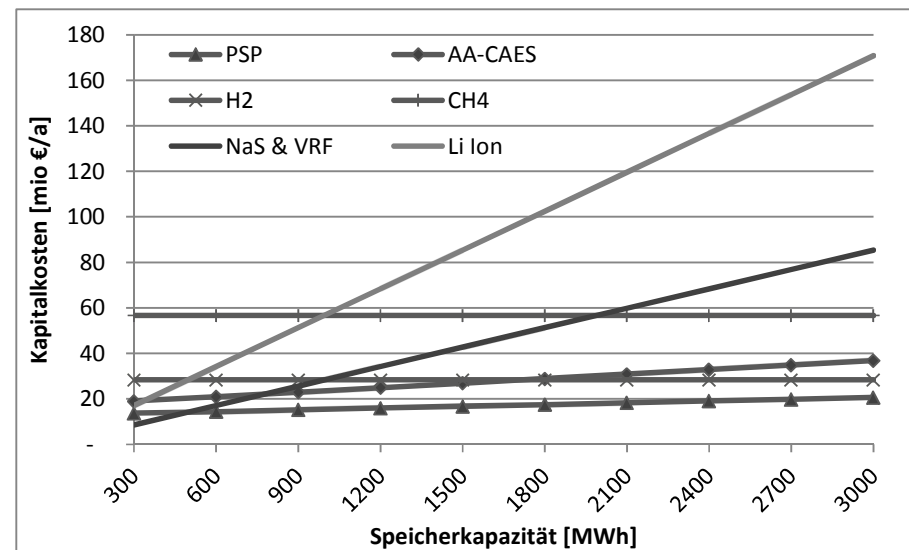
## Kapitalkosten

elektrische Anschlussleistung:

$$P_{EL} = 300 \text{ MW}$$

### Kapazitätsabhängige Kapitalkosten

- bei Pumpspeicher relativ gering
- etwas höher bei AA-CAES
- bei Akkus hoch
- bei  $H_2$  und  $CH_4$  kaum, da/wenn vorhandene Speicherinfrastruktur genutzt werden kann (Erdgasnetz)





- Einleitung & Fragestellung
- Speichertechnologien
- Methode
  - Wirtschaftlichkeit allgemein
  - Speicher-Modell
- Wirtschaftliche Rahmenbedingungen
  - Strom-Großhandelspreise (EXAA)
  - Regelenergiemärkte
- Ergebnisse
  - Vergleich Pumpspeicher 2007-2011
  - Technologievergleich
  - Saisonspeicher-Betrieb
- Schlussfolgerungen

Motiv für Errichtung eines Speichers:



➤ **Bewertung als Einzelprojekt:**

*In der Wirtschaftlichkeitsanalyse untersucht*

Rentabilität des Speichers als Einzelprojekt (positiver Barwert?)

➤ **Bewertung im Energiesystem:**

Bewertung wirtschaftlicher Synergien des Speicherbetriebs im Energiesystem

z.B.: *Vermeidung des Einsatzes teurer Spitzenlast-Erzeugung*

*Vermeidung von Netzausbau*

*Vermeidung von Curtailment erneuerbarer Erzeugung*

## Vorgehensweise

- + Erträge aus Speicherbetrieb: Großhandelspreis Arbitrage (+Systemdienstleistungen)
- Kosten des Speichers (Kapitalkosten, Betriebskosten)
- = Gewinn/Jahr

## Grundlagen:

$$G = R_{p-o} + R_r - C$$

$$C = CC + OC \quad CC = IC \cdot CRF$$

$$CRF = \frac{r \cdot (1 + r)^{DT}}{(1 + r)^{DT} - 1}$$

$$R_{p-o} = f(p_{e(t)}, \eta_s)$$

$$\eta_s \geq \frac{p_{in}}{p_{out}}$$

*G ... Gewinn [€/Jahr]*

*R<sub>p-o</sub> ... Erträge Peak-Off Peak Spread [€/Jahr]*

*R<sub>r</sub> ... Erträge Regelenergiebereitstellung [€/Jahr]*

*C ... Kosten Speicher [€/MWh]*

*CC ... Kapitalkosten [€/Jahr]*

*OC ... Betriebskosten [€/Jahr]*

*IC ... Investitionskosten [€/MWh]*

*CRF ... Annuitätenfaktor*

*r ... Kalkulationszinssatz [%]*

*DT ... Abschreibungsdauer [Jahre]*

*p<sub>e</sub> ... Strompreis [€/MWh]*

*η<sub>s</sub> ... Speicherwirkungsgrad [%]*

## Entscheidende Größen für wirtschaftliche Bewertung:

- Investitionskosten
- Lebensdauer/Abschreibungsdauer & Zinssatz
- Wirkungsgrad
- Betriebsstunden
- Strompreis (Peak-Off Peak Spread)
- Teilnahme Regelenergiemarkt

*Speicher wird nur betrieben wenn  
Peak-Off-Peak-Spread & Wirkungsgrad  
es rechtfertigen!!!*

*Nicht bei allen Technologien möglich!*

## Simulation des optimalen Speicherbetriebs - Großhandelspreisarbitrage

Methode: **Lineare Optimierung**

(implementiert in **General Algebraic Modelling System – GAMS**)

→ **Zielfunktion:** maximiere Speichererträge

*PSP; AA-CAES; H<sub>2</sub>; RES-E-CH<sub>4</sub>*

$$\max [R_{p-o}] \text{ mit } [R_{p-o}] = \sum_t p(t) \cdot P_{out} - p(t) \cdot P_{in}$$

Akkumulatoren:

$$\max [R_{p-o}] \text{ mit } [R_{p-o}] = \sum_t p(t) \cdot P_{out} - p(t) \cdot P_{in} - P_{out} \cdot C_{bat}$$

$$\text{mit } C_{bat} = IC_{bat} \cdot Z_{bat}^{-1}$$

*R<sub>p-o</sub> ... Erträge Peak-Off Peak Spread [€/Jahr]*

*p ... electricity price [€/MWh]*

*P<sub>in</sub> ... electric storage input [MW]*

*P<sub>out</sub> ... electric storage output [MW]*

*C<sub>bat</sub> ... specific battery cost [€/kWh]*

*IC<sub>bat</sub> ... battery investment costs [€/kWh]*

*Z<sub>bat</sub> ... cycle life of batteries*

*C ... state of charge [MWh]*

*η<sub>in</sub> ... charging efficiency [%]*

*η<sub>out</sub> ... discharging efficiency [%]*

*C<sub>max</sub> ... state of charge [MWh]*

*P<sub>max</sub> ... maximum electric input or output [MW]*

→ **Randbedingungen:** Kapazitäts- & Leistungsbeschränkungen

$$0 \leq C \leq C_{max}$$

$$C_{(t)} = C_{(t-1)} + P_{in} \cdot \eta_{in} - P_{out} \cdot \eta_{out}^{-1}$$

$$0 \leq P_{in} \leq P_{max}$$

$$0 \leq P_{out} \leq P_{max}$$

→ **Parameter:** Energiepreis (EXAA-Preise)

Speicherwirkungsgrad: Laden & Entladen (technologiespezifisch)

→ **Ergebnisse:** optimaler Speicherbetrieb  
maximale Speichererträge

- Einleitung & Fragestellung
- Speichertechnologien
- Methode
  - Wirtschaftlichkeit allgemein
  - Speicher-Modell
- Wirtschaftliche Rahmenbedingungen
  - Strom-Großhandelspreise (EXAA)
  - Regelenergiemärkte
- Ergebnisse
  - Vergleich Pumpspeicher 2007-2011
  - Technologievergleich
  - Saisonspeicher-Betrieb
- Schlussfolgerungen

## Strom-Großhandelspreise

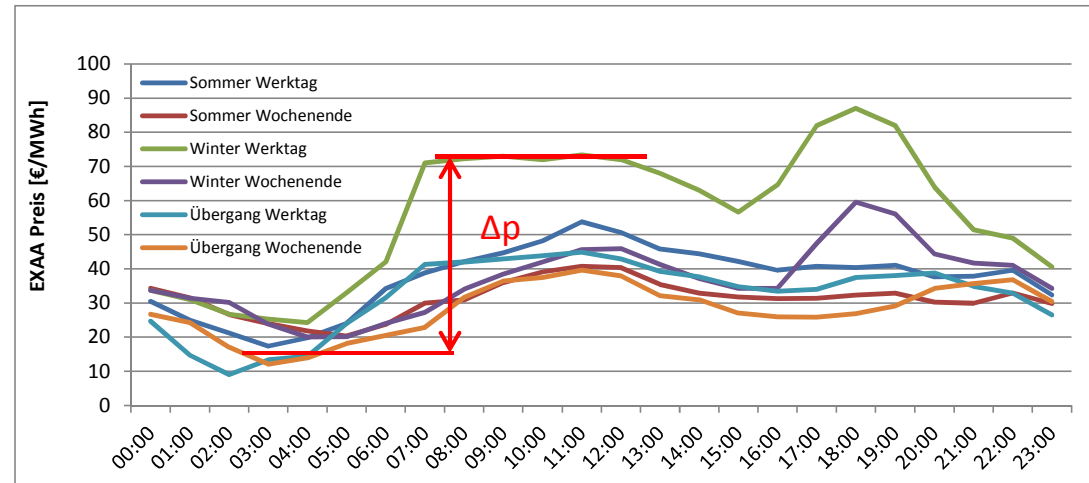
EXAA Preise 2007-2011

(Datenquelle: APCS 2012)

### Tagesverlauf

**Großhandelspreisarbitrage:**  
Nutzung des Preishubs zwischen  
Peak- & Off-Peak Preisen

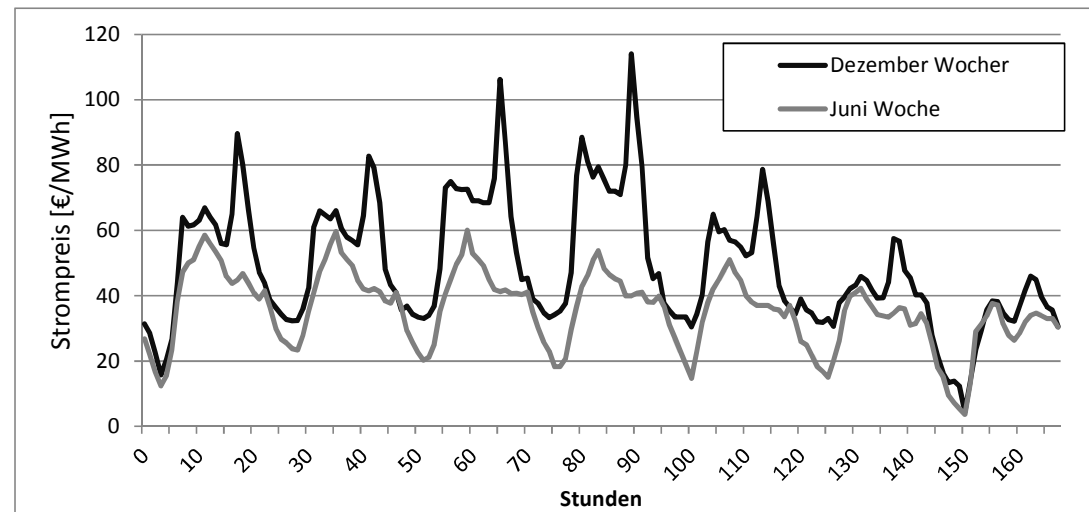
- saisonale Schwankungen
- Schwankungen nach Tagestypen  
(Werktage vs. Wochenende)



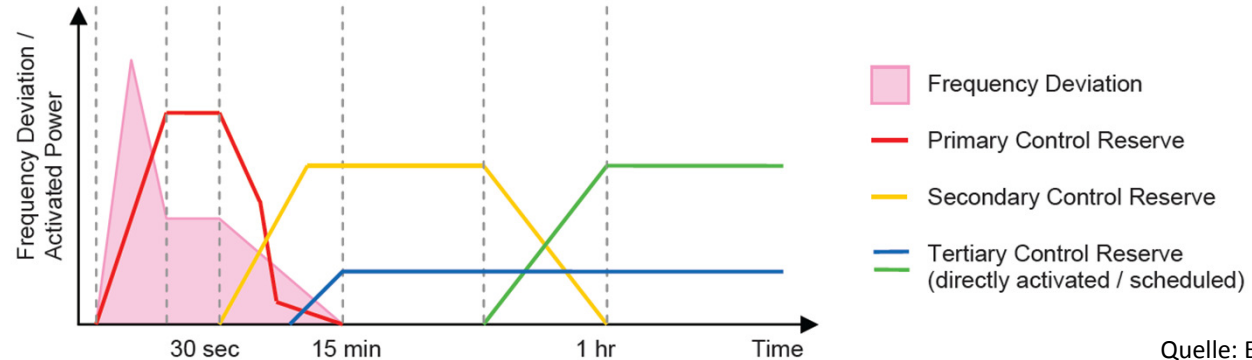
### Wochenverlauf (2010)

**Einflussfaktoren:**

- Nachfrageseite  
(z.B. Tagestypen, Saison & Wetter)
- Angebotsseite  
(Grenzkraftwerke)



## Regelenergie



Quelle: ENTSO-E

## Regelzone APG

- seit 2012 Beschaffung der benötigter Regelleistung mittels regelmäßiger Ausschreibungen
- jeder Marktteilnehmer berechtigt, der technische und vertragliche Bedingungen erfüllt

	ausgeschriebene Leistung	Zuschlagsverfahren	Regelung Abruf	Abrufwahrscheinlichkeit (durchschnitt 2007-2011)	Leistungspreise 2010		Abreispreise 2010	
					positiv [€/MW/h]	negativ [€/MW/h]	positiv [€/MWh]	negativ [€/MWh]
<b>Primärregelenergie</b>	+/- 71MW	nach Leistungspreis	zentral gesteuert	10-25%	-	-	-	-
<b>Sekundärregelenergie</b>	+/- 200MW	nach Leistungspreis	Reihung nach Arbeitspreis	15-20%	13	15	57	39
<b>Tertiärregelenergie</b>	+ 280 MW -125 MW	nach Leistungspreis	Reihung nach Arbeitspreis	0,5 - 3%	2	3	100	4

Quelle: APG 2012 | Datenquelle: APCS 2012 | Datenquelle: Fussi et al. 2010

- Einleitung & Fragestellung
- Speichertechnologien
- Methode
  - Wirtschaftlichkeit allgemein
  - Speicher-Modell
- Wirtschaftliche Rahmenbedingungen
  - Strom-Großhandelspreise (EXAA)
  - Regelenergiemärkte
- Ergebnisse
  - Vergleich Pumpspeicher 2007-2011
  - Technologievergleich
  - Saisonspeicher-Betrieb
- Schlussfolgerungen



## Vergleich Pumpspeicher 2007-2011

**Pumpspeicherkraftwerk**

$P_{el} = 300 \text{ MW}$

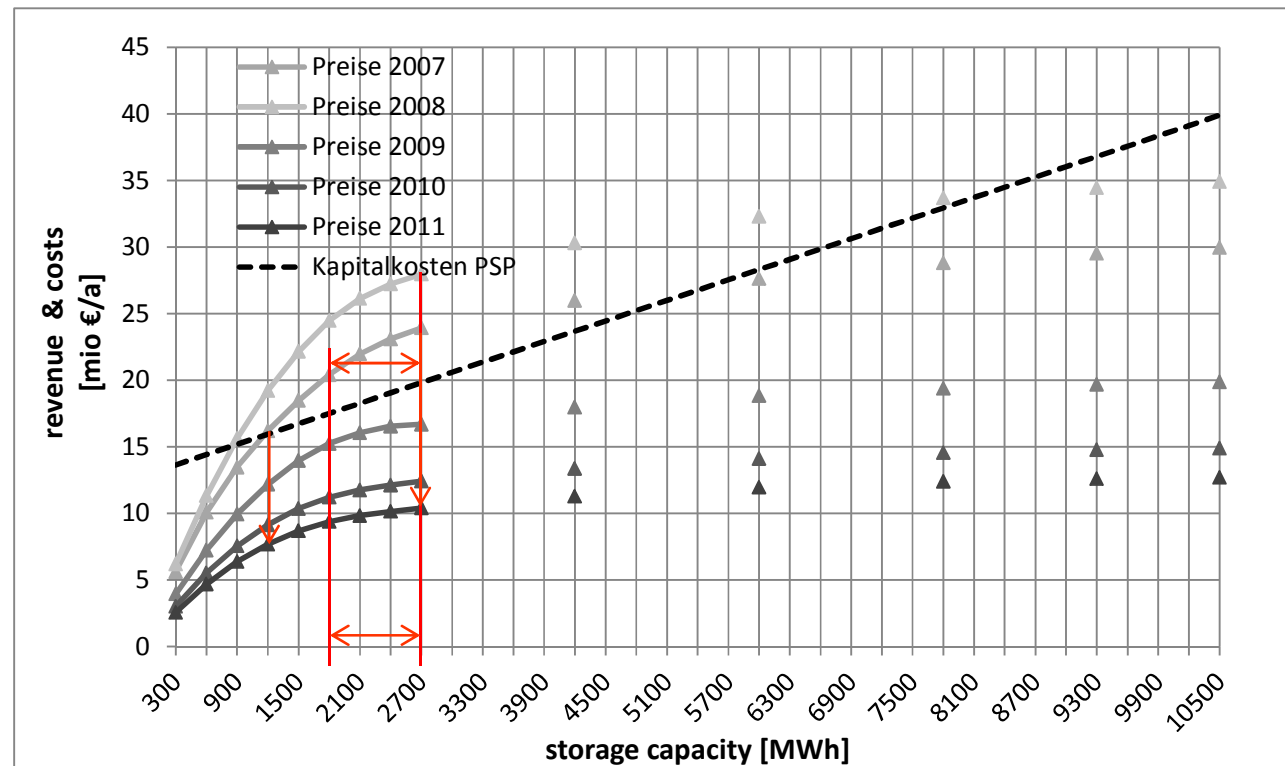
Jährliche Erträge aus Großhandelspreisarbitrage vs. Jährliche Kapitalkosten

(in Abhängigkeit von der Speicherkapazität)

### Annahmen Kapitalkosten

Spez. Invest.kosten: 500 €/kW  
& 30 €/kWh  
Abschreibungsdauer: 25 Jahre  
Kalkulationszinssatz: 7 %

- optimale Speicherkapazität  $\approx 1800 - 2700 \text{ MWh}$
- Rückgang der Erträge 2008-2011 - 60%
- Seit 2009 Errichtung von PSP nicht mehr wirtschaftlich



## Technologievergleich

Elektrische Anschlussleistung  $P_{el} = 300 \text{ MW}$

Jährliche Erträge aus Großhandelspreisarbitrage vs. Jährliche Kapitalkosten (EXAA-Preise 2009)

(in Abhängigkeit von der Speicherkapazität)

### Annahmen Kapitalkosten

Spez. Invest.kosten:

PSP: 500 €/kW  
& 30 €/kWh

AA-CAES: 600 €/kW  
& 70 €/kWh

H<sub>2</sub>: 1000 €/kW

CH<sub>4</sub>: 2000 €/kW

Abschreibungsdauer:

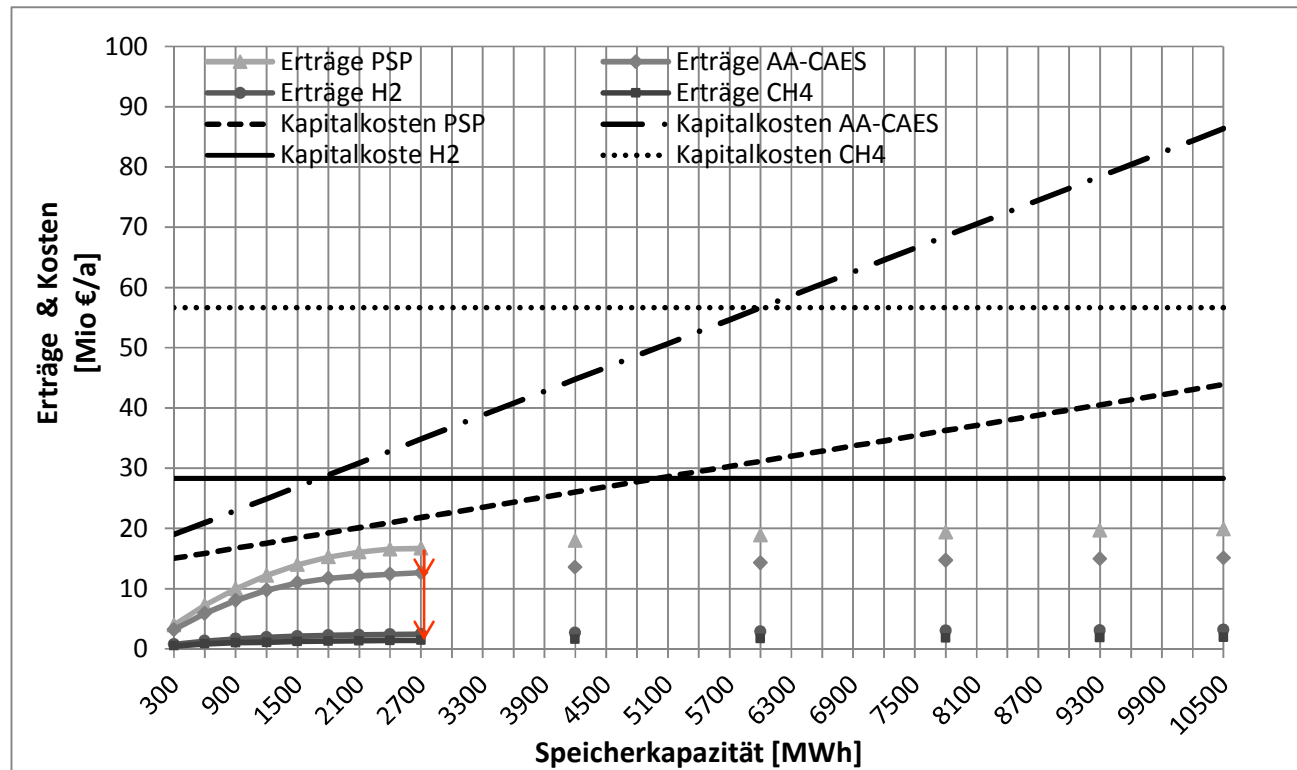
PSP 25 Jahre

AA-CAES 20 Jahre

H<sub>2</sub> 20 Jahre

CH<sub>4</sub> 20 Jahre

Kalkulationszinssatz: 7 %



- *Speichererträge alternativer Technologien geringer als bei PSP (geringerer Wirkungsgrad)*
- *Investitionskosten der alternativen höher*  
→ *Alternativen sind wirtschaftlich nicht attraktiv*

## Vergleich Speicherbetrieb

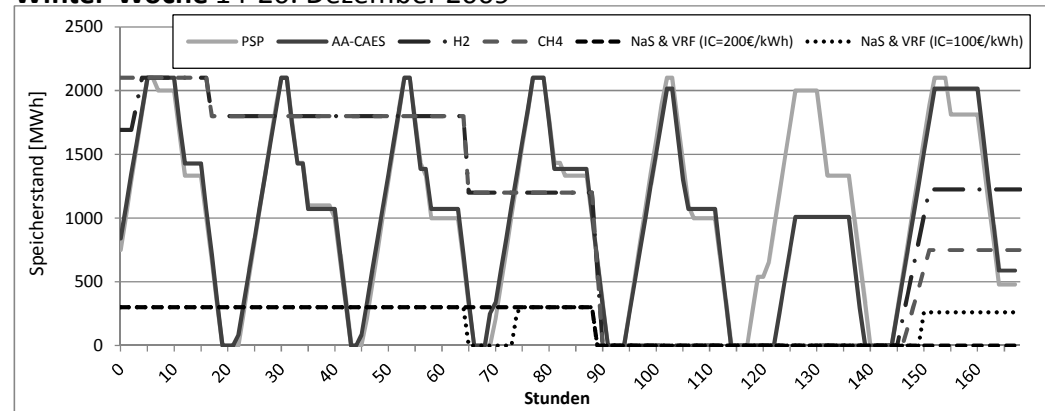
Elektrische Anschlussleistung  
Speicherkapazität  
NaS & VRF

$P_{el} = 300 \text{ MW}$   
 $C_{el} = 2100 \text{ MWh}$   
 $C_{el} = 300 \text{ MWh}$

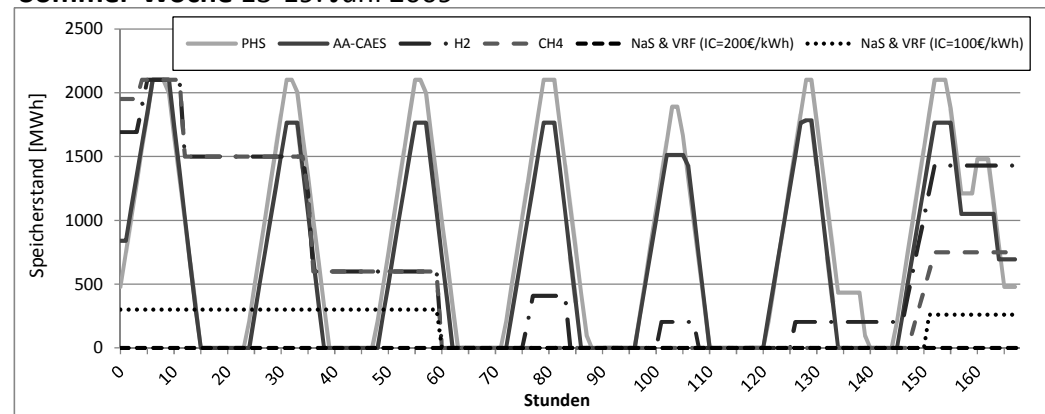
## EXAA Spotmarkt Preise 2009

- *deutlicher Einfluss des Wirkungsgrads auf den Speicherbetrieb*
- *Technologien mit geringen Wirkungsgraden (H2 & CH4) können Tageszyklen kaum noch nutzen*
- *Speicherbetrieb von Akkus trotz guten Wirkungsgrads eingeschränkt, da Zyklenkosten in der Betriebsführung berücksichtigt werden müssen*

Winter-Woche 14-20. Dezember 2009



Sommer-Woche 13-19. Juni 2009

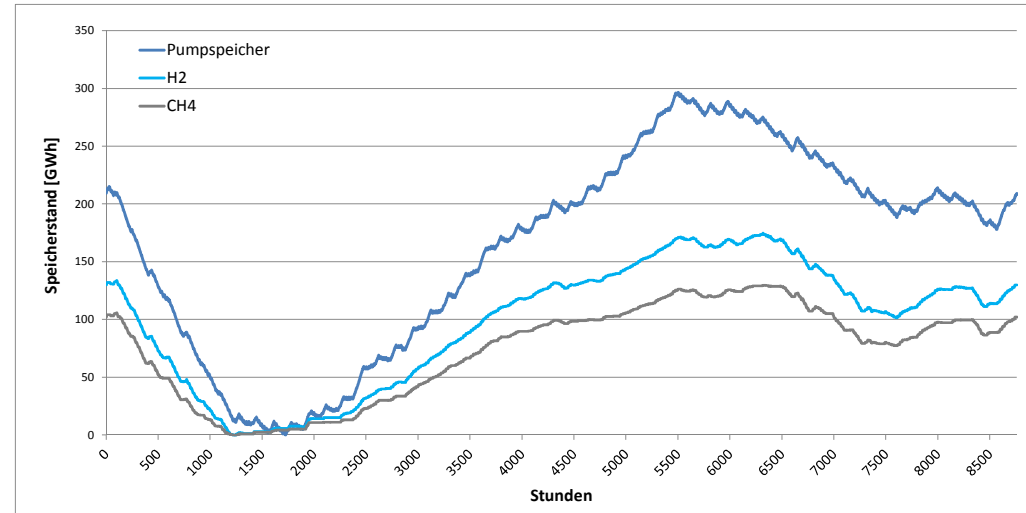


## Saisonspeicher

Pumpspeicher, Wasserstoffspeicher, Methanspeicher

**Ertragsmaximale Speicherkapazität**  
(bei 300MW elektr. Anschlussleistung)

Pumpspeicher	297 GWh
Wasserstoffspeicher	175 GWh
Methanspeicher	130 GWh



**Speichererträge** (EXAA Preise 2009)

Pumpspeicher	22,7 Mio. €/Jahr
Wasserstoffspeicher	5,0 Mio. €/Jahr
Methanspeicher	2,8 Mio. €/Jahr

*Wie hoch dürfen die spezifischen Investitionskosten bei diesen Erträgen sein?*

→ **maximale Investitionskosten**

Pumpspeicher	< 882 €/kW
Wasserstoffspeicher	< 178 €/kW
Methanspeicher	< 98 €/kW

*Kostenziel für Technologien (Preise 2009)  
Saisonaler Spread kann in Zukunft steigen  
(mehr erneuerbare Stromerzeugung)  
→ höhere Erträge  
→ höhere Kosten möglich*

- Einleitung & Fragestellung
- Speichertechnologien
- Methode
  - Wirtschaftlichkeit allgemein
  - Speicher-Modell
- Wirtschaftliche Rahmenbedingungen
  - Strom-Großhandelspreise (EXAA)
  - Regelenergiemärkte
- Ergebnisse
  - Vergleich Pumpspeicher 2007-2011
  - Technologievergleich
  - Saisonspeicher-Betrieb
- Schlussfolgerungen

## Technologiespezifische Schlussfolgerungen

- **Pumpspeicher**  
ökonomisch attraktivste Option (hoher Wirkungsgrad, geringe kapazitätsabhängige Investitionskosten)  
in Österreich noch Potentiale vorhanden  
Projekte jedoch hart an der Wirtschaftlichkeitsgrenze (sinkende Erträge 2007-2011)
- **Adiabate Druckluftspeicher AA-CAES:** Investitionskosten werden für die Wirtschaftlichkeit entscheidend sein (Standort, Entwicklung der Technologie)
- **Elektrochemische Speicher (NaS, Redox Flow, Li Ion):**  
hohe kapazitätsabhängige Investitionskosten → für Preisarbitrage nicht geeignet  
bei Regelenergie in Ö starke Konkurrenz durch Speicher & Pumpspeicher → geringe Erträge  
→ derzeit in Österreich nicht wirtschaftlich
- **Wasserstoff- und Methanspeicher:**  
geringer Wirkungsgrad  
als Tages- & Wochenspeicher ungeeignet  
evtl. als Jahres-/Saisonspeicher geeignet  
Investitionskosten und Großhandelspreis-Verlauf werden entscheidend sein

## Allgemeine Schlussfolgerungen

- Speichererträge sind zwischen 2007 und 2011 zurückgegangen ( $\approx -60\%$ )
- Unsicherheit bezüglich der zukünftigen Entwicklung der Großhandelspreise (Entwicklung des Preis-Spreads)

### Einflussfaktoren:

- Erwarteter Anstieg des Grundlastpreises (Atomausstieg Deutschland; Anstieg v. Brennstoff- & CO<sub>2</sub>-Preisen)
  - Reduktion der Preisspitze im Sommer durch Photovoltaik (Merit-Order-Effekt)
  - Ausbau der Speicherkapazität
  - Ausbau flexibler Erzeugungskapazität (GuD)
  - Rahmenbedingungen der Windeinspeisung
  - Prognosequalität der Erneuerbare
- 
- Regelenergiemärkte bieten in Ö wenig zusätzlichen Anreiz wegen geringem Bedarf (Regelzone APG) und starker Konkurrenz durch vorhandene Kapazitäten (Speicher & Pumpspeicher)
  - Speicherbedarf im System wird steigen (Anstieg der Stromerzeugung aus Erneuerbaren)  
Errichtung von Speichern in Österreich jedoch bei derzeitigen Rahmenbedingungen kaum attraktiv  
(Erträge rückläufig, Entwicklung ungewiss...)

## Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

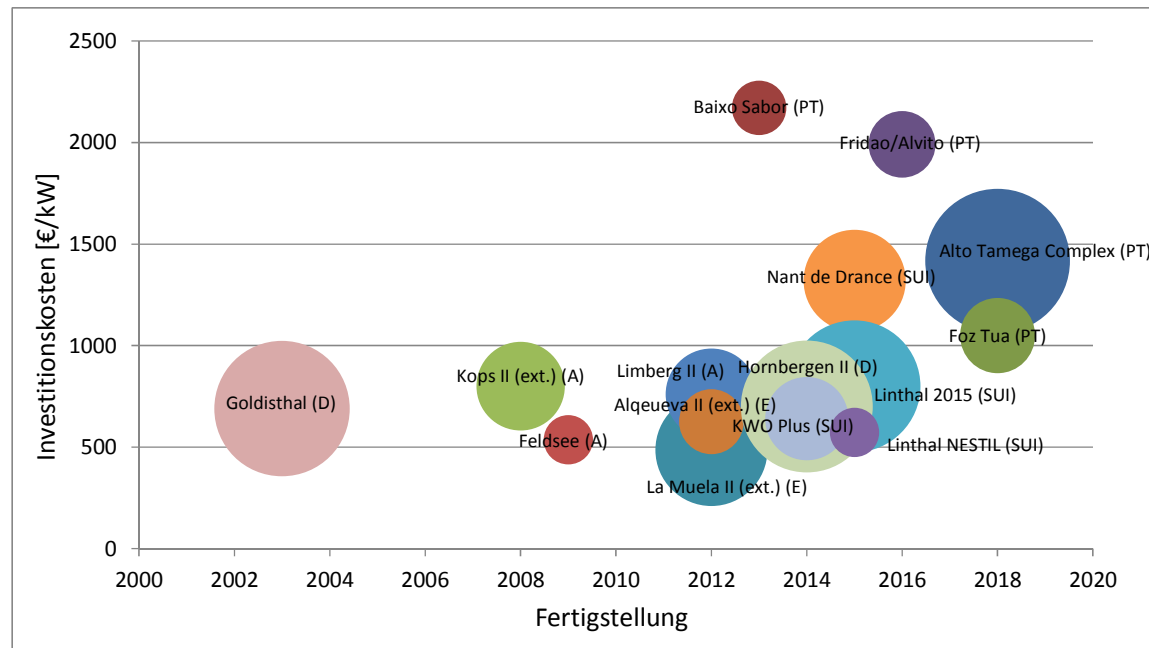
DI Dr Maximilian KLOESS  
[kloess@eeg.tuwien.ac.at](mailto:kloess@eeg.tuwien.ac.at)

TU Wien, Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe,  
Energy Economics Group  
Gusshausstraße 25-29, 1040 Wien,  
[www.eeg.tuwien.ac.at](http://www.eeg.tuwien.ac.at)



- APCS. 2012. "Austrian Power Market Statistics 2007-2011." <http://www.apcs.at/>.
- APG. 2011. "Control Reserve in APG Control Area." [www.regelleistung.at](http://www.regelleistung.at).
- Chen, Haisheng, Thang Ngoc Cong, Wei Yang, Chunqing Tan, Yongliang Li, and Yulong Ding. 2009. "Progress in Electrical Energy Storage System: A Critical Review." *Progress in Natural Science* 19 (3) (March 10): 291-312. doi:doi: 10.1016/j.pnsc.2008.07.014.
- Connolly, David. 2010. *A Review of Energy Storage Technologies - For the Integration of Fluctuating Renewable Energy*. University of Limerick.
- Deane, J.P., B.P. Ó Gallachóir, and E.J. McKeogh. 2010. "Techno-economic Review of Existing and New Pumped Hydro Energy Storage Plant." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 14 (4) (May): 1293-1302. doi:doi: 10.1016/j.rser.2009.11.015.
- dena. 2010. *Analyse Der Notwendigkeit Des Ausbaus Von Pumpspeicherwerken Und Anderen Stromspeichern Zur Integration Der Erneuerbaren Energien*. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena).
- Dickinson, Robert R., David L. Battye, Valerie M. Linton, Peter J. Ashman, and Graham (Gus) J. Nathan. 2010. "Alternative Carriers for Remote Renewable Energy Sources Using Existing CNG Infrastructure." *International Journal of Hydrogen Energy* 35 (3) (February): 1321-1329. doi:doi: 10.1016/j.ijhydene.2009.11.052.
- Divya, K.C., and Jacob Østergaard. 2009. "Battery Energy Storage Technology for Power systems—An Overview." *Electric Power Systems Research* 79 (4) (April): 511-520. doi:doi: 10.1016/j.epsr.2008.09.017.
- ENTSO-E. 2011. *Operation Handbook: P1 - Policy 1: Load-Frequency Control and Performance*. [https://www.entsoe.eu/fileadmin/user\\_upload/\\_library/publications/entsoe/Operation\\_Handbook/Policy\\_1\\_final.pdf](https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_1_final.pdf).
- EPRI, D. 2010. *Electricity Energy Storage Technology Options - A White Paper Primer on Applications, Costs and Benefits*.
- EPRI, and DOE. 2003. *Handbook of Energy Storage for Transmission & Distribution Applications*. U. S. Department of Energy.
- Gonzalez, Adolfo, Brian Gallachoir, Eamon McKeogh, and Kevin Lynch. 2004. *Study of Electricity Technologies and Their Potentials to Address Wind Energy Intermittency in Ireland*. Sustainable Energy Research Group, Department of Civil and Environmental Engineering, University College Cork.
- Greenblatt, Jeffery B., Samir Succar, David C. Denkenberger, Robert H. Williams, and Robert H. Socolow. 2007. "Baseload Wind Energy: Modeling the Competition Between Gas Turbines and Compressed Air Energy Storage for Supplemental Generation." *Energy Policy* 35 (3) (March): 1474-1492. doi:doi: 10.1016/j.enpol.2006.03.023.
- Hannig, Florian, Tom Smolinka, Peter Bretschneider, Steffen Nicolai, SvenKrüger, Sven Krüger, and Marco Voigt. 2009. „Stand Und Entwicklungspotenzial Der Speichertechniken Für Elektroenergie – Ableitung Von Anforderungen an Und Auswirkungen Auf Die Investitionsgüterindustrie“. Fraunhofer ISE, Fraunhofer AST, VK Partner.
- Kaldellis, J.K., D. Zafirakis, and K. Kavadias. 2009. "Techno-economic Comparison of Energy Storage Systems for Island Autonomous Electrical Networks." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 13 (2) (February): 378-392. doi:doi: 10.1016/j.rser.2007.11.002.
- Lund, Henrik, and Georges Salgi. 2009. "The Role of Compressed Air Energy Storage (CAES) in Future Sustainable Energy Systems." *Energy Conversion and Management* 50 (5) (May): 1172-1179. doi:doi: 10.1016/j.enconman.2009.01.032.
- Neubarth, Jürgen. 2011. "Integration Erneuerbarer Energien in Das Stromversorgungssystem." *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 61 (8): 8-13.
- Perrin, M., Y.M. Saint-Drenan, F. Mattera, and P. Malbranche. 2005. "Lead-acid Batteries in Stationary Applications: Competitors and New Markets for Large Penetration of Renewable Energies." *Journal of Power Sources* 144 (2) (June 15): 402-410. doi:doi: 10.1016/j.jpowsour.2004.10.026.
- Resch, Gustav, Christian Panzer, Reinhard Haas, Mario Ragwitz, Anne Held, Max Rathmann, Gemma Reece, Claus Huber, and Thomas Faber. 2009. *Scenarios on Future European Policies for Renewable Electricity – 20% RES by 2020*. IEE project report of futures-e, (Contract No: EIE/06/143/SI2.111285). Vienna, Austria.
- Sensfuß, Frank, Mario Ragwitz, and Massimo Genoese. 2008. "The Merit-order Effect: A Detailed Analysis of the Price Effect of Renewable Electricity Generation on Spot Market Prices in Germany." *Energy Policy* 36 (8) (August): 3086-3094. doi:10.1016/j.enpol.2008.03.035.
- VDE. 2009. *Energiespeicher in Stromversorgungssystemen Mit Hohem Anteil Erneuerbarer Energie*.
- Wietschel, Martin, Marlene Arens, Christian Dötsch, Sebastian Herkel, Wolfram Krewitt, Peter Markewitz, Dominik Möst, and Martin Scheufen. 2010. *Technologiebericht 2050 - Schwerpunkte Für Forschung Und Entwicklung*. Karlsruhe: Fraunhofer ISI.
- Zunft, Stefan, Christoph Jakiel, Martin Koller, and Chris Bullough. 2006. "Adiabatic Compressed Air Energy Storage for the Grid Integration of Wind Power." In .

## Investitionskosten existierender Anlagen

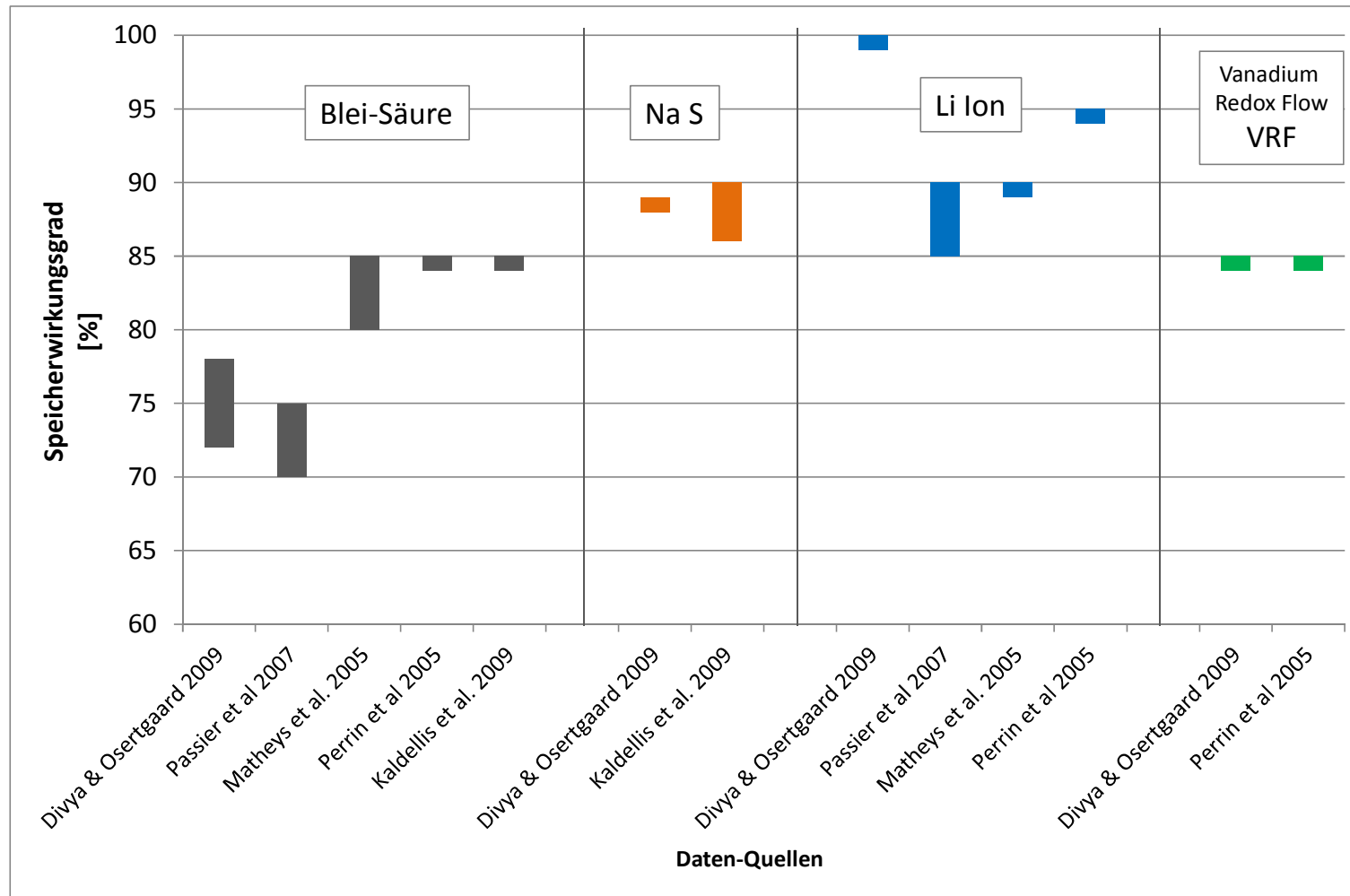


Quelle: Deane et al. 2010

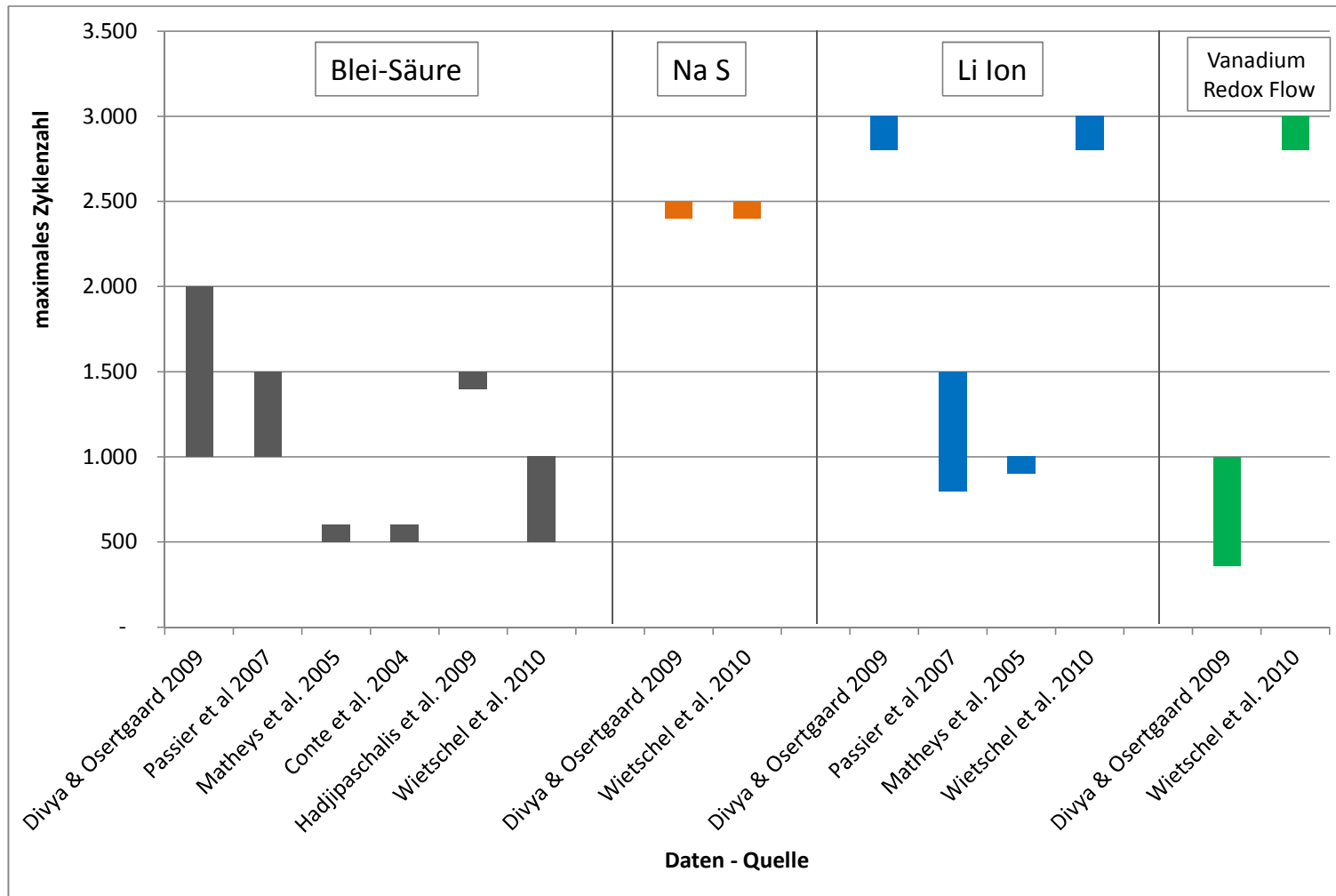
## Annahmen für Analyse:

		Tagesspeicher	Wochenspeicher
Lade-/ Entladeleistung	[MW]	300	300
Energieinhalt effektiv	[MWh]	2100	10500
Nutzinhalt Speicherbecken	[Mio. m <sup>3</sup> ]	2,6	8
Fallhöhe	[m]	300	500
Investitionskosten	[€/kW]	750	1500

## Speicherwirkungsgrad



## Maximale Zyklenzahl (80% DOD)



## Investitionskosten

