

## Möglichkeiten zur Speicherung von elektrischer Energie und Speicherbedarfe – In aller Kürze

Richard Hanke-Rauschenbach, Astrid Bensmann & Boris Bensmann

Institut für Elektrische Energiesysteme (IfES)  
Fachgebiet Elektrische Energiespeichersysteme

Leibniz Forschungszentrum Energie 2050 (LiFE 2050)

Sitzung der BAG-Energie, Bündnis 90/Die Grünen, 28.10.2017, Berlin

*Bitte beachten Sie:*

*Dies ist nur ein kurzer Vortrag!*

*Einige Aspekte sind deshalb vereinfacht dargestellt. Tatsächlich sind die zugrunde liegenden Zusammenhänge etwas komplexer und bedürfen teilweise einer differenzierteren Betrachtung.*

*Bitte sprechen Sie mich im Bedarfsfall gern an, wenn Sie einzelne Aspekte belastbar formuliert benötigen.*

## Gliederung



1. Welche Stromspeichertechnologien gibt es und auf welche Kenngrößen kommt es an?
2. Welche Speichertechnologien und welche Speicherkapazitäten brauchen wir für die Energiewende?
3. Ausblick: Sektorenkopplung – Speicherbedarfe reduzieren und Gesamtsystem dekarbonisieren

### Technologieüberblick (1/2)

**B1** Supercap-Rekuperationsspeicher für AutoTram Extra Grand

Speicherkapazität $E$	940,0 Wh
Entladeleistung $P$	420,0 kW
Kleinstmögliche Entladezeit $E/P$	8,1 s
Energie- und Leistungsdichten	
$e_v$ 1.370,8 <sup>a</sup> Wh/m <sup>3</sup>	$p_v$ 612,5 <sup>a</sup> kW/m <sup>3</sup>
$e_m$ 1.342,9 mWh/kg	$p_m$ 600,0 W/kg
Max. Kalender. Lebensdauer	10 a
Max. Zyklenzahl	1.000.000 -
	101.836 <sup>b</sup> €

Other cards visible in the stack include 'Tertiäre galvanische Systeme', 'Lageenergiespeicher', and 'Druckluftenergiespeicher'.

## Technologieüberblick (2/2)



- Klassifikation von Speichern nach Energieform, in der die Speicherung erfolgt
- | Energieform  | Beispiele                |
|--|--------------------------|
| Elektrische Feldenergie (Lageenergie in einem elektrischen Feld) | Superkondensatoren       |
| Magnetische Feldenergie  | Supraleitende Spulen     |
| Innere chemische Energie   | Akkumulatoren            |
| Innere thermische Energie  | Druckluftenergiespeicher |
| Kinetische Energie   | Schwungradspeicher       |
| Potentielle Energie (Lageenergie im Schwerfeld der Erde)         | Pumpspeicherkraftwerke   |
- Weitere mögliche Speicherklassifikationen
- entsprechend **typischer Speicherdauer** Kurzzeitspeicher ↔ Langzeitspeicher
  - entsprechend **typischer Entlade-/Ladezeit** Leistungssysteme ↔ Energiesysteme
  - entsprechend **Anordnung im Versorgungsnetz** zentrale Speicher ↔ dezentrale Speicher
  - ...

## Wichtige Kenngrößen für stationäre Stromspeicher zur Deckung ...



... des Ausgleichsbedarfs im Kontext der Nutzung erneuerbare Energien\*

- Speicherkapazität  $E$  (in kWh), Lade-/Entladeleistung  $P$  (in kW)
- Spezifische Kapazität des Speichers  $\varepsilon$  (in kWh/kW)

$$\varepsilon = \frac{E}{P}$$

← Speicherkapazität

← max. Lade-/Entladeleistung

\*Für andere Anwendungen gibt es andere wichtige Kenngrößen!

### Wichtige Kenngrößen für Speicher zur Deckung ...

... des Ausgleichsbedarfs im Kontext der Nutzung erneuerbare Energien\*

- Speicherkapazität  $E$  (in kWh)
- Spezifische Kapazität des Speichers  $\varepsilon$  (in kWh/kW)

$$\varepsilon = \frac{E}{P}$$

$E$  ← Speicherkapazität  
 $P$  ← max. Lade-/Entladeleistung

Beispiel: Tesla Powerwall  
 $\varepsilon = 6,4 \text{ kWh}/2 \text{ kW}$   
 $= 3,1 \text{ kWh}/\text{kW}$

Beispiel: Wind-H<sub>2</sub>-System  
 $\varepsilon = 33 \text{ GWh}/270 \text{ MW}$   
 $= 122 \text{ kWh}/\text{kW}$

\*Für andere Anwendungen gibt es ...

Tertiäre galvanische Systeme



**H4** 500 MW/133 GWh  
Wind-Wasserstoff-System

Speicherkapazität $E$	33,0 GWh
Entladeleistung $P$	270,0 MW
Kleinstmögliche Entladezeit $E/P$	122,2 h
Energie- und Leistungsdichten	
$e_v$	66,0 kWh/m <sup>3</sup>
$e_m$	8.250,0 Wh/kg
Calendar. Lebensdauer	$P_v$ 0,5 kW/m <sup>3</sup>
Max. Zyklenzahl	$P_m$ 67,5 W/kg
Anschaffungskosten	717 <sup>a</sup> -
... auf $E$ bezogen	922.370.400 €
... auf $P$ bezogen	28 €/kWh
Min. Durchspeicherkosten	3.416 €/kW
Wälzwirkungsgrad	0,04 €/kWh

R. Hanke-Rauschenbach et al. | Institut für Elektrische


### Wichtige Kenngrößen für stationäre Stromspeicher zur Deckung ...

... des Ausgleichsbedarfs im Kontext der Nutzung erneuerbare Energien\*

- Speicherkapazität  $E$  (in kWh), Lade-/Entladeleistung  $P$  (in kW)
- Spezifische Kapazität des Speichers  $\varepsilon$  (in kWh/kW)
- Wälzwirkungsgrad  $\eta_{cycl}$  (in %)

$$\eta_{cycl} = \frac{W_{entl}}{W_{lad}}$$

← ausgespeicherte Energie (in kWh)  
 ← zuvor eingespeicherte Energie (in kWh)



R. Hanke-Rauschenbach et al. | Institut für Elektrische Energiesysteme (IfES) | 28.10.2017, Berlin

Seite 8

### Wichtige Kenngrößen für Speicher zur Deckung ...

... des Ausgleichsbedarfs im Kontext erneuerbare Energien\*

- Speicherkapazität  $E$  (in kWh)
- Spezifische Kapazität des Speichers  $\epsilon = E/P$  (in kWh/kW)
- Wälzwirkungsgrad  $\eta_{cycl}$  (in %)

$$\eta_{cycl} = \frac{W_{entl}}{W_{lad}}$$

← ausgespeichelt  
← zuvor einge

Energie- und Leistungsdichten	
$e_v$	66,0 kWh/m <sup>3</sup>
$e_m$	8.250,0 Wh/kg
$p_v$	0,5 kW/m <sup>3</sup>
$p_m$	67,5 W/kg
Kalendar. Lebensdauer	20 a
Max. Zyklenzahl	717*
Anschaffungskosten	922.370.400 €
... auf $E$ bezogen	28 €/kWh
... auf $P$ bezogen	3.416 €/kW
Min. Durchspeicherkosten	0,04 €/kWh
Wälzwirkungsgrad	27-65 %
Selbstentladung	≈ 0 %/d
Max. Reaktionszeit	< 15 <sup>b</sup> min

R. Hanke-Rauschenbach et al. | Institut für Elektrische Energiesysteme (IfES) | 28.10.2017, Berlin

### Wichtige Kenngrößen für stationäre Stromspeicher zur Deckung ...

... des Ausgleichsbedarfs im Kontext der Nutzung erneuerbare Energien\*

- Speicherkapazität  $E$  (in kWh), Lade-/Entladeleistung  $P$  (in kW)
- Spezifische Kapazität des Speichers  $\epsilon = E/P$  (in kWh/kW)
- Wälzwirkungsgrad  $\eta_{cycl}$  (in %)
- Anschaffungskosten  $K$  (in EUR); zwei Anteile
  - a) mit der Kapazität skalierende Kosten  $\kappa_E$  (in EUR/kWh)
  - b) mit der Leistung skalierende Kosten  $\kappa_P$  (in EUR/kW)

$$K = \kappa_E \cdot E + \kappa_P \cdot P \quad (\text{in EUR})$$

$$K/E = \kappa_E + \kappa_P \cdot 1/\epsilon \quad (\text{in EUR/kWh})$$

Beispiel: Batterie-Speichersystem

R. Hanke-Rauschenbach et al. | Institut für Elektrische Energiesysteme (IfES) | 28.10.2017, Berlin Seite 10

## Wichtige Kenngrößen für stationäre Stromspeicher zur Deckung ...



- Anschaffungskosten; zwei Anteile
  - a) mit der Kapazität skalierende Kosten  $\kappa_E$  (in EUR/kWh)
  - b) mit der Leistung skalierende Kosten  $\kappa_P$  (in EUR/kW)

$$K/E = \kappa_E + \kappa_P \cdot 1/\varepsilon \quad (\text{in EUR/kWh})$$

### Beispiel: Li-Ionen-Akkumulator

( $\kappa_E \approx 800$  EUR/kWh,  $\kappa_P \approx 150$  EUR/kW)

- \* System mit spezifischer Kapazität von  $\varepsilon=5$  kWh/kW

$$K/E = 800 \text{ EUR/kWh} + 150 \text{ EUR/kW} \cdot 1/(5 \text{ kWh/kW}) \\ = 830 \text{ EUR/kWh}$$

- \* System mit spezifischer Kapazität von  $\varepsilon=150$  kWh/kW

$$K/E = 800 \text{ EUR/kWh} + 150 \text{ EUR/kW} \cdot 1/(150 \text{ kWh/kW}) \\ = 801 \text{ EUR/kWh}$$

## Wichtige Kenngrößen für stationäre Stromspeicher zur Deckung ...



- Anschaffungskosten; zwei Anteile
  - a) mit der Kapazität skalierende Kosten  $\kappa_E$  (in EUR/kWh)
  - b) mit der Leistung skalierende Kosten  $\kappa_P$  (in EUR/kW)

$$K/E = \kappa_E + \kappa_P \cdot 1/\varepsilon \quad (\text{in EUR/kWh})$$

### Beispiel: Wasserstoff-System mit Kavernenspeicher

( $\kappa_E \approx 0,50$  EUR/kWh,  $\kappa_P \approx 1500$  EUR/kW)

- \* System mit spezifischer Kapazität von  $\varepsilon=5$  kWh/kW

$$K/E = 0,50 \text{ EUR/kWh} + 1500 \text{ EUR/kW} \cdot 1/(5 \text{ kWh/kW}) \\ = 300,50 \text{ EUR/kWh}$$

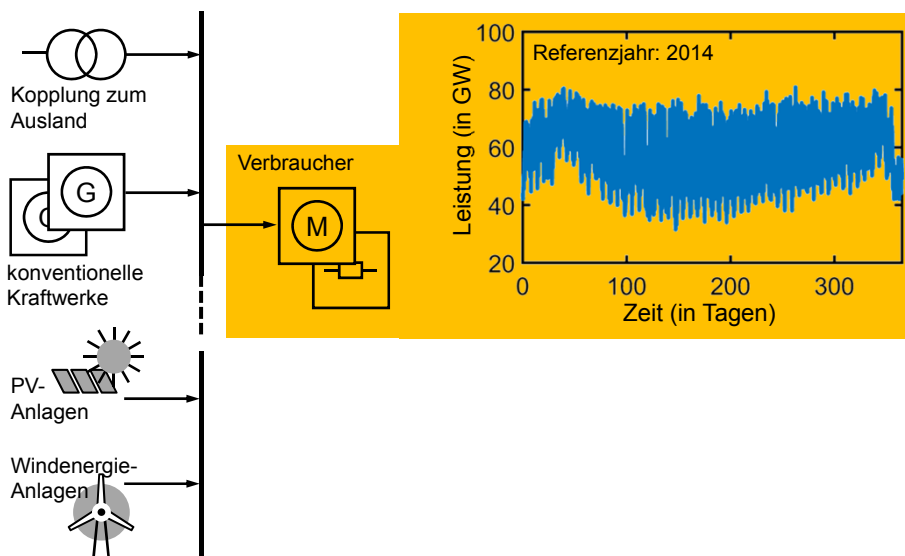
- \* System mit spezifischer Kapazität von  $\varepsilon=150$  kWh/kW

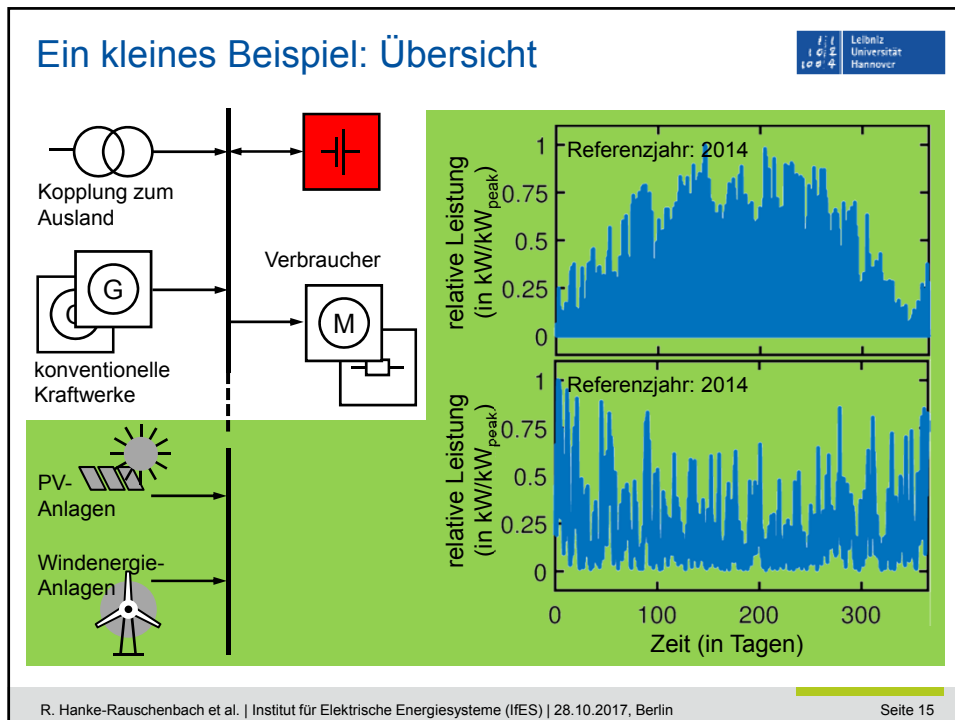
$$K/E = 0,50 \text{ EUR/kWh} + 1500 \text{ EUR/kW} \cdot 1/(150 \text{ kWh/kW}) \\ = 10,50 \text{ EUR/kWh}$$

## Gliederung

1. Welche Stromspeichertechnologien gibt es und auf welche Kenngrößen kommt es an?
- 2. Welche Speichertechnologien und welche Speicherkapazitäten brauchen wir für die Energiewende?**
3. Ausblick: Sektorenkopplung – Speicherbedarfe reduzieren und Gesamtsystem dekarbonisieren

## Ein kleines Beispiel: Übersicht






### Achtung: dies ist ein „Spielzeug“-Beispiel mit folgende Einschränkungen/Annahmen

- Annahmen, welche die „Modellrealität“ eher verschärfen
  - andere EE-Dargebote (Biomasse, Laufwasser, ...) werden vernachlässigt
  - (hoffentlich) sinkender Energiebedarf mit vorschreitender Zeit ist nicht berücksichtigt
- Annahmen, welche die „Modellrealität“ eher verwässern
  - perfektes Stromnetz ist unterstellt („Deutschland als Kupferplatte“)
  - Ideales Verhalten aller Marktteilnehmer unterstellt
  - Speicherverluste vernachlässigt
  - ...

**Aber ein sehr wertvolles „Spielzeug“-Beispiel, weil es viele relevante Effekte qualitativ richtig beschreibt**


R. Hanke-Rauschenbach et al. | Institut für Elektrische Energiesysteme (IfES) | 28.10.2017, Berlin Seite 16



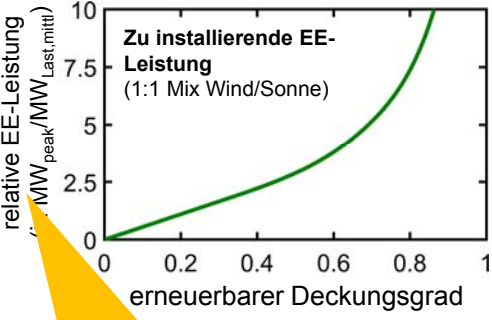


## Situation ohne Speicher

Seite 17



## Ein kleines Beispiel: Situation ohne Speicher

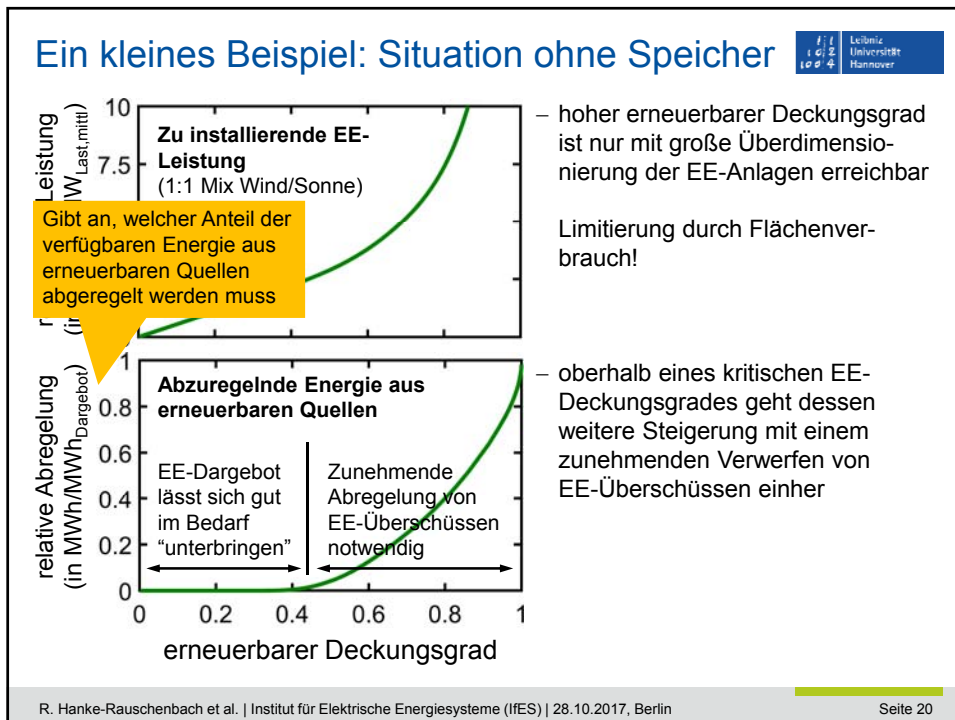
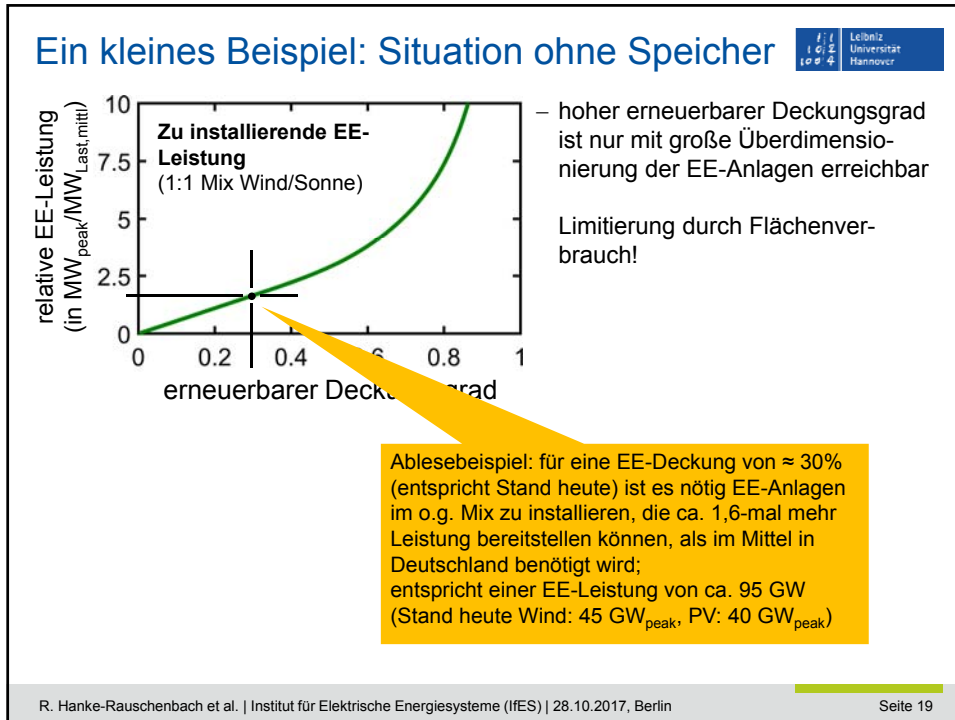


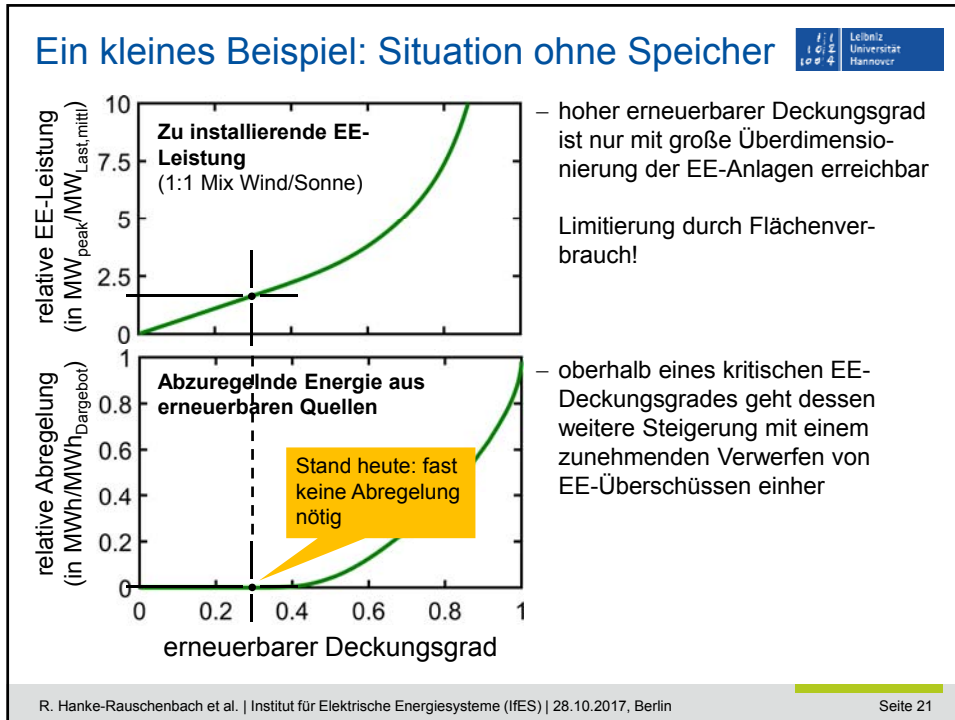
**Zu installierende EE-Leistung  
(1:1 Mix Wind/Sonne)**

Energiewende  
geschafft!

Gibt an, wieviel EE-Leistung installiert werden muss; als relative Größe angegeben, bezogen auf die mittlere Lastleistung (hier  $\bar{P}_L = 58,2$  GW)

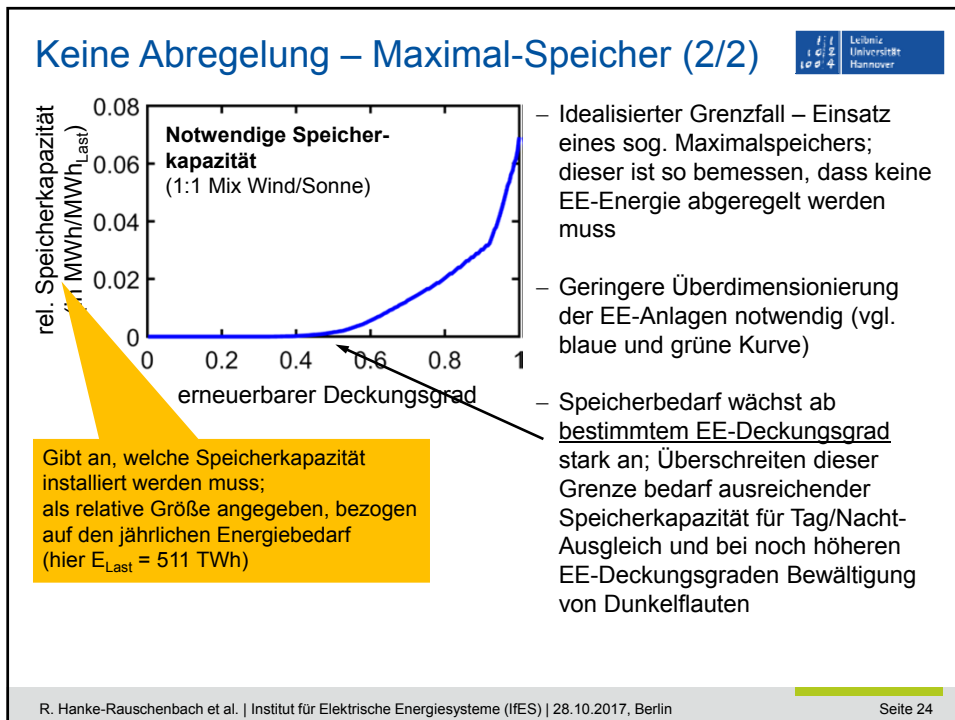
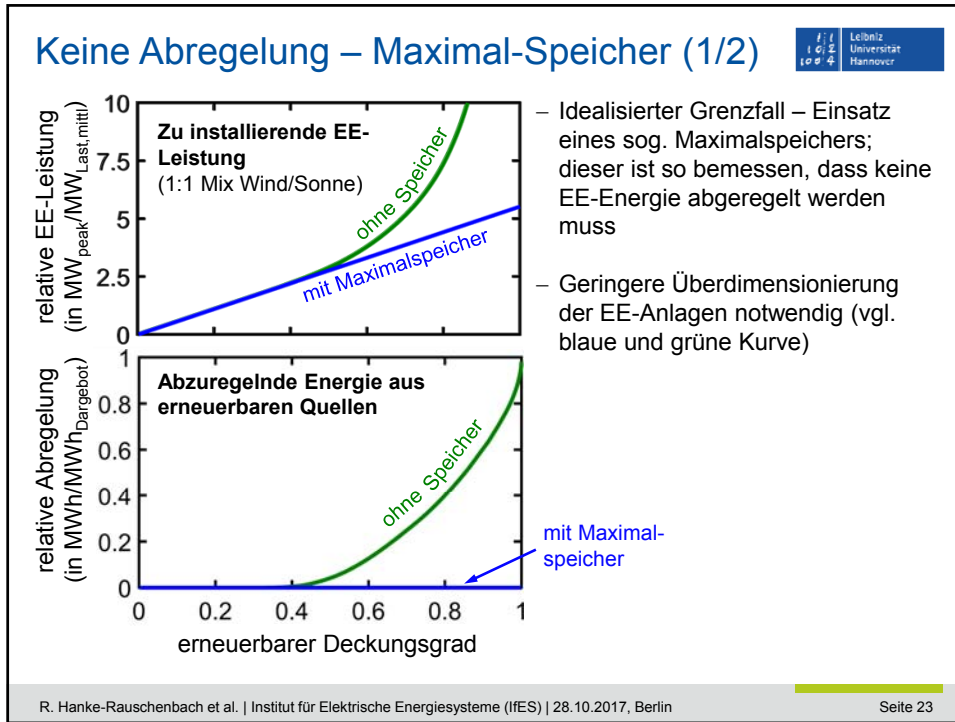
Seite 18






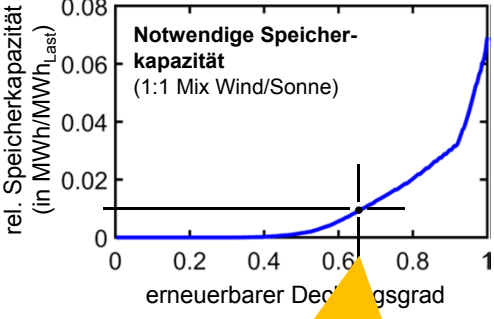
Situation mit einem sog. Maximalspeicher,  
d.h. ohne Abregelung von EE

R. Hanke-Rauschenbach et al. | Institut für Elektrische Energiesysteme (IfES) | 28.10.2017, Berlin Seite 22



## Keine Abregelung – Maximal-Speicher (2/2)






**Notwendige Speicherkapazität**  
(1:1 Mix Wind/Sonne)

Ablesebeispiel: für eine EE-Deckung von ≈ 65% wäre es nötig Speicher zu installieren, die 1% des Jahresendenergieverbrauchs aufnehmen/abgeben können; entspricht einer Kapazität ≈ 5 TWh (entspr. ca. dem 120-fachen der heute in Deutschland installierten Speicherkapazität)

- Idealisierter Grenzfall – Einsatz eines sog. Maximalspeichers; dieser ist so bemessen, dass keine EE-Energie abgeregelt werden muss
- Geringere Überdimensionierung der EE-Anlagen notwendig (vgl. blaue und grüne Kurve)
- Speicherbedarf wächst ab bestimmtem EE-Deckungsgrad stark an; Überschreiten dieser Grenze bedarf ausreichender Speicherkapazität für Tag/Nacht-Ausgleich und bei noch höheren EE-Deckungsgraden Bewältigung von Dunkelflauten

R. Hanke-Rauschenbach et al. | Institut für Elektrische Energiesysteme (IfES) | 28.10.2017, Berlin

Seite 25



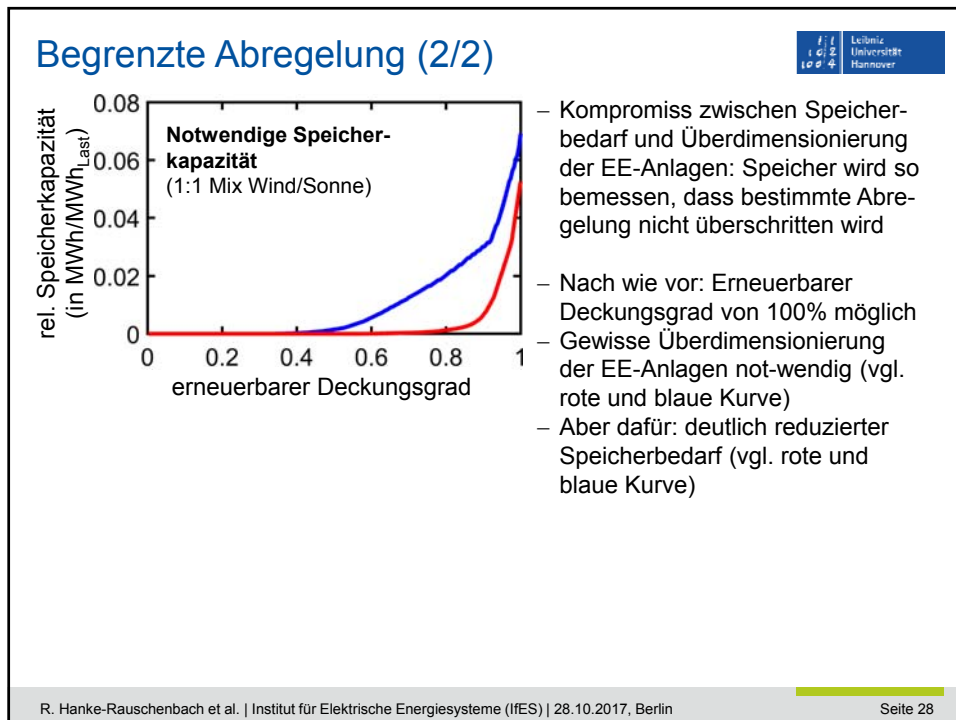
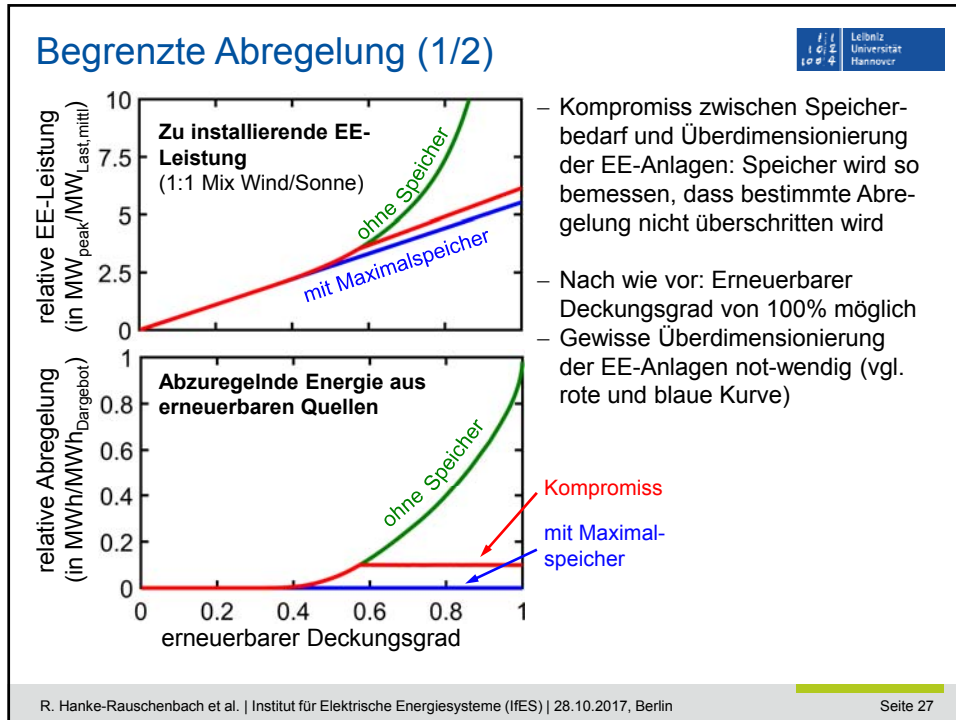
Kompromiss zwischen  
Speicherbedarf  
und  
Überdimensionierung der EE-Anlagen


Kompromiss hinsichtlich

- Flächenverfügbarkeit für EE-Anlagen
- verfügbare Speicherpotentiale
- Kosten
- ...

R. Hanke-Rauschenbach et al. | Institut für Elektrische Energiesysteme (IfES) | 28.10.2017, Berlin


Seite 26



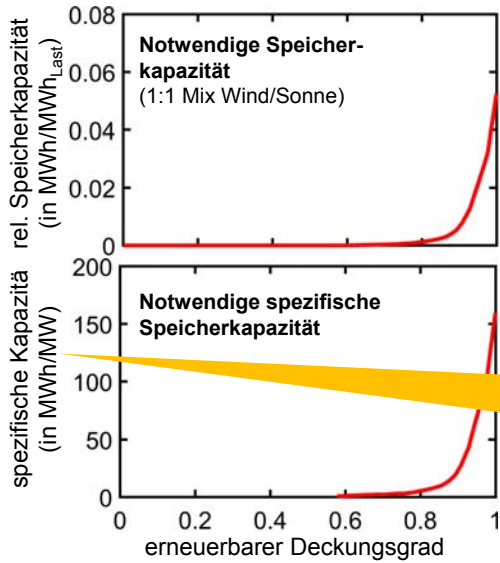


## Welche Speichertyp kommen in Frage?

Seite 29



## Welcher Speichertyp kommt in Frage?



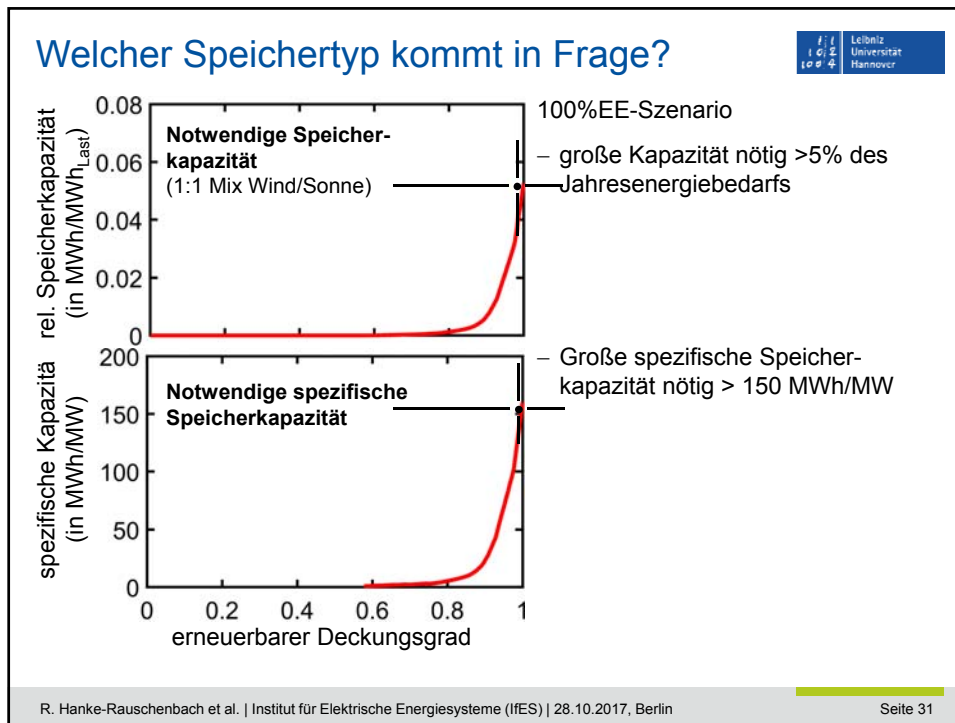
**Notwendige Speicherkapazität**  
(1:1 Mix Wind/Sonne)

**Notwendige spezifische Speicherkapazität**


Bitte erinnern Sie sich an Teil 1:  
Spezifische Kapazität des Speichers  
 $\epsilon = E/P$  (in kWh/kW)

mit  $E$  ... Speicherkapazität (in kWh),  
 $P$  ... Lade-/Entladeleistung (in kW)

Seite 30



### 100%EE-Szenario



- Erinnerung (vgl. Teil 1): für System mit einer spezifischen Kapazität von  $\epsilon=150$  kWh/kW ergab sich
  - \* auf Basis eines Li-Ionen-Akkumulators ( $\kappa_E \approx 800$  EUR/kWh,  $\kappa_P \approx 150$  EUR/kW)
 
$$K/E = 800 \text{ EUR/kWh} + 150 \text{ EUR/kW} \cdot 1/(150 \text{ kWh/kW})$$

$$= 801 \text{ EUR/kWh}$$
  - \* auf Basis eines Wasserstoff-System mit Kavernenspeicher ( $\kappa_E \approx 0,50$  EUR/kWh,  $\kappa_P \approx 1500$  EUR/kW)
 
$$K/E = 0,50 \text{ EUR/kWh} + 1500 \text{ EUR/kW} \cdot 1/(150 \text{ kWh/kW})$$

$$= 10,50 \text{ EUR/kWh}$$

Wasserstoffsystem ist wesentlich billiger!  
(zum Vergleich: Pumpspeicher  $\kappa_E \approx 50$  EUR/kWh,  $\kappa_P \approx 750$  EUR/kW  $\rightarrow K/E = 53$  EUR/kWh)

R. Hanke-Rauschenbach et al. | Institut für Elektrische Energiesysteme (IfES) | 28.10.2017, Berlin Seite 32



## Wasserstoffbasiertes Speichersystem

Stromnetz

Wasser-Elektrolyse

Rückverstromung

H<sub>2</sub>

Untergrundspeicherung

- Voraussetzung zur Erreichung hoher erneuerbarer Deckungsgrade; konkret: Überbrückung von sog. Dunkelflauten (10-20 Tage)
- benötigt werden hierfür Speicher mit hoher spez. Kapazität > 150 kWh/kW
- H<sub>2</sub>-basierte Unterspeicherung stellt hierfür (trotz des schlechten Wälzwirkungsgrades) voraussichtlich die einzig sinnvolle Lösung dar:
  - ökonomische Sicht\*: ≈ 10 EUR/kWh (Pumpspeicher: ≈ 50 EUR/kWh, Li-Ionen-Akku: ≈ 100 EUR/kWh)
  - Verfüg. Potential: mind. 230 TWh (Pumpspeicher: ≈ 100 GWh)

\*Datenbasis: 2050, berücksichtigt sind sowohl Kosten für Energieteil des Speichers als auch für den entsprechend dimensionierten Leistungsteil

R. Hanke-Rauschenbach et al. | Institut für Elektrische Energiesysteme (IfES) | 28.10.2017, Berlin
Seite 33

## Wasserstoffbasiertes Speichersystem

Stromnetz

Wasser-Elektrolyse

Rückverstromung

H<sub>2</sub>

Untergrundspeicherung

- Voraussetzung zur Erreichung hoher erneuerbarer Deckungsgrade; konkret: Überbrückung von sog. Dunkelflauten (10-20 Tage)
- benötigt werden hierfür Speicher mit hoher spez. Kapazität > 150 kWh/kW
- H<sub>2</sub>-basierte Unterspeicherung stellt hierfür (trotz des schlechten Wälzwirkungsgrades) voraussichtlich die einzig sinnvolle Lösung dar:
  - ökonomische Sicht\*: ≈ 10 EUR/kWh (Pumpspeicher: ≈ 50 EUR/kWh, Li-Ionen-Akku: ≈ 100 EUR/kWh)
  - Verfüg. Potential: mind. 230 TWh (Pumpspeicher: ≈ 100 GWh)

Ausgewertete Strukturen [-]	Energiegehalt CAES [TWh]	Energiegehalt H <sub>2</sub> [TWh]
<b>Gesamt</b>	<b>4,5</b>	<b>1.614</b>
Berlin / Brandenburg	0,5	159
Bremen / Niedersachsen	2,0	702
Hamburg / Schleswig-Holstein	0,7	413
Mecklenburg-Vorpommern	9	193
Sachsen-Anhalt	32	147

BMBF-Projekt InSpEE – Informationssystem Salzstrukturen: Planungsgrundlagen, Auswahlkriterien und Potenzialabschätzung für die Errichtung von Salzkavernen zur Speicherung von Erneuerbaren Energien

\*, berücksichtigt sind sowohl Kosten für Energieteil des Speichers als auch für den entsprechend dimensionierten Leistungsteil

R. Hanke-Rauschenbach et al. | Institut für Elektrische Energiesysteme (IfES) | 28.10.2017, Berlin
Seite 34

Kenngroßen H <sub>2</sub> -basierte Energiespeicher <sup>a</sup>		
	2015	2050
Spezifische Leistung, $\varepsilon = E/P$	flexibel	
Lade-/Entladewirkungsgrad, $\eta_{lad} \cdot \eta_{entl}$	23-28%	40-50%
Ratenkonstante, Selbstentladung	0-1%/m	0-1%/m
kalendarische Lebensdauer	40 Jahre	40 Jahre
Zykluslebensdauer (Vollzyklen)	10.000	10.000
Investitionskosten		
... mit Kapazität skalierender Teil	0,3-0,6 €/kWh <sup>b</sup>	0,3-0,6 €/kWh <sup>b</sup>
... mit Leistung skalierender Teil	1.107-1.323 €/kW	515-635 €/kW
laufende Kosten bezogen auf Investkost.	3,5%/a	3,5%/a
Kapazitäts-/Leistungsuntergrenze	mind. 100 GWh <sup>c</sup>	
Potentialgrenze (BRD)	200 TWh <sup>d</sup>	
kritische Ressourcen	Platin 0,25-0,5 kg/MWh	
spez. Flächenbedarf	< 0,1 m <sup>2</sup> /MWh <sup>e</sup>	

<sup>a</sup>falls nicht anderweitig angegeben, Kenndaten nach Elsner und Sauer (2015)      <sup>b</sup>Kavernenspeicherung unterstellt  
<sup>c</sup>Abschätzung; Mindestkavernenvolumen (geom.): 0,3 Mio m<sup>3</sup> (Fichtner, 2014), spez. Energie Druckwasserstoff: 333 Wh/m<sup>3</sup>  
<sup>d</sup>Wert ist kritisch zu hinterfragen; Elsner und Sauer setzen hier das Speichervermögen der dt. Erdgasspeicher an, die dann in Konkurrenz zu nutzen wären, Fichtner (2014) hingegen weist allein in Norddeutschland geeignete Strukturen mit 232 TWh aus  
<sup>e</sup>grobe Abschätzung; unterstellte Kaverne: 100 GWh, 100x100 m<sup>2</sup> oberirdische Anlage


R. Hanke-Rauschenbach et al. | Institut für Elektrische Energiesysteme (IfES) | 28.10.2017, Berlin Seite 35

Kenngroßen Lithium-Ionen-Akkumulatoren <sup>a</sup>		
	2015	2050
Spezifische Leistung, $\varepsilon = E/P$	0,5-10 kWh/kW	0,2-10 kWh/kW
Lade-/Entladewirkungsgrad, $\eta_{lad} \cdot \eta_{entl}$	84-87%	85-95%
Ratenkonstante, Selbstentladung	3-11%/m	1-5%/m
kalendarische Lebensdauer	11-15 Jahre	14-30 Jahre
Zykluslebensdauer (Vollzyklen)	5.000	12.000
Investitionskosten		
... mit Kapazität skalierender Teil	310-580 €/kWh (580-2.100 €/kWh) <sup>b</sup>	66-145 €/kWh (145-445 €/kWh) <sup>b</sup>
... mit Leistung skalierender Teil	140-180 €/kW	30-60 €/kW
laufende Kosten bezogen auf Investkost.	0,5-1,5%/a	0,5-1,5%/a
Kapazitäts-/Leistungsuntergrenze	keine	
Potentialgrenze (BRD)	keine	
kritische Ressourcen	Lithium 80-200 kg/MWh, Cobalt 400-500 kg/MWh	
spez. Flächenbedarf	ca. 15 m <sup>2</sup> /MWh <sup>c</sup>	

<sup>a</sup>falls nicht anderweitig angegeben, Kenndaten nach Elsner und Sauer (2015)      <sup>b</sup>gilt für kleinskalige Systeme (Heimanlagen)  
<sup>c</sup>grobe Abschätzung; angenommene Gebäudehöhe 2,5 m

R. Hanke-Rauschenbach et al. | Institut für Elektrische Energiesysteme (IfES) | 28.10.2017, Berlin Seite 36

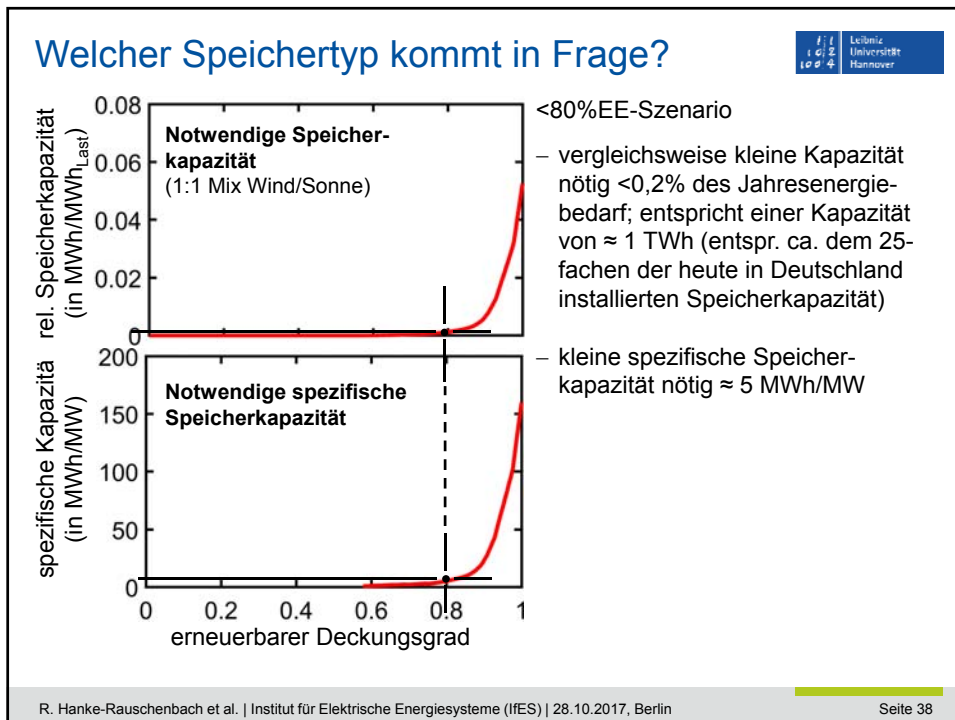
### Kenngroßen Pumpspeicherkraftwerke<sup>a</sup>



	2015	2050
Spezifische Leistung, $\varepsilon = E/P$	flexibel	
Lade-/Entladewirkungsgrad, $\eta_{lad} \cdot \eta_{entl}$	73-84%	73-84%
Ratenkonstante, Selbstentladung	0,2-0,6%/m	0,2-0,6%/m
alendarische Lebensdauer	80 Jahre	80 Jahre
Zykluslebensdauer (Vollzyklen)	100.000	100.000
<b>Investitionskosten</b>		
... mit Kapazität skalierender Teil	25-75 €/kWh	25-75 €/kWh
... mit Leistung skalierender Teil	680-1.065 €/kW	680-1065 €/kW
laufende Kosten bezogen auf Investkost.	1,2%/a	1,2%/a
Kapazitäts-/Leistungsuntergrenze	mind. 370 MWh <sup>b</sup>	
Potentialgrenze (BRD)	100 GWh <sup>c</sup>	
kritische Ressourcen	keine	
spez. Flächenbedarf	ca. 90 m <sup>2</sup> /MWh <sup>d</sup>	

<sup>a</sup>falls nicht anderweitig angegeben, Kenndaten nach Elsner und Sauer (2015)  
<sup>b</sup>nach Fichtner (2014)  
<sup>c</sup>Wert ist kritisch zu hinterfragen; stark divergierende Angaben in der Literatur  
<sup>d</sup>grobe Abschätzung; unterstellte Fallhöhe 200 m, unterstellte Dammhöhe/Beckentiefe 50 m

R. Hanke-Rauschenbach et al. | Institut für Elektrische Energiesysteme (IfES) | 28.10.2017, Berlin
Seite 37



## <100%EE-Szenarien

- Erinnerung (vgl. Teil 1): für System mit einer spezifischen Kapazität von  $\varepsilon=5$  kWh/kW ergab sich

\* auf Basis eines Li-Ionen-Akkumulators  
( $\kappa_E \approx 800$  EUR/kWh,  $\kappa_P \approx 150$  EUR/kW)

$$K/E = 800 \text{ EUR/kWh} + 150 \text{ EUR/kW} \cdot 1/(5 \text{ kWh/kW})$$

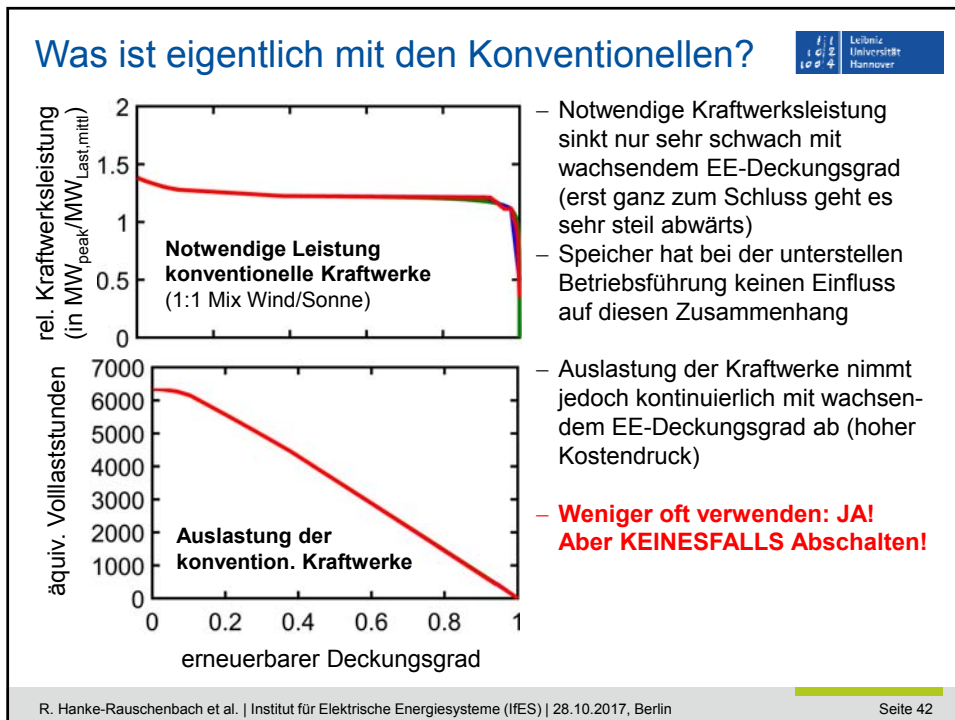
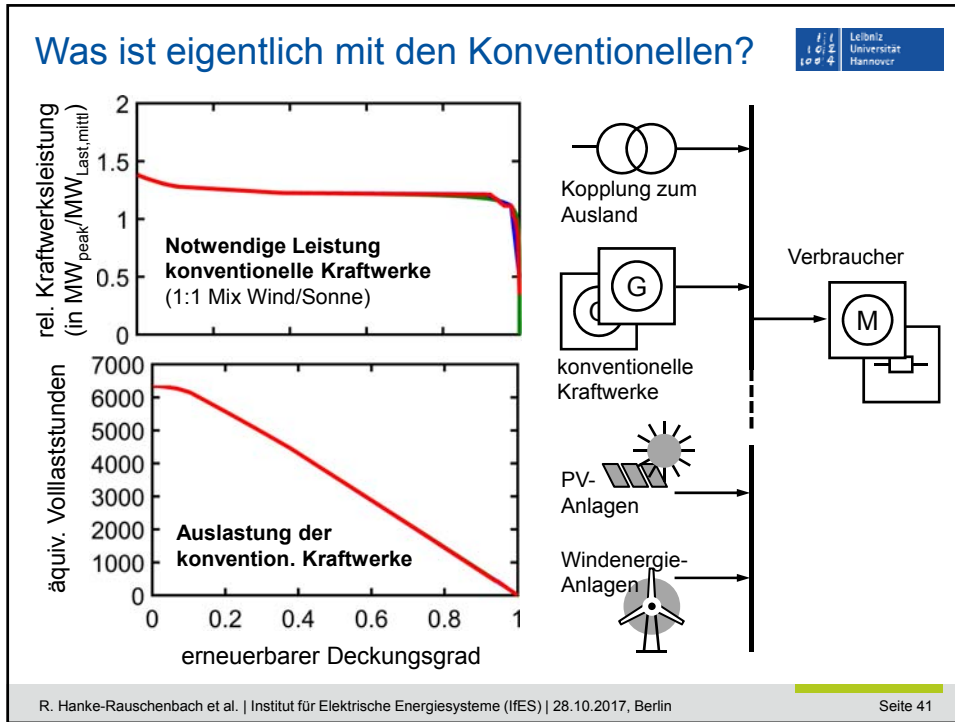
$$= 830 \text{ EUR/kWh}$$


\* auf Basis eines Wasserstoff-System mit Kavernenspeicher  
( $\kappa_E \approx 0,50$  EUR/kWh,  $\kappa_P \approx 1500$  EUR/kW)

$$K/E = 0,50 \text{ EUR/kWh} + 1500 \text{ EUR/kW} \cdot 1/(5 \text{ kWh/kW})$$

$$= 300,50 \text{ EUR/kWh}$$

Was ist eigentlich mit den konventionellen Kraftwerken?






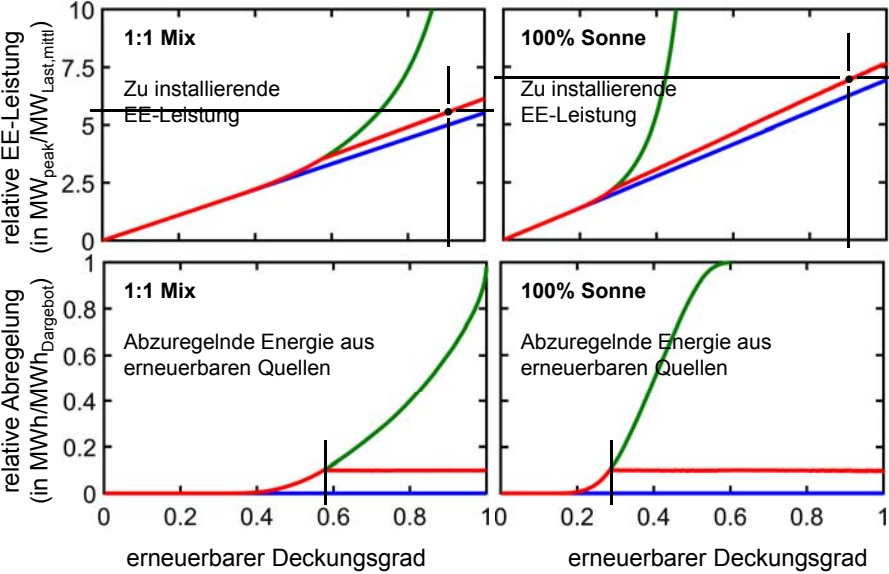
## Letzter Aspekt: Auf den optimalen EE-Mix kommt es an!

R. Hanke-Rauschenbach et al. | Institut für Elektrische Energiesysteme (fES) | 28.10.2017, Berlin

Seite 43

### Vergleich Wind – Sonne (1/4)

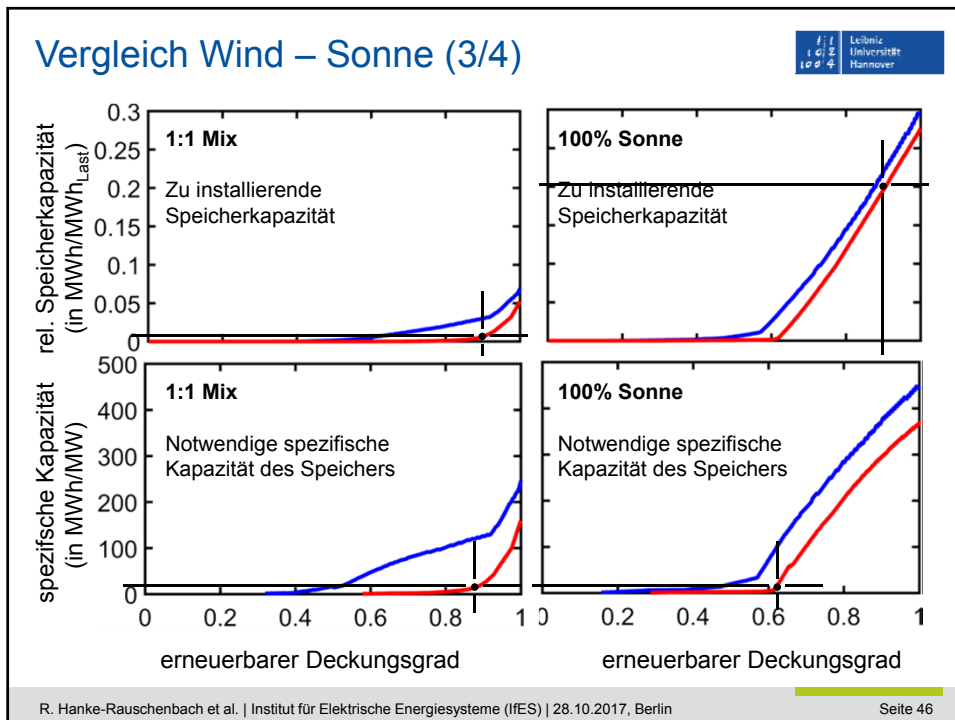
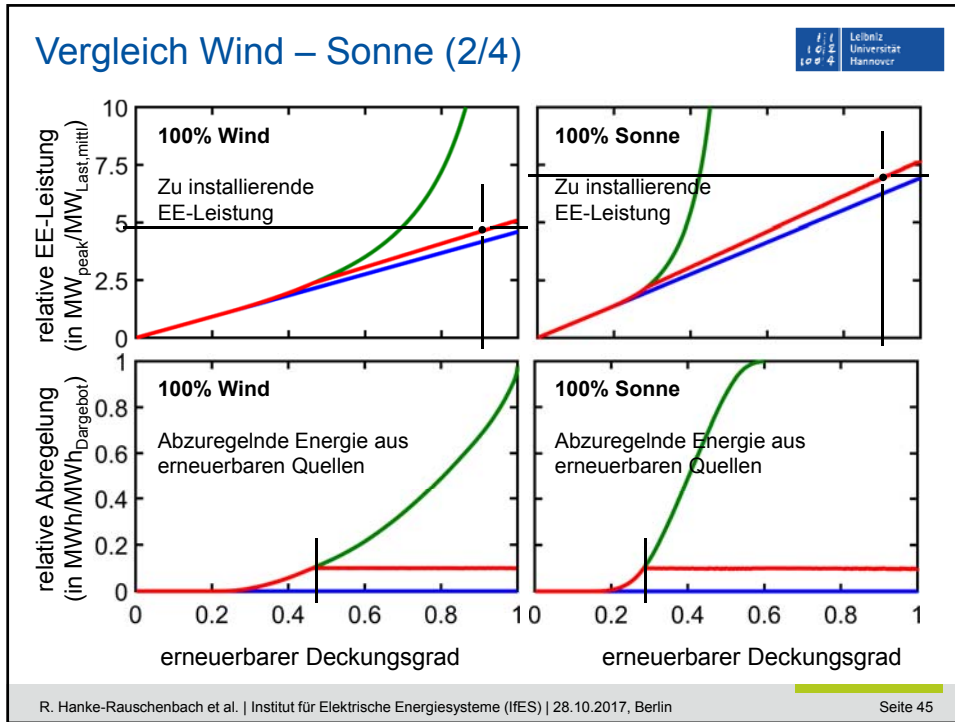


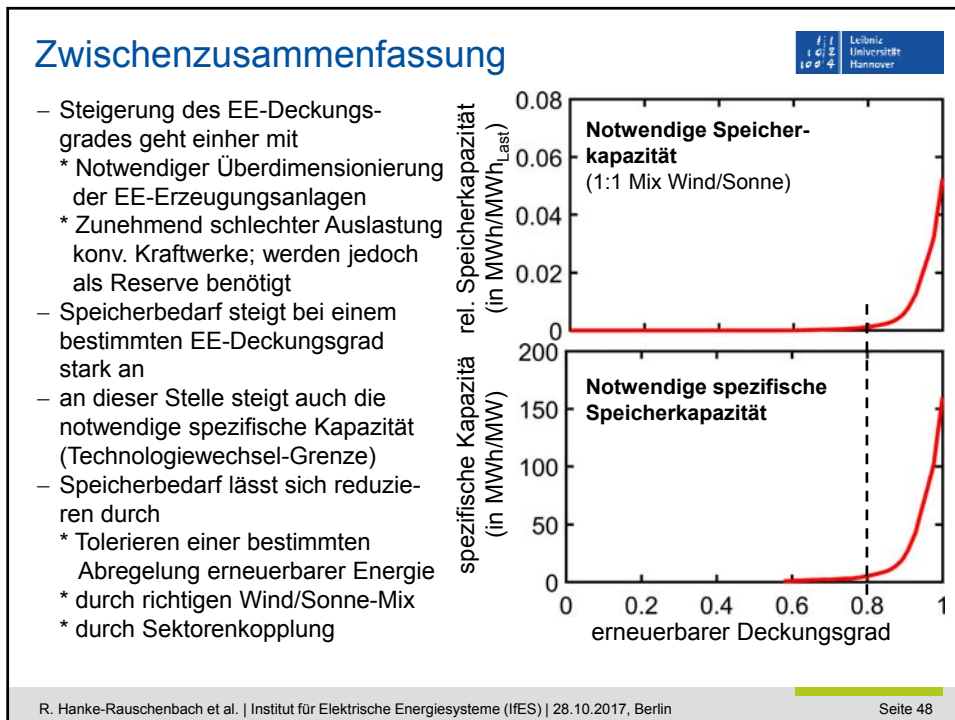
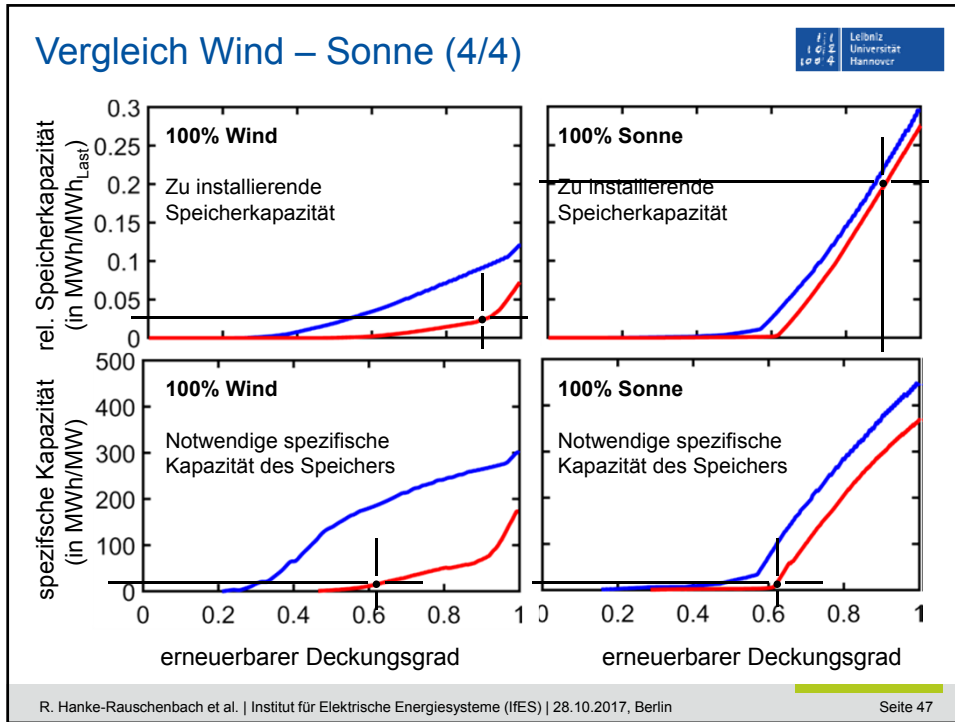


The figure consists of four subplots arranged in a 2x2 grid. The top row shows 'relative EE-Leistung (in MW<sub>peak</sub>/MW<sub>Last,mittl</sub>)' on the y-axis (0 to 10) against 'erneuerbarer Deckungsgrad' on the x-axis (0 to 1). The bottom row shows 'relative Abregelung (in MWh/MWh<sub>Dargebot</sub>)' on the y-axis (0 to 1) against 'erneuerbarer Deckungsgrad' on the x-axis (0 to 1). The left column is for '1:1 Mix' and the right column is for '100% Sonne'. Each plot contains three lines: a red line for total capacity, a blue line for required capacity, and a green line for curtailment. A horizontal line at y=5.5 indicates 'Zu installierende EE-Leistung'. Vertical lines indicate the 'erneuerbarer Deckungsgrad' for each scenario.

R. Hanke-Rauschenbach et al. | Institut für Elektrische Energiesysteme (fES) | 28.10.2017, Berlin

Seite 44



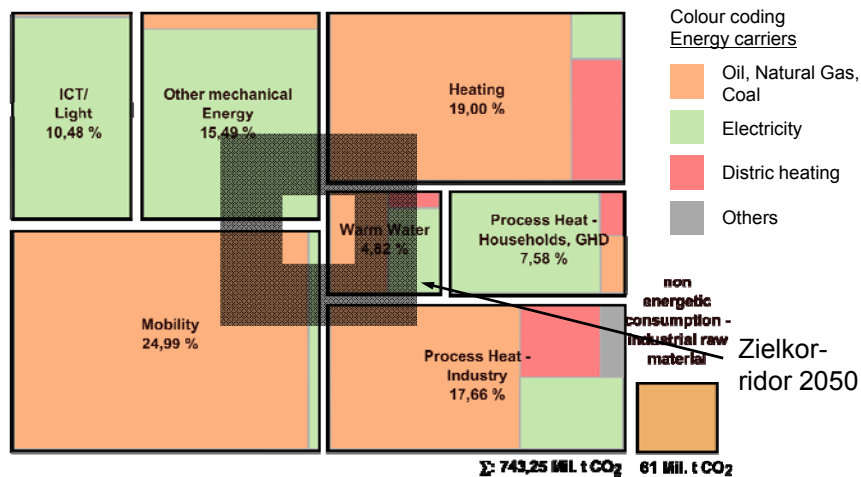




## Gliederung

1. Welche Stromspeichertechnologien gibt es und auf welche Kenngrößen kommt es an?
2. Welche Speichertechnologien und welche Speicherkapazitäten brauchen wir für die Energiewende?
3. **Ausblick: Sektorenkopplung – Speicherbedarfe reduzieren und Gesamtsystem dekarbonisieren**

## CO<sub>2</sub>-Emissionen nach Anwendungsbereichen (Basisjahr: 2014)



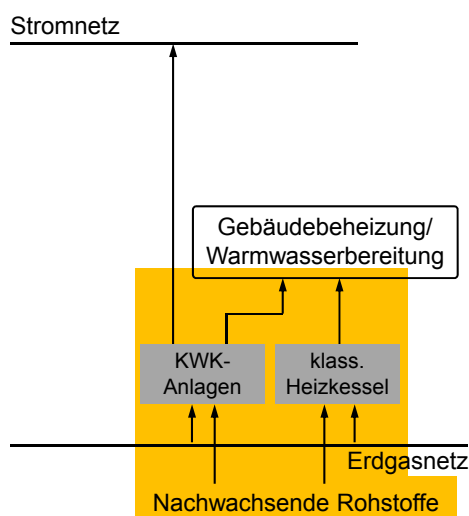
B. Bensmann. Energetische Untersuchungen zur Druckwasserelektrolyse im Kontext von Power-to-Gas-Anwendungen. Dissertationsschrift Universität Magdeburg, 2017.

## Vier (technische) Thesen zur Sektorkopplung



1. Die Sektorkopplung stellt ein wichtiges Lösungselement im Kontext der Wärme-/Verkehrswende dar.
2. Die Umsetzung der Sektorkopplung erfordert einen gleichzeitigen (!) Zubau erneuerbarer Energien. Missachtung dieses Grundsatzes führt gegenwärtig zu einer Erhöhung der CO<sub>2</sub>-Emissionen.
3. Die Sektorkopplung bietet unter bestimmten Voraussetzungen Flexibilitäten für den Betrieb des Stromsystems und hilft damit Speicherbedarfe zu senken.
4. Der Zubau Erneuerbarer zur Verwendung in der Sektorkopplung kommt unter bestimmten Voraussetzungen ohne Netzausbau aus.

## Zu These 1: Gebäudebeheizung/ Warmwasserbereitung



jährl. Substitutionspotential/bedarf\*:  
178 Mio t<sub>CO2</sub> (24% d. CO<sub>2</sub>-Emiss.)  
770 TWh (32% d. Endenergiebed.)

### Dekarbonisierungs-Optionen

– Substitution fossiler Brennstoffe durch nachwachsende Rohstoffe

Problematisch:

- \* niedrige Kettenwirkungsgrade
- \* hoher Flächenbedarf
- \* ggf. unerwünschter Einfluss auf Lebensmittelmärkte

\*Bezugsjahr: 2014

### Zu These 1: Gebäudebeheizung/ Warmwasserbereitung

jährl. Substitutionspotential/bedarf\*:  
178 Mio t<sub>CO2</sub> (24% d. CO<sub>2</sub>-Emiss.)  
770 TWh (32% d. Endenergiebed.)

**Dekarbonisierungs-Optionen**

- Substitution fossiler Brennstoffe durch nachwachsende Rohstoffe
- Power-to-Heat

mittels Wärmepumpenanlagen  
1 kWh elekt. → >3 kWh therm.

ggf. mittels Widerstandsheizung  
1 kWh elekt. → ≈1 kWh therm.

\*Bezugsjahr: 2014

R. Hanke-Rauschenbach et al. | Institut für Elektrische Energiesysteme (IfES) | 28.10.2017, Berlin Seite 53

### Zu These 1: Gebäudebeheizung/ Warmwasserbereitung

jährl. Substitutionspotential/bedarf\*:  
178 Mio t<sub>CO2</sub> (24% d. CO<sub>2</sub>-Emiss.)  
770 TWh (32% d. Endenergiebed.)

**Dekarbonisierungs-Optionen**


- Substitution fossiler Brennstoffe durch nachwachsende Rohstoffe
- Power-to-Heat
- Power-to-Gas-to-Heat

Problematisch: sehr schlechter Kettenwirkungsgrad  
1 kWh elektr. → ≈ 0,6 kWh therm.

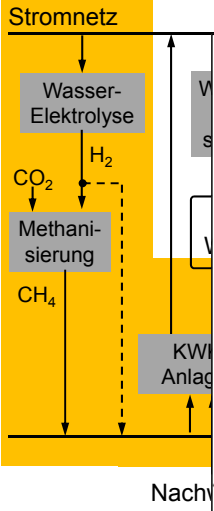
\*Bezugsjahr: 2014

R. Hanke-Rauschenbach et al. | Institut für Elektrische Energiesysteme (IfES) | 28.10.2017, Berlin Seite 54

## Zu These 1: Gebäudebeheizung/ Warmwasserbereitung








**Stromnetz**



Nachw...

jährl. Substitutionspotential/bedarf\*:  
178 Mio t<sub>CO2</sub> (24% d. CO<sub>2</sub>-Emiss.)

Gas transport is the cheapest and most efficient form of energy transport


POWER	GAS
 <ul style="list-style-type: none"> <li>• 260 km</li> <li>• € 600 mln</li> <li>• 1 GW cable capacity</li> <li>• <b>230€ per kW/100 km</b></li> </ul> 	 <ul style="list-style-type: none"> <li>• 230 km</li> <li>• € 500 mln</li> <li>• 20 GW</li> <li>• <b>11€ per kW/100 km</b></li> </ul>  <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>9€ per kW/100 km</b></li> </ul> 

gasunie

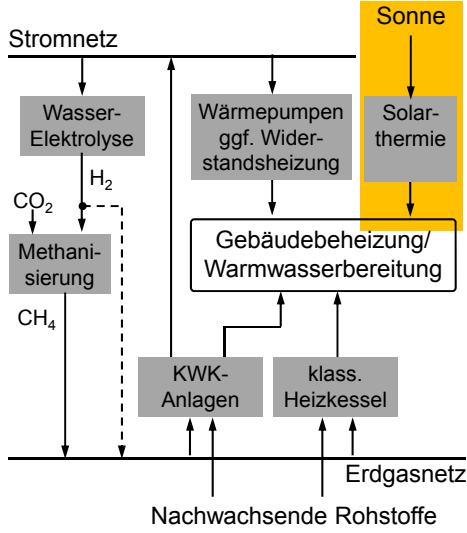
R. Hanke-Rauschenbach et al. | Institut für Elektrische Energiesysteme (IFES) | 28.10.2017, Berlin

Seite 55

## Zu These 1: Gebäudebeheizung/ Warmwasserbereitung



**Stromnetz**



Nachwachsende Rohstoffe

jährl. Substitutionspotential/bedarf\*:  
178 Mio t<sub>CO2</sub> (24% d. CO<sub>2</sub>-Emiss.)  
770 TWh (32% d. Endenergiebed.)

Dekarbonisierungs-Optionen


- Substitution fossiler Brennstoffe durch nachwachsende Rohstoffe
- Power-to-Heat
- Power-to-Gas-to-Heat
- Direkte Nutzung erneuerbarer Energie

\*Bezugsjahr: 2014

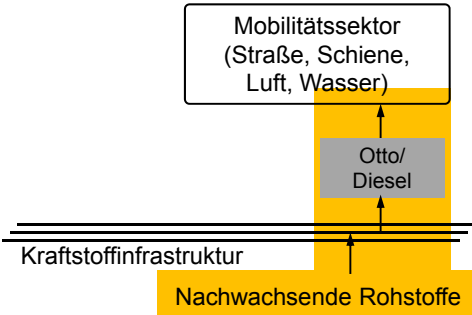
R. Hanke-Rauschenbach et al. | Institut für Elektrische Energiesysteme (IFES) | 28.10.2017, Berlin

Seite 56

## Zu These 1: Beispiel Mobilitätssektor



**Stromnetz**



Nachwachsende Rohstoffe

Kraftstoffinfrastruktur

Otto/  
Diesel

Mobilitätssektor  
(Straße, Schiene,  
Luft, Wasser)

jährl. Substitutionspotential/bedarf\*:  
185 Mio t<sub>CO2</sub> (25% d. CO<sub>2</sub>-Emiss.)  
720 TWh (30% d. Endenergiebed.)

**Dekarbonisierungs-Optionen**

- Substitution fossiler Brennstoffe durch nachwachsende Rohstoffe


Problematisch:

- \* niedrige Kettenwirkungsgrade
- \* hoher Flächenbedarf
- \* ggf. unerwünschter Einfluss auf Lebensmittelpreise

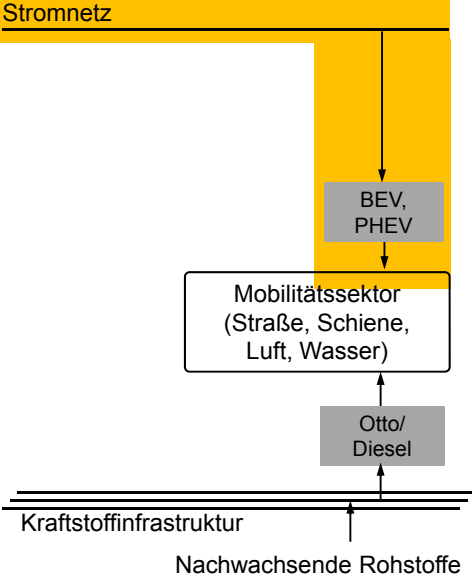
\*Bezugsjahr: 2014

R. Hanke-Rauschenbach et al. | Institut für Elektrische Energiesysteme (IFES) | 28.10.2017, Berlin Seite 57

## Zu These 1: Beispiel Mobilitätssektor



**Stromnetz**



Nachwachsende Rohstoffe

Kraftstoffinfrastruktur

Otto/  
Diesel

Mobilitätssektor  
(Straße, Schiene,  
Luft, Wasser)

BEV,  
PHEV

jährl. Substitutionspotential/bedarf\*:  
185 Mio t<sub>CO2</sub> (25% d. CO<sub>2</sub>-Emiss.)  
720 TWh (30% d. Endenergiebed.)

**Dekarbonisierungs-Optionen**

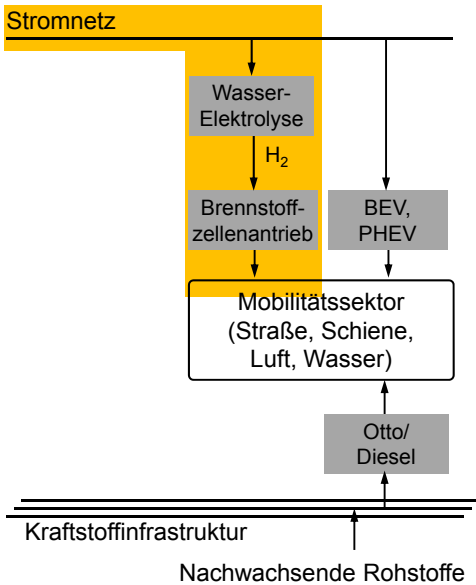
- Substitution fossiler Brennstoffe durch nachwachsende Rohstoffe
- Batterieelektrische Mobilität (Power-to-Mobility)

\* sehr guter Kettenwirkungsgrad  
\* gegenwärtig häufig mit Kom-  
forteinschränkungen verbunden

\*Bezugsjahr: 2014

R. Hanke-Rauschenbach et al. | Institut für Elektrische Energiesysteme (IFES) | 28.10.2017, Berlin Seite 58

### Zu These 1: Beispiel Mobilitätssektor



jährl. Substitutionspotential/bedarf\*:  
 185 Mio t<sub>CO2</sub> (25% d. CO<sub>2</sub>-Emiss.)  
 720 TWh (30% d. Endenergiebed.)

**Dekarbonisierungs-Optionen**

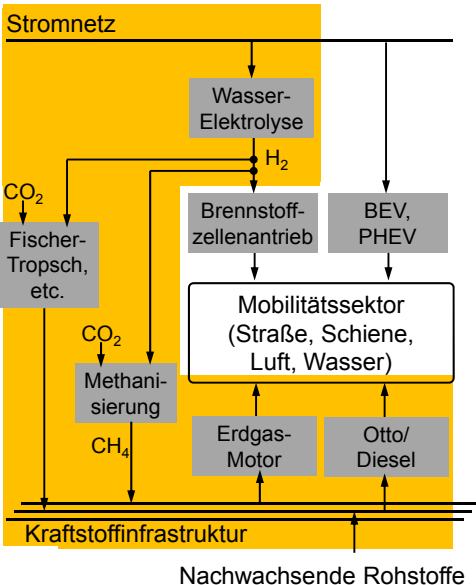
- Substitution fossiler Brennstoffe durch nachwachsende Rohstoffe
- Batterieelektrische Mobilität
- Wasserstoff-Mobilität (Power-to-Gas-to-Mobility)

\* mäßiger Kettenwirkungsgrad  
 \* weniger starke Komforteinschränkungen

\*Bezugsjahr: 2014

R. Hanke-Rauschenbach et al. | Institut für Elektrische Energiesysteme (IFES) | 28.10.2017, Berlin Seite 59

### Zu These 1: Beispiel Mobilitätssektor



jährl. Substitutionspotential/bedarf\*:  
 185 Mio t<sub>CO2</sub> (25% d. CO<sub>2</sub>-Emiss.)  
 720 TWh (30% d. Endenergiebed.)

**Dekarbonisierungs-Optionen**

- Substitution fossiler Brennstoffe durch nachwachsende Rohstoffe
- Batterieelektrische Mobilität
- Wasserstoff-Mobilität
- Synthetische Kraftstoffe (Power-to-Gas-to-Mobility bzw. Power-to-Fuels-to-Mobility)

\* geringer Kettenwirkungsgrad  
 \* keine Komforteinschränkungen  
 \* wenig neue Infrastruktur nötig

\*Bezugsjahr: 2014

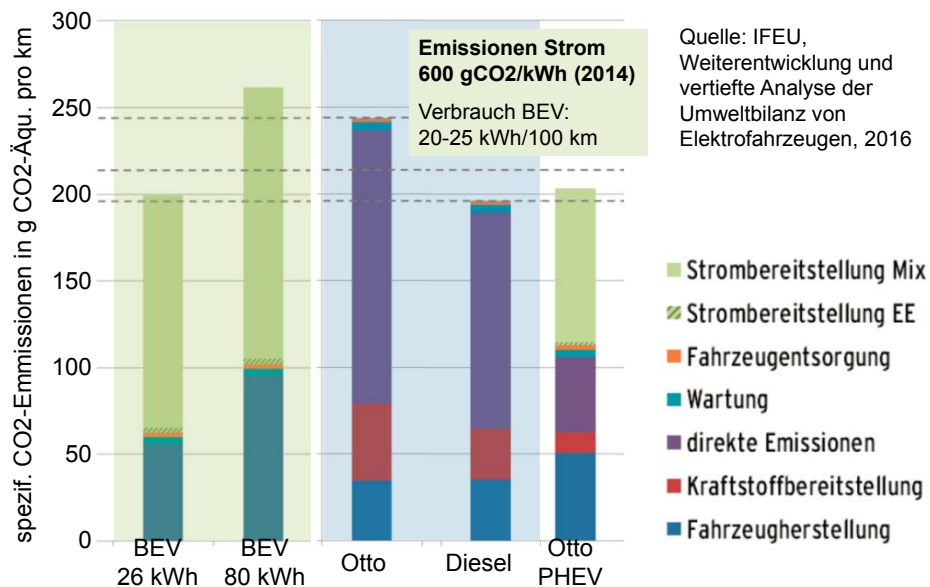
R. Hanke-Rauschenbach et al. | Institut für Elektrische Energiesysteme (IFES) | 28.10.2017, Berlin Seite 60

## Vier (technische) Thesen zur Sektorkopplung



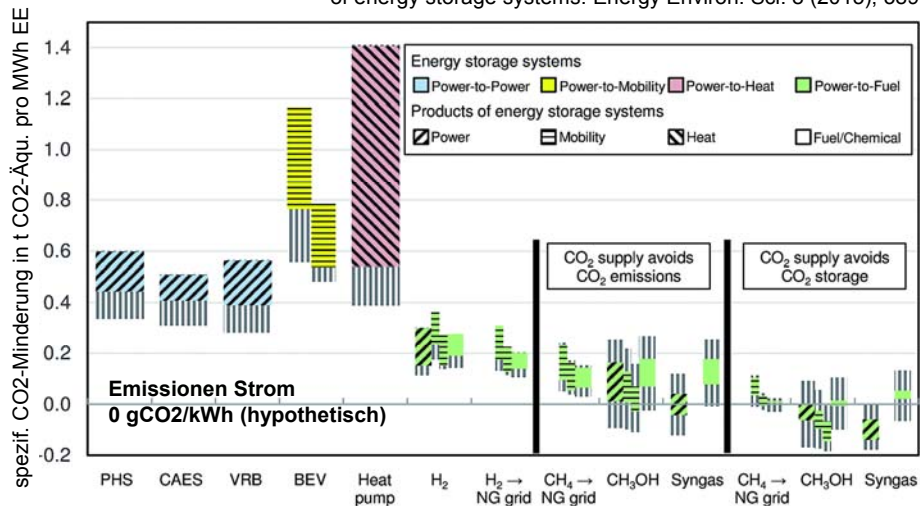
1. Die Sektorkopplung stellt ein wichtiges Lösungselement im Kontext der Wärme-/Verkehrswende dar.
- 2. Die Umsetzung der Sektorkopplung erfordert einen gleichzeitigen (!) Zubau erneuerbarer Energien. Missachtung dieses Grundsatzes führt gegenwärtig zu einer Erhöhung der CO<sub>2</sub>-Emissionen.**
3. Die Sektorkopplung bietet unter bestimmten Voraussetzungen Flexibilitäten für den Betrieb des Stromsystems und hilft damit Speicherbedarfe zu senken.
4. Der Zubau Erneuerbarer zur Verwendung in der Sektorkopplung kommt unter bestimmten Voraussetzungen ohne Netzausbau aus.

## Zu These: Beispiel Mobilitätssektor



## Zu These 2: Auf die Reihenfolge kommt es an!

Quelle: Sternberg und Bardow: Power-to-What? – Environmental assessment of energy storage systems. Energy Environ. Sci. 8 (2015), 389




## Vier (technische) Thesen zur Sektorkopplung

1. Die Sektorkopplung stellt ein wichtiges Lösungselement im Kontext der Wärme-/Verkehrswende dar.
2. Die Umsetzung der Sektorkopplung erfordert einen gleichzeitigen (!) Zubau erneuerbarer Energien. Missachtung dieses Grundsatzes führt gegenwärtig zu einer Erhöhung der CO<sub>2</sub>-Emissionen.
3. Die Sektorkopplung bietet unter bestimmten Voraussetzungen Flexibilitäten für den Betrieb des Stromsystems und hilft damit Speicherbedarfe zu senken.
4. Der Zubau Erneuerbarer zur Verwendung in der Sektorkopplung kommt unter bestimmten Voraussetzungen ohne Netzausbau aus.



### Zu These 3/4: Beispiel Wärmesektor



**Dekarbonisierungs-Optionen**


- Substitution fossiler Brennstoffe durch nachwachsende Rohstoffe
- **Power-to-Heat**
- Power-to-Gas-to-Heat
- ...

Voraussetzungen für Reduktion des Speicherbedarfs:  
→ Flexibilitäten der P2X-Anlagen stromseitig nutzbar machen

R. Hanke-Rauschenbach et al. | Institut für Elektrische Energiesysteme (IFES) | 28.10.2017, Berlin

Seite 65

### Zu These 3/4: Beispiel Wärmesektor




**Flexibilisierter Betrieb einer Power-to-Heat/Cold-Anlage**

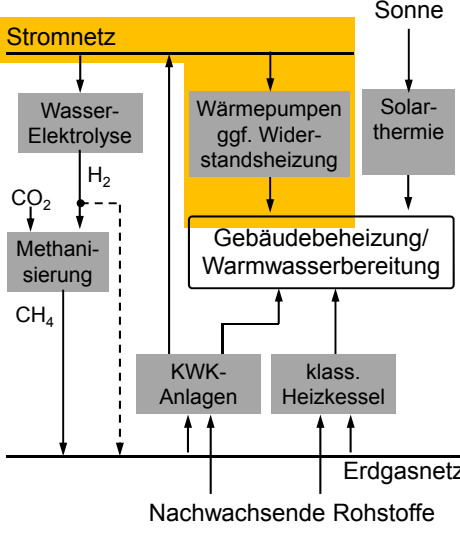
- P2H/P2C-Anlage zur Versorgung des EUREF-Campus, Berlin
- Gemeinsames Projekt von GASAG AG und Uni Hannover
- Zielsetzung: Erarbeitung Betriebsführungs- und Vermarktungskonzept, um
  - \* Lieferverpflichtungen für den Campus erfüllen
  - \* Gleichzeitig Bereitstellung von Flexibilitäten für Stromsystem
- Gegenwärtig: Vermarktung an Spot- und Regelleistungsmärkten

R. Hanke-Rauschenbach et al. | Institut für Elektrische Energiesysteme (IFES) | 28.10.2017, Berlin

Seite 66

### Zu These 3/4: Beispiel Wärmesektor





**Dekarbonisierungs-Optionen**

- Substitution fossiler Brennstoffe durch nachwachsende Rohstoffe
- **Power-to-Heat**
- Power-to-Gas-to-Heat
- ...

**Voraussetzungen für Reduktion des Speicherbedarfs:**


- Flexibilitäten der P2X-Anlagen stromseitig nutzbar machen

**Voraussetzungen für Vermeidung Netzausbau:**

- Lokaler und gleichzeitiger Zubau von Power-to-X- und EE-Anlagen
- Flexibilitäten netzdienlich einsetzen; ökonom. Anreize setzen

R. Hanke-Rauschenbach et al. | Institut für Elektrische Energiesysteme (IfES) | 28.10.2017, Berlin Seite 67

### Zu These 3/4: Beispiel Wärmesektor



Quelle: Agora, Ecofys, Fraunhofer IWES: Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetzen, 2017

**Illustration der drei Ampelphasen**

Markt, marktdienlich	Übergangsbereich	Netz/System, netzdienlich
Regelleistungsbeschaffung		Regelleistungseinsatz
Day-ahead	Intraday	Redispatch
		AbLaV/ZuLaV
	neue Smart Markets	EinsMan

Abschluss Day-Ahead to Zeitverlauf

Agora  
Energieversorger

Übertragungsnetz/-system  
Verteilnetz

R. Hanke-Rauschenbach et al. | Institut für Elektrische Energiesysteme (IfES) | 28.10.2017, Berlin Seite 68




Leibniz  
Forschungszentrum  
Energie 2050



Leibniz  
Universität  
Hannover

## Möglichkeiten zur Speicherung von elektrischer Energie und Speicherbedarfe in aller Kürze


Richard Hanke-Rauschenbach, Astrid Bensmann & Boris Bensmann

Institut für Elektrische Energiesysteme (IfES)  
Fachgebiet Elektrische Energiespeichersysteme

Leibniz Forschungszentrum Energie 2050 (LiFE 2050)

Sitzung der BAG-Energie, Bündnis 90/Die Grünen, 28.10.2017, Berlin

## Kontakt/Rückfragen



Leibniz  
Universität  
Hannover

Leibniz Universität Hannover  
Institut für Elektrische Energiesysteme (IfES)  
Fachgebiet Elektrische Energiespeichersysteme

- **Prof. Dr.-Ing. Richard Hanke-Rauschenbach**  
Institutsleiter  
hanke-rauschenbach@ifes.uni-hannover.de
- **Dr.-Ing. Astrid Bensmann**  
Gruppenleiterin Speichersystemtechnik  
astrid.bensmann@ifes.uni-hannover.de
- **Dr.-Ing. Boris Bensmann**  
Gruppenleiter Wasserelektrolyse  
boris.bensmann@ifes.uni-hannover.de

R. Hanke-Rauschenbach et al. | Institut für Elektrische Energiesysteme (IfES) | 28.10.2017, Berlin

Seite 70

## Beteiligen Sie sich am Diskurs zur Sektorkopplung!

- 7./8. November 2017, Hannover
- Forum 1 „Dekarbonisierung des Gesamtsystems: Bedarfe, Beiträge der Sektorkopplung, alternative Routen“
- Forum 2 “Sektorkopplung aus Sicht des Stromnetzes – Freund oder Feind?”
- Forum 3 „Schlüsseltechnologien der Sektorkopplung“
- Forum 4 „Think Big! Wie viel Verantwortung trägt der Bürger?“
- Plenarvorträge und Podiumsdiskussion mit Vertretern aus Industrie, Politik und Wissenschaft

**efzn**

Energie-Forschungszentrum  
Niedersachsen

### Zehnte Niedersächsische Energietage

Think Big! Sektorkopplung visionär

7. bis 8. November 2017  
im Alten Rathaus der Stadt Hannover



## Ergänzendes Material

Kenngroßen Blei-Säure-Akkumulatoren <sup>a</sup>		
	2015	2050
Spezifische Leistung, $\varepsilon = E/P$	1-10 kWh/kW	1-10 kWh/kW
Lade-/Entladewirkungsgrad, $\eta_{lad} \cdot \eta_{entl}$	82-86%	85-93%
Ratenkonstante, Selbstentladung	2,7-10,8%/m	1,2-4,8%/m
kalendarische Lebensdauer	9-12 Jahre	10-20 Jahre
Zykluslebensdauer (Vollzyklen)	2.500	2.500
Investitionskosten		
... mit Kapazität skalierender Teil	75-198 €/kWh (167-646 €/kWh) <sup>b</sup>	75-165 €/kWh (161-535 €/kWh) <sup>b</sup>
... mit Leistung skalierender Teil	55-90 €/kW	30-60 €/kW
laufende Kosten bezogen auf Investkost.	0,5-1,5%/a	0,5-1,5%/a
Kapazitäts-/Leistungsuntergrenze	keine	
Potentialgrenze (BRD)	keine	
kritische Ressourcen	Blei 8.000-12.000 kg/MWh	
spez. Flächenbedarf	ca. 35 m <sup>2</sup> /MWh <sup>c</sup>	

<sup>a</sup>falls nicht anderweitig angegeben, Kenndaten nach Elsner und Sauer (2015)  
<sup>b</sup>gilt für kleinskalige Systeme (Heimanlagen)  
<sup>c</sup>grobe Abschätzung; angenommene Gebäudehöhe 2,5 m

R. Hanke-Rauschenbach et al. | Institut für Elektrische Energiesysteme (IfES) | 28.10.2017, Berlin Seite 73

Kenngro. Natrium-Schwefel-Akkumulatoren <sup>a</sup>		
	2015	2050
Spezifische Leistung, $\varepsilon = E/P$	1-10 kWh/kW	1-10 kWh/kW
Lade-/Entladewirkungsgrad, $\eta_{lad} \cdot \eta_{entl}$	77-82%	83-91%
Ratenkonstante, Selbstentladung	1,5%/m <sup>b</sup>	1,5%/m <sup>b</sup>
kalendarische Lebensdauer	19-25 Jahre <sup>c</sup>	21-43 Jahre <sup>c</sup>
Zykluslebensdauer (Vollzyklen)	10.000 <sup>c</sup>	10.000 <sup>c</sup>
Investitionskosten		
... mit Kapazität skalierender Teil	240-348 €/kWh	53-165 €/kWh
... mit Leistung skalierender Teil	140-180 €/kW	30-60 €/kW
laufende Kosten bezogen auf Investkost.	0,5-1,5%/a	0,5-1,5%/a
Kapazitäts-/Leistungsuntergrenze	mind. 100 kWh	
Potentialgrenze (BRD)	keine	
kritische Ressourcen	keine	
spez. Flächenbedarf	ca. 30 m <sup>2</sup> /MWh <sup>d</sup>	

<sup>a</sup>falls nicht anderweitig angegeben, Kenndaten nach Elsner und Sauer (2015)  
<sup>b</sup>Wert kritisch ist zu hinterfragen; wahrscheinlich Standby-Verluste durch Beheizung nicht berücksichtigt  
<sup>c</sup>Wert ist kritisch zu hinterfragen; Pape et al. (2014) geht von wesentlich geringeren Werten aus (Faktor 0,25-0,5)  
<sup>d</sup>grobe Abschätzung; angenommene Gebäudehöhe 2,5 m

R. Hanke-Rauschenbach et al. | Institut für Elektrische Energiesysteme (IfES) | 28.10.2017, Berlin Seite 74

Kenngößen Redox-Flow-Speicher <sup>a</sup>		
	2015	2050
Spezifische Leistung, $\varepsilon = E/P$	flexibel	
Lade-/Entladewirkungsgrad, $\eta_{lad} \cdot \eta_{entl}$	63-71%	65-82%
Ratenkonstante, Selbstentladung	3-11%/m	1-5%/m
kalendarische Lebensdauer	11-15 Jahre	15-29 Jahre
Zykluslebensdauer (Vollzyklen)	10.000-13.000	13.000
Investitionskosten		
... mit Kapazität skalierender Teil	280-360 €/kWh	70-130 €/kWh
... mit Leistung skalierender Teil	1.264-1.656 €/kW	564-1.182 €/kW
laufende Kosten bezogen auf Investkost.	1-2%/a	1-2%/a
Kapazitäts-/Leistungsuntergrenze	keine	
Potentialgrenze (BRD)	keine	
kritische Ressourcen	keine	
spez. Flächenbedarf	ca. 40 m <sup>2</sup> /MWh <sup>b</sup>	ca. 75 m <sup>2</sup> /MWh <sup>b</sup>

<sup>a</sup>falls nicht anderweitig angegeben, Kenndaten nach Elsner und Sauer (2015)  
<sup>b</sup>grobe Abschätzung; angenommene Gebäudehöhe 2,5 m


R. Hanke-Rauschenbach et al. | Institut für Elektrische Energiesysteme (IfES) | 28.10.2017, Berlin Seite 75

Kenng. adiabate Druckluftenergiespeicher <sup>a</sup>		
	2015	2050
Spezifische Leistung, $\varepsilon = E/P$	flexibel	
Lade-/Entladewirkungsgrad, $\eta_{lad} \cdot \eta_{entl}$	63-70%	65-75%
Ratenkonstante, Selbstentladung	15-30%/m	15-30%/m
kalendarische Lebensdauer	25 Jahre	40 Jahre
Zykluslebensdauer (Vollzyklen)	100.000	100.000
Investitionskosten		
... mit Kapazität skalierender Teil	30-38 €/kWh <sup>b</sup>	19-28 €/kWh <sup>b</sup>
... mit Leistung skalierender Teil	785-1.055 €/kW	555-760 €/kW
laufende Kosten bezogen auf Investkost.	0,5-1%/a	0,5-1%/a
Kapazitäts-/Leistungsuntergrenze	mind. 1 GWh <sup>c</sup>	
Potentialgrenze (BRD)	24 GWh <sup>d</sup>	
kritische Ressourcen	keine	
spez. Flächenbedarf	ca. 10 m <sup>2</sup> /MWh <sup>e</sup>	

<sup>a</sup>falls nicht anderweitig angegeben, Kenndaten nach Elsner und Sauer (2015) <sup>b</sup>Kavernenspeicherung unterstellt  
<sup>c</sup>Abschätzung; Mindestvolumen (geom.) Kaverne: 0,3 Mio m<sup>3</sup> (Fichtner, 2014), spez. Energie Druckluft: 3,33 Wh/m<sup>3</sup>  
<sup>d</sup>Wert ist kritisch zu hinterfragen; Fichtner (2014) weist allein in Norddeutschland geeignete Strukturen mit 370 GWh aus  
<sup>e</sup>grobe Abschätzung; unterstellte Kaverne: 1 GWh, 100x100 m<sup>2</sup> oberirdische Anlage

R. Hanke-Rauschenbach et al. | Institut für Elektrische Energiesysteme (IfES) | 28.10.2017, Berlin Seite 76

## Einflussgrößen für den Speicherbedarf



**Ausgleichsbedarfe in einem Energieversorgungssystem auf Basis von erneuerbaren Energien (EE)**

1. Unterschiede im regenerativen Dargebot im Tag/Nacht-Verlauf
2. Unterschiede im regenerativen Dargebot im Verlauf der Jahreszeiten
3. Überbrückung von Dargebotsausfällen über mehrere Tage bei ungünstigen Wetterlagen (sog. Dunkelflaute)
4. geographische Ungleichverteilung von Erzeugungsgebieten und Lastzentren

**Lösungsmöglichkeiten:**

- geeigneter EE-Mix
- Verzicht auf Ausgleich


d.h. Verwerfen von regenerativen Überschüssen bzw. Ergänzen von Fehlbeträgen aus fossilen Quellen

zu beachten:

- nicht möglich in System mit 100% regenerativem Deckungsgrad
- große Erzeugungs(über-)kapazitäten notwendig in Systeme mit hohem regenerativem Deckungsgrad

R. Hanke-Rauschenbach et al. | Institut für Elektrische Energiesysteme (IfES) | 28.10.2017, Berlin Seite 77

## Einflussgrößen für den Speicherbedarf



**Ausgleichsbedarfe in einem Energieversorgungssystem auf Basis von erneuerbaren Energien (EE)**

1. Unterschiede im regenerativen Dargebot im Tag/Nacht-Verlauf
2. Unterschiede im regenerativen Dargebot im Verlauf der Jahreszeiten
3. Überbrückung von Dargebotsausfällen über mehrere Tage bei ungünstigen Wetterlagen (sog. Dunkelflaute)
4. geographische Ungleichverteilung von Erzeugungsgebieten und Lastzentren


**Lösungsmöglichkeiten:**

- geeigneter EE-Mix
- Verzicht auf Ausgleich
- Laststeuerung (sog. Demand-Side-Management)

d.h. Betrieb verschiebbarer Lasten in Abhängigkeit vom reg. Dargebot (große Bedeutung im Kontext der Sektorenkopplung)

R. Hanke-Rauschenbach et al. | Institut für Elektrische Energiesysteme (IfES) | 28.10.2017, Berlin Seite 78

## Einflussgrößen für den Speicherbedarf



**Ausgleichsbedarfe in einem Energieversorgungssystem auf Basis von erneuerbaren Energien (EE)**

1. Unterschiede im regenerativen Dargebot im Tag/Nacht-Verlauf
2. Unterschiede im regenerativen Dargebot im Verlauf der Jahreszeiten
3. Überbrückung von Dargebotsausfällen über mehrere Tage bei ungünstigen Wetterlagen (sog. Dunkelflaute)
4. geographische Ungleichverteilung von Erzeugungsgebieten und Lastzentren

**Lösungsmöglichkeiten:**

- geeigneter EE-Mix
- Verzicht auf Ausgleich
- Laststeuerung (sog. Demand-Side-Management)


d.h. Betrieb verschiebbarer Lasten in Abhängigkeit vom reg. Dargebot (große Bedeutung im Kontext der Sektorenkopplung)

zu beachten:

- erfordert Bereitschaft der Nutzer bzw. Zahlung von Flexibilitätsprämien nötig
- erfordert entsprechende Steuerinfrastruktur
- insb. Tag/Nacht-Ausgleich

R. Hanke-Rauschenbach et al. | Institut für Elektrische Energiesysteme (IfES) | 28.10.2017, Berlin Seite 79

## Einflussgrößen für den Speicherbedarf



**Ausgleichsbedarfe in einem Energieversorgungssystem auf Basis von erneuerbaren Energien (EE)**

1. Unterschiede im regenerativen Dargebot im Tag/Nacht-Verlauf
2. Unterschiede im regenerativen Dargebot im Verlauf der Jahreszeiten
3. Überbrückung von Dargebotsausfällen über mehrere Tage bei ungünstigen Wetterlagen (sog. Dunkelflaute)
4. geographische Ungleichverteilung von Erzeugungsgebieten und Lastzentren

**Lösungsmöglichkeiten:**

- geeigneter EE-Mix
- Verzicht auf Ausgleich
- Laststeuerung (sog. Demand-Side-Management)
- Einsatz von Energiespeichern

d.h. Verschiebung von Energie aus dargebotstarken in dargebotsschwache Zeiten

R. Hanke-Rauschenbach et al. | Institut für Elektrische Energiesysteme (IfES) | 28.10.2017, Berlin Seite 80



## Einflussgrößen für den Speicherbedarf



### Ausgleichsbedarfe in einem Energieversorgungssystem auf Basis von erneuerbaren Energien (EE)

1. Unterschiede im regenerativen Dargebot im Tag/Nacht-Verlauf
2. Unterschiede im regenerativen Dargebot im Verlauf der Jahreszeiten
3. Überbrückung von Dargebotsausfällen über mehrere Tage bei ungünstigen Wetterlagen (sog. Dunkelflaute)
4. geographische Ungleichverteilung von Erzeugungsgebieten und Lastzentren

### Lösungsmöglichkeiten:

- soweit möglich: lastnahe Erzeugung
  - Ausbau der Transportkapazitäten in den Verteil-/Übertragungsnetzen
  - ggf. ergänzender Einsatz von Energiespeichern, um einzelne Komponenten/Netzabschnitte kleiner dimensionieren zu können
- (läuft wieder auf Energieverschiebung aus dargebotstarken in dargebotsschwache Zeiten hinaus, zumeist im Tag/Nacht-Verlauf)

