



# Identifizierung des „Efficiency-Gaps“ durch Kopplung eines linearen Optimierungs- und agentenbasierten Modells

11. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, 13.-15. Feb 2019

**Matthias REEG**<sup>(1)</sup>, Marc DEISSENROTH<sup>(1)</sup>, Christoph SCHIMECZEK<sup>(1)</sup>,  
Benjamin FLEISCHER<sup>(2)</sup>, Felix GUTHOFF<sup>(2)</sup>, Georgios SAVVIDIS<sup>(2)</sup>, Laura TORRALBA-DIAZ<sup>(2)</sup>

<sup>(1)</sup>DLR-Institut für Technische Thermodynamik –  
Energiesystemanalyse,

<sup>(2)</sup>Universität Stuttgart,  
Institut für Energiewirtschaft und  
Rationelle Energieanwendung



Wissen für Morgen



## Ziele des ERAFlex Projektes

Die effektive Steuerung der Transformation des Energiesystems braucht:

- Identifikation **optimaler Zielzustände** (E2M2)
- Politische Rahmenbedingungen (Pfade), die die **Erreichung dieser Zielzustände** ermöglichen (AMIRIS)

1) Kopplung zweier Elektrizitätsmarktmarktmodelle mit unterschiedlichen Modellierungsperspektiven:

	E2M2 (IER)	AMIRIS (DLR)
Typ	lineare Optimierung	agentenbasierte Simulation
Modellperspektive	volkswirtschaftlich	betriebswirtschaftlich
Stärken	Techno-ökonomisches Optimum	Politikinstrumente, Akteursverhalten
Schwäche	Erreichbarkeit	Zielzustände
Gekoppelt	realisierbares gesamtwirtschaftliches Optimum	

2) Harmonisierung der Modelle (KW-Dispatch, Börsenpreise, EE-Abregelung, Systemkosten)

3) Analyse der Diskrepanz beider Modellansätze zur Identifizierung des „**Efficiency Gaps**“



## Definition des „Efficiency Gaps“ in ERAFlex

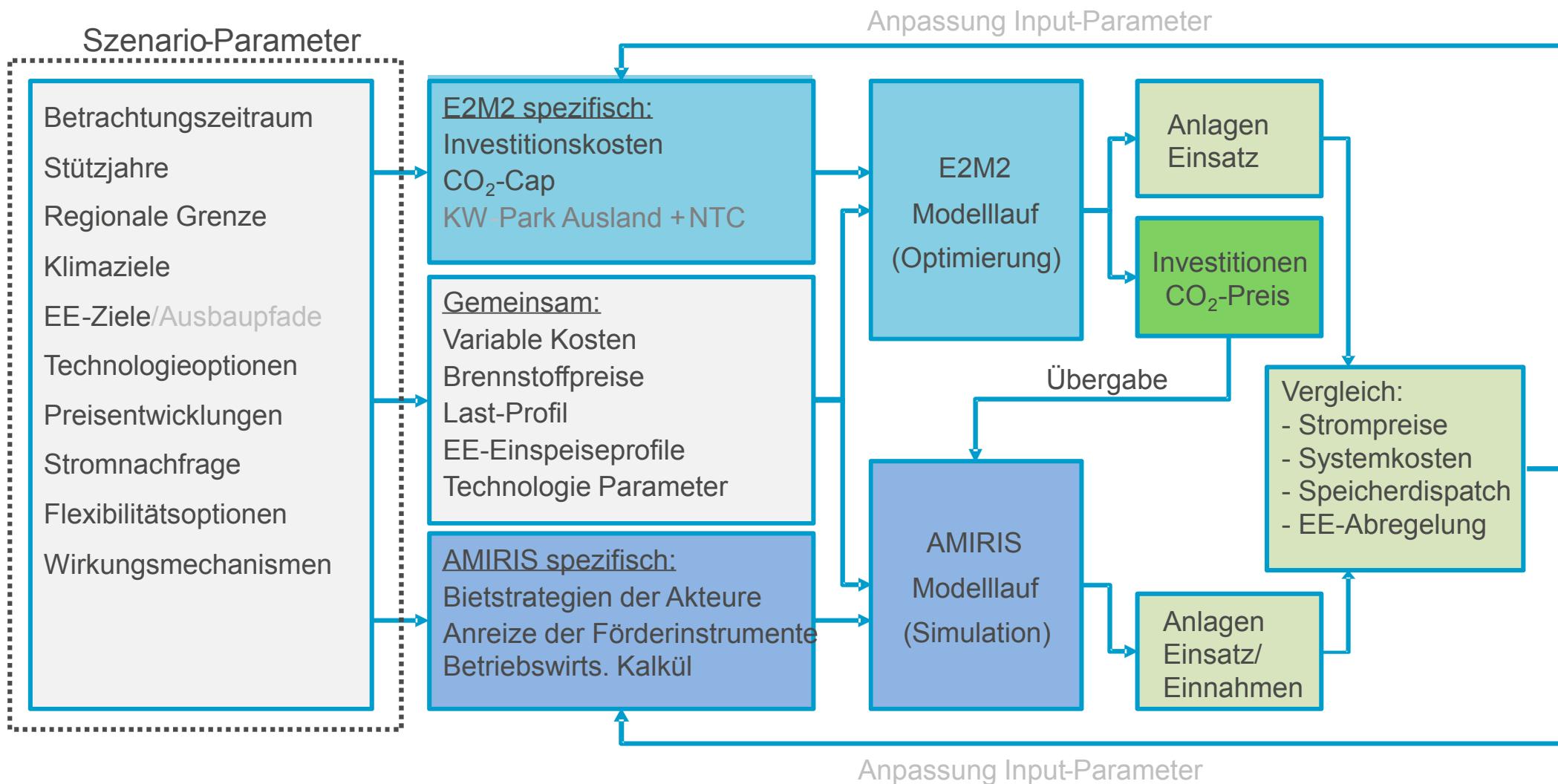
→ Lineare Optimierungsmodelle können **volkswirtschaftlich optimales Energiesystem** konfigurieren, jedoch zeigt sich in der Praxis häufig eine **Differenz zwischen dem optimalen und dem realen Systemzustand** → „**Efficiency Gap**“

### Gründe:

- 1) Betriebswirtschaftliches Kalkül der Akteure (inkl. Bounded-Rationality Aspekte)
- 2) Nicht-perfekte Voraussicht (bzw. Entscheidung unter Unsicherheit)
- 3) Verzerrungen durch regulatorische Rahmenbedingungen

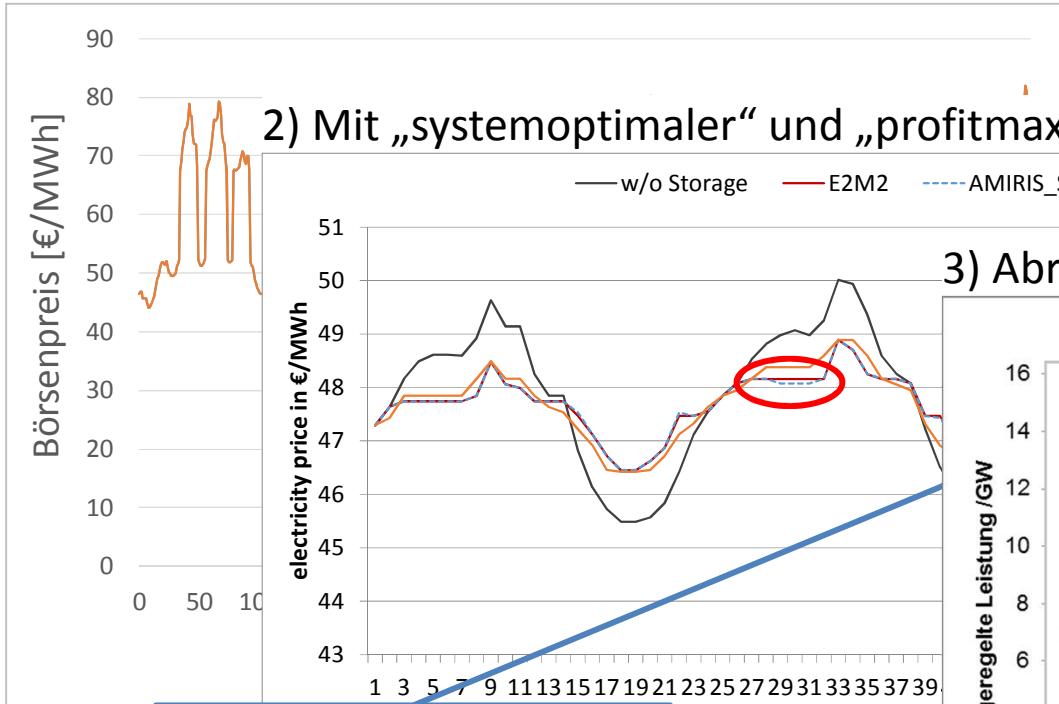


# Modellkopplungsschema für E2M2 und AMIRIS



# Harmonisierungsergebnisse & Divergenzen

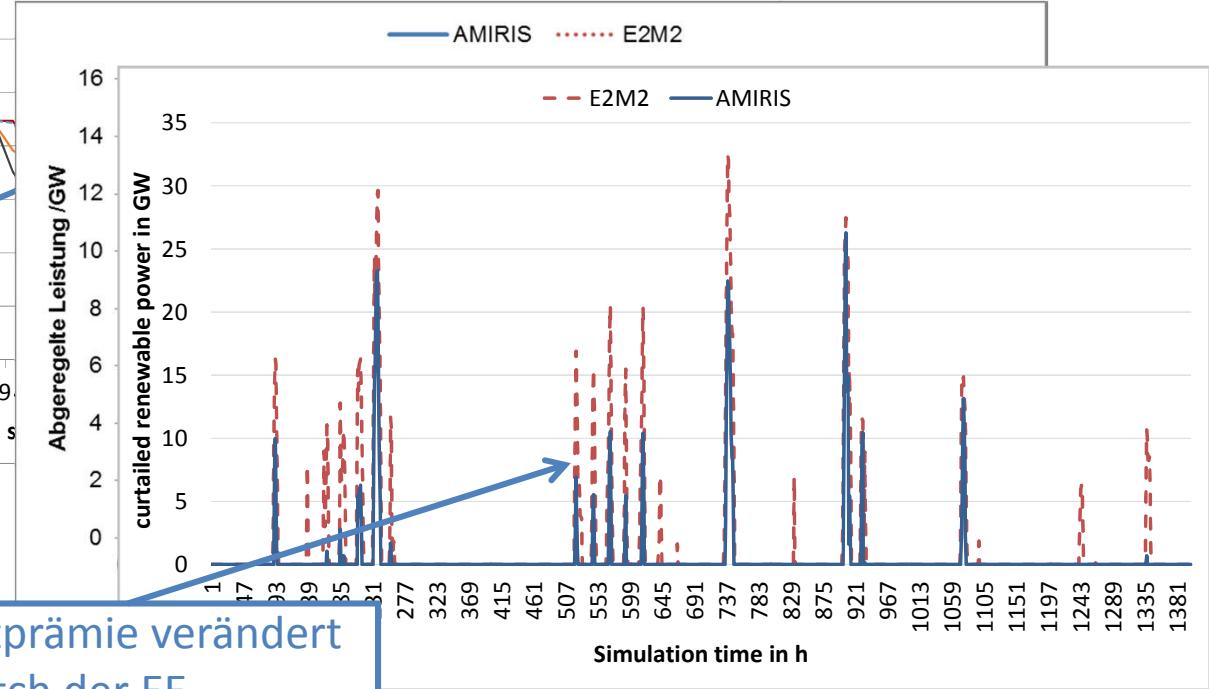
## 1) Ohne Speicher



## 2) Mit „systemoptimaler“ und „profitmaximierender“ Speicherstrategie

Profitmaximierung führt zu Abweichungen

## 3) Abregelung ohne/mit variabler Marktprämie



Marktprämie verändert Dispatch der EE

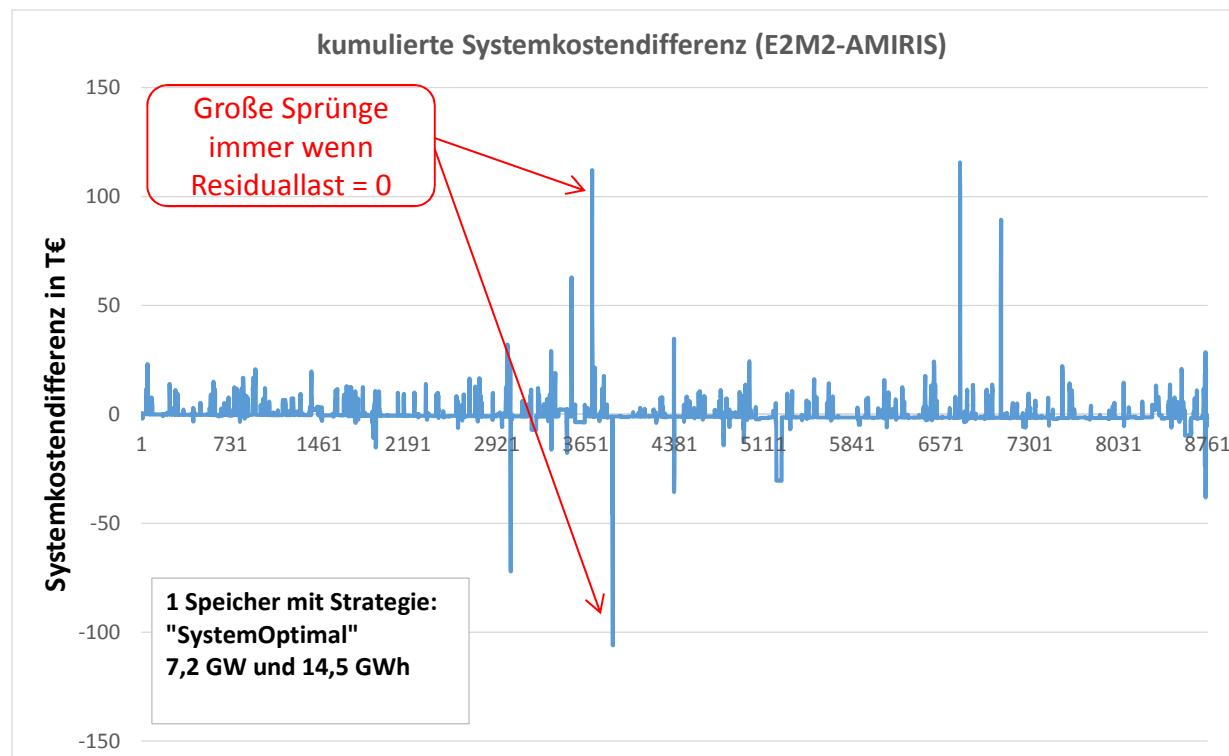


# Ergebnisse zum Efficiency Gap (I)

## Fiktives EE-40 %-Szenario:

CO2-Cap	Last	Wind_Off	Wind_On	PV	Lignite	GasCC	GT	Speicher
201,3 Mt	545 TWh	14,0 GW	56,2 GW	70,3 GW	13,8 GW	42 GW	18,6 GW	7,2 GW 14,5 GWh

Referenzfall: ein Speicher mit „systemoptimaler“ Speicherstrategie (Methode: dynamische Programmierung)



- Bei gleichen Preisen über mehrere Stunden können Abweichung beim Speicherdispatch auftreten
- Über die Summe der Zeitblöcke gleichen sich diese jedoch aus
- Abweichungen sind systemkostenneutral
- Gesamtsystemkosten\* liegen bei 17,8 Mrd. €

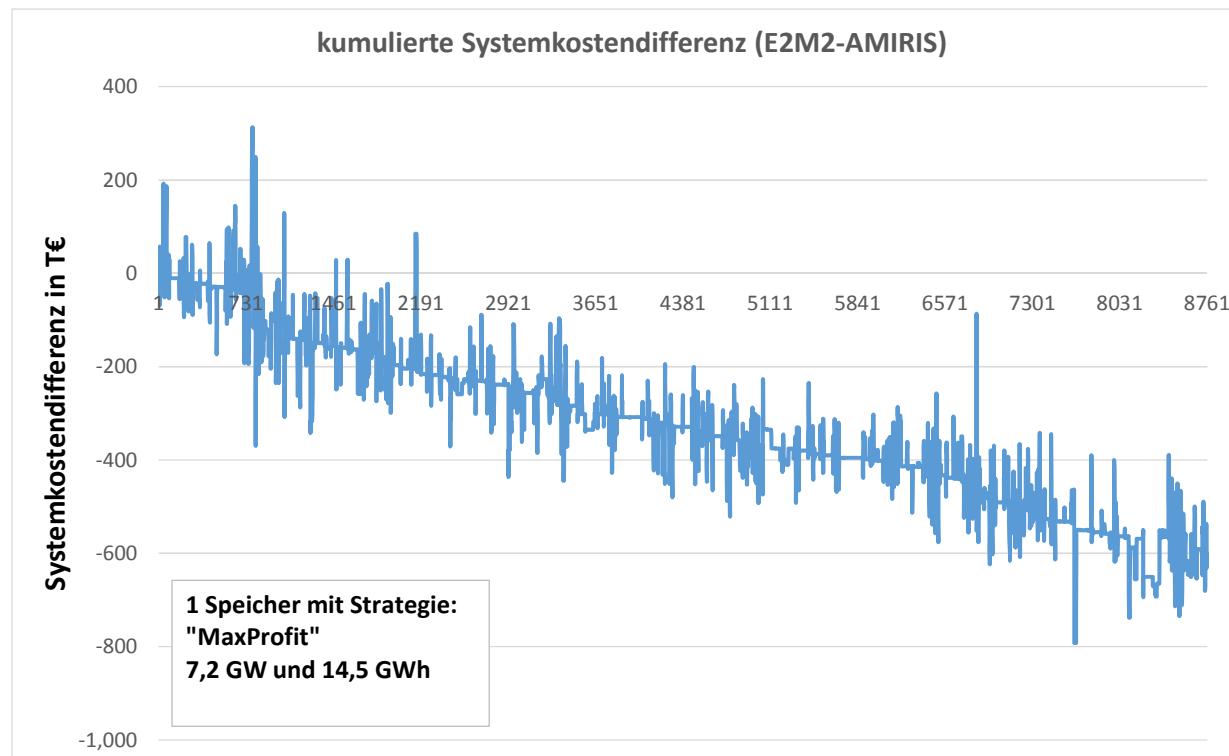
\*Nur Kosten, welche in der Zielfunktion des LP und in AMIRIS abgebildet wurden.

## Ergebnisse zum Efficiency Gap (II)

### Fiktives EE-40 %-Szenario:

CO2-Cap	Last	Wind_Off	Wind_On	PV	Lignite	GasCC	GT	Speicher
201,3 Mt	545 TWh	14,0 GW	56,2 GW	70,3 GW	13,8 GW	42 GW	18,6 GW	7,2 GW 14,5 GWh

Ein Speicher mit „profit-maximierender“ Speicherstrategie (Methode: dynamische Programmierung)



- Abweichungen nehmen zu, Differenz mit kumuliert gut 600.000 € aber relativ gering
- **ABER:** In AMIRIS treten Stunden mit Spitzenpreisen (Lastabwurf) auf, da der Speicher selbst von höheren Preis-Spreads profitiert
- Der Speicherbetreiber bestimmt hier mit „perfect-foresight“ über die Preisentwicklung zur Strategieberechnung

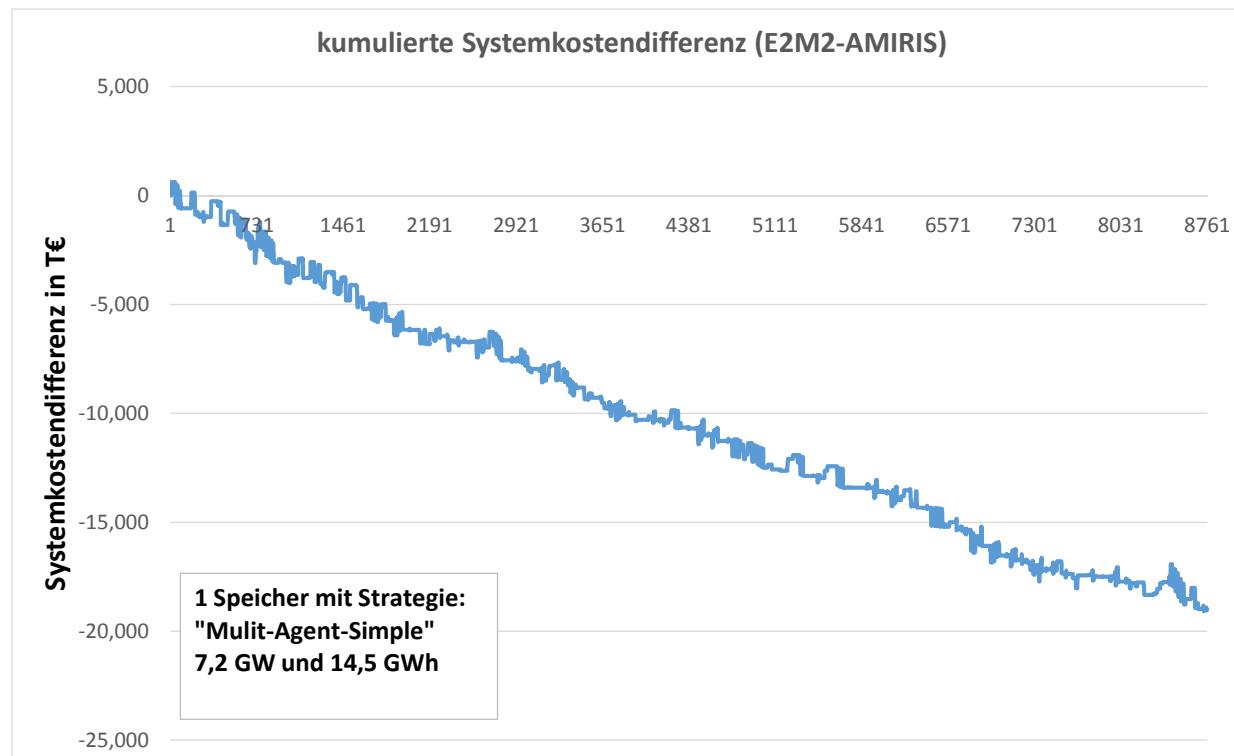


## Ergebnisse zum Efficiency Gap (III)

### Fiktives EE-40 %-Szenario:

CO2-Cap	Last	Wind_Off	Wind_On	PV	Lignite	GasCC	GT	Speicher
201,3 Mt	545 TWh	14,0 GW	56,2 GW	70,3 GW	13,8 GW	42 GW	18,6 GW	7,2 GW 14,5 GWh

Ein Speicher mit „Multi-Agent-Simple“ Speicherstrategie



- Abweichungen nehmen deutlich zu
- Systemkostendifferenz kumuliert ca. **19 Mio. €**

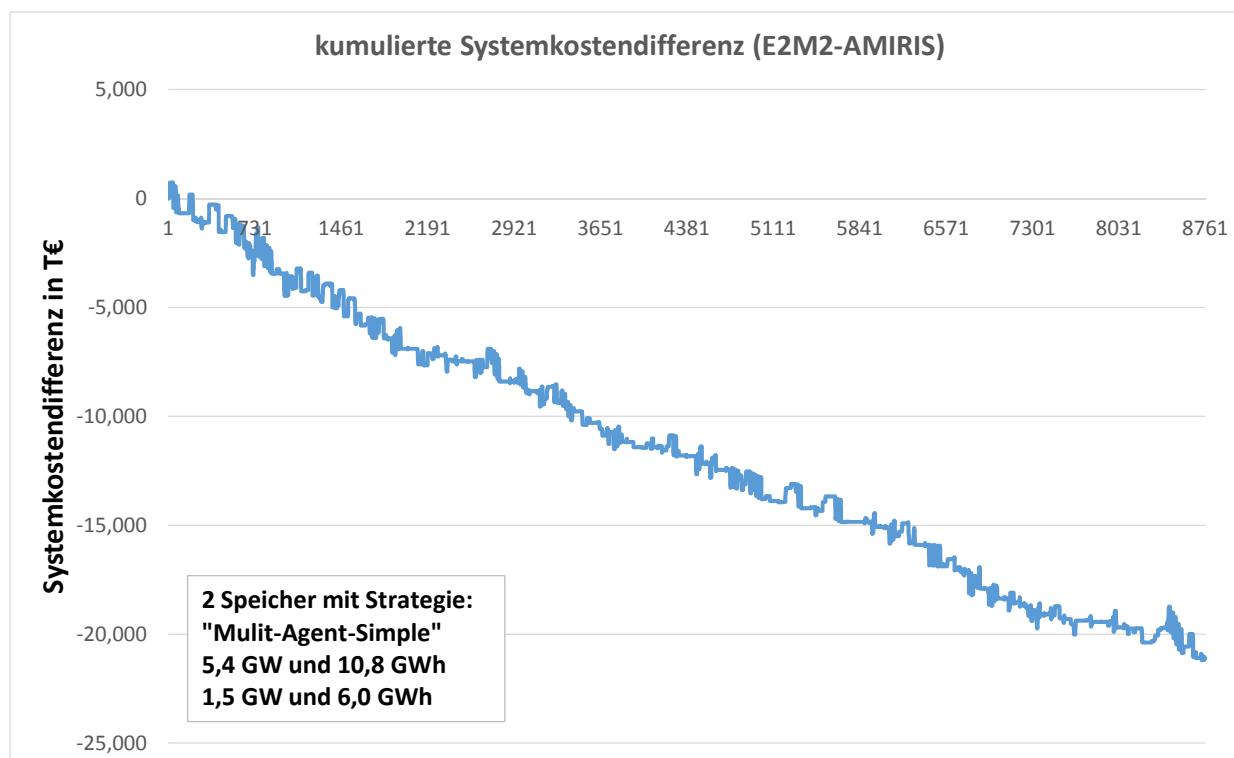


## Ergebnisse zum Efficiency Gap (IV)

### Fiktives EE-40 %-Szenario:

CO2-Cap	Last	Wind_Off	Wind_On	PV	Lignite	GasCC	GT	Speicher	
201,3 Mt	545 TWh	14,0 GW	56,2 GW	70,3 GW	13,8 GW	42 GW	18,4 GW	6,9 GW	16,8 GWh

### Zwei Speicher mit „Multi-Agent-Simple“ Speicherstrategie



- Abweichungen nehmen nochmal leicht zu
- Systemkostendifferenz jetzt kumuliert ca. **21 Mio. €**

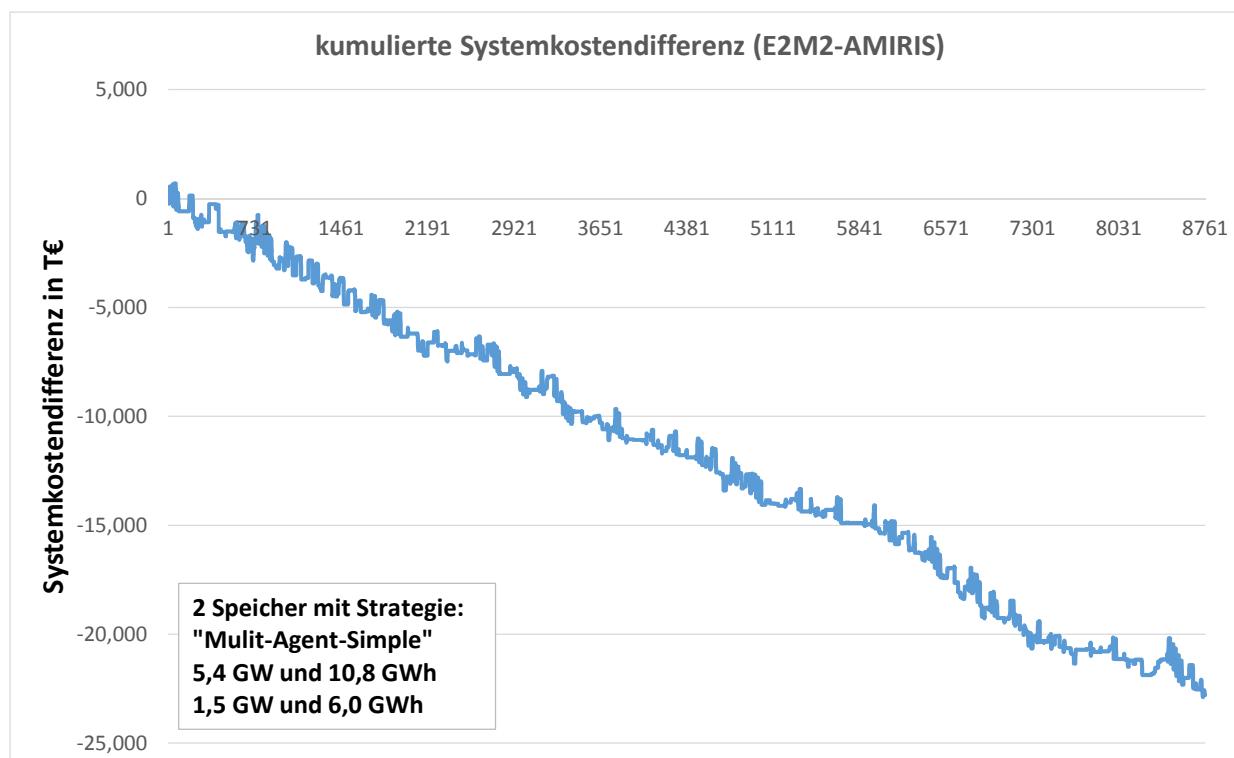


## Ergebnisse zum Efficiency Gap (V)

### Fiktives EE-40 %-Szenario:

CO2-Cap	Last	Wind_Off	Wind_On	PV	Lignite	GasCC	GT	Speicher	
201,3 Mt	545 TWh	14,0 GW	56,2 GW	70,3 GW	13,8 GW	42 GW	18,4 GW	6,9 GW	16,8 GWh

Zwei Speicher mit „Multi-Agent-Simple“ Speicherstrategie & Price Forecast Error



- Abweichungen nehmen nochmal leicht zu
- Systemkostendifferenz jetzt kumuliert ca. **23 Mio. €**

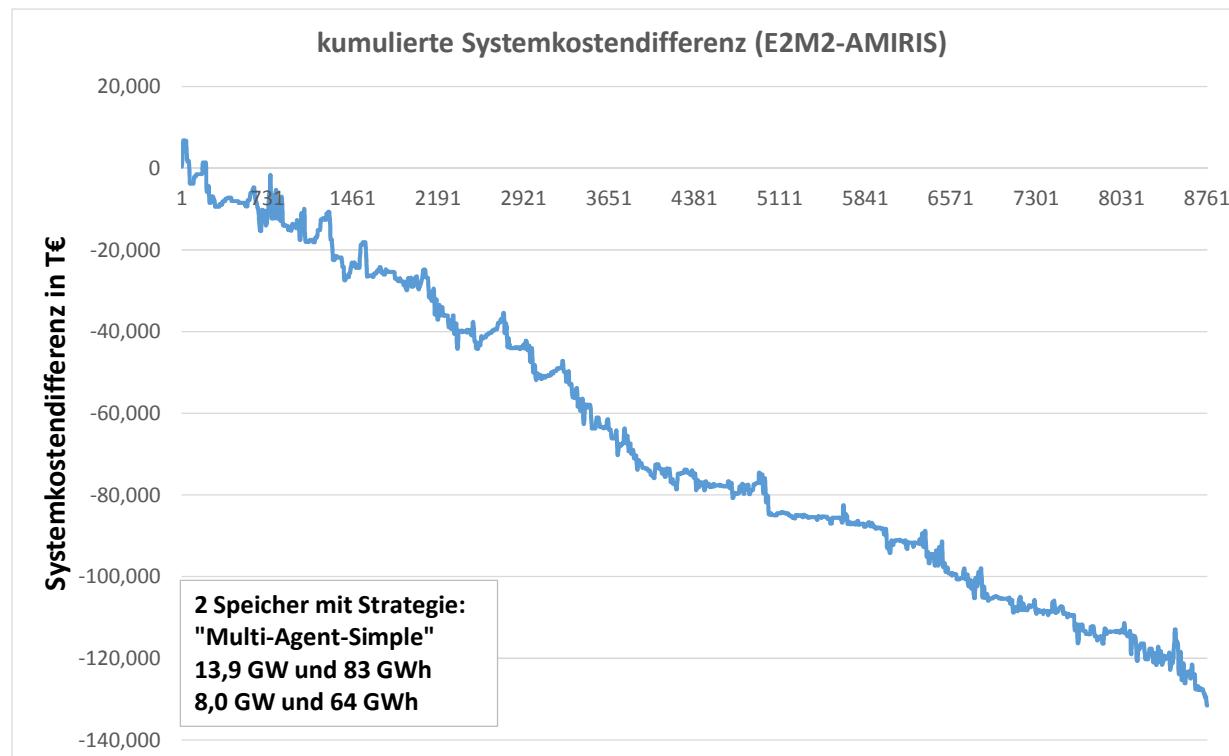


## Ergebnisse zum Efficiency Gap (VI)

### Fiktives EE-60 %-Szenario:

CO2-Cap	Last	Wind_Off	Wind_On	PV	Lignite	GasCC	GT	Speicher
128,1 Mt	545 TWh	21,5 GW	86,2 GW	107,7 GW	9,6 GW	38,4 GW	11,6 GW	21,9 GW 147 GWh

### Zwei Speicher mit „Multi-Agent-Simple“ Speicherstrategie



- Abweichungen nehmen im Vergleich zum EE-40 % Szenario deutlich zu
- Systemkostendifferenz kumuliert **ca. 131 Mio. €**
- Bei Gesamtsystemkosten von ca. 15 Mrd. €

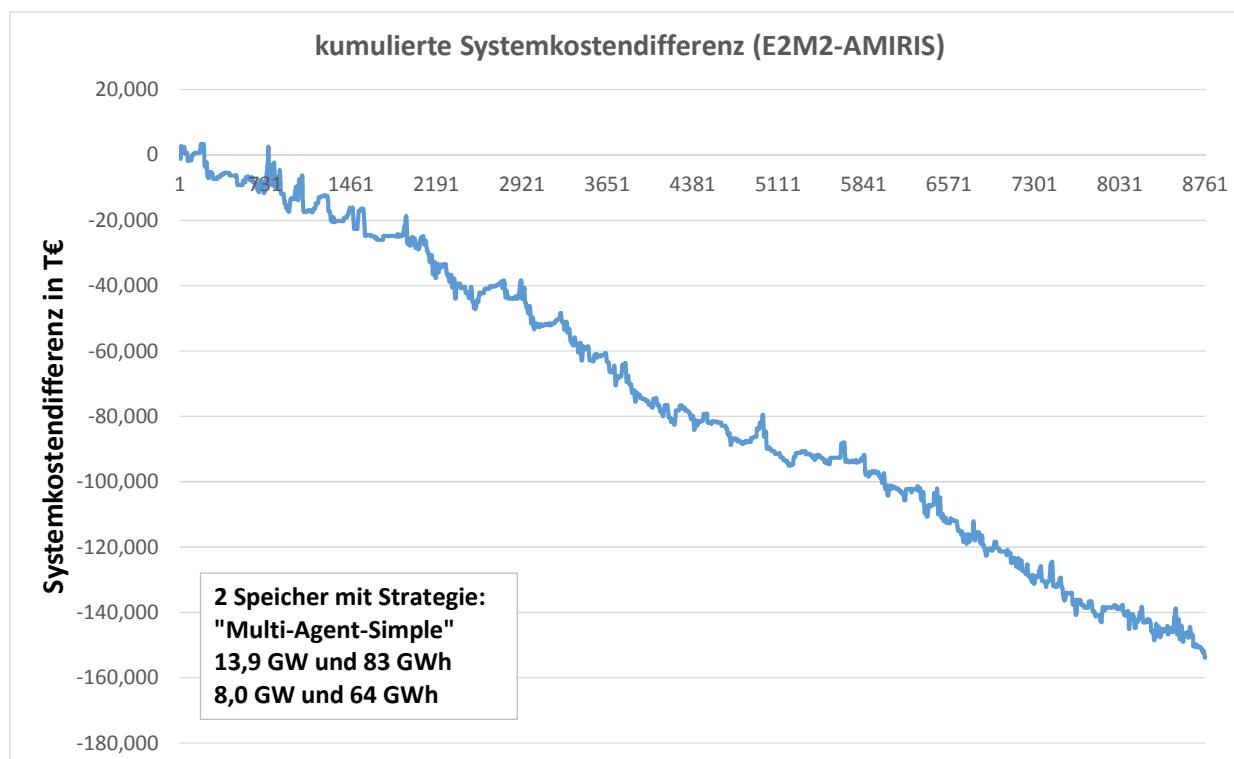


# Ergebnisse zum Efficiency Gap (VII)

## Fiktives EE-60 %-Szenario:

CO2-Cap	Last	Wind_Off	Wind_On	PV	Lignite	GasCC	GT	Speicher
128,1 Mt	545 TWh	21,5 GW	86,2 GW	107,7 GW	9,6 GW	38,4 GW	11,6 GW	21,9 GW 147 GWh

Zwei Speicher mit „Multi-Agent-Simple“ Speicherstrategie & Price Forecast Error



- Systemkostendifferenz jetzt kumuliert ca. 153 Mio. €



## Zusammenfassung und Ausblick

- Effektive Steuerung von Transformationspfaden benötigt **Identifikation optimaler Zielzustände und Pfade, die die Erreichung dieser Zielzustände ermöglichen**
- Durch **Kopplung von Optimierungs- und Agentenmodellen** kann dies ermöglicht werden
- Erfordert hohen Aufwand bei Modellharmonisierung → Der Teufel steckt im Detail 😊
- Kopplung eröffnet **neue Perspektiven für Analyse** der Ergebnisse und auch für die **Modellierer**
- Zum „Efficiency Gap“ (Ergebnisse noch **NICHT repräsentativ, sondern exemplarisch**):
  - Nicht systemoptimales Agenten(Akteurs)verhalten kann zu Lastabwurf führen (MaxProfit-Strategie)
  - Je mehr Agenten(Akteure) im System, desto größer wird in der vorliegenden Untersuchung die Differenz zum Systemoptimum  
Grund: Agenten(Akteure) wissen nicht, was die anderen Agenten(Akteure) machen
  - Je mehr Speicher (Kapazität) im System, desto tendenziell größer werden die Abweichungen
  - Je höher der EE-Anteil im System, desto größer werden die Abweichungen
- **Einfluss von Instrumenten** soll noch genauer analysiert werden
- Einfluss von **Mark-Ups auf Gebote** (strategisches Bietverhalten, An- und Abfahrtkosten, etc.)
- Es sollen **ganze Pfade** (z.B. 20 Jahre) optimiert und simuliert werden, um Aussagen über einen **volkswirtschaftlich optimalen, aber auch betriebswirtschaftlich realisierbaren** Transformationsprozess ableiten zu können.





**Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit...  
...Fragen?**

---

## **Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR)**

Institut für Technische Thermodynamik | Energiesystemanalyse | Pfaffenwaldring 38-40 | 70569 Stuttgart

Dipl.-Ing. **Matthias Reeg** | wissenschaftlicher Mitarbeiter

Telefon 0711/ 6862-282 | Telefax 0711/6862-747 | [matthias.reeg@dlr.de](mailto:matthias.reeg@dlr.de)





# Back-Up



# Szenariodaten EE-40% (Ein Speicher)

Rahmenannahmen	
EE-Variation	40%
CO <sub>2</sub> -Cap [Mt]	201.3
CO <sub>2</sub> -Preise [€/t]	22.68
Stromnachfrage [TWh]	545
Spitzenkappung [%]	100
EE-Generisches Leistungsverhältnis [%]	
OffS	10
OnS	40
PV	50
Rollierende Planung	
Foresight [h]	168
Planlänge [h]	24

EE			
Technologien	Wind_Off	Wind_On	PV
<b>Kosten</b>			
Investitionskosten [€/kW]	2580	1400	1150
Annual OaM [€/MW]	120000	50000	34000
Var OaM [€/MWh]	30.4	18.6	0
<b>Technische Parameter</b>			
FLH [h/a]	4000	1700	950
Max Leistung (Investition)			
EE-Variation = 40% [MW]	14065	56257	70321

Speicher	
E2P	2
<b>Kosten</b>	
Investitionskosten [€/kW]	120
Annual OaM [€/MW]	1200
Var OaM [€/MWh]	0
<b>Technische Parameter</b>	
WG [%]	
Einspeicherung	90
Ausspeicherung	90
Füllstand [MWh]	
Anfang	
EE-Variation = 40%	0
Ende	
EE-Variation = 40%	0
Max Leistung (Investition) [MW]	
EE-Variation = 40%	7269
Max Kapazität (Investition) [MWh]	
EE-Variation = 40%	14538



# Szenariodaten EE-40% (Ein Speicher)

Konventionelle KW					
Technologien	Coal	Lignite	GasCC	GasGT	
<b>Kosten</b>					
Investitionskosten [€/kW]	1700	1600	780	400	
Annual OaM [€/MW]	28000	30000	22000	15000	
Var OaM [€/MWh]	2	2	1.5	1.5	
<b>Technische Parameter</b>					
WG [%]					
Min	35	30	50	30	
Max	46	45	61	39	
Verfügbarkeit [-]	1	1	1	1	
CO <sub>2</sub> -Faktoren [tCO <sub>2</sub> -eq/MWh]	0.342	0.401	0.202	0.202	
Kraftstoffpreise [€/MWh]	13.55	4	21.21	21.21	
Blöcke (Dispatch)					
Größe [MW]	200	200	200	200	
Anzahl der Blöcke (Investition) [-]					
EE-Variation = 40%	0	69	210	93	
Installierte Leistung					
EE-Variation = 40%	0	13800	42000	18600	Total
					74400



# Szenariodaten EE-60% (Zwei Speicher)

Rahmenannahmen	
<b>EE-Variation</b>	<b>60%</b>
CO <sub>2</sub> -Cap [Mt]	128.1
CO <sub>2</sub> -Preise [€/t]	24.23
Stromnachfrage [TWh]	545
Spitzenkappung [%]	100
EE-Generisches Leistungsverhältnis [%]	
OffS	10
OnS	40
PV	50
Rollierende Planung	
Foresight [h]	168
Planlänge [h]	24

EE			
Technologien	OffS	OnS	PV
<b>Kosten</b>			
Investitionskosten [€/kW]	2580	1400	1150
Annual OaM [€/MW]	120000	50000	34000
Var OaM [€/MWh]	30.4	18.6	0
<b>Technische Parameter</b>			
FLH [h/a]	4000	1700	950
Max Leistung (Investition)			
EE-Variation = 60% [MW]	21550	86198	107747

Speicher		
<b>E2P</b>	<b>6</b>	<b>8</b>
<b>Kosten</b>		
Investitionskosten [€/kW]	260	330
Annual OaM [€/MW]	2600	3300
Var OaM [€/MWh]	0	0
<b>Technische Parameter</b>		
WG [%]		
Einspeicherung	90	90
Ausspeicherung	90	90
Füllstand [MWh]		
Anfang		
EE-Variation = 60%	0	0
Ende		
EE-Variation = 60%	0	0
Max Leistung (Investition) [MW]		
EE-Variation = 60%	13913	8021
Max Kapazität (Investition) [MWh]		
EE-Variation = 60%	83478	64168



# Szenariodaten EE-60% (Zwei Speicher)

Konventionelle KW					
Technologien	Coal	Lign	GasCC	GasGT	
<b>Kosten</b>					
Investitionskosten [€/kW]	1700	1600	780	400	
Annual OaM [€/MW]	28000	30000	22000	15000	
Var OaM [€/MWh]	2	2	1.5	1.5	
<b>Technische Parameter</b>					
WG [%]					
Min	35	30	50	30	
Max	46	45	61	39	
Verfügbarkeit [-]	1	1	1	1	
CO <sub>2</sub> -Faktoren [tCO <sub>2</sub> -eq/MWh]	0.342	0.401	0.202	0.202	
Kraftstoffpreise [€/MWh]	13.55	4	21.21	21.21	
Blöcke (Dispatch)					
Größe [MW]	200	200	200	200	
Anzahl der Blöcke (Investition) [-]					
EE-Variation = 60%	0	48	192	58	
Installierte Leistung					
EE-Variation = 60%	0	9600	38400	11600	Total 59600



# “Profitmaximierung” Strategie

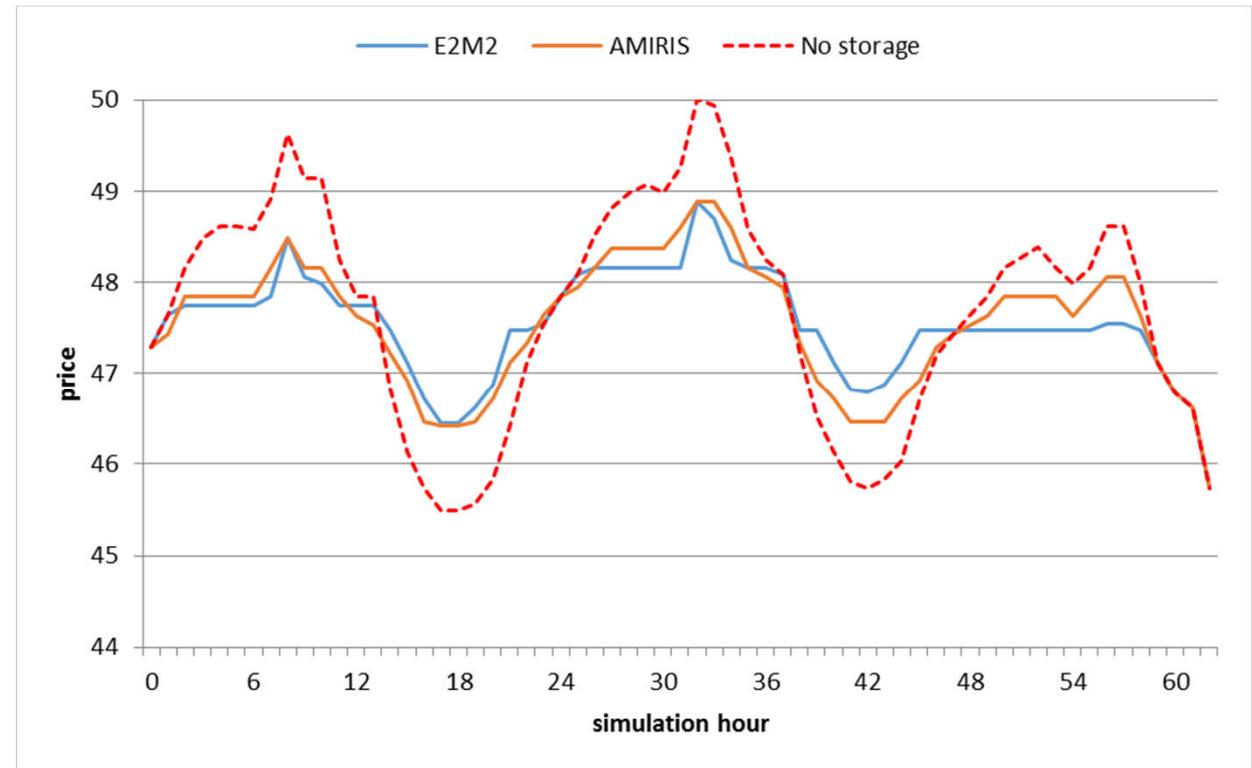
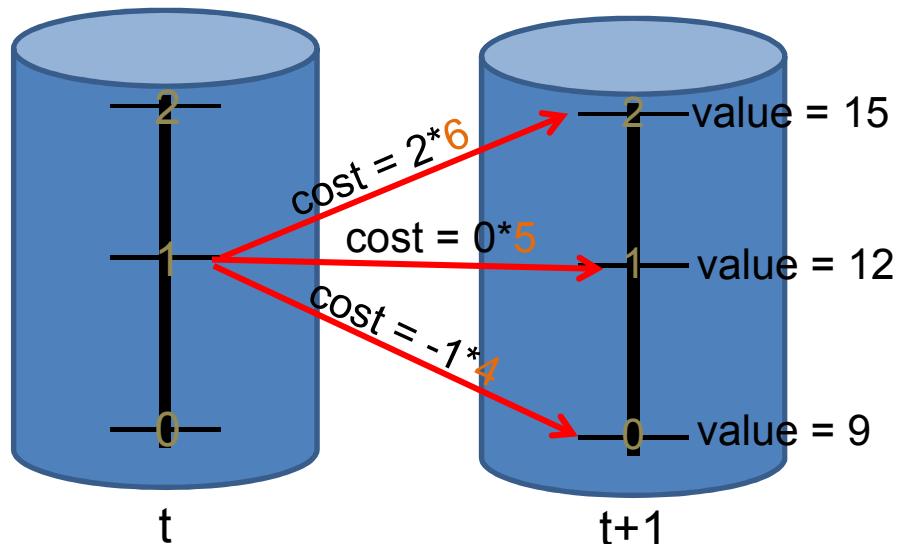
- Ein Speicher-Akteur verhält sich i.d.R. betriebswirtschaftlich optimierend, aber nicht zwangsläufig systemoptimal

## z.B. durch Ausübung von Marktmacht

Entwicklung der Börsenpreise  $p$  abhängig von eigener Nachfrage/Angebot

$$p \neq \text{const} \rightarrow p = p(i_t \rightarrow i_{t+1})$$

Rekursive dynamische Programmierung:



E2M2 – Optimierendes Strommarktmodell des IER der Uni Stuttgart



# “Multi-Agent-Simple” Strategie

## Method

- Take 24h price median  $M$ ,
- Losses  $\rightarrow$  minimal margin  $S$
- Set (dis-)charge bids  $b_{d/c} = M \pm S$
- (dis-)charge power  $\sim$  polynomial  $f_i(p_i)$

## Example

$$M = 45.09 \text{ €/MWh}$$

$$S = 2.44 \text{ €/MWh}$$

$$f_i(p_i) \sim p_i$$

## Benefit

Uses full width of price valleys and heights

