

Wie kann ein Virtuelles Ökostromkraftwerk im österreichischen Strommarkt am profitabelsten betrieben werden?

Carlo Obersteiner

Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft,
Technische Universität Wien
Energy Economics Group (EEG)
obersteiner@eeq.tuwien.ac.at

Inhalt

1. Methodik

- *Modellierung von flexiblen Betriebsmitteln*

2. Analysierte Strategien

- *Day-Ahead Handel*
- *Day-Ahead-Planung von flexiblen Betriebsmitteln*
- *Regelenergiebereitstellung*

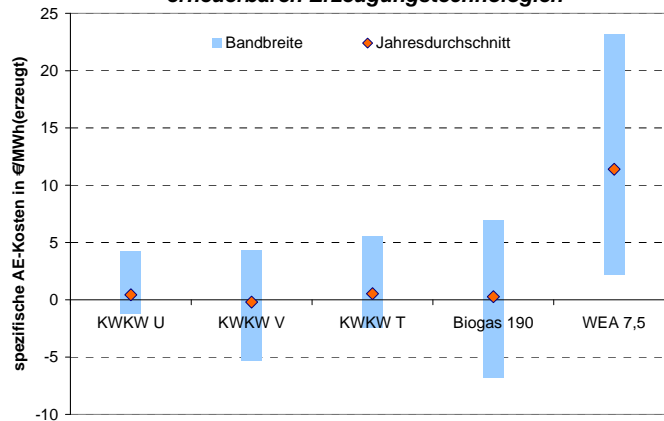
3. Ergebnisse

4. Schlussfolgerungen

EINLEITUNG

Ausgleichsenergieisiko erneuerbarer Erzeugungstechnologien

Gegenüberstellung spezifischer Ausgleichsenergiekosten von erneuerbaren Erzeugungstechnologien



Annahmen: Zeitraum 07-2005 bis 06-2006; AE entspricht Abweichung vom mittleren Monatsband, Ausgleichsenergie-Clearingpreise der APG-Regelzone

1. METHODIK

- Abbildung der Modellbilanzgruppe im Energiemanagementsystem DEMS
- Identifikation möglicher Betriebsstrategien unter Berücksichtigung des reg. Rahmens in Österreich
- Analyse des Erlöspotentials in Simulationsrechnungen
- Betrachtungszeitraum 1 Jahr (Juli 2005 bis Juni 2006))

Datenbasis

- Historische **Zeitreihen von Einspeisung, Verbrauch, Handel** (Auflösung von 15')
- Historische **Wetterdaten und -prognosen** (Auflösung 1 h)
- Historische **Preisfeststellungen der EEX**
- **Ausgleichsenergie-Clearingpreise** für APG-Regelzone

Abbildung von flexiblen Betriebsmitteln in DEMS

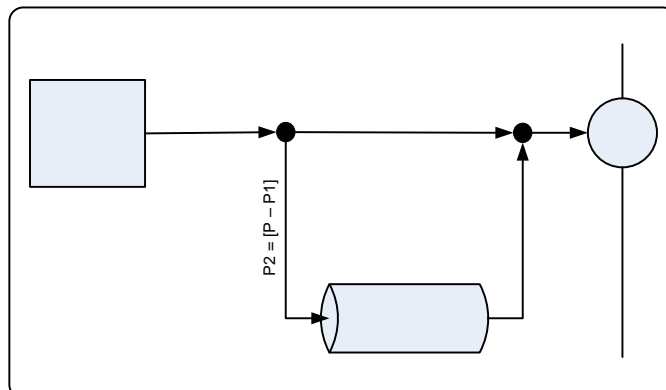
Die Projektierung der Modellbilanzgruppe umfasst folgende **flexiblen Betriebsmittel**

- Einkaufszentrum mit zeitlich verlagerbarer Kühllast
- Bergwerk mit 2 unabhängigen Gesteinsmühlen
- Kleinwasserkraftwerk mit Schwellenspeicher
- Biogasanlage mit Gasspeicher

Modellierung flexibler Betriebsmittel

Beispiel: KWKW mit Schwellenspeicher

Engpassleistung: 2700 kW
 Mindestrestwassermenge: 350 kW
 Speichereinhalt: 24h
 keine tageszeitliche Einschränkung

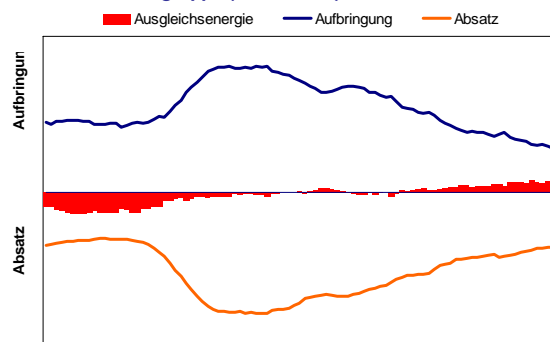


2. ANALYSIERTE STRATEGIEN

Referenzstrategie

- keine kurzfristigen Maßnahmen zur Minderung der Ausgleichsenergiekosten
- Annahme: Bilanzgruppe monatlich energetisch ausgeglichen

Exemplarische Darstellung der energetischen Bilanz der Modellbilanzgruppe (24 Stunden)

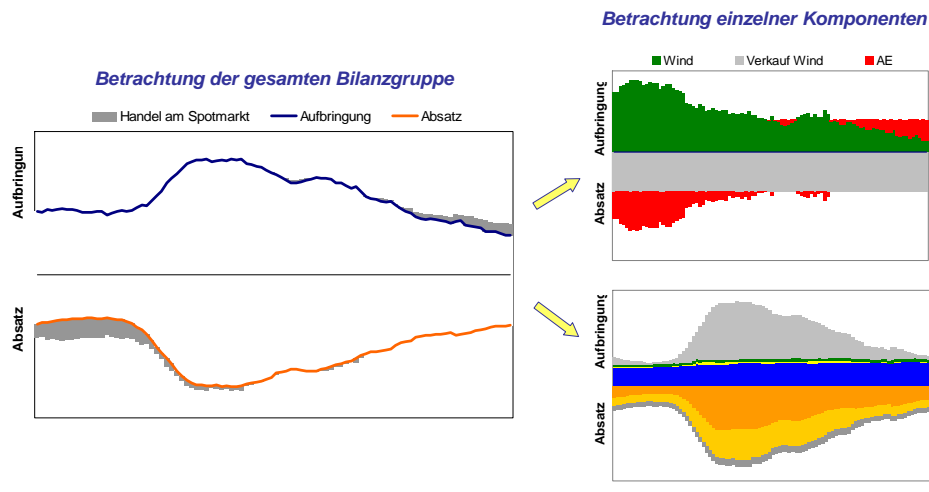


Handel am Day-Ahead-Markt (2)

- Betrachtung einzelner Komponenten der Bilanzgruppe
- Auswertung für unterschiedliche Prognoseszenarien:
 - perfekte Prognose
 - kontinuierliche Day-Ahead-Prognose
 - Mehrtagesprognose für Wochenenden und Feiertage (Status quo)
- Anforderungen:
 - Day-Ahead-Prognose von Erzeugung und Verbrauch (externe Prognosedaten bzw. historische Leistungswerte)
- Wirtschaftlicher Nutzen:
 - Gegenüberstellung von AE-Kosten mit dem Referenzfall + Umsätze (bzw. Kosten) durch Handel am Day-Ahead-Markt

Handel am Day-Ahead-Markt (1)

- prognostiziertes Bilanzgruppensaldo wird am Day-Ahead-Markt gehandelt

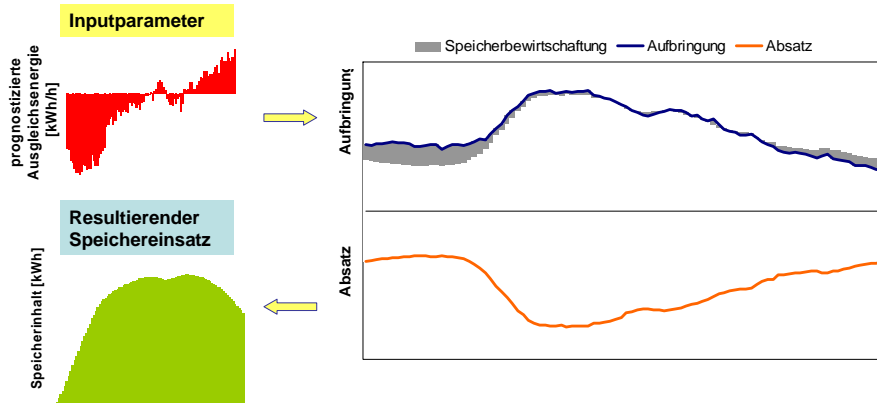


Day-Ahead-Planung von flexiblen Betriebsmitteln

- **Optimierung des Einsatzes flexibler Erzeugungsanlagen bzw. Verbrauchsanwendungen unter Nutzung des Energiemanagementsystems DEMS (Siemens AG)**
- **Optimierungsziele:**
 - a) Minimierung des Day-Ahead prognostizierten AE-Bedarfs (= Konzept des Virtuellen Kraftwerks)
 - b) Maximierung der Erlöse durch Kauf und Verkauf von AE (= klassische Speicherbewirtschaftung)
- **Anforderungen:**
 - bidirektionale kommunikationstechnische Verbindung von flexiblen Betriebsmitteln mit EMS
 - Variante a): Prognose der Bilanzgruppe bzw. einzelner Komponenten
- **Wirtschaftlicher Nutzen:**
 - Gegenüberstellung von AE-Kosten mit dem Referenzfall

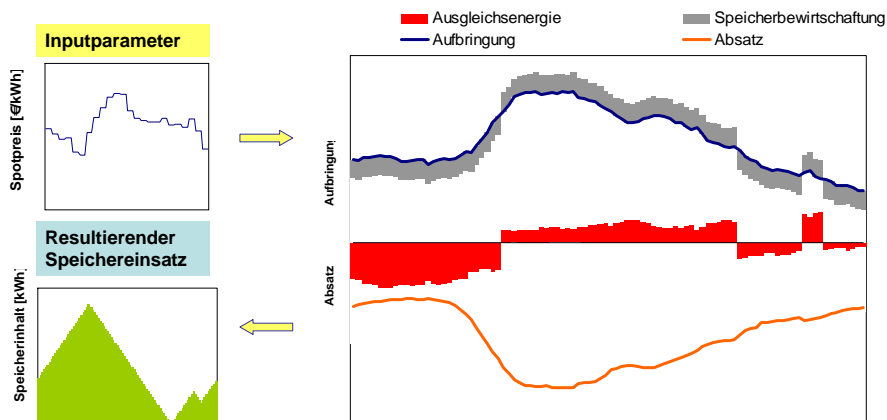
Minimierung des AE-Bedarfs Day-Ahead-Planung-VK

- Speichereinsatz wird basierend auf prognostiziertem **AE-Bedarf** optimiert
- Erzeuger: Überdeckung -> Speicher laden; Unterdeckung -> Speicher entladen
- NB: maximale Lade- und Entladeleistung, max. Speicherinhalt, Mindestspeicherstand



Klassische Speicherbewirtschaftung Day-Ahead-Planung-Spot

- Speichereinsatz wird basierend auf prognostiziertem **(AE-)Preis** optimiert
- Erzeuger: Preis niedrig -> Speicher laden; Preis hoch -> Speicher entladen
- NB: maximale Lade- und Entladeleistung, max. Speicherinhalt, Mindestspeicherstand

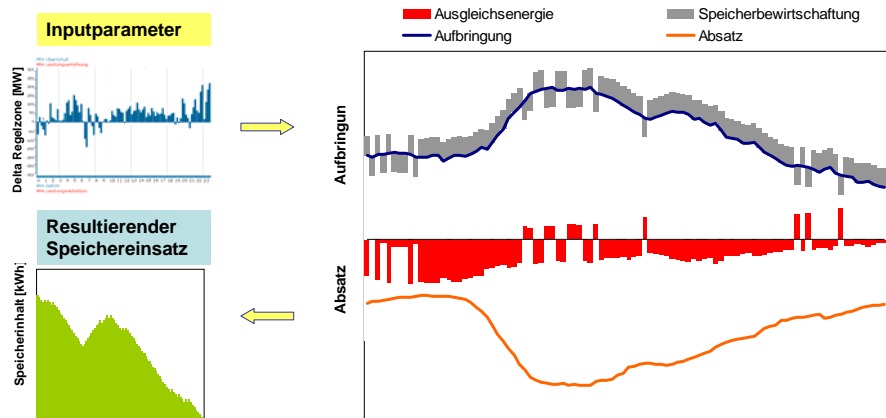


Regelenergiebereitstellung (1)

- **zeitnahe Anpassung von Erzeugung/Verbrauch zur Unterstützung des Leistungsausgleichs der Regelzone**
- **Voraussetzungen:**
 - Stand der Regelzone bzw. AECF sind zeitnah bekannt
 - Abrechnung der AE mit einheitlichem Preis (Einpreissystem)
- **Anforderungen:**
 - Prozessanbindung flexibler Betriebsmittel an das EMS
 - Auslesen des Regelzonen-Delta im 15'-Intervall
- **Wirtschaftlicher Nutzen**
 - Gegenüberstellung von AE-Kosten mit dem Referenzfall

Regelenergiebereitstellung (2)

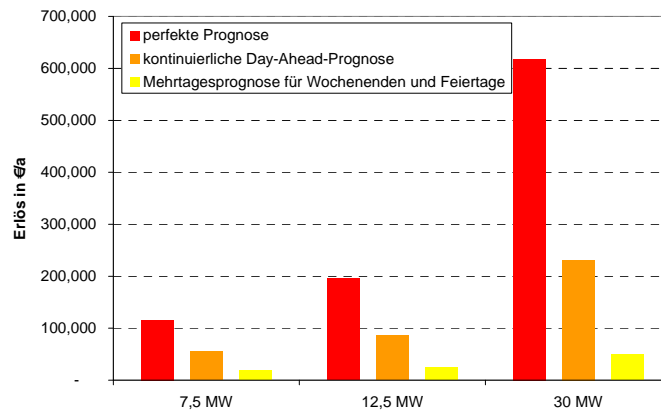
- **zeitnahe Anpassung von Erzeugung/Verbrauch zur Unterstützung des Leistungsausgleichs der Regelzone**



3. Ergebnisse

Handel am Day-Ahead-Markt – reine Windbilanzgruppe

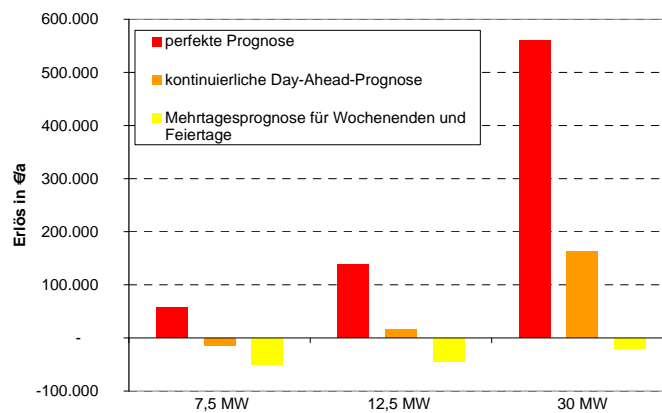
Erlös durch Handel am Day-Ahead-Markt für unterschiedliche
Windprognoseszenarien und WEA-Gruppierungen



Annahmen: Analysezeitraum 07-2005 bis 06/2006; Prognosetool Siemens DEMS, Bilanzgruppe monatlich ausgeglichen

Handel am Day-Ahead-Markt – Modellbilanzgruppe

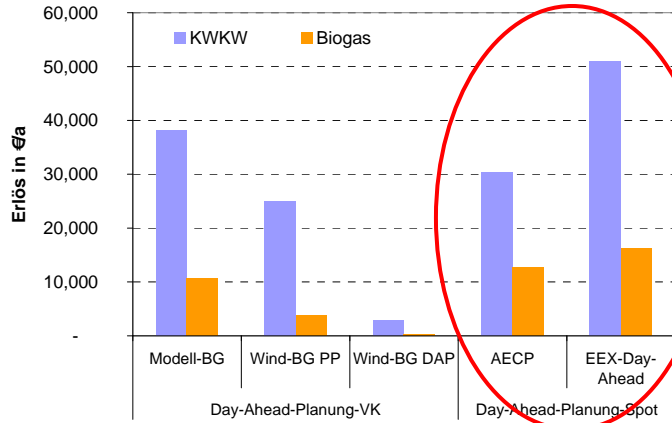
Erlös durch Handel am Day-Ahead-Markt für unterschiedliche
Windprognoseszenarien und Windportfolios der Modellbilanzgruppe



Annahmen: Analysezeitraum 07-2005 bis 06/2006; Prognosetool Siemens DEMS, Bilanzgruppe monatlich ausgeglichen

Day-Ahead-Planung von flexiblen Betriebsmitteln

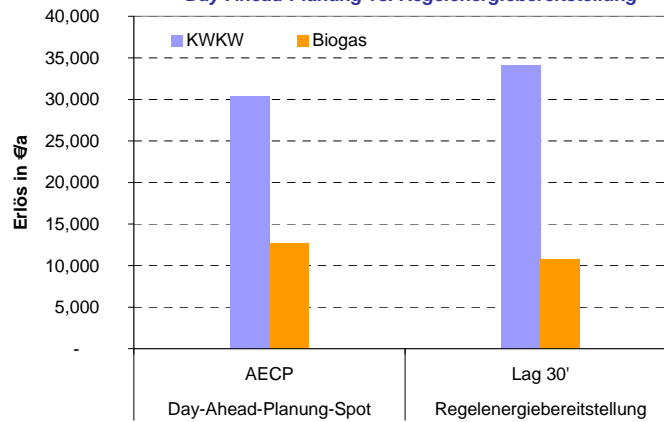
Gegenüberstellung der jährlichen Erlöse für unterschiedliche Varianten der Day-Ahead-Planung eines KWKW und einer Biogasanlage



Annahmen: Referenzauslegung der Anlagen, 07-2005 – 06/2006

Regelenergiebereitstellung vs. Day-Ahead-Planung von flexiblen Betriebsmitteln

Gegenüberstellung der jährlichen Erlöse bei Day-Ahead-Planung vs. Regelenergiebereitstellung



Annahmen: Referenzauslegung der Anlagen, 07-2005 – 06/2006

Zukünftige Entwicklung des Erlöspotentials

- **Klassische Speicherbewirtschaftung**
 - Delta Peak-Offpeak: CO₂-Zertifikats-, Gas- und Kohlepreisentwicklung, Ausbau Pumpspeicher

- **Regelenergiebereitstellung**
 - Erlöspotential nicht fundamental erklärbar
 - Kurzfristig: Reduktion durch Wochenendhandel
 - Langfristig: Steigerung durch erhöhten Windanteil

Kosten unterschiedlicher Realisierungsvarianten

	Prognose- system	Planungs- system	Regelungs- system
einmalige Kosten			
DEMS Software inkl. Lizenz, Projektierung, Installation und Einschulung	79.739	115.412	89.170
PC Hardware inkl. 19" Monitor und Betriebssystemsoftware	1.100	1.100	1.100
SINAUT Micro SC OPC Server für die Zentrale		2.440	2.440
DER Controller für die lokale Prozesskopplung an Anlagen (pro dezentraler Anlage)		6.954	6.954
Lokale Steuerung- bzw. Messtechnik mit entsprechenden Schnittstellen zur Anbindung des DER Controllers	anlagenspezifisch, abhängig von vorhandenem Steuerungs- und Messsystem		
Einrichtungskosten für Wetterdatenservice ZAMG	1.000		
laufende Kosten (€/a)			
Wetterprognosedaten ZAMG	8.400		
GSM Datendienst (pro dezentraler Anlage)		92	92

Richtpreise exkl. USt. (EUR)

4. SCHLUSSFOLGERUNGEN *Betriebsstrategien*

- Handel von prognostizierter AE am Day-Ahead-Markt bei separater Betrachtung der Windenergie wirtschaftlich
- Klassische Betriebsstrategie des Virtuellen Kraftwerks wenig attraktiv
- Vergleichbare Erlöse für klassische Speicherbewirtschaftung und Regelenergiebereitstellung
- Beide Strategien mit Handel am Spotmarkt kombinierbar
- Rückwirkung bei Regelenergiebereitstellung auf Erlös
- Gleichmäßigere Betriebsweise bei klassischer Speicherbewirtschaftung

SCHLUSSFOLGERUNGEN *flexible Betriebsmittel*

- Kritische Leistung notwendig – Kosten für Komm.-Technik
- Kritische Anzahl von Anwendungen – Kosten für EMS
- Tageszeitliche Einschränkung der Flexibilität schränkt Erlöspotential signifikant ein
- Automatisierbarkeit
- Optimale Speicherauslegung (Erlösseite): 8-12 h

Herzlichen Dank für Ihre Aufmerksamkeit

Weitere Informationen / Fragen:

Carlo Obersteiner

Energy Economics Group

Tel.: +43 1 58801 37367

Fax: +43 1 58801 37397

Email: obersteiner@eeg.tuwien.ac.at

Web: www.eeg.tuwien.ac.at