

Reduktion der Kosten der Ausgleichsenergie für Windenergie durch moderne Prognose- und Handelssysteme

Carlo Obersteiner

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

Inhalt

1. Motivation

2. Methodik

- *Analysierte Vermarktungsoptionen*
- *Modellierung der Windprognose*
- *Gruppierung von WEA-Standorten*

3. Ergebnisse

- *Windprognosegüte*
- *Kosten für Ausgleichsenergie einer fiktiven Bilanzgruppe*
- *Marktwert der Windenergie*

4. Internationaler Vergleich

5. Schlussfolgerungen

1. MOTIVATION - Rahmenbedingungen historisch

		2003	2004	2005
Ökostromeinspeisung	GWh	3982	5439	5758
davon Winderzeugung	GWh	366	924	1320
Förderkosten Netto gesamt	Mio. €/a		123	136
Förderkosten Netto Wind	Mio. €/a		41	49
AE-Menge (Bezug+Lieferung)	GWh	490	613	728
AE-Kosten Ökostrom	Mio. €	9,7	11,3	22,11
AE-Kosten Wind	Mio. €	k.A.	8	18
spezifische AE-Kosten Ökostrom	€/MWh	2,4	2,1	3,8
spezifische AE-Kosten Wind	€/MWh	k.A.	8,7	13,6

Quelle: E-Control

- **Verdopplung der Kosten für den Ausgleich der Windenergie von 2004 auf 2005** (Windeinspeisung nur + 42 %)
- 2005: **mehr als 1/3 der Nettoförderkosten** der Windenergie sind Kosten für **Ausgleichsenergie**
- spezifische AE-Kosten entsprechen bei herkömmlicher Vermarktung einem **Umsatzentgang von 30 % des Marktwertes der Windenergie**

Zentrale Fragestellungen

- **Welche Vermarktungsoptionen** für Windenergie sind unter den derzeitigen Rahmenbedingungen **zielführend**?
- In welchem Ausmaß kann die **kurzfristige Windprognose** den Marktwert der Windenergie erhöhen?
- In welchem Ausmaß kann die Marktintegration der Windenergie durch **Adaptionen des regulatorischen Rahmens** verbessert werden?

2. METHODIK – Fallstudie Windenergie Österreich

- **Der Marktwert der Windenergie wird für verschiedene Gruppierungen von 22 Anlagenstandorten bestimmt (7,5 – 85 MW)**
- **Optionen der Vermarktung an (Großhandels-)Strommärkten werden dem Referenzfall – der Vermarktung über die Ökobilanzgruppe - gegenübergestellt**
- **Betrachtungszeitraum 1 Jahr (Juli 2005 bis Juni 2006))**

Datenbasis

- Historische **Zeitreihen der Windeinspeisung** (Auflösung von 15 min)
- Historische **Wetterdaten und -prognosen** (Auflösung 1 h)
- Historische **Preisfeststellungen der EEX**
- **Ausgleichsenergie-Clearingpreise** für APG-Regelzone

Analysierte Vermarktungsoptionen

- i) **Kein Handel**
Die gesamte eingespeiste Energie fällt als Ausgleichsenergie (AE) an und wird mit AE-Clearingpreisen bewertet
- ii) **Handel am Terminmarkt (ohne Prognose)**
Die mittlere Windeinspeisung wird als Quartalsprodukt am Terminmarkt gehandelt
- iii) **Handel am Termin- und Spotmarkt (mit perfekter vs. realer Prognose)**
Die mittlere Windeinspeisung wird als Quartalsprodukt am Terminmarkt gehandelt; die Differenz von Prognose zu mittlerer Einspeisung wird am Spotmarkt gehandelt; Abweichungen zwischen Prognose und tatsächlicher Einspeisung werden mit AE-Clearingpreisen bewertet.
- iv) **Handel am Spotmarkt (mit perfekter vs. realer Prognose)**
Die prognostizierte Einspeisung wird am Spotmarkt gehandelt; Abweichungen zwischen Prognose und tatsächlicher Einspeisung werden mit AE-Clearingpreisen bewertet.
- v) **Vermarktung über Ökobilanzgruppe**
Die Einspeisung wird mit dem von der E-Control vierteljährlich (lt. Ökostromgesetz) festgestellten Marktpreis abzüglich (der Windenergie zuordenbaren) Aufwendungen für Ausgleichsenergie des Vorjahres vergütet.

Modellierung der Windprognose

Referenzprognose – Siemens DEMS Prognosetool

- Prognosen basieren auf historischen (Day-ahead-) Windgeschwindigkeitsprognosen der ZAMG
- Jedem Standort wird die Prognose des nächstgelegenen Rasterpunkts des Modells zugeordnet (10x10km-Raster)
- Mehrtagesprognosen werden über die Prognose des jeweiligen Vortages abgebildet

Prognosealgorithmus

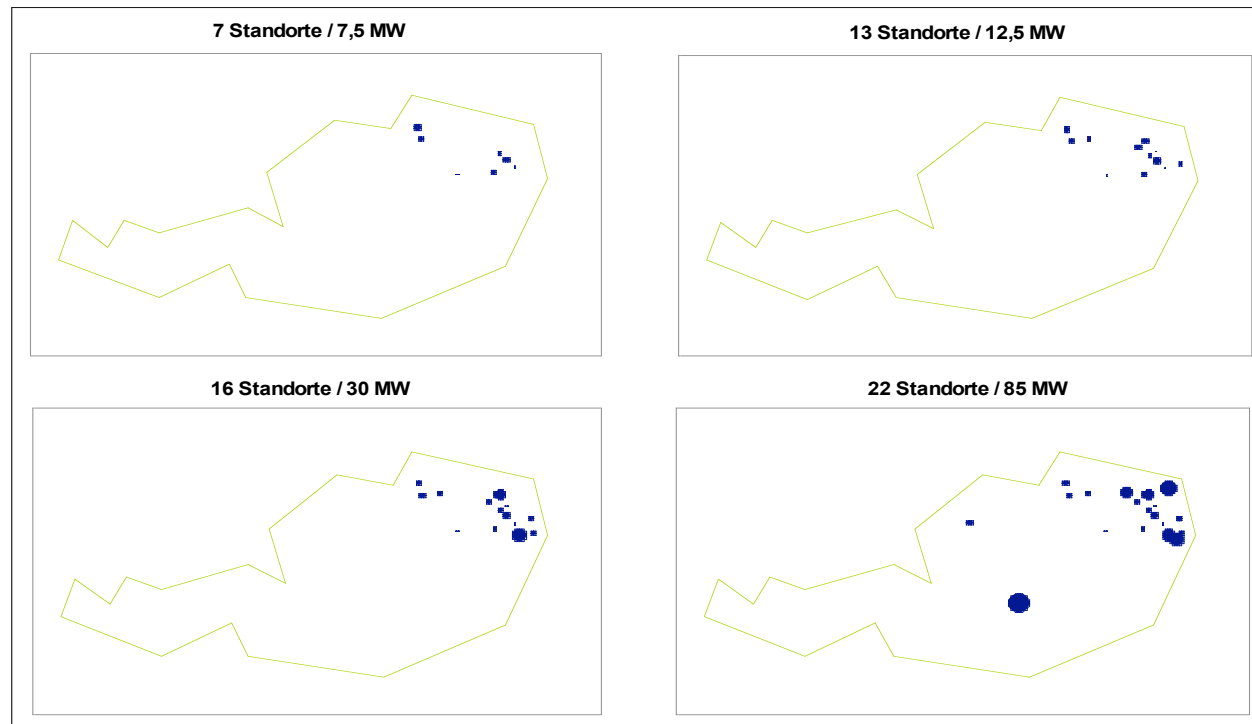
- Stückweise lineare Transformation $v_{\text{Wind}} \rightarrow P_{\text{Wind}}$
- Standortspezifische Transformationsmatrix über Pivot-Tabellenanalyse ermittelt

Windprognosetool der Universität Oldenburg (ForWind)

- Zeitlich adaptive neuronale Netze (Update $v_{\text{Wind}} \rightarrow P_{\text{Wind}}$ alle 15 Tage)
- Basiert auf ECMWF Daten (Auflösung 3h)
- Interpolation des Prognosedatenfeldes auf Standorte und Nabenhöhen

Gruppierung von Windanlagenstandorten

- Berücksichtigung der geografischen Verteilung (um Einfluss der Korrelation zwischen Standorten möglichst herauszufiltern)
- Abstufung der kumulierten Leistung zwischen 7,5 und 85 MW



3. ERGEBNISSE – Darstellung der Windprognosegüte

- **Verwendetes Maß für die Darstellung der Windprognosegüte**

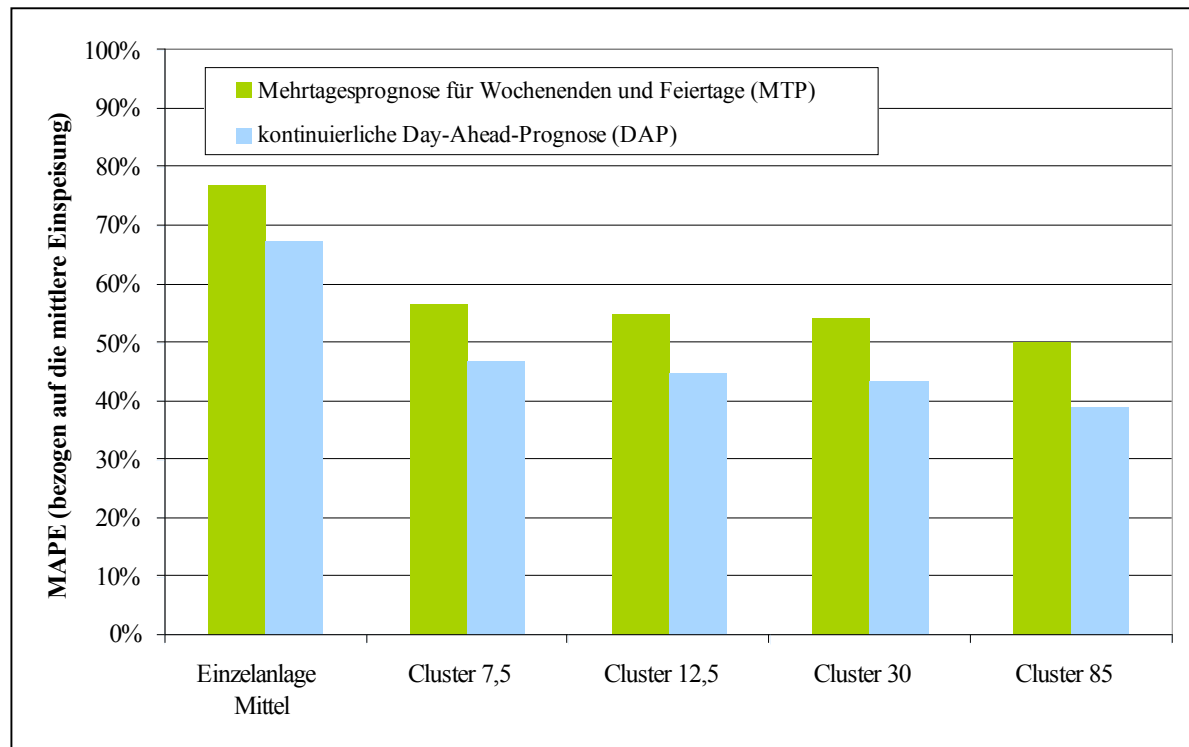
$$MAPE = 100 \cdot \frac{\frac{1}{N} \sum_{t=1}^N |P_{\text{Prognose}}(t) - P_{\text{Ist}}(t)|}{\frac{1}{N} \sum_{t=1}^N P_{\text{Ist}}(t)}$$

<i>MAPE</i>	<i>mittlerer absoluter Fehler bezogen auf die mittlere Einspeisung in % (Mean Absolute Percentage Error)</i>
<i>t</i>	<i>Zeitintervall (15 min)</i>
<i>N</i>	<i>Anzahl der Zeitintervalle im Betrachtungszeitraum (35040)</i>
<i>P_{Ist}(t)</i>	<i>mittlere tatsächliche Leistung im Zeitintervall t</i>
<i>P_{Prognose}(t)</i>	<i>mittlere prognostizierte Leistung im Zeitintervall t</i>

- **MAPE = Anteil der Ausgleichsenergie an gesamter Einspeisung**

Auswertung der Windprognosegüte

Gegenüberstellung der Prognosegüte für verschiedene Anlagencluster und Prognoseszenarien



Vergleich der Prognosegüte

- Das ForWind-Modell erreicht eine vergleichbare Prognosegüte
- APG-Prognose:
 2003: 52,5% (186MW)
 2005: 45,8% (698MW)
- MAPE (day-ahead) in führenden Windenergieländern: 20-35%

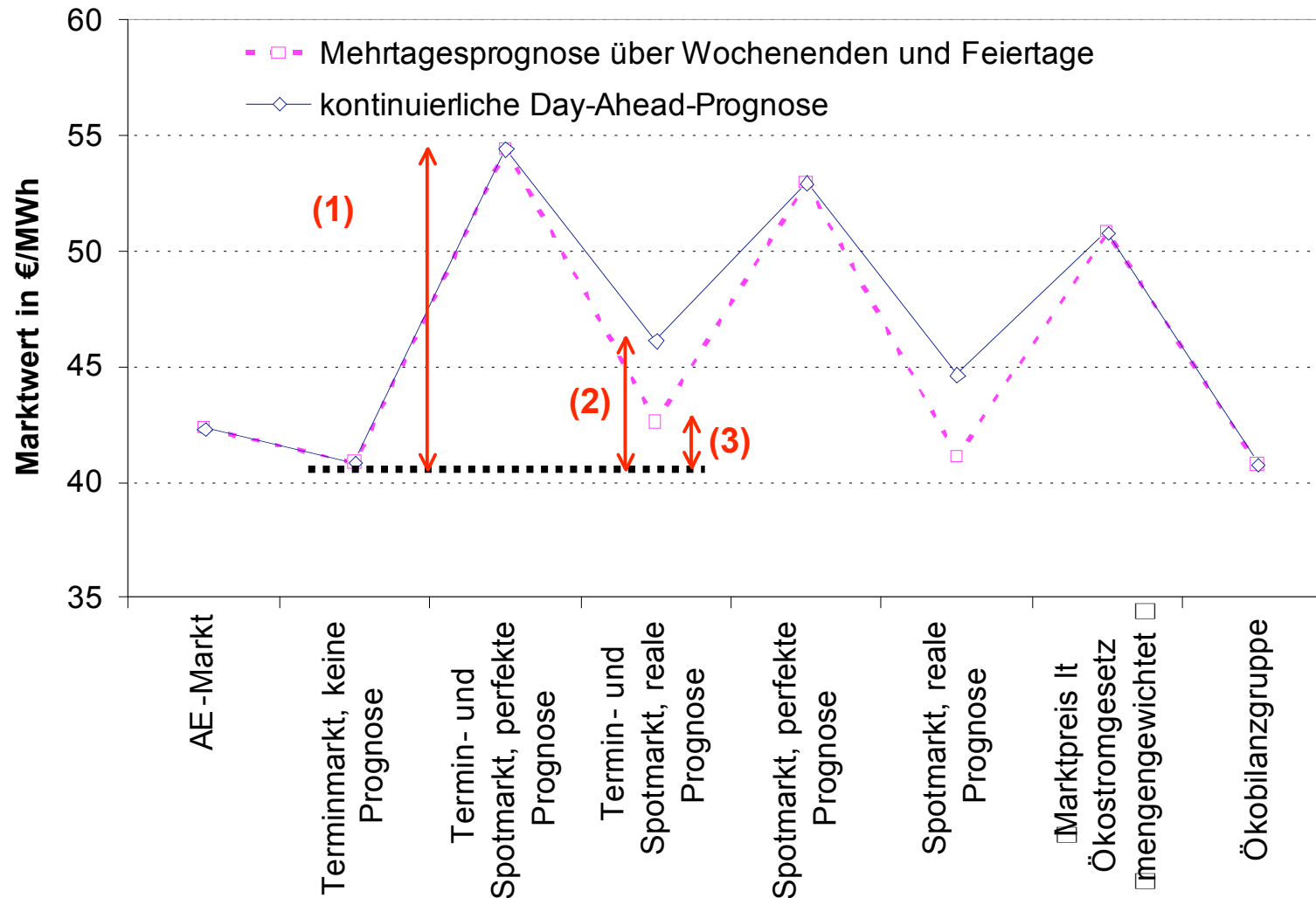
Kosten für Ausgleichsenergie

Ausgleichsenergie kosten in €/MWh	Prognose der mittleren Einspeisung	Derzeitige Prognosepraxis	Kontinuierliche Day -Ahead - Prognose	Ökobilanzgruppe APG 2004/2005
Cluster 7,5	10,3	8,9	4,9	10,0
Cluster 12,5	10,4	8,4	4,3	9,8
Cluster 30	13,2	9,3	5,1	10,0
Cluster 85	12,5	8,1	4,6	10,1

Quellen: Schönbauer (2006); eigene Berechnungen

- **Kosten für AE geringer als Aufwendungen der Ökobilanzgruppe**
- **Kontinuierliche Day-ahead Prognose reduziert AE-Kosten um ca. 50 %**

Marktwert der Windenergie – Vermarktungsoptionen



Annahmen: alle 22 Standorte (85 MW); Juni 2005 bis Juli 2006; Referenzprognose

4. INTERNATIONALER VERGLEICH - *Ausgleichsenergiekosten*

- Rahmenbedingungen für die Marktintegration von Windenergie sind in Europa heterogen:

- **DÄNEMARK**

Vindenergi Danmark	500 MW	2003-2006	0,8-2,9 €/MWh
--------------------	--------	-----------	---------------

- **FINNLAND**

Holttinen et al. (2006)	1-15 MW	2004	0,6-1,5 €/MWh
-------------------------	---------	------	---------------

- **BELGIEN**

Kleinschmidt et al. (2006)	100MW	2004-2005	5,6-8,8 €/MWh
----------------------------	-------	-----------	---------------

- **Ausgleichsenergiekosten = Menge x Preis**

Menge an Ausgleichsenergie: Prognosefehler

Prognosegüte ist abhängig von:

- 1. Prognosehorizont**
- 2. Geografischer Verteilung von Windstandorten**
- 3. Güte der Wetterprognose (örtliche und zeitliche Auflösung)**
- 4. Lokale Orografie (Flachland – Hügelland - Gebirge)**
- 5. Information über aktuelle Einspeisung**
- 6. Windleistungsprognoseansatz**

Preis: AE-Clearingpreis

AE-Clearingpreis ist abhängig von:

- 1. Kosten für Ausgleich der Regelzone (Kraftwerkpark, Delta RZ, Regelzonengröße)**
- 2. Korrelation: AE Portfolio – Delta Regelzone (Wind vs. Verbrauch)**
- 3. Umrechnung von Kosten für den RZ-Ausgleich in AE-Clearingpreise (Energiepreis, Leistungspreis, Reservearten, Preismodell)**
- 4. Geografische Ausdehnung der Regelzone (mehrere Regelzonen pro Land vs. Länderübergreifende Regelzone)**

5. SCHLUSSFOLGERUNGEN

Maßnahmen zur Senkung von AE-Kosten:

1. **Großhandelsstrommärkte, Marktregeln**
 - kontinuierlicher Day-Ahead-Markt
 - Intra-Day-Markt

2. **Verbesserung der Prognosegüte**
 - Wetterprognose
 - Online-Information

3. **Gestaltung des Ausgleichsenergiemarktes**
 - mehr Wettbewerb auf Angebotsseite
 - Einpreissystem
 - geografische Ausdehnung von Regelzonen

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

Die in diesem Beitrag vorgestellten Analysen wurden im Zuge des Projekts „Virtuelles Ökostrom Kraftwerk“ erstellt. Dieses Projekt wird im Rahmen der Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“ – einer Kooperation des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie mit der Forschungsförderungsgesellschaft – durchgeführt.