

# Auswirkungen unterschiedlicher Vergütungssysteme und Marktdesigns auf die räumliche Verteilung von Windenergieanlagen

Anna Pechan

Carl von Ossietzky Universität, Oldenburg

20.03.2015

# Layout

- 1 Einführung
- 2 Modellformulierung
- 3 Modellumsetzung
- 4 Ergebnisse
- 5 Diskussion
- 6 Konklusion

## Hintergrund und Motivation

- EU Mitgliedstaaten haben ambitionierte Ausbauziele für Erneuerbare, z.B. Deutschland 55 % der Stromproduktion bis 2035; Österreich 34 % des Endenergieverbrauchs bis 2020
- Laufende Debatte wie Ziele am besten erreicht werden (a) durch welches Förderinstrument (b) in Lastnähe oder an besten Standorten/ dezentral oder zentral?

## Hintergrund und Motivation

- EU Mitgliedstaaten haben ambitionierte Ausbauziele für Erneuerbare, z.B. Deutschland 55 % der Stromproduktion bis 2035; Österreich 34 % des Endenergieverbrauchs bis 2020
- Laufende Debatte wie Ziele am besten erreicht werden (a) durch welches Förderinstrument (b) in Lastnähe oder an besten Standorten/ dezentral oder zentral?
- Stand der Literatur
  - Wohlfahrtsoptimaler Ausbau von Erneuerbaren, z.B. Dietrich et al. (2010), Schmid et al. (2013), Hirth (2013)
  - Auswirkungen des Marktdesigns oder der Vergütungssysteme auf die Standortwahl von Investoren, z.B. Grimm et al. (2014), Hiroux & Saguan (2010), Schmidt et al. (2013)
  - Räumliche Abhängigkeit des Marktwertes von EE/ merit order Effekt, z.B. Elberg & Hagspiel (2014), Hirth (2013)

## Forschungsfrage

Wie beeinflussen unterschiedliche Vergütungssysteme und Strommarktdesigns die räumliche Verteilung von Windenergieanlagen?

# 1. Stufe: NPV-Maximierung des Windinvestors

## 1. Fall: fixe Einspeisevergütung (FFIT)

$$\max_{C_n} \pi^{fit} = \sum_n C_n \left[ \sum_t w_{n,t} \alpha - I \right]$$

## 2. Fall: Marktprämie mit Einheitspreisen (MPU)

$$\max_{C_n} \pi^{mpu} = \sum_n C_n \left[ \sum_t w_{n,t} (p_t + \beta) - I \right]$$

## 3. Fall: Marktprämie mit Knotenpreisen (MPN)

$$\max_{C_n} \pi^{mpu} = \sum_n C_n \left[ \sum_t w_{n,t} (p_{n,t} + \beta) - I \right]$$

- $\pi^{fit}$ : Nettobarwert aller Orte  $n$
- $w_{n,t}$ : (erwartete) Windproduktion an Ort  $n$  zu Stunde  $t$
- $\alpha$ : Einspeisetarif
- $p_t$ : Einheitspreis
- $p_{n,t}$ : Knotenpreis
- $\beta$ : Prämie
- $I$ : annualisierte Investitionskosten
- $C_n$ : installierte Windkapazität an Ort  $n$

## 2. Stufe: Wohlfahrtsmaximierung des ISO

*In allen Fällen:*

$$\max_{g,d} W = \sum_n \sum_t [B(d_{n,t}) - G(g_{n,t})]$$

u.d.B.

$$\sum_n d_{n,t} = \sum_n [g_{n,t} + w_{n,t} C_n], \forall t \quad (\text{Energiebilanz})$$

*Bei Knotenpreisen und im Redispatch auch*

$$|y_L| \leq y_L^{\max}, \forall L \quad (\text{Lastflussbeschränkung})$$

- $W$ : Wohlfahrt
- $d_{n,t}$ : Nachfrage in Stunde  $t$  am Ort  $n$
- $g_{n,t}$ : konventionelle Stromproduktion in Stunde  $t$  am Ort  $n$
- $B(d_{n,t})$ : Nutzen durch Stromkonsum
- $G(g_{n,t})$ : variable Produktionskosten
- $y_L$ : Stromfluss Leitung  $L$
- $y_L^{\max}$ : max. Leitungskapazität

## Beeinflussung der gewinnmaximalen Windkapazität an $n$

	ffit	mpu	mpn
Winddargebot vor Ort	+	+/-	+/-
Höhe der Subvention	+	+	+/-
Korrelation von Windenergieerz.& Nachfrage	0	+	+/-
Windausbau an anderen Orten bei pos. korrelierter Windenergieerz.	0	-	+/-

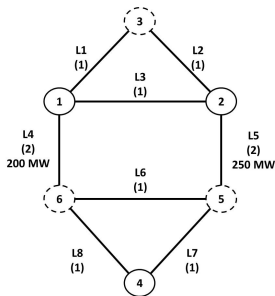
wobei 0 kein Effekt; + positiver, - negativer Effekt

⇒ noch keine Aussage über räumliche Verteilung



# Test Modell I

## Sechs Knoten Test Modell von Chao & Peck (1998)

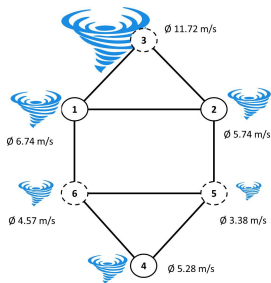


Knoten	Funktionstyp	Funktion
1	Marginale Kosten	$10 + 0.05q$
2	Marginale Kosten	$15 + 0.05q$
3	Inverse Nachfrage	$37.5 - 0.05q$
4	Marginale Kosten	$42.5 + 0.025q$
5	Inverse Nachfrage	$75 - 0.1q$
6	Inverse Nachfrage	$80 - 0.1q$

# Test Modell II

## Anpassung des Testmodells: Windenergieerzeugung

Durchschnittliche  
 Windgeschwindigkeit in 2011  
 [98m über Grund]



## Korrelation der Windproduktion

Knoten	1	2	3	4	5	6	Nachfrage
1	1	0.25	0.36	0.19	0.30	0.24	0.04
2		1	0.33	0.20	0.33	0.33	0.09
3			1	0.14	0.22	0.26	0.03
4				1	0.36	0.46	0.11
5					1	0.57	0.25
6						1	0.24

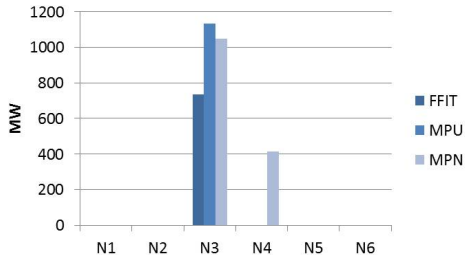
Bremervörde (N1), Büsum (N2), Rostock-Warnemünde (N3),  
 Hohenpeißenberg (N4), Bamberg (N5) and Frankfurt (N6)

# Test Modell III

## Weitere Anpassungen

- umfasst 2952 Perioden (4 Monate)
- fluktuierende Nachfrage (Verschiebungsfaktoren basierend auf dt. Nachfragedaten von 2011 (Entso-e, 2011))
- Windenergieerzeugung und Investition: Referenzanlage Enercon E-82 E3 (3 MW Nennleistung); annualisierte Kosten: 25,000 €/MW
- Windenergievergütung: fixe Vergütung 100 €/MWh; Marktprämie 65 €/MWh; Subventionenobergrenze von 120 Mio. €.

# Basislauf



## FFIT vs. MPU

- 736 vs. 1133 MW installierte Kapazität
- 33,5 % vs. 42,5 % Windenergie in finaler Stromprod.
- 83,43 vs. 80,77 €/MWh ges. Verbraucherkosten

## MPU vs. MPN

- 1133 vs. 1462 MW installierte Kapazität
- 42.5 % vs. 58.9% Windenergie in finaler Stromprod.
- 80,77 vs. 73.9 €/MWh ges. Verbraucherkosten

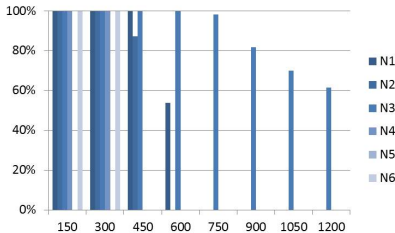
# Sensitivitätsanalyse I

- Lokale Ausbaulimits
- Skalierung des Winddargebots: gleiche mittlere und Gesamtwindproduktion
- Gleiches Winddargebot mit unterschiedlicher Korrelation
- Standortsspezifische Vergütung

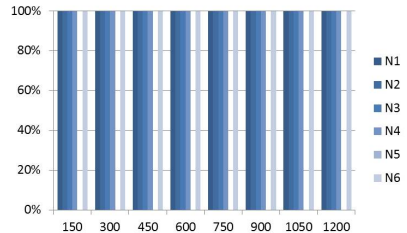
# Sensitivitätsanalyse II

FFIT: Räumliche Verteilung beeinflusst durch

- Ausbaubeschränkungen an Knoten



mit Subventionsobergrenze

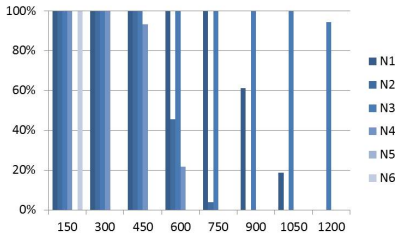


ohne Subventionsobergrenze

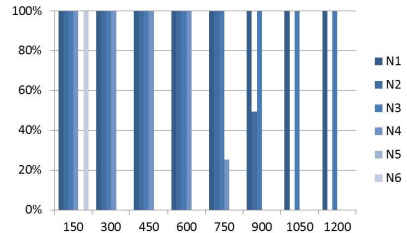
## Sensitivitätsanalyse III

MPU: Räumliche Verteilung beeinflusst durch

- Ausbaubeschränkungen an Knoten



mit Subventionsobergrenze

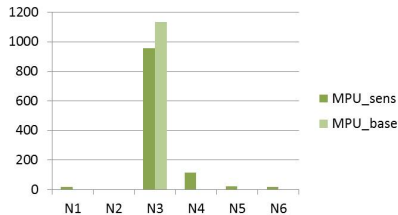


ohne Subventionsobergrenze

## Sensitivitätsanalyse IV

MPU: Räumliche Verteilung beeinflusst durch

- Varianz und Korrelation der Windeinspeisungen



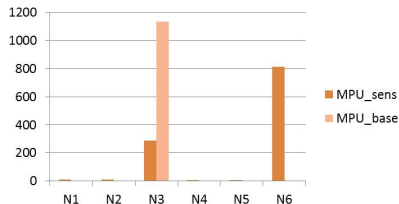
Skalierte Windeinspeisung: alle Knoten gleiche mittlere und gesamte Windenergieerzeugung mit unveränderten Korrelationen (N5 & N6 höchste Korrelation mit Nachfrage)



## Sensitivitätsanalyse V

MPU: Räumliche Verteilung beeinflusst durch

- Korrelation der Windeinspeisung mit Nachfrage



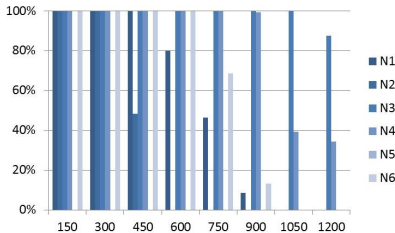
Veränderte Windeinspeisung: alle Knoten gleiche Windenergieerzeugungsdaten mit synthetischen Korrelationen

(Korrelation mit Nachfrage: N6 0.98; N3 -0.98; Rest +/- 0)

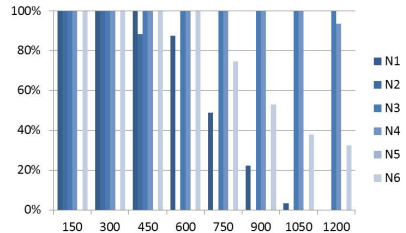
# Sensitivitätsanalyse VI

MPN: Räumliche Verteilung beeinflusst durch

- Ausbaubeschränkungen an Knoten



mit Subventionsobergrenze

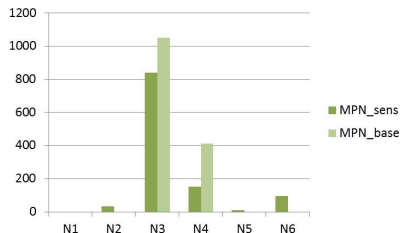


ohne Subventionsobergrenze

## Sensitivitätsanalyse VII

MPN: Räumliche Verteilung beeinflusst durch

- Varianz der Windeinspeisungen und Korrelation mit Nachfrage

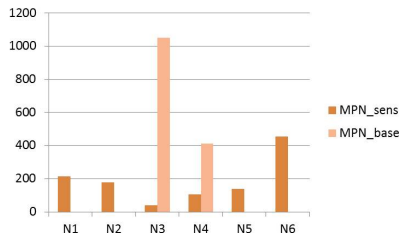


Skalierte Windeinspeisung: alle Knoten gleiche mittlere und gesamte Windenergieerzeugung mit unveränderten Korrelationen (N5 & N6 höchste Korrelation mit Nachfrage)

## Sensitivitätsanalyse VIII

MPN: Räumliche Verteilung beeinflusst durch

- Korrelation mit Nachfrage und Leitungsbegrenzung



Veränderte Windeinspeisung: alle Knoten gleiche Windenergieerzeugungsdaten mit synthetischen Korrelationen

(N6: 0.98; N3: -0.98; Rest: +/- 0 Korrelation mit Nachfrage)

## Sensitivitätsanalyse IX

### Standortspezifische Vergütung

- (a) unverändert, (b) abhängig von Winddargebot,  
 (c) abhängig von Systemkosten, (d) nur in südlicher Region

	FFIT	MPU	MPN
Ausbau an südlichen Knoten (lastnah)	d	b, d	a, b, d
höchster Anteil Wind in Endverbrauch	c	b	b
geringste Gesamtkosten	d	d	d
ger. Verhältnis Ges.kosten/ Wind in Endverbrauch	d	d	b

# Diskussion

## Vergleich Vergütungssystem (FFIT vs. MPU)

- Winddargebot dominiert Standortwahl (beste Standorte); Unterschiede aufgrund von Vergütungssystem wenn ähnliches Erzeugungsmuster an verschiedenen Knoten
- Ausbau in südlicher Region (lastnah) nur wenn Ausbau im Norden begrenzt oder Vergütung auf Süden begrenzt (bei Marktprämie auch wenn Vergütung Dargebotsabhängig)

# Diskussion

## Vergleich Vergütungssystem (FFIT vs. MPU)

- Winddargebot dominiert Standortwahl (beste Standorte); Unterschiede aufgrund von Vergütungssystem wenn ähnliches Erzeugungsmuster an verschiedenen Knoten
- Ausbau in südlicher Region (lastnah) nur wenn Ausbau im Norden begrenzt oder Vergütung auf Süden begrenzt (bei Marktprämie auch wenn Vergütung Dargebotsabhängig)

## Vergleich Marktdesign (MPU vs. MPN)

- Veränderung des Marktdesigns mit größerem Einfluss auf die Standortwahl
- Nur mit Knotenpreisen Windkapazität in südlicher Region bereits im Basislauf
- Bei Einheitspreis Korrelation der Winderzeugung mit stärkerem Einfluss, bei Knotenpreisen Korrelation mit Nachfrage (bzw. Knotenpreisen)

## Konklusion

- Vergütungssystem mit geringem Einfluss auf Standortwahl als Marktdesign
- Marktprämie führt nicht zwangsläufig zu geringere Konzentration von Windenergie oder systemfreundlicherem Ausbau
- Bei Marktprämie erhöht Gleichmäßigkeit der Windeinspeisung Attraktivität des Standorts (entspricht Hirth & Müller, 2015)
- Falls EE-Ausbau in südlicher Region erwünscht, unter FFIT radikalste Umstellung der Förderung notwendig



Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

Kontakt: [anna.pechan@uni-oldenburg.de](mailto:anna.pechan@uni-oldenburg.de)

**de.zentral**

Forschung für die Energiewende ([de-zentral.de](http://de-zentral.de))