

Alternative Vergütungsmodelle regenerativer Erzeugungsanlagen

- Einleitung
- Analyse und Modellbildung
- Verfahren
- Exemplarische Untersuchungen
- Zusammenfassung

Dipl. Wirt.-Ing. Barbara Wienen

Graz, den 15.02.2012

Hintergrund und Motivation

Aktuelle Entwicklungen des deutschen Energieversorgungssystems

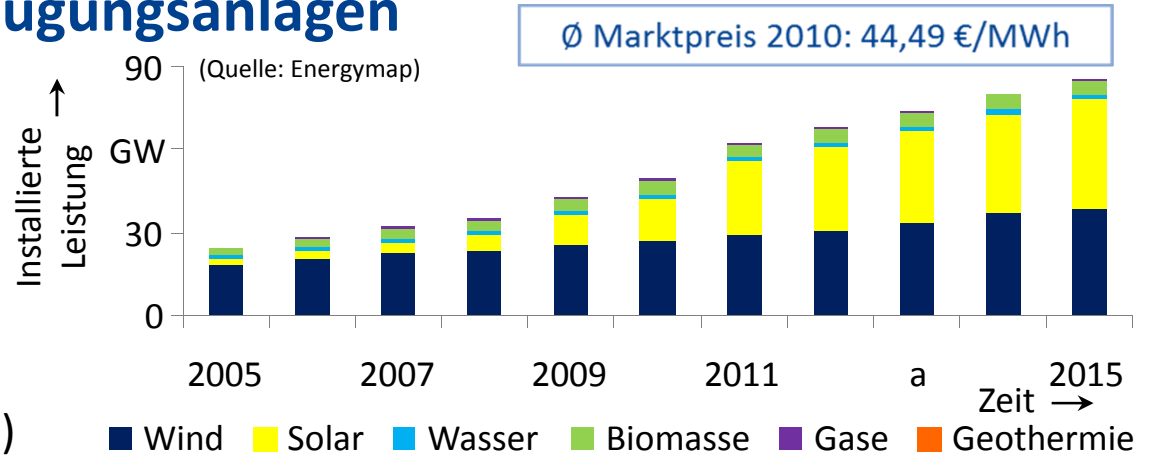
- Anteil der erneuerbaren Energiequellen an der Erzeugung erstmalig über 20 % im 1. Halbjahr 2011 (deutsches Marktgebiet)
- Einspeisung zunehmend fluktuierend und dargebotsabhängig
- Vergütung der erneuerbaren Energiequellen derzeit unabhängig von Preissignalen
- Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen übersteigt zeitweise Nachfrage
- Teilweise Verdrängung konventioneller Erzeugungskapazitäten
- ➔ Strukturwandel der Stromerzeugung durch Verschiebung der Erzeugungskapazitäten
- ➔ Kein marktbasierter Einsatz der erneuerbaren Energiequellen

Neue Anforderungen an das Energieversorgungssystem

- Erneuerbare Energiequellen sollten einen Beitrag zur Systemstabilität leisten
- Erneuerbare Energiequellen sollten in den Markt integriert werden
- ➔ Neue Vergütungsmodelle für erneuerbare Energiequellen sinnvoll

Analyse regenerativer Erzeugungsanlagen

- Vielzahl regenerativer Erzeugungstechnologien
- Auswahl relevanter Technologien nötig
- ➔ Photovoltaik (PV), Wind (WEA), Biomasse (Bio), Laufwasser (LW)



	PV	WEA	LW	Bio
Einspeiseprofil Leistung [MW] vs Zeit [h]				
Marktwert [€/MWh]	49,25	42,12	44,38	44,48
Steuerbarkeit	stufenlos steuerbar	prinzipiell steuerbar, Mindestleistung von ca. 20 % je Anlage	stufenlos steuerbar	prinzipiell steuerbar, Mindestleistung variiert je Anlage

- ➔ Unterschiedlicher Marktwert des erzeugten Stromes je erneuerbare Energie (Quelle: 50 HERTZ)
- ➔ Steuerbarkeit vergleichbar mit konventionellen Anlagen (geringfügige Einschränkungen)

Vermarktungsmöglichkeiten erneuerbarer Energiequellen

○ Fahrplanenergie- oder Reservemärkte

Derzeitige Situation

○ Festpreisvergütung

- ◆ Derzeit im EEG verankerte Vergütungsform
- ◆ Abnahme- und Vergütungsverpflichtung über 20 Jahre, ggf. mit degressiver Vergütung
- ◆ Kenngrößenspezifische Vergütungssätze
- ◆ Zusätzliche Boni bspw. für innovative Technologien, Systemdienstleistungen

- ◆ Keine Marktintegration

○ Direktvermarktung

- ◆ Kalendermonatliche Wahlmöglichkeit
- ◆ Vermarktung des erzeugten Stromes an der Börse ohne zusätzliche monetäre Förderung
- ◆ Marktintegration
- ◆ Bislang und auch zukünftig nur geringfügige Nutzung prognostiziert, da
 - ◆ Höhere Einnahmen in der Festpreisvergütung
 - ◆ Zusätzlicher Aufwand durch Prognoseunsicherheiten, Handelsanbindungen, etc.

➔ Alternative Vergütungsmodelle müssen monetäre Anreize zum Wechsel bieten

Vermarktungsmodelle	
Nicht-marktorientierte Modelle	Marktorientierte Modelle
Stufenmodell	Direktvermarktung ✓
Festpreisvergütungsmodell ✓	Marktprämienmodell ✓
Quotenmodell mit Ausschreibung	Spot Market Gap Modell ✓
Kombikraftwerksbonus	Cap- & Floor Modell ✓
Volllaststundenbonus	Quotenmodell mit Zertifikathandel
Systemdienstleistungsbonus	Reservevermarktung ✓

Analyse und Abbildung zukünftiger Vergütungsmodelle (I)

Marktprämienmodell

- Vorgesehen in EEG Novelle 2012
- Zusätzliche Prämie zu Einnahmen am Markt

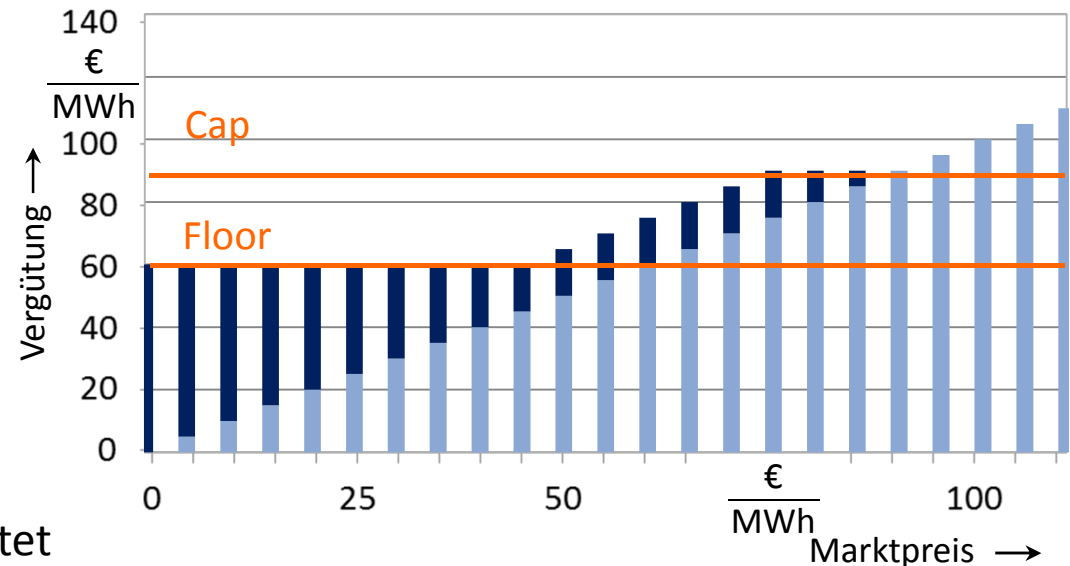


Spot Market Gap Modell

- Garantierte Mindestvergütung
- ➔ Gewährung zusätzlicher Sicherheit

Cap and Floor Modell

- Aktuell in Spanien implementiert
- Garantierter Mindestpreis
- Bei Überschreiten des Floors zusätzliche fixe Vergütung bis Cap
- ➔ Marktpreisorientierung gewährleistet
- ➔ Gewährung zusätzlicher Sicherheit
- ➔ Verhinderung Überförderung



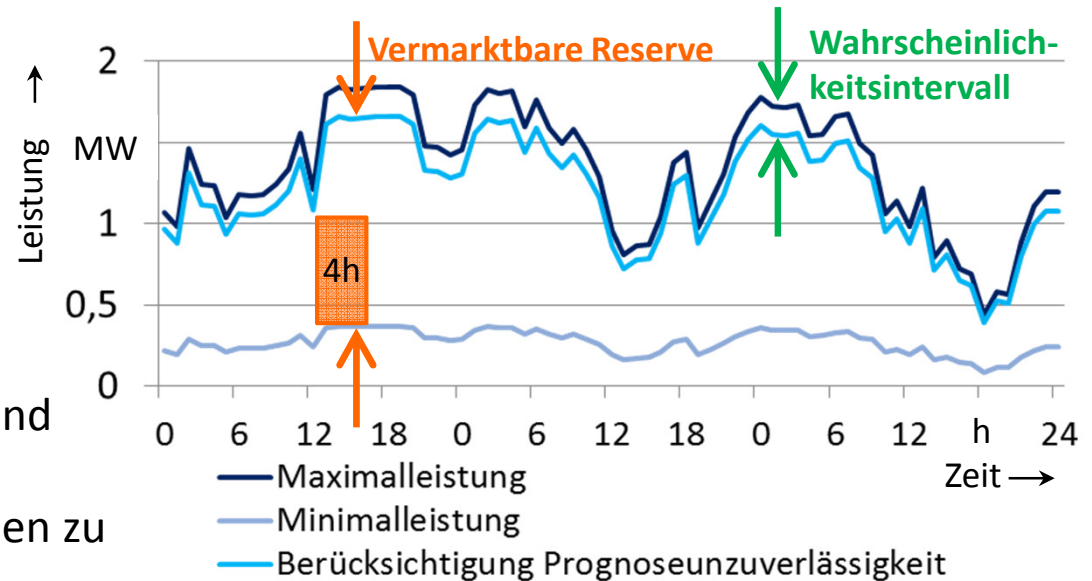
Analyse und Abbildung zukünftiger Vergütungsmodelle (II)

Reservevermarktung

- Teilnahme aufgrund von Prognosehorizonten nur am Minutenreservemarkt
- Berücksichtigung von Prognoseunsicherheiten
- Derzeit noch nicht möglich aufgrund von Doppelvermarktungsverbot
- ➔ Beitrag erneuerbarer Energiequellen zu Systemdienstleistungen

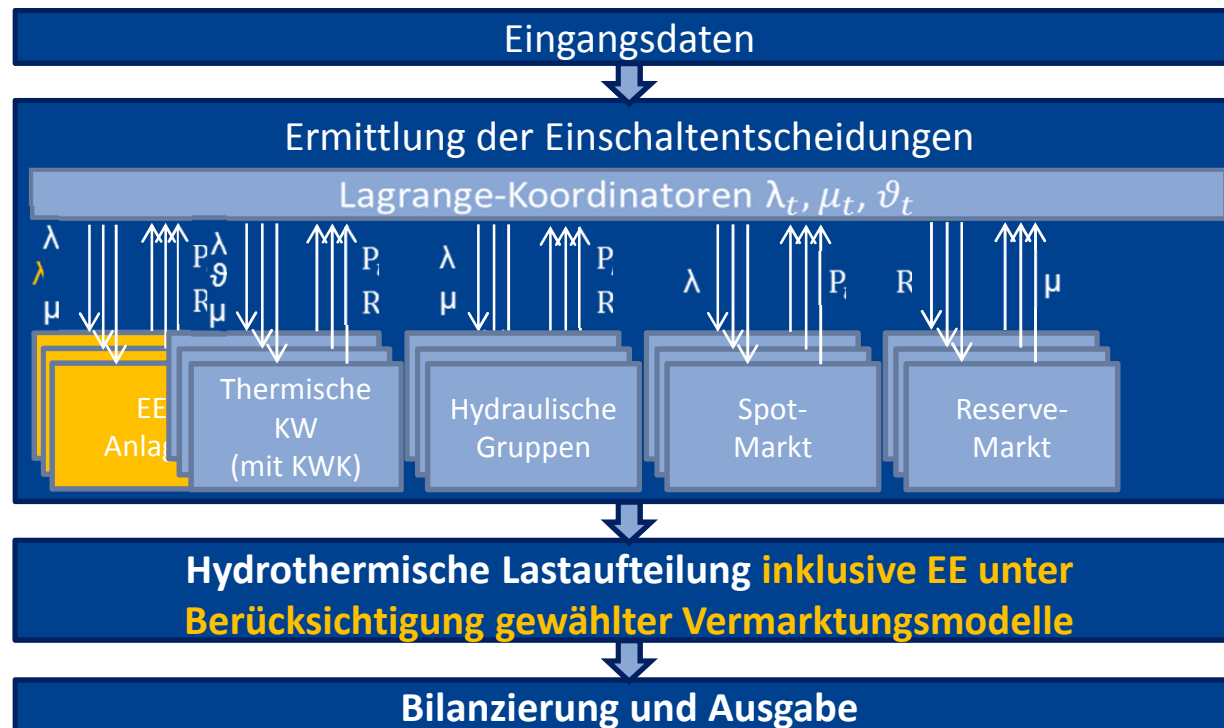
Modellierung erneuerbarer Anlagen

- Abbildung von Wind, PV und Biomasse analog zu thermischen KW mit Einschränkungen
 - ◆ Variable Maximal- und Minimalleistungen
- Abbildung von LW analog zu hydraulischen Kraftwerken
 - ◆ Zusätzlich Möglichkeit eines rein natürlichen Zuflusses und Teilnahme am Reservemarkt
- Explizite Berücksichtigung von Prognoseunsicherheiten nur bei Reservevermarktung



Verfahren zur Stromerzeugungs- und -handelsplanung

- 2-stufiges Verfahren zur Maximierung des Deckungsbeitrages unter Berücksichtigung zeit- und systemkoppelnder Nebenbedingungen



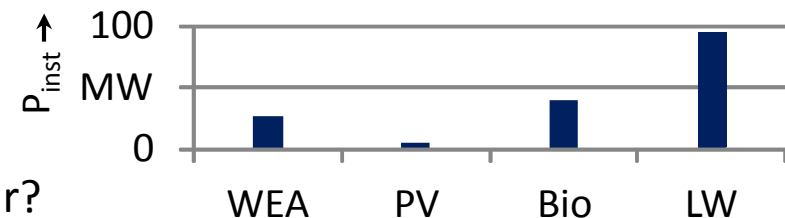
Untersuchungsprogramm

- Betrachtung eines Simulationsjahres mit historischem Marktpreis in stdl. Zeitraster
- Lastdeckung sowie Teilnahme an Spot- und Reservemärkten
- Keine Berücksichtigung von KWK
- Simulation unterschiedlicher Vermarktungsmodelle mit folgender Parametrierung:
 - ◆ Marktprämienmodell gemäß Studie „Förderung der Direktvermarktung EE“
 - ◆ Cap and Floor Modell nach spanischem Vorbild

Szenariengruppe 1

- Realitätsnahe Einzelanlagen
 - ◆ Analyse Einnahmen und Einspeiseverhalten

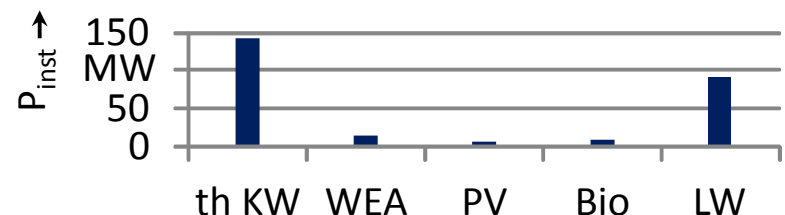
→ Wie stellen sich die Anlagen in den Modellen dar?



Szenariengruppe 2

- Realitätsnaher Anlagenpark eines Stadtwerkes
 - ◆ Bewertung Systemkosten und Auswirkungen auf die Höhe der Förderkosten

→ Bewertung der Modelle aus Betreiber- und übergeordneter Sichtweise



Szenariengruppe 1

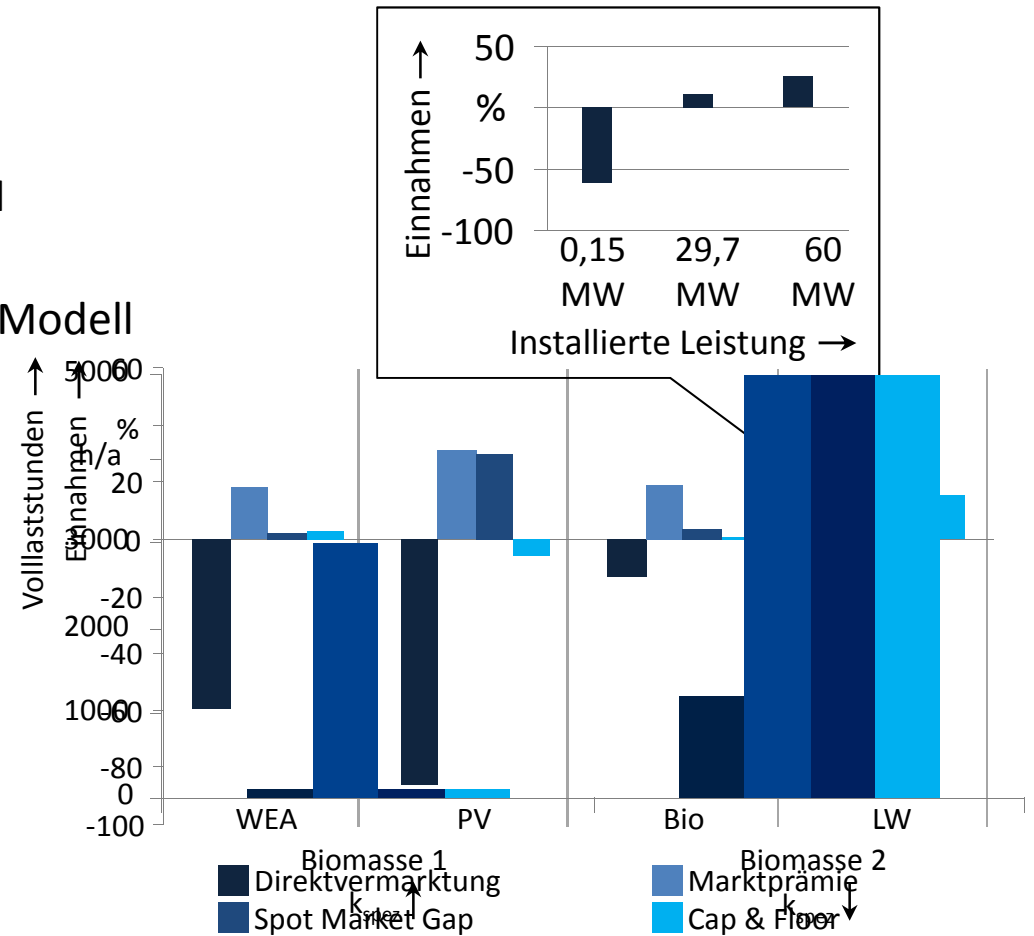
Erlösstruktur

- Direktvermarktung
 - ◆ Lohnend nur für große LW aufgrund geringer Festpreisvergütung
- Marktprämien- und Spot Market Gap Modell
 - ◆ Mehreinnahmen für alle Anlagen
- Cap and Floor Modell
 - ◆ Anstieg Einnahmen LW

Einspeiseverhalten

- Bei dargebotsabhängigen Anlagen kaum Anpassungsmöglichkeiten
- Volllaststunden der Biomassekraftwerke variieren je nach Modell

- ➔ Generierung von Mehreinnahmen gegenüber Festpreisvergütung nach EEG
- ➔ Erhöhte Marktintegration



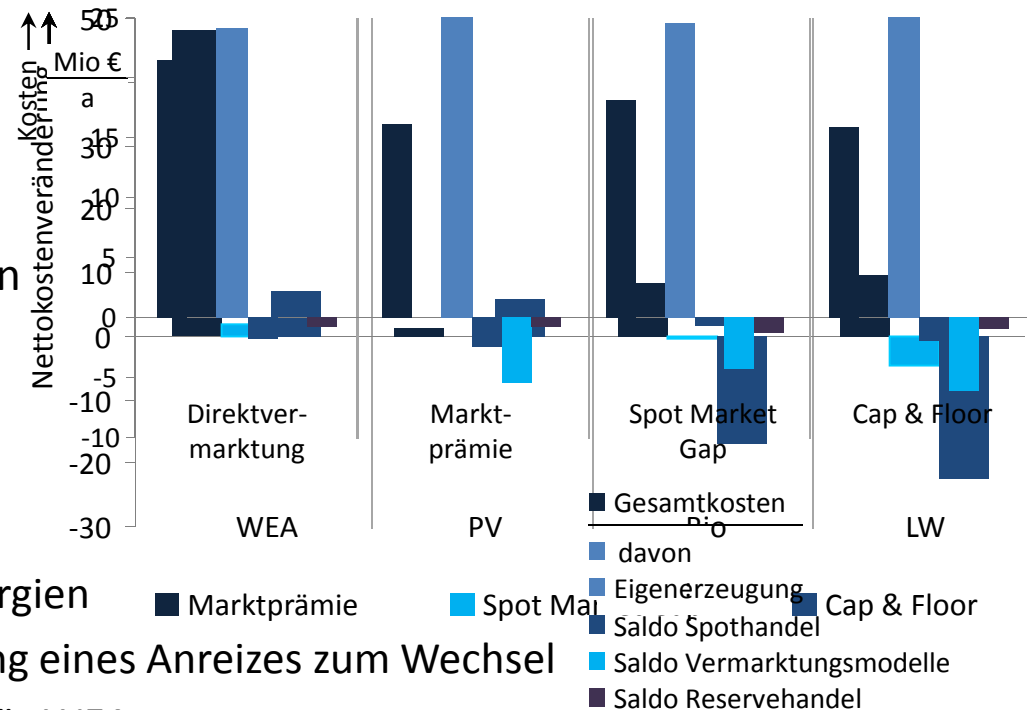
Szenariengruppe 2

Gesamtkosten

- Sinkende Systemkosten gegenüber Direktvermarktung durch Zusatzeinnahmen der Vergütung
- ➔ Aus Sicht der Anlagenbetreiber ist ein Wechsel in die alternativen Vergütungsmodelle sinnvoll

Nettoförderkosten

- Marktprämienmodell
 - ◆ Anstieg für alle erneuerbaren Energien
 - ◆ Begründet durch die Schaffung eines Anreizes zum Wechsel
 - ◆ Überproportionaler Anstieg für WEA
 - Cap & Floor und Spot Market Gap Modell
 - ◆ Sinkend für LW und Bio trotz steigender Einnahmen
 - ◆ Begründet durch marktpreisorientierte Einspeisung der Anlagen
- ➔ Marktintegration zieht teilweise erhöhte Förderkosten nach sich
- ➔ Gegebenenfalls Anpassung der Prämien notwendig



Zusammenfassung

Ziel

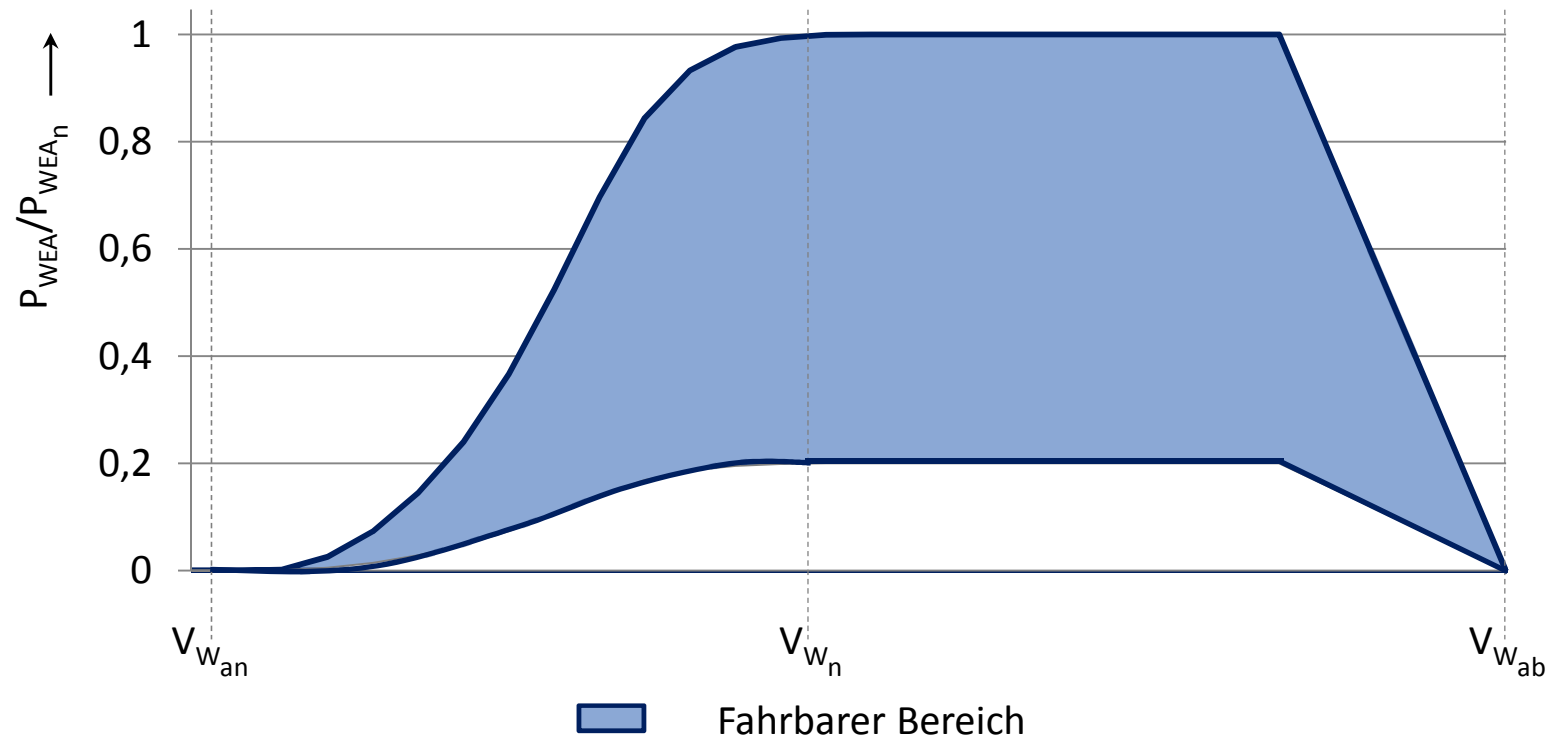
- Analyse und Bewertung alternativer Vergütungsmodelle für regenerative Erzeugungsanlagen
 - ◆ Identifikation zukünftig relevanter EE Anlagen und Analyse ihrer Regelbarkeit
 - ◆ Untersuchung und Bewertung unterschiedlicher Vermarktungsmodelle
 - ◆ Erweiterung eines bestehenden Verfahrens zur Stromerzeugungs- und -handelsplanung
 - Integration der Anlagenmodelle in ein mehrstufiges Verfahren
 - Integration der Vermarktungsmodelle in alle Optimierungsstufen
 - Analyse entstehender Einnahmen und Förderkostenveränderungen in den unterschiedlichen Modellen

Ergebnisse

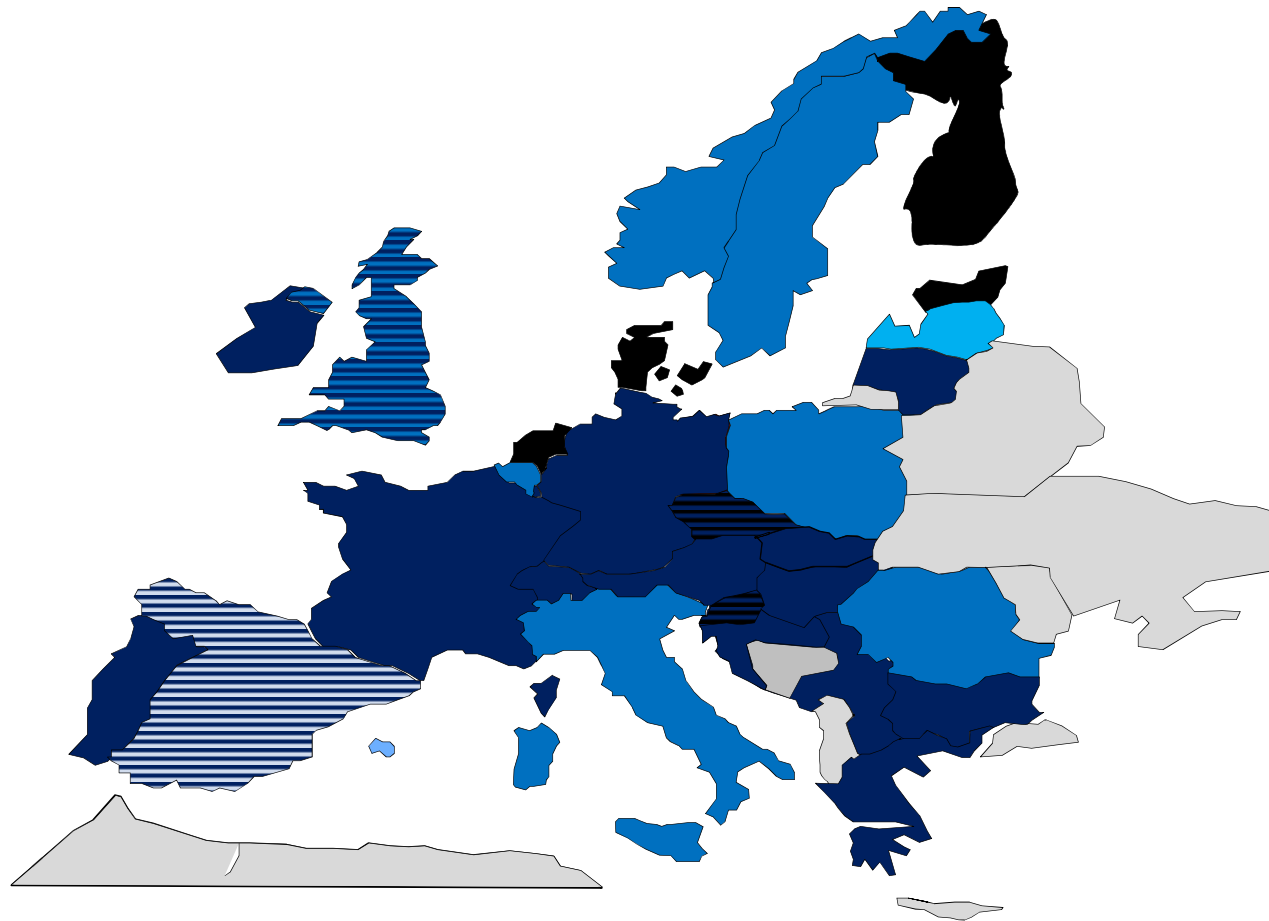
- Direktvermarktung bereits jetzt für große LW sinnvoll und Realität
- Wechselanreize in alternative Vergütungsmodelle prinzipiell gegeben
- Marktorientierte Fahrweise bei regelbaren Einheiten zu beobachten
- Steigende Nettoförderkosten in den meisten Modellen aufgrund der mindestens geforderten Äquivalenz zum EEG
- Weitere Untersuchungen hinsichtlich der optimalen Prämienhöhe notwendig

VIELEN DANK FÜR IHRE AUFMERKSAMKEIT!

Fahrbarer Bereich einer WEA



Vermarktungsmodelle in Europa



Festpreisvergütungsmodell
 Marktprämienmodell
 Cap- and Floor Modell

Quotenmodell mit Ausschreibung
 Quotenmodell mit Zertifikathandel
 Wahlmöglichkeit/Parallele Anwendung

Beispielhafte Vergütungssätze

Technologie	Festpreis- vergütung ₁₎ [€/MWh]		Marktprämien- modell ₂₎ [€/MWh]		Cap and Floor Modell ₃₎ [€/MWh]					
	min	max	min	max	min			max		
	Prämie	Prämie	Prämie	Prämie	Prämie	Cap	Floor	Prämie	Cap	Floor
WEA	35,00	50,20	9,76	24,95	38,44	111,49	93,55	29,29	84,94	71,28
PV	319,4	430,10	237,46	384,16	203,20	343,98	254,04	413,90	562,30	415,20
Bio	77,90	116,70	37,02	75,822	72,67	122,60	114,4	82,11	133,1	120,9
LW	35,00	126,70	0	85,82	21,04	80,00	61,20	25,04	85,20	65,20

Marktprämienmodell



Prämienberechnung

Gleitende Marktprämie = Vergütung EEG – Profilmfaktor · Ø Strompreis

Profilservicekomponente = Fahrplanerfüllungsfaktor · Ø Strompreis

Technologie	Profilmfaktor [%]	Fahrplan- erfüllungsfaktor [%]	Handels- anbindung [€/MWh]
Windenergie	83,5 ₁₎	20,0	3,0
Biomasse	100,0	2,5	2,5
Wasserkraft	100,0	2,5	2,5
Photovoltaik	120,0	10,0	3,0
Geothermie	100,0	2,5	2,5

1) Jährliche Absenkung um 0,75 Prozentpunkte

Szenariengruppe 3

Einnahmen Anlagen

