

Förder- und Marktdesign: Einfluss auf Marktwert und Refinanzierung von erneuerbaren Energien

- eine agentenbasierte Simulationsanalyse mit AMIRIS -

Strommarkttreffen, TUB-IET, 13.05.2016

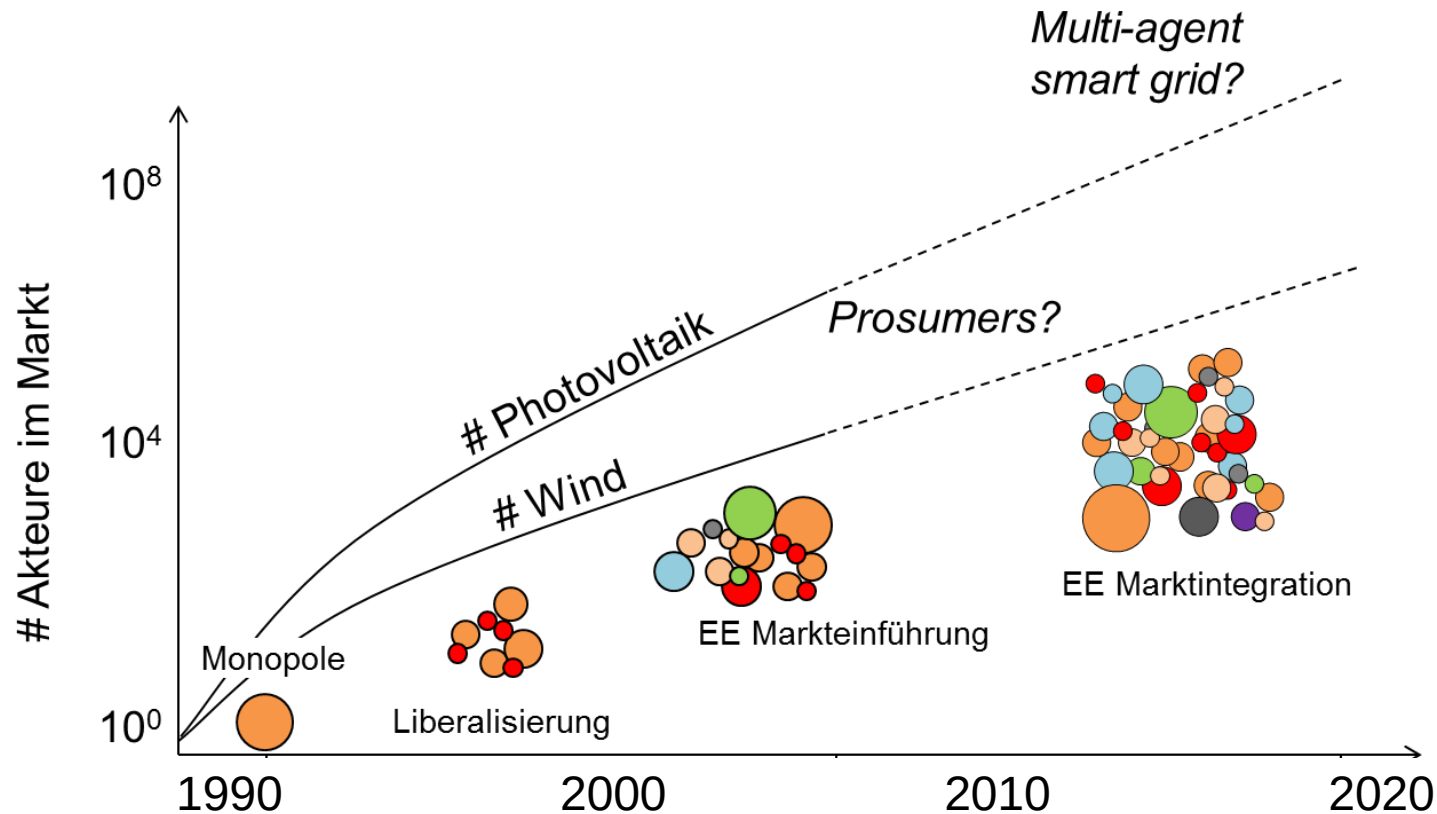
Matthias Reeg



Wissen für Morgen



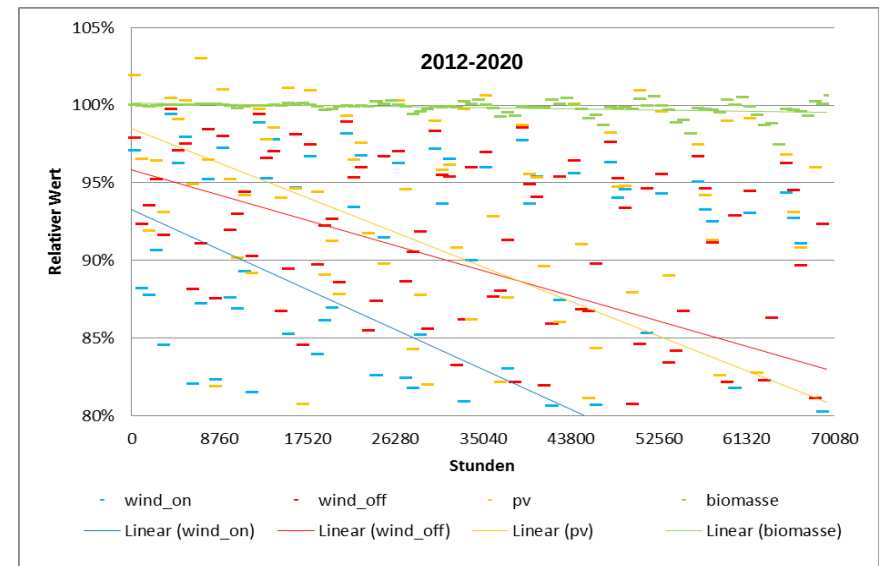
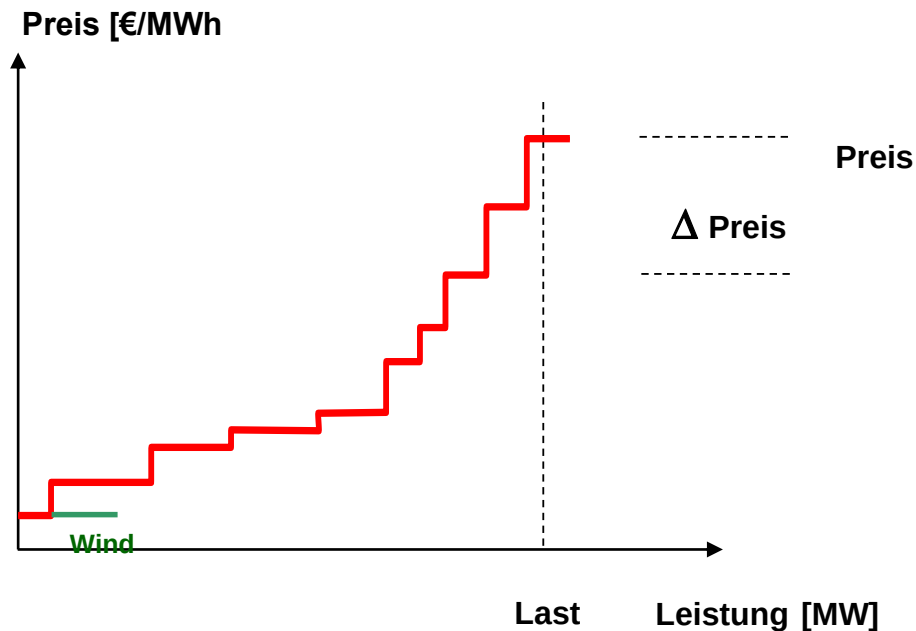
I) Herausforderung bei der Strommarktintegration der EE: heterogene Akteursvielfalt und Anstieg der Komplexität



→ Es muss mit wesentlich mehr und sehr differenzierten Akteuren umgegangen werden, die sich in Zielsetzung und Erwartungen teilweise stark unterscheiden



II) Herausforderung bei der EE-Strommarktintegration: Merit-Order Effekt und Marktwertverlust der FEE



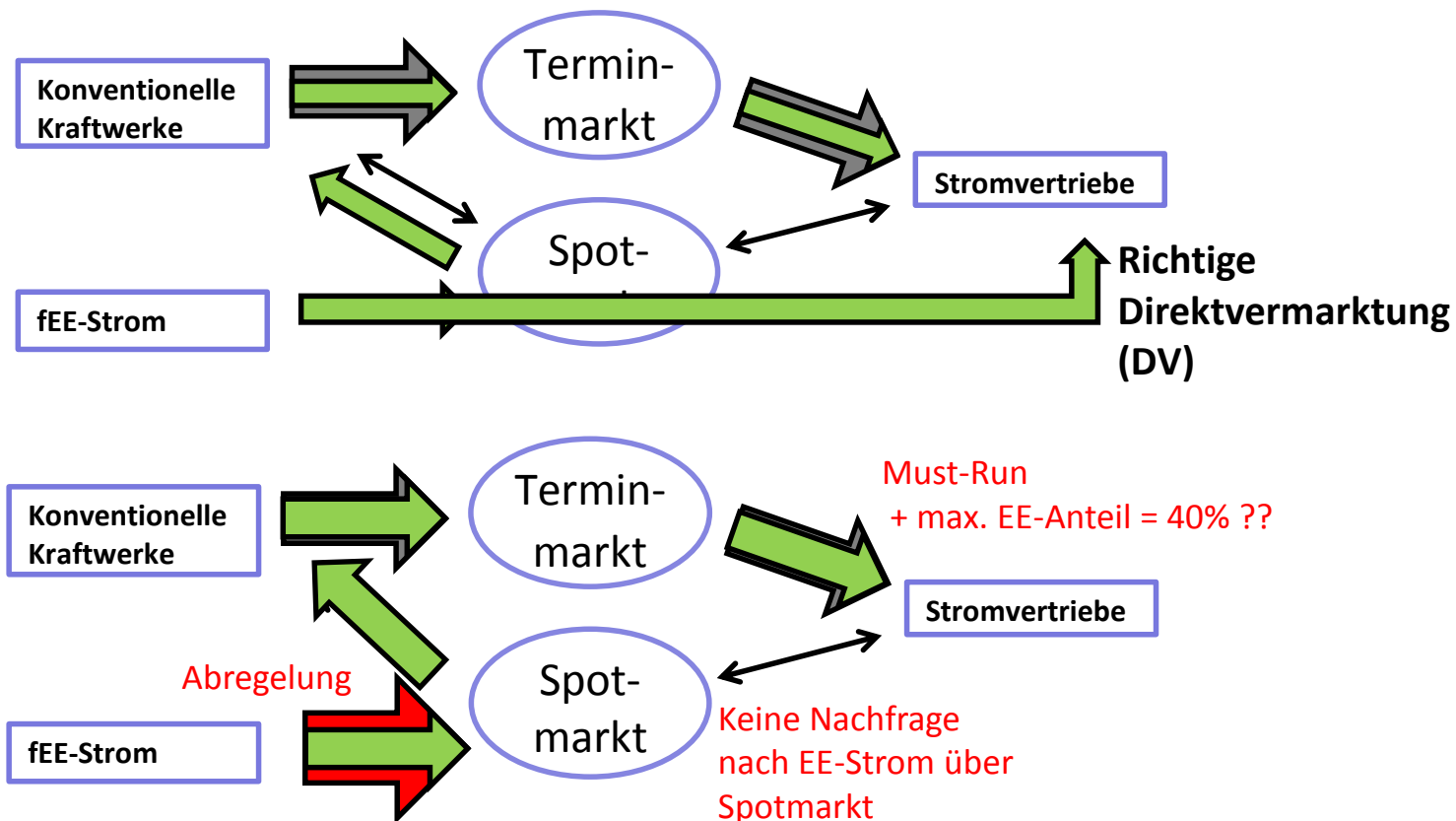
Quelle: AMIRIS Simulation

→ Antworten auf das Investitionsparadoxon in Bezug auf EE muss gefunden werden

→ Modellierung muss aus Akteursperspektive erfolgen, um dezidierte Aussagen über Erlössituation der Anlagenbetreiber treffen zu können



III) Friktionen bei der Vermarktung von Strom: Liberalisierte Märkte sind auf konv. Kraftwerke ausgelegt



→ Die Vermarktungslogik der ÜNB und der bisherigen DV ist nahezu die gleiche.

→ AUSNAHME: Abregelung bei extrem niedrigen oder negativen Börsenpreisen, d.h. neue Mengenrisiken sind Markt- und Förderdesign bedingt!

Fragestellung und Zielsetzung

1. Kann sich ein rein auf den heutigen liberalisierten Marktmechanismen basierendes erneuerbares Stromsystem refinanzieren?
2. Oder braucht ein Stromsystem, das langfristig auf hohen Anteilen erneuerbarer Energien (FEE) mit fluktuierenden Energieträgern wie Wind und Sonne basieren soll, neue und andere Preisfindungsmechanismen, Anreizsysteme und neue (oder auch alte Instrumente) wie beispielweise (Ausschreibungen) für langfristige Lieferverträge für Strom und/oder gesicherter Leistung?

→ Simulationsgestützte Analysen zur Marktintegration und Refinanzierung der fEE mit AMIRIS

→ Es werden folgende Fördermechanismen zur Integration der fEE (Wind und PV) untersucht, die sich auf der Vermarktung über Spotmärkte konzentrieren:

- **Ex-post Marktprämie (var MP in €/MWh)**
- **Ex-ante Marktprämie (fixe MP €/MWh)**
- **Ex-post Kapazitätsprämie (var CP €/MW)**
- **Ex-ante Kapazitätsprämie (fixe CP €/MW)**

→ Refinanzierungsbedingungen bewerten: werden Stromgestehungskosten – LCOE gedeckt?

→ Auswirkung auf Förderkosten für fEE-Anlagen bei vollständiger Integration in den Strommarkt beurteilen



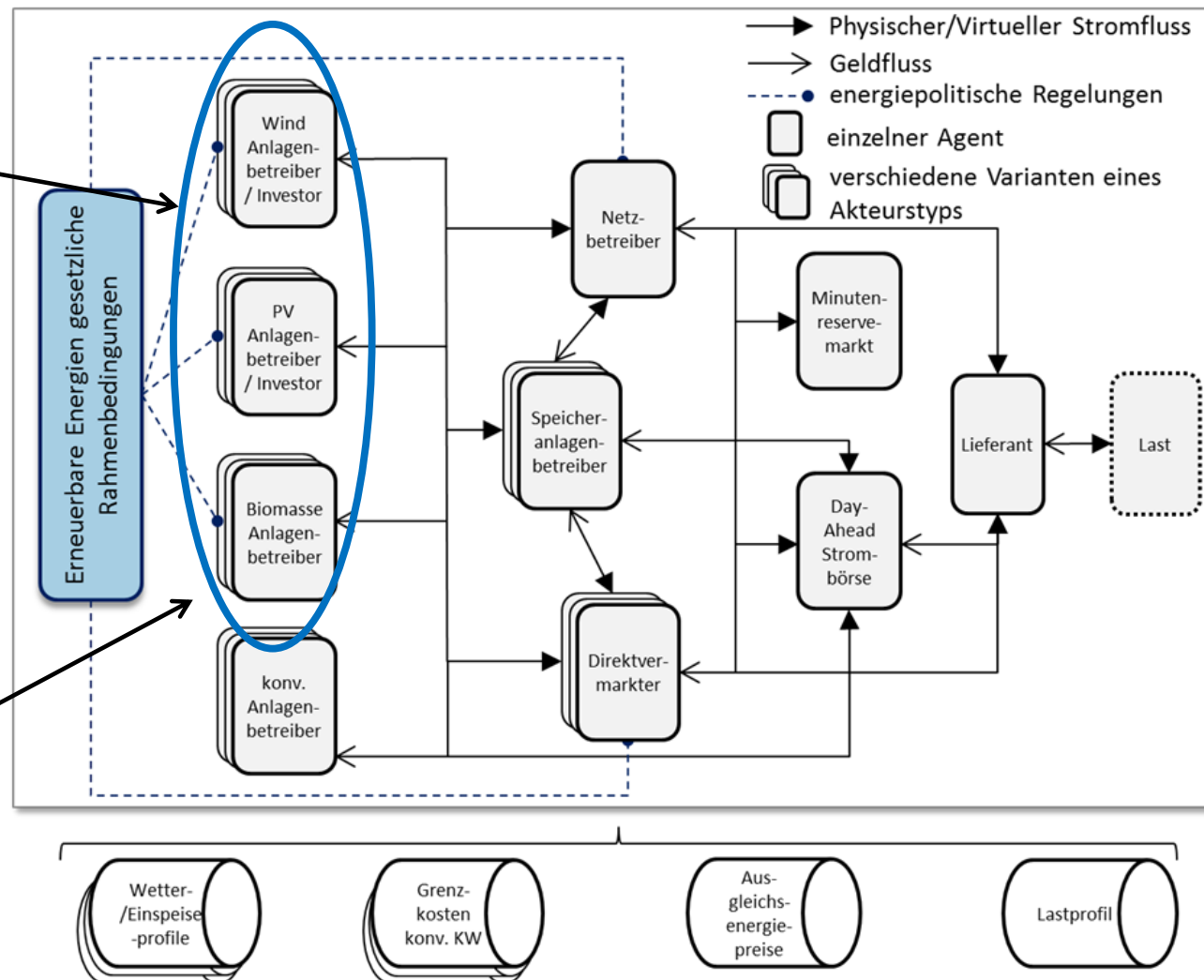
Modellstruktur AMIRIS

Parameter für Refinanzierungskosten mittels Experteninterviews erhoben:

- EK-Renditeerwartung
- Risikoaufschläge bei Förderinstrumenten
- Risikoperzeption hinsichtlich neuen Markt- und Politikrisiken

Kosten für Investition in fEE werden abgebildet:

- spez. Investitions- und Betriebskosten
- Standortqualität (Volllaststunden - FHL)



Typen and Charakteristika der identifizierten Investoren und Anlagenbetreiber (I)

1) Differenziert nach Eigentümer

- Private Personen
- Landwirte
- Banks und Fonds
- Projekt Entwickler
- Stadtwerke
- Große EVU
- Industrie/Gewerbe

2) Differenzierte Kostenstruktur:

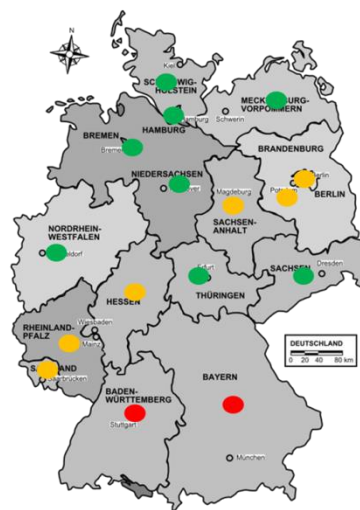
→ Akteursspezifisch:

- Erwartete Eigenkapitalrendite (RoE)
- Risikoneigung (niedrig, mittel, hoch)
- Anlagen- bzw. standortspezifisch:
 - Investitions- & O&M Kosten (low/mid./high)
 - Ressourcen Potential (plant site)

LCOE	Klasse 1	Klasse 2	...	Offshore
2015	61,90	86,15	...	173,9
...	...	...	...	...
2030	59,31	84,21	...	150,3

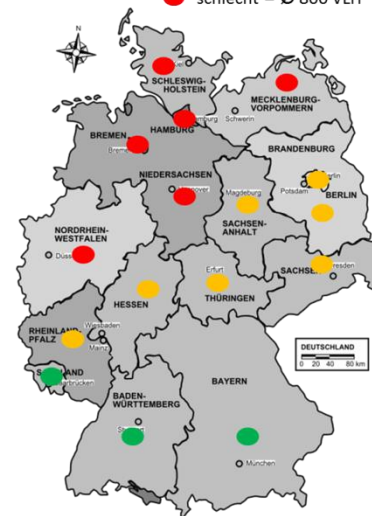
Wind:

- gut = Ø 2000 VLH
- mittel = Ø 1500 VLH
- schlecht = Ø 1100 VLH



PV:

- gut = Ø 900 VLH
- mittel = Ø 850 VLH
- schlecht = Ø 800 VLH



→ Es können bis zu 252 vers. „Typen“ von Wind- und 756 PV-Anlagenbetreiber initialisiert werden

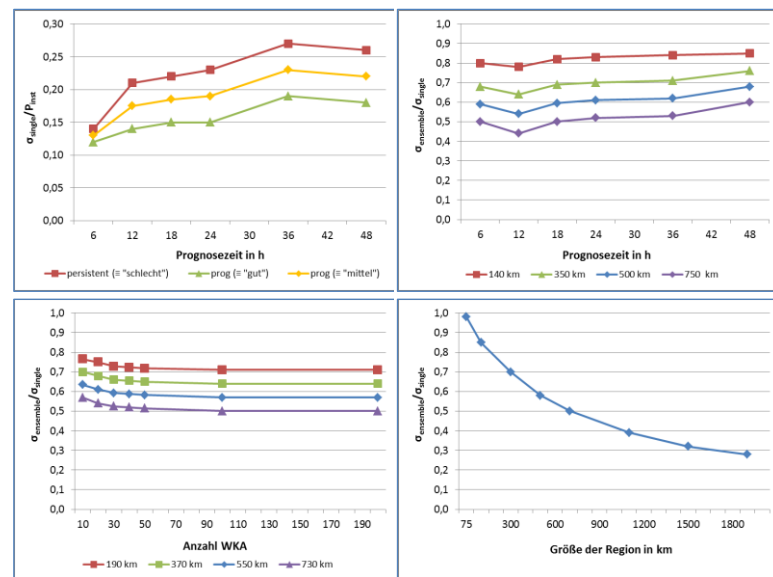
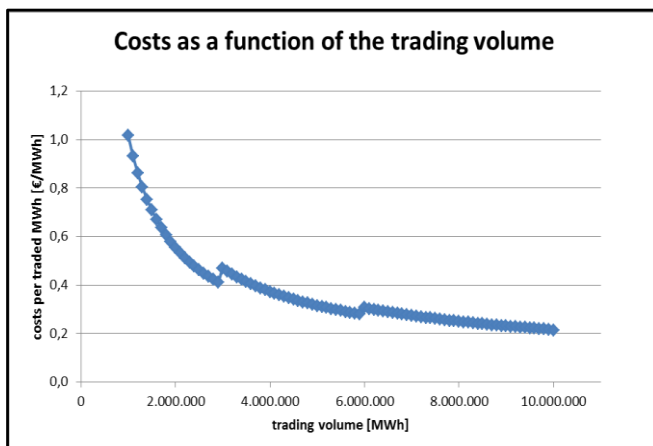


Typen and Charakteristika Direktvermarkter

große EVU	(1) ,großen 4‘
Internationale EVU	(2) Internationale EVU
Stadtwerke	(3) Große Stadtwerke
	(4) First Mover
	(5) kleine Stadtwerke
Grünstromversorger	(6) Für HH-Kunden
	(7) Für Gewerbe-Kunden
	(8) Für lokale DV
Händler	(9) Neugründung mit Erfahrung
	(10) Ohne Erfahrung

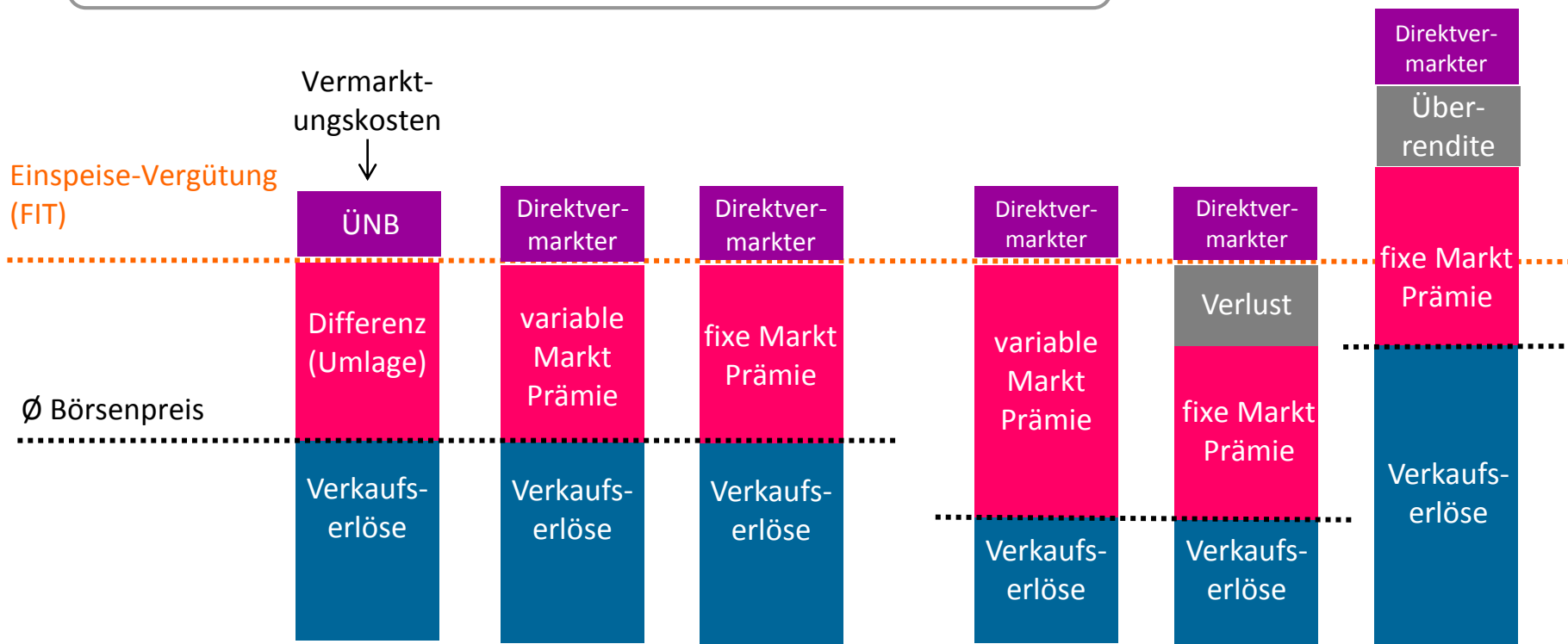
Charakterisiert nach:

- Affinität und Legitimität
- Qualität der Leistungsprognose
- Qualität der Preisprognose
- Suchkosten für neue Vertragspartner



Funktionsweise und Anreize der Förderinstrumente

$$\text{var. MP} = \text{EEG-Vergütung} - \text{Wertigkeitsfaktor (WkF)} * \text{Strompreis}$$



→ Die Höhe der Vergütung hängt zukünftig vermehrt vom (hoch) volatilen Börsenpreis ab, d.h. neue Preisrisiken! Diese können aber über die Art des Förderinstruments gesteuert werden...



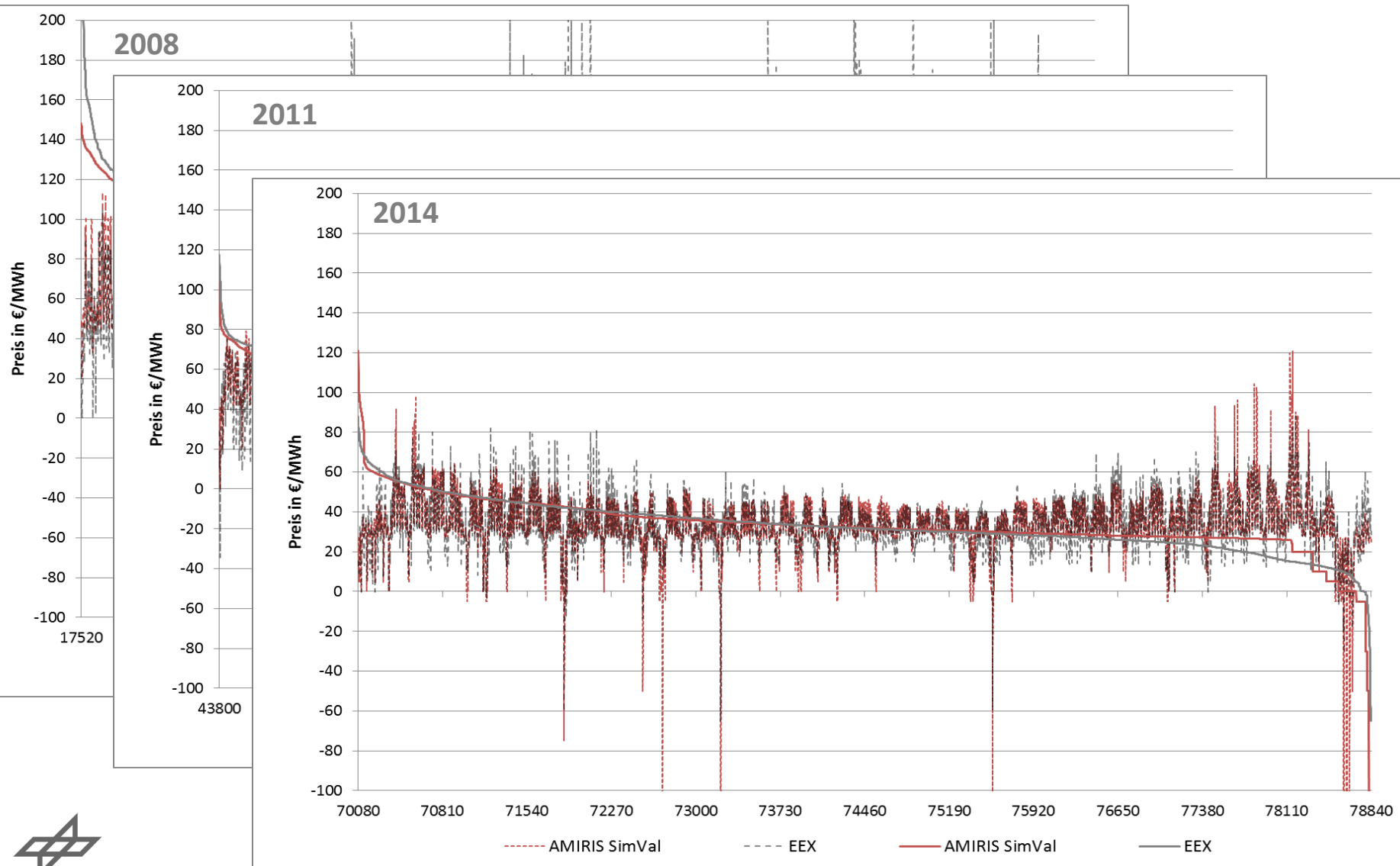
Validierung des Day-Ahead-Spot Modell (I)

	EEX/EPEX 2008	AMIRIS Simulation	EEX/EPEX 2011	AMIRIS Simulation	EEX/EPEX 2014	AMIRIS Simulation
Minimalwert	-101.52	-5.00	-36.82	-5.00	-65.03	-150.00
Maximalwert	494.26	148.33	117.49	103.66	87.97	120.93
Mittelwert	65.84	67.52	51.12	49.68	32.76	33.16
Standardabweichung (SD)	28.69	26.00	13.59	11.59	12.77	15.46
Varianz	822.91	676.17	184.81	134.42	163.18	239.12
Co-Varianz		567.56		129.84		160.97
Multipler Korrelationskoeffizient	-	0.7534	-	0.8238	-	0.8149
Bestimmtheitsmaß	-	0.5676	-	0.6786	-	0.6641
Multipler Rangkorrelationskoeffizient	-	0.7534	-	0.8238	-	0.8149

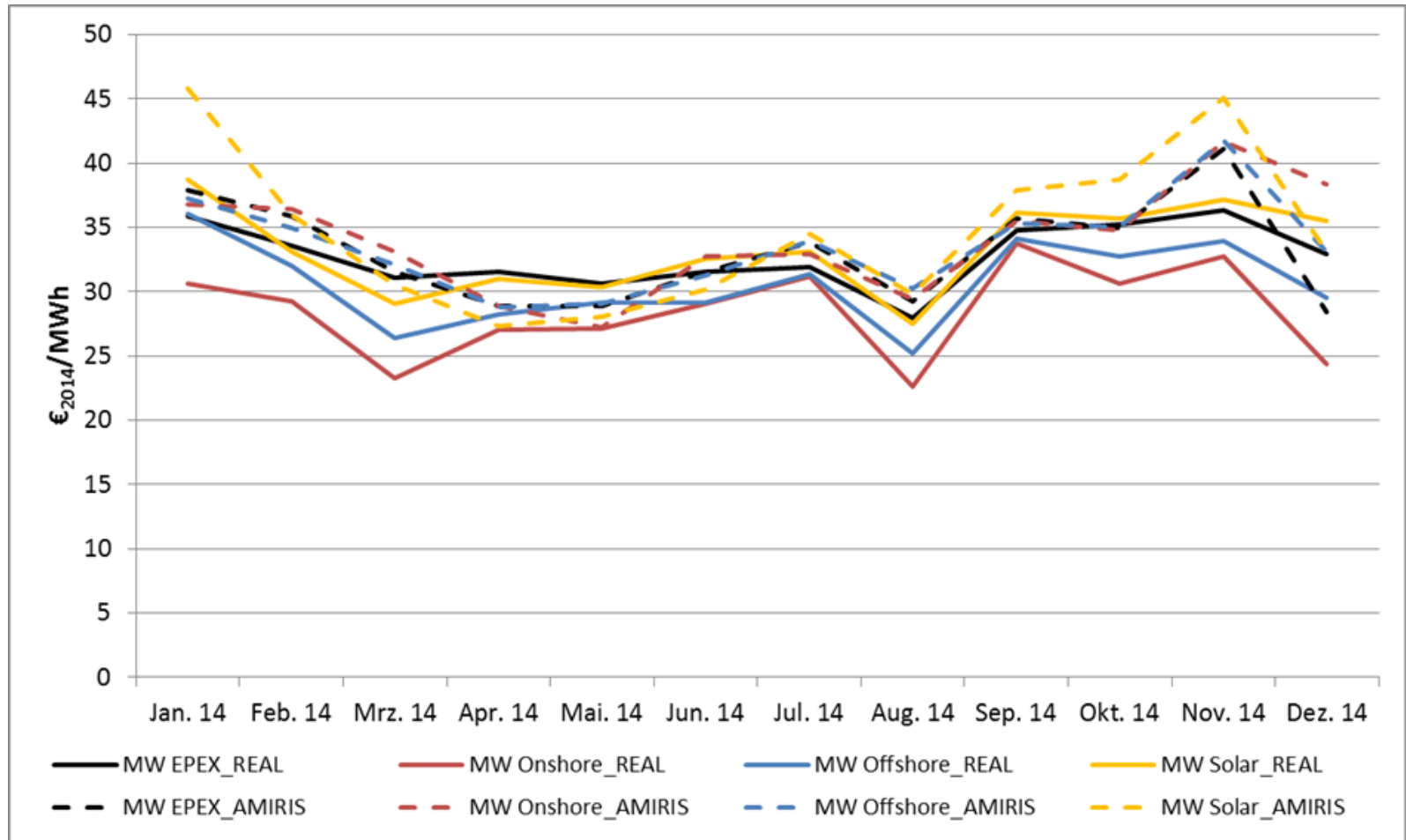
→ Stochastische Simulation der Brennstoffpreise (Monte-Carlo) führt zu deutlich besserer Abbildung der Varianz der Preise



Validierung des Merit-Order-Modells (II)



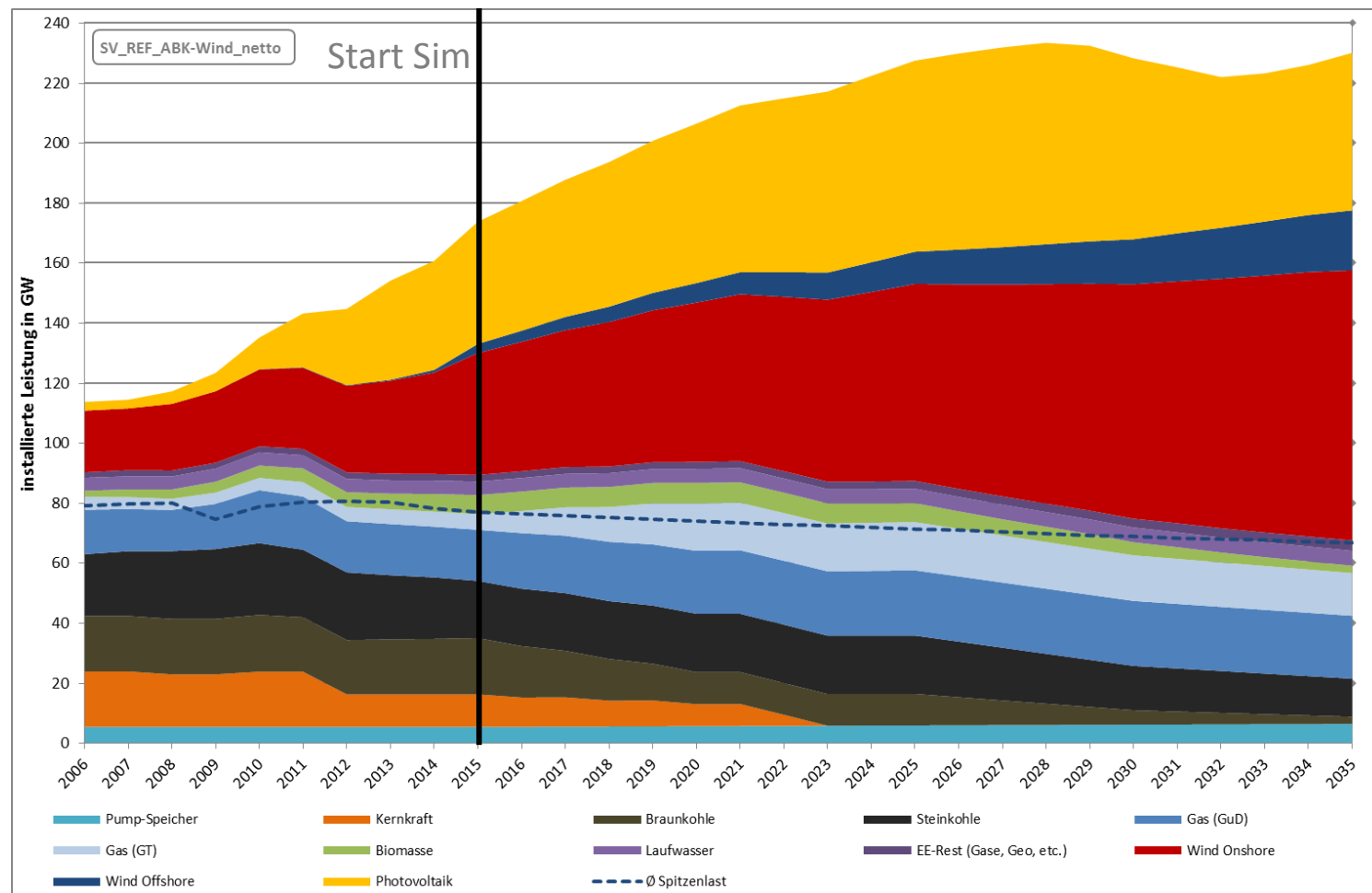
Validierung des Merit-Order-Modells (III)



→ Simulierte Marktwerte (MV) werden im Modell sogar noch leicht „überschätzt“



Annahme zur Kraftwerksparkentwicklung (SV-REF)

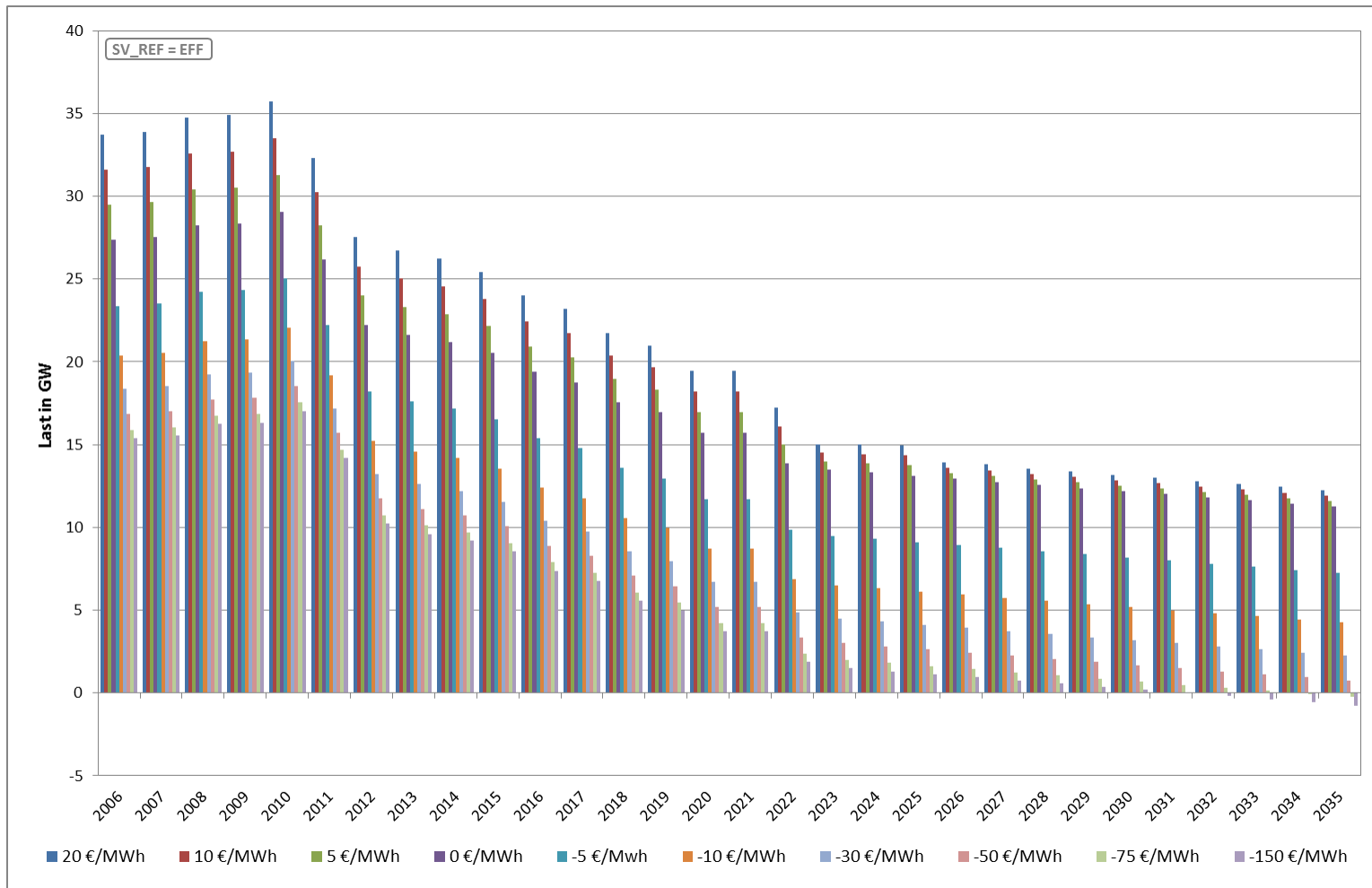


→ EE: Ausbaukorridore nach EEG 2014 (Wind netto , PV und BM brutto)

→ Konv KW: nach Leitstudie (2012) und Lastausgleich (2014)



Entwicklung von Flex-Optionen (SV-REF = EFF, sehr restriktiv)

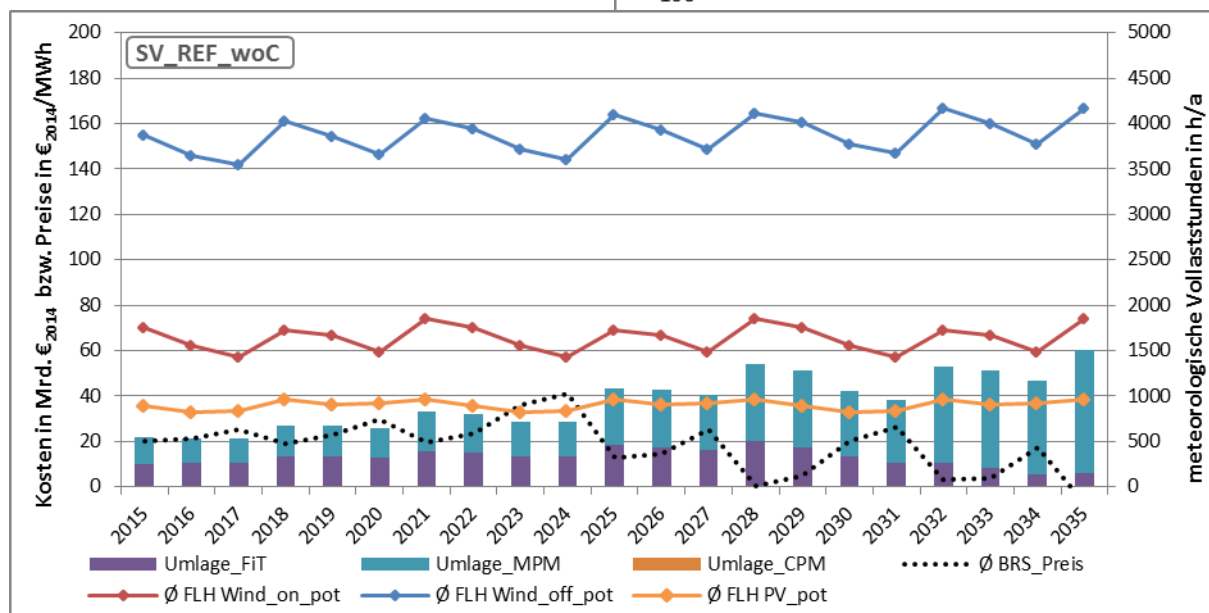
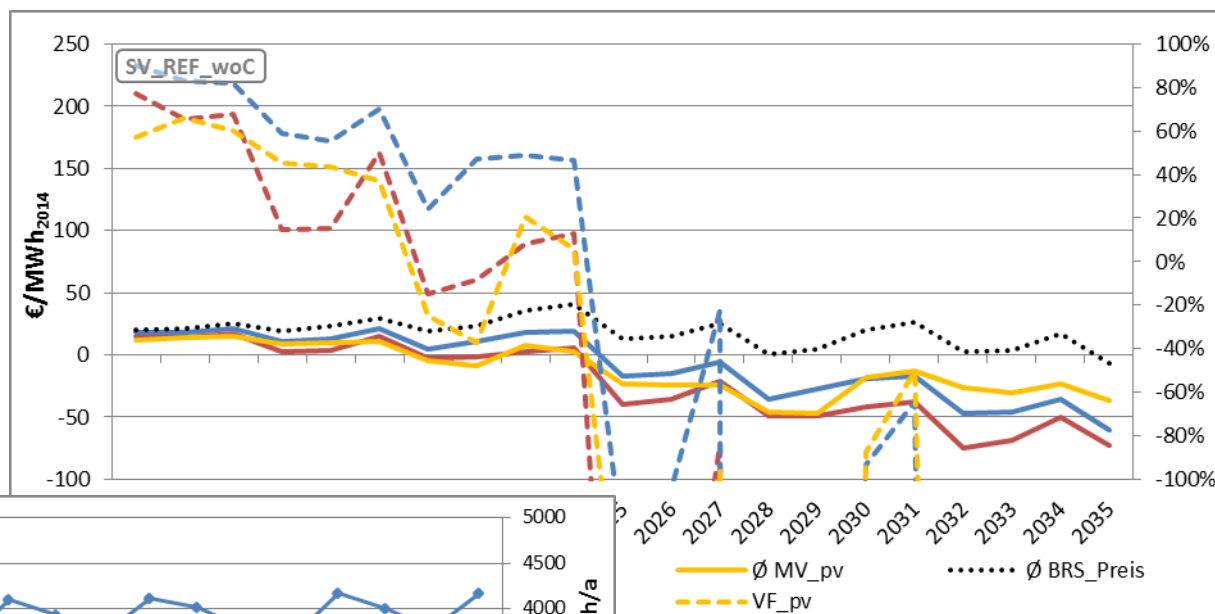


→ Die Residuallastintervalle bestimmen im Merit-Order-Modell, ab wann extrem niedrige bzw. negative Preise auftreten



Ergebnisse des Referenzszenarios (Status-Quo 2015)

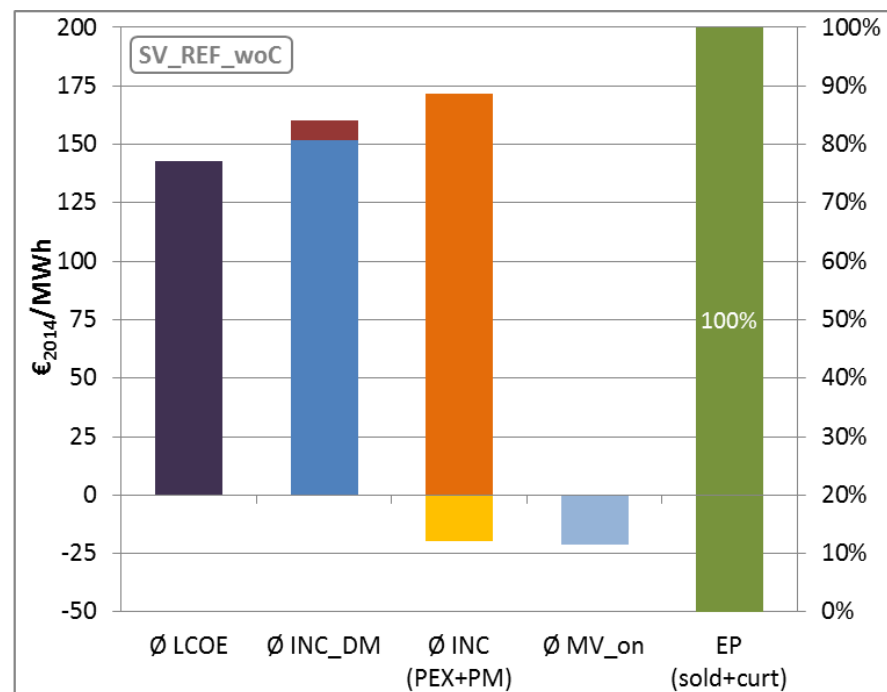
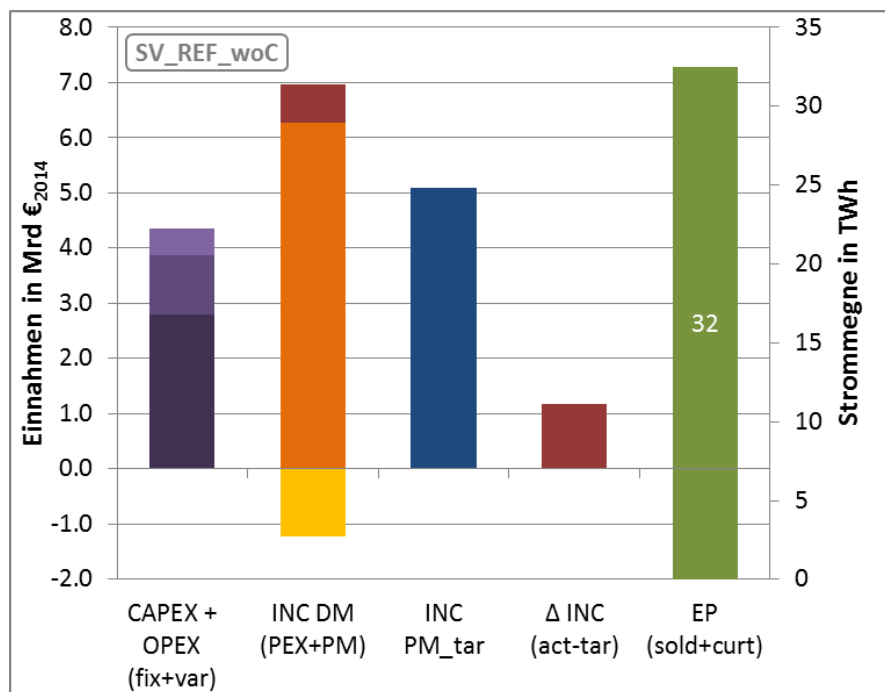
- Alte Bestandanlagen teilweise noch mit FiT
- Vor allem bei Wind schon ca. 85 % in DV über MPM / PV ca. 15 % / Biomasse ca. 25 %
- Lineare Zunahme der Anteile über Simulationszeitraum
- **ABER:** hier keine marktgetriebene Abregelung!



Ergebnisse des Referenzszenarios (Status-Quo 2015)

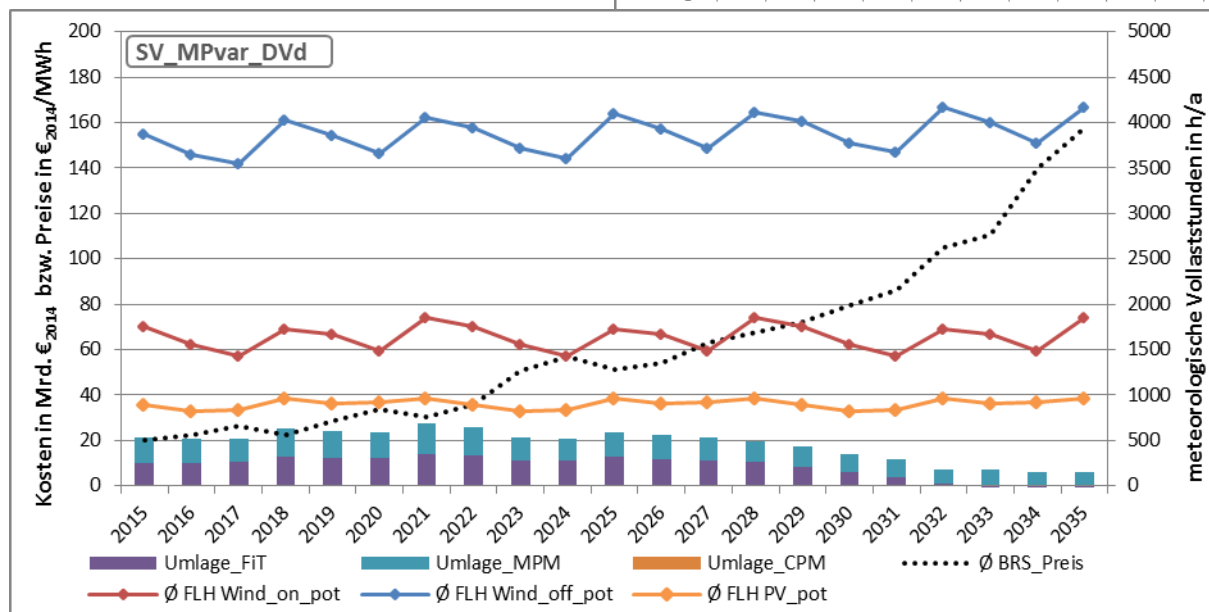
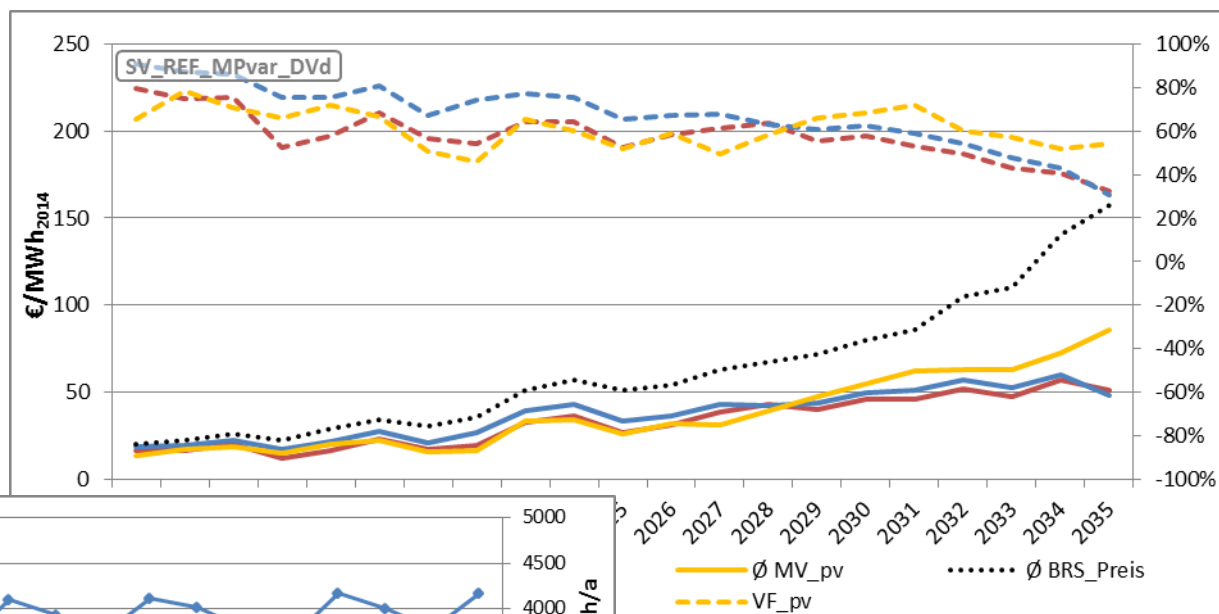
Beispiel Windanlagenbetreiber (WAB11):

- Investor: Privatperson
- Standortgüte: schlecht (Süddeutschland)



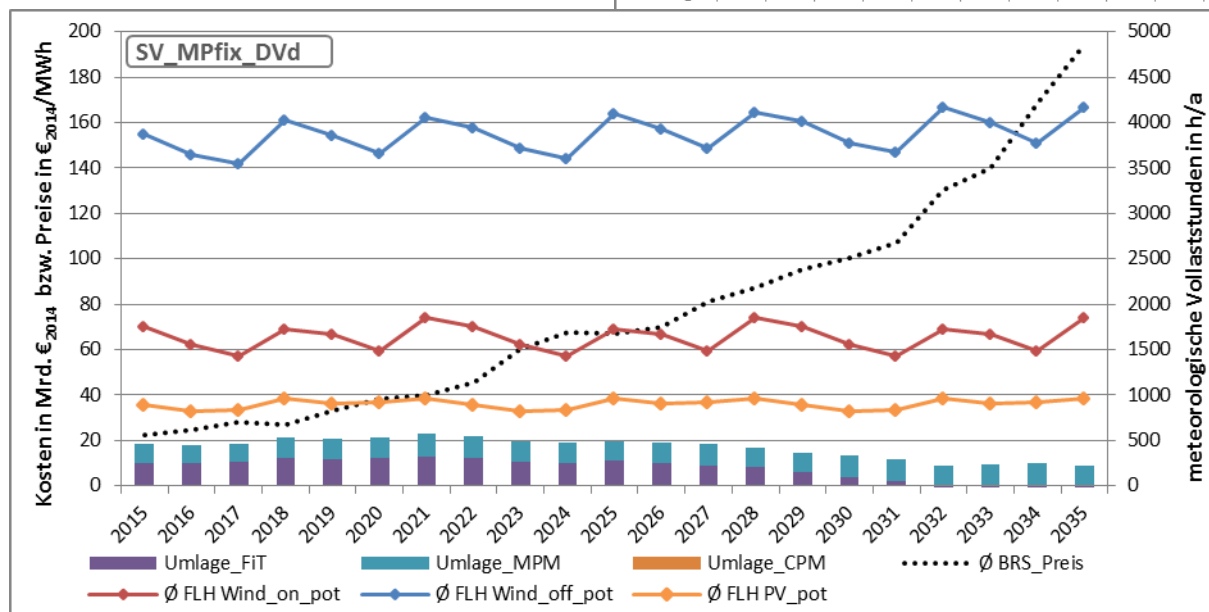
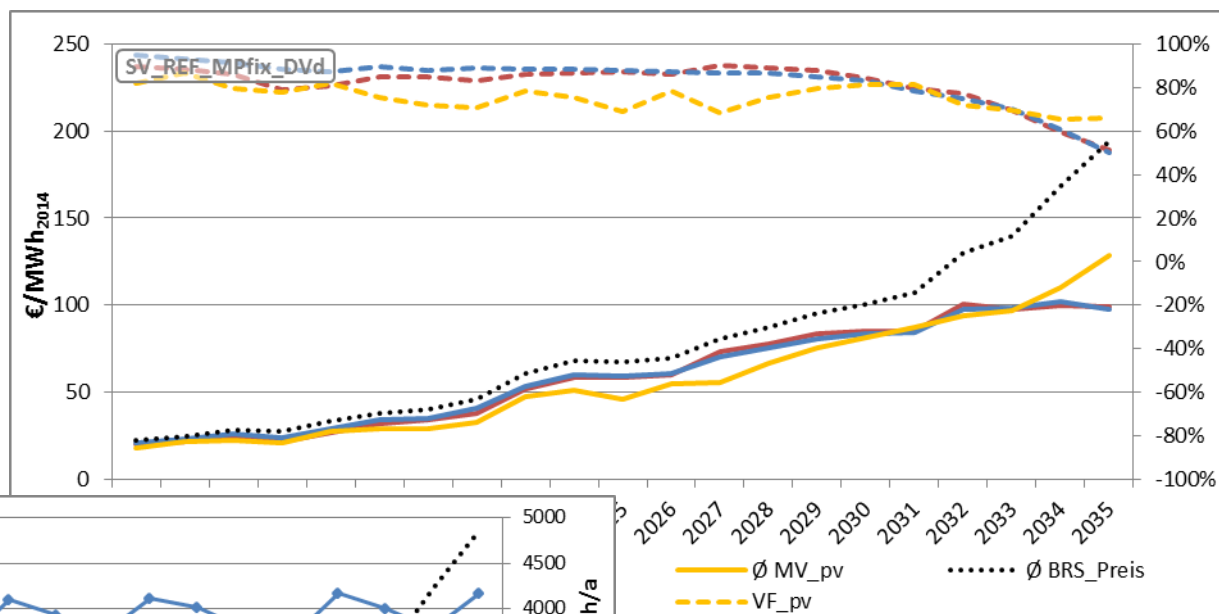
Ergebnisse des Lauf MP_var (mit Abregelung)

- Anlange in der DV werden abgeregelt, sobald der Betrag des neg. Börsenpreises die antizipierte Prämienhöhe übersteigt



Ergebnisse des Lauf MP_fix (mit Abregelung)

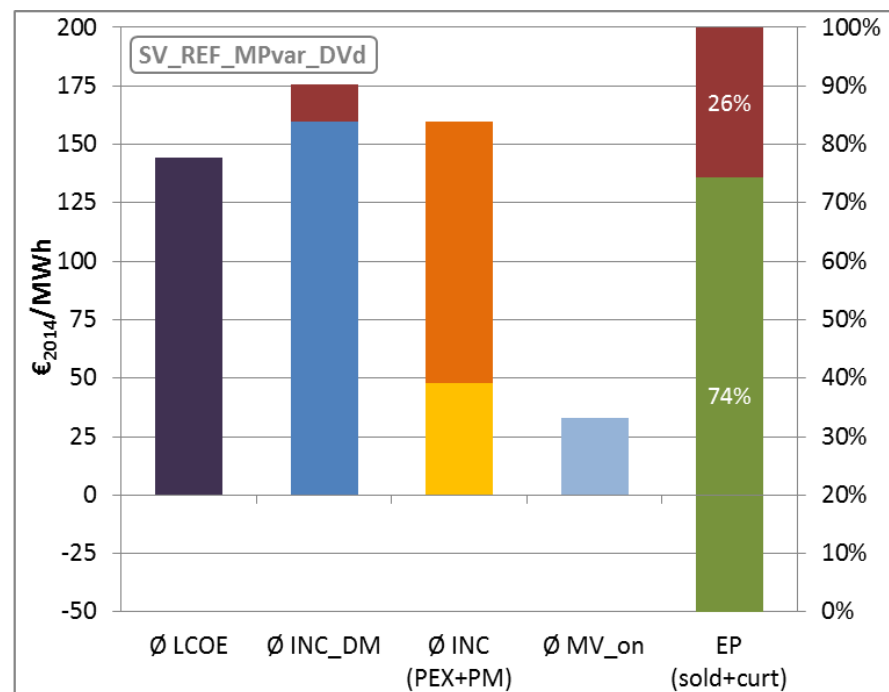
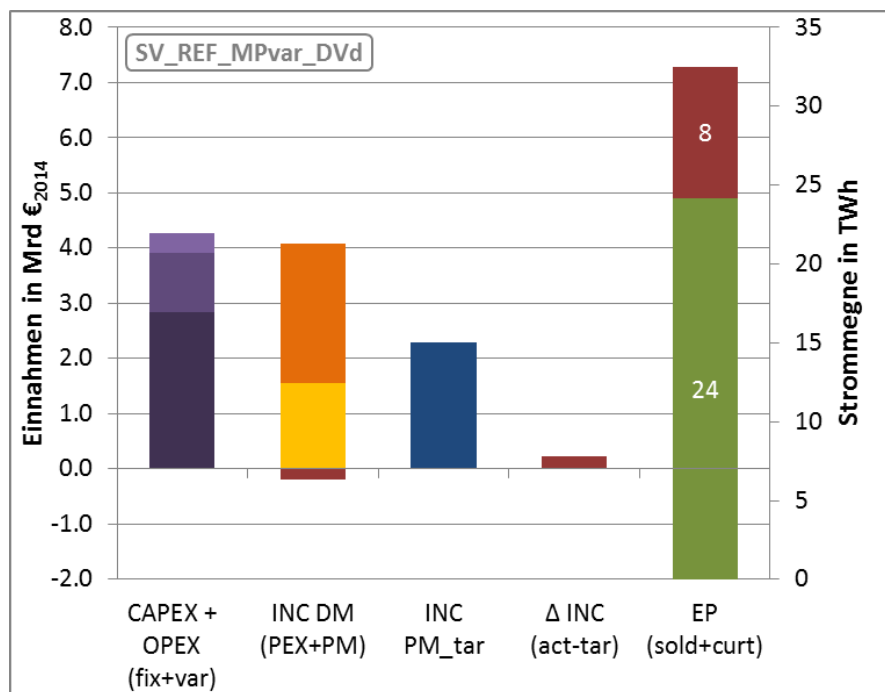
- Anlange in der DV werden abgeregelt, sobald der Betrag des neg. Börsenpreises die ex-ante definierte Prämienhöhe übersteigt



Ergebnisse des Lauf MP_var (mit Abregelung)

Beispiel Windanlagenbetreiber:

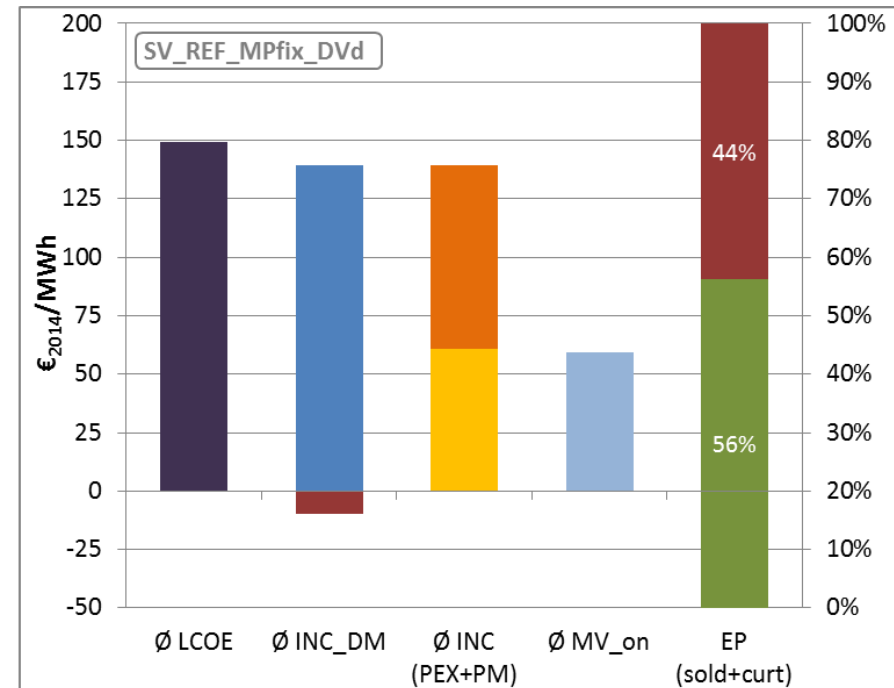
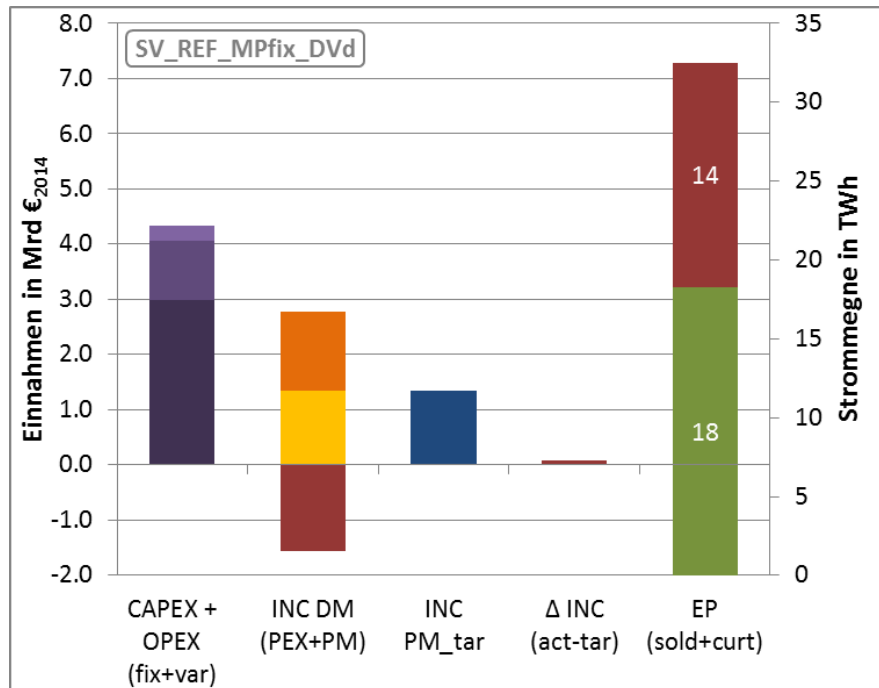
- Investor: Privatperson (55% von P_inst in dieser Klasse)
- Standortgüte: schlecht (Süddeutschland)



Ergebnisse des Lauf MP_fix (mit Abregelung)

Beispiel Windanlagenbetreiber:

- Investor: Privatperson
- Standortgüte: schlecht (Süddeutschland)

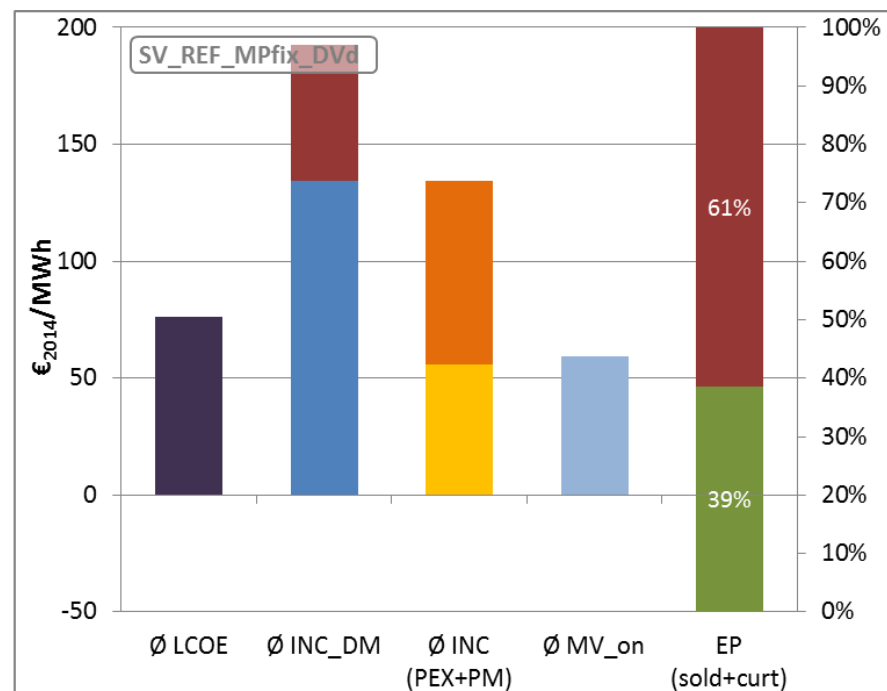
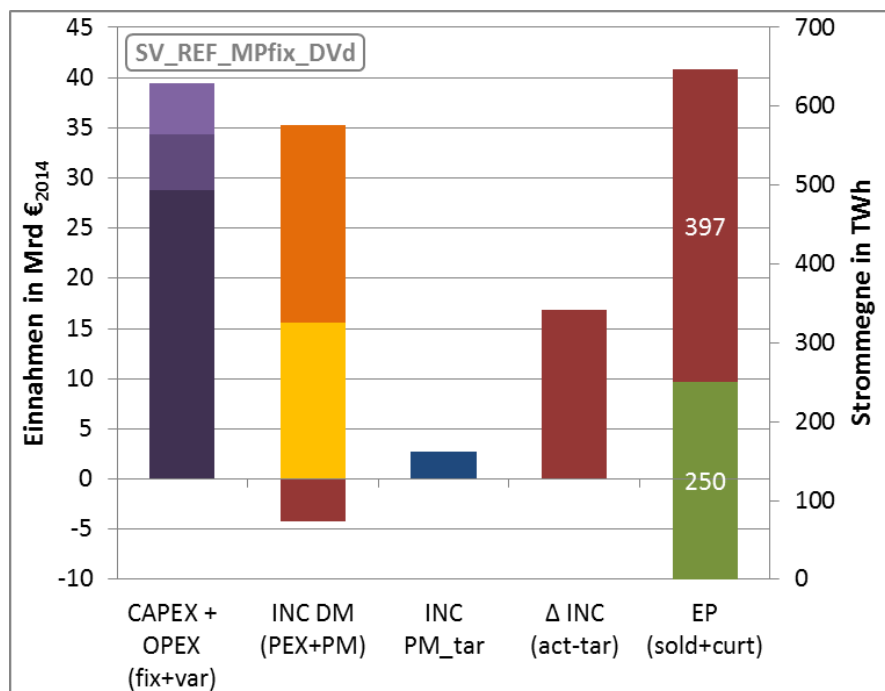


Ergebnisse des Lauf MP_fix (mit Abregelung)

Beispiel Windanlagenbetreiber (WAB31): erhält gleiche MP_fix wie WAB11!!!

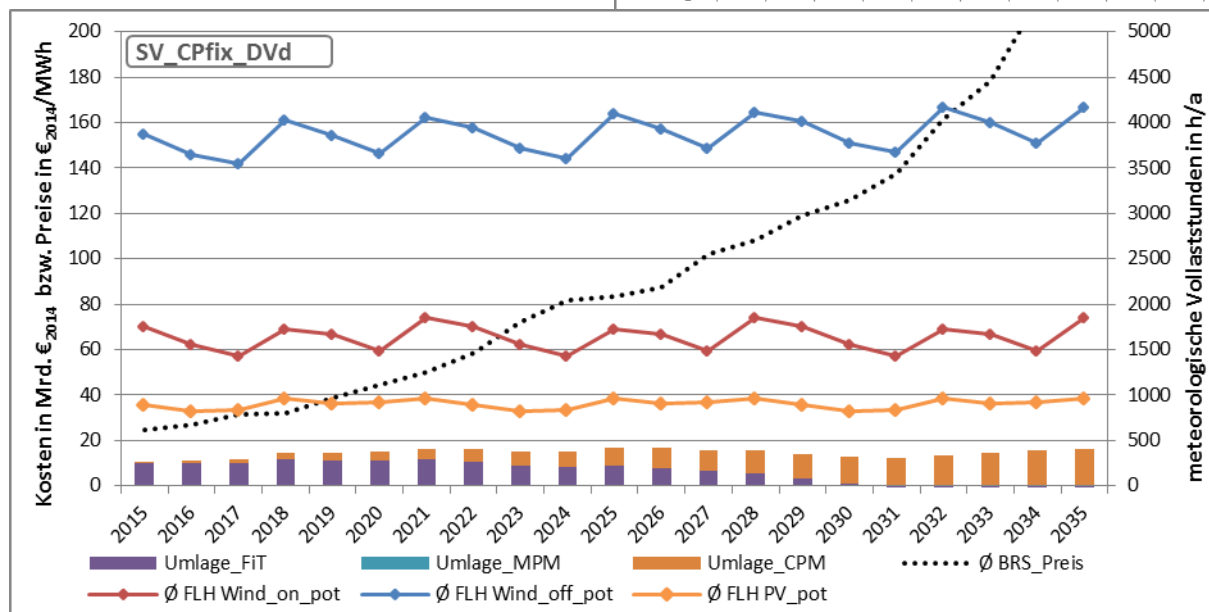
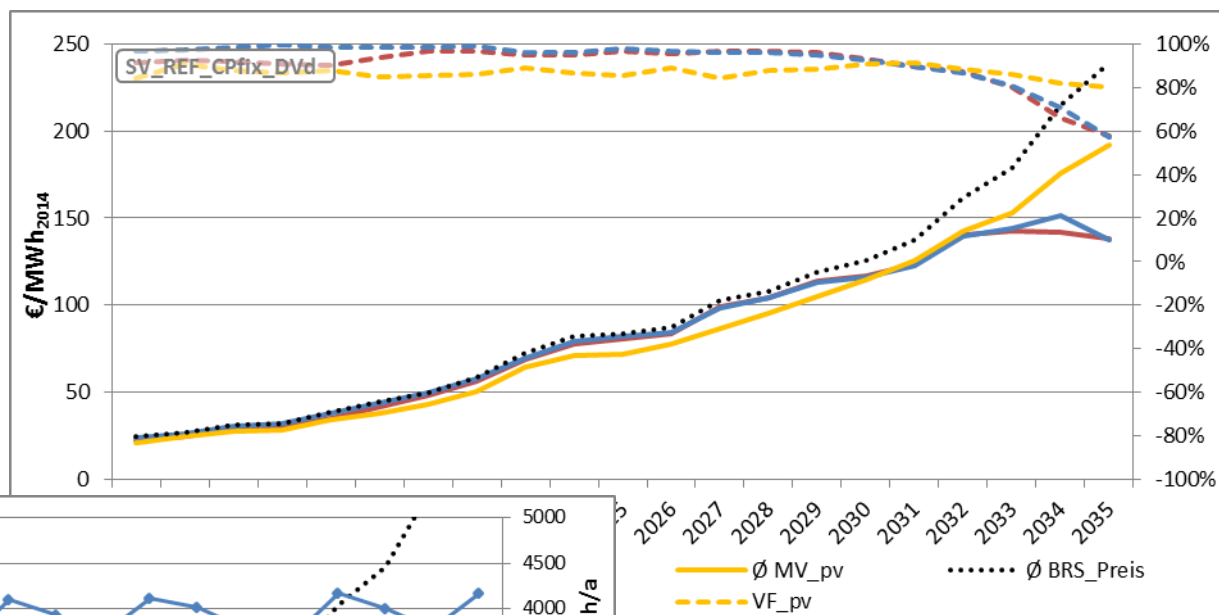
- Investor: Privatperson
- Standortgüte: gut (Norddeutschland)

ACHTUNG:
andere Skala



Ergebnisse des Lauf CP_fix (mit Abregelung)

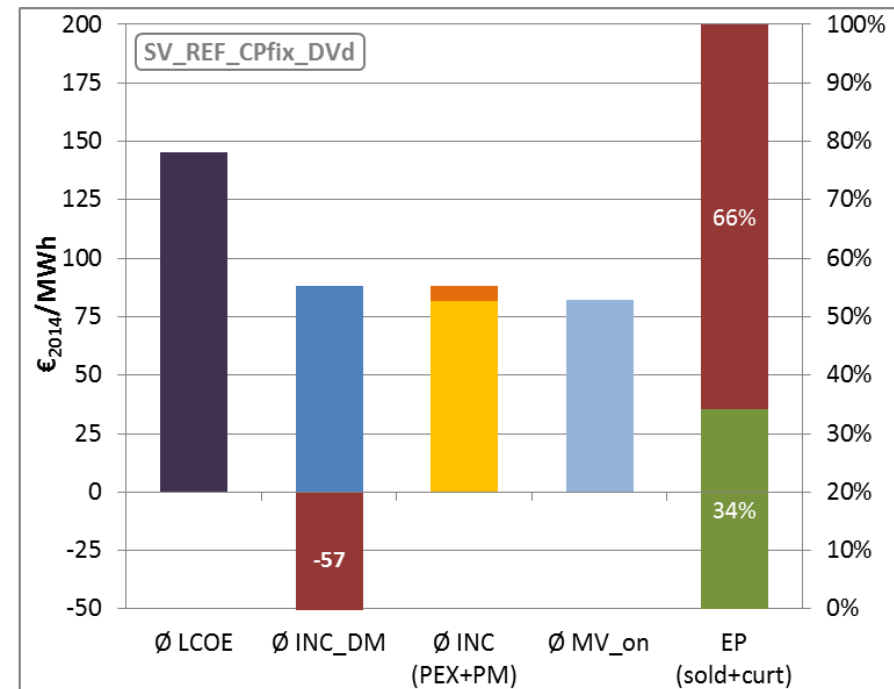
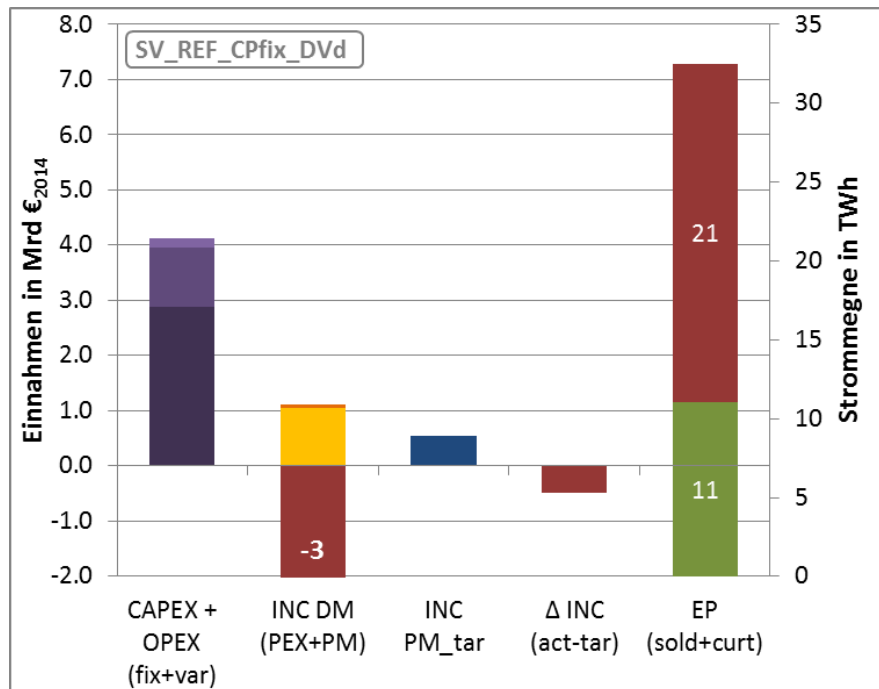
- Anlange in der DV werden abgeregelt, sobald der Börsenpreis die variablen Kosten (O&M) unterschreitet



Ergebnisse des Lauf CP_fix (mit Abregelung)

Beispiel Windanlagenbetreiber (WAB11):

- Investor: Privatperson
- Standortgüte: schlecht (Süddeutschland)



Zusammenfassung und Fazit

- Steigende Komplexität des Systems erfordert neue Analysemethoden → ABM als Methode zur Analyse von Systemdynamiken
- aktuelle Marktbedingungen sind nicht für eine gute EE Integration geeignet
- Refinanzierung der FEE auch bei wettbewerblichen Kosten zu konv. KW unwahrscheinlich
- Schon kleine Änderungen im Förderdesign können gravierende Auswirkungen auf die Ausbaudynamik haben (LCOE, Förderkosten, Über-/ Unterförderung, Marktwerte)
- Höhere Mengen- u. Preisrisiken bei den FEE führen zu deutlich höheren Kapitalkosten
- Höhere Kapitalkosten bei EE müssen durch Effizienzgewinne bei der Integration „erwirtschaftet“ werden → zentrale Vermarktung effizienter als dezentrale!
- ohne entsprechende Flexibilität im zukünftigen System kann die EE-Integration sehr teuer werden



Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit...

...Fragen?

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR)

Institut für Technische Thermodynamik | Systemanalyse und Technikbewertung | Wankelstraße 5 | 70563 Stuttgart

Dipl. Ing. **Matthias Reeg**

Telefon 0711/6862-282 | Telefax 0711/6862-8100 | matthias.reeg@dlr.de

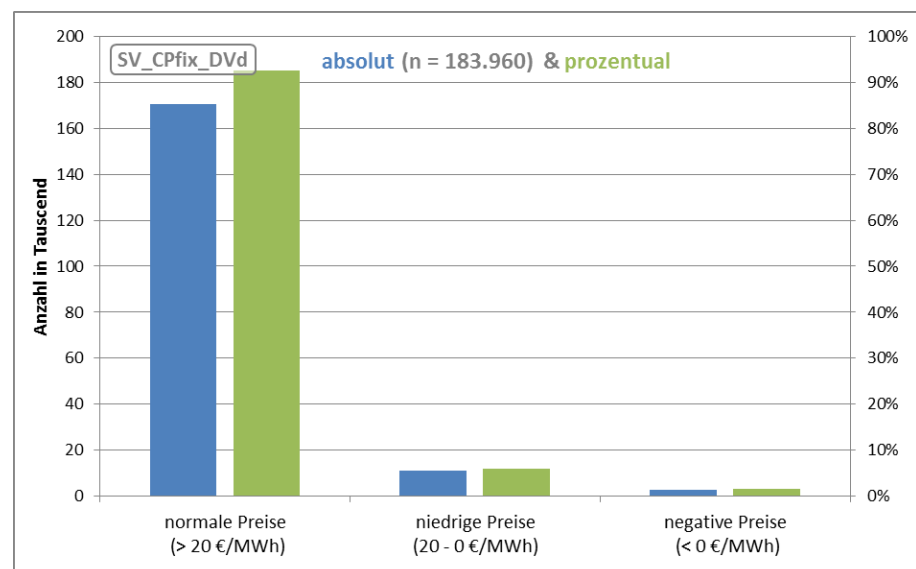
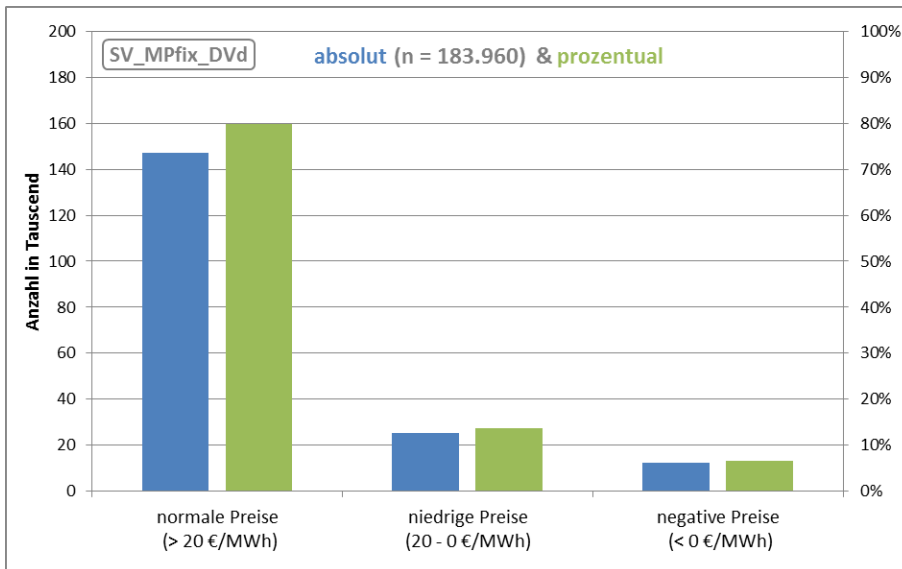
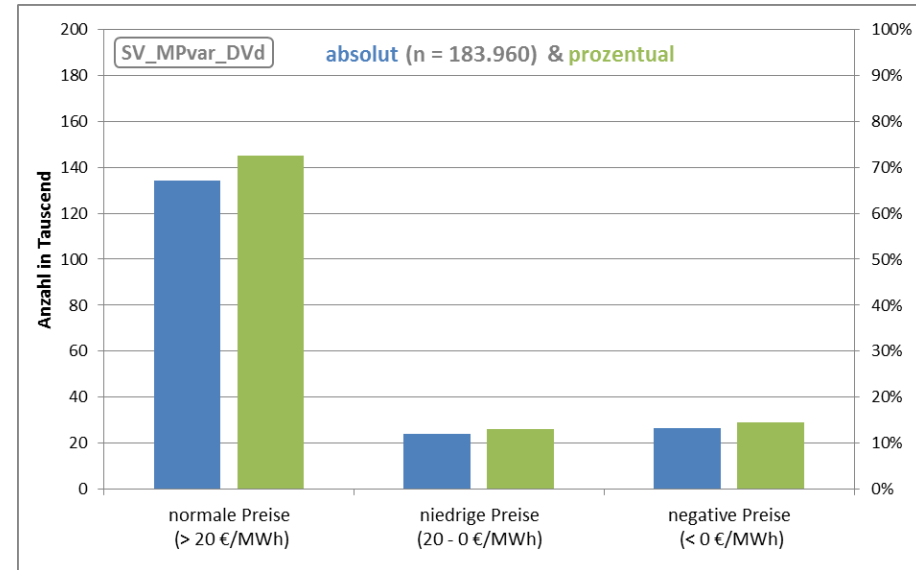
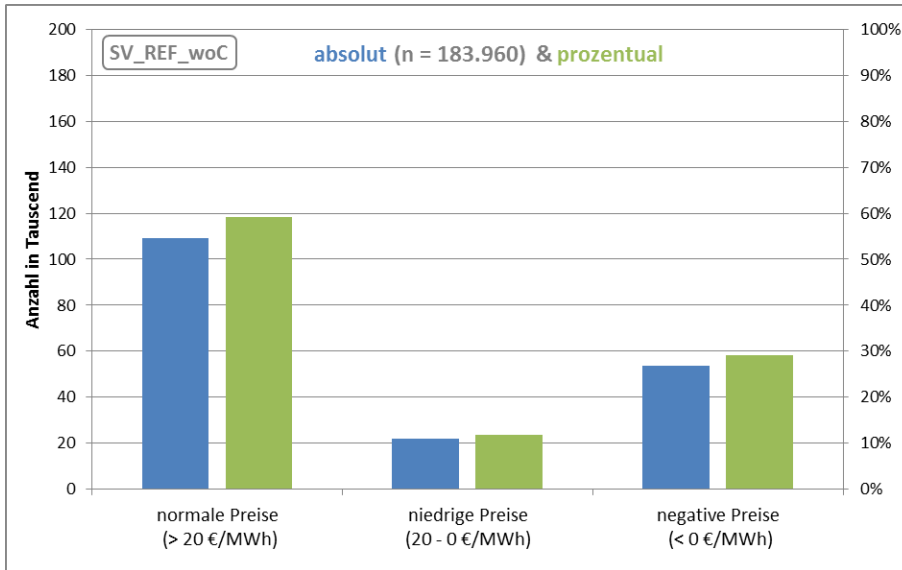
www.DLR.de



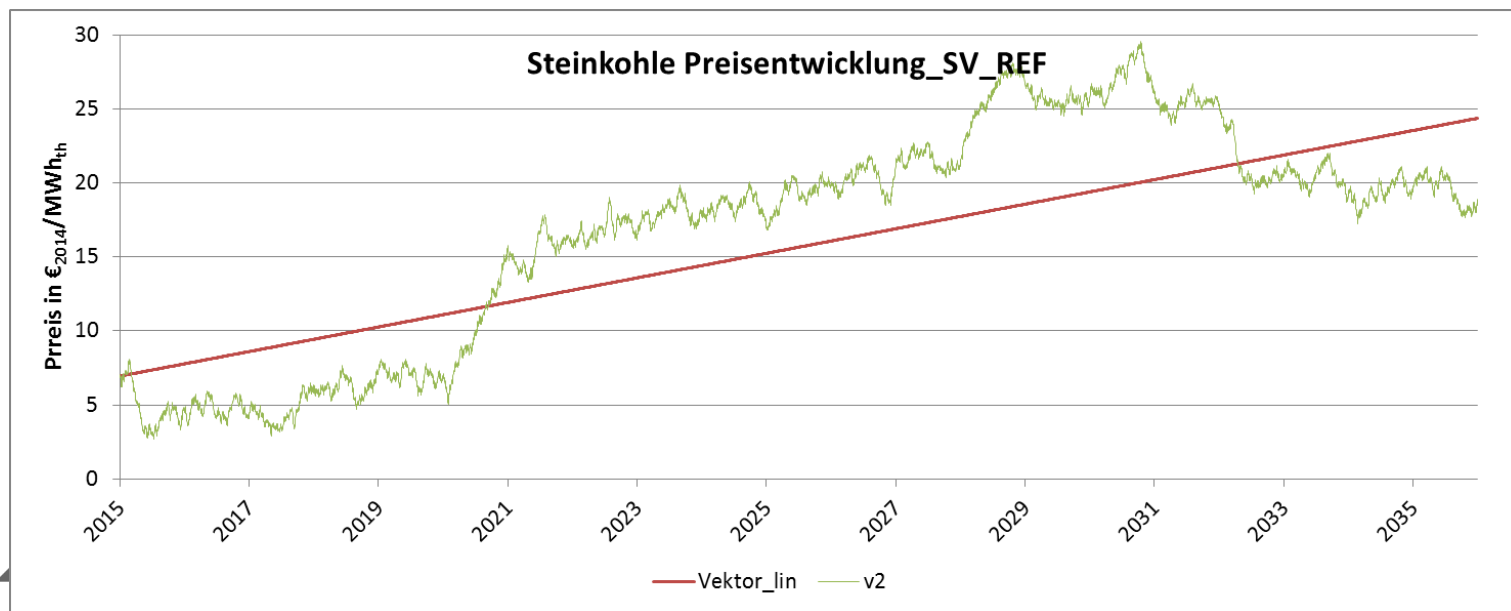
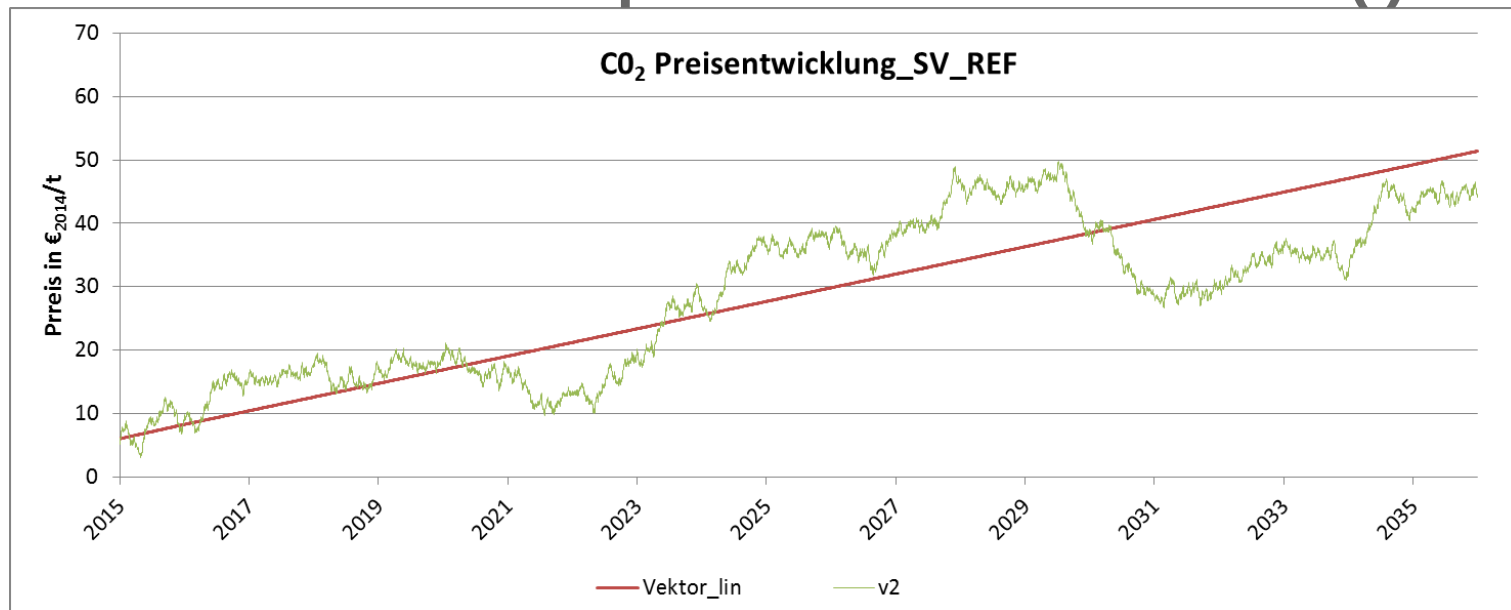
Back-Up Folien



Börsenpreise in den Szenarien



CO₂ und Brennstoffpreise in den Szenarien (I)



CO2 und Brennstoffpreise in den Szenarien (II)

