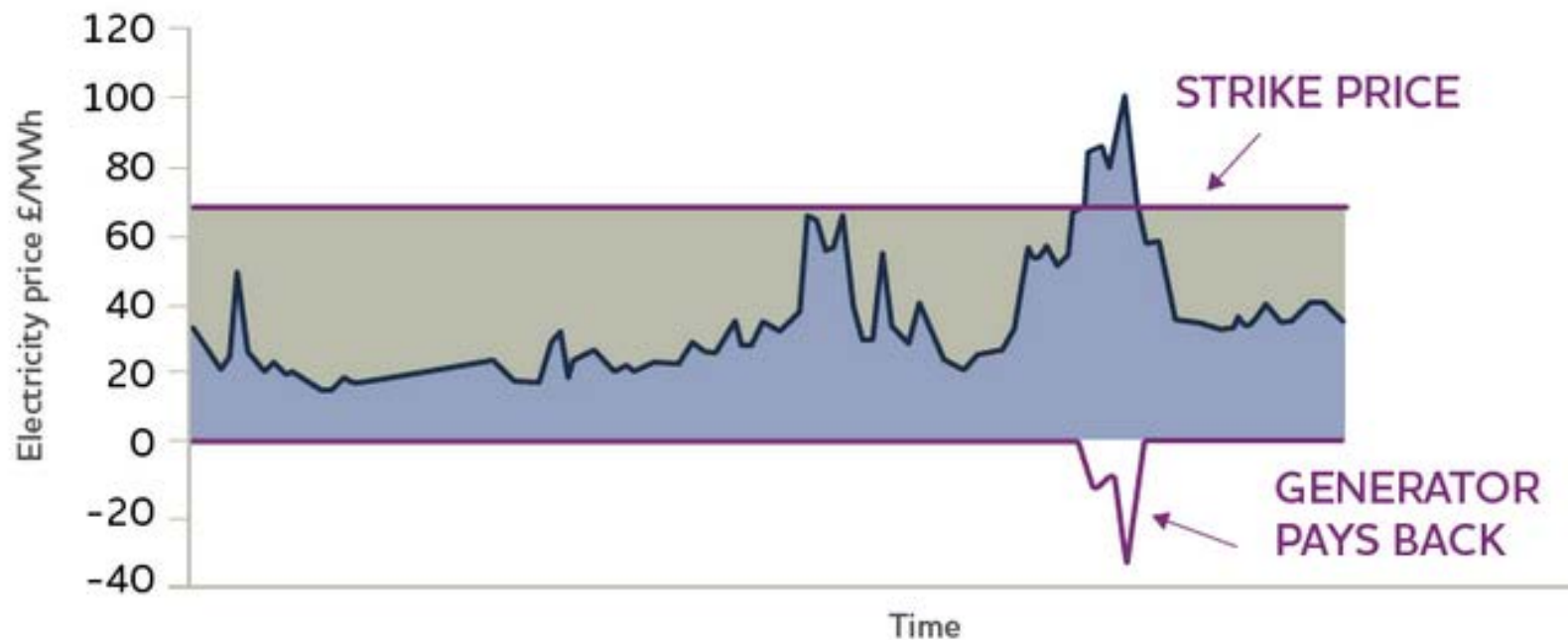


MARKTINTEGRATION – BEI CFDS UMSETZBAR?

Impuls zu Ausgestaltungsoptionen

Mario Ragwitz, Marian Klobasa,

Fraunhofer Institut für System und Innovationsforschung ISI



Bewertungskriterien

Bewertungsgrundlage für Anpassung der Marktprämie:

Gesamteffizienz des Energiesystems

Detaillierte Einzelindikatoren:

- Marktintegration
 - Bedarfsgerechte Einspeisung, effiziente Vermarktung
 - Kurzfristige Marktkompatibilität (Dispatch), keine verzerrten Preissignale,
- Effizienter EE-Ausbau
 - Richtige Anreizsignale zum EE-Ausbau und zum konventionellen Ausbau (Kompatibilität mit dem Korridor)
 - Passfähige bzw. produktive Risikoallokation (Absatzrisiko, Strompreisrisiko)
 - Geringe Finanzierungskosten des EE-Ausbaus
- Weiterhin Kostenverteilung (Förderkosten vs. Gesamtkosten)

Generelle Bewertung eines CfD-Modells

Nutzenwirkungen

- Gebote in stärkerem Maße auf Basis der tatsächlichen Stromgestehungskosten,
- abgesicherte Erlösuntergrenze und damit günstige Finanzierungskosten
=> Reduktion der Erzeugungskosten,
- Rückzahlung hoher zusätzlicher Erlöse und somit Reduktion der Förderkosten

Kritische Punkte

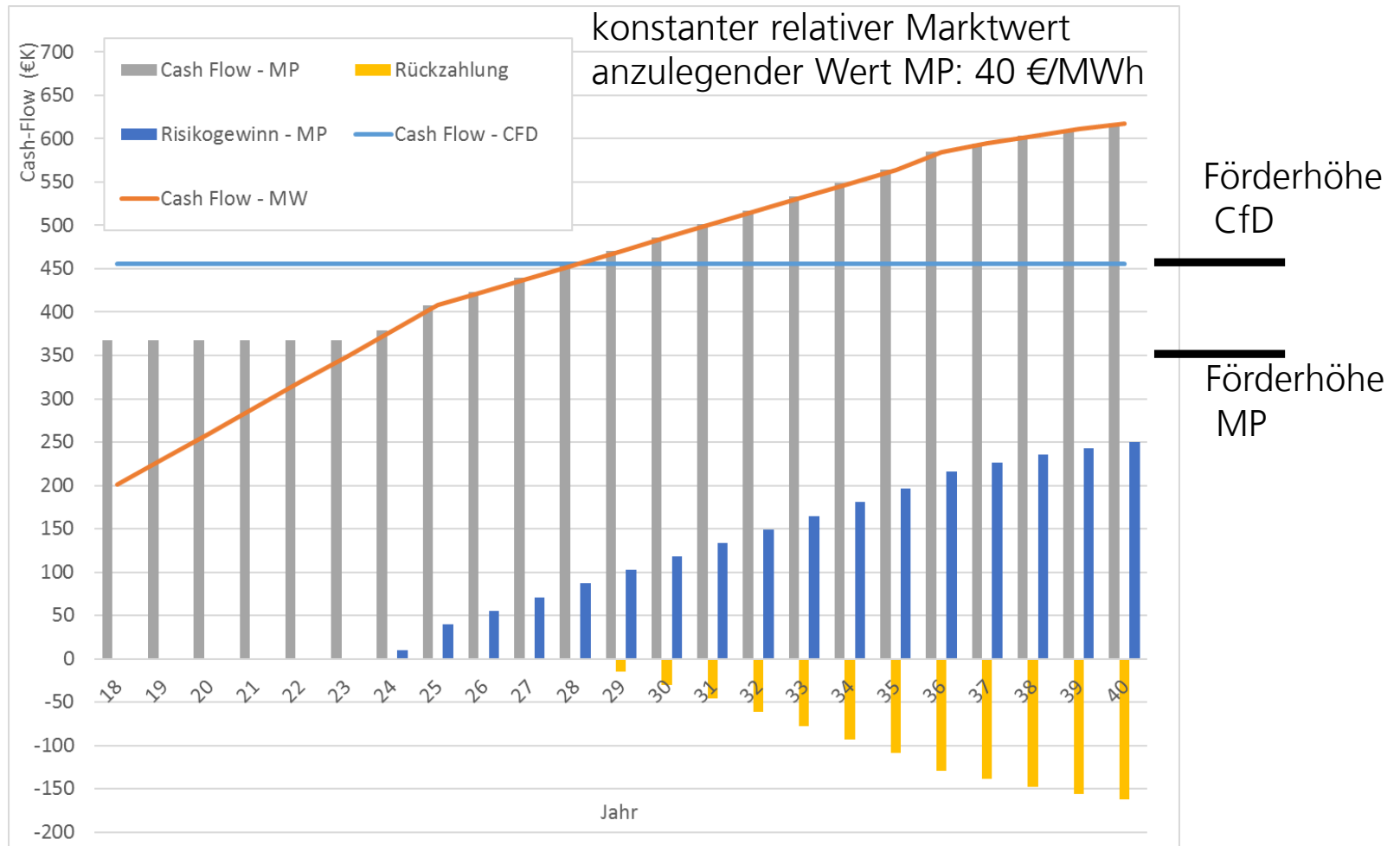
- Fehlende Anreize zur Markt- und Systemintegration
- Einfluss auf Dispatch-Entscheidung (bei langer Referenzperiode und erzeugungsabhängigen Rückzahlungen)
- Verhalten bei negativen Preisen
- Keine Hinführung zu marktgetriebenem und förderunabhängigem Zubau
- Wechselwirkung zwischen gefördertem und nicht-gefördertem Ausbau

Annahmen für Beispielrechnungen

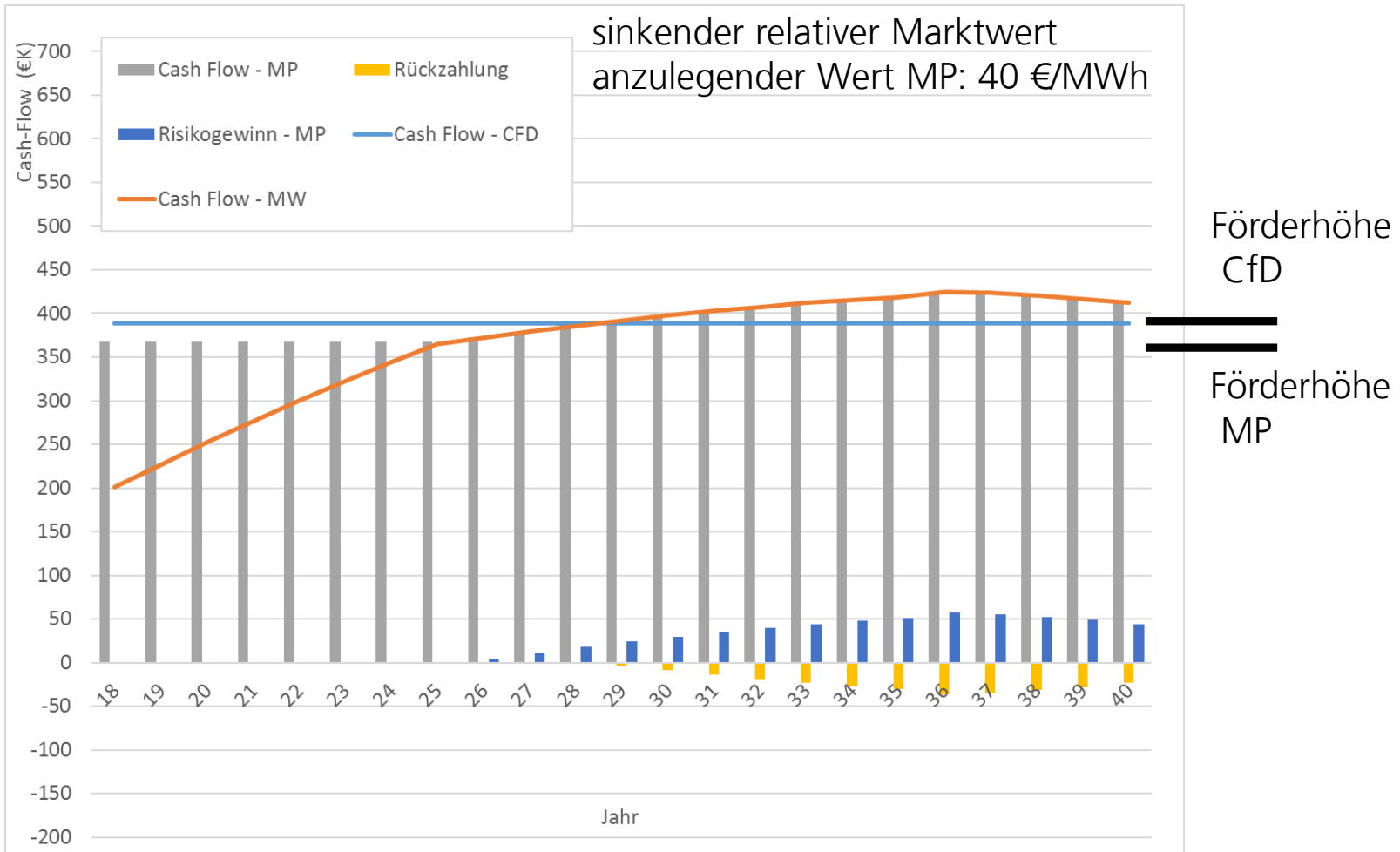
Annahmen für die Berechnung

- Anzulegender Wert in der Marktprämie Wind onshore: 40 €/MWh bzw. 35 €/MWh (als Indikator für Stromgestehungskosten)
- Onshore Windpark
 - Installierte Leistung: 4 MW
 - Standortqualität: 2300h Volllaststunden
- Marktentwicklung
 - Kontinuierlicher Anstieg der Strompreise (EPEX-Spot 37 €/MWh in 2020, 59 €/MWh in 2025, 70 €/MWh in 2030)
 - Relativer Marktwert Windenergie konstant bei 75 % bzw. mittelfristig absinkend auf 50 % (Status Quo heute ca. 80 %)
- Erlöserwartung unter Marktprämienmodell und CfD gleich, aber unterschiedliche Diskontraten (6% vs. 5%)
- Berechnung von 3 Szenarien (Variation von anzulegendem Wert bzw. Marktwert)

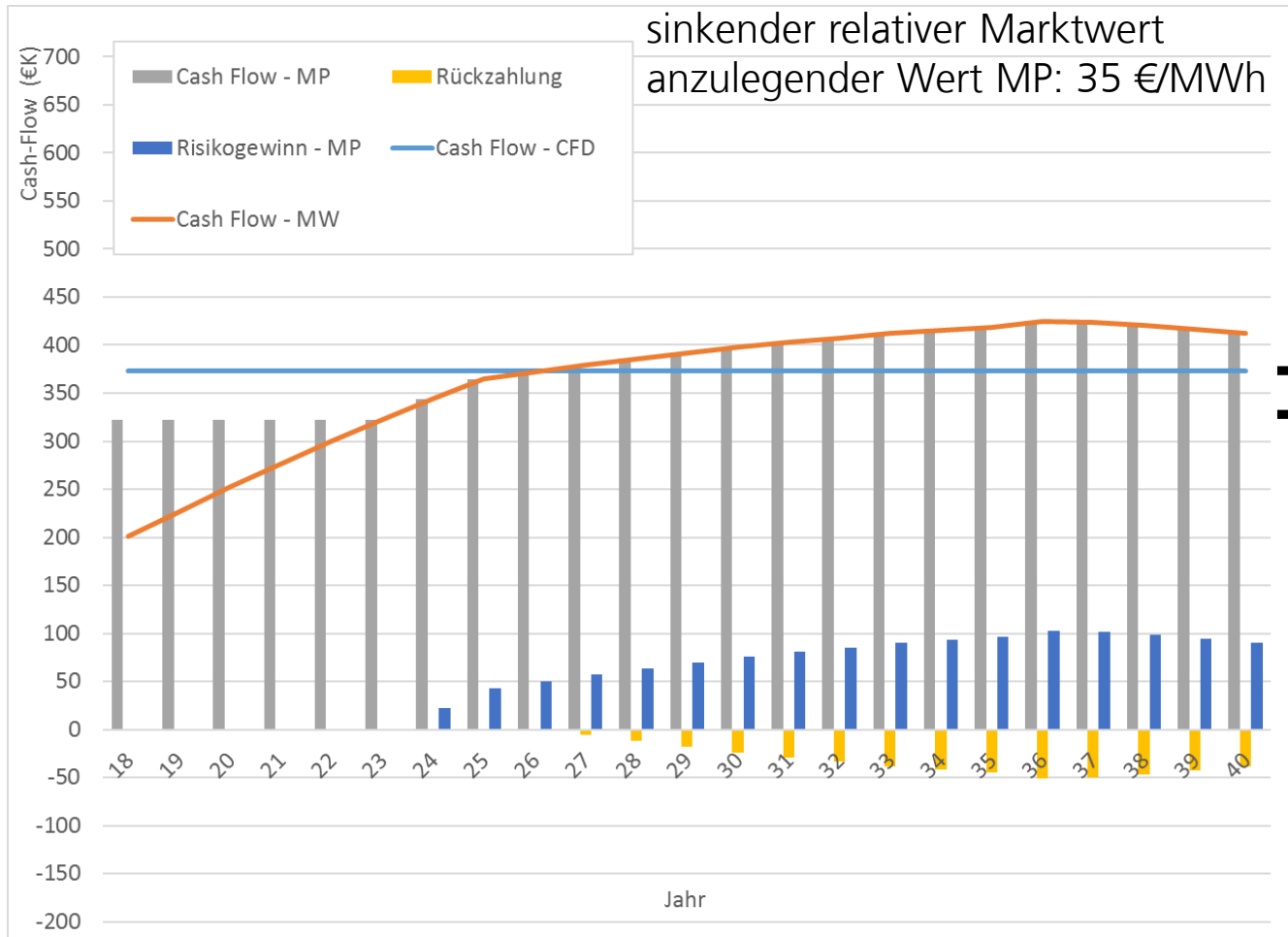
Beispielrechnungen – 4 MW Windpark, 2300 Volllaststunden



Auswirkung sinkender relativer Marktwerte



Auswirkungen niedriger anzulegender Werte



Förderhöhe
CfD

Förderhöhe
MP

Beispielrechnungen

Erlöse und Kosten mit Diskontierung

Szenario	Sicherer Erlös Förderung	Markterlöse	Rück- zahlungen	Förderkosten
Konstanter Marktwert, 40 €/MWh anzulegender Wert (MP)				
MP	4,48 Mio. €	0,76 Mio. €	-	0,51 Mio. €
CfD	5,24 Mio. €	-	0,64 Mio. €	0,14 Mio. €
sinkender Marktwert, 40 €/MWh anzulegender Wert (MP)				
MP	4,48 Mio. €	0,17 Mio. €	-	0,59 Mio. €
CfD	4,65 Mio. €	-	0,29 Mio. €	0,26 Mio. €
sinkender Marktwert, 35 €/MWh anzulegender Wert (MP)				
MP	3,91 Mio. €	0,48 Mio. €	-	0,33 Mio. €
CfD	4,39 Mio. €	-	0,29 Mio. €	0,26 Mio. €

Beispielrechnungen

Erlöse und Kosten mit Diskontierung

Szenario	Sicherer Erlös Förderung	Markterlöse	Rück- zahlungen	Förderkosten
Konstanter Marktwert, 40 €/MWh anzulegender Wert (MP)				
MP	4,18 Mio. € AW: 43,5 €/MWh	0,76 Mio. €	-	0,51 Mio. €
CfD	5,24 Mio. €	-	0,64 Mio. €	0,14 Mio. €
sinkender Marktwert, 40 €/MWh anzulegender Wert (MP)				
MP	4,18 Mio. € AW: 39 €/MWh	0,17 Mio. €	-	0,59 Mio. €
CfD	4,65 Mio. €	-	0,29 Mio. €	0,26 Mio. €
sinkender Marktwert, 35 €/MWh anzulegender Wert (MP)				
MP	4,18 Mio. € AW: 36,5 €/MWh	0,48 Mio. €	-	0,33 Mio. €
CfD	4,39 Mio. €	-	0,29 Mio. €	0,26 Mio. €

Denkbare Ausgestaltungsoptionen für Rückzahlungen

Optionen für angepassten CfD:

- Option 1: Contract for Difference Regime analog zu UK
- Option 2: Contract for Difference Regime analog zu UK mit langer Referenzperiode
- Option 3: Contract for Difference Regime mit Marktwertmodell
- Option 4: Einspeiseunabhängige Rückzahlungen (Anzulegender Wert, Referenzertragsmodell, Volllaststunden)

Option 4: Contract for Difference Regime mit einspeiseunabhängigen Rückzahlungen

- Wie Option 2 mit dem Unterschied, dass Rückzahlungen auf Basis von Referenzerträgen erfolgen
- Dispatchentscheidung durch die Rückzahlungen nicht mehr direkt beeinflusst
- Anreize zur System- und Marktintegration, Verzerrung des Dispatchsignals wird vermieden
- Bestimmung des Referenzertrages über verschiedene Ansätze denkbar
 - Kurze Referenzperiode (ersten 3 bzw. 5 Jahre) auf Grund von Mißbrauchsmöglichkeiten nicht geeignet
 - Bestehendes Referenzertragsmodell
 - Windatlas-Modell
- Modell zur Bestimmung der Rückzahlungen kann sich auswirken auf
 - Anlagenauslegung
 - Einspeiseverhalten und strategisches Verhalten bei Abregelungen (analog zu Diskussion zu Referenzertragsmodell)

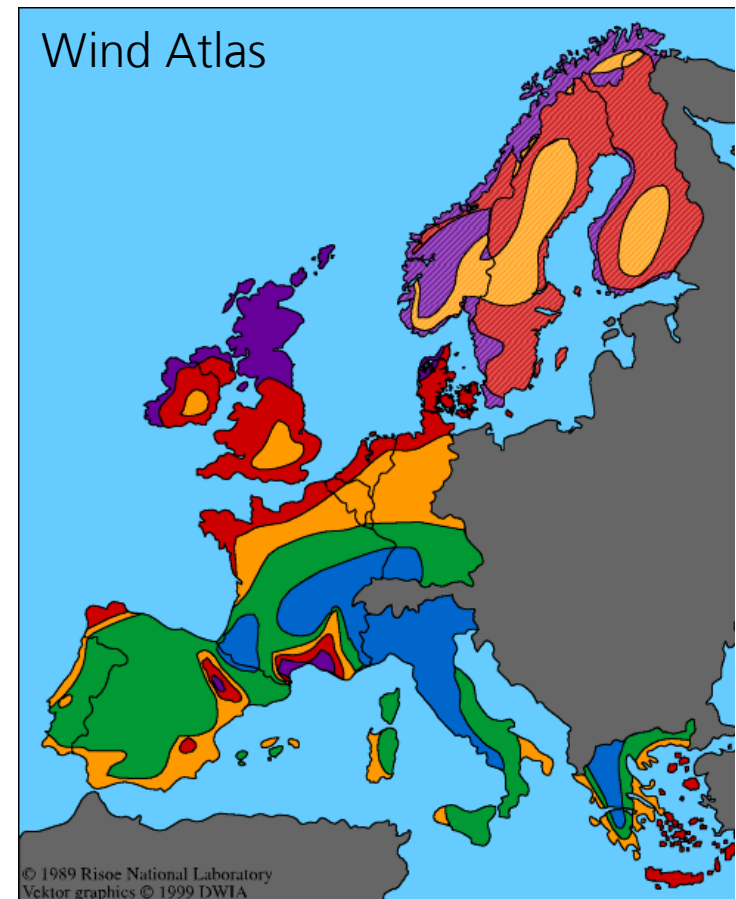
Einspeiseunabhängige Rückzahlungen: Referenzertragsmodell (REM)

- Bestimmung der möglichen Einspeisung nach Referenzertragsmodell (EEG 2017)
 - Ertragsgutachten vor Inbetriebnahme
 - Überprüfung nach 5, 10 und 15 Betriebsjahren
 - Berücksichtigung von fiktiven Strommengen
 - entgangene Erträge durch Einspeisemanagement
 - Technische Nichtverfügbarkeit > 2%
 - Sonstige Abschaltungen und Drosselungen (optimierte Vermarktung, Eigenversorgung, Stromlieferung an Dritte)
- Durch Berücksichtigung der fiktiven Strommengen ist Referenzertrag einspeiseunabhängig
 - Verfahren sind bzw. werden aktuell entwickelt
 - Nachteil: Komplexes und aufwendiges Verfahren, VLH-Manipulation nicht auszuschließen
 - Kumulierter Anreiz für Manipulation durch REM für Standortsteuerung und Rückzahlung
- Alternative: Windatlas-Verfahren

Einspeiseunabhängige Rückzahlungen: Windatlas-Verfahren

- Bestimmung der möglichen Einspeisung auf Basis Windatlas
 - Generelle regionalspezifische Ertragsgutachten (Windatlas)
 - Einfacher zu bestimmen
- Pauschale regionspezifische Festlegung der Einspeisemenge
- Rückzahlungen werden mit pauschal festgelegter Einspeisemenge bestimmt

- Vorteil: hier keine Anreize VLH der Anlagen zu reduzieren
- Nachteil: die Unschärfe von Wind-Atlas bei der Bestimmung der Standort-Güte wird durch pauschale Bestimmung der Rückzahlung verstärkt



Kombination: Wind-Atlas für CfD-Rückzahlungen + Referenzertragsmodell für räumliche Steuerung und Renditeabschöpfung

- Wenn das Signal für räumliche Steuerung durch Referenzertragsmodell und Rückzahlung durch Wind-Atlas erfolgt, gibt es keine Verstärkung der Effekte
- Außerdem ggf. ein recht unkritischer Testfall für einen Windatlas
- Wenn sich dieser für CfD-Rückzahlungen bewährt, kann Anwendung auf räumliche Steuerung und Renditeabschöpfung ausgeweitet werden

Fazit

- Unterschiede zwischen derzeitiger Marktprämie und CfD stark von tatsächlichen Marktmehrerlösen abhängig
- Verschiedene Optionen für einspeiseunabhängige Ausgestaltung möglich
- Erste quantitative Abschätzungen zeigen große Bandbreite möglicher Wirkungen
- Detaillierte Wirkungsanalysen für weitere Ausgestaltung notwendig

- [ggf. noch ergänzt...]