



Konsequenzen einer Umstellung der Förderung erneuerbarer Energien auf Contracts-for-Differences

Impuls für EnBW Energie- und WirtschaftsClub

Christoph Maurer | 18. Oktober 2022 | Berlin

Hintergrund

- Förderung EE in Deutschland heute über (nicht negative) gleitende Marktprämie (gMP)
 - Ausgleich von positiven Differenzen zwischen anzulegendem Wert und Marktwert, aber keine Rückzahlung
 - Marktwerte werden technologiespezifisch jährlich/monatlich gemittelt
- Nichtnegativität führt bei unerwartet hohen Preisen zu hohen Renditen auch geförderter EE
- Vor diesem Hintergrund wird vielfach gefordert, EE-Förderung auf sogenannte Contracts for Differences (CfD) umzustellen
 - CfD würden anderes als gMP Rückzahlungsverpflichtung bei hohen Marktwerten beinhalten
 - These DIW 08/22: CfD hätten Verbrauchern in 2022 20 Mrd. EUR Stromkosten erspart
- Mit CfD werden verschiedene Hoffnungen verbunden
 - Zugang zu EE-Strom für Verbraucher zu Stromgestehungskosten
 - Absenkung von Finanzierungskosten für EE

Ist Übergang auf CfD eine no-regret-Option?

Anlagenauslegung und -dispatch

Gleitende Marktprämie
war wesentlicher
Fortschritt ggü. FIT

- Anreize effiziente Anlagenauslegung und Dispatch durch periodenweise Entkopplung der Förderung von individuellen Vermarktungserlösen
 - Flexibilisierung steuerbarer Anlagen
 - Verfügbarkeit in Hochpreisperioden
 - systemdienliche Auslegung
- Dispatch bleibt vollständig effizient (zumindest bei positiven Preisen)

*Entkopplung Förderung →
Preissignale kommen beim
Betreiber an*

Umstellung auf CfD birgt
Herausforderungen

- Rückzahlung aus CfD wirkt ökonomisch wie variable Kosten → potenziell negativer Effekt auf Dispatch
- Dispatchverzerrung (relativ) unkritisch, wenn Rückzahlung stundenweise berechnet wird, da dann i.d.R. Rückzahlung < Preis
 - Selbst dann aber mglw. negative Effekte (ineffiziente EE-Abregelung) z. B. auf Intraday-Märkten
 - Gleichzeitig Verlust der o. g. positiven Effekte der gMP ggü. FIT
- Bei monatlicher oder jährlicher Referenzperiode deutlich relevanter

Lösungsansätze nicht
vollständig überzeugend

- Stündliche Referenzperiode mit staatlich vorgegebenen Anreizen für Systemdienlichkeit → löst ID-Problem nicht, kein Wettbewerb um das, was systemdienlich ist, Risiko von Fehlsteuerungen
- Aussetzung von Rückzahlungen unter bestimmten Bedingungen (z. B. Thor in DK) → immer noch Dämpfung Preissignale, insbesondere aber nicht vollständige Abschöpfung, Möglichkeit für Betreiber, Marktpreiserwartungen einzupreisen

EE-Förderkosten und Strombezugskosten

Gebotsverhalten in EE-Förderauktionen

- gMP: Gebotswert ist Minimalerlös, Absicherungsfunktion → LCOE mglw. höher, wenn Markterlöse > LCOE eingepreist werden
- CfD: Gebotswert fixiert Erlös (auch z. B. bei Anstieg Profilservicekosten), Option sonst. DV, PPA etc. fällt weg → Opportunität → LCOE Untergrenze für Gebot

LCOE: Levelized Costs of Electricity = Stromgestehungskosten (inkl. Fixkosten)

Konsequenzen Gebotshöhe und Förderkosten

- Analoge Risikoexposition wie beim CfD für Anlagen in gMP mit Gebot in Höhe LCOE erreichbar → niedrigere Gebote legen Bereitschaft zur Risikoübernahme zur Erhöhung Zuschlagswahrscheinlichkeit offen
- Umstellung auf CfD → Gebotswerte werden im Vergleich zur gMP steigen und über LCOE liegen (Umfang unklar und u. a. von Marktpreiserwartungen abhängig)

Kosten für langfristig abgesicherten Strombezug

- Staatliche Risikoübernahme bei CfD verringert Transaktionskosten (inkl. Ausfallrisiken) für Abschluss langfristiger Lieferverträge z. B. ggü. PPA → kann zu niedrigeren Strombezugskosten (wenn auch nicht auf LCOE-Niveau) führen
- „Staatliche Strombeschaffung im Namen der Verbraucher“ aber nicht „kosten- und risikolos“
 - standardmäßig fehlende Grünstromeigenschaft
 - Inflexibilität der Kontrakte (Profil, Laufzeit)
 - politische Entscheidung, welchen Verbrauchern Hedge zugeordnet wird → für individuellen Verbraucher keine/geringe Absicherung

Marktintegration erneuerbarer Energien/PPA

Auswirkungen auf Marktintegration unterschiedlich

- gMP: Akteure werden normalen Akteuren am Strommarkt, die Preis- und Investitionsrisiken übernehmen, ähnlicher
 - graduelle Übernahme von Preisrisiken, Aufbau Risikomanagement
 - PPA für Teillaufzeiten, Investitionen tlw. außerhalb Fördersystem
- CfD: Dauerhaft unterschiedliche Risikoexposition von geförderten EE und sonstigen Akteuren (inkl. PPA)
 - Perpetuierung Förder-/Absicherungsnotwendigkeit
 - Hürde für Angebot von PPA wächst

Mangel an PPA/Grünstrom → Aufhebung DV-Verbot? → würde zwar Grünstromangebot erhöhen, PPA-Segment aber mglw. ersticken

Vollständige Marktintegration EE überhaupt Ziel?

- Politische Entscheidung zwischen langfristigen Visionen für Energiesystem notwendig
 - starke Rolle für staatliche Steuerung z. B. bei Technologiewahl, Zubaumengen, Standortsteuerung, Anlagenauslegung → kaum unternehmerische Rolle bei EE-Investoren (zumindest mit Blick auf Systemintegration) → Allokation Marktpreisrisiken ineffizient
 - Keine detaillierte staatliche Steuerung → EE-Ausbau eher als Reaktion auf Nachfrage, CO₂-Preis etc. → Allokation von Marktpreisrisiken bei EE-Investoren langfristig sogar notwendig

Dezentrale Systementwicklung kann Vorteile bei Resilienz und Innovationsfähigkeit des Systems haben

Marktintegration ist kein Ziel an sich, aber Entscheidung pro/contra CfD sollte nicht unabhängig von langfristiger Vision für Energiesystem getroffen werden

Einordnung vor dem Hintergrund Strompreisbremse

- Strompreisbremse ist temporäres Kriseninstrument, keine langfristige Marktdesign-Entscheidung
 - Fokus „Über-“ oder „Zufallsgewinne“, nicht Gewinne aus normaler unternehmerischer Tätigkeit
 - EU-Notfallverordnung verlangt Abschöpfung auch nicht geförderter Erzeugungsanlagen
 - Existenz CfD hätte Strompreisbremse vermutlich nicht obsolet gemacht
- Diskussionen über Wirkungen einer Abschöpfung zeigen aber Herausforderungen bei Einführung eines CfD

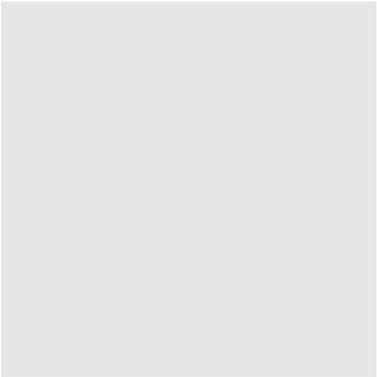
Entscheidung über langfristig sinnvolles Förder- und Marktdesign sollte jedenfalls nicht von Krisenreaktion dominiert werden

Zusammenfassung

- gMP hat Vorteile bei Anlagenauslegung und Dispatch
- CfD kann Kosten langfristiger Preisabsicherung verringern. Effekt aber begrenzt, zudem keine Sicherheit für individuelle Verbraucher
- gMP und CfD stehen für unterschiedliche langfristige Visionen für Entwicklung und Steuerung des Energiesystems
- Entscheidung für CfD hätte auch Auswirkungen auf PPA- und Grünstromangebot

Nutzen eines Wechsels auf CfD wird in Debatte tendenziell überschätzt und mögliche negative Konsequenzen nicht gesehen

Entscheidung sollte jedenfalls nur unter sorgfältiger Abwägung der Vor- und Nachteile erfolgen



consentec

Consentec GmbH
Grüner Weg 1
52070 Aachen
Deutschland

Tel. +49 241 93836-0
Fax +49 241 93836-15
info@consentec.de
www.consentec.de