
RELEVANZ VON FINANZIERUNGSKOSTEN BEI DER FÖRDERUNG VON STROM AUS ERNEUERBAREN ENERGIEN

Strommarkttreffen EE-Förderung, 24.01.2020, Berlin

Anna Billerbeck

Competence Center Energiepolitik und Energiemärkte

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Karlsruhe

Motivation und Zielsetzung

Motivation

- Technologiekosten der erneuerbaren Energien sind stark gefallen → Finanzierungskosten spielen eine immer größere Rolle
- Fixe Einspeiseprämie wird aktuell als Weiterentwicklung der Förderung diskutiert und wurde für Innovationsausschreibungen beschlossen

→ Ziel: Auswirkungen der fixen Einspeiseprämie auf Finanzierungskosten

Struktur

1. Gleitende vs. fixe Einspeiseprämie
2. Analyse der fixen Einspeiseprämie
3. Ergebnisse der Analyse
4. Fazit und Diskussion

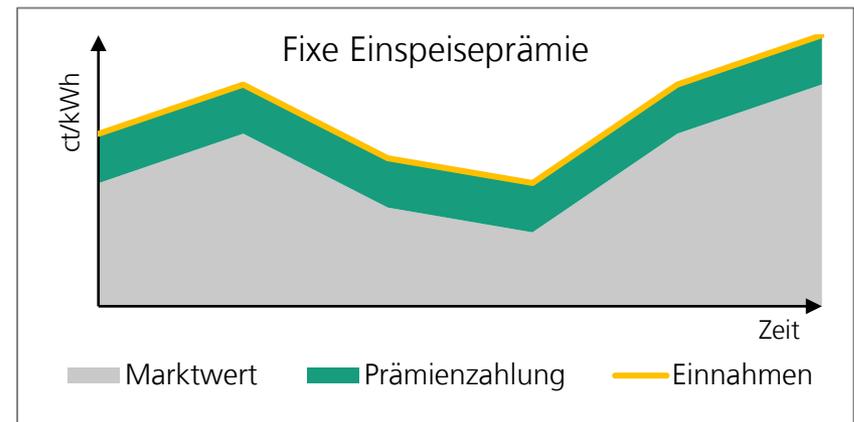
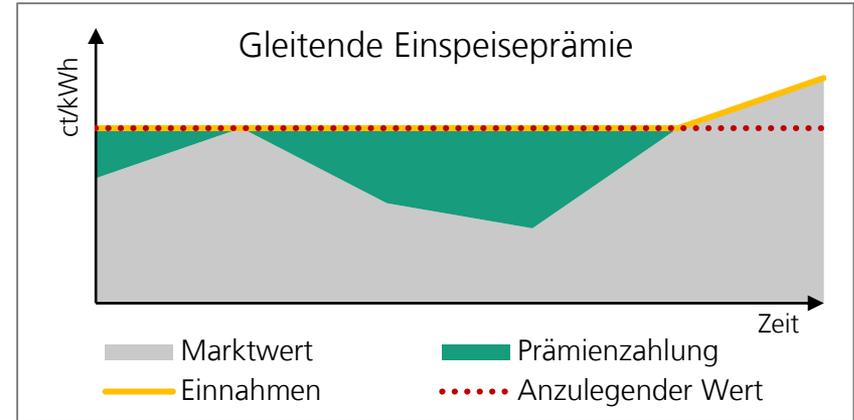
Gleitende vs. fixe Einspeiseprämie

Gleitende Einspeiseprämie

- Vermarktungserlöse + variable Prämie
- Prämienzahlung = Differenz anzulegender Wert und Monatsmarktwert
- In Ausschreibungen wird der anzulegende Wert wettbewerblich bestimmt

Fixe Einspeiseprämie

- Vermarktungserlöse + fixe Prämie
- Prämienzahlung unabhängig vom Marktwert



Analyse der fixen Einspeiseprämie

Analyse der fixen Einspeiseprämie in Ausschreibungen

- Aufstellung des Gewinns und Ableitung von Gebotswerten
- Ermittlung resultierender Förderzahlungen

Berücksichtigung Finanzierungskosten über Kapitalkosten (WACC)

- $WACC = \text{Anteil FK} \cdot \text{Verzinsung FK} + \text{Anteil EK} \cdot \text{Verzinsung EK}$
- Anteil Fremdkapital bestimmt sich über Höhe der „sicheren Einnahmen“
- Max. Anteil Fremdkapital liegt bei 80%

Option	Prämie	Gebotswert	Sichere Einnahmen
1	Gleitende Einspeiseprämie	Anzulegender Wert	Anzulegender Wert
2	Fixe Einspeiseprämie	Fixe Prämie	Fixe Prämie
3	Fixe Einspeiseprämie	Fixe Prämie	Fixe Prämie + 30% der Marktwarterwartung der Bank

Analyse der fixen Einspeiseprämie

Annahmen der Analyse

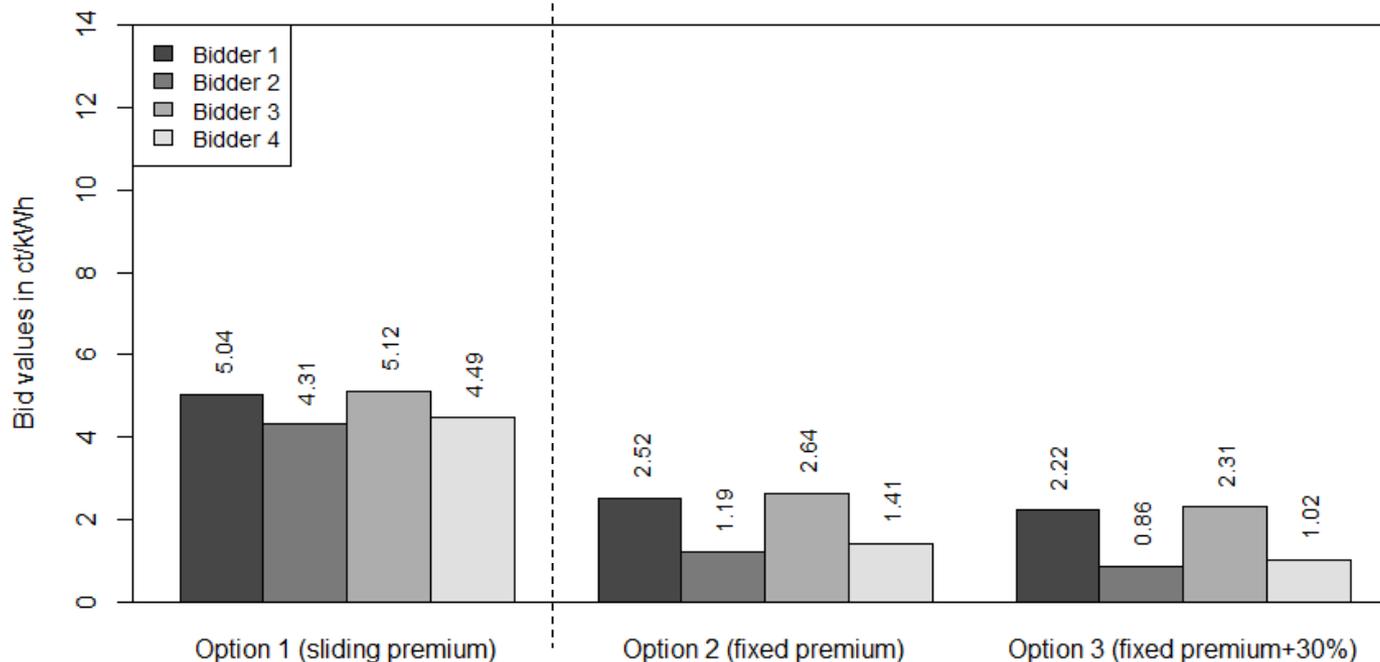
- Bieter erwirtschaften durchschnittlichen Monatsmarktwert
- Risikoneutrale Bieter und vollständiger Wettbewerb

Rahmendaten der 4 Bieter

Bieter	1	2	3	4
Investition in €	450.000	450.000	450.000	450.000
Verzinsung Eigenkapital in %	7	7	8	8
Verzinsung Fremdkapital in %	3,5	3,5	3,5	3,5
Monatliche Einspeisung in kWh	62.500	62.500	62.500	62.500
Monatliche Kosten in €	375	375	375	375
Durchschnittlicher, erwarteter Marktwert in ct/kWh	3	5	3	5

Ergebnisse der Analyse

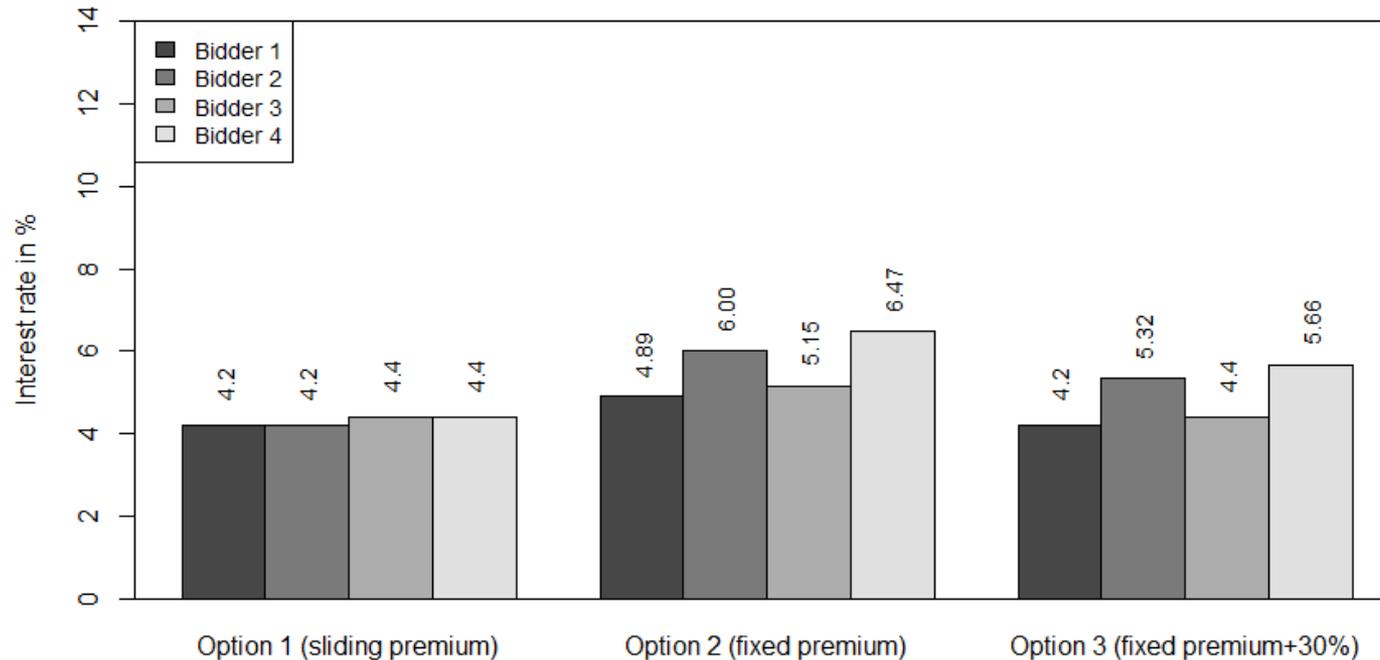
Gebotswerte und Zuschlagsrangfolge der Bieter



- Zuschlagsrangfolge in allen Optionen gleich (Bieter 2, 4, 1, 3)
- Gebotswerte in Option 2 (fixe Prämie) höher als in Option 3 (fixe Prämie+30%) → Einfluss der sicheren Einnahmen

Ergebnisse der Analyse

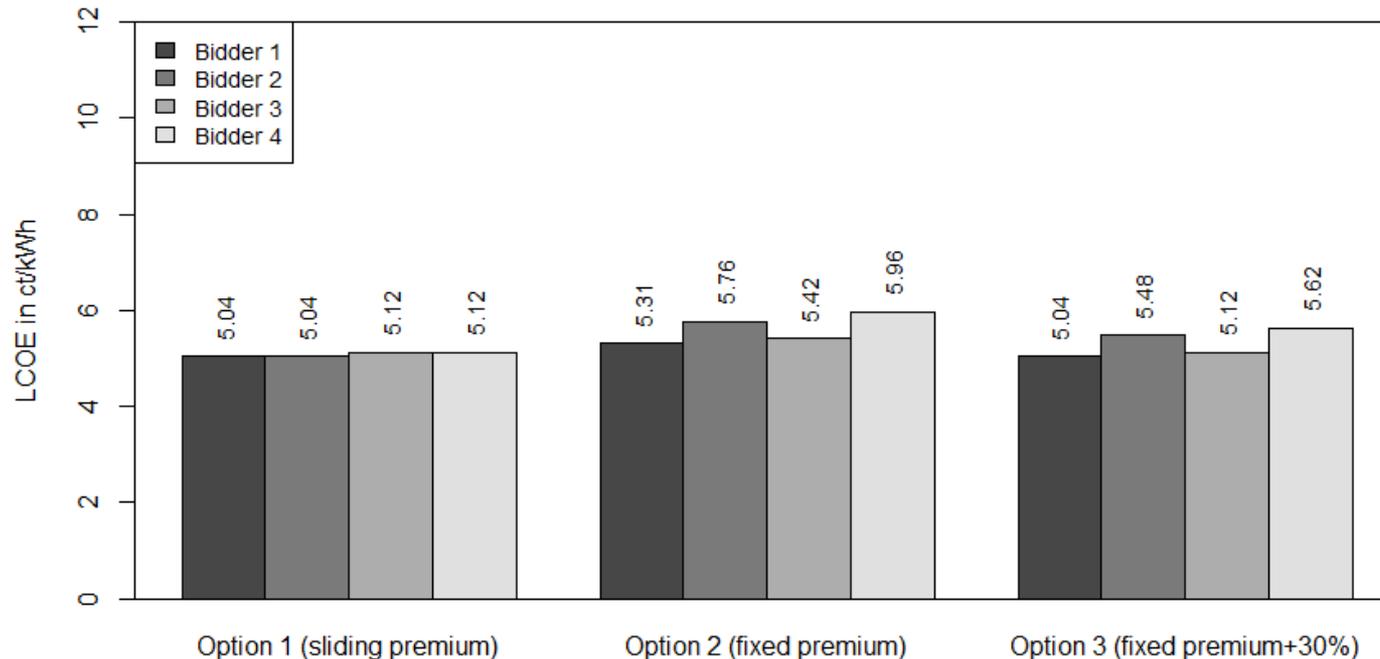
Finanzierungskosten der Bieter (gewichtete, durchschnittliche Kapitalkosten)



- Bieter verzeichnen in Option 1 (gleitende Prämie) die geringsten Finanzierungskosten
- Bieter verzeichnen in Option 2 (fixe Prämie) die höchsten Finanzierungskosten

Ergebnisse der Analyse

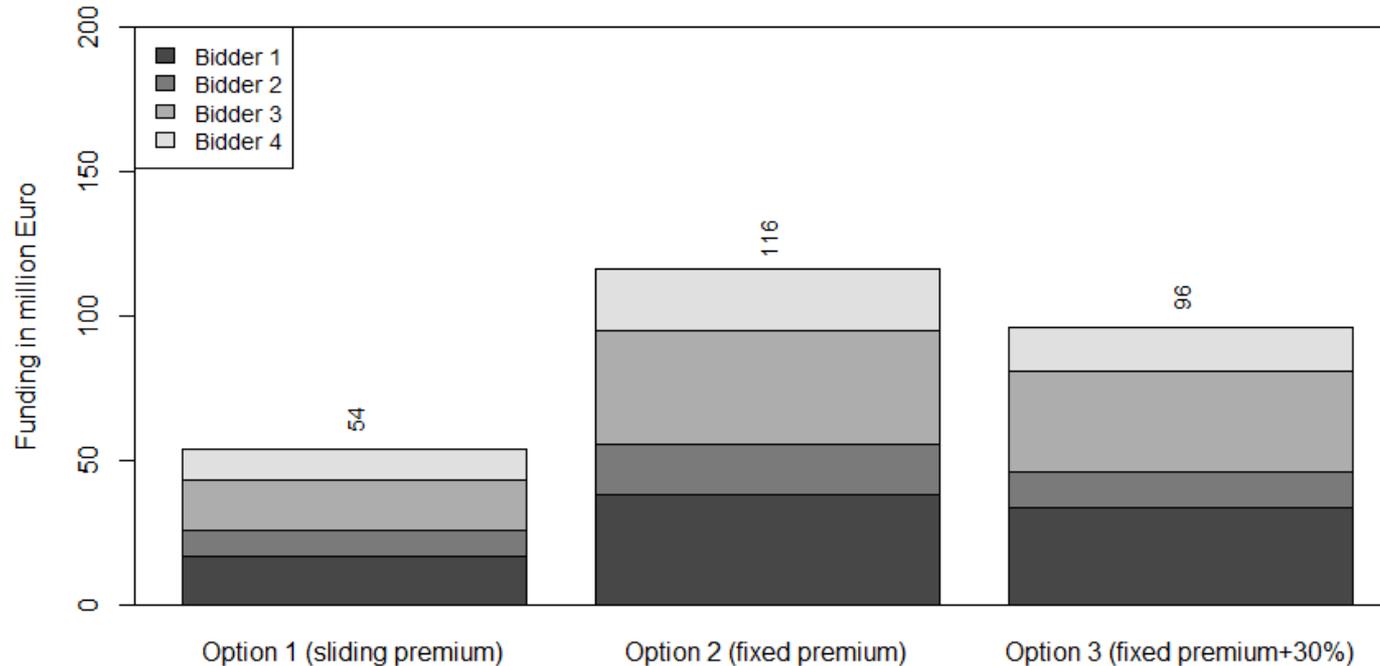
Stromgestehungskosten der Bieter



- Bieter verzeichnen in Option 1 (gleitende Prämie) die geringsten Stromgestehungskosten
- Bieter verzeichnen in Option 2 (fixe Prämie) die höchsten Stromgestehungskosten

Ergebnisse der Analyse

Förderkosten über die Laufzeit (20 Jahre) bei einheitlichen Marktwerten (\emptyset 4 ct/kWh)



- Förderkosten in Option 2 (fixe Prämie) am größten
- Förderkosten in Option 3 (fixe Prämie+30%) immer noch höher als in Option 1 (gleitende Prämie)

Fazit und Diskussion

- Finanzierungskosten haben einen hohen Einfluss auf den Gebotswert und damit auf die resultierenden Förderzahlungen
- Die fixe Einspeiseprämie kann zu höheren Finanzierungskosten führen
- Vorteile der fixen Einspeiseprämie können wegen höheren Finanzierungskosten aufgehoben werden
- Einschätzung der sicheren Einnahmen von Seiten der Bank von großer Relevanz
- Diskussionsfrage:
Wie werden die „sicheren Einnahmen“ bei der fixen Einspeiseprämie von den Banken bestimmt?

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit

Anna Billerbeck

Competence Center Energiepolitik und Energiemärkte

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Karlsruhe

Tel.: 0721 6809 521

E-Mail: anna.billerbeck@isi.fraunhofer.de

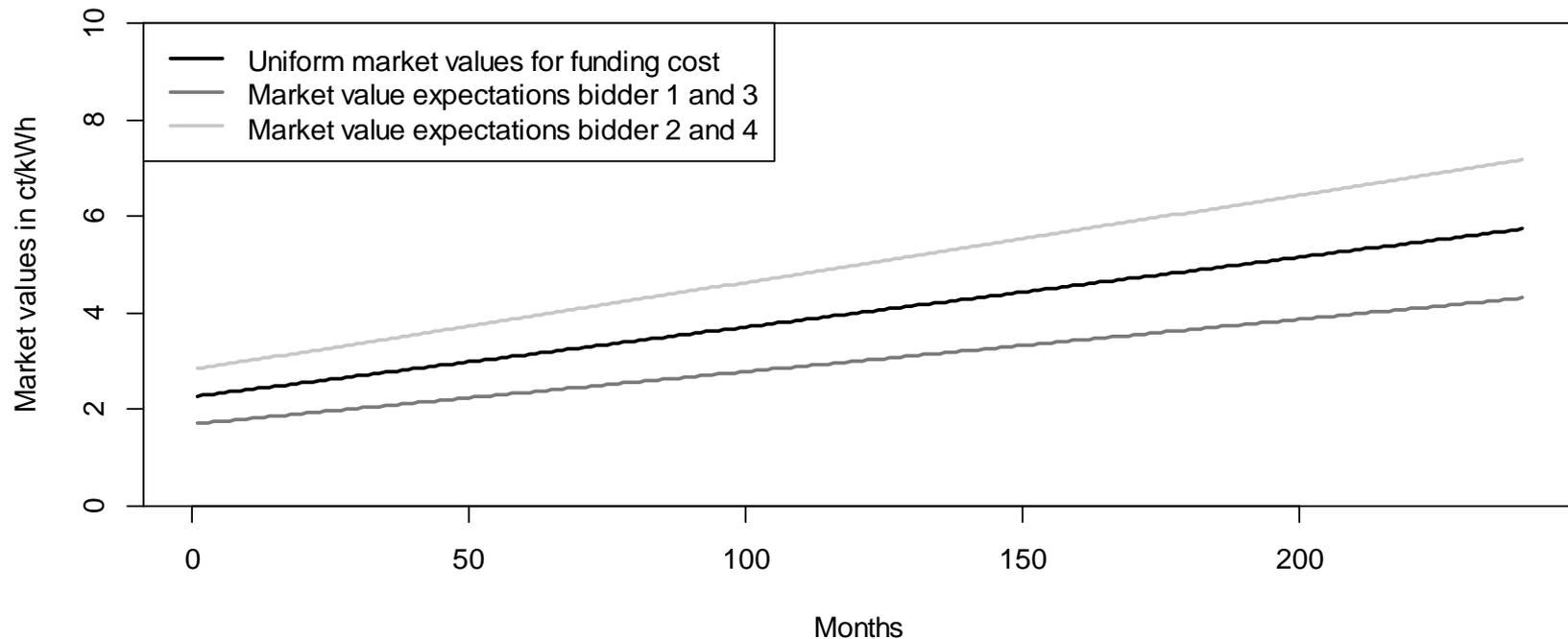
Web: <http://www.isi.fraunhofer.de>

Literatur

- del Río, Pablo (2012): The dynamic efficiency of feed-in tariffs. The impact of different design elements. In: Energy Policy (41), S. 139–151.
- del Río, Pablo; Bleda, Merceder (2012): Comparing the innovation effects of support schemes for renewable electricity technologies. A function of innovation approach. In: Energy Policy (50), S. 272–282.
- Held, Anne; Ragwitz, Mario; Gephart, Malte; Visser, Erika de; Klessmann, Corinna (2014): Design features of support schemes for renewable electricity. Task 2 report.
- Klessmann, Corinna; Nabe, Christian; Burges, Karsten (2008): Pros and cons of exposing renewables to electricity market risk - A comparison of the market integration approaches in Germany, Spain, and the UK. In: Energy Policy 36 (10), S. 3646–3661. DOI: 10.1016/j.enpol.2008.06.022.
- Neuhoff, Karsten (2018): Renewable Energy Policy in the Age of Falling Technology Costs. Discussion Paper. Hg. v. DIW Berlin.
- Schallenberg-Rodriguez, Julieta; Haas, Reinhard (2012): Fixed feed-in tariff versus premium. A review of the current Spanish system. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews 16 (1), S. 293–305. DOI: 10.1016/j.rser.2011.07.155.
- Winkler, Jenny; Gaio, Alberto; Pfluger, Benjamin; Ragwitz, Mario (2016): Impact of renewables on electricity markets – Do support schemes matter? In: Energy Policy (93), S. 157–167.
- Winkler, Jenny; Höfling, Holger; Ragwitz, Mario; Tersteegen, Bernd; Maurer, Christoph; Greinacher, Dominik et al. (2014): Sammlung der Beiträge der Zukunftswerkstatt Erneuerbare Energien. Hg. v. Fraunhofer ISI, ZSW, Consentec GmbH und Scholtka & Partner. Online: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/2014-08-07-reader-zukunftswerkstatt.pdf?__blob=publicationFile&v=7

Anhang: Annahmen der Analyse

Markterwartungen und einheitliche Marktwerte



Anhang: Annahmen der Analyse

Berechnungsformeln

- Gewinn Option 1 (gleitende Prämie):

$$P = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{FT \cdot E_t - C_t}{(1+i)^t} \cdot \mathbb{1}(MV_t \leq FT) + \sum_{t=1}^n \frac{MV_t \cdot E_t - C_t}{(1+i)^t} \cdot \mathbb{1}(MV_t > FT)$$

- Gewinn Option 2 und 3 (feste Prämie)

$$P = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{(MV_t + FP) \cdot E_t - C_t}{(1+i)^t}$$

- WACC

$$i = r_d \cdot \frac{DC}{DC + EC} + r_e \cdot \frac{EC}{DC + EC} = r_d \cdot \frac{SR}{I_0} + r_e \cdot \left(\frac{I_0 - SR}{I_0} \right)$$

- Sichere Einnahmen

$$SR = \sum_{t=1}^n \frac{SP \cdot E_t}{(1+r_{Bank})^t}$$

P : Profit in ct, I_0 : Initial investment in period $t = 0$ in ct, R_t : Revenue in period t in ct, C_t : Cost in period t in ct, i : Imputed interest rate in %, MV_t : Market value in period t in ct/kWh, E_t : Electricity of renewable plant in period t in kWh, FT : Fixed tariff in ct/kWh, FP : Fixed premium in ct/kWh, DC : Debt capital in ct, EC : Equity capital in ct, r_d : Debt capital cost rate in %, r_e : Equity capital cost rate in %, SR : Secure revenues in ct, SP : Secure payments in ct