



TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
WIEN



INSTITUT FÜR
MANAGEMENT-
WISSENSCHAFTEN

Stakeholder Workshop

July 11, 2024

Detailanalyse der Finanzierungsbedingungen

Zwischenbericht

Josef Baumüller

Technical University of Vienna

Agenda

1. Einstieg
2. Grundlagen: CAPM und WACC
3. Alternative Modelle zu CAPM und WACC, Verbesserungen
4. Bisherige Kapitalkostenansätze in den EAG-Gutachten
5. Lösungsansatz

Einstieg

- Hohe Bedeutung der Finanzierungsbedingungen (Kapitalkosten) für Investitionsverhalten; Bsp. Photovoltaik: stärkerer Effekt als Sonnenertrag! (Ondraczek et al., 2015)
- WACC-Modell weithin (unreflektierter) Standard in LCoE-(Förder-)Modellen (z.B. Franc-Dabrowska et al. 2021; Bruck et al. 2018).
- Daten empirisch nicht beobachtbar bei nicht-börsennotierten Unternehmen; Befragungen oder Rückrechnungsverfahren (Steffen/Waidelich, 2022). RE-spezifisch: Auktionsdaten.
- Differenzierung nach Ländern und nach Technologien geboten (Ameli et al. 2021; Polzin et al., 2021; Steffen 2020).
- Ein WACC über den historischen Ist-Werten kann aus Anreizperspektive sinnvoll sein (Romeijnders/Mulder, 2022). Aber Vermutung: Mitunter von Unternehmen zu Unternehmen heterogen, häufig selbst nicht bekannt.

§ 47 Abs. 2 EAG

- Der anzulegende Wert ist gesondert für jede Technologie auf Basis eines oder mehrerer Gutachten festzulegen. Sofern nicht anders bestimmt, ist der anzulegende Wert nach folgenden Grundsätzen zu bemessen:
 1. ...
 2. die Kosten haben Abschreibungen und eine angemessene Verzinsung von Eigen- und Fremdkapital für die Investition zu umfassen. Dabei ist ein Finanzierungskostensatz anzuwenden, der sich aus einem **gewichteten durchschnittlichen Kapitalkostensatz für Eigen- und Fremdkapital** unter Zugrundelegung einer Normkapitalstruktur sowie der Ertragsteuer bestimmt. Eine marktgerechte Risikoprämie für das Eigen- und Fremdkapital, die Rahmenbedingungen des Kapitalmarktes sowie ein risikoloser Zinssatz sind zu berücksichtigen;
 3. ...

Allg. Gebote: Sparsamkeit,
Wirtschaftlichkeit und Zweckmäßigkeit
in der Mittelgewährung.

Grundlagen: CAPM und WACC

Der Kapitalkostensatz in den Bewertungsverfahren (insb. DCF)

Theoretische Grundlagen der DCF-Verfahren

Modigliani-Miller (Irrelevanzthese); Markowitz (Portefeuille-Selektion); Sharp-Lintner-Mossin (Kapitalmarktklinie); Tobin (Tobin-Separation); Black-Scholes und Cox-Ross-Rubinstein (Optionsbewertungen)...

Mehrere Varianten zur Berechnung zukünftiger Cashflows: Bruttoverfahren, Nettoverfahren.
Bei konsistenter Anwendung führen alle zu gleichen Ergebnissen!

Alternativ: „Praktikeransätze“ mit Abweichungen!

$$UW = \sum_{t=1}^{\infty} \frac{CF_t}{(1+r)^t} + N_0$$



Konsistenz zwischen Zähler und Nenner!

Diskontierungszinssatz: risikoäquivalente Kapitalkosten bzw. marktmäßig objektivierte Risikoprämien.

Grundlagen: CAPM und WACC

Der WACC (Weighted Average Cost of Capital)

$$c^{WACC} = r(FK) \cdot (1 - s) \cdot \frac{FK}{GK} + r(EK)_v \cdot \frac{EK}{GK}$$

c^{WACC} = WACC (=Weighted Average Cost of Capital)

FK = Marktwert des verzinslichen Fremdkapitals

EK = Marktwert des Eigenkapitals

GK = Marktwert des Gesamtkapitals (WACC-Ansatz)

s = Unternehmenssteuersatz

$r(FK)$ = Kosten des Fremdkapitals bzw. Renditeforderung der Fremdkapitalgeber

$r(EK)_v$ = Renditeforderung der Eigenkapitalgeber für das verschuldete Unternehmen

Grundlagen: CAPM und WACC

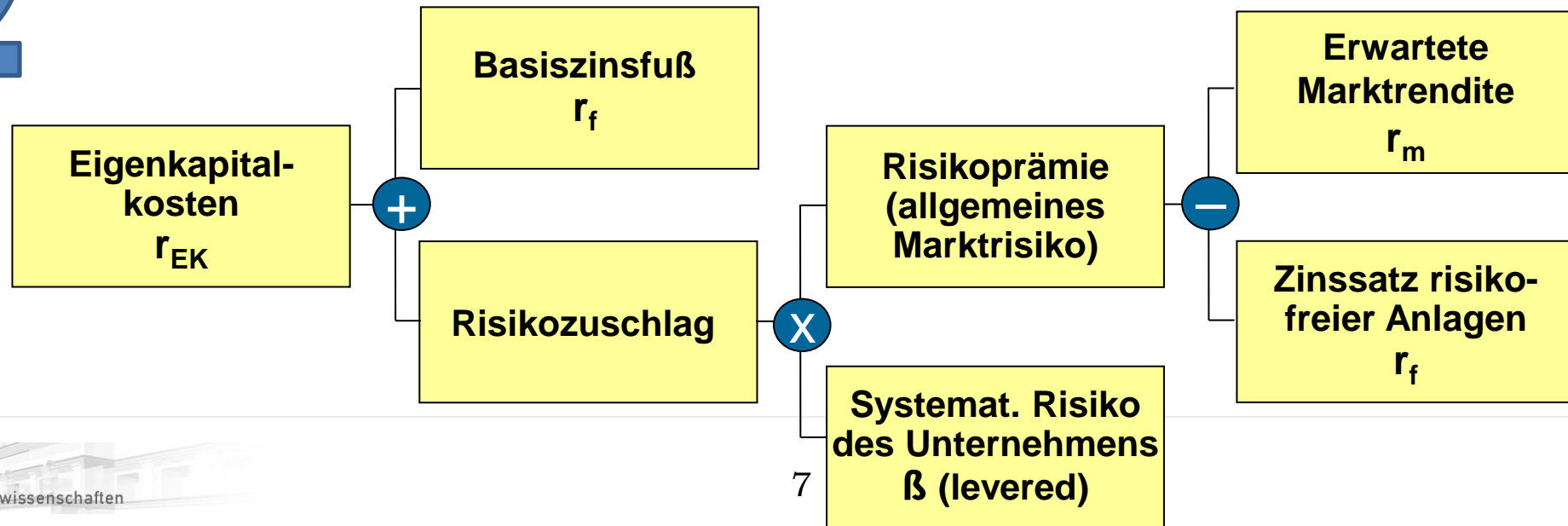
Ermittlung der Eigenkapitalkosten

Opportunitätskostenansatz

Welche Rendite hätten die Eigenkapitalgeber (Shareholder) für eine Investition mit gleichem Risiko am Kapitalmarkt bekommen?

Berechnungsformel des Capital Asset Pricing Modell

$$r_{EK} = r_f + (r_m - r_f) * \beta_{levered}$$



1-Perioden-Modell zur Ermittlung einer erwarteten Rendite

Grundlagen: CAPM und WACC

Ermittlung des Basiszinsfußes

KFS-BW1

Vorgehensweise für die Ermittlung des Basiszinsfußes:

- Übernahme deutscher Kapitalmarktdaten
- Ermittlung eines einheitlichen Basiszinssatzes: 30-jährige Spot-Rate nach Svensson (bei unendlicher „Lebensdauer“, ansonsten periodengenaue Zinssätze über Zinsstrukturkurve).

$$z(n, \beta, \tau) = \beta_0 + \beta_1 \left(\frac{1 - e^{-n/\tau_1}}{n/\tau_1} \right) + \beta_2 \left(\frac{1 - e^{-n/\tau_2}}{n/\tau_1} - e^{-n/\tau_1} \right) + \beta_3 \left(\frac{1 - e^{-n/\tau_2}}{n/\tau_2} - e^{-n/\tau_2} \right)$$

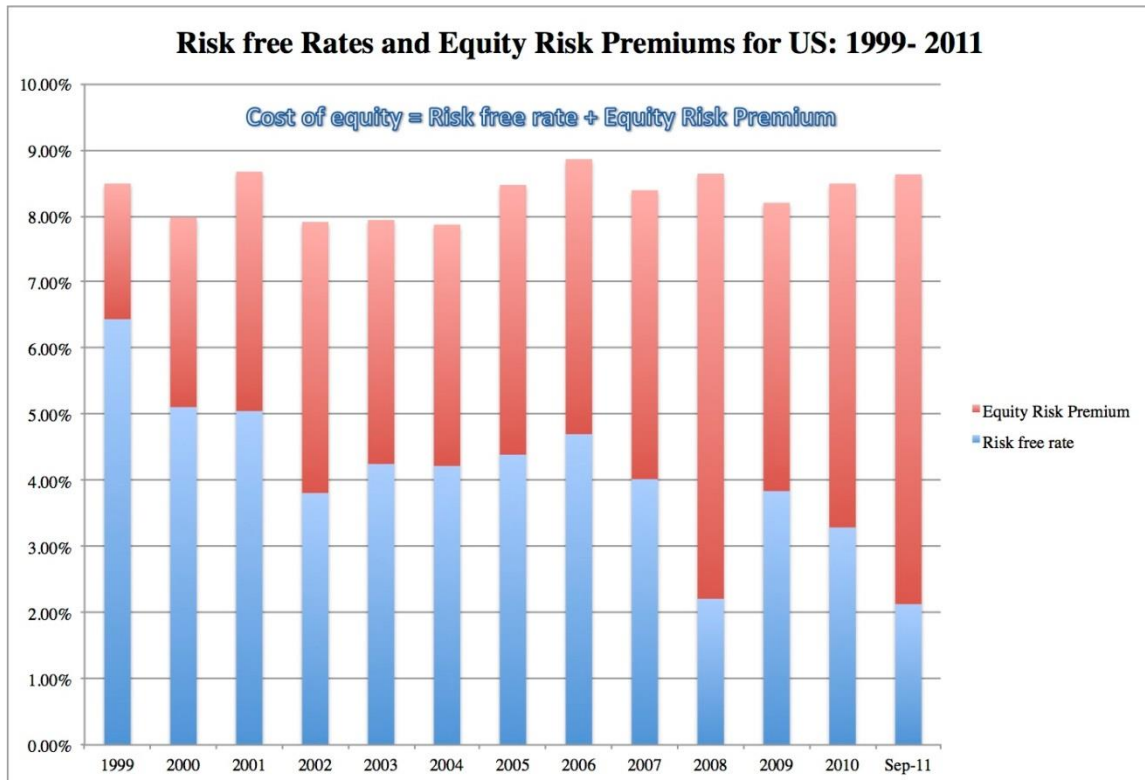
Die hierfür erforderlichen Informationen sind allesamt über die Homepage der Deutschen Bundesbank erhältlich: <https://www.bundesbank.de/de/statistiken/geld-und-kapitalmaerkte/zinssaetze-und-renditen/zinsstruktur-am-rentenmarkt-739466>.

Diese „Svensson“-Methode ermöglicht die näherungsweise Ermittlung von Zinssätzen für die Laufzeit „n“.

Alternative: Effektivrendite einer 30-jährigen deutschen Staatsanleihe (z.B. Standard, Handelsblatt) – allerdings methodisch problematisch und daher nur „zweitrangig“.

Durchschnitt der Svensson-Zinssätze für einen berechneten Zeitraum $\rightarrow \infty$.

Zusammenhang zw. Basiszinsfuß und Marktrisikoprämie



(basierend auf dem expected return on stocks, S&P 500)

„The risk free asset is also where investors flee when the fear factor rises, the much vaunted ‚flight to safety‘ during crises. But this flight does not just affect the risk free rate.... It affects risk premiums for all risky asset classes: equity risk premiums rise, default spreads on corporate bonds widen and cap rates on real estate become higher. If you define the expected return from stocks as the sum of the risk free rate and the equity risk premium, the last decade has seen changes in that composition:“

Quelle: <http://aswathdamodaran.blogspot.co.at/2011/09/risk-free-rates-and-value-dealing-with.html>

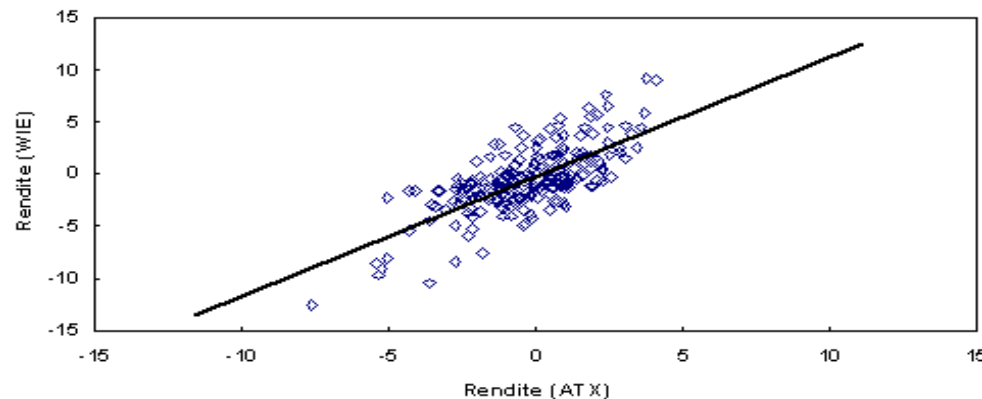
Grundlagen: CAPM und WACC

Ermittlung des Beta-Faktors

Bildet das **systematische Risiko** ab, welches für eine Investition nach dem CAPM übernommen wird (d.h. welches nicht diversifiziert werden kann) → welches zusätzliche Risiko übernimmt Investor im Vergleich zur Investition ins Marktportefeuille?

$$\beta = \frac{\rho_{i,M} \cdot \sigma_i}{\sigma_M} \quad \text{bzw.} \quad \beta = \frac{\text{Cov}(r_i, r_M)}{\sigma_M^2}$$

$\rho_{i,M}$ = Korrelation zwischen Unternehmens- und Markrendite (r_i und r_M),
 σ_i, σ_m = Volatilitäten der jeweiligen Renditen



Bestimmtheitsmaß R^2 = Maß für die Zuverlässigkeit der Schätzung (Quadrat des Korrelationskoeffizienten).

T-Test zur Beurteilung der statistischen Signifikanz des Beta-Wertes (statistisch gesicherter Zusammenhang zwischen der Unternehmensrendite und der Marktrendite).

Marktportfolio: $\beta = 1$; risikolose Veranlagung zum Basiszinsfuß: $\beta = 0$

Grundlagen: CAPM und WACC

Levered und Unlevered Beta: erforderliche Anpassungen

1. Anpassung des Beta-Faktors an die geänderte Kapitalstruktur

$$\beta_v = \beta_u \cdot \left[1 + (1-s) \cdot \frac{FK}{EK} \right] \quad \text{bzw.} \quad \beta_u = \frac{\beta_v}{1 + (1-s) \cdot \frac{FK}{EK}}$$

Ausgangspunkt: i.d.R.
Branchenbetas,
Peergroups!

2. Anpassung des Beta-Faktors bei gegebener Renditeforderung des unverschuldeten Unternehmens

$$r(EK)_u = \frac{r(EK)_v + i_r \cdot (1-s) \cdot \frac{FK}{EK}}{1 + (1-s) \cdot \frac{FK}{EK}} \quad \text{bzw.}$$

Theoretisch für jede Periode
anzupassen. Praktisch oftmals
konstant gehalten (z.B. über Ziel-,
Durchschnittsstruktur).

$$r(EK)_v = r(EK)_u + (r(EK)_u - i_r) \cdot (1-s) \cdot \frac{FK}{EK}$$

Berücksichtigung von Ertragssteuern

KFS-BW1 (Rz. 83 ff.)

Vorgaben für die Planung:

- Die im **CAPM** ermittelten Werte sind solche nach Körperschaftsteuer, jedoch vor persönlicher Einkommensteuer.
- Bei **Kapitalgesellschaften** kann in der Grobplanungsphase unter der Annahme der Ausschüttungsäquivalenz zwischen dem zu bewertenden Unternehmen und der Alternativanlage von der Wertneutralität der persönlichen Besteuerung ausgegangen werden. In dieser Phase kann daher die persönliche Besteuerung außer Ansatz gelassen werden. Vereinfachend kann auch in der Detailplanungsphase auf die Berücksichtigung der persönlichen Besteuerung verzichtet werden.
- Bei **Einzelunternehmen** und **Personengesellschaften** aus dem Blickwinkel natürlicher Personen sind die persönlichen Steuern jedoch zu berücksichtigen. Vereinfachende Annahmen sind aber auch hier möglich.

Offene Fragen:

- (Empirische) Marktrisikoprämien nach Steuern?
 - Ausschüttungsquoten?
- Effektive Steuersätze auf Kursgewinne?

In Praxis tunlichst vermieden! Auch für Personengesellschaften i.d.R. **Fiktion einer Umwandlung in Kapitalgesellschaften.**

Steuersatz entspricht in **Detailplanungsphase** der effektiven Unternehmenssteuerquote (aus Abschlüssen zu errechnen).
In **Grobplanungsphase** wird Grenzsteuersatz genommen (für Österreich i.d.R. 23%).

Grundlagen: CAPM und WACC

Vorteile

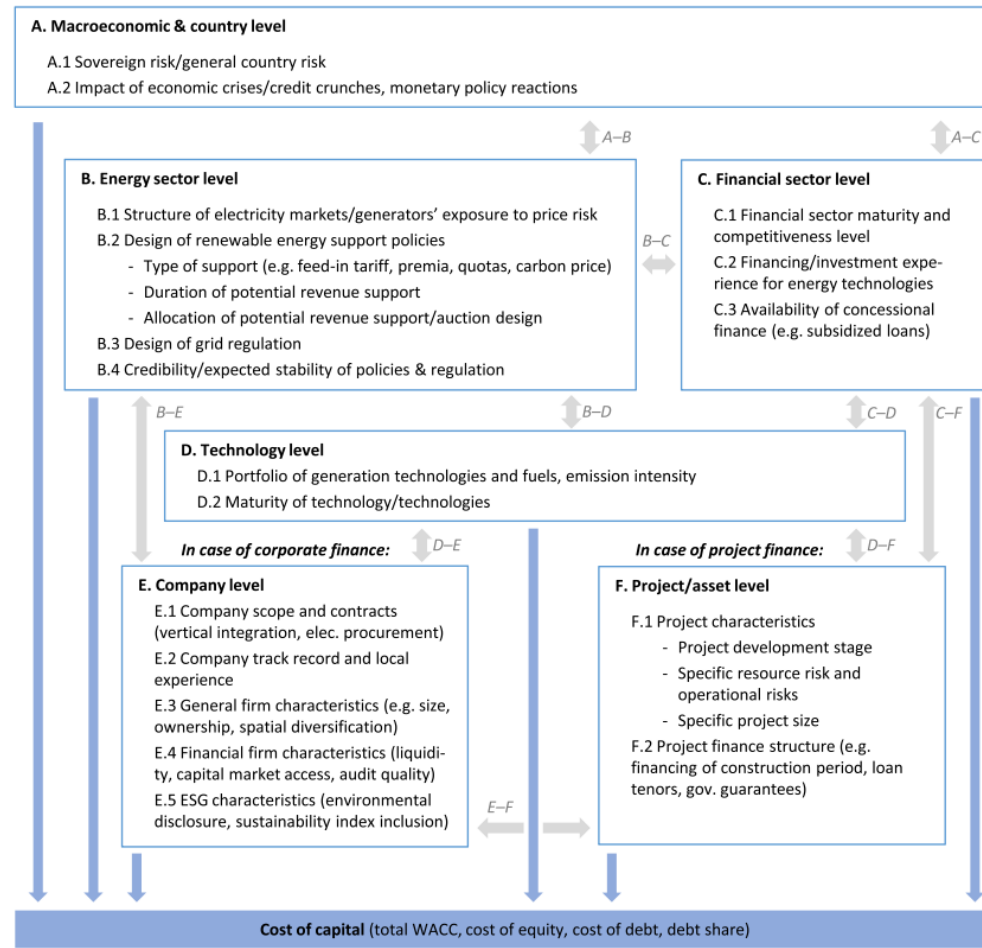
- Akademisch anerkannt
- Verständlich und methodisch geschlossen
- Für die Ermittlung objektiver Werte geeignet.

Limitationen

- Sie ist in der vorherrschenden Form vergangenheitsorientiert (bzw. basiert auf langjährigen Durchschnitten)
- Sie ist nicht in der Lage, eine breite Gruppe von unterschiedlichen Bewertungssubjekten (auch: empirisch!) zu erfassen.
 - Größen-Effekte
 - Unterschiedliche Technologien
 - Steuersituationen und notwendige Annahmen zur Finanzierung

Grundlagen: CAPM und WACC

Unterscheidung zw. Unternehmens- und Projektfinanzierung

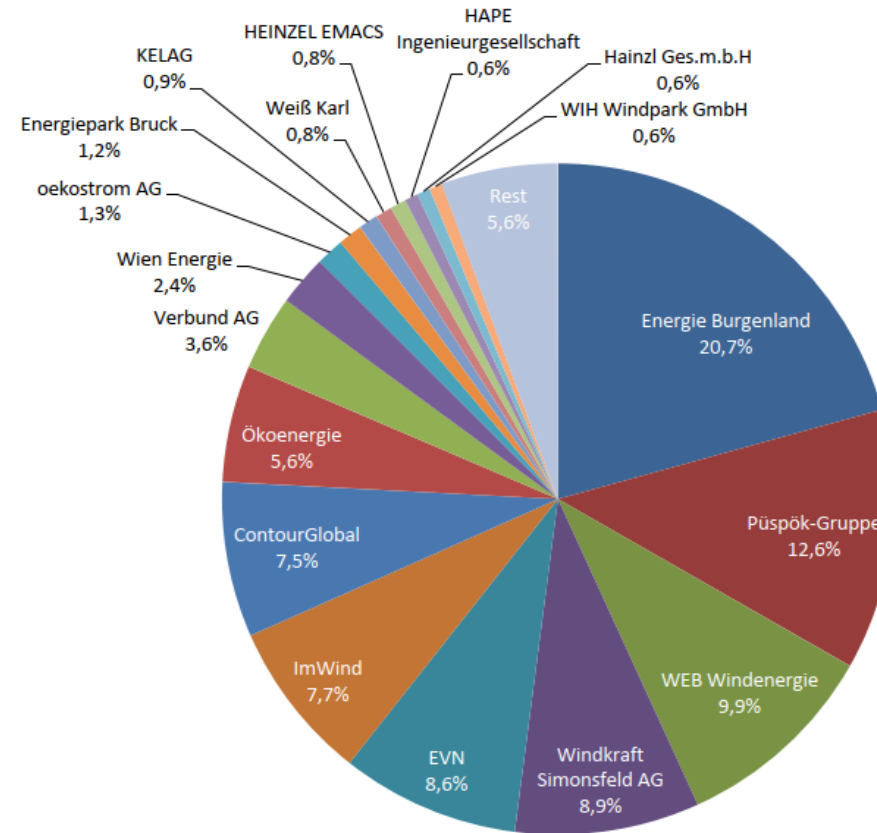


Quelle: Steffen/Waidelich (2022) 11.

Grundlagen: CAPM und WACC

Beispiel: Betreiber- bzw. Eigentümerstruktur in Österreich

Abb 7: Marktanteile nach geförderter Windenergieproduktion (2014)



Quelle: Thoman (2016) 15.

Wichtige alternative Konzepte zum CAPM

- Arbitrage Pricing Theory: Basiert auf der Idee, dass die Renditen eines Vermögenswerts anhand der linearen Beziehung zwischen der erwarteten Rendite des Vermögenswerts und einer Reihe von makroökonomischen Variablen, die das systematische Risiko erfassen, vorhergesagt werden können.
- 3-Faktoren-Modell/5-Faktoren-Modell von Fama/French. Bewertung der Faktoren „Marktrisiko“, „Größe“ und „Wert“; später ergänzt um „Ertragskraft“ und „Investitionskraft“.
- Consumption CAPM: Gegenüber dem CAPM ein realistischerer, mehrperiodiger Ansatz. Die erwartete Rendite eines Vermögenswerts hängt mit dem "Konsumrisiko" zusammen, d. h. damit, wie viel Unsicherheit im Konsum durch das Halten des Vermögenswerts entstehen würde.

Beurteilung

- **Anforderungen aus regulatorischer Sicht:**
 - Einfachheit, Nachvollziehbarkeit
 - Ermessensspielräume beschränken
 - Zeiträume der Komponenten an Kapitalbindungsdauer anpassen
- „Vor allem die Ermittlung der zusätzlichen Komponenten erweist sich hierbei als Herausforderung. Die Ermittlung dieser Werte erhöht den Arbeitsaufwand bei der Regulierungsbehörde deutlich und ist in der Regel kompliziert. Ferner bieten weitere Komponenten zusätzliche Freiräume bei der Festlegung des Eigenkapitalzinssatzes, die nicht gewünscht sind. Daher empfiehlt es sich auch weiterhin, das CAPM für die Ermittlung der Kapitalkosten im Rahmen der Regulierung zu verwenden, da es bisher keine Alternative zu einem marktorientierten Ansatz gibt.“ (Römer 2016, 77).

Verbesserungen im WACC-Modell

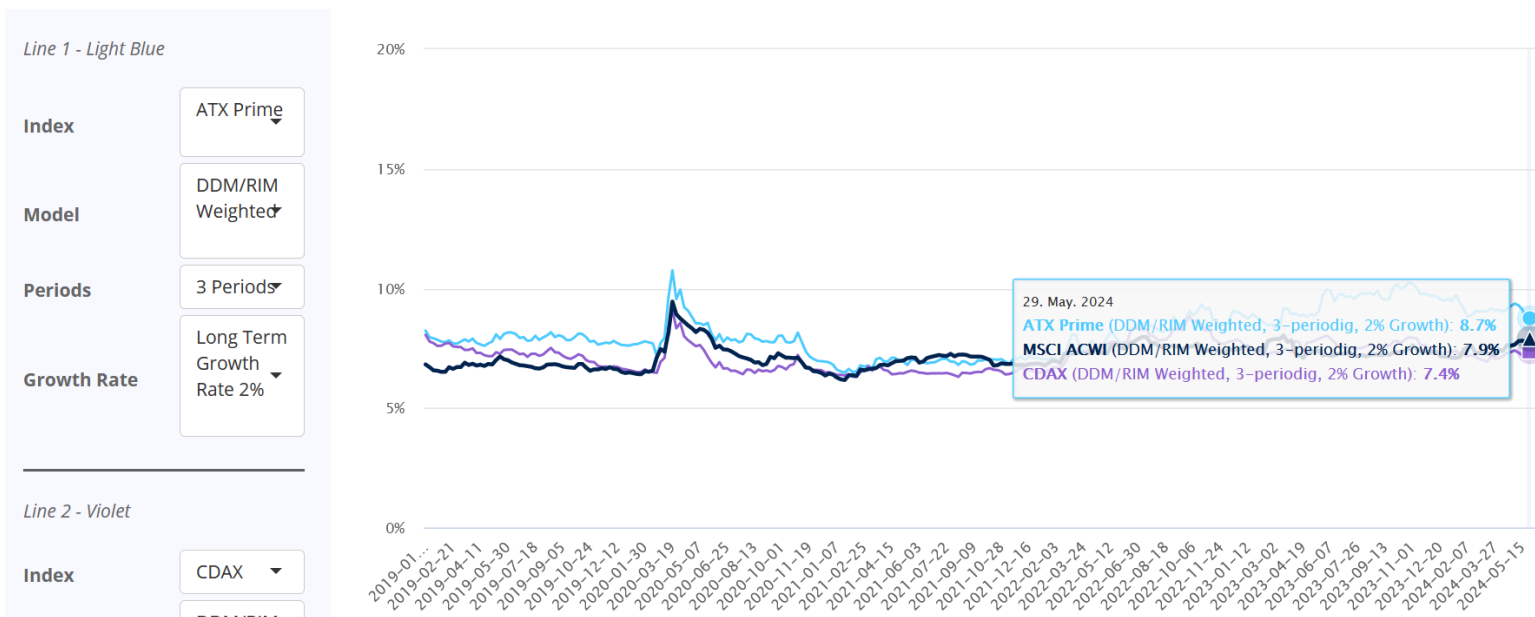
Implizite Marktrisikoprämien

iMR: implizite Markttrendite(n) für den österreichischen Kapitalmarkt



[Disclaimer](#) [Market Return](#) [Risk-Free Graph](#) [Methodology](#)

Parameters for the implied Market Return



Problembereiche:

- Hohe Volatilität
- starke Abhängigkeit von den getroffenen Annahmen
- Konsistenz mit historischem Beta-Faktor?

⇒ wenig verbreitet in der Praxis!

⇒ Quelle:

https://revision.shinyapps.io/iMR_implizite_Markttrendite/

Verbesserungen im WACC-Modell

Das Debt-Beta

Die Berücksichtigung des Debt Betas ist erforderlich, wenn die zum Basiszinssatz laufzeitäquivalenten Fremdkapitalkosten des Unternehmens wesentlich vom Basiszinssatz abweichen (KFS/BW 1, Rz. 107):

Berücksichtigung des Debt Betas, wenn FK-Kosten > risikoloser Basiszinssatz
Sog. **credit spread** liegt vor, der das höhere Ausfallrisiko des FK-Gebers ausgleichen soll

$$\beta_{FK} = \frac{r_{FK} - r_f}{r_M - r_f} = \frac{\text{credit spread}}{\text{Risikoprämie}}$$

$$r_{FK} = r_f + \beta_{FK} * (r_M - r_f)$$

Anschließend auflösen nach dem Debt-Beta-Faktor und Integration in die Formel zur Ermittlung des Gesamt-Beta-Faktors für das verschuldete Unternehmen.

Diverse Risikozuschlagssätze zum CAPM

- **Beispiele:**
 - Länderrisikoprämien
 - Size Premiums
 - Fungibilitätszuschläge
 - Zuschläge für mangelnde Diversifikation
- Mitunter hohe empirische Relevanz.
- Methodisch umstritten, z.B. mit gutachterlicher Praxis nur z.T. vereinbar.

Verbesserungen im WACC-Modell

Braucht es ein „Greenium“?

- **Anekdotische Evidenz** zunehmender Bedeutung; allerdings: wenige Basispunkte
- **Neue Finanzierungsformen:** Green Bonds etc. => regulatorische Schwerpunkte
 - Günstigere Konditionen
 - Höhere Compliance-Kosten von Unternehmen
- **Akademische Forschung** (e.g. Flammer, 2021; Pastor et al. 2022):
 - Noch keine klare empirische Evidenz
 - Konzeptionell ambivalente Ergebnisse
- “In terms of findings, our analytical results cannot confirm the existence of a systematic and consistent pricing advantage for any ESG bond category. Furthermore, we find that in the past, issuers of ESG bonds benefitted from pricing premiums based on their issuer characteristics and that issuers’ public sustainability commitments do not impact the pricing of their bonds.” (ESMA

Bisherige Kapitalkostenansätze in den EAG-Gutachten

EAG-Gutachten 2022

Tabelle 6. Eingangsparameter hinsichtlich zu unterstellender Finanzierungsbedingungen, differenziert nach Energieart und zugrundeliegendem Finanzierungsrisiko

Finanzierungsbedingungen Fallbetrachtung:		Alle Technologien exkl. Wasserkraft (Basisszenario)		Wasserkraft (Modifikation)	
		Standard	Risiko	Standard	Risiko
Beschreibung					
Eigenkapitalkosten nach Steuern	%	10,00%	12,00%	8,50%	10,50%
Fremdkapitalkosten	%	2,25%	2,25%	2,00%	2,00%
Körperschaftsteuer	%	23%	23%	23%	23%
EK-Anteil	%	20%	25%	30%	32,5%

Tabelle 7. Ermittelter WACC, differenziert nach Energieart und zugrundeliegendem Finanzierungsrisiko

Finanzierungsbedingungen Fallbetrachtung:		Alle Technologien exkl. Wasserkraft (Basisszenario)		Wasserkraft (Modifikation)	
		Standard	Risiko	Standard	Risiko
Beschreibung					
WACC vor Steuern	%	4,39%	5,58%	4,71%	5,78%

„Im Allgemeinen wurde bei Investitionsförderungen das Marktrisiko im Vergleich zu Betriebsförderungen als höher bewertet – demgemäß wurde ein risikobehafteter WACC in Höhe von **1,2% für kleinere [PV-]Anlagen** und 5,58% im größeren Leistungssegment angenommen.“ (S. 114)

Quelle: Resch et al., Gutachten zu den Betriebs- und Investitionsförderungen im Rahmen des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes (EAG) (2022) 36 und 38.

„Ausgangspunkt der angesetzten Eigenkapitalkosten sind die aus der AURES-Studie abgeleiteten empirischen Daten. Aus der für Windkraftprojekte in Österreich angeführten Bandbreite von 2,2% bis 10% wurde ein historischer Referenzwert in Höhe von 8% als angemessen erachtet. Im Lichte der gegenwärtigen Marktverwerfungen (Stand März 2022 – siehe auch Abschnitt 2.5) wurden diese um einen Zuschlag von 2,0 Prozentpunkten erhöht.“ (S. 36)

Bisherige Kapitalkostenansätze in den EAG-Gutachten

EAG-Gutachten 2024

Parameter	PV und Stromspeicher	Wind	Biomasse	Biogas	Wasserkraft
Risikoloser Zinssatz	2,45 %	2,45 %	2,45 %	2,45 %	2,45 %
Equity-Risk-Prämie	6,43 %	6,43 %	6,43 %	6,43 %	6,43 %
Unlevered Beta	0,6821	0,6821	0,6821	0,6821	0,6821
Fremdkapitalanteil	60 %	80 %	77,4 %	80 %	66 %
Eigenkapitalanteil	40 %	20 %	22,6 %	20 %	34 %
Levered Beta	1,470	2,783	2,481	2,783	1,696
Eigenkapitalkosten	11,90 %	20,35 %	18,40 %	20,35 %	13,36 %
Risikozuschlag Fremdkapital	1,5 %	1,5 %	1,75 %	1,75 %	1,5 %
Fremdkapitalkosten	3,95 %	3,95 %	4,20 %	4,20 %	3,95 %
WACC (vor Steuern)	8,55 %	8,44 %	8,65 %	8,64 %	8,52 %
Körperschaftssteuersatz	23 %	23 %	23 %	23 %	23 %
WACC (nach Steuern)	6,59 %	6,50 %	6,66 %	6,66 %	6,56 %

Quelle: AEA, Gutachten zu den Betriebs- und Investitionsförderungen im Rahmen des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes (2023) 19.

„Dies stellt eine deutliche Erhöhung gegenüber dem 1. EAG-Gutachten dar. Als Grund hierfür ist vor allem das gestiegene Zins- und Kapitalrisikoniveau im Vergleich zu jenem bei der Erstellung des 1. Gutachtens im Herbst 2022 sowie zu den durch das Projekt Aures II erhobenen Eigenkapitalzinssätzen noch früherer Projektierungsjahre zu nennen.“ (S. 18)

„Für die beiden kleineren [PV-]Kategorien bis 20 kWp wird von der Investition eines Haushalts ausgegangen und ein entsprechend geringerer zu erzielender **Vergütungszinssatz in der Höhe von 3,5 %** für eine attraktive Investition festgelegt.“ (S. 45)

Exkurs: Sinnhaftigkeit einer Differenzierung nach Investoren-Gruppe?

- **Im CAPM wenig Anwendungsraum**
- **Aber: empirische Basis**
 - Bsp. Fraunhofer (2021) 12 f.
 - „Großkraftwerke, die von großen institutionellen Investoren errichtet und betrieben werden, haben auf Grund der vom Investor geforderten Eigenkapitalrendite einen höheren gewichteten Kapitalkostensatz (WACC) als Kleinanlagen oder Anlagen mittlerer Größe, die von Privatpersonen oder Genossenschaften errichtet werden.“

Exkurs: internationaler Überblick

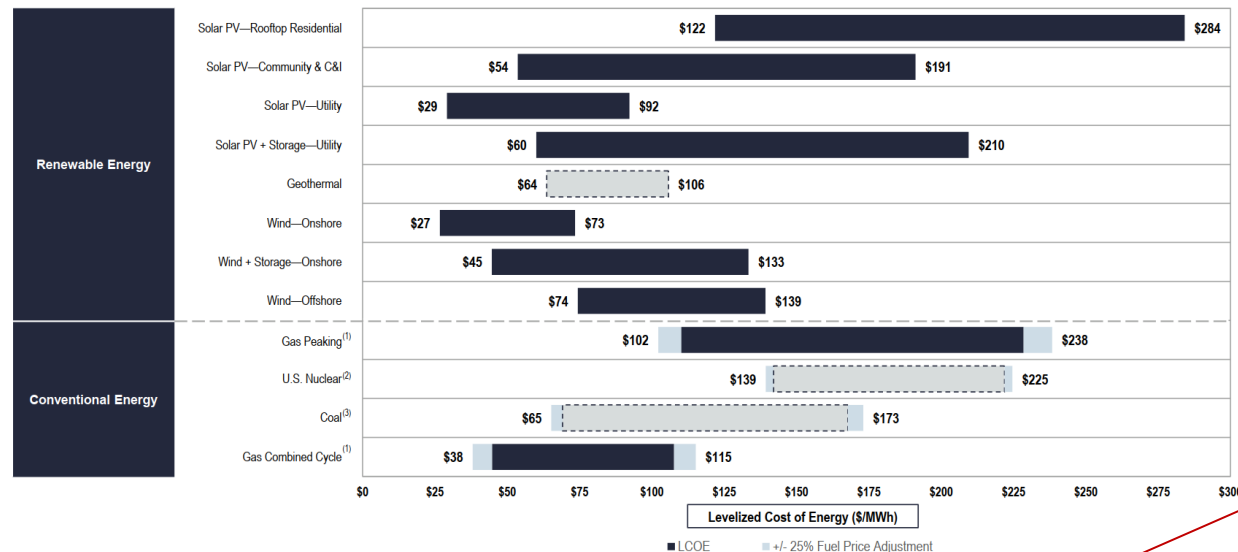
Lazard, LCoE-Studie (Fassung 2024; US-amerikanisch)

LCOE

II LAZARD'S LEVELIZED COST OF ENERGY ANALYSIS—VERSION 17.0

Levelized Cost of Energy Comparison—Sensitivity to Fuel Prices

Variations in fuel prices can materially affect the LCOE of conventional generation technologies, but direct comparisons to “competing” renewable energy generation technologies must take into account issues such as dispatch characteristics (e.g., baseload and/or dispatchable intermediate capacity vs. peaking or intermittent technologies)



Source: Lazard's Levelized Cost of Energy estimates and publicly available information.

Note: Unless otherwise noted, the assumptions used in this sensitivity correspond to those used in the LCOE analysis as presented on the page titled “Levelized Cost of Energy Comparison—Version 17.0”.

(1) Assumes a fuel cost range for gas-fired generation resources of \$2.59/MMBTU – \$4.31/MMBTU (representing a sensitivity range of ±25% of the \$3.45/MMBTU used in the LCOE).

(2) Assumes a fuel cost range for nuclear generation resources of \$0.64/MMBTU – \$1.06/MMBTU (representing a sensitivity range of ±25% of the \$0.85/MMBTU used in the LCOE).

(3) Assumes a fuel cost range for coal-fired generation resources of \$1.10/MMBTU – \$1.84/MMBTU (representing a sensitivity range of ±25% of the \$1.47/MMBTU used in the LCOE).

LAZARD
Copyright 2024 Lazard

11

This analysis has been prepared by Lazard for general informational and illustrative purposes only, and it is not intended to be, and should not be construed as, financial or other advice. No part of this material may be copied, photocopied or duplicated in any form by any means or redistributed without the prior written consent of Lazard.

Quelle: Lazard, Levelized Cost of Energy+ (2024) 10.

„Results at this level are driven by Lazard’s approach to calculating the LCOE and selected inputs (see Appendix A for further details). Lazard’s LCOE analysis assumes, for year-over-year reference purposes, 60% debt at an 8% interest rate and 40% equity at a 12% cost (together implying an **after-tax IRR/WACC of 7.7%**). Implied IRRs at this level for Wind—Onshore (PTC) is 13% (i.e., the value of the PTC and Energy Community adder result in an implied IRR greater than the assumed 12%).“ (S. 10)

Exkurs: internationaler Überblick

Akademische Studie

Table 2
Average WACC markups and WACC at 2017 interest rates, per technology and country.

	Solar PV		Onshore wind		Offshore wind		No. of data points considered ^a (solar PV/wind ons./wind offs)
	WACC _{after-tax}	WACC _{after-tax}	WACC _{after-tax}	WACC _{after-tax}	WACC _{after-tax}	WACC _{after-tax}	
	Markup to LIBOR	at Ø 2017 LIBOR	Markup to LIBOR	at Ø 2017 LIBOR	Markup to LIBOR	at Ø 2017 LIBOR	
Austria			L + 6.1%	5.9%			(- / 1 / -)
Belgium	L + 2.7%	2.5%	L + 3.5%	3.3%	5.7%	5.5%	(1 / 2 / 2)
Brazil	L + 4.6%	6.4%					(3 / - / -)
Bulgaria			L + 9.6%	9.4%			(- / 1 / -)
Cambodia	L + 8.6%	10.4%					(1 / - / -)
Chile	L + 3.1%	4.9%					(2 / - / -)
China	L + 5.6%	7.4%					(1 / - / -)
Croatia			L + 11.6%	11.4%			(- / 1 / -)
Cyprus			L + 9.6%	9.4%			(- / 1 / -)
Czech Republic			L + 7.6%	7.4%			(- / 1 / -)
Denmark			L + 5.2%	5.1%	L + 7.9%	7.8%	(- / 3 / 1)
El Salvador	L + 4.3%	6.1%					(1 / - / -)
Estonia			L + 9.3%	9.1%			(- / 1 / -)
Finland			L + 6.1%	5.9%			(- / 1 / -)
France			L + 5.3%	5.1%			(- / 1 / -)
Germany	L + 2.9%	2.7%	L + 3.1%	3.0%	L + 6.3%	6.1%	(4 / 11 / 2)
Greece	L + 12.0%	11.8%	L + 11.9%	11.7%			(3 / 4 / -)
Guatemala	L + 7.9%	9.7%					(1 / - / -)
Hungary			L + 10.9%	10.7%			(- / 1 / -)
India	L + 8.8%	10.6%	L + 9.6%	11.4%			(5 / 3 / -)
Ireland			L + 8.6%	8.4%			(- / 1 / -)
Italy			L + 7.6%	7.4%			(- / 1 / -)
Jamaica	L + 2.5%	4.3%					(1 / - / -)
Jordan	L + 3.7%	5.5%					(1 / - / -)
Latvia			L + 8.9%	8.7%			(- / 1 / -)
Lithuania			L + 8.1%	7.9%			(- / 1 / -)
Malaysia	L + 8.6%	10.4%					(1 / - / -)
Mexico	L + 3.1%	4.9%					(1 / - / -)
Netherlands			L + 5.9%	5.7%	L + 9.9%	9.8%	(- / 1 / 1)
Peru	L + 2.5%	4.3%					(2 / - / -)
Poland			L + 8.9%	8.7%			(- / 1 / -)
Portugal			L + 7.6%	7.4%			(- / 1 / -)
Romania			L + 10.7%	10.5%			(- / 1 / -)
Saudi Arabia	L + 2.5%	4.2%					(1 / - / -)
Slovakia			L + 7.7%	7.5%			(- / 1 / -)
Slovenia			L + 10.6%	10.4%			(- / 1 / -)

Quelle: Steffen, Bjarne (2020). Estimating the cost of capital for renewable energy projects. Energy Economics, 88 (4) 104783.

Anm.: 12-months London Interbank Offered Rate (LIBOR); letztmalig veröffentlicht am 30. Juni 2023
=> **6.0414%**
(<https://www.statista.com/statistics/247841/12-month-london-interbank-offered-rate>)

Ausgestaltung eines Auktionssystems unter verhaltenswiss. Gesichtspunkten

- Inzwischen als übliche Praxis in der EU (Resch et al. 2021).
- Regelungen zur
 - Angebotsgestaltung
 - Rundengestaltung und Informations(a)symmetrien
 - Kontingentgestaltung und Berücksichtigung von Nachfrage-Faktoren
- Abwägung struktureller Bevorzugungen bzw. Benachteiligungen (Privat, Börsennotierer, Nicht-Börsennotierer).
- Kontextspezifisch angemessene De-Risking-Begleitmaßnahmen (Dukan/Kitzing 2023).

Literatur

- Ameli, Nadia et al. (2021). Higher cost of finance exacerbates a climate investment trap in developing economies, *Nature Communications*, 12, 4046.
- Bruck, Maira, Sandborn, Peter & Goudarzi, Navid (2018). A Levelized Cost of Energy (LCOE) model for wind farms that include Power Purchase Agreements (PPAs), *Renewable Energy*, 122 (8), 131–139.
- Dukan, Mak & Kitzing, Lena (2023). A bigger bang for the buck: The impact of risk reduction on renewable energy support payments in Europe, *Energy Policy*, 173, 113395.
- ESMA (2023). ESMA TRV Risk Analysis, Sustainable Finance, The European sustainable debt market – do issuers benefit from an ESG pricing effect?, 6 October 2023, ESMA50-524821-2938.
- Flammer, Caroline (2021). Corporate Green Bonds, *Journal of Financial Economics*, 142 (2), 299–516.
- Fraunhofer (2021). Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien, Freiburg 2021.
- Franc-Dabrowska, Justyna, Madra-Sawicka, Magdalena & Milewska, Anna (2021). Energy Sector Risk and Cost of Capital Assessment—Companies and Investors Perspective, *Energies*, 14, 1613.
- Ondraczek, Janosch, Komendantova, Nadejda & Patt, Anthony (2015). WACC the dog: The effect of financing costs on the levelized cost of solar PV power, *Renewable Energy*, 75 (3), 888–898.

Literatur

- Pastor, Lubor, Stambaugh, Robert & Taylor, Lucian A. (2021). Sustainable investing in equilibrium, *Journal of Financial Economics*, 146 (2), 550–571.
- Polzin, Friedemann et al. (2021). The effect of differentiating costs of capital by country and technology on the European energy transition. *Climatic Change*, 167, 26.
- Resch, Gustav, Geipel, Jasper & Schöniger, Franziska (2021). Auktionen für erneuerbare Energien in Österreich gemäß EAG (Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz). In *Das Energiesystem nach Corona: Irreversible Strukturänderungen - Wie?* (S. 19). <http://hdl.handle.net/20.500.12708/77596>
- Romeijnders, Ward & Mulder, Machiel (2022). Optimal WACC in tariff regulation under uncertainty, *Journal of Regulatory Economics*, 61 (3) 89–107.
- Römer, Andrea (2016). Kapitalkosten in der Regulierung. Diss Uni Hohenheim.
- Steffen, Bjarne & Waidelich, Paul (2022). Determinants of cost of capital in the electricity sector, *Progress in Energy*, 4, 033001.
- Thoman, Josef (2016). Eigentumsverhältnisse der (erneuerbaren) Elektrizitätswirtschaft & Effizienzpotentiale der Ökostromförderung in Österreich am Beispiel Windkraft, 14. Symposium Energieinnovation, 10. bis 12. Februar 2016, Technische Universität Graz,

Kontakt

- Josef Baumüller
- TU Wien
Institut für Managementwissenschaften
Forschungsbereich Finanzwirtschaft und Controlling
Theresianumgasse 27, 1040 Wien
josef.baumueller@tuwien.ac.at
<https://www.tuwien.at/mwbw/im/fc>