



Finanzierung neuer Projekte
weiterhin gesichert?

Wie reagieren die Banken auf
das neue EEG?

WGZ BANK im Bereich Erneuerbare Energie

Nachhaltige Finanzierungen und Dienstleistungen

- Nachhaltigkeitsgrundsätze für die Kreditvergabe
- **Jede Dritte** von uns unterstützte Finanzierung in 2014 war eine **Finanzierung im Bereich Erneuerbare Energien**
- **Aktueller Schwerpunkt: Finanzierung von Windkraftanlagen**
- Seit 2009 **starkes Wachstum** im Kreditvolumen im Bereich Erneuerbare Energien
- 2014: Finanzierung von **62 Windkraftanlagen** mit rund **173 MW Leistung** finanziert \triangleq Versorgung von rund **86.000 Haushalten mit Strom**
- **Marktanteil WGZ BANK** finanzierte Anlagen im Jahr 2014 am Gesamtzubau **knapp 4% Prozent** in Deutschland



Agenda

- Struktur einer Projektfinanzierung
- Finanzierungsparameter
- Reform des EEG 2014
- Windenergieausbau 2014
- Verpflichtende Direktvermarktung
- Ausblick und Fazit

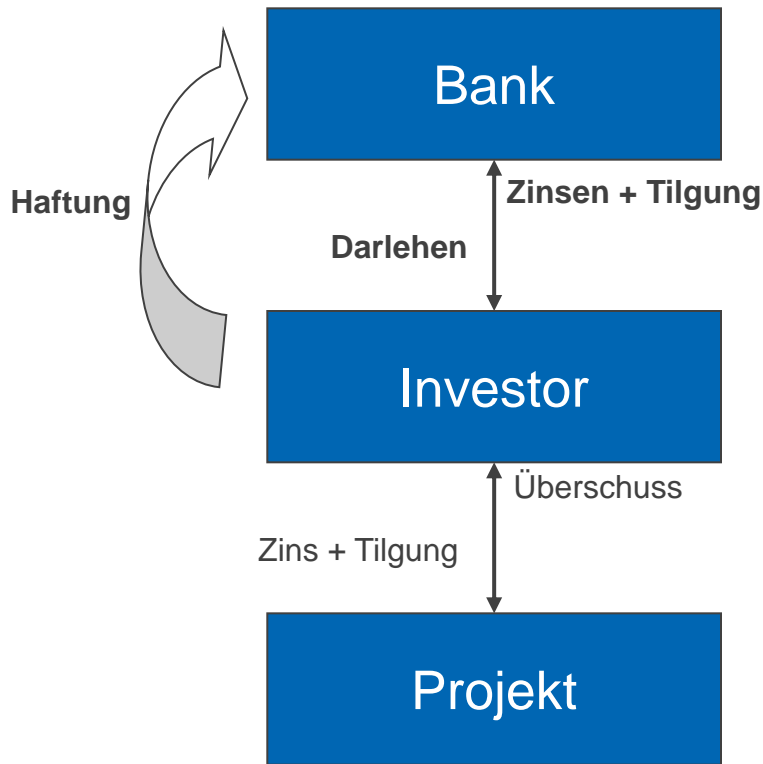


Struktur einer Projektfinanzierung

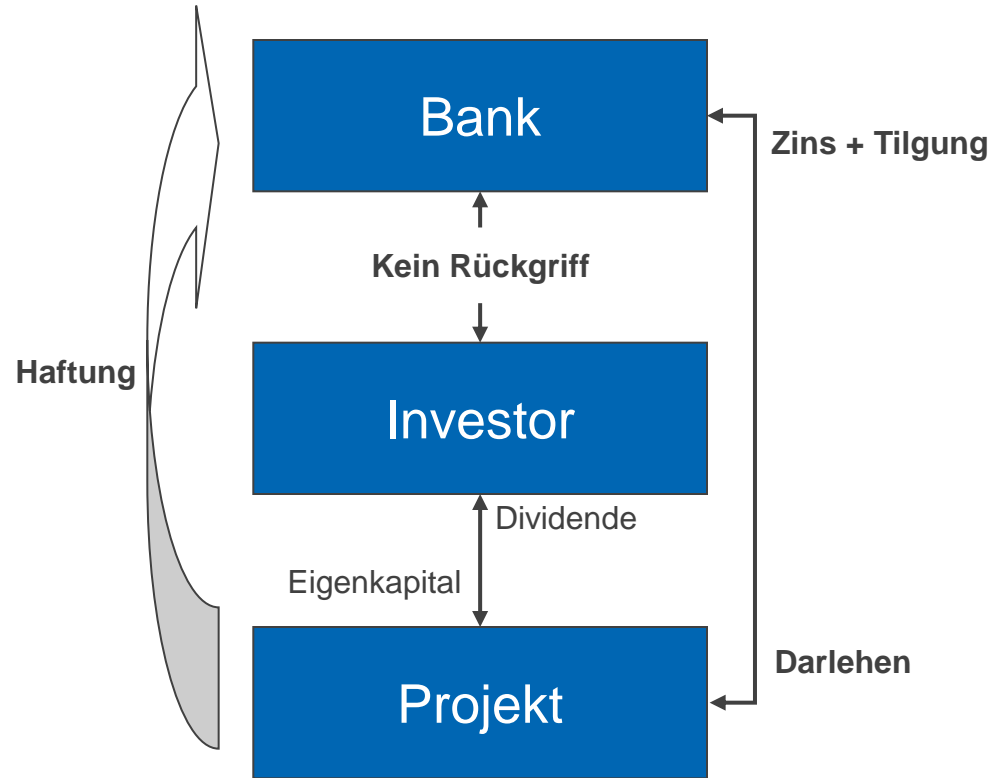
- „Non Recourse“ - Finanzierungen stellen primär auf den nachhaltig erzielbaren Cash Flow ab (die sogenannte Kapitaldienstfähigkeit)
- Die Investorenhaftung ist begrenzt auf das eingebrachte Eigenkapital
- Der Investor haftet für die Fertigstellung des Projektes
- Banken setzen je nach Projektqualität ca. 10 – 30% Eigenkapital voraus
- Höhere Anforderungen an die Projektdokumentation
- Das Investitionsrisiko kann in aller Regel durch „schlüselfertige“ Verträge mit erfahrenen Anlagenherstellern und Dienstleistern reduziert werden

Struktur einer Projektfinanzierung

Unternehmensfinanzierung



Projektfinanzierung



Struktur einer Projektfinanzierung

Berechnung der Kapitaldienstdeckungsgrade (= DSCR)

Cashflow aus den Stromerlösen und sonstige Einnahmen

- ./. Betriebskosten
- ./. Steuern / Sozialabgaben
- ./. Wartungs- / Instandhaltungskosten Reservekonten

= **Verfügbarer Cashflow für Schuldendienst**

- ./. Zinszahlungen für das Bankdarlehen
- ./. Planmäßige Darlehenstilgung

./. Schuldendienstreservekonto

./. Analoge Vorgehensweise bei Nachrangdarlehen

= **Freier Cashflow für Ausschüttungen an Gesellschafter**

$$\text{DSCR} = \frac{\text{Cashflow für Schuldendienst}}{\text{Schuldendienst (Zins + Tilgung)}}$$

Struktur einer Projektfinanzierung

Berechnung der DSCR (= Debt Service Coverage Ratio)

Cashflowrechnung

Stromerlöse:	€ 510.350,-- (Mittelwert der Gutachten abzüglich Sicherheitsabschlag)
abzgl. Betriebskosten:	€ 68.680,-- (i.W: Pacht, Vollwartung und Betriebsführung)
Cashflow für Schuldendienst:	€ 441.670,--
Schuldendienst:	€ 354.380,--
Kapitaldienstdeckungsgrad:	1,25

Entwicklung der DSCR Kennziffer während der Lebensdauer der Darlehen

Betriebsjahr	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	13
Kalenderjahr	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Schnitt
Base Case	5,67	5,67	1,36	1,39	1,41	1,34	1,32	1,35	1,37	1,39	1,38	1,41	1,38	1,41	1,44	1,38
WGZ Case	5,21	5,20	1,25	1,27	1,29	1,21	1,20	1,22	1,24	1,26	1,24	1,27	1,24	1,26	1,29	1,25
Summe aus DSCR mit Werten < 1,0 aus WGZ Case																0

Finanzierungsparameter

- **Finanzierungslaufzeit** max. 16 bzw. 17 Jahre (ab Inbetriebnahme)
- Ein bis zwei **Tilgungsfreijahre**
- **Tilgungsmodus:** Ratendarlehen
- **Zinsbindung** mind. 10 Jahre, schafft Planungssicherheit
- Ertragsprognose: Mittelwert aus 2 Windgutachten abzüglich 15% Sicherheitsabschlag
- **Eigenkapital** je nach Projektqualität,
 - EK-Einsatz $\geq 10\%$, Durchschnitts-DSCR mind. 1,2
 - EK Einsatz $\geq 15\%$, Durchschnitts-DSCR mind. 1,1
- **Positivliste Anlagenhersteller:** Enercon GmbH, Vestas A/S, GE Energy GmbH, Senvion SE, Nordex SE

Finanzierungsparameter

Verschiedene Finanzierungsquellen

- WGZ BANK Mittel
- KfW-Mittel (Programm 270 Erneuerbare Energien Standard)
- Landwirtschaftliche Rentenbank
- NRW Bank

Finanzierungsparameter

Konditionenfindung

- Diese wird maßgeblich durch das Rating bestimmt
- Standortqualität (kWh-Produktion, Unsicherheit in den Ertragsgutachten)
- Eigenkapitaleinsatz
- DSCR's (=Kapitaldienstdeckungsgrade)
- Finanzierungslaufzeit
- Erfahrung des Projektierers/ Betreibers
- Anlagenhersteller
- Wartungsvertrag (Verfügbarkeit/ Laufzeit)

Reform des EEG 2014 - Zielsetzung

- Kosteneffiziente Steuerung des Ausbautempos über einen technologiespezifischen **Ausbaupfad**
- Konzentration der finanziellen Förderung auf **kostengünstige Technologien** unter Berücksichtigung der mittel- bis langfristigen Kostenperspektive
- Marktintegration der Erneuerbaren Energien über die **verpflichtende Direktvermarktung**
- Spätestens ab 2017 Ermittlung der Höhe der finanziellen Förderung durch **Ausschreibungen** unter Wahrung der Akteursvielfalt

Reform des EEG 2014 - Änderungen

Referenzertrag

Erhöhter Einfluss der Standortqualität auf die Dauer der Anfangsvergütung
Überproportionale Reduzierung der Vergütung bei sehr guten Standorten

Einspeisevergütung

Entfall des Repowering-Bonus
Leichte Erhöhung der Anfangsvergütung von 8,67 ct/kWh auf 8,9 ct/kWh sowie der Grundvergütung von 4,73 ct/kWh auf 4,95 ct/kWh

Zielkorridor Netto-Zubau

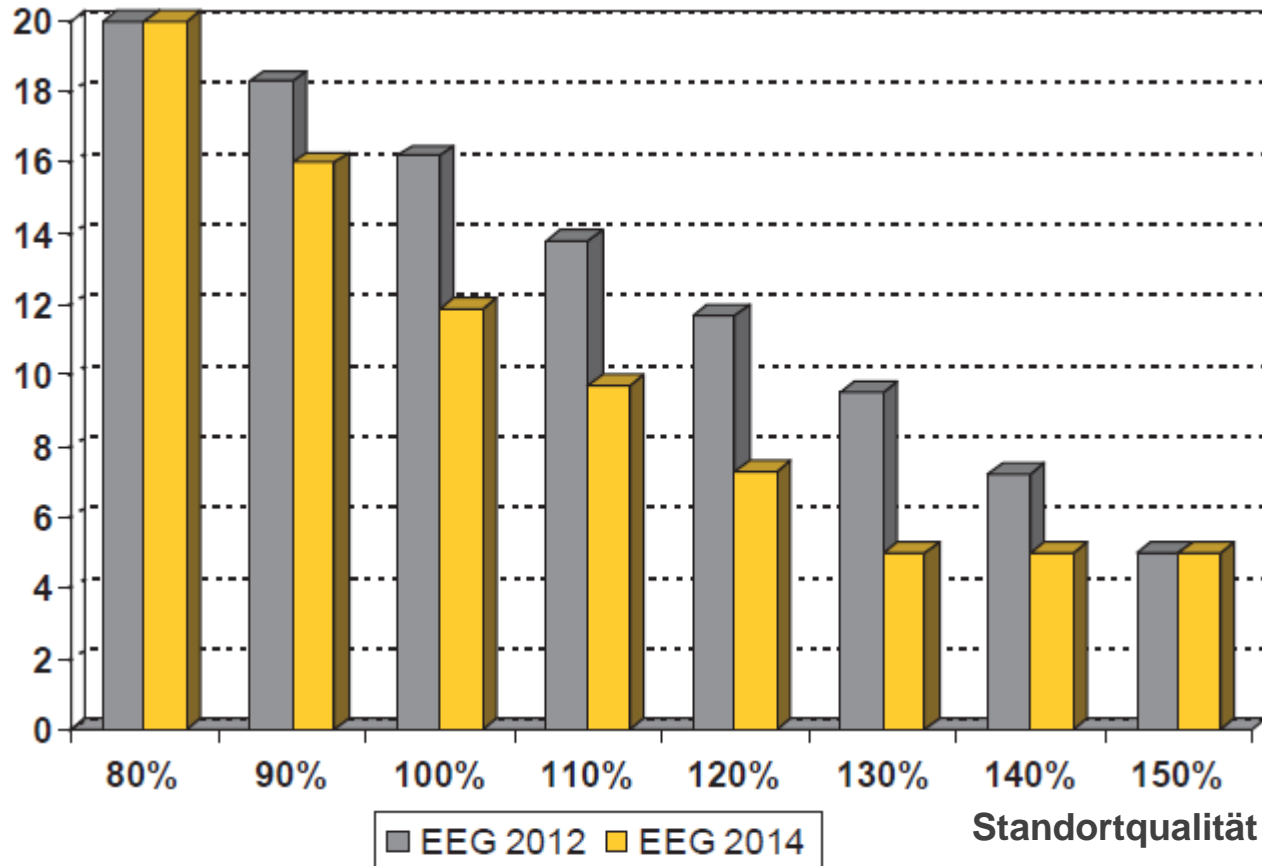
Neuer Zielkorridor Nettozubau zwischen 2.4 – 2.6 GW
Absenkung der Vergütung ab 1. Quartal 2016 in Abhängigkeit vom Zubau

Direktvermarktung

Einführung der verpflichtenden Direktvermarktung

Reform des EEG 2014 - Anfangsvergütung

Laufzeit der erhöhten Anfangsvergütung



- Reduzierung der Vergütung für Standortqualitäten zwischen 90 – 140%
- Die Standort-Qualität wird 5 Jahre nach Inbetriebnahme auf Basis der Ist-Erträge festgelegt

Reform des EEG 2014 - Direktvermarktung

Bisherige Direktvermarktung

- Vorrangige Einspeisung
- Direktvermarktung ist optional
- Im Marktprämienmodell wurde die Management-Prämie für den Anlagenbetreiber und den Direktvermarkter (DV) zusätzlich zur EEG-Vergütung gezahlt
- Fernsteuerbarkeit optional
- Ausfall des DV: Rückkehr in die EEG-Vergütung unter Beachtung von Wechselfristen

Neue Regelung zur Direktvermarktung

- Vorrangige Einspeisung bleibt bestehen
- Direktvermarktung ist verpflichtend
- Die Management-Prämie entfällt, d.h. dass die Vergütung des Direktvermarkters aus der EEG-Vergütung gezahlt wird.
- Fernsteuerbarkeit für Anlagen ab dem 01.04.2015 verpflichtend
- Ausfall des DV: Ausfallvergütung vom Netzbetreiber i.H.v. 80% des anzulegenden Wertes

Reform des EEG 2014 - Auswirkungen

Reduzierung von Höhe und Laufzeit der Anfangsvergütung

- Verschuldungsfähigkeit guter Standorte sinkt überproportional
- Bei Projekten aus unserem Gebiet eher untergeordnete Bedeutung

Fortlaufende Absenkung der Vergütung

- Verschuldungsfähigkeit sinkt weiter mit fortlaufender Degression
- Variable Betriebskosten + niedrige Zinskosten mildern den Effekt ab

Direktvermarktung

- Zusätzliche Kostenkomponente

Windenergieausbau 2014 - Gesamt

	Leistung	Anzahl WEA
Zubau im Jahr 2014	4.750,26 MW	1.766
- davon Repowering	1.147,88 MW	413
Abbau im Jahr 2014	364,35 ,MW	544
Durchschnittliche Anlagenleistung	2,69 MW	-
Durchschnittlicher Rotordurchmesser	99 m	-
Durchschnittliche Nabenhöhe	116 m	-

Quelle: Deutsche WindGuard

Windenergieausbau 2014 - Ausbaukorridor

Zielkorridor für den Nettozubau von Windenergie an Land beträgt 2.400 bis 2.600 Megawatt pro Jahr.

- Ab dem ersten Quartal 2016 erfolgt eine Degression des anzulegenden Wertes zwischen 0 – 1,2% pro Quartal in Abhängigkeit des Nettozubaus.
- Die Bezugsperiode für das erste Quartal 2016 ist der Zeitraum 01.08.2014 – 31.07.2015.
- Registrierung im Anlagenregister, sonst keine Vergütung

Wie reagieren die Banken?

- Die Einhaltung der Meldepflichten gem. Anlagenregisterverordnung u.a. bei Erhalt der BImSchG-Genehmigung wird als Auflage in den Kreditvertrag aufgenommen.
- In die Fremdkapitalstrukturierung wird ein Anpassungsmechanismus in Abhängigkeit zur Degression implementiert.

Windenergieausbau 2014 - Ausbaukorridor

Vergütung

- Aktuell wird der erzeugte Windstrom mit 8,9 Cent/ kWh (abzüglich Direktvermarktungskosten) vergütet
- Je nach Zubau verringert sich die Vergütung um bis zu 1,2% pro Quartal
- 1. Q 2016 → 8,79 Cent/ kWh - 2. Q 2016 → 8,68 Cent/ kWh
- Vergütungskürzung führt zu **erhöhten Eigenkapitalanforderungen**
- Aber: Die Anpassung der Investitions- und Betriebskostenhöhe, die „Gestaltung“ der laufenden Kosten sowie das Kapitalmarktzinsniveau können kompensierend wirkend

Verpflichtende Direktvermarktung

Zunächst: Einschätzung des Marktes für Direktvermarktung

- **Marktprämienmodell** bereits im **EEG 2012**: Zusatzerlöse sind über die Managementprämie bei überschaubarem Risiko zu generieren. Es liegen Erfahrungen mit einem breiten Anbietermarkt vor (Stadtwerke, Versorger, Energiehändler).
- Hohe **Wettbewerbsintensität** führt aktuell zu Direktvermarktungskosten in Abhängigkeit von der Vertragslaufzeit zwischen 0,1 - 0,2 Cent/ kWh.
- Die Tendenz geht zu **kurz- bis mittelfristigen** Verträgen.
- Das Risiko, **keinen Direktvermarktungspartner zu finden** ist unwahrscheinlich
- **Bonitätsrisiko Direktvermarkter**: Gem. § 20 Abs. 3 EEG können Anlagenbetreiber **jederzeit** ihren Direktvermarkter wechseln. Bei einem Wechsel in die Ausfallvergütung gem. § 38 EEG ist der Wechsel am fünftletzten Werktag des Vormonats mitzuteilen. Die Vergütung reduziert sich auf 80% des anzulegenden Wertes.

Verpflichtende Direktvermarktung

Auswirkungen auf die Finanzierung

- Eine fest kalkulierbare Preisbasis für die Kapitaldienstberechnung bleibt erhalten
- Der Ansatz der Direktvermarktungskosten ist in der mittelfristigen Perspektive von der Vertragsgestaltung abhängig.
- Absicherung des Bonitätsrisikos erfolgt über
 - Bank- oder Konzernbürgschaft
 - Erhöhte Liquiditätsreserve.



- Das Ausfallrisiko des Direktvermarkters ist durch Wechselmöglichkeiten im EEG überschaubar.
- Wichtig ist ein funktionierender Direktvermarktungsmarkt! Die finanzierende Bank prüft i.W. Bonität, Kündigungsrechte, Zahlungsfristen, Abtretbarkeit und Eintrittsrechte.

Ausblick und Fazit

- **6-Stunden-Regelung** gemäß § 24 EEG -> keine Vergütung, wenn mindestens an sechs aufeinanderfolgenden Stunden der Spotmarktpreis negativ ist (ab IBN 2016)
- In § 2 Abs. 5 EEG ist festgelegt, dass die Höhe der finanziellen Förderung ab 2017 durch **Ausschreibungen** ermittelt werden soll. Die Ausgestaltung ist zum aktuellen Zeitpunkt noch unklar.
- **Übergangsfristen** für Projekte mit BImSchG bis 31.12.2016: Die Umsetzung ist bis 31.12.2018 auf Basis des Tarifs des EEG 2014 möglich.
- **Einspeisevorrang** sowie kalkulierbare Einspeisevergütung über 20 Jahre weiterhin gewährleistet
- Tendenziell **erhöhte Eigenkapitalanforderungen**
- Stand heute dennoch weiterhin hinreichend **sichere Basis für Projektfinanzierung** gegeben

WGZ BANK im Bereich Erneuerbare Energie



Ralf Theile

Telefon: 0211/778 – 2307
ralf.theile@wgzbank.de



Jan Hölzmann

Telefon: 0211/778 – 2118
jan.hoelzmann@wgzbank.de



Stefanie Spira

Telefon 0211/778 – 2114
stefanie.spira@wgzbank.de



Wilfried Weber

Telefon: 0211/778 – 2126
wilfried.weber@wgzbank.de



Jeannette Pazdzior

Telefon 0211/778 – 2320
jeannette.pazdzior@wgzbank.de



Markus Schüller

Telefon 0211/778 – 2111
markus.schueller@wgzbank.de



Michael Stipp

Telefon: 0211/778 – 2130
michael.stipp@wgzbank.de

WGZ BANK AG
Westdeutsche
Genossenschaftszentralbank

Ludwig-Erhard-Allee 20
40227 Düsseldorf



**Vielen Dank für Ihre
Aufmerksamkeit!**