

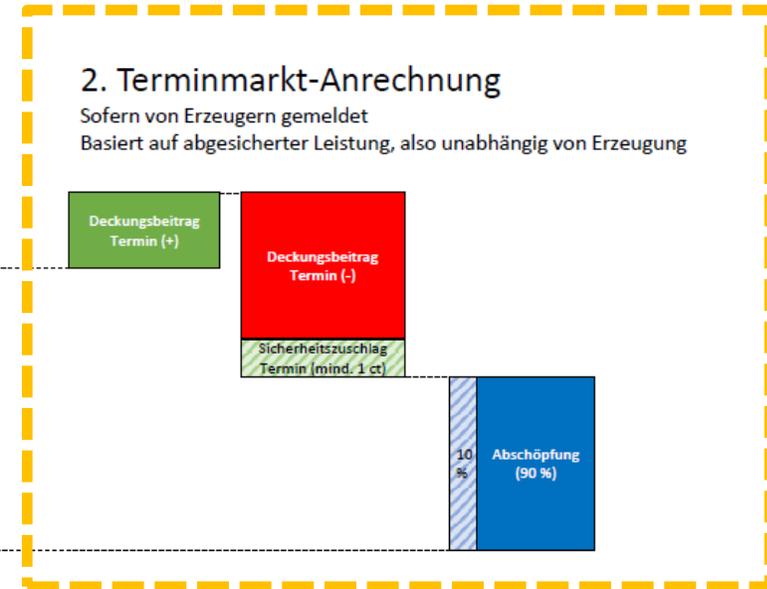
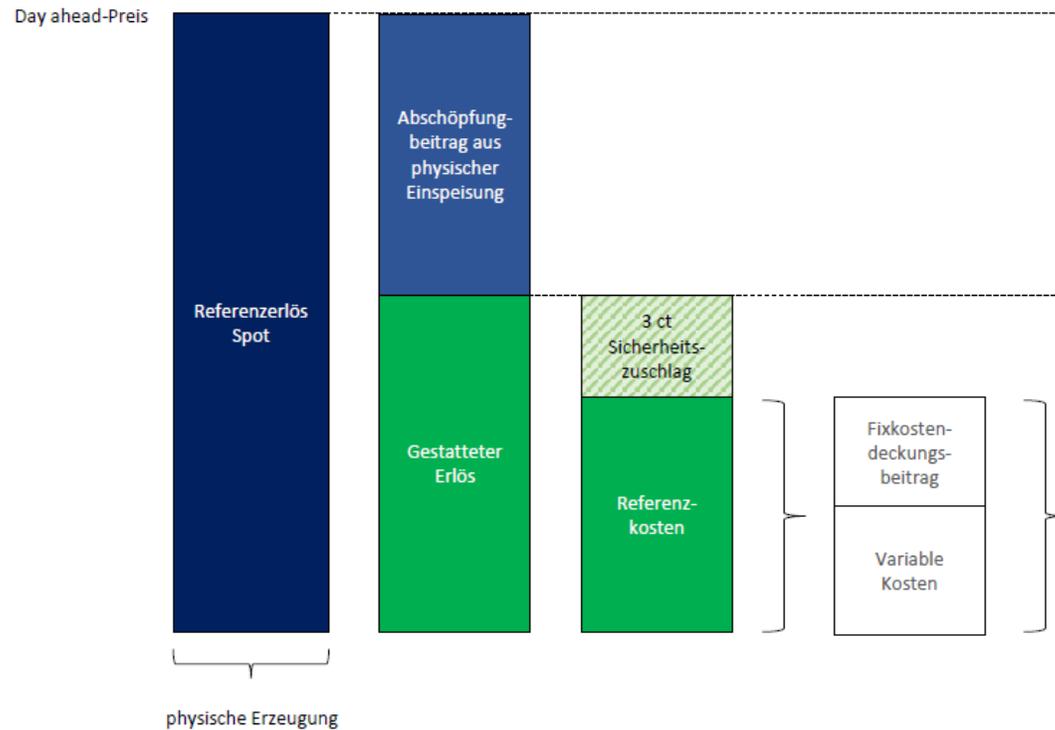


Rahmen erneuerbare PPA Festpreis

Dr. Matthias Stark
Leiter Erneuerbare Energiesysteme
des Bundesverbands Erneuerbare Energie e.V.

Bisheriges BMWK - Modell zur Abschöpfung

1. Abschöpfungsbeitrag auf Basis physischer Einspeisung



EE	Braunkohle	Sonstige
Anzulegender Wert	Fixkosten-DB (Gesetz) (enthält variable Kosten und CO ₂ -Kosten)	Wind-Off. 10 ct Atom 4 ct Abfall 15 ct Altanlagen 10 ct

Unterschied zwischen Terminmarkt PPA steuerbare vs. dargebotsabhängige

Konstante Lieferung über einen definierten Zeitrahmen (z.B. Jahresbase = 8.760 h x 10 MW).

steuerbare Einheiten

Terminmarkthandel

- Einspeisung kann theoretisch vollständig die Stromlieferung erbringen

Spothandel

- dient der potentiellen Optimierung der Erlöse

dargebotsabhängige Einheiten

Terminmarkthandel

- Einspeisung kann aufgrund geringeren VLLH nur anteilig die Stromlieferung erbringen

Spothandel

- Ist zwingend notwendig zu betrachten, da nur so Über- bzw. Untermengen gehandelt werden können
- Die Differenzmengen werden fast ausschließlich zu negativen Rahmen gehandelt
 - Verkauf Übermengen = niedrige Strompreise
 - Zukauf Unterdeckung = hohe Strompreise

Zur Abbildung eines Terminmarkt PPA muss ein Stromhändler die Kostenrisiken aus den zwangsläufigen Geschäften am Spothandel einpreisen. Dies senkt erheblich die erzielbaren Erlöse für die Anlagenbetreiber.

Warum können dargebotsabhängige EE nicht den Terminmarktpreis als Festpreis erhalten?

Beispiel

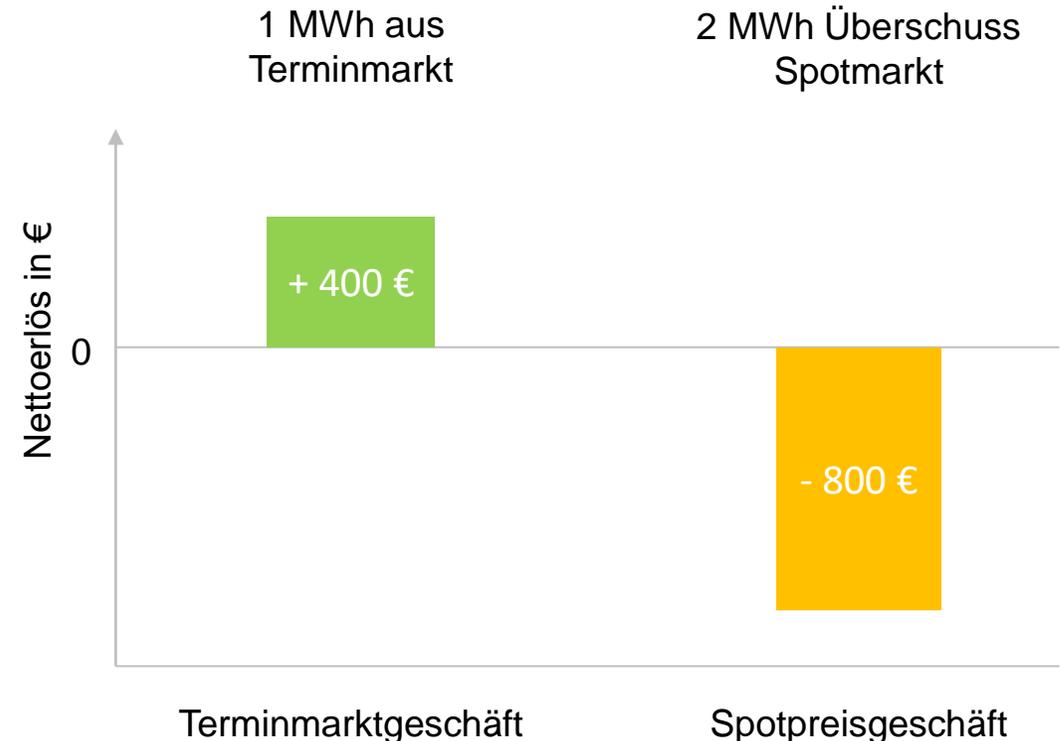
- 1 MWh Band wird gehandelt für 500 €/MWh
- 5 MW Windleistung wird dafür eingebracht
- In einer Stunde liegt der Spotpreis aufgrund hoher EE Einspeisung bei „nur“ 100 €/MWh
 - Der 5 MW Park speist in der Stunde 3 MWh ein

Ergebnis

- 1 MWh erzielt einen Arbitrage Gewinn von 400 €/MWh
- 2 MWh müssen als Überschuss zu 100 €/MWh verkauft werden

Fazit:

- Ein Direktvermarkter kann dem Windparkbetreiber nicht den Terminmarktpreis als Festpreis anbieten sondern einen deutlich geringeren Preis um solche Risiken und auch andere einzupreisen
- Das BMWK Modell ist nicht geeignet um dies abzubilden und würde zu hohen Verlusten führen



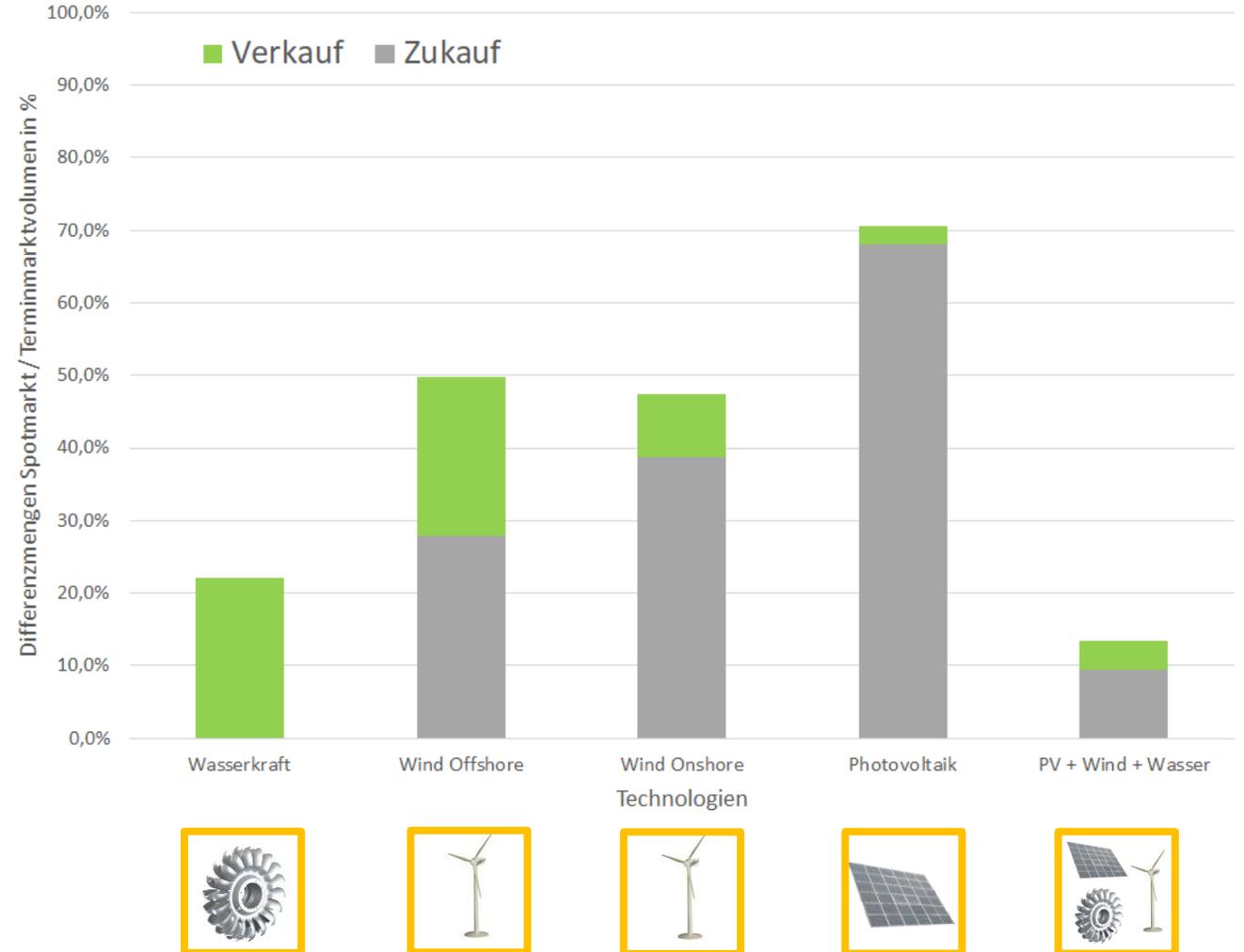
Differenzmengen* unterschiedlicher Technologien beim Baseprodukt

Ergebnis

- Abhängig von der eingesetzten Technologien ergeben sich stark unterschiedliche zu handelnde Differenzmengen
- Das Volumen der Differenzmengen liegen zwischen 20% bis 70% des Terminmarktvolumens
- In Verbindung mit allen drei Technologien ist eine Reduktion aufgrund der komplementären Eigenschaften auf 13,4% möglich

Schlussfolgerung

- Aufgrund der unterschiedlichen Höhe der zu handelnden Differenzmenge am Spotmarkt kommt es zu unterschiedlichen Kostenansätzen
- Es ist notwendig zwischen dem Einsatz der jeweiligen Technologien zu unterscheiden.
→ Verstoß gegen geforderte Technologieneutralität



* Basierend auf Deutschlandebene 2021 und im Verhältnis 10 MW Installation vs. 3 MW Baseline

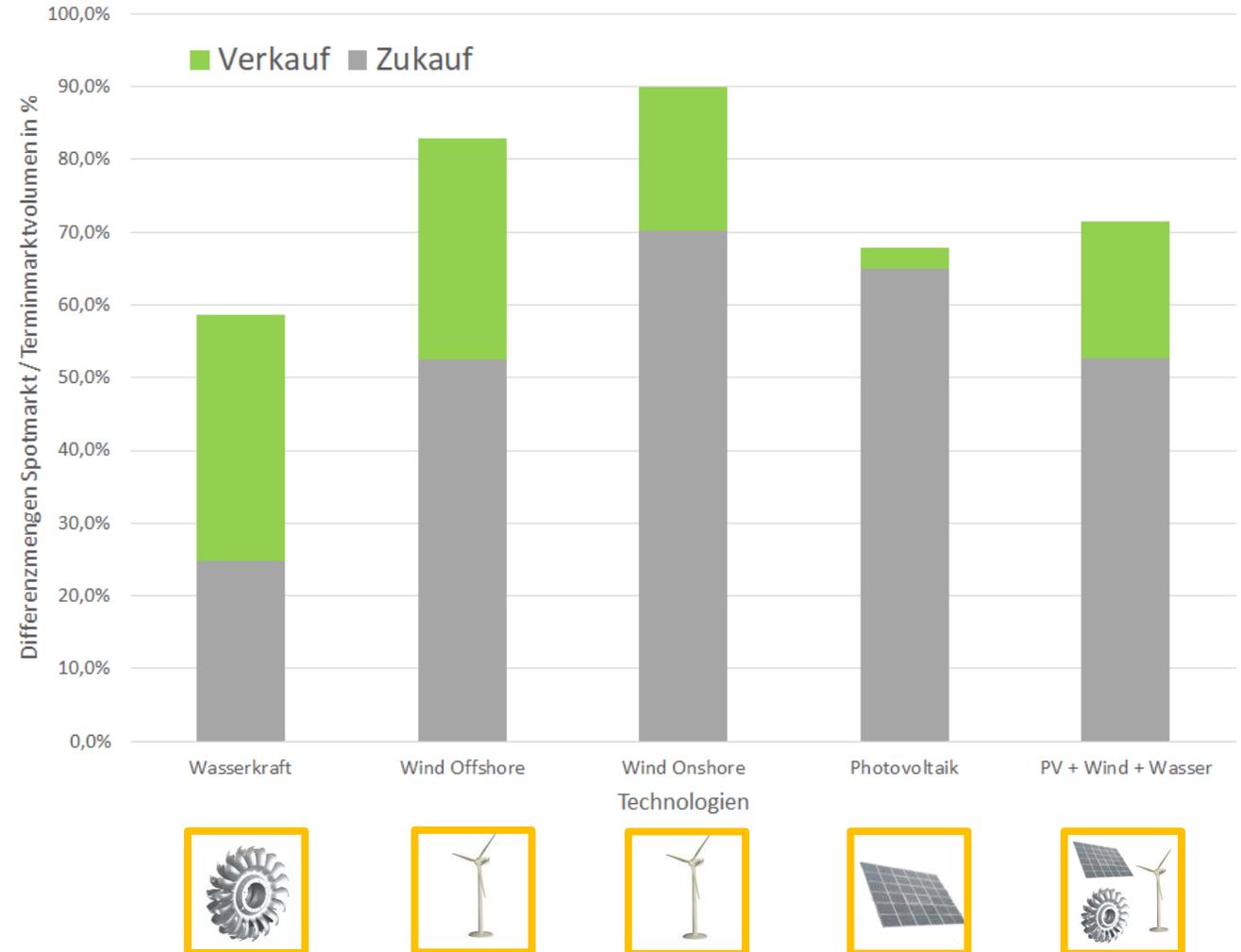
Differenzmengen* unterschiedlicher Technologien beim Peakprodukt

Ergebnis

- Abhängig von der eingesetzten Technologien ergeben sich stark unterschiedliche zu handelnde Differenzmengen
- Das Volumen der Differenzmengen liegen zwischen 60% bis 90% des Terminmarktvolumens
- Eine Verbesserung über die Kombination ist nicht zu erkennen

Schlussfolgerung

- Aufgrund der unterschiedlichen Höhe der zu handelnden Differenzmenge am Spotmarkt kommt es zu unterschiedlichen Kostenansätzen
- Es ist notwendig zwischen dem Einsatz der jeweiligen Technologien zu unterscheiden.
 - ➔ Verstoß gegen geforderte Technologieneutralität
- Potentielle Preispufer müssten sich auch auf das Terminmarktprodukt unterscheiden
 - ➔ Verstoß gegen EU Vorgabe



* Basierend auf Deutschlandebene 2021 und im Verhältnis 10 MW Installation vs. 8 MW Peakline

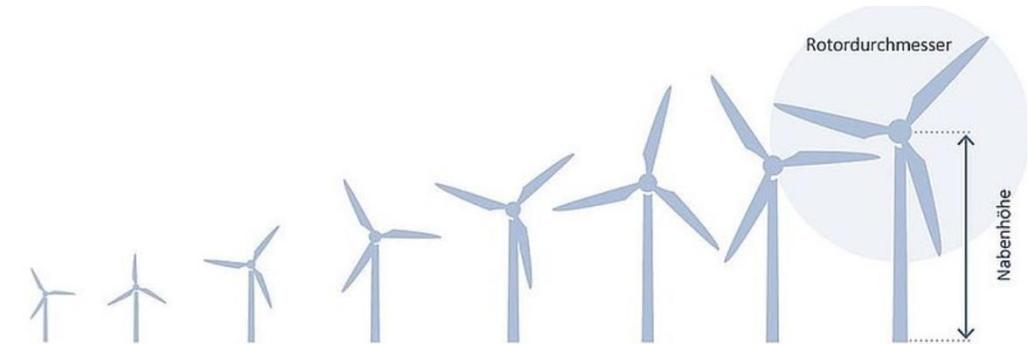
Differenzen selbst innerhalb des Einsatzes einer Technologie

Ergebnis

- Selbst innerhalb einer Technologien gibt es massive Unterschiede (z.B. VLLH)
 (siehe Beispiel Windenergie Onshore)
- Zusätzlich kommt es aufgrund der Standortwahl zu weiteren starken Einschränkungen
 - Windhöffigkeit
 - Eisman Regelung
 - Abschaltungen aufgrund BIMSCH
 - Abschaltungen aufgrund Umwelt

Schlussfolgerung

- Aufgrund der unterschiedlichen VLLH je Standort kommt es zu unterschiedlich handelnden Differenzmenge am Spotmarkt und somit zu unterschiedlichen Kostenansätzen
- Es ist notwendig selbst über die Standorte einer Technologie zu unterscheiden.
 → Verstoß gegen geforderte Technologieneutralität



	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2015	2020
Max. Nennleistung (kW)	30	80	250	600	1.500	3.000	7.000	12.000
Max. Rotordurchmesser (m)	15	20	30	46	70	90	130	220
Überstrichene Rotorfläche (m ²)	177	314	707	1.662	3.848	6.362	13.273	38.000
Max. Nabenhöhe (m)	30	40	50	78	100	105	150	150
Max. Jahresenergieertrag (MWh/a)	35	95	400	1.250	3.500	6.900	15.000	67.000
Volllaststunden (h/a)	850	1.200	1.600	2.100	2.300	2.300	2.100	3.200

Bewertungsrahmen* Direktvermarkter

Marktrisiken

Portfoliorisiken

Anlagenrisiken

Erwarteter
Preisspread
im Day Ahead

Externe
Effekte

Einspeisungs-
prognose-
qualität

Eigene
Risikoaffinität

Einzelne oder
mehrere
Technologien

Marktwert

Eisman

Selbst ein und derselbe Windpark kann am gleichen Tag unterschiedliche Höhe des Festpreises erhalten.

Ergebnis

- Terminmarktprodukte, als einfachstes aller Festpreisprodukte, sind bereits mit einer Vielzahl von individuellen Rahmen zu berücksichtigen
 - Steuerbare oder dargebotsabhängige Erzeuger (→ Spothandel als Erläsoptimierer oder Kostensteigerer)
 - Eingesetzte Technologie bzw. Kombinationen daraus (→ Abgebildetes Terminmarktprodukt entscheidet zusätzlich über Differenzmenge)
 - Eingesetzte individuelle Parks und deren Rahmen (u.a. Volllaststunden)
 - Individuelle Bewertungsrahmen des Direktvermarkters

Zusätzliches

- Bisheriger Abschöpfungsrahmen sieht bei Terminmarktprodukten keinen Tagespreis sondern ein Tagesmittelpreis über 90 Tage vor (→ Risiko)
- Keine Betrachtung der Lieferkonditionen („pay as produce“, „Mindestmenge“, „pay as prognosis“, usw.) (→ zusätzliche Unterscheidung)
- Keine Betrachtung anderer Lieferbedingungen (z.B. Bürgergrünstrom, Industrie PPA mit RLM, usw.) (→ zusätzliches Risiko)

Schlussfolgerung

- Es ist nicht möglich mit einem Terminmarktmodell und einem „Puffer“ einen tragfähigen Rahmen zu schaffen.
- Es muss zwingend an den realisierten Erträgen (Erlös – Kosten) abgeschöpft werden.

Lösungsansätze für eine Abschöpfung über die realisierten Erträge

Separate Durchsicht aller PPA Verträge

Steuerlösung

Jeder Anlagenbetreiber macht Eigenveranlagung

Pro

- Individuelle Abbildung der Gegebenheiten möglich
- Keine Über- oder Unterabschöpfung
- EU Konform

- Individuelle Abbildung der Gegebenheiten möglich
- Keine Über- oder Unterabschöpfung
- EU Konform und einfach umsetzbar

- Individuelle Abbildung der Gegebenheiten möglich
- Keine Über- oder Unterabschöpfung
- EU Konform und einfach umsetzbar

Cons

- Schwer umsetzbar („Redispatch 2.0 Problem“)

- Politisch nicht gewollt

- ???

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

Bundesverband Erneuerbare Energie e. V.

German Renewable Energy Federation

Dr. Matthias Stark

Leiter Erneuerbare Energiesysteme

EUREF-Campus 16

10829 Berlin

Tel 030 275817022

Mobil 0151 17123012

E-Mail matthias.stark@bee-ev.de

www.bee-ev.de

