

Schlussbericht gem. Anlage 2 zu Nr. 3.2 BNBest-BMBF 98

**BMBF-Projekt SMiG**

**Effiziente Nutzung erneuerbarer Energien durch regionale ressourcenoptimierte „intelligente“ Versorgungs- und Verbrauchsnetze (Smart Microgrids, SMiG): Technische und ökonomische Machbarkeit, Umwelt- und Gesellschaftsverträglichkeit**

**Teilprojekt 3: Finanzierung und Wirtschaftlichkeit**

Förderkennzeichen: 03EK3524D

Laufzeit des Teilprojektes: 01.12.2013 – 31.05.2016

Leuphana Universität Lüneburg  
Professur für Finanzierung und Finanzwirtschaft  
Scharnhorststraße 1  
21335 Lüneburg  
Fon: +49.4131.677-1930  
Fax: +49.4131.677-2169  
E-Mail: [degenhart@uni.leuphana.de](mailto:degenhart@uni.leuphana.de)

Teilprojektleitung: Prof. Dr. Heinrich Degenhart

Autor/innen: Carola Bettinger, Lars Holstenkamp, Heinrich Degenhart

*Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei der Autorin/den Autoren.*

Lüneburg, 30.11.2016

GEFÖRDERT VOM



Bundesministerium  
für Bildung  
und Forschung

## **Verbundprojekt SMiG**

### **Effiziente Nutzung erneuerbarer Energien durch regionale ressourcenoptimierte „intelligente“ Versorgungs- und Verbrauchsnetze (Smart Microgrids): Technische und ökonomische Machbarkeit, Umwelt- und Gesellschaftsverträglichkeit**

Gefördert vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) im Rahmen der Fördermaßnahme „Umwelt- und gesellschaftsverträgliche Transformation des Energiesystems“ im Rahmen der Sozial-ökologischen Forschung (SÖF)

Betreut durch den Projektträger Jülich (PtJ)



#### **Partner des Forschungs- und Praxisverbundes:**

ECOLOG-Institut für sozial-ökologische Forschung und Bildung gGmbH (Kordinator)

Energie-Forschungszentrum Niedersachsen (EFZN)

Hochschule Neubrandenburg, Fachgebiet Agrarpolitik, Volkswirtschaftslehre, Umweltpolitik und Fachgebiet Landwirtschaftliche Betriebslehre

Leuphana Universität Lüneburg, Professur für Finanzierung und Finanzwirtschaft

Stadtwerke Neustrelitz GmbH

Landeszentrum für erneuerbare Energien Mecklenburg-Vorpommern GmbH (Leea)

Goslar mit Energie e.V.

Volkswind Immenrode GmbH

#### **Websites:**

<http://smig2013.de>

## Berichtsblatt

1. ISBN oder ISSN -	2. Berichtsart (Schlussbericht oder Veröffentlichung) Schlussbericht
3. Titel Effiziente Nutzung erneuerbarer Energien durch regionale ressourcenoptimierte 'intelligente' Versorgungs- und Verbrauchsnetze (Smart Microgrids): Technische und ökonomische Machbarkeit, Umwelt- und Gesellschaftsverträglichkeit Teilprojekt 3: Finanzierung und Wirtschaftlichkeit	
4. Autor(en) [Name(n), Vorname(n)]  Carola Bettinger Lars Holstenkamp Heinrich Degenhart	5. Abschlussdatum des Vorhabens 31.05.2016
	6. Veröffentlichungsdatum 30.11.2016
	7. Form der Publikation Schlussbericht, Broschüre Arbeitspapiere, Proceedings
8. Durchführende Institution(en) (Name, Adresse)  Leuphana Universität Lüneburg Professur für Finanzierung und Finanzwirtschaft Scharnhorststraße 1 21335 Lüneburg	9. Ber. Nr. Durchführende Institution -
	10. Förderkennzeichen 03EK3524D
	11. Seitenzahl 103 + xi
12. Fördernde Institution (Name, Adresse)  Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) 53170 Bonn	13. Literaturangaben 237
	14. Tabellen 21
	15. Abbildungen 42
16. Zusätzliche Angaben -	
17. Vorgelegt bei (Titel, Ort, Datum) Strategien für eine nachhaltige Energiewende: Abschlusskonferenz zur umwelt- und gesellschaftsverträglichen Transformation des Energiesystems, Berlin, 4./5.10.2016	
18. Kurzfassung Eine Erfolg versprechende technische Antwort auf die Herausforderungen bei der Energieversorgung sind Smart Microgrids. Das sind in sich potenziell geschlossene regionale Energiesysteme ("Zellen"), in die sowohl dezentrale Energieerzeuger als auch Verbraucher und ggf. Speicher über ein gemeinsames Kontroll-, Überwachungs- und Steuerungssystem eingebunden sind. Smart Microgrids können mit dem allgemeinen Stromverteilsnetz gekoppelt, vom Netz getrennt oder im Wechselbetrieb laufen, indem die Verbindung zum Netz je nach Bedarf geschlossen oder geöffnet wird. Aus finanzwirtschaftlicher Sicht stellt sich bei Planung, Errichtung und Betrieb von Erneuerbare-Energien-Anlagen und der dafür notwendigen Infrastruktur (z. B. Smart Microgrids) die Frage nach geeigneten Betreiber- und Finanzierungsmodellen, die im Teilprojekt der Leuphana Universität untersucht wurden. Dazu wurden einzelne Lösungsansätze und mögliche Kombinationen analysiert. Darüber hinaus wurde mittels eines technisch-ökonomischen Modells für verschiedene Anwendungsfälle geprüft, inwieweit technisch gewünschte und wirtschaftlich optimierte Lösungen auseinanderfallen. Als wesentlicher Hinderungsgrund für die Umsetzung von Smart Microgrids wurden fehlende ökonomische Anreize, insbesondere mit Blick auf die potenziellen Leistungen für das Energiesystem, identifiziert.	
19. Schlagwörter Finanzierung, Geschäftsmodell, Smart Microgrids, Wirtschaftlichkeit, zellulärer Ansatz	
20. Verlag -	21. Preis -

## Document Control Sheet

1. ISBN or ISSN -	2. type of document (e.g. report, publication) Final Report	
3. title Efficient Use of Renewable Energies through Regional Ressource-optimized 'Intelligent' Power Supply and Use Grids (Smart Microgrids): Technical and Economic Feasibility, Environmental and Social Compatibility Sub-Project 3: Finance and Economic Viability		
4. author(s) (family name, first name(s))  Carola Bettinger Lars Holstenkamp Heinrich Degenhart	5. end of project 31 May 2016	
	6. publication date 30 November 2016	
	7. form of publication Final report, brochure Working papers, proceedings	
8. performing organization(s) (name, address)  Leuphana University of Lüneburg Finance and Financial Institutions Scharnhorststraße 1 21135 Lüneburg Germany	9. originator's report no. -	
	10. reference no. 03EK3524D	
	11. no. of pages 103 + xi	
12. sponsoring agency (name, address)  Federal Ministry of Education and Research (BMBF) 53170 Bonn Germany	13. no. of references 237	
	14. no. of tables 21	
	15. no. of figures 42	
16. supplementary notes -		
17. presented at (title, place, date) Strategies for a sustainable energy turnaround: Final conference on the environmentally and socially friendly transformation of the energy system, Berlin, 4-5 October 2016		
18. abstract A promising technical response to the challenges of the energy sector are smart microgrids. That are potentially closed regional energy systems ("cells"), which integrates distributed generators as well as consumers and, potentially, storage through a joint control system. Smart microgrids can be coupled with the general electricity grid, be separated from the grid or run in an alternate mode, where the connection is closed or opened as required. From a financial perspective, the question of adequate operation and financing models arises with regard to planning, construction and operating of renewable energy power plants and the necessary infrastructure (e.g. smart microgrids). These have been researched in the project by Leuphana University of Lüneburg. For this, the research team analyzed single modules and potential combinations. In addition, different applications were investigated using a techno-economic model which showed how far technically favored and economically optimized systems diverged. Missing economic incentives, esp. with regard to potential system services, were identified as major barrier to the implementation of smart microgrids.		
19. keywords Financing, Business Model, Smart Microgrids, Economic Viability, Cellular Approach		
20. publisher -	21. price -	

## **Inhaltsverzeichnis**

I)	Kurze Darstellung .....	1
1)	Aufgabenstellung .....	1
2)	Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde .....	4
A	Finanzwirtschaftlicher Rahmen .....	4
B	Modellregionen und Praxispartner.....	5
3)	Planung und Ablauf des Vorhabens .....	7
4)	Wissenschaftlicher und technischer Stand, an den angeknüpft wurde .....	12
i)	Bekannte Konstruktionen, Verfahren und Schutzrechte, die für die Durchführung des Vorhabens benutzt wurden .....	12
ii)	Verwendete Fachliteratur sowie benutzte Informations- und Dokumentationsdienste .....	12
5)	Zusammenarbeit mit anderen Stellen.....	12
i)	Interne Abstimmungsgespräche mit Teilnahme von Teilprojekt 3 .....	12
ii)	Kooperationen mit den Akteuren aus den Modellgemeinden mit Teilnahme TP 3 ..	13
iii)	Kooperationen TP 3 mit Akteuren außerhalb des SMiG-Projektes .....	14
iv)	Aktivitäten zur Präsentation des Projektes .....	15
II)	Eingehende Darstellung .....	17
1)	Verwendung der Zuwendung und des erzielten Ergebnisses im Einzelnen, mit Gegenüberstellung der vorgegebenen Ziele .....	17
A	Spezifizierung technischer Funktionen, ausführender Akteure und Geschäftsmodelle .....	17
A.a)	Begriffsentwicklung Smart Microgrid aus finanzwirtschaftlicher Perspektive .....	17
A.b)	Funktionen und Akteure von Smart Microgrids .....	18
A.c)	Geschäftsmodelle im Smart Microgrid .....	19
B	Anforderungen von Kreditinstituten an die Wirtschaftlichkeit .....	22
B.a)	Anforderungen von Fremdkapitalgebern an Erneuerbare-Energien-Projekte.....	22
B.b)	Besonderheiten bei der Finanzierung neuer Vermarktungsformen von Erneuerbaren-Energien-Projekten.....	23
B.c)	Besonderheiten bei Bürgerenergieprojekten.....	23
C	Untersuchung der Wirtschaftlichkeit technischer Lösungen.....	23
C.a)	Modellbildung gemeinsam mit TP 2 und 4 .....	23
C.b)	Ermittlung der Wirtschaftlichkeit und Finanzierbarkeit einzelner Geschäftsmodelle und einzelner Anlagenkonfigurationen .....	25
C.c)	Erkenntnisse zu verschiedenen regulatorischen Anreizmechanismen.....	31
D	Analyse von Bürgerbeteiligungsansätzen zur Finanzierung von SMiG-Bausteinen ..	35
D.a)	Finanzierung von erneuerbaren Energien durch Bürgerenergie .....	35
D.b)	Erfahrungen mit der Finanzierung von Netzinfrastruktur innerhalb einer Bürgerbeteiligung .....	38

D.c) Finanzierung von SMiG-Bausteinen im Energiemengenhandel innerhalb einer Bürgerbeteiligung .....	42
E Untersuchung von Fondsmodellen und Möglichkeiten der Einbindung von Fremd- und Mezzaninekapital sowie von Fördermitteln .....	47
E.a) Grundlagen strukturierter Fonds .....	47
E.b) Grundsätze der Finanzierung über Fördermittel .....	48
E.c) Erfahrungen mit strukturierten Fonds .....	49
F Entwicklung eines Finanzierungsbaukastens .....	50
G Praxisbegleitung .....	70
G.a) Praxisbegleitung Neustrelitz .....	70
G.b) Praxisbegleitung Wolfshagen .....	76
G.c) Praxisbegleitung Blankensee .....	87
G.d) Auswirkungen von Bürgerbeteiligung auf die Akzeptanz .....	87
2) Wichtigste Positionen des zahlenmäßigen Nachweises .....	89
3) Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit .....	89
4) Voraussichtlicher Nutzen, insbesondere Verwertbarkeit des Ergebnisses im Sinne des fortgeschriebenen Verwertungsplans .....	89
5) Während der Durchführung des Vorhabens dem ZE bekannt gewordener Fortschritt auf dem Gebiet des Vorhabens bei anderen Stellen .....	89
6) Erfolgte oder geplante Veröffentlichungen des Ergebnisses nach Nr. 6 .....	89
i) Vorträge und Poster .....	90
ii) Beiträge in Konferenzbänden .....	90
iii) Arbeitspapiere .....	91
iv) Projektberichte .....	91
Literatur .....	92

## **Abbildungsverzeichnis**

Abbildung 1: Struktur des Projektes.....	7
Abbildung 2: Schematische Darstellung des Simulationsablaufs und der resultierenden Aussagen.....	25
Abbildung 3: Erlöse und Erlösposten (links) sowie jährlicher Überschuss (rechts) bei einer geförderten Direktvermarktung von Strom aus Biogas bei unterschiedlichen BHKW-Größe und gleichbleibender Fermentergröße.....	29
Abbildung 4: Netzbelastung durch die geförderte Direktvermarktung von Strom aus Biogas im Vergleich zu einem netzdienlichen Einsatz desselben BHKW (links) und Zustandekommen hoher Lastspitzen bei der Überschussvermarktung an der Börse (rechts) .....	30
Abbildung 5: Volllaststunden sowie Deckungsbeiträge beim Einsatz der Power-to-Heat-Anlage auf verschiedenen Märkten.....	31
Abbildung 6: Zusammenfassung der Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung einzelner Anlagenkonfigurationen im Rahmen einzelner Geschäftsmodelle.....	34
Abbildung 7: Unterschiedliche Beteiligungsformen als Formen unterschiedlichen Partizipationsgrads und Risikos .....	36
Abbildung 8: Eigenkapitalbeteiligung (links) und Mezzanin-, Fremdkapitalbeteiligung (rechts) einer Beteiligungsgesellschaft an einer Projektgesellschaft. Dabei stufen Holstenkamp & Degenhart (2013) nur eine Eigenkapitalbeteiligung als Bürgerbeteiligung im engeren Sinne ein. ....	36
Abbildung 9: Bereitstellung von Eigenkapital durch einen weiteren Partner. Dabei stufen Holstenkamp & Degenhart (2013) nur solche Beteiligungen als Bürgerbeteiligung im engeren Sinne ein, bei welchen es sich um eine Mehrheitsbeteiligung seitens der Beteiligungsgesellschaft handelt. ....	37
Abbildung 10: Eigenkapitalbereitstellung durch eine Holdinggesellschaft (links) und Mezzanine-/Fremdkapitalbereitstellung durch eine Holdinggesellschaft (rechts). Dabei Stufen Holstenkamp & Degenhart nur eine Eigenkapitalbereitstellung durch eine Holdinggesellschaft als Bürgerbeteiligung im engeren Sinne sein. ....	37
Abbildung 11: Bereitstellung von Eigenkapital als Kommanditist in der Projektgesellschaft. Holstenkamp & Degenhart (2013) stufen eine solche Beteiligung nicht als Bürgerbeteiligung im engeren Sinne ein, da dem Komplementär ein relativ großes Gewicht in der Entscheidungsfindung der Geschäftsführung zukommt. ....	37
Abbildung 12: Beteiligungsstruktur Titisee-Neustadt.....	40
Abbildung 13: Beteiligungsstruktur der geplanten direkten Bürgerbeteiligung an der Westküstenleitung. Eigene Darstellung in Anlehnung an Grundmann (2012)..	41
Abbildung 14: Beteiligungsstruktur der durchgeführten Beteiligung über Anleihen an der Westküstenleitung. Darstellung angelehnt an Grundmann (2013) .....	41
Abbildung 15: Organisation eines Anlagenbetriebs durch eine Bürgerbeteiligungsgesellschaft für eine lokale Vermarktung des erzeugten Stroms.....	43
Abbildung 16: Organisation eines (lokalen) Stromvertriebs von Erneuerbaren Energien .....	44
Abbildung 17: Organisation eines Mieterstrommodells .....	47
Abbildung 18: Organisation einer Haushaltsfinanzierung einer privaten Anlage für die Endkundenvermarktung .....	52

Abbildung 19: Organisation und Beteiligte eines gewerblichen EE-Anlagenbetriebs zur Endkundenvermarktung .....	53
Abbildung 20: Organisation und Finanzierung des Stromvertreibenden Unternehmens bei einer (lokalen) Endkundenvermarktung.....	56
Abbildung 21: Mehreinnahmen durch die Abgaben- und Umlagenbefreiung bei Eigenverbrauch am Beispiel einer privaten PV-Aufdachanlage kleiner als 10 kWp .....	58
Abbildung 22: Organisastion einer privaten Eigenvevrbrauchslösung.....	59
Abbildung 23: Mehreinnahmen einer Eigenversorgung durch Abgaben- und Umlagenbefreiung am Beispiel einer PV-Anlage mit 100 kWp .....	60
Abbildung 24: Mehreeinnahmen durch Abgaben und Umlagenbefreiung bei Direktverbrauch am Beispiel einer privaten PV-Anlage kleiner als 10 kWp .....	61
Abbildung 25: Organisation einer privaten vor-Ort-Versorgung.....	62
Abbildung 26: Organisation einer Drittfinanzierung von Eigenverbrauch oder vor-Ort-Verbrauch .....	64
Abbildung 27: Organisation eines Anlagenbetriebs für Regelenergie .....	66
Abbildung 28: Organiasstion eines Lastmanagements durch einen Contractor, welcher ebenfalls die Erzeugungs-/ Verbrauchs- und Speichieranlagen betreibt .....	69
Abbildung 29: Organisation eines Lastmanagement durch einen Contractor, welcher lediglich das Lastmanagement übernimmt.....	70
Abbildung 30: Strompreisbestandteile des Tarifs für die Straßenbeleuchtung und Mehrerlöse für SW-Neustrelitz bei Direktlieferung und Eigenverbrauch bei gleichen Endkundenpreisen .....	73
Abbildung 31: Einstufung der Energieströme als Direktlieferung oder Eigenverbrauch aufgrund der Personenidentität zwischen Anlagenbetreiber und Stromverbraucher .....	73
Abbildung 32: Wirtschaftlichkeit eines Direktversorgungsmodells ohne Speicher bei unterschiedlichen PV-Ausbaustufen .....	74
Abbildung 33: Wirtschaftlichkeit einer wirtschaftlich optimierten Bewirtschaftung verschiedener Speichergrößen innerhalb der PV-Ausbaustufe 1 und 4. ....	75
Abbildung 34: jährliche Spitzen der Austauschleistung innerhalb von Hochlastzeitfenstern bei der wirtschaftlich optimierten Bewirtschaftung (volle Balken) unterschiedlicher Speichergrößen und bei verschiedenen PV-Ausbaustufen im Vergleich zur technisch optimierten Bewirtschaftung der Speicher (schraffierte Balken). ....	76
Abbildung 35: Ergebnisse der Haushaltsbefragung in Wolfshagen zu Fragestellungen hinsichtlich eines lokalen Stromtarifs in Wolfshagen durchgeführt durch das ECOLOG-Institut.....	79
Abbildung 36: durchschnittlicher Strompreis 2014 und Strompreisbestandteile .....	80
Abbildung 37: Bezugs- und Rückspeiseleistung in Abhängigkeit der Szenarien .....	82
Abbildung 38: Vorortverbrauchsquote und Autarkiegrad für Szenario 1a.....	83
Abbildung 39: resultierender Strompreis in einem Lokalstromprodukt im Szenario 1a, ohne Speichereinsatz sowie Spezifizierung des Kostenblocks "Erzeugung" .....	83
Abbildung 40: resultierender Strompreis in den unterschiedlichen Last-Verschiebungs- und Lastkappungs-Szenarien .....	84

Abbildung 41: resultierender Strompreis, Kosten für Ankauf PV-Energie und Börsenhandel, Kosten für Invest und Betrieb der Batterie sowie Lokalversorgungsgrad (monatliche Bilanzierung) bei unterschiedlichen Speichergrößen .....	85
Abbildung 42: Möglichkeiten der Reduzierung der Preise im Rahmen eines Lokalen Stromtarifs .....	86

## **Tabellenverzeichnis**

Tabelle 1: Im Projektantrag definierte Arbeitspakete für Teilprojekt 3 .....	7
Tabelle 2: Im Projektantrag definierte Meilensteine für Teilprojekt 3.....	8
Tabelle 3: Im Projektantrag vorgesehener Zeitplan für Teilprojekt 3 .....	9
Tabelle 4: tatsächlich durchgeführte Reihenfolge der Bearbeitung der einzelnen Arbeiten....	9
Tabelle 5: ausgeführte Meilensteine .....	12
Tabelle 6: im Projektverlauf angepasster Zeitplan .....	12
Tabelle 7: Interne Abstimmungsgespräche.....	12
Tabelle 8: Kooperationen mit den Akteuren aus den Praxisgemeinden .....	13
Tabelle 9: Kooperationen mit Akteuren außerhalb des SMiG-Projekts .....	14
Tabelle 10: Aktivitäten zur Präsentation des Projektes .....	15
Tabelle 11: Zuordnung der Funktionen eines SMiG zu technischen Anwendungen.....	18
Tabelle 12: rechtliche Möglichkeit des Zusammenfassens von Rollen im Energiemarkt .....	19
Tabelle 13: handelnde (rot), profitierende (grün) und vergütete (blau) Akteure in einem SMiG .....	19
Tabelle 14: Anreizmechanismen für die Übertragung des Mehrwerts eines SMiG-Bausteins auf den Betreiber .....	20
Tabelle 15: Einordnung bereits durchgeführter Geschäftsmodelle.....	20
Tabelle 16: In Arbeitspaket 3.1. untersuchte repräsentative und relevante Einzelfälle .....	26
Tabelle 17: Dimensionen in der Finanzierung von Bausteinen eines Smart Microgrids .....	51
Tabelle 18: Betrachtete Erzeuger und Verbraucher .....	71
Tabelle 19: Steuerbare Lasten im Haushalt.....	79
Tabelle 20: Betrachtete Erzeuger und Verbraucher in Wolfshagen.....	79
Tabelle 21: Szenarien der Modellierung für die Untersuchungen in Wolfshagen .....	81

## **Abkürzungsverzeichnis**

AbLaV	Abschaltbare-Lasten-Verordnung
AGVO	Allgemeine Gruppenfreistellungsverordnung
AIFM	Alternative Investment Fund Manager
ASUE	Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BaFin	Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht
BMELV	Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz
BNetzA	Bundesnetzagentur
BSW	Bundesverband Solarwirtschaft
BüGembeteilG M-V	Bürger- und Gemeindeneteiligungsgesetz
dena	Deutsche Energie-Agentur GmbH
DUH	Deutsche Umwelthilfe e.V.
EE	erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EFZN	Energieforschungszentrum Niedersachsen
eG	eingetragene Genossenschaft
EIB	Europäische Investitionsbank
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EU	Europäische Union
FNN	Forum Netzbetrieb/Netztechnik im VDE
FNR	Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe
KAGB	Kapitalanlagegesetzbuch
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
Leea	Landeszentrum für erneuerbare Energien Mecklenburg-Vorpommern
IASS	Institute for Advanced Sustainability Studies
IFAM	Fraunhofer-Institut für Fertigungstechnik und Angewandte Materialforschung
IFC	International Finance Corporation
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
ISE	Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme
IWES	Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik
JEREMIE	Joint European Resources for Micro to Medium Enterprises
JESSICA	Joint European Support for Sustainable Investment in City Areas
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
KMU	Kleine und mittlere Unternehmen
KTBL	Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft
PCP	Public-Citizen Partnership
PPP	Public-Private Partnership
PV	Photovoltaik
SMiG	Smart Microgrid
SRU	Sachverständigenrat für Umweltfragen
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
StromStG	Stromsteuergesetz
THG	Treibhausgas
TP	Teilprojekt
VDE	Verband der Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik e.V.
VDMA	Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau e.V.
VDN	Verband der Netzbetreiber e.V.
VermAnlG	Vermögensanlagengesetz
VfW	Verband für Wärmelieferung e.V.

# I) Kurze Darstellung

## 1) Aufgabenstellung

Um eine globale Temperaturerhöhung von mehr als 2° Celsius gegenüber dem vorindustriellen Niveau zu vermeiden, werden vom Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) in Industrieländern wie Deutschland Reduktionen der Treibhausgas (THG)-Emissionen um 80 bis 95 % bis zum Jahr 2050 für notwendig gehalten.<sup>1</sup> Da in einigen Bereichen, z. B. Landwirtschaft und Güterverkehr, THG-Emissionsreduktionen in diesem Umfang derzeit technisch nicht möglich scheinen oder mit vergleichsweise hohen Kosten verbunden wären, muss in anderen Bereichen, in denen technologische Alternativen bereits verfügbar und mit weit geringeren Kosten realisierbar sind, eine nahezu vollständige Emissionsvermeidung erreicht werden.<sup>2</sup> Dies gilt insbesondere für die Stromerzeugung, auf deren Konto rund 40 % der deutschen THG-Emissionen gehen. In der Stromversorgung sieht der Sachverständigenrat für Umweltfragen deshalb einen Schlüsselbereich der Energie- und Klimapolitik.

Die notwendige Emissionsvermeidung im Stromsektor wird nur zu erreichen sein, wenn sowohl Anstrengungen zur Erhöhung der Effizienz des Einsatzes elektrischer Energie als auch beim Übergang zu einer Stromerzeugung unternommen werden, bei der keine oder bezogen auf die Kilowattstunde elektrischer Energie sehr viel weniger Treibhausgase emittiert werden als beim Einsatz von Kohle, Erdöl oder Erdgas. Das von der Bundesregierung beschlossene Etappenziel für das Jahr 2020 ist ein Anteil der erneuerbaren Energien (EE) an der Stromerzeugung von 35 %. Ein dritter wichtiger Handlungsbereich ist die Abstimmung zwischen dem Angebot an und der Nachfrage nach elektrischer Energie sowohl hinsichtlich der räumlichen als auch der zeitlichen Dimension. Die Herausforderung besteht darin, die über Jahrzehnte gewachsenen Stromversorgungsstrukturen, die darauf basieren, dass große zentrale Energieerzeugungsanlagen die Verbraucher über einseitig gerichtete Übertragungs- und Verteilungssysteme mit Strom versorgen und dass so viel Energie erzeugt wird, wie praktisch zeitgleich nachgefragt wird, durch „intelligente“ Strukturen zu ersetzen. Diese müssen in der Lage sein,

- a Strom verschiedener Qualitäten aus zentralen und dezentralen Erzeugungseinheiten aufzunehmen und alle Verbrauchergruppen zuverlässig und bedarfsgerecht zu beliefern und
- b nicht nur die Menge der bereitgestellten Energie an den Bedarf, sondern auch die Nachfrage zeitlich an das Angebot anzupassen.

Zudem müssen effiziente und umweltverträgliche Verfahren gefunden werden, überschüssige elektrische Energie zu speichern oder in andere Energieformen für nicht-elektrische Einsatzgebiete umzuwandeln. Mit der Stromerzeugung fällt zudem als „Nebenprodukt“ vielfach Wärme an, so dass entsprechende Systeme auch die Wärmenutzung einbeziehen müssen.

Eine Erfolg versprechende technische Antwort auf die skizzierten Herausforderungen sind *Smart Microgrids*. Das sind in sich potenziell geschlossene regionale Energiesysteme, in die sowohl dezentrale Energieerzeuger als auch Verbraucher und ggf. Speicher über ein gemeinsames Kontroll-, Überwachungs- und Steuerungssystem eingebunden sind. *Smart Microgrids* können mit dem allgemeinen Stromverteilnetz gekoppelt, vom Netz getrennt oder im Wechselbetrieb laufen, indem die Verbindung zum Netz je nach Bedarf geschlossen oder geöffnet wird. Ihre Vorteile sind:

- die optimale Nutzung dezentral erzeugter Energie,
- eine sichere lokale Energieversorgung, da Smart Microgrids auf die dezentralen Erzeugungseinheiten zurückgreifen, wenn das Übertragungs- oder Verteilungsnetz ausfällt und

---

<sup>1</sup> Vgl. hierzu: IPCC (2007).

<sup>2</sup> Vgl. hierzu SRU (2011).

- ein Beitrag zur Stabilität des Übertragungs- oder Verteilungsnetzes insgesamt, da lokale Schwankungen lokal abgepuffert werden.

Aus finanzwirtschaftlicher Sicht stellt sich bei Planung, Errichtung und Betrieb von EE-Anlagen und der dafür notwendigen Infrastruktur (z. B. *Smart Microgrids*) die Frage nach geeigneten Betreiber- und Finanzierungsmodellen. Klassischerweise werden dabei Einzellösungen für die verschiedenen Komponenten umgesetzt (Projekt-, Unternehmens-, Haushaltsfinanzierung), die bei großen und komplexen Vorhaben oft an Grenzen der Kapitalmobilisierung scheitern oder zur Umsetzung nicht integrierter Einzelbausteine führen.

Die im Projektantrag festgelegten, übergeordneten Ziele des Projekts sind:

1. Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung. Das Projekt soll dazu beitragen,
  - a. die Vorteile der erneuerbaren Energien bei der Stromerzeugung, die nicht nur in den im Vergleich mit dem Einsatz fossiler Brennstoffe geringen Treibhausgas- (THG-) Emissionen pro Energieeinheit, sondern auch in ihrer dezentralen Verfügbarkeit im eigenen Land und in ihrer Vielfalt liegen, optimal zu nutzen und
  - b. die regionalen Potenziale der erneuerbaren Energien optimal zu erschließen.
2. Effiziente Nutzung und Einbindung der aus erneuerbaren Energien erzeugten elektrischen Energie. Das Projekt soll dazu beitragen,
  - a. die regenerativen Quellen optimal in das Versorgungsnetz einzubinden,
  - b. die dezentrale Nutzung der aus erneuerbaren Energien erzeugten elektrischen Energie durch dynamische Anpassung von Angebot und Nachfrage zu optimieren und dadurch
  - c. die Vulnerabilität des Energiesystems insgesamt zu vermindern und seine Flexibilität, u.a. im Hinblick auf die Einbindung neuer Energiequellen und künftige Effizienzinnovationen, zu erhöhen.
3. Förderung der sozialen Akzeptanz der Nutzung erneuerbarer Energien. Das Projekt soll dazu beitragen,
  - a. die Faktoren, die die Einstellungen zu den erneuerbaren Energien beeinflussen, aufzudecken und
  - b. Strategien zur Förderung der Akzeptanz der erneuerbaren Energien auch bei direkter Betroffenheit zu entwickeln.

Dabei wurde mit dem Projekt Smart Microgrid ein interdisziplinäres Projekt mit Partnern aus den Fachrichtungen Technik, Agrarökonomie, Finanzierung und Sozialwissenschaft entwickelt. Die verschiedenen Teilprojekten zugewiesenen Arbeitsziele des Projekts sind:

- Weiterentwicklung eines Konzepts für ein Energiesystem mit hohem Anteil regenerativer Energien für eine bedarfsgerechte und versorgungssichere Bereitstellung elektrischer Energie und von Systemdienstleistungen einschließlich der Speicherung elektrischer Energie,
- Entwicklung von Modellen für die Finanzierung von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien (EE-Anlagen) und der erforderlichen Infrastruktur,
- Untersuchung der Energieverbrauchs- und Energiebereitstellungspotenziale landwirtschaftlicher und anderer Betriebe im ländlichen Raum und der Möglichkeiten ihrer Einbindung in regionale Versorgungssysteme,
- Untersuchung der regionalen sozioökonomischen Effekte einer dezentralen Energiebereitstellung,
- Entwicklung von Konzepten zur Einbindung regionaler Akteure in die Planung und Errichtung von Smart Grids und zur Förderung der Akzeptanz von EE-Anlagen und von Smart Microgrids,
- Untersuchung der umwelt- und gesundheitsbezogenen Auswirkungen von Smart Microgrids,
- Realisierung lokaler und regionaler Erzeugungs- und Verbrauchssysteme für elektrische Energie auf der Basis von Smart Microgrids und

- Förderung des Aufbaus regionalisierter Erzeugungs- und Verbrauchssysteme für elektrische Energie durch den Transfer der Erfahrungen aus dem Projekt und seiner Ergebnisse in die Praxis.

Für den finanzwirtschaftlichen Bereich – vertreten durch die Professur für Finanzierung und Finanzwirt der Leuphana Universität – wurden die folgenden Forschungsfragen formuliert:

- Wie lassen sich Einrichtung und Betrieb von *Smart Microgrids* finanzieren?
- Gibt es übertragbare Finanzierungsmodelle?

Gleichzeitig konnte Teilprojekt 3 ebenfalls zur ökonomischen Fragestellung des Projektes beitragen:

- Wie lassen sich Unternehmen der gewerblichen Wirtschaft und landwirtschaftliche Betriebe in solche Netze integrieren?
- Welche betriebstechnischen und -wirtschaftlichen Randbedingungen sind zu beachten?

## 2) Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde

### A Finanzwirtschaftlicher Rahmen

Aus finanzwirtschaftlicher Sicht stellt sich bei Planung, Errichtung und Betrieb von EE-Anlagen und der dafür notwendigen Infrastruktur (z. B. *Smart Microgrids*) die Frage nach geeigneten Betreiber- und Finanzierungsmodellen. Klassischerweise werden dabei Einzellösungen für die verschiedenen Komponenten umgesetzt (Projekt-, Unternehmens-, Haushaltsfinanzierung), die bei großen und komplexen Vorhaben oft an Grenzen der Kapitalmobilisierung scheitern oder zur Umsetzung nicht integrierter Einzelbausteine führen.

Die Optionen zur Mobilisierung von Beteiligungskapital mittels geschlossener Fonds<sup>3</sup> oder Bürgerbeteiligungsmodelle zur Schaffung einer höheren Akzeptanz<sup>4</sup> sind bekannt. Offene Fragen betreffen die Grenzen bei der Gewinnung von Kapital über Bürgerbeteiligungsmodelle. Als Beispiel sei der Offshore-Windenergiepark Butendiek angeführt, der letztendlich nicht als Bürgerbeteiligung umgesetzt werden konnte. Dies deckt sich mit Überlegungen aus dem Bereich der Genossenschaftstheorie zur Eigenkapitalknappheit kooperativer Organisationsformen.<sup>5</sup> Zu Erfolgsfaktoren und Einflussgrößen auf die Kapitalmobilisierung via Bürgerbeteiligung waren den Antragstellern zum Zeitpunkt der Antragsstellung weder Arbeiten zu jüngeren Erfahrungen noch historisch-vergleichende Analysen zur Beteiligung von Bürgerinnen und Bürgern bei der Errichtung von Energieinfrastrukturen bekannt.

Neben Formen der Projektfinanzierung können auch Elemente der Unternehmens-<sup>6</sup> und der privaten Haushaltsfinanzierung<sup>7</sup> eingebunden werden.<sup>8</sup> Hier kann beispielsweise an Erfahrungen mit Contracting-Modellen angeknüpft werden, bei denen ein spezialisierter Dienstleister anstelle des regulären Energieversorgers oder des privaten Haushalts selbst die Vorfinanzierung der Investitionen übernimmt und über regelmäßige Entgelte refinanziert.<sup>9</sup>

Im Zuge der Diskussionen um die Rekommunalisierung von Energienetzen wird angesichts kommunaler Finanznot zuweilen auf die Möglichkeit der Gründung von Public-Citizen Partnerships (PCPs) als Variante öffentlich-privater Partnerschaften hingewiesen.<sup>10</sup> Eine Nutzer-gesellschaft dient in diesen Konstruktionen als privater Partner. Anwendungsfälle in Deutschland sind bisher nicht systematisch untersucht worden.

Sollen unterschiedliche Akteure – öffentliche und private – in einem gemeinsamen Investitionsvorhaben kooperieren, sind die verschiedenen Handlungslogiken zu beachten. Dies zeigen Erfahrungen mit strukturierten Fonds sowohl im Bereich der nachhaltigen Stadtentwicklung in Europa<sup>11</sup>, aber auch für erneuerbare Energien und Energieeffizienz in Entwicklungsländern.<sup>12</sup> Systematische Analysen der Erfahrungen mit diesen Fondsmodellen und entsprechende Vergleiche lagen nach Kenntnis der Antragsteller nicht vor. Ergebnisse einer solchen vergleichenden Untersuchung wären auf regionale Fondskonstruktionen zur Finanzierung von *Smart Microgrids* zu übertragen.

Zu maßgeblichen Änderungen der Rahmenbedingungen seit Antragsstellung kam es für die Arbeiten der Professur für Finanzierung und Finanzwirtschaft insbesondere durch Änderungen des rechtlichen Rahmens; hier sind insbesondere das Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) mit den Novellen 2014 und 2016/7 sowie die Kapitalmarktregulierung (Einführung des Kapitalanlagegesetzbuches, KAGB) zu nennen.

---

<sup>3</sup> Vgl. hierzu Lüdicke et al. (2009), FERI Rating & Research (2012).

<sup>4</sup> Vgl. z. B. Holstenkamp & Degenhart (2013), Schweizer-Ries et al. (2010). Zur Frage nach den Akzeptanzwirkungen finanzieller Beteiligung siehe auch die Ausführungen in Kapitel II)1)G.d).

<sup>5</sup> Vgl. hierzu Strieder (2000), Münkner (2006).

<sup>6</sup> Vgl. hierzu Rudolph (2006), Perridon et al. (2009).

<sup>7</sup> Vgl. hierzu Campbell (2006).

<sup>8</sup> Allgemein zur Finanzierung erneuerbarer Energien siehe Herbes & Friege (2015), Gerhard et al. (2011), Böttcher (2009) sowie dena (2004).

<sup>9</sup> Vgl. z. B. Vine (2005).

<sup>10</sup> Vgl. Karner et al (2010).

<sup>11</sup> Vgl. Kreuz (o. J.).

<sup>12</sup> Vgl. IFC (2007), Behrens (2009), Holstenkamp (2010).

Mit der Novellierung des EEG in 2014 haben sich die Rahmenbedingungen für die Umsetzung von Erneuerbare-Energien-Projekten geändert. Hierzu gehört insbesondere die Einführung von sogenannten atmenden Deckeln bei allen Technologien, die Einführung der verpflichtenden Direktvermarktung sowie die Ausschreibungspflicht für Photovoltaik (PV)-Freiflächenanlagen sowie perspektivisch für alle Energiearten ab 2017. Daraus ergeben sich wesentliche Änderungen der Risiken und damit der Finanzierung<sup>13</sup> des Erneuerbaren-Energien-Anlagenbetriebs, was bei der Untersuchung der Finanzierungsmöglichkeiten im Smart Microgrid zu berücksichtigen ist.

Bei finanziellen Beteiligungen von Bürgerinnen und Bürgern spielen neben den energierechtlichen Rahmenbedingungen, die für die Wirtschaftlichkeit der Investitionen maßgeblich sind, auch anlegerschutzrechtliche Bestimmungen eine zentrale Rolle. In diesem Kontext sind insbesondere die folgenden beiden Gesetzesvorhaben zu nennen:

- Zum 22.07.2013 ist das KAGB als nationales Umsetzungsgesetz der Alternative Investment Fund Manager (AIFM)-Richtlinie in Kraft getreten. Die AIFM-Richtlinie dient der Regulierung bislang unregulierter Kapitalmarktsegmente und der Harmonisierung innerhalb der Europäischen Union (EU). Als problematisch erwies sich im Kontext der Umsetzung des KAGB insbesondere die Frage nach dem Anwendungsbereich im Kontext von Bürgerenergiegesellschaften. Hier entstand durch die Einführung des KAGB eine große Unsicherheit unter Bürgerenergiegesellschaften, die nicht direkt Anlagen in ihrem Eigentum halten und betreiben, sondern „nur“ an einer Projektgesellschaft beteiligt sind.<sup>14</sup> Für eingetragene Genossenschaften (eG) ist diese Frage inzwischen geklärt; sie unterfallen nicht dem Anwendungsbereich des KAGB.
- In Folge der Insolvenz der Prokon Regenerative Energien GmbH, inzwischen umgewandelt in eine eG, entstand eine Gesetzesinitiative, die darauf zielt, weitere Investitionsprodukte in den Schutzbereich des Anlegerschutzes einzubeziehen, z. B. partiarische Darlehen, Nachrangdarlehen und Genussrechte. Das Kleinanlegerschutzgesetz mit entsprechenden Anpassungen des Vermögensanlagegesetzes (VermAnlG) trat am 01.07.2015 in Kraft. Eine besondere Behandlung erfährt im Kontext des Kleinanlegerschutzgesetzes die Schwarmfinanzierung (crowdfunding), für die unter bestimmten Voraussetzungen Ausnahmen gelten.

## **B Modellregionen und Praxispartner**

Das geplante Projekt wurde in ländlichen Regionen jeweils mit Praxispartnern aus den Regionen durchgeführt. Für die untenstehenden Modellregionen waren im Antrag konkrete Arbeiten geplant, dabei bezogen sich auch die finanzwirtschaftlichen Arbeiten auf die Modellgemeinden und regionalen bzw. ihre bundesländerspezifischen Rahmenbedingungen.

### **Modellregion 1: Landkreis Mecklenburgische Seenplatte**

Mit einer Fläche von 5.468 km<sup>2</sup> ist der Landkreis Mecklenburgische Seenplatte der mit Abstand größte Landkreis in Deutschland. Hier leben in 165 Gemeinden rund 270.000 Menschen; die Bevölkerungsdichte ist mit 50 Einwohnern/km<sup>2</sup> sehr gering. Die größten Städte sind Neubrandenburg (65.300 Einwohner), Neustrelitz (21.200 Einwohner) und Waren/Müritz (21.100 Einwohner). Wichtige Wirtschaftsfaktoren in der Region sind Tourismus und Landwirtschaft. Der Landkreis ist durch typische Merkmale einer strukturschwachen ländlichen Region geprägt. Die Region hat vielfältige Erfahrungen in der modellhaften Regionalentwicklung und war Modellregion im Bundeswettbewerb „Regionen Aktiv“ des Bundesministeriums für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (BMELV) von 2002 – 2007, in dem unter anderem Pilotvorhaben für die Erzeugung und Nutzung regenerativer Energien entwickelt wurde. Derzeit ist die Region eine der Bioenergiemodellregionen des gleichnamigen Wettbewerbes. Durch das starke regionale Engagement wurde auch das Landeszentrum für erneuerbare Energien

---

<sup>13</sup> Vgl. insbes. hinsichtlich der Auswirkungen auf Bürgerenergieprojekte Leuphana & Nestle (2014).

<sup>14</sup> Vgl. Holstenkamp (2014).

vor Ort angesiedelt. Regionale Praxispartner in der Modellregion sind die Stadtwerke Neustrelitz und das Landeszentrum für erneuerbare Energien M-V GmbH (Leea).

Im Laufe des Projektes hat sich als Modellkommune für die Untersuchung von Geschäftsansätzen und Finanzierungskonzepten insbesondere die Gemeinde Neustrelitz herausgebildet. Weitere Untersuchungen wurden u. a. in Blankensee durchgeführt (siehe Teilprojekt 8).

### **Modellregion 2: Landkreis Goslar**

Im Landkreis Goslar leben 143.000 Menschen auf 965 km<sup>2</sup>. Die Bevölkerungsdichte ist mit 148 Einwohnern/km<sup>2</sup> deutlich höher als in Modellregion 1; die Zahl der Gemeinden ist aber viel kleiner (14). Die größten Städte im Landkreis Goslar sind Goslar (41.000 Einwohner), Bad Harzburg (21.900 Einwohner) und Seesen (20.300 Einwohner). Die größten Arbeitgeber in der Region sind Unternehmen der chemischen Industrie. Der Landkreis Goslar wurde im Januar dieses Jahres vom Institut dezentrale Energietechnologien (IdE) als 100%-Erneuerbare-Energie-Region aufgenommen. Regionale Praxispartner sind Goslar mit Energie e.V. und Volkswind Immenrode GmbH.

Im Laufe des Projektes haben sich als Modellgemeinden für die Untersuchung von Geschäftsansätzen und Finanzierungskonzepten insbesondere die Gemeinden Liebenburg und Wolfshagen (Stadt Langelsheim) herausgebildet (siehe Teilprojekt 8). Gemeinsam mit einer örtlichen Gruppe aktiver Personen wurden Geschäftsansätze für den Ortsteil Wolfshagen diskutiert.

Die Projektarbeiten bezogen sich angesichts der allein schon für den Stromsektor hohen Komplexität allein auf diesen. In beiden Modellregionen zeigte sich, dass es daneben ein großes Interesse an einer nachhaltigen Wärmeversorgung gibt. Weiterführende Forschungsvorhaben sollten insofern Fragen der Sektorkopplung aufnehmen.

### 3) Planung und Ablauf des Vorhabens

Im Rahmen des Projektantrags wurde die folgende Projektstruktur vorgegeben, in welche auch die finanzwirtschaftlichen Arbeiten eingebettet sind. Danach gliedert sich das Projekt in neun miteinander vernetzte Teilprojekte. Die Verknüpfung der Teilprojekte und das Zusammenspiel der Projektpartner aus Wissenschaft und Praxis zeigt Abbildung 1. Insbesondere bauen die späteren Erläuterungen der Zusammenarbeit mit den verschiedenen Teilprojekten sowie zu den Zusammenhängen zwischen den konzeptionellen und den auf die Praxis angepassten Überlegungen auf der Darstellung auf.

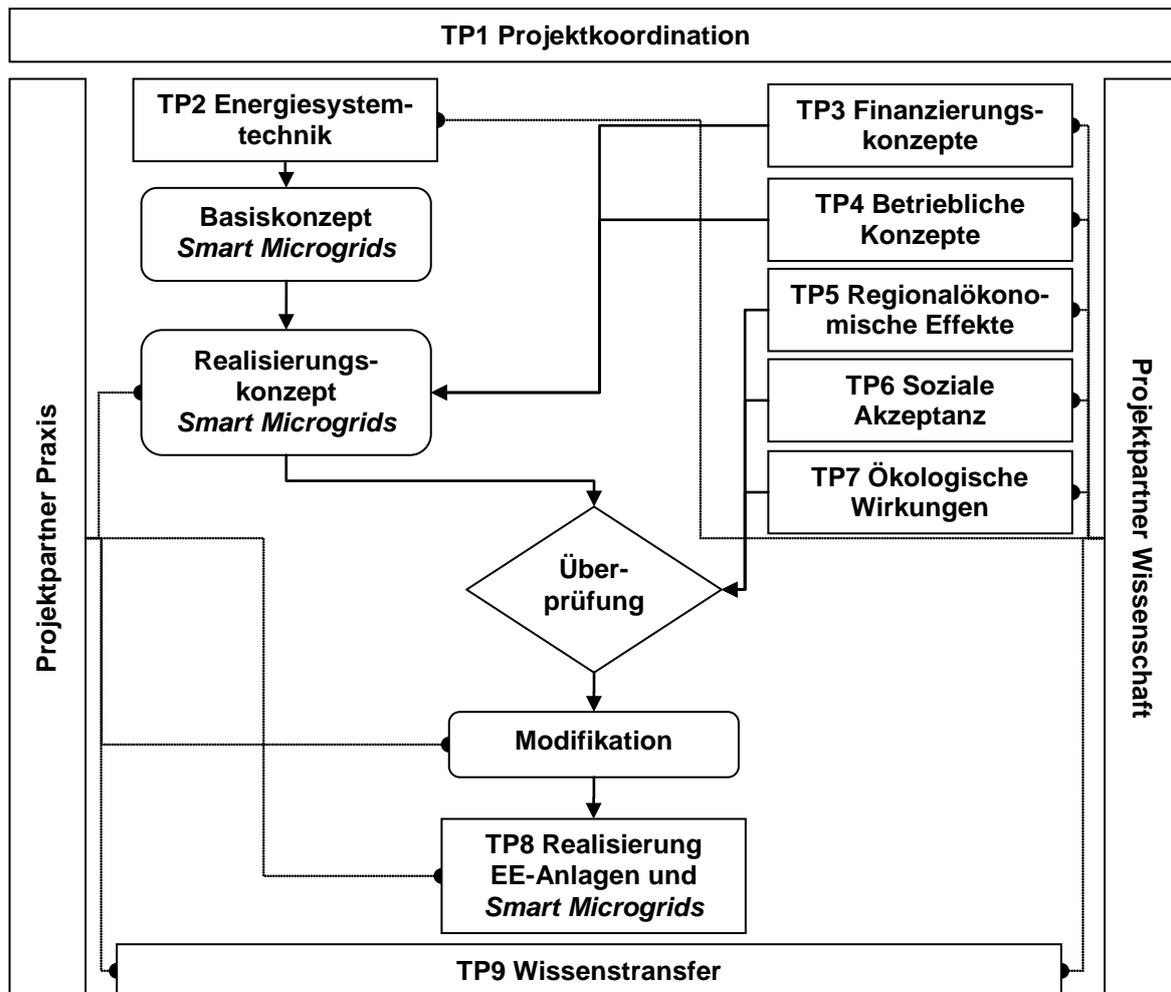


Abbildung 1: Struktur des Projektes

Tabelle 1 zeigt die für Teilprojekt 3 – Finanzierungskonzepte und Wirtschaftlichkeit festgehaltenen Arbeitspakete und –schritte.

Tabelle 1: Im Projektantrag definierte Arbeitspakete für Teilprojekt 3

TP 3	Finanzierungskonzepte und Wirtschaftlichkeit
AP 3.1	Untersuchung der Wirtschaftlichkeit der technischen Lösung(en) Zahlungsstrommodell, Risikoanalyse
AP 3.2	Bestimmung der Anforderungen der einzelnen Stakeholder Auswertung der Befragungen aus 6.1
AP 3.3	Analyse von Bürgerbeteiligungsansätzen zur Finanzierung von erneuerbaren Energien und Netzinfrastruktur

TP 3	Finanzierungskonzepte und Wirtschaftlichkeit
	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Analyse historischer Erfahrungen (Sekundärdaten; bestehende Datenbank) (A)</li> <li>▪ Analyse neuer kooperativer Ansätze unterschiedlicher Rechtsform zur Errichtung und zum Betrieb von Netzen (Sekundärdaten, ggf. leitfadengestützte Interviews) (B)</li> <li>▪ Analyse ausgewählter Großprojekte (Sekundärdaten, Satzungen &amp; Jahresabschlüsse, ggf. leitfadengestützte Interviews) (C)</li> <li>▪ Analyse der Investitionsbereitschaft von Bürgerinnen und Bürgern (Auswertung der standardisierten Befragungen hinsichtlich finanzwirtschaftlicher Fragestellungen) (D)</li> </ul> <p>Aus (A)-(D): Entwicklung möglicher Bürgerbeteiligungskomponenten</p>
AP 3.4	<p>Untersuchung von Fondsmodellen und Möglichkeiten der Einbindung von Fremd- und Mezzaninkapital sowie von Fördermitteln</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Auswertung der Erfahrungen mit PPP auf Fondsebene (Metaanalyse von Fallstudien und Untersuchungen zu einzelnen Sektoren, leitfadengestützte Interviews, Sekundärdatenanalyse) (A)</li> <li>▪ Befragungen möglicher Fremd- und Mezzaninkapitalgeber (B)</li> <li>▪ Untersuchung zu potenziellen Fördermittelgebern (C)</li> </ul> <p>aus (A)-(C): Entwicklung möglicher Fondsansätze</p>
AP 3.5	<p>Ansätze der Unternehmens- und Haushaltsfinanzierung Befragungen von Unternehmen hinsichtlich Finanzierungsbereitschaft und Finanzierungshemmnissen (zus. mit AP6.1)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Analyse von Erfahrungen mit bestehenden Geschäftsmodellen (Energieversorger, Contracting)</li> <li>▪ Entwicklung möglicher Bausteine zur Unternehmensfinanzierung und zum Privatkundengeschäft</li> </ul>
AP 3.6	<p>Zusammenführung der einzelnen Komponenten und Analyse komplexer Gesamtlösungen</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Zusammenstellung untereinander kompatibler Finanzierungsbausteine („Baukasten“)</li> <li>▪ Effizienzanalyse und theoretische Untersuchung möglicher Interessenkonflikte</li> </ul>
AP 3.7	<p>Übertragung auf und Anpassung der Konzeptentwürfe an den Praxisfall</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Auswertung der Akteursbefragungen für die finanzwirtschaftlichen Fragestellungen</li> <li>▪ Fokusgruppen (1 Workshop)</li> <li>▪ Anpassung des Konzepts in Rücksprache und Diskussion mit Beteiligten in den Modellregionen</li> </ul>
AP 3.8.	Finanzwirtschaftliche Begleitung der Praxisumsetzung in den Modellregionen

Tabelle 2 zeigt die im Projektantrag definierten Meilensteine des Teilprojektes 3.

Tabelle 2: Im Projektantrag definierte Meilensteine für Teilprojekt 3

M-3-1	Diskussionspapier zur Wirtschaftlichkeit der technischen Lösung(en) (ggf. Formulierung wirtschaftlicher Vorgaben für technische Lösungen)
M-3-2	Konzept zur Bürgerbeteiligung bei der Finanzierung von EE-Anlagen und einer regionalen Versorgungsinfrastruktur (Überprüfung der Akzeptanz im TP6)
M-3-3	Bericht zu den Finanzierungsmöglichkeiten über Fonds
M-3-4	Bericht zur Unternehmens- und Haushaltsfinanzierung
M-3-5	Zusammenstellung eines Finanzierungs‘baukastens‘, Überprüfung der Effizienz (Analyse möglicher Interessenkonflikte ggf. in Zusammenarbeit mit TP6)

Hierfür wurde der in Tabelle 3 dargestellte Zeitplan im Projekt vorgesehen.

Tabelle 3: Im Projektantrag vorgesehener Zeitplan für Teilprojekt 3

	2013					2014												2015												2016							
	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	
TP3 Finanzierung																																					
AP3.1																																					
AP3.2																																					
AP3.3																																					
AP3.4																																					
AP3.5																																					
AP3.6																																					
AP3.7																																					
AP3.8																																					
Meilensteine																																					

Ziel des Teilprojektes war die (Weiter-)Entwicklung von Finanzierungsbausteinen für Smart Microgrids. Aufbauend auf Basisarbeiten zur Modellierung in den Arbeitspaketen (AP) 3.1 und 3.2 sollten einzelne Finanzierungsbausteine beschrieben und hinsichtlich ihrer Eignung für die praktische Umsetzung von Smart Microgrids untersucht werden. Im letzten Schritt sollten die Finanzierungskonzepte auf die Praxisfälle angepasst und die Umsetzung in den Modellkomponenten wissenschaftlich begleitet werden. Man kann das Teilprojekt demzufolge in drei Bereiche einteilen:

- die Modellierung (Arbeitspaket 3.1 und 3.2);
- die Analyse und Beschreibung von Finanzierungsbausteinen (Arbeitspaket 3.3 bis 3.6);
- umsetzungsorientierte Arbeiten zur Finanzierung von Smart Microgrids (Arbeitspaket 3.7 und 3.8).

Arbeitspaket 3.1 (Wirtschaftlichkeit) und Arbeitspaket 3.2 (Stakeholderanalyse) bilden die Basis für die Analyse einzelner Finanzierungslösungen. Um (privat) finanzierbar zu sein, müssen Projekte wirtschaftlich umgesetzt werden können. Das in Teilprojekt 3 zu erarbeitende Zahlungsstrommodell dient daher der Prüfung der Finanzierbarkeit der Konzepte. Die Zahlungsstrommodelle wiederum sind insbesondere von den Stakeholdern abhängig, für welche insbesondere auf die Befragungen im Teilprojekt 6 verwiesen wird.

Die Analysen und Beschreibungen einzelner Finanzierungsbausteine – gegliedert in Bürgerbeteiligungsansätze (Arbeitspaket 3.3), Untersuchung von Fondsmodellen und Möglichkeiten der Einbindung von Fremd- und Mezzaninkapital sowie von Fördermitteln (Arbeitspaket 3.4) sowie Ansätze der Unternehmens- und Haushaltsfinanzierung (Arbeitspaket 3.5) – dienen als Vorarbeiten für die zusammenfassende Darstellung möglicher Finanzierungslösungen in Arbeitspaket 3.6 (im Ergebnis: Meilenstein 3-5).

In der tatsächlichen Bearbeitung kam es daher zu der in Tabelle 4 dargestellten Reihenfolge der Bearbeitung der einzelnen Arbeiten. Entlang dieser Reihenfolge wird auch die Beschreibung der Arbeiten und Ergebnisse im Kapitel II)1) gegliedert.

Tabelle 4: tatsächlich durchgeführte Reihenfolge der Bearbeitung der einzelnen Arbeiten

TP 3	Finanzierungskonzepte und Wirtschaftlichkeit
	Spezifizierung technische Funktionen, ausführende Akteure und Geschäftsmodelle
	<u>Begriffsentwicklung Smart Microgrid aus finanzwirtschaftlicher Perspektive (Literaturrecherche, Entwicklung Rahmenkonzept für Smart Microgrids)</u>
	<u>Funktionen und Akteure von Smart Microgrids</u>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Zusammenstellung möglicher Funktionen und Akteure (Definition Akteure, Problembeschreibung bezogen auf Finanzierungsakteure)</li> <li>▪ Analyse rechtlicher Rahmen der Akteure</li> </ul>

AP 3.2.	Enthält Teile aus: „Bestimmung der Anforderungen der einzelnen Stakeholder“
AP 3.5.	<u>Geschäftsmodelle im Smart Microgrid:</u> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Analyse der Markt- und regulatorischen Anreizmechanismen (Literaturrecherche, Analyse Wirkmechanismen regulatorische Anreizmechanismen)</li> </ul> Enthält: „Entwicklung möglicher Bausteine zur Unternehmensfinanzierung und zum Privatkundengeschäft“ <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Marktrecherche über bestehende Geschäftsmodelle (Internetrecherche, Interviews Vermarktungsunternehmen, Interviews Bürgerbeteiligungsunternehmen)</li> </ul>
AP 3.5.	Enthält: „Analyse von Erfahrungen mit bestehenden Geschäftsmodellen (Energieversorger, Contracting)“
<b>Anforderungen von Kreditinstituten an Wirtschaftlichkeit</b>	
AP 3.4.	<u>Anforderungen von Fremdkapitalgebern an Erneuerbare-Energien-Projekte</u> (Literaturrecherche, Interviews Fremdkapitalgeber) Enthält Teile aus: „Befragungen möglicher Fremd- und Mezzaninkapitalgeber“ Interviews Fremdkapitalgeber
AP 3.4.	<u>Besonderheiten bei der Finanzierung neuer Vermarktungsformen von erneuerbaren Energien</u> (Interviews Fremdkapitalgeber, Interviews Bürgerbeteiligungsunternehmen) Enthält Teile aus: „Befragungen möglicher Fremd- und Mezzaninkapitalgeber“
AP 3.3	<u>Besonderheiten bei Bürgerenergieprojekten:</u> (Interviews Bürgerbeteiligungsunternehmen) Enthält Teile aus: „Analyse historischer Erfahrungen“
AP 3.3	„Analyse ausgewählter Großprojekte“
<b>Untersuchung der Wirtschaftlichkeit technischer Lösungen</b>	
	<u>Modellbildung gemeinsam mit TP 2 und 4:</u> Einbringung der Ergebnisse aus A./ B./ C. in die gemeinsame Modellierung mit TP 2, 3 und 4
AP 3.1.	<u>Ermittlung der Wirtschaftlichkeit und Finanzierbarkeit einzelner Geschäftsmodelle und einzelner Anlagenkonfigurationen:</u> (Simulation fiktiver, jedoch relevanter Konfigurationen, Simulation der Konfigurationen in den Modellgemeinden) Enthält: „Untersuchung der Wirtschaftlichkeit der technischen Lösung(en)“
AP 3.7	Enthält Teile aus: „Anpassung des Konzepts in Rücksprache und Diskussion mit Beteiligten in den Modellregionen“
	<u>Erkenntnisse zu verschiedenen rechtlich-regulatorisch verankerten Anreizsystemen</u> (Ableitung aus den Simulationen)
<b>Analyse von Bürgerbeteiligungsansätzen zur Finanzierung von SMiG-Bausteinen</b>	
AP 3.3	<u>Finanzierung von erneuerbaren Energien durch Bürgerenergie</u> (Literaturrecherche, Analyse bestehender Modelle) Enthält Teile aus: „Analyse ausgewählter Großprojekte“
	<u>Erfahrungen mit der Finanzierung von Netzinfrastruktur innerhalb einer Bürgerbeteiligung:</u> (Analyse bestehender Umsetzungsmodelle) Enthält:

AP 3.3.	„Analyse neuer, kooperativer Ansätze zur Errichtung und zum Betrieb von Netzen“
	<b>Finanzierung von SMiG-Bausteinen im Energiemengenhandel innerhalb einer Bürgerbeteiligung:</b>
AP 3.3.	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Finanzierung bestehender Geschäftsmodelle (Analyse bestehender Modelle, Literaturrecherche, Interviews Bürgerbeteiligungsunternehmen)</li> </ul> Enthält Teile aus:
AP 3.2.	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Anpassungen an energierechtlichen und kapitalmarktrechtlichen Änderungen</li> </ul> Teile aus:
	„Bestimmung der Anforderungen der einzelnen Stakeholder“
<b>Untersuchung von Fondsmodellen und Möglichkeiten der Einbindung von Fremd- und Mezzaninkapital sowie von Fördermitteln</b>	
AP 3.4.	„Auswertung der Erfahrungen mit PPP auf Fondsebene (Metaanalyse von Fallstudien und Untersuchungen zu einzelnen Sektoren, leitfadengestützte Interviews, Sekundärdatenanalyse) (A)“
AP 3.4.	„Befragungen möglicher Fremd- und Mezzaninkapitalgeber (B)“
AP 3.4.	„Untersuchung zu potenziellen Fördermittelgebern (C)“
AP 3.4.	„aus (A)-(C): Entwicklung möglicher Fondsansätze“
<b>Entwicklung eines Finanzierungsbaukastens</b>	
	Entwicklung eines Finanzierungsbaukastens (Leitfadenentwicklung)
AP 3.6.	Enthält: <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ „Zusammenstellung untereinander kompatibler Finanzierungsbausteine („Baukasten“)</li> </ul>
AP 3.6.	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ „Effizienzanalyse und theoretische Untersuchung möglicher Interessenkonflikte“</li> </ul>
<b>Praxisbegleitung</b>	
	<b>Praxisbegleitung Neustrelitz</b>
	Akteursgespräche, Modellanpassung
	Enthält:
AP 3.7.	„Auswertung der Akteursbefragungen für die finanzwirtschaftlichen Fragestellungen“
AP 3.7.	„Anpassung des Konzepts in Rücksprache und Diskussion mit Beteiligten in den Modellregionen“
AP 3.8.	„Finanzwirtschaftliche Begleitung der Praxisumsetzung in den Modellgemeinden“
	<b>Praxisbegleitung Wolfshagen</b>
	Begleitung der Interessenbildung, Workshop, Akteursgespräche
	Enthält:
AP 3.7.	„Fokusgruppe“
AP 3.7.	„Auswertung der Akteursbefragungen für die finanzwirtschaftlichen Fragestellungen“
AP 3.7.	„Anpassung des Konzepts in Rücksprache und Diskussion mit Beteiligten in den Modellregionen“
AP 3.8.	„Finanzwirtschaftliche Begleitung der Praxisumsetzung in den Modellgemeinden“
	<b>Auswirkungen von Bürgerbeteiligung auf die Akzeptanz:</b>
	Teile aus:
AP 3.2.	Bestimmung der Anforderungen der einzelnen Stakeholder

Durch diese Modifikationen im Projektablauf wurden die in Tabelle 5 dargestellten Meilensteine gemäß dem in Tabelle 6 dargestellten Zeitplan erreicht.



Datum	Partner	Thema	Art der Aktivität
21.06.2013	Alle Partner		Projekttreffen
04.12.2013	HS Neubrandenburg	Abstimmung ökonomische Teilprojekte	Abstimmungstreffen
08.09.2014	HS Neubrandenburg	Abstimmung der Schnittstellen zwischen der technischen und der wirtschaftlichen Modellierung	Abstimmungstreffen
09.09.2014	Alle Partner		Projekttreffen
Verschiedene Termine	HS Neubrandenburg	Abstimmung der Schnittstellen zwischen der technischen und der wirtschaftlichen Modellierung	Telefonkonferenzen
28.01.2015	EFZN, HS Neubrandenburg	Arbeitstreffen Umsetzung gemeinsame Modellierung	Arbeitstreffen
18.02.2015	Alle Partner		Projekttreffen
16.03.2015	EFZN, HS Neubrandenburg, Stadtwerke Neustrelitz, LEEA	Abstimmung Praxisanwendung Direktversorgung Neustrelitz	Abstimmungstreffen
15.10.2015	Alle Partner		Projekttreffen
29.10.2015	EFZN, Stadtwerke Neustrelitz LEEA	Erneute Abstimmung Praxisanwendung Direktversorgung Neustrelitz	Abstimmungstreffen
23.02.2016	Alle Partner		Projekttreffen
22.10.2016	Alle Partner		Projekttreffen

ii) Kooperationen mit den Akteuren aus den Modellgemeinden mit Teilnahme TP 3

Tabelle 8: Kooperationen mit den Akteuren aus den Praxisgemeinden

Datum	Gesprächspartner	Thema	Art der Aktivität
10.06.2015	Bürgermeister Blankensee	Abstimmung Praxisanwendung Blankensee	Informationsgespräch
07.07.2015	EFZN, Ecolog, Goslar mit Energie, Bürger-Akteure in Wolfshagen	Ansätze für Smart Microgrids in Wolfshagen	Workshopteilnahme
08.12.2015	Zukunftsforum Energiewende M-V	Beteiligungsgesetz M-V	Gespräch

Weitere Abstimmungen fanden telefonisch statt.

iii) Kooperationen TP 3 mit Akteuren außerhalb des SMiG-Projektes

Tabelle 9: Kooperationen mit Akteuren außerhalb des SMiG-Projektes

Datum	Gesprächspartner	Thema	Art der Aktivität
Verschiedene Termine	Leuphana Universität Lüneburg, Professur für Öffentliches Recht, insbes. Energie- und Umweltrecht	Rechtliche Rahmenbedingungen Geschäftsmodelle Smart Microgrids	Abstimmungstreffen
11.03.2014	Weitere Projekte FONA	Austausch mit anderen Projekten	Auftaktveranstaltung Umwelt- und gesellschaftsverträgliche Transformation des Energiesystems
19.05.2014	Dienstleister im Bereich Eigenverbrauch und Vor-Ort-Vermarktung	Geschäftsmodelle Eigenverbrauch und Vor-Ort-Vermarktung	Konferenzgespräche
23.06.2014	Agora Energiewende	Power-to-Heat	Besuch Fachgespräch
11.09.2014	Hr. Fittschen (Städte- und Gemeindetag MV, Schwerin)	Anforderungen Kommunen	Gespräch
16.09.2014	Weitere Projekte FONA	Cluster Bürger & Geschäftsmodelle	Cluster-Treffen
24.09.2014	Dienstleister im Bereich Vermarktung erneuerbarer Energien	Innovative Vermarktungsmodelle erneuerbarer Energien	Messegespräche
09.10.2014	Verschiedene Akteure Umweltenergierecht	Rechtliche Rahmenbedingungen Geschäftsmodelle Smart Microgrids	Konferenzteilnahme, Konferenzgespräche
Verschiedene Termine	Praxisakteure Solar-dorf Norderstedt	Rechtliche Rahmenbedingungen Arealnetze	Gespräche
24.11.2014	Verschiedene Praxisakteure im Bereich Eigenverbrauch und Vor-Ort-Versorgung	Umsetzung Geschäftsmodelle Eigenverbrauch und Vor-Ort-Vermarktung	Workshopteilnahme, Gespräche
11.05.2015	Weitere Projekte FONA	Cluster Bürger & Geschäftsmodelle	Cluster-Treffen
15.06.2015	Weitere Projekte FONA	Entwicklungsoptionen und Modellansätze in den verschiedenen Projekten des FONA-Programms	Clusterworkshop
23.06.2015	Praxisakteure M-V	Beteiligungsgesetz M-V	Teilnahme „Forum Energieerzeugung im ländlichen Raum“
23.09.2015	Praxisakteure lokale Stromvermarktung	Umsetzung und Perspektiven lokaler Stromvermarktung	Workshop
05.10.2015	Praxisakteure Speicheranwendungen	Innovative Geschäftsmodelle Speicheranwendungen	Teilnahme Workshop Geschäftsmodelle
24.11.2015	FONA-Projekt „LITRES“	Delphi-Studie	Teilnahme an Delphi

Datum	Gesprächspartner	Thema	Art der Aktivität
04.12.2015	FONA-Projekt „Resys-tra“, Praxisakteure	Austausch Praxisanwendungen lokale Versorgung	Workshopteilnahme
08.12.2015	FONA-Projekt „InnoSmart“, Forschungspartner	Neue Anforderungen durch Smart Microgrids	Workshopteilnahme
03.03.2016	Weitere Projekte FONA	Synthesekonferenz FONA Energiewende	Konferenztteilnahme
15.03.2016	Praxisakteure Bürgerenergie	Neue Geschäftsmodelle Bürgerenergiegenossenschaften	Teilnahme Bundeskongress genossenschaftliche Energiewende
16.03.2016	Praxisakteure Speicher	Geschäftsmodelle (Batterie-)Speicher	Podium + Diskussion Konferenz
16.03.2016	Stakeholder-Workshop EU-Projekt BATSTORM	Speicher-Geschäftsmodelle	Workshopteilnahme
15.09.2016	FONA-Projekt „EnGeno“, Forschung & Praxis	Bürgerbeteiligungen, Energiegenossenschaften	Workshopteilnahme und Präsentation

#### iv) Aktivitäten zur Präsentation des Projektes

Tabelle 10: Aktivitäten zur Präsentation des Projektes

Datum	Veranstaltung	Thema	Art der Aktivität
11.03.2014	Auftaktveranstaltung FONA-Programm	Vorstellung SMiG	Konferenztteilnahme
05.05.2015	Dialogplattform Power-to-Heat	Vorstellung Ergebnisse Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen Power-to-Heat	Konferenzbeitrag
19.06.2015	Rostocker Bioenergieforum	Vorstellung Ergebnisse technische und wirtschaftliche Betrachtungen Biogas	Konferenzbeitrag
15.09.2015	Statuskonferenz FONA	Vorstellung bisherige Projektergebnisse SMiG	Konferenztteilnahme
16.11.2015	ETG Kongress 2015	Vorstellung Projektergebnisse Geschäftsmodelle im Smart Microgrid Vorstellung interdisziplinäre Modellierungsmethode Energimärkte und Regulierung	Konferenzbeiträge Teilnahme Podiumsdiskussion
16.03.2016	Energy Storage Europe/VDE Financial Dialogue	Geschäftsmodelle (Batterie-)Speicher	Podiumsdiskussion
16.06.2016	solbat-Partnertreffen	Vorstellung SMiG-Ergebnisse Geschäftsmodelle	Präsentation

Datum	Veranstaltung	Thema	Art der Aktivität
15.09.2016	EnGeno-Abschluss-workshop	Finanzielle Beteiligung und Akzeptanz	Präsentation

## II) Eingehende Darstellung

### 1) Verwendung der Zuwendung und des erzielten Ergebnisses im Einzelnen, mit Gegenüberstellung der vorgegebenen Ziele

#### A Spezifizierung technischer Funktionen, ausführender Akteure und Geschäftsmodelle

##### A.a) Begriffsentwicklung Smart Microgrid aus finanzwirtschaftlicher Perspektive

Das Energiesystem Deutschlands und Europas befindet sich in einer Phase der Transformation hin zu einem stärker auf erneuerbare Energien basierten, klimafreundlicheren System. Für diese Transformation gibt es unterschiedliche Zielvorstellungen und Konzepte. Politisch gesetzt, wenn auch hinsichtlich der Geschwindigkeit umstritten, ist der deutliche Ausbau der erneuerbaren Energien. So finden sich im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) von 2014 die Zielvorgaben eines „Anteils des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch“ von 40 % bis 45 % bis 2025, 55 % bis 60 % bis 2035 und von mindestens 80 % bis 2050. Die derzeitige Bundesregierung hat verlautbart, dass sie sich dabei auf die kostengünstigen Technologien konzentrieren möchte.<sup>15</sup> Dies sind in erster Linie Windenergie an Land (onshore) und Photovoltaik (PV), evtl. künftig Offshore-Windenergie – alle drei fluktuierende erneuerbare Energien mit dargebotsabhängiger Erzeugung.

Zentrale Herausforderungen eines solchen Elektrizitätssystems mit wachsendem Anteil erneuerbarer Energien (EE) sind die volatile Erzeugung von Wind- und Solarenergie sowie ein hoher Anteil kleiner, dezentraler EE-Anlagen auf Verteilnetzebene. Eine Möglichkeit, das Problem der Fluktuation zu mildern, die übergeordneten Netze zu entlasten und Abschaltungen zu verhindern, besteht in einem Ausgleich dieser Schwankungen durch (a) den Aufbau eines Erzeugungsportfolios, wobei die Verstetigung des Lastgangs durch die Unterschiede in den Einspeiseprofilen erfolgt, (b) den Ausbau von Stromspeichern, die Erzeugungsüberschüsse aufnehmen und in Zeiten einer Unterdeckung wieder abgeben sowie (c) die Nutzung lokaler Verschiebepotenziale aufseiten der Nutzerinnen und Nutzer. Erfolgt dieser Ausgleich in einem Quartier oder Verteilnetz, wobei ggf. die notwendigen Kommunikations(infra)strukturen zu schaffen sind, so spricht man von einem *Smart Microgrid*.<sup>16</sup> Dabei wird es sich im Regelfall nicht um eine autarke Inselösung handeln. Vielmehr ist die zentrale Idee, ein System miteinander verbundener *Smart Microgrids* zu schaffen,<sup>17</sup> um so u. a. den Anteil erneuerbarer Energien zu erhöhen und zugleich die Resilienz des Energiesystems<sup>18</sup> zu steigern.

Dabei ist festzuhalten, dass in einem liberalisierten Strommarkt, in dem der Handel von Energie getrennt von der Vorhaltung der Übertragungskapazität<sup>19</sup> behandelt wird, eine Differenzierung von den Begriffen *Smart Grid* und *Smart Market*<sup>20</sup> vorgenommen werden muss. Die Grenze zwischen dem Smart Grid und Smart Market sollte nach Wunsch der Bundesnetzagentur weiterhin der physischen Unterscheidung zwischen Leistung (kW  $\triangleq$  Netzdienstleistung) und Energie (kWh  $\triangleq$  Energiemarkt) verlaufen.<sup>21</sup> Insofern ist als treibender Akteur für das Smart Grid der Netzbetreiber zu sehen, während die Marktteilnehmer Energieerzeuger, Händler und Energieverbraucher als treibende Akteure des Smart Market zu betrachten sind. Aus einer rechtlichen und organisatorischen Sichtweise können Smart Microgrids daher als eine Summe

---

<sup>15</sup> Vgl. BMWi (21.01.2014). Die Bundesregierung hat sich die Eckpunkte des Ministers Gabriel in ihrer Sitzung am 22.01.2014 zueigen gemacht.

<sup>16</sup> Vgl. Considine et al. (2012), Sobe & Elmenreich (2013).

<sup>17</sup> Der Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik (VDE) spricht in diesem Zusammenhang von einem „zellulären Ansatz“; vgl. VDE (2013).

<sup>18</sup> Vgl. hierzu z. B. Gößling-Reisemann et al. (2013), Pflüger (2013) und Thoma (2014).

<sup>19</sup> Dabei ist der Betrieb der Übertragungskapazitäten staatlich reguliert und soll den freien Wettbewerb der Marktteilnehmer auf der Erzeugungs-, Verbrauchs- und Handelsseite ermöglichen, vgl. dazu Knieps (2010).

<sup>20</sup> Auf die Unterscheidung zwischen *Smart Grid* und *Smart Market* bezieht sich insbesondere die Bundesnetzagentur (BNetzA) (2011), aufbauend darauf auch Aichele & Dolseki (2014).

<sup>21</sup> Vgl. hierzu BNetzA (2011a).

von verschiedenen Akteuren gesehen werden. Im Folgenden wird deshalb zum einen zwischen den verschiedenen Akteuren in den Bereichen Smart Grid und Smart Market unterschieden. Zum anderen ist zusätzlich auf der Seite des Smart Market zu berücksichtigen, dass hier beliebig viele einzelne Akteure auftreten (z. B. die verschiedenen Anlagenbetreiber in einer Region.).

#### A.b) Funktionen und Akteure von Smart Microgrids<sup>22</sup>

Es ist deshalb für die Betrachtung der wirtschaftlichen Umsetzung von Smart Microgrids zunächst zu betrachten, welche Akteure innerhalb welcher Funktionen zum Smart Microgrid beitragen und deshalb zu untersuchen sind. Hierfür wurden zunächst Funktionen hinsichtlich der Ziele eines SMiGs untersucht. Als Ziele eines SMiG betrachten wir die folgenden drei Aspekte:

- I. Deckung des Elektrizitätsbedarf aus EE soweit wie möglich
- II. Entlastung des vorgelagerten Netzes durch den Verbrauch lokal erzeugter Energie
- III. Stabilisierung des gesamten Elektrizitätssystems durch das Angebot von Systemdienstleistungen aus dem SMiG.

Funktionen, welche in Richtung des Ziels I) wirken, sind das Angebot von EE sowie der zeitliche Abgleich von EE-Erzeugung und -Verbrauch für die Ermöglichung einer 100 %-igen Versorgung aus EE. Hinsichtlich Ziel II) werden der Bezug von regional erzeugter Energie sowie wieder der zeitliche Abgleich von regional erzeugter Energie und Verbrauch betrachtet. Für das Ziel III) werden Netzdienstleistungen berücksichtigt.<sup>23</sup>

Aus einer technischen Sicht können die Funktionen, wie in Tabelle 11 dargestellt, in vier Gruppen technischer Anwendungen unterteilt werden: Erzeugungsanlage (a), Verbrauchsanlagen (b), Netzelemente (c) sowie Speichereinrichtungen (d).

Tabelle 11: Zuordnung der Funktionen eines SMiG zu technischen Anwendungen

		a	b	c	d
I.	Erzeugung von EE				
	Erzeugung von EE zeitlich abgeglichen				
II.	Lokale Versorgung				
	Lokale Erzeugung zeitlich abgeglichen				
III.	Systemdienstleistung				

Die vier Gruppen von technischen Anwendungen werden im nächsten Schritt vier Akteursgruppen zugeordnet: Erzeugern (A), Verbrauchern (B), Netzbetreibern (C) und Speicherbetreibern (D). Dabei können zwei oder mehr Rollen zusammenfallen; z. B. ist es möglich, dass ein Akteur gleichzeitig die Rolle eines Erzeugers und die Rolle eines Verbrauchers („Prosumer“) oder ein Speicherbetreiber gleichzeitig die Rolle eines Erzeugers und Verbrauchers oder Netzbetreibers einnimmt.

Wie in Tabelle 12 gezeigt wird, können grundsätzlich alle Rollen auch in einer (rechtlichen) Person zusammenfallen, jedoch muss die Rolle des Netzbetreibers in vielerlei Hinsicht getrennt von der Rolle des Erzeugers und Verbrauchers sein, um den Unbundling-Vorschriften aus den §§ 6-10 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) zu entsprechen. Als problematisch für die rechtliche Einordnung erweisen sich regelmäßig Stromspeicher, die eine netzentlastende Funktion wahrnehmen. Hier ist zu klären, ob sie ausschließlich für den Netzbetrieb verwendet werden und damit wohl auch von Netzbetreibern errichtet und betrieben werden dürfen oder ob die Speicher auch für den Elektrizitätsmarkt als Erzeuger oder Verbraucher zur Verfügung

<sup>22</sup> Die folgenden Textpassagen sind überwiegend wortgleich entnommen aus: Bettinger & Holstenkamp (2015b).

<sup>23</sup> Wobei hier als Geschäftsmodell ausschließlich „Regelenergie“ in Frage kommt, siehe dazu Kapitel II)1)C.c).

stehen, wobei dann Unbundling-Vorschriften greifen. Die Rolle von Speicherbetreibern, welche Dienstleistungen an andere Teilnehmer des Marktes zur Verfügung stellen, ist bis jetzt noch nicht klar definiert.<sup>24</sup>

Tabelle 12: rechtliche Möglichkeit des Zusammenfassens von Rollen im Energiemarkt

	A	B	C	D
A				
B				
C				?
D			?	

Um den Mehrwert der technischen Lösungen im Rahmen eines Smart Microgrids zu heben, müssen also die verschiedenen Akteure unterschiedliche Bausteine eines Smart Microgrids finanzieren und ausführen.

#### A.c) Geschäftsmodelle im Smart Microgrid<sup>25</sup>

Da der entstehende Mehrwert der technischen Anwendungen zunächst nicht unbedingt bei dem ausführenden Akteur anfällt, ist es notwendig zu untersuchen, welche Möglichkeiten bestehen, den Mehrwert auch den ausführenden Akteuren/Betreibern zugänglich zu machen. Hierzu wurde die Möglichkeit, zwei oder mehr Rollen zusammenzufassen, berücksichtigt. Insbesondere aber wurden Markt- und Anreizsysteme hinsichtlich ihres Potentials, den Mehrwert den entsprechenden Akteuren zugänglich zu machen, untersucht. Neben etablierten Marktplätzen für z. B. Stromhandel, Netzbetrieb und Systemdienstleistungen wurden hier insbesondere Anreizsysteme aus den folgenden Gesetzen, Verordnungen sowie Regelwerken betrachtet:

- Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG),
- Stromsteuergesetz (StromStG),
- Energiewirtschaftsgesetz (EnWG),
- Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG),
- Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV),
- Abschaltbare-Lasten-Verordnung (AbLaV) und
- TransmissionCode.

In Tabelle 13 wird, aufbauend auf den in Tabelle 11 beschriebenen Akteuren, ergänzt, wer im ersten Schritt aus den Funktionen des SMiGs profitiert (grün) und auf welchen Akteur dieser Mehrwert durch Marktmechanismen oder gesetzliche Anreizsysteme übertragen wird (blau). Dazu wird außerdem ein zusätzlicher Akteur (E) definiert, welcher die übergeordneten Interessen der Gesellschaft repräsentiert. Die in Tabelle 13 aufgeführten Nummern bezeichnen die Anreizmechanismen, welche in Tabelle 14 aufgeführt sind und in Bettinger & Holstenkamp (2015a) ausführlich erläutert werden.

Tabelle 13: handelnde (rot), profitierende (grün) und vergütete (blau) Akteure in einem SMiG

		A	B	C	D	E
I.	Erzeugung von EE					
			1.1			1.1
		1.1./ 2.1				
	Erzeugung von EE zeitlich abgeglichen					
		1.2			2.2	
II.	Lokale Versorgung					
			1.3	4.1		3.1
		1.3/ 4.1	3.1			

<sup>24</sup> Vgl. hierzu Weyer (2014).

<sup>25</sup> Vgl. hierzu Bettinger & Holstenkamp (2015a, b).

	Lokale Erzeugung zeitlich abgeglichen					
			1.2/ 1.3	4.2		3.2/ 3.3
		1.2/ 1.3	4.2/ 3.2		3.3	
III.	Systemdienstleistung					
		5.1	5.1			5.1

Tabelle 14: Anreizmechanismen für die Übertragung des Mehrwerts eines SMiG-Bausteins auf den Betreiber

1. Aufpreis auf Stromlieferung
1.1. Mehrpreisbereitschaft für Strom aus Erneuerbaren-Energien-Anlagen
1.2. Mehrpreisbereitschaft für Grünstrom zeitlich angepasst auf den Bedarf
1.3. Mehrpreisbereitschaft für lokalen Strom
2. Förderung der Erzeugung von erneuerbaren Energien
2.1. Einspeisevergütung für Strom aus erneuerbaren Energien
2.2. Förderung von zeitlich abgeglichener Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Direktvermarktung von erneuerbaren Energien mit Marktprämie</li> <li>▪ Sonstige Direktvermarktung</li> <li>▪ Eigenverbrauch und Direktverbrauch</li> <li>▪ Flexibilitätsprämie und Unterscheidung zwischen Bemessungs- und installierter Leistung</li> </ul>
3. Anreize außerhalb des EEG
3.1. Befreiung von der Stromsteuer
3.2. Investitionsförderung von Batterien
4. Anreize durch die Struktur der Netzentgelte
4.1. Vermiedene Netzentgelte
4.2. Reduktion der Netzentgelte
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Keine Netzentgelte bei Nicht-Nutzung des Netzes</li> <li>▪ Reduktion der Lastspitze</li> <li>▪ Individuelle Netzentgelte</li> </ul>
5. Anreize von Netzbetreibern für Systemdienstleistungen <sup>26</sup>
5.1. Regelenergiemärkte
5.2. Einspeisemanagement

Aufbauend auf der Analyse der theoretisch möglichen Geschäftsmodelle wurden Marktrecherchen zur Ermittlung der in Deutschland durchgeführten Geschäftsmodelle durchgeführt. Diese Recherchen beruhen im Wesentlichen auf Internetrecherchen sowie persönlichen Gesprächen mit einzelnen Marktteilnehmern. Tabelle 15 zeigt die Einordnung der bereits durchgeführten Geschäftsmodelle, diese werden weiter unten beschrieben.

Tabelle 15: Einordnung bereits durchgeführter Geschäftsmodelle

		A	B	C	D	E
I.	Erzeugung von EE	1)				
	Erzeugung von EE zeitlich abgeglichen	2) 3) 4) 6) 7) 8)				
II.	Lokale Versorgung	4)	4) 6) 7) 8)			
	Lokale Erzeugung zeitlich abgeglichen		4) 5) 6) 7) 8) 9)			
III.	Systemdienstleistung	10) 12)	11) 12)			

<sup>26</sup> Zu Einschränkungen bei den Geschäftsmodellen hinsichtlich Systemdienstleistungen siehe Kapitel II)1)C.c)

Auf Seiten der Energie-Produzenten sehen wir eine zunehmende Zahl an Ansätzen, die darauf abzielen, innovative Vermarktungswege unabhängig von der fixen Einspeisevergütung durch das EEG zu finden. Die **Direktvermarktung an der Börse** 2) wird bereits in Anspruch genommen und demnach werden Anreizsysteme zur zeitlichen Anpassung der Erzeugung genutzt. Erzeuger beauftragen mit der Umsetzung in der Regel Direktvermarkter, welche auch als Aggregatoren mehrerer Erzeugungsanlagen dienen.

In direktem Zusammenhang mit der Direktvermarktung bieten auch immer mehr Anlagenbetreiber, insbesondere von Biogasanlagen **Regelenergie** 10) an. Auch diese werden in der Regel von beauftragten Direktvermarktern mit weiteren Anlagen aggregiert.

Ebenfalls wird die **Direktvermarktung mit Marktprämie an Endkunden** 2) genutzt. Auch hier bündeln Aggregatoren mehrere Anlagen und vermarkten die Energie an Haushaltskunden. Eine geförderte Direktvermarktung an Endkunden ist insofern eingeschränkt anwendbar, als dass wegen des Doppelvermarktungsverbots die Herkunft der Energie nicht beworben werden darf.

Verschiedene Energieversorgungsunternehmen bieten weiterhin Grünstrom aus der **sonstigen Direktvermarktung an Endkunden** 3) an. In der Regel wird zur Begrenzung des Preises nur ein begrenzter Anteil aus der sonstigen Direktvermarktung aus EEG-Anlagen genutzt. Der Reststrom stammt dann häufig aus Wasserkraftwerken. Eine Mehrpreisbereitschaft des Endkunden wird dabei durch die Argumente „Integration EE“ und „Entlastung des EEG-Kontos“ generiert.

Es sind weiterhin Akteure bekannt, welche eine **sonstige Direktvermarktung an lokale Endkunden** 4) durchführen. In diesem Fall wird möglicherweise auch eine Befreiung von der Stromsteuer geltend gemacht. Dabei sind Grünstromprodukte bekannt, welche bis zu einem Anteil von 25 % lokal produzierte PV-Energie nutzen und als Reststromlieferung Wasserstrom, bzw. zertifizierten Grünstrom nutzen. Wesentlicher Mehrwert für Kunden, mit welchem eine Mehrpreisbereitschaft generiert werden kann, wird dabei von den Akteuren unter „regionaler Wertschöpfung“ vermutet.

Weiterhin können Modelle beobachtet werden, innerhalb welcher private Haushalte produzierte Energie aus eigenen PV- oder KWK-Anlagen im Rahmen einer **Direktversorgung an z.B. Nachbarn** vermarkten 7). Es wird dann eine Befreiung von der Stromsteuer, den Netzentgelten und anderen Umlagen und Abgaben in Anspruch genommen. In der Regel wird für die Umsetzung dieses Modells ein Dienstleister beauftragt, welcher alle resultierenden Pflichten als Energieversorger übernimmt.

Ein ähnliches Modell wird von gewerblichen Anlagenbetreibern unter dem Namen **Mieterstrommodelle** 8) durchgeführt. In diesem Fall werden Anwohner mit Elektrizität aus einer mit dem Mietshaus in Zusammenhang stehenden Anlage, wie z.B. einer PV- oder KWK-Anlage, versorgt. Es wird ebenfalls von der Befreiung von der Stromsteuer, von den Netzentgelten sowie von den mit den Netzentgelten in Zusammenhang stehenden Abgaben und Umlagen Gebrauch gemacht. Für die Durchführung eines solchen Modells schließen sich häufig ein Energieversorgungsunternehmen zur Vermarktung des Stroms, ein Wohnungsunternehmen zur Bereitstellung der Fläche sowie ein z.B. genossenschaftlicher Anlagenbetreiber zusammen.

Auch auf Seiten der Energieverbraucher haben sich bereits Geschäftsmodelle im Hinblick auf SMiGs etabliert. Ein bereits häufig umgesetztes Geschäftsmodell ist das **Lastmanagement** 9). Anreizsysteme, welche für die Schaffung eines betriebswirtschaftlichen Mehrwerts genutzt werden, sind zum einen häufig die Reduzierung der Leistungspreise und zum anderen individuelle Netzentgelte. Weiterhin wird auch durch Verbraucher **Regelenergie** angeboten 11). Auch auf Seiten der Verbraucher treten hier in der Regel Direktvermarkter als Aggregatoren mehrerer Anlagen auf. Da Haushaltskunden in der Regel nicht über eine Lastgangsmessung verfügen, sind die Reduzierung der Leistungspreise, individuelle Netzentgelte sowie Regelenergie nur für gewerbliche und industrielle Stromabnehmer zugänglich.

Hinsichtlich des von weiteren Akteuren entkoppelten Betriebs von Speichern kann aktuell als Geschäftsmodell nur **Regelenergie** beobachtet werden 12).

Neben den Geschäftsmodellen einzelner Akteure, kann weiterhin als Geschäftsmodell für Akteure, bei welchen mehrere der Rollen zusammenfallen, der **Eigenverbrauch** 5) mit einem Anreiz zum lokalen Abgleich von Erzeugung und Verbrauch beobachtet werden. Durch private Haushalte wurde dieses Konzept vor allen Dingen im Zusammenhang mit PV-Anlagen umgesetzt. Es wird dann die Reduzierung/ Befreiung von der EEG-Umlage sowie die Befreiung von der Stromsteuer, den Netzentgelten sowie an Netzentgelte gekoppelte Abgaben und Umlagen umgesetzt. Teilweise werden durch die privaten Anlagenbetreiber bzw. Verbrauch auch Speicher-Kapazitäten zur Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils unter Nutzung der Investitionsförderung der KfW-Bank installiert. Eigenverbrauchsmodelle werden ebenfalls von gewerblichen Verbrauchern durchgeführt.

## **B Anforderungen von Kreditinstituten an die Wirtschaftlichkeit**

Für die Finanzierbarkeit einer solchen Funktion als Baustein eines Smart Microgrids durch einen jeweiligen Akteur, ist zunächst der betriebswirtschaftliche Betrieb durch den Akteur zu sichern. Ob ein solcher erreicht werden kann, hängt maßgeblich von den Erlösen aus einem Betrieb, welcher zunächst nur aus einer volkswirtschaftlichen Perspektive einen Mehrwert für das Smart Microgrid verschafft, ab. Die Geschäftsmodelle, welche den einzelnen Akteuren offen stehen, um aus den Funktionen auch einen betriebswirtschaftlichen Vorteil zu generieren, ergeben sich aus zugrunde liegenden Markt- und Anreizsystemen und wurden in Arbeitspaket 3.5. untersucht. In Arbeitspaket 3.1. wurde untersucht, welche Anforderungen aus Finanzierungssicht über die grundsätzliche Wirtschaftlichkeit hinaus durch die Akteure zu erfüllen sind.<sup>27</sup>

### **B.a) Anforderungen von Fremdkapitalgebern an Erneuerbare-Energien-Projekte**

Soweit es sich um Windenergie- und Photovoltaik (PV)-Anlagen handelt, wird der Finanzbedarf in Deutschland typischerweise durch Investoren, die Eigenkapital zur Verfügung stellen, und Banken auf der Fremdkapitalseite gedeckt. InvestorInnen können sein: Energieversorgungsunternehmen (Stadt- und Gemeindewerke, Regionalversorger, große Energieversorgungsunternehmen, kleine private „neue“ Energieversorger), Industrieunternehmen, gewerbliche und landwirtschaftliche Unternehmen aus der Region, institutionelle und vermögende Privatinvestoren oder Bürgerinnen und Bürger. Das Erneuerbare-Energien-System in Deutschland ist damit durch eine große Akteursvielfalt gekennzeichnet. Im vorliegenden Projekt werden Bürgerbeteiligungsansätze in den Mittelpunkt gerückt und deshalb gesondert betrachtet.

Grundvoraussetzung für die Bankfähigkeit eines Projektes ist eine Wirtschaftlichkeit des Vorhabens; nicht-wirtschaftliche Projekte sind im Allgemeinen nicht, wenigstens nicht über „normale“ Finanzquellen, finanzierbar. Aufgrund der starken Position von Banken im deutschen Finanzsystem ist bei der Analyse der Finanzierbarkeit insbesondere die Perspektive von Kreditinstituten von Relevanz. Es wurden deshalb im Rahmen von Interviews zunächst Untersuchungen zur *bankability* von PV- und Windenergieprojekten angestellt. Üblicherweise werden wesentliche Kennzahlen aus einem Zahlungsstrommodell abgeleitet. Dabei steht eine zentrale Kennziffer im Fokus der Analyse: der Schuldendienstdeckungsgrad (*Debt Service Coverage Ratio*, DSCR). Für die Höhe der wesentlichen Einflussgrößen auf diese Kennzahl wurden für klassische EE-Projekte die Anforderungen von Banken ermittelt. Darauf aufbauend wurden Implikationen (a) für neue Geschäftsmodelle im Sinne eines Smart Microgrids und (b) für Bürgerenergieprojekte ermittelt.

Hierbei ist zunächst festzuhalten, dass sich bei Erneuerbare-Energien-Vorhaben die Projektfinanzierung als Standard herausgebildet hat. Im Zuge der Kreditprüfung werden vonseiten der kreditgebenden Bank Risiken untersucht und anhand eines Zahlungsstrommodells Finanzkennzahlen analysiert, insbesondere der *Schuldendienstdeckungsgrad* (*Debt Service*

---

<sup>27</sup> Vgl. Holstenkamp, Degenhart & Bettinger (2015).

*Coverage Ratio*, DSCR). Der Schuldendienstdeckungsgrad ist definiert als Verhältnis des für den Schuldendienst zur Verfügung stehenden Zahlungsstromüberschusses (*Cash Flow Available for Debt Service, CFADS*) zum periodenrelevanten Schuldendienst (*Debt Service, DS*). Dabei wird ein Mindestwert vorgegeben, der in jeder Periode erreicht werden muss bzw. im Durchschnitt überschritten werden sollte. Dieser Ziel-DSCR hängt wesentlich vom Projekttyp und dem verwendeten Konfidenzniveau bei der Bestimmung der Zahlungsströme bzw. allgemein dem Umgang mit Unsicherheiten bei der Aufstellung des Zahlungsstrommodells ab. Übliche Vorgaben im Bereich der Windenergie an Land liegen bei einem durchschnittlichen DSCR von 1,15-1,3 für ein Konfidenzniveau von 0,9, bei PV-Projekten tendenziell etwa niedriger.

#### B.b) Besonderheiten bei der Finanzierung neuer Vermarktungsformen von Erneuerbaren-Energien-Projekten

Spaltet man die DSCR-Formel im Zähler in einzelne Komponenten auf, so wird deutlich, dass die niedrigen DSCR-Vorgaben bei Erneuerbare-Energien-Projekten, insbesondere Windenergie und PV, im Wesentlichen mit den garantierten Einspeisevergütungen und dem Einspeisevorrang zusammenhängen. Wechsel beim Vermarktungsmodell, um auch organisatorisch Erzeugung und Verbrauch näher zusammenzubringen, erhöhen die Unsicherheiten der *cash flows* durch die dann auftretenden Absatzunsicherheiten. Dies führt entweder zu höheren Anforderungen an den DSCR und/oder zusätzlichen Sicherheitenanforderungen und/oder höheren Eigenkapitalquoten bzw. geringeren Darlehenssummen. Gleiches trifft auf risikoreichere Projekte, etwa Speichervorhaben, zu. Diese dürften im Regelfall nicht mittels Non-Recourse-Projektfinanzierungen, wie sie für Windenergie an Land und PV-Projekte üblich sind, finanzierbar sein. Investoren bzw. Projektentwickler müssen damit entsprechende Sicherheiten bzw. Bonitäten bieten, um solche Projekte umsetzen zu können. Dies schließt kleine und neue Akteure – wenigstens alleine – aus. Diese müssen sich alternative Finanzierungsformen erschließen bzw. auf Eigenkapital zurückgreifen, wollen sie derartige Projekte umsetzen.

#### B.c) Besonderheiten bei Bürgerenergieprojekten

Mit Blick auf Bürgerenergieprojekte ist insbesondere auf den Umstand hinzuweisen, dass Banken eine genaue Prüfung der Projektbeteiligten vornehmen. Hier spielen die Erfahrungen in der Vergangenheit (*track record*) eine besondere Rolle. Höheren Transaktionskosten und subjektiven Risikowahrnehmungen aufseiten der Banken wird durch Anpassungen im Zahlungsstrommodell begegnet. Daraus können sich zum einen höhere Eigenkapitalanforderungen, konservativere Rechnungen im Zahlungsstrommodell sowie höhere Anforderungen an die Sicherheiten bzw. die Absicherung einzelner Risiken durch Dritte ergeben. Insgesamt ergeben sich etwas höhere Fremdfinanzierungskosten als bei erfahrenen bzw. finanzstarken Akteuren. Mögliche Reaktionen seitens Bürgerenergiegesellschaften ist die Professionalisierung bzw. der Einkauf von professionellen Dienstleistungen. Da hierbei Skaleneffekte eine Rolle spielen, zeigen sich als Reaktion auch der Aufbau von Dach- und Unterstützungsstrukturen, aber auch Fusions- und Wachstumsstrategien.

### **C Untersuchung der Wirtschaftlichkeit technischer Lösungen**

#### C.a) Modellbildung gemeinsam mit TP 2 und 4

Aufbauend auf den Erkenntnissen zu den Anforderungen an die Wirtschaftlichkeit aus der Finanzierbarkeit, wurde daher zunächst die Integration des Schuldendienstdeckungsgrads als Kenngröße in die Zahlungsstromermittlung des Teilprojekts 4 initiiert. Die Zahlungsstromermittlung wurde dabei in eine interdisziplinäre Modellierung gemeinsam mit Teilprojekt 2 integriert.

Die Notwendigkeit einer gemeinsamen Modellierung ergibt sich aus der grundlegenden Überlegung, dass ein Smart Microgrids aus verschiedenen Akteuren besteht (siehe oben), welche unabhängig von dem räumlich begrenzten Microgrid handeln können. Demnach sind die möglichen Tätigkeiten der einzelnen Akteure sowohl auf die technischen Wirkungen (TP2) hinsicht-

lich der Ziele eines Smart Microgrids als auch auf die Wirtschaftlichkeit (TP3/ TP4) zu untersuchen. In der Zusammenarbeit mit TP2 und TP4 zeichnete sich jedoch ab, dass eine vertiefte rechtlich-ökonomische Betrachtung der Erlösseite notwendig ist. Diese ist auch Grundlage für die im Rahmen des Arbeitspaket 3.5. erarbeiteten Geschäftsmodelle (siehe Kapitel A.c) dieses Berichts). Ausschlaggebend für die gemeinsame Modellierung ist, dass die Erlösseite nicht lediglich als Parameter für die Modellierung gesehen werden kann, sondern maßgeblich die Strukturierung der Modellierung beeinflusst. TP3 hat die Analyse der rechtlichen Anreizsysteme, der Geschäftsmodelle sowie des resultierenden Betriebsverhaltens übernommen. Hierzu konnte an Ergebnisse aus anderen Projekten, u. a. in Zusammenarbeit mit der Professur für Öffentliches Recht, insbes. Energie- und Umweltrecht, zurückgegriffen werden, die für das Projekt SMiG adaptiert wurden. TP3 hat sich damit inhaltlich und methodisch an der Modellbildung in den TP2-4 beteiligt. Es wurde in enger, interdisziplinärer Abstimmung eine gemeinsame, zweistufige Modellierungs-Methodik zur Ermittlung und Bewertung des Beitrags der einzelnen Akteure im SMiG entwickelt. Diese wurde auf einer internationalen Konferenz<sup>28</sup> vorgestellt, eine Beschreibung liegt auch als Projektbericht<sup>29</sup> vor.

Die entwickelte Methodik besteht aus zwei konsekutiven Schritten: Im ersten Schritt werden im Rahmen einer technischen Betrachtung des Gesamtsystems die Fahrpläne der steuerbaren Erzeuger und Verbraucher im System so ermittelt, dass die technischen Zielstellungen erreicht werden. Als Zielstellungen können beispielsweise die Verringerung von Netzausbaumaßnahmen, Energiebereitstellung zu Hochlastzeiten oder die Bereitstellung von Regelleistung als Zeitreihe der Austauschleistung zwischen dem betrachteten Energiesystem und dem vorgelagerten Netz formuliert werden. Das Ziel der Verringerung von Netzausbaumaßnahmen kann beispielsweise durch einen festgelegten Maximalwert der Austauschleistung ausgedrückt werden. Gleichermaßen kann das Ziel der Energiebereitstellung zu Hochlastzeiten in der Zeitreihe der Austauschleistung formuliert werden (siehe hierzu TP 2).

In einem zweiten Schritt werden die betriebswirtschaftlich getriebenen Entscheidungen der beteiligten Akteure separat untersucht. Dabei werden die vorhandenen Anreize zur Flexibilisierung des Anlagenbetriebs, beispielsweise durch die Verwendung eines Speichers oder durch die Installation eines im Vergleich zum Fermenter überdimensionierten BHKW für einen flexiblen Betrieb, genutzt und entsprechende Betriebsstrategien ermittelt. Aufbauend auf der Analyse des Regulierungs- und Anreizsystem, welches ebenfalls die Grundlage der Ermittlung der Geschäftsmodelle von Unternehmen und privaten Haushalten in Arbeitspaket 3.5. (siehe Kapitel II)1)A.c) dieses Berichts) bildet, werden die aus einer betriebswirtschaftlichen Optimierung resultierenden Betriebsstrategien ermittelt. Ergebnis dieser akteursbasierten Betrachtung sind die installierte Speicherkapazität und die zugehörigen Fahrpläne der steuerbaren Anlagen, wie beispielsweise verschiebbare Lasten. Durch die Summation der installierten Speicherkapazitäten und Anlagenfahrpläne der einzelnen Akteure ergibt sich die betriebswirtschaftlich motivierte Austauschleistung. Diese wird mit der angestrebten Austauschleistung des Gesamtsystems aus der technischen Betrachtung verglichen. Abbildung 2 gibt einen schematischen Überblick über die durchgeführten Betrachtungen und die resultierenden Aussagen.

---

<sup>28</sup> Vgl. Spielmann, Bettinger, Skau., Beck & Fuchs (2015a).

<sup>29</sup> Vgl. Spielmann, Bettinger, Skau, Beck & Fuchs (2015b).

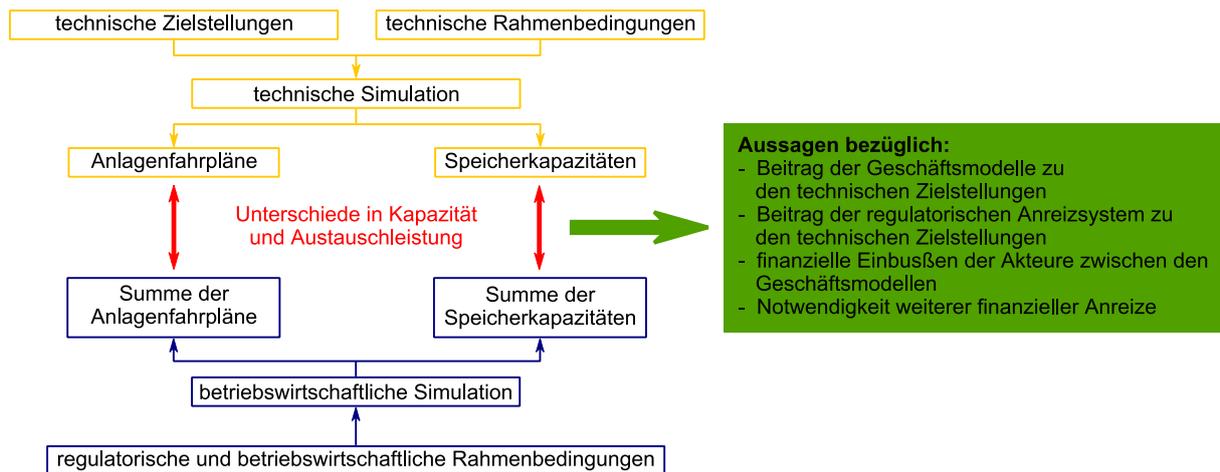


Abbildung 2: Schematische Darstellung des Simulationsablaufs und der resultierenden Aussagen.

Mit dieser Methodik können folgende Aussagen für verschiedene technische Ziele und Geschäftsmodelle getätigt werden:

- Die Ermittlung der jährlichen Erlöse und jährlichen Kosten für das untersuchte Geschäftsmodell im Rahmen der betrachteten Anlagenkonfiguration und im Rahmen des betrachteten Akteurs. Aus den jährlichen Erlösen und Kosten können Aussagen über die Betriebswirtschaftlichkeit getätigt sowie der Schuldendienstdeckungsgrad ermittelt werden, welcher eine Aussage zur Finanzierbarkeit zulässt,
- Es können die technischen Folgen für ein Smart Microgrid hinsichtlich der Austauschleistung, Netzbelastung und anderer gesamtwirtschaftlicher Ziele ermittelt werden,
- Diese Folgen können ins Verhältnis gesetzt werden zu einem fiktiven übergeordneten Betrieb derselben Anlagenkonfiguration, welche im Hinblick auf gesamtwirtschaftliche Ziele betrieben wird,
- Da die Geschäftsmodelle wesentlich vom regulatorischen Rahmen abhängen (siehe hierzu Arbeitspaket 3.5.), können Aussagen darüber abgeleitet werden, inwieweit verschiedene rechtlich verankerte Anreizmechanismen zu den Zielen von Smart Microgrids beitragen und
- Durch den Vergleich der Kosten und Erlöse aus einem auf gesamtwirtschaftliche Ziele hin optimierten Betrieb und denen aus einem betriebswirtschaftlich optimierten Betrieb, werden die finanziellen Einbußen der Akteure durch das Verhalten im Sinne der technischen Zielstellungen eines Smart Microgrids ermittelt. Dies ermöglicht die Abschätzung notwendiger finanzieller Anreize, um die Anlagenbetreiber zu einer technisch zu-träglichen Betriebsweise zu motivieren.

#### C.b) Ermittlung der Wirtschaftlichkeit und Finanzierbarkeit einzelner Geschäftsmodelle und einzelner Anlagenkonfigurationen

Es war notwendig die Modelle individuell auf die zugrundeliegenden Erlösmodelle der verschiedenen betrachteten Akteure, welche sich wesentlich auf die technische Betriebsführung auswirken, aufzubauen. Es war damit nicht möglich, ein übergreifendes generisches Modell zu erstellen. Für die grundlegenden Aussagen, welche innerhalb von Arbeitspaket 3.1 getroffen werden sollen, wurden deshalb einzelne repräsentative und relevante Geschäftsmodelle und Akteure herausgegriffen, für welche die Modellierung nach der oben beschriebenen Methodik angewendet wurde. In Arbeitspaket 3.7 wurden die Modelle für die Praxisfälle angepasst.

Aufbauend auf der Marktrecherche in Arbeitspaket 3.5 wurden die in Tabelle 12 dargestellten Fälle für die beispielhafte Modellierung und Simulation in Arbeitspaket 3.1 herausgegriffen. Die Simulationsergebnisse wurden jeweils veröffentlicht. Daneben wurden für die Modellgemeinden Neustrelitz und Wolfshagen konkrete Geschäftsmodelle der einzelnen Akteure betrachtet.

Tabelle 16: In Arbeitspaket 3.1. untersuchte repräsentative und relevante Einzelfälle

	Akteur	Anlagen- konfiguration	Geschäftsmodell	Technische Auswirkung auf
30	Stadtwerke	P2H Wärmespeicher	Sekundärregelenergie Primärregelenergie Regionaler Überschussmarkt	Volllaststunden P2H-Anlage <sup>1</sup>
31	Landwirtschaft	PV-Anlage Batterie Lastmanagement	Eigenverbrauch	-
32	Landwirtschaft	Biogasanlage Lastmanagement	Feste Einspeisevergütung Eigenverbrauch Selbstversorgung	Jährliche Lastspitze
33	Landwirtschaft	PV-Anlage Batterie Lastmanagement	Eigenverbrauch	Jährliche Lastspitze
34	Private Haushalte	PV-Anlagen Speicher	Eigenverbrauch Spitzenlastkappung	Jährliche Lastspitze
35, 36	Landwirtschaft	Biogasanlage	Eigenverbrauch Geförderte Direktvermarktung	Jährliche Lastspitze
37, 38	Stadtwerke	Windenergieanlage PV-Anlage Speicher	Direktversorgung	Jährliche Lastspitze Entlastung zu Hochlastzeiten
39	Bürgerenergiegruppe	PV-Anlagen	Sonstige Direktvermarktung Geförderte Direktvermarktung	Jährliche Lastspitze

<sup>1</sup> P2H-Anlage: Power-to-Heat-Anlage

### Eigenverbrauchsmodelle

Eigenverbrauchsmodelle wurden innerhalb verschiedener Anlagenkonfigurationen und für verschiedene Akteure als Betreiber untersucht. Hierzu gehört die Untersuchung eines (a) Landwirtschaftsbetriebs mit einer PV-Aufdach-Anlage, einer Batterie sowie möglichem Lastmanagement, (b) ein Landwirtschaftsbetrieb mit einer Biogasanlage und Lastmanagement und (c) private Haushalte mit PV-Anlagen und Speichern.

Hierbei ist zunächst festzuhalten, dass Eigenverbrauchsmodelle mit Abstand die höchsten Mehrerlöse gegenüber einem herkömmlichen Betrieb einer EE-Anlage mit unangepasster Einspeisung liefern. Untersucht wurde aber insbesondere auch, ob diese Mehrerlöse die Installation zusätzlicher Technologien wie Speicher und Lastmanagement rechtfertigen. Dabei ist festzustellen, dass sich weder bei landwirtschaftlichen Betrieben noch bei privaten Haushalten

<sup>30</sup> Vgl. hierzu Bettinger, Spielmann & Beck (2015a).

<sup>31</sup> Vgl. hierzu Skau, Fuchs, Bettinger, Spielmann & Beck (2015).

<sup>32</sup> Vgl. hierzu Skau, Bettinger, Spielmann, Fuchs & Beck (2015a).

<sup>33</sup> Vgl. hierzu Skau, Bettinger, Spielmann, Fuchs & Beck (2015b).

<sup>34</sup> Vgl. hierzu Spielmann, Bettinger, Skau, Beck & Fuchs (2015c).

<sup>35</sup> Vgl. Spielmann, Bettinger, Skau., Beck & Fuchs (2015a).

<sup>36</sup> Vgl. Spielmann, Bettinger, Skau, Beck & Fuchs (2015b).

<sup>37</sup> Vgl. hierzu Bettinger, Spielmann & Beck (2015b).

<sup>38</sup> Vgl. hierzu Bettinger, Spielmann & Beck (2016).

<sup>39</sup> Vgl. hierzu Bettinger, Koring & Beck (2016).

aktuell die Installation eines Speichers lohnt. Untersuchungen zu möglichen Entwicklungen<sup>40</sup> zeigen, dass sich in einem angenommenen Best-Case-Szenario bis 2025 die Installation von Speichergroßen bis zu 90 % Eigenverbrauchsanteil im landwirtschaftlichen Bereich lohnen kann. Ein solches Best-Case-Szenario geht insbesondere von wegfallenden Einspeisevergütungen für den restlichen PV-Strom, von Strompreissteigerungen für den bezogenen Strom und von einer gleichbleibenden Belastung des eigenverbrauchten Stroms mit der EEG-Umlage aus. Ein Worst-Case-Szenario bis 2025, welches insbesondere von zwar sinkenden, aber nicht wegfallenden Einspeisevergütungen für den eingespeisten PV-Strom und von einer höheren Belastung des eigenverbrauchten Stroms mit der EEG-Umlage ausgeht, verschlechtert sich die Rentabilität eines Speichers.<sup>41</sup> Bei landwirtschaftlichen Betrieben zeigt sich, dass sich eine Lastverschiebung positiv auf die betriebswirtschaftlichen Einnahmen in Eigenverbrauchsmodellen auswirkt.<sup>42,43</sup>

Für private Haushalte lässt sich ergänzen, dass, bereits ca. 25.000 Speichersysteme mit einer KfW-Förderung im Zusammenhang mit PV-Anlagen errichtet wurden,<sup>44</sup> obwohl gezeigt wurde, dass sich die Speicher im Rahmen von Eigenverbrauchsmodellen nicht rentabel betreiben lassen (auch nicht mit einer Förderung durch die KfW)<sup>34</sup>. Dies zeigt, dass für private Haushalte andere Motive als rein betriebswirtschaftliche eine Rolle spielen, z. B. eine grundsätzlich positive Bewertung von Versorgungsunabhängigkeit. Für die Modellierung von Smart Microgrids ist es daher sinnvoll, für die einzelnen Akteure weitere Entscheidungslogiken – neben den rein auf betriebswirtschaftliche Motive ausgerichteten – zu implementieren.

Die verschiedenen Untersuchungen zeigten keine zwangsläufige positive Auswirkung von Eigenverbrauchsmodellen auf den technischen Nutzen im Sinne einer Entlastung der vorgelagerten Netze. So kann es durch die Nutzung von Eigenverbrauch zu einseitigen Lastverschiebungs- bzw. Speicherstrategien kommen, in welchen sich die Bezugsspitzen sogar erhöhen, da von Seiten des Betreibers lediglich die Maximierung des Eigenverbrauchsanteils angestrebt wird. Ein typischer Effekt ist dann, dass beispielsweise die gesamte verschiebbare Last auf potentielle Sonnenstunden verschoben wird. Dadurch kann es zu hohen Netzbelastungen kommen, sofern die Solarproduktion dann ausfällt. Insofern wirkt sich die Speicherförderung durch die KfW, welche eine Spitzenlastkappung auf 70 % fordert, positiv auf das Netz aus. Eine Netzentlastung tritt aber nur dann ein, wenn das lokale Verteilnetz durch die Einspeisespitzen, nicht durch die Verbrauchsspitzen, gekennzeichnet ist.<sup>45</sup>

### Direktversorgungsmodelle

Bei Direktversorgungsmodellen handelt es sich um eine spezielle Ausformung von Eigenverbrauchsmodellen. Hierbei wird ebenfalls ein Verbraucher mit Elektrizität aus einer Anlage vor Ort, in der Regel auf demselben Gelände versorgt, jedoch handelt es sich bei dem Stromabnehmer nicht um den Anlagenbetreiber. Direktversorgungsmodelle wurden im Zusammenhang mit der Modellgemeinde Neustrelitz betrachtet. Dort planen die Stadtwerke Neustrelitz ein Direktversorgungsmodell aus Wind- und Solarenergie auf dem Gelände des Landesentrums für erneuerbare Energien Mecklenburg-Vorpommern (Leea). Ebenfalls ist die Installation eines Redox-Flow-Speichers geplant. Die Untersuchungen werden ausführlich in Kapitel II)1)G.a) dargestellt. Zusammenfassend zeigen sie, dass die untersuchten Direktversorgungsmodelle keinen wirtschaftlichen Betrieb der Windenergieanlage bzw. der PV-Anlage sichern, die Situation verschärft sich mit der Installation eines Speichers.

---

<sup>40</sup> Hierbei wurden mögliche Preisentwicklungen der PV-Systeme (aufbauend auf ISE (2015a) und BMWi (2014b)) und Speichersysteme (aufbauend auf VDMA & Roland Berger (2015)), mögliche Preisentwicklungen für den Strombezug von außen (aufbauend auf BMWi (2014c)) und die Höhe der EEG-Umlage (aufbauend auf BMWi (2014c)) sowie Best- und Worst-Case-Szenarien für die Entwicklung EEG-Vergütung und die Entwicklungen für die Belastung des Eigenverbrauchs mit der EEG-Umlage berücksichtigt.

<sup>41</sup> Vgl. hierzu Skau, Bettinger, Spielmann, Fuchs & Beck (2015a).

<sup>42</sup> Vgl. hierzu Skau, Fuchs, Bettinger, Spielmann & Beck (2015).

<sup>43</sup> Vgl. hierzu Skau, Bettinger, Spielmann, Fuchs & Beck (2015b).

<sup>44</sup> Vgl. hierzu BNetzA (2015a).

<sup>45</sup> Vgl. hierzu Spielmann, Bettinger., Skau, Beck & Fuchs (2015c)

Es ist zu berücksichtigen, dass sich die Mehrerlöse aus einem Direktlieferverhältnis sehr stark von

- a) der unternehmerischen Zugehörigkeit der Erzeugungsanlage,
- b) der unternehmerischen Zugehörigkeit der Verbrauchsanlage sowie
- c) dem Strombezugspreis bei alternativem Netzbezug

abhängig sind und sich deshalb stark variierende individuelle Preisvorteile bei der Versorgung aus einzelnen Erzeugungsanlagen und von einzelnen Verbrauchsanlage ergeben. In diesem Beispiel spielen die Mehrerlöse aus einer Versorgung der Straßenbeleuchtung z.B. eine besondere Rolle, da sich diese im Eigenbetrieb der Stadtwerke befindet und damit die EEG-Umlage nur eingeschränkt abzuführen ist. Weiterhin ist festzuhalten, dass eine Direktversorgung aus PV besonders „wertvoll“ ist<sup>46</sup>. Dies ist darin begründet, dass die PV-Produktion tagsüber stattfindet, also zu Zeiten in welchen aktuell die Börsenpreise höher sind. Analysen der Preisentwicklungen am Day-Ahead-Markt seit 2006 lassen jedoch erkennen, dass sich in der Vergangenheit die Preisunterschiede zwischen Tag und Nacht verkleinert haben.

Aus technischer Sicht ist festzuhalten, dass der Speichereinsatz für die Optimierung des Direktversorgungsverhältnisses keine Minimierung der jährlichen Höchstlast zur Folge hat. Jedoch kann eine Minimierung der Netzbelastung zu Hochlastzeiten im Netz der Stadtwerke Neustrelitz erreicht werden. Allerdings führt ein netztechnisch optimierter Betrieb der Batterie zu geringfügig schlechteren betriebswirtschaftlichen Ergebnissen (siehe dazu auch Kapitel II)1)G.a)).

#### Flexibilisierung Bioenergie

Das EEG 2014 sieht bei der Förderung von Biogasanlagen eine Unterscheidung zwischen der Bemessungs- und der installierten Leistung vor. Dabei kann vereinfachend gesagt werden, dass die Bemessungsleistung der Fermenterleistung der Biogasproduktion und die installierte Leistung der Leistung des BHKW zur Biogasverstromung entspricht. Bei einer Förderung wird lediglich 50% der Energie gefördert, welche in einer fiktiven Anlage mit einer Bemessungsleistung, die der installierten Leistung der tatsächlichen Anlage entspricht, produziert wird. Da hieraus ein genereller Anreiz zur Installation eines größeren BHKWs besteht, wurde im Projekt untersucht, ob dieser Anreiz für die Installation eines größeren BHKW ausreicht und wie ein solcher Betrieb im Sinne eines SMiG-Bausteins zur lokalen Netzentlastung beitragen kann.

Hier konnte am Beispiel einer landwirtschaftlichen Biogasanlage, welche für eine geförderte Direktvermarktung an Endkunden eingesetzt wird,<sup>47</sup> gezeigt werden, dass diese Regelung einen wesentlichen Anreiz zur größeren Dimensionierung des BHKW gibt. Ausschlaggebend ist hier, ob über mehr als 50 % der erzeugten Energie eine Förderung bezogen werden soll. Bei Eigenverbrauchsprojekten, bei entsprechend hohen Eigenverbrauchsanteilen, wie dies insbesondere bei kleinen Gülle-Anlagen der Fall sein kann, ist dieser Anreiz der höheren geförderten Energiemenge nicht gegeben. Die reine Eigenverbrauchserhöhung über die größere Dimensionierung dagegen reicht nicht aus, um die höheren Investitionskosten zu rechtfertigen; das größer dimensionierte BHKW führt dann zu schlechteren Teillastwirkungsgraden, wodurch es in der Summe zu geringeren Einnahmen mit zunehmender Überdimensionierung des BHKW kommt.

---

<sup>46</sup> Vgl. hierzu Bettinger, Spielmann & Beck (2015b)

<sup>47</sup> Vgl. Spielmann, Bettinger, Skau, Beck & Fuchs (2015a, b).

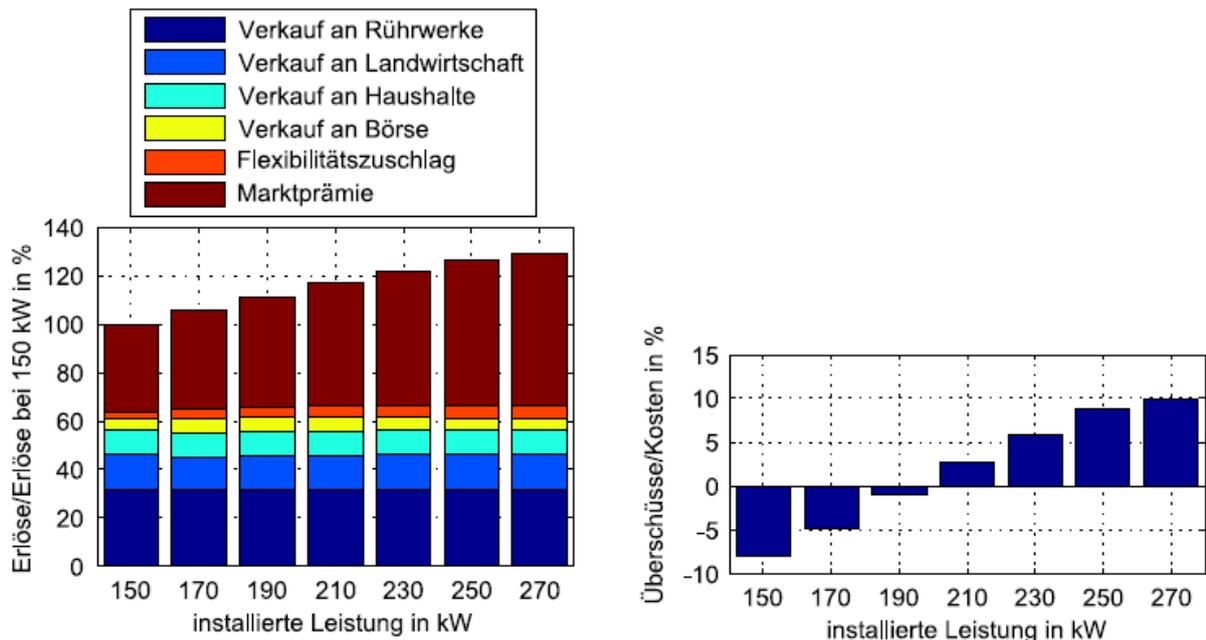


Abbildung 3: Erlöse und Erlösposten (links) sowie jährlicher Überschuss (rechts) bei einer geförderten Direktvermarktung von Strom aus Biogas bei unterschiedlichen BHKW-Größe und gleichbleibender Fermentergröße

Sofern die Förderung einer größeren Energiemenge auf Grundlage der Regelungen zur Unterscheidung von Bemessungs- und installierter Leistung genutzt wird, ist aus netztechnischer Sicht zu berücksichtigen, dass der Einsatz des überdimensionierten BHKW nur einen geringfügigen betriebswirtschaftlichen Einfluss hat. Am Beispiel des Einsatzes des BHKW für eine geförderte Direktvermarktung an Endkunden konnte gezeigt werden, dass der entscheidende betriebswirtschaftliche Hebel dann im Beziehen höherer Förderungen über die Marktprämie liegt. Wie auch in Abbildung 3 zu sehen, spielt dagegen der Einsatz des größeren BHKW z. B. für einen optimalen börsenpreisgesteuerten Bilanzkreisausgleich betriebswirtschaftlich kaum eine Rolle.<sup>48,49</sup> Im Gegensatz dazu hat der Einsatz des größeren BHKW jedoch, wie in Abbildung 4 zu sehen, einen maßgeblichen netztechnischen Einfluss. In diesem Beispiel konnte gezeigt werden, dass der Einsatz für den optimalen börsenpreisgesteuerten Bilanzkreisausgleich zu massiven zusätzlichen Netzbelastungen führt, da dann das größere BHKW zu Zeiten hoher Börsenpreise die Höchstlast in das lokale Netz einspeist. Da dies, wie oben erläutert, jedoch nur einen geringen Einfluss auf die Einnahmen hat, müssten dem Betreiber der Biogasanlage lediglich 0,31 ct./kWh zusätzlich vergütet werden, um Mindereinnahmen durch den netzoptimierten Einsatz seines BHKW auszugleichen.

<sup>48</sup> Vgl. Spielmann, Bettinger, Skau., Beck & Fuchs (2015a).

<sup>49</sup> Vgl. Spielmann, Bettinger, Skau, Beck & Fuchs (2015b).

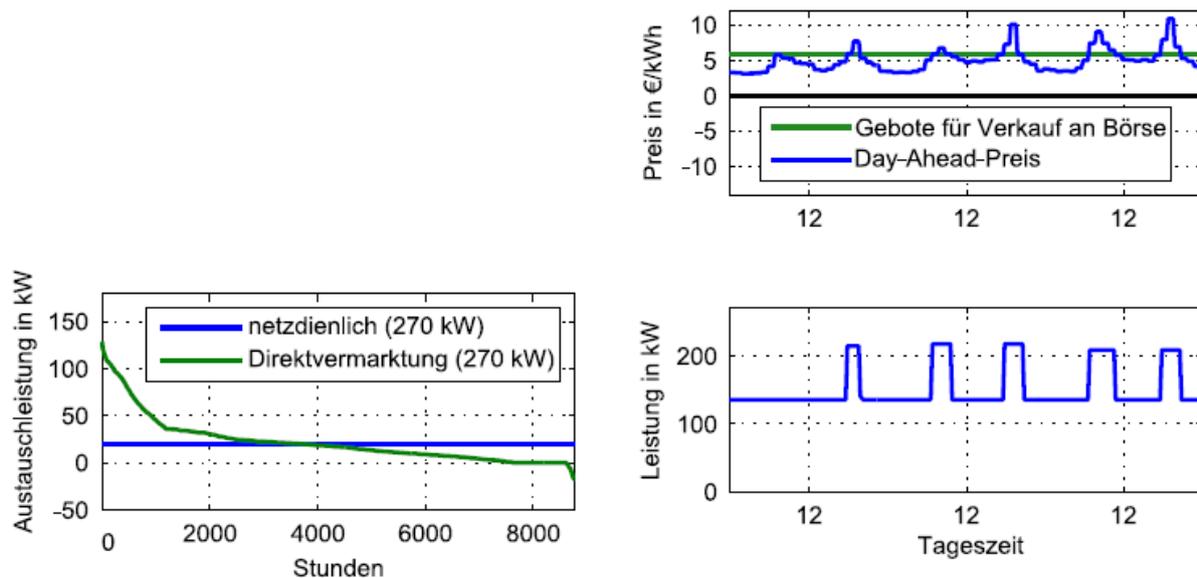


Abbildung 4: Netzbelastung durch die geförderte Direktvermarktung von Strom aus Biogas im Vergleich zu einem netzdienlichen Einsatz desselben BHKW (links) und Zustandekommen hoher Lastspitzen bei der Überschussvermarktung an der Börse (rechts)

### Endkundenvermarktung

Dieselbe Untersuchung zeigt, dass die dort untersuchte geförderte Direktvermarktung des Biogasstroms an Endkunden erst ab einer Überdimensionierung des BHKW von 140 % (siehe Abbildung 3) der Bemessungsleistung zu einem wirtschaftlichen Betrieb führt<sup>28,29</sup>. Es bedarf in diesem Beispiel also einer Förderung von mind. 70 % der produzierten Energie über die Marktpremie, um einen betriebswirtschaftlichen Betrieb zu sichern.

In einer weiteren Untersuchung, welche im Rahmen der Betrachtungen für die Modellgemeinde Wolfshagen durchgeführt wurde, konnte am Beispiel einer ungeforderten Direktvermarktung (*sonstige Direktvermarktung*) an Endkunden von PV-Anlagen gezeigt werden, dass eine ungeforderte Direktvermarktung ebenfalls unwirtschaftlich ist bzw. zu sehr hohen Endkundenpreisen führen würde.<sup>50</sup> In diesem Beispiel konnte gezeigt werden, dass sich ein netzentlastender Betrieb, z. B. durch Lastmanagement der Verbraucher, auch positiv auf die Wirtschaftlichkeit auswirkt, auch wenn diese Auswirkungen nur einen marginalen Einfluss auf den resultierenden Strompreis haben. Dies liegt maßgeblich daran, dass der Abgleich des lokalen Verbrauchs in einem Lokal-Vermarktungskonzept zugleich auch dem Bilanzkreisausgleich entgegenwirkt. Aus netztechnischen Gesichtspunkten ist zu berücksichtigen, dass sich jedoch – wie auch oben beschrieben – eine Einspeisung der überschüssigen Erzeugung negativ auf die Netzbelastung auswirkt, wenn hierfür Verschiebungspotential der Erzeugung genutzt wird.

Am Beispiel der Berechnungen in Wolfshagen konnte gezeigt werden, dass sich ein konkurrenzfähiger Strompreis im Rahmen eines lokalen Stromprodukts durch die Reduzierung des Anteils lokal produzierter Energie, durch die Vermarktung von Strom aus abgeschriebenen Anlagen oder im Rahmen der geförderten Direktvermarktung erreichen lässt. Bei einer geförderten Direktvermarktung sind jedoch die Herausforderungen in der Stromkennzeichnung zu berücksichtigen, da aufgrund des Doppelvermarktungsverbots im geltenden Rechtsrahmen die Herkunft des Stroms nicht beworben werden darf. Hierbei ist darauf hinzuweisen, dass das Bundeswirtschaftsministerium in einem Eckpunktepapier von März 2016 empfiehlt, die Stromkennzeichnung im Rahmen einer regionalen Vermarktung für geförderten Strom zuzulassen.

<sup>50</sup> Vgl. hierzu Bettinger, Koring & Beck (2016).

Dabei wird ein Umkreis von 50 km um zusammenhängende Postleitzahlengebiete als Definition für den regionalen Zusammenhang vorgeschlagen. Für die Kennzeichnung wird vorgeschlagen, eine Pflicht zur Kenntlichmachung der Förderung umzusetzen.<sup>51</sup>

### Regelenergie

Im Rahmen einer Untersuchung eines Fernwärmenetzes mit Wärmespeicher in der Hand von regionalen Stadtwerken wurden die Wirtschaftlichkeit der Installation einer zusätzlichen Power-to-Heat-Anlage sowie die Auswirkungen regulatorischer Änderungen untersucht.<sup>52</sup> Hierbei konnte gezeigt werden, dass die Installation einer Power-to-Heat-Anlage innerhalb eines städtischen Wärmenetzes mit vorhandenem Wärmespeicher für den Regelenergiemarkt in der Regel wirtschaftlich sein dürfte. Es ist jedoch festzustellen, dass die Umlagenbelastung des bezogenen Stroms im aktuell geltenden Rechtsrahmen dazu führt, dass Power-to-Heat-Anlagen vergleichsweise hohe Arbeitspreisgebote platzieren und somit dem Übertragungsnetz nur eine geringe Menge an tatsächlich abgerufener Regelenergie liefern. Eine Entlastung von Umlagen, wie sie beispielsweise von IWES, IFAM & Stiftung Umweltenergierecht (2014) diskutiert wird, würde wie in Abbildung 5 dargestellt die Volllaststundenzahl von Power-to-Heat-Anlagen im Regelenergiemarkt erhöhen.

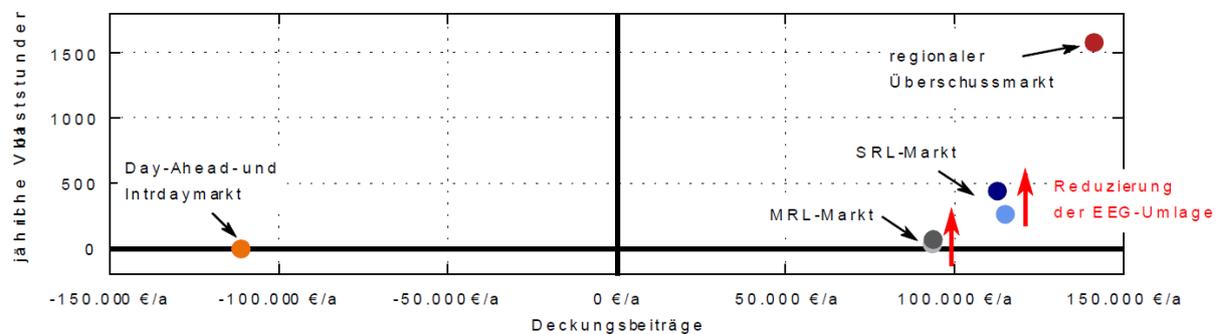


Abbildung 5: Volllaststunden sowie Deckungsbeiträge beim Einsatz der Power-to-Heat-Anlage auf verschiedenen Märkten

Ebenfalls wurde untersucht, inwieweit die Einführung eines regionalen Überschussmarktes nach IWES, IFAM & Stiftung Umweltenergierecht (2014) zu einem wirtschaftlichen Betrieb der Power-to-Heat-Anlage führen würde. In der untersuchten Region Mecklenburgische Seenplatte würde ein solcher Überschussstrommarkt bei der aktuellen Häufigkeit von Einspeisemanagement-Eingriffen nicht nur zu einem wirtschaftlichen Betrieb der Power-to-Heat-Anlage führen, sondern auch in 15 von 52 Wochen des Jahres eine Alternative zum Angebot am Minuten- oder Sekundärregelmarkt darstellen.

### C.c) Erkenntnisse zu verschiedenen regulatorischen Anreizmechanismen

Aus den Untersuchungen zu den notwendigen Funktionen, den möglichen Akteuren und Geschäftsmodellen sowie aus der Wirtschaftlichkeitsuntersuchung lassen sich zusammenfassend Erkenntnisse zu regulatorisch verankerten Anreizmechanismen im Zusammenhang mit Smart Microgrids formulieren.

Es ist zunächst festzuhalten, dass für den Begriff des Smart Microgrid im Zusammenhang des bestehenden, liberalisierten Strommarkts die beiden Anteile Smart Grid, dessen Funktionen durch den Netzbetreiber erbracht werden, und Smart Market, dessen Funktionen durch die Energieerzeuger, -händler und -verbraucher erbracht werden, zu differenzieren ist. Der Smart Market orientiert sich zunächst lediglich an der zeitlichen Flexibilisierung von Erzeugern und

<sup>51</sup> Vgl. hierzu BMWi (2016)

<sup>52</sup> Vgl. hierzu Bettinger, Spielmann, Beck (2015a)

Abnehmern im überregionalen Handel miteinander. In der Vergangenheit wurden im Zusammenhang mit der Förderung der Erzeugung von EE insbesondere Anreize für eine solche Flexibilisierung gegeben (z. B. Direktvermarktung).

Da die Kosten aus dem Netzbetrieb den Verbrauchern so zugeordnet sind, dass der Energieerzeuger bzw. -händler im Rahmen eines üblichen Liefervertrags keinen Einfluss auf die Höhe der Entgelte hat, steht die Entlastung des Netzes zunächst nicht im primären Interesse des Energieerzeugers bzw. -händlers. Sofern ein auf Netzentlastung ausgelegtes Betriebsverhalten die Einnahmen auf Seiten der Energiemengenvermarktung schmälert, lohnt sich ein solcher Betrieb für den Betreiber nur, wenn entsprechende ausgleichende Vergütungsmechanismen auf der Netzseite ansetzen.

Für Energieerzeuger lässt sich zusammenfassend sagen, dass dann ein Anreiz zum lokalen Abgleich bestehen kann, wenn (a) Bilanzkreise aus lokalen Akteuren bestehen, (b) zusätzliche Vergütungen seitens des Netzbetreibers aufgrund einer Netzentlastung gegeben werden oder (c) der Energieerzeuger bzw. -händler mit dem Verbraucher verknüpft ist (z. B. innerhalb von Eigen- oder Direktverbrauch). Dabei ist für (a) und (c) zu ergänzen, dass dies zwangsläufig nur für solche Fälle gegeben ist, bei welchen die gesamte lokal produzierte Energie von lokalen Kunden verbraucht wird. Sobald überschüssige Energie nach außen vermarktet wird, konnte in den hier untersuchten Beispielen gezeigt werden, dass keine Netzentlastung stattfindet. In einzelnen Fällen kann es durch eine einseitige Speicherladestrategie sogar zu zusätzlichen Netzbelastungen kommen. Anhand des Beispiels der Vermarktung der Überschüsse an der Börse konnte hier exemplarisch gezeigt werden, wie sich Anreizsysteme zur Marktintegration (Smart Market) und Anreizmechanismen zur Systemintegration (Smart Grid) entgegenstehen können. Dabei ist ausschlaggebend, dass dem Netzbetreiber die Vergütung von netzdienlichem Verhalten im Rahmen der Regulierung der Netzentgelte nur innerhalb definierter Produkte erlaubt ist. Diese Produkte sind gegenüber Elektrizitätserzeugern:<sup>53</sup>

- Regelenergie,
- Redispatch und
- Schwarzstartfähigkeit.

Dabei wird Redispatch jedoch nicht weiter für Smart Microgrids betrachtet, da Redispatch nur von Anlagen > 50 MW erbracht wird. Bezüglich der Schwarzstartfähigkeit ist hinzuzufügen, dass im TransmissionCode grundsätzlich geregelt ist, dass bilaterale Verträge zwischen Übertragungsnetzbetreiber und Anlagenbetreiber geschlossen werden können. Diese Möglichkeit beschränkt sich nicht auf Höchstspannungsebene und kann bei Bedarf durch den Übertragungsnetzbetreiber als Netzanschlussvoraussetzung festgelegt werden. Aus diesem Grund ist über die mögliche Vergütung aus einer Schwarzstartfähigkeit wenig bekannt.

Auf Seiten der Stromverbraucher sind solche definierten Produkte, im Rahmen welcher der Netzbetreiber Verbraucher für netzdienliches Verhalten vergüten kann:<sup>54</sup>

- Abschaltbare Lasten,
- reduzierte Leistungspreise der Netzentgelte und
- individuelle Netzentgelte.

Dabei können Vereinbarungen im Rahmen der Abschaltbare-Lasten-Verordnung nur Verbrauchsanlagen auf Hochspannungsebene mit Netzbetreibern schließen. Insofern werden abschaltbare Lasten ebenfalls nicht für Smart Microgrids weiter betrachtet. In jedem Fall ist festzuhalten, dass Anreize zum netzentlastenden Verhalten ausschließlich bei lastgangsgemes-

---

<sup>53</sup> Daneben stehen Netzmaßnahmen durch den Netzbetreiber, welche nicht vergütet werden bzw. als Netzanschlussvoraussetzung für die Erzeugungsanlagen vorliegen. Diese sind Blindleistungsbereitstellung, Bereitstellung von Kurzschlussleistung sowie die Momentanreserve. Da aus diesen Dienstleistungen keine Vergütungen generiert werden, werden diese nicht in diesem Sinne als Geschäftsmodell betrachtet. Jedoch können sie als feste Rahmenbedingungen einen „Anreiz“ für netzentlastendes Verhalten geben.

<sup>54</sup> Daneben steht als Netzmaßnahme durch den Netzbetreiber in Krisensituationen der Lastabwurf, der hier, da dieser nicht vergütet wird nicht als Geschäftsmodell betrachtet wird.

senen Kunden vorliegen können; insofern ist der größte Teil der Haushalte hiervon ausgeschlossen. Die Aggregation mehrerer Netzanschlüsse auf Haushaltsebene ist nur durch Netzbetreiber vorgesehen, nicht jedoch durch z. B. Betreiber von Erzeugungs- und Speicheranlagen im Rahmen einer Direktversorgung. Solche Betreiber können demnach nicht davon profitieren, sofern die Erzeugung vor Ort auf den Verbrauch abgestimmt wird.<sup>55</sup>

Dabei ist zu ergänzen, dass die Netzentgeltssystematik immer wieder in der Kritik steht. Die Kosten aus dem Netzbetrieb werden nicht entsprechend der tatsächlichen Netzbelastungen durch die verschiedenen Nutzer übertragen. Mögliche Verbesserungsvorschläge<sup>56</sup> reichen von einer Erhöhung des Leistungspreisanteils über die Beteiligung der Erzeuger an den Netzentgelten, Bündelung privater Anschlüsse über Versorger, Sondernetzentgelte, dynamische Entgelte bis hin zu zusätzlichen regionalen Märkten in netzkritischen Situationen.

#### Erhöhung des Leistungspreisanteils

Eine solche Erhöhung des Leistungspreisanteils hätte zur Folge, dass alle Geschäftsmodelle, welche auf die Reduzierung/ das Wegfallen von Arbeitspreisen der Netzentgelte abzielen (z.B. Eigenverbrauch, Direktversorgung), nur noch über geringere Anreize verfügen. Im Rahmen der technisch-ökonomischen Simulationen wurde gezeigt, dass keines der betrachteten Geschäftsmodelle bei einer ökonomisch optimierten Betriebsweise zu einer Reduzierung der jährlichen Lastspitze führt. Obwohl also die jährliche übertragene Energiemenge zurückgeht, führen solche Geschäftsmodelle nicht zu einer möglichen Minimierung der Übertragungskapazität. Insofern erscheint eine solche Maßnahme unter dem Gesichtspunkt von möglichst entsprechend der Belastungen verteilten Kosten als gerechtfertigt.

#### Beteiligung der Erzeuger an den Netzentgelten

Die Beteiligung der Erzeuger an den Netzentgelten kann Anreize zur Verlagerung der Produktion auf die lokale Abnahme erzeugen. Dies würde insbesondere die folgenden beiden Lücken schließen:

Zunächst müsste durch eine solche Regelung keine direkte Handelsbeziehung zwischen Erzeuger und Verbraucher zu Stande kommen, um den regionalen physikalischen Verlauf auch im Rahmen der Kosten abzubilden. So muss heute beispielsweise bei einer gewerblichen Direktversorgung die Erzeugungseinheit direkt im Zusammenhang mit der Verbrauchseinheit stehen, um von etwaigen Reduzierungen der Netzentgelte, welche aktuell ausschließlich beim Verbraucher auflaufen, zu profitieren. Aus einer netztechnischen Sicht wäre es dagegen unerheblich, wie die Handelsbeziehung verläuft, ausschlaggebend ist ausschließlich die zeitliche Gestaltung der Produktion.

Des Weiteren könnten Erzeuger mit einer solchen Regelung ebenfalls von einer zeitlichen Ausrichtung der Produktion an Haushaltskunden profitieren. Wie oben beschrieben können Betreiber in solchen Direktversorgungsverhältnissen derzeit nicht von einer zeitlichen Ausrichtung auf den privaten Haushaltskunden profitieren.

#### Möglichkeit zur Bündelung privater Netzanschlüsse durch Dienstleister

Ein solcher Anreiz im Rahmen eines Direktversorgungsverhältnisses mit privaten Haushaltskunden könnte auch gewährleistet werden, wenn die Bündelung von privaten Hausanschlüssen durch einen solchen Versorger mit der Möglichkeit der Reduzierung der Netzentgelte für den Anschluss-Pool gegeben würde<sup>57</sup>.

#### Sondernetzentgelte

Unter Sondernetzentgelten werden spezifische, reduzierte Entgelte verstanden, welche Netzbetreiber gegenüber Nutzern anbieten, welche dem Netzbetreiber einen direkten Zugriff auf

---

<sup>55</sup> Vgl. hierzu Bettinger & Holstenkamp (2015b).

<sup>56</sup> Einen Überblick geben z. B. BDEW (2015a) oder RAP (2014).

<sup>57</sup> Einen solchen Vorschlag äußerten Marktakteure aus dem Bereich Mieterstrommodelle im Rahmen des SMiG-Workshops beim Energieforum 2015 (siehe dazu Bettinger & Holstenkamp 2015c)

ihre Verbrauchsanlage geben. Ein solcher Vergütungsmechanismus ist im Rahmen von Abschaltbaren Lasten umgesetzt. Jedoch beschränkt sich die Möglichkeit in diesem Rahmen auf Anlagen auf Höchstspannungsebene. Eine vergleichbare Umsetzung wäre jedoch auch auf niedrigerer Ebene denkbar und könnte insbesondere einen Vergütungsmechanismus für Netzdienlichkeit außerhalb einer notwendigen Lastgangsmessung umsetzen.

### Dynamische Netzentgelte

Unter dynamischen Netzentgelten sind Netzentgelte zu verstehen, welche zeitlich variabel sind und entweder auf den aktuellen Börsenpreis oder die aktuelle Netzsituation angepasst sind. Eine auf Börsenpreise angepasste Dynamik der Netzentgelte auf Verbraucherseite entspricht dabei der Anreizlogik der Börsenpreise selbst. Es wird demnach ein Anreiz für den überregionalen Ausgleich von Energieerzeugung und -verbrauch gegeben. Auf Seiten des Erzeugers konnten wir zeigen, wie eine solche Anreizlogik in Konkurrenz zu einem örtlichen Ausgleich der Energie steht. Sofern kein ausreichender, ausgleichender Anreiz für den lokalen Abgleich besteht, werden Überkapazitäten dann genutzt, um in Zeiten hoher Börsenpreise zu produzieren und damit das lokale Netz zusätzlich zu belasten.

Ein Anreiz zum lokalen Ausgleich dagegen würden dynamische Netzentgelte schaffen, welche sich nach dem aktuellen Netzzustand richten. Es wird jedoch befürchtet, dass solche Netzentgelte zu intransparent wären und damit nicht zum gewünschten Effekt führen würden<sup>58</sup>.

### Regionale Märkte in netzkritischen Situationen

VDE (2014) schlägt zusätzliche regionale Märkte in netzkritischen Situationen vor. Hierzu sollen im Rahmen eines Ampelmodells, die bisherigen Situationen des überregionalen, freien Handels (grüne Phase bei unkritischer Netzsituation) sowie des außermärklichen Eingreifen des Netzbetreibers (rote Phase: Netzsituation kurz vor dem Zusammenbruch) eine weitere Situation (orange Phase) hinzugefügt werden, welche sich durch kritische Netzsituation charakterisiert, welche jedoch nicht kurz vor einem Zusammenbruch steht. Innerhalb einer solchen orangenen Ampelphase soll es dann ermöglicht werden, auf einem regionalen Markt zu handeln, sodass der Energiemengenhandel das lokale Netz stützen kann. Mögliche Produkte auf einem solchen regionalen Markt wurden von VDE (2014) nicht konkretisiert. Im Rahmen des Projektes wurde ein ähnlicher Vorschlag für den regionalen Energiemengenhandel, beschränkt auf die Energiemengen des Einspeisemanagements, betrachtet<sup>59</sup>. Im Rahmen dieser Untersuchung konnte für das Beispiel einer Power-to-Heat-Anlage gezeigt werden, dass ein solcher regionaler Überschussmarkt für den einzelnen Betreiber gegenüber den überregionalen Märkten durchaus Relevanz einnehmen könnte.

Abbildung 6 zeigt eine schematische Zusammenfassung der untersuchten Einzelfälle hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit sowie hinsichtlich ihrer Netzdienlichkeit (technisch).

	Technisch	Wirtschaftlich
Batterien für Eigenverbrauch	→	↓
Lastmanagement für Eigenverbrauch	→	↑
Vor-Ort-Versorgungsmodelle	↑	→
Lokale Stromvermarktung	→	→
Flexibilisierung Biogasanlagen	→	↑
Power-to-Heat Wärmenetze	→	↑
Systemdienstleistungen	→	→

Abbildung 6: Zusammenfassung der Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung einzelner Anlagenkonfigurationen im Rahmen einzelner Geschäftsmodelle

<sup>58</sup> Vgl. hierzu BDEW (2015a)

<sup>59</sup> Vgl. hierzu Bettinger, Spielmann & Beck (2015a)

## **D Analyse von Bürgerbeteiligungsansätzen zur Finanzierung von SMiG-Bausteinen**

Da in der Umsetzung von Smart Microgrids sowohl die Akteure des Smart Grid – also Netzbetreiber – als auch die Akteure des Smart Market – also Erzeuger, Händler und Verbraucher – unterschieden werden müssen, wurde im Rahmen der Untersuchung von Bürgerbeteiligungsansätzen sowohl die Bürgerbeteiligung an Netzen (siehe Kapitel D.b) als auch die Durchführung von marktseitigen Geschäftsmodellen durch Bürgerbeteiligungsgesellschaften berücksichtigt (siehe Kapitel 0). Zunächst werden gemeinsame Grundlagen der Bürgerbeteiligung anhand der Beteiligung an Erneuerbaren-Energien-Projekten erläutert.

### **D.a) Finanzierung von erneuerbaren Energien durch Bürgerenergie**

Grundlegende Formen einer finanziellen Bürgerbeteiligung umfassen alle denkbaren Kapitalformen von Eigenkapital, über Mezzaninkapital bis hin zu Fremdkapital. Beteiligungen im Rahmen von Eigenkapitaleinbindung umfassen die Einlagenfinanzierung privater Haushalte in Unternehmensformen wie der eingetragenen Genossenschaft, einer Gesellschaft mit beschränkter Haftung oder einer Gesellschaft bürgerlichen Rechts. Die Kapitalgeber sind dann stimmberechtigt und maßgeblich an der Ausrichtung und Ausführung der Aufgaben beteiligt. Die Gründung einer Bürgerenergiegesellschaft wird durch eine Bürgergruppe selbst initiiert. Je nach benötigtem Eigenkapitalanteil, wird das Eigenkapital komplett über das Stammkapital der Genossen/ Beteiligten eingebracht bzw. bei hohen benötigten Eigenkapitalquoten weitere Eigenkapitalgeber, z.B. im Rahmen von Risikokapital, eingebunden. Bei Projektfinanzierungen von Bürgerbeteiligungsprojekten im Bereich der Anlagenerrichtung von EE haben Untersuchungen der Leuphana Universität ergeben, dass die Eigenkapitalquote sowohl von der jeweiligen Rechtsform als auch von der Art der EE-Anlagen abhängen. So war in 2012 die Eigenkapitalquote bei der Rechtsform „eingetragene Genossenschaft“ am höchsten (ca. 49 %), gefolgt von der Rechtsform der „GmbH & Co. KG“ (ca. 40 %) und am niedrigsten bei der Rechtsform der GmbH (ca. 18 %). Bezüglich des Investitionsgegenstandes lag der Eigenkapitalanteil bei Photovoltaikanlagen mit ca. 49 % am höchsten, gefolgt von Windenergieanlagen (ca. 42 %) und Bioenergieanlagen (ca. 29 %).

Erfahrungen mit Bürgerbeteiligungen im Rahmen von Mezzaninkapital liegen in Deutschland für Genussrechte und Nachrangdarlehen vor, bekannt geworden sind sie insbesondere durch die früheren Unternehmen „Prokon Regenerative Energien GmbH“ und „juwi renewable IPP“ vor. Mezzaninkapital zeichnet sich durch eine flexibel ausgestaltbare Position zwischen Eigen- und Fremdkapital aus. Die konkreten Formen des Mitspracherechts und der Übernahme von Risiken ist insofern abhängig von der individuellen Ausgestaltungsform. Initiativ tätig wird in der Regel ein bestehendes privatwirtschaftliches oder kommunales Unternehmen, das das Mezzaninkapital in die bestehende Finanzierungsstruktur aufnimmt. So hatte beispielsweise Prokon bis 2011 knapp 80% des Kapitals über Genussrechte eingeworben.

Komplett ausgeschlossen sind Stimmrechte in der Regel bei einer finanziellen Beteiligung am Fremdkapital. Dagegen sind die Risiken einer solchen Anlage für den Kapitalgeber auch stark reduziert. Solche Fremdkapitalbeteiligungen werden in Anleihen von den bestehenden Firmen ausgegeben, welche insofern initiativ tätig werden. Daneben existieren sogenannte Sparbriefe, welche sich häufig namentlich an dem Einsatzzweck orientieren (z. B. „Klimasparbrief“). Die Auflage eines zugeordneten Sparbriefs übernimmt in der Regel die kreditgebende Bank. Damit verpflichtet sich die Bank selbst gegenüber den Sparern, eine direkte Verbindung zum investierenden Unternehmen besteht nicht. Charakteristisch dabei ist die „symbolische Beteiligung“ auch dahingehend, dass Sparbriefe in der Regel einen vergleichsweise geringen Anteil am Gesamtkapital ausmachen.

Damit lässt sich der Partizipationsgrad der beteiligten Bürger in eine direkte Verbindung zum Risiko des Kapitaleinsatzes bringen, wie in Abbildung 7 dargestellt.

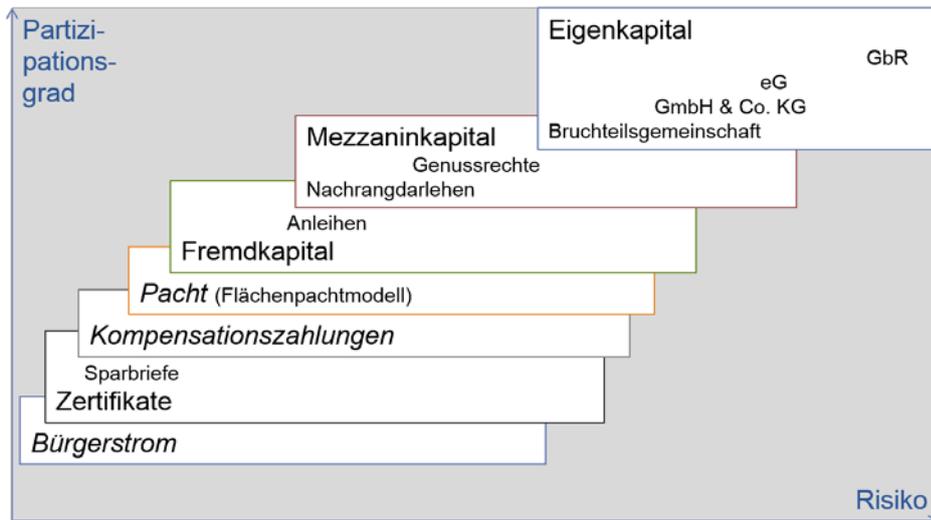


Abbildung 7: Unterschiedliche Beteiligungsformen als Formen unterschiedlichen Partizipationsgrads und Risikos

Holstenkamp & Degenhart (2013) schlagen darüber hinaus eine Differenzierung in „echter“ Bürgerbeteiligung mit „Bürgerbeteiligung im weiten Sinne“ vor. Eine solche Definition beinhaltet die Kriterien „territorial definierte Gruppe“, „adäquate Repräsentation/ Offenheit“, „gewisse Gemeinwohlorientierung“, „Mitbestimmungs- und Kontrollrechte“ und „Mehrheitsbeteiligung“. Besondere Herausforderungen bei der Einordnung hinsichtlich des Partizipationsgrades ergeben sich dann, wenn nicht eine einzelne Bürgerbeteiligungsgesellschaft besteht, die die EE-Energien-Anlagen in ihrem Eigentum hält, sondern mehrere Gesellschaften auf unterschiedlichen Projektebenen vorhanden sind. Eine solche separate Projektgesellschaft kann unter anderem in Folge von Risikobegrenzungen zu Stande kommen. So lässt sich grundsätzlich bei solchen abgespaltenen Projektgesellschaften – wie in Abbildung 8 dargestellt – unterscheiden, ob die Beteiligungsgesellschaft Eigenkapital mit entsprechenden Stimmrechten oder Mezzaninkapital in die Projektgesellschaft einbringt.

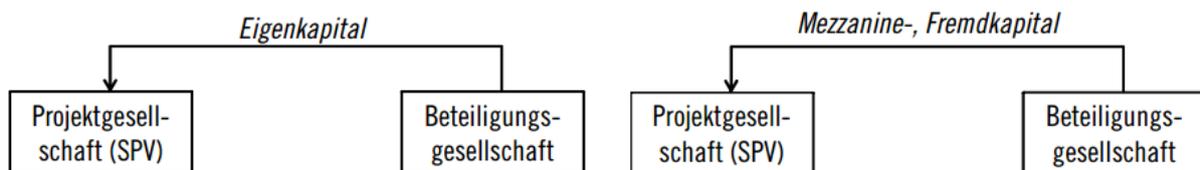


Abbildung 8: Eigenkapitalbeteiligung (links) und Mezzanine-, Fremdkapitalbeteiligung (rechts) einer Beteiligungsgesellschaft an einer Projektgesellschaft. Dabei stufen Holstenkamp & Degenhart (2013) nur eine Eigenkapitalbeteiligung als Bürgerbeteiligung im engeren Sinne ein.

Quelle: Holstenkamp & Degenhart (2013)

Daneben ist zu prüfen, ob andere Partner in die Projektgesellschaft einen Kapitalanteil > 50% einbringen (siehe Abbildung 9), ob die Projektgesellschaft selbst als Holding untergeordneter Projektgesellschaften das Kapital als Eigen- oder Mezzanine-/Fremdkapital zur Verfügung stellt (siehe Abbildung 10) und ob ggf. die Mitentscheidungsmöglichkeiten durch die Stellung des Geschäftsführers durch einen weiteren Partner z.B. innerhalb einer GmbH & Co. KG beschränkt sind (siehe Abbildung 11).

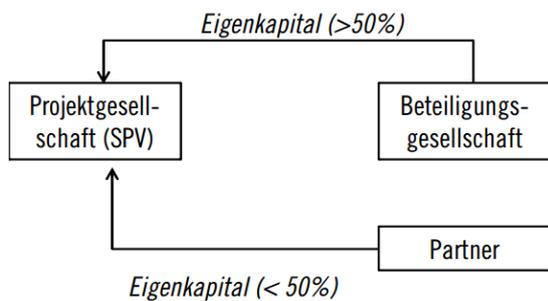


Abbildung 9: Bereitstellung von Eigenkapital durch einen weiteren Partner. Dabei stufen Holstenkamp & Degenhart (2013) nur solche Beteiligungen als Bürgerbeteiligung im engeren Sinne ein, bei welchen es sich um eine Mehrheitsbeteiligung seitens der Beteiligungsgesellschaft handelt.

Quelle: Holstenkamp & Degenhart (2013).



Abbildung 10: Eigenkapitalbereitstellung durch eine Holdinggesellschaft (links) und Mezzanine-/Fremdkapitalbereitstellung durch eine Holdinggesellschaft (rechts). Dabei stufen Holstenkamp & Degenhart nur eine Eigenkapitalbereitstellung durch eine Holdinggesellschaft als Bürgerbeteiligung im engeren Sinne ein.

Quelle: Holstenkamp & Degenhart (2013)

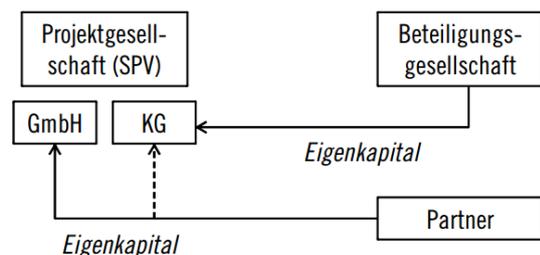


Abbildung 11: Bereitstellung von Eigenkapital als Kommanditist in der Projektgesellschaft. Holstenkamp & Degenhart (2013) stufen eine solche Beteiligung nicht als Bürgerbeteiligung im engeren Sinne ein, da dem Komplementär ein relativ großes Gewicht in der Entscheidungsfindung der Geschäftsführung zukommt.

Insofern wird deutlich, dass das Mitspracherecht einer Bürgerbeteiligung individuell von verschiedenen weiteren Bedingungen abhängt und insofern trotz einer Einbringung als Eigenkapital faktisch begrenzt sein kann. Es ist jedoch auch möglich, dass Fremdkapitalbeteiligungen über mehr Mitspracherecht verfügen, als die in der Regel der Fall ist. Folgende Ausnahmen sind dabei denkbar:

- In einigen Fällen bestehen Sonderrechte für Fremdkapitalgeber, z. B. Sitze in Beiräten oder Vertretungen im Aufsichtsrat.<sup>60</sup> Ebenso wie besondere Kontroll- und Informationsrechte werden diese Sonderrechte jedoch eher großen Fremdkapitalgebern eingeräumt, ist aber grundsätzlich auch denkbar, sofern eine einzelne Bürgerbeteiligungsgesellschaft als Interessenbündelung vieler, kleiner Gläubiger Fremdkapital einbringt und in diesem Zuge solche Sonderrechte einfordert.
- Größere Kontrollrechte können Gläubigern auch in Sondersituationen zukommen. Den Extremfall stellt eine gesetzlich erzwungene oder freiwillige Umwandlung von Fremdkapital in Eigenkapital dar. In diesem Fall geht die Kontrolle über das Unternehmen auf die Gläubiger über.

<sup>60</sup> Vgl. Servatius (2008).

Über die bisherigen Ausführungen zur Unterscheidung von Bürgerenergie im engeren und weiteren Sinne hinaus, schlagen Holstenkamp & Degenhart (2013) vor, die Unterscheidungsmerkmale

- Stimmrechtsverteilung: demokratisch vs. kapitalorientiert und
- Art des Gründungsprozesses: Initiativen von unten vs. Initiativen von oben

zu berücksichtigen.

#### D.b) Erfahrungen mit der Finanzierung von Netzinfrastruktur innerhalb einer Bürgerbeteiligung

Der Netzbetrieb in Deutschland unterteilt sich in den Betrieb der Übertragungsnetze, welcher aktuell durch vier Unternehmen (TenneT, 50Hertz, Amprion und TRANSNET BW) durchgeführt wird, sowie den Betrieb von Verteilnetzen, welcher aktuell von knapp 900 Netzbetreibern ausgeführt wird. Der Netzbetrieb ist durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) reguliert. Folgen der Regulierung sind insbesondere:

- Der Netzbetrieb muss entkoppelt von anderen Marktaktivitäten im Strommarkt sein. Dabei wird bei Verteilnetzbetreibern, welche weniger als 100.000 Kunden bedienen, auf eine organisatorische Entflechtungsvorgabe verzichtet,
- In jedem Fall sind die Netzentgelte, welche an die Verbraucher als Netznutzer weitergegeben werden, durch die BNetzA zu genehmigen,
- Hierbei werden die Vorgaben, festgelegt in der Anreizregulierungsverordnung (ARegV), zu Grunde gelegt. Die ARegV definiert dabei Kenngrößen für die notwendigen Erweiterungen („Erweiterungsfaktor“) durch Netzbetreiber (derzeit insbesondere Fläche des versorgten Gebiets, Anzahl der Anschlusspunkte sowie Jahreshöchstlast) sowie Parameter für den Effizienzvergleich (derzeit Anzahl der Anschlusspunkte, Fläche des versorgten Gebiets, Leitungslänge, Jahresarbeit, zeitgleiche Jahreshöchstlast sowie Anzahl und Leistung dezentraler Erzeugungsanlagen) und
- Die ARegV regelt darüber hinaus, dass eine Erlösobergrenze für Netzbetreiber anzusetzen ist. So wurde für die Regulierungsperiode von 2014-2018 als maximal zulässige Eigenkapitalverzinsung (vor Steuern) 9,05 % festgelegt. Für Altanlagen beträgt die Grenze 7,14 %.

Für die Übertragungsnetze werden im Bundesbedarfsplangesetz darüber hinaus Vorhaben, für welche die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf bestehen, bestimmt. Der Bundesbedarfsplan umfasst derzeit 47 Vorhaben. Dabei kam es in der Vergangenheit zu bürgergetriebenem Widerstand gegenüber neuen Ausbauprojekten. Hinsichtlich der Beteiligung der Öffentlichkeit an Ausbauprojekten ist in drei Planungsschritten zu unterteilen:

1. Die **Bedarfsplanung** im Vorwege der Entwicklung des Bundesbedarfsplangesetzes schließt eine zwingende Konsultation der Bürger auf den Internetseiten der Netzbetreiber ein.
2. Die **Bundesfachplanung** umfasst die Grobplanung des Verlaufs der Höchstspannungsleistungen. Die Antragsitzungen der Netzbetreiber sind öffentlich und auf die Auslegung ist im Amtsblatt der BNetzA, auf deren Internetseite sowie in den örtlichen Tageszeitungen hinzuweisen.
3. Die **Planfeststellung** liegt für die Dauer eines Monats in der Planfeststellungsbehörde aus; die Planfeststellungsbehörde hat in geeigneten Medien darauf hinzuweisen. Einwendungen können bis zu zwei Wochen nach Auslegungsfrist eingereicht werden, diese werden in einer mündlichen Erörterung behandelt.

Neben Evaluationen und Vorschlägen, wie eine solche Planungsbeteiligung möglichst den Bedürfnissen der Bürger entsprechend gestaltet werden sollte,<sup>61</sup> wird ebenfalls vorgeschlagen,<sup>62</sup>

---

<sup>61</sup> Vgl. hierzu Montag (2012) und Strecker (2013).

<sup>62</sup> Vgl. hierzu DUH (2013).

eine finanzielle Bürgerbeteiligung an Netzen zu ermöglichen, um Interessenkonflikte zwischen Profiteuren und „Leidtragenden“ des Netzausbaus zu verringern, auch wenn eine Akzeptanzsteigerung durch finanzielle Beteiligung differenziert und kritisch zu betrachten ist (siehe hierzu Kapitel II)1)G.d)). Eine Beteiligung am Netzbetrieb wird von lokalen und privaten Akteuren auch mit der Hoffnung angestrebt, dadurch den Netzbetrieb hinsichtlich besonderer Ziele mitgestalten zu können. Da das Netz aber grundsätzlich allen Marktakteuren offen stehen muss, beschränken sich mögliche erreichbare Ziele auf rein netztechnische Komponenten, die Struktur der Energieerzeugung kann nicht direkt beeinflusst werden.<sup>63</sup> Netztechnische Komponenten im Sinne eines Smart Microgrid wären dabei der Betrieb von Speichern zur Vermeidung von Netzeingriffen (z. B. Abschaltungen von EE-Anlagen im Zuge eines Einspeisemanagement-Eingriffs). Hier sind jedoch die Einschränkungen durch die Kriterien des Effizienzvergleichs bzw. des Erweiterungsfaktors zu berücksichtigen. Weitere Motivationen sind darüber hinaus aber auch eine mögliche regionale Wertschöpfung bei der Einbindung regionaler Akteure sowie die Entscheidungsmacht über die Verwendung erzielter Erlöse.

Zur finanziellen Beteiligung von Bürgern bzw. der Finanzierung von Netzen innerhalb von Bürgerbeteiligungsunternehmen liegen bereits Erfahrungen vor, welche hier getrennt für Verteil- und Übertragungsnetze erläutert werden.

#### Bürgerbeteiligung an Verteilnetzen

Für die Beteiligung von Bürgern am Betrieb der Verteilnetze wurde hier der Netzbetrieb durch die Energieversorgung Titisee-Neustadt GmbH (EVTN) als Bürgerbeteiligungsgesellschaft betrachtet. Die EVTN wurde in 2011 neu gegründet, um sich für die Konzessionen des Verteilnetzes der Stadtteile Neustadt, Titisee, Langenordnach, Schwarzenbach und Rudenberg mit insgesamt knapp 12.000 Einwohnern zu bewerben. Seit 2012 betreibt die EVTN nun die Verteilnetze, vereinigt aber auch unter demselben Dach einen Stromvertrieb. Eine organisatorische Entflechtung ist aufgrund der Anzahl der Netzanschlüsse nicht notwendig.

Die EVTN wurde zunächst mit einer 60%-igen Beteiligung der Stadt Titisee-Neustadt und einer 40% Beteiligung der Netzkauf Elektrizitätswerke Schönau eG (Netzkauf EWS eG) gegründet. Die Netzkauf EWS eG sind dabei als Genossenschaft aus der Netzübernahme in Schönau im Schwarzwald hervorgegangen, welche zeitlich wesentlich früher stattfand. Die Netzkauf EWS eG ist somit zunächst als Platzhalter in der EVTN eingetreten. 2012 übernimmt die neu gegründete Energiegenossenschaft Vita Bürger Energie 10% der Anteile der Netzkauf Schönau eG und stellt einen Aufsichtsrat im Kontrollorgan der EVTN. Über die Vita Bürger Energie eG haben nun Bürger vor Ort die Möglichkeit sich ebenfalls am Netzbetrieb zu beteiligen. Abbildung 12 zeigt die Beteiligungsstruktur:

---

<sup>63</sup> Auch wenn rechtlich durch jeden Netzbetreiber ein diskriminierungsfreier Zugang zum Netz gewährleistet werden muss, bemängeln Praxisakteure, dass durch manche Netzbetreiber der Zugang speziell für Erneuerbare-Energien-Anlagen erschwert wird. In dieser Hinsicht können mögliche Beteiligte demnach Spielraum zu verbesserten Rahmenbedingungen für die Erneuerbare-Energien-Produktion sehen.

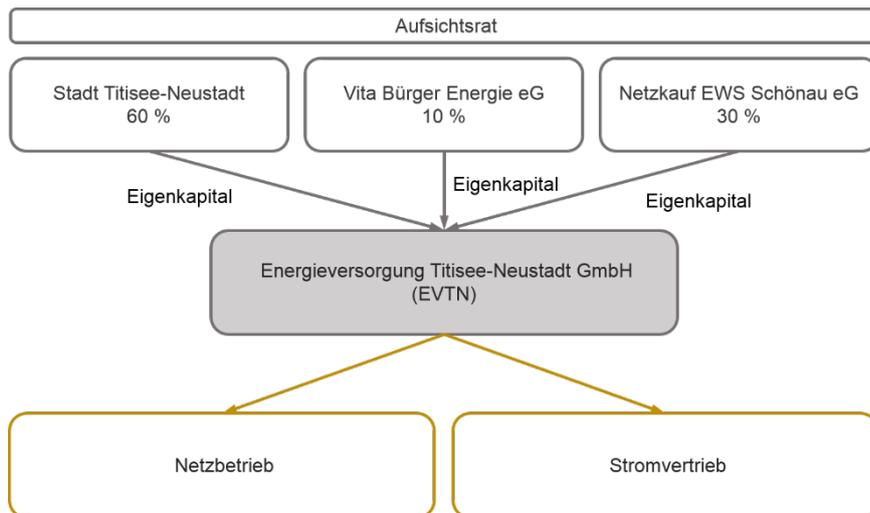


Abbildung 12: Beteiligungsstruktur Titisee-Neustadt

Weitere Geschäftsfelder der Vita Bürger Energie eG sind die Projektierung von EE-Anlagen. Mitglieder der Genossenschaft können Einzelpersonen oder Firmen durch die Zeichnung mindestens eines Genossenschaftsanteils in Höhe von 500 € werden. Die Anzahl der Geschäftsanteile, welche ein Genossenschaftsmitglied erwerben kann, wurde auf 10 Anteile beschränkt, um eine einseitige Einflussnahme auf die Entscheidungen der Genossenschaft zu verhindern. Die Vita-Bürger Energie eG hat bis 2015 insgesamt 110 Beteiligungsparteien und Genossenschaftsanteile mit einem Volumen von insgesamt 200.000 € eingeworben.

#### Finanzielle Bürgerbeteiligung an Übertragungsnetzen

Im Bereich der Übertragungsnetze gibt es bislang keine Beispiele für eine erfolgreich durchgeführte Bürgerbeteiligung. Im Folgenden sollen jedoch die Vorschläge zur Bürgerbeteiligung an der sogenannten Westküstenleitung näher betrachtet werden.

Die Westküstenleitung ist eine 380 kV-Stromleitung, welche im Rahmen des Stromnetzausbaus Schleswig-Holsteins von der TenneT TSO GmbH errichtet wird. Die Trasse soll mit einer Länge von 150 km entlang der Westküste von Brunsbüttel bis Niebüll verlaufen. Die Netzbetreiber TenneT TSO GmbH, e.on Netz GmbH sowie die Schleswig-Holstein Netz AG und das Land Schleswig-Holstein schlossen mit dem Ziel eines schnelleren Ausbaus eine Beschleunigungsvereinbarung ab, welche vorsieht, eine hohe und frühzeitige Bürgerbeteiligung zu gewährleisten und neue Netztechniken zu erproben. Neben einer intensiven Beteiligung im Planungsverfahren sollte den Bürgern auch eine finanzielle Beteiligung an der Westküstenleitung angeboten werden. Hierfür standen als Möglichkeiten eine direkte Beteiligung an einer Netzgesellschaft sowie die Emission einer Bürgeranleihe durch den Übertragungsnetzbetreiber TenneT zur Verfügung. Der Versuch der Gründung einer Bürgernetzgesellschaft verlief erfolglos, in der Folge wurde durch TenneT eine Anleihe emittiert, welche bevorzugt durch die Bürger der anliegenden Landkreise Dithmarschen und Nordfriesland gezeichnet werden kann. Hier wurden jedoch beide ursprünglich geplanten Möglichkeiten beleuchtet.

#### **Modell: direkte Bürgerbeteiligung über eine Bürgerbeteiligungsgesellschaft**

Geplant war die Finanzierung der Netzausbaumaßnahme im Rahmen einer Projektfinanzierung mit einem Fremdkapitalanteil von 60 %. Zu diesem Zweck sollte eine private Netzgesellschaft gegründet werden; der Anteil von 40 % Eigenkapital sollte durch die Gesellschafter eingebracht werden. Die Eigentümerstruktur der Projektgesellschaft sollte sich aus dem Netzbetreiber TenneT sowie bevorzugt aus Bürgern der umliegenden Gemeinden und regionalen Unternehmen zusammensetzen.

Die Netzgesellschaft sollte als GmbH & Co. KG gegründet werden. Die Gesellschafter hätten im Rahmen des Gesellschaftervertrags und der Vorschriften der Bundesnetzagentur die Geschäfte der Gesellschaft bestimmen und über Investitionen der Netzgesellschaft entscheiden

können. Eine angemessene Kontrolle der Geschäftstätigkeit sollte durch einen Aufsichtsrat gewährleistet werden. Nach Erstellung der Netze durch die Netzgesellschaft sollten die Netze an den zuständigen Netzbetreiber TenneT verpachtet werden. Abbildung 13 zeigt die geplante Organisationsstruktur.

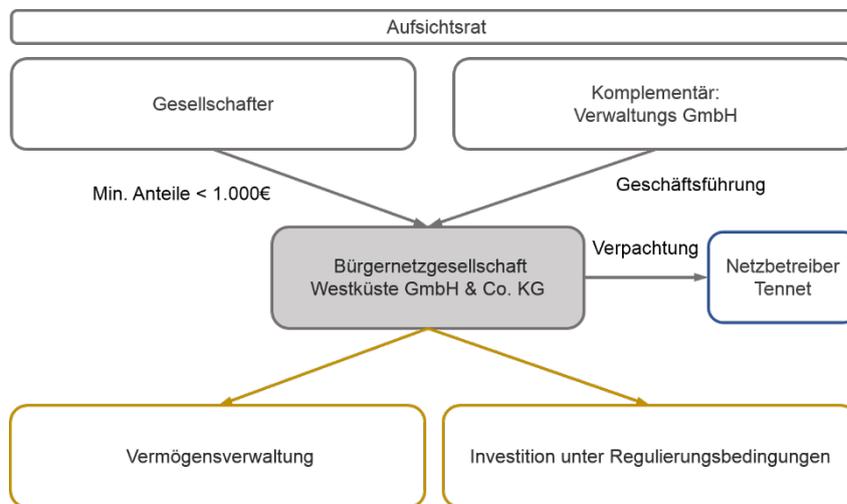


Abbildung 13: Beteiligungsstruktur der geplanten direkten Bürgerbeteiligung an der Westküstenleitung. Eigene Darstellung in Anlehnung an Grundmann (2012)

Das geplante Investitionsvolumen für die Westküstentrasse wurde in der Planungsphase auf 200 Millionen Euro geschätzt. Um die Beteiligung an der Bürgernetzgesellschaft auch für die Bürger attraktiv zu gestalten, sollten Anteilsscheine mit einer Stückelung von 1.000 Euro ausgegeben werden. Die Renditeerwartung wird durch die von der Bundesnetzagentur vorgegebene maximale Eigenkapitalrendite für Netzbetreiber bestimmt (siehe oben).

### Modell: Bürgeranleihe Westküstenleitung

In dem nun durchgeführten Beteiligungsprogramm beteiligen sich Bürger im Rahmen von Anleihen an einer Holding-Gesellschaft. Die Westküstenleitung steht im Eigentum der TenneT TSO GmbH, welche eine 100%-ige Tochter der TenneT Holding BV ist. Abbildung 14 zeigt die Organisationsstruktur.

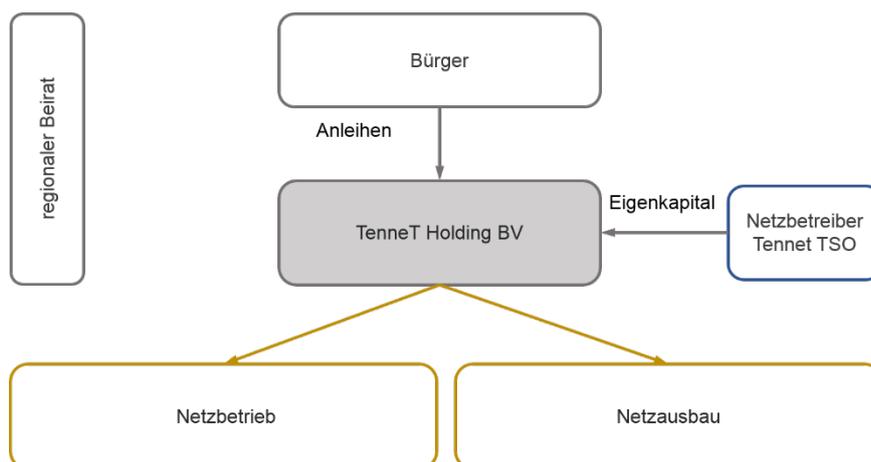


Abbildung 14: Beteiligungsstruktur der durchgeführten Beteiligung über Anleihen an der Westküstenleitung. Darstellung angelehnt an Grundmann (2013)

Die TenneT Holding BV emittiert die Bürgeranleihe Westküstenleitung. Die Anleihe hat keine feste Laufzeit und ist tief-nachrangig, das heißt nur vor den Gesellschafteranteilen vorrangig. Die Höhe der Mindestbeteiligung beträgt 1.000 Euro. Die Anleihen wurden zwischen Juni und Oktober 2013 ausgegeben. Vor Baubeginn der Trasse wurde die Anleihe mit einem Zinssatz

von 3 % p.a. und ab Baubeginn mit 5 % p.a. verzinst. Die höhere Verzinsung am Baubeginn geht mit einer Umwandlung in einen Hybridcharakter über. Eigenkapitalcharakter erhält die Anleihe durch eine Nachrangigkeit gegenüber den weiteren Fremdkapitalgebern. Daher orientiert sich der genannte Teilhabesatz an dem regulierten Eigenkapitalsatz der Bundesnetzagentur und wird bei Änderungen des regulierten Eigenkapitalsatzes im selben Verhältnis angepasst.

Um das Pilotprojekt der Bürgeranleihe Westküstenleistung zu evaluieren, wurde eine Umfrage in den Landkreisen Nordfriesland und Dithmarschen von TenneT in Auftrag gegeben.<sup>64</sup> Auf Basis der Umfrage lässt sich konstatieren, dass seitens der Bürger grundsätzliches Interesse an einer finanziellen Beteiligung durch Anleihen bestand. Bei einer Umfrage zum Start des Pilotprojektes bewerteten 82 % der 2.000 befragten Bürger die Möglichkeit einer finanziellen Beteiligung an einer Anleihe als positiv. Die positive Wertung der Bürger sank während des Projektes, betrug am Ende der Zeichnungsphase aber immerhin noch 71 %. Die Diskrepanz zwischen dem grundsätzlichen Interesse der Bürger an einer Beteiligung und der tatsächlichen Zeichnung ist bedeutend. Die Umfrage zu den Gründen, warum sich Bürger nicht beteiligt haben,<sup>65</sup> ergab, dass neben mangelnden Budgets (47 %) und grundsätzlichem Desinteresse (27 %) vor allem die Unattraktivität der Anlage (39 %) und die Komplexität des Produktes (34 %) für die Entscheidung ausschlaggebend waren. Zudem sind in diesem Modell die Einflussmöglichkeiten der Bürger deutlich geringer als bei einer direkten Beteiligung an einer Netzgesellschaft, wie es im ersten Modell möglich gewesen wäre.

#### D.c) Finanzierung von SMiG-Bausteinen im Energiemengenhandel innerhalb einer Bürgerbeteiligung

Aufbauend auf den Untersuchungen zu Geschäftsmodellen für Smart Microgrids aus Kapitel II)1)A.c) werden hier Geschäftsmodelle im Rahmen von Bürgerbeteiligungsgesellschaften bzw. -projekten näher beleuchtet. Hierzu ist voranzuschicken, dass es sich im Wesentlichen um Geschäftsmodelle im Rahmen des Anlagenbetriebs handelt. Für diesen hatte sich in der Vergangenheit aufgrund des risikoarmen Betriebs innerhalb der festen Einspeisevergütung aus dem EEG eine Projektfinanzierung etabliert, welche auch Bürgerenergieakteuren zugänglich war. Die strukturelle Beschaffenheit der Finanzierung eines solchen Anlagenbetriebs lässt sich auf andere Geschäftsmodelle nicht ohne weiteres übertragen. Einzelne Bürgerbeteiligungsgesellschaften haben jedoch notwendige strukturelle Maßnahmen ergriffen, um auch in den Bereich der Stromvermarktung einzusteigen.

#### Genossenschaftlicher Anlagenbetrieb für lokale Vermarktungswege

Der herkömmliche Betrieb von EE-Anlagen zur Inanspruchnahme der festen Einspeisevergütung aus dem EEG wurde typischerweise im Rahmen einer Projektfinanzierung durchgeführt.<sup>66</sup> Für alle Modelle des Anlagenbetriebs, in welchem eine Rückkehr in die feste Einspeisevergütung möglich ist, ist von daher der Weg über eine Projektfinanzierung gut erschlossen. Beleuchtet man demnach einen Anlagenbetrieb zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien im Hinblick auf eine lokale Vermarktung im Sinne eines Smart Microgrids, ist die Unterscheidung in Altanlagen, welchen die Rückkehr in die feste Einspeisevergütung offen steht, und solche Neu-Anlagen, welche im Rahmen neuerer Regelungen für die Förderung z. B. unter die Ausschreibungspflicht fallen würden, notwendig.

Strom aus EE-Anlagen kann grundsätzlich innerhalb der geförderten oder sonstigen Direktvermarktung direkt an Endkunden vermarktet werden. Mit der Vermarktung des Stroms wird in der Regel ein Direktvermarktungsunternehmen beauftragt. Die Organisationsstruktur eines solchen Anlagenbetriebs wird in Abbildung 15 gezeigt. Neben angebotenen höheren Abnah-

---

<sup>64</sup> Umfrage nicht mehr verfügbar, Pressemitteilung über die Ergebnisse: <http://www.tennet.eu/de/news-presse/article/buergerleitung-erfahrungen-bieten-basis-fuer-weiterentwicklung-der-buergerbeteiligung-beim-strom.html>

<sup>65</sup> Umfrage nicht mehr verfügbar, Pressemitteilung über die Ergebnisse: <http://www.tennet.eu/de/news-presse/article/buergerleitung-erfahrungen-bieten-basis-fuer-weiterentwicklung-der-buergerbeteiligung-beim-strom.html>

<sup>66</sup> Vgl. hierzu Perridon, Steiner & Rathgeber (2009)

mepreisen durch die Direktvermarktungsunternehmen können weitere Gründe – wie beispielsweise die Ablehnung großer Energieversorgungsunternehmen gegenüber der Befürwortung eines persönlichen Bezugs zwischen Kunde und Lieferant – für eine Endkundenvermarktung sprechen. Weiterhin stehen eventuell eigene Endkunden als interessierte Stromabnehmer bereit.

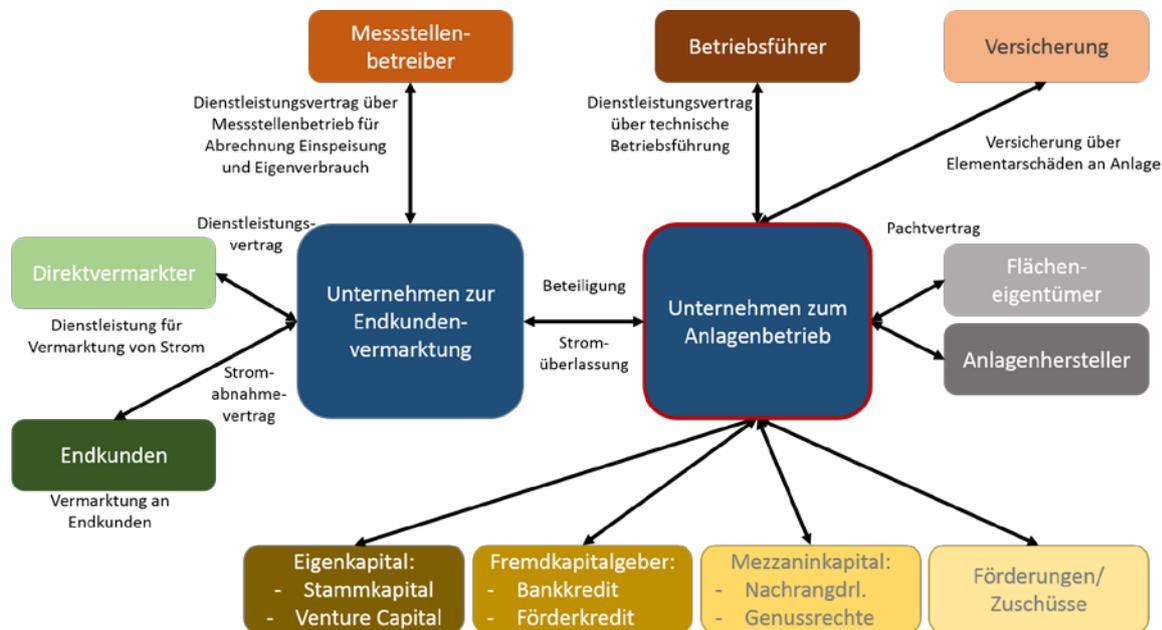


Abbildung 15: Organisation eines Anlagenbetriebs durch eine Bürgerbeteiligungsgesellschaft für eine lokale Vermarktung des erzeugten Stroms

Die Zahlungsströme auf Seiten des Anlagenbetriebers entsprechen den Zahlungsströmen wie bei einer Förderung durch das EEG. Die Vergütung für den produzierten Strom erfolgt jedoch nicht durch den Netzbetreiber, sondern durch den Direktvermarkter. Die Vergütung der erzeugten Energiemenge durch das stromvertriebende Unternehmen muss für einen auskömmlichen Betrieb sorgen. Sofern die Anlage einen Anspruch auf eine gesetzliche Förderung hat, dürfte es in der Regel notwendig sein, eine mindestens genauso hohe Vergütung für die alternative Vermarktung an den Betreiber zu zahlen. Da sich die gesetzlich zugesicherte Vergütung eingespeister Energie an den Stromgestehungskosten orientiert, dürfte der Abnahmepreis durch das stromvertriebende Unternehmen regelmäßig den gesetzlichen Vergütungssätzen entsprechen, auch wenn der betriebenen Anlage keine alternative Förderung durch das EEG offen steht. Eine Besonderheit stellt der Betrieb von EE-Anlagen dar, welche älter als 20 Jahre und somit komplett abgeschrieben sind und keinen Anspruch mehr auf eine Vergütung nach dem EEG haben.

Für den Anlagenbetreiber ergeben sich neben den Risiken des Betriebs der EE-Anlage<sup>67</sup> möglicherweise zusätzliche Risiken durch den lokalen Vermarktungsweg. Bei einer Inanspruchnahme der festen Einspeisevergütung wären in Folge der auf 20 Jahre zugesicherten Vergütung durch den Netzbetreiber kaum Absatzrisiken anzunehmen. Bei einer Vermarktung über einen Direktvermarkter an Endkunden sind das Absatzrisiko und das Ausfallrisiko zu berücksichtigen. Bei EE-Anlagen, welche unter die Regelungen zur verpflichtenden Direktvermarktung fallen (seit dem EEG 2014 alle Anlagen größer als 100 kW, ab 2017 alle Anlagen größer als 500 kW), besteht keine Rückkehroption in die feste Einspeisevergütung. Anlagenbetreiber haben im Falle des Ausfalles dennoch nach § 38 EEG 2014 die Möglichkeit, eine feste Einspeisevergütung durch den Netzbetreiber in Anspruch zu nehmen. Diese wird jedoch um 20 % des eigentlichen anzulegenden Wertes reduziert, so dass der Anlagenbetreiber motiviert wird,

<sup>67</sup> Vgl. hierzu Böttcher & Blattner (2013)

möglichst schnell bei einem neuen Vermarkter unter Vertrag zu kommen.<sup>68</sup> Liegt für die Anlage eine Ausschreibungspflicht vor, wie es seit 2014 für PV-Freiflächen-Anlagen der Fall ist, so ist zu berücksichtigen, dass bei einem Ausfall des Vermarkters keine alternative Förderung durch das EEG in Anspruch genommen werden könnte. Der Anlagenbetreiber übernimmt dann das volle Ausfallrisiko des Vermarkters.

Dies hat zur Folge, dass Projektfinanzierungen nur solchen Anlagen offen stehen dürften, welche auf eine alternative Förderung durch das EEG zurückgreifen können. Sollte aufgrund einer Ausschreibungspflicht für die Anlage keine alternative Förderung offen stehen, ist eine Unternehmensfinanzierung für die Errichtung der EE-Anlage notwendig, die sich insbesondere für Bürgerenergiegesellschaften schwierig gestalten dürfte (siehe hierzu auch Kapitel II)1)B.c)).

### Genossenschaftliche Stromvermarktung

Es ist grundsätzlich auch denkbar, dass die lokale Vermarktung selbst durch Bürgerbeteiligungsunternehmen übernommen wird. Beispiel einer solchen Tätigkeit stellen die Bürgerwerke eG dar. Diese haben sich als Dachorganisation mehrerer Genossenschaften, die hauptsächlich als Anlagenbetreiber auftreten, gegründet. Für die lokale Vermarktung des Stroms kann innerhalb der geförderten oder sonstigen Direktvermarktung direkt an Endkunden vermarktet werden. Dies gilt grundsätzlich für alle EE-Anlagen. Bei einer Vermarktung an lokale Endkunden nimmt das Vermarktungsunternehmen den produzierten Strom vom Anlagenbetreiber zu einem Preis auf, welcher mindestens den alternativen Einkünften aus einer Förderung über das EEG entspricht. Vergleichbar zur Aufnahme von erzeugtem Strom von nicht verbundenen Unternehmen, kann das stromvertriebende Unternehmen auch Strom aus eigenen Anlagen vermarkten. Dabei werden in der Regel der Energieversorgungsbetrieb und der Anlagenbetrieb unternehmerisch getrennt. Eine solche Organisation zeigt Abbildung 16.

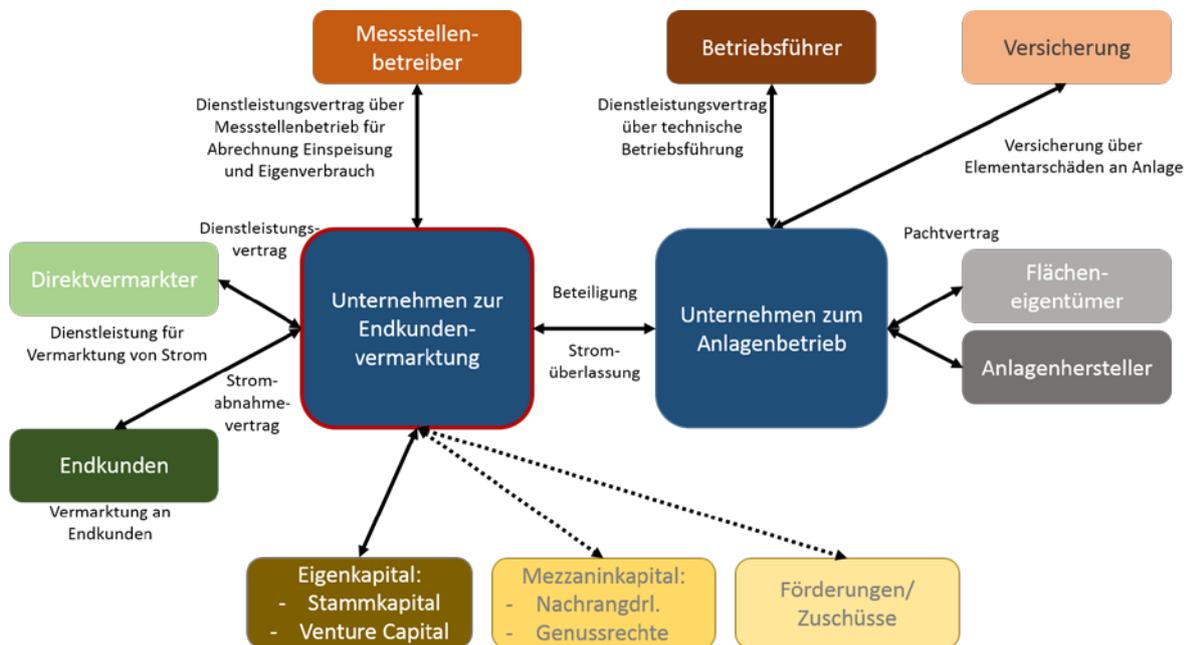


Abbildung 16: Organisation eines (lokalen) Stromvertriebs von Erneuerbaren Energien

Als Akteure, die den in separaten Unternehmen erzeugten Strom aus EE-Anlagen an eigene Endkunden vermarkten, kommen insbesondere Bürgerbeteiligungsunternehmen in Betracht, weil bzw. sofern sie einen eigenen lokalen Kundenstamm haben. Neben der Möglichkeit, einen

<sup>68</sup> Vgl. hierzu Kramer (2015)

eigenen Stromvertrieb aufzubauen, bieten einzelne Dienstleister hierfür auch White-Label-Produkte an.

Das Finanzierungsvolumen eines Stromvertriebs ist insbesondere durch Personal-, Marketingkosten und Kosten für die IT-Infrastruktur geprägt. Es ist zu berücksichtigen, dass im Falle einer Unternehmensneugründung bzw. der Entwicklung eines neuen Geschäftsfelds zusätzliche Transaktionskosten entstehen.

Als laufende Kosten für das stromvermarktende Unternehmen fallen insbesondere die Kosten für den vom anlagenbetreibenden Unternehmen überlassenen Strom sowie für den Reststrom an. Die Vergütung der erzeugten Energiemenge durch das stromvertreibende Unternehmen muss für einen auskömmlichen Betrieb sorgen. Da sich die gesetzlich zugesicherte Vergütung eingespeister Energie an den Stromgestehungskosten orientiert, dürfte der Abnahmepreis durch das stromvertreibende Unternehmen regelmäßig den gesetzlichen Vergütungssätzen entsprechen. Dabei beträgt aktuell der Vergütungspreis im Durchschnitt über alle die EEG-Vergütung beziehenden Anlagen bei 27 ct/kWh. Dies ist maßgeblich durch vergleichsweise hohe Vergütungssätze alter Anlagen bedingt; die Vergütung neuer PV-Anlagen beispielsweise liegt zwischen 8 ct/kWh und 12 ct /kWh, neuer Windenergieanlagen im Schnitt bei knapp 6 ct/kWh. Eine Besonderheit stellt der Ankauf von Strom aus EE-Anlagen dar, welche älter als 20 Jahre und somit komplett abgeschrieben sind und keinen Anspruch mehr auf EEG-Vergütung haben.

Es dürfte für die Endkundenvermarktung regelmäßig ein Grünstromprodukt angestrebt werden, weshalb bei einer geförderten Direktvermarktung der Zukauf von Grünstromzertifikaten notwendig ist,<sup>69</sup> welche aktuell mit ca. 0,01 ct./kWh zu kalkulieren sind. Innerhalb der sonstigen Direktvermarktung sind Grünstromzertifikate nur für den zugekauften Reststrom notwendig. Alternativ wird Strom aus Wasserkraftanlagen aufgekauft. Die Zahlungsströme des stromvertreibenden Unternehmens beinhalten weiterhin laufende Kosten aus dem Stromvertrieb (Personalkosten, Marketingkosten, IT-Infrastruktur, Transaktionskosten für Stromhandel). Bei einem durchschnittlichen Haushaltsstrompreis von 29,13 ct/kWh<sup>70</sup> in 2014, einer Abgabenbelastung von 21,76 ct/kWh<sup>70</sup> und durchschnittlichen Kosten für die Strombeschaffung eines Haushaltskunden an der Börse von 3,26 ct/kWh erwirtschafteten in 2014 deutsche Energieversorgungsunternehmen durchschnittlich 4,09 ct/kWh für laufende Kosten sowie Marge. Hierbei dürften jedoch die laufenden Kosten für die lokale Vermarktung an eine eingeschränkte Kundengruppe aufgrund von Skaleneffekten sowie zusätzlichen Bedürfnissen bei der Bilanzkreisführung höher liegen.<sup>71</sup>

Auf der Ertragsseite sind die Erlöse aus dem Stromverkauf an Endkunden zu verzeichnen. Es ist grundsätzlich davon auszugehen, dass bei einer lokalen Vermarktung von erneuerbaren Energien bei der entsprechenden Zielgruppe eine gewisse Mehrpreisbereitschaft besteht, welche aber schwer zu quantifizieren ist. Unternehmen, welche eine lokale Vermarktung in der Praxis durchführen, geben an, dass das entscheidende Verkaufsargument gegenüber herkömmlichen Ökostromversorgern in der regionalen Wertschöpfung sowie im besonderen Vertrauensverhältnis gegenüber einem lokal verankerten Unternehmen liegen dürfte. Die Unternehmen schätzen eine mögliche Mehrpreisbereitschaft auf unter 2 ct./kWh.

Die Risiken des stromvertreibenden Unternehmens ergeben sich wesentlich aus Markt- und Absatzrisiken. Bei der Vermarktung an Haushaltskunden ist insbesondere zu beachten, dass keine langfristigen Stromlieferverträge gestaltet werden können, da sie als Dauerschuldverhältnisse nach § 309 Nr.9 bzw. § 310 Bürgerliches Gesetzbuch (BGB) zunächst keine Vertragslaufzeit von mehr als zwei Jahren, bei stillschweigender Verlängerung im Folgenden nicht mehr als ein Jahr aufweisen dürfen. Zusätzlich ist eine Kündigungsfrist von nicht mehr als drei Monaten umzusetzen. Dieses Abnahmerisiko verschärft sich bei einem Produkt, welches sich ausschließlich an regionale Endkunden richtet, da die mögliche Kundschaft begrenzt ist. Es

---

<sup>69</sup> Wobei das Bundeswirtschaftsministerium in einem Eckpunktepapier vorschlägt, bei einer regionalen Vermarktung auch geförderten Strom eine Kennzeichnung als Grünstrom zuzulassen (vgl. BMWi 2016).

<sup>70</sup> Vgl. hierzu BDEW (2015b).

<sup>71</sup> Vgl. hierzu Bettinger & Holstenkamp (2015c).

ist daher davon auszugehen, dass in der Regel aus Risikogründen eine Unternehmensfinanzierung für das stromvertreibende Unternehmen gewählt werden muss. Innerhalb einer Unternehmensfinanzierung kommen als Eigenfinanzierung bei neu gegründeten Unternehmen die Einlagen- und Beteiligungsfinanzierung zum Zuge. Dies betrifft zunächst die Einlagen der Gesellschafter, deren Ausgestaltung maßgeblich von der Rechtsform abhängig ist. Für die Einbindung von Private Equity bzw. Venture Capital in der frühen Unternehmensphase bietet sich hier an, soziale Investoren zu integrieren. Soziale Investoren können auch über Mezzaninekapital, z. B. stille Beteiligungen oder Genussrechte, eingebunden werden. Die Einwerbung von Fremdkapital dürfte sich hier schwieriger gestalten, sofern das stromvertreibende Unternehmen jung ist und nicht auf eine entsprechende erfolgreiche Unternehmenshistorie verweisen kann.

### Mieterstrommodelle

Eine weitere Aktivität von Bürgerbeteiligungsunternehmen ist im Rahmen von sogenannten Mieterstrommodellen zu beobachten. Mieterstrommodelle sind Modelle zur Direktversorgung von Mietern mit Strom aus einer EE-Anlage, welche mit dem vermieteten Gebäude in Verbindung steht. Der durch den Mieter vor Ort verbrauchte Strom ist von mehreren Abgaben und Umlagen befreit.<sup>72</sup>

Es wird dabei in der Regel durch den Vermarktungspartner ein Gesamt-Strom-Produkt an die Mieter vertrieben, bei welchem ein Mischpreis zwischen dem üblichen von außen bezogenen Letztverbraucherpreis und dem von Umlagen befreiten direkt gelieferten Strom entsteht. Dieser ist somit abhängig vom Direktlieferanteil aus installierten EE-Anlagen und ist damit auch abhängig von der Teilnahmequote der Mieter.

Eine typische Organisationsform eines Mieterstrommodells besteht aus der Wohnungsgesellschaft, welche die Fläche für die EE-Anlage zur Verfügung stellt, einer Betreiberfirma, welche die EE-Anlage betreibt und einem Vermarktungsunternehmen, welches das Stromprodukt händlerseitig umsetzt. Wohnungsunternehmen übernehmen in der Regel nicht den Anlagenbetrieb, da für die Möglichkeit der Körperschafts-, Gewerbe- und Vermögenssteuerbefreiung nur ein Anteil von maximal 10% auf anderen Tätigkeiten als der Wohnungsvermietung entfallen darf. Als teilnehmenden anlagenbetreibende Unternehmen traten hierbei in mehreren Beispiel Bürgerbeteiligungsunternehmen auf. Abbildung 17 zeigt die Organisation eines solchen Mieterstrommodells.

---

<sup>72</sup> Vgl. hierzu Bettinger & Holstenkamp (2015)



Abbildung 17: Organisation eines Mieterstrommodells

Die Finanzierung der EE-Anlage ist dabei grundsätzlich vergleichbar zu der oben beschriebenen Finanzierung einer EE-Anlage für die lokale Vermarktung. Jedoch dürften bei Mieterstrommodellen insbesondere größere PV-Anlagen eine Rolle spielen, die nicht in die Ausschreibungspflicht fallen. Es ist demnach davon auszugehen, dass eine alternative Einspeisevergütung über das EEG zur Verfügung steht und somit regelmäßig eine Projektfinanzierung möglich ist.

## **E Untersuchung von Fondsmodellen und Möglichkeiten der Einbindung von Fremd- und Mezzaninkapital sowie von Fördermitteln**

### **E.a) Grundlagen strukturierter Fonds**

Üblicherweise streben investierende Akteure eine möglichst günstige Finanzierungsstruktur an. Dies beinhaltet bei Erneuerbare-Energien-Projekten im Regelfall eine Kombination aus Eigen- und Fremdkapital. Da durch die in Deutschland verfügbaren Kreditprogramme auch für kleine Finanzierungsvolumina bereits Projektfinanzierungen möglich sind, wird üblicherweise ein relativ hoher Anteil an Fremdkapital in die Vorhaben eingebunden.<sup>73</sup> Für komplexere Vorhaben mit vergleichsweise hohen Investitionsvolumina und für Vorhaben mit relativ hohen Risiken und/oder geringer (risikoadjustierter) Rendite kommen gelegentlich auch andere strukturierte Finanzierungen zur Anwendung, bei denen Fördermittel der öffentlichen Hand eingebunden werden. Die Strukturierung geht mit höheren Transaktionskosten einher, weshalb größere Volumina erreicht werden müssen.

Es lassen sich verschiedene Strukturierungselemente identifizieren; so werden

- verschiedene Projekte zwecks Risikodiversifizierung und/oder Optimierung der Kostenstruktur (*economies of scale*) unter einem Dach zusammengeführt;
- Kapital aus unterschiedlichen Quellen auf Projekt- oder Fondsebene gebündelt („Kapitalsammelstelle“ zur Überwindung von Unteilbarkeiten), teilweise von Privaten und öffentlicher Hand („Public-Private Partnership“, PPP), auf privater Seite mitunter von Investoren mit unterschiedlichen Investitionszielen, also auch „social investors“;

<sup>73</sup> Eine Ausnahme stellen z. B. manche Bürgersolarprojekte dar; vgl. dazu z. B. Holstenkamp et al. (2017).

- die Auszahlungen an die einzelnen Kapitalgeber so strukturiert, dass das Risiko-Rendite-Profil den Präferenzen der jeweiligen Investorengruppe entspricht („Wasserfallprinzip“);
- Risiken dadurch minimiert, dass einzelne Teile bzw. Projekte (gesellschaftsrechtlich) separiert werden;
- ein passendes Risiko-Rendite-Profil durch Trennung einzelner Projektphasen erreicht.

Die öffentliche Hand kann sich in unterschiedlicher Form finanziell an solchen strukturierten Finanzierungen beteiligen. Bei den strukturierten Fonds können damit unterschiedliche Fördermittel zum Einsatz kommen, die auch bei einfachen Erneuerbare-Energien-Vorhaben Anwendung finden.

#### E.b) Grundsätze der Finanzierung über Fördermittel

Für die Finanzierung von SMiGs kann auf eine Vielzahl von öffentlichen Fördermitteln zurückgegriffen werden. Verschiedene öffentliche Einrichtungen geben Darlehen, Zuschüsse, Bürgschaften, Beteiligungen und Garantien. Welche Förderung in Betracht kommt, muss jeweils im Einzelfall geprüft werden. Vom Umfang her am wichtigsten sind für SMiGs die Förderdarlehen. Besonders interessant sind daneben noch die nicht rückzahlbaren Zuschüsse. Beteiligungen, Bürgschaften und Garantien spielen im Umfeld der Förderung der Energiewende nur eine geringe Rolle.

##### Förderdarlehen

Die wichtigsten Fördererinstitutionen für Darlehen sind die sogenannten Förderbanken. Die größte Förderbank ist die KfW. Für die Landwirtschaft und die Entwicklung des ländlichen Raumes spielt daneben die Landwirtschaftliche Rentenbank eine größere Rolle. Darüber hinaus hat fast jedes Bundesland eine eigene Förderbank, welche die Bundesförderung durchleitet, ergänzt oder ersetzt. Auf europäischer Ebene ist die Europäische Investitionsbank (EIB) zu nennen, allerdings direkt in der Regel nur für sehr große Projekte, für kleinere Projekte stellt die EIB Mittel über die nationalen Förderbanken zur Verfügung.

Förderdarlehen haben gegenüber normalen Bankdarlehen den Vorteil, dass ihre Zinssätze subventioniert sein können. Außerdem sind diese Darlehen meist schon deswegen günstiger, weil sich die Förderbanken zu niedrigeren Zinssätzen refinanzieren als normale Geschäftsbanken und auch länger laufende Mittel aufnehmen können als die Geschäftsbanken und diese Vorteile weitergeben. Förderdarlehen decken bevorzugt und größtenteils den Fremdkapitalbedarf bei SMiGs. Förderdarlehen werden nur in Ausnahmefällen direkt an die Begünstigten vergeben: Sie müssen vor Beginn des Vorhabens bei der jeweiligen Hausbank beantragt werden.

##### Zuschüsse

Neben Darlehen sind für die Finanzierung von SMiGs Zuschüsse, die zumeist über das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) zu beantragen sind, wichtig. Zuschüsse werden für förderungswürdige Investitionen, Forschungsvorhaben oder Beratungsleistungen gewährt. Außerdem kommen sie als so genannte Tilgungszuschüsse bei bestimmten Darlehen vor. Zuschüsse zu Beratungsleistungen bewegen sich meist deutlich unter 10.000 EUR. Betragsmäßig interessanter sind Zuschüsse, die vor allem für den Förderbereich Wärme/Kälte in Verbindung mit Energieeffizienz oder Einsatz Erneuerbarer Energien gewährt werden, z.B. für die Modernisierung von Heizungsanlagen oder Nahwärmenetze oder Tiefengeothermie. Diese Zuschüsse können auch mehr als 50.000 EUR betragen und in der Spitze bis zu 10 Mio. EUR (für Geothermie-Bohrungen) gehen. Wenn über SMiGs besonders innovative oder forschungsnahe Projekte umgesetzt werden, sind in einem regelmäßig aufwändigen und häufig auch langwierigen Verfahren weitere z. T. sehr umfangreiche Zuschüsse über verschiedene Zuschussprogramme aus der von verschiedenen Bundesministerien, Landesministerien oder der EU verwalteten Forschungsförderung verfügbar. Zuschüsse müssen vor Beginn des Vorhabens beantragt werden.

### Sonstige Förderungen

Nur ausnahmsweise kann für SMiGs Eigenkapital über Förderprogramme beschafft werden. Dies ist in der Regel bei Gründungsfinanzierungen oder gründungsnahen Finanzierungen der Fall. Eine Ausnahme stellen strukturierte Fonds dar (*siehe folgenden Abschnitt*). Kleine und mittlere Unternehmen und Freiberufler können zur Unterstützung der Fremdfinanzierung von SMiGs auch Bürgschaften über die Bürgschaftsbanken, die es auf der Ebene der Bundesländer gibt, beantragen. Für Großprojekte gibt es auf EU-Ebene Bürgschaften und Garantien, die allerdings über einen komplizierten Antragsweg unter Einschaltung der Mitgliedsstaaten beantragt werden müssen.

### Begünstigte und Förderzwecke

Die Fördermittel sind in der Regel nach unterschiedlichen Berechtigten differenziert. Privatpersonen, Unternehmen und Kommunen bzw. öffentliche Einrichtungen greifen jeweils auf unterschiedliche Programme zu.

Fördermittel sind immer zweckgebunden. Für unterschiedliche Zwecke gibt es unterschiedliche Programme. Für SMiGs besonders wichtig und primär einzusetzen sind Programme aus dem Förderbereich Energieeffizienz und erneuerbare Energien. Wenn diese Programme nicht in Betracht kommen, können für SMiG-Investitionen ersatzweise auch Programme zur Förderung der Infrastruktur, von Landwirtschaft und ländlicher Entwicklung, für Regionalförderung, Städtebau und Stadterneuerung oder Wohnungsbau und Wohnungsmodernisierung geprüft werden. In Einzelfällen kommen Programme zur Gründungsfinanzierung und allgemeine Programme zur Unternehmensfinanzierung in Betracht.

### Beihilfe

Beim Einsatz von Fördermitteln muss nach EU-Recht stets auf die Beihilferelevanz geachtet werden. Zinssubventionen, Zuschüsse und andere Leistungen, die als Beihilfe gewertet werden, dürfen den Begünstigten nur in geringem Umfang pro Begünstigtem und Periode („De Minimis“) oder in generell oder einzeln genehmigten Ausnahmefällen (generell gemäß Allgemeiner Gruppenfreistellungsverordnung [AGVO]) gewährt werden.<sup>74</sup> Bei SMiG-Finanzierungen von kleinen und mittleren Unternehmen (KMU nach EU-Definition), Freiberuflern, Privatpersonen und öffentlichen Einrichtungen ist das regelmäßig unproblematisch. Bei größeren und großen Unternehmen muss das Thema Beihilfe dagegen sehr sorgfältig geprüft werden. In vielen Fällen sind dann nur so genannte beihilfefreie Darlehensprogramme möglich.

### E.c) Erfahrungen mit strukturierten Fonds<sup>75</sup>

Es liegen unterschiedliche Erfahrungen mit strukturierten Fonds, an denen öffentliche Hand und Private finanziell beteiligt sind, vor, insbesondere:

- Stadtentwicklungsfonds, u. a. im Rahmen der JESSICA-Initiative (Joint European Support for Sustainable Investment in City Areas), und private Brachflächenfonds, bei denen die öffentliche Hand im Allgemeinen auf Projektebene finanziell engagiert ist;
- Venture-Capital-Fonds, primär für kleine und mittlere Unternehmen (z. B. JEREMIE-Initiative [Joint European Resources for Micro to Medium Enterprises]);
- Refinanzierung von Mikrofinanzinstitutionen in Entwicklungsländern oder privaten und öffentlichen Finanzinstitutionen in weiter entwickelten Ländern;
- Fonds und Dachfonds zur Bereitstellung von Kapital für erneuerbare Energien und Energieeffizienzprojekten in Entwicklungsländern.

Die Erfahrungen zeigen, dass

- Eigenkapital von vielen Akteuren als knapper Faktor bei der Umsetzung der Projekte wahrgenommen wird, mithin eine öffentliche Unterstützung in dieser Form zweckmäßig

---

<sup>74</sup> Vgl. auch die Informationen unter <http://www.foerderdatenbank.de/Foerder-DB/Navigation/Foerderrecherche/suche.html?get=4baa65c40b6f73ec0d7eb4116c3f1167;views;document&doc=10204>.

<sup>75</sup> Vgl. hierzu auch Degenhart et al. (2009, 2011) sowie Holstenkamp & Degenhart (2011).

erscheint. Zugleich führt in Staaten der EU die Kombination öffentlicher und privater Eigenkapitalinvestitionen regelmäßig zu diffizilen beihilferechtlichen Fragen, sofern nicht eine grundsätzliche Freistellungsklausel greift, wie etwas bei KMU.

- die Auswahl der Projektphasen, in denen investiert werden soll, zentral für die Mobilisierung privaten Kapitals sein kann. Das private Kapital sollte nicht zu lange gebunden werden. Zugleich braucht die Projektentwicklung oft viel Zeit. Aus diesem Grund werden im Entwicklungsländerkontext oft Projektunterstützungsfonds aus öffentlichen Mitteln zur Vorentwicklung von Businessplänen bzw. Projekten eingerichtet.
- die öffentliche Hoheit über die Projektauswahl verloren geht, was manche öffentlichen Akteure entweder zu einer Ablehnung solcher Finanzierungsinstrumente führt oder zu Interventionen bei der Zusammenstellung des Portfolios verleitet, die sich zumeist negativ auf den Erfolg der Fonds auswirken. Eine Alternative ist die Separation öffentlicher und privater Investmentvehikel. Governance-Fragen rücken in jedem Fall in den Mittelpunkt.
- die Projektauswahl deutlich beschränkt ist durch die Vorgabe, dass ein Mittelrückfluss realisierbar und wahrscheinlich sein muss. Zu klären ist insofern, ob hinreichend Projekte in einem investitionsreifen Stadium vorhanden sind, um den *deal flow* zu sichern.
- Konflikte zwischen den unterschiedlichen Investoren insbesondere dann eintreten, wenn die Investitionsstrategie – evtl. aufgrund früher Entwicklungsphasen des Marktes – nicht hinreichend konkretisiert worden ist und/oder Probleme mit der Projektpipeline bzw. den Renditevorgaben Restrukturierungen notwendig machen, bei denen dann die Interessendivergenzen zum Tragen kommen.

Strukturierte Fonds werden in zunehmender Zahl im Kontext der Entwicklungszusammenarbeit genutzt.<sup>76</sup> In Deutschland kommen derartige Instrumente dagegen nur selten zur Anwendung,<sup>77</sup> was nicht zuletzt an der geringeren Erfahrung der öffentlichen Verwaltung mit solchen Instrumenten, der Verfügbarkeit günstigerer Instrumente für viele Vorhaben und dem negativen Image von PPPs und strukturierten Finanzierungen wie Asset-Backed Securities liegt. Wenn auch der Anwendungsbereich sehr begrenzt ist, könnten auch bei der Finanzierung von SMiGs einzelne der genannten Strukturierungselemente genutzt werden.

## **F Entwicklung eines Finanzierungsbaukastens**

Für den Finanzierungsbaukasten wurden die Arbeiten und Ergebnisse aus Arbeitspaket 3.1. bis Arbeitspaket 3.5. zusammengetragen. Die Erfassung der möglichen und umgesetzten Geschäftsmodelle aus dem aktuell geltenden Rechts- und Regulierungsrahmen (siehe Kapitel II)1)A.c)), führten dabei zu einer grundsätzlichen Strukturierung des Finanzierungsbaukastens:

Die Finanzierung der einzelnen SMiG-Bausteine ist vielen Einflussfaktoren aus verschiedenen Dimensionen unterworfen. Als Dimensionen wurden identifiziert:

- Finanzierungsobjekte,
- Erlösmodell,
- Akteure,
- Finanzierungsmodelle und
- Finanzierungsinstrumente.

Die Dimensionen sind untereinander abhängig. Gleichzeitig ist festzuhalten, dass die Dimensionen zwar zunächst gleichwertig sind, es jedoch hinsichtlich der Aufbereitung eine Herausforderung darstellt, dass, abhängig vom Leser, sehr unterschiedliche Dimensionen in den Vordergrund rücken. Gleichzeitig ist im Laufe des Projektes der Wunsch entstanden, ein Tool zu entwerfen, welches ebenfalls in der Kommunikation mit den Praxispartnern einsetzbar ist, was die Anforderungen an die Niederschwelligkeit und die Bedienbarkeit erhöht.

---

<sup>76</sup> Gleiches gilt für sogenannte *Green Bonds*, vgl. Brzoska (2016), Mathews et al. (2010).

<sup>77</sup> Vgl. aber auch die Empfehlungen der Expertenkommission „Stärkung von Investitionen in Deutschland“: Fratzscher et al. (2015).

Infolgedessen wurde als geeignetes Instrument die Darstellung im Rahmen einer Homepage beschlossen.<sup>78</sup> Eine solche bietet den Vorteil, dass die einzelnen Dimensionen als Menüpunkte umgesetzt sind, damit also gleichwertig in Erscheinung treten. Durch eine ausführliche Verlinkung ist ein schnelles Auffinden der für den Leser interessanten Kombinationen möglich. Damit wird der Finanzierungsbaukasten verschiedenen Zielgruppen gerecht und konnte insbesondere auch als interaktives Tool für verschiedene Praxisakteure umgesetzt werden.

Innerhalb dieser Homepage werden unter Menüpunkt 1 – 5 die verschiedenen Dimensionen vorgestellt. Für jeden einzelnen Bestandteil wird in einer Tabelle am Ende der Seite deutlich gemacht, innerhalb welcher Kombinationen mit Elementen anderer Dimensionen der Bestandteil auftritt. Tabelle 17 zeigt die Dimensionen der Finanzierung.

Tabelle 17: Dimensionen in der Finanzierung von Bausteinen eines Smart Microgrids

Finanzierungsobjekt	PV Aufdach klein		PV Aufdach groß		PV Freifläche		Windenergie	
	Biogas		Laufwasserkraft		Batterien		Flexibilisierung Bioenergie	
	Pumpspeicherkraftwerke		Lastmanagement Haushalt		Lastmanagement Unternehmen		Stromvertrieb	
Erlösmodell	EEG-Vergütung		Flexibilitätsprämie		geförderte Direktvermarktung an Börse		geförderte Endkundenvermarktung	
	Eigenverbrauch		Direktverbrauch		Regelenergie		ungeförderte Endkundenvermarktung	
Akteure	Privater Haushalt		Unternehmen		Unternehmen Bürgerbeteiligung		Kommunales Unternehmen	
	Unternehmensfinanzierung		Projektfinanzierung		Kommunalfinanzierung		Haushaltsfinanzierung	
Finanzierungsmodell	Unternehmensfinanzierung		Projektfinanzierung		Kommunalfinanzierung		Haushaltsfinanzierung	
	Portfoliofinanzierung		Selbstfinanzierung		Einlagenfinanzierung		Kredite	
Finanzierungsinstrumente	Nachrangdarlehen		Genussrechte		Förderungen und Zuschüsse		Schuldverschreibungen (Anleihen)	
	Leasing & Contracting		Leasing & Contracting		Leasing & Contracting		Leasing & Contracting	
SMiG-Baustein	private EE-Anlagen für Endkunden-Vermarktung		gewerbliche EE-Anlage für Endkunden-Vermarktung		kommunale EE-Anlage für Endkunden-Vermarktung		Strom-Vermarktung an (lokale) Endkunden	
	Eigenverbrauch privater Haushalt		Eigenverbrauch Unternehmen		private EE-Anlage für Vor-Ort-Versorgung		Mieterstrommodelle	
	Leasing und Contracting für Vor-Ort- und Eigenverbrauch		EE-Anlage und Speicher für Regelenergie		Lastmanagement durch Unternehmen selbst		Lastmanagement durch Contractor	

Das letzte Kapitel „Bausteine eines Smart Microgrids“ präsentiert ausgewählte Kombinationen dieser Dimensionen, welche als Summe Geschäftsmodelle darstellen, die auf die Ziele eines Smart Microgrids hin wirken. Auch hier verdeutlicht am Ende der Seite eine Tabelle, aus welchen Bestandteilen der Baustein besteht. Zusätzlich erleichtert eine ausführliche Verlinkung zwischen den Seiten die Erfassung der Inhalte.

Im Folgenden wird die Finanzierung einzelner Bausteine, welche sich in den vorangegangenen Untersuchungen als relevante Möglichkeiten des Beitrags zu einem Smart Microgrids herauskristallisiert haben, näher beschrieben. Diese werden im letzten Menüpunkt der Homepage dargestellt.

<sup>78</sup> Der Finanzierungsbaukasten ist erreichbar unter: [finanzierungsbaukasten.smig2013.de](http://finanzierungsbaukasten.smig2013.de)

### Private Erneuerbare-Energien-Anlage für die Endkundenvermarktung

Wie in Kapitel II)1)C.c) sind als Geschäftsmodell auf der Marktseite der Energieversorgung insbesondere solche Modelle zu sehen, bei welchen die Bilanzkreise im Handel den real-physischen Zuordnungen entsprechen. Dies ist bei lokalen Vermarktungen der Fall. Es wird deshalb hier zunächst der Anlagenbetrieb für die lokale Vermarktung verschiedener Akteure untersucht.

Neben der Einspeisung des in einer EE-Anlage erzeugten Stroms in das Netz und der Vergütung durch den Netzbetreiber durch eine feste Einspeisevergütung oder geförderte Direktvermarktung kann der private Anlagenbetreiber den Strom gänzlich an einen Vermarkter abgeben, welcher den Strom wiederum an lokale Kunden veräußert. Direktvermarkter, welche Strom auch von privaten Haushalten zur Vermarktung an Endkunden aufnehmen, sind z.B. das Unternehmen Grundgrün Energie GmbH oder buzzn people power. Beide Unternehmen geben die innerhalb der geförderten Direktvermarktung erhaltene Förderung für den produzierten Strom an die Stromerzeuger weiter, so dass diese eine Vergütung erhalten, die mindestens so hoch ist, wie die vorherige EEG-Vergütung. buzzn zahlt den Anlagenbetreibern eine Vergütung, die 1 ct./kWh über der bisherigen EEG-Vergütung liegt. Damit kann der private Anlagenbetreiber mit einer Vergütung vergleichbar der festen Einspeisevergütung aus dem EEG rechnen, muss aber mit einem Ausfallrisiko des Vermarkters<sup>79</sup> umgehen. Da ein Wechsel zurück in die feste EEG-Vergütung gemäß § 20 EEG2014 monatlich möglich ist, betrifft das Ausfallrisiko seitens des Vermarkters jedoch nur die Zahlungen von wenigen Monaten. Abbildung 18 zeigt die Organisation der Finanzierung einer solchen privaten Anlage.

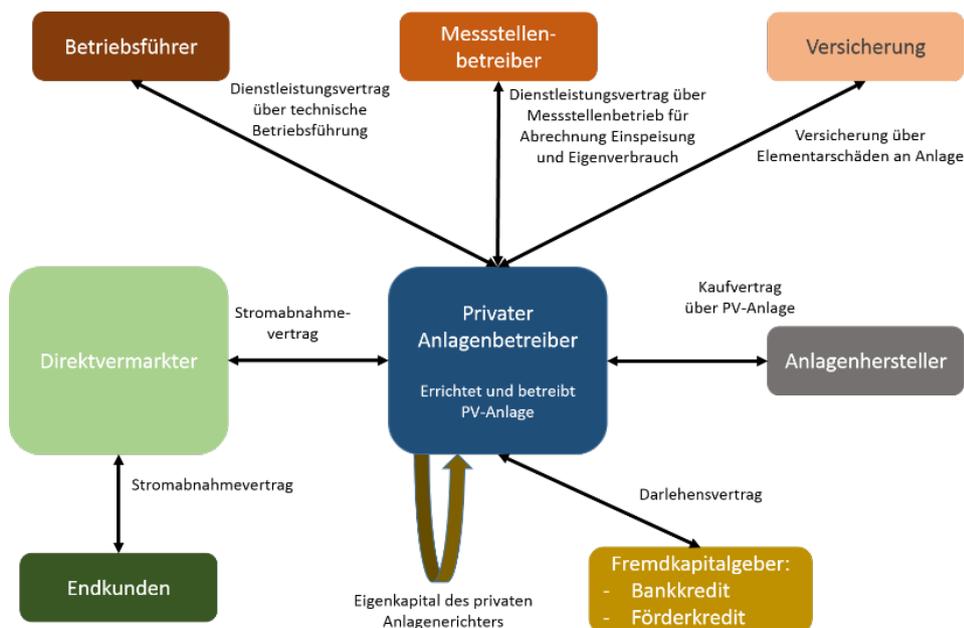


Abbildung 18: Organisation einer Haushaltsfinanzierung einer privaten Anlage für die Endkundenvermarktung

Bei privaten EE-Anlagen dürfte es sich in der Regel um kleine PV-Aufdach-Anlagen handeln, die Gesamtinvestitionsvolumina sind damit vergleichsweise gering unterhalb von 15.000 €. Zusätzlich zu den Investitionskosten der Erzeugungsanlage selbst entstehen für die Anbindung einer Anlage an den Pool des Vermarkters Transaktionskosten. Neben den Transaktionskosten für Informationsbeschaffung und Vertragsbildung laufen bei der Anbindung an den Pool auch einmalige Erschließungskosten für die Fernsteuerbarkeit der Anlage, die Leistungsmessung sowie für die softwaretechnische Einbindung in den gesamten Pool auf.

Auf der Ertragsseite steht die Zahlung durch den Direktvermarkter, welche in der Regel mindestens der auf 20 Jahre gesicherten gesetzlichen Einspeisevergütung entsprechen sollte.

<sup>79</sup> Vgl. hierzu Leuphana Universität & Nestle (2014).

Dabei dürfte in der Regel die Grenze von 100 kW<sub>p</sub>, bis zu welcher auch in Zukunft die feste Einspeisevergütung in Anspruch genommen werden kann, unterschritten werden.

Als Risiken trägt der Anlagenbetreiber grundsätzlich die Risiken des Betriebs einer PV-Anlage.<sup>80</sup> Die zusätzlichen Risiken aus dem Ausfallrisiko sind vergleichsweise gering, da beim Betrieb von PV-Aufdach-Anlagen durch private Betreiber davon auszugehen ist, dass eine monatliche Rückkehroption in die feste Einspeisevergütung besteht und es somit zu Risiken durch den Ausfall des Vermarkter von maximal 2-3 Monatsumsätzen kommt.

Es ist deshalb anzunehmen, dass die Finanzierung einer solchen Anlage vergleichbar mit der bisherigen Finanzierung einer Anlage mit der Inanspruchnahme der festen Einspeisevergütung ist. Ein Großteil solcher privaten PV-Aufdach-Anlagen ist im Rahmen einer Haushaltsfinanzierung komplett in Form von Eigenkapital und Fördermittel finanziert. Hierbei kommt insbesondere eine Förderung innerhalb des Programms „Erneuerbare-Energien-Standard“ der KfW-Bank in Betracht.

### Gewerbliche Erneuerbare-Energien-Anlage für die Endkunden-Vermarktung

Ebenso ist es denkbar, dass eine solche Anlage für die Endkundenvermarktung von einem gewerblich handelnden Akteur betrieben wird. Auch hier könnte der erzeugte Strom innerhalb der geförderten oder sonstigen Direktvermarktung direkt an Endkunden vermarktet werden. Dies gilt grundsätzlich für alle EE-Anlagen. Ein entscheidender Unterschied zwischen kleineren und größeren Anlagen ergibt sich insofern, dass für die Anlagen verschiedene Rückfalloptionen in die feste Einspeisevergütung oder Direktvermarktung an der Börse existieren oder aber bei größeren Anlagen eine Ausschreibungspflicht vorhanden ist und somit keine alternative gesetzliche Förderung zur Verfügung steht.

Bei einer Vermarktung an lokale Endkunden nimmt das Vermarktungsunternehmen den produzierten Strom vom Anlagenbetreiber zu einem Preis auf, welcher mindestens den alternativen Einkünften aus der geförderten Direktvermarktung an der Börse bzw. der festen Einspeisevergütung entspricht. Abbildung 19 zeigt die Organisation eines solchen gewerblichen Anlagenbetriebs.

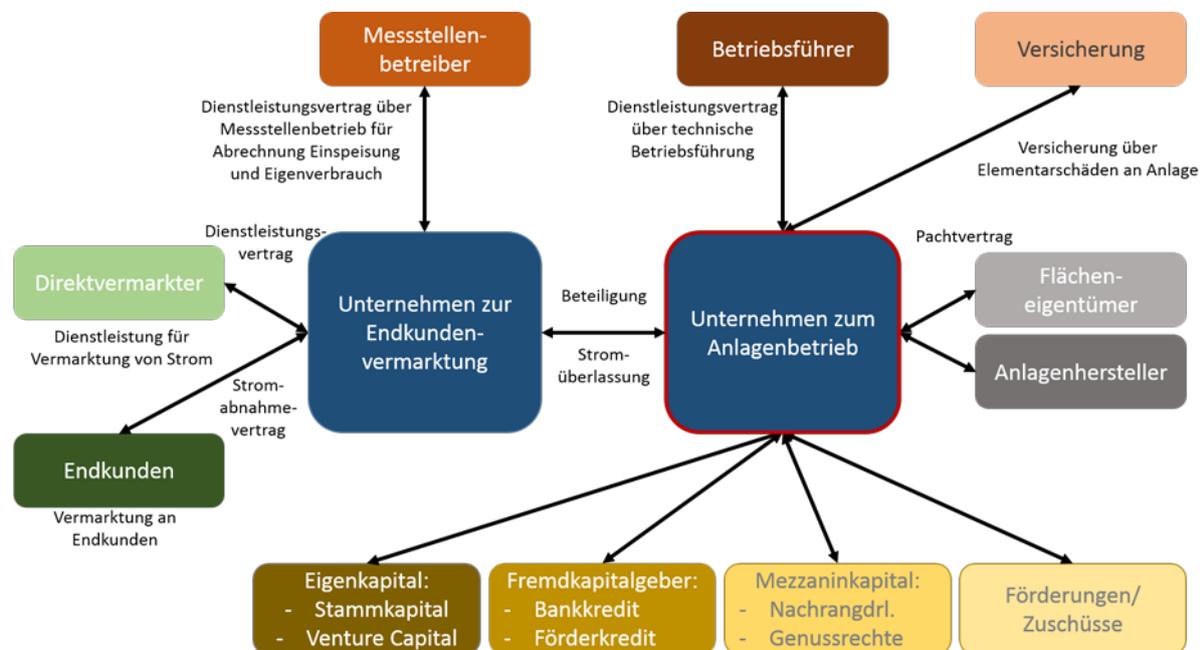


Abbildung 19: Organisation und Beteiligte eines gewerblichen EE-Anlagenbetriebs zur Endkundenvermarktung

<sup>80</sup> Vgl. hierzu Böttcher & Blattner (2013).

Als betreibendes Unternehmen kommen grundsätzlich alle privatwirtschaftliche Unternehmen, welche ebenfalls als Bürgerbeteiligungsunternehmen auftreten können (siehe hierzu Kapitel II)1)D.c)), sowie kommunale Unternehmen wie Stadtwerke in Betracht. Neben angebotenen höheren Abnahmepreisen durch die Direktvermarktungsunternehmen können weitere Gründe – wie beispielsweise die Ablehnung großer Energieversorgungsunternehmen gegenüber der Befürwortung eines persönlicher Bezugs zwischen Kunde und Lieferant - für eine Endkundenvermarktung sprechen. Weiterhin stehen eventuell eigene Endkunden als interessierte Stromabnehmer bereit. Als Akteure, die den in separaten Projektgesellschaften erzeugten Strom aus EE-Anlagen an eigene Endkunden vermarkten, kommen insbesondere Bürgerbeteiligungsunternehmen und kommunale Stromversorgungsunternehmen in Betracht, weil bzw. sofern sie einen eigenen lokalen Kundenstamm haben.

Das Finanzierungsvolumen wird durch die Errichtung der EE-Anlage bestimmt. Unternehmerisch betriebene EE-Anlagen können große PV-Aufdach-Anlagen, PV-Freiflächenanlagen, Windenergieanlagen, Biogasanlagen oder Laufwasseranlagen sind. Das Finanzierungsvolumen nimmt deshalb eine große Spannbreite von ca. 10.000 € bis hin zu mehreren Mio. € ein. Zusätzlich zu den Investitionskosten der Erzeugungsanlage selbst laufen für die Anbindung einer Anlage an den Pool des Vermarkters Transaktionskosten auf. Neben den Transaktionskosten für Informationsbeschaffung und Vertragsbildung fallen bei der Anbindung an den Pool auch einmalige Erschließungskosten für die Fernsteuerbarkeit der Anlage, die Leistungsmessung sowie für die softwaretechnische Einbindung in den gesamten Pool an.

Die Vergütung für den produzierten Strom erfolgt nicht durch den Netzbetreiber, sondern durch den Direktvermarkter. Die Vergütung der erzeugten Energiemenge durch das stromvertreibende Unternehmen muss für einen auskömmlichen Betrieb sorgen. Da sich die gesetzlich zugesicherte Vergütung eingespeister Energie an den Stromgestehungskosten orientiert, dürfte der Abnahmepreis durch das stromvertreibende Unternehmen regelmäßig den gesetzlichen Vergütungssätzen entsprechen. Eine Besonderheit stellt der Betrieb von EE-Anlagen dar, welche älter als 20 Jahre und somit komplett abgeschrieben sind und keinen Anspruch mehr auf eine gesetzliche Vergütung haben.

Für den Anlagenbetreiber ergeben sich zunächst die Risiken des Betriebs der EE-Anlage.<sup>81</sup> Es ergeben sich aufgrund des Vermarktungsweges zusätzliche Risiken. Bei einer Inanspruchnahme einer gesetzlichen Einspeisevergütung wären in Folge der auf 20 Jahre zugesicherten Vergütung durch den Netzbetreiber kaum Absatzrisiken anzunehmen. Bei einer Vermarktung über einen Direktvermarkter an Endkunden sind das Absatzrisiko und das Ausfallrisiko zu berücksichtigen. Im hier betrachteten Fall einer gewerblich betriebenen EE-Anlagen dürfte die Anlage aufgrund ihrer Größe regelmäßig in die Regelungen zur verpflichtenden Direktvermarktung fallen, somit besteht dann keine Rückkehroption in die feste Einspeisevergütung. Anlagenbetreiber haben im Falle des Ausfalles dennoch nach § 38 EEG 2014 die Möglichkeit eine Einspeisevergütung durch den Netzbetreiber in Anspruch zu nehmen. Diese wird jedoch um 20 % des eigentlichen anzulegenden Wertes reduziert, so dass der Anlagenbetreiber motiviert wird, möglichst schnell bei einem neuen Vermarkter unter Vertrag zu kommen.<sup>82</sup> Liegt für die Anlage eine Ausschreibungspflicht vor, wie es seit 2014 für PV-Freiflächen-Anlagen und ab 2017 auch für Windenergieanlagen der Fall ist, so ist zu berücksichtigen, dass bei einem Ausfall des Vermarkters keine alternative Förderung durch das EEG in Anspruche genommen werden kann. Der Anlagenbetreiber übernimmt dann das volle Ausfallrisiko des Vermarkters.

Es ist deshalb bei der Finanzierung einer solchen Anlage zu unterscheiden, ob der betrachteten Anlage eine alternative Vermarktung über das EEG zur Verfügung steht oder nicht. Sofern im Falle des Ausfalls des Direktvermarkter eine alternative gesetzlich zugesicherte Vergütung offen steht, ist eine Projektfinanzierung, welche sich für Anlagen, die die feste Einspeisevergütung über das EEG in Anspruch nehmen, etabliert hat, durchaus denkbar. Sofern der Anlagenbetreiber nicht auf einen nahezu ausfallsicheren Vermarktungspartner zurückgreifen kann,

---

<sup>81</sup> Vgl. hierzu Böttcher & Blattner (2013).

<sup>82</sup> Vgl. hierzu Kramer (2015).

dürfte in der Regel eine Unternehmensfinanzierung für die Errichtung der EE-Anlage notwendig sein. Das hat insbesondere bei der Einwerbung von Fremdkapital zur Folge, dass der Kreditgeber auf die Bonität des Unternehmens selbst abstellt, weniger auf das Geschäftsmodell an sich. Dies erschwert insbesondere jungen Unternehmen den Zugang zu Fremdkapital.

#### Kommunale Erneuerbare-Energien-Anlagen für die Endkundenvermarktung

Soll eine solche Anlage durch eine Kommune finanziert und betrieben werden, ergeben sich gegenüber der des oben beschriebenen Betriebs durch einen gewerblichen Anlagenbetreiber Besonderheiten.

Für einen kommunalen Betrieb einer EE-Anlage kann

- Die Kommune selbst als Betreiber auftreten (Eigenbetrieb),
- Eine privatrechtliche Betreibergesellschaft durch die Kommune gegründet werden (die Finanzierung und der Betrieb ist dann Vergleichbar zu dem oben beschriebenen durch gewerbliche Unternehmen) oder
- Die Kommune kann sich an einer Betreibergesellschaft beteiligen.

Betreibende Unternehmen mit kommunaler Beteiligung dürften in der Regel Projektgesellschaften sein. Dabei gilt als Anforderung für die Beteiligung der Kommune, dass aus kommunalrechtlichen Gesichtspunkten ein „angemessener Einfluss“ seitens der Kommune bestehen muss. Diese Bedingung dürfte insbesondere mit einer Mehrheitsbeteiligung erfüllt sein. Als weitere Beteiligte in einer Projektgesellschaft mit kommunaler Beteiligung treten privatwirtschaftliche Unternehmen insbesondere aus dem Bereich der Anlagen-Projektierung auf, aber auch kommunale Unternehmen spielen eine Rolle. Die Beteiligung an einem Bürgerbeteiligungsunternehmen ist grundsätzlich denkbar, jedoch dürfte regelmäßig eine Ausgestaltung als Genossenschaft wegen der kommunalrechtlichen Vorgabe hinsichtlich der Stimmrechte ausgeschlossen sein. Neben angebotenen höheren Abnahmepreisen durch die Direktvermarktungsunternehmen können weitere Gründe eine Rolle spielen. Insbesondere kann durch den Betrieb von EE-Anlagen im Rahmen einer – geförderten oder ungeförderten – Direktvermarktung an Gemeindemitglieder das Örtlichkeitsprinzip, welches in einigen Bundesländern Voraussetzung für die wirtschaftliche Beteiligung einer Kommune am Betrieb einer EE-Anlage ist, hergestellt werden.

Bezüglich der Risiken ist auch bei einem kommunalen Betrieb insbesondere zu unterscheiden, ob auf eine alternative gesetzliche Förderung zurückgegriffen werden kann oder ob das durch eine anderweitig notwendige Ausschreibungspflicht nicht offen steht. Sollte der EE-Anlage alternativ keine Förderung über das EEG zustehen, so hätte die Kommune bzw. das Unternehmen mit kommunaler Beteiligung das Risiko des Ausfalls des Vermarkters, welcher sich wiederum aus der Vermarktung an lokale Endkunden wesentlichen Risiken gegenüber sieht, zu tragen. Dies dürfte nicht mit dem für die kommunale Beteiligung notwendigen Kriterium des angemessenen Verhältnisses zur Leistungsfähigkeit der Kommune vereinbar sein. Sofern eine alternative Förderung möglich wäre, dürfte regelmäßig eine Projektfinanzierung mit einer Beteiligung der Kommune an einer Betreibergesellschaft umgesetzt werden. Betreibt die Kommune die Anlage in Eigenregie, finanziert sie die Anlage im Rahmen einer Kommunalfinanzierung. Diese ist insbesondere hinsichtlich der folgenden Punkte charakterisiert:

- Eine Einlagenfinanzierung scheidet grundsätzlich aus, da die Kommune keine Eigentümer hat.
- Eine Selbstfinanzierung durch Haushaltsüberschüsse kommt nur ausnahmsweise und vorübergehend in Betracht, da die Kommune keine Überschüsse erwirtschaften soll.
- Die Aufnahme von Fremdkapital ist begrenzt zulässig und in der Haushalts- und Gemeindeordnung des jeweiligen Bundeslands geregelt.

#### Stromvermarktung an (lokale) Endkunden

Im Folgenden wird aber auch der Stromvertrieb selbst als zentraler Baustein eines Smart Microgrids betrachtet. Bei einer Vermarktung an lokale Endkunden muss das Vermarktungs-

Unternehmen dem Anlagenbetreiber für den produzierten Strom mindestens einen Preis bieten, der den alternativen Einkünften aus der geförderten Direktvermarktung an der Börse beziehungsweise der festen Einspeisevergütung entspricht. Vergleichbar zur Aufnahme von erzeugtem Strom von nicht verbundenen Unternehmen, kann das stromvertriebende Unternehmen auch Strom aus "eigenen" Anlagen vermarkten. Dabei werden in der Regel der Energieversorgungsbetrieb und der Anlagenbetrieb unternehmerisch getrennt. Abbildung 20 zeigt die Organisation eines solchen lokalen Stromvertriebs.

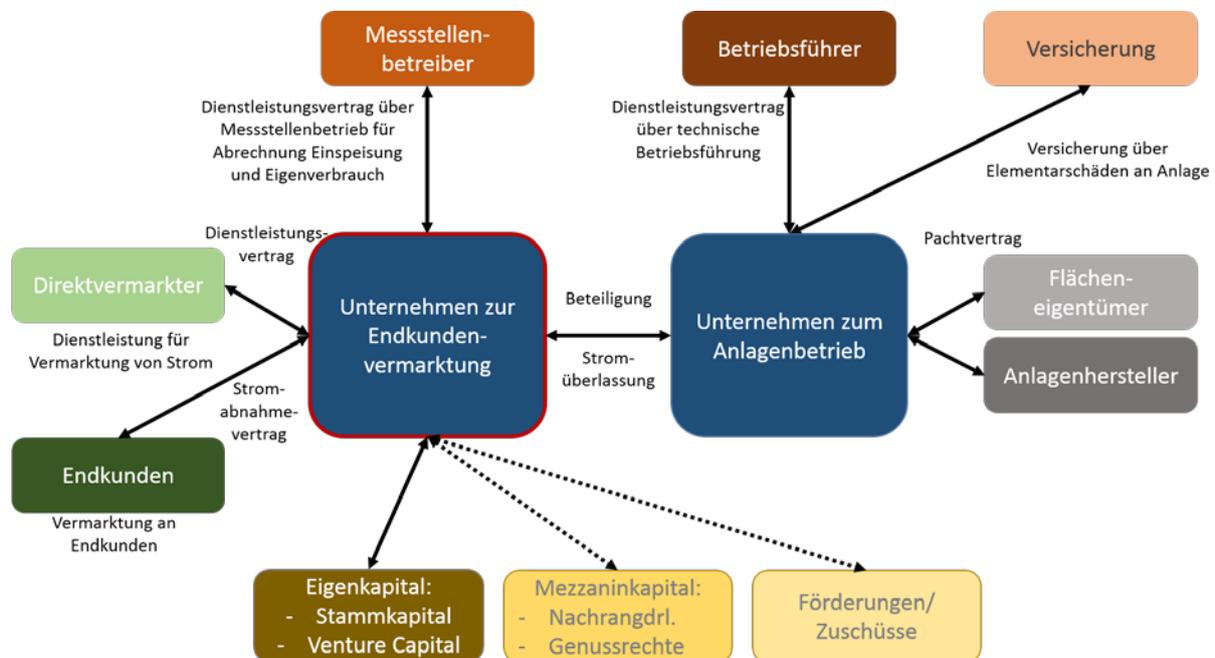


Abbildung 20: Organisation und Finanzierung des Stromvertriebenden Unternehmens bei einer (lokalen) Endkundenvermarktung

Als Akteure, die den in separaten Unternehmen erzeugten Strom aus EE-Anlagen an eigene Endkunden vermarkten, kommen insbesondere Bürgerbeteiligungsunternehmen (siehe hierzu auch Kapitel II)1)D.c)) und kommunale Stromversorgungsunternehmen in Betracht, weil bzw. sofern sie einen eigenen lokalen Kundenstamm haben. Neben der Möglichkeit einen eigenen Stromvertrieb aufzubauen, bieten einzelne Dienstleister hierfür auch White-Label-Produkte an. Daneben nehmen Energieversorgungsunternehmen Strom aus EE-Anlagen auf, um diesen an eigene Stromkunden zu vertreiben.

Das Finanzierungsvolumen eines Stromvertriebs ist insbesondere durch Personal-, Marketing- und IT-Infrastrukturkosten geprägt. Es ist zu berücksichtigen, dass im Falle einer Unternehmensneugründung bzw. der Entwicklung eines neuen Geschäftsfelds zusätzliche Transaktionskosten entstehen.

Als laufende Kosten für das stromvermarktende Unternehmen fallen insbesondere die Kosten für den vom anlagenbetreibenden Unternehmen überlassenen Strom sowie für den Reststrom an. Die Vergütung der erzeugten Energiemenge durch das stromvertriebende Unternehmen muss für einen auskömmlichen Betrieb sorgen. Da sich die gesetzlich zugesicherte Vergütung eingespeister Energie an den Stromgestehungskosten orientiert, dürfte der Abnahmepreis durch das stromvertriebende Unternehmen regelmäßig den gesetzlichen Vergütungssätzen entsprechen. Dabei beträgt aktuell der Vergütungspreis im Durchschnitt über alle die EEG-Vergütung beziehenden Anlagen bei 27 ct/kWh. Dies ist maßgeblich durch vergleichsweise hohe Vergütungssätze alter Anlagen bedingt; die Vergütung neuer PV-Anlagen beispielweise liegt zwischen gut 8 ct/kWh und gut 12 ct/kWh, neuer Windenergieanlagen im Schnitt bei knapp 6 ct/kWh. Eine Besonderheit stellt der Ankauf von Strom aus EE-Anlagen dar, welche älter als 20 Jahre und somit komplett abgeschrieben sind und keinen Anspruch mehr auf EEG-Vergütung haben.

Es dürfte für die Endkundenvermarktung regelmäßig ein Grünstromprodukt angestrebt werden, weshalb bei einer geförderten Direktvermarktung der Zukauf von Grünstromzertifikate notwendig ist, welche aktuell mit ca. 0,01 ct/kWh zu kalkulieren sind. Innerhalb der sonstigen Direktvermarktung sind Grünstromzertifikate nur für den zugekauften Reststrom notwendig. Alternativ wird Strom aus Wasserkraftanlagen aufgekauft.<sup>83</sup> Die Zahlungsströme des stromvertreibenden Unternehmens beinhalten weiterhin laufende Kosten aus dem Stromvertrieb (Personalkosten, Marketingkosten, IT-Infrastruktur, Transaktionskosten für Stromhandel). Bei einem durchschnittlichen Haushaltsstrompreis von 29,13 ct/kWh<sup>84</sup>, einer Abgabenbelastung von 21,76 ct/kWh<sup>70</sup> und durchschnittlichen Kosten für die Strombeschaffung eines Haushaltskunden an der Börse von 3,26 ct/kWh erwirtschafteten in 2014 deutsche Energieversorgungsunternehmen durchschnittlich 4,09 ct/kWh für laufende Kosten sowie Marge. Hierbei dürften jedoch die laufenden Kosten für die lokale Vermarktung an eine eingeschränkte Kundengruppe aufgrund von Skaleneffekten sowie zusätzlichen Bedürfnissen bei der Bilanzkreisführung höher liegen.<sup>83</sup>

Auf der Ertragsseite sind die Erlöse aus dem Stromverkauf an Endkunden zu verzeichnen. Es ist grundsätzlich davon auszugehen, dass bei einer lokalen Vermarktung von erneuerbaren Energien bei der entsprechenden Zielgruppe eine gewisse Mehrpreisbereitschaft besteht, welche aber schwer zu quantifizieren ist. Unternehmen, welche eine lokale Vermarktung in der Praxis durchführen geben an, dass das entscheidende Verkaufsargument gegenüber herkömmlichen Ökostromversorgern in der regionalen Wertschöpfung sowie im besonderen Vertrauensverhältnis gegenüber einem lokal verankerten Unternehmen liegen dürfte. Die Unternehmen schätzen eine mögliche Mehrpreisbereitschaft auf unter 2 ct./kWh.<sup>83</sup>

Die Risiken des stromvertreibenden Unternehmens ergeben sich wesentlich aus Markt- und Absatzrisiken. Bei der Vermarktung an Haushaltskunden ist insbesondere zu beachten, dass keine langfristigen Stromlieferverträge gestaltet werden können, da sie als Dauerschuldverhältnissen nach § 309 Nr.9 bzw. § 310 bürgerliches Gesetzbuch zunächst keine Vertragslaufzeit von mehr als zwei Jahren, bei stillschweigender Verlängerung im Folgenden nicht mehr als ein Jahr aufweisen dürfen. Zusätzlich ist eine Kündigungsfrist von nicht mehr als drei Monaten umzusetzen. Dieses Abnahmerisiko verschärft sich bei einem Produkt, welches sich ausschließlich an regionale Endkunden richtet, da die mögliche Kundschaft begrenzt ist. Es ist daher davon auszugehen, dass in der Regel aus Risikogründen eine Unternehmensfinanzierung für das stromvertreibende Unternehmen gewählt werden muss. Innerhalb einer Unternehmensfinanzierung kommen als Eigenfinanzierung bei neu gegründeten Unternehmen die Einlagen- und Beteiligungsfinanzierung zum Zuge. Dies betrifft zunächst die Einlagen der Gesellschafter, deren Ausgestaltung maßgeblich von der Rechtsform abhängig ist. Für die Einwerbung von Private Equity bzw. Venture Capital in der frühen Unternehmensphase bietet sich hier an, soziale Investoren einzubinden. Soziale Investoren können weiterhin über Mezzaninkapital, insbesondere in Form von Genussrechten, integriert werden. Die Einbindung von Fremdkapital dürfte sich hier innerhalb einer Unternehmensfinanzierung schwierig gestalten, sofern das stromvertreibende Unternehmen jung ist und nicht auf eine entsprechende erfolgreiche Unternehmenshistorie verweisen kann.

### Eigenverbrauch privater Haushalte

Wie in Kapitel II)1)C.c) diskutiert kann die Eigenversorgung einzelner Liegenschaften insbesondere in Verbindung mit einer Spitzenlastkappung den Zielen eines Smart Microgrids beitragen. Hierbei ist aufgrund der umfassenden Befreiungen von Abgaben und Umlagen insbesondere die Umsetzung von Eigenverbrauchslösungen mit Anlagen kleiner als 10 kWp relevant, weshalb hier als Baustein eines Smart Microgrids private Eigenverbrauchslösungen betrachtet werden.

Das EEG fordert bei einer Eigenverbrauchslösung, dass die Anlage vom privaten Haushalt betrieben wird oder zumindest wesentliche Betriebsrisiken übernommen werden. Weiterhin ist

---

<sup>83</sup> Vgl. hierzu Bettinger & Holstenkamp (2015c).

<sup>84</sup> Vgl. hierzu BDEW (2015b).

es notwendig, dass dieser Haushalt den Strom selbst verbraucht, die Erzeugung in unmittelbarer Nähe zum Verbrauch erfolgt und der Strom nicht durch ein öffentliches Netz geleitet wird. Ein typisches Beispiel ist die Errichtung einer kleinen PV-Aufdach-Anlage auf dem Dach des eigenen Hauses, um einen Teil des Stroms selbst zu verbrauchen.

Aufgrund der Umlagen- und Entgeltbefreiungen beim Eigenverbrauch kommt es zu Mehreinnahmen beim Eigenverbrauch gegenüber einer Einspeisung ins öffentliche Netz. Auf Haushaltsebene dürfte regelmäßig die Schwelle von 10 kW<sub>p</sub> installierter Leistung und 10 MWh unterschritten sein und somit neben der Stromsteuerbefreiung, der Befreiung der Netzentgelte und aller Netzentgeltbezogener Abgaben auch die EEG-Umlage entfallen. Abbildung 21 zeigt solche Mehreinnahmen durch Abgaben- und Umlagenbefreiung anhand des Beispiels einer privaten PV-Aufdach-Anlage kleiner als 10 kW<sub>p</sub>.

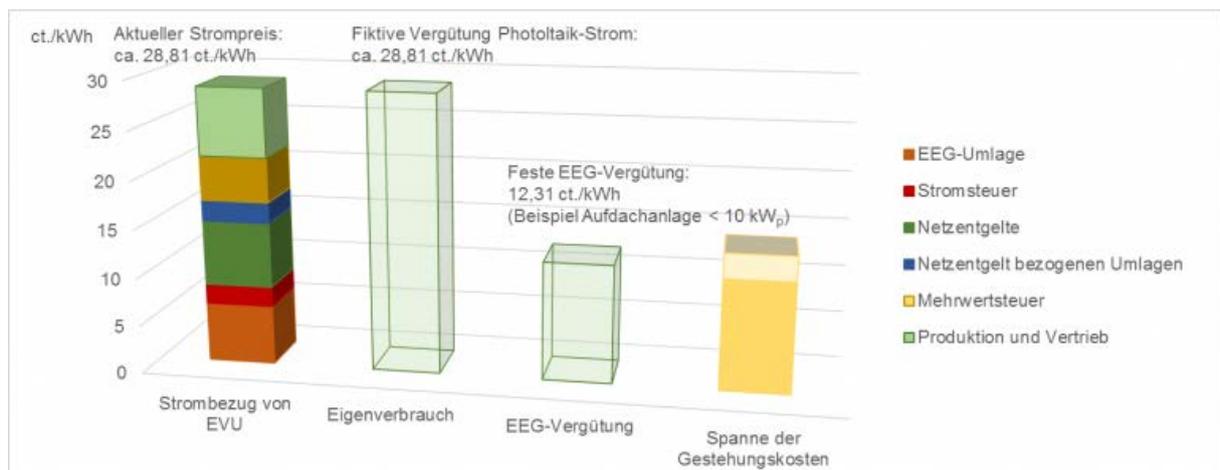


Abbildung 21: Mehreinnahmen durch die Abgaben- und Umlagenbefreiung bei Eigenverbrauch am Beispiel einer privaten PV-Aufdachanlage kleiner als 10 kW<sub>p</sub>

Da die Einkünfte beziehungsweise die vermiedenen Stromeinkaufskosten pro kWh erzeugten PV-Strom höher sind als die Einkünfte bei der Inanspruchnahme der festen Einspeisevergütung bei Einspeisung in das öffentliche Netz, ist das technische Ziel der Auslegung und des Betriebs, den Anteil selbst verbrauchten Stroms zu erhöhen. In diesem Geschäftsmodell gibt es demnach einen finanziellen Anreiz z.B. zur Lastverschiebung des Stromverbrauchs im Haushalt oder aber zur Installation eines Batteriespeichers. Dabei hat sich jedoch gezeigt, dass in der Regel keine Amortisation eines Batteriespeichers herbeigeführt werden kann (siehe hierzu Kapitel II)1)C.b)). Trotzdem sind aktuell ca. 25.000 solcher PV-Batterie-Systeme in Betrieb.<sup>85</sup> Abbildung 22 zeigt die Organisation einer solchen privaten Eigenverbrauchslösung.

<sup>85</sup> Vgl. hierzu BNetzA (2015a).

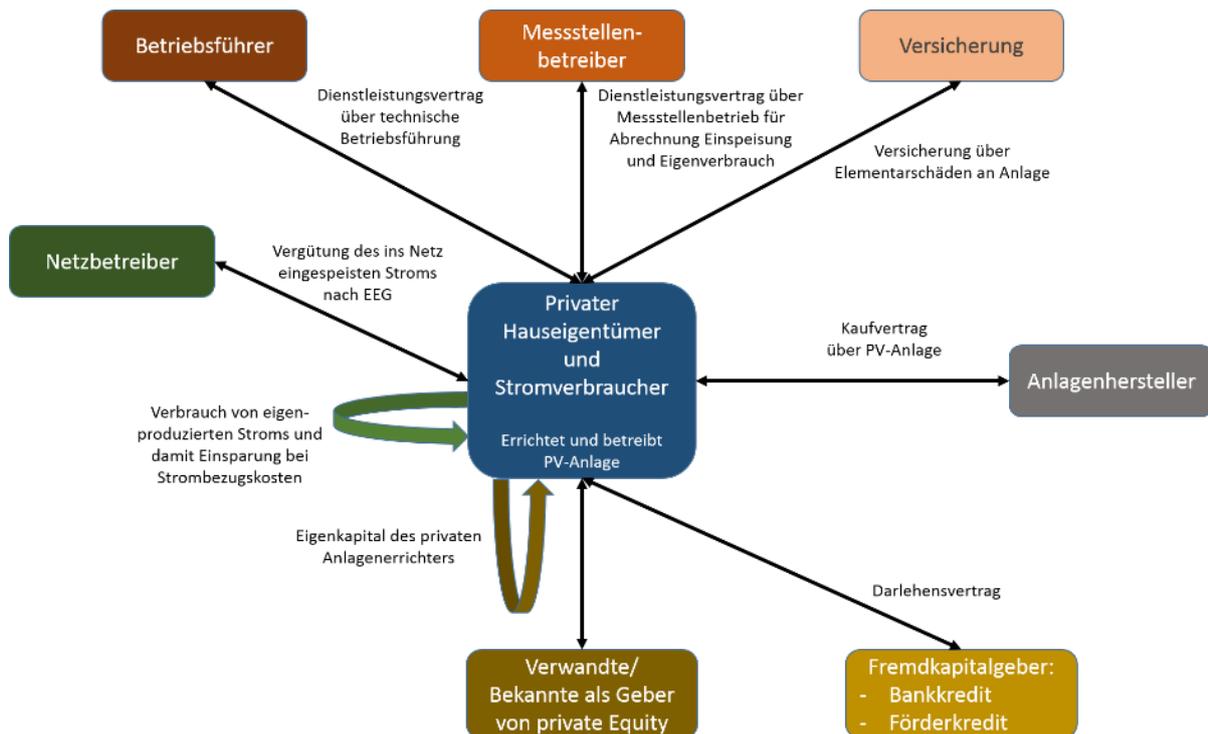


Abbildung 22: Organisation einer privaten Eigenverbrauchslösung

Als Investition fallen die Errichtungskosten der PV-Aufdach-Anlage an. Bei der Umsetzung eines auf Eigenverbrauch basierenden Geschäftsmodells ist im Zusammenhang mit privaten PV-Aufdach-Lösungen davon auszugehen, dass regelmäßig die für die Abführung der EEG-Umlage geltende Grenze von 10 kWp sowie 10 MWh jährlich unterschritten wird und demnach keine Installation eines zusätzlichen Zählers notwendig wird.<sup>86</sup> Als zugehörige Batteriesysteme stehen auf private Eigenverbrauch abgestimmte Systeme zur Verfügung. Die Lebensdauer der Batterien ist abhängig von der jährlichen Zyklenzahl, bei einer angenommenen Zyklenzahl von 250 Vollzyklen/Jahr ergibt sich eine Lebensdauer von ca. 15 Jahren für Blei-Säure-Batterien und von ca. 20 Jahren für Lithium-Ionen-Batterien, so dass bei Blei-Säure-Batterien von einer Ersatzinvestition nach 15 Jahren auszugehen ist, wobei für alle Speicher das Risiko des frühzeitigen Verschleiß vorliegt. Zusätzlich oder alternativ kann zur Erhöhung des Eigenverbrauchanteils ein Managementsystem zum Lastmanagement von Haushaltsgeräten eingesetzt werden.

Auf der Einnahmenseite stehen vermiedene Strombezugskosten, welche anderenfalls innerhalb eines herkömmlichen Liefervertrags anfallen würden. Hierbei garantiert die Einsparung von Umlagen bei Eigenverbrauch, dass der Strombezug aus der eigenen Anlage günstiger ist als der Bezug von Strom von einem Energieversorgungsunternehmen. Ersparnisse durch den Bezug von eigenproduziertem Strom, können über die gesamte Lebensdauer der Anlage gemacht werden.

Es fallen zunächst die Risiken aus dem Betrieb der PV-Anlage<sup>87</sup> an. Darüber hinaus ergeben sich Risiken aus dem Betrieb der Batterien, welche insbesondere durch einen frühzeitigen Verschleiß gekennzeichnet sind. Hierfür können Herstellergarantien abgeschlossen werden, deren Nutzbarkeit allerdings von der weiteren wirtschaftlichen Entwicklung des Herstellers abhängt. Durch das Erlösmodell des Eigenverbrauchs ergeben sich zusätzliche Risiken. Hier ist zunächst das Leistungsrisiko zu nennen, welches sich im Falle eines Eigenverbrauchmodells auf den Anteil des eigenverbrauchten Stroms beziehen. Dieser kann durch falsch kalkulierte Lastprofile des Stromverbrauchs oder mangelhafte Managementsysteme geringer ausfallen als zunächst angenommen. Daneben ergeben sich Abnahmerisiken durch die Inflexibilität des

<sup>86</sup> Vgl. hierzu EEG-Clearingstelle (2014).

<sup>87</sup> Vgl. hierzu Böttcher & Blattner (2013).

Erlösmodells Eigenverbrauch. Dieses ist nur bei einer Personenidentität von Anlagenbetreiber und Stromverbraucher umzusetzen, so dass beispielsweise bei Vermietung des Eigenheims, besondere Rahmenbedingungen erfüllt sein müssen, damit durch den Mieter weiterhin Eigenverbrauch geltend gemacht werden kann (siehe hierzu unten „Contracting & Leasing für Eigenverbrauch und vor-Ort-Verbrauch“). Zuletzt ergeben sich Preisrisiken aus den Unsicherheiten der Erwartungen über die vermiedenen Strombezugskosten. Diese können geringer als ursprünglich angenommen ausfallen, wenn beispielsweise die Strombezugskosten in der Zukunft sinken oder der Leistungspreis-Anteil der Netzentgelte in Zukunft steigt.

Die Finanzierung dürfte in der Regel über eine private Haushaltsfinanzierung mit einem hohen Anteil an Eigenkapital durchgeführt werden. Förderungen können in Anspruch genommen werden, hierbei sind insbesondere die Programme „Erneuerbare-Energien-Standard“ sowie „Speicher“ der KfW-Bank relevant. Hierbei ist darauf hinzuweisen, dass bei einer Förderung innerhalb des Förderprogramms „Speicher“ der KfW der Speicher neben dem Einsatz zur Erhöhung des Eigenverbrauchanteils auch für eine Kappung der Einspeisespitze in das öffentliche Netz eingesetzt werden muss.

### Eigenverbrauch Unternehmen

Vergleichbar zur Eigenversorgung eines privaten Haushalts, ist die Versorgung eines gewerblichen oder industriellen Betriebs mit erneuerbaren Energien innerhalb eines Eigenverbrauchs möglich. Entscheidend für die rechtliche Einstufung als Eigenverbrauch und damit zur Reduzierung der EEG-Umlage sind die Personenidentität zwischen Stromverbraucher und Anlagenbetreiber, unmittelbare räumliche Nähe der Erzeugung und Vermeidung einer Durchleitung des Stroms durch öffentliche Netze. Hier wird im Folgenden die Errichtung und Betrieb einer EE-Anlage durch den Betrieb selbst betrachtet. Ein typisches Beispiel ist die Errichtung einer größeren PV-Aufdach-Anlage auf dem Betriebsgebäude. Genauso ist aber auch die Versorgung aus nahe gelegenen, z.B. auf dem Betriebsgelände befindlichen Windkraftanlagen oder BHKWs (insbesondere wenn ein zusätzlicher Wärmebedarf besteht) denkbar. Einnahmen werden dabei aus der Reduzierung des Strombezugs von außen bzw. aus der Vergütung der Einspeisung der überschüssigen Energie generiert. Dabei dürften die Abgaben- und Umlagenbefreiungen in der Regel geringer ausfallen als im oben genannten Beispiel einer privaten Eigenverbrauchslösung, sofern die Anlage eine Größe von 10 kW<sub>p</sub> überschreitet, da die eingeschränkte EEG-Umlage fällig wird. Abbildung 23 zeigt beispielhaft solche Mehreinnahmen aus dem Eigenverbrauch, sofern die eingeschränkte EEG-Umlage fällig wird. Ein weiterer Unterschied zur privaten Eigenverbrauchslösung besteht darin, dass der gewerbliche Stromabnehmer auch bei einer herkömmlichen Versorgung bereits von verschiedenen Abgaben und Umlagen (teil)befreit sein kann.

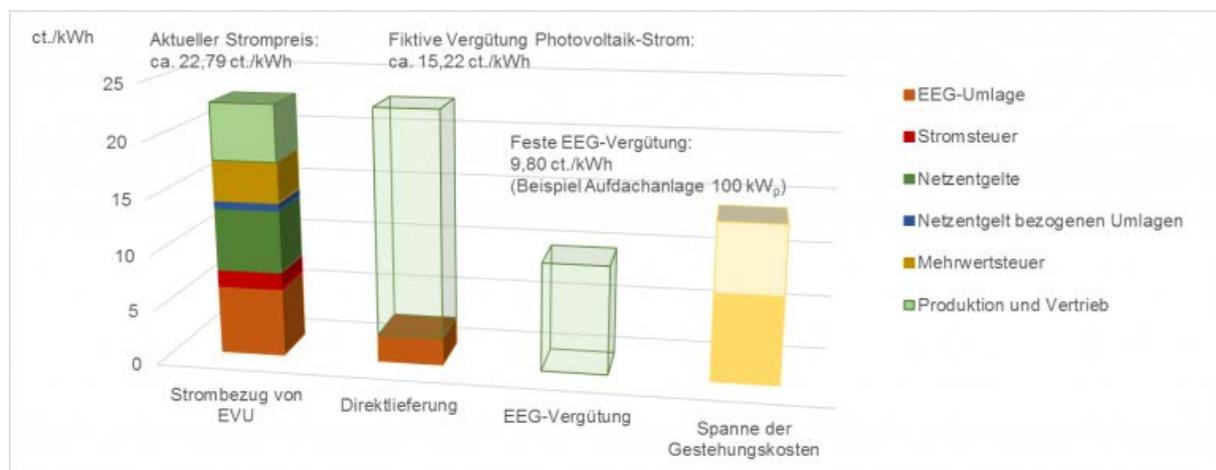


Abbildung 23: Mehreinnahmen einer Eigenversorgung durch Abgaben- und Umlagenbefreiung am Beispiel einer PV-Anlage mit 100 kW<sub>p</sub>

In der weiteren Charakterisierung ist das gewerbliche Eigenverbrauchsmodell mit dem privaten Eigenverbrauchsmodell vergleichbar. Als Akteure kommen Gewerbebetriebe in Frage,

welche zusätzliche Potenziale zur EE-Stromerzeugung nutzen können. Hierfür zählen beispielsweise für die PV-Installation geeignete Hallendächer. Für sehr stromintensive Unternehmen kann auch die Installation einer Windenergieanlage interessant sein, zumal bei einem Eigenverbrauch über 50% für Landwirtschaftsbetriebe, gartenbauliche Betriebe, Unternehmen der öffentlichen Versorgung und ortsgebundene Gewerbebetriebe das Errichten einer Windenergieanlage auch ohne Eignungsgebiet nach § 35 Baugesetzbuch rechtlich möglich sein kann. Die Risiken umfassen analog zur privaten Eigenverbrauchslösung die zusätzlichen Risiken aus dem Batteriebetrieb sowie die genannten Preisrisiken.

Sofern die EE-Anlage auch eine gesetzliche Vergütung bei einer alternativen Einspeisung in das öffentliche Netz wahrnehmen kann und hierbei ein auskömmlicher Betrieb umsetzbar ist, ist in einzelnen Fällen eine Projektfinanzierung denkbar. Häufiger dürfte jedoch eine Unternehmensfinanzierung für die Errichtung der EE-Anlage notwendig sein.

### Private Erneuerbare-Energien-Anlage für die Vor-Ort-Versorgung

Analog zur Eigenversorgung, kann ein privater Haushalt auch mit einer Vor-Ort-Erzeugung aus z.B. einer kleinen PV-Aufdach-Anlage oder einem BHKW auch weitere Mieter im Haus oder Nachbarn versorgen. Ein solcher sogenannter Direktverbrauch ist hinsichtlich der fälligen Abgaben und Umlagen privilegiert. Möglicherweise wird das Modell mit einem Eigenverbrauch gekoppelt. Ein Unterschied zu den Mehreinnahmen durch Abgaben- und Umlagenbefreiung liegt insofern vor, dass bei einem Direktverbrauch (also den Verbrauch durch einen anderen als den Anlagenbetreiber) die EEG-Umlage fällig wird. Abbildung 24 zeigt solche Mehreinnahmen am Beispiel einer privaten PV-Aufdach-Anlage kleiner als 10 kW<sub>p</sub>.

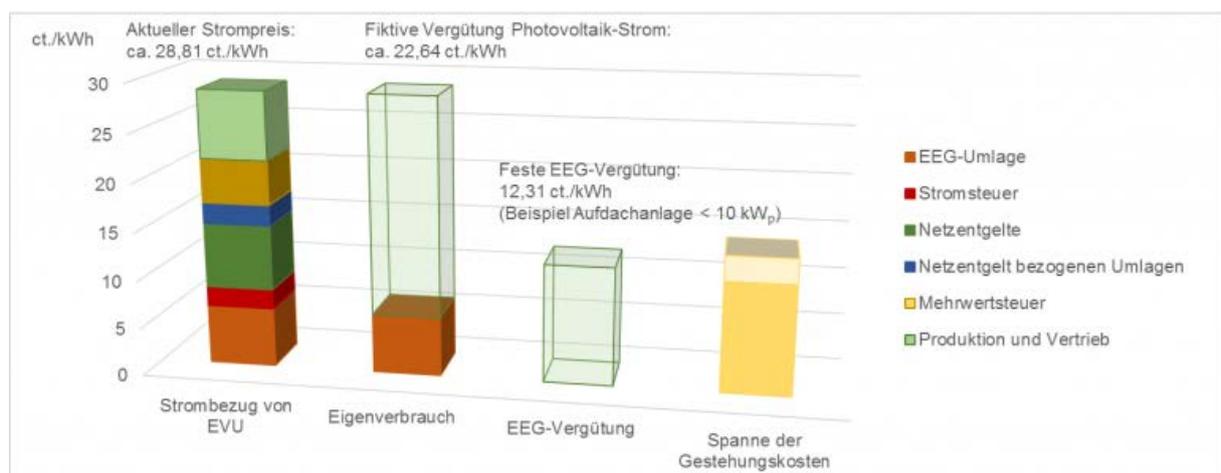


Abbildung 24: Mehreinnahmen durch Abgaben und Umlagenbefreiung bei Direktverbrauch am Beispiel einer privaten PV-Anlage kleiner als 10 kW<sub>p</sub>

Der gelieferte Strom steht zunächst in Konkurrenz der bisherigen Stromversorgung des Nachbarn zu einem durchschnittlichen Haushaltsstrompreis. Es dürfte individuell von den Motiven des belieferten Mieters/ Nachbarn abhängen, welcher Strompreis von dem privaten Anlagenbetreiber geboten werden muss, damit dieser zum Bezug des Stroms bereit ist.

Es ist zu berücksichtigen, dass bei einer Direktlieferung der private Anlagenbetreiber auch zum Stromversorger wird. In der Regel ist die Vermarktung dadurch so komplex, dass ein Dienstleistungsunternehmen hiermit beauftragt wird. Abbildung 25 zeigt die Organisation einer solchen vor-Ort-Versorgung.

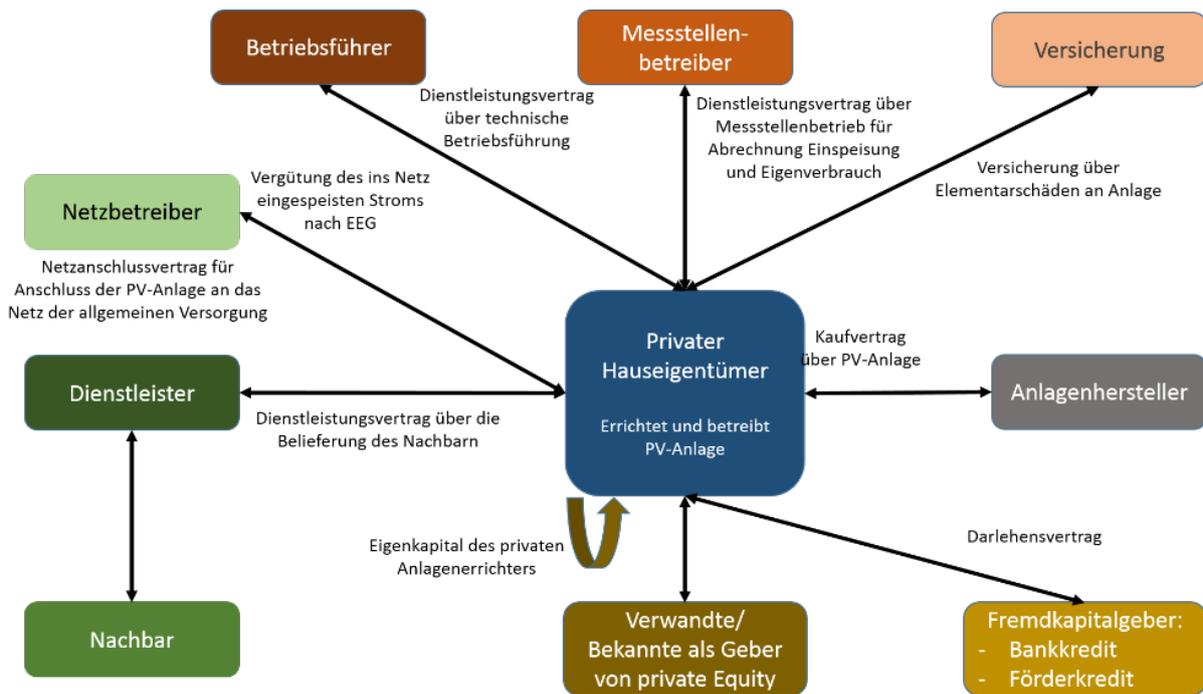


Abbildung 25: Organisation einer privaten vor-Ort-Versorgung

Da bei der Direktlieferung höhere Einnahmen generiert werden können als bei der Vergütung durch das EEG bei einer alternativen Einspeisung ins öffentliche Netz, besteht grundsätzlich ein finanzieller Anreiz zur Erhöhung der Quote des direktgelieferten Stroms am gesamten produzierten Strom. Es ist jedoch davon auszugehen, dass auch bei Direktlieferverhältnissen die Mehrerlöse durch die Erhöhung des Direktlieferanteils die Investitionen in eine Batterie nicht rechtfertigen. Eine Investition in ein Lastmanagementsystem seitens des Stromabnehmers kann sich nur dann für den Stromabnehmer finanziell lohnen, wenn der Preis für die Stromabnahme an den Zeitpunkt der Abnahme gekoppelt ist. Dies ist der Fall, sofern der Stromabnehmer mit dem privaten Anlagenbetreiber einen Liefervertrag lediglich über den direktgelieferten Strom abschließt oder bei einem Gesamtprodukt ein variabler Tarif angeboten wird. Ein variabler Tarif ist dann an eine informationstechnologische Anbindung mit der Übergabe eines Signals, zu welchen Zeiten Strom produziert wird, gekoppelt.

Zusätzlich zu den Investitionskosten der EE-Anlage fällt bei einer Direktlieferung durch einen privaten Anlagenbetreiber weiterhin die Kosten für einen Zähler zur Erfassung des direktgelieferten Stroms in Höhe von ca. 300 € an. Zur Einsparung der Netzentgelte sowie aller netzentgeltgebundener Abgaben und Umlagen ist weiterhin die Erschließung mit einer eigenen Leitung erforderlich. Die Kosten hierfür variieren stark aufgrund der geographischen Begebenheiten.

Als zusätzliche Risiken einer privaten Vor-Ort-Versorgung sind die Leistungsrisiken über den Vor-Ort-Versorgungsanteil, ein zusätzliches Absatzrisiko sowie Preisrisiken zu nennen. Der Vor-Ort-Versorgungsanteil kann geringer ausfallen als ursprünglich angenommen, falls der Lastverlauf des belieferten Haushalts vorher falsch abgeschätzt oder beim Betrieb einer Batterie das Beladungsmanagement falsch ausgeführt wird. Es besteht weiterhin ein erhebliches Absatzrisiko, da mit einem privaten Abnehmer nur Lieferverträge über eine begrenzte Laufzeit abgeschlossen werden können. Ein Preisrisiko besteht, da geringere Mehrerlöse durch Abgaben- und Umlagenbefreiungen als ursprünglich angenommen, eintreten können. Dies ist beispielsweise der Fall, wenn die Stromkosten für den alternativ von außen bezogenen Strom in Zukunft sinken oder der Leistungspreisanteil der Netzentgelte in Zukunft steigt.

Die Errichtung der Anlage dürfte regelmäßig im Zusammenhang mit einer Anlage für den Eigenverbrauch des Haushalts erfolgen. Die Finanzierung dürfte demnach regelmäßig innerhalb einer privaten Haushaltsfinanzierung stattfinden.

### Mieterstrommodelle

Vergleichbar zur privaten Vor-Ort-Versorgung ist die strategische Versorgung von Mietern mit Strom aus Anlagen, welche mit dem vermieteten Gebäude in Zusammenhang stehen denkbar. Solche Modelle werden unter dem Namen „Mieterstrom“ durchgeführt und sind in Kapitel II)1)D.c) beschrieben.

### Leasing und Contracting für Vor-Ort- und Eigenverbrauch

Die Durchführung von Eigenverbrauchs- und Vor-Ort-Versorgungsmodellen wird hier auch im Rahmen einer Finanzierung über Contracting und Leasing dargestellt, bei welcher der Finanzierungsbedarf auf ein drittes Unternehmen abgewälzt wird.

Bei Eigenverbrauchsmodellen darf die Drittfinanzierung die Personenidentität zwischen Anlagenbetreiber und Verbraucher nicht gefährden, damit weiterhin die EEG-Umlagenbefreiung innerhalb eines Eigenverbrauchs geltend gemacht werden kann. Dahingehend ist die Ausgestaltungsformen für ein Vor-Ort-Verbrauchsmodell flexibler, da hier von vornherein keine Personenidentität besteht. Im Folgenden werden daher die Besonderheit für Contracting bzw. Leasing für Eigenverbrauchsmodelle beleuchtet.

Da die Betreiberstellung insbesondere an den wirtschaftlichen Risiken festgemacht wird,<sup>88</sup> müssen diese innerhalb des Leasing-Vertrags in ausreichendem Maße auf den späteren Stromverbraucher übertragen werden. Hierfür eignen sich als rechtliche Ausgestaltungsform deshalb nur das Finanzierungscontracting bzw. -leasing sowie ein Pachtmodell.

Gleichzeitig ist die Art der Risikoverteilung bei solchen Pacht- und Leasingverträgen ein entscheidendes Kriterium dafür, ob ein durch die Bundesanstalt für Finanzaufsicht (BaFin) erlaubnispflichtiges Finanzierungsgeschäft vorliegt, was wiederum aufwendige Liquiditätsanforderungen, Risikomanagement und Berichtspflichten nach sich ziehen würde.<sup>89</sup> Eine Vertragsgestaltung zwischen den Ansprüchen des EEG und des Kreditwesengesetzes ist möglich, der Bundesverband Solarwirtschaft beschäftigt sich beispielsweise mit der Erstellung von Musterverträgen, welche den genannten Ansprüchen gerecht werden.

Das Finanzierungscontracting bzw. Leasing sieht eine feste Ratenzahlung an den Contractor bzw. Leasinggeber bei der Übernahme der Betriebsrisiken durch den Contracting- bzw. Leasingnehmer vor. Innerhalb eines Pachtmodells wird die Anlage durch einen Dritten auf dem Dach des Verbrauchers installiert und durch den Verbraucher gepachtet, die vertragliche Ausgestaltung muss dann vorsehen, dass die Betriebsrisiken durch den Verbraucher übernommen werden.

Als Drittfinanzier treten bisher insbesondere Energieversorgungsunternehmen, Anlagen- und Komponentenhersteller, Projektierer, Energieagenturen sowie auf PV-Leasing und weitere Contractingformen spezialisierte Energiedienstleistungsunternehmen auf. Dabei war in 2011 das Finanzierungscontracting mit nur 1 % der Aktivitäten aller Energiecontractingaktivitäten vertreten.<sup>90</sup> Im Kontext privater Lösungen haben solche Finanzierungsleasing- und Pachtmodelle erst mit der Verschiebung der Wirtschaftlichkeit hin zu Eigenverbrauchslösungen weg von reinen Einspeiselösungen an Bedeutung gewonnen. Bürgerbeteiligungsgesellschaften haben bisher den Spagat zwischen den Anforderungen des Eigenverbrauchs und der BaFin gescheut, treten jedoch als Drittfinanzierer in Vor-Ort-Verbrauchsmodellen auf. Abbildung 26 zeigt die Organisation einer solchen Drittfinanzierung.

---

<sup>88</sup> Vgl. hierzu Herms & Brahms (2013).

<sup>89</sup> Vgl. hierzu Held (2014).

<sup>90</sup> Vgl. hierzu VfW (2012).

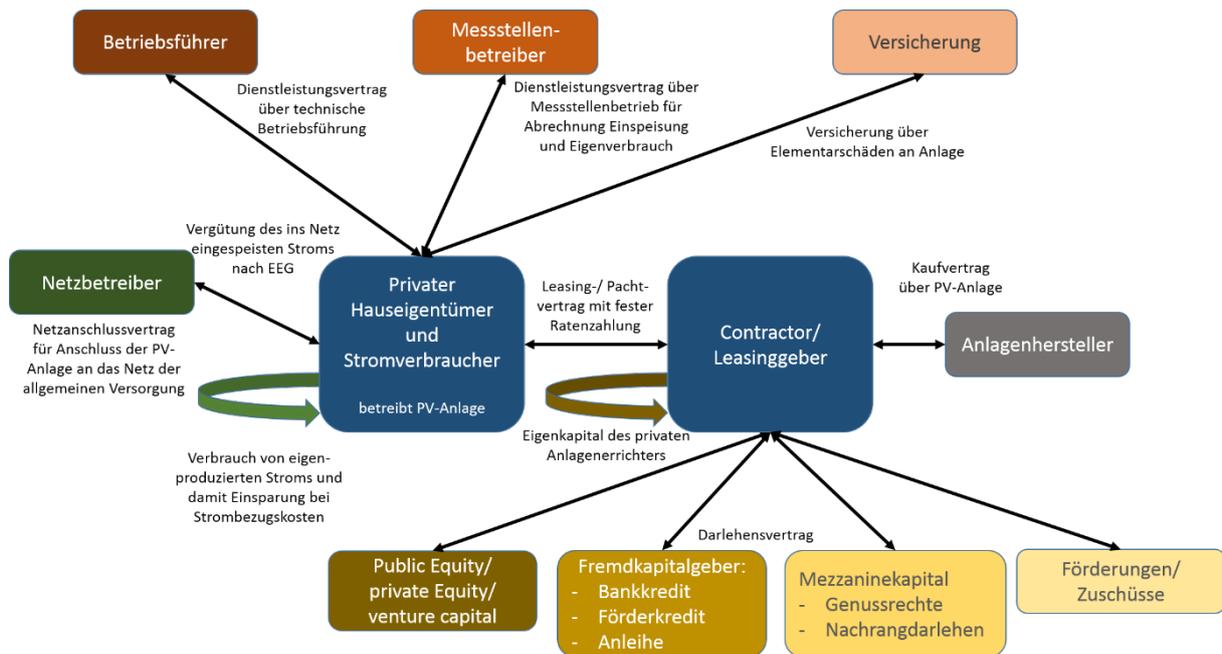


Abbildung 26: Organisation einer Drittfinanzierung von Eigenverbrauch oder vor-Ort-Verbrauch

Das Finanzierungsvolumen entspricht dem Finanzierungsvolumen der zugrundeliegenden Eigen- bzw. Vor-Ort-Verbrauchsmodelle. Die Investitionen in die PV-Anlage und eventuell den Speicher werden durch den Leasinggeber bzw. Contractor getätigt. Auf der Ertragsseite des Leasinggebers laufen die jährlichen Abschlagszahlungen bzw. Pachtzahlungen an. Sofern eine EEG-Umlagenbefreiung innerhalb eines Eigenverbrauchs geltend gemacht werden soll, müssen wesentliche Betriebsrisiken durch den Leasingnehmer übernommen werden. Insofern werden Betriebskosten aus Wartung, Reparatur und Versicherung vom Leasingnehmer übernommen. Sofern für die Erhöhung des Eigenverbrauchs ein Energiemanagementsystem zur Lastverschiebung im Haushalt angeschafft wird, ist anzunehmen, dass dieses vom Leasingverhältnis ausgeschlossen ist und die Investitionskosten durch den Leasingnehmer zu tragen sind. Auf der Ertragsseite des Leasingnehmers stehen die laufenden Ersparnisse bezüglich des Strombezugs.

Sofern ein Eigenverbrauchsmodell umgesetzt werden soll, ist für die Herstellung der Personenidentität zwischen Anlagenbetreiber und Stromverbraucher notwendig, dass der Leasingnehmer wesentliche Risiken des Anlagenbetriebs übernimmt. Der Bundesverband Solarwirtschaft hat hierzu einen nicht abschließenden Kriterienkatalog veröffentlicht.<sup>91</sup> Demnach werde bei Erfüllung der folgenden Kriterien der Pächter „mit erheblicher Rechtssicherheit“ zum Anlagenbetreiber:

- Der Leasingnehmer ist verantwortlich für den Betrieb der Anlage. Das beinhaltet insbesondere die Funktions-, Fahr- und Vermarktungsweise.
- Der Leasingnehmer ist verantwortlich für die Wartung und Reparatur, die Beauftragung eines Dienstleisters erfolgt durch den Pächter.
- Der Leasingnehmer trägt das Risiko schlechter Erträge. Dieses Risiko darf nicht durch entsprechende vertragliche Ausgestaltung hinsichtlich der Entgelte an den Verpächter zurückgegeben werden.
- Der Leasingnehmer trägt das Risiko von Ertragsausfällen aufgrund von Schäden, eine entsprechende Versicherung wird vom Leasingnehmer beauftragt.
- Der Leasingnehmer trägt das Vermarktungsrisiko für den selbst verbrauchten Strom.

<sup>91</sup> Vgl. hierzu BSW (2014).

- Der Leasingnehmer trägt das Risiko regulatorischer Änderungen (Änderungen hinsichtlich der Abführung der EEG-Umlage und anderer Abgaben und Umlagen).

Insbesondere verbleibt das Risiko hinsichtlich des Gesamtkonzepts und eines zu erreichenden Eigenverbrauchsanteil beim Leasingnehmer. Diese Risiken ergeben sich ganz wesentlich aus dem Zusammenspiel der Komponenten insbesondere auch auf der Verbrauchsseite und seitens eines etwaigen Lastmanagementsystems. Auch die Marktrisiken hinsichtlich der Entwicklung des eingesparten Strompreises oder hinsichtlich der Aufteilung der Netzentgelte in Leistungs- und Arbeitspreis werden durch den Leasingnehmer getragen, ebenso das Risiko des fehlenden Absatzes bei der Vermietung der Immobilie.

Der Leasinggeber hat aus technischer Sicht insbesondere die Fertigstellungsrisiken zu übernehmen. Daneben ist für den Leasinggeber und die Finanzierung des Leasinggebers das Ausfallrisiko des Leasingnehmers entscheidend. Für die Absicherung gegenüber dem Ausfall des Leasingnehmers kann der Leasinggeber die Abtretung der festen Einspeisevergütung verlangen. Der Leasinggeber tritt dann als Betreiber und Pächter der Fläche auf. In diesem Fall ist es üblich, eine Dienstbarkeit im Grundbuch einzutragen. Dabei ist die Besicherung durch die PV-Anlage selbst für den Leasinggeber nur verwertbar, wenn das Projekt auch mit einer kompletten Einspeisung und ohne Eigenverbrauch Überschüsse erwirtschaftet. Dies dürfte jedoch bei neuen Anlagen aufgrund der gesunkenen Vergütungssätze regelmäßig nicht der Fall sein. Da die Besicherung durch die PV-Anlage selbst in der Regel nur begrenzt verwertbar ist, dürfte der Leasinggeber in der Regel auf eine Unternehmensfinanzierung angewiesen sein.

#### Erneuerbare-Energien-Anlagen und Speicher für Regelenergie

Für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen aus dem Smart Microgrid heraus spielt aktuell nur der Regelenergiemarkt eine Rolle (siehe hierzu Kapitel II)1)C.c)). Die Lieferung von Regelenergie ist grundsätzlich aus allen steuerbaren Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen möglich. Als EE-Anlagen sind hier insbesondere Biogasanlagen und Pumpspeicherkraftwerke zu nennen. Durch entsprechend gute Prognosemethoden werden inzwischen auch Windenergieanlagen für negative Regelenergie angeboten. Verbrauchsanlagen können dann Regelenergie erbringen, wenn eine ausreichend genaue und sichere Prognose über die Last gemacht werden kann und über ein Lastmanagementsystem flexibel sind. Dies ist grundsätzlich nur bei gewerblichen und industriellen Stromverbrauchern zu erwarten. Speicher können ebenfalls Regelenergie erbringen. Wenn sie wie Batterien elektrische Energie sowohl aufnehmen als auch abgeben, sind sie sogar in der Lage negative und positive Regelenergie zu erbringen. Ebenfalls können Pools aus mehreren Erzeugern, mehreren Verbrauchern, aber auch Kombinationen aus Erzeugern, Verbrauchern und Speichern Regelenergie anbieten.

In der Regel dürfte es aufgrund der unten genannten Risiken nicht zu einer Errichtung einer Anlage ausschließlich für den Regelenergiemarkt kommen. Eine Ausnahme bilden Batteriespeicher, insbesondere wenn bei der Errichtung zusätzliche Fördergelder in Anspruch genommen werden können. Sofern die regelenergie anbietende Einheit weitere Einsatzzwecke zu erfüllen hat, sind mögliche Konkurrenzen zwischen den verschiedenen Einsatzzwecken zu berücksichtigen. Es sind entsprechende Prognosen, welche auch den Einsatz der Anlagen umfassen, zu erstellen. Es ist insbesondere zu berücksichtigen, dass Regelenergie teilweise weit vor dem Einsatz der Anlagen und der konkreten Erstellung der Einsatzstrategien z.B. im Börsenhandel erfolgen. So sind beispielsweise für Primär- und Sekundärregelleistung Ausschreibungszeiträume eine Woche vor Lieferzeitpunkt zu erfüllen. Minutenregelleistung wird dagegen täglich angeboten, die Kombination mit weiteren Einsatzzwecken ist demnach einfacher umzusetzen.<sup>92</sup>

Im Normalfall dürfte für die Vermarktung von Regelenergie ein Direktvermarkter beauftragt werden. Neben der organisatorischen Umsetzung bietet dieser als Dienstleistung insbesondere die Bündelung innerhalb eines Pools an. Dies spielt dann eine Rolle, wenn mit der anbietenden Erzeugungsanlage allein die Mindestgebotsvolumina nicht erreicht werden können.

<sup>92</sup> zu Konkurrenzen zwischen verschiedenen Einsatzzwecken an unterschiedlichen Märkten siehe die Ausführungen am Beispiel einer Power-to-Heat-Anlage in Bettinger, Spielmann & Beck (2015a).

Zum anderen kann innerhalb des Pools das Ausfallrisiko einer Anlage gestreut werden. Insofern ist es möglich, mit einem Direktvermarkter geringere Verfügbarkeiten zu vereinbaren als dies bei einem eigenen Angebot direkt an den Netzbetreiber möglich wäre. Abbildung 27 zeigt die Organisation eines solchen Anlagenbetriebs für das Regelenergieangebot.



Abbildung 27: Organisation eines Anlagenbetriebs für Regelenergie

Neben der Erzeugungs-, Verbrauchs- oder Speicheranlage selbst, welche in der Regel für einen weiteren oder anderen Einsatzzweck als der Bereitstellung von Regelenergie errichtet worden ist, fallen Kosten für die Ertüchtigung der Anlage für den Regelenergiemarkt an. Hierzu gehört eine Kommunikations- und Fernzugriffseinheit für den Vermarkter der Regelenergie bzw. direkt mit dem Netzbetreiber an. Diese Kosten beziffert die Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft für Biogas-BHKWs auf 2.500 bis 5.000 €<sup>93</sup> Als laufende Kosten werden dann innerhalb des Betriebs die zusätzlichen Messkosten sowie der zusätzliche organisatorische Aufwand einschließlich des Bilanzkreisausgleichs mit dem Ausgleichsfahrplan fällig. Weitere Kosten fallen durch die Wartung und eventuell notwendige Reparaturen der Anlage, in jedem Fall aber der Kommunikations- und Fernsteuereinheit an.

Auf der Erlösseite fallen die Einnahmen aus dem Leistungspreisgebot sowie dem Arbeitspreisgebot am Regelenergiemarkt an. Üblicherweise werden als Arbeitspreisgebot die sogenannten Grenzkosten des Anlageneinsatzes geboten. Die Grenzkosten geben dabei an, welche energiespezifischen Kosten (€/MWh) beim Anlagenbetreiber durch den Abruf entstehen. Dies können Kosten durch einen dann anderweitig anfallenden Einsatz einer alternativen Anlage, Brennstoffkosten oder ähnliches sein.<sup>94</sup> Insofern sind für die Deckung der Investitionskosten lediglich die Einnahmen aus dem Leistungspreisgebot zu werten. Daneben ist es durchaus üblich, dass Anlagenbetreiber den Arbeitspreis an anderen Kriterien als den Grenzkosten auslegen. Es kann aus technischen bzw. organisatorischen Gründen der tatsächliche Abruf unerwünscht sein, es werden dann überproportional hohe Arbeitspreise angesetzt, um den Abruf zu vermeiden. Ebenfalls können Arbeitspreisgebote spekulativ mit dem Ziel einer möglichst hohen Gewinnerzielung gestaltet werden. Sofern ein Direktvermarkter mit der Vermarktung am Regelenergiemarkt beauftragt wird, behält dieser einen Teil der Erlöse ein.

<sup>93</sup> Vgl. hierzu LfL (2013).

<sup>94</sup> eine ausführliche Ermittlung der Grenzkosten einer Power-to-Heat-Anlage eingebunden in ein Fernwärmenetz wird in Böttger, Spielmann & Beck (2015a) dargestellt.

Zusätzlich zu den Risiken aus dem Anlagenbetrieb ergeben sich technische Risiken sowie Preisrisiken. Als technische Risiken sind hier insbesondere eine fehlerhafte Kommunikations- und Fernzugriffseinheit zu nennen, welche bei einer Nichterfüllung eines Regelenergieabrufs zum Ausschluss aus dem Regelenergiemarkt führen kann. Weitere technische Risiken ergeben sich aus einer Fehleinschätzung der Beeinträchtigung des primären Einsatzzweckes der Anlage, welcher ebenfalls zu einem Abbruch der Tätigkeiten auf dem Regelenergiemarkt führen kann. Besonders schwerwiegend sind die Preisrisiken, welche sich aus der schwer prognostizierbaren Entwicklung der Preise am Regelenergiemarkt ergeben. Insofern könnten Investitionen, welche ausschließlich auf den späteren Einsatz an Regelenergiemärkten abzielen, nur mit besonders geringen Amortisationszeiträumen umgesetzt werden. Faktoren, welche sich auf die Preisentwicklung auswirken, sind zum einen die benötigte Regelenergie-menge in der Zukunft, zum anderen jedoch auch die Menge an angebotener Regelenergie durch Konkurrenten. Hier ist ein Anstieg zu berücksichtigen, falls die Zugangsvoraussetzungen für Regelenergie weiter herabgesetzt werden. Hierzu würden beispielsweise die Minimalgröße für den Handel von Regelenergie, aber auch Erleichterungen in der Präqualifikation gehören.

Für die Finanzierung ist zunächst zu unterscheiden, ob die erbringende Anlage selbst mit dem primären Zweck der Regelleistungsbereitstellung errichtet wird oder eine anderweitig genutzte Anlage zusätzlich für die Regelenergiebereitstellung ertüchtigt wird. Im letzteren Fall sind die Investitionskosten hierfür gering, es ist anzunehmen, dass diese Kosten in der Regel durch den Betreiber im Rahmen einer Selbstfinanzierung getragen werden.

Sollen ebenfalls die Investitionskosten der erbringenden Anlage selbst berücksichtigt werden, ist in der Regel aufgrund der hohen Preisrisiken davon auszugehen, dass die Anlage im Rahmen einer Unternehmensfinanzierung finanziert werden muss. Neben Förderungen, welche sich an die Allgemeinheit richten, sind insbesondere bei der Errichtung von Speichern Maßnahmen im Rahmen von geförderten Projekten zu berücksichtigen.

#### Lastmanagement durch Unternehmen

Wie in Kapitel II)1)A.c) gezeigt wurde, ist auf Seiten von Energieabnehmern als Geschäftsmodell, welches auf die Ziele von Smart Microgrids hinwirkt, das Lastmanagement zu sehen. Da eine Lastgangsmessung in der Regel nur bei gewerblichen und industriellen Stromabnehmern stattfindet, ist das Geschäftsmodell auf solche Stromabnehmer beschränkt.

Lastmanagement in Unternehmen wird in der Regel zur Reduzierung der Strombezugskosten durchgeführt. Hierbei spielen als Erlösmodelle insbesondere die Reduzierung des Leistungspreisanteils der Netzentgelte durch die Reduzierung der jährlichen Lastspitze sowie die Reduzierung der Netzentgelte im Rahmen der individuellen Netzentgelte durch Entlastung der vorgelagerten Netze zu deren Hochlastzeiten eine Rolle. Zusätzlich ist es denkbar, dass der Betreiber das Lastmanagement nutzt, um eine Teilnahme am Regelenergiemarkt zu realisieren. Weiterhin können im Rahmen des Stromzukaufs durch das Lastmanagement die Stromzukaufskosten gesenkt werden. Dies ist durch den Einsatz für die Prognoseerfüllung im eigenen Bilanzkreis beziehungsweise über zeitlich günstige Gebote am Day-Ahead- und Intraday-Markt möglich. Die Vergütung im Rahmen der Abschaltverordnung für abschaltbare Lasten wird hier nicht betrachtet, da Voraussetzung ist, dass der Stromverbraucher an das Hochspannungsnetz angeschlossen ist.

Potential für Lastverschiebung in Unternehmen besteht insbesondere innerhalb einzelner Energieanwendungen. In Gewerbe und Handel sind diese insbesondere bei den Anwendungen für elektrische Warmwasserbereitung, elektrische Wärmebereitstellung und Klimatisierung bzw. Lüftung und damit insbesondere in den Sektoren

- Handel,
- büroähnliche Betriebe,
- Gastgewerbe und
- produzierendes Gewerbe

zu finden.<sup>95</sup> Das Potential industrieller Stromverbraucher ist aufgrund anderweitiger Optimierungen (z.B. Optimierung hin zu hohen Volllaststundenzahlen) sowie individuellen Anforderungen durch die verschiedenen Prozesse stark abhängig vom Einzelfall. Scheven & Prella (2012) identifizieren jedoch als Industriezweige mit vergleichsweise hohem Lastverschiebungspotential Metallindustrie, chemische Industrie, Papierindustrie sowie die Industrie im Zusammenhang mit Steinen und Erden.

Steigerungen des Potentials für die Flexibilität im Betrieb ergeben Anlagenkombinationen, welche neben der Verbrauchsanlage auch eine Erzeugungsanlage – z. B. im Rahmen eines betrieblichen Eigenverbrauchmodells – oder eine Batterie in Betrieb haben. Dabei wirkt es sich begünstigend auf die Hebung des Potentials aus, wenn die Strombeschaffung des Unternehmens in dessen Hand liegt. Alternativ werden aber auch Modelle mit Contractoren umgesetzt (siehe unten). Sofern Regelenergie angeboten wird, dürfte üblicherweise ein Direktvermarkter mit der Vermarktung beauftragt sein, aber große Unternehmen treten auch selbst als Händler auf.

Als Finanzierungsvolumen fallen die stark von individuellen Gegebenheiten abhängigen Investitionskosten für das Lastmanagement im Unternehmen an. Diese Kosten sind insbesondere von der Art der Anlagen, dem Alter der Anlagen, den vorhandenen Schnittstellen und vom bereits vorhandenen Mess- und Leitsystem ab.

Auf der Erlösseite stehen je nach Einsatz des Lastmanagements Erlöse aus

- vermiedenen Kosten aus dem Leistungspreis der Netzentgelte (Reduzierung der Lastspitze),
- vermiedenen Kosten aus dem Arbeitspreis der Netzentgelte (individuelle Netzentgelte bei Reduzierung der Last zu Hochlastzeiten),
- vermiedenen Strombezugskosten bei Einkauf zu günstigen Börsenpreisen,
- vermiedenen Ausgleichsenergiekosten bei Einsatz zur Prognoseerfüllung,
- dem Leistungspreisgebot am Regelenergiemarkt und
- dem Arbeitspreisgebot am Regelenergiemarkt.

Risiken ergeben sich zum einen aus technischen Beeinträchtigungen der stromverbrauchenden Prozesse, welche zur Folge haben können, dass das Lastmanagement nicht durchgeführt wird. Wird das Lastmanagement für die Bereitstellung von Regelenergie genutzt, können nicht funktionierende Kommunikations- und Managementeinheiten zum Ausschluss vom Regelenergiemarkt führen. Innerhalb der anderen Erlösmodelle führen technische Probleme in der Ausführung lediglich dazu, dass eine Kostenreduzierung nicht eintritt.

Des Weiteren ergeben sich Preisrisiken aus den schwer prognostizierbaren Preisänderungen am Regelenergiemarkt sowie bei regulatorischen Änderungen hinsichtlich der reduzierten Abgaben. So ist denkbar, dass sich die Verteilung der Belastungen aus dem Netzbetrieb auf Arbeits- und Leistungspreisbestandteile der Netzentgelte deutlich ändert und somit eine geringere als ursprünglich prognostizierte Ersparnis erreicht wird. Dasselbe gilt für Erlösmodelle, welche auf einen günstigen Börsenpreis abzielen, da ebenfalls die Börsenpreise bzw. die Preisschwankungen an der Börse schwer zu prognostizieren sind.

Bei der Finanzierung sind zunächst die großen Unterschiede in den Investitionskosten zu berücksichtigen. Bei geringen Investitionskosten wird wohl regelmäßig eine Selbstfinanzierung stattfinden. Bei höheren Investitionsvolumina dürfte aufgrund der hohen Preisrisiken nur eine Unternehmensfinanzierung beziehungsweise eine Drittfinanzierung (siehe unten) eine Rolle spielen.

#### Lastmanagement durch Contractor

Lastmanagement kann ebenfalls im Rahmen eines Contracting umgesetzt werden. Der Contractor übernimmt das Investment für die Ertüchtigung der Anlagen bzw. das Prozessleit-

---

<sup>95</sup> Vgl. hierzu VDE (2012).

system für das Lastmanagement und erwirtschaftet durch das Lastmanagement die Einsparungen. Hierbei wird im Folgenden eine Umsetzung als Energieliefercontracting sowie die Umsetzung als Einsparcontracting erläutert.

Sofern bereits einzelne Verbrauchs- oder Erzeugungsanlagen im Rahmen eines Energieliefercontractings durch einen externen Dritten betrieben werden, kann dieser zusätzlich als Contractor ein Managementsystem zum Lastmanagement der Erzeugungs-/Verbrauchs- und Speicheranlagen durchführen. Da dies mit dem Ziel der Reduzierung der Strombezugskosten vorgenommen wird, kann der Contractor in der Folge die Nutzenergie dem Contractingnehmer günstiger zur Verfügung stellen. Abbildung 28 zeigt die Organisation einer solchen Drittfinanzierung.

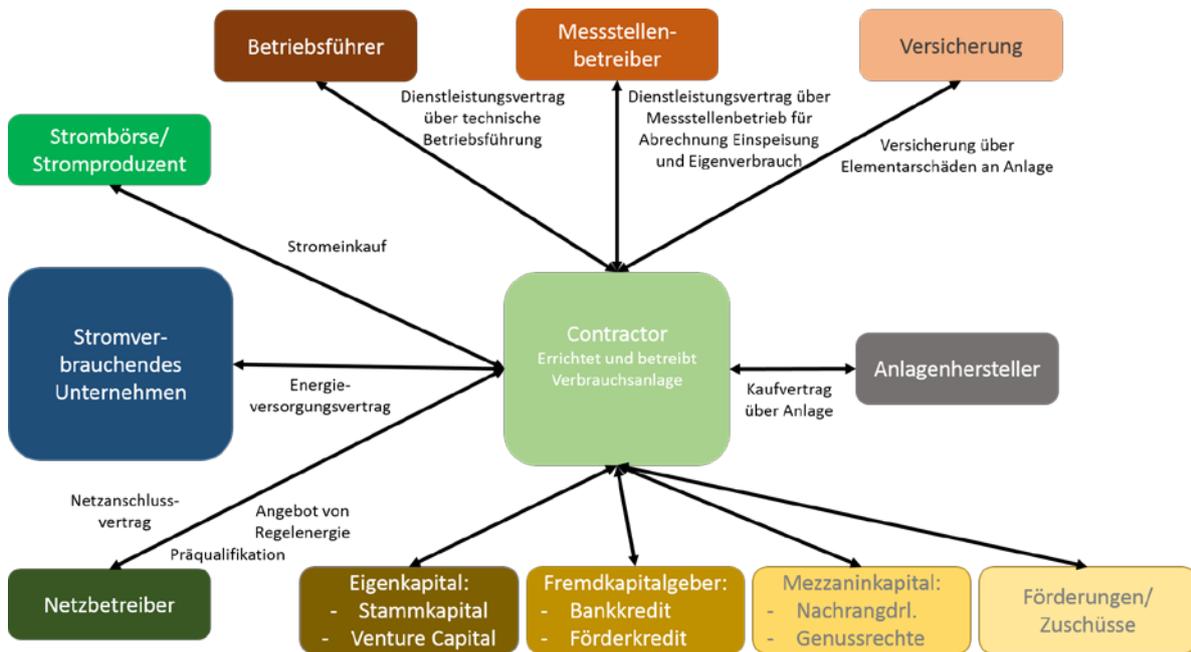


Abbildung 28: Organisation eines Lastmanagements durch einen Contractor, welcher ebenfalls die Erzeugungs-/Verbrauchs- und Speicheranlagen betreibt

Auch wenn es sich beim Einsparcontracting üblicherweise um technische Maßnahmen zur Energieeinsparung handelt, ist ein Contracting über ein Lastmanagement insofern vergleichbar, als dass der Contractor dem Contractingnehmer finanzielle Einsparungen bzw. Mehrerlöse zusichert bzw. erwirtschaftet, aus welchen die Investitionskosten des Lastmanagements getragen werden. Vertragsgestaltungen, wonach Direktvermarkter für die Anbindung von Verbrauchsanlagen in einem Pool zur Regenergiebereitstellung die Kosten der Anbindung selbst übernehmen, die Regenergie am Regenergiemarkt vermarkten und hierfür dem Contractingnehmer ein erfolgsunabhängiges Entgelt entrichten, kommen einem Einsparcontracting damit sehr nahe. Abbildung 29 zeigt die Organisation einer solchen Drittfinanzierung.

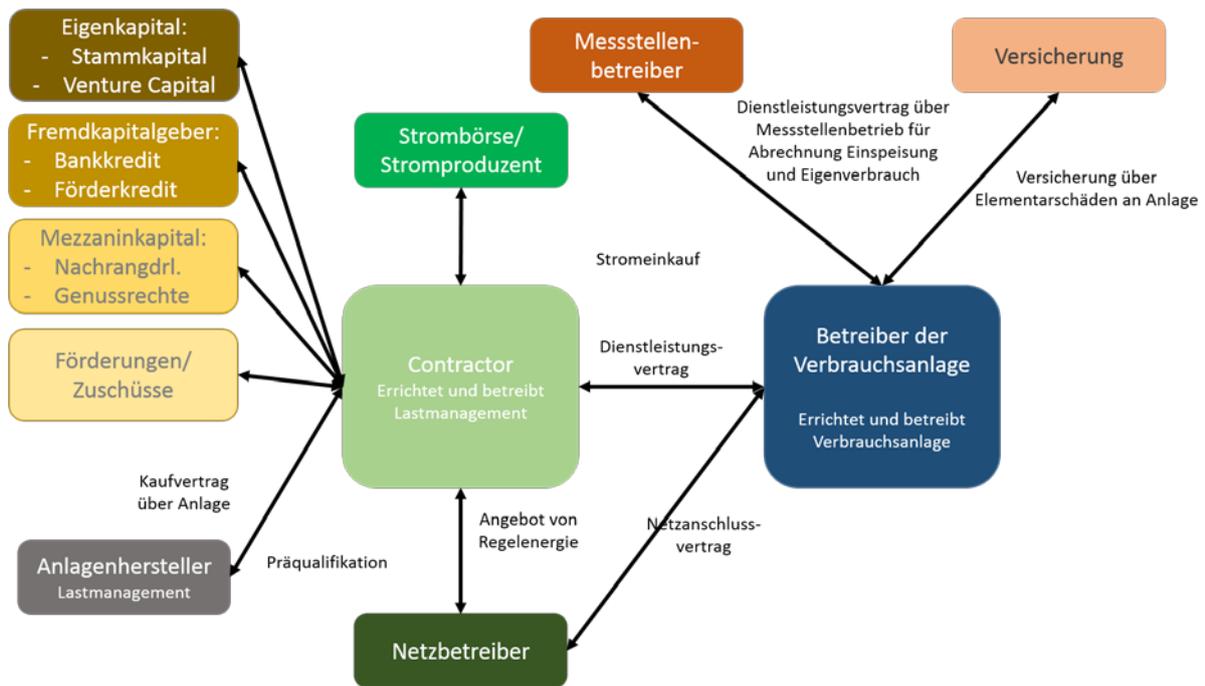


Abbildung 29: Organisation eines Lastmanagement durch einen Contractor, welcher lediglich das Lastmanagement übernimmt.

Sofern lediglich das Lastmanagement in der Hand des Contractors liegt, nicht jedoch der Betrieb der Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen selbst, beteiligt dieser den Contractingnehmer an den Erlösen, welche er über das Lastmanagement erwirtschaftet. Sofern dem Contractor der Betrieb der gesamten Anlagen unterliegt, verkauft der Contractor Nutzenergie an den Contractingnehmer gegen ein Entgelt.

Die Risiken sind zunächst vergleichbar zu den oben beschriebenen Risiken eines Lastmanagements. Diese sind immer dann besonders schwerwiegend für den Contractor, wenn er mit dem Contractingnehmer ein fixiertes Entgelt vereinbart hat.

Aufgrund dessen dürfte die Refinanzierung des Contractors lediglich innerhalb einer Unternehmensfinanzierung möglich sein.

## G Praxisbegleitung

### G.a) Praxisbegleitung Neustrelitz

#### Praxisgespräche Neustrelitz

Innerhalb von Praxisgesprächen (16.03.2015 und 29.10.2015) sowie im Rahmen der Projekttreffen konnte mit den Stadtwerken Neustrelitz ein mögliches Konzept für einen Smart-Microgrid-Baustein entworfen werden. Es handelt sich hierbei um das Gelände in Neustrelitz, auf welchem das Landeszentrum für erneuerbare Energien (Leea) beheimatet ist. Auf diesem planen die Stadtwerke Neustrelitz die Errichtung von PV- und Windenergieanlagen. Auf Seiten der Stadtwerke Neustrelitz hat sich als Motivation insbesondere die Wirtschaftlichkeit des Betriebs neuer EE-Anlagen auch bei wegfallender EEG-Vergütung herauskristallisiert. Darüber hinaus soll der elektrische Speicher ein erster Schritt hinsichtlich erwarteter zukünftiger Entwicklungen hin zu intelligenten Versorgungskonzepten darstellen und erfüllt insofern eine Innovationsfunktion. Dabei ist auf die besondere Stellung der Stadtwerke Neustrelitz als Betreiber der Erzeugungsanlagen und des Speichers als auch als Netzbetreiber hinzuweisen. Insofern sind netzseitige Vorteile durch intelligente Versorgungskonzepte direkt zum Vorteil der Stadtwerke Neustrelitz, auch wenn aufgrund der (noch) nicht angepassten regulatorischen Vorgaben (siehe hierzu Kapitel A.b) und A.c)) des Netzbetriebs die Einpreisung dieser Vorteile derzeit nicht möglich ist.

### Technisch-ökonomische Betrachtung eines Direktversorgungsmodells<sup>96</sup>

Das betrachtete Direktversorgungsverhältnis auf dem Gelände des Landeszentrum für erneuerbare Energien Mecklenburg-Vorpommern (Leea) durch die Stadtwerke Neustrelitz soll eine Freiflächen-Photovoltaik mit einer installierten Leistung von bis zu 2.038 kW<sub>p</sub> sowie eine Kleinwindanlage mit einer installierten Leistung von 100 kW umfassen. Weiterhin stehen aus der Vermarktung des Stroms aus dem benachbarten Biomasseheizkraftwerk jährlich 4.800 MWh ohne Kostenbelastung zur Verfügung.

In einer früheren Untersuchung wurde als weiterer Stromabnehmer neben dem Leea weiterhin eine Großbäckerei betrachtet, welche im Laufe des Projektes jedoch ihr Lieferverhältnis mit den Stadtwerken Neustrelitz aufgab<sup>97</sup>.

In einer zweiten Analyse wurde neben dem Leea als Stromabnehmer auf dem Gelände ein Rechenzentrum mit einer Leistung von 50 kW, welches als green IT mit erneuerbaren Energien betrieben werden soll, betrachtet. Weiterhin soll die Straßenbeleuchtung, welche demnächst zu den Stadtwerken Neustrelitz übergeht, durch Strom vom Areal versorgt werden. Die Stadtwerke Neustrelitz planen daneben außerdem die Installation eines Redox-Flow-Speichers mit einer Leistung von 200 kW und einer Speicherkapazität von 400 kWh, welche auf 800 kWh bzw. 1600 kWh erweiterbar ist. Der Wirkungsgrad des Systems wird mit 80 % angenommen.<sup>98</sup> Dabei soll die Vanadium-Redox-Flow Batterie „CellCube“ der Firma Gildemeister eingesetzt werden. Die Straßenbeleuchtung, der Redox-Flow-Speicher, das Biomasseheizkraftwerk sowie die PV-Anlage werden direkt durch die Stadtwerke Neustrelitz GmbH betrieben. Die Windenergieanlage sowie das Rechenzentrum dagegen sind im Eigentum von jeweils separaten Firmen.

Tabelle 18 zeigt eine Übersicht der Stromerzeuger und -verbraucher, der verwendeten Lastgänge sowie der jährliche Energiemenge und Spitzenlast.

Tabelle 18: Betrachtete Erzeuger und Verbraucher

Anlage	Lastgang	Jährliche Energiemenge	Spitzenlast
PV	Skalierter Lastgang einer Vergleichsanlage		
	Stufe 1	516 MWh/a	509,5 kW <sub>p</sub>
	Stufe 2	1033 MWh/a	1019,0 kW <sub>p</sub>
	Stufe 3	1549 MWh/a	1528,5 kW <sub>p</sub>
	Stufe 4	2065 MWh/a	2038,0 kW <sub>p</sub>
Wind	Skalierter Lastgang einer Vergleichsanlage	200 MWh/a	100 kW
Bäckerei	Gemessener Lastgang	413 MWh/a	129 kW
BMHKW	Nächtl. Lastgang aus Vermarktungskonzept	91 MWh/a	708 kW <sub>el</sub>
Leea	Gemessener Lastgang	55 MWh/a	43,7 kW
Straßenbeleuchtung	Gemessener und skaliertes Lastgang	548 MWh/a	148 kW
Rechenzentrum	Angenommener Lastgang SW Neustrelitz	414 MWh/a	50 kW

Mit der Novellierung des EEG in 2014 wurde für Freiflächen-PV-Anlagen und für Windenergieanlagen grundsätzlich ein Ausschreibungssystem eingeführt, sofern die Anlagen nach EEG gefördert werden sollen. Die Stadtwerke Neustrelitz sind deshalb auf der Suche nach alternativen Vergütungsmechanismen für die beiden EE-Anlagen. Alternative Vermarktungsformen

<sup>96</sup> Die vollständigen Ausführungen sind im Projektbericht Bettinger, Spielmann & Beck (2016) festgehalten.

<sup>97</sup> Vgl. hierzu Bettinger, Spielmann, Beck (2015b).

<sup>98</sup> Aus Gesprächen der Stadtwerke Neustrelitz mit dem Batteriehersteller.

für erneuerbare Energien sind zum einen der Eigenverbrauch nach § 61 Abs. 1 EEG 2014 für die Verbraucher, welche in derselben unternehmerischen Einheit wie die Erzeuger betrieben wird und die Vermarktung an lokale Abnehmern innerhalb einer Direktlieferung nach § 20 Abs. 3 Nr. 2 EEG 2014 für alle weiteren Verbraucher vor Ort. Für Strom, welcher darüber hinaus nach außen vermarktet wird, findet eine ungeförderte Direktvermarktung an der Börse nach § 20 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2014 statt.

Bei Eigenverbrauch sowie einer Direktlieferung ergeben sich dabei betriebswirtschaftliche Einnahmen für den Anlagenbetreiber daraus, dass eine Reihe von Abgaben und Umlagen gegenüber der Belieferung des Kunden aus dem öffentlichen Netz eingespart werden können. Das betrifft zum einen die Stromsteuer, die gemäß § 9 Abs. 1 Nr. 3b Stromsteuergesetz nicht fällig wird, sofern der Strom im räumlichen Zusammenhang der Anlage entnommen wird. Ebenfalls sind keine Netzentgelte anzulegen, sofern das öffentliche Netz nicht genutzt wird [2]. In direktem Zusammenhang zu den Netzentgelten stehen einige staatliche Abgaben und Umlagen, welche ebenfalls nicht fällig werden, sofern das öffentliche Netz nicht genutzt wird. Dazu gehören:

- Konzessionsabgabe (aufgrund § 48 Abs. 1 EnWG an die Nutzung des öffentlichen Netzes gebunden),
- Offshore-Umlage (aufgrund von § 17f Abs. 1 EnWG an die Zahlung von Netzentgelten gebunden),
- §19-Umlage (aufgrund von § 19 Abs. 2 StromNEV) an die Zahlung von Netzentgelten gebunden),
- KWK-Umlage (aufgrund von § 9 Abs. 7 KWKG an die Zahlung von Netzentgelten gebunden),
- AbLa-Umlage (aufgrund von § 18 Abs. 1 AbLaV an die Zahlung von Netzentgelten gebunden).

Für den direkt gelieferten Strom ist insofern ausschließlich die EEG-Umlage abzuführen. Bei Eigenverbrauch sind nur 35% der EEG-Umlage in 2016 und 40% der EEG-Umlage ab 2017 abzuführen. Unterliegt der eigenverbraachte und direkt gelieferte Strom demselben Endkunden-Tarif kommt es dadurch zu höheren Einnahmen für die Stromerzeugung als bei einer Versorgung des Kunden durch die Stadtwerke aus dem öffentlichen Netz. Abbildung 30 verdeutlicht diesen Zusammenhang am Beispiel einer Versorgung der Straßenbeleuchtung vom regulären Strommarkt (A), bei der Versorgung aus Direktlieferung (B) und der Versorgung über Eigenverbrauch (C). Bei einem gleichbleibenden Endkundenpreis würden dadurch für die Stadtwerke Neustrelitz als Versorger bei einer Direktlieferung Mehreinnahmen in Höhe von 12,38 ct./kW sowie bei einer Eigenversorgung Mehreinnahmen in Höhe von 16,19 ct./kWh entstehen.

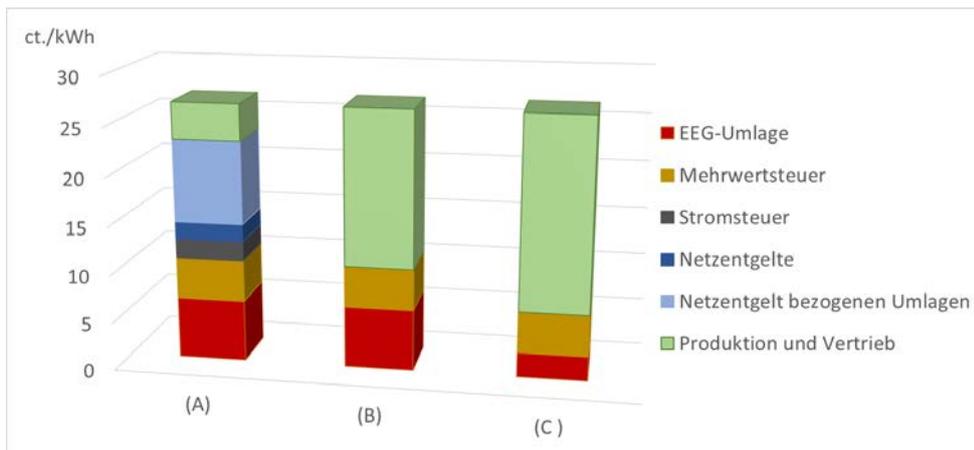


Abbildung 30: Strompreisbestandteile des Tarifs für die Straßenbeleuchtung und Mehrerlöse für SW-Neustrelitz bei Direktlieferung und Eigenverbrauch bei gleichen Endkundenpreisen

Wie oben beschrieben ist für die Unterscheidung von Eigenverbrauch und Direktlieferung die Personenidentität zwischen Anlagenbetreiber und Stromverbraucher ausschlaggebend. Abbildung 31 zeigt auf dieser Grundlage, welche Energieströme als Eigenverbrauch anerkannt werden können, da sie innerhalb derselben Unternehmereinheit ausgetauscht werden. Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass der Redox-Flow-Speicher sowohl bei der Aufnahme der Energie als Letztverbraucher als auch bei der Abgabe der Energie als Erzeuger einzustufen ist. Insofern fallen bei einer Nutzung des Speichers die doppelten Abgaben an.

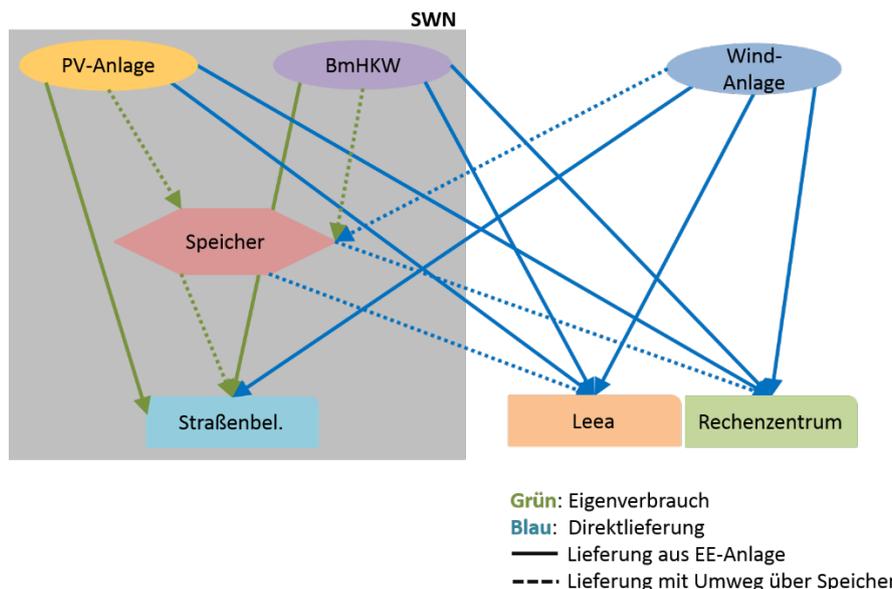


Abbildung 31: Einstufung der Energieströme als Direktlieferung oder Eigenverbrauch aufgrund der Personenidentität zwischen Anlagenbetreiber und Stromverbraucher

Auf dieser Grundlage entstehen für alle Lieferbeziehungen unterschiedliche Mehreinnahmen für die Stadtwerke Neustrelitz. Diese schwanken zwischen 3,29 ct./kWh und 16,19 ct./kWh

In einer gemeinsamen Betrachtung von TP 2 und TP 3 wurde untersucht, inwieweit (a) ein solches Direktversorgungsmodell einen netztechnischen Vorteil generieren kann und (b) ein solches Modell wirtschaftlich durch die Stadtwerke betrieben werden könnte. Hier wurden drei Szenarien jeweils auf Wirtschaftlichkeit und Netzdienlichkeit hin untersucht:

1. Unbeeinflusste Produktion
2. Einsatz eines Speichers, welcher technisch optimiert betrieben wird
3. Einsatz eines Speichers, welcher wirtschaftlich optimiert betreiben wird.

Als Charakterisierung für die Netzdienlichkeit wird hier die Reduzierung der jährlichen Lastspitze in Hochlastzeiten genutzt.

Die unbeeinflusste Produktion und Verbrauch wurden für vier PV-Ausbaustufen untersucht. Ohne den Einsatz eines Speichers zum zeitlichen Ausgleich von Einspeisung und Verbrauch ergeben die in sich für die betrachteten PV-Ausbaustufen die in Abbildung 32 dargestellten jährlichen Erlöse und Kosten.

Es wird deutlich, dass in jedem Fall die Annuität der Investitionskosten und Betriebskosten die jährlichen Einnahmen übersteigen. Diese Situation verschärft sich mit zunehmendem Ausbaugrad der Photovoltaik. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die durchschnittlichen Erlöse unter den Gestehungskosten des Photovoltaik liegen, die verhältnismäßig besseren Ergebnisse der geringen Ausbaustufe aber durch den höheren Anteil der Erlöse der Windenergie, für welche keine Investitionskosten angerechnet wurden, zustande kommen.

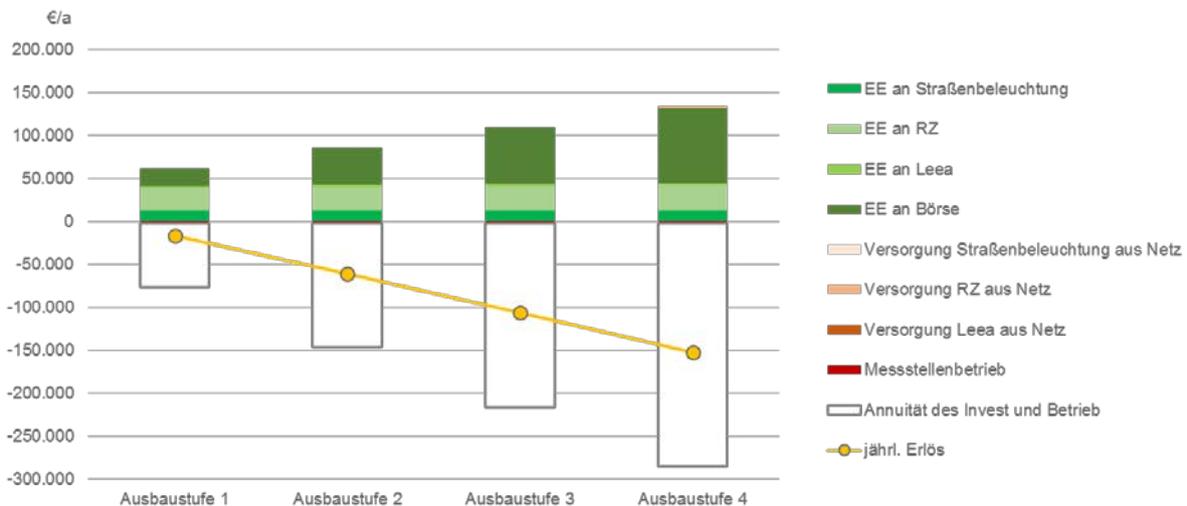


Abbildung 32: Wirtschaftlichkeit eines Direktversorgungsmodells ohne Speicher bei unterschiedlichen PV-Ausbaustufen

Die Nutzung drei verschiedener Batteriegrößen zur technisch oder wirtschaftlichen Optimierung, wie oben beschrieben, wird für die vier Ausbaustufen der Photovoltaik durchgeführt. Der Speicher wird dabei für die Reduzierung der Spitzenlast in Hochlastzeitfenstern (technische optimierter Einsatz) sowie zur Erhöhung der Direktversorgungsquoten (wirtschaftlich optimierter Einsatz) genutzt.

Abbildung 33 zeigt die jährlichen Erlöse und Annuitäten bei einer wirtschaftlich optimierten Fahrweise unterschiedlicher Speichergrößen in Ausbaustufe 1 und 4. Es ist zu erkennen, dass sowohl mit zunehmender PV-Ausbaustufe als auch mit zunehmender Speichergröße die jährlichen Erlöse weniger stark steigen, als die jährliche Annuität aus den Betriebs- und Wartungskosten. Das bedeutet, dass die Speicher zwar grundsätzlich in der Lage sind, die betriebswirtschaftlichen Einnahmen zu erhöhen, jedoch hiermit aus betriebswirtschaftlicher Sicht die Investition in einen Speicher nicht zu rechtfertigen ist. Die Abbildung zeigt in hellgelb außerdem im Vergleich jeweils das jährliche Ergebnis bei einer technisch optimierten statt wirtschaftlich optimierten Fahrweise des Speichers. Im Vergleich wird deutlich, dass durch die technisch optimierte Fahrweise betriebswirtschaftliche Einnahmen geschmälert werden.

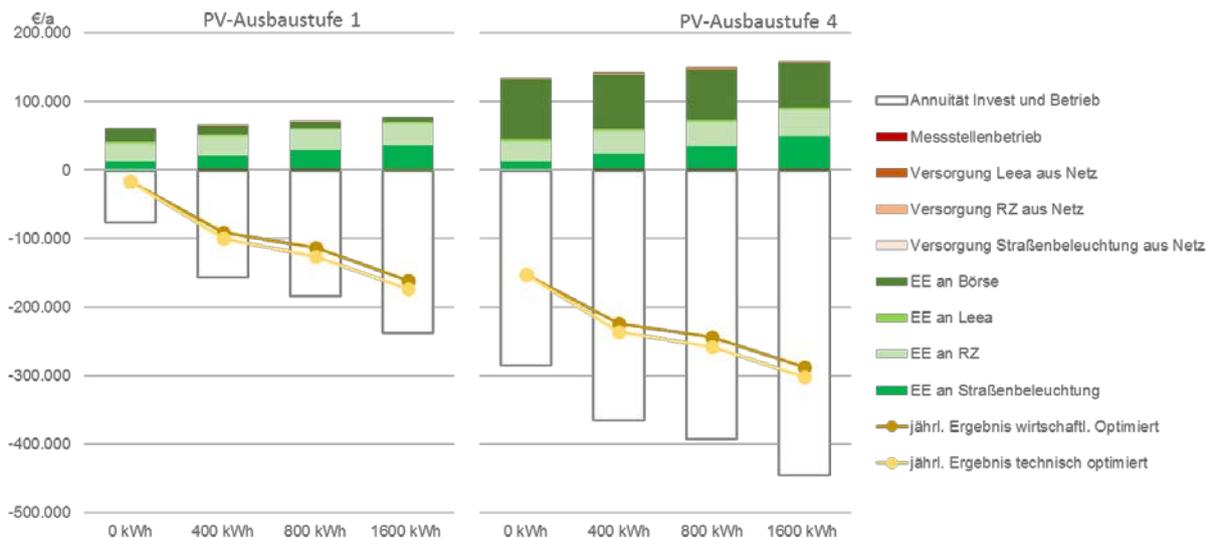


Abbildung 33: Wirtschaftlichkeit einer wirtschaftlich optimierten Bewirtschaftung verschiedener Speichergößen innerhalb der PV-Ausbaustufe 1 und 4.

Betrachtet man die Erlösstruktur, so ist zu erkennen, dass die jährlichen Erlöse beim Einsatz einer Batterie insbesondere hinsichtlich der Mehrerlöse für die Versorgung der Straßenbeleuchtung aus den erneuerbaren Energien vor Ort erhöht werden. In geringerem Maße steigen aber auch die Erlöse aus der Vor-Ort-Versorgung des Leea und des Rechenzentrums. An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass die Direktversorgung der Straßenbeleuchtung zu den höchsten Mehrerlösen führt, die Straßenbeleuchtung aber zeitlich immer dann Energie benötigt, wenn sie aus PV nicht zur Verfügung gestellt werden kann. Daher werden durch den Speicher insbesondere dieser Erlösposten erhöht. Die Erlöse durch den Verkauf des überschüssigen Stroms spielen dagegen kaum eine Rolle.

Zur Charakterisierung der Netzdienlichkeit des erlösorientierten Speichereinsatzes werden die Lastspitzen während der Hochlastzeitfenster des Netzbetriebs betrachtet. Abbildung 34 zeigt die Spitzen der Austauschleistung innerhalb von Hochlastzeitfenstern des Netzes der Stadtwerke Neustrelitz. Dabei werden als schraffierte Balken, die Beträge dargestellt, welche auch bei einem technisch optimierten Betrieb erreicht werden. Zusätzliche Spitzen durch die wirtschaftlich optimierte Bewirtschaftung sind als volle Balken-Zusätze dargestellt. Es wird deutlich, dass durch die wirtschaftlich optimierte Fahrweise die jährlichen Spitzen gegenüber dem unbeeinflussten Fall (0 kWh) zwar reduziert werden, die Reduzierung aber geringer ist, als wenn der Speicher mit derselben Größe technisch optimiert betrieben würde. Die maximal mögliche Netzentlastung ist durch die Ein- und Ausspeiseleistung des Speichers von 200 kW begrenzt. Diese maximal mögliche Reduzierung wird bei technisch optimierter Fahrweise schon bei einem Speicher von 800 kWh erreicht, bei der wirtschaftlich optimierten Bewirtschaftung wird diese maximal mögliche Reduzierung mit einem Speicher von 1.600 kWh erreicht.

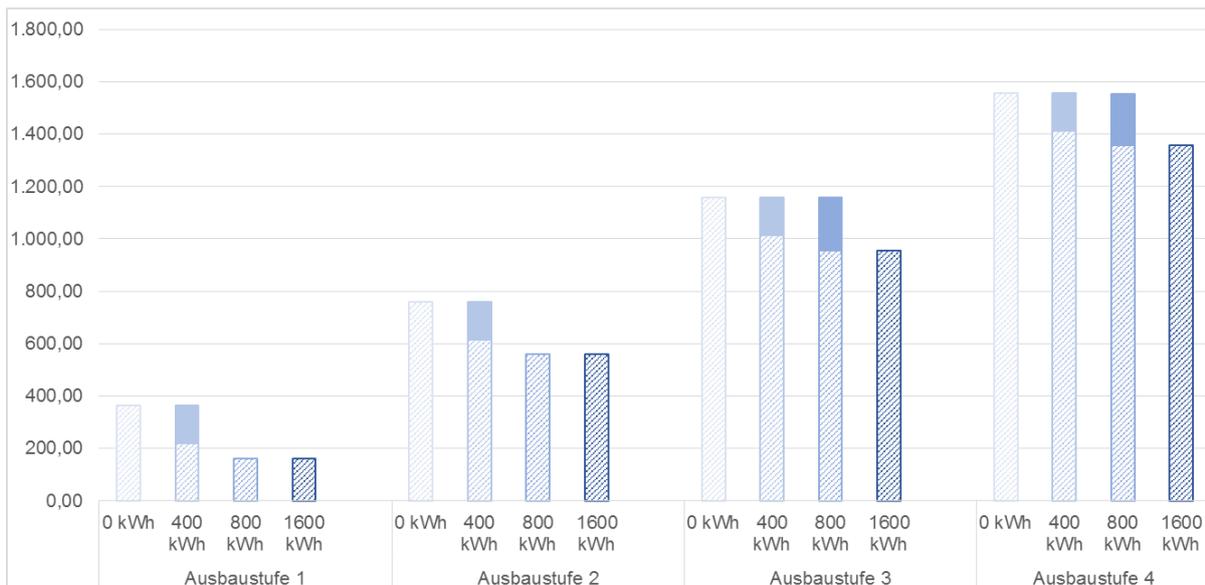


Abbildung 34: jährliche Spitzen der Austauschleistung innerhalb von Hochlastzeitfenstern bei der wirtschaftlich optimierten Bewirtschaftung (volle Balken) unterschiedlicher Speichergrößen und bei verschiedenen PV-Ausbaustufen im Vergleich zur technisch optimierten Bewirtschaftung der Speicher (schraffierte Balken).

Die Betrachtungen zeigen für die Praxisseite deutlich, dass eine Direktlieferung auf dem Gelände des Leea zu keinem auskömmlichen Betrieb führen wird und keine angemessene Alternative für eine Förderung aus dem EEG, für welche zumindest für die PV-Anlagen ein Zuschlag aus einem Ausschreibungsverfahren nötig wäre, zu erkennen ist. Die Wirtschaftlichkeit lässt sich nicht herstellen, obwohl die Investitionskosten für die Kleinwindanlage hier vernachlässigt wurden, da sie als Demonstrationsobjekt durch das Landeszentrum selbst, nicht durch die Stadtwerke errichtet werden soll. Es ist zu berücksichtigen, dass sich die Mehrerlöse aus einem Direktlieferverhältnis sehr stark von

- a) der unternehmerischen Zugehörigkeit der Erzeugungsanlage,
- b) der unternehmerischen Zugehörigkeit der Verbrauchsanlage sowie
- c) dem Strombezugspreis bei alternativem Netzbezug

abhängig sind und es sich deshalb stark individuelle Preisvorteile bei der Versorgung aus einzelnen Erzeugungsanlagen und von einzelnen Verbrauchsanlage ergeben. Es kann nützlich sein, hier gesondert für nur einzelne Verbraucher bzw. Erzeuger weitere Betrachtungen anzustellen.

Bezüglich des Einsatzes eines Redox-Flow-Speichers konnte gezeigt werden, dass dieser aus technischer Sicht für die Reduzierung von Belastungen in den Hochlastzeitfenstern der Stadtwerke eingesetzt werden kann. Dabei besteht eine Begrenzung der maximalen Entlastung durch die begrenzte Einspeise- und Ausspeisekapazität des Speichers in Höhe von 200 kW bei allen betrachteten Speichergrößen. Je nach dem späteren Einsatzzweck des Speichers ist kritisch in Frage zu stellen, ob das bisher angestrebte modulare Batteriesystem mit gleichbleibender Einspeise- und Ausspeiseleistung und modular aufbaubarer Batteriekapazität sinnvoll ist.

Ein solcher technischer Einsatz des Speichers führt jedoch nicht zu einem betriebswirtschaftlich auskömmlichen Betrieb. Es findet durch die Mehreinnahmen aus dem Direktlieferverhältnis keine Amortisation des Speichers statt. Bei einem wirtschaftlich optimierten Einsatz derselben Speicherkapazitäten können die Mehrerlöse aus dem Direktlieferverhältnis zwar erhöht werden, jedoch ist mit diesen Mehrerlösen keine Amortisation des Redox-Flow-Speichers möglich.

#### G.b) Praxisbegleitung Wolfshagen

### Interessenbildung in Wolfshagen

Eine Praxisbegleitung fand ebenfalls in Wolfshagen statt. TP3 konnte dabei innerhalb eines Praxisgesprächs (07.07.2015) durch die systematische Aufstellung möglicher Geschäftsmodelle für Haushalte, Unternehmen, Bürgerbeteiligungsunternehmen und Kommunen (siehe Kapitel II)1)A.c)) entscheidend bei der Interessenbildung vor Ort unterstützen. Den Bürgergruppen wurde das Konzept von Smart Microgrids als ein lokaler Verbund für den Ausgleich von Energieerzeugung und –verbrauch im Sinne einer Zelle, welche mit weiteren Zellen in Verbindung steht, vorgestellt. In dem Treffen wurde erläutert, welche technischen Folgen ein ganzjähriger lokaler Ausgleich von Energieerzeugung und –verbrauch hätte. Dieser bedeutet bei dem dort vorhandenen beziehungsweise möglichen Erzeugungsportfolio die Notwendigkeit für einen unverhältnismäßig großen Speicher mit einer Kapazität von 2,5 GWh. Daneben wurden bei diesem Treffen die wirtschaftlichen bzw. organisatorischen Wege eines dezentralen Ausgleichs erläutert. Diese umfassen:

- a) den Eigenverbrauch auf Ebene eines einzelnen Haushalts,
- b) den Direktverbrauch auf Ebene mehrere benachbarter Haushalte bzw. Unternehmen,
- c) die geförderte Direktlieferung an lokale Endkunden mit Aufgabe der Grünstromeigenschaft und
- d) die ungeforderte Direktvermarktung an lokale Endkundenvermarktung mit Beibehaltung der Grünstromeigenschaft.

Es wurde ein konkretes Interesse an Eigenverbrauchs- und Direktverbrauchsmodellen auch in Zusammenhang mit Speichersystemen geäußert. Als Tätigkeit für eine übergeordnete Organisation sehen die Interessenten eine Einkaufsgemeinschaft für Anlagenteile sowie einen gemeinschaftlichen Speicherbetrieb. Daneben zeigte sich ein besonderes Interesse für lokale Grünstromprodukte. Da ein solches einen SMiG-Baustein, welcher auf Ebene einer übergeordneten Vermarktungsgenossenschaft umgesetzt werden kann, darstellt, wurde der Fokus der folgenden Begleitung auf ein solches Modell gelegt.

### Workshop lokale Grünstromvermarktung

Zur weiteren Unterstützung des spezifischen Interesses in Wolfshagen für lokale Stromtarife hat darüber hinaus TP3 am 23.09.2015 im Rahmen des Leuphana Energieforums einen Workshop mit unterschiedlichen Praxisakteuren (durchführende Unternehmen und Genossenschaften, interessierte Genossenschaften und Unternehmen) zum Thema lokale Grünstromvermarktung durchgeführt. Der Workshop beleuchtete dabei unterschiedliche Erlösmodelle und rechtliche Konstruktionen, bei welchen die Stromvermarktung den tatsächlichen physischen Gegebenheiten entspricht und damit maßgeblich einen lokalen, zeitlichen Abgleich von Erzeugung und Verbrauch fördern kann. Die Ergebnisse wurden im Rahmen eines Arbeitspapiers<sup>99</sup> veröffentlicht.

Der Workshop zeigte insbesondere, dass regionale Strommodelle als innovative Produkte zum einen Erkenntnisse zur Gestalt der Nische bieten, in welcher sie aktuell wirken, und zum anderen eine Reihe weiterer Aspekte innovativer Energieprodukte aufwerfen. In ihrer Umsetzung zeigen regionale Stromprodukte die Herausforderungen kleinteiliger Produkte innerhalb der sonst großflächig organisierten Elektrizitätswirtschaft. Diese Herausforderungen treten insbesondere im Bereich der IT sowie des Bilanzkreismanagements und entsprechenden Angeboten auf dem Markt zutage. Regionale Stromprodukte sind, wie auch andere Produkte im Elektrizitätssektor, in einen höchst schnelllebigen regulatorischen Rahmen eingebettet. Investitionen sollten deshalb in der Regel nicht aufgrund von Geschäftsmodellen, welche auf Abgaben- und Umlagebefreiungen basieren, getätigt werden. Gleichzeitig zeigen solche Stromprodukte, dass bei Endkunden keine ausreichende Mehrpreisbereitschaft für diese Produkte besteht, welche z. B. die Erzeugung aus erneuerbaren Energien rechtfertigt. In letzter Konsequenz können im Bereich der erneuerbaren Energien weiterhin nur solche Anlagen finanziert werden, welche im Rahmen einer auf längeren Zeitraum gesicherten Vergütung – wie der EEG-Vergü-

---

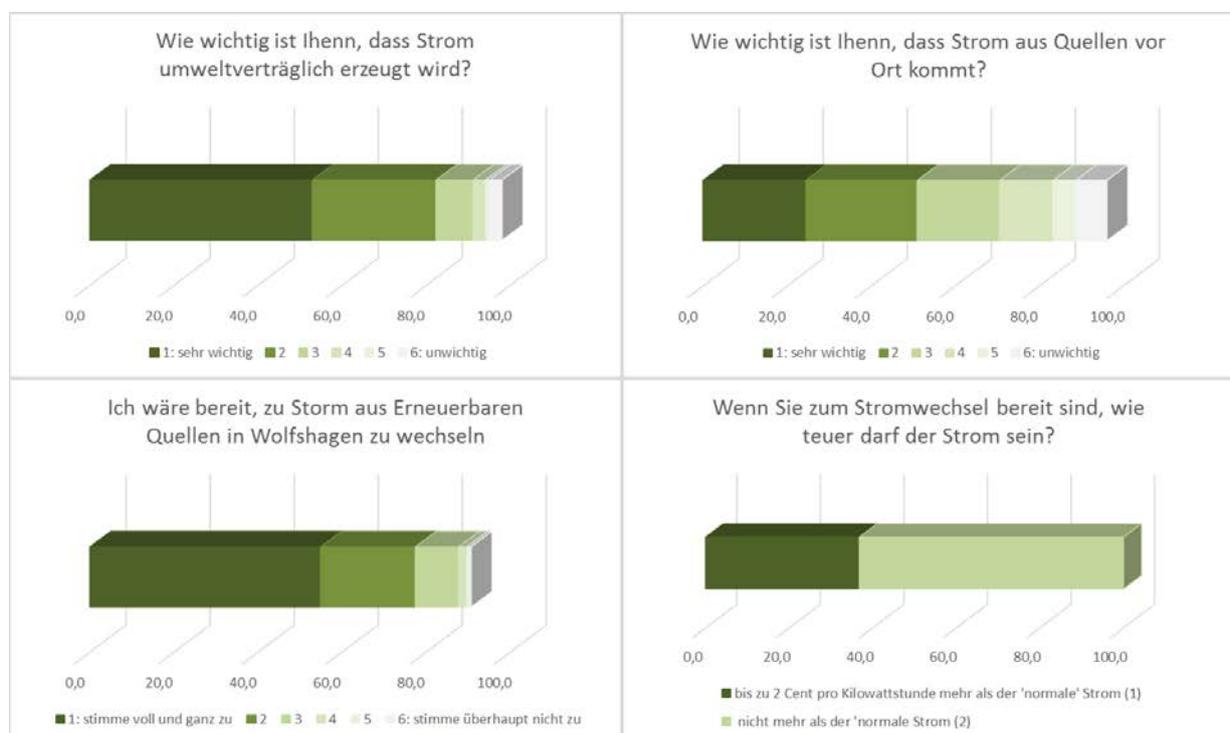
<sup>99</sup> Vgl. hierzu Bettinger & Holstenkamp (2015b).

tung – wirtschaftlich betrieben werden können. Insbesondere ist die Herausforderung der Kundengewinnung und -bindung im Elektrizitätsmarkt zu nennen, welche auf die Eigenschaft als Low-Involvement-Produkt, eine hohe Preissensitivität und ein für Laien unverständliches Zertifizierungssystem von erneuerbaren Energien zurückzuführen ist. Die genannten Produkte schaffen hier eine Lösung durch die Herstellung einer möglichst hohen Glaubhaftigkeit des regional verankerten Unternehmens. Gleichzeitig zeigt dies, dass weitere, über die Grünstromeigenschaft hinausgehende Produkteigenschaften – wie hier die regionale Wertschöpfung – eine entscheidende Rolle spielen (können).

Die Diskussionen mit den Marktteilnehmern über die konkrete Umsetzung von regionalen Stromprodukten zeigten, dass Marktteilnehmer, welche bereits lokale Stromprodukte umsetzen, ein Kundenpotential insbesondere mit der Produkteigenschaft „lokaler Strom“/ „lokales Unternehmen“/ „regionale Wertschöpfung“ sehen. Es bestünde jedoch keine Mehrpreisbereitschaft über 2 ct./kWh. Im Rahmen einer sonstigen Direktvermarktung liegen damit die resultierenden Strompreise für ein zu 100% lokales Grünstromprodukt zu hoch. Um die Endkundenpreise zu reduzieren, werden Produkte mit einem Anteil von 10 -20 % lokalen Grünstroms kreiert<sup>99</sup>.

### Haushaltsbefragung durch das ECOLOG-Institut

Im Rahmen der durch das ECOLOG-Institut durchgeführten Haushaltsbefragung zeigte sich zunächst, dass den Haushalten eine nachhaltige Erzeugung des Stroms wichtig ist: 82 % der Befragten bewerteten dies mit 1 oder 2 auf einer Skala mit 6 Stufen. Darüber hinaus waren 51 % die Herkunft des Stroms aus lokalen Quellen wichtig. In weiteren Fragestellungen wurde die Bereitschaft, ein solches Stromprodukt zu beziehen, abgefragt. Hierbei gaben 78 % an, dass sie bereit wären, ein solches lokales Stromprodukt zu beziehen (Antwortstufe 1 und 2), sofern es vorhanden wäre. Bei der Mehrpreisbereitschaft gaben 63 % an, dass ein lokales Stromprodukt nicht teurer sein dürfe als der „normale Strom“, 37 % gaben an, dass der Strom bis zu 2 ct./kWh teurer sein dürfe als der „normale Strom“. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass lediglich diese beiden Antwortoptionen zur Auswahl standen, es also nicht erfasst werden konnte, ob bei einzelnen Personen eine Mehrpreisbereitschaft über 2 ct./kWh hinaus besteht.



Technisch-ökonomische Betrachtung für ein lokales Grünstromprodukt in Wolfshagen

Aufbauend auf diesen Befragungsergebnissen und einer Potentialuntersuchung in Wolfshagen wurde im Rahmen des Projektes eine grundsätzliche zweistufige technische und betriebswirtschaftliche Modellierung entlang des entwickelten Vorgehens (siehe Kapitel II)1)C.a)) durchgeführt. Es wurde zunächst aus technischer Sicht das Netzentlastungspotential verschiedener Konfigurationen (Lastmanagement, Einsatz einer Batterie, Spitzenlastkappung) untersucht. Für dieselben Konfigurationen wurde jeweils die Wirtschaftlichkeit untersucht. Dabei wurde als Zielgröße der resultierende Strompreis an die Endkunden ermittelt. In der Folge kann eine Aussage darüber getroffen werden, welche technischen Netzausrichtungen sich auch positiv auf die Wirtschaftlichkeit auswirken und ob sich daraus eine notwendige zusätzliche Investition (z. B. Batterie) amortisiert.

**Technischer Rahmen der Betrachtung**

In der Gemeinde Wolfshagen ist derzeit eine PV-Leistung von ca. 46 kW<sub>p</sub> installiert. Potenzialanalysen ergaben unter Berücksichtigung von gut geeigneten und geeigneten Dachflächen ein Ausbaupotenzial von ca. 18 MW<sub>p</sub><sup>100</sup>. Weitere Befragungen erbrachten zusätzlich, dass die Bereitschaft der Hausbesitzer, ihre Dachflächen für Photovoltaik zu nutzen, bei 54 % liegt und somit eine installierte Photovoltaikleistung von ca. 9,9 MW<sub>p</sub> realisierbar ist. Neben PV-Aufdach-Anlagen ist in Wolfshagen nicht von weiteren erneuerbaren Erzeugungsanlagen auszugehen.

In den Haushalten kann in Wolfshagen eine Lastverschiebung durchgeführt werden. Erzeugungsüberschüsse sollen durch das Zuschalten dieser flexiblen Verbraucher direkt vor Ort genutzt werden. In Zeiten einer Unterdeckung der Gemeinde könnten diese Lasten entsprechend heruntergefahren werden. Als steuerbare Lasten wurden Kühl- und Gefriergeräte sowie Waschmaschinen betrachtet. In Tabelle 19 sind die entsprechenden Ausstattungsgrade, die Bereitschaft und das daraus resultierende Lastverschiebungspotenzial dargestellt. Die Ausstattungsgrade sowie die Angaben zur Bereitschaft sind Ergebnisse der durchgeführten Haushaltsbefragung.

Tabelle 19: Steuerbare Lasten im Haushalt

Art	Ausstattungsgrad	Bereitschaft	Verschiebbares Lastpotenzial
Kühlgeräte	100 %	47 % (100 %)	93 kW (198 kW)
Gefriergeräte	51 %	47 % (100 %)	49 kW (104 kW)
Waschmaschinen	92 %	42 % (100 %)	367 kW (875 kW)

Das gesamt Lastverschiebungspotenzial in Wolfshagen beläuft sich somit auf ca. 500 kW, dies entspricht ca. 6 % der maximalen Rückspeiseleistung in das vorgelagerte Netz.

Tabelle 20 zeigt eine Übersicht der Stromerzeuger und -verbraucher, der verwendeten Lastgänge sowie der jährlichen Energiemenge und Spitzenlast.

Tabelle 20: Betrachtete Erzeuger und Verbraucher in Wolfshagen

Anlage	Lastgang	Jährliche Energiemenge	Spitzenlast
PV	Skalierter Lastgang einer Vergleichsanlage	7987 MWh/a	9900 kW <sub>p</sub>
Hotels	Gemessener Lastgang	539 MWh/a	527 kW
Schule	Gemessener Lastgang	19 MWh/a	6 kW
Gewerbebetriebe	Standardlastprofil G1	69 MWh/a	33 kW
Bäckerei	Gemessener Lastgang	31 MWh/a	10 kW

<sup>100</sup> Nach einer Potentialabschätzung durch das ECOLOG Institut

Supermarkt	Gemessener Lastgang	59 MWh/a	20 kW
Straßenbeleuchtung	Gemessener und skaliertes Lastgang	73 MWh	20 kW
Haushalte	Standardlastprofil H0	4223 MWh/a	1014 kW

### Wirtschaftlicher Rahmen der Betrachtung

Das lokale Stromprodukt soll durch ein stromvermarktendes Unternehmen angeboten werden. Dieses Unternehmen kauft Strom aus lokalen EE-Anlagen auf und vertreibt diesen innerhalb eines lokalen Grünstromprodukts an die Endkunden vor Ort.

Als laufende Kosten der Stromvermarktung fallen zunächst die Kosten für den vom Betreiber der lokalen EE-Anlage Unternehmen überlassenen Strom an. Die Vergütung gegenüber dem Anlagenbetreiber muss mindestens einer alternativen Förderung durch das EEG entsprechen. Da es sich weitestgehend um neu errichtete Photovoltaik-Aufdach-Anlagen handelt und das Betrachtungsjahr 2014 verwendet wird, wird hier der über die verschiedenen Größen von PV-Aufdach-Anlagen gemittelte Vergütungssatz zum Dezember 2014 angelegt, dieser beträgt 11,93 ct./kWh.

Sofern nicht ausreichend Speicher- bzw. Lastmanagementpotential zur Verfügung steht, kann keine zeitliche Versorgung der Verbraucher aus den PV-Anlagen gewährleistet werden. Insofern kommt es trotz einer über das Jahr bilanzierten 100 %-igen Versorgung aus PV-Strom zu einem Börsen Ver- und Ankauf. Für die Anrechnung als Grünstrom gilt eine monatliche Mengengleichheit. Sofern ein Grünstromprodukt angestrebt wird, müssen deshalb dann für die Herstellung der Grünstromeigenschaft Grünstromzertifikate zugekauft werden, wenn in einem Monat zusätzlich Strom von der Börse zugekauft werden muss. Grünstromzertifikate können aktuell mit ca. 0,01 ct./kWh kalkuliert werden.

Die Zahlungsströme des stromvertreibenden Unternehmens beinhalten weiterhin laufende Kosten aus dem Stromvertrieb (Personalkosten, Marketingkosten, IT-Infrastruktur, Transaktionskosten für Stromhandel) sowie die Marge. Diese werden hier zunächst aus bestehenden Stromtarifen herkömmlicher Energieversorgungsunternehmen hergeleitet. So betrug der durchschnittliche Strompreis in 2014 29,13 ct./kWh<sup>101</sup>, abzüglich der Abgaben und Umlagen in Höhe von 21,76 ct./kWh, welche vom Energieversorgungsbetrieb weitergereicht werden, sowie abzüglich eines durchschnittlichen Einkaufspreis an der Strombörse in Höhe von 3,28 ct./kWh, blieben dem durchschnittlichen Energieversorgungsbetrieb 4,09 ct./kWh für laufende Kosten sowie Marge. Abbildung 36 zeigt die Strompreisbestandteile im Endkundengeschäft eines durchschnittlichen deutschen Energieversorgungsunternehmens in 2014.

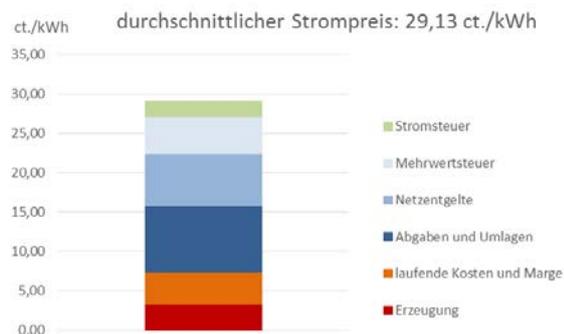


Abbildung 36: durchschnittlicher Strompreis 2014 und Strompreisbestandteile

Im Rahmen einer durch das EEG geförderten Direktvermarktung ist es auch möglich, innerhalb des Marktprämienmodells die produzierte Energie an Endkunden statt an der Börse zu ver-

<sup>101</sup> Vgl. hierzu BDEW (2015b)

markten, jedoch kann für die gelieferte Energie dann keine Herkunftsgarantie ausgestellt werden<sup>102</sup>. Der Strom wird nicht als Grünstrom an den Endkunden vermarktet bzw. es muss für die Wiederherstellung der Grünstromeigenschaft Herkunftszertifikate zugekauft werden [9]. Die Herkunft des Stroms darf nicht benannt werden. Sofern für die Förderung durch das EEG eine Ausschreibungspflicht besteht, müsste diese auch bei der geförderten Endkunden-Vermarktung erfüllt werden.

Bei einer Direktvermarktung an Endkunden ist der Anlagenbetreiber bzw. ein von ihm beauftragter Vermarkter für die Bilanzkreisführung verantwortlich. Da in diesem Bilanzkreis die 15-minütigen Profile der Erzeuger und Verbraucher ausgeglichen werden, gibt der Vermarktungsweg grundsätzlich eine Motivation die Erzeugung auf den Verbrauch anzupassen. Im Umkehrschluss könnten auch Tarife für die Verbraucher geboten werden, welche das zeitlich variierende Angebot der Elektrizität berücksichtigten.

Soll Strom aus EE-Anlagen mit einer Herkunftsgarantie direkt an Endkunden veräußert werden, so ist dies aktuell nur möglich, wenn keinerlei Förderungen nach dem EEG, auch nicht die Marktprämie im Rahmen einer geförderten Endkundenvermarktung, in Anspruch genommen werden. Diese Veräußerungsform wird im EEG 2014 unter § 20 Abs. 1 Nr. 2 als „sonstige Direktvermarktung“ bezeichnet. Zwischen den Vermarktungsformen der geförderten und ungeforderten Direktvermarktung kann monatlich gewechselt werden, darüber hinaus ist es möglich, die Erzeugungsanlage in fiktive Scheiben zu teilen und die Strom prozentual aufgeteilt innerhalb unterschiedlicher Veräußerungsformen zu vermarkten.

Bei einer regionalen Stromvermarktung innerhalb eines kleinen Radius sowie aus Anlagen kleiner als 2 MW könnte weiterhin eine Befreiung von der Stromsteuer aufgrund eines „räumlichen Zusammenhangs“ nach § 9 Abs. 1 Nr. 3b Stromsteuergesetz in Frage kommen. Bedingung für eine Stromsteuerbefreiung ist die Bereitstellung von Elektrizität innerhalb eines „räumlichen Zusammenhangs“<sup>103</sup>.

Sofern ein Speicher zum Ausgleich der Energie genutzt werden soll, wird hier angenommen, dass ein Lithium-Ionen-Speicher mit Investitionskosten in Höhe von 600 €/kWh<sup>104</sup> und einer Lebensdauer von 20 Jahren genutzt wird. Es wird zusätzlich angenommen, dass ein Managementsystem mit Investitionskosten von 10.000 € für das Batteriemanagementsystem notwendig ist.

Die Betrachtungen wurden im Rahmen von 6 Szenarien durchgeführt. Als Referenzszenario dient das Szenario 1, das im Gegensatz zu den anderen Szenarien von einer vollkommen unbeeinflussten Verbrauchsstruktur ausgeht. In den Szenarien 2 und 3 werden Lastverschiebungspotenziale berücksichtigt. Szenario 2 stützt sich dabei auf die aus den Haushaltsbefragungen hervorgehenden Annahmen zur Lastverschiebung. Ein rein theoretisches Potenzial auf Grundlage aller vorhandenen Geräte wird wiederum in Szenario 3 betrachtet. Ebenfalls untersucht wird der Einfluss der gesetzlichen Reduktion der PV-Einspeiseleistung auf bis zu 70 % im Vergleich zu einer Einspeiseleistung, die nicht beschränkt ist (jeweils Szenario a und b). Die Ausgestaltung der einzelnen Szenarien ist in Tabelle 21 dargestellt. Alle Szenarien werden zusätzlich hinsichtlich variierender Speichergrößen untersucht.

Tabelle 21: Szenarien der Modellierung für die Untersuchungen in Wolfshagen

	PV-Einspeiseleistung		Lastverschiebung	
	bis 100 %	bis 70 %	gemäß Haushaltsbefragung	aller vorhandenen Geräte
Szenario 1a	X			
Szenario 1b		X		

<sup>102</sup> Jedoch empfiehlt das Bundeswirtschaftsministerium in einem Eckpunktepapier von März 2016, die Stromkennzeichnung im Rahmen einer regionalen Vermarktung für geförderten Strom zuzulassen (BMWi 2016), siehe auch Kapitel II)1)C.b).

<sup>103</sup> Zur rechtlichen Interpretation des Begriffs „räumlicher Zusammenhang“ siehe Buchmüller (2014)

<sup>104</sup> Vgl. statista (2016)

Szenario 2a	X		X	
Szenario 2b		X	X	
Szenario 3a	X			X
Szenario 3b		X		X

### Ergebnisse der technischen Untersuchung<sup>105</sup>

In Abbildung 37 sind die maximalen Bezugs- und Rückspeiseleistungen in das vorgelagerte Netz über die verschiedenen Szenarien dargestellt. Der Netzbezug erhöht sich durch die Lastverschiebung (vgl. Szenario 1a und 2a). Dieser Effekt verstärkt sich mit zunehmendem Lastverschiebungspotenzial (vgl. 2a und 3a). Die Steigerung des Netzbezugs beruht darauf, dass die Lasten aufgrund ihrer Grenzen bzw. Pausenzeiten nicht immer in die optimalen Zeiträume verschoben werden können und somit teilweise auch in Zeiten laufen, in denen eine Unterdeckung der Gemeinde vorliegt.

Gleichzeitig führt ein höheres Lastverschiebungspotenzial ebenfalls zu einer Steigerung der maximalen Rückspeiseleistung (vgl. Szenario 1a und 2a), da auch hier durch den getakteten Betrieb der steuerbaren Lasten Einspeisespitzen nicht immer abgenommen werden können.

Die Verringerung des PV-Ertrags durch die Begrenzung der Einspeiseleistung auf 70 % ist deutlich geringer als 1 %. Die Rückspeiseleistung kann durch die Reduktion der PV-Leistung jedoch um 10 – 12 % verringert werden (vgl. Szenario 1a und 1b).

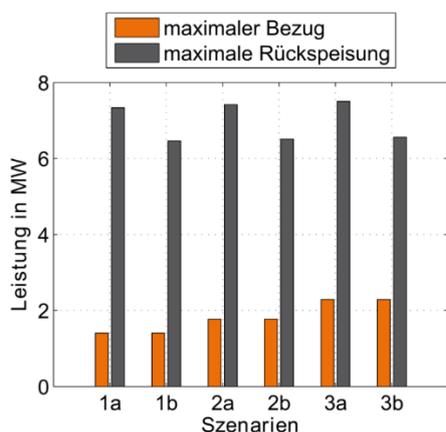


Abbildung 37: Bezugs- und Rückspeiseleistung in Abhängigkeit der Szenarien

In Abbildung 38 sind die Vorortverbrauchsquote<sup>106</sup> und der Autarkiegrad<sup>107</sup> für Szenario 1a abgebildet. Die Abweichungen der anderen Szenarien durch Lastverschiebung sind nur sehr gering und werden hier daher nicht dargestellt. In Szenario 2 beläuft sich die Steigerung der Vorortverbrauchsquote und des Autarkiegrades lediglich auf 0,3 % im Vergleich zu Szenario 1. Die Berücksichtigung aller verfügbaren Geräte zur Lastverschiebung (Szenario 3) erhöht den Anteil der lokal genutzten EE-Einspeisung um ca. 0,6 % bezogen auf Szenario 1. Dies resultiert aus der begrenzten zeitlichen Flexibilität der Verbraucher. Die Kühl- und Gefriergeräte sind aufgrund der limitierten Pausenzeiten nur um maximal 2 Stunden verschiebbar und die Waschmaschinen um 12 Stunden allerdings nur jeden dritten Tag.

<sup>105</sup> Für die Beschreibung des Modellierungs- und Simulationsvorgehens siehe Bettinger, Koring & Beck (2016)

<sup>106</sup> Vorortverbrauchsquote: lokale EE-Nutzung bezogen auf die EE-Einspeisung

<sup>107</sup> Autarkiegrad: lokale EE-Nutzung bezogen auf den Gesamtverbrauch

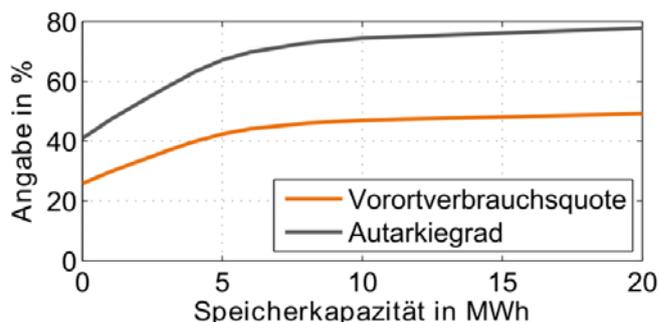


Abbildung 38: Vorortverbrauchsquote und Autarkiegrad für Szenario 1a

Sowohl die Vorortverbrauchsquote als auch der Autarkiegrad nehmen mit zunehmender Speicherkapazität zu. Ab einer Speichergöße von ca. 5 MWh (entspricht  $\ll 1\%$  des EE-Jahresertrags von ca. 8 GWh) konvergiert die Vorortverbrauchsquote gegen ca. 50 % bzw. der Autarkiegrad gegen 80 % und der zusätzliche Nutzen einer größeren Speichereinheit ist nur noch minimal. Bis 5 MWh ist folglich eine deutliche Steigerung des lokal genutzten EE-Anteils zu erkennen; diese Speicherkapazität entspricht deutlich weniger als 1 % des EE-Jahresertrags (ca. 8 GWh). Die notwendige Speicherleistung entspricht hingegen ca. 50 % der installierten PV-Leistung.

### Ergebnisse der wirtschaftlichen Untersuchung

Zunächst ist festzuhalten, dass sich mit der Anlagenkonfiguration in Szenario 1a ohne Speicher ein Lokalversorgungsgrad von 75% erreichen lässt. Dieser bemisst sich an einer monatlichen Bilanzierung. Bei einer jährlichen Bilanzierung kann der Energiebedarf zu mehr als 100 % aus den regionalen Quellen gedeckt werden. Es ergibt sich wie in Abbildung 39 dargestellt ein Strompreis von 45,71 ct./kWh. Davon sind 28,50 ct./kWh durch den Lokalversorger nicht beeinflussbar, sondern als Abgaben und Umlagen durchzureichen.



Abbildung 39: resultierender Strompreis in einem Lokalstromprodukt im Szenario 1a, ohne Speichereinsatz sowie Spezifizierung des Kostenblocks "Erzeugung"

Betrachtet man den variablen Posten der Erzeugungskosten in Höhe von 17,21 ct./kWh näher, so wird deutlich, dass dieser im Wesentlichen durch die Kosten für den Zukauf der PV-Energie von den Anlagenbetreibern geprägt ist. Dahingegen nehmen die Kosten und Erlöse aus dem notwendigen viertelstündlichen Börsenhandel zum Ausgleich des Bilanzkreises keine wesentliche Rolle ein. Im Vergleich zum Grundversorgertarif, welcher im deutschlandweiten Mittel in 2014 30,5 ct./kWh betrug, ist festzuhalten, dass ein solcher Lokalstromtarif 50 % teurer ist. In Anbetracht der Befragungsergebnisse in Wolfshagen ist anzunehmen, dass ein solches Stromprodukt kaum Abnehmer in Wolfshagen finden dürfte.

Es wurde weiterhin untersucht, inwieweit sich eine Lastverschiebung, wie sie zur netztechnischen Optimierung durchgeführt würde, auf den resultierenden Strompreis auswirken würde. Da das Ziel der technischen Optimierung die Erhöhung des Anteils lokal genutzter Energie ist, ist anzunehmen, dass sich dies grundsätzlich positiv auf den Kostenblock „Erzeugung“ auswirkt, da weniger Energie und Grünstromzertifikate zugekauft werden müssen. Abbildung 40

zeigt den resultierenden Strompreis die definierten Szenarien für die Lastverschiebung und die Lastspitzen-Kappung. Zunächst lässt sich festhalten, dass die Änderungen im Strompreis marginal sind. Die maximalen Abweichungen im resultierenden Strompreis betragen 0,04 %. Das Lastmanagement und die Lastspitzen-Kappung wirken sich zwar grundsätzlich auf die Kosten und Erlöse des Stromzu- und -verkaufs aus, jedoch macht dieser nur einen geringen Bruchteil der Erzeugungskosten aus, welche wiederum nur zu knapp 40 % in den resultierenden Endkundenpreis eingehen.



Abbildung 40: resultierender Strompreis in den unterschiedlichen Last-Verschiebungs- und Lastkappungs-Szenarien

Bei genauerer Betrachtung der Änderungen im Strompreis lässt sich feststellen, dass sich (a) das Lastmanagement positiv auf den resultierenden Strompreis auswirkt ( $1a > 2a > 3a / 1b > 2b > 3b$ ). Die Kappung der Einspeisepitzen dagegen wirkt sich negativ auf den resultierenden Strompreis aus ( $1a < 1b / 2a < 2b / 3a < 3b$ ). Dies verhält sich erwartungsgemäß, da innerhalb der Berechnung des resultierenden Strompreises davon ausgegangen wird, dass vom Anlagenbetreiber die gesamte Jahresenergiemenge abgenommen wird, jedoch nur ein geringerer Teil durch die Lastspitzenkappung nutzbar ist.

Abbildung 41 zeigt den resultierenden Strompreis sowie den resultierenden Anteil der Lokalversorgung bei unterschiedlichen Speichergrößen. Der Lokalstromanteil wird dabei gemäß den Zertifizierungsvorgaben auf monatlicher Basis bilanziert. Es wird deutlich, dass die Kosten für den Ankauf und den viertelstündlichen Ausgleich an der Börse durch den zeitlichen Abgleich von Erzeugung und Verbrauch zwar sinken. Jedoch steigt durch die zusätzlichen Kosten des Batteriebetriebs der resultierende Strompreis.

Überraschend mag erscheinen, dass der Lokalstromanteil des Stromprodukts bei einer monatlichen Bilanzierung mit zunehmender Speichergröße leicht sinkt, obwohl im Rahmen der technischen Untersuchung eine Erhöhung der Lokalversorgung nachgewiesen wurde. Dies liegt daran, dass innerhalb der monatlichen Bilanzierung insbesondere die jahreszeitlichen Ungleichheiten eine Rolle spielen, welche der Speicher nicht puffern kann. So kommt es bei der monatlichen Bilanzierung zu höheren Lokalversorgungsanteilen im Sommer und geringeren im Winter. Beim Einsatz eines Speichers geht jedoch aufgrund der Speicherwirkungsgrade ein Teil der erzeugten Energiemenge verloren, weshalb es zum leichten Absinken der Lokalstromanteile bei monatlicher Bilanzierung kommt.

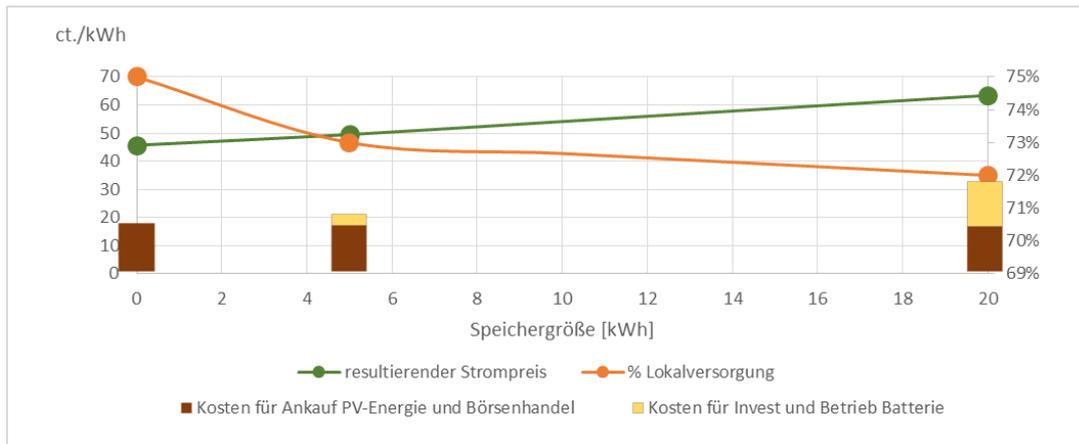


Abbildung 41: resultierender Strompreis, Kosten für Ankauf PV-Energie und Börsenhandel, Kosten für Invest und Betrieb der Batterie sowie Lokalversorgungsgrad (monatliche Bilanzierung) bei unterschiedlichen Speichergrößen

Da ein lokales Stromprodukt mit einem resultierenden Strompreis von 45,71 ct./kWh voraussichtlich zu teuer für eine breite Vermarktung ist, wird hier aufbauend auf den regulatorischen Rahmenbedingungen, deshalb die möglichen Reduzierungen im Preis durch folgende Maßnahmen analysiert:

- a) Die Reduzierung des Lokalstromanteils auf 25 %
- b) Die Reduzierung des Lokalstromanteils auf 10 %
- c) Einen Lokalstromtarif in der geförderten Direktvermarktung
- d) Die Einsparung der Stromsteuer auf Grundlage eines räumlichen Zusammenhangs
- e) Einen Lokalstromtarif mit abbeschriebenen Anlagen

Abbildung 42 zeigt den resultierenden Strompreis im Rahmen der fünf genannten Strategien zur Preisreduzierung, wenn als Referenz das Szenario 1a ohne Speicher zu Grunde gelegt wird. Die Reduzierung des Lokalstromanteils auf 10 – 25 % ist dabei eine von Praxisakteuren gewählte Strategie.<sup>108</sup> Diese führt in diesem Beispiel zu einem Strompreis, welcher mit 31,56 bzw. 32,65 ct./kWh leicht oberhalb des Grundversorgertarifs bzw. des durchschnittlichen Haushaltsstrompreises in Deutschland liegt. So liegt der Tarif mit einem Lokalstromanteil von 10% 1,06 ct./kWh oberhalb des Grundversorgertarifs, womit sich dies in der Preisspanne von 2 ct./kWh bewegt, welche von Praxisakteuren als eine maximale Mehrpreisbereitschaft eingeschätzt wird. Die Differenz zum durchschnittlichen Strompreis in Deutschland liegt dagegen schon bei 2,43 ct./kWh.

<sup>108</sup> Vgl. hierzu Bettinger & Holstenkamp (2015c)

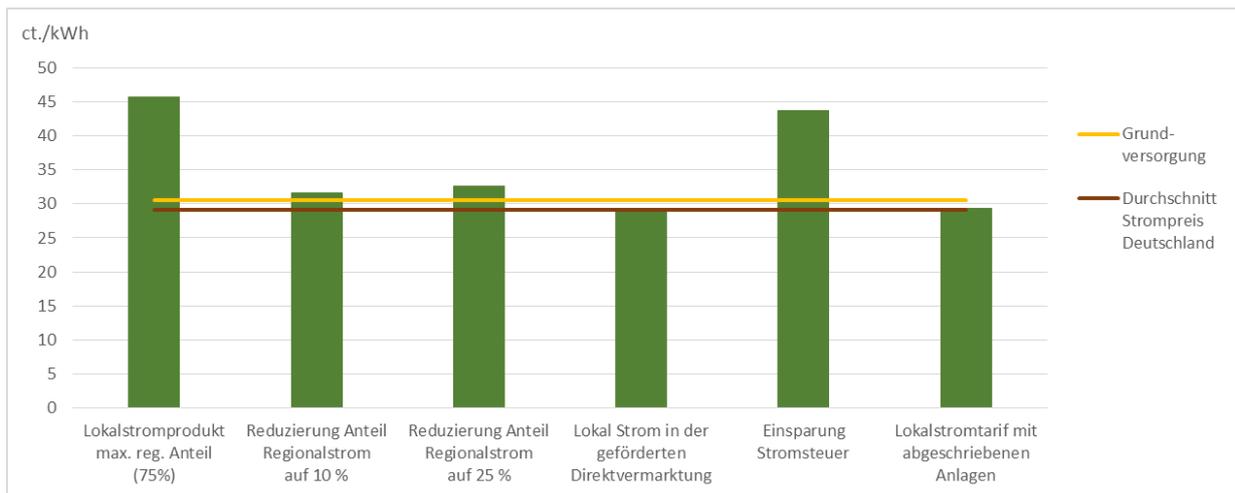


Abbildung 42: Möglichkeiten der Reduzierung der Preise im Rahmen eines Lokalen Stromtarifs

Ein Lokalstromtarif in der geförderten Direktvermarktung führt erwartungsgemäß zu einem Strompreis, welcher dem durchschnittlichen Strompreis in Deutschland entspricht. Aus preislicher Sicht bietet dies daher eine gute Grundlage für Lokalstromtarife. Probleme sind im aktuellen Rahmen jedoch bei der wahrgenommenen Stromqualität zu vermuten, da ein solches Produkt nicht mehr mit der Herkunft aus den lokalen Anlagen werben dürfte. Erfolgsaussichten für ein solches Stromprodukt dürfte nur dort bestehen, wo Kunden mit entsprechenden Strommarktkenntnissen Zielgruppe sind. Änderungen können sich darüber hinaus ergeben, sofern eine Grünstromkennzeichnung auch für geförderten Strom auf regionaler Basis wie vom BMWi (2016) (siehe auch Kapitel II)1)C.b) vorgeschlagen, umgesetzt werden sollte.

Ein Lokalstromtarif mit abgeschrieben Anlagen führt ebenfalls zu einem Strompreis, welcher dem durchschnittlichen Strompreis entspricht, da der Anlagenbetreiber mit den durchschnittlichen Erlösen an der Börse für die Überlassung des PV-Stroms vergütet werden müsste. Ein solches Produkt wird für Wolfshagen jedoch nicht weiter betrachtet, da kaum abgeschriebene Anlagen zur Verfügung stehen, sondern es sich um neue PV-Anlagen handelt.

Die Befreiung von der Stromsteuer würde zu einer Reduzierung um 2,05 ct./kWh im Strompreis führen, kann jedoch nur für den Strom in Anspruch genommen werden, welcher (a) in einem „räumlichen Zusammenhang“ und (b) in Anlagen kleiner 2 MW produziert wird. Die Anlagengröße von 2 MW dürfte bei allen PV-Anlagen gegeben sein, jedoch kommt es in der Praxis zu entsprechenden Schwierigkeiten in der Auslegung der Bedingung des „räumlichen Zusammenhangs“ (siehe oben).

### Fazit

Im vollkommen unbeeinflussten Energiesystem, d. h. ohne Speicher und ohne angepasste Fahrweise der flexiblen Verbraucher, ließen sich in Wolfshagen eine Vorortverbrauchsquote von ca. 25 % und ein Autarkiegrad von ca. 40 % erzielen. Der daraus resultierende Lokalstromtarif wäre allerdings um 50 % teurer als der Grundversorgertarif. Ein solches System würde aufgrund der wirtschaftlichen Aspekte keine große Zustimmung erfahren. Dies belegen bereits die Ergebnisse der Haushaltsbefragung.

Die Lastverschiebung durch steuerbare Lasten führt lediglich zu einer sehr geringen (<< 1 %) Erhöhung der Vorortverbrauchsquote und verursacht sogar einen höheren Bezug aus dem vorgelagerten Netz. Auf wirtschaftlicher Basis lässt sich durch die Lastverschiebung ebenfalls nur ein um marginal geringerer resultierender Strompreis erreichen. Durch eine Begrenzung der PV-Einspeiseleistung auf 70 % ließe sich die Rückspeiseleistung deutlich reduzieren, auf den Strompreis würde sich dies jedoch negativ auswirken.

Durch den Einsatz einer Batterie kann die Vorortverbrauchsquote und der Autarkiegrad signifikant gesteigert werden. Bei einer angenommenen Batteriekapazität von 5 MWh würden ca. 45 % des lokal erzeugten EE-Stroms auch tatsächlich genutzt werden können. Der Autarkie-

grad würde bei ca. 70 % liegen. Die hohen Kosten des Batteriebetriebs steigern jedoch wiederum den resultierenden Strompreis und machen den Einsatz des Batteriespeichers aus wirtschaftlicher Sicht unattraktiv.

Mittels einer Reduzierung des Lokalstromanteils auf 10 – 25 % könnten lokale Stromtarife erzielt werden, die nur geringfügig über dem durchschnittlichen Grundversorgertarif liegen. Die Reduzierung des Lokalstromanteils zur Senkung des resultierenden Strompreises ist dabei eine durchaus gewählte Strategie der Praxisakteure. Darüber hinaus könnte bei einer Änderung der Regelungen zur Stromkennzeichnung zugunsten einer Grünstromkennzeichnung bei der regionalen Versorgung auch von gefördertem Strom ebenfalls ein preislich attraktives Lokalstromprodukt umgesetzt werden, in welchem die komplette erzeugte PV-Energie vor Ort vermarktet wird.

#### G.c) Praxisbegleitung Blankensee

Im Rahmen eines Praxisgesprächs (10.06.2015) mit dem Bürgermeister in Blankensee (Mecklenburg-Vorpommern) wurden mögliche Ansatzpunkte für die praktische Umsetzung von Vorhaben in Blankensee diskutiert. Die Situation in Blankensee lässt sich zum einen akteursseitig durch ein starkes Engagement des Bürgermeisters charakterisieren. Hinsichtlich möglicher neuer Projekte ist festzustellen, dass Ansatzpunkte für ein Projekt hin zu Zielen eines Smart Microgrids insbesondere im Rahmen einer kommunalen PV-Anlage auf dem Dach der örtlichen Schule, ausgelegt für den Eigenverbrauch, evtl. auch eine Vor-Ort-Versorgung weiterer Verbraucher bestehen. Mit der Erarbeitung eines möglichen Eigenverbrauchskonzepts wurde ein Ingenieurbüro beauftragt.

Für die weiteren Erkenntnisse zu Blankensee sei auf den Bericht des Ecolog-Instituts verwiesen.

#### G.d) Auswirkungen von Bürgerbeteiligung auf die Akzeptanz

Im Rahmen des Projektes wurde aus Anlass der Diskussionen um das Bürger- und Gemeindenbeteiligungsgesetz Mecklenburg-Vorpommern (BüGembeteilG M-V) und des Ziels des Erhalts der Akteursvielfalt (§ 2 Abs. 5 Satz 3 EEG 2014) der Frage nachgegangen, ob sich finanzielle Beteiligungen positiv auf die soziale Akzeptanz von EE-Projekten auswirken. Dabei kann, in Anlehnung an Zöllner et al. (2008), Akzeptanz als aktive Handlung bei positiver Bewertung verstanden werden. Im Gegensatz dazu liegt bei der Befürwortung eine passive Haltung vor. Passive Haltung und negative Bewertung sind im Fall der Ablehnung gegeben. Eine aktive Handlung bei negativer Bewertung wird als Widerstand bezeichnet. Zöllner et al. (2008) zeigen in ihren Untersuchungen, dass die Mehrheit der Bevölkerung oft EE-Projekte befürwortet, sich aber nicht aktiv engagiert.

Neben theoretischen Überlegungen wurde zur Beantwortung der Forschungsfrage die empirische Literatur durchgesehen. Ziel war die Synthese vorliegender Erkenntnisse und die Identifizierung weiteren Forschungsbedarfs. Zusammenfassend lässt sich konstatieren:<sup>109</sup>

- Eine finanzielle Beteiligung in Form von Eigenkapital kann sich positiv auf Akzeptanz auswirken. Es gibt allerdings eine Vielzahl an lokalen Einflussfaktoren, die zu beachten sind. Finanzielle Beteiligungen sind damit weder eine notwendige noch eine hinreichende Bedingung für das Vorhandensein von Akzeptanz.
- Theoretisch lässt sich ein positiver Zusammenhang aus dem wahrnehmbaren Nutzen für sich oder Nahestehende, aus der Selbstwirksamkeit des eigenen Handelns und aus der Identifikation mit dem Vorhaben ableiten.
- Die anderen beiden in der Akzeptanzforschung herausgearbeiteten Bestimmungsfaktoren von Akzeptanz – die Einsicht in die Notwendigkeit und Akzeptabilität der Folgen sowie die Gerechtigkeit (fares Verfahren, faire Verteilung) – werden durch die finanzielle Beteiligung nicht beeinflusst bzw. können ein Problem darstellen: Grundsätzlich

---

<sup>109</sup> Eine ausführliche Darstellung der Projektergebnisse erfolgt im Rahmen eines Sammelbandes, der vom Engeno-Projektverbund im Jahr 2017 herausgegeben wird.

kann sich nur finanziell an einem Projekt beteiligen, wer frei verfügbares Vermögen hat. Kommt es in einem Ort zu einer ungleichen Verteilung der Gewinne aus dem Betrieb der EE-Anlagen, so wirkt finanzielle Beteiligung möglicherweise sogar kontraproduktiv. Zudem lässt sich so begründen, warum mit dem Angebot finanzieller Beteiligung kein Widerstand gebrochen werden kann: Besteht die Einsicht in die Notwendigkeit des Vorhabens und die Akzeptabilität seiner Folgen nicht, lässt sich dies auch durch positive finanzielle Anreize nur in den seltensten Fällen kompensieren.

- Verschiedene Fragestellungen lassen sich mit den vorhandenen Erkenntnissen aus der Literatur nicht beantworten. So ist unklar, ob Minderheitsbeteiligungen oder die finanzielle Beteiligung unter Nutzung anderer Finanzierungsformen (Mezzanin-, Fremdkapital, Sparbriefe) in gleicher Weise – ceteris paribus – akzeptanzsteigernd wirken wie die Mehrheitsbeteiligung von Bürgerinnen und Bürgern mit Eigenkapital. Offen ist ferner, ob Regionalität der entscheidende akzeptanzschaffende Faktor ist, mithin die Umsetzung durch Stadt- und Gemeindewerke oder direkt durch Kommunen in gleicher Weise Akzeptanz schafft.

## **2) Wichtigste Positionen des zahlenmäßigen Nachweises**

Für den zahlenmäßigen Nachweis wird auf das separate Schreiben hingewiesen

## **3) Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit**

Die Arbeiten und die finanziellen Mittel wurden entsprechend dem im Verlauf des Projektes in Rücksprache mit dem Projektträger angepassten Arbeitsplan eingesetzt. Alle im Arbeitsplan enthaltenen Aufgaben wurden erfolgreich bearbeitet. Zusätzliche Ressourcen für das Projekt wurden nicht benötigt.

## **4) Voraussichtlicher Nutzen, insbesondere Verwertbarkeit des Ergebnisses im Sinne des fortgeschriebenen Verwertungsplans**

Die (weiter-)entwickelten Finanzierungsmodelle für Smart Microgrids und eingebundene EE-Anlagen können nicht geschützt werden. Daher ist eine direkte wirtschaftliche Verwertung durch die durchführende Einrichtung nicht möglich.

Eine wissenschaftliche Verwertung erfolgte im Rahmen der Veröffentlichungen und Konferenzbeiträgen, wie sie in Kapitel II)6) genannt sind.

Darüber hinaus können insbesondere die Instrumente zur Praxiskommunikation, welche sich aus den Arbeiten des TP3 ergeben haben, im Rahmen weiterer Aktivitäten verwertet werden. Im Einzelnen sind zu nennen:

- Die systematische, an den rechts-regulatorischen Rahmenbedingungen entlang entwickelte Aufstellung der Geschäftsmodelle bietet ein Instrument für die Kommunikation mit Praxisakteuren, insbesondere mit Bürgerenergiegruppen. Die Systematisierungen und Recherchen bilden die Basis für die praktische Umsetzung und damit zusammenhängende Veranstaltungen mit anderen Akteuren, vergleichbar dem Workshop „grüner Strom aus der Region für die Region“ im Rahmen des Energieforum 2015, welcher im Zusammenhang mit dem Projekt durch TP3 organisiert wurde.
- Der Finanzierungsbaukasten wurde durch die Umsetzung als Homepage konsequent auf die Bedürfnisse verschiedenster Akteursgruppen ausgelegt. Der Baukasten bietet daher ein hilfreiches Instrument für die Kommunikation mit verschiedensten Akteuren und kann von TP3 insbesondere als Basis für entsprechende Transferveranstaltungen genutzt werden.

Weiterhin kann die entwickelte Methodik zur interdisziplinären Modellierung der technisch-ökonomischen Analyse von Bausteinen eines Smart Microgrids als Grundlage weiterer wissenschaftlicher Kooperationen genutzt werden.

## **5) Während der Durchführung des Vorhabens dem ZE bekannt gewordener Fortschritt auf dem Gebiet des Vorhabens bei anderen Stellen**

Ergebnisse anderer Forschungsvorhaben innerhalb des Förderprogramms, die verwandte Teilfragestellungen bearbeitet haben, wurden bei der Bearbeitung des Projektes berücksichtigt (siehe auch I.5).

## **6) Erfolgte oder geplante Veröffentlichungen des Ergebnisses nach Nr. 6**

Die wissenschaftlichen Ergebnisse des Projektes wurden in folgenden Publikationen einer Fachöffentlichkeit bekannt gemacht:

i) Vorträge und Poster

Datum	Veranstaltung	Thema	Art der Aktivität
05.05.2015	Dialogplattform Power-to-Heat	Vorstellung Ergebnisse Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen Power-to-Heat	Vortrag
16.11.2015	ETG Kongress 2015	Vorstellung Projektergebnisse Geschäftsmodelle im Smart Microgrid	Posterbeitrag
16.11.2015	ETG Kongress 2015	Vorstellung interdisziplinäre Modellierungsmethode	Konferenzbeiträge Teilnahme Podiumsdiskussion
16.11.2015	ETG Kongress 2015	Energiemärkte und Regulierung	Podiumsdiskussion

ii) Beiträge in Konferenzbänden

Bettinger, Spielmann & Beck (2015)	Regenerativer Überschussstrom für Power-to-Heat: Abschätzung der Potentiale von Überschussstrommärkten, in Wenzel H., Kaiser F. (Hrsg.): <i>Erneuerbare erfolgreich integrieren durch Power to Heat. Dialogplattform des EFZN Goslar, 5. Und 6. Mai 2015.</i> Schriftenreihe des EFZN: 158 – 170.
Skau, Bettinger, Spielmann, Fuchs & Beck (2015)	Betriebsstrategien für Biogasanlagen – Zielkonflikt zwischen netzdienlichem und wirtschaftlich orientierten Betrieb, in Agrar- und Umweltwissenschaftliche Fakultät Universität Rostock (Hrsg.): <i>9. Rostocker Bioenergieforum, 18. Und 19. Juni 2015.</i> Schriftenreihe Umweltingenieurwesen. Rostock
Skau, Bettinger, Spielmann, Fuchs & Beck (2015a)	Speicherung von PV-Energie und Nutzung in der Milchproduktion – Netzdienlichkeit und Wirtschaftlichkeit, Beitrag 55. Gewisola Tagung, 23. - 25.09.2015, Gießen
Skau, Fuchs, Bettinger, Spielmann & Beck (2015)	Renewable Energy – Opportunities for production and use of electrical power for farmers under condition of the renewable energy act in germany, in Watson H. et. al. (Hrsg.): <i>Proceedings of the 20th International Farm Management Congress „Healthy Agriculture for a Healthy World“, 12-17 July 2015, Kanada</i>
Spielmann, Bettinger, Skau, Beck & Fuchs (2015b)	Auswirkungen der Anreizsysteme für private PV-Anlagenbetreiber auf das lokale Verteilnetz, in: Schulz D. (Hrsg.): <i>Tagungsband zur NEIS 2015.</i> Springer Verlag. Wiesbaden
Spielmann, Bettinger, Schock, Beck & Fuchs (2015)	A highly transparent method of assessing the contribution of incentives to meet various technical challenges, in distributed energy systems, in VDE (Hrsg.): <i>International ETG Congress 2015,</i> VDE Verlag, Berlin
Bettinger & Holstenkamp (2015)	A systematic survey of business models for smart micro-grids under current legal and incentive conditions. In VDE (Hrsg.): <i>International ETG Congress 2015,</i> VDE Verlag, Berlin.

iii) Arbeitspapiere

Holstenkamp (2015)	Erfahrungen mit strukturierten Fonds – Überblick und Auswertung vorhandener Studien und Diskussion der Übertragungsmöglichkeiten auf Smart-Microgrid-Ansätze, Arbeitspapierreihe Wirtschaft & Recht Nr. 26. Leuphana Universität. Lüneburg
Holstenkamp, Degenhart & Bettinger (2015)	Anmerkungen zur Bestimmung der Finanzierbarkeit von Erneuerbaren-Energien-Projekten als Bestandteil von Smart Micro-Grid-Konzepten, Arbeitspapierreihe Wirtschaft & Recht Nr. 23. Leuphana Universität. Lüneburg
Bettinger & Holstenkamp (2015a)	Geschäftsmodelle für Smart Microgrids – Eine systematische Untersuchung auf Grundlage der aktuellen Anreizsysteme. Arbeitspapierreihe Wirtschaft und Recht Nr. 25. Leuphana Universität. Lüneburg.
Bettinger & Holstenkamp (2015b)	Grüner Strom aus der Region für die Region – Berichte über den gleichnamigen Workshop im Rahmen des Energieforum 2015 an der Leuphana Universität Lüneburg, Arbeitspapierreihe Wirtschaft & Recht Nr. 24, Leuphana Universität Lüneburg

iv) Projektberichte

Skau, Bettinger, Spielmann, Fuchs & Beck (2015b)	Speicherung von PV-Energie und Nutzung in der Milchproduktion: Nutzung als Eigenverbrauch - Netzdienlichkeit und Wirtschaftlichkeit, SMiG-Projektbericht 2_3_4/1.
Spielmann, Bettinger, Schock, Beck & Fuchs (2015a)	Beitrag von Anreizsystemen zu verschiedenen technischen Herausforderungen in dezentralen Systemen – Entwicklung einer transparenten Methode und sowie Beispiel der regionalen Direktvermarktung. SMiG-Projektbericht 2_3_4/2.
Bettinger, Spielmann & Beck (2015a)	Technisch-ökonomische Betrachtung der Vermarktung von Wind- und PV-Energie durch die Stadtwerke Neustrelitz – Direktlieferung an das Leea und eine benachbarte Großbäckerei. SMiG-Projektbericht 2_3_4/3
Bettinger, Spielmann & Beck (2016)	Technisch-ökonomische Betrachtung der Vermarktung von Wind- und PV-Energie durch die Stadtwerke Neustrelitz – Direktlieferung an das Leea sowie die Straßenbeleuchtung und ein Rechenzentrum. SMiG-Projektbericht 2_3_4/4
Bettinger, Koring & Beck (2016)	Technisch-ökonomische Betrachtung der lokalen Versorgung aus Erneuerbaren Energien in Wolfshagen (Harz) – technische Möglichkeiten des lokalen Ausgleichs und Folgen für die Wirtschaftlichkeit eines Lokalstromtarifs. SMiG-Projektbericht 2_3_4/5.

Eine gemeinsame Broschüre zum Projektverbund SMiG mit den Ergebnissen zu allen Teilprojekten wird derzeit vorbereitet.

## Literatur

- Achleitner, A.-K. (2002). *Handbuch Investment Banking* (3. Aufl.). Wiesbaden: Gabler.
- Aichele, C. & Doleski, O. (2014). *Smart Market. Vom Smart Grid zum intelligenten Energiemarkt*. Wiesbaden: Springer Verlag.
- Armbruster, L. (2004). Grundlagen der Projektfinanzierung. In H. E. Büschgen & B. R. Müller (Hg.), *Aspekte zur Bankbetriebslehre. Band 2: Unternehmensfinanzierung* (4. Aufl., S. 323–342). Aachen: Shaker.
- ASUE (2011). BHKW-Kenndaten 2011. Berlin. Abgerufen von: [http://asue.de/sites/default/files/asue/themen/blockheizkraftwerke/2011/broschueren/05\\_07\\_11\\_asue-bhkw-kenndaten-0311.pdf](http://asue.de/sites/default/files/asue/themen/blockheizkraftwerke/2011/broschueren/05_07_11_asue-bhkw-kenndaten-0311.pdf) [17.03.2016]
- Babl, C. (2011). Grundlagen der Projektfinanzierung im Bereich der erneuerbaren Energien. In C. Babl, P. v. Flotow, & D. Schiereck (Hg.), *Projektrisiken und Finanzierungsstrukturen bei Investitionen in erneuerbare Energien* (S. 9–22). Frankfurt am Main: Peter Lang.
- Bacher, P. & Thomas, H. (2014): Rechtsformen für Bürgerbeteiligungen an EE-Projekten. In H. Degenhart & T. Schomerus (Hg.), *Recht und Finanzierung von Erneuerbaren Energien: Bürgerbeteiligungsmodelle*. Lüneburger Schriften zum Wirtschaftsrecht 27. Nomos. Baden-Baden.
- Backhaus, K., Schulte Lünzum, U. & Werthschulte, H. (2003). Einsatz von Simulationsverfahren zur Bewertung von Projektfinanzierungsvorhaben: Eine Analyse am Beispiel der Simulationssoftware INFRISK. In K. Backhaus & H. Werthschulte (Hg.), *Projektfinanzierung. Wirtschaftliche und rechtliche Aspekte einer Finanzierungsmethode für Großprojekte* (2. Aufl., S. 169–192). Stuttgart: Schäffer-Poeschel.
- Bauer, F., Wittig, A. & Kümpel, S. (Hg.). (2011). *Bank- und Kapitalmarktrecht* (4. Aufl.). Köln: Schmidt.
- Bardt, H., Chischilles, E., Growitsch, C., Hagspiel, S. & Schaupp, L. (2014). Eigenerzeugung und Selbstverbrauch von Strom – Stand, Potentiale, Trends. *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 38/2014, 83-99.
- BDEW (2011). *technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Niederspannungsnetz TAB 2007*. BDEW. Berlin.
- BDEW (2013a). §14 EnWG: Konkretisierung der Aggregationsebene und Verzahnung mit dem Netzausbau. BDEW. Berlin.
- BDEW (2013b). *BDEW-Roadmap – Realistische Schritte zur Umsetzung von Smart Grids in Deutschland*. BDEW. Berlin.
- BDEW (2014). Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken. Berlin. Abgerufen von: [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20150511-o-energie-info-erneuerbare-energien-und-das-eeg-zahlen-fakten-grafiken-2015-de/\\$file/Energie-Info\\_Erneuerbare\\_Energien\\_und\\_das\\_EEG\\_2015\\_11.05.2015\\_final.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20150511-o-energie-info-erneuerbare-energien-und-das-eeg-zahlen-fakten-grafiken-2015-de/$file/Energie-Info_Erneuerbare_Energien_und_das_EEG_2015_11.05.2015_final.pdf) [17.03.2016]
- BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft) (2015a): Positionspapier – Netzentgeltsystematik Strom – BDEW-Eckpunkte zur Weiterentwicklung. Berlin. Abgerufen von: [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20150428-o-positionspapier-netzentgeltsystematik-strom-de/\\$file/BDEW\\_Positionspapier\\_Netzentgeltsystematik\\_Strom\\_28042015\\_web.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20150428-o-positionspapier-netzentgeltsystematik-strom-de/$file/BDEW_Positionspapier_Netzentgeltsystematik_Strom_28042015_web.pdf) [11.03.2016]
- BDEW (2015b): Strompreisanalyse März 2015. Online verfügbar: [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/9D1CF269C1282487C1257E22002BC8DD/\\$file/150409%20BDEW%20zum%20Strompreis%20der%20Haushalte%20Anhang.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/9D1CF269C1282487C1257E22002BC8DD/$file/150409%20BDEW%20zum%20Strompreis%20der%20Haushalte%20Anhang.pdf) [11.03.2016]
- Behrens A. (2009): The Financing of the Global Energy Efficiency and Renewable Energy Fund (GEEREF). [http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract\\_id=1424904](http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=1424904) [07.03.2016]
- Benear L.S., Stavins R.N. (2007): Second-best theory and the use of multiple policy instrument. *Environmental and Resource Economics*, 37(1), 111-129.
- Berry D. (2002): The market for tradable renewable energy credits. *Ecological Economics*, 42(3), 369-379.

- Best, J. (2012). *Financing Solutions for Gas Power Projects*. American Biogas Council. Financing Biogas to Electricity Projects. Retrieved from <https://www.americanbiogascouncil.org/webinars/financingCaterpillar.pdf>.
- BET (2013): *Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien*. Studie im Auftrag des BEE. BET GmbH. Bochum. Abgerufen von: [http://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Studien/Plattform/BEE-Plattform-Systemtransformation\\_Ausgleichsmoeglichkeiten.pdf](http://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Studien/Plattform/BEE-Plattform-Systemtransformation_Ausgleichsmoeglichkeiten.pdf) [17.03.2016]
- Bettinger C., Holstenkamp L. (2015a): A systematic survey of business models for smart microgrids under current legal and incentive conditions. In VDE (Hrsg.): *International ETG Congress 2015*, VDE Verlag, Berlin.
- Bettinger C., Holstenkamp L. (2015b): *Geschäftsmodelle für Smart Microgrids – Eine systematische Untersuchung auf Grundlage der aktuellen Anreizsysteme*. Arbeitspapierreihe Wirtschaft und Recht Nr. 24. Leuphana Universität. Lüneburg.
- Bettinger C., Holstenkamp L. (2015c): Grüner Strom aus der Region für die Region – Berichte über den gleichnamigen Workshop im Rahmen des Energieforum 2015 an der Leuphana Universität Lüneburg, Arbeitspapierreihe Wirtschaft & Recht Nr. 23, Leuphana Universität Lüneburg.
- Bettinger C., Koring K., Beck H.-P. (2016): *Technisch-ökonomische Betrachtung der lokalen Versorgung aus Erneuerbaren Energien in Wolfshagen (Harz) – technische Möglichkeiten des lokalen Ausgleichs und Folgen für die Wirtschaftlichkeit eines Lokalstromtarifs*. SMiG-Projektbericht 2\_3\_4/5.
- Bettinger C., Spielmann V. H.-P. Beck (2015a): Regenerativer Überschussstrom für Power-to-Heat: Abschätzung der Potentiale von Überschussstrommärkten, in Wenzel H., Kaiser F. (Hrsg.): *Erneuerbare erfolgreich integrieren durch Power to Heat. Dialogplattform des EFZN Goslar, 5. und 6. Mai 2015*. Schriftenreihe des EFZN: 158 – 170.
- Bettinger C., Spielmann V., Beck H.-P. (2015b): Technisch-ökonomische Betrachtung der Vermarktung von Wind- und PV-Energie durch die Stadtwerke Neustrelitz – Direktlieferung an das Leea und eine benachbarte Großbäckerei. SMiG-Projektbericht 2\_3\_4/3.
- Bettinger C., Spielmann V., Beck H.-P. (2016): Technisch-ökonomische Betrachtung der Vermarktung von Wind- und PV-Energie durch die Stadtwerke Neustrelitz – Direktlieferung an das Leea sowie die Straßenbeleuchtung und ein Rechenzentrum. SMiG-Projektbericht 2\_3\_4/4.
- Beuthien, V., & Hanrath, S. (2012). *Dach- und verbundgenossenschaftliche Lösungen zur Kooperation und wechselseitigen Sicherung im Bereich der Erneuerbaren Energien*. Expertise im Rahmen des Forschungsprojektes „Genossenschaftliche Unterstützungsstrukturen für eine sozialräumlich orientierte Energiewirtschaft“. Marburg: ifG Marburg. Abgerufen unter [http://www.kni.de/media/pdf/.Expertise\\_Dach-und%20Verbundgeno\\_IfG.pdf](http://www.kni.de/media/pdf/.Expertise_Dach-und%20Verbundgeno_IfG.pdf).
- Bilharz M. (2005): Strom hat keine Vitamine – Kritische Anmerkungen zur Vermarktung von Ökostrom. In: *Nachhaltigkeits-Marketing in Theorie und Praxis*. Belz F. & Bilharz M. (Hrsg.) (141-160). Deutscher Universitäts-Verlag: Wiesbaden.
- Bird L., Wüstenhagen R., Aabakken J. (2002): A Review of International Green Power Markets – Recent Experience, Trends, and Market Drivers. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 6(6), 513-536.
- BMWi [Bundesministerium für Wirtschaft und Energie]. (2014q). *Eckpunkte einer grundlegenden EEG-Reform*. Berlin. Abgerufen unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eeg-reform-eckpunkte,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>.
- BMWi (2014b): Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG - Vorhaben IIc Solare Strahlungsenergie Wissenschaftlicher Bericht: ZSW, Fraunhofer IWES, bosch & partner, GfK. Stuttgart. Abgerufen von: <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/XYZ/zwischenbericht-vorhaben-2c,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> [15.03.2016]
- BMWi (2014c): Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose: EWI, gws, prognos, Basel/ Köln/ Osnabrück. Abgerufen von: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/entwicklung-der-energiemaerkte-energiereferenzprognose-enderbericht,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> [15.03.2016]

- BMWi (2016): Regionale Grünstromkennzeichnung – Eckpunktepapier, 11. März 2016. Berlin. Abgerufen von: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/P-R/regionale-gruenstromkennzeichnung-eckpunktepapier,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf> [15.03.2016]
- BNetzA (Bundesnetzagentur) (2011a): „Smart Grid“ und „Smart Market“ – Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems. Bonn.
- BNetzA (2011b): Leitfaden zur Genehmigung von individuellen Netzentgelten nach §19 Abs.2 Satz 1 StromNEV und von Befreiungen von den Netzentgelten nach §19 Abs.2 Satz 2 StromNEV. Bonn.
- BNetzA (2011c). *Beschluss BK 06-10-099 zum Verwaltungsverfahren wegen der Festlegung zu Verfahren zur Ausschreibung von Regelenergie in Gestalt der Minutenreserve, insbesondere zu Mindestgebotsgrößen, Ausschreibungszeiträumen und Ausschreibungszeitscheiben*. Bundesnetzagentur. Bonn.
- BNetzA (2011d). *Beschluss BK 06-10-098 in dem Verwaltungsverfahren wegen der Festlegung zu Verfahren zur Ausschreibung von Regelenergie in Gestalt der Sekundärregelung, insbesondere zu Mindestgebotsgrößen, Ausschreibungszeiträumen und Ausschreibungszeitscheiben*. Bundesnetzagentur. Bonn.
- BNetzA (2011e). *Beschluss BK 06-10-097 in dem Verwaltungsverfahren wegen der Festlegung zu Verfahren zur Ausschreibung von Regelenergie in Gestalt der Primärregelung, insbesondere zu Mindestgebotsgrößen, Ausschreibungszeiträumen und Ausschreibungszeitscheiben*. Bundesnetzagentur.
- BNetzA (2015a): *EEG in Zahlen 2014*. Bonn.
- BNetzA (2015b). *Hintergrundpapier – Ergebnisse der ersten Ausschreibungsrunde für Photovoltaik (PV) – Freiflächenanlagen vom 15. April 2015*. Bonn
- BNetzA (2015). *Hintergrundpapier – Ergebnisse der zweiten Ausschreibungsrunde für Photovoltaik (PV) – Freiflächenanlagen vom 1. August 2015*. Bonn
- Böttcher, J. (2009). *Finanzierung von Erneuerbare-Energien-Vorhaben*. München: Oldenbourg.
- Böttcher, J. (Hg.). (2012a). *Solarvorhaben: Wirtschaftliche, technische und rechtliche Aspekte*. München: Oldenbourg.
- Böttcher, J. (Hg.). (2012b). *Handbuch Windenergie: Onshore-Projekte: Realisierung, Finanzierung, Recht und Technik*. München: Oldenbourg.
- Böttcher, J. (2012c). *Möglichkeiten einer Projektfinanzierung bei CSP-Vorhaben*. Univ., Diss.-Gießen, 2011. *Schriften zur empirischen Wirtschaftsforschung: Bd. 20*. Frankfurt am Main: Peter Lang.
- Böttcher, J. (Hg.). (2014). *Wasserkraftprojekte: Rechtliche, technische und wirtschaftliche Aspekte*. Berlin u. a.: Springer.
- Böttcher, J., & Blattner, P. (2013). *Projektfinanzierung: Risikomanagement und Finanzierung* (3., überarb. Aufl.). *BWL 10-2012*. München: Oldenbourg.
- Brodehser, P. (2012). *Internationale Projektfinanzierung: Strukturen und Instrumente der Bankintermediation*. Univ., Diss.--Potsdam, 2011. *Schriftenreihe Finanzierung und Banken: Vol. 19*. Sternenfels: Verl. Wissenschaft & Praxis.
- Brzoska, M. (2016, 12. Januar). Grüner wird's doch: Mit Anleihen die Welt retten. *ZEIT Online*. Abgerufen unter: <http://www.zeit.de/2015/51/green-bonds-klimawandel-umweltschutz-finanzieren>
- BSW (2014): *PV-Eigenverbrauch Anwenderleitfaden zur PV-Anlagenpacht – Modellvarianten, rechtliche Umsetzung, Musterverträge*. Bundesverband Solarwirtschaft. Berlin
- BSW (2015): *35 Prozent mehr Solarstromspeicher*. Pressemitteilung vom 28.08.2015. Abgerufen von: <https://www.solarwirtschaft.de/presse/pressemeldungen/pressemeldungen-im-detail/news/35-prozent-mehr-solarstromspeicher.html> [17.03.2016]
- Buchmüller C. (2014): Geschäftsmodelle zur regionalen Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien. *Zeitschrift des Instituts für Energie- und Wettbewerbsrecht in der kommunalen Wirtschaft* 1/2014. Berlin.

- Buljevich, E. C., & Park, Y. S. (1999). *Project financing and the international financial markets*. Boston, Mass: Kluwer Academic Publ.
- Burkhalter A. Kaenzig J., & Wüstenhagen R. (2007): *Kundenpräferenzen für Stromprodukte – Ergebnisse einer Choice-Based Conjoint-Analyse*. Umweltwirtschaft – international, interdisziplinär und innovativ, 2007. - Tagung der Kommission Umweltwirtschaft im Verband der Hochschullehrer für Betriebswirtschaft e.V. 4. Oktober 2007. Wien.
- Busse F.-J. (2003). *Grundlagen der betrieblichen Finanzwirtschaft* (5. Aufl.). Wissenschaftsverlag GmbH. München Oldenburg.
- Carta, J. A., Ramirez, P., & Velazquez, S. (2009). A review of wind speed probability distributions used in wind energy analysis: Case studies in the Canary Islands. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13(5), 933–955.
- Campbell J.Y. (2006): Household Finance. *The Journal of Finance*, 61 (4), 1553-1604.
- Ciarreta A., Espinosa M. P., & Pizarro-Irizar C. 2014. Switching from feed-in tariffs to a tradable green certificate market. In *The Interrelationship between Financial and Energy Markets*. Ramos S., Veiga H. (Hrsg.). Springer. Berlin, Heidelberg.
- Considine, T., Cox, W., & Cazalet E.G. (2012). *Understanding Microgrids as the Essential Architecture of Smart Energy*. Grid-Interop-Forum 2012. Retrieved from [www.grid-wiseac.org/pdfs/forum\\_papers12/considine\\_paper\\_gi12.pdf](http://www.grid-wiseac.org/pdfs/forum_papers12/considine_paper_gi12.pdf).
- Degenhart, H. (2015). Auswirkungen des Ausschreibungsverfahrens. in K. Rohrig (Hrsg.), *Windenergie Report Deutschland 2014*. (S. 91 - 95). Kassel: Fraunhofer Verlag.
- Degenhart, H., Clausen, S. & Holstenkamp, L. (2011). *Flächenfonds als öffentlich-private Partnerschaft*. Baden-Baden: Nomos.
- Degenhart, H., Holstenkamp, L. & Fiedrich, G. (2009). Öffentlich-private Fondslösungen zur Revitalisierung von Brachflächen: Ein Fondsmodell für Hannover und seine Übertragbarkeit auf Umbruchregionen. *Zeitschrift für angewandte Umweltforschung*, 22(Sonderheft 16), 158-171.
- Degenhart, H., & Holstenkamp, L. (2011). *Finanzierungspraxis von Biogasanlagen in der Landwirtschaft: Eine empirische Untersuchung zu Stand und Entwicklungslinien*. Gabler research. Wiesbaden: Gabler.
- Degenhart H., & Holstenkamp L. (2011): Genossenschaftlich organisierte Bürgerbeteiligung als Finanzierungs- und Nachhaltigkeitsmodell. in W. George, & T. Berg (Hrsg.), *Regionales Zukunftsmanagement: Energiegenossenschaften gründen und erfolgreich betreiben*. (Band 5, S. 47-55). Pabst Science Publishers. Lengerich.
- Degenhart, H., & Pehl, K. (2009). Merkmale des Ratings von Windenergie-Projektfinanzierungen in der Bankpraxis. *Kredit- & Rating-Praxis*, 35(6), 25–30.
- Degenhart, H., Schneider, M., & Wachter, D. (2015). *Direktvermarktung von Biogas-Strom: Hinweise und Empfehlungen für Anlagenbetreiber und Kreditgeber*. Lüneburg. Abgerufen unter [http://www.leuphana.de/fileadmin/user\\_upload/portale/inkubator/download/Leuphana\\_Leitfaden\\_Direktvermarktung\\_Biogas-Strom\\_2015.pdf](http://www.leuphana.de/fileadmin/user_upload/portale/inkubator/download/Leuphana_Leitfaden_Direktvermarktung_Biogas-Strom_2015.pdf).
- dena (2004): *Finanzierungs-Know-how. Handbuch für erneuerbare Energien im Ausland*. Dt. Energie-Agentur. Berlin.
- dena (2012): *Ausbau und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030*. Dt. Energie-Agentur. Berlin.
- dena (2014): *Systemdienstleistungen 2030 – Endbericht*. Dt. Energie-Agentur. Berlin.
- DUH (2013): *Forum Netzintegration Erneuerbare Energien – Politikempfehlungen zum Umbau der Stromnetze für die Energiewende*. Radolfzell. Abgerufen von: [http://www.forum-netzintegration.de/uploads/media/PLAN\\_N\\_2.0\\_Gesamtansicht\\_.pdf](http://www.forum-netzintegration.de/uploads/media/PLAN_N_2.0_Gesamtansicht_.pdf) [16.03.2016]
- Diaz-Rainey I., Ashton J.K. (2008): Stuck between a ROC and a Hard Place? Barriers to the Take up of Green Energy in the UK. *Energy Policy*, 36(8), 3053-3061.
- Dilger M., Voigt K. I. (o. J.): *Analyse des Geschäftsmodellwandels im Zuge der Digitalisierung der Wertschöpfungskette Energie hin zu einem Smart Energy Systems*. Working Paper, Universität Nürnberg. <http://www.efi.uni-erlangen.de/working-paper-analyse-des-geschftsmodellwandels-im-zuge-der-digitalisierung-der-wertschpfungskette-energie-hin-zu-einem-smart-energy-systems.pdf> [15.10.2015].
- Doliwa M., Meister M., Obbelode F., Plenz M., Kott T., Stecher M., Maly C., Holstenkamp L., Degenhart H., Schomerus T. (2014). Auswirkungen einer systemorientierten Bauweise von

- Windenergieanlagen auf die erzielbaren Börsenpreise. In D. Schulz (Hrsg.), *Nachhaltige Energieversorgung und Integration von Speichern. NEIS 2014 Konferenz Hamburg* (S. 186–191). Hamburg: Helmut-Schmidt-Universität. Hamburg.
- Doran, J. C., & Verholek, M. G. (1978). A note on vertical extrapolation formulas for Weibull velocity distribution parameters. *Journal of Applied Meteorology*, 17(3), 410–412.
- Dümke C. (2014); Der EEG-Anlagenbetreiber als Energieversorgungsunternehmen; *Zeitschrift Recht der Erneuerbaren Energien* (REE) 3/2014.
- E-Bridge, IAEW, OFFIS (2014): *Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie) – Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie*. Bonn.
- Eden, J. (2011). Finanzierungsstruktur und Risikomanagement von Solarprojekten. In M. Gerhard, T. Rüschen, & A. Sandhövel (Hg.), *Finanzierung Erneuerbarer Energien* (S. 721–741). Frankfurt am Main: Frankfurt-School-Verl.
- EEG-Clearingstelle (2014). *Einzelfragen zur Anwendung des §61 EEG 2014 bei Anlagen im Sinne des EEG*. Empfehlung. Online verfügbar: [https://www.clearingstelle-eeg.de/files/Empfehlung\\_2014-31.pdf](https://www.clearingstelle-eeg.de/files/Empfehlung_2014-31.pdf) [11.03.2016]
- EFZN (2013): *Studie – Eignung von Speichertechnologien zum Erhalt der Systemsicherheit*. FA43/12 Abschlussbericht. Abgerufen von: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/eignung-von-speichertechnologien-zum-erhalt-der-systemsicherheit,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> [17.03.2016]
- Elliston B., MacGill I., Diesendorf M. (2010): *Grid parity: A potentially misleading concept?* Solar2010 – 48th AuSES Annual Conference, 1-3 December 2010, Canberra. <http://www.ies.unsw.edu.au/sites/all/files/GridParity.pdf> [15.10.2015]
- Esty, B. C. (2004). *Modern project finance: A casebook*. Hoboken, NJ: Wiley.
- EuPD (2011): *Photovoltaik-Preismonitor des 1. Quartals 2011*. Studie im Auftrag des Bundesverbands Solarwirtschaft. Berlin.
- Fabozzi, F. J., & De Nahlik, C. F. (2012). *Project financing* (8th ed.). London: Euromoney Inst. Invest. PLC.
- FERI Rating & Research (2011): *Gesamtmarktstudie Beteiligungsmodelle 2011*. FERI Rating & Research. Bad Homburg.
- Fickers M. (2009): Virtuelle Kraftwerke als Anbieter von Regelenergieprodukten. *Zeitschrift für neues Energierecht* 2009/1, 17-19.
- Financial Gates GmbH, & HypoVereinsbank AG. (2007). *Expertenbefragung - erneuerbare Energien: Finanzierungsmöglichkeiten und Marktperspektiven*. FINANCE-Studien. Frankfurt am Main: Financial Gates GmbH.
- Finnerty, J. D. (2013). *Project financing: Asset-based financial engineering* (3rd ed.). Wiley finance series. Hoboken, NJ: Wiley.
- Fischer, J., & Portisch, W. (2008). Projektfinanzierung. In W. Portisch & J. Andreas (Hg.), *Finanzierung im Unternehmenslebenszyklus* (S. 177–198). München: Oldenbourg.
- Fischer, J.-U. (2011). Finanzierung von Bioenergieprojekten: Risikomanagement und Finanzierungsstrukturierung. In M. Gerhard, T. Rüschen, & A. Sandhövel (Hg.), *Finanzierung Erneuerbarer Energien* (S. 743–759). Frankfurt-School-Verl. Frankfurt am Main.
- FNN (2009): *TransmissionCode 2007 Anhang D2 – Teil 1: Unterlagen zur Präqualifikation von Anbietern zur Erbringung von Sekundärregelleistung für die ÜNB*. Forum Netzbetrieb/ Netztechnik im VDE. Berlin.
- FNR (2013): *Leitfaden Bigoas – Von der Gewinnung zur Nutzung* (Vol. 6). Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. Gülzow-Prüzen. Abgerufen von: [http://mediathek.fnr.de/media/downloadable/files/samples/l/e/leitfadenbiogas2013\\_web\\_komp.pdf](http://mediathek.fnr.de/media/downloadable/files/samples/l/e/leitfadenbiogas2013_web_komp.pdf) [17.03.2016]
- forseo GmbH. (2008). *The Investor's Guide to Geothermal Energy: How to Capitalize on the Heat Beneath Your Feet*. Freiburg: forseo GmbH.
- Fratzscher, M., Articus, S., Bsirske, F., Feiger, R., Feld, L., Fitschen, J. et al. (2015, April). *Stärkung von Investitionen in Deutschland*. Bericht der Expertenkommission im Auftrag des Bundesministers für Wirtschaft und Energie, Sigmar Gabriel. München. Abgerufen unter: <http://www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=702188.html>
- Friese, T., & Dickhoff, N. (2015). Grundlagen der Projektfinanzierung. In C. Herbes & C. Friege (Hg.), *Handbuch Finanzierung von Erneuerbare-Energien-Projekten* (S. 31–46). Konstanz: UVK-Verl.-Ges.

- Fritsch, M., Wein, T., & Ewers, H.-J. (2007). *Marktversagen und Wirtschaftspolitik: Mikroökonomische Grundlagen staatlichen Handelns* (7. Aufl.). *Vahlens Handbücher der Wirtschafts- und Sozialwissenschaften*. München: Vahlen.
- Galus M.D., Schwabe M. (2008): Wechselbarrieren bei Privatkunden. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 58(1/2), 28-31.
- Garche J. (2012): Elektrochemische Speicher für Regenerative Energien und Netzentlastung, Vortragsfolien im Rahmen den Energie Speicher Symposium des DLR 2012. Abgerufen von: [http://www.dlr.de/tt/Portaldata/41/Resources/dokumente/ess\\_2012/Garche\\_Elektrochemische\\_Speicher.pdf](http://www.dlr.de/tt/Portaldata/41/Resources/dokumente/ess_2012/Garche_Elektrochemische_Speicher.pdf) [21.07.2015]
- Gawel E., Korte K., Lehmann P., Strun, S. (2012): Die deutsche Energiewende—ein Skandalon? Falscher Alarm! Durch die Energiewende drohen weder Planwirtschaft noch, Kosten-Tsunami. *GAIA-Ecological Perspectives for Science and Society*, 21(4), 278-283.
- Giersch H. (1959): ZUR THEORIE DES BESTMÖGLICHEN: Zugleich eine Replik zu: Hans Willgerodt „Umsatzsteuern und Handloptimum im Gemeinsamen Markt“ (*Ordo* X, S. 63—114). *ORDO: Jahrbuch für die Ordnung von Wirtschaft und Gesellschaft*, 11, 257-278.
- Gildemeister (2015): CellCube FB 200 kW – Technische Daten. Abgerufen von: <http://energy.gildemeister.com/de/speichern/cellcube-fb-200#Technische-Daten> [16.07.2015]
- Gossling, S., Kunkel, T., Schumacher, K., Heck, N., Birkemeyer, J., Froese, N., Naber, N., & Schliermann, E. 2005. A Target Group-Specific Approach to “Green” Power Retailing – Students as Consumers of Renewable Energy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 9(1), 69-83.
- Gößling-Reisemann, S., Stührmann, S., Wachsmuth, J., & Gleich, A. v. (2013). Vulnerabilität und Resilienz von Energiesystemen. In J. Radtke & B. Hennig (Hg.), *Die deutsche "Energiewende" nach Fukushima. Der wissenschaftliche Diskurs zwischen Atomausstieg und Wachstumsdebatte* (S. 367–395). Marburg: Metropolis.
- Graeber D.R. (2014): *Handel mit Strom aus erneuerbaren Energien*. Springer-Verlag. Wiesbaden.
- Grundmann M. (2012): Netzausbau und Bürgerbeteiligung – Bürgerbeteiligung und Akzeptanz beim Netzausbau. Breklum. Abgerufen von: [https://www.arge-netz.de/fileadmin/template/uploads/dokumente/12-15-11\\_Studie\\_Netzausbau\\_und\\_B%C3%BCrgernetze.pdf](https://www.arge-netz.de/fileadmin/template/uploads/dokumente/12-15-11_Studie_Netzausbau_und_B%C3%BCrgernetze.pdf) [11.03.2016]
- Grundmann M. (2013): Netzausbau in Schleswig-Holstein – Herausforderungen und Chancen für alle Beteiligten. Vortrag im Rahmen des egeb Forum Energie. Brunsbüttel. Abgerufen von: [http://www.egeb.de/fileadmin/Dokumente/Foren/130315\\_Energie\\_Grundmann\\_Netzausbau.pdf](http://www.egeb.de/fileadmin/Dokumente/Foren/130315_Energie_Grundmann_Netzausbau.pdf) [11.03.2016]
- Guss H., Luxenburger M., Sabatier M., Baur F., Klann U., Weber A., Hanke B., Sinß M., Halama J., & Weber H. (2014): Systemintegration, Ausbau und Vermarktungschancen Erneuerbarer Energien im Bereich von Stadtwerken – Fallstudie am Beispiel der Stadtwerke Trier. Endbericht (FKZ 0325319). Saarbrücken. [http://www.izes.de/cms/upload/publikationen/EM\\_10\\_085.pdf](http://www.izes.de/cms/upload/publikationen/EM_10_085.pdf) [15.10.2015].
- Hack M. (2012). *Energie-Contracting – Energiedienstleistungen und dezentrale Energieversorgung*. 2. Auflage. Verlag E.H.Beck Energierecht. München
- Haas R., Panzer C., Resch G., Ragwit, M., Reece G., Held A. (2011): A historical review of promotion strategies for electricity from renewable energy sources in EU countries. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(2), 1003-1034.
- Hall, S., Foxon, T. J., & Bolton, R. (2014). *The New Civic Energy Sector: Implications for ownership, governance and financing of low carbon energy infrastructure*. St John's College. BIEE 10th Academic Conference, Oxford.
- Hamilton, K. (2009). *Unlocking Finance for Clean Energy: The Need for 'Investment Grade' Policy*. London. Retrieved from Chatham House website: [https://www.chathamhouse.org/sites/files/chathamhouse/public/Research/Energy, Environment and Development/1209pp\\_hamilton.pdf](https://www.chathamhouse.org/sites/files/chathamhouse/public/Research/Energy, Environment and Development/1209pp_hamilton.pdf).
- Hansla A., Gamble A., Juliusson A., & Gärling T. (2008): Psychological Determinants of Attitude towards and Willingness to Pay for Green Electricity. *Energy Policy*, 36(2), 768-774.
- Held J. (2014). Bitte an das Kreditwesengesetz denken. *pv-magazine*. November 2014.

- Hermes M., Brahms F. (2013): Konzepte zur Umsetzung dezentraler Energieerzeugung aus Erneuerbaren Energien. *Umweltwirtschaftsforum* 21:219-224. Berlin/Heidelberg: Springer.
- Hoffmann J. (2005). Konsortialkredit und Projektfinanzierung. In K.-O. Knops, H. g. Bamberger, G. Maier-Reimer (Hrsg.) *Recht der Sanierungsfinanzierung*. Springer Gabler. Wiesbaden.
- Hölder D. (2014): Geschäftsmodelle zur (regionalen) Direktvermarktung von EEG-Strom – Ein Bericht aus der Praxis. EWeRK-Fachseminar „Direktvermarktung, Eigenversorgung, Direktlieferung“, 17. Oktober 2014, Berlin. <[http://www.clens.eu/fileadmin/Daten/Mediathek/Termine/141017\\_EWeRK\\_Gruenstromvermarktung\\_Hoelder\\_v1.pdf](http://www.clens.eu/fileadmin/Daten/Mediathek/Termine/141017_EWeRK_Gruenstromvermarktung_Hoelder_v1.pdf)> [15.10.2015]
- Holstenkamp L. (2010): An overview of European programs to support energy projects in Africa and strategies to involve the private sector. In: Hoebink P. (ed.): *European development cooperation : in-between the local and the global*. 95-123. Amsterdam Univ. Press. Amsterdam.
- Holstenkamp, L. (2015). *Erfahrungen mit strukturierten Fonds – Überblick und Auswertung vorhandener Studien und Diskussion der Übertragungsmöglichkeiten auf Smart-Microgrid-Ansätze*, Arbeitspapierreihe Wirtschaft & Recht Nr. 26. Leuphana Universität. Lüneburg.
- Holstenkamp, L. & Degenhart, H. (2011). *Fonds zur Revitalisierung von Brachflächen: Überblick und Analyse von Ansätzen öffentlich-privater Kooperation*, Arbeitspapierreihe Wirtschaft & Recht Nr. 9. Leuphana Universität. Lüneburg.
- Holstenkamp, L. & Degenhart, H. (2013): *Bürgerbeteiligungsmodelle für erneuerbare Energien. Begriffsbestimmung und Forschungsprogramm*. Arbeitspapierreihe Wirtschaft & Recht Nr. 13. Lüneburg.
- Holstenkamp, L. & Degenhart, H. (2014). Problemfelder und mögliche Lösungsansätze bei genossenschaftlichen Bürgerwindparks: Ressourcenmobilisierung und Projektakquise. *Zeitschrift für das gesamte Genossenschaftswesen*, 64(3), 185–200.
- Holstenkamp, L., Degenhart, H. & Bettinger, C. (2015): *Anmerkungen zur Bestimmung der Finanzierbarkeit von Erneuerbaren-Energien-Projekten als Bestandteil von Smart Micro-Grid-Konzepten*, Arbeitspapierreihe Wirtschaft & Recht Nr. 23. Leuphana Universität. Lüneburg.
- Holstenkamp, L., Kahla, F. & Degenhart, H. (2017). Finanzwirtschaftliche Annäherungen an das Phänomen Bürgerbeteiligung. Erscheint in L. Holstenkamp & J. Radtke (Hg.), *Handbuch Energiewende und Partizipation*. Wiesbaden: Springer VS.
- IASS (2013). *Eckpunkte für die Gestaltung der Energiewende*. IASS Policy Brief 2/2013. Potsdam.
- IFC (International Finance Corporation) (2007): Selling Solar. Lessons from More Than a Decade of IFC's Experience. <http://www.ifc.org/wps/wcm/connect/b5c8428048855621b964fb6a6515bb18/SellingSolar.pdf?MOD=AJPERES>. [07.03.2016]
- IPCC (2007): Mitigation. Contribution of working group III to the fourth assessment report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press. Cambridge
- IWES, IFAM, Stiftung Umweltenergierecht (2014): *Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien*. Studie. Agora Energiewende. Berlin.
- ISE (2013a): Kurzgutachten zur Abschätzung und Einordnung energiewirtschaftlicher, ökonomischer und anderer Effekte bei Förderung von objektgebundenen elektrochemischen Speichern. Freiburg. Abgerufen von: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/speicherstudie-2013.pdf> [16.03.2016]
- ISE (2013b): Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien – Studie. Freiburg. Abgerufen von: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.pdf> [21.07.2015]
- ISE (2014): *Effekte regional verteilter sowie Ost-/West-ausgerichteter Solarstromanlagen*, Kurzstudie im Auftrag der Agora Energiewende. Abgerufen von: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/kurzstudie-effekte-regional-verteilter-sowie-ost-west-ausgerichteter-solarstromanlagen.pdf> [17.03.2016]

- ISE (2015a): Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. Freiburg. Abgerufen von: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf> [15.03.2016]
- ISE (2015b): Current and Future Cost of Photovoltaics. Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems. Studie im Auftrag der Agora Energiewende. Berlin. Abgerufen von: [http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/weitere\\_publikationen/15\\_AgoraEnergiewende-ISE\\_Current\\_and\\_Future\\_Cost\\_of\\_PV.pdf](http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/weitere_publikationen/15_AgoraEnergiewende-ISE_Current_and_Future_Cost_of_PV.pdf) [17.03.2016]
- Karner A., Rößl D. & Weismeier-Sammer D. (2010): Genossenschaftliche Erfüllung kommunaler Aufgaben in PCP-Modellen. Typen und Determinanten einer erfolgreichen Entwicklung. In Münkner H.-H. & Ringle G. (Hg.): *Neue Genossenschaften und innovative Aktionsfelder - Grundlagen und Fallstudien*. 85-106. Nomos. Baden-Baden.
- KfW. (o.J., a): *ERP-Gründerkredit – StartGeld*. Abgerufen von: <https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Unternehmen/Gr%C3%BCnden-Erweitern/Finanzierungsangebote/ERP-Gr%C3%BCnderkredit-Startgeld-%28067%29/#1> [17.03.2016]
- KfW. (o.J., b): *KfW-Unternehmerkredit*. Abgerufen von: <https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Unternehmen/Unternehmen-erweitern-festigen/Finanzierungsangebote/KfW-Unternehmerkredit-Fremdkapital-%28037-047%29/> [17.03.2016]
- KfW (2015): Merkblatt Erneuerbare Energien – KfW-Programm Erneuerbare Energien „Speicher“ 275. KfW. Frankfurt. Abgerufen von: [https://www.kfw.de/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-\(Inlandsf%C3%B6rderung\)/PDF-Dokumente/6000002700\\_M\\_275\\_Speicher.pdf](https://www.kfw.de/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-(Inlandsf%C3%B6rderung)/PDF-Dokumente/6000002700_M_275_Speicher.pdf) [17.03.2016]
- Knieps G. (2010): *The three criteria test, the essential facilities doctrine and the theory of monopolistic bottleneck*, Diskussionsbeitrag No. 132. Institut für Verkehrswissenschaft und Regionalpolitik.
- Kramer R. (2015): Gesetzliche Rahmenbedingungen und ihre Auswirkung auf die Vermarktung von Erneuerbaren Energien. Herbes C., Friege C. (Hrsg): *Marketing Erneuerbare Energien*. Wiesbaden: Springer Gabler.
- Kreuz C. o. J.: UDF Typologies and Governance Structures in the Context of JESSICA Implementation. [http://www.eib.org/attachments/documents/jessica\\_horizontal\\_evaluation\\_study\\_udf\\_en.pdf](http://www.eib.org/attachments/documents/jessica_horizontal_evaluation_study_udf_en.pdf) [07.03.2016]
- Kruschwitz, L. (2014). *Investitionsrechnung* (14. Aufl.). *Internationale Standardlehrbücher der Wirtschafts- und Sozialwissenschaften*. Berlin: De Gruyter Oldenbourg.
- KTBL (2012): Wirtschaftlichkeit von kleinen Windenergieanlagen. Darmstadt. Abgerufen von: [https://www.ktbl.de/fileadmin/u-ser\\_upload/artikel/Energie/Windenergie/windenergieanlagen.pdf](https://www.ktbl.de/fileadmin/u-ser_upload/artikel/Energie/Windenergie/windenergieanlagen.pdf) [21.07.2015]
- Kümmel, J., Kottmann, E., & Höfer, H. (2012). Projektfinanzierung. *Das Wirtschaftsstudium*, 41(11), 1465–1470.
- Lange, J. (2011). Einführung in die Projektfinanzierung von Erneuerbare-Energien-Projekten. In M. Gerhard, T. Rüschen, & A. Sandhövel (Hg.), *Finanzierung Erneuerbarer Energien* (S. 643–666). Frankfurt am Main: Frankfurt-School-Verl.
- Lehmann P., Gawel E. (2013): Why should support schemes for renewable electricity complement the EU emissions trading scheme?. *Energy Policy*, 52, 597-607.
- Leuphana Universität & Nestle (2014). *Marktrealität von Bürgerenergie und mögliche Auswirkungen von regulatorischen Eingriffen*. Studie. Lüneburg. [https://www.buendnis-buergerenergie.de/fileadmin/user\\_upload/downloads/Studien/Studie\\_Marktrealitaet\\_von\\_Buergerenergie\\_und\\_moegliche\\_Auswirkungen\\_von\\_regulatorischen\\_Eingriffen\\_BBE\\_n\\_BUND\\_042014.pdf](https://www.buendnis-buergerenergie.de/fileadmin/user_upload/downloads/Studien/Studie_Marktrealitaet_von_Buergerenergie_und_moegliche_Auswirkungen_von_regulatorischen_Eingriffen_BBE_n_BUND_042014.pdf) [07.03.2016]
- Leprich U., Hoffmann P., Luxenburger M. (2015): Zertifikate im Markt der Erneuerbaren Energien in Deutschland. In: Herbes C., & Friege C. (Hrsg.). *Marketing Erneuerbarer Energien – Grundlagen, Geschäftsmodelle, Fallbeispiele*. Springer Gabler. Wiesbaden.
- LfL (Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft) (2013): *Direktvermarktung und Bereitstellung von Regelleistung*. Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft. Freising. online verfügbar: [https://www.lfl.bayern.de/mam/cms07/publikationen/daten/informationen/lfl\\_info\\_direktvermarktung\\_und\\_bereitstellung\\_von\\_regelleistung.pdf](https://www.lfl.bayern.de/mam/cms07/publikationen/daten/informationen/lfl_info_direktvermarktung_und_bereitstellung_von_regelleistung.pdf)

- Liebau B. (2012): *Der deutsche Strommarkt: Marktdesign und Anbieterverhalten*, Inauguraldissertation. Westfälische Wilhelms-Universität Münster.
- Lipsey R. G. (2007): Reflections on the general theory of second best at its golden jubilee. *International Tax and Public Finance*, 14(4), 349-364.
- Lipsey R. G., Lancaster K. (1956): The general theory of second best. *The review of economic studies*, 11-32. Institute for International Economic Studies. Stockholm.
- Litvine, D., & Wüstenhagen, R. 2011. Helping "light green" consumers walk the talk – Results of a behavioural intervention survey in the Swiss electricity market. *Ecological Economics*, 70(3), 462-474.
- Loibl, H. (2014): Die Eigenstromnutzung nach dem EEG2014. Zeitschrift für neues Energierecht Heft 5 2014, S. 437 – 440.
- Lüdeke-Freund, F., Hampl, N., & Flink, C. (2012). Bankability von Photovoltaik-Projekten. In J. Böttcher (Hg.), *Solarvorhaben. Wirtschaftliche, technische und rechtliche Aspekte* (S. 285–302). München: Oldenbourg.
- Lüdicke J., Lüdicke J., Arndt J.-H. & Baldauf S. (2009): *Geschlossene Fonds - rechtliche, steuerliche und wirtschaftliche Aspekte von Immobilien-, Schiffs-, Flugzeug-, Solarenergie-, Private-equity- sowie Lebensversicherungsfonds und anderen geschlossenen Fondsprodukten*. Beck Verlag. München.
- Mansel, H.-P., Henrich, D., Staudinger, J. v., & Albrecht, K.-D. (2015). *J. von Staudingers Kommentar zum Bürgerlichen Gesetzbuch: Mit Einführungsgesetz und Nebengesetzen* (Neubearb.). Berlin: Sellier-de Gruyter.
- Maron, B., & Maron, H. (2012). *Genossenschaftliche Unterstützungsstrukturen für eine sozial-räumlich orientierte Energiewirtschaft* (KNI PAPERS 01/2012). Köln: Klaus Novy Institut. Abgerufen unter <http://www.kni.de/pages/de/publikationen/kni-papers.php>.
- Mathews, J. A., Kidney, S., Mallon, K., & Hughes, M. (2010). Mobilizing private finance to drive an energy industrial revolution. *Energy Policy*, 38(7), 3263-3265.
- Mattes A. (2012): Grüner Strom: Verbraucher sind bereit, für Investitionen in erneuerbare Energien zu zahlen. DIW Wochenberichte 7/2012. DIW. Berlin.
- Maubach K.-D. (2015): *Strom 4.0 – Innovationen für die deutsche Stromwende*. Springer Vieweg: Wiesbaden.
- McKenna R., Herbes C., Fichtner W. (2015): Energieautarkie: Vorschlag einer Arbeitsdefinition als Grundlage für die Bewertung konkreter Projekte und Szenarien. *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 1-18.
- Meade J. E. (1955): *The Theory of International Economic Policy*. Oxford University Press: Oxford.
- Montag T. (2012): Netzausbau ohne Bürger. In: Konrad-Adenauer-Stiftung (Hrsg.): *Analysen & Argumente*. Ausgabe 103. Berlin. Abgerufen unter: [http://www.kas.de/wf/doc/kas\\_31135-544-1-30.pdf?120523170151](http://www.kas.de/wf/doc/kas_31135-544-1-30.pdf?120523170151) [10.03.2016]
- Münkner H.-H. (2006): Instrumente zur Lösung genossenschaftsspezifischer Finanzierungsprobleme. In: Münkner H.-H. & Ringle G. (Hg.): *Zukunftsperspektiven für Genossenschaften: Bausteine für typgerechte Weiterentwicklung*. 237-256. Haupt Verlag. Bern, Stuttgart & Wien.
- Neugaertner, H. (2012). *Finanzierung von Projekten mit einer Geschäftsbank*. NRW.Bank, EnergieAgentur. NRW, & NRW.Europa. Erneuerbare Energien als Chance im Auslandsgeschäft, Düsseldorf. Abgerufen unter [http://nrw.enterprise-europe-germany.de/public/uploads/downloads/veranstaltungen/6\\_Neugaertner\\_CoBank\\_NRW.Bank\\_30102012.pdf](http://nrw.enterprise-europe-germany.de/public/uploads/downloads/veranstaltungen/6_Neugaertner_CoBank_NRW.Bank_30102012.pdf).
- Oehler, A., & Unser, M. (2002). *Finanzwirtschaftliches Risikomanagement: Mit 17 Tabellen* (2. Aufl.). Springer-Lehrbuch. Berlin: Springer.
- Ortseifen, S. (2002). Projektfinanzierung für mittelständische Unternehmen. In D. Krimphove & D. Tytko (Hg.), *Praktiker-Handbuch Unternehmensfinanzierung. Kapitalbeschaffung und Rating für mittelständische Unternehmen* (S. 721–742). Stuttgart: Schäffer-Poeschel.
- Perridon, L., Steiner, M., & Rathgeber, A. W. (2009). *Finanzwirtschaft der Unternehmung* (15. Aufl.). *Vahlens Handbücher der Wirtschafts- und Sozialwissenschaften*. München: Vahlen.
- Pflüger, F. (2013). Resilienz: Schlüsselwort der Energiesicherheit. *Energiewirtschaftliche Tagessfragen*, 63 (11), 30–33.

- Pichert D., Katsikopoulos K.V. (2008): Green Defaults – Information Presentation and Pro-environmental Behaviour. *Journal of Environmental Psychology*, 28(1), 63-73.
- Platzer A., Riess W. (2013): Finanzierung über Kredite. In W. Stadler (Hrsg.): *Die neue Unternehmensfinanzierung – Strategisch Finanzieren Mit Bank- und Kapitalmarktorientierten Instrumenten* (S. 154-168.). Redline Verlag. München.
- Press M., & Arnould E.J. (2009): Constraints on Sustainable Energy Consumption – Market System and Public Policy Challenges and Opportunities. *Journal of Public Policy & Marketing*, 28(1), 102-113.
- prognos (2013): *Maßnahmen zur nachhaltigen Integration von Systemen zur gekoppelten Strom- und Wärmebereitstellung in das Energieversorgungssystem*. prognos AG. Berlin. Abgerufen von: [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/237A5D69EB33FB49C1257BAD002836C5/\\$file/KWK-Studie%20Prognos\\_2013.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/237A5D69EB33FB49C1257BAD002836C5/$file/KWK-Studie%20Prognos_2013.pdf) [17.03.2016]
- Quaschnig V. (2015): *Regenerative Energiesysteme, Technologie – Berechnung – Simulation*. Karl Hanser Verlag. München.
- RAP (The Regulatory Assistance Project) (2014): *Netzentgelte in Deutschland: Herausforderungen und Handlungsoptionen*. Studie im Auftrag von Agora Energiewende. Berlin. Abgerufen von: [http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Analysen/Netzentgelte\\_in\\_Deutschland/Agora\\_Netzentgelte\\_web.pdf](http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Analysen/Netzentgelte_in_Deutschland/Agora_Netzentgelte_web.pdf) [11.03.2016]
- Regelin, F., & Bourgeois, N. (2013). Financial Convenants aus juristischer Sicht. In P. T. Hasler (Hg.), *Praxishandbuch Debt Relations* (S. 183–197). Wiesbaden: Springer Gabler.
- Reuter, A., & Wecker, C. (1999). *Projektfinanzierung: Anwendungsmöglichkeiten, Risikomanagement, Vertragsgestaltung, bilanzielle Behandlung*. Schriftenreihe Der Betrieb. Stuttgart: Schäffer-Poeschel.
- Roberts, P., & Kasbekar-Shah, G. (2009). Project Finance. In Association of Corporate Treasurers (Ed.), *The International Treasurer's Handbook 2010* (pp. 31–37). London: Association of Corporate Treasurers.
- Roß A. (2012): Smart Grids - Welche Intelligenz braucht das Netz der Zukunft. In: Servatius, H.-G., Schneidewind, U., & Rohlfing, D. (Hrsg.). *Smart Energy – Wandel zu einem nachhaltigen Energiesystem*. Springer. Berlin – Heidelberg.
- Rudolph B. (2006): *Unternehmensfinanzierung und Kapitalmarkt*. Mohr Siebeck Verlag. Tübingen.
- Säcker F.J. (2015): Eigenversorgung im EEG 2014 – Die Neuregelungen zur Belastung von Eigenversorgungsanlagen mit der EEG-Umlage. *Zeitschrift für das gesamte Recht der Energiewirtschaft (EnWZ)*, 4(6), 260-265.
- Sagebiel J., Müller J. R., Rommel J.: Are Consumers willing to pay more for electricity from cooperatives? Results from an online choice experiment in Germany. *Energy Research & Social Science* 2/2014, 90-101.
- Salje P. (2014): Zur Auslegung des Begriffs „räumlicher Zusammenhang“ im Sinne von § 37 Abs. 3 EEG 2012. *Recht der Energiewirtschaft*, 23, 149-159.
- Salmela S., Varho V. (2006): Consumers in the Green Electricity Market in Finland. *Energy Policy*, 34(18), 3669-3683.
- Samuelson P. A. (1958): [Review of Theoretical Welfare Economics.]. *The Economic Journal*, 68(271), 539-541.
- Schaltegger S., Lüdeke-Freund F., Hansen E.-G. (2012): Business cases for sustainability: the role of business model innovation for corporate sustainability. *International Journal of Innovation and Sustainable Development* 6.2 (2012): 95-119.
- Scheffler J. (2014): *Die gesetzliche Basis und Förderinstrumente der Energiewende – Aktueller Stand des EEG und des KWKG*. Springer. Wiesbaden.
- Scheven A.v., Prella M. (2012): Lastmanagementpotenziale in der stromintensiven Industrie zur Maximierung des Anteils regenerativer Energien im bezogenen Strommix. In: VDE (Hrsg.): *VDE-Kongress 2012 – Intelligente Energieversorgung in der Zukunft 5.11.2012 – 6.11.2012 in Stuttgart*. Frankfurt am Main.
- Schiereck, D. (2011). Technologische Reife und standardisierte Projektfinanzierung im Bereich der erneuerbaren Energien. In C. Babl, P. v. Flotow, & D. Schiereck (Hg.), *Projektrisiken und Finanzierungsstrukturen bei Investitionen in erneuerbare Energien* (S. 1–7). Frankfurt am Main: Peter Lang.

- Schill W.-P.: *Integration von Wind- und Solarenergie: flexibles Stromsystem verringert Überschüsse*. In: DIW Wochenbericht 34/2013. Berlin.
- Schimansky, H., Bunte, H.-J., & Lwowski, H.-J. (2011). *Bankrechts-Handbuch*. Beck. München.
- Schomerus T., Scheel T. (2010): Die Eigenverbrauchsregelung in §33Abs.2EEG nach der Photovoltaik-Novelle 2010. *Zeitschrift für neues Energierecht* Heft 6 2010. S.558-563.
- Schwarz, A. (2014): *Die Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland – Hintergründe und Entwicklungen*. Wissenschaftliche Dienste Deutscher Bundestag. Berlin.
- Schweizer-Ries P., Rau I., Zöllner J. et al. (2010): Aktivität und Teilhabe – Akzeptanz Erneuerbarer Energien durch Beteiligung steigern. Projektabschlussbericht zu einem BMU-Vorhaben. Magdeburg.
- Sedefian, L. (1980). On the vertical extrapolation of mean wind power density. *Journal of Applied Meteorology*, 19(4), 488–493.
- Servatius, Wolfgang (2008): *Gläubigereinfluss durch Covenants*. Mohr Siebeck. Tübingen
- Siebel, U. R., Röver, J.-H., & Knütel, C. (Eds.). (2008). *Rechtshandbuch Projektfinanzierung und PPP: Finanzierung und Public Private Partnership in der Praxis* (2. stark erweiterte Aufl.). Düsseldorf: Werner.
- Skau K., Bettinger C., Spielmann V., Fuchs C., Beck H.-P. (2015): Betriebsstrategien für Biogasanlagen – Zielkonflikt zwischen netzdienlichem und wirtschaftlich orientierten Betrieb, in Agrar- und Umweltwissenschaftliche Fakultät Universität Rostock (Hrsg.): 9. *Rostocker Bioenergieforum*, 18. Und 19. Juni 2015. Schriftenreihe Umweltingenieurwesen. Rostock.
- Skau K., Bettinger C., Spielmann V., Fuchs C., Beck H.-P. (2015a): Speicherung von PV-Energie und Nutzung in der Milchproduktion – Netzdienlichkeit und Wirtschaftlichkeit, Beitrag 55. Gewisola Tagung, 23. - 25.09.2015, Gießen.
- Skau K., Bettinger C., Spielmann V., Fuchs C., Beck H.-P. (2015b): Speicherung von PV-Energie und Nutzung in der Milchproduktion: Nutzung als Eigenverbrauch - Netzdienlichkeit und Wirtschaftlichkeit, SMiG-Projektbericht 2\_3\_4/1.
- Skau K., Fuchs C., Bettinger C., Spielmann V., Beck H.-P. (2015): Renewable Energy – Opportunities for production and use of electrical power for farmers under condition of the renewable energy act in germany, in Watson H. et. al. (Hrsg.): *Proceedings of the 20th International Farm Management Congress „Healthy Agriculture for a Healthy World“*, 12-17 July 2015, Kanada.
- Sobe, A., & Elmenreich, W. (2013). *Smart Microgrids: Overview and Outlook*. Retrieved from <http://arxiv.org/pdf/1304.3944>.
- Spielmann V., Bettinger C., Schock K., Beck H.-P. , Fuchs C. (2015a): A highly transparent method of assessing the contribution of incentives to meet various technical challenges, in distributed energy systems, in VDE (Hrsg.): *International ETG Congress 2015*, VDE Verlag, Berlin.
- Spielmann V., Bettinger C., Schock K., Beck H.-P. , Fuchs C. (2015b): *Beitrag von Anreizsystemen zu verschiedenen technischen Herausforderungen in dezentralen Systemen – Entwicklung einer transparenten Methode und sowie Beispiel der regionalen Direktvermarktung*. SMiG-Projektbericht 2\_3\_4/2.
- Spielmann V. Bettinger C., Skau K., Beck H.-P., Fuchs C. (2015c): Auswirkungen der Anreizsysteme für private PV-Anlagenbetreiber auf das lokale Verteilnetz, in: Schulz D. (Hrsg.): *Tagungsband zur NEIS 2015*. Springer Verlag. Wiesbaden.
- SRU 2011: Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung. Sondergutachten. Januar 2011.
- Statista (mit Nennung VDMA und Roland Berger) (2015): *Prognose zur Kostenentwicklung von Blei-Säure- und Lithium-Ionen-Batterien bis zum Jahr 2020*. Abgerufen von: <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/241773/umfrage/prognose-zur-kostenentwicklung-von-blei-saeure-und-lithium-ionen-batterien/> [16.03.2016]
- Stephan, D. (2010). Finanzierung von Biogasanlagen: Aktuelle Möglichkeiten. Deutsches BiomasseForschungszentrum (DBFZ), Sächsisches Landesamt für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie (LfULG), & Umweltinstitut Leipzig e.V. Leipziger Biogas-Fachgespräche 2009/2010, Leipzig. Abgerufen unter [https://www.dbfz.de/fileadmin/user\\_upload/Download/2010-01-13\\_stephan-wirtschaftlichkeit\\_01.pdf](https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Download/2010-01-13_stephan-wirtschaftlichkeit_01.pdf).

- Strecker M. (2013): *Energiewende und Bürgerbeteiligung – aus dem Blickwinkel eines Übertragungsnetzbetreibers*. eNewsletter Netzwerk Bürgerbeteiligung 03/2013. Abgerufen unter: [http://www.netzwerk-buergerbeteiligung.de/fileadmin/Inhalte/PDF-Dokumente/newsletter\\_beitraege/nwbb\\_strecker\\_131001.pdf](http://www.netzwerk-buergerbeteiligung.de/fileadmin/Inhalte/PDF-Dokumente/newsletter_beitraege/nwbb_strecker_131001.pdf) [10.03.2016]
- Strieder T. (2000): Eigenkapitalbeschaffung bei genossenschaftlichen Unternehmen. In: *Zeitschrift für das gesamte Genossenschaftswesen* 50 (3), 214-229.
- Sydow J., Schreyögg G., Koch J. (2009): Organizational Path Dependence: Opening the Black Box. *Academy of Management Review*, 34(4), 689-709.
- Thoma, K. (Hg.). (2014). *acatech STUDIE. Resilien-Tech – „Resilience-by-Design“: Strategie für die technologischen Zukunftsthemen*. München: Utz.
- Thomas H. (2014): Das EEG 2014 – Eine Darstellung nach Anspruchsgrundlage. *Neue Zeitschrift für Verwaltungsrecht* 17/2014.
- Tytko, D. (1999). *Grundlagen der Projektfinanzierung*. Stuttgart: Schäffer-Poeschel.
- UBA (Umweltbundesamt) (2013): *Marktanalyse Ökostrom: Endbericht*. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt. Dessau. Abgerufen von: [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/texte\\_04\\_2014\\_marktanalyse\\_oekostrom\\_0.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/texte_04_2014_marktanalyse_oekostrom_0.pdf) [17.03.2016]
- Varela I. (2015): Smart Energy – Die Digitalisierung der Energiewirtschaft. In Linnhoff-Popien, C., Zaddach, M., & Grahl, A. (Eds.). (2015). *Marktplätze im Umbruch: Digitale Strategien für Services im Mobilen Internet*. (pp. 495-502). Springer Vieweg: Berlin, Heidelberg.
- VDE (2010): *Energieinformationsnetze und -systeme – Bestandsaufnahme und Entwicklungstendenzen: Positionspapier*. VDE. Frankfurt am Main.
- VDE (2011): *Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz*. Richtlinie VDE-AR-N 4105:2011-08. VDE. Frankfurt am Main.
- VDE (2012): *Demand Side Integration – Lastverschiebungspotentiale in Deutschland*. Verband der Elektrotechnik. Frankfurt am Main.
- VDE (2013). *Aktive Energienetze im Kontext der Energiewende: Anforderungen an künftige Übertragungs- und Verteilungsnetze unter Berücksichtigung von Marktmechanismen*. VDE-Studie. Frankfurt am Main.
- VDE (2014): *Regionale Flexibilitätsmärkte – Marktbasierte Nutzung von regionalen Flexibilitätsoptionen als Baustein zur erfolgreichen Integration von Erneuerbaren Energien in die Verteilnetze*. VDE-Studie. Frankfurt am Main.
- VDMA & Roland Berger (2015): *Zukunftsfeld Energiespeicher. Marktpotential standardisierter Lithium-Ionen-Batterien*. Studie.
- VDN (Verband der Netzbetreiber) (2003): *TransmissionCode Anhang D1: Unterlagen zur Präqualifikation für die Erbringung von Primärregelleistung für die ÜNB*. Verband der Netzbetreiber. Berlin.
- VDN (2007): *TransmissionCode Anhang D3: Unterlagen zur Präqualifikation für die Erbringung von Minutenreserveleistung*. Verband der Netzbetreiber. Berlin.
- VfW (2012). *Contracting: Energiedienstleistungen mit zukunftssicherer Technologie*. VfW-Jahrbuch Energielieferung 2013/2014. VfW. Hannover
- Vine E. (2005): An international survey of the energy service company (ESCO) industry. *Energy Policy* 33 (5): 691-704.
- Vorholz F. (2002): Ärger mit Mix-Power. E.on-Werbung beschäftigt Konkurrenten - und Gerichte. *DIE ZEIT*, 09/2002. Online verfügbar unter [http://www.zeit.de/2002/09/Aerger\\_mit\\_Mix-Power](http://www.zeit.de/2002/09/Aerger_mit_Mix-Power) [15.10.2015].
- Wächterhäuser M. (1971): *Kreditrisiko und Kreditentscheidung im Bankbetrieb*. Gabler Verlag. Wiesbaden.
- Weber M., Hey C. (2012): Effektive und effiziente Klimapolitik: Instrumentenmix, EEG und Subsidiarität. *Wirtschaftsdienst*, 92, 43-51.
- Weber B., Alfen H. W. (2009). *Infrastrukturinvestitionen - Projektfinanzierung und PPP: Praktische Anleitung für PPP und andere Projektfinanzierungen* (2., aktualisierte Aufl.). Köln: Bank-Verl.
- Weyer H. (2014): Entflechtungsvorgaben für den Betrieb von Stromspeichern Teil 1 und 2. *Zeitschrift für neues Energierecht* 3/2014 und 4/2014. Pontepress. Bochum.

- Willgerodt H. (1959): VOM BESTEN ZUM ZWEITBESTEN: Zugleich Antwort auf die Replik von Herbert Giersch: „Zur Theorie des Bestmöglichen“ (Ordo XI, S. 257—278). *ORDO: Jahrbuch für die Ordnung von Wirtschaft und Gesellschaft*, 11, 279-294.
- Wiser R., Bolinger M., Holt E., Swezey B. (2001): Forecasting the Growth of Green Power Markets in the United States. NREL: Golden, CO.
- Wolf, B. (2003). Projektfinanzierung: Die klassische Variante der Cash-Flow-Finanzierung. In B. Wolf, M. Hill, & M. Pfaue (Hg.), *Strukturierte Finanzierungen. Projektfinanzierung, Buy-out-Finanzierung, Asset-Backed-Strukturen* (S. 59–123). Stuttgart: Schäffer-Poeschel.
- Wolf, B., Hill, M., & Pfaue, M. (Hg.). (2003). *Strukturierte Finanzierungen: Projektfinanzierung, Buy-out-Finanzierung, Asset-Backed-Strukturen*. Stuttgart: Schäffer-Poeschel.
- Wüstenhagen R., Bilharz M. (2006): Green Energy Market Development in Germany – Effective Public Policy and Emerging Customer Demand. *Energy Policy*, 34(13), 1681-1696.
- Wustlich G., Müller D. (2011): Die Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien im EEG2012 – eine systematische Einführung in die Marktprämie und weiteren Neuregelungen zur Marktintegration. *Zeitschrift für neues Energierecht* 4/2011.
- Yescombe, E. R. (2014). *Principles of project finance* (2nd ed.). Burlington: Elsevier.