



BMVBS-Online-Publikation, Nr. 18/2011

Strategische Einbindung regenerativer Energien in regionale Energiekonzepte

Wertschöpfung auf regionaler Ebene

Impressum

Herausgeber

Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS)

Wissenschaftliche Begleitung

Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR) im
Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung (BBR)

Bearbeitung

Universität Kassel, Institut für Volkswirtschaftslehre
Reinhold Kosfeld, Franziska Gückelhorn

MUT Energiesysteme

Armin Raatz, Matthias Wangelin, Nina Hemprich, Patrick Schwalm

Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung, Berlin
Gina Siegel

Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung, Bonn
Alexander Wacker

Vervielfältigung

Alle Rechte vorbehalten

Zitierhinweise

BMVBS (Hrsg.): Strategische Einbindung regenerativer Energien
in regionale Energiekonzepte - Wertschöpfung auf regionaler Ebene
BMVBS-Online-Publikation 18/2011.

Die vom Auftragnehmer vertretene Auffassung ist nicht unbedingt mit der
des Herausgebers identisch.

ISSN 1869-9324

© BMVBS September 2011

Ein Projekt des Forschungsprogramms „Modellvorhaben der Raumordnung
(MORO)“ des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS),
betreut vom Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR)
im Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung (BBR).

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	4
Tabellenverzeichnis.....	6
1. Kurzfassung	11
1.1 Vorgehen / Methode	12
1.2 Hauptergebnisse.....	14
1.3 Handlungsempfehlungen	16
2. Short summary.....	19
3. Einleitung	22
4. Zusammenfassung Kapitel 5	25
5. Abgrenzung des Begriffs der „regionalen Wertschöpfung“	27
5.1 Zum Begriff Wertschöpfung.....	27
5.2 Regionale Wertschöpfung	30
6. Zusammenfassung Kapitel 7	38
7. Energieproduktion durch „Erneuerbare Energien“ in den Modellregionen	38
7.1 Vorstellung der Regionen	39
7.2 Energieerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen	40
7.2.1 Hannover	43
7.2.2 Friesland.....	48
7.2.3 Trier.....	52
7.2.4 Nordschwarzwald	56
8. Zusammenfassung Kapitel 9	60
9. Berechnung der regionalen Wertschöpfung	62
9.1 Photovoltaik - Kleindachanlage	62
9.1.1 Ermittlung der Kosten einer PV-Kleinanlage (5 kW _p).....	62
9.1.2 Ermittlung des Gewinns vor Steuern	67
9.1.3 Ermittlung der Steuern	68
9.1.4 Ermittlung des Gewinns nach Steuern	70
9.1.5 Ermittlung der direkten regionalen Wertschöpfung.....	71
9.1.6 Indirekte regionale Wertschöpfung typischer 5 kW _p PV-Anlagen .	72
9.1.7 Induzierte regionale Wertschöpfung typischer PV-Anlagen	74
9.1.8 Ermittlung der induzierten Wertschöpfung	82
9.1.9 Gesamte regionale Wertschöpfung typischer PV-Anlagen	83
9.2 Photovoltaik Groß- und Freiflächenanlagen.....	84
9.2.1 Ermittlung der Kosten.....	86
9.2.2 Ermittlung des Gewinns vor Steuern	94
9.2.3 Ermittlung der Steuern	95

9.2.4	Ermittlung des Gewinns nach Steuern	98
9.2.5	Ermittlung der direkten regionalen Wertschöpfung	98
9.2.6	Indirekte regionale Wertschöpfung	99
9.2.7	Induzierte regionale Wertschöpfung	101
9.2.8	Gesamte regionale Wertschöpfung	102
9.3	Windenergie	104
9.3.1	Direkte regionale Wertschöpfung	104
9.3.2	Indirekte regionale Wertschöpfung	122
9.3.3	Induzierte regionale Wertschöpfung	124
9.3.4	Gesamte regionale Wertschöpfung	125
9.4	Wasserkraft	127
9.4.1	Direkte regionale Wertschöpfung	129
9.4.2	Indirekte regionale Wertschöpfung	136
9.4.3	Induzierte regionale Wertschöpfung	137
9.4.4	Gesamte regionale Wertschöpfung	138
9.5	Biogas	139
9.5.1	Direkte regionale Wertschöpfung	141
9.5.2	Indirekte regionale Wertschöpfung	151
9.5.3	Induzierte regionale Wertschöpfung	153
9.5.4	Gesamte regionale Wertschöpfung	153
9.6	Vergleich der verschiedenen erneuerbaren Energien	156
10.	Zusammenfassung Kapitel 11	160
11.	Handlungsempfehlungen	161
11.1	Regionales Kapital für regionale Energieerzeugung einsetzen	161
11.2	Regionale Betreibermodelle zur Stärkung der regionalen Wertschöpfung und zur Erhöhung der Akzeptanz	163
11.3	Effiziente Anwendung erneuerbarer Energien als ökonomische Chance begreifen	167
11.4	Orientierende Berechnung der regionalen Wertschöpfung ermöglichen	169
11.5	Aufbau von regionalen EE-Datenbanken	170
12.	Fazit	171
13.	Literaturverzeichnis	176
13.1	Interviews	185
14.	Anhang	186
A.	Anlagenbegriff	186

B. Einschätzung der Standortqualität der Region (Wind) 189

C. Berechnung der Gewerbesteuer..... 190

D. Solare Einstrahlung in Deutschland..... 192

Abbildungsverzeichnis

Abbildung K-1-1: Schematische darstellung der ökonomischen Effekte	14
Abbildung K-3: Jährliche Wertschöpfungseffekte durch die Erzeugung von Strom aus Biogas, Wind, Wasser und Sonne in den vier Modellregionen (Stand 2009)	17
Abbildung 5-1: Schema der Wertschöpfungsberechnung	28
Abbildung 5-2: Regionale Wertschöpfungseffekte aus dem Betrieb von EE-Anlagen.....	31
Abbildung 7-1: Lage und Wirtschaftsstruktur der Untersuchungsregionen ...	40
Abbildung 7-2: Energiesteckbrief der Region Hannover	44
Abbildung 7-3: Energiesteckbrief der Region Friesland	49
Abbildung 7-4: Energiesteckbrief der Region Trier	53
Abbildung 7-5: Energiesteckbrief der Region Nordschwarzwald.....	57
Abbildung 9-1: Nutzung von Photovoltaik nach Art der Flächen in Deutschland 2006.....	85
Abbildung 9-2: Preisentwicklung der Solarmodule im Jahr 2010	88
Abbildung 9-3: Jahresenergieerträge für EEG-Referenzstandorte nach Größenklassen	114
Abbildung 9-4: Leistungsklassenverteilung der Wasserkraftanlagen in Deutschland 2004.....	127
Abbildung 9-5: Stromerzeugung aus Biomasse 2009	139
Abbildung 9-6: Mittlere Massenanteile der Substrate in % Frischmasse (FM) an der gesamten eingesetzten Substratmenge.....	143
Abbildung 9-70: Jährliche Wertschöpfungseffekte durch die Erzeugung von Strom aus Biogas, Wind, Wasser und Sonne in den vier Modellregionen (Stand 2009)	159
Abbildung 11-1: Wertschöpfungspotenzial einer 2 MW-Windkraftanlage in Abhängigkeit vom Anteil des regionalen Kapitals (RK).....	163
Abbildung 11-2: Wertschöpfungspotential einer 450 kW Biogasanlage in Abhängigkeit vom Betreibermodell	166

Abbildung 11-4: Wertschöpfung kleiner erneuerbarer Energieanlagen in Euro pro kW..... 168

Abbildung 11-3: Wertschöpfung großer erneuerbarer Energieanlagen in Euro pro kW..... 168

Abbildung B-14-1: Mittlere Windgeschwindigkeit in den Regionen Deutschlands in einer Höhe von 80 m..... 189

Abbildung D-14-2: Globalstrahlung in der Bundesrepublik Deutschland; Mittlere Jahressummen, Zeitraum: 1981 - 2000..... 192

Tabellenverzeichnis

Tabelle K-1-1: Wertschöpfungseffekte pro kW installierte Leistung typischer EE-Anlagen für die vier Modellregionen in Euro (Stand 2009)	15
Table S-2-1: Net value added per kW installed capacity for typical regenerative energy plants (in Euro)	21
Tabelle 5-1: Ermittlung der Kosten, Gewinne und Steuern aus dem Betrieb einer typischen EE-Anlage.....	33
Tabelle 5-2: Berechnung der regionalen Wertschöpfung durch den Betrieb einer typischen EE-Anlage.....	35
Tabelle 7-1: Struktur der erneuerbare Energieanlagen in Hannover	48
Tabelle 7-2: Struktur der erneuerbare Energieanlagen in Friesland	52
Tabelle 7-3: Struktur der erneuerbare Energieanlagen in Trier	55
Tabelle 7-4: Struktur der erneuerbare Energieanlagen im Nordschwarzwald	59
Tabelle K4-8-1: Wertschöpfungseffekte pro kW installierte Leistung typischer EE-Anlagen für die vier Modellregionen in Euro (Stand 2009)	60
Tabelle 9-1: Kostenstruktur einer typischen 5 kW _p -Solarstromanlage	63
Tabelle 9-2: Der Gewinn einer typischen PV-Kleinanlage (5kW _p) vor Steuern	67
Tabelle 9-3: Wohnverhältnis privater Haushalte nach dem Haushaltseinkommen am 01.01.2008	68
Tabelle 9-4: Überblick der zu zahlenden Einkommens- und Gewerbesteuer für eine 5 kW _p PV-Anlage nach Regionen (in Euro)	69
Tabelle 9-5: Nachsteuergewinn einer 5 kW _p PV-Kleinanlage in den 4 Modellregionen (in Euro).....	71
Tabelle 9-6: Direkte regionale Wertschöpfung aus dem Betrieb einer 5 kW _p -Anlage (in Euro)	71
Tabelle 9-7: Indirekte, regionale Wertschöpfung einer PV-Kleinanlage (5 kW _p) in Euro.....	72
Tabelle 9-8: Arbeitnehmerentgelte für Deutschland 2009	73
Tabelle 9-9: Berechnung der Steuerquoten für das Jahr 2009	76

Tabelle 9-10: Ausgewählte regionale Importquoten	77
Tabelle 9-11: Regionale Importquoten für die Modellregionen	79
Tabelle 9-12: Regionale Einkommensmultiplikatoren	80
Tabelle 9-13: Der Einkommensmultiplikator in Abhängigkeit der Konsum- und Importquote	81
Tabelle 9-14: Einkommensmultiplikatoren in Regionalstudien.....	81
Tabelle 9-15: Induzierte Wertschöpfung einer PV-Kleinanlage (5kW _p) in Euro	82
Tabelle 9-16: Gesamte, regionale Wertschöpfung einer PV-Kleinanlage (5 kW _p) in Euro	83
Tabelle 9-17: Regionale Wertschöpfung durch den Betrieb von PV-Kleinanlagen in den Untersuchungsregionen	84
Tabelle 9-18: Ergebnisse der Auswertung von Beteiligungsprospekten deutscher Solarfonds.....	87
Tabelle 9-19: Jährliche Kosten eine PV-Aufdachanlage mit 150 kW _p installierter Leistung.....	90
Tabelle 9-20: Jährliche Kosten einer PV-Freiflächenanlage mit 3,4 MW _p installierter Leistung.....	91
Tabelle 9-21: Umsatz und Vorsteuergewinn der Photovoltaik Großdach- und Freiflächenanlagen	95
Tabelle 9-22: Jährliche Steuerbeträge der Photovoltaik Großdach- und Freiflächenanlagen in Euro	97
Tabelle 9-23: Nachsteuergewinn der Photovoltaik Großdach- und Freiflächenanlagen in den 4 Modellregionen.....	98
Tabelle 9-24: Direkte Nettowertschöpfung durch den Betrieb einer 150 kW _p PV-Aufdachanlage in Euro	99
Tabelle 9-25: Direkte Nettowertschöpfung durch den Betrieb einer 3,4 MW _p PV-Freiflächenanlage in Euro	99
Tabelle 9-26: Indirekte Nettowertschöpfung durch den Betrieb einer 150 kW _p PV-Aufdachanlage in Euro	99
Tabelle 9-27: Indirekte Nettowertschöpfung durch den Betrieb einer 3,4 MW _p PV-Freiflächenanlage in Euro	101

Tabelle 9-28: Induzierte Wertschöpfungseffekte durch die Photovoltaik Großdach- und Freiflächen-Referenzanlagen in Euro	102
Tabelle 9-29: Gesamte regional generierte Wertschöpfung durch den Betrieb der Photovoltaik Großdach- und Freiflächen-Referenzanlagen in den Regionen in Euro	103
Tabelle 9-30: Hochrechnung der gesamten Wertschöpfung durch den Betrieb von Photovoltaikanlagen auf die Regionen in Euro	103
Tabelle 9-31: Kostenstruktur einer typischen 500 kW Windkraftanlage	105
Tabelle 9-32: Kostenstruktur einer typischen 2 MW Windkraftanlage	107
Tabelle 9-33: Geschätzte Volllaststunden in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit	113
Tabelle 9-34: Gemittelte Volllaststunden der Windkraft-Referenzanlagen über den Zeitraum von 2004 -2009 für die vier Modellregionen	115
Tabelle 9-35: Angenommene durchschnittliche Vergütungssätze für die Windkraft-Referenzanlagen in Euro	116
Tabelle 9-36: Umsatz und Vorsteuergewinn einer 500 kW-Windkraftanlage	116
Tabelle 9-37: Umsatz und Vorsteuergewinn einer 2 MW-Windkraftanlage	117
Tabelle 9-38: Steueraufkommen der Windkraft-Referenzanlagen in den Regionen in Euro	119
Tabelle 9-39: Gewinn nach Steuern für die Windkraft-Referenzanlagen in Euro	120
Tabelle 9-40: Direkte Nettowertschöpfung durch den Betrieb einer 500 kW-Windkraftanlage in Euro	121
Tabelle 9-41: Direkte Nettowertschöpfung durch den Betrieb einer 2 MW-Windkraftanlage in Euro	121
Tabelle 9-42: Indirekte Wertschöpfung einer 500 kW-Windkraftanlage in Euro	122
Tabelle 9-43: Indirekte Wertschöpfung einer 2 MW-Windkraftanlage in Euro	123
Tabelle 9-44: Induzierte Wertschöpfungseffekte der beiden Referenzanlagen in Euro	124
Tabelle 9-45: Gesamte regional generierte Wertschöpfung durch den Betrieb der Windkraft-Referenzanlagen in den Regionen in Euro	125

Tabelle 9-46: Hochrechnung der gesamten Wertschöpfung auf die Regionen in Euro.....	126
Tabelle 9-47: Jährliche Kosten einer 10 kW-Wasserkraftkleinstanlage	131
Tabelle 9-48: Jährliche Kosten einer 300 kW-Wasserkraftkleinstanlage	132
Tabelle 9-49: Umsatz und Vorsteuergewinn der Wasserkraft-Referenzanlagen	134
Tabelle 9-50: Steueraufkommen durch die Wasserkraft-Referenzanlagen in Euro	135
Tabelle 9-51: Direkte regionale Wertschöpfung der Wasserkraft-Referenzanlagen in Euro	136
Tabelle 9-52: Indirekte regionale Wertschöpfung einer 10 kW Kleinstwasseranlage in Euro	137
Tabelle 9-53: Indirekte regionale Wertschöpfung einer 300 kW Kleinwasseranlage in Euro.....	137
Tabelle 9-54: Induzierte regionale Wertschöpfung der Wasserkraft-Referenzanlagen in den Regionen in Euro.....	138
Tabelle 9-55: Gesamte regional generierte Wertschöpfung durch den Betrieb der Wasserkraft-Referenzanlagen in den Regionen in Euro.....	139
Tabelle 9-56: Hochrechnung der gesamten Wertschöpfung durch Wasserkraftanlagen auf die Regionen in Euro.....	139
Tabelle 9-57: Kostenstruktur einer typischen 150 kW-Biogasanlage	142
Tabelle 9-58: Kostenstruktur einer typischen 450 kW-Biogasanlage	143
Tabelle 9-59: Einkaufspreise in Euro und Substrateinsatz in den Biogas-Referenzanlagen.....	144
Tabelle 9-60: Umsatz und Vorsteuergewinn der Biogas-Referenzanlagen ..	149
Tabelle 9-61: Steueraufkommen durch die Biogas-Referenzanlagen in Euro	150
Tabelle 9-62: Direkte regionale Wertschöpfung der Biogas-Referenzanlagen in Euro	151
Tabelle 9-63: Indirekte regionale Wertschöpfung einer 150 kW Biogasanlage in Euro.....	151
Tabelle 9-64: Indirekte regionale Wertschöpfung einer 450 kW Biogasanlage in Euro.....	153

Tabelle 9-65: Induzierte, regionale Wertschöpfung der Biogas-Referenzanlagen in den Regionen in Euro 153

Tabelle 9-66: Gesamte regional generierte Wertschöpfung durch den Betrieb der Biogas-Referenzanlagen in den Regionen in Euro 155

Tabelle 9-67: Hochrechnung der gesamten Wertschöpfung durch Biogasanlagen auf die Regionen in Euro 156

Tabelle 9-68: Wertschöpfungseffekte pro kW installierte Leistung typischer EE-Anlagen für die vier Modellregionen in Euro (Stand 2009) 157

Tabelle 9-69: Gesamte regionale Wertschöpfung in den Regionen im Vergleich (Stand 2009)..... 157

Tabelle C-14-1: Schema zur Berechnung der Gewerbesteuer 190

Tabelle C-14-2: Durchschnittliche Hebesätze für die Gewerbesteuer nach Bundesland (2009) 190

Tabelle C-14-3: Finanzierungsaufwendungen, die dem Gewinn hinzugerechnet werden müssen 191

1. Kurzfassung

Der Beitrag der erneuerbaren Energien zur Energieversorgung in Deutschland ist in den letzten Jahren beständig gewachsen. Im Jahr 2009 trugen sie bereits mit 8,9 % zum Primärenergieverbrauch sowie mit 10,5 % zum Endenergieverbrauch bei. Der Anstieg der Nutzung von erneuerbaren Energien ist wesentlich auf das seit dem 1. April 2000 geltende Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) zurückzuführen. Bis zum Jahr 2020 soll der Anteil der erneuerbaren Energien am gesamten nationalen Bruttoendenergieverbrauch im Rahmen der EU-Erneuerbare-Energien-Richtlinie 18% betragen und ihr Anteil am Bruttostromverbrauch auf 35 % ansteigen. Der zunehmende Anteil an erneuerbaren Energien verringert klimaschädliche Emissionen und trägt wesentlich zur Erreichung der Treibhausgas-Minderungsziele bei. Insgesamt resultierte daraus im Jahr 2009 eine Vermeidung von rund 109 Millionen Tonnen Treibhausgasen¹, womit fraglos ein wesentlicher Beitrag zur Erreichung der deutschen Klimaschutzziele geleistet wurde. Für die Akzeptanz erneuerbarer Energien in der Bevölkerung und damit als Entscheidungsdimension der Kommunalpolitik sind aber nicht nur die ökologischen Effekte der Erzeugung von Strom und Wärme aus regenerativen Energien von Bedeutung, sondern auch der ökonomische Nutzen, der auf regionaler Ebene zu erwarten ist. Hierbei rücken insbesondere die potentiellen regionalen Wertschöpfungseffekte in den Blickpunkt des Interesses.

Das vorliegende Forschungsvorhabens zielt auf eine Quantifizierung solcher ökonomischer Effekte auf regionaler Ebene ab, die durch die Erzeugung von Strom aus Sonne, Wind, Wasser und Biogas entstehen. Dabei liegt der Fokus auf der eigentlichen Betriebsphase der Energieanlagen. Die teilweise hohen Anfangsinvestitionen finden keine Berücksichtigung. Die Berechnung der regionalen Wertschöpfung beschränkt sich außerdem im Rahmen der Studie auf vier Modellregionen: Trier, Hannover, Friesland und Nordschwarzwald.²

¹ Vgl. (BMU - bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2010)

² Die Auswahl der Regionen Trier, Hannover und Nordschwarzwald ist bereits in dem verbundenen MORO-Projekt „Strategische Einbindung regenerativer Ener-

1.1 Vorgehen / Methode

Der Begriff der Wertschöpfung wird in der Literatur sehr vielschichtig definiert und interpretiert. Die hier verwendete Konzeption knüpft an die aus den volkswirtschaftlichen Theorien abgeleitete Wertschöpfungsauffassung an. In der Volkswirtschaftslehre bezeichnet man den in einer Unternehmung oder einem Gebiet während eines bestimmten Zeitabschnitts geschaffenen Wertzuwachs an Produktionsmitteln, Waren und Dienstleistungen als Wertschöpfung. Die Quantifizierung dieser Größe erfolgt über ein in der vorliegenden Studie entwickeltes Verfahren für folgende typische Systeme zur Nutzung erneuerbarer Energien:

- Photovoltaik (Kleindachanlage mit 5 kWp, Großdachanlage mit 150 kWp, Freiflächenanlage mit 3,4 MWp)
- Windkraft (Kleinanlage mit 500 kW, Großanlage mit 2 MW)
- Wasserkraft (Kleinstanlage mit 10 kW, Kleinstanlage mit 300 kW)
- Biogas (Kleinstanlage mit 150 kWel, Großanlage mit 450 kWel).

Das Verfahren leitet sich dabei aus der Verteilungsrechnung der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung ab. Hierbei wird die Wertschöpfung additiv aus den Anteilen berechnet, die jeder Stakeholder (Beschäftigte, Staat, Fremdkapitalgeber und Eigenkapitalgeber) aus dem erwirtschafteten Wertzuwachs erhält.

Grundlage für die Berechnung der regionalen Wertschöpfung stellt dabei eine Wirtschaftlichkeitsrechnung der als typisch identifizierten Anlagen dar. Dabei werden in einem ersten Schritt die jährlich auftretenden Kosten wie zum Beispiel Ausgaben für Wartung/ Instandhaltung, Versicherungen oder auch Fremdkapitalzinsen ermittelt. Diese müssen in ihre Einkommens- und Materialkomponenten zerlegt werden. Jedoch verbleiben nicht die gesamten Ausgaben in der betrachteten Region, so dass ebenfalls ihr regional verorteter Anteil abgeschätzt werden

gien in regionale Energiekonzepte – Folgen und Handlungsempfehlungen aus Sicht der Raumordnung“, das im Zeitraum 2008 – 2011 von der Technischen Universität Dortmund (BBSR 2011) durchgeführt wird, getroffen worden. Als vierte Region fiel die Entscheidung auf Friesland als Beispiel einer kleinräumigen Gebietseinheit.

Strategische Einbindung regenerativer Energien in regionale Energiekonzepte

muss. Damit hat man bereits den Anteil der Fremdkapitalgeber (Kapitalzinsen) und den Anteil der Beschäftigten (Personalkosten) als Teil der regionalen Wertschöpfung berechnet. Anschließend kann anhand dieser Kostenaufstellung und der regionalspezifischen Stromerträge, die verbunden mit den im EEG festgelegten Vergütungssätzen den Umsatz ohne Mehrwertsteuer (= Produktionswert) der Unternehmung darstellen, der Gewinn vor Steuern ermittelt werden. Auf diesen Betrag fallen in der Regel Gewerbe- und Einkommenssteuer an, die den Anteil des Staates ausmachen. Während die Gewerbesteuer der Region zu 100 % zur Verfügung steht, fließen von der Einkommenssteuer nur 15 % in die Region zurück. Damit ergibt sich der Gewinn nach Steuern, der dem Unternehmer als Anteil am Wertzuwachs den Eigenkapitalgebern zusteht. Als Summe dieser Anteile ergibt sich die gesamte direkte regionale Wertschöpfung der Energieanlagen. Dabei werden die regionalen/anlagenspezifischen Besonderheiten berücksichtigt, die vor allem durch unterschiedliche Energieerträge und Skaleneffekte reflektiert werden.

Desweiteren müssen ebenfalls sogenannte indirekte Effekte mit in die Berechnung einbezogen werden, da die zusätzlichen Ausgaben des neuen Betriebes einer EE-Anlage wiederum Produktionsausweitungen bei den Vorleistungsbetrieben auslöst. Ausgangspunkt der Berechnung dieser Effekte sind die regional verbleibenden Umsätze der Vorleistungssektoren aus der Wirtschaftlichkeitsrechnung.

Dabei werden die Einkommensbestandteile direkt als Wertschöpfung interpretiert. Jedoch müssen die Arbeitnehmer Steuern und Abgaben an den Bund zahlen, wodurch die Mittel zunächst aus der Region fließen. Die Last ist durch den deutschen Referenzwert von 48 % approximiert worden. Die Materialkosten werden als Produktionswert gewertet. Deutschlandweit entspricht die Nettowertschöpfung rund 42 % des Produktionswertes.

Abbildung K-1-1: Schematische Darstellung der ökonomischen Effekte Wertschöpfung



Quelle: BMVBS (2011): „Erneuerbare Energien: Zukunftsaufgabe der Regionalplanung“, Berlin.

Dieser Wert ist der hier durchgeführten Wertschöpfungsanalyse zugrunde gelegt worden. Durch die Verausgabung dieser zusätzlichen Einkommen (direkt und indirekt), die durch die Stromerzeugung aus Wind, Wasser, Sonne und Biogas in den Regionen entstehen und verbleiben, erzeugt wiederum zusätzliche Nachfrage. Wie im Falle der Vorleistungen wird ein – allerdings geringer Teil - des konsumwirksamen Einkommens in anderen Wirtschaftsräumen verausgabt, wodurch in der jeweiligen Region Sickerverluste entstehen. Von dem verbleibenden Einkommen geht damit ein Multiplikatorprozess aus, der erfahrungsgemäß über mehrere Runden messbare Nachfrageeffekte zeigen, die ebenfalls die regionale Wertschöpfung erhöhen. Konkret werden diese induzierten Effekte in der Studie über regionalspezifische Einkommensmultiplikatoren bestimmt, die die unterschiedlichen regionalen Importquoten berücksichtigen. Der gesamte Prozess der Wertschöpfungsrechnung ist in Abbildung K-1 schematisch dargestellt.

1.2 Hauptergebnisse

Unter Berücksichtigung der eben dargestellten direkten, indirekten und induzierten Effekte berechnen sich jährliche regionale Wertzuwächse (Wertschöpfung) pro Kilowatt installierter Leistung entsprechend der in Tabelle K-1 aufgeführten Werte für die als typisch angenommenen Anlagen.

Deutlich wird, dass die Effekte zwischen den einzelnen Energiearten stark differieren. Den größten durchschnittlichen Zuwachs weist dabei die kleine eigenbetriebene Biogasanlage mit 804 Euro pro kW auf. Dies rührt vor allem von den hohen Betriebskosten aufgrund der Substratbereitstellung, die über die vergleichsweise hohen Vergütungssätze abgegolten werden. Windkraft und Photovoltaik führen hingegen aufgrund eher geringer Betriebskosten zu deutlich niedrigeren Wertschöpfungseffekten. Aber auch innerhalb einer Energieart fallen die Unterschiede zwischen den einzelnen Regionen auf. Sie begründen sich im Wesentlichen durch die standortspezifische Ertragslage und durch die unterschiedlichen regionalen Importquoten, die von der Größe und der Wirtschaftsstruktur der Regionen bestimmt werden.

Tabelle K-1-1: Wertschöpfungseffekte pro kW installierte Leistung typischer EE-Anlagen für die vier Modellregionen in Euro (Stand 2009)

	Biogas 150 kW	Biogas 450 kW	Wasser 10 kW	Wasser 300 kW	PV 5 kW	PV 150 kW	PV 3,4 MW	Wind 500 kW	Wind 2 MW
Friesland	694	340	284	309	133	137	90	76	90
Nordschwarzwald	814	408	333	362	157	162	107	56	75
Hannover	912	464	373	406	151	149	95	86	102
Trier	797	398	326	355	147	150	98	55	73
Durchschnitt	804	403	329	358	147	150	98	68	85

Quelle: Eigene Berechnung.

Anhand dieser spezifischen Effekte kann im Anschluss die Berechnung der gesamten Wertschöpfung für die vier Modellregion erfolgen. Diese Hochrechnung basiert auf der Ende 2009 tatsächlich installierten Leistung. Abbildung K-2 zeigt die Ergebnisse, die hier zusätzlich noch nach der Art des Effektes differenziert werden.

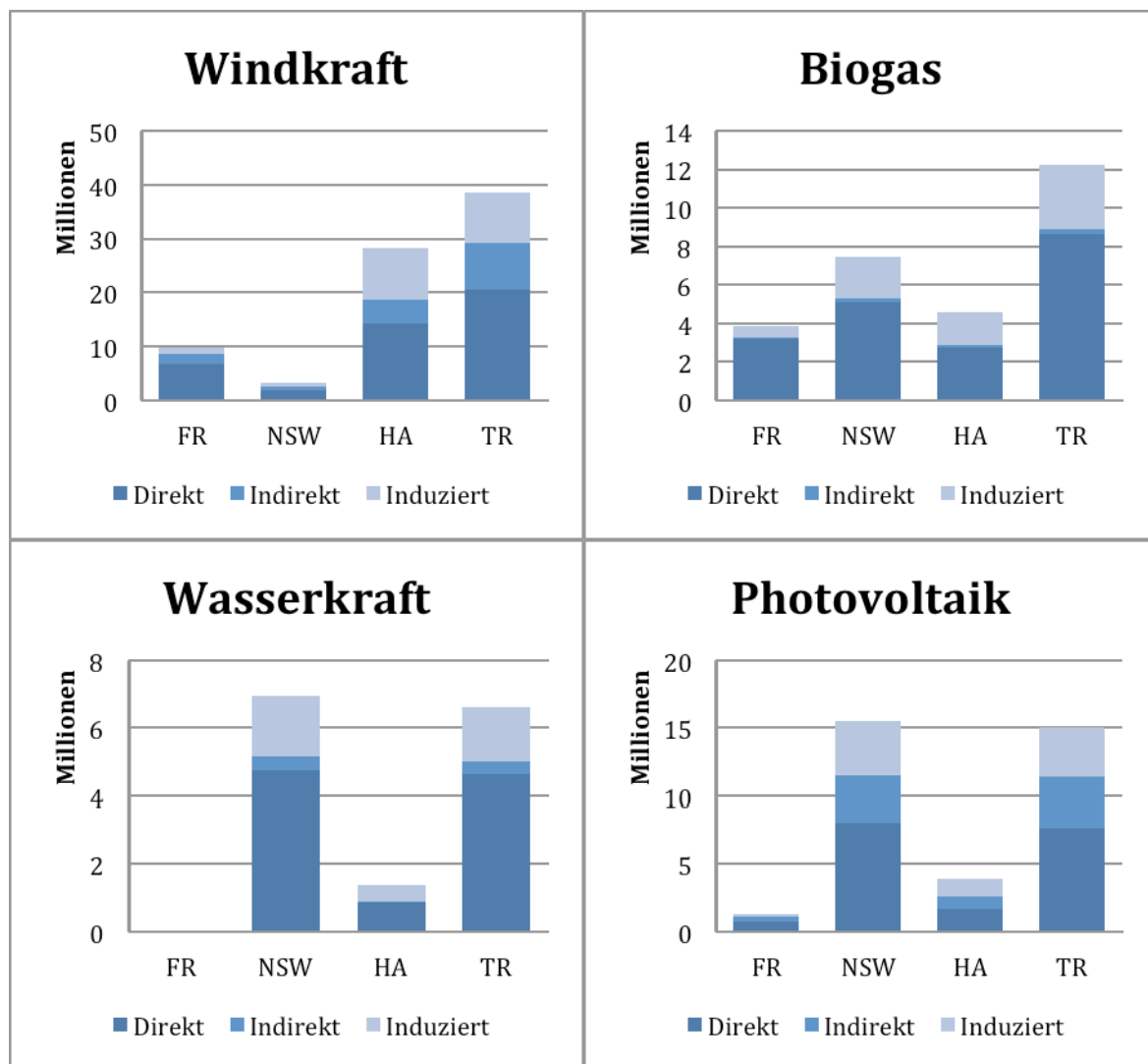
Mit Abstand wurde die meiste Wertschöpfung durch Windkraftanlagen geschaffen. Insbesondere in Trier und Hannover spülte die Erzeugung von Strom aus Wind zusätzliche Mittel von rund 39 Mio. Euro bzw. 28 Mio. Euro in die Kassen der Beteiligten. Wasserkraft spielte dagegen nur eine untergeordnete Rolle. Auch die Photovoltaik zeigt trotz der starken Förderung durch den Staat in den letzten Jahren nur vergleichsweise geringe Wertschöpfungseffekte. Lediglich im Nordschwarzwald stellt sie die größte Position dar, dies ist vor allem auf die bessere Ertragslage aufgrund der höheren Sonneneinstrahlung

im Vergleich zu den anderen Regionen und den damit verbundenen höheren Investitionen in diese Energieart zurückzuführen.

1.3 Handlungsempfehlungen

Ein wesentlicher Teil der Wertschöpfung entsteht durch die Verzinsung des eingesetzten Kapitals. Daher ist es für die regionale Wertschöpfung von entscheidender Bedeutung, ob diese Kapitalzinsen der Region wieder zufließen oder ob dieser Teil der Wertschöpfung außerhalb der betrachteten Region stattfindet. Im Extremfall einer 100 % regionsexternen Finanzierung der Energieanlagen kann sich die regionale Wertschöpfung im Vergleich zu einer Anlage die durch 100 % regional bereitgestelltem Kapital finanziert wurde um bis zu 50 % reduzieren. Demnach sollte bei der Errichtung von EE-Anlagen möglichst ein hoher Anteil von regionalem Kapital zum Einsatz kommen, um für die Region eine möglichst hohe Wertschöpfung zu erzielen. Dies kann sowohl über regionale Banken und Fonds, als auch über die Bereitstellung von Bürgerkapital für den Bau von EE-Anlagen realisiert werden.

Abbildung K-2: Jährliche Wertschöpfungseffekte durch die Erzeugung von Strom aus Biogas, Wind, Wasser und Sonne in den vier Modellregionen (Stand 2009)



Quelle: Eigene Berechnungen.

FR: Friesland, NSW: Nordschwarzwald, HA: Hannover, TR: Trier

*In Friesland befinden sich keine Wasserkraftwerke.

Auch der Sitz der Betreibergesellschaft oder der Wohnort des Einzelunternehmers wirkt sich über die Steuereinnahmen auf die regionale Wertschöpfung aus, da nur in dem Fall der Ansässigkeit in der Region gewährleistet ist, dass die kommunalen Steuern bzw. Steueranteile vollständig der Region zufließen. In diesem Zusammenhang spielen auch die vorzufindenden Unternehmensformen aufgrund ihrer unterschiedlichen steuerlichen Behandlung eine Rolle, wodurch es im Rahmen der Regionalplanung durchaus sinnvoll

sein kann, bei der Wahl des Betreibermodells unterstützend und beratend tätig zu werden.

Grundsätzlich lässt sich das in der Studie entwickelte Berechnungsverfahren effizient auch zur Ermittlung der regionalen Wertschöpfung in anderen Regionen einsetzen, indem die entsprechenden Parameter wie zum Beispiel die Ertragslage oder die regionale Importquote angepasst werden. Hierdurch kann die Nutzung erneuerbarer Energien seitens der Regionalplanung nicht nur als regulative Aufgabe, sondern auch als ökonomische Chance für die Region wahrgenommen werden. Je größer der Wertschöpfungseffekt einer erneuerbaren Energie ist, umso nachhaltiger ist ihr Beitrag zur Regionalentwicklung, wodurch sich insbesondere auch in strukturschwachen ländlichen Räumen neue Perspektiven ergeben. Einschränkend für eine verbreitete Nutzung wirken hier die bis dato noch teilweise uneinheitlichen bzw. unvollständigen regionalen Datenbestände.

2. Short summary

In recent years renewable energies received special attention, mainly because of growing climate change concerns, leading to increasing government incentives for investments in environmental friendly energy production like the Renewable Energy Law coming into force in 2000. In 2009 about 10.5 % of German final energy consumption came from renewable energies and this is supposed to rise to 18 % by 2020. Doubtlessly the ecological effects play an important role for the acceptance in the population, but local politicians need to introduce the economic benefits in the public debate as well. In particular a potential gain in regional value added through local production of renewable energy becomes the focus of attention for urban and rural communities.

This study aims at quantifying these economic effects arising from the energy production through wind, sun, water and biogas for four model regions: Trier, Hannover, Friesland and Nordschwarzwald. Especially the value added during the operating phase of a renewable energy production facility is of interest here while not taking into account the partly high initial investments.

A procedure was developed based on the definition of net value added used in the calculation of the distributive income flows of the national account systems, where it composes of the shares of each stakeholder (government, employees, creditor and investor). The calculations were carried out for the following as typical identified renewable energy systems:

- photovoltaic (small (rooftop): 5 kWp, large (rooftop): 150 kWp, open space: 3,4 MWp)
- wind power (small: 500 kW, large: 2 MW)
- hydroelectric power (very small: 10 kW, small: 300 kW)
- biogas (small: 150 kWel, large: 450 kWel).

The starting point of the procedure is a listing of the yearly incurred operating cost for those systems. These costs need to be first broken down in their income and their material components. Thereafter the part of the expenditures, which remain in the region, must be approximated. This listing determines already the share of the creditors (interest payments) and the share of the employees (labor costs). In the next step the earnings before tax can be calculated on the basis of the cost listing, the regional/system specific energy output of the plants and the corresponding reimbursement rate defined in the Renewable Energy Law. The tax paid on this amount consists mainly of the local business tax and the income tax, where 100 % and 15 %, respectively, remains in the region, which comprises the share of the government. Therefore the earnings after tax are the share of the investor. The sum of those amounts corresponds with the so-called direct net value added. But that is not all. The expenditures of the plant result also in an increasing production of the suppliers, which initiate further so called indirect value added. The calculation of these effects refers to the turnovers of the suppliers, which remain in the region. Here the income components will be interpreted directly as regional value added reduced by social security contribution and taxes approximated by the German reference value of 48 %, because these drain out of the region. The material costs are interpreted as production value. Nationwide equates the net value added to about 42 % of the production value. This percentage is here assumed as well. The last effects, which are considered in this study, are the so called induced effects. They are generated through the partly spending of the additional incomes (direct and indirect). Regional specific income multipliers are used for the determination of these effects in this report, which consider the different marginal propensities to import.

The main results of the calculation for the typical systems in the four model regions are displayed in table 1. Clearly the average net value added differs widely between the various kinds of energy sources ranging from 804 euro for the small biogas plant to 68 euro for the small wind power system, which reflect mainly the different operating costs leading to different reimbursement

rates. But also within one energy source there are differences between the four model regions caused largely by differing yields and regional specific marginal propensities to import, where the latter depends on the size and the structure of the regional economy.

Table S-2-1: Net value added per kW installed capacity for typical regenerative energy plants (in Euro)

	Biogas 150 kW	Biogas 450 kW	Water 10 kW	Water 300 kW	PV 5 kW	PV 150 kW	PV 3,4 MW	Wind 500 kW	Wind 2 MW
Friesland	694	340	284	309	133	137	90	76	90
Nordschwarzwald	814	408	333	362	157	162	107	56	75
Hannover	912	464	373	406	151	149	95	86	102
Trier	797	398	326	355	147	150	98	55	73
Arithmetic mean	804	403	329	358	147	150	98	68	85

Source: Own Calculations.

Based on the results for the four regions there are two major implications for local politics. One of the substantial positions in the composition of the regional net value added is the share of the creditors. Therefore it is essential for a region that a lot of this interest payments stay through local initiatives within the considered community. The difference in net value added between the two extreme cases of 100 % regional capital or 100 % outside capital can be up to 50 % (wind power). Influential on the net value added appears also the operating scheme and the place of effective management, because they affect the amount of tax paid to the local government. So it can be reasonable for local politicians to support and advice entrepreneurs.

Principally the developed procedure can be adapted to other regions as well by varying the parameters, which offers the regional planning authorities the chance to approximate beside the ecological effects the economic benefits of renewable energy production in their region.

3. Einleitung

Der Begriff der regionalen Wertschöpfung gewinnt im Bereich der Regionalplanung zunehmend an Bedeutung, da hierdurch ein quantifizierbarer wirtschaftlicher Bewertungsmaßstab für unterschiedliche regionale Entwicklungsansätze gegeben ist. Mit der Bestimmung der regionalen Wertschöpfung für regionale Projekte und Aktivitäten lassen sich diese unter dem Aspekt des regionalen gesamtwirtschaftlichen Nutzens bewerten. Dies gilt selbstverständlich auch für Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien.

Vor diesem Hintergrund ist es das Ziel dieses Projekts, die durch den Betrieb erneuerbarer Energieanlagen entstehenden Wertschöpfungseffekte auf regionaler Ebene zu bestimmen. Hierzu wird der Anlagenbetrieb typischer Systeme zur Nutzung erneuerbarer Energien (EE-Systeme) in vier Modellregionen in Deutschland untersucht und hinsichtlich ihres Beitrags zur regionalen Wertschöpfung bewertet. Dabei werden die regionalen Besonderheiten berücksichtigt, die vor allem in unterschiedlichen Energieerträgen und Anlagengrößen aber auch in der differierenden Bedeutung der Importe liegen. Aus diesen Ergebnissen wird dann die resultierende regionale Wertschöpfung für die jeweilige Region bezogen auf alle Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien abgeschätzt.

Die regionalökonomischen Effekte der erneuerbaren Energie hängen auch vom Anlagen-Mix in den jeweiligen Regionen ab. In dem geplanten Leitfaden „Erneuerbare Energien: Zukunftsaufgabe der Regionalplanung“ sollen diese Ergebnisse Hinweise auf Handlungsschwerpunkte im Bereich erneuerbarer Energie geben. Er soll dazu beitragen, dass sich Regionalplanung und andere regionale Akteure bewusst werden, dass die Nutzung regionaler Ressourcen wie z.B. Sonne, Wind, Wasser und Biomasse nicht nur zu einer Minderung der CO₂-Emissionen als Beitrag zum Klimaschutz führt, sondern auch zu einer positiven wirtschaftlichen Entwicklung der Region beiträgt.

In Kapitel 2 erfolgt zunächst eine Definition des Begriffs „Regionale Wertschöpfung“. Sie knüpft an die im System der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnungen verwendeten Konzepte an, auf die auch in anderen regionalökonomischen Studien Bezug genommen wird. Speziell wird aber in der vorliegenden Studie ein Verfahren zur Berechnung der regionalen Wertschöpfung von EE-Anlagen entwickelt. Auf Basis dieses Verfahrens werden ausgehend von einer Wirtschaftlichkeitsrechnung die Wertschöpfungsrechnungen für den Betrieb von Anlagen unterschiedlicher Arten der erneuerbaren Energien für die vier Modellregionen durchgeführt. Die Auswahl der Regionen Trier, Hannover und Nordschwarzwald ist bereits in dem verbundenen MORO-Projekt „Strategische Einbindung regenerativer Energien in regionale Energiekonzepte – Folgen und Handlungsempfehlungen aus Sicht der Raumordnung“, das im Zeitraum 2008 – 2011 von der Technischen Universität Dortmund (BBSR 2011) durchgeführt wird, getroffen worden. Als vierte Region haben wir uns für Friesland als eine kleinräumige Gebietseinheit entschieden.

Nach Vorstellung der Wertschöpfungsrechnung für den Betrieb von EE-Anlagen wird bei der Vorstellung der Beispielregionen in Kapitel 3 ein besonderes Augenmerk auf Art und Umfang der Nutzung erneuerbarer Energien in den Regionen (EE-Mix) gelegt. Wie diese „Energiesteckbriefe“ verdeutlichen, unterscheiden sich die Regionen viel stärker im Hinblick auf den EE-Mix als z.B. in ihrer Wirtschaftsstruktur. Die Daten über die Anzahl der Anlagen in einer Region, ihrer Leistung und Erträge werden in Abhängigkeit von der Art der erneuerbaren Energie auf unterschiedliche Art und Weise gewonnen. Da es keine einheitlichen und auch nicht zufriedenstellend genauen oder gar vollständigen Datenquellen gibt, wurden im Rahmen des Projektes Datenbanken und Simulationssoftware genutzt, aber auch vereinzelt Expertengespräche und Literaturrecherchen durchgeführt.

Die Wertschöpfungsrechnung für die Stromerzeugung aus verschiedenen Trägern der erneuerbaren Energie in den vier Beispielregionen erfolgt in Kapitel

4. Aufgrund zu erwartender Skalenerträge (economies of scale) wird hierbei nach der Anlagengröße differenziert:³

- Photovoltaik (Kleindachanlage, Großdachanlage, Freiflächenanlage)
- Windkraft (Kleinanlage, Großanlage),
- Wasserkraft (Kleinstanlage, Kleinanlage),
- Biogas (Kleinanlage, Großanlage).

Ausgehend von einer typischen EE-Anlage aus den verschiedenen Größenklassen wird die Wertschöpfung unter Berücksichtigung der regionalen Strukturen auf die Regionen hochgerechnet. Hierbei wurden nicht nur die unmittelbar durch den Betrieb der jeweiligen Anlage generierte Wertschöpfung erfasst, sondern auch die regionalen Effekte berücksichtigt, die sich aus den Lieferverflechtungen und der Verausgabung der Einkommen ergeben. Die gesamte regionale Wertschöpfung setzt sich aus einem direkten, indirekten und induzierten Effekt zusammen.

Im abschließenden Kapitel 5 werden einige Schlussfolgerungen gezogen, die in konkrete Handlungsempfehlungen münden. So lässt sich z.B. zeigen, dass eine breite Beteiligung der Bürgerinnen und Bürger zur Gewinnung einer größeren Akzeptanz für erneuerbare Energieanlagen in einer Region durchaus mit der Zielsetzung einer ökonomisch vorteilhaften Regionalentwicklung im Einklang stehen kann. Außerdem wird verdeutlicht, in welchem Ausmaß die Herkunft des Fremdkapitals das regionale Wertschöpfungspotenzial beeinflussen kann. Schließlich plädiert diese Studie angesichts des aktuell unbefriedigenden Zustands der Datenbasis im Bereich der erneuerbaren Energien für einen Aufbau regionaler Datenbanken zum Zwecke der Regionalanalyse und -planung.

³ Die Wahl der in der Studie untersuchten spezifischen Anlagen wird in den jeweiligen Kapiteln ausführlich erläutert und begründet.

4. Zusammenfassung Kapitel 5

Der Begriff der Wertschöpfung wird in der Literatur sehr vielschichtig definiert und interpretiert. Die hier verwendete Konzeption knüpft an die aus den volkswirtschaftlichen Theorien abgeleitete Wertschöpfungsauffassung an. In der Volkswirtschaftslehre bezeichnet man den in einer Unternehmung oder einem Gebiet während eines bestimmten Zeitabschnitts geschaffenen Wertzuwachs an Produktionsmitteln, Waren und Dienstleistungen als Wertschöpfung. Die Quantifizierung dieser Größe erfolgt über ein in der vorliegenden Studie entwickeltes Verfahren für typische Systeme zur Nutzung erneuerbarer Energien.

Das Verfahren leitet sich dabei aus der Verteilungsrechnung der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung ab. Hierbei wird die Wertschöpfung additiv aus den Anteilen berechnet, die jeder Stakeholder (Beschäftigte, Staat, Fremdkapitalgeber und Eigenkapitalgeber) aus dem erwirtschafteten Wertzuwachs erhält.

Grundlage für die Berechnung der regionalen Wertschöpfung stellt dabei eine Wirtschaftlichkeitsrechnung der als typisch identifizierten Anlagen dar. Dabei werden in einem ersten Schritt die jährlich auftretenden Kosten wie zum Beispiel Ausgaben für Wartung/ Instandhaltung, Versicherungen oder auch Fremdkapitalzinsen ermittelt. Diese müssen in ihre Einkommens- und Materialkomponenten zerlegt werden. Jedoch verbleiben nicht die gesamten Ausgaben in der betrachteten Region, so dass ebenfalls ihr regional verortete Anteil abgeschätzt werden muss. Damit hat man bereits den Anteil der Fremdkapitalgeber (Kapitalzinsen) und den Anteil der Beschäftigten (Personalkosten) als Teil der regionalen Wertschöpfung berechnet. Anschließend kann anhand dieser Kostenaufstellung und der regionalspezifischen Stromerträge, die verbunden mit den im EEG festgelegten Vergütungssätzen den Umsatz ohne Mehrwertsteuer (= Produktionswert) der Unternehmung darstellen, der Gewinn vor Steuern ermittelt werden. Auf diesen Betrag fallen in der Regel Gewerbe- und Einkommenssteuer an, die den Anteil des Staates ausmachen. Während die Gewerbesteuer der Region zu 100 % zur Verfügung steht. flie-

Ben von der Einkommenssteuer nur 15 % in die Region zurück. Damit ergibt sich der Gewinn nach Steuern, der dem Unternehmer und als Anteil am Wertzuwachs den Eigenkapitalgebern zusteht. Als Summe diese Anteile ergibt sich die gesamte direkte regionale Wertschöpfung der Energieanlagen. Dabei werden die regionalen/anlagenspezifische Besonderheiten berücksichtigt, die vor allem durch unterschiedliche Energieerträge und Skaleneffekte reflektiert werden.

Desweiteren müssen ebenfalls sogenannte indirekte Effekte mit in die Berechnung einbezogen werden, da die zusätzlichen Ausgaben des neuen Betriebes einer EE-Anlage wiederum Produktionsausweitungen bei den Vorleistungsbetrieben auslöst. Ausgangspunkt der Berechnung dieser Effekte sind die regional verbleibenden Umsätze der Vorleistungssektoren aus der Wirtschaftlichkeitsrechnung. Dabei werden die Einkommensbestandteile direkt als Wertschöpfung interpretiert. Jedoch müssen die Arbeitnehmer Steuern und Abgaben an den Bund zahlen, wodurch die Mittel zunächst aus der Region fließen. Die Last ist durch den deutschen Referenzwert von 48 % approximiert worden. Die Materialkosten werden als Produktionswert gewertet. Deutschlandweit entspricht die Nettowertschöpfung rund 42 % des Produktionswertes. Dieser Wert ist der hier durchgeführten Wertschöpfungsanalyse zugrunde gelegt worden.

Durch die Verausgabung dieser zusätzlichen Einkommen (direkt und indirekt), die durch die Stromerzeugung aus Wind, Wasser, Sonne und Biogas in den Regionen entstehen und verbleiben, erzeugt wiederum zusätzliche Nachfrage. Wie im Falle der Vorleistungen wird ein – allerdings geringer Teil - des konsumwirksamen Einkommens in anderen Wirtschaftsräumen verausgabt, wodurch in der jeweiligen Region Sickerverluste entstehen. Von dem verbleibenden Einkommen geht damit ein Multiplikatorprozess aus, der erfahrungsgemäß über mehrere Runden messbare Nachfrageeffekte zeitigen, die ebenfalls die regionale Wertschöpfung erhöhen. Konkret werden diese induzierten Effekte in der Studie über regionalspezifische Einkommensmultiplikatoren bestimmt, die die unterschiedlichen regionalen Importquoten berücksichtigen.

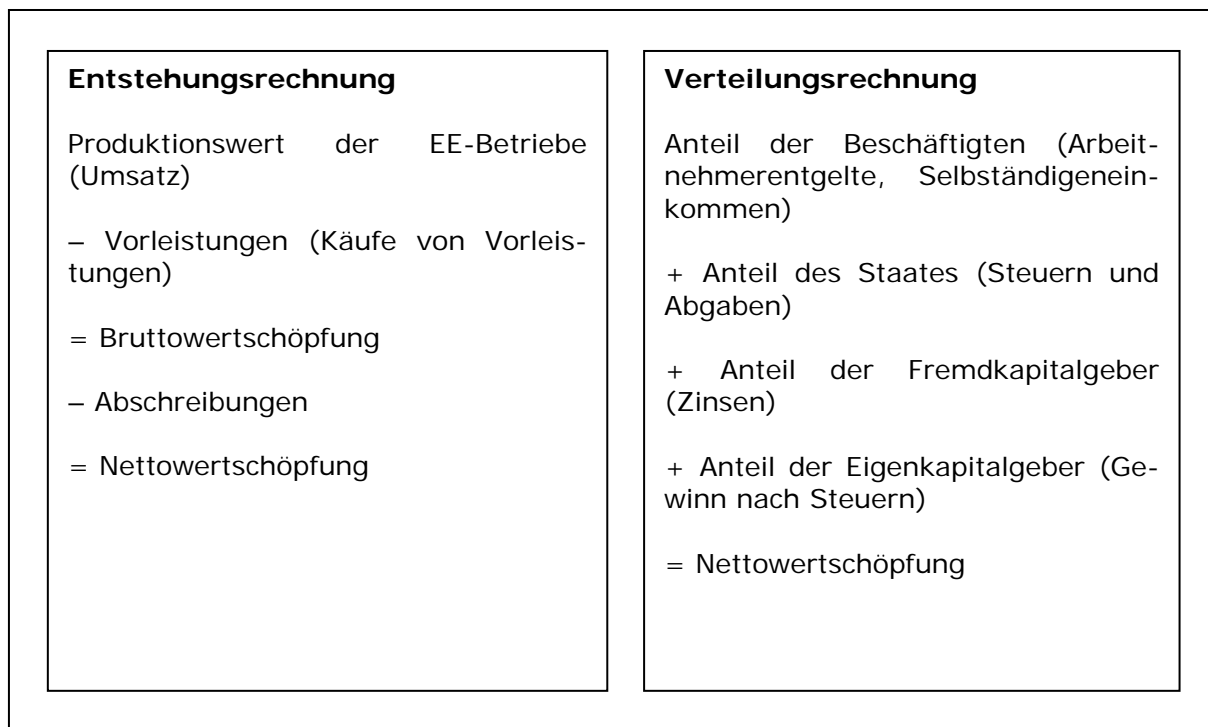
5. Abgrenzung des Begriffs der „regionalen Wertschöpfung“

5.1 Zum Begriff Wertschöpfung

In der Volkswirtschaftslehre bezeichnet man den in einer Unternehmung oder einem Gebiet während eines bestimmten Zeitabschnitts geschaffenen Wertzuwachs an Produktionsmitteln, Waren und Dienstleistungen als Wertschöpfung. Die Quantifizierung dieser Größe kann dabei auf zwei Arten erfolgen: Zum einen kann die Wertschöpfung subtraktiv durch die so genannte „Entstehungsrechnung“ ermittelt werden. Hierzu können vom gesamten Produktionswert (= Bruttoproduktionswert) der Unternehmen die Vorleistungen, die zur Erzeugung des Outputs – bei EE-Betrieben insbesondere Strom und Wärme, aber auch Nebenprodukte wie z.B. Substrate - von anderen Firmen bezogen wurden, subtrahiert werden. Abgesehen von hierbei auftretenden „Lagerbestandsveränderungen“ besteht der Bruttoproduktionswert aus den Verkäufen der erzeugten Produkte an andere Unternehmen, die privaten Haushalte und den Staat zusammen. Die hierin enthaltenen Verkäufe an Wirtschaftseinheiten außerhalb des untersuchten Gebietsstandes werden als „Exporte“ bezeichnet. Unter Vernachlässigung von Lagerbestandsveränderungen lässt sich der Bruttoproduktionswert durch den wirtschaftlichen Umsatz der Unternehmen messen. Im Bereich der erneuerbaren Energien entspricht der Umsatz der Einspeisevergütung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG).

Die auf diese Weise erhaltene Wertschöpfung spiegelt den tatsächlichen Wertzuwachs jedoch nur unzureichend wieder, da sie nicht den durch die Produktion bedingten Verschleiß gegenrechnet. Es handelt sich daher um eine Bruttogröße, die aus diesem Grund als „Bruttowertschöpfung“ bezeichnet wird. Rechnet man aus ihr die kalkulatorischen Abschreibungen heraus, welche die nutzungsbedingte Wertminderung der eingesetzten dauerhaften Produktionsmittel erfassen sollen, erhält man die „Nettowertschöpfung“ als besseren Indikator für den tatsächlichen Wertzuwachs in einer Periode.

Abbildung 5-1: Schema der Wertschöpfungsberechnung



Quelle: Eigene Darstellung

Die hier beschriebene Vorgehensweise zur Ermittlung der Wertschöpfung („Entstehungsrechnung“ (Frenkel & John 2003, S. 84 ff.) wird im linken Teil der Abbildung 5-1 dargestellt. Die Entstehungsrechnung kann Aufschluss darüber geben, welche Bedeutung einzelne Unternehmen oder Unternehmensgruppen, wie zum Beispiel der EE-Betriebe, für die gesamte Wirtschaft haben. Aggregiert spiegelt sie den Produktionswert und die Wertschöpfung aller Unternehmen einer Branche oder Gebietseinheit wieder.

Zum anderen kann die Wertschöpfung additiv aus ihren Komponenten berechnet werden. Hierbei steht die Verteilung des erwirtschafteten Wertzuwachses auf die Produktionsfaktoren Arbeit und Kapital sowie den Staat im Blickpunkt des Interesses. Die so genannte „Verteilungsrechnung“ (Frenkel & John 2003, S. 92 ff.) zur Ermittlung der Wertschöpfung ist im rechten Teil der Abbildung 5-1 aufgezeigt. Dabei besteht der Anteil der Beschäftigten an der Wertschöpfung aus den Arbeitnehmerentgelten und den Selbständigeneinkommen.

Die Entlohnung des Faktors Kapitals erfolgt über die Gewinne und Fremdkapitalzinsen. Bei den Gewinnen handelt es sich um Nach-Steuer-Gewinne, die von dem Einzelunternehmer entnommen, an die Gesellschafter ausgeschüttet oder aber auch zur Selbstfinanzierung einbehalten werden können. Hierzu sind Zinszahlungen für von der Unternehmung aufgenommene Kredite an Banken und Sparkassen (= Fremdkapitalzinsen), die wie die Gewinne im Unternehmensgewinnkonto der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung (VGR)⁴ gebucht werden, sachlich vergleichbar. Gleiches gilt für Pachten als Entgelt für die zur Energieerzeugung von den EE-Unternehmen in Anspruch genommenen Grundstücke.

Der Staat hat Anteil an der Wertschöpfung in Form von Steuern und Abgaben. Steuern können beim Betrieb von EE-Anlagen als Gewerbesteuer, Einkommenssteuer, Körperschaftssteuer und Umsatzsteuer anfallen. Hierbei ist die Gewerbesteuer eine ertragsabhängige Gemeindesteuer. Einkommenssteuern sind direkte Steuern der Einzelunternehmen und Personengesellschaften, die sich aus Sicht der EE-Unternehmen um die Sozialbeiträge der Arbeitgeber erhöhen. Zusätzlich erhält der Staat Abgaben in Form der Sozialbeiträge der Arbeitnehmer. Kapitalgesellschaften wie z.B. die Aktiengesellschaft (AG) oder die Gesellschaft mit beschränkter Haftung (GmbH) haben statt der Einkommenssteuer eine Körperschaftssteuer zu entrichten. Nur bei der ersteren Art der direkten Steuer fließt ein Anteil von 15 % an die Gemeinden. Auf den EEG-Vergütungssatz muss grundsätzlich zwar eine Umsatzsteuer (= indirekte Steuer) von 19 % geleistet werden, doch kann sie im Allgemeinen dem Stromnetzbetreiber in Rechnung gestellt werden. Bei Kleinunternehmern (z.B. Betreiber von Photovoltaik-Kleinanlagen) besteht außerdem die Möglichkeit, sich von der Umsatzsteuer befreien zu lassen, doch ist dies in der Regel nicht die günstigste Option, da dann auch die geleistete Vorsteuer auf die hohe Investition – z.B. in die Photovoltaik-Anlage – nicht abgesetzt

⁴ Die Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung (VGR) ist ein System der wertmäßigen Erfassung der Entstehung, Verwendung und Verteilung der in einem Zeitraum (Jahr, Quartal) hergestellten bzw. verkauften Güter und Dienstleistungen für einen Wirtschaftsraum (Nation, Bundesland) (Frenkel & John 2003).

werden kann. Der größte Teil der Umsatzsteuer fließt an den Bund (53,9 %) und die Länder (44,1 %), während sich der kommunale Anteil auf nur 2 % beläuft.

5.2 Regionale Wertschöpfung

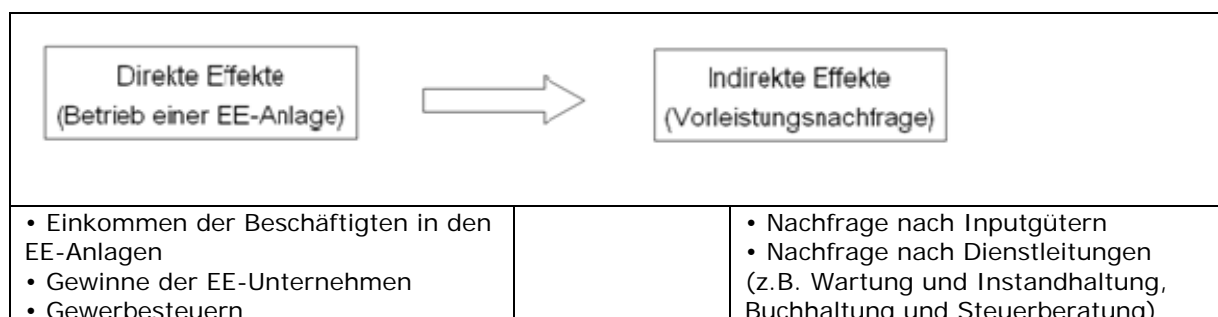
Mit dem in Abbildung 5-1 dargestellten Schema wird noch nicht die regionale Wertschöpfung erfasst. Hierzu ist zu ermitteln, wie hoch die auf die Beschäftigten, den Staat, die Fremd- und Eigenkapitalgeber entfallenden Anteile am Wertzuwachs sind, die in der Region verbleiben. Zur Berechnung der regionalen Wertschöpfung wird in der vorliegenden Studie von einer Kombination der Entstehungs- und Verteilungsrechnung für typische EE-Anlagen in den Regionen ausgegangen. Bei der Modellrechnung ist vor allem nach der Leistung der Anlage zu differenzieren. So wird z.B. bei Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) zwischen typischen Kleindach-, Großdach- und Freiflächenanlagen unterschieden.

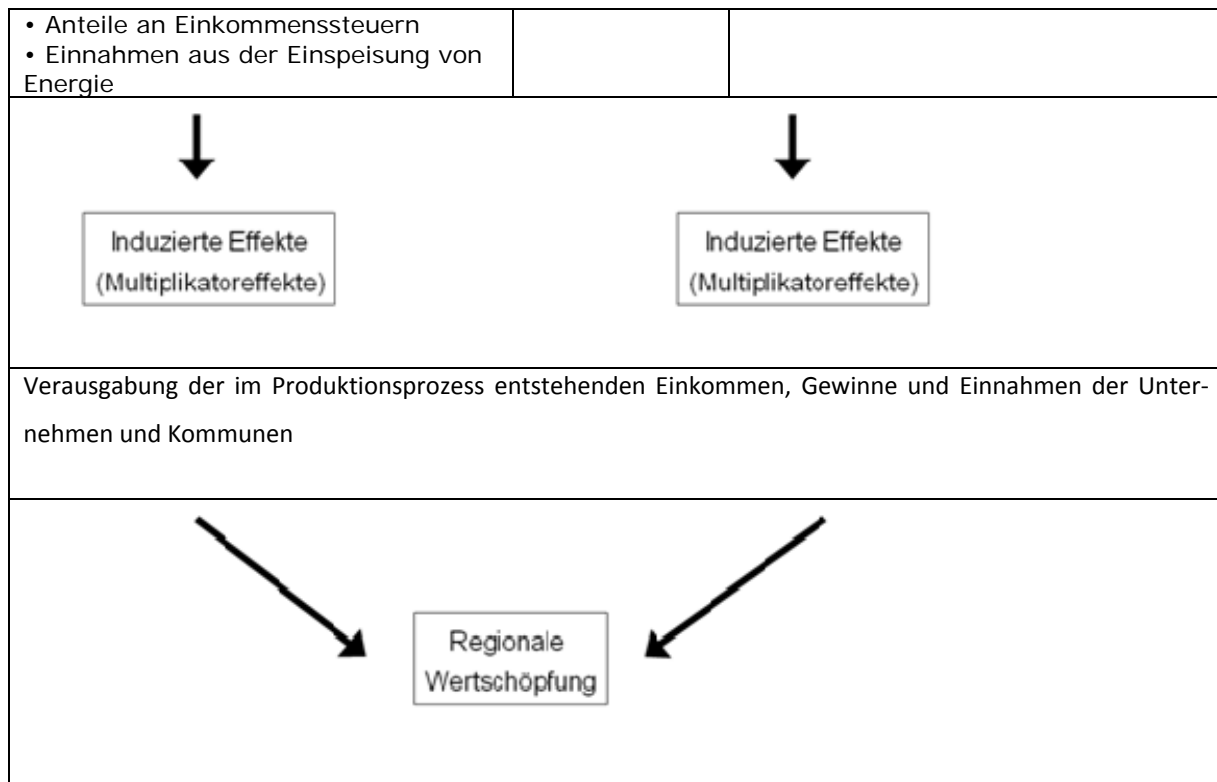
Mit dem Betrieb erneuerbarer Energieanlagen (EE-Anlagen) werden ökonomische Effekte generiert, die nicht regional begrenzt sind, sondern aufgrund des Handels von Gütern und Dienstleistungen sowie der Mobilität der Arbeitnehmer über Regionsgrenzen hinausgehen. Sie werden häufig durch die Wertschöpfung gemessen, welche die in einer Periode neu entstandenen Werte umfasst, die den am Produktionsprozess beteiligten Wirtschaftseinheiten in Form von Löhnen und Gehältern, Zinsen, Mieten, Pachten sowie Gewinnen zufließen. Mit diesen Komponenten liegt der Fokus auf der Nettowertschöpfung, bei der die kalkulatorischen Abschreibungen außer Acht gelassen werden. Auch wenn sie über den Umsatz erst einmal „verdient“ werden müssen, werden sie bei dem Nettokonzept der Wertschöpfung mit dem durch den Betrieb der EE-Anlage entstehenden Wertverlust durch Verschleiß gegengerechnet. Der errechnete Gewinn enthält Ansprüche der Kapitalgeber und des Staates. Aus diesem Grund ist es oft zweckmäßig, den Gewinn vor Steuern in die beiden Komponenten Gewinn nach Steuern, der an die Anteilseigner ausgeschüttet wird oder zur Selbstfinanzierung einbehalten wird (Gewinnthesaurierung), und den Steuern (z.B. Gewerbesteuern) zu unterscheiden.

Die regionale Wertschöpfung dient hier als Indikator zur Erfassung der regional-ökonomischen Effekte des Betriebes von EE-Anlagen. In der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung wird die Wertschöpfung dagegen nicht unter dem Blickwinkel der Erfassung der ökonomischen Effekte einer Maßnahme ermittelt, sondern es wird der durch die Aktivitäten der ansässigen Unternehmen und Gebietskörperschaften in einem Wirtschaftsgebiet unmittelbar generierte Wertzuwachs berechnet. Der Wertzuwachs durch den Betrieb von EE-Anlagen erwächst jedoch nicht ausschließlich „vor Ort“, sondern entlang spezifischer Wertschöpfungsketten. Er ist nicht allein mit dem direkten Betrieb einer EE-Anlage verbunden, sondern entsteht auch durch die Nachfrage nach Vorleistungen bei Unternehmen desselben oder eines anderen Wirtschaftszweiges sowie durch die Verausgabung des Einkommens der Beschäftigten. Aus der unmittelbaren Nachfrage eines EE-Betriebs nach Vorleistungen resultieren indirekte Produktions- und Wertschöpfungseffekte, die ebenso wie die direkten Effekte zu regionalisieren sind. Durch die Verausgabung der hierbei entstehenden Einkommen wird eine zusätzliche Nachfrage generiert, so dass sich die ökonomischen Effekte über eine Reihe von Runden fortpflanzen. Diese induzierten Effekte lassen sich im Rahmen einer Multiplikatoranalyse erfassen, in der die in jeder Runde auftretenden „Sickerverluste“ (z.B. dadurch, dass ein Teil des Geldes gespart wird) zu berücksichtigen sind.

Abbildung 5-2 verdeutlicht die in dem ökonomischen Prozess der regionalen Wertschöpfung auftretenden Effekte durch den Betrieb einer EE-Anlage. Bei der Ermittlung der regionalen Wertschöpfung ist zu quantifizieren, welche Anteile der auf die Beschäftigten, den Staat, die Fremd- und Eigenkapitalgeber entfallenden Komponenten in der Region verbleiben.

Abbildung 5-2: Regionale Wertschöpfungseffekte aus dem Betrieb von EE-Anlagen





Quelle: Eigene Darstellung

Hierzu sind zunächst die Kosten, Gewinne und Steuern aus dem Betrieb typischer EE-Anlagen zu ermitteln (Abbildung 5-3). Bei der Modellrechnung ist es zweckmäßig, nach der Leistung des Anlagentyps zu differenzieren, wenn Größenvorteile (economies of scale) nicht außer Acht gelassen werden sollen. Als Beispiel sei bei Photovoltaikanlagen eine Differenzierung zwischen typischen Kleindach-, Großdach- und Freiflächenanlagen angeführt.

Um eine realitätsnahe Bewertung der gesamten regionalen Wertschöpfung zu erhalten, die aus dem Betrieb einer EE-Anlage generiert wird, müssen die regionalen Kostenbestandteile nach Einkommen und Material aufgeschlüsselt werden.

Tabelle 5-1: Ermittlung der Kosten, Gewinne und Steuern aus dem Betrieb einer typischen EE-Anlage

1. Ermittlung der Kosten des Betriebs typischer EE-Anlage	davon: 1a) regionale Kostenbestandteile	davon: 1b) regionale Wertschöpfungsanteile
• Abschreibungen	Abschreibungen	
• Wartung und Instandhaltung	regionale Einkommens- und Materialkostenanteile	indirekte Wertschöpfung
• Versicherung	regionale Einkommens- und Materialkostenanteile	indirekte Wertschöpfung
• Buchführung und Steuerberatung	regionale Einkommens- und Materialkostenanteile	indirekte Wertschöpfung
• Pachten	regionale Einkommens- und Materialkostenanteile	indirekte Wertschöpfung
• Sonstige Betriebskosten (ohne Personalkosten)	regionale Einkommens- und Materialkostenanteile	indirekte Wertschöpfung
• Fremdkapitalzinsen	regionale Einkommens- und Materialkostenanteile	direkte Wertschöpfung
• Betriebsführung und sonstige Personalkosten	regionale Einkommens- und Materialkostenanteile	direkte Wertschöpfung
• Geschäftsführung	regionale Einkommens- und Materialkostenanteile	direkte Wertschöpfung
2. Ermittlung des Gewinns vor Steuern	davon: 2a) regionale Steueranteile	davon 2b) regionale Wertschöpfungsanteile
EEG-Vergütung		
– Kosten des Betriebs		
= Vor-Steuer-Gewinn		
3. Ermittlung der Steuern	davon: 3a) regionale Steueranteile	davon 3b) regionale Wertschöpfungsanteile
• Gewerbesteuer	regionaler Gewerbesteueranteil	direkte Wertschöpfung
• Einkommenssteuer	regionaler Einkommenssteueranteil	direkte Wertschöpfung
4. Ermittlung des Gewinns nach Steuern	davon: 4a) regionale Gewinnanteile	davon: 4b) regionale Wertschöpfungsanteile
Vor-Steuer-Gewinn		
– Gewinnsteuern		
= Nach-Steuer-Gewinn	regionaler Nach-Steuer-Gewinnanteil	direkte Wertschöpfung

Quelle: Eigene Darstellung

Während die Einkommen der Arbeitnehmer in der Kostenrechnung der Unternehmen die Sozialbeiträge der Arbeitgeber und Arbeitnehmer sowie die Einkommenssteuern enthalten, sind die Materialkosten der EE-Betriebe Verkaufserlöse der Zulieferunternehmen. Beide Kostenkomponenten induzieren zusätzliche Wertschöpfung auf unterschiedliche Art und Weise. Während den Arbeitnehmern 52,0 % ihres Entgelts netto zur Verwendung für Konsum und Ersparnis zur Verfügung steht, beträgt beim Material der Anteil der Nettowertschöpfung am Produktionswert und damit am wirtschaftlichen Umsatz

42,0 % (Daten für 2009: (Statistisches Bundesamt 2010)).⁵ Die Entlohnung der Faktoren Arbeit und Kapital in den EE-Betrieben stellt die direkte regionale Wertschöpfung dar, während die Materiallieferungen und Dienstleistungen der Zulieferunternehmen indirekte Wertschöpfungskomponenten enthalten. Bei der Entlohnung des Faktors Kapital rückt damit insbesondere in den Fokus, ob die Gewinne und Zinsen in der Region verbleiben oder aus der Region herausfließen.⁶

Der Anteil des Staates an der Wertschöpfung lässt sich aus der Kenntnis der Steuerverteilung auf die Gebietskörperschaften ebenfalls regionalisieren. Für die Erfassung der regionalen Effekte ist vor allem die Gewerbesteuer als reine kommunale Steuer von Relevanz. Je nach der Art der erneuerbaren Energie kann für die Regionalisierung dieser Steuer der Sitz der Betreibergesellschaft relevant sein. Außerdem ist ebenso die Einkommenssteuer bedeutend, von der die Gemeinden einen Anteil von 15 % erhalten (Bundesministerium der Finanzen 2009). Dagegen ist z.B. die Körperschaftssteuer als Ertragssteuer eine reine Bundes- und Ländersteuer. Lokale Effekte der Umsatzsteuer werden in unserer regionalen Wertschöpfungsrechnung aufgrund ihres geringen kommunalen Anteils nicht explizit betrachtet. Hinsichtlich der Verwendung der kommunalen Steuern aus dem Betrieb der EE-Anlagen wird unterstellt, dass sie – gerade in Zeiten der Finanzengpässe – nicht vollständig in den Schuldendienst fließen, sondern zur Verausgabung zur Verfügung stehen. Von den kommunalen Steuern gehen nicht nur regionale Effekte aus, wenn sie zur Finanzierung neuer Maßnahmen verwendet werden, sondern ebenfalls, wenn potenziell von einer Streichung betroffene Vorhaben wieder eine Perspektive erhalten.

⁵ Die Gleichsetzung gilt allgemein jedoch nur unter Vernachlässigung der Veränderungen des Lagerbestands.

⁶ Auf die Ermittlung der gesamten regionalen Wertschöpfung hat die Kategorisierung der Fremdkapitalzinsen als direkte oder indirekte Wertschöpfungskomponente keinen Einfluss. Dies trifft gleichermaßen auf die Pachten zu, die in der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung gleichwertig mit den Zinsen im Unternehmensgewinnkonto gebucht werden (vgl. Schabacker 2002, S. 148 ff.).

Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden. gibt die Arbeitsschritte zur Berechnung der regionalen Wertschöpfung durch den Betrieb einer typischen EE-Anlage wieder. In ihr wird die Verbindung zu der in Abbildung 5-3 dargestellten Kosten-, Gewinn- und Steuerermittlung aufgezeigt. Sie beinhaltet folgende Bearbeitungsschritte:

- direkte regionale Wertschöpfung,
- indirekte regionale Wertschöpfung,
- induzierte regionale Wertschöpfung,
- gesamte regionale Wertschöpfung

Tabelle 5-2: Berechnung der regionalen Wertschöpfung durch den Betrieb einer typischen EE-Anlage

A. Berechnung der direkten regionalen Wertschöpfung (WS) durch den Betrieb einer typischen EE-Anlage
Summe der regionalspezifischen Kosten des Betriebs (direkte Wertschöpfung 1a in Abb. 2-3), regionalspezifischen Steuern (3a in Übers. 4) und regionalspezifischem Gewinn (4a in Abb. 2-3) einer typischen EE-Anlage = Direkte regionale Wertschöpfung durch den Betrieb einer typischen EE-Anlage (A)
B. Berechnung der indirekten regionalen Wertschöpfung (WS) durch den Betrieb einer typischen EE-Anlage
Summe der regionalspezifischen Kosten des Betriebs (indirekte Wertschöpfung 1a) einer typischen EE-Anlage = Indirekte regionale Wertschöpfung durch den Betrieb einer typischen EE-Anlage (B)
C. Berechnung der induzierten regionalen Wertschöpfung (WS) durch den Betrieb einer typischen EE-Anlage
Die Multiplikatoranalyse wird zum einen auf die in 1a), 3a) und 4a) als direkte Wertschöpfung ermittelten regionalen Einkommens-, Steuer- und Gewinnanteile und zum anderen auf die in 1a) als indirekte Wertschöpfung ermittelten regionalen Kostenanteile angewandt. Bei der Quantifizierung des Multiplikators wird bis auf die Importquote auf Quoten aus der amtlichen Statistik zurückgegriffen. Regionale Importquoten für die Modellregionen werden mit Hilfe der Regressionsanalyse bestimmt.
C1) Induzierte Regionaleffekte der direkten Wertschöpfung
• [Multiplikator $k - 1$] x [Summe 1a) direkte Wertschöpfung, 3a) und 4a)]
C2) Induzierte Regionaleffekte der indirekten Wertschöpfung
• [Multiplikator $k - 1$] x [1a) indirekte Wertschöpfung]
Summe aus C1) und C2) = Induzierte regionale Wertschöpfung durch den Betrieb einer typischen EE-Anlage (C)
D. Berechnung der gesamten regionalen Wertschöpfung (WS) durch den Betrieb von EE-Anlagen
Summe von A, B und C = Gesamte induzierte regionale Wertschöpfung durch den Betrieb einer typischen EE-Anlage (D)

Quelle: Eigene Darstellung

In der regionalen Wertschöpfungsrechnung (**Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**, Teil C) wird insbesondere berücksichtigt, dass die in den Regionen verbleibenden Einkommen, Steuern, Gewinne bzw. aus den Umsätzen ermittelten Wertschöpfungsanteile weitere Effekte auslösen. Die

direkten und indirekten Wertschöpfungskomponenten lösen eine zusätzliche Nachfrage aus bzw. stellen eine zusätzliche Finanzierungsquelle dar, durch die eine Basis für eine weitere regionale Wertschöpfung (induzierte Effekte) gegeben ist. Um diese induzierten Effekte konkret zu bestimmen, ist für jede Region eine Multiplikatoranalyse erforderlich.

Ohne die Berücksichtigung dieser wiederholten Nachfrage würde man die regionalen, ökonomischen Effekte, die durch den Betrieb der EE-Anlagen auftreten, unterschätzen. Der Multiplikator (k) ergibt sich aus einem System von Gleichungen zur Ermittlung der das Gleichgewicht zwischen regionaler Nachfrage und regionalem Angebot bestimmenden Größen:⁷

$$k = \frac{1}{1 - c(1 - t + tr)(1 - i - m)}$$

wobei: c = marginale Konsumquote
t = Quote der direkten Steuern
m = marginale Importquote
i = Quote der indirekten Steuern
tr = Transferquote

Der Multiplikator (k) ist umso höher, je größer die marginale Konsumquote (c) und die Transferquote (tr) ist. Er fällt dagegen mit wachsenden Werten der Steuerquoten (t) und (i), sowie der Importquote (m) niedriger aus. Während die Quote der direkten Steuern (= Anteil der Einkommens- und Vermögenssteuern sowie Sozialbeiträge am Primäreinkommen) (t), der Quote der indirekten Steuern (= Anteil der Gütersteuern am Primäreinkommen) (i) und die Transferquote (= Anteil der monetären Sozialleistungen und sonstigen laufenden Transfers am Primäreinkommen) (tr) der amtlichen Statistik entnommen werden können, wird die marginale Konsumquote ökonometrisch aus der Konsumfunktion ermittelt. Die verwendeten regionalisierten Import-

⁷ Zur Herleitung des Multiplikators vgl. Assenmacher, Leßmann, & Wehrt 2004, S. 14 ff.

quoten sind ebenfalls aus einem ökonomischen Modell abgeleitet.⁸ Mit dem Multiplikator lassen sich die durch die zusätzlichen Einkommen, Gewinne usw. induzierten Effekte quantifizieren.

Die Summe der direkten, indirekten und induzierten Größen ergibt die gesamte regionale Wertschöpfung aus dem Betrieb einer typischen EE-Anlage. Durch Hochrechnung lässt sich die gesamte Wertschöpfung bestimmen, die durch den Betrieb aller Anlagen einer bestimmten Art der erneuerbaren Energie (z.B. Photovoltaik oder Windkraft) in einer Region generiert wird. Die Betreiber- und Finanzierungsmodelle beeinflussen das in der Region nachfragewirksame Einkommen. Betrachtet man zum Beispiel eine PV-Kleindachanlage, die in der Regel durch den Eigentümer des Hauses als Einzelunternehmer betrieben wird, fällt der Gewinn aus der Anlage abzüglich Fremdkapitalzinsen und Steuern einer in der Region ansässigen Person zu, die den größten Teil dieses Einkommens auch wieder in der Region ausgibt. Dadurch ist das nachfragewirksame Einkommen (hierauf wird der Multiplikator angewendet) höher, als dies eventuell bei großen Windkraftwerken der Fall sein wird, wodurch die regionale Wertschöpfung höher ausfällt.

Eine Alternative zur Multiplikatoranalyse stellt die Input-Output-Analyse dar. Auf den Einsatz der Input-Output Analyse wird hier jedoch bewusst verzichtet, da die hierzu benötigten Input-Output-Tabellen nur für das gesamte Bundesgebiet zur Verfügung stehen. Die Regionalisierung der Tabellen anhand von derivativen (non-survey based) Methoden liefert bei kleinen Analyse-räumen - wie den hier untersuchten Modellregionen - unzulängliche Ergebnisse, da sektorspezifische Auswirkungen nicht adäquat berücksichtigt werden können.

⁸ Man erhält die regionalisierten Importquoten aus einer logarithmischen Regressionsfunktion, in der die intraregionalen Lieferquoten auf regionalen Bruttowertschöpfungen regressiert werden (vgl. Färber, Dalezios, Arndt, & Steden 2007). Der Schätzansatz ist zusammen mit den Ergebnissen für die Beispielregionen in Kapitel 9.1 (Induzierte regionale Wertschöpfung typischer PV-Anlagen) wiedergegeben.

6. Zusammenfassung Kapitel 7

Die vier Modellregionen Landkreis Friesland, Region Hannover, Region Trier und Region Nordschwarzwald unterscheiden sich sowohl hinsichtlich ihrer Größe als auch in ihrer Wirtschaftsstruktur stark. Diese unterschiedlichen Strukturdaten haben einen nicht unerheblichen Einfluss auf die indirekten Effekte zur Berechnung der regionalen Wertschöpfung.

Weiterhin weist das heterogene Bild des EE-Mix eine deutliche Abhängigkeit von den lokalen Potenzialen nach. So ist die Stromproduktion in den nördlichen Regionen, Hannover und Landkreis Friesland, durch die Windkraft geprägt, der Anteil der Wasserkraft ist aber sehr gering. In den südlichen Regionen ist die Windkraft zwar im Allgemeinen noch die dominierende Energieform, die Energieproduktion durch die Energieträger Wasser und Photovoltaik ist jedoch im Vergleich dazu von wesentlich größerer Bedeutung. Für die Energiegewinnung als Biomasse kann kein solcher geographischer Zusammenhang festgestellt werden, da die Nutzung stärker von dem landschaftlichen Potenzial an Acker- und Weideflächen abhängt.

Insgesamt zeigt sich die Nutzung der erneuerbaren Energien in der Region Trier im Vergleich zum bundesweiten EE-Mix am homogensten. Hier wird auch in der Summe die meiste Energie regenerativ gewonnen.

7. Energieproduktion durch „Erneuerbare Energien“ in den Modellregionen

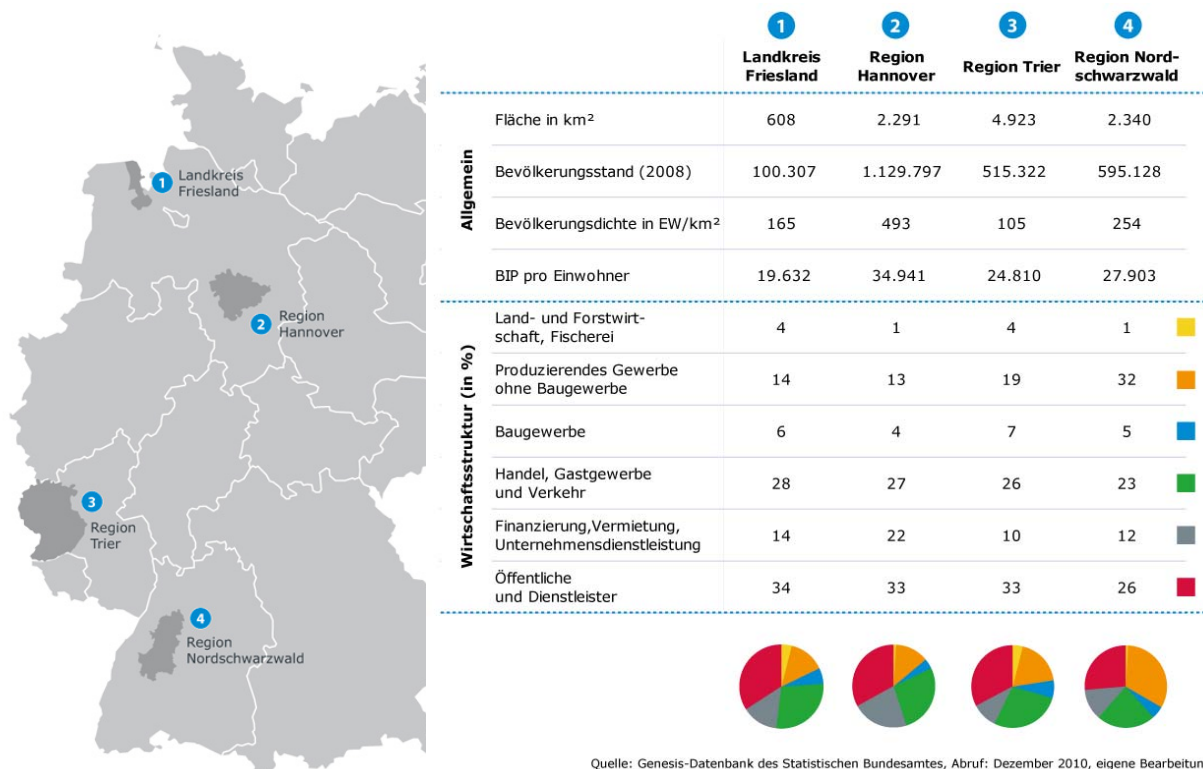
Bevor mit der eigentlichen Berechnung der Wertschöpfung in Kapitel 9 begonnen wird, gibt dieser Abschnitt einen kurzen Überblick über die Situation in den Regionen bezüglich des Ausbaus erneuerbarer Energien zur Produktion von Strom und Wärme, um die Relevanz und die Bedeutung der regionalen Effekte, die durch den Betrieb solcher Anlagen generiert werden, zu verdeut-

lichen. Des Weiteren bieten die ermittelten Kenndaten die Grundlage für die Berechnung der gesamten regionalen Wertschöpfung einer Region.

7.1 Vorstellung der Regionen

Abbildung 7-1 zeigt die Lage der vier Modellregionen Landkreis Friesland, Region Hannover, Region Trier und der Region Nordschwarzwald, sowie wesentliche regionale Kenndaten. Während die Regionen Hannover, Trier und Nordschwarzwald im Rahmen des MORO-Forschungsvorhabens „Strategische Einbindung regenerativer Energien in regionale Energiekonzepte – Folgen und Handlungsempfehlungen aus Sicht der Raumordnung“ hinsichtlich „Erneuerbarer Energien“ unter raumplanerischen Gesichtspunkten von der Technischen Universität Dortmund langjährig Gegenstand der Forschung gewesen sind und damit fundierte Daten und viele Interviews aus diesen Regionen vorliegen, wird der Landkreis Friesland lediglich im Rahmen dieser Arbeit unter dem Wertschöpfungsaspekt untersucht. Da das Ingenieurbüro MUT Energiesysteme an der Erstellung des Klimaschutzkonzeptes für den Landkreis Friesland wesentlich mitgearbeitet hat, besteht hier auch ein guter Zugang zu wichtigen Akteuren, so dass die Voraussetzungen bestehen die notwendigen Informationen und Daten zur Bestimmung der regionalen Wertschöpfung zu erhalten.

Abbildung 7-1: Lage und Wirtschaftsstruktur der Untersuchungsregionen



Quelle: Eigene Darstellung

Auffällig sind die Unterschiede in den Wirtschaftsstrukturen der Regionen. Die Region Nordschwarzwald weist einen vergleichsweise hohen Anteil an produzierendem Gewerbe auf, wohingegen die Region Hannover einen hohen Anteil an Dienstleistungsunternehmen hat. Weiterhin verfügt Hannover über das höchste Bruttoinlandsprodukt pro Kopf der vier Regionen. Die unterschiedliche Wirtschaftsstruktur hat wesentliche Auswirkungen auf die Bestimmung von indirekten Effekten der regionalen Wertschöpfung, da hierdurch Rückschlüsse auf die Im- und Exportquoten von Wirtschaftsleistungen gezogen werden können.

7.2 Energieerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen

Während des Forschungsprojekts wurde zunächst der Bestand an erneuerbaren Energieanlagen in den Untersuchungsregionen Friesland, Hannover, Trier und Nordschwarzwald mit Fokus auf stromproduzierende Anlagen erfasst. Darüber hinaus wurde der Bestand reiner wärmeproduzierender Anlagen zur

Beschreibung der Energieversorgungsstruktur der Region weitestgehend, mit Ausnahme von großen Heizkraftwerken⁹, ermittelt.

Als zentrale Datenbasis für die Ermittlung der Kennzahlen „Anzahl der Anlagen“, „installierte Leistung“, „Energie pro Jahr“ und „Volllaststunden“ wurden im Bereich der Stromproduktion die, von den Übertragungsnetzbetreibern¹⁰ bereitgestellten, EEG-Stammdaten und –Jahresabrechnungen¹¹ zum 31.12.2009 herangezogen und im Bereich der Wärmeproduktion auf die Förderdaten des Bundesamts für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA)¹² für Pellet-, Hackschnitzel-, Scheitholz- und Solarthermieranlagen seit Oktober 2001 bis 31.12.2009 zurückgegriffen.

Während die abgerufenen Daten der BAFA eine ausreichende Qualität für die Kennzahlen „installierte Leistung“ und „Anzahl der Anlagen“ geboten haben, stellten sich die EEG-Daten als zum Teil undurchsichtig und teilweise falsch heraus. Die Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. (DGS)¹³ ist ebenfalls auf dieses Problem gestoßen und hat darauf folgend das Projekt „energymap.info“ gestartet.

Aus diesem Grund wurde während der Projektlaufzeit eine umfangreiche Überarbeitung der Stammdaten durchgeführt und die gelieferten Strommengen auf alternativen Wegen bestimmt, auf die in diesem Bericht an der jeweiligen Stelle eingegangen wird. Für die Ermittlung der Anzahl der Anlagen wurde der Anlagenbegriff nach EEG 2004 herangezogen (siehe Anhang A - Anlagenbegriff).

⁹ Aufgrund einer fehlenden zentralen Datenbasis.

¹⁰ Amprion GmbH, EWE Netz GmbH, EnBW AG und Tennet TSO GmbH

¹¹ Für die Region Friesland liegen keine Daten Stammdaten und Jahresabrechnungen der Übertragungsnetzbetreiber vor, sodass auf die EEG-Stammdaten und Jahresabrechnungen der EWE AG zurückgegriffen wurde.

¹² Über Bundesverband Solarwirtschaft, et. al, (o.J.) und Bundesverband Solarwirtschaft, et. al (2010)

¹³ Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. (DGS) (2009)

Im Allgemeinen wurden die Energiemengen über typische Volllaststundenzahlen ermittelt. In der Übersicht wurden grundsätzlich folgende Quellen herangezogen:

- Photovoltaik: Simulationsdaten mit der Software PV*Sol (Vela Solaris 2007)
- Windkraft: Literaturrecherche und Expertengespräche
- Wasserkraft: EEG-Anlagenstammdaten
- Biogas: Informationsportal „biogaswissen“ der Bioreact GmbH (Bioreact GmbH 2010) und Expertengespräche mit Herrn Knipker, Geschäftsführer des Maschinenring Kassel (Interview Knipker 2010)

Die Ermittlung der gelieferten Wärmeenergie durch Biogasanlagen wurde über die deutschlandweit mittlere Stromkennziffer zu $\sigma = 0,33$ bestimmt, die in Annäherung an Maubach¹⁴ als Quotient aus der deutschlandweit gelieferten Fernwärme und der aus Heizkraftwerken gelieferten Strommenge näherungsweise berechnet werden kann.

Die abgesetzte Wärme aus Pellet-/Hackschnitzelanlagen konnte über (C.A.R.M.E.N e.V. 2010), (Recknagel 1995) und (VDI 2010) näherungsweise zu 1.800 Volllaststunden pro Jahr und aus Solarthermieanlagen über einen mittleren Ertrag von 350 kWh/m²¹⁵ bestimmt werden.

Die deutschlandweite Verteilung des „EE-Mix“ wurde auf Basis der Broschüre „Erneuerbare Energien in Zahlen“¹⁶ des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) berechnet. Berücksichtigt wurden im Bereich der Stromerzeugung die Technologien Wasserkraft, Windenergie, Photovoltaik und Biogas. In der Wärmeerzeugung waren es die Bereiche der Umwandlung der biogenen Festbrennstoffe (Haushalte und Industrie), der biogenen gasförmigen Brennstoffe und der Solarthermie.

¹⁴ Vgl. Maubach (2010, S. 36)

¹⁵ Vgl. Landeshauptstadt Erfurt (2008)

¹⁶ Vgl. BMU - Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2010)

Die in den Regionen durch erneuerbare Energien erzeugten Strommengen wurden nach einem einheitlichen Schema in Form eines „Energiesteckbriefs“ dokumentiert. Diese Energiesteckbriefe werden im folgenden Teil des Berichts dargestellt und die Grundlage der Datenermittlung ausführlich erläutert.

Darüber hinaus werden die Kenndaten nach Größenklassen der Anlagen dargestellt. Die Einteilung der Klassen wurde grundsätzlich in Anlehnung an die Vergütungsgrenzen des EEG oder Annahmen über die technische Entwicklung der Anlagen bis Ende 2009 vorgenommen (vgl. Kapitel 9).

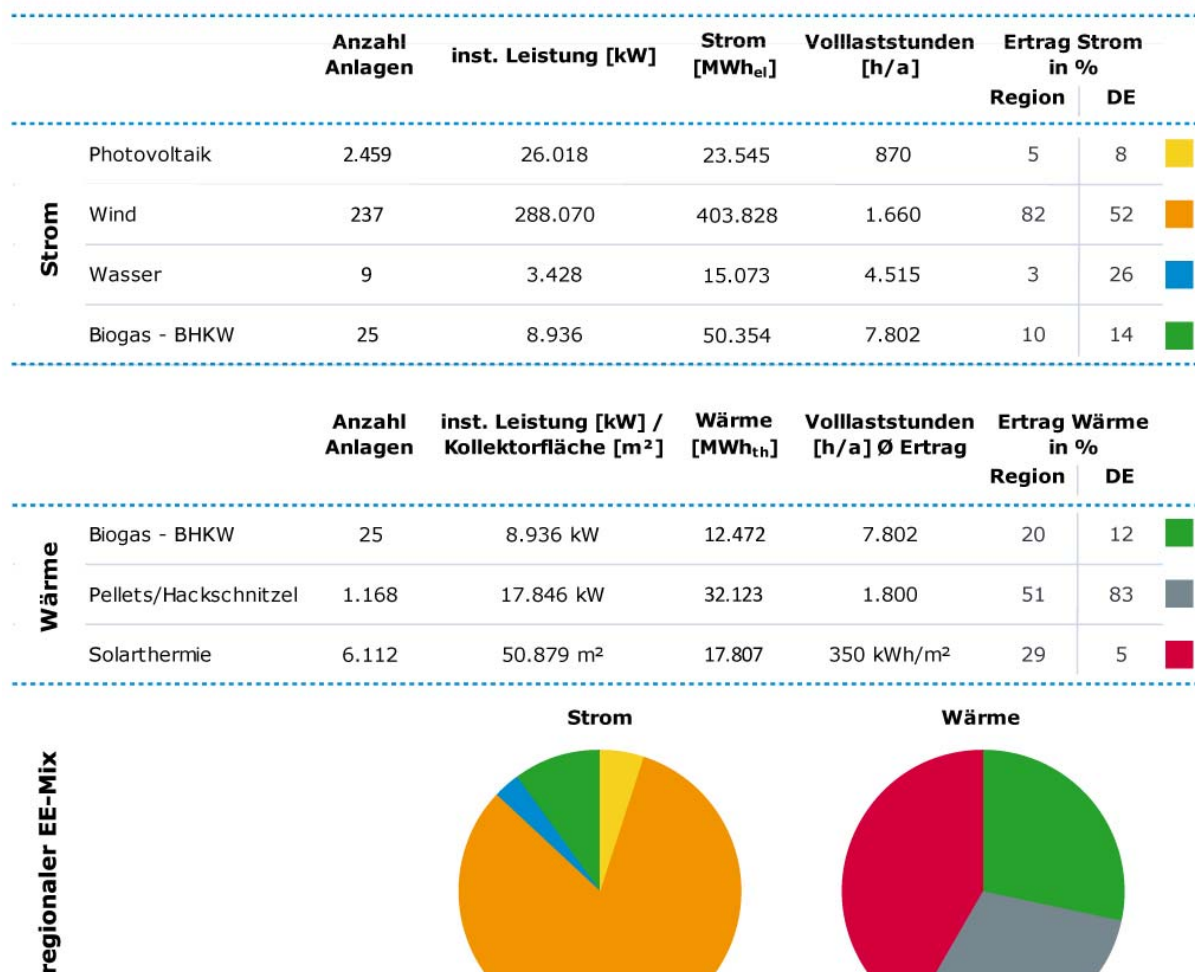
Die Ergebnisse der Auswertung werden in Form von Energiesteckbriefen in den folgenden Kapiteln vorgestellt.

7.2.1 Hannover

In der Region Hannover wurden bis zum 31.12.2009 erneuerbare Energieanlagen¹⁷ mit einer elektrischen Gesamtleistung von 326.452 kW installiert, die in diesem Jahr 492.800 MWh_{el} Strom lieferten. Über Biogas-, Pellet-, Hackschnitzel-, Scheitholz- und Solarthermieanlagen wurden in dem gleichen Zeitraum 62.402 MWh_{therm} an Wärmeenergie bereitgestellt.

¹⁷ Die Untersuchung beschränkt sich auf Photovoltaik, Wind, Wasser, Biogas, Pellets, Hackschnitzel, Scheitholz und Solarthermie.

Abbildung 7-2: Energiesteckbrief der Region Hannover



Quelle: Eigene Darstellung

Die Windenergie dominiert die Stromerzeugung der Region deutlich mit einem Anteil am regionalen „EE-Mix“ von 82 %. Zum Vergleich: Der Anteil der Windenergie an der EE-Stromerzeugung in Deutschland beträgt 52 %. Die Wasserkraftnutzung liegt unter dem bundesweiten Schnitt. Dies ist durch die topografischen Gegebenheiten der Region mit sehr geringen Höhenunterschieden zu erklären, sodass die Wasserkraftnutzung hauptsächlich durch zwei Laufwasserkraftwerke in der Leine und drei leistungsstarke Generatoren im Trinkwassersystem erfolgt.

Die Anzahl und installierte Leistung der Photovoltaikanlagen wurde über die vom Übertragungsnetzbetreiber „TenneT TSO GmbH“ bereitgestellten EEG-Stammdaten (s.o.) ermittelt. Über das Simulationsprogramm PV*Sol¹⁸ wurden typische Volllaststunden von 870 h/a für die Region bestimmt und anhand dieser Daten eine Hochrechnung der produzierten Strommenge auf 23.545 MWh_{el} durchgeführt.

Die Daten zur regionalen Windkraftnutzung wurden der „Windpotenzialstudie für die Region Hannover“¹⁹ der GEO-NET Umweltconsulting GmbH entnommen, die von der Regionalplanung Hannover²⁰ auszugsweise zur Verfügung gestellt wurde. Mit Hilfe des dreidimensionalen Mesoskalenmodells „FITNAH“ wurden in dieser Studie die mittleren Winderträge in den Höhen 65 m, 80 m, 100 m, 120 m und 140 m bestimmt und ausgehend davon mit der Software „WindPRO“ die Erträge²¹ von 217 Anlagen²² ermittelt. Die Ergebnisse zeigten, dass in der Region Hannover 237 Anlagen und näherungsweise eine elektrische Leistung von 288.070 kW installiert wurde. Diese Anlagen lieferten im Jahr 2009 eine Strommenge von 403.828 MWh_{el}. Die im Energiesteckbrief dargestellten Volllaststunden (vgl. Abbildung 7-2) von 1.660 h/a wurden ohne den in der obigen Berechnung veranschlagten Sicherheitsabschlag von 15 % berechnet.

Die elektrische Leistung der Wasserkraftwerke in Hannover wurde über die EEG-Anlagenstammdaten ermittelt sowie über Broschüren und ein Interview mit Herrn Herrmann²³, der im Team Regionalplanung der Region Hannover für das Gebiet der erneuerbaren Energien zuständig ist, validiert.

Zur Dokumentation der Biogasanlagen in den Untersuchungsregionen lag keine zentrale Datenbasis vor. Die Bestimmung der elektrischen Leistung der Biogasanlage sollte typischerweise über die angeschlossenen Blockheizkraft-

¹⁸ Vgl. Valentin Software GmbH (2010)

¹⁹ Vgl. GEO-NET Umweltconsulting GmbH (2010)

²⁰ Vgl. Kontakt über Mark Herrmann von der Regionalplanung Hannover.

²¹ Bei Abzug eines Sicherheitsabschlags von 15 %.

²² Zu 18 Anlagen lagen keine Betreiberdaten vor.

²³ Vgl. interview Herrmann (2011)

werke (BHKWs) o.ä. Technologien geschehen. Allerdings befinden sich diese oftmals nicht auf dem Gelände der Biogasanlage, sodass eine Zuordnung nicht möglich ist. Als aussagekräftigste Näherung hat sich ergeben, stellvertretend für die Biogasanlagen der Region, die nach EEG-vergüteten BHKWs aus den EEG-Anlagenstammdaten des Übertragungsnetzbetreibers zu ermitteln. In diesem Datensatz taucht allerdings auch eine nicht näher bestimmbar Menge von BHKWs auf, die mit „durchgeleitetem“ Biogas genutzt oder mit anderen EEG relevanten Stoffen wie Pflanzenöl oder Holz betrieben werden. In der Region Hannover konnte ein Großteil dieser Anlagen durch ein Expertengespräch mit Herrn Herrmann²⁴ eliminiert werden. Zusammenfassend gab es bis zum 31.12.2009 in der Region Hannover nach dieser Erhebung 25 Blockheizkraftwerke mit einer installierten elektrischen Leistung von 8.936 kW, die Biogas über eine regionale Biogasanlage beziehen. Die Strommenge wurde über typische Volllaststunden von 7.802 h/a²⁵ zu 50.354 MWh_{el} berechnet. Die Ermittlung der abgesetzten Wärmeenergie erfolgte über die deutschlandweit mittlere Stromkennziffer ($\sigma = 0,33$). Berücksichtigt wurden nur die ermittelten stromliefernden Biogasblockheizkraftwerke, die mit Kraft-Wärme-Kopplungs-Bonus (KWK-Bonus) laut EEG-Stammdaten vergütet werden. Mit 12.472 MWh_{therm} weicht der Wärmeanteil von Biogas (20 %) um 8 % vom deutschen „EE-Mix“ (12 %) ab.

Darüber hinaus wurde in der Region Hannover noch eine leistungsstarke Biomethananlage errichtet. Diese Technologie ist allerdings nicht Teil der vorliegenden Studie und wird in der weiteren Berechnung der Wertschöpfung nicht berücksichtigt, da der Kraftstoffbereich nicht Teil dieses Forschungsprojekts war.

Die Ermittlung der Anzahl der Anlagen und der installierten Leistung zur regenerativen Wärmeerzeugung wurde über den Feuerstättenbericht des Lan-

²⁴ Vgl. Interview Herrmann (2011)

²⁵ Ermittelt über Experteninterview mit Herrn Knipker und Bioreact GmbH (2010)

des Niedersachsen 2009²⁶ vorgenommen. Die in diesem Bericht erfassten Pellet- und Hackschnitzelheizungen mit einer Leistung bis zu 1 MW_{therm} wurden für die vorliegende Studie ausgewertet. Typische Volllaststunden konnten über die „Betriebsdaten geförderter bayerischer Biomasseheizwerke im Jahr 2008“²⁷, das „Taschenbuch für Heizung und Klimatechnik“ von Recknagel²⁸ und die VDI Richtlinie 2067²⁹ näherungsweise zu 1.800 Volllaststunden pro Jahr bestimmt werden. Demnach lieferten die genannten 1.168 holzbefeuerten Anlagen bei einer installierten Leistung von 17.846 kW im Jahr 2009 ca. 32.123 MWh_{therm} thermischer Energie und sorgen so für ca. 51 % der Wärmeversorgung unter den untersuchten thermisch nutzbar gemachten Energieträgern, dies lag aber noch immer deutlich unter dem deutschen „EE-Mix“.

Im Bereich der Solarthermie konnte über die BAFA-Daten zum Marktanzreizprogramm (s.o.) von 2001 bis 2009 ein Zubau von 50.879 m² Solarfläche dokumentiert werden. Nach der „Solarfibel Erfurt“³⁰ liefert eine Solarthermieanlage näherungsweise 350 kWh_{therm} pro Quadratmeter Kollektorfläche, so dass aus den zugebauten Anlagen ca. 17.807 MWh_{therm} thermischer Energie gewonnen wurden. Der Anteil der solarthermischen Wärme liegt nach dieser Untersuchung deutlich über dem deutschen „EE-Mix“ (vgl. Abbildung 7-2).

Anlagenverteilung

Die Verteilung der Photovoltaikanlagen konzentrierte sich sowohl nach Anlagenzahl wie auch nach installierter Leistung auf die Kleindachanlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 30 kW. Ein Bestand an Freiflächenanlagen existierte nicht.

²⁶ Vgl. 3N - Kompetenzzentrum Niedersachsen Netzwerk Nachwachsende Rohstoffe (2010)

²⁷ Vgl. Centrales Agrar-Rohstoff-Marketing- und Entwicklungs-Netzwerk e.V. C.A.R.M.E.N (2010)

²⁸ Vgl. Recknagel (1995)

²⁹ Vgl. VDI (2010)

³⁰ Vgl. Landeshauptstadt Erfurt (2008)

Tabelle 7-1: Struktur der erneuerbare Energieanlagen in Hannover

Technologie	Anzahl	installierte Leistung (kW)
Photovoltaik-Kleindachanlagen	2.311	18.372
Photovoltaik-Großdachanlagen	148	7.646
Photovoltaik-Freiflächenanlagen	0	0
Windkraft Kleinanlagen	87	57.980
Windkraft Großanlagen ³¹	130	230.090
Wasserkraft Kleinstanlagen	3	61
Wasserkraft Kleinanlagen	6	3.367
Biogas Kleinstanlagen	7	930
Biogas Großanlagen	18	8.006

Quelle: Eigene Berechnung

Bei Windkraftanlagen wird in der vorliegenden Studie lediglich zwischen Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 1.000 kW (Kleinanlagen) und mit mehr als 1.000 kW (Großanlagen) unterschieden. Das Regionalgebiet Hannover wurde schon vergleichsweise früh mit 1,5 MW und 2,5 MW Anlagen erschlossen, sodass die Bedeutung der Kleinanlagen verhältnismäßig gering ausfiel.

Die Wasserkraftnutzung war, wie im vorigen Abschnitt bereits erwähnt, durch wenige, kleine Laufwasserkraftwerke geprägt.

Im Bereich der Biogasanlagen werden auch hier die ermittelten Blockheizkraftwerke als Näherung herangezogen, wodurch sich per Definition 7 Kleinanlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 150 kW und 18 Großanlagen mit mehr als 8 MW ergaben.

7.2.2 Friesland

Friesland ist die kleinste Untersuchungsregion des Forschungsvorhabens, wodurch die Gesamtzahl der Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien we-

³¹ Die o.g. 20 Anlagen ohne vorliegende Betriebsdaten wurden nicht berücksichtigt.

sentlich geringer ausfällt als in den restlichen Regionen. Im Jahr 2009 waren 141.847 kW elektrischer Leistung installiert, durch die 316.829 MWh_{el} elektrischer Energie geliefert wurden. In diesem Zeitraum wurden darüber hinaus 25.475 MWh_{therm} thermischer Energie aus Biogas-, Solarthermie- und holzbeheizten Anlagen geliefert.

Abbildung 7-3: Energiesteckbrief der Region Friesland



Quelle: Eigene Darstellung

Der Anteil der Windenergie am „EE-Mix“ lag, wie für küstennahe Standorte typisch, mit 78 % deutlich über dem bundesweiten Schnitt (vgl. Abbildung 7-3). Die Mehrzahl der Windkraftanlagen der Region hat eine installierte Leis-

tung von 500-, bzw. 600 kW, sodass durch Repowering³² Maßnahmen die Dominanz der Windkraft weiter deutlich gesteigert werden könnte.

Neben der Windkraft trug die Stromerzeugung aus Biogas noch einen überdurchschnittlichen Anteil zur Stromversorgung aus erneuerbaren Energien bei. Die Photovoltaik weist im Norden Deutschlands einen deutlich geringeren prozentualen Anteil an der Stromerzeugung durch erneuerbare Energien auf als in den südlichen Bundesländern. Dies liegt u.a. an dem geringen Solarpotenzial in Norddeutschland (vgl. Abb. In Anhang D). Über die vorhandene Datenbasis der o.g. EEG-Stammdaten konnte keine Freiflächenanlage ermittelt werden, sodass davon auszugehen ist, dass die installierten 9.510 kW elektrischer Leistung ausschließlich über Dachflächenanlagen bereitgestellt wurden. Eine Wasserkraftnutzung ist aufgrund fehlender Gefälle und mangels größerer fließender Gewässer nicht möglich. Die geringe Bewaldung und die relativ schlechte jährliche solare Einstrahlung führen dazu, dass die regenerative Wärmeerzeugung unter den betrachteten Technologien deutlich durch Biogas-BHKWs (78 %) dominiert wurde.

Die Ermittlung der Anzahl und der installierten Leistung der stromerzeugenden Anlagen basierte auf den EEG-Stammdaten der EWE-Netz GmbH (s.o.) und wurde durch Datenerhebungen vor Ort im Rahmen der Erstellung des Klimaschutzkonzeptes für den Landkreis Friesland durch MUT Energiesysteme verifiziert.

Gesondert wurden auch in dieser Region die Volllaststunden der Anlagen untersucht. Eine Simulation mit der Software PV*Sol³³ ergab durchschnittlich 930 Vollbenutzungsstunden pro Jahr für Photovoltaikanlagen, sodass daraus resultierend durch diese Technologie im Jahr 2009 ca. 9.875 MWh_{el} elektrischer Energie bereitgestellt wurden.

³² D.h., den Ersatz älterer Windenergieanlagen durch neuere und leistungsfähigere.

³³ Vgl. Valentin Software GmbH (2010)

Die Bestimmung typischer Volllaststunden im Bereich der Windkraft basierte auf durchschnittlichen, durch den IWR-Windkraftindex³⁴, windjahrbereinigten Daten von 2003 bis 2009 über installierte Leistung und Erträge der Windkraftanlagen im küstennahen Gebiet (näherungsweise Schleswig-Holstein) des „Deutschen Windenergie Instituts“³⁵. Nicht verfügbare Datensätze wurden durch Mittelwerte ergänzt, sodass 2.034 Volllaststunden pro Jahr als repräsentativ für die Region Friesland ermittelt werden konnten (siehe Kapitel 4.3).

Für Biogasanlagen wurde, wie auch in den anderen Untersuchungsregionen, ein bundesweit typischer Wert von 7.802 Volllaststunden pro Jahr angenommen, der über ein Experteninterview³⁶ und die Biogasanlagenstatistik der Bioreact GmbH³⁷ (s.o.) ermittelt wurde.

Die gewonnene Wärmeenergie durch Biogasanlagen wurde, wie schon in der Region Hannover, über die mittlere Stromkennziffer von $\sigma=0,33$ bestimmt und für EEG registrierte Anlagen mit KWK-Vergütungsbonus berechnet.

Die Anzahl und die installierte Leistung der Pellet-, Hackschnitzel- und Scheitholzanlagen wurde über das BAFA Marktanreizprogramm³⁸ seit 2001 dokumentiert, das Anlagen von 8 bis 100 kW abdeckt. Die produzierte Wärmeenergie durch diese Anlagen sowie die Kennzahlen für Solarthermie wurden in äquivalenter Vorgehensweise zu der in der Region Hannover ermittelt (s.o.).

Anlagenverteilung

In Friesland wurden bis zum 31.12.2009 keine Freiflächenanlagen gebaut. Das Verhältnis der Photovoltaik-Kleindach- zu den Photovoltaik-Großdachanlagen zeigte sich strukturähnlich zum Anlagenbestand in Hannover

³⁴ Vgl. Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien (o.J.)

³⁵ Vgl. Deutsches Windenergie Institut (DEWI) (2003-2009)

³⁶ Vgl. Interview Knipker (2010)

³⁷ Vgl. Bioreact GmbH (2010)

³⁸ Vgl. Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (BSW-Solar) (2010)

(vgl. Tabelle 7-2). Die Anzahl der Windkraftkleinanlagen dominiert hier sowohl nach Anlagenzahl als auch nach installierter Leistung. Dieser Umstand ist auf das hohe Windkraftpotential der Region zurückzuführen, das schon mit einer frühen Generation von Windkraftanlagen erschlossen wurde. Die durchschnittliche Anlagenleistung von neuinstallierten Windkraftanlagen in Deutschland hat sich in den vergangenen 15 Jahren vervierfacht (1995: 500 kW, 2009: 2 MW).³⁹ Der Bestand an Biogasanlagen ist durch Großanlagen gekennzeichnet.

Tabelle 7-2: Struktur der erneuerbare Energieanlagen in Friesland

Technologie	Anzahl	installierte Leistung (kW)
Photovoltaik-Kleindachanlagen	626	6.153
Photovoltaik-Großdachanlagen	64	3.357
Photovoltaik-Freiflächenanlagen	0	0
Windkraft Kleinanlagen	137	70.964
Windkraft Großanlagen	31	50.200
Biogas Kleinanlagen	3	152
Biogas Großanlagen	17	11.021

Quelle: Eigene Berechnung

7.2.3 Trier

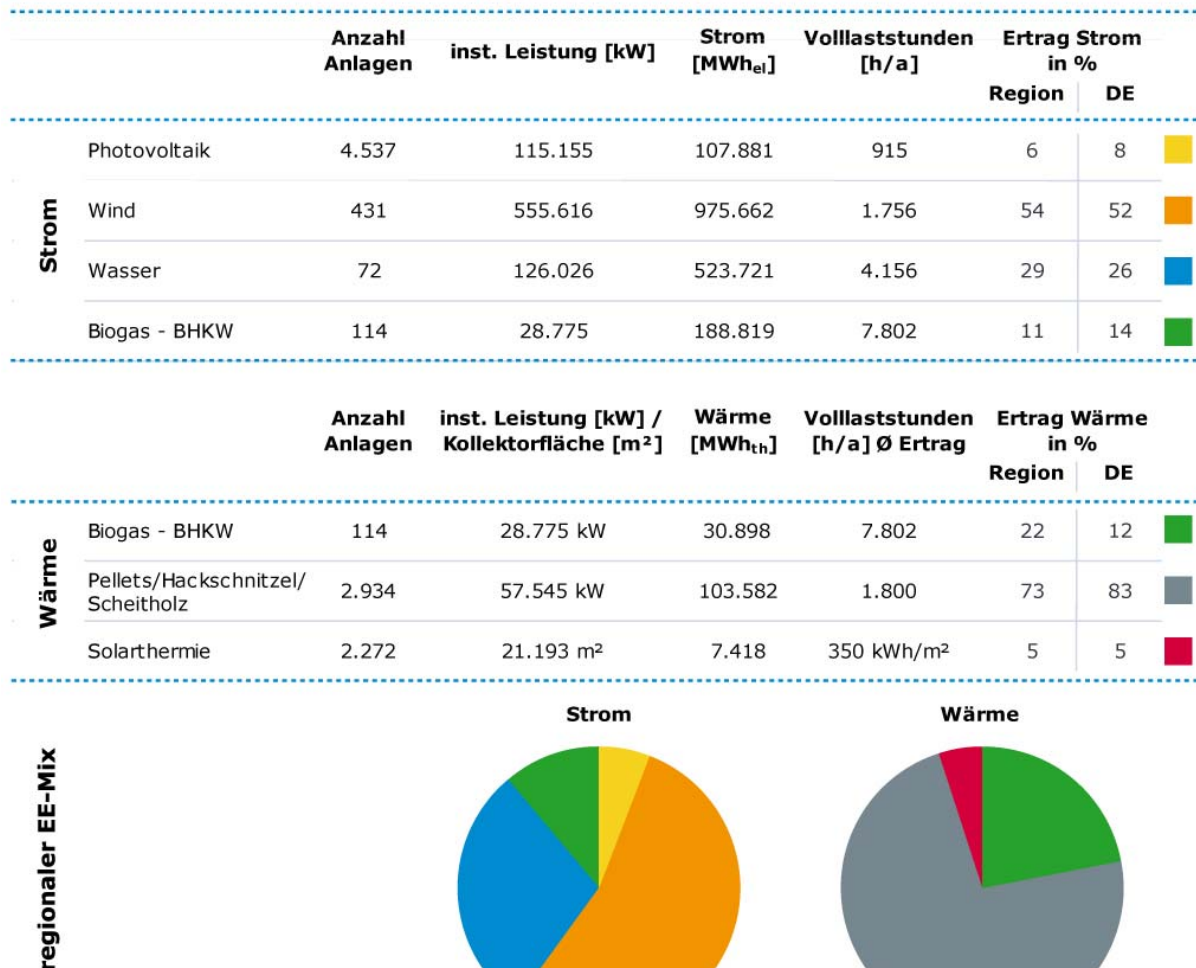
In der Region Trier wurden 2009 ca. 1,8 GWh_{el} Strom und 134.480 MWh_{therm} Wärme durch erneuerbare Energieanlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von 825.572 kW, thermischer Leistung von 57.545 kW⁴⁰ und 21.193 m² solarthermischer Kollektorfläche produziert. Insgesamt zeigte sich die Region in der Struktur der regionalen Energieversorgung unter den betrachteten Technologien sehr nahe am bundesweiten „EE-Mix“ (vgl. Abbildung 7-4). Mehr als die Hälfte des EE-Stroms wurde aus Windkraft produziert, gefolgt von der Wasserkraft, wobei jedoch ca. 100.000 kW installierter Leistung durch die regionalen „Moselkraftwerke“ bereitgestellt wurden, die nicht nach

³⁹ Vgl. Deutsches Windenergie Institut (DEWI) (2010)

⁴⁰ Ohne installierte Leistung von Biogasanlagen, da Wärme hier ein Nebenprodukt darstellt.

EEG vergütet werden. Trotz elf Freiflächenanlagen mit jeweils mehr als einem MW_p Leistung liegt der Anteil der Photovoltaik leicht unter dem deutschen „EE-Mix“. Über Biogasanlagen wurden 11 % der Stromerzeugung aus regenerativen Energien abgedeckt.

Abbildung 7-4: Energiesteckbrief der Region Trier



Quelle: Eigene Darstellung

Die Ermittlung der Ertragswerte für Photovoltaikanlagen erfolgte durch Simulation für den Standort Trier.

Die Volllaststunden der Windkraftanlagen von 1.756 h/a konnten über eine Statistik des Magazins „Wind Energy Market 2009“⁴¹ näherungsweise bestimmt werden, in der Ertrags- und Leistungsdaten von 16 Anlagen im Jahr 2007 und 20 Anlagen im Jahr 2008 in der Region erfasst wurden.

Die EEG-Stammdaten der vorhandenen Wasserkraftanlagen wurden um Informationen über die „Moselkraftwerke“ ergänzt, wobei sowohl die installierte Leistung, als auch die Erträge weitestgehend aus der Broschüre „Die Moselkraftwerke“⁴² der RWE Power AG entnommen und in Einzelrecherche um fehlende Einträge ergänzt wurden.

Die Erfassung der Biogasanlagen erfolgte ausschließlich über die EEG-Anlagenstammdaten, wobei aufgrund der Vielzahl der registrierten Anlagen keine Bereinigung um pflanzenölbetriebene, bzw. andere EEG-relevante BHKWs möglich war. Daher ist zu erwarten, dass die installierte Leistung der Anlagen leicht überschätzt wird. Holzbefeuerte Anlagen mit installierter Leistung von weniger als 1 MW konnten in dieser Statistik nicht eliminiert werden. Nach eigener Berechnung auf Grundlage des „Jahrbuchs Erneuerbare Energien“⁴³ liegt der Anteil dieser Anlagen im Schnitt lediglich bei ca. 13 %, sodass die Ungenauigkeiten hier als gering anzunehmen sind. Die Erträge wurden über typische Volllaststundenzahlen von 7.802 h/a ermittelt (s.o.).

Die Ermittlung der Anlagendaten im Wärmesektor erfolgte in äquivalenter Weise zur Vorgehensweise in der Region Friesland. Insgesamt sind die Anteile der Wärmebereitstellung aus holzbefeuerten Anlagen und Biogasanlagen um 10 Prozentpunkte niedriger als beim bundesweiten „EE-Mix“ verschoben. Aus Solarthermieanlagen werden 5 % der Wärme bereitgestellt.

Anlagenverteilung

Mit elf Anlagen war Trier die Untersuchungsregion mit den meisten installierten Photovoltaik-Freiflächenanlagen. Die jeweils installierte Leistung der Pho-

⁴¹ Vgl. Bundesverband Windenergie e.V. (2009)

⁴² Vgl. RWE Power AG (o.J)

⁴³ Vgl. Staiß (2007)

tovoltaik-Klassen zeigte sich insgesamt als sehr ausgeglichen (vgl. Tabelle 7-3).

Auch der Unterschied in dem Bestand an Windkraftanlagen ist relativ ausgeglichen, was darauf hindeutet, dass die sehr guten Windstandorte zunächst über Kleinanlagen mit geringen Nabenhöhen erschlossen wurden und mit verbesserter Technologie auch schlechtere Standorte erschlossen werden konnten.

Es konnten 40 Wasserkraftkleinst- und 25 Wasserkraftkleinanlagen ermittelt werden. Die sehr hohe installierte Leistung der regionalen „Moselkraftwerke“ führte aber dazu, dass die Großanlagen im Vergleich der installierten Leistung den höchsten Anteil hatten.

Tabelle 7-3: Struktur der erneuerbare Energieanlagen in Trier

Technologie	Anzahl	installierte Leistung (kW)
Photovoltaik-Kleindachanlagen	4.077	41.692
Photovoltaik-Großdachanlagen	449	32.940
Photovoltaik-Freiflächenanlagen	11	40.523
Windkraft Kleinanlagen	183	116.466
Windkraft Großanlagen	248	439.150
Wasserkraft Kleinstanlagen	40	975
Wasserkraft Kleinanlagen	25	17.951
Wasserkraft Großanlagen	7	107100
Biogas Kleinanlagen	36	1.938
Biogas Großanlagen	78	26.837

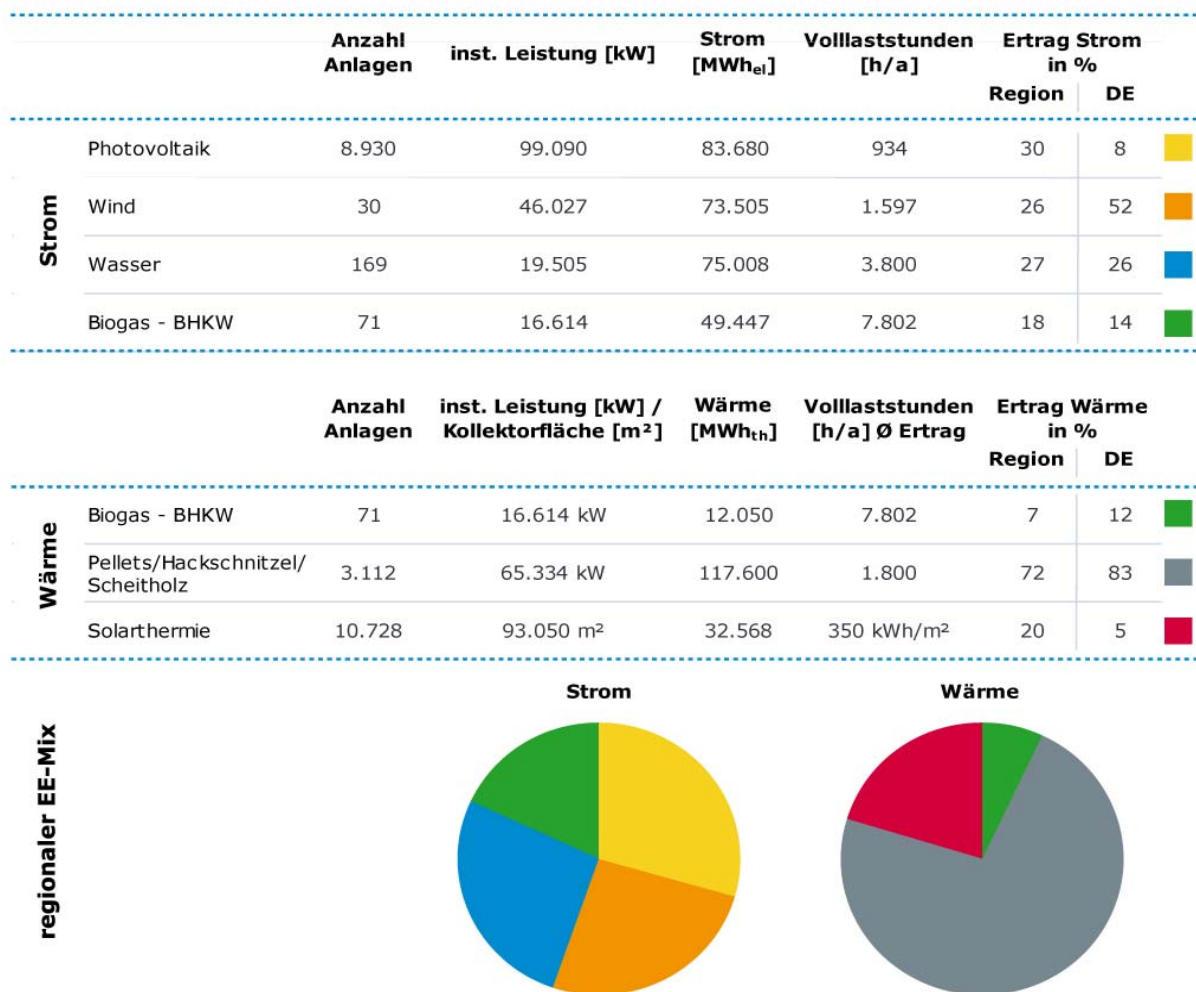
Quelle: Eigene Berechnung

Im Bereich der Stromerzeugung aus Biogas gab es ca. doppelt so viele Groß- wie Kleinanlagen, wobei die Großanlagen hinsichtlich der installierten Leistung deutlich dominieren.

7.2.4 Nordschwarzwald

In der Region Nordschwarzwald wurden durch die untersuchten erneuerbare Energieanlagen im Jahr 2009 281.640 MWh_{el} Strom und 162.218 MWh_{therm.} Wärme abgesetzt. Die Region zeigt sich im Bereich der Stromerzeugung als sehr ausgeglichen, wobei im Vergleich zum deutschlandweiten „EE-Mix“ auffällt, dass eine vergleichsweise ausgiebige Nutzung der Photovoltaik vorliegt, der Anteil der Windkraft allerdings sehr niedrig ist.

Abbildung 7-5: Energiesteckbrief der Region Nordschwarzwald



Quelle: Eigene Darstellung

Der geringe Anteil der Windkraft ist zum einen durch das insgesamt geringere Windkraftpotenzial des Standorts im Vergleich zu den nördlichen Regionen Deutschlands zu erklären⁴⁴, zum anderen aber auch durch die kontroverse politischen Diskussion zur Anwendung der Windkraft in der Region.⁴⁵

⁴⁴ Vgl. Deutscher Wetterdienst (2011)

⁴⁵ Vgl. Büscher (2009)

Die Wasserkraftnutzung ist in der Region hauptsächlich durch mittlere und kleine Laufwasserkraftwerke⁴⁶ (d.h. zwischen 50 und 1.000 kW) geprägt; ihr Anteil am EE-Strom liegt nahe am Bundesschnitt.

Die Nutzung von Biogas liegt sowohl im Bereich der Stromgewinnung als auch im Bereich der Wärmegewinnung leicht unterhalb des bundesweiten „EE-Mix“.

Die Ermittlung der bisher vorgestellten Anlagen geschah ausschließlich über die EEG-Stammdaten, sodass zu erwarten ist, dass die installierte Leistung der Biogas-BHKWs leicht überschätzt⁴⁷ (s.o.) und die Wasserkraftleistung unterschätzt wurde, da weitere nicht EEG vergütete Anlagen in der Region vermutet werden.

Der Anteil der holzbefeuerten Anlagen ist, nach der vorliegenden Untersuchung, geringer als im deutschen „EE-Mix“. Erfasst wurden allerdings nur die zugebauten und nach dem Marktanreizprogramm geförderten Anlagen seit 2001. Aufgrund der großen vorhandenen Potenziale an Holz in der Region ist davon auszugehen, dass der Bestand an Anlagen vor 2001 bereits vergleichsweise hoch war, sodass in dem betrachteten Zeitraum nur ein „geringer“ Ausbau erfolgte. Insgesamt ist zu erwarten, dass der reale Anteil der Holznutzung deutlich über dem dokumentierten Stand liegt. Eine genauere Erfassung ist aufgrund mangelnder Datenlage nicht möglich.

Die hohe Nutzung der Solarthermie ist, wie auch die der Photovoltaik, durch die hohe solare Einstrahlung in der Region zu erklären⁴⁸. Die Solarthermieanlagen wurden in dieser Studie über das BAFA Marktanreiz-Programm seit 2001 ermittelt. Typische Volllaststundenzahlen und daraus resultierende Erträge ergaben sich nach der Vorgehensweise wie schon für die restlichen Untersuchungsregionen beschrieben (s.o.).

⁴⁶ Vgl. Teilgruppe Wasserkraft an der Fritz-Erler-Schule Pforzheim (2007)

⁴⁷ Ein Heizkraftwerk mit 26.600 kW installierter Leistung konnte in Einzelrecherche eliminiert werden.

⁴⁸ Vgl. Deutscher Wetterdienst (2011)

Anlagenverteilung

Im Nordschwarzwald wurden vergleichsweise viele Photovoltaik-Kleindachanlagen installiert (vgl. Tabelle 7-4). Potenziell liegt die Ursache für diese Verteilung in der zwar hohen solaren Einstrahlung, aber einem Mangel an geeigneten Flächen für Großanlagen. Außerdem lässt dies auf eine vergleichsweise hohe Bereitschaft bei Privatpersonen schließen, PV-Anlagen auf ihren Hausdächern zu installieren.

Die wenigen installierten Windanlagen waren hauptsächlich auf Windparks mit großen Anlagen konzentriert.

Tabelle 7-4: Struktur der erneuerbare Energieanlagen im Nordschwarzwald

Technologie	Anzahl	installierte Leistung (kW)
Photovoltaik-Kleindachanlagen	8.522	65.870
Photovoltaik-Großdachanlagen	406	28.993
Photovoltaik-Freiflächenanlagen	2	4.227
Windkraft Kleinanlagen	11	5.027
Windkraft Großanlagen	19	41.000
Wasserkraft Kleinstanlagen	82	1.946
Wasserkraft Kleinanlagen	87	17.559
Biogas Kleinanlagen	38	1.634
Biogas Großanlagen	33	14.980

Quelle: Eigene Berechnung

Die nutzbaren Wasserkraftstandorte wurden bereits über eine Vielzahl an Kleinst- und Kleinanlagen erschlossen. Die vorhandenen Biogasanlagen lassen sich in etwa zur Hälfte in Groß- und Kleinanlagen einteilen.

Im folgenden Kapitel wird die Berechnung der regionalen Wertschöpfung ausgewählter Anlagen näher dargestellt.

8. Zusammenfassung Kapitel 9

Unter Berücksichtigung der direkten, indirekten und induzierten Effekte berechnen sich jährliche regionale Wertzuwächse (Wertschöpfung) pro Kilowatt installierter Leistung entsprechend der in Tabelle 1 aufgeführten Werte für die als typisch angenommenen Anlagen.

Tabelle K4-8-1: Wertschöpfungseffekte pro kW installierte Leistung typischer EE-Anlagen für die vier Modellregionen in Euro (Stand 2009)

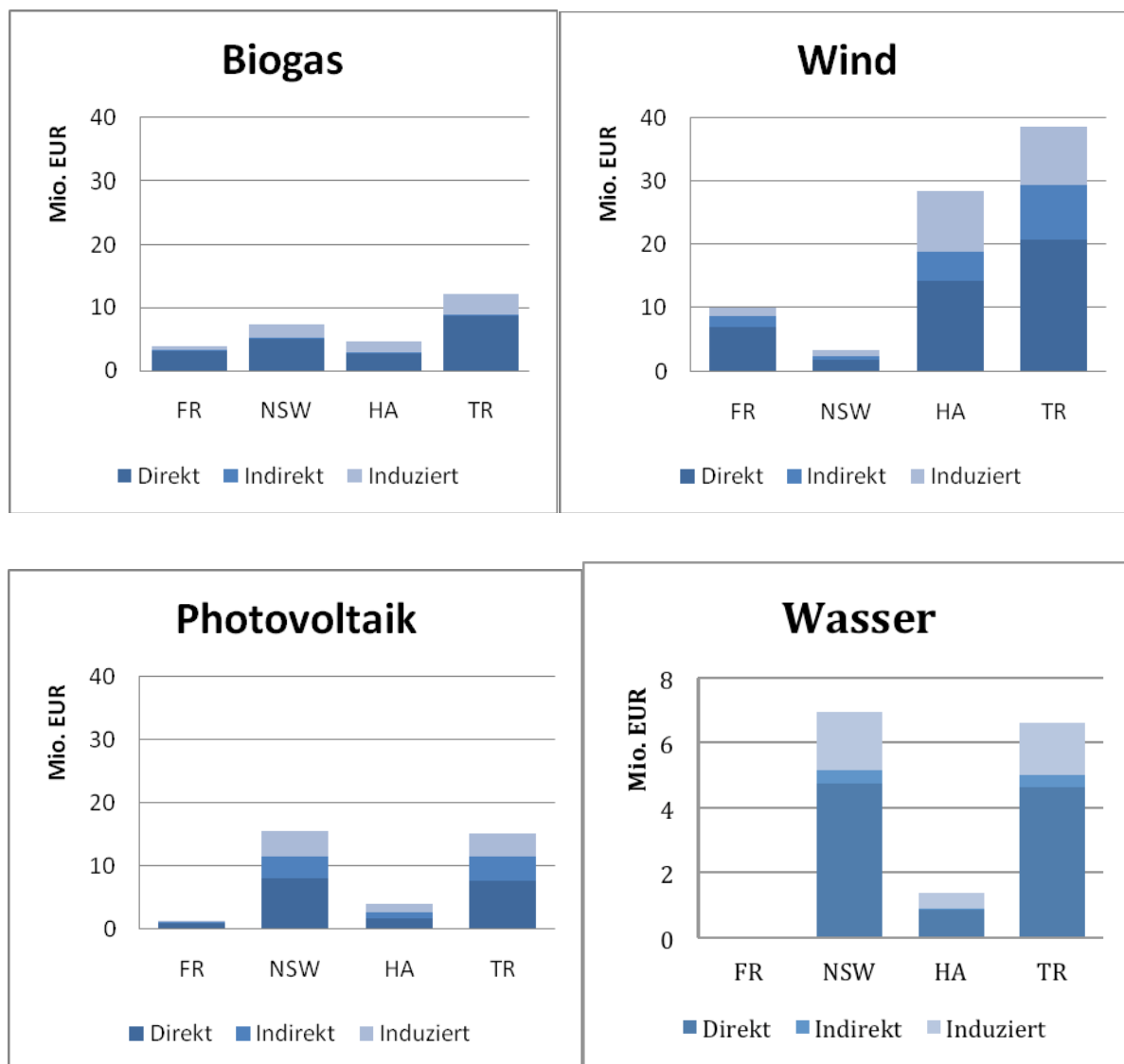
	Biogas 150 kW	Biogas 450 kW	Wasser 10 kW	Wasser 300 kW	PV 5 kW	PV 150 kW	PV 3,4 MW	Wind 500 kW	Wind 2 MW
Friesland	694	340	284	309	133	137	90	76	90
Nordschwarzwald	814	408	333	362	157	162	107	56	75
Hannover	912	464	373	406	151	149	95	86	102
Trier	797	398	326	355	147	150	98	55	73
Durchschnitt	804	403	329	358	147	150	98	68	85

Quelle: Eigene Berechnung.

Deutlich wird, dass die Effekte zwischen den einzelnen Energiearten stark differieren. Den größten durchschnittlichen Zuwachs weist dabei die kleine eigenbetriebene Biogasanlage mit 804 Euro pro kW auf. Dies rührt vor allem von den hohen Betriebskosten aufgrund der Substratbereitstellung, die über die vergleichsweise hohen Vergütungssätze abgegolten werden. Windkraft und Photovoltaik führen hingegen aufgrund eher geringer Betriebskosten zu deutlich niedrigeren Wertschöpfungseffekten. Aber auch innerhalb einer Energieart fallen die Unterschiede zwischen den einzelnen Regionen auf. Sie begründen sich im Wesentlichen durch die standortspezifische Ertragslage und durch die unterschiedlichen regionalen Importquoten, die von der Größe und der Wirtschaftsstruktur der Regionen bestimmt werden.

Die Hochrechnung der gesamten Wertschöpfung für die vier Modellregion basiert auf der Ende 2009 tatsächlich installierten Leistung. Abbildung 2 zeigt die Ergebnisse, die hier zusätzlich noch nach der Art des Effektes differenziert werden.

Abbildung K-4-2: Jährliche Wertschöpfungseffekte durch die Erzeugung von Strom aus Biogas, Wind, Wasser und Sonne in den vier Modellregionen (Stand 2009)



Quelle: Eigene Berechnungen.

FR: Friesland, NSW: Nordschwarzwald, HA: Hannover, TR: Trier

*In Friesland befinden sich keine Wasserkraftwerke.

Mit Abstand wurde die meiste Wertschöpfung durch Windkraftanlagen geschaffen. Insbesondere in Trier und Hannover spülte die Erzeugung von Strom aus Wind zusätzliche Mittel von rund 39 Mio. Euro bzw. 28 Mio. Euro in die Kassen der Beteiligten. Wasserkraft spielte dagegen nur eine untergeordnete Rolle. Auch die Photovoltaik zeigt trotz der starken Förderung durch den Staat in den letzten Jahren nur vergleichsweise geringe Wertschöpfungseffekte. Lediglich im Nordschwarzwald stellt sie die größte Position dar, was vor allem auf die bessere Ertragslage aufgrund der höheren Sonneneinstrahlung

im Vergleich zu den anderen Regionen und den damit verbundenen höheren Investitionen in diese Energieart zurückzuführen ist.

9. Berechnung der regionalen Wertschöpfung

9.1 Photovoltaik - Kleindachanlage

Im folgenden Kapitel werden die direkten Effekte einer PV-Kleindachanlage mit 5 kW_p auf die regionale Wertschöpfung untersucht. Wie bereits in Kapitel 2 deutlich wurde, berechnet sich die gesamte regionale Wertschöpfung im Rahmen der Verteilungsrechnung aus der Addition der Anteile der wichtigsten Anspruchsgruppen, die an deren Erzeugung beteiligt sind: Eigenkapital- und Fremdkapitaleigner, der Staat und die Beschäftigten. Um diese Größen zu bestimmen, werden zunächst die laufenden Kosten des Betriebs einer PV-Kleinanlage innerhalb einer Wirtschaftlichkeitsrechnung ermittelt. Dabei sind insbesondere auch die regionalen Anteile dieser Kosten zu extrahieren. Hieraus lässt sich dann der Gewinn vor Steuern berechnen, woraus anschließend die Steuerschuld und der Gewinn nach Steuern bestimmt werden.

9.1.1 Ermittlung der Kosten einer PV-Kleinanlage (5 kW_p)

Der Wartungsaufwand ist bei PV-Kleinanlagen verhältnismäßig gering. Damit fallen die Ausgaben für den Betrieb einer solchen Anlage deutlich niedriger aus als bei den anderen untersuchten EE-Typen. Nichtsdestotrotz muss man die in

Tabelle 9-1 aufgeführten, jährlichen laufenden Kosten berücksichtigen.

Wartung

Um eine Funktion der Anlage mit dauerhaft hohem Wirkungsgrad zu gewährleisten, muss die Anlage regelmäßig einer Funktionskontrolle unterzogen werden. Diese Arbeiten werden in der Regel durch einen Fachhandwerker durchgeführt. Dabei wird von einer Stunde pro Jahr und einem Stundensatz von 50 Euro ausgegangen. Es ist weiterhin davon auszugehen, dass der Hausbesitzer hierfür eine regionale Handwerksfirma beauftragt. Aus diesem

Grund wird von einem regionalen Anteil der Wartungskosten von 100 % ausgegangen. Materialkosten spielen bei der Wartung nur eine untergeordnete Rolle. Ein pauschaler Sachkostenanteil von 10 % wird angenommen (Hirschl et al. 2010, S. 65).

Tabelle 9-1: Kostenstruktur einer typischen 5 kW_p-Solarstromanlage

Kostenart	Betriebsausgaben					
	Gesamtausgaben in Euro	Anteil der Einkommen an den Gesamtausgaben in Euro	Anteil der Materialkosten an den Gesamtkosten in Euro	Regionaler Anteil der Einkommen in %	Regionaler Anteil der Materialkosten in %	Gesamter Regionaler Anteil in Euro
Wartung	50	45	5	100	100	50
Instandhaltung	100	10	90	100	0	10
Versicherung	29	26	3	0	0	0
Zählermiete	30	27	3	100	100	30
Steuerberatung	195	175	20	100	100	195
Summe reine Betriebskosten	404	284	120	64	7	285
Abschreibungen*	871	871				
Fremdkapitalzinsen	312	312	0	45	0	141
Summe Gesamtbetriebskosten	1.587	1.467	121	81	2	1.297

Quelle: Eigene Berechnungen nach Hirschl et al. (2010), SolarOne Deutschland AG (2010), Experteninterview mit A. Raatz, Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (2010)

* Der Bericht betrachtet nur die Nettowertschöpfung. Hierbei werden die Abschreibungen nicht mit berücksichtigt.

Instandhaltung

Unter den Kostenpunkt Instandhaltung fallen vor allem Rücklagen für kleine Reparaturen und insbesondere der Austausch von defekten Teilen (Wechselrichter etc.). Die Instandhaltungskosten bestehen demnach zu einem großen Teil aus Materialkosten. Es wird hier ein Sachkostenanteil von 90 % angenommen. Hierbei ist davon auszugehen, dass die Ersatzteile vom Hersteller der Anlage geliefert werden, der in der Regel seinen Unternehmenssitz nicht in der Region hat.⁴⁹ Der Anteil der Dienstleistungskomponente wird hier ebenfalls mit 10 % beziffert und als regional wirksam betrachtet (Hirschl et al. 2010, S. 65).

⁴⁹ Branchenübliche Annahme

Versicherung

Zur Absicherung einer PV-Anlage wird im Allgemeinen auf eine Haftpflichtversicherung, die unter anderem Schäden durch bei Sturm herabfallende Solaranlagenteile absichert, zurückgegriffen. Außerdem wird die PV-Dachanlage meist auch gegen Sachschäden, die zum Beispiel durch ein Feuer oder durch Blitzeinschläge entstehen können, versichert. Unter bestimmten Umständen kann die Photovoltaikanlage in bereits bestehende Gebäudeversicherungen eingeschlossen werden, da sie von einigen Versicherungsunternehmen als Bestandteil des Gebäudes gewertet wird. Dadurch erhöhen sich die Kosten der normalen Versicherung nur minimal. Bei der hier betrachteten Anlage wird in Anlehnung an SolarOne ein Versicherungskostenanteil von 0,2 % der Investitionskosten veranschlagt (SolarOne Deutschland AG 2010). Demnach ergeben sich für die 5 kW_p Anlage insgesamt Versicherungskosten von rund 29 Euro im Jahr. Es wird davon ausgegangen, dass die Versicherungsgesellschaft ihren Sitz nicht in der Region hat, so dass die Ausgaben für die Versicherung aus der Region abfließen.

Zählerkosten

Bei der Installation einer netzgekoppelten Photovoltaikanlage wird ein Einspeisezähler eingebaut, der die produzierte und in das öffentliche Stromnetz eingespeiste Menge Solarstrom erfasst. Das Gerät kann gekauft oder beim regionalen Energieversorger gemietet werden. Im Beispielfall wird von der Miete des Gerätes ausgegangen, da hier auch das Energieversorgungsunternehmen bei Auftreten eines Defektes haftet. Die Preise hierfür schwanken stark je nach gewähltem Anbieter. Im Mittel kann von rund 30 Euro ausgegangen werden.⁵⁰ Diese Kosten werden ebenfalls regional verortet.

Steuerberatung

Der Hausbesitzer mit einer PV-Kleinanlage wird rechtlich als Unternehmer betrachtet. Damit gehen aufwändige und komplexe Steuerfragen einher. Klein-

⁵⁰ Branchenübliche Annahme

unternehmer mit einem Jahresumsatz von weniger als 17.500 Euro – worunter auch die Unternehmung PV-Kleinanlage fällt - können eine vereinfachte Steuererklärung abgeben, jedoch entfällt bei Anwendung dieser Regelung der Vorsteuerabzug (Bundesministerium der Justiz, 2010).⁵¹ Die hohen Anfangsinvestitionen bei der Installation einer PV-Anlage sind dann nicht mehr attraktiv. Zur Bearbeitung der steuerlichen Fragen (Steuererklärung, Umsatzsteuervoranmeldung) wird von einem Steuerberatungsaufwand von 195 Euro ausgegangen.⁵²

Abschreibungen

Weiterhin müssen Abschreibungen auf das eingesetzte Kapital berücksichtigt werden. Hierzu wird von einer Gesamtinvestition von 17.425 Euro ausgegangen. Sie berechnen sich aus den Angaben des Bundesverbands Solarwirtschaft.⁵³ Die Abschreibungen erfolgen linear und fallen über einen Zeitraum von 20 Jahren an. Somit ergibt sich ein jährlicher Betrag von 871 Euro für eine typische 5 kW_p-Anlage. Abschreibungen stellen einen Ausgleich für den Wertverlust der Investitionen dar und generieren somit keine zusätzliche Wertschöpfung. Sie spielen im Rahmen dieser Studie allein für die Ermittlung des Gewinns eine Rolle, da sie keine Transaktionen auslösen und demnach das Konto des Unternehmers nie verlassen.

Fremdkapitalzinsen

Zur Berechnung der Fremdkapitalzinsen wird der Zinssatz der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) für die mittlere Risikoklasse E im Programm „Erneu-

⁵¹ § 19 UStG

⁵² Experteninterview mit Friedhelm Diederich (Sozietät Diederich & Zimmermann 2010) Anfallende Tätigkeiten: Erstellung der Einnahmen-Ausgaben-Überschussrechnung (Gewinnermittlung gemäß § 4 Abs. 3 EStG), Erstellung der Umsatzsteuererklärung für das Kalenderjahr

⁵³ Der Bundesverband Solarwirtschaft lässt quartalsweise Preisdaten für Photovoltaik-Systeme erheben. Das Institut EuPD-Research befragt dazu im Auftrag des BSW-Solar repräsentativ 100 Installateure und ermittelt so den Photovoltaik-Preisindex. Nach diesem Index wurden im Jahr 2009 durchschnittlich 3485 Euro pro kWp für eine fertig installierte Aufdachanlage bis 100 Kilowattpeak bezahlt (Bundesverband Solarwirtschaft 2010a).

erbare Energien“ zugrunde gelegt.⁵⁴ Dort beträgt der effektive Jahreszins 4,91 %. Die ersten drei Jahre sind dabei tilgungsfrei. Es wird von einem Anteil der Fremdkostenfinanzierung von 50 % ausgegangen (Hirschl et al. 2010, S. 62). Bei einer Gesamtinvestition von 17.425 Euro ergibt sich so eine Kreditsumme von 8.713 Euro. Sie resultiert in durchschnittlichen jährlichen Zinszahlungen von 312 Euro. Man kann davon ausgehen, dass die Zinsen im Regelfall nicht regional verbleiben, sondern an die Bankenzentrale weiter verwiesen werden. Ausnahmen stellen dagegen die öffentlich-rechtlichen Kreditinstitute und die Genossenschaftsbanken dar, denn in diesem Fall steht der regionale/kommunale Gedanke im Vordergrund der Unternehmung.⁵⁵ Aus diesem Grund legt die Studie den regionalen Anteil der Fremdkapitalzinsen auf den Anteil dieser beiden Bankenformen am gesamten Kreditgeschäft fest. Außerdem wird noch der Anteil der Regionalbanken hinzugerechnet. 2009 wurden Buchkredite im Wert von insgesamt 3.161.182 Mio. Euro an Nicht-Banken vergeben. 642.370 Mio. Euro sind hierbei auf die Sparkassen, 389.460 Mio. Euro auf die Kreditgenossenschaften und 375.581 Mio. Euro auf die Regionalbanken entfallen (Deutsche Bundesbank 2010). Damit beziffert sich der regionale Anteil der Zinsen auf 45 % oder 141 Euro. Diese Größe ist zugleich die von dem Fremdkapitalgeber generierte Nettowertschöpfung in der Region.

Wenn man die einzelnen Positionen (von Wartung bis Fremdkapitalzinsen) aufaddiert, ergeben sich jährliche Kosten von 1.587 Euro. Die reinen Betriebskosten (ohne Abschreibungen und Fremdkapitalzinsen) summieren sich zu 404 Euro. Das sind rund 2,3 % der Investitionssumme. Damit liegen sie

⁵⁴ KfW-Programm „Erneuerbare Energien - Programmteil "Standard" 20/ 3/ 10“, Programmnummer 270.

⁵⁵ Vgl. Werbematerial der Volks- und Raiffeisenbank: „Jede Genossenschaftsbank ist rechtlich und wirtschaftlich selbständig. Getragen wird sie von den Mitgliedern vor Ort“ (Volksbanken und Raiffeisenbanken 2010, S. 3) und im Gesetz über die öffentlichen Sparkassen, Art. 2 werden Sparkassen als Unternehmen in kommunaler Trägerschaft mit der Aufgabe dem örtlichen Kreditbedürfnis gerecht zu werden, beschrieben (Bayern Recht 2010).

am oberen Ende der in der Literatur angegebenen Spanne.⁵⁶ Regional werden hiervon 1.297 Euro umgesetzt.

9.1.2 Ermittlung des Gewinns vor Steuern

Um den Gewinn einer typischen PV-Kleinanlage zu berechnen, braucht man neben den Kosten auch die jährlichen Erträge. Hierzu kann man unter anderem auf empirische Daten zurückgreifen. Die Datenbank der Deutschen Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. (DGS) enthält hierzu Einträge.⁵⁷ Jedoch sind diese teils stark lückenhaft. In Ermangelung anderer verlässlicher Quellen wird in dieser Studie auf eine Computersimulation zurückgegriffen, in der die jährliche Sonnenscheindauer in den vier Modellregionen berücksichtigt wird (Valentin Software GmbH 2010). Die Einspeisevergütung richtet sich nach dem EEG (Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien)⁵⁸ und beträgt für eine 5 kW_p Anlage bei einer Inbetriebnahme im Jahr 2009 43,01 ct/kWh.

Tabelle 4-2 zeigt die simulierten Ertragswerte der Referenzanlage für die einzelnen Regionen. Hannover liegt hierbei mit 4.352 kWh am unteren Rand; im Nordschwarzwald wird mit 4.671 kWh der meiste Strom produziert. Aus diesen simulierten Werten und aus dem festgelegten Vergütungsentgelt berechnet sich nun der Umsatz des Betreibers einer PV-Kleinanlage in den Regionen, der zwischen 1.872 bis 2.009 Euro liegt.

Tabelle 9-2: Der Gewinn einer typischen PV-Kleinanlage (5kW_p) vor Steuern

	kWh	Volllaststunden	Umsatz/ Vergütung (EEG) in Euro*	Vorsteuergewinn in Euro**
Friesland	4.650	930	2.000	412

⁵⁶ In der einschlägigen Literatur wird mangels empirischer Daten mit jährlichen Betriebskosten von 1-2 % kalkuliert. Vgl. Hirschl et al. (2010), S. 621.

⁵⁷ Netzbetreiber sind nach dem EEG dazu verpflichtet Daten erneuerbarer Energieanlagen in ihrem Einzugsgebiet der Öffentlichkeit zugänglich zu machen. Hierdurch soll eine gewisse Transparenz hinsichtlich der Erreichung der vom Staat definierten Ausbauziele erreicht werden. Im Rahmen der Initiative Energy Map der Deutschen Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. werden diese Daten in einer Quelle zusammengefasst und aufbereitet: Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. (2009).

⁵⁸ Vgl. Volltext des EEG: http://bundesrecht.juris.de/eeg_2009/index.html.

Nordschwarzwald	4.671	934	2.009	421
Hannover	4.352	870	1.872	284
Trier	4.573	915	1.967	379

* EEG-Vergütungssatz von 43,01 ct/kWh

** Berechnung: Vergütung-jährliche Kosten

Quelle: Eigene Berechnungen nach Valentin Software GmbH, (2010)

Der Vorsteuergewinn berechnet sich dann aus der Differenz von Ertrag und Kosten. Der geringste Gewinn ergibt sich demnach in Hannover mit 284 Euro. Im Nordschwarzwald ist der Betrieb einer PV-Kleinanlage mit 421 Euro besonders profitabel. Weiterhin sind die Volllaststunden angegeben. Die Volllaststunden ergeben sich als Quotient aus der Jahresenergieproduktion (kWh) und der Nennleistung (kW_p) der Anlage. Im nächsten Schritt werden hieraus die anfallenden Steuern bestimmt.

9.1.3 Ermittlung der Steuern

Da es sich bei dem Betrieb einer PV-Kleinanlage um eine Unternehmung handelt und in der Regel auf eine Einstufung als Kleinunternehmer verzichtet wird, muss der Betreiber Gewerbesteuer abführen. Aufgrund des Freibetrages von 24.500 Euro, kommt diese Steuer nur für große Anlagen in Betracht und entfällt somit im Fall der 5 kW_p-Anlage. Weiterhin muss der Unternehmer auf sein zusätzliches Einkommen Steuern entrichten. Für die Berechnung der Einkommenssteuerquote wird davon ausgegangen, dass der durchschnittliche Betreiber einer PV-Kleinanlage Hausbesitzer mit höherem Einkommen ist. Aus diesem Grund unterschreitet das durchschnittliche Einkommen der Gesamtbevölkerung das Einkommen des typischen PV-Anlagenbetreibers.

Tabelle 9-3: Wohnverhältnis privater Haushalte nach dem Haushaltseinkommen am 01.01.2008

	Deutschland		Früheres Bundesgebiet		Neue Länder und Berlin-Ost	
	Mieter	Eigentümer	Mieter	Eigentümer	Mieter	Eigentümer
Haushalteinkommen in Euro / Monat	Angaben in %					
unter 900	86,0	14,0	85,4	14,6	87,5	12,5
900 bis 1300	78,3	21,7	76,5	23,5	84,0	15,0
1300 bis 1500	70,3	29,6	69,5	30,5	73,6	25,4
1500 bis 2000	60,3	39,7	59,3	40,8	64,5	35,5

2000 bis 2600	46,9	53,1	45,1	54,9	55,7	44,3
2600 bis 3600	34,6	65,4	33,9	66,1	39,7	60,4
3600 bis 5000	24,6	75,4	24,6	75,4	24,3	75,0
5000 bis 18000	17,9	82,1	17,7	82,3	21,2	78,8

Quelle: Statistisches Bundesamt (2008)

Um dies zu berücksichtigen wird nur das mittlere Einkommen der Haushalte mit Wohneigentum betrachtet, wie es im Rahmen der Einkommens- und Verbrauchsstichprobe des statistischen Bundesamts ermittelt wurde (Statistisches Bundesamt, 2008). Tabelle 9-3 gibt einen Überblick über die Differenzen in den Einkommen der beiden Haushaltstypen „Mieter“ und „Eigentümer“.

Es errechnet sich demnach ein mittleres jährliches Haushaltseinkommen von 54.600 Euro, das im Weiteren als Steuerbemessungsgrundlage dient. Daraus ergibt sich ein durchschnittlicher Einkommenssteuersatz von 27 %.⁵⁹ Jedoch können die Mittelzuflüsse aus dem Betrieb der Anlage als zusätzliches Einkommen betrachtet werden, da es eher unwahrscheinlich ist, dass der Betreiber hierdurch seine reguläre Arbeit aufgibt oder verkürzt. Aus diesem Grund wird hier der Grenzsteuersatz zugrunde gelegt, der angibt welcher Prozentsatz des zusätzlich verdienten "zu versteuernden Einkommens" an Steuern zu zahlen ist. Er beläuft sich bei einem Einkommen von 54.600 Euro auf 42 %. Zusätzlich muss noch der Solidaritätszuschlag von 5,5 % berücksichtigt werden (Bundesministerium der Justiz 1995).⁶⁰

Tabelle 9-4: Überblick der zu zahlenden Einkommens- und Gewerbesteuer für eine 5 kW_p PV-Anlage nach Regionen (in Euro)

		Gesamt	Regional
Gewerbesteuer		0	0
Einkommensteuer	Friesland	183	26
	Nordschwarzwald	187	27

⁵⁹ Er beträgt 5,5 % der fälligen Einkommensteuer, sofern diese den Betrag von 972 Euro bei Alleinstehenden bzw. 1.944 Euro bei Verheirateten übersteigt. Er beträgt jedoch maximal 20 % der Differenz zwischen der Einkommensteuer und der Freigrenze (Bundesministerium der Finanzen 2010).

⁶⁰ Solidaritätszuschlagsgesetz (SolzG) 1995

	Hannover	126	18
	Trier	168	24

Quelle: Eigene Berechnungen

Tabelle 9-4 stellt die Steuerbelastung für die Betreiber einer durchschnittlichen 5 kW_p-Anlage in den vier Modellregionen gegenüber. Im Nordschwarzwald fallen mit 187 Euro die höchsten Steuern an, da hier gegenüber den anderen Modellregionen das höchste zusätzliche Einkommen aus dem Anlagenbetrieb verdient wird. In Hannover sind die Abgaben dementsprechend mit 127 Euro am geringsten.

Während die Gewerbesteuer vollständig der Gemeinde zufließt, handelt es sich bei der Einkommenssteuer um eine Gemeinschaftssteuer, d.h. dass sich der Bund, die Länder und die Gemeinden die Einnahmen teilen. Dem kommunalen Haushalt kommen hierbei 15 % zugute. Das Aufkommen aus dem Solidaritätszuschlag steht allein dem Bund zu. Die regionalen Einnahmen, die sich daraus ergeben, sind ebenfalls in Tabelle 9-4 aufgeführt. Eine typische PV-Kleinanlage generiert in Hannover zum Beispiel kommunale Einnahmen von 18 Euro. Diese Größe ist zugleich der Anteil des Staates bzw der Gemeinde an der generierten Nettowertschöpfung.

Hierbei sollte man sich aber vergegenwärtigen, dass die Einkünfte aus der Photovoltaikanlage unter die gewerblichen Einkünfte fallen. Das heißt, dass sich Verluste, die zumeist in den Anfangsjahren durch die Rückzahlung des Darlehens entstehen, steuermindernd auswirken, wodurch die berechnete Einkommenssteuer etwas überschätzt werden könnte.

9.1.4 Ermittlung des Gewinns nach Steuern

Durch Abzug der Steuern vom Vorsteuergewinn ergibt sich der Gewinn nach Steuern. In

Tabelle 9-5 ist der Nachsteuergewinn für die vier betrachteten Regionen ausgewiesen.

Tabelle 9-5: Nachsteuergewinn einer 5 kW_pPV-Kleinanlage in den 4 Modellregionen (in Euro)

	Gewinn nach Steuern
Friesland	230
Nordschwarzwald	235
Hannover	158
Trier	211

Quelle: Eigene Berechnungen

Diese Größe ist zugleich der Anteil des Eigenkapitalgebers an der generierten Nettowertschöpfung.

9.1.5 Ermittlung der direkten regionalen Wertschöpfung

Die Nettowertschöpfung ergibt sich als Summe der zuvor bestimmten Größen. In Tabelle 9-6 sind die relevanten Werte aus den vorhergehenden Berechnungen und die daraus resultierende direkte regionale Wertschöpfung aufgeführt. Der Anteil der Arbeitnehmer ist im Fall der PV-Kleinanlage Null, da beim Betreiben dieser Anlage keine Personalkosten entstehen.

Tabelle 9-6: Direkte regionale Wertschöpfung aus dem Betrieb einer 5 kW_p-Anlage (in Euro)

	Anteil der Eigenkapitalgeber (Gewinn nach Steuern)	Anteil der Fremdkapitalgeber (Regional verbleibende Zinsen)	Anteil des Staates (Regionaler Anteil der Steuern)	Anteil der Arbeitnehmer (Direkte Personalkosten)	Direkte regionale Nettowertschöpfung
Friesland	230	141	26	0	397
Nordschwarzwald	235	141	27	0	403
Hannover	158	141	18	0	317
Trier	211	141	24	0	376

Quelle: Eigene Berechnungen

Für Friesland berechnet sich eine in der Region generierte direkte Wertschöpfung von 397 Euro. Im Nordschwarzwald ergeben sich 403 Euro. Hannover weist mit 317 Euro den niedrigsten Wert auf und in der Region Trier beträgt die direkte regionale Wertschöpfung 376 Euro.

Neben den Effekten durch den eigentlichen Betrieb dieser Anlage wirken sich die getätigten Ausgaben für Material und Dienstleistungen auf die Lieferbetriebe aus, die ihrerseits einen erhöhten Output an Vorprodukten bereitstellen müssen. Hierauf wird im Folgenden eingegangen.

9.1.6 Indirekte regionale Wertschöpfung typischer 5 kW_p PV-Anlagen

Als indirekte Effekte bezeichnet man die Produktionsausweitung der Zulieferbetriebe. Ausgangspunkt der Berechnung dieser Effekte sind die regionalen Umsätze der Vorleistungssektoren, die aus der in

Tabelle 9-1 wiedergegebenen Wirtschaftlichkeitsrechnung entnommen werden können. Sie sind in die beiden Komponenten Einkommen und Sachkosten unterteilt. Die Einkommen können direkt als Wertschöpfung interpretiert werden, wobei hier nicht mehr nach Gewinn und Arbeitnehmerentgelt unterschieden werden soll. Der regionale Anteil der Materialkosten ist als Produktionswert zu sehen. Er enthält neben der Wertschöpfung auch weitere Vorleistungskomponenten, die heraus gerechnet werden müssen. Als Referenzwert wird in dieser Studie das Verhältnis von Produktionswert und Wertschöpfung für ganz Deutschland zugrunde gelegt. Im Jahr 2009 belief sich die Nettowertschöpfung auf 42 % des Produktionswertes.⁶¹ Die Summe aus beiden Komponenten ergibt die in der Region generierte indirekte Wertschöpfung und ist in Tabelle 9-7 dargestellt. Es werden demnach insgesamt 334 Euro durch den Betrieb einer PV-Kleinanlage geschaffen.

Tabelle 9-7: Indirekte, regionale Wertschöpfung einer PV-Kleinanlage (5 kW_p) in Euro

	Regionaler Anteil der Einkommen	Regionaler Anteil der Materialkosten	Generierte indirekte Wertschöpfung der Region	Regional verbleibende indirekte Wertschöpfung*
Wartung	45	2	47	26

⁶¹ Vgl. Statistisches Bundesamt (2010)

Instandhaltung	10	38	48	26
Versicherung	26	1	27	15
Zählermiete	27	1	28	15
Steuerberatung	176	8	184	101
Summe			334	183

* Berechnung: $0,528 \cdot$ Generierte indirekte Wertschöpfung der Region

Quelle: Eigene Berechnungen

Jedoch müssen auf die Einkommenskomponente noch Steuern und Abgaben gezahlt werden, die zum Teil aus der Region fließen. Auch hier wird sich wieder als Referenzwert auf den gesamtdeutschen Wert bezogen. Es wird, vereinfacht angenommen, dass es sich hierbei ausschließlich um Arbeitnehmerentgelte handelt. Um von den Arbeitnehmerentgelten zu den Nettolöhnen und -gehältern zu gelangen, müssen die Sozialbeiträge der Arbeitgeber, die Einkommenssteuern und die Sozialbeiträge der Arbeitnehmer heraus gerechnet werden. Tabelle 9-8 zeigt, dass den Arbeitnehmern in Deutschland 2009 „netto“ 52,0 % der von den Unternehmen gezahlten Arbeitskosten verblieben.

Tabelle 9-8: Arbeitnehmerentgelte für Deutschland 2009

Arbeitnehmerentgelt	1.223,9 Mrd. € (100 %)
- Sozialbeiträge der Arbeitgeber	- 232,38 Mrd. €
= Bruttolöhne und -gehälter	= 991,52 Mrd. € (81,0 %)
- Einkommenssteuern, Sozialbeiträge der Arbeitnehmer	- 354,51 Mrd. €
= Nettolöhne und -gehälter	637,01 (52,0 %)

Quelle: Statistisches Bundesamt (2010)

Die Nettolöhne und -gehälter stellen den Teil des Primäreinkommens dar, das den Arbeitnehmern in der Region aufgrund ihrer Produktionstätigkeit für Konsum- und Sparzwecke zur Verfügung steht.

Zusätzlich bekommt die Gemeinde 15 % der eingenommenen Einkommenssteuer (vgl. Abschnitt: Ermittlung der Steuern). Dieser Wert macht 2,8 % der gesamten Abgabenlast aus. Dieser Prozentsatz muss noch als kommunaler Anteil zur regional verbleibenden Wertschöpfung hinzugerechnet werden. Ein Anteil von 2,8 % muss hierbei als eine eher konservative Schätzung betrachtet werden, da die Gewinnanteile vernachlässigt werden und die Gewerbesteuer daher unberücksichtigt bleibt. Schlussendlich verbleiben 183 Euro der

334 Euro in der Region, die weitere sog. induzierte Effekte auslösen, auf die im nächsten Kapitel eingegangen wird.

9.1.7 Induzierte regionale Wertschöpfung typischer PV-Anlagen

In den vorangegangenen Kapiteln wurden die direkten und indirekten Effekte, die durch den Betrieb einer PV-Kleinanlage in einer Region entstehen, aufgezeigt. Diese lösen Folgeeffekte - sogenannte induzierte Effekte - aus, deren Wirkung über einen Multiplikator bestimmt werden kann. In Kapitel 5.2 wurde bereits der theoretische Hintergrund des Multiplikators dargestellt. Dabei wurde deutlich, dass zur Quantifizierung gewisse Annahmen getroffen werden müssen. Im Folgenden werden diese zunächst beschrieben und daraufhin der Multiplikator berechnet. Anschließend werden die Effekte für die einzelnen Energiearten getrennt aufgezeigt.

Ermittlung des Multiplikators

Um den Einkommensmultiplikator für die Berechnung der induzierten Effekte zu bestimmen, müssen – wie aus Kapitel 5.2 hervorgeht – Werte für folgende Variablen ermittelt werden: die marginale Konsumquote (c), die Quote der direkten Steuern (t), die Quote der indirekten Steuern (i), die Transferquote (tr) und die Importquote (m). Dabei gilt, dass der Multiplikator umso höher ist, je größer die Transfer- und Konsumquote ausfällt. Dagegen fällt der Multiplikator geringer aus, wenn durch eine hohe Importquote oder auch eine hohe Abgabequote Mittel aus der Region abgezogen werden (vgl. Formel in Kapitel 5.2). Bei der Bestimmung der ersteren Parameter wird hier immer von den nationalen Werten ausgegangen, die als Durchschnitte auf die Regionen übertragen werden können. Die Importquote wird dagegen regionspezifisch ermittelt, da in diesem Fall die Größe und der Agglomerationsgrad einer Region eine besondere Rolle spielen. Die vier Modellregionen unterscheiden sich in ihrer Wirtschaftsstruktur und Leistungskraft zum Teil beträcht-

lich,⁶² so dass auch zu erwarten ist, dass die regionalen Importquoten (m) differieren.

Die marginale Konsumquote (c) erfasst das Verhältnis der Änderung der Konsumausgaben zur Änderung der Einkommen. Je größer die marginale Konsumquote ist, desto größer ist der Anteil des zusätzlichen Einkommens, das in die Wirtschaft zurückfließt und dort mehr Nachfrage schafft. Sie wird in dieser Studie anhand einer Regressionsgleichung quantifiziert, in die das verfügbare Einkommen der privaten Haushalte als erklärende und der private Konsum als zu erklärende Variable eingehen. Dabei wird angenommen, dass zwischen dem verfügbaren Einkommen und dem Konsum ein über die Zeit stabiler, linearer Zusammenhang besteht. Grundlage für die Berechnung sind die Jahresdaten der amtlichen Statistik für den Zeitraum von 2000 bis 2009. Die aus diesen Daten berechnete Regressionsfunktion lautet:

$$C = 152,77 + 0,798 * Y^v$$

wobei: C = Privater Konsum in Tsd. Euro

Y^v = Verfügbares Einkommen der privaten Haushalte in Tsd. Euro

Demnach liegt die marginale Konsumquote bei rund 80 %. Aufgrund dessen wird davon ausgegangen, dass rund 20 % der Einkommen, die durch den Betrieb der Anlage generiert werden, gespart werden und somit keine weiteren Effekte auslösen. Wenn man darüber hinaus noch das 95 %- Konfidenzintervall bestimmt, kann man festhalten, dass sich die tatsächliche Konsumquote mit einem Vertrauensniveau von 95 % im Intervall zwischen 0,68 und 0,92 befindet.

Die Quote der direkten Steuern bezeichnet den Anteil der erhobenen direkten Steuern an einer anderen monetären Größe, wie zum Beispiel dem Bruttoin-

⁶² Siehe hierzu Kapitel 7.

landsprodukt (BIP). In dieser Studie werden die Steuern in Beziehung zum Primäreinkommen der privaten Haushalte und Kapitalgesellschaften (privater Sektor), d.h. im Wesentlichen zur Summe der Arbeits- und Vermögenseinkommen, gesetzt.⁶³ Zusätzlich zu den Einkommens- und Vermögensteuern werden auch die Abgaben für die Sozialbeiträge als direkte Steuern betrachtet, da sie ebenfalls das verfügbare zusätzliche Einkommen reduzieren. Wie in Tabelle 9-9 dargestellt, ergibt sich so für das Jahr 2009 eine direkte Steuerquote von 38,7 %. In dem Zusammenhang ist es auch vorstellbar, dass man die direkten Steuern nur auf das Primäreinkommen der privaten Haushalte bezieht. Jedoch würde man hierdurch die Steuerlast leicht unterschätzen (37,8 %) und die Kapitalgesellschaften, die durchaus eine Rolle im Bereich der erneuerbaren Energien spielen, ignorieren.

Tabelle 9-9: Berechnung der Steuerquoten für das Jahr 2009

	Abgaben/Steuern in Mrd. Euro	Steuerquote in % des Primäreinkommens*
Einkommen- und Vermögensteuern	255,43	13,7
Sozialbeiträge	466,02	25,0
Direkte Steuern (einschl. Sozialbeiträge)	721,45	38,7
Indirekte Steuern (Gütersteuern)	257,16	13,8

* Primäreinkommen = 1863,71

Quelle: Eigene Berechnungen nach Daten des Statistischen Bundesamtes (2010)

Die Belastung der privaten Haushalte und der Kapitalgesellschaften durch Güter- bzw. Verbrauchssteuern wird im Multiplikatoransatz über die Quote der indirekten Steuern (i) aufgefangen. Häufig wird hierbei als Approximation auf den Mehrwertsteuersatz zurückgegriffen (Assenmacher, Leßmann, & Wehrt, 2004, S. 22). Dabei muss man jedoch beachten, dass in manchen Bereichen ein Teil der Produkte und Dienstleistungen Steuerbefreiungen bzw. -ermäßigungen unterliegen und diese den Anteil der Produkte und Dienstleistungen mit zusätzlichen Verbrauchssteuern übersteigen, wodurch die reale

⁶³ Das Primäreinkommen bezeichnet in der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung (VGR) die den inländischen Sektoren zufließenden Arbeitnehmerentgelte, Unternehmens- und Vermögenseinkommen sowie die vom Staat empfangenen Produktions- und Importabgaben abzüglich der Subventionen (Gabler Wirtschaftslexikon 2010).

Steuerlast mit 19 % überschätzt wird (Assenmacher, Leßmann, & Wehrt, 2004, S. 22). In dieser Studie wurden die indirekten Steuern (Gütersteuer) analog zu den direkten Steuern ins Verhältnis zum Primäreinkommen des privaten Sektors gebracht. Damit berechnet sich eine indirekte Steuerquote von 13,8 %.

Die Transferquote (tr) verdeutlicht die Bedeutung der staatlichen Transferleistungen für den privaten Sektor. Sie ist im Folgenden definiert als der Anteil der empfangenen monetären Sozialleistungen (490,40 Mrd. Euro)⁶⁴ und des empfangenen sonstig laufenden Transfers (146,96 Mrd. Euro)⁶⁵ am Primäreinkommen des privaten Sektors. Speziell ergibt sich hiermit eine Transferquote von 34,2 %. In dieser Studie wird dabei von einem positiven Effekt dieser Transferleistungen auf die Region ausgegangen, da hierdurch zusätzliche Mittel in die Region fließen (vgl. Kapitel 5.2). Es kann jedoch auch argumentiert werden, dass sich durch die höheren Einkommen die Transferzahlungen verringern, wodurch der Multiplikator durch einen niedrigeren Parameter negativ beeinflusst wird (Clermont 1997, S. 39).

Zur Berechnung der regionalen Importquote (m) sind Informationen der interregionalen und internationalen Verflechtungen einer Region notwendig. Mit deren Hilfe können Input-Output Tabellen erstellt werden, die dann die Grundlage zur Schätzung der Importquoten bilden.

Tabelle 9-10: Ausgewählte regionale Importquoten

Jahr	Autor	Untersuchungsraum	Regionale Importquote	Perspektive
1992	Amtliche Statistik des Landes B-W (Input-Output-Tabelle)	Baden-Württemberg	30 %	(Gesamtwirtschaft)
1995	Oser/Schröder	Baden-Württemberg	26 %	
1996	Cezanne W.	Lausitz	70 %	
2000	Blume/Fromm	Nordhessen	32 %	(Unternehmensausgaben)
2001	DIW	Berlin	51 %	
2001	DIW (nach EVS 98)	westdeutsche Regionen	49 %	

⁶⁴ Deutscher Referenzwert für das Jahr 2009 (Statistisches Bundesamt, 2010).

⁶⁵ Deutscher Referenzwert für das Jahr 2009 (Statistisches Bundesamt 2010).

2001	DIW (nach EVS 98)	ostdeutsche Regionen	52 %	
2002	Amtliche Statistik des Bundes (Input-Output-Tabelle)	Bundesrepublik	14 %	
2002	Franz/Rosenfeld/Roth	Sachsen-Anhalt	55 %	
2002	Hamm R.	Mönchengladbach	55 %	(Gesamtwirtschaft)
2005	Spehl/Feser/Schulze	Rheinland-Pfalz	43 %	
2005	Spehl/Feser/Schulze	Regionen Rheinland-Pfalz	70 %	
2006	Prognos AG	Großraum Hamburg	47 %	(Unternehmensausgaben)
2007	Prognos AG	Ruhrrevier	21 %	(Unternehmensausgaben)
		Durchschnitt	44 %	

Quelle: Eigene Darstellung nach Färber, G. et al. (2007), S. 24

Idealerweise würden diese Informationen aus einer umfangreichen Erhebung in den Betrieben und Haushalten der zu untersuchenden Region gewonnen. In der Praxis scheitert dies jedoch an den teils hohen Kosten und der meist unzureichenden Auskunftsbereitschaft. Daher erfolgt in dieser Studie eine Abschätzung der regionalen Importquote auf der Grundlage von Plausibilitätsüberlegungen anhand von Vergleichsstudien. Derartige Schätzungen der regionalen Importquote sind in der empirischen Literatur üblich (Clermont 1997, S. 41). Wie aus Tabelle 9-10 hervorgeht, variieren allerdings hierbei die Werte für die Importquoten in den einzelnen betrachteten Regionen sehr stark. Dafür sind mehrere Faktoren verantwortlich. Zunächst geht aus den Studien nicht immer eindeutig hervor, ob die Ermittlung der Quoten auf einer produktions- oder einer einkommensbezogenen Betrachtung beruht. Im ersten Fall berechnen sich die Quoten aus dem Anteil der Vorleistungen der Unternehmen, die von außerhalb der Region bezogen werden, wohingegen in der zweiten Variante der Ort des privaten Konsums im Mittelpunkt steht (Färber et al. 2007, S. 27). Außerdem wird die Importquote maßgeblich durch die wirtschaftliche Größe und Attraktivität der jeweiligen Untersuchungsregion beeinflusst. Je kleiner und monostrukturierter eine Region ist, desto höher fällt die Importquote aus (Spehl et al. 2005, S. 51). In Anbetracht dieser Tatsachen orientiert sich die Abschätzung der regionalen Import-

quote an der Methode von Färber, G. et al. (2007).⁶⁶ Hierbei wurde eine logarithmische Regressionsfunktion geschätzt, die die Importquote in Beziehung zur Wertschöpfung setzt. Folgender funktionaler Zusammenhang ergibt sich hieraus:

$$ilq = 0,26267 + 0,078448 * \ln(BWS)$$

wobei: ilq = intraregionale Lieferquote
 BWS = Bruttowertschöpfung in Mrd. Euro

Die intraregionale Lieferquote (ilq) gibt dabei den Anteil der Vorleistungsgüter an, die von den Unternehmen aus der Region bezogen werden. Ausgangspunkt von Färber, G. et al. (2007) war eine anfänglich angenommene, regionale Importquote von 50 % für eine deutsche Raumordnungsregion mit durchschnittlicher Größe, die anschließend mit Hilfe des funktionalen Zusammenhangs für die Regionen angepasst wurde. Tabelle 9-11 zeigt das Ergebnis für die in dieser Studie betrachteten vier Beispielregionen.

Tabelle 9-11: Regionale Importquoten für die Modellregionen

	BWS in Mrd. Euro (2008)	Logarithmus der BWS	Intraregionale Lieferquote (ilq) in %	Regionale Importquote in %
Hannover	56,38	4,03	57,9	42,1
Friesland	1,77	0,57	30,7	69,3
Trier	11,47	2,44	45,4	54,6
Nordschwarzwald	14,90	2,70	47,5	52,5

Quelle: Eigene Berechnungen in Anlehnung an Färber, G. et al. (2007), Daten: Statistisches Landesamt Baden-Württemberg (2010).

Die Daten der Bruttowertschöpfung sind der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung (VGR) der Länder für das Jahr 2008 entnommen.⁶⁷ Somit ergibt sich für Friesland, als kleinste Region in der Auswahl, mit rund 69 % die höchste Importquote. Hannover dagegen weist die geringste regionale Quote

⁶⁶Vgl. Färber et al. (2007), S. 27 ff.

⁶⁷ Statistisches Landesamt Baden-Württemberg (2010). Daten für das Jahr 2009 waren zur Zeit der Multiplikatoranalyse noch nicht veröffentlicht.

auf. Dies ist auch plausibel, da hier der Dienstleistungssektor mit 73 % an der gesamten Wertschöpfung beteiligt ist und dieser Wirtschaftszweig eher regional geprägt ist.

Nachdem die Quoten bestimmt sind, kann der Multiplikator für die vier Regionen anhand der in Kapitel 5.2 dargestellten Formel und den eben berechneten Parametern ermittelt werden. In Tabelle 9-12 werden die jeweiligen regionalen Einkommensmultiplikatoren dargestellt.

Tabelle 9-12: Regionale Einkommensmultiplikatoren

	Einkommensmultiplikator
Hannover	1,51
Friesland	1,15
Trier	1,32
Nordschwarzwald	1,35

Quelle: Eigene Berechnungen

Demnach entstehen durch die Einkommensentstehung in Form der direkten und indirekten Effekte und der daraus erfolgenden Einkommensverwendung über theoretisch unendlich viele Wirkungsrounden in Hannover für jeden zusätzlichen Euro 51 Cent an induzierter Wertschöpfung.⁶⁸ Für Friesland ergibt sich mit 1,15 der niedrigste Wert.

Wie aus den Ausführungen deutlich wird, sind vor allem die Werte für die Konsum- und die Importquote mit einer gewissen Unsicherheit behaftet. Hierdurch wird der Einkommensmultiplikator jedoch stark beeinflusst. Tabelle 9-13 stellt den Einkommensmultiplikator in Abhängigkeit der beiden Quoten dar.

Je höher die Importquote (m) ist, desto mehr Geldmittel fließen aus der Region und können dementsprechend kein zusätzliches Einkommen generieren,

⁶⁸ Allerdings stellt sich der größte Teil des Gesamteffektes bereits nach einigen wenigen Runden ein.

wodurch der Einkommensmultiplikator niedriger ausfällt. Umgekehrt schafft eine hohe Konsumquote (c) mehr Nachfrage und bedingt dadurch einen hohen Multiplikator.

Tabelle 9-13: Der Einkommensmultiplikator in Abhängigkeit der Konsum- und Importquote

m \ c	0,75	0,8	0,85	0,9
0,7	1,13	1,14	1,15	1,16
0,6	1,23	1,25	1,27	1,29
0,6	1,23	1,25	1,27	1,29
0,5	1,35	1,38	1,42	1,45
0,4	1,49	1,55	1,60	1,66
0,3	1,67	1,75	1,84	1,93

Quelle: Eigene Berechnungen

Die in dieser Studie ermittelten Einkommensmultiplikatoren bewegen sich jedoch im Einklang mit denen in der einschlägigen Literatur zugrunde gelegten Werten.

Tabelle 9-14: Einkommensmultiplikatoren in Regionalstudien

Studie	Jahr	Untersuchungsregion	Einkommensmultiplikator
Ifo-Institut	1990	Großraum München	1,47
Cezanne	1996	Lausitz	1,17
Möller / Oberhofer	1997	Regensburg	1,43
EURES Institut	1997	Gesamt Schweiz	1,59
		Berggebiete	1,37
		Zentrenumland	1,38
Miller, J. / Schäfer, H.	1998	Bremen und angrenzende Gemeinden	1,33
Gloede, Schirmag, Schöler	1999	Potsdam und angrenzende Regionen	1,17
Schäfer	2000	Bremen	1,1 bis 1,3
IWH Halle	2002	Sachsen-Anhalt	1,499
Spehl, H. et al.	2005	Rheinland-Pfalz	1,37

Quelle: Eigene Darstellung nach Färber, G. et al. (2007), S. 30

Tabelle 9-14 gibt einen Überblick über Multiplikatoren, die in anderen Regionalstudien berechnet wurden. Diese bewegen sich zwischen 1,1 und 1,59. In

der Literatur findet man typischerweise Werte zwischen 1,05 und 1,9, wobei die überwiegende Zahl von Studien Multiplikatoren zwischen 1,2 und 1,5 benennt (Spehl et al. 2005, S. 51).

9.1.8 Ermittlung der induzierten Wertschöpfung

Anhand der eben ermittelten Einkommensmultiplikatoren können nun durch Multiplikation mit den regional verbleibenden direkten und indirekten Effekten die induzierten Effekte berechnet werden. In Kapitel 9.1 wurden für eine typische Photovoltaik-Kleinanlage mit 5 kW_p in Hannover direkte Effekte von 317 Euro ermittelt. Für Friesland ergaben sich 396 Euro. Ähnlich waren die Effekte im Nordschwarzwald mit 402 Euro und in der Region Trier mit 376 Euro zu verzeichnen. Bei den indirekten Effekten generierte die Anlage 183 Euro. Diese Mittelzuflüsse können von den Empfängern entsprechend wieder ausgegeben werden und induzieren damit zusätzliche Nachfrage. Tabelle 9-15 zeigt die Ergebnisse für die vier Modellregionen auf.

Tabelle 9-15: Induzierte Wertschöpfung einer PV-Kleinanlage (5kW_p) in Euro

	Induzierten Effekte der direkten Wertschöpfung	Induzierte Effekte der indirekten Wertschöpfung	Gesamte Induzierte Wertschöpfung
Friesland	59	27	86
Nordschwarzwald	139	63	202
Hannover	161	93	254
Trier	120	58	178

Quelle: Eigene Berechnungen

In Friesland belaufen sich die induzierten Wertschöpfungseffekte auf insgesamt 86 Euro. Dieser geringe Wert ist auf die hohe Importquote zurückzuführen. Friesland ist die kleinste betrachtete Region in der Studie und dies lässt einen ausgeprägten interregionalen Handel vermuten. Trier weist Effekte in Höhe von 178 Euro auf. Für Hannover berechnet sich ein Wert von 254 Euro - der höchste Betrag der vier Regionen. Die Region Hannover als Ballungsgebiet lässt dies auch erwarten, da hierdurch die Agglomeration ein Großteil der

zusätzlichen Nachfrage regional befriedigt werden kann. Nordschwarzwald generiert 202 Euro induzierte Wertschöpfung.

9.1.9 Gesamte regionale Wertschöpfung typischer PV-Anlagen

In den vorangegangenen Kapiteln sind die direkte, die indirekte und induzierte Wertschöpfung, die durch den Betrieb einer PV-Kleinanlage mit 5 kW_p entsteht, berechnet worden. Die Addition dieser Komponenten ergibt die gesamte regionale Nettowertschöpfung wie sie in Tabelle 9-16 dargestellt ist. In der Region Nordschwarzwald werden 787 Euro Wertschöpfung durch den Betrieb einer typischen PV-Kleinanlage generiert und erreicht damit den höchsten Wert in den betrachteten Modellregionen. Friesland zeigt die geringste Wertschöpfung, da hier - aufgrund der geringen Größe der Region - im Vergleich zu den anderen drei Regionen die induzierten Effekte schwächer ausfallen. Hannover bewegt sich trotz des geringsten erzielten Ertrages mit 754 Euro im Mittelfeld. Dies lässt sich, wie bereits erwähnt, durch die niedrige Importquote erklären.

Tabelle 9-16: Gesamte, regionale Wertschöpfung einer PV-Kleinanlage (5 kW_p) in Euro

	Direkte Wertschöpfung	Indirekte Wertschöpfung	Induzierte Wertschöpfung	Gesamte Wertschöpfung	Wertschöpfung pro kW _p
Friesland	396	183	86	665	133
Nordschwarzwald	402	183	202	787	157
Hannover	317	183	254	754	151
Trier	376	183	178	737	147
Durchschnitt				736	147

Quelle: Eigene Berechnungen

Wenn man die Werte durch die Nennleistung der typischen Anlage dividiert, bekommt man die Wertschöpfung pro kW_p und kann daraus dann die gesamte Wertschöpfung in einer Region berechnen. Dies ist in der

Tabelle 9-17 aufgezeigt.

Tabelle 9-17: Regionale Wertschöpfung durch den Betrieb von PV-Kleinanlagen in den Untersuchungsregionen

	Wertschöpfung pro kW _p in Euro	Installierte Leistung	Gesamte Wert- schöpfung in Euro
Friesland	133	6.153	818.349
Nordschwarzwald	157	65.870	10.341.590
Hannover	151	18.372	2.774.172
Trier	147	41.692	6.128.724
Durchschnitt			5.015.708

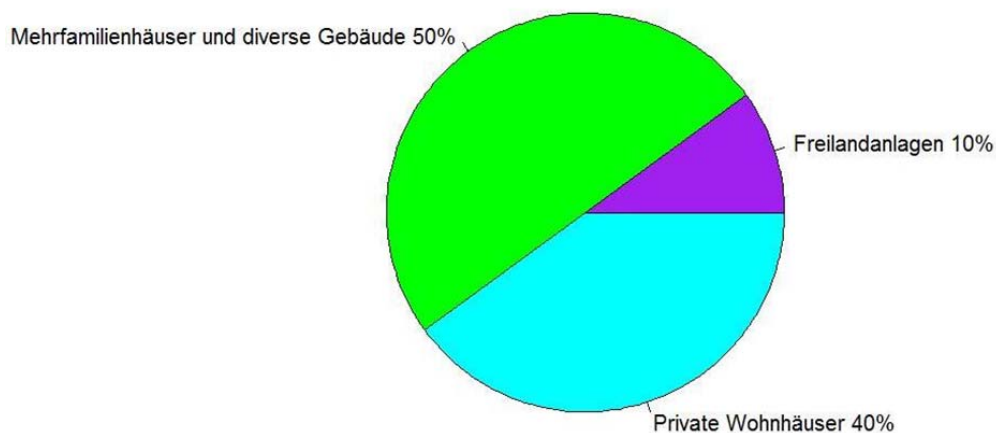
Quelle: Eigene Berechnungen

Wie in Kapitel 3 dargestellt, ist in der Region Hannover insgesamt eine Nennleistung von 18.372 kW_p in Form von PV-Kleinanlagen im Bereich zwischen 1 und 30 kW_p installiert. Bei einer Wertschöpfung von 151 Euro pro kW_p ergibt sich somit durch den Betrieb von PV-Kleinanlagen für Hannover eine gesamte Wertschöpfung von rund 2,8 Mio. Euro. In der Region Nordschwarzwald wird die höchste regionale Wertschöpfung mit ca. 10 Mio. Euro erwirtschaftet. In Trier und Friesland sind es rund 6,1 Mio., bzw. 820.000 Euro.

9.2 Photovoltaik Groß- und Freiflächenanlagen

Photovoltaik Groß- und Freiflächenanlagen werden in der Studie getrennt von den PV-Kleindachanlagen betrachtet, da sie sich hiervon durch ihren kommerziellen Charakter unterscheiden, wodurch sich Auswirkungen für die regionale Wertschöpfung ergeben. Wie aus Abbildung 9-1 hervorgeht, stellen die großen Aufdachanlagen auf Fabrikhallen, öffentlichen Gebäuden etc. die häufigste Form der Photovoltaiknutzung in Deutschland mit einem Anteil von 50 % dar. Freiflächenanlagen dagegen machen mit gerade einmal 10 % einen nur geringen Teil aus.

Abbildung 9-1: Nutzung von Photovoltaik nach Art der Flächen in Deutschland 2006



Quelle: Staiß (2007), S. II-100

Auch in den vier betrachteten Regionen existierten 2009 nur im Nord-schwarzwald (2 Anlagen) und in Trier (11 Anlagen) Freiflächenanlagen (vgl. Kapitel 7). In Trier umfassten sie dennoch mit 40.523 kW_p ein Drittel der installierten Leistung. Allerdings ist hier unterstellt, dass eine Anlage dann auf einer Freifläche installiert wurde, wenn ihre Leistung über 1 MW_p beträgt, da die Datenbanken der Anlagenbetreiber hier keine weitere Differenzierung vorsehen (vgl. Anlagenregister der Stromnetzbeteiber Amprion, EnBW, TenneT, 50Hertz Transmission, 2009). Durchschnittlich sind 3,4 MW_p verbaut. Daher wird in dieser Studie für die Referenzanlage Freiflächenphotovoltaik eine Leistung von 3,4 MW_p gewählt. Demnach wählt die Studie eine Referenzanlage in dieser Größenordnung für Freiflächen. Bei den kommerziellen Aufdachanlagen streut die installierte Leistung sehr stark (vgl. Kapitel 7). Ein Großteil der Anlagen befindet sich jedoch im Bereich zwischen 35 und 300 kW_p. Aus diesem Grund wird im Folgenden eine Referenzanlage mit ca. 150 kW_p für die Aufdachanlagen, wie sie zum Beispiel auf dem Dach einer landwirtschaftlich genutzten Scheune zu finden ist, zur Berechnung der direkten, indirekten und induzierten regionalen Wertschöpfung gewählt.

9.2.1 Ermittlung der Kosten

Zunächst müssen äquivalent zur PV-Kleindachanlage die jährlich anfallenden Kosten bestimmt werden. Bei der PV-Kleindachanlage ergaben sich jährliche Betriebskosten von ca. 2,3 % der Investitionssumme. Die prozentualen Betriebskosten nehmen mit jedoch mit der Größe der Anlage ab. In der Literatur wird bei größeren kommerziellen Anlagen meist 1 % bis 2 % der Investitionssumme veranschlagt (Hirschl et al. 2010), S. 82; Haselhuhn 2010, S. 143). Zur genaueren Eingrenzung und einer weiteren Differenzierung der einzelnen Komponenten wurden im Rahmen der Studie 13 aktuelle Beteiligungsprospekte deutscher Solarfonds ausgewertet. Das Ergebnis zeigt Tabelle 9-18.

Die Angaben reichen von 0,8 % bis 1,7 %. Durchschnittlich werden 1,37 % der Investitionskosten als jährliche Betriebskosten in den Gewinn- und Verlustrechnungen berücksichtigt. Hierbei kann man aber davon ausgehen, dass die veranschlagten Beträge eher knapp gehalten wurden, da es sich bei den Prospekten um Verkaufsunterlagen handelt, die einem potentiellen Investor eine hohe Rendite versprechen sollen. Staiß (2007) geht von 1,5 % aus. Hierin sind aber noch keine Pachtzahlungen und Kosten für eventuelles Betriebspersonal enthalten. Um dies zu berücksichtigen werden im Folgenden 2 % der Investitionskosten als Betriebskosten kalkuliert. Die prozentuale Aufteilung auf die verschiedenen Posten erfolgt anhand der Durchschnittswerte aus Tabelle 9-18, wobei hier keine Unterscheidung zwischen den Aufdachanlagen und den Freiflächenanlagen getroffen wird.

Strategische Einbindung regenerativer Energien in regionale Energiekonzepte

Tabelle 9-18: Ergebnisse der Auswertung von Beteiligungsprospekten deutscher Solarfonds

Solarfonds	Investitions- summe (incl. Nebenkosten)	IL in MW _p	IL pro kWh	Betriebskosten					
				W&I in % der IS	Pacht in % der IS	Versiche- rung in % der IS	Rechts- und Steuerbe- ratung in % der IS	Verwal- tung/k. Gf in % der IS	Sonsti- ges in % der IS
Sonnenfonds Donau I GmbH und Co KG	17.941.940	4,13	4.344	0,48	0,15	0,20	0,07	0,21	0,10
HEP-Solar Nordendorf GmbH & Co.KG	26.708.978	7,5	3.561	0,39	0,10	0,10	0,11	0,13	0,04
MFS MainfrankenSolar 3	12.208.505	2,9	4.210	0,26	0,18	0,18	0,14	0,24	0,06
GSI Solarfonds Deutschland 1	30.382.441	11,7	2.586	0,56	0,07	0,09	0,07	0,23	0,07
Solar Deutschland III CFB-Fonds 177**	163.701.000	67,3	2.432	0,50	0,09	0,15	**	0,27	0,19
OEKOGENO Solarfonds 5	2.367.510	0,73	3.266	0,70	0,34	0,15	0,06	0,36	0,05
LHI SolarDeutschland III Finsterwalde- Lichterfelde*	116.088.360	42	2.764	0,92	0,11	*	**	0,21	0,00
Solarparc Deutschland I GmbH & Co KG	97.465.615	30,9	3.154	0,63	0,19	0,14	0,09	0,21	0,08
Solarfonds Burgweisach	12.758.938	4,76	2.683	0,58	0,31	0,11	0,06	0,17	0,14
Trend Capital GmbH & Co Solarfonds 2 KG	15.330.000	4,2	3.650	0,33	0,13	0,22	0,06	0,04	
Nordcapital Solarfonds 1	140.438.018	51	2.754	0,85	0,20	0,14	**	0,54	
DCM Solarfonds 4*	22.987.572	7,8	2.947	0,62	0,40	*	**	0,65	0,02
ecovisionSolarfondsGmbH&Co. KG Solarscharen II	1.230.000	0,5	2.460	0,50	0,25	0,21	**	0,47	0,19
Durchschnitt				0,56	0,19	0,15	0,08	0,29	0,08
* bei Wartung inklusive		** bei Verwaltung enthalten							

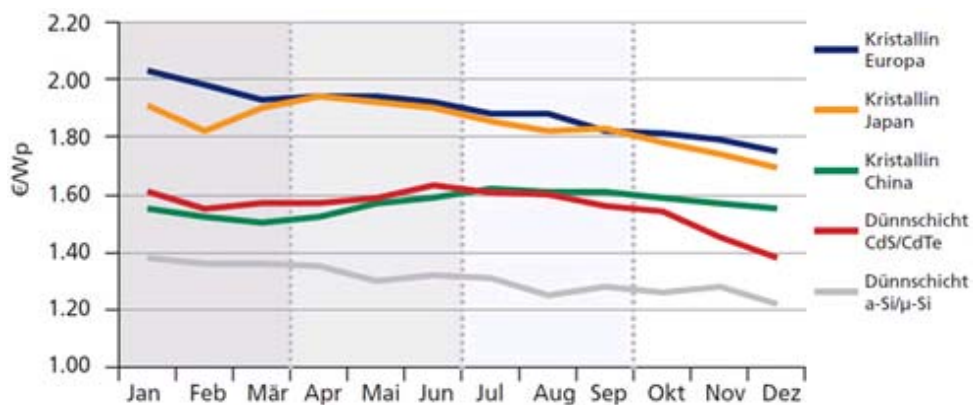
Quelle: Beteiligungsprospekte verschiedener deutscher Solarfonds: DCM Solarfonds 3, GSI Solarfonds Deutschland 1, HEP-Solar Nordendorf GmbH & Co.KG, LHI SolarDeutschland III Finsterwalde-Lichterfelde, MFS MainfrankenSolar 3, Nordcapital Solarfonds 1, OEKOGENO Solarfonds 5, Solar Deutschland III CFB-Fonds 177**, Solarfonds Burgweisach, Solarparc Deutschland I GmbH & Co KG, Sonnenfonds Donau I GmbH und Co KG, Trend Capital GmbH & Co Solarfonds 2 KG, ecovision Solarfonds GmbH&Co. KG Solarscharen II; eigene Darstellung.

IL: Installierte Leistung, k.GF: kaufmännische Geschäftsführung, W&I: Wartung und Instandhaltung; IS: Investitionssumme

Die Investitionskosten werden über einen Preisindex der Handelsplattform pvXchange berechnet (SolarServer 2011). Auf dieser geschlossenen Plattform werden Module aller Hersteller international angeboten und gekauft.⁶⁹ Die dadurch entstehenden Modulpreise spiegeln nahezu tagesaktuell Angebot und Nachfrage wieder. Der Index wird zum einen für Dünnschichtmodule und zum anderen für kristalline Solarmodule ermittelt und hierbei noch einmal getrennt nach der Herkunft. In der Studie wird eine Referenzanlage betrachtet, die im Jahr 2009 in Betrieb genommen wurde. Aus diesem Grund wird nicht der aktuelle Modulpreis berücksichtigt, sondern der Durchschnittspreis im Jahr 2009. Dieser betrug für kristalline Module 2,34 Euro pro W_p und für Dünnschichtmodule 1,78 Euro pro W_p . Dabei muss jedoch beachtet werden, dass dies keine Endkundenpreise für eine schlüsselfertige Anlage sind. Hierzu muss der Wert in Deutschland für kristalline Module mit einem Faktor 1,5 - 1,9 und für Dünnschicht mit dem Faktor 1,8 - 2,5 multipliziert werden (SolarServer 2011). Im Folgenden wird jeweils die untere Grenze der Spanne gewählt, da der Bereich sowohl kleine und große Anlagen umfasst und davon auszugehen ist, dass der spezifische Aufwand für die Montage pro installiertem W_p mit der Größe der Anlage abnimmt. Demnach ergeben sich für die 3,4 MW_p -Anlage Investitionskosten von rund 10.863.148 Euro bzw. 3.195 Euro/ kW_p und 526.205 Euro bzw. 3.508 Euro für die 150 kW_p -Aufdachanlage, wenn man außerdem davon ausgeht, dass für Freiflächenanlagen vorrangig Dünnschichtmodule eingesetzt und für die Aufdachanlagen kristalline Module bevorzugt werden (Staiß 2007, S. I-136). Hierbei muss man aber im Auge behalten, dass die Preise seit 2009 kontinuierlich fallen, wodurch sich aktuell Anlagen mit deutlich geringerem Investitionsbedarf errichten lassen. Dies wird auch noch einmal in

Abbildung 9-2 deutlich, die die Preisentwicklung im Jahr 2010 darstellt.

Abbildung 9-2: Preisentwicklung der Solarmodule im Jahr 2010



Quelle: (SolarServer 2011)

⁶⁹ Die vorliegenden Daten werden aus durchschnittlich 1.500 eingetragenen Angeboten ermittelt. Sie entsprechen einem theoretischen Handelsvolumen von mindestens 250 MW_p . Die Preisinformationen liegen als Nettopreise in EUR/ W_p vor.

Die sich aus den gemachten Überlegungen ergebenden jährlichen Kosten für kommerziell betriebene Photovoltaikanlagen sind in Tabelle 9-19 und 9-20 dargestellt. In Klammern sind die jeweiligen prozentualen Anteile der einzelnen Komponenten an den gesamten Betriebskosten angegeben, die sich aus der Aufstellung in Tabelle 9-17 berechnen lassen.

Tabelle 9-19: Jährliche Kosten eine PV-Aufdachanlage mit 150 kW_p installierter Leistung

Kostenart	Betriebsausgaben						
	Gesamtausgaben in Euro	Anteil der Einkommen	Anteil der Materialkosten	Regionaler Anteil der Einkommen in %	Regionaler Anteil der Materialkosten in %	Gesamter regionaler Anteil in Euro	Kosten pro KW _p in Euro
Wartung/Instandhaltung (41 %)	4.351	2.175	2.175	10	10	435	29
Pacht (14 %)	1.501	1.501	0	100	0	1.501	10
Versicherung (11 %)	1.182	1.064	118	0	0	0	8
Rechts- und Steuerberatung/Jahresabschluss (6 %)	631	568	63	50	50	315	4
Verwaltung/kaufmännische Geschäftsführung (21 %)	2.205	1.985	221	50	50	1.103	15
Sonstiges (6 %)	654	588	65	100	100	654	4
Summe reine Betriebskosten	10524	7882	2643	45	0	4008	70
Abschreibung	26.310						175
Fremdkapitalzinsen	11.140	11.140	0	45	0	5.013	74
Summe Gesamtbetriebskosten	47.974	19.021	2.643	44	0	8.586	320

Quelle: Eigene Berechnungen

Tabelle 9-20: Jährliche Kosten einer PV-Freiflächenanlage mit 3,4 MW_p installierter Leistung

Kostenart	Betriebsausgaben						
	Gesamtausgaben in Euro	Anteil der Einkommen	Anteil der Materialkosten	Regionaler Anteil der Einkommen in %	Regionaler Anteil der Materialkosten in %	Gesamter regionaler Anteil in Euro	Kosten pro KW _p in Euro
Wartung/Instandhaltung (41 %)	89.819	44.910	44.910	10	10	8.982	26
Pacht (14 %)	30.997	30.997	0	100	0	30.997	9
Versicherung (11 %)	24.407	21.967	2.441	0	0	0	7
Rechts- und Steuerberatung/Jahresabschluss (6 %)	13.021	11.719	1.302	50	50	6.510	4
Verwaltung/kaufmännische Geschäftsführung (21 %)	45.526	40.973	4.553	50	50	22.763	13
Sonstiges (6 %)	13.493	12.143	1.349	100	100	13.493	4
Summe reine Betriebskosten	217263	162709	54554	45	0	82745	64
Abschreibung	543.157						160
Fremdkapitalzinsen	229.971	229.971	0	45	0	103.487	68
Summe Gesamtbetriebskosten	990.391	392.680	54.554	44	0	177.250	291

Quelle: Eigene Berechnungen

Die Position Wartung und Instandhaltung macht mit 41 % den größten Anteil an den Betriebskosten aus. In den meisten Fällen beinhaltet dies ein Wartungsvertrag mit einem spezialisierten Anbieter, der die technische Betriebsführung und die Pflege des Grundstücks übernimmt. Weiterhin fallen hierunter auch Ausgaben für Gewährleistungsverträge mit den Wechselrichterherstellern, die einen eventuellen Austausch im Bedarfsfall übernehmen. Auch wird unter dieser Position die Bildung von Rücklagen für Reparaturen und Instandhaltungsaufwendungen berücksichtigt, die außerhalb des Wartungsvertrages anfallen können. Hierbei wird mangels detaillierterer Quellen von einem Einkommensanteil von 50 % ausgegangen. Weiterhin kann nicht ausgeschlossen werden, dass die mit der Betriebsführung beauftragte Firma einen Teil der Arbeit an einen ortsansässigen Dienstleister auslagert. Aus diesem Grund wird ein regionaler Anteil von 10 % angenommen.

Pachtkosten werden an den Land- oder Dachbesitzer gezahlt, der in der Regel vor Ort sitzt. Man kann davon ausgehen, dass die Verpachtung als Nebenerwerb dient, deshalb werden hier keine Sachkosten angenommen. Demnach verbleiben 1.501 Euro (Großflächenphotovoltaik) bzw. 30.997 Euro (Freiflächenphotovoltaik) als Einkommen in der Region.

Die Betreiber einer Photovoltaikanlage schließen in der Regel eine Maschinenbruch-, eine Betriebsunterbrechungs- und eine Haftpflichtversicherung ab, um ihr Risiko auf ein Minimum zu reduzieren. Der Gesamtjahresbetrag richtet sich hierbei zu einem großen Teil nach der Größe der Anlage. Da es sich bei der Versicherungskomponente um eine reine Dienstleistung handelt, wird wie im Fall der PV-Kleindachanlage von einem Sachkostenanteil von 10 % ausgegangen (vgl. Kapitel 9.1). Die Versicherungsprämien verbleiben nicht regional.

Die Kosten für Steuerberatung, Buchführung, sowie die Erstellung der Jahresabschlüsse und der Steuererklärungen werden mit 6 % veranschlagt. Die Aufträge werden von der Geschäftsführung bzw. des Betreibers vergeben, so dass ihre regionale Verortung vom Sitz der Betreibergesellschaft abhängt. In diesem Fall wird davon ausgegangen, dass 50 % hiervon in der Region ver-

bleibt, da in der Studie davon ausgegangen wird, dass sich der Sitz der Betreibergesellschaft in 50 % der Fälle am Ort der PV-Anlage befindet. Demnach wird auch für die Ausgaben der kaufmännischen Geschäftsführung ein 50-prozentiger regionaler Anteil berücksichtigt. Unter den Posten Geschäftsführung fällt auch die Komplementärvergütung, die die Risikoübernahme der GmbH als Vollhafterin abgilt, da in diesem Kontext meist eine GmbH & Co KG gegründet wird.

Unter den Punkt sonstige Kosten fallen zum Beispiel Gebühren für Telefon im Rahmen der Fernüberwachung der Anlage sowie die Kosten für die Einspeisezähler, der Eigenstrombedarf oder Beiträge zu Verbänden und Kammern. Weiterhin fängt diese Position auch Unvorhergesehenes ab. Die Ausgaben werden hier zu 100 % regional angesetzt.

Damit ergeben sich für die beiden Referenzanlagen reine Betriebskosten von 10.524 Euro bzw. 217.263 Euro. Hinzu kommen noch die Aufwendungen für Abschreibungen und Fremdkapitalzinsen. Für die Berechnung des jährlichen Wertverlustes wird eine Lebensdauer von 20 Jahren zugrunde gelegt, da der Förderzeitraum des EEG diese Zeitspanne umfasst und daher die meisten Projekte hierauf geplant werden. Damit wird der tatsächliche Gewinn in den ersten Jahren leicht überschätzt und in den letzten Jahren stark unterschätzt, da als Aufwand in der Gewinnermittlung eine Abschreibungsdauer von 10 Jahren für Solaranlagen laut den Abschreibungstabellen für Anlagegüter (AfA) des Bundesministeriums für Finanzen vorgesehen ist (Bundesministerium der Finanzen, 2000). Demnach berechnen sich Abschreibungskosten von 26.310 Euro bzw. 543.157 Euro. Diese werden im Folgenden nur für die Gewinnermittlung berücksichtigt, da sie für die Nettowertschöpfung keine Relevanz haben. Zur Berechnung der Fremdkapitalzinsen wird von 30 % Eigenkapital und einem Zinssatz von 5 % (Staiß 2007, S. II-105) über einen Darlehenszeitraum von 20 Jahren ausgegangen. Es müssen daher jährliche Zinsen von 11.140 Euro bzw. 229.971 Euro einkalkuliert werden. Die tatsächlichen Kreditlaufzeiten liegen erfahrungsgemäß unter 20 Jahren (vgl. Beteiligungsprospekte). Die jährlichen Kosten fallen bei der hier unterstellten längeren Lauf-

zeit somit etwas geringer aus, jedoch müssen sie über einen längeren Zeitraum aufgebracht werden (Institut für solare Energieversorgungstechnik e.V. (ISET), 2002). Hierbei wird wieder ein regionaler Anteil von 45 % (Anteil der öffentlich-rechtlichen Kreditinstitute, Genossenschaften und Regionalbanken am gesamten deutschen Kreditmarkt – vgl. Kapitel 9.1) angesetzt.

Damit entstehen durch den Betrieb einer PV-Aufdachanlage mit 150 kW_p jährliche Kosten von 47.974 Euro. Die Kosten pro kW_p betragen somit 320 Euro. Bei der PV-Freiflächenanlage mit 3,4 MP_w liegt der Wert bei 990.391 Euro und damit spezifischen Kosten von 291 Euro pro kW_p. Regional verbleiben hiervon unter den getroffenen Annahmen 8.586 Euro bzw. 177.250 Euro.

9.2.2 Ermittlung des Gewinns vor Steuern

Die Jahreserträge werden auch in dem Fall der PV-Großanlagen mangels empirischer Daten (vgl. Kapitel 9.1) mit einer Simulationssoftware geschätzt (Valentin Software GmbH 2010). Die produzierten Kilowattstunden Strom (kWh) zeigt Tabelle 9-21. Hannover liegt hierbei wie schon bei den PV-Kleindachanlagen mit 132.450 kWh bzw. 3.147.893 kWh am unteren Rand; im Nordschwarzwald wird mit 142.050 kWh bzw. 3.375.233 kWh der meiste Strom produziert. Die Volllaststunden, also die Quotienten aus der Jahresenergieproduktion (kWh) und der Nennleistung (kW_p) der Anlagen, sind höher als bei der PV-Kleinanlage.

Der EEG-Vergütungssatz pro erzeugter Kilowattstunde Strom beträgt für Freiflächenanlagen bei einer Inbetriebnahme im Jahr 2009 31,94 ct/kWh. Für die Aufdachanlage kann die Einspeisevergütung nicht direkt abgelesen werden, sondern muss aus den einzelnen Vergütungsstufen berechnet werden (Haselhuhn 2010):

$$\frac{30kW \cdot 43,01 \frac{\text{Cent}}{\text{kWh}} + 70kW \cdot \frac{40,91\text{Cent}}{\text{kWh}} + 50kW \cdot 39,58\text{Cent}/\text{kWh}}{150 \text{ kW}} = 40,89\text{Cent}/\text{kWh}$$

Es ergibt sich ein Vergütungssatz von 40,89 Cent/kWh. Die Förderung der Eigennutzung von Solarstrom wird hier vernachlässigt. Damit ergeben sich,

wie ebenfalls aus Tabelle 9-21 hervorgeht, Umsätze von 54.919 Euro (Hannover) bis 58.084 Euro (Nordschwarzwald) im Falle einer 150 kW_p PV-Dachanlage bzw. von 1.05.437 Euro (Hannover) bis 1.078.050 Euro (Nordschwarzwald) bei einer 3,4 MW_p Freiflächenphotovoltaikanlage.

Tabelle 9-21: Umsatz und Vorsteuergewinn der Photovoltaik Großdach- und Freiflächenanlagen

	PV-Aufdachanlage 150 kW _p			
	kWh	Volllaststunden	Umsatz/ Vergütung (EEG) in Euro*	Vorsteuergewinn in Euro**
Friesland	141.750	945	57.962	9.988
Nordschwarzwald	142.050	947	58.084	10.110
Hannover	132.450	883	54.159	6.185
Trier	139.200	928	56.919	8.945
	PV-Freiflächenanlage 3,4 MW _p			
	kWh	Volllaststunden	Umsatz/ Vergütung (EEG) in Euro*	Vorsteuergewinn in Euro**
Friesland	3.357.471	987	1.072.376	81.985
Nordschwarzwald	3.375.233	993	1.078.050	87.658
Hannover	3.147.893	926	10.054.37	15.046
Trier	3.307.035	973	1.056.267	65.876

* EEG-Vergütungssatz: Freiflächen 31,94 ct/kWh; Auf-Dachanlage 40,89 ct/kWh (43,01 Cent für die ersten 30 kW, 40,91 für die nächsten 70 kW, 39,58 für die restlichen 50 kW)

** Berechnung: Vergütung - jährliche Kosten

Quelle: Eigene Berechnungen (Valentin Software GmbH 2010)

Der Gewinn vor Steuern berechnet sich nun als Differenz aus den Jahresumsätzen und den im vorherigen Abschnitt ermittelten jährlichen Kosten. Der geringste Gewinn ergibt sich demnach in Hannover mit 6.185 Euro bzw. 15.046 Euro. Im Nordschwarzwald ist der Betrieb mit 10.110 Euro bzw. 87.658 Euro besonders profitabel.

9.2.3 Ermittlung der Steuern

Im nächsten Schritt werden nun die Steuern bestimmt, die auf den generierten Gewinn gezahlt werden müssen. Das Ergebnis zeigt Tabelle 9-22. Zunächst muss Gewerbesteuer entrichtet werden. Für die PV-Aufdachanlage fällt keine Gewerbesteuer an, da der Gewinn unter dem Freibetrag von

24.500 Euro liegt. Bei der Freiflächenanlage ergeben sich Steueraufkommen zwischen 3.675 Euro (Hannover) und 12.687 Euro (Friesland). Die regionalen Unterschiede werden durch den individuellen Hebesatz der Gemeinden bestimmt. In dieser Studie wird auf die Durchschnittssätze der jeweiligen Bundesländer zurückgegriffen. Das konkrete Berechnungsschema und die verwendeten Gemeindegätze befinden sich im Anhang. Im Normalfall bekommt die Kommune diese Steuer zu 100 %. Eine Ausnahme tritt dann ein, wenn sich der Verwaltungssitz in einer anderen Gemeinde befindet, wie hier in 50 % der Fälle unterstellt wird. Liegen die Betriebsstätten eines Gewerbebetriebs in mehreren Gemeinden, ist der einheitliche Steuermessbetrag zu zerlegen und der jeweilige Anteil den einzelnen Gemeinden zuzuweisen, wobei der Zerlegungsmaßstab grundsätzlich das Verhältnis der Summe der Arbeitslöhne der einzelnen Betriebsstätten zueinander ist (Sächsisches Staatsministerium der Finanzen 2011). Auf die Standortgemeinde entfällt im vorliegenden Fall aber kein Arbeitslohn, da die Arbeit durch externe Dienstleister erbracht wird. Weiterhin wird unterstellt, dass es sich bei dem hier in der Studie betrachteten Gewerbebetrieb um eine Gesellschaft mit beschränkter Haftung & Compagnie Kommanditgesellschaft (GmbH & Co. KG) handelt, da dies die am häufigsten anzutreffende Gesellschaftsform in dieser Branche ist (Hirschl et al. 2010, S. 74). Der Komplementär-GmbH muss ein fiktiver Arbeitslohn von 25.000 Euro zugerechnet werden (§ 31 (5) GewStG). Somit entfällt die komplette Gewerbesteuer auf die Gemeinde des Verwaltungssitzes und fließt demnach aus der Region.

Tabelle 9-22: Jährliche Steuerbeträge der Photovoltaik Großdach- und Freiflächenanlagen in Euro

		PV-Aufdachanlage 150 kW _p		PV-Freiflächenanlage 3,4 MW _p	
		Gesamt	Regional	Gesamt	Regional
Gewerbsteuer	Friesland	0	0	12.437	6.219
	Nordschwarzwald	0	0	12.687	6.343
	Hannover	0	0	3.675	1.838
	Trier	0	0	10.135	5.068
Einkommensteuer	Friesland	2.197	310	15.300	2.159
	Nordschwarzwald	2.224	314	16.494	2.328
	Hannover	1.361	192	2.502	353
	Trier	1.968	278	12.263	1.731

Quelle: Eigene Berechnungen

Dies stellt in der Realität den Extremfall dar und unterschätzt demnach das tatsächliche regionale Gewerbesteuerereinkommen, da das Finanzamt bei der Zerlegung einen weiten Ermessensspielraum hat und durchaus eine Einigung zwischen den Gemeinden und dem Steuerschuldner gefunden werden kann, die von diesem Extrem abweicht. Im hier unterstellten Szenario verbleiben also 50 % der Gewerbesteuer regional und damit Beträge von 1.838 Euro (Hannover) bis 6.343 Euro (Nordschwarzwald) (vgl. Tab. 4-22).

Der Betrag nach Abzug der Gewerbesteuer entfällt als Einkommen auf die Kommanditisten, da es sich bei der GmbH & Co. KG um eine als Personengesellschaft geführte Sonderform der Kommanditgesellschaft (KG) handelt (Anwaltskanzlei Weiß & Partner 2008). Diese müssen hierauf Einkommenssteuer zahlen. Als durchschnittlicher Einkommenssteuersatz wird von 20,7 % ausgegangen. Dieser Wert ergibt sich aus einer festzusetzenden Einkommenssteuer von 177,8 Mrd. Euro und einem zu versteuernden Einkommen von 859,8 Mrd. Euro im Jahr 2006 in Deutschland (Statistisches Bundesamt 2011).⁷⁰ Hinzu kommt noch der Solidaritätszuschlag mit 11,28 Mrd. Euro und damit 1,3 %, der aber für die Gemeinden und Kommunen keine Rolle spielt, da diese Gelder direkt dem Bund zugutekommen, jedoch für die Berechnung

⁷⁰ 2006 ist das aktuellste Jahr für das die Daten in der Gliederung vorliegen.

des Nach-Steuerertrags von Bedeutung ist. 15 % der Einkommenssteuer erhält die Gemeinde. Insgesamt nehmen die Standortgemeinden Beträge von 192 Euro (Hannover) bis 314 Euro (Nordschwarzwald) durch den Betrieb der PV-Aufdachanlage bzw. Beträge von 2.191 Euro (Hannover) bis 8.671 Euro (Nordschwarzwald) durch den Betrieb der PV-Freiflächenanlage ein.

9.2.4 Ermittlung des Gewinns nach Steuern

Nach Abzug der soeben berechneten Steuern vom Vorsteuerertrag ergibt sich der Nachsteuergewinn. Tabelle 9-23 stellt die sich ergebenden Werte dar.

Tabelle 9-23: Nachsteuergewinn der Photovoltaik Großdach- und Freiflächenanlagen in den 4 Modellregionen

	150 kW _p PV-Aufdachanlage	3,4 MW _p PV-Freiflächenanlage
Friesland	7.790	54.247
Nordschwarzwald	7.886	58.478
Hannover	4.824	8.869
Trier	6.977	43.478

Quelle: Eigene Berechnungen.

Eine 150 kW_p PV-Aufdachanlage bzw. 3,4 MW_p PV-Freiflächenanlage, die in Hannover installiert wurde, weist demnach den mit Abstand geringsten Jahresgewinn von 4.824 Euro bzw. 8.869 Euro auf. Falls dieselben Anlagen in einer der anderen Modellregionen stehen, ergeben sich mit 6.977 Euro bis 7.886 Euro bzw. 43.478 Euro bis 58.478 Euro wesentliche höhere Gewinne.

9.2.5 Ermittlung der direkten regionalen Wertschöpfung

Mit den Angaben aus den vorherigen Abschnitten lässt sich nun wieder die direkte regionale Wertschöpfung als Summe aus den Nachsteuergewinnen, den regional verbleibenden Zinsen, den Gemeindesteuern und den direkten Personalkosten berechnen. Diese ist in den Tabellen 9-24 und 9-25 rot markiert. Die direkten Personalkosten betragen auch hier wieder null, da diese, wie bereits erwähnt, an externe Dienstleister ausgelagert wurden.

Tabelle 9-24: Direkte Nettowertschöpfung durch den Betrieb einer 150 kWp PV-Aufdachanlage in Euro

	Anteil der Eigenkapitalgeber (Gewinn nach Steuern)	Anteil der Fremdkapitalgeber (Regional verbleibende Zinsen)	Anteil des Staates (Regionaler Anteil der Steuern)	Anteil der Arbeitnehmer (Direkte Personalkosten)	Direkte regionale Nettowertschöpfung
Friesland	7.790	5.013	310	0	13.113
Nordschwarzwald	7.886	5.013	314	0	13.213
Hannover	4.824	5.013	192	0	10.029
Trier	6.977	5.013	278	0	12.268

Quelle: Eigene Berechnungen

Der Betrieb einer 150 kW_p PV-Aufdachanlage generiert somit in Hannover mit 10.029 Euro die geringste direkte Wertschöpfung. Im Nordschwarzwald weist sie dagegen mit 13.213 Euro den höchsten Wertzuwachs aus, dicht gefolgt von Friesland mit 13.113 Euro.

Tabelle 9-25: Direkte Nettowertschöpfung durch den Betrieb einer 3,4 MWp PV-Freiflächenanlage in Euro

	Anteil der Eigenkapitalgeber (Gewinn nach Steuern)	Anteil der Fremdkapitalgeber (Regional verbleibende Zinsen)	Anteil des Staates (Regionaler Anteil der Steuern)	Anteil der Arbeitnehmer (Direkte Personalkosten)	Direkte regionale Nettowertschöpfung
Friesland	54.247	103.487	8.378	0	166.112
Nordschwarzwald	58.478	103.487	8.671	0	170.636
Hannover	8.869	103.487	2.191	0	114.547
Trier	43.478	103.487	6.798	0	153.763

Quelle: Eigene Berechnungen

Die direkte regionale Wertschöpfung der 3,4 MW_p PV-Freiflächenanlage liegt in der Spanne von 114.547 Euro für Hannover und 170.636 Euro für Nordschwarzwald.

9.2.6 Indirekte regionale Wertschöpfung

Die zusätzliche Wertschöpfung durch die Vorleistungsbetriebe wird wieder über die Berechnung der indirekten Wertschöpfung erfasst.

Tabelle 9-26: Indirekte Nettowertschöpfung durch den Betrieb einer 150 kWp PV-Aufdachanlage in Euro

	Regionaler Anteil der Einkommen	Regionaler Anteil der Materialkosten	Generierte indirekte Wertschöpfung der Region	Regional verbleibende indirekte Wertschöpfung
Wartung/Instandhaltung	218	91	309	169
Pacht	1.501	0	1.501	823
Versicherung	0	0	0	0
Rechts- und Steuerberatung/Jahresabschluss	284	13	297	163
Verwaltung/kaufmännische Geschäftsführung	992	46	1.039	569
Sonstiges	588	27	616	337
Abschreibung	0	0	0	0
Fremdkapitalzinsen	5.013	0	5.013	2.747
Summe Gesamtbetriebskosten	8.596	178	8.775	4.809

Quelle: Eigene Berechnungen

Hierzu werden 42 % der Materialkosten als Wertschöpfung interpretiert (Vgl. Kapitel 9.1). Von den Einkommen – wobei hier keine Unterscheidung zwischen Gewinnen und Löhnen getroffen wird – fließen Sozialabgaben und Steuern aus der Region. Lediglich 54,8 % verbleiben in der Region (vgl. Kapitel 9.1). Damit ergeben sich die in

Tabelle 9-26 und 9-27 dargestellten Werte.

Eine 150 kW_p PV-Aufdachanlage/ 3,4 MW_p PV-Freiflächenanlage generiert indirekte Wertschöpfungseffekte von 4.809 Euro/ 99.268 Euro unabhängig davon in welcher Region diese installiert wurde.

Tabelle 9-27: Indirekte Nettowertschöpfung durch den Betrieb einer 3,4 MW_p PV-Freiflächenanlage in Euro

	Regionaler Anteil der Einkommen	Regionaler Anteil der Materialkosten	Generierte indirekte Wertschöpfung der Region	Regional verbleibende indirekte Wertschöpfung
Wartung/Instandhaltung	4.491	1.886	6.377	3.495
Pacht	30.997	0	30.997	16.986
Versicherung	0	0	0	0
Rechts- und Steuerberatung/Jahresabschluss	5.859	273	6.133	3.361
Verwaltung/kaufmännische Geschäftsführung	20.487	956	21.443	11.751
Sonstiges	12.143	567	12.710	6.965
Abschreibung	0	0	0	0
Fremdkapitalzinsen	103.487	0	103.487	56.711
Summe Gesamtbetriebskosten	177.464	3.682	181.147	99.268

Quelle: Eigene Berechnungen

Auf die direkte und indirekte Wertschöpfung einer Region kann nun noch der Multiplikator angewendet werden, um zusätzliche Auswirkungen dieser Einkommenseffekte zu ermitteln. Hierauf wird im nächsten Abschnitt eingegangen.

9.2.7 Induzierte regionale Wertschöpfung

Für die Bestimmung der induzierten Effekte werden die Multiplikatoren aus Kapitel 9.1 - Ermittlung des Multiplikators - verwendet. Diese werden mit der zuvor bestimmten direkten und indirekten Wertschöpfung multipliziert, wodurch man die induzierten Effekte erhält. Das Ergebnis zeigt Tabelle 9-28.

Für Hannover ergeben sich wieder mit 7.539 Euro bzw. 108.644 Euro die stärksten induzierten Effekte. Friesland als mit Abstand kleinste Region in der Auswahl weist mit 2.662 Euro bzw. 39.425 Euro die geringste induzierte Wertschöpfung aus.

Tabelle 9-28: Induzierte Wertschöpfungseffekte durch die Photovoltaik Großdach- und Freiflächen-Referenzanlagen in Euro

150 kW _p PV-Aufdachanlage			
	Induzierten Effekte der direkten Wertschöpfung	Induzierte Effekte der indirekten Wertschöpfung	Gesamte Induzierte Wertschöpfung
Friesland	1948	714	2.662
Nordschwarzwald	4.574	1.665	6.239
Hannover	5.096	2.443	7.539
Trier	3.906	1.531	5.437
3,4 MW _p PV-Freiflächenanlage			
	Induzierten Effekte der direkten Wertschöpfung	Induzierte Effekte der indirekten Wertschöpfung	Gesamte Induzierte Wertschöpfung
Friesland	24.678	14.747	39.425
Nordschwarzwald	59.072	34.366	93.438
Hannover	58.204	50.441	108.644
Trier	48.957	31.606	80.563

Quelle: Eigene Berechnungen

9.2.8 Gesamte regionale Wertschöpfung

Insgesamt führt der Betrieb einer 150 kW_p PV-Aufdachanlage bzw. 3,4 MW_p-Freiflächenanlage zu einer regionalen Wertschöpfung von durchschnittlich 22.434 Euro bzw. 331.050 Euro und damit einer Wertschöpfung pro kW_p von 150 Euro bzw. 97 Euro. Damit zeigen sich für die Freiflächenanlagen geringere Effekte pro kW_p als bei den PV-Aufdachanlagen, da hier durch die Steueraspekte unter den getroffenen Annahmen ein wesentlich größerer Teil der Mittel aus der Region abgezogen wird (vgl. Tab. 4-29).

Im letzten Schritt erfolgt nun die Hochrechnung auf die Regionen. Hierzu wird die Wertschöpfung pro kW_p mit der nach Größenklassen untergliederten installierten Leistung in der Region multipliziert. Unter PV-Kleindachanlagen fallen alle Anlagen mit einer Nennleistung von maximal 30 kW_p. Die PV-Großdachanlagen umfassen das Spektrum von über 30 kW_p bis 1.000 kW_p und die Freiflächenanlagen alle Anlagen mit einer installierten Leistung von über 1.000 kW_p. In den beiden Regionen Friesland und Hannover befinden sich aktuell keine Freiflächenanlagen. In der Tabelle 9-30 ist die gesamte Wertschöpfung in den vier Modellregionen angegeben.

Tabelle 9-29: Gesamte regional generierte Wertschöpfung durch den Betrieb der Photovoltaik Großdach- und Freiflächen-Referenzanlagen in den Regionen in Euro

	150 kW _p PV-Aufdachanlage				
	Direkte Wertschöpfung	Indirekte Wertschöpfung	Induzierte Wertschöpfung	Gesamte Wertschöpfung	Wertschöpfung pro kW _p
Friesland	13.113	4.809	2.662	20.584	137
Nordschwarzwald	13.213	4.809	6.239	24.260	162
Hannover	10.029	4.809	7.539	22.377	149
Trier	12.268	4.809	5.437	22.513	150
Durchschnitt				22.434	150
	3,4 MW _p PV-Freiflächenanlage				
	Direkte Wertschöpfung	Indirekte Wertschöpfung	Induzierte Wertschöpfung	Gesamte Wertschöpfung	Wertschöpfung pro kW _p
Friesland	166.112	99.268	39.425	304.806	90
Nordschwarzwald	170.636	99.268	93.438	363.342	107
Hannover	114.547	99.268	108.644	322.459	95
Trier	153.763	99.268	80.563	333.594	98
Durchschnitt				331.050	97

Quelle: Eigene Berechnungen

Tabelle 9-30: Hochrechnung der gesamten Wertschöpfung durch den Betrieb von Photovoltaikanlagen auf die Regionen in Euro

	Wertschöpfung pro kW _p			Installierte Leistung			Wertschöpfung insgesamt
	PV-Kleindachanlagen	PV-Großdachanlagen	PV-Freiflächenanlagen	PV-Kleindachanlagen	PV-Großdachanlagen	PV-Freiflächenanlagen	
Friesland	133	137	90	6.153	3.357	0	1.279.476
Nordschwarzwald	157	162	107	65.870	28.993	4.227	15.513.599
Hannover	151	149	95	18.372	7.646	0	3.911.109
Trier	147	150	98	41.692	32.940	40.523	15.063.384

Quelle: Eigene Berechnungen

Nordschwarzwald und Trier weisen mit rund 15 Mio. Euro die höchste regionale Wertschöpfung aus, da in diesen Regionen mit Abstand die meisten Solaranlagen installiert sind, was sicher auch auf das Nord-Südgefälle der Globalstrahlung in Deutschland zurückzuführen ist, wonach die Ausbeute einer Photovoltaikanlage im Süden wesentlich höher ist (Haselhuhn 2010, S. 39).

Friesland als kleinste Region weist hier mit rund 1,2 Mio. Euro den kleinsten Wert auf. Dieser Landkreis hat jedoch sein Potential eher in der Windkraft (vgl. Anhang B - Abbildung 6-1). Hannover generiert durch die Photovoltaik eine Wertschöpfung von knapp 4 Mio. Euro.

9.3 Windenergie

Im Folgenden werden die finanziellen Effekte untersucht, die durch den Betrieb von Windkraftanlagen entstehen. Wie schon bei der Photovoltaik wird zwischen den direkten, indirekten und den induzierten Effekten unterschieden (siehe Kapitel 9.1). Die Berechnungen beruhen ebenfalls auf einer Wirtschaftlichkeitsrechnung und auch hier gilt, dass sich allgemeingültige Aussagen über die Erträge und die Betriebskosten nur unter Vorbehalten machen lassen. Aus diesem Grund werden die Effekte anhand von zwei typischen Anlagen ermittelt. Wie in Kapitel 3 deutlich wurde, geht der Trend zum Bau von Anlagen in der Megawattklasse. Der durchschnittliche Leistungszubau im Jahr 2009 betrug 1.989 kW bei Nabenhöhen von ca. 100 m⁷¹. Am häufigsten wurden hierbei 2 MW Anlagen gebaut.⁷² Deshalb betrachtet die Studie die Kosten- und Ertragsstruktur einer 2.000 kW (= 2 MW) Anlage mit 100 m Nabenhöhe. Bei einer alleinigen Verwendung dieser Größenklasse würde man aber die aktuelle Wertschöpfung in den Regionen überschätzen, da insbesondere in den küstennahen Gebieten (wie Landkreis Friesland – siehe Kapitel 3) vielfach noch ältere und kleinere Anlagen mit einer geringeren Effizienz in Betrieb sind. Als zweite Referenzanlage wird deshalb zusätzlich eine 500 kW-Windkraftanlage gewählt.

9.3.1 Direkte regionale Wertschöpfung

Zunächst werden die direkten Effekte zweier typischer Windkraftanlagen (500 kW und 2000 kW) auf die regionale Wertschöpfung untersucht. Die gesamte direkte regionale Nettowertschöpfung setzt sich aus der Addition der

⁷¹ Vgl. Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (2010)

⁷² Anlagenregister der Stromnetzbetreiber Amprion, EnBW, TenneT, 50Hertz Transmission (2009).

Anteile von Eigenkapital- und Fremdkapitalgebern, des Staates und der Arbeitnehmer zusammen. Ausgangspunkt zur Bestimmung dieser Größen ist eine Wirtschaftlichkeitsrechnung für den Betrieb der beiden Referenzanlagen. Dabei beziehen sich die getroffenen Annahmen zu einem großen Teil auf Hau, (2009) und Staiß (2007).

Ermittlung der Kosten einer typischen Windkraftanlage

Eine Windkraftanlage benötigt keinen Brennstoff, dennoch läuft sie nicht vom Wind allein. In den Tabelle 9-31 und 9-32 sind die jährlich anfallenden Kosten der Referenzanlagen aufgeführt. Bei den einzelnen Kostenarten ist zusätzlich eine Aufspaltung nach Materialkosten und Einkommenskomponenten vorgenommen worden, da diese Differenzierung bei der Berechnung der indirekten Effekte eine Rolle spielt. Außerdem erfolgt eine Abschätzung der regionalen Anteile der jeweiligen Positionen. Bei der Betrachtung der Kosten gilt es zu beachten, dass diese nicht konstant über den Zeitraum von 20 Jahren (angenommene Lebensdauer) anfallen. Vielmehr hängen sie vom Alter der Anlage ab. Insbesondere bei den Reparaturkosten spricht man von einem „Badewannenverlauf“ (Bundesverband Windenergie e.V. 2004). Demnach fallen überproportional hohe Reparaturkosten jeweils zu Beginn und am Ende der Lebensdauer einer Anlage an, wobei zu Beginn die Kosten durch die zweijährige Gewährleistungsgarantie der Hersteller gedeckt sind. Die Angaben in den Tabellen beziehen sich entsprechend auf den angenommenen Mittelwert über den gesamten Zeitraum und werden - wenn nicht anders angegeben - als ein Prozentsatz des Ab-Werk-Verkaufspreises der Windkraftanlage angesetzt. Für Anlagen in der Größenklasse zwischen 1.300 und 3.000 kW Leistung liegt der Preis ab Werk etwa zwischen 900 und 1.100 Euro/kW (Staiß 2007). Aus diesem Grund wird im Folgenden für die 2 MW-Anlage von reinen Anlagekosten von 1.000 Euro/kW ausgegangen. Dies entspricht einem Investitionswert von 2 Mio. Euro. Für die 500 kW-Anlage werden niedrigere Kosten von 800 Euro pro kW (Hau, 2009) und demnach 400.000 Euro Investitionskosten angesetzt.

Tabelle 9-31: Kostenstruktur einer typischen 500 kW Windkraftanlage

Kostenart		Betriebsausgaben						
		Gesamt ausgaben in Euro	Anteil der Einkommen	Anteil der Materialkosten	Regionaler Anteil der Einkommen in %	Regionaler Anteil der Materialkosten in %	Gesamter Regionaler Anteil in Euro	Kosten pro KW in Euro
Wartung/Instandhaltung (0,8 %)		3.200	1.600	1.600	0	0	0	6
Reparaturrücklagen (0,75 %)		3.000	300	2.700	0	0	0	6
Versicherung (MBV: 0,5 %; BUV: 0,05 %; HV: 125 Euro/Jahr)		2.325	2.093	233	0	0	0	5
Pacht (5 % vom Umsatz)	Friesland	4.132	4.132	0	100	0	4.132	8
	Nord-schwarz-wald	3.355	3.355	0	100	0	3.355	7
	Hannover	3.811	3.811	0	100	0	3.811	8
	Trier	3.355	3.355	0	100	0	3.355	7
Verwaltung/Steuerberatung (0,85 %)		3.400	3.060	340	50	50	1.700	7
Eigenbedarf Strom (0,25 %)		1.000	900	100	100	100	1.000	2
Sonstiges (0,65 %)		2.600	1.300	1.300	100	100	2.600	5
Summe reine Betriebskosten	Friesland	19657	13384	6273	40	8	9432	39
	Nord-schwarz-wald	18880	12608	6273	38	8	8655	38
	Hannover	19336	13063	6273	39	8	9111	39
	Trier	18880	12608	6273	38	8	8655	38
Abschreibung		26.000						52
Fremdkapitalzinsen		11.008	11.008	0	45	0	4.954	22
Summe Gesamtbetriebskosten	Friesland	56.665	24.393	6.273	23	3	11.785	113
	Nord-schwarz-wald	55.888	23.616	6.273	22	3	11.009	112
	Hannover	56.344	24.072	6.273	22	3	11.465	113
	Trier	55.888	23.616	6.273	22	3	11.009	112

Quelle: Eigene Berechnungen nach Hau (2009), Staß (2007)

Generell müssen für eine schlüsselfertige Anlage aber nicht nur die Kosten für die Windkraftanlage berücksichtigt werden, sondern auch anfallende Kosten für die Projektentwicklung, Anschlüsse und den Transport. Hierfür sind noch einmal ca. 30 % des Anlagenpreises einzukalkulieren. Somit ergeben sich für

die beiden Referenzanlagen Investitionskosten von insgesamt 520.000 Euro bzw. 2,6 Mio Euro.

Einen wesentlichen Teil der Betriebskosten macht die **Wartung und Instandhaltung** der Anlage aus. Die meisten großen Hersteller von Windkraftanlagen bieten ihren Kunden Service- bzw. Wartungsverträge an. Hierbei kann die Ausgestaltung sehr unterschiedlich ausfallen. Sie können von der Übernahme regelmäßiger Routinewartungen bis hin zu „Vollwartungsverträgen“ reichen, die zusätzlich auch kleine Reparaturen und Verfügbarkeitsgarantien beinhalten. Für die Referenzanlagen wurden hierbei zwei verschiedene Herangehensweisen gewählt. Bei der 500 kW-Anlage wurde von einem „normalen“ Wartungsvertrag (3.200 Euro) ausgegangen.

Aus diesem Grund werden bei den Betriebskosten zusätzlich **Reparaturrücklagen** (3.000 Euro) berücksichtigt. Hinzu kommt außerdem eine Maschinenbruch**versicherung** (2.000 Euro), die das Risiko größerer Reparaturen absichern soll und eine Betriebsunterbrechungsversicherung (200 Euro), die die Einnahmeausfälle in Stillstandzeiten aufgrund von technischen Defekten abdeckt. In Bezug auf die 2 MW-Anlage unterstellt die Studie einen „Vollwartungsvertrag“, da man hier davon ausgehen kann, dass die Anlage von einem kommerziellen Betreiber unterhalten wird, der das Risiko seiner Investition minimieren möchte.

Die Verrechnung der Verträge erfolgt meist in Abhängigkeit der erzeugten Kilowattstunden. Diese Methode basiert auf der Tatsache, dass der Verschleiß der Anlage mit steigender Energieproduktion zunimmt. Manche Teile einer Windkraftanlage sind einem stärkeren Verschleiß unterworfen als andere.

Tabelle 9-32: Kostenstruktur einer typischen 2 MW Windkraftanlage

Kostenart	Betriebsausgaben						
	Gesamt- ausgaben in Euro	Anteil der Ein- kommen	Anteil der Ma- terial- kosten	Regi- onaler Anteil der Ein- kom- men	Regi- onaler Anteil der Mate- rial- kos-	Ge- sam- ter Regi- onaler Anteil in	Kos- ten pro KW in Euro

					in %	ten in %	Euro	
Wartung/Instandhaltung im Rahmen eines Wartungsvertrages	Friesland	61.692	30.846	30.846	0	0	0	31
	Nordschwarzwald	48.403	24.202	24.202	0	0	0	24
	Hannover	56.891	28.445	28.445	0	0	0	28
	Trier	48.403	24.202	24.202	0	0	0	24
Versicherung		125	113	13	0	0	0	0
Pacht	Friesland	20.124	20.124	0	100	0	20.124	10
	Nordschwarzwald	16.598	16.598	0	100	0	16.598	8
	Hannover	18.558	18.558	0	100	0	18.558	9
	Trier	16.598	16.598	0	100	0	16.598	8
kaufmännische/technische Betriebsführung		17.000	15.300	1.700	50	50	8.500	9
Eigenbedarf Strom		5.000	4.500	500	100	100	5.000	3
Sonstiges		13.000	11.700	1.300	100	100	13.000	7
Summe reine Betriebskosten	Friesland	116941	82582	34359	38	2	46624	58
	Nordschwarzwald	100126	72412	27714	40	3	43098	50
	Hannover	110573	78615	31958	38	2	45058	55
	Trier	100126	72412	27714	40	3	43098	50
Abschreibung		100.000						50
Fremdkapitalzinsen		78.631	78.631	0	45	45	35.384	39
Summe Gesamtbetriebskosten	Friesland	295.572	161.213	34.359	25	1	82.008	148
	Nordschwarzwald	278.757	151.043	27.714	26	1	78.482	139
	Hannover	289.204	157.246	31.958	25	1	80.442	145
	Trier	278.757	151.043	27.714	26	1	78.482	139

Quelle: Eigene Berechnungen nach Hau (2009), Staiß, (2007)

Das gilt besonders für Rotorblätter und Getriebe (Verband der dänischen Windkraftindustrie 2003). Die in der Literatur angegebene Spanne beträgt zwischen 1 bis 1,5 Cent pro erzeugter Kilowattstunde (Hau 2009, S. 839). Für die vorliegenden Berechnungen wurde hierfür der Mittelwert von 1,25 Cent verwendet.

Eine weitere ertragsabhängige Größe stellt die **Pacht** dar, denn viele Landbesitzer vereinbaren keine festgelegte Summe, sondern wollen an den Erlösen der Anlage beteiligt sein. Üblich sind hierbei 5 % der Stromerlöse (Hau, 2009, S. 841). Dieser Wert wird hier ebenfalls verwendet. Für beide Anlagen fallen außerdem **Verwaltungskosten** für die Erstellung der Gewinn- und Verlustrechnungen sowie Bilanzen und für Beratungstätigkeiten im Bereich Steuern und Recht an. In beiden Fällen wird außerdem eine Haftpflichtversicherung (125 Euro) als Absicherung gegenüber Schadensersatzansprüchen Dritter abgeschlossen. Weiterhin wird ein **Eigenbedarf an Strom** (0,25 % des Ab-Werk-Preises der Anlage) berücksichtigt, da eine Windkraftanlage nicht nur Strom produziert, sondern auch einen gewissen Strombedarf⁷³ hat, der aus dem Netz bezogen wird. Unter **sonstige Kosten** werden Wartungs- und Instandsetzungsarbeiten an den peripheren Einrichtungen zusammengefasst.

Die Angaben widersprechen der allgemeinen Annahme, dass durch den Bau einer größeren Anlage die spezifischen Betriebskosten, also die Kosten pro installierten kW, sinken (The European Wind Energy Association, 2009, 46). Das kann zum Beispiel damit begründet werden, dass man eine größere Anlage nicht öfter warten muss als eine Anlage mit geringerer Leistung. Die Abweichung von dieser plausiblen Annahme ist hier darauf zurückzuführen, dass zwei verschiedene Ansätze (Vollwartungsvertrag vs. normalem Servicevertrag) zugrunde gelegt werden. Welche Version in der Praxis umgesetzt wird, hängt im Wesentlichen von der Risikoeinschätzung des Unternehmers ab.

Aufgrund der angestellten Überlegungen und der getroffenen Annahmen ergibt sich für die reinen Betriebskosten (von Wartung bis Sonstiges) einer 500 kW-Windkraftanlage eine Spanne von 18.880 Euro (Nordschwarzwald, Trier) bis 19.657 Euro (Friesland). Bei der 2 MW-Anlage liegen die Werte zwischen 100.126 Euro (Nordschwarzwald, Trier) und 116.941 Euro (Friesland).

⁷³ Zum Beispiel für den Betrieb von Positionslichtern.

Zu den jährlichen Ausgaben einer Windkraftanlage gehören neben den reinen Betriebskosten noch die **Abschreibungen** und die **Fremdkapitalzinsen**. Die Lebensdauer einer Windkraftanlage wird im Allgemeinen von den Herstellern mit 20 Jahren angegeben (Institut für solare Energieversorgungstechnik e.V. 2002). Dies entspricht auch dem Förderzeitraum des EEG (BHKW-Infozentrum GbR 2007). Aus diesem Grund wird für die Berechnung des jährlichen Wertverlustes eine Betriebsdauer von 20 Jahre zugrunde gelegt. Es ergeben sich damit 26.000 Euro bzw. 100.000 Euro an Abschreibungskosten für die beiden Referenzanlagen. Die tatsächliche steuerliche Abschreibungssumme unterscheidet sich hiervon, da laut den Abschreibungstabellen für Anlagegüter (AfA) des Bundesministeriums für Finanzen für eine Windkraftanlage, die nach 2000 in Betrieb genommen wurde, die Abschreibung über 16 Jahre erfolgt (Bundesministerium der Finanzen 2000). Damit wird der Gewinn in den ersten 16 Jahren leicht überschätzt und in den letzten 4 Jahren stark unterschätzt, was sich auf die zu zahlenden Steuern auswirkt. Die Kalkulationsbasis für die Kapitalzinsen besteht aus einer 70 % Fremdkapitalaufnahme zu einem Zinssatz von 5% (Staiß 2007), S. 107) über einen Darlehenszeitraum von 20 Jahren. Der Betreiber der Referenzanlagen dieser Studie muss damit jährliche Zinsen von 11.008 Euro bzw. 78.631 Euro einkalkulieren. Die tatsächlichen Kreditlaufzeiten liegen erfahrungsgemäß unter 20 Jahren. Die jährlichen Kosten fallen bei der hier unterstellten längeren Laufzeit somit etwas geringer aus, jedoch müssen sie über einen längeren Zeitraum aufgebracht werden (Institut für solare Energieversorgungstechnik e.V. 2002).

Damit entstehen durch den Betrieb einer Windkraftanlage mit 500 kW in den betrachteten Modellregionen jährliche Kosten zwischen 55.888 Euro (Nordschwarzwald, Trier) und 56.665 Euro (Friesland). Die Kosten pro kW betragen somit 112 Euro für die Regionen Trier und Nordschwarzwald und 113 Euro für Hannover und Friesland. Bei der 2 MW-Anlage liegen die Werte in der Spanne von 278.757 Euro (Nordschwarzwald, Trier) und 295.572 Euro (Friesland) und damit bei spezifischen Kosten von 139 Euro und 148 Euro pro kW.

Bei der **Aufteilung der Kosten in Einkommen (Gewinn, Lohn) und Material** wird - wie bei der Photovoltaik - bei reinen Dienstleistungen (Versicherung, Strombereitstellung, Betriebsführung und Sonstiges) von einem Sachkostenanteil von 10 % ausgegangen. Die Fremdkapitalkosten werden direkt als Einkommen (100 %) der Fremdkapitalgeber und damit als eine Komponente der direkten Wertschöpfung interpretiert. Auch für die Pacht werden keine Sachkosten berücksichtigt. Hier wird unterstellt, dass der Betreiber das Grundstück von einem Landwirt pachtet, der die bisherige landwirtschaftliche Nutzung weiterführt und die Verpachtung im Wesentlichen als Nebenerwerb betrachtet. Für die Position Wartung und Instandhaltung erfolgt die Aufteilung zu je 50 %, da hier einerseits die Wartung eher einen Dienstleistungscharakter aufweist, aber andererseits die Instandhaltung maßgeblich durch den Bezug von teuren Ersatzteilen charakterisiert ist. Dies spiegelt auch die Position Reparaturrücklagen wider, die bei der 500 kW-Anlage mit einfließt, mit einem angenommenen Sachkostenanteil von 90 %. Die Komponente Abschreibung nimmt hier eine Sonderrolle ein. In der anschließenden Wertschöpfungsanalyse wird die Nettowertschöpfung berechnet, in der die Abschreibungen nicht mit einfließen (siehe Kapitel 2).

Für die weiteren Überlegungen sind nun noch die regional verorteten Kosten zu definieren. Es ist davon auszugehen, dass die Ausgaben für Wartung/Instandhaltung und Reparatur - unter anderem auch bedingt durch Garantieleistungen des Herstellers und die abgeschlossenen Wartungsverträge mit dem Hersteller - zu 100 % aus der Region fließen, da der Produzent der Anlage seinen Sitz in der Regel nicht in der Region hat. Diese Annahme ist als sehr konservativ einzuschätzen, so dass die ermittelten Werte als Untergrenze zu betrachten sind, da es durchaus plausibel ist, dass der Hersteller regionale Serviceanbieter engagiert, welche die Gewährleistung der Verträge sichern. Weiterhin wird unterstellt, dass der Strombezug von einem regionalen Versorgungsunternehmen erfolgt, wodurch die Kosten zu 100 % in der Region anfallen. Auch bei der Pacht ist dies der Fall. Bei den Fremdkapitalzinsen wird äquivalent zur Photovoltaik ein regionaler Anteil von 45 % (Anteil der öffentlich-rechtlichen Kreditinstitute, Genossenschaften und Regionalbanken

am gesamten deutschen Kreditmarkt) vorausgesetzt. In welcher Region die Kosten für die Betriebsführung anfallen, hängt maßgeblich vom Sitz der Betreibergesellschaft ab. Hierfür liegen keine gesicherten Daten vor. Aus diesem Grund wird hier die Annahme getroffen, dass die eine Hälfte der Betreiber in der Region ansässig ist und die andere Hälfte von außerhalb agiert. Demnach ergeben sich regional anfallende Kosten in einer Spanne von 11.065 Euro (Nordschwarzwald) und 11.642 Euro (Friesland) für eine 500 kW-Anlage bzw. 77.268 Euro (Hannover) und 81.868 Euro (Nordschwarzwald) für eine 2 MW-Anlage.

Im nächsten Schritt wird nun aufbauend auf dieser Kostenübersicht der Gewinn vor Steuern ermittelt.

Ermittlung des Gewinns vor Steuern

Der Jahresgewinn des Betreibers einer Windkraftanlage berechnet sich aus der Differenz zwischen den im vorherigen Kapitel bestimmten jährlichen Kosten und dem Umsatz, der durch den Verkauf des von ihm produzierten Stroms generiert wird. Für letzteres kann wieder nur eingeschränkt auf empirische Daten zurückgegriffen werden. Aufgrund der schwierigen Datenlage muss hier mit gezielten Annahmen gearbeitet werden. Grundlage für die Berechnung des produzierten Stroms ist die Schätzung der Volllaststunden. Die Jahresenergieproduktion (kWh) ergibt sich dann als Produkt aus den Volllaststunden und der Nennleistung (kW_p) der Anlage.

Die jährliche Energieproduktion schwankt sehr stark in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit am Standort. Für Deutschland werden diesbezüglich drei unterschiedliche Standortqualitäten definiert werden, die in Tabelle 9-33 dargestellt sind. An guten Standorten (Küste) mit hohen und mittleren Windgeschwindigkeiten, lassen sich über 2.000 Volllaststunden pro Jahr erreichen. An Binnenland- und Gebirgsstandorten mit mäßigen Windgeschwindigkeiten können im Durchschnitt etwa 1.700, an Binnenlandstandorten mit niedrigen Windgeschwindigkeiten unter 1.300 Volllaststunden erreicht werden (EUTech 2006, S. 3).

Tabelle 9-33: Geschätzte Volllaststunden in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit

	gering	mäßig	hoch
Mittlere Windgeschwindigkeit	≤ 4 m/s	4 – 5 m/s	≥ 5 m/s
Volllaststunden	1250 h	1750 h	2250 h

Quelle: EUtech (2006)

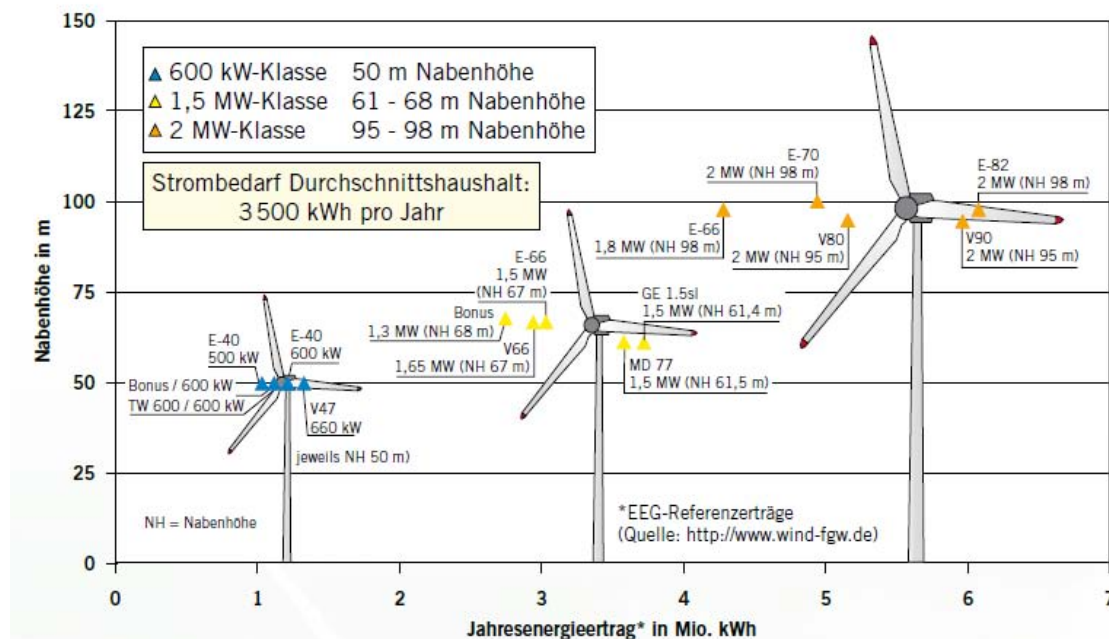
Das Deutsche Windenergie Institut (DEWI) hat die Winderträge über ein Simulationsmodell anhand der installierten Windleistung in den Bundesländern für die drei Standortqualitäten über die Jahre 2003 bis 2009 präzisiert (Deutsches Windenergie Institut (DEWI), 2003-2009). Die Werte für den Küstenstandort mit hohen mittleren Windgeschwindigkeiten sind auf Basis der Daten von Schleswig-Holstein, die Volllaststunden im Binnenland mit mäßigen mittleren Windgeschwindigkeiten auf Basis der Daten von Niedersachsen und die Werte für das Mittelgebirge mit geringen Windgeschwindigkeiten auf Basis der Daten für Rheinland-Pfalz berechnet worden:

Schleswig-Holstein (Küste):	2.035
Niedersachsen (Binnenland):	1.877
Rheinland-Pfalz (Mittelgebirge):	1.597

Man sollte sich aber darüber bewusst sein, dass es sich bei diesen Werten nicht um die real erzielten Erträge sondern um potentielle Energieerträge handelt, d.h. die Erträge wurden über Rechenmodelle auf der Basis eines 100 % Windjahres berechnet. Außerdem werden bei der Berechnung dieser Zahlen keine Unterschiede zwischen Alt- und Neuanlagen gemacht. Weiterhin fließen sowohl Anlagen an schlechten als auch guten Standorten darin ein.

Für die 500 kW-Anlagen werden diese durchschnittlichen Volllaststunden angenommen. Bei der 2 MW-Anlage würde der Stromertrag durch Verwendung dieser Werte jedoch leicht unterschätzt, da sich die durchschnittlichen Nabenhöhen geändert haben, was einen erheblichen Effekt auf die Volllaststunden hat. Dies wird auch noch einmal in Abbildung 4-3 deutlich, welche die Jahreserträge für verschiedene Größenklassen an den EEG-Referenzstandorten darstellt. Die sich daraus ergebenden Volllaststunden gelten nur unter den sehr restriktiven Bedingungen des Referenzstandortes nach EEG E-40 (500 kW): 2.000 Volllaststunden, E-66 (1,5 MW): 2.000 Volllaststunden, E-70 (2 MW): 2.500 Volllaststunden. Sie werden hier verwendet, um typische Volllaststunden für unterschiedliche Anlagengrößen in den Regionen abzuschätzen. Für die 2 MW-Anlage wird von einer Nabenhöhe von ca. 100 m ausgegangen. Demnach erhöhen sich die durchschnittlichen Volllaststunden um 25 %.

Abbildung 9-3: Jahresenergieerträge für EEG-Referenzstandorte nach Größenklassen



Quelle: (Deutscher Städte und Gemeindebund (2009), S. 20
 Anmerkungen: E-40 (500 kW): 2.000 Volllaststunden, E-66 (1,5 MW): 2.000 Volllaststunden, E-70 (2 MW): 2.500 Volllaststunden

Tendenziell liegen damit die über das vorgestellte Modell ermittelten Volllaststunden über den durchschnittlich real erzielten Werten in den Regionen. Die Ursache hierfür liegt grundsätzlich in der Altersstruktur der vorhandenen Anlagen und der damit verbundenen geringeren Nabenhöhen. Je neuer der Anlagenbestand, desto näher liegen die getroffenen Annahmen an der Realität, sodass die hier in Kauf genommene Überschätzung der Volllaststundenzahl vor allem mit Blick auf die weitere Entwicklung der Windkraft aussagekräftiger ist.

Auf Grundlage dieser Überlegungen wird zur Ermittlung der Erträge in den vier Modellregionen von den in Tabelle 4-34 dargestellten Volllaststunden ausgegangen. Dabei wird die Region Friesland dem Küstenstandort (hohe Windgeschwindigkeiten), die Region Hannover dem Binnenland (mäßige Windgeschwindigkeiten) und die Regionen Trier und Nordschwarzwald dem Mittelgebirge (geringe Windgeschwindigkeiten) zugeordnet.⁷⁴

Tabelle 9-34: Gemittelte Volllaststunden der Windkraft-Referenzanlagen über den Zeitraum von 2004 -2009 für die vier Modellregionen

	500 kW	2.000 MW
Friesland	2.035	2.544
Hannover	1.877	2.346
Trier	1.597	1.996
Schwarzwald	1.597	1.996

Quelle: Eigene Berechnungen nach Deutsches Windenergie Institut (2003-2009)

Für die Berechnung der tatsächlichen Jahresenergieproduktion werden 97 % der Volllaststundenzahlen angenommen, wodurch Stillstandzeiten und Windschwankungen berücksichtigt werden.

Um vom Jahresstromertrag zum Umsatz der Windkraftanlagen zu kommen, muss noch der Verkaufspreis betrachtet werden. Hier profitieren die Betreiber von den festgeschriebenen Vergütungssätzen des EEG, wobei nach der EEG-Novelle 2009 für mindestens fünf Jahre 9,2 Cent pro kWh gezahlt werden und

⁷⁴ Siehe Anhang für eine Karte der mittleren Windgeschwindigkeiten in den Regionen.

nach Erreichen eines Referenzertrages 5,02 Cent pro kWh (§ 29 EEG 2009).⁷⁵ An sehr guten Standorten wird der reduzierte Vergütungssatz schneller erreicht als an weniger guten Standorten. Um dies in der Berechnung zu berücksichtigen erfolgte die Regionalisierung der durchschnittlichen Anfangsvergütung von 16 Jahren für ganz Deutschland für das Jahr 2009 (5 Jahre + 11 Jahre Verlängerung) anhand der tatsächlichen Volllaststunden in den Regionen, wobei von einer durchschnittlichen Volllaststundenzahl von 2.000 h/a in Deutschland ausgegangen wird.

Tabelle 9-35: Angenommene durchschnittliche Vergütungssätze für die Windkraft-Referenzanlagen in Euro

	500 kW-Anlage			2 MW-Anlage			Durchschnittliche Anfangsvergütung in Jahren	Rest
	Vergütung EEG		2000	Vergütung EEG		2009		
Friesland	0,084	Anfang	0,091	0,082	Anfang	0,092	15	5
Nordschwarzwald	0,087	Rest	0,0619	0,088	Rest	0,0502	17	3
Hannover	0,084			0,082			15	5
Trier	0,087			0,088			17	3

Quelle: Vergütungssätze EEG 2000 (500 kW-Anlage): Anfangsvergütung 0,091 Euro, danach 0,0619 Euro (Grundvergütung) (§ 7 EEG 2000), Vergütungssätze EEG 2009 (2 MW-Anlage): Anfangsvergütung 0,092 Euro, danach 0,0502 Euro (Grundvergütung) (§ 29 EEG 2009)
 Berechnung: 11 Jahre durchschnittlich zu erwartende Verlängerung/(Volllaststundenzahl in der Region/Volllaststundenzahl in Deutschland)

Damit setzt eine typische Windkraftanlage mit 500 kW Nennleistung 67.103 Euro (Nordschwarzwald, Trier) bis 82.634 Euro (Friesland) um. Abzüglich der jährlichen laufenden Kosten von 55.776 Euro (Nordschwarzwald) bis 56.665 Euro (Friesland) ergibt sich ein Vorsteuergewinn von 9.073 Euro (Nordschwarzwald) bis 25.969 Euro (Friesland). Das Ergebnis ist in Tabelle 4-36 dargestellt.

Tabelle 9-36: Umsatz und Vorsteuergewinn einer 500 kW-Windkraftanlage

	Umsatz/ Vergütung	Vorsteuergewinn in Euro	Umsatz pro KW	Vorsteuergewinn pro KW	kWh/a
--	----------------------	----------------------------	---------------	---------------------------	-------

⁷⁵ Der Referenzertrag wird durch die in den ersten fünf Jahren eingespeiste Strommenge und unter Berücksichtigung einer zertifizierten Messung der Leistungskennlinie ermittelt. Referenzstandort ist ein durchschnittlich guter Windstandort mit 5,5 m pro s Windgeschwindigkeit in 30 m Höhe.

	(EEG) in Euro				
Friesland	82.634	25.969	165	52	986.975
Nordschwarzwald	67.103	11.214	134	22	774.545
Hannover	76.219	19.874	152	40	910.345
Trier	67.103	11.214	134	22	774.545

Quelle: Eigene Berechnungen

Bei der 2 MW-Windkraftanlage ist die Spanne sogar noch größer, da hier ertragsbezogene Kosten (Vollwartungsvertrag) eine größere Rolle spielen und diese sich in den Regionen nicht unbeträchtlich unterscheiden. In Friesland erwirtschaftete die Anlage 402.479 Euro und damit einen Gewinn von 106.907 Euro. Dagegen beträgt der Jahresüberschuss in Trier und im Nordschwarzwald nur 53.210 Euro. Tabelle 4-37 stellt die Gewinne in den Regionen gegenüber.

Tabelle 9-37: Umsatz und Vorsteuergewinn einer 2 MW-Windkraftanlage

	Umsatz/ Vergütung (EEG) in Euro	Vorsteuergewinn in Euro	Umsatz pro KW	Vorsteuergewinn pro KW	kWh/a
Friesland	402.479	106.907	201	53	4.935.360
Nordschwarzwald	331.967	53.210	166	27	3.872.240
Hannover	371.154	81.950	186	41	4.551.240
Trier	331.967	53.210	166	27	3.872.240

Quelle: Eigene Berechnungen

Die direkte Wertschöpfung umfasst als weitere Komponente die Steuern (Anteil des Staates). Hierauf wird im nächsten Abschnitt eingegangen.

Ermittlung der Steuern

Die Gemeinde profitiert durch den Betrieb einer Windkraftanlage im Wesentlichen durch zwei Steuerarten. Sie erhält die Gewerbesteuer zu 100 % und einen Teil der Einkommensteuer (15 %). Für die Berechnung der Steuerlast wird unterstellt, dass es sich bei dem Betreiber der Windkraftanlage um eine Kommanditgesellschaft (KG) handelt, die traditionell von mittelständischen

Unternehmen gewählt wird.⁷⁶ Die KG unterliegt als Personengesellschaft nicht der Einkommensbesteuerung. Steuerpflichtig sind die einzelnen Gesellschafter (Anwaltskanzlei Weiß & Partner 2008). Als durchschnittlicher Einkommenssteuersatz wird 20,7 % veranschlagt. Dieser Wert ergibt sich aus einer festzusetzenden Einkommenssteuer von 177,8 Mrd. Euro und einem zu versteuernden Einkommen von 859,8 Mrd. Euro im Jahr 2006 in Deutschland (Statistisches Bundesamt 2011).⁷⁷ Hinzu kommt noch der Solidaritätszuschlag mit 11,28 Mrd. Euro und damit 1,3 %, der aber für die Gemeinden und Kommunen keine Rolle spielt, da diese Gelder direkt dem Bund zugutekommen, jedoch für die Berechnung des Nach-Steuergewinns von Bedeutung ist.

Bevor jedoch die Einkommenssteuer berechnet werden kann, muss die **Gewerbsteuer** abgezogen werden. Hierfür stellt sich erneut die Frage, ob sich der Sitz der Betreibergesellschaft in der betrachteten Region befindet oder ob dort lediglich der Anlagenstandort ist. Befindet sich der Firmensitz außerhalb der Standortgemeinde der Windkraftanlagen teilen sich die beiden Regionen die Gewerbesteuer 70 % zu 30 % zugunsten der Standortgemeinde (Bundesverband Windenergie e.V. 2008). In der Wirtschaftlichkeitsrechnung in Abschnitt 1 dieses Kapitels wurde in 50 % der Fälle davon ausgegangen, dass sich in der Kommune, in der die Anlagen installiert sind, auch der Firmensitz befindet. In diesem Fall bekommen die Gemeinden 100 % der Gewerbesteuereinnahmen. In den anderen 50 % der Fälle, in denen sich nur die Anlagen in der Region befinden, bleibt der Kommune ein Anteil von 70 % der Gewerbesteuer. Dieser Aufteilung wird hier auch gefolgt. Das konkrete Schema zur Berechnung der Gewerbesteuer befindet sich im Anhang (vgl. Tabellen C-1; C-2 und C-3). Hierbei haben die Gemeinden einen wesentlichen politischen Spielraum bei der Festlegung ihres Hebesatzes. Für die Berechnung

⁷⁶ Denkbar wäre auch eine Offene Handelsgesellschaft (OHG) oder eine Gesellschaft mit beschränkter Haftung & Compagnie Kommanditgesellschaft (GmbH & Co. KG) als Gesellschaftsform. Bei beiden Formen handelt es sich im deutschen Recht ebenfalls um Personengesellschaften. Aus diesem Grund weisen sie bei der Besteuerung keine wesentlichen Unterschiede zur KG auf und werden aus diesem Grund hier auch nicht gesondert betrachtet.

⁷⁷ 2006 ist das aktuellste Jahr für das die Daten in der Gliederung vorliegen.

wurde der durchschnittliche Hebesatz des zugehörigen Bundeslandes gewählt.⁷⁸

Bei der Betrachtung nur eines Windkrafttrades insbesondere im Fall der 500 kW-Anlage würde keine oder nur eine geringe Gewerbesteuer anfallen, da die Einnahmen aus dem Gewerbebetrieb unter den Freibetrag von 24000 Euro fallen. Der Betrieb nur einer Anlage ist in der Praxis jedoch selten der Fall auch wenn es im EEG von 2004 noch möglich war eine Großanlage so zu konstruieren, dass sie aus mehrere Einzelanlagen besteht.⁷⁹ Mit der Revision des EEG im Jahre 2009 ist diese Möglichkeit nur noch eingeschränkt gegeben (§ 19 Abs. 1 EEG 2009). Diese Studie unterstellt aus diesem Grund, dass die Referenzanlagen in einem Windpark mit fünf gleichen Einzelanlagen stehen und von demselben Betreiber verwaltet werden. Dabei wird die Gewerbe- und Einkommenssteuer für den gesamten Park berechnet und anschließend wieder auf die einzelne Anlage herunter gebrochen.

Die sich daraus insgesamt ergebende Steuerlast und die in den vier Modellregionen regional verortete Steuer sind für die beiden Referenzanlagen in Tabelle 4-38 dargestellt.

Tabelle 9-38: Steueraufkommen der Windkraft-Referenzanlagen in den Regionen in Euro

		500 kW Anlage		2 MW-Anlage	
		Gesamt	Regional	Gesamt	Regional
Gewerbesteuer	Friesland	2.758	2.344	15.699	13.345
	Nordschwarzwald	796	676	8.274	7.033
	Hannover	1.960	1.666	12.399	10.539
	Trier	811	689	8.435	7.169
Einkommensteuer	Friesland	5.107	721	20.066	2.832
	Nordschwarzwald	2.292	323	9.886	1.395
	Hannover	3.941	556	15.301	2.160
	Trier	2.289	323	9.851	1.390

Quelle: Eigene Berechnungen (siehe Schema im Anhang C)

⁷⁸ Vgl. Tabelle C-14-2: Durchschnittliche Hebesätze für die Gewerbesteuer nach Bundesland

⁷⁹ Vgl. Anhang A

Bei der Gewerbesteuer ergibt sich nicht nur im Falle der 500 kW-Anlage eine große Spanne zwischen 796 Euro (Nordschwarzwald) und 2.758 Euro (Friesland), sondern auch bei der 2 MW-Anlage reicht die Steuerlast von 8.274 Euro (Nordschwarzwald) bis 15.699 Euro (Friesland). Dies spiegelt im Wesentlichen die unterschiedlichen Ertragspotentiale in den Regionen wider. Regional verbleibt hiervon 676 Euro (Nordschwarzwald) bis 2.344 Euro (Friesland) bei der 500 kW-Anlage. Für die 2 MW-Anlage sind dies 7.033 Euro (Nordschwarzwald) bis 13.345 Euro (Friesland) unter der Annahme, dass 50 % der Betreiber außerhalb der entsprechenden Region sitzen. Bei der Einkommensteuer sieht dies ähnlich aus. Hier reicht die Steuerlast bei der 500 kW-Anlage von 2.289 Euro in Trier bis 5.107 Euro in Friesland. Für die 2 MW-Anlage muss der Gesellschafter in Trier mit 9.851 Euro jährlich am wenigsten zahlen, wohingegen er im Landkreis Friesland 20.066 Euro aufbringen muss. Regional verbleibt hiervon rund 15 % abzüglich des Solidaritätszuschlags.

Ermittlung des Gewinns nach Steuern

Aus diesen Angaben lässt sich jetzt der Gewinn nach Steuern berechnen. Dieser ergibt sich als Differenz aus dem Vorsteuergewinn und der Steuerlast. Das Ergebnis ist in Tabelle 9-39 zu sehen.

Tabelle 9-39: Gewinn nach Steuern für die Windkraft-Referenzanlagen in Euro

	500 kW-Anlage	2 MW-Anlage
Friesland	18.105	71.142
Nordschwarzwald	8.127	35.050
Hannover	13.973	54.249
Trier	8.114	34.925

Quelle: Eigene Berechnungen

Demnach ergibt sich für eine 500 kW-Anlage/2 MW-Anlage in Friesland ein Jahresgewinn von 18.105 Euro/71.142 Euro mit großem Abstand zu den anderen Regionen. Falls dieselben Anlagen in Trier oder im Nordschwarzwald stehen ergibt sich lediglich ein Gewinn von 8.114 Euro/34.925 Euro bzw. 8.127 Euro/35.050 Euro.

Ermittlung der direkten Wertschöpfung

Zur Berechnung der direkten Wertschöpfung müssen die einzelnen Beiträge (Anteile) der Stakeholder zusammen addiert werden. Dies ergibt den unmittelbaren regionalen Nettowertzuwachs in den Regionen, der durch den Betrieb der beiden Referenzanlagen entsteht. Die finanziellen Effekte der 500 kW-Anlage sind in Tabelle 9-40 dargestellt. In Tabelle 9-41 befinden sich die Werte einer 2 MW-Windkraftanlage. Direkte Personalkosten fallen - wie bei der Photovoltaik - nicht an. Demnach liegt der Anteil der Arbeitnehmer in beiden Fällen bei null.

Tabelle 9-40: Direkte Nettowertschöpfung durch den Betrieb einer 500 kW-Windkraftanlage in Euro

	Anteil der Eigenkapitalgeber (Gewinn nach Steuern)	Anteil der Fremdkapitalgeber (Regional verbleibende Zinsen)	Anteil des Staates (Regionaler Anteil der Steuern)	Anteil der Arbeitnehmer (Direkte Personalkosten)	Direkte regionale Nettowertschöpfung
Friesland	18.105	4.954	3.065	0	26.124
Nordschwarzwald	8.127	4.954	1.000	0	14.080
Hannover	13.973	4.954	2.222	0	21.149
Trier	8.114	4.954	1.012	0	14.081

Quelle: Eigene Berechnungen

Tabelle 9-41: Direkte Nettowertschöpfung durch den Betrieb einer 2 MW-Windkraftanlage in Euro

	Anteil der Eigenkapitalgeber (Gewinn nach Steuern)	Anteil der Fremdkapitalgeber (Regional verbleibende Zinsen)	Anteil des Staates (Regionaler Anteil der Steuern)	Anteil der Arbeitnehmer (Direkte Personalkosten)	Direkte regionale Nettowertschöpfung
Friesland	71.142	35.384	16.177	0	122.702
Nordschwarzwald	35.050	35.384	8.428	0	78.862
Hannover	54.249	35.384	12.699	0	102.332
Trier	34.925	35.384	8.560	0	78.868

Quelle: Eigene Berechnungen

Die direkte regionale Nettowertschöpfung ist rot hervorgehoben. Für Friesland ergeben sich mit 26.124 Euro bzw. 122.702 Euro die größten finanziellen Ef-

fekte. Dicht gefolgt von Hannover, wo sich die direkte regionale Wertschöpfung auf 21.149 Euro bzw. 102.332 Euro beläuft. In den Regionen Nordschwarzwald und Trier zeigen sich niedrigere Ergebnisse mit 14.080 Euro/78.862 Euro und 14.081 Euro/78.868 Euro.

9.3.2 Indirekte regionale Wertschöpfung

Finanzielle Effekte, die nicht direkt von dem Betrieb einer Windkraftanlage ausgehen, sondern durch die Zulieferbetriebe wie den Wartungs- und Servicedienstleistern ausgelöst werden, stehen im Mittelpunkt dieses Abschnittes. Hierfür muss wieder auf die Wirtschaftlichkeitsrechnung aus Abschnitt 1 zurückgegriffen werden. Die Vorleistungskosten sind in ihre beiden Komponenten Einkommen und Material zerlegt worden. Die Summe aus beiden Komponenten ergibt die in der Region generierte indirekte Wertschöpfung und ist in den Tabelle 9-42 und 9-43 für die beiden Referenzanlagen dargestellt.

Tabelle 9-42: Indirekte Wertschöpfung einer 500 kW-Windkraftanlage in Euro

		Regionaler Anteil der Einkommen	Regionaler Anteil der Materialkosten	Generierte indirekte Wertschöpfung der Region	Regional verbleibende indirekte Wertschöpfung
Wartung/Instandhaltung		0	0	0	0
Reparaturrücklagen		0	0	0	0
Versicherung		0	0	0	0
Pacht	Friesland	4.132	0	4.132	2.264
	Nordschwarzwald	3.355	0	3.355	1.839
	Hannover	3.811	0	3.811	2.088
	Trier	3.355	0	3.355	1.839
Verwaltung/Steuerberatung		1.530	170	1.700	932
Eigenbedarf Strom		900	100	1.000	548
Sonstiges		1.300	1.300	2.600	1.425
Summe	Friesland	12.815	1.570	14.385	7.883
	Nordschwarzwald	12.039	1.570	13.609	7.458
	Hannover	12.495	1.570	14.065	7.707
	Trier	12.039	1.570	13.609	7.458

Quelle: Eigene Berechnungen

Eine 500 kW-Windkraftanlage generiert durch die Produktionsausweitung ihrer Zulieferer eine indirekte Wertschöpfung von rund 14.000 Euro. Bei einer 2 MW-Anlage steigert sie sich bereits auf rund 80.000 Euro im Jahr.

Vom Einkommen verbleiben nach Abzug aller Steuern und Sozialabgaben 52 % in der Region zuzüglich 2,8 % der Einkommenssteuerumverteilung. Der regionale Anteil der Materialkosten ist als Produktionswert zu sehen von dem 42 % als regionale Wertschöpfung interpretiert werden.⁸⁰ Damit ergibt sich eine indirekte regionale Wertschöpfung in den Regionen von 7.458 Euro/32.963 Euro bis 7.883 Euro/34.443 Euro. Hierbei muss man berücksichtigen, dass dieser Wert die tatsächliche indirekte Wertschöpfung unterschätzt, da die Gewinnanteile vernachlässigt werden und die Gewerbesteuer daher unberücksichtigt bleibt.

Tabelle 9-43: Indirekte Wertschöpfung einer 2 MW-Windkraftanlage in Euro

		Regionaler Anteil der Einkommen	Regionaler Anteil der Materialkosten	Generierte indirekte Wertschöpfung der Region	Regional verbleibende indirekte Wertschöpfung
Wartung/Instandhaltung	Friesland	0	0	0	0
	Nordschwarzwald	0	0	0	0
	Hannover	0	0	0	0
	Trier	0	0	0	0
Versicherung		0	0	0	0
Pacht	Friesland	20.124	0	20.124	8.452
	Nordschwarzwald	16.598	0	16.598	6.971
	Hannover	18.558	0	18.558	7.794
	Trier	16.598	0	16.598	6.971
Verwaltung/Steuerberatung		7.650	850	8.500	3.570
Eigenbedarf Strom		4.500	500	5.000	2.100
Sonstiges		117.00	1300	13.000	5.460
Summe	Friesland	79.358	2.650	82.008	34.443
	Nordschwarzwald	75.832	2.650	78.482	32.963

⁸⁰ Für die Herleitung vgl. Abschnitt 4.2.

	Hannover	77.792	2.650	80.442	33.785
	Trier	75.832	2.650	78.482	32.963

Quelle: Eigene Berechnungen

Die direkte und indirekte Wertschöpfung löst weitere sog. induzierte Effekte aus, die im nächsten Abschnitt berechnet werden.

9.3.3 Induzierte regionale Wertschöpfung

Die induzierte Wertschöpfung wird, wie Kapitel 4 dargestellt, mit einem Multiplikatoransatz ermittelt. In Abschnitt 9.1 wurde unter Bezugnahme auf bestimmte Annahmen eine Quantifizierung des Multiplikators vorgenommen. In diesem Abschnitt werden die gleichen Multiplikatoren verwendet. Aus diesem Grund wird hier nicht noch einmal explizit darauf eingegangen. Tabelle 9-44 stellt zum einen die Effekte getrennt nach indirekten und direkten Auslösern dar und zum anderen die gesamte induzierte regionale Wertschöpfung.

Tabelle 9-44: Induzierte Wertschöpfungseffekte der beiden Referenzanlagen in Euro

	500 kW-Anlage			2 MW-Anlage		
	Induzierten Effekte der direkten Wertschöpfung	Induzierte Effekte der indirekten Wertschöpfung	Gesamte Induzierte Wertschöpfung	Induzierten Effekte der direkten Wertschöpfung	Induzierte Effekte der indirekten Wertschöpfung	Gesamte Induzierte Wertschöpfung
Friesland	3.881	1.171	5.052	18.229	5.117	23.346
Nordschwarzwald	4.874	2.582	7.456	27.301	11.411	38.712
Hannover	10.746	3.916	14.663	51.997	17.167	69.164
Trier	4.483	2.374	6.858	25.111	10.495	35.606

Quelle: Eigene Berechnungen

Es zeigt sich wieder derselbe Effekt wie bei der Photovoltaik. Hannover weist mit 14.663 Euro/69.164 Euro die höchste induzierte Wertschöpfung auf, da hier die regionale Importquote aufgrund des hohen Agglomerationsgrades geringer als in den anderen Regionen ist. Besonders niedrig fällt sie trotz des hohen Ertragspotentials in Friesland aus, da die Region um ein Vielfaches kleiner als die Vergleichsregionen ist.

9.3.4 Gesamte regionale Wertschöpfung

In den vorangegangenen Abschnitten sind die einzelnen Komponenten der Wertschöpfung bestimmt wurden. Nun müssen diese noch addiert werden, um die gesamte regionale Wertschöpfung zu ermitteln, die durch den Betrieb der beiden Referenzanlagen generiert wird. Das Ergebnis ist in der Tabelle 9-45 aufgezeigt.

Die geringste Wertschöpfung entsteht in Trier und Nordschwarzwald mit 28.396 Euro/147.437 Euro bzw. 28.994 Euro/150.537 Euro. Friesland kann zwar auf ein hohes Ertragspotential blicken und damit eine hohe direkte Wertschöpfung generieren, doch Hannover weist mit 43.519 Euro/205.282 Euro den höchsten Wertzuwachs insgesamt auf.

Tabelle 9-45: Gesamte regional generierte Wertschöpfung durch den Betrieb der Windkraft-Referenzanlagen in den Regionen in Euro

500 kW-Anlage					
	Direkte Wert-schöpfung	Indirekte Wert-schöpfung	Induzierte Wert-schöpfung	Gesamte Wert-schöpfung	Wertschöpfung pro kWp
Friesland	26.124	7.883	5.052	39.059	78
Nord-schwarz-wald	14.080	7.458	7.456	28.994	58
Hannover	21.149	7.707	14.663	43.519	87
Trier	14.081	7.458	6.858	28.396	57
Durch-schnitt				34.992	70
2 MW-Anlage					
	Direkte Wert-schöpfung	Indirekte Wert-schöpfung	Induzierte Wert-schöpfung	Gesamte Wert-schöpfung	Wertschöpfung pro kWp
Friesland	122.702	34.443	23.346	180.491	90
Nord-schwarz-wald	78.862	32.963	38.712	150.537	75
Hannover	102.332	33.785	69.164	205.282	103
Trier	78.868	32.963	35.606	147.437	74
Durch-schnitt				170.937	85

Quelle: Eigene Berechnungen

Für die Hochrechnung auf die Regionen ist zusätzlich noch die spezifische Wertschöpfung pro kW angegeben. Diese kann mit der installierten Leistung in den Regionen gestaffelt nach Größe multipliziert werden, wodurch man die gesamte Wertschöpfung abschätzen kann, die durch den Betrieb von Windkraftanlagen aktuell in den Modellregionen generiert wird. Deutlich wird, dass die größere Anlage zu einer höheren Wertschöpfung pro kW installierter Leistung führt. Demnach ist es für eine Region vorteilhafter, größere Anlagen zu propagieren, auch wenn durch den Vollwartungsvertrag höhere Kosten entstehen, von denen andere Regionen profitieren. Der Grund liegt in der größeren Wirtschaftlichkeit, die sich in höheren lokalen Gewinnen und Steuern niederschlägt.

Tabelle 9-46 zeigt die gesamte regionale Wertschöpfung der vier Regionen für das Jahr 2009, wobei die finanziellen Effekte von Anlagen, die eine installierte Leistung von bis zu 1 MW aufweisen, durch die spezifische Wertschöpfung der 500 kW-Referenzanlage und die Effekte der Anlagen, die über diesem Schwellenwert liegen, durch die 2 MW-Referenzanlage approximiert werden.

Tabelle 9-46: Hochrechnung der gesamten Wertschöpfung auf die Regionen in Euro

	Wertschöpfung pro kW		Installierte Leistung		Wertschöpfung insgesamt
	bis 1 MW	> 1 MW	bis 1 MW	> 1 MW	
Friesland	78	90	70.964	50.200	10.073.895
Nordschwarzwald	58	75	5.027	41.000	3.377.515
Hannover	87	103	57.980	230.090	28.743.530
Trier	57	74	116.466	439.150	38.987.801

Quelle: Eigene Berechnungen

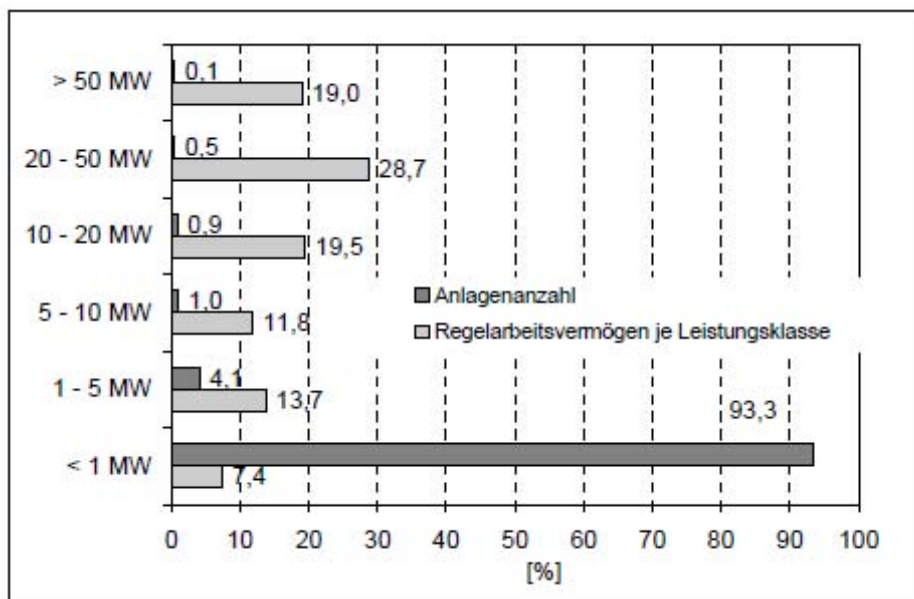
Die Wertschöpfung in Friesland betrug 2009 rund 10 Mio. Euro durch den Betrieb von Windkraftanlagen. In der Region herrschen vor allem noch kleinere Anlagen vor, die eine geringe spezifische Wertschöpfung erzeugen. Dies ist wohl darauf zurückzuführen, dass in der Vergangenheit zuerst an den sehr guten küstennahen Standorten Windenergieanlagen gebaut wurden. Dies liegt daran, dass dort die Anlagen auch mit geringer Leistung wirtschaftlich betrieben werden konnten, wohingegen dies im Landesinneren nur an weni-

gen Standorten möglich war. Mit der Weiterentwicklung der Technik konnten dann auch auf weniger windreichen Standorten – auch in anderen Regionen – Windenergieanlagen profitabel betrieben werden. Es ist davon auszugehen, dass aus diesem Grund die größeren Anlagen in den anderen drei Regionen in der Überzahl sind; dies wirkt sich auch auf die Wertschöpfung aus. Die höchste regionale Wertschöpfung konnte Trier mit ca. 39 Mio. Euro verbuchen. Hannover folgt mit rund 29 Mio. Euro. In der Region Nordschwarzwald spielt Windkraft dagegen eine untergeordnete Rolle.

9.4 Wasserkraft

Im Folgenden werden die direkten, indirekten und induzierten finanziellen Effekte betrachtet, die durch den Betrieb von Wasserkraftanlagen generiert werden. Bei der Wasserkraft wird meist zwischen Groß-, Klein- und Kleinstanlagen unterschieden, jedoch sind die Grenzen fließend. Im EEG 2009 werden drei Größenklassen definiert. Speziell wird hierbei zwischen Anlagen mit einer installierten Leistung bis 500 kW, Anlagen bis 5 MW und Anlagen über 5 MW differenziert. Aus Abbildung 9-4 wird deutlich, dass ein Großteil der Anlagen auf eine Nennleistung von nur unter 1 MW kommt, so dass die Großanlagen in den meisten Regionen keine entscheidende Rolle spielen.

Abbildung 9-4: Leistungsklassenverteilung der Wasserkraftanlagen in Deutschland 2004



Quelle: Staiß (2007), S. II-72

Auch in den vier Modellregionen befinden sich lediglich in Trier sechs Anlagen, die eine installierte Leistung von über 1 MW aufweisen. Tatsächlich existieren laut der DGS-Datenbank insgesamt sogar nur zwölf Anlagen mit einer Nennleistung von über 500 kW (vgl. Kapitel 3) (Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. 2009) in den Regionen. Dabei muss man sich aber vergegenwärtigen, dass die Datenbank nur Anlagen erfasst, die durch das EEG gefördert werden; dies ist nicht in jedem Fall gewährleistet.⁸¹ Gerade Großanlagen sind aufgrund der bereits vielfach erfolgten Amortisation durchaus auf dem freien Strommarkt wettbewerbsfähig, so dass sich hier auch eine Direktvermarktung anbieten kann (Suck 2008, S. 554). Dennoch werden die großen Wasserkraftanlagen bei der folgenden Berechnung der Wertschöpfung und der Wahl der Referenzanlagen nicht gesondert berücksichtigt. Da in Friesland keine Wasserkraftanlagen betreiben werden, bleibt diese Region in der Wertschöpfungsrechnung außer Betracht.

Bei den kleineren Anlagen handelt es sich überwiegend um Laufwasserkraftwerke (EUROPEAN SMALL HYDROPOWER ASSOCIATION 2004, S. 2), die im Besitz von kleinen und mittleren Unternehmen sind. Wasserkraftkleinstanlagen bis 50 kW befinden sich meist in privater Hand (Staiß 2007, S. I-88). Bei den Kleinanlagen liegt auch das größte Ausbaupotential der Wasserkraft und dabei insbesondere durch eine Modernisierung und Reaktivierung bestehender Anlagen. Allerdings ist davon auszugehen, dass im Gegensatz zu den anderen erneuerbaren Energien etwa 97 % des wirtschaftlich nutzbaren Potentials bereits ausgeschöpft ist (Rebhan 2002, S. 386).

Aufgrund der eben gemachten Überlegungen werden als Referenzanlagen zur Berechnung der regionalen Wertschöpfungseffekte zum einen eine private Kleinstwasseranlage mit **10 kW**, die sich in privater Hand befindet und zum

⁸¹ Im Jahr 2007 wurden gerade einmal 5,5 TWh/a von 21,2 TWh/a über das EEG vergütet (Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. 2011).

anderen eine ca. **300 kW**-Kleinanlage, die durch eine GmbH & Co. KG betrieben wird, gewählt.

9.4.1 Direkte regionale Wertschöpfung

Zunächst werden die einzelnen regionalen Wertschöpfungsanteile der Stakeholder einer Wasserkraftanlage ermittelt, die addiert die direkten regionalen finanziellen Effekte ergeben. Dazu wird als erstes wieder eine Wirtschaftlichkeitsanalyse durchgeführt, die mit der Bestimmung der laufenden Kosten beginnt.

Ermittlung der Kosten einer typischen Wasserkraftanlage

Im Vergleich zu anderen alternativen Energiequellen müssen beim Neubau von Wasserkraftanlagen hohe Investitionskosten berücksichtigt werden, da die Technik auf die spezifischen Eigenheiten des jeweiligen Einsatzortes abgestimmt werden muss (Kaltschmitt & Streicher 2009, S. 87). Dem stehen aber niedrige Betriebskosten und eine lange Lebensdauer gegenüber, wodurch Wasserkraft eine der kostengünstigsten Möglichkeiten der regenerativen Stromerzeugung bietet (Quaschnig 2010, S. 228). Dies gilt umso mehr als viele Kleinwasserkraftanlagen in Deutschland bereits über 50 Jahre alt und deshalb meist schon vollständig abgeschrieben sind (Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. 2011). Nichtsdestotrotz werden auch für die Bestandsanlagen irgendwann Modernisierungsmaßnahmen nötig. Vor allem im Hinblick auf anstehende Neukonzessionierungen und der Forderung des EEG nachweislich einen guten ökologischen Zustand zu erreichen treten diese Maßnahmen in den Vordergrund (§ 23 Satz 5 EEG 2009).

Aus diesem Grund wird bei den Referenzanlagen daher von einer Revitalisierung/ Modernisierung bestehender Anlagen ausgegangen. Tatsächlich stellt der Neubau aufgrund hoher administrativer Hürden in der Praxis die Ausnahme dar (Reichmuth et al. 2006, S. 5). Damit reduzieren sich die Investitionskosten – vor allem um die kostenintensiven, geländeabhängigen Baumaßnahmen – erheblich. Staiß (2007, S. I-92) veranschlagt für eine Anlagenreaktivierung einer Kleinstanlage (70 kW) spezifische Kosten von 4.200 Euro/kW

und für eine Kleinanlage (300 kW) rund 3.068 Euro/kW. Der Rückgang spiegelt die Abnahme der spezifischen Kosten mit zunehmender Anlagengröße wider. Die Werte werden für die beiden Referenzanlagen entsprechend angenommen, wodurch sich für die privat betriebene Anlage mit 10 kW eine Investitionssumme von 42.000 Euro ergibt. Für die 300 kW Anlage berechnen sich 920.400 Euro. Damit liegen die hier veranschlagten Kosten eher am oberen Rand der Spanne, die stark davon beeinflusst wird, welche Anlagenteile noch vorhanden und nutzbar sind.⁸²

Die jährlichen Betriebskosten einer Wasserkraftanlage sind im Vergleich zu den Investitionskosten gering, wobei der Aufwand bei älteren Anlagen höher als bei neuen Wasserkraftwerken ist. Staiß (2007, S. I-92) schätzt sie bei reaktivierten Anlagen auf rund 5 % der Modernisierungskosten. Dies deckt sich auch mit den Angaben anderer Autoren (Reichmuth et al. 2006), S. 139; Bunge et al. 2001, S. 81; Kaltschmitt & Streicher 2009, S. 88). Demnach ergeben sich, wie aus den Tabellen 9-47 und 9-48 ersichtlich ist, für die 10 kW-Wasserkraftkleinstanlage jährlich anfallende reine Betriebskosten von 2.100 Euro und für die 300 kW-Wasserkraftkleinanlagen rund 46.000 Euro. Im Wesentlichen lassen sich diese in Ausgaben für Reparatur, Wartung und Instandhaltung (inklusive Rechengutentsorgung und Uferzonenbewirtschaftung), Ausgaben für Versicherung, Pacht und Wassernutzungsgebühren⁸³ sowie Personalaufwendungen für die Überwachung der Anlage unterteilen. Letztere umfasst im Fall der Kleinstanlage auch Verwaltungsarbeiten, die bei der 300 kW Anlage gesondert berücksichtigt werden, da hier durch den kommerziellen Charakter ein größerer verwaltungstechnischer Aufwand unterstellt wird, der auch die Haftungsvergütung der GmbH enthält. Die Personalauf-

⁸² Reichmuth et al. (2006, S. 139) gehen von einem spezifischen Kostenaufwand bei einer Revitalisierung von 2.000 Euro/kW aus (400 kW-Anlage). Der Wasserkraftverbund Österreich rechnet bei einer Reaktivierung sogar nur mit 1.000 Euro/kW (Wasserkraftverbund Österreich, 2006). Kaltschmitt & Streicher (2009, S. 88) weisen dagegen einen Anteil der elektronischen Komponenten an den Gesamtinvestitionskosten von 2.125 Euro/ kW für eine 32 kW Anlage bzw. 3.160 Euro/kW für eine 300 kW Anlage aus.

⁸³ Die Erhebung von Wassernutzungsentgelten wird lokal sehr unterschiedlich gehandhabt und als Pauschale mit berücksichtigt (Giesecke 2006, S. 73).

wendungen für die Überwachung der Anlage und hier insbesondere bei der 300 kW-Anlage sind gering angesetzt, da die Laufwasserkraftwerke in der Regel nicht ständig mit Personal besetzt sind, sondern im Allgemeinen von einer Zentrale ferngesteuert und überwacht werden. Die prozentuale Aufteilung folgt Hirschl et al. (2010, S. 108) und ist in den Tabellen 9-47 und 9-48 hinter der Kostenart in Klammern als Prozentsatz der Investitionskosten angeführt. Die größte Position machen hier wieder erwartungsgemäß die Wartungs- und Instandhaltungskosten mit 4 % aus. Damit werden im Fall der 10 kW-Kleinanlage wahrscheinlich die tatsächlichen Kosten tendenziell überschätzt, denn es ist davon auszugehen, dass der private Betreiber viel in Eigenleistung erbringt, da sonst eine Wirtschaftlichkeit der Anlage nicht erreicht werden kann.

Zu den eben genannten Positionen kommen noch die Kosten für den Eigenstrombedarf. Hier wird von circa 1 % der erzeugten elektrischen Energie ausgegangen. Den Preis hierfür stellen die entgangenen Gewinne dar.⁸⁴

Tabelle 9-47: Jährliche Kosten einer 10 kW-Wasserkraftkleinanlage

Kostenart	Betriebsausgaben						
	Gesamtausgaben in Euro	Anteil der Einkommen	Anteil der Materialkosten	Regionaler Anteil der Einkommen in %	Regionaler Anteil der Materialkosten in %	Gesamter Regionaler Anteil in Euro	Kosten pro KW in Euro
Wartung/Instandhaltung (4 %)	1.680	336	1.344	100	0	336	168
Personalaufwendungen (0,4 %)	168	168	0	100	100	168	17
Versicherung/ Pacht/ Wassernutzungsentgelte (0,6 %)	252	227	25	0	0	0	25
Eigenbedarf Strom (1 % der Stromproduktion)	58						6
Summe reine Betriebskosten	2158	731	1369	64	0	504	216
Abschreibung	1.050						105
Fremdkapitalzinsen	889	889	0	45	45	400	89

⁸⁴ In dem Fall der revitalisierten Kleinwasserkraftanlagen bis 500 kW sieht das EEG 2009 eine Vergütung von 11,67 Cent/kWh vor (§ 23, Satz 2 EEG 2009). Außerdem werden hierbei 5.000 Volllaststunden unterstellt, wodurch sich für die 10 kW Anlage 50.000 kWh an erzeugter elektrischer Energie berechnen; für die 300 kW Anlage ergeben sich entsprechend 1.500.000 kWh (vgl. Abschnitt: Ermittlung des Gewinns).

Summe Gesamtbetriebskosten	4.097	1.620	1.369	56	0	904	410
----------------------------	-------	-------	-------	----	---	-----	-----

Quelle: Eigene Berechnungen

Weiterhin müssen noch die Abschreibungen berücksichtigt werden. Hierzu wird eine Nutzungsdauer der maschinentechnischen Anlagen von 40 Jahren unterstellt, da sich die Modernisierungsmaßnahmen im Wesentlichen darauf beschränken (Kaltschmitt & Streicher 2009, S. 88).⁸⁵ Der Vergütungszeitraum, in dem ein durch das EEG festgeschriebener Satz gezahlt wird, weicht hiervon mit 20 Jahren ab (§ 23, Satz 2 EEG 2009). Für die Berechnung der Fremdkapitalzinsen wird - wie bei den anderen erneuerbaren Energien - ein Fremdkapitalanteil von 70 %, ein Zinssatz von 5 % und eine Laufzeit von 20 Jahren angenommen.

Tabelle 9-48: Jährliche Kosten einer 300 kW-Wasserkraftkleinanlage

Kostenart	Betriebsausgaben						
	Gesamtausgaben in Euro	Anteil der Einkommen	Anteil der Materialkosten	Regionaler Anteil der Einkommen in %	Regionaler Anteil der Materialkosten in %	Gesamter Regionaler Anteil in Euro	Kosten pro KW in Euro
Wartung/Instandhaltung(4 %)	36.816	7.363	29.453	100	0	7.363	123
Personalaufwendungen (0,4 %)	3.682	3.682	0	100	100	3.682	12
Verwaltung/kaufmännische Geschäftsführung (0,5 %)	4.602	4.142	460	50	50	2.301	15
Versicherung/Pacht / Wassernutzungsentgelte (0,6 %)	5.522	4.970	552	0	0	0	18
Eigenbedarf Strom (1 % der Stromproduktion)	1.751						6
Summe reine Betriebskosten	52373	20157	30465	65	0	5983	4488
Abschreibung	23.010						77
Fremdkapitalzinsen	19.485	19.485	0	45	45	8.768	65
Summe Gesamtbetriebskosten	94.867	33.641	30.465	55	0	22.114	316

Quelle: Eigene Berechnungen

⁸⁵ Für den baulichen Anlagenteil kann durchaus auch eine Lebensdauer von bis zu 70 Jahren erreicht werden.

Bei den reinen Dienstleistungen wie Verwaltung und Versicherung wird wieder ein pauschaler Sachkostenanteil von 10 % angenommen. Dies erfolgt nicht für den Eigenbedarf an Strom, da hierdurch allein die EEG-Vergütung gemindert wird. Nach Hirschl et al. (2010, S. 108) wird bei dem Posten Wartung und Instandhaltung von 20 % Dienstleistung/ Arbeitsleistung (Einkommen) und 80 % Materialkosten (Ersatzteile) ausgegangen. Aus der Region fließen die Versicherungsprämien, 55 % der Zinsen (vgl. Kapitel 9.1) und 50 % der Verwaltungsausgaben, da hier ebenfalls unterstellt ist, dass sich der Verwaltungssitz in der Hälfte der Fälle nicht am Anlagenstandort befindet. Außerdem werden die Ersatzteile für die Instandhaltung von außerhalb der Region beschafft.

Demnach ergeben sich jährliche Ausgaben von 4.097 Euro/ 94.867 Euro für die beiden Referenzanlagen von denen 904 Euro/22.114 Euro in der Region verbleiben.

Ermittlung des Gewinns vor Steuern

Zur Berechnung des Gewinns müssen noch die Erträge der Wasserkraftanlagen abgeschätzt werden. Kaltschmitt & Streicher (2009, S. 76) und Reichmuth & Seefeldt (2006, S. 139) gehen bei den kleinen Anlagen von Volllaststunden im Umfang von 5.000 h/a aus. Staiß (2007, S. II-73) hält bei den Kleinstanlagen auch 5.500 h/a für möglich. Im Folgenden wird von 5.000 h/a ausgegangen, wobei hier keine regionalen Unterschiede unterstellt werden, da diese wenig quantifizierbar sind und im Wesentlichen vom gewählten Gewässer und nicht von einer speziellen Region abhängen. Damit ergibt sich für die Referenzanlagen eine Jahresproduktion von 50.000 kWh/ 1.500.000 kWh.

Der produzierte Strom kleiner, reaktiver Anlagen unter 500 kW wird mit einem festen Satz von 11,67 Cent/kW für eine Laufzeit von 20 Jahren vergütet, falls „nach der Errichtung oder Modernisierung der Anlage nachweislich ein guterökologischer Zustand erreicht oder der ökologische Zustand gegenüber dem vorherigen Zustand wesentlich verbessert worden ist“ (§ 23, Satz 5 2009). Dies wird hier unterstellt. Damit ergeben sich die in

Tabelle 9-49 dargestellten Ergebnisse.

Tabelle 9-49: Umsatz und Vorsteuergewinn der Wasserkraft-Referenzanlagen

Anlage	kWh	Volllaststunden	Umsatz/ Vergütung (EEG) in Euro	Vorsteuergewinn in Euro
10 kW	50.000	5.000	5.835	1.738
300 kW	1.500.000	5.000	175.050	80.183

Quelle: Eigene Berechnungen

Eine 10 kW Kleinstwasserkraftanlage setzt im Jahr circa 5.835 Euro um. Nach Abzug der anfallenden Kosten verbleiben noch 1.738 Euro Vorsteuergewinn. Damit wird deutlich, dass der Betrieb einer privaten Kleinstwasseranlage meist ohne beträchtliche Eigenleistungen und ohne ein erhebliches Maß an Idealismus der Betreiber kaum möglich ist (Hersel o.J.). Dies deckt sich auch mit den Aussagen von hierzu befragten Betreibern (Interview Bürgel 2011). Daher wird die Investition meist auch eher als eine Renten- oder Lebensversicherung und weniger als eine gewerbliche Investition betrachtet (Bunge et al. 2001, S. 82). Die 300 kW Kleinanlage erwirtschaftet 175.050 Euro von denen 80.183 Euro als Gewinn verbleiben.

Ermittlung der Steuern

Auf den Gewinn fallen wieder Gewerbe- und Einkommenssteuer an. Zur Berechnung wird hier auf die vorherigen Kapitel zur Windkraft und zur Photovoltaik verwiesen. Für die Betreiber der Wasserkraftanlagen wird von einem Einkommensniveau ausgegangen, das mit denen von Hauseigentümern vergleichbar ist. Als durchschnittlicher Einkommenssteuersatz wird daher 27,2 % / 28,7 % ohne bzw. mit Solidaritätszuschlag zugrunde gelegt. Die Gewerbe-

steuer hängt vom Hebesatz der Gemeinde ab. Der Gewerbeertrag der 10 kW-Anlage bleibt unter dem Freibetrag von 24.500 Euro, deshalb muss in dem Fall keine Gewerbesteuer gezahlt werden. Die Einkommenssteuer beläuft sich auf 499 Euro. Davon verbleiben 15 % regional und damit 71 Euro regional. Hierbei wird unterstellt, dass der Betreiber der Wasserkraftanlage weiteres Einkommen erzielt und die Einnahmen aus der Stromproduktion als Neben-erwerb betrachtet werden (vgl. Tab. 4-50).

Tabelle 9-50: Steueraufkommen durch die Wasserkraft-Referenzanlagen in Euro

Anlage	10 kW		300 kW	
	Gesamt	Regional	Gesamt	Regional
Gewerbesteuer	0	0	7.289	3.644
Einkommensteuer	499	71	20.342	2.977

Quelle: Eigene Berechnungen

Bei der 300 kW-Anlage fallen 7.289 Euro an Gewerbesteuer an. Die Region, in der sich die Anlage befindet, erhält in der Hälfte der Fälle 100 % der Gewerbeerträge, da sonst davon ausgegangen wird, dass der Verwaltungssitz der GmbH & Co. KG in einer anderen Region angesiedelt ist und damit die Gewerbesteuer dort anfällt (vgl. Begründung in Kapitel 4.3). Demnach erhöht sich das lokale Steueraufkommen um 3.644 Euro durch den Betrieb dieser Anlage. Die Einkommenssteuer beläuft sich insgesamt auf 20.342 Euro. 2.977 Euro bleiben hiervon in der Region, wobei dieser Wert wohl etwas hoch angesetzt ist, da nicht davon auszugehen ist, dass alle Eigentümer/ Kommanditisten auch in der Anlagenregion leben. Mangels belastbarer empirischer Daten wird dies aber hier unterstellt.

Ermittlung des Gewinns nach Steuern

Nach Abzug aller Steuern ergibt sich ein jährlicher Gewinn von 1.238 Euro für die 10 kW Wasserkraftkleinstanlage. Die Wasserkraftkleinstanlage mit einer installierten Leistung von 300 kW erwirtschaftet einen Jahresüberschuss von 51.952 Euro. Damit lässt sich nun die direkte, regionale Wertschöpfung berechnen.

Ermittlung der direkten Wertschöpfung

Nach Addition der einzelnen Bestandteile ergibt sich für die beiden Referenzanlagen eine direkte regionale Nettowertschöpfung von 1.804 Euro bzw. 70.171 Euro (vgl. Tab. 4-51).

Tabelle 9-51: Direkte regionale Wertschöpfung der Wasserkraft-Referenzanlagen in Euro

Anlage	Anteil der Eigenkapitalgeber (Gewinn nach Steuern)	Anteil der Fremdkapitalgeber (Regional verbleibende Zinsen)	Anteil des Staates (Regionaler Anteil der Steuern)	Anteil der Arbeitnehmer (Direkte Personalkosten)	Direkte regionale Nettowertschöpfung
10 kW	1.238	400	78	87	1.804
300 kW	51.952	8.768	6.622	2.829	70.171

Quelle: Eigene Berechnungen

Im Vergleich zu den anderen Energiearten tauchen hier auch direkte Personalkosten auf. Diese werden zunächst um die Einkommenssteuer und Sozialbeiträge bereinigt. Der 15 %-ige Einkommenssteueranteil, welcher der Region zufließt, wird zum regionalen Anteil des Staates hinzugerechnet.

9.4.2 Indirekte regionale Wertschöpfung

Bei der Berechnung der indirekten, regionalen Wertschöpfung interessieren die in Anspruch genommenen Dienstleistungen und bezogenen Materialien. Hierzu gehören die Wartung und Instandhaltung, sowie die Verwaltung und kaufmännische Geschäftsführung. Durch die erhaltenen Aufträge generieren sie ebenfalls Wertschöpfung, die hier als indirekte Wertschöpfung bezeichnet wird. Die Herleitung orientiert sich hier ebenfalls an dem bereits in den vorherigen Kapiteln vorgestellten Schema (vgl. Kapitel 9.1 und 4.3).

Tabelle 9-52: Indirekte regionale Wertschöpfung einer 10 kW Kleinstwasseranlage in Euro

	Regionaler Anteil der Einkommen	Regionaler Anteil der Materialkosten	Generierte indirekte Wertschöpfung der Region	Regional verbleibende indirekte Wertschöpfung
Wartung/Instandhaltung	336	0	336	184
Versicherung	0	0	0	0
Eigenbedarf Strom (1 % der Stromproduktion)	0	0	0	0
Summe			336	184

Quelle: Eigene Berechnungen

Für die 10 kW Anlage ergeben sich zusätzlich zur direkten Wertschöpfung weitere 184 Euro durch die ausgelöste Nachfrage bei den Vorleistungssektoren. Durch den Betrieb der 300 kW Anlage erhöht sich die Wertschöpfung um 5.223 Euro (vgl. Tab. 4-52 und 4-53).

Tabelle 9-53: Indirekte regionale Wertschöpfung einer 300 kW Kleinwasseranlage in Euro

	Regionaler Anteil der Einkommen	Regionaler Anteil der Materialkosten	Generierte indirekte Wertschöpfung der Region	Regional verbleibende indirekte Wertschöpfung
Wartung/Instandhaltung	7.363	0	7.363	4.035
Verwaltung/kaufmännische Geschäftsführung	2.071	37	2.168	1.188
Versicherung/ Pacht	0	0	0	0
Eigenbedarf Strom (1 % der Stromproduktion)	0	0	0	0
Summe			9.531	5.223

Quelle: Eigene Berechnungen

9.4.3 Induzierte regionale Wertschöpfung

Durch die Multiplikation der indirekten und direkten Effekte mit den in Kapitel 9.1 hergeleiteten Einkommensmultiplikatoren lassen sich die induzierten Effekte bestimmen, die dadurch entstehen, dass die zusätzlichen Einkommen

durch den Betrieb der Wasserkraftanlagen wieder verausgabt werden. Für die Regionen Trier und Nordschwarzwald ergeben sich Werte von 633 Euro/ 24.005 Euro bzw. 688 Euro/ 26.100 Euro (vgl. Tab. 4-54). Aufgrund des erheblich höheren Agglomerationsgrades weist Hannover mit 1.256 Euro bzw. 41.013 Euro eine um 1,5- bis zweimal höhere induzierte Wertschöpfung auf.

Tabelle 9-54: Induzierte regionale Wertschöpfung der Wasserkraft-Referenzanlagen in den Regionen in Euro

Anlage	10 kW			300 kW		
	Induzierten Effekte der direkten Wertschöpfung	Induzierte Effekte der indirekten Wertschöpfung	Gesamte Induzierte Wertschöpfung	Induzierten Effekte der direkten Wertschöpfung	Induzierte Effekte der indirekten Wertschöpfung	Gesamte Induzierte Wertschöpfung
Nordschwarzwald	624	64	688	24.292	1.808	26.100
Hannover	916	94	1.010	35.655	2.654	38.309
Trier	574	59	633	22.342	1.663	24.005

Quelle: Eigene Berechnungen

9.4.4 Gesamte regionale Wertschöpfung

Insgesamt zeigt sich im Gegensatz zu den anderen erneuerbaren Energien eine hohe regionale Wertschöpfung pro kW in der Spanne von 262 Euro / 331 Euro pro kW für Trier bis 300 Euro/ 379 Euro pro kW für Hannover. Der Beitrag der einzelnen Effekte auf die gesamte regionale Wertschöpfung geht aus Tabelle 9-55 hervor.

In Hannover spielt die Kleinwasserkraft mit insgesamt neun Anlagen nur eine untergeordnete Rolle. Dennoch wird hier eine Wertschöpfung von immerhin rund 1,3 Mio. Euro generiert, wobei in der Region Kraftwerke bis einschließlich 50 kW als Kleinstanlagen definiert werden und alle anderen Anlagen als Kleinanlagen. Im Nordschwarzwald und in Trier werden dagegen durch den Betrieb von Kleinst- und Kleinwasseranlagen finanzielle Effekte von ca. 6,5 Mio. Euro bzw. ca. 6,2 Mio. Euro erwirtschaftet.

Tabelle 9-55: Gesamte regional generierte Wertschöpfung durch den Betrieb der Wasserkraft-Referenzanlagen in den Regionen in Euro

Anlage	10 kW				
	Direkte Wertschöpfung	Indirekte Wertschöpfung	Induzierte Wertschöpfung	Gesamte Wertschöpfung	Wertschöpfung pro kWp
Nord-schwarz-wald	1.804	184	688	2.676	268
Hannover	1.804	184	1.010	2.998	300
Trier	1.804	184	633	2.621	262
Durchschnitt				2.644	276
Anlage	300 kW				
	Direkte Wertschöpfung	Indirekte Wertschöpfung	Induzierte Wertschöpfung	Gesamte Wertschöpfung	Wertschöpfung pro kWp
Nord-schwarz-wald	70.171	5.253	26.100	101.434	338
Hannover	70.171	5.253	38.309	113.703	379
Trier	70.171	5.253	24.005	99.399	331
Durchschnitt				100.298	350

Quelle: Eigene Berechnungen

Tabelle 9-56: Hochrechnung der gesamten Wertschöpfung durch Wasserkraftanlagen auf die Regionen in Euro

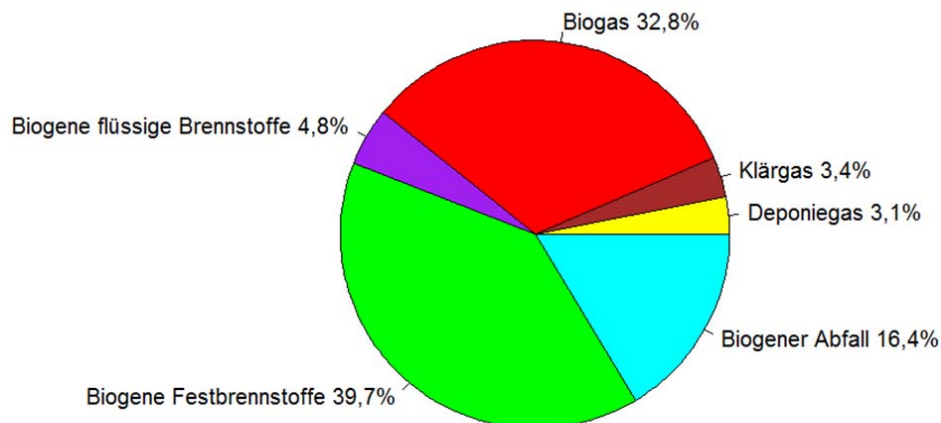
	Wertschöpfung pro kW		Installierte Leistung		Wertschöpfung insgesamt
	Kleinstanla-gen	Kleinanla-gen	Kleinstanla-gen	Kleinanla-gen	
	<= 50 kW	> 50	<= 50 kW	> 50	
Nordschwarz-wald	268	338	1.946	17.559	6.461.187
Hannover	300	379	61	3.367	1.294.413
Trier	262	331	975	17.951	6.203.188

Quelle: Eigene Berechnungen

9.5 Biogas

Abbildung 9-5 verdeutlicht, dass biogene Festbrennstoffe 2009 mit 39,7 % den größten Beitrag zur Stromerzeugung aus Biomasse in Deutschland geliefert haben. Biogas steuerte rund 32,8 %, und damit einen wesentlichen Anteil zur Stromerzeugung aus erneuerbarer Energie, bei. Insbesondere in den Jahren seit der Novellierung des EEG 2004 entwickelte sich der Bestand an Biogasanlagen sehr dynamisch (Deutsches BiomasseForschungsZentrum 2010, S. 23).

Abbildung 9-5: Stromerzeugung aus Biomasse 2009



Quelle: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (2009)

Hier liegt auch das Potenzial der kommunalen Wertschöpfung im Bereich Biomasse für die Modellregionen, da Anlagen für die Umwandlung biogener Festbrennstoffe nur unter günstigen Voraussetzungen, wie der Bezug preiswerter Brennstoffe oder hoher spezifischer Wärmeerlöse, wirtschaftlich betrieben werden können (Staiß 2007, S. 1-77). Dagegen gewinnt die Stromerzeugung aus Biogas zunehmend an Bedeutung und stellt einen lukrativen Nebenerwerb für Landwirte dar. Aus diesem Grund werden abschließend die regionalen Wertschöpfungseffekte durch den Betrieb von Biogasanlagen untersucht.

Hierzu werden wieder zwei typische Referenzanlagen definiert. Zum einen handelt es sich um eine im durchschnittlichen Leistungsbereich befindliche **150 kW_{el}-Anlage**, die von einem Einzelunternehmer (in der Regel ein Landwirt) betrieben wird. Hierdurch soll der seit 2009 anhaltende Trend zum Zubau kleinerer Biogasanlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 150 kW_{el} aufgefangen werden (Deutsches BiomasseForschungsZentrum 2010, S. 23). Gleichzeitig stellt die Gesellschaftsform „Einzelunternehmer“ mit 27 % den größten Anteil der in diesem Bereich vertretenen Rechtsformen (Deutsches BiomasseForschungsZentrum 2010, S. 34). Zum anderen sind noch landwirtschaftliche Großanlagen in der Größenklasse von 150 kW_{el} bis 500 kW_{el} weit verbreitet. Diese werden in der Regel durch den Zusammen-

schluss mehrerer regionaler Landwirte als Gemeinschaftsanlage geführt (Institut für Energetik und Umwelt gGmbH 2006, S. 120). Demnach wird als zweite Referenzanlage eine, am oberen Rand der Spanne liegende, Anlage mit einer installierten Nennleistung von **450 kW_{el}** gewählt. Im Vergleich zu der kleineren Anlage können sich hierin potenzielle Kostendegressionseffekte bei den spezifischen Investitionskosten niederschlagen.

9.5.1 Direkte regionale Wertschöpfung

Im ersten Abschnitt dieses Unterkapitels wird zunächst wieder eine Kostenaufstellung im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsanalyse erstellt. Hierfür werden als erstes die Anteile der Arbeitnehmer und der Fremdkapitalgeber ermittelt. Anschließend wird der Gewinn des Unternehmers vor und nach Steuern bestimmt, woraus die Anteile der Eigenkapitalgeber und des Staates hervorgehen. Der letzte Schritt umfasst dann die Addition der einzelnen Wertschöpfungskomponenten.

Ermittlung der Kosten zweier typischer Biogasanlagen

Im Vergleich zu den bereits analysierten erneuerbaren Energien weisen die Biogasanlagen mit 200.514 Euro (1.337 Euro/kW) bzw. 605.336 Euro (1.345 Euro/kW) sehr hohe jährliche Kosten auf. Aus den Tabellen 9-57 und 9-58 sind die verschiedenen Komponenten für die beiden Referenzanlagen ersichtlich.

Tabelle 9-57: Kostenstruktur einer typischen 150 kW-Biogasanlage

Kostenart	Betriebsausgaben						
	Gesamt- ausga- ben in Euro	Anteil der Einkom- men	Anteil der Materi- alkos- ten	Regiona- ler Anteil der Ein- kommen in %	Regiona- ler Anteil der Ma- terial- kosten in %	Gesam- ter Regi- onaler Anteil in Euro	Kosten pro KW in Euro
Wartung/Instandhaltung (2 %)	11.250	1.125	10.125	100	0	1.125	75
Personalaufwendungen (3,5 %)	16.425	16.425	0	100	100	16.425	110
Versicherung (0,5 %)	2.813	2.531	281	0	0	0	19
Zündöl (1 % der erzeugten Bruttoenergie)	13.667	1.367	12.300	0	0	0	91
Substrat	97.856	9.786	88.070	0	0	0	652
Sonstiges (0,6 %)	3.375	3.038	338	100	100	3.375	23
Eigenstrombedarf (6,5 % des erzeugten Stroms)	11.193	10.074	1.119	100	100	11.193	75
Summe reine Betriebskos- ten	156578	44345	112233	69	0	32118	1044
Abschreibung	28.125						188
Fremdkapitalzinsen	11.908	11.908	0	45	45	5.359	79
Summe Gesamtbetriebs- kosten	196.611	56.253	112.233	46	0	37.477	1.311

Quelle: Eigene Darstellung

Tabelle 9-58: Kostenstruktur einer typischen 450 kW-Biogasanlage

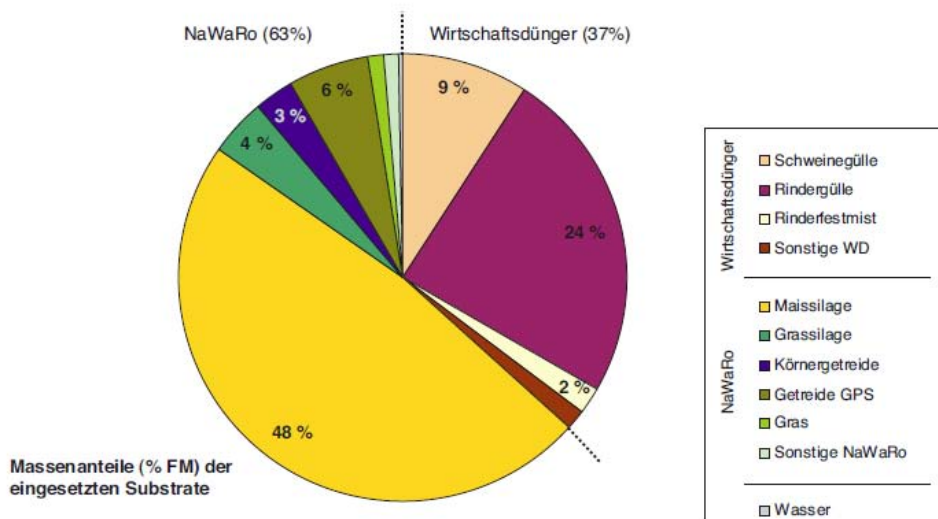
Kostenart	Betriebsausgaben						
	Gesamtausgaben in Euro	Anteil der Einkommen	Anteil der Materialkosten	Regionaler Anteil der Einkommen in %	Regionaler Anteil der Materialkosten in %	Gesamter Regionaler Anteil in Euro	Kosten pro KW in Euro
Wartung/Instandhaltung (2 %)	28.350	2.835	25.515	100	0	2.835	63
Personalaufwendungen (3,5 %)	49.275	49.275	0	100	100	49.275	110
Versicherung (0,5 %)	7.088	6.379	709	0	0	0	16
Zündöl (1 % der erzeugten Bruttoenergie)	41.000	4.100	36.900	0	0	0	91
Substrat	303.550	30.355	273.195	0	0	0	675
Sonstiges (0,6 %)	8.505	7.655	851	100	100	8.505	19
Kaufmännische Verwaltung/Geschäftsführung (1,7 %)	24.098	21.688	2.410	100	100	24.098	54
Eigenstrombedarf (6,9 % des erzeugten Stroms)	30.553	27.498	3.055	100	100	30.553	68
Summe reine Betriebskosten	497510	154367	343144	74	0	120358	1106
Abschreibung	70.875						158
Fremdkapitalzinsen	30.008	30.008	0	45	45	13.504	67
Summe Gesamtbetriebskosten	598.394	184.375	343.144	40	0	133.862	1.330

Quelle: Eigene Darstellung

Ausschlaggebend für die hohen Kosten sind die beträchtlichen Ausgaben für das Substrat, dass zu einem großen Teil aus nachwachsenden Rohstoffe (NawaRo) besteht, die mit 97.856 Euro bzw. 303.550 Euro zu Buche schlagen und damit fast 50 % der Gesamtkosten darstellen. Um eine repräsentative Zusammensetzung des Substrats zu erhalten, ist die Verteilung einer bundesweiten Erhebung zugrunde gelegt worden (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. 2010a, S. 13).

Abbildung 9-6 stellt die Anteile der einzelnen Substrate am gesamten Input dar. Es zeigt sich, dass Maissilage und Rindergülle die größten Anteile an der Substratmenge haben. Diese sind mit einem Anteil von fast $\frac{3}{4}$ die am häufigsten in Biogasanlagen eingesetzten Substrate. Danach folgen Schweinegülle, Getreideganzpflanzensilage (GPS) und andere, welche deutlich seltener eingesetzt werden.

Abbildung 9-6: Mittlere Massenanteile der Substrate in % Frischmasse (FM) an der gesamten eingesetzten Substratmenge



Quelle: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. 2010a, S. 13

Tabelle 9-59 zeigt die, sich aus dieser Verteilung ergebende, jährlich zu beziehende Menge jedes Substrats zur Produktion des benötigten Biogases für die beiden unterstellten Anlagenleistungen, wobei eventuelle Lagerungs- und Konservierungsverluste berücksichtigt sind.⁸⁶ Bei den angegebenen Preisen handelt es sich um Marktpreise inklusive der Transportkosten zum Anlagenstandort (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. 2010b, S. 174). Im Fall des Wirtschaftsdüngers wird davon ausgegangen, dass dieser als Nebenprodukt der landwirtschaftlichen Tätigkeit anfällt und hierdurch keine Nutzungskosten entstehen. Bei der Biogasanlage mit 450 kW_{el} werden beim Bezug von Wirtschaftsdünger Transportkosten von 3 Euro unterstellt (Hirschl et al. 2010, S. 117), da größere Entfernungen zurückgelegt werden müssen.⁸⁷

Tabelle 9-59: Einkaufspreise in Euro und Substrateinsatz in den Biogas-Referenzanlagen

⁸⁶ Die Substratauswahl wurde so getroffen, dass die jeweilige Anlage mit der aus den Substraten zu erwartenden Biogas- und Energiemenge eine Auslastung von 8.200 Volllaststunden pro Jahr erreicht.

⁸⁷ Hier wird unterstellt, dass die Betriebe der Gemeinschaftsanlage nicht alle direkt neben der Biogasanlage angesiedelt sind, aber das in den Betrieben gemeinsam genug Dünger als Abfallprodukt anfällt, damit kein zusätzlicher Wirtschaftsdünger bezogen werden muss.

Anlage		An- teil in %	Energiegehalt (m ³ Biogas pro Tonne FM*)	150 kW _{el}		450 kW _{el}	
				Preis pro Tonne FM	Substratein- satz in Ton- nen FM	Preis pro Tonne FM	Substratein- satz in Ton- nen FM
Wirt- schafts- dünger	Rindergülle	24	24	0	1.056	3	3.120
	Schweine- gülle	9	19	0	396	3	1.170
	Rinderfest- mist	2	90	0	88	3	260
	Sonstiges	2	26	0	88	3	260
NawaRo	Maissilage	48	218	31	2.112	31	6.240
	Grassilage	4	123	34	176	34	520
	Ganzpflan- zensilage Roggen	6	196	30	264	30	780
	Roggen- und Wei- zenkörner	3	585	120	132	120	390
	Sonstiges	2	228	30	88	30	260
Summe					4.400		13.000

Quelle: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (2010a, S. 13) und (2010b, S. 174).

FM: Frischmasse

* Berechnet sich als Anteil der Trockensubstanz (TS)*Anteil der organischen Trockensubstanz (oTS)*Biogasertrag (BE) mit den Annahmen: Wirtschaftsdünger - Rindergülle (TS: 0,08; oTS: 0,8; BE: 370), Schweinegülle (TS: 0,06; oTS: 0,8; BE: 400), Rinderfestmist (TS: 0,25; oTS: 0,8; BE: 450), Sonstiges: Gewichteter Mittelwert aus den drei Letztgenannten; NAWRO – Maissilage (TS: 0,35; oTS: 0,96; BE: 650), Grassilage (TS: 0,25; oTS: 0,88; BE: 560), Ganzpflanzensilage (TS: 0,4; oTS: 0,94; BE: 520), Getreidekörner (TS: 0,87; oTS: 0,98; BE: 700), Sonstiges: Gewichteter Mittelwert aus den drei Letztgenannten.

Für den Bezug von NawaRo's wird angenommen, dass diese komplett außerhalb der Region bezogen werden, wodurch keine regionalen Einkommen generiert werden. Damit stellt die hier ermittelte regionale Wertschöpfung eine Untergrenze dar, da es durchaus üblich ist, dass ein Teil der eingesetzten Rohstoffe vom eigenen Betrieb bereitgestellt wird. Die Aufteilung der Kosten wird zu 10 % als Einkommen und zu 90 % als **Materialkosten** beziffert. Grundsätzlich ist auch ein Betrieb ausschließlich auf Güllebasis denkbar, jedoch ist in der Regel davon auszugehen, dass dies aufgrund des geringen

Energiegehaltes des Wirtschaftsdüngers nicht wirtschaftlich möglich ist und in der Praxis eher die Ausnahme darstellt (aid infodienst 2009).⁸⁸

Eine weitere leistungsabhängige Größe stellt der **Zündölbedarf** dar, der mit 1 % der erzeugten Bruttoenergie und einem Preis von 40 Cent/ Liter angesetzt wird (Institut für Energetik und Umwelt gGmbH 2006, S. 120 und 193). Im vorliegenden Fall wird unterstellt, dass das Blockheizkraftwerk (BHKW) mit einem Zündstrahlmotor betrieben wird. Gas-Ottomotoren haben zwar einen größeren Gesamtwirkungsgrad und benötigen kein zusätzliches Zündöl, jedoch kommen erstere Motoren derzeit noch häufiger zum Einsatz (Institut für Energetik und Umwelt gGmbH 2006, S. 101). Auch dieser Bedarf wird von außerhalb der Region gedeckt, so dass wiederum eine Aufteilung von 10 % zu 90 % zugrunde gelegt wird.

Ein zusätzlicher **Strombedarf** fällt durch den Betrieb der Anlage an. Für die kleine Anlage wird von einem Strombedarf von 6,5 % ausgegangen; bei der großen Anlage werden 6,9 % veranschlagt. Die Werte entsprechen den Mittelwerten einer aktuellen Befragung unter Biogasanlagenbetreibern (Deutsches BiomasseForschungsZentrum 2010, S. 39). Nach Angaben der FNR decken 80 % der Betreiber ihren Energiebedarf über Fremdstrom (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) 2010a, S. 140). Daher wird auch für die beiden Referenzanlagen von diesem Anteil ausgegangen. Der Bezugspreis wird auf 14 Cent/kWh festgelegt.⁸⁹ Der Strom wird vom regionalen Stromversorger bezogen und beinhaltet eine Sachkostenpauschale von 10 %.

⁸⁸ Bei der bundesweiten Befragung des Biogas-Messprogramms nutzten alle untersuchten Anlagen mehr als ein Substrat (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) 2010a, S. 77).

⁸⁹ Dies entspricht den Stromkosten eines durchschnittlichen Drei-Personen-Haushalts mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh. Dadurch werden die tatsächlichen Kosten wahrscheinlich geringfügig überschätzt, da durch den Betrieb der Biogasanlagen ein wesentlich höherer Verbrauch entsteht, wodurch die spezifischen Kosten pro kWh wohl sinken.

Die weiteren Komponenten werden in Relation zu den Investitionskosten betrachtet. Der prozentualen Anteile werden in den Tabellen in Klammern angegeben. Bei kleinen Anlagen bis 250 kW_{el} kann mit spezifischen Investitionskosten von 3500 Euro/kW bis 4000 Euro/kW gerechnet werden. Mit zunehmender Größe sinken diese, da die individuelle Anlagenplanung und Ausführung ein geringeres Gewicht bekommt. Anlagen mit einer Nennleistung zwischen 250 kW_{el} und 500kW_{el} weisen Kosten zwischen 3000 Euro/kW und 3500 Euro/kW auf. Aus diesem Grund geht die vorliegende Studie bei Referenzanlage Nummer 1 (150 kW) von 3750 Euro/kW und bei Referenzanlage Nummer 2 (450 kW) von 3150 Euro/kW aus. Damit betragen die **Gesamtkosten zur Installation** der beiden Biogasanlagen 562.500 Euro bzw. 1.417.500 Euro. Hiervon werden äquivalent zu den anderen erneuerbaren Energien 70 % Fremdkapital zu einem Zinssatz von 5 % aufgenommen, das über 20 Jahre zurückgezahlt wird. Es ergeben sich jährliche **Zinszahlungen** von 11.908 Euro bzw. 30.008 Euro, von denen 45 % in der Region verbleiben.⁹⁰

Für die gesamte Anlage kann in der Regel eine durchschnittliche Nutzungsdauer von 15 bis 20 Jahren unterstellt werden (Philipp 2006). Die Studie legt 20 Jahre zugrunde, da für diesen Zeitraum mit einem festgelegten Vergütungssatz aus dem EEG gerechnet werden kann und eine Einheitlichkeit zwischen den verschiedenen erneuerbaren Energien gewährleistet ist. Bei einer linearen **Abschreibung** über diesen Zeitraum ergeben sich dementsprechend Aufwendungen von 28.125 Euro bzw. 70.875 Euro. Weiterhin kommen noch die jährlichen **Versicherungskosten** hinzu. Sie werden bei den Referenzanlagen pauschal mit 0,5 % der Investitionssumme bei einer Sachkostenpauschale von 10 % berücksichtigt (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. 2010b, S. 181). Diese Kosten stellen Abflüsse aus der Region dar.

Die **Personalaufwendungen** hängen stark von der Größe der Anlage ab. Sie werden laut (Hirschl et al. 2010, S. 117) mit 3,5 % der Investitionskosten

⁹⁰ Für die Herleitung vgl. Kapitel 4.1.

angesetzt und umfassen unter anderem die Substrataufbereitung und -zuführung, die laufende Betreuung und Überwachung, sowie administrative Tätigkeiten bei der kleinen Anlage. Letzteres wird für die große Anlage unter der Annahme einer GmbH & Co. KG separat mit 1,7 % nach (Hirschl et al. 2010, S. 117) festgelegt, wobei hierunter auch Steuerberatungsgebühren und ähnliche Kosten fallen. 10 % werden als Sachkostenanteil berechnet. Die Personalausgaben werden als regional definiert, da die Arbeitnehmer oder auch der Landwirt selbst in der Regel in der Region leben in der sie arbeiten. Auch für den Sitz der GmbH & Co. KG wird unterstellt, dass dieser mit dem Anlagenstandort identisch ist.

Als **Wartungs- und Reparaturkosten**pauschale wird ein Anteil von 2 % der Investitionskosten angenommen (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. 2010b, S. 181). Diese Position setzt sich zu 90 % aus Materialkosten zusammen, da kleine Wartungsarbeiten schon über die Personalkosten abgedeckt sind, die meist vom Hersteller außerhalb der Region bezogen werden. Lediglich die Einkommensanteile sind regional angesetzt. Die Kostenkomponente „Sonstiges“ berücksichtigt Laboruntersuchungen, Beiträge und Unvorhergesehenes und entspricht etwa 0,6 % der Investitionssumme. Diese Kosten werden regional verortet.

Ermittlung des Gewinns vor Steuern

Die Einnahmen einer Biogasanlage bestehen zu 91,5 % aus dem Verkauf von Strom (Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. 2010a, S. 136). Bei beiden betrachteten Referenzanlagen wird davon ausgegangen, dass sie sich ausschließlich über den Verkauf von Strom finanzieren. Insbesondere kann die überschüssige Wärme, die durch die Stromproduktion typischerweise im BHKW anfällt, nicht genutzt werden und wird demnach hier als Einnahmequelle vernachlässigt.

Die zugrunde gelegten Volllaststunden von 8.200 beruhen auf einer aktuellen Befragung der Maschinenring Kommunalservice GmbH Kassel (Interview Knipker 2010). Diese liegen am oberen Rand der in der Literatur zu findenden

Angaben.⁹¹ Auch der hier verwendete Verstromungsfaktor von rund 1,9 kWh_{el} pro m³ Biogas stammt aus dieser Umfrage.

Für die 150 kW Anlage ergibt sich ein Vergütungssatz von 22,67 Cent/kWh. Dieser setzt sich aus einer Grundvergütung von 11,67 Cent/kWh, einem Bonus für die Verwendung von NawaRo von 7 Cent/kWh und einem Bonus von 4 Cent/ kWh für einen Anteil an Gülle bei über 30 % zusammen. Die Anlage mit einer installierten Leistung von 450 kW kommt auf einen durchschnittlichen Vergütungssatz von 19,02 Cent/kWh, weil der Gülle-Bonus über 150 kW auf 1 Cent/kWh absinkt (§ 7 und Anlage 2 EEG 2009).

Tabelle 9-60: Umsatz und Vorsteuergewinn der Biogas-Referenzanlagen

Anlage	kWh	Volllast-stunden	Umsatz/ Vergütung (EEG) in Euro	Vorsteuergewinn in Euro
150 kW	1.230.000	8.200	278.841	82.230
450 kW	3.690.000	8.200	701.838	103.444

Quelle: Eigene Berechnung

Tabelle 9-60 stellt die Erlöse und den Gewinn vor Steuern für die beiden Anlagen dar. Demnach setzt die kleine Anlage 278.841 Euro im Jahr um, wovon nach Abzug aller Kosten circa 82.230 Euro als Gewinn verbleiben. Die Gemeinschaftsanlage erlöst 701.838 Euro und generiert damit 103.444 Euro Gewinn.

Ermittlung der Steuern

Das deutsche Steuerrecht sieht für land- und forstwirtschaftliche Betriebe Sonderregelungen vor. Einkünfte aus dem Verkauf von Strom aus einer Biogasanlage werden dem Bereich Land- und Forstwirtschaft zugerechnet, falls entweder der überwiegende Teil der Biomasse aus Eigenproduktion stammt oder der produzierte Strom im eigenen Betrieb eingesetzt wird (Institut für Energetik und Umwelt gGmbH 2006, S. 175). Die Sonderregelungen können aber nur dann genutzt werden, wenn die Eigenproduktion nicht in einem Un-

⁹¹ Vgl. Staiß (2007, S. I-80) und Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (2010)

ternehmen erfolgt, das gemäß seiner Rechtsform ein Gewerbebetrieb ist. Falls diese Voraussetzungen erfüllt sind, würden keine Einkünfte aus einem Gewerbebetrieb bestehen, so dass keine Gewerbesteuer anfällt. Im vorliegenden Fall wurde der Bezug der Rohstoffe mit Ausnahme des Wirtschaftsdüngers von außerhalb unterstellt, womit nach der obigen Definition ein Gewerbe vorliegt, sodass auf den Gewinn Gewerbesteuer gezahlt werden muss. Aus Tabelle 9-61 geht hervor, dass für die kleine Anlage 7.557 Euro Gewerbesteuern anfallen; für die große Biogasanlage sind 10.334 Euro zu zahlen.⁹² Diese verbleiben zu 100 % in der Region.

Tabelle 9-61: Steueraufkommen durch die Biogas-Referenzanlagen in Euro

Anlage	150 kW		450 kW	
	Gesamt	Regional	Gesamt	Regional
Gewerbesteuer	7.557	7.557	10.334	10.334
Einkommensteuer	16.428	2.319	20.484	2.891

Quelle: Eigene Berechnung

Zusätzlich fällt noch eine Einkommenssteuer an. Als durchschnittlicher Einkommenssteuersatz werden 20,7 % veranschlagt. Dieser Wert ergibt sich aus einer festzusetzenden Einkommenssteuer von 177,8 Mrd. Euro und einem zu versteuernden Einkommen von 859,8 Mrd. Euro im Jahr 2006 für Gesamtdeutschland (Statistisches Bundesamt 2011, S. 85). Hinzu kommt noch der Solidaritätszuschlag mit 11,28 Mrd. Euro und damit 1,3 %. In der Region verbleiben 15 % der eingenommenen Einkommenssteuer ohne Berücksichtigung des Solidaritätszuschlags und damit 2.319 Euro bzw. 2.891 Euro. Damit ergibt sich ein regionales Steueraufkommen von 9.875 Euro bzw. 13.225 Euro. Außerdem müssen die Arbeitnehmer des Betriebs Einkommenssteuer abführen, wovon ebenfalls nur 15 % der Region zugutekommen. Insgesamt sind daher zusätzlich 510 Euro bzw. 1.530 Euro zum kommunalen Steueraufkommen zu addieren.

⁹² Das Berechnungsschema ist im Anhang C angegeben.

Ermittlung des Gewinns nach Steuern

Nach Abzug aller Steuern ergibt sich ein jährlicher Gewinn von 58.245 Euro für die 150 kW Biogasanlage. Die Biogasanlage mit einer installierten Leistung von 450 kW erwirtschaftet einen Jahresüberschuss von 72.626 Euro.

Ermittlung der direkten Wertschöpfung

Nach Ermittlung aller Bestandteile der regionalen Wertschöpfung können nun durch Addition die gesamten direkten, finanziellen Effekte bestimmt werden. Tabelle 9-62 zeigt, dass durch den Betrieb der kleineren Anlage durchschnittlich 82.530 Euro in den Regionen zusätzlich erwirtschaftet werden. Bei der 450 kW Anlage sind es sogar unabhängig von der Region 126.508 Euro.

Tabelle 9-62: Direkte regionale Wertschöpfung der Biogas-Referenzanlagen in Euro

Anlage	Anteil der Eigenkapitalgeber (Gewinn nach Steuern)	Anteil der Fremdkapitalgeber (Regional verbleibende Zinsen)	Anteil des Staates (Regionaler Anteil der Steuern)	Anteil der Arbeitnehmer (Direkte Personalkosten)	Direkte regionale Nettowertschöpfung
150 kW	58.245	5.359	10.385	8.541	82.530
450 kW	72.626	13.504	14.755	25.623	126.508

Quelle: Eigene Berechnung

Der Anteil der Wertschöpfung, der bei den Arbeitnehmern in der Region verbleibt, wird wie bei den Wasserkraftanlagen über das bundesdeutsche Verhältnis der Nettolöhne zum Gesamteinkommen (vgl. Kapitel 9.1) approximiert, wonach dem Arbeitnehmer 52 % der Einkünfte netto verbleiben.

9.5.2 Indirekte regionale Wertschöpfung

Die regionalen Einnahmen der Zulieferbetriebe sind unter den getroffenen Annahmen vergleichsweise gering, da unterstellt wurde, dass ein Großteil des Inputs von außerhalb der Region bezogen wird. Die Berechnung erfolgt äquivalent zu den vorherigen Kapiteln (vgl. Kapitel 9.1 und 9.2). Lediglich die kleineren Posten wie Sonstiges, der Eigenstrombedarf und die Einkommenskomponenten der Wartung und Instandhaltung lösen geringe indirekte Effekte aus.

Tabelle 9-63: Indirekte regionale Wertschöpfung einer 150 kW Biogasanlage in Euro

	Regionaler Anteil der Einnahmen	Regionaler Anteil der Materialkosten	Generierte indirekte Wertschöpfung der Region	Regional verbleibende indirekte Wertschöpfung
Wartung/Instandhaltung	1.125	0	1.125	617
Versicherung	0	0	0	0
Zündöl	0	0	0	0
Substrat	0	0	0	0
Sonstiges	3.038	142	3.179	1.742
Eigenstrombedarf	10.074	470	10.544	5.778
Summe	14.236	612	14.848	8.137

Quelle: Eigene Berechnung

Demnach können bei der kleinen Anlage 8.137 Euro zusätzlich berücksichtigt werden, die auf indirekte regionale Effekte zurückzuführen sind. Bei der 450 kW Anlage kommt noch die Position Geschäftsführung hinzu, die im Gegensatz zu den anderen erneuerbaren Energien als 100 % regional betrachtet wird. Aus diesem Grund ergeben sich 28.439 Euro an indirekter Wertschöpfung für diese Anlage.

Tabelle 9-64: Indirekte regionale Wertschöpfung einer 450 kW Biogasanlage in Euro

	Regionaler Anteil der Einkommen	Regionaler Anteil der Materialkosten	Generierte indirekte Wertschöpfung der Region	Regional verbleibende indirekte Wertschöpfung
Wartung/Instandhaltung	2.835	0	2.835	1.191
Versicherung	0	0	0	0
Zündöl	0	0	0	0
Substrat	0	0	0	0
Sonstiges	7.655	430	8.085	3.396
Kaufmännische Verwaltung/ Geschäftsführung	21.688	1.219	22.907	9.621
Eigenstrombedarf	32.081	1.804	33.885	14.231
Summe	64.258	3.453	67.711	28.439

Quelle: Eigene Berechnung

9.5.3 Induzierte regionale Wertschöpfung

Anhand der zuvor bestimmten Multiplikatoren (vgl. Kapitel 9.1) lassen sich die induzierten Wertschöpfungseffekte berechnen. Tabelle 9-65 stellt die Ergebnisse für die vier Modellregionen vor.

Tabelle 9-65: Induzierte, regionale Wertschöpfung der Biogas-Referenzanlagen in den Regionen in Euro

Anlage	150 kW			450 kW		
	Induzierten Effekte der direkten Wertschöpfung	Induzierte Effekte der indirekten Wertschöpfung	Gesamte Induzierte Wertschöpfung	Induzierten Effekte der direkten Wertschöpfung	Induzierte Effekte der indirekten Wertschöpfung	Gesamte Induzierte Wertschöpfung
Friesland	12.261	1.209	13.470	18.794	4.225	23.019
Nordschwarzwald	28.571	2.817	31.388	43.796	9.845	53.641
Hannover	41.935	4.134	46.070	64.282	14.450	78.732
Trier	26.277	2.591	28.868	40.279	9.055	49.334

Quelle: Eigene Berechnung

Auch hier ergibt sich wieder für die kleine Region Friesland mit 13.470 Euro bzw. 23.019 Euro die mit Abstand geringste induzierte Wertschöpfung. Im Mittelfeld befinden sich die Regionen Nordschwarzwald mit 31.388 Euro bzw. 53.641 Euro und Trier mit 28.868 Euro bzw. 49.334 Euro. Hannover als Industriestandort weist 46.070 Euro bzw. 78.732 Euro auf.

9.5.4 Gesamte regionale Wertschöpfung

Insgesamt zeigt sich, dass die Biogasproduktion von allen untersuchten erneuerbaren Energien die höchsten Wertschöpfungseffekte pro kW aufweist.

Insbesondere die kleine Anlage mit 150 kW trägt zu einem durchschnittlichen Wertzuwachs von 804 Euro/kW bei, aber auch die 450 kW Anlage zeigt einen Gesamteffekt von 402 Euro/kW. Dies ist insbesondere auf die hohen Betriebskosten zurückzuführen und die damit einhergehenden hohen Vergütungssätze, die zusätzliches Einkommen in die Regionen spült. Die Unterschiede zwischen den Regionen sind hierbei ausschließlich auf die divergierenden Multiplikatoren und damit auf eine unterschiedlich stark ausfallende induzierte Wertschöpfung zurückzuführen.

Es bleibt allerdings zu berücksichtigen, dass in den beiden hier ausgewählten Fällen zwei zusätzliche Bonusvergütungen⁹³ gezahlt wurden, die in der Praxis nicht alle Anlagen erhalten.

⁹³ Gülle-Bonus: Der Anteil an Gülle liegt in den Beispielanlagen bei über 30%.
NawaRo-Bonus: Der Anspruch auf den Bonus für Strom aus nachwachsenden Rohstoffen besteht, wenn der Strom ausschließlich aus nachwachsenden Rohstoffen oder, bei anaerober Vergärung der nachwachsenden Rohstoffe oder Gülle (Biogas), in einer Kombination mit rein pflanzlichen Nebenprodukten im Sinne der Positivliste Nummer V gewonnen wird (vgl. Abschnitt Ermittlung des Gewinns vor Steuern).

Tabelle 9-66: Gesamte regional generierte Wertschöpfung durch den Betrieb der Biogas-Referenzanlagen in den Regionen in Euro

150 kW					
Anlage	Direkte Wertschöpfung	Indirekte Wertschöpfung	Induzierte Wertschöpfung	Gesamte Wertschöpfung	Wertschöpfung pro kWp
Friesland	82.530	8.137	13.470	104.136	694
Nord-schwarz-wald	82.530	8.137	31.388	122.055	814
Hannover	82.530	8.137	46.070	136.737	912
Trier	82.530	8.137	28.868	119.534	797
Durchschnitt				120.615	804
450 kW					
Anlage	Direkte Wertschöpfung	Indirekte Wertschöpfung	Induzierte Wertschöpfung	Gesamte Wertschöpfung	Wertschöpfung pro kWp
Friesland	126.508	3.396	23.019	152.922	340
Nord-schwarz-wald	126.508	3.396	53.641	183.544	408
Hannover	126.508	3.396	78.732	208.635	464
Trier	126.508	3.396	49.334	179.237	398
Durchschnitt				181.085	402

Quelle: Eigene Berechnung

Die tatsächlich generierte Wertschöpfung aus Biogas mit dem aktuellsten Stand der Daten von 2009 liegt im Vergleich zu den anderen erneuerbaren Energien jedoch nur im Mittelfeld, da die installierte Leistung pro Anlage relativ gering ist.

In Friesland wird eine gesamte Wertschöpfung von rund 3,9 Mio. Euro generiert. Hannover folgt dicht mit rund 4,6 Mio. Euro. Höhere finanzielle Effekte von ca. 7,4 Mio. Euro bzw. 12,2 Mio. Euro fallen jedoch durch den Betrieb von Biogasanlagen im Nordschwarzwald und in Trier an.

Tabelle 9-67: Hochrechnung der gesamten Wertschöpfung durch Biogasanlagen auf die Regionen in Euro

	Wertschöpfung pro kW		Installierte Leistung		Wertschöpfung insgesamt
	Kleinanlagen	Großanlagen	Kleinanlagen	Großanlagen	
	<= 150 kW	> 150	<= 150 kW	> 150	
Friesland	694	340	152	11.021	3.850.766
Nordschwarzwald	814	408	1.634	14.980	7.439.568
Hannover	912	464	930	8.006	4.559.622
Trier	797	398	1.938	26.837	12.233.696

Quelle: Eigene Berechnung

9.6 Vergleich der verschiedenen erneuerbaren Energien

Abschließend werden nun die Ergebnisse in den Regionen und für die verschiedenen Energiearten gegenüber gestellt. Unter Berücksichtigung der direkten, indirekten und induzierten Effekte berechnen sich jährliche regionale Wertzuwächse (Wertschöpfung) pro Kilowatt installierter Leistung entsprechend der in Tabelle 4-68 aufgeführten Werte für die als typisch angenommenen Anlagen.

Deutlich wird, dass die Effekte zwischen den einzelnen Energiearten stark differieren. Den größten durchschnittlichen Zuwachs weist dabei die kleine eigenbetriebene Biogasanlage mit 804 Euro pro kW auf. Dies rührt vor allem von den hohen Betriebskosten aufgrund der Substratbereitstellung, die über die vergleichsweise hohen Vergütungssätze abgegolten werden. Windkraft (68 bzw. 85 Euro) und Photovoltaik (147, 150 bzw. 98 Euro) führen hingegen aufgrund eher geringer Betriebskosten zu deutlich niedrigeren Wertschöpfungseffekten.

Tabelle 9-68: Wertschöpfungseffekte pro kW installierte Leistung typischer EE-Anlagen für die vier Modellregionen in Euro (Stand 2009)

	Biogas 150 kW	Biogas 450 kW	Wasser 10 kW	Wasser 300 kW	PV 5 kW	PV 150 kW	PV 3,4 MW	Wind 500 kW	Wind 2 MW
Friesland	694	340	284	309	133	137	90	76	90
Nordschwarzwald	814	408	333	362	157	162	107	56	75
Hannover	912	464	373	406	151	149	95	86	102
Trier	797	398	326	355	147	150	98	55	73
Durchschnitt	804	403	329	358	147	150	98	68	85

Quelle: Eigene Berechnung.

Aber auch innerhalb einer Energieart fallen die Unterschiede zwischen den einzelnen Regionen auf. Sie begründen sich im Wesentlichen durch die standortspezifische Ertragslage und durch die unterschiedlichen regionalen Importquoten, die von der Größe und der Wirtschaftsstruktur der Regionen bestimmt werden.

Tabelle 9-69: Gesamte regionale Wertschöpfung in den Regionen im Vergleich (Stand 2009)

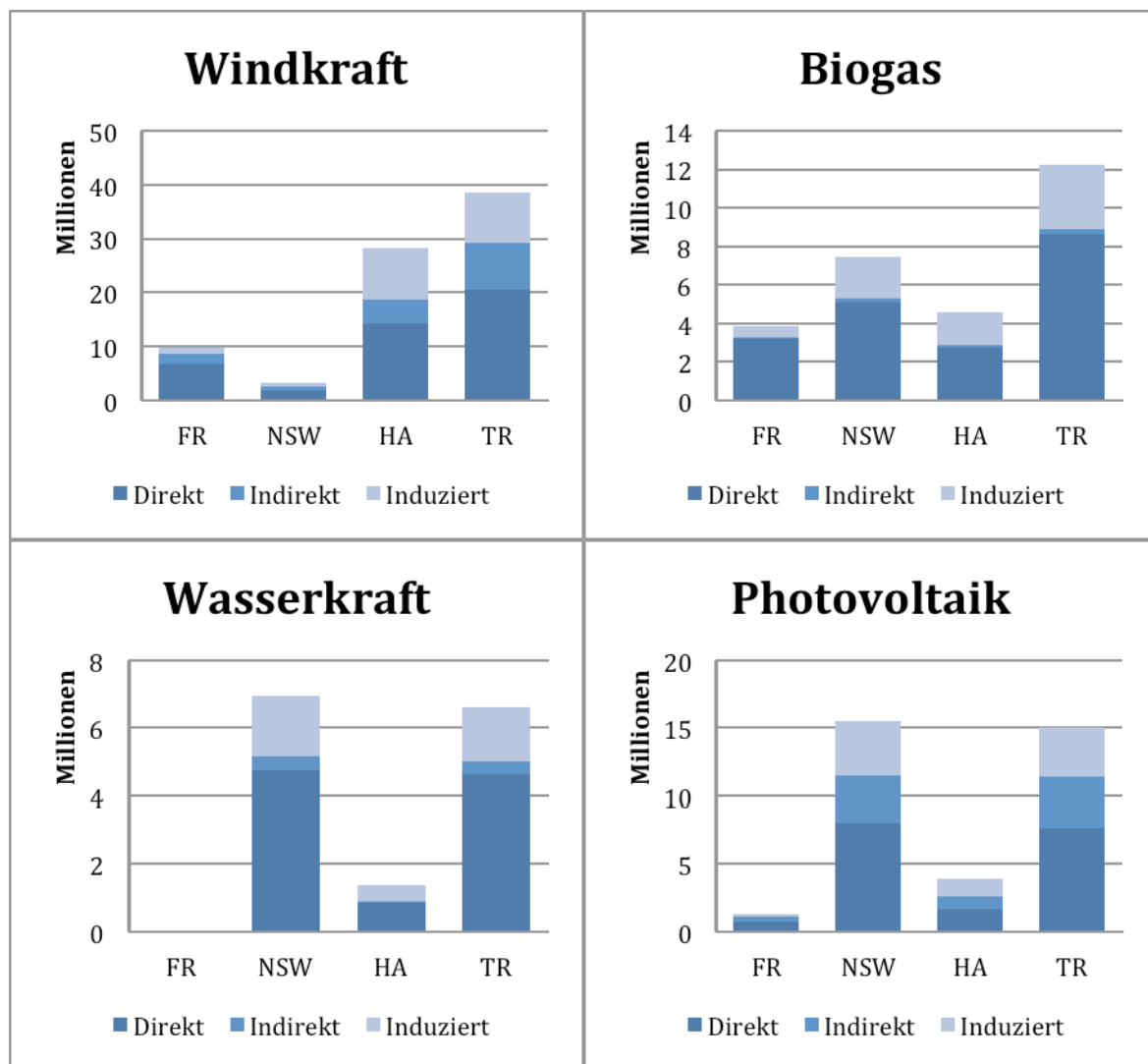
Region	Solarstrom	Windkraft	Wasserkraft	Biogas	WS gesamt	WS pro Kopf (€)	WS pro km ² (Tsd. €)
Friesland	1,28	10,07	0	3,85	15,2	152	25
Nordschwarzwald	15,51	3,38	6,64	7,44	32,97	55	14,1
Hannover	3,91	28,74	1,29	4,56	38,5	34	16,8
Trier	15,06	38,99	6,20	12,23	72,48	141	14,7

Quelle: Eigene Berechnung.

Tabelle 4-69 stellt noch einmal die Ergebnisse der Hochrechnung basierend auf der tatsächlich installierten Leistung von Ende 2009 für die vier Modellregionen dar. Mit Abstand wurde die meiste Wertschöpfung durch Windkraftanlagen geschaffen. Insbesondere in Trier und Hannover spülte die Erzeugung von Strom aus Wind zusätzliche Mittel von rund 39 Mio. Euro bzw. 29 Mio. Euro in die Kassen der Beteiligten. Wasserkraft spielte dagegen nur eine untergeordnete Rolle. Auch die Photovoltaik zeigt trotz der starken Förderung durch den Staat in den letzten Jahren nur vergleichsweise geringe Wertschöpfungseffekte. Lediglich im Nordschwarzwald stellt sie die größte Position dar, was vor allem auf die bessere Ertragslage aufgrund der höheren Sonneneinstrahlung im Vergleich zu den anderen Regionen und den damit verbundenen höheren Investitionen in diese Energieart zurückzuführen ist.

Damit die Werte aus Tabelle 4-69 unabhängig von der Größe der Region interpretiert werden können, wurden diese zusätzlich zum Einen durch die Anzahl der Einwohner und zum Anderen durch die km^2 dividiert. Dabei schneidet Friesland mit 152 Euro pro Einwohner bzw. 25 Euro pro km^2 am besten ab, da dort trotz der geringen Größe des Landkreises eine beträchtliche Wertschöpfung – insbesondere durch Windkraft – erzeugt wird.

Abbildung 9-70: Jährliche Wertschöpfungseffekte durch die Erzeugung von Strom aus Biogas, Wind, Wasser und Sonne in den vier Modellregionen (Stand 2009)



Quelle: Eigene Berechnungen.

FR: Friesland, NSW: Nordschwarzwald, HA: Hannover, TR: Trier

*In Friesland befinden sich keine Wasserkraftwerke.

Abbildung 4-70 differenziert die Ergebnisse aus Tabelle 4-69 nach der Art des Effektes. Klar erkennbar ist, dass die Wertschöpfung im Wesentlichen durch die direkten und induzierten Effekte bestimmt wird. Der Wertzuwachs durch die Produktionsausweitung der Zulieferbetriebe spielt dagegen kaum eine Rolle.

10. Zusammenfassung Kapitel 11

Ein wesentlicher Teil der Wertschöpfung entsteht durch die Verzinsung des eingesetzten Kapitals. Daher ist es für die regionale Wertschöpfung von entscheidender Bedeutung, ob diese Kapitalzinsen der Region wieder zufließen oder ob dieser Teil der Wertschöpfung außerhalb der betrachteten Region stattfindet. Im Extremfall einer 100 % regionsexternen Finanzierung der Energieanlagen kann sich die regionale Wertschöpfung im Vergleich zu einer Anlage die durch 100 % regional bereitgestelltem Kapital finanziert wurde um bis zu 50 % reduzieren. Demnach sollte bei der Errichtung von EE-Anlagen möglichst ein hoher Anteil von regionalem Kapital zum Einsatz kommen, um für die Region eine möglichst hohe Wertschöpfung zu erzielen. Dies kann sowohl über regionale Banken und Fonds, als auch über die Bereitstellung von Bürgerkapital für den Bau von EE-Anlagen realisiert werden.

Auch der Sitz der Betreibergesellschaft oder der Wohnort des Einzelunternehmers wirkt sich über die Steuereinnahmen auf die regionale Wertschöpfung aus, da nur in dem Fall der Ansässigkeit in der Region gewährleistet ist, dass die kommunalen Steuern bzw. Steueranteile vollständig der Region zufließen. In diesem Zusammenhang spielen auch die vorzufindenden Unternehmensformen aufgrund ihrer unterschiedlichen steuerlichen Behandlung eine Rolle, wodurch es im Rahmen der Regionalplanung durchaus sinnvoll sein kann, bei der Wahl des Betreibermodells unterstützend und beratend tätig zu werden.

Grundsätzlich lässt sich das in der Studie entwickelte Berechnungsverfahren effizient auch zur Ermittlung der regionalen Wertschöpfung in anderen Regionen einsetzen, indem die entsprechenden Parameter wie zum Beispiel die Ertragslage oder die regionale Importquote angepasst werden. Hierdurch kann die Nutzung erneuerbarer Energien seitens der Regionalplanung nicht nur als regulative Aufgabe, sondern auch als ökonomische Chance für die Region wahrgenommen werden. Je größer der Wertschöpfungseffekt einer erneuer-

baren Energie ist, umso nachhaltiger ist ihr Beitrag zur Regionalentwicklung, wodurch sich insbesondere auch in strukturschwachen ländlichen Räumen völlig neue Perspektiven ergeben. Einschränkend für eine verbreitete Nutzung wirken hier die bis dato noch teilweise uneinheitlichen bzw. unvollständigen regionalen Datenbestände.

11. Handlungsempfehlungen

Die folgenden Handlungsempfehlungen beziehen sich nicht auf das grundsätzliche Vorgehen zum Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien, sondern auf Umsetzungsstrategien, um eine möglichst hohe regionale Wertschöpfung in Verbindung mit dem Ausbau erneuerbarer Energien zu erreichen. Es wurden insgesamt fünf Handlungsempfehlungen formuliert (siehe 5.1 bis 5.5).

11.1 Regionales Kapital für regionale Energieerzeugung einsetzen

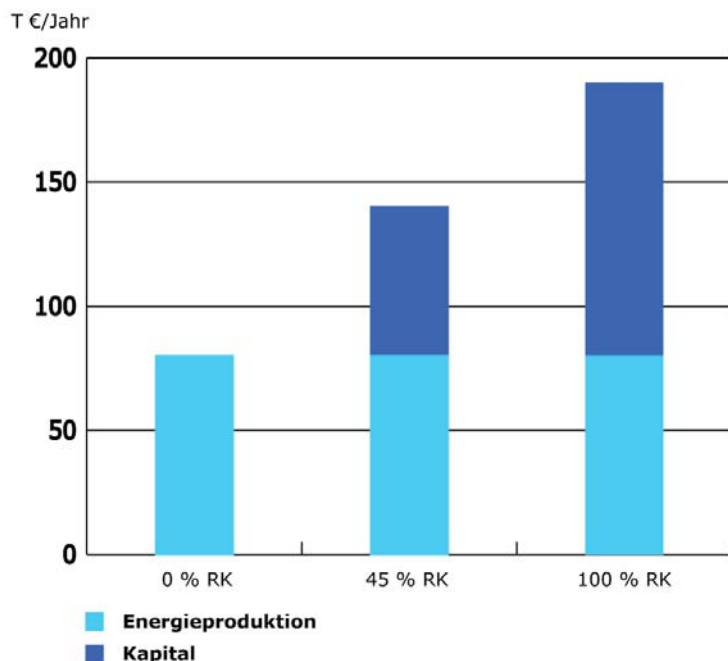
Ein wesentlicher Teil der regionalen Wertschöpfung entsteht durch die Verzinsung des eingesetzten Kapitals das durch die EE-Anlagen erwirtschaftet wird. Entscheidend für einen hohen Wertschöpfungseffekt ist daher die Frage, ob diese Kapitalzinsen der Region wieder zufließen, oder ob dieser Teil der Wertschöpfung außerhalb der Region stattfindet. Im Rahmen der Wertschöpfungsrechnungen wurde eine regionale Kapitalquote von 45 % angesetzt, die dem bundesdeutschen Mittel des Anteils von Krediten regionaler Banken bei Unternehmensinvestitionen entspricht. In Abbildung 11-1 stellt der linke Balken die gesamte jährliche Wertschöpfung der Anlage dar, wenn diese ausschließlich mit externem Kapital finanziert wird. Der mittlere Balken stellt die Wertschöpfung bei einem durchschnittlichen Anteil von regionalen Krediten in Höhe von 45 % am Gesamtkapital dar. Bei einer Finanzierung der Anlage zu 100 % durch regionales Kapital beträgt der Anteil der Wertschöpfung, der sich aus der Kapitalverzinsung speist, ca. 50 %. Das bedeutet, dass für den Fall, dass die Anlage von einem externen Investor, der die Investitionen unter Ausschluss der Regionalbanken finanziert, errichtet und betrieben wird, die Wert-

schöpfung auf die Regiona bezogen nur etwa die Hälfte des Wertes erreicht, der bei 100 % regionalem Kapitaleinsatz möglich wäre.

Abbildung 11-1 wurde für eine 2 MW-Windkraftanlage mit durchschnittlichem Energieertrag die regionale Wertschöpfung in Abhängigkeit von der Kapitalherkunft dargestellt.

Der linke Balken stellt die gesamte jährliche Wertschöpfung der Anlage dar, wenn diese ausschließlich mit externem Kapital finanziert wird. Der mittlere Balken stellt die Wertschöpfung bei einem durchschnittlichen Anteil von regionalen Krediten in Höhe von 45 % am Gesamtkapital dar. Bei einer Finanzierung der Anlage zu 100 % durch regionales Kapital beträgt der Anteil der Wertschöpfung, der sich aus der Kapitalverzinsung speist, ca. 50 %. Das bedeutet, dass für den Fall, dass die Anlage von einem externen Investor, der die Investitionen unter Ausschluss der Regionalbanken finanziert, errichtet und betrieben wird, die Wertschöpfung auf die Region bezogen nur etwa die Hälfte des Wertes erreicht, der bei 100% regionalem Kapitaleinsatz möglich wäre.

Abbildung 11-1: Wertschöpfungspotenzial einer 2 MW-Windkraftanlage in Abhängigkeit vom Anteil des regionalen Kapitals (RK)



Quelle: Eigene Darstellung

Daher sollte bei der Errichtung von EE-Anlagen möglichst ein hoher Anteil von regionalem Kapital zum Einsatz kommen, um für die Region eine möglichst hohe Wertschöpfung zu erzielen. Für eine Optimierung der Wirtschaftlichkeit der einzelnen Anlage ist ein Standort mit guten Energieerträgen und niedrigen Investitions- und Erschließungskosten von entscheidender Bedeutung. Zur Erzielung maximaler regionaler Wertschöpfungseffekte ist eine möglichst ausschließliche Finanzierung der Anlage über regionale Finanzmittel anzustreben. Dies kann sowohl über regionale Banken und Fonds, als auch über die Bereitstellung von Bürgerkapital, wie zum Beispiel in Form von Bürgerwindparks geschehen, für den Bau von EE-Anlagen realisiert werden.

11.2 Regionale Betreibermodelle zur Stärkung der regionalen Wertschöpfung und zur Erhöhung der Akzeptanz

Damit die mit den EE-Anlagen zu erzielenden Gesamteinnahmen in vollem Umfang der Region zugutekommen, sollte das Betreiberunternehmen seinen Sitz in der Region haben. Dadurch ist gewährleistet, dass die kommunalen Steuern bzw. Steueranteile möglichst vollständig der Region zufließen.

Mit Blick auf die regionale Wertschöpfung können in der Praxis vorzufindende Unternehmensformen wie insbesondere die

Gesellschaft bürgerlichen Rechts (GbR)

Gesellschaft mit beschränkter Haftung (GmbH)

Gesellschaft mit beschränkter Haftung & Compagnie Kommanditgesellschaft (GmbH & Co. KG)

Eingetragene Genossenschaft (eG)

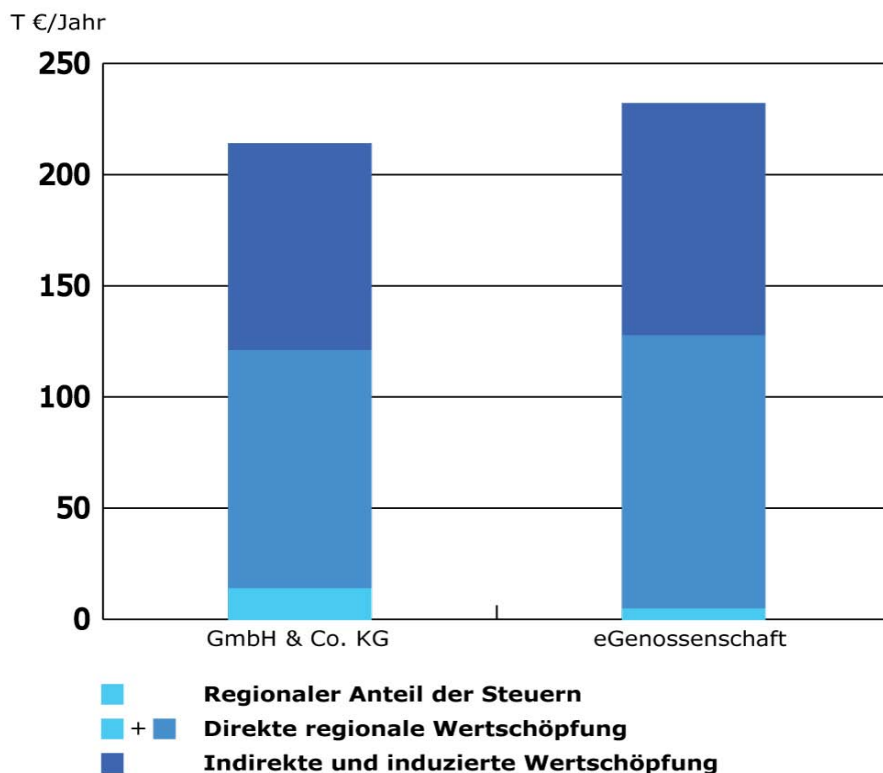
durchaus Unterschiede aufweisen. Diese sind vor allem auf die unterschiedliche steuerliche Behandlung zurückzuführen, die Auswirkungen auf die Verteilung des Betriebsüberschusses auf die Betreiber und den Staat und damit auch auf die Kommunen haben kann.

Dass die Wahl des Betreibermodells keinesfalls neutral gegenüber der generierten Wertschöpfung insgesamt ist, soll anhand einer 450 kW-Biogasanlage illustriert werden. In der Wertschöpfungsrechnung dieser Studie ist für diese Referenzanlage von der Unternehmensform einer GmbH & Co. KG ausgegangen worden. In jüngster Zeit rückt aufgrund der Reform des Genossenschaftsrechts im Jahr 2006 die Rechtsform einer eingetragenen Genossenschaft (eG) für Biogas-Gemeinschaftsanlagen in den Blickpunkt des Interesses (vgl. SHBB Steuerberatungsgesellschaft 2010; Rötzer, Zech, & Kreuzer 2007). Aus steuerlicher Sicht wird als Vorteil die Möglichkeit der Organisation der Stromproduktion aus Biomasse in Form einer „Biogas eG“ und einer „Biostrom eG“ als Generatoren-Genossenschaft angeführt. Wenn sich die Biogasproduktion z.B. auf eine Be- und Verarbeitung der von den Genossen hergestellten landwirtschaftlichen Produkte beschränkt, kann die „Biogas eG“ in den Genuss der Steuerfreiheit kommen. Obwohl die Stromproduktion als Gewerbe anzusehen ist, besteht im Falle einer Beteiligung der „Biogas eG“ an der „Biostrom eG“ die Möglichkeit eines Rückflusses an die Genossen in Form einer Rückvergütung bzw. Gewinnausschüttung. Die ausgeschütteten Dividenden sind in letzterem Fall jedoch aufgrund des sog. Teileinkünfteverfahrens jedoch nur zu 60 % mit dem individuellen Steuersatz zu versteuern (Bode & Leinpinsel 2007). Welche Auswirkungen würde aber der Wechsel des

Betreibermodells – der selbst bei bereits am Markt tätigen Unternehmen möglich ist – auf die regionale Wertschöpfung haben?

Abbildung 11-2 zeigt, dass die Wahl des Betreibermodells in Bezug auf die generierte Wertschöpfung keinesfalls neutral ist. Während im Falle der GmbH & Co. KG aus dem Betrieb der 450 kW-Biogasanlage jährlich im Durchschnitt eine direkte regionale Wertschöpfung von 121 Tsd. Euro erzielt wird, steigt sie beim Genossenschaftsmodell auf 127 Tsd. Euro an. Der gesamte regionale Wertschöpfungseffekt beziffert sich bei dem mit einem Wechsel der Unternehmensform einhergehenden Anstieg von 227 auf 236 Tsd. Euro, d.h. um jährlich 9 Tsd. Euro bzw. knapp 4 %. Die Auswirkungen auf die kommunalen Steuereinnahmen ist bei einer Verringerung von 14 auf 5 Tsd. Euro zwar absolut gesehen vergleichbar, jedoch verhältnismäßig erheblich gravierender. Das Beispiel verdeutlicht zugleich, dass ein Betreibermodell, das aus der isolierten Sicht einer Kommune vorteilhaft sein kann, im Hinblick auf die Regionalentwicklung nicht die „beste“ Wahl sein muss.

Abbildung 11-2: Wertschöpfungspotential einer 450 kW Biogasanlage in Abhängigkeit vom Betreibermodell



Quelle: Eigene Darstellung

Im Rahmen der Regionalplanung kann es daher durchaus sinnvoll sein, bei der Wahl des Betreibermodells unterstützend und beratend tätig zu werden. Allerdings wird der Investor die Wahl der für ihn günstigsten Form im Wesentlichen unter Abwägung des Betreiberrisikos, steuerlicher Kriterien und dem erforderlichen administrativem Aufwand vornehmen. Informell richtet die Erörterung von Wertschöpfungsakten aber den Blick verstärkt auf die regionale Nachfrage; dies kann für den Betreiber durchaus von Interesse sein.

Die Regionalplanung sollte aus Gründen der **Akzeptanzsteigerung** stets ein Interesse an einer möglichst breiten Teilhabe von Bürgerinnen und Bürgern an den wirtschaftlichen Erträgen von EE-Anlagen haben. Heute existieren bereits viele Energiegenossenschaften unterschiedlichster Größenordnung und Ausrichtung. Der Genossenschaftsgedanke hat in Deutschland eine lange Tradition und ist im Bereich der Landwirtschaft tief verwurzelt. Der Betrieb

von EE-Anlagen durch Genossenschaften trägt wesentlich dazu bei, dass breite Bevölkerungsschichten sich auch mit kleinen Investitionsbeträgen direkt an der Entwicklung Ihrer Region beteiligen können. Mit der **Gründung von regionalen Energiegenossenschaften** zum Betrieb von EE-Anlagen kann ein wesentlicher Beitrag zur Akzeptanzverbesserung geleistet werden, da durch das eigene finanzielle und zeitliche Engagement von Bürgerinnen und Bürgern diese Anlagen nicht als Objekte eines externen Investors wahrgenommen werden, sondern als ein Teil der eigenen und der regionalen Identität.

Durch die Reform des Genossenschaftsgesetzes in 2006 gewinnt die Rechtsform der eingetragenen Genossenschaft (eG) aus steuerlicher Sicht an Attraktivität. Die Modellrechnung zeigt, dass dies auch unter dem Gesichtspunkt der Regionalentwicklung der Fall ist. Wo es im Vorfeld der Projektentwicklung möglich ist, sollte daher die Regionalplanung die Entwicklung und Einrichtung genossenschaftlicher Betreibermodelle unterstützen.

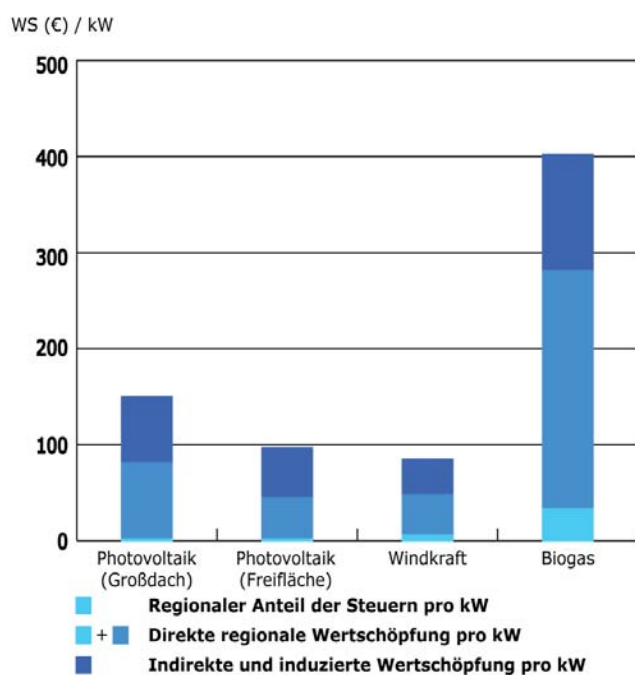
11.3 Effiziente Anwendung erneuerbarer Energien als ökonomische Chance begreifen

Die Fragestellungen, die sich im Zusammenhang mit dem Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien ergeben, sollten seitens der Regionalplanung nicht nur als regulative Aufgabe, sondern auch als ökonomische Chance für die Region wahrgenommen werden. Welche erneuerbare Energie bietet in einer Region die besten wirtschaftlichen Entwicklungsperspektiven? Es ist klar, dass die einzelnen Wirtschaftsräume **zum Teil gravierende Unterschiede in ihren naturräumlichen Potenzialen** aufweisen. Das hat z.B. zur Folge, dass in der Küstenregion Friesland keine Wasserkraftwerke vorzufinden sind, während diese in ländlich geprägten Mittelgebirgsregionen wie z.B. Nord-schwarzwald und Trier einen merklichen Anteil an der Wertschöpfung durch erneuerbare Energien haben können. Andererseits ist auch in dieser Studie gezeigt worden, dass nicht nur in Küstenregionen, sondern auch in Binnenregionen ein beachtliches Windpotenzial vorhanden sein kann. Grundsätzlich besteht daher eine **Konkurrenz in der Flächennutzung** auch zwischen den erneuerbaren Energien, welche die Raumplanung abzustimmen hat. Auch

wenn die Steuerungsmöglichkeiten im Rahmen der formellen Regionalplanung oft begrenzt sind, sollte der Aspekt der Wertschöpfung bei der beratenden Begleitung von Energieprojekten nicht außer Acht bleiben. Außerdem sind hier Möglichkeiten informeller Instrumente zu nutzen (wie regionale Energiekonzepte).

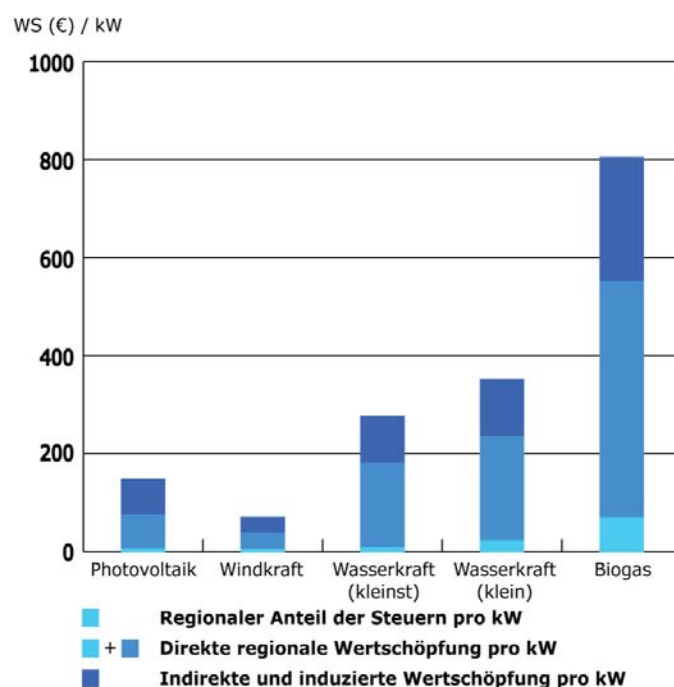
Wie in Kapitel 4.6 aufgeführt und auch noch einmal aus den Abbildungen 5-3 und 5-4 hervorgeht, weisen die verschiedenen Energieträger durchaus zum Teil beträchtliche Unterschiede im Hinblick der durch den Betrieb generierten Wertschöpfung pro kW elektrischer Leistung auf. Je größer der Wertschöpfungseffekt einer erneuerbaren Energie ist, umso nachhaltiger ist ihr Beitrag zur Regionalentwicklung. Insbesondere bietet das enorme Potenzial der Biomasse bei der Erzeugung von Strom in **strukturschwachen ländlichen Räumen** völlig neue Perspektiven.

Abbildung 11-4: Wertschöpfung kleiner erneuerbarer Energieanlagen in Euro pro kW



Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 11-3: Wertschöpfung großer erneuerbarer Energieanlagen in Euro pro kW



Was auf den ersten Blick zunächst lediglich als Nebenerwerb von Landwirten erscheint, kann tatsächlich einen positiven Wandel der Ausrichtung der Erwerbstätigkeit einer Region mit sich bringen. Je nach Konzentration auf eine spezifische Art der erneuerbaren Energie kann die Wirtschaftsstruktur stärker oder schwächer in Richtung innovativer Branchen ausgerichtet werden. Aus diesem Grund empfehlen wir, die regionale Wirtschaftsförderung sehr frühzeitig in die Entwicklung von regionalen Energiekonzepten mit einzubeziehen. Auf diese Weise können Fragen zur Optimierung der regionalen Wertschöpfung schon in das Konzept integriert werden, so dass dieses Thema Eingang in die Beratungsarbeit der Regionalplanung findet. Auch über die Wirtschaftsförderung mittragende kommunale Gebietskörperschaften kann auf diesem Weg das Thema „Regionale Wertschöpfung durch erneuerbare Energien“ optimal in die regionalpolitische Ebene transportiert werden.

11.4 Orientierende Berechnung der regionalen Wertschöpfung ermöglichen

Damit die Zusammenhänge der regionalen Wertschöpfung besser in Entscheidungsprozesse einfließen können, wird die **Entwicklung eines Online-Tools** vorgeschlagen, welches die orientierende Berechnung von Effekten der regionalen Wertschöpfung ermöglicht. Ähnlich wie bei der Berechnung einer persönlichen CO₂-Bilanz mit verschiedenen im Internet verfügbaren Programmen (z.B. CO2-online.de) sollte mit diesem Tool eine orientierende Berechnung der regionalen Wertschöpfung unter Berücksichtigung der in der Untersuchung erhobenen Varianten (Standort, Erträge, Gesellschaftsform, Kapitalherkunft etc.) möglich sein. Diese Berechnung soll eine Detailanalyse nicht ersetzen, aber eine grundsätzliche Bewertung von EE-Technologien sowie Finanzierungs- und Betreibermodellen ermöglichen. Zur Einführung und weiteren Verwendung dieses Tools sollte das Thema: „Regionale Wertschöpfung durch Erneuerbare Energien“ in der Regionalplanung Berücksichtigung finden.

11.5 Aufbau von regionalen EE-Datenbanken

Angesichts des aktuell unbefriedigenden Zustands der Datenbasis im Bereich der erneuerbaren Energien plädieren wir für einen Aufbau regionaler Datenbanken zum Zwecke der Regionalanalyse und -planung. Die regionale Wertschöpfungsanalyse stellt hierin im Hinblick auf eine Quantifizierung der Effekte von EE-Anlagen auf die ökonomische Entwicklung der Region und die kommunalen Haushalte ein wichtiges Instrument dar. Für die Bestimmung von Wertschöpfungseffekten durch Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen in einer konkreten Region ist eine fundierte Datenbasis unabdingbar. Bundesweit existieren aktuell unterschiedliche Datenquellen, die aber in vielen Fällen keine Detailinformationen über die Anlagen enthalten, die zur Bestimmung der Wertschöpfung notwendig sind. So liegen nur sehr spärliche Informationen über die Unternehmensform vor, mit der die jeweilige Anlage betrieben wird (Gesellschaft bürgerlichen Rechts (GbR), Genossenschaft, GmbH, eG etc.). Daher wird der Aufbau eines regionalen EE-Anlagenkatasters in den Planungsregionen als sinnvoll erachtet. Nur so lässt sich ein gesicherter Überblick über den Ist-Stand in Sachen EE-Ausbau gewinnen und weitere Schritte fundiert planen.

Zu diesem Zweck kann auf vorhandenen Datenquellen (EE-Anlagenregister, Biogasregister, BAFA-Förderdaten u.ä.) zurückgegriffen werden. Allerdings sollten die Daten vor Ort verifiziert und besonders mit Informationen zum Unternehmensmodell und/oder der finanzierenden Bank ergänzt werden, wenn diese Information vom Anlagenbetreiber zur Verfügung gestellt wird. Die Struktur der regionalen EE-Datenbank sollte bundesweit einheitlich sein, um einen regelmäßigen Erfahrungsaustausch der Regionen in dieser Frage zu ermöglichen. Dazu schlagen wir die Einrichtung einer zentralen Koordinationsstelle auf Bundesebene vor.

Hierzu ist aber ein vorgelagertes Problem zu lösen, da **aktuell** nicht nur **keine einheitlichen und vollständigen Datenquellen** über erneuerbare Energieanlagen existieren, sondern die vorhandenen Daten zum Teil auch nicht hinreichend exakt sind. So enthalten die Anlagenregister der Netz-

betreiber z.B. bei den erneuerbaren Energien Photovoltaik und Windkraft die Jahresenergiemengen des in den Anlagen erzeugten Stroms. Obwohl dies prinzipiell möglich wäre, sind sie aktuell nicht mit dem Zeitraum verknüpft, in dem der Strom ins Netz eingespeist wurde. Die berechneten Volllaststunden werden dadurch im Durchschnitt tendenziell unterschätzt. Um diese Verzerrung zu eliminieren, ist man gegenwärtig auf einen oft aufwändigen Abgleich mit anderen Datenquellen wie z.B. Experteninterviews, Simulationsmodelle oder Literaturrecherchen angewiesen. Ist eine Beseitigung dieser Unschärfe auf freiwilliger Basis nicht möglich, könnte der Gesetzgeber eine Verknüpfung der Ertragsdaten mit der Länge der Laufzeit in den Anlageregistern der Netzbetreiber vorsehen. Unvollständigkeit liegt ebenfalls bei den Daten zur Biomasse vor, die sich aktuell nur auf die Verstromung, nicht aber auf die Erzeugung von Wärme beziehen. An Vollständigkeit mangelt es auch beim Register für Wasserkraftanlagen, indem ältere und größere Anlagen gegenwärtig nicht geführt werden. Der Aufbau der EEG-Anlagenregister sollte von den Netzbetreibern in enger Kooperation mit einer einzurichtenden Koordinationsstelle auf Bundesebene erfolgen, um die Validität der Datenbasis regionaler Datenbanken zu gewährleisten.

12. Fazit

Anlagen zur Nutzung von erneuerbaren Energien (EE-Anlagen) ermöglichen den Aufbau von dezentralen Versorgungsstrukturen auch in peripheren und strukturschwachen Gebieten. Damit bieten sich prinzipiell für alle Regionen Möglichkeiten, Wertschöpfungseffekte aus der Errichtung und dem Betrieb dieser Anlagen für eine nachhaltige Regionalentwicklung zu nutzen. Für viele Regionen liegen mittlerweile Potenzialanalysen vor, die mögliche Anlagenstandorte und Nutzungsflächen ausweisen. So werden darauf aufbauend z.B. in Regionalplänen inzwischen häufig Vorranggebiete für die Nutzung von Windenergie ausgewiesen. Anhand eines Kriterienkatalogs untersucht die Regionalplanung auch teilweise Potenziale zur Errichtung von Photovoltaik-

Freiflächenanlagen⁹⁴. Hier konzentriert sich die Standortsuche jedoch meist auf versiegelte Konversions- und Brachflächen, die für konkurrierende Nutzungen nicht in Frage kommen. Eine flächendeckende Standortplanung ist im Bereich der Bioenergie dagegen meist fachlich und rechtlich schwer realisierbar. Die Steuerung von Standorten beschränkt sich hier in der Regel auf nicht privilegierte Biogasanlagen, für die Eignungsflächen identifiziert werden können. Grundsätzlich hat die Regionalplanung jedoch bei dem Ausweis von EE-Nutzungsflächen eine Abwägung mit konkurrierenden Raumnutzungen vorzunehmen.

Welche EE-Anlagen jedoch konkret in einer Region errichtet werden können, hängt von einer Reihe von Faktoren ab, die im Rahmen von regionalplanerischen Entscheidungsprozessen zu bewerten sind. Ob es aber gelingen kann, nicht nur die Energiepotenziale zu erschließen, sondern sie auch effektiv zu nutzen und damit die Regionalentwicklung nachhaltig zu stärken, hängt im Wesentlichen davon ab, inwieweit in der Bevölkerung vor Ort eine **breite Akzeptanz für den Ausbau von EE-Anlagen** erzielt wird. Denn insbesondere Windparks und Photovoltaik-Freiflächenanlagen können die gewachsene Kulturlandschaft großräumig verändern. Aus diesem Grund ist es wichtig, Wissen zum Thema erneuerbare Energien zu vermitteln. In vielen Regionen werden regionale Energiekonzepte als ein informelles Planungsinstrument gerade erst entwickelt. Doch darf sich die Öffentlichkeitsarbeit nicht nur auf eine Kommunikation regionaler Energiekonzepte beschränken, sondern sie muss den Bürger vor Ort auch bei der Planung und Umsetzung von EE-Konzepten „mitnehmen“. Für ihre Akzeptanz ist außerdem der Aufbau eines breiten Netzwerks von Akteuren von hohem Stellenwert.

Lenkt man den Blick auf die Erwerbsbeteiligung der Bevölkerung, wird deutlich, dass es nicht ausreicht, allein auf eine Bewusstseinsbildung innerhalb

⁹⁴ Im Zuge des MORO-Forschungsprojekts „Strategische Einbindung regenerativer Energien in regionale Energiekonzepte - Folgen und Handlungsempfehlungen aus Sicht der Raumordnung“ (2008 – 2011) wurden u.a. in der Region Hannover Industrie- und Gewerbebranchen auf ihre Eignung als Standort für Freiflächenphotovoltaik überprüft.

der Bevölkerung im Hinblick auf den Klimaschutz abzustellen. Vielmehr muss zusätzlich deutlich werden, dass die Region auch wirtschaftlich von einer Substitution fossiler Energien durch erneuerbare Energien profitiert. Die Reduktion des CO₂-Ausstoßes erweist sich nicht nur ökologisch, sondern auch ökonomisch für die Region als vorteilhaft. Was sich sonst oft als Zielkonflikt darstellt, kehrt sich in diesem Kontext im Regelfall gerade um. Aufgrund der uneinheitlichen Datenquellen ist die Regionalplanung jedoch im Allgemeinen nicht in der Lage, Auskunft über das regionalökonomische Potenzial der erneuerbaren Energien zu geben, wenn hierzu nicht auf eine regionalisierte EE-Datenbank zurückgegriffen werden kann.

Das regionalökonomische Potenzial durch den Betrieb von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen lässt sich mit einer Wertschöpfungsrechnung aufzeigen. Durch sie rückt die Stärkung der lokalen Wirtschaftskraft durch den Einsatz erneuerbarer Energien stärker in den Blickpunkt der öffentlichen Wahrnehmung, da sich die zusätzlichen regionalen Einkommen - der regional verbleibende „Mehrwert“ - transparent darstellen lassen. Des Weiteren wird durch den Ausbau der EE eine Verringerung der Abhängigkeit von Energieimporten erzielt. Die damit einhergehende Steigerung der lokalen Kaufkraft kann Investoren anziehen und dadurch auch neue Arbeitsplätze in anderen Branchen schaffen. Damit ist gleichzeitig eine Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit der Region verbunden.

Die Grundlagen für eine regionalisierte Analyse der mit dem Betrieb einer geplanten EE-Anlage zu erwartenden jährlichen Wertschöpfungseffekte werden mit dieser Studie gelegt. Um die Wirkungen von EE-Aktivitäten umfassend auf die regionale Wertschöpfung zu erfassen, wurden in der vorliegenden Studie nicht ausschließlich die **direkten Effekte** untersucht, sondern gleichermaßen die vertikale Wertschöpfungskette betrachtet, aus der die Nachfrage bei den Zulieferbetrieben ersichtlich wird (**indirekte Effekte**). Neben den direkten und indirekten Effekten sind in der Wertschöpfungsrechnung über eine Multiplikatoranalyse die so genannten **induzierten Effekte** quantifiziert worden, die auf eine Erfassung der zusätzlichen Nachfrage durch dieje-

nigen Einkommen abzielt, die mit der gesteigerten Produktionstätigkeit einhergehen.

Ausgehend von einer Wirtschaftlichkeitsrechnung des Betriebs typischer Anlagen der Energieträger Photovoltaik, Windkraft, Wasserkraft und Biogas sind die regionalen Wertschöpfungseffekte in den vier Beispielregionen Trier, Hannover, Nordschwarzwald und Friesland ermittelt worden. Grundsätzlich lässt sich das Berechnungsverfahren effizient auch zur Ermittlung der regionalen Wertschöpfung in anderen Regionen einsetzen, indem die Parameter variiert werden, so dass eine **Übertragbarkeit** gegeben ist. Auf der Ertragsseite müsste der Regionalplaner insbesondere die jährlichen Volllaststunden bei den verschiedenen erneuerbaren Energien regionalspezifisch ermitteln, die dann mit den entsprechenden EEG-Vergütungssätzen zu verknüpfen sind. Auf der Kostenseite ist eine regionsspezifische Bestimmung der Importquote und in Abhängigkeit vom Betreibermodell der Gewerbesteuer und der Pacht vorzunehmen.

In der Regionalplanung lässt sich die Wertschöpfungsrechnung damit in zweifacher Hinsicht einsetzen. Zum einen ist es für die regionale Entwicklung wichtig einschätzen zu können, welches Wertschöpfungspotenzial bei den angestrebten Zielen in Bezug auf den Einsatz einer bestimmten erneuerbaren Energie in der Region vorhanden ist.⁹⁵ Zum anderen lassen sich aber auch die konkreten wirtschaftlichen Effekte ermitteln, die mit einer bestimmten EE-Anlage einhergehen. In beiden Fällen ist es möglich, die kommunalen Steuern abzuschätzen, die in der regionalen Wertschöpfung enthalten sind. Hier kann es durchaus zu einem Zielkonflikt kommen. Ein Betreibermodell A kann z.B. eine höhere regionale Wertschöpfung generieren als ein Betreibermodell B, während sich die kommunalen Steuern genau umgekehrt verhalten (vgl. Kapitel 6.1). In dieser Situation sollte die Regionalplanung diejenige Regional-

⁹⁵ Zum Beispiel könnte abweichend von der hier durchgeführten Abschätzung der Wertschöpfung auf Basis der tatsächlich installierten Leistung eine Hochrechnung anhand der angestrebten installierten Leistung erfolgen.

entwicklung im Blick haben, die eine größere Dynamik bzw. einen höheren gesellschaftlichen Nutzen erwarten lässt.

13. Literaturverzeichnis

3N - Kompetenzzentrum Niedersachsen Netzwerk Nachwachsende Rohstoffe (2010): *Feuerstättenzählung des Landes Niedersachsen 2009*. Werlte.

Amprion GmbH. (kein Datum) *EEG Jahresmeldungen im Netz der EEG Amprion GmbH*. Abgerufen am 30. November 2010 von <http://www.amprion.net/jahresendabrechnung-ee>

Anwaltskanzlei Weiß & Partner (2008): *Ratgeberrecht.eu*. Abgerufen am 21. Januar 2011 von <http://www.ratgeberrecht.eu/ratgeber/besteuerung-der-kg.html>

Anlagenregister der Stromnetzbeteiber Amprion, EnBW, TenneT, 50Hertz Transmission (2009), Abgerufen am 10. November 2010 von <http://www.50hertz-transmission.net/de/index.htm>;
http://www.tennetso.de/pages/tennetso_de/index.htm;
<http://www.amprion.net/>; <http://www.enbw.com/content/de/index.jsp>.

Assenmacher, M., Leßmann, G., & Wehrt, K. (2004): Regionale Entwicklungsimpulse von Hochschulen. Einkommens-, Beschäftigungs- und Kapazitätseffekte der Hochschulen Anhalt und Harz (FH). Wernigerode.

Bayern Recht (2010): *Gesetz über die öffentlichen Sparkassen (Sparkassengesetz - SpkG)*. Abgerufen am 03. November 2010 von <http://www.gesetze-bayern.de/jportal/portal/page/bsbayprod.psml?showdoccase=1&doc.id=jlr-SparkGBYrahmen&doc.part=X&doc.origin=bs>

BBSR – Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (2011): *Strategische Einbindung regenerativer Energien in regionale Energiekonzepte - Folgen und Handlungsempfehlungen aus Sicher Raumordnung*. Berlin: BBSR. Unveröffentlichter Abschlussbericht.

BHKW-Infozentrum GbR (2007): *Erneuerbare Energien Gesetz (EEG): EEG-Novelle Windenergie*. Abgerufen am 20. Januar 2011 von http://www.eeg-novelle.de/eeg-novelle_windenergie.html

Bioreact GmbH (2010): *www.biogaswissen.de*. Abgerufen am 28. Oktober 2010 von Biogaswissen: <http://www.biogaswissen.de/index.php/impressum.html>

Blume, L., & Fromm, O. (2000): Regionalökonomische Bedeutung von Hochschulen. Eine empirische Untersuchung am Beispiel der Universität Kassel. Wiesbaden.

BMU – Bundesministerium für Umwelt-, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2. Oktober 2008): *Antwort des BMU an den Fachverband Biogas e.V. bezüglich des Anlagenbegriffs des § 19.*

BMU - Bundesministerium für Umwelt-, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2010): *Erneuerbare Energien in Zahlen - nationale und internationale Entwicklung.* Berlin.

Bode, B., & Leinpinsel, J. (2007): Biogasanlagen in genossenschaftlicher Rechtsform, dialog 2/2007. *Magazin des GVN*, S. 30-35.

Bundesministerium der Finanzen. (15. Februar 2000): *Afa-Tabelle für die allgemein verwendbaren Anlagegüter.* Abgerufen am 20. Januar 2011 von www.disque.de/ra/info/stn_afatabelle.pdf

Bundesministerium der Justiz. (1995): *Solidaritätszuschlaggesetz 1995 (SolzG 1995).* Abgerufen am 3. November 2010 von http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/solzg_1995/gesamt.pdf

Bundesministerium der Justiz. (2010): *Umsatzsteuergesetz (UStG).* Abgerufen am 30. Oktober 2010 von http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/ustg_1980/gesamt.pdf

Bundesministerium der Finanzen. (2009): *Hintergrund: Wie werden die Steuereinnahmen aufgeteilt? Bund, Länder und Gemeinden – Wer hat die Ertragshoheit?* Abgerufen am 10. November 2010 von http://www.bundesfinanzministerium.de/DE/Buergerinnen__und__Buerger/Gesellschaft__und__Zukunft/123__Steuerverteilung.html

Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (2011): *Wasserkraft: Erneuerbare Energie mit Tradition.* Abgerufen am 20. Februar 2011 von <http://bee-ev.de/Erneuerbare-Energien/Wasserkraft.php>

Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (BSW-Solar) (2010): *Statistische Zahlen der deutschen Solarstrombranche (Photovoltaik).* Abgerufen am 21. Oktober 2010 von http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/content_files/Faktenblatt_PV_BSW_DEZ.pdf

Bundesverband Solarwirtschaft (2010): *Photovoltaik Preisindex.* Abgerufen am 20. Februar 2011 von <http://www.solarserver.de/service-tools/photovoltaik-preisindex/photovoltaik-preisentwicklung-2010.html>

Bundesverband Solarwirtschaft, et. al. (2010): *Biomasseatlas.* Abgerufen am 10. Dezember 2010 von www.biomasseatlas.de

Bundesverband Solarwirtschaft, et. al. (kein Datum): *www.solaratlas.de.* Abgerufen am 10. Dezember 2010 von Solaratlas: www.solaratlas.de

Bundesverband Windenergie e.V. (2009): Anlagendaten. *Wind Energy Market 2009*.

Bundesverband Windenergie e.V. (2004): *Mit einer grünen Anlage schwarze Zahlen schreiben: Tipps für die Beteiligung an einem Windkraft-Projekt*. Abgerufen am 20. Dezember 2010 von <http://www.windenergie.de/fileadmin/Shop/Broschueren/Anlegerinfo/BWEAnlegerinfo3.pdf>

Bundesverband Windenergie e.V. (2008): *Regionale Wertschöpfung*. Abgerufen am 20. Dezember 2010 von <http://www.windenergie.de/de/windenergie-in-der-region/regionale-impulse/>

Bunge, T. P., Dirbach, D., Dreher, B. D., Fritz, K., Lell, O., Rechenberg, B. D., Rechenberg, J., Schmitz, E., Schwermer, S., Steinhauer, M. und Voigt T (2001): *Wasserkraftanlagen als erneuerbare Energiequelle - rechtliche und ökologische Aspekte* -. Berlin: Umweltbundesamt.

Büscher, D. D. (09. Juni 2009): *Der Teilregionalplan Regenerative Energien*. Abgerufen am 01. März 2011 von http://www.raumplanung.uni-dortmund.de/ves/cms/de/Forschung/MORO-Forschungsprojekt/Auftaktgespraech2009/Auftaktgespraech2009_Tagungsbeitraege/Buescher_NSW_090609_kl.pdf

C.A.R.M.E.N e.V. (2010): Betriebsdaten geförderter bayerischer Biomasseheizwerke - Auswertung Betriebsjahr 2008.

Cezanne, W., Momberg, R., & Schmidt, H. (1996): Die volkswirtschaftliche Bedeutung des Braunkohlebergbaus für die Region Lausitz. Cottbus.

Clermont, C. (1997): Regionalwirtschaftliche Effekte von Wissenschaftseinrichtungen – Theorie, Meßkonzepte und Ergebnisse für Hamburg, Europäische Hochschulschriften. Frankfurt: Europäischer Verlag für Wissenschaften.

DCM Solarfonds 3 (2010): *Beteiligungsprospekt*. Abgerufen am 20. Februar 2011 von http://dcm-ag.de%2Fuploads%2Ftx_szfonds%2FDCM-SF4-Emissionsprospekt-final.pdf&ei=yuB9Tav9IMOs8QPDIJzLAW&usg=AFQjCNFVeU3gvWikX2v_VAS6HT6lPat8KQ&sig2=_qjutLcZTsDHWuF7BPm_4A

Deutsche Bundesbank (2010): *Bankenstatistik (Statistisches Beiheft)*. Abgerufen am 20. September 2010 von <http://www.bundesbank.de/download/statistik/bankenstatistik/S131ATB12225.PDF>

Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. (DGS) (2009): *Energymap*. Abgerufen am 20. Oktober 2010 von Energymap: www.energymap.de

Deutscher Städte und Gemeindebund (DStGB). (September 2009). *Repowering von Windenergieanlagen - Kommunale Handlungsmöglichkeiten*.

Abgerufen am 20. Januar 2011 von http://www.dstgb.de/dstgb/DStGB-Dokumentationen/Nr.%2094%20-%20Repowering%20von%20Windenergieanlagen%20-%20Kommunale%20Handlungsm%C3%B6glichkeiten/doku94_repowering_barriefrei.pdf

Deutscher Wetterdienst (2011): *Globalstrahlung in der Bundesrepublik Deutschland*. Abgerufen am 07. Januar 2011 von http://www.dwd.de/bvbw/generator/DWDWWW/Content/Oeffentlichkeit/KU/KU1/KU12/Klimagutachten/Solarenergie/Globalkarten__entgeltfrei/Jahressummen/2009,templateId=raw,property=publicationFile.pdf/2009.pdf

Deutscher Wetterdienst (2011): *Windkarte des deutschen Wetterdienst in 80m Höhe*. Abgerufen am 07. Januar 2011 von http://www.dwd.de/bvbw/generator/DWDWWW/Content/Oeffentlichkeit/KU/KU1/KU12/Klimagutachten/Windenergie/Download__Karte__D__80m,templateId=raw,property=publicationFile.pdf/Download_Karte_D_80m.pdf

Deutsches BiomasseForschungsZentrum (2010): *Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse*. Abgerufen am 22. Februar 2011 von http://www.dbfz.de/web/fileadmin/user_upload/3330002_Stromerzeugung_aus_Biomasse_3_Zwischenbericht_.pdf

Deutsches Windenergie Institut (DEWI) (2003-2009): Anteil des potentiellen Jahresenergieertrags aus WEA am Brutto-/Nettostromverbrauch.

ecovision Solarfonds GmbH & Co. KG Solarscharen II. (2010). *Beteiligungsprospekt*. Abgerufen am 20. Februar 2011 von http://ecovision-gmbh.de/fileadmin/templates/Public_Download/ecovision_solarscharen-II_prosp.pdf

EnBW AG (kein Datum): *Website der EnBW AG*. Abgerufen am 30. November 2010 von <http://www.enbw.com/content/de/index.jsp;jsessionid=C4A8F7EDE15BCC0E601AA9E7E819B365.nbw04>

Ernährung, Landwirtschaft, Verbraucherschutz e. V. (2009): *Biogasanlagen in der Landwirtschaft*. Bonn: aid infodienst.

Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 29.03.2000 (kein Datum): Abgerufen am 10. Januar 2000 von http://www.bmu.de/gesetze_verordnungen/doc/2676.php

Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 28.10.2008

EUROPEAN SMALL HYDROPOWER ASSOCIATION (2004): *Handbuch zur Planung und Errichtung von Kleinwasserkraftanlagen*. Abgerufen am 20. Februar 2011 von

http://www.esha.be/fileadmin/esha_files/documents/publications/GUIDES/GUIDE_SHP/GUIDE_SHP_DE.pdf

EUTech (Januar 2006): *kfW-Investitionsmehrkostenrechner: Berechnungsgrundlage*. Abgerufen am 10. Januar 2011 von <http://www.investitionsmehrkosten.de/download/Berechnungsgrundlagen.pdf>

EWE Netz GmbH (kein Datum): *Website der EWE-Netz GmbH*. Abgerufen am 30. November 2010 von <http://www.ewe-netz.de/strom/einspeiser-1713.php>

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR) (2010b): *Leitfaden Biogas - Von der Gewinnung zur Nutzung*. Abgerufen am 20. Februar 2011 von http://www.fnr-server.de/ftp/pdf/literatur/pdf_208-leitfaden_biogas_2010_neu.pdf

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) (2010a): *Biogas-Messprogramm II - 61 Biogasanlagen im Vergleich*. Abgerufen am 20. Februar 2011 von http://www.fnr-server.de/ftp/pdf/literatur/pdf_385-messprogramm_ii.html

Fachverband Biogas e.V. (14. April 2009): *Stellungnahme der Clearingstelle EEG zu dem Empfehlungsverfahren mit dem Aktenzeichen 2008/49 zur Frage der Anlagenzusammenfassung gemäß § 19 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2009*.

Färber, G., Dalezios, H., Arndt, O., & Steden, P. (2007): *Die Formale und Effektive Inzidenz von Bundesmitteln*. Abgerufen am 10. September 2010 von http://www.bbsr.bund.de/nn_614760/BBSR/DE/FP/ReFo/Raumordnung/InzidenzBundesmittel/EndberichtInzidenz,templateId=raw,property=publicationFile.pdf/EndberichtInzidenz.pdf

Franz, P., Rosenfeld, M., & Roth, D. (2002): *Was bringt die Wissenschaft für die Wirtschaft in einer Region?* Halle: IWH .

Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (02. September 2010): *Größenentwicklung der Windenergieanlagen Onshore*. Abgerufen am 03. März 2011 von http://windmonitor.iwes.fraunhofer.de/windwebdad/www_reisi_page_new.show_page?page_nr=73&lang=de

Frenkel, M., & John, K. (2003): *Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung* (5. Ausg.). München: Vahlen.

Gabler Wirtschaftslexikon (2010): *Stichwort: Primäreinkommen*. (G. Verlag, Herausgeber) Abgerufen am 03. November 2010 von <http://wirtschaftslexikon.gabler.de/Archiv/122456/primaereinkommen-v2.html>

GEO-NET Umweltconsulting GmbH (2010): *Eindpotenzialstudie für die Region Hannover*, unveröffentlicht. Hannover.

- Giesecke, E. (2006): *Wasserkraftanlagen - Planung, Bau und Betrieb*.
- Gloede, K., Schirmag, T., & Schöler, K. (1999): *Ökonomische Wirkungen der Universität Potsdam*. Frankfurt.
- GSI Solarfonds Deutschland 1 (kein Datum): *Beteiligungsprospekt*. Abgerufen am 20. Februar 2011 von http://www.gsi-fonds.de/uploads/media/GSI_Solarfonds_D1_BaFin_gestattet_01.pdf
- Hamm, R. (2002): *Die regionalwirtschaftliche Bedeutung des Flughafens Mönchengladbach- Derzeitiger Stand und Perspektiven*. Mönchengladbach: Hochschule Niederrhein, Fachbereich Wirtschaft.
- Haselhuhn, R. (2010): *BINE-Informationspaket Photovoltaik*. Karlsruhe: Beuth Verlag GmbH.
- Hau, E. (2009): *Windkraftanlagen - Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit*. Heidelberg: Springer.
- HEP-Solar Nordendorf GmbH & Co. KG. (kein Datum): *Beteiligungsprospekt*. Abgerufen am 20. Februar 2011 von <http://www.hep-capital.com/md.static/hep-Nordendorf-Solarpark-Beteiligungsprospekt.pdf>
- Hersel, H. (o.J.): *Nutzung der Wasserkraft - Planungsgrundlagen und Wirtschaftlichkeit kleiner Wasserkraftanlagen*. Abgerufen am 20. Februar 2011 von http://www.hsi-hydro.com/cms/upload/publikationen/Nutzung_der_Wasserkraft.pdf
- Hirschl, B., Aretz, A., Prah, A., Böther, T., Heinbach, K., Pick, D. und Funcke, S. (2010): *Kommunale Wertschöpfung durch Erneuerbare Energien*. (IÖW, Hrsg.) Abgerufen am 01. November 2010 von http://www.unendlich-viel-energie.de/uploads/media/IOEW_ZEE_Kommunale_Wertschoepfung_durch_Erneuerbare_Energien_SR_nov10_02.pdf
- Ifo-Institut (1990): *Wirtschaftliche Bedeutung der Münchener Messeveranstaltung*. München: ifo-Schnelldienst 26-27/1990.
- Industrie- und Handelskammer Frankfurt am Main (2010): *Berechnung der Gewerbesteuer*. Abgerufen am 10. Januar 2011 von http://www.frankfurt-main.ihk.de/recht/steuerrecht/gewerbe_grund/berechnung/index.html
- Institut für Energetik und Umwelt gGmbH (2006): *Handreichung - Biogasgewinnung und -nutzung*. Abgerufen am 20. Februar 2011 von http://www.big-east.eu/downloads/FNR_HR_Biogas.pdf
- Institut für solare Energieversorgungstechnik e.V. (ISET) (März 2002): *Bericht zur Markt- und Kostenentwicklung bei Windenergieanlagen*. Abgerufen am 21. 01 2011 von Bericht zur Markt- und Kostenentwicklung bei Windenergieanlagen

Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien (kein Datum): *Der IWR-Windertragsindex® für Regionen*. Abgerufen am 10. Januar 2011 von <http://www.iwr.de/wind/wind/windindex/>

Kaltschmitt, M., & Streicher, W. (2009): *Regenerative Energien in Österreich: Grundlagen, Systemtechnik, Umweltaspekte, Kostenanalysen, Potenziale, Nutzung*. Wiesbaden: Vieweg+Teubner Verlag / GVV Fachverlag GmbH.

Landeshauptstadt Erfurt (2008): *Solarfibel Erfurt*. Erfurt.

LHI SolarDeutschland III Finsterwalde-Lichterfelde (kein Datum): *Beteiligungsprospekt*. Abgerufen am 20. Februar 2011 von <http://www.umweltfondsvergleich.de/downloads/index.php>

Maubach, K.-D. (2010): *Vorlesung Elektrizitätswirtschaft Sommer 2010*. Clausthal-Zellerfeld, Niedersachsen.

Möller, J., & Oberhofer, W. (1997): *Universität und Region*. Regensburg.

MFN MainfrankenSolar 3. (2007): *Beteiligungsprospekt*. Abgerufen am 02. Februar 2011 von www.mainfrankensolar.de/pdf/mfaskg3_prospekt_web.pdf

Nordcapital Solarfonds 1. (2010): *Beteiligungsprospekt*. Abgerufen am 20. Februar 2011 von http://www.nordcapital.com/main/nc_media/images/2010-05-18_Prospekt_NC_SF_1_final_ext.pdf

OEKOGENO Solarfonds 5. (2010): *Beteiligungsprospekt*. Abgerufen am 20. Februar 2011 von <http://www.oekogeno.de/uploads/pdf/SF-5-Prospekt.pdf>

Philipp, S. (2006): *Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen: Untersuchung verschiedener Betreibermodelle*. Hamburg: Diplomica GmbH.

Prognos AG (2006): *Gutachten zur ökonomischen Bedeutung von Vattenfall Europe für die Metropolregion Hamburg*. Berlin.

Prognos AG (2007): *Regionalökonomische Auswirkungen des Steinkohlenbergbaus in Nordrhein-Westfalen*. Abgerufen am 01. November 2010 von http://www.gvst.de/dokumente/fachbeitraege/PrognosStudie_06092007.pdf

Quaschnig, V. (2010): *Erneuerbare Energien und Klimaschutz - Hintergründe - Techniken - Anlagenplanung - Wirtschaftlichkeit*. München: Carl Hanser Verlag.

Rebhan, E. (2002): *Energiehandbuch - Gewinnung, Wandlung und Nutzung von Energie*. Heidelberg: Springer.

Recknagel. (1995): *Taschenbuch für Heizung und Klimatechnik*.

Regionalplanung Hannover - Mark Herrmann. (kein Datum).

Reichmuth, M., Bohnenschäfer, W., Daniel, J., Fröhlich, N., Lindner, K. D., Müller, M., Weber, A., Witt, J., Seefeld, F.; Kirchner, A.; Michelsen, C. (2006): Auswirkungen der Änderungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes hinsichtlich des Gesamtvolumens der Förderung, der Belastung der Stromverbraucher sowie der Lenkungswirkung der Fördersätze für die einzelnen Energiearten. Abgerufen am 20. Februar 2011 von <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/eeg-auswirkungen-der-aenderungen-langfassung,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf>

Rötzer, M., Zech, M., & Kreuzer, M. (2007): *Gewinne gehen an Bauern - BLW 10*. Abgerufen am 05. März 2011 von <http://www.kastl-kollegen.com/fileadmin/PDFs/59LO0010.pdf>

RWE Power AG (kein Datum): *Die Moselwerke – Dauerläufer der Stromversorgung*. Abgerufen am 16. Januar 2011 von <https://www.rwe.com/web/cms/contentblob/77438/data/10024/kurzportait-moselkraftwerke.pdf>

Sächsisches Staatsministerium der Finanzen (2011): *Informationen zur Gewerbesteuer*. Abgerufen am 20. Februar 2011 von <http://www.steuern.sachsen.de/2178.html>

Schabacker, K. (2002): *Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung*. Sternenfels: Wissenschaft & Praxis.

SHBB Steuerberatungsgesellschaft (2010): *Die Biogas eG - Vorteil oder Nachteil*. Abgerufen am 15. März 2011 von http://www.shbb.de/uploads/media/Genossenschaft_als_Rechtsform_fuer_Biogas-Gemeinschaftsanlagen_-_Die_Biogas-eG.pdf

Solar Deutschland III CFB-Fonds 177** (2009): *Beteiligungsprospekt*. Abgerufen am 20. Februar 2011 von http://www.cfb-fonds.com/fileadmin/downloads/website/cfb-fonds/cfb_prospekt_177.pdf

Solarfonds Burgweisach (2010): *Beteiligungsprospekt*. Abgerufen am 20. Februar 2011 von http://www.windwaerts.de/fileadmin/redakteure/downloads/PSP_Solarfonds_Burgweisach.pdf

SolarOne Deutschland AG (2010): *Photovoltaik Gewinn*. Abgerufen am 20. Oktober 2010 von http://www.solarone.de/photovoltaik_info/photovoltaik_gewinn.html

Solarparc Deutschland I GmbH & Co KG. (2009). *Beteiligungsprospekt*. Abgerufen am 02. Februar 2011 von <http://www.umweltfondsvergleich.de/downloads/index.php>

SolarServer (2011): *PVX Spotmarkt Preisindex Solarmodule*. Abgerufen am 20. Februar 2011 von <http://www.solarserver.de/service-tools/photovoltaik-preisindex/photovoltaik-preisentwicklung-2010.html>

Sonnenfonds Donau I GmbH & Co KG. (2005): *Beteiligungsprospekt*. Abgerufen am 20. Februar 2011 von <http://www.ethik.com/Content/pr-prosp-donau.pdf>

Sozietät Diederich & Zimmermann (2010)

Spehl, H., Sauerborn, K., Sauer, M., Benson, L., Feser, H., von Malottki, C., Schmitt, R., Schulze, P., Flohr, M. (2005): *Regionalwirtschaftliche Wirkungen der Hochschulen und Forschungseinrichtungen in Rheinland-Pfalz - Wertschöpfungs-, Einkommens- und Beschäftigungseffekte durch Bau und Betrieb der Einrichtungen -Langfassung*. Abgerufen am 20. September 2010 von http://www.uni-trier.de/fileadmin/forschung/TAURUS/Publikationen_Spehl/Langfassung_Leistungserstellung__komplett.pdf

Staiß, F. (2007): *Jahrbuch Erneuerbare Energien 2007*. Radebeul: Biebertstein VERLAG & AGENTUR.

Statistisches Bundesamt (2010): *Das Statistische Jahrbuch 2010*. Wiesbaden.

Statistisches Bundesamt (2008): *Einkommens- und Verbrauchsstichprobe (EVS)*. Abgerufen am 01. November 2010 von <http://www.destatis.de/jetspeed/portal/cms/Sites/destatis/Internet/DE/Content/Statistiken/WirtschaftsrechnungenZeitbudgets/EinkommensVerbrauchsstichproben/Tabellen/Content75/WohnvNettoeinkMieteEigent,templateld=renderPrint.psml>

Statistisches Bundesamt (2011): *Fachserie 14 Reihe 7.1.1*. Wiesbaden.

Statistisches Bundesamt (2002): *Input-Output-Tabelle Deutschland*. Wiesbaden.

Statistisches Landesamt Baden-Württemberg (1992): *Input-Output-Tabelle des Statistischen Landesamtes Baden-Württemberg*. Stuttgart.

Suck, A. (2008): *Erneuerbare Energien und Wettbewerb in der Elektrizitätswirtschaft*. Wiesbaden: Verlag für Sozialwissenschaften.

Teilgruppe Wasserkraft, Fritz-Erler-Schule (2007): *Die Wasserkraft*. Abgerufen am 01. März 2011 von <http://teamhphd.onlinespielewelt.de/seminarkurs/Wasserkraft.pdf>

Tennet TSO GmbH (kein Datum): *Website der TenneT TSO GmbH*. Abgerufen am 30. November 2010 von http://www.tennetso.de/pages/tennetso_de/EEG__KWK-G/Erneuerbare-

[_Energien-Gesetz/EEG-Daten_nach__52_\(EEG-Anlagen\)/Einspeisung_und_Anlagenregister/index.htm](#)

The European Wind Energy Association (03 2009): *The Economics of Wind Energy*. Abgerufen am 15. Januar 2011 von http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/reports/Economics_of_Wind_Main_Report_FINAL-Ir.pdf

Trend Capital GmbH & Co Solarfonds 2 KG (2007): *Beteiligungsprospekt*. Abgerufen am 20. Februar 2011 von http://www.trendcapital.com/fileadmin/uploads/official_docs/t08/T08_Prospekt_Solarfonds_2.pdf

Valentin Software GmbH (2010): *PV-SOL 3.0*. Abgerufen am 20. August 2010 von <http://www.valentin.de/>

VDI – Verband Deutscher Ingenieure (2010): Richtlinie 2067

Vela Solaris (2007): Polysun 3.3

Verband der dänischen Windkraftindustrie (2003): *Betriebs- und Wartungskosten von Windkraftanlagen*. Abgerufen am 07. Januar 2011 von <http://guidedtour.windpower.org/de/tour/econ/oandm.htm>

Volksbanken und Raiffeisenbanken (Werbematerial) (2010): *BASISWISSEN – DIE GENOSSENSCHAFTSBANK*. Abgerufen am 03. November 2010 von http://www.vr-media-online.de/pdf/pdf_infotour_diegenossenschaftsbank_korrsschr.pdf

Wasserkraftverbund Österreich (2006): *Wasserkraft in Österreich*. Abgerufen am 20. Februar 2011 von <http://reports.verbund.com/nb/de/2006/wasserkraft/wasserkraftinoesterreich.html>

13.1 Interviews

Bürgel, A. (21. Januar 2011): Befragung zum Betrieb einer Wasserkraftanlage (Untere Putzmühle). (A. Raatz, Interviewer)

Diederich F. (2010), Sozietät Diederich & Zimmermann (2010)

Herrmann, M. R. (Februar 2011). (P. Schwalm, Interviewer)

Knipker (13. Dezember 2010): (A. Raatz, Interviewer) Maschinenring Kassel.

Knipker, H. (13. 12 2010): Betrieb einer Biogasanlage. (A. Raatz, Interviewer)

Raatz, A. (01. Dezember 2010)

14. Anhang

A. Anlagenbegriff

Im Vergleich verschiedener Datenquellen für erneuerbare Energien Anlagen⁹⁶ mit den Anlagenstammdaten, die im Rahmen des Gesetzes für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG) erfasst werden, wurde festgestellt, dass es hier zum Teil erhebliche Abweichungen gibt. Die Ursache für diese Differenzen liegt in der Definition des Begriffs der „Anlage“ im EEG 2004. So war es mit dieser Definition möglich eine Großanlage so zu konstruieren, dass sie aus mehrere Einzelanlagen besteht. Damit konnten insgesamt höhere Vergütungen erzielt werden, solange keine „unmittelbare technische Verbindung der Einzelanlagen vorlag“ (BMU 2008).

Mit Revision des EEG im Jahre 2009 gelten nach § 19 Abs. 1 mehrere Anlagen unabhängig von den Eigentumsverhältnissen und ausschließlich zum Zweck der Ermittlung der Vergütung für den jeweils zuletzt in Betrieb gesetzten Generator als eine Anlage, wenn

sie sich auf demselben Grundstück oder sonst in unmittelbarer räumlicher Nähe befinden (§ 19 Abs. 1 Nr. 1),

sie Strom aus gleichartigen Erneuerbaren Energien erzeugen (§ 19 Abs. 1 Nr. 2),

der in ihnen erzeugte Strom nach den Regelungen dieses Gesetzes in Abhängigkeit von der Leistung der Anlage vergütet wird (§ 19 Abs. 1 Nr. 3) und

sie innerhalb von zwölf aufeinanderfolgenden Kalendermonaten in Betrieb gesetzt worden sind (§ 19 Abs. 1 Nr. 4) (Fachverband Biogas e.V. 2009).

In den vorliegenden EEG-Anlagendaten der Netzbetreiber wird offenbar noch immer der Anlagenbegriff zum Stand des EEG 2004 als Grundlage genutzt. So sind finden sich in der Datenbank beispielsweise Anlagen mit den Schlüsselnummern:

⁹⁶ Experteninterviews, BAFA-Datenbank, Datenbanken der Regionalvertreter

E2000269E000000000010077259200001,

E2000269E000000000010077259200002 und

E2000269E000000000010077259200003

als drei Anlagen mit Leistungen von 150, 350 und 1500 kW. Nach aktuellem EEG 2009 gilt dies aber als eine Anlage. Eine Vielzahl weiterer Beispiele sind in den Anlagenstammdaten zu finden.

Da es nicht möglich ist, diese Anlagen anhand eindeutiger Indikatoren zu identifizieren, wird im weiteren Verlauf des Projekts der Anlagenbegriff nach § 3 Abs. 2 S. 2 EEG 2004 als maßgeblich herangezogen:

Erneuerbare Energien sind Wasserkraft einschließlich der Wellen-, Gezeiten-, Salzgradienten- und Strömungsenergie, Windenergie, solare Strahlungsenergie, Geothermie, Energie aus Biomasse einschließlich Biogas, Deponiegas und Klärgas sowie aus dem biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie.

Anlage ist jede selbständige technische Einrichtung zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien oder aus Grubengas. Mehrere Anlagen zur Erzeugung von Strom aus gleichartigen Erneuerbaren Energien oder aus Grubengas, die im Geltungsbereich des Gesetzes errichtet und mit gemeinsamen für den Betrieb technisch erforderlichen Einrichtungen oder baulichen Anlagen unmittelbar verbunden sind, gelten als eine Anlage, soweit sich nicht aus den §§ 6 bis 12 etwas anderes ergibt; nicht für den Betrieb technisch erforderlich sind insbesondere Wechselrichter, Wege, Netzanschlüsse, Mess-, Verwaltungs- und Überwachungseinrichtungen.

Anlagenbetreiber ist, wer unbeschadet des Eigentums die Anlage zum Zweck der Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien oder aus Grubengas nutzt.

Inbetriebnahme ist die erstmalige Inbetriebsetzung der Anlage nach Herstellung ihrer technischen Betriebsbereitschaft oder nach ihrer Erneuerung, so-

fern die Kosten der Erneuerung mindestens 50 Prozent der Kosten einer Neuherstellung der gesamten Anlage einschließlich sämtlicher technisch für den Betrieb erforderlicher Einrichtungen und baulicher Anlagen betragen.

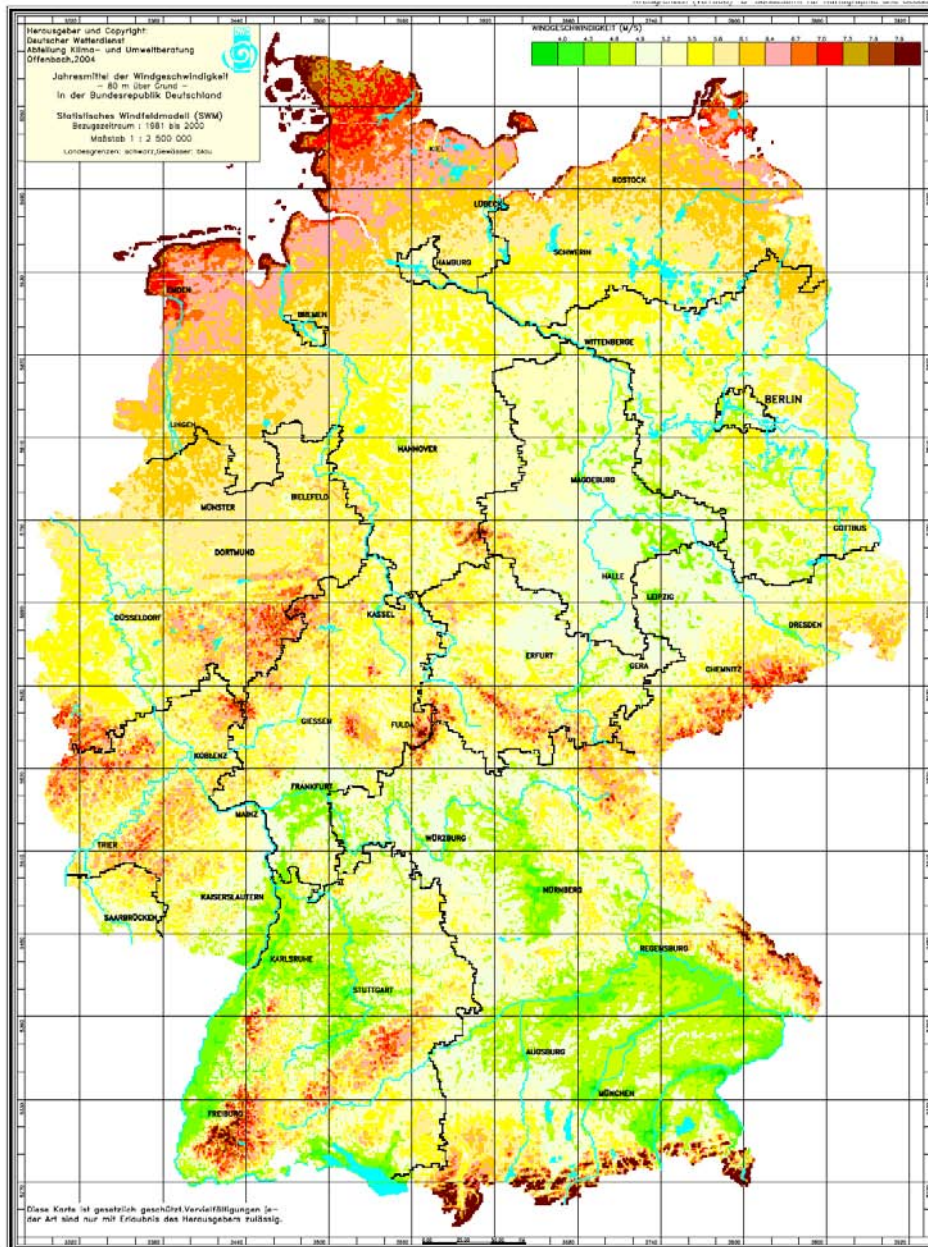
Leistung einer Anlage ist die elektrische Wirkleistung, die die Anlage bei bestimmungsgemäßem Betrieb ungeachtet kurzfristiger geringfügiger Abweichungen ohne zeitliche Einschränkung technisch erbringen kann. Bei der Feststellung der für die Vergütungshöhe maßgebenden Leistung bleibt die nur zur Reserve genutzte Leistung unberücksichtigt.

Netz ist die Gesamtheit der miteinander verbundenen technischen Einrichtungen zur Übertragung und Verteilung von Elektrizität für die allgemeine Versorgung.

Netzbetreiber sind die Betreiber von Netzen aller Spannungsebenen für die allgemeine Versorgung mit Elektrizität. Übertragungsnetzbetreiber sind die regelverantwortlichen Netzbetreiber von Hoch- und Höchstspannungsnetzen, die der überregionalen Übertragung von Elektrizität zu nachgeordneten Netzen dienen.

B. Einschätzung der Standortqualität der Region (Wind)

Abbildung B-14-1: Mittlere Windgeschwindigkeit in den Regionen Deutschlands in einer Höhe von 80 m



Quelle: Deutscher Wetterdienst (2011)

C. Berechnung der Gewerbesteuer

Tabelle C-14-1: Schema zur Berechnung der Gewerbesteuer

	Gewinn aus dem Gewerbebetrieb	
+	Hinzurechnungen	insbes. Finanzierungsaufwendungen, so z.B. alle gezahlten Zinsen sowie die pauschalierten Finanzierungs- bzw. Zinsanteile von gezahlten Mieten, Pachten, Leasingraten und Lizenzen – nach Abzug eines Freibetrages von 100.000 Euro – zu 25 %; Berechnung s. 3.
=	Summe	
./.	Kürzungen	z.B. 1,2% des Einheitswerts des zum Betriebsvermögen des Unternehmens gehörenden Grundbesitzes
=	Gewerbeertrag	
./.	24.500,00 Euro	Freibetrag
=	gekürzter Gewerbeertrag	
x	3,50%	Steuermesszahl
=	Steuermessbetrag	
x	Gewerbesteuer-Hebesatz der Gemeinde	in den Gemeinden, die im Bezirk der IHK Frankfurt liegen, variiert der Gewerbesteuer-Hebesatz zwischen 280% und 460%
=	Gewerbesteuer	

Quelle: Industrie- und Handelskammer Frankfurt am Main (2010)

Tabelle C-14-2: Durchschnittliche Hebesätze für die Gewerbesteuer nach Bundesland (2009)

Baden-Württemberg	360	Nordrhein-Westfalen	434
Bayern	364	Rheinland-Pfalz	367
Berlin	410	Saarland	409
Brandenburg	321	Sachsen	411
Bremen	434	Sachsen-Anhalt	348
Hamburg	470	Schleswig-Holstein	337
Hessen	386	Thüringen	341
Mecklenburg-Vorpommern	344	Deutschland	387
Niedersachsen	374		

Quelle: Industrie- und Handelskammer Frankfurt am Main(2010)

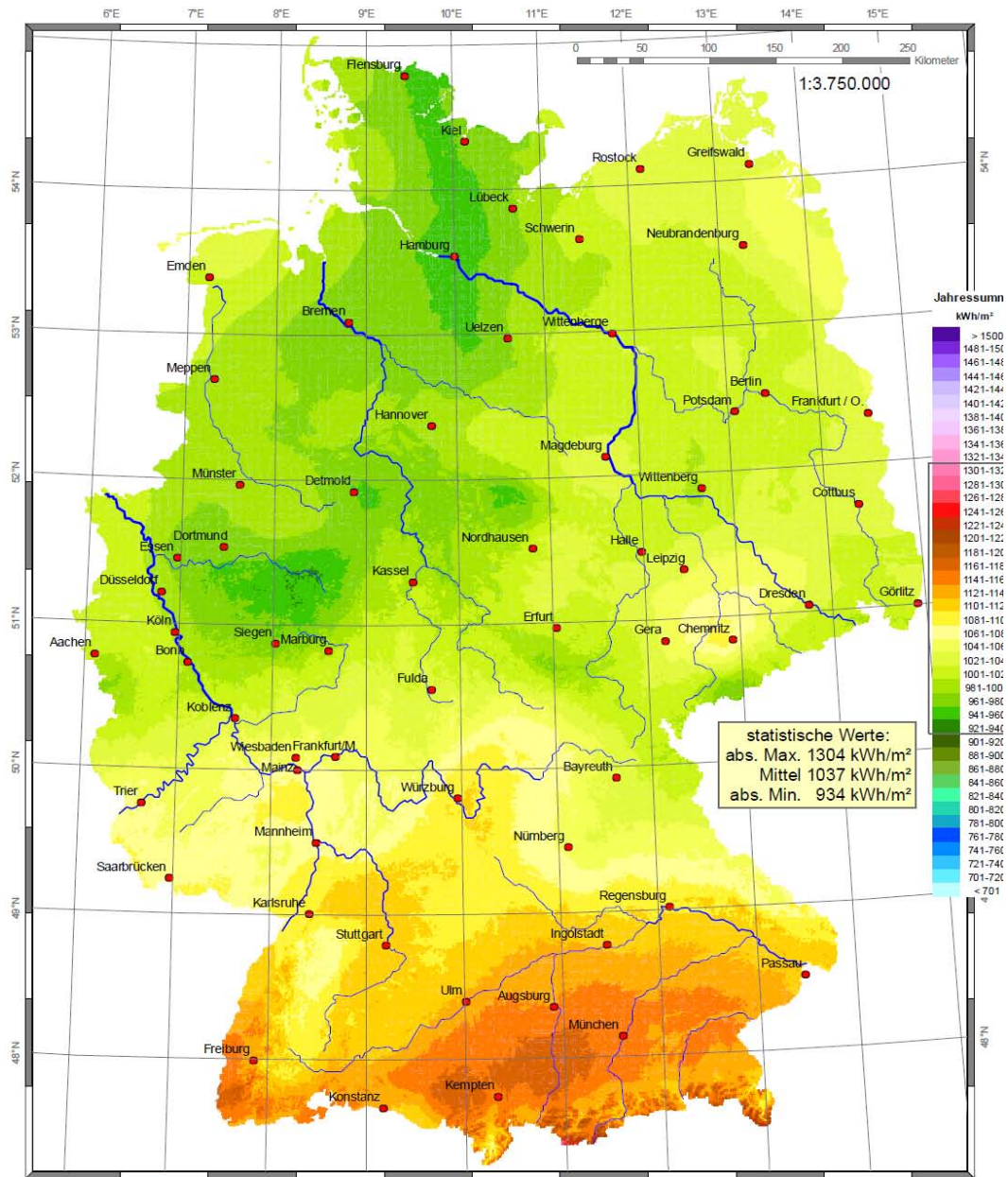
Tabelle C-14-3: Finanzierungsaufwendungen, die dem Gewinn hinzugerechnet werden müssen

	100 % Zinsen
+	100 % Renten und dauernde Lasten
+	100 % Gewinnanteile des typisch stillen Gesellschafters
+	50 % Mieten, Pachten, Leasingraten von Immobilien (ab 2010; 2008-'09: 65%)
+	20 % Mieten, Pachten, Leasingraten von beweglichen Wirtschaftsgütern
+	25 % Lizenzen, Konzessionen
=	Summe Finanzierungsaufwendungen
./.	100.000 Euro Freibetrag
=	Finanzierungsaufwendungen nach Freibetrag
x	25%
=	Hinzurechnung zum Gewinn aus Gewerbebetrieb

Quelle: Industrie- und Handelskammer Frankfurt am Main (2010)

D. Solare Einstrahlung in Deutschland

Abbildung D-14-2: Globalstrahlung in der Bundesrepublik Deutschland; Mittlere Jahressummen, Zeitraum: 1981 - 2000



Wissenschaftliche Bearbeitung:
 DWD, Abt. Klima- und Umweltberatung, Pf 30 11 90, 20304 Hamburg
 Tel.: 040 / 66 90-19 22; eMail: klima.hamburg@dwd.de



Quelle: Deutscher Wetterdienst (2011)