

Datum März 2017  
Publikation Nr. 3



render.

## Regionaler Dialog Energiewende

Simon Jenniches, Jens Schneider

# Potenziale und Chancen einer regionalen Wertschöpfung durch Erneuerbare Energien in der Städtereion Aachen



*Gemeinsam zur  
EnergieRegion Aachen 2030*

Diese Studie wurde im Rahmen des vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) geförderten Projekts Regionaler Dialog Energiewende (render) erstellt. Für den Inhalt und die Ergebnisse der Studie sind die Autoren verantwortlich.

Autoren:

Simon Jenniches (RISP)

Jens Schneider (FiW)

2., aktualisierte Auflage, März 2017

Kontakt:

Rhein-Ruhr-Institut für Sozialforschung und Politikberatung (RISP) e.V.

an der Universität Duisburg-Essen

Simon Jenniches

Heinrich-Lersch-Straße 15

47057 Duisburg

Tel: +49 203 - 2809916

E-Mail: [simon.jenniches@risp-duisburg.de](mailto:simon.jenniches@risp-duisburg.de)

Forschungsinstitut für Wasser- und Abfallwirtschaft

an der RWTH Aachen (FiW) e.V.

Jens Schneider

Kackertstraße 15-17

52072 Aachen

Tel: +49 241 - 8026622

E-Mail: [schneider@fiw.rwth-aachen.de](mailto:schneider@fiw.rwth-aachen.de)

Die vorliegende Publikation wurde vom RISP und FiW erarbeitet. Die Autorenschaft liegt bei Simon Jenniches und Jens Schneider. Die der Studie zu Grunde liegende Methodik wurde von Simon Jenniches erarbeitet. Wir danken Jens Hasse (FiW) und Joachim Liesenfeld (RISP) für die wertvollen Hinweise und die Einpassung der Studie in den Kontext des Projekts render sowie Elisa Clemens für ihre Unterstützung zum Thema Windenergie im Rahmen ihrer Masterarbeit.

## Inhaltsverzeichnis

<b>Inhaltsverzeichnis.....</b>	<b>1</b>
<b>Abbildungsverzeichnis.....</b>	<b>4</b>
<b>Tabellenverzeichnis.....</b>	<b>8</b>
<b>Formelverzeichnis.....</b>	<b>10</b>
<b>Abkürzungsverzeichnis.....</b>	<b>11</b>
<b>Zusammenfassung.....</b>	<b>13</b>
<b>1 Einleitung und Aufbau der Studie.....</b>	<b>14</b>
<b>2 Methodik und Grundannahmen.....</b>	<b>18</b>
2.1 Verortung der Studie innerhalb der regionalökonomischen Forschung zu Erneuerbaren Energien.....	18
2.2 Definition der Wertschöpfung im Rahmen der Studie.....	20
2.3 Methodik zur Erfassung der regionalen Wertschöpfung und Beschäftigung.....	22
2.3.1 Bestimmung von Unternehmensgewinnen und Arbeitsentgelten vor Steuern.....	23
2.3.2 Bestimmung der Steuern und Abgaben.....	27
2.3.3 Bestimmung der Beschäftigungswirkungen und der regionalen Anteile.....	32
2.4 Methodik zur Erfassung der potenziellen zukünftigen Wertschöpfung in der Städteregion Aachen.....	36
<b>3 Wertschöpfung durch in 2014 installierte Photovoltaikanlagen.....</b>	<b>38</b>
3.1 Methodik zur Bestimmung der Wertschöpfung durch in 2014 installierte Photovoltaikanlagen.....	38
3.2 Regionale Wertschöpfung durch in 2014 installierte Photovoltaikanlagen.....	52
3.2.1 Situation der Photovoltaik in der Städteregion Aachen.....	52
3.2.2 Wertschöpfung durch Photovoltaikanlageninstallation.....	53
3.2.3 Wertschöpfung durch Photovoltaikanlagenbetrieb.....	57
3.2.4 Zusammenfassung der Wertschöpfungseffekte durch in 2014 installierte Photovoltaikanlagen.....	61

<b>4 Wertschöpfung durch in 2014 installierte Windenergieanlagen .....</b>	<b>63</b>
4.1 Methodik zur Bestimmung der Wertschöpfung durch in 2014 installierte Windenergieanlagen.....	63
4.2 Regionale Wertschöpfung durch in 2014 installierte Windenergieanlagen .....	70
4.2.1 Situation der Windenergie in der Städteregion Aachen .....	70
4.2.2 Wertschöpfung durch Windenergieanlageninstallation .....	71
4.2.3 Wertschöpfung durch Windenergieanlagenbetrieb .....	72
4.2.4 Zusammenfassung der Wertschöpfungseffekte durch in 2014 installierte Windenergieanlagen .....	73
<b>5 Zukünftige Wertschöpfungspotenziale der Photovoltaik in der Städteregion Aachen.....</b>	<b>75</b>
5.1 Methodik zur Bestimmung der Wertschöpfung durch 2014-2030 installierte Photovoltaikanlagen.....	75
5.1.1 Ausbaupfade der Photovoltaik in der Städteregion Aachen.....	75
5.1.2 Kosten- und Erlösentwicklungen im Technologiefeld Photovoltaik.....	82
5.2 Wertschöpfung durch 2014-2030 installierte Photovoltaikanlagen .....	87
5.2.1 Wertschöpfung durch Photovoltaikanlageninstallation 2014-2030 .....	87
5.2.2 Wertschöpfung durch den Betrieb von 2014-2030 installierten Photovoltaikanlagen .....	93
5.2.3 Sensitivitätsanalyse des Photovoltaikausbaus .....	101
<b>6 Zukünftige Wertschöpfungspotenziale der Windenergie in der Städteregion Aachen .....</b>	<b>103</b>
6.1 Methodik zur Bestimmung der Wertschöpfung durch 2014-2030 installierte Windenergieanlagen .....	103
6.1.1 Ausbaupfade der Windenergie in der Städteregion Aachen .....	103
6.1.2 Kosten- und Erlösentwicklungen im Technologiefeld Windenergie .....	107
6.2 Wertschöpfung durch 2014-2030 installierte Windenergieanlagen.....	111
6.2.1 Wertschöpfung durch Windenergieanlageninstallation 2014-2030.....	111
6.2.2 Wertschöpfung durch den Betrieb von 2014-2030 installierten Windenergieanlagen.....	114
6.2.3 Sensitivitätsanalyse des Windenergieausbaus.....	117

<b>7 Zentrale Ergebnisse der Potenzialstudien und regionalökonomische Schlussfolgerungen für den Ausbau Erneuerbarer Energien in der Städtereion Aachen .....</b>	<b>121</b>
7.1 Zentrale Ergebnisse der Photovoltaik Potenzialstudie.....	121
7.2 Zentrale Ergebnisse der Windenergie Potenzialstudie .....	126
7.3 Vergleich der Wertschöpfungspotenziale von Photovoltaik und Windenergie.....	129

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Umliegende Verwaltungseinheiten und innere Differenzierung der Städteregion Aachen .....	15
Abbildung 2: Inhaltlicher Aufbau und Dokumentstruktur der vorliegenden Studie.....	17
Abbildung 3: Komponenten der Wertschöpfung in der vorliegenden Studie .....	22
Abbildung 4: Betrachtungsebenen zur Ermittlung von Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekten Erneuerbarer Energien .....	35
Abbildung 5: Entwicklung der nominalen Strompreise nach Kundengruppen und Betrachtungsjahren .....	49
Abbildung 6: PV-Ausbau in der Städteregion Aachen im Jahr 2014 .....	53
Abbildung 7: Herleitung der Wertschöpfungseffekte durch die Anlagenplanung und Dokumentation von PV-Aufdachanlagen unter 10 kW .....	54
Abbildung 8: Regionale Wertschöpfung durch Anlageinstallation von 2014 in Betrieb genommenen PV-Anlagen .....	56
Abbildung 9: Regionale Wertschöpfung durch Anlagenbetrieb (exkl. Anlagenbetrieb i.e.S.) von 2014 in Betrieb genommenen PV-Anlagen .....	59
Abbildung 10: Regionale Wertschöpfung durch Anlagenbetrieb i.e.S. von 2014 in Betrieb genommenen PV-Anlagen.....	60
Abbildung 11: Regionale Wertschöpfung durch Anlageinstallation von 2014 in Betrieb genommenen Windenergieanlagen .....	71
Abbildung 12: Regionale Wertschöpfung durch Anlagenbetrieb (exkl. Anlagenbetrieb i.e.S.) von 2014 in Betrieb genommenen Windenergieanlagen .....	72
Abbildung 13: Regionale Wertschöpfung durch Anlagenbetrieb i.e.S. von 2014 in Betrieb genommenen Windenergieanlagen.....	73
Abbildung 14: Prognostizierte Reduktion des Flächenverbrauchs von PV-Anlagen.....	77

Abbildung 15: Installierte und installierbare kumulierte Nennleistung von PV-Aufdachanlagen ohne Zubau ab 2014.....	78
Abbildung 16: Installierte und installierbare kumulierte Nennleistung von PV-Freiflächenanlagen ohne Zubau ab 2014.....	79
Abbildung 17: Ausbau der installierten PV-Nennleistung in Deutschland und in der Städtereion Aachen.....	80
Abbildung 18: Verteilung der Anlagenleistungsklassen im Bestand 2014 und angenommener Zubau von Referenzanlagen.....	81
Abbildung 19: Geschätzte Entwicklung der EEG-Einspeisevergütung für PV-Anlagen bis 100 kW Nennleistung .....	86
Abbildung 20: Regionale Wertschöpfungspotenziale durch Handel mit PV-Anlagenkomponenten (inkl. Infrastrukturmaaterialien für Freiflächenanlagen) nach Inbetriebnahmezeiträumen.....	88
Abbildung 21: Regionale Wertschöpfungspotenziale durch Installation von PV-Anlagen nach Inbetriebnahmezeiträumen .....	89
Abbildung 22: Regionale Beschäftigungseffekte durch Handel mit PV-Anlagenkomponenten nach Inbetriebnahmezeiträumen .....	90
Abbildung 23: Regionale Beschäftigungseffekte durch Installation von PV-Anlagen nach Inbetriebnahmezeiträumen .....	92
Abbildung 24: Regionale Wertschöpfungspotenziale durch Anlagenbetrieb von PV-Anlagen nach Inbetriebnahmezeiträumen; Finanzierung, Versicherung, Zählermiete und Steuerberatung .....	94
Abbildung 25: Regionale Wertschöpfungspotenziale durch Anlagenbetrieb von PV-Anlagen nach Inbetriebnahmezeiträumen; Wartung und Instandhaltung, Verkauf von Wartungs- und Instandhaltungsmaterial und Pacht .....	96
Abbildung 26: Regionale Wertschöpfungspotenziale durch Anlagenbetrieb von PV-Anlagen nach Inbetriebnahmezeiträumen; Anlagenbetrieb i.e.S.....	97
Abbildung 27: Regionale Beschäftigungseffekte durch Anlagenbetrieb von PV-Anlagen nach Inbetriebnahmezeiträumen; Finanzierung, Versicherung, Zählermiete, Steuerberatung.....	98

Abbildung 28: Regionale Beschäftigungseffekte durch Anlagenbetrieb von PV-Anlagen nach Inbetriebnahmezeiträumen; Verkauf Wartungs- und Instandhaltungsmaterial, Wartung und Instandhaltung ..... 99

Abbildung 29: Regionale Beschäftigungseffekte durch Anlagenbetrieb i.e.S. von PV-Anlagen nach Inbetriebnahmezeiträumen ..... 100

Abbildung 30: Regionale Wertschöpfungspotenziale bei Unter- und Überschreitung des angenommenen PV-Ausbaus von 2014-2030 in Betrieb genommenen Anlagen..... 102

Abbildung 31: Flächen und Anlagenpotenzial für Windenergieanlagen in der Städteregion Aachen ab 2014 ohne Zubau..... 105

Abbildung 32: Ausbau der installierten Leistung der Windenergie in Deutschland und in der Städteregion Aachen ..... 106

Abbildung 33: Prognostizierte Entwicklung der Hauptinvestitionskosten für Windenergieanlagen im Zeitraum von 2014-2030 ..... 108

Abbildung 34: Korrekturfaktor in Abhängigkeit von der Standortqualität nach dem einstufigen Referenzertragsmodell..... 109

Abbildung 35: Angenommene Vergütung in ct/kWh für Windenergie in der Städteregion Aachen nach Betrachtungsjahr ..... 111

Abbildung 36: Regionale Wertschöpfungspotenziale durch Anlageninstallation von Windenergieanlagen nach Inbetriebnahmezeiträumen ..... 112

Abbildung 37: Regionale Beschäftigungseffekte durch Anlageninstallation von Windenergieanlagen nach Inbetriebnahmezeiträumen..... 114

Abbildung 38: Regionale Wertschöpfungspotenziale durch Anlagenbetrieb von Windenergieanlagen nach Inbetriebnahmezeiträumen (exkl. Anlagenbetrieb i.e.S.) ..... 115

Abbildung 39: Regionale Wertschöpfungspotenziale durch Anlagenbetrieb i.e.S. von Windenergieanlagen nach Inbetriebnahmezeiträumen ..... 116

Abbildung 40: Regionale Beschäftigungseffekte durch Anlagenbetrieb von Windenergieanlagen nach Inbetriebnahmezeiträumen ..... 117

Abbildung 41: Regionale Wertschöpfungspotenziale bei Unter- und Überschreitung des angenommenen Windenergieanlagenausbaus von 2014-2030 in Betrieb genommenen Anlagen ... 119

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Durchschnittlicher Personalaufwand und Ertrag vor Gewinnsteuern als Anteil des Umsatzes exklusive des Materialaufwands nach Branchen .....	26
Tabelle 2: Durchschnittlicher Personalaufwand und Ertrag vor Gewinnsteuern als Anteil des Umsatzes inklusive des Materialaufwands nach Branchen .....	26
Tabelle 3: Zuordnung der Aktivitäten innerhalb der Wertschöpfungsanalyse nach Branchen und Technologien .....	27
Tabelle 4: Besteuerung der Akteure und kommunale Steueranteile .....	31
Tabelle 5: Arbeitnehmerverdienste und Einkommenssteueranteile nach Branchen 2014 .....	32
Tabelle 6: Kostenbestandteile von PV-Anlagen unterschiedlicher Leistungsklassen .....	41
Tabelle 7: Jährliche Betriebskosten von PV-Anlagen .....	42
Tabelle 8: Gebäudearten und Eigenverbrauchsanteile typischer Photovoltaikanlagenleistungsklassen .....	46
Tabelle 9: Wertschöpfungsaktivitäten der PV und regionale Anteile .....	50
Tabelle 10: Abschätzung der Umsätze exkl. Materialkosten im Bereich der PV in % der Umsätze bzw. €/kW .....	52
Tabelle 11: Gesamte Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte durch PV von im Basisjahr 2014 in Betrieb genommenen Anlagen nach Akteuren und Wertschöpfungsaktivitäten .....	61
Tabelle 12: Hauptinvestitionskosten von Windenergieanlagen nach Nabenhöhen und Leistungsklassen .....	63
Tabelle 13: Anteilige Bestandteile der Hauptinvestitionskosten von Windenergieanlagen .....	64
Tabelle 14: Kostenbestandteile der Nebeninvestitionskosten von Windenergieanlagen .....	64
Tabelle 15: Betriebskosten von Windenergieanlagen nach Zeiträumen und Bestandteilen .....	65

Tabelle 16: Vergütung von Windenergieanlagen in der Städteregion Aachen im Jahr 2014, die bis Juli 2014 in Betrieb genommen werden .....	67
Tabelle 17: Wertschöpfungsaktivitäten der Windenergie und regionale Anteile .....	69
Tabelle 18: Abschätzung der Umsätze exkl. Materialkosten im Bereich der Windenergie in % der Umsätze bzw. €/kW .....	69
Tabelle 19: Referenzanlagen für im Jahr 2014 in Betrieb genommene Windenergieanlagen .....	70
Tabelle 20: Gesamte Wertschöpfung und Beschäftigung durch Windenergie von im Basisjahr 2014 in Betrieb genommenen Anlagen nach Akteuren und Wertschöpfungsaktivitäten.....	74
Tabelle 21: Flächenpotenziale für Aufdach- und Freiflächenphotovoltaikanlagen in der Städteregion Aachen.....	76
Tabelle 22: Durchschnittliche jährliche Preisabnahme einzelner PV-Anlagenkomponenten.....	83
Tabelle 23: Geschätzte Kosten für PV-Systeme im Jahr 2030 nach Bestandteilen in €/kW .....	84
Tabelle 24: Flächenpotenziale für Windenergieanlagen in der Städteregion Aachen.....	104
Tabelle 25: Hauptinvestitionskosten für Windenergieanlagen ab 2016.....	107
Tabelle 26: Vergütungssätze für Windenergieanlagen von Ende 2014 bis 2016.....	109
Tabelle 27: Gesamte Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte von 2014-2030 in Betrieb genommenen PV-Anlagen nach Akteuren und Wertschöpfungsaktivitäten .....	121
Tabelle 28: Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte von 2014-2030 in Betrieb genommenen PV-Anlagen bei Veränderung des angenommenen Ausbaupfades.....	125
Tabelle 29: Gesamte Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte von 2014-2030 in Betrieb genommenen Windenergieanlagen nach Akteuren und Wertschöpfungsaktivitäten .....	127
Tabelle 30: Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte von 2014-2030 in Betrieb genommenen Windenergieanlagen bei Veränderung des angenommenen Ausbaupfades .....	128
Tabelle 31: Gesamte ökonomische Effekte und Effekte pro MW installierter Photovoltaik- und Windenergieanlagenleistung bei Erfüllung des angenommenen Ausbautrends bis 2030 .....	130

## Formelverzeichnis

Formel 1: Vergütungsberechnung einer 40 kW PV-Anlage mit Inbetriebnahme im Juli 2010 .....	45
Formel 2: Bestimmung des verlängerten Anfangsvergütungszeitraums einer exemplarischen Windenergieanlage nach EEG 2012 .....	67
Formel 3: Bestimmung der Durchschnittsvergütung einer exemplarischen Windenergieanlage .....	67
Formel 4: Bestimmung der Anfangsvergütung einer exemplarischen Windenergieanlage nach EEG 2014 .....	67
Formel 5: Formel zur Bestimmung der Kosten einzelner PV-Anlagenkomponenten zu einem spezifischen Zeitpunkt .....	83

## Abkürzungsverzeichnis

a	annus (dt.: Jahr)
AGIT	Aachener Gesellschaft für Innovation und Technologietransfer mbH
AÖR	Anstalt des öffentlichen Rechts
BMBF	Bundesministerium für Bildung und Forschung
BMVBS	Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung
bspw.	beispielsweise
ct	Cent
d.h.	das heißt
ebd.	ebenda
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
eG	eingetragene Genossenschaft
ESt	Einkommenssteuer
exkl.	exklusive
FiW	Forschungsinstitut für Wasser- und Abfallwirtschaft an der RWTH Aachen
Fraunhofer ISE	Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme
F&E	Forschung und Entwicklung
GewSt	Gewerbesteuer
GmbH & Co. KG	Gesellschaft mit beschränkter Haftung & Compagnie Kommanditgesellschaft
GW	Gigawatt ( $\approx 1.000.000$ Kilowatt)
ha	Hektar ( $\approx 10.000$ m <sup>2</sup> )
HWK	Handwerkskammer
i.d.R.	in der Regel
i.e.S.	im eigentlichen Sinne
IHK	Industrie- und Handelskammer
inkl.	inklusive
IO	Input-Output
KSt	Körperschaftsteuer
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
kWp	Kilowatt Peak
LANUV	Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen
MFH	Mehrfamilienhaus
MW	Megawatt ( $\approx 1.000$ Kilowatt)
NEP	Netzentwicklungsplan
NRW	Nordrhein-Westfalen
o.J.	ohne Jahr
P	Power (dt.: Leistung)
PV	Photovoltaik

render	Regionaler Dialog Energiewende
RIOT	Regionale Input-Output Tabelle
RISP	Rhein-Ruhr-Institut für Sozialforschung und Politikberatung an der Universität Duisburg-Essen
Soli	Solidaritätszuschlag
t	Zeitraum
UStG	Umsatzsteuergesetz
Vbh	Vollbenutzungsstunde (≈Volllaststunde)
vgl.	vergleiche
VGR	Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung
VZÄ	Vollzeitäquivalente
WEA	Windenergieanlage
z.T.	zum Teil

## Zusammenfassung

Die im Südwesten von Nordrhein-Westfalen gelegene Städteregion Aachen ist aus energie- und wirtschaftspolitischer Sicht von den Herausforderungen der Energiewende und zusätzlich von einem Strukturwandel durch die Beendigung des Braunkohleabbaus in der Region betroffen. Ziel der folgenden Studie ist es, die positiven Effekte für lokale Akteure durch den Ausbau Erneuerbarer Energien darzustellen, um sich ergebende Chancen durch den Ausbau Erneuerbarer Energien möglichst früh zu ergreifen. In der Studie werden positive regionalwirtschaftliche Effekte durch den Ausbau Erneuerbarer Energien im Bereich der Photovoltaik und Windenergie abgeschätzt, die sich auf die Installation und den Betrieb der Anlagen beziehen.

Unter Verwendung der in der Studie getroffenen Annahmen können in der Städteregion Aachen im Bereich der Photovoltaik durch Anlagen, die von 2014-2030 installiert werden, Wertschöpfungseffekte in Höhe von 156 Mio. € generiert werden. Es werden dabei insgesamt 115,1 Mio. € Unternehmensgewinne nach Steuern, 22,9 Mio. € Nettoeinkommen von Beschäftigten und 18,5 Mio. € kommunale Steuereinnahmen durch PV-Anlagen generiert. In Bezug auf den abgeschätzten Ausbau von 93 MW, entspricht dies Effekten in Höhe von etwa 1,7 Mio. € pro MW installierter Leistung. Das Beschäftigungspotenzial beträgt dabei etwa 9 Personenjahre pro MW installierter Leistung.

Insgesamt können durch die Installation und den Betrieb von von 2014-2030 installierten Windenergieanlagen potenzielle regionale Wertschöpfungseffekte in Höhe von 100 Mio. € generiert werden, wovon 61,5 Mio. € auf Unternehmensgewinne, 28,8 Mio. € auf Nettoeinkommen der Beschäftigten und 9,6 Mio. € auf kommunale Steuern entfallen. Bezüglich des geschätzten zukünftigen Ausbaus der Windenergie von 225 MW, entspricht dies Effekten in Höhe von 0,4 Mio. € pro MW installierter Leistung. Das Beschäftigtenpotenzial beträgt in der Städteregion Aachen etwa 4 Personenjahre pro MW.

Dabei sind aus energiepolitischer Sicht die Erträge der unterschiedlichen Technologien ebenfalls mit einzubeziehen. So entspricht der Jahresstromertrag einer in der Studie angesetzten 3.075 kW Windenergieanlage etwa dem Ertrag von 1.367 Photovoltaikanlagen mit 5 kW Nennleistung.

## 1 Einleitung und Aufbau der Studie

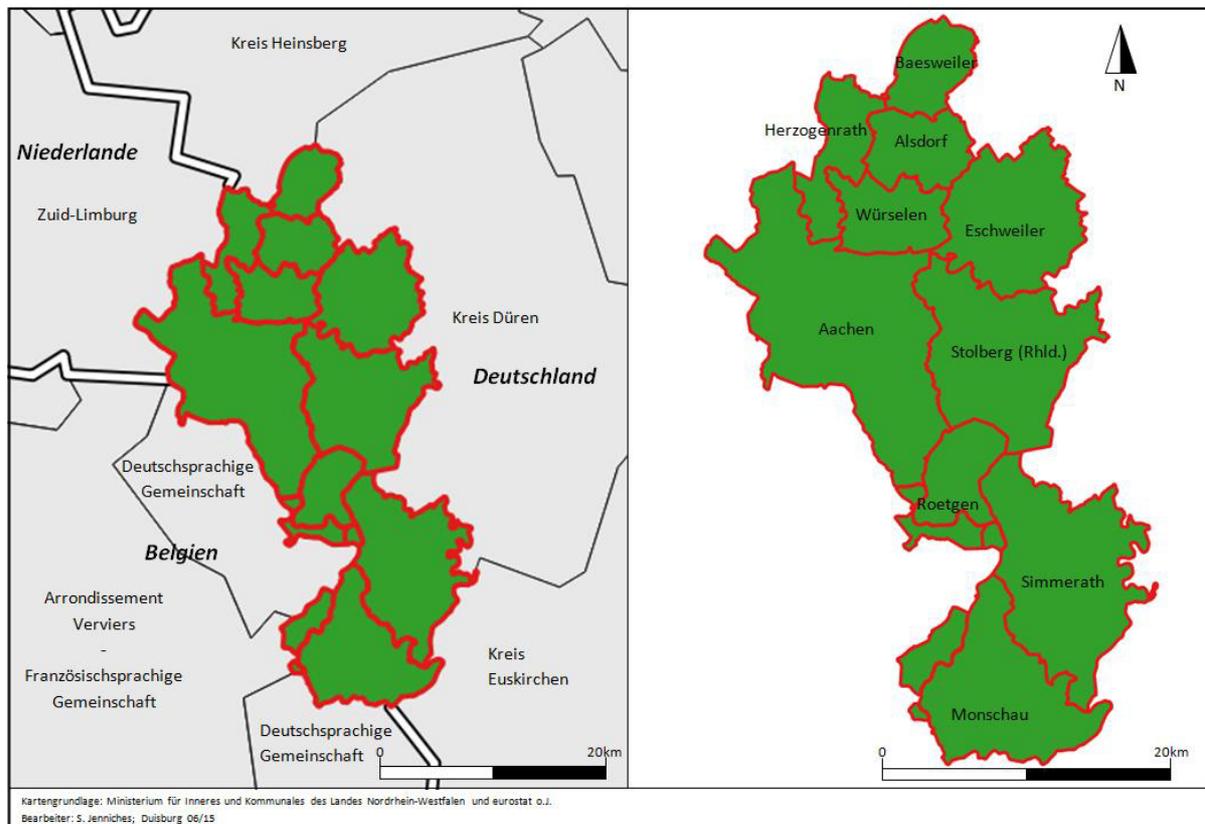
Die sich dynamisch entwickelnde Energiegewinnung aus Erneuerbaren Energien (nachfolgend auch EE) ist eines der zentralen Themen einer weltweit geführten Debatte über ein zukünftiges Energiesystem (United Nations 2016). So wurden, um Umweltzerstörung und Ressourcenverschwendung zu begrenzen sowie den menschengemachten Veränderungen hinsichtlich globaler Erwärmung entgegenzuwirken, auf mehreren politischen Ebenen Strategien beschlossen, die die Veränderung eines Energiesystems hin zu weniger Energieverbrauch und den Einsatz erneuerbarer Energiequellen fördern. Dabei besteht das bundesdeutsche Ziel, den CO<sub>2</sub> Ausstoß in Deutschland bis 2050 im Vergleich zu 1990 um 80 bis 95 % zu verringern (Presse- und Informationsamt der Bundesregierung 2016). Die Städteregion Aachen, welche in der vorliegenden Studie als Untersuchungsregion gilt (vgl. Abbildung 1) hat sich ebenfalls zum Ziel gesetzt, den in der Region erzeugten CO<sub>2</sub> Ausstoß bis 2050 um 80 % des Ausstoßes von 1990 zu reduzieren. Diese Ziele wurden im Jahr 2010 vom Städteregionstag und Umweltausschuss beschlossen (StädteRegion Aachen o.J.).

Um die Emissionszielsetzungen zu erreichen ist neben Energieeffizienzmaßnahmen auch der Ausbau der EE eine notwendige Strategie. So leisten diese heute einen wichtigen Beitrag zur gesamten Stromerzeugung in Deutschland. Dabei hat sich der Anteil EE an der Bruttostromproduktion (d.h. der erzeugten Energie innerhalb eines Landes einschließlich des Verbrauchs für den Stromkraftwerksbetrieb und Transportverluste) in Deutschland innerhalb weniger Jahre mehr als verdoppelt (von 10 % in 2007 auf 26 % in 2014 laut AG Energiebilanzen 2016).

Um die Energiewende langfristig und gesellschaftlich verträglich durchzuführen, muss eine Vielzahl von Akteuren<sup>1</sup> (z.B. Politik, Verwaltung, Unternehmen und Bürger) mit unterschiedlichen Interessen berücksichtigt werden. Aus diesem Grunde begreift sich das vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) geförderte Praxisprojekt ‚Regionaler Dialog Energiewende‘ (render) als Plattform, um den Interessensausgleich zu gestalten und eine möglichst allgemeinverträgliche Energiewende zu fördern. Die Projektregion von render und somit auch die in der Studie betrachtete Region ist hierbei die im Südwesten Nordrhein-Westfalens gelegene Städteregion Aachen. Diese ist ein Kommunalverband der besonderen Art, der aus den Städten Aachen, Alsdorf, Baesweiler, Eschweiler, Herzogenrath, Monschau, Stolberg und Würselen sowie den Gemeinden Simmerath und Roetgen besteht (vgl. Abbildung 1). Das Gebiet der Städteregion umfasst dabei ca. 707 km<sup>2</sup> und weist nach IT.NRW einen Bevölkerungsstand von 553.922 Einwohnern auf (Stand 2015, vgl. IT.NRW o.J.).

---

<sup>1</sup> Obwohl aus Gründen der Lesbarkeit im Text die männliche Form gewählt wurde, beziehen sich die Angaben auf Angehörige beider Geschlechter.



**Abbildung 1:** Umliegende Verwaltungseinheiten (linke Seite) und innere Differenzierung der Städtereion Aachen (rechte Seite) (Quelle: eigene Darstellung)

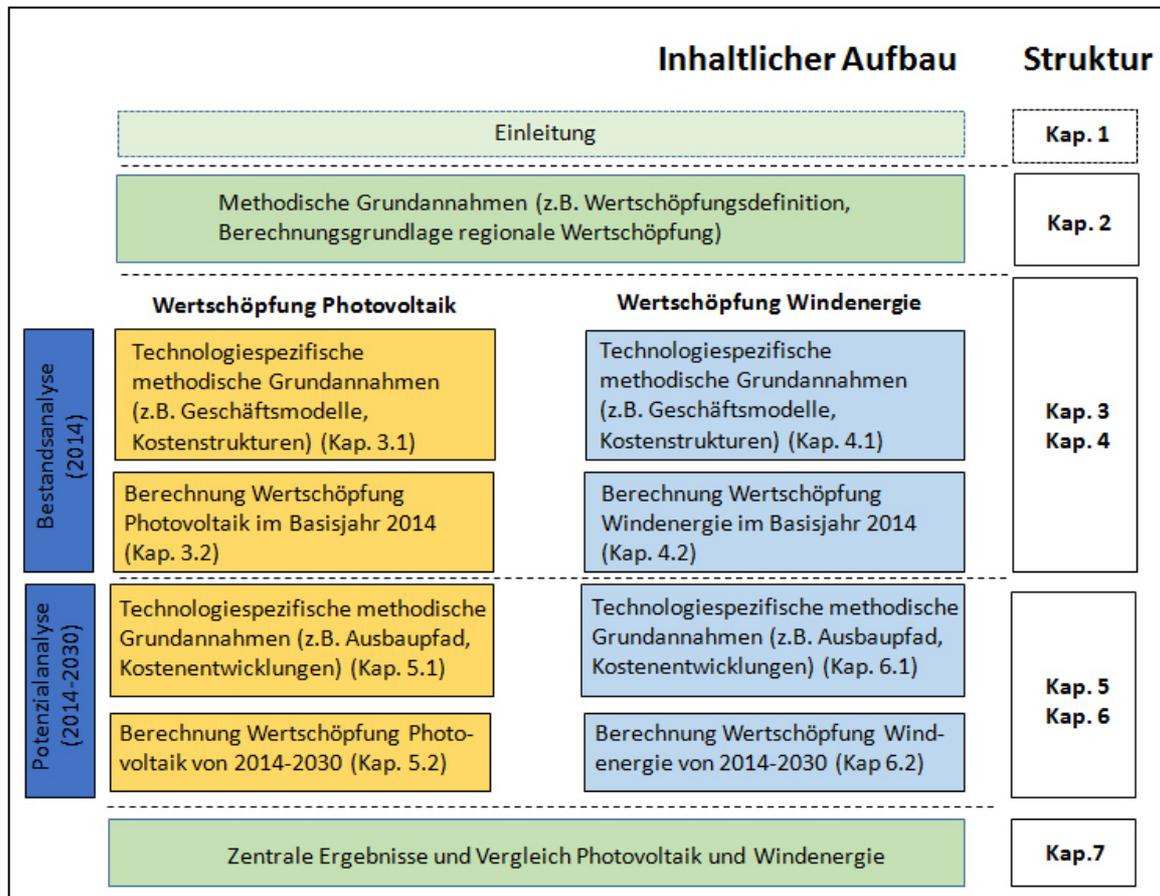
Ziel des Projektes ist es, ein Handlungskonzept für die Städtereion Aachen zu entwerfen, das eine mit den Interessensgruppen abgestimmte Umsetzung der Energiewende beinhaltet. Neben den Herausforderungen der Energiewende in Bezug auf z.B. den Flächenverbrauch für Energieerzeugungsanlagen oder den Wegfall traditioneller Energieerzeugungssysteme beispielsweise auf Basis von Braunkohle, die in der Region bis 2030 nicht mehr gefördert werden soll (RWE o.J.), besteht eine Vielzahl von positiven Entwicklungsmöglichkeiten. Aus diesem Grunde thematisiert die vorliegende Studie die regionalwirtschaftlichen Potenziale, die langfristig durch den Ausbau EE in der Region generiert werden können. Dabei basiert die Studie auf Ergebnissen, die vom Rhein-Ruhr-Institut für Sozialforschung und Politikberatung an der Universität Duisburg-Essen (RISP) mit Unterstützung des Forschungsinstituts für Wasser- und Abfallwirtschaft an der RWTH Aachen (FiW) erarbeitet wurden. Adressaten dieser Studie sind dabei unter anderem Akteure aus Politik, Verwaltung, Unternehmerrschafft und Zivilgesellschaft, die allesamt auf unterschiedliche Weise den Ausbau der EE in der Städtereion Aachen gestalten und davon profitieren können. So werden in der Studie konkrete Verdienstmöglichkeiten für unterschiedliche Akteure aufgezeigt, die in ihrer Höhe, je nach Ausbaupfad der Erneuerbaren Energien in der Region, variieren. Dabei liegt der Fokus der Publikation auf den positiven Effekten durch Erneuerbare Energien, wobei negative Effekte wie z.B. ökonomische Verlus-

te durch verminderte Investitionen in Braunkohle im Zuge des Ausbaus Erneuerbarer Energien vernachlässigt werden.

In der vorliegenden Publikation wird die bestehende und die potenzielle Wertschöpfung in der Städteregion Aachen durch den Ausbau Erneuerbarer Energien für den Zeitraum 2014-2030 abgeschätzt und aufgezeigt. Hierbei liegt der Schwerpunkt auf den beiden besonders marktstarken Erneuerbaren Energien-Technologien Windenergie und Photovoltaik (nachfolgend auch PV genannt).

Die Wertschöpfung wird in der Studie durch die Summe aus Unternehmensgewinnen nach Steuern, Nettoeinkommen der Beschäftigten und regionalem (d.h. kommunalem) Steueraufkommen dargestellt (vgl. Kapitel 2.3.2). Da in die Berechnung verschiedene Parameter und Annahmen eingehen, wurde durch ein für die Region Aachen entwickeltes dynamisches Berechnungsmodell die Möglichkeit zur Variation der Parameter gewährleistet. So können verschiedene Annahmen und Szenarien durchgespielt werden. Jedoch ist für die Akteure in der Städteregion Aachen nicht nur die entstehende Wertschöpfung in Form von Unternehmensgewinnen, Einkommen und kommunalen Steuern entscheidend. Ein weiterer Interessenschwerpunkt liegt auch auf der Auswirkung der Erneuerbaren Energien auf die Beschäftigung, weshalb auch hierzu Berechnungen durchgeführt werden.

Der Aufbau der Studie wird in der folgenden Abbildung 2) dargestellt. Die Studie enthält dabei neben übergeordneten methodischen Grundlagen, welche für beide Technologien gelten (Kapitel 2), eine Bestandsanalyse (Kapitel 3 und 4) und eine Potenzialstudie (Kapitel 5 und 6), die jeweils auf technologiespezifischen Grundannahmen aufbauen. In einem abschließenden Teil der Studie (Kapitel 7) werden die Ergebnisse noch einmal zusammengefasst und es wird eine vergleichende Übersicht beider Technologien aufgestellt.



**Abbildung 2:** Inhaltlicher Aufbau und Dokumentstruktur der vorliegenden Studie (Quelle: eigene Darstellung)

Die Studie bildet dabei eine methodische und inhaltliche Grundlage, um Handlungsempfehlungen für die unterschiedliche Akteure (z.B. Unternehmenschaft, Verwaltung, etc.) zu erstellen. Diese Handlungsempfehlungen werden in einer gesonderten Publikation des Projekts veröffentlicht.

## 2 Methodik und Grundannahmen

Im folgenden Teil der Studie wird die verwendete Methodik zunächst im Bereich der regionalwirtschaftlichen Forschung in Bezug auf Erneuerbare Energien eingeordnet (Kapitel 2.1). Anschließend wird die verwendete ökonomische Kenngröße der Wertschöpfung definiert (vgl. Kapitel 2.2). Darauf folgend wird die genaue Bestimmung der regionalen Wertschöpfung erläutert (Kapitel 2.3). Diese Kapitel dienen dem übergeordneten Verständnis der Bestimmung der Wertschöpfung in den Kapiteln 3-6. Zu Ende des Kapitels (2.4) werden schließlich die technologieübergreifenden Grundannahmen zuzüglich der zukünftig erwartbaren Wertschöpfung dargestellt, die besonders für Kapitel 5 und 6 von Bedeutung sind.

### 2.1 Verortung der Studie innerhalb der regionalökonomischen Forschung zu Erneuerbaren Energien

Bei Betrachtung vorhandener Literatur zu positiven Beschäftigungswirkungen Erneuerbarer Energien lassen sich vor allem drei wesentliche Erfassungsmethoden herausstellen. Dies sind Beschäftigungsquoten, Input-Output (IO) Modelle und Analysen von Wertschöpfungsketten (Breitschopf et al. 2011). Diese Methoden werden, in ggf. abgeänderter Form, zur Erfassung weiterer positiver regionalwirtschaftlicher Effekte Erneuerbarer Energien am häufigsten genutzt.

Beschäftigungsquoten stellen die Beschäftigung pro Einheit (kW, MW, etc.) installierter Nennleistung unterschiedlicher Technologien dar. Damit sind sie ein einfach zu nutzendes Instrument, um mit geringem Aufwand die Beschäftigungswirkung Erneuerbarer Energien abzuschätzen. Beispielhafte Publikationen, in welchen diese Methode angewendet wurde sind z.B. Algosio und Rusch 2004, Heavner und Del Chario 2003 sowie Simons und Peterson 2001. Ein Nachteil der Methode ist ihre unzureichende Übertragbarkeit auf andere Regionen, da z.B. das Arbeitskräftepotenzial der einzelnen Technologien regional variiert. Zudem sollten Beschäftigungsquoten immer im Zusammenhang mit weiteren Informationen (z.B. spezifische Arbeitsprozesse wie Wartung einer bestimmten Technologie) verwandt werden (Llera-Sastresa et al. 2010). Weiterhin ermöglicht die Angabe reiner Beschäftigungsquoten, so sehr sie auch zu einer ersten Einschätzung dienen mögen und z.T. von Akteuren aus der Politik und Presse gerne benutzt werden, keine hinreichende Analyse der tatsächlichen ökonomischen Implikationen. So werden in manchen Studien sowohl Voll- als auch Teilzeitbeschäftigte betrachtet (Wei et al. 2010) oder der Zeitraum der Beschäftigung wird nicht weiter erläutert. Zudem ist unklar, ob es sich um Beschäftigte mit relativ niedrigem oder hohem Einkommen handelt, wobei bei Betrachtung des regionalen Arbeitskräftepotenzials ebenfalls die Qualifikation der Arbeitskräfte mitberücksichtigt werden müsste.

Input-Output (IO) Modelle bilden den Fluss der Warenströme in einem Wirtschaftssystem von der Güterproduktion bis zur Endverwendung ab, wobei direkte und indirekte Effekte erfasst werden. Dabei kann eine Unterscheidung der Endverwendung in Konsum, Investition und Export vorgenom-

men werden (Statistisches Bundesamt 2010). Regionale Input-Output Tabellen (RIOT) können durch bestimmte Kalkulationsverfahren von nationalen Tabellen abgeleitet, oder durch extensive Datenerhebungen konstruiert werden. Ein Vorteil von IO-Modellen liegt darin, dass alle Interaktionen in einem Wirtschaftsraum (inklusive direkter und indirekter Effekte; vgl. dazu Kapitel 2.2) abgebildet werden können. Ein Nachteil ist, z.B. bei Verwendung einer ungenügend unterteilten nationalen IO-Tabelle, die Betrachtung der Branchen auf relativ hohem Aggregationsniveau. So verfügen die meisten nationalen Statistiken nicht über eine Abgrenzung von Wirtschaftsaktivitäten im Bereich Erneuerbarer Energien, wobei z.B. die Herstellung von Windenergieanlagen dem Maschinenbau zugeordnet wird. Dies impliziert eine aggregierte Vorleistungsstruktur, wobei die Vorleistungen im Gesamtmaschinenbau im Einzelfall von der spezifischen Vorleistungsstruktur bspw. bei der Herstellung von Windenergieanlagen abweichen. Weitere Beschreibungen der Methode inklusive Vor- und Nachteile finden sich z.B. in Holub und Schnabl 1994 oder Miller und Blair 2009. Beispiele zur Verwendung von RIOT im Kontext Erneuerbarer Energien können DIW 2014b, Slattery et al. 2011 oder Bröcker et al. 2014 entnommen werden.

Bei der Analyse von Wertschöpfungsketten werden die Wertschöpfungsketten bestimmter EE-Technologien analysiert. Dabei werden die Kosten z.B. der Anlagenbetreiber für die Anlageninstallation als Umsätze der Installationsunternehmen bewertet. Diese können dann mithilfe branchenspezifischer Mittelwerte in Personalkosten, Unternehmensgewinne und Steuern übertragen werden. Die Materialkosten der Installationsbetriebe entsprechen dabei wieder den Umsätzen des Handels, welche wiederum ebenfalls aufgeteilt werden können. In einem weiteren Schritt können die Materialkosten des Großhandels auf die Umsätze der Hersteller der einzelnen Anlagenkomponenten übertragen werden usw. Der Vorteil dieses Ansatzes liegt in seiner feingliedrigen Unterteilung, sodass einzelne Aktivitäten sehr genau abgegrenzt werden können. Ein Nachteil liegt in der Informationsfülle über Kostenstrukturen, die benötigt werden, um eine hinreichende Analyse durchzuführen. Weiterhin sind die Anteile regionaler Akteure durch die unzureichende statistische Erfassung von EE-bezogenen Aktivitäten ebenfalls nur durch erheblichen Aufwand abzuschätzen. Beispiele zur Verwendung dieses Ansatzes finden sich z.B. in Hirschl et al. 2011, Hirschl et al. 2015 oder Finus et al. 2013.

Nach Abschätzung der jeweiligen Methoden im Hinblick auf ihre Vor- und Nachteile und Anwendung in der Städtereion Aachen, wurde eine Analyse von Wertschöpfungsketten als Untersuchungsmethode gewählt. Dies liegt darin begründet, da es vor allen Dingen Ziel der Analyse ist, kleinteilige, akteurspezifische Wertschöpfungspotenziale aufzuzeigen, wofür sich das Untersuchungsdesign gut verwenden lässt.

## 2.2 Definition der Wertschöpfung im Rahmen der Studie

Die Bruttowertschöpfung als Kenngröße der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung (VGR) kann durch die Entstehungs- und die Verteilungsrechnung ermittelt werden.

Nach der Entstehungsrechnung errechnet sich die Bruttowertschöpfung durch Subtraktion der empfangenen Vorleistungen vom Bruttoproduktionswert eines Wirtschaftsbereiches. Sie ist somit ein Maß für die durch einen Produktionsprozess generierte Wertsteigerung eines Gutes in diesem Wirtschaftsbereich. Dabei sind in der Bruttowertschöpfung zu Herstellungspreisen die erhaltenen Subventionen eines Gutes, nicht aber die darauf entfallenen Gütersteuern enthalten (Destatis 2016a).

Die Bruttowertschöpfung nach der Verteilungsrechnung ergibt sich in der volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung aus der Addition ihrer einzelnen Bestandteile; den Arbeitnehmerentgelten, den sonstigen Produktionsabgaben (d.h. Steuern, die von einem Unternehmen unabhängig von der Menge hergestellter und abgesetzter Güter zu entrichten sind, wie z.B. Grundsteuern) abzüglich sonstiger Subventionen, Abschreibungen und Nettobetriebsüberschüsse (Statistisches Bundesamt 2010). Das in der Praxis ebenfalls verwendete Konzept der Nettowertschöpfung ergibt sich nach Abzug der Abschreibungen von der Bruttowertschöpfung.

Diese beiden Berechnungsmethoden sind betriebswirtschaftlich ebenfalls auf die Ebene einzelner Unternehmen übertragbar. So lässt sich, falls auf Unternehmensbasis keine explizite Wertschöpfungsrechnung erstellt wurde, diese anhand von im Gesamtkostenverfahren erstellten Unternehmensbilanzen näherungsweise bestimmen. Die Genauigkeit der Bestimmung hängt davon ab, inwieweit einzelne Positionen, wie Vorleistungen, von anderen Positionen abgegrenzt werden. Im Fall der in der Studie verwendeten Daten (Deutsche Bundesbank o.J.b) ist dies nicht eindeutig bestimmbar, da in der Position ‚übrige Aufwendungen‘, neben klassischen Vorleistungen wie Roh-Hilfs- und – Betriebsstoffe auch vorleistungsfremde Posten wie z.B. Reiseaufwendungen mit einbezogen werden (Statistisches Bundesamt 2007).

Um die ermittelten Kenngrößen den Bedürfnissen der Adressaten der Studie anzupassen, die unter anderem aus Unternehmerschaft, Verbänden und Kammern bestehen, welche mit betriebswirtschaftlichen Bilanzen in der Regel vertrauter als mit den Konzepten der VGR sind, wird die Bewertung von Wertschöpfung- und Wertschöpfungspotenzialen auf Grundlage von Unternehmensbilanzen vorgenommen. Ein Vergleich der Berechnung der Bruttowertschöpfung auf Unternehmensbasis mit der Bruttowertschöpfung als Bestandteil der volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung ist dabei nur eingeschränkt möglich, da methodisch-konzeptionelle Unterschiede vorliegen. So umfasst bspw. der Posten Abschreibungen in der VGR den Werteverlust einzelner Positionen in Bezug zur tatsächlichen Nutzungsdauer (Schwarz 2008), währenddessen in der im Rahmen der Studie verwendeten Statistik der Deutschen Bundesbank unter diesem Posten auch steuerlich begünstigte Sonderabschreibungen berücksichtigt werden (Deutsche Bundesbank o.J.b). Dies macht die Studie zwar mit regionalökonomischen Analysen, die auf der Grundlage der VGR beruhen, nur eingeschränkt vergleichbar, ist jedoch für die Adressaten der Studie greifbarer.

Bei der Ermittlung von gesamtwirtschaftlichen Wirkungen, die durch die Nachfrage nach einem Gut ausgelöst werden, unterscheidet man ferner zwischen direkten, indirekten und induzierten Effekten. Dabei erfassen die direkten Effekte die z.B. innerhalb einer Branche generierte Bruttowertschöpfung, Beschäftigung oder öffentliche Einnahmen. Die indirekten Effekte sind die Effekte, die sich durch Nachfrage der gleichen Branche nach Produkten und Dienstleistungen von Zulieferern ergeben, wodurch bei den Zulieferern ebenfalls Bruttowertschöpfung, Beschäftigung oder öffentliche Einnahmen erzeugt werden. Die damit weiterhin ausgelösten Nachfrageimpulse auf vorgelagerte Branchen der Zulieferer und auf deren Zulieferer werden soweit mit einbezogen, bis alle bestehenden Vorleistungsverflechtungen vollständig erfasst sind (RWI 2011). Die direkt und indirekt generierten Einkommen haben eine zusätzliche Nachfrage nach Gütern und Dienstleistungen zur Folge (z.B. Verausgabung der Einkommen im Einzelhandel), deren Wirkung als induzierter Effekt definiert ist.

In der vorliegenden Studie werden alle Effekte als direkt bezeichnet, die im Bereich der Herstellung von Anlagen und –komponenten (in der Studie vernachlässigt), der Anlageninstallation und des Anlagenbetriebs einen klaren Bezug zur EE-Branche aufweisen. Die Effekte werden dabei bis zu dem Punkt erfasst, wo noch ein klarer Bezug zu EE-Technologien hergestellt werden kann. Das bedeutet, dass bei Einbezug der Komponentenherstellung für EE-Anlagen ein Vorprodukt, wie bspw. ein Rotorblatt, als Vorprodukt zur Herstellung einer Windenergieanlage, erfasst würde, nicht aber die zur Produktion des Rotorblattes verwendeten, ggf. anderweitig nutzbaren Vorleistungen wie Schrauben, da diese keinen eindeutigen Bezug zur Herstellung des Rotorblattes aufweisen. Nicht eindeutig der EE-Branche zuordnungsbarer Vorleistungen werden als indirekte Effekte klassifiziert. Damit folgt die Studie den von der Mehrzahl der Veröffentlichungen im Themenfeld gewählten Definition direkter und indirekter Effekte der EE-Branche (vgl. dazu z.B. DIW 2014a, Hirschl et. al 2015). Dennoch können Abgrenzungen zwischen direkten und indirekten Effekten in einzelnen Studien ggf. variieren. So wird z.B. in einer vom BMVBS herausgegeben Studie die Erzeugung Erneuerbarer Energie als direkter Effekt und alle weiteren Effekte wie bspw. die Anlagenwartung als indirekte Effekte klassifiziert (BMVBS 2011). Aus diesem Grund ist eine vergleichende Betrachtung direkter und indirekter Effekte in unterschiedlichen Studien nur bedingt möglich. Indirekte und induzierte Effekte werden in der vorliegenden Studie nicht erfasst, da der Fokus auf einer Betrachtung der EE-Branche liegt.

Im Folgenden werden daher lediglich die als regionalökonomisch relevant erachteten Positionen der direkten Nettowertschöpfung bestimmt. Dies sind die monetären Rückflüsse in die Region, die sich aus den regionalen Anteilen an Unternehmensgewinnen nach Steuern, der Nettobeschäftigteneinkommen beteiligter regionaler Unternehmen und den Anteilen der Kommunen an Steuern vom Einkommen und Ertrag ergeben. Alle in der Studie aufgeführten Geldeinheiten sind dabei in Euro (€) dargestellt.

In Abbildung 3 werden die Komponenten der Wertschöpfung veranschaulicht. Dies entspricht der Definition von Wertschöpfung in vergleichbaren Studien wie bspw. Hirschl et al. 2010 und Bröcker et al. 2014.

$$\text{Regionale Wertschöpfung} = \sum \begin{array}{l} \text{Regionale Unternehmensgewinne n. Steuern} \\ \text{Nettoeinkommen der Beschäftigten regionaler Unternehmen} \\ \text{Regionale (d.h. kommunal erhobene) Steuern} \end{array}$$

**Abbildung 3:** Komponenten der Wertschöpfung in der vorliegenden Studie (Quelle: eigene Darstellung)

### 2.3 Methodik zur Erfassung der regionalen Wertschöpfung und Beschäftigung

Die folgenden Unterkapitel beschreiben das Vorgehen zur Bestimmung der Wertschöpfung, welche durch die Installation und den Betrieb von EE-Erzeugungsanlagen in der Region generiert wird. Dabei werden die ökonomischen Effekte des Anlagenbetriebs im eigentlichen Sinne (i.e.S.; d.h. der EE-Stromerzeugung) technologiespezifisch (vgl. Kapitel 3 und Kapitel 4) betrachtet und sind nur in Bezug auf Betreiberunternehmenssteuern und Beschäftigungseffekte Gegenstand der folgenden Erläuterungen. Nachfolgend werden im ersten Kapitel (2.3.1) die Ermittlung der Unternehmensgewinne vor Steuern und die Entgelte der Beschäftigten dargestellt. In einem zweiten Kapitel (2.3.2) wird die Berechnung der jeweiligen Steuern und deren regionale Anteile erläutert. Somit kann nach Subtraktion der Steuern und Abgaben von Unternehmensgewinnen und Arbeitnehmerentgelten, unter Einbezug des kommunalen Anteils der Steuern, die Wertschöpfung bestimmt werden. Diese Wertschöpfung ist nun jedoch noch mit den Anteilen regionaler Unternehmen abzugleichen, um deren regionalen Anteil zu bestimmen (Kapitel 2.3.3). Zusätzlich dazu wird die Bestimmung der Beschäftigungswirkungen vorgenommen. Bei der Berechnung der Wertschöpfung werden ausschließlich die regionalwirtschaftlich bedeutsamen Effekte ermittelt, die von Anlagen, welche ab 2014 installiert werden, ausgelöst werden. Anlagen, welche vor 2014 installiert wurden, werden dabei vernachlässigt, da es in der Studie vor allem die zusätzliche, d.h. durch Neuanlagen ausgelöste Wertschöpfung abzuschätzen gilt. Die durch bestehende Anlagen ausgelösten Effekte der Installation liegen bereits in der Vergangenheit. Ebenso wird davon ausgegangen, dass die durch den Anlagenbetrieb ausgelösten Effekte von regionalen Akteuren ebenfalls abschätzbar sind, da bestehende Pacht- und ggf. Wartungsverträge mit den jeweiligen Akteuren bestehen, die für diese ein Mindestmaß an Planungssicherheit darstellen. Ein unbekannter Faktor stellt jedoch die zusätzlich erwartbare Wertschöpfung dar, die von den im Basisjahr installierten Anlagen generiert wird (vgl. Kapitel 3 und 4). Das im Folgenden beschriebene

ne Vorgehen zur Ermittlung von Wertschöpfungseffekten entspricht im Wesentlichen dem von Hirschl et al. 2010, Finus et al. 2013 und BMVBS 2011 verfolgten Ansatz zur Bestimmung dieser Kennzahlen, wobei z.T. abweichende Quellen genutzt wurden und Rechenschritte im Einzelfall abweichen können.

### 2.3.1 Bestimmung von Unternehmensgewinnen und Arbeitsentgelten vor Steuern

Der Betrieb von EE-Erzeugungsanlagen führt zur Nachfrage nach technologiespezifischen Gütern- und Dienstleistungen im Zuge der Anlagenherstellung, -installation und des -betriebs, die zum Teil durch Unternehmen innerhalb der Region gedeckt werden kann. Dabei erfolgt die Bestimmung des Anteils regionaler Unternehmen in den einzelnen Stufen der Wertschöpfungsketten aufgrund der nach Erzeugungstechnologie unterschiedlichen Anforderungen spezifisch (vgl. Kapitel 3.1 zur PV und Kapitel 4.1 zur Windenergie).

Die durch Anlagenherstellung generierte Wertschöpfung kann dabei in der Analyse vernachlässigt werden. Dies ist dem Umstand geschuldet, dass im Bereich der untersuchten Technologien die erforderlichen Komponenten von z.T. internationalen Zulieferern bezogen werden, deren Lieferverflechtungen nur unzureichend abgebildet werden können. Es ist einerseits zwar möglich, dass ein Hersteller in der Städteregion Aachen Komponenten herstellt, die schließlich in den installierten Anlagen der Städteregion Aachen eingebaut werden. Andererseits ist die Zuordnung dieser Komponenten generell schwierig, da ebenso Komponenten verwendet werden könnten, die nicht in der Städteregion Aachen produziert wurden. Zudem ist durch eine ausgeprägte Dynamik in einzelnen Branchensektoren nicht sicher, ob alle erfassten produzierenden Unternehmen über die Dauer der gesamten Betrachtung von 2014-2030 in der Region ansässig sind (vgl. z.B. zur PV Dewald und Fromhold-Eisebith 2015). Aus diesem Grunde wird auf die Darstellung der Wirkungen durch produzierende Unternehmen der EE-Branche bewusst verzichtet.

Die Bestimmung der relevanten Bestandteile der Wertschöpfung durch den Betrieb von EE-Anlagen in der Region erfolgt durch eine Aufstellung der nach Technologie spezifischen jeweiligen Aufwendungen und Erträge. Dabei werden im Wertschöpfungskettenansatz, der der Studie zu Grunde liegt, die Anlageninstallation und der Anlagenbetrieb als Ausgangspunkt zur Bestimmung weiterer in der Region erzeugter Wertschöpfungseffekte angesetzt. Die Kosten von z.B. der Montage einer EE-Anlage entsprechen dabei den Umsätzen des mit der Montage betrauten Unternehmens. Die Materialkosten dieses Unternehmens entsprechen unter der Annahme, dass Materialkosten ohne Aufschlag an den Kunden weitergereicht werden, wiederum den Umsätzen der Zulieferer der Unternehmen. Aus den Umsätzen der regionalen Unternehmen lassen sich anhand branchenspezifischer Mittelwerte aus der Tabelle ‚Hochgerechnete Angaben aus Jahresabschlüssen deutscher Unternehmen‘ (vgl. Deutsche Bundesbank o.J.b), die als regionalwirtschaftlich bedeutsam definierten Kennzahlen Unternehmensgewinne, Steuern und Mitarbeiterereinkommen errechnen.

Konkret werden unter Verwendung der Bilanzkennzahlen, welche nach dem Gesamtkostenverfahren ermittelte branchenspezifische Erfolgsrechnungen nach prozentualen Verhältniszahlen beinhalten, die Positionen Arbeitsentgelte und Unternehmenserträge vor Steuern als von der Gesamtleistung (d.h. Umsatz und Bestandsveränderung an Erzeugnissen) abhängige Größen ausgewiesen. Dabei wird ein über den gesamten Erfassungszeitraum (1997-2013) gebildeter Mittelwert genutzt, um Konjunkturschwankungen weitestgehend zu bereinigen.

Zusätzlich sind dazu eine Reihe von Annahmen notwendig, welche im Folgenden erläutert werden. Zunächst wird definiert, dass die Gesamtbilanz der Aufwendungen und Erträge einer Branche ausschließlich von der Gesamtleistung (bestehend aus Umsatz und Bestandsveränderung an Erzeugnissen) der Branche abhängig ist. Zudem wird angenommen, dass sich die Anteile der von der Gesamtleistung abhängigen Erträge und Aufwendungen proportional zur Höhe der Gesamtleistung verhalten, sodass bei Generierung einer Einheit der Gesamtleistung die gleichen verhältnismäßigen Anteile von Aufwendungen und Erträgen generiert werden, wie zur Generierung aller Einheiten der Gesamtleistung. Dies bedeutet, dass bspw. der Anteil der Gesamtmaterialekosten der sich auf alle Güter beziehenden Gesamtleistung im Durchschnitt gleich des Anteils der Materialekosten der sich auf ein Gut beziehenden Gesamtleistung ist. Weiterhin wird davon ausgegangen, dass die ausgewiesenen Aufwendungen in gleichem Verhältnis zur Generierung des Umsatzes wie auch zu der Bestandsveränderung dienen, sodass die anteiligen Aufwendungen zur Generierung einer Einheit des Umsatzes den anteiligen Aufwendungen zur Generierung einer Einheit der Gesamtleistung entsprechen.

Der Posten Personalaufwendungen enthält in der zur Berechnung verwendeten Tabelle (Deutsche Bundesbank o.J.b), neben den Löhnen und Gehältern, Aufwendungen für Altersvorsorge und Unterstützung, wobei neben Arbeitgeberanteilen zur Sozialversicherung unter anderem freiwillige soziale Aufwendungen usw. enthalten sind. Die über die Sozialabgaben hinausgehenden Posten werden vernachlässigt, sodass lediglich die Arbeitnehmerentgelte (bestehend aus Löhnen bzw. Gehältern und Sozialabgaben) mit einbezogen werden. Somit sind zur Bestimmung der Nettolöhne der Arbeitnehmer aus den Arbeitnehmerentgelten lediglich die Steuern und Abgaben abzuziehen (vgl. Kapitel 2.3.2).

Der Posten Materialekosten enthält Vorleistungen, die sich neben Rohstoffen auch aus Hilfs- (z.B. Schrauben), Betriebsmitteln (z.B. Schmierstoffe) und weiteren Aufwendungen (z.B. für Energie) zusammensetzen. Die Materialekosten werden im verfolgten Ansatz als Kosten für relevante (d.h. zu EE in Bezug stehende) Vorprodukte definiert, sodass lediglich Ausgaben für Rohstoffe berücksichtigt werden. Dabei wird davon ausgegangen, dass die Materialekosten ohne Aufschlag an den Kunden weitergereicht werden, sodass diese in gleicher Höhe sowohl unter den Aufwendungen wie auch in der Gesamtleistung verbucht sind. Sind die Materialekosten eines Gutes (z.B. der Preis für einen Wechselrichter als Teil einer PV-Anlage der durch einen Elektrofachbetrieb installiert wird) bekannt, so werden diese sowohl von den Aufwendungen als auch von der Gesamtleistung abgezogen (vgl. Tabelle 1). Grund dafür ist, dass die in den Bilanzstatistiken verwendeten Werte lediglich Mittelwerte darstellen und nicht den exakten Wert eines Gutes. Da die Materialekosten in den Annahmen der

Studie ohne Aufschlag an die vorgelagerte Wirtschaftseinheit weitergegeben werden ist dieses Vorgehen möglich. Sind die Produktions- bzw., Materialkosten eines Gutes wie z.B. der Werkspreis für einen Wechselrichter als Teil einer PV-Anlage der von einem Großhändler verkauft wird, unbekannt, so entsprechen diese den mittleren Materialkosten der jeweiligen Wertschöpfungsstufe (in diesem Falle den mittleren Materialkosten des Großhandels für den Kauf des Wechselrichters beim Hersteller). Der Einkaufspreis für den Großhändler wird in diesem Fall über die in der Bilanz ausgewiesenen branchenspezifischen Mittelwerte (vgl. Tabelle 2) bestimmt.

In der Bilanzstatistik sind zusätzlich neben den aufgeführten Posten auch Erträge aus Zinsen und übrige Erträge (z.B. Zuschreibungen beim Anlagevermögen) aufgeführt. Diese werden ebenso wie übrige Aufwendungen, Zinsaufwendungen und Betriebssteuern (exklusive Verbrauchsteuern) bei der Bestimmung der Unternehmensgewinne mitberücksichtigt. Bei den Betriebssteuern handelt es sich laut Definition um Verbrauch- und sonstige Steuern wie z.B. die Grund- und Kfz-Steuer. Da in den betrachteten Gütern mit EE-Bezug Verbrauchsteuern nicht enthalten sind, werden diese sowohl in der Erfolgsrechnung von den Aufwendungen als auch vom Umsatz (in welchem sie enthalten sind) abgezogen. Die kommunalen Anteile der sonstigen Steuern werden dabei nicht berücksichtigt, da ihre Höhe nicht aus der verwendeten Tabelle hervorgeht. Die in die Analyse eingehenden kommunalen Anteile an Unternehmenssteuern sind ausnahmslos Gewinnsteuern, deren Ermittlung in Kapitel 2.3.2 beschrieben wird.

Das in den Bilanzstatistiken ausgewiesene verhältnismäßige Jahresergebnis vor Gewinnsteuern der einzelnen Branchen entspricht den Unternehmensgewinnen der Branchen vor Gewinnsteuern in Bezug zu einer Einheit der Gesamtleistung. Darin enthalten sind die Entnahmen der Anteilseigner sowie die im Unternehmen einbehaltenen Gewinne (Thesaurierung). Da der entnommene Anteil der Unternehmensanteilseigner nicht bekannt ist, wird der Unternehmensgewinn nach Abzug der Gewinnsteuern (Kapitel 2.3.2) nicht weiter betrachtet und entspricht den Unternehmensgewinnen als definierter Komponente der Wertschöpfung. Wäre die genaue Höhe der entnommenen Erträge bekannt, so entfielen auf diese wiederum Steuern, die teilweise (z.B. im Falle von Abgeltungs- und Einkommenssteuer) wieder in die Kommune zurückfließen. Aus diesem Grund werden durch die verwendete Methodik die letztendlichen Unternehmensgewinne durch Nicht-Betrachtung der auf die Entnahme entfallenden Steuern überschätzt und die kommunalen Anteile an Steuern unterschätzt.

Die Bilanzkennzahlen von Kreditinstituten werden aus einer weiteren Veröffentlichung der Deutschen Bundesbank entnommen, welche Gewinn- und Verlustrechnungen von Kreditinstituten beinhaltet (Deutsche Bundesbank o.J.a). In dieser Statistik werden die Zinserträge der Banken aufgeführt, wobei diese, unter der Vernachlässigung des Eigenhandels, als Zinserträge aus dem Kreditgeschäft der Banken definiert werden. Dabei ist es möglich, die Arbeitsentgelte und Unternehmenserträge vor Steuern als Anteile an den Zinserträgen zu berechnen. Zusätzlich wird für diese Unternehmenskennzahlen ein Mittelwert für den Zeitraum von 1999-2014 gebildet, um konjunkturelle Schwankungen auszugleichen. Als Referenzbeispiel für ein regionales Kreditunternehmen werden die Sparkassen gewählt, welche von BMVBS 2011 unter anderem auch aufgeführt werden.

Dieses Verfahren eignet sich zur Abschätzung gesamtreionalwirtschaftlicher Wirkungen der durch Investitionen und den Betrieb von EE-Anlagen ausgelösten Nachfrage nach spezifischen Gütern und Dienstleistungen, nicht jedoch zur Bewertung der möglichen Gewinne eines spezifischen Unternehmens, da die in der verwendeten Tabelle betrachteten Mittelwerte aus Ertrags- und Aufwendungsanteilen stark vom den spezifischen Ertrags- und Aufwendungsanteilen eines Unternehmens abweichen können. Die folgende Tabelle 1 verweist dabei auf die ermittelten Bilanzkennzahlen exklusive des Materialaufwands aller in der Analyse betrachteten übergeordneten Branchen.

**Tabelle 1:** Durchschnittlicher Personalaufwand und Ertrag vor Gewinnsteuern als Anteil des Umsatzes exklusive des Materialaufwands nach Branchen

Branchen und Erfassungszeitraum	Personalaufwand (in %)	Jahresergebnis vor Gewinnsteuern (in %)
Bau (1997-2013)	60,4	8,3
Energieversorgung (1997-2013)	33,8	22,8
Großhandel (1997-2013)	41,8	13,3
Unternehmensdienstleistungen (1997-2013)	54,0	12,0
Verkehr und Lagerei (1997-2013)	51,4	5,1

(Quelle: eigene Berechnung nach Deutsche Bundesbank o.J.b)

Für die Fälle, in denen die spezifischen Materialkosten der Wertschöpfungsaktivität unbekannt sind, wird Tabelle 2 verwendet.

**Tabelle 2:** Durchschnittlicher Personalaufwand und Ertrag vor Gewinnsteuern als Anteil des Umsatzes inklusive des Materialaufwands nach Branchen

Branchen und Erfassungszeitraum	Personalaufwand (in %)	Jahresergebnis vor Gewinnsteuern (in %)
Bau (1997-2013)	28,7	3,9
Energieversorgung (1997-2013)	9,4	6,0
Großhandel (1997-2013)	7,1	2,2
Unternehmensdienstleistungen (1997-2013)	35,4	7,9
Verkehr und Lagerei (1997-2013)	26,6	2,6

(Quelle: eigene Berechnung nach Deutsche Bundesbank o.J.b)

Für Kreditinstitute wurden am Beispiel der Sparkassen für den Zeitraum von 1999-2014 ein mittlerer Personalaufwand von 25,2 % und ein Unternehmensertrag vor Gewinnsteuern von 12,9 % als Anteil am Umsatz aus dem Kreditgeschäft ermittelt.

In einem nächsten Schritt wurden die in den jeweiligen Technologien vorhandenen Arbeitsschritte in Anlageninstallation und -betrieb den verfügbaren Branchen nach Tabellen 1 und 2 zugeordnet, was in der folgenden Tabelle (3) dargestellt wird. Dabei beinhaltet diese auch Wertschöpfungsaktivitäten, die in der Städteregion Aachen nicht durch regionale Unternehmen durchgeführt werden können (vgl. Kapitel 2.3.3) und dient gleichsam einer Übersicht möglicher Wertschöpfungsaktivitäten in den einzelnen Technologien. Der Begriff der Anlageninstallation im eigentlichen Sinne (i.e.S.) bezeichnet dabei die Montage einer Anlage. Unter Anlagenbetrieb i.e.S. wird darüber hinaus die Stromerzeugung durch eine EE-Anlage verstanden, wobei beide Aktivitäten damit von den in der Studie verwendeten übergeordneten Kategorien ‚Anlageninstallation‘ und ‚Anlagenbetrieb‘ abgegrenzt werden.

**Tabelle 3:** Zuordnung der Aktivitäten innerhalb der Wertschöpfungsanalyse nach Branchen und Technologien\*

Branche	Photovoltaik	Windenergie
Bau	Infrastruktur, Anlageninstallation i.e.S, Anlagenwartung und -instandhaltung	Fundament und Erschließung, Anlageninstallation i.e.S., Anlagenwartung und -instandhaltung, Anlagenrückbau
Energieversorgung	Netzanschluss, Zählervermietung, Anlagenbetrieb i.e.S.	Netzanschluss, Anlagenbetrieb i.e.S.
Großhandel	Komponentenverkauf, Verkauf Wartungs- und Instandhaltungsmaterial, Verkauf von Infrastrukturmaterial	-
Unternehmensdienstleistung	Planung, Versicherung, Steuerberatung, Unternehmensgründung	Planung, Versicherungen, Steuerberatung, Unternehmensgründung
Verkehr und Lagerei	-	Anlagentransport

\*Kennzahlen der Finanzinstitute wurden gesondert berechnet; der Anlagenbetrieb i.e.S. wurde nur zur Bestimmung der steuerlichen Wirkungen der Beschäftigten der EE-Anlagenbetreiberunternehmen zur Energieversorgung hinzugefügt (Quelle: eigene Darstellung)

### 2.3.2 Bestimmung der Steuern und Abgaben

Durch Abzug der im Folgenden erläuterten Steuern von den im vorherigen Schritt bestimmten Arbeitnehmerentgelten der Beschäftigten und Unternehmensgewinnen vor Steuern (vgl. Kapitel 2.3.1) können die Unternehmensgewinne nach Steuern, die Nettoeinkommen der Beschäftigten und die kommunalen Anteile der Steuern ermittelt werden.

Grundsätzlich wird von gleichbleibenden Steuersätzen im gesamten Zeitraum 2014-2050 (vgl. Kapitel 3-6) ausgegangen. Da es sich bei der Untersuchungsregion um einen Kommunalverband handelt, welcher im Gegensatz zu anderen Gebietskörperschaften keinen festen Anteil an im Folgenden erläuterten Steueraufkommen erhält, sind jeweils nur die kommunalen Anteile der Steuern für die Ermittlung der Steuereinnahmen der Kommunen bedeutsam.

### **Einkommenssteuer**

Die Einkommenssteuer (ESt) ist in der vorliegenden Studie von Arbeitnehmern der EE-Branchen, Verpächtern von Flächen für EE-Anlagen und Anlagenbetreibern zu entrichten, die ihre EE-Anlage als Einzelunternehmer oder Anteilseigner an einer Personengesellschaft betreiben. Wird die Anlage bspw. als GmbH & Co. KG betrieben, so wird vereinfacht angenommen, dass eine Besteuerung der Gewinnausschüttungen der Anteilseigner nicht über die Abgeltungssteuer vorgenommen wird. Die Besteuerung über die Abgeltungssteuer würde die Steuerlast der Anteilseigner in Bezug zur im Folgenden erläuterten Erfassungsmethodik zwar verringern, die Steuerannahmen aber komplexer gestalten, sodass sie vernachlässigt wird. Eine Thesaurierung der Gewinne findet im Bereich des Anlagenbetriebs i.e.S. im Unterschied zur Betrachtung der übrigen Unternehmensgewinne nicht statt.

Die Berechnung der Höhe der Einkommenssteuer erfolgt für Verpächter, Betreiber bzw. Anteilseigner von EE-Anlagen und Beschäftigten der EE-Branchen unterschiedlich. Bei Betreibern bzw. Anteilseignern von PV-Anlagen sowie bei Verpächtern von Flächen für EE-Anlagen wird davon ausgegangen, dass diese neben dem Betrieb von EE-Anlagen und der Verpachtung noch weitere berufliche Tätigkeiten ausüben und dass die Personengruppe über ein zu versteuerndes Einkommen von über 54.000 € jährlich verfügt. Alle zusätzlichen Einkommen sind mit dem einheitlichen Grenzsteuersatz von 42 %<sup>2</sup> zu versteuern (Bundesministerium der Finanzen 2016). Eine Besteuerung der Anlageneigentümer mit dem Grenzsteuersatz entspricht auch dem Vorgehen in einer vergleichbaren Studie (BMVBS 2011). Zusätzlich sind 5,5 % Solidaritätszuschlag (Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz o.J.b) als Anteil an der zu entrichtenden Einkommenssteuer zu berücksichtigen. Die Kirchensteuer wird in der Analyse vernachlässigt, wobei im vorliegenden Fall für Nordrhein-Westfalen ein Kirchensteuersatz von 9 % anzunehmen wäre (EKD o.J.).

Die Ermittlung der Steuer- und Abgabenlast von Arbeitnehmern im Bereich der Installation und des Betriebs von EE-Anlagen erfolgt unter Verwendung von branchenspezifischen Durchschnittsverdienstsätzen der mit der Aktivität betrauten Berufsgruppen (Destatis 2016b) (vgl. Tabelle 3). So kann

---

<sup>2</sup> Dies bezieht sich auf die Situation Anfang 2016. Sollte der Grenzsteuersatz zukünftig erst bei höheren Einkommen zu entrichten sein, wird dennoch davon ausgegangen, dass das Einkommen der Betreiber so hoch ist, dass eine Besteuerung zusätzlichen Einkommens in Höhe des Grenzsteuersatzes erfolgt.

sowohl der Nettolohn als auch der Anteil der Einkommenssteuer aus den Personalkosten errechnet werden. Der auf die Kommunen entfallende Anteil an der Einkommenssteuer beträgt 15 % (Bundesministerium der Finanzen o.J.; vgl. dazu auch Tabelle 4). Es wird vereinfacht angenommen, dass alle Akteure ihren Wohnort in der Städteregion Aachen haben, sofern sich ihr Unternehmen dort befindet.

### **Körperschaftsteuer**

Die Körperschaftsteuer (KSt) entfällt auf den Ertrag von Kapitalgesellschaften und beträgt 15 %. Darüber hinaus wird auf den Betrag der Körperschaftsteuer 5,5 % Solidaritätszuschlag (Soli) erhoben. Handelt es sich bei dem zu betrachtenden Unternehmen um eine Mischform, z.B. GmbH & Co. KG, so ist die Körperschaftsteuer auf den Gewinnanteil der Kapitalgesellschaft (d.h. der GmbH) zu entrichten. Die Kommunen erhalten keinen Anteil an der erhobenen Körperschaftsteuer (Bundesministerium der Finanzen 2015). In der Analyse wird angenommen, dass es sich bei den mit dem Aufbau, der Installation und Wartung von EE-Anlagen betrauten Unternehmen um Kapitalgesellschaften handelt. Dies ist in der Analyse der im Geschäftsfeld EE aktiven Unternehmen (vgl. Kapitel 2.3.3) in der Städteregion Aachen zumeist der Fall.

### **Gewerbeertragssteuer**

Die Gewerbeertragssteuer (GewSt) entfällt, unabhängig von der Rechtsform, auf den Ertrag des jeweiligen Unternehmens. Ihre Berechnung erfolgt durch die Multiplikation des Gewerbeertrages mit der bundesweit einheitlichen Steuermesszahl (3,5 %) (Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz o.J.c), wodurch sich der Steuermessbetrag ergibt. Dieser ist wiederum mit dem gemeindefestem Gewerbesteuerhebesatz zu multiplizieren (Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz o.J.d). In der Studie wird der durchschnittliche Gewerbesteuerhebesatz in der Städteregion Aachen aus dem Jahr 2014 von 452 % verwendet (IT.NRW 2015b). Zusammenfassend wird deshalb für die Unternehmen die Gewerbesteuer in Höhe von 15,8 % des Unternehmensertrages festgelegt. Dabei ist zu beachten, dass für Einzelunternehmen und Personengesellschaften ein jährlicher Freibetrag von 24.500 € gilt, der vor Berechnung der Gewerbesteuerlast vom Unternehmensertrag abgezogen wird. Die in der Studie betrachteten, als Personengesellschaft geführten Energieerzeugungsunternehmen sind aus diesem Grund de Facto nur bedingt gewerbesteuerpflichtig. Für Kapitalunternehmen besteht dieser Freibetrag nicht (Bundesministerium für Justiz und für Verbraucherschutz (o.J.c).

Für Einzelunternehmen und Personengesellschaften ist zusätzlich eine Anrechnung der Gewerbesteuer auf die Einkommenssteuer möglich. Dabei verringert sich die anzulegende Einkommenssteuerschuld der Unternehmer um das 3,8 - fache des Steuermessbetrags (Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz o.J.e). Dies bedeutet, dass in Gemeinden mit Hebesätzen von bis zu 380 % eine vollständige Anrechnung der Gewerbesteuer auf die Einkommenssteuer möglich ist.

Bei der Berechnung der kommunalen Anteile an der Gewerbesteuer müssen noch anteilmäßige Abgaben an Bund und Länder in Form der Gewerbesteuerumlage berücksichtigt werden. Die Höhe der Gewerbesteuerumlage ergibt sich durch Addition der sogenannten Vervielfältiger (Normal-

Vervielfältiger des Bundes von 14,5 % und der Länder von 20,5 % zuzüglich der Erhöhung nach §6 Abs. 3 Gemeindefinanzreformgesetz und des Anteils der Länder von 29 % sowie der Erhöhung für die Abwicklung des Fonds Deutsche Einheit nach § 6 Abs. 5 Gemeindefinanzreformgesetz mit einem Anteil der Länder von 5 %, ergibt einen Gesamt-Vervielfältiger von 69 %) und der anschließenden Division des Gesamt-Vervielfältigers mit dem Gewerbesteuerhebesatz der Gemeinde (Ministeriums für Inneres und Kommunales des Landes Nordrhein-Westfalen 2014). An dieser Stelle wird wiederum der durchschnittliche Hebesatz aller Kommunen der Städteregion Aachen verwandt, sodass die Höhe der durch die Kommune abzuführenden Gewerbesteuerumlage 15,7 % beträgt und die restlichen 84,3 % der Gewerbeertragssteuer in der Kommune verbleiben.

### **Umsatzsteuer**

In der vorliegenden Studie wird angenommen, dass es sich bei den betrachteten Akteuren um Unternehmen handelt, die nicht von der ggf. möglichen Kleinunternehmerregelung nach §19 UStG (Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz o.J.f) Gebrauch machen. Aus diesem Grunde sind die Unternehmen vorsteuerabzugsberechtigt und können Güter und Dienstleistungen von anderen Unternehmen erwerben, ohne Umsatzsteuer zu entrichten (Dautzenberg o.J.).

Im Gegenzug müssen jedoch erbrachte Leistungen an Nichtunternehmer umsatzsteuerlich berücksichtigt werden. Das bedeutet, dass z.B. für die Lieferung von erzeugter Energie an Nichtunternehmer Umsatzsteuer in Höhe von 19 % erhoben und abgeführt werden muss. Dies betrifft konkret die Entnahme von Strom aus einer als Gewerbebetrieb klassifizierten PV-Anlage für den Privatverbrauch (vgl. Kapitel 3.1.) (Bayerisches Landesamt für Steuern 2015). Der kommunale Anteil an der Umsatzsteuer von 2,2 % (Bundesministerium der Finanzen 2016b) wird aufgrund seiner Geringfügigkeit in der Studie vernachlässigt.

Die folgende Tabelle 4 stellt die von den Unternehmen zu entrichtenden Steuern und deren kommunale Anteile noch einmal dar.

**Tabelle 4:** Besteuerung der Akteure und kommunale Steueranteile

Akteure	Einkommenssteuer	Gewerbesteuer	Körperschaftsteuer
Einzelunternehmen	42 % (zzgl. 5,5 % Soli)	15,8 % (Freibetrag von 24.500 € und Anrechnung auf ESt möglich)	-
Personengesellschaft	42 % (zzgl. 5,5% Soli)	15,8 %, (Freibetrag von 24.500 € und Anrechnung auf ESt möglich)	-
Kapitalgesellschaft	-	15,8 %	15 % (zzgl. 5,5% Soli)
Beschäftigte in Unternehmen	Individuell (vgl. Tab. 5)	-	-
Kommunaler Anteil	15 %	84 %	-

(Quelle: eigene Darstellung und Berechnung nach Bundesministerium der Finanzen 2015, Bundesministerium der Finanzen 2016, Bundesministerium der Finanzen o.J., Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz o.J.b, Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz o.J.c, Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz o.J.d, Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz o.J.e, IT.NRW 2015b, Ministeriums für Inneres und Kommunales des Landes Nordrhein-Westfalen 2014)

Die von den Beschäftigten der Unternehmen zu entrichtenden Steuern sind dabei von den jeweiligen Bruttogehältern der jeweiligen Branchen abhängig, welche mithilfe durchschnittlicher Arbeitnehmerverdienste (Destatis 2016b) bestimmt wurden. Dazu wurden die jeweiligen Steuerbelastungen mit dem Steuerrechner des Bundesministeriums für Finanzen bestimmt (Bundesministerium der Finanzen 2016a). Zusätzlich zu den Steuern sind die weiteren Abgaben (z.B. Krankenversicherung, Rentenversicherung) mit einzubeziehen, um die Nettoeinkommen der Beschäftigten zu bestimmen (vgl. Tabelle 5).

**Tabelle 5:** Arbeitnehmerverdienste und Einkommenssteueranteile nach Branchen 2014

Branche	Nettojahres- gehalt	Anteil Netto- verdienste am Arbeitnehmer- entgelt	Anteil Einkommens- steuer am Arbeitnehmer- entgelt	Anteil Kommu- nen (ESt) am Arbeitneh- merentgelt
Bau	23.962 €	53,7 %	13,2 %	2,0 %
Energieversorgung	35.345 €	47,2 %	19,3 %	2,9 %
wiss. techn. DL	33.330 €	48,5 %	18,1 %	2,7 %
Finanz und Versiche- rungs DL	37.437 €	46,0 %	20,4 %	3,0 %
Handel	26.821 €	52,2 %	14,6 %	2,1 %
Verkehr und Lagerei	24.040 €	53,6 %	13,2 %	2,0 %

(Quelle: eigene Berechnung nach Destatis 2016b, Bundesministerium der Finanzen 2016a, Bundesministerium der Finanzen o.J., Bundesministerium für Arbeit und Soziales 2015, Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz o.J.g-i)

Die Zuordnung der Komponenten der Wertschöpfungsanalysen zu den einzelnen Technologien erfolgt an dieser Stelle wie in Tabelle 3 dargestellt. Eine Ausnahme bildet die Branche wissenschaftlich- und technische Dienstleistungen, die im Gegensatz zur in Tabelle 1 und 2 dargestellten und vergleichbaren Kategorie ‚Unternehmensdienstleistungen‘ keine Versicherungsdienstleistungen enthält. Diese werden an dieser Stelle unter Finanz- und Versicherungsdienstleistungen mit einbezogen.

### 2.3.3 Bestimmung der Beschäftigungswirkungen und der regionalen Anteile

Die Bestimmung der Anzahl der Arbeitnehmer in den jeweiligen Wertschöpfungsaktivitäten erfolgt durch Division der für eine Wertschöpfungsaktivität bestimmten Nettoeinkommen mit den durchschnittlichen Jahresnettoeinkommen für Vollzeitbeschäftigte in den jeweiligen Branchen (vgl. Tabelle 5). Dies entspricht in abgewandelter Form dem Vorgehen von beispielsweise Finus et al. 2013. Die Einkommensstatistiken werden aus der Tabelle ‚Durchschnittliche Verdienste und Arbeitszeiten nach Wirtschaftsabschnitten 2014‘ (Destatis 2016b) entnommen.

Somit ist es möglich, die Anzahl der Arbeitnehmer in Personenjahren oder Vollzeitäquivalenten pro Jahr zu bestimmen. Dabei ist bei augenscheinlich geringen Beschäftigungswirkungen zu beachten, dass die Erfassung so erfolgt, als würden die Arbeitnehmer ihre gesamte Arbeitszeit zur Übernahme der erfassten Tätigkeiten aufwenden. In der Regel werden aber in den betrachteten Branchen auch andere Tätigkeiten übernommen, da die Tätigkeit mit Bezug zu EE teilweise nur ein spezifisches Geschäftsfeld der Unternehmen darstellt.

### **Bestimmung der regionalen Anteile der Wertschöpfung**

Um die regionalen Anteile der Wertschöpfung zu bestimmen ist es erforderlich, regional durchführbare Wertschöpfungsaktivitäten zu bestimmen. Dies bedeutet, dass eine Unternehmensanalyse im Geschäftsfeld Erneuerbarer Energien vorgenommen werden muss, um potenzielle Anteile regionaler Unternehmen auszuweisen. An dieser Stelle besteht die Herausforderung in der ungenügenden Erfassung von Unternehmen im Geschäftsfeld Erneuerbarer Energien. Diese sind sowohl in Branchenstatistiken, als auch in amtlichen Branchenverzeichnissen nicht gesondert aufgeführt. So werden beispielsweise Unternehmen, die PV-Anlageninstallationen durchführen unter der Branche Elektroinstallationen zusammengefasst (Destatis 2016c). Dabei sind nicht alle Unternehmen dieser statistisch erfassten Branche im Marktsegment PV-Anlageninstallation tätig.

Aus diesem Grunde wurde eine umfangreiche Unternehmensanalyse im Geschäftsfeld EE durchgeführt. Dazu wurden in einem ersten Schritt Unternehmen aus Branchen mit potenziellem Bezug zu EE (z.B. Elektroinstallationen) in der Städteregion Aachen identifiziert. Es wurden dabei diverse Branchenverzeichnisse genutzt (vgl. unter anderem IHK Aachen o.J., Heindl Server GmbH o.J.a, Cylex International S.N.C. o.J.).

Insgesamt umfasste die Liste in Frage kommender Unternehmen etwa 10.000 Einträge, welche in einem zweiten Schritt durch eine Desktoprecherche in Bezug auf den Tätigkeitsbereich EE untersucht wurden. Dabei ergab sich eine Liste von etwa 400 Unternehmen, die laut Eigenbeschreibung im Geschäftsbereich aktiv sind, wobei ebenfalls etwa 400 Unternehmen aufgrund der Homogenität der in der Branche angebotenen Leistungen (bspw. Solaranlageninstallation durch Sanitär-, Heizungs- und Klimaunternehmen) mit hoher Wahrscheinlichkeit ebenfalls im Geschäftsfeld EE tätig sind. Zusätzlich wurde mit Unterstützung der Aachener Wirtschaftsförderungsgesellschaft AGIT mbH eine Onlineunternehmensbefragung durchgeführt, um besonders von den Unternehmen, welche vermutlich dem Geschäftsbereich zuzuordnen sind, dies aber nicht explizit auf ihrer Webpräsenz erläutern, zu erfahren, ob jene im Geschäftsfeld tätig sind. Die Angaben aus den Befragungen stützten dabei vor allem bereits bekannte Informationen der vorgenommenen Branchenrecherche.

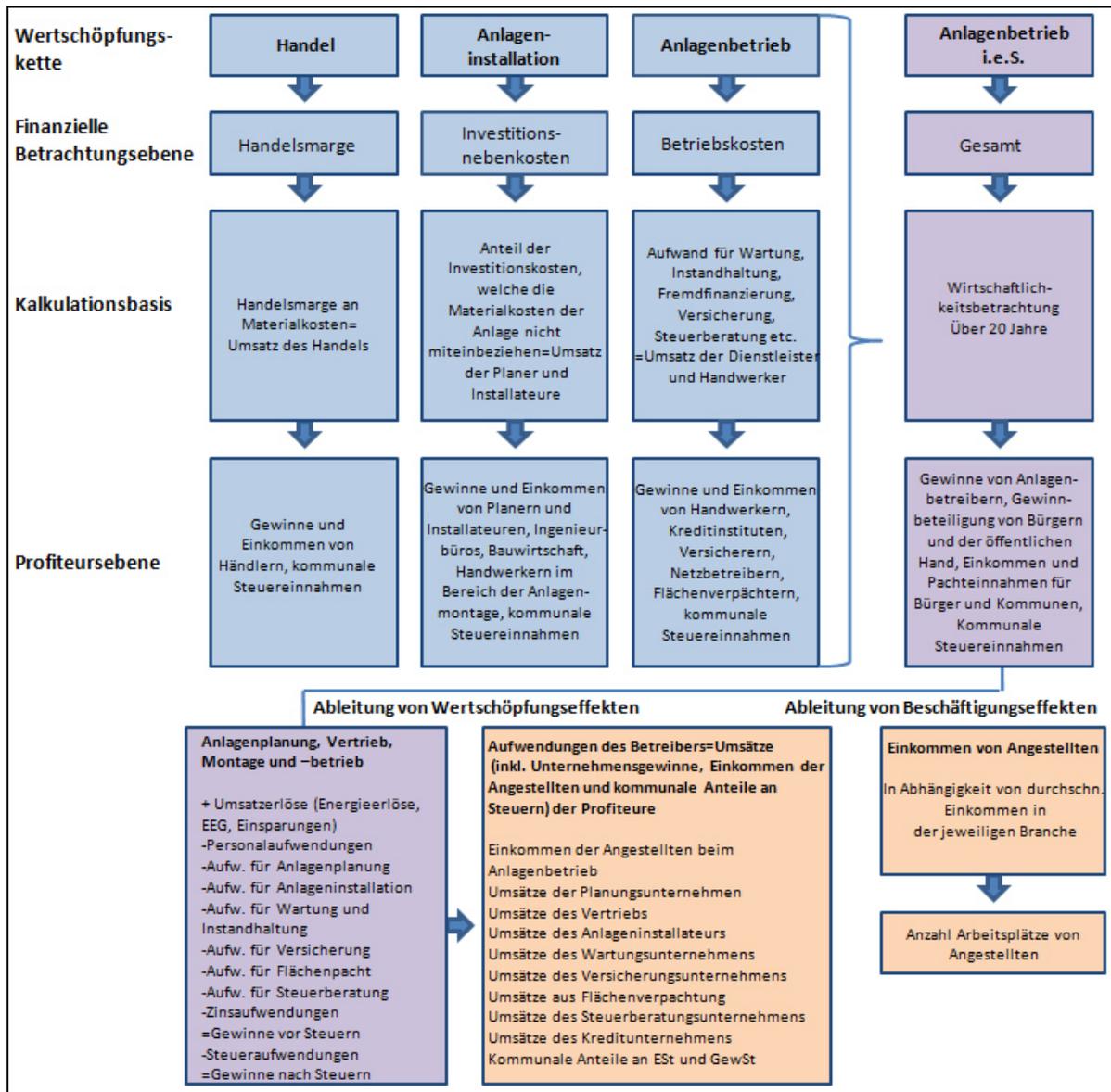
Mithilfe der Ergebnisse aus der Branchenrecherche und Befragung ist es möglich, das Arbeitskräftepotenzial der Branchen mit EE Bezug abzuschätzen. Übersteigt die abgeschätzte Mitarbeiteranzahl der Unternehmen in den einzelnen Wertschöpfungsaktivitäten das gesamte Beschäftigungspotenzial durch EE in 2014 so wird davon ausgegangen, dass diese Arbeitsschritte vollständig durch Unternehmen in der Städteregion Aachen durchgeführt werden können. Ausnahmen bilden dabei Wertschöpfungsschritte, die üblicherweise nicht immer von regionalen Unternehmen durchgeführt werden (vgl. Kapitel 3.1 und Kapitel 4.1). Bezüglich der Situation von 2014-2030 wird aufgrund der unzureichenden Informationen über zukünftige Beschäftigungszahlen vereinfacht davon ausgegangen, dass Wertschöpfungsschritte in der Städteregion durchgeführt werden können, wenn Unternehmen diese zum Zeitpunkt der Branchenanalyse anbieten.

Die regionalen Unternehmensanteile werden im Kapitel 3.1 für die Photovoltaik und in Kapitel 4.1 für die Windenergie aufgeführt.

### **Zusammenfassung der Methodik zur Ermittlung regionalökonomischer Effekte**

Wie in den vorherigen Abschnitten beschrieben lassen sich zunächst einmal die Unternehmensgewinne vor Steuern und die Arbeitsentgelte aus den Aktivitäten mit EE-Bezug bestimmen. Aus diesen Kennzahlen sind dann in einem weiteren Schritt die Steuern zu ermitteln, von denen gleichsam die kommunalen Anteile errechenbar sind.

Die Steuern (einschließlich ihrer kommunalen Anteile) sind weiterhin von den Unternehmensgewinnen vor Steuern abzuziehen, sodass die Unternehmensgewinne nach Steuern ausgewiesen werden können. Folgende Abbildung (4) verdeutlicht noch einmal die Methodik der Erfassung der Wertschöpfung in einer Übersicht. In den Analysen ist für die einzelnen Technologien auch die Ansässigkeit regionaler Unternehmen entscheidend, weshalb z.B. bei der Windenergie die in der Abbildung aufgeführten monetären Flüsse für Wartung und Instandhaltung außerhalb der Region verausgabt werden. Der Handel wird dabei in der Analyse zur Photovoltaik aus Übersichtsgründen jeweils den Wertschöpfungsketten Anlageninstallation (Kauf von Anlagenkomponenten und Baumaterial für Freiflächen) und Anlagenbetrieb (Kauf von Wartungs- und Instandhaltungsmaterial) zugeordnet und ist nur der Übersicht halber in der Abbildung getrennt aufgeführt. In der Analyse zur Windenergie wird er zudem aufgrund des speziellen Angebotszuschnitts für Komponenten von Windenergieanlagen nicht mit einbezogen. Die Ermittlung der Umsätze des Anlagenbetriebs erfolgt dabei technologiespezifisch und wird bei Betrachtung der Technologien genauer erläutert (vgl. Kapitel 3.1 und Kapitel 4.1).



**Abbildung 4:** Betrachtungsebenen zur Ermittlung von Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekten Erneuerbarer Energien (Quelle: Finus et al. 2013, verändert)

Insgesamt liegt der Vorteil des genutzten Untersuchungsdesigns darin, dass durch den nachfrageinduzierten Ansatz -in welchem Wertschöpfungseffekte konkreten Anlagen zugeordnet werden- keine Doppelzählungen auftreten und Effekte sehr genau bestimmt werden können. Zudem können ökonomische Effekte für einzelne Akteure dargestellt werden, sodass eine gewisse Planbarkeit der erwartbaren ökonomischen Effekte erreicht wird.

Ein Nachteil besteht in der Vernachlässigung der Exporteffekte aus der Region. So stellen in der Städteregion Aachen ansässige Unternehmen z.T. Komponenten für EE-Anlagen her, die in der Analyse nicht betrachtet werden. Die tatsächliche ökonomische Bedeutung des Geschäftsfeld Erneuerbare Energien, auch im Hinblick auf die in der Städteregion Aachen durchgeführten Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten (F&E), dürfte dabei noch um einiges höher anzusetzen sein als die in der Studie ausgewiesenen Effekte.

Weiterhin sind die Zulieferbeziehungen und Interaktionen mit anderen Regionen nicht bekannt. So wird mit einzelnen Ausnahmen davon ausgegangen, dass, wenn eine wirtschaftliche Aktivität aus der Region heraus erbracht werden kann, dafür auch ein regionales Unternehmen beauftragt wird und regionalgrenzüberschreitende Aktivitäten von Unternehmen sich im Mittel ausgleichen. Eine Unschärfe der Ergebnisse des Berechnungsmodells ergibt sich zudem aus der Verwendung der technologiespezifischen Annahmen (vgl. Kapitel 3.1 und 4.1), welche im Einzelfall von der Realität abweichen können.

#### **2.4 Methodik zur Erfassung der potenziellen zukünftigen Wertschöpfung in der Städteregion Aachen**

Die in Kapitel 2.3 beschriebenen Annahmen werden in einem nächsten Schritt auf die Situation von 2014-2030 übertragen. Dazu sind, neben Annahmen der zukünftigen Entwicklung der Installations- und Betriebskosten der einzelnen Technologien, ebenso Annahmen bezüglich des zukünftigen Energiemarktes zu treffen, welche neben der Entwicklung der zukünftigen Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)-Einspeisevergütungen, auch ökonomisch sinnvolle Geschäftsmodelle bei Nichteinspeisung bzw. bei potenziellem zukünftigen Wegfall der EEG-Vergütung mit einbeziehen (vgl. Kapitel 3.1 und 4.1).

Neben diesen Annahmen ist ebenso der zukünftige Ausbau der einzelnen EE-Technologien in der Städteregion Aachen abzuschätzen. Dazu wird in einem ersten Schritt das technisch (d.h. flächenmäßig) realisierbare Ausbaupotenzial für Anlagen der einzelnen Technologien ermittelt, welches den Rahmen für technisch mögliche Entwicklungen bietet.

In einem weiteren Schritt wird für den Untersuchungsraum ein mittlerer Ausbaupfad der einzelnen Technologien gewählt, der sich an einem möglichen bundesdeutschen Ausbaupfad orientiert. Der nationale Ausbaupfad wird dabei auf Basis des Netzentwicklungsplans unter Zugrundelegung des Szenarios B1 2025/B2 2025 und B1 2035/B2 2035, abgeschätzt. Das Szenario beruht auf den Annahmen eines Ausbaus Erneuerbarer Energien, welcher an den oberen Rand der politischen Ausbauziele angelehnt ist und eines erhöhten Anteils an Erdgaskraftwerken im Bereich nicht-Erneuerbarer Energieerzeugung (50Hertz Transmission GmbH et al. 2015).

Dabei werden, zur Bestimmung des Zubaus in der vorliegenden Studie, die im Szenario zukünftig installierten nationalen EE-Kapazitäten in Relation zum aktuellen nationalen Anlagenbestand gesetzt. Somit entspricht die zukünftige Nennleistung in Bezug zum Anlagenbestand dem verhältnismäßigen Anlagenzubau, wobei potenziell außer Betrieb genommene Anlagen vernachlässigt werden.

Diese Verhältniszahl wird nun auf die Städteregion Aachen übertragen und gilt als mittlerer Ausbaupfad der einzelnen EE-Technologien in der Region. Vereinfachend wird dabei von einem über den gesamten Zeitraum konstanten Zubau ausgegangen. Da die Inbetriebnahmedaten der einzelnen Anlagen in der Städteregion Aachen bekannt sind und im Modell von einer 20-jährigen Anlagenlaufzeit ausgegangen wird, werden neben der absoluten Steigerung der Gesamtleistung durch neue Anlagen auch die im Betrachtungszeitraum außer Betrieb genommenen Anlagen mitberücksichtigt. Die jeweiligen technologiespezifischen Berechnungen und Annahmen werden in den Kapiteln 3.1 (PV) und 4.1 (Windenergie) zusätzlich erläutert.

Die verwendete Methode ermöglicht es, die zukünftigen Effekte Erneuerbarer Energien in der Städteregion Aachen abzuschätzen. Dabei bestehen die gleichen methodischen Vor- und Nachteile, die unter anderem bereits in Kapitel 2.1 aufgeführt wurden. Eine Herausforderung, insbesondere der zukünftigen Betrachtungen, ist dabei die Entwicklung des gesetzlichen Rahmens (z.B. der EEG-Novellierungen), der einer außerordentlichen zeitlichen Dynamik unterworfen ist. So musste insbesondere bei Betrachtung der Windenergie der zukünftige Berechnungsrahmen (vgl. Kapitel 6.1) angepasst werden.

Weitere Unsicherheiten bestehen in der zukünftigen Kostenentwicklung der Technologien oder der Strompreise, die anhand vorhandener Studien zwar bestmöglich abgeschätzt werden können, sich in der Realität jedoch anders entwickeln können.

### 3 Wertschöpfung durch in 2014 installierte Photovoltaikanlagen

Der folgende Teil der Studie befasst sich mit der regionalen Wertschöpfung durch in 2014 in der Städteregion Aachen errichtete Photovoltaikanlagen. Nach der Erörterung technologiespezifischer methodischer Anmerkungen (Kapitel 3.1), richtet sich das Augenmerk der Analyse auf die regionale Wertschöpfung (Kapitel 3.2).

#### 3.1 Methodik zur Bestimmung der Wertschöpfung durch in 2014 installierte Photovoltaikanlagen

Die Berechnung der Wertschöpfung durch den Handel, die Anlageninstallation und den Anlagenbetrieb in der Region erfolgt anhand der letzten verfügbaren Daten des Anlagenbestands bis 2014. Dieser stellt die Situation bis zum Jahr 2014 dar. Da die verfügbaren Kostenstrukturen sich ebenfalls auf die Situation in diesem Jahr beziehen, kann die Wertschöpfung von im Jahr 2014 installierten Anlagen ermittelt werden. Hierbei ist zu beachten, dass bei der Ermittlung der Wertschöpfung lediglich die durch die Neuinstallation von Anlagen in 2014 generierte Wertschöpfung abgebildet wird. Eine Ermittlung der Wertschöpfung von vor 2014 installierten Anlagen findet dabei zum einen aufgrund mangelnder Datenverfügbarkeit über Technologiekosten nicht statt. Bei bestehenden Anlagen wird zum anderen davon ausgegangen, dass z.T. durch Wartungsverträge, die mit Unternehmen in der Region bestehen, zukünftige Umsätze erwirtschaftet werden können. In diesem Falle besteht für Unternehmen in der Region eine relative Planungssicherheit hinsichtlich zukünftig zu erwartender Erträge. Die unbekanntere und somit interessantere Kenngröße ist die zukünftige Wertschöpfung, die zusätzliche Umsätze zu bestehenden, erwartbaren Unternehmensaktivitäten (z.B. Anlagenwartung mit Wartungsverträgen) verspricht.

##### **Handel**

Der Großhandel fungiert als Absatzmittler zwischen den Komponentenherstellern und den gewerblichen Käufern. Dabei finden im Geschäftsfeld Photovoltaik zum einen der Verkauf der Anlagenkomponenten (PV-Module, Unterkonstruktion, Wechselrichter, Zähler, Kabel etc.) und zum anderen der Verkauf von Wartungs- und Instandhaltungsmaterial statt.

Die Marge der mit der Installation- und Wartung beauftragten Unternehmen an den Materialkosten der installierten und gewarteten Anlage sowie etwaige Transportkosten des Großhandels werden in der Analyse vernachlässigt. Deshalb wird davon ausgegangen, dass die Kosten für die Anlagenkomponenten sowie Wartungs- und Instandhaltungsmaterial vom Großhandel ohne Aufschlag durch das Installationsunternehmen an den Kunden weitergereicht werden.

Dabei ist es bei PV-Großanlagen durchaus üblich, dass Module als größter Kostenpunkt der PV-Anlage im Direktvertrieb durch den Hersteller an den Installateur verkauft werden (vgl. Schachinger 2015). Aus diesem Grund wird davon ausgegangen, dass die angesetzten Kosten für Module bei PV-

Großanlagen mit einer Nennleistung über 100 kW<sup>3</sup> in etwa dem Verkaufspreis der Modulhersteller entsprechen. So lässt sich eine Großhandelsmarge von 9 % für Anlagen bis 10 kW- und 6 % für Anlagen von 10-100 kW Nennleistung abschätzen. Für alle anderen Berechnungen wird die Handelsmarge des Großhandels mithilfe der Unternehmensbilanzstatistiken (Deutsche Bundesbank o.J.b) inklusive der Materialkosten bestimmt (vgl. Kapitel 2.3).

Der Verkauf von Komponenten wird in der Wertschöpfungsanalyse unter dem Themenfeld ‚Anlageninstallation‘ betrachtet, da er thematisch der Installation von Anlagen zuzuordnen ist. Dem hingegen wird der Verkauf von Wartungs- und Instandhaltungsmaterial dem Themenfeld ‚Anlagenbetrieb‘ zugeordnet.

Beim Erwerb von Baumaterialien im Bereich der Freiflächenentwicklung für PV Anlagen (z.B. Umzäunung, Erschließung; unter Infrastruktur zusammengefasst) wird ebenfalls ein Verkauf durch den lokalen Großhandel im Bereich der Anlageninstallation unterstellt.

### **Anlageninstallation**

Die Bestimmung der einzelnen Kostenbestandteile von PV-Dachanlagen erfolgt durch Angaben aus Kelm et al. 2014, Reichmuth et al. 2011, sowie eigenen Berechnungen auf Basis der PV-Preisplattform pvXchange 2015 und Fraunhofer ISE 2015. Dort sind die Anlagenpreise für Referenzanlagen unterschiedlicher Größe ausgewiesen. Um eine Abschätzung der Wertschöpfung für den bekannten Anlagenbestand ab 2014 vorzunehmen, werden diese Referenzanlagen exemplarisch für unterschiedliche Anlagenleistungsklassen verwendet. Dabei wird die Anlagenleistungsklasse von 0<10 kW durch 5 kW Anlagen, die Leistungsklasse von 10<100 durch 30 kW Anlagen und die Klasse von Großanlagen über 100 kW durch 500 kW Anlagen dargestellt (vgl. Tabelle 6).

An dieser Stelle wird aus Plausibilitätsgründen davon ausgegangen, dass die Netzanschlusskosten einer Anlage über 10 kW mindestens den Netzanschlusskosten einer Anlage bis unter 10 kW entsprechen, sodass die Netzanschlusskosten für Anlagen dieser Leistungsklasse mindestens 1.700 € betragen. Die Netzanschlusskosten umfassen dabei alle Arbeits- und Materialaufwendungen, die nötig sind, um die Anlage an das Verteilnetz anzuschließen. Im Falle der regionalen Direktvermarktung, welche nicht über das öffentliche Netz erfolgt (vgl. Abschnitt ‚Anlagenbetrieb‘), wird angenommen, dass die Anschlusskosten an ein privates Netz in etwa den Netzanschlusskosten an ein öffentliches Netz gleichzusetzen sind. Unter dem Kostenpunkt ‚Sonstiges‘ sind die Kosten für die Planung und etwaige andere sonstige Kosten (z.B. Gerüst) angegeben. Diese etwaigen Kosten werden vernachlässigt und als Kosten für Planung definiert.

---

<sup>3</sup> Die Nennleistung von PV-Anlagen wird auch in kWp (Kilowatt, Peak) angegeben. Dies bezeichnet die höchstmögliche Leistung einer Solaranlage bei Standardbedingungen (Heindl Server GmbH o.J.b). Aus Vereinfachungsgründen wird bei der Aufführung der Nennleistung auf die Verwendung der Peakleistung verzichtet.

Kabel- und Netzanschlusskosten sowie Unterkonstruktion- und Montagekosten sind bei Kelm et al. 2014 ebenfalls aggregiert angegeben. Die Kosten für die Unterkonstruktion und für Kabel wurden daher mithilfe von Reichmuth et al. 2011 abgeschätzt. Es wird davon ausgegangen, dass sich die mit zunehmender Anlagengröße abnehmenden Materialkosten pro kW der PV-Module proportional zu denen der übrigen Anlagenkomponenten verhalten, sodass die Kosten für Unterkonstruktion und Kabel im gleichen Verhältnis abnehmen. Zudem wurde bei Dachgroßanlagen in der Datenquelle von relativ hohen Netzanschlusskosten ausgegangen, da der erzeugte PV-Strom zumeist nicht auf Niederspannung, sondern auf Mittelspannungsebene eingespeist wird (Kelm 2015b). Die hohen Netzanschlusskosten werden in Form eines Transformators und einer Schaltanlage für Anlagen über 100 kW berücksichtigt. Die Kostenabschätzung dieser Komponenten erfolgt nach Fraunhofer ISE 2015, wo sie 29 % der Gesamtnetzanschlusskosten bei Großanlagen (inklusive Transformator und Schaltanlage) ausmachen. Dabei ist zu beachten, dass diese Kosten nicht zwangsläufig bei jeder Dachgroßanlage anfallen, da nicht alle Großanlagen in die Mittelspannungsebene einspeisen (render 2016), sie aber aufgrund der Aufführung in der Datenquelle mit einbezogen wurden. Die Netzanschlusskosten variieren zudem anlagenspezifisch, da je nach Anlagenstandort Erschließungskosten in unterschiedlicher Höhe auftreten. Dies ist bei der Interpretation der Ergebnisse zu beachten.

Bezüglich der Modulkosten wurde unter Verwendung von Modulpreisentwicklungsdaten aus der Datenbank pvXchange und der Annahme, dass die in Kelm et al. 2014 verwendeten Modulkosten von März 2014 exemplarisch für Modulpreise des ersten Quartals 2014 stehen, ein Jahresmittelwert für Module im Jahr 2014 gebildet. Dies ist insofern erforderlich, da der PV-Modulmarkt durch eine außerordentliche Preisdynamik gekennzeichnet ist. Hier wird davon ausgegangen, dass zumeist multi- und polykristalline Module (in der Studie als kristalline Module aggregiert betrachtet) installiert werden, da Dünnschichtmodule in Deutschland in jüngerer Zeit aufgrund der starken Preisabnahme bei kristallinen Modulen nur noch einen sehr geringen Marktanteil aufweisen (EuPD Research 2013). Dies gilt ebenso für Freiflächenanlagen, wofür in einer vergleichbaren Studie angenommen wurde, dass dort vorrangig Dünnschichtmodule verwendet würden (BMVBS 2011), was den damaligen Annahmen entsprach (vgl. hierzu auch Bächler 2007).

In der folgenden Tabelle (6) sind die Installationskosten typischer PV-Referenzanlagen nach Leistungsklassen aufgeschlüsselt. Für das Basisjahr 2014 wird dabei im Folgenden angenommen, dass die Kosten pro kW installierter Nennleistung einer Anlage unter 10 kW Nennleistung, wie sie typischerweise auf Einfamilienhäusern installiert wird, weitestgehend denen einer 5 kW Referenzanlage entsprechen. Für mittelgroße PV-Aufdachanlagen von 10-100 kW Nennleistung wird eine 30 kW Referenzanlage gewählt. Die Kosten großer Aufdachanlagen werden durch eine 500 kW Anlage und Freiflächenanlagen durch eine 1.000 kW Referenzanlage abgeschätzt.

**Tabelle 6:** Kostenbestandteile von PV-Anlagen unterschiedlicher Leistungsklassen

Kostenbestandteile	Dachanlage			Freifläche
	< 10 kW (5 kW)	10-100 kW (30 kW)	>100 kW (500 kW)	ab 1.000 kW (1.000 kW)
Planung	208 €/kW	170 €/kW	47 €/kW	35 €/kW
Kabel	70 €/kW	68 €/kW	64 €/kW	50 €/kW
Netzanschluss	170 €/kW	24 €/kW (mind. 1.700 €)	80 €/kW	60 €/kW
Unterkonstruktion	160 €/kW	155 €/kW	145 €/kW	75 €/kW
Montage	176 €/kW	147 €/kW	103 €/kW	50 €/kW
Wechselrichter	176 €/kW	144 €/kW	130 €/kW	110 €/kW
Module	587 €/kW	566 €/kW	532 €/kW	550 €/kW
Schaltanlage	-	-	7 €/kW	5 €/kW
Transformator	-	-	26 €/kW	20 €/kW
Gründungskosten GmbH & CO. KG	-	-	950 €	950 €
<b>Summe</b>	<b>1547 €/kW</b>	<b>1274 €/kW</b>	<b>1134 €/kW+950 €</b>	<b>995 €/kW +950 €</b>

(Quelle: eigene Darstellung und Berechnung nach Kelm et al. 2014, pvXchange 2015, Reichmuth et al. 2011, Fraunhofer ISE 2015, Angaben in €/kW, außer Gründungskosten nach GO AHEAD GmbH o.J. und Katins 2013)

Da die Datengrundlage aus möglichst einer Befragungsquelle stammen sollte, werden die von Kelm et al. 2014 ermittelten Daten für Aufdachanlagen verwendet. Dennoch zeigt sich beim Vergleich mit anderen Quellen (z.B. EuPD Research 2013), dass Befragungsergebnisse z.T. variieren, was im Einzelfall z.B. auf die Verwendung von Anlagenelementen unterschiedlicher Qualität und Preissegmente zurückführbar sein kann. Schlussendlich sind auch durch die hohe Marktdynamik und stetigen Kostenveränderungen in Geschäftsfeld PV weitere kontinuierliche Kostenerhebungen zukünftig notwendig, um ökonomische Effekte hinreichend erfassen zu können.

Die Kostenanteile für PV-Großflächenanlagen werden dabei nach Fraunhofer ISE 2015 abgeschätzt und unverändert übernommen. Einzelne Kostenposten bei PV-Großanlagen entsprechen im Wesentlichen den Installationskosten von großen Aufdachanlagen über 100 kW. Dabei werden die Modulkosten von Fraunhofer ISE 2015 jedoch etwas höher eingeschätzt als von Kelm et al. 2014. Die zusätz-

liche Kostenposition Infrastruktur bezeichnet weiterhin alle anfallenden Leistungen (exklusive der bereits bestehenden Posten), die zur Umgestaltung einer Freifläche zu einer PV-Flächenanlage erforderlich sind. Dies sind z.B. Erschließungsmaßnahmen, Planierarbeiten, der Bau eines Zaunes etc. Dabei ist zu beachten, dass die Höhe vor allem dieser Kostenposition anlagenspezifisch vom ausgewiesenen Wert abweichen kann (vgl. Fraunhofer ISE 2015).

### Anlagenbetrieb

Die jährlichen Betriebskosten von PV-Anlagen werden ebenfalls nach unterschiedlichen Anlagenleistungsklassen abgeschätzt (vgl. Tabelle 7). Dabei wird angenommen, dass die Anlagenlaufzeit 20 Jahre beträgt (BMVBS 2011). Ein wesentlicher Kostenpunkt ist die Wartung und Instandhaltung von Anlagen, die mit 20 €/kW pro Jahr angesetzt wird, was auch von anderen Autoren für Kleinanlagen angenommen wird (z.B. Wetzel 2013 in Leipziger Institut für Energie 2014, oder StädteRegion Aachen 2015). Dieser Wert wird für alle Anlagenleistungsklassen übernommen, um eine konservative Schätzung der Kosten vorzunehmen. Dabei entfällt knapp die Hälfte der Kosten auf die Wiederbeschaffung eines Wechselrichters, welcher möglicherweise ausgetauscht werden muss (Konrad 2008). Hier wird im Sinne einer konservativen Schätzung, als Referenzpreis, der Wechselrichterpreis einer 5 kW Anlage veranschlagt.

Dabei ist zu beachten, dass in manchen Studien für Anlagenbetriebskosten ein prozentualer Wert in Abhängigkeit von den Anschaffungskosten angegeben wird. Nach Möglichkeit sollten jedoch die genauen, absoluten Werte der einzelnen Positionen ermittelt werden, da z.B. die Betriebs- und Wartungskosten zum Großteil von den aktuellen Wechselrichterkosten abhängig sind, welche sich nicht unbedingt proportional zu den ggf. historischen Gesamtanlagenpreisen entwickeln (siehe dazu auch Thobe et al. 2014).

**Tabelle 7:** Jährliche Betriebskosten von PV-Anlagen

Anlagenleistung	Wartung u. Instandhaltung	Zählermiete	Versicherung	Steuerberatung	Geschäftsführung	Haftungsvergütung	Pacht
<10 kW	20 €/kW	40 €	100 €	-	-	-	-
10<100 kW	20 €/kW	40 €	25 € + 2,5 €/kW (mind. 100 €)				
>=100 kW	20 €/kW	40 €	25 € + 2,5 €/kW	3,9 € + 4,1 €/kW	13 €/kW	1 €/kW	33 €/kW
Freifläche >=1000kW	20 €/kW	40 €	25 € + 2,5 €/kW	3,9 € + 4,1 €/kW	13 €/kW	1 €/kW	9 €/kW

(Quelle: eigene Darstellung; Wartung und Instandhaltung: Schormann und Behrla o.J., Zählermiete: Christian Münch GmbH o.J., Versicherung: eigene Berechnung nach Eggers o.J., Steuerberatung BMVBS 2011, Geschäftsführung und Haftungsvergütung: Hirschl et al. 2010)

Die restlichen Wartungs- und Instandhaltungskosten entfallen auf sonstige Kleinteile und Wartungsarbeiten, deren Höhe durch mehrere PV-Informationsportale abgeschätzt wurde (Frahm o.J.).

Zusätzlich dazu wird ein Zweirichtungszähler eingebaut, der den durch die PV-Anlage ins Netz eingespeiste und den vor Ort selbst verbrauchten Strom erfasst. Dieser Zweirichtungszähler wird durch einen Netzdienstleister, der auch die regelmäßige Prüfung des Zähler vornimmt, an den Anlagenbetreiber vermietet, wobei die Kosten durch den Vergleich mehrerer PV-Informationsportale mit 40 € pro Jahr angesetzt werden (Christian Münch GmbH o.J.).

Um eventuellen Schäden an der Anlage und damit verbundenen Ertragsausfällen vorzubeugen, sind PV-Anlagen üblicherweise versichert (BMVBS 2011). Die jährliche Versicherungssumme wird mithilfe des Online-Vergleichsportals Photovoltaikversicherung24 (Eggers o.J.) ermittelt. Diese schließt eine dreimonatige Ertragsausfall- und eine Mindestertragsversicherung mit ein. Es wird zur Abschätzung der Versicherungskosten davon ausgegangen, dass sich die Anlage auf einem Wohnhaus oder Anbau befindet, die Installationskosten der Anlage 1500 €/kW betragen und sich der Anlagenbesitzer für eine Versicherung mittlerer Höhe entscheidet, sodass immer der Median der jährlichen Zahlungen möglicher Versicherungsangebote gewählt wurde. Hier sind im Einzelfall und mit zunehmender Anlagengröße abnehmende Investitionskosten sowie andere Gebäudearten (z.B. Gewerbehalle, od. landwirtschaftlich genutzte Gebäude) zu berücksichtigen, die bei der Ermittlung der Versicherungskosten vernachlässigt werden. Es ergibt sich für Anlagen unter 30 kW eine jährliche Versicherungssumme von 100 € sowie für Anlagen über 30 kW eine Versicherungssumme von 25 € + 2,5 €/kW jährlich.

Der Fremdkapitalanteil wird für Anlagen unter 10 kW anhand der Referenzbeispiele nach Hirschl et al. 2010 und BMBVS 2011 mit 50 % abgeschätzt. Für Anlagen von 10-100 kW wird der von Kelm et al. 2014 angesetzte Fremdkapitalanteil für eine 30 kW Anlage von knapp 63 % angenommen. Bei Anlagen über 100 kW werden, wie von Kelm et al. 2014 für eine 500 kW Aufdachanlage und eine 1.000 kW Freiflächenanlage angesetzt, 75 % Fremdkapitalanteil angenommen. Dieser Fremdkapitalanteil wird auch von Hirschl et al. 2010 und BMVBS 2011 für große PV-Anlagen verwendet. Der Fremdkapitalzins orientiert sich am KfW - Programm Erneuerbare Energien – Programmteil „Standard“ – Photovoltaik und wird bei einer Kreditlaufzeit von 20 Jahren und einer Zinsbindung in diesem Zeitraum auf einen 3 %igen Effektivzins festgelegt. Die im Programm enthaltenen drei tilgungsfreien Jahre werden vernachlässigt (KfW 2015).

Für Großanlagen über 100 kW wird darüber hinaus angenommen, dass anlässlich ihres Betriebes eine GmbH & Co. KG gegründet wird, welche eine Geschäftsführung bestellt. Dies ist nach der Unternehmensanalyse in der Städteregion Aachen die am weitesten verbreitete Unternehmensform im Bereich von EE-Anlagen. An dieser Stelle wird davon ausgegangen, dass die Erstellung des Jahresabschlusses und die Rechtsberatung der GmbH & Co. KG durch ein Steuerberatungsbüro erbracht werden. Für Anlagen über 100 kW werden hier jährliche Kosten von 3,9 € + 4,1 €/kW angenommen, was 6 % der Gesamtbetriebskosten für Großanlagen entspricht (BMVBS 2011).

Für die Übernahme der Haftung erhält die GmbH, die keine sonstigen Gewinne verzeichnet, einen jährlichen Betrag in Höhe von 1 €/kW. Dies entspricht den Annahmen von Hirschl et al. 2010. Dabei wird in der folgenden Studie der Gewinn der GmbH nicht weiter betrachtet und nicht in die Wertschöpfungsberechnung (d.h. Unternehmensgewinne und kommunale Steuern) mit einbezogen, sodass nur die Ausschüttungen an die Gesellschafter der KG betrachtet werden. Zusätzlich dazu wird davon ausgegangen, dass die benötigte Dachfläche sich nicht im Besitz der GmbH & Co. KG befindet, sondern gepachtet werden muss (vgl. dazu Hirschl et al. 2010 und BMVBS 2011). Hierzu besteht die Möglichkeit einen Festbetrag zu vereinbaren oder einen Pachtbetrag festzulegen, der als Anteil der jährlichen Anlagenleistung gezahlt wird. Im vorliegenden Fall wird von einer die Gesamtanlagenlaufzeit abdeckenden Pacht von 65 € pro Quadratmeter ausgegangen (Behrla o.J.), wobei bei Dachanlagen ein durchschnittlicher Flächenbedarf von 10 m<sup>2</sup>/kW unterstellt wird (Wesselak et al. 2013). Dieser als Faustformel deklarierte Wert stellt dabei eine konservative Schätzung dar, da je nach Modulhersteller und Moduleffizienz eine geringere Fläche benötigt wird (vgl. ebd.). Folglich beträgt der jährliche Pachtbetrag somit 33 €/kW.

Die Betriebskosten für eine Freiflächenanlage entsprechen weitestgehend den Kosten einer Dachgroßanlage. Die jährlichen Pachtkosten für die Anlage werden nach BMVBS 2011 mit 9 €/kW angesetzt. Dabei wird nach Hirschl et al. 2010 davon ausgegangen, dass die verpachteten Flächen sich jeweils zur Hälfte in kommunalem und privatem Besitz befinden und nur Flächen für Großanlagen verpachtet werden, da angenommen wird, dass bei kleineren und mittelgroßen Aufdachanlagen unter 100 kW der Immobilieneigentümer dem Anlageneigentümer und -betreiber gleichzusetzen ist. Hirschl et al. 2010 nehmen für Freiflächenanlagen dabei einen höheren Anteil privater Flächen an, was in der vorliegenden Studie vernachlässigt wird. Die Besteuerung der privaten Verpächter erfolgt dabei über den Einkommensgrenzsteuersatz von 42 %, welcher für Einzelunternehmer angenommen wird (vgl. Tabelle 4). Eine Besteuerung der Kommunen erfolgt unter der Annahme, dass die Verpachtung über ein kommunales Unternehmen mit der Rechtsform AöR getätigt wird. Dabei fallen 15 % Körperschaftsteuer und 5,5 % Solidaritätszuschlag auf diese an, was einer Besteuerung von ca. 15,8 % des Unternehmensgewinns entspricht (vgl. Tabelle 4). Die erhobene Gewerbesteuer der kommunalen AöR fließt real wieder an die Kommune zurück und entfällt somit faktisch.

### **Betreibererlöse**

Der durch eine PV-Anlage erzeugte Strom bildet die Grundlage der betrieblichen Erträge der Anlage. Dabei sind die durch eine Anlage erreichbaren Erträge von vielen Faktoren wie z.B. dem Anlagenstandort, der Effizienz der verwendeten Module und deren jährlichen Leistungsverlusten (Degradation) sowie den jahresspezifischen Sonnenstunden abhängig. Die Anlagenenerträge werden in der vorliegenden Studie durch Multiplikation der Anlagenennleistung (welche der höchstmöglichen Anlagenleistung entspricht) mit den durchschnittlichen jährlichen Volllaststunden (welche die Anzahl der Stunden wiedergibt, in welchen die Anlage diese Leistung durchschnittlich erreicht) errechnet. Die in der Studie verwendete mittlere Volllaststundenzahl von 900 Vbh entspricht den Annahmen des Energieatlas Nordrhein-Westfalen des Landesamts für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen und wurde nach Angaben der Übertragungsnetzbetreiber aus dem Zeitraum

2007-2014 errechnet (vgl. Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen 2016). Dabei entspricht diese Annahme einer konservativen Schätzung, da die Städteregion Aachen, in Bezug zum gesamten Bundesland Nordrhein-Westfalen (NRW), relativ gute Bedingungen zur Nutzung von Solarenergie aufweist (LANUV 2013b).

Die Berechnung der Vergütung ist nach Leistungsschwellen gestuft, was bedeutet, dass ein Anlagenbetreiber mit zunehmender Anlagengröße eine geringere Vergütung pro eingespeister Kilowattstunde erhält. Dabei setzt sich beispielsweise die EEG-Vergütung einer, im Juli 2010 in Betrieb genommenen, 40 kW Anlage folgendermaßen zusammen:

$$\text{Leistungsanteil bis 30 kW (75 \%)} \times \text{EEG-Vergütung bis 30 kW (34,05 ct/kWh)} + \text{Leistungsanteil von 30-100 kW (25 \%)} \times \text{EEG-Vergütung ab 30-100 kW (32,39 ct/kWh)} = 33,64 \text{ ct/kWh}$$

**Formel 1:** Vergütungsberechnung einer 40 kW PV-Anlage mit Inbetriebnahme im Juli 2010 (Quelle: eigene Berechnung auf Basis von Clearingstelle EEG o.J.)

Die Berechnung der Anlagenerlöse ist einer ausgeprägten zeitlichen Dynamik unterworfen. So betrug die für eine 20-jährige Anlagenlaufzeit garantierte EEG-Vergütung für PV-Anlagen bis 30 kW Nennleistung im Juni 2010 noch 0,39 €/kWh eingespeisten Stroms, während sie im Juni 2014 lediglich 0,13 €/kW für Anlagen bis 10 kW betrug (vgl. Netztransparenz 2014). Aus diesem Grund ist bei der Bestimmung der Gewinne von Bestandsanlagen immer der jeweilige Inbetriebnahmezeitpunkt der spezifischen Anlage von Bedeutung. Seit 2012 liegt der durchschnittliche Haushaltsstrombezugspreis über der festgelegten EEG-Vergütung, weshalb es für Anlagenbetreiber ökonomisch sinnvoller ist, erzeugten PV-Strom selbst zu verbrauchen als ihn ins Netz einzuspeisen (vgl. Eurostat 2015). Ein rentabler Anlagenbetrieb ist zudem vielerorts, trotz der stetigen Abnahme der Investitionskosten, ohne Eigenverbrauch des durch die PV-Anlage erzeugten Stroms nicht mehr unbedingt gewährleistet.

Aus diesem Grunde ist es nicht möglich, die Anlagengewinne wie in vorangegangenen Studien (z.B. Hirschl et al. 2010 oder BMVBS 2011) lediglich über die EEG-Vergütung zu bestimmen. Die Betreibergewinne sind als Summe der EEG-Vergütung für erzeugten und ins Netz eingespeisten Strom und den vermiedenen Strombezugskosten für selbst verbrauchten Strom zu errechnen. Der Anteil des realisierten Eigenverbrauchs einer PV-Anlage ist dabei vom individuellen Verbrauchsverhalten der Stromnutzer der Anlage und deren Dimensionierung abhängig. Ein hoher Eigenverbrauchsanteil lässt sich bspw. durch ein optimiertes Lastmanagement betreiben, bei dem Stromverbrauchsgeräte (wie z.B. eine Waschmaschine in Privathaushalten oder eine Maschine in einem Gewerbebetrieb) zeitgleich mit der Erzeugung des dafür benötigten PV-Stroms betrieben werden. Dabei wird nach Kelm 2015a davon ausgegangen, dass Anlagenbetreiber von kleinen PV-Dachanlagen bis 10 kW, wie sie typischerweise auf Dächern von Einfamilienhäusern vorzufinden sind, 30 % des Stroms selbst verbrauchen. Bei übrigen Aufdachanlagen ist von einer vornehmlichen Nutzung der Aufdachanlage für gewerbliche Zwecke auszugehen. Hier wird nach Kelm 2015a ein Eigenverbrauch von 40 % des erzeugten Stromes geschätzt (vgl. Tabelle 8).

**Tabelle 8:** Gebäudearten und Eigenverbrauchsanteile typischer Photovoltaikanlagenleistungsklassen

Leistungs- klasse	Gebäudeart	Eigenverbrauchsanteil (geschätzt)
<10 kW	Ein-/Zweifamilienhäuser	im Mittel 30 %
10 - 40 kW	Mehrfamilienhäuser (MFH), Scheunen, Ställe, kleine Gewerbebetriebe, kleine Verwaltungsgebäude, Schulen	im Mittel ca. 40 %
40 - 100 kW	Große MFH, Scheunen, Ställe, Schulen, Verwaltungsgebäude, Handelsgebäude	im Mittel ca. 40 %
100 bis 1.000 kW	Landwirtschaftliche Großbetriebe, Große Supermärkte, Fabrikhallen	im Mittel ca. 40 %

(Quelle: Kelm 2015a, verändert)

Seit Einführung des EEG 2014 im August 2014 gilt weiterhin der Grundsatz, dass bei Anlagen mit einer Nennleistung ab 10 kW und über 10 MWh eigenverbrauchten Stroms pro Jahr, auf selbstverbrauchten Strom, die jährlich festgelegte EEG-Umlage abzuführen ist. Diese vermindert sich, wenn es sich beim Betreiber und dem Stromverbraucher der Anlage um die gleiche Person handelt (Bundnetzagentur 2016a). In dem in der Studie angenommenen Modell treffen diese Voraussetzungen bei kleinen Aufdachanlagen von 10-100 kW Nennleistung (d.h. z.B. ein Gewerbebetrieb installiert eine Anlage auf dem Betriebsdach) zu, da der Immobilienbesitzer dem Anlagenbetreiber gleichzusetzen ist.

Der anzusetzende verminderte Betrag beträgt dabei bis Ende 2015 30 % der EEG-Umlage, in 2016 35 % der EEG-Umlage und in 2017 40 % der EEG-Umlage (Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz o.J.k). Aus Vereinfachungsgründen wird eine Verminderung von 40 % der EEG-Umlage für den gesamten Betrachtungszeitraum gewählt.

Dies ist für alle Anlagen mit einer Nennleistung 10-100 kW anzuwenden. Die Höhe der zukünftigen EEG-Umlage für die jeweiligen Jahre ist dabei schwierig zu bestimmen und hängt von einer Vielzahl von Faktoren ab. Es besteht laut Öko-Institut 2015 jedoch ein umgekehrt proportionaler Zusammenhang zwischen der Strompreishöhe und der EEG-Umlage. Dies bedeutet konkret, dass bei einer Erhöhung der Strompreise, eine Abnahme der EEG-Umlage erfolgt (vgl. ebd.). Somit sind bei Festlegung der EEG-Umlage als Anteil an den Stromkosten in 2014 die zukünftigen EEG-Umlagekosten abgedeckt, da sich jene anteiligen Kosten bei einem im Modell unterstellten steigenden Strompreis (vgl. Abschnitt ‚Strompreisentwicklung‘) zukünftig verringern. Der Anteil der EEG-Umlage in 2014 von 6,24 ct/kWh (Netztransparenz o.J) liegt knapp unter 30% des Endkundenstrompreises für Handel- und Gewerbekunden im selben Jahr (vgl. Abschnitt ‚Strompreisentwicklung‘). Aus diesem Grund wird als konservative Annahme eine über den gesamten Betrachtungszeitraum konstante EEG-Umlage in Höhe von 30 % des Endkundenstrompreises verwendet, wobei die tatsächliche Höhe der EEG-Umlage im Gesamtbetrachtungszeitraum niedriger ausfallen dürfte.

Für Anlagen über 500 kW gilt seit dem 01.08.2014 und für Anlagen über 100 kW seit Anfang 2016 das Prinzip der verpflichtenden Direktvermarktung. Dies bedeutet, dass der Anlagenbetreiber den erzeugten Strom selbst vermarkten muss. Er erhält hierfür neben dem für den Strom erzielten Preis eine Marktprämie, welche den Differenzkosten für die theoretisch erzielbare EEG-Einspeisevergütung und dem Strombörsenmarktpreis entspricht. Zusätzlich erhält der Betreiber für den zusätzlichen Aufwand aus der Stromvermarktung eine Managementprämie. Alternativ besteht die Möglichkeit den erzeugten Strom nicht an der Strombörse zu handeln, sondern über die lokale Direktvermarktung (auch vor-Ort-Direktvermarktung genannt, vgl. Agentur für Erneuerbare Energien 2014) an örtliche Verbraucher zu verkaufen (Next Kraftwerke o.J.). Da die Rentabilität von vor allem Freiflächenanlagen aufgrund niedriger Vergütungssätze nicht in allen Fällen sichergestellt ist (vgl. hierzu u.a. Kelm et al. 2014), wird davon ausgegangen, dass Betreiber von PV-Großanlagen über 100 kW Nennleistung ab 2014 den erzeugten Strom zukünftig ebenfalls nach Möglichkeit über die lokale Direktvermarktung absetzen. Dabei wird der PV-Anlagenbetreiber durch den Verkauf des durch PV-Anlagen erzeugten Stroms zum Stromlieferanten. Somit sind Pflichten des Lieferanten wie z.B. Rechnungsstellung, usw. zu erfüllen (vgl. Next Kraftwerke o.J.). Diese können aufgrund von Einzelfallentscheidungen nur ungenügend modelliert werden, da unklar ist, welche Aufgaben der Betreiber selbst übernimmt. Auf diesem Grund sind von den Gewinnen der Anlagenbetreiber noch die Aufwendungen des Betreibers als Stromproduzent zu berücksichtigen, weshalb die Gewinne der Betreiber real niedriger ausfallen können.

Bei Anlagen über 100 kW wird davon ausgegangen, dass es sich bei Anlagenbetreibern und Immobilienbesitzern (bei Aufdachanlagen) bzw. Grundstücksbesitzern (bei PV-Freiflächenanlagen) nicht um die gleichen Personen handelt (s. dazu auch Annahmen in BMVS 2011 und Hirschl et al. 2010). In diesem Fall ist, laut DGS Franken o.J., die EEG-Umlage in voller Höhe abzuführen (s. dazu auch Bundesnetzagentur 2016a). Aus diesem Grund wird bei der Bestimmung des Endkundenpreises für Stromabnehmer die EEG-Umlage mit einbezogen, die vom PV Stromverbraucher abzuführen ist. Somit wird bei Bestimmung des Umsatzes der Anlagenbetreiber ein Stromverkaufspreis in Höhe von 70 % des jeweiligen Durchschnittsstrompreises für Gewerbekunden (d.h. geschätzter Strompreis für Handel und Gewerbe nach Schlesinger et al. 2014) angelegt, um den angenommenen Anteil der EEG-Umlage in Höhe von 30 %, der auf den gelieferten Strom entfällt, mit zu berücksichtigen. Da jene durch in Zukunft ansteigende Strompreise, laut Öko-Institut 2015, wahrscheinlich anteilig abnimmt, sind die Kosten für Stromabnehmer dabei noch unterhalb des Marktpreises, weshalb ein Anreiz besteht, den Strom über eine PV-Anlage vor Ort zu beziehen.

Es wird ferner angenommen, dass die Stromlieferung nicht über ein öffentliches Netz erfolgt und eine Stromentnahme im direkten räumlichen Zusammenhang getätigt wird. Dies ist laut den Annahmen für große Dachanlagen für 40 % des erzeugten Stroms möglich, da dieser in der Immobilie, auf welcher sich die Anlage befindet, selbst verbraucht werden kann (vgl. Tabelle 8). Für die restlichen 60 % des erzeugten Stroms wird davon ausgegangen, dass eine Belieferung im räumlichen Zusammenhang (z.B. an benachbarte Gebäude, oder auf dem Betriebsgelände großer Unternehmen) über ein privates Netz möglich ist. An dieser Stelle wird unterstellt, dass die Kosten für Netzanschluss und

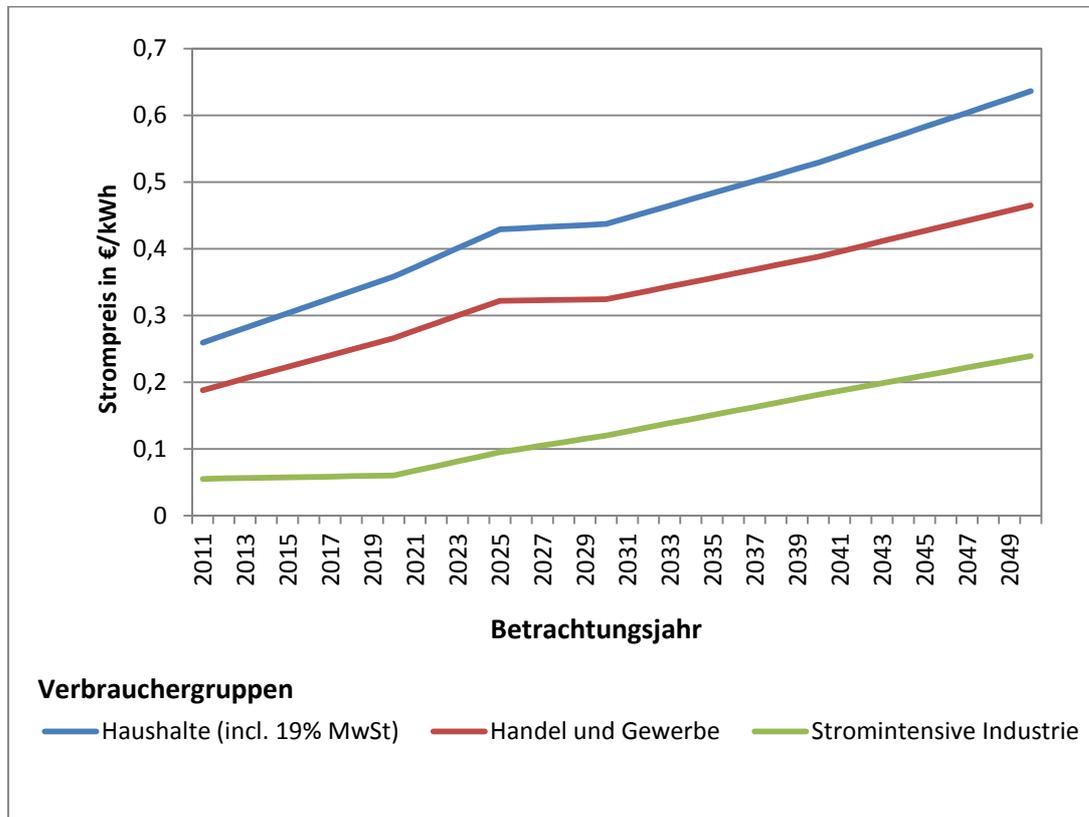
Zählvorrichtung innerhalb des privaten Netzes in etwa denen eines öffentlichen Netzes entsprechen, wohlweislich der Tatsache, dass Kosten im Einzelfall abweichen können.

Würde ein öffentliches Netz genutzt, so wären noch weitere Nutzungskosten wie z.B. Netzentgelte, Konzessionsabgaben etc. mit einzubeziehen (Agentur für Erneuerbare Energien 2014). Ebenso wird bei PV-Freiflächenanlagen angenommen, dass eine Entnahme von Solarstrom im direkten räumlichen Zusammenhang erfolgen kann und es möglich ist, Strom über die vor-Ort Vermarktung über ein privates Netz zu verkaufen. Weitere Geschäftsmodelle können unter anderem der Quelle DGS Franken o.J. entnommen werden.

Eine Erhöhung des Eigenverbrauchs von Anlagen kann zudem durch den Einsatz von Stromspeichern realisiert werden. Zum Anfangszeitpunkt der Betrachtung im Jahre 2014 sind Batteriespeicher jedoch in den meisten Fällen nicht wirtschaftlich betreibbar, da die Investitions- und Betriebskosten über den Kosten für den durch ihren Betrieb eingesparten Strom liegen (Leipziger Institut für Energie 2014). Da zudem in der Analyse der Fokus auf der vor-Ort Vermarktung liegt und die Mitbetrachtung von Speichern die Komplexität der Analyse deutlich erhöhen würde, wird diese Betrachtung auch in der Potenzialstudie (vgl. Kapitel 5) vernachlässigt.

### **Strompreisentwicklung**

Die Vorausbetrachtung der zukünftigen Strompreise ist mit Unsicherheiten verbunden. In der vorliegenden Studie werden keine eigenen modellgestützten Rechenmodelle zur Prognostizierung zukünftiger Strompreise entwickelt, sondern die für das Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie erstellte, 2014 veröffentlichte, Energiereferenzprognose verwendet (Schlesinger et al. 2014). Darin werden ab dem Jahr 2011 zwei Preisentwicklungspfade vorgegeben: eine Referenzprognose bis 2030 und einem daraus abgeleiteten Trendszenario bis 2050, sowie ein Zielszenario bis 2050, bei welchem die energie- und klimapolitischen Ziele der Bundesregierung vollständig umgesetzt werden. Die Autoren selbst gehen davon aus, dass die Ziele der Bundesregierung trotz einer bereits berücksichtigten Ausweitung der aktuellen energie- und klimapolitischen Aktivitäten nicht erreicht werden und bewerten die Eintrittswahrscheinlichkeit der Referenzprognose und des Trendszenarios höher (Schlesinger et al. 2014). Aus diesem Grund wird angenommen, dass sich die Strompreise nach der Referenzprognose und dem Trendszenario entwickeln, wobei eine lineare Strompreisentwicklung zwischen den dargestellten Zeitpunkten (in den Jahren 2020, 2025, 2030, 2040, 2050) angenommen wird (vgl. Abbildung 5).



**Abbildung 5:** Entwicklung der nominalen Strompreise nach Kundengruppen und Betrachtungsjahren (Quelle: eigene Berechnung nach Schlesinger et al. 2014)

Die Entwicklung des Strompreises ist ein entscheidender Faktor, der Betreibererlöse insofern mit beeinflusst, da erzeugter Strom der Anlage durch Eigenverbrauch genutzt wird. Die Höhe des Eigenverbrauchs unterscheidet sich dabei vor allem nach Leistungsklassen (vgl. Tabelle 8) und variiert im Einzelfall. Zusätzliche Annahmen, wie beispielsweise der ‚Rebound Effekt‘, der aufgrund der relativen Vergünstigung des Stroms durch die Eigenerzeugung von einem höheren Stromverbrauch ausgeht (vgl. Carr et al. 2012), werden vernachlässigt. Aufgrund der jährlichen Strompreissteigerung wird anhand der verfügbaren Daten ein über die Anlagenlaufzeit (20 Jahre ab Inbetriebnahme einschließlich des Inbetriebnahmejahres) mittlerer Strompreis ermittelt.

### Regionale Anteile der Photovoltaik

Die regionalen Anteile der Wertschöpfung wurden anhand der im Geschäftsfeld PV tätigen Unternehmen auf Basis der erstellten Unternehmensliste abgeschätzt. Ausnahmen bilden Finanzierung und Versicherung der Anlagen, wo laut BMVBS 2011 nicht von einer kompletten regionalen Übernahme der Dienstleistungen ausgegangen werden kann, obgleich Unternehmen in der Region z.T. dazu in der Lage wären. Dabei wird bei der Finanzierung von einem 45 % -igen Anteil regionaler Fremdkapitalgeber ausgegangen, was der Annahme von BMVBS 2011 entspricht. Weiterhin wird davon ausgegangen, dass eine Versicherung der PV-Anlage in 50 % der Fälle bei einem in der Region ansässigen, selbständigen Versicherungsvertreter abgeschlossen wird, der dafür eine Provision er-

hält. Die Höhe der selbigen wird nach Schmitt 2012, der von einer Bestandsprovision in Höhe von etwa 20-25% auf den Versicherungsbeitrag ausgeht, mit 22 % abgeschätzt. Eine Analyse der Netzbetreiber des Anlagenbestands ergab zudem, dass 93 % der Anlagen einem Netzbetreiber zugeordnet sind, welcher in der Region ansässig ist, was dem regionalen Anteil der Netzbetreiber in den Bereichen Netzanschluss und Zählermiete entspricht. Die weiteren Bestandteile der Wertschöpfung können zu 100 % in der Region generiert werden, wovon im Folgenden auch ausgegangen wird (vgl. Tabelle 9).

**Tabelle 9:** Wertschöpfungsaktivitäten der PV und regionale Anteile

Anlageninstallation		Anlagenbetrieb	
Wertschöpfungsaktivität	Regionale Anteile (%)	Wertschöpfungsaktivität	Regionale Anteile (%)
Vertrieb Anlagenkomponenten (einschl. Infrastrukturmaterial)	100	Anlagenbetrieb i.e.S.	100
Anlagenplanung und Dokumentation	100	Versicherung	50
Installation i.e.S.	100	Zählermiete	93
Netzanschluss	93	Wartung und Instandhaltung	100
Infrastruktur	100	Vertrieb Wartungs- und Instandhaltungsmaterial	100
Unternehmensgründung	100	Pacht	100
		Steuerberatung	100
		Finanzierung	45

(Quelle: eigene Darstellung auf Grundlage von BMVBS 2011, eigener Schätzung und Recherche)

Dabei wird vereinfachend davon ausgegangen, dass Leistungen in der Region nachgefragt werden, wenn ein entsprechendes Leistungsangebot vorhanden ist und sich die Leistungserbringung von Unternehmen außerhalb der Städteregion Aachen mit Leistungserbringung von im Betrachtungsgebiet ansässigen Unternehmen -in der langfristigen Betrachtung- in etwa ausgleicht. Die regionalen Anteile werden dabei sowohl für die Untersuchung im Basisjahr 2014 als auch für den weiteren Betrachtungszeitraum (Kapitel 5) als konstant angenommen.

### Anteile der Materialkosten

Zur Bestimmung der Wertschöpfung exklusive des Anlagenbetriebs i.e.S. kann eine Abschätzung der Materialkosten im Bereich der PV vorgenommen werden. Sind die Materialkosten bekannt, so werden diese von den Gesamtkosten bzw. Umsätzen einer Wertschöpfungsaktivität abgezogen, um die Umsätze exklusive der Materialkosten zu bestimmen (vgl. Kapitel 2.3). So können Unternehmensgewinne vor Steuern und Arbeitnehmerentgelte nach Tabelle 1 bestimmt werden.

Sind diese unbekannt, so erfolgt die Berechnung der Unternehmensgewinne vor Steuern und Arbeitsentgelten anhand branchenüblicher Durchschnittswerte für die Materialkosten (vgl. Tabelle 2). Die folgende Abschätzung bezieht sich nur auf regional durchführbare Wertschöpfungsaktivitäten.

Die Materialkosten der Module bzw. deren Großhandelseinkaufspreise, werden nach Leistungsklassen spezifisch, wie im Abschnitt ‚Großhandel‘ beschrieben, ermittelt. Die restlichen Materialkosten bzw. Großhandelseinkaufspreise sind unbekannt. Im Bereich der Dienstleistungen gehen Hirschl et al. 2010 und BMVBS 2011 von einer 10 %igen Materialkostenpauschale aus. Dies wird folglich für Planung und Dokumentation, Versicherung, Steuerberatung und Verpachtung ebenfalls angenommen (vgl. Tabelle 10).

Bezüglich der Installation wird davon ausgegangen, dass neben den in Tabelle 6 aufgeführten PV-Anlagenkomponenten, keine weiteren Materialkosten anfallen. Die Materialkosten für den Netzananschluss werden nach Hirschl et al. 2010 mit etwa 70 % angegeben. Im Bereich der Infrastruktur wurde in der dafür verwendeten Quelle (Fraunhofer ISE 2015) keine genaue Zahl genannt, aber davon ausgegangen, dass ein Großteil der Kosten auf Arbeitskosten entfällt. Aus diesem Grunde wird der Anteil der Materialkosten auf 30 % geschätzt. Bei den Gründungs-, Wartungs- und Instandhaltungskosten und der Zählermiete, wurden die Materialkostenanteile auf Basis einer Kostenrecherche ermittelt. Die folgende Tabelle (10) zeigt die Abschätzung der Umsätze exklusive der Materialkosten, die ebenso für die Berechnungen der zukünftigen Situation in Kapitel 5 übernommen werden.

**Tabelle 10:** Abschätzung der Umsätze exkl. Materialkosten im Bereich der PV in % der Umsätze bzw. €/kW

	Wertschöpfungsaktivität	Anteile
Anlageninstallation	Großhandel Module	vgl. Abschnitt ‚Handel‘
	Großhandel Installation (exkl. Module)	<i>unbekannt</i>
	Anlagenplanung und Dokumentation	90 %
	Installation i.e.S.	vgl. Abschnitt ‚Anlageninstallation‘
	Netzanschluss	30 %
	Infrastruktur	70 %
	Gründungskosten	57 %
Anlagenbetrieb	Versicherung	90 %
	Zählermiete	84 %
	Wartung und Instandhaltung	11,2 €/kW/a
	Großhandel Anlagenbetrieb	<i>unbekannt</i>
	Finanzierung	<i>unbekannt</i>
	Steuerberatung	90 %
	Pacht	90 %

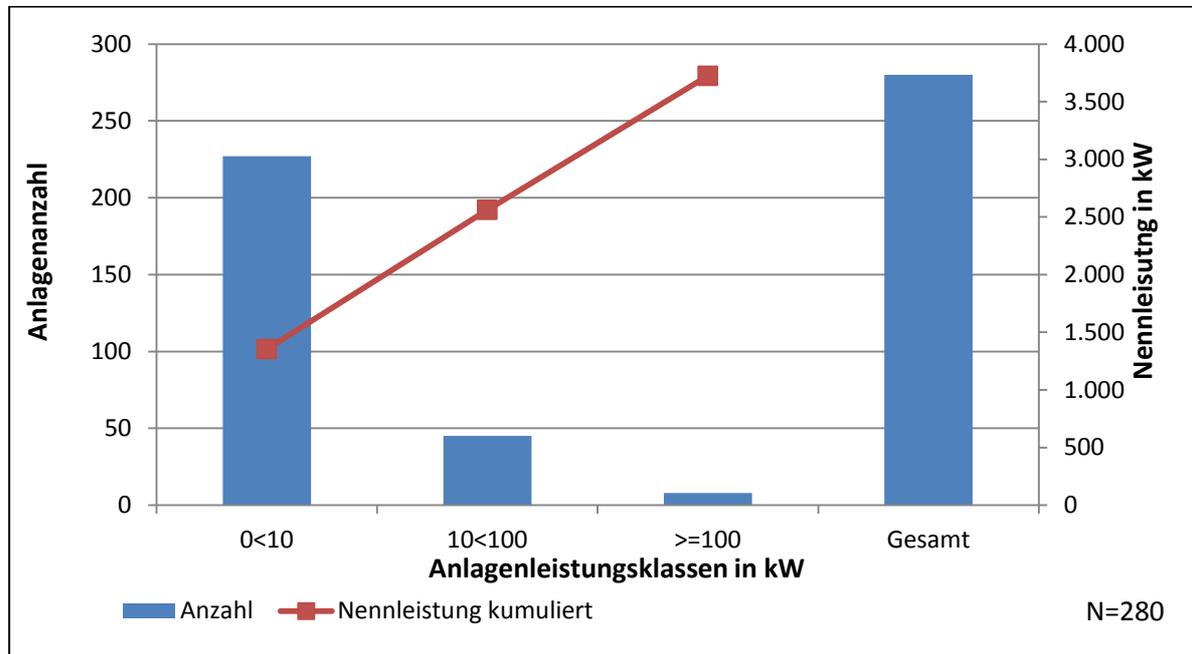
(Quelle: eigene Darstellung nach Hirschl et al. 2010, BMVBS 2011, eigene Berechnung und Schätzung)

### 3.2 Regionale Wertschöpfung durch in 2014 installierte Photovoltaikanlagen

Das folgende Unterkapitel erörtert zunächst die Situation der PV in der Städteregion Aachen im Jahr 2014 (Kapitel 3.2.1). Anschließend werden in Kapitel 3.2.2 die Wertschöpfungseffekte im Bereich der Anlageninstallation und in Kapitel 3.2.3 die Effekte des Anlagenbetriebs dargestellt. Kapitel 3.2.4 fasst die Ergebnisse noch einmal übersichtlich zusammen. Nachfolgend werden dabei die Ergebnisse aus dem für die Städteregion Aachen entwickelten Berechnungsmodell präsentiert, die auf Grundlage der in Kapiteln 2 und 3.1 dargestellten Methodik basieren. Eine Herleitung der Ergebnisse erfolgt lediglich anhand eines Beispiels, da die Darstellung aller Berechnungen den Umfang der Studie sprengen würde.

#### 3.2.1 Situation der Photovoltaik in der Städteregion Aachen

Im Basisjahr der Betrachtung (2014) wurden in der Städteregion Aachen 227 Aufdachanlagen der Leistungsklasse bis unter 10 kW errichtet. Die kumulierte Nettonennleistung dieser Anlagen beläuft sich auf insgesamt 1.355 kW. Zusätzlich wurden 45 Anlagen der Leistungsklasse 10 bis unter 100 kW mit einer Nettonennleistung von insgesamt 1.209 kW und 8 Aufdachanlagen ab 100 kW mit einer Nettonennleistung von 1.162 kW installiert (vgl. Abbildung 6).



**Abbildung 6:** PV-Ausbau in der Städteregion Aachen im Jahr 2014 (Quelle: eigene Berechnung und Darstellung nach render 2016)

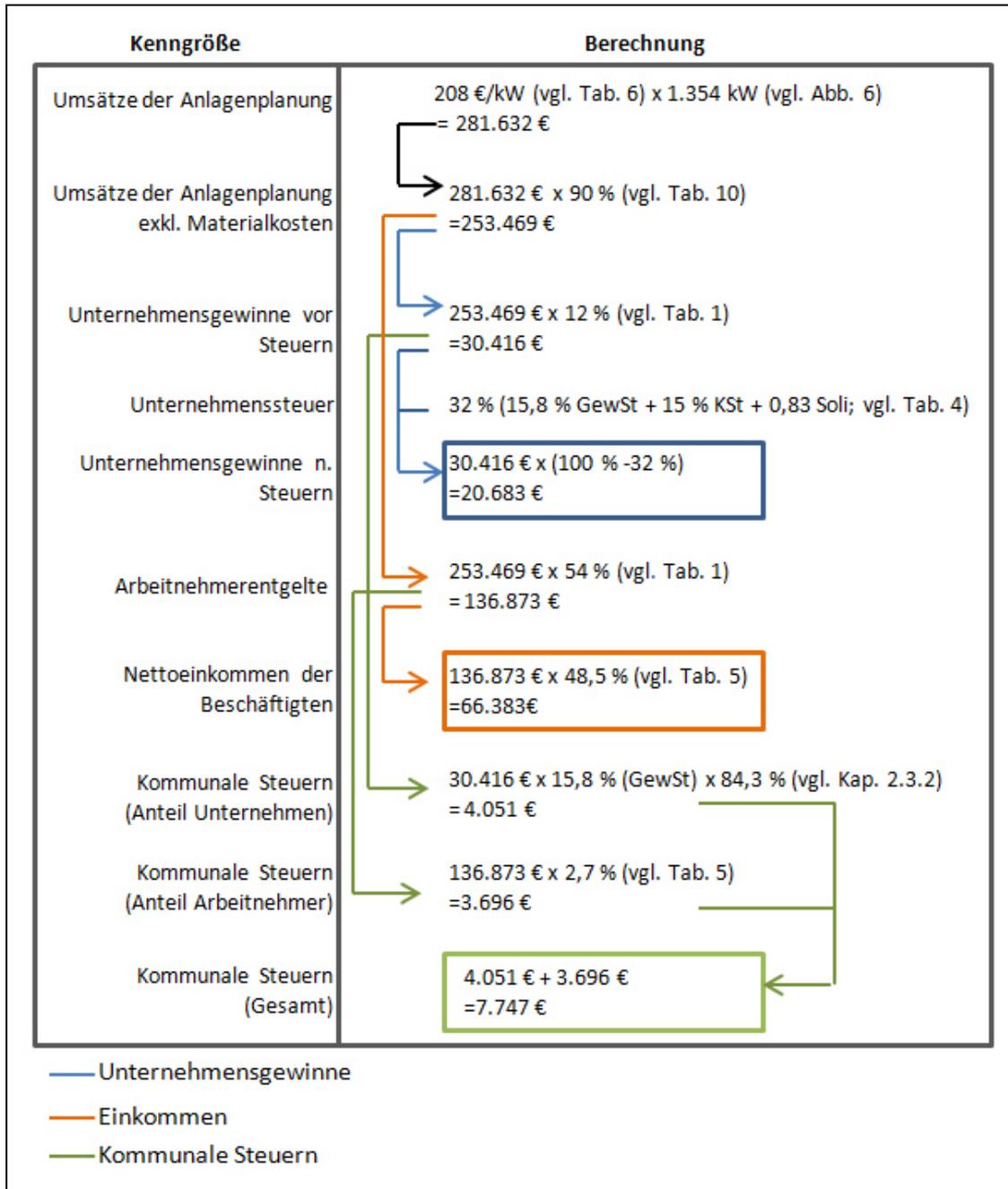
Insgesamt ergibt sich für die 280 in der Städteregion Aachen im Jahr 2014 installierten Anlagen eine kumulierte Nettonennleistung in Höhe von 3.725 kW (render 2016).

### 3.2.2 Wertschöpfung durch Photovoltaikanlageninstallation

Unter die Kategorie Anlageninstallation entfallen die regional durchführbaren Unterkategorien Handel mit Anlagenkomponenten, Anlagenplanung und Dokumentation, Installation im eigentlichen Sinne, Netzanschluss sowie bei Groß- und Freiflächenanlagen die Gründungskosten für die GmbH & Co. KGen (vgl. dazu auch Tabelle 6). Zudem ist die bei Freiflächenanlagen zu errichtende Infrastruktur (z.B. Anlagenumzäunung) zu berücksichtigen (vgl. ebd.). Da im Jahr 2014 keine Freiflächenanlagen in der Städteregion errichtet wurden (vgl. render 2016), entfallen deren Effekte folglich.

Der Verkauf der Anlagenkomponenten ist streng genommen kein Teil der eigentlichen Installation, wird aber aus Gründen der Übersichtlichkeit mit aufgenommen, da durch die Installation der Anlage die Nachfrage nach Komponenten anfällt. Es wird davon ausgegangen, dass die Effekte im Bereich der Anlageninstallation im Inbetriebnahmejahr 2014 erfolgen.

Da die nachfolgenden Ergebnisse nicht mehr explizit hergeleitet werden, erfolgt die Berechnung eines einzelnen Ergebnisses in der folgenden Abbildung (7) beispielhaft für die Anlagenplanung von Anlagen unter 10 kW.



**Abbildung 7:** Herleitung der Wertschöpfungseffekte durch die Anlagenplanung und Dokumentation von PV-Aufdachanlagen unter 10 kW (Werte weichen aufgrund von Rundungen von den in Abb. 8 und Tab. 11 aufgeführten Werten ab) (Quelle: eigene Darstellung)

Im Bereich des Großhandels werden in 2014 Wertschöpfungseffekte in Höhe von ca. 134.000 €<sup>4</sup> durch den Verkauf der Anlagenkomponenten ermittelt. Davon entfallen etwa 2/3 der Effekte auf Nettoeinkommen der Beschäftigten (vgl. Abbildung 8).

Die im Arbeitsschritt Anlagenplanung und Dokumentation, welche in den Annahmen von einem Ingenieurbüro ausgeführt wird, generierte regionale Wertschöpfung beträgt etwa 40.000 € an Unternehmensgewinnen nach Steuern, 128.000 € an Nettoeinkommen der Beschäftigten und 15.000 € an kommunalen Steuern.

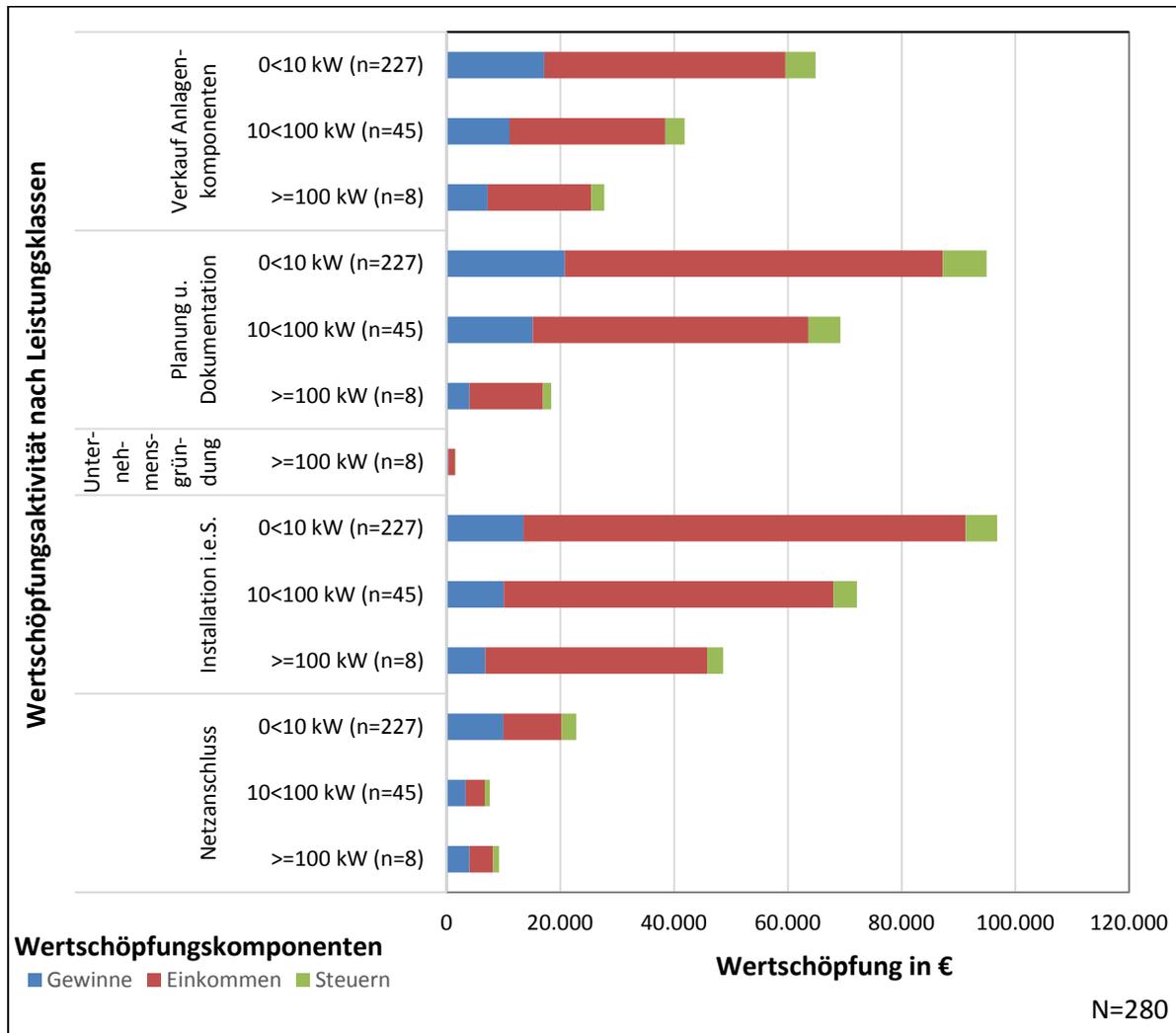
Weitere Wertschöpfungseffekte die durch die Gründung von Unternehmen entstehen, sind dabei mit etwa 2.000 €, als vergleichsweise gering zu bewerten. Hier ist zu beachten, dass diese lediglich bei GmbH & Co. KG anfallen, die für den Betrieb von Großanlagen über 100 kW Nennleistung gegründet werden.

Die Anlageninstallation i.e.S. ist die Komponente der Wertschöpfungsuntersuchung zur Anlageninstallation, wodurch die höchsten Effekte generiert werden. So entfallen mit etwa 217.000 € ca. 38 % der Gesamtwertschöpfung im Bereich der Kategorie Anlageninstallation auf diese Aktivität.

Die durch den Netzanschluss generierte Wertschöpfung ist vergleichsweise gering. Hier ist zu beachten, dass bei größeren Dachanlagen (über 100 kW Nennleistung) eine verhältnismäßig höhere Wertschöpfung pro kW generiert wird als bei kleineren Dachanlagen. Dies ist dem Umstand geschuldet, dass größere Dachanlagen i.d.R. nicht wie bei kleineren Dachanlagen zumeist auf Niederspannungsebene einspeisen, sondern auf Mittelspannungsebene einspeisen, womit andere Anforderungen verbunden sind (Kelm 2015b).

---

<sup>4</sup> Werte wurden der besseren Lesbarkeit halber gerundet



**Abbildung 8:** Regionale Wertschöpfung durch Anlageinstallation von 2014 in Betrieb genommenen PV-Anlagen (Quelle: eigene Berechnung)

Zusammenfassend werden in der Städtereion Aachen durch die mit der Anlageninstallation in Verbindung stehenden Wertschöpfungseffekte Gewinne von etwa 123.000 €, Einkommen in Höhe von ca. 409.000 € und kommunale Steuereinnahmen von 43.000 € in 2014 generiert. Eine detaillierte Übersicht aller Effekte wird noch einmal in Kapitel 3.2.4 aufgezeigt.

Bei Betrachtung der Beschäftigungseffekte beträgt das Arbeitskräftepotenzial insgesamt 15 Personenjahre. Hiervon entfällt, mit 7 Personenjahren knapp die Hälfte auf den Arbeitsschritt Installation i.e.S. Dieser Arbeitsschritt wird zumeist von Elektroinstallationsunternehmen übernommen.

Die Beschäftigungseffekte durch Anlagenplanung und Dokumentation werden mit knapp 4 Personenjahren abgeschätzt. Obgleich lediglich etwa 34.000 € weniger Wertschöpfung durch Planung und Dokumentation generiert wird als durch die Installation i.e.S., sind die Beschäftigungseffekte mit 7 Personenjahren im Installationsbereich vergleichsweise wesentlich höher. Dies ist darauf zurückzu-

führen, dass die durchschnittlichen Nettoeinkommen der Baubranche niedriger anzusetzen sind als die der wissenschaftlich-technischen Dienstleistungen.

Ebenso wie bei der Wertschöpfungsbetrachtung werden die Beschäftigungseffekte, die durch die Gründung von Unternehmen entstehen, mit etwa 0,03 Personenjahren als die geringsten Effekte verbucht.

### 3.2.3 Wertschöpfung durch Photovoltaikanlagenbetrieb

In den Bereich des Anlagenbetriebs entfallen die regional durchführbaren Aktivitäten (vgl. Tabelle 9) der Anlagenfinanzierung, Versicherung, Zählermiete, Wartung- und Instandhaltung, Pacht, Steuerberatung sowie der Anlagenbetrieb i.e.S. Zusätzlich wird dem Bereich der Handel mit Wartungs- und Instandhaltungsmaterial zugeteilt.

Bei Betrachtung des Anlagenbetriebs ist zu beachten, dass die abgeschätzten Effekte nicht in einem Jahr sondern über die gesamte Laufzeit (2014-2034) verteilt, generiert werden. Dabei ergibt sich durch Division der berechneten Gesamtwerte durch die Anlagenlaufzeit ( $t=20$ ) die jährliche durchschnittliche Wertschöpfung.

Beim Anlagenbetrieb wird insgesamt eine höhere Wertschöpfung als durch die Anlageninstallation erreicht. Durch die Anlagenfinanzierung werden Wertschöpfungseffekte von insgesamt 108.000 € erwirtschaftet (vgl. Abbildung 9). Dabei sind die Effekte in allen Anlagenleistungsklassen in etwa gleich hoch, was unter anderem auch auf die unterschiedlich hohen Anteile des Fremdkapitals (vgl. Kapitel 3.1) zurückzuführen ist.

Bei der Versicherung der Anlagen durch einen Vertrag zwischen Anlagenbetreibern und selbständigen Versicherungsvertretern entstehen mit insgesamt etwa 17.000 € die höchsten Wertschöpfungseffekte bei den Kleinanlagen unter 10 kW.

Durch die Zählermiete wird eine gesamte regionale Wertschöpfung in Höhe von 71.000 € erzielt, wobei Gewinne und Einkommen der Beschäftigten in etwa gleich hoch ausfallen.

Bei der Wartung und Instandhaltung von Anlagen wird mit etwa 339.000 € hinter der Wertschöpfung durch den Anlagenbetrieb und der Verpachtung die insgesamt dritthöchste Wertschöpfung in der gesamten Wertschöpfungsanalyse verbucht. An dieser Stelle sind besonders die Nettoeinkommen der Beschäftigten mit etwa 272.000 € besonders augenfällig.

Der Verkauf von Materialien zur Anlagenwartung und –instandhaltung führt zu einer Wertschöpfung von etwa 37.000 €, wobei der Großteil der Wertschöpfung auf Einkommen der Beschäftigten entfällt und ein Beschäftigungspotenzial von etwa einem Personenjahr generiert wird.

Durch die Verpachtung von Flächen zur Nutzung von PV-Anlagen können ebenfalls relativ hohe Gewinne verbucht werden. Insgesamt entstehen dadurch Gewinne in Höhe von ca. 200.000 € für private- und 290.000 € für kommunale Verpächter, wobei letztere Akteure zusätzlich durch den kommunalen Anteil der Einkommenssteuer aus privater Verpachtung in Höhe von ca. 22.000 € profitieren.

Durch Steuerberatung der Anlagenbetreiber können weiterhin Wertschöpfungseffekte in Höhe von ca. 32.000 € generiert werden.

Abbildung 9 stellt die durch den Anlagenbetrieb generierte Wertschöpfung noch einmal für den Anlagenbetrieb ohne den Anlagenbetrieb i.e.S. dar. Insgesamt werden 1.122.000 € erwirtschaftet. Diese Effekte fallen über die gesamte Anlagenlaufzeit der 2014 in Betrieb genommenen Anlagen (d.h. 2014-2034) an.

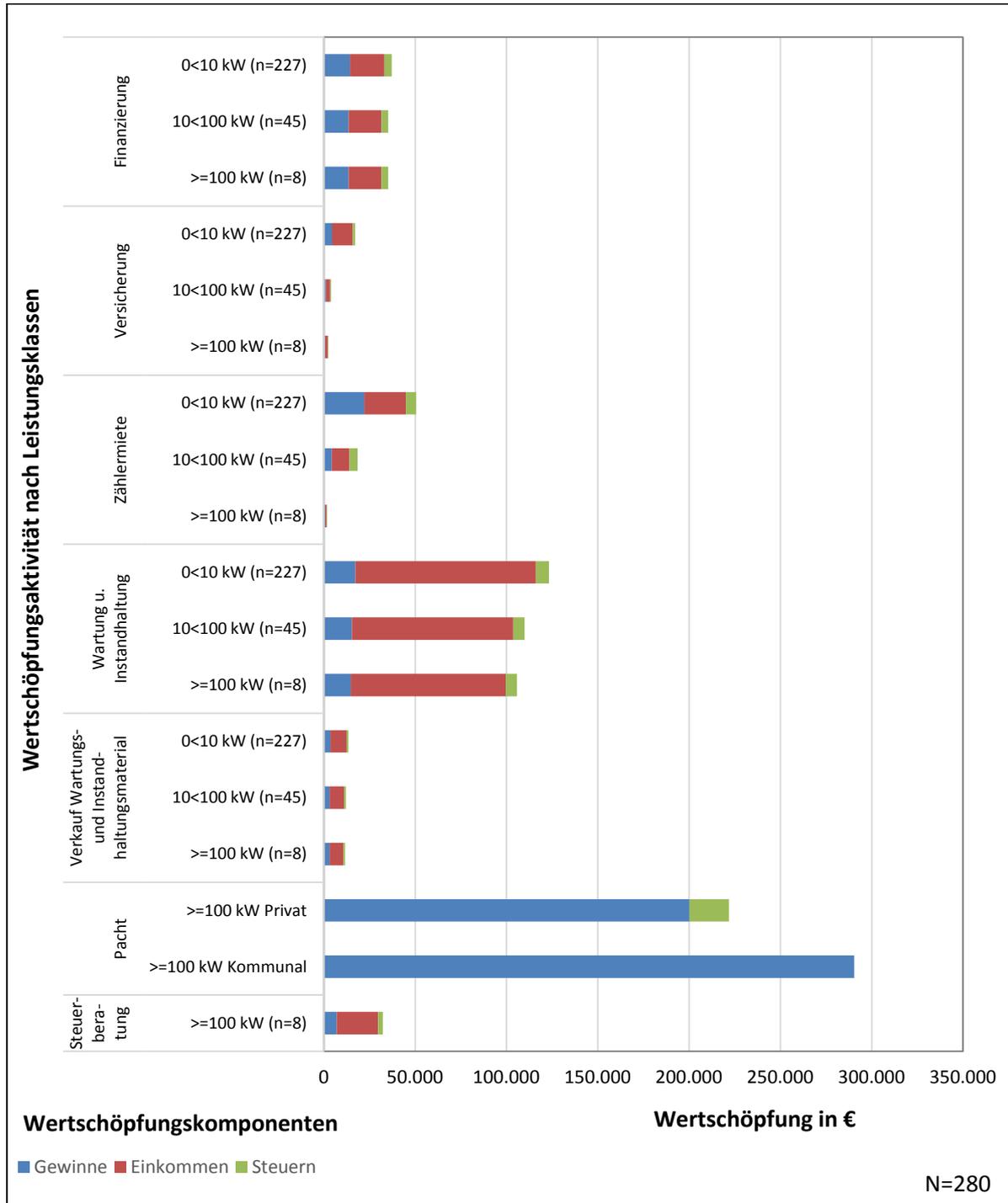
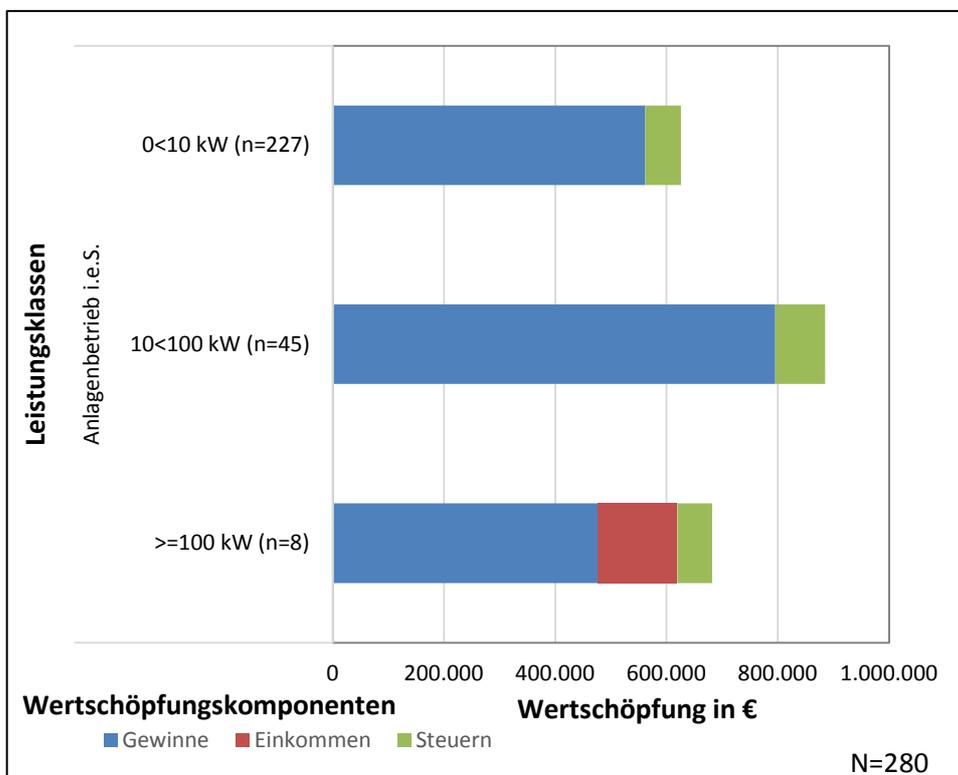


Abbildung 9: Regionale Wertschöpfung durch Anlagenbetrieb (exkl. Anlagenbetrieb i.e.S.) von 2014 in Betrieb genommenen PV-Anlagen (Quelle: eigene Berechnung)

Die bedeutendsten Posten der gesamten Wertschöpfungsbetrachtung werden durch die Betreibererlöse generiert. Dabei werden die höchsten Erlöse mit etwa 795.000 € für mittelgroße Aufdachanlagen der Leistungsklasse 10<100 kW verbucht (vgl. Abbildung 10). Einkommen der Beschäftigten fallen an dieser Stelle lediglich bei Großaufdachanlagen an, wo davon ausgegangen wird, dass ein Geschäftsführer eingestellt wird, um den Anlagenbetrieb der Großanlagen zu gewährleisten. Zusammenfassend werden durch den Anlagenbetrieb i.e.S. von 2014 in Betrieb genommenen Anlagen, Wertschöpfungseffekte in Höhe von etwa 2.193.000 € generiert.



**Abbildung 10:** Regionale Wertschöpfung durch Anlagenbetrieb i.e.S. von 2014 in Betrieb genommenen PV-Anlagen (Quelle: eigene Berechnung)

Die durch den Anlagenbetrieb (einschließlich des Anlagenbetriebs i.e.S.) insgesamt generierten Wertschöpfungseffekte betragen 3.315.000 €, wovon 2.464.000 € auf Unternehmensgewinne, 564.000 € auf Nettoeinkommen der Beschäftigten beteiligter Unternehmen und 287.000 € auf kommunale Steuereinnahmen entfallen. Dabei ist zu beachten, dass in den Unternehmensgewinnen (und damit auch Steuern) die Kosten für den ggf. vorliegenden Stromlieferantenstatus nicht enthalten sind, sodass jene real niedriger ausfallen.

Zusammenfassend besteht ein Beschäftigungspotenzial von insgesamt 20 Personenjahren durch den Anlagenbetrieb insgesamt der 2014 installierten PV-Anlagen (vgl. Tabelle 11). Dabei entfällt über die Hälfte der Beschäftigungseffekte mit 11 Personenjahren auf Wartung und Instandhaltung von Anla-

gen und ein Fünftel mit 4 Personenjahren auf den Anlagenbetrieb i.e.S. Im folgenden Kapitel wird zu allen Effekten noch einmal eine Gesamtübersicht aufgeführt.

### 3.2.4 Zusammenfassung der Wertschöpfungseffekte durch in 2014 installierte Photovoltaikanlagen

Die folgende Tabelle (11) verdeutlicht noch einmal die Gesamtheit der ökonomischen Effekte durch im Jahr 2014 installierte PV-Anlagen in der Städteregion Aachen. Insgesamt wird eine Wertschöpfung in Höhe von etwa 3.891.000 € durch diese Anlagen über die Laufzeit von 20 Jahren generiert. Den höchsten Teil der Wertschöpfung machen dabei die Betreibererlöse mit etwa 1.834.000 € aus, was 71 % der Gesamtgewinne und 47 % der Gesamtwertschöpfung entspricht. Weiterhin besteht ein Beschäftigungspotenzial von 35 Personenjahren, wovon 15 im Inbetriebnahmejahr 2014 und 20 Personenjahre über die Anlagenlaufzeit von 2014-2034 anfallen.

**Tabelle 11:** Gesamte Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte durch PV von im Basisjahr 2014 in Betrieb genommenen Anlagen (N=280) nach Akteuren und Wertschöpfungsaktivitäten (in € bzw. Personenjahren) (Teil 1)

Akteur	Wertschöpfungsaktivität	Leistungsklasse	Gewinne	Einkommen	Steuern	Arbeitsplätze
Planungsbüro	Planung u. Dokumentation	0<10 kW (n=227)	20.803	66.407	7.739	2,0
		10<100 kW (n=45)	15.167	48.417	5.642	1,5
		>=100 kW (n=8)	4.032	12.872	1.500	0,4
	<b>Gesamt</b>		<b>40.003</b>	<b>127.696</b>	<b>14.882</b>	<b>3,8</b>
Notar	Gründungskosten	>=100 kW (n=8)	302	1.138	96	0,03
Kreditinstitut	Finanzierung	0<10 kW (n=227)	14.336	18.842	4.014	0,5
		10<100 kW (n=45)	13.595	17.868	3.807	0,5
		>=100 kW (n=8)	13.582	17.851	3.803	0,5
	<b>Gesamt</b>		<b>41.815</b>	<b>55.698</b>	<b>11.721</b>	<b>1</b>
Großhandel	Verkauf Anlagenkomponenten	0<10 kW (n=227)	17.142	42.427	5.318	1,6
		10<100 kW (n=45)	11.041	27.387	3.436	1,0
		>=100 kW (n=8)	7.211	18.227	2.304	1
	Verkauf Wartungs- und Instandhaltungsmaterial	0<10 kW (n=227)	3.586	8.801	1.069	0,3
		10<100 kW (n=45)	3.199	7.851	954	0,3
		>=100 kW (n=8)	3.076	7.550	917	0,3
	<b>Gesamt</b>		<b>45.254</b>	<b>112.243</b>	<b>13.999</b>	<b>4</b>

**Tabelle 11:** Gesamte Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte durch PV von im Basisjahr 2014 in Betrieb genommenen Anlagen (N=280) nach Akteuren und Wertschöpfungsaktivitäten (in € bzw. Personenjahren) (Teil 2)

Akteur	Wertschöpfungsaktivität	Leistungsklasse	Gewinne	Einkommen	Steuern	Arbeitsplätze
Elektroinstallationsunternehmen	Installation	0<10 kW (n=227)	13.528	77.753	5.508	3,2
		10<100 kW (n=45)	10.079	57.932	4.104	2,4
		>=100 kW (n=8)	6.791	39.034	2.765	1,6
	Wartung u. Instandhaltung	0<10 kW (n=227)	17.217	98.958	7.011	4,1
		10<100 kW (n=45)	15.359	88.278	6.254	3,7
		>=100 kW (n=8)	14.769	84.889	6.014	3,5
<b>Gesamt</b>			<b>77.744</b>	<b>446.844</b>	<b>31.656</b>	<b>19</b>
Netzdienstleister	Netzanschluss	0<10 kW (n=227)	10.014	10.206	2.576	0,3
		10<100 kW (n=45)	3.327	3.391	856	0,1
		>=100 kW (n=8)	4.043	4.120	1.040	0,1
	Zählermiete	0<10 kW (n=227)	22.207	22.631	5711,2	0,7
		10<100 kW (n=45)	4.402	9.545	4486,3	0,3
		>=100 kW (n=8)	783	798	201,3	0,0
<b>Gesamt</b>			<b>44.776</b>	<b>50.690</b>	<b>14.870</b>	<b>2</b>
Anlagenbetreiber	Anlagenbetrieb i.e.S.	0<10 kW (n=227)	561.566	0	63.975	0,0
		10<100 kW (n=45)	795.310	0	89.970	0,0
		>=100 kW (n=8)	477.175	141.985	62.742	4,0
	<b>Gesamt</b>			<b>1.834.051</b>	<b>141.985</b>	<b>216.688</b>
Versicherungsvertreter	Versicherung	0<10 kW (n=227)	4.541	11.165	1.452	0,3
		10<100 kW (n=45)	1.017	2.499	325	0,1
		>=100 kW (n=8)	621	1.527	199	0,0
	<b>Gesamt</b>			<b>6.179</b>	<b>15.191</b>	<b>1.976</b>
Verpächter	Pacht	>=100 kW Privat	200.151	-	21.740	0
		>=100 kW Kommunal	290.460	-	-	0
	<b>Gesamt</b>			<b>490.611</b>		<b>21.740</b>
Steuerberater	Steuerberatung	>=100 kW (n=8)	<b>7.081</b>	<b>22.605</b>	<b>2.634</b>	<b>0,7</b>
<b>Gesamt</b>			<b>2.587.513</b>	<b>972.953</b>	<b>330.165</b>	<b>34,8</b>

(Quelle: eigene Berechnung)

## 4 Wertschöpfung durch in 2014 installierte Windenergieanlagen

Im Folgenden werden nach der Aufführung technologiespezifischer Grundlagen (Kapitel 4.1.) die konkreten Wertschöpfungseffekte durch in 2014 installierte Windenergieanlagen errechnet (Kapitel 4.2).

### 4.1 Methodik zur Bestimmung der Wertschöpfung durch in 2014 installierte Windenergieanlagen

#### Anlageninstallation

Die Anlageninstallationskosten werden für das Basisjahr 2014 nach Deutsche Windguard 2013 abgeschätzt. Dabei wird zwischen Haupt- und Nebeninvestitionskosten unterschieden. Unter den Hauptinvestitionskosten versteht man die Komponenten- und Installationskosten der Anlage. Die Nebeninvestitionskosten setzen sich aus den übrigen Kosten der Anlageninstallation (d.h. Planung, Erschließung, etc.) zusammen.

Folgende Tabelle (12) zeigt die Hauptinvestitionskosten für Windenergieanlagen, welche nach Leistungs- und Nabenhöhenklassen aufgeführt sind. Dabei gilt, je höher die Nennleistung und je niedriger die Höhe der Anlage, desto geringer fällt der Anlagenpreis in €/kW aus.

**Tabelle 12:** Hauptinvestitionskosten von Windenergieanlagen nach Nabenhöhen und Leistungsklassen

Leistungsklasse	Nabenhöhe		
	unter 100 m	100 m bis 120 m	über 120 m
unter 2 MW	1.090 €/kW	1.200 €/kW	-
2 MW bis 3,5 MW	1.010 €/kW	1.150 €/kW	1.340 €/kW

(Quelle: Deutsche Windguard 2013, verändert)

Die Nabenhöhen der Windenergieanlagen unterscheiden sich zumeist nach Standorten. So eignen sich Standorte mit besonders guten Windbedingungen (zumeist an Küstenstandorten) vor allem für sogenannte Starkwindanlagen mit hoher Nennleistung, einem relativ geringen Rotorradius und geringer Nabenhöhe. Standorte mit mittleren oder relativ ungünstigeren Windbedingungen (z.B. Mittelgebirge), eignen sich eher für Anlagen mit geringerer Nennleistung, einem größeren Rotorradius und höherer Nabenhöhe (sogenannte Schwachwindanlagen) (Fraunhofer IWES o.J.).

Aufgrund dieser Differenzierung wird davon ausgegangen, dass es sich bei den in der Städtereion Aachen errichteten Anlagen um Schwachwindanlagen mit moderater Anlagenleistung und relativ hohen Nabenhöhen handelt.

Die einzelnen Positionen der Hauptinvestitionskosten werden nach Hirschl et al. 2010 bestimmt. (vgl. Tabelle 13).

**Tabelle 13:** Anteilige Bestandteile der Hauptinvestitionskosten von Windenergieanlagen

Kostenposition	Anteile in %
Nabe und Hauptwelle	5,5
Gondel	7,4
Generator	9,2
Turm	22,1
Blätter	22,1
Getriebe	16,6
Azimutsystem WEA	1,8
Hydraulik WEA	1,8
Kabel und Sensorik WEA	2,8
Montage	6,5
Logistik	4,3

(Quelle: Hirschl et al. 2010, verändert)

Dabei ist im Gegensatz zur Photovoltaik insgesamt lediglich eine moderate Dynamik der Kostenentwicklungen zu verzeichnen (Schröder et al. 2013), weshalb davon ausgegangen wird, dass die für 2010 ermittelte anteilige Verteilung der Komponenten (vgl. Tabelle 13) an den Hauptinvestitionskosten auch noch im Jahr 2014 angenommen werden kann.

In der folgenden Tabelle (14) werden die Investitionsnebenkosten aufgeführt. Zusätzlich werden, ebenso wie bei den Betrachtungen zur PV, Kosten für die Unternehmensgründung der Windenergiebetreibergesellschaft angenommen.

**Tabelle 14:** Kostenbestandteile der Nebeninvestitionskosten von Windenergieanlagen

Bestandteil	in €/kW	in %
Fundament	67	18
Netzanbindung	73	20
Erschließung	41	11
Planung	95	25
Sonstiges	97	26
<b>Gesamt</b>	<b>373</b>	<b>100</b>

(Quelle: Deutsche Windguard 2013, verändert)

Die Position ‚Sonstiges‘ enthält dabei nicht weiter aufgeführte Kosten. Generell handelt es sich bei den Nebeninvestitionskosten im Allgemeinen und bei der Position ‚Sonstiges‘ im Speziellen, um stark vom Standort der Anlage abhängige Kosten, die im Einzelfall unterschiedlich ausfallen (Deutsche

Windguard 2013). So verringern sich beispielsweise die Erschließungskosten, wenn anstelle einer Einzelanlage ein zu mehreren Anlagen zusammengefasster Windpark entsteht (Interviewpartner A). Dies hat insofern Einfluss auf das Berechnungsergebnis, da die realen Bedingungen von den gewählten Annahmen abweichen können.

### Betriebskosten

Als Anlagenlaufzeit von Windenergieanlagen wird ein Zeitraum von 20 Jahren angenommen. Diese Laufzeiten werden in Einzelfällen überschritten (Fraunhofer IWES 2015).

Die laufenden Betriebskosten der Anlage werden ebenfalls nach Deutsche Windguard 2013 abgeschätzt, wobei in der Quelle eine Differenzierung nach unterschiedlichen Zeiträumen (Jahre 1-10 und 11-20) vorgenommen wird. Hier wird davon ausgegangen, dass beispielsweise mit zunehmender Anlagenlaufzeit die Kosten für Wartung und Reparatur der Anlagen höher ausfallen, weil der Verschleiß verschiedener Komponenten zunimmt. Neben den zumeist ertragsabhängigen Kosten wie für z.B. Wartung und Reparatur gilt es dabei zu beachten, dass andere Kosten wie z.B. für Versicherung zumeist ertragsunabhängig sind (DWG 2013 in Deutsche Windguard 2015). Genaue Werte werden aber dafür nicht aufgeführt, weshalb die folgenden variablen Kostenpositionen verwandt werden (vgl. Tabelle 15).

In der Analyse wird dabei ein über die Gesamtanlagenlaufzeit von 20 Jahren anfallender Mittelwert gebildet, um die Komplexität des Modells zu verringern.

**Tabelle 15:** Betriebskosten von Windenergieanlagen nach Zeiträumen und Bestandteilen

Bestandteil	Jahr 1-10	Jahr 11-20	Jahr 1-20 €/MWh	Jahr 1-20 €/kWh
Wartung und Reparatur	10,5	14,7	12,6	0,0126
Pachtzahlungen	5,3	5,1	5,2	0,0052
Kaufm. u. technische Betriebsführung	4,1	3,6	3,85	0,00385
Versicherungskosten	1,2	0,7	0,95	0,00095
Rücklagen	1	1,4	1,2	0,0012
Sonstige Betriebskosten	2	1,3	1,65	0,00165
<b>Gesamt</b>	<b>24,1</b>	<b>26,8</b>	<b>25,45</b>	<b>0,02545</b>

(Quelle: Deutsche Windguard 2013, verändert)

Die Position ‚Rücklagen‘ bezieht sich auf die Kosten für den Anlagenrückbau nach Außerbetriebnahme, wobei dazu jährliche Rücklagen gebildet werden. Es wird davon ausgegangen, dass die kaufm. und technische Betriebsführung von einem Geschäftsführer übernommen wird, der in der Lage ist, technische und unternehmerische Aufgaben durchzuführen. Größere und komplexere technische Arbeiten werden durch die Position Wartung und Reparatur gedeckt und von einem beauftragten Wartungsunternehmen übernommen.

Zusätzlich wird davon ausgegangen, dass der Anlagenbetreiber den erzeugten Strom selbst vermarktet, wobei von Vermarktungskosten von 2 €/MWh ausgegangen wird (Deutsche Windguard 2015).

Im Bereich der Pacht werden die Anteile kommunaler Verpachtungsflächen mit 22 % und die Anteile privater Flächen mit 78 % nach Hirschl et al. 2010 abgeschätzt.

Die Konditionen zur Finanzierung der Anlage werden mit einem Fremdkapitalanteil von 78 % und einem Effektivzinssatz von 3,8 % ausgewiesen, welcher sich an den Konditionen der KfW-Bankengruppe orientiert (Deutsche Windguard 2015). Als Kreditlaufzeit wird die von der KfW vorgeschlagene Laufzeit von 10 Jahren angenommen (KfW 2015). Zwar mag die Laufzeit einzelner Projekte länger ausfallen, dies würde aber die derzeitige Rentabilität einzelner Projekte in Frage stellen, da die Kosten der Fremdfinanzierung damit um einiges höher ausfallen würden. Nichtsdestotrotz wird in der Berechnung eine über 20 Jahre verteilte Kreditrückzahlung angenommen um die Komplexität des Berechnungsmodells nicht zu überbeanspruchen, wobei der Umstand, dass die Rückzahlungen real nur in den ersten 10 Jahren anfallen, bekannt ist.

### **Betreibererlöse**

Die Betreibererlöse für die Erzeugung von Strom aus Windanlagen im Basisjahr 2014 werden im Zeitraum von Januar bis Juli 2014 nach dem EEG 2012 und ab August nach dem EEG 2014 bestimmt. An dieser Stelle wird noch einmal die Dynamik in der EE-Branche deutlich, die vor allem durch stetige Änderungen des Gesetzesrahmens (EEG-Novellen) bestimmt wird.

Bei der Bestimmung des Fördersatzes werden nach EEG 2012 und EEG 2014 zunächst eine 5-jährige Anfangsvergütung und eine darauffolgende 15-jährige Grundvergütung festgelegt. Die standortspezifischen Erträge von Windenergieanlagen sind dabei auf einen Referenzertrag zu beziehen, wobei eine Unterschreitung dieses Ertrages mit einer Verlängerung des Anfangsvergütungszeitraumes einhergeht. Der mittlere Ertrag in Nordrhein-Westfalen entspricht dabei 80 % des Referenzertrages (BMW 2014). Da die Bedingungen in der Städtereion Aachen jedoch günstiger sind als im landesweiten Durchschnitt, wird eine Standortqualität von 85 % des Referenzertrages angenommen. Die Plausibilität dieses Wertes wurde in einem Gespräch mit einem regionalen Projektentwickler bestätigt (Interviewpartner A 2016).

Die Bestimmung der Förderung für eine Anlage, die bis Juli 2014 in Betrieb genommen wurde, wird im Folgenden beispielhaft dargestellt. Für diese Anlagen werden eine Anfangsvergütung von 8,66 ct/kWh und eine Endvergütung von 4,72 ct/kWh ausgewiesen (vgl. Tabelle 16). Zusätzlich wird, nach Erfüllung bestimmter Auflagen, ein sogenannter Systemdienstleistungsbonus gewährt (Clearingstelle EEG 2016), wobei angenommen wird, dass dieser in Anspruch genommen werden kann.

**Tabelle 16:** Vergütung von Windenergieanlagen in der Städtereion Aachen im Jahr 2014, die bis Juli 2014 in Betrieb genommen werden

Vergütungskomponenten	in ct/kWh
Erhöhte Anfangsvergütung	8,66
Anfangsvergütung incl. Systemdienstleistungsbonus	9,13
Endvergütung	4,72

(Quelle: eigene Berechnung nach Clearingstelle EEG 2016 und Netztransparenz 2014)

Der verlängerte Anfangsvergütungszeitraum einer Anlage, welche 85 % des Referenzertrages erzeugt, wird nach EEG 2012 folgendermaßen bestimmt (vgl. Formel 2):

$$(65 / 0,75) \times 2 = 173,3 \text{ Monate (=14,4 Jahre)} + 5 \text{ Jahre (Anfangsvergütung)} = 19,4 \text{ Jahre}$$

**Formel 2:** Bestimmung des verlängerten Anfangsvergütungszeitraums einer exemplarischen Windenergieanlage nach EEG 2012 (Quelle: eigene Berechnung nach BMU 2013)

Die über die gesamte Anlagenlaufzeit anfallende durchschnittliche Vergütung für die bis Juli 2014 in Betrieb genommene Anlagen beträgt demnach (vgl. Formel 3):

$$(19,4 \text{ a}/20 \text{ a} \times 9,13 \text{ ct/kWh}) + (0,6 \text{ a}/20 \text{ a} \times 4,72 \text{ ct/kWh}) = 8,9977 \text{ ct/kWh}$$

**Formel 3:** Bestimmung der Durchschnittsvergütung einer exemplarischen Windenergieanlage (Quelle: eigene Berechnung nach BMU 2013)

Für Anlagen, welche von August bis Dezember 2014 in Betrieb genommen wurden, wird der Zeitraum der Anfangsvergütung einer 85 % Anlage nach folgender Formel (4) bestimmt:

$$(130 - 85) : 0,36 = 125 \text{ (Monate)} + (100-85) : 0,48 = 31 \text{ (Monate)} + 5 \text{ Jahre}$$

**Formel 4:** Bestimmung der Anfangsvergütung einer exemplarischen Windenergieanlage nach EEG 2014 (Quelle: eigene Berechnung nach Daganan et al. 2014)

Beim Ansetzen eines 85 % -igen Ertrags am Referenzertrag ergibt sich so eine Laufzeit der Anfangsvergütung von 18,02 Jahren.

Die Anfangsvergütung für in diesem Zeitraum in Betrieb genommene Anlagen beträgt dabei 8,9 ct/kWh und die Grundvergütung 4,95 ct/kWh, wobei hier bereits Kosten für die verpflichtende Direktvermarktung des erzeugten Stroms ab 2014 inkludiert sind (Leipziger Institut für Energie 2015). Der Systemdienstleistungsbonus entfällt ab EEG 2014. Schlussendlich ergibt sich eine durchschnittliche Vergütung von 8,51 ct/kWh über die gesamte Anlagenlaufzeit.

Diese errechneten Vergütungssätze sind in einem weiteren Schritt mit dem durch Windenergie erzeugten Strom zu multiplizieren. In einer Potenzialstudie zu Erneuerbaren Energien in der Städtereion Aachen (StädteRegion Aachen 2015) wurden in Wirtschaftlichkeitsberechnungen Annahmen zu

Volllaststunden vorgenommen. Dort wurden, neben eines worst- und best case Szenarios, zwei Basisfälle ausgewiesen, wobei die Volllaststunden jeweils 1.800 Vbh pro Jahr bzw. 2.000 Vbh pro Jahr betragen.

Diese Annahmen wurden nach Absprache mit einem Projektentwickler aus der Region verifiziert und 2.000 Vbh für Anlagen mit relativ hoher Nabenhöhe angenommen, wobei für Anlagen mit einer Nabenhöhe von über 120m in der Region zum Teil bis zu 2.200 Vbh angenommen werden können (Interviewpartner A 2016). Für die im Basisjahr untersuchten Anlagen mit einer Nabenhöhe von unter 100 m wird im Folgenden von 1.800 Vbh/a und für Anlagen mit einer Nabenhöhe über 120 m wird von 2.000 Vbh/a ausgegangen. Dabei werden die Erträge der kleineren Anlagen ggf. etwas überschätzt und die der größeren Anlagen unterschätzt, weshalb sich die Effekte im Mittel ausgleichen sollten. Abschließend verfügt die Städteregion Aachen in Bezug zu Nordrhein-Westfalen insgesamt, über sehr günstige Bedingungen zur Nutzung von Windenergie (LANUV 2013a).

### **Regionale Anteile**

Die potenziellen regionalen Anteile der Wertschöpfung wurden, wie bei der PV, auf Basis der erstellten Unternehmensliste der im Geschäftsfeld EE tätigen Unternehmen abgeschätzt. Ausnahmen bilden dabei die Anlagenfinanzierung und –versicherung. Hier ergibt sich nach BMVBS 2011 ein Anteil von 45 % an Fremdkapitalgebern, welche in der Region ansässig sind.

Gleichsam wird eine Anlagenversicherung bei einem regionalen Versicherungsvertreter, wie bei der PV, in 50 % der Fälle angenommen (vgl. Kapitel 3.1). Eine Analyse der Netzbetreiber des Anlagenbestands im Jahr 2014 ergab zudem einen Anteil von in der Region ansässigen Netzbetreibern von 55 %. Für Anlagenbetreiber wird auf Basis der Unternehmensliste ein potenzieller Anteil von 100 % angenommen. Dieser entfällt ebenso auf die Positionen Fundament und Erschließung, welche nach Rücksprache mit einem Projektentwickler zumeist von aus der Region stammenden Unternehmen abgebildet werden (Interviewpartner A 2016). Ebenso wird angenommen, dass die Flächenverpächter und beauftragten Notare in der Region ansässig sind. Im Bereich der Steuerberatung ließen sich anhand der verwendeten Datenbasis keine genauen Kosten ermitteln, weshalb diese bei Betrachtung der Windenergie vernachlässigt wird. Alle übrigen Bestandteile der Wertschöpfung werden von externen, nicht in der Region ansässigen, Unternehmen erbracht (vgl. Tabelle 17). Der Anlagenrückbau ist in der folgenden Tabelle nicht aufgeführt, kann aber auf Basis der Unternehmensanalyse nicht von in der Region ansässigen Unternehmen übernommen werden. Die regionalen Anteile werden dabei, wie auch in der Analyse zur PV in 2014 und dem weiteren Betrachtungszeitraum (vgl. Kapitel 6), als unverändert angenommen.

**Tabelle 17:** Wertschöpfungsaktivitäten der Windenergie und regionale Anteile

Anlageninstallation		Anlagenbetrieb	
Wertschöpfungsaktivität	Regionale Anteile (%)	Wertschöpfungsaktivität	Regionale Anteile (%)
Anlagenplanung und Dokumentation	100	Anlagenbetrieb i.e.S.	100
Logistik	0	Versicherung	50
Installation i.e.S.	0	Wartung und Instandhaltung	0
Netzanschluss	55	Pacht	100
Fundament und Erschließung	100	Finanzierung	45
Unternehmensgründung	100		

(Quelle: eigene Darstellung auf Basis von BMVBS 2011, eigener Schätzung und Recherche)

### Anteile der Materialkosten

Die Anteile der Materialkosten werden im Folgenden wie im Kapitel 3.1 für die Photovoltaik aufgeführt, um eine Berechnung auf Basis der Umsätze exklusive der Materialkosten vornehmen zu können. Dabei wird im Bereich der Dienstleistungen Anlagenplanung, Versicherung und Pacht, wie bei der PV nach Hirschl et al. 2010 angenommen, von einer 10 %igen Materialkostenpauschale ausgegangen (vgl. Tabelle 18).

Ebenso wird der Anteil der Materialkosten des Netzanschlusses wie bei der PV mit 70 % abgeschätzt. Die Materialkosten für Fundament und Erschließung, sowie der Finanzierung sind unbekannt. Bezüglich der Gründungskosten der Betreibergesellschaft entsprechen die Materialkosten ebenfalls den bei der PV angelegten Werten (vgl. Kapitel 3.1).

**Tabelle 18:** Abschätzung der Umsätze exkl. Materialkosten im Bereich der Windenergie in % der Umsätze bzw. €/kW

	Wertschöpfungsaktivität	Anteile
Anlagen- installation	Anlagenplanung und Dokumentation	90%
	Netzanschluss	30%
	Fundament und Erschließung	<i>unbekannt</i>
	Gründungskosten	57%
Anlagen- betrieb	Versicherung	90%
	Finanzierung	<i>unbekannt</i>
	Pacht	90%

(Quelle: eigene Berechnung und Schätzung auf Basis der Annahmen in Kapitel 3.1)

Für die Berechnung der zukünftigen Situation in Kapitel 6 wird von den gleichen Anteilen ausgegangen.

## 4.2 Regionale Wertschöpfung durch in 2014 installierte Windenergieanlagen

In den folgenden Unterkapiteln wird zunächst die Situation der Windenergie im Untersuchungsraum für das Jahr 2014 erläutert (Kapitel 4.2.1). Anschließend werden die Wertschöpfungseffekte durch die Anlageninstallation (Kapitel 4.2.2) und den Anlagenbetrieb (Kapitel 4.2.3) aufgeführt und eine abschließende Zusammenfassung der Effekte vorgenommen (Kapitel 4.2.4). Im Folgenden werden die einzelnen Berechnungsschritte zur Bestimmung der Wertschöpfung nicht mehr aufgeführt, da dies den Umfang der Studie erhöhen würde. Ein Berechnungsbeispiel für die PV, das der gleichen Methodik folgt, kann Abbildung 7 entnommen werden.

### 4.2.1 Situation der Windenergie in der Städtereion Aachen

#### Ausbau

Im Jahr 2014 wurden in den Monaten Februar und März vier Windenergieanlagen mit einer Nennleistung von jeweils 3.075 kW und im Dezember eine Anlage mit einer Nennleistung von 800 kW in Betrieb genommen.

Die weiteren technischen Daten dieser Anlagen wurden aufgrund einer Analyse von Referenzanlagen der jeweiligen Anlagenleistungsklassen abgeschätzt. Dabei ergibt sich für die Anlage mit 800 kW Nennleistung als Referenz eine Anlage des Typs E-48 des Herstellers Enercon. Für die Anlagen mit 3.075 kW Nennleistung wird angenommen, dass es sich bei diesen um einen Anlagentyp handelt, der mit der V112 des Herstellers Vestas vergleichbar ist (vgl. Tabelle 19).

**Tabelle 19:** Referenzanlagen für im Jahr 2014 in Betrieb genommene Windenergieanlagen

Anlagendaten	Anlagenbezeichnung	
	E-48	V112
Hersteller	Enercon	Vestas
Nennleistung (in kW)	800	3.075
Nabenhöhe (in m)	76	140

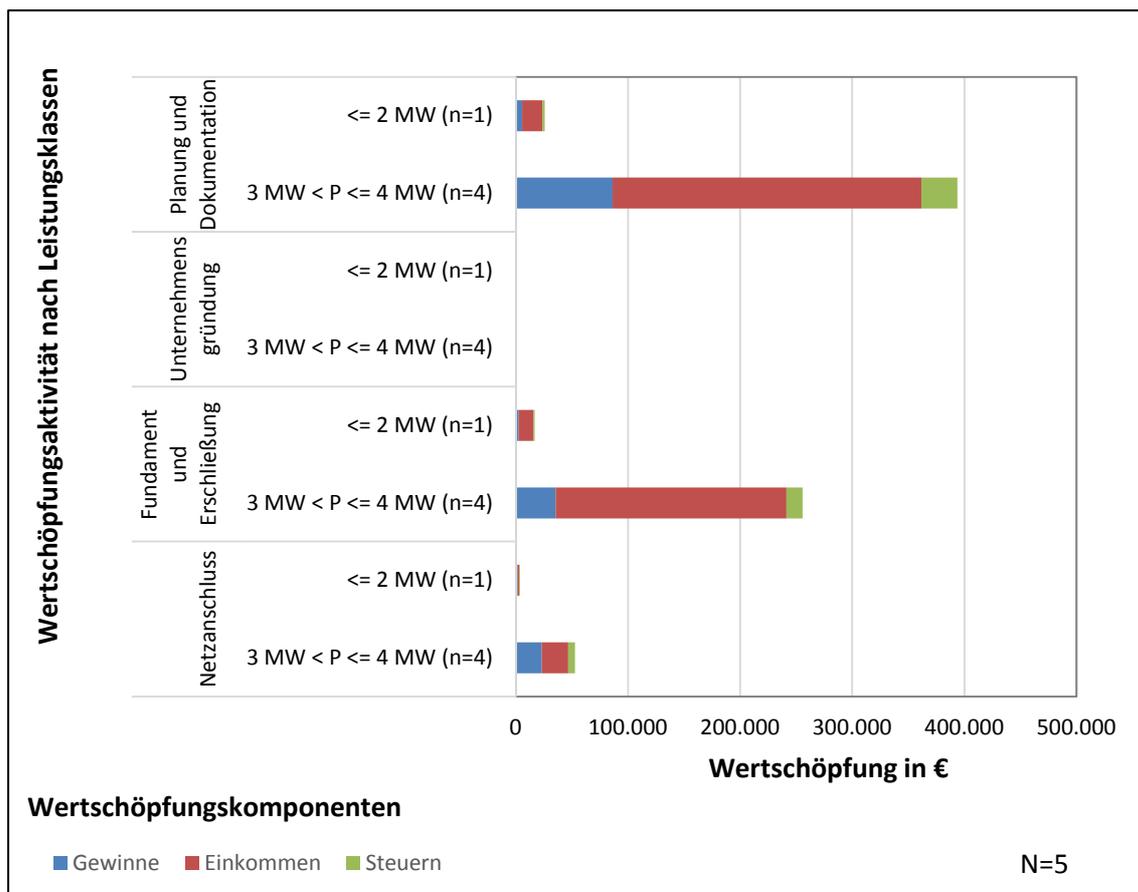
(Quelle: eigene Darstellung nach Enercon 2016 und Vestas 2012)

#### 4.2.2 Wertschöpfung durch Windenergieanlageninstallation

Die regional durchführbaren Aktivitäten im Bereich der Windenergie sind die Anlagenplanung und Dokumentation, der Netzanschluss, Fundament und Erschließung, sowie die Unternehmensgründung (vgl. Tabelle 17).

In der folgenden Grafik wird die Wertschöpfung durch die Installation von Windenergieanlagen in der Städteregion Aachen in 2014 aufgezeigt. Für Anlagen mit 3.075 kW Nennleistung, deren Berechnung anhand der Parameter der Leistungsklasse von 2,5-3 MW erfolgt (vgl. Tabelle 12), wird im Folgenden die Leistungsklasse 3-4 MW verwendet, um diese mit den Anlagen der Potenzialstudie (vgl. Kapitel 6) vergleichbar zu machen.

Insgesamt ergibt sich eine Wertschöpfung von ca. 749.000 €, wobei etwa 154.000 € Gewinne, 538.000 € Einkommen und 56.000 € kommunale Steuern anfallen. Die höchste Wertschöpfung von ca. 419.000 € entfällt dabei auf den Arbeitsschritt Planung und Dokumentation (vgl. Abbildung 11).



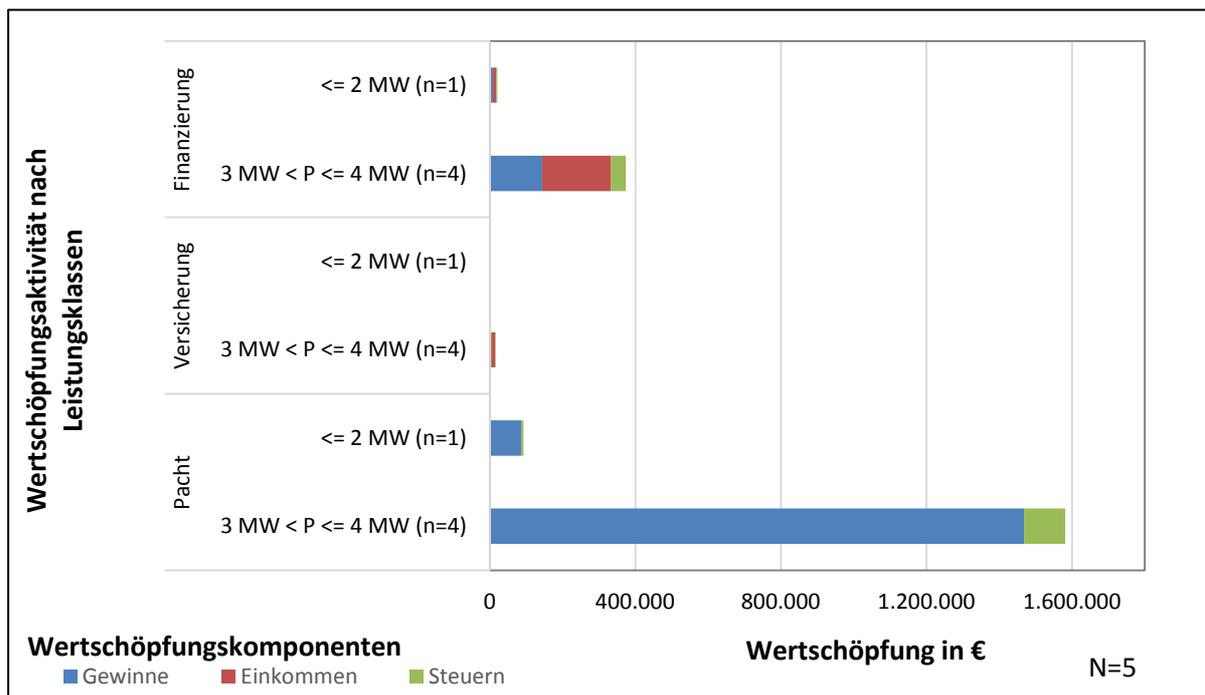
**Abbildung 11:** Regionale Wertschöpfung durch Anlageinstallation von 2014 in Betrieb genommenen Windenergieanlagen (Quelle: eigene Berechnung)

Ebenso entfällt die höchste Wertschöpfung, mit etwa 703.000 €, auf Anlagen der Leistungsklasse von 3-4 MW, die mit 4 Anlagen auch die meisten Anlagen beinhaltet (vgl. Abbildung 11).

### 4.2.3 Wertschöpfung durch Windenergieanlagenbetrieb

In den Bereich des Windanlagenbetriebs entfallen die regional durchführbaren Aktivitäten der Anlagenfinanzierung, Versicherung, Pacht und des Anlagenbetriebs i.e.S.

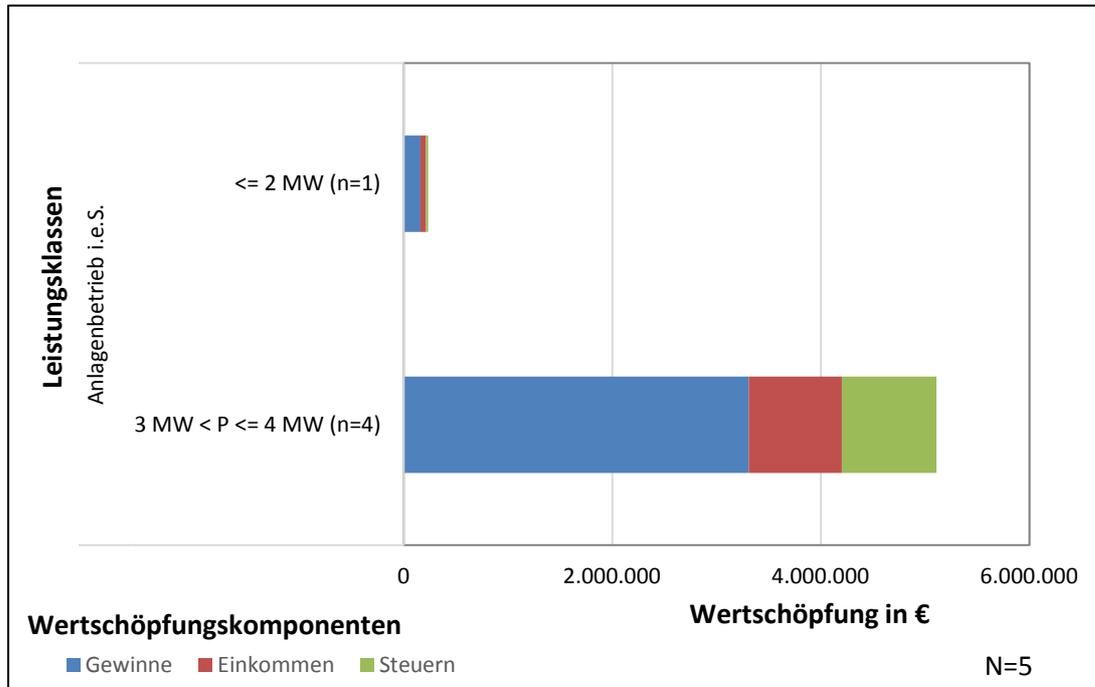
Durch Pacht, Versicherung und Finanzierung, von im Jahr 2014 installierten und in Betrieb genommenen Anlagen werden von 2014-2034 Wertschöpfungseffekte von etwa 2.085.000 € generiert. Davon entfallen ca. 1.710.000 € auf Gewinne, 211.000 € auf Einkommen und 164.000 € auf Steuern (vgl. Abbildung 12).



**Abbildung 12:** Regionale Wertschöpfung durch Anlagenbetrieb (exkl. Anlagenbetrieb i.e.S.) von 2014 in Betrieb genommenen Windenergieanlagen (Quelle: eigene Berechnung)

Ein Großteil der Effekte wird dabei durch die Verpachtung von Flächen generiert. Hier entfallen 1.554.000 € auf Gewinne und 120.000 € auf kommunale Steueranteile. Die Aufteilung dieser Anteile auf private und kommunale Verpächter ist Kapitel 4.2.4 zu entnehmen.

Durch den eigentlichen Betrieb der Windenergieanlagen werden Effekte in Höhe von 5.341.000 € erzielt. Hierbei entfallen ca. 2/3 (3.470.000 €) auf Gewinne der Anlagenbetreiber (vgl. Abbildung 13).



**Abbildung 13:** Regionale Wertschöpfung durch Anlagenbetrieb i.e.S. von 2014 in Betrieb genommenen Windenergieanlagen (Quelle: eigene Berechnung)

Dabei sind die kumulierten Effekte der größeren Windenergieanlagen zwischen 3 und 4 MW um ein vielfaches höher als die der kleinen Windenergieanlage, welche nur knapp 5 % der gesamten Wertschöpfungseffekte des Anlagenbetriebs ausmachen.

#### 4.2.4 Zusammenfassung der Wertschöpfungseffekte durch in 2014 installierte Windenergieanlagen

In der folgenden Tabelle (20) werden alle Wertschöpfungseffekte von in 2014 in Betrieb genommenen Anlagen noch einmal in Ihrer Gesamtheit präsentiert.

**Tabelle 20:** Gesamte Wertschöpfung und Beschäftigung durch Windenergie von im Basisjahr 2014 in Betrieb genommenen Anlagen (N=5) nach Akteuren und Wertschöpfungsaktivitäten (in € bzw. Personenjahren)

Akteur	Wertschöpfungsaktivität	Leistungsklasse	Gewinne	Einkommen	Steuern	Arbeitsplätze
Planungsbüro	Planung u. Dokumentation	<= 2 MW (n=1)	5.612	17.914	2.088	0,5
		3 MW < P <= 4 MW (n=4)	86.282	275.427	32.098	8,3
	<b>Gesamt</b>			<b>91.893</b>	<b>293.341</b>	<b>34.186</b>
Notar	Unternehmensgründung	<= 2 MW (n=1)	38	142	12,0	0,0
		3 MW < P <= 4 MW (n=4)	151	569	48	0,0
	<b>Gesamt</b>			<b>189</b>	<b>711</b>	<b>60</b>
Bauunternehmen	Fundament u. Erschließung	<= 2 MW (n=1)	2.304	13.390	943,6	0,6
		3 MW < P <= 4 MW (n=4)	35.421	205.875	14.507	8,6
	<b>Gesamt</b>			<b>37.725</b>	<b>219.266</b>	<b>15.451</b>
Netzdienstleister	Netzanschluss	<= 2 MW (n=1)	1.502	1.531	386,3	0,0
		3 MW < P <= 4 MW (n=4)	23.095	23.536	5.940	0,7
	<b>Gesamt</b>			<b>24.597</b>	<b>25.066</b>	<b>6.326</b>
Kreditinstitut	Finanzierung	<= 2 MW (n=1)	8.002	10.517	2.241	0,3
		3 MW < P <= 4 MW (n=4)	143.958	189.208	40.311	5,1
	<b>Gesamt</b>			<b>151.960</b>	<b>199.725</b>	<b>42.552</b>
Versicherungsvertreter	Versicherung	<= 2 MW (n=1)	246	606	79	0,0
		3 MW < P <= 4 MW (n=4)	4.208	10.345	1.346	0,3
	<b>Gesamt</b>			<b>4.454</b>	<b>10.950</b>	<b>1.425</b>
Verpächter	Pacht	Privat <= 2 MW (n=1)	60.976	-	6.623	-
		Privat 3 MW < P <= 4 MW (n=4)	1.041.678	-	113.148	-
		Kommunal <= 2 MW (n=1)	24.958	-	-	-
		Kommunal 3 MW < P <= 4 MW (n=4)	426.374	-	-	-
	<b>Gesamt</b>			<b>1.553.986</b>	<b>0</b>	<b>119.771</b>
Anlagenbetreiber	Anlagenbetrieb i.e.S.	<= 2 MW (n=1)	160.030	52.114	21319,1	1,5
		3 MW < P <= 4 MW (n=4)	3.309.705	890.274	907.981	25,2
	<b>Gesamt</b>			<b>3.469.735</b>	<b>942.388</b>	<b>929.300</b>
<b>Gesamt</b>			<b>5.334.540</b>	<b>1.691.447</b>	<b>1.149.070</b>	<b>51,0</b>

(Quelle: eigene Berechnung)

Dabei wird eine Gesamtwertschöpfung von 8.175.000 € generiert, welche sich auf die Bereiche Gewinne (5.335.000 €), Einkommen (1.691.000 €) und Steuern (1.149.000 €) aufteilt. Das Arbeitskräftepotenzial beträgt 51 Vollzeitpersonnenjahre, wovon etwa die Hälfte auf den Anlagenbetrieb im eigentlichen Sinne entfällt.

## 5 Zukünftige Wertschöpfungspotenziale der Photovoltaik in der Städteregion Aachen

Der folgende Teil der Studie erörtert zunächst die vorgenommene Methodik zur Bestimmung zukünftiger Wertschöpfungseffekte der PV (Kapitel 5.1). Anschließend werden die konkreten regionalökonomischen Effekte abgeschätzt (Kapitel 5.2).

### 5.1 Methodik zur Bestimmung der Wertschöpfung durch 2014-2030 installierte Photovoltaikanlagen

Nachdem in einem ersten Schritt der zukünftige Ausbau der PV in der Städteregion Aachen abgeschätzt wird (Kapitel 5.1.1), werden darauffolgend die zukünftigen Kosten- und Erlösentwicklungen im Bereich der Technologie erörtert (Kapitel 5.1.2).

#### 5.1.1 Ausbaupfade der Photovoltaik in der Städteregion Aachen

Um die Ausbaupfade der PV in der Städteregion Aachen darstellen zu können, sind zunächst einmal die technischen Möglichkeiten des PV-Ausbaus in der Städteregion Aachen zu bestimmen. Diese beziehen sich primär auf die geeigneten Flächen für PV-Aufdach- und Freiflächenanlagen und bilden den möglichen Rahmen für mögliche Ausbaupfade der Photovoltaik.

Das Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen hat im Jahr 2013 eine ‚Potenzialstudie Erneuerbarer Energien‘ (LANUV 2013b) veröffentlicht, welche die installierbaren Modulflächen für PV-Anlagen nach Gemeinden in km<sup>2</sup> enthält (vgl. Tabelle 21). Dabei wurde bei Dachflächen zunächst das theoretische Potenzial bestimmt, wobei Flächen mit geeigneter Einstrahlung ausgewählt wurden. Darauffolgend wurde das technische Potenzial abgeleitet, indem eine Bestückung mit Standardmodulen vorgenommen wurde und die technisch nutzbaren (d.h. mit Modulen bestückbaren) Flächen ermittelt wurden. Bei Freiflächenanlagen wurde aufgrund unzureichender Lagegenauigkeit keine Unterscheidung zwischen theoretischem und technischem Potenzial vorgenommen (vgl. LANUV 2013).

**Tabelle 21:** Flächenpotenziale für Aufdach- und Freiflächenphotovoltaikanlagen in der Städteregion Aachen<sup>5</sup>

Gebietskörperschaft	Aufdachanlagen		Freiflächenanlagen	
	Potenzial Modulflächen (in km <sup>2</sup> )	Anlagenpotenzial in kWp (10m <sup>2</sup> =1kWp)	Potenzial Modulflächen (in km <sup>2</sup> )	Anlagenpotenzial in kWp (10m <sup>2</sup> =1kWp)
Aachen	2,7	270.000	1,67	167.000
Alsdorf	0,6	60.000	0,35	35.000
Baesweiler	0,3	30.000	0,11	11.000
Eschweiler	0,8	80.000	1,5	150.000
Herzogenrath	0,5	50.000	0,22	22.000
Monschau	0,3	30.000	0,09	9.000
Roetgen	0,1	10.000	0,04	4.000
Simmerath	0,3	30.000	0,1	10.000
Stolberg (Rhld.)	0,8	80.000	0,48	48.000
Würselen	0,5	50.000	0,83	83.000
<b>Städteregion Aachen</b>	<b>6,90</b>	<b>690.000</b>	<b>5,39</b>	<b>539.000</b>

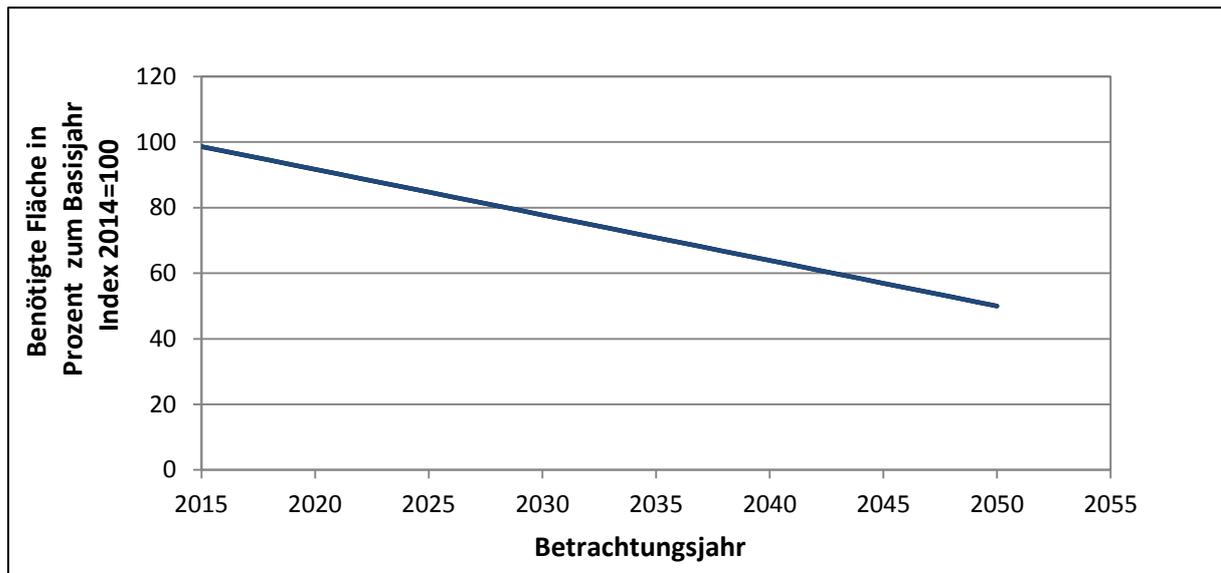
(Quelle: eigene Darstellung und Berechnung nach LANUV 2013b)

Diese Flächen können in ein Anlagenpotenzial in kW Nennleistung umgewandelt werden, um die Gesamtanlagenleistung der installierbaren Neuanlagen abzuschätzen. Als vereinfachte Annahme kann dabei ein Flächenbedarf von 10 m<sup>2</sup> pro kW Anlagenennleistung angenommen werden. Diese Annahme entspricht einer konservativen Schätzung, sodass das tatsächliche Anlagenpotenzial höher liegen dürfte (Wesselak et al. 2013). Es ergibt sich darauf aufbauend ein Anlagenpotenzial von 690.000 kW (bzw. 690 MW) für Aufdach- und 539.000 kW (bzw. 539 MW) für Freiflächenanlagen.

Dieses Potenzial bildet das Gesamtflächenpotenzial in der Städteregion Aachen ab und berücksichtigt nicht die bestehenden Anlagen, welche von diesem Potenzial noch zu subtrahieren sind. An dieser Stelle wird ebenfalls ein Flächenbedarf von 10 m<sup>2</sup> pro kW installierter Nennleistung für Bestandsanlagen angenommen. Im Laufe der Betrachtung (von 2014-2030) werden zudem zum Zeitpunkt des Beginns der Betrachtung in 2014 einige Anlagen deinstalliert, da von einer Anlagenlaufzeit von 20 Jahren ausgegangen wird. Somit entspricht das Flächenpotenzial in einem spezifischen Betrachtungsjahr dem in der Tabelle 21 ausgewiesenen Flächenpotenzial abzüglich des Bedarfs von bis zu diesem Jahr installierten Anlagen und zuzüglich der Fläche von bis zu diesem Jahr deinstallierten Anlagen (vgl. render 2016).

<sup>5</sup> Als Teil des Projekts render wurde ebenfalls eine Flächenanalyse in der Region vorgenommen, die zum Zeitpunkt der Erstellung der vorliegenden Studie noch nicht vorlag, weshalb auf die Daten von LANUV 2013b zurückgegriffen wurde.

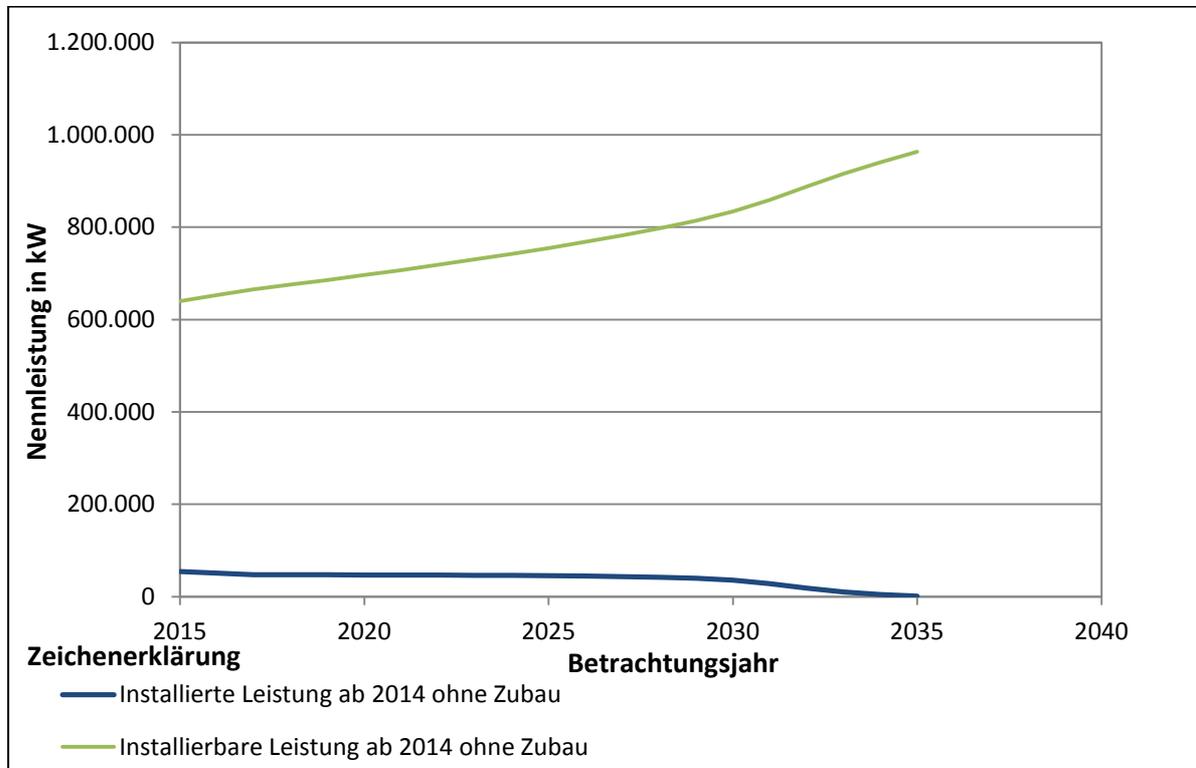
Zusätzlich ist noch eine prognostizierte Leistungssteigerung der PV-Module mit einzubeziehen, die sich negativ auf den Flächenverbrauch auswirkt (vgl. Abbildung 14).



**Abbildung 14:** Prognostizierte Reduktion des Flächenverbrauchs von PV-Anlagen (Quelle: eigene Darstellung nach Fraunhofer ISE 2015)

An dieser Stelle wird in einem mittleren Szenario nach Fraunhofer ISE 2015 eine Verdopplung der Moduleffizienz von 2014-2050 angenommen, was im Umkehrschluss bedeutet, dass im Vergleich zu 2014 im Jahr 2050 nur noch die Hälfte der Fläche für die gleichen Stromerträge erforderlich ist. Dabei wird von einer linearen Steigerung der Moduleffizienz ausgegangen (vgl. Abbildung 14).

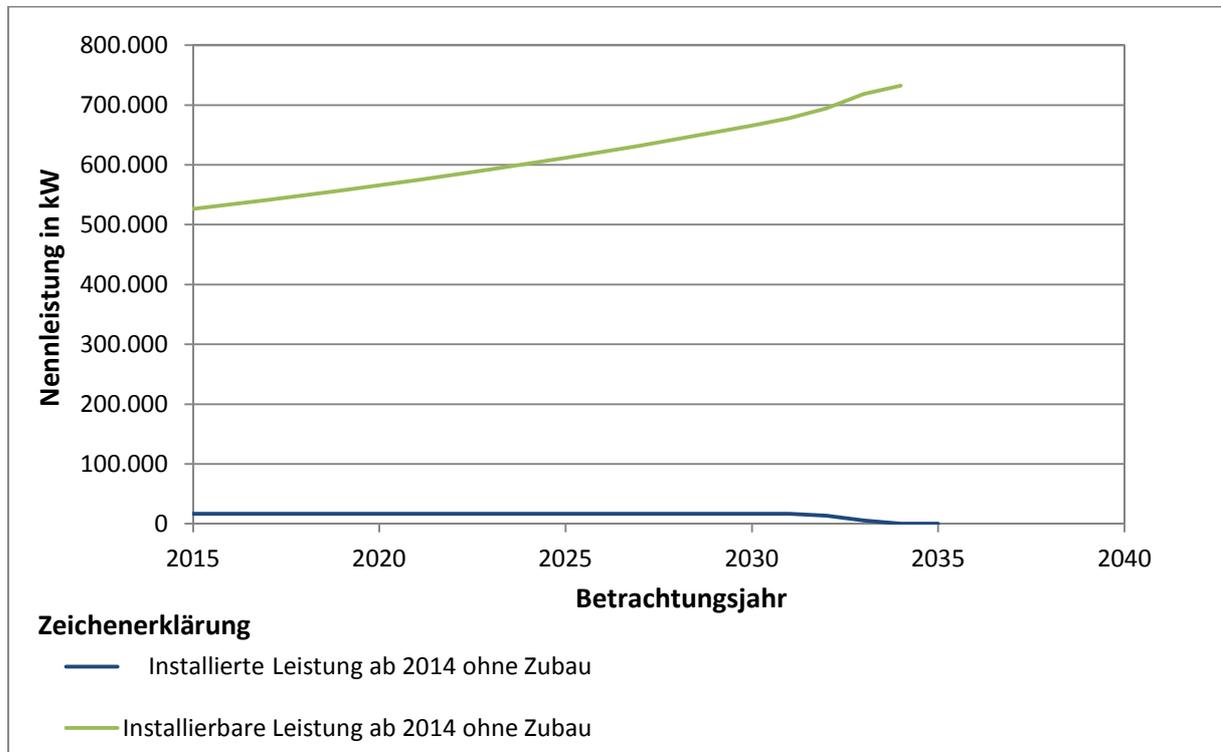
Die folgende Abbildung 15 beinhaltet das Flächenpotenzial von PV-Aufdachanlagen ohne Zubau in der Städteregion Aachen. Dabei werden Außerbetriebnahmen von Anlagen und Moduleffizienzsteigerungen mitberücksichtigt.



**Abbildung 15:** Installierte und installierbare kumulierte Nennleistung von PV-Aufdachanlagen ohne Zubau ab 2014 (Quelle: eigene Berechnung nach LANUV 2013b und render 2016)

Es wird deutlich, dass im Jahr 2014 lediglich etwa 9 % der technisch möglichen PV-Nennleistung an Dachanlagen installiert ist. Dabei ist im Jahr 2035 ein installierbares Nennleistungspotenzial von etwa 974.118 kW (0,9 GW) vorhanden.

Betrachtet man hingegen die in der Untersuchungsregion verfügbaren Flächen für PV-Freiflächenanlagen, so sind in 2014 bereits etwa 3 % des Modulflächenpotenzials ausgeschöpft (vgl. Abbildung 16). Zudem wird ab 2033 von einem Flächenpotenzial für PV-Anlagen mit insgesamt etwa 732.226 kW (0,7 GW) Nennleistung ausgegangen.



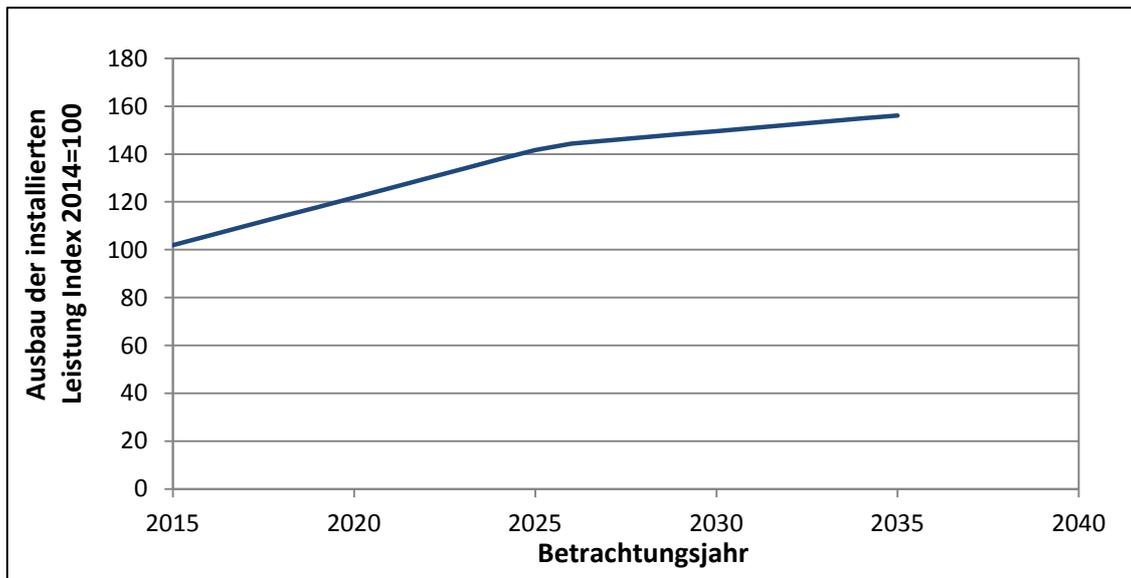
**Abbildung 16:** Installierte und installierbare kumulierte Nennleistung von PV-Freiflächenanlagen ohne Zubau ab 2014 (Quelle: eigene Berechnung nach LANUV 2013b und render 2016)

Dieses Potenzial bildet den Rahmen für mögliche Entwicklungspfade des PV-Ausbaus in der Städtere- gion Aachen. Ein höherer Ausbau, der über das bestehende Flächenpotenzial hinausgeht, ist dabei technisch nicht möglich.

Um den zukünftigen Ausbaupfad realistisch abzuschätzen, wird davon ausgegangen, dass sich der zukünftige Ausbau am bundesdeutschen Ausbaupfad orientiert, da der bestehende regulatorische Rahmen (z.B. EEG-Vergütung, gesetzliche Grundlagen, Technologiekostenentwicklung) in der Städte- region Aachen, bis auf marginale Ausnahmen, in etwa mit der bundesdeutschen Situation vergleich- bar ist. Um diese Annahme zu stützen, wurden der jährliche Anlagenbestand in der Städtere- gion und der Bundesrepublik Deutschland von 2003-2014 verglichen, wo sich ein signifikanter Zusammen- hang abzeichnete (vgl. Bundesnetzagentur o.J. und render 2016). Dieser Zusammenhang wird auch für zukünftige Entwicklungen angenommen.

Der Anlagenbestand in Deutschland betrug zum 31.12.2014 38,2 GW (Bundesnetzagentur o.J.a). Der zukünftige Ausbau der PV in der Bundesrepublik Deutschland wurde dabei dem Szenariorahmen des Entwurfs des Netzentwicklungsplan entnommen, den die Übertragungsnetzbetreiber 2015 veröffent- lich haben (50Hertz Transmission GmbH et al. 2015; vgl. dazu Kapitel 2.4).

Dabei entwickelt sich der Zubau in zwei aufeinanderfolgenden Stufen; bis 2025 um ca. 44 % des Anlagenbestands installierter Leistung zu Ende 2014 und etwas weniger dynamisch bis etwa 57 % in 2035 (vgl. Abbildung 17).



**Abbildung 17:** Ausbau der installierten PV-Nennleistung in Deutschland und in der Städteregion Aachen (Quelle: eigene Berechnung nach 50Hertz Transmission GmbH et al. 2015)<sup>6</sup>

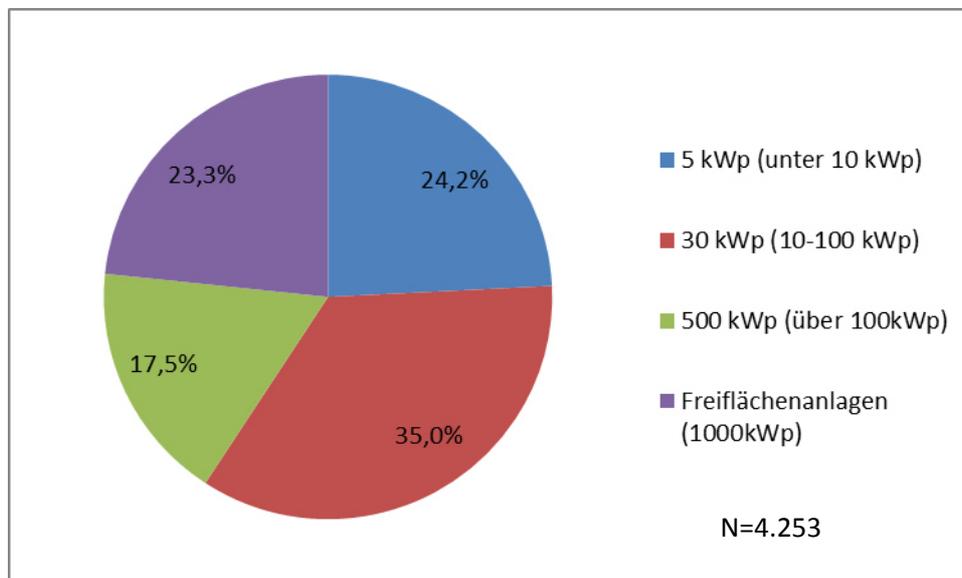
Der Anlagenbestand der Städteregion Aachen betrug zum 01.01.2015 0,71 GW. Dieser Wert errechnet sich aus dem Anlagenbestand der ab 1994 in der Städteregion Aachen installierten Anlagen (vgl. render 2016). Der Zubau in den Jahren von 2015-2025 beträgt nach verhältnismäßiger Übertragung des bundesdeutschen Zubaus etwa 6.200 kW und von 2026-2030 etwa 4.300 kW jährlich. Darin enthalten sind neben dem in der Abbildung 17 dargestellten Zubau auch die Kapazitäten der außer Betrieb genommenen Anlagen von 2014-2030.

Dieser Zubau ist nun auf die jeweiligen Anlagenleistungsklassen zu übertragen. Dahinter stehen die Überlegungen, dass die PV-Flächenpotenziale vor allen Dingen vom Gebäudebestand und den damit

<sup>6</sup> Es handelt sich bei Annahme des Zubaus nur um eine mögliche Entwicklung. Die Implikationen eines veränderten Zubaus werden in den Sensitivitätsanalysen der Zubaue dargestellt (vgl. Kapitel 5.2.3 für PV). In dem gewählten Szenario zum im Netzentwicklungsplan 2025 dargestellten Zubau der Photovoltaik wurde von einem höheren jährlichen Zubau pro Jahr bis zum Erreichen der Förderhöchstgrenze von 52 GW ausgegangen (Bundesnetzagentur 2014). Aus Vereinfachungsgründen wurde im Modell eine lineare Entwicklung von 2015 bis 2025 angenommen.

zusammenhängenden jeweiligen Anlagengrößenpotenzialen abhängig sind und dass die Größenverteilung des derzeitigen Anlagenbestands proportional zu möglichen Größenverteilungen des Gebäudebestands ist.

Dabei wird angenommen, dass sich der zukünftige Zubau gleich der Verteilung der Leistungsklassen des Anlagenbestands verhält. Die Auswertung ergibt dabei, dass jeweils ca.  $\frac{1}{4}$  der Gesamtanlagenleistung in der Städtereion Aachen durch Anlagen unter 10 kW und Freiflächenanlagen bereitgestellt wird. Anlagen von 10-100 kW machen 35 % der Gesamtleistung und Anlagen über 100 kW 18 % derselben aus (vgl. Abbildung 18). Unter Voraussetzung einer zum Anlagenbestand proportionalen Entwicklung werden Referenzanlagen als zu errichtende typische Anlagengrößen in den jeweiligen Leistungsklassen angenommen. Dies entspricht im Zeitraum von 2015-2025 in etwa dem jährlichen Zubau von 300 PV-Anlagen mit 5 kW-, 72 Anlagen mit 30 kW-, 3 Anlagen mit 500 kW- und einer Anlage mit 1.000 kW Nennleistung. Ab 2026-2030 verringert sich der Zubau auf 209 Anlagen mit 5 kW-, 60 Anlagen mit 30 kW-, sowie jeweils einer Anlage mit 500 kW- und 1000 kW Nennleistung jährlich. Dabei wird ein konstanter über das Jahr verteilter Anlagenzubau angenommen. Dieser Zubau bewegt sich dabei noch weit unter dem möglichen technischen Ausbaupotenzial in der Städtereion Aachen.



**Abbildung 18:** Verteilung der Anlagenleistungsklassen im Bestand 2014 und angenommener Zubau von Referenzanlagen (Gesamtbestand von 1994-2014 in Betrieb genommenen Anlagen: 70.932 kW) (Quelle: eigene Berechnung nach render 2016)

Durch die abnehmende Vergütung ist ein Anlagenbetrieb im Marktsegment Freiflächenanlagen durch die reine EEG-Vergütung je nach Standort nicht mehr rentabel (Kelm et al. 2014 und nach eigenen Berechnungen), weshalb in Zukunft verhältnismäßig weniger Freiflächenanlagen gebaut werden könnten. Um dieses Marktsegment aber nicht völlig von der zukünftigen Betrachtung auszuschließen, werden im folgenden Kapitel (5.1.2) Geschäftsmodelle aufgezeigt, die den rentablen Betrieb von

Freiflächenphotovoltaikanlagen beispielhaft aufzeigen. Aus diesem Grund wird auch zukünftig von einem gleichmäßigen Anteil von 23 % Freiflächenphotovoltaikanlagen am Gesamtanlagenbestand ausgegangen.

### 5.1.2 Kosten- und Erlösentwicklungen im Technologiefeld Photovoltaik

Die zukünftige Wertschöpfung durch den Betrieb von PV-Anlagen in der Städteregion Aachen ist von einer Vielzahl von Faktoren abhängig, für die im Folgenden Annahmen anhand bestehender Prognosen getroffen werden. Diese Prognosen sind teilweise von hoher Unsicherheit geprägt, welche es zu beachten gilt. Zudem bedingen sich einzelne Faktoren gegenseitig und bilden Wirkungsgeflechte, die das Gesamtsystem der PV-Stromerzeugung in der Städteregion Aachen beeinflussen. So kann bspw. eine marginale Veränderung eines vermeintlichen Einzelfaktors, wie ein steigender Strompreis zu einem steigenden Ausbau der PV-Anlagen in Deutschland und der Region führen, was aufgrund von Skaleneffekten zu sinkenden PV-Systempreisen führen könnte. Aufgrund der Tatsache, dass eine zusammenfassende Systemanalyse im Rahmen der Studie aus Kapazitätsgründen nicht möglich ist, wird auf unterschiedliche Veröffentlichungen zurückgegriffen, deren Annahmen z.T. Inkonsistenzen aufweisen können.

Die zukünftige Entwicklung der PV-Systempreise wird auf Grundlage einer 2014 veröffentlichten Studie des Fraunhofer ISE abgeschätzt (vgl. Agora-Energiewende 2015). Die in diesem Bericht vorgenommene Analyse bezieht sich auf Freiflächenanlagen. Jedoch ist davon auszugehen, dass sich die relativen Kostenveränderungen auf alle PV-Anlagen übertragen lassen, da es sich um die gleichen verwendeten Materialien und Komponenten handelt, deren absolute Kosten sich lediglich aufgrund von Skaleneffekten von Kosten für PV-Kleinanlagen unterscheiden. Dabei wird für die vorliegende Analyse ein auf konservativen Schätzungen beruhendes Szenario ausgewählt, dass von einer Mindestkostenreduktion der Systempreise und einem mittleren Effizienzscenario (Verdopplung der Moduleffizienz bis 2050) ausgeht (vgl. Fraunhofer ISE 2015). Dies bedeutet bei Unterstellung einer konstanten Abnahme der Systempreise, dass durchschnittliche jährliche prozentuale Preisabnahmen zu verzeichnen sind (vgl. Tabelle 22).

**Tabelle 22:** Durchschnittliche jährliche Preisabnahme einzelner PV-Anlagenkomponenten

Komponente	Preisabnahme 2014-2050 (in %)
Planung	1,03
Kabel	1,22
Netzanschluss	1,11
Unterkonstruktion	1,67
Montage	1,39
Wechselrichter	1,94
Module	1,44
Schaltanlage	0
Transformator	0,56
Infrastruktur	1,18

(Quelle: eigene Berechnung auf Basis von Fraunhofer ISE 2015)

Somit ergibt sich folgende Formel zur Ermittlung der einzelnen Elemente der PV-Anlage zu einem bestimmten Zeitpunkt (vgl. Formel 5).

$$C_{el, 2014 + t} = C_{el, 2014} (1 - dP_{el} \times t)$$

$C_{el, 2014}$  = Kosten für ein Element (el) der PV-Anlage in 2014

$C_{el, 2014 + t}$  = Kosten für ein Element (el) der PV-Anlage zu einem bestimmten Zeitpunkt

t = Zeitraum von 2014 bis zum Zeitpunkt in Jahren

$dP_{el}$  = Durchschnittliche jährliche Veränderung des Preises für ein Element

**Formel 5:** Formel zur Bestimmung der Kosten einzelner PV-Anlagenkomponenten zu einem spezifischen Zeitpunkt (Quelle: eigene Darstellung)

Als absolute Kosten für ein PV-System zum Endzeitpunkt des Betrachtungszeitraums in 2030 ergeben sich daraus folgendermaßen (vgl. Tabelle 23):

**Tabelle 23:** Geschätzte Kosten für PV-Systeme im Jahr 2030 nach Bestandteilen in €/kW

Kostenbestandteil	5 kW Dach	30 kW Dach	500 kW Dach	Freifläche
Planung	174	142	39	29
Kabel	56	54	51	40
Netzanschluss Material	98	14	46	35
Netzanschluss Arbeit	42	6	20	15
Unterkonstruktion	117	113	107	55
Montage	137	114	80	39
Wechselrichter	121	99	89	76
Module	451	436	409	423
Schaltanlage	-	-	7	5
Transformer	-	-	24	18
Infrastruktur	-	-	-	32
<b>Summe</b>	<b>1196</b>	<b>979</b>	<b>872</b>	<b>767</b>

(Quelle: eigene Berechnung)

Die Betriebskosten werden in gleicher Höhe wie bei den Betrachtungen zu 2014 angesetzt (vgl. Kapitel 3.1). Eine Ausnahme bilden die Wartungs- und Instandhaltungskosten der Anlagen, die vor allem von den Kostenentwicklungen der in der Betriebszeit auszutauschenden Wechselrichter abhängig sind. Diese Kostenentwicklung wird ebenfalls mit einbezogen, wobei aus Vereinfachungsgründen die Wechselrichterkosten einer 5 kW Referenzanlage für alle Anlagen angesetzt werden. Zudem wird ebenso aus Vereinfachungsgründen die gleiche Pacht pro kW angesetzt wie in 2014, obgleich aufgrund gestiegener Moduleffizienz von einem geringeren Flächenverbrauch pro kW auszugehen ist.

### Betreibererlöse

Die durch den Betrieb einer PV-Anlage unter 100 kW erzielbaren Erlöse ergeben sich zu Beginn der Betrachtungen ab 2014 aus den Erlösen der EEG-geförderten Netzeinspeisung und den eingesparten Kosten für vermiedenen Strombezug durch Eigenverbrauch. Zusätzlich ist noch die EEG-Umlage zu berücksichtigen, die auf selbst verbrauchten Strom entfällt (vgl. Kapitel 3.1).

Dabei ist es erforderlich, die zukünftige Entwicklung der EEG-Vergütung abzuschätzen. Diese wird nach dem EEG 2014<sup>7</sup> festgelegt und ist von der Entwicklung des Anlagenausbaus abhängig. Je nach Über- oder Unterschreitung des hochgerechneten jährlichen Ausbauziels, welches einen Neuanlagenbestand mit einer kumulierten Nennleistung in Höhe von 2,4-2,6 GW pro Jahr vorsieht, wird die EEG-Vergütung für Strom aus PV-Anlagen verringert (sogenannte Degression), bleibt gleich oder erhöht sich. Dabei wird die EEG-Vergütung bis zum Erreichen des Ausbauziels eines Anlagenbestands mit einer kumulierten Nennleistung von 52 GW entrichtet und entfällt daraufhin. Aufgrund der Anpassungsfähigkeit der Vergütung an den jeweiligen Ausbaugrad bis zum Erreichen des 52 GW ‚Deckels‘ wird dieses auch als System des ‚atmenden Deckels‘ bezeichnet.

Zur Abschätzung der zukünftigen PV-Erzeugungskapazitäten dient der Szenariorahmen aus dem Entwurf des Netzentwicklungsplans (NEP), in welchem die Übertragungsnetzbetreiber Szenarien für den zukünftigen Ausbau unterschiedlicher Erzeugungstechnologien entwerfen. Der verwendete Entwurf (Stand 2015) berücksichtigt dabei im Gegensatz zu anderen Veröffentlichungen (z.B. Schlesinger et al. 2014) eine niedrigere Zunahme des PV-Anlagenbestandes (50Hertz Transmission GmbH et al. 2015).

Als Referenzszenario wird wie in Kapitel 2.4 beschrieben das Szenario B1 2025/B2 2015 und dessen Fortschreibung bis 2035 (Szenario B1 2035/B2 2035) gewählt (50Hertz Transmission GmbH). Dieses Szenario sieht das Erreichen einer Gesamtnennleistung von 54,9 GW in 2025 bzw. 59,9 GW in 2035 vor. Als Referenzwert des Anlagenbestandes zu Beginn der Abschätzung gilt der Anlagenbestand vom 31.12.2014 von 38,2 GW (vgl. Bundesnetzagentur o.J. b). Bis zu diesem Zeitpunkt sind die EEG-Vergütungssätze bekannt (Bundesnetzagentur 2016b).

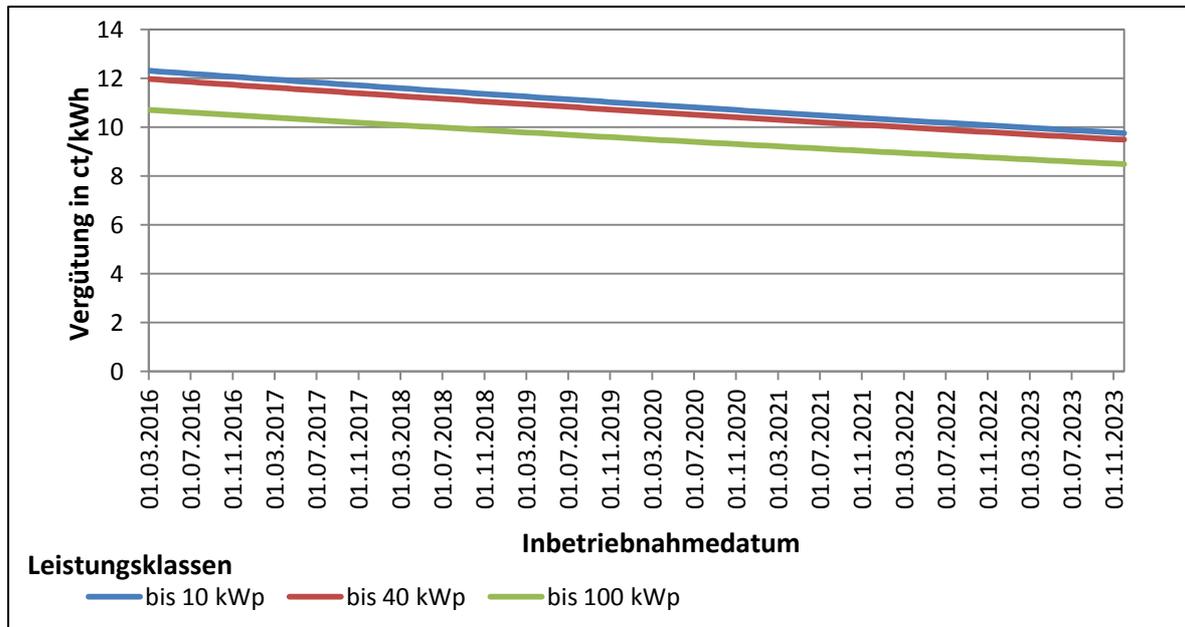
Der Zubau bis 2025 kann somit durch Subtraktion des Anlagenbestands zum Ende 2014 von der prognostizierten installierten Leistung in 2025 ermittelt werden. Bei Unterstellung eines gleichmäßigen Anlagenzubaues ergibt sich dabei von Ende 2015 bis zum Jahr 2025 ein jährlicher Zubau von 1,52 GW, womit das festgelegte Ausbauziel von 52 GW im Januar 2024 erreicht wird (vgl. dazu auch Fußnote zu Abbildung 17). Vereinfachend wird daher von einer Vergütung bis zum Ende des Jahres 2023 ausgegangen.

Dieser Wert unterschreitet den im EEG 2014 festgelegten jährlichen Ausbaukorridor von 2,4 – 2,6 GW um 0,88 GW, womit die monatliche Absenkung der EEG-Vergütung für Neuanlagen auf 0,25 %

---

<sup>7</sup> Zum Zeitpunkt der Analyse zur Photovoltaik waren die Vergütungssätze des EEG 2017 noch unbekannt

festgelegt wird (vgl. BMWi o.J.). In der folgenden Abbildung 19 wird die Entwicklung der EEG-Einspeisevergütung nach Anlagenleistungsklassen dargestellt.



**Abbildung 19:** Geschätzte Entwicklung der EEG-Einspeisevergütung für PV-Anlagen bis 100 kW Nennleistung (Quelle: eigene Berechnung nach 50Hertz et al. 2015)

Bei Wegfall der Einspeisevergütung nach Erreichen des 52 GW Ziels bei der Photovoltaik wird wie bei Großanlagen über 100 kW (vgl. Kapitel 3.1) davon ausgegangen, dass als Geschäftsmodell die vor-Ort Direktvermarktung gewählt wird. Somit wird der erzeugte Strom selbst verbraucht und der überschüssige Strom zu einem Bezugspreis in Höhe von 70 % der Preishöhe im jeweiligen Marktsegment (Haushaltsstrom für Anlagen unter 10 kW und Gewerbestrom für Anlagen über 10 kW; vgl. Kapitel 3.1) an Kunden in räumlicher Nähe veräußert. Dabei ist der Anteil der EEG-Umlage (vgl. ebd.) für Haushaltskunden noch geringer als für Gewerbekunden, weshalb die ansetzbaren Stromveräußerungspreise ggf. noch höher ausfallen können. Aus Vereinfachungsgründen wird für Haushalte und Gewerbe dennoch ein anteilmäßig gleicher Stromveräußerungspreis angenommen. An dieser Stelle muss die in Kapitel 3.1 aufgeführte Voraussetzung (d.h. Stromlieferung über ein nicht-öffentliches Netz) ebenfalls erfüllt werden. Ebenso wird der PV-Anlagenbetreiber durch den Verkauf des erzeugten Stroms zum Stromlieferanten und die in Kapitel 3.1 aufgeführten Pflichten sind zu erfüllen. Aus diesem Grund werden auch an dieser Stelle die Effekte des Anlagenbetriebs i.e.S. in der Studie ggf. überschätzt.

Für große Aufdachanlagen über 100 kW und PV-Freiflächenanlagen wird wie im Basisjahr 2014 davon ausgegangen, dass sie aufgrund der damit verbundenen unzureichenden Rentabilität der Anlagen keinen Strom in das öffentliche Netz einspeisen um eine EEG-Vergütung zu erhalten, sondern den erzeugten Strom im Rahmen der vor-Ort Direktvermarktung vertreiben. Als Stromverkaufspreis wird dabei ebenfalls ein Preis in Höhe von 70 % des Strompreises im Marktsegment Handel und Gewerbe

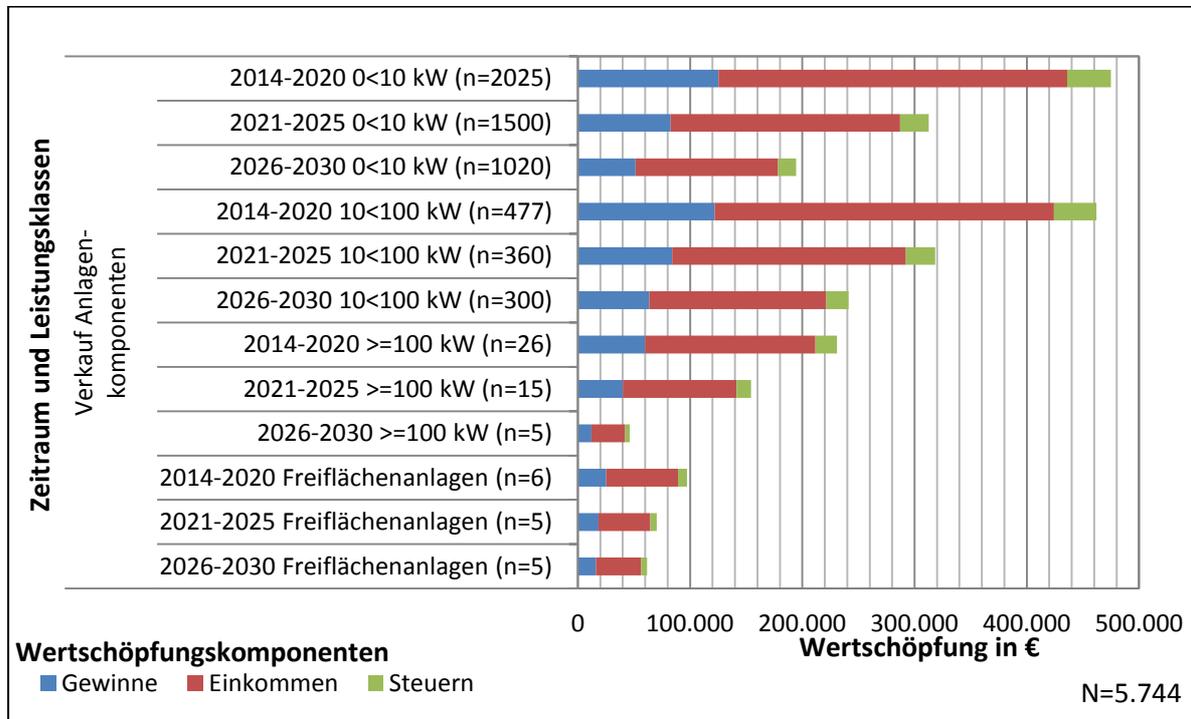
angesetzt, um die Kosten der EE-Umlage zu berücksichtigen. Die Rentabilität dieser Anlagen ist somit ausschließlich von der zukünftigen Strompreisentwicklung abhängig (vgl. Kapitel 3.1).

## 5.2 Wertschöpfung durch 2014-2030 installierte Photovoltaikanlagen

Die folgenden Unterkapitel behandeln die zukünftigen Wertschöpfungseffekte der PV im Bereich der Anlageninstallation (Kapitel 5.2.1) und des Anlagenbetriebs (Kapitel 5.2.2). Abschließend werden die Wertschöpfungseffekte bei Veränderung des angenommenen Ausbaupfades dargestellt (Kapitel 5.2.3).

### 5.2.1 Wertschöpfung durch Photovoltaikanlageninstallation 2014-2030

Im Bereich der Anlageninstallation wird davon ausgegangen, dass alle Effekte im Inbetriebnahmejahr der Anlagen auftreten. Die folgende Abbildung (20) verdeutlicht die regionale Wertschöpfung, welche im Bereich des Großhandels, durch den Verkauf von Anlagenkomponenten (d.h. Wechselrichter, Unterkonstruktion, Kabel und Module für Anlagen unter 100 kW Nennleistung, sowie Baumaterialien für Freiflächenanlagen) generiert wird. Die Zeitintervalle geben dabei die Inbetriebnahmezeiträume der jeweiligen Anlagen an.



**Abbildung 20:** Regionale Wertschöpfungspotenziale durch Handel mit PV-Anlagenkomponenten (inkl. Infrastrukturbaumaterialien für Freiflächenanlagen) nach Inbetriebnahmezeiträumen (Quelle: eigene Berechnung)

Die höchste Wertschöpfung wird mit ca. 1.265.000 € dabei jeweils von 2014 bis einschließlich 2020 realisiert, was auch damit zusammenhängt, dass zwei Jahre mehr (2014 und 2015) in dieser Zeitklasse mit betrachtet werden. Die höhere Wertschöpfung in den Jahren 2015-2021 (ca. 856.000 €) im Gegensatz zum Zeitraum 2026-2030 (ca. 543.000 €) ist darauf zurückzuführen, dass der Anlagenausbau ab 2025 abnimmt (vgl. Abbildung 20). Dies ist bei allen dynamischen Betrachtungen der Wertschöpfung im Folgenden der Fall.

Die zeitlich abnehmende Höhe der Wertschöpfungseffekte im Bereich der Anlageninstallation ist somit gleich der Abfolge bei Betrachtung der Effekte des Handels. Besonders hohe Effekte werden durch die Montage der Anlage (d.h. Anlageninstallation i.e.S.) und die Anlagenplanung und Dokumentation generiert. Dabei ist die durch Unternehmensgründungen generierte Wertschöpfung mit insgesamt ca. 12.000 € zu vernachlässigen und lediglich aufgeführt, um eine Gesamtschau aller Effekte zu ermöglichen (vgl. Abbildung 21).

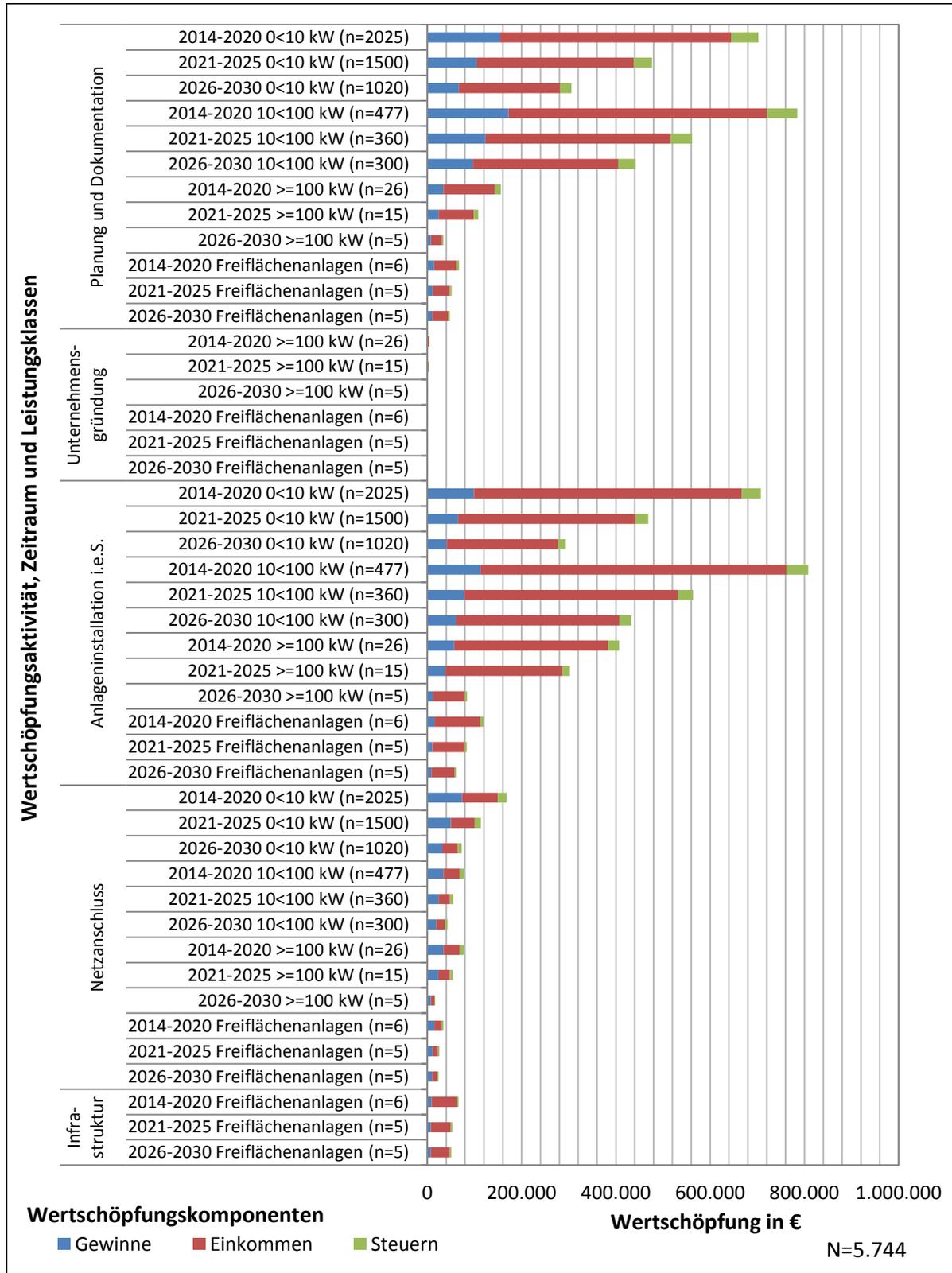
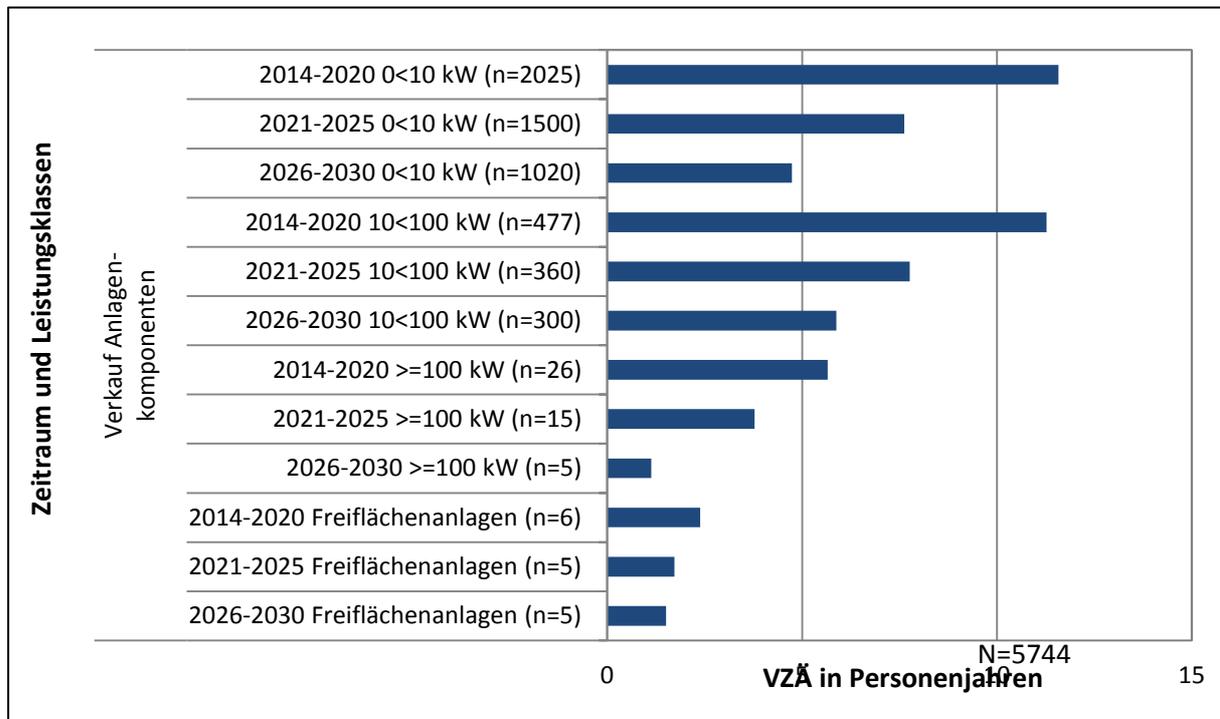


Abbildung 21: Regionale Wertschöpfungspotenziale durch Installation von PV-Anlagen nach Inbetriebnahmezeiträumen (Quelle: eigene Berechnung)

Insgesamt werden durch die von 2014-2030 in Betrieb genommenen Anlagen Gewinne von etwa 2.479.000 €, Einkommen von 8.333.000 € und Steuern von insgesamt 864.000 € generiert (vgl. dazu auch Tabelle 27 in Kapitel 7.1). Dabei werden die höchsten Wertschöpfungseffekte der von 2014-2030 in Betrieb genommenen Anlagen durch mittlere und kleinere Aufdachanlagen erzielt. Hier ist zu beachten, dass die Steuereinnahmen, obwohl sie die geringste Wertschöpfungskomponente darstellen, von einer einzigen Akteursgruppe (den Gebietskörperschaften) vereinnahmt werden.

Die höchsten Effekte werden durch die Anlageninstallation i.e.S. mit 4.331.000 € (37% der Wertschöpfung im Bereich der Anlageninstallation) und Anlagenplanung und Dokumentation mit 3.737.000 €, was 32 % der Wertschöpfung im Bereich der Anlageninstallation entspricht, generiert. Eine Gesamtübersicht der Effekte von 2014-2030 ist Kapitel 7.1 zu entnehmen.

Die Beschäftigungseffekte aus dem Handel mit Anlagenkomponenten im Zeitverlauf entsprechen anteilmäßig den Wertschöpfungseffekten. So treten vor allem im Zeitraum von 2014-2020 relativ hohe Beschäftigungseffekte von insgesamt ca. 31 Personenjahren auf, wobei die Effekte im Zeitraum von 2021-2025 etwa 21 Personenjahre und von 2026 bis 2030 ca. 13 Personenjahre betragen (vgl. Abbildung 22).



**Abbildung 22:** Regionale Beschäftigungseffekte durch Handel mit PV-Anlagenkomponenten nach Inbetriebnahmezeiträumen (Quelle: eigene Berechnung)

Diese zeitliche Abfolge ist bei den übrigen Aktivitäten im Bereich der Anlageninstallation ebenso ablesbar (vgl. Abbildung 23). Die Beschäftigungseffekte durch die Unternehmensgründung betragen

insgesamt lediglich 0,3 Vollzeitpersonnenjahre, was in der Abbildung aufgrund der geringen Höhe nicht ablesbar ist. Die höhere Qualität der Beschäftigung wird beim Vergleich der absoluten Werte der Einkommen (vgl. Tabelle 27 in Kapitel 7.1) mit der folgenden Abbildung (23) nochmals deutlich. So wird durch die Anlageninstallation zwar eine insgesamt etwas geringere höhere Wertschöpfung als durch Anlagenplanung und Dokumentation erwirtschaftet, aber die Beschäftigungseffekte sind signifikant höher. Dies liegt an den insgesamt höheren Verdiensten im Bereich der Planung und Dokumentation, welche laut den Annahmen durch Ingenieurbüros mit vergleichsweise höher qualifizierten Arbeitskräften durchgeführt wird. Generell wird durch diese Auswertung noch einmal die Notwendigkeit unterstrichen, Arbeitsmarkteffekte mit konkreten Effekten für die jeweiligen Branchen darzustellen, um deren Aussagekraft zu untermauern.

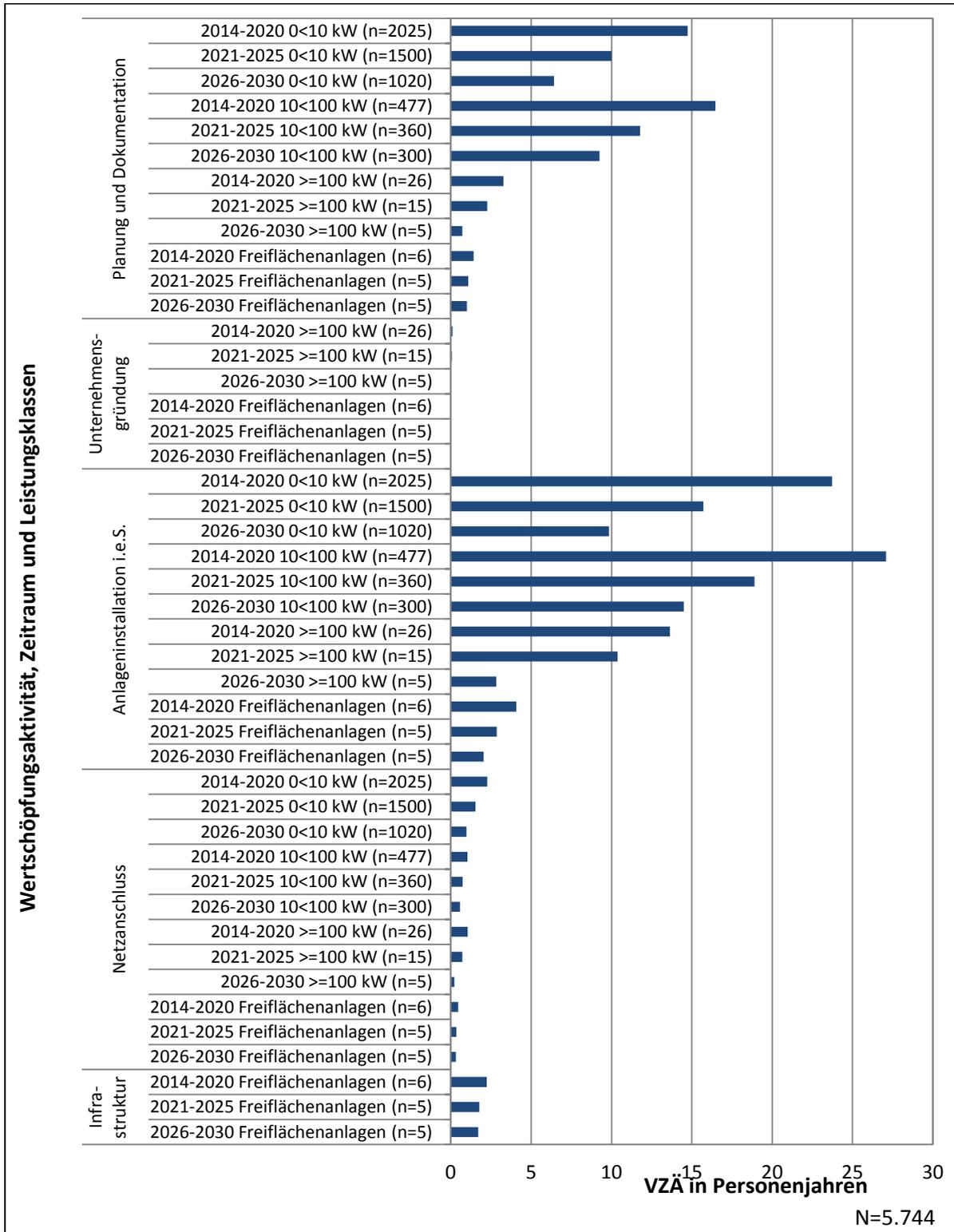


Abbildung 23: Regionale Beschäftigungseffekte durch Installation von PV-Anlagen nach Inbetriebnahmezeiträumen (Quelle: eigene Berechnung)

Insgesamt beträgt das Beschäftigungspotenzial im gesamten Untersuchungszeitraum 305 Personengjahre.

### 5.2.2 Wertschöpfung durch den Betrieb von 2014-2030 installierten Photovoltaikanlagen

Die durch den Anlagenbetrieb generierten Wertschöpfungseffekte im Zeitverlauf werden aufgrund von Darstellungsgründen in mehreren Abbildungen aufgezeigt. Im Gegensatz zu den Effekten im Bereich der Anlageninstallation, fallen diese Effekte nicht im jeweiligen Betrachtungsjahr sondern über einen Zeitraum von 20 Jahren an. Die folgenden Zeiträume zeigen damit nicht Effekte, die in den jeweiligen Jahren auftreten, sondern sie beziehen sich auf die Inbetriebnahmehahre der Anlagen. Somit werden Effekte von zwischen 2014 und 2030 installierten Anlagen erfasst, die bis in das Jahr 2050 auftreten können.

Vergleichsweise hohe Effekte werden, bei der Betrachtung von Finanzierung, Versicherung, Zählermiete und Steuerberatung, vor allem durch die Anlagenfinanzierung (2.348.000 €) und Zählermiete (1.279.000 €) generiert (vgl. Abbildung 24).

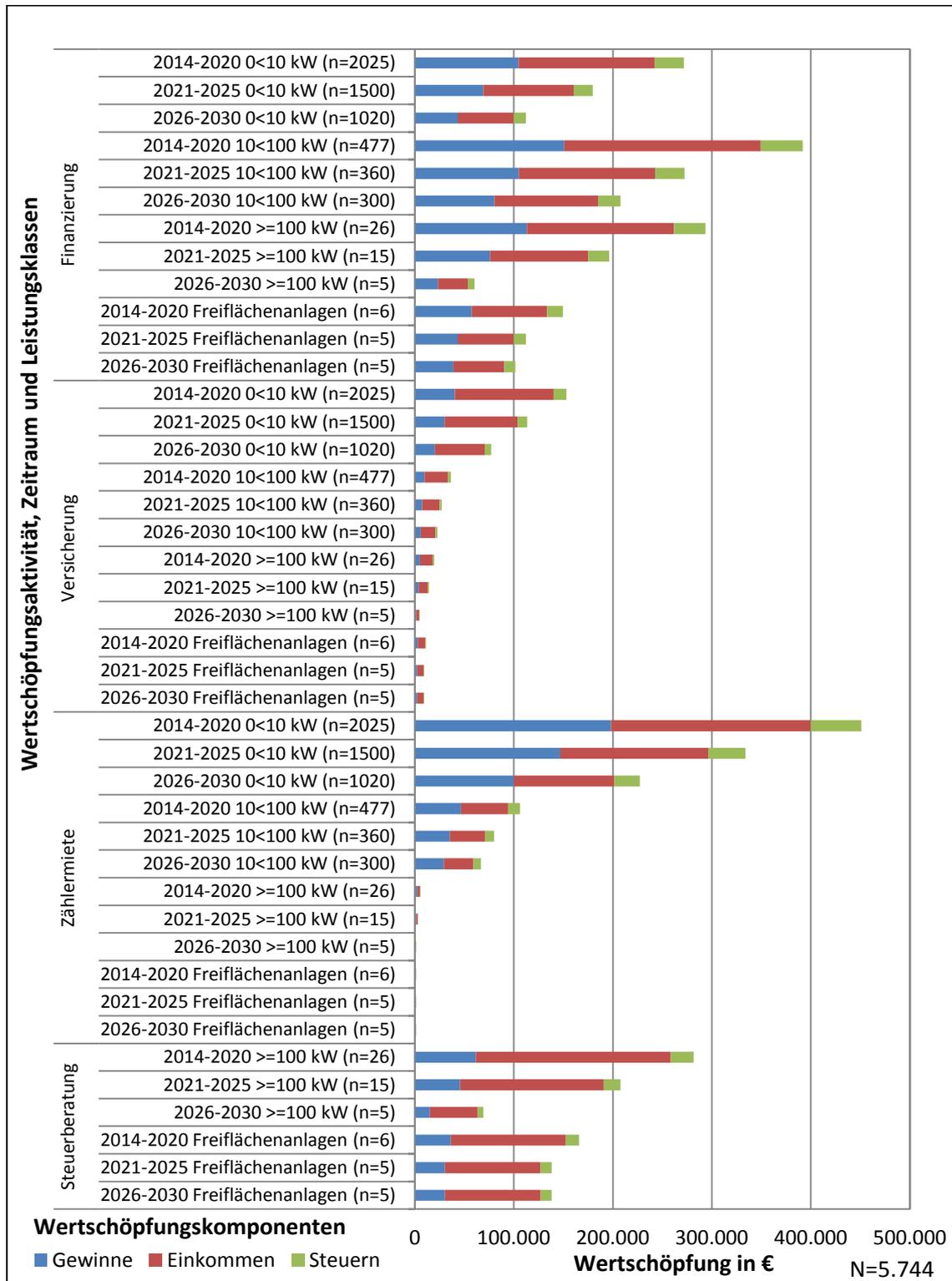
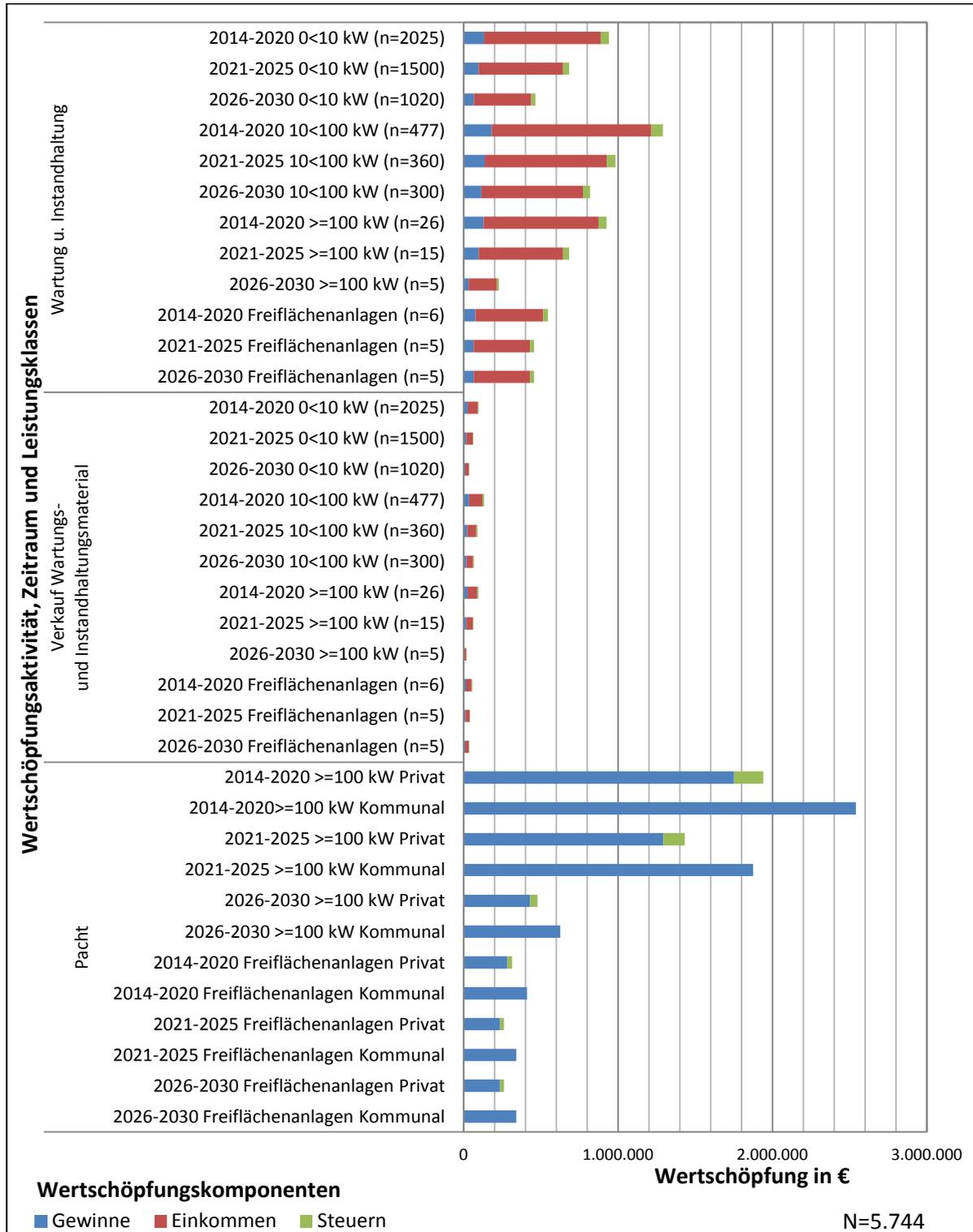
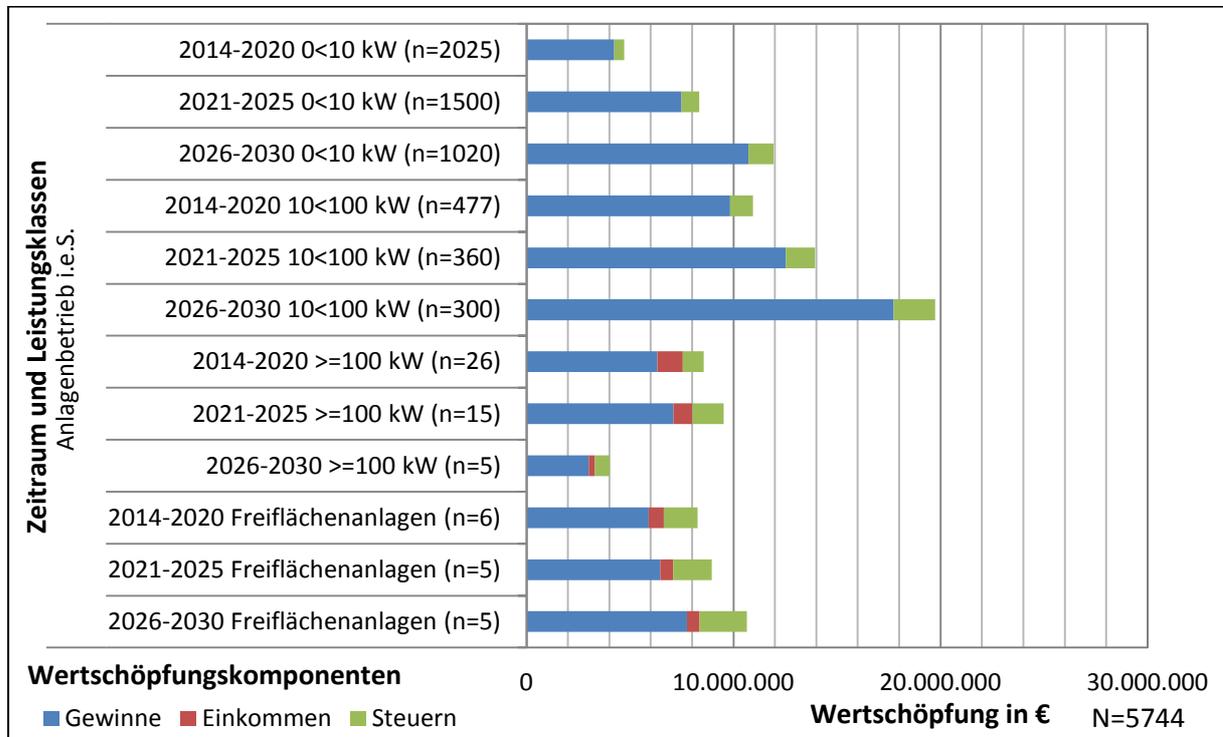


Abbildung 24: Regionale Wertschöpfungspotenziale durch Anlagenbetrieb von PV-Anlagen nach Inbetriebnahmezeiträumen; Finanzierung, Versicherung, Zählermiete und Steuerberatung (Quelle: eigene Berechnung)

Betrachtet man die Wertschöpfungseffekte durch Wartung- und Instandhaltung, dem Verkauf von Wartungs- und Instandhaltungsmaterial und Pacht, so wird vor allem durch die Verpachtung von Dach- und Freiflächen mit 10.814.000 € die höchste Wertschöpfung generiert (vgl. Abbildung 25). Dies sind ebenso hinter dem Anlagenbetrieb im eigentlichen Sinne (vgl. Abbildung 26), die höchsten Wertschöpfungseffekte im Bereich des Anlagenbetriebs. Besonders hohe Gewinne können dabei durch Kommunen von im Zeitraum 2014-2020 installierten Anlagen mit etwa 2.540.000 € nur durch Dachflächenvermietung generiert werden. Durch die geringere Steuerbelastung der Kommunen im Gegensatz zu Privatverpächtern ist somit die Verpachtung von Flächen zur PV-Stromerzeugung für Kommunen eine besonders reichhaltige Einnahmequelle. Durch Anlagenwartung und Instandhaltung werden ebenso relativ hohe Wertschöpfungseffekte von insgesamt 8.465.000 € erwirtschaftet, während die Wertschöpfung aus dem Verkauf von Wartungs- und Instandhaltungsmaterial 788.000 € beträgt.



**Abbildung 25:** Regionale Wertschöpfungspotenziale durch Anlagenbetrieb von PV-Anlagen nach Inbetriebnahmezeiträumen; Wartung und Instandhaltung, Verkauf von Wartungs- und Instandhaltungsmaterial und Pacht (Quelle: eigene Berechnung)



**Abbildung 26:** Regionale Wertschöpfungspotenziale durch Anlagenbetrieb von PV-Anlagen nach Inbetriebnahmezeiträumen; Anlagenbetrieb i.e.S. (Quelle: eigene Berechnung)

Durch den Anlagenbetrieb im eigentlichen Sinne können die höchsten Wertschöpfungseffekte in der gesamten Wertschöpfungsanalyse zur Photovoltaik generiert werden. Die höchsten Effekte fallen hier bei im Zeitraum von 2021-2025 (13.936.000 €) und im Zeitraum von 2026-2030 (19.744.000 €) installierten Aufdachanlagen mittlerer Größe an (vgl. Abbildung 26). Dies ist darauf zurückzuführen, dass beim unterstellten Energiemarktmodell eine stetige Strompreissteigerung und die Veräußerung von nicht selbstverbrauchtem Strom an Dritte für 70 % des Marktpreises unterstellt wird. Zudem nehmen die Anlageninvestitionskosten stetig ab.

Insgesamt werden in der gesamten Laufzeit der Anlagen, welche von 2014-2030 in Betrieb genommen werden, im gesamten Bereich des Anlagenbetriebs Gewinne in Höhe von 112.629.000 €, Einkommen in Höhe von 14.520.000 € und kommunale Steuereinnahmen in Höhe von 17.618.000 € erwirtschaftet.

Bezogen auf die Beschäftigungseffekte im Bereich des Anlagenbetriebs besteht ein Beschäftigungspotenzial von 507 Personenjahren. Vergleicht man die durch den Anlagenbetrieb generierten Beschäftigungspotenziale, so werden durch Finanzierung, Versicherung, Zählermiete, Steuerberatung und dem Verkauf von Wartungs- und Instandhaltungsmaterial mit insgesamt etwa 79 Personenjahren relativ geringe Beschäftigungseffekte generiert (vgl. Abbildungen 27 und 28).

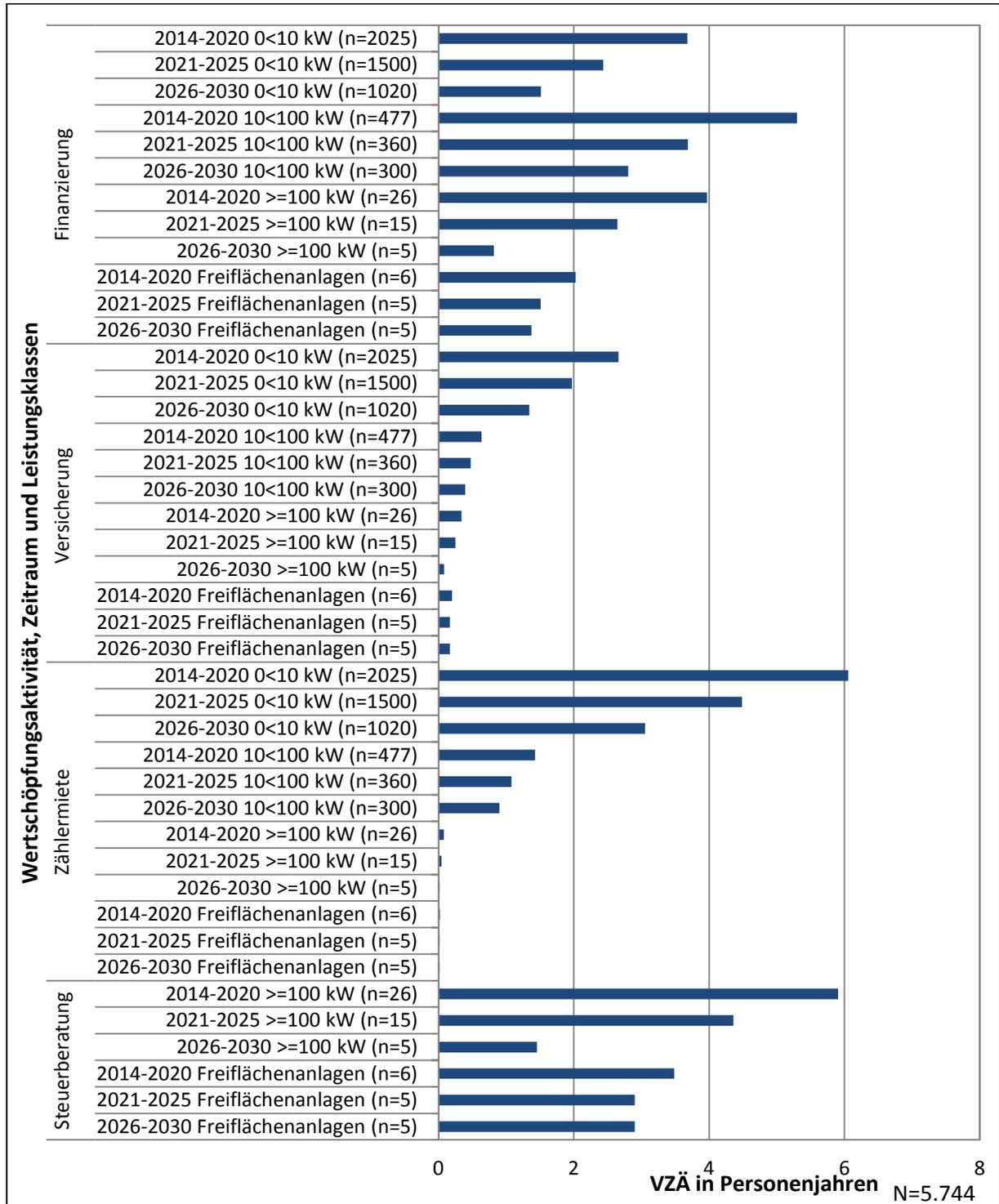
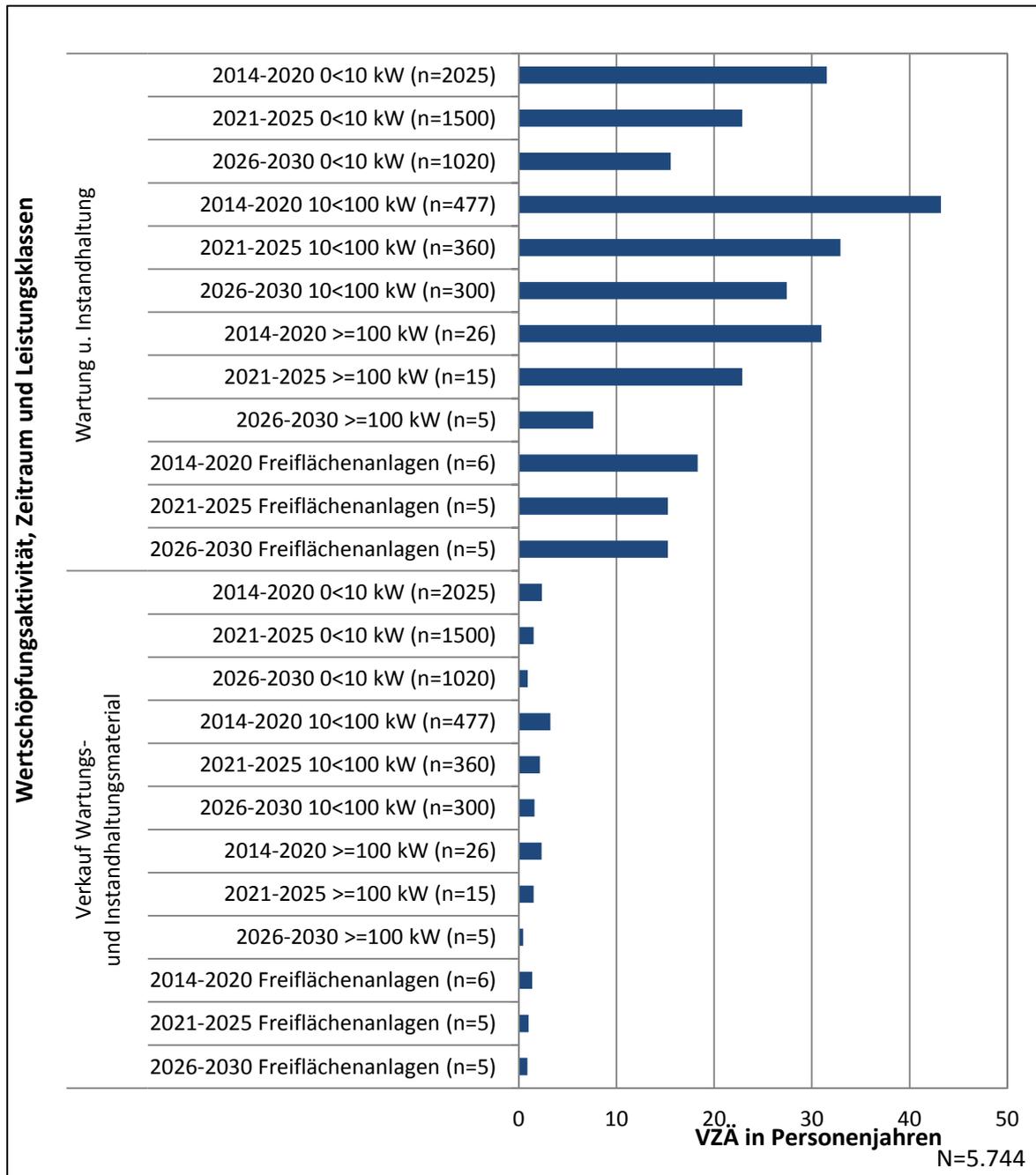
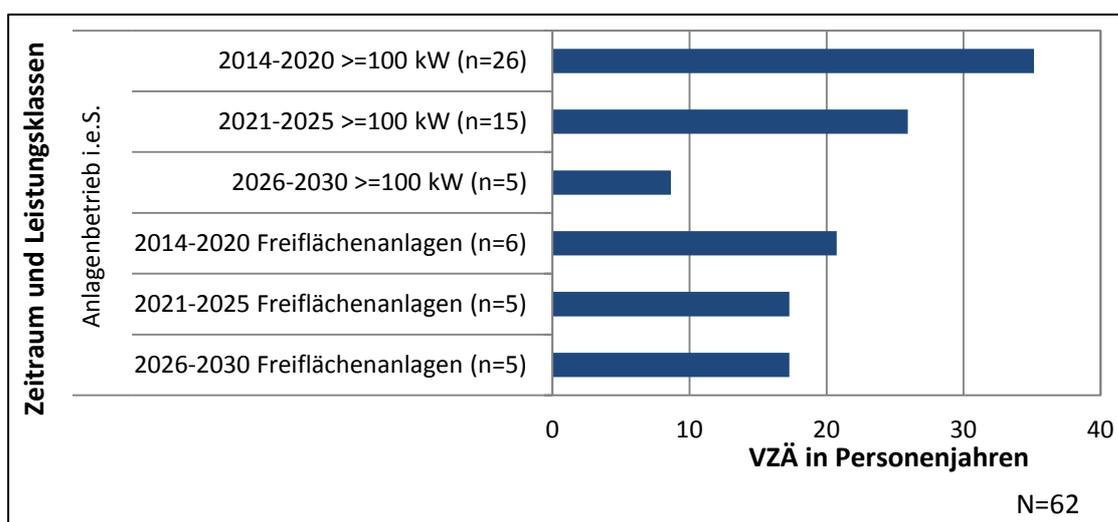


Abbildung 27: Regionale Beschäftigungseffekte durch Anlagenbetrieb von PV-Anlagen nach Inbetriebnahmezeiträumen; Finanzierung, Versicherung, Zählermiete, Steuerberatung (Quelle: eigene Berechnung)

Höhere Effekte entfallen mit 284 Personenjahren (56 % im Bereich des Anlagenbetriebs) vor allem auf die Wartung- und Instandhaltung von Anlagen (vgl. Abbildung 28).



**Abbildung 28:** Regionale Beschäftigungseffekte durch Anlagenbetrieb von PV-Anlagen nach Inbetriebnahmezeiträumen; Verkauf Wartungs- und Instandhaltungsmaterial, Wartung und Instandhaltung (Quelle: eigene Berechnung)



**Abbildung 29:** Regionale Beschäftigungseffekte durch Anlagenbetrieb i.e.S. von PV-Anlagen nach Inbetriebnahmezeiträumen (Quelle: eigene Berechnung)

Durch den reinen Anlagenbetrieb besteht ein ebenfalls relativ hohes Arbeitskräftepotenzial von 125 Personenjahren, welches zumeist im Bereich großer Aufdachanlagen mit über 100 kW Nennleistung anfällt (vgl. Abbildung 29).

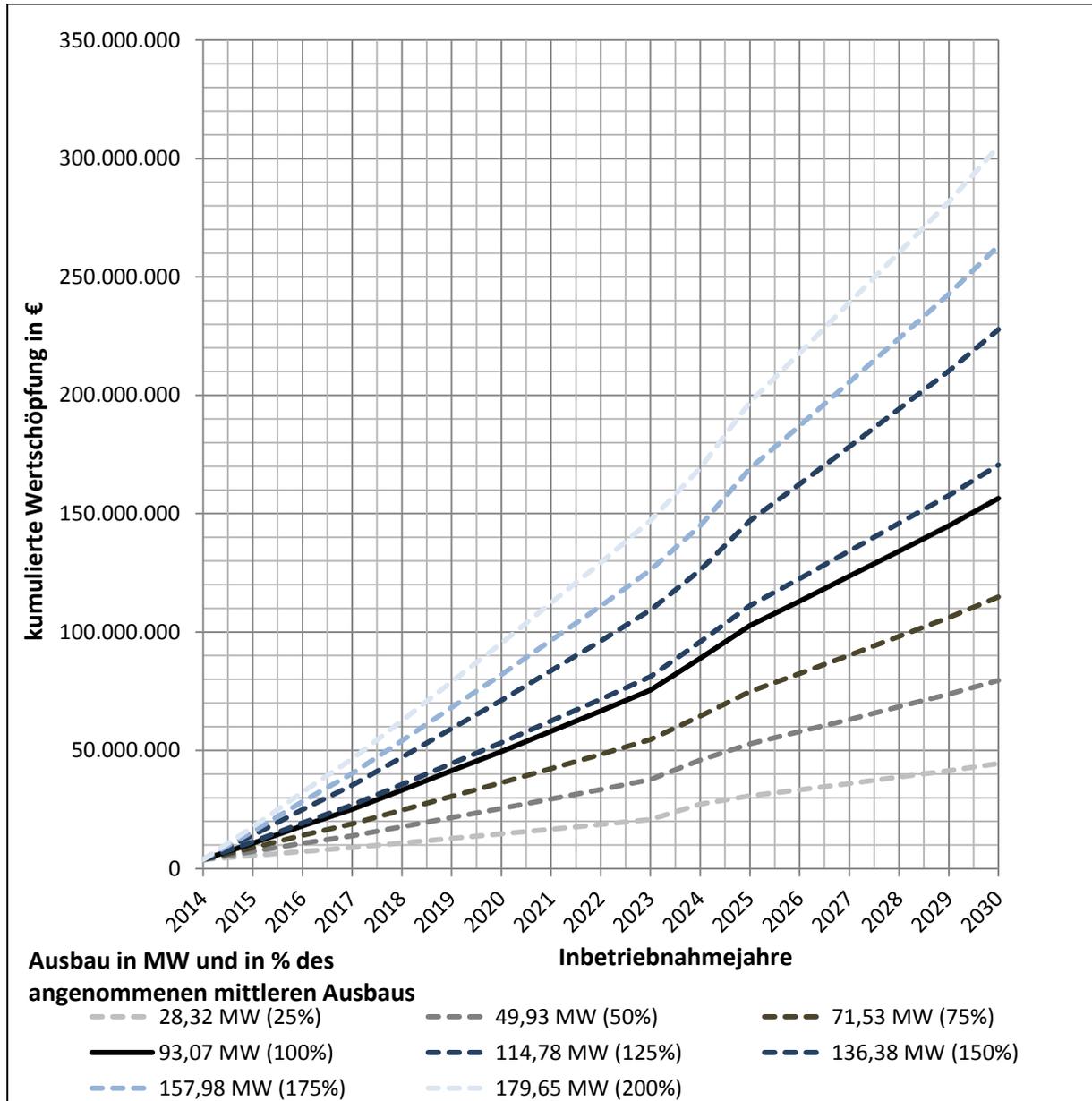
### 5.2.3 Sensitivitätsanalyse des Photovoltaikausbaus

Insgesamt können durch die Installation und den Betrieb von Photovoltaikanlagen im Zeitraum von 2014-2030 potenzielle Wertschöpfungseffekte in Höhe von 156.441.000 € generiert werden, wovon 115.107.000 € auf Unternehmensgewinne, 22.852.000 € auf Nettoeinkommen der Beschäftigten und 18.482.000 € auf kommunale Steuern entfallen.

Da in der Analyse eine zukünftige Schätzung des Ausbaus vorgenommen wurde, welche ggf. nicht mit dem zukünftigen Ausbau (d.h. Zunahme von etwa 50 % Anlagennennleistung bis 2030 in Bezug auf den Anlagenbestand bis 2014) übereinstimmt (vgl. Abbildung 17), wird im Folgenden anhand einer Sensitivitätsanalyse eine Veränderung des Parameters ‚Ausbau‘ vorgenommen. Dies soll die wirtschaftlichen Auswirkungen unterschiedlicher Ausbaupfade aufzeigen.

Eine Unter- und Überschreitung des angenommenen Ausbaus nach 25 % Intervallen wird in der folgenden Abbildung (30) dargestellt. Die angegebene Nettonennleistung beinhaltet dabei den prognostizierten Zubau von 2015-2030 inkl. des Anlagenbestands ab 2014. Die abgebildeten Graphen bilden jeweils die kumulierte Wertschöpfung ab, die durch die in den jeweiligen Inbetriebnahmejahren installierten Anlagen generiert wird. Dies bedeutet, dass bspw. bei einem Ausbaupfad gleich dem angenommenen mittleren Ausbaupfad (100 %) durch bis ins Jahr 2030 in Betrieb genommenen Anlagen in ihrer gesamten Laufzeit von 20 Jahren eine kumulierte Wertschöpfung in Höhe von 156.441.000 € generiert wird.

Dabei weisen die geschätzten Wertschöpfungseffekte der untersuchten Ausbaupfade eine Streubreite von 44 Mio. € (25 %) bis 305 Mio. € (200 %) auf (vgl. Abbildung 30). Die Arbeitsplatzeffekte werden bei einer Verdopplung des angenommenen Ausbaupfades (200 %) mit 1.591 Personenjahren im Gegensatz zu einem Viertel des angenommenen Ausbaupfades (25 %) mit 224 Personenjahren 7 Mal so hoch eingeschätzt (vgl. dazu Tabelle 28 in Kapitel 7.1).



**Abbildung 30:** Regionale Wertschöpfungspotenziale bei Unter- und Überschreitung des angenommenen PV-Ausbaus von 2014-2030 in Betrieb genommenen Anlagen (Quelle: eigene Berechnung)

Die abgeschätzten Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte durch den Ausbau der PV werden in Kapitel 7.1 noch einmal zusammenfassend dargestellt.

## 6 Zukünftige Wertschöpfungspotenziale der Windenergie in der Städteregion Aachen

Der folgende Teil der Studie bezieht sich auf die zukünftigen Wertschöpfungspotenziale der Windenergie. Nach Ausführung technologiespezifischer Annahmen (Kapitel 6.1), wird darauffolgend die zukünftige Wertschöpfung durch Windenergie erläutert (Kapitel 6.2).

### 6.1 Methodik zur Bestimmung der Wertschöpfung durch 2014-2030 installierte Windenergieanlagen

Die folgenden Anmerkungen beziehen sich zunächst auf den abgeschätzten Ausbaupfad der Windenergie in der Städteregion Aachen (Kapitel 6.1.1). Darauffolgend werden zukünftig angenommene Kosten- und Erlösentwicklungen im Bereich der Technologie aufgeführt (Kapitel 6.1.2).

#### 6.1.1 Ausbaupfade der Windenergie in der Städteregion Aachen

Um das mögliche Ausbaupotenzial für Windenergieanlagen in der Städteregion Aachen zu bestimmen, müssen zunächst die Flächenpotenziale abgeschätzt werden. Dabei wird auf die vom Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen (LANUV) veröffentlichte ‚Potenzialstudie Erneuerbare Energien in NRW - Teil 1 Wind‘ (LANUV 2013a) verwiesen, wo die Flächenpotenziale anhand eines mittleren Szenarios (NRW-Leitszenario) gemäß des 2013 geltenden Winderrlasses aufgeführt werden (vgl. ebd.). In der Analyse wurden dabei die technischen Potenziale in Bezug auf die Windhöffigkeit, Ausschlussflächen (z.B. Wasserschutzgebiete), Schallschutz und weitere Faktoren berücksichtigt, um das sogenannte machbare Potenzial zu ermitteln (vgl. ebd.).

Dabei ist zu berücksichtigen, dass sich dieses Flächenpotenzial je nach gültiger Gesetzeslage und dementsprechenden Verordnungen ändern kann, aber eine grobe Abschätzung auch aufgrund aktuell geltender Bestimmungen möglich ist. Weiterhin handelt es sich bei den genutzten Daten um eine landesweite Studie, in welcher je nach Fläche erforderliche Einzelfallprüfungen nicht vorgenommen wurden (vgl. LANUV 2013a).

Dabei ergibt sich für den Untersuchungsraum eine machbare Potenzialfläche von 2.247 ha (vgl. Tabelle 24), was 3,2 % der Gesamtfläche der Städteregion Aachen (70.695 ha; vgl. IT.NRW o.J.) ausmacht (vgl. Tabelle 24).

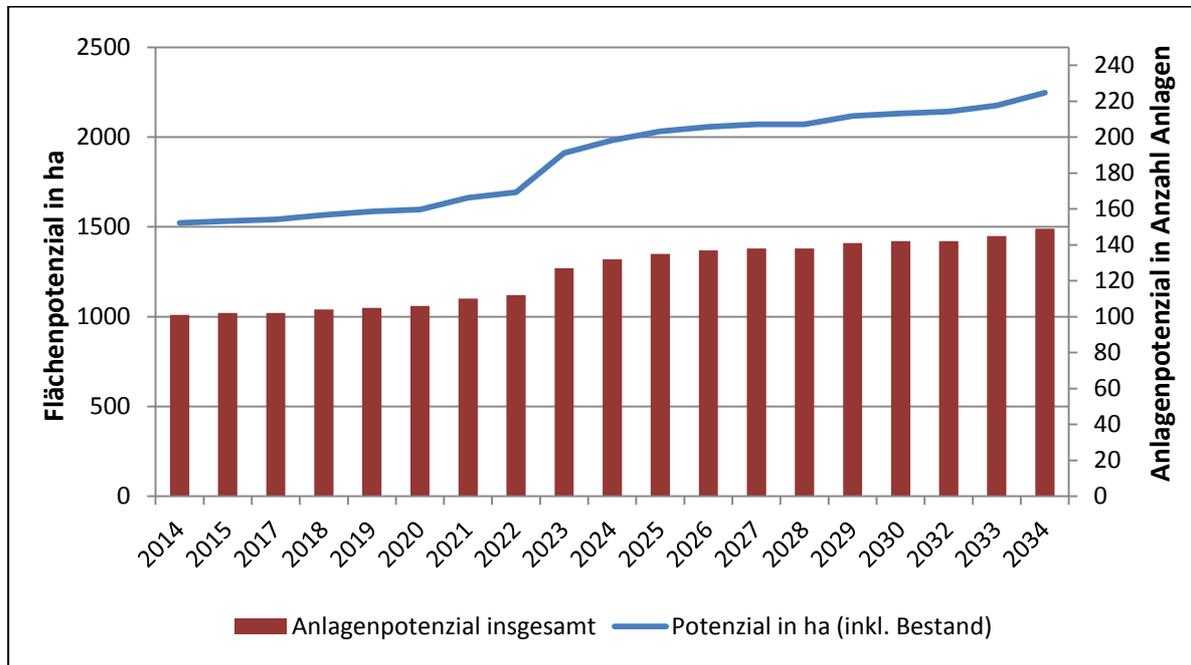
**Tabelle 24:** Flächenpotenziale für Windenergieanlagen in der Städteregion Aachen<sup>8</sup>

Gebietskörperschaft	Potenzialfläche (in ha)
Aachen	495
Alsdorf	31
Baesweiler	253
Eschweiler	732
Herzogenrath	12
Roetgen	52
Simmerath	284
Stolberg	156
Monschau	168
Würselen	64
<b>Städteregion Aachen</b>	<b>2.247</b>

(Quelle: LANUV 2013b, verändert)

Bei diesem Potenzial ist zusätzlich noch der bestehende Anlagenbestand mit einzubeziehen, wobei davon ausgegangen wird, dass Anlagen mit einer Nennleistung bis 2.000 kW eine Fläche von 10 ha und Anlagen über 2.000 kW eine Fläche von 15 ha benötigen (Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen 2016). Dadurch ergibt sich im Jahr 2014 ein Flächenpotenzial von 1.522 ha (vgl. Abbildung 31). Abbildung 31 verdeutlicht das verfügbare Flächenpotenzial von 2014 bis 2034 in der Städteregion Aachen, wobei unter Annahme einer 20 jährigen Betriebslaufzeit der Windenergieanlagen die Außerbetriebnahme des bis 2014 vorhandenen Bestands mitberücksichtigt wurde, sodass das Flächenpotenzial in 2034 wieder 2.247 ha (vgl. Tabelle 24 und Abbildung 31) beträgt.

<sup>8</sup> Als Teil des Projekts render wurde ebenfalls eine Flächenanalyse in der Region vorgenommen, die zum Zeitpunkt der Erstellung der vorliegenden Studie noch nicht vorlag, weshalb auf die Daten von LANUV 2013b zurückgegriffen wurde.

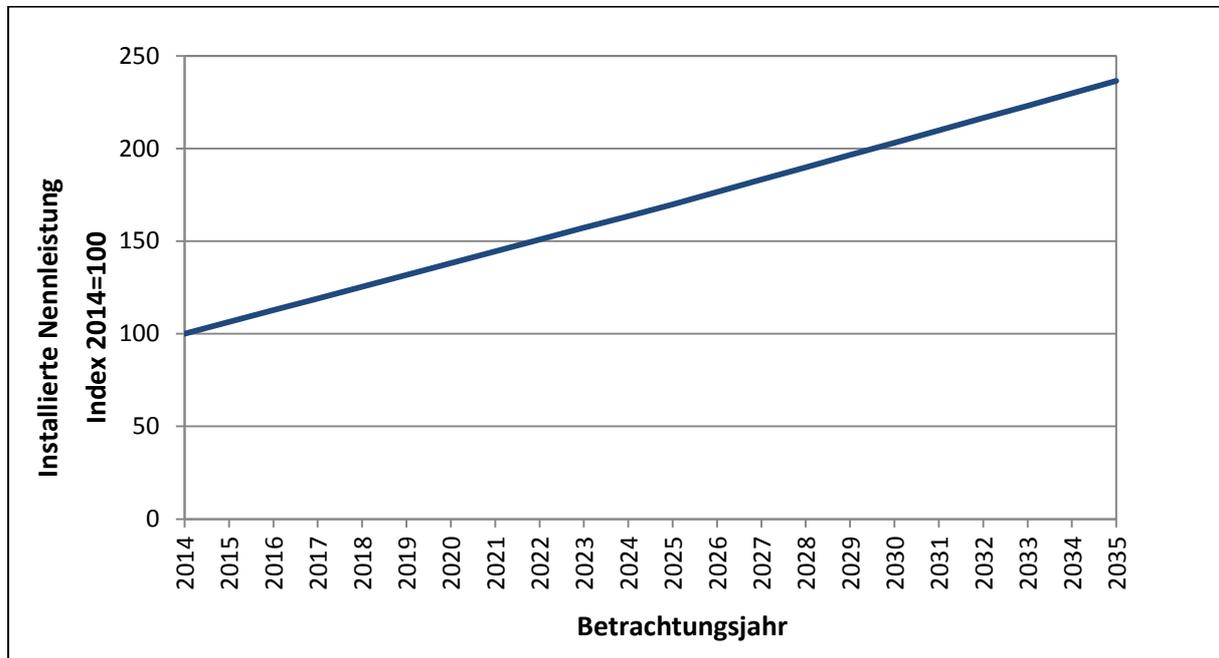


**Abbildung 31:** Flächen- und Anlagenpotenzial für Windenergieanlagen in der Städtereion Aachen ab 2014 ohne Zubau (Quelle: eigene Berechnung auf Basis von render 2016 und LANUV 2013a)

Das Anlagenpotenzial bildet dabei nicht den jährlich möglichen Zubau, sondern den möglichen Gesamtbestand im jeweiligen Jahr ab, wobei als konservative Schätzung die Flächeninanspruchnahme von Anlagen über 2.000 kW (=15 ha/Windenergieanlage (WEA)) der Abschätzung zu Grunde gelegt wurde. Insgesamt wäre zum Jahr 2030 so ein Anlagenbestand von insgesamt 142 Anlagen über 2.000 kW möglich.

Dabei ist zu beachten, dass das Flächenpotenzial in den einzelnen Kommunen sehr unterschiedlich ausfällt (vgl. Tabelle 24). Eine kommunscharfe Betrachtung wird im weiteren Verlauf dieser Studie aufgrund der damit verbundenen Komplexität nicht durchgeführt.

Ebenso wie bei der Analyse zur Photovoltaik bietet diese vorgenommene Flächenanalyse den technisch möglichen Rahmen des Windenergieanlagenausbaus. Der angenommene Ausbaupfad ergibt sich dabei durch die verhältnismäßige Übertragung des Ausbaus in der Bundesrepublik Deutschland auf die Städtereion Aachen, wobei das gleiche Ausbauszenario wie bei der Photovoltaik (vgl. Kapitel 2.4) gewählt wurde (vgl. Abbildung 32). Dabei besteht beim Vergleich des Ausbaus der Städtereion Aachen und der Bundesrepublik Deutschland von 2003-2014 ein Zusammenhang, wenn auch nicht so stark ausgeprägt wie bei der Photovoltaik (Bundesnetzagentur o.J.b und render 2016). Dies ist auch darauf zurückzuführen, dass Anlagen in der Städtereion Aachen nicht jedes Jahr errichtet wurden.



**Abbildung 32:** Ausbau der installierten Leistung der Windenergie in Deutschland und in der Städtereion Aachen (Quelle: eigene Berechnung nach 50Hertz Transmission GmbH et al. 2015)<sup>9</sup>

Der Anlagenbestand in Deutschland beträgt zum 01.01.2015 37,6 GW (Bundesnetzagentur o.J.b). In der Städtereion Aachen beläuft sich dieser zum gleichen Zeitpunkt auf 0,13 GW. Dieser Wert errechnet sich aus dem Anlagenbestand der ab 1994 in der Städtereion Aachen installierten Anlagen (render 2016).

Überträgt man die Ausbautzahlen (vgl. Abbildung 32), so ergibt sich bis 2035 ein Anlagenbestand von 0,31 GW in der Städtereion Aachen. Insgesamt wird ein Zubau von jährlich etwa 12.300 kW im Zeitraum von 2015-2025 und von 2025-2030 ein Zubau von 15.375 kW angenommen. Dabei entsprechen diese Werte nicht genau dem abgeschätzten zukünftigen Zubau, da hier ein jährlich durchschnittlicher Ausbau anhand von Referenzanlagen berücksichtigt werden muss, welche aufgrund einer höheren Nennleistungsgröße von 3.075 kW eine ungenauere Abschätzung ermöglicht als z.B. bei Betrachtung der Photovoltaik. Die Verwendung von Anlagen dieser Leistungsklasse ging aus einem Gespräch mit einem regionalen Projektentwickler hervor, der auf einen wahrscheinlichen zukünftigen Zubautrend von Großanlagen mit relativ hoher Nennleistung verwies (Interviewpartner A).

<sup>9</sup> Es handelt sich bei den gewählten Zubauen um eine mögliche Entwicklung. Die Implikationen eines veränderten Zubaus werden in den Sensitivitätsanalysen der Zubaue dargestellt (vgl. Kapitel 6.2.3 für Windenergie).

Es wird somit davon ausgegangen, dass von 2015 bis 2025 jährlich jeweils vier 3.075 kW Anlagen vom Typ V112 oder ähnliche Anlagentypen errichtet werden. Ab 2026 werden bis 2030 wiederum fünf 3.075 kW Anlagen errichtet, wobei besonders die Leistung und Nabenhöhe für die Berechnungen von Bedeutung sind (vgl. Kapitel 6.1.2). Die technischen Daten der Referenzanlage sind dabei in Tabelle 25 aufgeführt.

### 6.1.2 Kosten- und Erlösentwicklungen im Technologiefeld Windenergie

#### Kosten

Ein entscheidender Faktor bei der Betrachtung zukünftiger Wertschöpfungseffekte sind die Kostenentwicklungen im Technologiefeld Windenergie. Bei Betrachtung der Kosten von 2014 und 2015 werden die in Kapitel 4.1 beschriebenen Kostenstrukturen verwendet. Ab 2016 werden dann ab diesem Jahr geltende Daten für die Hauptinvestitionskosten verwendet (vgl. Tabelle 25). In der Analyse werden zwar lediglich Anlagen in der Leistungsklasse von 3-4 MW betrachtet, die Kosten von Anlagen niedrigerer Leistungsklassen sind dennoch der Übersicht halber aufgeführt.

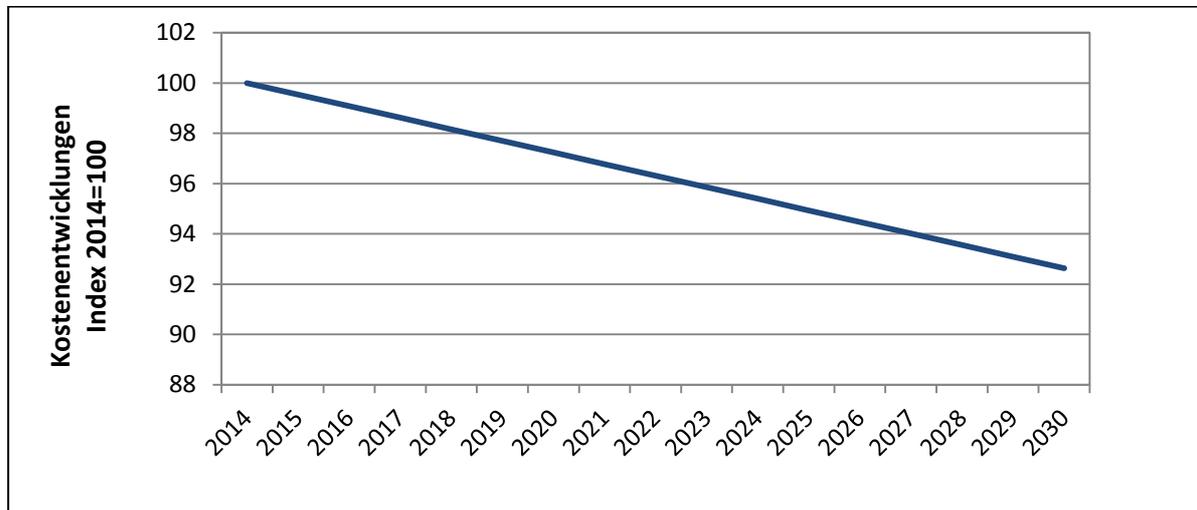
**Tabelle 25:** Hauptinvestitionskosten für Windenergieanlagen ab 2016

Nabenhöhe	Leistungsklasse	
	2 MW < P <= 3 MW	3 MW < P <= 4 MW
NH <= 100m	980 €/kW	990 €/kW
100m < NH <= 120m	1.160 €/kW	1.120 €/kW
120m < NH <= 140m	1.280 €/kW	1.180 €/kW
140m < NH	1.380 €/kW	1.230 €/kW

(Quelle: Deutsche Windguard 2015, verändert)

Die Anteile der einzelnen Komponenten der Hauptinvestitionskosten werden als zu 2014 konstant angenommen (vgl. Tabelle 13). Dies ist insofern vertretbar, da unterschiedliche Klassengrößen betrachtet werden und die Preisentwicklung für beispielhafte Anlagen von 2-3,5 MW und 2-3 MW zwischen 2013 und 2015, mit etwa 3 %iger Abnahme, relativ gering ausfällt (vgl. Tabelle 12).

Bei Betrachtung der Entwicklungen der Hauptinvestitionskosten wird eine Zusammenstellung verschiedener Datensätze aus unterschiedlichen Quellen verwendet, die von Schröder et al. 2013 gebündelt wurden. Dabei gehen die Autoren von einer jährlichen Preissenkung von ca. 0,46 % von 2010 bis 2020 und von einer Preissenkung von 0,45 % bis 2030 aus. Diese Annahmen werden auf den Zeitraum von 2014 bis 2030 übertragen und es wird eine durchschnittliche jährliche Kostenabnahme von etwa 0,46 % ausgewiesen (vgl. Abbildung 33).



**Abbildung 33:** Prognostizierte Entwicklung der Hauptinvestitionskosten für Windenergieanlagen im Zeitraum von 2014-2030 (Quelle: eigene Berechnung auf Basis von Schröder et al. 2013)

Für die Kostenentwicklung von 2014 bis 2015 wird diese Entwicklung ebenso wie für die geschätzten Entwicklungen ab 2016 verwendet.

Die Entwicklung der Kosten für die einzelnen Komponenten wird hier ebenfalls als konstant proportional angenommen. Dies liegt darin begründet, dass keine genauen Informationen vorliegen und zudem die prognostizierten Kostenentwicklungen im Vergleich zur Photovoltaik (vgl. Kapitel 5.1.2) gering erscheinen.

Bei Betrachtung der Nebeninvestitionskosten werden für Anlagen ab 2016, im Vergleich zu Anlagen in 2014, ebenso lediglich marginale Veränderungen deutlich und zukünftig prognostiziert (Deutsche Windguard 2015), weshalb diese als konstant angenommen werden. Dies gilt ebenso für die Betriebskosten, wo in der Datenzusammenstellung unterschiedlicher Quellen von Schröder et al. 2013 keine zukünftigen Veränderungen offenkundig werden.

### Betreibererlöse

Mit dem EEG 2014 wurde für die Vergütung des Stroms aus Windenergie ebenso wie bei der Photovoltaik eine nach dem Prinzip des ‚atmenden Deckels‘ ausgerichtete Vergütung eingeführt, wobei die für 20 Jahre geltende Vergütung ab der Inbetriebnahme vom jeweiligen Ausbau in der Bundesrepublik Deutschland abhängt. Dabei liegt der Zielkorridor deutschlandweit zwischen 2.400 und 2.600 MW pro Jahr, wobei eine Degression der Vergütungssätze erst im Jahr 2016 erfolgte (Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz o.J.a).

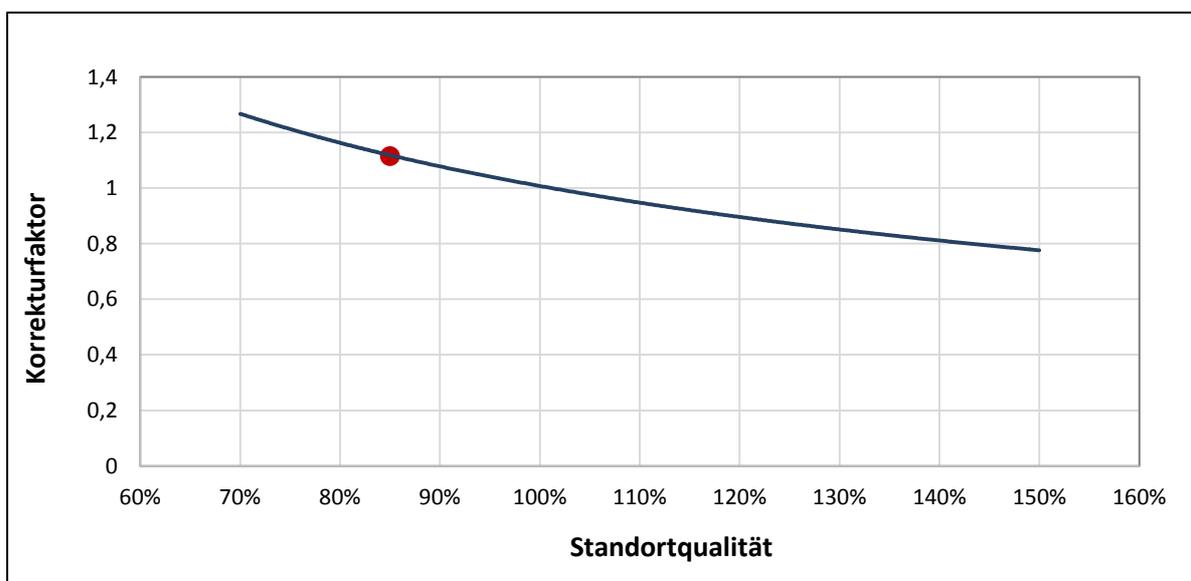
Die folgende Tabelle (26) zeigt die von der Bundesnetzagentur veröffentlichten Vergütungssätze von August 2014 bis Dezember 2016, die für diesen Zeitraum übernommen werden.

**Tabelle 26:** Vergütungssätze für Windenergieanlagen von Ende 2014 bis 2016

Inbetriebnahmedatum	Anfangswert	Grundwert
ab 01.08.2014	8,90	4,95
ab 01.01.2016	8,79	4,89
ab 01.04.2016	8,69	4,83
ab 01.07.2016	8,58	4,77
ab 01.10.2016	8,48	4,72

(Quelle: eigene Darstellung nach Bundesnetzagentur 2016c)

Anfang Juli 2016 wurde durch die Bundesregierung eine Novellierung des EEG 2014, das sogenannte EEG 2017, welches ab 2017 gilt, beschlossen. Die Höhe der Einspeisevergütung für Anlagen über 750 kW Nennleistung wird darin im Rahmen einer wettbewerblichen Ausschreibung festgelegt. Um die Standortqualität unterschiedlicher Regionen zu berücksichtigen wird dabei zunächst auf einen Standort mit einem Gütefaktor von 100 % geboten und dieser Wert im Nachgang mit einem sogenannten Korrekturfaktor multipliziert. Somit wird aus dem vorherigen zweistufigen Referenzertragsmodell im EEG 2014 (vgl. Kapitel 4.1) ein einstufiges Referenzertragsmodell (BMWi 2016) (vgl. Abbildung 34).



**Abbildung 34:** Korrekturfaktor in Abhängigkeit von der Standortqualität nach dem einstufigen Referenzertragsmodell (Der rote Markierungspunkt gibt den Korrekturfaktor bei 85 %iger Standortqualität an; Quelle: eigene Darstellung auf Grundlage von BMWi 2016)

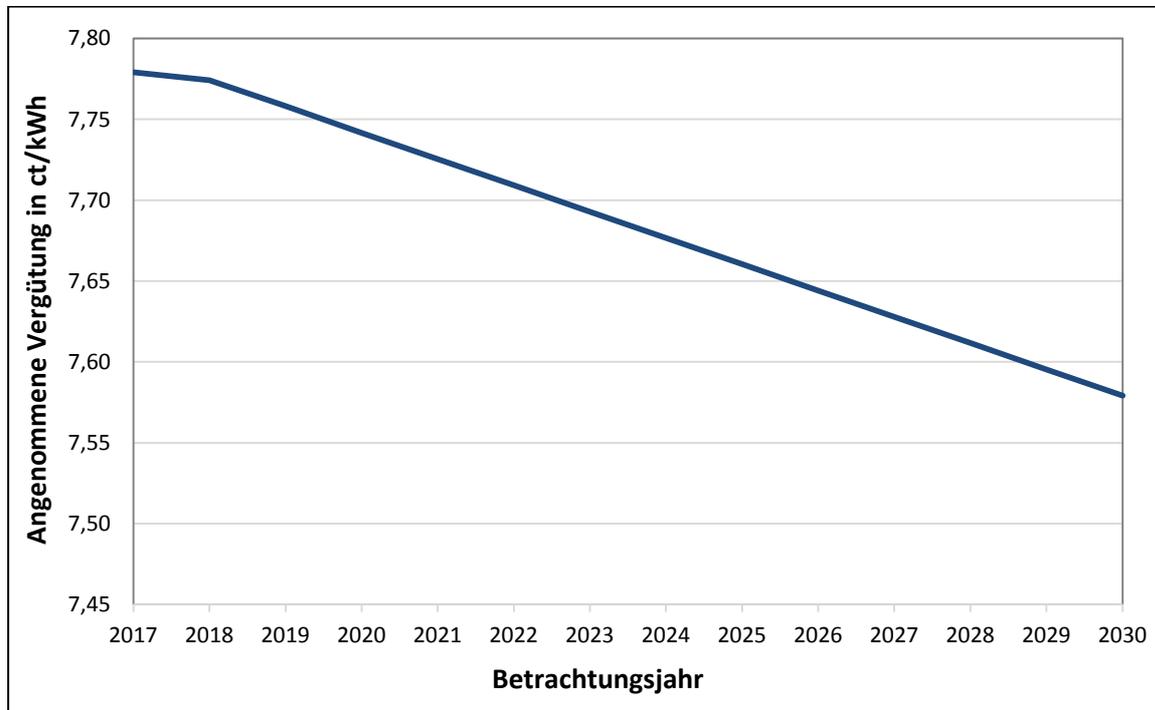
Liegt die Standortqualität wie in der Städtereion Aachen mit 85 % zwischen den im Graph angegebenen Werten, so wird der Korrekturfaktor mithilfe des Interpolationsverfahrens bestimmt (BMWi 2016). Damit ergibt sich ein Wert von 1,115 ( $\approx 1,12$ ).

Bei der Ermittlung der Gewinne wird nun davon ausgegangen, dass die per Ausschreibung zugesprochene Vergütung die niedrigsten Vergütungssätze nach EEG 2014 (ab Oktober 2016 geltend) mit einem Anfangswert von 8,4804 ct/kW und einem Grundwert von 4,7166 ct/kW für eine 100 % Referenzanlage nicht überschreitet. Diese Annahme wird getroffen, da die Vergütungssätze in der Vergangenheit stetig abnahmen und aufgrund der abnehmenden Systemkosten mit weiteren fallenden Ausschreibungsgeboten zu rechnen ist.

Der Zeitraum der Anfangsvergütung einer 100 % Referenzanlage im letzten Quartal 2014 errechnet sich nach der in Kapitel 4.1 vorgestellten Formel (4) und beträgt 11,9 Jahre. Die restlichen 8,1 Jahre werden unter Verwendung des Grundwerts vergütet. Dabei bemisst sich die durchschnittliche Vergütung der Referenzanlage auf 6,96 ct/kWh für den 20-jährigen Betriebszeitraum. Dieser Wert wird nun mit dem Korrekturfaktor von 1,12 multipliziert, wodurch sich eine Vergütung von 7,779 ct/kWh für Anlagen mit 85 % -iger Standortqualität ergibt.

Die Vergütung von 7,779 ct/kWh wird dabei als das Ausschreibungsgebot und die schlussendliche Vergütung für Anlagen in der Städtereion Aachen für das Jahr 2017 definiert.

Dabei wird davon ausgegangen, dass die Anlagenbetreiber aufgrund der in 2017 abnehmenden Vergütung in Bezug zu 2016 nicht bereit sind, Ihre Gewinnerwartungen in den Folgejahren zu verringern. Um die zukünftigen Ausschreibungsgebote bzw. Vergütungen abzuschätzen wird deshalb die Differenz zwischen den jeweiligen Gestehungskosten (in ct/kWh) und der angesetzten Vergütung (in ct/kWh) im Jahr 2017 für Anlagen von 3 bis unter 4 MW ermittelt. In den Folgejahren wird diese Differenz zu den Stromgestehungskosten addiert und der sich ergebende Betrag als Ausschreibungsgebot bzw. Abnahmepreis definiert, da davon ausgegangen wird, dass die Gewinnkalkulation hinsichtlich der Gewinnspanne in ct/kWh ähnlich ausfallen wird. Die Gewinne der Anlagenbetreiber bleiben somit von 2017-2030 gleich, während die Stromgestehungskosten und die darauf basierenden Ausschreibungsgebote abnehmen. So werden im Jahr 2017 als Differenz bei einer Anlage von 3 bis unter 4 MW 0,51 ct/kWh ermittelt. Abbildung 35 verweist auf die angenommenen Vergütungen im Zeitverlauf, wobei die 2030 angenommene Vergütung 7,58 ct/kWh beträgt.



**Abbildung 35:** Angenommene Vergütung in ct/kWh für Windenergie in der Städteregion Aachen nach Betrachtungsjahr (Quelle: eigene Berechnung)

Dabei gilt es zu beachten, dass diese Annahmen in der Realität je nach Investitionsprojekt und den jeweiligen spezifischen Kosten unterschiedlich ausfallen können und das gewählte Vorgehen nur eine Option zur Abschätzung möglicher zukünftiger Vergütungen darstellt.

## 6.2 Wertschöpfung durch 2014-2030 installierte Windenergieanlagen

Im Folgenden werden die zukünftigen Wertschöpfungseffekte durch Windenergieanlagen abgeschätzt. Dazu werden die Effekte im Bereich der Anlageninstallation (Kapitel 6.2.1) und des Anlagenbetriebs (Kapitel 6.2.2) gesondert betrachtet. Abschließend werden veränderte Ausbaupfade und ihre ökonomischen Wirkungen dargestellt (vgl. Kapitel 6.2.3).

### 6.2.1 Wertschöpfung durch Windenergieanlageninstallation 2014-2030

Die folgende Abbildung (36) zeigt die Abschätzung der Wertschöpfungseffekte durch Anlageninstallation im Zeitraum von 2014 bis 2030 auf. Dabei werden insgesamt Wertschöpfungseffekte in Höhe von etwa 12.875.000 € generiert. Hiervon entfallen 2.655.000 € auf Gewinne, 9.257.000 € auf Einkommen und 963.000 € auf kommunale Steuereinnahmen. Der Wertschöpfungsanteil der Unternehmensgründungen in Höhe von 14.000 € ist dabei als vergleichsweise marginal zu bewerten und

ist lediglich der Vollständigkeit halber aufgeführt. Vergleichsweise hohe Wertschöpfungsanteile entfallen mit 7.213.000 € (56 %) auf die Planung und Dokumentation und mit 4.685.000 € (36 %) auf die Errichtung des Fundaments und die Erschließung. Die Effekte der 800 kW Anlage und der Unternehmensgründung sind dabei aufgrund der niedrigen Höhe in der folgenden Abbildung nur unzureichend lesbar und in Kapitel 7.2 noch einmal numerisch aufgeführt.

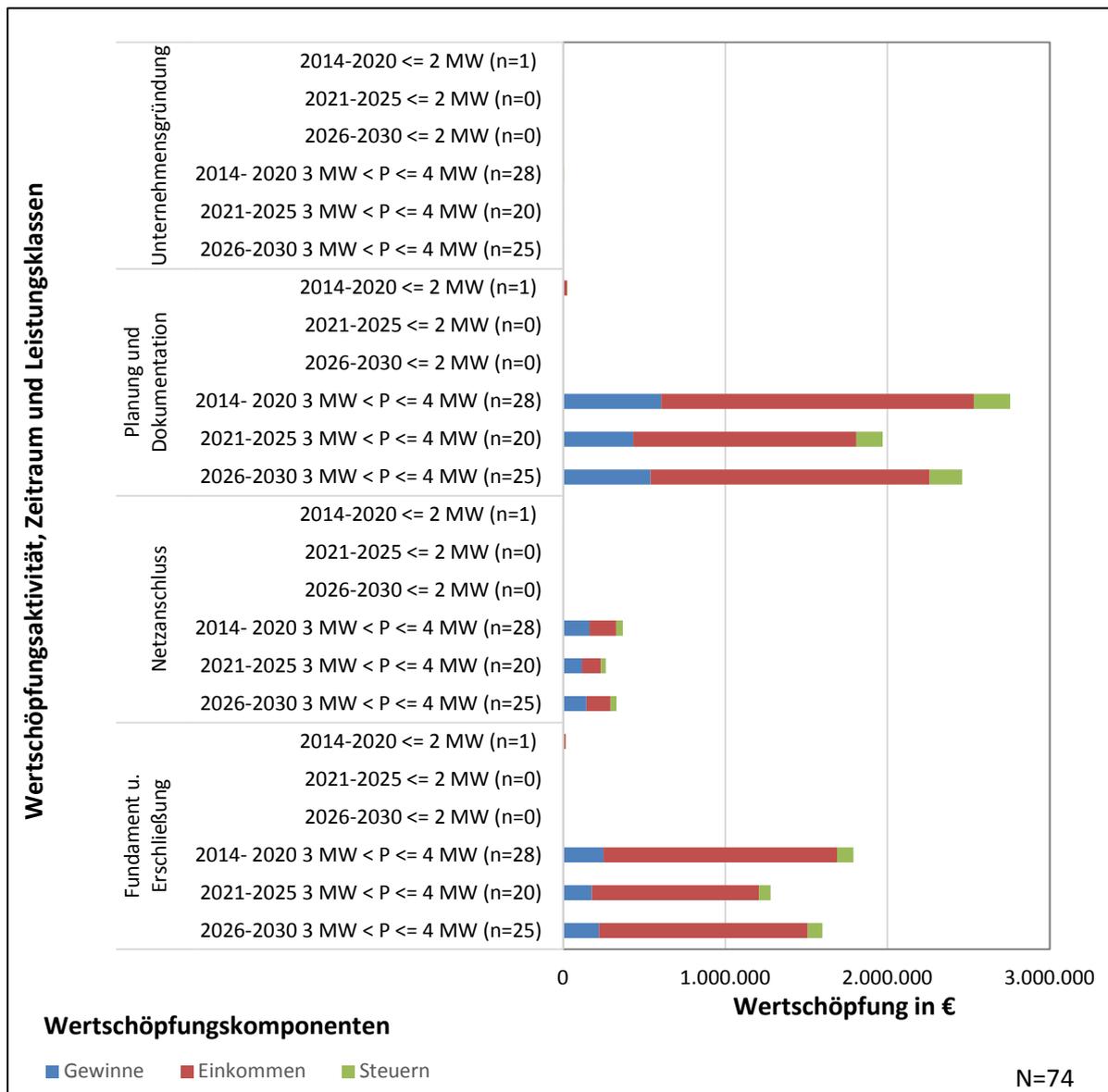
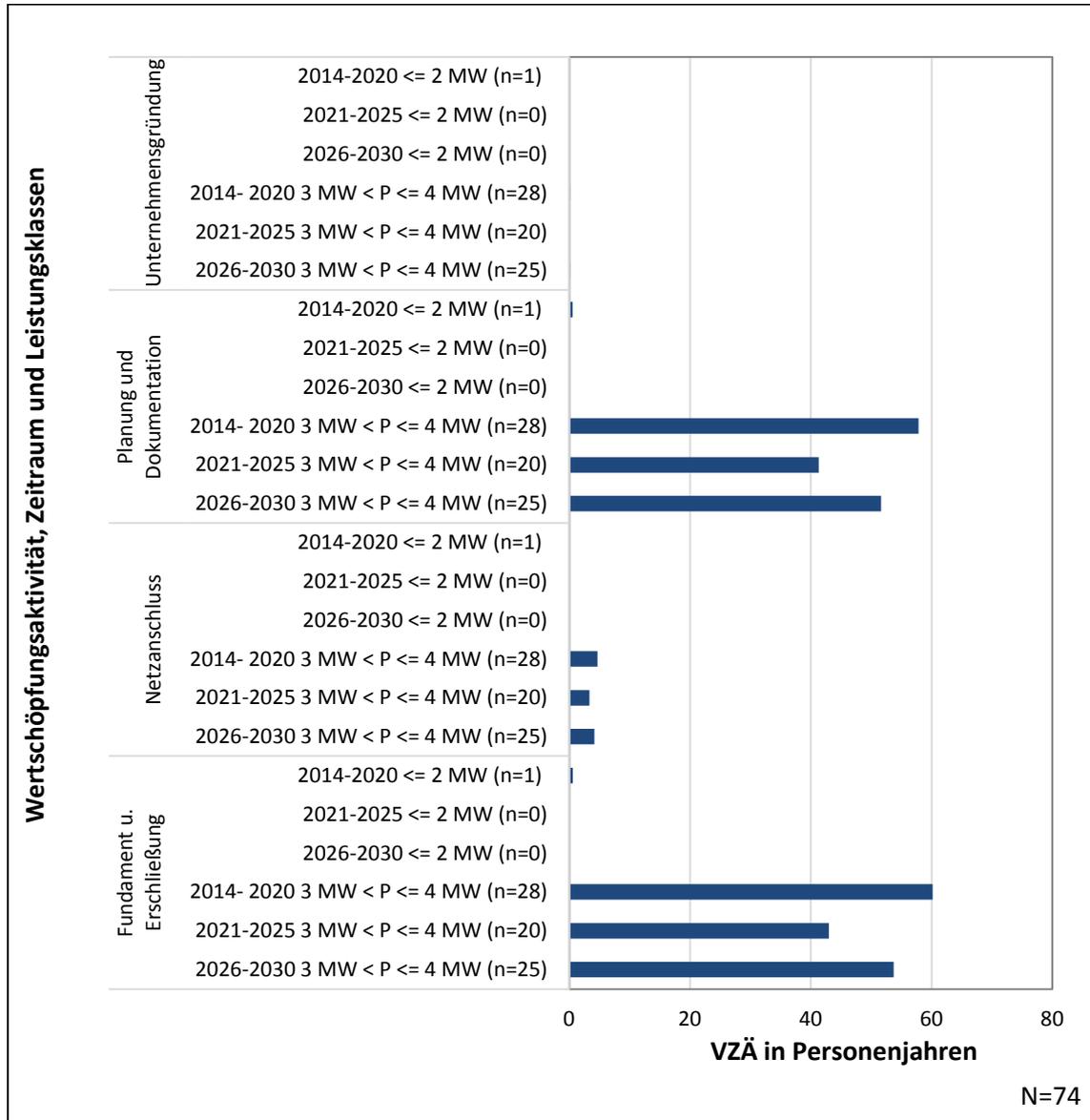


Abbildung 36: Regionale Wertschöpfungspotenziale durch Anlageninstallation von Windenergieanlagen nach Inbetriebnahmezeiträumen (Quelle: eigene Berechnung)

Die höchsten Effekte werden auch durch die verwendeten Zeitklassen -wie bei der Betrachtung der PV- im längsten Betrachtungszeitraum von 2014 bis 2020 erzielt.

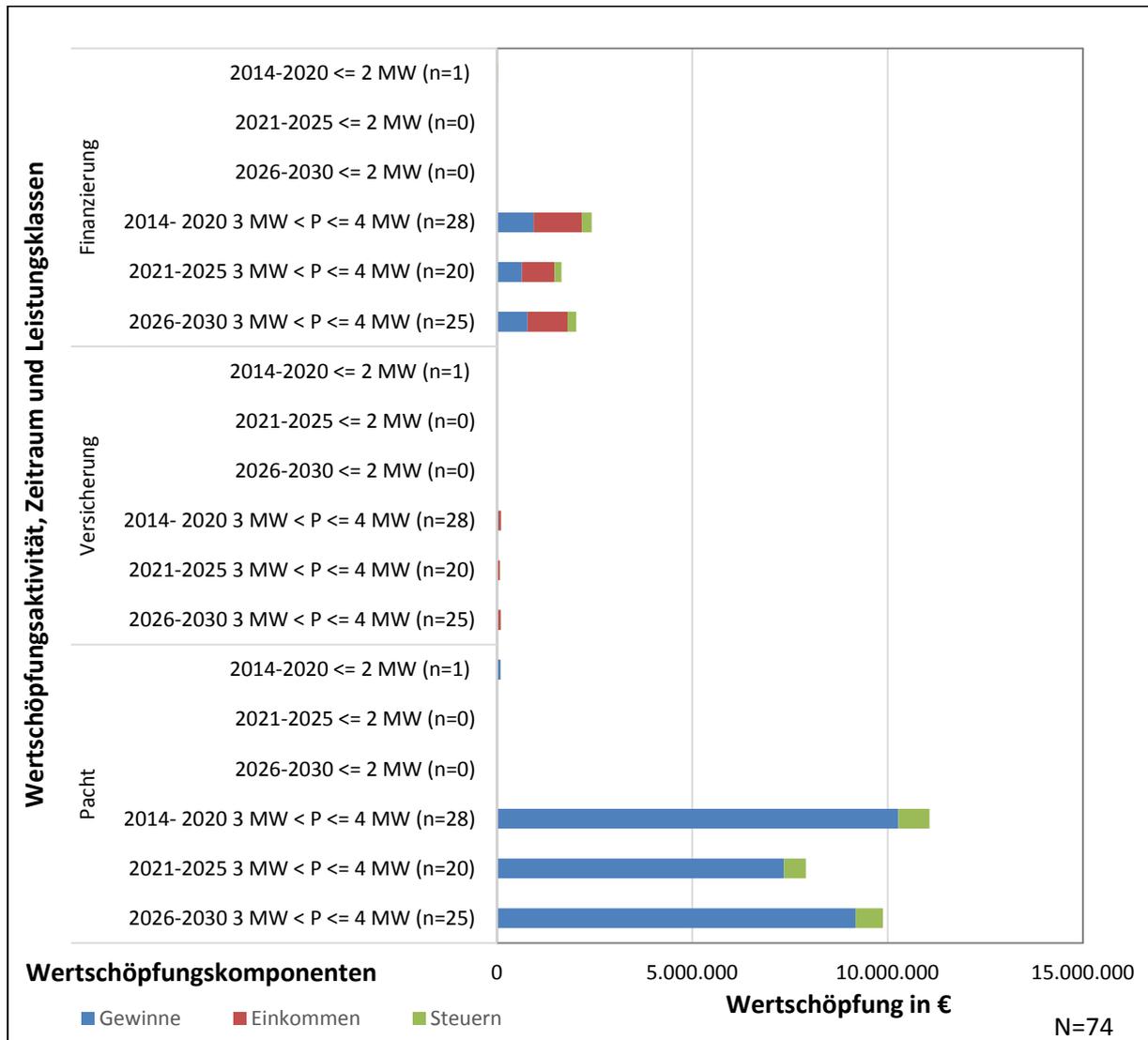
In Bezug auf die Beschäftigungseffekte ergibt sich ein ähnliches Bild. Die höchsten Effekte werden mit 157 Vollzeitpersonenjahren durch die Arbeitsschritte Fundamenterrichtung und Erschließung generiert. Durch Planung und Dokumentation besteht ein ähnlich hohes Beschäftigungspotenzial von 151 Vollzeitpersonenjahren. Obgleich die Einkommenseffekte in ihrer Gesamtheit im Bereich der Planung- und Dokumentation höher sind, besteht jedoch im Bereich der Fundamenterrichtung und Erschließung ein höheres Beschäftigungspotenzial, was auf geringere Einkommenshöhen in der Bau-branche zurückzuführen ist. Insgesamt beträgt das Beschäftigungspotenzial 321 Vollzeitpersonenjahre (vgl. Abbildung 37).



**Abbildung 37:** Regionale Beschäftigungseffekte durch Anlageninstallation von Windenergieanlagen nach Inbetriebnahmezeiträumen (Quelle: eigene Berechnung)

### 6.2.2 Wertschöpfung durch den Betrieb von 2014-2030 installierten Windenergieanlagen

Im Bereich des Anlagenbetriebs von 2014 bis 2030 in Betrieb genommenen Anlagen, welcher sich auf den Zeitraum von 2014-2050 erstreckt, wird ohne den Anlagenbetrieb im eigentlichen Sinne eine Gesamtwertschöpfung von 35.364.000 € generiert (vgl. Abbildung 38).

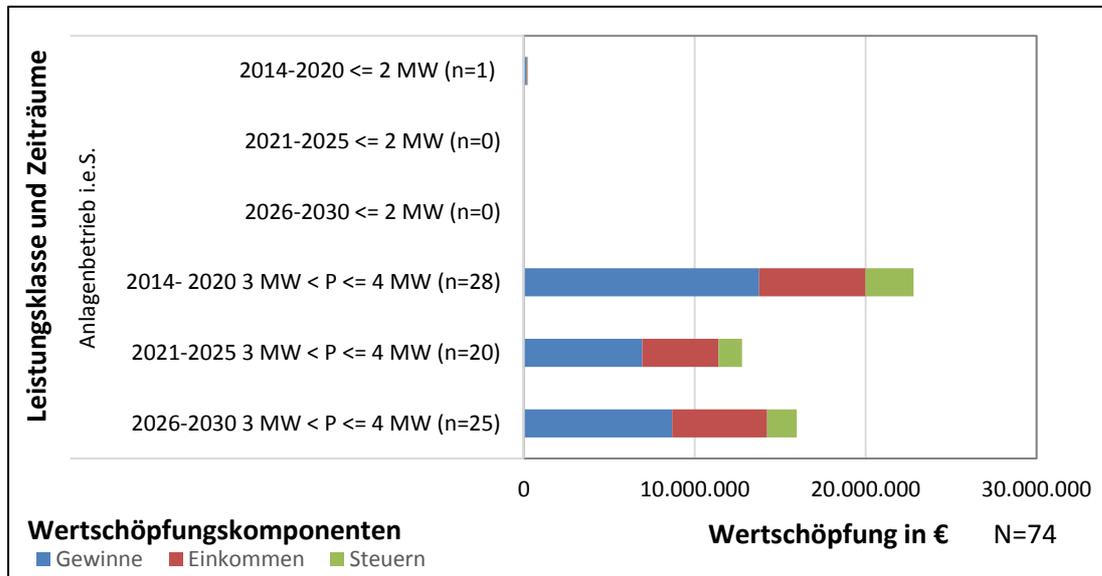


**Abbildung 38:** Regionale Wertschöpfungspotenziale durch Anlagenbetrieb von Windenergieanlagen nach Inbetriebnahmezeiträumen (exkl. Anlagenbetrieb i.e.S.) (Quelle: eigene Berechnung)

Dies entspricht Gewinnen in Höhe von ca. 29.315.000 €, Einkommen von 3.292.000 € und kommunalen Steuereinnahmen von 2.757.000 €. Gleich wie in der Betrachtung von 2014 in Betrieb genommenen Anlagen wird der größte Teil der Wertschöpfung in Höhe von 28.949.000 € (82 %) an dieser Stelle durch Flächenverpachtungen generiert.

Durch den Anlagenbetrieb im eigentlichen Sinne werden Gewinne von etwa 29.544.000 €, Einkommen in Höhe von 16.300.000 € und kommunale Steuereinnahmen von 5.918.000 € erreicht (vgl. Abbildung 39). Die höchsten Effekte von 22.799.000 € werden dabei durch im Zeitraum von 2014-2021

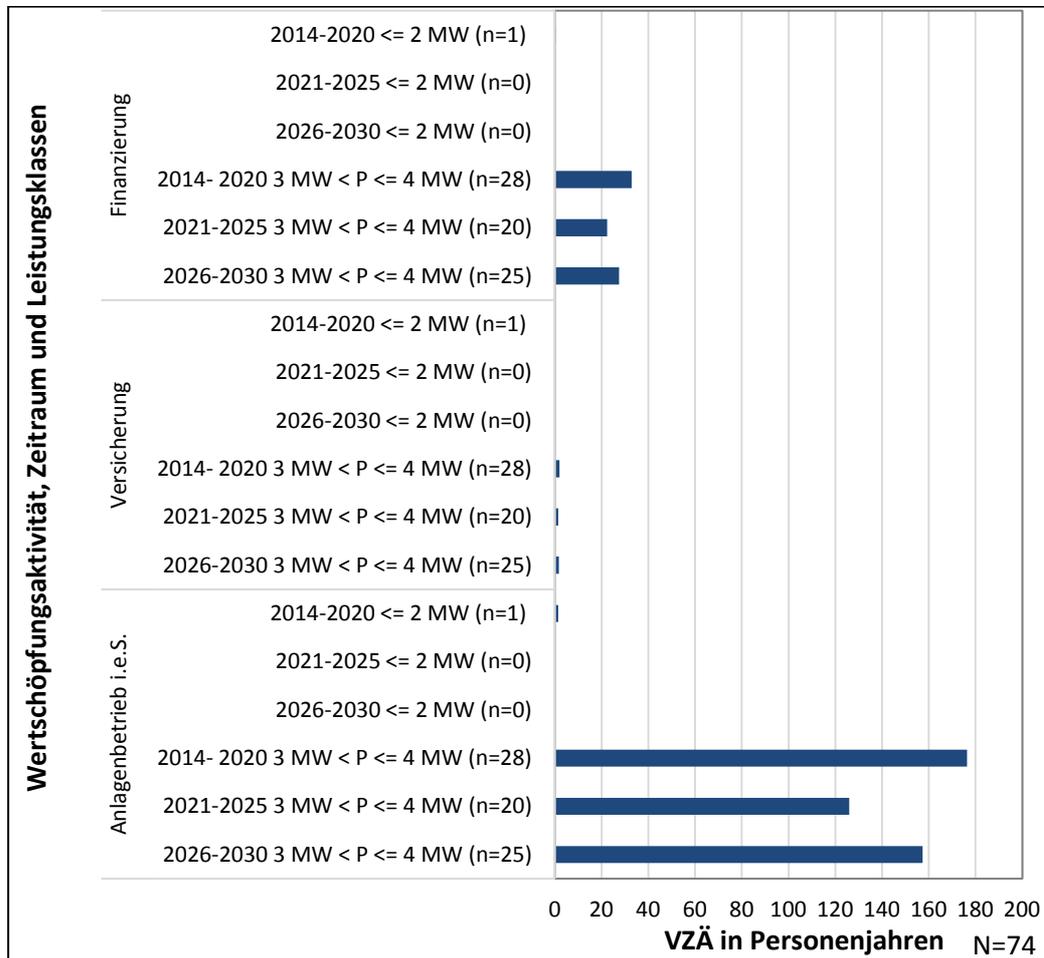
installierten 3-4 MW Anlagen generiert. Insgesamt ergibt sich eine Gesamtwertschöpfung in Höhe von 51.762.000 € durch den Anlagenbetrieb im eigentlichen Sinne.



**Abbildung 39:** Regionale Wertschöpfungspotenziale durch Anlagenbetrieb i.e.S. von Windenergieanlagen nach Inbetriebnahmezeiträumen (Quelle: eigene Berechnung)

Zusammenfassend ergeben sich durch den Anlagenbetrieb inklusive des Anlagenbetriebs i.e.S. regionale Wertschöpfungseffekte in Höhe von 87.126.000 €. Davon entfallen 58.860.000 € auf Unternehmensgewinne, 19.591.000 € auf Nettoeinkommen der Beschäftigten und 8.675.000 € auf kommunale Steuereinnahmen.

Bei Betrachtung der Beschäftigungseffekte durch den Anlagenbetrieb von Windenergieanlagen ergibt sich insgesamt ein Potenzial von 549 Vollzeitpersonnenjahren. Im Bereich der Anlagenversicherung sind diese Effekte mit 5 Personnenjahren vergleichsweise gering. Höhere Anteile bestehen mit 83 Vollzeitpersonnenjahren im Bereich der Anlagenfinanzierung und mit 461 Personnenjahren im Bereich des Anlagenbetriebs im eigentlichen Sinne (vgl. Abbildung 40).



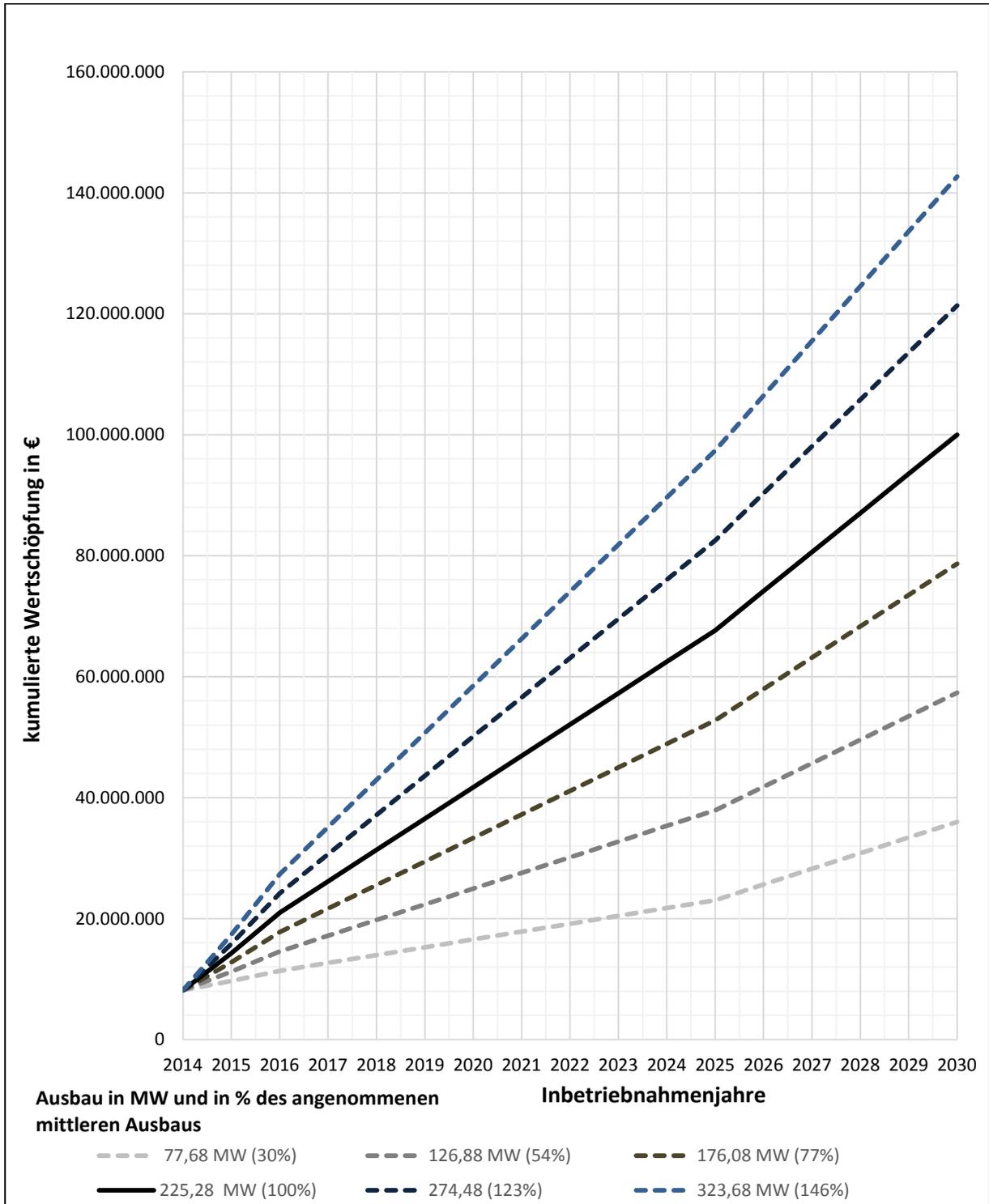
**Abbildung 40:** Regionale Beschäftigungseffekte durch Anlagenbetrieb von Windenergieanlagen nach Inbetriebnahmezeiträumen (Quelle: eigene Berechnung)

### 6.2.3 Sensitivitätsanalyse des Windenergieausbaus

Insgesamt können durch die Installation und den Betrieb von Windenergieanlagen im Zeitraum von 2014-2030 potenzielle Wertschöpfungseffekte in Höhe von 100.001.000 € generiert werden, wovon 61.514.000 € auf Unternehmensgewinne, 28.848.000 € auf Nettoeinkommen der Beschäftigten und 9.639.000 € auf kommunale Steuern entfallen.

Bei Veränderungen des Ausbaupfades kann unter Annahme eines gleichmäßigen, über die Jahre 2015-2025 und 2026-2030 verteilten Ausbaus der Windenergie aufgrund der verwendeten Anlagen-Größen kein vergleichbar prozentualer Ausbaugrad verwendet werden, wie dies für die PV vorge-nommen wurde (vgl. Kapitel 5.2.3). Grund dafür ist das relativ größere Mindestausbauintervall von 3.075 kW jährlich, was der Leistung einer Referenzwindanlage entspricht. Durch die gewählten klei-neren Leistungsklassen der PV von mind. 5 kW ist eine prozentuale Änderung ohne größere Abwei-

chung von den verwendeten Ausbausteigerungen bzw. Abnahmen (z.B. +- 25 % mehr Ausbau) besser abbildbar. Aus diesem Grund wird als Ausbauintervall der Windenergie eine Anlage pro Jahr mehr oder weniger gewählt, wobei die prozentuale Abweichung vom gewählten mittleren Ausbautrend (100 %) in der Abbildung (41) hinter den in der Graphenlegende abgebildeten Leistungskapazitäten aufgeführt ist.



**Abbildung 41:** Regionale Wertschöpfungspotenziale bei Unter- und Überschreitung des angenommenen Windenergieanlagenbaus von 2014-2030 in Betrieb genommenen Anlagen (Quelle: eigene Berechnung)

Der höchste abgebildete Ausbaupfad (146 %) bildet dabei die Ausbauobergrenze eines über die Jahre gleichmäßig verteilten Zubaus der Windenergie in der Städtereion Aachen ab, da eine weitere Anlage pro Jahr bis zum Jahr 2034 eine Flächeninanspruchnahme bedeutete, die über das in Kapitel 6.1.1 dargestellte Flächenpotenzial für Windenergieanlagen hinausgehen würde. Anders als bei der Photovoltaik stößt die Windenergie bei Veränderung des Ausbaupfades somit eher an Ihre flächenmäßigen Grenzen.

Eine Verringerung des Ausbautrends um drei Anlagen pro Jahr, was einer installierten Leistungskapazität von 77,68 MW von 2014-2030 in Betrieb genommenen Anlagen (30 % des gewählten Ausbautrends) gleichzusetzen ist, würde eine kumulierte regionale Wertschöpfung von ca. 35.986.000 € generieren. Das nicht-ausgeschöpfte Wertschöpfungspotenzial in Bezug auf den gewählten Ausbautrend (100 %) beträgt dabei etwa 64.015.000 €. Bei Überschreitung des Ausbautrends um 46 %, was einer installierten Leistungskapazität von 323,68 MW in 2030 durch ab 2014 errichtete Anlagen gleichzusetzen ist, wird eine kumulierte Wertschöpfung von 142.678.000 € durch diese Anlagen in ihrer Gesamtlaufzeit generiert. Dies entspricht einer Zunahme der Wertschöpfung in Bezug auf den 100 % Ausbaupfad um knapp 42.677.000 €.

Die abgeschätzten Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte durch den Ausbau der Windenergie werden in Kapitel 7.2 noch einmal zusammenfassend dargestellt.

## 7 Zentrale Ergebnisse der Potenzialstudien und regionalökonomische Schlussfolgerungen für den Ausbau Erneuerbarer Energien in der Städtereion Aachen

Die folgenden Kapitel fassen die Ergebnisse der Potenzialstudie in der Übersicht zusammen. Dazu werden zunächst die Ergebnisse zur Photovoltaik (Kapitel 7.1) und zur Windenergie (Kapitel 7.2) dargestellt. Abschließend wird eine zusammenführende Betrachtung beider Technologien vorgenommen (vgl. Kapitel 7.3).

### 7.1 Zentrale Ergebnisse der Photovoltaik Potenzialstudie

Die folgende Tabelle 27 zeigt eine Übersicht der gesamten ermittelten Wertschöpfung durch den Betrieb von PV-Anlagen in der Städtereion Aachen. Sie ist dabei nach Akteursgruppen gegliedert, um die Wertschöpfungspotenziale für die einzelnen Akteure aufzuzeigen.

**Tabelle 27:** Gesamte Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte von 2014-2030 in Betrieb genommenen PV-Anlagen (N=5.744) nach Akteuren und Wertschöpfungsaktivitäten (in € bzw. Person-jahren) (Teil 1)

Akteur	Wertschöpfungsaktivität	Leistungsklasse	Gewinne	Einkommen	Steuern	Arbeitsplätze
Planungsbüro	Planung u. Dokumentation	0<10 kW (n=4.545)	325.441	1.038.870	121.069	31,2
		10<100 kW (n=1137)	391.672	1.250.291	145.707	37,5
		>=100 kW (n=46)	65.181	208.071	24.248	6,2
		Freiflächenanlagen (n=16)	36.489	116.479	13.574	3,5
	<b>Gesamt</b>	<b>818.783</b>	<b>2.613.711</b>	<b>304.599</b>	<b>78,4</b>	
Notar	Unternehmensgründung	>=100 kW (n=46)	1.663	6.257	529	0,2
		Freiflächenanlagen (n=16)	605	2.275	192	0,1
	<b>Gesamt</b>	<b>2.268</b>	<b>8.533</b>	<b>721</b>	<b>0,3</b>	
Kreditinstitut	Finanzierung	0<10 kW (n=4.545)	217.347	285.426	60.862	7,6
		10<100 kW (n=1137)	336.123	441.333	94.122	11,8
		>=100 kW (n=46)	212.345	278.222	59.461	7,4
		Freiflächenanlagen (n=16)	140.125	183.674	39.238	4,9
		<b>Gesamt</b>	<b>905.940</b>	<b>1.188.655</b>	<b>253.683</b>	<b>31,8</b>

**Tabelle 27:** Gesamte Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte von 2014-2030 in Betrieb genommenen PV-Anlagen (N=5.744) nach Akteuren und Wertschöpfungsaktivitäten (in € bzw. Personenn Jahren) (Teil 2)

Akteur	Wertschöpfungsaktivität	Leistungsklasse	Gewinne	Einkommen	Steuern	Arbeitsplätze
Großhandel	Verkauf Anlagenkomponenten	0<10 kW (n=4.545)	259.416	642.060	80.485	23,9
		10<100 kW (n=1137)	269.470	668.277	83.840	24,9
		>=100 kW (n=46)	112.117	283.406	35.829	10,6
		Freiflächenanlagen (n=16)	59.566	150.568	19.035	5,6
	Verkauf Wartungs- und Instandhaltungsmaterial	0<10 kW (n=4.545)	51.970	127.563	15.495	4,8
		10<100 kW (n=1137)	76.100	186.792	22.689	7,0
		>=100 kW (n=46)	46.477	114.080	13.857	4,3
		Freiflächenanlagen (n=16)	35.356	86.784	10.541	3,2
<b>Gesamt</b>			<b>910.472</b>	<b>2.259.530</b>	<b>281.773</b>	<b>84,2</b>
Elektroinstallationsunternehmen	Anlageninstallation i.e.S.	0<10 kW (n=4.545)	205.503	1.181.152	83.677	49,3
		10<100 kW (n=1137)	252.218	1.449.648	102.698	60,5
		>=100 kW (n=46)	106.959	642.743	43.551	26,8
		Freiflächenanlagen (n=16)	34.348	214.825	13.986	9,0
	Wartung und Instandhaltung	0<10 kW (n=4.545)	291.655	1.676.320	118.756	70,0
		10<100 kW (n=1137)	431.783	2.481.718	175.813	103,6
		>=100 kW (n=46)	256.285	1.473.026	104.354	61,5
		Freiflächenanlagen (n=16)	203.382	1.168.957	82.813	48,8
<b>Gesamt</b>			<b>1.782.133</b>	<b>10.288.388</b>	<b>725.647</b>	<b>429,4</b>
Netzdienstleister	Netzanschluss	0<10 kW (n=4.545)	155.658	158.630	40.033	4,8
		10<100 kW (n=1137)	76.784	78.250	19.748	2,3
		>=100 kW (n=46)	64.975	66.215	16.710	2,0
		Freiflächenanlagen (n=16)	36.499	37.196	9.387	1,1
	Zählermiete	0<10 kW (n=4.545)	444.623	453.113	114.350	13,6
		10<100 kW (n=1137)	111.229	113.353	28.606	3,4
		>=100 kW (n=46)	4.500	4.586	1.157	0,1
		Freiflächenanlagen (n=16)	1.565	1.595	403	0
<b>Gesamt</b>			<b>895.834</b>	<b>912.939</b>	<b>230.395</b>	<b>27,4</b>

**Tabelle 27:** Gesamte Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte von 2014-2030 in Betrieb genommenen PV-Anlagen (N=5.744) nach Akteuren und Wertschöpfungsaktivitäten (in € bzw. Personenn Jahren) (Teil 3)

Akteur	Wertschöpfungsaktivität	Leistungsklasse	Gewinne	Einkommen	Steuern	Arbeitsplätze
Bauunternehmen	Infrastruktur	Freiflächenanlagen (n=16)	23.764	136.585	9.676	5,7
Anlagenbetreiber	Anlagenbetrieb i.e.S.	0<10 kW (n=4.545)	22.449.044	0	2.540.023	0,0
		10<100 kW (n=1137)	40.086.620	0	4.534.848	0,0
		>=100 kW (n=46)	16.410.046	2.463.785	3.223.187	69,7
		Freiflächenanlagen (n=16)	20.114.858	1.955.200	5.794.392	55,3
<b>Gesamt</b>			<b>99.060.568</b>	<b>4.418.985</b>	<b>16.092.450</b>	<b>125,0</b>
Versicherungsvertreter	Versicherung	0<10 kW (n=4.545)	90.927	223.538	29.081	6,0
		10<100 kW (n=1137)	22.863	56.208	7.312	1,5
		>=100 kW (n=46)	10.218	25.086	3.266	0,7
		Freiflächenanlagen (n=16)	8.092	19.870	2.587	0,5
<b>Gesamt</b>			<b>132.100</b>	<b>324.701</b>	<b>42.246</b>	<b>8,7</b>
Verpächter	Pacht	>=100 kW Privat	3.473.091	0	377.249	0
		>=100 kW Kommunal	5.040.173	0	0	0
		Freiflächenanlagen Privat	751.680	0	81.648	0
		Freiflächenanlagen Kommunal	1.090.843	0	0	0
<b>Gesamt</b>			<b>10.355.787</b>	<b>0</b>	<b>458.897</b>	<b>0</b>
Steuerberater	Steuerberatung	>=100 kW (n=46)	122.342	390.540	45.513	11,7
		Freiflächenanlagen (n=16)	96.970	309.546	36.074	9,3
	<b>Gesamt</b>			<b>219.312</b>	<b>700.085</b>	<b>81.587</b>
<b>Gesamt</b>			<b>115.106.959</b>	<b>22.852.113</b>	<b>18.481.675</b>	<b>811,8</b>

(Quelle: eigene Berechnung)

Es werden somit insgesamt 115.107.000 € Gewinne, 22.852.000 € Nettoeinkommen und 18.482.000 € kommunale Steuereinnahmen durch PV-Anlagen, welche laut den Annahmen von 2014-2030 in Betrieb genommen werden, in der Städteregion Aachen generiert. Zusätzlich profitieren Kommunen von Pachteinnahmen in Höhe von 6.131.000 €, wodurch für jene Gesamteinnahmen von 24.612.000 € entstehen (vgl. Tabelle 27).

Das Beschäftigungspotenzial beträgt insgesamt ca. 812 Personenjahre. Dabei ist zu beachten, dass Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte im Zusammenhang mit der Anlageninstallation im Inbetriebnahmejahr und die Effekte in Bezug auf den Anlagenbetrieb über die gesamte Anlagenlaufzeit anfallen, sodass insgesamt der Zeitraum von 2014-2050 betrachtet wird. Dies sind dabei jedoch nicht alle Effekte bis 2050, da ab 2030 gleichsam davon ausgegangen werden kann, dass weitere Anlagen in Betrieb genommen werden.

Um die abgeschätzten Effekte nun mit regionalökonomischen Kennziffern zu vergleichen, ist es eingeschränkt möglich, die generierten kommunalen Steuereinnahmen aus Einkommens- und Gewerbesteuern zum erfassten Steueraufkommen in Bezug zu setzen. Dies ist jedoch lediglich für das Jahr 2014 vornehmbar, da zukünftige Steuereinnahmen noch nicht vereinnahmt wurden. Insgesamt betrug die Summe der Steuern und steuerähnlichen Einzahlungen in allen Kommunen in der Städtereion Aachen ca. 248.385.000 € in 2014. Davon wurden 68.997.000 € aus Einkommens- und Umsatzsteuer und der Gewerbesteuerumlage generiert (IT.NRW 2015a). Die 2014 abgeschätzten kommunalen Steuereinnahmen aus dem Ausbau der Photovoltaik ergaben eine Summe von 57.000 €, was 0,08 % des kommunalen Anteils an Einkommens- und Umsatzsteuer und der Gewerbesteuer ausmacht. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass die Umsatzsteuer in die Berechnung nicht mit einbezogen wurde und es sich dabei lediglich um die Wertschöpfung der 2014 in Betrieb genommenen Anlagen in 2014 handelt. Anlagen, welche vor 2014 in Betrieb genommen wurden und in ihrer Laufzeit zur kommunalen Wertschöpfung beitragen, wurden dabei folglich nicht berücksichtigt. Die kommunalsteuerlich relevanten Effekte der 2014 in Betrieb genommenen Anlagen betragen über ihre gesamte Laufzeit von 2014-2034 330.000 €, was 0,5 % des Anteils an Einkommens- und Umsatzsteuer, sowie der Gewerbesteuerumlage in 2014 ausmacht.

Um die Wertschöpfung bei unterschiedlichen Ausbaupfaden abzuschätzen, werden in Tabelle 28 die Wertschöpfungseffekte von bis 2030 in Betrieb genommenen Anlagen mit variablen Ausbaupfaden noch einmal in der Gesamtübersicht aufgeführt.

**Tabelle 28:** Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte von 2014-2030 in Betrieb genommenen PV-Anlagen bei Veränderung des angenommenen Ausbaupfades (in € bzw. Personenjahren)

Ausbau in MW in % des angenommenen Ausbaus	Gewinne	Einkommen	Steuern	Arbeitsplätze
28,32 MW (25%)	33.366.738	6.212.340	4.824.690	224
49,93 MW (50%)	59.576.528	11.697.650	8.309.322	420
71,53 MW (75%)	85.785.353	17.181.565	11.794.032	615
84,48 MW (90%)	102.187.888	20.519.997	13.796.868	733
<b>93,07 MW (100%)</b>	<b>115.106.959</b>	<b>22.852.113</b>	<b>18.481.675</b>	<b>812</b>
101,78 MW (110%)	125.990.170	24.770.270	19.847.548	883
114,78 MW (125%)	125.990.170	24.770.270	19.847.548	883
136,38 MW (150%)	168.609.232	33.605.344	25.548.864	1.198
157,98 MW (175%)	194.788.129	39.090.592	29.242.234	1.393
179,65 MW (200%)	224.384.967	44.789.380	35.964.054	1.591

(Quelle: eigene Berechnung)

Hier werden die signifikanten regionalen Wertschöpfungspotenziale bzw. nicht ausgeschöpfte Potenziale noch einmal deutlich. Eine Verringerung des Ausbaupfades um die Hälfte (50 %) würde bedeuten, dass 77 Mio. € Wertschöpfungspotenziale (bei 100 % des angenommenen Ausbaus) nicht realisiert würden. Bei Steigerung des Ausbaus um die Hälfte (150 %) des angenommenen Ausbaus kann eine Steigerung der Wertschöpfung um 71 Mio. € erreicht werden.

Zusammenfassend können beachtliche Wertschöpfungseffekte durch den Eigenverbrauch und den Verkauf des durch PV-Anlagen erzeugten Stroms generiert werden. Eine Netzeinspeisung des Stroms mit anschließender EEG-Einspeisevergütung ist aufgrund der ansteigenden Strompreise ökonomisch weniger sinnvoll als der Verbrauch und die regionale Direktvermarktung des erzeugten Stroms.

Bedacht werden sollte dabei, dass die in der Studie prognostizierte Erhöhung der Strompreise, trotz positiver PV-Wertschöpfungseffekte durch verminderte Strombezugskosten, zugleich negative gesamtwirtschaftliche Effekte (z.B. höhere Stromkosten für Gewerbeunternehmen) beinhaltet. Diese Herausforderungen sollten in zukünftigen Studien mit betrachtet werden.

Eine weitere regionalwirtschaftlich besonders signifikante Kenngröße stellt die Verpachtung von Dachflächen und Grundstücken dar, da mit relativ geringem Aufwand hohe Erträge erzielt werden können. Dies ist besonders bei der Verpachtung von Dachflächen augenfällig, da diese im Gegensatz zu Freiflächen kaum anderweitig wirtschaftlich genutzt werden können.

## 7.2 Zentrale Ergebnisse der Windenergie Potenzialstudie

Die folgende Tabelle (29) fasst die Ergebnisse der Potenzialanalyse noch einmal in der Übersicht zusammen, wobei der potenziellen Wertschöpfung der gewählte durchschnittliche Ausbaupfad zu Grunde liegt. Insgesamt werden dabei im Zeitraum von 2014-2050 durch Windenergieanlagen, welche laut den Annahmen von 2014-2030 in Betrieb genommen werden, Wertschöpfungseffekte in Höhe von 100.001.000 € generiert. Dabei entfällt mit 62 % der größte Teil der Wertschöpfung in Höhe von etwa 61.514.000 € auf Gewinne. Einkommen werden auf 28.848.000 € (29 %) und kommunale Steuereinnahmen auf etwa 9.639.000 € (10 %) geschätzt. Etwa die Hälfte der Gesamtwertschöpfung entfällt insgesamt auf den Anlagenbetrieb im eigentlichen Sinne.

**Tabelle 29:** Gesamte Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte von 2014-2030 in Betrieb genommenen Windenergieanlagen (N=74) nach Akteuren und Wertschöpfungsaktivitäten (in € bzw. Personenjahren)

Akteur	Wertschöpfungsaktivität	Leistungsklasse	Gewinne	Einkommen	Steuern	Arbeitsplätze
Planungsbüro	Planung u. Dokumentation	<= 2 MW (n=1)	5.612	17.914	2.088	0,5
		3 MW < P <= 4 MW (n=73)	1.574.639	5.026.545	585.788	150,8
		<b>Gesamt</b>	<b>1.580.251</b>	<b>5.044.459</b>	<b>587.875</b>	<b>151,3</b>
Notar	Unternehmensgründung	<= 2 MW (n=1)	38	142	12	0,0
		3 MW < P <= 4 MW (n=73)	2.759	10.381	878	0,3
		<b>Gesamt</b>	<b>2.797</b>	<b>10.524</b>	<b>890</b>	<b>0,3</b>
Bauunternehmen	Fundament u. Erschließung	<= 2 MW (n=1)	2.304	13.390	944	0,6
		3 MW < P <= 4 MW (n=73)	646.431	3.757.227	264.761	156,8
		<b>Gesamt</b>	<b>648.734</b>	<b>3.770.617</b>	<b>265.705</b>	<b>157,4</b>
Netzdienstleister	Netzanschluss	<= 2 MW (n=1)	1.502	1.531	386	0,0
		3 MW < P <= 4 MW (n=73)	421.478	429.526	108.398	12,2
		<b>Gesamt</b>	<b>422.980</b>	<b>431.057</b>	<b>108.784</b>	<b>12,2</b>
Kreditinstitut	Finanzierung	<= 2 MW (n=1)	8.002	10.517	2.241	0,3
		3 MW < P <= 4 MW (n=73)	2.352.328	3.091.726	658.702	82,6
		<b>Gesamt</b>	<b>2.360.330</b>	<b>3.102.243</b>	<b>660.943</b>	<b>83</b>
Versicherungsvertreter	Versicherung	<= 2 MW (n=1)	246	606	79	0,0
		3 MW < P <= 4 MW (n=73)	76.793	188.791	24.561	5,0
		<b>Gesamt</b>	<b>77.039</b>	<b>189.396</b>	<b>24.640</b>	<b>5,1</b>
Verpächter	Pacht	<= 2 MW (n=1) Privat	60.976	0	6.623	0,0
		3 MW < P <= 4 MW (n=73) Privat	19.010.626	0	2.064.947	0
		<= 2 MW (n=1) Kommunal	24.958	0	0	0
		3 MW < P <= 4 MW (n=73) Kommunal	7.781.330	0	0	0
		<b>Gesamt</b>	<b>26.877.891</b>	<b>0</b>	<b>2.071.571</b>	<b>0,0</b>
Anlagenbetreiber	Anlagenbetrieb i.e.S.	<= 2 MW (n=1)	160.030	52.114	21.319	1,5
		3 MW < P <= 4 MW (n=73)	29.384.425	16.247.501	5.896.865	459,7
		<b>Gesamt</b>	<b>29.544.455</b>	<b>16.299.614</b>	<b>5.918.184</b>	<b>461,2</b>
<b>Gesamt</b>			<b>61.514.478</b>	<b>28.847.910</b>	<b>9.638.591</b>	<b>870,3</b>

(Quelle: eigene Berechnung)

Das Beschäftigungspotenzial beträgt 870 Vollzeitpersonenjahre, wobei das höchste Potenzial mit 461 Personenjahren im Bereich des Anlagenbetriebs im eigentlichen Sinne zu verzeichnen ist. Etwa gleich hohe Potenziale bestehen im Bereich der Anlagenplanung und Dokumentation mit 151 Personenjahren und im Bereich der Fundamenterrichtung und Anlagenschließung mit 157 Personenjahren.

Um die ökonomische Bedeutung der Windenergiebranche mit regionalwirtschaftlichen Kennzahlen zu vergleichen, sind die für 2014 abgeschätzten generierten Steuern mit den kommunalen Einnahmen an Umsatz-, Einkommens- und Gewbesteuer in Höhe von 68.997.000 € in Bezug zu setzen. Dabei werden durch Windenergieanlagen laut den getroffenen Annahmen in etwa 111.000 € an kommunalen Steuereinnahmen in diesem Jahr generiert, was ungefähr 0,16 % des kommunalen Steueraufkommens aus den genannten Steuern entspricht. Würden die gesamten über die Anlagenlaufzeit generierten Steuereinnahmen von 2014 in Betrieb genommenen Anlagen in Höhe von 1.149.000 € in diesem Jahr anfallen, so würde dies 1,7 % des Steueraufkommens aus Umsatz-, Einkommens-, und Gewbesteuer ausmachen. Das Steueraufkommen durch die 2014 in Betrieb genommenen Windenergieanlagen wäre damit in diesem Jahr höher als das der Photovoltaikanlagen. (vgl. Kapitel 7.1).

Verändert sich der unterstellte Ausbaupfad, so sind in den gewählten Ausbauintervallen (30 % - 146 %) Wertschöpfungseffekte zwischen 35.986.000 € und 300 Vollzeitpersonenjahren sowie 142.678.000 € und 1.250 Personenjahren möglich (vgl. Tabelle 30).

**Tabelle 30:** Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte von 2014-2030 in Betrieb genommenen Windenergieanlagen bei Veränderung des angenommenen Ausbaupfades (in € bzw. Personenjahren)

Ausbau in MW in % des angenommenen Ausbaus	Gewinne	Einkommen	Steuern	Arbeitsplätze
77,68 MW (30 %)	22.313.705	9.952.639	3.719.463	300
126,88 MW (54 %)	35.380.629	16.251.063	5.692.506	490
176,08 MW (77 %)	48.447.553	22.549.486	7.665.548	680
<b>225,28 MW (100 %)</b>	<b>61.514.478</b>	<b>28.847.910</b>	<b>9.638.591</b>	<b>870</b>
274,48 MW (123 %)	74.581.402	35.146.333	11.611.634	1.060
323,68 MW (146 %)	87.648.326	41.444.757	13.584.676	1.250

(Quelle: eigene Berechnung)

### 7.3 Vergleich der Wertschöpfungspotenziale von Photovoltaik und Windenergie

Ein Vergleich der Wertschöpfungspotenziale von Wind und PV ist nur begrenzt möglich, da unterschiedliche Parameter, wie z.B. Ausbaupfade und Geschäftsmodelle für den Anlagenbetrieb zu Grunde liegen. Dennoch wird im Folgenden der Versuch unternommen.

Insgesamt ergibt sich beim abgeschätzten Ausbaupfad eine höhere Gesamtwertschöpfung durch den Ausbau der PV (ca. 156 Mio. €), als durch die Windenergie (ca. 100 Mio. €) (vgl. Tabelle 31). Dies ist vor allem auf die Effekte des Anlagenbetriebs i.e.S. zurückzuführen und hängt mit dem gewählten Geschäftsmodell der vor-Ort Vermarktung des PV-Stroms zusammen. So wird bei der Photovoltaik vor allem von einem Eigenverbrauch bzw. Verkauf des erzeugten Stroms von etwas unter dem stetig zunehmenden Marktpreis ausgegangen und ggf. zusätzliche Kosten aufgrund des Stromlieferantenstatus werden nicht berücksichtigt (vgl. Kapitel 3.1). Zudem nehmen die Stromgestehungskosten bis 2030, laut den verwendeten Prognosen, deutlich schneller ab als im Vergleich zur Windenergie. Bei der Windenergie nimmt die angenommene Vergütung (besonders nach Inkrafttreten des EEG 2017) hingegen stetig ab und die Betreibergewinne werden als konstant angenommen. Die gewählten Stromvermarktungsmöglichkeiten, die mögliche Geschäftsmodelle aufzeigen, die nicht zwingendermaßen gewählt werden müssen, sind somit nicht vergleichbar, weshalb in einem Technologievergleich das Hauptaugenmerk auf die durch Installation und Betrieb generierten Effekte zu richten ist. Hier sind an dieser Stelle bezüglich der Installation mit 12,9 Mio. € im Technologiefeld Windenergie und 11,7 Mio. € im Technologiefeld PV etwa gleich hohe Wertschöpfungseffekte erkennbar. Im Bereich des Betriebs sind mit 29 Mio. € bei der Windenergie mehr als doppelt so hohe Unternehmensgewinne als bei der PV zu verzeichnen, was vor allem auf die bei allen Windenergieanlagen eingeflossenen Pachtzahlungen zurückzuführen ist.

In Bezug auf die einzelnen Wertschöpfungskomponenten bestehen im Bereich der Einkommen etwas höhere Effekte im Bereich der Windenergie (ca. 29 Mio. €), was sich auch in den Beschäftigungspotenzialen widerspiegelt. Dabei entfallen die höchsten Effekte vor allem auf den Bereich der kaufmännischen und technischen Geschäftsführung im Anlagenbetrieb i.e.S. (461 Personenjahre) und – etwas schwächer (321) ausgeprägt- auf den der Installation (v.a. Planungs- und Baumaßnahmen). Im Technologiefeld PV entfallen die höchsten Beschäftigungspotenziale auf die Installation mit 305 Personenjahren (v.a. Planung und Installation) und den Betrieb der Anlagen mit 382 Personenjahren (v.a. Wartung und Instandhaltung).

**Tabelle 31:** Gesamte ökonomische Effekte (in € bzw. Personenjahren) und Effekte pro MW (in €/MW bzw. Personenjahren/MW) installierter Photovoltaik- und Windenergieanlagenleistung bei Erfüllung des angenommenen Ausbautrends bis 2030

	Technologie	Wertschöpfungsaktivitäten	Gewinne	Einkommen	Steuern	Arbeitsplätze
Gesamteffekte	PV (N=93,07 MW)	<b>Gesamt</b>	<b>115.106.959</b>	<b>22.852.113</b>	<b>18.481.675</b>	<b>812</b>
		<i>Davon Installation</i>	2.478.327	8.331.798	863.976	305
		<i>Davon Betrieb (exkl. Betrieb i.e.S.)</i>	13.568.064	10.101.329	1.525.248	382
		<i>Davon Betrieb i.e.S.</i>	99.060.568	4.418.985	16.092.450	125
	Wind (N=225,28 MW)	<b>Gesamt</b>	<b>61.514.478</b>	<b>28.847.910</b>	<b>9.638.591</b>	<b>870</b>
		<i>Davon Installation</i>	2.654.762	9.256.656	963.254	321
		<i>Davon Betrieb (exkl. Betrieb i.e.S.)</i>	29.315.260	3.291.639	2.757.153	88
		<i>Davon Betrieb i.e.S.</i>	29.544.455	16.299.614	5.918.184	461
Effekte pro MW	PV (1 MW)	<b>Gesamt</b>	<b>1.236.778</b>	<b>245.537</b>	<b>198.578</b>	<b>8,7</b>
		<i>Davon Installation</i>	26.629	89.522	9.283	3,3
		<i>Davon Betrieb (exkl. Betrieb i.e.S.)</i>	145.783	108.535	16.388	4,1
		<i>Davon Betrieb i.e.S.</i>	1.064.366	47.480	172.907	1,3
	Wind (1 MW)	<b>Gesamt</b>	<b>273.058</b>	<b>128.054</b>	<b>42.785</b>	<b>3,9</b>
		<i>Davon Installation</i>	11.784	41.090	4.276	1,4
		<i>Davon Betrieb (exkl. Betrieb i.e.S.)</i>	130.128	14.611	12.239	0,4
		<i>Davon Betrieb i.e.S.</i>	131.145	72.353	26.270	2,0

(Quelle: eigene Berechnung)

Um eine bessere Vergleichbarkeit der Technologien zu erhalten ist es möglich, die Wertschöpfungseffekte pro MW installierter Leistung zu betrachten. Dazu wird jeweils vom 100 %igen abgeschätzten Ausbaupfad der jeweiligen Technologie bis 2030 ausgegangen und die ökonomischen Effekte pro MW installierter Leistung der jeweiligen Technologie werden dargestellt (vgl. Tabelle 31).

An dieser Stelle wird zunächst einmal eine um fast viermal höhere Gesamtwertschöpfung durch den Ausbau der Photovoltaik deutlich. Dieses Ergebnis ist vor allem auf die Effekte des Anlagenbetriebs im eigentlichen Sinne zurückzuführen, die bei der Photovoltaik etwa fünfeinhalb Mal so hoch sind wie bei der Windenergie. Dieser Umstand ist vor allem vor dem Hintergrund der bereits erwähnten, gewählten Geschäftsmodelle zu bewerten. Auch an dieser Stelle ist der Augenmerk stärker auf die Bereiche Installation und Betrieb (exkl. des Anlagenbetriebs i.e.S.) zu richten.

Insgesamt wird deutlich, dass die ökonomischen Effekte durch Anlageninstallation und -betrieb bei Ausbau der PV pro MW etwa doppelt so hoch ausfallen wie bei der Windenergie. Dies ist vor allem

dem Umstand zuzuschreiben, dass in der Region eine Reihe von Kompetenzen vorhanden sind, die eine regionale Leistungserbringung im Bereich der Installation und des Anlagenbetriebs ermöglichen. So können im Bereich der Windanlageninstallation im Wesentlichen die Planung, das Fundament, und die Erschließung durch regionale Unternehmen getätigt werden, während die Unternehmen im Bereich der Photovoltaik breiter aufgestellt sind und die Planung, die Infrastruktur, die Installation und den Verkauf von Anlagenkomponenten durchführen können. Die Kosten und Erträge pro MW installierte Leistung liegen des Weiteren höher als bei Windenergieanlagen.

Somit trägt aus regionalökonomischer Sicht der Gesamtausbau der Photovoltaik pro MW für die Region in stärkerem Maße zu wirtschaftlichen Effekten bei als der Ausbau der Windenergie. Dem hingegen sind bei einer Ausbauentscheidung ebenfalls energiepolitische Ziele wie um ein Vielfaches höhere Stromerträge beim Ausbau der Windenergie mit zu betrachten. So müssten um den Jahresertrag einer 3.075 kW Windenergieanlage von ca. 6.150 MWh zu erreichen, etwa 1.367 5 kW Photovoltaikanlagen in der Städteregion Aachen errichtet werden.

Bei gemeinsamer Betrachtung der wirtschaftlichen Effekte durch den Ausbau von Photovoltaik und Windenergie in den Jahren 2014-2030 können einige Branchen in der Städteregion Aachen besonders profitieren<sup>10</sup>. Die höchste potenzielle regionale Wertschöpfung von 2014-2030 errichteten PV- und Windenergieanlagen entfällt mit etwa 174,3 Mio. € auf den Bereich der Energieversorgung, dem der Anlagenbetrieb und die Leistungen von Netzdienstleistern (Netzschluss für Wind und PV- und Zählermiete der PV-Anlagen) zuzuordnen ist. Durch den Anlagenbetrieb können dabei durch PV und Windenergieanlagen Wertschöpfungseffekte in Höhe von 171,3 Mio. € generiert werden, wobei die darin enthaltenen Betreibergewinne nach Steuern etwa 128,6 Mio. € betragen.

Durch den Netzanschluss und die Zählermiete können Wertschöpfungseffekte in Höhe von 3 Mio. € und Unternehmensgewinne von 1,3 Mio. € generiert werden.

Im Bereich des Grundstücks- und Wohnungswesens können durch die Vermietung von Dach- und Freiflächen für PV- und Windenergieanlagen mit etwa 39,8 Mio. € die zweithöchsten regionalen Wertschöpfungseffekte generiert werden. Die Gewinne nach Steuern betragen dabei etwa 37,2 Mio. €.

Weitere relativ hohe regionale Effekte in Höhe von insgesamt 17,6 Mio. € können im Baugewerbe erwirtschaftet werden. Hierunter fällt zum einen der Bereich der Erschließung und Fundamente bei Windenergieanlagen und der Infrastruktur bei PV-Freiflächenanlagen, welche durch Bauunternehmen getätigt wird und wo Wertschöpfungseffekte in Höhe von 4,9 Mio. € (Unternehmensgewinne

---

<sup>10</sup> Dabei sind die in der Studie getroffenen Annahmen (z.B. Anteile der regionalen Unternehmen) zu berücksichtigen. Die genauen Wertschöpfungseffekte nach Leistungsklassen können dabei den Tabellen 27 für PV und 29 für Windenergie entnommen werden.

0,7 Mio. €) generiert werden können. Zum anderen können im Bereich der PV durch Installationsunternehmen (Bereich der Bauinstallationen) eine regionale Wertschöpfung in Höhe von 12,8 Mio. - und Unternehmensgewinne nach Steuern in Höhe von 1,8 Mio. € generiert werden. Aufgrund der Tatsache, dass das Baugewerbe vergleichsweise arbeitsintensive Branchen bzw. Tätigkeiten umfasst, sind an dieser Stelle auch die Nettoeinkommen der Beschäftigten zu nennen, die im Bereich der Bauunternehmen 3,9 Mio. € und im Bereich der PV-Installationsunternehmen 10,3 Mio. € ausmachen.

Einen weiteren Anteil an den regionalökonomischen Effekten entfällt auf Unternehmensdienstleistungen, wo etwa 12 Mio. € Wertschöpfung generiert werden kann. Davon entfallen etwa 11 Mio. € inklusive 2,4 Mio. € an Unternehmensgewinnen nach Steuern auf Planungsdienstleistungen im Bereich Wind und Photovoltaik. Zudem können durch Steuerberatungsdienstleistungen für PV-Anlagen eine regionale Wertschöpfung in Höhe von 1 Mio. € und darin enthaltene Unternehmensgewinne von 0,2 Mio. € erwirtschaftet werden. Die potenzielle Wertschöpfung im Bereich der Steuerberatungsdienstleistungen dürfte zudem noch höher ausfallen, wenn bisher nur ungenügend bestimmbar (vgl. Kapitel 4.1) Leistungen im Bereich der Windenergie mit einbezogen würden.

Im Bereich des Finanz- und Versicherungswesens, besteht ein Wertschöpfungspotenzial von etwa 9,3 Mio. €. Hiervon entfallen 8,5 Mio. € und darin enthaltene 3,3 Mio. € Unternehmensgewinne nach Steuern auf die Kreditinstitute. Die regional ansässigen Versicherungsvertreter können dabei potenzielle Wertschöpfungseffekte in Höhe von 0,8 Mio. € und Unternehmensgewinne von 0,2 Mio. € verbuchen.

Im Bereich des Handels können Wertschöpfungseffekte im Bereich der PV in Höhe von etwa 3,5 Mio. € generiert werden, wobei davon etwa 0,9 Mio. € auf Unternehmensgewinne nach Steuern entfallen. Nicht enthalten sind hier die Handelsmargen für Materialkosten für Fundamente und Erschließung von Windenergieanlagen, die gegebenenfalls zusätzliche regionale Wertschöpfungseffekte ausmachen können.

Zusammenfassend hat die vorliegende Wertschöpfungsstudie die Effekte verschiedener Ausbauszenarien für PV und Windenergie im Hinblick auf Unternehmensgewinne, Einkommen der Beschäftigten und Beschäftigungswirkungen sowie kommunale Steuern detailliert herausarbeiten können.

Dabei können wirtschaftliche Potenziale und Marktperspektiven sowohl für das produzierende Gewerbe wie Bau- und Energieversorgungsunternehmen als auch für Dienstleistungsunternehmen wie technische Planer und den Handel aufgezeigt werden. Die wirtschaftlichen Akteure in der Städteregion Aachen profitieren dabei stärker vom Ausbau der PV als von dem der Windenergie. Ein verstärktes Engagement im Bereich der Windenergie ist dennoch erforderlich, um die Energieerzeugung und Energieversorgung gemäß den Klimaschutzzielen der Region zu gewährleisten. Beides lässt sich kombinieren, um die Energiewende für die Städteregion Aachen auch wirtschaftlich zum Erfolg zu machen. Auf Basis der Studie wird in 2017 ein render Policy Paper vorgestellt, das Handlungsmöglichkeiten für die Akteure in der Region aufgezeigt.

## 8 Literaturverzeichnis

- AG Energiebilanzen (Hrsg.) (2016): Bruttostromerzeugung in Deutschland ab 1990 nach Energieträgern. [http://www.ag\\_energiebilanzen.de/#ageb\\_infografik\\_02\\_2016\\_stromerzeugung\\_2015\\_\\_2\\_](http://www.ag_energiebilanzen.de/#ageb_infografik_02_2016_stromerzeugung_2015__2_) (abgerufen am 28.07.2016).
- Agentur für Erneuerbare Energien (Hrsg.) (2014): Eigenverbrauch und regionale Direktvermarktung. Chancen und Herausforderungen. [https://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/328.70\\_Renews\\_Spezial\\_Eigenverbrauch\\_online\\_apr14.pdf](https://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/328.70_Renews_Spezial_Eigenverbrauch_online_apr14.pdf) (abgerufen am 23.11.2016).
- Algozo, D., Rusch, E. (2004): Renewables Work: Job Growth from Renewable Energy Development in the Mid-Atlantic. Trenton, NJ: NJPIRG Law and Policy Center.
- Bächler, M. (2007): Systemkostensenkungen bei PV-Freilandanlagen – Kristalline und Dünnschichtmodule: Analyse und Ausblick bis 2010. In: Fach.Journal 2006-2007, 112-117.
- Bayerisches Landesamt für Steuern (Hrsg.) (2015): Hilfe zu Photovoltaikanlagen. [http://www.finanztamt.bayern.de/Informationen/Steuerinfos/Weitere\\_Themen/Photovoltaikanlagen/Hilfe\\_fuer\\_Photovoltaikanlagen\\_2015.pdf](http://www.finanztamt.bayern.de/Informationen/Steuerinfos/Weitere_Themen/Photovoltaikanlagen/Hilfe_fuer_Photovoltaikanlagen_2015.pdf) (abgerufen am 25.10.2015).
- Bayerisches Landesamt für Umwelt (Hrsg.) (o.J.): Energie-Atlas Bayern – Mischpult „Energimix Bayern vor Ort“ – Informationen zur Berechnung. <https://www.energieatlas.bayern.de/file/pdf/1232/Information%20zur%20Berechnung.pdf> (abgerufen am 28.10.2016).
- Behrla, O. (o.J.): Dachflächenvermietung für Photovoltaik. <http://www.solaranlagen-portal.com/photovoltaik/wirtschaftlichkeit/dachflaechenvermietung> (abgerufen am 19.10.2016).
- BMU (Hrsg.) (2013): Vergütungssätze, Degression und Berechnungsbeispiele nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vom 04. August 2011 („EEG 2012“). [https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Broschuere/verguetungssaetze-eeg-2012.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=3](https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Broschuere/verguetungssaetze-eeg-2012.pdf?__blob=publicationFile&v=3) (abgerufen am 19.10.2016).
- BMVBS (Hrsg.) (2011): Strategische Einbindung regenerativer Energien in regionale Energiekonzepte - Wertschöpfung auf regionaler Ebene. [http://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/Veroeffentlichungen/BMVBS/Online/2011/DL\\_ON182011.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](http://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/Veroeffentlichungen/BMVBS/Online/2011/DL_ON182011.pdf?__blob=publicationFile&v=2) (abgerufen am 01.04.2016).
- BMWi (Hrsg.) (2014): Die Energie der Zukunft - Erster Fortschrittsbericht zur Energiewende. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Berlin: BMWI.

- BMWi (Hrsg.) (2016): Gesetzentwurf der Bundesregierung – Entwurf eines Gesetzes zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2016). <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/G/gesetzentwurf-ausschreibungen-erneuerbare-energien-aenderungen-eeg-2016,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (abgerufen am 01.09.2016).
- BMWi (Hrsg.) (o.J.): Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2014). <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/G/gesetz-fuer-den-ausbau-erneuerbarer-energien,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (abgerufen am 11.10.2015).
- Breitschopf, B., Nathani, C., Resch, G. (2011): Review of approaches for employment impact assessment of renewable energy deployment. Economic and industrial development (EID)–EMPLOY, Final report– Task 1. <http://iea-ret.d.org/wp-content/uploads/2011/11/EMPLOY-task-1.pdf> (abgerufen am 25.02.2016).
- Bröcker, J., Burmeister, J., Preißler-Jebe, J.H., Alberty, F. (2014): Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte als Folge des Ausbaus Erneuerbarer Energien in Schleswig-Holstein. Kiel: Universität Kiel Institut für Regionalforschung.
- Bundesministerium der Finanzen (Hrsg.) (2015): Die wichtigsten Steuern im internationalen Vergleich 2014 – Ausgabe 2015. [https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Downloads/Broschueren\\_Bestellservice/2015-06-11-wichtigsten-steuern-im-internationalen-vergleich-2014.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=5](https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Downloads/Broschueren_Bestellservice/2015-06-11-wichtigsten-steuern-im-internationalen-vergleich-2014.pdf?__blob=publicationFile&v=5) (abgerufen am 12.11.2015).
- Bundesministerium der Finanzen (Hrsg.) (2016a): Lohn- und Einkommenssteuerrechner. <https://www.bmf-steuerrechner.de/fb2016/?clean=true> (abgerufen am 30.07.2016).
- Bundesministerium der Finanzen (Hrsg.) (2016b): Beteiligung der Gemeinden am Aufkommen der Umsatzsteuer. [http://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Standardartikel/Themen/Oeffentliche\\_Finzen/Foederale\\_Finanzbeziehungen/Kommunalfinanzien/Beteiligung-Gemeinden-Umsatzsteuer-Januar-2016.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](http://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Standardartikel/Themen/Oeffentliche_Finzen/Foederale_Finanzbeziehungen/Kommunalfinanzien/Beteiligung-Gemeinden-Umsatzsteuer-Januar-2016.pdf?__blob=publicationFile&v=1) (abgerufen am 15.07.2016).
- Bundesministerium der Finanzen (Hrsg.) (o.J.): BMF Dokumentation – Der Gemeindeanteil an der Einkommenssteuer in der Gemeindefinanzreform. [http://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Standardartikel/Themen/Oeffentliche\\_Finzen/Foederale\\_Finanzbeziehungen/Kommunalfinanzien/Gemeindeanteil-EST-Nov-2015.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](http://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Standardartikel/Themen/Oeffentliche_Finzen/Foederale_Finanzbeziehungen/Kommunalfinanzien/Gemeindeanteil-EST-Nov-2015.pdf?__blob=publicationFile&v=1) (abgerufen am 12.11.2015).

- Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz (Hrsg.) (o.J.a): Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2014) § 29 Absenkung der Förderung für Strom aus Windenergie an Land. [http://www.gesetze-im-internet.de/eeg\\_2014/\\_\\_\\_29.html](http://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/___29.html) (abgerufen am 12.08.2016).
- Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz (Hrsg.) (o.J.b): Solidaritätszuschlagsgesetz 1995 (SolzG 1995) §3 Bemessungsgrundlage und zeitliche Anwendung. [http://www.gesetze-im-internet.de/solzg\\_1995/\\_\\_\\_3.html](http://www.gesetze-im-internet.de/solzg_1995/___3.html) (abgerufen am 15.08.2016).
- Bundesministerium für Justiz und für Verbraucherschutz (Hrsg.) (o.J.c): Gewerbesteuerengesetz (GewStG) § 11 Steuermesszahl und Steuermessbetrag. [http://www.gesetze-im-internet.de/gewstg/\\_\\_\\_11.html](http://www.gesetze-im-internet.de/gewstg/___11.html) (abgerufen am 12.01.2016).
- Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz (Hrsg.) (o.J.d): Gewerbesteuerengesetz (GewStG) § 16 Hebesatz. [http://www.gesetze-im-internet.de/gewstg/\\_\\_\\_16.html](http://www.gesetze-im-internet.de/gewstg/___16.html) (abgerufen am 15.08.2016).
- Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz (Hrsg.) (o.J.e): Einkommenssteuergesetz (EStG) § 35. [http://www.gesetze-im-internet.de/estg/\\_\\_\\_35.html](http://www.gesetze-im-internet.de/estg/___35.html) (abgerufen am 17.08.2016).
- Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz (Hrsg.) (o.J.f): Umsatzsteuergesetz (UStG) § 19 Besteuerung der Kleinunternehmer. [http://www.gesetze-im-internet.de/ustg\\_1980/\\_\\_\\_19.html](http://www.gesetze-im-internet.de/ustg_1980/___19.html) (abgerufen am 20.08.2016).
- Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz (Hrsg.) (o.J.g): Sozialgesetzbuch (SGB) Fünftes Buch (V) - Gesetzliche Krankenversicherung - (Artikel 1 des Gesetzes v. 20. Dezember 1988, BGBl. I S. 2477)§ 241 Allgemeiner Beitragssatz. [http://www.gesetze-im-internet.de/sgb\\_5/\\_\\_\\_241.html](http://www.gesetze-im-internet.de/sgb_5/___241.html) (abgerufen am 12.09.2016).
- Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz (Hrsg.) (o.J.h): Sozialgesetzbuch (SGB) Drittes Buch (III) - Arbeitsförderung - (Artikel 1 des Gesetzes vom 24. März 1997, BGBl. I S. 594) § 341 Beitragssatz und Beitragsbemessung. [http://www.gesetze-im-internet.de/sgb\\_3/\\_\\_\\_341.html](http://www.gesetze-im-internet.de/sgb_3/___341.html) (abgerufen am 12.09.2016).
- Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz (Hrsg.) (o.J.i): Sozialgesetzbuch (SGB) - Elftes Buch (XI) - Soziale Pflegeversicherung (Artikel 1 des Gesetzes vom 26. Mai 1994, BGBl. I S. 1014)§ 55 Beitragssatz, Beitragsbemessungsgrenze. [http://www.gesetze-im-internet.de/sgb\\_11/\\_\\_\\_55.html](http://www.gesetze-im-internet.de/sgb_11/___55.html) (abgerufen am 12.09.2016).

- Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz (Hrsg.) (o.J.j): Verordnung zur Durchführung des Stromsteuergesetzes (Stromsteuer-Durchführungsverordnung - StromStV) - § 12b Steuerbefreiung für Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu zwei Megawatt. <https://www.gesetze-im-internet.de/stromstv/BJNR079400000.html> (abgerufen am 15.11.2016).
- Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz (Hrsg.) (o.J.k): Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2014) § 61 EEG-Umlage für Letztverbraucher und Eigenversorger. [https://www.gesetze-im-internet.de/eeg\\_2014/\\_\\_\\_61.html](https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/___61.html) (abgerufen am 17.11.2016).
- Bundesministerium für Arbeit und Soziales (Hrsg.) (2015): Bekanntmachung der Beitragssätze in der allgemeinen Rentenversicherung und der knappschaftlichen Rentenversicherung für das Jahr 2016. [http://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger\\_BGBI&jumpTo=bgbl115s2110a.pdf#\\_bgbl\\_%2F%2F\\*%5B%40attr\\_id%3D%27bgbl115s2110a.pdf%27%5D\\_\\_1477913096284](http://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBI&jumpTo=bgbl115s2110a.pdf#_bgbl_%2F%2F*%5B%40attr_id%3D%27bgbl115s2110a.pdf%27%5D__1477913096284) (abgerufen am 12.09.2016).
- Bundesnetzagentur (Hrsg.) (2014): Az.: 6.00.03.05/14-12-19/Szenariorahmen 2025 – Genehmigung. [https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/szenariorahmen\\_2025\\_genehmigung.pdf](https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/szenariorahmen_2025_genehmigung.pdf) (abgerufen am 15.11.2016).
- Bundesnetzagentur (Hrsg.) (2016a): Leitfaden zur Eigenversorgung. [http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Eigenversorgung/Finaler\\_Leitfaden.pdf;jsessionid=C79C6107CA42A3A00E9D30BE5F47BD0C?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Eigenversorgung/Finaler_Leitfaden.pdf;jsessionid=C79C6107CA42A3A00E9D30BE5F47BD0C?__blob=publicationFile&v=2) (abgerufen am 18.09.2016).
- Bundesnetzagentur (Hrsg.) (2016b): EEG-Fördersätze für PV-Anlagen. [www.bundesnetzagentur.de/cln\\_1412/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Photovoltaik/DatenMeldgn\\_EEG-VergSaetze/DatenMeldgn\\_EEG-VergSaetze\\_node.html#doc405794bodyText3](http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1412/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Photovoltaik/DatenMeldgn_EEG-VergSaetze/DatenMeldgn_EEG-VergSaetze_node.html#doc405794bodyText3) (abgerufen am 10.08.2016).
- Bundesnetzagentur (Hrsg.) (2016c): Förderung für Windenergie an Land und Biomasse. [http://www.bundesnetzagentur.de/cln\\_1422/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Anlagenregister/Anlagenregister\\_Veroeffentlichung/Anlagenregister\\_Veroeffentlichungen\\_node.html;jsessionid=A0E11E9D26DA8402036899FBD2FE9014#doc507892bodyText4](http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1422/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Anlagenregister/Anlagenregister_Veroeffentlichung/Anlagenregister_Veroeffentlichungen_node.html;jsessionid=A0E11E9D26DA8402036899FBD2FE9014#doc507892bodyText4) (abgerufen am 10.08.2016).
- Bundesnetzagentur (Hrsg.) (o.J.a): EEG in Zahlen 2014. [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEGinZahlen\\_2014\\_BF.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=4](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEGinZahlen_2014_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=4) (abgerufen am 10.03.2016).

- Bundesnetzagentur (Hrsg.) (o.J.b): Installierte EE-Leistung zum 31.12.2015 (vorläufig). [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/InstallierteLeistung\\_2015\\_BF.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=4](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/InstallierteLeistung_2015_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=4) (abgerufen am 12.08.2016).
- Carr, L., Corradini, R., von Roon, S. (2012): Erneuerbare Energien-Erhöpfung der Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen durch Eigenverbrauch—Chancen und Risiken. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 62(4), 68-72.
- Christian Münch GmbH (Hrsg.) (o.J.): Photovoltaik.org – Unabhängige Beratung. <http://www.photovoltaik.org/> (abgerufen am 28.07.2016).
- Clearingstelle EEG (Hrsg.) (2016): Kann auch für Bestandsanlagen der Systemdienstleistungsbonus neu beansprucht werden? <https://www.clearingstelle-eeeg.de/beitrag/659> (abgerufen am 19.10.2016).
- Clearingstelle EEG (Hrsg.) (o.J.): Vergütungssätze und Degressionsbeispiele nach dem neuen Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vom 31. Oktober 2008 mit Änderungen vom 11. August 2010. [https://www.clearingstelle-eeeg.de/files/eeg\\_2009\\_verguetungsdegression\\_Aenderungen\\_100811\\_bmu.pdf](https://www.clearingstelle-eeeg.de/files/eeg_2009_verguetungsdegression_Aenderungen_100811_bmu.pdf) (abgerufen am 28.07.2016).
- Cylex International S.N.C. (Hrsg.) (o.J.): Cylex-Branchenbuch Deutschland. <http://web2.cylex.de/> (abgerufen am 15.08.2015).
- Dagasan, P., Schulz, S., Trockel, S. (2014): Das neue EEG 2014 - Was ändert sich? <http://www.energiedialog.nrw.de/das-neue-eeeg-2014-was-aendert-sich/> (abgerufen am 19.10.2016).
- Dautzenberg, N. (o.J.): Vorsteuerabzug. <http://wirtschaftslexikon.gabler.de/Definition/vorsteuerabzug.html>. Abgerufen am 20.10.2015).
- Destatis (Hrsg.) (2016a): Inlandsproduktberechnung. <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesamtwirtschaftUmwelt/VGR/Inlandsprodukt/Tabellen/BWSBereichen.html>, (abgerufen am 18.10.2016).
- Destatis (Hrsg.) (2016b): Verdienste und Arbeitskosten. <https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/VerdiensteArbeitskosten/Arbeitnehmerverdienste/IndizesVerdiensteJ.html> (abgerufen am 12.07.2016).
- Destatis (Hrsg.) (2016c): Klassifikation der Wirtschaftszweige, Ausgabe 2008 (WZ 2008). <https://www.destatis.de/DE/Methoden/Klassifikationen/GueterWirtschaftsklassifikationen/Content75/KlassifikationWZ08.html> (abgerufen am 15.06.2016).

- Dewald, U., Fromhold-Eisebith, M. (2015): Trajectories of sustainability transitions in scale-transcending innovation systems: The case of photovoltaics. *Environmental Innovation and Societal Transitions*, 17 (2015), 110-125.
- Deutsche Bundesbank (Hrsg.) (o.J.a): GuV Statistik - Statistik der Gewinn und Verlustrechnungen der Banken. [https://www.bundesbank.de/Navigation/DE/Statistiken/Banken\\_und\\_andere\\_finanzielle\\_Institute/Banken/GuV\\_Statistik/guv\\_statistik.html](https://www.bundesbank.de/Navigation/DE/Statistiken/Banken_und_andere_finanzielle_Institute/Banken/GuV_Statistik/guv_statistik.html) (abgerufen am 10.07.2016).
- Deutsche Bundesbank (Hrsg.) (o.J.b): Tabellen – Unternehmensabschlüsse. [http://www.bundesbank.de/Navigation/DE/Statistiken/Unternehmen\\_und\\_private\\_Haushalte/Unternehmensabschlusse/Tabellen/tabellen.html](http://www.bundesbank.de/Navigation/DE/Statistiken/Unternehmen_und_private_Haushalte/Unternehmensabschlusse/Tabellen/tabellen.html) (abgerufen am 18.10.2016).
- Deutsche Windguard (Hrsg.) (2013): Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland. Varel: Deutsche Windguard.
- Deutsche Windguard (Hrsg.) (2015): Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland – Update. Varel: Deutsche Windguard.
- DGS Franken (Hrsg.) (o.J.): Neue Chancen für die Photovoltaik 2015. [http://www.dgs-franken.de/fileadmin/DGS-Franken/pdf/Neue\\_Chancen\\_fuer\\_die\\_Photovoltaik\\_2015.pdf](http://www.dgs-franken.de/fileadmin/DGS-Franken/pdf/Neue_Chancen_fuer_die_Photovoltaik_2015.pdf) (abgerufen am 28.07.2016).
- DIW (Hrsg.) (2014a): Die ökonomische Bedeutung der Windenergiebranche : Windenergie an Land in Brandenburg. Berlin: DIW Econ GmbH.
- DIW (Hrsg.) (2014b): Die ökonomische Bedeutung der Windenergiebranche - Windenergie an Land in Deutschland und Nordrhein-Westfalen. Berlin: DIW Econ GmbH.
- Eggers, M. (Hrsg.) (o.J.): Photovoltaikversicherung 24. <http://www.photovoltaikversicherung24.de/> (abgerufen am 25.7.2015).
- EKD (Hrsg.) (o.J.): Die Kirchensteuer – Ein kurzer Überblick. [https://www.ekd.de/download/kirchensteuer\\_petersen.pdf](https://www.ekd.de/download/kirchensteuer_petersen.pdf) (abgerufen am 12.08.2015).
- Enercon (Hrsg.) (2016): Produkte. <http://www.enercon.de/produkte/> (abgerufen am 19.10.2016).
- EuPD Research (Hrsg.) (2013): Photovoltaik-Preismonitor Deutschland – German PV ModulePriceMonitor 2013 – Ergebnisse 1. Quartal. [https://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/130218\\_EuPD\\_Preismonitor\\_q1\\_13.pdf](https://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/130218_EuPD_Preismonitor_q1_13.pdf) (abgerufen am 19.10.2016).
- Eurostat (Hrsg.) (2015): Electricity prices for domestic consumers. <http://ec.europa.eu/eurostat> (abgerufen am 20.09.2015).

- Eurostat (Hrsg.) (o.J.): NUTS. <http://ec.europa.eu/eurostat/web/gisco/geodata/reference-data/administrative-units-statistical-units/nuts#nuts10> (abgerufen am 02.03.2015).
- Finus, O., Lauerburg, K., Pietz, C., Schaubt, M. (2013): Kommunale Investitionen in Erneuerbare Energien - Wirkungen und Perspektiven Birkenfeld/Radolfzell: DUH und IfaS.
- Frahm, T. (o.J.): Wartung von Photovoltaikanlagen. <http://www.solaranlagen-portal.com/photovoltaik/betrieb/wartung> (abgerufen am 19.10.2016).
- Fraunhofer ISE (Hrsg.) (2015): Current and future cost of photovoltaics. Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems Freiburg: Fraunhofer ISE.
- Fraunhofer IWES (Hrsg.) (2015) Windenergie Report Deutschland 2014. Kassel: Fraunhofer IWES.
- Fraunhofer IWES (Hrsg.) (o.J.): Stark- und Schwachwindanlagen. [http://windmonitor.iwes.fraunhofer.de/windmonitor\\_de/3\\_Onshore/2\\_technik/5\\_Stark-\\_und\\_Schwachwindanlagen/](http://windmonitor.iwes.fraunhofer.de/windmonitor_de/3_Onshore/2_technik/5_Stark-_und_Schwachwindanlagen/) (abgerufen am 01.07.2016).
- GO AHEAD GmbH (Hrsg.) (o.J.): Gründungskosten. <https://go-ahead.de/Extras/Gruendungskosten> (abgerufen am 28.07.2016).
- Heavner, B., Del Chiaro, B. (2003): Renewable energy and jobs: Employment impacts of developing markets for renewables in California. Sacramento, CA: Environment California Research and Policy Center.
- Heindl Server GmbH (Hrsg.) (o.J.a): SolarServer – Das Internetportal zur Sonnenenergie. <http://www.solarserver.de/> (abgerufen am 29.07.2015).
- Heindl Server GmbH (Hrsg.) (o.J.b): Peakleistung. <http://www.solarserver.de/wissen/lexikon/p/peakleistung.html> (abgerufen am 06.07.2016).
- Hirschl, B., Aretz, A., Böther, T. (2011): Wertschöpfung und Beschäftigung durch Erneuerbare Energien in Mecklenburg-Vorpommern 2010 und 2030. Kurzstudie im Auftrag der SPD-Landtagsfraktion Mecklenburg-Vorpommern, Schwerin. Berlin: IÖW.
- Hirschl, B., Aretz, A., Prahl, A., Böther, T., Heinbach, K., Pick, D., Funcke, S. (2010): Kommunale Wertschöpfung durch Erneuerbare Energien. Berlin: IÖW (=Schriftenreihe des IÖW, 196(10)).
- Hirschl, B., Heinbach, K., Prahl, A., Salecki, S., Schröder, A., Aretz, A., Weiß, J.(2015): Wertschöpfung durch erneuerbare Energien auf- Ermittlung der Effekte auf Landes- und Bundesebene. Berlin: IÖW (=Schriftenreihe des IÖW 210(15)).
- Holub, H. W., Schnabl, H. (1994): Input-Output-Analyse. München, Wien: Oldenbourg.

- IHK Aachen (Hrsg.) (o.J.): Netzwerk Energie. <https://energie.aachen.ihk.de/sites/fitaa/welcome.aspx>. (abgerufen am 27.08.2015).
- Interviewpartner A (2016): Situation der Windenergie in der Städteregion Aachen (Telefoninterviews mit einem Projektentwickler aus der Städteregion Aachen im Oktober und November 2016).
- IT.NRW (Hrsg.) (2015a): Einnahmen der Gemeinden und Gemeindeverbände in Nordrhein-Westfalen jeweils im ersten Halbjahr 2010, 2014 und 2015. [https://www.it.nrw.de/presse/pressemitteilungen/2015/pdf/295\\_15.pdf](https://www.it.nrw.de/presse/pressemitteilungen/2015/pdf/295_15.pdf) (abgerufen am 28.07.2016).
- IT.NRW (Hrsg.) (2015b): Realsteuer-Hebesätze in Nordrhein-Westfalen im Jahr 2014. [https://www.it.nrw.de/presse/pressemitteilungen/2015/pdf/180\\_15.pdf](https://www.it.nrw.de/presse/pressemitteilungen/2015/pdf/180_15.pdf) (abgerufen am 25.10.2015).
- IT.NRW (o.J.): Gebiet, Bevölkerung, Haushalte. <https://www.it.nrw.de/statistik/a/> (abgerufen am 13.11.2016).
- Katins, C. (2013): Was kostet die Gründung einer GmbH. <http://www.gruenderszene.de/allgemein/gmbh-gruendung-kosten-neues-notarkostenrecht> (abgerufen am 13.11.2015).
- Kelm, T. (2015a): Marktanalyse Photovoltaik - Schwerpunkt Eigenverbrauch. [https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/marktanalyse-pv-workshop-01-vortrag-zsw.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=3](https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/marktanalyse-pv-workshop-01-vortrag-zsw.pdf?__blob=publicationFile&v=3) (abgerufen am 28.07.2016).
- Kelm, T. (2015b): Anfrage zur Kostenstruktur Anlagenkomponenten. (Email Anfrage Anfang 2015 zur Kostenstruktur Anlagenkomponenten Photovoltaik).
- Kelm, T., Schmidt, M., Taumann, M., Püttner, A., Jachmann, H., Capota, M. (2014): Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie - Vorhaben Ilc Solare Strahlungsenergie. Stuttgart: ZSW. <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/XYZ/zwischenbericht-vorhaben-2c,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (abgerufen am 28.07.2016).
- KfW (Hrsg.) (2015): KfW – Bank aus Verantwortung. <https://www.kfw.de/kfw.de.html>; abgerufen am 01.12.2015.
- Konrad, F. (2008): Planung von Photovoltaik-Anlagen: Grundlagen und Projektierung. Wiesbaden: Vieweg+Teubner Verlag.
- LANUV (Hrsg.) (2013a): Potenzialstudie Erneuerbare Energien in NRW Teil 1- Windenergie (=LANUV Fachbericht 40). Recklinghausen: Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen.

- LANUV (Hrsg.) (2013b): Potenzialstudie Erneuerbare Energien in NRW Teil 2- Solarenergie (=LANUV Fachbericht 40). Recklinghausen: Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen.
- Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen (Hrsg.) (2016): Energieatlas Nordrhein-Westfalen – Daten- und Berechnungsgrundlagen. <http://www.energieatlasnrw.de/site/nav2/Allgemeines.aspx?P=1> (abgerufen am 28.07.2016).
- Leipziger Institut für Energie (Hrsg.) (2014): Kurzexpertise – Wirtschaftlichkeit Energiespeicher. Leipzig: Leipziger Institut für Energie.
- Leipziger Institut für Energie (2015): Marktanalyse – Windenergie an Land. <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/S-T/studie-windenergie-anland,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (abgerufen am 19.10.2016).
- Liesenfeld, J., Stachowiak, J., Jenniches, S. (2015): Akteurs - und Institutionenanalyse Teil 1: Bestandsaufnahme - Erneuerbare Energien, Energieeffizienz und Klimaschutz in der Städteregion Aachen. <http://wordpress.regionaler-dialog-aachen.de/download>; (abgerufen am 28.07.2016).
- Llera-Sastresa, E. L., Usón, A. A., Bribián, I. Z., Scarpellini, S. (2010): Local impact of renewables on employment: assessment methodology and case study. *Renewable and sustainable energy reviews*, 14(2), 679-690.
- Miller, R. E., Blair, P. D. (2009<sup>2</sup>). *IO analysis: foundations and extensions*. Cambridge: Cambridge University Press.
- Ministeriums für Inneres und Kommunales des Landes Nordrhein-Westfalen (Hrsg.) (2014): Orientierungsdaten 2015 - 2018 für die mittelfristige Ergebnis- und Finanzplanung der Gemeinden und Gemeindeverbände. [http://www.mik.nrw.de/fileadmin/user\\_upload/Redakteure/Dokumente/Themen\\_und\\_Aufgaben/Kommunales/kommunale\\_finanzen/140701erlassorientierungsdaten.pdf](http://www.mik.nrw.de/fileadmin/user_upload/Redakteure/Dokumente/Themen_und_Aufgaben/Kommunales/kommunale_finanzen/140701erlassorientierungsdaten.pdf) (abgerufen am 15.08.2016).
- Ministerium für Inneres und Kommunales des Landes Nordrhein-Westfalen (Hrsg.) (o.J): Ministerium für Inneres und Kommunales des Landes Nordrhein-Westfalen. <http://www.mik.nrw.de/startseite.html> (abgerufen am 02.03.2015).
- Netztransparenz (Hrsg.) (2014): EEG-Vergütungskategorien 2014. [https://www.google.de/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=4&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEWjerOyVypjOAhWEVRoKHWPqDVgQFggwMAM&url=https%3A%2F%2Fwww.netztransparenz.de%2Fde%2Ffile%2FEEG-Verguetungskategorien\\_bis-2014\\_20140514.xls&usg=AFQjCNFxlcfN3ZOxn41h0wvya3viKiAw](https://www.google.de/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=4&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEWjerOyVypjOAhWEVRoKHWPqDVgQFggwMAM&url=https%3A%2F%2Fwww.netztransparenz.de%2Fde%2Ffile%2FEEG-Verguetungskategorien_bis-2014_20140514.xls&usg=AFQjCNFxlcfN3ZOxn41h0wvya3viKiAw) (abgerufen am 28.07.2016).

- Netztransparenz (Hrsg.) (o.J.): EEG-Umlage 2014. <https://www.netztransparenz.de/de/EEG-Umlage-2014.htm> (abgerufen am 25.11.2015).
- Next Kraftwerke (Hrsg.) (o.J.): Regionale Direktvermarktung. <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/direktvermarktung/regionale-direktvermarktung> (abgerufen am 15.11.2016).
- Öko-Institut (Hrsg.) (2015): Die Entwicklung der EEG Kosten bis 2035. [https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2015/EEG-Kosten-bis-2035/Agora\\_EEG\\_Kosten\\_2035\\_web\\_05052015.pdf](https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2015/EEG-Kosten-bis-2035/Agora_EEG_Kosten_2035_web_05052015.pdf). (abgerufen am 13.11.2015).
- Presse- und Informationsamt der Bundesregierung (Hrsg.): CO<sub>2</sub>-Emission. <https://www.bundesregierung.de/Content/DE/Lexikon/EnergieLexikon/C/2013-09-18-co2-emission.html>, (abgerufen am 18.10.2016).
- pvXchange (Hrsg.) (2015): [www.pvxchange.com](http://www.pvxchange.com) (abgerufen am 13.11.2015).
- Reichmuth, M., Erfurt, I., Lorenz, C., Schiffler, C., Kelm, T., Schmidt, M. Schott, B., Braun, M., Büdenbender, K., Barth, H., Strauß, P., Günnewig, D., Püschel, M., de Beer, H., Gehrke, M., Puhe, H. (2011): Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit - Vorhaben IIc Solare Strahlungsenergie. [http://www.ie-leipzig.com/010-dateien/referenzen/pdf/vorbereitung\\_und\\_begleitung\\_bei\\_der\\_erstellung\\_eines\\_erfahrungsberichtes.pdf](http://www.ie-leipzig.com/010-dateien/referenzen/pdf/vorbereitung_und_begleitung_bei_der_erstellung_eines_erfahrungsberichtes.pdf) (abgerufen am 28.07.2016).
- render (Hrsg.) (2016): Projektinterner Datenbestand der Erneuerbaren Energien Anlagen in der Städteregion Aachen (unveröffentlicht).
- RWE (Hrsg.) (o.J.): Tagebau Inden. <http://www.rwe.com/web/cms/de/60026/rwe-power-ag/energietraeger/braunkohle/standorte/tagebau-inden/> (abgerufen am 04.08.2016).
- RWI (Hrsg.) (2011): Zukunft Bau – Multiplikator- und Beschäftigungseffekte von Bauinvestitionen. [http://www.rwi-essen.de/media/content/pages/publikationen/rwi-projektberichte/PB\\_Zukunft-Bau.pdf](http://www.rwi-essen.de/media/content/pages/publikationen/rwi-projektberichte/PB_Zukunft-Bau.pdf), (abgerufen am 18.10.2016).
- Schachinger, M. (2015): Marktstruktur Photovoltaik. (Email Anfrage vom 18. November 2015 zur Marktstruktur Photovoltaik).
- Schlesinger, M., Hofer, P., Kemmler, A., Kirchner, A., Koziel, S., Ley, A., Piégsa, A., Seefeldt, F., Straßburg, S., Weinert, K., Lindenberger, D., Knaut, A., Malischek, R., Nick, S., Panke, S., Paulus, S., Tode, C., Wagner, J. Lutz, C., Lehr U., Ulrich, P. (2014): Entwicklung der Energiemärkte-Energierferenzprognose. Projekt Nr. 57/12 Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. Basel:Prognos, Köln: EWI, Osnabrück: GWS.

- Schmitt, T. (2012): Vertreter-Provisionen – So leicht verdienen Finanzvermittler ihr Geld. In: Handelsblatt vom 17.07.2012. <http://www.handelsblatt.com/finanzen/vorsorge/versicherung/vertreter-provisionen-sachversicherungen-solides-grundeinkommen/6883428-6.html> (abgerufen am 15.06.2015).
- Schormann, P., Behrla, B. (Hrsg.) (o.J.): Solaranlagen Portal. <http://www.solaranlagen-portal.com/> (abgerufen am 26.11.2015).
- Schröder, A., Kunz, F., Meiss, J., Mendelevitch, R., von Hirschhausen, C. (2013): Current and prospective costs of electricity generation until 2050 (= DIW Data Documentation, 68) Berlin: DIW.
- Schwarz, N. (2008): Einkommensentwicklung in Deutschland – Konzepte und Ergebnisse der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnungen. In: Wirtschaft und Statistik 3/2008, 197-206.
- Simons, G., Peterson, T. (2001): California renewable technology market and benefits assessment. Palo Alto, CA and Sacramento, CA: Electric Power Research Institute (EPRI) and California Energy Commission (CEC).
- Slattery, M. C., Lantz, E., Johnson, B. L. (2011): State and local economic impacts from wind energy projects: Texas case study. *Energy Policy*, 39(12), 7930-7940.
- Statistisches Bundesamt (Hrsg.) (2007): Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen. Inlandsprodukt nach ESGV 1995 – Methoden und Grundlagen. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt.
- Statistisches Bundesamt (Hrsg.) (2010): Input-Output Rechnung im Überblick. Statistisches Bundesamt, Wiesbaden.
- StädteRegion Aachen (Hrsg.) (2015): Klimaschutzteilkonzept für die Städteregion Aachen – Potenziale der Erneuerbaren Energien. <http://enerko.de/wp-content/uploads/2015/06/Erneuerbare-Energien-Konzept-SR.pdf> (abgerufen am 09.08.2016).
- StädteRegion Aachen (Hrsg.) (o.J.): Klimaschutzkonzept der Städteregion Aachen. [http://www.staedteregion-aachen.de/wps/portal/internet/home/service/aemter/s68!/ut/p/c5/dY7LDolwFEQ\\_6V7KpZZlqWmoTRAjPuiGNAENQVpjjN8vxjUzy5PJGXCwNPjPePfvMQb\\_gCs43IU6t0WRSBQnRWiyJt0pZAYJwW34F1dkkzMHnORaolGCF3bQ8YI6c9xJRLh2A\\_QgtusWizBOcTxvLxpoFVQIXEe4DINt60W8gvP2dYq/dl3/d3/L2dBISEvZ0FBIS9nQSEh/](http://www.staedteregion-aachen.de/wps/portal/internet/home/service/aemter/s68!/ut/p/c5/dY7LDolwFEQ_6V7KpZZlqWmoTRAjPuiGNAENQVpjjN8vxjUzy5PJGXCwNPjPePfvMQb_gCs43IU6t0WRSBQnRWiyJt0pZAYJwW34F1dkkzMHnORaolGCF3bQ8YI6c9xJRLh2A_QgtusWizBOcTxvLxpoFVQIXEe4DINt60W8gvP2dYq/dl3/d3/L2dBISEvZ0FBIS9nQSEh/) (abgerufen am 18.10.2016).
- Thobe, I., Lehr, U., Edler, D. (2015): Betrieb und Wartung von Anlagen zur Nutzung von erneuerbaren Energien-Kosten und Struktur in der Literatur. Osnabrück: GWS (=GWS Discussion Paper No. 2015-4).

- United Nations (Hrsg.) (2016): Renewable energy 'limitless and will last forever,' says Ban at global debate. <http://www.un.org/sustainabledevelopment/blog/2016/01/renewable-energy-limitless-and-will-last-forever-says-ban-at-global-debate/> (abgerufen am 02.04.2016).
- Vestas (Hrsg.) (2012): 3 MW. <http://www.niko-brno.cz/files/V126-30.pdf> (abgerufen am 19.10.2016).
- Wei, M., Patadia, S., Kammen, D. M. (2010): Putting renewables and energy efficiency to work: How many jobs can the clean energy industry generate in the US? *Energy policy*, 38(2), 919-931.
- Wesselak, V., Schabbach, T., Link, T., Fischer, J. (2013<sup>2</sup>): *Regenerative Energietechnik*. Berlin, Heidelberg: Springer Verlag.
- 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (Hrsg.) (2015): *Netzentwicklungsplan Strom 2015, Version 2015 – Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber*. <http://www.netzentwicklungsplan.de/netzentwicklungsplan-2025-version-2015-erster-entwurf> (abgerufen am 28.07.2016).



## Was ist render?

render begleitet die Region bei der Umsetzung der Energiewende, identifiziert potentielle Interessenskonflikte und Nutzungskonkurrenzen verschiedener Akteure und moderiert einen Dialog zur Lösung. Unsere Motivation ist es, regionale Lösungsstrategien für die Energiewende gemeinsam zu entwickeln.

Zusammen mit den Akteuren in der StädteRegion Aachen erarbeitet render in der vierjährigen Projektlaufzeit mit dem Innovationskonzept „EnergieRegion Aachen 2030“ ein abgestimmtes Handlungsprogramm, wie und durch welche Maßnahmen die Energiewende in der Region in den folgenden Jahren umgesetzt werden soll.

[www.regionaler-dialog-aachen.de](http://www.regionaler-dialog-aachen.de)

Verbundpartner



Projektkoordination



Informationen über den BMBF-Förderschwerpunkt „Innovationsgruppen für ein Nachhaltiges Landmanagement“ finden Sie auf [www.innovationsgruppen-landmanagement.de](http://www.innovationsgruppen-landmanagement.de)