
Endbericht Forschungsprojekt
Energieautarke Siedlung

Februar 2019

Autoren/innen

Jan Kelch
Christopher Neumann
Dr. Janybek Orozaliev
Markus Rusack
Marinus Schnitzlbaumer
Victor von Loessl
Florian Werner
Dr. Ines Wilkens
Katrín Zass

Gefördert durch

Hessisches Ministerium für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Landesentwicklung

HESSEN



SMA Solar Technology AG

**Ansprechpartnerin**

Dr. Ines Wilkens
Universität Kassel
Fachgebiet Volkswirtschaftslehre mit Schwerpunkt dezentrale Energiewirtschaft
Nora-Platiel-Straße 4, 34109 Kassel
Tel.: +49 561 804-7949
ines.wilkens@uni-kassel.de

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	9
2	Die Modellierung der Energieautarkie	12
2.1	Modellierung des technischen Systems	12
2.1.1	Aufbau des Regio-Energiemodells	12
2.1.2	Technologien und Inputparameter	15
2.1.3	Abbildung der Gebäudeeffizienzklassen	18
2.1.4	Ergebnisse der Simulation	19
2.2	Modellierung der wirtschaftlichen Auswirkungen inklusive regionale Wertschöpfung	22
3	Rechtlicher Rahmen für die Vermarktung von erneuerbaren Energien	26
3.1	Stromvermarktung	26
3.1.1	Vermarktungsformen des EEG und mögliche Geschäftsmodelle	29
3.2	Vermarktung von Wärme und Effizienzmaßnahmen	30
4	Bewertung ausgewählter Geschäftsmodelle für den energieautarken Ansatz	34
4.1	Bewertungskriterien	34
4.2	Ausgewählte Geschäftsmodelle	35
4.3	Beitrag der Geschäftsmodelle zur Energieautarkie	38
5	Fallbeispiele	42
5.1	Umsetzungskommune Alheim	42
5.2	Fallstudienkommune Kaufungen	46
6	Schlussbetrachtungen	47
6.1	Vergleich der Kommunen	47
6.1.1	Technisch	47
6.1.2	Regionale Wertschöpfung	50
6.2	Lessons Learned	52
Anhang A	Ergebnisse für Alheim	55
Anhang A.1	Einleitung	55
Anhang A.2	Istanalyse „Energiewendezeiger“	56
Anhang A.3	Grundlagen der Szenarien	57
Anhang A.4	Simulationsergebnisse	61
Anhang A.5	Wirtschaftliche Betrachtung	70
Anhang A.6	Fazit Alheim	81
Anhang B	Ergebnisse für Kaufungen	87
Anhang B.1	Einleitung	87
Anhang B.2	Handlungsfelderanalyse „Energiewendezeiger“	87
Anhang B.3	Modellierung der Szenarien	89
Anhang B.4	Wirtschaftliche Betrachtungen	96
Anhang B.5	Fazit Kaufungen	103

Anhang C	Rechtlicher Rahmen im Detail	110
Anhang C.1	Stromsektor	110
Anhang C.2	Wärmesektor	119
Anhang C.2.1	Förderprogramme	119
Anhang C.2.2	Gesetzliche Vorschriften	121
 Anhang D	 Analyse einzelner Geschäftsmodelle	 123
Anhang D.1	Eigenverbrauch	123
Anhang D.2	Direktverbrauch	126
Anhang D.3	Pachtmodell	128
Anhang D.4	Mieterstrom	131
Anhang D.5	Große Batteriespeicher	134
Anhang D.6	Community Strom Modelle	139
Anhang D.7	Virtuelle Kraftwerke	141
Anhang D.8	Variable Stromtarife	146
Anhang D.9	Regionale Grünstromtarife	149
Anhang D.10	Flexibler Betrieb von Biogasanlagen	152
Anhang D.11	Energieliefer-Contracting	155
Anhang D.12	Nahwärme	158
Anhang D.13	Energetische Sanierung	161
Anhang D.14	Einspar-Contracting	164
Anhang D.15	Quartierslösungen	168

Abbildungsverzeichnis

1	Schematischer Aufbau des zellularen Systems innerhalb einer Siedlung	9
2	Vereinfachtes Schema des Regio-Energiemodells (Ren-Modells)	14
3	Jahresstromerzeugungsprofil von Alheim in stündlicher Auflösung	19
4	Elektrisches Jahreslastprofil von Alheim in stündlicher Auflösung	20
5	Residuallastjahresprofil von Alheim in stündlicher Auflösung	20
6	Residuallastverlauf einer Woche im Januar (Ist-Stand Alheim)	21
7	Stromüberschuss und -unterdeckung einer Woche im Januar (Alheim)	21
8	Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch in Deutschland von 2000 bis 2016	26
9	Entwicklung der EEG-Umlage und der Erlöse für EE-Anlagenbetreiber	27
10	Nach EEG mögliche Vermarktungsformen und daraus resultierende Geschäftsmodelle	29
11	Prognose des Anteils der Jahreserzeugung nach Energieträger und Vermarktungsform	30
12	Einsatz erneuerbarer Energieträger im Wärmesektor	31
13	Zusammenhang Rechtsnormen und Kategorien	33
14	Beitrag der Geschäftsmodelle zur Energieautarkie	39
15	Zusammenarbeit mit Alheim	43
16	Wärmebedarfsanalyse Heinebach	45
17	Szenarienvergleich für den Stromsektor in Alheim	48
18	Szenarienvergleich für den Stromsektor in Kaufungen	48
19	Szenarienvergleich für die Gebäudenutzwärme in Alheim	49
20	Szenarienvergleich für den Gebäudenutzwärmebedarf in Kaufungen	50
A.21	Einbindung des Projektes in bestehende Alheimer Aktivitäten	55
A.22	Handlungsfelder der Energiewende	56
A.23	Ergebnis der Istanalyse Energiewendezeiger Alheim	57
A.24	Aufteilung der Stromerzeugung aus EE nach Erzeugern im Ist-Stand	58
A.25	Anteil verschiedener Sektoren am Stromverbrauch in Alheim im Ist-Stand	58
A.26	Technologieanteile für die Bereitstellung des Gebäudenutzwärmebedarfs in Alheim (Ist-Stand)	59
A.27	Stimmungsbild des Steuerungskreises für den Windkraftzubau in Alheim bis 2030	60
A.28	Residuallastverlauf einer Woche im Januar (Ist-Stand Alheim)	61
A.29	Residuallastverlauf einer Woche im Juli (Ist-Stand Alheim)	62
A.30	Monatliche Stromerzeugung von Alheim durch PV-Anlagen und Biogas-BHKWs	62
A.31	Monatlicher Stromverbrauch und Wärmepumpenstrombedarf von Alheim	63
A.32	Monatliche Stromimporte und- exporte Alheims	63
A.33	Regionale Stromnutzung des in Alheim erzeugten Stroms im Ist-Stand	64
A.34	Regionale Stromnutzung des in Alheim erzeugten Stroms im Trend-Szenario	65
A.35	Regionale Stromnutzung des in Alheim erzeugten Stroms im Min-Szenario	66
A.36	Regionale Stromnutzung des in Alheim erzeugten Stroms im Med-Szenario	67
A.37	Regionale Stromnutzung des in Alheim erzeugten Stroms im Max-Szenario	67
A.38	Szenarienvergleich für den Stromsektor (Alheim)	68
A.39	Szenarienvergleich für die Gebäudenutzwärme (Alheim)	69
A.40	Investitionen nach Technologie - Trendszenario	72
A.41	Zusammensetzung der Investitionen – Trend-Szenario	73
A.42	Laufende Kosten - Trend-Szenario	74

A.43 Regionale Wertschöpfung durch EE - Trend-Szenario	75
A.44 Investitionen nach Technologie - Medium-Szenario	77
A.45 Zusammensetzung der Investitionen - Medium-Szenario	78
A.46 Laufende Kosten - Med-Szenario	79
A.47 Regionale Wertschöpfung durch EE - Med-Szenario	80
A.48 Ergebnisse des Visionsworkshops im Steuerungskreis	83
A.49 Ergebnisse des Energiewendezeigers Alheim – Strategische Handlungsfelder	84
A.50 Ergebnisse des Energiewendezeigers Alheim – Energiesektoren	85
A.51 Ergebnisse des Energiewendezeigers Alheim– Akteursbezogene Handlungsfelder	86
B.52 Handlungsfelder der Energiewende	87
B.53 Ergebnis der Handlungsfelderanalyse Kaufungen	88
B.54 Residuallastverlauf einer Woche im Januar (Ist-Stand Kaufungen)	90
B.55 Residuallastverlauf einer Woche im Juli (Ist-Stand Kaufungen)	90
B.56 Monatliche Stromerzeugung Kaufungen	91
B.57 Monatlicher Strombedarf Kaufungen	91
B.58 Monatliche Strom Im- und Exporte (Ist Stand Kaufungen)	92
B.59 Regionale Stromnutzung des in Kaufungen erzeugten Stroms - Ist-Stand	92
B.60 Regionale Stromnutzung von Kaufungen im Trend-Szenario	93
B.61 Regionale Stromnutzung von Kaufungen im Szenario „Konzentrierte Anstrengung“	94
B.62 Regionale Stromnutzung von Kaufungen im Szenario „maximale Anstrengung“	94
B.63 Szenarienvergleich für den Stromsektor in Kaufungen	95
B.64 Szenarienvergleich für den Gebäudenutzwärmebedarf in Kaufungen	96
B.65 Investitionen nach Technologie – Trend-Szenario	98
B.66 Regionale Wertschöpfung durch EE - Trend-Szenario	99
B.67 Investitionen nach Technologie – Szenario „Konzentrierte Anstrengung“	101
B.68 Regionale Wertschöpfung – Konzentrierte Anstrengung - Szenario	102
B.69 Ergebnisse des Energiewendezeigers Kaufungen – Strategische Handlungsfelder	104
B.70 Ergebnisse des Energiewendezeigers Kaufungen – Energiesektoren	105
B.71 Ergebnisse des Energiewendezeigers Kaufungen – Akteursbezogene Themenbereiche	106
B.72 Annahmen Trend-Szenario	107
B.73 Annahmen Szenario „Konzentrierte Anstrengung“	108
B.74 Annahmen Szenario „Maximale Anstrengung“	109
C.75 Entwicklung der installierten PV-Leistung in Deutschland	111
C.76 Monatsmarktwerte für EE im Jahr 2018	112
C.77 Anteil der installierten EE-Leistung in der Direktvermarktung von 2012 bis 2017	113
C.78 Anfallende Strompreisbestandteile (HH-Kunden) in Abhängigkeit der Vermarktungs- form	115
C.79 Netzentgelte für Haushalte mit einem jährlichen Stromverbrauch von 2.500 bis 5.000 kWh	116
D.80 Wirkzusammenhang Eigenverbrauch inklusive Speicher	123
D.81 Wirkzusammenhänge Direktverbrauch	126
D.82 Wirkzusammenhang Pachtmodell	129
D.83 Wirkzusammenhang Mieterstrom	132
D.84 Rechtliche Zusammenhänge Stromspeicher	135
D.85 Mögliche Geschäftsmodelle von Quartierspeichern	136

D.86 Wirkzusammenhänge Community Strom	139
D.87 Wirkzusammenhänge Virtueller Kraftwerke	142
D.88 Wirkzusammenhang flexible Stromtarife	146
D.89 Direktvermarktungsformen regionaler Anbieter	149
D.90 Übersicht Geschäftsmodelle für Biogasanlagen	153
D.91 Wirkzusammenhang Energieliefer-Contracting	155
D.92 Wirkzusammenhang Nahwärme	158
D.93 Aufgabenfelder energetische Sanierung	161
D.94 Wirkzusammenhang Energieeinspar-Contracting	165
D.95 Aufgabenfelder Quartierskonzept	168

Tabellenverzeichnis

1	Technologieübersicht der Simulationen für Alheim und Kaufungen	16
2	Parameter: Berücksichtigte Technologien Energieautarke Siedlung	17
3	Einfluss des Technologiezubaus auf den Energieautarkiegrad und den EE-Anteil im Wärmesektor	22
4	Überblick über die Technologien und Geschäftsmodelle in der Wirtschaftlichkeitsbe- rechnung	24
5	Anreize und Pflichten im Wärmesektor	32
6	Kriterien für den energieautarken Ansatz	35
7	Überblick Geschäftsmodelle	37
8	Vergleich der Trend-Szenarien in beiden Kommunen	51
9	Vergleich der beiden mittleren Szenarien von Alheim und Kaufungen	51
A.10	Gesamtstimmungsbild des Steuerungskreises für den Technologiezubau in Alheim . .	60
A.11	Überblick - Ergebnisse der Szenarien	71
A.12	Überblick Zubau - Trend-Szenario Alheim	71
A.13	Übersicht der Gesamtkosten - Trend-Szenario	71
A.14	Regionale Wertschöpfung – Trend-Szenario Alheim	75
A.15	Überblick Zubau- Med-Szenario Alheim	76
A.16	Übersicht der Gesamtkosten - Med-Szenario	76
A.17	Regionale Wertschöpfung – Med-Szenario Alheim	80
B.18	Überblick - Ergebnisse der Szenarien	97
B.19	Überblick Zubau - Trend-Szenario Kaufungen ¹	97
B.20	Übersicht der Gesamtkosten - Med-Szenario	98
B.21	Regionale Wertschöpfung – Trend-Szenario Kaufungen	99
B.22	Zubau - Szenario „Konzentrierte Anstrengung“ Kaufungen	100
B.23	Investitionskosten – Szenario „Konzentrierte Anstrengung“	100
B.24	Regionale Wertschöpfung – Trend-Szenario Kaufungen	102
D.25	Geschäftsmodell Eigenverbrauch inklusive Speicher	124
D.26	Geschäftsmodell Direktverbrauch inklusive Speicher	127
D.27	Geschäftsmodell Pachtmodell inklusive Speicher	130
D.28	Geschäftsmodell Pachtmodell inklusive Speicher	133
D.29	Geschäftsmodell Große Batteriespeicher	137
D.30	Geschäftsmodell Batteriespeicher-basierte Community-Strommodelle	140
D.31	Geschäftsmodell Virtuelle Kraftwerke	143
D.32	Geschäftsmodell Batteriespeicher-basierte Community-Strommodelle	147
D.33	Geschäftsmodell Regionale Grünstromtarife	150
D.34	Geschäftsmodell Flexible Biogasanlagen-Konzepte	153
D.35	Geschäftsmodell Energieliefer-Contracting	156
D.36	Geschäftsmodell Nahwärme	159
D.37	Geschäftsmodell Energetische Sanierung	162
D.38	Geschäftsmodell Einspar-Contracting	166
D.39	Geschäftsmodell Quartierslösungen	169

Abkürzungsverzeichnis

APEE	Anreizprogramm Energieeffizienz
BEA	Bioenergieanlagen
BEG	Bürgerenergiegenossenschaften
BHKW	Blockheizkraftwerk
CPP	Critical-Peak-Pricing
DSM	Demand Side Management
EAG	Energieautarkiegrad
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FFA	Photovoltaik-Freiflächenanlagen
GHD	Gewerbe/Handel/Dienstleistung
KAV	Konzessionsabgaben
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
MAP	Marktanreizprogramm
NetzA	Bundesnetzagentur
NWN	Nahwärmenetz
PV	Photovoltaik
RTP	Real-Time-Pricing-Tarife
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
StromStG	Stromsteuergesetz
THG-Emissionen	Treibhausgasemissionen
TOU	Time-of-Use-Tarife
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VKW	Virtuelle Kraftwerke
VNB	Verteilnetzbetreiber
WEA	Windenergieanlagen

1. Einleitung

Um die für eine Eindämmung der Folgen des Klimawandels erforderliche Reduktion der Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) zu erreichen, muss insbesondere der Energiesektor möglichst vollständig auf Erneuerbare Energien (EE) umgestellt werden. Für Deutschland sieht das 2010 verabschiedete Energiekonzept der Bundesregierung vor, die THG-Emissionen bis 2050 gegenüber 1990 um 80 bis 95 Prozent zu reduzieren (BMWi, 2010, S.2). Im Hinblick auf den Elektrizitätssektor bedeutet dies, dass bis 2050 mindestens 80 Prozent des deutschlandweiten Bruttostromverbrauchs aus EE-Anlagen gedeckt werden muss (vgl. § 1 Abs. 2 EEG, 2017). Weiter wird ein klimaneutraler Gebäudebestand angestrebt, was auch eine Umstellung der Wärmeversorgung auf primär erneuerbare Quellen erfordert.

Da EE typischerweise eine geringere Energiedichte aufweisen als fossile und nukleare Energieträger, geht ein überwiegend auf EE basierendes Energiesystem mit einem deutlich höheren Flächenbedarf einher. Daher und weil die Verfügbarkeit von EE regional starken Schwankungen unterliegt, treten EE-Anlagen in der Regel geographisch deutlich verteilter, d.h. dezentraler, auf als konventionelle Energieerzeugungsanlagen. Diese Eigenschaft erfordert es tendenziell, die benötigte Energie für Strom und Wärme deutlich näher am Ort des Verbrauchs zu erzeugen, als dies bei konventionellen Energieträgern nötig ist. Gleichzeitig müssen die Energiesysteme an die Volatilität der EE-Erzeugung, insbesondere aus Wind und Sonne, angepasst werden. Für ein überwiegend auf EE basierendes Gesamtsystem hält der VDE daher unter Berücksichtigung der Faktoren gesellschaftliche Akzeptanz, Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit, einen zellularen Ansatz für zielführend. Konkret bedeutet dies, „Erzeugung und Verbrauch auf der niedrigsten möglichen Ebene auszubalancieren“ (Benz et al., 2015, S.29). Dabei erscheint es für die Definition der Zellen sinnvoll, auf bekannte Strukturen – beginnend beim Einzelhaushalt, einem Gewerbe- oder einem Industriebetrieb über Straßen und Ortsteile bis hin zum jeweiligen Bundesland – zurückzugreifen (vgl. Abb. 1). Eine Energiezelle kann dabei als eigener Bilanzkreis verstanden werden, der wiederum Teil eines übergeordneten Bilanzkreises ist usw².

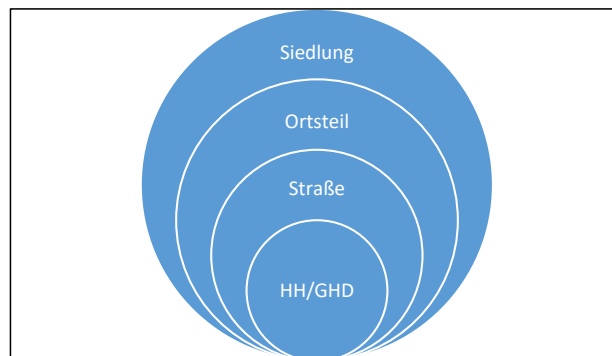


Abbildung 1: Schematischer Aufbau des zellularen Systems innerhalb einer Siedlung, eigene Darstellung nach Benz et al. (2015)

² „Ein Bilanzkreis ist ein Instrument, um Ein- und Ausspeisungen von Strom sowie Handelsgeschäfte einem Marktteilnehmer zuzuordnen“ (Graeber, 2014, S.11).

Da eine vollständige Energieautarkie der einzelnen (untergeordneten) Zellen nur in Ausnahmefällen technisch und/oder wirtschaftlich machbar ist, bleibt der Bedarf nach einem interzellulären Energieausgleich auch bei einer stark ausgeprägten dezentralen Erzeugungsstruktur bestehen (vgl. [Benz et al., 2015](#), S.11-13, 29). Für eine energieautarke Siedlung ist es also von Bedeutung, die untergeordneten Zellen aufeinander abzustimmen.

Die individuelle Ebene einzubinden ist dabei besonders entscheidend, um die Akzeptanz und Beteiligung der Betroffenen zu unterstützen. Nur durch einen gemeinsamen Konsens bezüglich der avisierten Ziele und der entsprechenden Umsetzungsmaßnahmen kann Autarkie geschaffen werden ([Brodecki et al., 2016](#), S.6). Dafür muss zunächst der Begriff „Energieautarkie“ klar definiert sein, so dass jeder Beteiligte dieselbe Vorstellung davon hat, was erreicht werden soll. Energieautarkie folgt grundsätzlich dem Prinzip, lokale statt importierte Energieressourcen zu nutzen und sich dezentral zu versorgen. Im Kontext der Energiewende wird sich dabei primär auf den Einsatz erneuerbarer Energien in den Bereichen Strom, Wärme und Verkehr fokussiert ([McKenna et al. 2015](#), S.237; [Möller et al. 2015](#), S.1f). Es gibt Ansätze, die innerhalb dieser Definition eine jährliche Bilanzierung der betrachteten Region vornehmen und vollständige Autarkie als gegeben sehen, sofern in dieser Zeit ausreichend EE-Strom erzeugt wurde, um den gesamten Energiebedarf zu decken. Dieses Prinzip wird auch als „**bilanzielle Energieautarkie**“ bezeichnet und ist selbst mit einem Autarkiegrad von 100% vom Fremdbezug durch das öffentliche Netz abhängig um die fluktuierende Einspeisung sowie die schwankenden Nachfragemuster auszugleichen ([McKenna et al., 2015](#), S.238). Für eine tatsächliche Transformation des Energiesystems innerhalb der Siedlung eignet sich dieser Ansatz allerdings kaum, da noch immer eine starke Abhängigkeit von den übergeordneten Netzen herrscht, zumal auch die Sektoren Wärme und Verkehr, die heute noch überwiegend fossil gedeckt sind, in diesem System durch EE-Strom kompensiert werden können (vgl. [Möller et al., 2015](#), S.2).

Soll die tatsächliche Unabhängigkeit vom übergeordneten Netz abgebildet werden, ist die Betrachtung der sogenannten „**lastgerechten Autarkie**“ besser geeignet. In diesem Modell werden die tatsächlichen zeitlichen Lastflüsse betrachtet, um die regionale Erzeugung inklusive Speichereinsatz der Nachfrage in hoher zeitlicher Auflösung gegenüberzustellen und somit den Grad der Eigenversorgung wesentlich realistischer abzubilden (vgl. [McKenna et al., 2015](#)). Entsprechend wäre nach dieser Methode ein Autarkiegrad von 100% gleichzusetzen mit einer vollständigen Unabhängigkeit von der Außenwelt³. Der wissenschaftliche Konsens ist es, dass dies zwar theoretisch möglich, allerdings in Deutschland kaum umzusetzen wäre. Das würde den Einsatz von vielen teuren Speichertechnologien erfordern und auch nur für Siedlungen mit guten Standortbedingungen unterhalb einer bestimmten Größe machbar sein. Auch bedeutet eine vollständige Unabhängigkeit vom Netz, dass überflüssiger Strom nicht eingespeist werden kann und es eines sehr guten Lastmanagements bedarf, um die volatile EE-Erzeugung auszugleichen ([McKenna et al. \(2015\)](#); [Möller et al. \(2015\)](#); [Peter \(2013\)](#)). Autarkie sollte auch im lastgerechten Modell eher als die Vision sich weiterzuentwickeln verstanden werden, anstatt als Konzept, sich von der Umwelt abzuschotten ([Deuschle et al., 2015](#), S.161). Unter Berücksichtigung dieser Umstände definiert sich Energieautarkie im Kontext dieses Projektes folgendermaßen:

³Diese oftmals als Insellösung bezeichnete Form der Energieautarkie ist im Regelfall kein angestrebtes Ziel. Gebiete, in denen ein solches System umgesetzt ist, sind meistens aufgrund ihrer Standortbedingungen dazu gezwungen, eine komplett autarke Versorgung umzusetzen ([McKenna et al., 2015](#)).

Energieautarkie soll **lastgerecht** unter **Beibehaltung des Zugangs zum öffentlichen Netz** betrachtet werden. Zielsetzung ist es, einen „**sinnvollen**“ Autarkiegrad zu erarbeiten, d.h. ein Anteil an Selbstversorgung, der unter wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Rahmenbedingungen umsetzbar ist. Die restliche benötigte Energie wird entsprechend von außerhalb bezogen bzw. Überschüsse exportiert.

Im Rahmen des vorliegenden Forschungsprojektes wird dieser zelluläre Ansatz auf eine Siedlung übertragen. Hierbei soll analysiert werden, in welchem Umfang das Siedlungsgebiet durch den Zubau von EE-Anlagen und andere Maßnahmen im Strom und im Wärmesektor autark werden kann. In dem Forschungsvorhaben wird Energieautarkie als eine größtmögliche, technisch, wirtschaftlich und sozial sinnvoll darstellbare Erhöhung der Eigenversorgung im Strom- und Wärmesektor verstanden. Der Fokus dieses Vorhabens liegt auf der praxisnahen Anwendbarkeit im Sinne eines Reallabors⁴, in dem angelehnt an den Ansatz der Aktionsforschung (Lewin, 1953) verändernd in die sozialen Zusammenhänge eingegriffen wird. Die Problemauswahl wird gemeinsam mit den Akteuren durchgeführt, auf die Distanz zwischen Forscher und Forschungsobjekt wird verzichtet. Das Projekt unterstützt auf diese Weise einen transdisziplinären Ansatz. Gemeinsames Anliegen der Akteure ist es, in dem Reallabor eine auf erneuerbaren Energien basierende Zukunft der Energieversorgung der Kommune auf den Weg zu bringen. Wissenschaftliche Ziele sind die Entwicklung und Bereitstellung von Handlungswissen für die Transformation des Energiesektors (Beercroft et al., 2018).

Ziel dieses Reallabors ist es, am Beispiel einer Kommune in Nordhessen eine regionale Vollversorgung mit EE im Bereich Strom und Wärme vorzubereiten und erste Umsetzungsmaßnahmen auf den Weg zu bringen. Der Fokus liegt hierbei auf Siedlungen mit Bestandsgebäuden, um eine hohe Praxisrelevanz zu erzielen. Für die Modellierung wurde die Perspektive 2030 festgelegt. Diese Auswahl hängt eng mit der Praxisorientierung des Projektes zusammen. Einige der Kommunen haben Zielsetzungen für das Jahr 2030 schon konkret in den kommunalen Vertretungen beschlossen, somit besteht für sie hier konkreter Handlungsbedarf. Bei der Perspektive 2030 ist der Horizont noch weit genug, um auch visionär arbeiten zu können, aber nah genug um jetzt aktiv werden zu müssen. In einem Wettbewerbsverfahren wurde die Gemeinde Alheim im Landkreis Hersfeld-Rotenburg als Umsetzungskommune ausgewählt. Folgende Maßnahmen wurden dort erprobt: Eine ganzheitliche Istanalyse der Aktivitäten zur Energiewende (Handlungsfelderanalyse „Energiewendezeiger“), eine Visionsbildung für Energieautarkie im Jahr 2030, eine Simulation des Stroms- und Wärmesektors für verschiedene Szenarien inklusive einer Berechnung der regionalen Wertschöpfung („Regio-Energiemodell“) sowie die Betrachtung aktueller und perspektivischer Geschäftsmodelle, die die Umsetzung unterstützen können. Weiterhin wurde die Gemeinde Kaufungen im Landkreis Kassel als Fallstudienkommune ausgewählt. Für Kaufungen wurde schwerpunktmäßig die Ist-Analyse und die Modellierung durchgeführt.

Der Schwerpunkt des Projektes lag auf der Weiterentwicklung des „Regio-Energiemodells“, das nachfolgend beschrieben wird.

⁴ „Reallabore sind Einrichtungen an der Schnittstelle von Wissenschaft und Praxis. Sie bieten einen Rahmen, um Forschungs-, Praxis- und Bildungsziele zu verfolgen. Reallabore sind transformativ ausgerichtet und verfolgen gesellschaftlich legitimierte, ethisch gut begründete und gemeinwohlorientierte Ziele(...)“ (Beercroft et al., 2018).

2. Die Modellierung der Energieautarkie

2.1. Modellierung des technischen Systems

Für die Untersuchung und Simulation der kommunalen Energiesysteme wird das „Regio-Energiemodell“ (kurz: „Ren-Modell“) eingesetzt, das auf der Software Matlab der Firma Mathworks basiert. Dieses Modell wurde am Fachgebiet *Solar- und Anlagentechnik* der Universität Kassel im Rahmen des „Synergienprojektes“ ursprünglich zur Simulation des Strom- und Wärmesektors auf Landkreisebene entwickelt. Ein besonderer Schwerpunkt des Modells liegt in der dynamischen Simulation sowohl des Stromsektors als auch der regionalen Wärmeversorgung mit viertelstündlicher Auflösung, so dass auch die Wechselwirkungen zwischen Strom- und Wärmesektor dynamisch abgebildet werden. Gleichzeitig erfolgt die Simulation des Wärmesektors temperaturlaufgelöst in vier verschiedene Temperaturniveaus. Im Gegensatz zu anderen Energiesystemmodellen liegt der Fokus beim Ren-Modell nicht auf der nationalen oder europäischen Ebene wie bei [Henning \(2015\)](#) oder [Nitsch et al. \(2012\)](#), sondern auf der Ebene von Landkreisen und Kommunen. Das Ren-Modell wurde vor Projektbeginn hauptsächlich dafür eingesetzt, die technische Machbarkeit der Masterpläne von Landkreisen für das Energiesystem im Jahr 2050 zu überprüfen. Um auch Energiesysteme in kleinerem Maßstab auf Kommunenebene sinnvoll abbilden zu können, waren innerhalb des Projektes „Energieautarke Siedlung“ Anpassungen notwendig, wie z.B. die Einführung unterschiedlicher Gebäudeeffizienzstandards und weitere Wärmeerzeugungsvarianten für Gebäude.

Mit dem Ren-Modell ist es möglich, den lastgerechten Energieautarkiegrad (**EAG**) im Stromsektor und den EE-Anteil im Wärmesektor für eine Kommune sowohl im Ist-Zustand als auch für unterschiedliche Technologieausbauszenarien zu berechnen. Der lastgerechte EAG entspricht dem Anteil des kommunalen Strombedarfs, der mit regional erzeugtem Strom gedeckt werden kann, weil Erzeugung und Bedarf zeitgleich auftreten. Damit unterscheidet er sich, wie in Kapitel 1 erläutert, stark von dem bilanziellen Energieautarkiegrad, der recht leicht zu ermitteln ist und angibt, wie viel Strom im Verhältnis zum Jahresstromverbrauch jährlich mit EE erzeugt wird. Welcher Anteil des regional erzeugten Stromes auch vor Ort tatsächlich genutzt werden kann, bleibt beim bilanziellen EAG offen.

Durch die Analysen des Ren-Modells kann kommunalen Vertretern hinsichtlich Energieautarkie ein direktes Feedback bei konkreten Planungen oder Ideen für den zukünftigen Technologieaufbau gegeben werden. Innerhalb des Projektes stellt das Ren-Modell ein wichtiges Instrument dar, um die folgenden zentralen Fragenstellungen beantworten zu können:

- *Wie hoch ist der lastgerechte EAG? Und wie sehr unterscheidet er sich vom bilanziellen EAG?*
- *Wieviel Strom muss zusätzlich importiert werden oder kann exportiert werden?*
- *Wie verändert sich der lastgerechte EAG bei einem umfangreichen Ausbau neuer Verbraucher, wie Wärmepumpen und Elektroautos oder durch den Zubau einzelner Erzeugungs- und Speichertechnologien?*

2.1.1. Aufbau des Regio-Energiemodells

Die Simulation mit dem Ren-Modell erfolgt zeit-, sektor- und temperaturlaufgelöst, jedoch nicht räumlich aufgelöst, so dass Stromerzeugung und verbrauch über einen Knoten berechnet werden. Die zu untersuchende Gemeinde bildet den Bilanzraum der Simulation. Die Simulation erfolgt unter der Annahme, dass die Stromerzeugung innerhalb der Gemeinde zuerst für die Deckung des lokalen Strombedarfs genutzt wird. Stromüberschüsse verlassen den Bilanzraum als Stromexporte und bei

einer Stromunterdeckung sind Stromimporte über die Bilanzgrenze notwendig. Die Leitungen für die Verteilung von Strom oder Wärme (in Wärmenetzen) werden grundsätzlich nicht simuliert oder auf ihre Kapazität hin untersucht. Es wird vereinfachend für alle Szenarien angenommen, dass das Stromnetz ausreichend ausgebaut ist, um die Stromüberschüsse jederzeit als Exportstrom über die Bilanzgrenze hinweg zu verteilen. Bei Wärmenetzen werden Wärmeverluste über das Leitungssystem pauschal berücksichtigt. Sowohl die Energieerzeugungs- als auch die Lastprofile werden größtenteils aggregiert simuliert und somit mehrere Energieerzeugungsanlagen oder Verbraucher einer Sorte zusammengefasst betrachtet. Hervorzuheben ist die umfangreiche Modellierung des Wärmesektors, die eine Vielzahl möglicher Wärmeerzeugungsoptionen je nach Verbrauchssektor beinhaltet und dabei die Kopplung des Strom- und Wärmesektors berücksichtigt. Für die Simulation eines konkreten kommunalen Energiesystems sind zahlreiche Eingaben erforderlich, wie z.B. Anlagen- und Technologieparameter und installierte Leistungen von Energieerzeugern. Des Weiteren fließen zeitlich aufgelöste Profile von Wetterdaten (Solarstrahlung, Windgeschwindigkeit und Temperatur) und regionaler Stromlast sowie zeit- und temperaturlaufgelöste Profile von Wärmelasten von Gebäuden (Raumheizung und Trinkwarmwasser) und der Industrie in das Modell ein. Die Berechnung des Wärmebedarfs erfolgt getrennt für Gebäude mit eigenen Wärmeerzeugern, Gebäude mit Wärmenetzanschluss, Gewerbe/Handel/Dienstleistung (**GHD**) und Industrie, so dass unterschiedliche Temperaturniveaus im Wärmebedarf berücksichtigt werden können. Bei der Simulation von Szenarien lassen sich Zielvorgaben, wie z.B. die Reduktion des Endenergieverbrauchs oder die zugebaute Leistung einzelner Energieerzeuger einbeziehen.

Das vereinfachte Simulationsmodell wird in Abbildung 2 veranschaulicht. Es umfasst sechs grundlegende Abschnitte eines zukünftigen kommunalen Energiesystems, wobei die Abschnitte eins, zwei und sechs dem Strombereich und die Abschnitte drei bis fünf dem Wärmebereich zuzuordnen sind. Die spezifischen Parameter einer Region bzw. einer Kommune werden vor einer Simulation eingelesen und den entsprechenden Abschnitten des Modells übergeben. Unter dem ersten Abschnitt – Elektrische Last und Einspeisung erneuerbarer Energien – wird insbesondere die Strommenge berechnet, die durch den Einsatz von Windkraft und Photovoltaik unmittelbar in der Region erzeugt werden kann. Der zweite Abschnitt beinhaltet elektrische Ausgleichsmaßnahmen wie bspw. Großbatteriespeicher, Lastmanagement und flexibel beladene Elektromobilität. Im dritten Abschnitt sind Gebäudetypen mit unterschiedlichen installierten Heizungstechnologien wie Wärmepumpen, Mikro-KWK oder Heizkessel enthalten. Darauf folgen der industrielle Wärmebedarf, Nah- und Fernwärmenetze sowie Power2Gas und die Bilanzierung des Energieexports und -imports.

Ein weiteres zentrales Element des Ren-Modells ist die elektrische Residuallast. Dabei handelt es sich um die Summe aus positiv definierter elektrischer Last und negativ definierter Stromerzeugung, also um eine Restnachfrage nach elektrischer Leistung bei positiver Residuallast oder ein Stromüberschussangebot bei negativer Residuallast. Die Residuallast durchläuft nacheinander alle sechs Abschnitte des Simulationsmodells entlang des gesamten Energiesystems und wird in diesen jeweils entsprechend verändert (siehe Abbildung 2). Kommt zur Residuallast eine weitere Last, beispielsweise durch Wärmepumpen hinzu, so erhöht sich die Residuallast. Im Gegensatz dazu verringert die Einspeisung von EE oder weiterer Stromerzeuger die Residuallast. Bei negativer Residuallast liegt ein Stromüberschuss vor, der z.B. mit Technologien wie Power-to-Heat oder Power-to-Gas genutzt werden kann.

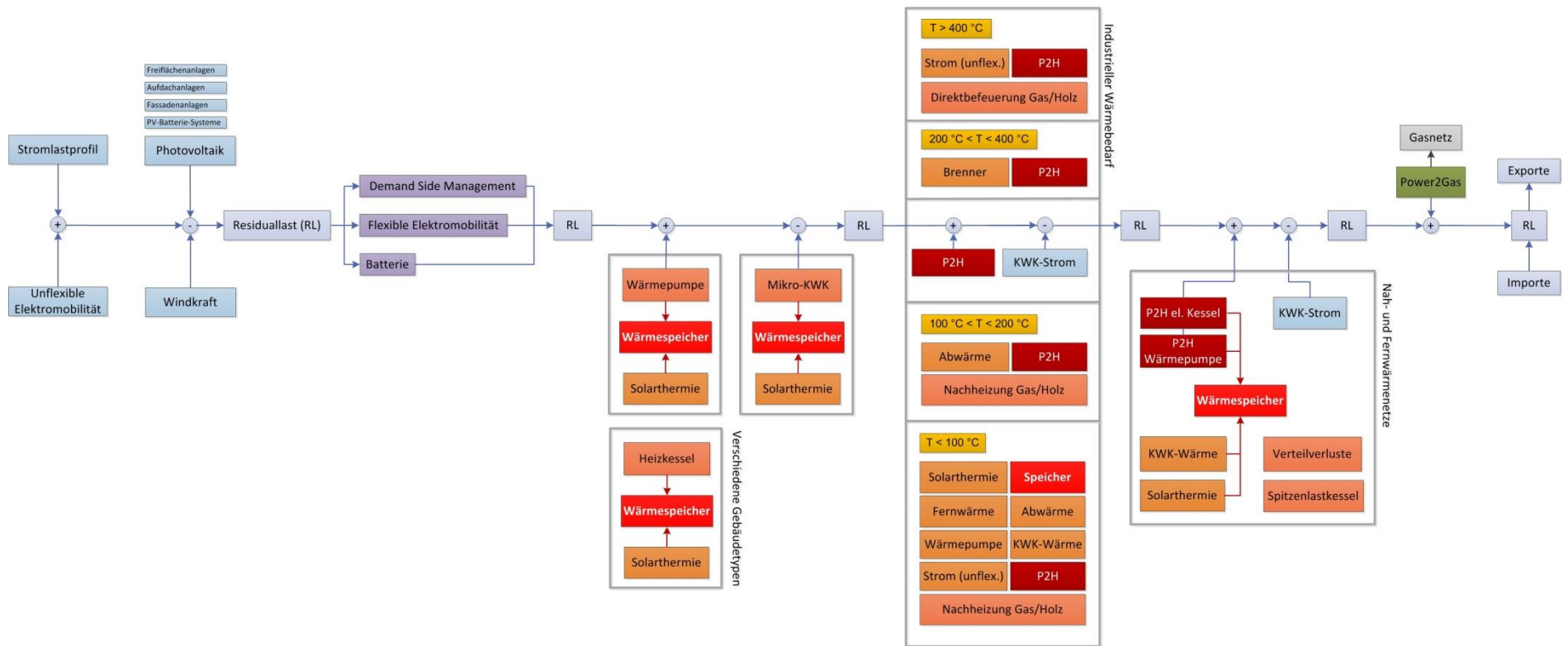


Abbildung 2: Vereinfachtes Schema des Regio-Energiemodells (Ren-Modells), eigene Darstellung

Die einzelnen Abschnitte wiederum bestehen aus Technologiefunktionen wie Wärmeerzeuger, Stromerzeuger oder Speicherelemente. Diese Technologiefunktionen sind beschrieben über zahlreiche Parameter zur Anlagengröße (installierte Leistung, Speichervolumen etc.), Effizienz (Wirkungsgrade und Leistungskennlinien) und über physikalische Zusammenhänge (z.B. Carnotgleichung, Kollektorgleichung etc.). Diese Parameter werden zu Beginn der Simulation initialisiert. Während der Simulation liest das Modell dann Zeitreihen zu Wärmebedarf, Strombedarf oder Wetterdaten als Input ein. Output ist der Einfluss der jeweiligen Technologie auf die elektrische und/oder thermische Residuallast. Der Wärmebedarf innerhalb einer Einheit (z.B. Wohngebäude) muss intern gedeckt werden. So etwas wie einen Wärmeüberschuss, der verteilt werden könnte oder eine Wärmeunterdeckung, die durch einen Wärmeimport gedeckt werden müsste, gibt es im Wärmebereich nicht. In Wärmenetzen sind zwar Verbraucher von Erzeugern räumlich getrennt, die interne Bilanz muss dennoch ausgeglichen sein. Auch hier wird spätestens durch den BackUp- oder Spitzenlastkessel der Wärmebedarf in jedem Zeitschritt gedeckt. Die Wärmeseite ist jedoch nicht vollständig unabhängig von der Stromseite zu berechnen, da die beiden Bereiche an verschiedenen Stellen miteinander gekoppelt sind. Relevante Kopplungspunkte bei den durchgeführten Simulationen im Projekt „Energieautarke Siedlung“ sind beispielsweise der Strombedarf von Wärmepumpen und die Stromerzeugung mit KWK-Anlagen, die an ein Wärmenetz angeschlossen sind. Die Berechnung der Wärmebedarfsdeckung ist daher an den entsprechenden Stellen des Gesamtmodells angedockt und verändert über die genannten Technologien ebenfalls die elektrische Residuallast. Das Wärmelastprofil für Raumwärme in Gebäuden wird in Anlehnung an die Methodik der Lastprognose in der Gaswirtschaft erstellt (Hellwig, 2003). Das Verfahren besteht vereinfacht ausgedrückt aus einer Formel, die in Abhängigkeit von der Umgebungstemperatur näherungsweise den aggregierten Wärmebedarf z.B. für eine Siedlung ermittelt.

2.1.2. Technologien und Inputparameter

In der nachfolgenden Tabelle 1 ist die Auswahl derjenigen Technologien aufgeführt, die Bestandteil der Simulationen von Alheim oder Kaufungen sind⁵. Für die Szenarien der Kommunen Alheim und Kaufungen im Jahr 2030 werden wegen des kurzen Zeithorizonts jedoch nicht alle Technologien berücksichtigt, die mit dem Ren-Modell abgebildet werden könnten. Die Technologien Power-to-Gas, Power-to-Heat, flexibel beladene Elektromobilität und Lastmanagement sind somit nicht Bestandteil der simulierten Szenarien. Außerdem wird der gesamte industrielle Wärmesektor mit den unterschiedlichen Wärmeerzeugern zur Wärmebereitstellung auf vier möglichen Temperaturniveaus nicht simuliert. Grund hierfür ist, dass eine erfolgreiche Kooperation mit den Industrieunternehmen in die Wege zu leiten, die einen hohen Wärmebedarf aufweisen (z.B. Teilnahme am Steuerungskreis, Freigabe von Wärmebedarfsdaten), im Rahmen des Projektes nicht umsetzbar war. Nähere Informationen hierzu sind für die Kommune Alheim im Anhang unter A 1.3 aufgeführt. Die Auflistung in Tabelle 2 gibt einen Überblick der Inputparameter, die zur Initialisierung einer Simulation mit dem Ren-Modell eingelesen werden, jedoch ausschließlich für die im Projekt „Energieautarke Siedlung“ berücksichtigten Technologien:

⁵Dabei wird zwischen dezentraler Wärmebereitstellung in Gebäuden (*dezentral*) und zentraler Versorgung über Nahwärmenetze (*NWN*) unterschieden.

Tabelle 1: Technologieübersicht der Simulationen für Alheim und Kaufungen

	Wärme	Strom
Erzeugung	<ul style="list-style-type: none"> • Solarthermie (<i>dezentral, NWN</i>) • Luft- und Erdwärmepumpen (<i>dezentral</i>) • Ölkessel (<i>dezentral</i>) • Gaskessel (<i>dezentral</i>) • Holzkessel (<i>dezentral, NWN</i>) • Unflexible KWK (<i>NWN</i>) • KWK in Wärmenetzen und Industrie 	<ul style="list-style-type: none"> • PV: <ul style="list-style-type: none"> • Freiflächenanlagen • Dachanlagen • PV-Batterie-Systeme • Windkraft • Unflexible KWK (Fossil, Biogas) • Wasserkraft
Speicher	<ul style="list-style-type: none"> • Dezentraler Wärmespeicher 	<ul style="list-style-type: none"> • Solarbatteriespeicher • Großbatteriespeicher
Bedarf	<ul style="list-style-type: none"> • Niedertemperatur-Bedarfsprofile für Wohnhäuser und GHD (<i>industrieller Wärmebedarf wird nicht simuliert</i>) 	<ul style="list-style-type: none"> • „konventionelle“ elektrische Last (<i>Haus-haltsstrom, industr. Strombedarf, ...</i>) • „neue“ elektrische Lasten: <ul style="list-style-type: none"> • Wärmepumpen, • Unflexible Elektromobilität

Tabelle 2: Parameter: Berücksichtigte Technologien Energieautarke Siedlung

Strom	<ul style="list-style-type: none"> • Strombedarfsprofil für <ul style="list-style-type: none"> • Industrie, GHD und Haushalte • Elektromobilität (aggregiertes Ladeprofil für die Region) • Installierte Leistung nach Erzeugungstechnologie <ul style="list-style-type: none"> • Windkraft • Photovoltaik (Freiflächenanlagen, Dachanlagen, PV-Batteriesysteme) • KWK (Biomasse und Gas) • Wasserkraft • Kapazität und Lade-/Entladeleistung von Großbatteriespeichern
Wärme	<ul style="list-style-type: none"> • Jahressumme Wärmeverbrauch <ul style="list-style-type: none"> • In den dezentral heizenden Gebäuden (Raumheizung und Trinkwarmwasser aufgeteilt nach Gebäudetyp, hierüber wird der Dämmstandard der Gebäude abgebildet) • In Wärmenetzen • Installierte Leistung/Kollektorfläche nach Technologie (z.B. Biogas-KWK, Solarthermie) • Aufteilung der installierten Leistung /Technologie nach Verbrauchssektor (dezentral beheizte Gebäude, GHD, Wärmenetze) • Speichergrößen (TWW-Speicher oder Kombi-Speicher in Gebäuden, Pufferspeicher in Wärmenetzen) • Heizgrenztemperaturen der Gebäude
Wetterdaten	<ul style="list-style-type: none"> • Windgeschwindigkeiten in 10m Höhe • Solarstrahlung • Lufttemperatur, Bodentemperatur in verschiedenen Tiefen
Sonst. Parameter	<ul style="list-style-type: none"> • Anzahl der Haushalte in der Region

2.1.3. Abbildung der Gebäudeeffizienzklassen

Da das Modell ursprünglich für die Landkreisebene entwickelt wurde, waren für die Abbildung der Kommunenebene zahlreiche Anpassungen notwendig. Anstelle des zuvor einheitlichen flächenspezifischen Gebäudewärmebedarfs werden vier Gebäudeeffizienzklassen eingeführt, die sich größtenteils an der Zusammensetzung des Gebäudebestands in den zwei Fallstudienkommunen orientieren. Allein über den Bestand von Passivhäusern lagen keine Informationen vor. Hinsichtlich der Baujahre und der Anzahl der Wohneinheiten je Wohngebäude wurden Zensus-Daten genutzt. Diese Bestandsdaten wurden mit regions- und baujahrstypischen, flächenspezifischen Verbrauchsdaten des Instituts für Wohnen und Umwelt zusammengeführt⁶. Danach wurden die vier relevantesten Gebäudeeffizienzklassen identifiziert und in das Modell integriert:

- Unsanierter ineffizienter Altbau (Baujahr vor 1979)
- Unsanierter mitteleffizienter Jungbestand (Baujahr nach 1979 und vor 2002)
- Sanierter Altbau / effizienter Jungbestand (Baujahr ab 2002)
- Passivhäuser

Gängige Konstellationen von Gebäudeeffizienzklassen und Heizungstechnologien wurden recherchiert, zusammengetragen und in einer „Gebäudematrix“ zusammengeführt, um herauszustellen, welche Heizungstechnologie für welchen Gebäudeenergiestandard geeignet ist. Die Auswahl fällt auf die Konstellationen, die für die Kommunen und den betrachteten Zeitpunkt 2030 als besonders relevant erachtet werden:

1. Altbau-Gebäude: Biomasseheizkessel mit/ohne Solarthermie
2. Altbau-Gebäude: Fossiler Heizkessel mit/ohne Solarthermie
3. Saniertes Altbau-Gebäude / Neubau-Gebäude: Wärmepumpe mit/ohne PV
4. Saniertes Altbau-Gebäude / Neubau-Gebäude: Wärmepumpe mit/ohne Solarthermie
5. Saniertes Altbau-Gebäude / Neubau-Gebäude: Biomasseheizkessel mit/ohne Solarthermie
6. Saniertes Altbau-Gebäude / Neubau-Gebäude: Fossiler Heizkessel mit/ohne Solarthermie
7. Gebäude mit Nahwärmenetzanschluss

Auf die Simulation von Passivhäusern wurde verzichtet, da nicht bekannt ist wie viele Passivhäuser in den Kommunen bereits existieren und auch keine konkreten, ehrgeizigen Planungen für Passivhäuser bis 2030 bekannt sind, die die Ergebnisse entscheidend beeinflussen würden. Des Weiteren werden Mikro-KWK-Anlagen in Gebäuden nicht berücksichtigt, da es über die derzeitige Verbreitung keine konkreten Hinweise gibt und eine stark zunehmende Bedeutung dieser Technologie bis 2030 nicht anzunehmen ist.

⁶Verfügbar im Tabula Webtool unter <http://webtool.building-typology.eu/#bm>, letzter Zugriff am 04.03.2019.

2.1.4. Ergebnisse der Simulation

Die Simulationsergebnisse der Ist-Stände und der einzelnen Szenarien für Alheim (vgl. Anhang [Anhang A](#)) und Kaufungen (vgl. Anhang [Anhang B](#)) sind im Anhang in den Einzelberichten für die jeweilige Kommune beschrieben. Im folgenden Kapitel werden tiefer gehende Auswertungen und Analysen des Modells am Beispiel von Alheim dargestellt. Wie bereits genannt, wird innerhalb des Ren-Modells für das zu simulierende Energiesystem ein Stromeinspeiseprofil u.a. anhand von Wetterdaten erstellt. In [Abbildung 3](#) ist das entsprechende Stromeinspeiseprofil aller Stromerzeuger in Alheim mit negativem Vorzeichen und in stündlicher Auflösung für ein Jahr dargestellt. Auffällig ist für Alheim die tendenzielle Zunahme der Einspeiseleistung hin zur Jahresmitte bzw. Sommerzeit, die durch den hohen PV-Anteil von etwa 65,5% an der Stromerzeugung zustande kommt.

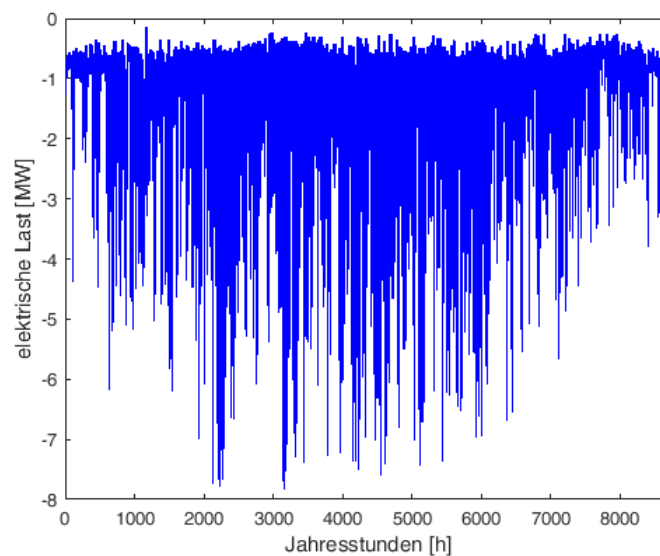


Abbildung 3: Jahresstromerzeugungsprofil von Alheim in stündlicher Auflösung⁷, eigene Darstellung

Das elektrische Jahreslastprofil Alheims ist in [Abbildung 4](#) ebenfalls in stündlicher Auflösung dargestellt und weist im Vergleich zum Stromeinspeiseprofil kaum saisonale Schwankungen auf. Die Dynamik des Jahreslastprofils ist u.a. durch das Vorhandensein von Werk- und Wochenendtagen oder Ferienzeiten geprägt. Der stündliche Jahresverlauf der Residuallast (Summe aus negativer Stromeinspeisung und positiver Stromlast) ist in [Abbildung 5](#) dargestellt. Auffällig ist, dass die negative Residuallast (Stromüberschüsse) deutlich höhere Amplituden erreicht als die positive Residuallast (Stromimporte). Das Ren-Modell berechnet nacheinander die einzelnen Abschnitte der Energieversorgung. Einige Berechnungsschritte werden stromseitig zum besseren Verständnis über Wochendia-gramme vorgestellt. Ausgewählt ist hier beispielhaft die vierte Januarwoche des Simulationsjahres für die Gemeinde Alheim. Die Woche fängt mit einem Samstag an. Die [Abbildung 6](#) stellt den Verlauf der Stromerzeugung mit PV-Anlagen und Biogas-BHKWs, der Stromlast (=Strombedarf) und der Residuallast von Alheim innerhalb der Januarwoche dar. Die starken Schwankungen der PV-Stromerzeugung werden hier deutlich.

⁷Negative Last entspricht der Erzeugung.

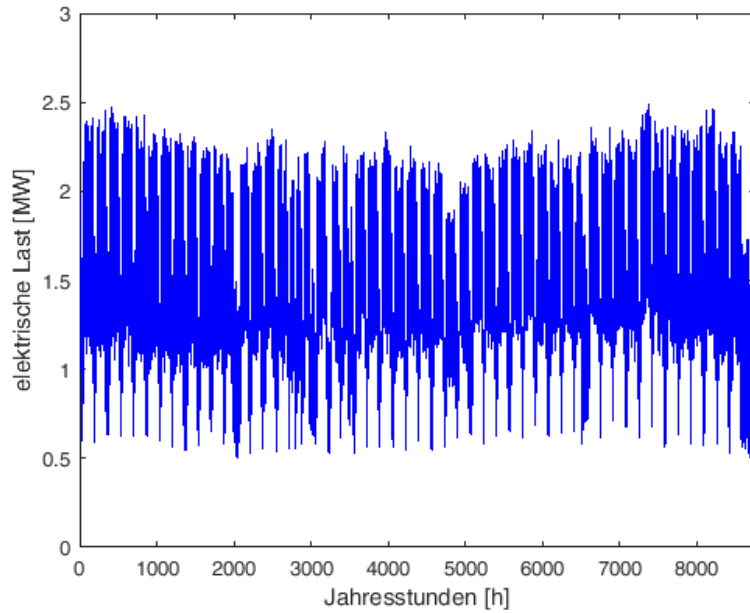


Abbildung 4: Elektrisches Jahreslastprofil von Alheim in stündlicher Auflösung, eigene Darstellung

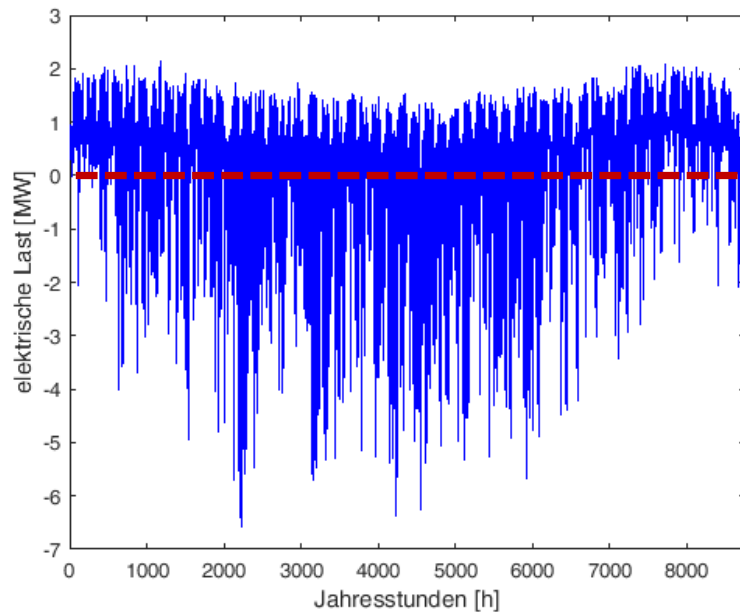


Abbildung 5: Residuallastjahresprofil von Alheim in stündlicher Auflösung, eigene Darstellung

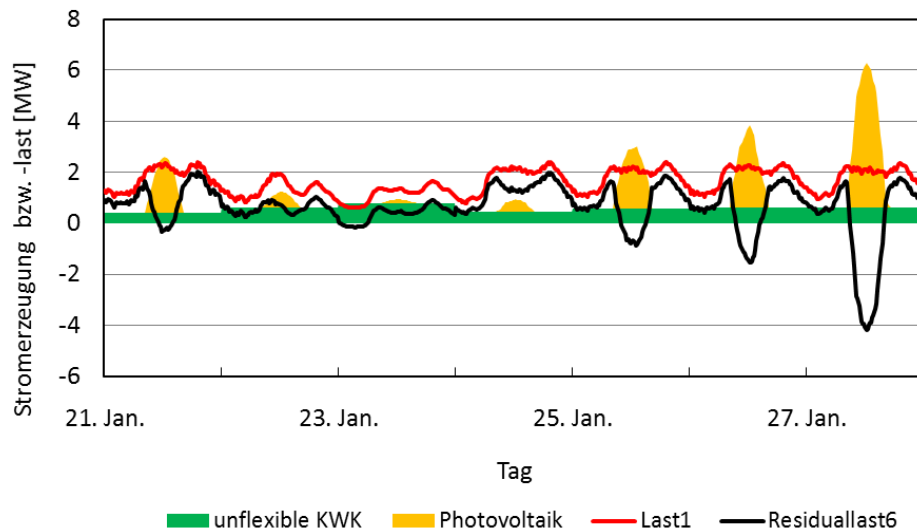


Abbildung 6: Residuallastverlauf einer Woche im Januar (Ist-Stand Alheim), eigene Darstellung

Die Zeiten mit Stromunterdeckung (positiver Residuallast) und Stromüberschüssen (negativer Residuallast) sind in der Abbildung 7 farbig hervorgehoben. Es ist zu erkennen, dass in der betrachteten Winterwoche die Zeiten mit Stromunterdeckung gegenüber den Zeiten mit Stromüberschüssen in Alheim überwiegen.

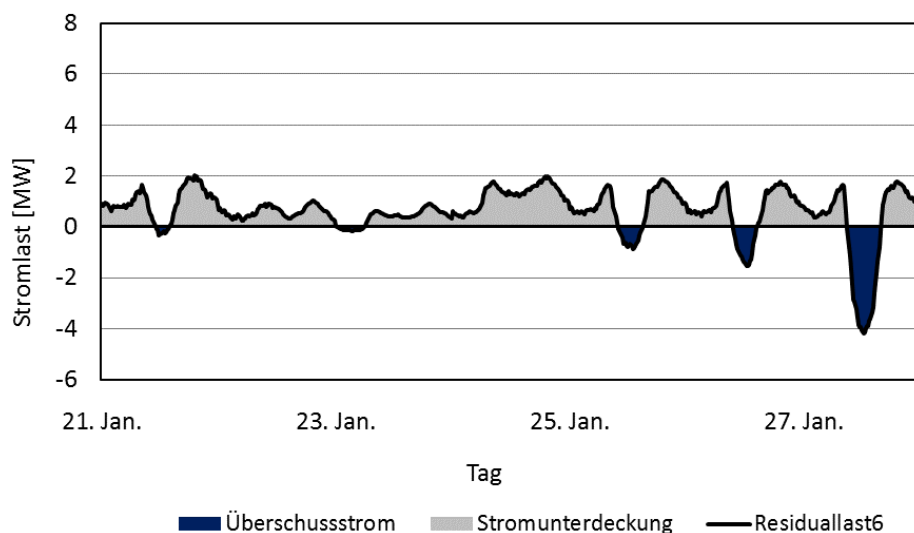


Abbildung 7: Stromüberschuss und -unterdeckung einer Woche im Januar (Alheim), eigene Darstellung

In der Tabelle 3 ist der Einfluss des Zubaus verschiedener Technologien auf den lastgerechten EAG und den EE-Anteil im Wärmesektor für konkrete Rahmenbedingungen in der Gemeinde Alheim dargestellt. Die Ergebnisse beziehen sich jeweils auf den isolierten Zubau einer einzelnen Technologie und es wird genau so viel zugebaut, dass das Ausbauziel des mittleren Szenarios (Med-Szenario) für Alheim (vgl. Anhang [Anhang A](#)) ab dem Ist-Stand erreicht wird. Es ist zu erkennen, dass besonders der Zubau von Windenergie und Großbatteriespeicher, aber auch PV-Dachanlagen in Kombination mit Solarbatteriespeichern in Gebäuden den lastgerechten Energieautarkiegrad erhöhen würde. Wärmeseitig wächst der EE-Anteil vor allem infolge des Wärmepumpenzubaus an, doch auch Solarthermieranlagen auf Dächern und Freiflächen oder Holzkessel würden einen nennenswerten Beitrag leisten. Die Ergebnisse sind an die genannten Rahmenbedingungen gebunden und nicht verallgemeinerbar oder auf andere Kommunen übertragbar. Außerdem ist eine genaue Abschätzung für den lastgerechten EAG in Alheim bei gleichzeitigem Ausbau mehrerer Technologien anhand der Tabelle nicht möglich, weil die Wechselwirkungen zwischen den zugebauten Technologien noch hinzukommen und das Ergebnis verändern.

Tabelle 3: Einfluss des Technologiezubaus auf den Energieautarkiegrad und den EE-Anteil im Wärmesektor⁸

Technologiezubau ab Ist-Stand	Einheit	Med-Niveau	el. EAG-Anhebung [%]	EE-Anteil-Anhebung (Wärmesektor) [%]
Windräder	Windräder à 3,5 MW	5	19%	-
PV-Dachanlagen	MWp	5	3%	-
PV-Freiflächenanlagen	MWp	5	3%	-
Gebäudebatteriespeicher	Speicher à 5kWh	463	3,5%	-
Großbatteriespeicher	MWh	6	8,5%	-
Elektrofahrzeuge	Fahrzeuge	604	1%	-
Wärmepumpen	EFH-Alheim	334	-5%	13%
Solarthermie (Dach)	à 8 m ²	246	0%	2%
Solarthermie (NWN)	à 1400 m ² Kollektorfläche	2	0%	2%
Holzkessel	EFH-Alheim	63	0%	4%

2.2. Modellierung der wirtschaftlichen Auswirkungen inklusive regionale Wertschöpfung

Neben den technischen Szenarien, die die energetische Entwicklung der beiden Kommunen beschreiben, werden auch die ökonomischen Auswirkungen innerhalb der Kommunen und die regionale Wertschöpfung berechnet. Die Wirtschaftlichkeitsberechnung ist nicht in dem Ren-Modell enthalten, sondern wird basierend auf den Ergebnissen des Ren-Modells gesondert durchgeführt. Zur Berechnung der Wirtschaftlichkeit und der regionalen Wertschöpfung wurde ein Modell eingesetzt, dessen Ursprung auf das vom BMUB geförderte Projektes „*Klimaschutz-Planer - Kommunalen Planungsassistent für Energie und Klimaschutz*“ (05/2013-04/2016) und auf das vom BMWi geförderte Projekt „*Chancen und Herausforderungen bei der Umsetzung der Energiewende in den Regionen – Konkurrenzen und Synergien zwischen den Sektoren Strom und Wärme auf regionaler Ebene*“ (05/2013 – 12/2016) zurückzuführen ist. Für das Projekt „Energieautarke Siedlung“ wurde der Betrachtungsraum von der Ebene des Landkreises auf die einer Kommune ausgeweitet. Durch

⁸Untersucht für Alheim und den alleinigen Ausbau einer Technologie.

umfangreiche Rechercharbeiten wurden die ökonomischen Randbedingungen des Modelles aktualisiert. Darüber hinaus wurde das Modell um weitere wärmeerzeugende Technologien ergänzt. Die Berechnung der regionalen Wertschöpfung, die zusätzlich zur Bewertung der Szenarien dient, erfolgt mit der Software Microsoft Excel und ist weitestgehend automatisiert.

Grundlage der Wertschöpfungsberechnung ist die mikroökonomische Betrachtung aller Technologien, die bis zum Jahr 2030 zur Erzeugung von Strom und Wärme errichtet werden sollen. Die Investitionskosten sind in Herstellungs-, Errichtungs- und Planungskosten unterteilt. Die laufenden Kosten differenzieren sich in Pachtkosten, Kosten für Versicherungen und andere rechtliche und ökonomische Dienstleistungen, Wartungs- und Reparaturkosten, sonstige Betriebs- und Hilfsenergiekosten, Brennstoff- bzw. Substratkosten und zuletzt Kapitalkosten. Aus den regionalen Umsätzen lassen sich die Umsätze der Unternehmen und die Lohnkosten der Beschäftigten ableiten. In einem nächsten Schritt können so die anfallende Einkommens- und Gewerbesteuer und die somit dem Bund beziehungsweise der Kommune zufließenden Summen bestimmt werden. Für jede einzelne Kostenkomponente wurde literatur-basiert ein regionaler Anteil (zwischen 0% und 100%) festgelegt, der zwischen den unterschiedlichen Technologien variiert.

Neben der direkten Wertschöpfung des Betriebs einer Energieanlage wird auch die indirekte Wertschöpfung betrachtet. Ausgangspunkt der Berechnung der indirekten Wertschöpfungseffekte sind die regional verbleibenden Umsätze der Vorleistungssektoren aus der Kostenaufstellung (Kosfeld et al., 2013). Auch Einkommensbestandteile der Mitarbeiter werden als Wertschöpfung interpretiert. Nicht Bestandteil des Modells sind induzierte Effekte, die durch die Verausgabung entstandener regionaler Einkommen als Multiplikator-Effekte entstehen. Auch Verdrängungseffekte von fossilen Energieträgern werden durch das Modell nicht abgebildet.

Um die regionale Wertschöpfung, die in einer Region entsteht, bestimmen zu können, werden in einem zusammenfassenden Schritt die insgesamt für alle Technologien getätigten Investitionen sowie die anfallenden jährlichen Betriebskosten aggregiert. Die Annahme des linearen Zubaus bedingt hierbei, dass die getätigten Investitionen pro Jahr relativ konstant bleiben. Entsprechend steigen die Betriebskosten linear über die Jahre an, da in jedem Jahr eine vergleichbare Anzahl neuer Anlagen den Betrieb aufnimmt und entsprechend linear vermehrt Betriebskosten anfallen.

Für jede Technologie gibt es im Modell mindestens eine Referenzanlage. Für einige Technologien, insbesondere PV, wurden Referenzanlagen mit unterschiedliche Leistungsgrößen erstellt. Den Stromerzeugungstechnologien wird ein vereinfachtes Geschäftsmodell zugrunde gelegt, das die zur Verfügung stehenden Förderungsmöglichkeiten des EEG bei der ökonomischen Betrachtung mit einbezieht. Für Wärmetechnologien, die auf Haushaltsebene zum Einsatz kommen, sind jeweils Referenzanlagen mit und ohne den kombinierten Anschluss von Solarthermie-Anlagen angelegt. Dadurch, dass die technischen Modellierungsergebnisse des Ren-Modells konkrete Aussagen über Volllaststunden, Jahresarbeitszahlen und/oder Brennstoffbedarfe für alle eingesetzten Technologien treffen, lassen sich auch die ökonomischen Konsequenzen der jeweiligen Referenzanlagen ermitteln. Da Wärmetechnologien auf Haushaltsebene kein Betriebsergebnis im betriebswirtschaftlichen Sinne generieren können, sondern es bei der Auswahl einer Heiztechnologie vielmehr um Kostenoptimierung geht, wurden fossile Referenzanlagen (vergleichbare Öl- sowie Gaskessel) ausgearbeitet, die einen Wirtschaftlichkeitsvergleich ermöglichen.

In Tabelle 4 sind die betrachteten Technologien und die jeweiligen vereinfachten Geschäftsmodelle aufgelistet:

Tabelle 4: Überblick über die Technologien und Geschäftsmodelle in der Wirtschaftlichkeitsberechnung

Referenzanlagen	Leistung bzw. Fläche		Zugrundeliegendes vereinfachtes Geschäftsmodell
	$kW_{p,el} / m^3$	$kW_{p,th}$	
Wind 3 MW		3.000 kW_p	Geförderte Direktvermarktung nach EEG 2017
PV 5 kW		5,0 kW_p	Fixe EEG – Vergütung nach EEG 2017
PV 5 kW + Batterie		5 kW_p + Batterie	
PV 30 kW		30 kW_p	
PV 100 kW		100 kW_p	
PV 2000 kW		2.000 kW_p	Geförderte Direktvermarktung nach EEG 2017
Wasserkraft 50 kW		50 kW_p	Fixe EEG – Vergütung nach EEG 2017
Wärmepumpe Luft		10,8 kW_p	Keine Vergütung; Wirtschaftlichkeitsvergleich mit Opportunitätsanlage (Öl- und Gasheizung)
Wärmepumpe Luft + 5 m^2 ST	5 m^2	10,8 kW_p	
Wärmepumpe Sole		10,8 kW_p	
Wärmepumpe Sole + 5 m^2 ST	5 m^2	10,8 kW_p	
Scheitholzkessel		21 kW_p	
Scheitholzkessel + 9 m^2 ST	9 m^2	21 kW_p	
Pellet-Kessel		21 kW_p	
Pellet-Kessel + 9 m^2 ST	9 m^2	21 kW_p	
Hackschnitzelheizung		21 kW_p	
Hackschnitzelheizung + 9 m^2 ST	9 m^2	21 kW_p	
Biomasse 750 kW		750 kW_p	Fixe EEG – Vergütung nach EEG 2017
Gas-KWK 500 kW		500 kW_p	Direktvermarktung mit Zuschlagszahlung nach KWKG
Industrie KWK 500 kW		500 kW_p	
Gaskessel 1000 kW		1.000 kW_p	Keine Vergütung
Holzkessel 990 kW		990 kW_p	Keine Vergütung; Vergleich mit einer Opportunitätsanlage
Heizstab 1000 kW		1.000 kW_p	Über Regelleistungsmarkt wirtschaftlich, Modellierung bis 2030 lässt große Unschärfe entstehen
Saisonal Speicher 2000 m^3	2.000 m^3		
Solarthermie 200 kW		200 kW_p	Keine Vergütung
Solarthermie 1000 kW		1.000 kW_p	

Die Ergebnisse der Berechnung der regionalen Wertschöpfung sind in den Berichten für die Kommunen Alheim (vgl. [Anhang A](#)) und Kaufungen (vgl. [Anhang B](#)) im Details dargestellt. Nachfolgend sollen kurz die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnung der einzelnen Technologien skizziert werden.

Die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnung lassen sich in drei Kategorien aufteilen: Grundsätzlich wirtschaftlich, an der Grenze zur Wirtschaftlichkeit und unwirtschaftlich im aktuellen gesetzlichen Rahmen. In die erste Kategorie der Wirtschaftlichkeit fallen vor allem die Technologien zur direkten Stromerzeugung, zum Beispiel Windkraft, die reinen 5kW-, 30kW- und 2000kW-Photovoltaik-Anlagen und Wasserkraft. Bei diesen Technologien findet eine Förderung durch das EEG (Fixe EEG-Vergütung und Geförderte Direktvermarktung) statt, die zur Wirtschaftlichkeit der Anlagen beiträgt. Zur Berechnung der Wirtschaftlichkeit wurden dabei die Differenz der durchschnittlichen Vergütung und den durchschnittlichen Stromgestehungskosten betrachtet. Die durchschnittliche Vergütung ist vor allem abhängig von der jeweiligen EEG-Förderung, die Stromgestehungskosten ergeben sich aus den Kapitalkosten und Investitionskosten, den fixen und variablen Betriebskosten und den Brennstoffkosten. Basierend auf der Annahme der o.g. Geschäftsmodelle können diese Technologien als bereits aktuell wirtschaftlich eingestuft werden.

An der Grenze zur Wirtschaftlichkeit sind bei den aktuellen fossilen Brennstoffkosten vor allem die Technologien zur Wärmeerzeugung. Die Wirtschaftlichkeit wird nicht über das Betriebsergebnis ermittelt, sondern es wird ein Vergleich mit fossilen Benchmark-Technologien angestellt, bei den Kleinanlagen handelt es sich dabei um 15kW Öl- und Gaskessel. Dabei wird dann die Differenz der Kosten der Wärmetechnologie zu den durchschnittlichen jährlichen Kosten über 18 Jahre des Gas- oder 20 Jahre des Ölkessels gebildet. Die angenommenen Preistrends basieren auf Schätzungen ([Schlesinger et al., 2014](#), S.73), für Gas wird eine Steigerung von 1,7% bis 2030 angenommen, bei Öl nimmt man 1,9% an. Diese Preistrends sind elementar für die Wirtschaftlichkeitsberechnung, geht man von einer Preisstagnation oder abweichenden Preissteigerungen aus, ändert sich auch das Ergebnis für die Wirtschaftlichkeit. Geht man von einer Inbetriebnahme in 2018 bei in Zukunft gleichbleibenden Brennstoffkosten aus, rechnen sich Wärmepumpen auf die Laufzeit betrachtet nicht. Bezieht man jedoch die oben angenommenen Preistrends in Betracht, so kann über die Laufzeit gesehen ein durchschnittlicher Vorteil gegenüber den fossilen Heizkesseln erzielt werden.

Während die Wärmepumpensysteme auf Basis von Luft und Sole bei einer Inbetriebnahme 2018 noch wirtschaftlich sind, ist dies bei Kombination mit einer Solarthermie-Anlage nicht mehr der Fall. Aktuell unwirtschaftlich ist der Betrieb der Holzkessel (Scheitholz/Pellets/Hackschnitzel) als Alternative zu Öl und Gas unter den geltenden Rahmenbedingungen. Bei den o.g. angenommenen Steigerungen der Öl- und Gaspreise bleiben die Holzheiztechnologien bei einer Inbetriebnahme auch im Jahr 2030 unwirtschaftlich.

Ebenfalls noch unwirtschaftlich unter den aktuellen Rahmenbedingungen ist die 5kW-PV-Anlage in Kombination mit einem Batteriespeicher. Das liegt daran, dass ein Batteriespeicher die Investitionskosten in etwa verdoppelt, während der Eigenverbrauchsanteil nicht in gleichem Maße steigt. Die Kosten pro Kilowattstunde steigen somit stärker an als die Einsparungen, die man mit einem Batteriespeicher zusätzlich erzielen kann.

Diese Aussagen sind unter den genannten Annahmen für die aktuelle Situation zu verstehen, veränderte Rahmenbedingungen werden zu abweichenden Ergebnissen führen. Trotz der schlechten Wirtschaftlichkeit werden alle Technologien für die Szenarien berücksichtigt, da sich der rechtliche Rahmen und auch die Ölpreise auch mittelfristig ändern können. Grundsätzlich ist auch die Wirtschaftlichkeit nur eines der ausschlaggebenden Kriterien für Investitionsentscheidungen.

3. Rechtlicher Rahmen für die Vermarktung von erneuerbaren Energien

Der Erfolg von Geschäftsmodellen wird maßgeblich durch den rechtlichen Rahmen geprägt, hiervon ist die Machbarkeit und letztlich die Wirtschaftlichkeit von Projekten abhängig. In den folgenden Unterkapiteln wird der rechtliche Rahmen für die Vermarktung von Strom und Wärme sowie für Effizienzmaßnahmen detailliert dargestellt. Das folgende Kapitel gibt hierzu eine Zusammenfassung, Details sind im [Anhang C](#) zu finden.

3.1. Stromvermarktung

Aktuelle Geschäftsmodelle zur regionalen und lokalen Vermarktung von Strom aus EE sind im Kontext der Veränderungen des Strommarktes in den letzten zwei Jahrzehnten zu sehen und zu verstehen. Bevor die Geschäftsmodelle nachfolgend in den Blick genommen werden, sollen daher zunächst die maßgeblichen Aspekte des Wandels des Strommarktdesigns nachgezeichnet werden. Ausgangspunkt der Veränderungen ist das Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG), das in seiner Urfassung im Jahr 2000 in Kraft trat. Wie in [Abbildung 8](#) dargestellt, betrug der EE-Anteil am Bruttostromverbrauch in Deutschland damals 6,52 Prozent, während er Ende 2017 bereits bei 36,36 Prozent lag ([BMWi 2018](#)). Erklärtes Ziel der Bundesregierung ist es, diesen Anteil in 2025 auf 40 bis 45, in 2035 auf 55 bis 60 und bis 2050 auf mindestens 80 Prozent zu erhöhen (§ 1 Abs. 2 EEG 2017). Der bisherige und der geplante Zuwachs der EE-Erzeugungskapazitäten hatte und wird auch weiterhin erhebliche Konsequenzen für die Ausgestaltung des Strommarktes haben, innerhalb dessen Geschäftsmodelle zur erzeugungsnahen EE-Vermarktung funktionieren müssen. Als Reaktion auf diese im Stromsektor begonnene Energiewende hat der Gesetzgeber im Zuge zahl-

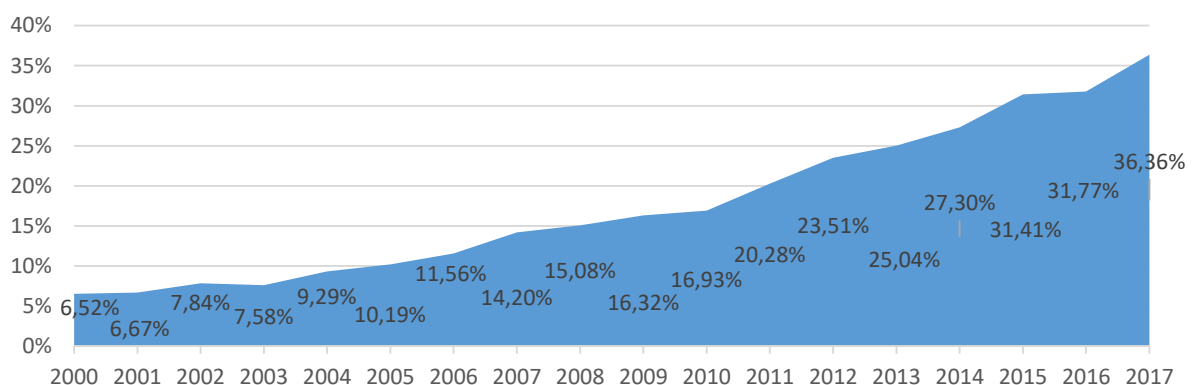


Abbildung 8: Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch in Deutschland von 2000 bis 2016, eigene Darstellung nach ([BMWi 2018](#))

reicher Reformen des EEG die Vergütungsmechanismen für Strom aus EE angepasst. So wurden in den Anfangsjahren des EEG die Netzbetreiber, an deren Netz die jeweiligen Erzeugungsanlagen angeschlossen waren, dazu verpflichtet, den EE-Strom vorrangig und vollständig abzunehmen und dafür gesetzlich definierte Einspeisevergütungen zu zahlen (§ 3-8 EEG 2000). Aufgrund des steigenden EE-Anteils geht es dem Gesetzgeber jedoch spätestens seit der EEG-Novelle des Jahres 2014 verstärkt darum, vor allem „die Markt- und Netzintegration der erneuerbaren Energien“ (§ 2 Abs. 1 EEG 2014) voranzutreiben. Dementsprechend wurde im Zuge dieser Gesetzesnovellierung auch die Förderlogik angepasst: Betreiber von neu errichteten EE-Anlagen müssen sich seit Inkrafttreten des EEG 2014 grundsätzlich selbst im Rahmen der sog. Direktvermarktung darum kümmern,

Abnehmer für ihre erzeugten Strommengen zu finden. Damit – sowie mit den im Rahmen des EEG 2017 beschlossenen Ausschreibungen zur Bestimmung der Vergütungshöhe für Anlagen ab einer bestimmten Größenordnung – soll sichergestellt werden, dass eine „Überförderung“ ([Bundesregierung, 2019](#)) verhindert und neue EE-Anlagen möglichst kosteneffizient zugebaut werden können. Dies soll wiederum u.a. dazu führen, dass der Anstieg der EEG-Umlage, die ursprünglich erlassen wurde, um die an die Anlagenbetreiber ausgeschüttete Vergütungszahlungen zu refinanzieren, und die grundsätzlich von allen Stromverbrauchern auf jede Kilowattstunde abzuführen ist, gebremst wird.

Exkurs zur Entwicklung der EEG-Umlage

Der starke Anstieg der EEG-Umlage ist nicht allein auf die Vergütungszahlungen für Anlagenbetreiber zurückzuführen, da diese vom Gesetzgeber für neu errichtete Anlagen in den letzten Jahren erheblich reduziert worden sind. Andere Effekte, insbesondere die Umstellung des sog. Wälzungsmechanismus⁹ im Jahr 2010, sinkende Preise an der Strombörse sowie die Ausweitung von Industrieprivilegien, spielen ebenfalls eine erhebliche Rolle. Denn wie aus ([Mayer, J. und Burger, B., 2014](#)) hervorgeht, hat sich die Höhe der EEG-Umlage deutlich von den reinen Vergütungszahlungen entkoppelt.

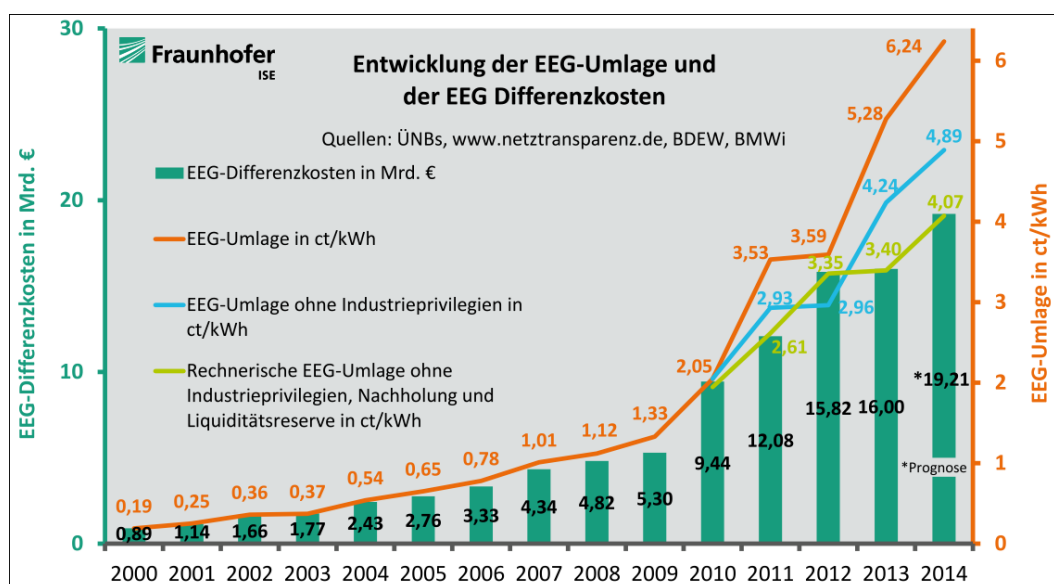


Abbildung 9: Entwicklung der EEG-Umlage und der Erlöse für EE-Anlagenbetreiber, ([Mayer, J. und Burger, B., 2014](#))

Durch diese und weitere Veränderungen – ein zunehmend von EE geprägter Strommix, sinkende Gestehungskosten und Vergütungszahlungen, steigende Endverbraucherstrompreise und die geforderte Marktintegration – entsteht seit einigen Jahren der Druck, Geschäftsmodelle zu entwickeln, die über den bloßen Stromverkauf an den Netzbetreiber gegen Erhalt einer Vergütungszahlung hinausgehen. Vor dem Hintergrund des aktuellen Strommarktdesigns hat dies zur Folge, dass verstärkt Modelle genutzt werden, die auf eine Reduktion des vergleichsweise teuren Strombezugs aus dem

⁹Details zu diesem Mechanismus sind in ([BNetzA 2010](#)) dargestellt.

öffentlichen Netz abzielen, indem ein möglichst hoher Anteil des erzeugten EE-Stroms unmittelbar am Ort der Erzeugung verbraucht wird. Geschieht dies wie bei der Eigenversorgung oder dem Mieterstrom (vgl. Anhang [Anhang C](#)) ohne Netznutzung, trägt dies automatisch zu einer Teilautarkie der jeweiligen Gebäudezelle, also auf der niedrigsten Ebene, bei. Kommt hierbei zusätzlich ein Batteriespeicher zum Einsatz, können Eigenverbrauch und Autarkiegrad noch weiter gesteigert werden, was wiederum dem Ziel einer ausgeglichenen zeit- und lastgerechten Energiebilanz auf möglichst niedriger Ebene Rechnung trägt. Wird, wie im Falle des Regionalstroms denkbar, zwar das öffentliche Stromnetz zur Verteilung der in EE-Anlagen erzeugten Energie genutzt, aber lediglich in einem geographisch stark begrenzten Radius kann hierdurch der Autarkiegrad der übergeordneten Zelle gesteigert werden¹⁰. Ob und in welchem Maße eine EE-Anlage zu einer Erhöhung der Autarkie auf der niedrigsten möglichen Ebene führt, wie dies vom zellularen Ansatz gefordert wird, muss im Einzelfall berechnet werden. Angesichts des oben skizzierten, weiterhin enormen Ausbaubedarfs zur Erreichung einer zu 100 Prozent auf EE basierenden Energieversorgung, wird hier jedoch unterstellt, dass die nachfolgend vorgestellten Betreiber- und Geschäftsmodelle allein dadurch, dass sie den weiteren Ausbau von EE-Anlagen wirtschaftlich attraktiv und daher oftmals überhaupt erst möglich machen, dem übergeordneten Energiewendeziel entsprechen. Diese können mitunter sogar unmittelbar zu einer Steigerung der Energieautarkie auf niedriger Ebene beitragen.

Exkurs zu Eigenverbrauch und Autarkiegrad

Im Zusammenhang mit Maßnahmen zur Steigerung der energetischen Autarkie durch die Nutzung von EE direkt am Ort der Erzeugung haben sich zwei zentrale Begriffe etabliert: **Eigenverbrauchsquote** und Autarkiegrad. Die Eigenverbrauchsquote ist der Anteil der erzeugten EE-Menge, der unmittelbar und zeitgleich innerhalb der betrachteten Zelle (z.B. ein mit PV-Anlage ausgestattetes Gebäude) verbraucht bzw. in einem Speicher zum späteren Eigenverbrauch zwischengespeichert wird. Mit steigender Eigenverbrauchsquote sinkt also die in eine andere Zelle eingespeiste Energiemenge (z.B. der ins Netz eingespeiste Solarstromüberschuss). Der **Autarkiegrad** bezeichnet den Anteil des Gesamtenergieverbrauchs einer Zelle, der durch den Eigenverbrauch gedeckt wird. Steigt der Autarkiegrad, sinkt gleichzeitig der Bedarf, Energie aus anderen Zellen (z.B. dem öffentlichen Netz) zu beziehen.

Ein Beispiel: Verbraucht ein Haushalt 6.000 kWh Strom im Jahr, wovon 2.000 kWh durch die PV-Anlage direkt bereitgestellt werden, beläuft sich der Autarkiegrad auf 33,3%. Wird des Weiteren unterstellt, dass die PV-Anlage insgesamt in dem betrachteten Jahr 8.000 kWh Solarstrom erzeugt hat, liegt die Eigenverbrauchsquote bei 25%, d.h. 6.000 kWh wurden nicht zeitgleich im Gebäude verbraucht oder zwischengespeichert, sondern ins öffentliche Netz eingespeist.

Eigenverbrauchsquote und Autarkiegrad stehen i.d.R. in einem gewissen Spannungsverhältnis zueinander: Soll die **Eigenverbrauchsquote** optimiert werden, wird eine EE-Anlage bei gegebenem Energieverbrauch tendenziell kleiner ausgelegt, um geringere Überschüsse zu generieren. Je kleiner die Anlage jedoch ausfällt, desto geringer ist auch ihr Beitrag zum Gesamtenergieverbrauch, was also zu einem niedrigeren Autarkiegrad führt. Soll hingegen der **Autarkiegrad** optimiert werden,

¹⁰Da sich elektrische Energie stets „den kürzesten Weg“ sucht, ist die tatsächliche physikalische Bilanzierung der Strommengen im Falle des Regionalstroms nicht möglich, da nicht mehr nachvollzogen werden kann, aus welcher EE-Anlage eine Kilowattstunde Strom stammt, sobald sie ins öffentliche Netz eingespeist und dort mit der Erzeugung anderer Anlagen vermischt wird. Insofern hat die Netzeinspeisung einer Kilowattstunde Strom unter rein technischen Gesichtspunkten unabhängig von der gewählten Vermarktungsform immer denselben Einfluss auf den Autarkiegrad der Siedlung. Je nach gewählter Vermarktungsform und genutzten Geschäftsmodell kann die Stromeinspeisung ins öffentliche Netz dem lokalen oder regionalen EE-Ausbau aber mehr oder weniger dienlich sein. Im Falle von Eigenversorgung und Mieterstrom ist hingegen tatsächlich eine physikalisch-mengenmäßige Bilanzierung aufgrund der Messanordnung für das jeweils betrachtete Gesamtgebäude möglich.

wird eine EE-Anlage bei gegebenem Energieverbrauch tendenziell größer ausgelegt, um einen möglichst hohen Anteil des Energiebedarfs zu decken. Je größer die Anlage jedoch ausfällt, desto kleiner wird der Anteil, der – bezogen auf die Gesamterzeugung der Anlage – unmittelbar und zeitgleich in der Zelle verbraucht wird, was also zu einer niedrigeren Eigenverbrauchsquote führt.

Da die skizzierten Veränderungen in Zukunft noch weiter zunehmen werden, ist davon auszugehen, dass die im Folgenden dargestellten Geschäftsmodelle erst der Anfang eines sich weiterhin im Wandel befindlichen Marktumfeldes sind.

3.1.1. Vermarktungsformen des EEG und mögliche Geschäftsmodelle

Das bis zum 31.12.2016 geltende EEG 2014 und das seit dem 1.1.2017 in Kraft getretene EEG 2017 sehen fünf Vermarktungsformen für Strom aus EE vor. Diese Vermarktungsmöglichkeiten sind wiederum die Grundlage für diverse Geschäftsmodelle, die bereits am Markt verfügbar sind. Abbildung 10 stellt beispielhaft dar, welche für das Projekt „Energieautarke Siedlung“ relevanten Geschäftsmodelle – Eigenverbrauch bzw. Mieterstrom, Direktlieferung und Regionalstrom – sich aus den fünf Vermarktungsformen Einspeisevergütung, geförderte Direktvermarktung, sonstige Direktvermarktung, Eigenversorgung und Lieferung an Dritte ohne Netznutzung ergeben. Die mit Punkten versehenen Linien innerhalb der einzelnen Spalten zeigen dabei, welche Vermarktungsformen im Rahmen der einzelnen Geschäftsmodelle typischerweise kombiniert werden. So tritt die solare Eigenversorgung, symbolisiert durch das Einfamilienhaus bzw. die Gewerbehalle, i.d.R. in Kombination mit der Einspeisevergütung oder der geförderten Direktvermarktung auf.

Darüber hinaus gibt es Geschäftsmodelle, die auf Basis von Batteriespeichern zusätzlich oder ausschließlich Systemdienstleistungen, wie etwa die Bereitstellung von Regelleistung, anbieten. Derartige Modelle werden im Folgenden separat unter der Überschrift „Community-Strom-Modelle“ näher betrachtet und auf ihre Bedeutung für das vorliegende Projekt hin untersucht.



Abbildung 10: Nach EEG mögliche Vermarktungsformen und daraus resultierende Geschäftsmodelle, eigene Darstellung

Um die Marktrelevanz der fünf beschriebenen Vermarktungsformen besser einordnen zu können, zeigt Abbildung 11, in welchem Umfang die einzelnen Vermarktungsformen je nach EE-Typ 2016 genutzt werden. Dabei wird deutlich, dass die geförderte Direktvermarktung in nahezu allen Fällen dominiert und lediglich bei PV-Dachanlagen eine untergeordnete Rolle spielt. Über die Einspeisevergütung wird zwar nach wie vor ein relevanter Stromanteil aller EE-Formen mit Ausnahme der Offshore-Windkraft vergütet, ihre Bedeutung nimmt aber weiter ab. Lediglich für das Segment der PV-Dachanlagen ist sie nach wie vor die wichtigste Vermarktungsform. Die sonstige Direktvermarktung ist mengenmäßig bislang nahezu bedeutungslos. Der Eigenverbrauch, worunter sowohl die Eigenversorgung als auch Lieferung an Dritte ohne Netznutzung fallen, hat lediglich im Hinblick auf PV-Dachanlagen Relevanz.

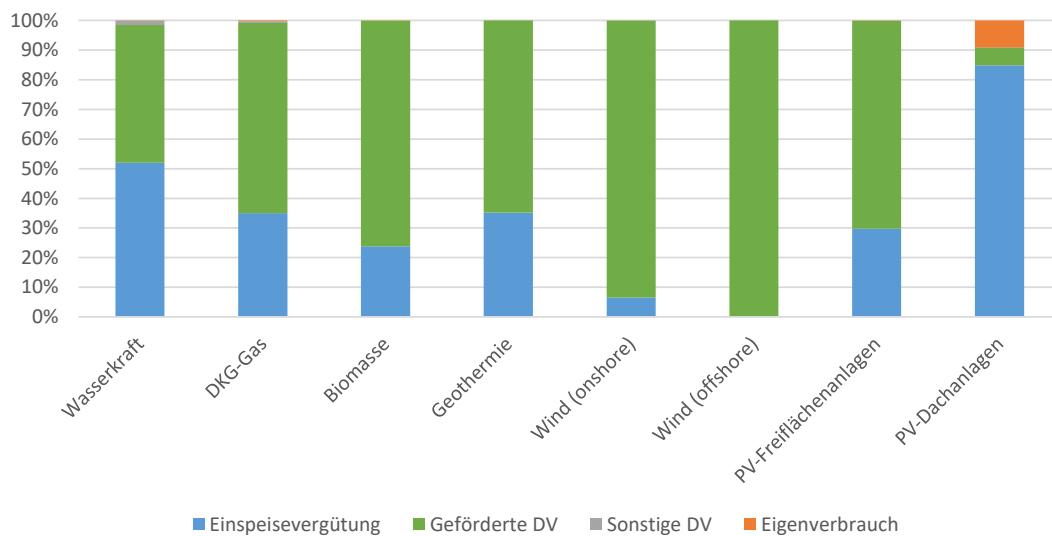


Abbildung 11: Prognose des Anteils der Jahreserzeugung nach Energieträger und Vermarktungsform, Eigene Darstellung nach (Reichmuth et al., 2016)

Die einzelnen Geschäftsmodelle werden in Kapitel 4 und im Detail in Anhang [Anhang D](#) tiefer analysiert, zunächst wird der rechtliche Rahmen für den Wärmesektor betrachtet.

3.2. Vermarktung von Wärme und Effizienzmaßnahmen

Die Verbrauchsmuster in Deutschland des Jahres 2016 zeigen, dass etwa 54% des Endenergiebedarfes auf den Wärmesektor¹¹ entfällt (BMWi 2018). Für die Erreichung der Klimaschutzziele 2050 sind also Veränderungen in Bereitstellung und Verbrauch thermischer Energie maßgeblich. Da sich die Energiewende heute verstärkt auf den Stromsektor konzentriert (Maaß et al., 2015, S.11), sind im Wärmebereich effektive Geschäftsmodelle, die diesen Wandel unterstützen von zentraler Bedeutung. Diese sollen an den vorgeschlagenen Maßnahmen der Bundesregierung ansetzen, die Nutzung von EE zur Wärmebereitstellung zu stärken, sowie Einsparungen im Verbrauch zu realisieren (BMUB 2016a, S.46f). Aus Autarkiesicht sind diese Ziele wünschenswert, da sie letzten Endes darauf abzielen, „klimaneutrale Städte und Gemeinden bis zum Jahr 2050 zu realisieren“ (BMUB

¹¹Der Wärmesektor umfasst die Bereitstellung von Raumwärme und Prozesswärme, sowie den Energieeinsatz zur Warmwasserbereitstellung.

2016a, S.42). Betrachtet man die zeitliche Entwicklung des Einsatzes von EE im Wärmesektor (Abbildung 12), so ist dort eine steigende Tendenz zu erkennen, mit einer durchschnittlichen jährlichen Steigerungsrate von 0,55% jedoch noch Optimierungspotenzial vorhanden. In den Jahren 2011 bis 2016 nimmt der Zuwachs mit einer durchschnittlichen Steigerung von 0,3 Prozentpunkten pro Jahr weiter ab, woraus sich schließen lässt, dass weitere Anreize benötigt werden, die Entwicklung weiter voranzutreiben.

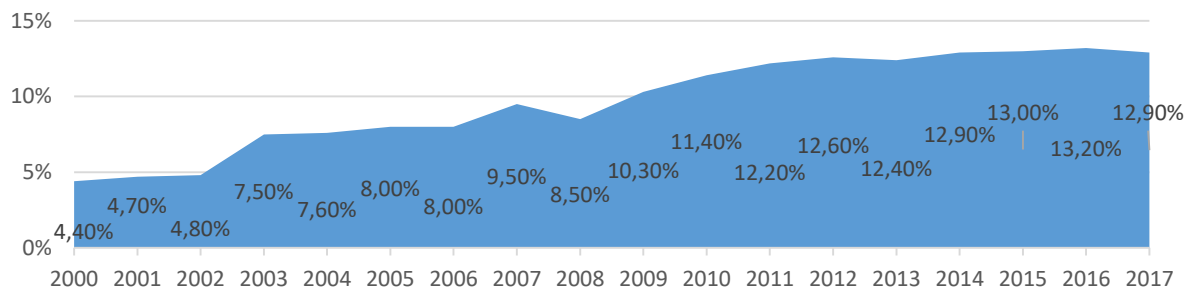


Abbildung 12: Einsatz erneuerbarer Energieträger im Wärmesektor, Eigene Darstellung anhand von Daten aus (BMW 2018)

Die Entwicklung des Wärmeverbrauchs in den drei Sektoren Industrie, GHD und Privathaushalte zeigt eine abnehmende Tendenz. Die Einsparungen müssen allerdings wesentlich größer werden, um die Effizienzziele bis 2050 zu erreichen (Maaß et al., 2015, S.13). Im Sektor der privaten Haushalte sind bereits die größten Einsparungen zu verzeichnen. Im Vergleich zum Jahr 2002 ist der spezifische Wärmebedarf bis 2012 um 27% gefallen. Mit einer zeitgleich ansteigenden Wohnfläche wird dieser Effekt allerdings wieder etwas relativiert (Stenglein et al., 2015, S.38). Auch wenn diese Entwicklungen noch nicht ausreichend sind, um die Ziele des Wärmesektors vollständig zu erreichen, so spiegeln sie doch wider, dass Veränderungen zu verzeichnen sind. Begründet liegt dies in den staatlichen Anreizen und Auflagen zur Effizienzsteigerung sowie der Unterstützung von EE. Tabelle 5 stellt die wichtigsten Instrumente vor, die dabei Verwendung finden¹².

Der überwiegend dezentral strukturierte Wärmemarkt ist von einer Vielzahl von ordnungsrechtlichen, förderpolitischen und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen geprägt. Im Neubau werden überwiegend ordnungsrechtliche Ansätze verfolgt (EnEV, EEWärmeG). Für Bestandsgebäude werden Anreize primär über Förderprogramme für Gebäudesanierungen (KfW-Gebäudesanierungsprogramme) und den Einsatz EE (BAFA- und KfW-Förderung im Rahmen des Marktanreizprogramms) gesetzt. Darüber hinaus wird mit dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz die Errichtung und Modernisierung von KWK-Anlagen und Wärmenetzen gefördert (Kelm, 2015, S.37). Die Förderprogramme sind breit gefächert und teilweise voneinander abhängig, was zur Folge hat, dass es für Einzelverbraucher und kleinen Unternehmen schwierig ist, zu erkennen, wann sie Anspruch auf welche Förderungen haben. Finanziell sind diese durchaus attraktiv, weshalb es auch für die Ausgestaltung von Geschäftsmodellen wichtig ist, sie zu nutzen. Im Gegensatz zum Stromsektor sind die Gesetze im Wärmebereich nicht eindeutig voneinander abgrenzbar. Für Geschäftsmodelle ergeben sich Schwierigkeiten daraus, dass einige Aspekte von mehreren Rechtsvorschriften betroffen sind, während andere nicht bzw. nur kaum rechtlich abgedeckt sind.

¹²Diese Darstellung soll der Übersicht dienen, spezielle Ausführungen werden in den entsprechenden Unterkapiteln erwähnt, in denen sie Anwendung finden.

Tabelle 5: Anreize und Pflichten im Wärmesektor

Name des Instrumentes	Beschreibung
<i>Anreize</i>	
Marktanreizprogramm (MAP)	Förderungen für den Austausch von Heizungskesseln, die Installation von erneuerbaren Wärmeerzeugern sowie den Aufbau von Nahwärmenetzen.
Anreizprogramm Energieeffizienz (APEE)	Extraförderung für die Modernisierung des Heizsystems durch erneuerbare Anlagen.
Weitere Zuschüsse	Beispielsweise zur energetischen Sanierung von Wohngebäuden (Zuschuss 430).
<i>Pflichten</i>	
Energieeinsparverordnung (EnEV)	Auflagen zur energetischen Sanierung. Betrifft Primärenergiebedarf von Neubauten und Bestandsgebäuden, die saniert werden.
Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich (EEWärmeG)	Gesetz zum verstärkten Ausbau erneuerbarer Heizungstechnologien. Primär für Neubauten, aber auch bei Umbau von öffentlichen Gebäuden anzuwenden.
Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme (AVBFernwärmeV)	Leitfaden für Versorgungsverträge von Fernwärme. Auch für andere Geschäftsmodelle wegweisend.
Bundes-Immissionsschutzverordnung (BImSchV)	Bestimmt über Grenzwerte und Anforderungen für den Betrieb von Heizungsanlagen. Primär für Biomasseanlagen von Bedeutung.
Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG)	Hauptsächlich bezogen auf Stromerzeugung. Regelt auch Zuschüsse für Wärmenetze und -speicher.

Diese erhöhte Komplexität führen im Rückkehrschluss dazu, dass Hemmnisse entstehen, die die Zielerreichung der Energiewende erschweren. Insgesamt zeigt sich, dass sowohl der Wechsel zu erneuerbaren Erzeugungstechnologien als auch ein sparsamerer Wärmeverbrauch Sektoren darstellen, in denen Ausbaupotenziale vorhanden sind. Politische Instrumente können stets nur Anreize schaffen, es ist die Aufgabe der Akteure, diese zu nutzen und umzusetzen. Wie sich die Zusammenhänge der Aufgabenfelder und der politischen Anreize gestalten wird nachfolgend untersucht. Angelehnt an die Effizienzstrategie Gebäude ([BMW 2015a](#), S.20ff) zeigen sich Handlungsfelder in den Bereichen Wärmenetz, Heiztechnologie sowie Gebäudehülle. Um den rechtlichen Rahmen besser einordnen zu können, zeigt Abbildung 3 6 die Zusammenhänge der Fördermöglichkeiten und Rechtsvorschriften bezogen auf diese drei Kategorien:

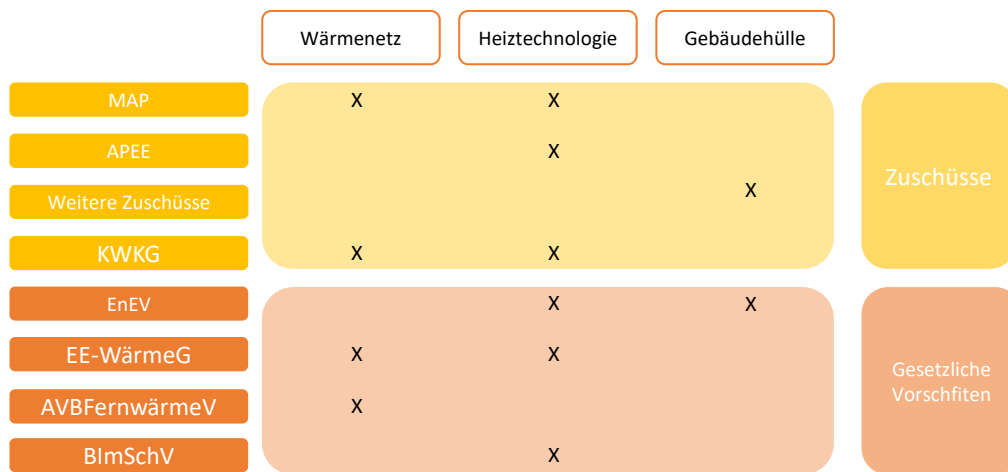


Abbildung 13: Zusammenhang Rechtsnormen und Kategorien, eigene Darstellung

Abhängig davon, welche Handlungsfelder angesprochen sind, sind die entsprechenden Vorschriften und Fördermöglichkeiten vielfältiger ausgeprägt oder nicht. In [Anhang C](#) werden die entsprechenden Details bezogen auf die Bereiche Wärmenetz, Heiztechnologie sowie Gebäudehülle dargestellt. Der Bereich Wärmenetze ist hauptsächlich für das Konzept der Nahwärme ([Anhang D.12](#)) von Bedeutung, wobei auch im Energieliefer-Contracting ([Anhang D.11](#)) bei der vertraglichen Ausgestaltung auf die AVBFernwärmeV zurückgegriffen wird. Der Bereich Heizungstausch betrifft ebenfalls das Energieliefer-Contracting, beeinflusst allerdings auch das Einspar-Contracting ([Anhang D.14](#)) sowie die energetische Sanierung ([Anhang D.13](#)), die gleichzeitig die einzigen Geschäftsmodelle darstellen, in denen Maßnahmen an der Gebäudehülle durchgeführt werden. In den erwähnten Kapiteln spielen die gesetzlichen Voraussetzungen sowie die Fördermaßnahmen stets eine Rolle, was deren Bewertung betrifft. Dadurch zeigt sich, wie wichtig ein stabiler Rechtsrahmen sowie staatliche Anreize in der Praxis sein können, aber auch, welche Probleme entstehen können, wenn es zu Informationsdefiziten oder Unsicherheiten kommt.

4. Bewertung ausgewählter Geschäftsmodelle für den energieautarken Ansatz

Im folgenden Kapitel werden einzelne Geschäftsmodelle, die einen energieautarken Ansatz unterstützen, vorgestellt und auf ihren Beitrag zur Energieautarkie untersucht. Zuerst werden die Bewertungskriterien erläutert¹³

4.1. Bewertungskriterien

Um den Beitrag der einzelnen Geschäftsmodelle zur Energieautarkie einer Siedlung zu diskutieren, wurden Kriterien festgelegt, die einen energieautarken Ansatz unterstützen. Die Kriterien sind an die Definition der Energieautarkie in diesem Projekt angelehnt und werden nachfolgend beschrieben.

Grad des Anteils der erneuerbaren Energien an der lokalen Versorgung: Das übergeordnete Ziel der Energieautarkie ist die Erhöhung des Anteils der EE an der Energieversorgung im Sinne einer höheren Selbstversorgung. Das Kriterium beschreibt, inwiefern das Geschäftsmodell die Nutzung lokaler erneuerbarer Energiequellen verstärkt. Für eine positive Bewertung des Geschäftsmodells ist eine bilanzielle Erhöhung der Autarkie ausreichend.

Netzdienlichkeit: Bei der in diesem Projekt genutzten Definition der lastgerechten Autarkie wird eine Vermeidung der Nutzung des übergeordneten Stromnetzes angestrebt, da die lokale Nachfrage über die lokale Einspeisung aus erneuerbaren Quellen erfolgen soll. Durch diesen lokalen Ausgleich wird eine Entlastung des übergeordneten Netzes erzielt. Energieautarke Geschäftsmodelle müssen also netzdienlich sein, was bedeutet, dass sie Ansätze unterstützen, die fluktuierende Einspeisung mit der Nachfrage innerhalb einer Netzebene in Einklang zu bringen. Eine Voraussetzung hierfür ist die Flexibilität, die eine Bedienung dieses Ausgleichs erfordert, da weder die Einspeisung noch die Nachfrage starre Komponenten sind.

Wirtschaftlichkeit: Das Kriterium der Wirtschaftlichkeit wird in der Literatur als Grundvoraussetzung für energieautarke Projekte bzw. Geschäftsmodelle gesehen (EARLP 2015), (McKenna et al., 2015)). In diesem Projekt wird sich auf die aktuelle und mittelfristige Wirtschaftlichkeit bezogen, um eine positive Bewertung zu erhalten. Bei der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung werden Vergütungen im Rahmen des EEG und andere Fördermöglichkeiten berücksichtigt, da in vielen Fällen nur so eine Wirtschaftlichkeit erreicht werden kann. Einige Geschäftsmodelle sind noch in der Entwicklung wie zum Beispiel der Betrieb von Großbatteriespeichern, so dass die Wirtschaftlichkeit nur schwer erreichbar ist. Trotzdem finden Sie hier Berücksichtigung, da der Betrachtungshorizont 2030 beträgt und der rechtliche Rahmen sich bis dahin noch stark verändern kann.

Verbraucherfreundlichkeit/Akzeptanz: Das letzte Kriterium ist der Aspekt der Verbraucherfreundlichkeit und der damit verbundenen Akzeptanz der Verbraucher bzw. der Bürger. Geschäftsmodelle sollen für ihre Kunden einen Wert schaffen - zu vergleichen mit dem Wertversprechen der in Anhang D tiefer diskutierten Geschäftsmodellelemente.

¹³Teile des Kapitels basieren auf der Masterarbeit von Jessica Schwabe „Geschäftsmodelle für Dienstleistungen und Technologien zur Unterstützung energieautarker Ansätze“, die projektbegleitend an der Uni Kassel betreut wurde.

Tabelle 6: Kriterien für den energieautarken Ansatz

Kriterium	Details
Grad des Anteils der erneuerbaren Energien an der lokalen Versorgung	Zielsetzung ist es hier, eine möglichst hohe lokale Versorgung durch EE zu erreichen. Dieses Kriterium fokussiert die bilanzielle Energieautarkie.
(Strom-) Netzdienlichkeit	Eine flexible Fahrweise/ Nachfrage kann eingesetzt werden, um die Stromnetze zu entlasten. Ziel ist hierbei die Minimierung der Nutzung des übergeordneten Stromnetzes.
Wirtschaftlichkeit	Zielsetzung ist es hier mindestens mittelfristig eine Wirtschaftlichkeit des Geschäftsmodelles zu erreichen.
Verbraucherfreundlichkeit/Akzeptanz	Dieses Kriterium betrachtet den Beitrag der Geschäftsmodelle zur Akzeptanz der Energiewende und die Möglichkeiten zur Bürgerbeteiligung. Zielsetzung ist es, eine möglichst hohe Akzeptanz zu erzielen.

4.2. Ausgewählte Geschäftsmodelle

Im Folgenden werden die ausgewählten Geschäftsmodelle vorgestellt und anhand der Kriterien auf ihren Beitrag zur Energieautarkie bewertet. Auf diese Weise wird ersichtlich, auf welche Geschäftsmodelle eine Kommune oder Siedlung setzen sollte, um den gewünschten Energieautarkiegrad zu unterstützen. Es wird außerdem ersichtlich, wie verschiedenartig die einzelnen Geschäftsmodelle einen Beitrag zu Energieautarkie leisten können. Zentral ist in einem Geschäftsmodell das Wertversprechen, das am Markt verkauft werden soll (Osterwalder, 2011). Da in unserem Fall auch „Geschäftsmodelle“ für die private Investitionsentscheidung mitgedacht werden müssen wie z.B. die Investition in eine Gebäudesanierung und eine neue Heizungsanlage, ist eine klassische Definition von Geschäftsmodellen im Sinne einer Unternehmung, die etwas produziert oder eine Dienstleistung nicht in allen Fällen anwendbar. Beispielhaft sei hier die Definition nach Zeller (2014) genannt:

„[ist] ein Geschäftsmodell [...] die vereinfachte Abbildung einer auf Gewinn abzielenden Unternehmung, bestehend aus den wesentlichen Elementen und Relationen der Unternehmung, welche durch Wertangebot, Wertstruktur, Wertfolge und Gewinnformel beschrieben wird. Das Wertangebot besteht aus dem Nutzungsversprechen, Kunden und ihrem wahrgenommenen Nutzen; die Wertstruktur beinhaltet die Unternehmung und Al-liierte mit deren Rollen, Relationen und eingesetzten Ressourcen zur Wertschöpfung; die Wertfolge bildet den zeitlichen Ablauf der Unternehmensaktivitäten ab. Die Gewinnformel beschreibt das Erlös- und Kostenmodell der regulären Geschäftstätigkeit (Zeller, 2014, S.41)“

Vergleichbar ist jedoch das Nutzungsversprechen, das ein privater oder kommunaler Entscheider bekommt, wenn eine Investition getätigt wird. Auch hier wird eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung im Sinne der o.g. Gewinnformel durchgeführt, sodass wir auch solche Investitionsentscheidungen als „Geschäftsmodell im weiteren Sinne“ mit untersuchen. Das Werte-oder Nutzungsversprechen sowie die Seite der Anbieter/ Schlüsselakteure und der Kundensegmente wird in [Anhang C](#) für alle Geschäftsmodelle mit skizziert. Die nachfolgende Tabelle 7 gibt einen Überblick über die hier betrachteten Geschäftsmodelle und Technologien. Es wurde eine Vielzahl von Geschäftsmodellen und Technologien recherchiert, die eine besondere Relevanz für den energieautarken Ansatz im Wärme- und Stromsektor haben. Die Geschäftsmodelle haben keinen Anspruch auf Vollständigkeit.

Aufgrund der Komplexität der Thematik Energieautarkie auf Siedlungsebene sind eine Vielzahl von Technologien und Geschäftsmodellen denkbar, hier wurde sich für eine Auswahl entschieden. Die Geschäftsmodelle sind sehr verschiedenartig, sie betreffen die Sektoren Wärme, Strom, Effizienz, aber auch die Sektorenkopplung. Zum Teil sind sie schon am Markt verfügbar, andere erst im Stadium der Forschung und Entwicklung. Auch betreffen sie verschiedene Zellgrößen von der Gebäudeebene, über Quartiers-, regionale bis zur überregionalen Ebene. Im Fokus des Projektes liegen die Geschäftsmodelle die bis zur Quartiersebene Anwendung finden, rein regionale und überregionale werden im Folgenden nicht weiter betrachtet. Hier sind als Beispiel Power-to-Gas-Anlagen zu nennen, die einen Beitrag zur Sektorenkopplung leisten können, aber eher auf Regionsebene angewandt werden. Andere Technologien wie die Elektroautos ausgestattet mit einem bivalenten Speicher werden unter anderen Geschäftsmodellen subsumiert, in diesem Fall den „Variablen Stromtarifen“, da der Eigentümer des Elektroautos auf eine Stromlieferung des EVUs angewiesen ist. Durch einen variablen Tarif kann die Batterie kostengünstiger geladen werden, wenn Überschussstrom zur Verfügung steht. Hat der Eigentümer jedoch eine PV-Anlage auf dem Dach gibt es eine Parallele zu den Batteriespeichern auf Haushaltsebene und somit dem Geschäftsmodell „Eigenverbrauch inklusive Speicher“. Batteriespeicher auf Haushaltsebene werden ebenfalls nicht gesondert betrachtet, da sie Bestandteil vieler Geschäftsmodelle mit PV sind. Ein Beispiel für den Wärmesektor, bei dem einzelnen Technologien unter einem Geschäftsmodell zusammengefasst wurden, ist die Nahwärmelieferung. Hier können verschiedene Technologien wie Solarthermiefelder, Groß-Wärmepumpen oder saisonale Wärmespeicher mit abgedeckt werden. Auch die Gebäudesanierung inklusive Heizungstausch umfasst eine Vielfalt an Heizungstechnologien wie Biomasse basierte Anlagen oder Wärmepumpen. Tabelle 7 bietet einen Ansatz zur Strukturierung der betrachteten Geschäftsmodelle, da sie nach Marktreife, nach Zellgröße und Sektor klassifiziert wurden.

Tabelle 7: Überblick Geschäftsmodelle

Geschäftsmodelle	Marktreife		Zellgröße						Sektor			
	„Am Markt“	F & E	Gebäude	GHD	Industrie	Quartier	Region	Überregional	Wärme	Strom	Übergreifend	Effizienz
PV-Eigenverbrauch	X		X	X	X					X		
PV-Direktverbrauch	X			X	X					X		
PV-Pachtmodell	X		X	X	X					X		
PV-Mieterstrom	X		X						X	X		
Große Batteriespeicher		X				X	X	X		X		
Community Strom	X		X	X	X			X		X		
Virtuelle Kraftwerke	X	X				X	X	X		X		
Variable Stromtarife	X	X	X	X	X					X		
Regionale Grünstrommarken	X					X	X	X		X		
Flexibler Betrieb von Biogasanlagen	X					X	X	X	X	X	X	
Energieliefer-Contracting	X			X	X	X			X	X		
Nahwärme	X		X	X	X	X			X			
Energetische Sanierung	X		X	X					X			X
Energiespar-Contracting	X		X	X		X						X
Quartierslösungen	X					X			X	X	X	X

4.3. Beitrag der Geschäftsmodelle zur Energieautarkie

Für die Bewertung der untersuchten Geschäftsmodelle wurde ihr jeweiliger Beitrag zu den oben erarbeiteten Kriterien „Erhöhung des Anteils der EE“, „Netzdienlichkeit“, „Wirtschaftlichkeit“ und „Akzeptanz“ analysiert. In Abbildung 14 sind die Ergebnisse zusammenfassend nach den Ebenen „trifft voll zu“, „trifft teilweise zu“ und „trifft nicht zu“ bzw. „nicht anwendbar“ farblich unterschieden. Auf diese Weise ist ersichtlich, in welchen Bereichen die einzelnen Geschäftsmodelle in Bezug auf Energieautarkie ihre Stärken und Schwächen haben. Für eine detaillierte Beschreibung und Analyse wird auf die entsprechenden Kapitel in [Anhang D](#) verwiesen. Insbesondere bei Geschäftsmodellen, die noch nicht vollständig am Markt sind, sind die Analysen anhand von Pilotprojekten und Zukunftsmodellen durchgeführt worden. Das betrifft neben den großen Batteriespeichern und (regionalen) Virtuellen Kraftwerken auch Modelle wie die variablen Stromtarife und Community Strom, die teilweise bereits am Markt eingeführt wurden, aufgrund ihres innovativen Charakters aber noch keine gefestigten Aussagen bezüglich der Bewertungskriterien zulassen. Als Resultat kann also nicht immer vollständig verifiziert werden, ob die erarbeiteten Ergebnisse auch in Zukunft in jener Form aussagekräftig sind.

Im Ergebnis zeigt sich, dass besonders Geschäftsmodelle, die den Grad der Eigenversorgung erhöhen, also z.B. durch Eigenverbrauch, Pachtmodelle, Mietstrommodelle oder Quartierslösungen eine besonders gute Gesamtbewertung erreichen konnten. Die Verwendung eines Stromspeichers sowie die Nutzung eines internen Netzes sind dabei als Hauptargumente für diese Bewertung zu sehen. Dabei ist anzumerken, dass nach heutigem Stand der Technik der Einsatz von Stromspeichern noch immer vergleichsweise teuer ist und die Wirtschaftlichkeit der Modelle einschränken kann. In dem Geschäftsmodell „Große Batteriespeicher“ wird dieser Effekt besonders deutlich (vgl. Kapitel [Anhang D.5](#)). Positive Bewertungen in dem Bereich kommen daher, dass die Modelle mitunter ohne oder mit einem sehr kleinen Speicher bereits sehr gut wirtschaftlich betrieben werden können.

In der allgemeinen Betrachtung fällt zunächst die grundsätzlich positive Bewertung des ersten Kriteriums **„Erhöhung des Anteils der EE an der Energieversorgung“** in einem Großteil der Geschäftsmodelle auf. Bei den detaillierten Analysen zeigt sich, dass dabei häufig Rückkopplungseffekte und andere Wechselwirkungen zu beachten sind. So wurden beispielsweise die Geschäftsmodelle „Virtuelle Kraftwerke (regional)“ und „regionale Grünstrommarken“ in diesem Kriterium positiv bewertet, wobei diese nur einen indirekten Anreiz liefern, EE auszubauen. Die Modelle liefern Investoren allerdings Planungssicherheit, da diese davon ausgehen können, dass sich ihr EE-Projekt später am Geschäftsmodell beteiligen kann. Insgesamt kann festgestellt werden, dass die meisten der hier ausgewählten Geschäftsmodelle grundsätzlich gut dafür geeignet sind, den EE-Anteil an der lokalen Versorgung zu erhöhen.

Das Kriterium **„Netzdienlichkeit und Flexibilität“** wird von den Geschäftsmodellen teilweise gut, teilweise nicht vollständig erfüllt. Die Herausforderung, um netzdienlich zu agieren ist dabei, der unflexiblen, EE-Stromerzeugung entgegenzuwirken. Das kann über eine Anpassung der eigenen Erzeugungsstruktur geschehen, wie es beispielsweise in Virtuellen Kraftwerken und flexiblen Biogasanlagen gemacht wird. Eine Flexibilisierung des Verbrauchs ist eine weitere Möglichkeit, sich an die schwankende Stromerzeugung anzupassen. Diese wird ebenfalls über Virtuelle Kraftwerke oder aber auch durch variable Stromtarife angereizt. Der Einsatz von Speichern (auch in Form von E-Mobilen) unterstützt dieses Ziel ebenfalls, weshalb Eigenversorgung, Mieterstrom und Batteriespeicher auch positive Ergebnisse erzielen können¹⁴.

¹⁴Zumal das Netz durch den hohen Eigenversorgungsgrad zusätzlich entlastet wird, da weniger Strom bezogen werden muss.

<div>Trifft voll zu</div> <div>Trifft teilweise zu</div> <div>Trifft nicht zu</div> <div>Nicht anwendbar</div>															
	PV - Eigenverbrauch	PV - Direktverbrauch	PV - Pachtmodell	PV - Mieterstrom	Große Batteriespeicher	Community Strom	Virtuelle Kraftwerke (oben: überregional/unten: regional)	Variable Stromtarife	Regionale Grünstrommarken	Flexibler Betrieb von Biogasanlagen	Energieliefer-Contracting	Nahwärme	Energetische Sanierung	Energiespar-Contracting	Quartierslösungen
Erhöhung des Anteils der EE an der lokalen Versorgung															
Netzdienlichkeit / Flexibilität															
Wirtschaftlichkeit (aktuell, mittelfristig)															
Verbraucherfreundlichkeit / Akzeptanz															

Abbildung 14: Beitrag der Geschäftsmodelle zur Energieautarkie, eigene Darstellung

Bei Direktverbrauch und Pachtmodell hingegen werden aus wirtschaftlichen Überlegungen heraus selten Speicher genutzt, so dass in der Regel der überproduzierte Strom mit wenig Flexibilität in das Netz eingespeist wird. Abhängig von der Zielsetzung des Geschäftsmodells kann diese Mehrbelastung als schwerwiegender betrachtet werden als die Entlastung durch die Eigenversorgung, was das Kriterium im Resultat nur teilweise unterstützt. Durchschnittliche Ergebnisse können sich ebenfalls dadurch äußern, dass das Geschäftsmodell einen überregionalen Fokus besitzt, wie es beispielsweise bei Community-Strom-Modellen oder großen Virtuellen Kraftwerken der Fall ist. Im Wärme- und Effizienzbereich wurde dieses Kriterium teilweise nicht bewertet, da die Einflüsse an den entsprechenden Stellen nur indirekter Natur sind, was keine klaren Aussagen erlaubt. So unterstützen Gebäudesanierung und Einspar-Contracting zwar durch Effizienzsteigerungen die Netzentlastung durch geringeren Stromverbrauch, der Effekt ist allerdings in seiner Größenordnung kaum bedeutend und liegt außerdem nicht im Fokus des Geschäftsmodells.

Bezogen auf die **Wirtschaftlichkeit** heben sich zunächst die Modelle hervor, die EEG-gefördert sind. Dies betrifft den Eigenverbrauch, Pachtmodell und Mieterstrom, die aufgrund der Einspeisevergütung sowie anderen Entlastungen und Subventionen wirtschaftlich betreibbar sind¹⁵. Modelle wie Community Strom und (große) Virtuelle Kraftwerke erreichen eine gute Wirtschaftlichkeit primär über Skaleneffekte. Je mehr Akteure dort miteinander verknüpft sind, desto effizienter lassen sich diese Modelle gestalten und auch öffnen sich Möglichkeiten, an großen Märkten wie beispielsweise dem Regelleistungsmarkt teilzunehmen (vgl. Kapitel [Anhang D.6](#)). Das Kriterium ist in vielen anderen Fällen allerdings häufig nicht vollständig erfüllt. Die durchgehend neutrale Bewertung im Wärme- und Effizienzbereich deutet darauf hin, dass dort im Vergleich zu den EEG-geförderten Modellen die politischen Investitionsanreize nicht ausreichend angepasst sind um einen wirtschaftlichen Betrieb der Geschäftsmodelle zu erlauben¹⁶. Zusätzlich muss auf die Wechselwirkung dieses Kriteriums mit der Akzeptanz hingewiesen werden. Das Beispiel variabler Stromtarife zeigt relativ deutlich den Einfluss von Akzeptanzfaktoren auf den (wirtschaftlichen) Erfolg eines Geschäftsmodells: Bei sehr flexiblen Stromtarifen werden an den Kunden hohe Anforderungen an sein Nutzerverhalten gestellt, um wirtschaftliche Vorteile zu erhalten. Das wirkt für viele als Hemmnis, das sich über den Einsatz von Smart-Metern umgehen lassen würde. Die Technologie dazu ist allerdings derzeit noch zu teuer, so dass sich die theoretisch mögliche Wirtschaftlichkeit wieder relativiert (vgl. Kapitel [Anhang D.8](#)).

Im Bereich **Akzeptanz** sind erneut die Modelle, die den Grad der Eigenversorgung erhöhen weitestgehend positiv bewertet. Durch die klaren politischen Rahmenbedingungen haben sich leicht verständliche Geschäftsmodelle etabliert, die insbesondere von Privatpersonen und Genossenschaften sehr gerne genutzt werden. Die Ausnahme der Direktvermarktung zeigt erneut die Wechselwirkung von wirtschaftlichen Überlegungen und Akzeptanz. Auch komplexe Modelle wie das Virtuelle Kraftwerk können auf hohe Akzeptanz stoßen, sofern sie entsprechend ausgestaltet sind. Wird dem Kunden das Modell einfach und mit dennoch ausreichender Transparenz angeboten, nimmt er dieses auch gerne an. Analog verhält es sich im Energiespar-Contracting: Das Angebot einer verbraucherfreundlichen Komplettlösung ohne zu viel Nutzeraufwand stößt in der Regel auf gute Akzeptanz bei größeren Liegenschaften, im Haushaltsbereich ist es aufgrund der geringen Einsparungen selten wirtschaftlich und somit auch nicht akzeptiert. Das Konzept der Nahwärme zeigt weiterhin

¹⁵Direktverbrauch profitiert zwar auch von Subventionen allerdings muss die volle EEG-Umlage bezahlt werden, weshalb das Modell nur schwer wirtschaftlich betreibbar ist (vgl. Kapitel [Anhang D.2](#)).

¹⁶In Kapitel [3.2](#) wurde bereits auf diese Problematik hingewiesen. In den entsprechenden Ausführungen im Anhang finden sich weitere Argumente, die diese Aussage stützen.

gut, inwiefern Akteursbeteiligung ein wichtiger Akzeptanzfaktor sein kann. Besonders in kleineren Kommunen werden diese Netze häufig über Bürgerenergiegenossenschaften aufgebaut und sind entsprechend kundennah, weshalb solche Projekte in der Regel gut aufgenommen werden.

Die Akzeptanz ist grundsätzlich von vielen verschiedenen Faktoren abhängig und dementsprechend nur schwer pauschal bewertbar. Unterschiedliche Rahmenbedingungen und Präferenzen der Akteure können zu Problemen führen, wie beispielsweise in der Gebäudesanierung, da nicht alle individuellen Bedürfnisse abgebildet werden können. Dieser Umstand erlaubt es allerdings, dass dieses Kriterium auf Siedlungsebene im Vergleich zu den anderen leicht beeinflussbar ist. Kennt man die individuellen Bedürfnisse der potenziellen Kunden vor Ort, kann man das Geschäftsmodell entsprechend anpassen und erfolgreich einführen. Generell sind die spezifischen Unternehmensumstände letztlich dafür verantwortlich, ob ein Geschäftsmodell der Energieautarkie zuträglich ist, oder nicht.

Insgesamt sind für die Zielsetzung einer energieautarken Siedlung grundsätzlich alle der betrachteten Geschäftsmodelle von Bedeutung. Die Bewertungen in Zusammenhang mit den detaillierten Ausarbeitungen im Anhang sollen einen Überblick liefern, welche Voraussetzungen für einen erfolgreichen Betrieb dieser gegeben sein müssen und welche Faktoren dabei zu beachten sind. Die Heterogenität der ausgewählten Modelle mit ihren spezifischen Vor- und Nachteilen zeigt, dass der Fokus nie zu sehr auf eine Maßnahme gelegt werden sollte, sondern für das Ziel der Energieautarkie stets mehrere Konzepte eine Rolle spielen sollten.

5. Fallbeispiele

Für die Zusammenarbeit in dem Reallabor wurden zwei Fallstudienkommunen in einem Wettbewerbsverfahren anhand verschiedener kommunaler, technischer und sozialer Daten ausgewählt. Aus acht Kommunen wurden die Gemeinde Alheim im Landkreis Hersfeld-Rotenburg und die Gemeinde Kaufungen im Landkreis Kassel für das Projekt gewonnen. Für die Fallstudienkommunen wurden im Rahmen dieses Projektes mit Hilfe des Modells verschiedene Szenarien und damit verknüpft die entsprechenden Autarkiegrade berechnet sowie die Wirtschaftlichkeit betrachtet. Darüber hinaus wurden den Kommunen Informationen und Vorschläge für Maßnahmen zur Erreichung einer hohen Autarkie zur Verfügung gestellt. Weiterhin wurde in beiden Kommunen eine Istanalyse ihrer Aktivitäten mit dem „Energiewendezeiger“ durchgeführt. Aus den beiden Fallstudienkommunen wurde dann die Umsetzungskommune Alheim bestimmt. Sie erhält über die o.g. Punkte hinaus noch Unterstützung bei der Umsetzung erster Projekte, hier findet auch eine regelmäßige Zusammenarbeit mit den lokalen Akteuren statt. Zum Abschluss wurden die Bürgermeister der beiden Kommunen interviewt. Die beiden Kommunen werden nachfolgend vorgestellt.

5.1. Umsetzungskommune Alheim

Die Gemeinde Alheim liegt im Landkreis Hersfeld-Rotenburg und beheimatet in ihren zehn Ortsteilen ca. 5 300 Menschen. In einer ländlichen Region gelegen, zeichnet sich Alheim besonders dadurch aus, dass es eine aktive und bürgerorientierte Gemeinde ist, die durch ihre bürgernahe Zukunftspolitik hervorsticht. Darüber hinaus bestehen bereits diverse Pionierinstitutionen innerhalb der Gemeinde, die in den zentralen Bereichen der Nachhaltigkeit Ökologie, Ökonomie, Soziales und Bildung aktiv sind. So ist für den Bereich der Ökologie die Mitgliedschaft im Netzwerk gentechnikfreie Regionen zu nennen, im Bereich der Ökonomie sticht vor allem die ortsansässige Kirchner Solar AG heraus, die sich im Laufe der Zeit als Solarunternehmen auch auf dem Weltmarkt einen Namen gemacht hat. Daneben besteht die Fa. Sonnenei®, die mit Hilfe von Solarpanels gleichzeitig eine schattige Unterschlupfmöglichkeit für das Geflügel und die elektrische Versorgung des laufenden Betriebes gesichert haben. Im Rahmen der sozialen Nachhaltigkeit hat die Gemeinde Alheim das Generationen-Netzwerk Alheim ins Leben gerufen. Hierbei handelt es sich um den Zusammenschluss von Einzelprojekten wie die Seniorenwohnanlage 55+, das Haus der Generationen oder das Förderprogramm „Jung kauft ALT“. Im Nachhaltigkeitsbereich der Bildung kann die Gemeinde Alheim im Ortsteil Licherode das Umweltbildungszentrum vorweisen, in dem Bildung für nachhaltige Entwicklung für diverse Zielgruppen angeboten wird.

Die Umsetzung in Alheim hat Ende Dezember 2016 offiziell begonnen, indem eine Urkunde an den Bürgermeister überreicht wurde. In Kooperation mit der Gemeindeverwaltung wurde eine Gruppe von Promotoren/innen identifiziert, die als Unterstützer/innen des Projektes in Form eines Steuerungskreises regelmäßig zusammenkommen. Der Steuerungskreis umfasst zusätzlich zum Projektteam acht Vertreter/innen aus der Gemeindeverwaltung, aus relevanten Unternehmen mit Energiebezug, aus weiteren Forschungsprojekten und aus der Bürgerenergiegenossenschaft Rotenburg/Fulda (der Nachbargemeinde). Der Fokus der Kooperation mit der Gemeinde Alheim liegt auf dem Steuerungskreis. Eine Zielsetzung ist hier, Akzeptanz und Bewusstseinsbildung der Maßnahmen für die Energieautarkie in diesem Steuerungskreis zu unterstützen, damit diese durch Multiplikatoreffekte der Promotoren/innen in die Bevölkerung getragen werden können. Gleichzeitig bekommt das Projektteam Rückmeldung zur Praxistauglichkeit der vorgeschlagenen Methoden und Maßnahmen. Weiterhin werden gemeinsam übergeordnete Projekte und Prozesse identifiziert, die

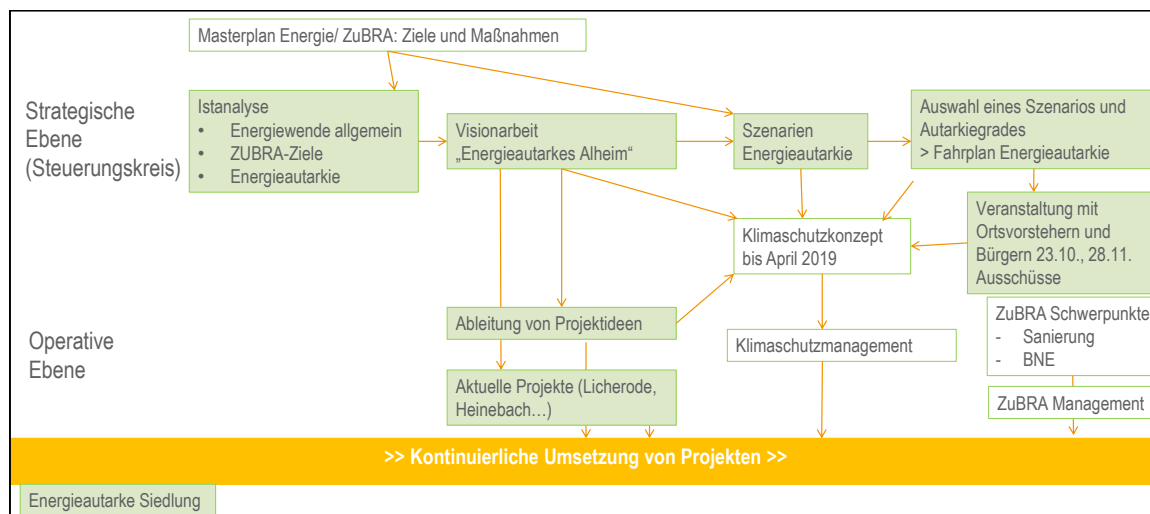


Abbildung 15: Zusammenarbeit mit Alheim, eigene Darstellung

zur Umsetzung der Energieautarkie beitragen. Relevante Projekte werden dann in den Ortsteilen mit den entsprechenden Akteuren weiterverfolgt.

Abbildung 15 gibt einen Überblick über die strategische und operative Zusammenarbeit in der Gemeinde und deren Verflechtung. Die grün dargestellten Felder werden durch das Projekt „Energieautarke Siedlung“ erarbeitet. Die strategische Arbeit mit dem Steuerungskreis umfasst die Elemente Istanalyse, Visionsbildung für ein „Energieautarkes Alheim 2030“, Ableitung von Szenarien und schließlich Auswahl eines finalen Szenarios und somit einem anvisierten Energieautarkiegrad für die Kommune. Man kann auch sehen, dass die Arbeiten des Projektes auf Vorarbeiten von anderen Projekten aufbauen und auch in Folgeprojekte überführt werden.

Die Ergebnisse der strategischen und theoretischen Arbeitspakete sind detailliert in der Ergebnisdarstellung für Alheim im Anhang aufgeführt (vgl. [Anhang A](#)). Umsetzungsprojekte, die im Rahmen des Projektes durch das Projektteam und den Steuerungskreis auf den Weg gebracht wurden, werden nachfolgend beschrieben. Schwerpunkte bei der Begleitung der Umsetzung lagen bei der Etablierung eines Klimaschutzmanagements für die Gemeinde Alheim sowie Aktivitäten in den Ortsteilen Licherode und Heinebach.

Klimaschutzmanagement

Es wurde ein Antrag für ein integriertes Klimaschutzkonzept gefördert durch die NKI in Kooperation mit der Uni Kassel seitens der Gemeinde gestellt und bewilligt. Das Projektteam hat die Inhalte hierzu mitentwickelt und auf die Umsetzungsplanung zur Energieautarkie abgestimmt. Die Inhalte der Energieautarken Siedlung fließen in das Klimaschutzkonzept, das nun seit Juli 2018 bearbeitet wird. Nach Abschluss des Konzeptes kann Alheim ein/e Klimaschutzmanager/in für 3 Jahre (ggf. 5 Jahre) beantragen, der/die dann auch Maßnahmen der Energieautarken Siedlung umsetzen kann.

Aktivitäten in Alheim Licherode

In Licherode wurde seitens des ortsansässigen Umweltbildungszentrums die Initiative ergriffen, eine Nahwärmeversorgung für den Ortsteil zu konzipieren. Durch das Projektteam wurden erste Berechnungen hierzu durchgeführt und ein Gespräch mit dem Ortsvorsteher hierzu begleitet.

Darauf aufbauend wurde seitens der Uni Kassel ein Antrag beim Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit gestellt, der Klimaschutz in Licherode zum Ziel hat. In dem Vorhaben „KALi – Klimaschutz (er)leben – Licherode“ liegt der Schwerpunkt auf Bewusstseinsbildung im Bereich Klimaschutz und Erarbeitung eines gemeinsamen Maßnahmenplanes. Der Maßnahmenplan wird zuerst in dem Ortsteil Licherode erarbeitet, anschließend wird dieses Projekt dann auch in zwei weiteren Alheimer Ortsteilen aktiv. Dieses ergänzende Forschungsprojekt hätte auch nach Ablauf des Projektes Energieautarke Siedlung die Ressourcen, die erarbeiteten Maßnahmen in die Umsetzung zu bringen, daher wurde die Antragstellung inhaltlich mitgestaltet. Die Skizze wurde positiv begutachtet, der Projektantrag wurde jedoch wieder zurückgezogen, weil in einigen Punkten keine Einigung mit dem Projektträger zu finden war. Alheim wird jedoch für den Ortsteil Licherode im Rahmen des ZuBRA-Projektes „Interkommunale Zusammenarbeit Bebra, Rotenburg/Fulda, Alheim“¹⁷ einen Antrag für das Förderprogramm KfW 432 „Energetische Stadtsanierung“ stellen.

Nahwärmeprojekt in Alheim Heinebach

Seit Beginn der Zusammenarbeit mit Alheim liefen auch Gespräche mit dem Biogasanlagenbetreiber der Anlage in Alheim Heinebach zu den Zukunftsperspektiven der Biogasanlage nach den 20 Jahren EEG-Förderung. Dieses Thema war auch Forschungsfrage einer Masterarbeit. Hier wurde gezeigt, dass die Erlöspotentiale am Spot- und am Regelenenergiemarkt für den flexiblen Anlagenbetrieb noch mit vielen Unsicherheiten belegt sind. Ergänzende Vermarktungsmöglichkeit von Wärme und Gärresten bekommen dadurch eine hohe Bedeutung, um die Wirtschaftlichkeit nach der EEG-Förderung zu unterstützen (Neuberger 2018). Ein Teil der Wärme wird bereits über ein Nahwärmenetz und ein Satelliten-BHKW vermarktet, trotzdem besteht hier noch weiteres Potential. So entstand die Idee, eine Ausweitung des Nahwärmenetzes für den gesamten Ortsteil unter Einbindung weiterer Wärmeerzeuger wie Solarthermie oder einer Großwärmepumpe zu verfolgen. Es wurden Gespräche mit der EAM zu Kooperationsmöglichkeiten für die Biogasanlage und die Nahwärmekonzeption geführt. Weiterhin wurden Gespräche mit Viessmann geführt, Heinebach als Generalunternehmer auf dem Weg zu einem „Bio-/Sonnenenergiedorf“ zu begleiten. Die lokalen Akteure haben die Möglichkeit, eines der Unternehmen zu einem fortgeschrittenen Zeitpunkt in das Projekt einzubinden. Eine weitere Masterarbeit wurde vergeben, die ein größeres Nahwärmenetz als das bereits bestehende berechnen und konzeptionieren soll, mit dem Ziel einen höheren Anteil der BHKW-Abwärme zu nutzen und zu vermarkten. In Abbildung 16 sind erste Ergebnisse der Wärmebedarfsanalyse basierend auf der Annahme einer Anschlussquote von 60% dargestellt. Der Wärmebedarf der Häuser wurde nach einer Ortsbegehung abgeschätzt, Erhebungen bei den Haushalten haben noch nicht stattgefunden. Hier ist jedoch schon gut zu sehen, welche Stränge wirtschaftlich zu betreiben sind und bei welchen es schwierig werden könnte. Grundsätzlich wäre unter diesen Annahmen das Nahwärmenetz über die Kreditanstalt für Wiederaufbau förderungswürdig, die Grenze liegt hier bei 0,5 MWh pro Jahr und Meter Wärmeabnahme (KfW 2019). Eine Abstimmung mit dem Ortsvorsteher und dem Steuerungskreis zu dem Projekt ist positiv verlaufen und es wurde eine Informationsveranstaltung für die Heinebacher Bevölkerung durchgeführt. Hierzu wurde ein Referent aus Hallerndorf in Bayern eingeladen, um die erfolgreiche Umsetzung der Bioenergie- und der Sonnenenergiedörfer in Hallerndorf zu präsentieren. Die Resonanz der Bürgerinnen und Bürger für das Vorhaben war jedoch eher gering, so dass von einer Nahwärmelösung für den gesamten Ortsteil Abstand genommen wurde. Ein Hackschnitzelproduzent aus Heinebach

¹⁷Details unter <https://www.zubra.de/>.

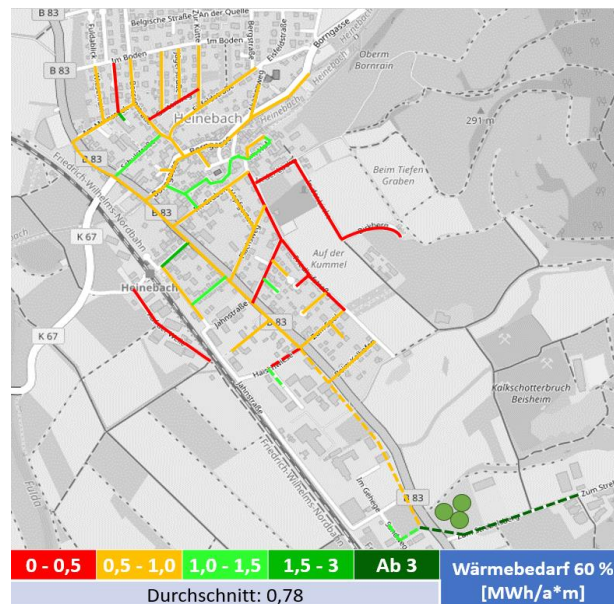


Abbildung 16: Wärmebedarfsanalyse Heinebach, eigene Darstellung nach (Trabert, 2018)

hat jedoch großes Interesse geäußert, das Projekt voranzutreiben. Nun wird eine Konzeption für einen kleineren Abschnitt weiterverfolgt. Die Landesenergieagentur Hessen ist mittlerweile in das Projekt eingebunden und wird den Prozess nach Projektende weiterführen. Weiterhin finden Gespräche mit dem Hessischen Ministerium für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Landesentwicklung, Referat Energiemonitoring, Regionale Energiekonzepte statt.

Energiemanagementsystem für den Mustergeflügelhof

Weiterhin wurde in Heinebach eine Kooperation zwischen dem Mustergeflügelhof, Kirchner Solar und SMA zur Einführung eines Energiemanagementsystems initiiert. Die Firma SMA hatte bei dem Mustergeflügelhof die Möglichkeit, das Energiemanagementsystem ennexOS für Gewerbebetriebe zu testen. Hierzu wurden auch mehrere Energieaudits auf dem Hof durchgeführt und dabei alle Strom- und Wärmeerzeuger sowie –verbraucher erfasst. Die PV-Anlage auf dem Hof kann durch das System an den digitalen Energiehandel angeschlossen werden, so dass Stromüberschüsse über einen Direktvermarkter an der Börse vermarktet werden können¹⁸.

¹⁸Details zu diesem Projekt sind in (SMA, 2017) verfügbar.

5.2. Fallstudienkommune Kaufungen

Kaufungen war in dem Projekt Fallstudienkommune, hier lag der Fokus der Zusammenarbeit auf der Modellierung des Energiesystems mit dem Ren-Modell und der Vorstellung und Diskussion der Ergebnisse. Weiterhin wurde eine Istanalyse mit dem Energiewendezeiger durchgeführt. Die Gemeinde Kaufungen im Landkreis Kassel ist im Gegensatz zu Alheim eher städtisch geprägt. Es wohnen hier 12.500 Einwohner, die sich auf drei Ortsteile aufteilen. Das Ortsbild ist durch viele Fachwerkbauten geprägt, die eine besondere Herausforderung für die Energiewende im Gebäudesektor darstellen. Kaufungen hat durch seine Windkraftanlagen auch bereits einen sehr hohen Anteil an erneuerbarer Stromversorgung. Weiterhin hat die Gemeinde eigene Gemeindewerke gegründet und die Stromnetze zurückgekauft. Die Zusammenarbeit mit Kaufungen fand hauptsächlich mit dem Bürgermeister und den Mitarbeitern des Bauamtes statt. Zu Beginn des Projektes wurden die Inhalte vor dem Ausschuss Bauen-Planen-Umwelt vorgetragen, der über eine Teilnahme der Kommune am Projekt positiv abstimmte. Am Ende des Projektes wurden die Ergebnisse auch vor diesem Gremium vorgetragen und diskutiert. Die Ergebnisse für Kaufungen sind in dem Bericht für Kaufungen detailliert beschrieben (vgl. [Anhang B](#)).

6. Schlussbetrachtungen

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der beiden Kommunen miteinander verglichen und Schlussfolgerungen daraus gezogen. Die Ergebnisse des Projektes werden in abschließenden „Lessons Learned“ zusammengefasst.

6.1. Vergleich der Kommunen

6.1.1. Technisch

Abschließend werden an dieser Stelle die Simulationsergebnisse der beiden Kommunen Alheim und Kaufungen getrennt für den Strom- und Wärmesektor miteinander verglichen. In [Anhang A](#) und [Anhang B](#) sind die Entstehung und die Simulationsergebnisse der Szenarien detailliert beschrieben, die in diesem Kapitel gegenübergestellt werden. In der [Abbildung 17](#) werden der Ist-Stand und die entwickelten Szenarien für das Jahr 2030 miteinander verglichen. Das Trend-Szenario basiert auf den Technologieausbautrends der letzten Jahre, während die Szenarien Min, Med und Max auf der Grundlage eines Stimmungsbildes aus dem Steuerungskreis für die Ausbandbreiten verschiedener Technologien abgeleitet sind. Der Technologieausbau nimmt bei den Alheimer Szenarien in der Reihenfolge zu, wie die Szenarien in [Abbildung 17](#) angeordnet sind und zwar vom Ist-Stand in Richtung Max-Szenario. Das Min-Szenario weist im Vergleich mit dem Trend einen deutlich ambitionierteren Technologieausbau auf, der im Med- und Max-Szenario noch weiter stark zunimmt. Die jährliche regionale Stromnutzung, die Stromimporte und die EE-Exporte sind in GWh/a angegeben, während der lastgerechte EAG, die regionale Stromnutzungsquote und die Stromexportquote in Prozent angegeben sind. Die regionale Stromnutzungsquote gibt an, welcher Anteil des regional erzeugten Stroms laut Simulation auch regional genutzt werden kann. Im Gegenzug verdeutlicht die Stromexportquote, wie hoch der Stromüberschussanteil an der gesamten Stromerzeugung ist. Der lastgerechte EAG ist beim Min-Szenario mit 93% hoch (25%-Punkte über dem Trend), besonders vor dem Hintergrund, dass in diesem Szenario bereits über 12% der Gebäudenutzwärme durch Wärmepumpen bereitgestellt wird und etwa 12% der PKWs elektrisch betrieben werden. Durch den weiteren Technologie-Zubau im Med- und Max-Szenario nimmt der lastgerechte EAG nur noch geringfügig zu, während die Stromexporte stark anwachsen. Um sich aus technischer Sicht einer vollständigen lastgerechten Energieautarkie weiter anzunähern, wären daher weitere Maßnahmen erforderlich, wie z.B. Lastmanagement, regional orientierte, flexible Fahrweise von BHKWs, Power-to-Heat und Power-to-Gas. Der Szenarienvergleich für Kaufungen im Stromsektor in der [Abbildung 18](#) zeigt, dass mit 79% bereits ein recht hoher lastgerechter EAG erreicht werden kann, und dass im Vergleich mit Alheim bei verhältnismäßig „geringem Technologieausbau“ (siehe [Anhang A.3](#) und [Anhang B.3](#)). Ein Grund hierfür ist die im Kaufunger Klimaschutzkonzept angesetzte Entwicklung des Strombedarfs, der sich im Maximale Anstrengung (MaxAn)-Szenario gegenüber dem Trend um ca. 21% verringert. Obwohl in Alheim beim zukünftigen konventionellen Strombedarf, d.h. ohne „neue Stromverbraucher“, in allen Szenarien eine Reduktion von etwa 13% (ermittelter Trend) angenommen wird, nimmt der Gesamtstrombedarf aufgrund des Wärmepumpenausbaus und der wachsenden E-Mobilität deutlich zu (Beispiel: Zunahme im Med-Szenario 20% gegenüber Trend). Sollte die anvisierte hohe Strombedarfsreduktion in Kaufungen nicht erreicht werden, dann wäre ein höherer Zubau von EE und/oder Speichertechnologien notwendig, um stromseitig dieses Maß an Energieautarkie zu erreichen. Die Verringerung der Stromimporte und Zunahme der Stromexporte mit steigendem Ambitionsgrad des Szenarios sind in Kaufungen erkennbar vorhanden, in Alheim sind sie jedoch noch deutlich stärker ausgeprägt. Im Vergleich der Endergebnisse für die Simulation des Stromsektors beider Kommunen (vgl. [Abbildung 17](#) und [Abbildung 18](#)) fällt auf,

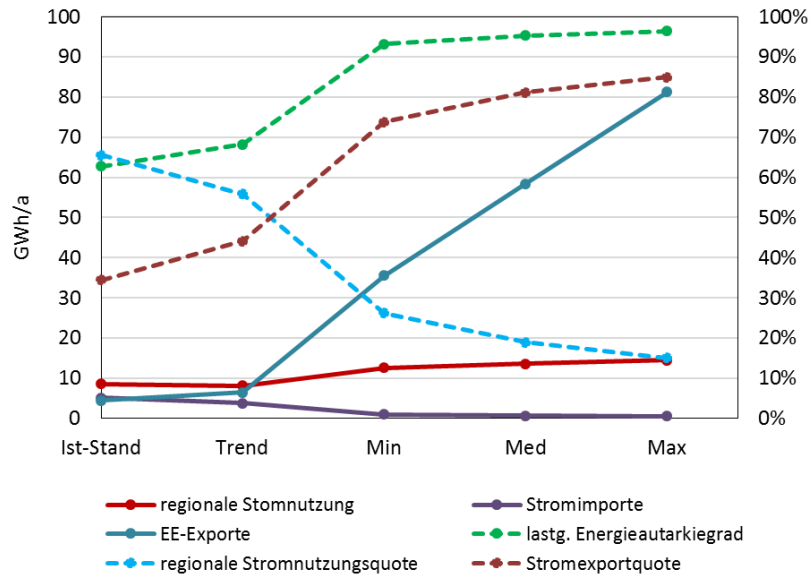


Abbildung 17: Szenarienvergleich für den Stromsektor in Alheim, eigene Darstellung

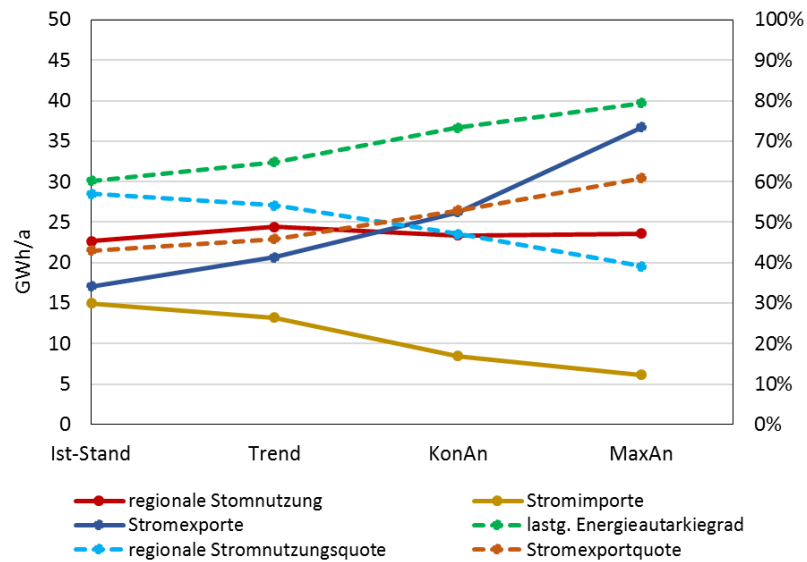


Abbildung 18: Szenarienvergleich für den Stromsektor in Kaufungen, eigene Darstellung

dass sie im Ist-Stand einen ähnlich hohen lastgerechten EAG von etwa 60% aufweisen (Alheim 63% und Kaufungen 60%), der in Alheim zu einem Großteil durch PV- und KWK-Strom erreicht wird, während in Kaufungen die Stromerzeugung mit Wind dominiert. Im Trend-Szenario erhöht sich der lastgerechte EAG bei beiden Kommunen um jeweils 5%-Punkte. Bei den ambitionierten Szenarien wird deutlich, dass Alheim einen wesentlich höheren EE-Zubau ansetzt als Kaufungen, was sich vor Allem in den sehr hohen EE-Exporten Alheims zeigt, die im Max-Szenario um das 11,5-fache höher liegen als im Trend. Bei Kaufungen wachsen die EE-Exporte im MaxAn-Szenario gegenüber dem Trend nur um das 0,8-fache an. Durch den massiven Zubau von Windenergie und Großbatteriespeichern erreicht der lastgerechte EAG in Alheim Werte von bis zu 95%, während in Kaufungen 79% erreicht werden. Insgesamt zeigen die Simulationen, dass durch einen hohen EE-Ausbaugrad und einen Mix aus Wind-, PV- und KWK-Strom Kommunen bereits einen lastgerechten EAG im Stromsektor von über 80% erreichen können. Das wäre z.B. der Fall, wenn heute in Alheim ein Windpark mit 5 Anlagen à 3,5 MW Nennleistung errichtet werden würde. Im Hinblick auf den Wärmesektor zeigt der Szenarienvergleich Alheims (Abbildung 19) und Kaufungen (Abbildung 20), dass Alheim durch den vermehrten Einsatz von Holz im Ist-Stand bereits einen viel höheren EE-Anteil bei der Bereitstellung des Gebäudenutzwärmebedarfs aufweist als Kaufungen.

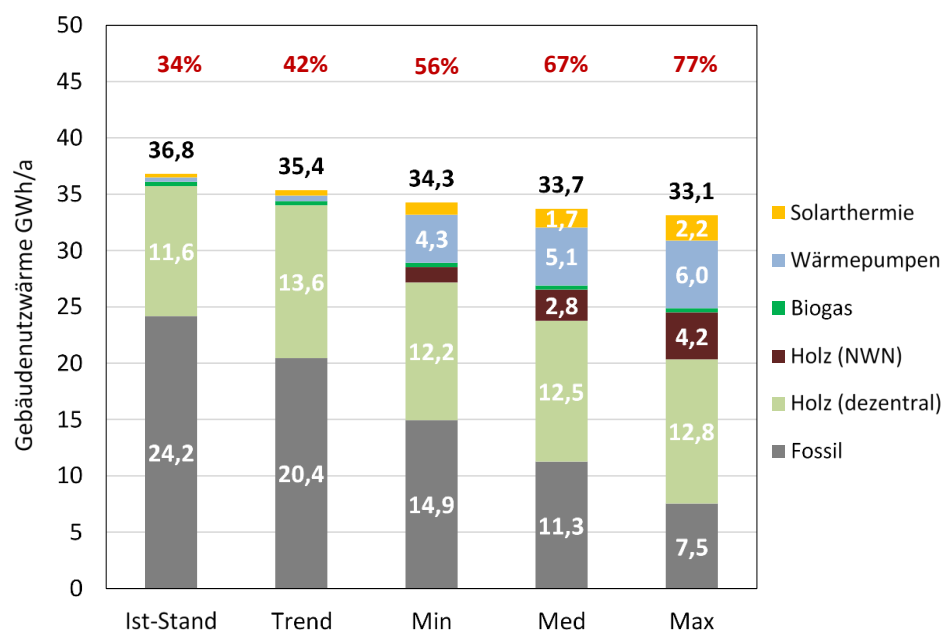


Abbildung 19: Szenarienvergleich für die Gebäudenutzwärme in Alheim, eigene Darstellung

Eine naheliegende Erklärung hierfür ist die ländliche Lage Alheims mit seinen verstreuten Ortsteilen in einer waldreichen Umgebung. Der EE-Anteil für die Szenarien ist in den Abbildungen jeweils oben in roter Schrift angegeben. Es zeigt sich, dass auch beim Wärmesektor die Szenarien Alheims (mit Ausnahme des Trend-Szenarios) wesentlich ambitionierter als die von Kaufungen sind, was den Umstieg auf EE anbelangt. Beispielsweise ist in den Alheimer Szenarien der Zubau von Nahwärmenetzen vorgesehen, die mit Holzkesseln und Solarthermie gespeist werden. Beide Kommunen weisen

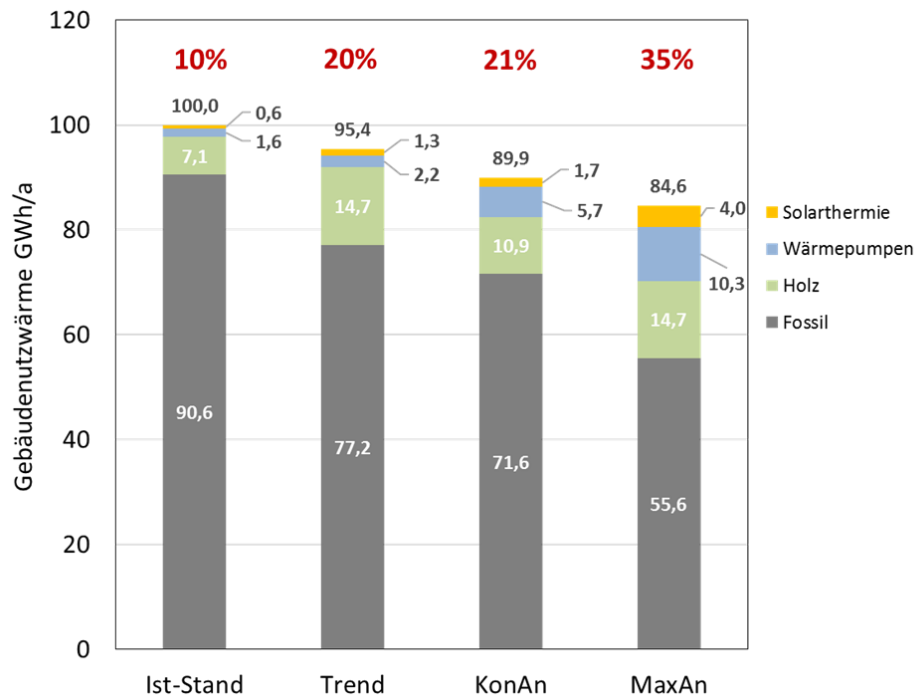


Abbildung 20: Szenarienvergleich für den Gebäudenutzwärmebedarf in Kaufungen, eigene Darstellung

Szenarien mit hohen Sanierungszielen auf. So beträgt die höchste jährliche Altbausanierungsrate bei Alheim 3% (im Max-Szenario), während Kaufungen sogar von 4% ausgeht (im MaxAn-Szenario). Gegenüber der momentan angenommenen Sanierungsrate von 1,1% sind diese Sanierungsanstrengungen anspruchsvoll und trotzdem ist die maximale Wärmebedarfsreduktion verglichen mit dem Ist-Stand überschaubar klein. Sie beträgt in Alheim 10% und in Kaufungen 15%. Dass der Wärmebedarf so langsam abnimmt, zeigt wie wichtig es ist, die Anstrengungen bei der Sanierung schon heute zu forcieren.

6.1.2. Regionale Wertschöpfung

In Kapitel 2.2 wurden die Entstehung und Zusammensetzung der jeweiligen regionalen Wertschöpfung genauer betrachtet, die Detaillergebnisse der Kommunen sind im Anhang zu finden. An dieser Stelle sollen nun die betrachteten Szenarien beider Kommunen gegenübergestellt werden. Dazu ist in Tabelle 8 eine Übersicht für das Trend-Szenario in beiden Kommunen dargestellt. Abgebildet sind die einzelnen Kategorien der regionalen Wertschöpfung und ihr jeweiliger Anteil an der gesamten regionalen Wertschöpfung.

Die Dimensionsunterschiede der erzielten regionalen Wertschöpfung lassen sich mit den Größenunterschieden der Kommunen begründen. Die nicht anfallenden Erträge in den Kategorien Pachterträge und Gewerbesteuer in Kaufungen sind darin begründet, dass dort keine Großanlagen errichtet werden. Im prozentualen Vergleich der gesamten regionalen Wertschöpfung sind beide Kommunen im Trend-Szenario sehr ähnlich. Die Differenz liegt nur bei einem Prozentpunkt. Ein Grund für diese ähnliche Ausprägung der prozentualen regionalen Wertschöpfung liegt in der angenäherten

Tabelle 8: Vergleich der Trend-Szenarien in beiden Kommunen

Regionale Wertschöpfung durch:	Alheim	Anteil an der RWS	Kaufungen	Anteil an der RWS
Betriebsergebnis der Betreiber	938.912 €	32,88 %	2.260.802 €	27,53 %
Pachterträge	68.040 €	2,38 %	-	-
Regionale Lohnsumme	383.859 €	13,44 %	1.177.715 €	14,34 %
Regionaler Unternehmerlohn	138.123 €	4,84 %	415.420 €	5,06 %
Sonstige Betriebsausgaben	1.266.243 €	44,35 %	4.276.870 €	52,08 %
Kapitalkosten	37.550 €	1,32 %	81.787 €	0,99 %
Gewerbesteuer	22.689 €	0,79 %	-	-
Gesamte Regionale Wertschöpfung	2.855.416 €	100,00 %	8.212.593 €	100,00 %
Anteil der RWS an den Gesamtkosten	39,15 %		38,14 %	
Gesamtkosten durch EE-Zubau	7.292.314 €		21.532.207 €	

Proportionalität der Investitionen. In Kaufungen betragen die Investitionen ungefähr das Dreifache, auch die regionale Wertschöpfung ist grob um den Faktor Drei vergrößert. Betrachtet man die einzelnen Kategorien der regionalen Wertschöpfung, so lässt sich auch dort ein ähnliches Verhältnis erkennen. In der Tabelle 9 werden die beiden mittleren Szenarien, das Medium-Szenario in Alheim und das Konzentrierte Anstrengung-Szenario in Kaufungen, gegenübergestellt. Auffällig ist hier

Tabelle 9: Vergleich der beiden mittleren Szenarien von Alheim und Kaufungen

Regionale Wertschöpfung durch:	Alheim	Anteil an der RWS	Kaufungen	Anteil an der RWS
Betriebsergebnis der Betreiber	2.001.664 €	12,97 %	6.750.567 €	48,44 %
Pachterträge	2.354.133 €	15,02 %	-	-
Regionale Lohnsumme	2.743.132 €	17,50 %	1.373.958 €	9,86 %
Regionaler Unternehmerlohn	950.571 €	6,07 %	505.571 €	3,63 %
Sonstige Betriebsausgaben	6.271.391 €	40,37 %	5.152.482 €	36,98 %
Kapitalkosten	1.170.516 €	7,58 %	152.054 €	1,09 %
Gewerbesteuer	48.687 €	0,49 %	-	-
Gesamte Regionale Wertschöpfung	15.540.094 €	100,00 %	13.934.633 €	100,00 %
Anteil der RWS an den Gesamtkosten	23,84 %		45,94 %	
Gesamtkosten durch EE-Zubau	65.182.074 €		30.330.215 €	

der Unterschied in der erzeugten regionalen Wertschöpfung. Während Kaufungen im Konzentrierte Anstrengung-Szenario beinahe 46% erreicht, beträgt sie in Alheim im Medium-Szenario nur knapp 24%. Dies liegt vor allem am Zubau von Windkraftanlagen in Alheim, der nur zu einem Anteil von ca. 20% regional verankert ist. Das Ergebnis ist jedoch stark abhängig von Annahmen in der regionalen Wertschöpfung, insbesondere der Windkraft. Hier wurde mit Annahmen von (Kosfeld et al., 2011) gerechnet. Beispielsweise werden für Herstellung und Wartung von Windkraftanlagen 0% regionaler Anteil angenommen, für die Planung entsteht laut der Studie eine regionale Wertschöpfung von 60%. Durch eine starke regionale Ausrichtung der Errichtung und des Betriebs der Windkraftanlagen kann der Anteil der RWS aber durchaus noch gesteigert werden. In der Studie „Regionale Wertschöpfung durch die Windindustrie in Nordhessen: Wie gezielte Investitionen einer ganzen Region zugutekommen“ kann man sehen, dass bei einer Laufzeit von 20 Jahren 59% der Kosten für die Windparks in der Region gehalten werden können, wenn das Projekt regional verankert

wird¹⁹. Laut der Studie kann die regionale Wertschöpfung eines Windparks durch unterschiedliche Faktoren beeinflusst werden, zum Beispiel regionale Eigentümer und Betreiber der Anlagen, Finanzierung durch kommunale Banken und einer regionalen Auftragsvergabe bei Planung, Bau und Instandhaltung. Somit besteht auch beim betrachteten Windpark in Alheim noch Potential, eine höhere regionale Wertschöpfung zu erzielen, da dort die Vergabe der Flächen durch das Land Hessen an einen überregional agierenden Projektierer erfolgte. Die Windkraftprojekte sollten somit regionaler ausgerichtet werden, damit ein höherer Anteil an regionaler Wertschöpfung erzielt werden kann. Durch den Fokus auf PV-Energie in Kaufungen ist dort die Ausbeute an regionalen Investitionen um über 20% höher als in Alheim.

6.2. *Lessons Learned*

Grundsätzlich wurden nur zwei Kommunen näher betrachtet und in der Modellierung abgebildet, so dass aus den Ergebnissen keine verallgemeinerbaren Aussagen zu treffen sind, die auf alle Kommunen übertragen werden können. Die Auswirkungen eines Zubaus einer Technologie wie z.B. der Windkraft hätte in Alheim vollkommen unterschiedliche Auswirkungen als in Kaufungen. Trotzdem können folgenden Ableitungen getroffen werden:

Die Kombination mehrerer fluktuierender Stromerzeugungstechnologien führt tendenziell zu einer Erhöhung der zeitlichen Verfügbarkeit von lokalem EE-Strom und zu einer Zunahme des lastgerechten EAG. Durch einen hohen EE-Ausbaugrad und einen Mix aus Wind-, PV- und KWK-Strom können Kommunen bereits einen lastgerechten EAG im Stromsektor von über 80% erreichen. Das übergeordnete Ziel der Energiewende kann nur sein, überregional eine 100%-EAG zu erreichen. Für die Versorgung von Ballungszentren sind daher Stromexporte aus ländlichen Regionen notwendig. Aus diesem Blickwinkel ist ein ausreichender EE-Ausbau besonders im ländlichen Raum die erste Voraussetzung. In den Ergebnissen für Alheim und Kaufungen ist zu sehen, dass ein steigender EAG und eine Versorgung der umliegenden Regionen sich grundsätzlich erst einmal nicht widersprechen. Alheim erreicht hohe EAG vor allem durch den Ausbau der EE, so dass auch ein starker Zuwachs der Stromexporte zu verzeichnen ist. Wenn man die erhöhte Selbstversorgung so erreichen möchte, sind auch hierfür entsprechende Netzkapazitäten notwendig, um den Stromüberschuss in die Region zu tragen. Eine 100% lastgerechte Energieautarkie hat in beiden Kommunen insbesondere bei den Bürgermeistern grundsätzlich Skepsis hervorgerufen, obwohl auch die positiven Aspekte wie z.B. einer stärkeren Unabhängigkeit als wertvoll erachtet wurden.

In der Szenarioentwicklung wurden bis zu acht große Batteriespeichern vom Steuerungskreis für Alheim als wünschenswert angegeben. Der Vorteil der Großbatteriespeicher liegt darin, dass sie im Gegensatz zu kleineren Solarbatteriespeicher in Gebäuden nicht auf die Speicherung von PV-Strom begrenzt sind, sondern auch BHKW- oder Windstrom speichern können. Ein vorhandener Mix aus fluktuierenden EE erscheint für den Einsatz von Großbatteriespeichern vorteilhafter zu sein als eine technologisch einseitige Stromerzeugung. Denn grundsätzlich ist bei einem Erzeugungsmix mit mehr Be- und Entladeereignissen der Speicher zu rechnen und die Auslastung der Speicher übers Jahr gesehen tendenziell höher. Großbatteriespeicher werden jedoch erst gebaut, wenn ein konkretes wirtschaftliches Interesse besteht und lukrative Geschäftsmodelle für Speicher vorhanden

¹⁹Zu berücksichtigen beim Vergleich der Ergebnisse ist jedoch, dass in der SUN-Studie induzierte Effekte mit eingerechnet wurden, die durch die Verausgabung entstandener regionaler Einkommen als Multiplikator-Effekte entstehen. Sie machen in der SUN-Studie knapp ein Drittel der RWS aus. Diese Effekte wurden in dem hier angewandten Modell nicht betrachtet. Außerdem wurde hier nur der Zeitraum von 12 Jahren berechnet.

sind. Wie in Kapitel [Anhang D.5](#) detailliert beschrieben wird, ist der rechtliche Rahmen noch nicht so ausgereift, dass ein wirtschaftlicher Betrieb von großen Batteriespeichern absehbar ist.

Die zentrale Herausforderung der Energieautarkie in den Kommunen bleibt der Wärmesektor. In beiden Kommunen können auch mit den maximalen Szenarien nur eine anteilige Umstellung auf EE im Wärmesektor erreicht werden. Diese Ergebnisse waren für die Akteure in beiden Kommunen sehr überraschend und haben zu lebhaften Diskussionen geführt, wie die Problematik angegangen werden kann. Der Ausbau von Wärmepumpen ist in beiden Kommunen durch den hohen Anteil von unsanierten Bestandsgebäuden nur begrenzt möglich. Wie viele Gebäude in 2030 „wärmepumpentauglich“ sein werden, ist nicht genau vorhersehbar. Da Holz ein begrenzter Energieträger ist, wäre für die Erhöhung des EE-Anteils eine verstärkte Gebäudesanierung zusammen mit dem Zubau von mehr Wärmepumpen wichtig. Außerdem ist der Ausbau von Wärmenetzen, die vorrangig mit EE (z.B. Solarthermie, Holzkessel, Wärmepumpen, BHKWs) gespeist werden, eine sinnvolle Maßnahme den EE-Anteil zu erhöhen. Für die Umsetzung eines Nahwärmenetzprojektes ist jedoch die Anschlussbereitschaft des Großteils der Bevölkerung im Netzgebiet eine wichtige Voraussetzung, so dass eine aktive Akteurseinbindung von großer Bedeutung ist.

Die Betrachtung der regionalen Wertschöpfung zeigt die Bedeutung der regionalen Ausrichtung der Projekte. In den beiden Trendszenarien der Kommunen liegt der Anteil der regionalen Wertschöpfung an den Gesamtkosten für die EE bei ca. 40%. Je nach Ausgestaltung des Technologiemicx kann der Prozentsatz auf diesem Niveau gehalten werden (Kaufungen) oder fällt auf ca. ein Viertel der Ausgaben (Alheim). Durch den starken Ausbau der kleineren PV-Anlagen kann Kaufungen in seinen Szenarien den Anteil der regionalen Wertschöpfung auf dem hohen Niveau halten. Hier können viele lokale und regionale Firmen eingebunden werden, so dass die Wertschöpfung in der Region verbleibt. Muss jedoch auf innovative oder kostenintensive Technologien gesetzt werden wie die Windkraft oder große Batteriespeicher ist die Einbindung überregionaler Unternehmen notwendig, das Geld verlässt zum großen Teil die Region. Jedoch gibt es auch hier Stellschrauben, die Wertschöpfung in der Region zu halten, in dem z.B. lokale Investoren für die Großprojekte gesucht werden.

Geschäftsmodelle, die den Eigenverbrauch an Strom erhöhen wie PV- Eigenverbrauch, PV-Pachtmodelle oder PV-Mieterstrom jeweils in Kombination mit kleinen Speichereinheiten sind als besonders wertvoll für den Autarkiegedanken hervorzuheben. Sie punkten durch die Erhöhung der Selbstversorgung durch EE, eine besondere Netzdienlichkeit, weil das übergeordnete Stromnetz weniger in Anspruch genommen werden muss sowie darüber hinaus mit einer bereits im aktuellen rechtlichen Rahmen gegebenen Wirtschaftlichkeit und damit verbunden auch Akzeptanz bei den Kunden. Virtuelle Kraftwerke mit regionaler Ausrichtung zeigen auch positive Effekte in Bezug auf die Erhöhung des Anteils EE, Netzdienlichkeit und Akzeptanz, nur der rechtliche Rahmen unterstützt die Wirtschaftlichkeit bei regionaler Ausrichtung noch nicht. Auch Quartierslösungen –als eine Klammer für alle anderen Geschäftsmodelle- können je nach Ausgestaltung mit Gebäudesanierung sowie erneuerbarer Strom- und Wärmeerzeugung einen hohen Autarkiegrad unterstützen. In wieweit sich Ansätze, ein gesamtes Quartier vom übergeordneten Netz abzukoppeln, verwirklichen lassen, liegt in den Händen der Bundesnetzagentur. Wirtschaftlich darstellen lassen sich laut Angabe eines Projektierers solche Projekte heute bereits. Die Analyse der Geschäftsmodelle zeigt auch, dass besonders im Wärmesektor (Gebäudesanierung inbegriffen) häufig keine Wirtschaftlichkeit erreicht werden kann: Hier müssen entsprechende Anreize gesetzt werden, um die Ziele im Wärmesektor zu erreichen.

Genauso wichtig wie die Forschungs- und Praxisziele ist in einem Reallabor der Wissensaufbau für alle beteiligten Akteure (Beercroft et al., 2018). Transformationsprozesse, die durch ein Reallabor angestoßen werden beginnen in einem Umdenken und Lernen der beteiligten Akteure. Die folgenden Ableitungen basieren auf den Abschlussinterviews mit den Bürgermeister*innen der beiden Kommunen. Lastgerechte Energieautarkie ist ein für einen Laien sehr schwer verständliches Konzept, das schwer vermittelbar ist. Die meisten Akteure hatten die lastgerechte Energieautarkie erst nach mehrfachem Erklären richtig verstanden. Wichtig in der Wahrnehmung der Akteure war und ist auch noch nach dem Projekt der bilanzielle Autarkiegrad. Trotzdem wurden Vorteile einer lastgerechten Autarkie genannt wie z.B. eine verstärkte Unabhängigkeit, Gefühl des Stolzes unabhängig zu sein und sich selbst versorgen zu können, Schutz gegen Angriffe von außen z.B. Abstellen der Gaspipelines.

Die Energiesystemsimulationen sind hilfreich, um zu veranschaulichen, wie sich ein konkreter Technologieausbaupfad auf die Energieautarkie der Kommune auswirken würde, sprich wieviel Regionalstrom voraussichtlich von der Kommune genutzt oder exportiert werden würde und wie hoch der Bedarf an zusätzlichen Stromimporten wäre. Der tatsächliche EAG und der Technologiemark der Szenarien im Detail war nicht so wichtig für die Akteure. Das Modell liefert Aussagen zu Stellschrauben, die zukünftig beachtet werden könnten/sollten. Auch die Diskussion der wirtschaftlichen Kennzahlen war von großem Interesse. So wurde beispielsweise in Alheim das Med-Szenario ausgewählt, weil die finanziellen Belastungen durch das Max-Szenario zu hoch erschienen. Insbesondere für den Wärmesektor waren die Ergebnisse des Modells zur Bewusstseinsbildung wichtig. Es war über den Zeitraum des Projektes zu sehen, dass für den Wärmesektor erst einmal ein Bewusstsein bei den Akteuren geschaffen werden muss. Bei Energieautarkie und Unabhängigkeit durch EE wurde zuerst an den Stromsektor gedacht. Die Notwendigkeit der Gebäudesanierung und der Umstellung auf erneuerbare Wärme ist bei den Akteuren der beiden Kommunen erst durch den Austausch mit dem Projektteam stärker in den Vordergrund gerückt worden.

Natürlich stößt auch eine Simulation an gewisse Grenzen. Stromerzeuger, -verbraucher und elektrische Leitungen werden nicht in ihrer räumlichen Verteilung abgebildet und Transportwege daher vernachlässigt. Des Weiteren werden beim Strombedarf Standardlastprofile angenommen, gerade bei industriellen Großverbrauchern stellt die Abweichung zu den realen elektrischen Lastprofilen eine Unbekannte dar, die größeren Einfluss auf die Simulationsergebnisse haben könnte. Die Größe und Komplexität eines kommunalen Energieversorgungssystems und die bestehenden Hürden bei der Datenbeschaffung oder das Fehlen von Daten machen es an vielen Stellen notwendig vereinfachende Annahmen zu treffen. Die Simulationsergebnisse sind daher als Näherungswerte zu verstehen, wenn gleich der Detaillierungsgrad innerhalb des Modells hoch ist. Für weitergehende Untersuchungen von lastgerechter EAG könnte die Betrachtung größerer Regionen, z.B. ein Netzgebiet mit mehreren Landkreisen und einem Ballungsgebiet, interessant sein. Durch die Mitbetrachtung der Stromnetze mit den dazugehörigen Kapazitäten und Engpässen könnten Technologieausbaukosten und vermiedene Netzausbaukosten gegenübergestellt werden, um Maßnahmen für die Erhöhung der lastgerechten EAG sowohl technisch als auch wirtschaftlich noch fundierter zu bewerten.

Anhang A. Ergebnisse für Alheim

Anhang A.1. Einleitung

Das Forschungsprojekt „Energieautarke Siedlung“ wurde von der Universität Kassel von den Fachgebieten Volkswirtschaftslehre mit Schwerpunkt dezentrale Energieversorgung und Solar- und Anlagentechnik durchgeführt. Fördermittelgeber sind der Wechselrichterhersteller SMA Solar Technology AG und das Hessische Ministerium für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Landesentwicklung. Der Ansatz der „Energieautarkie“ in diesem Projekt verfolgt die Zielsetzung, Strom und Wärme produktionsnah zu verbrauchen und möglichst wenig über weite Strecken zu transportieren. Dieser Ansatz erhöht die regionale Wertschöpfung für den ländlichen Raum und senkt den Bedarf an Übertragungskapazitäten. Es soll so der Selbstversorgungsgrad der Kommune erhöht werden, die Verbindung zum Übertragungsnetz bleibt dabei bestehen. Kern dieses Projekts ist eine technische und wirtschaftliche Modellierung verschiedener Zukunftsszenarien zur Erreichung eines erhöhten Selbstversorgungsgrades. Für Alheim wurden hierzu Szenarien im Rahmen des Steuerungskreises entwickelt. Der Steuerungskreis umfasst zusätzlich zum Projektteam acht Vertreter/innen aus der Gemeindeverwaltung, aus relevanten Unternehmen mit Energiebezug, aus weiteren Forschungsprojekten und aus der Bürgerenergiegenossenschaft Rotenburg/Fulda. Es wurde sich in dem Zeitraum Ende 2016 bis Ende 2018 regelmäßig getroffen, um nächste Schritte im Projekt festzulegen und inhaltlich auszugestalten.

Abbildung A.21 gibt einen Überblick über die strategischen und operativen Aktivitäten in der Gemeinde und deren Verflechtung. Die grün dargestellten Felder wurden durch das Projekt „Energieautarke Siedlung“ erarbeitet. Die strategische Arbeit mit dem Steuerungskreis umfasst die Elemente Istanalyse, Visionsbildung für ein „Energieautarkes Alheim 2030“, Ableitung von Szenarien und schließlich Auswahl eines finalen Szenarios und somit einem anvisierten Energieautarkiegrad für die Kommune. Man kann auch sehen, dass die Arbeiten des Projektes auf Vorarbeiten von anderen Projekten aufbauen und auch in Folgeprojekte überführt werden.

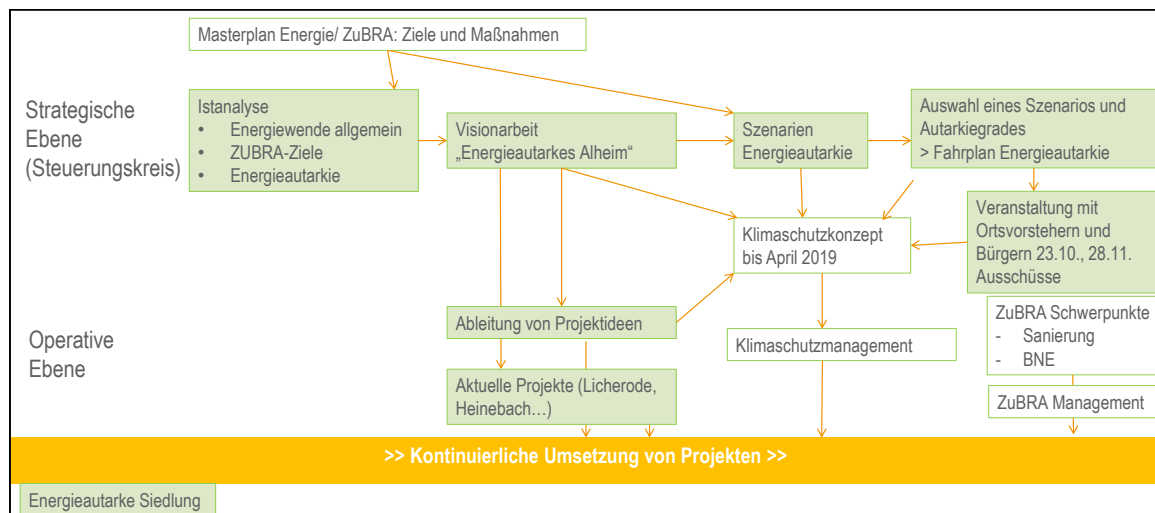


Abbildung A.21: Einbindung des Projektes in bestehende Alheimer Aktivitäten, eigene Darstellung

Parallel zu der strategischen Arbeit mit dem Steuerungskreis wurden einzelne Umsetzungsprojekte unterstützt. Schwerpunkte bei der Begleitung der Umsetzung lagen bei der Etablierung eines

Klimaschutzmanagements für die Gemeinde Alheim sowie Aktivitäten in den Ortsteilen Lichero-de und Heinebach. Diese Schwerpunkte wurden im Rahmen des Steuerungskreises entwickelt und festgelegt.

Nachfolgend werden die Ergebnisse der Istanalyse durch den Energiewendezeiger, die Ergebnisse des Visionsworkshops und die Ergebnisse der Modellierung detailliert beschrieben. Details zu den o.g. Umsetzungsprojekten in Alheim sind im Endbericht des Projektes beschrieben.

Anhang A.2. Istanalyse „Energiewendezeiger“

Der „Energiewendezeiger“ umfasst Indikatoren aus 12 Handlungsfeldern (vgl. Abbildung A.22). Diese analysieren und veranschaulichen den Ist-Zustand der Energiewende vor Ort. Die Handlungsfelder umfassen dabei strategische Themenfelder in der kommunalen Energiewende, aber auch die einzelnen Energiesektoren und die akteursbezogenen Bereiche. Der Energiewendezeiger baut auf bereits international erprobten Indikatorensystemen für kommunale 100% erneuerbare Energien-Prozesse aus dem Projekt Global 100% Renewables auf und wurde in dem Projekt „Prozessgestaltung Energiewende Nordhessen“ weiterentwickelt.

STRATEGIE	ENERGIESEKTOREN	AKTEURSBEZOGENE THEMEN
Energieversorgung (Status quo)	Erneuerbare Energien	Lokale Akteure
Ziele	Gebäudesektor	Wissensmanagement
Planung und Orientierung	Mobilitätssektor	Öffentlichkeitsarbeit
Institutionalisierung	Energieeinsparung und -effizienz	Netzwerke

Abbildung A.22: Handlungsfelder der Energiewende, eigene Darstellung

Basierend auf der Analyse des Energiewendezeigers ergibt sich für Alheim folgendes zusammenfassendes Bild, das in dem Spinnendiagramm der Abbildung A.23 dargestellt ist. Details der Analyse sind im Fazit zu finden (A.49, A.50, A.51). Alheims Stärken liegen in den Handlungsfeldern Ausbau der EE -insbesondere im Bereich PV- und Netzwerke. Im Bereich der Netzwerke ist Alheim regional, bundesweit und sogar international sehr aktiv. Weitere Stärken liegen bei den Sanierungen der kommunalen Gebäude und der Institutionalisierung durch die Einstellung eines Klimaschutzmanagements. Im Bereich des Wissensmanagements wird gut auf externes Knowhow zugegriffen u.a. mit Forschungsk Kooperationen, durch die Aktivitäten zur Bildung für nachhaltige Entwicklung findet ein Wissensaufbau in den Schulen und den Kindertagesstätten statt. Handlungsbedarf besteht in Alheim hingegen bei den Planungsinstrumenten –es wäre ein Energiemanagement für die Liegenschaften sinnvoll- sowie in der Mobilität. Hier ist der Ausbau des ÖPNV für entlegene Ortsteile wichtig.

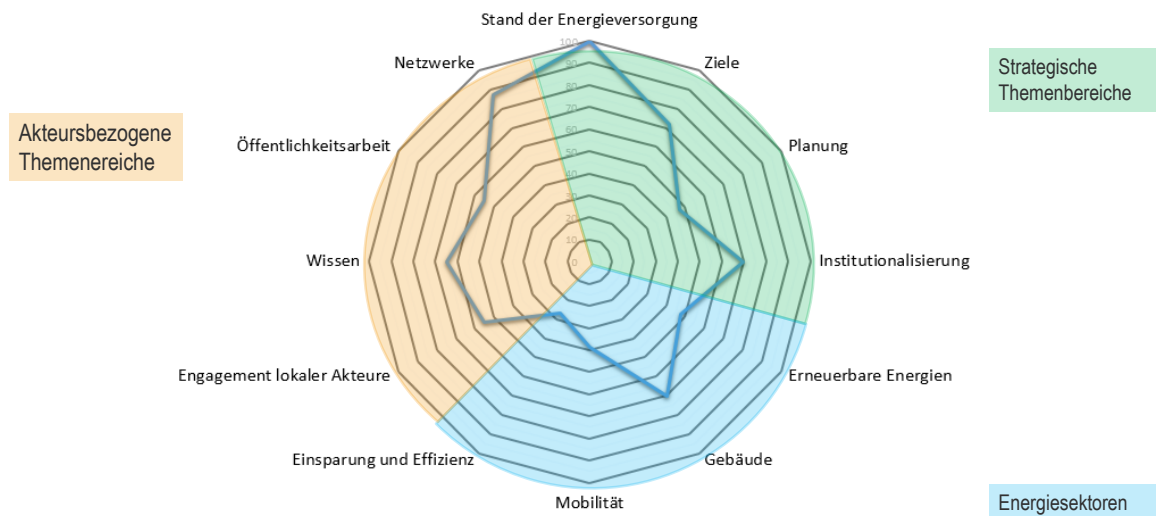


Abbildung A.23: Ergebnis der Istanalyse Energiewendezeiger Alheim, eigene Darstellung

Anhang A.3. Grundlagen der Szenarien

In diesem Kapitel wird die grundlegende Vorgehensweise für die Simulation des Ist-Stands sowie der vier entwickelten Szenarien für das Jahr 2030 (Trend, Min, Med und Max) beschrieben. Die Simulationsergebnisse folgen im nächsten Kapitel.

Basis für alle Szenarien: Ist-Stands-Analyse

Alle entwickelten Szenarien für 2030 bauen auf dem erfassten Ist-Stand auf. Die Ist-Stands-Simulation des Alheimer Strom- und Wärmesektors basiert vorwiegend auf:

- Energiemengenbilanzierungen der EAM (Stromerzeugung und -bedarf sowie Gasverbrauch),
- Gebäudedaten des „Zensus 2011“ (Anzahl der Wohneinheiten getrennt nach Ein-, Zwei- und Mehrfamilienhäusern sowie nach Baujahr)
- baujahrsspezifischen Gebäudewärmeverbräuchen des Instituts Wohnen und Umwelt (IWU) für die Klimaregion Kassel
- anonymisierten Schornsteinfegerdaten (Nennwärmeleistung, Brennstoffart, Baujahr)
- und BAFA-Förderdatenbanken für Wärmepumpen sowie Solarthermieranlagen.

Die für die Simulation relevanten Ergebnisse der Ist-Stands-Analyse werden an dieser Stelle kurz zusammengefasst. Wie in der Abbildung A.24 zu sehen ist, werden in Alheim etwa zwei Drittel (65,5%) des Stroms mit PV-Anlagen und etwa ein Drittel (34,4%) mit Biogas-BHKWs erzeugt. Die Strombereitstellung durch Wasserkraft ist mit einem Anteil von 0,1% im Vergleich vernachlässigbar gering. Die Gesamtstromerzeugung beläuft sich auf etwa 13,1 GWh²⁰.

Die Abbildung A.25 zeigt die Aufteilung des Stromverbrauchs, von insgesamt etwa 13,7 GWh im Jahr 2015 nach Verbrauchssektoren. Beinahe die Hälfte des Alheimer Stromverbrauchs ist den

²⁰Diese Daten beziehen sich auf das Stichjahr 2015.

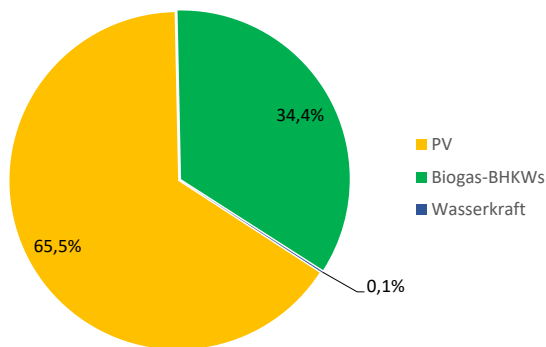


Abbildung A.24: Aufteilung der Stromerzeugung aus EE nach Erzeugern im Ist-Stand, eigene Darstellung

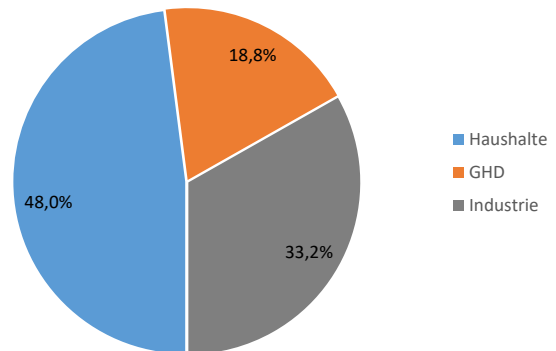


Abbildung A.25: Anteil verschiedener Sektoren am Stromverbrauch in Alheim im Ist-Stand, eigene Darstellung

Haushalten zuzuordnen, während die Industrie für etwa ein Drittel verantwortlich ist. Der Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen macht knapp ein Fünftel des Stromverbrauchs aus.

In der Abbildung A.26 sind die Anteile verschiedenerer Heizungstechnologien an der heutigen Wärmebereitstellung des Gebäudenutzwärmebedarfs in Alheim dargestellt. Der Gebäudenutzwärmebedarf umfasst sowohl den Raumheiz- als auch den Trinkwarmwasserbedarf und ist hier zu verstehen als der Wärmebedarf an den Heizflächen und Zapfstellen, d.h. ohne Verluste von Wärmeerzeugern, Wärmespeichern und hausinternen Rohrleitungen (im Gegensatz zum Endenergiebedarf). Wie in der Abbildung zu sehen ist, wird der Gebäudenutzwärmebedarf zu etwa zwei Dritteln (ca. 66%) durch den Einsatz fossiler Energieträger gedeckt. Etwa ein Drittel (ca. 34%) des Gebäudenutzwärmebedarfs wird derzeit mit EE bzw. fast ausschließlich mit holziger Biomasse gedeckt. An dieser Stelle sei erwähnt, dass der industrielle Wärmebedarf Alheims für die Szenarienentwicklung nicht weiter berücksichtigt wird. Es handelt sich dabei um einen Wärmebedarf von etwa 20 GWh/a, der bei einer Gipsfabrik des internationalen Großunternehmens „Baumit“ auftritt. Ein konkretes Interesse des Unternehmens, die derzeitige Erdgas-basierte Wärmeerzeugung auf EE umzustellen oder mit der Gemeinde zu kooperieren und an einer gemeinsamen Nahwärmenetzlösung zu arbeiten, ist im Moment nicht erkennbar. Daher konzentrieren sich die Szenarien wärmeseitig allein auf den Gebäudenutzwärmebedarf. Die Berücksichtigung des industriellen Strombedarfs ist für die Berechnung des lastgerechten Energieautarkiegrades jedoch sinnvoll, weil alle Verbraucher an ein Stromnetz angeschlossen sind und die Nichtberücksichtigung eines Großverbrauchers das Ergebnis verfälschen würde.

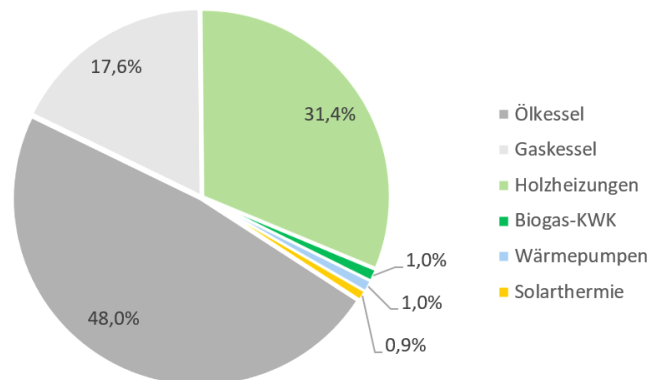


Abbildung A.26: Technologieanteile für die Bereitstellung des Gebäudenutzwärmebedarfs in Alheim (Ist-Stand), eigene Darstellung

Trend-Szenario

Das entwickelte Trendszenario soll verdeutlichen, wie sich das Energiesystem in Alheim bis zum Jahr 2030 verändert, wenn der Technologieausbau der letzten Jahre in ähnlicher Weise fortgesetzt wird. Die Erstellung des Trendszenarios erfordert deshalb eine Abschätzung der Entwicklungstrends jeder in der Simulation berücksichtigten Technologie sowie des gesamten Strombedarfs und des Gebäudenutzwärmebedarfs. Sofern für eine Technologie Informationen für den jährlichen Bestand in Alheim vorliegen, wurden diese für die Abschätzung des durchschnittlichen Ausbaus berücksichtigt. Andernfalls orientiert sich die Abschätzung an den Bestandsdaten Hessens oder Gesamtdeutschlands. Die Abschätzung des Strombedarfs für das Jahr 2030 wurde getrennt nach Verbrauchssektoren schwerpunktmäßig auf der Grundlage der vorliegenden EAM-Energiemengenbilanzen der letzten Jahre durchgeführt.

Min-, Med- und Max-Szenario

Die drei ambitionierteren Zukunftsszenarien „Min“, „Med“ und „Max“ orientieren sich an unterschiedlichen Technologiezubauraten, welche von sechs Vertretern des Steuerungskreises durch ein Stimmungsbild festgelegt wurden. Als Vorbereitung und Orientierungshilfe für die Abstimmung wurden dabei für jede einzelne Technologie Potentiale, bestehende Planungen, konkrete Projektideen und Zubautrends im Steuerungskreis vorgestellt. Außerdem veranschaulichten die Abstimmungsplakate die Veränderung des lastgerechten EAG bzw. des EE-Anteils im Wärmesektor für unterschiedliche Zubaugrade der jeweils betrachteten Technologie. In der Abbildung A.27 ist exemplarisch das Stimmungsbild für den Mindest- und Maximalzubau (grüner und roter Punkt) von Windkraftanlagen dargestellt.

Eine Zusammenfassung des Gesamtstimmungsbildes ist in der Tabelle A.10 dargestellt. Die untere und obere Zubaubandbreite („Min“ bzw. „Max“) sind jeweils arithmetisch gemittelt und zusätzlich ein Mittelwert „Med“ zwischen diesen beiden Bandbreiten angegeben. Diese drei Technologiezubaustufen dienen als Grundlage für die drei gleichnamigen Szenarien.

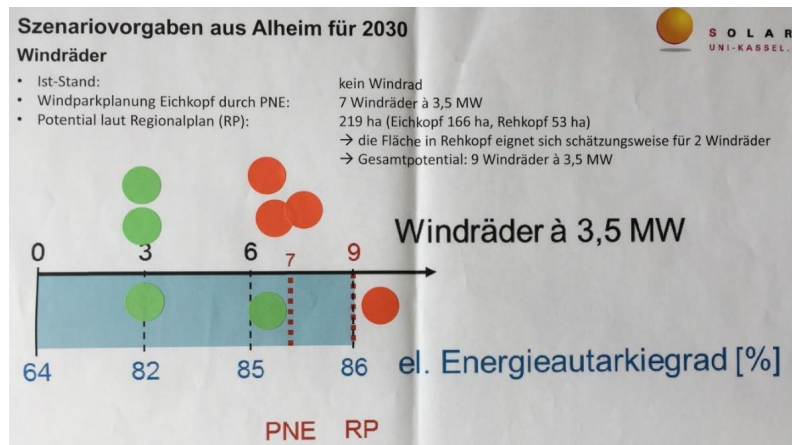


Abbildung A.27: Stimmungsbild des Steuerungskreises für den Windkraftzubau in Alheim bis 2030, eigene Darstellung

Tabelle A.10: Gesamtstimmungsbild des Steuerungskreises für den Technologiezubau in Alheim

Technologie	Einheit	Ist-Stand	Technologiezubau ab Ist-Stand		
			Min	Med	Max
Windräder	Windräder à 3,5 MW	0	3	5	7
PV-Dachanlagen	MWp	7,2	4	5	7
PV-Freiflächenanlagen	MWp	1,8	2	5	7
Batteriespeicher Gebäude	Speicher à 5kWh	15 ¹	242	463	683
Großbatteriespeicher	MWh	0	4	6	8
Elektrofahrzeuge	Fahrzeuge	10 ¹	333	604	875
WP	EFH-Alheim	26 ²	273	334	395
Solarthermie-Dachanlagen	à 8 m ²	134	164	246	327
Solarthermie für NWN	à 1400 m ² Kollektorfläche	0	1	2	3
Holzessel	EFH-Alheim	272 ³	44	63	81

Annahmen: ¹eigene Annahme, ²10 kWth je Wärmepumpe, ³22 kW je Holzessel, Hochrechnung der Schornsteinfegerdaten für Holzheizungen >10 kWth auf Gesamtalheim (Öfen und Kamine hier nicht berücksichtigt).

Anhang A.4. Simulationsergebnisse

Ist-Stand

Anhand des bekannten Stromverbrauchs von 13,17 GWh und der Stromerzeugung von 13,08 GWh im Jahr 2015 wird deutlich, dass in Alheim für den Betrachtungszeitraum eines Jahres nahezu so viel Strom erzeugt wie verbraucht wird. Der bilanzielle EAG beträgt 99,3%. Für die Energiesystemsimulation auf Kommunalebene wird das „Regioenergie-Modell“ (kurz: „Ren-Modell“) eingesetzt, das auf der Software Matlab der Firma Mathworks basiert. Dieses Modell wurde ursprünglich zur Simulation des Strom- und Wärmesektors auf Landkreisebene entwickelt, um u.a. Pläne von Landkreisen für das Energiesystem im Jahr 2050 auf ihre technische Machbarkeit hin zu überprüfen.

Das Ren-Modell kann u.a. den lastgerechten Energieautarkiegrad näherungsweise bestimmen. Hierzu wird anhand viertelstündlich aufgelöster Stromerzeugungs- und Verbrauchsprofile bestimmt, welcher Anteil des erzeugten Stroms regional genutzt werden kann, weil zeitgleich zu einem vorhandenen Strombedarf lokal Strom erzeugt wird. Kann der Strom nicht genutzt werden, führt das zu Stromexport, im umgekehrten Fall zu Stromimport. Im Wärmebereich lassen sich eine Vielzahl von Wärmeerzeugungsoptionen sowohl für Gebäude als auch für den industriellen Anwendungsbereich auswählen. Bei Gebäuden werden zudem unterschiedliche Sanierungsklassen berücksichtigt.

Die folgenden Abbildung A.28 und Abbildung A.29 zeigen den Residuallastverlauf einer Woche im Januar und im Juli. Die Residuallast entspricht der Summe aus positiver Stromlast und negativer Stromerzeugung. Ist die Residuallast positiv, muss zu diesem Zeitpunkt Strom importiert werden, weil die regionale Stromerzeugung zur Deckung nicht ausreicht. Falls die Residuallast negativ ist, dann treten gerade Stromüberschüsse auf, weil regional mehr Strom erzeugt als verbraucht wird.

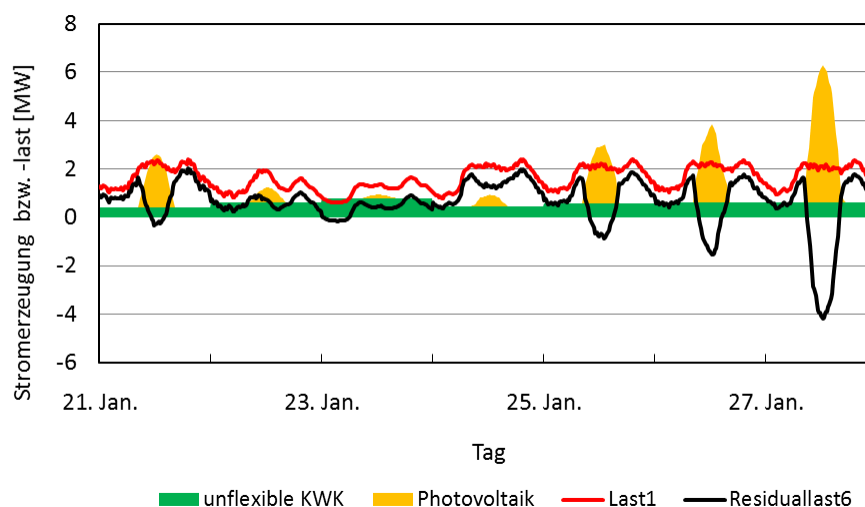


Abbildung A.28: Residuallastverlauf einer Woche im Januar (Ist-Stand Alheim), eigene Darstellung

In den Abbildungen ist einerseits der Verlauf der Stromeinspeisung von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und PV für jeweils eine Woche aufgetragen, andererseits ist der Lastverlauf, also die zeitliche Veränderung des Stromverbrauchs, dargestellt. Neben der Tag-Nacht-Fluktuation ist innerhalb des Betrachtungszeitraums eine starke Veränderlichkeit der täglichen Einspeisemaximalleistung und der täglichen Einspeisemenge von PV-Strom zu erkennen. Der Biogas-BHKW-Betrieb basiert auf täglichen Einspeisewerten und es wird vereinfachend für jeden Tag eine konstante Einspeiseleistung

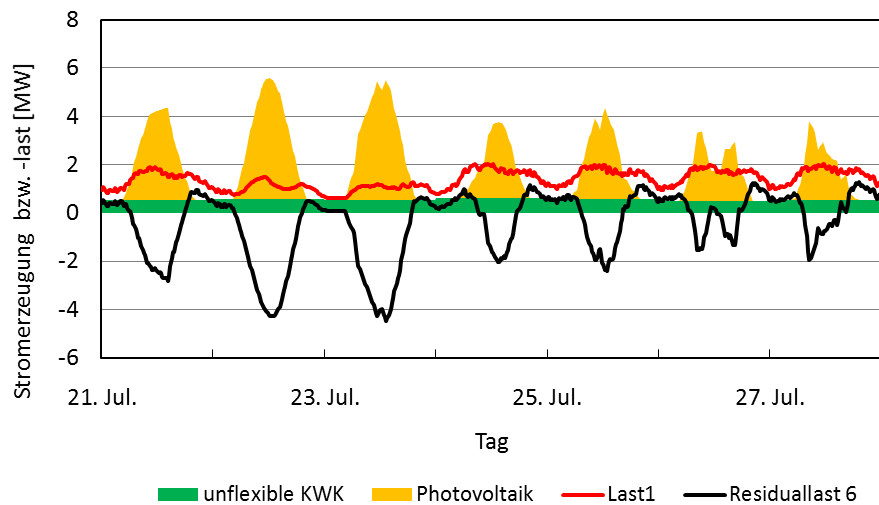


Abbildung A.29: Residuallastverlauf einer Woche im Juli (Ist-Stand Alheim), eigene Darstellung

angenommen. Verglichen mit der Januarwoche wird im Residuallastverlauf im Juli deutlich mehr und häufiger Solarstrom erzeugt.

In der Abbildung A.30 ist die monatlich erzeugte Strommenge der Gemeinde Alheim dargestellt. Wie bereits erwähnt, wird PV-Strom vorwiegend in den Sommermonaten erzeugt. Die monatliche Strombereitstellung durch Biogas-BHKWs ist im Vergleich zur PV-Strombereitstellung nahezu gleichmäßig.

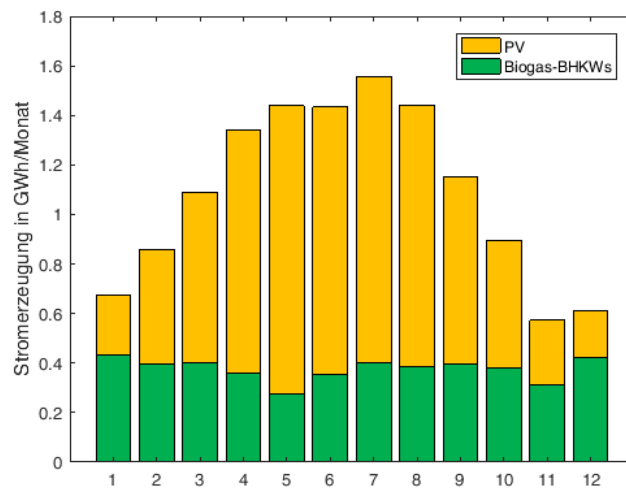


Abbildung A.30: Monatliche Stromerzeugung von Alheim durch PV-Anlagen und Biogas-BHKWs, eigene Darstellung

Die Abbildung A.31 zeigt die monatliche Menge an Strombedarf in Alheim. Der Strombedarf von Wärmepumpen ist gegenüber dem restlichen Strombedarf derzeit sehr gering. Wärmepumpen decken bisher nur etwa 1% des Gebäudenutzwärmebedarfs, daher könnte bei einem starken Ausbau

dieser Technologie der Anteil am Gesamtstrombedarf noch deutlich zunehmen. Wie schon zu erkennen ist, tritt der Wärmepumpenstrombedarf vorwiegend in den Wintermonaten zur Bereitstellung von Raumheizwärme auf.

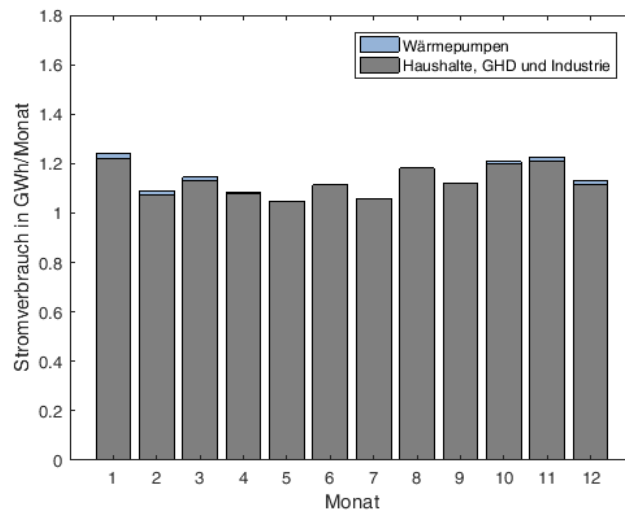


Abbildung A.31: Monatlicher Stromverbrauch und Wärmepumpenstrombedarf von Alheim, eigene Darstellung

Die erforderlichen Stromimporte und die auftretenden Stromexporte sind in der Abbildung A.32 monatlich aufgetragen und es ist zu erkennen, dass in den Wintermonaten die Stromimporte überwiegen, während in den Sommermonaten die Stromexporte durch die zunehmende PV-Stromerzeugung höher sind.

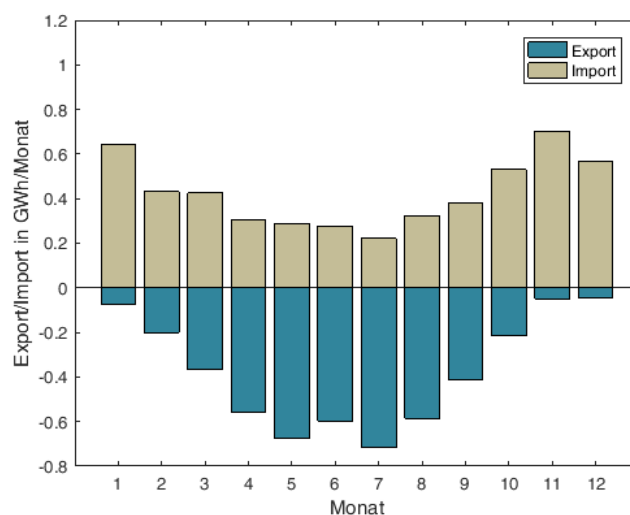


Abbildung A.32: Monatliche Stromimporte und- exporte Alheims, eigene Darstellung

Die Jahressimulation des Strom- und Wärmesektors der Gemeinde Alheim führt zu dem Ergebnis, dass aktuell etwa 8,6 GWh/a des regional erzeugten Stroms (13,7 GWh/a) auch regional genutzt werden können, da eine Gleichzeitigkeit von Stromerzeugung und Strombedarf vor Ort gegeben ist. Die notwendigen Jahresstromimporte belaufen sich auf 5,1 GWh/a und die Jahresstromüberschüsse bzw. Jahresstromexporte auf 4,5 GWh/a. Der lastgerechte EAG beträgt für Alheim derzeit etwa 63% und entspricht dem Anteil des sowohl regional erzeugten als auch genutzten Stroms am Gesamtstrombedarf. In der Abbildung A.33 sind der Alheimer Strombedarf, die Stromerzeugung sowie die Stromnutzung dargestellt.

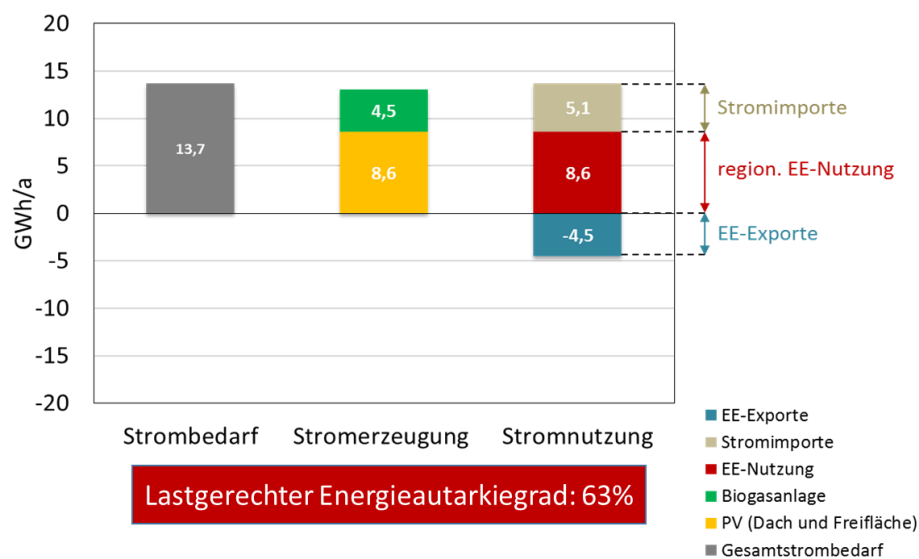


Abbildung A.33: Regionale Stromnutzung des in Alheim erzeugten Stroms im Ist-Stand, eigene Darstellung

Stromsektor des Trend-Szenarios

Das Trend-Szenario für Alheim im Jahr 2030 ist in der Abbildung A.34 dargestellt. Die wesentlichen Unterschiede im Vergleich zum Ist-Stand sind der um 13% geringere Gesamtstrombedarf und die um 11% höhere Stromerzeugung infolge des PV-Zubaus. Der bilanzielle EAG beträgt im Trend-Szenario 122%. Neben den beiden Unterschieden Strombedarfsreduktion und PV-Zubau bleibt das Trend-Szenario dem Ist-Stand technologisch äußerst ähnlich. Der Biogas-BHKW-Betrieb wird als identisch angenommen und bei den Technologien Wärmepumpen und Solarbatteriespeichern ist der angesetzte Zuwachs sehr gering. Die Stromexporte nehmen im Trend-Szenario um 43% gegenüber dem Ist-Stand zu während sich die Stromimporte um 26% verringern. Der lastgerechte EAG beträgt 68%.

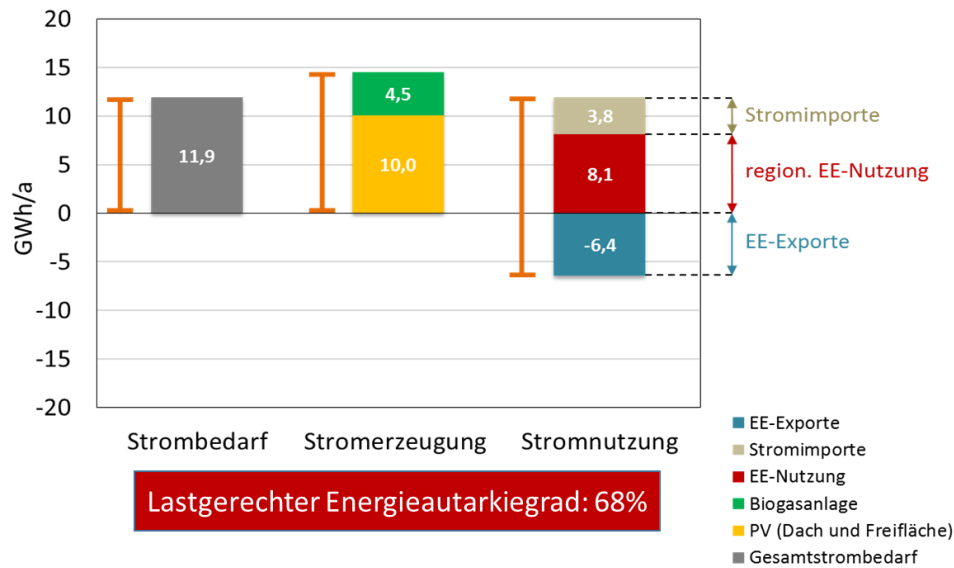


Abbildung A.34: Regionale Stromnutzung des in Alheim erzeugten Stroms im Trend-Szenario, eigene Darstellung

Stromsektor des Min-, Med- und Max-Szenarios

In diesem Abschnitt wird jeweils der Stromsektor der Szenarien Min, Med und Max mit dem des Trends verglichen. Die orangenen Balken in den drei folgenden Abbildungen veranschaulichen den Strombedarf, die Stromerzeugung und die Stromnutzung des Trend-Szenarios und dienen als Vergleichsmaßstab.

Das Min-Szenario basiert auf dem minimalen durch den Alheimer Steuerungskreis ausgewählten Technologiezubau (siehe Stimmungsbild in der Tabelle A.10). In der Abbildung A.35 ist der Stromsektor des Min-Szenarios veranschaulicht. Der Strombedarf des Min-Szenarios ist mit 13,6 GWh/a um 14% höher als der Trend. Grund für diese Zunahme ist der vermehrte Einsatz neuer Verbraucher wie Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge (siehe Tabelle A.10), der in den Szenarien Med und Max noch weiter zunimmt. Die Stromerzeugung beträgt im Min-Szenario 48,2 GWh/a. Diese Zunahme ist besonders eine Folge der zugebauten Windkraftanlagen (WKAs) mit einer Gesamtleistung von 10,5 MW, die im Min-Szenario bereits mehr als die Hälfte des regionalen Stroms bereitstellen. Die zusätzlich installierte Leistung bei PV-Dach- und PV-Freiflächenanlagen beträgt insgesamt 5,8 MWp. Die stark erhöhte Stromerzeugung bewirkt außerdem die Zunahme des bilanziellen EAG, dem Verhältnis der jährlichen Stromerzeugung und des jährlichen Stromverbrauchs, auf insgesamt 355%. Auch Batteriespeichertechnologien werden im Min-Szenario deutlich ausgebaut. Bei Solarbatteriespeichern (Hausebene) beträgt der Zuwachs 242 Speicher à 5 kWh Speicherkapazität und bei Großbatteriespeichern (Quartiersebene) 4 Speicher à 1 MWh.

Solarbatteriespeicher werden derzeit meist ausschließlich für die Speicherung von Überschussstrom hauseigener PV-Dachanlagen genutzt. Es wird in der Simulation davon ausgegangen, dass durch Großbatteriespeicher zusätzlich Überschussstrom von PV-Freiflächenanlagen, KWK-Anlagen und WKAs eingespeichert werden kann, was einen zusätzlichen Vorteil gegenüber Solarbatteriespeichern bietet. Besonders die Kombination der Stromerzeuger PV und Wind sowie der Ausbau von Batteriespeichern führen dazu, dass regionaler Strom im Min-Szenario häufiger und in größerer

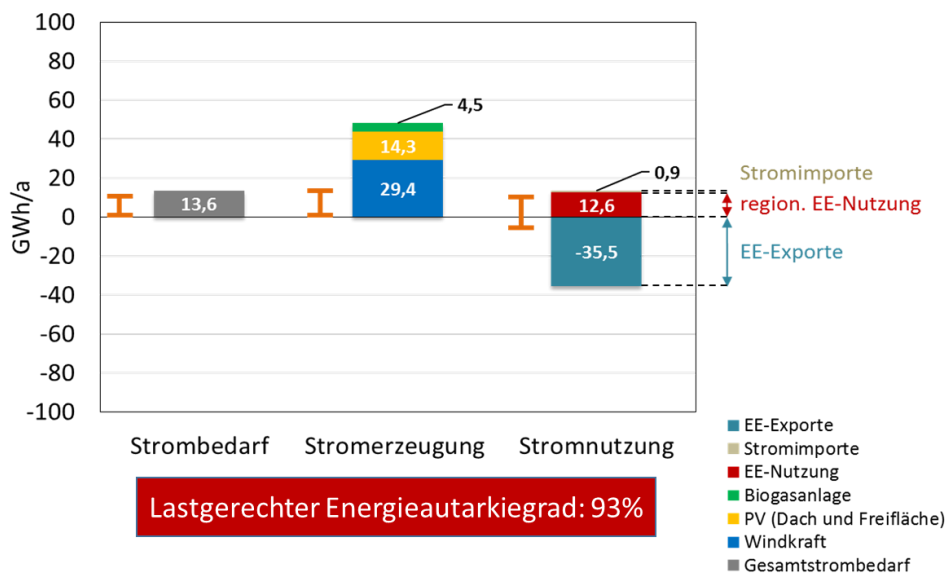


Abbildung A.35: Regionale Stromnutzung des in Alheim erzeugten Stroms im Min-Szenario, eigene Darstellung

Menge verfügbar ist. Insgesamt nimmt die regionale Stromnutzung gegenüber dem Trend um 55% zu und die Stromimporte verringern sich um 75%. Durch die Stromimportabnahme bei gleichzeitig leichter Strombedarfszunahme steigt der lastgerechte EAG im Min-Szenario um 25%-Punkte an und ist mit 93% bereits sehr hoch.

Die Abbildung A.36 stellt den Stromsektor des Med-Szenarios dar. Zu erkennen ist, dass der Strombedarf im Med-Szenario mit 14,3 GWh/a 20% oberhalb des Trends liegt. Die Stromerzeugung nimmt durch WKAs mit einer Gesamtleistung von 17,5 MW sowie den PV-Zubau von insgesamt 9,8 MWp gegenüber dem Trend deutlich zu und erreicht einen Wert von 71,9 GWh/a. Als Folge der stark erhöhten Stromerzeugung steigt der bilanzielle EAG auf 504% an. Der forcierte Technologie-Zubau führt insbesondere durch den vermehrten Einsatz von Batteriespeichern (insgesamt 463 Solar- und 6 Großbatteriespeicher) dazu, dass die regionale EE-Nutzung gegenüber dem Trend um 67% zunimmt und die Stromimporte um 82% abnehmen. Der lastgerechte EAG beträgt im Med-Szenario 95%, was verglichen mit dem Trend einer Erhöhung von 27%-Punkten entspricht.

Beim Max-Szenario wird der Technologie-Zubau noch weiter forciert. Die Abbildung A.37 stellt den Stromsektor des Max-Szenarios dar. Neben einer leichten Zunahme des Strombedarfs auf insgesamt 15 GWh/a (26% mehr) verzeichnet die Stromerzeugung einen Zuwachs gegenüber dem Trend. Der bilanzielle EAG steigt auf 639% an. Der lastgerechte EAG erreicht 96% und liegt damit 28%-Punkte über dem Trend. Der Technologiezubau für das Min, Med und Max-Szenario ist in der Tabelle A.10 genauer aufgeführt.

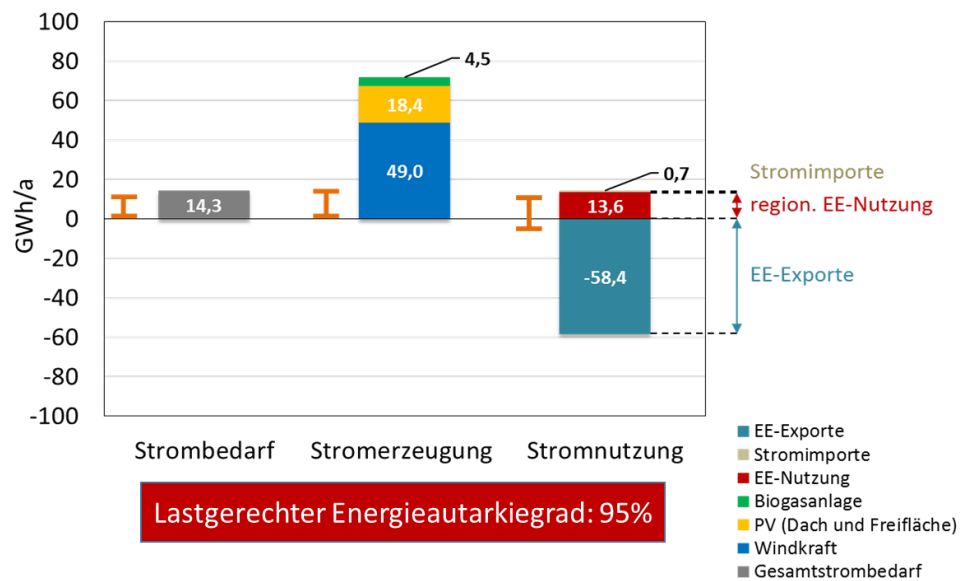


Abbildung A.36: Regionale Stromnutzung des in Alheim erzeugten Stroms im Med-Szenario, eigene Darstellung

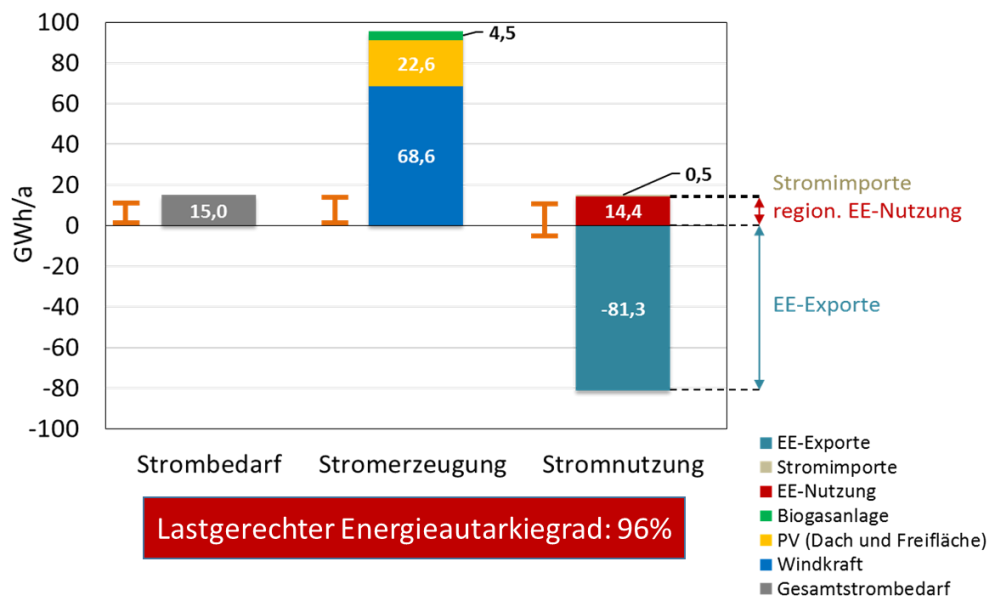
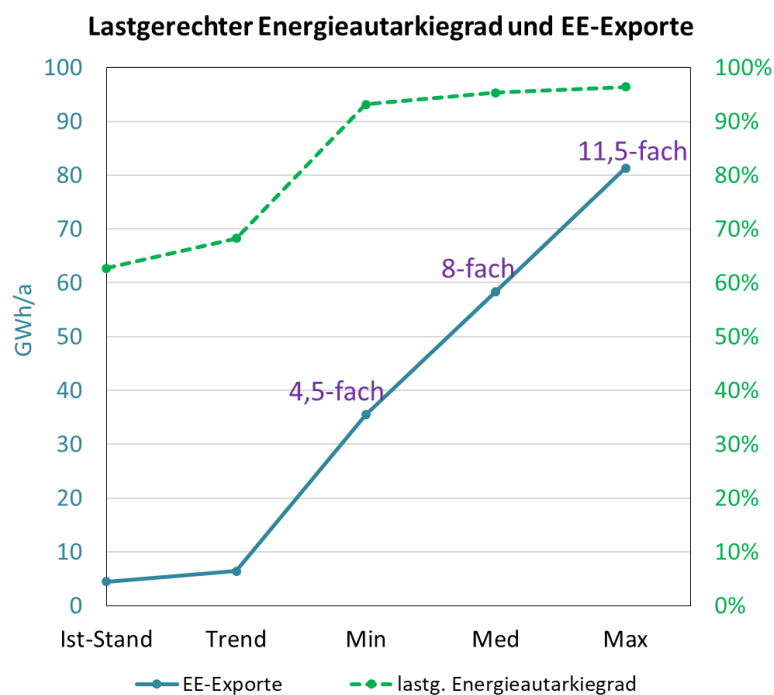


Abbildung A.37: Regionale Stromnutzung des in Alheim erzeugten Stroms im Max-Szenario, eigene Darstellung

Szenarienvergleich für den Stromsektor

Nachfolgend werden die Szenarien bezüglich ihres EAG im Stromsektor und der Stromexporte miteinander verglichen. Der Technologieausbau nimmt in der Reihenfolge zu, wie die Szenarien in Abbildung A.38 angeordnet sind und zwar vom Ist-Stand in Richtung Max-Szenario. Das Min-Szenario weist im Vergleich mit dem Trend einen deutlich ambitionierteren Technologieausbau auf, der im Med- und Max-Szenario noch weiter zunimmt. Der lastgerechte EAG ist beim Min-Szenario mit 93% bereits sehr hoch, nimmt aber durch ein Fortsetzen des Technologie-Zubaus nur noch geringfügig zu, während die Stromexporte stark anwachsen. Um sich einer vollständigen lastgerechten Energieautarkie weiter anzunähern, wären daher weitere Maßnahmen erforderlich, wie z.B. Lastmanagement, regional orientierte, flexible Fahrweise von BHKWs, Power-to-Heat und Power-to-Gas.



14

Abbildung A.38: Szenarienvergleich für den Stromsektor (Alheim), eigene Darstellung

Szenarienvergleich für den Wärmesektor

Während die bisherigen Betrachtungen dem Stromsektor gelten, werden in diesem Unterkapitel die Szenarien hinsichtlich des Wärmesektors verglichen. Im Detail wird jedoch nur der Gebäudenutzwärmebedarf untersucht. Der industrielle Wärmebedarf Alheims von insgesamt etwa 20 GWh/a ist zum Großteil Prozesswärmebedarf und wird hier, wie bei der Ist-Zustands-Analyse bereits erwähnt, nicht näher betrachtet. Die Abbildung A.39 zeigt für alle Szenarien Alheims eine Gegenüberstellung des jeweiligen jährlichen Gebäudenutzwärmebedarfs (Haushalte und GHD) in Form eines Balkendiagramms. Die technologische Zusammensetzung der Wärmebereitstellung ist innerhalb der „Szenariobalken“ farbig und mit Wärmedeckungsbeiträgen (Einheit: GWh/a) gekennzeichnet. Direkt über den Balken steht jeweils in schwarz der gesamte Gebäudenutzwärmebedarf innerhalb eines Jahres und im oberen Teil der Abbildung ist der EE-Anteil an der Gebäudenutzwärmebereitstellung rot

aufgeführt. Beim Ist-Stand ist der EE-Anteil am Gebäudenutzwärmebedarf mit 34% bereits hoch. Grund hierfür ist der verbreitete Einsatz von holziger Biomasse in Form von Pellet-, Hackschnitzel- und Stückholzkesseln sowie in Kaminen und Öfen. Die erneuerbaren Wärmeerzeugungstechnologien Wärmepumpe, Solarthermie und Biogas-BHKW-Abwärme tragen jeweils nur einen geringen Anteil von etwa 1% bei. Detailliertere Angaben zu Deckungsbeiträgen beim Gebäudenutzwärmebedarf im Ist-Stand sind in der Abbildung A1 19 angegeben. Beim Trend-Szenario nimmt die Wärme aus holziger Biomasse gegenüber dem Ist-Stand noch um etwa 17,4% zu und der Gesamtwärmebedarf um etwa 4% ab. Der EE-Anteil erhöht sich um 8%-Punkte auf insgesamt 42%.

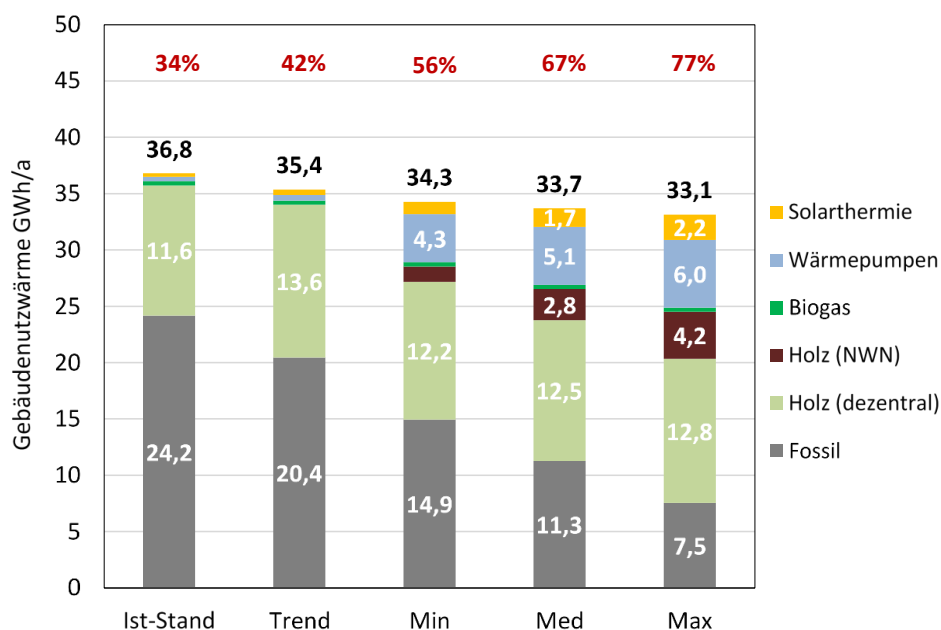


Abbildung A.39: Szenarienvergleich für die Gebäudenutzwärme (Alheim), eigene Darstellung

Beim Min-, Med- und Max-Szenario nimmt gegenüber dem Trend-Szenario der Deckungsbeitrag von Wärmepumpen, Solarthermie und holziger Biomasse in Nahwärmenetzen mit zunehmendem Ambitionsgrad des jeweiligen Szenarios tendenziell zu und der Wärmebedarf ab. Der Zuwachs an Solarthermie setzt sich aus Dach- und Freiflächenanlagen zusammen, von denen Letztere in Nahwärmenetze einspeisen. Für die Nahwärme wird angenommen, dass der solare Deckungsbeitrag bei 20% liegt und die restlichen 80% Wärmebeitrag mit zentralen Holzkesseln bereitgestellt werden. Der Beitrag von Biogas-BHKW-Abwärme zur Deckung des Gebäudenutzwärmebedarfs bleibt in allen Szenarien auf dem Niveau des Ist-Stands.

Die Wärmebedarfsminderung für die Szenarien im Jahr 2030 beruht jeweils auf der angenommenen Sanierungsanstrengung. Für das Trend-Szenario wird von einer Altbausanierungsrate von 1,1% (Diefenbach et al., 2010) bei einer Sanierungstiefe von 38,4%²¹ ausgegangen, was etwa den heutigen

²¹Verfügbar im Tabula Webtool unter <http://webtool.building-typology.eu/#bm>, letzter Zugriff am 04.03.2019.

Sanierungsanstrengungen entspricht. Bei den restlichen Szenarien wird als vereinfachende Annahme die gleiche Sanierungstiefe beibehalten und die Altbausanierungsrate für das Min-Szenario auf 2,0%, für das Med-Szenario auf 2,5% und für das Max-Szenario auf 3,0% angehoben. Zu erkennen ist, dass selbst bei einer nahezu Verdreifachung der Sanierungsanstrengungen im Max-Szenario sich der Gebäudenutzwärmebedarf bis 2030 nur etwa um 6,5% gegenüber dem Trend verringert. Daher ist es wichtig, frühzeitig die Sanierungsanstrengungen zu forcieren, um den Gebäudewärmebedarf langfristig deutlich zu reduzieren. Für eine Steigerung der Sanierungsanstrengungen spricht auch, dass ein vermehrter, effizienter und wirtschaftlicher Einsatz von Wärmepumpen nur mit einem breiten, energetisch sanierten Gebäudebestand möglich ist.

Fraglich ist, ob eine Zunahme des dezentralen Einsatzes holziger Biomasse in Gebäuden zukünftig sinnvoll ist, da es sich bei Biomasse um eine endliche Ressource handelt, die im Zuge der Wärmewende möglichst überlegt bzw. sinnvoll eingesetzt werden sollte. Vorteilhafter wäre Biomasse zusammen mit Solarthermie und weiteren erneuerbaren Wärmeerzeugern wie Wärmepumpen, Geothermie oder Abwärme in Wärmenetzen einzusetzen. Biomasseheizwerke können als Reserveheizwerke fungieren, um gezielt den Anteil anderer erneuerbarer Technologien zu erhöhen (auch schrittweise). Ein wesentlicher Vorteil hierbei wäre z.B., dass bei Wärmenetzen große Solarthermie-Freiflächenanlagen eingebunden werden können, die aufgrund der geringeren Installationskosten deutlich kostengünstiger wären als Dachanlagen mit derselben Gesamtkollektorfläche.

In einer Sitzung des Steuerungskreises wurden die Ergebnisse der Szenarien vorgestellt und per Punkteabfrage das Med-Szenario ausgewählt. Das Szenario wird nun in das Klimaschutzkonzept für Alheim aufgenommen.

Anhang A.5. Wirtschaftliche Betrachtung

Es wurden für die vier Szenarien auch die Kosten und die zu erwartende regionale Wertschöpfung bis 2030 berechnet. Um eine Wirtschaftlichkeitsberechnung und den auf die Region entfallenden Anteil der generierten Umsätze (=regionale Wertschöpfung) durchführen zu können, wurde für jede Technologie ein vereinfachtes Geschäftsmodell zugrunde gelegt, aufgrund dessen die Erträge und die Wirtschaftlichkeit berechnet werden können. Für jede Technologie und ihre Kosten (Errichtung, Service/Instandhaltung, etc.) wurde durch umfangreiche Recherche ein regionaler Anteil festgelegt. Die getätigten Ausgaben können dann auf einzelnen Kategorien aufgeteilt werden, sodass sich ermitteln lässt, wie zum Beispiel der regionale Lohn oder auch die Gewerbesteuer die regionale Wertschöpfung beeinflussen. In Summe lässt sich so der wirtschaftliche Nutzen ermitteln, den der Zubau der unterschiedlichen Technologien der Region erbringt. Auf diese Weise können die Investitionen dem dadurch erzeugten Rückfluss für die Region gegenübergestellt werden.

Die Ergebnisse sind in Tabelle A.11 im Überblick dargestellt. Mit der Höhe der Investitionen steigt immer auch der bilanzielle und lastgerechte Energieautarkiegrad sowie die regionale Wertschöpfung an. Das Max-Szenario sieht die höchsten Investitionen in Höhe von 62 Mio. € vor, gleichzeitig wird auch ein lastgerechter EAG von 96% erreicht. Bleiben die Ausbauraten der letzten Jahre konstant (Trend-Szenario) wird bei Investitionen von 5 Mio. € ein lastgerechter EAG von 68% erreicht. Die Gesamtkosten fassen alle Investitionskosten zusammen, die im Zusammenhang mit der Planung, Herstellung und Errichtung der unterschiedlichen Anlagen einmalig entstehen ergänzt durch die laufenden Kosten über den Betrachtungszeitraum.

Im Folgenden wird beispielhaft auf das Trend- und das Med-Szenario detaillierter eingegangen.

Tabelle A.11: Überblick - Ergebnisse der Szenarien

Kriterien	Trend-Szenario	Min-Szenario	Med-Szenario	Max-Szenario
Gesamtkosten	7,3 Mio. €	43,7 Mio. €	65,2 Mio. €	87,9 Mio. €
Inkl. Gebäudesanierung	14,8 Mio. €	58,7 Mio. €	83,95 Mio. €	110,4 Mio. €
Regionale Wertschöpfung durch EE	3 Mio. €	10,6 Mio. €	16 Mio. €	21,1 Mio. €
Bilanzieller EAG Stromsektor [%]	122%	355%	504%	639%
Lastgerechter EAG Stromsektor [%]	68%	93%	95%	96%

Das Trend-Szenario

Bei dem „Trend-Szenario“ handelt es sich um den Zubau, der bis 2030 vorgenommen werden würde, wenn die bisherigen Ausbauraten konstant bleiben und keine neuen Technologien zum Einsatz kommen. Die Tabelle A.12 fasst nochmal den Ist-Bestand der aktuell in der Kommune Alheim installierten Technologien, den Sollbestand und den Zubau für das „Trend-Szenario“ zusammen. Technologien, in denen kein Zubau erfolgt, werden nicht betrachtet.

Tabelle A.12: Überblick Zubau - Trend-Szenario Alheim

Technologie	Anzahl installierter Anlagen		
	Ist-Bestand 2018	Soll-Bestand 2030	Differenz/Zubau
PV 5 kW + Batterie	15	50	35
PV 30 kW	237	288	51
PV 2000 kW	1	2	1
Wärmepumpe Luft + 5m ² ST	24	32	8
Wärmepumpe Sole + 5m ² ST	10	13	3
Scheitholzkessel	177	204	27
Scheitholzkessel + 9m ² ST	13	21	8
Pellet-Kessel	310	358	48
Pellet-Kessel + 9m ² ST	24	37	13
Hackschnitzelheizung	8	10	2

Darauf aufbauend sind die Gesamtkosten für EE, die bei der Umsetzung des Trend-Szenarios in der Kommune Alheim anfallen würden, in Tabelle A.13 zusammengefasst:

Tabelle A.13: Übersicht der Gesamtkosten - Trend-Szenario

Gesamtkosten	Gesamtzeitraum 2018 - 2030	Pro Jahr
Gesamtkosten für Erneuerbare Energien (Investitionen und laufende Kosten)	Ca. 7,3 Mio. €	Ca. 608 €
Gesamtkosten pro Person	Ca. 1.375 €	Ca. 115 €

Für den Zeitraum von 12 Jahren betragen die Gesamtkosten für EE ca. 7,3 Mio. €, pro Jahr und Einwohner sind es knapp 115 €. Die Zusammensetzung der Investitionskosten aufgeteilt auf die unterschiedlichen Technologien ist in Abbildung A.40 dargestellt. Im Strombereich fällt auf, dass die einzelne PV-Freiflächenanlage, die nach dem Trend-Szenario zugebaut werden soll, die zweitgrößte Investitionssäule darstellt.

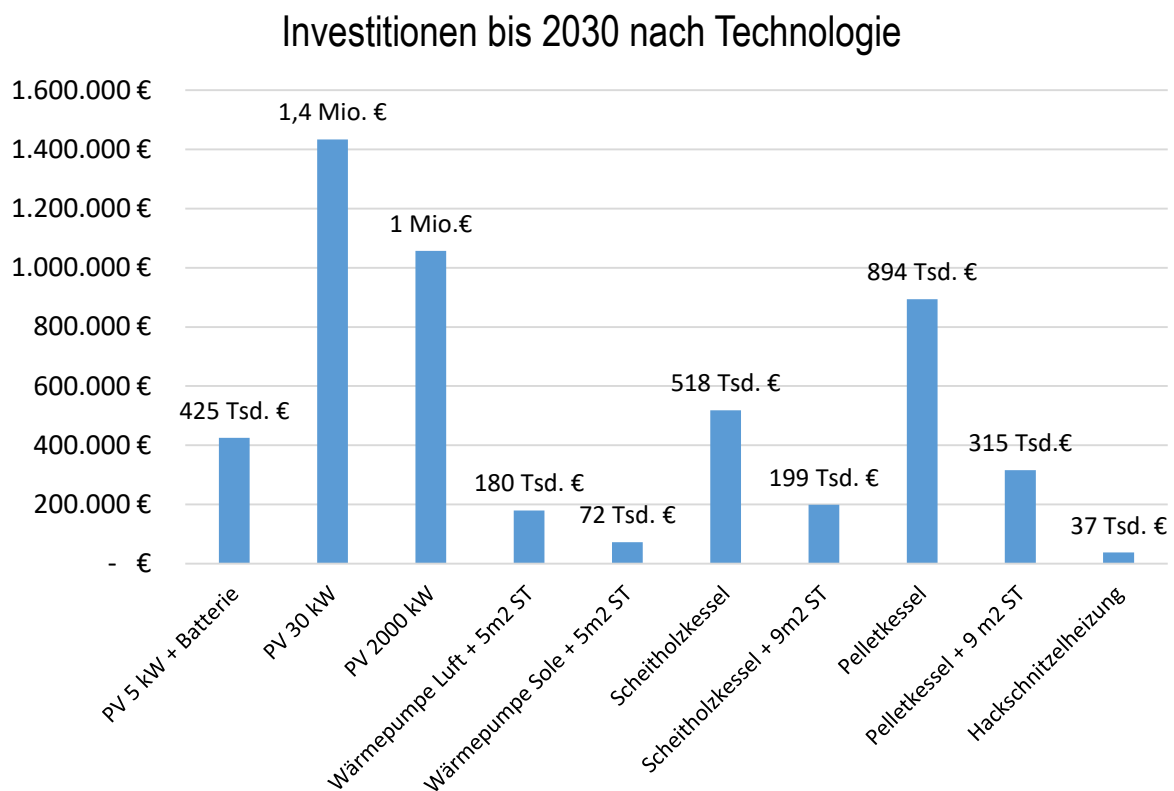


Abbildung A.40: Investitionen nach Technologie - Trendszenario, eigene Darstellung

In der Berechnung der regionalen Wertschöpfung ist die Gebäudesanierung nicht enthalten und soll daher kurz aufgeführt werden. Bei der angenommenen Sanierungsrate für das Trend-Szenario von 1,1% entstehen Kosten von 625.500 € jährlich, das bedeutet für den gesamten Betrachtungszeitraum eine Gesamtinvestition von 7.500.000 €. Pro Haushalt werden Sanierungskosten von ungefähr 50.000 € angenommen, basierend auf Zahlen aus der Studie „Energetische Gebäudesanierung in Deutschland“ (Pfnürr, 2013, S.44).

Die folgende Abbildung A.41 zeigt die Aufteilung der Investitionen im betrachteten Zeitraum bis 2030. Deutlich hervor tritt der Bau der PV-Großflächenanlage im Jahr 2025. Relativ gleichmäßig findet der Zubau der Wärmekleinanlagen wie zum Beispiel Pellet- und Scheitholzkessel und der PV-Technologien statt.

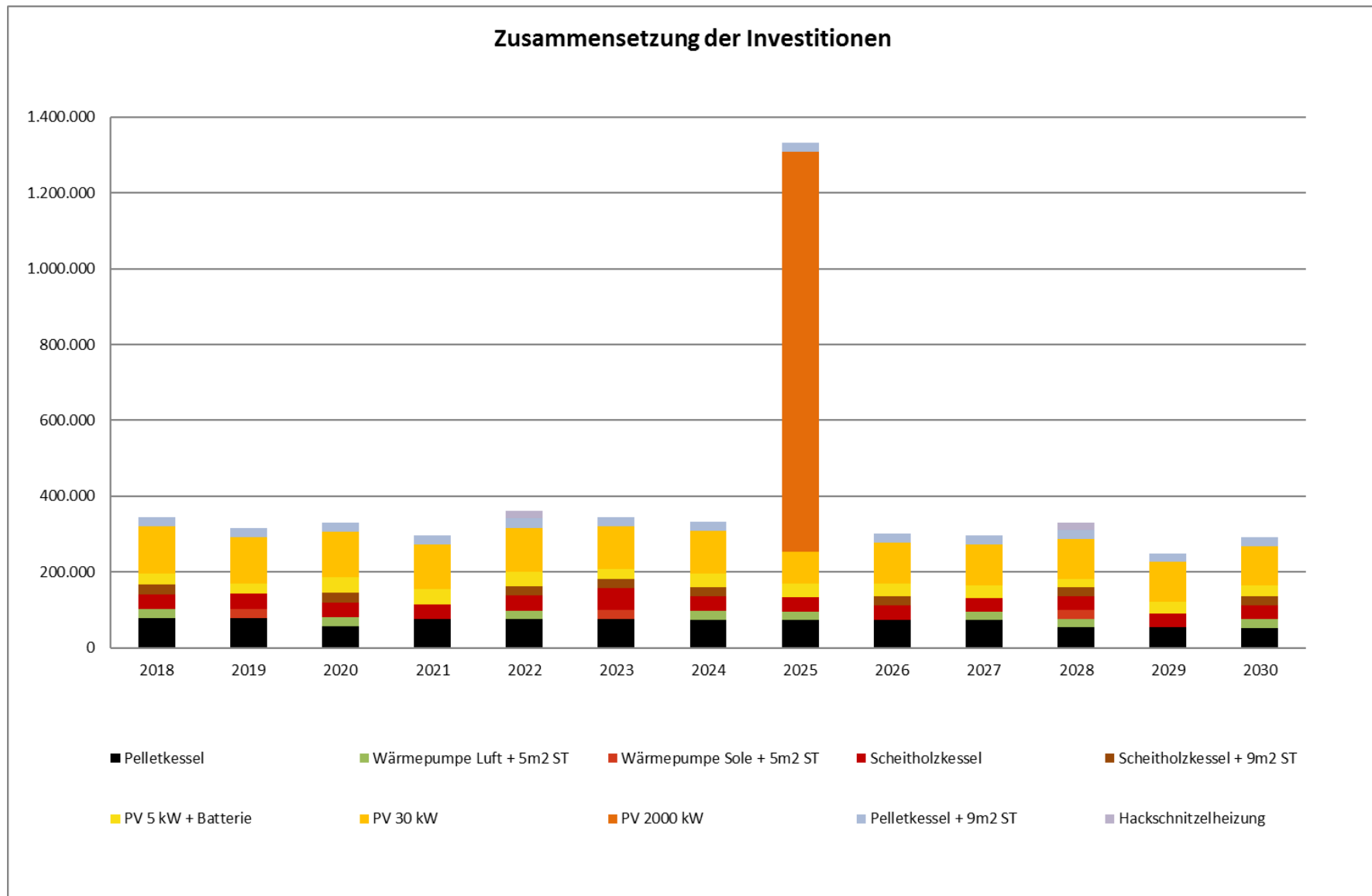


Abbildung A.41: Zusammensetzung der Investitionen – Trend-Szenario, eigene Darstellung

Neben den Investitionskosten sind auch die laufenden Kosten Bestandteil der regionalen Wertschöpfungsberechnung. Die laufenden Kosten, die durch den Zubau entstehen, sind in Abbildung A.42 dargestellt und steigen erwartungsgemäß nahezu linear an. Da für die Berechnung der regionalen Wertschöpfung nur der Zubau betrachtet wird, fallen im Jahr 2017 noch keine neuen laufenden Kosten an. Wie auch bei den Investitionskosten ist ein markanter Anstieg der laufenden Kosten im Jahr 2025 zu sehen, der auf die Installation der großen PV-Anlage zurückzuführen ist. Unter anderem die nun erstmalig auftretenden Pachtkosten aber auch gestiegene Versicherungs- und Wartungskosten begründen diesen Kostensprung.

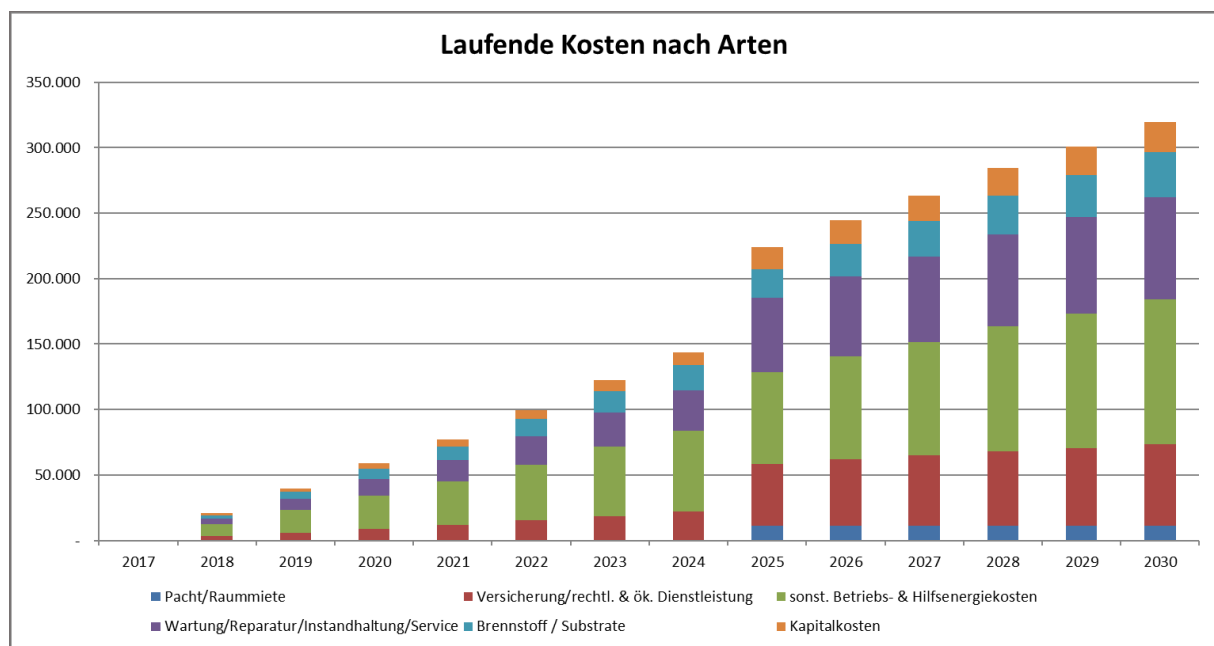


Abbildung A.42: Laufende Kosten - Trend-Szenario, eigene Darstellung

Die potentielle regionale Wertschöpfung sowie die entstehenden Kosten der Energiewende in Alheim, wenn das Trend-Szenario umgesetzt wird, ist in Abbildung A.43 dargestellt. Insbesondere durch die zusätzliche Lohnsumme, die im Jahr 2025 durch die Errichtung der Freiflächen PV-Anlage anfällt, aber auch durch die zusätzlichen „sonstigen Betriebsausgaben“, lassen sich der Anstieg im Jahr 2025 in der ansonsten linear ansteigenden regionalen Wertschöpfung begründen.

Im Trend-Szenario macht die regionale Wertschöpfung einen Anteil von 39% an den Gesamtkosten aus (vgl. Tabelle A.14). Mehr als zwei Drittel entstehen dabei durch das Betriebsergebnis der Betreiber und den sonstigen Betriebsausgaben. Das Betriebsergebnis geht hauptsächlich aus dem eingespeisten Strom der 30kW-PV-Anlagen hervor. Die sonstigen Betriebsausgaben entstehen größtenteils durch das Betreiben der Holzkessel, welche Kosten für die Brennstoffe sowie Hilfsstrom verursachen.

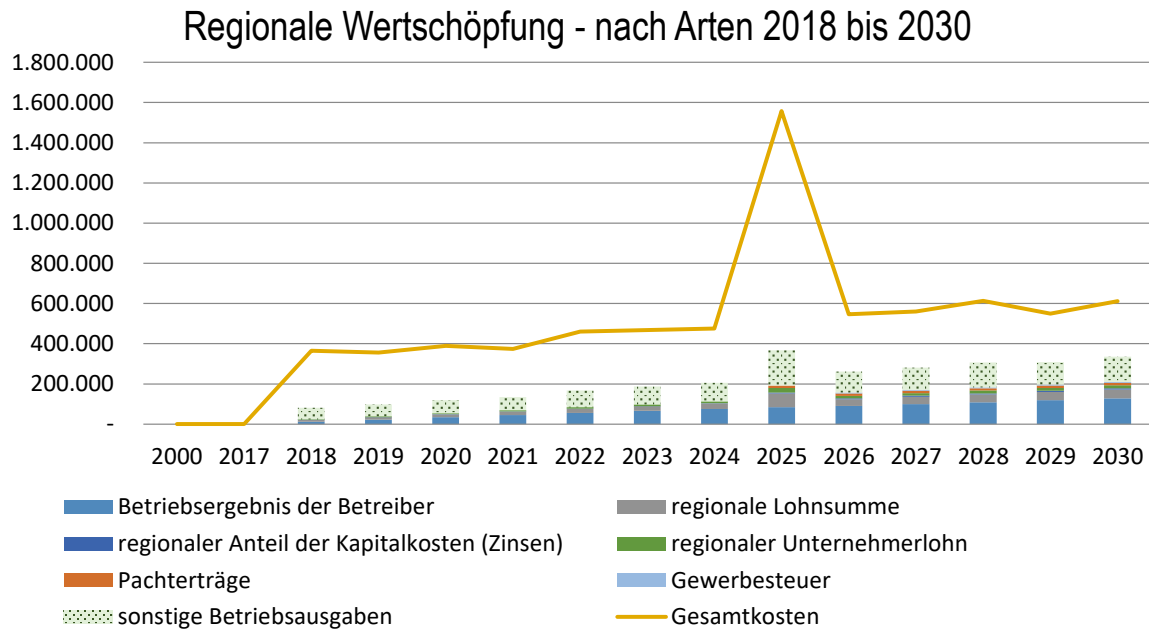


Abbildung A.43: Regionale Wertschöpfung durch EE - Trend-Szenario, eigene Darstellung

Tabelle A.14: Regionale Wertschöpfung – Trend-Szenario Alheim

Regionale Wertschöpfung durch:	Betrag:
Betriebsergebnis der Betreiber	938.912 €
Pachterträge	68.040 €
Regionale Lohnsumme	383.859 €
Regionaler Unternehmerlohn	138.123 €
Sonstige Betriebsausgaben	1.266.243 €
Kapitalkosten	37.550 €
Gewerbesteuer	22.689 €
Gesamte Regionale Wertschöpfung	2.855.416 €
Investitionen gesamt	5.094.297 €
Laufende Kosten gesamt	2.198.017 €
Gesamtkosten	7.292.314 €
Anteil der regionalen Wertschöpfung an den Gesamtkosten:	39,15%

Das Medium-Szenario

Das Medium (Med)-Szenario ist der vom Steuerungskreis präferierte Ausbauplan und wird daher genauer betrachtet. Die Investitionskosten sind im Vergleich zum Trend-Szenario um ein neunfaches höher, gleichzeitig steigt der lastgerechte EAG um 27%-Punkte auf 95%. Welche Technologien im Detail ausgebaut werden, zeigt Tabelle A.15. Es werden zwei große PV-Freiflächenanlagen und viele kleine PV-Anlagen zugebaut, dazu kommen 6 Windkraftanlagen. Auch im Bereich Solarthermie werden Investitionen getätigt, dabei handelt es sich um zwei 200kW-Anlagen sowie vier 1000kW-Anlagen.

Tabelle A.15: Überblick Zubau- Med-Szenario Alheim

Technologie	Anzahl installierter Anlagen		
	Ist-Bestand 2018	Soll-Bestand 2030	Differenz/Zubau
Wind 3 MW	0	6	6
PV 5 kW + Batterie	15	477	462
PV 30 kW	237	334	97
PV 2000 kW	2	4	2
Wärmepumpe Luft	0	228	228
Wärmepumpe Sole	0	98	98
Wärmepumpe Luft + 5m ² ST	24	75	51
Wärmepumpe Sole + 5m ² ST	10	32	22
Scheitholzkessel + 9m ² ST	13	38	25
Scheitholzkessel + 9m ² ST	13	21	8
Pellet-Kessel + 9m ² ST	24	67	43
Pellet-Kessel + 9m ² ST	24	37	13
Hackschnitzelheizung + 9m ² ST	1	2	1
Solarthermie 200 kW	0	4	4
Solarthermie 1000 kW	0	2	2

Daraus resultieren die folgenden Gesamtkosten:

Tabelle A.16: Übersicht der Gesamtkosten - Med-Szenario

Gesamtkosten	Gesamtzeitraum 2018 - 2030	Pro Jahr
Gesamtkosten für Erneuerbare Energien (Investitionen und laufende Kosten)	Ca. 65,2 Mio. €	Ca. 4,5 Mio. €
Gesamtkosten pro Person	Ca. 12.299 €	Ca. 1025 €

Für den gesamten Zeitraum von 12 Jahren sind Gesamtkosten für erneuerbare Energien in Höhe von ca. 65,2 Mio. € vorgesehen, pro Jahr und Einwohner sind es ca. 1025 €. Wie sich die Investitionskosten auf die einzelnen Technologien aufteilen ist in Abbildung A.44 zu sehen. Der

Fokus liegt in diesem Szenario auf den Windkraftanlagen, die auch den größten Teil der Investitionen ausmachen. Die 5kW-PV-Anlagen werden auch stark ausgebaut, die Hauptinvestitionen liegen hier bei den privaten Haushalten. Auch die Nutzwärme der Haushalte und Industrie wird regenerativ ausgelegt, im Vergleich zum Trend werden hauptsächlich Wärmepumpen gebaut.

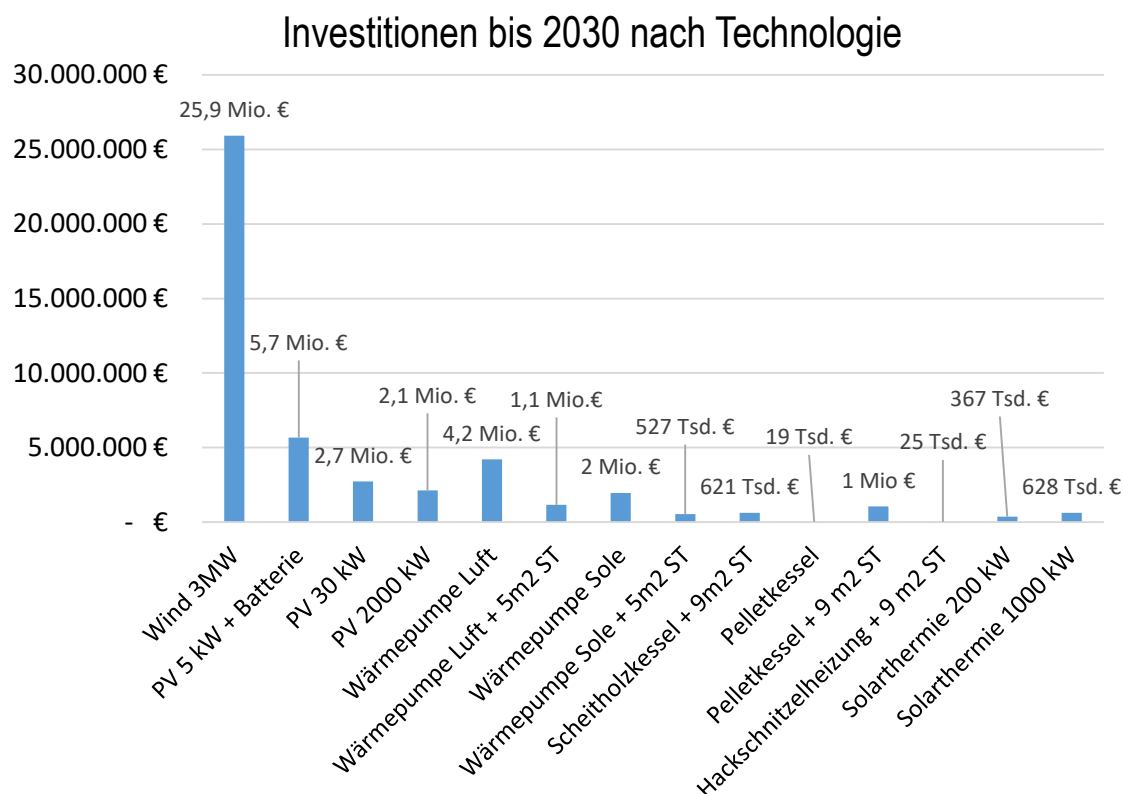


Abbildung A.44: Investitionen nach Technologie - Medium-Szenario, eigene Darstellung

Abbildung A.45 zeigt, wie sich die Investitionen in den Jahren des Betrachtungszeitraums zusammensetzen. Stark fällt auch hier der Bau der Windkraftanlagen in den Jahren 2021 und 2022 ins Gewicht. Außerdem kommen in den darauffolgenden Jahren noch die beiden PV-Freiflächenanlagen hinzu. Der Zeitpunkt der Errichtung dieser Großanlagen ist jedoch willkürlich gewählt und kann auch in anderen Jahren durchgeführt werden. Die Errichtung der Kleinanlagen ist linear auf den gesamten Betrachtungszeitraum verteilt worden, aus diesem Grund bleiben die Investitionen dort relativ konstant.

Auch für dieses Szenario sollen ergänzend die Sanierungskosten der Gebäude betrachtet werden. Anders als im Trend-Szenario wird nun eine Sanierungsrate von 2,5% angenommen. So entstehen jährliche Sanierungsaufwendungen von 1.562.500 € sowie eine Gesamtsumme für den gesamten Betrachtungszeitraum von 18.750.000 €.

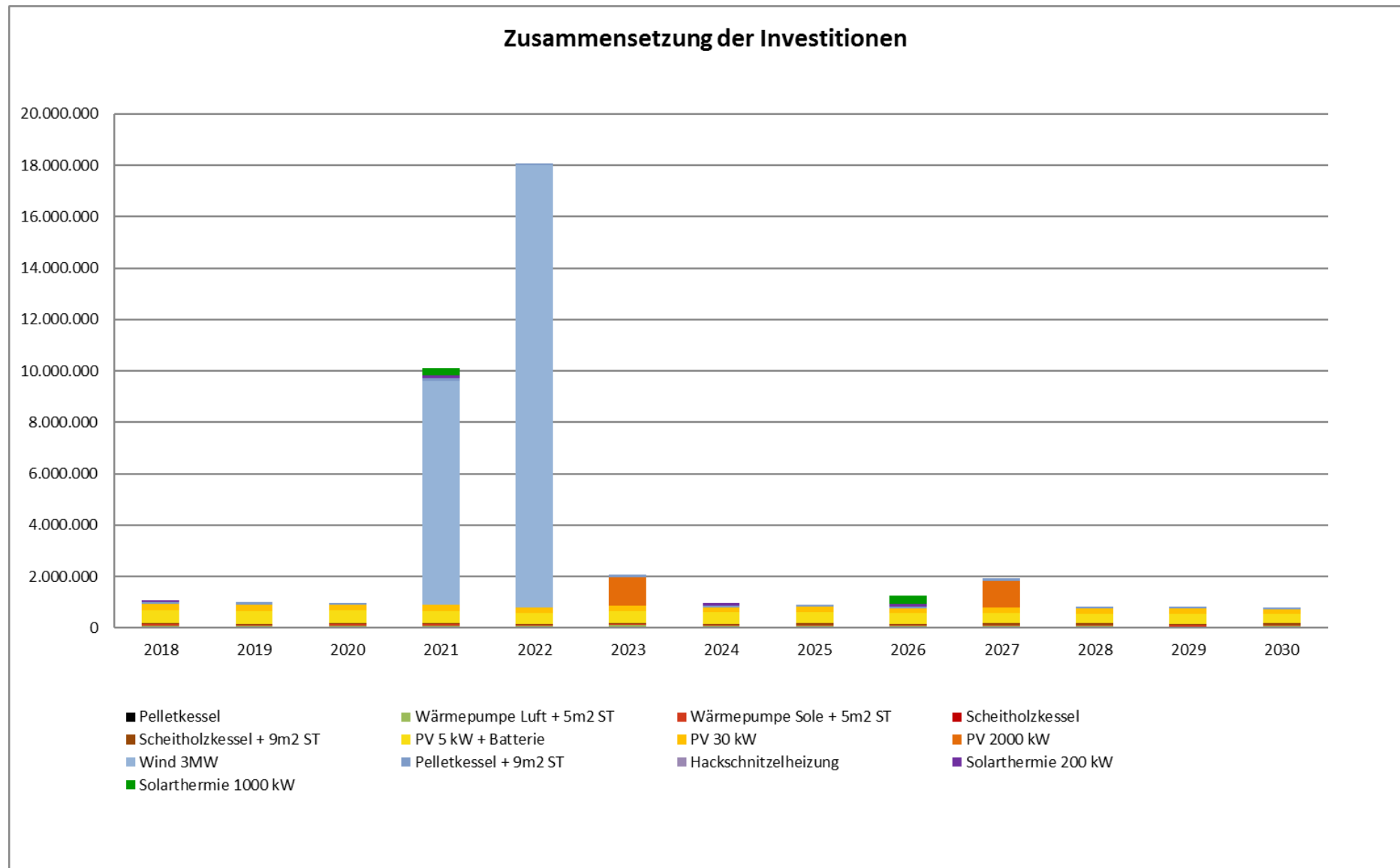


Abbildung A.45: Zusammensetzung der Investitionen - Medium-Szenario, eigene Darstellung

In Abbildung A.46 lässt sich gut erkennen, wie sich die laufenden Kosten über den Betrachtungszeitraum entwickeln werden. Die Wartung und Instandhaltung der Windanlagen machen den größten Anteil aus, gefolgt von der Versicherung und rechtlichen und ökonomischen Dienstleistungen sowie den laufenden Kapitalkosten. Vor und nach dem Bau der Windkraftanlagen in den Jahren 2021 und 2022 findet ein linearer Anstieg der laufenden Kosten statt.

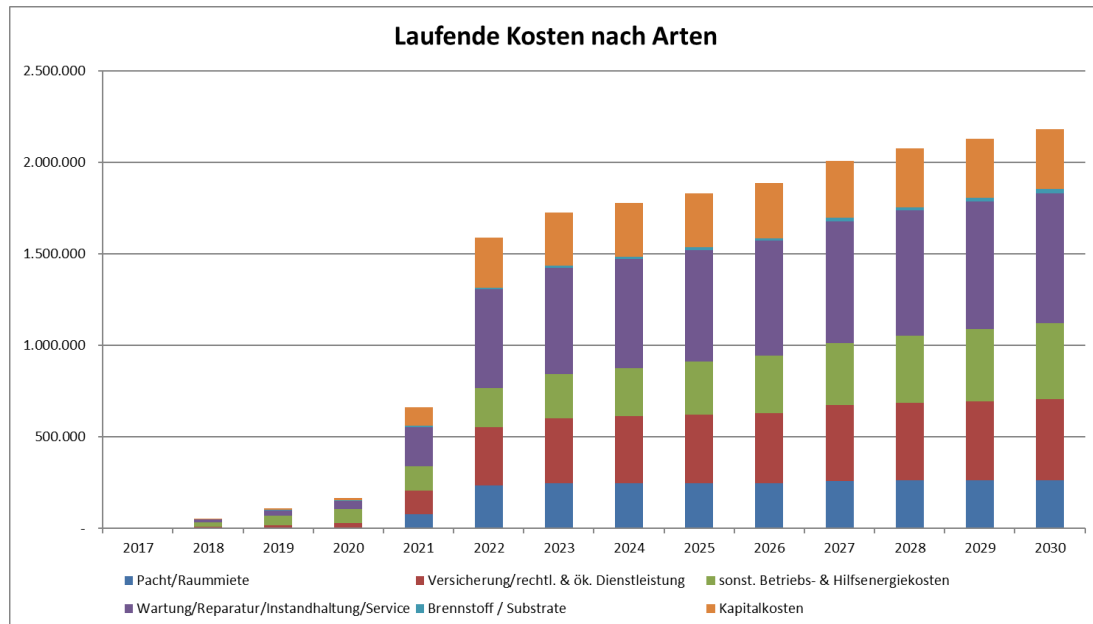


Abbildung A.46: Laufende Kosten - Med-Szenario, eigene Darstellung

In Abbildung A.47 ist die regionale Wertschöpfung im Vergleich mit den Gesamtkosten dargestellt, in Tabelle A.17 werden die Detailergebnisse der einzelnen Positionen aufgeführt. Trotz der hohen Investitionskosten, die die Errichtung der Windkraftanlagen verursacht, werden durch den Zubau nur knapp 24% (siehe Tabelle A.17) an regionaler Wertschöpfung erzeugt. Dies lässt sich damit begründen, dass wie angenommen die Planung und der Bau sowie der Service bzw. die Reparatur der Anlagen von Unternehmen durchgeführt werden, die überregional bzw. national arbeiten. Regional wertschöpfend sind daher nur die Ausgaben für Miete bzw. Pacht und in Teilen die Versicherung, die Kapitalkosten und die sonstigen Betriebskosten. Je nach Ausgestaltung der Windparkprojektierung kann der Anteil der regionalen Wertschöpfung auch höher liegen. Hier wurde mit Annahmen nach (Kosfeld et al., 2011) gerechnet, beispielsweise werden für Herstellung und Wartung 0% regionaler Anteil angenommen, für die Planung entsteht laut der Studie eine regionale Wertschöpfung von 60%. Durch eine starke regionale Ausrichtung der Errichtung und des Betriebs der Windkraftanlagen kann der Anteil der RWS aber durchaus noch gesteigert werden. In der Studie „Regionale Wertschöpfung durch die Windindustrie in Nordhessen: Wie gezielte Investitionen einer ganzen Region zugutekommen.“ kann man sehen, dass bei einer Laufzeit von 20 Jahren 59% der Kosten für die Windparks in der Region gehalten werden können, wenn das Projekt regional verankert wird²² (Hoppenbrock et al., 2016). Laut der Studie kann die regionale Wertschöpfung

²²Inklusive induzierter Effekte, die hier nicht berücksichtigt wurden. Außerdem wird ein Zeitraum von 20 Jahren betrachtet.

eines Windparks durch unterschiedliche Faktoren beeinflusst werden, durch zum Beispiel regionale Eigentümer wie Kommunen und Bürgerenergiegenossenschaften und durch regionale Betreiber der Anlagen, Finanzierung durch kommunale Banken und einer regionalen Auftragsvergabe bei Planung, Bau und Instandhaltung.

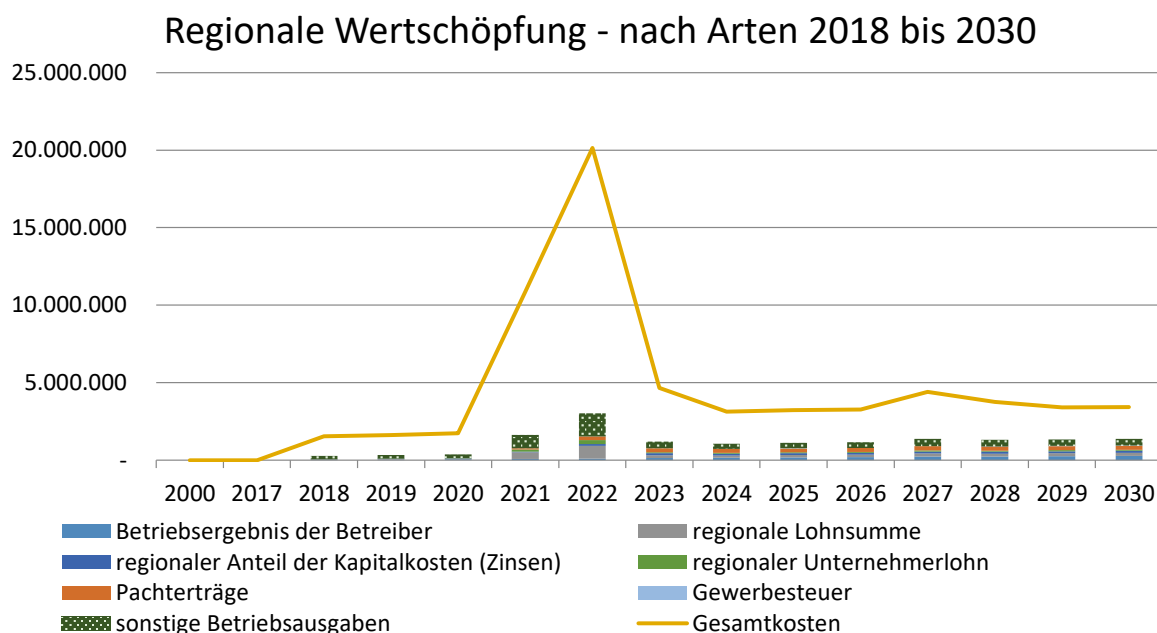


Abbildung A.47: Regionale Wertschöpfung durch EE - Med-Szenario, eigene Darstellung

Tabelle A.17: Regionale Wertschöpfung – Med-Szenario Alheim

Regionale Wertschöpfung durch:	Betrag:
Betriebsergebnis der Betreiber	2.001.664 €
Pachterträge	2.354.133 €
Regionale Lohnsumme	2.743.132 €
Regionaler Unternehmerlohn	950.571 €
Sonstige Betriebsausgaben	6.271.391 €
Kapitalkosten	1.170.516 €
Gewerbesteuer	48.687 €
Gesamte Regionale Wertschöpfung	15.540.094 €
Investitionen gesamt	46.980.015 €
Laufende Kosten gesamt	18.202.059 €
Gesamtkosten	65.182.074 €
Anteil der regionalen Wertschöpfung an den Gesamtkosten:	23,84%

Anhang A.6. Fazit Alheim

Alheim ist eine Vorreiterkommune, wie es auch in der Ergebnisspinne des Energiewendezeigers zu sehen ist (vgl. Abbildung A.23). Die klare Stärke in der Energieversorgung liegt stromseitig in den hohen Beiträgen durch die PV-Anlagen und die Biogasanlage, die bereits heute zu einem bilanziellen EAG von nahezu 100% führen. Mit der dynamischen Simulation des Alheimer Energiesystems wird der lastgerechte EAG für den Stromsektor mit 63% näherungsweise berechnet. Die Simulationsergebnisse zeigen, dass in Alheim unter den getroffenen Annahmen, die Überschussstromleistung häufig deutlich höhere Werte aufweist als die Stromunterdeckungsleistung. Demnach erfordern Stromexporte in Alheim bereits heute eine höhere Netzkapazität als Stromimporte. Die Kombination mehrerer fluktuierender Stromerzeugungstechnologien führt tendenziell zu einer Erhöhung der zeitlichen Verfügbarkeit von lokalem EE-Strom und zu einer Zunahme des lastgerechten EAG. Beispielsweise würde durch den Zubau eines Windparks, bestehend aus 5 WKAs je 3,5 MW Nennleistung, der lastgerechte EAG ausgehend vom Alheimer Ist-Stand um etwa 19% zunehmen.

Der Wärmesektor verlangt auch in Alheim noch viel Beachtung, hier wäre eine Forcierung der Sanierungsanstrengungen elementar wichtig, um den Wärmebedarf zu senken und darüber hinaus die Gebäude für den Wechsel zu einer klimafreundlicheren Wärmeversorgung zu ertüchtigen. Der EE-Anteil im Wärmesektor ist mit etwa 34% (davon ca. 31% Holzwärme) bereits hoch. Da Holz jedoch ein begrenzter Energieträger ist, wäre zur weiteren Erhöhung des EE-Anteils ein vermehrter Einsatz von Wärmepumpen in sanierten Gebäuden besser geeignet. Außerdem ist der Ausbau bestehender oder die Entstehung neuer Wärmenetze, die vorrangig mit EE (z.B. Solarthermie, BHKWs, Holzkessel, Wärmepumpen) gespeist werden, eine weitere sinnvolle Maßnahme den EE-Anteil zu erhöhen. Hier können Holzkessel als Backup- oder Spitzenlastkessel eingesetzt werden, um beispielsweise einen hohen Deckungsbeitrag von Solarthermie (fluktuierende Wärmebereitstellung) zu erreichen. Für die Umsetzung eines Nahwärmenetzprojektes ist jedoch die Anschlussbereitschaft des Großteils der Bevölkerung im Netzgebiet eine wichtige Voraussetzung. Die Bemühungen eine Nahwärmenetzerweiterung im Ortsteil Heinebach oder ein neues Nahwärmenetz in Licherode auf den Weg zu bringen, führten im Rahmen des Projektes leider nicht zu einem konkreten Umsetzungsvorhaben, werden aber derzeit durch den Bürgermeister in Heinebach weiterverfolgt.

Die entwickelten Szenarien für 2030 basieren einerseits auf aktuellen Trends (Trend-Szenario) und andererseits auf dem Stimmungsbild der Steuerungskreismitglieder für den Technologieausbau in Alheim bis 2030 (Min-, Med- und Max-Szenario). Das Med-Szenario trifft innerhalb des Steuerungskreises auf die größte Zustimmung und wird daher mit in das neue Klimaschutzkonzept übernommen. Im Vergleich zum Trend-Szenario weist das Med-Szenario mit 67% einen um 25%-Punkte höheren EE-Anteil im Wärmesektor auf. Außerdem verlagert sich im Med-Szenario der zusätzliche Einsatz holziger Biomasse größtenteils auf Nahwärmenetze. Dies ermöglicht eine wirtschaftliche Nutzung von Solarthermie durch die Einbindung von Freiflächenanlagen. Stromseitig erhöht sich der lastgerechte EAG im Med-Szenario auf 95% und nimmt somit um 27%-Punkte gegenüber dem Trend-Szenario zu. Auffällig ist, dass bereits der Technologiezubau des Min-Szenarios ausreichen würde, um einen lastgerechten EAG von 93% zu erreichen. Die Simulation zeigt, dass in Alheim vor Allem der Zubau von WKAs, Großbatteriespeichern und PV-Dachanlagen in Verbindung mit Solarbatteriespeichern zu einer deutlichen Erhöhung des lastgerechten EAG führen würde.

Der Aufbau einer regionalen Kreislaufwirtschaft in der Forst- und der Landwirtschaft, nicht nur für den Energie- sondern auch für Ernährungssektor ist den Alheimern wichtig (vgl. Abbildung A.48). In den nicht technischen Handlungsfeldern der Energiewende punktet Alheim mit Bildung für Nachhaltige Entwicklung, der interkommunalen Zusammenarbeit ZuBRA und einer regionalen,

nationalen und internationalen Vernetzung. Das nun laufende Klimaschutzkonzept und das darauf folgende Klimaschutzmanagement ist trotzdem notwendig, um die personelle Ressource zur Verfügung zu stellen, die vielen Ideen der Alzheimer Köpfe und die Einbindung der breiten Alzheimer Bevölkerung auf den Weg zu bringen.

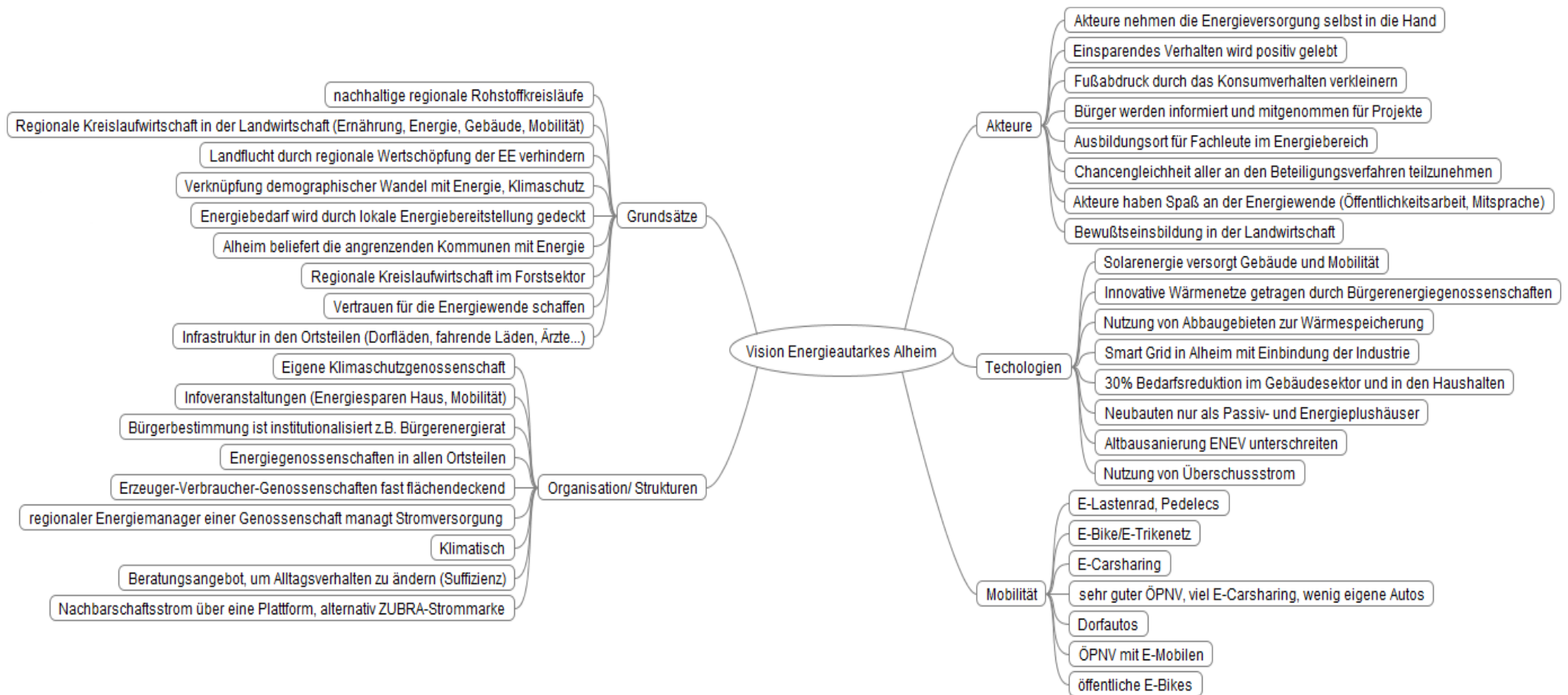
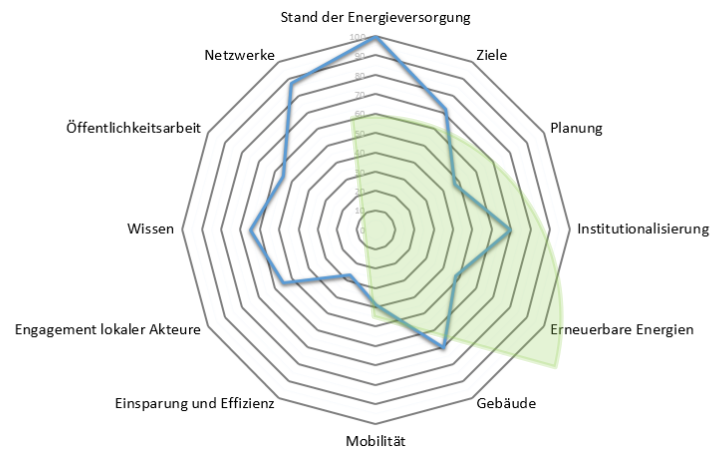


Abbildung A.48: Ergebnisse des Visionsworkshops im Steuerungskreis, eigene Darstellung



Energieversorgung

- Bilanziell EE-Anteil knapp 100% vom Strom- 34% vom Wärmebedarf

-> Besser als die Ziele der Bundesregierung für 2020

Zielsetzungen

- 100% EE in 2030
- Politische Beschlüsse, jedoch keine festen Verantwortlichkeiten
- einige ergänzende Ziele

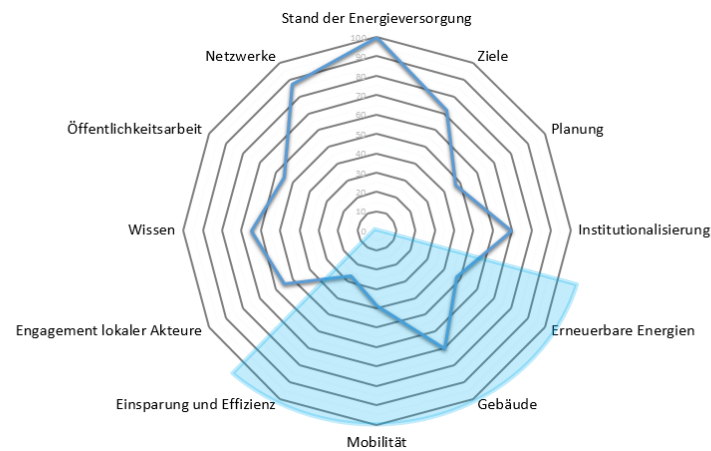
Planung und Orientierung

- Masterplan, bald KSK,
- Einige Fördermittel werden genutzt
- Kein Energiemanagementsystem

Institutionalisierung

- Klimaschutzmanager beantragt
- EAM-Beteiligung, aber keine eigenen Gemeindewerke oder Energieagentur
- E-Fahrzeuge pilothaft, Car-Sharing und Intracting als Perspektive

Abbildung A.49: Ergebnisse des Energiewendezeigers Alheim – Strategische Handlungsfelder, eigene Darstellung



Erneuerbare Energien

- PV super, Solarthermie mäßig, Windkraft fehlt, Holz ausbaufähig
- Liegenschaften: PV gut
- innovativ: Kompetenzzentrum EE, Steuerung Wärmepumpen

Gebäudesektor

- Hoher Sanierungsgrad Liegenschaften
- Durchschnittlich im sonstigen Gebäudebestand
- Pilotvorhaben Fachwerkssanierung

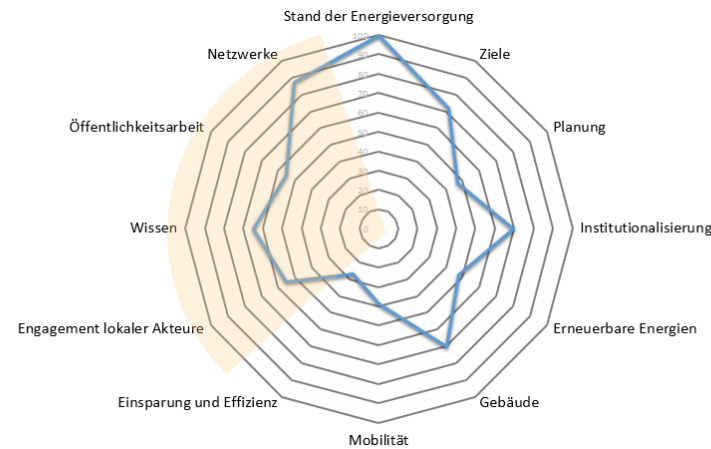
Mobilität

- Erste E-Ladesäulen und E-Autos
- ÖPNV nur für Heinebach gut, restlichen Ortsteile wenig angebunden
- Kein Car-Sharing
- Kein Radwegekonzept

Einsparung und Effizienz

- Wenige Nahwärmenetze vorhanden
- LED-Straßenbeleuchtung teilweise
- Abwärmenutzung in Gewerbegebieten wünschenswert

Abbildung A.50: Ergebnisse des Energiewendezeigers Alheim – Energiesektoren, eigene Darstellung



Engagement lokaler Akteure

- Verstärkt in Verwaltung, Politik, Bildungseinrichtungen
- Einige Unternehmen stark engagiert, Finanzinstitute
- Energieversorger wenig
- Keine Bürger-Energiegenossenschaft

Wissensmanagement

- Forschungsk Kooperationen
- BNE/ UBZ
- Einbeziehung Kitas/ Schulen
- Kein Beratungsangebot für Bürger und Unternehmen

Öffentlichkeitsarbeit

- Internetauftritt, Facebook
- Klimawoche, Infos über das kommunale Zeitung, Plakatwerbung
- Bürgerbeteiligung bei einigen Projekten

Netzwerke

- ZuBRA+
- Pro Region Mittleres Fuldata
- 100% EE-Regionen
- Weltdekade Vereinte Nationen

Abbildung A.51: Ergebnisse des Energiewendezeigers Alheim– Akteursbezogene Handlungsfelder, eigene Darstellung

Anhang B. Ergebnisse für Kaufungen

Anhang B.1. Einleitung

Das Forschungsprojekt „Energieautarke Siedlung“ wurde von der Universität Kassel von den Fachgebieten Volkswirtschaftslehre mit Schwerpunkt dezentrale Energiewirtschaft und Solar- und Anlagentechnik durchgeführt. Fördermittelgeber sind der Wechselrichterhersteller SMA Solar Technology AG und das Hessische Ministerium für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Landesentwicklung. Der Ansatz der „Energieautarkie“ in diesem Projekt verfolgt die Zielsetzung, Strom und Wärme produktionsnah zu verbrauchen und möglichst wenig über weite Strecken zu transportieren. Dieser Ansatz erhöht die regionale Wertschöpfung für den ländlichen Raum und senkt den Bedarf an Übertragungskapazitäten. Es soll so der Selbstversorgungsgrad der Kommune erhöht werden, die Verbindung zum Übertragungsnetz bleibt dabei bestehen. Kern dieses Projekts ist eine technische und wirtschaftliche Modellierung verschiedener Zukunftsszenarien zur Erreichung eines erhöhten Selbstversorgungsgrades. Für Kaufungen wurden hierzu die Szenarien des Klimaschutzkonzeptes genutzt. Weiterhin wurde in Kaufungen eine Handlungsfelderanalyse mit dem „Energiewendezeiger“ durchgeführt. Die Ergebnisse werden nachfolgend dargestellt.

Anhang B.2. Handlungsfelderanalyse „Energiewendezeiger“

Der „Energiewendezeiger“ umfasst Indikatoren aus 12 Handlungsfeldern (vgl. Abbildung B.52). Diese analysieren und veranschaulichen den Ist-Zustand der Energiewende vor Ort. Der Energiewendezeiger baut auf bereits international erprobten Indikatoren(-systemen) für kommunale 100% EE-Prozesse aus dem Projekt Global 100% Renewables auf und wurde in dem Projekt „Prozessgestaltung Energiewende Nordhessen“ weiterentwickelt.

STRATEGIE	ENERGIESEKTOREN	AKTEURSBEZOGENE THEMEN
Energieversorgung (Status quo)	EE	Lokale Akteure
Ziele	Gebäudesektor	Wissensmanagement
Planung und Orientierung	Mobilitätssektor	Öffentlichkeitsarbeit
Institutionalisierung	Energieeinsparung und -effizienz	Netzwerke

Abbildung B.52: Handlungsfelder der Energiewende, eigene Darstellung

Basierend auf der Analyse des Energiewendezeigers ergibt sich für Kaufungen zusammenfassend folgendes Bild, das in dem Spinnendiagramm der Abbildung B.53 dargestellt wurde. Details der Analyse sind im Fazit zu finden.

Stärken der Kaufunger Energiewende sind bei der Nutzung der Windkraftpotenziale zu sehen, wodurch bereits einen Anteil der erneuerbaren Energien im Stromsektor von ca. 106% erreicht wird. Auch PV wird bereits auf den Liegenschaften viel eingesetzt. Hier besteht noch Handlungsbedarf PV und Solarthermie für die gesamte Kommune stärker auszubauen. Weiterhin liegen in Kaufungen mit dem Klimaschutzkonzept und einem Energiemanagementsystem schon gute Planungswerkzeuge für die Energiewende vor, die jedoch stärker eingesetzt werden könnten. Förderprogramme insbesondere aus Bundesprogrammen werden gut genutzt. Handlungsbedarf ist bei der Einstellung von hauptamtlichem Personal gegeben, damit auch personelle Ressourcen für die Umsetzung des Klimaschutzkonzeptes zur Verfügung stehen. Die Einstellung eines Klimaschutzmanagements wurde jetzt durch die Aktualisierung des Klimaschutzkonzeptes auf den Weg gebracht. Weiterhin erwähnenswert sind die Gemeindewerke Kaufungen und der Rückkauf des Stromnetzes sowie das Potenzial an interessierten Akteuren, die das Klimaschutzmanagement dann für Projekte noch stärker aktivieren kann. Auch bestehende Netzwerke im Energie- und Klimaschutzbereich sowie das Knowhow der benachbarten Kommunen wie z.B. Niestetal könnte noch besser genutzt werden. Weiterer Handlungsbedarf ist im Bereich der Wärmewende zu sehen, insbesondere die Sanierung des Gebäudebestandes ist hierfür grundlegend. Für Gebäudesanierung sind auch noch Potenziale bei den kommunalen Liegenschaften vorhanden.

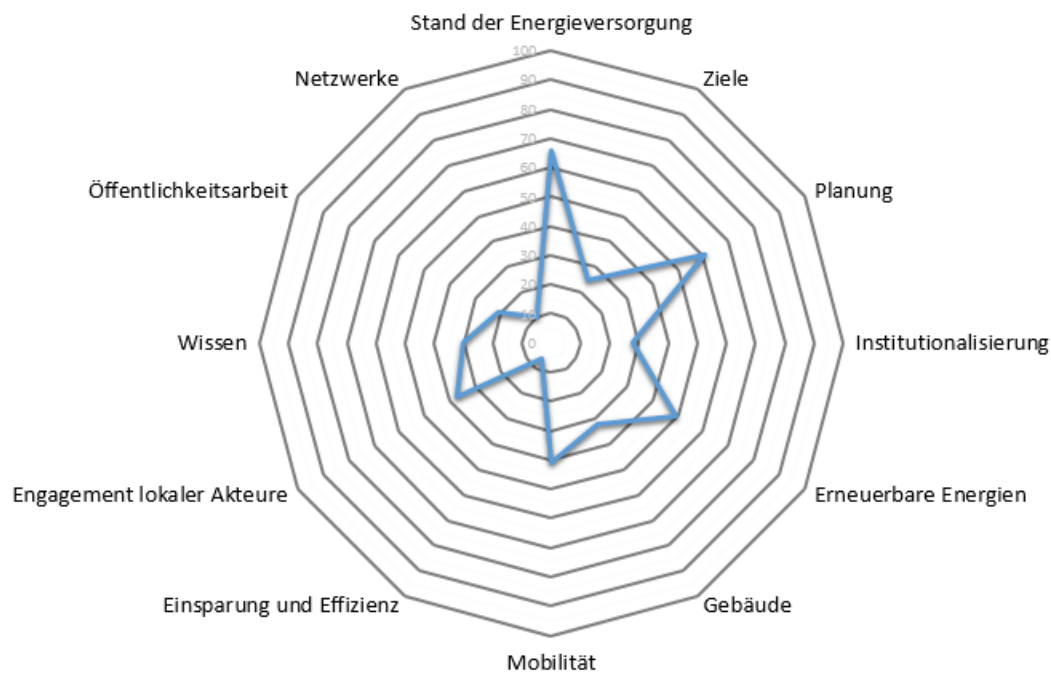


Abbildung B.53: Ergebnis der Handlungsfelderanalyse Kaufungen, eigene Darstellung

Anhang B.3. Modellierung der Szenarien

Für die Energiesystemsimulation auf Kommunalebene wird das „Regioenergie-Modell“ (kurz: „Ren-Modell“) eingesetzt, das auf der Software Matlab der Firma Mathworks basiert. Dieses Modell wurde ursprünglich zur Simulation des Strom- und Wärmesektors auf Landkreisebene entwickelt, um u.a. Pläne von Landkreisen für das Energiesystem im Jahr 2050 auf ihre technische Machbarkeit hin zu überprüfen.

Das Ren-Modell kann u.a. den lastgerechten Energieautarkiegrad näherungsweise bestimmen. Hierzu wird anhand viertelstündlich aufgelöster Stromerzeugungs- und Verbrauchsprofile bestimmt, welcher Anteil des erzeugten Stroms regional genutzt werden kann, weil zeitgleich zu einem vorhandenen Strombedarf lokal Strom erzeugt wird. Im Wärmebereich lassen sich eine Vielzahl von Wärmeerzeugungsoptionen sowohl für Gebäude als auch für den industriellen Anwendungsbereich auswählen. Bei Gebäuden werden zudem unterschiedliche Sanierungsklassen berücksichtigt.

Die Abbildung des Ist-Standes von Kaufungen sowie der Szenarien „weiter so“, „konzentrierte Anstrengung“ und „maximale Anstrengung“ basieren vor Allem auf den Daten und Annahmen des bestehenden Klimaschutzkonzeptes von 2013. Einzelne Aussagen innerhalb des Klimaschutzkonzeptes über getroffene Annahmen lassen ein bedeutendes Maß an Interpretationsspielraum zu. Daher können die hier simulierten Szenarien von denen im Klimaschutzkonzept abweichen. Solarbatterie- und Großbatteriespeicher bleiben im Klimaschutzkonzept unberücksichtigt, daher werden diese Technologien hier entsprechend des geschätzten Szenario-Ambitionsgrades durch eigene Annahmen ergänzt. Die Annahmen für die Modellierung werden im Fazit dargestellt.

Ist-Stand des Stromsektors

Im Jahr 2015 betrug der Jahresstromverbrauch in Kaufungen insgesamt 37,65 GWh/a und die Jahresstromerzeugung etwa 39,77 GWh/a. Der bilanzielle Energieautarkiegrad als Verhältnis der jährlich erzeugten Strommenge und dem jährlichen Stromverbrauch beträgt somit 106%. Für die Bestimmung des lastgerechten Autarkiegrads von Kaufungen wird die zeitliche Übereinstimmung von Stromproduktion und -verbrauch näher untersucht.

Die folgenden Abbildung B.54 und Abbildung B.55 zeigen den Residuallastverlauf einer Woche im Januar und im Juli. Die Residuallast entspricht der Summe aus positiver Stromlast und negativer Stromerzeugung. Ist die Residuallast positiv, muss zu diesem Zeitpunkt Strom importiert werden, weil die regionale Stromerzeugung zur Deckung nicht ausreicht. Falls die Residuallast negativ ist, dann treten gerade Stromüberschüsse auf, weil regional mehr Strom erzeugt als verbraucht wird. In den Abbildungen ist einerseits der Verlauf der Stromeinspeisung von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, Windkraft und PV für jeweils eine Woche aufgetragen, andererseits ist der Lastverlauf, also die zeitliche Veränderung des Stromverbrauchs, dargestellt. Es ist zu erkennen, dass die Windkraftanlagen während ihrer Betriebsdauer häufig die Nennleistung von 10,5 MW erreichen. Weiterhin ist die Strombereitstellung durch die WKAs innerhalb der Januarwoche deutlich höher als durch die PV-Anlagen (8,1 MWp installierte Gesamtleistung). Der eingespeiste KWK-Strom ist aufgrund der sehr geringen installierten Leistung kaum zu erkennen. Im Juli wird deutlich mehr und häufiger Solarstrom erzeugt:

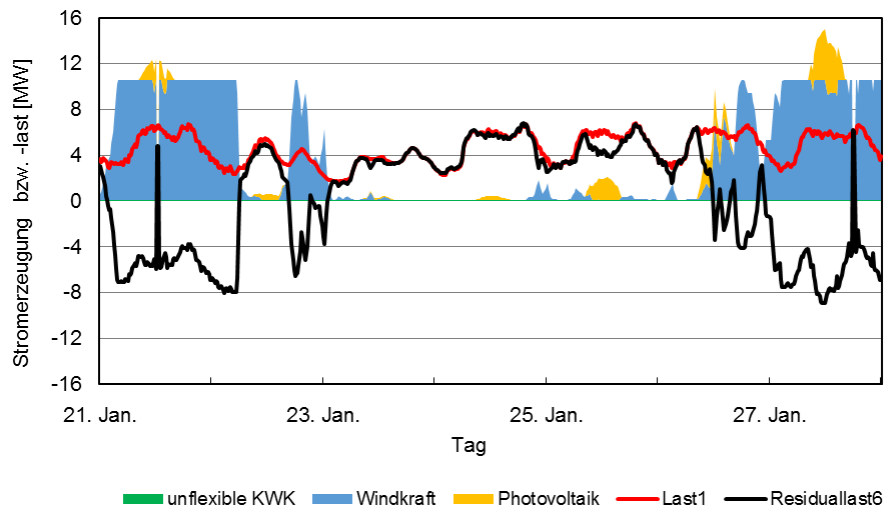


Abbildung B.54: Residuallastverlauf einer Woche im Januar (Ist-Stand Kaufungen), eigene Darstellung

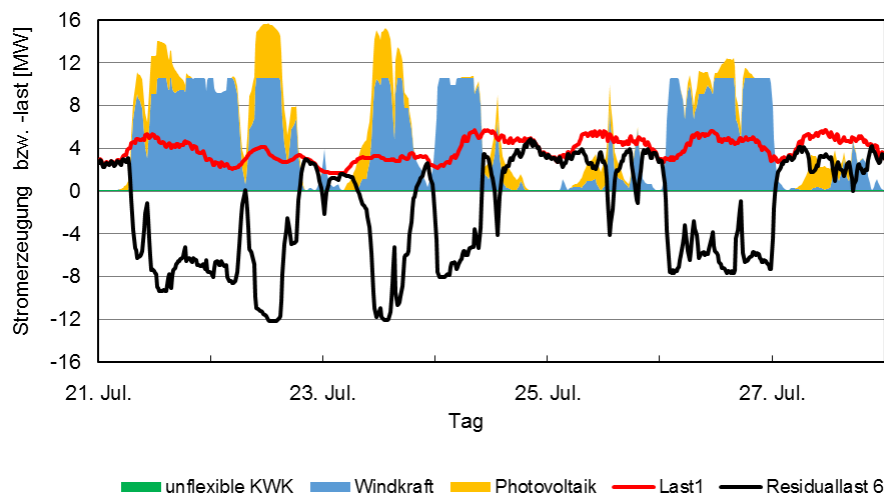


Abbildung B.55: Residuallastverlauf einer Woche im Juli (Ist-Stand Kaufungen), eigene Darstellung

Die Abbildung B.56 zeigt die monatliche Stromerzeugung Kaufungen. Es ist zu erkennen, dass Windstrom mit Abstand den größten Beitrag in der Stromerzeugung leistet. Außerdem veranschaulicht die Abbildung, wie sich Wind- und PV-Strom übers Jahr gesehen ergänzen. Während im Winter und in der Übergangszeit die monatlich erzeugte Windstrommenge tendenziell etwas höher ist als im Sommer, erhöht sich die PV-Stromerzeugung in den Sommermonaten deutlich.

Der monatliche Strombedarf ist in der Abbildung B.57 dargestellt, wobei der Wärmepumpenstrombedarf gesondert gekennzeichnet ist. Der monatliche Strombedarf weist nur geringe saisonale Schwankungen auf.

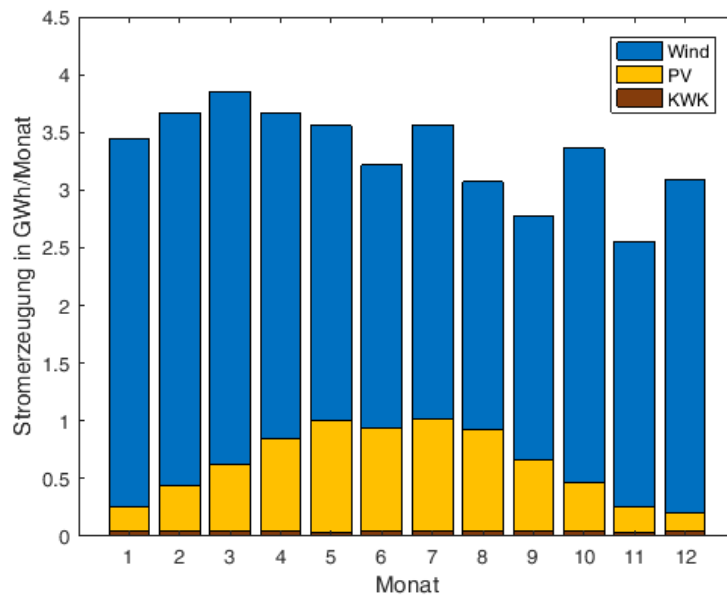


Abbildung B.56: Monatliche Stromerzeugung Kaufungen, eigene Darstellung

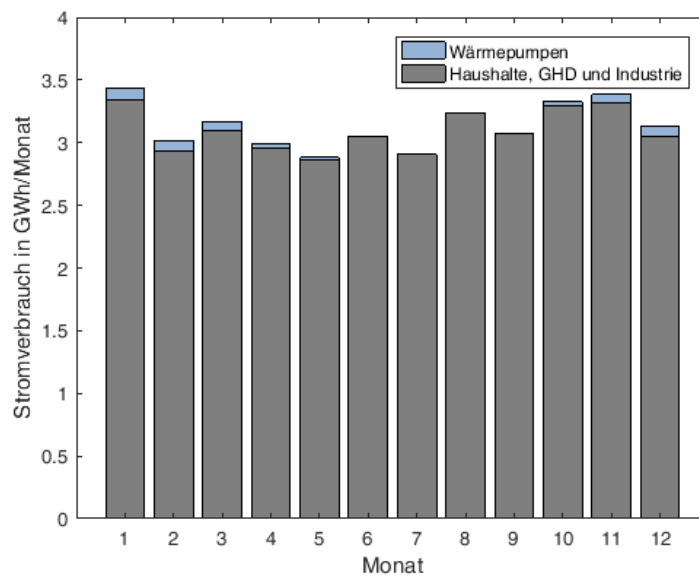


Abbildung B.57: Monatlicher Strombedarf Kaufungen, eigene Darstellung

Die Abbildung [B.58](#) zeigt die monatlichen Stromimporte und -exporte der Gemeinde Kaufungen. Auffällig ist, dass die Stromexporte für Kaufungen über das gesamte Jahr tendenziell gleichmäßig hoch sind. Die Jahressimulation des Strom- und Wärmesektors von Kaufungen führt zu dem Ergebnis, dass aktuell etwa 22,7 GWh/a des regional erzeugten Stroms (39,8 GWh/a) auch regional genutzt werden können, da eine Gleichzeitigkeit von Stromerzeugung und Strombedarf vor Ort

gegeben ist. Die notwendigen Jahresstromimporte belaufen sich auf 15,0 GWh/a und die Jahresstromüberschüsse bzw. Jahresstromexporte auf 17,1 GWh/a. Der lastgerechte EAG beträgt für Kaufungen derzeit etwa 60% und entspricht dem Anteil des sowohl regional erzeugten als auch genutzten Stroms am Gesamtstrombedarf. In der Abbildung B.59 sind der Strombedarf, die Stromerzeugung sowie die Stromnutzung dargestellt.

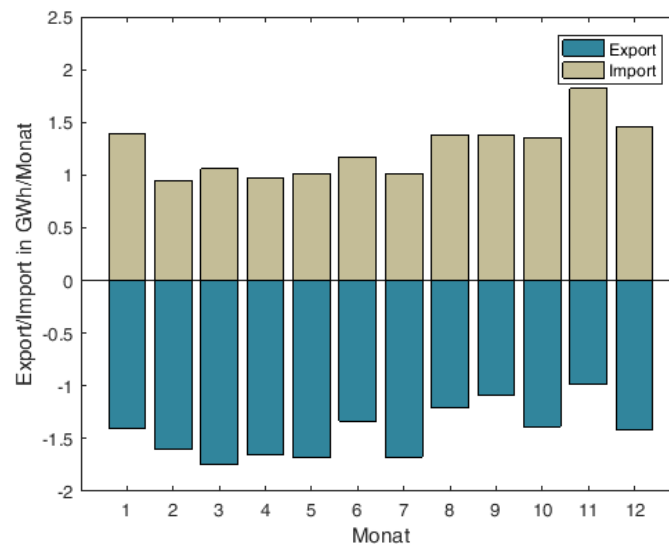


Abbildung B.58: Monatliche Strom Im- und Exporte (Ist Stand Kaufungen), eigene Darstellung

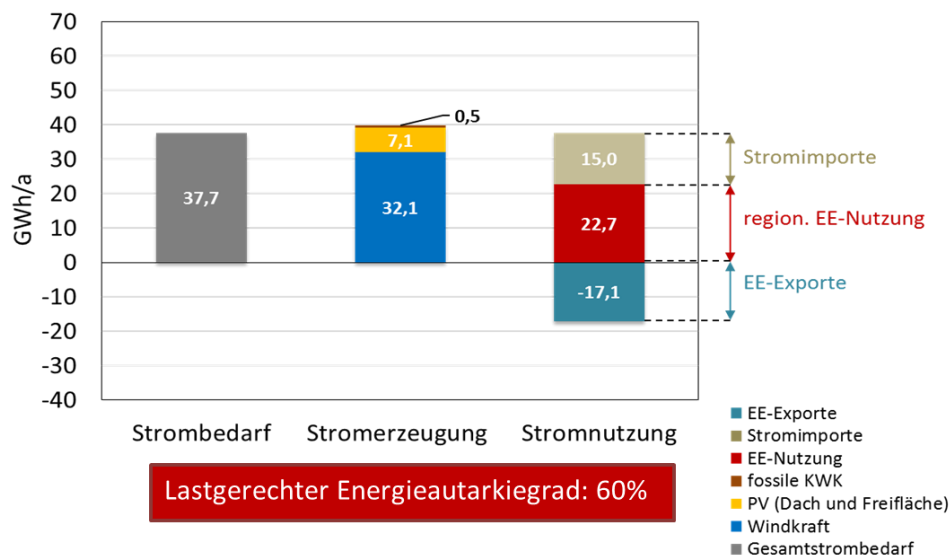


Abbildung B.59: Regionale Stromnutzung des in Kaufungen erzeugten Stroms - Ist-Stand, eigene Darstellung

Stromsektor des Szenarios „weiter so“

Das Szenario „weiter so“ (bzw. Trend-Szenario) für Kaufungen im Jahr 2030 ist in der Abbildung B.60 dargestellt. Der wesentliche Unterschied im Vergleich zum Ist-Stand ist die um 13,4% höhere Stromerzeugung infolge des PV-Zubaus von 6 MWp (bzw. 75% der aktuell installierten PV-Gesamtleistung). Der Strombedarf bleibt laut Klimaschutzkonzept unverändert. Der bilanzielle EAG nimmt aufgrund der höheren Stromerzeugung um 14%-Punkte zu und beträgt im Trend-Szenario 120%. Abgesehen vom PV-Zubau weist das Trend-Szenario im Vergleich zum Ist-Stand nur geringe technologische Änderungen auf. Hierzu gehört eine geringe Zunahme von Wärmepumpen und Solarbatteriespeichern. Infolge der höheren Stromerzeugung nehmen die Stromexporte im Trend-Szenario um 21% gegenüber dem Ist-Stand zu, während sich die Stromimporte um 12% verringern. Als Folge des gleichbleibenden Strombedarfs und des gleichzeitigen PV-Zubaus erhöht sich außerdem die jährlich genutzte Energiemenge des regional erzeugten, erneuerbaren Stroms um 8%. Der lastgerechte EAG beträgt 65%.

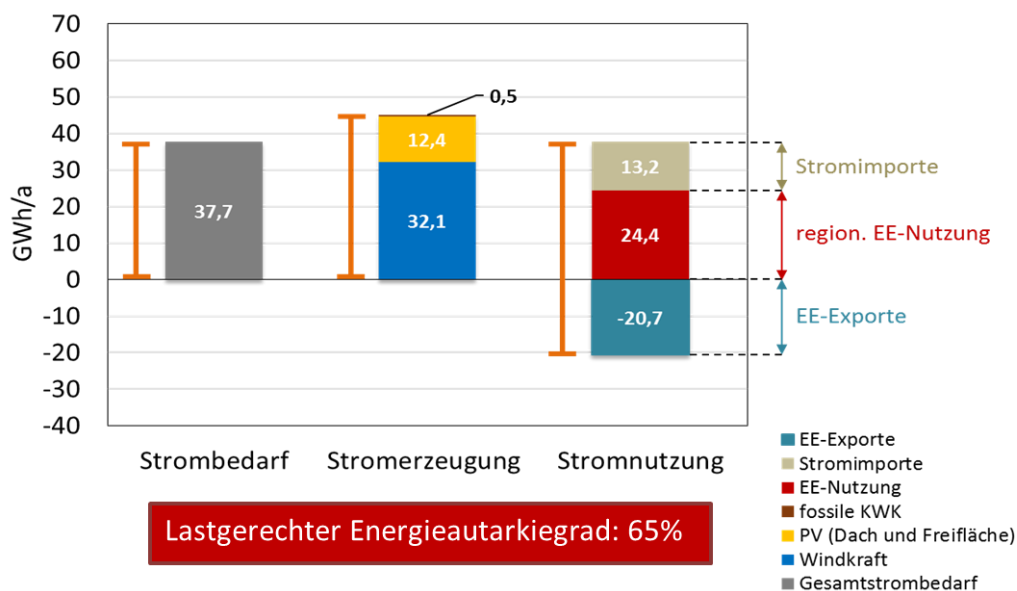


Abbildung B.60: Regionale Stromnutzung von Kaufungen im Trend-Szenario, eigene Darstellung

Stromsektor der Szenarien „konzentrierte Anstrengung“ und „maximale Anstrengung“

In Abbildung B.61 wird der Stromsektor für das Szenario „konzentrierte Anstrengung“ (KonAn) veranschaulicht. Der Strombedarf ist mit 31,8 GWh/a um 16% geringer als beim Trend-Szenario. Die Stromerzeugung erhöht sich durch den PV-Zubau von 5,2 MWp auf insgesamt 49,6 GWh/a, was gegenüber dem Trend-Szenario etwa einem Zuwachs von 10% entspricht. Durch den deutlich verringerten Strombedarf und die erhöhte Stromerzeugung beträgt der bilanzielle EAG 156%, was einer Zunahme um 36%-Punkte gegenüber dem Trend entspricht. Bezüglich Batteriespeichertechnologien wird ein Zubau von 18 Solarbatteriespeicher in Gebäuden je 5 kWh (sehr konservative Annahme) und 4 Großbatteriespeicher mit jeweils 1 MWh Speicherkapazität angenommen. Der lastgerechte EAG beträgt 73% und liegt damit um 8%-Punkte höher als beim Trend-Szenario.

Beim Szenario „maximale Anstrengung“ (MaxAn) werden gegenüber dem Trend zusätzlich 3 MW Windenergie und 7 MWp PV installiert.

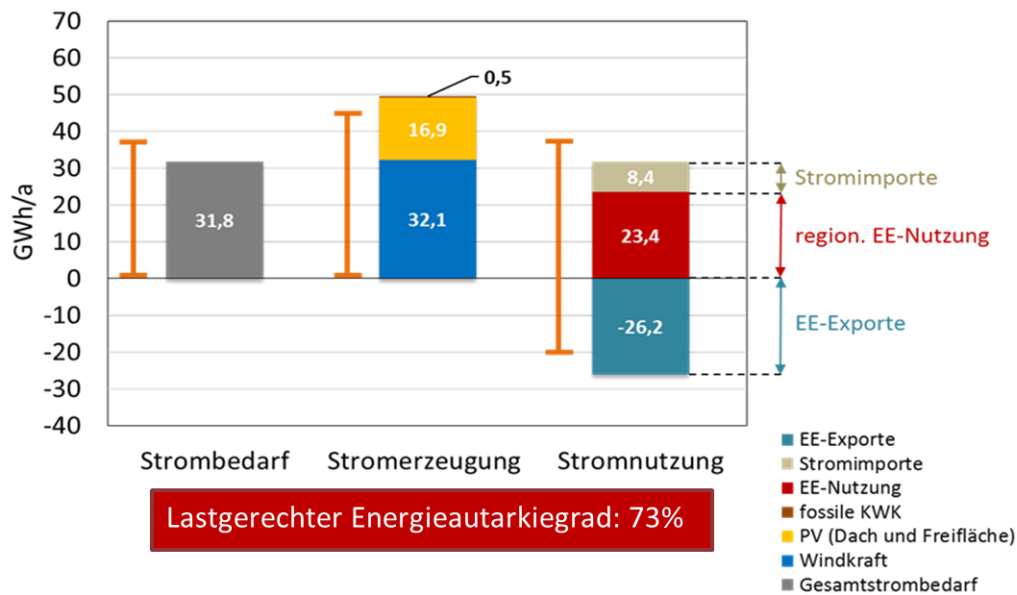


Abbildung B.61: Regionale Stromnutzung von Kaufungen im Szenario „Konzentrierte Anstrengung“, eigene Darstellung

Außerdem kommen zusätzlich etwa 706 Wärmepumpen, 25 Solar-Batteriespeicher und 8 Großbatteriespeicher hinzu. Die Abbildung B.62 stellt den Stromsektor des MaxAn-Szenarios dar. Neben einer noch stärkeren Abnahme des Strombedarfs als beim KonAn-Szenario auf 29,7 GW/h/a verzeichnet die Stromerzeugung einen Zuwachs von 34%. Die Stromexporte nehmen um 78% zu während der bilanzielle EAG auf 203% ansteigt. Der lastgerechte EAG erreicht 79%.

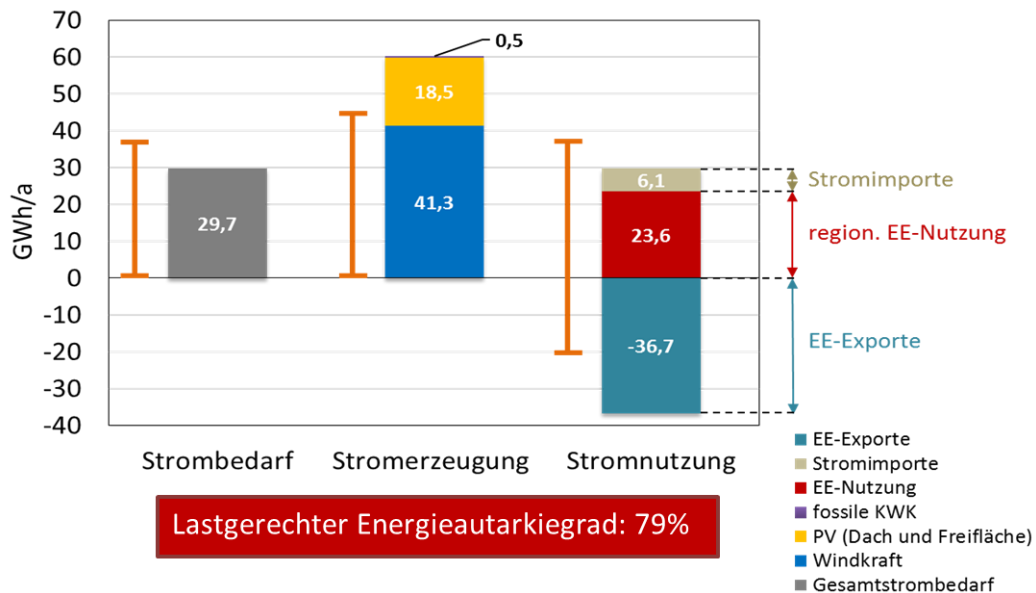


Abbildung B.62: Regionale Stromnutzung von Kaufungen im Szenario „maximale Anstrengung“, eigene Darstellung

Der Vergleich des Stromsektors anhand unterschiedlicher Parameter in der Abbildung B.63 zeigt, dass mit 79% bereits ein recht hoher lastgerechter EAG erreicht werden kann und das bei verhältnismäßig „geringem Technologieausbau“. Sollte die anvisierte hohe Strombedarfsreduktion jedoch nicht erreicht werden, wäre ein höherer Zubau von erneuerbaren Energien und/oder Speichertechnologien notwendig, um stromseitig dieses Maß an Energieautarkie zu erreichen. Bei den Stromimporten ist eine deutliche Absenkung möglich. Die Stromexporte nehmen durch den Zubau an erneuerbaren Energien zu.

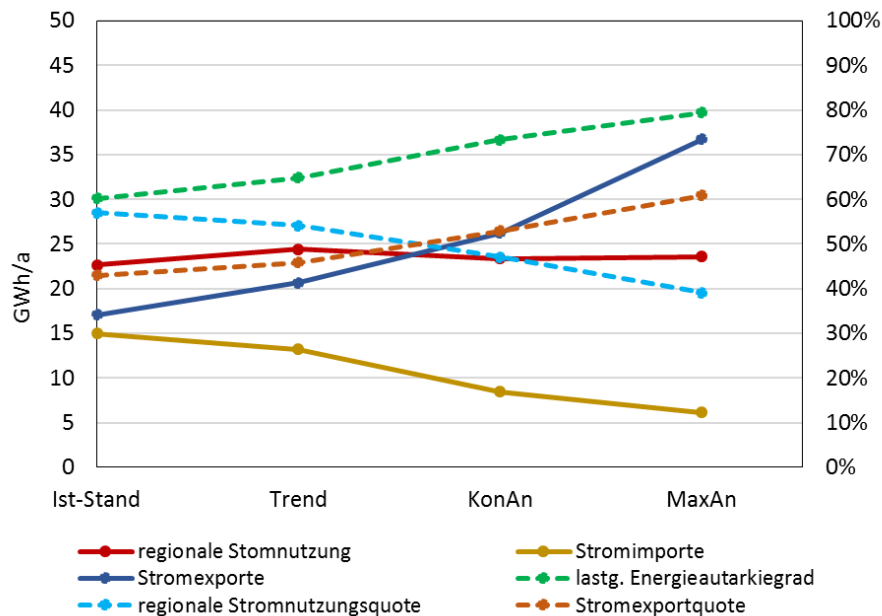


Abbildung B.63: Szenarienvergleich für den Stromsektor in Kaufungen, eigene Darstellung

Szenarienvergleich für den Wärmesektor

Die Abbildung B.64 zeigt für alle Szenarien von Kaufungen eine Gegenüberstellung des jeweiligen jährlichen Gebäudenutzwärmebedarfs (Haushalte und Gewerbe/Handel/Dienstleistung) in Form eines Balkendiagramms. Die technologische Zusammensetzung der Wärmebereitstellung ist innerhalb der „Szenariobalken“ farbig und mit Wärmedeckungsbeiträgen gekennzeichnet. Direkt über den Balken steht jeweils in schwarz der gesamte Gebäudenutzwärmebedarf innerhalb eines Jahres und im oberen Teil der Abbildung ist jeweils der Anteil der erneuerbaren Energien an der Gebäudenutzwärmebereitstellung in Rot aufgeführt. Beim Ist-Stand ist der Anteil der erneuerbaren Energien am Gebäudenutzwärmebedarf mit 10% gering und wird im Wesentlichen durch den Anteil holziger Biomasse von 7,1% bereitgestellt. Beim Trend-Szenario ist zu erkennen, dass gegenüber dem Ist-Stand etwa die doppelte Wärmemenge mit holziger Biomasse bereitgestellt wird und vor Allem deshalb der Anteil der erneuerbaren Energien auf insgesamt 20% ansteigt. Diese Annahme für das Kaufunger Trend-Szenario basiert auf einem für die Gemeinde Alheim abgeleiteten Trend, der auf dem erfassten Holzkesselzubau der letzten Jahre (BAFA-Förderdatenbanken) basiert. Der Wärmebedarf ist im Trend-Szenario um 4,6% geringer als im Ist-Stand. Die Annahmen für den Einsatz holziger Biomasse in den Szenarien „KonAn“ und „MaxAn“ basieren auf dem Klimaschutzkonzept.

Auffällig ist bei diesen etwas ambitionierteren Szenarien, dass der Wärmebedarf weiter deutlich abnimmt. Der Zubau von Wärmepumpen und Solarthermie nimmt in den beiden Szenarien sichtbar zu. Der Zuwachs des Anteils der erneuerbaren Energien wird in den Kaufunger-Szenarien in hohem Maße durch eine Intensivierung der Gebäudesanierung erreicht, denn es wird hier vereinfachend angenommen, dass durch die Sanierung nur die fossile Wärmebedarfsdeckung zurückgeht. Durch den Zubau/Ausbau von Wärmnetzen und eine vermehrte Nutzung von Abwärme, Solarthermie und Großwärmepumpen könnte der Anteil der erneuerbaren Energien eventuell noch weiter sinnvoll angehoben werden. Der Anteil der erneuerbaren Energien am Gebäudenutzwärmebedarf kann mit den Szenarien „konzentrierte Anstrengung“ und „maximale Anstrengung“ auf 21% bzw. 35% gesteigert werden.

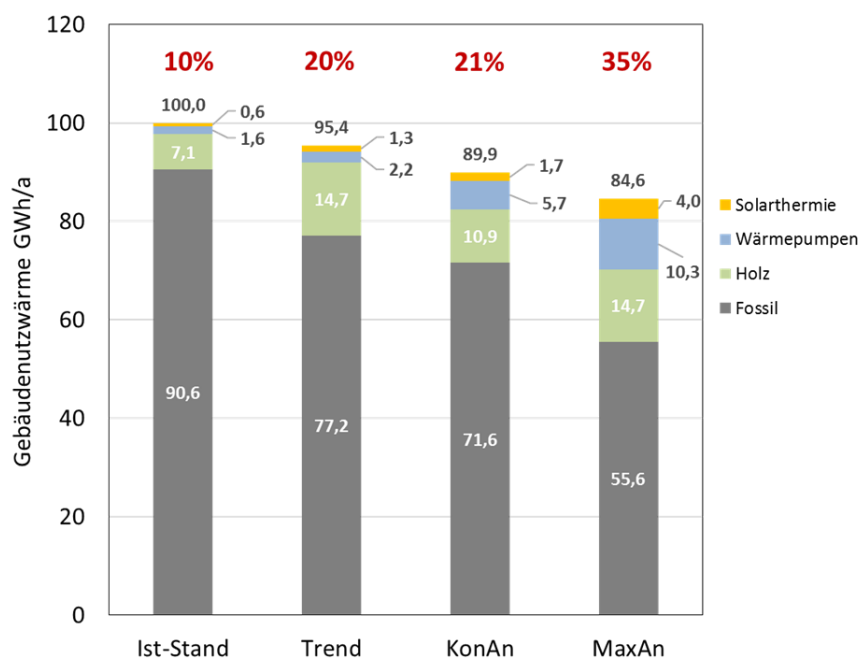


Abbildung B.64: Szenarienvergleich für den Gebäudenutzwärmebedarf in Kaufungen, eigene Darstellung

Anhang B.4. Wirtschaftliche Betrachtungen

Es wurden für die drei Szenarien auch die Kosten und die zu erwartende regionale Wertschöpfung bis 2030 berechnet. Um eine Wirtschaftlichkeitsberechnung und den auf die Region entfallenden Anteil der generierten Umsätze (=regionale Wertschöpfung) durchführen zu können, wurde für jede Technologie ein vereinfachtes Geschäftsmodell zugrunde gelegt, aufgrund dessen die Erträge und die Wirtschaftlichkeit berechnet werden kann. Für jede Technologie und ihre Kosten (Errichtung, Service/Instandhaltung, etc.) wurde durch umfangreiche Recherche ein regionaler Anteil festgelegt. Die getätigten Ausgaben können dann auf einzelnen Kategorien aufgeteilt werden, sodass sich ermitteln lässt, wie zum Beispiel der regionale Lohn oder auch die Gewerbesteuer die regionale Wertschöpfung beeinflussen. In Summe lässt sich so der wirtschaftliche Nutzen ermitteln, den der Zubau der unterschiedlichen Technologien der Region erbringt. Auf diese Weise können die Investitionen dem dadurch erzeugten Rückfluss für die Region gegenübergestellt werden.

Tabelle B.18: Überblick - Ergebnisse der Szenarien

Kriterien	Trend-Szenario	Min-Szenario	Med-Szenario
Gesamtkosten	21,5 Mio. €	30,3 Mio. €	70 Mio. €
Inkl. Gebäudesanierung	41,6 Mio. €	77,2 Mio. €	145 Mio. €
Regionale Wertschöpfung durch EE	8,2 Mio. €	13,9 Mio. €	25,3 Mio. €
Bilanzieller EAG Stromsektor [%]	120%	156%	203%
Lastgerechter EAG Stromsektor [%]	65%	73%	79%

Das Maximale Anstrengung-Szenario sieht wie in Tabelle B.18 zu sehen mit 70 Mio. € die höchsten Investitionen vor, so wird dort auch mit 79% der höchste lastgerechte Energieautarkiegrad erreicht. Bleiben die Ausbauraten konstant (Trend-Szenario) bezogen auf die letzten Jahre, wird ein lastgerechter Energieautarkiegrad von 65% erreicht, hierfür sind Investitionen in EE in Höhe von 21 Mio. € notwendig. Nachfolgend werden die Szenarien und die jeweiligen Investitionskosten sowie die regionale Wertschöpfung im Überblick dargestellt. Im Folgenden soll auf das Trend- und das Konzentrierte Anstrengung-Szenario detaillierter eingegangen werden.

Das Trend-Szenario

Für die Kommune Kaufungen ist die regionale Wertschöpfung auf Basis des zugehörigen Trend-Szenarios berechnet worden. Tabelle B.19 zeigt zunächst den Überblick über den Bestand der bereits installierten Technologien sowie die zugehörigen Ausbau-Ziele.

Tabelle B.19: Überblick Zubau - Trend-Szenario Kaufungen ²³

Technologie	Anzahl installierter Anlagen		
	Ist-Bestand 2018	Soll-Bestand 2030	Differenz/Zubau
PV 5 kW + Batterie	10	50	40
PV 30 kW	270	467	197
Wärmepumpe Luft + 5m ² ST	54	108	54
Wärmepumpe Sole + 5m ² ST	23	46	23
Scheitholzkessel	86	186	100
Scheitholzkessel + 9m ² ST	27	54	27
Pellet-Kessel	147	323	176
Pellet-Kessel + 9m ² ST	48	96	48
Hackschnitzelheizung	4	9	5
Hackschnitzelheizung + 9m ² ST	1	2	1

Die gesamten Investitionskosten der Energiewende in Kaufungen im Fall des Trend-Szenarios sind in Tabelle B.20 dargestellt. Für den gesamten Zeitraum von 12 Jahren sind Investitionen in EE von ungefähr 21,5 Mio. € vorgesehen, pro Jahr und Einwohner sind es ca. 143 €.

²³Das Trend-Szenario legt den Fokus auf PV-Anlagen sowie Holzheiztechnologien.

Tabelle B.20: Übersicht der Gesamtkosten - Med-Szenario

Gesamtkosten	Gesamtzeitraum 2018 - 2030	Pro Jahr
Gesamtkosten der Energiewende (Investitionen und laufende Kosten)	Ca. 21,5 Mio. €	Ca. 1,75 Mio. €
Gesamtkosten pro Person	Ca. 1686 €	Ca. 143 €

Das Diagramm in Abbildung B.65 zeigt die Investitionen, die für die einzelnen Technologien anfallen.



Abbildung B.65: Investitionen nach Technologie – Trend-Szenario, eigene Darstellung

Da die dargestellten Kosten nur die Investitionen für EE angeben, soll auf die Sanierungskosten von Altbauten an dieser Stelle ergänzend eingegangen werden. Bei Sanierungskosten von 50.000 € pro Haushalt (vgl. Pfnür, 2013) und einer Abschätzung von 3.125 Haushalten sowie der jährlichen Sanierungsrate von 1,1% aus dem Trendszenario ergeben sich jährliche Kosten von 1.718.750 € und Gesamtkosten für den betrachteten Zeitraum von 20.625.000 €. In Abbildung B.66 ist die zu erwartende regionale Wertschöpfung bei Durchführung des Trend-Szenarios grafisch dargestellt. Die regionale Wertschöpfung im Trendszenario entwickelt sich über den betrachteten Zeitraum relativ gleichmäßig. Die wichtigsten Bestandteile sind hier das Betriebsergebnis der Betreiber, insbesondere die 30kW-PV-Anlagen, aber auch die sonstigen Betriebsausgaben durch den Bedarf an Brennstoffen. Pachterträge und Gewerbesteuer fallen nicht an, da keine großflächigen Anlagen wie Wind- oder Solarparks vorgesehen sind.

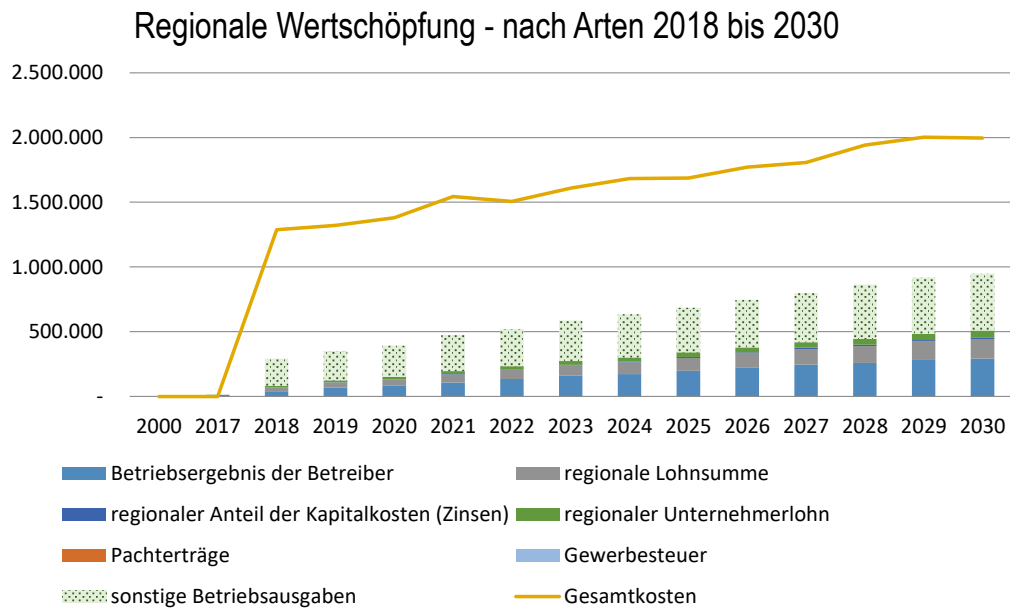


Abbildung B.66: Regionale Wertschöpfung durch EE - Trend-Szenario, eigene Darstellung

Die erreichte regionale Wertschöpfung macht mit insgesamt 8,2 Mio. € ca. 38% der Gesamtinvestitionen von 21,5 Mio. € aus.

Tabelle B.21: Regionale Wertschöpfung – Trend-Szenario Kaufungen

Regionale Wertschöpfung durch:	Betrag:
Betriebsergebnis der Betreiber	2.260.802 €
Pächterträge	-
Regionale Lohnsumme	1.177.715 €
Regionaler Unternehmerlohn	415.420 €
Sonstige Betriebsausgaben	4.276.870 €
Kapitalkosten	81.787 €
Gewerbesteuer	-
Gesamte Regionale Wertschöpfung	8.212.593 €
Investitionen gesamt	14.865.644 €
Laufende Kosten gesamt	6.666.564 €
Gesamtkosten	21.532.208 €
Anteil der regionalen Wertschöpfung an den Gesamtkosten:	38,14%

Das Szenario „Konzentrierte Anstrengung“

Beim Szenario der konzentrierten Anstrengung sind die Investitionen um 9 Mio. € höher im Vergleich zum Trend-Szenario. Der Ausbau der 30kW PV-Anlagen wird deutlich erhöht und die Wärmepumpen werden im Vergleich zum Trend verstärkt ausgebaut. Der Anlagenzubau wird wie im Trend-Szenario gleichmäßig auf die betrachteten 12 Jahre aufgeteilt.

Tabelle B.22: Zubau - Szenario „Konzentrierte Anstrengung“ Kaufungen

Technologie	Anzahl installierter Anlagen		
	Ist-Bestand 2018	Soll-Bestand 2030	Differenz/Zubau
PV 5 kW + Batterie	10	68	58
PV 30 kW	270	636	366
Wärmepumpe Luft	46	198	152
Wärmepumpe Sole	20	85	65
Wärmepumpe Luft + 5m ² ST	54	146	92
Wärmepumpe Sole + 5m ² ST	23	63	40
Scheitholzkessel	86	114	28
Scheitholzkessel + 9m ² ST	27	74	47
Pellet-Kessel	147	197	50
Pellet-Kessel + 9m ² ST	48	134	86
Hackschnitzelheizung	4	5	1
Hackschnitzelheizung + 9m ² ST	1	3	2

In der Tabelle B.23 sind die Investitionskosten dieses Szenarios zusammengefasst. Für den gesamten Betrachtungszeitraum von 12 Jahren sind Investitionen in EE von 30,3 Mio. € vorgesehen, pro Jahr und Einwohner ergeben sich ca. 202 €.

Tabelle B.23: Investitionskosten – Szenario „Konzentrierte Anstrengung“

Gesamtkosten	Gesamtzeitraum 2018 - 2030	Pro Jahr
Gesamtkosten der Energiewende (Investitionen und laufende Kosten)	Ca. 30,3 Mio. €	Ca. 2,5 Mio. €
Gesamtkosten pro Person	Ca. 2.426 €	Ca. 202 €

Das folgende Diagramm (B.67) zeigt die Investitionen, die für die einzelnen Technologien im Konzentrierte-Anstrengung-Szenario anfallen. Deutlich dominierend sind die 30kW-PV-Anlagen mit 10,3 Mio. €, gefolgt von den Wärmepumpen Luft mit insgesamt 4,8 Mio. € und den Pelletkesseln mit ca. 3 Mio. €. Da die jährliche Sanierungsrate im Szenario „Konzentrierte Anstrengung“ auf 2,5% ansteigt, sollen auch hier die Kosten für die Sanierung kurz dargestellt werden. Bei angenommenen 3.125 Haushalten sowie 50.000 € Sanierungskosten pro Haushalt ergeben sich pro Jahr Kosten von 3.906.250 €, dementsprechend 46.875.000 € für den gesamten Betrachtungszeitraum von 12 Jahren.



Abbildung B.67: Investitionen nach Technologie – Szenario „Konzentrierte Anstrengung“, eigene Darstellung

Die zu erwartende regionale Wertschöpfung für den Zubau der EE-Technologien im Konzentrierte Anstrengung-Szenario ist in [Abbildung B.68](#) grafisch dargestellt.

Tabelle [B.24](#) fasst die Ergebnisse der regionalen Wertschöpfung zusammen. Da kein Wind- oder Solarpark als Großinvestitionen vorgesehen sind, steigen die Kosten und die regionale Wertschöpfung gleichmäßig an. Es kann eine regionale Wertschöpfungsquote-Quote von knapp 46% erreicht werden. Dies liegt unter anderem an einem zu erwartenden guten Betriebsergebnis für die Betreiber der 30kW-PV-Anlagen von 6,8 Mio. €. Die sonstigen Betriebsausgaben betragen ungefähr 5,2 Mio. €, hauptsächlich hervorgerufen durch den Bedarf an Brennstoffen und Hilfsstrom.

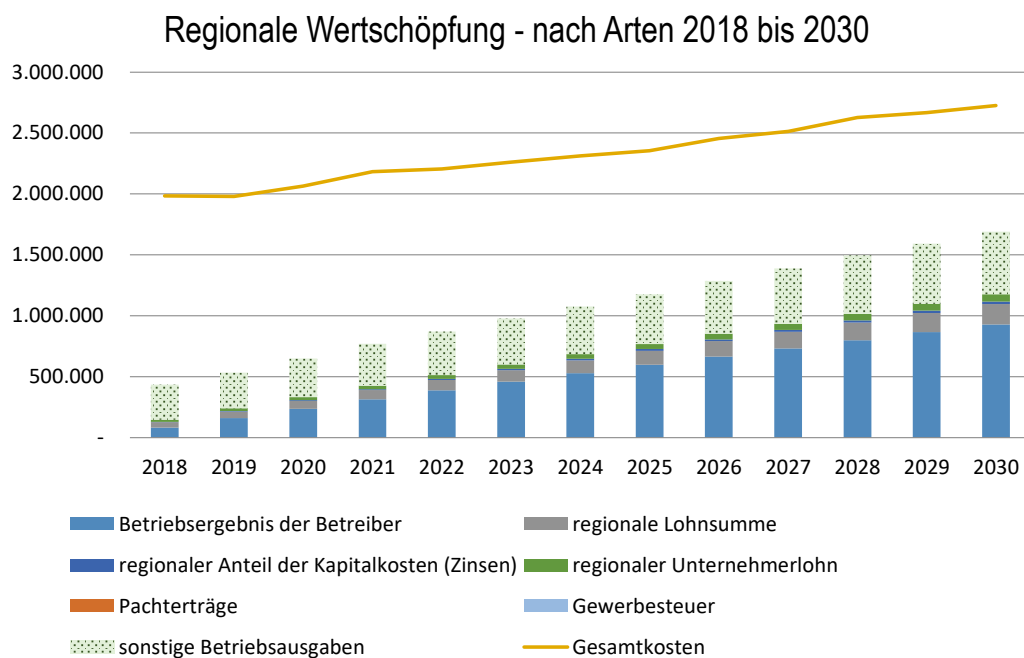


Abbildung B.68: Regionale Wertschöpfung – Konzentrierte Anstrengung - Szenario, eigene Darstellung

Tabelle B.24: Regionale Wertschöpfung – Trend-Szenario Kaufungen

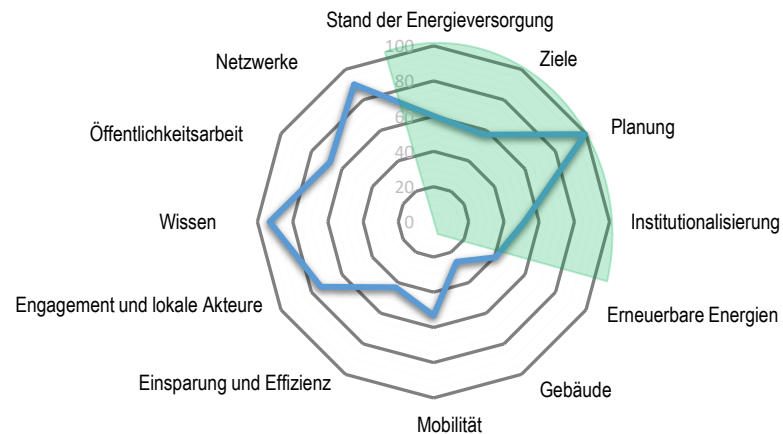
Regionale Wertschöpfung durch:	Betrag:
Betriebsergebnis der Betreiber	6.750.567 €
Pachterträge	-
Regionale Lohnsumme	1.373.958 €
Regionaler Unternehmerlohn	505.571 €
Sonstige Betriebsausgaben	5.152.482 €
Kapitalkosten	152.054 €
Gewerbesteuer	-
Gesamte Regionale Wertschöpfung	13.934.633 €
Investitionen gesamt	22.845.684 €
Laufende Kosten gesamt	7.484.532 €
Gesamtkosten	30.330.216 €
Anteil der regionalen Wertschöpfung an den Gesamtkosten:	45,94%

Anhang B.5. Fazit Kaufungen

Basierend auf den Szenarien des Klimaschutzkonzeptes wurde die Energieautarkie für Kaufungen im Strom- und Wärmesektor untersucht.

Man erkennt, dass Kaufungen mit 60% schon einen relativ hohen lastgerechten Energieautarkiegrad im Stromsektor erreicht hat. Grundlegend ist hier der Windpark Stiftswald. Der Ausblick, den die Szenarien „Konzentrierte Anstrengung“ und „Maximale Anstrengung“ geben, zeigt, dass auch 73% oder 79% Energieautarkie ohne „enormen“ Zubau an erneuerbaren Energien erreicht werden können, wenn die angestrebte Stromverbrauchsminderung erreicht wird.

Im Wärmesektor zeigt sich ein etwas anderes Bild. Hier liegt Kaufungen erst bei 10% Anteil der erneuerbaren Energien am Gebäudenutzwärmebedarf. Dieser kann in den Szenarien „konzentrierte Anstrengung“ auf 21% und im Szenario „maximale Anstrengung“ auf 35% erhöht werden. Hierfür ist eine Reduktion des Wärmebedarfs durch Gebäudesanierung wichtig, weil davon auszugehen ist, dass durch die Sanierung von Gebäuden in erster Linie fossile Energieträger eingespart werden. Außerdem ist der wirtschaftliche Einsatz von Wärmepumpen nur in energieeffizienten Gebäuden möglich. Die Gebäudesanierung ist ein elementarer, gleichzeitig aber auch langsamer Prozess, und die dadurch erreichte Wärmeeinsparung ist eine wichtige Voraussetzung beim Erreichen der klimapolitischen Ziele. Ergänzend sollte der Ausbau von Wärmepumpen und Solarthermie intensiviert werden, damit begrenzte nachwachsende Rohstoffe eingespart werden können und auf fossile Energieträger verzichtet werden kann. Hier können Wärmenetze, die z.B. gespeist werden durch Solarthermiefelder, Großwärmepumpen, Abwärme oder KWK-Anlagen, einen Beitrag leisten.



Energieversorgung in Kaufungen

- Windpark erhöht den Anteil EE auf ca. 80% (2017)
- Wärme bei ca. 9%, Endenergie 6% (2010)

Zielsetzung in Kaufungen

- 100% EE Strom in 2030
- Keine Ziele für den Wärme- oder Mobilitätssektor
- Politische Beschlüsse, jedoch keine festen Verantwortlichkeiten

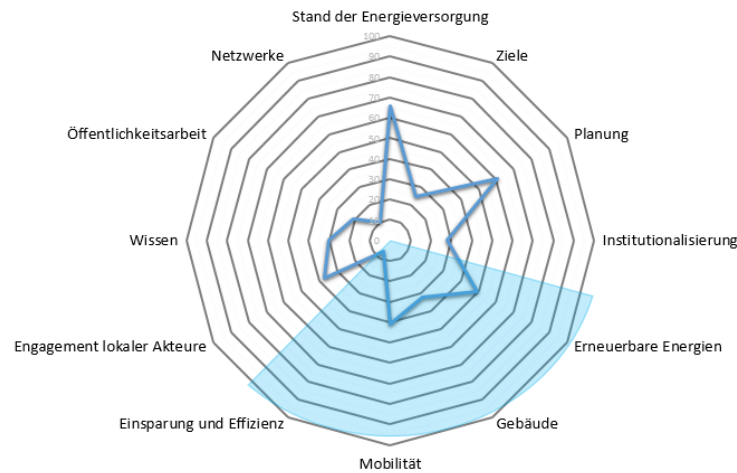
Planung und Orientierung in Kaufungen

- Klimaschutzkonzept
- Einige Fördermittel werden gut genutzt
- Energiemanagementsystem liegt vor, jedoch einmalige Anwendung

Institutionalisierung in Kaufungen

- Eigene Gemeindewerke, Energieagentur
- Förderangebot PV/Solar
- Kommunale E-Fahrzeuge pilothaft, Car-Sharing
- Keine hauptamtlich Verantwortliche/n in der Stadtverwaltung

Abbildung B.69: Ergebnisse des Energiewendezeigers Kaufungen – Strategische Handlungsfelder, eigene Darstellung



Erneuerbare Energien in Kaufungen

- Windkraft nahezu ausgenutzt, Solarthermie/ PV und Holz noch Potenziale
- Liegenschaften: PV gut, Ökostrom, Potenzial im Wärmesektor
- innovativ: Mieterstrom

Gebäudesektor in Kaufungen

- Durchschnittlicher Sanierungsgrad in den Liegenschaften und im sonstigen Gebäudebestand
- Keine Vorgabe EnEV zu unterschreiten

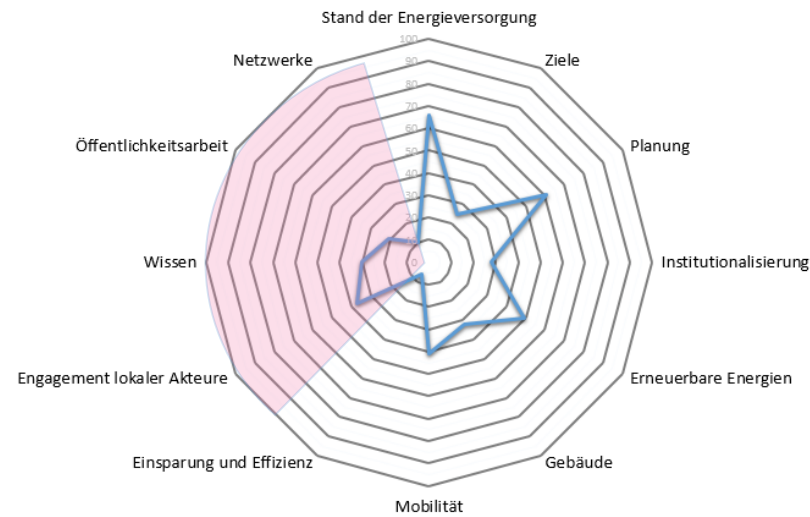
Mobilität in Kaufungen

- Gutes ÖPNV Angebot
- Pendlerparkplätze, Sammeltaxen
- Radverkehrskonzept?
- E-Ladesäulen und E-Autos?
- Car-Sharing?

Einsparung und Effizienz in Kaufungen

- Keine Nahwärmenetze
- LED-Straßenbeleuchtung ca. 50%
- Potenziale in den Liegenschaften (LED, Heizungsoptimierung)

Abbildung B.70: Ergebnisse des Energiewendezeigers Kaufungen – Energiesektoren, eigene Darstellung



Engagement lokaler Akteure Kaufungen

- Bürgerenergiegenossenschaft
- Kommunen Lossehof und Niederkaufungen, kirchliche Aktivitäten für die Energiewende, Bürgerengagement verstärkt
- Kommunalverwaltung und Politik ausreichend
- Eher wenig bis gar kein Engagement in den Sektoren Bildungseinrichtungen, Wirtschaft, Landwirtschaft....

Wissensmanagement in Kaufungen

- Forschungsk Kooperationen, auch mit Agenturen
- Kein Beratungsangebot für Bürger und Unternehmen
- Keine Kooperationen mit den Bildungseinrichtungen

Öffentlichkeitsarbeit in Kaufungen

- Internetauftritt zum Thema Energiewende
- Bürgerbeteiligung gelegentlich
- Beiträge in Zeitungen? Soziale Medien?

Netzwerke in Kaufungen

- Lokale Arbeitsgruppen
- Wenig Vernetzung im interkommunalen, überregionalen und internationalen Bereich

Abbildung B.71: Ergebnisse des Energiewendezeigers Kaufungen – Akteursbezogene Themenbereiche, eigene Darstellung

Maßnahme	Veränderung	Zeitraum	Grundlage
Reduktion des Gesamtstromverbrauchs	0%	2015 bis 2030	Klimaschutzkonzept (KSK)
Reduktion des Gebäudenutzwärmebedarfs: -gesamter Altbau (Wärmebedarfsanteil 65,5%) saniert mit 1,1% Sanierungsrate und 35% Sanierungstiefe; -„Gebäudebeheizung“ wurde als konstant angenommen“: Bedeutung nicht eindeutig → hier nicht berücksichtigt)	-4,6%	2011 bis 2030	KSK
PV-Zubau	jährlicher Zubau von 5%	2015 bis 2030	KSK
Solar-Batterie-Speicher (Zubau)	+40	2015 bis 2030	konservative Trend- Abschätzung für Dtl.
EVs (zusätzlich)	+50	2015 bis 2030	konservative Trend- Abschätzung für Dtl.
neu Heiztechnologien (Wechsel von fossil): -Wärmepumpen -Solarthermie -Holzkessel	+1,8 Stück/a +14 m²/a +28 Stück/a	2011 bis 2030 2011 bis 2030 2011 bis 2030	Übertragung aus BaFa- Förderdatenbank von Alheim (Anpassung an Einwohnerzahl von Kauf.)

Abbildung B.72: Annahmen Trend-Szenario, eigene Darstellung

Maßnahme	Veränderung	Zeitraum	Grundlage
Reduktion des Gesamtstromverbrauchs: - 1%/a Reduktion des konvention. Verbrauchs - 2%/a bei Wirtschaft (nicht eindeutig: „Wärme- und Stromeinsparung von 2%/a“ → Ann.: jeweils 2%/a) - außerdem unklar, ob neue Verbraucher extra dazukommen	-16%	2015 bis 2030	KSK + eigene Annahme
Reduktion des Gebäudenutzwärmebedarfs: - gesamter Altbau (Wärmebedarfsanteil 65,5%) - - 2,5% Sanierungsrate - ungenau: „das bedeutet Wärmebedarf bei Altbauten etwa halbiert“, „ca. 1% jährl. Wärmebedarfsrückgang“ (Endenergie? Nutzenergie?) → Sanierungstiefe mit 35% angenommen (Wärmebedarfsrückgang ↓!!)	-5,7%	2011 bis 2030	KSK + eigene Annahme, dass ST gleich bleibt
PV-Zubau	300 MWh/a (x 15 Jahre)	2015 bis 2030	KSK
Solar-Batterie-Speicher (Zubau)	+58	2015 bis 2030	eigene Ann.: SolBat-Ausbau entsprechend PV-Mehrausbau (Vergleich zum Trend)
EVs (zusätzlich)	+430	2015 bis 2030	KSK (3 Mio Dtl-weit)
neu Heiztechnologien (Wechsel von fossil): -Wärmepumpen -Solarthermie -Holzkessel	+15 Stück/a +200 m²/a +15 Stück/a	2011 bis 2030 2011 bis 2030 2011 bis 2030	KSK KSK KSK

Abbildung B.73: Annahmen Szenario „Konzentrierte Anstrengung“, eigene Darstellung

Maßnahme	Veränderung	Zeitraum	Grundlage
Reduktion des Gesamtstromverbrauchs: - 1%/a Reduktion des konvention. Verbrauchs - 2%/a bei Wirtschaft - nicht eindeutig: „Wärme- und Stromeinsparung von 2%/a“ → Ann.: jeweils 2%/a	-21%	2015 bis 2030	KSK + eigene Annahme
Reduktion des Gebäudenutzwärmebedarfs: - gesamter Altbau (Wärmebedarfsanteil 65,5%) - 4% Sanierungsrate - „jährlicher Wärmebedarfsrückgang von ca. 1,5%“: Endenergie? Nutzenergie? → Sanierungstiefe 35% angenommen (Wärmebedarfsrückgang↓↓!!)	-11,3%	2011 bis 2030	KSK + eigene Annahme, dass ST bei 35% bleibt
PV-Zubau	300 MWh/a (x 15 Jahre)	2015 bis 2030	KSK
Solar-Batterie-Speicher (Zubau)	+65	2015 bis 2030	eigene Annahme: SolBat-Ausbau entsprechend PV-Mehrausbau im Vergleich zum Trend
EVs (zusätzlich)	+830	2015 bis 2030	KSK (6 Mio Dtl-weit)
neu Heiztechnologien (Wechsel von fossil): -Wärmepumpen -Solarthermie -Holzkessel	+30 Stück/a +400m ² /a bis 2019, danach +600m ² /a +30 Stück/a	2011 bis 2030 2011 bis 2030 2011 bis 2030	KSK KSK KSK

Abbildung B.74: Annahmen Szenario „Maximale Anstrengung“, eigene Darstellung

Anhang C. Rechtlicher Rahmen im Detail

Nachfolgend wird der rechtliche Rahmen des Strom- und des Wärmesektors noch einmal tiefer analysiert.

Anhang C.1. Stromsektor

Einspeisevergütung

Die erste und älteste Vermarktungsform ist die Netzeinspeisung des erzeugten Stroms zwecks Inanspruchnahme der **Einspeisevergütung**. Diese wird für einen Zeitraum von 20 Jahren plus dem Jahr der Inbetriebnahme für jede ins Netz einspeiste Kilowattstunde Strom gewährt. Die Einspeisevergütung wird gem. § 21 Abs. 1 Satz 1 EEG 2017 für Neuanlagen nur noch gezahlt, sofern die installierte Leistung der EE-Anlage 100 Kilowatt nicht übersteigt. Der Anlagenbetreiber erhält die Einspeisevergütung dabei vom Netzbetreiber, an dessen Netz seine Anlage angeschlossen ist, i.d.R. handelt es sich dabei um den örtlichen Verteilnetzbetreiber (**VNB**). Im Gegenzug darf der VNB den erworbenen EE-Strom an der Strombörse vermarkten, wodurch dieser seine Grünstromeigenschaft verliert und zu „Graustrom“ wird. Die Einspeisevergütung wird auch dann gewährt, wenn ein Teil des Stroms in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage ohne Netzdurchleitung verbraucht wird und lediglich Überschüsse ins öffentliche Netz eingespeist werden. Sie wird hingegen nicht gewährt, wenn ein Teil des Stroms direktvermarktet wird oder die Anlage am Regelenergiemarkt teilnimmt (vgl. § 21 Abs. 2 Nr. 2 EEG 2017).

Zahlreiche Altanlagen aus den Jahren 2000 bis 2010, auch solche, die sich technisch für eine teilweise Eigenversorgung anbieten würden wie bspw. PV-Anlagen auf Einfamilienhäusern speisen auch heute noch 100 Prozent des erzeugten Stroms ins öffentliche Netz ein und erhalten dafür die Einspeisevergütung. Für Großanlagen wie PV-Freiflächenanlagen (**FFA**), Windenergieanlagen (**WEA**) und Bioenergieanlagen (**BEA**) ist dieses Modell der Volleinspeisung auch heute noch die Norm, wobei der Strom hierbei aufgrund der gesetzlichen Bestimmungen spätestens seit Inkrafttreten des EEG 2014 i.d.R. nicht mehr über die Einspeisevergütung, sondern die geförderte Direktvermarktung veräußert wird. Die Volleinspeisung zwecks Inanspruchnahme der Einspeisevergütung stellt das einfachste Geschäftsmodell dar, weil ein Höchstmaß an Planungssicherheit für den Anlagenbetreiber bzw. -investor besteht. Denn aufgrund der für bis zu 21 Jahre garantierten Festvergütung ist die Wirtschaftlichkeit der Anlage allein vom technisch reibungslosen Betrieb abhängig, während die Entwicklung der Strompreise oder die Stromabnahme durch einen Verbraucher vor Ort keinerlei Einfluss haben.

Für neu installierte kleinere PV-Anlagen bis 100 Kilowatt, aber insbesondere im Eigenheimsegment bis 10 Kilowatt, und für Kleinwindkraftanlagen hingegen, die auch unter den Bedingungen des EEG 2017 noch ein Anspruch auf Einspeisevergütung haben, gilt eine Volleinspeisung häufig als nicht mehr hinreichend rentabel. Dies ist im Falle der PV insbesondere auf die deutlichen Kürzungen der Einspeisevergütungssätze zurückzuführen, welche auch durch die erhebliche Kostenreduktion der letzten Jahre nicht vollständig kompensiert werden konnte, was am Rückgang der neu installierten Leistung in den letzten Jahren deutlich wird (siehe Abbildung C.75).

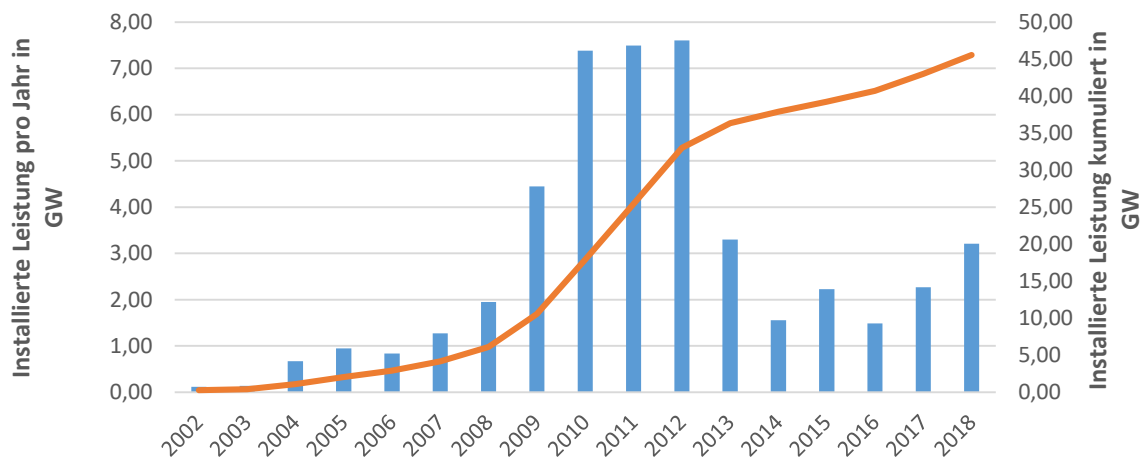


Abbildung C.75: Entwicklung der installierten PV-Leistung in Deutschland, eigene Darstellung nach (ISE 2018)

Seit Erreichen der sog. PV-Netzparität – je nach Anlagengröße und spezifischen Strompreis im Jahr 2011 bzw. 2012 – basiert die Wirtschaftlichkeit von Geschäftsmodellen auf einer teilweisen Eigenversorgung oder Lieferung an Dritte ohne Netznutzung, die in Kombination mit der Einspeisevergütung auch heute einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb ermöglichen (Prognos 2016, S.9-11, Bost et al. 2011, S.6). Auch darf die Einspeisevergütung in ihrer Funktion als finanzielle Backup-Lösung nicht unterschätzt werden: Fallen im Laufe der 20-jährigen Betriebsdauer einer Anlage die Verbrauchs- bzw. Veräußerungsmöglichkeiten unmittelbar im Gebäude weg, weil z.B. ein Betrieb, der eine PV-Anlage zum Zwecke der Eigenversorgung nutzte, Insolvenz anmeldet, kann der Strom wieder zu 100 Prozent ins öffentliche Netz eingespeist und entsprechend vergütet werden. Damit ist häufig sogar noch eine Amortisation der Investition möglich und das finanzielle Risiko erheblich abgemildert.

Geförderte Direktvermarktung

Die zweite und seit Inkrafttreten des EEG 2014 als Normalfall deklarierte Vermarktungsform ist die **geförderte Direktvermarktung**. Verpflichtend ist sie gem. § 21 Abs. 1 Satz 1 EEG 2017 für Neuanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 100 Kilowatt. Aus technischer Sicht besteht im Vergleich zur Einspeisevergütung kein Unterschied. Statt den Strom an den VNB zu verkaufen, stellt der Anlagenbetreiber ihn in diesem Fall einem Direktvermarktungsunternehmen (Direktvermarkter) zur Verfügung. Der Direktvermarkter wiederum bietet den Strom i.d.R. an der Strombörse an oder sucht sich anderweitig Abnehmer. Im Gegenzug erhält der Anlagenbetreiber vom Direktvermarkter für jede eingespeiste Kilowattstunde den technologiespezifischen Monatsmarktwert ausgezahlt, der nach § 3 Nr. 34 EEG 2017 den rückwirkend berechneten Mittelwert der Marktwerte am EPEX-Spotmarkt darstellt. Da der Marktwert unabhängig von der eingesetzten Technologie weit unterhalb der früheren Einspeisevergütung liegt – in 2018 lag der Marktwert zwischen bei etwa rund 3 und 5,6 Cent pro Kilowattstunde (siehe Abbildung C.76) –, besteht eine Deckungslücke. Diese Differenz zum sog. „anzulegenden Wert“, also der hypothetisch verfügbaren Einspeisevergütung, wird vom VNB durch Zahlung der monatlich angepassten Marktpremie geschlossen. Im Ergebnis unterliegen die Erlöse aus der Direktvermarktung im Gegensatz zu jenen

aus der Einspeisevergütung zwar stärkeren Schwankungen, eröffnen dem Anlagenbetreiber aber auch die Möglichkeit, Zusatzeinnahmen zu realisieren, weil die kombinierte Vergütung aus Marktwert und Marktpremie um 0,4 Cent pro Kilowattstunde höher ausfällt als bei der Einspeisevergütung (vgl. § 21 Abs. 1 Satz 1 EEG 2017). Dadurch sind allerdings auch die Mehrkosten durch die erforderliche Fernüberwachung und -steuerung sowie durch den zusätzlichen administrativen Vermarktungsaufwand zu decken. Wie die Einspeisevergütung ist auch die geförderte Direktvermarktung kompatibel mit einem teilweisen Vor-Ort-Verbrauch des erzeugten Stroms. PV-Anlagen und WEA zwischen 100 und 750 Kilowatt installierter Leistung sowie BEA mit bis zu 150 kWel haben gem. § 22 Abs. 2-4 EEG 2017 automatisch einen Anspruch auf Zahlung der Marktpremie. Leistungsstärkere Anlagen müssen hingegen erfolgreich an Ausschreibungen teilnehmen, um einen Vergütungsanspruch zu erhalten. Wird Strom aus einer EE-Anlage mit einer in einer Ausschreibung ermittelten Förderung vergütet, darf der gesamte in der Anlage erzeugte Strom nach § 27a EEG 2017 weder vollständig noch anteilig zur Eigenversorgung genutzt werden – eine Lieferung an Dritte ohne Netznutzung ist jedoch zulässig (vBVH 2017, S.11).

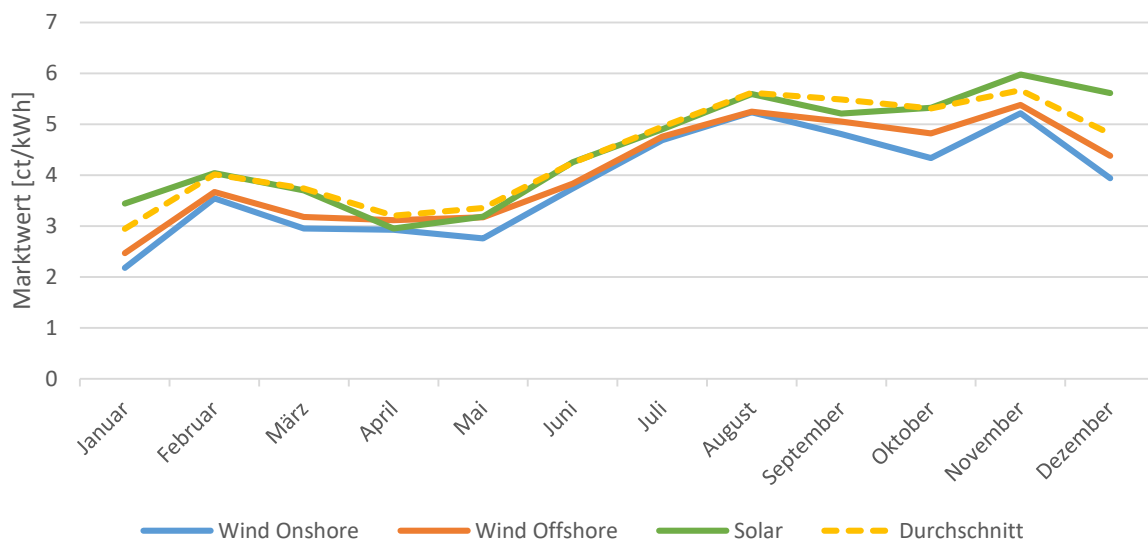


Abbildung C.76: Monatsmarktwerte für EE im Jahr 2018, eigene Darstellung nach (Netztransparenz, 2019)

Die Volleinspeisung war lange Zeit ab Inkrafttreten des EEG im Jahr 2000 das dominierende Geschäftsmodell. Da mit dem EEG 2014 die Pflicht zur Direktvermarktung sukzessive auf einen Großteil aller neuinstallierten EE-Anlagen ausgeweitet wurde – zunächst auf Anlagen mit über 500 kW, ab 2016 auf alle Anlagen ab 100 kW (siehe § 37 Abs. 2 EEG 2014) – und auch Altanlagen in der Direktvermarktung Mehrerlöse gegenüber der Einspeisevergütung erzielen können, hat die geförderte Direktvermarktung die Einspeisevergütung inzwischen als dominierendes Geschäftsmodell abgelöst, wie Abbildung C.77 zeigt:

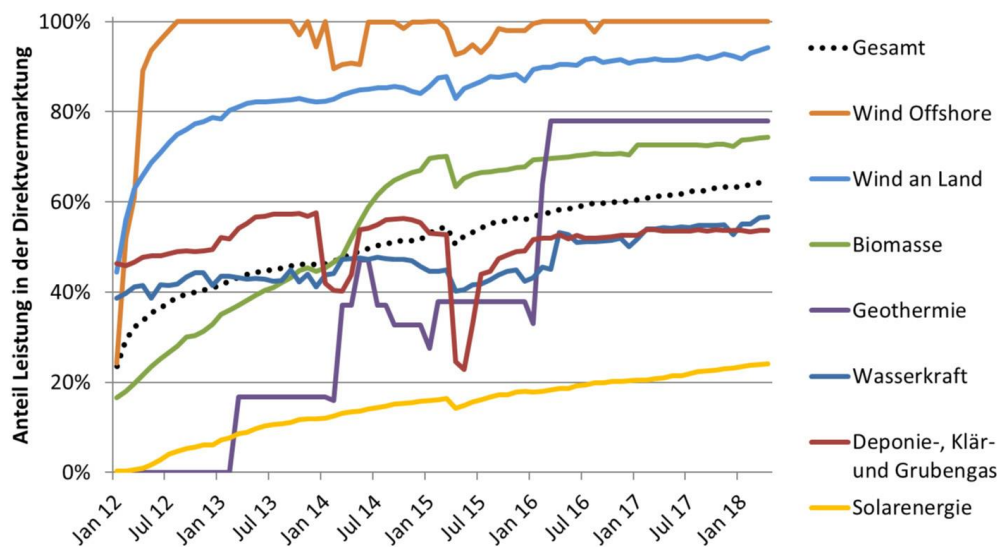


Abbildung C.77: Anteil der installierten EE-Leistung in der Direktvermarktung von 2012 bis 2017, eigene Darstellung nach (ISI 2018)

Die Marktpremie wird üblicherweise erst für Anlagen mit einer installierten Leistung von über 100 kW in Anspruch genommen, denen gem. § 21 EEG 2017 keine Einspeisevergütung zusteht. Sofern die Voraussetzungen für einen Anspruch auf Marktpremie vorliegen, kann jedoch auch für weniger leistungsstarke Anlagen die Marktpremie in Anspruch genommen werden. Zu den maßgeblichen Voraussetzungen für eine Inanspruchnahme der Marktpremie zählen gem. § 20 EEG 2017, dass:

- der Anlagenbetreiber selbst oder ein Dritter den Strom direkt vermarktet und
- der Strom in einer Anlage erzeugt wird, die fernsteuerbar ist, d.h. deren Ist-Einspeisung abgerufen und deren Einspeiseleistung ferngesteuert geregelt werden kann, und
- dem Direktvermarktungsunternehmen das Recht eingeräumt wird, die o.g. Möglichkeiten der Fernsteuerung zu nutzen, um eine bedarfsgerechte Einspeisung des Stroms zu gewährleisten.

Aufgrund der zusätzlichen Kosten für die Fernsteuerbarkeit der Anlage lohnt sich die geförderte Direktvermarktung tendenziell eher für größere Anlagen. Deshalb machen Betreiber von Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 100 Kilowatt nur in Ausnahmefällen Gebrauch des Modells (Ebert et al., 2016, S.94-95). Auch im Falle der Marktpremie besteht hohe Planungssicherheit, die lediglich durch für den Anlagenbetreiber ungünstige Direktvermarktungsverträge oder negative Strompreise an der Strombörse gefährdet wird. Treten letztere über einen längeren Zeitraum auf (nach § 51 Abs. 1 EEG 2017 mindestens an sechs aufeinanderfolgenden Stunden), hat der Anlagenbetreiber für die in diesem Zeitraum vermarkteten Mengen keinen Anspruch auf eine Marktpremie. Relevant im Hinblick auf die „Energieautarke Siedlung“ ist die geförderte Direktvermarktung als Option zur Überschussvermarktung von Strom aus (PV-)Anlagen mit einer Leistung von über 100 Kilowatt, welche primär zur Eigenversorgung oder zur Mieterstromversorgung genutzt werden. Zudem ist es durch das EEG 2017 nun wieder möglich PV-FFA mit bis zu 750 Kilowatt zu installieren, ohne an einer Ausschreibung teilnehmen zu müssen. Für Bürgerenergiegesellschaften

gelten zudem nach § 36g EEG 2017 vereinfachte und zugleich verbesserte Bedingungen für die Teilnahme an Ausschreibungen für die Vergütungsermittlung von WEA mit einer Leistung von über 750 Kilowatt. Unabhängigkeit von dem Beitrag zur Energieautarkie der zu betrachtenden Siedlung versetzen diese Regelungen insbesondere Bürgerenergiegenossenschaften weiterhin (WEA) bzw. wieder (PV-FFA) in die Lage, auch leistungsstarke EE-Anlagen wirtschaftlich zu betreiben.

Daneben kann die geförderte Direktvermarktung auch als Grundlage für Regionalstromtarifen genutzt werden. **Regionalstrom** bezeichnet die Vermarktung von EE-Strom über das öffentliche Netz innerhalb der Region, in der sich die Erzeugungsanlage befindet. Erfolgt die Stromvermarktung im Rahmen der geförderten Direktvermarktung, durfte der Stromlieferant bis zum Inkrafttreten des EEG 2017 aufgrund des in § 80 EEG 2014 definierten Doppelvermarktungsverbots diesen Strom nicht als Grünstrom kennzeichnen. Mit Inkrafttreten des EEG 2017 ist dies jedoch unter bestimmten Umständen möglich: So muss sich gem. § 79a Abs. 6 EEG 2017 der Letztverbraucher in einem Postleitzahlengebiet im Umkreis von 50 Kilometern um das Postleitzahlengebiet des Anlagenstandorts befinden, damit entsprechende Regionalnachweise erworben werden können. Abgesehen von einer veränderten Stromkennzeichnung, die durch den kostenpflichtigen Erwerb der entsprechenden Regionalnachweise erkaufte werden muss, bringt ein Regionalstromtarif per se keine weiteren Preisvorteile in Form zusätzlicher Vergütungszahlungen oder entfallender Strompreisbestandteile mit sich. Die Zusatzkosten, die dem Regionalstromanbieter durch die Regionalnachweise entstehen, müssten für einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb daher durch einen zumindest geringfügig höheren Strompreis, der von den Letztverbrauchern zu zahlen wäre, kompensiert werden. Auch die noch unter dem Regelungsregime des EEG 2014 bestehende Möglichkeit gem. § 9 Abs. 1 Nr. 1 oder 3 StromStG, Strom aus EE-Anlagen bis 2 MW in einem Umkreis von 4,5 Kilometern stromsteuerbefreit an Letztverbraucher zu liefern, entfällt seit Inkrafttreten des EEG 2017 ([vBVH 2017](#), S.11). In [Anhang D.9](#) wird die Bedeutung von regionaler Grünstromvermarktung im Detail untersucht.

Sonstige Direktvermarktung

Die dritte und am wenigsten verbreitete Vermarktungsform ist die **sonstige Direktvermarktung** ([Ebert et al., 2016](#)). Diese kann als Auffangtatbestand angesehen werden. Das heißt, unter ihr werden all jene Modelle subsumiert, in denen der Anlagenbetreiber den Strom zwar ins öffentliche Netz einspeist, dafür aber weder die Einspeisevergütung noch die Marktprämie in Anspruch nimmt. Der erzeugte Strom kann dann – entsprechend seinem Marktwert – ebenfalls einem Direktvermarkter zur Verfügung gestellt werden, der diesen wiederum weiterveräußert. Alternativ kann der Anlagenbetreiber den Strom über das öffentliche Netz auch selbst an Dritte vermarkten. Hierdurch wird er allerdings zum Energie- und Elektrizitätsversorgungsunternehmen im Sinne von § 3 Nr. 20 EEG 2017 und § 3 Nr. 18 EnWG, weshalb diese Aufgabe in der Regel an professionelle Direktvermarkter übertragen wird. Während die sonstige Direktvermarktung aktuell kaum verwendet wird, könnte sie ab 2020 deutlich an Bedeutung gewinnen. Ab dann wird die garantierte Einspeisevergütung für Altanlagen, die seit 20 Jahren am Netz sind, sukzessive auslaufen und EE-Anlagen mit einer Leistung von vier bis sechs GW pro Jahr werden unter die sonstige Direktvermarktung fallen, vorausgesetzt die Anlagenbetreiber wollen den erzeugten Strom weiterhin ins öffentliche Netz einspeisen ([Agora und HIR 2015](#)). Wie die beiden vorangegangenen Vermarktungsformen ist auch die sonstige Direktvermarktung mit einem Vor-Ort-Verbrauch des erzeugten EE-Stroms kombinierbar. Im Hinblick auf die „Energieautarke Siedlung“ war die sonstige Direktvermarktung i.d.R. nur für Regionalstromtarife unter dem Regelungsregime des EEG 2014 relevant. Denn bis Ende 2016 bestand nur im Rahmen der sonstigen Direktvermarktung die Möglichkeit, den regional erzeugten und veräußerten Strom als „Grünstrom“ unter Benennung der konkreten Erzeugungsanlage zu

kennzeichnen. Da diese Option durch die Regionalweise nun auch für Strommengen in der geförderten Direktvermarktung offensteht, dürfte die Bedeutung der sonstigen Direktvermarktung für diesen Anwendungszweck weiter abnehmen.

Eigenversorgung

Die vierte Vermarktungsform ist die **Eigenversorgung**. Eigenversorgung ist gem. § 3 Nr. 19 EEG 2017 „der Verbrauch von Strom, den eine natürliche oder juristische Person im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang mit der Stromerzeugungsanlage selbst verbraucht, wenn der Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet wird und diese Person die Stromerzeugungsanlage selbst betreibt“. Neben dem Kraftwerkseigenverbrauch von Großanlagen spielt die Eigenversorgung insbesondere bei PV-Dachanlagen auf Einfamilienhäusern, Gewerbebetrieben und öffentlichen Einrichtung eine zunehmend wichtige Rolle. Im Falle der Eigenversorgung wird typischerweise ein Teil des erzeugten Stroms vom Anlagenbetreiber unmittelbar in der sog. Kundenanlage bzw. Kundenanlage zur betrieblichen Eigenversorgung (siehe § 3 Nr. 24a und b EnWG), also innerhalb des Gebäudenetzes, verbraucht, während der nicht zeitgleich verbrauchte Überschuss gegen Zahlung der Einspeisevergütung oder Marktpremie ins Netz der öffentlichen Versorgung eingespeist wird. Wirtschaftlich lukrativ für den Anlagenbetreiber ist die Eigenversorgung vor allem deshalb, weil nahezu alle staatlich veranlassten Strompreisbestandteile entfallen, sodass der selbst erzeugte Strom oftmals deutlich günstiger ist als der Netzbezug. Nach § 61 Abs. 2 Nr. 4 EEG 2017 entfällt für Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 10 Kilowatt für max. 10 Megawattstunden selbstverbrauchten Strom auch die EEG-Umlage vollständig, während sie für größere Anlagen gem. § 61 Abs. 1 Nr. 3 EEG 2017 seit dem 1. Januar 2017 zumindest auf 40 Prozent reduziert ist. Auf der Eigenversorgung beruhende Geschäftsmodelle rechnen sich daher primär durch eine Reduktion des Netzstrombezugs und der damit einhergehenden Bezugskosteneinsparungen.

Exkurs zu Strompreisbestandteilen

Abbildung C.78 zeigt die in der Eigenversorgung sowie in den verschiedenen hier relevanten Vermarktungsformen anfallenden Strompreisbestandteile im Vergleich zum Strombezug aus dem öffentlichen Netz. Der Wegfall der Stromsteuer beim Verkauf in räumlicher Nähe bezieht sich dabei auf den zuvor geschilderten Fall der sonstigen Direktvermarktung im Umkreis von 4,5 Kilometern des Anlagenstandorts.

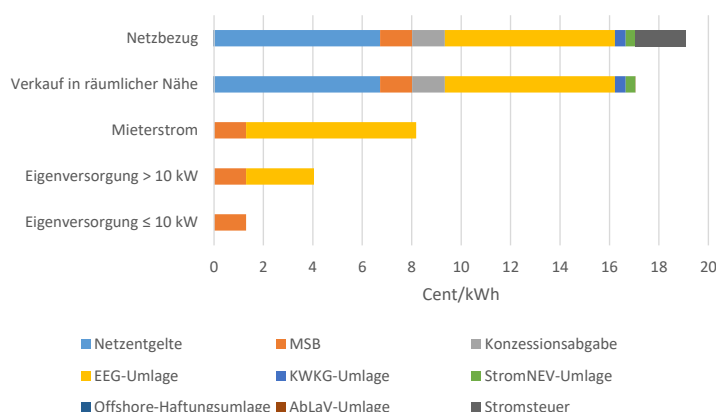


Abbildung C.78: Anfallende Strompreisbestandteile (HH-Kunden) in Abhängigkeit der Vermarktungsform, eigene Darstellung

Die meisten staatlichen Preisbestandteile fallen in ganz Deutschland in gleicher Höhe an. Ausgenommen davon sind die Netzentgelte, die sich je nach Netzgebiet zum Teil erheblich unterscheiden (siehe Abbildung C.79), die Konzessionsabgabe, die gemäß Konzessionsabgabenverordnung (KAV) abhängig ist von der jeweiligen Gemeindegröße, sowie die Preise für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung, die in zusammenfassend als MSB gekennzeichnet sind und abhängig von Netzbetreiber, Zählertyp und Spannungsebene im bundesweiten Vergleich ebenfalls stark variieren. Für die Netzentgelte und MSB wurden die Mittelwerte für Haushaltskunden zum 1. April 2016 gebildet (BNetzA 2015, S.92).

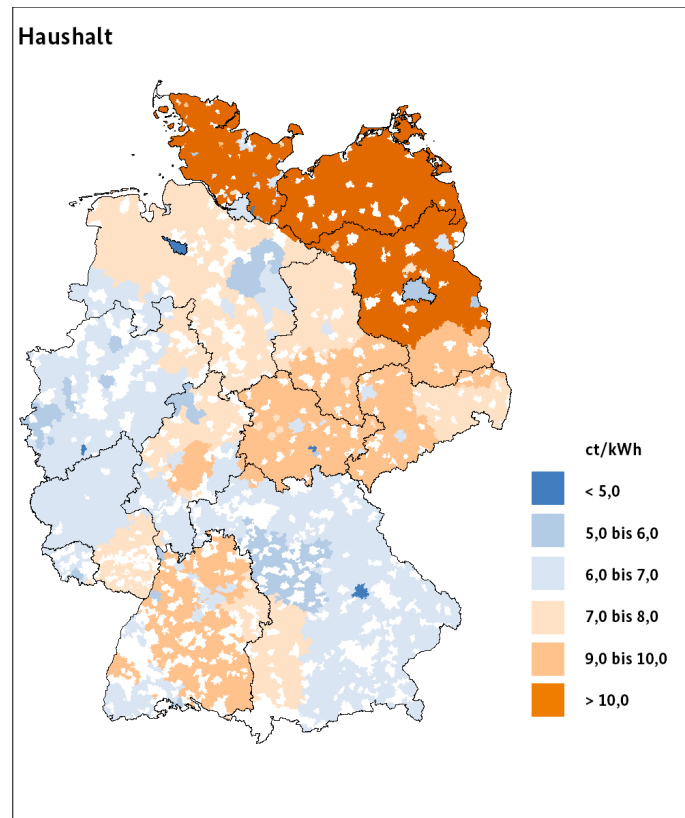


Abbildung C.79: Netzentgelte für Haushalte mit einem jährlichen Stromverbrauch von 2.500 bis 5.000 kWh, eigene Darstellung nach (BNetzA 2015)

Nach Auffassung der Bundesnetzagentur (BNetzA) ist die Personenidentität zwischen Stromerzeuger und -verbraucher unabdingbar, damit der Tatbestand der Eigenversorgung als erfüllt gilt. Während dieses Kriterium bei Eigenheimbesitzern, auf deren Hausdach eine PV-Anlage installiert ist, i.d.R. als gegeben angenommen werden kann, führt die strikte Auslegung der Personenidentität in der Praxis in vielen anderen Fällen zu mangelnder Rechtssicherheit. So liegt aus Sicht der BNetzA bspw. keine Eigenversorgung vor, wenn Stromerzeugung und -verbrauch zwar innerhalb der Kundenanlage eines Konzerns, also bspw. in demselben Bürogebäude, erfolgen, aber verschiedene Konzerntöchter den Strom verbrauchen. Dasselbe gilt auch für nahezu alle anderen Mehrparteienkonstellationen, wie bspw. Einkaufszentren oder Mehrfamilienhäuser, selbst dann wenn es sich um eine Eigentümergemeinschaft handelt, die als Anlagenbetreiberin auftritt. Auch hier liegt aus BNetzA-Sicht keine Eigenversorgung vor, da die Eigentümergemeinschaft zwar die Anlage betreibt,

aber die sie konstituierenden Mitglieder den Strom verbrauchen, womit eine Personenidentität wiederum nicht gegeben ist (BNetzA 2016, S.29-31). Wird der Tatbestand der Eigenversorgung nicht erfüllt, weil keine strikte Personenidentität zwischen Anlagenbetreiber und Stromverbraucher vorliegt, wird die Vermarktungsform regelmäßig als Lieferung an Dritte ohne Netznutzung einzuordnen sein, wie sie im nächsten Kapitel beschrieben wird.

Relevanz für die „Energieautarke Siedlung“ besitzt die Eigenversorgung insbesondere im Hinblick auf PV-Anlagen, die auf Einfamilienhäusern, Gewerbebetrieben und kommunalen Einrichtungen betrieben werden. Dort führt die Eigenversorgung aufgrund der besseren Wirtschaftlichkeit gegenüber der Volleinspeisung nicht nur dazu, dass neue Anlagen überhaupt gebaut werden können, sondern sie trägt unmittelbar zu einer Steigerung der Gebäudeautarkie, also auf der niedrigsten möglichen Zellen-Ebene, bei. Während im Einfamilienhausbereich typischerweise Eigenverbrauchsquoten von 20 bis 30 Prozent erreicht werden, woraus wiederum Autarkiegrade in ähnlicher Größenordnung resultieren, können beide Kennzahlen, aber insbesondere die Eigenverbrauchsquote, im gewerblichen oder kommunalen Gebäuden bei zur PV-Erzeugung passendem Stromlastprofil deutlich höher ausfallen (Prognos 2016, S.18, 34-35; Weniger et al. 2012, S.52). Während die Grundlage des Geschäftsmodells bei (PV-)Eigenversorgungsprojekten stets dieselbe ist, nämlich die Substitution eines möglichen großen Anteils teureren Netzstroms durch günstigeren, lokal erzeugten EE-Strom, unterscheiden sich die auf dem Markt befindlichen Angebote insbesondere hinsichtlich der Finanzierung der jeweiligen EE-Anlage. So gibt es inzwischen neben dem reinen Verkauf der PV-Komponenten und der damit einhergehenden eigenständigen Realisierung einer Eigenversorgung durch den Anlagenkäufer zahlreiche Anbieter sog. Anlagenpacht-Modelle. In diesen tritt beispielsweise ein Energieversorger als Anlagenplaner und -finanzier auf, welcher die PV-Anlage auf einem fremden Dach auf eigene Kosten errichtet und diese nach Fertigstellung der Installation für einen vertraglich definierten Zeitraum an den Gebäudenutzer zum Zwecke der Eigenversorgung vermietet bzw. verpachtet. Damit sich die Zurverfügungstellung der Anlage für beide Seiten rechnet, muss die Pachtzahlung so kalkuliert sein, dass der Gebäudenutzer und Eigenversorger trotz zusätzlicher Mietkosten einen monetären Vorteil gegenüber der Situation ohne PV-Anlage genießt, während der Verpächter Mehrerlöse gegenüber der Volleinspeisung bzw. Lieferung an Dritte ohne Netznutzung erzielt.

Unabhängig vom gewählten Finanzierungsmodell können durch den Einsatz von Batteriespeichern Eigenverbrauchsquote und Autarkiegrad im Falle der Eigenversorgung deutlich gesteigert werden, was dem Ansatz der „Energieautarken Siedlung“ und der Steigerung der zellularen Autarkie Rechnung trägt. In Deutschland sind bis Ende Januar 2016 schätzungsweise rund 34.000 Speichersysteme mit einer nutzbaren Kapazität von ca. 204 Megawattstunden installiert worden (Kairies et al., 2016, A.45). Obwohl stationäre Batteriespeicher damit bereits heute eine relevante Rolle im Energiemarkt spielen, fehlt bislang eine energierechtliche Definition, was z.T. für Probleme im Hinblick auf die regulatorische Bewertung und Umsetzung von speicherbasierten Geschäftsmodellen sorgt (vBVH 2017, S.39)²⁴. Konkret sorgt die fehlende energierechtliche Definition von stationären Batteriespeichern dafür, dass sie zugleich als Letztverbraucher (Einspeicherung) sowie als Erzeugungsanlagen (Ausspeicherung) gelten, was zum Teil Doppelbelastungen im Hinblick auf die abzuführenden Strompreisbestandteile nach sich zieht. Allerdings wird die noch unter dem EEG

²⁴Aus Sicht des BDEW sollten Speicher definiert sein als „Anlagen, die Energie mit dem Ziel der elektrischen, chemischen, elektrochemischen, mechanischen oder thermischen Speicherung aufnehmen und einer zeitlich verzögerten Nutzung wieder zur Verfügung stellen“ (BDEW 2014, S.2).

2014 in vielen Fällen geltende Doppelbelastung des ein- und ausgespeicherten Stroms mit der EEG-Umlage durch Inkrafttreten des EEG 2017 abgeschafft. Denn § 61a Abs. 1 EEG 2017 regelt, dass die EEG-Umlage bei der Einspeicherung des Stroms entfällt, wenn „1. dem Stromspeicher Energie ausschließlich zur Einspeisung von Strom in das Netz entnommen wird oder für den gesamten Strom, der dem Speicher entnommen wird die EEG-Umlage [...] gezahlt wird“. Im Hinblick auf die sonstigen anfallen Strompreisbestandteile und darauf basierende Geschäftsmodelle macht es zudem einen Unterschied, ob der eingespeicherte Strom direkt aus einer angeschlossenen Erzeugungsanlage kommt, oder aus dem öffentlichen Netz, ob er ins öffentliche Netz zurückgespeist oder in der Kundenanlage genutzt wird, und aus wie vielen EE-Anlagen der Speicher gespeist wird und welche installierte Leistung diese aufweisen (BDEW 2014, S.7-8).

Lieferung an Dritte ohne Netznutzung

Die fünfte Vermarktungsform ist die **Lieferung an Dritte ohne Netznutzung** gem. § 21b Abs. 4 Nr. 2 EEG 2017. Physikalisch handelt es sich dabei um denselben Vorgang wie bei der Eigenversorgung. Der wesentliche Unterschied besteht darin, dass Stromerzeuger und -verbraucher hier nicht personenidentisch sind, was allerdings signifikante Auswirkungen auf die energierechtlichen Anforderungen sowie die Höhe der zu zahlenden EEG-Umlage auf den direktgelieferten Strom und damit die Wirtschaftlichkeit von Projekten in dieser Vermarktungsform hat. Es ist allerdings nach §19 Abs. 1 Nr. 3 festgelegt, dass PV-Anlagen auf Wohngebäuden, deren Strom direkt an die Bewohner geliefert wird, einen sogenannten Mieterstromzuschlag erhalten, der ähnlich der Einspeisevergütung die Vermieter fördert, sofern diese ihren Strom an die Mieter veräußern. Auf Basis der Lieferung an Dritte ohne Netznutzung ergeben sich im Wesentlichen zwei Geschäftsmodelle: zum einen die Direktlieferung an einen Einzelabnehmer, zum anderen sog. Mieterstrom-Modelle, bei denen mehrere private und/oder gewerbliche Gebäudeparteien mit Strom aus einer an die Kundenanlage angeschlossenen EE-Anlage versorgt werden.

Im Zuge der **Direktlieferung** betreibt etwa eine Energiegenossenschaft eine PV-Anlage auf dem angemieteten Dach einer städtischen Schule und verkauft den Strom, der zeitgleich im darunterliegenden Schulgebäude verbraucht wird, direkt an die Gemeinde oder den Landkreis, der die Schule betreibt (Moench et al., 2013, S.68f). Etwaige Solarstromüberschüsse speist die Energiegenossenschaft als Anlagenbetreiberin typischerweise ins öffentliche Netz ein und erhält dafür entweder die Einspeisevergütung oder die Marktpremie. Der Gewerbebetrieb bezieht in solchen Fällen weiterhin Strom aus dem öffentlichen Netz, weshalb neben dem Vertrag über die Solarstromlieferung ein zweiter Vertrag über die Netzstromlieferung existiert. Das Modell ist für beide Seiten attraktiv, wenn die Genossenschaft durch den Stromverkauf an die Gemeinde Mehrerlöse gegenüber der vollständigen Netzeinspeisung erzielt und die Gemeinde durch den Solarstrombezug maximal dieselben Kosten hat wie zuvor ohne PV-Strombezug. Da diese Win-Win-Situation aufgrund der auf die Solarstromlieferung voll abzuführenden EEG-Umlage nicht leicht gewährleistet werden kann, ist davon auszugehen, dass die Gemeinde entweder eigenständig in eine PV-Anlage zur Eigenversorgung investiert oder im Rahmen eines **Anlagenpachtmodells** die Anlage von der Genossenschaft zum Zwecke der Eigenversorgung anmietet. In beiden Fällen würde nur eine reduzierte EEG-Umlage anfallen und damit eine höhere Wirtschaftlichkeit erreicht werden können. Nichtsdestotrotz wird es Konstellationen geben, in denen die Direktlieferung der Vorzug gegeben wird gegenüber der eigenständigen Finanzierung oder der Anmietung der PV-Anlage zum Zwecke der Eigenversorgung, beispielsweise wenn die Gemeinde in obigen Beispiel aus rechtlichen Gründen den zur Herstellung der Eigenversorgung erforderlichen Anlagenbetrieb nicht übernehmen darf. Im Falle des **Mieterstroms** stellt sich die Stromlieferung anders dar: Hier liefert der Mieterstromanbieter, der zugleich PV-Anlagenbetreiber

sein kann, nicht nur den erzeugten Solarstrom an die Wohnparteien im Gebäude, sondern kombiniert diesen mit Strom aus dem öffentlichen Netz zu einem vollwertigen Stromtarif. Ein Mieterstromprojekt kann dabei auf verschiedene Weise ausgestaltet sein. So kann z.B. der Gebäudeeigentümer selbst als Anlagenbetreiber und Stromanbieter gegenüber den Mietern auftreten, er kann den erzeugten Strom innerhalb der Kundenanlage einem Mieterstrom-Anbieter überlassen, der diesen wiederum, kombiniert mit Strom aus dem öffentlichen Netz, an die Gebäudeparteien veräußert, oder er stellt lediglich seine Dachfläche einem Dritten, wie einer Energiegenossenschaft zur Verfügung, welche wiederum als Anlagenfinanzier und Mieterstromanbieter in Erscheinung tritt. Zielsetzung ist dabei i.d.R., dass der Anlagenbetreiber bzw. Mieterstromanbieter Mehrerlöse gegenüber der Volleinspeisung realisiert, während die Verbraucher einen vergleichsweise günstigen Strompreis erhalten. Durch die Einführung des Mieterstromzuschlags kann dieses Modell heute wirtschaftlich betrieben werden (vgl. [Anhang D.4](#)). Zu den energiewirtschaftlichen Anforderungen gehören u.a. die Umsetzung und Abstimmung des Messkonzepts mit dem VNB, die Abwicklung von Lieferantenwechselprozessen, die Gestaltung der erforderlichen (Stromliefer-)Verträge, die Kundengewinnung und deren Abrechnung im Gebäude sowie die Wirtschaftlichkeitsberechnung auf Basis der wesentlichen Einflussfaktoren im Vorfeld. Des Weiteren – und dies gilt auch für die oben beschriebenen, in der Umsetzung einfacheren Direktlieferungsfälle – sind als Energielieferant die u.a. in EEG und EnWG geforderten Pflichten, etwa zur Stromkennzeichnung und Datenübermittlung, einzuhalten. Analog zur Eigenversorgung können Eigenverbrauchsquote und Autarkiegrad durch den Einsatz von Batteriespeichern auch in Mieterstromprojekten gesteigert werden.

Mieterstrom-Modelle stellen ein relevantes Element der „Energieautarken Siedlung“ dar. Durch die Änderung des EEG zur Förderung des Mieterstroms ([Bundestag, 2017](#)) vergrößert sich der wirtschaftliche Vorteil sowohl für Mieterstromanbieter als auch für deren (potenzielle) Stromkunden, was der Verbreitung dieser Modelle zuträglich ist. Mieterstromprojekte können insbesondere auf Basis von PV-Dachanlagen und Blockheizkraftwerken realisiert werden. Für Bioenergie-, Wind- und PV-Freiflächenanlagen besteht hingegen oftmals aufgrund ihrer Anschlusssituation nicht die Möglichkeit, den Strom ohne Netzdurchleitung an Dritte zu vermarkten.

Anhang C.2. Wärmesektor

Anhang C.2.1. Förderprogramme

Wärmenetz

Das Marktanreizprogramm (**MAP**) des BMWi sieht vor, die Wärmeerzeuger sowie den Aus- und Aufbau eines Netzes zu fördern. Maßgeblich für eine Förderung ist die überwiegend erneuerbare Erzeugung bzw. Nutzung von Ab- oder Erdwärme, sowie hocheffiziente Rohrleitungen, die gut gedämmt wurden. Anlagen, die für die Erzeugung von Wärme für eine Förderung in Frage kommen, sind große Biomassekraftwerke²⁵, Tiefengeothermieranlagen (ab 400m), große, effiziente Wärmepumpen sowie große Solarkollektoranlagen ([BMW 2015a](#)). Diese können weiter über das Anreizprogramm Energieeffizienz (**APEE**) gefördert werden, wenn im Zuge eines Umbaus ineffiziente zentrale Anlagen ersetzt werden. Wird ein Gebäude mit ineffizientem Wärmeerzeuger an das Netz angeschlossen, kann der Anschluss ebenfalls über das APEE gefördert werden.

²⁵Diese müssen nach §5 BImSchV (Bundesimmissionsschutzverordnung) Emissionsgrenzwerte für Staub und CO einhalten.

Sind KWK-Anlagen bei der Wärmebereitstellung beteiligt, dann kann das Wärmenetz nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (**KWKG**) gefördert werden²⁶. Dazu müssen mindestens 75% der Wärme aus KWK-Anlagen, oder mindestens 50% als Kombination aus KWK-Anlagen, erneuerbaren Energien oder industrieller Abwärme stammen (§18 KWKG). Diese Regelung gilt sowohl für den Neubau von Wärmenetzen als auch für den Ausbau bestehender Netze. Die Förderung ist von dem verantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber zu tragen, in dessen Stromnetz die erzeugte elektrische Energie eingespeist wird (§18, Abs.3 KWKG). Die Höhe des Zuschlags wird in §19 KWKG detailliert beschrieben.

Heiztechnologie

Der Einbau effizienter erneuerbarer Wärmeerzeuger wird durch das **MAP** subventioniert. Gefördert werden Solarthermie- und Biomasseanlagen sowie effiziente Wärmepumpen. Bei Solarthermieanlagen richtet sich die Höhe der Förderung zunächst nach der Bruttokollektorfläche²⁷ (**BMWi 2015a**, S.9f). Biomasseanlagen umfassen Pellet-, Hackschnitzel- oder Scheitholz-Anlagen²⁸, deren Basisförderung sich bei Pellets an der Anlagenleistung richtet und die anderen beiden pauschal fördert (**BMWi 2015a**, S.17ff). Für Brennwertnutzung, sekundäre Partikelabscheidung (zur Abgasreduktion) sowie Prozesswärmebereitstellung können zusätzliche Förderungen gewährt werden (**BMWi 2015a**, S.21ff). Effiziente Wärmepumpen werden nach der installierten Nennleistung gefördert und können Zusatzförderungen erhalten, sofern sie bestimmte Anforderungen erfüllen (**BMWi 2015a**, S.27ff). Durch eine zusätzliche Optimierung des Heizungssystems oder eine Kombination mehrerer Maßnahmen miteinander, kann eine zusätzliche Förderung erreicht werden.

Weitere Zuschüsse können nach dem APEE erhalten werden. Voraussetzung für eine Förderung nach APEE ist es, dass bereits eine Förderung nach MAP vorliegt, eine besonders ineffiziente Anlage ersetzt wurde und der Austausch der Heiztechnologie mit einer Optimierung des gesamten Heizungssystems kombiniert wurde. Die Höhe der Förderung beträgt 20% der bereits gewährleisteten MAP-Förderung sowie einem pauschalen Zuschuss von 600 € (**BMWi 2015c**).

Werden zur Wärmeerzeugung KWK-Anlagen verwendet, können diese nach §5 Abs. 1 KWKG gefördert werden. Dies gilt für neue, modernisierte sowie nachgerüstete Anlagen (§5 Abs. 1 Nr.1 KWKG). Die Förderung ist dabei ähnlich der EEG-Förderung auf den erzeugten Strom bezogen und beträgt 8 ct/kWh für Anlagen, die bis zu 50kW Leistung aus KWK erzeugen (über 50 kW: 7 ct/kWh). Anzuwenden ist die Förderung für Anlagen, die über Stein-/Braunkohle, Abfall, Abwärme, Biomasse und gasförmige bzw. flüssige Brennstoffe betrieben werden (§1 Abs. 2 KWKG).

Gebäudehülle

Energetische Sanierung von Wohngebäuden wird über einen Investitionszuschuss (Zuschuss 430) gefördert. Da sich eine Ausbesserung der Gebäudehülle erst relativ spät bezahlt macht (**UM BaWü 2009**, S.5), sind Subventionsmaßnahmen in diesem Bereich von besonderer Bedeutung. Abhängig davon, wie umfassend die Maßnahmen sind bzw. welche Effizienzstufe durch die Sanierung erreicht wird, werden bis zu 30.000 € gewährt, wobei sich die Höhe der Förderung prozentual an den Kosten der Maßnahmen orientiert und je nach angestrebtem Ziel gedeckelt sind. Betroffen sind Gebäude, die vor dem 01.02.2002 gebaut wurden. Voraussetzung für die Förderung ist eine Energieberatung durch einen „Energieeffizienz-Experten“, der über die Potenziale berät und entsprechende

²⁶ Findet eine Förderung über das KWK statt, so kann keine zusätzliche Förderung über das MAP bezogen werden (**BMWi 2015a**, S.48).

²⁷ Diese Art der Förderung umfasst im Regelfall stets Untergrenzen, die auch bei kleineren Anlagen gewährt werden.

²⁸ Gilt für „besonders emissionsarme Scheitholzvergaserkessel“ (**BMWi 2015b**, S.19).

Sanierungsmaßnahmen vorschlägt. Gefördert werden sowohl Einzelmaßnahmen, als auch umfassende Maßnahmenpakete (KfW 2018a).

Für kommunale Effizienzprojekte, die darauf abzielen, ganze Stadtteile energetisch zu sanieren, kann über den Zuschuss 432 eine finanzielle Unterstützung geltend gemacht werden. Die KfW bezuschusst solche „Quartierskonzepte“ mit bis zu 65% der förderfähigen Personalkosten bis zu fünf Jahre lang für den eingesetzten „Sanierungsmanager“ und bis zu ein Jahr für die Konzepterstellung. Die Kommunen dürfen die Zuschüsse an privatrechtliche Gesellschaften wie beispielsweise Wohnungsunternehmen oder –genossenschaften, weitergeben, sofern diese ein Konzept erarbeiten, das im Sinne der Stadt bzw. Gemeinde ist (KfW 2015).

Eine weitere Möglichkeit ist der KfW Investitionskredit 151/152. Auch dort werden sowohl Einzelmaßnahmen der energetischen Sanierung sowie Maßnahmenpakete unterstützt. Die Förderung gestaltet sich als Kredit, der für 10 Jahre über staatliche Mittel zinsverbilligt ist. Zusätzlich wird abhängig von der Effizienzstufe des Gebäudes ein Tilgungszuschuss gewährt, der zwischen 7,5% und 27,5% der Kreditsumme umfasst. Auch für den Kredit 151/152 muss im Vorfeld eine Energieberatung stattfinden (KfW 2018b).

Anhang C.2.2. Gesetzliche Vorschriften

Wärmenetz

Die **AVBFernwärmeV** („Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme“) dient als grundsätzliche Richtlinie bezüglich der vertraglichen Ausgestaltung für Fern- und Nahwärmenetze. Sie beinhaltet neben allgemeinen Rahmenbedingungen zu technischen und lieferbezogenen Details auch Hinweise auf eine Versorgungssicherungspflicht (§5 AVBFernwärmeV). Nach §9 AVBFernwärmeV ist weiterhin festgelegt, dass Kunden sich am Ausbau von Versorgungsnetzen finanziell beteiligen müssen, sofern dieser in einem klaren Versorgungsbereich der Nutzer stattfindet. Die festgelegte maximale Vertragslaufzeit von 10 Jahren sowie weitere Fristen sind in §32 AVBFernwärmeV geregelt. Mit der AVBFernwärmeV verfolgt der Gesetzgeber das Ziel, Verbraucher zu schützen sowie ein Gerüst zu schaffen, an dem sich die Akteure orientieren können. Anzumerken ist, dass die Verordnung für Industrieunternehmen nicht verpflichtend ist, um eine freie Vertragsgestaltung zu ermöglichen (§1 Abs.2 AVBFernwärmeV). Das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (**EEWärmeG**) hat keinen direkten Einfluss auf Wärmenetze. Allerdings kann die darin formulierte Forderung bezüglich fester Anteile erneuerbarer Energien zur Wärmebereitstellung wegfallen, sofern ein Fernwärmezugang besteht. Dieser muss entweder größtenteils aus erneuerbaren Energien oder mindestens zu 50% aus KWK oder Prozessabwärme bedient werden (§7 i.V.m. Nr. VIII der Anlage EEWärmeG). Vor allem für Gebäude der öffentlichen Hand bietet das eine gute Alternative zum Austausch der Technologien, da diese auch für Bestandsgebäude verpflichtet sind, die Auflagen des EEWärmeG einzuhalten. Im Falle eines Aufbaus eines neuen Wärmenetzes kann diese Regelung die Akzeptanz der Betroffenen stärken. Weiter wird den Gemeinden und Gemeindeverbänden freigestellt, sogenannte Anschluss- und Benutzungszwänge zu forcieren, um den Klima- und Ressourcenschutz zu stärken (§16 EEWärmeG). Unter Benutzungszwang versteht man die Verpflichtung der Bewohner, das Wärmenetz zur Versorgung zu nutzen – alternative Heizmöglichkeiten sind nicht erlaubt. Die exakte Ausgestaltung wird dabei den Gemeinden überlassen und ist in den entsprechenden Gemeindeordnungen der Bundesländer festgelegt, wobei dieser derzeit auch für Bestandsgebäude gelten kann (AGFW 2018)²⁹. Nach dem Anschlusszwang sind

²⁹Eine Ausnahme stellt dabei das Bundesland Bayern dar, in dem nach Art. 24 Abs. 1 Nr. 3 GO nur für Neubauten und Sanierungsgebäuden ein Benutzungszwang vorgesehen ist (AGFW 2018).

außerdem die Versorger dazu verpflichtet, Anwohner auf Wunsch, in die Versorgung einzugliedern, die unmittelbar in der Nähe des versorgten Gebietes leben (BKartA 2012, S.46).

Heiztechnologie

§10 Abs. 1 der Energieeinsparverordnung (**EnEV**) legt fest, dass Heizkessel, die ein bestimmtes Alter überschritten haben, ausgetauscht werden müssen. Ausnahmen bilden dabei Niedertemperatur-Heizkessel, Brennwertkessel, innovative Technologien oder solche, die kleiner als 4kW bzw. größer als 400kW sind (§10 Abs. 1, Satz 4). Die neue Technologie muss Mindestanforderungen erfüllen, die in Anlage 4a EnEV festgelegt werden (§13 Abs. 2 EnEV). Ausschlaggebende Kriterien sind dabei die Erzeugeraufwandszahl (Verhältnis benötigte Endenergie zu Nutzwärmemenge pro Jahr) sowie der Primärenergiefaktor (vom Energieträger abhängiger Gewichtungsfaktor). Die eingebauten Anlagen müssen weiter sachgerecht bedient sowie regelmäßig gewartet und instandgehalten werden (§11, Abs. 3 EnEV).

Für öffentliche Gebäude gelten außerdem Regelungen des **EEWärmeG**. Das Gesetz ist für Neubauten konzipiert³⁰, aufgrund der Vorbildfunktion der öffentlichen Hand (§1a EEWärmeG) ist es dort auch bei grundlegender Renovierung anzuwenden (§3 Abs. 2 EEWärmeG). Es wird ein Mindestanteil von 25% Biogasnutzung oder 15% Nutzung anderer erneuerbarer Energieträger³¹ zur Wärmebereitstellung gefordert (§5a Abs. 1, 2). Nach §7 und §9 EEWärmeG können diese Anforderungen durch Ersatzmaßnahmen bzw. über Ausnahmeregelungen gemindert oder gestrichen werden.

Nach der ersten Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über kleine und mittlere Feuerungsanlagen - 1. BImSchV) gelten Regelungen bezüglich der Abgasgrenzwerte für bestehende Wärmeerzeuger, die vor dem 22. März 2010 erbaut wurden (§26 Abs.1 BImSchV). Werden diese überschritten, muss der Heizkessel nachgebessert oder ausgetauscht werden. Dies gilt auch für Anlagen, die die Mindestanforderungen nach §5 BImSchV nicht erfüllen (§25 Abs.1 BImSchV). Für den Einbau neuer Anlagen gelten ebenfalls Mindestanforderungen, die in §§4ff BImSchV festgelegt sind.

Gebäudehülle

Bezüglich der Umbaumaßnahmen im Bereich der Gebäudehülle sind in der EnEV Höchstgrenzwerte für die Wärmeübergangskoeffizienten festgelegt (§9 EnEV). Weiter ist verpflichtend vorgegeben, ungedämmte Wärme- und Warmwasserleitungen nachzurüsten (§10 Abs. 2 EnEV). Diese Vorgabe, sowie Vorgaben zur Dämmung von Innenräumen hin zu unbeheizten Flächen (§10 Abs.3 EnEV) entfallen, sofern nachgewiesen werden kann, dass der finanzielle Aufwand nicht innerhalb angemessener Fristen durch die Energieeinsparungen wirtschaftlich wäre (§10 Abs.5 EnEV). Nach §16 EnEV ist bei Verkauf oder Vermietung des Gebäudes ein Energieausweis auszustellen, der dem zukünftigen Nutzer unter anderem Informationen über die Wärmeverluste der Gebäudehülle informiert.

³⁰Im Rahmen des Projektes wird sich lediglich auf Bestandsgebäude konzentriert, weshalb Regelungen für den Neubau nicht weiter betrachtet werden.

³¹Diese umfassen Geothermie, Umweltwärme, Solarthermie, feste Biomasse oder Geothermie (vgl. §2 EEWärmeG).

Anhang D. Analyse einzelner Geschäftsmodelle

In diesem Kapitel werden die einzelnen Geschäftsmodelle, die in Kapitel 4 bewertet wurden im Detail vorgestellt und hinsichtlich der Kriterien „Anteil EE an der lokalen Versorgung“, „Netzdienlichkeit/ Flexibilität“, „Wirtschaftlichkeit“ und „Verbraucherfreundlichkeit/Akzeptanz“ analysiert.

Anhang D.1. Eigenverbrauch

Aufgrund der steigenden Strompreise und der sinkenden Einspeisevergütung aus dem EEG rechnet sich für Anlagenbesitzer ein möglichst hoher Anteil des Verbrauchs am selbst produzierten Strom. Beim Eigenverbrauch wird über PV bzw. KWK-Anlagen produzierter Strom zu möglichst großen Teilen direkt verbraucht (Winkler et al., 2016, S.7). Lediglich der Überschuss wird nach EEG direktvermarktet und in das Netz eingespeist. Durch die netzseitige bedingte Einsparung der Entgelte³² ergeben sich damit finanzielle Vorteile für den Nutzer. Das Verhältnis von selbst verbrauchtem zu gesamt erzeugtem Strom bezeichnet man als Eigenverbrauchsquote. Je höher diese ausfällt, desto profitabler wird das Geschäftsmodell. Durch den Einsatz von klassischen Stromspeichern³³ und flexiblen Verbrauchern, insbesondere Elektroautos mit bivalenten Speichern, lässt sich diese weiter steigern. Abbildung D.80 fasst den schematischen Aufbau von Eigenverbrauch mit Stromspeicher zusammen:

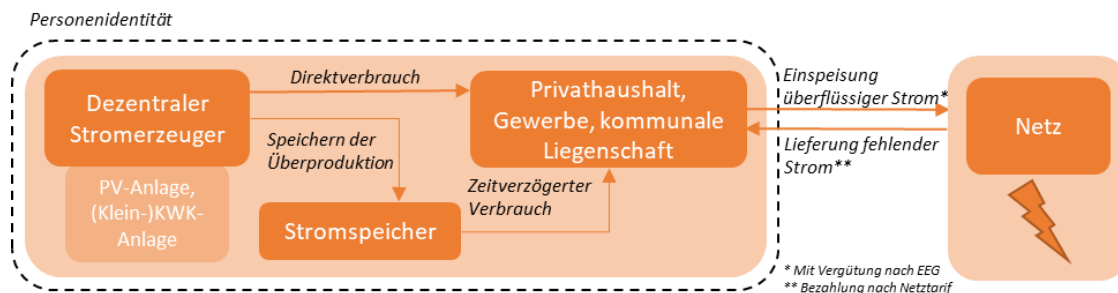


Abbildung D.80: Wirkzusammenhang Eigenverbrauch inklusive Speicher, eigene Darstellung

Die gesetzlich geforderte Personenidentität setzt voraus, dass die selbe Instanz den Strom verbraucht, die diesen auch produziert hat. Während dies für Privathaushalte kein Problem darstellt, kann es für den Eigenverbrauch von Gewerben und öffentlicher Hand einschränkend wirken. Dieser Umstand grenzt dieses Modell vom Direktverbrauch (Kapitel Anhang D.2) ab.

Der Einsatz von Stromspeichern kann die Eigenverbrauchsquote von ca. 18% auf 40-96%³⁴ erhöhen (Bost et al., 2011, S.9f)³⁵. Durch den zeitverzögerten Verbrauch muss überproduzierter Strom nicht direkt in das Netz eingespeist werden, sondern ermöglicht eine Nutzung zu Zeiten,

³²Diese beinhalten: Netznutzungsentgelte, Konzessionsabgabe, KWK-Umlage, §19-NEV-Umlage, §18-AbLaV-Umlage und die Offshore-Haftungsumlage.

³³Für diesen Anwendungsfall eignet sich der Einbau einer Lithium-Ionen-Batterie, wegen des besonders hohen Wirkungsgrades im Vergleich zu den anderen Speicheralternativen (Sternner, 2014).

³⁴Eigenverbrauchsquoten von über 90% sind zwar in der Theorie möglich, allerdings nicht wirtschaftlich umzusetzen, da die Speicher wesentlich größer ausgelegt werden müssten.

³⁵Auch alternative Technologien wie bspw. Wärmepumpen, Elektroheizungen oder Durchlauferhitzer („Power-to-heat“) eignen sich für den Eigenverbrauch. Die EV-Quote wird dadurch nicht gesteigert, der gesamte Autarkiegrad erhöht sich allerdings.

in denen der Verbrauch über der Eigenerzeugung liegt. Neben dem Kraftwerkseigenverbrauch von Großanlagen, der in diesem Zusammenhang nicht weiter diskutiert wird, spielt die Eigenversorgung insbesondere bei PV-Aufdachanlagen bzw. Mini-KWK für Einfamilienhäuser, Gewerbebetriebe und öffentliche Einrichtungen eine zunehmend wichtige Rolle. Kunden sind in diesem Fall Eigenheimbesitzer, Unternehmen, oder kommunale Liegenschaften. Da der Eigenverbrauch unabhängig von anderen Akteuren stattfindet, agieren die Kunden in diesem Fall gleichzeitig auch als Anbieter. Der Nutzen liegt in einem erhöhten Eigenverbrauchsanteil und damit verglichen zu marktüblichen Preisen einen günstigeren Strompreis. Mit zu erwartenden steigenden Preisen, allerdings fixen Einspeisevergütungen ist die Entscheidung zum Eigenverbrauch nachvollziehbar, um Marktrisiken zu vermeiden. Zudem können auch ideelle Werte eine Rolle spielen, da der Kunde als Erzeuger von Strom aus erneuerbaren Energien aktiv an der Energiewende beteiligt ist und den ökologisch, selbst erzeugten Strom selbst verbraucht (EARLP 2017, S.27ff). Die Ergebnisse sind in Tabelle D.25 noch einmal zusammengefasst:

Tabelle D.25: Geschäftsmodell Eigenverbrauch inklusive Speicher

Schlüsselakteure/Anbieter	Werteversprechen	Kundensegmente
Eigenständige Umsetzung der Immobilieneigentümer	Erhöhung Autarkiegrad, günstiger Strompreis, reduzierte Marktrisiken, Selbstversorgung, umweltfreundliche Stromerzeugung	Eigenheimbesitzer, Gewerbe, Kommunale Liegenschaften

Inwieweit ein effizientes Erzeugungs-Nutzungs-Verhältnis geschaffen wird, ist durch die Eigenverbrauchsquote widergegeben. Diese beschreibt den Anteil des erzeugten Stroms, der selbst genutzt wird. Im Gegensatz dazu steht der Autarkiegrad, der beschreibt, welchen jährlichen Anteil an Fremdversorgung man besitzt (UM BaWü 2017, S.4). Die Unterscheidung ist dahingehend von Wert, da ein hohes Maß an Eigenverbrauch wünschenswert ist, allerdings nicht gleichzeitig einen hohen Autarkiegrad beschreiben muss. Die Eigenverbrauchsquote steigt mit kleiner dimensionierten Anlagen, dadurch steigt allerdings auch der Fremdbezug und der Autarkiegrad sinkt (EARLP 2017, S.33). Je nach persönlicher Zielsetzung ist dieser Umstand bei der Auslegung der Anlage zu berücksichtigen.

PV-Anlage Edenkoben

Um den ökologischen Weinanbau des Weinguts KilianBopp zu unterstützen, wurde im September 2016 eine PV-Anlage installiert, die den Eigenverbrauchsanteil maximieren soll. Mit einem jährlichen Ertrag von etwa 9.900 kWh Strom und den zusätzlichen Einsatz eines Stromspeichers kann eine Eigenverbrauchsquote von 58,6% erreicht werden. Die eingesparten CO₂-Emissionen liegen bei etwa 8t pro Jahr. Wie viel zum Eigenverbrauch verfügbar ist, hängt nicht nur vom Lastprofil und dem Speicher ab, auch die räumlichen Begebenheiten können ihn beeinflussen. In diesem Beispiel sind die Module nach Ost-West ausgerichtet, um einen maximalen Ertrag über den gesamten Tag zu realisieren. Es gibt auch Beispiele, in denen ohne Speicher wesentlich höhere Quoten zu erkennen sind, wenn der Tagesverbrauch entsprechend hoch ist. Die Firma „Kaus Backes GmbH“ in Bruckmühlbach-Miesau beispielsweise erreicht auch ohne Speicher eine Eigenverbrauchsquote von etwa 80 Prozent (EARLP 2017, S.39).

Bewertung des Beitrags zur Energieautarkie

Anteil EE an der lokalen Versorgung: Die Eigenschaften des Geschäftsmodells bedingen eine möglichst vollständige Nutzung der eigenen Anlagen vor Ort. Beim Einsatz von Klein-KWK-Anlagen wäre zwar keine Versorgung mit erneuerbaren Energien garantiert, da dies lediglich Einzelfälle bezeichnet, ist dieses Kriterium trotzdem als sehr positiv zu bewerten. Nachdem keine Eigenverbrauchsquoten von 100% wirtschaftlich realisierbar sind, kann keine umfassende lokale Versorgung mit EE garantiert werden, sofern das Geschäftsmodell nicht beispielsweise mit einem Regionalstromtarif kombiniert wird.

Netzdienlichkeit/Flexibilität: Grundsätzlich ist eine Reduzierung der Nutzung des öffentlichen Netzes zu erkennen. Die höheren Eigenverbrauchsquoten, haben also einen starken netzdienlichen Effekt. Besonders die Speicherung von PV-produziertem Strom in Peak-Zeiten bedeutet eine starke Entlastung, die der Volatilität der Erneuerbaren entgegensteht. Der Speichereinsatz ist weiter positiv für die Flexibilität, da nicht sofort auf einen Strombezug aus dem Netz zurückgegriffen werden muss, falls der produzierte Strom geringer ausfällt, als der momentane Eigenverbrauch. Ein Ausgleich auf Haushaltsebene wirkt sich im Vergleich zu einem Quartierspeicher außerdem vorteilhaft auf das Verteilnetz aus, da die Spitzen dieses nicht erreichen. Ein Anschluss zum öffentlichen Netz lässt sich aus Gründen der Versorgungssicherheit nicht umgehen, da stets mit Situationen gerechnet werden muss, in denen der Verbrauch nicht aus dem produzierten bzw. eingespeicherten Strom gedeckt werden kann. „Wird das System netzoptimiert betrieben, [...] werden die örtlichen Stromnetze erheblich entlastet“ (UM BaWü 2017, S.5).

Wirtschaftlichkeit: Die in Kapitel 4 beschriebene Entlastung bezüglich der EEG-Umlage schafft einen erheblichen wirtschaftlichen Vorteil bei der eigenen Nutzung des produzierten Stroms. Die Kosten liegen etwa bei 10 ct/kWh, für den Strom aus einem öffentlichen Netz bezahlen Kunden mehr als das Dreifache (EARLP 2015). Vergleicht man den Eigenverbrauch mit der Direktvermarktung, ist dies ebenfalls das profitablere Modell (Bost et al., 2011, S.12). Die Investitionen in entsprechende Anlagen mit Speichern³⁶ können allerdings hemmend auf die Wirtschaftlichkeit wirken. Da allerdings von steigenden Strompreisen und sinkenden Kosten für PV-Anlagen und Speichersystemen ausgegangen werden kann (Figgenger et al., 2018), wird die Wirtschaftlichkeit des Geschäftsmodells als positiv bewertet.

Verbraucherfreundlichkeit/Akzeptanz: Die zunehmenden Zahlen der verkauften PV-Anlagen (BMW 2018) und die steigende Nachfrage nach Stromspeichern (Figgenger et al., 2018) lassen auf eine hohe Akzeptanz schließen. Die Verbraucherfreundlichkeit richtet sich individuell nach den installierten Anlagen und bspw. der Technikaffinität der Nutzer. Zudem erfordern PV-Anlagen sowie Stromspeicher eine nutzbare (Dach-)Fläche. Die Bewertung der Verbraucher bzw. Kunden hängt also individuell von den Gegebenheiten ab. Installateure solcher Anlagen bzw. Unternehmen, die dieses Geschäftsmodell umsetzen, haben auf die Verbraucherfreundlichkeit durch erleichterte Bedienungen einen signifikanten Einfluss. Insgesamt wird dieser Aspekt als positiv eingeschätzt.

Zusammenfassend ist nach der derzeitigen Gesetzeslage der Eigenverbrauch in Kombination mit einem Stromspeicher die effizienteste Art, PV-Strom zu nutzen. Je höher der Eigenverbrauchsanteil ist, desto wirtschaftlicher wird das Geschäftsmodell. Eine ausreichende Planung und Dimensionierung von Anlage und Speicher ist daher im Vorfeld wichtig. Nachdem die Anfangsinvestitionen im Vergleich zu anderen Geschäftsmodellen relativ hoch sind, kann der Eigenverbrauch

³⁶Eine sinnvolle Auslegung der Speicher liegt bei etwa 1 kWh pro kWh PV-Leistung, um Eigenverbrauchsanteile von ca. 60% zu erreichen. Derart große Speicher sind derzeit allerdings noch zu teuer – Module, die etwa halb so groß ausgelegt sind, können allerdings heute schon wirtschaftlich betrieben werden (UM BaWü 2017, S.6).

nicht von jedem durchgesetzt werden. Vergleichbare Konzepte wie Direktverbrauch oder Pachtmodell oder Mieterstrom können dabei Alternativen schaffen. Aus Autarkiesicht ist Eigenverbrauch insbesondere mit dem Einsatz von Stromspeichern als sehr positiv zu sehen. Die lokale Versorgung mit EE wird direkt gefördert und das Netz dabei bestmöglich entlastet.

Anhang D.2. Direktverbrauch

Das Geschäftsmodell des **Direktverbrauchs** ist mit dem des Eigenverbrauchs vergleichbar, mit dem Unterschied, dass zwischen Anlagenbetreiber und Strombezieher **keine Personenidentität** vorliegen muss. Um von einem Direktverbrauch sprechen zu können, ist allerdings eine **räumliche Nähe** gefordert, außerdem darf der produzierte Strom nicht über das öffentliche Netz geleitet werden. Der Anbieter errichtet auf dem Dach des Kunden eine PV-Anlage³⁷ und verkauft diesem den produzierten Strom zu einem geringeren Preis als dieser für einen Fremdbezug bezahlen würde. Der Strom, den der Vertragspartner nicht abnehmen kann bzw. der nicht speicherbar ist, kann vom Anbieter eigenverbraucht werden und wird sonst in das öffentliche Netz eingespeist und nach EEG vermarktet (EARLP 2017, S.40f). Abbildung D.81 fasst die Wirkzusammenhänge zusammen:

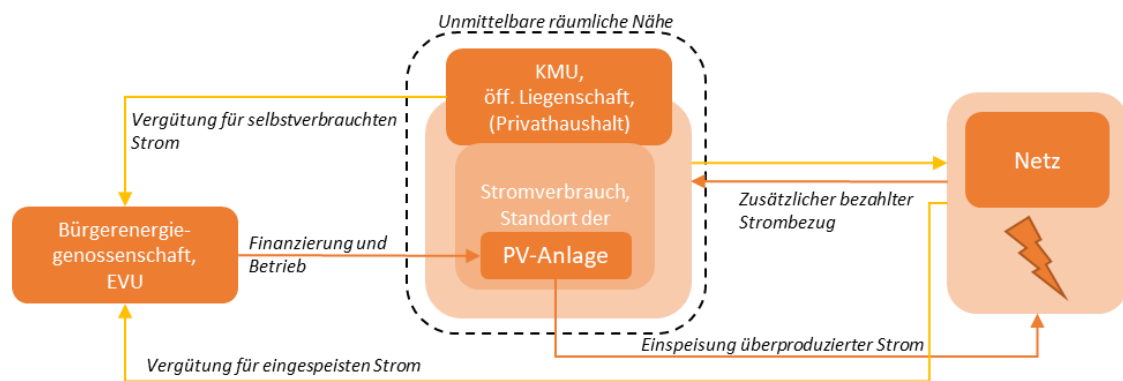


Abbildung D.81: Wirkzusammenhänge Direktverbrauch, eigene Darstellung

Der produzierte Strom wird an den Kunden zu Preisen verkauft, die unter dem Marktpreis für Strom liegen sollten, da sonst die Kunden keinen monetären Anreiz hätten, Direktverbrauch zu nutzen. Liegt der Preis über den Kosten für den bereitgestellten Strom, kann vom Anbieter ein Gewinn erwirtschaftet werden. Dabei sind zusätzliche Nebenkosten zu beachten, die aufgrund von Tätigkeiten in Verwaltung, Organisation und ggf. Berichterstattung an den Anlagenbetreiber abfallen und eingepreist werden müssen. Um das Modell betreiben zu können, wird vorausgesetzt, dass der Anbieter ein EVU ist. Dementsprechend unterliegt er auch gewissen Pflichten gemäß EnWG³⁸ (Bolay, 2018, S.20). Anbieter eines Direktverbrauchsmodells können z.B. Energiegenossenschaften oder EVUs sein. Zu den Kundengruppen zählen primär kleine oder mittelständische Unternehmen, deren Strompreise ähnlich derer von Privathaushalten sind. Größere Unternehmen bezahlen in der Regel vergleichsweise geringe Preise, womit es für den Anbieter schwierig wird,

³⁷In diesem Zusammenhang wird vorausgesetzt, dass PV die einzige Technologie ist, die für dieses Geschäftsmodell sinnvoll eingesetzt werden kann.

³⁸Darunter zählen u.a. Melde- und Anzeigepflichten, Rechnungslegung und -gestaltung, Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten und eine bestimmte Vertragsgestaltung (Bolay, 2018, S.20).

attraktivere Angebote zu erstellen, die für den Anlagenbetreiber dann noch als wirtschaftlich angesehen werden können. In einigen Fällen sind auch Liegenschaften von Kommunen geeignet. Selten können auch Privatkunden potenzielle Abnehmer sein. Besonders Kunden, für die eine eigene Investition in eine Anlage aus finanziellen oder anderen Gründen nicht möglich ist, kann über Direktlieferung ein Mehrwert geschaffen werden. Der Vorteil, ist zunächst finanzieller Art, da weniger für den Strom bezahlt werden muss, als wenn er über das öffentliche Netz geliefert wird. Auch aus Gründen der Nachhaltigkeit und des Umweltschutzes kann das Geschäftsmodell dem Kunden einen Nutzen bringen. Nicht zu vernachlässigen ist dabei auch die Außenwirkung solcher Maßnahmen, die besonders für kleine Unternehmen vorteilhaft sein kann. Außerdem kann organisatorischer Aufwand ausgelagert werden, der im Falle einer selbst errichteten Anlage anfallen würde. Neben Planung und Installation werden Aufwendungen für Betriebsführung, Wartung und Instandhaltung vermieden. In Tabelle D.26 sind diese Elemente noch einmal dargestellt:

Tabelle D.26: Geschäftsmodell Direktverbrauch inklusive Speicher

Schlüsselakteure/Anbieter	Wertversprechen	Kundensegmente
Energiegenossenschaften, EVUs	Günstigerer Strompreis, EE-Nutzung ohne eigene Investition, Nachhaltigkeit, Umweltschutz, Image, Vermeiden von Organisationsbelastung bei Eigenbetrieb	KMUs, öffentliche Hand, (Privatkunden)

Was den Direktverbrauch insbesondere vom Modell des Mieterstroms differenziert, ist, dass die Kundenbeziehungen häufig nur aus zwei Parteien bestehen, da ein Anbieter nur einen Kunden besitzt. Eine gelungene Partnerschaft ist also wichtig und setzt ein großes Vertrauen sowohl in die Liquidität des Kunden, als auch in das Verbrauchsprofil dessen voraus. Da Stromlieferverträge nur eine Laufzeit von maximal zwei Jahren beinhalten dürfen, muss eine gute Beziehung aufrechterhalten werden. Da keine langfristige Erlösmöglichkeit garantiert werden kann, sollte der Anschluss an das öffentliche Netz weiterhin gewährleistet werden, um eine Volleinspeisung mit Erhalt der Marktpremie oder EEG-Vergütung als Backup-Lösung weiterhin sicherzustellen (EARLP 2017, S.33).

RIGA Mainz

Im Jahr 2017 wurde auf dem Firmendach des Kranunternehmens „RIGA Mainz“ eine PV-Anlage nach dem Direktverbrauchsmodell installiert. Die Bürgerenergiegenossenschaft UrStrom finanzierte das Projekt mit 100.000 € vollständig. Es wurden 370 PV-Module mit einer gesamten Jahresleistung von 85.700 kWh aufgesetzt, die eine CO₂-Einsparung von 60.000 kg pro Jahr garantieren (Urstrom, 2017). Die Anlage wird von UrStrom betrieben, etwa 35% des produzierten Stroms werden direkt vor Ort für die Produktionsprozesse der RIGA Mainz genutzt (Laneg 2018). Für die Geschäftsleitung ist neben der Reduktion der Stromkosten ein Beitrag zu Umweltschutz und Nachhaltigkeit das treibende Argument.

Bewertung des Beitrags zur Energieautarkie

Anteil EE an der lokalen Versorgung: Der Fokus des Geschäftsmodells auf PV als federführende Technologie sowie die gesetzlich geforderte räumliche Nähe zum Abnehmer sorgen für einen sehr hohen Grad sowohl bezogen auf die Lokalität als auch auf den EE-Anteil.

Netzdienlichkeit/Flexibilität: Die Voraussetzung des Geschäftsmodells für einen wirtschaftlichen Betrieb liegt in der vermiedenen Nutzung des öffentlichen Netzes, da dadurch Entgelte eingespart werden können. Dementsprechend kann dieser Aspekt zunächst als positiv bewertet werden. Der überproduzierte Strom muss allerdings direkt eingespeist werden, da die Verwendung von Stromspeichern für das Modell nicht wirtschaftlich ist. Darum wird dieses Kriterium insgesamt als neutral bewertet.

Wirtschaftlichkeit: Da davon auszugehen ist, dass die Stromentstehungskosten über einen längeren Zeitraum unverändert bleiben, ist für den Anlagenbetreiber die Wirtschaftlichkeit gegeben, vorausgesetzt, alle zusätzlich entstehenden Kosten wurden im Vorfeld mit eingepreist. Eine Veränderung der EEG-Umlage äußert sich in einer Mehrbelastung des Kunden, da diese stets vom Endverbraucher zu entrichten ist (EARLP 2017, S.33). Generell ist also die vergleichsweise unsichere Lage bezogen auf die Entwicklung der EEG-Umlage als kundenseitig größtes Risiko zu nennen, das auf die Wirtschaftlichkeit bezogen ist. Geschäftsmodelle mit Eigenverbrauch oder gepachteten Anlagen sind durch die Befreiung vor der Umlage häufig attraktiver (Bolay, 2018, S.20). Der Kunde kann die Vertragsbeziehungen mindestens alle zwei Jahre beenden bzw. die Bedingungen neu verhandeln. Damit äußert sich das finanzielle Risiko für beide Seiten und gefährdet somit die Gesamtwirtschaftlichkeit. Insgesamt ist das Modell als begrenzt wirtschaftlich einzuschätzen und setzt eine professionelle Planung und Umsetzung voraus (EARLP 2017, S.43).

Verbraucherfreundlichkeit/Akzeptanz: Ähnlich wie bei dem Modell der Eigenversorgung ist die generelle Akzeptanz für dieses Geschäftsmodell anzunehmen. Nachdem in der Regel allerdings häufig das Pachtmodell die wirtschaftlich günstigere Alternative darstellt, ist der Direktverbrauch momentan eher als Nischenmarkt zu betrachten. Die Abhängigkeit zwischen Anbieter und Kunde kann für die Akzeptanz problematisch sein, da dies ein hohes Maß an Vertrauen erfordert, solche Beziehungen einzugehen. Die politische Unsicherheit hinsichtlich der EEG-Umlage stellt ein weiteres Hemmnis dar. Insgesamt wird das Kriterium neutral bewertet.

Zusammenfassend kann der PV-Direktverbrauch in Verbindung mit einem Speicher mit einem hohen Beitrag zur Energieautarkie bewertet werden. Analog wie beim Eigenverbrauch ist hier jedoch auch die Nutzung des öffentlichen Netzes zur Deckung von Versorgungslücken notwendig. Außerdem wird die Wirtschaftlichkeit durch die EEG-Umlage und die Unsicherheit über deren Entwicklung geschmälert.

Anhang D.3. Pachtmodell

Das Pachtmodell kann als ein Mittelweg zwischen Eigenverbrauch und Direktverbrauch verstanden werden. Das Unternehmen kauft und besitzt eine PV-Anlage mit angeschlossenen Stromspeicher und verpachtet diese an den Kunden in unmittelbarem räumlichen Bezug, der hierfür eine monatliche Miete oder Pacht zahlt (EARLP 2017). Durch die vertragliche Ausgestaltung wird der Anlagennutzer auch zum Anlagenbetreiber. Dadurch profitiert er von denselben Vorteilen, die das Geschäftsmodell des Eigenverbrauchs bieten (vgl. Kapitel [Anhang D.1](#), trägt allerdings auch dieselben Risiken bezogen auf den Energieertrag, die beispielsweise beim Direktverbrauch [Anhang D.2](#) entfallen. Nachfolgend wird das Pachtmodell nur hinsichtlich der Besonderheiten untersucht, die es im Unterschied zum Eigenverbrauch aufweist. Der Wirkzusammenhang gestaltet sich ähnlich dem des Eigenverbrauchs mit dem Unterschied, dass eine monatliche Anlagenpacht an den Anbieter bezahlt wird (EARLP 2017, S.51). Es kann vorkommen, dass der Anlagenpächter nicht der

Hausbesitzer ist - in diesem Fall muss dieser mit seinem Vermieter einen sogenannten Dachvertrag eingehen, der diesem eine monatliche Dachpacht garantiert, um die Anlage dort aufzustellen (BSW 2016, S.7). Da dies nicht den Regelfall beschreibt, wird in nachfolgender Übersicht auf eine Differenzierung verzichtet³⁹:

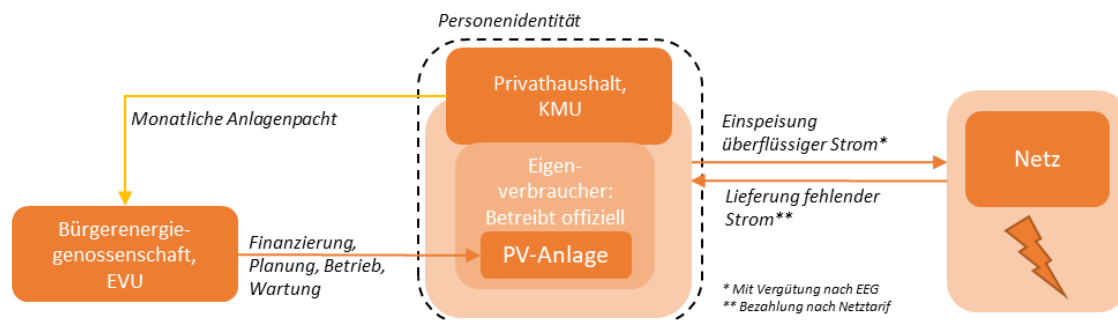


Abbildung D.82: Wirkzusammenhang Pachtmodell, eigene Darstellung

Die Anbieter finanzieren, planen und errichten die PV-Anlage; je nach Ausgestaltung übernehmen sie auch Betriebsführung, Wartung sowie Instandhaltung. Im Gegensatz zu Contracting-Modellen (Kapiel [Anhang D.11](#) und [Anhang D.14](#)) liegt das Betreiberrisiko allerdings zu jederzeit vollständig beim Pächter, um rechtlich als Eigenverbraucher zu gelten (Wennmacher et al. 2017, EARLP 2017, S.49). Der Einsatz von Stromspeichern ist im Pachtmodell nicht weit verbreitet, da es für den Kunden häufig nicht wirtschaftlich ist, einen solchen ebenfalls zu pachten⁴⁰ (Wennmacher et al., 2017, S.15). Anbieter sind üblicherweise EVUs (meistens Stadtwerke), Energiegenossenschaften, Installateure oder andere Investoren (BSW 2016, S.5, EARLP 2017, S.50). Zum Kundenkreis gehören hauptsächlich Eigenheimbesitzer sowie kleine und mittlere Unternehmen. Da das Geschäftsmodell aufgrund der geforderten Personenidentität nur für einzelne Verbraucher attraktiv ist, lohnt es sich selten für öffentliche Liegenschaften und größere Unternehmen, eine Anlage zu pachten (BSW 2016, S.4). Der Wert für die Kunden liegt neben den Vorteilen eines Eigenverbrauchs darin, eine Anlage zu besitzen, auch wenn sie sich keine eigene leisten können oder aus anderen Gründen⁴¹ auf eine Investition verzichten. Auch der verminderte Planungs- und Steuerungsaufwand kann ein Treiber sein, weshalb sich Kunden für ein Pachtmodell interessieren. Angeboten wird ein „rundum-sorglos-Paket“, bei dem alle Verwaltungsaufgaben (Planung, Finanzierung und betriebsbereite Installation) dem Verpächter zufallen und dem Kunden somit ein leichter Zugang zu der Technologie gewährt wird (Wennmacher et al., 2017, S.2). Im Falle einer Betriebsführung durch den Verpächter entsteht außerdem der Vorteil, dass die Wartung vom Anbieter übernommen wird und somit auch über die Vertragslaufzeit kein Mehraufwand für den Kunden entsteht (EARLP 2017, S.50). In Tabelle D.27 sind diese Beziehungen noch einmal zusammengefasst:

Für den Anbieter lassen sich über Pachtmodelle neue Erlöspotenziale schaffen, indem sie ihr Geschäftsfeld erweitern. Dadurch können sie eine Imagesteigerung erreichen, indem sie sich als

³⁹Der Bundesverband für Solarwirtschaft stellt in (BSW 2016, S.7) den detaillierten Wirkzusammenhang dar, wenn es sich beim Gebäudeeigentümer um einen Dritten handelt.

⁴⁰Über Cross-Selling wird den Kunden von manchen Anbietern die Möglichkeit gegeben, ein Speichersystem zuzukaufen (EARLP 2017, S.50).

⁴¹Beispielsweise kann eine monatliche Pachtzahlung aus steuerlichen Gründen vorteilhafter sein als der Neukauf (BSW 2016, S.4).

Tabelle D.27: Geschäftsmodell Pachtmodell inklusive Speicher

Schlüsselakteure/Anbieter	Wertversprechen	Kundensegmente
Energiegenossenschaften, EVUs Installateure/ andere Investoren	Vorteile von Eigenverbrauch (Anhang D.1), Kein Eigenkapitaleinsatz, Vermiedener Planungs- und Betriebsführungsaufwand	Eigenheimbesitzer, KMUs

Unterstützer der Energiewende präsentieren. Auch hilft das Geschäftsmodell dabei, bisherige Energiekunden zu behalten, die ihren Strombezug auf Eigenversorgung wechseln wollen ([Wennmacher et al. 2017](#), [BSW 2016](#), S.5). Da es sich um langfristige Vertragsbeziehungen handelt, besteht das Risiko für die Anbieter dabei, dass sich ihre Investitionen nicht amortisieren, wenn der Kunde nicht mehr zahlungsfähig sein sollte ([EARLP 2015](#), S.34).

Energiegewinner eG

Die Genossenschaft realisiert PV- und Windprojekte und übernimmt die technische und kaufmännische Betriebsführung der Anlagen. Die Beteiligung an den PV-Anlagen läuft direkt über die Genossenschaft. Dabei kaufen die Mitglieder der Genossenschaft eindeutig definierte Solarmodule ab und verpachten diese wiederum an die Energiegewinner. Dafür erhält jedes Mitglied eine vertraglich fixierte Pachtzahlung, die von dem erwarteten Ertrag des Moduls sowie der geltenden Einspeisevergütung abhängt und auch Kosten für Versicherungen und Rücklagen für Wartung berücksichtigt. Diese etwas abstrakte Form des Geschäftsmodells soll zeigen, welche Möglichkeiten im Rahmen des Pachtmodells bestehen.

Bewertung des Beitrags zur Energieautarkie

Anteil EE an der lokalen Versorgung: In diesem Punkt unterscheidet sich das Pachtmodell nur unwesentlich von dem der Eigenversorgung, weshalb für dieses Kriterium auf das entsprechende Kapitel [Anhang D.1](#) hingewiesen wird.

Netzdienlichkeit/Flexibilität: Da das Pachtmodell den Einsatz von Speichern in der Regel nicht vorsieht, muss dieses Kriterium im Vergleich zum Eigenverbrauch schlechter bewertet werden. Die größere Einspeisemengen an Strom führen zu einer Mehrbelastung des Netzes und werden dabei nur unwesentlich von dem verminderten Strombezug kompensiert. Besonders in Zeiten hoher Sonnenausbeute führt der fehlende Einsatz eines Speichers zu einer starken Belastung des Verteilnetzes.

Wirtschaftlichkeit: Damit sich das Pachtmodell für beide Seiten lohnt, muss die Pachtzahlung so kalkuliert sein, dass der Gebäudenutzer und Eigenversorger trotz zusätzlicher Mietkosten einen monetären Vorteil gegenüber der Situation ohne PV-Anlage genießt, während der Verpächter Mehrerlöse gegenüber der Volleinspeisung bzw. Lieferung an Dritte ohne Netznutzung erzielt. Bei der Angebotserstellung müssen also im Vorfeld einige Annahmen getroffen werden, um eine monatliche Pacht zu identifizieren, die dem Kunden noch finanzielle Vorteile liefert. Die geforderte Zahlung muss geringer ausfallen als die eingesparten Stromkosten durch Eigenverbrauch zuzüglich der Einnahmen durch die Einspeisung des überproduzierten Stroms. Als Bewertungskriterien, die es über die Vertragslaufzeit abzuschätzen gilt, sind also der jährliche Stromverbrauch, die Eigenverbrauchsquote sowie die Entwicklung des Strompreises maßgeblich ([Wennmacher et al., 2017](#)). Durch

die vom Kunden erwartete „all-around“ Serviceleistung fallen diese Schätzungen in den Aufgabenbereich der Verpächter und können dementsprechend so angesetzt werden, dass eine Wirtschaftlichkeit für den Kunden nicht garantiert ist. Einer Untersuchung des Verbraucherzentrums NRW zufolge kann es dabei zu wirtschaftlichen Nachteilen für die Pächter kommen. In einem Vergleich zu einer Eigenfinanzierung einer neuen Anlage zeigt sich, dass die finanziellen Unterschiede insgesamt kaum vorhanden sind, hierbei sei aber der Vorteil hervorzuheben, dass im Pachtmodell die Betriebsführung häufig von den Anbietern übernommen und dementsprechend optimiert wird. Auch der zusätzliche Organisationsaufwand für Instandhaltungsaufgaben entfällt beim Pachtmodell. Auch wird die Anlage nach Ablauf der Vertragslaufzeit dem Kunden „für einen Rückkaufswert“ oder je nach vertraglicher Ausgestaltung kostenfrei überlassen (EARLP 2017, S.51f), was bei typischen Lebensdauern und Vertragslaufzeiten⁴² einen zukünftigen finanziellen Vorteil für den Kunden bedeutet. Insgesamt wird das Pachtmodell als wirtschaftlich bewertet, die finanziellen Vorteile durch den Eigenverbrauch⁴³ überwiegen klar den Schwierigkeiten bei der Berechnung der monatlichen Pacht.

Verbraucherfreundlichkeit/Akzeptanz: Die fehlende Transparenz bei der Berechnung der Pacht kann als Hemmnis für die Akzeptanz verstanden werden (Wennmacher et al., 2017, S.12). Im Gegenzug wird dem Kunden ein Komplettpaket angeboten, was insgesamt den größeren Einfluss auf die Akzeptanz besitzt. Besonders für Abnehmer, die nicht sehr technikaffin sind aber dennoch einen Beitrag zum Umweltschutz leisten möchten, liefert das Pachtmodell eine sehr nutzerfreundliche Lösung. Auch werden dabei Hemmnisse überwunden, wenn es um die Neuinstallation von Anlagen geht, was ebenfalls einen positiven Einfluss auf die Akzeptanz besitzt. Insgesamt wird dieses Kriterium als sehr positiv bewertet.

Zusammenfassend lässt sich das Pachtmodell als positiv für die Autarkie beschreiben. Abhängig von den Prognosen kann es für die Kunden wirtschaftlich attraktiver sein, eine eigene Anlage zu installieren (Wennmacher et al., 2017, S.14f). Insbesondere für Kunden, die das nicht finanzieren können oder darauf verzichten wollen, sich selbst um die Anlage kümmern zu müssen, ist das Geschäftsmodell sehr attraktiv. Damit wird eine Kundengruppe zur Nutzung erneuerbarer Energien geführt, die diese unter anderen Umständen nicht wahrgenommen hätten.

Anhang D.4. Mieterstrom

Die Bedeutung des Geschäftsmodells des Mieterstroms hat mit der Einführung des Mieterstromgesetzes von Juli 2017 an Bedeutung gewonnen. Konnten bislang nur Immobilienbesitzer durch die Errichtung von EE-Anlagen von günstigen Strompreisen und der aktiven Mitgestaltung der Energiewende profitieren, sollen nun durch eine Direktförderung Mieter ebenso partizipieren können. Da über die Hälfte der deutschen Bevölkerung in Mietshäusern wohnt, hat das Geschäftsmodell Mieterstrom großes Potenzial. Immobilieneigentümer errichten selbst oder über einen Partner eine PV-Anlage und einen Stromspeicher. Zusätzlich ist auch der Einbau eines Blockheizkraftwerkes (BHKW), einer Wärmepumpe oder Ladestationen für Elektromobile denkbar⁴⁴ (Polarstern, 2017). Ohne Durchleitung des Netzes wird der erzeugte Strom direkt anlagegebunden von den Mietern

⁴²Pachtverträge haben normalerweise eine Laufzeit von 18-20 Jahren, während für PV-Module Lebensdauern von über 25 Jahren zu erwarten sind (Wennmacher et al., 2017, S.12).

⁴³Vgl. Kapitel [Anhang D.1](#).

⁴⁴Dieses umfassende Konzept, wird als „Mieterstrom Plus“ bezeichnet und überschneidet sich mit anderen Geschäftsmodellen (Kapitel [Anhang D.11](#), [Anhang D.15](#)). Darum wird sich nachfolgend darauf beschränkt, die reine Stromversorgung aus PV-Anlagen zu betrachten.

verbraucht bzw. in den Stromspeicher eingespeist. Zusätzlich benötigter Strom wird über einen Stromliefervertrag aus dem öffentlichen Netz bezogen. Abbildung D.83 stellt die grundsätzlichen Wirkzusammenhänge dar.

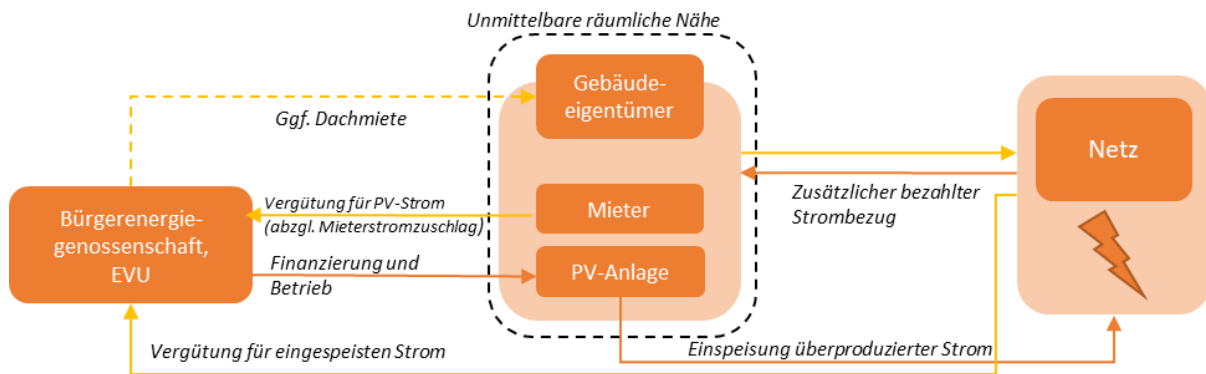


Abbildung D.83: Wirkzusammenhang Mieterstrom, eigene Darstellung

Da für die Durchführung des Mieterstrommodells energiewirtschaftliches Fachwissen vorausgesetzt wird, ist es der Regelfall, dass die Immobilienbesitzer Finanzierung, Errichtung und Betrieb der Anlage (oder Teile davon) an externe Dienstleister auslagern⁴⁵ (BMW 2017, S.21). Diese können lokale Stadtwerke, EVUs, Bürgerenergiegenossenschaften oder andere Unternehmen sein. Abhängig davon, ob der Gebäudeeigentümer die Anlage selbst finanziert hat oder nicht, führen die Anbieter eine entsprechende Dach- bzw. Anlagenpacht an diesen ab (EARLP 2017, S.57). Das Kundensegment sind dementsprechend die Mieter des Wohnkomplexes, auf dem die Anlage erbaut wurde. Durch die gesetzlich festgelegte freie Wahl des Anbieters können die Mieter selbst entscheiden, ob sie Mieterstrom beziehen möchten oder nicht. Das Hauptargument dafür sind die niedrigeren Strompreise, die gesetzlich garantiert maximal 90% des Grundversorgungstarifs betragen dürfen (§ 42a Abs. 4 EnWG). Weiter besteht dadurch für den Mieter die Möglichkeit, erneuerbare Energien direkt zu nutzen und einen Beitrag zur Energiewende zu leisten, auch wenn er selbst nicht die Möglichkeit besitzt, eine eigene Anlage zu betreiben. Außerdem können die Mieter sich unabhängiger von steigenden Strompreisen machen, da die Preise für Mieterstrom über einen langen Zeitraum konstant bleiben (EARLP 2017, S.56). Verschiedene Verbrauchsprofile der Mieter können eine optimale Nutzung der Anlagen begünstigen, was eine höhere Flexibilität und damit auch eine Effizienzsteigerung im Vergleich zu Eigen- bzw. Direktverbrauch bedeutet. Nachfolgend sind Schlüsselakteure, Kundensegmente sowie die Wertversprechen zusammengefasst:

Herausforderungen bei der Umsetzung des Modells sind für die Anbieter vielseitig. So müssen zunächst geeignete Dachflächen identifiziert und ein ausreichendes Interesse der Mieter im Vorfeld gesichert werden. Auch müssen die Kosten der benötigten externen Dienstleister, Preisunsicherheiten des Grundversorgers sowie Risiken bei einer Anlagenbeschädigung berücksichtigt werden. Politische Unsicherheit bezüglich der Förderungen und Abgaben stellen ein weiteres Risiko dar. Die Komplexität des Modells besonders aufgrund hoher Anforderungen an das Mess- und Zählerwesen bilden das größte Hemmnis, das potenzielle Anbieter davon abhält, Mieterstrom zu betreiben (BSW 2018, S.6f). Ein klarer Vorteil für die Vermieter liegt einerseits in einer zusätzlichen Einnahmequelle, andererseits kann von einer Wertsteigerung der Immobilie ausgegangen werden.

⁴⁵Dies wird auch als „Mieterstrom-Contracting“ bezeichnet.

Tabelle D.28: Geschäftsmodell Pachtmodell inklusive Speicher

Schlüsselakteure/Anbieter	Wertversprechen	Kundensegmente
Stadtwerke, EVUs, Bürgerenergiegenossenschaften, Unternehmen, (Eigenständige Umsetzung der Immobilien-eigentümer)	Günstigere Strompreise, Aktiver Beitrag zur Energiewende, Unabhängigkeit vor steigenden Preisen	Mieter in privat und gewerblich genutzten Liegenschaften.

„Neue Heimat“Nußloch eG

In Kooperation mit der zuständigen Baugenossenschaft Familienheim Heidelberg wurde 2013 von der Bürgerenergiegenossenschaft HEG (Heidelberger Energie Genossenschaft) für insgesamt sieben Wohngebäuden in Nußloch ein Mieterstrommodell umgesetzt. Mit einer jährlichen Gesamtleistung von etwa 370 MWh werden die Mieter mit Solarstrom versorgt. Die Investitionen von 525.000 € wurden vollständig über Bürgerbeteiligung finanziert, im Gegenzug erhalten Teilhaber jährliche Anteile aus dem Erlös durch den Verkauf. Die Mieter bezahlen über 20 Jahre garantierte billige Tarife für den bezogenen Strom. Der Anbieterwechsel wurde sehr einfach gestaltet, um die Akzeptanz zu fördern (HEG 2018).

Bewertung des Beitrags zur Energieautarkie

Anteil EE an der lokalen Versorgung: Da der PV-Strom in unmittelbarer Nähe, also auf dem Gebäude, produziert wird, ist der Grad der lokalen Versorgung als besonders hoch einzustufen. In Verbindung mit anderen Technologien (als Mieterstrom-Plus) wird dieser Effekt weiter verstärkt. Noch weiter lässt er sich steigern, wenn für den benötigten Reststrombezug Regionalstromtarife angeboten werden. Insgesamt unterstützt das Mieterstrommodell dieses Kriterium also sehr, insbesondere da es Akteuren Zugang zu erneuerbaren Energien erlaubt, die normalerweise nicht die Möglichkeit zu deren Nutzung besitzen.

Netzdienlichkeit/Flexibilität: Die direkte Nutzung des überschüssigen Stroms für Stromspeicher und ggf. auch für den Einsatz von Wärmepumpen und E-Mobilen entlastet das öffentliche Netz und kann daher als netzdienlich bewertet werden. Inwiefern das öffentliche Netz zur Abdeckung der Nachfrage genutzt wird, die nicht über die Anlagen selbst oder einen Speicher ausreichend bedient werden können, hängt im Wesentlichen von der Verbrauchsstruktur der Mieter und der Dimensionierung der Anlagen ab. In jedem Fall muss ein Anschluss an das öffentliche Netz bestehen, um einen Reststrom-Ausgleich zu ermöglichen, überproduzierten Strom einzuspeisen sowie Mietern zu ermöglichen, ihren Stromanbieter frei zu wählen, sollten sie das Mieterstrommodell nicht nutzen wollen.

Wirtschaftlichkeit: Je mehr Abnehmer es gibt, desto wirtschaftlicher lässt sich das Modell Mieterstrom betreiben. Die Wirtschaftlichkeit kann über den Einsatz von Speichern erhöht werden, da diese allerdings vergleichsweise teuer in der Anschaffung sind, ist ein direkter Vorteil nicht garantiert (EARLP 2017, S.57). Durch den Anstieg der Strompreise, die zu erwarteten Kostensenkung für Speicher sowie die Mieterstromzuschläge ist das Modell zukünftig als rentabel einzuschätzen. Insgesamt können Eigentümer heute im Vergleich zu einer reinen Netzeinspeisung ca. 15 bis 20% an zusätzlicher Rendite erzielen. Der Preisvorteil für die Mieter liegt bei 10 bis 20% (Henle, 2017).

Für die Anbieter entstehen hohe Kosten vor allem für den Vertrieb, das Messwesen sowie Abrechnungen, was sie in ihren Preisen mitberücksichtigen müssen (BMW 2017, S.22). Insgesamt wird dieser Punkt als positiv bewertet. Geringere gesetzliche Anforderungen bezüglich der Verwaltung und den damit entstehenden Kosten könnten die Rentabilität weiter steigern und die Verbreitung des Modells unterstützen.

Verbraucherfreundlichkeit/Akzeptanz: Die Akzeptanz des Geschäftsmodells ist aus Mietersicht als hoch einzuschätzen, da diese einen günstigen Strompreis angeboten bekommen. Sie sind allerdings aufgrund der freien Wahl des Stromanbieters nicht zur Teilnahme an dem Mieterstrommodell verpflichtet (§ 42a Abs. 2 EnWG), weshalb keine Ablehnung zu erwarten ist. Die Möglichkeit, einen aktiven Beitrag zur Energiewende zu leisten kann für einige einen attraktiven Vorteil darstellen. Auch förderlich für die Akzeptanz ist die neu erschaffene Konkurrenz zu den konventionellen Stromanbietern (EARLP 2017, S.56). Aufgrund komplexer Mess- und Zählerkonzepten ist die Verbraucherfreundlichkeit für die Anbieter vergleichsweise gering, was auch ein großes Hemmnis bei der Einführung des Modells darstellt (EARLP 2017, S.63). Die Mieter haben mit keinem Mehraufwand im Vergleich zu ihrem bisherigen Stromtarif zu rechnen, was aus deren Sicht also für ein sehr verbraucherfreundliches Modell schließen lässt.

Zusammenfassend kann das Geschäftsmodell des PV-Mieterstroms in Verbindung mit einem Speicher vergleichbar zu Eigenverbrauch und Pachtmodell als förderlich für eine Energieautarkie bewertet werden. Hauptsächlich die Einführung der Mieterstromzuschläge machen das Modell auch wirtschaftlich betreibbar. Unsicherheiten bezüglich der gesetzlichen Rahmenbedingungen⁴⁶ stellen weiterhin Hemmnisse für potenzielle Anbieter dar und sollten adressiert werden.

Anhang D.5. Große Batteriespeicher

Die zusätzliche Netzbelastung, die mit dem kontinuierlichen Ausbau erneuerbarer Energien einhergeht, verlangt nach unterschiedlichen Lösungskonzepten. Verschiedene Ansätze können dabei auf die stark schwankenden Erzeugungsmuster reagieren, um den notwendigen Ausbau des Stromnetzes abzuschwächen, indem sie Flexibilität liefern. Energiespeichern können unterschiedliche Technologien zugrunde liegen, welche entsprechend für unterschiedliche Zielsetzungen verwendbar sind. Die möglichen Kapazitäten können von kleinen dezentralen Speichern bis hin zu zentralen Großspeichern reichen (Wawer et al., 2018, S.226). Dementsprechend gestalten sich auch mögliche Geschäftsmodelle unterschiedlich aus. Bisher wurden Speicher in diesem Bericht als unterstützende Technologie betrachtet, um verschiedene Geschäftsmodelle zu optimieren. Große Batteriespeicher bilden eine eigenständige Einheit, deren Erfolg bezogen auf die Autarkie eigenständig betrachtet werden sollte.

Sogenannte Quartierspeicher sind Konzepte, großer elektrische Energiespeicher, die ortsgebunden von mehreren Personen(-gruppen) gemeinsam genutzt werden (Wawer et al., 2018, S.226). So können beispielsweise Haushalte oder Wohnhäuser, die über eine eigenständige Stromproduktion über PV-Anlagen und/oder KWK-Anlagen verfügen, gemeinsam in einen Speicher Strom einspeisen, falls Überproduktion herrscht und in Zeiten, in denen der Verbrauch nicht über die Eigenproduktion gedeckt werden kann, diesen entsprechend wieder entnehmen. Grundsätzlich wird dabei unterschieden, ob die Einspeisung in den Speicher mit Durchleitung durch das öffentliche Netz (offenes Microgrid), oder direkt (geschlossenes Microgrid) erfolgt. Diese Trennung ist dahingehend von Bedeutung, da die rechtliche Lage für Stromspeicher sehr komplex ist und es zu Doppelbelastungen bezüglich der Abgaben, Steuern und Umlagen kommen kann (Gähns, S. und Hoffmann E., 2018).

⁴⁶Diverse Stellungnahmen zur Gesetzesänderung 2017 heben diese hervor. Exemplarisch sei auf (Keiffenheim, 2017) hingewiesen.

Exkurs: Rechtliche Situation von Energiespeichern

Die rechtlichen Rahmenbedingungen bezogen auf Speichertechnologien erschweren die politische Zielsetzung, diese auszubauen. Stromspeicher sind von den entsprechenden Gesetzen sowohl als **Letztverbraucher** (beim Einspeichern) wie auch als **Erzeuger** (beim Entladen) betroffen (Gährs, S. und Hoffmann E., 2018). Grundsätzlich bedeutet dies, dass es zu vermehrten finanziellen Belastungen im Vergleich zum normalen Strombezug kommt. Diese Mehrkosten wurden seitens des Gesetzgebers erkannt und entsprechende Ausnahmeregelungen geschaffen. Diese sind allerdings nicht vollständig, so dass es noch immer zu einer nachteiligen Behandlung von Speicherbetreibern kommt. Abbildung D.84 stellt die Zusammenhänge geteilt nach Netzabhängigkeit und Rechtsgrundlage dar: Nach der Stromnetzentgeltverordnung (**StromNEV**) §14 Abs.1 sind von Letztverbrauchern

	Netzunabhängige Speicher (geschlossene Microgrids)		Netzabhängige Speicher (offene Microgrids)	
	Entgeltpflichtig?	Befreiungsmöglichkeit?	Entgeltpflichtig?	Befreiungsmöglichkeit?
Netzentgelte	Nein	-	Ja	Ja
EEG-Umlage	Eventuell	Ja	Ja	Teilweise
Stromsteuer	Offen	Offen	Ja	Offen
Konzessionsabgaben	Nein	-	Ja	Offen
Netzentgeltbedingte Abgaben*	Nein	-	Ja	Offen

*KWK-Umlage, Offshore-Umlage, AbLaV-Umlage, StromNEV-Umlage

Abbildung D.84: Rechtliche Zusammenhänge Stromspeicher, eigene Darstellung nach (Andresen et al., 2017, S.22)

Netzentgelte zu entrichten. Betreibern von Speichern müssen diese bei der Einspeisung also bezahlen, obwohl im Anschluss von den Nutzern der eingespeicherten Energie ebenfalls Entgelte verlangt werden (sofern der Speicher Netzzugang besitzt). Um dieser Doppelbelastung entgegenzuwirken befreit das Energiewirtschaftsgesetz (**EnWG**) §118 Abs.6 Speicher für einen Zeitraum von 20 Jahren davon, Netzentgelte bezahlen zu müssen. Bezüglich der EEG-Umlage gibt es nach §61a Abs.1 Nr.2 Erneuerbare-Energien-Gesetz (**EEG**) ebenfalls eine Ausnahmeregelung. Diese besagt, dass bei der Einspeicherung in eine Batterie keine EEG-Umlage zu entrichten ist, sofern für den im Anschluss entnommenen Strom entsprechend bezahlt wird (§61k: Speicherverluste werden ebenfalls befreit). Nach §5 Abs. 1 Stromsteuergesetz (**StromStG**) ist die Stromsteuer sowohl von Letztverbrauchern, als auch von Eigenerzeugern, die diesen selbst nutzen, zu bezahlen. Somit sind sowohl netzgebundene, aber auch netzferne Speicher davon betroffen. Befreiungsmöglichkeiten für Speicher gibt es nach §9 Abs. 1 StromStG für „Strom der zur Stromerzeugung entnommen wird“ sowie für erzeugten Strom aus Kleinanlagen, der in räumlichen Zusammenhang zu einem regenerativen Erzeuger steht. Für Vermarktungsmodelle mit Quartiersspeichern ist diese Befreiung nicht als gegeben gesehen, da der „räumliche Zusammenhang“ nicht eindeutig gesetzlich definiert ist (Gaudchau et al., 2016, S.27). Keine Ausnahmen gelten derzeit für Konzessionsabgaben (**KAV**) und andere Umlagen (KWK-, Offshore-, AbLaV- und StromNEV-Umlage). Diese muss der Betreiber eines Stromspeichers also stets bezahlen, sofern die Anlage an das öffentliche Netz angeschlossen ist (Andresen et al., 2017, S.21).

Dementsprechend gestaltet es sich schwierig, ein Geschäftsmodell zu entwickeln, das wirtschaftlich agieren kann. Wawer et al. (2018) stellen anhand der Trennung von offenem und geschlossenem Microgrid denkbare Geschäftsmodelle mit ihren unterschiedlichen Akteuren dar, wie sie in Abbildung D.85 dargestellt sind.

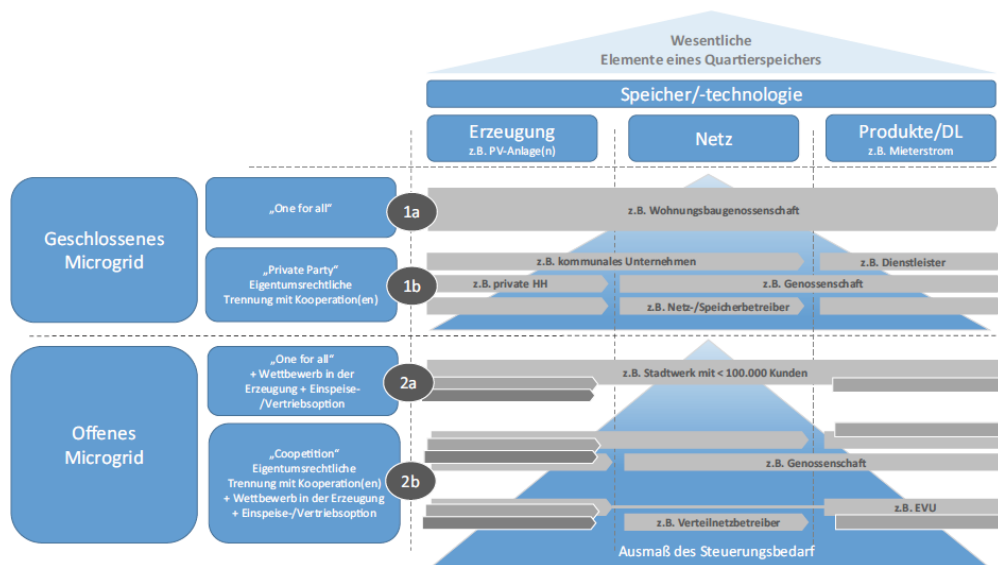


Abbildung D.85: Mögliche Geschäftsmodelle von Quartierspeichern, (Wawer et al., 2018, S.230)

Abhängig davon, ob der Speicher einen Netzzugang besitzt, sind unterschiedliche Aufgaben durchzuführen. Im geschlossenen Microgrid muss der Strom erzeugt, gespeichert und an die Nutzer im Quartier verteilt bzw. vermarktet werden. Diese Vorgänge können entweder von einer zentralen Instanz (bspw. einer Wohnungsbaugenossenschaft) umfänglich übernommen werden oder es findet eine Aufgabenteilung statt, indem beispielsweise ein kommunales Unternehmen Strom erzeugt und speichert, ein externer Dienstleister anschließend die Vermarktung im Quartier übernimmt. Ähnlich gestalten sich die Möglichkeiten im offenen Microgrid mit dem Unterschied, dass es nun im Falle einer Aufgabenteilung auch zu Konkurrenzsituationen beim Verkauf der gespeicherten Energie am Strommarkt kommen kann, was die Komplexität zwar erhöht, das finanzielle Risiko eines einzelnen Akteurs dafür aber senkt (Wawer et al., 2018, S.230f).

Mögliche Betreiber einer Quartierspeicherlösung sind demnach Energieversorgungsunternehmen, Netzbetreiber oder Genossenschaften (Thomann et al., 2016, S.33), wobei Wohnungsgenossenschaften hier besondere Bedeutung zugesprochen wird, da diese die besten Voraussetzungen bezüglich finanzieller, organisationaler und informationstechnischer Aspekte besitzen (Jülch et al., 2016, S.71). Kunden sind dementsprechend private Haushalte bzw. Mieter⁴⁷ - im Falle eines offenen Netzzuganges fallen auch die Strombörse und Übertragungsnetzbetreiber darunter. Das grundsätzliche Wertversprechen bei der Nutzung von Speichern ist es, dass weniger Strom zugekauft werden muss, da Überproduktion gelagert werden kann. Das spart Stromkosten und sorgt zugleich dafür, dass in Zeiten hoher Nachfrage die eingespeicherte Energie an der Börse teurer verkauft werden

⁴⁷Diese können auch direkt beteiligt werden, indem sie einzelne Elemente des Speichers mieten (Thomann et al., 2016, S.33).

kann, was Arbitrageeffekte⁴⁸ mit sich bringt. Auch kann ein Speicher gut zur Netzstabilität beitragen, was in Form von Systemdienstleistungen⁴⁹ ebenfalls verkauft werden kann (Thomann et al. 2016, S.108, Wawer et al. 2018, S.227f, Akinyele 2014, S.76).

Tabelle D.29: Geschäftsmodell Große Batteriespeicher

Schlüsselakteure/Anbieter	Wertversprechen	Kundensegmente
Wohnungsgenossenschaften, Energiegenossenschaften, Energieversorger, Netzbetreiber	Nutzung großer gemeinsamer Speicher auch für Kunden ohne Eigenerzeugung, Optimierung der Energieverbrauchsprofile, Stromarbitrage, Netzsystemdienstleistungen	Haushalte, Mieter, Strombörse, Netzbetreiber

Strombank

Das Konzept der Strombank war ein Praxistest in Mannheim geführt von dem Energieversorger MVV Energie, dem Netzbetreiber Netrion, der Universität Stuttgart sowie dem Batteriehersteller ads-tec. Über 15 Monate hinweg wurden 14 Haushalte und vier Gewerbebetriebe mit jeweils eigener Stromerzeugung an einen Quartierspeicher angeschlossen. Über eine cloudbasierte App konnten die Teilnehmer ähnlich wie bei einem Bankkonto ihren selbst produzierten Strom einspeichern und verwalten. Im Gegenzug wurden, analog zu einer Bank Kontoführungsgebühren verlangt (Thomann et al., 2016, S.17ff). Als Resultat ließ sich ein Anstieg der Autarkie der PV-Nutzer von 20-51% auf 39-78% beobachten (Thomann et al., 2016, S.90), allerdings zeigte sich im Rahmen dieses Projektes auch, dass die derzeitigen gesetzlichen Rahmenbedingungen solche Konzepte unwirtschaftlich werden lassen. Ohne eine Anpassung dieser sind Quartierspeicherlösungen daher heute nur als Forschungsprojekte und nicht als etablierte Geschäftsmodelle zu sehen.

Bewertung des Beitrags zur Energieautarkie

Anteil EE an der lokalen Versorgung: Der gewünschte kontinuierliche Ausbau von erneuerbaren Erzeugungstechnologien kann, bedingt durch deren stark zeitabhängige Produktion und die daraus resultierende erhöhte Netzbelastung, gehemmt werden. Durch den Einsatz von Energiespeichern wird ermöglicht, Strom aus erneuerbaren Energiequellen zeitvariabel einzusetzen, womit auch der weitere Ausbau dieser besser abgesichert ist (Akinyele, 2014, S.74). Über Quartierspeicherlösungen wird die Akzeptanz von EE gefördert, da auch jene davon profitieren, die selbst keine eigene Erzeugungsanlage besitzen. Das hat im Rückkehrschluss einen positiven Effekt auf deren Ausbau. Auch können die EE-Anlagen durch die größere Anzahl an Nutzern im Vorfeld bereits größer ausgelegt und der Anteil dementsprechend gesteigert werden (Gaudchau et al., 2016, S.26f).

⁴⁸Unter (Strom-)Arbitrage versteht man Ankauf (und Speicherung) von Strom, wenn dieser an der Börse günstig angeboten wird und Verkauf des gespeicherten Stroms in Zeiten, in denen der Strompreis hoch ist (Akinyele, 2014, S.76).

⁴⁹Spannungshaltung (Anbieten von Regelleistung) und peak-shaving (Reduzierung des eingespeisten EE-Stroms in Zeiten hoher Produktion) sind dabei die wichtigsten.

Insgesamt kann der Effekt von Großspeichern auf den Ausbau erneuerbarer Erzeugungsanlagen also als positiv bewertet werden.

Netzdienlichkeit/Flexibilität: Speicher sind hochflexibel und besitzen eine extrem schnelle Reaktionszeit, was insbesondere durch die vermehrte Nutzung innerhalb des Verteilernetzes das übergeordnete Netz entlastet (Thomann et al. 2016, S.30, S.62, S.110, Wawer et al. 2018, S.226). Das größte netzdienliche Element ist die Spannungsregelung, was die Notwendigkeit eines Netzausbaus reduzieren kann (Gaudchau et al., 2016, S.26f). Inwieweit konkret Quartierspeicher diese Effekte unterstützen, lässt sich nur anhand von Feldstudien bewerten, tatsächlich praktische Erfahrungswerte fehlen hier. Dennoch sind aus Sicht von Netzdienlichkeit und Flexibilität große Stromspeicher grundsätzlich als positiv zu bewerten.

Wirtschaftlichkeit: Im Vergleich zu kleinen Speichern ist ein großes Speichersystem für Haushalte, die eigene Erzeugungsanlagen nutzen, zunächst grundsätzlich günstiger, da Skaleneffekte genutzt und Betriebskosten verringert werden können (Thomann et al., 2016, S.157). Über lokales Lastmanagement, peak-shaving, der Teilnahme an Systemdienstleistungs-Märkten und Arbitragemöglichkeiten können über die Nutzung von Speichern, die an das Netz angeschlossen sind, Gewinne erzielt werden. Aufgrund von Umwandlungsverlusten, hoher Investitionskosten, teurer Netznutzung und weiterer Abgaben sind große Batteriespeicher nur eingeschränkt wirtschaftlich betreibbar, auch wenn die Technologien bereits marktreif sind (Wawer et al. 2018, S.226, S.232, Jülch et al. 2016, S.69). Die Rentabilität großer Speichersysteme sinkt zudem ab einer gewissen Größe mit steigenden Kapazitäten, da die Speicherkosten insgesamt sehr hoch sind. Eine Untersuchung der IER Stuttgart zeigt, dass der Einsatz von Stromspeichern „in keinem Fall günstiger ist, als ein vergleichbares Konzept ohne“ (Jülch et al., 2016, S.73). Derzeit gibt es also keine finanziellen Anreize, große Stromspeicher zu nutzen, eine klarer definierte Rechtslage mit verursachungsgerechter Belastung könnte diese Ergebnisse in Zukunft verändern (Thomann et al., 2016, S.167f.).

Verbraucherfreundlichkeit/Akzeptanz: Inwiefern der Einsatz von großen Batteriespeichern gesellschaftlich angenommen wird, ist von verschiedenen Faktoren abhängig. Für die Nutzer von PV-Anlagen werden Speicher grundsätzlich positiv aufgenommen, da sie für Unabhängigkeit, Kostenersparnis und einer Steigerung der Eigenverbrauchsquote sorgen sowie einen Beitrag zum Klimaschutz und der Energiewende liefern. Die hohen Investitionskosten sowie Unsicherheiten bezüglich der Qualität und Lebensdauer der Technologien stehen diesem als hemmende Merkmale entgegen (Gähns, S. und Hoffmann E., 2018). Grundsätzlich kann die Akzeptanz dadurch eingeschränkt werden, dass einige Speichertechnologien mit Umweltverschmutzung in Verbindung gebracht werden, was den vermehrten Einsatz dieser negativ beeinflussen kann (Akinyele, 2014, S.88). Das größte Problem bezogen auf die Akzeptanz ist die derzeit unsichere und unübersichtliche Gesetzeslage (Jülch et al., 2016, S.69), die einerseits ein leichtes Verständnis der rechtlichen Zusammenhänge verhindert und andererseits für starke wirtschaftliche Mehrbelastungen sorgt. Insgesamt ist die Akzeptanz stark von den persönlichen Einstellungen der Betroffenen abhängig, kann aber durch eine vernünftige Ausgestaltung des Geschäftsmodells beeinflusst werden.

Zusammenfassend lassen sich derzeit in der Ausgestaltung von Geschäftsmodellen für große Batteriespeicher noch viele Hürden erkennen. Durch eine Anpassung des Rechtsrahmens sowie die Einbindung möglicher Förderprogramme, die spezifisch auf Quartierspeicherlösungen abzielen, könnte eine Grundlage geschaffen werden, wirtschaftlich lohnenswerte Systeme entstehen zu lassen. Da die Nutzung großer Speicher grundsätzlich positiv zur Autarkie beitragen kann, ist aus dieser Sicht eine Weiterentwicklung des Modells wünschenswert. Inwiefern die technologische Entwicklung großer Batteriespeicher zu einer zukünftigen Kostenentlastung beiträgt, kann derzeit nicht

abgesehen werden, im Bereich der Anschaffungskosten und Übertragungsverluste sind allerdings Potenziale zu erkennen.

Anhang D.6. Community Strom Modelle

Durch den Einsatz stationärer Batteriespeicher ist es möglich, EE-Produktion durch Eigenversorgung zu optimieren oder mit anderen Bewohnern eines Quartiers auszutauschen. Damit erhöht sich der Autarkiegrad auf den niedrigsten zellularen Ebenen. Darüber hinaus erlaubt ein Speicher aber auch, zunächst zwischengespeicherte Energie im Rahmen sog. Community-Strom-Modelle über das öffentliche Netz an Dritte zu vermarkten. Teilnehmer solcher Strom Communities können damit ihren benötigten Netzstrom, also jenen Stromanteil, der i.d.R. nicht aus der eigenen PV-Anlage bzw. dem von ihr gespeisten Batteriespeicher bereitgestellt wird, aus der Gemeinschaft der anderen an diesem Modell teilnehmenden Speicherbesitzer und Anlagenbetreiber per Direktvermarktung beziehen. Dafür wird ein überregionaler Bilanzkreis geschaffen, in den alle Teilnehmer überschüssigen Strom einspeisen und entnehmen können. Durch den Einsatz von intelligenten Zählern finden diese Vorgänge weitestgehend automatisiert statt. Diese werden weiter dafür genutzt, die privaten Speicher anzusteuern um am Regelleistungsmarkt Flexibilität anzubieten ([Sonnen, 2019a](#)). Grundsätzlich ist Community-Strom als überregionales Virtuelles Kraftwerk zu begreifen (vgl. Kapitel [Anhang D.7](#)), das sich allerdings auf den Einsatz von Batteriespeichern und den Austausch dieser untereinander beschränkt ([Maier, 2018](#)). In [Abbildung D.86](#) sind die wichtigsten Wirkzusammenhänge von Community-Strom dargestellt.

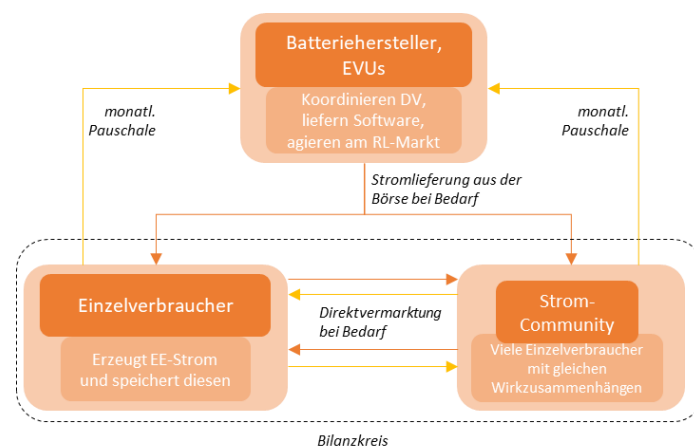


Abbildung D.86: Wirkzusammenhänge Community Strom, eigene Darstellung

Der Geschäftsmodellbetreiber, meistens ein Hersteller von Batteriespeichern, oder ein Energieversorger erhält für die Bereitstellung der Infrastruktur ein monatliches Service-Entgelt vom Kunden. Der überschüssige bzw. fehlende Strom wird an andere Community-Mitglieder nach Direktvermarktungsmodell verkauft bzw. vertrieben. Um derartige Modelle für die Speicherbesitzer wirtschaftlich attraktiver zu gestalten, bieten die Speicherhersteller ihren Kunden oftmals an, einen Teil der Speicherleistung für die Bereitstellung von Regelleistung zu nutzen, womit sich Zusatz Erlöse am Regelleistungsmarkt generieren lassen⁵⁰. Mögliche Kunden einer Strom-Community sind neben

⁵⁰ Dies stellt insofern eine Besonderheit dar, da die Präqualifikationskriterien am Regelleistungsmarkt vergleichsweise hoch sind. Beispielsweise wird jede einzelne Anlage daraufhin geprüft, ob sie technisch in der Lage ist, Regelleistung anzubieten.

Selbsterzeugern mit Speichern auch größere Anlagenbetreiber⁵¹, die Überschussstrom abzugeben haben oder auch Unternehmen, die einen Teil ihres Verbrauchs durch eigene Anlagen decken. Das Wertversprechen liegt zunächst in günstigeren Preisen für den bezogenen Reststrom, die aus der Direktvermarktung entstehen. Weiter wird ein verbraucherfreundliches System angeboten, das dem Kunden einen Mehrwert liefert, ohne dass dieser sich zu sehr darum kümmern muss. Rein bilanziell beziehen die Kunden außerdem ihren kompletten Strom aus erneuerbaren Energien und handeln damit ökologisch. Durch eine optimierte Nutzung dieser EE unterstützen sie aktiv die Energiewende.

Tabelle D.30: Geschäftsmodell Batteriespeicher-basierte Community-Strommodelle

Schlüsselakteure/ Anbieter	Wertversprechen	Kundensegmente
Hersteller von Batteriespeichern, EVUs	Günstigere Preise, Verbraucherfreundliches System, das wenig Aufwand für den Kunden bedeutet, 100% Strombezug aus EE, Aktive Teilnahme an der Energiewende	Selbsterzeuger mit Stromspeicher Betreiber größerer (grüner) Anlagen, (Speicherbesitzer ohne Selbst-erzeugung)

Ähnlich zum Konzept des Community-Stroms gibt es Geschäftsmodelle, die sogenannte Strom-Clouds anbieten. Dort sind die Kunden ebenfalls gemeinsam in einem Bilanzkreis, speisen ihren überschüssigen Strom allerdings in ein virtuelles Konto ein und können diesen bei Bedarf entsprechend von ihrem „Guthaben“ beziehen. Im Gegensatz zu Community-Strom ist der Kunde dabei nicht auf einen Speicher angewiesen, da er den „virtuellen Speicher“ des Anbieters nutzen kann (Maier, 2018).

Sonnen-Strom Community

Die Sonnen GmbH gilt als Innovator dieses Geschäftsmodells, die in den letzten Jahren ein rapides Wachstum verzeichnen konnte. 2017 wurden sie von der Financial Times zu einem der wachstumsstärksten Unternehmen weltweit erklärt (Bohnensteffen, 2017). Der Hersteller von Batteriespeichern bietet seinen Kunden vergünstigte Geräte an, wenn sie am Community-Strom-Modell teilnehmen. Mit einer monatlichen Grundgebühr von 19,99 € können die Mitglieder gegenseitig voneinander Ökostrom zu 23ct/kWh beziehen. Weiter wird eine Flatrate angeboten, sofern sich der Kunde für die Teilnahme am Regelleistungsmarkt entscheidet. Je nach Anlagengröße erhält er dadurch eine Freimenge an Strom, die seine Flexibilität vergütet. Durch den Einsatz von Smart Metern geschehen die Vorgänge automatisch, so dass die Kunden keinen zusätzlichen Aufwand zu erwarten haben (Sonnen, 2019a).

Bewertung des Beitrags zur Energieautarkie

Anteil EE an der lokalen Versorgung: Durch den vernetzten Einsatz der Batterien kann verhindert werden, dass es in Zeiten der Überproduktion zu größeren Leistungsreduktionen erneuerbarer Anlagen kommt, was insgesamt den EE-Anteil ansteigen lässt (Sonnen, 2019a). Während

⁵¹Darunter zählen unter anderem: Windräder, Biogas-Anlagen oder große PV-Anlagen und andere erneuerbare Erzeugertechnologien (Sonnen, 2019a).

Personen mit eigener Erzeugung in Schlechtwetterzeiten auf den Zukauf von Graustrom aus dem Netz angewiesen sind, können Community-Strom-Mitglieder ihren Bedarf durch andere Teilnehmer decken, der garantiert ebenfalls aus erneuerbarer Erzeugung kommt (Koop, 2017). Der überregionale Gesamtanteil von EE kann dadurch zwar erhöht werden, die lokale Versorgung wird allerdings nur indirekt angeregt, durch den Anreiz PV und Batteriespeicher zu implementieren. Das Geschäftsmodell unterstützt dieses Kriterium daher nur teilweise.

Netzdienlichkeit/Flexibilität: Durch die Vernetzung vieler kleiner Batterien kann eine Strom-Community als ein insgesamt sehr großer Speicher angesehen werden. Mit entsprechender Software kann auf diesen an den Orten zugegriffen werden, an denen momentan Flexibilität benötigt wird. Somit eignet sich Community-Strom sehr gut für Redispatch-Maßnahmen (Sonnen, 2019a). Zusätzlich können so Präqualifikationshürden am Regelleistungsmarkt überwunden und entsprechende Flexibilität dort vermarktet werden. Auf lokaler Ebene allerdings kann kein direkter Einfluss auf die Netzdienlichkeit abgeleitet werden. Der Einsatz von Speichern liefert zwar stets einen Vorteil durch den Ausgleich der Volatilität erneuerbarer Energien, allerdings ist dieser Effekt nicht durch das Geschäftsmodell beeinflusst. Im Rahmen der energieautarken Siedlung wird dieses Kriterium also nicht vollständig erfüllt.

Wirtschaftlichkeit: Community-Strom ist ein vergleichsweise neues Konzept, weshalb es noch keine wissenschaftlichen Untersuchungen hinsichtlich des finanziellen Nutzens des Geschäftsmodells gibt. Für den Betreiber sorgt das geringe Preisrisiko durch die monatlichen Gebühren dafür, dass er in aller Regel Planungssicherheit und entsprechend stabile Erträge hat. Für den Kunden allerdings ist die Wirtschaftlichkeit stark von der genauen Ausgestaltung der Vertragsverhältnisse abhängig. In der Regel kann er bei Bedarf Strom für einen günstigeren Arbeitspreis beziehen, als wenn er diesen von einem klassischen Stromanbieter geliefert bekommt. Wenn allerdings die Grundgebühr bei dieser Überlegung mit einbezogen wird, dann ist die Rentabilität stark davon abhängig, wie viel Zusatzstrom monatlich benötigt wird (Koop, 2017). Über das Anbieten von Flexibilität am Regelleistungsmarkt kann davon ausgegangen werden, dass durch die entsprechende Kompensation ein finanzieller Vorteil für den Kunden entsteht. Insgesamt wird dieses Kriterium also als erfüllt angesehen.

Verbraucherfreundlichkeit/Akzeptanz: Hinsichtlich der Akzeptanz von Community Strom kann heute noch keine klare Aussage getroffen werden. Während es manche als innovatives Geschäftsmodell betrachten, das den konventionellen Stromanbietern Konkurrenz machen kann, argumentieren andere, dass es sich dabei nur um einen Marketingtrick der Batteriehersteller handelt (Koop, 2017). Die vollautomatisierten Abläufe über die bereitgestellte Software bietet den Kunden eine sehr einfache Lösung an, um ihren selbst erzeugten Strom zu vermarkten und den Verbrauch zu optimieren. Die verbesserte Einbindung der erneuerbaren Energien in das Energiesystem kann in diesem Geschäftsmodell ebenfalls als Treiber aufgefasst werden. Insgesamt wird dieses Kriterium als erfüllt angesehen, wobei auf die fehlende Datenlage hingewiesen werden muss.

Zusammenfassend stellt Community-Strom ein interessantes Geschäftsmodell dar, das auch zukünftig an Bedeutung gewinnen kann. Die kluge Vernetzung dezentraler Speicher hat einen sehr positiven Einfluss auf die Transformation des Energiesystems. Aus Sicht der Energieautarkie kann allerdings nur im übertragenen Sinne von einem Vorteil gesprochen werden, da für ein funktionsfähiges Geschäftsmodell stets eine überregionale Vernetzung gefordert ist.

Anhang D.7. Virtuelle Kraftwerke

Der verstärkte Einsatz erneuerbarer Energien in Deutschland führt dazu, dass das Netz, das nicht auf dezentrale, stark schwankende Energieeinspeisung ausgelegt ist, vermehrt an seine Gren-

zen stößt (Lofner et al., 2017, S.127). Die zukünftige Entwicklung der Stromversorgung muss also mit einem Netzausbau einhergehen, oder Systeme nutzen, die das Netz entlasten können. Virtuelle Kraftwerke (VKW) sind einer der Modellansätze, die diesem Problem entgegenen. Dabei werden dezentrale Erzeuger, Speicher und Verbraucher⁵² zusammengeschlossen und zentral gesteuert, um deren unterschiedliche Erzeugungs- und Laststrukturen als ein großes Kraftwerk im Netz darzustellen und somit eine bessere Einsatzplanung zu erreichen und Netzengpässe zu vermeiden (Albersmann et al., 2012, S.24). Gleichzeitig können die zusammengeschalteten Elemente kollektiv Leistung und Flexibilität in Over-The-Counter-Geschäften, an der Strombörse sowie am Regelleistungsmarkt anbieten. Die Teilnehmer sind über eine IT-Infrastruktur vernetzt, die von dem VKW-Betreiber verwaltet wird. Die Wirkzusammenhänge eines VKW sind in Abbildung D.87 dargestellt:

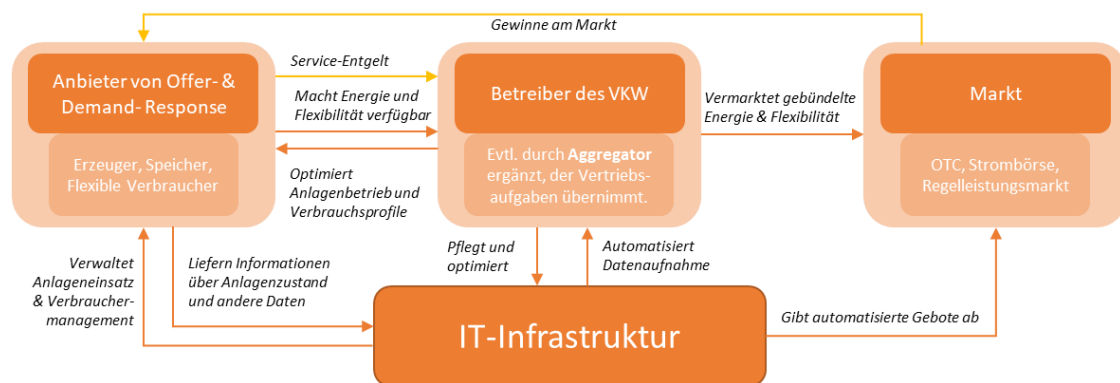


Abbildung D.87: Wirkzusammenhänge Virtueller Kraftwerke, eigene Darstellung

Die Anbieter von Offer- und Demand-Response machen dem VKW-Betreiber Energie und Flexibilität verfügbar, liefern an das IT-System Daten zu Verfügbarkeit, Anlagenzustand und weitere Informationen wie beispielsweise Wetterdaten. Der Betreiber organisiert den Handel an den Märkten, sofern diese Tätigkeit nicht an einen Aggregator⁵³ ausgelagert wurde. Weiter pflegt und optimiert er die zugrundeliegende IT-Infrastruktur sowie den Anlagenbetrieb und die Verbrauchsprofile der Anbieter. Das IT-System ist als Kernelement eines VKW zu begreifen (Conrads et al., 2018, S.5). Es verwaltet die Anlagenüberwachung und -fahrplanerstellung, das Energie- sowie das Handelsmanagement, organisiert das Verbrauchsmanagement⁵⁴ sorgt für eine reibungslose Marktanbindung und ist für die Prognosen zuständig (IEE 2012, S.22ff). Geldflüsse gehen als Gewinne vom Markt zu den Anbietern sowie von den Anbietern an den VKW-Betreiber in Form von Servicezahlungen (Löbbe, 2017). Die Akteure teilen sich auf in den Betreiber von VKW und die Anbieter, die Teil des VKW sind. Letztere sind üblicherweise Betreiber von kleinen regenerativen Anlagen, von Stromspeichern oder auch Power-to-X Anlagen. Auch unter die Anbieter fallen flexible Verbraucher, die größtenteils⁵⁵ aus Industrieunternehmen bestehen (Lofner et al., 2017, S.126f). Die Betreiber von virtuellen

⁵²Diese werden nachfolgend auch als Offer-Response- (Erzeuger) bzw. Demand-Response-Anbieter (Speicher, Verbraucher) oder vereinfacht als „Anbieter“ bezeichnet.

⁵³Aggregatoren sind unabhängige Händler, die die Vermarktung der angebotenen Energie und Flexibilität übernehmen. Häufig bündeln sie die Outputs mehrerer VKW, um am Markt bessere Ergebnisse erzielen zu können (Löbbe, 2017, S.39ff).

⁵⁴Auch Demand-Side-Management: Bezeichnet die flexible Ausgestaltung der Verbräuche, bei dem die aktive Beeinflussung des Verbrauchs zu einer Lastverschiebung führt (Aichele, 2014).

⁵⁵Mit der Zunahme der Smart-Meter-Technologie im Privaten sind mittlerweile auch Haushalte denkbar (Duerr et al., 2017, S.2939).

Kraftwerken können Unternehmen oder Genossenschaften sein, die manchmal für den Handel auf Aggregatoren zurückgreifen. Das Wertversprechen der Anbieter liegt im Verzicht auf einen Teil an Autonomie bezüglich Produktion und Verbrauch, um dem Betreiber Flexibilität in Form von Energie und Leistung verfügbar zu machen, die dieser bzw. der Aggregator kollektiv vermarkten (Löbbe, 2017, S.44). Die VKW-Betreiber sichern den Anbietern Verkaufserlöse an den Märkten, an denen diese keinen oder nur schwierigen Zugang hätten. Auch können sie über Skaleneffekte und Erfahrungswerten die Gewinne dort maximieren. Weiter optimieren sie den Betrieb der Anbieter und liefern ihnen damit einen wirtschaftlichen Nutzen, indem diese Einsparpotenziale realisieren können (Löbbe, 2017, S.42). Da die Vertragsbeziehungen in VKW bilateral stattfinden, sind Betreiber und Anbieter jeweils gegenseitige Kunden. Für die Vermarktung von Strom und Flexibilität zählen weiter die Strombörse, ÜNB sowie Over-The-Counter-Geschäftspartner zum Kundenkreis der VKW-Betreiber. Diese Zusammenhänge sind nachfolgend zusammengefasst:

Tabelle D.31: Geschäftsmodell Virtuelle Kraftwerke

Schlüsselakteure/Anbieter	Wertversprechen	Kundensegmente
<i>Anbieterseite:</i>		
Betreiber von EE-Anlagen, Power-to-X-Anlagen und Speichern, Industriekunden, private Haushalte.	Verfügbarkeit von flexibler Energie und Leistung.	Betreiber von VKW.
<i>Betreiberseite:</i>		
Unternehmen, Genossenschaften, in Einzelfällen mit Aggregatoren.	Verkaufserlöse, Anlagen- und Verbrauchsoptimierung für wirtschaftliche und ökologische Vorteile der Anbieter.	Strombörse, ÜNB, OTC-Geschäftspartner, Anbieter im VKW.

Exkurs: Power-To-Heat im Virtuellen Kraftwerk

Insbesondere für den Einsatz von Power-To-Heat-Anlagen von Kleinverbrauchern ist der Zusammenschluss über VKW eine Möglichkeit, um am Regelleistungsmarkt Gewinne zu erzielen. Analog zum Community Strom können durch eine Poolung vieler flexibler Kleinanlagen die Mindestvoraussetzungen für eine Teilnahme an diesem Markt erreicht werden und es kann gemeinsam negative Regelernergie durch entsprechendes Zuschalten der Verbraucher angeboten werden (Heiler, 2015). Technisch sind dafür Heizstäbe, kleine Wärmepumpen, Nachtspeicherheizungen oder kleine KWK-Anlagen geeignet, wobei der Einsatz von Heizstäben dabei aufgrund ihrer Flexibilität und schneller Anlaufzeit die beste Variante darstellt (Benz et al., 2015). Ob das Modell sich für kleine Anbieter lohnt, hängt zunächst von der Entwicklung der Preise am Regelleistungsmarkt ab, die in den letzten Jahren einen Abwärtstrend erfahren haben. Weiter müssen die Kosten der benötigten Steuerungseinrichtungen für den Betrieb des virtuellen Kraftwerks beachtet werden, die derzeit noch zu hoch sind, um alte Anlagen rentabel umzurüsten. Selbst wenn davon ausgegangen wird, dass zukünftige Systeme bereits mit moderner IT-Infrastruktur ausgestattet und dementsprechend gut steuerbar sind, so sind die Amortisationszeiten noch immer vergleichsweise hoch (Bräuninger et al., 2014). Nachdem außerdem davon ausgegangen werden kann, dass auch zukünftig ausreichend Anbieter von Regelleistung am Markt agieren, scheint Power-to-Heat im Haushaltsbereich nicht für die Bereitstellung von Regelernergie geeignet (Nymoen et al., 2014). In Kombination mit anderen Maßnahmen beispielsweise der regionalen Nutzung von überproduziertem EE-Strom ist Power-to-Heat im virtuellen Kraftwerk allerdings aus Autarkiesicht sehr förderlich.

Modellregion Harz (RegModHarz)

Im Landkreis Harz wurde 2011 ein Pilotprojekt gestartet, im Zuge dessen versucht wurde, über ein virtuelles Kraftwerk „mit einem maximalen Anteil erneuerbarer Energieträger eine stabile, zuverlässige und verbrauchsnahe Versorgung mit elektrischer Energie“ zu ermöglichen (IEE 2012, S.10). Es wurde ein IT-System mit Benutzeroberfläche entwickelt, das ein VKW in der Region simuliert hat. In eineinhalb Jahren Projektlaufzeit wurde erarbeitet, dass ein Einsatz lohnend sein kann, es allerdings noch weiterer regulatorischer und marktlicher Anpassungen bedarf, um die Potenziale eines VKW auch im regionalen Rahmen vollständig nutzen zu können (IEE 2012, S.201ff).

Bewertung des Beitrags zur Energieautarkie

VKW können verschiedene Dimensionen besitzen. Die Anbieter können ortsbegrenzt oder regional, allerdings auch national oder europaweit gepoolt⁵⁶ sein. Im Zusammenhang mit energieautarken Siedlungen sind überregional agierende Zusammenschlüsse differenziert zu bewerten, da diese verstärkt auf erfolgreiche Markterlöse über Skaleneffekte abzielen (Dena, 2017a, S.5), was regional/lokal geführten VKW nur in geringem Maße möglich ist. Demensprechend verändern sich je nach Betrachtungsdimension auch die Bewertungsergebnisse, weshalb nachfolgend eine Trennung in regionale und überregionale VKW vorgenommen wurde:

Anteil EE an der lokalen Versorgung:

Überregionale VKW: Der Grad der lokalen Versorgung wird durch das Geschäftsmodell virtueller Kraftwerke nicht erhöht, da die direkte Vermarktung oder der Verkauf der Strommenge an der Börse nicht mit lokalen Verbrauchern zusammenhängen muss. Ebenso können die Anlagen und Lasten, die für das virtuelle Kraftwerk gebündelt werden, räumlich voneinander entfernt sein, da lediglich ein virtueller Zusammenschluss erfolgt.

Regionale VKW: Durch den generellen Fokus von VKW auf die Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen ist für regionale Konzepte dieser Aspekt als positiv zu bewerten. Einerseits muss weniger Graustrom zugekauft werden, wenn über Speicher und optimierte Anlagen der produzierte EE-Strom besser genutzt werden kann. Außerdem kann auf regionaler Ebene der Anreiz steigen, EE-Anlagen aufzubauen, da eine Teilnahme in einem VKW finanzielle und technische Sicherheiten bietet.

Netzdienlichkeit/Flexibilität:

Überregionale VKW: Für die Flexibilität sind überregionale VKW auf nationaler Ebene von großer Bedeutung, da alleine durch die Preissignale an der Börse VKW durch Handelsgeschäfte die Netzstabilität unterstützen. Die Netzdienlichkeit ist insofern gegeben, dass kleine Anlagen für den Dispatch⁵⁷ sichtbar werden und dieser somit optimiert werden kann (Robu et al., 2016, S.20). Auch dieser Vorteil beschränkt sich allerdings auf die überregionale Ebene.

Regionale VKW: Durch die Vernetzung steigt die regionale Flexibilität, da ein Ausgleich der unterschiedlichen Erzeugungsstrukturen durch den Einsatz von Speichern und flexiblen Lasten diese planbarer macht. Die Möglichkeit, durch die Echtzeit-Vernetzung schneller auf Ausfälle reagieren

⁵⁶Die deutsche Energie Agentur bezeichnet Pooling als „digitale[s] Zusammenschalten [...] von Stromerzeugungsanlagen und/oder verschiebbaren Lasten sowie ggf. Speichereinheiten zu einem Verbundsystem“ und setzt es damit dem Konzept von VKW gleich (Dena, 2017a).

⁵⁷Darunter wird die täglich geplante deutschlandweite Kraftwerkseinsatzreihenfolge verstanden.

zu können, unterstützt diesen Effekt ebenfalls. Beide Aspekte haben zeitgleich eine positive Wirkung bezüglich der Netzdienlichkeit, da das Verteilnetz dadurch stabiler bleibt. Da allerdings kein direkter (wirtschaftlicher) Anreiz besteht, ein VKW nach Aspekten der Netzdienlichkeit zu schalten (Conrads et al., 2018, S.11), wird dieser Effekt stets nur beiläufig sein. Grundsätzlich gilt: Je regionaler der Pool, desto weniger beansprucht werden die übergeordneten Netze. Durch unterschiedliche zusammengeschlossene Erzeuger in Kombination mit vernetzten Verbrauchern können Bilanzkreisausgleiche so bereits auf niedrigster Ebene automatisiert werden, was den Bezug von Ausgleichs- und die Abfuhr von Überschussleistung reduziert. In beiden Fällen steigert sich die Qualität der Prognosen sowohl was EE-Produktion als auch Verbrauchsmuster betrifft. Dadurch lassen sich positive Effekte für Netzdienlichkeit sowie Flexibilität ableiten (Duerr et al., 2017, S.2940).

Wirtschaftlichkeit:

Überregionale VKW: Über Skaleneffekte und Erfahrungswerte entstehen Marktmachtpotenziale und Informationsvorsprünge, die im Handelsgeschäft positive Ergebnisse erzielbar machen. Durch die Verknüpfung von Verbrauchern und Speichern kann außerdem EE-produzierter Strom zurückgehalten werden, wenn die Erzeugungsleistung hoch und die Preise entsprechend gering sind. Entsprechend lässt sich dieser dann vertreiben, wenn das Angebot wieder geringer geworden ist (PWC 2012, S.24). Die Wirtschaftlichkeit ist somit als gegeben einzuschätzen.

Regionale VKW: Bei verbrauchsnahe installierter Erzeugung können Netznutzungsentgelte vermieden werden, da eine direkte Einspeisung in das Verteilernetz, ohne eine Belastung eines Netzes mit höherer Spannung vergütet wird (PWC 2012, S.28). Da die Skaleneffekte auf regionaler Ebene allerdings nicht so ausgeprägt sind wie bei überregional agierenden VKW, ist die Wirtschaftlichkeit für diesen Fall als neutral zu bewerten.

Verbraucherfreundlichkeit/Akzeptanz: Da die Akzeptanz von VKW nicht von der örtlichen Ausrichtung dieser abhängig ist, werden die beiden Betrachtungsdimensionen für dieses Kriterium gemeinsam untersucht. Die vollständige Automatisierung der Abläufe innerhalb eines VKW führt zu einer Entlastung der Teilnehmer, da Anlagenbetrieb und Vermarktung über das zentrale IT-System geregelt werden. Dieser geminderte operative Aufwand spricht für eine hohe Verbraucherfreundlichkeit. Bezogen auf die Akzeptanz ist es wichtig, dass die VKW-Betreiber transparent darüber informieren, wofür die gesammelten Daten verwendet werden (Dena, 2017a, S.8). Die vermeintliche Komplexität des Geschäftsmodells kann nicht zwingend als Hemmnis verstanden werden, da diese größtenteils als Black-Box-Modell im IT-System umgesetzt wird und den Teilnehmern in der Regel ein übersichtliches Interface liefert (IEE 2012, S.21ff). Die Möglichkeit, über VKW der Volatilität der Erneuerbaren entgegenwirken zu können, kann als Haupttreiber für die Akzeptanz des Modells verstanden werden. Damit werden die Argumente, EE würde dem Netz zu stark schaden, entkräftet, so dass VKW indirekt die Akzeptanz für die Energiewende generell fördern. Die Akzeptanz ist somit als hoch einzuschätzen.

Zusammenfassend lässt sich in beiden Fällen feststellen, dass VKW bessere Marktergebnisse erzielen können, als Einzelerzeuger die nicht marktorientiert handeln. Wie sich VKW-Modelle letzten Endes entwickeln, hängt stark von den energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen sowie der technologischen Entwicklung ab (Loßner et al., 2017, S.137). Die derzeitige Ausgestaltung der gesetzlichen Grundlagen sind noch nicht Anreiz genug, Systemdienstleistungen als profitablen Verkaufskanal zu betrachten (Conrads et al., 2018, S.13). In Bezug auf den Ansatz der lokalen Energieautarkie ist das regionale VKW als positiv einzustufen, auch wenn bisher die fehlenden rechtlichen Rahmenbedingungen die Wirtschaftlichkeit einschränken.

Anhang D.8. Variable Stromtarife

Bisher wurde das Stromangebot stets der Nachfrage angepasst, doch die wachsende Anzahl unflexibler volatiler Stromerzeugung erfordert es, das Energiesystem dahingehend anzupassen, dass auch auf Verbraucherseite Flexibilität vorhanden ist (Schlereth et al., 2018, S.1167). Eine flexible Anpassung des Verbrauchs wird auch als Demand Side Management (**DSM**) bezeichnet. Es umfasst sämtliche Maßnahmen, die einen Einfluss auf die Stromnachfrage haben können. Darunter zählen sowohl zeitabhängige Verbrauchsänderungen als auch generelle Lastreduktionen (Paetz et al., 2012, S.3). Für die Nutzer müssen allerdings Anreize geschaffen werden, ihren Stromverbrauch an das jeweilige Erzeugungsniveau anzupassen. Eine Möglichkeit ist es, über flexible Stromtarife den Verbrauchern finanzielle Vorteile zu garantieren, wenn diese in Peak-Zeiten Strom abnehmen und umgekehrt bei geringer Erzeugung vermeidbare Lasten abschalten⁵⁸. Abbildung D.88 stellt die Zusammenhänge dar.

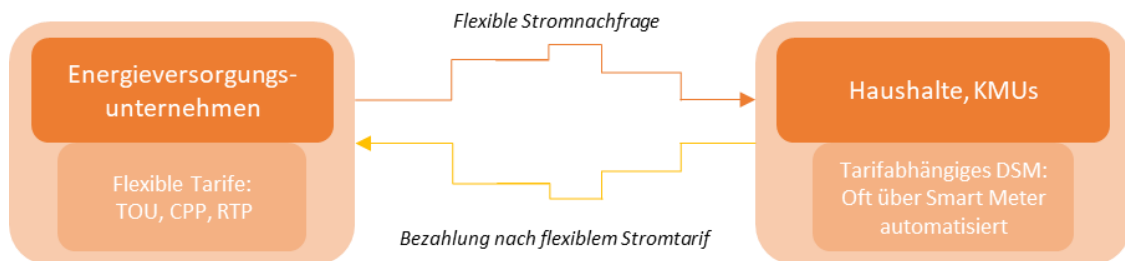


Abbildung D.88: Wirkzusammenhang flexible Stromtarife, eigene Darstellung

Variable Stromtarife können verschiedene Ausprägungen besitzen. Man unterscheidet zwischen Time-Of-Use-Tarifen (**TOU**), Critical-Peak-Pricing (**CPP**) und Real-Time-Pricing-Tarifen (**RTP**). TOU garantiert den Abnehmern fixe Strompreise, die allerdings tages- oder auch jahreszeitenabhängig unterschiedlich sind⁵⁹. CPP beschreibt ein Modell mit gestaffelten Preisstufen, die in der Regel 24 Stunden im Vorfeld abhängig von der erwarteten Erzeugung auf verschiedene Zeitspannen verteilt werden. Bei RTP werden die Strompreise im Stundentakt an die Börsenpreise angeglichen. Dieses Modell beschreibt die flexibelste Art, Stromtarife zu dynamisieren (Dütschke et al., 2012, S.5ff). Grundsätzlich sind DSM-Maßnahmen für alle Wirtschaftszweige möglich, in den Sektoren Industrie und Gewerbe werden diese allerdings am häufigsten diskutiert, da dort aufgrund größerer Lastprofile sowie bereits vorhandenen Messeinrichtungen das meiste Potenzial liegt. In großen Betrieben wird Lastmanagement allerdings selten über tatsächlich flexible Tarife angereizt, häufig reagieren die Unternehmen auf speziell ausgehandelte teilvariable Tarife oder bieten ihre Leistung direkt am Regelleistungsmarkt an (Dena, 2016, S.9). Im Zusammenhang mit der energieautarken Siedlung wird nachfolgend davon abgesehen, die Vorgänge in der Industrie genauer zu betrachten, vielmehr soll der Fokus darauf liegen, inwiefern Einzelverbraucher und kleine Unternehmen über variable Stromtarife dazu angereizt werden können, Lastmanagement zu betreiben. Flexible Tarife werden bereits von EVUs angeboten, die gesetzlich seit 2011 dazu verpflichtet sind, die Möglichkeiten zu schaffen, „einen Anreiz zu Energieeinsparungen oder Steuerung des Energieverbrauchs

⁵⁸ Je nach Ausstattung der Verbraucher kann DSM manuell, halb- oder vollautomatisch ablaufen (Dütschke et al., 2012, S.7).

⁵⁹ Da diese Tarife zwar zeitabhängig allerdings innerhalb der Laufzeit nicht variabel sind (Dütschke et al., 2012, S.4f), werden diese nachfolgend nicht weiter betrachtet.

[...] insbesondere [über] lastvariable oder tageszeitabhängige Tarife [zu setzen]“ (§40 Abs. 5 EnWG). Diese Auflage wird größtenteils über TOU-Tarife erfüllt und kann daher nicht als tatsächlich variable Option begriffen werden⁶⁰. Echt variable Tarife garantieren dem Kunden einerseits, einen insgesamt günstigeren Strompreis, indem energieintensive Verbräuche auf Zeiten mit günstigem Tarif verlagert werden können. Doch auch die ökologische Überlegung, EE optimal auszunutzen, spielt nach (Paetz et al., 2012, S.11) häufig eine große Rolle. Die Zusammenhänge des Geschäftsmodells sind nachfolgend zusammengefasst:

Tabelle D.32: Geschäftsmodell Batteriespeicher-basierte Community-Strommodelle

Schlüsselakteure/Anbieter	Werteversprechen	Kundensegmente
EVUs	Günstigere Strompreise, Aktiver Beitrag zur Energiewende durch optimierte EE-Nutzung	Eigenheimbesitzer Kleine & mittelständische Unternehmen (Industrie und Gewerbe)

Demand Side Management über variable Tarife kann im privaten Bereich theoretisch gut umgesetzt werden. Im Rahmen des Projektes „Energiesysteme der Zukunft“ wurden Flexibilitätspotenziale von Haushaltsgeräten abgeschätzt. Dabei wurden Annahmen zu den theoretisch erreichbaren ab- bzw. zuschaltbaren Lasten getroffen und auf Realisierbarkeit, Akzeptanz sowie Wirtschaftlichkeit untersucht (Styczynski, 2015). Im Ergebnis wurde festgestellt, dass im Jahr 2050 aus Privathaushalten etwa 65 GW flexibler Leistung verfügbar wären, es allerdings rechtliche Hindernisse sowie Akzeptanzhürden zu überwinden gibt (Styczynski, 2015, S.25f). Besonders im Bereich der E-Mobilität liegen sehr große Potenziale für das Geschäftsmodell, da die Batterien eine gute Möglichkeit darstellen, den privaten Verbrauch zu flexibilisieren (Paetz et al., 2012, S.2).

Modellregion Harz (RegModHarz) - Flexible Stromtarife

Im Zuge des Projektes RegModHarz (vgl. Kapitel [Anhang D.7](#)) wurde untersucht, inwieweit Privatkunden über flexible Stromtarife ihr Nutzungsverhalten der EE-Produktion anpassen. Die 39 Testhaushalte bekamen zusätzlich zu ihrem normalen Tarif einen variablen angeboten. In diesem wurden täglich neun Preisstufen für die nächsten 24 Stunden angekündigt, die innerhalb dieser Zeit stündlich variieren konnten. Die Abweichungen wurden dem Kunden je nach Verbrauchsmuster in den entsprechenden Zeiten gutgeschrieben bzw. abgezogen. Durch eine transparente Darstellung über die Marktplattform sollten damit die Kunden zu einem EE-dienlichem Nutzerverhalten angeregt werden (IEE 2012, S.148ff). Als Fazit wurde festgestellt, dass sich Haushaltskunden prinzipiell Lastmanagement im Alltag gut vorstellen können, sofern keine zu großen Verhaltensänderungen erwartet werden. Ohne eine digitale Unterstützung (Smart-Home) kann es schwierig werden, effizient zu agieren. Die Befragten waren vermehrt der Meinung, dass ökologische Anreize alleine nicht ausreichend seien, um sein Nutzungsverhalten stark zu verändern, auch wirtschaftliche Aspekte spielten dabei eine wichtige Rolle (IEE 2012, S.154).

⁶⁰ Üblicherweise werden tageszeitabhängige Tarife angeboten, die in zwei Preisklassen (HT und NT) aufgeteilt sind.

Bewertung des Beitrags zur Energieautarkie

Anteil EE an der lokalen Versorgung: Durch die Anpassung des Strompreises an die volatile Stromerzeugung aus EE werden Anreize geschaffen, diese möglichst umfassend zu nutzen (IEE 2012, S.141). Über den Einsatz von Smart-Metern insbesondere mit Bezug auf Ladevorgänge von E-Mobilen können EE-Potenziale weitestgehend automatisch ausgeschöpft werden (Krzikalla et al., 2013, S.32). Auf die tatsächliche lokale Versorgung bezogen ist allerdings nur ein passiver Effekt erkennbar, da durch eine bessere Nutzung von EE auch deren Ausbau indirekt angereizt werden kann. Deswegen wird dieses Kriterium insgesamt als teilweise erfüllt bewertet.

Netzdienlichkeit/Flexibilität: Mit einer steigenden Anzahl unflexibler Stromerzeugung und den damit einhergehenden Belastungen des Netzes auf allen Ebenen ist eine kostengetriebene Lastanpassung auf Verbraucherseite als sehr positiv anzusehen. Auch außerhalb der Industrie sind viele Lastverschiebungspotenziale zu identifizieren, die grundsätzlich als netzdienlich betrachtet werden können (Dena 2016, Luhmann et al. 2013). Insgesamt kann der Einfluss auf dieses Kriterium also als sehr hoch angesehen werden.

Wirtschaftlichkeit: Preisvariable Stromtarife sind für die Kunden grundsätzlich günstiger, als wenn sie fixe Tarife nutzen. Um allerdings tatsächliche Kostenvorteile zu erreichen, müssen die Verbraucher sehr aktiv ihre Last steuern, sofern keine umfänglichen Smart-Meter-Technologien genutzt werden (Schlereth et al., 2018). Die Transaktionskosten, die für diese Messsysteme anfallen, müssen in die Wirtschaftlichkeitsüberlegungen mit einfließen. Nach einer Studie von Liebe et al. liegt der finanzielle Nettonutzen bei variablen Stromtarifen stets im Negativen, sofern Systeme verwendet werden, die die Last automatisch an den Preis anpassen. Grenzt man diese Kosten aus, wäre stets ein positiver finanzieller Nutzen zu verzeichnen (Liebe et al., 2015). Es ist allerdings davon auszugehen, dass mit fortschreitender Entwicklung der Messtechnologie die Kosten sinken und das Modell wirtschaftlicher wird (Krzikalla et al., 2013, S.35). Aus diesem Grund wird der Beitrag des Geschäftsmodells für dieses Kriterium als teilweise erfüllt angesehen.

Verbraucherfreundlichkeit/Akzeptanz: Abhängig davon, wie flexibel der Stromtarif ausgestaltet ist, verschiebt sich das Preisrisiko stärker zur Kundenseite. Über RTP kann der Stromanbieter die Preise stets den aktuellen Gegebenheiten anpassen und überlässt es dem Abnehmer, entsprechend darauf zu reagieren. Eine empirische Studie von Schlereth et al. spiegelt dies wider: Ein Großteil der Befragten lehnt zeitvariable Tarife ab, insbesondere RTP-Tarife, bei denen die Preise nicht direkt absehbar sind. Die Autoren stellen fest, dass es merkliche wirtschaftliche Vorteile für den Kunden benötigt, um solche Tarife anzunehmen (Schlereth et al., 2018). Die Option, über Smart Meter den Verbrauch weitgehend zu automatisieren, würde das Preisrisiko wieder senken und entsprechend Akzeptanz und Verbraucherfreundlichkeit steigern. Allerdings entstehen dadurch weitere Probleme, da viele Verbraucher sich unwohl damit fühlen, ihre Daten derart detailliert weiterzugeben⁶¹ (Paetz et al. 2012, S.5, Krzikalla et al. 2013, S.35). Insgesamt wird dieses Kriterium als nicht erfüllt angesehen.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass für das Ziel der Autarkie variable Stromtarife und ein damit einhergehendes Lastmanagement theoretisch sehr positiv wäre, es allerdings insbesondere aus Akzeptanzgründen nur sehr schwierig zu implementieren ist. Mit der verpflichtenden Einführung⁶² intelligenter Messsysteme erwartet sich die Politik, dass vermehrt variable Tarife angeboten werden und es zu vermehrtem Lastmanagement kommt (BNetzA 2018).

⁶¹Dieses Problem könnte über den Einsatz von Blockchain-Technologien wieder relativiert werden.

⁶²Nach dem Messstellenbetriebsgesetz sollen bis 2032 alle Verbraucher „mindestens mit modernen Messeinrichtungen“ ausgestattet sein (§29 Abs. 3 MsbG).

Anhang D.9. Regionale Grünstromtarife

Die nachfolgenden Ausführungen basieren größtenteils auf den Ergebnissen der Masterarbeit von Lena Cielejewski „Regionale Vermarktung von Grünstrom“ (2017), die projektbegleitend an der Universität Kassel betreut wurde. Für eine genauere Auseinandersetzung mit dem Thema sei auf (Cielejewski et al., 2017) verwiesen.

Strom aus EE, der innerhalb der Region vermarktet wird, in der er produziert wurde, wird als regionaler Grünstrom bezeichnet. Das entsprechende Geschäftsmodell der regionalen Grünstromtarife garantiert dem Letztverbraucher über unterschiedliche Ansätze, dass er größtenteils⁶³ Strom erhält, der nicht über die Börse eingekauft wurde, sondern vom Anbieter selbst erzeugt bzw. von anderen EE-Anlagenbetreibern aus der Region bezogen wurde. Dabei wird der Strom stets direktvermarktet, die genauen Ansätze variieren allerdings: Über die geförderte Direktvermarktung wird der produzierte Strom zu Graustrom und kann entsprechend nicht mehr offiziell als Strom aus EE bezeichnet werden. Bisher wurden deshalb häufig Herkunftsnachweise zugekauft, die dem Strom eine zertifizierte „grüne“ Kennzeichnung geben. Mit dem neuen Modell der Regionalnachweise kann ein alternatives Label erworben werden, das innerhalb eines 50 km PLZ-Gebiets den Strom als regional und grün kennzeichnet. Es gibt jedoch auch Ansätze, die auf offizielle Kennzeichnungen verzichten. Auch kann der Strom über die sonstige Direktvermarktung angeboten werden, wobei er seine Eigenschaft als Grünstrom behält, allerdings wird dabei auf die Marktprämie verzichtet, was das Modell nur schwer wirtschaftlich betreibbar macht. Welche Art der Vermarktung gewählt wird, hängt sowohl von finanziellen Aspekten ab als auch von den Kundenpräferenzen sowie deren Zahlungsbereitschaft in der Region.

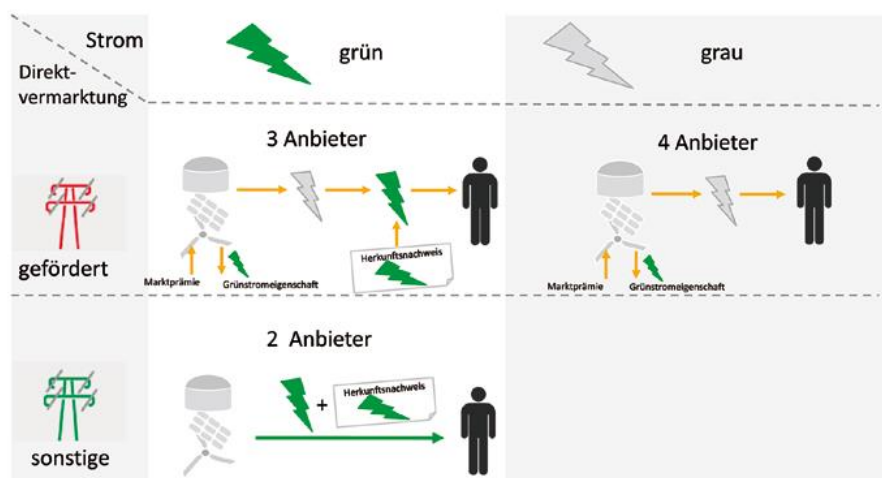


Abbildung D.89: Direktvermarktungsformen regionaler Anbieter, (Cielejewski et al., 2017)

In der Masterarbeit zu diesem Projekt wurden in 2016 neun Anbieter von Regionalstromtarifen recherchiert und befragt. Abbildung D.89 gibt einen Überblick über die verschiedenen möglichen Ansätze, regionalen Grünstrom zu vermarkten und welche die Befragten dabei gewählt haben⁶⁴.

⁶³ Abhängig der Ausgestaltung des konkreten Produktes kann dennoch ein Teil des Stromes von der Börse zugekauft sein (Cielejewski et al., 2017).

⁶⁴ Zum Zeitpunkt der Studie waren Regionalnachweise noch nicht gesetzlich verankert, weshalb diese Vermarktungsart von keinem der Befragten genutzt werden konnte. Das Schema des Konzeptes ist allerdings gut vergleichbar mit dem der geförderten Direktvermarktung, die Herkunftsnachweise nutzt.

An dem Geschäftsmodell sind auf der Angebotsseite in der Regel drei Akteure beteiligt: Die Erzeuger, der Direktvermarkter und das stromliefernde EVU. Je nach Konstellation werden mehrere Aufgaben von denselben übernommen; häufig handelt es sich dabei um Genossenschaften oder Zusammenschlüsse dieser⁶⁵. Die Kunden, zu denen Stromabnehmer gehören, die besonderen Wert auf Regionalität und Umweltverträglichkeit legen oder solche, die selbst Teil einer Genossenschaft sind, erhalten ihren Strom nachweislich aus regionalen erneuerbaren Quellen. Tabelle D.33 fasst das Geschäftsmodell zusammen:

Tabelle D.33: Geschäftsmodell Regionale Grünstromtarife

Schlüsselakteure/Anbieter	Werteversprechen	Kundensegmente
Bürgerenergiegenossenschaften unter Einbindung strategischer Partner, Direktvermarkter, EVUs	Klima- und umweltfreundlicher Strom aus der Region	Genossenschaftsmitglieder, Stromkunden mit einer erhöhten Zahlungsbereitschaft für Regionalität und Umweltverträglichkeit

Meistens sind Bürgerenergiegenossenschaften (BEG) als Erzeuger tätig, übernehmen mitunter aber auch die Rolle der Energieversorger unter Einbindung von Partnern. Durch die Gründung von Erzeugergemeinschaften über Virtuelle Kraftwerke können sich einzelne BEGs zusammenschließen und gehen Kooperationen mit Dachverbänden ein. Die dadurch entstehende Arbeitsteilung und Professionalisierung hilft dabei, Marktmacht gegenüber nachgelagerter Vertriebskanäle aufzubauen sowie mit der Komplexität des Produktes zurechtzukommen.

Gemüse Meyer - Regionale Grünstromvermarktung

Das mittelständische Unternehmen Meyer Gemüsebearbeitung GmbH produziert und vermarktet tiefgekühltes Obst und Gemüse. Da die Kühlung sehr energieintensiv ist, wurde bereits 2008 damit begonnen, über eine PV- und eine Biogasanlage einen Teil der benötigten 10 GWh Strom pro Jahr selbst zu decken. Mit dem Zubau einer eigenen Windkraftanlage in 2016 wurde die eigene Erzeugung von EE-Strom weiter ausgebaut, dass heute bis zu 80% Eigenbedarfsdeckung möglich sind (Gemüse Meyer 2017). Alle Anlagen sind an die Infrastruktur des Virtuellen Kraftwerks vom Direktvermarkter Nordgröön angeschlossen. Dieser legt Wert darauf, auch ohne Zertifikate regionalen Grünstrom zu vermarkten und will über die Sichtbarkeit der Anlagen die Akzeptanz der Kunden sicherstellen. Er hilft allerdings auch dabei, wie im Fall von Meyer Gemüse, dass die Erzeuger selbst zu Lieferanten von Strom werden können (sogenannter EVU-Status). Auf diese Weise kann das Unternehmen heute mit Unterstützung durch Nordgröön seinen überschüssigen EE-Strom mit Regionalnachweis über das neu gegründete Unternehmen Meyer Erneuerbare Energien GmbH an die umliegende Region selbst vermarkten (Nordgröön 2019, Gemüse Meyer 2017).

⁶⁵In der Studie konnten nur zwei Stadtwerke als Anbieter identifiziert werden. Trotz deren starker regionaler Identität scheuen diese die erhöhten Kosten und wollen laut Befragung nicht ihre vorhandene Markenidentität abgeben (Cielejewski et al., 2017).

Bewertung des Beitrags zur Energieautarkie

Anteil EE an der lokalen Versorgung: Kommt es durch die Nachfrage nach regionalen Grünstromprodukten zu einem erhöhten Ausbau der EE in der Region steigt damit der Grad der lokalen Versorgung zu mindestens auf bilanzieller Ebene an. Über die Regionalnachweise wird nun zusätzlich angereizt, dass sich der erzeugte Strom in regionaler Nähe zum Letztverbraucher befindet. Zumindest bilanziell wird auch der Strombedarf des Endkunden zu einem gewissen Teil aus den regionalen EE-Anlagen gedeckt. Leistungsbezogen verändert sich zunächst nichts, es entstehen allerdings Anreize, in der Region EE auszubauen, wenn dort ein erfolgreicher regionaler Grünstromtarif implementiert ist. Insgesamt ist also von einer leicht positiven Erfüllung dieses Kriteriums auszugehen.

Netzdienlichkeit/Flexibilität: Regionale Grünstromprodukte, die sich nur zum Teil aus regionalen Energiequellen versorgen, agieren per se zunächst nicht netzdienlich und müssen in diesem Punkt analog dem großräumig agierenden Virtuellen Kraftwerk bewertet werden. Produkte, die eine nachweislich vollständige Versorgung durch regionale EE-Quellen garantieren und in einem lokalen virtuellen Kraftwerk abgebildet sind, haben einen positiven Einfluss auf das Stromnetz, wobei die Definition der „Region“ dabei von Bedeutung ist: In der Regel werden auch übergeordnete Netzebenen zur Durchleitung benötigt, wenn man innerhalb des gesetzlich festgeschriebenen 50 km PLZ-Gebietes agiert. Das Kriterium Netzdienlichkeit wird demnach als teilweise erfüllt angesehen.

Wirtschaftlichkeit: Die Wirtschaftlichkeit regionaler Grünstromtarife ist stark davon abhängig, welches Vermarktungsmodell gewählt wurde. Die Problematik, bei der geförderten Direktvermarktung, zusätzliche Zertifikate erwerben zu müssen um nachzuweisen, dass der Strom aus EE-Quellen stammt, schränkt die Wirtschaftlichkeit ein: Herkunftszertifikate werden normal gehandelt und müssen entsprechend zugekauft werden. Regionalnachweise sind direkt an die Marktpremie geknüpft: Da der Gesetzgeber davon ausgeht, dass durch den Regionalnachweis ein realisierbarer Mehrwert entsteht, verringert sich bei einer Nutzung die Marktpremie um 0,1 Ct/kWh nach § 53b EEG 2017. Der Verzicht auf einen offiziellen Nachweis in Verbindung mit entsprechenden Marketingmaßnahmen kann das Modell finanziell lohnenswerter machen, allerdings setzt diese Methode ein hohes Maß an Vertrauen durch die Kunden voraus. Die Wirtschaftlichkeit der sonstigen Direktvermarktung ist nur gegeben, falls beim Letztverbraucher ein erheblich höherer Preis für den angebotenen Strom erzielt werden kann. Für Kleinanlagen ist die Einbindung in ein regionales VKW und damit die Möglichkeit, regionalen Grünstrom zu vermarkten, mit hohen Investitionen in die benötigte Kommunikationstechnik verbunden und damit kaum wirtschaftlich. Insgesamt kann die Wirtschaftlichkeit abhängig des gewählten Konzeptes als mäßig bewertet werden. Die Einführung der Regionalnachweise kann diese Ergebnisse positiv verändern, allerdings wurden diese erst Anfang 2019 implementiert ([Umweltbundesamt, 2019](#)), so dass hier noch keine Erfahrungswerte vorliegen.

Verbraucherfreundlichkeit/Akzeptanz: Das Ziel der regionalen Grünstromtarife, liegt darin, den Wunsch der Verbraucher nach regionalem EE-Strom zu erfüllen und sich damit von anderen Anbietern abzusetzen. Akzeptanz hinsichtlich dieses Geschäftsmodells setzt also voraus, dass die potenziellen Kunden entsprechende Wertvorstellungen besitzen. Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass die Zusammenführung nachhaltiger Stromerzeugung im regionalen Raum für die Verbraucher akzeptanz- sowie identitätsstiftend wirken. Der Vorschlag einer der Befragten Anbieter zur Unterstützung der Akzeptanz ist beispielsweise das Versprechen, in der Region sichtbare EE-Anlagen aufzustellen, sofern seine Kundenzahl dort eine gewisse Größe erreicht. Das kann dazu führen, dass sich die Anlieger mehr mit EE identifizieren und entsprechend der Wunsch danach gesteigert wird. Das größte Hemmnis für dieses Kriterium ist die Komplexität des Geschäftsmodells. Die

unterschiedlichen Ansätze, Grünstrom regional zu vermarkten sowie die entsprechenden Unterschiede in Kosten und Strombezeichnung, können schnell für Verwirrung sorgen, da den Kunden die komplizierte Gesetzeslage in der Regel nicht bewusst ist. Eine transparente Kommunikation ist dabei wichtig, auch um vorzubeugen, dass dieser durch den unverständlichen Aufbau des Modells Misstrauen aufbaut. Wird der Strom über BEGs vermarktet, so ist von einem stärkeren Vertrauen auszugehen. Allerdings ist der Weg, sich zu einer größeren Marke zusammenzuschließen ein wichtiger Schritt für die Akzeptanz, um vor dem Kunden auch als professioneller Anbieter wahrgenommen zu werden. Insgesamt ist perspektivisch von einer leicht positiven Akzeptanz ausgehen, die durch zukünftige Entwicklungen des rechtlichen Rahmens noch gesteigert werden kann.

Zusammenfassend lassen sich regionale Grünstromtarife als gute Basis ansehen, um den regionalen Ausbau der EE zu unterstützen⁶⁶. Sofern eine wirtschaftliche Ausgestaltung gelingt und die Akzeptanz der Verbraucher weiter gestärkt wird, hat das Geschäftsmodell Zukunftspotenzial. Allerdings beeinflussen besonders die regulatorischen Unsicherheiten die Entwicklung. Das im EEG 2012 für Lieferanten ermöglichte Grünstromprivileg wurde beispielsweise mit der EEG-Novellierung 2014 wieder abgeschafft. Es ist daher nicht auszuschließen, dass die Regionalnachweise und damit die Möglichkeiten einer regionalen Grünstromkennzeichnung als Grundlage für die Regionalstromtarife, ebenfalls eine weitere regulatorische Anpassung erfahren. Auch fehlen im derzeitigen rechtlichen Rahmen wirtschaftliche konkrete Anreize, um das Konzept sowohl für die Anbieter als auch die Kunden vollständig rentabel zu machen. Ein Ökostromprodukt, das rechtlich abgesichert ist, wäre aus Sicht der Befragten dem momentanen System vorzuziehen.

Anhang D.10. Flexibler Betrieb von Biogasanlagen

Teile des Kapitels basieren auf der Masterarbeit von Eugen Neuberger „Geschäftsmodelle für Biogasanlagen“, die projektbegleitend an der Uni Kassel betreut wurde.

Biogasanlagen (**BGA**), die durch einen Vergärungsprozess von Biomasse Biogas erzeugen, sind ein entscheidender Bestandteil beim Gelingen der Energiewende. Durch die volatile Erzeugung von Wind- und PV-Strom steigt die Bedeutung von flexibel fahrbaren BGA für das Gesamtsystem. Der Gesetzgeber reizt die Flexibilisierung der BGA durch die Flexibilitätsprämie seit dem EEG 2012 und die Aussicht auf eine zehnjährige Verlängerung des Vergütungszeitraums im Rahmen des Ausschreibungsverfahrens seit dem EEG 2017 an. Da immer mehr Anlagen das Ende der 20jährigen Förderperiode erreichen werden, kann es sinnvoll sein, die Flexibilitätsprämie zu nutzen, um Investitionen in Form eines neuen BHKWs zu refinanzieren und darüber hinaus Vorbereitungen zu treffen, um am Markt für Ausschreibungen bestehen zu können. Die Auswahl der Größe der Flexibilisierung ist individuell zu ermitteln. In der Regel steigen mit einer größeren Überbauung der ursprünglichen BHKW-Leistung die relativen Investitionskosten nicht mehr so stark. Die zweifache Überbauung kann damit als eine Ersatzinvestition genutzt werden. Dagegen wird die höhere installierte Leistung genutzt, um die BHKW gezielt zu hohen Strompreisen laufen zu lassen, um Mehrerlöse zu generieren. Die aktive Flexibilisierung erfordert jedoch mehr Planung im Zuge der Anlagenerweiterung wie andere Netzanschlüsse, Gasspeicher und mehr. Es kann nicht garantiert werden, dass die Flexibilitätsprämie, die Deckung für die Kosten der Maßnahmen für eine flexible Fahrleistung komplett abdeckt, das ist je nach Anlagenkonfiguration individuell zu berechnen. Bei einer flexiblen Fahrweise muss die Stromproduktion besser prognostiziert werden, zum Beispiel

⁶⁶Hierbei zu beachten ist allerdings erneut die Größe des regionalen Bezugs. Das gesetzlich festgelegte 50 km PLZ-Gebiet kann aus Sicht der Energieautarken Siedlung bereits als nicht mehr regional angesehen werden.

durch die Fahrplanerstellung in Abstimmung eines Direktvermarkters (Link, 2017). Die Vermarktung des Stroms übernimmt in der Regel der Direktvermarkter. Vermarktungsmöglichkeiten gibt es am Spotmarkt, am Regelenenergiemarkt oder diese auch Kombination mit lokaler Vermarktung von Grünstromprodukten. Die Vergütungsmöglichkeiten und –bausteine sind in Abbildung D.90 dargestellt.

Vergütungsmöglichkeiten				Erlöse aus bedarfsgerechter Stromvermarktung
				Erlöse aus Vermarktung von Regelleistung
				Flexibilitätsprämie
		Managementprämie	Managementprämie	Managementprämie
	Feste EEG-Vergütung	Marktprämie	Marktprämie	Marktprämie
		Monatsmittelwert Börse	Monatsmittelwert Börse	Monatsmittelwert Börse
	EEG VERGÜTUNG	MARKTPRÄMIE	REGELENERGIE	FLEXIBLE ENERGIEERZEUGUNG

Abbildung D.90: Übersicht Geschäftsmodelle für Biogasanlagen, (Ikenmeyer, 2013)

Die Aktivitäten der Biogasanlagenbetreiber zur Flexibilisierung werden jedoch seitens des Gesetzgebers auch eingeschränkt. Mit dem EEG 2014 ist der Flexdeckel mit 1,35 GW eingeführt worden, der im April 2018 bereits mit 47% erfüllt war. Hieraus ergibt sich ein Investitionsrisiko, da der Anlagenbetreiber nicht sicher sein kann, dass die geplante Investition auch über die Flexibilitätsprämie refinanziert werden kann.

Tabelle D.34: Geschäftsmodell Flexible Biogasanlagen-Konzepte

Schlüsselakteure/Anbieter	Wertversprechen	Kundensegmente
Betreiber der BGA mit zusätzlichen Beratern, da vertieftes Fachwissen zur Umrüstung der Anlage und den Stromvertrieb notwendig ist.	Bereitstellung der Leistung zu nachfragestarken Zeiten, in der Regel 4 h Blöcke	Direktvermarkter, Betreiber von VKW, Genossenschaften, die Strom und/oder Wärme vermarkten

Biogasanlage Rixdorf

In Rixdorf wurde eine bestehende Biogasanlage (550 kW) im Jahr 2016 so weit ausgebaut, dass eine flexible Stromproduktion möglich ist. Ein großer Gasspeicher mit etwa 15.500 m³ Lagervolumen sowie ein zusätzlich installiertes BHKW mit 2 MW Leistung sorgen heute dafür, dass sich trotz kontinuierlicher Biogas-erzeugung die Stromproduktion an die Spotmarktpreise anpassen lässt. Die Auslegung des Speichers ist dabei so dimensioniert, dass die Anlage bis zu 56 Stunden Gas produzieren kann, ohne dieses verbrauchen zu müssen. Die Steuerung wird dabei vollautomatisiert über ein Virtuelles Kraftwerk übernommen, so dass nur dann Strom erzeugt wird, wenn die Preise an der Börse entsprechend

hoch sind (Jensen 2018, Bormann 14.02.2017). Durch den Einsatz eines Pufferspeichers ist die Nahwärmeversorgung der knapp 100 angeschlossenen Haushalte dabei ohne Engpässe gesichert (Dany, 2017). Mit einem Investitionsvolumen von etwa 2 Mio. € lässt sich die Biogasanlage, die eine Spitzenleistung von 2,5 MW besitzt heute wirtschaftlich betreiben. Die Flexibilitätsprämie von 130 €/kWh sorgt dafür, dass sich die Modernisierung schneller amortisiert (Jensen, 2018).

Bewertung des Beitrags zur Energieautarkie

Anteil EE an der lokalen Versorgung: Der erzeugte Strom und die Wärme dienen einer lokalen Versorgung basierend auf EE und erhöhen diesen Grad dementsprechend. Der flexible Betrieb per se hat dabei keine Auswirkungen auf den bilanzielle Selbstversorgungsgrad, weil sich die produzierte Strommenge in Summe nicht ändert.

Netzdienlichkeit/Flexibilität: Grundsätzlich sind flexibel betriebene BGA flexibel einsetzbar und können einen Ausgleich zu fluktuierenden Einspeisern schaffen. Um den Beitrag zur Netzdienlichkeit festzulegen, muss differenziert werden, woher die Impulse kommen, die den Fahrplan der BGA festlegen. Sind die BGA in einem überregionalen virtuellen Kraftwerk angeordnet, das erlösmaximierend an der Börse agiert, ist die Netzdienlichkeit als gering zu erwarten. Auf der anderen Seite gibt es aber auch Studien, die zeigen, dass es viele Überschneidungen zwischen den Bedarfen, die an der Börse angezeigt werden und denen der lokalen Netze gibt, so dass auch dann ein Beitrag für die lokale Netzauslastung gegeben ist, wenn die Anlage rein nach Börsenvorgaben fährt (Fries et al. 2015). Die Netzdienlichkeit wäre jedoch noch stärker ausgeprägt, wenn die Anlage nach den Anforderungen des lokalen Netzes betrieben würde, z.B. in einem lokalen Virtuellen Kraftwerk. Der flexible Biogasanlagenbetrieb kann also als netzdienlich eingeordnet werden.

Wirtschaftlichkeit: Aktuell werden viele BGA unter Nutzung des EEG auch schon flexibel wirtschaftlich betrieben. Laut Böhm et al. und eigenen Berechnungen im Rahmen des Projektes ist jedoch ohne Anpassung des rechtlichen Rahmens ein wirtschaftlicher Betrieb der flexiblen Biogasanlagen nach dem Auslaufen der EEG Zahlungen schwierig. Das benötigte Börsenpreinsniveau für einen wirtschaftlichen Betrieb der Anlagen ist zurzeit noch nicht absehbar. Daher sind die Anlagen auf weitere Einnahmequellen wie die Wärmevermarktung und die Vermarktung der Gärreste angewiesen, um wirtschaftlich arbeiten zu können. Die perspektivische Wirtschaftlichkeit dieses Anlagenkonzepts wird folglich als nur teilweise zutreffend eingestuft.

Verbraucherfreundlichkeit/Akzeptanz: Der Anbau von Energiepflanzen insbesondere dem weit verbreiteten Mais wird seit dem starken Ausbau der BGA unterstützt durch das EEG 2004 in der Bevölkerung kritisch gesehen (Wüste, 2013). Positiv bewertet werden hingegen der Einsatz von Reststoffen und die Nutzung von kontaminierten Flächen für den Anbau von Energiepflanzen. Kleine, dezentrale Bioenergieprojekte erfahren im Vergleich zu Großprojekten eine größere Akzeptanz, insbesondere wenn es Möglichkeiten zur Partizipation gibt (Wüste, 2012). Wenn es gelingt, die BGA als eine ergänzende Technologie für die fluktuierenden erneuerbaren Erzeuger zu positionieren, kann sich die negative Assoziation in der Bevölkerung noch verbessern, grundsätzlich wird die Akzeptanz von flexiblen Biogasanlagen erst einmal als gering eingestuft.

Zusammenfassend ist der Beitrag der flexiblen Biogaserzeugung zur Energieautarkie als mäßig einzustufen. Wird die BGA in lokale oder regionale Bilanzkreise eingebunden, kann sie auf der technischen Seite einen großen Effekt haben, trotzdem bleiben noch die Herausforderungen der Akzeptanz und der Wirtschaftlichkeit.

Anhang D.11. Energieliefer-Contracting

Die Effizienzsteigerung des Energieverbrauchs ist als eine wesentliche Zielvorgabe der Bundesregierung zu bewerten (§ 1 EnWG). Maßnahmen zur Effizienzsteigerung durch Contracting sind daher als geeignetes Instrument dieses Ziels anzusehen. Da den Verbrauchern ein Technologiewechsel oft zu teuer oder riskant ist, können Energieliefer-Contracting Modelle unterstützend wirken, um eine Umstellung der Heizungstechnologie auf effiziente und oder regenerative Erzeugung voranzutreiben. Ein Dienstleister (Contractor) plant und finanziert dem Kunden (Contracting-Nehmer) eine Heizungsanlage und betreibt diese. Im Gegenzug bezahlt der Contracting-Nehmer monatliche Abschläge an den Contractor, die sich aus einem Grundpreis, einem Arbeitspreis und ggf. zusätzlichen Kosten zusammensetzen (Arnold et al., 2014, S.13f). Typischerweise orientieren sich die Vertragslaufzeiten an den durchschnittlichen Lebensdauern der Anlagen, die in etwa bei 15 Jahren liegen (Bleyle-Androschin, 2012, S.48). KWK-Anlagen werden besonders häufig eingesetzt, da diese optimale Effizienz garantieren und zusätzlich Strom liefern⁶⁷ (KSA-H 2013, S.4). In abgeschwächter Form kann das Modell auch als reines *Finanzierungs-Contracting* (nur Finanzieren der Anlage) oder *Betriebsführungs-Contracting* (effizienter Betrieb der Bestandsanlagen) stattfinden.

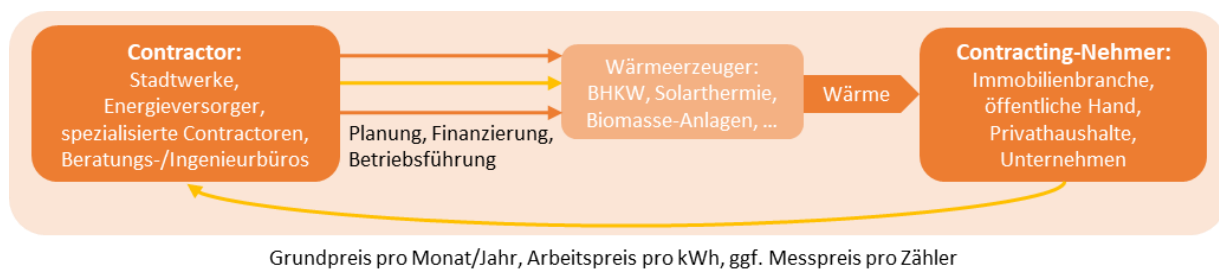


Abbildung D.91: Wirkzusammenhang Energieliefer-Contracting, eigene Darstellung

Abbildung D.91 bildet die grundsätzlichen Wirkzusammenhänge eines Energieliefer-Contracting Modells ab. Contracting wird größtenteils von Stadtwerken und sonstigen EVUs angeboten, spezialisierte Contractoren und Energieberatungs-/Ingenieurbüros sind ebenfalls am Markt beteiligt⁶⁸ (BAFA 2018, S.50). Die Immobilienbranche vertritt die wichtigste Kundengruppe von Energieliefer-Contracting. Akteure der öffentlichen Hand sowie Privathaushalte und sonstige Unternehmen⁶⁹ zählen zu den übrigen Kundensegmenten (BAFA 2018, S.58). Die vermiedenen Investitionen in eine neue Heizungstechnologie bilden das Kernelement des Wertversprechens. Weiter sind Versorgungssicherheit mit Wärme und risikoarme Betriebsführung als Treiber zu identifizieren. Kunden erhoffen sich ebenfalls Einsparungen im Verbrauch und geringere Umweltbelastung, dies sind allerdings lediglich indirekte Wertversprechen, da sie nicht vertraglich festgelegt sind (im Gegensatz zum Energieeinspar-Contracting vgl. Kapitel Anhang D.14) (Arnold et al. 2014, S.13, KSA-H 2013, S.4, Bleyle-Androschin 2012, S.20). Im Gegensatz zur Direktlieferung mit Strom kann beim Energieliefer-Contracting kein finanzieller Vorteil über vermiedene Entgeltzahlungen erreicht werden. Dafür ist

⁶⁷Nachfolgend wird sich auf die Bereitstellung von Wärme (Wärmeliefer-Contracting) konzentriert. Contracting mit Stromprodukten entspricht dem Mieterstrom und wurde in Kapitel Anhang D.4 diskutiert.

⁶⁸Mit einem Anteil von 59% nehmen diese den größten Teil des Marktes ein (Stand 2017). Spezialisierte Contracting-Firmen sind mit 16% und Energieberatungs-/Ingenieurbüros mit 11% beteiligt (BAFA 2018, S.50).

⁶⁹Darunter fallen Industrie und Gewerbe, Gesundheits- und Pflegeeinrichtungen sowie Hotelbetriebe (BAFA 2018, S.58).

auch keine räumliche Nähe gefordert, so dass die Reichweite und Vielseitigkeit des Modells im Vergleich erhöht wird. Nachfolgend ist das Geschäftsmodell noch einmal dargestellt:

Tabelle D.35: Geschäftsmodell Energieliefer-Contracting

Schlüsselakteure/Anbieter	Werteversprechen	Kundensegmente
Stadtwerke Energieversorger Spezialisierte Contractoren Beratungs-/Ingenieurbüros	Vermeiden von Investitionskosten, Versorgungssicherheit, Risikominderung, Umwentlastung, Energieeinsparungen	Immobilienbranche, Öffentliche Hand, Privathaushalte, Unternehmen

Contractoren erwarten sich durch das Geschäftsmodell einen Wettbewerbsvorteil durch den Ausbau des Kerngeschäftes, wollen sich diversifizieren oder je nach Unternehmenskultur einen Teil zum Umweltschutz beitragen (Kristof, 1999, S.5). Da der Contractor fixe Grund- und Arbeitspreise verlangt, ist nicht garantiert, dass besonders effiziente Anlagen eingebaut werden, da er durch Energieeinsparungen keine wirtschaftlichen Vorteile erwarten kann (Zundel, 2012, S.28). Etwa zwei Drittel aller Anbieter agieren regional (Stand: 2017; BAFA 2018, S.52), was darauf hindeutet, dass dieser Geschäftsbereich vergleichsweise kundennah gestaltet ist und individuelle Lösungen fordert.

Rhön Akademie Schwarzerden

Im Rahmen eines Energieliefer-Contractings wurde von dem kommunalen Unternehmen RhönEnergie Effizienz & Service GmbH die Heizung der Akademie Schwarzerden ausgetauscht. Zwei Biomasse-Anlagen, die mit Holzpellets befeuert werden, sollen durch Ersetzen der bisherigen Heizölanlagen sowohl die Kosten wie auch den CO₂ Ausstoß senken. Die Investitionen betrugen etwa 200.000 Euro, die Vertragslaufzeit ist auf 15 Jahre ausgelegt. Über diese Zeit wird eine Endenergieeinsparung von 2.800 MWh erwartet, die prognostizierte CO₂ Einsparung beläuft sich auf 3.000t in diesem Zeitraum (CNH 2017, S.8). Solche Projekte zeigen, dass Kosteneinsparungen nur einer der Treiber sind, die einen Contracting-Nehmer dazu veranlassen, ein Energieliefer-Contracting zu vereinbaren.

Bewertung des Beitrags zur Energieautarkie

Anteil EE an der lokalen Versorgung: Der erzeugte Strom und die Wärme dienen einer lokalen Versorgung basierend auf EE und erhöhen diesen Grad dementsprechend. Der flexible Betrieb per se hat dabei keine Auswirkungen auf den bilanzielle Selbstversorgungsgrad, weil sich die produzierte Strommenge in Summe nicht ändert.

Netzdienlichkeit/Flexibilität: Beim Einsatz von BHKW-Anlagen wird in diesem Kapitel von einer wärmegeführten Fahrweise ausgegangen, was die Flexibilität einschränkt. Trotzdem wird im Regelfall ausreichend Strom produziert, dass sich der Nutzer größtenteils unabhängig von Strombezug aus dem Netz machen kann (Dena, 2016a, S.27). Das führt zu einer Entlastung des Netzes und kann als netzdienlich verstanden werden. Ähnlich aber auch wie beim Direktverbrauch oder Pachtmodell wird der überschüssige Strom direkt eingespeist. Da andere Wärmeerzeuger keine Wechselwirkungen mit dem Stromnetz erkennbar machen, wird für diesen Fall keine Bewertung des Kriteriums vorgenommen.

Wirtschaftlichkeit: Grundsätzlich ist Contracting nur als erfolgreich anzusehen, sofern die Wirtschaftlichkeit für beide Parteien gegeben ist (KSA-H 2013, S.8). Für Einzelverbraucher lohnt sich Energieliefer-Contracting vergleichsweise schnell, wenn sie ohnehin einen Austausch der Heizungstechnologie planen. Ansonsten sind mit über 10 Jahren die Amortisationszeiten durch die erreichten Einsparungen relativ hoch. Es ist sowohl für Kunden als auch Contractor mit vergleichsweise großem (finanziellen) Aufwand verbunden, ein entsprechendes Angebot zu erstellen bzw. einen passenden Anbieter zu finden und alle relevanten Informationen bereitzustellen. Insbesondere für Contracting-Nehmer im kleinen Bereich kann dieser Kostenpunkt bis zu 60% der Investitionskosten ausmachen und das Modell unwirtschaftlich werden lassen (BMVBS 2009, S.49f). Auch wenn aus heutiger Sicht diese Schätzung ein wenig nach unten korrigiert werden kann, ist für eine wirtschaftliche Gestaltung des Geschäftsmodells noch immer von einer Mindestgröße auszugehen. Der Zusammenschluss mehrerer Gebäude zu einem Quartier kann hier dabei helfen, Energieliefer-Contracting finanziell lohnenswert zu machen (BMVBS 2009, S.49). Für den Contractor sind die Gewinnspannen bei Einzelverbrauchern ebenfalls relativ gering, weshalb ein Zusatznutzen wie beispielsweise bindende Lieferverträge⁷⁰ benötigt wird, um das Modell wirtschaftlich zu betreiben (Zundel, 2012, S.28f). Für größere Verbraucher wie Quartiere, Liegenschaften oder Unternehmen wird Energieliefer-Contracting jedoch erfolgreich umgesetzt, so dass die Wirtschaftlichkeit positiv bewertet werden kann.

Verbraucherfreundlichkeit/Akzeptanz: Die Bereitschaft der Contracting-Nehmer für einen Austausch der Heizung ist grundsätzlich als stärkerer Treiber zu identifizieren als der entsprechende finanzielle Aufwand, womit Akzeptanz in diesem Geschäftsmodell ein besonderer Stellenwert zukommt. Die Kommunikation besonders an kleine Parteien bezüglich eines Verständnisses von Energieliefer-Contracting als „Rundum-Sorglos-Paket“ ist bisher als nicht ausreichend hoch einzuschätzen, um diese entsprechend zu steigern (UM BaWü 2013, S.7; S.32). Häufig werden die Verträge als zu komplex und „wenig vertrauensfördernd“ eingeschätzt. Insbesondere im hauseigenen Keller fremde Anlagen stehen zu haben, kann als Hemmnis verstanden werden, was die Akzeptanz bei Einzelkunden betrifft. Darin erklärt sich auch der Fokus von Contractoren auf die Immobilienbranche, da dieses Problem für Vermieter nur sekundär ist. Allerdings sind dort Widerstände durch Mieter denkbar, die im Falle eines Contractings höhere Nebenkosten erwarten⁷¹ (Arnold et al., 2014, S.21). Alle Marktteilnehmer besitzen Vorbehalte bezüglich der „Kompetenz, Solvenz und Zuverlässigkeit des Contractors, die Qualität der Anlagen und die Transparenz der Vertragsbeziehung“ (Arnold et al., 2014, S.23). Einer Befragung der BAFA von Contracting-Anbietern zufolge ist das Vertrauen in die Qualität auf Kundenseite allerdings nur ein geringes Hemmnis. Für diese ist die Akzeptanz zum größten Teil durch Unsicherheiten bzgl. der Entwicklung der Förderungen sowie durch niedrige Energiepreise beeinflusst (BAFA 2018, S.57). Nachdem die Marktanteile in den letzten Jahren stetig angestiegen sind⁷² (BAFA 2018, S.55), kann von einer grundsätzlichen Akzeptanz ausgegangen werden, so dass das Kriterium positiv bewertet wird. Für Kleinkunden muss möglicherweise eine Anpassung des Geschäftsmodells erwogen werden, um dieses Marktsegment besser bedienen zu können.

⁷⁰Dies kann beispielsweise ein Zusatzvertrag sein, der dem Contractor eine Abnahme von Holzpellets über den Vertragszeitraum garantiert.

⁷¹Diese sind heute zwar mietrechtlich vor Mehrkosten geschützt, was den Mietern häufig nicht bekannt ist und daher die grundsätzliche Akzeptanz nur geringfügig steigert.

⁷²Im Vergleich zu den Jahren 2005/2006 nahmen die Vertragsabschlüsse in den letzten Jahren zwar ab, mit einer durchschnittlichen Zuwachsrate von 4,66% in den Jahren 2014-2016 kann allerdings noch immer von einer positiven Entwicklung gesprochen werden.

Zusammenfassend lässt sich Energieliefer-Contracting als ein Finanzierungsinstrument beschreiben, das dabei helfen kann, das Energiesystem in Deutschland zu transformieren, und auch politisch Anklang findet (Arnold et al., 2014, S.25). Im Bereich der Privathaushalte ist die Wirtschaftlichkeit vergleichsweise gering - sowohl für den Anbieter als auch den Kunden. Hier werden angepasste Geschäftsmodelle benötigt, die mehrere Akteure miteinbeziehen und damit auch einen Beitrag zur regionalen Wertschöpfung liefern können (UM BaWü 2013, S.10). Für größere Verbraucher spricht die steigende Nachfrage für eine gute Wirtschaftlichkeit und Akzeptanz. Insgesamt lässt sich Energieliefer-Contracting als ein nützliches Geschäftsmodell beschreiben, das als Investitionsstütze fungiert und damit eine Modernisierung der Heizungstechnologien vorantreibt.

Anhang D.12. Nahwärme

Investitionen im Energiesektor wurden bisher vermehrt in stromnahe Produkte getätigt. Mit der zunehmenden Unsicherheit, bezüglich der Strompreis- und Marktentwicklung, werden Investitionen im Wärmebereich zunehmend attraktiver. Ein Aufbau von Wärmenetzen bietet vergleichsweise stabile Einnahmen über einen längeren Zeitraum und reduziert somit das Investitionsrisiko. Die Einbindung regenerativer Energiequellen kann für die regionale Wertschöpfung bedeutsam werden, da aufgrund von Wärmespeichern die Volatilität keinen so großen Einfluss besitzt und somit die Nutzung effizienter wird (Maaß et al., 2015, S.20). Der Energiebedarf von privaten Haushalten ist außerdem von Wärme dominiert, weshalb eine Umstellung der Wärmeerzeugung auf regenerative Quellen auch im Hinblick auf die Energiewende bedeutsam ist. Eine zentrale Versorgung aus erneuerbaren Quellen und aus industrieller Abwärme, die bisher nicht nutzbar gemacht wurde, ist im Vergleich die günstigere Alternative zu einer Selbstversorgung, die heute noch von fossilen Energieträgern dominiert wird (Maaß et al. 2015, S.18, Pfister et al. 2015, S.6).

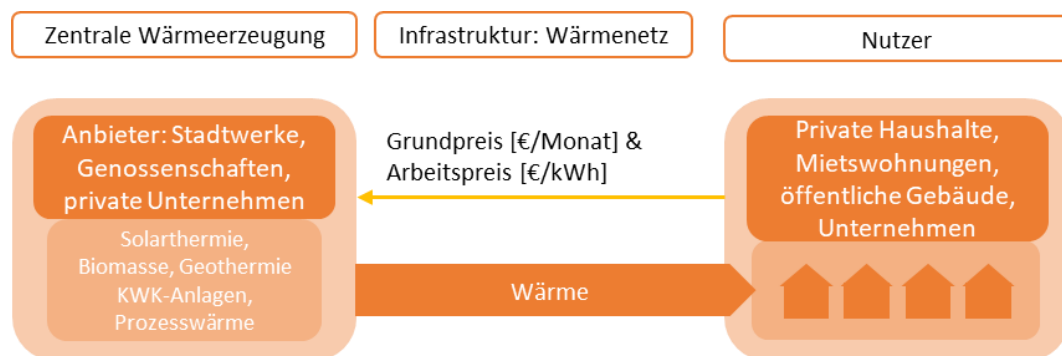


Abbildung D.92: Wirkzusammenhang Nahwärme, eigene Darstellung

Abbildung B.54 verdeutlicht die Zusammenhänge und betroffene Akteure eines Nahwärmenetzes. Anbieter sind üblicherweise Stadtwerke oder Genossenschaften bzw. private Versorgungsunternehmen. Sie produzieren Wärme in einem zentralen Wärmeerzeuger oder als Nebenprodukt von Industrieprozessen bzw. KWK-Anlagen. Welche Technologie dabei verwendet wird, hängt von den strukturellen Rahmenbedingungen der Versorgungsgebiete ab. In kleineren Städten im ländlichen Raum sind Solarthermie-Anlagen, Biogas-BHKW, sowie, sofern die Möglichkeit besteht, Geothermie und industrielle Abwärme gut geeignet⁷³ (Pehnt et al., 2017, S.32ff). Die erzeugte Wärme wird

⁷³In einigen Fällen sind auch große Wärmepumpen, KWK-Anlagen oder andere power-to-heat Technologien für Fernwärmenetze förderlich.

als Wasser oder Dampf über Rohrleitungen zu den Kunden transportiert. Diese Infrastruktur ist sehr teuer zu errichten und stellt dementsprechend das größte Hemmnis in der Implementierung von Nahwärme dar. Die Versorger müssen von festen Gewinnen über einen langfristigen Zeitraum ausgehen können, um diese Investitionen wirtschaftlich zu halten. Die Wärmedichte ist dabei die wichtigste Kenngröße, da sich der Aufbau des Netzes erst dann lohnt, wenn eine bestimmte Mindestanzahl an Abnehmern existieren (Pfister et al., 2015, S.8). Eine gute Prognose über die abzusetzende Wärme im betroffenen Gebiet ist im Vorfeld also von großer Bedeutung, um abschätzen zu können, ob der Aufbau eines Wärmenetzes wirtschaftlich ist (FFM 2014, S.2, Pehnt et al. 2017, S.19, Maaß et al. 2015, S.56. Potenzielle Kunden sind grundsätzlich alle, die an das Nahwärmenetz angeschlossen werden können. Nahwärme kann von Privathaushalten, Mietwohnungen, öffentlichen Gebäuden oder Unternehmen genutzt werden. Besonders für Vermieter ist das Konzept attraktiv, da diese dadurch Wartungs- und Instandhaltungskosten einsparen und die teureren Energiekosten auf die Mieter umlegen können (Pfnürr et al., 2016, S.41f). Abhängig von den lokalen Regelungen wie z.B. einem Anschluss- und Benutzungszwang kann jeder Anlieger dazu gezwungen werden, die Wärme über das Netz zu beziehen, häufig wird darauf allerdings verzichtet (Pehnt et al., 2017, S.66). Sowohl aus Sicht der Anbieter als auch der Kunden entstehen mit der Nutzung von Nahwärme grundsätzlich positive Effekte. Der Wärmelieferant verpflichtet sich zu Versorgungssicherheit und garantiert den Abnehmern somit eine verlässliche Wärmebereitstellung. Durch den Verzicht auf eigene Wärmeerzeuger sparen die Anwender Investitionen sowie laufende Kosten für Wartung und Instandhaltung (Pfnürr et al., 2016, S.36). Tabelle D.36 fasst das Geschäftsmodell zusammen:

Tabelle D.36: Geschäftsmodell Nahwärme

Schlüsselakteure/Anbieter	Werteversprechen	Kundensegmente
Stadtwerke, Nahwärmegenossenschaften, Private Unternehmen	Wärmebereitstellung, Vermeiden von Wartungs- und Instandhaltungskosten	Private Haushalte, Mietwohnungen, Öffentliche Hand, Unternehmen

Bioenergiedorf Büsingen

In der deutschen Exklave Büsingen, die in der Schweiz liegt, wurde durch das Bürgerunternehmen Solarcomplex im Jahr 2013 ein Energiedorf fertiggestellt. Heute werden über ein Nahwärmenetz von 5,8 km Länge 105 Gebäude mit Wärme aus EE versorgt. Das verfolgte Konzept ist in Deutschland bisher einmalig, da zur Wärmeerzeugung nicht wie üblich ein Biogaserzeuger^a verwendet wird, sondern im Sommer der Bedarf über Solarthermie (1000 m² Kollektorfläche) im Winter über zwei Pelletheizungen gedeckt wird (Solarcomplex, 2018). Bioenergiedörfer sind bezeichnend für den Einsatz von Nahwärmenetzen im ländlichen Raum. Derzeit gibt es in Deutschland etwa 150 dieser Dörfer, deren Wärmebedarf stets über Nahwärmenetze gedeckt wird (Karpenstein-Marchan, 2017, S.72f).

^aÜblicherweise werden diese als KWK-Anlagen installiert, um die Förderung zu erhalten. Da Büsingen nicht an das deutsche Netz angeschlossen ist, war das Dorf nicht förderberechtigt, weshalb der Einsatz von Solarthermie am wirtschaftlichsten war (LUBW 2018).

Bewertung des Beitrags zur Energieautarkie

Anteil EE an der lokalen Versorgung: Von der Zielsetzung abhängig steigt mit dem Einsatz von Nahwärmenetzen der Anteil EE grundsätzlich an. In kleineren Gebieten kann dadurch eine Wärmeversorgung erreicht werden, die komplett von EE gedeckt wird. Wärmenetze ermöglichen die Nutzung von Quellen, die anderweitig nicht verwendet werden können. Beispielhaft seien Geothermie und industrielle Abwärme genannt. Die notwendige Infrastruktur unterstützt die Nutzung dieser und erhöht somit den gesamten EE-Nutzungsgrad (Clausen, 2012, S.28). Das Kriterium wird daher positiv bewertet.

Netzdienlichkeit/Flexibilität: Ist als zentraler Wärmeversorger eine KWK-Anlage installiert, wird dezentral Strom produziert, so dass die übergeordneten Netze entlastet werden. Es kann jedoch auch zu einer Belastung des übergeordneten Netzes kommen, da der produzierte Strom nach EEG direktvermarktet und dementsprechend in das Netz eingespeist wird (Gores et al., S.70). Da in einem solchen Fall die Stromproduktion nur als ein Nebenprodukt der Wärmeerzeugung angesehen werden kann, ist nur von einer teilweisen Netzdienlichkeit auszugehen. Anders gestaltet sich die Situation, wenn das BHKW stromgeführt fährt (vgl. auch Anhang D.10).

Wirtschaftlichkeit: Grundsätzlich ist die Wirtschaftlichkeit von Nahwärmenetzen schwierig abzuschätzen und auf lange Frist ausgelegt. Die hohen Investitionskosten in die Infrastruktur lassen sich über staatliche Förderprogramme nur begrenzt ausgleichen (Maaß et al., 2015, S.56). Um diese Kosten zu reduzieren, lassen sich Synergieeffekte nutzen, indem gleichzeitig zu einem Netzaufbau auch Glasfaserkabel verlegt werden, was sich auch positiv auf die Akzeptanz auswirken kann (Pehnt et al., 2017, S.66). Die Wirtschaftlichkeit hängt grundsätzlich stark mit den Gas- und Ölpreisen zusammen. In Zeiten von niedrigen Preisen besteht kein direkter Handlungsbedarf zu einem Wechsel der Wärmeversorgung. Andererseits ist mit zukünftig erwarteten Preissteigerungen der Aufbau eines Wärmenetzes ökonomisch sinnvoll (Pehnt et al., 2017, S.62f). Eine Wirtschaftlichkeitsstudie von Pfnür et al. impliziert, dass die Nutzung von Nahwärme besonders in kleinen räumlichen Gebieten derzeit für Einzelverbraucher nicht wirtschaftlich ist. Die Kosten wären in jedem Fall höher, als die Nutzung dezentraler Wärmeerzeuger (Pfnür et al., 2016, S.129f). Bei aktiver Bürgerbeteiligung durch ehrenamtliches Engagement und den Einsatz von Biogasanlagen mit KWK können allerdings die Wärmepreise mitunter sehr preiswert werden, ohne dabei das Modell für die Betreiber unwirtschaftlich zu machen (Clausen, 2012, S.14). Eine empirische Untersuchung von 23 Bioenergie-dörfern, die mit Nahwärme versorgt sind, zeigt, dass für die Verbraucher die Wärmekosten⁷⁴ auch bei niedrigen Ölpreisen insgesamt günstiger sind (Karpenstein-Marchan, 2017, S.76). Das Kriterium wird daher positiv bewertet.

Verbraucherfreundlichkeit/Akzeptanz: Bei Nahwärme ist die Akzeptanz von besonderer Bedeutung, da es genügend Abnehmer bedarf, um einen wirtschaftlichen Betrieb zu sichern. Ein häufiger Kritikpunkt ist die Monopolstellung der Betreiber, die damit einhergehende mangelnde Preistransparenz und die fehlende Möglichkeit, den Betreiber zu wechseln (VZBV 2016, S.4). Durch einen Betrieb über Stadtwerke oder Genossenschaften kann dieses Hemmnis ein wenig abgemildert werden, da davon ausgegangen wird, dass diese im Sinne der Anwohner handeln (Pfister et al., 2015, S.6) bzw. bei Genossenschaften ein Mitspracherecht besitzen. Bereits im Netzaufbau muss viel Transparenz geschaffen werden, um an Akzeptanz zu gewinnen (Pehnt et al., 2017, S.66). Generell sind auch die bürokratischen Hürden für kleine Energieversorger zu hoch, um einen Aufbau anzureizen, sowohl was die rechtlichen Voraussetzungen als auch die unübersichtlichen Förderinstrumente betrifft (Pehnt et al., 2017, S.63). Für lokale Anbieter dezentraler Wärmesysteme und

⁷⁴Dabei wurden die Vollkosten sowohl für Fernwärme als auch für die Beheizung mit Öl betrachtet.

Schornsteinfeger kann ein Umstieg auf eine Nahwärmeversorgung kritische Auswirkungen haben, da diese ihre Geschäftsgrundlage verlieren und es dementsprechend zu Arbeitsplatzverlusten kommen kann (Pfnürr et al., 2016, S.39f). Besonders in kleineren Kommunen ist dieser Effekt nicht zu unterschätzen. Kommunen an sich stehen dem Modell Nahwärme grundsätzlich positiv gegenüber, können allerdings die Investitionen häufig nicht tätigen (Pehnt et al., 2017, S.66). Grundsätzlich treffen Projekte, die dezentral gestaltet sind, auf größere Akzeptanz, als solche, deren Ausrichtung groß und zentral ist (klassische Fernwärme). Durch die Möglichkeit mitwirken zu können (beispielsweise finanziell) wird die Akzeptanz bei den Bürgern erhöht (Wüste, 2012, S.128f). Besonders Projekte, die von bürgernahen Initiativen begleitet werden, finden viel Anklang. Die Probleme der monopolistischen Strukturen und der festen Bindung an das System wirken als hemmende Faktoren. Insgesamt ist die Akzeptanz von Nahwärmenetzen als positiv zu bewerten.

Zusammenfassend lassen sich Nahwärme Konzepte als Geschäftsmodelle beschreiben, die auf Autarkie bezogen viele Vorteile liefern. In Gebieten mit geringer Wärmedichte ist die Wirtschaftlichkeit nicht immer gegeben. Mit dem Konzept eines Wärmenetzes 4.0, das auf den Einsatz von niedrigeren Wassertemperaturen und damit einhergehenden Effizienzgewinnen basiert, kann diese gesteigert werden (Pehnt et al., 2017). Clausen (2012) stellt abschließend fest, dass noch erheblicher Forschungsbedarf besteht, was die Heizgewohnheiten in Deutschland betrifft, welche Netze bereits existieren und inwieweit man Abwärme bzw. erneuerbare Wärmequellen mit in die Planung aufnehmen kann.

Anhang D.13. Energetische Sanierung

Eine ganzheitliche Modernisierung der gesamten Gebäudehülle sowie des Heizungssystems kann den Energieverbrauch für die Wärmebereitstellung sowie Lüftungswärmeverluste senken (SAENA 2017, S.5). Energetische Sanierung beschreibt entsprechend umfassende Maßnahmen in Bestandsgebäuden, die auf eine Optimierung der vorhandenen Anlagentechnik zusammen mit einer Nachbesserung der Isolation abzielen, um den spezifischen Wärmeverbrauch zu reduzieren. Um die Ziele der Energiewende auch im Wärmebereich einzuhalten (vgl. Kapitel 3.2) müssen besonders im Wohnbereich Effizienzsteigerungen erreicht werden. Deshalb werden Modernisierungsmaßnahmen dort durch staatliche Fördermodelle und rechtliche Auflagen verstärkt in den Fokus gerückt. In diesem Kontext wird energetische Sanierung nachfolgend als „privates Geschäftsmodell“ verstanden und bewertet, um es aufgrund seiner hohen Relevanz auch im Rahmen der energieautarken Siedlungen abbilden zu können. Nachfolgend sind Aufgabenfelder und unterstützende Akteure dargestellt:

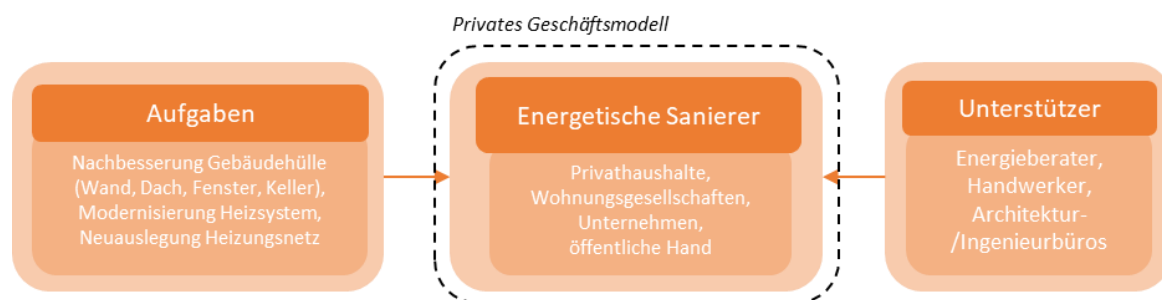


Abbildung D.93: Aufgabenfelder energetische Sanierung, eigene Darstellung

Im Vorfeld ist eine Energieberatung vorgesehen im Zuge derer ein Experte Potenziale erkennt und entsprechende Maßnahmen ableitet. Häufig überlassen private Haushalte diese Aufgabe Handwerkern, da das Vertrauensverhältnis zu diesen größer ist. Das kann zur Folge haben, dass die Vorteile eines Gesamtkonzepts nicht erkannt und nur einzelne Verbesserungen vorgenommen werden (Neuhoff et al. 2011, S.7, BMWi 2015a, S.72, Gossen 2014, S.19). Konkret zielt energetische Sanierung auf den Austausch des Wärme- bzw. Warmwassererzeugers zu einer effizienteren Technologie, eine Neuauslegung des Heizungsnetzes sowie die Nachisolierung der Wände, des Dachs, der Fenster sowie des Kellers ab. Die Maßnahmen werden meistens zur Verbesserung der Wohnqualität, im Zuge von anfallenden Renovierungsarbeiten oder zur Erfüllung rechtlicher Voraussetzungen umgesetzt. Häufig umfasst die energetische Sanierung außerdem ein Raumlüftungskonzept mit Wärmerückgewinnung. Die speziellen Maßnahmen sowie deren Hintergründe sind beispielsweise in (Dena, 2015, S.17ff) detailliert beschrieben.

Energetische Sanierung ist ein Feld, das grundsätzlich von verschiedenen Akteuren durchgeführt wird. Im Rahmen des betrachteten privaten Geschäftsmodells sind dabei Privathaushalte, Wohnungsgesellschaften oder kleinere Unternehmen zu nennen. Haupttreiber für eine energetische Sanierung ist die Verringerung des Brennstoffverbrauchs über effizientere bzw. regenerative Wärmeerzeuger sowie geringere Verluste an der Gebäudehülle. Ökologische Überlegungen spielen dabei ebenso eine Rolle wie finanzielle. Durch die Sanierung kommt es außerdem zu einem Werterhalt bzw. einer Wertsteigerung der Immobilie, was auf lange Frist Vorteile schafft. Weitere Anreize sind die Steigerung des Wohnkomforts, die Vermeidung von Bauschäden wie beispielsweise Schimmelbefall sowie vermiedene zukünftige Instandhaltungskosten (SAENA 2017, S.6, Dena 2015, S.8, Renz 2016, S.34). Nachfolgend sind diese Überlegungen zusammengefasst:

Tabelle D.37: Geschäftsmodell Energetische Sanierung

Schlüsselakteure/Anbieter	Werteversprechen	Kundensegmente
Eigenständige Umsetzung der Immobilieneigentümer,	Verringerung des Brennstoffverbrauchs (wirtschaftliche und ökologische Sicht),	Private Haushalte, Wohnungsgesellschaften, Unternehmen,
<i>Unterstützend:</i> Energieberater, Handwerker, Architektur-/Ingenieurbüros	Werterhalt bzw. –steigerung der Immobilie, Steigerung Wohnkomfort, Vermeiden von Bauschäden, geringere Instandhaltungskosten	

Wichtig für den Erfolg des Geschäftsmodells ist es, dass der Energieberatungsplan auch entsprechend umgesetzt wird. Nur wenn die erwarteten Einsparungen erreicht werden, ist das Geschäftsmodell als erfolgreich anzusehen. Dies stellt Anforderungen an die Arbeitsqualität der Handwerker, die besonders im privaten Bereich nicht einfach zu überprüfen ist und dementsprechend zu Problemen führen kann. Der Einsatz von Energieberatern, die die Umsetzung der Maßnahmen überwachen und Fehler frühzeitig identifizieren können, kann also Vorteile liefern, zumal diese ebenfalls KfW-gefördert sind (Neuhoff et al., 2011, S.10f). Bei größeren Vorhaben übernimmt der planende Architekt in der Regel diese Aufgabe.

Gebäudesanierung in Stuttgart-Degerloch

Sanierungsvorhaben werden häufig auch von Wohnungseigentümergeinschaften durchgeführt. In Stuttgart-Degerloch wurde beispielsweise ein Mehrfamilienhaus mit 16 Wohneinheiten energetisch erneuert. Das 1955 erbaute Gebäude zeichnete sich primär durch dezentrale Heizungen und Warmwasserbereiter sowie eine ungedämmte Kellerdecke und ein ungedämmtes Dach aus. Die Planung wurde durch das Energieberatungszentrum Stuttgart unterstützt. Die Maßnahmen umfassten die Dämmung der Gebäudehülle, der obersten Geschossdecke sowie der Kellerdecke, einen Wechsel der Fenster wo es notwendig war sowie eine Zentralisierung und Modernisierung von Heizung und Warmwasserbereitung (Gasheizung mit Brennwerttechnik und solargestützte Warmwasserbereitstellung). Im Zuge der Umbaumaßnahmen wurden ebenfalls die Hauseingänge erneuert und größere Balkone angebracht. Darum konnte neben durchschnittlich erreichten Energieeinsparungen von 60% zudem eine Erhöhung des Wohnkomfort festgestellt werden (WEG 2016, S.9).

Bewertung des Beitrags zur Energieautarkie

Anteil EE an der lokalen Versorgung: Inwiefern der Anteil der EE an der lokalen Versorgung ansteigt, ist von den Präferenzen und finanziellen Möglichkeiten der Sanierer abhängig. Da der Einbau von Solarthermie für die Warmwasseraufbereitung in der Regel wirtschaftlich ist, wird diese Maßnahme häufig umgesetzt. Für andere Wärme- und Warmwassererzeuger kann nur abgeschätzt werden, wie viele dieser in den letzten Jahren eingesetzt wurden⁷⁵(BDH 2018). Die Isolation der Gebäudehülle hat einen indirekten, jedoch sehr positiven Einfluss auf den EE-Anteil der lokalen Versorgung, der als „Schlüsseltechnologie“ für klimapolitische Zielsetzungen gilt (IWES und IBP 2017, S.40). Der Grund besteht darin, dass eine Einsparung des Wärmeverbrauchs in Bestandsgebäuden primär mit einer Abnahme der fossilen Wärmebedarfsdeckung einhergeht und damit der Anteil EE entsprechend ansteigt. Auch für die Nutzung von Wärmepumpen ist eine gut gedämmte Gebäudehülle als Grundvoraussetzung zu verstehen, so dass mit mehr gedämmten Gebäuden auch mit einem erhöhtem Wärmepumpeneinsatz auszugehen ist. Insgesamt ist dieses Kriterium aufgrund seiner besonderen Bedeutung als erfüllt anzusehen.

Netzdienlichkeit/Flexibilität: Energetische Sanierung kann nur indirekt netzdienlich wirken, da durch einen eingesparten Stromverbrauch auch das Netz entsprechend geschont wird. Bezogen auf die Flexibilität, kann kein Einfluss identifiziert werden. Deshalb wird dieses Kriterium für die Energetische Sanierung nicht bewertet.

Wirtschaftlichkeit: Für das betrachtete Geschäftsmodell beruht die Wirtschaftlichkeit nicht auf rein objektiven Kosten-Nutzen-Analysen, sondern hängt stark damit zusammen, welche Hintergründe für die Akteure dabei eine Rolle spielen. So betrachtet eine Gruppe den tatsächlichen Nutzen der Energieeinsparungen im Vergleich zu den Investitionen (Rentabilität). Hierbei werden allerdings häufig Abschätzungen getroffen, von hohen Energiepreisteigerungen ausgegangen, und selten eine gewöhnliche Investitionsrechnung zugrunde gelegt. Die andere Gruppe der Sanierer denkt nicht an zukünftigen Ertrag, sondern bewertet die Wirtschaftlichkeit der Maßnahmen lediglich nach ihren derzeitigen finanziellen Möglichkeiten. Häufig beziehen sie sich auf Sanierungsentscheidungen, die

⁷⁵Einer Statistik des Bundesverbands der Deutschen Heizungsindustrie (BDH 2018) zufolge waren im Jahr 2017 etwa 11% aller verkauften Wärmeerzeuger in Deutschland Wärmepumpen, etwa 3,7% Biomassekessel. Der Rest verteilte sich auf Gas- und Ölkessel, wobei nicht zwischen gewöhnlichen Gaskesseln und Biogas unterschieden wurde.

rechtlich vorausgesetzt werden oder im Zuge von Verschönerungsmaßnahmen bzw. der Behebung baulicher Mängel zusätzlich stattfinden sollen. In diesem Fall hat eine zukünftige Rentabilität eine untergeordnete Rolle und es wird nur nach Machbarkeit bewertet (Gossen, 2014, S.18f). Objektiv kann durch die angebotenen KfW-Förderprogramme (vgl. Kapitel 3.2) grundsätzlich von einer Wirtschaftlichkeit des Geschäftsmodells ausgegangen werden (Renz, 2016, S.9). Dennoch geringe Sanierungsraten von etwa 1% pro Jahr zeigen allerdings, dass der Erfolg eines privaten Geschäftsmodells eher von den persönlichen Einstellungen der Akteure abhängig ist. Insgesamt trifft der Beitrag für dieses Kriterium teilweise zu.

Verbraucherfreundlichkeit/Akzeptanz: Die grundsätzliche Wirtschaftlichkeit, die allerdings von der Nutzung der Förderungen abhängig ist und der die geringen Sanierungsraten entgegenstehen, zeigen die Bedeutung der Akzeptanz dieses Geschäftsmodells. Die fehlende Inanspruchnahme der angebotenen Förderkredite kann einerseits davon abhängig sein, dass die Nutzer sich grundsätzlich ungerne verschulden, nicht genug Vertrauen in das Angebot und dessen Umfang legen oder die Förderungen schlicht nicht bekannt sind (Gossen 2014, S.27f, Renz 2016, S.10). Es ist davon auszugehen, dass Sanierungsentscheidungen häufig nicht rein wirtschaftlicher Art sind und von verschiedenen anderen Faktoren abhängen (Neuhoff et al., 2011, S.4). So sind Demographie und Wohnort für die Akzeptanz ein wichtiger Einfluss. Kinderlose Privatpersonen verzichten so eher auf Sanierung, als die, die davon ausgehen, ihr Wohngebäude später zu vererben. Ähnlich verhält es sich, wenn zu erwarten ist, dass die Immobilie aufgrund ihres Standorts zukünftig eine Wertminderung bzw. -steigerung erfährt. Wenn sich in der subjektiven Wahrnehmung der Erhalt des Gebäudes auf lange Frist nicht lohnt, wird energetische Sanierung eher abgelehnt und umgekehrt (Gossen, 2014, S.21f). Da das Geschäftsmodell von privaten Akteuren durchgeführt wird, ist die Informationslage dieser ebenfalls ein wichtiger Einflussfaktor. In der Regel ist es mit Zeit- und Kostenaufwand verbunden, sich im Vorfeld über die entsprechenden Möglichkeiten und deren Rentabilität zu informieren. Das kann bereits im Vorfeld für viele ein großes Hemmnis sein, sich überhaupt mit Sanierung zu befassen (Gossen, 2014, S.9). Insgesamt kann festgestellt werden, dass die Frage nach Akzeptanz nur sehr schwer zu beantworten ist, da es sehr viele Faktoren gibt, die diese beeinflussen. Es wird grundsätzlich von einer großen Akzeptanz ausgegangen, was energetische Sanierung im Allgemeinen betrifft. Die persönliche Entscheidung für die Umsetzung ist damit allerdings nicht zwingend deckungsgleich, so dass das Geschäftsmodell dieses Kriterium nicht vollständig erfüllt.

Zusammenfassend wurden in der Vergangenheit trotz einer Vielzahl an staatlichen Anreizen und einer grundsätzlichen Akzeptanz seitens der Nutzer nur geringe Sanierungsraten verzeichnet. Eine umfassende Sanierung kann allerdings zu einer verbesserten Energiebilanz beitragen und auch den Einsatz erneuerbarer Energieträger stärken. Auch durch die staatlichen Förderprogramme ist von einer wirtschaftlichen Umsetzung der Maßnahmen auszugehen. Grundsätzlich ist energetische Sanierung also für Energieautarkie als ein sehr wichtiges Geschäftsmodell einzuschätzen, das aufgrund unterschiedlicher und schwer identifizierbarer Nutzerpräferenzen allerdings schwierig zu implementieren ist. Informationskampagnen zu möglichen Förderungen und Maßnahmen können dabei helfen, die Sanierungsraten weiter zu steigern.

Anhang D.14. Einspar-Contracting

Unter Einspar-Contracting (manchmal auch: Energie-Einspar-Contracting) versteht man eine „innovative Energiedienstleistung, die mit umfassenden Lösungskonzepten die Energieeffizienz von Gebäuden steigert“ (Dena, 2017, S.4). Im Unterschied zum Energieliefer-Contracting (Anhang D.11) befasst sich der Contractor nicht alleine mit der Heizungstechnologie, sondern versucht, über einen ganzheitlichen Ansatz in den betroffenen Gebäuden Einsparungen sowohl im Wärme- als auch im

Strombereich zu realisieren. Die betroffenen Ansatzpunkte umfassen dabei (größtenteils) die Heizzentrale, das Energiemanagement, Leit- und Regeltechnik, den Austausch der Beleuchtung und andere Stromsparmaßnahmen. Ebenfalls üblich sind Maßnahmen zur effizienteren Wärmeverteilung, Nutzersensibilisierung zum Thema Energiesparen, Wartung und Instandhaltung von Bestandsanlagen, Wassereinsparungen und Gebäudehüllensanierung (Bleyl-Androschin, 2012, S.25). Im Vorfeld wird eine sogenannte „Baseline“⁷⁶ definiert, anhand derer vertraglich vereinbart wird, wie hoch die erreichbaren Einsparungen durch den Contractor jährlich sind. Diese werden dem Gebäudeeigentümer garantiert. Der Auftragnehmer plant, finanziert und setzt alle notwendigen Maßnahmen um und erhält im Gegenzug vom Contracting-Nehmer eine jährliche Bezahlung, die sogenannte Contracting-Rate⁷⁷. Üblicherweise sind die Vertragslaufzeiten von Energieeinspar-Contracting auf 7-12 Jahre festgelegt. Während dieser Zeit verpflichtet sich der Contractor, Energiekosten und Energieverbrauch zu erfassen und auszuwerten sowie für notwendige Wartungs- und Instandhaltungsaufgaben aufzukommen (Dena, 2017, S.6; S.89). Am Ende der Vertragslaufzeit werden nach einem Schlusseraudit die Anlagen dem Contracting-Nehmer übergeben und dieser profitiert anschließend vollständig von den realisierten Einsparungen (HMUKLV 2012, S.14).

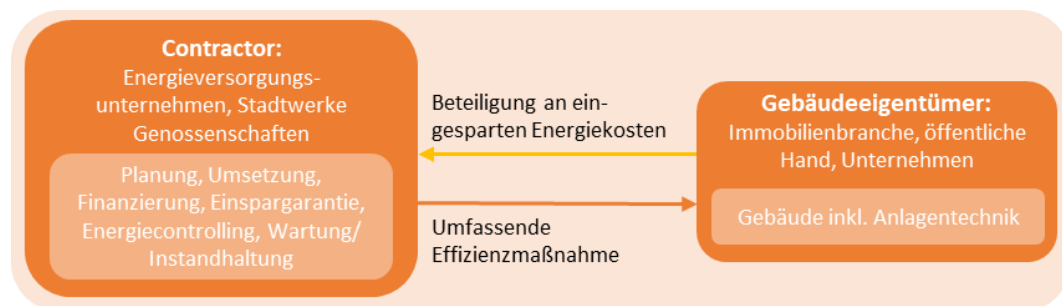


Abbildung D.94: Wirkzusammenhang Energieeinspar-Contracting, eigene Darstellung

Abbildung D.94 angelehnt an Dena (2017) zeigt die Wechselwirkungen zwischen Contractor und Gebäudeeigentümer. Auffallend an diesem Modell sind die fehlenden Energieflüsse zwischen den beiden Parteien. Der Contractor bietet lediglich eine Dienstleistung an, die vom Contracting-Nehmer bezahlt wird, dieser bezieht Strom und Wärme weiterhin von externen Anbietern. Anbieter- und Kundensegmente gestalten sich in etwa ähnlich wie beim Energieliefer-Contracting (Anhang D.11). Lediglich die Anwendung bei Privathaushalten ist selten, da dies in der Regel nicht wirtschaftlich ist. Besonders hervorzuheben ist bei Energieeinspar-Contracting die Bedeutung der öffentlichen Hand, da es dort häufig sehr hohe Einsparpotenziale gibt (HMUKLV 2012, S.33). Durch die Einspargarantie wird dem Kunden eine jährliche Entlastung seiner Energiekosten gewährleistet. Anteilsmäßig muss dieser einen Teil davon an den Contractor bezahlen, realisiert aber dennoch eine Kostenreduktion. Ein weiteres wichtiges Wertversprechen ist das vermiedene Risiko, das bei einer Sanierung unter Eigenregie entsteht. Einerseits liefert der Contractor über Erfahrungswerte und

⁷⁶Die Baseline fasst den durchschnittlichen Strom- und Wärmeverbrauch des betroffenen Gebäudes über die letzten drei Jahre zusammen. Sie wird temperaturbereinigt gebildet und ist somit unabhängig von den klimatischen Bedingungen (Berlo, 2016, S.9).

⁷⁷Diese bemisst sich anteilig an den eingesparten Energiekosten. Sind die Einsparungen höher als prognostiziert können zusätzliche Bonuszahlungen vereinbart werden, fallen sie unter das vereinbarte Ziel, muss der Contractor für die Differenz aufkommen (Dena, 2017, S96).

technisches Know-How gesicherte Ergebnisse, andererseits muss er nach Vertrag für verfehlte Einsparungen bezahlen, so dass für den Kunden im Gegensatz zur eigenen Sanierung Erfolg garantiert wird (HMUKLV 2012, S.10, Dena 2017, S.72).

Tabelle D.38: Geschäftsmodell Einspar-Contracting

Schlüsselakteure/Anbieter	Werteversprechen	Kundensegmente
Contracting-Unternehmen Energieversorger, Genossenschaften, Planungsbüros	Garantierte Energieeinsparungen, Vermeiden von Investitionskosten, Übertragung von Risiken	Immobilienbranche, Öffentliche Hand, Unternehmen

Energiespar-Contracting zeichnet sich durch die besonders hohe Qualität der installierten Anlagen und verwendeten Maßnahmen aus, womit es sich klar vom Energieliefer-Contracting absetzt. Der Grund liegt darin, dass durch die Einspargarantie der Contractor einen hohen Anreiz hat, diese auch zu erfüllen. Die Einsparungen liegen durchschnittlich bei etwa 30-50% (Dena, 2017, S.6).

Bürgercontracting - Solar&Spar

Das Projekt Solar&Spar zielt darauf ab, Schulen über Energiespar-Contracting energetisch zu verbessern. Die Potenziale und Maßnahmen werden gemeinsam vom Wuppertal-Institut sowie drei Ingenieurbüros geplant (Berlo, 2016, S.11). Finanziert wird die Umsetzung im Anschluss über die Solar&Spar GmbH & CO KG, an der sich Bürger (primär: Schülereltern und Lehrer) als stille Teilhaber mitbeteiligen^a. Gesamt wurden im Rahmen des Projektes bereits vier Schulen über Contracting optimiert. Es wird geschätzt, dass zum Ende der Vertragslaufzeiten im Jahr 2023, etwa 32 Mio. kWh Strom und 56 Mio. kWh Wärme gespart worden sind (Berlo, 2016, S.20). Im Jahre 2015 konnten bereits 632.000€ an Energiekosten eingespart werden. Die Maßnahmen umfassten unter anderem eine Erneuerung von Leuchtmitteln und Heizung sowie eine optimierte Steuerung von Heizung, Kreislauf und Umwälzpumpen (Berlo, 2016, S.12).

^aDiese erhalten einen Teil der eingesparten Kosten abhängig der Höhe ihrer Beteiligung.

Bewertung des Beitrags zur Energieautarkie

Anteil EE an der lokalen Versorgung: Häufig wird beim Energieeinspar-Contracting auf umfassende Konzepte verzichtet, die auf erneuerbaren Technologien beruhen und lediglich als kleine Maßnahmen ergänzend verwendet (Bleyl-Androschin, 2012, S.26). Bei einem Austausch der Heizungstechnologie werden aus Effizienzgründen häufig KWK- oder Biomasse-Anlagen verwendet (Dena, 2018, S.8), so dass von einer teilweisen Erhöhung des Anteils EE ausgegangen werden kann. Bei Ausschreibungsverfahren für Energiespar-Contracting für öffentliche Gebäude werden häufig Einsparungen von CO₂-Emissionen als Auswahlkriterium mit aufgenommen. Besonders in diesem Bereich kann also von einem erhöhten Einsatz EE ausgegangen werden (HMUKLV 2012, S.56). Insgesamt wird das Kriterium als teilweise erfüllt bewertet, da das Geschäftsmodell im Regelfall keinen Fokus auf EE vorsieht und die Dämmung der Gebäudehülle in den meisten Fällen aus wirtschaftlichen Gründen nicht berücksichtigt wird.

Netzdienlichkeit/Flexibilität: Analog zur Energetischen Sanierung (Anhang D.13) wird für das Geschäftsmodell des Energieeinspar-Contractings dieser Punkt nicht bewertet, da kein direkter Zusammenhang zum Netz erkennbar ist.

Wirtschaftlichkeit: Beim Energieeinspar-Contracting liegt das wirtschaftliche Risiko vollständig beim Contractor. Durch die Einspargarantie ist dieser dazu verpflichtet, im Falle einer Zielverfehlung einen entsprechenden Ausgleich zu bezahlen. Auch bei der Umsetzung der Maßnahmen muss er im Falle einer Fehlkalkulation für die Mehrinvestitionen aufkommen (Dena, 2017, S.72f). Für den Contracting-Nehmer bedeutet dies, dass er im Vorfeld entscheiden muss, ob eine Sanierung in Eigenregie für ihn profitabler sein kann, da er während des Einspar-Contractings mit keinen wirtschaftlichen Nachteilen zu rechnen hat. Contractoren verfügen im Regelfall über Erfahrungswerte und gute Lieferantenbeziehungen, die sich bei der Durchführung in finanziellen Vorteilen äußern (Dena, 2018, S.27f). In Einzelfällen kann eine Sanierung ohne Unterstützung lohnenswerter sein, bei Projekten ab einer bestimmten Größenordnung ist dies allerdings selten der Fall. Für den Contractor spielt die Projektgröße eine erhebliche Rolle. (Bleyl-Androschin, 2012, S.23) weisen für Energieeinspar-Contracting ein Mindestvolumen von etwa 180.000 € Energiekosten pro Jahr aus, ab dem es sich für den Contractor lohnt, seine Leistungen anzubieten⁷⁸. Für Privathaushalte und kleine Liegenschaften kommt Einspar-Contracting daher häufig nicht in Frage, sofern sie nicht in Gebäudepools organisiert sind (Dena, 2018, S.20). Aufgrund des finanziellen Risikos sind für den Contractor fast ausschließlich Maßnahmen von Interesse, deren Finanzierung auch merkliche Einsparungen garantiert (Bleyl-Androschin, 2012, S.37). Die Dämmung der Gebäudehülle beispielsweise kann dabei nicht wirtschaftlich umgesetzt werden. Wünscht der Auftragnehmer allerdings spezifisch, dass solche Sanierungsarbeiten vorgenommen werden, können gegen einen jährlichen Baukostenzuschuss seitens des Contracting-Nehmers auch solche Maßnahmen vom Contractor übernommen werden (UM BaWü 2009, S.6, HMuKLV 2012, S.11). Insgesamt kann die Wirtschaftlichkeit des Energiespar-Contractings als gegeben angenommen werden, sofern das Projekt eine ausreichende Größe besitzt, aufgrund dieser Hürde wird insgesamt die Wirtschaftlichkeit als teilweise erfüllt bewertet.

Verbraucherfreundlichkeit/Akzeptanz: Da die Aufgabenverteilung derart gestaltet ist, dass der Contractor ein ganzheitliches Dienstleistungspaket anbietet, kann von einer sehr hohen Verbraucherfreundlichkeit ausgegangen werden. Das kann gleichzeitig allerdings auch einen negativen Einfluss auf die Akzeptanz haben. Besonders in Unternehmen und Kommunen ist es häufig der Fall, dass hauseigene Techniker der Meinung sind, Sanierungsmaßnahmen günstiger ausüben zu können und der Contractor versuchen würde, durch seine eigenen Gewinnerwartungen die Gesamtkosten zu erhöhen (Berlo, 2016, S.25). Dahingehend ist es von Bedeutung, alle Beteiligten von Anfang an mit in den Prozess einzubeziehen, um interne Widerstände zu vermeiden (HMuKLV 2012, S.14). Als Zwischenergebnis des Solar&Spar-Projektes (vgl. Kasten) wurde festgestellt, dass die Bereitschaft der Bürger, sich an Energiesparprogrammen finanziell zu beteiligen als sehr hoch empfunden wurde (Berlo, 2016, S.25). Das lässt darauf schließen, dass die Akzeptanz dort ebenfalls gegeben ist. Aus Sicht der Kommunen stößt das Modell ebenfalls auf positive Resonanz – durch die Einspargarantie kann versichert werden, die vorgegebenen Klimaschutzziele einzuhalten und damit Strafzahlungen zu vermeiden (Dena, 2018, S.13). Die Komplexität des Geschäftsmodells kann ein Hemmnis darstellen, wie eine Befragung von (Bleyl-Androschin, 2012, S.31) zeigt. Insgesamt kann nur von einer leicht positiven Akzeptanz ausgegangen werden, eine gute Kommunikation bezüglich der verfolgten Ziele und Arbeitsschritte kann dabei helfen, Widerstände zu verhindern.

Zusammenfassend wird festgestellt, dass Energiespar-Contracting aus Autarkiesicht grundsätzlich positive Effekte erreichen kann. Aufgrund der geforderten Projektgrößen für einen wirtschaftlichen Betrieb des Geschäftsmodells eignet es sich größtenteils für Akteure der öffentlichen

⁷⁸Im Vergleich liegt die Mindestgröße bei Energieliefer-Contracting-Modellen bei ca. 40.000€ Energiekosten pro Jahr (Bleyl-Androschin, 2012, S.23).

Hand und Unternehmen. Die erreichbaren Einsparungen und das geringe Risiko auf Kundenseite sind als besonders positive Aspekte hervorzuheben. Ein verstärkter Fokus auf EE wäre als mögliche Anpassung wünschenswert, wobei dies auch von den Präferenzen der Kunden abhängig ist. Für die regionale Wertschöpfung ist Energieeinspar-Contracting ebenfalls als positiv anzusehen, da häufig ansässige Handwerksbetriebe mit den Sanierungsarbeiten beauftragt werden (HMUKLV 2012, S.10).

Anhang D.15. Quartierslösungen

Quartierslösungen sind umfassende Konzepte für sogenannte Erzeuger-Verbrauchergemeinschaften von flächenmäßig zusammenhängenden privaten oder gewerblichen Gebäuden wie beispielsweise ein Stadtviertel, ein Wohngebiet oder ein Ortsteil (HMWEVL 2016). Sie zielen darauf ab, „Zielgruppenspezifische Komplettangebote“ für Quartiere zu realisieren, um diese möglichst umfassend autark betreiben zu können (Ohme, 2019). Das beinhaltet neben der Integration EE und Speichertechnologien auch die Einbindung einer erneuerbaren Wärmeversorgung, die häufig verbunden mit Nahwärmenetzen konzipiert ist sowie ggf. Sanierungsmaßnahmen. Quartierslösungen sind insbesondere für Neubauprojekte sinnvoll, deren Infrastruktur erst noch aufgebaut wird. Doch auch Bestandsquartiere können über Modernisierungsmaßnahmen ihren Eigenverbrauchsanteil erhöhen - diese bilden den Betrachtungsgegenstand der nachfolgenden Ausführungen. Eine erfolgreiche Umsetzung des Geschäftsmodells setzt zunächst eine detaillierte Identifikation des (erwarteten) Energieverbrauchs, einen konkreten Maßnahmenplan, Kommunikation mit den Betroffenen sowie begleitende Monitoring-Maßnahmen voraus (Raatz, 2016). Abbildung D.95 stellt beispielhaft die Aufgabenfelder einer Quartierslösung dar:



Abbildung D.95: Aufgabenfelder Quartierskonzept, eigene Darstellung nach Raatz (2016)

Für die Umsetzung von Quartierslösungen bieten sich EVUs oder andere Unternehmen an, die ein Konzept erstellen, Maßnahmen planen und umsetzen und anschließend den Anlagenbetrieb entsprechend überwachen (Ohme, 2019). Optional kann den Kunden darüber hinaus über einen Stromliefervertrag der zusätzlich bezogene Reststrom angeboten werden. Besonders bei kommunal angeleiteten Vorhaben ist es der Regelfall, dass ein zentraler Planer die Projektorganisation übernimmt. Kommunale Quartierskonzepte legen den Fokus häufig rein auf Sanierungsmaßnahmen, da diese KfW-gefördert sind (Zuschuss 432 – vgl. Kapitel 3.2). Das betrachtete Geschäftsmodell grenzt sich davon ab, da es auf Komplettlösungen ausgelegt ist.

Als Kundengruppe können grundsätzlich alle Bewohner des Quartiers angesehen werden, in der Regel werden diese allerdings durch die Verantwortlichen repräsentiert. Darunter zählen neben Städten bzw. Gemeinden primär Genossenschaften oder Immobilienunternehmen. Da in der Komplettlösung viele einzelne Geschäftsmodelle zusammengefasst sind, gestalten sich die Wertversprechen

entsprechend⁷⁹. Speziell auf Quartierslösungen bezogen liegt der Vorteil für die Kunden insgesamt in einer möglichst umfassenden Vollversorgung mit EE, mit dem Ziel, den Autarkiegrad zu maximieren. Das bedeutet für die Endverbraucher eine Absicherung gegen steigende Energiepreise sowie ökologische Vorteile durch CO₂-Einsparungen. Wird der zusätzlich benötigte Strom über Flatrates bezogen, was häufig bei Komplettlösungen durch EVUs als Option angeboten wird, ergibt sich eine Planungssicherheit bei steigenden Energiepreisen für den Kunden (EARLP 2015). Für die Vermieter(-verbünde) entsteht zudem der Vorteil, dass die entsprechenden Mietsgebäude durch die Maßnahmen an Wert gewinnen und im Rückkehrschluss teurer angeboten werden können. Tabelle D.39 bildet die Zusammenhänge des Geschäftsmodells noch einmal ab:

Tabelle D.39: Geschäftsmodell Quartierslösungen

Schlüsselakteure/Anbieter	Werteversprechen	Kundensegmente
Energieversorger, Privatunternehmen	Erhöhung des Autarkiegrades, (Günstigere) Energiepreise für die Verbraucher mit Planungssicherheit, Einsparung von CO ₂ , Aufwerten der Immobilie	Städte und Kommunen, Immobilienunternehmen, Genossenschaften

Aufgrund der Heterogenität der Gebiete muss eine Quartierslösung stets an die Gegebenheiten vor Ort angepasst werden. So spielt unter anderem die Nutzungsstruktur (Wohnungen, Gewerbe, öffentliche Gebäude), der Ort (städtisch, ländlich) sowie die betrachteten Gebäude (Denkmalschutz) eine wichtige Rolle. Auch die Eigentümerstruktur innerhalb des Quartieres und damit deren persönliche Präferenzen müssen in die Betrachtung mit aufgenommen werden (FMRLP 2016).

Gartenstadt Lichterfelde Süd

Die „Märkische Scholle Wohnungsunternehmen eG“ initiierte im Jahr 2014 ein umfassendes Konzept, um die Wohnanlagen in der Gartenstadt Lichterfelde Süd soweit zu modernisieren, dass sie energetisch annähernd autark betrieben werden können. Neben einer Komplettsanierung der Bestandsgebäude wurde ein Wärmenetz mit Erzeugung aus Wärmepumpen, Solarthermie sowie Wärmerückgewinnung aus Belüftungsanlagen geplant, das über einen großen Wärmespeicher verfügt und über ein automatisiertes Wärmemanagement optimiert wird. Die dafür benötigte Stromversorgung soll aus PV-Anlagen mit Stromspeicher gedeckt werden (Märkische Scholle, 2019b). Durch einen Ausbau der Dachgeschosse wird neuer Mietraum geschaffen, um die Investitionskosten nicht vollständig auf die bestehenden Mietparteien umlegen zu müssen. Somit entstehen für die Bewohner vergleichsweise geringe Mieterhöhungen, da die Mehrkosten auch in Form von Einsparungen der Energiekosten relativiert werden (Märkische Scholle, 2019a). Für die Sanierung müssen die Mieter teilweise über längere Zeiträume ihre Wohnungen verlassen. Ein Kommunikationskonzept so-

⁷⁹ Je nach Konzept sind das einige der PV-Vermarktungsmodelle (Anhang D.1ff.), Quartiersspeicher (Anhang D.5), Energieliefer-Contracting (Anhang D.11), Nahwärme (Anhang D.12), Gebäudesanierung (Anhang D.13) bzw. Einspar-Contracting (Anhang D.14).

wie das Anbieten von Ersatzwohnraum sorgen dafür, dass Akzeptanz für das Projekt gegeben ist.

Bewertung des Beitrags zur Energieautarkie

Anteil EE an der lokalen Versorgung: Strom- und Wärmelieferung erfolgen direkt über die lokalen Anlagen in unmittelbarer räumlicher Nähe, so dass die lokale Versorgung durch EE erhöht wird. Der Einfluss des Geschäftsmodells ist für dieses Kriterium also als sehr gut zu bewerten.

Netzdienlichkeit/Flexibilität: Durch die vorrangige Nutzung der Quartiersanlagen mit direktem Netzanschluss ist der Grad der Nutzung des öffentlichen Netzes je nach Größendimension der Anlagen und der jeweiligen Verbrauchsstrukturen der Kunden als gering zu bezeichnen. Dementsprechend kann das Modell als besonders netzdienlich angesehen werden. Aufgrund der unterschiedlichen Lastverbräuche kann ein interner Ausgleich mit der Erzeugung und den Stromspeichern stattfinden, wodurch das öffentliche Netz entlastet wird, was sich ebenfalls positiv auf die Flexibilität auswirkt. Dieses Kriterium erfüllen Quartierslösungen also vollständig.

Wirtschaftlichkeit: Der wirtschaftliche Nutzen umfassender Quartierskonzepte liegt in den vermiedenen Energiekosten, die durch Sanierungsmaßnahmen und Selbsterzeugung entstehen. Durch zahlreiche Förderinitiativen, die zusätzlich zur bundesweiten KfW-Förderung⁸⁰ auf Länderebene angeboten werden, wird das Geschäftsmodell aus Kundensicht im Regelfall wirtschaftlich sein. Die Wirtschaftlichkeit der Einzelmaßnahmen, die im Rahmen eines Quartierskonzepts durchgeführt werden, wurde in den entsprechenden Kapiteln bereits diskutiert. Die hohen Investitionskosten, die ein solches umfassendes Konzept voraussetzt können eine wirtschaftliche Hürde darstellen, die allerdings auf den gesamten finanziellen Vorteil nur einen indirekten Einfluss besitzt. Insgesamt wird dieses Kriterium also als voll erfüllt bewertet.

Verbraucherfreundlichkeit/Akzeptanz: Die Vielzahl an Beteiligten innerhalb der entsprechenden Quartiere sorgt dafür, dass es entsprechend große Unterschiede in Motiven, Handlungsmöglichkeiten und sonstigen Rahmenbedingungen gibt, was bereits in der Planungsphase zu sehr heterogene Zielvorstellungen führt. Durch eine Absprache der Akteure untereinander sowie weiteren Maßnahmen muss also im Vorfeld ein Konsens gefunden werden, um eine umfassende Akzeptanz zu erreichen (BBSR 2017). Besonders private Bewohner des Quartiers haben laut einer Studie des Bundesinstituts für Bau-, Stadt- und Raumforschung größere Akzeptanzschwierigkeiten. Die Komplexität des Themas, der vergleichsweise geringe Alltagsnutzen sowie der zu starke Fokus auf Fachkreise sorgen dafür, dass das Interesse an Quartierskonzepten für Einzelakteure kaum vorhanden ist (BBSR 2017)⁸¹. Entsprechend muss über Kommunikationskonzepte und anderen Maßnahmen dafür gesorgt werden, ein Verständnis für die Zielsetzung und die Vorteile von Quartierslösungen zu schaffen. Insbesondere für Mieter ist es wichtig, dass ihnen Garantien geboten werden, um Widerstände durch die Erwartung von höheren Mietpreisen zu vermeiden. Die zukünftigen Einsparungen in den Nebenkosten und der erhöhte Wohnkomfort können dabei Argumente liefern, um die Akzeptanz zu stärken. Insgesamt erfüllt das Geschäftsmodell dieses Kriterium nur teilweise.

Zusammenfassend kann das Geschäftsmodell der Quartierslösungen als sehr relevant für die lokale Energieautarkie eingestuft werden. Die großen Unterschiede in den Rahmenbedingungen sorgen dafür, dass nicht pauschal bewertbar ist, inwiefern und in welchem Rahmen es umsetzbar ist.

⁸⁰Neben der KfW-Förderung 432 für Kommunen (die in Einzelfällen auch an private weitergegeben werden kann) zählen darunter auch alle Förderungen für Einzelmaßnahmen im Bereich der Sanierung und Effizienzsteigerung.

⁸¹Diese Studie konzentriert sich primär auf kommunale Konzepte, den Aussagen kann aber eine Gemeingültigkeit unterstellt werden.

Bisher gibt es nur wenige Anbieter von Komplettlösungskonzepten, es ist allerdings davon auszugehen, dass es sich um ein Geschäftsmodell handelt, das zukünftig weiter an Bedeutung gewinnen wird.

Literatur

- Aichele, C. und Doleski, O., 2014. Smart Market. Springer-Vieweg, Berlin Heidelberg.
- Akinyele, D. und Rayudu, R., 2014. Review of energy storage technologies for sustainable power networks. Sustainable Energy Technologies and Assessments 8, 74–91.
- Albersmann, J., Bahn, D., Baum, I., Farin, S., Fecht, T., Reuter, R., Stiefelhagen, T., 2012. Virtuelle Kraftwerke als wirkungsvolles Instrument für die Energiewende. URL: <https://www.pwc.de/de/energiewende/assets/virtuelle-kraftwerke.pdf>.
- Andresen, L., Badede, J., Bauer, F., Dötsch, C., Friedrich, A., Gamrad, D., Gözl, S., Gschwander, S., Pellingner, C., Reuß, M., Schmitz, G., Schulz, D., Span, R., Sprecher, M., Sterner, M., Wagner, N., Weiss, T., Zunft, S., 2017. Energiespeicher: VDI-Statusreport Oktober 2017.
- Arnold, A., Sonnberger, M., Schäffler, H., 2014. Soziotechnische Entwicklung und Geschäftsmodellinnovationen im Energiebereich: Ergebnisse aus Workshops zu den Themenfeldern Mikro-/Mini-KWK, Contracting, intelligente Infrastrukturen und Bürgerwindanlagen. Discussion paper. Universität Stuttgart. Stuttgart. URL: <http://docplayer.org/13368510-Soziotechnische-entwicklungen-und-geschaeftsmodellinnovationen-im-energiebereich.html>.
- Beercroft, R., Trenks, H., Rhodius, R., Benninghaus, C., Parodi, O., 2018. Reallabore als Rahmen transformativer und transdisziplinärer Forschung: Ziele und Designprinzipien. Springer VS, Wiesbaden.
- Benz, T., Dickert, J., Erbert, M., Erdmann, N., Johae, C., Katzenbach, B., Glausinger, W., Müller, H., Schegner, P., Schwarz, J., Speh, R., Stagge, H., Zdrallek, M., 2015. Der zellulare Ansatz - Grundlage einer erfolgreichen, regionenübergreifenden Energiewende. URL: <https://www.vde.com/de/etg/publikationen/studien/vdeetg-studiederzellulareansatz>.
- Berlo, K. und Seifried, D., 2016. Einsparkraftwerk Schule - Wie Bürger und Klima profitieren können. URL: https://www.solarundspar.de/app/download/11314820149/Solar_Spar_Broschuere_klein_end.pdf.
- Bleyl-Androschin, J. und Seefeldt, F., 2012. Energie-Contracting in der Praxis: Eine Evaluation von 55 Contractingprojekten der öffentlichen Hand aus Kundensicht. URL: <https://www.prognos.com/publikationen/alle-publikationen/291/show/f1023696737beb185d02aaec7a9cff42>.
- BMWi, 2010. Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. URL: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/energiekonzept-2010.pdf>.
- Bohnensteffen, M., 2017. Strom für 20 Euro: Dieser Deutsche hat eines der am schnellsten wachsenden Unternehmen der Welt gegründet. URL: <https://www.businessinsider.de/das-allgaeuer-unternehmen-sonnen-will-den-energiemarkt-revolutionieren-2017-4>.
- Bolay, S. und Battaglia, M., 2018. Eigenerzeugung, Eigenversorgung, Mieterstrom und Stromdirektlieferung: Chancen Rechtsrahmen Risiken. URL: https://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/Faktenpapier_Eigenerzeugung.pdf.
- Bormann, N., 14.02.2017. Praxisbericht: Von der Idee bis zur Umsetzung: Der Weg zur 5-fachen Überbauung der BGA Rixdorf.
- Bost, M., Hirschl, B., Arez, A., 2011. Effekte von Eigenverbrauch und Netzparität bei der Photovoltaik: Beginn der dezentralen Energierevolution oder Nischeneffekt? URL: https://www.ioew.de/uploads/tx_ukioewdb/Effekte_der_Netzparität_-_Langfassung.pdf.
- Bräuninger, M., Ehrlich, L., Klamka, J., Wolf, A., 2014. Power-to-Heat in Hybridheizungen: Die ökonomischen Potentiale der Vernetzung von Strom- und Wärmemarkt. URL: <http://www.hwwi.org/fileadmin/hwwi/Publikationen/Studien/HWWI-IWO-PtH-Studie.pdf>.
- Brodecki, L., Fahl, U., Tomaschek, J., Wiesmeth, M., Gutekunst, F., Siebenlist, A., Salah, A., Baumann, M., Graf, R., Brethauer, L., Horn, R., Hauser, W., Sonnberger, M., León, C., 2016. Analyse des Energie-Autarkiegrades unterschiedlich großer Bilanzräume mittels integrierter Energiesystemmodellierung. URL: http://fachdokumente.lubw.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/122354/bwe13033_bwe13034_final.pdf?command=downloadContent&filename=bwe13033_bwe13034_final.pdf&FIS=203.
- Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, 2018. Empirische Untersuchung des Marktes für Energiedienstleistungen, Energieaudits und andere Energieeffizienzmaßnahmen. URL: <http://www.bfee-online.de/SharedDocs/Downloads/BfEE/DE/Energiedienstleistungen/markterhebung2017.pdf>.
- Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung, 2017. KfW-Programm 432 Energetische Stadtsanierung: Zuschüsse für integrierte Quartierskonzepte und Sanierungsmanager. URL: <https://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/Veroeffentlichungen/BBSROnline/2017/bbsr-online-25-2017-dl.pdf>.
- Bundeskartellamt, 2012. Sektoruntersuchung Fernwärme. URL: <http://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Sektoruntersuchungen/Sektoruntersuchung%20Fernwaerme%20-%20Abschlussbericht.pdf>.

- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, 2016. Klimaschutzplan 2050: Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. URL: https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf.
- Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung, 2009. Contracting im Mietwohnungsbau. Forschungen .
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2015a. Energieeffizienzstrategie Gebäude: Wege zu einem klimaneutralen Gebäudebestand. URL: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/energieeffizienzstrategie-gebäude.html>.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2015b. Richtlinien zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt. URL: <https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Foerderbekanntmachungen/marktanreizprogramm-erneuerbare-energien.html>.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2015c. Richtlinie zur Förderung der beschleunigten Modernisierung von Heizungsanlagen bei Nutzung erneuerbarer Energien. URL: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/richtlinie-zur-foerderung-der-beschleunigten-modernisierung-von-heizungsanlagen-bei-nutzung-erneuerbarer-energien.pdf>.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2017. Mieter an der Energiewende beteiligen: Das Mieterstromgesetz. Wirtschaftspolitische Themen und Analysen , 21–25.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2018. Zahlen und Fakten Energiedaten: Nationale und Internationale Entwicklung. URL: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html>.
- Bundesnetzagentur, 2010. Hintergrund Wälzungsmechanismus. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/EEG/AusgleichsmechanismusAusfVerordg/HintergrundWaelzungsmechanismuspdf.pdf.
- Bundesnetzagentur, 2015. Netzentgeltsystematik Elektrizität. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Netzentgeltsystematik/Bericht_Netzentgeltsystematik_12-2015.pdf.
- Bundesnetzagentur, 2016. Leitfaden zur Eigenversorgung. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Eigenversorgung/Finaler_Leitfaden.pdf.
- Bundesnetzagentur, 2018. Moderne Messeinrichtungen / Intelligente Messsysteme. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Verbraucher/NetzanschlussUndMessung/SmartMetering/SmartMeter_node.html.
- Bundesregierung, 2019. Novelle des EEG-Gesetzes: Förderung steuern, Kosten senken. URL: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/foerderung-steuern-kosten-senken-92356>.
- Bundestag, 2017. Gesetz zur Förderung von Mieterstrom und zur Änderung weiterer Vorschriften des Erneuerbare-Energien-Gesetzes.
- Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie, 2018. Neue Bundesregierung Aufbruch zur Wärmewende?! URL: https://www.bdh-koeln.de/fileadmin/user_upload/Waermejournal/BDH-Waermejournal_1_18_Web.pdf.
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, 2014. Definition des Begriffes "Energiespeicher". URL: <https://www.bdew.de/energie/definition-energiespeicher/>.
- Bundesverband für Solarwirtschaft, 2016. PV-Finanzierungsleitfaden. URL: http://www.pv-financing.eu/wp-content/uploads/2016/04/PV-financing_WP3_D3.5_FS-guidelines_GERMANY_DE.pdf.
- Cielejewski, L., Wetzels, H., Wilkens, I., 2017. Regionale Vermarktung von Grünstrom. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 67, 53–56.
- Clausen, J., 2012. Kosten und Marktpotenziale ländlicher Wärmenetze. URL: https://www.borderstep.de/wp-content/uploads/2014/07/Clausen-Kosten_-laendliche_-Waermenetze-2012.pdf.
- Conrads, L., Ebersbach, N., Wagner, J., 2018. Virtuelle Kraftwerke: Elemente, Systemwert und Märkte. URL: https://www.energieagentur.nrw/mediathek/EA.Paper/virtuelle_kraftwerke_-_elemente_systemwert_und_maerkte.
- Contracting-Netzwerk Hessen, . Contracting-Netzwerk Hessen: Eine Auswahl an Best-Practice-Beispielen in Hessen. URL: https://www.energieland.hessen.de/mm/Broschre_CNH.pdf.
- Dany, C., 2017. Wochenendruhe für Biogas. Sonne Wind&Wärme , 88–90.
- Dena, 2015. Modernisierungsratgeber Energie. URL: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2018/2024_Modernisierungsratgeber_Energie.pdf.
- Dena, 2016. Roadmap Demand Side Management: Industrielles Lastmanagement für ein zukunftsfähiges Energiesystem. URL: https://shop.dena.de/fileadmin/denashop/media/Downloads_Dateien/esd/9146_Studie_

- Roadmap_Demand_Side_Management...pdf.
- Dena, 2016a. Rahmenbedingungen für KWK-Anlagen in Eigenbau und Contracting. URL: https://www.kompetenzzentrum-contracting.de/fileadmin/Contracting/Dokumente/dena-Leitfaden_KWK_Contracting_12-2016.pdf.
- Dena, 2017. Energiespar-Contracting (ESC): Arbeitshilfe für die Vorbereitung und Umsetzung von Energiespar-Contracting. URL: [https://shop.dena.de/sortiment/detail/?tx_zrwshop_pi1\[pid\]=477](https://shop.dena.de/sortiment/detail/?tx_zrwshop_pi1[pid]=477).
- Dena, 2017a. Chancen und Herausforderung der Digitalisierung der Energiewelt am Beispiel Pooling. URL: https://shop.dena.de/fileadmin/denashop/media/Downloads_Dateien/esd/Positionspapier_Pooling_Plattform_Digitale_Energiewelt.pdf.
- Dena, 2018. Energiemanagement und Energiespar-Contracting in Kommunen: Ein Beitrag zu mehr Klimaschutz und Energieeffizienz in öffentlichen Liegenschaften. URL: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9231_2018_dena_Contracting_Kommunalbroschuere.pdf.
- Deuschle, J., Hauser, W., Sonnberger, M., Tomaschek, J., Brodecki, L., Fahl, U., 2015. Energie-Autarkie und Energie-Autonomie in Theorie und Praxis. Zeitschrift für Energiewirtschaft 39, 151–162.
- Diefenbach, N., Cischinsky, H., Rodenfels, M., Clausnitzer, K., 2010. Datenbasis Gebäudebestand. Datenerhebung zur energetischen Qualität und zu den Modernisierungstrends im deutschen Wohngebäudebestand. URL: http://datenbasis.iwu.de/dl/Endbericht_Datenbasis.pdf.
- Duerr, T., Miller, I., Geach, D., 2017. Virtual power plants leveraging energy flexibility in regional markets. CIRED - Open Access Proceedings Journal 2017, 2939–2943.
- Dütschke, E., Unterländer, M., Wietschel, M., 2012. Variable Stromtarife aus Kundensicht: Akzeptanzanalyse auf Basis einer Conjoint Analyse. URL: https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/sustainability-innovation/2012/WP01-2012_Dynamische-Stromtarife_final_v1.pdf.
- Ebert, M., Fernahl, A., Götz, P., Janczik, S., Lenck, T., Lorenz, C., Louca, K., Scheuermann, A., Schiffler, A., 2016. Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEGgeförderten Kraftwerken für die Kalenderjahre 2017 bis 2021. URL: <https://www.netztransparenz.de/EEG/Mittelfristprognosen/Mittelfristprognose-2017-2021>.
- EEG, 2017. Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2017). URL: https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/BJNR106610014.html.
- Energieagentur Rheinland-Pfalz, 2015. Geschäftsmodelle für Bürgerenergiegenossenschaften: Markterfassung und Zukunftsperspektiven. URL: https://www.energiegenossenschaften-gruenden.de/fileadmin/user_upload/Newsletter-Anhaenge/2016_Newsletter_Februar/Buergerenergiegenossenschaften_Broschuere_160210_Small.pdf.
- Energieagentur Rheinland-Pfalz, 2017. Attraktive Geschäftsmodelle mit PV-Anlagen. URL: https://www.energieagentur.rlp.de/fileadmin/user_upload/pdf/Broschueren_zum_Download/Solarinitiative_Brosch_170526.pdf.
- Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK, 2018. Anschluss- und Benutzungszwang. URL: <https://www.agfw.de/energiewirtschaft-recht-politik/recht/anschluss-und-benutzungszwang/>.
- Figgner, J., Haberschus, D., Kairies, K., Wessels, O., Tepe, B., Sauer, D., 2018. Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0. URL: http://www.speichermonitoring.de/fileadmin/user_upload/Speichermonitoring_Jahresbericht_2018_ISEA_RWTH_Aachen.pdf.
- Fraunhofer Institut für Energie- und Systemtechnik, 2012. Regenerative Modellregion Harz: Landkreis als Vorreiter. URL: http://regmodharz.ief.fraunhofer.de/uploads/tx_sbdownloader/RegModHarz-Infoblatt-Broschuere.pdf.
- Fraunhofer Institut für Energie und Solarsysteme, 2018. Energy Charts. Installierte Netto-Leistung zur Stromerzeugung in Deutschland. URL: https://www.energy-charts.de/power_inst_de.htm.
- Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung, . Monitoring der Direktvermarktung. URL: <https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/monitoring-direktvermarktung-strom-ee-quartalsbericht-06-2018.pdf>.
- Fraunhofer IWES/IBP, . Wärmewende 2030: Schlüsseltechnologien zur Erreichung der mittel- und langfristigen Klimaschutzziele im Gebäudesektor. URL: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2016/Sektoruebergreifende_EW/Waermewende-2030_WEB.pdf.
- Gährs, S. und Hoffmann E., 2018. Dienstleistungen mit Quartierspeichern. URL: https://www.esquire-projekt.de/data/esquire/Datein/gaehrs_hoffmann_e-m-w_energie-markt-wettbewerb.pdf.
- Gaudchau, E., Resch, M., Zeh, A., 2016. Quartierspeicher: Definition, rechtlicher Rahmen und Perspektiven. Ökologisches Wirtschaften 31, 26–27.

- Gores, S., Jörß, W., Harthan, R., Ziesing, H., Horst, J., . KWK-Ausbau Entwicklung, Prognose, Wirksamkeit der Anreize im KWK-Gesetz unter Berücksichtigung von Emissionshandel, Erneuerbare-Energien-Gesetz und anderen Instrumenten. URL: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/climate_change_02_2014_kwk-ausbau_entwicklung_prognose_wirksamkeit_der_anreize_im_kwk-gesetz_0.pdf.
- Gossen, M. und Nischan, C., 2014. Regionale Differenzen in der Wahrnehmung von energetischen Sanierungen: Ergebnisse einer qualitativen Befragung von privaten GebäudeeigentümerInnen zu energetischer Sanierung in zwei unterschiedlichen Regionen Gebäude-Energiewende. URL: https://www.gebaeude-energiewende.de/data/gebEner/user_upload/Dateien/GEW_API_Ergebnisbericht_Interviews_final_141126.pdf.
- Graeber, D., 2014. Handel mit Strom aus erneuerbaren Energien. Springer Gabler, Wiesbaden.
- und Hamburg Institut, A., 2015. Wie kommt Ökostrom zum Verbraucher? URL: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2014/direktvermarktung-von-gruenstrom/Agora_Oekostrom_zum_Verbraucher_web.pdf.
- Heidelberger Energie Genossenschaft, 2018. Neue Heimat Nußloch. URL: <https://www.heidelberger-energiegenossenschaft.de/projekte/solarprojekte/neue-heimat-nussloch>.
- Heiler, D., 2015. Power to Heat Forum. URL: http://equadrat-gmbh.de/blog/wp-content/uploads/2015/07/P2H_Konzept_Offenbach_20150608.pdf.
- Hellwig, M., 2003. Entwicklung und Anwendung parametrisierter Standard-Lastprofile. Dissertation. TU München. München. URL: <https://mediatum.ub.tum.de/doc/601557/601557.pdf>.
- Henning, H. und Palzer, A., 2015. Was kostet die Energiewende? Wege zur Transformation des deutschen Energiesystems bis 2050. URL: [https://www.fraunhofer.de/content/dam/zv/de/Forschungsfelder/Energie-Rohstoffe/Fraunhofer-ISE_Transformation-Energiesystem-Deutschland_final_19_11%20\(1\).pdf](https://www.fraunhofer.de/content/dam/zv/de/Forschungsfelder/Energie-Rohstoffe/Fraunhofer-ISE_Transformation-Energiesystem-Deutschland_final_19_11%20(1).pdf).
- Hessisches Ministerium für Umwelt, Klimaschutz, Landwirtschaft und Verbraucherschutz, 2012. Energiespar-Contracting in öffentlichen Liegenschaften. URL: https://www.energieland.hessen.de/pdf/Contracting-Leitfaden_2012.pdf.
- Hessisches Ministerium für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Landesentwicklung, . Fachliche Anforderungen für Energie- und Quartierskonzepte. URL: https://www.energieland.hessen.de/mm/Fachliche_Anforderungen_an_Energiekonzepte-HMWEVL-2016.pdf.
- Hoppenbrock, C., Kucharczak, L., Wetzel, H., Wilkens, I., 2016. Regionale Wertschöpfung durch die Windindustrie in Nordhessen: Wie gezielte Investitionen einer ganzen Region zugutekommen. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 66, 76–78.
- Ikenmeyer, K., 2013. Direktvermarktung Übersicht 2013. URL: <https://www.biogas-forum-bayern.de/media/files/0002/Direktvermarktung-Uebersicht.pdf>.
- Jensen, D., 2018. Biogas. Weitermachen mit Flexibilisierung - auch ohne EEG. Sonnenenergie 2018, 70–71.
- Jülch, V., Thomsen, J., Hartmann, N., Junne, T., Unterreiner, L., Arnold, M., Reith, S., Eltrop, L., Wassermann, S., Niederberger, M., 2016. Betreibermodelle für Stromspeicher: Ökonomisch-ökologische Analyse und Vergleich von Speichern in autonomen, dezentralen Netzen und für regionale und überregionale Versorgungsaufgaben. URL: https://fachdokumente.lubw.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/119578/bwe13015_13016.pdf?command=downloadContent&filename=bwe13015_13016.pdf&FIS=203.
- Kairies, K., Haberschusz, D., Van Ouwerkerk, J., Strebel, J., Wessels, O., Magnor, D., Badeda, J., Sauer, D., 2016. Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher.
- Karpenstein-Marchan, M., 2017. Wärmenetze mit Schlüsselfunktion für die Energiewende. Biogas Journal 1, 72–76.
- Keiffenheim, M., 2017. Stellungnahme der Greenpeace Energy eG. im Rahmen des vom BMWi eingeleiteten Konsultationsverfahrens zum Referentenentwurf für ein Gesetz zur Förderung von Mieterstrom. URL: https://www.greenpeace-energy.de/fileadmin/docs/pressematerial/Stellungnahme_Mieterstromgesetz.pdf.
- Kelm, T., 2015. Geschäftsmodelle für die Wärmewende. FVEE Themen , 37–41.
- Klimaschutzagentur Region Hannover, 2013. Contracting mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). URL: <https://www.wirtschaftsfoerderung-hannover.de/content/download/466554/10328270/file/Contracting.pdf>.
- Kompetenzzentrum für Wohnungseigentümergeinschaften, 2016. Energetisch sanieren: Ein Leitfaden für Wohnungseigentümergeinschaften. URL: https://ebz-stuttgart.de/uploads/WEG-Leitfaden_Stuttgart_2016_web.pdf.
- Koop, D., 2017. Vision oder Marketingtrick? Communities, Clouds & Flats: Solarstromspeicher und Reststromversorgung im Paket. URL: <https://www.ikz.de/nc/detail/news/detail/vision-oder-marketingtrick/>.
- Kosfeld, R., Gückelhorn, F., Raatz, A., Wangelin, M., Duwe, T., Steinbrink, H., & Miosga, M., 2013. Regionalwirtschaftliche Effekte der erneuerbaren Energien II. URL: https://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/Veroeffentlichungen/ministerien/BMVBS/Online/2013/DL_ON223013.pdf.

- Kosfeld, R., Raatz, A., Gückelhorn, F., Wangelin, M., Hemprich, N., Schwalm, P., 2011. Strategische Einbindung regenerativer Energien in regionale Energiekonzepte: Wertschöpfung auf regionaler Ebene. URL: https://www.energie-experten.org/fileadmin/Newsartikel/News-Bilder_15/Strategische_Einbindung_regenerativer_Energien_in_regionale_Energiekonzepte.pdf.
- Kreditanstalt für Wiederaufbau, 2015. Merkblatt Energetische Stadtsanierung - Zuschuss: Kommunale und soziale Infrastruktur. URL: [https://www.kfw.de/Download-Center/Förderprogramme-\(Inlandsförderung\)/PDF-Dokumente/6000002110-M-Energetische-Stadtsanierung-432.pdf](https://www.kfw.de/Download-Center/Förderprogramme-(Inlandsförderung)/PDF-Dokumente/6000002110-M-Energetische-Stadtsanierung-432.pdf).
- Kreditanstalt für Wiederaufbau, 2018a. Merkblatt Energieeffizient Sanieren - Investitionszuschuss. URL: [https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Privatpersonen/Bestandsimmobilien/Finanzierungsangebote/Energieeffizient-Sanieren-Zuschuss-\(430\)/](https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Privatpersonen/Bestandsimmobilien/Finanzierungsangebote/Energieeffizient-Sanieren-Zuschuss-(430)/).
- Kreditanstalt für Wiederaufbau, 2018b. Merkblatt Energieeffizient Sanieren - Kredit. URL: [https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Privatpersonen/Bestandsimmobilien/Finanzierungsangebote/Energieeffizient-Sanieren-Kredit-\(151-152\)/](https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Privatpersonen/Bestandsimmobilien/Finanzierungsangebote/Energieeffizient-Sanieren-Kredit-(151-152)/).
- Kristof, K. und Lechtenböhmer, S., 1999. Einspar-Contracting für Fortgeschrittene. URL: https://wupperinst.org/uploads/tx_wupperinst/Einspar-Contracting.pdf.
- Krzikalla, N., Achner, S., Brühl, S., 2013. Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien. URL: <https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Studien/Plattform/BEE-Plattform-Systemtransformation-Ausgleichsmoeglichkeiten.pdf>.
- Landesanstalt für Umwelt Baden-Württemberg, 2018. Bioenergiedorf Büsingen. URL: <https://www.energieatlas-bw.de/en/-/bioenergiedorf-busingen>.
- Landesnetzwerk Bürgerenergiegenossenschaften Rheinland-Pfalz e.V., 2018. PV auf Augenhöhe: Best Practice Bürgerenergie Rheinland-Pfalz. URL: https://laneg.de/fileadmin/media/bilder/newsletter/UrStrom_PV-Augenhoehe.pdf.
- Lewin, K., 1953. Die Lösung sozialer Konflikte: Ausgewählte Abhandlungen über Gruppendynamik. Christian Verlag, Bad Nauheim.
- Liebe, A., Schmitt, S., Wissner, M., 2015. Quantitative Auswirkungen variabler Stromtarife auf die Stromkosten von Haushalten. URL: <https://www.vzbv.de/sites/default/files/downloads/Auswirkungen-variabler-Stromtarife-auf-Stromkosten-Haushalte-WIK-vzbv-November-2015.pdf>.
- Link, C., 2017. Flexibilisierung von Biogasanlagen und bedarfsgerechte Stromerzeugung. URL: https://ig-biogasmotoren.de/wp-content/uploads/2017/07/03_Christopher-Link_SKVE_Vortrag_Flexibilisierung-MWM-Planertage-2017.pdf.
- Löbbe, S. und Hackbarth, A., 2017. Geschäftsmodelle in der Energiewirtschaft: Ein Kompendium von der Methodik bis zur Anwendung. URL: https://www.esb-business-school.de/fileadmin/user_upload/Fakultaet_ESB/Forschung/Publikationen/Diskussionsbeitraege_zu_Marketing_Management/Reutlinger_Diskussionsbeitrag_2017_-_3.pdf.
- Lokner, M., Böttger, D., Bruckner, T., 2017. Economic assessment of VPP in the German energy market: A scenario-based and model-supported analysis. Energy Economics 62, 125–138.
- Luhmann, H., Fishedick, M., Thomas, S., 2013. Wo bleiben die Optionen Stromeffizienz und Demand Side Management? DIW-Vierteljahrshefte zur Wirtschaftsforschung 82, 107–122.
- Maaß, C., Sandrock, M., Schaeffer, R., 2015. Fernwärme 3.0: Strategien zu einer zukünftigen Fernwärmepolitik. URL: https://www.gruene-bundestag.de/fileadmin/media/gruenebundestag_de/themen_az/energie/150310_HHI-Studie-Fernwaerme.pdf.
- Maier, J., 2018. Eon: Solarstrom aus der Cloud. URL: <https://bizz-energy.com/eon-solarstrom-aus-der-cloud>.
- Märkische Scholle, 2019a. Bezahlbare Energieeffizienz. Innovativ und sozialverträglich. Das Sanierungskonzept der Märkischen Scholle in der Gartenstadt Lichterfelde Süd. URL: <https://www.maerkische-scholle.de/aktuelles/gartenstadt-lichterfelde-sued/bezahlbare-energieeffizienz>.
- Märkische Scholle, 2019b. Das energiesystem im detail. URL: <https://www.maerkische-scholle.de/aktuelles/gartenstadt-lichterfelde-sued/das-energiesystem-im-detail>.
- Mayer, J. und Burger, B., 2014. Kurzstudie zur historischen Entwicklung der EEG-Umlage. URL: https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/ISE_Kurzstudie_EEG_Umlage_2014_07_14.pdf.
- McKenna, R., Herbes, C., Fichtner, W., 2015. Energieautarkie: Vorschlag einer Arbeitsdefinition als Grundlage für die Bewertung konkreter Projekte und Szenarien. Zeitschrift für Energiewirtschaft 39, 235–252.
- Meyer Gemüseaufbereitung GmbH, 2017. Nachhaltigkeitsbericht 2017. URL: https://www.gemuese-meyer.de/files/cto_layout/content/downloads/Nachhaltigkeitsbericht_2017%20Gemuese%20Meyer.pdf.

- Ministerium der Finanzen des Landes Rheinland-Pfalz, 2016. Energetische Stadtsanierung in Rheinland-Pfalz: Umsetzungsstand und Praxiserfahrung auf kommunaler Ebene. URL: https://www.energieagentur.rlp.de/fileadmin/user_upload/pdf/Broschuere_nzum_Download/Broschuere_Energetische_Stadtsanierung_170118.pdf.
- Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, . Finanzierungsinstrumente für Energiesparinvestitionen: Handreichung für Kommunen. URL: <https://um.baden-wuerttemberg.de/de/service/publikation/did/finanzierungsinstrumente-fuer-energiesparinvestitionen/>.
- Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, 2013. Contracting-Offensive Baden-Württemberg. URL: https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/5_Energie/Energieeffizienz/Contracting-Offensive/20131113_Abschlussbericht_Contracting-Offensive_BW.pdf.
- Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, 2017. Photovoltaik und Batteriespeicher: Technologie, Integration, Wirtschaftlichkeit. URL: https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/2_Presse_und_Service/Publikationen/Energie/UM_PV_Batteriespeicher.pdf.
- Moench, C., Wagner, J., Schulz, M., Wrede, J., 2013. Gutachterliche Stellungnahme "Rechtsfragen des Eigenverbrauchs und des Direktverbrauchs von Strom durch Dritte aus Photovoltaikanlagen". URL: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Gutachten/pv_anlagen_bf_langfassung.pdf.
- Möller, C., Rosenberger, S., Faulstich, M., 2015. Speicherbedarf in Energieregionen unter Berücksichtigung verschiedener Autarkiegrade. URL: https://reiner-lemoine-institut.de/wp-content/publications/20150211_IEWTbeitrag-Moeller/20150211_SpeicherbedarfinEnergieregionen-Moeller.pdf.
- Netztransparenz, 2019. Informationen zur direktvermarktung. URL: <https://www.netztransparenz.de/EEG/Monatliche-Direktvermarktung>.
- Neuhoff, K., Amecke, H., Novikova, A., Stelmakh, K., 2011. Energetische Sanierung: Handlungsbedarf auf vielen Ebenen. DIW Wochenbericht 78, 2–12.
- Nitsch, J., Pregger, T., Naegler, T., Heide, D., Luca de Tena, D., Trieb, F., Scholz, Y., Nienhaus, K., Gerhardt, N., Sterner, M., Trost, T., von Oehsen, A., Schwinn, R., Pape, C., Hahn, H., Wickert, M., Wenzel, B., 2012. Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global: Leitstudie 2012. URL: https://www.dlr.de/dlr/Portaldata/1/Resources/bilder/portal/portal_2012_1/leitstudie2011_bf.pdf.
- Nordgröön, 2019. Gemüse Meyer aus Twistringen: Alles im grünen Bereich. URL: <https://www.nordgroon.de/nordgrooen/referenzen/gemuese-meyer/>.
- Nymoen, H., Pehnt, M., Siebert, K., Oehsen, A., Niemann, E., Weiß, U., 2014. Stromheizungen als EE-Heizung und Flexibilitätsoption? Analysepapier zur Beurteilung von Power to Heat im privaten Heizungsmarkt. URL: https://www.nymoen-strategieberatung.de/uploads/tx_cedownload/nsb_ifeu_Analysepapier_PtH_im_privaten_Heizungsmarkt.pdf.
- Ohme, M., 2019. Wärmewende in Nordhessen: Lösungsumsetzung für Quartiersentwicklung.
- Osterwalder, A. und Pigneur, Y., 2011. Business model generation: Ein Handbuch für Visionäre, Spielveränderer und Herausforderer. Campus-Verlag, Frankfurt am Main.
- Paetz, A., Jochem, P., Fichtner, W., 2012. Demand Side Management mit Elektrofahrzeugen: Ausgestaltungsmöglichkeiten und Kundenakzeptanz. Proceedingsbeitrag. TU Graz. Graz. URL: https://www.researchgate.net/publication/265805369_Demand_Side_Management_mit_Elektrofahrzeugen_-_Ausgestaltungsmoeglichkeiten_und_Kundenakzeptanz.
- Pehnt, M., Nast, M., Götz, C., Blömer, S., Barckhausen, A., Schröder, D., Miljes, R., Pottbäcker, C., Breier, H., Nabe, C., Lindner, S., Dannemann, B., 2017. Wärmenetze 4.0. URL: <https://www.ifeu.de/wp-content/uploads/Waermetze-4.0-Endbericht-final.pdf>.
- Peter, S., 2013. Modellierung einer vollständig auf erneuerbaren Energien basierenden Stromerzeugung im Jahr 2050 in autarken, dezentralen Strukturen. URL: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/climate_change_14_2013_modellierung_einer_vollstaendig_auf_erneuerbaren_energien.pdf.
- Pfister, T., Wallraf, C., Sieverding, U., 2015. Nahwärmegenossenschaften: Chancen & Risiken aus Verbrauchersicht. URL: https://www.verbraucherzentrale.nrw/sites/default/files/migration_files/media235608A.pdf.
- Pfnürr, A., Winiewska, B., Mailach, B., Oschatz, B., 2016. Dezentrale vs. Zentrale Wärmeversorgung im deutschen Wärmemarkt: Vergleichende Studie aus energetischer und ökonomischer Sicht. URL: https://www.bdh-koeln.de/fileadmin/user_upload/pressemitteilungen_pdf/studie_dezentrale_vs_zentrale_waermeversorgung.pdf.

- Pfnür, A. und Müller, N., 2013. Energetische Gebäudesanierung in Deutschland. URL: <https://www.econstor.eu/bitstream/10419/119472/1/757432212.pdf>.
- Polarstern, 2017. Mieterstrom Whitepaper. URL: https://www.polarstern-energie.de/fileadmin/files/mieterstrom/Mieterstrom_Whitepaper.pdf.
- Prognos, 2016. Eigenversorgung aus Solaranlagen: Das Potenzial für Photovoltaik-Speicher-Systeme in Ein- und Zweifamilienhäusern, Landwirtschaft sowie im Lebensmittelhandel. URL: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2016/Dezentralitaet/Agora_Eigenversorgung_PV_web-02.pdf.
- Raatz, A., 2016. Vielfältige Möglichkeiten und Chancen: Ergebnisse aus der Begleitforschung zum KfW-Programm 432 -Energetische Stadtsanierung. URL: https://www.klima.landkreis-bayreuth.de/media/3232/20161109_praesentation_kfw432_araatz.pdf.
- Reichmuth, M., Ebert, M., Fernahl, A., Götz, P., Janczik, S., Lenck, T., Lorenz, C., Louca, K., Scheuermann, A., Schiffler, A., 2016. Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG-geförderten Kraftwerken für die Kalenderjahre 2017 bis 2021.
- Renz, I. und Hacke, U., 2016. Einflussfaktoren auf die Sanierung im deutschen Wohngebäudebestand. URL: https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/Konzernthemen/Research/PDF-Dokumente-alle-Evaluationen/Einflussfaktoren-auf-die-Sanierung-im-deutschen-Wohngebäudebestand_2016.pdf.
- Robu, V., Chalikadakis, G., Kota, R., Rogers, A., Jennings, N., 2016. Rewarding cooperative VPP-formation using scoring Rules. Energy 117, 19–28.
- Sächsische Energieagentur, . Energetische Sanierung: Ein Praxisleitfaden zur Gebäudehülle. URL: http://www.saena.de/download/Broschueren/BB_Energetische_Sanierung.pdf.
- Schlereth, C., Skiera, B., Schulz, F., 2018. Why do Consumers prefer Static instead of Dynamic Pricing Plans? An Empirical Study for a better Understanding of the Low Preferences for Time-Variant Pricing Plans. European Journal of Operational Research 269, 1165–1179.
- Schlesinger, M., Lindenberger, D., Lutz, C., 2014. Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose. URL: <https://www.bmw.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/entwicklung-der-energiemaerkte-energiereferenzprognose-endbericht.pdf>.
- SMA, 2017. Geschäftsbericht 2017. URL: <https://www.sma.de/investor-relations/publikationen.html>.
- Solarcomplex, 2018. Bioenergiedorf Büsingen. URL: <https://www.solarcomplex.de/energieanlagen/bioenergiedorfer/buesingen.html>.
- fur Solarwirtschaft, B., 2018. Auswertung der BSW-Befragung zum Thema Mieterstrom. URL: https://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/Umfrage_Mieterstrom.pdf.
- Sonnen, 2019a. SonnenCommunity: Die weltweit größte Plattform für Strom-Sharing. URL: <https://sonnen.de/sonnencommunity/>.
- Stadt Frankfurt am Main, . Aufbau von Wärmenetzen: Praxisleitfaden. URL: https://www.energiewende-frankfurtrheinmain.de/fileadmin/user_upload/content/pdf/Anhang_Praxisleitfaeden/Leitfaden_Aufbau_von_Waermenetzen_Online_Anhang.pdf.
- Stenglein, J., Achner, S., Brühl, S., Milatz, B., Schuffelen, L., Krzkalla, N., Wolter, H., Werner, R., Sandrock, M., Häsel, S., 2015. Klimaschutz Der Plan: Energiekonzept für Deutschland. URL: <https://www.greenpeace.de/2050-DerPlan>.
- Sterner, M. und Stadler, I., 2014. Energiespeicher: Bedarf, Technologien, Integration. Springer Vieweg, Berlin Heidelberg.
- Styczynski, Z. und Sauer, U., 2015. Demand-Side-Management im Strommarkt: Technologiesteckbrief zur Analyse Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050. URL: https://www.acatech.de/wp-content/uploads/2018/03/ESYS_Technologiesteckbrief_DSM_im_Strommarkt.pdf.
- Thomann, R., Lachmann, Y., Prahl, O., Pickford, G., Natour, A., Fischer, F., Golmer, G., Vöglein, S., Schubert, M., Sellke, P., Kropp, T., Wist, S., Wurster, T., 2016. Strombank: Innovatives Betreibermodell für Quartierspeicher. URL: http://fachdokumente.lubw.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/120150/bwe13017_13020.pdf?command=downloadContent&filename=bwe13017_13020.pdf&FIS=203.
- Trabert, U., 2018. Entwicklung und Bewertung verschiedener Nahwärmenetzlösungen für einen konkreten Anwendungsfall im ländlichen Raum. Masterarbeit. Uni Kassel. Kassel.
- Umweltbundesamt, 2019. Regionálnachweisregister (RNR). URL: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/regionalnachweisregister-rnr>.
- Urstrom, 2017. Anlage RIGA Mainz in Mainz-Mombach. URL: http://www.urstrom-projektspiegel.com/downloads/11_Expose_Riga.pdf.
- Verbraucherzentrale Bundesverband, 2016. Fernwärme: Notwendige Reformen des Monopolssektors. URL: <https://www.vzbv.de/sites/default/files/downloads/>

- [Fernwaerme-Reformen-Monopolsektor-Positionspapier-vzbv-DMB-bne-2016-02-24.pdf](#).
- vonBredow, V., 2017. Das EEG 2017 - Sondernewsletter. URL: https://www.vbvh.de/fileadmin/user_upload/pdf/2017/Sonder-Newsletter-zum-EEG-20172.pdf.
- Wawer, T., Griese, K., Halstrup, D., Ortmann, M., 2018. Stromspeicher im Quartier. Zeitschrift für Energiewirtschaft 42, 225–234.
- Weniger, J., Tjaden, T., Quaschnig, V., 2012. Solare Unabhängigkeitserklärung. photovoltalk , 50–54.
- Wennmacher, T., Loch, R., Sieverding, U., 2017. Pachtmodelle für Photovoltaikanlagen: Wie wirtschaftlich sind Angebote von Stadtwerken und Regionalversorgern? URL: <https://www.verbraucherzentrale.nrw/sites/default/files/2017-12/Solaranlagen-pachten.pdf>.
- Winkler, J., Oehler, P., Klingler, A., Sensfuß, F., Höfling, H., Ragwitz, M., Tersteegen, B., Maurer, C., Linke, C., Seeger, N., Ladermann, A., Greinacher, D., Günther, R., Jachmann, H., Musiol, F., 2016. Zukunftswerkstatt Erneuerbare Energien. Eigenversorgung mit Strom: Analyse der Wirkungen und Szenarien für die zukünftige Entwicklung. URL: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/zukunftswerkstatt-erneuerbare-energien.pdf>.
- Wüste, A., 2013. Akzeptanz verschiedener Bioenergienutzungskonzepte und Erfolgsfaktoren beim Ausbau dezentraler Bioenergieprojekte in Deutschland. Cuvillier Verlag, Göttingen.
- Wüste, A. und Schmuck, P., 2012. Bioenergy Villages and Regions in Germany: An Interview Study with Initiators of Communal Bioenergy Projects on the Success Factors for Restructuring the Energy Supply of the Community. Sustainability 4, 244–256.
- Zeller, M., 2014. Analyse und Simulation von Geschäftsmodellen für Elektrizitätsunternehmen: Untersuchungen für die Implementierung von Smart Metern. Universitätsverlag TU Berlin, Berlin.
- Zundel, S. und Weiß, J., 2012. Energie-Contracting für Eigenheimbesitzer. Ökologisches Wirtschaften 1.2012, 27–29.