

Abschlussbericht

des
Forschungsvorhabens

TrafoSW

Transformation von Stadtwerken als wichtige Säule der
Energiewende

Förderkennzeichen: 03ET1518A
Laufzeit des Vorhabens: 01.08.2017 – 31.01.2020
Ausführende Stelle: Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und
Energietechnik UMSICHT

Autoren: Carsten Beier
Leander Grunwald
Anne Hagemeier
Björn Hunstock
Joachim Krassowski
Sonja Witkowski

Weitere Beteiligte: Katja Buß
Maike Hasselmann
Dorian Höffner
Nailya Maitanova
Robert Rogotzki
Cornelius Schill

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Die Verantwortung für den Inhalt dieses Berichtes liegt
bei den Autoren

Oberhausen, den 25. September 2020

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	VII
Tabellenverzeichnis	X
Abkürzungsverzeichnis	XI
1 Einleitung	1
2 Typisierung und Charakterisierung von Stadtwerken	3
2.1 Typisierung.....	3
2.2 Struktur und organisatorischer Aufbau	4
2.3 Beteiligungen	5
2.4 Kooperationen	7
2.5 Tätigkeitsfelder	8
2.6 Forschungs- und Entwicklungsprojekte	11
2.6.1 Beteiligung von Stadtwerken an FuE-Projekten in der Datenbank EnArgus	12
2.6.2 Beispiele für FuE-Themen von Stadtwerken und konkrete FuE-Projekte	16
3 Allgemeine Rahmenbedingungen für Stadtwerke	19
3.1 Aktueller Stand der Energiewende	19
3.2 Rechtliche Rahmenbedingungen	20
3.2.1 Eigenschaften von kommunalen Stadtwerken.....	21
3.2.2 Ordnungsrahmen für Stadtwerke im Rahmen der Energiewende.....	21
3.3 Wirtschaftliche Rahmenbedingungen	25
3.3.1 Markt- und Energiepreisentwicklung	25
3.3.2 Entwicklung der Absatzzahlen für Wärmeerzeuger	28
3.4 Technologische Rahmenbedingungen	28
3.4.1 Digitalisierung.....	28
3.4.2 Sektorenkopplung.....	30
3.4.3 Veränderungen im Verteilnetzbetrieb	32
3.5 Soziale Rahmenbedingungen.....	33
3.5.1 Energiewende und Gesellschaft	33
3.5.2 Demokratisierung und Dezentralisierung.....	34
3.5.3 Wechselbereitschaft der Kunden	35
4 Allgemeine Risiken und Erfolgsfaktoren für Stadtwerke	37
4.1 Besondere Stellung der Stadtwerke	37
4.2 Risiken und Hemmnisse der Stadtwerke	38
4.3 Stärken und Chancen von Stadtwerken.....	39

4.4	Einzelfallbeispiele.....	40
4.5	Schlussfolgerungen	41
5	Stadtwerke und Innovationen	43
5.1	Aktuelle Innovationsaktivitäten der Stadtwerke	43
5.2	Innovationstreiber und -barrieren für Stadtwerke	45
6	Ausgewählte Trends hinsichtlich zukünftiger Geschäftsmodelle für Stadtwerke	49
6.1	Elektromobilität	49
6.1.1	Technologische Aspekte	49
6.1.2	Wirtschaftliche Aspekte.....	52
6.1.3	Tätigkeitsfelder für Stadtwerke	54
6.1.4	Chancen und Herausforderungen für Stadtwerke	58
6.2	Photovoltaik und Batteriespeicher	58
6.2.1	Technologische Aspekte	60
6.2.2	Wirtschaftliche Aspekte.....	66
6.2.3	Tätigkeitsfelder für Stadtwerke	69
6.2.4	Chancen und Herausforderungen für Stadtwerke	70
6.3	Virtuelle Kraftwerke.....	70
6.3.1	Technologische Aspekte	70
6.3.2	Wirtschaftliche Aspekte.....	72
6.3.3	Tätigkeitsfelder für Stadtwerke	73
6.3.4	Chancen und Herausforderungen für Stadtwerke	74
6.4	Mieterstrommodell.....	74
6.4.1	Technologische Aspekte	74
6.4.2	Wirtschaftliche und rechtliche Aspekte	75
6.4.3	Tätigkeitsfelder für Stadtwerke	76
6.4.4	Chancen und Herausforderungen für Stadtwerke	76
6.5	Energieversorgung von Quartieren.....	77
6.5.1	Technologische Aspekte	79
6.5.2	Wirtschaftliche Aspekte.....	81
6.5.3	Tätigkeitsfelder für Stadtwerke	82
6.5.4	Chancen und Herausforderungen für Stadtwerke	83
7	Technologische Lösungsansätze und modellbasierte Bewertung	85
7.1	Methodik.....	85
7.2	Szenarientwicklung für drei Technologieoptionen.....	86
7.2.1	Modellierungskonzept PV-Batteriespeicher.....	86
7.2.2	Modellierungskonzept für Quartiersprojekte	87

7.2.3 Modellierungskonzept virtuelles Kraftwerk	88
7.3 Modellierungsergebnisse.....	90
7.3.1 PV-Batteriespeicher	90
7.3.2 Energiekonzepte im Neubauquartier	92
7.3.3 Einbindung in das Virtuelle Kraftwerk	94
8 Aktivierung von Stadtwerken	97
8.1 Innerer Kreis.....	97
8.2 Erweiterter Kreis	98
8.2.1 Workshop «Energieforschung trifft Stadtwerke – Auf dem Weg zu einer zukunftsfähigen Energieversorgung»	98
8.2.2 Veranstaltung «UMSICHT: Zur Sache! - Stadtwerke als Säule für die lokale Energiewende »	99
8.2.3 Aktivierungs-Workshops »Energiewende, Wärmewende – Stadtwerkewende!«	100
9 Fazit	103
Literaturverzeichnis	107

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1: Drei verschiedene Kategorisierungen von Stadtwerken, eigene Darstellung basierend auf [5], [4] und [6].....	4
Abbildung 2-2: Beteiligungsstruktur eines fiktiven Stadtwerks, eigene Darstellung.....	5
Abbildung 2-3: Typen von Innovationskooperationen, eigene Darstellung basierend auf [7].....	7
Abbildung 2-4: Wortwolke Tätigkeitsbereiche von Stadtwerken (unter Verwendung von www.wortwolken.com).....	8
Abbildung 2-5: Tätigkeitsbereiche von Stadtwerken Teil 1, eigene Darstellung.....	9
Abbildung 2-6: Tätigkeitsbereiche von Stadtwerken Teil 2, eigene Darstellung.....	10
Abbildung 2-7: Die aktuell wichtigsten Geschäftsbereiche der Stadtwerke, Quelle: [8].....	11
Abbildung 2-8: Fördersummen und Förderbereiche je Zuwendungsgeber für die gefundenen Vorhaben, eigene Darstellung und Auswertung basierend auf EnArgus.....	12
Abbildung 2-9: Jahr des Projektstarts und Anzahl der Vorhaben, eigene Darstellung und Auswertung basierend auf EnArgus.....	14
Abbildung 2-10: Fördersummen aufgeteilt nach Themenbereichen, eigene Darstellung und Auswertung basierend auf EnArgus.....	14
Abbildung 2-11: Projektthemen innerhalb der identifizierten Hauptthemen, eigene Darstellung und Auswertung basierend auf EnArgus.....	15
Abbildung 3-1: Auswahl angestrebter Ziele zur Energiewende bis 2050 und Status quo für 2016, eigene Darstellung und Auswertung basierend auf [10].....	20
Abbildung 3-2: Entwicklung der gesetzlichen Mindestanforderungen hinsichtlich des Primärenergiebedarfs von Neubauten, Quelle: [16].....	23
Abbildung 3-3: Entwicklung der Energiepreise (indexierte Preissteigerungsraten, keine absoluten Brennstoffpreise) von 2001 bis 2017 für Haushalte, Quelle: [24].....	26
Abbildung 3-4: Strompreisentwicklung Haushalte in ct/kWh, Quelle: [23].....	27
Abbildung 3-5: Jährliche Absatzzahlen von Wärmeerzeugern zwischen 2006 und 2016, eigene Auswertung und Darstellung basierend auf [30].....	28
Abbildung 3-6: Umfrageergebnisse unterteilt nach Wertschöpfungsstufe, Quelle: [31].....	30
Abbildung 3-7: Schematischer Überblick zu Technologien der Sektorkopplung, Quelle: [32].....	31
Abbildung 3-8: Wirkungsgrade der Power-to-Gas Prozesskette, Quelle: [5].....	32
Abbildung 3-9: Kumulierter Bestand an Bürgerenergiegesellschaften, Quelle: [37].....	35
Abbildung 4-1: Energiewirtschaftliche Strategieoptionen für Stadtwerke, Quelle: [40].....	40
Abbildung 5-1: Innovationsaktivitäten in Energieversorgungsunternehmen, Quelle: [42].....	43
Abbildung 5-2: Geschäftsfelder mit Innovationsfokus, Quelle: [8].....	44
Abbildung 5-3: Treiber für Veränderungen in den Geschäftsmodellen der Stadtwerke, Quelle: [4].....	45
Abbildung 5-4: Zukünftige Rollenverständnisse für Stadtwerke, Quelle: [11].....	47

Abbildung 6-1: Ragone-Diagramm zum Vergleich unterschiedlicher Energiespeicher-Technologien bzgl. ihrer gravimetrischen Leistungsdichte und gravimetrischen Energiedichte. Für einzelne Batteriesysteme gelten die Angaben auf Zellebene, Quelle: [45] (Original: Münster Electrochemical Energy Technology MEET)	50
Abbildung 6-2: Übersicht Ladestecker und Ladearten, Quelle: [49]	52
Abbildung 6-3: Jährliche Zulassungszahlen an Elektroautos von 2010 bis 2017, Quelle: [51] (Original: KBA, EAFO, VDA)	54
Abbildung 6-4: Geschäftsmodelle der Elektromobilität, Quelle: [52]	54
Abbildung 6-5: Merkmale und Ausprägungen bei Carsharing-Angeboten, Quelle: [58]	57
Abbildung 6-6: Anzahl neuer PV-Anlagen bis 30 kWp, Quelle: [61]	59
Abbildung 6-7: Kumulierte Anzahl der Installationen von PV-Speichern in Deutschland von Mai 2013 bis April 2017, Quelle: [63]	60
Abbildung 6-8: Installierte PV-Leistung nach Dach- und Freiflächenanlagen in Deutschland Ende 2016, Quelle: [69]	62
Abbildung 6-9: Batterietechnologien KfW-geförderter PV-Speicher aufgeteilt in Lithium und Blei zwischen 2013 und 2017, H1: Erstes Halbjahr, H2: Zweites Halbjahr, Quelle: [63]	63
Abbildung 6-10: AC- und DC-seitige Verknüpfung des PV-Generators mit dem Batteriespeicher in Wohngebäuden, Quelle: [73]	65
Abbildung 6-11: Konventionelle und netzoptimierte Einspeicherung von Solarstrom, Quelle: [74]	66
Abbildung 6-12: Entwicklung der Endkundenpreise von PV-Anlagen zwischen 10 kWp und 100 kWp, Quelle: [63]	67
Abbildung 6-13: Preisindex Batteriespeicher nach Technologie in der Größenklasse bis 10 kWh und bis 30 kWh (Stand Nov. 2018), Quelle: [61]	68
Abbildung 6-14: Qualitative Darstellung der Reduzierung der Einspeiseleistung, Quelle: [63]	69
Abbildung 6-15: Unterschiedlichen Aspekte im Quartiersansatz, Quelle: [100]	78
Abbildung 6-16: Nutzbare Wärmequellen zur Wärmeversorgung in Quartieren, Quelle: [103]	80
Abbildung 6-17: Schematischer Überblick eines vernetzten Quartiers, Quelle: [104] (Original: Berliner Netzwerke)	81
Abbildung 7-1: Übersichtsschema der modellbasierten Optimierung	85
Abbildung 7-2: Synthetisch erzeugte Wärmelastgänge	86
Abbildung 7-3: Übersicht der Modellierungen von PV-Batteriespeicher-Systemen	87
Abbildung 7-4: Übersicht der Modellierungen für ein Neubauquartier	87
Abbildung 7-5: Übersicht der Modellierungen zur Einbindung von PV und Batteriespeichern in ein virtuelles Kraftwerk	88
Abbildung 7-6: Übersicht der Modellierungen zur Einbindung eines Quartiers in ein virtuelles Kraftwerk	89

Abbildung 7-7: Autarkiegrad und Eigenverbrauchsquote für ein EFH in Abhängigkeit der Batteriespeichergröße	90
Abbildung 7-8: Monatswerte von Autarkiegrad und Eigenverbrauchsquote für einen 9 kWh Batteriespeicher	91
Abbildung 7-9: CO ₂ -Emissionen für verschiedene Batteriespeichergrößen	91
Abbildung 7-10: Tagesverlauf der Eigenverbrauchsoptimierung an einem Sommertag für Energiekonzept 1	92
Abbildung 7-11: Monatliche Autarkiegrade einer und drei aggregierter kleiner Energiezentralen im Vergleich.....	92
Abbildung 7-12: Vergleich Spotmarkt- und Residuallastoptimierung.....	93
Abbildung 7-13: Spotmarktoptimierung des Quartiersspeichers an einem Beispieltag im Herbst	94
Abbildung 7-14: Nutzung des Quartiersspeichers für Spotmarkt- und Eigenverbrauchsoptimierung	94
Abbildung 7-15: Spotmarktoptimierung der Technikzentrale für eine kleine Dimensionierung.....	95
Abbildung 7-16: Kosteneinsparungen im Vergleich zum nicht-optimierten Referenzfall je Dimensionierung.....	96
Abbildung 8-1: Erarbeitung der Szenarien für die Energieversorgung im Neubauquartier.....	97
Abbildung 8-2: Programm des Workshops «Energieforschung trifft Stadtwerke»	99
Abbildung 8-3: Programm der Veranstaltung «UMSICHT: Zur Sache!».....	100
Abbildung 8-4: Programm des Workshops «Energiewende, Wärmewende – Stadtwerkewende!»	101

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1:	Beteiligungen beispielhaft ausgewählter Stadtwerke an anderen Unternehmen/ Branchen, eigene Auswertung	6
Tabelle 2-2:	Suchkriterien Datenbankabfrage.....	12
Tabelle 2-3:	Ergebnisse Datenbankabfrage.....	13
Tabelle 2-4:	Projektlaufzeiten der Suchergebnisse	13
Tabelle 2-5:	Häufigkeit der Beteiligung an FuE-Vorhaben	16
Tabelle 6-1:	Kostenvergleich am Beispiel des e-Golfs, Quelle: [50]	52
Tabelle 6-2:	Kostenvergleich am Beispiel des Opel-Amperas, Quelle: [50]	53
Tabelle 6-3:	Auswahl verschiedener Modultypen und durchschnittliche Modulwirkungsgrade nach Standard- Testbedingungen, Quelle: [66].....	61
Tabelle 6-4:	Charakteristika von Blei-Säure-Batterien, Quelle: [71]	64
Tabelle 6-5:	Charakteristika von Lithium-Ionen-Batterien, Quelle: [71]	64
Tabelle 6-6:	Vor- und Nachteile der beiden Systemtopologien, Quelle: [73]	65

Abkürzungsverzeichnis

AbLaV	Abschaltverordnung
AC	Alternating current
APEE	Anreizprogramm Energieeffizienz
BHKW	Blockheizkraftwerk
BImSchG	Bundesimmissionsschutzgesetz
BNetzA	Bundesnetzagentur
CCS	Combined Charging System
DC	Direct current
DKB	Deutsche Kreditbank
EDL-G	Gesetz über Energiedienstleistungen und andere Energieeffizienzmaßnahmen
EE	Erneuerbare Energien
EED	Energy Efficiency Directive (Energieeffizienzrichtlinie)
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEWärmeG	Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz
EFH	Einfamilienhaus
EMAS	Eco-Management and Audit Scheme
EMIR	European Infrastructure Regulation
EnEG	Energieeinsparungsgesetz
EnEV	Energieeinsparverordnung
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FRE	Funkrundsteuerempfänger
FuE	Forschung- und Entwicklung
GEG	Gebäudeenergiegesetz
GGLP	Gemischt-Ganzzahlig-Linearen-Programmierung
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
KMU	Kleine und mittlere Unternehmen
KöR	Körperschaft des öffentlichen Rechts
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
LFP	Lithium-Eisen-Phosphat
LMO	Lithium-Mangan-Oxid

LTO	Lithium-Titanat
MAP	Marktanreizprogramm
MaStR	Markstammdatenregister
MFH	Mehrfamilienhaus
MiFID	Market in Financial Instruments Directive
NAPE	Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz
NCA	Lithium-Nickel-Kobalt-Aluminium-Oxid
NEEAP	Nationaler Energieeffizienz-Aktionsplan
NMC	Lithium-Nickel-Kobalt-Mangan-Oxid
ÖPNV	Öffentlicher Personennahverkehr
OTC	Over the Counter
PLC	Power Line Communication
PRL	Primärregelleistung
PtG	Power-to-Gas
PtH	Power-to-Heat
PtL	Power-to-Liquid
PtX	Power-to-X
PV	Photovoltaik
REMIT	Regulation on wholesale Energy Market Integrity and Transparency
ResKV	Reservekraftwerksverordnung
RLM	registrierte Leistungsmessung
RONT	regalbare Ortsnetztransformatoren
SRL	Sekundärregelleistung
SW	Stadtwerke
SysStabV	Systemstabilitätsverordnung
TrafoSW	Transformation Stadtwerke
TRL	Tertiärregelleistung
TZ	Technikzentrale
VK	Virtuelles Kraftwerk
VKB	Virtueller Kraftwerksbetreiber

1 Einleitung

Die Energiewende und das Energiekonzept der Bundesregierung erfordern eine Transformation des Energiesystems: weg von zentralen, mit fossilen oder nuklearen Energien betriebenen Großkraftwerken hin zu einer dezentralen, regenerativen und flexiblen Energieversorgung. Vor diesem Hintergrund werden die Stadtwerke als aktuell wichtigster Akteur im Bereich der dezentralen Energieversorgung eine tragende Rolle bei der Umsetzung der Energiewende übernehmen müssen. Doch sind die Stadtwerke hierzu in der Lage?

Das Forschungsvorhaben »TrafoSW« adressierte die Transformation der Stadtwerke durch die Energiewende. Die Energiewende bietet Stadtwerken Chancen, ihre traditionellen Geschäftsbereiche, die bereits heute und spätestens in den nächsten Jahren unter Druck geraten, zu erneuern und sich als lokaler Umsetzer der Energiewende zu positionieren und neue Geschäftsbereiche zu erschließen. Mit der Energiewende sind eine Vielzahl neuer Technologien und Dienstleistungen wie der Bau von Wind- und Photovoltaik (PV)-Anlagen, die Erbringung von Energiedienstleistungen oder der Betrieb virtueller Kraftwerke verbunden, die sich für Energieversorgungsunternehmen (EVU) schon jetzt oder zukünftig ergeben. Stadtwerke sind darauf jedoch nicht ausreichend vorbereitet. So war der Auslöser für die Initiierung von TrafoSW die bis dahin große Passivität vieler Stadtwerke, sich mit neuen Technologien und Dienstleistungen auseinanderzusetzen bzw. neue Konzepte und Geschäftsmodelle zu entwickeln und zu testen. Diese Passivität stellt ein Risiko sowohl für die Unternehmen als auch für die Energiewende dar, da die Transformation des Energiesystems eine technologisch-wirtschaftliche Transformation der Stadtwerke erfordert, um mit neuen Technologien umgehen und in den zukünftigen Märkten wirtschaftlich bestehen zu können.

Vor diesem Hintergrund wurde in TrafoSW untersucht, wie neue technologische Lösungsoptionen von Stadtwerken eingesetzt werden können, um eine tragende Rolle bei der Umsetzung der Energiewende im Bereich der dezentralen Energiesysteme übernehmen zu können. Dabei basierte das Projekt auf den folgenden drei Säulen:

- Analyse des Status quo für Stadtwerke
- Untersuchung und Bewertung drei erfolgsversprechender Technologiepfade in Kooperation mit jeweils einem assoziierten Stadtwerk
- Aktivierung von Stadtwerken

Es wurden die Abhängigkeit von Gesetzen und Verordnungen sowie von Märkten und Preisen untersucht. Darauf aufbauend wurden Lösungsansätze zur Umgestaltung und Neuausrichtung der Stadtwerke entwickelt und hinsichtlich Risiken und Erfolgsfaktoren bewertet.

Die Ergebnisse der Untersuchung wurden an praktischen Beispielen angewendet, um konkrete Planungsergebnisse für Umsetzungsprojekte zu erzielen. Aufgrund der Vielzahl und Komplexität an Technologieoptionen wurden drei konkrete Lösungsoptionen betrachtet und aufgezeigt, wie sich Stadtwerke in Bezug auf die jeweils betrachtete Lösungsoption transformieren bzw. für diese aktiviert werden können. Die Untersuchung der Umsetzungsprojekte basiert auf einem Modell zur Entwicklung und Bewertung technisch-wirtschaftlicher Lösungsansätze. Ausgehend von den Eigenschaften und der technologisch-wirtschaftlichen Ausrichtung heutiger Stadtwerke soll hiermit gezeigt werden, von welchen Einflussfaktoren der Erfolg der Umsetzungsprojekte von Stadtwerken abhängt.

Weiterhin wurde untersucht, wie Stadtwerke aktiviert werden können, sich intensiver am Energiewendeprozess zu beteiligen. Dazu wurden Stadtwerke aktiv in das Projekt eingebunden. In Workshops wurden Projektergebnisse mit Stadtwerken diskutiert und mögliche Geschäfts- und Vorgehensmodelle gemeinsam entwickelt. Dies diente zum einen dazu, den Praxisbezug und die Umsetzbarkeit der Ergebnisse zu verbessern, zum anderen dienten die Workshops gleichzeitig der Information, Motivation und Aktivierung der teilnehmenden Stadtwerke.

2 Typisierung und Charakterisierung von Stadtwerken

Bei Stadtwerken handelt es sich mehrheitlich um kommunale Versorgungsbetriebe, die die Infrastruktur zur öffentlichen Daseinsvorsorge vorhalten und die damit verbundenen Dienstleistungen erbringen. Dazu gehören typischerweise die Wasser-, Elektrizitäts-, Fernwärme- und Gasversorgung. Darüber hinaus zählen in vielen Kommunen auch der öffentliche Nahverkehr, die Abfallentsorgung, die Stadtreinigung, der Betrieb von Schwimmbädern und Krankenhäusern sowie Telekommunikationsnetze dazu. Stadtwerke bestehen häufig aus einem Querverbund mehrerer kommunaler Unternehmen, die die o.g. Bereiche gemeinsam abdecken. [1]

Im vorliegenden Kapitel wird die deutsche Stadtwerkebranche typisiert und charakterisiert, um den aktuellen Status quo zu erfassen und für die nachfolgenden Untersuchungen eine Basis zu schaffen. Der Fokus der Betrachtungen liegt hierbei auf dem Bereich Energieversorgung, auch wenn sich das insbesondere bei kleinen Stadtwerken nicht immer komplett von den anderen Unternehmensbereichen abtrennen lässt.

2.1 Typisierung

In Deutschland gibt es um die 1.000 Stadtwerke, was im Vergleich zu anderen Staaten eine ungewöhnlich große Anzahl darstellt. Begründet werden kann dies vor allem dadurch, dass Stadtwerke historisch gewachsene Unternehmen sind, die zur Übernahme und Sicherung kommunaler Aufgaben und zur kommunalen Daseinsvorsorge gegründet wurden. Es zeigt sich eine große Heterogenität zwischen den rund 1.000 Stadtwerken in Deutschland, beispielsweise hinsichtlich des Produkt- und Dienstleistungsportfolios, der Unternehmensgröße oder der finanziellen Situation. Man kann nicht von einem „typischen“ Stadtwerk reden. Typisch für Stadtwerke ist vielmehr ihre Vielfalt [2]. Es gibt große und kleine Stadtwerke, Stadtwerke mit verschiedenen Unternehmensformen (z.B. AG oder GmbH) sowie unterschiedliche Geschäftsfelder und Strategien. Stadtwerke können anhand verschiedener Merkmale klassifiziert werden. In der Literatur werden kleine, mittlere und große Stadtwerke beispielsweise nach der Anzahl der Mitarbeiter [3], der Größe des Versorgungsgebietes (d.h. der Anzahl potentieller Kunden im Versorgungsgebiet) [4] oder des Umsatzes [5] unterschieden. In Abbildung 2-1 sind die in der Literatur vorgeschlagenen Unterteilungen dargestellt.



Abbildung 2-1: Drei verschiedene Kategorisierungen von Stadtwerken, eigene Darstellung basierend auf [5], [4] und [6]

2.2 Struktur und organisatorischer Aufbau

Der organisatorische Aufbau innerhalb eines Stadtwerks richtet sich in der Regel zum einen nach den klassischen Geschäftsbereichen (z.B. Stromvertrieb, Gasvertrieb, Erzeugung etc.) und zum anderen nach allgemeinen, übergeordneten Aufgaben wie kaufmännischen Tätigkeiten oder Marketing. Vor allem große Stadtwerke stellen keine Organigramme zur Verfügung, sondern geben nur Auskunft über ihre Beteiligungsstruktur. Die Organigramme von kleinen und mittleren Stadtwerken können i.d.R. der Homepage entnommen werden. Abteilungen kleinerer und mittlerer Stadtwerke entsprechen thematisch häufig Tochterunternehmen von großen Stadtwerken.

Beispiel: Die Stadtwerke Radevormwald haben die Abteilung „Netze & Technik“, welche sich mit dem Netzmanagement und Netzservice beschäftigt, während die Stadtwerke Hannover (enercity) ein 100 % Tochterunternehmen „enercity Netzgesellschaft mbH“ betreiben, welches sich mit der Bewirtschaftung der Strom-, Gas-, Wasser- und Fernwärme-Infrastruktur beschäftigt.

Da jedes Stadtwerk eine individuelle organisatorische Struktur aufweist, werden im Folgenden häufig anzutreffende Unternehmensbereiche genannt. Die Erstellung eines beispielhaften stadtwerkertypischen Organigramms erscheint aufgrund der Heterogenität von Stadtwerken nicht zielführend. Typische Organisationseinheiten von Stadtwerken sind:

- Administrativer und kaufmännischer Bereich (Finanz- und Rechnungswesen, Buchhaltung, Steuern und Verträge, Personalwesen, Abrechnung, Mahn- und Klagewesen, Controlling)
- Kundenservice und Marketing
- Messwesen (Zählerablesung, Messstellenbetrieb)
- Energievertrieb (Privat- und Geschäftskunden, Key-Account Management / Großkundenbetreuung, Sonderkunden) in den Bereichen Strom, Gas, Wärme
- Energiebeschaffung und -handel
- Netze (Netzmanagement, Netzservice)
- Bau und Betrieb
- Regulierung
- Technische Dienste inkl. Kundendienst

2.3 Beteiligungen

Stadtwerke weisen häufig komplexe Beteiligungsstrukturen auf, sowohl hinsichtlich ihrer eigenen Anteilseigner als auch der Unternehmen, an denen sie selber beteiligt sind. Viele Stadtwerke sind kommunal mit anderen Betrieben verflochten, treten als Tochterunternehmen auf oder betreiben eigene Subunternehmen. In Abbildung 2-2 ist eine für Stadtwerke typische Beteiligungsstruktur dargestellt.

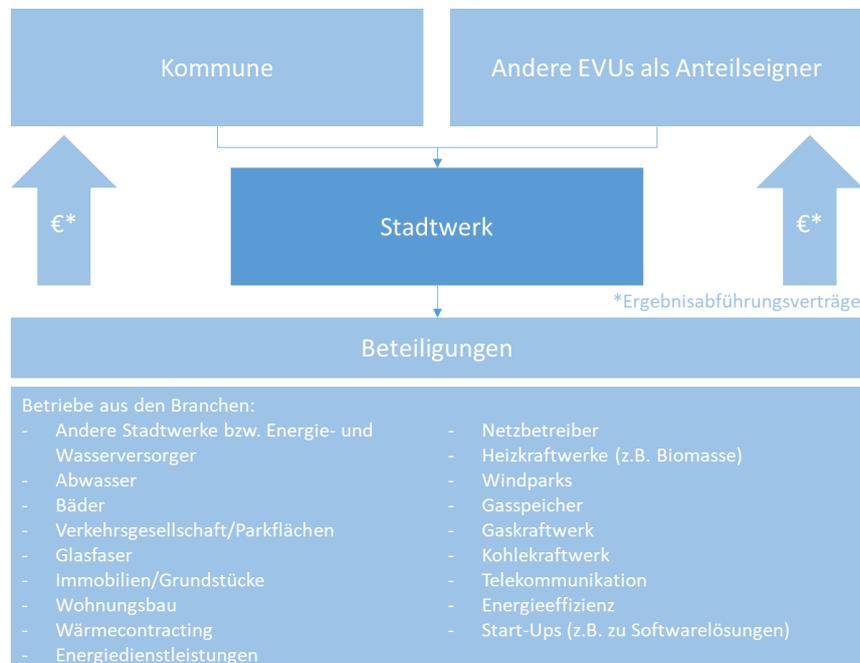


Abbildung 2-2: Beteiligungsstruktur eines fiktiven Stadtwerks, eigene Darstellung

Bei vielen Stadtwerken stellt die jeweilige Kommune den größten Anteilseigner dar. Bei weiteren Anteilseignern handelt es sich häufig um andere Energieversorgungsunternehmen. Zwischen Stadtwerken und Anteilseignern bestehen meist Gewinnabführungsverträge, die die Abführung der Gewinne regeln. Stadtwerke sind i.d.R. wiederum selber an anderen Unternehmen beteiligt. In einigen Fällen handelt es sich um 100%-ige Tochterunternehmen (häufig z.B. bei Bäderbetrieben, Energiedienstleistungsunternehmen), in anderen Fällen um Beteiligungen im Umfang von wenigen Prozent bis hin zu hohen zweistelligen Anteilen. Typischerweise handelt es sich um Unternehmen aus der Energie- und Versorgungswirtschaft, beispielsweise um andere Stadtwerke oder themenbezogene Gesellschaften zum Bau und Betrieb von Windparks, (Heiz-)Kraftwerken oder anderen Energieanlagen. Aber auch andere Branchen wie Telekommunikation, Wohnungsbau/Immobilien oder Start-Ups befinden sich im Portfolio von Stadtwerken. Eine eigene Auswertung für jeweils elf beispielhaft ausgewählte mittlere und große Stadtwerke zeigt die Unternehmen / Branchen, an denen die betrachteten Stadtwerke beteiligt sind. Die jeweiligen Beteiligungen sind in Tabelle 2-1 dargestellt.

Tabelle 2-1: Beteiligungen beispielhaft ausgewählter Stadtwerke an anderen Unternehmen/ Branchen, eigene Auswertung

Branchen/Unternehmen	mittlere Stadtwerke		große Stadtwerke	
	Anzahl (n=11)	Anteil	Anzahl (n=11)	Anteil
Energieerzeugung	7	70%	11	100%
Erneuerbare-Energie-Anlagen				
- Windpark (onshore / offshore)	2	20%	7	64%
- Solarpark / Solarkraftwerke	0	0%	2	18%
- Biomasse- / Biogasanlage	2	20%	2	18%
- andere (z. B. Geothermie)	1	10%	1	9%
Erneuerbare-Energie-Unternehmen				
- allgemein	3	30%	8	73%
- Wind (onshore und offshore)	0	0%	3	27%
- Solar	1	10%	1	9%
- Biomasse / Biogas	0	0%	0	0%
- andere (z. B. Geothermie)	0	0%	2	18%
Konventionelle Energieversorgung	2	20%	7	64%
KWK	1	10%	1	9%
Speichertechnologien	0	0%	4	36%
Energiedienstleistungen-Unternehmen	0	0%	4	36%
Stromnetze	2	20%	11	100%
Gasnetze	2	20%	11	100%
Fernwärme-Netz	1	10%	7	64%
Trinkwasser-Netz	2	20%	7	64%
Wasseraufbereitung / Abwasser	1	10%	6	55%
Abfallentsorgung / -recycling / -verbrennung	0	0%	3	27%
Nahwärme	0	0%	3	27%
öffentliche Verkehrsmittel	4	40%	6	55%
Elektromobilität	0	0%	1	9%
Bad / Park / Sport / Freizeit	1	10%	5	45%
Parken / Garagen	3	30%	3	27%
Telekommunikation und IT	3	30%	7	64%
andere Stadtwerke und regionale EVU	1	10%	6	55%
Stadtwerke-Kooperation (z.B. Trianel)	1	10%	6	55%
Prüflabor / Analytikleistungen	0	0%	1	9%
Andere Unternehmen	2	20%	8	73%

Die Auswertung zeigt deutliche Unterschiede in der Beteiligungsstruktur mittlerer und großer Stadtwerke. 70 % der mittleren Stadtwerke sind beispielsweise an Unternehmen beteiligt, die eigene Energieerzeugungsanlagen betreiben. Bei den großen Stadtwerken sind es hingegen 100 %. Des Weiteren sind große Stadtwerke deutlich häufiger an Unternehmen beteiligt, die eigene Erneuerbare Energien (EE) -Anlagen, Stromnetze, Gasnetze oder Fernwärmenetze betreiben. Große Stadtwerke beteiligen sich zudem sehr aktiv an Verteilnetzbetreibern (in der Regel 100%-Tochterunternehmen, z.B. SW Bielefeld GmbH und SWB Netz GmbH), verschiedenen Kraftwerken (konventionelle Kraftwerke, Windparks usw.), Unternehmen für Erneuerbare Energien, Fernwärme- und Wasserversorgungsunternehmen, Telekommunikations- und IT-Unternehmen, anderen (kleineren) Stadtwerken und regionalen EVUs, Stadtwerke-Kooperationen, Unternehmen des ÖPNV sowie kommunalen Unternehmen für Parkplätze, Bäder, Freizeit und Sport.

Die Beteiligungsaktivität von kleinen und mittleren Stadtwerken an anderen Firmen ist deutlich niedriger als bei den großen Stadtwerken. Mittlere Stadtwerke beteiligen sich an Kraftwerken und anderen Energieerzeugungsanlagen, Unternehmen des ÖPNV, Unternehmen für Erneuerbare

Energien, Unternehmen für Telekommunikation und IT sowie Verteilnetzbetreibern. Zu kleinen Stadtwerken liegen kaum Informationen vor, so dass für diese keine Analyse durchgeführt werden konnte.

Diese Auswertung ist aufgrund der geringen Stichprobengröße zwar nicht repräsentativ für alle Stadtwerke in Deutschland, zeigt aber Tendenzen auf, die für viele Stadtwerke zutreffen.

2.4 Kooperationen

Kooperationen zwischen Stadtwerken und einem oder mehreren anderen Unternehmen sind durch eine organisierte und bewusste Zusammenarbeit gekennzeichnet. Dabei können verschiedene Ziele verfolgt werden, vom Austausch von Informationen oder Erfahrungen bis hin zu gemeinschaftlichen Arbeiten und der Entwicklung von Innovationen. Zur Darstellung der Häufigkeit sowie der Art von Kooperationen in der Stadtwerkebranche wird die Arbeit von [7] herangezogen.

Ein besonderes Augenmerk liegt dabei aufgrund der erforderlichen Transformation der Stadtwerke auf Innovationskooperationen. Innovationskooperationen werden geschlossen, um Neues zu schaffen oder Synergien zu erschließen, indem Ressourcen und Prozesse kombiniert und so Zeit und Kosten gespart werden. Es können vier verschiedene Typen von Innovationskooperationen unterschieden werden. [7] Diese werden in Abbildung 2-3 dargestellt und beschrieben.



Abbildung 2-3: Typen von Innovationskooperationen, eigene Darstellung basierend auf [7]

Nach [7] befanden sich mehr als 84 % der kommunalen Energieversorger zum Untersuchungszeitpunkt 2014 in mindestens einer, 49 % befinden sich sogar in zwei oder mehr Kooperationen. Über 65 % der kommunalen Energieversorger sind auch in Zukunft bereit, Kooperationen einzugehen. Der Untersuchung liegen 65 Innovationskooperationen mit unterschiedlichen Kooperationsformen zu Grunde. 87,7 % der Kooperationen sind regional organisiert. Lediglich 12,3 % der Kooperationen weisen nationale Kooperationsformen auf. Internationale Innovationskooperationen fehlen in der Stichprobe vollständig. 25 Kooperationen

(38,5 %) umfassen mittlere Unternehmen, 28 Kooperationen (43,1 %) große Unternehmen. Kooperationen mit anderen Stadtwerken sind in der Stichprobe mit 52 Unternehmen vorhanden (80 %). Darauf folgen 17 Kooperationen (26,2 %) mit anderen Energieversorgungsunternehmen. Zulieferer (1,5 %), Universitäten (4,6 %), Finanzinvestoren (3,1 %), Kunden (1,5 %) und andere Partner (7,7 %) spielen nur eine untergeordnete Rolle bei Innovationskooperationen.

Die Anzahl der Kooperationspartner weist eine Tendenz zu kleinen Kooperationen auf. Sehr kleine Kooperationen mit bis zu 2 Partnern geben 29 Unternehmen an (44,6 %). Danach folgen 3-4 Partner mit 17 Kooperationen (26,2 %), über 10 Partner mit 11 Kooperationen (16,9 %) und 5-10 Partner mit 8 Kooperationen (12,3 %). 38 Unternehmen (58,5 %) entwickeln eine organisatorische Innovation. Darauf folgen eine Prozessinnovation (50,8 %), Produktinnovation (44,6 %) und technologische Innovation (36,9 %). Innovationskooperationen sind dementsprechend sehr heterogen organisiert. [7]

Die Studie unterstreicht, dass Kooperationen ein interessantes Instrument für Stadtwerke darstellen, welches bereits in vielen Fällen genutzt oder zumindest vorbereitet wird.

2.5 Tätigkeitsfelder

Das Tätigkeitsfeld von Stadtwerken gibt Hinweise darauf, mit welchen technologischen Ansätzen, Produkten und Dienstleistungen Stadtwerke im heutigen Markt agieren und wohin sie sich entwickeln. Die Tätigkeitsfelder unterscheiden sich zwischen verschiedenen Stadtwerken, einige Bereiche werden aber von nahezu jedem Stadtwerk abgedeckt. Abbildung 2-4 gibt einen ersten Überblick über heutige und zukünftige Tätigkeitsfelder von Stadtwerken.



Abbildung 2-4: Wortwolke Tätigkeitsbereiche von Stadtwerken (unter Verwendung von www.wortwolken.com)

Die nachfolgend dargestellten Ergebnisse basieren auf eigenen Recherchen auf den Internetseiten zufällig ausgewählter Stadtwerke. Schwerpunkt der Recherchen stellten die jeweiligen technologischen Portfolios im Bereich der Strom- und Wärmeversorgung sowie Energiedienstleistungen dar. Aufgrund der Vielzahl an Tätigkeitsfeldern erfolgt die Darstellung über zwei Abbildungen. In Abbildung 2-5 sind neben den klassischen Tätigkeitsfeldern

Energievertrieb, Energienetze und Messwesen ebenfalls der Bau und Betrieb von Anlagen (sowohl erneuerbarer, dezentraler als auch konventioneller Anlagen) sowie der Bereich der Energiedienstleistungen und der des kommunalen Querverbundes aufgeführt und jeweils mit Beispielen beschrieben. In Abbildung 2-6 werden innovative Tätigkeitsfelder wie Sektorkopplung, Flexibilisierung, Speichertechnologien, Virtuelle Kraftwerke und Elektromobilität sowie Kooperationen aufgeführt.

Klassische Tätigkeitsfelder/ Energieversorgung	Energievertrieb	Energienetze	Messwesen
	<ul style="list-style-type: none"> – Gas – Strom – Wärme – Kälte – Telekommunikation – Individuelle Tarife (flexible Strompreise) – Individuelles Portfolio (Talmarkt) 	<ul style="list-style-type: none"> – Betrieb Verteilnetz Gas – Betrieb Verteilnetz Strom – Betrieb Fernwärmenetz – Betrieb Kältenetz – Smart Grid 	<ul style="list-style-type: none"> – Messdienstleister – Messstellenbetreiber – Smart Meter
Anlagenbau und -betrieb	Erneuerbare Erzeuger	Dezentrale Anlagen	Konventionelle Anlagen
	Anlagenbau <ul style="list-style-type: none"> – Photovoltaikanlagen – Solarthermie-Anlagen – Windkraftanlagen – Repowering WKA – Projektierung von Mikro-Windenergieanlagen Betrieb eigener Anlagen <ul style="list-style-type: none"> – PV-Anlagen – Windkraftanlagen (Onshore) – EDL: Direktvermarktung (DV) von erneuerbaren Energien 	<ul style="list-style-type: none"> – Bau und Betrieb von Power-to-Heat oder KWK-Anlagen – Innovative Erzeugungsanlagen – Wärmepumpen – Hybride Heizsysteme 	<ul style="list-style-type: none"> – Betrieb eigener Erzeugungsanlagen (Strom und Wärme) – Wärmeversorgung über Fernwärme (Betrieb, Erzeugung, Vertrieb) – Betrieb eigener Wärme-erzeugungsanlagen für Nah- und Fernwärmenetze – Rückbau der Kernenergie
Energiedienstleistungen (EDL)	<ul style="list-style-type: none"> – Energieeinsparberatung für Gebäude – Energieeffizienz Industriekunden – Contracting Wärmeversorgungsanlagen – Contracting Stromversorgungsanlagen (PV) – Betriebsführung – Smart-Home – LED-Beleuchtung 		
Kommunales	<ul style="list-style-type: none"> – Müllentsorgung – ÖPNV (konventionell) – Betrieb von Schwimmbädern – Wasser / Abwasser 		
	<ul style="list-style-type: none"> – Rohstoffbeschaffung & Handel mit Commodities – Gebäudesicherheit – Energiemanagementsysteme – Mieterstrom – Portfoliomanagement (Strom, Gas, CO2) (Stichwort: Aktive Bewirtschaftung) 		
	<ul style="list-style-type: none"> – Wohnungswirtschaft – Öffentliche Beleuchtung (Kommunen) – Elektrobusse/ Wasserstoffbusse im ÖPNV – Parkraum 		

Abbildung 2-5: Tätigkeitsbereiche von Stadtwerken Teil 1, eigene Darstellung

Innovatives	Sektorkopplung/ Flexibilisierung	Speichertechnologien	Virtuelle Kraftwerke
	<ul style="list-style-type: none"> – P2H im Fernwärmesystem (marktdienlich) – P2H in der Industrie (Prozesswärme) – P2G (zur energetischen oder stofflichen Nutzung oder mit Rückverstromung) – P2C (Gewerblich) – P2M 	<ul style="list-style-type: none"> – Großbatteriespeicher (stationärer Großspeicher) – Batteriespeicher (dezentral) 	<ul style="list-style-type: none"> – Virtuelle Kraftwerke (Aggregator und/oder Betreiber) – Virtuelle Kraftwerke (Teilnehmer bzw. Anlagenbetreiber, Offer/Demand Response-Anbieter)
Kooperationen	Elektromobilität		
	<ul style="list-style-type: none"> – Fahrzeugvermietung (Auto, Roller, Fahrräder/Pedelecs), Carsharing – Beratung bei der Förderung (Anschaffung eines E-Autos) – Ladesäulenbetrieb, Ladeinfrastruktur, Ladedienstleistungen – Marktorientiertes Laden -> AUSBLICK: Ampelladen – Laternenparker-Infrastruktur – Betrieb von IT-Plattformen für Elektromobilitätsdienstleistungen 		
	<ul style="list-style-type: none"> – Energiegenossenschaften 		

Abbildung 2-6: Tätigkeitsbereiche von Stadtwerken Teil 2, eigene Darstellung

In einer Umfrage aus dem Jahr 2017 wurde 67 Stadtwerke die Frage gestellt, welche drei Bereiche aktuell am meisten zum individuellen Unternehmensergebnis beitragen. Abbildung 2-7 zeigt die Auswertung dieser Frage in Prozent der Befragten.

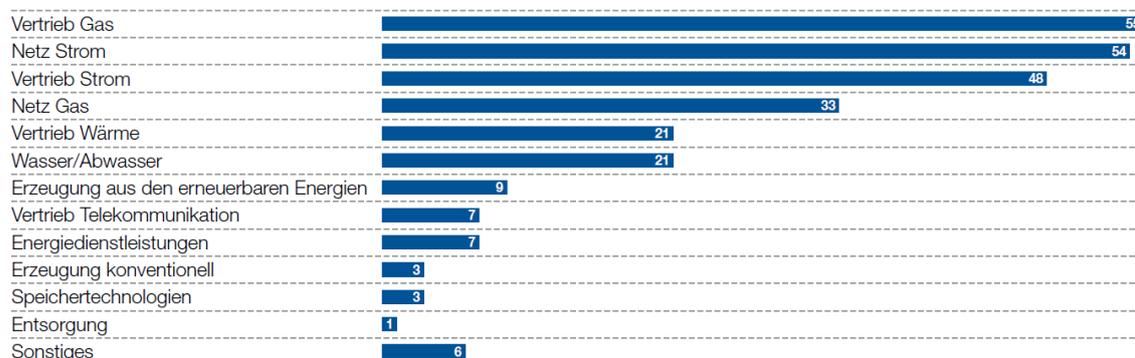


Abbildung 2-7: Die aktuell wichtigsten Geschäftsbereiche der Stadtwerke, Quelle: [8]

Es zeigt sich, dass die Hauptgeschäftsfelder von Stadtwerken weiterhin der traditionelle Vertrieb von Gas, Strom und Wärme sowie der Betrieb der Gas- und Stromverteilnetze sind. Der überwiegende Teil der Stadtwerke ist gleichzeitig in diesen beiden Bereichen tätig oder strebt zumindest eine Strom- und/ oder GasnetzkonzeSSION an. Unternehmen, die ausschließlich im Netzbetrieb tätig sind, sind eher selten. Neben dem Vertrieb bieten die Stadtwerke verschiedene zusammenhängende Energiedienstleistungen an. Die Kombination von Aktivitäten im Vertrieb und im Bereich der Energieerzeugung ist in der Praxis ebenfalls häufig anzutreffen. Im Bereich der Erzeugung kann man die Unternehmen zunächst in drei Kategorien aufteilen: Stadtwerke, die den Strom ganz oder überwiegend selbst erzeugen; Stadtwerke, die nur einen Teil erzeugen und Stadtwerke, die den Strom vollständig von Vorlieferanten oder aus anderen Quellen beschaffen.

2.6 Forschungs- und Entwicklungsprojekte

Die aktuellen Hauptgeschäftsfelder der Stadtwerke zeigen, dass Stadtwerke weiterhin überwiegend im traditionellen Geschäft des Energievertriebs und des Verteilnetzbetriebs tätig sind. In diesem Kapitel soll daher ein Kurzüberblick über die Aktivitäten und Beteiligungen von Stadtwerken an Forschungsprojekten gegeben werden, um einen ersten Eindruck für die bestehenden Impulse in der Branche zu bekommen.

2.6.1 Beteiligung von Stadtwerken an FuE-Projekten in der Datenbank EnArgus

Zur Analyse der Beteiligung von Stadtwerken an aktuellen Forschungs- und Entwicklungsvorhaben (FuE) wurde die Datenbank EnArgus ausgewertet. Folgende Suchkriterien wurden verwendet:

Tabelle 2-2: Suchkriterien Datenbankabfrage

Zeitraum der Suche	26.-29.03.2019
Datenbank	EnArgus (https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi?op=enargus.eps2)
Suchwort	"Stadtwerk"
Filter	Projektlaufzeit 2013-2019
Sortierung	Bewilligte Summe (absteigend)

Die über diese Suche ermittelten Vorhaben wurden von drei Bundesministerien finanziell gefördert. In Abbildung 2-8 ist die Höhe und die Zusammensetzung der Fördersummen zu erkennen. Mit einem Fördervolumen von über 18 Mio. € hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie insgesamt 70 Projekte in diesem Zusammenhang gefördert. Das Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur hat mit einem Fördervolumen von 8,77 Mio. € insgesamt 57 Projekte und das Bundesministerium für Bildung und Forschung hat mit 1,54 Mio. € insgesamt 7 Projekte finanziell gefördert.

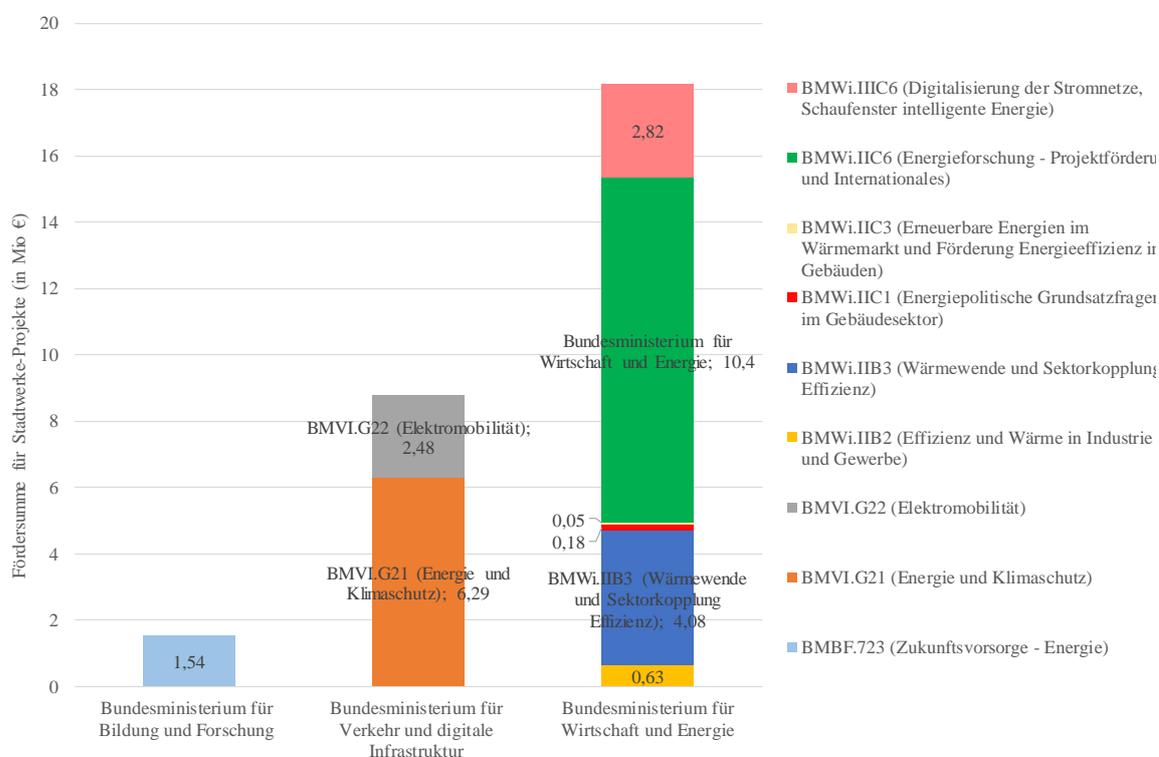


Abbildung 2-8: Fördersummen und Förderbereiche je Zuwendungsgeber für die gefundenen Vorhaben, eigene Darstellung und Auswertung basierend auf EnArgus

Insgesamt hat die Ergebnisabfrage 227 Gesamt- oder Teilvorhaben ergeben. Davon sind 134 Projekte geförderte Gesamt- oder Teilvorhaben, bei denen Stadtwerke als ausführende Stelle des Projektes auftreten und 143 Projekte Gesamtvorhaben mit Stadtwerkebeteiligung.

Tabelle 2-3: Ergebnisse Datenbankabfrage

Kategorie	Trefferanzahl
Gesamt- oder Teilvorhaben	227
Gesamtvorhaben	177
Geförderte Gesamt- oder Teilvorhaben, bei denen ein Stadtwerk die ausführende Stelle ist	134
Gesamtvorhaben (Teilvorhaben werden nicht separat gezählt) mit Stadtwerkebeteiligung	143

Jahr des Projektstarts und Projektlaufzeit der Vorhaben

Die Projektlaufzeit liegt im Mittel bei 2,4 Jahren. Die Anzahl der Projekte ist seit 2013 gestiegen, insbesondere seit 2016.

Tabelle 2-4: Projektlaufzeiten der Suchergebnisse

	Zeit in Monaten	Zeit in Jahren
Minimale Projektlaufzeit	10	0,8
Maximale Projektlaufzeit	61	5
Mittlere Projektlaufzeit	29	2,4

Abbildung 2-9 zeigt die Anzahl der Projekte und das jeweilige Jahr indem das Projekt gestartet ist. Zwischen 2013 bis 2015 sind 12 Projekte gestartet. Ab 2016 ist dann ein rasanter Anstieg zu verzeichnen, der 2017 und 2018 nochmals ansteigt und dann 2019 wieder abflacht, da nur die ersten drei Monate des Jahres 2019 in die Auswertung eingeflossen sind. Insgesamt sind zwischen 2016 bis 2018 über 100 Projekte angelaufen, 2019 waren es 15 Projekte.

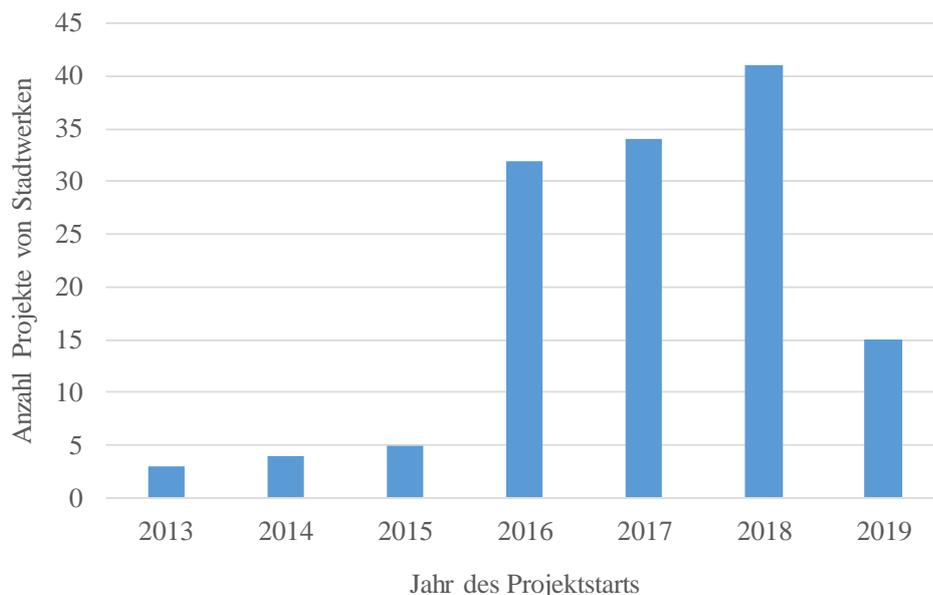


Abbildung 2-9: Jahr des Projektstarts und Anzahl der Vorhaben, eigene Darstellung und Auswertung basierend auf EnArgus

Die Projekte in dem Zeitraum von 2013 bis 2019 lassen sich inhaltlich auf die Kategorien bzw. Themenbereiche Strom, Wärme/Kälte, Gas, Wasser, Mobilität, Sektorenkopplung und Quartier aufteilen. Zudem ist in Abbildung 2-10 die dafür aufgewandte Fördersumme zu sehen. Der Themenbereich „Strom“ hat mit 9,41 Mio. € die höchste Fördersumme zu verzeichnen, gefolgt von „Mobilität“ und „Wärme/Kälte“. Die Bereiche „Quartier“ und „Sektorenkopplung“ sind mit 6,15 bzw. 5,72 Mio. € in etwa gleichauf. Mit etwas Abstand folgt der Bereich „Gas“ mit 3,65 Mio. € und zuletzt der Bereich „Wasser“ mit 0,25 Mio. €.

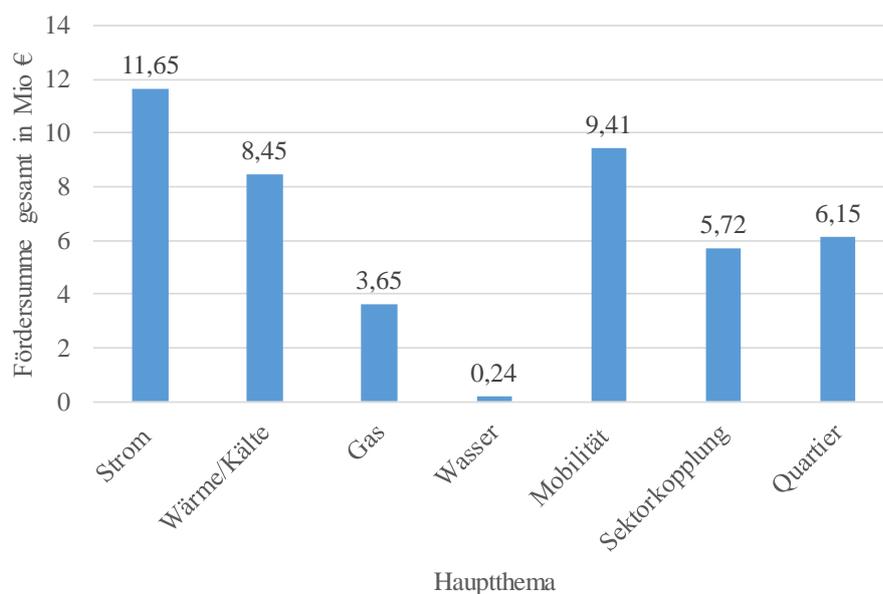


Abbildung 2-10: Fördersummen aufgeteilt nach Themenbereichen, eigene Darstellung und Auswertung basierend auf EnArgus

Die zuvor erfolgte Unterteilung in 7 Themenbereiche wird in Abbildung 2-11 mit weiteren Beispielen zu Projektthemen spezifiziert. Zudem ist die Projektanzahl insgesamt je Themenbereich

aber auch je Themenfeld zu erkennen. In dem Bereich „Strom“ nimmt bspw. das Projektthema „Netzzustandsbestimmung, Netzregelung und Netzstabilisierung“ mit 26 von 37 Projekten den größten Posten ein. Der Bereich „Mobilität“ hat bspw. mit den Themen „Ladeinfrastruktur“ (43 Projekte) und „Elektrische/Teilelektrische Individualmobilität“ (35 Projekte) zwei dominierende Hauptthemen.

Strom (37)	Wärme/Kälte (39)	Mobilität (59)	
<ul style="list-style-type: none"> • Netzzustandsbestimmung, Netzregelung und Netzstabilisierung (26) • Smart Grid, Smart City (6) • Virtuelles Kraftwerk (3) • Kommunikationsnetzinfrastruktur für Energiesystem (2) • Dynamische Stromtarife, Monitoring (3) • Sonstiges (2) 	<ul style="list-style-type: none"> • Wärmenetz der 4. Generation (23) • Kälteanlage (2) • Nahwärmenetz (nicht explizit 4. Generation) (4) • Fernwärmenetz (nicht explizit 4. Generation) (7) • El. Wärmegewinnung (+Speicher)/ Power-to-X (5) • regenerative Wärmegewinnung/ Abwärmenutzung (7) • Sonstiges (3) 	<ul style="list-style-type: none"> • Elektrische/Teilelektrische Individualmobilität (E-Autos, Pedelecs, Firmenflotten) (35) • E-Carsharing, ÖPNV (10) • Ladeinfrastruktur (43) • Elektrische/Teilelektrische Nutzfahrzeuge (1) • Wasserstoffmobilität (4) • (E-)Mobilitätskonzepte (11) 	
Gas (8)	Wasser (2)	Sektorkopplung (17)	Quartier (8)
<ul style="list-style-type: none"> • Elektrolyse und Wasserstoffspeicher (6) • Methanisierung (1) • Methanolsynthese/ Power-to-Fuel (2) • Brennstoffzellen (4) 	<ul style="list-style-type: none"> • Brunnenanlage (1) • Kläranlage (1) 	<ul style="list-style-type: none"> • Power-to-Heat/Cold (7) • Power-to-Gas, Power-to-H2Mobility (7) • Power-to-Fuel (1) • Abwärmenutzung, KWK (6) • Sektorkopplung allgemein (4) 	<ul style="list-style-type: none"> • Quartierskonzepte mit intelligenter Netzsteuerung, Sektorkopplung, Einbindung von EE und Speichern; Energieautarke Siedlungen; Smart City/ Microgrids (8)

Abbildung 2-11: Projektthemen innerhalb der identifizierten Hauptthemen, eigene Darstellung und Auswertung basierend auf EnArgus

In Tabelle 2-5 ist die Häufigkeit der Beteiligung an Forschungsvorhaben für Stadtwerke mit besonders starker FuE-Aktivität dargestellt. Die Stadtwerke Haßfurt sind zwischen 2013 und 2019 an sechs Vorhaben beteiligt gewesen. Die Stadtwerke Aachen und die Mainzer Stadtwerke an fünf Vorhaben. Die Mehrheit der Stadtwerke ist an einem Vorhaben beteiligt. Insgesamt haben sich 100 Stadtwerke an einem oder mehreren FuE-Vorhaben beteiligt.

Tabelle 2-5: Häufigkeit der Beteiligung an FuE-Vorhaben

Häufigkeit der Beteiligung an FuE-Vorhaben	Anzahl Stadtwerke	Stadtwerke
6	1	<ul style="list-style-type: none"> • Stadtwerk Haßfurt GmbH
5	2	<ul style="list-style-type: none"> • Stadtwerke Aachen AG • Mainzer Stadtwerke AG
4	4	<ul style="list-style-type: none"> • Stadtwerke Düsseldorf AG • SWK Stadtwerke Kaiserslautern Versorgungs-AG • Stadtwerke München GmbH • WSW Wuppertaler Stadtwerke GmbH
3	5	<ul style="list-style-type: none"> • Stadtwerke Bietigheim-Bissingen GmbH • Stadtwerke Heidelberg Energie GmbH • Stadtwerke Schwäbisch Hall GmbH • Stadtwerke Tübingen GmbH • Stadtwerke Wunsiedel
2	19	Keine Darstellung aufgrund der großen Anzahl an Stadtwerken
1	69	Keine Darstellung aufgrund der großen Anzahl an Stadtwerken
Anzahl Stadtwerke, die an einem oder mehreren Vorhaben beteiligt waren	100	

(Beispiel: Ein Stadtwerk war im Betrachtungszeitraum an sechs Vorhaben beteiligt. 69 Stadtwerke waren im Betrachtungszeitraum an einem Vorhaben beteiligt.)

2.6.2 Beispiele für FuE-Themen von Stadtwerken und konkrete FuE-Projekte

Auf der einen Seite beteiligen sich Stadtwerke häufig bei lokalen Demonstrationsprojekten mit Quartiersbezug, um ihrer Rolle als kommunaler Versorgungsdienstleister nachzukommen und Erkenntnisse für das Vorantreiben der Dezentralisierung und die lokale Nutzung von Flexibilitäten zu gewinnen. Auf der anderen Seite stellen Stadtwerke auch eigene Studien und Datenerhebungen an, etwa um die Auswirkungen der Energiewende auf ihre eigenen zukünftigen Aufgabenbereiche abschätzen zu können. Im Folgenden werden für Stadtwerke aktuelle Themen der Forschung und Entwicklung sowie einige Beispielprojekte aufgezeigt.

Ladeinfrastruktur für Elektromobilität

Das Thema Elektromobilität ist in den meisten Städten Deutschlands hochaktuell und Stadtwerke sehen darin eine Möglichkeit, ihre Schlüsselpositionen als Mobilitäts- und Elektrizitätsanbieter zu vereinen. Dort, wo bis jetzt noch keine Ladeinfrastruktur vorhanden ist, stellen Stadtwerke (im Konsortium mit Bildungseinrichtungen und Mobilitätsunternehmen) Machbarkeitsstudien an und testen ihre entwickelten Ladekonzepte in „Reallaboren“ wie Quartieren. Bei schon vorhandener Ladeinfrastruktur werden Studien zum weiteren Ausbau sowie zur Vernetzung der Ladepunkte

angestellt. Häufig werden nach Etablierung Möglichkeiten des netzdienlichen, intelligenten Lademanagements analysiert.

Beispiel „KielFlex“: Die Stadtwerke Kiel beteiligen sich an einem Projekt, welches die intelligente Steuerung der Ladevorgänge für die E-Mobilität in ganz in Kiel vorsieht. Gleichzeitig mit der Entwicklung eines intelligenten Stromsteuerungssystems sollen Verkehrsbetriebe Elektro- und Hybridfahrzeuge in Betrieb nehmen (Autos, Busse und Schiffe, die im Hafen geladen werden). Die Ladeinfrastruktur wird ebenfalls ausgebaut. 2020 wird in einem Kieler Stadtteil das intelligente Ladesystem in einem Feldversuch erprobt. (Quelle: <https://www.ndr.de/nachrichten/schleswig-holstein/Kieler-Forscher-arbeiten-am-Stromnetz-der-Zukunft,kielflex112.html>)

Beispiel „CrowdStrom“: Die Stadtwerke Münster entwickeln mit ihren Projektpartnern ein „Crowd-Sourcing-System“, durch welches private Ladepunkte wie öffentliche Ladepunkte von anderen Nutzern und Nutzerinnen unter Verwendung eines Softwareportals genutzt werden können. (Quelle: <https://www.crowdstrom.de/projekt>)

Flexibilisierung und Dezentralisierung der Stromversorgung

Zu den Themen Flexibilisierung und Dezentralisierung stellen Stadtwerke aktuell viele eigene Studien an, um sich den Herausforderungen der Energiewende so gut wie möglich entgegenzustellen. Dabei gilt es vor allem, teils erprobte Modelle wie variable Stromtarife und Lastmanagement mit dezentralen Speichern zu bewerten und die Folgen des erhöhten Einsatzes von erneuerbaren Energien und anderen Bidirektionalitäten für das Stromnetz abzuschätzen. Auch die Auswirkungen des kommenden Smart-Meter-Rollouts sowie die Akzeptanz und Wünsche der Kundinnen und Kunden sind von Interesse.

Beispiel „NEW 4.0 Norderstedt“: Die Stadtwerke Norderstedt erproben die Vermarktung von günstigem Überschussstrom an Privathaushalte mit schaltbaren Steckdosen. Testkunden und Testkundinnen sollen Möglichkeiten finden, nicht planbaren Strom mit Haushaltsgeräten zu verbrauchen. (Quelle: <https://www.stadtwerke-norderstedt.de/unternehmen/engagement/new-40/>)

Teils werden auch hier Quartiersprojekte zur dezentralen und bidirektionalen Stromversorgung angestoßen. Ein Beispiel ist der Quartierspeicher „Strombank“ in Mannheim.

Beispiel „Strombank“: Der Mannheimer Netzbetreiber MVV hat einen Batteriespeicher mit einer Speicherkapazität von 100 kWh bauen lassen, welcher 14 Haushalten mit PV-Dachanlagen und vier Haushalten mit BHKW als „Strombank“ dient. Ein Haushalt mit PV-Anlage, welcher ein Konto bei der Strombank hat, lädt bei sonnigem Wetter seinen Kontostand mit dem Überschussstrom auf. Im Winter kann der Strom wieder vom Konto abgebucht werden, welcher nun größtenteils von den BHKWs erzeugt wird. (Quelle: https://www.smartgrids-bw.net/fileadmin/documents/Veranstaltungen/2016-10-10_SGs-Gespra%cc%88che_Stuttgart_05.pdf)

Nahwärme und effiziente Heizanlagen

Auch im Wärmesektor finden sich einige aktuelle Forschungsprojekte zur Dezentralisierung und allgemeinen Effizienzsteigerung in der Wärmeversorgung. Unter anderem werden Machbarkeits- sowie Wirtschaftlichkeitsstudien für Nahwärmenetze angestellt, da die Nahwärme im Gegensatz zur Fernwärme noch nicht sehr stark etabliert ist. Hier finden sich auch Quartiersprojekte wieder, teilweise schon mit Smart-Home-Elementen.

Beispiel „Energie-Effizienz-Quartier in Gifhorn“: Die Stadtwerke Gifhorn haben gemeinsam mit der Wohnungsbau-Genossenschaft das Wohnquartier Lindenhof mit einem BHKW ausgestattet, welches 15 Wohngebäude mit 93 Mietwohnungen über ein Nahwärmenetz versorgt. Die Wohnungen verfügen über ein Smart-Home-System mit ferngesteuerter Heizung. (Quelle: <https://www.stadtwerke-gifhorn.de/erzeugung/wohnquartier-lindenhof/index.html>)

Effizienzsteigerung in der Fernwärme

Da bereits viele Stadtwerke ein Fernwärmenetz in ihrer Stadt etabliert haben, werden zu diesem Thema inzwischen weniger Machbarkeitsstudien angestellt. Jedoch haben Stadtwerke mit einem funktionierenden Fernwärmenetz ein Interesse daran, dieses noch effizienter zu nutzen und sich dabei ihre Schlüsselposition als sektorübergreifender Anbieter zunutze zu machen. Hierzu gibt es sowohl Praxisprojekte, in denen neue Technologien wie Power-to-Heat erprobt werden, als auch empirische Forschungsarbeiten, welche innovative Konzepte zu identifizieren suchen.

Beispiel Power-to-Heat in Hennigsdorf: Das bestehende Fernwärmenetz der Stadtwerke Hennigsdorf wird um einen Speicher und eine Power-to-Heat-Anlage erweitert. Der Speicher ermöglicht die Nutzung von Abwärme aus einem Stahlwerk, die Power-to-Heat (PtH)-Anlage gleicht Schwankungen der Abwärmenutzung aus und wandelt Überschussstrom aus regenerativen Erzeugern in Wärme um. (Quelle: <https://swh-online.de/aktuell/forschungsprojekte>)

Beispiel „Kommunales Energiemanagementsystem (KEMS) in Cottbus“: Die Stadtwerke Cottbus beteiligen sich mit praktischem Know-how an der Entwicklung einer Technologienmatrix zur Identifizierung geeigneter regenerativer Erzeugungs- und Speicheranlagen für das Cottbuser Fernwärmenetz. Die Matrix soll auch anderen Stadtwerken in Zukunft eine Orientierung geben. (Quelle: <https://www.windnode.de/partner/hkw-heizkraftwerksgesellschaft-cottbus-mbh-stadtwerke-cottbus/>)

Smart Home/ Smart City

Das neue Thema „Smart Home“ beschäftigt viele Stadtwerke, da sie hier auch mit bereits auf den Markt gebrachten Systemen anderer Unternehmen konkurrieren müssen. Dennoch können Stadtwerke bei dem Thema „Smart Home“ und vor allem „Smart City“ von ihrem Alleinstellungsmerkmal als sektorenübergreifende Anbieter profitieren. Sie investieren hier in Demonstrationsprojekte, bei denen vor allem die gesellschaftliche Resonanz eine wichtige Rolle spielt.

Beispiel „Quartier Zukunft“: Die Stadtwerke Rüsselsheim beteiligen sich an einem Smart-City-Projekt, bei dem ein ausgewählter Stadtteil Rüsselsheims mit verschiedenen technischen Diensten zur Verbesserung der Lebensqualität ausgestattet wird. Die Anwohner und Anwohnerinnen können selbst entscheiden, welche der angebotenen Dienste sie in Anspruch nehmen wollen. Es sollen unter anderem ein Quartiersnetzwerk zur Kommunikation und Nachbarschaftshilfe sowie ein öffentliches WLAN-Netz und eine Ladesäule für Elektroautos eingerichtet werden. (Quelle: <https://www.ui.city/de/newsblog/250-forschungsprojekt-stadtwerke-ermoeglichen-den-anwohnern-eine-smart-city>)

Weitere Quellen: https://www.stw-nd.de/home/engagement/forschung_entwicklung/

3 Allgemeine Rahmenbedingungen für Stadtwerke

Stadtwerke agieren innerhalb eines großen Geflechts von externen Einflüssen und Rahmenbedingungen. Neben den Anforderungen der Energiewende und der Digitalisierung müssen Stadtwerke auf sich ändernde Kundenbedürfnisse und die Dezentralisierung mit geeigneten Lösungen antworten. In diesem Kapitel wird daher eine Übersicht über die dynamischen Rahmenbedingungen, die sich auf die Geschäftsmodelle der Stadtwerke auswirken, gegeben.

3.1 Aktueller Stand der Energiewende

Anhand des sechsten Monitoring-Berichts zur Energiewende des BMWi lassen sich der Status-Quo für 2016 gegenüber den geplanten bzw. angestrebten Zielen bis zum Jahr 2050 nachvollziehen. Übergeordnetes Ziel ist es letztendlich, den Energiebedarf in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr zu reduzieren und den Anteil an erneuerbaren Energien zu erhöhen. Insgesamt lag der Anteil erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung 2017 bereits bei ca. 35 %, wohingegen in den Sektoren Wärme und Verkehr noch großer Handlungsbedarf besteht [9].

In Abbildung 3-1 werden ausgewählte Klimaziele für verschiedene Dekaden dargestellt. Zur Quantifizierung einzelner Ziele werden zum Teil unterschiedliche Referenzjahre herangezogen. Bei schraffierten Balken handelt es sich um berechnete Zwischengrößen aus den Angaben für die Jahre 2020 und 2050, denen ein linearer Verlauf unterstellt wird.

Die Treibhausgasemissionen sollen gegenüber dem Referenzjahr 1990 bis zum Jahr 2050 um 80-95 % verringert werden, um eine weitestgehende Treibhausgasneutralität zu erreichen. Für die Dekaden 2020, 2030 und 2040 soll die Reduzierung mindestens 40 %, 55 % bzw. 70 % betragen. Aktuell konnten die Emissionen um 27,3 % gesenkt werden, sodass weitere Anstrengungen dringend nötig sind, um das Ziel für 2020 überhaupt noch zu erreichen.

Der Bruttostromverbrauch hat sich aktuell gegenüber dem Referenzjahr 2008 um 3,6 % verringert. Für die weiteren Dekaden sind bisher nur Eckdaten für 2020 (-10 %) und 2050 (-25 %) bekannt. Für den Endenergieverbrauch im Verkehrssektor sind ebenfalls nur Eckdaten für 2020 (-10 %) und 2050 (-40 %) bekannt. Gegenüber dem Referenzjahr hat der Endenergieverbrauch allerdings um 4,2 % zugenommen.

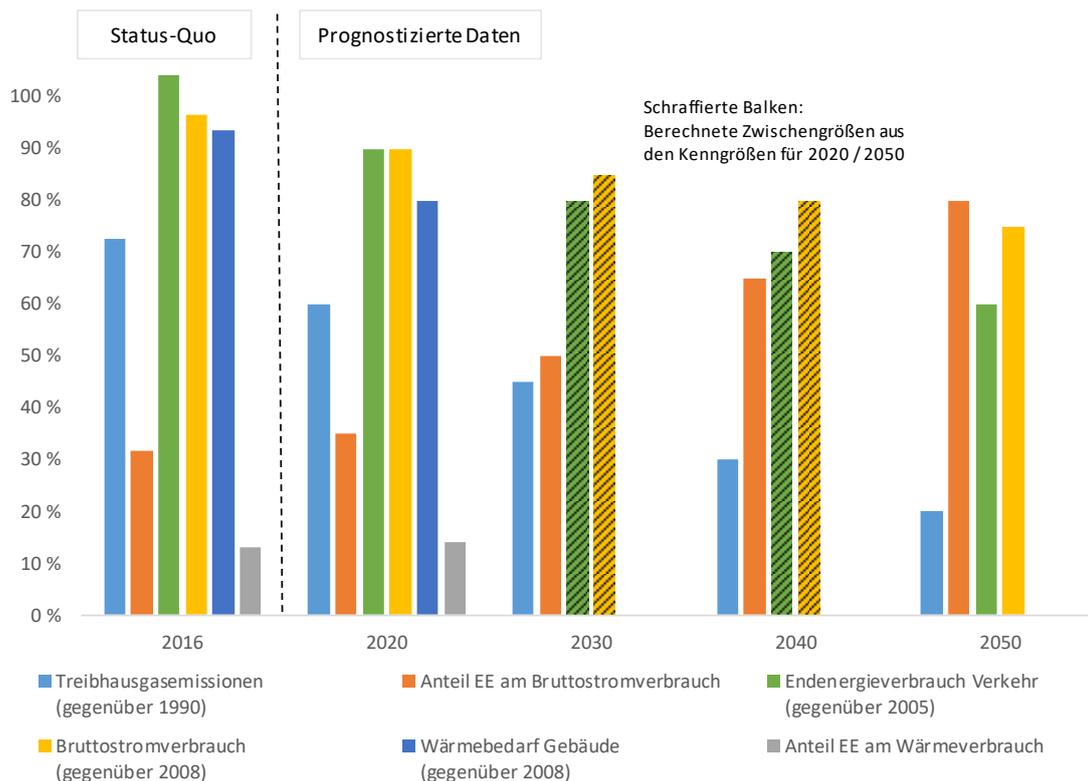


Abbildung 3-1: Auswahl angestrebter Ziele zur Energiewende bis 2050 und Status quo für 2016, eigene Darstellung und Auswertung basierend auf [10]

In dem Bereich des Wärmesektors liegen bis dato, bezogen auf den Wärmebedarf in Gebäuden und für den Anteil erneuerbarer Energien am Gesamtwärmeverbrauch, nur prognostizierte Daten bis zum Jahr 2020 vor. Der Anteil erneuerbarer Energien am Wärmeverbrauch (Endenergieverbrauch für Wärme und Kälte) liegt bei 13,2 % und kommt dem angestrebten Ziel für 2020 mit 14 % bereits sehr nahe. Im Gebäudebereich soll der Wärmeverbrauch bis 2020 um 20 % gegenüber dem Referenzjahr 2008 abnehmen, aktuell liegt die Verringerung bei 6,3 %. Darüber hinaus strebt die Bundesregierung einen nahezu klimaneutralen Gebäudebestand bis zum Jahr 2050 an.

Die geforderte Reduzierung des Energiebedarfs führt dazu, dass der Absatz von Strom, Wärme und Gas von Stadtwerken sinkt. Darüber hinaus haben die gesteckten politischen Ziele Anpassungen in den regulatorischen Rahmenbedingungen bis hin zu steigenden Kosten für den Einsatz fossiler Energieträger, so dass die bestehenden Geschäftsmodelle von Stadtwerken weiter unter Druck geraten. Gleichzeitig ergeben sich aber auch neue Handlungsfelder in der Nutzung neuer Technologien und der Umsetzung innovativer Konzepte und Dienstleistungen, die im weiteren Verlauf dieses Berichts erläutert werden.

3.2 Rechtliche Rahmenbedingungen

Die Energiewende erfordert die Anpassung bestehender und die Einführung neuer Gesetze und Regulierungsmaßnahmen. In diesem Kapitel werden zunächst die Eigenschaften kommunaler Stadtwerke erläutert und anschließend auf die wichtigsten aktuellen Gesetze und Verordnungen im Rahmen der Energiewende eingegangen, die Stadtwerke bei ihren Aktivitäten berücksichtigen müssen.

3.2.1 Eigenschaften von kommunalen Stadtwerken

Der Begriff der Stadtwerke lässt sich aufgrund ihrer vielfältigen Ausprägungen in Bezug auf Form und Funktionsweise nicht einheitlich definieren. In der Regel können Stadtwerke aber unter den Begriffen „Stadt- und Gemeindewerke“, „kommunale Energieversorger“ oder auch „kommunale Energieversorgungsunternehmen“ zusammengefasst werden. Hauptmerkmal ist der Bezug zu einer Körperschaft des öffentlichen Rechts (KöR), um im öffentlichen Auftrag technische Dienstleistungen und Versorgungsleistungen zu erbringen. Entscheidend ist dabei, dass die Kommune eine Beteiligung von mehr als 50 % besitzt oder beherrschenden Einfluss ausübt [7]. Rund 80 % sind dabei in vollständigen Besitz einer oder mehrerer Kommunen und nur an 19 % der kommunalen Unternehmen sind private Anteilseigner beteiligt [11]. Zu den Aufgaben zählt insbesondere im Kontext des Gemeinwohl die Daseinsvorsorge, die zur Aufrechterhaltung des Lebens in modernen Gesellschaften beiträgt (z. B. Gas-, Wasser- und Elektrizitätsversorgung). Demnach sind Stadtwerke, die Energie an andere liefern, ein Energieversorgungsnetz betreiben oder die Verfügungsbefugnis darüber besitzen per Definition ebenfalls Energieversorgungsunternehmen (§3 Abs. 18 EnWG). Oftmals wird im Zusammenhang mit Stadtwerken auch der Begriff des kommunalen Querverbands genannt, womit eine organisatorische Zusammenfassung zweier oder mehrerer betrieblicher Organisationseinheiten gemeint ist (z. B. Energie- und Wasserversorgung, Entsorgung von Abfall und/oder Abwasser, Schwimmbäderbetrieb, öffentlicher Personennahverkehr sowie andere kommunale Dienstleistungen in einem Unternehmen) [11].

3.2.2 Ordnungsrahmen für Stadtwerke im Rahmen der Energiewende

Neben den rechtlichen Rahmenbedingungen in den traditionellen Sparten wie Energievertrieb, -verteilung und -erzeugung, müssen sich Stadtwerke darüberhinausgehend als Energieversorgungsunternehmen zusätzlich mit den aktuellen politischen Entwicklungen in Bezug auf die Energiewende auseinandersetzen. Die sich aus den Novellierungen der energierechtlichen Gesetze, Verordnungen und Geschäftsprozesse ergebenden Vorgaben haben erheblichen Einfluss auf das Tagesgeschäft der Stadtwerke. Im Folgenden werden einige relevante Veränderungsprozesse thematisiert.

Novellierung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG)

Mit der aktuellen Fassung des EEG vom 01. Januar 2017 erfolgte im Wesentlichen eine weitere Anpassung des Ausbaukorridors und die Ausweitung des Ausschreibeverfahrens. Das Ausschreibungsvolumen beläuft sich für Photovoltaikanlagen jährlich auf 600 MW, für Windkraftanlagen an Land werden ab 2017 drei Jahre lang jeweils 2.800 MW ausgeschrieben (danach 2.900 MW pro Jahr) und für Biomasseanlagen gilt für die Jahre 2017 bis 2019 jeweils ein Volumen von 150 MW (für 2020 bis 2022 jeweils 200 MW).

Mit dem aktuell beschlossenen Energiesammelgesetz, welches zum 1. Januar 2019 planmäßig in Kraft tritt, werden weitere Änderungen zum EEG umgesetzt. Das Gesetz betrifft neben dem EEG auch das KWKG, das EnWG und weitere energierechtliche Vorschriften.

Für Photovoltaikanlagen haben sich bereits mit dem EEG 2014 die Förderbedingungen erheblich verändert. Die bisher gesetzlich garantierte Einspeisevergütung wurde schrittweise durch eine Direktvermarktung ersetzt. Zudem wurde der Begriff der Eigenversorgung normiert und eine EEG-Umlagebelastung von 40 % auf Eigenversorgungsanlagen eingeführt [12]. Konkret müssen Anlagen ab einer Leistung von 100 kW ihren Strom direkt vermarkten während Anlagen unterhalb dieser Grenze weiterhin eine fixe Einspeisevergütung zusteht. Für Anlagen mit einer Leistung größer 750 kW ist die Teilnahme an einem Ausschreibungsverfahren der Bundesnetzagentur verpflichtend. Bei der Errichtung muss u. a. auf weitere Auflagen bezüglich möglicher Errichtungsflächen, Fernsteuerbarkeit und Leistungsdrosselung geachtet werden [13].

Konsequenzen ergeben sich für Stadtwerke durch die ständige Anpassung ihrer Betriebs- und Vertriebsmodelle, um weiterhin kosteneffizient Anlagen vermarkten bzw. betreiben zu können.

Durch die Novellierung des EEG wurden auch für Windkraftanlagen an Land mit einer Leistung größer 750 kW die gesetzlich definierten Vergütungssätze von einem Ausschreibungsmodell abgelöst. Am Beispiel der Onshore-Windenergieanlagen wird ein einstufiges Referenzertragsmodell genutzt, um wettbewerblich die Förderhöhe zu ermitteln. Dieses Modell macht unterschiedliche Standorte in Deutschland vergleichbar, was zum einen Kosten senken und zum anderen die räumliche Verteilung von Anlagen lenken soll. In der Ausschreibungsrunde am 1. Februar 2018 konnten erstmals Bürgerenergiegesellschaften nur mit einer Genehmigung (BlmSchG) teilnehmen, um einen fairen Wettbewerb zu ermöglichen [14].

Eine Pflicht zur Teilnahme an den Ausschreibungen gilt auch für Biomasseanlagen, allerdings bereits ab einer Grenze von 150 kW. Für Anlagen mit einer geringeren Leistung bis 100 kW besteht nach wie vor ein Anspruch auf gesetzlich festgelegte Fördergelder. Mit einer Leistung größer 100 kW besteht weiterhin die Pflicht zur Direktvermarktung des Stroms an der Börse.

Änderungen zur Versorgungssicherheit

Zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit wurde im Rahmen der Novellierung des EnWG ein Stilllegungsverbot für systemrelevante Gas- und Kohlekraftwerke eingeführt, auch wenn diese unrentabel betrieben werden. Durch die Reservekraftwerksverordnung (ResKV) sind Kraftwerksbetreiber verpflichtet, geplante Stilllegungen bei der Bundesnetzagentur anzumelden. Besteht eine Systemrelevanz, kann die Abschaltung verweigert werden und die Kraftwerke werden in eine Netzreserve übernommen.

Mit einer weiteren Verordnung, der Systemstabilitätsverordnung (SysStabV), müssen neben PV- und Windenergieanlagen auch KWK-, Biomasse- und Wasserkraftbestandsanlagen ab einer bestimmten Größe mit einer Frequenzschutzeinstellung nachgerüstet werden.

Durch die Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) soll zudem eine weitere Flexibilisierung erreicht werden, indem energieintensive Industrien und Stromgroßabnehmer kurzfristig abgeschaltet oder gedrosselt werden können. [12]

Änderungen des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG)

Mit der novellierten Fassung vom 01. Januar 2017 wurde die weitere Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) beschlossen. Zudem konnten die Ziele für den KWK-Stromerzeugungsanteil konkretisiert werden. Für 2020 beträgt der KWK-Anteil 110 TWh, welcher bereits vier Jahre im Voraus erreicht werden konnte. Für 2025 wird eine Nettostromerzeugung von 120 TWh angestrebt [10]. Die wesentlichen Neuerungen der novellierten Fassung beziehen sich auf ein eingeführtes Ausschreibungsverfahren für KWK-Anlagen im Leistungsbereich von über 1 MW bis 50 MW, mit einem jährlich festgelegten Ausschreibungsvolumen. Zudem wurde eine Förderung für Bestandsanlagen über 2 MW elektrischer Leistung unter Einsatz gasförmiger Brennstoffe eingeführt. Ebenfalls gibt es einen KWK-Zuschlag für Anlagen, die bestehende Kohleanlagen ablösen, um Minderungspotenziale zu heben. Durch eine Erhöhung der Zuschlagszahlungen für KWK-Strom aus neuen, modernisierten und nachgerüsteten Anlagen, die in das öffentliche Netz einspeisen, sollen die Effizienzpotenziale weiter gehoben werden. Für weitere Flexibilisierungspotenziale wird zudem die Förderung von Wärme- und Kältenetzen sowie Wärme- und Kältespeichern fortgeführt [15].

Die Energieeinsparverordnung (EnEV)

Im Zusammenhang mit der Energieeinsparverordnung (aktuell: EnEV 2016) sind die Energieeffizienzstandards in den Gebäuden kontinuierlich gestiegen, wodurch der Wärmebedarf entsprechend gesunken ist. Die Stadtwerke, hier besonders die Wärmenetzbetreiber, erwarten daher in den Sparten Gas, Fern- und Nahwärme sinkende Absatzmargen bei unverändert hohen

Kosten für die Infrastruktur [12]. Andererseits ergeben sich im Rahmen der komplexen Vorgaben auch neue Geschäftsfelder für Stadtwerke, sowohl in Bezug auf Haushaltskunden als auch für Industriekunden. Angefangen bei der Energieeinsparberatung, können ganze Wärmekonzepte inklusive Anlagenplanung, Bau und Finanzierung angeboten werden. Ebenfalls von Interesse sind in diesem Zusammenhang Smart-Home-Geräte, die dazu beitragen können, dass der Wärmeverbrauch weiter gesenkt wird und gleichzeitig der Nutzerkomfort steigt. Mit Blick auf die EU-Gebäuderichtlinie (2010) ist geplant, die nebeneinander laufenden Regelungen für Gebäude zu einem Gebäudeenergiegesetz (GEG) zusammenzufassen. Davon betroffen ist die Energieeinsparverordnung (EnEV), das Energieeinsparungsgesetz (EnEG) und das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG). Grund dafür ist der geforderte Standard eines „Niedrigstenergiegebäudes“, der ab 2019 bereits für öffentliche Neubauten und ab 2021 für privatwirtschaftliche Neubauten gilt. Abbildung 3-2 veranschaulicht die Entwicklung der gesetzlichen Mindestanforderungen hinsichtlich des Primärenergiebedarfs von Neubauten.

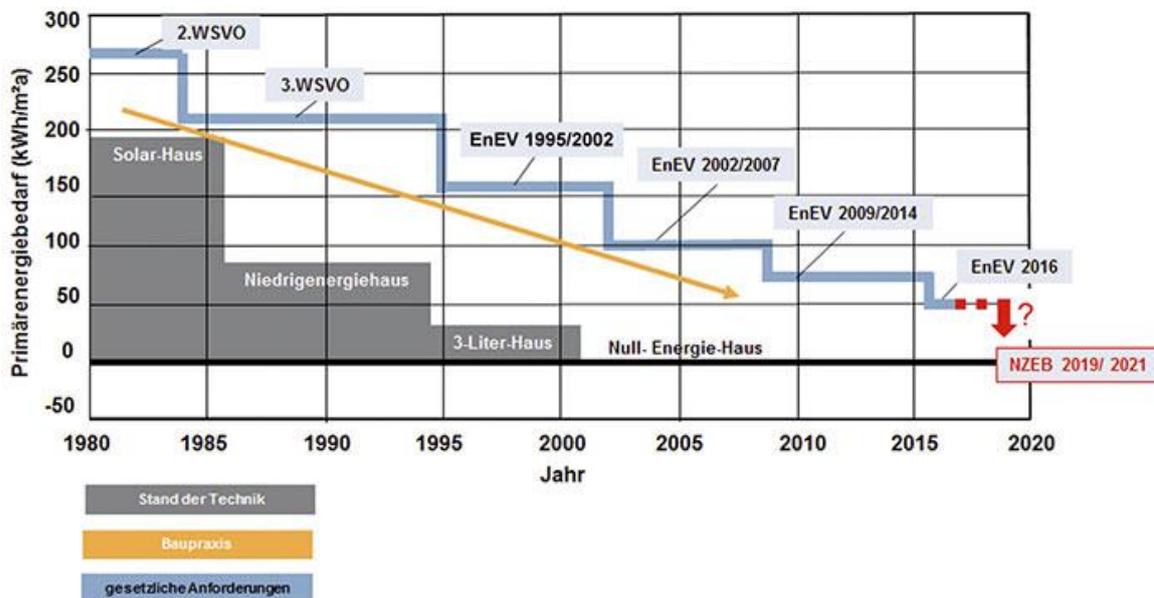


Abbildung 3-2: Entwicklung der gesetzlichen Mindestanforderungen hinsichtlich des Primärenergiebedarfs von Neubauten, Quelle: [16]

Internationale Energiepolitik

Die im Dezember 2012 in Kraft getretene EU-Energieeffizienzrichtlinie (EED: Energy Efficiency Directive) soll durch weitere sektorenübergreifende Regelungen wesentlich zum Erreichen des für 2020 angesetzten Ziels der europäischen Union beitragen (Effizienzsteigerung um 20 %). Die Umsetzung auf nationaler Ebene bietet daher auch für Stadtwerke viele Berührungspunkte. Als Beispiel sei die Verpflichtung von Energieeffizienzsystemen, die Förderung der KWK und die Steigerung der Energieeffizienz im öffentlichen Gebäudebestand genannt. [12]

Noch in diesem Jahr soll zudem die EU-Energieeffizienzrichtlinie novelliert werden. Erste Einigungen konnten bereits erzielt werden, die beispielsweise erfordern, dass ab 2020 installierte Zähler und Kostenverteiler fernablesbar sein müssen (Smart-Meter), sofern dies aus wirtschaftlicher Sicht verhältnismäßig ist. Für den Bestand gilt eine Frist bis 2027, um diese entsprechend nachzurüsten. Darüber hinaus sollen Hausbewohner ab dem Jahr 2022 unterjährig Verbrauchsinformationen über den eigenen Verbrauch erhalten. Dies gewährleistet eine bessere Transparenz und kann dazu führen, dass bislang ungenutzte Einsparpotenziale erschlossen werden.

Nationaler Energieeffizienz-Aktionsplan (NEEAP)

Der nationale Energieeffizienz-Aktionsplan informiert über aktuelle Rahmenbedingungen und Erfolge der Energieeffizienzpolitik in Deutschland und dokumentiert die Anstrengungen und Fortschritte der Bundesregierung, die in den vergangenen Jahren erzielt wurden und weiterhin erzielt werden. Die Veröffentlichung dieses Berichts ist im Rahmen der EU-Energieeffizienzrichtlinie (EED) Pflichtbestandteil der Bundesregierung. Für Stadtwerke dient dieser Bericht als informative Grundlage, um sich über aktuelle Entwicklungen und Fortschritte zu erkundigen. [17]

Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE)

Mit dem im Dezember 2014 beschlossenen Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz soll die Steigerung der Energieeffizienz noch weiter in den Vordergrund gestellt werden. Mit dem NAPE als wichtiges Steuerungselement sollen Instrumente und Verantwortungen einer nationalen Energieeffizienz-Politik zusammengeführt und die strategische Ausrichtung definiert werden. Die Maßnahmen können unter drei zentralen Punkten aufgeführt werden: Die Energieeffizienz im Gebäudebereich voranzubringen, die Energieeffizienz als Rendite und Geschäftsmodell zu etablieren und die Eigenverantwortlichkeit für Energieeffizienz zu erhöhen [18]. Aus dem NAPE gehen z.B. Förderprogramme bzw. Anreizprogramme wie das Marktanreizprogramm (MAP), das Anreizprogramm Energieeffizienz (APEE) oder Fördermittel für das KfW-Programm (CO₂-Gebäudesanierung) hervor.

Gesetz über Energiedienstleistungen und andere Energieeffizienzmaßnahmen (EDL-G)

Der vom Bundesministerium Ende Juli 2014 vorgelegte Entwurf zur Novelle des Gesetzes über Energiedienstleistungen und andere Energieeffizienzmaßnahmen beruht auf der nationalen Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie (EED). Die Umsetzung dieser Maßnahme gehört gleichzeitig zum Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE). Demnach sind branchenunabhängig alle Unternehmen, die nicht unter die Definition von kleinen und mittelgroßen Unternehmen (KMU) der EU-Kommission fallen, regelmäßig (alle vier Jahre) zu einem Energieaudit verpflichtet [12]. Eine Ausnahme bilden Unternehmen, die ein Energiemanagementsystem (nach ISO 50001) oder ein Umweltmanagementsystem (nach EMAS) eingeführt haben. Neben der reinen Größenbetrachtung schließt die Definition auch Unternehmensbeteiligungen ein: besitzt eine kommunale Körperschaft über 25 % an einem Unternehmen, gilt dieses nicht mehr als KMU, was nahezu auf alle Stadtwerke zutrifft [12]. Für die Stadtwerke ergeben sich mit der verpflichtenden Umsetzung eines Energieaudits weitere Möglichkeiten, um neue Energiedienstleistungen anzubieten.

Verschärfung der Finanzmarktregeln (REMIT, MiFID und EMIR)

Infolge der Finanzkrise hat sich die Architektur des bestehenden Energiehandels durch Instrumente der Finanzmarktregulierung verändert. Vor allem die Market in Financial Instruments Directive (MiFID) und die European Infrastructure Regulation (EMIR) haben Einfluss auf das operative Geschäft vieler Stadtwerke, die im Energiehandel und in der Vermarktung von Strom tätig sind [12]. Gleiches gilt für die REMIT-Verordnung (EU-Verordnung über „Integrität und Transparenz des Energiemarkts“), die Teilnehmer am Energiegroßhandelsmarkt erfasst und hauptsächlich Insider-Handel und Marktmanipulationen verhindern soll. Durch die REMIT-Verordnung, die Ende Dezember 2011 in Kraft getreten ist, wird der EU-weite börsliche und außerbörsliche (OTC-)Energiehandel von Strom und Gas geregelt. Unternehmen müssen zudem umfangreiche Datenmeldeverpflichtungen berücksichtigen [19]. Die Bundesnetzagentur (BNetzA) fungiert in diesem Fall als nationale Regulierungsbehörde, die für die Durchsetzung von Verboten und zur Offenlegung von Insider-Informationen verpflichtet ist [20].

Die EMIR-Verordnung regelt den außerbörslichen Handel mit Derivaten und soll zu einer besseren Transparenz beitragen. Seit 2012 müssen standardisierte OTC-Derivate über eine zentrale

Gegenpartei abgewickelt (sog. Clearing-Pflicht) und an ein registriertes Transaktionsregister gemeldet werden (sog. Meldepflicht). Zudem gilt es, dass Risiko für OTC-Derivate, die nicht über eine zentrale Gegenpartei abgewickelt werden, durch Festlegung von Risikostandards zu minimieren (sog. Risikominderungspflicht). [21]

Mit der MiFID-Verordnung wird der Umgang und die Einstufung von Finanzprodukten geregelt. Die mittlerweile in Kraft getretene überarbeitete Finanzmarkttrichtlinie MiFID II, Nachfolgerin der MiFID I, enthält zahlreiche neue Vorgaben für den Handel mit Finanzinstrumenten. Dazu gehören übergeordnete Fragen der Finanzmarktinfrastruktur, wie bspw. die Regulierung von Handelsplätzen, als auch geänderte Vorschriften für Akteure beim Vertrieb von Finanzinstrumenten an Anleger. Für Stadtwerke ergeben sich Berührungspunkte mit der neuen Verordnung hauptsächlich aus dem Handel mit Strom-, Gas- und Emissionszertifikaten. Häufig werden z. B. Derivate bei der Vermarktung der Kraftwerkserzeugung oder bei der Beschaffung von Energie im Rahmen des Risikomanagements eingesetzt [22]. Auch der Handel mit Stromlieferverträgen zu vereinbarten Zeiten und Preisen ist nicht mehr direkt zwischen den Handelspartnern möglich. Indes muss eine Clearingplattform zwischengeschaltet werden, um die Abwicklung abzusichern und Ausfallrisiken zu minimieren [12].

3.3 Wirtschaftliche Rahmenbedingungen

Nachdem in Abschnitt 2.1 bereits einige Änderungen der rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen aufgezeigt wurden, werden in diesem Kapitel die Änderungen der wirtschaftlichen Faktoren der vergangenen Jahre analysiert.

3.3.1 Markt- und Energiepreisentwicklung

Die Energie- und Rohstoffpreise unterliegen je nach Angebot und Nachfrage natürlichen Schwankungen, wodurch die Beschaffungspreise auf den Großhandelsmärkten beeinflusst werden. Im Rahmen des Risikomanagements können allerdings durch Sicherungsgeschäfte bzw. Hedgegeschäfte zukünftige Preis- oder Wechselkursschwankungen abgesichert werden. Hinzu kommen Steuern, Umlagen und Entgelte, die der Energieversorger nicht beeinflussen kann. Bezogen auf die Verbraucherpreise für Strom entfallen auf einen Beispielhaushalt rund 54 % des Gesamtpreises auf Steuern, Abgaben und Umlagen [23]. Bei den Verbraucherpreisen für Gas sind es hingegen nur rund 26 % bei Einfamilienhäusern (EFH) bzw. 27 % bei Mehrfamilienhäusern (MFH). Abbildung 3-3 zeigt beispielhaft wie sich die Haushaltspreise für Erdgas, Heizöl, Strom und Fernwärme über die Jahre entwickelt haben.

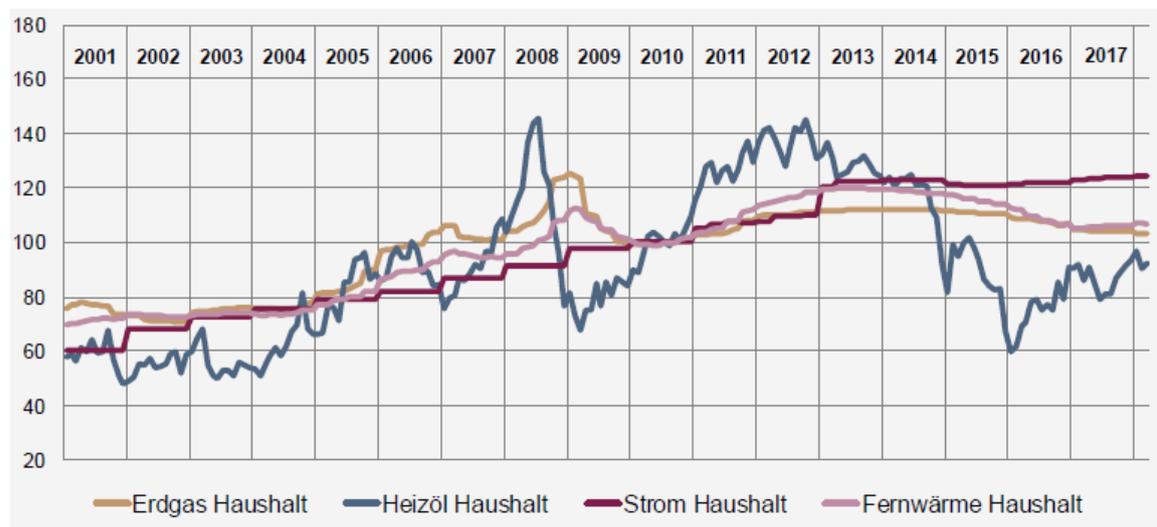


Abbildung 3-3: Entwicklung der Energiepreise (indexierte Preissteigerungsraten, keine absoluten Brennstoffpreise) von 2001 bis 2017 für Haushalte, Quelle: [24]

Strompreis (Verbraucherpreise)

Die Wechselbereitschaft der Stromkunden hat in den letzten Jahren mit steigenden Strompreisen kontinuierlich zugenommen. Neben dem Wunsch nach einem günstigeren Strompreis als maßgebliche Motivation für einen Stromanbieterwechsel ist aber auch teilweise der Wunsch nach Ökostrom für einen Wechsel ausschlaggebend. Dabei zeigen sich besonders jüngere Kunden (18-29-Jährige) als sehr wechselfreudig [25]. Weitere Ursachen werden in dem Kapitel 3.5.3 erläutert. Die Hauptursache für den Preisanstieg sind die gestiegenen Umlagen (z.B. für EEG, KWKG), Stromsteuern (z. B. Stromsteuer, Umsatzsteuer) und Abgaben (Konzessionsabgabe). Die Entwicklung der durchschnittlichen Strompreise für Haushalte sind in Abbildung 3-4 dargestellt. In den Jahren von 2012 bis 2014 kamen drei weitere hinzu: Die Umlage zur Entlastung der stromintensiven Industrie von den Netznutzungsentgelten (§ 19 Strom-NEV-Umlage), die Offshore-Haftungsumlage und die Umlage für abschaltbare Lasten (§ 18 AbLaV). [12]

Für Stadtwerke stellt die gestiegene Wechselbereitschaft der Kunden eine große Herausforderung dar. Durch den freien Wettbewerb im Strommarkt stehen Stadtwerke nicht nur mit großen Konzernen, sondern auch mit Online-Anbietern in Konkurrenz, die oftmals mit Tiefstpreisen locken und Bonuszahlungen versprechen. Für die meisten Stadtwerke macht dieser reine Preiskampf keinen Sinn, da die eigenen Infrastrukturkosten gegenüber reinen Online-Anbietern deutlich höher sind. Stadtwerke setzen daher eher auf qualitative Merkmale wie Kundennähe und Kundenpflege. Der Kunde weiß, wo und wie der Strom erzeugt wird und hat bei Problemen einen direkten und zuverlässigen Ansprechpartner. Durch die lokale Verankerung engagieren sich Stadtwerke darüber hinaus in sozialen Projekten und Einrichtungen und fördern kulturelle Veranstaltungen. Dadurch entsteht ein zusätzlicher Vertrauensvorsprung, den die Konkurrenz in dieser Art und Weise nicht realisieren kann. [26]

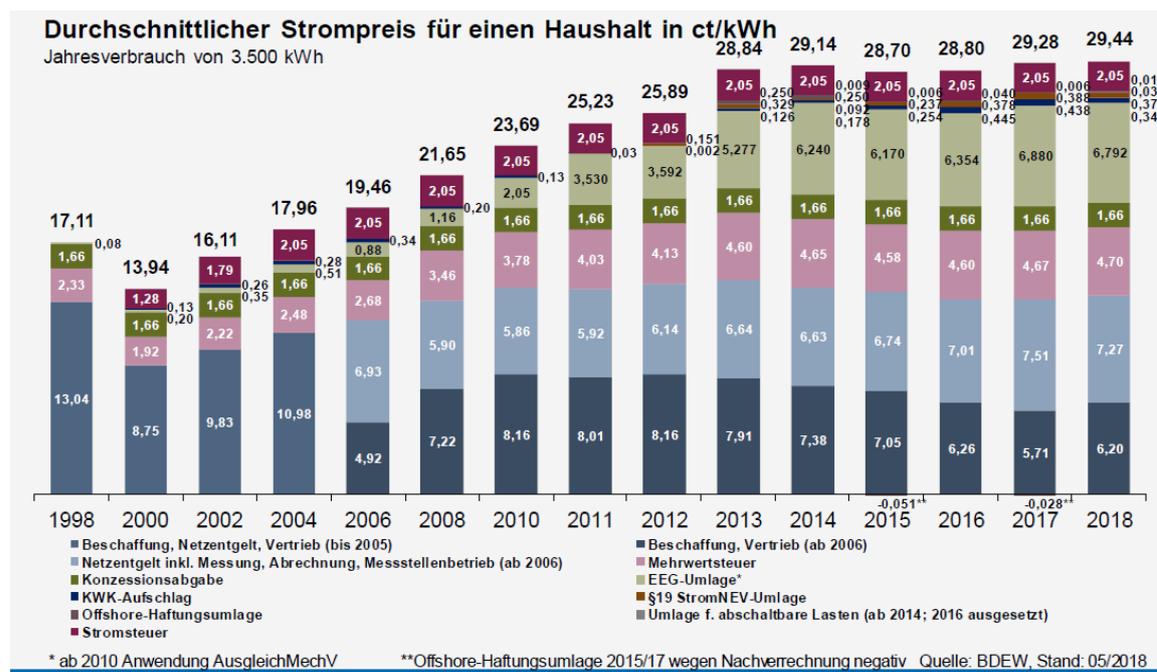


Abbildung 3-4: Strompreisentwicklung Haushalte in ct/kWh, Quelle: [23]

Erdgaspreis (Verbraucherpreise)

Im bundesdeutschen Durchschnitt sind die Gaspreise in den letzten 5 Jahren um 13 % gesunken, wohingegen die Grundversorgungstarife der örtlichen Gasanbieter im selben Zeitraum nur um ca. 8 % sanken. Infolge dessen konnten Gaskunden bereits mit einem Wechsel aus dem Basis-Gastarif des örtlichen Versorgers ihre Heizkosten langfristig stärker senken.

Trotz der geringen Preisschwankungen im Vergleich zum Erdöl wird davon ausgegangen, dass die Gaspreise im Jahr 2019 ansteigen werden. Grund dafür sind u. a. steigende Ölpreise sowie Gaspreiserhöhungen an verschiedenen Terminbörsen. Aus diesem Grund sind viele Stadtwerke gezwungen, ihre Gaspreise an die aktuellen Entwicklungen anzupassen. Im Schnitt wird mit einer Erhöhung von 8,3 % gerechnet. Durch die gestiegenen Preise werden Endverbraucherkunden sich vermehrt nach günstigeren Tarifen umschaun, wodurch die Wechselbereitschaft sich vermutlich erhöht. [27]

Fernwärmepreis (Verbraucherpreise)

In Verbindung mit steigenden Heizöl- und Erdgaspreisen werden auch die Kosten für die Fernwärmeversorgung steigen, da die erzeugte Wärme von den Stadtwerken in der Regel dezentral bzw. lokal über erdgas- und ölbetriebene Blockheizkraftwerke erzeugt wird. [28]

Biogene Brennstoffe (Verbraucherpreise Juli 2018)

Die Preise für biogene Brennstoffe variieren gegenüber den Brennstoffpreisen für Erdgas und Heizöl weniger stark. Insbesondere die Scheitholz- und Hackschnitzelpreise zeichnen sich durch eine sehr stetige Preisentwicklung aus. Am günstigsten unter den biogenen Brennstoffen sind Hackschnitzel mit einem Wassergehalt von 35 % (85 €/t), gefolgt von Hackschnitzeln mit einem Wassergehalt von 20 % (131 €/t). Der Pelletpreis liegt bei 244 €/t und unterliegt etwas stärkeren Schwankungen, die jedoch gegenüber den Preisschwankungen von Heizöl vernachlässigbar sind. Damit ist Scheitholz (Hartholz, ofenfertig trocken) unter den biogenen Brennstoffen momentan, bezogen auf den Brennwert, am teuersten (94 €/Rm). Die ermittelten Preise sind als Bundesdurchschnittspreise zu verstehen und sollten für die konkrete Planung auf regionale Preise bezogen werden. [29]

3.3.2 Entwicklung der Absatzzahlen für Wärmeerzeuger

Anhand der Absatzzahlen für Wärmeerzeuger in Gebäuden und Quartieren können aktuelle Tendenzen hinsichtlich der in Deutschland eingesetzten Wärmeerzeugungstechnologie und der eingesetzten Energieträger abgelesen werden (Abbildung 3-5).

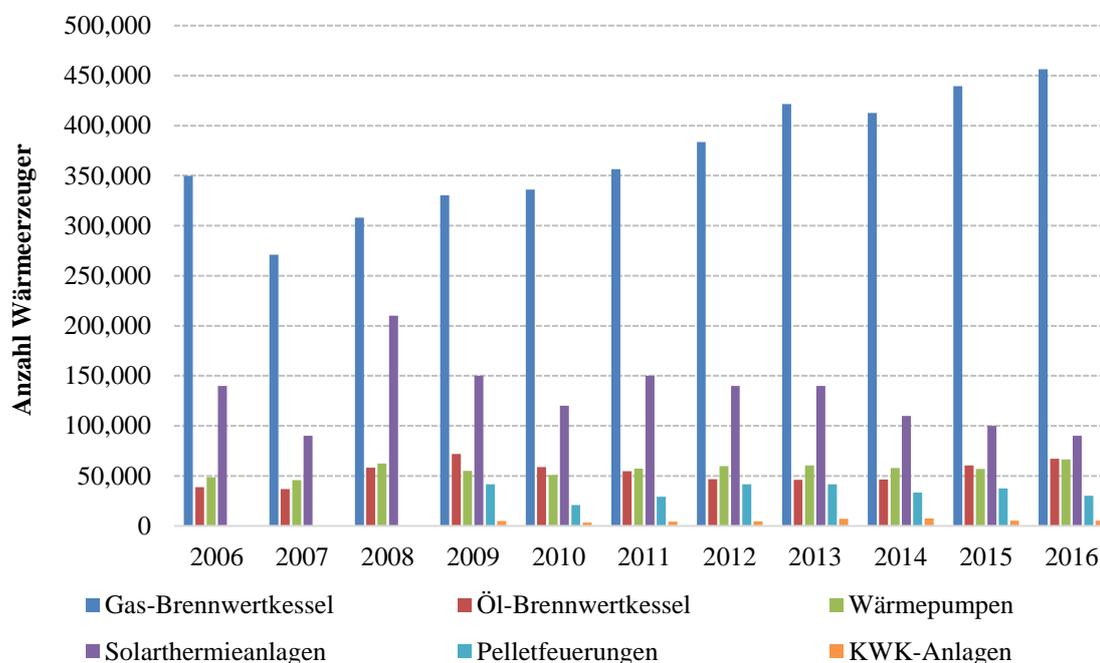


Abbildung 3-5: Jährliche Absatzzahlen von Wärmeerzeugern zwischen 2006 und 2016, eigene Auswertung und Darstellung basierend auf [30]

Gas-Brennwertkessel werden mit deutlichem Abstand am häufigsten vertrieben, Tendenz steigend. Mit größerem Abstand folgen Solarthermieanlagen, deren Absatzzahlen 2008 ihren Höhepunkt erreichten und seitdem wieder sinken. Im unteren Bereich konkurrieren Öl-Brennwertkessel und Wärmepumpen mit nahezu gleichen Absatzzahlen. Mit kleinem Abstand folgt die Wärmeerzeugung mittels Pelletöfen. Die Absatzzahlen variieren von Jahr zu Jahr und lassen keine klare Tendenz erkennen. Schlusslicht bilden die KWK-Anlagen, deren Anteil am Absatzmarkt gegenüber den anderen Wärmeerzeugern deutlich geringer ausfällt.

3.4 Technologische Rahmenbedingungen

Die technologischen Rahmenbedingungen für Stadtwerke sind vielfältig. An dieser Stelle liegt daher der Fokus auf den drei wichtigsten technologiebezogenen Trends, die die Basis für viele aktuelle Entwicklungen bilden, welche konkrete Einflüsse auf Stadtwerke haben.

3.4.1 Digitalisierung

Das Thema Digitalisierung gilt mittlerweile als Top-Thema und ist endgültig in der Energiewirtschaft angekommen. Die Digitalisierung wird Veränderungen in den Unternehmen mit sich bringen, die vor allem dazu dienen werden, Geschäftsprozesse effizienter und schneller zu gestalten. Auch in Bezug auf die Energiewende wird der Digitalisierung eine Schlüsselrolle zugewiesen, da erst durch eine intelligente Vernetzung das Flexibilisierungspotenzial in Verbindung mit neuen Geschäftsmodellen voll ausgeschöpft werden kann. Von besonderem

Interesse in der Energiewirtschaft sind folgende Themen: Automatisierung von Geschäftsprozessen, Konzepte für ein massendatentaugliches Datenmanagement, leistungsfähige und sichere Kommunikationsinfrastruktur, standardisierte und automatisierte Prozesse für den Betrieb intelligenter Messsysteme, lokale Plattformen für die lokale Steuerung und Vermarktung von Flexibilitätsoptionen und die Digitalisierung der Kundenkommunikation [8]. Das Spektrum der digitalen Technologien, die dabei zum Einsatz kommen (werden) ist breit gefächert. Als besonders relevant werden Smart Metering, Internet of Things, Robotic Process Automation und die Blockchain-Technologie eingeschätzt. Wie stark bzw. wie schnell sich dieser Wandel allerdings in der Stadtwerklandschaft durchsetzt, ist nur schwer absehbar. Zur besseren Abschätzung kann die Entwicklung in drei Szenarien unterteilt werden. [31]

Szenario A: Die Digitalisierung verändert die Energiewirtschaft langsam und evolutionär („business as usual“), Konsequenz: Langsame Integration von digitalen Technologien in den Geschäftsprozess, Unternehmen haben viel Zeit zur Anpassung.

Szenario B: Die Digitalisierung verändert die Energiewirtschaft evolutionär, in kundennahen Geschäftsfeldern jedoch auch disruptiv („Beschleunigte Evolution“), Konsequenz: Mischung aus beiden Szenarien (A & C), Unternehmen haben Zeit zur Anpassung, allerdings werden in kundennahen Geschäftsfeldern deutliche Strukturumbrüche bemerkbar sein.

Szenario C: Die Digitalisierung führt zu grundlegenden, disruptiven Veränderungen („Disruption“), Konsequenz: Erhebliche Strukturumbrüche; Etablierte Geschäftsmodelle verschwinden, neue Geschäftsmodelle (z. B. Arealnetze und Quartierskonzepte) setzen sich in der Breite durch.

Im Rahmen der Ernst & Young Stadtwerkestudie 2018 [31] konnte innerhalb der durchgeführten Umfrage eine erste Tendenz in Richtung Szenario B festgestellt werden.

Im Rahmen der Ernst & Young Stadtwerkestudie 2018 [31] konnte innerhalb der durchgeführten Umfrage eine erste Tendenz in Richtung Szenario B festgestellt werden. Die Entwicklung wird demnach evolutionär verlaufen, aber auch teilweise grundlegende Strukturumbrüche mit sich bringen. Auf Grundlage der Szenarien und der Einschätzungen der Probanden lassen sich erste Schlüsseltrends für die Wertschöpfungsstufen Verteilnetz, Messwesen und Vertrieb für das Jahr 2030 abbilden (Abbildung 3-6). Insgesamt sind die Meinungen in Bezug auf die Entwicklungen und Auswirkungen teilweise noch sehr unterschiedlich, weshalb die Tendenzen mit Unsicherheiten behaftet sind.



Abbildung 3-6: Umfrageergebnisse unterteilt nach Wertschöpfungsstufe, Quelle: [31]

Die stärksten Veränderungen werden sich im Bereich des Messwesens abzeichnen. Durch die umfassende Umsetzung intelligenter Messsysteme, wird das Smart Meter Gateway zur zentralen Kommunikationsplattform im Gebäude werden und neue Geschäftsmodelle ermöglichen. In den Bereichen Verteilnetz und Vertrieb wird die Entwicklung ebenfalls Veränderungen mit sich bringen. Auf Verteilnetzebene wird die Digitalisierung dazu führen, dass der Betreiber sich zu einem Plattformbetreiber für Netze und Daten entwickelt. Im Vertrieb kommt es nicht zuletzt durch neue Marktteilnehmer zu einer deutlichen Verschiebung bei den Marktanteilen.

3.4.2 Sektorenkopplung

Die Energiewende beschränkt sich nicht nur auf den Stromsektor. Sie umfasst viel mehr alle Sektoren (also auch die Sektoren Wärme, Gas, und Mobilität) und ist Voraussetzung für eine erfolgreiche Systemintegration volatiler Erzeugungsanlagen. Ziel ist es, den Stromsektor enger mit den anderen Sektoren zu koppeln, um zum einen durch steuerbare, zeitlich verschiebbare Lasten (d.h. Stromverbraucher) die verbraucherseitige Flexibilität weiter zu steigern und zum anderen auch in den anderen Sektoren fossile Energieträger durch regenerativen Strom zu substituieren. Die einzelnen Pfade der Sektorenkopplung werden oftmals auch unter dem Begriff Power-to-X zusammengefasst. Grundprinzip von Power-to-X-Pfaden ist, über technisch-physikalische Prozesse Energieformen mittels verschiedener Wandlungstechnologien in andere Energieformen umzuwandeln und damit in einen anderen Sektor zu überführen. Abbildung 3-7 zeigt schematisch, wie die einzelnen Sektoren miteinander verknüpft sind.

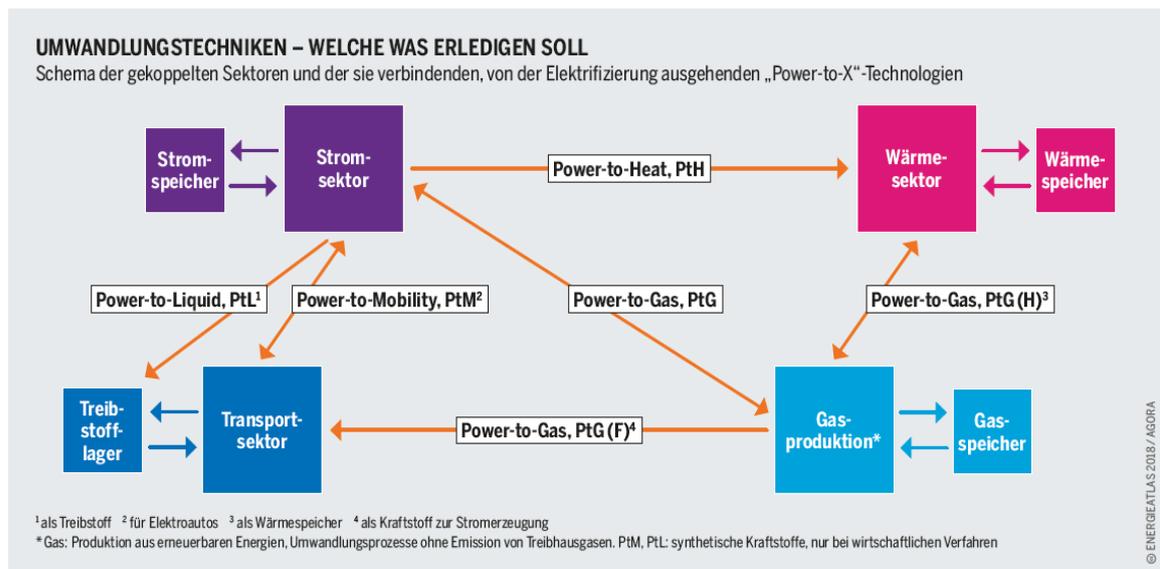


Abbildung 3-7: Schematischer Überblick zu Technologien der Sektorkopplung, Quelle: [32]

Dargestellt sind die Umwandlungspfade Power-to-Heat, Power-to-Gas, Power-to-Liquid und Power-to-Mobility. Die einzelnen Umwandlungspfade verbinden die verschiedenen Sektoren miteinander und ermöglichen darüber hinaus auch Nutzungseffekte in anderen Sektoren. Der Stromsektor bildet dabei den Ausgangspunkt, weshalb für alle Pfade der Bezug von erneuerbarem Strom ein entscheidendes Kriterium ist.

Beispielsweise kann bei einem Überangebot im Stromsektor die Energie mittels Elektrolyse in Wasserstoff umgewandelt werden (Power-to-Gas). Der Wasserstoff kann nun entweder (langfristig) gespeichert oder anteilig dem Erdgasnetz beigemischt werden. Ebenso kann der erzeugte Wasserstoff aber auch im Mobilitätssektor als Kraftstoff für Brennstoffzellenfahrzeuge dienen oder im Wärmesektor bzw. Stromsektor wieder zur Wärme- und Stromerzeugung genutzt werden.

In einem weiteren nachgelagerten Schritt, der „Methanisierung“, könnte der Wasserstoff auch in Methangas umgewandelt und problemlos in das Erdgasnetz eingespeist werden. Entlang der Prozesskette treten allerdings bei jedem Umwandlungsschritt Verluste auf, wie Abbildung 3-8 illustriert. Bei der Rückverstromung treten nochmals Verluste auf, sodass heute Wirkungsgrade von ca. 35 % erreicht werden [5].



Abbildung 3-8: Wirkungsgrade der Power-to-Gas Prozesskette, Quelle: [5]

Darüber hinaus können weitere Bereiche gekoppelt werden, beispielsweise Strom- und Kältebereich, Strom und Chemieproduktion (mittels elektrochemischer Verfahren) oder weitere stromintensive Verfahren und Prozesse mit Speichermöglichkeit (z.B. Wasserwerke).

Stadtwerke sind gut geeignet, um im Bereich Sektorenkopplung eine aktive Rolle einzunehmen. Im Bereich der Stadtwerke lässt sich dies auch auf die Versorgungswirtschaft übertragen. Dies betrifft bspw. die Bereiche Wasserversorgung (Trink-/ Nutz-/ Abwasser), Verkehr (spurgeführt, individuell) und die Müllentsorgung. Stadtwerke haben hier aufgrund der Struktur des kommunalen Querverbands ideale Voraussetzungen, da sie ohnehin oftmals auf unterschiedlichen Wertschöpfungsstufen agieren und seit jeher energetische und nichtenergetische Geschäftsbereiche managen [5].

Voraussetzung für all diese Anwendungen sind zum einen Geschäftsmodelle, die die Kopplung der Sektoren gegenüber den etablierten Verfahren anreizen sowie zum anderen die Informations- und Kommunikationstechnik (IKT)-Anbindung der Anlagen, um eine intelligente Steuerung dieser zu ermöglichen. Auch wenn verschiedene Power-to-X (PtX)-Anwendungen heute schon kommerziell verfügbar sind, gilt der regulatorische Rahmen und die staatlich veranlassten Strompreisbestandteile auf den Netzbezugsstrom noch als größtes Hindernis, um Anlagen wirtschaftlich zu betreiben [33].

3.4.3 Veränderungen im Verteilnetzbetrieb

Der Verteilnetzbetreiber ist dem Übertragungsnetzbetreiber nachgelagert und sorgt für einen sicheren und zuverlässigen Betrieb der Netze in einem lokal begrenzten Gebiet. Sofern diese Netze nicht im Zuge einer Privatisierung übereignet wurden, gehören sie typischerweise kommunalen Energieversorgungsunternehmen wie z.B. Stadtwerken. Zu den Hauptaufgaben zählen Netzplanung, -bau und -betrieb sowie zunehmend auch der Betrieb einer eigenen IT-Infrastruktur und die Anlagensteuerung von Erzeugungsanlagen [34]. Somit ist der Verteilnetzbetrieb für viele Stadtwerke ein aktiver Geschäftsbereich. Dieser ist durch besondere technische Rahmenbedingungen gekennzeichnet und hat Überschneidungen zu anderen Geschäftsbereichen von Stadtwerken. Beispielsweise müssen PV-Anlagen mit einer Leistung größer 30 kW mit technischen Einrichtungen ausgestattet werden, damit der Netzbetreiber jederzeit die Einspeisung bei Netzüberlastung ferngesteuert reduzieren kann (§ 9 Abs. 1 Satz 1 EEG 2017). Zudem sind Stadtwerke mit weniger als 100.000 Strom- bzw. Gaskunden von der Entflechtung zwischen Vertrieb und Netzbetrieb befreit. Dennoch müssen die beiden Bereiche unabhängig voneinander und diskriminierungsfrei zu anderen Anbietern operieren.

Die heutige Herausforderung besteht in der dezentralen und kosteneffizienten Einbindung neuer Energiequellen, ohne die Versorgungssicherheit zu gefährden. Vor allem erneuerbare Energien, die volatil in das Netz der Verteilnetzbetreiber einspeisen und Schwankungen hervorrufen, gilt es intelligent zu managen. Besonders relevant ist hier ein dauerhaftes Engpassmanagement mit einer hohen Anzahl steuerbarer Lasten, Einspeisungen und Speichern.

Mit rund 95 % der EEG-Anlagenleistung, die auf Verteilnetzebene installiert sind, kommt dem Verteilnetzbetreiber eine Schlüsselrolle in der Energiewende zu [34]. Hinzu kommen Entwicklungen wie die Sektorenkopplung und die Elektromobilität, die aus netztechnischer Sicht ebenfalls durch den Verteilnetzbetreiber realisiert werden [35].

Das Thema „Digitalisierung“ spielt auch in diesem Bereich eine große Rolle und kann dabei helfen, den Veränderungsprozess zu unterstützen und effizienter zu gestalten. Themen wie mobile Datenerfassung und -verarbeitung, intelligente Netzkomponenten wie RONT (regalbare Ortsnetztransformatoren), Analytics und Big Data sind nur einige Beispiele der digitalen Transformation. Besonders von Interesse im Rahmen dieser Entwicklung ist aktuell der Rollout von intelligenten Messsystemen. Die automatische Erfassung der Verbrauchs- und Einspeisedaten von Akteuren, die an das Netz angeschlossen sind, dient als Grundlage für weitere Produkte und Serviceleistungen. [34]

Mit einer zunehmenden Dezentralisierung und Digitalisierung wird die Komplexität weiter zunehmen. Verteilnetzbetreiber sollten daher prüfen, welche Maßnahmen aus heutiger Sicht erforderlich sind, um auf die spezielle Netzsituation in den kommenden Jahren vorbereitet zu sein.

3.5 Soziale Rahmenbedingungen

Stadtwerke müssen, wie jedes Unternehmen, neben den bereits beschriebenen rechtlichen, wirtschaftlichen und technologischen Rahmenbedingungen zusätzlich soziale Einflussfaktoren für ihr Handeln mitberücksichtigen. An dieser Stelle werden drei besonders relevante soziale Aspekte für Stadtwerke aufgegriffen: Die gesellschaftliche Seite der Energiewende, die demokratisierende Wirkung der Dezentralisierung und die zunehmende Wechselbereitschaft der Energiekunden.

3.5.1 Energiewende und Gesellschaft

In der politischen Diskussion wird die Energiewende häufig aus einer rein technischen und ökonomischen Sichtweise betrachtet. Der klimapolitische Umbau des Versorgungssystems wirft aber auch grundlegende Fragen auf, die viele gesellschaftliche Lebensbereiche berühren (z. B. die Mobilität, die eigenen Konsumeigenschaften, die Freizeitgestaltung, etc.). Zukünftige politische Entscheidungen können daher auch Auswirkungen auf die Handlungsmöglichkeiten der unterschiedlichen Bevölkerungsgruppen haben. Des Weiteren sind Fragen in Bezug auf die Umsetzung relevant: Wer bezahlt die EEG-Umlage, wer kommt für den Netzausbau auf, wer muss die Windräder und neuen Stromleitungen vor seinem Grundstück tolerieren?

Soziale Aspekte nehmen deswegen zunehmend eine zentralere Rolle ein, die es zu berücksichtigen gilt. Nur eine sozialverträgliche und gerechte Umsetzung wird letztlich zu einem starken Rückhalt in der Gesellschaft führen, der für das Gemeinschaftswerk Energiewende entscheidend ist. [36]

Aus einer repräsentativen Studie, die eine Art „Nachhaltigkeitsbarometer der Energiewende“ herausgearbeitet hat, lässt sich allgemein ein breiter Konsens in Bezug auf die Zielsetzung der Energiewende feststellen. Es zeigt sich quer durch alle Bevölkerungsschichten und politischen Lager eine große Einigkeit und Zustimmung¹. Die Energiewende wird als Gemeinschaftsaufgabe

¹ Die Energiewende wird von 88 % der Bevölkerung befürwortet

wahrgenommen, an der sich jeder beteiligen sollte. Wird hingegen die Umsetzung der Energiewende als Kriterium betrachtet, fallen die Ergebnisse nüchterner aus: ein Großteil der Befragten sieht die Umsetzung eher kritisch und verbindet sie mit negativen Merkmalen wie ungerecht, teuer oder chaotisch. Insbesondere wird die Ansicht geteilt, dass die Energiewende zu teuer ist und zu erhöhten Stromkosten führt². [36]

Trotz der Skepsis wird die Energiewende und die Förderung des Ausbaus erneuerbarer Energien mit deutlicher Mehrheit befürwortet und als fester Bestandteil der zukünftigen Entwicklung in Deutschland angesehen. Aus diesem Grund ist nicht davon auszugehen, dass sich das Meinungsbild kurzfristig ändert. Sollte die Unzufriedenheit allerdings zunehmen, ist eine Trendumkehr nicht auszuschließen [36].

3.5.2 Demokratisierung und Dezentralisierung

Durch den dezentralen Ausbau effizienter und regenerativer Anlagen im Bereich der Strom- und Wärmezeugung, werden immer mehr Verbraucher von passiven Konsumenten zu aktiven Marktteilnehmern, sei es bspw. durch eigene Photovoltaikanlagen auf dem Dach oder durch Mitgliedschaften in Bürgerenergiegesellschaften, die ein Teilhaben an der Energiewende auch monetär ermöglichen.

Die Anzahl der privaten Anlagen (z. B. Photovoltaik-Aufdachanlagen) lässt sich über das behördliche Marktstammdatenregister (MaStR) nachvollziehen, welches das ehemalige Anlagenregister und das PV-Meldeportal zusammenfasst. Bürgerenergiegesellschaften können hingegen im Fall einer Registrierungspflicht in Deutschland durch Recherchen in öffentlichen Registern auffindig gemacht werden. In Abbildung 3-9 ist der ungefähre Bestand an Bürgerenergiegesellschaften bis Ende 2016 zu erkennen. Die Anzahl setzt sich aus den Beständen des Vorjahres plus Neugründungen abzüglich aufgelöster Unternehmen zusammen und bezieht sich auf die Datenbank Bürgerenergiegesellschaften der Leuphana Universität Lüneburg [37]. Zwischen den Jahren 2009 bis 2013 kam es zu einer großen Anzahl an Neugründungen, die 2014 wieder abflachte.

² 66% der Bevölkerung halten die Energiewende für (eher) teuer, nur 17% für (eher) kostengünstig und 73% sind der Meinung, dass die Energiewende zu erhöhten Strompreisen führt

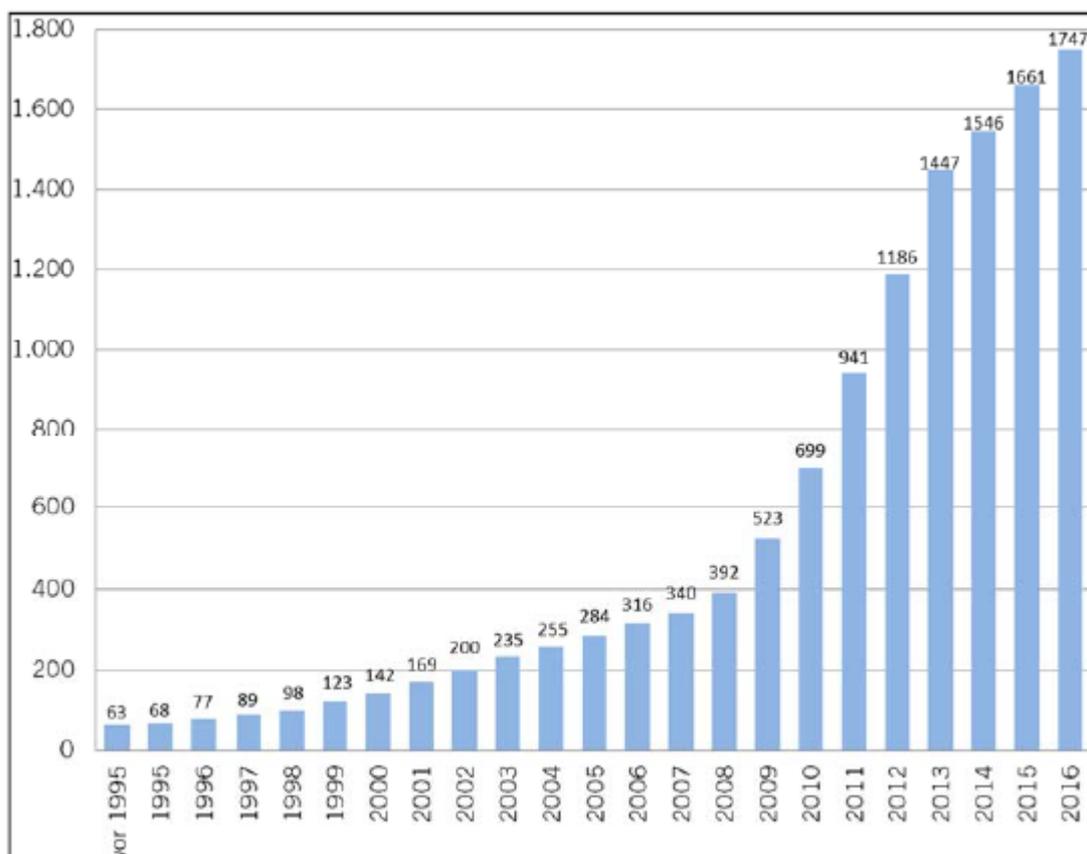


Abbildung 3-9: Kumulierter Bestand an Bürgerenergiegesellschaften, Quelle: [37]

Für kommunale Unternehmen ergeben sich in Verbindung mit Bürgern gute Möglichkeiten, die Energiewende weiter voranzutreiben und sich im Sinne der Akteursvielfalt und der Akzeptanz für neue Energieprojekte einzusetzen. Stadtwerke können so neue Kooperationen schmieden und bestehende vertiefen. Durch die lokale Verankerung und den Vertrauensvorschuss sind sie optimal für Partnerschaften mit Bürgern geeignet. Gleichzeitig profitieren beide Seiten auch finanziell von solchen Vorhaben. Die Bürger können sich stärker an dem Ausbau erneuerbarer Energien beteiligen und langfristig in sichere Geldanlagen investieren. Stadtwerke können hingegen die finanziellen Herausforderungen breiter streuen. [38]

3.5.3 Wechselbereitschaft der Kunden

Wie schon in Kapitel 3.3.1 angedeutet, hat die Wechselrate der Stromanbieter mit steigenden Strompreisen und damit der Wunsch nach einem günstigeren Tarif stark zugenommen. Dies ist auch der Hauptgrund, warum ein Stromanbieterwechsel in Frage kommt. Insbesondere der jüngere Bevölkerungsanteil ist sehr wechselfreudig. Laut einer Bevölkerungsumfrage aus dem Jahr 2015 von dem Unternehmen PwC, haben über 70 % der 19 bis 29-Jährigen innerhalb der zurückliegenden drei Jahre den Stromanbieter gewechselt. Über einen Wechsel in den nächsten 12 Monaten denkt mehr als die Hälfte der Bürger nach. Bei der Generation ab 60 ist ein Wechsel hingegen etwas weniger relevant, da die meisten mit den Stromkosten zufrieden sind. [25]

Interessant ist auch, dass jeder Sechste nicht weiß, wie hoch die monatlichen Stromkosten ausfallen. Bei den unter 30-Jährigen kennen fast ein Drittel ihre Stromkosten nicht. Für diejenigen, die ihren Stromanbieter nicht wechseln, steht eine generelle Zufriedenheit im Vordergrund. Aber auch schlechte Erfahrungen, Angst vor unseriösen Anbietern oder der Aufwand halten Kunden von einem Wechsel ab. [25]

Bei der Suche nach einem neuen Stromanbieter spielt neben dem Preis auch der Herkunftsnachweis eine immer wichtigere Rolle. Insbesondere bei den unter 30-Jährigen ist hier ein Trend festzustellen [25]. Nützlich dabei ist die 2005 gesetzlich eingeführte Stromkennzeichnung, die Auskunft zu den eingesetzten Energieträgern für den verwendeten Strommix gibt. Aus einer Befragung vom Umweltbundesamt geht hervor, dass 20 % der Befragten aktuell ein Ökostromprodukt beziehen. Jeder vierte interessiert sich sogar für solch ein entsprechendes Produkt. Ein noch größerer Anteil der Verbraucher verbindet mit dem Kauf von Ökostrom einen wichtigen Beitrag zur Energiewende. Als Barriere für einen Wechsel werden vor allem der Preis und ein Informationsdefizit auf Seiten der Verbraucher genannt. [39]

Bei der Informationssuche nach neuen Anbietern haben Vergleichsportale im Internet den höchsten Stellenwert eingenommen. Mit etwas Abstand folgt die Suche über die Internetseite des Anbieters oder über Freunde und Bekannte. Während ältere Verbraucher eher die Produktinformationen des Anbieters nutzen, vertrauen jüngere eher auf Freunde und Bekannte. [39]

4 Allgemeine Risiken und Erfolgsfaktoren für Stadtwerke

Nach der Charakterisierung und Typisierung sowie der Einordnung von Stadtwerken in ihre extern beeinflussenden Rahmenbedingungen, werden im folgenden Kapitel die allgemeinen Risiken und Hemmnisse sowie die Stärken und Erfolgsfaktoren für Stadtwerke herausgestellt. Diese entstehen überwiegend aus der besonderen Stellung der Stadtwerke im Vergleich zu anderen Energieversorgungsunternehmen, die daher zunächst erläutert wird.

4.1 Besondere Stellung der Stadtwerke

Seit der Liberalisierung des Energiemarkts stehen Stadtwerke im freien Wettbewerb und somit auch in Konkurrenz mit anderen Unternehmen der Energiewirtschaft. So sind der Energievertrieb, aber auch andere Dienstleistungsangebote nicht mehr nur auf das eigene Versorgungs- bzw. Netzgebiet beschränkt. Auf der einen Seite erhöht dies den potenziellen Kundenkreis eines Stadtwerks. Auf der anderen Seite stehen Stadtwerke dadurch einem intensiven Wettbewerb gegenüber, vor allem auch um die Kunden im eigenen Versorgungsgebiet. Dies stellt für viele Stadtwerke eine große Herausforderung dar. Ein Grund dafür ist, dass die Wettbewerbsfähigkeit vieler Stadtwerke durch die vielfältigen Aufgaben und Gewährleistungspflichten belastet wird, die aus dem öffentlichen Auftrag der kommunalen Daseinsvorsorge hervorgehen und von den Stadtwerken auch unabhängig von der reinen betriebswirtschaftlichen Attraktivität übernommen werden müssen. Das heißt, Stadtwerke garantieren beispielsweise die Grundversorgung mit Energie und Wasser, auch wenn diese nicht mehr die erwartete Rendite abwirft. Der Wettbewerb mit Energielieferanten ohne kommunale Aufgaben fällt daher häufig schwer, da diese mit günstigen Preisen den Markt unter Druck setzen. Lütjen et. al beschreiben die Stadtwerke demzufolge als „Wettbewerber mit Fußfesseln“ [7, S. 14]. Neben der steigenden Intensität des Wettbewerbs auf vielen Märkten, nimmt die Komplexität von Regulierung und Produkten zu [11].

Gewinne einer Sparte, üblicherweise der Energieversorgung, finanzieren in integrierten Unternehmen defizitäre Sparten entsprechend dem auch gesetzlich geregelten steuerlichen Querverbund, wie den öffentlichen Personennahverkehr (ÖPNV) und öffentliche Bäder [40]. Mit der kommunalen Eigentümerschaft geht außerdem einher, dass die Stadtwerke einen Anteil ihrer Gewinne an die Kommunen abführen. Heute schütten laut Universität Leipzig und DKB vier von fünf Stadtwerken durchschnittlich die Hälfte ihrer Gewinne an den kommunalen Haushalt aus. Der Investitionsspielraum der Stadtwerke ist damit von dem Haushalt der Kommunen abhängig. [11]

Die strategische Ausrichtung von Stadtwerken orientiert sich durch ihre Verpflichtungen am Gemeinwohl, mit Hauptfokus auf eine sichere und preisgünstige Energie- und Wasserversorgung sowie der Bereitstellung einer kommunalen Infrastruktur [41]. Stadtwerke stehen dadurch in einem Spannungsverhältnis zwischen Gewinn- und Gemeinwohlorientierung. Sie müssen daher wie privatwirtschaftliche Unternehmen wirtschaftlich effizient arbeiten und gleichzeitig ihren gesellschaftlichen Aufgaben nachkommen.

4.2 Risiken und Hemmnisse der Stadtwerke

Durch die Beschreibung der besonderen Stellung innerhalb der konkurrierenden Unternehmenslandschaft sind bereits einige Hemmnisse der Stadtwerke offengelegt. Sie müssen ein breites Aufgabenfeld bedienen, wodurch eine Effizienzsteigerung durch Spezialisierung in einzelnen Bereichen verhindert wird. Darüber hinaus stecken sie in einem komplexen Beziehungsgeflecht kommunaler Akteure, welches eine nötige strategische Beweglichkeit verhindert [42].

Der Druck auf die Stadtwerke wird zusätzlich erhöht durch die sich stark ändernden Rahmenbedingungen, welche in Kapitel 3 ausführlich erläutert wurden. Geschäftsführer und Vorstände von Stadtwerken erwarten in den kommenden fünf Jahren (Bezugsjahr 2017) in den aktuell wichtigsten Bereichen (Vertrieb von Strom und Gas sowie Netze für Strom und Gas) sinkende Ergebnisbeiträge [8]. Wird beispielsweise mehr Strom aus PV-Anlagen eingespeist, sinken Absatz und Marge im Bereich Stromvertrieb. Mit mehr Energieeffizienz, z. B. durch Hausdämmung, gehen auch Absatz und Marge in den Bereichen Gas und Fernwärme zurück [8]. Das hat vor allem Auswirkungen auf die großen Stadtwerke, die überdurchschnittlich stark in der konventionellen Energieerzeugung tätig sind [8]. Hinzu kommt, dass das Verbrauchsverhalten sich geändert hat. Es gibt die zunehmende Bereitschaft seitens der Kunden in regelmäßigen Abständen die Angebote für Strom und Gas zu vergleichen und den Energieversorger entsprechend zu wechseln (siehe Kapitel 3.5.3).

Ein großes Problem, mit dem Stadtwerke konfrontiert sind, ist die mangelnde Planungssicherheit. Der Atomausstieg zeigt mit welchen langfristigen Unsicherheiten die Akteure der Energiewirtschaft seit spätestens 2000 konfrontiert waren. Die Entwicklung und Einführung neuer Produkte birgt durch die unklaren zukünftigen regulatorischen Rahmenbedingungen ein hohes Investitionsrisiko. Die Rentabilitätsaussichten bei der Erschließung neuer Märkte sind unklar. Diese Unsicherheit spiegelt sich in den Finanzkennzahlen der Branche wider. Hierfür spricht die deutliche Zunahme der kurzfristigen Fremdkapitalquote, welche sich im Zeitraum zwischen 2006 und 2013 durchschnittlich um 60 % erhöht hat. Diese Verschiebung in der Fremdkapitalstruktur erfolgt vor dem Hintergrund einer im Branchenvergleich verhältnismäßig hohen und stabilen Eigenkapitalquote. Bei kleinen Stadtwerken fällt der seit 2011 deutlich zu beobachtende Anstieg der Eigenkapitalquote auf – grundsätzlich ein positiver Befund, da dies für Dauerhaftigkeit und Stabilität spricht. Zusammen mit der gestiegenen kurzfristigen Fremdkapitalquote können beide Indikatoren aber auch darauf hindeuten, dass es für kleinere Stadtwerke schwieriger wird, sich langfristig am Kapitalmarkt zu finanzieren. [42]

Neben unklaren Rentabilitätsaussichten, hohen Investitionsrisiken und unklaren regulatorischen Rahmenbedingungen, nennen Schultz et al. als Hemmnis für Stadtwerke fehlendes Personal sowie fehlende Risikobereitschaft [43]. Diese beiden Barrieren liegen vorwiegend intern bei den Stadtwerken und lassen auf eine gewisse Trägheit schließen, die die Stadtwerke als Arbeitgeber für vor allem Berufseinsteiger weniger attraktiv macht.

Neue Produkte und Dienstleistungen sind in der Regel eng mit der Digitalisierung verknüpft. Da die Anforderungen an den Datenschutz in der EU und damit auch in Deutschland in den letzten Jahren stark zugenommen haben, müssen aus Sicht der Unternehmen vielfältige Maßnahmen in der IT-Infrastruktur getroffen werden. Das ist in der Regel mit einem hohen Aufwand und Kosten verbunden. Da Stadtwerke durch ihr breites Aufgabenfeld bereits sehr ausgelastet sind, bleibt die Digitalisierung und damit der Weg zu neuen Produkten und Dienstleistungen häufig auf der Strecke.

4.3 Stärken und Chancen von Stadtwerken

Stadtwerke haben durch ihre lokale Verflechtung und den öffentlichen Auftrag allerdings auch Vorteile gegenüber privaten Unternehmen. Durch die gemeinwohlorientierte Ausrichtung, anstatt der sonst üblichen Gewinnmaximierungsstrategie, werden Stadtwerke als seriöse Anbieter wahrgenommen. Durch ihre lokale Präsenz und die Erreichbarkeit für die Menschen vor Ort haben Stadtwerke einen Vertrauensvorsprung gegenüber anderen Unternehmen. Das ist ein wertvoller Vorteil für Stadtwerke in Zeiten, in denen viel Misstrauen und Unverständnis seitens der Bevölkerung gegenüber der Energiewirtschaft herrscht. Zudem liegt daran die Chance für Stadtwerke, die Fragestellungen und Lösungsansätze in der aktuellen Energieversorgung für die Verbraucher interessanter zu gestalten und damit die Akzeptanz und Beteiligung jedes Einzelnen in der Energiewende zu erhöhen. [11]

Stadtwerke können darüber hinaus auf die vielfältigen Bedürfnisse ihrer Kunden eingehen, da sie durch ihr großes Aufgabenportfolio Kenntnisse über die Ansprüche der Menschen vor Ort besitzen. Dies bietet ihnen auch die Möglichkeit, ganzheitliche Konzepte zu planen und zu verwirklichen, die mehrere Sparten miteinander verbinden und Synergien hervorheben [11]. Somit können Stadtwerke besser regionale Effizienz- und CO₂-Minderungspotenziale erschließen als externe Energiedienstleister [40].

Darüber hinaus können Stadtwerke als Partner von Kommunen eigene Impulse mit einbringen, wenn es um die Umsetzung von kommunalen Interessen geht. Eine Wärmewende wird nur erfolgreich umsetzbar sein, wenn Stadtwerke und Kommunen in der Stadtentwicklung zusammenarbeiten [11]. Viele Hoffnungen legen sich daher auf die rund eintausend deutschen Stadtwerke. Dank ihres regionalen Fokus' und ihrer anerkannten Kundennähe sind sie prädestiniert, der zunehmenden Dezentralität in der Energieversorgung und zugleich der gebotenen Bürgerbeteiligung Rechnung zu tragen. Anders als bei gewinnmaximierenden Privatunternehmen ist es möglich, dass kommunale Stadtwerke mit ihrem denkbar vagen Auftrag der „Daseinsvorsorge“ langfristige Ziele und renditearme Innovationen höher priorisieren.

Eine Stärke von Stadtwerken ist, dass sie viel fachliches Know-how mit einer hervorragenden Kenntnis der örtlichen Gegebenheiten und einer hohen lokalen Problemlösungskompetenz vereinen. Beispielsweise sind erneuerbare Energien nicht überall in gleichem Maße wirtschaftlich erschließbar. Hier können kommunale Energieversorger mit ihrem Wissen über die örtlichen Gegebenheiten diese Potenziale auf lokaler Ebene leichter identifizieren und heben. Ähnliches gilt für siedlungsnahen KWK-Anlagen, die bereits häufig von Stadtwerken betrieben werden. Die Kraft-Wärme-Kopplung gilt als Brückentechnologie innerhalb der Energiewende. Hier profitieren Stadtwerke von ihren langjährigen Erfahrungen und der räumlichen Nähe zum Verbraucher, die beim Einsatz dieser Technologie eine wichtige Voraussetzung ist. [40]

Das Stadtwerk ist in der Regel der zentrale Infrastrukturanbieter in der Region. Wenn die etablierten, analogen Infrastrukturen mit den neu möglichen, digitalen Infrastrukturen kombiniert und erweitert werden, kann eine neue Basis für zukünftige Geschäftsmodelle geschaffen werden. Für Stadtwerke ist ein Entwicklungspfad vom klassischen Energieversorger hin zum umfassenden Energiemanager erkennbar, da sie das Potenzial haben alle Akteure, d.h. Netzbetreiber, Energieerzeuger, Betreiber von Speichern, private Haushalte sowie industrielle Großverbraucher miteinander zu vernetzen [8]. Die Digitalisierung stellt somit auf der einen Seite, wie zuvor bereits beschrieben, ein Hemmnis aber auf der anderen Seite auch eine große Chance für die erfolgreiche Transformation der Stadtwerke dar.

Die aufgezeigten Vorteile der Stadtwerke lassen sich nach Abbildung 4-1 in energiewirtschaftliche Strategieoptionen überführen. Sie bilden eine Vielzahl an Chancen, die von den Stadtwerken genutzt werden können, um die Energiewende auf örtlicher Ebene voranzutreiben.

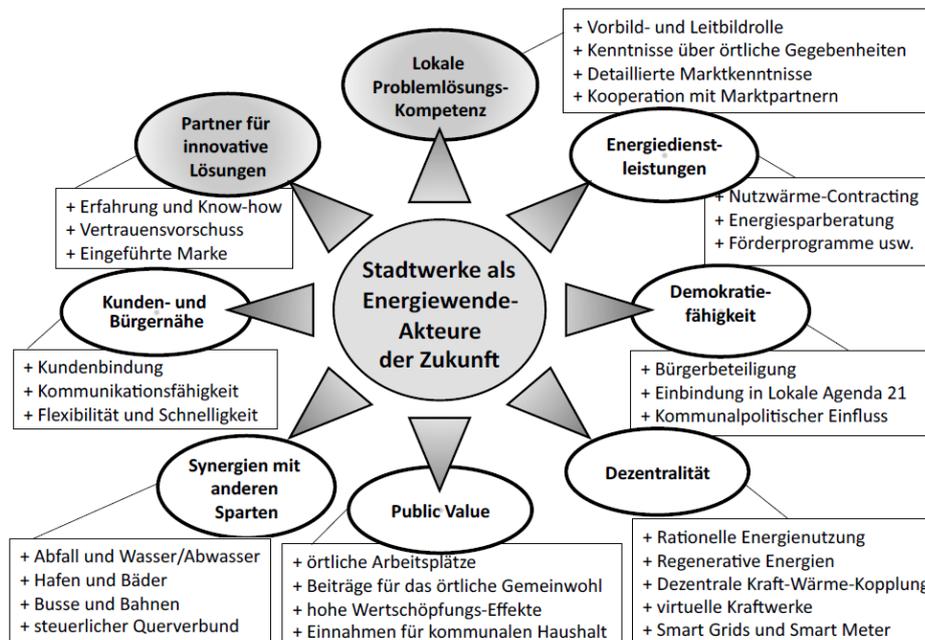


Abbildung 4-1: Energiewirtschaftliche Strategieoptionen für Stadtwerke, Quelle: [40]

4.4 Einzelfallbeispiele

Die Darstellung konkreter Einzelfallbeispiele, die eine objektive Bewertung ermöglichen, war auf Basis der Rechercheergebnisse nicht durchführbar. Auswertbare Informationen die als Beispiele für eine komplette strategische Umorientierung einzelner Stadtwerke herangezogen werden konnten, waren nicht zu ermitteln, so dass davon auszugehen ist, dass deutliche Umstellungen der Geschäftsmodelle bei den Stadtwerken bisher noch nicht stattgefunden haben.

Die Vielzahl von Informationen über Erfolgsprojekte von Stadtwerken die sich im Internet sowie in Fachzeitschriften finden, beschränken sich auf Einzelprojekte wie z. B der Errichtung neuer Heizzentralen auf Basis regenerativer Energieerzeuger, neuer Wärmenetze, dem Aufbau einer Ladesäuleninfrastruktur oder eines virtuellen Kraftwerks. Die Projektlandschaft ist hierbei kleinteilig und der Informationsgehalt dieser Informationen ist in der Regel marketingorientiert, so dass hieraus zumindest geschlossen werden kann, dass die Stadtwerke damit begonnen haben eine Vielzahl neuer Geschäftsfelder zu entwickeln. Die nach außen getragenen Informationen scheinen derzeit aber vor allem dazu zu dienen, das Stadtwerk hinsichtlich der Präsentation eines innovativen Images zu positionieren.

Dieses Bild lässt sich durch die Informationen bestätigen, die aus den Besprechungen mit den am Projekt beteiligten Stadtwerken gewonnen wurden. Auch innerhalb der beteiligten Stadtwerke wird derzeit neben den in diesem Projekt untersuchten Kernthemen ein umfangreiches Portfolio weiterer neuer Geschäftsbereiche betrachtet. Hier handelt es sich jedoch um laufende Prozesse und gegenwärtig ist nicht absehbar, ob diese letztendlich zu einer kompletten Neuausrichtung der Geschäftsbereiche führen werden. Das größte Manko ist laut Aussage der beteiligten Stadtwerke, dass alle betrachteten Optionen immer mit einem deutlich höheren Personalaufwand verbunden sind als die bisherigen Geschäftsbereiche, die erzielbaren Marktvolumen und Margen demgegenüber aber wesentlich niedriger sind.

4.5 Schlussfolgerungen

Das Spannungsfeld, in dem die Stadtwerke sich als kommunale Unternehmen befinden, bringt viele Vorteile aber auch Herausforderungen mit sich. Da Stadtwerke nah am Kunden und deren Bedürfnissen sind, profitieren sie von dem ihnen entgegengebrachten Vertrauen, der Erreichbarkeit, und ihrem Vor-Ort-Wissen. Stadtwerke sind regional vernetzt und haben somit viele Anknüpfungspunkte für Kooperationen und Partnerschaften. Die negativen Aspekte dieser besonderen Stellung der Stadtwerke schlagen sich in hohen Finanzierungsverpflichtungen und fehlenden Skaleneffekten nieder. Zudem mangelt es bei den Stadtwerken an effizienter Fachkräftewerbung. [11]

Die Energiewende ist vorwiegend für die hoch dynamischen Rahmenbedingungen, innerhalb derer Stadtwerke agieren, verantwortlich. Sie zwingt die Stadtwerke kreativ über ihre Zukunft nachzudenken. Aktuell befinden sich die Stadtwerke in einer „Move-or-Lose“-Situation. Um die Herausforderung der Transformation erfolgreich zu bestehen, müssen sie sich auf die eigenen Stärken besinnen und auf deren Grundlage neue Geschäftsfelder erschließen. Dafür sind Investitionen notwendig, für die mehr Risiken als in der Vergangenheit eingegangen werden müssen. Die finanzielle Situation vieler Stadtwerke ist abhängig von dem Finanzrahmen der entsprechenden Kommunen. Daher scheitern Investitionsvorhaben auch bei der Bereitschaft Risiken einzugehen, und zwar, wenn diese finanziell nicht zu stemmen sind.

Das folgende Kapitel befasst sich mit den aktuellen Innovationsaktivitäten der Stadtwerke sowie mit deren Treibern und Barrieren. So wird schließlich aufgezeigt, worauf sich die Stadtwerke konkret konzentrieren sollten, um sich als Anbieter von Komplettlösungen im Bereich der Energieversorgung zukünftig positionieren zu können.

5 Stadtwerke und Innovationen

Stadtwerke müssen Investitionen tätigen. Allerdings dürfen diese Investitionen nicht in die Verbesserung der alten Produkte und Prozesse fließen, sondern sollten zu Innovationen in neuen zukunftsreichen Tätigkeitsfeldern führen. In diesem Kapitel wird ein kurzer Einblick in die aktuellen Innovationsaktivitäten von Stadtwerken gegeben und im Anschluss auf mögliche Innovationstreiber und -barrieren hingewiesen.

5.1 Aktuelle Innovationsaktivitäten der Stadtwerke

In den wichtigsten Geschäftsbereichen von Stadtwerken, dem Vertrieb und Netzbetrieb von Gas, Strom und Wärme erwarten die Unternehmen sinkende Ergebnisbeiträge in den kommenden fünf Jahren. Gleichzeitig identifizieren Stadtwerke steigende Ergebnisbeiträge in ihnen größtenteils noch fremden Geschäftsfeldern, wie beispielsweise dem Ausbau erneuerbarer Energien, innovative Energiedienstleistungen, Telekommunikation sowie Speichertechnologien. Zu den Energiedienstleistungen gehören insbesondere der Aufbau und Betrieb von Ladeinfrastruktur für Elektromobilität sowie Energie(effizienz)-Beratung, Contracting und Energie- und Portfoliomanagement. Darüber hinaus bietet sich die Möglichkeit aus den Daten von den an das Netz angeschlossenen Akteuren zum Verbrauchs- und Einspeiseverhalten weitere Geschäftsmodelle abzuleiten. Den Einbrüchen in den traditionellen Bereichen wollen die Stadtwerke mit dem Einstieg in diese neuen Geschäftsfelder begegnen. Abbildung 5-1 zeigt die Ergebnisse einer Metastudie zu Innovationen von Stadtwerken seit Beginn der Energiewende in 2011 bis Dezember 2013.

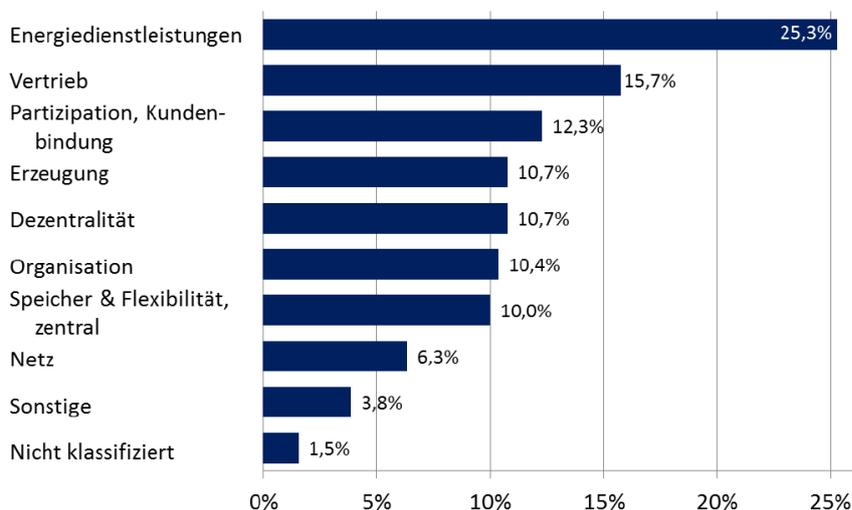


Abbildung 5-1: Innovationsaktivitäten in Energieversorgungsunternehmen, Quelle: [42]

Die Metastudie wurde innerhalb des Verbundprojekts „SW-Agent – Die Rolle von Stadtwerken der Energiewende“ durchgeführt. Durch eine gezielte Stichwortsuche in Fachzeitschriften mit anschließender Auswertung der Treffer konnten insgesamt 521 Innovationsprojekte gefunden werden. Aus den Ergebnissen in Abbildung 5-1 wird deutlich, dass in den ersten Jahren der Energiewende die meisten Innovationsbemühungen der Stadtwerke in Richtung der

Energiedienstleistungen gingen (25,3 %). Zum damaligen Zeitpunkt sahen die Stadtwerke zudem Bedarf in der Weiterentwicklung des Vertriebs-Geschäfts in Richtung Öko-Produkte, Smart Meter, innovative Tarife, flexible Strompreise sowie Rechnungsgestaltung [42]. Von den 521 in der Metastudie ausgewerteten Innovationsprojekten handelt es sich zu 73 % um Verbesserungsinnovationen (Ausweitung und Optimierung bestehender Prozesse), zu 26 % um Grundsatzinnovationen in der angestammten Branche (z.B. im Themenfeld Elektromobilität) und zu einem Prozent um Grundsatzinnovationen in einer neuen Branche, d.h. außerhalb der Energiewirtschaft [42]. Die Investitionen, die getätigt werden, fließen somit zu einem Großteil in den Substanzerhalt des Anlagevermögens.

Eine Befragung aus dem Jahr 2017 unter 67 Stadtwerken skizziert ein aktuelleres Bild über die Innovationsaktivitäten von Stadtwerken. Abbildung 5-2 zeigt das Ergebnis der Frage nach den drei Geschäftsfelder, in die die Befragten innerhalb der nächsten fünf Jahre beabsichtigen zu investieren.

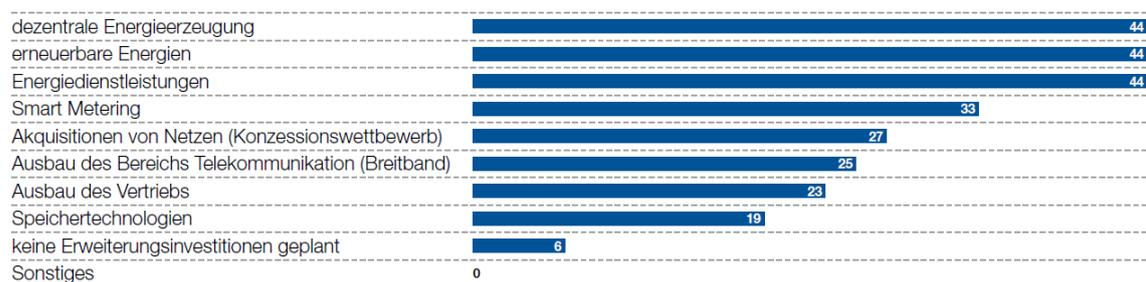


Abbildung 5-2: Geschäftsfelder mit Innovationsfokus, Quelle: [8]

Neben den Energiedienstleistungen, die weiterhin stark im Fokus der Stadtwerke sind, rücken Innovationsaktivitäten im Bereich der erneuerbaren Energien sowie der dezentralen Energiezentralen in den Vordergrund. Diese drei Bereiche wurden von jeweils 44 % der Befragten als relevanten Zukunftsgeschäftsfeld angegeben. Smart-Meter-Produkte und –Dienstleistungen liegen in der Umfrage mit 33 % auf dem 4. Platz. 6 % der Befragten hat zudem keine Investitionen in neue Geschäftsfelder in den folgenden Jahren zu tätigen und sich lediglich auf das Kerngeschäft zu konzentrieren. [8]

Im Bereich der Energiedienstleistungen lassen sich laut einer Studie des Instituts für Innovationsforschung an der Christian-Albrechts-Universität drei Aktivitätsmuster erkennen. Im ersten Aktivitätsmuster handeln Stadtwerke träge im Zusammenhang mit Innovationen und zeigen generell eine geringe Bereitschaft neue Unternehmensstrukturen zu implementieren. Im zweiten Aktivitätsmuster sind Stadtwerke bereit finanzielle und personelle Ressourcen für die Entwicklung von Dienstleistungen einzusetzen. Es gibt zudem erste separate Unternehmensbereiche, die sich mit der Thematik befassen. Das dritte Muster beschreibt erweiterte Aktivitäten im Innovationsmanagement. Es gibt eine Innovationsstrategie, die fest in der Unternehmensstrategie eingebettet ist. [44]

Unabhängig vom Aktivitätsmuster zeigt sich, dass bereits viele Themen von Stadtwerken in Forschungs- und Entwicklungsprojekten bedient werden. In den meisten Fällen kann seitens der Unternehmen allerdings kein eindeutiges Geschäftsmodell benannt werden. Auf die Ursachen dessen wird in dem folgenden Kapitel genauer eingegangen.

5.2 Innovationstreiber und -barrieren für Stadtwerke

Welche Faktoren befördern die Innovationsaktivitäten von Stadtwerken und welche wirken eher hemmend? Dieser Frage wird im Verlauf des Kapitels nachgegangen.

Stadtwerke aufgrund ihrer langjährigen Erfahrung ein grundsätzliches Marktverständnis und kennen die Wettbewerbssituation. Das ist eine profitable Ausgangslage, um in den sich entwickelnden, neuen Geschäftsfeldern Marktbarrieren für Wettbewerber zu schaffen und frühzeitig die Position neu zu stärken. Die Intensität des Wettbewerbs ist hoch und zählt somit zu den Treibern für Innovationsaktivitäten innerhalb der Stadtwerke [43]. Die stärksten Treiber entstehen aus den in Kapitel 3 beschriebenen allgemeinen Rahmenbedingungen. Durch die zu erwartenden sinkenden Erträge im klassischen Energiegeschäft, die steigende Wechselbereitschaft der Kunden, die Digitalisierung und die zunehmende Dezentralität der Energieversorgung sind die Stadtwerke gezwungen Ressourcen in die Erschließung neuer Geschäftsfelder zu investieren [43]. Diese Treiber lassen sich in ihrem Ursprung alle, mit Ausnahme der Digitalisierung, auf die durch die Energiewende initiierte Dynamik zurückführen. In der im bereits vorangegangenen Kapitel zitierten Befragung unter 67 Stadtwerken wird die Energiewende als wichtigster Treiber für Innovationsaktivitäten der Stadtwerke bestätigt [8]. Mehr als die Hälfte der Stadtwerke hat angegeben ihr Geschäftsmodell aufgrund der Anforderungen durch die Energiewende anpassen zu müssen [8].

Im Jahr 2016 hat die Ernst & Young GmbH eine Studie veröffentlicht, in der insgesamt acht Treiber für die Weiterentwicklung der Stadtwerke-Geschäftsmodelle identifiziert wurden. Diese Treiber sind in Abbildung 5-3 nach ihrer Bedeutung für kleine, mittlere und große Unternehmen veranschaulicht.

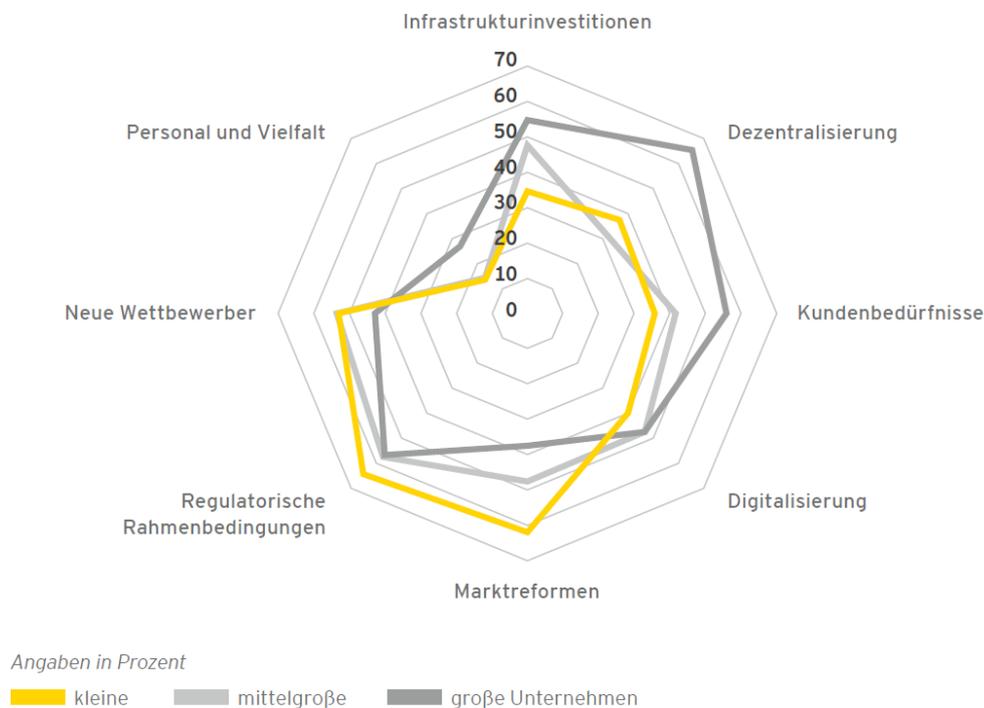


Abbildung 5-3: Treiber für Veränderungen in den Geschäftsmodellen der Stadtwerke, Quelle: [4]

Große Stadtwerke werden durch die zunehmende Dezentralisierung in der Energiewirtschaft stärker beeinflusst als kleine und mittelgroße Unternehmen. Die regulatorischen

Rahmenbedingungen haben unabhängig von deren Größe einen großen Effekt auf die Innovationsaktivitäten der Stadtwerke. [4]

Üblicherweise wird der erzielte Gewinn von Stadtwerken anteilig an die Kommunen über einen Gewinnabführungsvertrag ausgeschüttet, um innerhalb des kommunalen Querverbands defizitäre Bereiche zu stützen (Querfinanzierung). Insbesondere in finanzschwachen Kommunen hat dies Auswirkungen auf die Investitionsspielräume der Stadtwerke und hindert diese in Zeiten von Strukturwandel und technologischem Fortschritt neues Kapital zu investieren (oder: ihren Gewinn zu reinvestieren). [11]

Neben dem Grundproblem der Finanzierung von Investitionen gibt es viele weitere Faktoren, die Stadtwerke an mehr Innovationstätigkeiten hindert. Den Stadtwerken stehen viele Betriebs- und Nutzungsdaten ihrer Kunden und Geschäftspartner zur Verfügung. Die Aufbereitung und Verwertung dieser Informationen, um daraus neue Produkte und Dienstleistungen zu generieren, wird allerdings nur wenig von den Stadtwerken betrieben. Auch unternehmensübergreifende Recherche und Informationsbeschaffung zu innovativen Geschäftsfeldern wird wenig vorangetrieben. Ein Grund dafür können die bereits hohe Auslastung der Unternehmen mit dem Tagesgeschäft und die mangelnden personellen Ressourcen sein.

Konkrete Barrieren bei der Entwicklung von Energiedienstleistungen haben Lütjen et al. im Jahr 2014 formuliert. Die Autoren nehmen eine Unterteilung in markt-, strategie- und implementierungsbezogene Barrieren vor. Bei den marktbezogenen Barrieren werden fehlende rechtliche Rahmenbedingungen sowie zu strikte bereits vorhandene Regulierungen genannt. Zudem wird seitens der Stadtwerke argumentiert, dass die Gewinne in den Geschäftsfeldern der Energiedienstleistungen die Verluste im großvolumigen Altgeschäft nicht ausgleichen können. Als weitere marktbezogene Barriere wird eine zu geringe Akzeptanz für Energiedienstleistungen bei den Letztverbrauchern genannt. Die Stadtwerke befürchten, dass neue Dienstleistungen im Gegensatz zum klassischen Produktportfolio stehen können. So würde beispielsweise durch eine Energieeffizienzberatung der Umsatz im Vertriebsgeschäft zurückgehen. Dieses Dilemma stellt eine strategiebezogene Barriere dar. Wenn sich auf der strategischen Ebene allerdings für die Investition in die Entwicklung von Energiedienstleistungen entschieden wurde, sind die Stadtwerke häufig mit implementierungsbezogenen Problemen konfrontiert. Der neue Geschäftsbereich erfordert eine kulturelle Transformation und ein neues Verständnis in der Belegschaft von Wertschöpfung. Die Stadtwerke müssen neue Vorgehensweisen, Methoden und Instrumente anwenden, um die Services zu entwickeln und gewinnbringend zu vertreiben. Dafür fehlt es häufig an geeigneten personellen und finanziellen Ressourcen. [44]

Es gibt nicht nur Barrieren für Stadtwerke auf der strategischen Ebene für den Eintritt in den Markt für Energiedienstleistungen, sondern auch für die Entwicklung einer grundlegenden Innovationsstrategie. Wie bereits beschrieben, sind die Innovationstreiber vielfältig und eröffnen viele unterschiedliche Entwicklungspfade für Stadtwerke. Die Herausforderung für die Unternehmen ist eine passende Strategie zu erarbeiten, die eine konkrete Richtung vorgibt. Eine valide Innovationsstrategie sollte sich in der Unternehmensstrategie widerspiegeln. Da die Aktivitäten von Stadtwerken sich zwischen gemeinwohl- und gewinnorientiertem Handeln bewegen (siehe Kapitel 4.1), ist die Entwicklung von ganzheitlichen Strategien für diese Unternehmen besonders herausfordernd. Die folgende Abbildung 5-4 zeigt sechs mögliche zukünftige Rollenverständnisse, die jeweils unterschiedliche Schwerpunkte in den Bereichen der Gemeinwohl- und Gewinnorientierung haben. Je nach den individuellen Stärken und Schwächen eines Stadtwerkes und den sich ergebenden Chancen vor Ort, passt die eine Rolle besser als die andere. Ein Generalkonzept für alle Stadtwerke gibt es nicht. So sind unterschiedliche Entwicklungsrichtungen sowie Zukunftskonzepte in der Landschaft der Stadtwerke denkbar. [11]

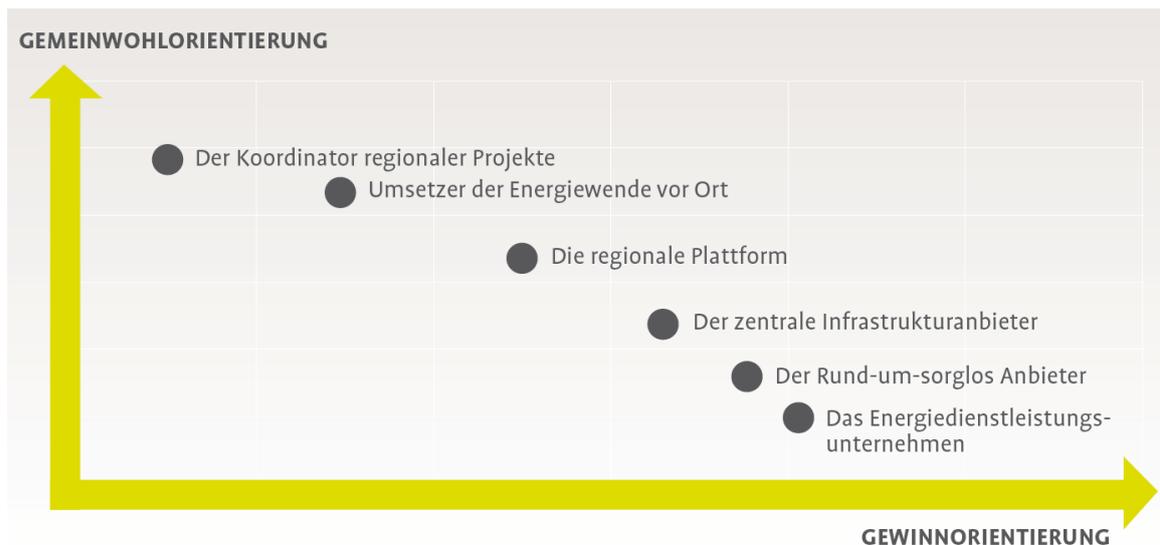


Abbildung 5-4: Zukünftige Rollenverständnisse für Stadtwerke, Quelle: [11]

Die Unternehmensstrategie gibt das zukünftige Handlungsfeld vor. Es folgen Markt- und Machbarkeitsstudien für neue Projekte. Ein weiterer wichtiger Punkt ist die Entwicklung von Partnerschaften und Kooperationen mit Kunden, Lieferanten, Händlern und Vertriebspartnern. Eine Zusammenarbeit mit der Konkurrenz bei z.B. der Entwicklung neuer Standards sollte nicht ausgeschlossen werden. Nicht zuletzt sollten die Möglichkeiten für die Finanzierung bei der Erschließung der neuen Geschäftsfelder ausgeschöpft werden. Da Stadtwerke in der Regel ein sehr breites bestehendes Aktionsfeld haben, ist eine bewusste Profilschärfung wichtig, um die eigene Position in den zukünftigen Märkten zu etablieren und zu festigen.

Im folgenden Kapitel werden die aktuellen Trends in der Energiewirtschaft aus technologischer sowie wirtschaftlicher Sicht erläutert. Das Handlungsfeld, welches sich aus diesen Trends ergibt, wird im Anschluss jeweils skizziert. So wird ein Spektrum an Möglichkeiten aufgezeigt, aus denen sich die Stadtwerke bedienen können, um ihre eigene Innovationsstrategie abzuleiten.

6 Ausgewählte Trends hinsichtlich zukünftiger Geschäftsmodelle für Stadtwerke

Der Netzbetrieb und Vertrieb von Gas, Strom und Wärme bleiben die wichtigsten Geschäftsfelder von Stadtwerken. In diesen Geschäftsbereichen sind jedoch sinkende Ergebnisbeiträge in den kommenden Jahren zu erwarten. Die Stadtwerke müssen daher ihr Produktportfolio erweitern und neue Geschäftsfelder erschließen. Diese Aufgabe ist mit erheblichen Zusatzinvestitionen verbunden. In diesem Kapitel werden Geschäftsbereiche für Stadtwerke vorgestellt sowie ein Überblick über mögliche zukünftige Geschäftsmodelle gegeben.

6.1 Elektromobilität

Die Mobilitätswende wird vorwiegend durch die Verbreitung von Elektrofahrzeugen und die Verdrängung des Verbrennungsmotors vorangetrieben. Für Stadtwerke ergeben sich vielfältige Einstiegsmöglichkeiten in den noch jungen Markt. Diese werden im Anschluss an eine Einführung in die technologischen und wirtschaftlichen Grundlagen der Elektromobilität erläutert.

6.1.1 Technologische Aspekte

Reichweite und Batterietechnik

Die Reichweite eines Elektroautos ist hauptsächlich von der Batterietechnik und dem Fahrzeuggewicht abhängig. Bei dem Batteriesystem muss zudem zwischen Leistung und Energiegehalt unterschieden werden. Letzterer korrespondiert mit der Reichweite, wohingegen die Leistung Aufschluss darüber gibt, wie schnell die Batterie beladen bzw. entladen werden kann. Die beiden Kenngrößen stehen in einem bestimmten Verhältnis zueinander und variieren je nach Zelltyp. Zudem ist es sinnvoll, die Leistung bzw. die Energiedichte auf das Volumen (volumetrisch) oder auf die Masse (gravimetrisch) zu beziehen. Der Zusammenhang zwischen beiden Kenngrößen lässt sich anschaulich in einem sog. Rangone-Diagramm nachvollziehen (Abbildung 6-1). Bei spezifischen Größen muss allerdings darauf geachtet werden, ob sich die Leistung bzw. der Energiegehalt nur auf die aktive Zelle bezieht oder ob inaktive Bauteile wie z. B. das Gehäuse mitberücksichtigt werden. [45]

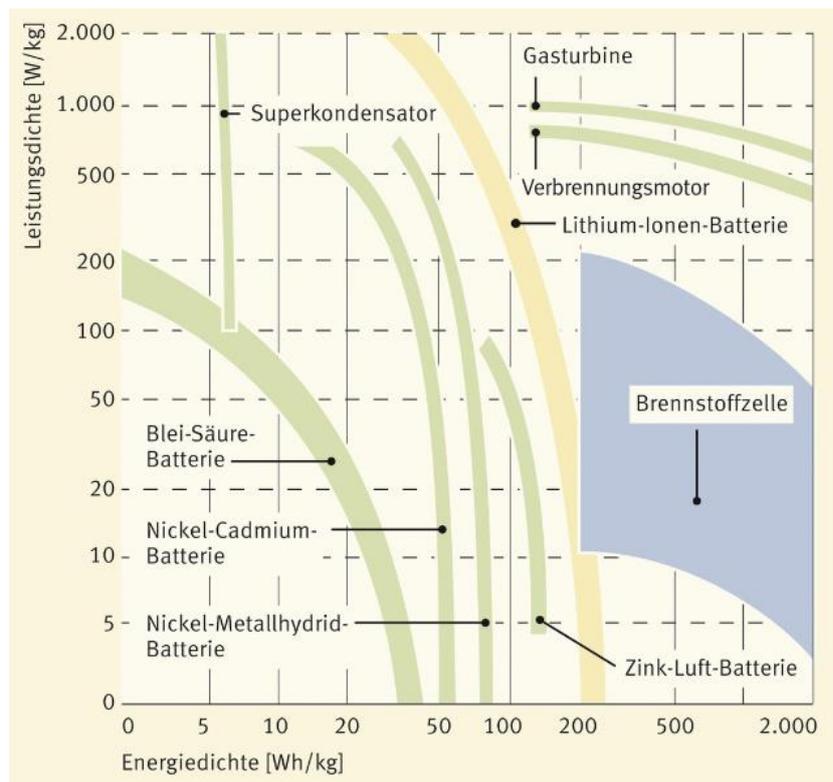


Abbildung 6-1: Ragone-Diagramm zum Vergleich unterschiedlicher Energiespeicher-Technologien bzgl. ihrer gravimetrischen Leistungsdichte und gravimetrischen Energiedichte. Für einzelne Batteriesysteme gelten die Angaben auf Zellebene, Quelle: [45] (Original: Münster Electrochemical Energy Technology MEET)

Die derzeit am weitesten verbreitete Batterietechnik in Elektroautos beruht auf der Lithium-Ionen-Batterie. Sie zeichnet sich durch eine hohe Zyklenfestigkeit aus und erfüllt nach heutigen Kenntnissen am besten die Anforderungen [45]. Durch weitere Optimierungen konnte die Energiedichte in den letzten Jahren leicht gesteigert werden und liegt mittlerweile bei ca. 118 Wh/kg (Stand 2017) 2012 lag diese noch bei ca. 87 Wh/kg. Gleichzeitig stieg auch die durchschnittliche Reichweite von Elektroautos 2017 auf 298 km (2011 ca. 150 km), was allerdings hauptsächlich auf überarbeitete Modelle und größer dimensionierte Batterien zurückzuführen ist. Dennoch wird vor allem durch sinkende Batteriepreise und verbesserte Batterietechnik ein weiterer Anstieg der Reichweite für ein durchschnittliches Elektrofahrzeug prognostiziert (2020 ca. 415 km). [46]

Brennstoffzellen

Neben Batteriesystemen kann ein Elektrofahrzeug auch mit Hilfe einer Brennstoffzelle angetrieben werden. Als Kraftstoff wird dafür Wasserstoff getankt und Sauerstoff aus der Umgebung benötigt. Bei der Umwandlung innerhalb des Aggregats wird die chemische Energie des Wasser- und Sauerstoffs in elektrische Energie und Wärme umgewandelt. Die beiden Gase durchströmen die Elektroden innerhalb der Zelle dabei jeweils getrennt voneinander und verfügen über entsprechende Gaseinlass- und Gasauslass-Kanäle. Für technische Anwendungen in Elektrofahrzeugen werden einige hundert Zellen in einem Stack in Reihe geschaltet, um genügend Leistung bereitzustellen. Als Nebenprodukt entweicht aus dem Auspuff des Fahrzeuges ein warmer Luftstrom mit Wasserdampf. Brennstoffzellen-Autos sind somit wie batteriebetriebene Elektrofahrzeuge lokal frei von umweltschädlichen Emissionen. Problematisch ist momentan allerdings noch infrastrukturbedingt das Tanken mit Wasserstoff, da diese Tankstellen nur sehr begrenzt in Deutschland vorhanden sind. Hinzu kommt, angefangen bei der

Wasserstoffherstellung bis hin zur Verstromung in der Brennstoffzelle, dass nur rund 25 % der zu Beginn eingesetzten Energie nutzbar ist. Bei Kurzstrecken muss zudem beachtet werden, dass die Brennstoffzelle bei jedem Neustart erst auf Betriebstemperatur gebracht werden muss und dadurch anfangs einen höheren Wasserstoffverbrauch aufweist. [45]

Ladestecker und Ladeverfahren

Elektroautos können auf verschiedene Arten mit elektrischer Energie versorgt werden. Die gängigste Methode ist der Ladevorgang über eine Ladesäule im Gleichstrom- (DC) oder im Wechselstromverfahren (AC). Beim AC-Laden übernimmt das im Fahrzeug eingebaute Ladegerät die Gleichrichtung und steuert das Laden der Batterie. Bei dem DC-Laden ist das Ladegerät in der Ladestation integriert und der Ladevorgang wird über eine Kommunikationsschnittstelle zwischen Fahrzeug und Ladestation gesteuert. Zur Kommunikation zwischen Fahrzeug und Ladesäule bietet sich die PLC (Power Line Communication) an. Bei diesem System wird der Datenstrom in Form von hochfrequenten Signalen über die Stromleitung übertragen. Ziel ist es, zahlreiche Daten wie bspw. Angaben zum Energiebedarf, geplante Ladedauer, Informationen zum Preis und zur Abrechnung, über eine sichere Datenverbindung zu ermöglichen. Derzeit kommt diese Kommunikationstechnologie nur für die Protokolle ISO 15118 und DIN 70121 zur Verwendung, die an öffentlichen Ladesäulen für AC- bzw. DC-Ladungen vorzufinden sind. [47]

Ein Ladeverfahren ohne Ladeleitung kann über das induktive Laden realisiert werden. Die Energie wird hier nach dem Transformatorprinzip übertragen. Allerdings ist diese Technologie aktuell noch in der Entwicklung und daher noch nicht kommerziell großflächig verfügbar. Eine weitere Möglichkeit ist der Austausch der entleerten Batterie durch eine geladene. Aktuell spielt der Batteriewechsel für Elektroautos noch eine untergeordnete Rolle, was auch fehlenden einheitlichen Standards geschuldet ist. [48]

Für das Laden an öffentlich zugänglichen Ladepunkten wird zwischen dem Normal- und Schnellladen unterschieden. Gemäß der EU-Richtlinie 2014/94 (Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe) wird hier bei einer Leistung kleiner 22 kW bzw. einer Leistung größer 22 kW zwischen Normal- und Schnellladen unterschieden [48]. Mit dem Combined Charging System (CCS) ist aktuell ein universeller und auf europäischen Standards basierender Ladestandard festgelegt worden. Allgemein kann mit dem kombinierten Ladesystem sowohl Gleichstrom- als auch Wechselstrom geladen werden. Das CCS basiert dabei auf dem Stecker Typ 2 und dem Stecker Combo 2. Dadurch kann einphasiges Laden bis dreiphasiges Wechselstromladen (max. 43 kW) und sehr schnelles Gleichstromladen (bis 200 kW, perspektivisch auch 350 kW) in einem System vereint werden. Aufgrund des festgelegten Standards und der damit verbundenen Investitionssicherheit empfiehlt es sich, die Ladeinfrastruktur CCS-konform auszubauen. [48]

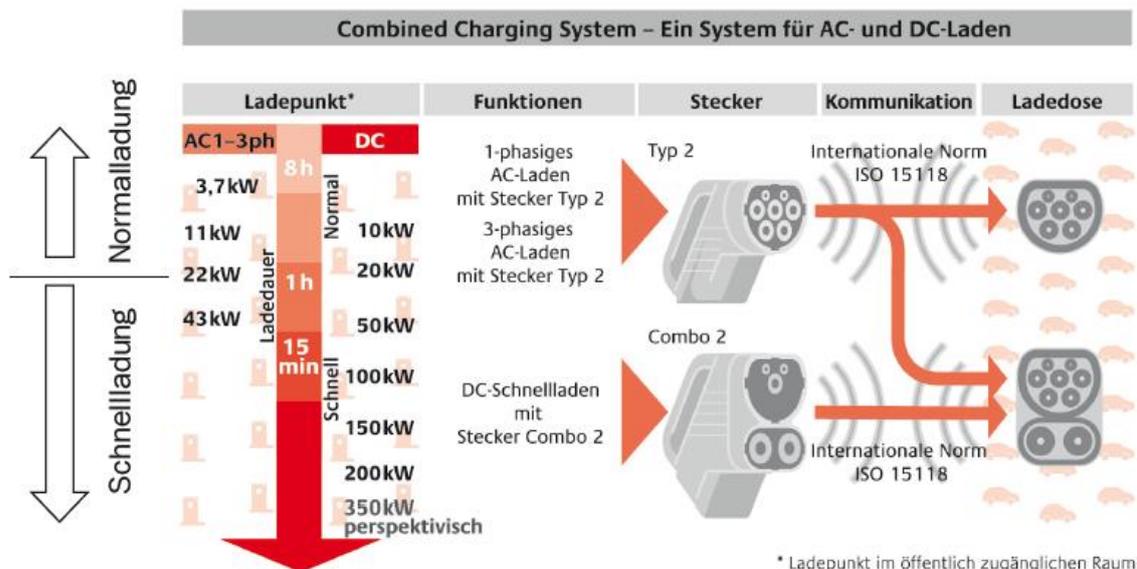


Abbildung 6-2: Übersicht Ladestecker und Ladearten, Quelle: [49]

6.1.2 Wirtschaftliche Aspekte

Kostenvergleich zwischen Elektrofahrzeug/Plug-In Hybrid und Benziner/Diesel

Bereits heute sind Elektrofahrzeuge oder Plug-In Hybride, gerechnet auf die Kosten pro Kilometer, teilweise schon kostengünstiger als die Konkurrenz. Mit berücksichtigt sind allerdings Kaufprämien von bis zu 4.000 € und Steuervergünstigungen, die für elektrisch betriebene Fahrzeuge in Anspruch genommen werden können. Im Allgemeinen schneiden die klassischen Fahrzeuge aufgrund günstigerer Anschaffungspreise meistens dennoch etwas besser ab und punkten im Vergleich mit ihrer hohen Reichweite, die besonders für Langstreckenfahrer ein entscheidendes Kriterium ist. Mit realistischen Reichweiten von mehr als 300 km sind Elektro- und Plug-In Hybride aber dennoch für Pendler im urbanen Umfeld gut geeignet. Mit einem immer breiteren Angebot und höheren Stückzahlen zeigt der Trend für E-Fahrzeuge bereits heute zu kostengünstigeren Anschaffungspreisen, die sich in Zukunft weiter den Preisen für konventionelle Fahrzeuge annähern werden [50].

Tabelle 6-1: Kostenvergleich am Beispiel des e-Golfs, Quelle: [50]

Modell	Leistung	Kraftstoff/Antrieb	Grundpreis	Cent pro km (unterteilt nach Kilometerleistung pro Jahr)			
				10.000	15.000	20.000	30.000
e-Golf	100 kW	Strom	35.900 €	64,6	48,3	40,2	31,6
Golf 1.5 TSI ³	110 kW	Super	28.000 €	66,8	50,2	42,4	34,4
Golf 2.0 TDI ⁴	110 kW	Diesel	30.625 €	70,9	52,2	43,5	34,5

³ Golf 1.5 TSI ACT Comfortline DSG

⁴ Golf 2.9 TDI SCR Comfortline DSG

Der Kostenvergleich zwischen den verschiedenen Golf-Modellen zeigt eindeutig, dass die strombetriebene Variante unabhängig von der Kilometerleistung am kostengünstigsten ist (Tabelle 6-1). Trotz des höheren Anschaffungspreises kostet die Elektrovariante im Vergleich zum Benziner ca. 2,2 ct/km und im Vergleich zum Diesel ca. 4,1 ct/km weniger [50].

Tabelle 6-2: Kostenvergleich am Beispiel des Opel-Amperas, Quelle: [50]

Modell	Leistung	Kraftstoff/Antrieb	Grundpreis	Cent pro km (unterteilt nach Kilometerleistung pro Jahr)			
				10.000	15.000	20.000	30.000
Ampera-E Plus	150 kW	Strom	42.990 €	73,7	56,2	47	37,5
Astra 1.6 ⁵	147 kW	SuperPlus	29.615 €	76,3	57	47,5	37,5
Astra 1.6 ⁶	100 kW	Diesel	30.160 €	72,8	53,0	43,5	33,6

In dem Kostenvergleich aus Tabelle 6-2 schneidet die Diesel-Variante am kostengünstigsten ab. Während mit zunehmender Kilometerleistung sich die Kosten pro Kilometer im Vergleich zum Benziner immer weiter annähern und sogar angleichen, steigen die Mehrkosten im Vergleich zum Diesel leicht an. Im Schnitt ist der Benziner pro Kilometer ca. 0,97 ct und der Diesel ca. 2,87 ct günstiger [50].

Zulassungszahlen von E-Autos

Mit dem „Nationalen Entwicklungsplan Elektromobilität“ strebt die Bundesregierung eine Elektrifizierung im Verkehrsbereich an. Das ehrgeizige Ziel von einer Million Elektrofahrzeuge bis 2020 auf Deutschlands Straßen wird unter Beachtung aktueller Zulassungszahlen allerdings nur sehr schwer zu erreichen sein. Ende 2018 waren knapp 200.000 Elektrofahrzeuge zugelassen, von denen rund 60 % mit einem Hybridmotor ausgestattet waren. Trotz des noch ausbaufähigen Angebots lässt sich in den letzten Jahren weiterhin ein hoher Zuwachs an Neuzulassungen verzeichnen (Abbildung 6-3). Durch neue Modelle, technische Innovationen, sinkende Herstellungskosten und staatliche Förderprogramme wird auch in Zukunft mit einem weiteren Anstieg gerechnet. [51] Die Zielmarke könnte daher im Jahr 2022 erreicht werden (Horváth & Partners 2018).

⁵ Astra 1.6 DI Turbo Start&Stop Innovation Automatik

⁶ Astra 1.6 Diesel Start&Stop Innovation Automatik

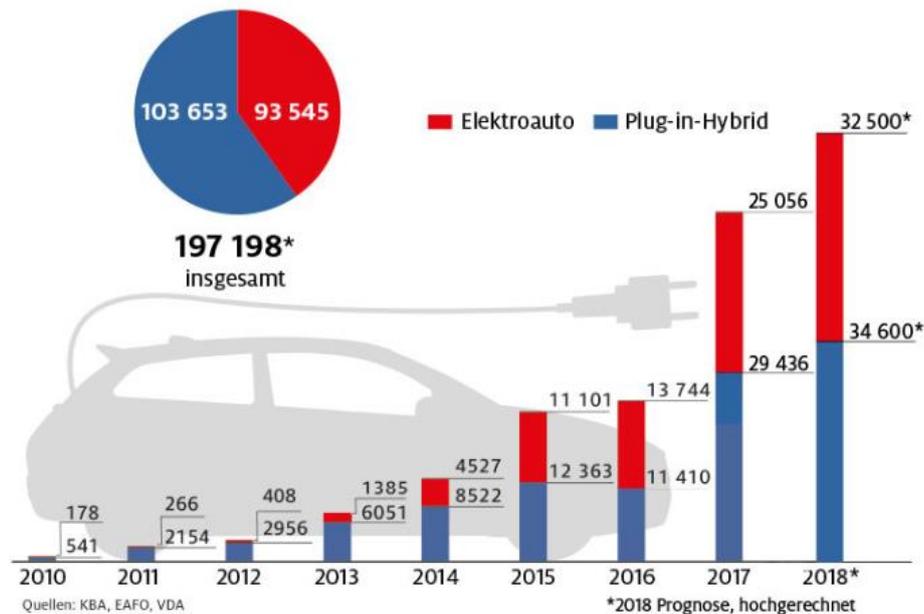


Abbildung 6-3: Jährliche Zulassungszahlen an Elektroautos von 2010 bis 2017, Quelle: [51] (Original: KBA, EAFO, VDA)

6.1.3 Tätigkeitsfelder für Stadtwerke

Die Elektromobilität ist noch ein junger Markt, dem allerdings bereits heute ein hohes Potenzial zugeschrieben wird. Welche Geschäftsmodelle sich aber letztlich als zielführend und wirtschaftlich erweisen, wird sich erst in Zusammenhang mit der weiteren Entwicklung der Elektromobilität ergeben. Abbildung 6-4 zeigt einen Überblick zu den verschiedenen Bereichen, in denen Geschäftsmodelle denkbar sind.



Abbildung 6-4: Geschäftsmodelle der Elektromobilität, Quelle: [52]

Öffentliche Ladeinfrastruktur

Der Ausbau einer öffentlichen Ladeinfrastruktur für die Elektromobilität weist ähnlich wie die Zulassungszahlen für Elektroautos eine hohe Diskrepanz zu den Zielwerten auf. Von den bis 2020 geplanten 100.000 Ladepunkten wurden bisher ca. 7.000 Normalladestationen und ca. 1.600 Schnellladepunkte in Deutschland errichtet. Dies spiegelt sich auch in den Aktivitäten der

Unternehmen wieder. Die meisten Energieversorgungsunternehmen sind im Bereich der E-Mobilität sind zwar aktiv, installieren und betreiben bisher aber nur eine sehr geringe Zahl an Ladesäulen und sehen ihr Engagement mehr als Imageprojekte. [53]

Trotz staatlicher Fördermittel werden die anfallenden Kosten meist nicht vollständig übernommen [53]. Hinzu kommt, vor allem in dünn besiedelten Gebieten, die geringe Auslastung der Ladestationen, die einen wirtschaftlichen Betrieb oftmals nicht ermöglicht [54]. Für Energieversorgungsunternehmen lohnt es sich daher noch nicht im großen Maßstab zu investieren [53]. Trotz alledem sollten mit Blick auf eine zukünftig stark steigende Auslastung bereits heute Investitionen getätigt werden [52]. Mit einer Übertragung entstehender Kosten auf die Netzentgelte oder andere öffentliche Umlagesysteme könnte sich zudem zukünftig die Wirtschaftlichkeit des Betriebs von Ladeinfrastruktur erhöhen. [53]

Neben öffentlichen Flächen kann der Ausbau auch an halböffentlichen Flächen vorangetrieben werden. Dazu zählen z. B. Parkplätze oder Tiefgaragen von Einkaufszentren, Supermärkten, Hotels, Autohäusern oder Gastronomie-Betrieben [55].

Private Ladeinfrastruktur

Mit einem zunehmend größeren Marktwachstum und dem großen Kundenstamm von Stadtwerken bietet der Verkauf, die Installation und der Betrieb von privater Ladeinfrastruktur für Haushalts- und Gewerbekunden ein attraktives Geschäftsfeld [52]. Auch Contracting- und Leasingangebote sind in diesem Bereich möglich. Erforderlich hierfür sind Partnerschaften mit Herstellern und geeignete Erlösmodelle [52].

Ladestromtarife/Fahrstromtarife

Durch das Angebot von Ladestromtarifen für öffentliches und privates Laden kann ein zusätzlicher Stromabsatz realisiert werden. Denkbar sind verschiedene Varianten wie kostenloses Laden, Festpreise oder eine Abrechnung nach Verbrauch. Die wirtschaftlich optimale Lösung wird sich nach der jeweiligen Kundengruppe richten [52].

Datenmanagement und Abrechnung

Für die Abrechnung an öffentlichen Ladesäulen gibt es zurzeit noch kein einheitliches Abrechnungssystem. Wird es hier zukünftig eine Anpassung geben, ist die Abrechnung als Dienstleistung für andere Ladestromanbieter denkbar [52].

Für den weiteren Ausbau einer Ladeinfrastruktur ist ein einfaches Bezahlssystem dringend notwendig. Der Kunde möchte sein Fahrzeug an möglichst jeder Ladesäule aufladen können, ohne viele individuelle Verträge abschließen zu müssen. Für den Anbieter muss es sich ebenso lohnen, da ansonsten ein flächendeckender Ausbau nicht realisiert wird.

Praxisbeispiel Stadtwerke Leipzig: Das Unternehmen hat zwei Bezahlssysteme mit unterschiedlichen Vorteilen eingeführt. Über eine europäischen E-Roaming-Plattform „Intercharge“ wird das anbieterübergreifende Laden von Elektrofahrzeugen angeboten. Mehr als 50 % der vorhandenen deutschen Ladeinfrastruktur ist bereits über diese Plattform vernetzt. Eine weitere Möglichkeit bietet die von den Stadtwerken in Zusammenarbeit mit den Verkehrsbetrieben entwickelte App, die ein Laden auch ohne Intercharge ermöglicht. [56]

Smart Services

Über Elektromobilitätsportale und Apps können Stadtwerke ihre Präsenz im Themenfeld Elektromobilität erhöhen und maßgeschneiderte Lösungen für Privat- und Gewerbekunden anbieten. Denkbar ist hier z. B. die Bereitstellung von Karten oder Routen, in denen Anmerkungen zu Ladesäulen, Parkplätzen etc. integriert sind. Zudem können dem Kunden Informationen zur aktuellen Verkehrslage, alternative Routen und Mobilitätsangebote bereitgestellt werden. So

können bspw. öffentliche Verkehrsmittel oder auch Carsharing-Angebote genutzt werden. Gleiches gilt für E-Bikes oder E-Roller, die an zuvor bekannten Orten reserviert und anschließend entliehen werden können.

Flottenumstellung

Die Umstellung einer gewerblichen Flotte auf Elektromobilität stellt ein weiteres Geschäftsfeld da. Stadtwerke, die bereits durch eigene Elektrofahrzeuge Erfahrungen gesammelt haben, können regionale Unternehmen bei dem Umstellungsprozess begleiten und beraten. Für die Unternehmen ist eine Umstellung heute schon teilweise wirtschaftlich und für das Image förderlich [52].

Full-Service Produkte

Im Rahmen von Full-Service-Produkten werden bspw. neben der Vermarktung von Elektrofahrzeugen auch zugehörige Service- und Wartungsarbeiten für Fahrzeug und Ladesäule durch das EVU angeboten. Full-Service-Konzepte erfordern häufig intelligente IT-Lösungen, die entsprechende Massendaten verarbeiten können. Zur besseren Abdeckung des Dienstleistungsportfolios kann auch über die Nutzung von „White-Label“-Lösungen nachgedacht werden, die es auch kleineren Stadtwerken ermöglichen, ohne eigenes Engagement entsprechende Dienstleistungen anzubieten. [41]

Carsharing-Angebote

Der Carsharing-Markt zeigt seit Jahren eine positive Entwicklung. Mit einem Anstieg von 350.000 Kunden gegenüber dem Vorjahr waren Anfang 2019 rund 2,46 Millionen Kunden bei einem Carsharing-Angebot angemeldet, denen 20.200 Carsharing Fahrzeuge gegenüberstehen. Generell wird auf der Angebotsseite zwischen dem stationsbasierten⁷ und dem free-floating Carsharing⁸ unterschieden. Mehr als die Hälfte der Fahrzeuge (11.200) werden von stationsbasierten Anbietern gestellt, der restliche Anteil kommt beim free-floating Carsharing zum Einsatz. Nach Meinung des Bundesverbands für Carsharing hat erstere Variante eine besonders verkehrsentlastende Wirkung, da über 70 % der Kunden im stationsbasierten Carsharing kein eigenes Auto mehr benötigen. Städte und Gemeinden sollten daher den flächendeckenden Ausbau im öffentlichen Raum fördern und ergänzend als festen Bestandteil einer kommunalen Mobilitätsstrategie verstehen. Auch wenn der Elektroanteil in den Carsharing-Angeboten auf hohem Niveau stagniert, ist der Anteil an Elektrofahrzeugen trotz alledem 50-mal höher als in der nationalen Pkw-Flotte. [57]

Bei den Geschäftsmodellen für Carsharing-Angebote müssen viele einzelne Faktoren berücksichtigt werden, die das Portfolio beeinflussen. Je nach Auslegung der Rahmenbedingungen wird zwischen verschiedenen Fahrzeugen (klein, kompakt, Transporter etc.), Antriebsarten (Benzin, Elektro, Erdgas etc.), Mietgebühren (Zeit, Strecke und Fahrzeugklasse) und Sharing-Angeboten (stationsgebunden, free-floating) unterschieden. Des Weiteren müssen Merkmale wie Service, Tarif, Zugang und Versicherungsschutz beachtet werden. Abbildung 6-5 gibt einen Überblick zu den verschiedenen Merkmalen und deren Ausprägungen.

⁷ Stationsbasierte Variante: Das Fahrzeug wird an einer Station in der Nähe abgeholt und muss dorthin zurückgebracht werden.

⁸ Free-floating Variante: Das Fahrzeug steht dort, wo es der Kunde zuletzt abgestellt hat und wird per Handy geortet.

 Service Notfalldienst Instandhaltung Beratung Betankung Reinigung	 Tarif Tagestarif Nachttarif Parktarif Vielfahrertarif Leasing	 Ressource Buchungsportal Ladeinfrastruktur Personal Station
 Schutz Vollkasko-Schutz Teilkasko-Schutz Haftpflichtversicherung Schutzbrief	 Einnahmen Miet-Einnahmen Provision Private Investoren Staatlicher Zuschuss	 Zugang Mitgliedskarte RFID-Chip Schlüssel Persönlich APP
 Stornierung Storno kostenlos Storno kostenpflichtig Storno nicht möglich	 Mitgliedschaft Einmalige Gebühr Kontinuierliche Gebühr	

Abbildung 6-5: Merkmale und Ausprägungen bei Carsharing-Angeboten, Quelle: [58]

In Bezug auf die Elektromobilität sind stationsbasierte Carsharing-Angebote von Vorteil, da die E-Autos wieder an einen bestimmten Standort zurückgebracht werden und von dort geladen werden können. Dies ist bei der anderen Variante nicht unmittelbar zu realisieren.

Alternative Antriebe im ÖPNV

Der öffentliche Personen- und Nahverkehr wird in der Kommune klassischerweise von den Verkehrsbetrieben eigenständig geleitet. Zum Teil wird dieser Bereich aber auch von Stadtwerken selber bzw. in Tochterunternehmen verwaltet. Oftmals stellt der ÖPNV einen defizitären Bereich da, der im Querverbund mitfinanziert wird. [8]

Ähnlich wie bei der Elektromobilität im Pkw-Verkehr, versuchen Kommunen durch klimaschonende Mobilitätskonzepte die lokalen Emissionen in den Städten zu verringern und Anforderungen zur Luftreinhaltung und zum Lärmschutz gerecht zu werden. Neben schienengeführten Fahrzeugen mit Oberleitungen kommen für den öffentlichen Personennahverkehr Elektro-, Brennstoffzellen- und Hybridbusse in Frage.

Bereits in über 35 deutschen Städten (europaweit in 60 Städten⁹) werden Betriebskonzepte mit elektrisch betriebenen Bussen erprobt. Dabei werden verschiedene Ladekonzepte, wie das Laden der Batterien über Nacht im Depot oder das Laden unterwegs, bspw. durch Plug-In-Stecker oder durch Pantographen, hinsichtlich Vor- und Nachteilen getestet. Größtenteils geht der Trend hin zur Nachtladung im Depot. [59]

Auch wenn Elektrobusse heute bereits niedrigere Betriebs- und Wartungskosten als Dieselbusse aufweisen, sind die Kosten auf den Kilometer gerechnet über die gesamte Nutzungsdauer derzeit aufgrund des hohen Anschaffungspreises (ca. doppelt so hoch) noch teuer [59]. Daher fördert das Bundesumweltministerium die Anschaffung von mehr als fünf Elektrobusen für den ÖPNV mit bis zu 80 % der Investitionsmehrkosten gegenüber Dieselbussen. Plug-In Hybridbusse werden mit bis zu 40 % der Investitionsmehrkosten bezuschusst. Förderfähig sind zudem die dazugehörige Ladeinfrastruktur sowie weitere Maßnahmen, die zur Inbetriebnahme von Elektrobusen nötig sind. Die offiziell im März 2018 in Kraft getretenen Richtlinien zur Förderung der Anschaffung von Elektrobusen im öffentlichen Personennahverkehr gelten bis Ende 2021. [60] Inzwischen sind auch deutsche Hersteller auf dem Markt mit einem guten Produktportfolio vertreten.

⁹ EU-Projekt: Zero Emission Urban Bus System (ZeUS)

Für Stadtwerke ergeben sich im Rahmen von Mobilitätskonzepten neue Kooperationsfelder, um Kommunen hinsichtlich alternativer Antriebe im ÖPNV zu unterstützen und so eine klimagerechte Mobilität in Städten zu erreichen. Mithilfe von Fördermöglichkeiten und Erfahrungen aus vorangegangenen Elektrobuss-Projekten kann der Weg für die Zukunft geebnet werden, auch wenn die Umstellung auf alternative Antriebe im ÖPNV noch am Anfang steht. Zudem wird durch Werbung auf den Elektrobussen die eigene Präsenz erhöht und ein klimafreundliches Image gefestigt. Auch in Sachen Ladeinfrastruktur sind Stadtwerke durch eigene Erfahrungen in Sachen Elektromobilität und durch ihr Know-how gut gewappnet. Schlussendlich wird in Zukunft das Ziel sein, dem Kunden ein „rund um Sorglos“-Paket anzubieten, das sich aus dem ÖPNV, Fahrrad- und Carsharing zusammensetzt.

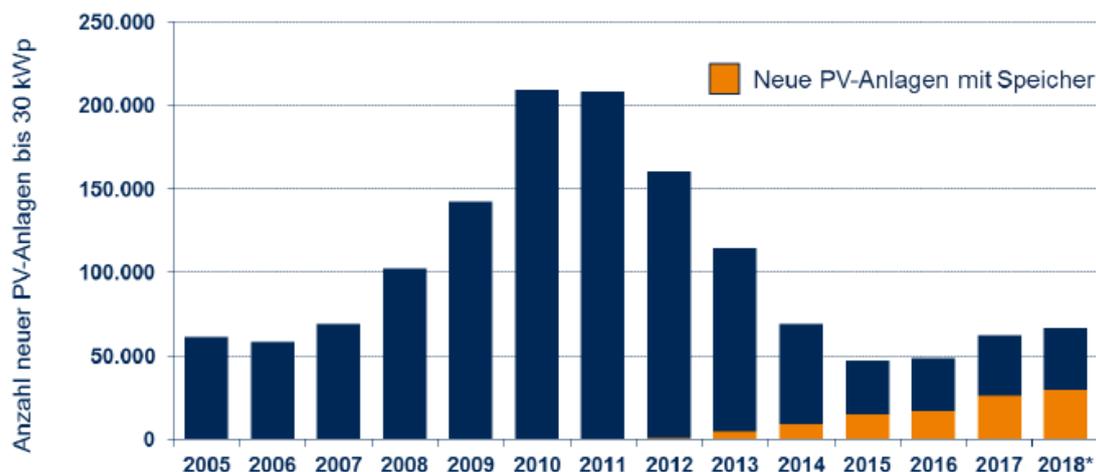
6.1.4 Chancen und Herausforderungen für Stadtwerke

Die Haupthemmnisse für die Verbreitung der Elektromobilität in Deutschland sind unter anderem auf die begrenzte Reichweite der bisherigen Fahrzeuge sowie der fehlenden Ladeinfrastruktur zurückzuführen. Hier besteht für Stadtwerke allerdings eine große Chance aufgrund ihrer Ortskenntnis und der Erfahrung als Verteilnetzbetreiber den Ausbau einer bedarfsgerechten Ladeinfrastruktur voranzutreiben. Weiterhin bleibt es eine Herausforderung für alle beteiligten Akteure, also auch für Stadtwerke, die Verbraucher an die Elektromobilität heranzuführen und diese zu popularisieren. An dieser Stelle können Stadtwerke durch ihr überwiegend positives Bild in der Bevölkerung als zuverlässige, lokale Unternehmen einen wichtigen Beitrag für die Steigerung der Akzeptanz für Elektromobilität leisten.

6.2 Photovoltaik und Batteriespeicher

Die Photovoltaik gilt neben der Windenergie als eine der wichtigsten Technologien, um zukünftig eine nachhaltige Stromerzeugung zu realisieren. Im Jahr 2018 deckte die PV mit einer Stromerzeugung von 46,3 TWh rund 8 % des deutschen Brutto-Stromverbrauchs. Der jährliche Zubau belief sich Ende 2018 laut Bundesnetzagentur auf 2,95 GW neu installierter Leistung (verteilt auf 76.500 Anlagen). Summiert kommt die PV damit in Deutschland auf eine installierte Leistung von 46 GW, verteilt auf über 1,6 Millionen Anlagen. [61]

Ein Zuwachs in Verbindung mit der PV lässt sich ebenfalls im Bereich der Batteriespeicher erkennen. Mehr als die Hälfte aller neu installierten PV-Anlagen (bis 30 kWp) werden mittlerweile mit einem Batteriespeicher kombiniert (Abbildung 6-6). Besonders in Privathaushalten kommen diese immer häufiger zum Einsatz und werden auch als Solarspeicher oder Heimspeicher bezeichnet.



* Zubau-Erwartung 2018: Installation von bis zu 35.000 neuen Solarstromspeichern erwartet
 Quelle: BSW-Solar, BNetzA; Stand 2/2019

Abbildung 6-6: Anzahl neuer PV-Anlagen bis 30 kWp, Quelle: [61]

Insgesamt sind in Deutschland bereits mehr als 110.000 Solarspeicher installiert [62]. Über das Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW)-Programm 275 erhalten Solarspeicher eine finanzielle Förderung, sofern bestimmte Fördervoraussetzungen eingehalten werden (z. B. Begrenzung der Leistungsabgabe der PV-Anlage auf 50 % der Nennleistung). Die Speicher werden dabei sowohl bei bestehenden PV-Anlagen nachgerüstet, als auch bei der Planung einer neuen PV-Anlage direkt mit installiert. Mit Hilfe von Solarspeichern lässt sich der Eigenversorgungs- und der Autarkiegrad steigern. Gleichzeitig können Solarspeicher zu einer netzentlastenden PV-Einspeisung beitragen und im Verbund weitere Systemdienstleistungen erbringen.

Der Anteil nicht KfW-geförderter Speicher hat über die Jahre kontinuierlich zugenommen. 2017 wurden bereits ca. über die Hälfte der Speicher ohne eine KfW-Förderung angeschafft, wie Abbildung 6-7 zu entnehmen ist.

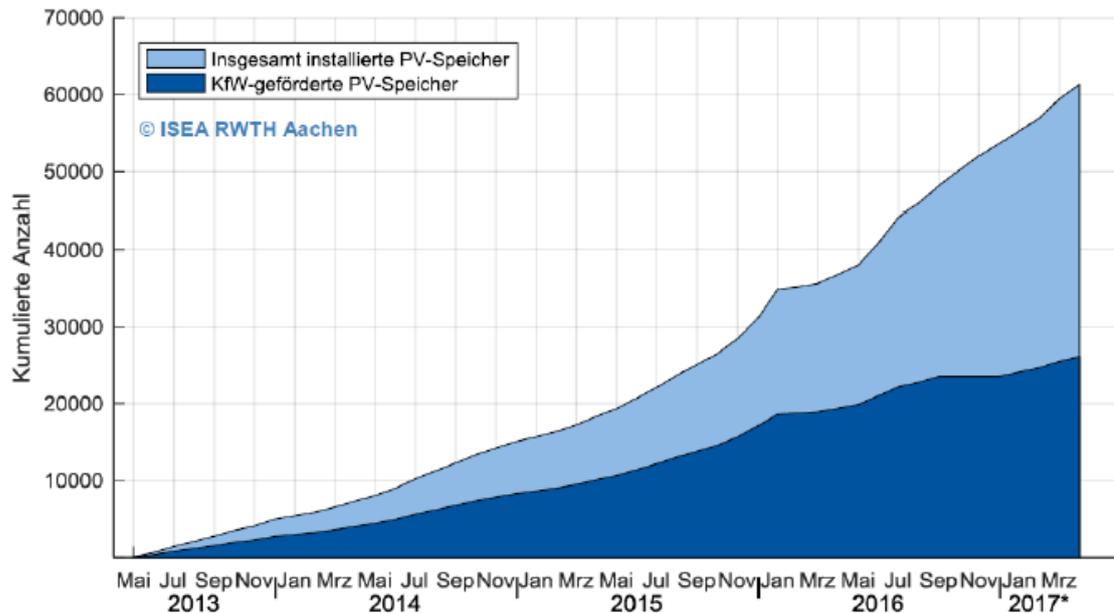


Abbildung 6-7: Kumulierte Anzahl der Installationen von PV-Speichern in Deutschland von Mai 2013 bis April 2017, Quelle: [63]

6.2.1 Technologische Aspekte

Photovoltaik-Modultypen

Die marktrelevantesten Technologien basieren auf Siliziumwafer- und Dünnschichtmodulen (Tabelle 6-3). Erstere nehmen einen Marktanteil von über 90 % ein [13]. Bei waferbasierten Modulen wird zwischen mono- und polykristallinen Zellen unterschieden. Der Wirkungsgrad ist bei polykristallinen Zellen etwas schlechter, dafür sind die Module in der Produktion günstiger. Dünnschichtmodule sind im Vergleich die kostengünstigste Variante, erreichen aber aktuell in der industriellen Herstellung nicht die Wirkungsgrade von kristallinen Zellen (siehe Tabelle 6-3) [64]. Dünnschichtmodule sind daher für den Einsatz auf großen und flachen Flächen geeignet. Im Vergleich zu kristallinen Modulen sind sie etwas weniger temperaturanfällig und effektiver bei der Nutzung des diffusen Lichtanteils [65].

Die Entwicklung ist bei beiden Technologien noch nicht abgeschlossen. Zudem könnten in Zukunft auch organische Solarzellen, die aktuell noch sehr niedrige Wirkungsgrade aufweisen, in verschiedenen Anwendungsbereichen eine Rolle spielen.

Tabelle 6-3: Auswahl verschiedener Modultypen und durchschnittliche Modulwirkungsgrade nach Standard-Testbedingungen, Quelle: [66]

Modultypen	Modulwirkungsgrad
<i>Kristalline Module (waferbasiert)</i>	
Monokristalline Siliziumzellen	bis zu 19 %
Polykristalline Siliziumzellen	bis zu 18 %
<i>Dünnschichtmodule (amorph)</i>	
Amorphe und mikrokristalline Siliziumzellen	bis zu 10 %
Cadmiumtellurid (CdTe)-Zellen	bis zu 18 %
CI(G)S-Zellen mit den Elementen Kupfer, Indium, Gallium, Schwefel und Selen	bis zu 16 %

Degradation von PV-Modulen

Die Degradation bei waferbasierten Modulen ist mittlerweile sehr gering. In einer Studie konnte nachgewiesen werden, dass für poly- und monokristalline Module die durchschnittliche jährliche Abnahme des Wirkungsgrades nicht mehr als 0,1 % beträgt [67]. Zwar verlieren waferbasierte Module aufgrund einer lichtinduzierten Degradation (Anfangsdegradation) in den ersten Betriebstagen rund 1-2 % ihrer Leistung, jedoch wird dieser Verlust von den Modulherstellern bei der Auszeichnung der Nennleistung bereits berücksichtigt. In Wirtschaftlichkeitsberechnungen wird oftmals noch mit einem konservativen Wert von 0,5 % pro Jahr gerechnet [13]. Bei Dünnschichtmodulen ist die Anfangsdegradation besonders stark, wird aber bereits bei den Herstellerangaben zum Wirkungsgrad berücksichtigt.

Unterscheidung Dachflächen- und Freiflächenanlagen

Photovoltaikanlagen können auf Dachflächen und Fassaden oder auf Freiflächen errichtet werden. Sogenannte Freiflächenanlagen sind auf Grund der verfügbaren Fläche meist leistungsstärker als Dachflächenanlagen. Die Anlagen können sowohl fest ausgerichtet als auch ein- oder zweiachsig nachgeführt werden, um eine optimale Ausrichtung über den Tag zu erreichen. Bei der Flächeninanspruchnahme wird zwischen Großanlagen auf Konversionsflächen, Freilandanlagen entlang von Autobahnen und Schienenwegen sowie Freiflächenanlagen in Gewerbe- oder Industriegebieten unterschieden. Die Errichtung von Anlagen auf Grünflächen oder Ackerland ist bereits seit 2011 nicht mehr förderfähig, was sich allerdings mit dem EEG 2017 in Form einer Länderöffnungsklausel geändert hat [68]. In Abbildung 6-8 ist dargestellt, wie sich Dach- und Freiflächenanlagen nach Bundesländern aufteilen.

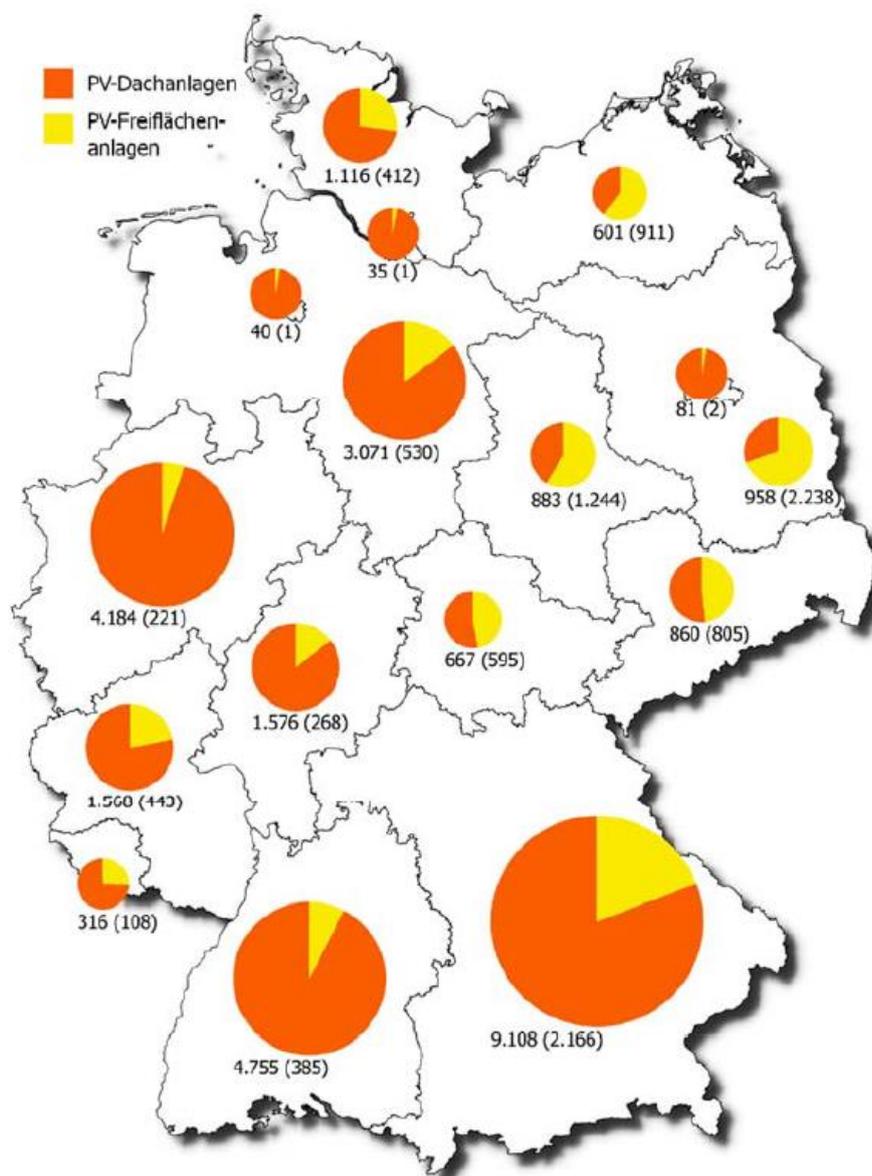


Abbildung 6-8: Installierte PV-Leistung nach Dach- und Freiflächenanlagen in Deutschland Ende 2016, Quelle: [69]

Besondere Anforderungen (Fernwirktechnik)

Im aktuellen EEG 2017 (§9 EEG 2017) ist geregelt, welche technischen Anforderungen an den Ausbau erneuerbarer Energien geknüpft sind. Um z. B. Netzüberlastungen an bestimmten Einspeisepunkten zu verhindern, sind PV-Anlagen u. a. mit einer sogenannten Fernwirktechnik auszustatten. Je nach Leistung der Anlage gibt es unterschiedliche Anforderungen. Zudem wird in §9 EEG 2017 geregelt, wie bei mehreren Anlagen die installierte Leistung zu ermitteln ist. Befinden sich mehrere PV-Anlagen auf demselben Grundstück oder sonst in unmittelbarer räumlicher Nähe oder aber wurden die Anlagen innerhalb von zwölf aufeinander folgenden Kalendermonaten in Betrieb genommen, so werden mehrere PV-Anlagen zu einer gemeinsamen installierten Leistung zusammengefasst. Dies gilt unabhängig von den Eigentums- und Netzanschlussverhältnissen. [70]

Bei Solaranlagen über 100 kW muss gewährleistet sein, dass der Netzbetreiber zum einen die jeweilige Ist-Einspeisung (1/4-Stunden-Wert) abrufen und zum anderen bei Netzüberlastung die Einspeisung ferngesteuert reduzieren kann. Die Leistungsmessung wird in der Regel durch Einbau

einer registrierenden Leistungsmessung (RLM) und die Fernsteuerung durch geeignete Fernwirktechnik wie einem Funkrundsteuerempfänger (FRE) realisiert. Die Reduzierung der Einspeiseleistung soll idealerweise in Stufen von 60 %/30 %/0% der maximalen Wirkleistung erfolgen.

Anlagen mit einer Leistung zwischen 30 kW und 100 kW müssen ebenfalls über eine ferngesteuerte Leistungsreduzierung mittels FRE verfügen. Ein Abruf der Ist-Einspeisung ist nicht erforderlich.

Bei PV-Anlagen kleiner 30 kW kann zwischen einer Leistungsreduzierung über FRE oder einer 70 %-Spitzenkappung entschieden werden. Damit ist gemeint, dass die maximale Einspeisung der Anlage dauerhaft auf 70 % begrenzt wird.

Batteriespeicher-Technologien

Für Solarspeicher werden in der Regel Blei-Batterien oder Batterien auf Lithium-Ionen-Basis verwendet (Tabelle 6-5). Beide Technologien sind erprobt und kommen als Batteriespeicher in Wohngebäuden zum Einsatz. Blei-Batterien zählen aufgrund ihrer ausgereiften Technologie und ihrer weiten Verbreitung, z. B. als Starterbatterie in Fahrzeugen, als besonders bewährt und kostengünstig. Für Solarspeichersysteme kommen allerdings zunehmend Batterien auf Lithium-Ionen-Basis zum Einsatz. Dies kann anhand Abbildung 6-9 nachvollzogen werden. 2017 wurden für nahezu alle KfW-geförderten PV-Speicher Lithium-Ionen-Speicher verwendet. Dies liegt zum einen an den immer weiter sinkenden Herstellungskosten für Lithium-Ionen-Batterien und zum anderen an der längeren Lebensdauer, die sich speziell für den langjährigen Einsatz in Verbindung mit einer PV-Anlage besser eignet.

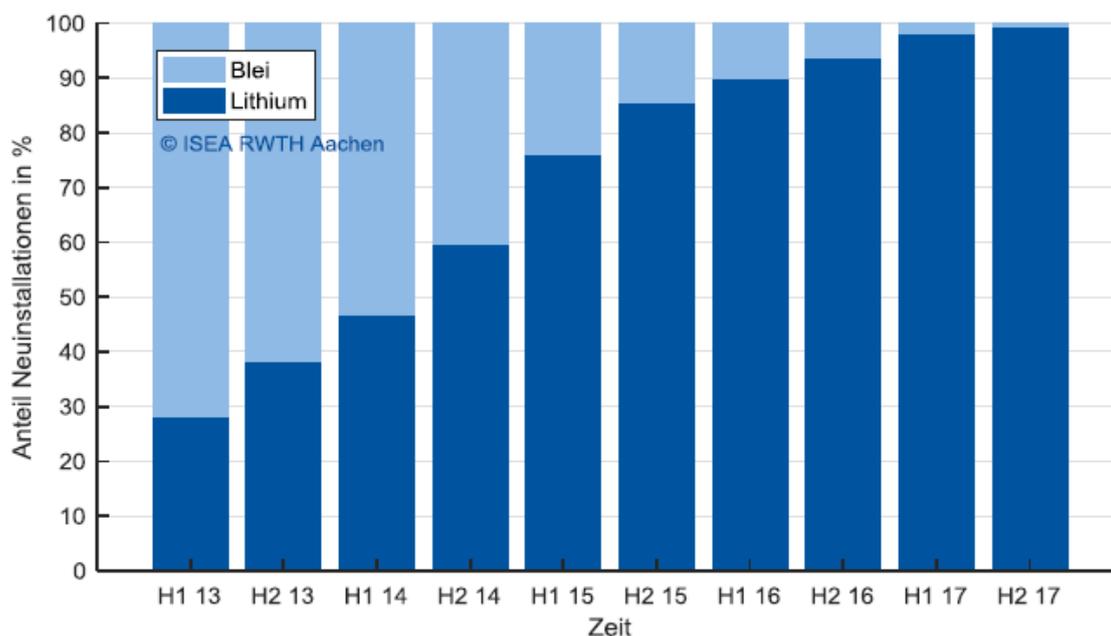


Abbildung 6-9: Batterietechnologien KfW-geförderter PV-Speicher aufgeteilt in Lithium und Blei zwischen 2013 und 2017, H1: Erstes Halbjahr, H2: Zweites Halbjahr, Quelle: [63]

Alternative Batterietechnologien, wie bspw. die Redox-Flow-Batterien oder die Salzwasserbatterie, spielen im Vergleich zur Lithium-Ionen-Batterie auf dem Markt für stationäre Solarspeicher bisher lediglich eine untergeordnete Rolle.

Kennzeichnend für Blei-Batterien ist die Verwendung von Blei als Elektrodenmaterial und Schwefelsäure als Elektrolyt. Dabei wird zwischen Blei-Säure- und Blei-Gel-Batterien unterschieden. Erstere besitzen einen Elektrolyten in flüssiger Form, während bei der zweiten

Variante der Elektrolyt gelförmig gebunden ist. Blei-Säure Batterien, auch geschlossene Batterien genannt, müssen im Betrieb einer regelmäßigen Wartung unterzogen werden. Da bei dem Ladevorgang Wasserstoff entstehen kann (Ausgasung), bestehen besondere Anforderungen an die notwendige Belüftung innerhalb des Aufstellraums. Im Gegensatz dazu besitzen Blei-Gel-Batterien, auch als verschlossene Batterien bezeichnet, eine interne Gasrekombination. Dadurch ist dieser Typ von Batterie wartungsarmer und weniger anspruchsvoll in Bezug auf die erforderliche Belüftung des Aufstellraums.

Tabelle 6-4: Charakteristika von Blei-Säure-Batterien, Quelle: [71]

Blei-Säure-Batterien	Stand 2013	Prognose 2013 + 10 Jahre
Wirkungsgrad Laden-Entladen inkl. Batterieumrichter	70 - 75%	73 – 78%
Energiedichte	50 -75 Wh/l bzw. 25 Wh/kg	50 – 100 Wh/l
Zyklenlebensdauer	500 – 2.000	1.000 – 4.000
Kalendarische Lebensdauer	5 bis 15 Jahre	8 – 20 Jahre
Entladetiefe	70%	80%
Selbstentladung	3 – 5% pro Monat	2 – 4 % pro Monat

Lithium-Ionen-Batterien besitzen kein einheitliches Materialkonzept, sodass eine Vielzahl von Elektrolyten und Kombinationen von Elektrodenmaterial möglich sind. Neben Lithium-Eisen-Phosphat (LFP) zählen hierzu Lithium-Nickel-Kobalt-Aluminium-Oxid (NCA), Lithium-Nickel-Kobalt-Mangan-Oxid (NMC), Lithium-Mangan-Oxid (LMO) und Lithium-Titanat (LTO). Vorteilhaft im Gegensatz zu Blei-Batterien ist die hohe Lebensdauer, eine höhere Energiedichte und Entladetiefe, sowie der sehr geringe Wartungsaufwand. Zudem müssen keine Anforderungen an eine notwendige Belüftung berücksichtigt werden.

Tabelle 6-5: Charakteristika von Lithium-Ionen-Batterien, Quelle: [71]

Lithium-Ionen-Batterie	Stand 2013	Prognose 2013 + 10 Jahre
Wirkungsgrad Laden-Entladen inkl. Batterieumrichter	80 - 85%	85 – 90%
Energiedichte	200 - 350 Wh/l bzw. 150 – 200 Wh/kg	250 – 500 Wh/l
Zyklenlebensdauer	1.000 – 5.000	2.000 – 10.000
Kalendarische Lebensdauer	5 bis 20 Jahre	10 – 25 Jahre
Entladetiefe	Bis 100%	Bis 100%
Selbstentladung	3 – 5 % pro Monat	< 3% pro Monat

AC- und DC-gekoppelte Speichersysteme

Je nachdem, wie der Batteriespeicher mit dem PV-Generator verknüpft ist, wird zwischen AC- und DC-gekoppelten Systemen unterschieden (Abbildung 6-10). Bei der AC-gekoppelten Variante besitzen PV-Anlage und Batteriespeicher jeweils einen eigenen Wechselrichter. Der

Batteriespeicher kann dadurch unabhängig von dem PV-Generator betrieben werden. Dies ermöglicht eine freie Skalierung des Batteriespeichers und eine höhere Flexibilität. DC-gekoppelte Systeme besitzen hingegen nur einen Wechselrichter, der an das Stromnetz angeschlossen ist. Hierfür wird oftmals ein spezieller Wechselrichter des Speicheranbieters benötigt. Durch die Verbindung zwischen Batteriespeicher und PV-Generator über einen Gleichspannungszwischenkreis ergeben sich weniger Umwandlungsstufen und damit auch geringere Umwandlungsverluste. Für Neuinstallationen wird in der Regel aufgrund einer kompakteren und preisgünstigeren Einheit ein DC-gekoppeltes System realisiert. Bei einer Nachrüstung des Batteriespeichers ist ein AC-gekoppeltes System ratsam, da der Wechselrichter unabhängig vom Speichersystem gewählt werden kann [72].

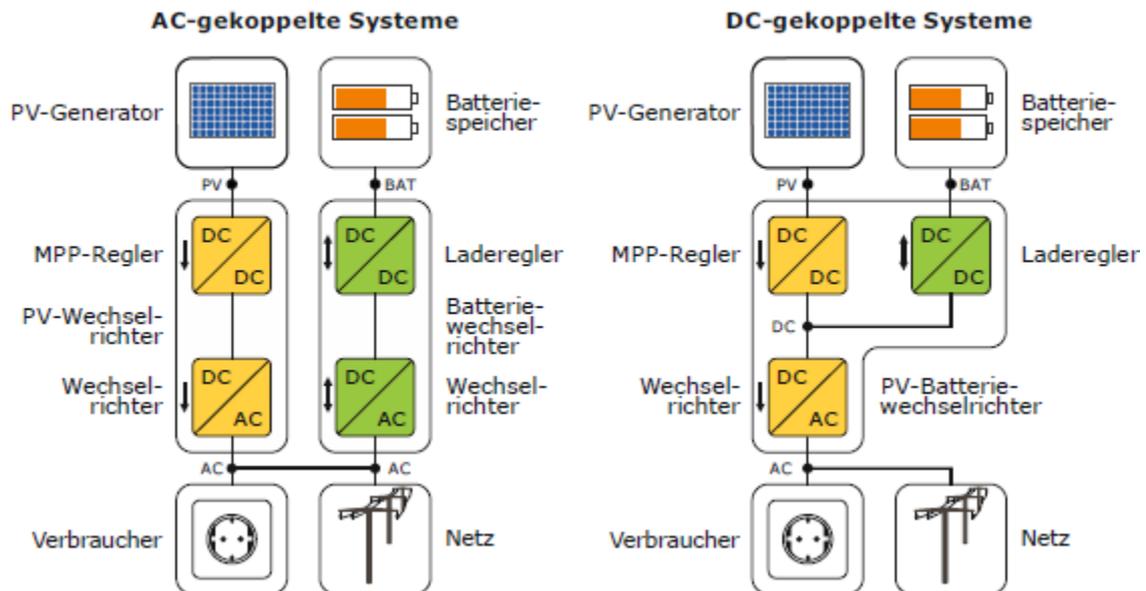


Abbildung 6-10: AC- und DC-seitige Verknüpfung des PV-Generators mit dem Batteriespeicher in Wohngebäuden, Quelle: [73]

Tabelle 6-6 zeigt zusammengefasst die Vor- und Nachteile der beiden gegenübergestellten Systemvarianten, die zur Einbindung eines Batteriespeichers verwendet werden können.

Tabelle 6-6: Vor- und Nachteile der beiden Systemtopologien, Quelle: [73]

	AC-Systeme	DC-Systeme
Vorteile	<ul style="list-style-type: none"> • Höhere Flexibilität • Einfachere Nachrüstung bestehender Systeme • Frei Skalierung des Batteriesystems 	<ul style="list-style-type: none"> • Tendenziell geringere Umwandlungsverluste • Geringer Platzbedarf des integrierten Systems
Nachteile	<ul style="list-style-type: none"> • Höhere Kosten durch zusätzlichen Wechselrichter • Höherer Platzbedarf durch 2 separate Systeme • Tendenziell höhere Umwandlungsverluste 	<ul style="list-style-type: none"> • Geringe Flexibilität • Aufwändiges Nachrüsten bestehender Systeme

Betriebsweisen von Batteriespeichern

Beim Betrieb von Batteriespeichern ist zwischen der konventionellen und der netzoptimierten Speicherung zu unterscheiden (Abbildung 6-11). Beim nicht-netzoptimierten Betrieb bzw. der unregelmäßigen Fahrweise von Batteriespeichern (konventionelle Speicherung) wird der Speicher geladen, sobald ein Überangebot besteht (mehr Erzeugung als Verbrauch). Dadurch ist der Speicher oftmals bereits zur Mittagszeit vollgeladen, so dass der erzeugte Strom anschließend größtenteils in das öffentliche Netz eingespeist wird. Dies führt zu höheren Einspeisegradien bei unverändert hohen Erzeugungsspitzen zur Mittagszeit. Bei der netzoptimierten Einspeisung gilt es diese Erzeugungsspitzen zu verhindern bzw. zu glätten. Die Fahrweise des Speichers wird mit Hilfe von Wetterprognosen so angepasst, dass der Speicher bspw. erst zur Mittagszeit, wenn die Solarstrahlung am höchsten ist, mit der Einspeicherung beginnt und damit zur lokalen Netzentlastung beiträgt.

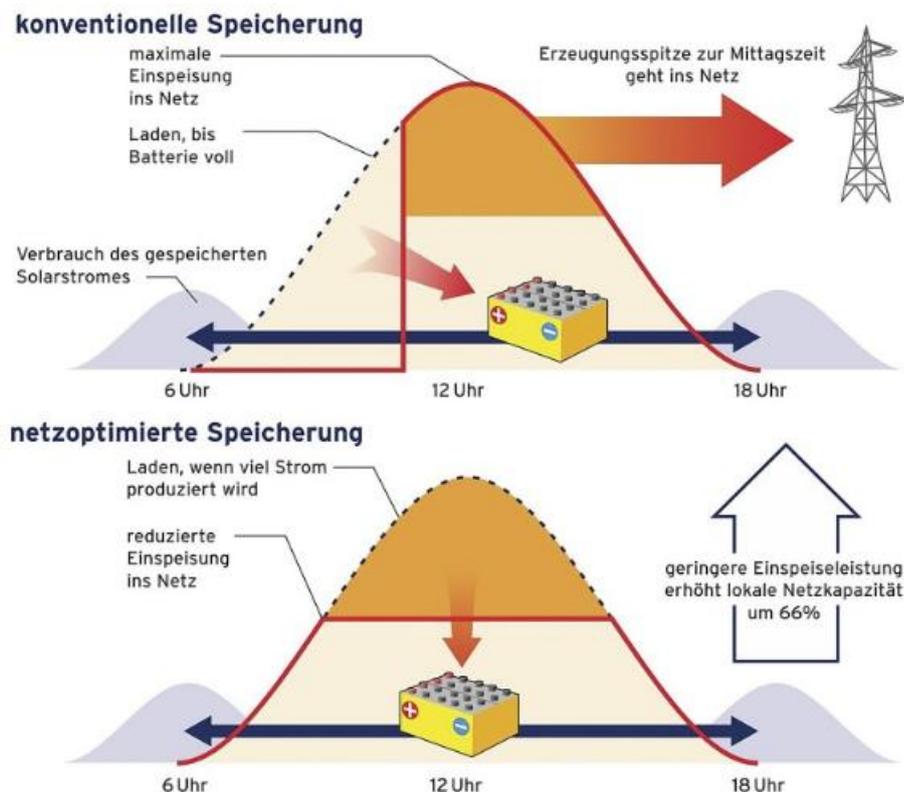


Abbildung 6-11: Konventionelle und netzoptimierte Einspeicherung von Solarstrom, Quelle: [74]

6.2.2 Wirtschaftliche Aspekte

Photovoltaik-Kosten

Die Preisentwicklung in Abbildung 6-12 zeigt deutlich, wie die Preise (hier Systempreise¹⁰) über die Jahre gesunken sind. Knapp die Hälfte der Investitionskosten sind bei Anlagen zwischen 10 kW_p und 100 kW_p auf die reinen Modulkosten zurückzuführen. Die Entwicklung folgt einer sog. Erfahrungskurve die besagt, dass z. B. bei einer Verdopplung der gesamten installierten Leistung die Preise um einen konstanten Prozentsatz sinken. Im Mittel sind die Preise seit 2006 jährlich um

¹⁰ Setzt sich zusammen aus: PV-Module, Wechselrichter, Kabel/Anschlüsse/Unterkonstruktion, Montagekosten

ca. 13 % gesunken, was insgesamt in diesem Zeitraum einer Preisreduktion von 75 % entspricht [13].

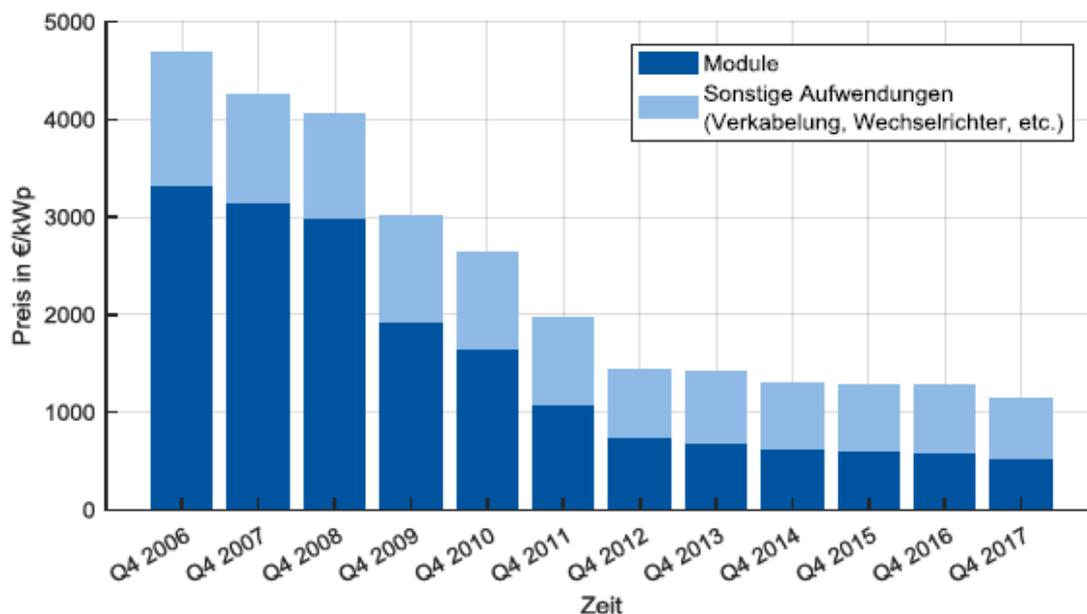


Abbildung 6-12: Entwicklung der Endkundenpreise von PV-Anlagen zwischen 10 kWp und 100 kWp, Quelle: [63]

Die Modulkosten fertig installierter Dickschicht-Module liegen derzeit bei 850 bis 1.650 Euro pro Kilowatt Leistung, während der Preis für Dünnschichtmodule aktuell bei 600 bis 1.300 Euro pro Kilowatt Leistung liegt. Dünnschichtmodule sind damit preiswerter in der Anschaffung, erbringen auf derselben Fläche allerdings 20 bis 40 % weniger Strom. Durch den geringeren Flächenbedarf sind Dickschicht-Module daher auf Dächern von Ein- und Zweifamilienhäusern meist die erste Wahl. Bei Anwendungen auf Freiflächen oder größeren Gebäuden, wo der Flächenbedarf weniger entscheidend ist, muss im Einzelfall geprüft werden, welcher Modultyp die Anforderungen am besten erfüllt [75].

Unter den Betriebskosten einer PV-Anlage sind die Wartungskosten mit jährlich rund 1 % des Anlagenpreises der größte Posten. Die Kosten für die PV-Versicherung sind mit etwa 0,3 % bis 0,8 % des Anlagenkaufpreises anzusetzen. [13]

Vergütungsmodelle für Anlagen bis 100 kW_p

Das im EEG verankerte Vergütungsmodell für PV-Anlagen unterliegt einer monatlichen Degression (Basisdegression), die zusätzlich quartalsweise, je nach Ausbaudynamik in den zurückliegenden sechs Monaten vor dem jeweiligen Quartal, angepasst wird („atmender Deckel“) [76]. Liegt der Zubau innerhalb des Zielkorridors, wird die Förderung monatlich um 0,5 % gesenkt. Wird der Zielkorridor überschritten, kann die Förderung maximal um bis zu 2,8 % pro Monat gesenkt werden. Umgekehrt, wenn der Zubau unterhalb der Zielvorstellungen liegt, wird weniger oder gar nicht gekürzt bzw. die Einspeisevergütung sogar erhöht [76]. Die Vergütung richtet sich zudem nach der Anlagenklasse. Je größer die Anlage, desto niedriger fällt die Vergütung aus. Allerdings gilt z. B., dass eine Anlage in der mittleren Klasse für die ersten 10 kWp sogar den höchsten Satz wie eine Kleinanlage bekommen würde. Gleiches Prinzip gilt auch für die höchste Anlagenklasse [77].

Die Vergütung nach dem EEG beträgt für Aufdachanlagen:

- bis 10 kWp (Vergütung seit Juni 2019: 10,79 Cent/kWh)
- 10 bis 40 kWp (Vergütung seit Juni 2019: 10,50 Cent/kWh)
- 40 bis 100 kWp (Vergütung seit Juni 2019: 8,25 Cent/kWh)

Auswirkungen des Energiesammelgesetzes auf den PV-Ausbau

Im Folgenden wird der sich aus den politischen und regulatorischen Rahmenbedingungen ergebende Ausbaupfad für Photovoltaik in Deutschland dargestellt.

Mit in Kraft treten des Energiesammelgesetzes am 01.01.2019 hat sich das jährliche Zubauziel („Zielkorridor“) von 2,5 GW auf 1,9 GW verringert. Die Grenze gilt als Bezugswert für die Bemessung der monatlichen Degression der Solarförderung. Im gleichen Schritt kam es zur Festlegung von Sonderausschreibungen für Großanlagen ab 750 kWp, die nicht auf den Förderdeckel angerechnet werden. In den Jahren 2019 und 2020 sollen die Sonderausschreibungen jeweils 2 GW umfassen [78].

Der Förderdeckel ist im EEG verankert und sieht vor, dass neue PV-Anlagen auf Gebäuden nicht mehr gefördert werden, sobald die Marke von 52 GW installierter Leistung erreicht ist [79]. Der Förderdeckel wurde im Rahmen des Energiesammelgesetzes nicht angepasst. Bei anhaltender Zubaudynamik würde es dadurch wahrscheinlich bereits 2020 zu einem harten Ende der regulären PV-Förderung kommen [80].

Mit dem Ziel der Bundesregierung bis 2030 einen EE-Anteil von 65 % am Bruttostromverbrauch zu erreichen, ist ein jährlicher PV-Zubau von ca. 5 GW erforderlich [81]. Zunehmend müssen auch Altanlagen ersetzt werden, die derzeit noch kaum ins Gewicht fallen. Im voll ausgebauten Zustand steigen diese Ersatzinstallationen bei einer angenommenen Nutzungsdauer von 30 Jahren auf knapp 7 GW pro Jahr. [13]

Batteriespeicher-Anschaffungskosten

Die Preisentwicklung für Solarstromspeicher ist ähnlich wie bei PV-Anlagen rasch gesunken (Abbildung 6-13). Seit Mitte 2013 ist der Preis für Lithium-Ionen-Speichersysteme um über 50 % gefallen. Der durchschnittliche Endverbraucherpreis lag Ende 2017 bei ca. 1.300 €/kWh (inklusive Leistungselektronik und MwSt.). Größere Batteriespeichersysteme waren sogar noch deutlich günstiger [63].

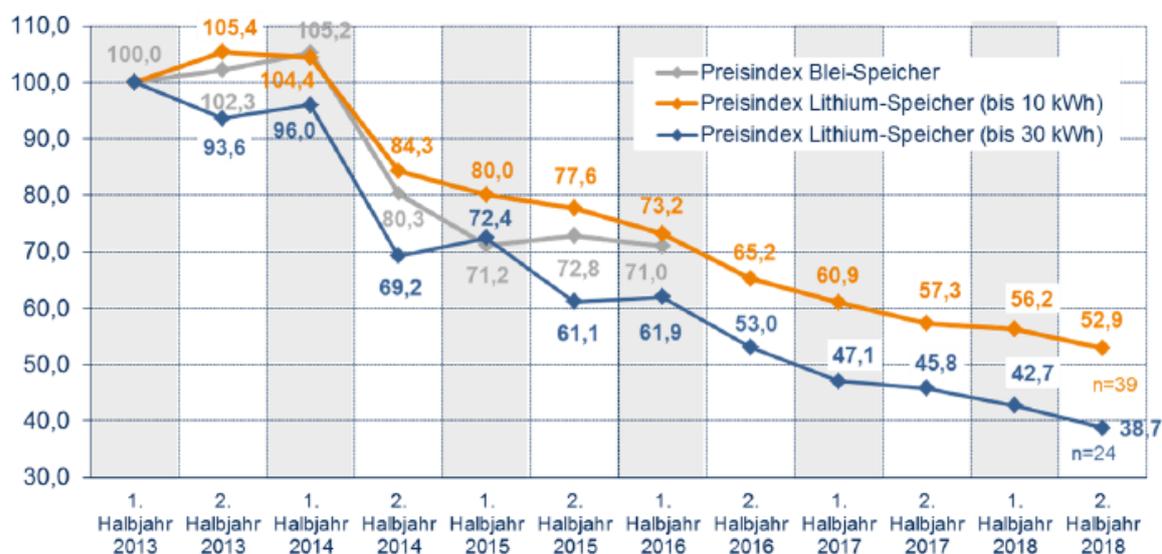


Abbildung 6-13: Preisindex Batteriespeicher nach Technologie in der Größenklasse bis 10 kWh und bis 30 kWh (Stand Nov. 2018), Quelle: [61]

Voraussetzungen für eine KfW-Förderung für Batteriespeicher

Vor dem Hintergrund einer netzentlastenden Entwicklung mit Blick auf den weiteren Ausbau der PV ist die Fördermöglichkeit von Batteriespeichern an gewisse Bedingungen geknüpft. Laut Förderrichtlinie der KfW-Förderung „Erneuerbare Energien – Speicher“, ist seit 2016 die Einspeiseleistung der PV-Anlage auf 50 % der installierten Leistung zu begrenzen (Abbildung 6-14). Die Verpflichtung bezieht sich auf die gesamte Lebensdauer der PV-Anlage und impliziert damit auch einen eventuellen Weiterbetrieb nach 20 Jahren, selbst wenn der Speicher außer Betrieb genommen wurde [82]. Nach § 9 EEG 2017 ist ebenfalls vorgesehen, dass PV-Anlagen mit einer Nennleistung von bis zu 30 kW_p die Einspeiseleistung auf 70 % der PV-Nennleistung begrenzen oder dem Netzbetreiber die Möglichkeit einer ferngesteuerten Leistungsreduzierung ermöglichen.

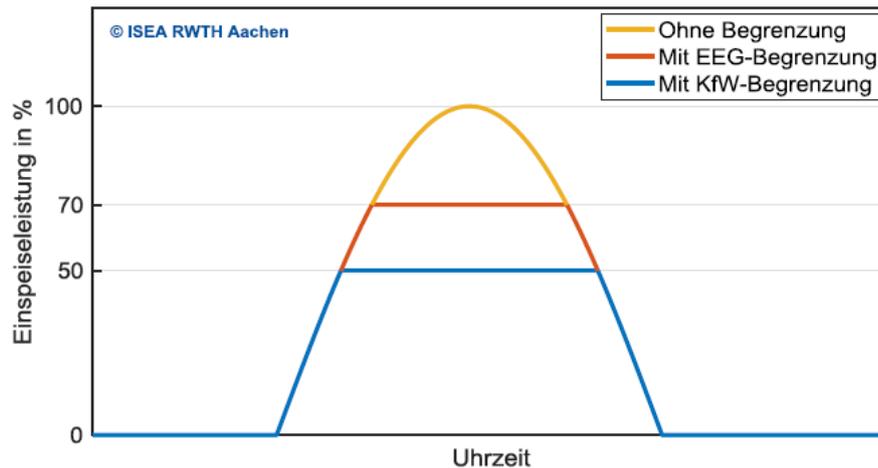


Abbildung 6-14: Qualitative Darstellung der Reduzierung der Einspeiseleistung, Quelle: [63]

6.2.3 Tätigkeitsfelder für Stadtwerke

Für Stadtwerke ergeben sich im Bereich der Stromerzeugung mittels Photovoltaik vielfältige Geschäftsmodelle, von denen an dieser Stelle vier vorgestellt werden.

Eigenverbrauchsoptimierung in Privathaushalten

Privathaushalte mit PV-Anlagen haben in der Regel den Wunsch möglichst viel ihrer eigens erzeugten elektrischen Energie selbst zu nutzen. Dadurch wird weniger Strom aus dem Netz bezogen und der Umsatz der Energielieferanten, d.h. auch der Umsatz der Stadtwerke als Energielieferant, sinkt. Um diesen Einbruch abzufangen, können Stadtwerke ihre Kunden durch Beratungsleistungen bei der Optimierung der Eigenstromnutzung unterstützen. Darüber hinaus sind weitere Geschäftsmodelle abseits der Eigenverbrauchsoptimierung denkbar. Stadtwerke könnten Verträge mit den Besitzern von PV-Anlagen abschließen, die es ersteren ermöglicht auf die Speicher zuzugreifen, um mit ihnen beispielsweise am Regelleistungsmarkt teilzunehmen.

Anlagenpachtmodelle

Sowohl Privat- als auch Geschäftskunden scheuen häufiger die Investition in Photovoltaikanlagen. Hier können Stadtwerke mit einem Pachtmodell ansetzen. Wenn die Pachtzeit ausläuft und nicht verlängert wird, besteht die Möglichkeit für die Stadtwerke die PV-Anlage an den Eigentümer des Gebäudes bzw. des Grundstücks, auf dem sich die Anlage befindet, mit Abzug der bereits gezahlten Pachtbeträge zu verkaufen.

Direktvermarktung

Als Betreiber von Photovoltaikanlagen, als Dachflächen- sowie als Freiflächenanlagen, können Stadtwerke die erzeugte elektrische Energie über das öffentliche Netz direkt vermarkten.

Regionaltarife

Regionale Stromtarife zeichnen sich dadurch aus, dass sie Strom aus der Region für die Region anbieten. „Das Kundeninteresse wird dadurch geweckt, dass der Regionaltarif im Vergleich zu anderen Stromlieferungen über eine „regionale Identität“ und höhere „Wertigkeit“ verfügt und lokale Wertschöpfung fördert“ [83, S. 13]. Je mehr Solarstrom in der Region erzeugt wird desto mehr Akzeptanz entsteht für den Regionaltarif.

6.2.4 Chancen und Herausforderungen für Stadtwerke

Wenn Stadtwerke sich dem Thema Photovoltaik nähern und zunehmend Geschäftsmodelle entwickeln und umsetzen, hat das einen positiven Effekt auf die öffentliche Wahrnehmung der Unternehmen. Allerdings fehlt den Stadtwerken noch häufig das Know-how in diesem Bereich. Es muss zunächst aufgebaut bzw. eingekauft werden. Gleichzeitig gibt es bereits eine Vielzahl von spezialisierten Firmen auf dem Markt, die eine starke Konkurrenz bilden. Falls kein Contracting umgesetzt wird, ist das Geschäft im Bereich Photovoltaik nicht konstant und nimmt mit zunehmender Marktsättigung wieder ab. Zudem gilt das Marktvolumen für Stadtwerke eher als gering.

6.3 Virtuelle Kraftwerke

Als Virtuelles Kraftwerk (VK) bezeichnet man den Zusammenschluss und die gemeinsame Steuerung mehrerer dezentraler Energieerzeugungs- und Speichereinheiten. Hauptziel ist es, durch die zentrale Steuerung verschiedener Erzeuger die größtmögliche Flexibilität und Versorgungssicherheit zu erreichen. Durch die nutzbar gemachten Synergieeffekte können fossile, zentralisierte Großkraftwerke durch erneuerbare Erzeuger ersetzt werden, obwohl diese individuell betrachtet meist volatil sind.

Virtuelle Kraftwerke tragen durch ihren technischen Aufbau und ihre Geschäftsmodelle maßgeblich zur Energiewende bei. Für Netzbetreiber können VK Systemdienstleistungen erbringen, für dezentrale Kleinerzeuger einen Strombörsenzugang bereitstellen und die Stromversorgung technisch und wirtschaftlich flexibilisieren und optimieren. Durch einen vorteilhaften Einsatz können virtuelle Kraftwerke und verwandte Geschäftsmodelle auch für Stadtwerke eine Chance für neue, lukrative Geschäftsfelder sein.

6.3.1 Technologische Aspekte

Prozess- und Netzwerktechnik

Das Kerngeschäft von virtuellen Kraftwerken ist das gemeinsame Management dezentraler Energieanlagen. Um diese flexibel und stabil betreiben zu können, ist effiziente Prozess- und Netzwerktechnik essentiell [84]. Um die bestmögliche Entscheidungsbasis zu schaffen, werden zunächst Daten benötigt. Diese werden von *automatisierter Mess- und Datenerhebungstechnik* gesammelt. Hierzu zählen u.a. Stromzähler und Leistungsmesser, aber auch Tools zur Erhebung von bspw. Wetter- oder Strombörsendaten. Im nächsten Schritt müssen die Daten mittels sicherer *Netzwerktechnik* an das zentrale Kontrollzentrum übertragen werden. Mittels spezieller *Software* werden die erhobenen Daten ausgewertet und Prognosen erstellt [85]. Anhand dieser werden wiederum Entscheidungen für den optimalen Anlagenbetrieb abgeleitet. Die Optimierungssoftware ist das wichtigste Asset eines virtuellen Kraftwerks, da die Software die

Synergie- und Skalierungseffekte virtueller Kraftwerke erst nutzbar macht. Nach der Optimierung müssen die dezentralen Anlagen mittels *Fernwirktechnik* abgestimmt und gesteuert werden. Dazu werden zum einen die sichere Netzwerktechnik und zum anderen eine zuverlässige *Steuerungstechnik* benötigt. Die Steuerungstechnik dezentraler Anlagen kann je nach Vertrag und Anlagentyp unterschiedlich ausfallen; während Photovoltaikanlagen oft nur eine Schnittstelle für den momentanen Leistungsoutput haben, sind Windkraftanlagen meist aktiv über die Rotorstellung steuerbar und Blockheizkraftwerke können über die Gaszufuhr schnell geregelt werden. Vor allem die fernwirktechnischen Anforderungen virtueller Kraftwerke machen auch die hohe Relevanz der *IT-Sicherheit* deutlich. Zur Aufrechterhaltung aller wichtiger Funktionen dieses intelligenten Netzwerks wird sehr viel Expertenwissen und gut ausgebildetes Personal benötigt.

Netzstabilität

Virtuelle Kraftwerke tragen zur Netzstabilität, zur Netzsicherheit und zur Versorgungssicherheit bei. Durch optimierte Steuerung und Bilanzierung virtueller Kraftwerke können der Bilanzkreis optimiert und Regelernergie bereitgestellt werden [86]. Ziel der Bilanzkreisoptimierung ist es, Einspeisungen und Verkäufe mit Ausspeisungen und Käufen im Bilanzzeitraum der Strombörsen auszugleichen, um Lastausgleichskosten der Netzbetreiber zu minimieren. Dafür brauchen VK-Betreiber möglichst genaue Prognosen und eine flexible Steuerung ihrer Anlagen.

Neben der Verhinderung von Ausgleichszahlungen kann zusätzlich Flexibilität in Form von Regelernergie an die Netzbetreiber vermarktet werden. Regelernergie kann in Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung unterteilt werden. Diese Einteilung bezieht sich auf die Reaktionsgeschwindigkeit. Primäre Regelleistung (PRL) muss innerhalb der ersten 30 Sekunden nach Anforderung verfügbar sein, sekundäre (SRL) zwischen 30 Sekunden bis zu 15 Minuten und tertiäre (TRL, auch Minutenreserve genannt) zwischen 15 Minuten bis hin zu einer Stunde [84]. Während PRL überregional vermarktet werden kann, soll SRL vor allem regional bereitgestellt werden. TRL dient meist nur der wirtschaftlichen Optimierung. Weiterhin kann zwischen positiver und negativer Regelernergie unterschieden werden. Bei Stromüberschuss wird negative und bei Stromdefizit positive Regelleistung angefordert. Für optimales Bilanzkreismanagement und zur Regelernergiebereitstellung müssen VK-Betreibende ihre vernetzte, und teilweise volatile Anlagentechnik bestmöglich überwachen und steuern können.

Anlagentechnik

Zur Anlagentechnik virtueller Kraftwerke gehören Energieerzeuger, Energiespeicher, aber auch Energieverbraucher. Das übergeordnete Ziel ist es, dezentrale, regenerative Energie effizient und sicher an das Übertragungsnetz oder direkt an die Verbraucher zu liefern. Dazu muss möglichst zu jeder Zeit das Energiedargebot und/oder die Energienachfrage angepasst werden können. Je nach Geschäftsmodell verfolgen virtuelle Kraftwerke hierbei unterschiedliche Ziele. Es gilt jedoch: je flexibler ein VK reagieren kann, desto lukrativer. Im folgendem werden kurz die Flexibilitätspotenziale der Anlagentechnik dargelegt.

Photovoltaikanlagen zeichnen sich durch eine relativ geringe Flexibilität aus. Sie sind hochvolatil und werden selten aktiv gesteuert. Das liegt vor allem auch an Regulierungen, die Solarstrom oft zu festgelegten, konstanten Preisen abnahmepflichtig machen. Technisch ist es trotzdem möglich auch durch Solaranlagen Regelernergie bereitzustellen, vor allem negative Regelleistung [87]. Die meisten Photovoltaikanlagen werden auch innerhalb von VK nicht aktiv gesteuert, sodass zum Ausgleich ihrer Volatilität andere Energieanlagen, wie z.B. Speichertechnik eingesetzt werden müssen [84].

Speicher haben eine hervorragende Flexibilität, da sie Überschussenergie aufnehmen und bei Engpässen Energie abgeben können. Jedoch ist ihr Flexibilitätspotenzial durch physikalische und wirtschaftliche Faktoren begrenzt. Konventionelle Speicher werden meist als Wärme- oder Elektrizitätsspeicher ausgeführt. Eine weitere Speichermöglichkeit stellt Power-to-

Gas (PtG) bzw. Power-to-Liquid (PtL) dar, die mithilfe des Überschussstroms Energie z. B. in Form von Gas speichern. Das verbreitetste Verfahren ist die Wasserstoffelektrolyse. PtG- und PtL-Anwendungen haben zwar ein sehr gutes Flexibilitätspotenzial, sie weisen aktuell allerdings noch schlechte Wirkungsgrade auf [84].

Blockheizkraftwerke und **KWK-Anlagen** hingegen zeichnen sich durch hohe Wirkungsgrade aus, da diese die Abwärme aus der Stromerzeugung effizient nutzbar machen. Wenn KWK-Anlagen stromgeführt betrieben werden, weisen sie ein hohes Flexibilitätspotenzial auf, da sie sehr schnell hoch- und runtergeregelt werden können. Für die Realisierung eines stromgeführten Betriebs muss in den meisten Fällen ein Wärmespeicher eingesetzt werden. Auch ein Betrieb unter der Nennleistung (z. B. bei 96 % der Nennleistung) schafft mehr Flexibilität, z. B. für die Regelenergiebereitstellung. Ein weiterer Vorteil von KWK-Anlagen ist, dass sie auch mit Biogas oder PtG-Gas betrieben werden können. Auch die Nutzung von Brennstoffzellen als KWK-Anlagen ist möglich.

Windkraftwerke sind volatile Erzeuger. Sie lassen sich jedoch ausschalten und die erzeugte Leistung lässt sich z. B. mithilfe der Rotorblattstellung herunterregeln. Das macht sie in Zeiten der Stromüberproduktion etwas flexibler und es kann negative Regelenergie bereitgestellt werden [87]. Prinzipiell kann auch positive Regelenergie bereitgestellt werden.

Auch **Verbrennungskraftwerke** für Holz, Müll, Klärgas, Deponiegas aber auch Biomethan und Erdgas sind oft Teil virtueller Kraftwerke. Das Flexibilitätspotenzial ist hier sehr unterschiedlich. Verbrennungskraftwerke zur Entsorgung müssen strengere Verbrennungsaufgaben erfüllen, was die Flexibilität im Vergleich zu den sehr flexiblen reinen Gaskraftwerken verringert [84].

Notstromaggregate von z. B. Krankenhäusern oder Rechenzentren sind für die Flexibilität virtueller Kraftwerke noch nicht weitreichend erschlossen. Durch ihre niedrigen Jahreslaufzeiten und ihre hohe Bereitschaft, können sie jedoch einen Beitrag zur Netzstabilisierung leisten. Ihr eigentlicher Zweck muss natürlich stets erfüllt bleiben [84].

Demand Side Management und **Sektorenkopplung** bringen weitere Flexibilitätspotenziale. Die Einbindung verschiedenster Verbraucher sowie des Wärme- und Mobilitätssektors macht das VK anpassungsfähiger. Hier sind zahlreiche Anwendungen denkbar. Unter anderem können energieintensive Produktionsschritte am Strompreis orientiert werden, Elektroautos können netzdienlich geladen oder als Speicher verwendet werden, und sogar Haushalte können, vernetzt über intelligente Stromzähler, gezielt ihren Verbrauch steuern oder private Batteriekapazität zur Verfügung stellen.

6.3.2 Wirtschaftliche Aspekte

Im Geschäftsbereich Virtuelle Kraftwerke gibt es grundsätzlich drei verschiedene Aufgabenbereiche, die entweder von separaten Anbietern oder in Kombinationen übernommen werden können. Es gibt *Anlagenbetreiber, VK-Betreiber und Aggregatoren* [86]. Als Stadtwerk besteht je nach Kernkompetenz, Marktplatzierung und Strategie die Möglichkeit, in einem oder mehreren Bereichen tätig zu werden. Im folgendem werden die Handlungsfelder der verschiedenen Akteure dargestellt.

Anlagenbetreibende stellen Energie bzw. Regelleistung bereit. Sie können sowohl Energieversorgungsunternehmen, Industriebetriebe aber auch Privatpersonen sein. Bei einer VK-Einbindung vermarkten sie ihre Energie und ihre Flexibilität über das VK; eine bessere Ausnutzung ihrer Anlagen ist so möglich. Diese Form der Dienstleistung wird auch Angebotsbereitschaft (Offer-Response) bzw. Verbrauchsbereitschaft (Demand-Response) genannt. Hierbei geben die Betreiber einen Teil ihrer Autonomie ab und werden dafür monetär entlohnt; dies erfolgt entweder durch vollständige Steuerungsabgabe, variable Strombepreisung bzw. -vergütung oder andere Anreizsysteme [88]. Damit Anlagen am Regelenergiemarkt teilnehmen dürfen, ist eine

Präqualifikation nötig. Die Einbindung einer Anlage in ein VK erfolgt sowohl vertraglich, als auch technisch und es werden meist einmalige Anschlussgebühren fällig, da der Initialaufwand relativ hoch ist [86].

Die Aufgaben von **VK-Betreibenden** (VKB) stehen im Zentrum des VK-Geschäftsmodells. Sie kombinieren das Energieangebot mit der Energienachfrage und planen und steuern alle vernetzten Anlagen. Zusätzlich fungieren sie als Schnittstelle zwischen Anlagenbetreibern und Aggregatoren, da sie die Energie und Regelleistung der Anlagen für Aggregatoren bereitstellen. Zusätzliches Wertangebot für Aggregatoren stellen VKB in Form von Fahrplänen, Prognosen und Lastkurven bereit, mit denen Aggregatoren besser planen können. Das Wertangebot an die Anlagenbetreiber besteht in deren Anlagenbetrieboptimierung bezüglich technischer, wirtschaftlicher und regulatorischer Aspekte [86]. Außerdem wird Anbietern durch den VK-Zusammenschluss oft ein Zugang zur Strombörse verschafft [89]. Eine weitere Aufgabe von VKB ist die Abschließung passgenauer Verträge, die Art und Umfang der Flexibilitätsdienstleistungen mit den Anlagenbetreibern regeln. Durch den hohen Initialaufwand sind zwischen VKB und Anlagenbetreibern langfristige Verträge vorteilhaft.

Aggregatoren übernehmen die optimierte Vermarktung von Energie und Regelleistung. Dazu gehören z. B. Börsenaktivitäten, Direktvermarktung, Netzengpassmanagement und Regelleistungsvermarktung. Ihre Schlüsselressourcen bestehen aus Informations- und Kommunikationstechnik (IKT), Optimierungssoftware, spezialisiertem Personal sowie Prozess- und Schnittstellenmanagement. Aggregatoren haben durch ihre hohe Spezialisierung und die ständige Weiterentwicklung ihrer Dienstleistungen eine sehr hohe Wertschöpfungstiefe. Durch hohe Fixkostenanteile profitieren Aggregatoren von Größendegressionseffekten; VKB mit einem großen Anlagenetzwerk sind für Aggregatoren besonders attraktiv [86].

6.3.3 Tätigkeitsfelder für Stadtwerke

Das Geschäftsfeld virtueller Kraftwerke ist vielseitig und komplex. Es kann auf viele Weisen im Markt agiert werden. Grundsätzlich generieren VK-Betreiber aber hauptsächlich durch drei Komponenten Wert: *Ressourcen*, *Fähigkeiten* und *Prozesse* [89].

Im Bereich **Ressourcen** sind vor allem das Anlagenportfolio (Erzeuger, Verbraucher, Speicher), die Verteilnetze und die Informations- und Kommunikationstechnik ausschlaggebend. Die Ressourcen stellen die Grundlage für die Wertschöpfung eines VK dar. Je nach Ressourcenportfolio können Stadtwerke entweder durch optimiertes Ressourcenmanagement oder durch die Bereitstellung ihrer Anlagen (als Anlagenbetreiber) von einem VK profitieren.

Die zentrale **Fähigkeit** von VK ist die Flexibilisierung der Einspeisung und des Verbrauchs. Das zentralisierte Management der vorhandenen Anlagen ermöglicht die optimale Vermarktung von Energie und Systemdienstleistungen [90]. Haupteinnahmequellen sind hier die Bilanzkreisoptimierung und die generelle Kostenoptimierung in der Vermarktung. Die Energievermarktung findet einerseits als OTC-Geschäft („Over the Counter“) und zum anderen an den Börsen in Form von Termingeschäften (futures) oder Promptgeschäften (Spotmarkt) statt [91]. Für die Vermarktung von Systemdienstleistungen muss über die Internetseite www.regelleistung.net an den Ausschreibungsverfahren der Netzbetreiber teilgenommen werden. Durch die Volatilität des Regelenergiemarktes ist eine optimierte Gebotsstrategie hier eine entscheidende Fähigkeit [92]. Neben Energie- und Regelleistungsvermarktung können VK-Betreiber auch an den Managementprämien für die Direktvermarktung erneuerbarer Energien verdienen. Um von den Fähigkeiten virtueller Kraftwerke zu profitieren, können Stadtwerke selbst ein VK aufbauen oder als Anlagenbetreiber Teil eines schon existierenden VKs werden („Make-or-buy-Analyse“). Eine weitere Möglichkeit ist die Partizipation an sogenannten White-Label-Anwendungen; dies ist auch im Bereich des Marketings interessant.

Wertschöpfende **Prozesse** sind vor allem die Bündelungsprozesse [89]. Dazu gehören die Organisation von Kooperationen und die technische Einbindung der Anlagen. Stadtwerke sind durch ihr bestehendes Kundennetzwerk und ihre regionale Vertrauensposition in einer guten Ausgangsposition, um Kooperationen zu organisieren. Auch ein schon existierendes Netzwerk an Technikern und Handwerkern verringert die Markteintrittsbarriere.

Die Möglichkeit, von VK zu profitieren, hängt stark von der Ausgangssituation des Stadtwerkes ab. Da es im VK-Markt keine festen Rollenverteilungen der Akteure gibt, eröffnen sich für Stadtwerke viele Tätigkeitsoptionen. Möglichkeiten sind z. B. die Errichtung regionaler VK, die Einbindung des Wärme- und des Mobilitätssektors oder auch Nachbarschaftskraftwerke. Auch besteht die Möglichkeit, sich auf Demand-Response-basierte bzw. Supply-basierte VK zu spezialisieren.

6.3.4 Chancen und Herausforderungen für Stadtwerke

Für Stadtwerke bietet sich die Chance, die Kommunikations- und Steuerungszentrale für Virtuelle Kraftwerke zu werden. Sie bündeln steuerbare und volatile Energieerzeuger sowie Energieverbraucher, schaltbare Lasten und Energiespeicher. Mit Hilfe eines Lastmanagements bieten virtuelle Kraftwerke zusätzlich den Vorteil, durch Reduzierung von Spitzenlasten, die Strombezugsbedingungen der Stadtwerke zu verbessern.

Für die Wirtschaftlichkeit von Virtuellen Kraftwerken spielen weiterhin regulatorische und ökonomische Entwicklungen eine entscheidende Rolle. Die Verbreitung erneuerbarer Energien, ein schneller Ausbau des Smart Grids sowie die schnelle Verdrängung von zentralisierten Großkraftwerken machen VK lukrativer [93]. Pauschale Einspeisevergütungen und Abnahmepflichten wirken jedoch negativ auf die Wirtschaftlichkeit von VK aus [89]. Bei einem geringen Spread der Börsenpreise kann zudem kaum Gewinn erzielt werden.

Die Herausforderungen im Geschäftsfeld der Virtuellen Kraftwerke bestehen demnach darin, die notwendigen Rahmenbedingungen zu schaffen. Diese können die Stadtwerke zum Teil eigenständig vorantreiben und steuern, beispielweise beim Ausbau des Smart Grids. Andere Rahmenbedingungen sind allerdings hauptsächlich von extern beeinflussbar.

6.4 Mieterstrommodell

Das Konzept des Mieterstroms beschreibt eine Form der dezentralen Energieversorgung von Mietobjekten. Im Mieterstrommodell wird der erzeugte Strom direkt und im räumlichen Zusammenhang, ohne Verwendung eines öffentlichen Verteilnetzes an die Letztverbraucher geliefert [94]. Die Energieerzeugung findet im, am oder auf dem Gebäude statt, in dem die Mieter bzw. Letztverbraucher wohnen. Um die Residuallast zu decken bzw. überschüssigen Strom zu verkaufen, gibt es noch einen Anschluss an das Stromnetz. Da bei der direkten Lieferung des Stroms an die Mieter das öffentliche Stromnetz nicht genutzt wird, können Kosten eingespart werden. Kombiniert mit der möglichen gesetzlichen Förderung sowie einer möglichen Stromsteuereinsparung, können günstige Strompreise erzielt werden [95].

6.4.1 Technologische Aspekte

Die technologische Basis des Mieterstrommodells besteht aus drei Grundbausteinen: der Erzeugertechnik, der Messtechnik und dem Netzanschluss [95]. Die verbreitetsten Erzeugertechnologien sind Kraft-Wärme-Kopplung und Photovoltaik, aber auch kleine Windkraftanlagen oder andere Technologien sind denkbar [96]. Da der lokal erzeugte Strom entweder an den Mieter oder an das öffentliche Stromnetz geliefert werden kann, welches auch den Restbedarf der Mieter deckt, wird zur korrekten Abrechnung der Stromflüsse – zusätzlich zu den Stromzählern der Wohneinheiten – ein bidirektionaler Zähler zwischen Gebäude und

Stromnetz benötigt [95]. Dieser muss mindestens viertelstündlich die Stromflüsse loggen. Ebenfalls möglich ist die Verwendung von Smart Metern. Da es wirtschaftlicher ist, den lokal produzierten Strom zu verwenden, kann auch der Einsatz von Speichertechnik oder die Kombination mit angepasstem Lastenmanagement sinnvoll sein.

Der technische Nutzen des Mieterstrommodells ist zum einen, dass auch große Mietobjekte dezentral mit erneuerbaren Energien versorgt werden können und zum anderen die Verteil- und Übertragungsnetze entlastet werden. Die lokale Produktion minimiert außerdem die Übertragungsverluste.

6.4.2 Wirtschaftliche und rechtliche Aspekte

Das Mieterstromkonzept ermöglicht zum einen die Erschließung von Mietgebäuden für die dezentrale Energieversorgung. Zum anderen kann das Konzept auch wirtschaftliche Vorteile bieten.

Die wirtschaftlichen Vorteile ergeben sich durch die lokale, direkte Versorgung der Mieter mit Strom. Durch die Nicht-Benutzung des öffentlichen Stromnetzes können pro direkt verbrauchter Kilowattstunde Nettonetzentgelte, netzseitige Umlagen und Konzessionsabgaben eingespart werden. Weiterhin kann die Stromsteuer eingespart werden, wenn der Strom in Anlagen kleiner zwei Megawatt produziert und im räumlichen Zusammenhang verbraucht wird. Bei kompletter Autarkie (ohne Netzanschluss) durch ausschließlich erneuerbare Energien entfällt die Stromsteuer in jedem Fall [95].

Neben den Einsparungen gibt es seit der Einführung des Mieterstromgesetzes von 2017 auch gesetzliche Fördermöglichkeiten. Hauptbestandteil der Förderung ist der für 20 Jahre gewährte Mieterstromzuschlag; jede lokal und direkt verbrauchte Kilowattstunde wird mit der stetig sinkenden EEG-Einspeisevergütung abzüglich 8,5 Cent pro Kilowattstunde gefördert [97]. Für die überschüssigen, ins Netz eingespeisten Energiemengen kommen je nach Erzeugerform unterschiedliche Vergütungsformen in Frage; zum einen die reguläre Einspeisevergütung, und zum anderen die Direktvermarktung mit Marktprämien. Neben dem Mieterstromzuschlag können KWK-Anlagen nach dem KWKG mit 4 Cent pro Kilowattstunde gefördert werden. Indirekt ist auch eine Förderung bei KfW-Gebäudesanierungsmaßnahmen möglich, wenn mithilfe des Mieterstroms die Auflagen bezüglich erneuerbarer Energien erfüllt werden.

Allgemein sind die wirtschaftlichen Vorteile durch Mieterstrom stark einzelfallabhängig. Tendenziell sind Regionen mit hohen Netzkosten für Mieterstromprojekte interessanter, da die Einsparungen besonders hoch ausfallen [96]. Da Förderung und Einsparungen weitestgehend für den direkt verbrauchten Strom gelten, hängt die Wirtschaftlichkeit signifikant von der lokalen Direktverbrauchsquote ab.

Die Einsparmöglichkeiten und gesetzliche Förderung machen das Mieterstrommodell interessant, trotzdem erschweren die rechtlichen Rahmenbedingungen den wirtschaftlichen Betrieb. Zum einen muss die EEG-Umlage vollständig gezahlt werden, da die Anforderung der Personenidentität nach EEG (Erzeuger = Verbraucher) im Mieterstrommodell nicht erfüllt werden kann. Diese Regelung wird kritisiert, da Eigenheimbesitzer im Vergleich zu Mietern bevorzugt behandelt werden [95]. Weiteres Planungsrisiko ergibt sich aus den gesetzlich vorgeschriebenen kurzen Vertragslaufzeiten zwischen Stromlieferant und Letztverbraucher von maximal einem Jahr; der freie Wettbewerb darf nicht beeinträchtigt werden und Letztverbraucher müssen immer freie Anbieterwahl haben [94]. Auch die stetig sinkende Einspeisevergütung lässt den Mieterstromzuschlag sinken. Außerdem ist der Zuschlag laut Mieterstromgesetz an zwei Anforderungen gebunden. Zum einen dürfen 90 Prozent des lokalen Strompreises nicht überschritten werden und zum anderen ist die Anlagengröße auf 100 Kilowatt begrenzt. Größendegressionseffekte können damit nur begrenzt realisiert werden. Hinsichtlich des

organisatorischen Aufwands kann dies eine Hürde für die Wirtschaftlichkeit darstellen. Für Wohnungsbauunternehmen kann die Stromlieferung zudem zum Verlust von gewerbesteuerlichen Vorteilen führen.

Die Vielzahl zu beachtender Faktoren macht eine Anpassung an den Einzelfall und die sorgfältige Planung unabdinglich. Zur Erreichung der Wirtschaftlichkeit müssen sich die Projekt-Akteure bestmöglich organisieren.

Die Organisation von Mieterstromprojekten kann komplex werden, da es potentiell viele Akteure mit unterschiedlichen Tätigkeitsfeldern und Eigentumskonstellationen gibt [98].

Die Mieter nehmen die Rolle der Letztverbrauchenden ein, Gebäudeeigentümer haben die Eigentumsrechte am Gebäude, die Anlagenbetreiber sind für die lokale Stromerzeugung verantwortlich, der Stromlieferant kümmert sich um den Vertrieb an die Mieter und die Betreiber der öffentlichen Netze vergüten den Überschussstrom und stellen die Residuallast zur Verfügung [96]. Die entsprechenden Aufgaben können in verschiedenen Weisen auf die Vertragsteilnehmer verteilt werden. Beispielsweise können Gebäudeeigentümer gleichzeitig die Anlagen betreiben und den Strom liefern. Aber auch Dritte, z. B. Stadtwerke oder Contractoren, können diese Aufgaben übernehmen.

Um von den Einsparmöglichkeiten und von der gesetzlichen Förderung zu profitieren, müssen die Akteure im Mieterstrommodell mit erhöhten administrativen Kosten für Vertragswesen und Marketing bzw. Kommunikation rechnen [94].

6.4.3 Tätigkeitsfelder für Stadtwerke

Im Bereich Mieterstrom können Stadtwerke als innovativer Energieversorger auftreten. Hier ist die Hauptmotivation die Kundenbindung und die Erschließung neuer Erlöspotenziale. Das Ziel des Stadtwerks als Energieversorger sollte es sein, den Anlagenbetrieb, die Lieferung bzw. Vermarktung, alle energiewirtschaftlichen Abwicklungen sowie die Versorgung mit Zusatzenergie als Gesamtpaket anzubieten [96]. Auf diese Weise kann Komplexität reduziert und die Marge maximiert werden. Bei ausreichender Spezialisierung können Stadtwerke aber auch einzelne Dienstleistungen, wie z. B. den Messstellenbetrieb, die Anlagenerrichtung und deren Betrieb oder die Kundenberatung sowie -vermittlung übernehmen. Stadtwerke können zudem als Organisator auftreten oder das Mieterstrommodell mit anderen Konzepten, wie bspw. Demand Side Management oder intelligenter Steuerung kombinieren [98]. So können höhere Direktverbrauchsquoten erreicht werden. Bis jetzt sind Stadtwerke allerdings nur an etwa 3 % der Mieterstromprojekte beteiligt, EVU sind immerhin an 13 % der Projekte beteiligt [96]. Dies spricht dafür, dass das Mieterstrommodell noch eine Nischenaktivität von Stadtwerken ist.

6.4.4 Chancen und Herausforderungen für Stadtwerke

Bei den richtigen lokalen Gegebenheiten und der optimalen Ausnutzung der eigenen Kernkompetenzen kann das Mieterstrommodell für Stadtwerke ein lukratives Geschäftsmodell darstellen. Die Chance für Stadtwerke besteht vorwiegend darin, dass Mieterstrommodelle noch nicht weit verbreitet sind.

Das Konzept des Mieterstroms ist, wie bereits in Kapitel 6.4.2 beschrieben, sehr komplex. Wenn Stadtwerke in diesem Feld aktiv werden wollen, müssen sie einige zusätzliche juristische Kompetenzen aufbauen. Jedes Mieterstromprojekt steht für sich und es gibt kein universelles Produkt. Die Kernherausforderung in diesem Geschäftsbereich ist es somit, möglichst viele gleichartige Konstellationen für mögliche Mieterstromprojekte zu identifizieren, um von Skaleneffekten profitieren zu können.

6.5 Energieversorgung von Quartieren

Für den Quartiersbegriff gibt es keine einheitliche Definition und damit auch keine fest definierte Größe. Vielmehr sind Quartiere durch ihre vielfältigen Ausprägungen gekennzeichnet und unterscheiden sich z. B. durch bauliche Charakteristika, Infrastruktur, demographische Faktoren, sozialer Status der Bevölkerung und Umweltfaktoren. Allgemein kann der Begriff als ein räumlich und sozial zusammenhängendes Wohnumfeld zusammengefasst werden, das kleiner ist als ein administrativ abgegrenzter Stadtteil [99].

Das Potenzial zur Entwicklung von Quartierskonzepten ist durch politische Entscheidungen im Zusammenhang mit dem Klimaschutz gegeben. Allgemein ist der Gebäudesektor mit einem Anteil von 35,4 % am Endenergieverbrauch für einen Großteil der CO₂-Emissionen verantwortlich. Auf die privaten Haushalte entfällt in diesem Zusammenhang für Raumwärme, Warmwasser und Raumkühlung ein Anteil von 22,1 % [10]. Langfristig, mit Blick auf einen nahezu klimaneutralen Gebäudebestand bis 2050, wird eine energieeffiziente Wärmeversorgung in Kombination mit erneuerbaren Energien und weiteren Effizienzmaßnahmen eine zentrale Rolle spielen.

Der Quartiersansatz kann vor diesem Hintergrund einen wichtigen Beitrag leisten. Durch einen ganzheitlichen und integrierten Ansatz in Verbindung mit der kommunalen Stadtplanung und weiteren kommunalen Akteuren kann die Wärmeplanung auf die lokalen Gegebenheiten zugeschnitten und kosteneffizient umgesetzt werden.

Kommunale Unternehmen können bspw. ganze Quartiere durch Netzinfrastrukturen versorgen und weitere Dienstleistungen, z. B. zur Mobilität, anbieten. Der Quartiersansatz ermöglicht eine höhere Flexibilität und mehr Freiheitsgrade als bei der Optimierung von Einzelgebäuden [100]. Bei der Quartiersentwicklung ist das Zusammenspiel mehrerer Akteure von zentraler Bedeutung. Für die Konzeptionierung von energetischen Quartiersansätzen müssen zum einen energiebezogene Themen (z. B. die effiziente Erzeugung und Verteilung, Nutzung lokaler Ressourcen, Sanierungsmaßnahmen und Mobilitätskonzepte) mit kommunalen Vorstellungen in Bezug auf die Stadtentwicklung (z. B. Wohnungswirtschaft, Baukultur und soziale Aspekte) in Einklang gebracht werden (Abbildung 6-15). Für Politik und Verwaltung ergeben sich bei dieser ganzheitlichen Betrachtung mehr Handlungsoptionen [101].

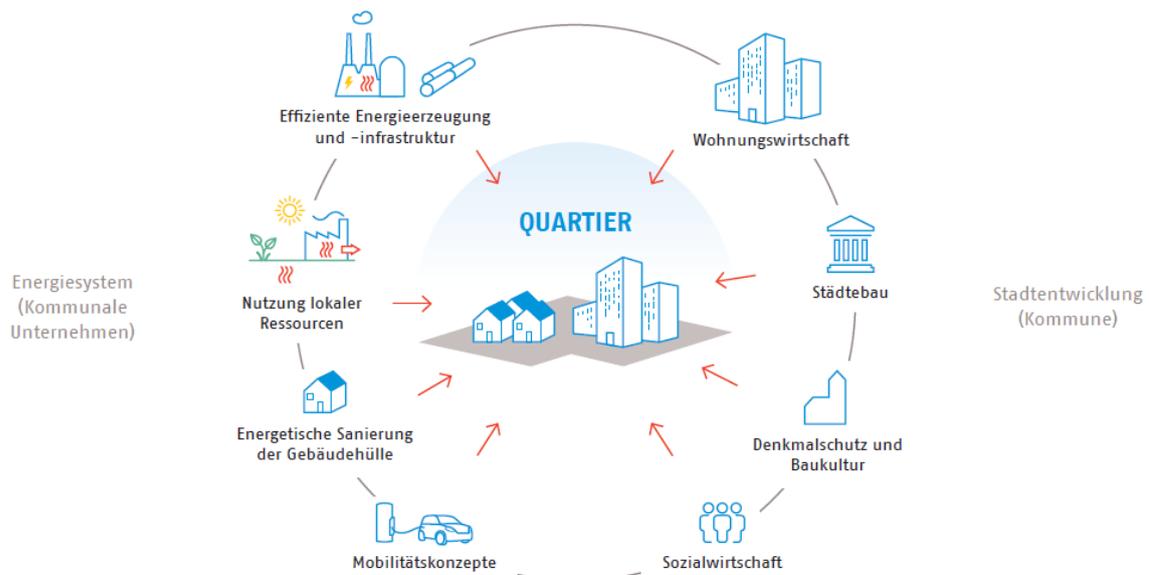


Abbildung 6-15: Unterschiedlichen Aspekte im Quartiersansatz, Quelle: [100]

Neben den unterschiedlichen Aspekten bei der Quartiersentwicklung lassen sich folgende Zielgruppen, unterteilt in direkt und indirekt beteiligte Gruppen, benennen [102]:

- Quartiersentwickler (direkt beteiligt):
 - Stadt/Kommune (Stadtplaner, Sanierungsmanager)
 - Bauträger, Entwicklungsgesellschaften
 - Energieversorger
 - Gebäude-Eigentümer
 - Bau-und Energieberater, Architekten
- Gebäude-Eigentümer (direkt beteiligt)
- Privatperson, Wohnungseigentümerge nossenschaft
 - Kommune/kommunales Wohnungsunternehmen, Bund oder Land
 - Privatwirtschaftliches/kirchliches Wohnungsunternehmen
 - Privatwirtschaftliche Unternehmen Industrie, Gewerbe
- Mieter (indirekt beteiligt)

Die zentralen Akteure verfolgen dabei unterschiedliche Interessen. Für die Stadt- und Raumplanung (Verwaltung) geht es in erster Linie um soziale Aspekte, Klimaanpassungslösungen, Mobilitätskonzepte und Naherholungsgebiete. Der Gebäudeeigentümer verfolgt hingegen eine kosteneffiziente Gebäudemodernisierung unter Beachtung der relevanten Rechtsvorschriften (z. B. Energiesparrecht). Die indirekt beteiligten Bewohner (Mieter) möchten, wenn möglich, preiswerte Energie beziehen und durch innovative Erzeugungstechnologien an der Energiewende teilhaben. Der Energieversorger, zuständig für die Energieinfrastruktur, kann sich wiederum strategisch als Energieanbieter positionieren und neue Kunden gewinnen und langfristig an sich binden. [101]

6.5.1 Technologische Aspekte

Die Energieversorgung bzw. der energetische Umbau in Quartieren konzentriert sich meist auf die folgenden Handlungsfelder:

Gebäudesanierung

Die Gebäudesanierung ist besonders im Gebäudebestand von besonderer Relevanz, um den Energieverbrauch generell zu senken und den Wohnkomfort zu erhöhen. Zu der energetischen Sanierung gehört die Dämmung von Fassaden, Dächern, Kellerdecken und Dachböden, der Einbau von Wärmeschutzfenstern und -türen sowie die Beseitigung von Wärmebrücken. [103]

Wärmeversorgung

Im Unterschied zu Einzelgebäuden wird bei dem Quartiersansatz ein gebäudeübergreifendes Konzept angestrebt. Durch die Betrachtung mehrerer Gebäude und unter Einbeziehung der vorhandenen Infrastruktur lassen sich gemeinschaftliche Versorgungslösungen über zentrale Wärmeerzeugungsanlagen, z. B. über ein Blockheizkraftwerk (BHKW), realisieren. In diesem Zusammenhang spielen auch Wärmenetze eine wichtige Rolle, um z. B. über Nahwärmenetze die zentral erzeugte Wärme an die Gebäude zu verteilen. Auch Fernwärmenetze sind besonders dafür geeignet, größere Gebiete effizient und umweltschonend mit Wärme zu versorgen. Für die Wärmeversorgung eignen sich Heizwerke, Heizkraftwerke oder auch Abwärme aus industriellen Prozessen lokaler Unternehmen. Ein wichtiger Aspekt bei solchen Investitionsentscheidungen ist der richtige Zeitpunkt. Besonders wenn Erneuerungen von Versorgungsinfrastruktur oder Straßen anstehen, kann dies mit dem Aufbau, Erweiterung oder Erneuerung von Wärmenetzen kombiniert werden. [103]

Einbindung erneuerbarer Energien

Die Einbindung erneuerbarer Energien, sowohl für die Wärme- als auch für die Stromerzeugung wird zunehmend wichtiger. Mittlerweile schreibt das EEWärmeG für neu zu errichtende Gebäude bereits seit 2009 eine anteilige Deckung des Wärmebedarfs durch EE vor. Gleiches gilt auch für öffentliche Gebäude, die einer grundlegenden Sanierung unterzogen werden. Als Erzeugungsanlagen kommen PV- und Solarthermieanlagen, Energieerzeugung aus nachwachsenden Rohstoffen, Windenergie, Geothermie und auch die Nutzung industrieller Abwärme in Frage. Ziel wird es sein, den Energiebedarf einerseits durch selbst produzierte Energie aus EE zu decken und andererseits auch EE außerhalb des Quartiers mit einzubeziehen. Abbildung 6-16 zeigt schematisch, wie eine aus unterschiedlichen Erzeugungseinheiten kombinierte Wärmeversorgung für ein Quartier aussehen könnte, im Vergleich zu einer konventionellen, zentrale Wärmeversorgung über ein Fernwärmenetz. [103]

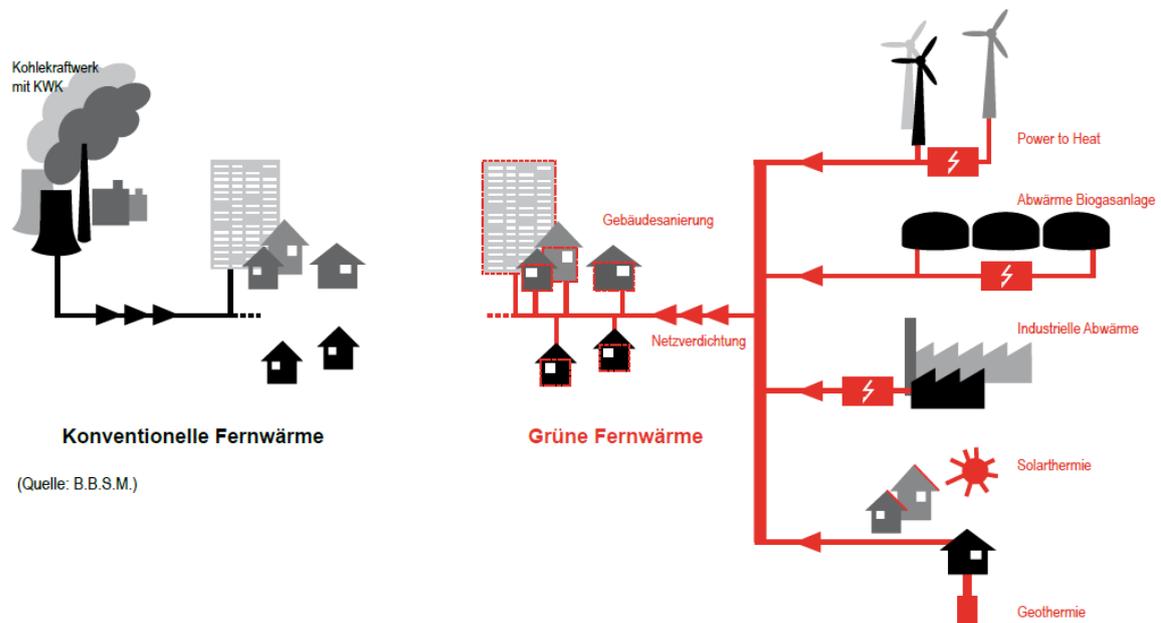


Abbildung 6-16: Nutzbare Wärmequellen zur Wärmeversorgung in Quartieren, Quelle: [103]

Beispiel für eine intelligente Vernetzung im Quartier

Bei der dezentralen Energieversorgung in Quartieren wird eine intelligente Vernetzung auf unterschiedlichen Ebenen angestrebt, um durch ein optimiertes Energiemanagement eine effiziente Strom- und Wärmeversorgung im Verbund zu realisieren. Die verschiedenen Ebenen lassen sich bspw. in Wohnung, Gebäude und Quartier unterteilen, die wiederum miteinander vernetzt und mit einer intelligenten Steuerungstechnik ausgestattet sind (Abbildung 6-17).

- **Wohnung:** Steuerung der zuvor eingestellten Solltemperatur über einen Wohnungsmanager, der mithilfe von Sensoren und Aktoren die Temperatur konstant hält. Der Wohnungsmanager bildet die Schnittstelle zur Gebäudesteuerung [104].
- **Gebäude:** Über einen Gebäudemanager werden die Daten aus den Wohnungen aggregiert, um die zentrale Heizung und Warmwasserversorgung nach Bedarf zu steuern. Zusätzlich werden bei der Steuerung Wetterprognosen und die Eigenschaften des Gebäudes mitberücksichtigt [104].
- **Quartier:** Auf der Quartiersebene können mehrere Gebäude energetisch optimiert werden. Der Quartiersmanager steuert die Heizzentrale, die das Quartier mit Wärme und Strom bspw. über ein BHKW versorgt. Auf dieser Ebene werden auch netzdienliche Impulse verarbeitet und mit Optimierungszielen im Quartier abgeglichen. [104]

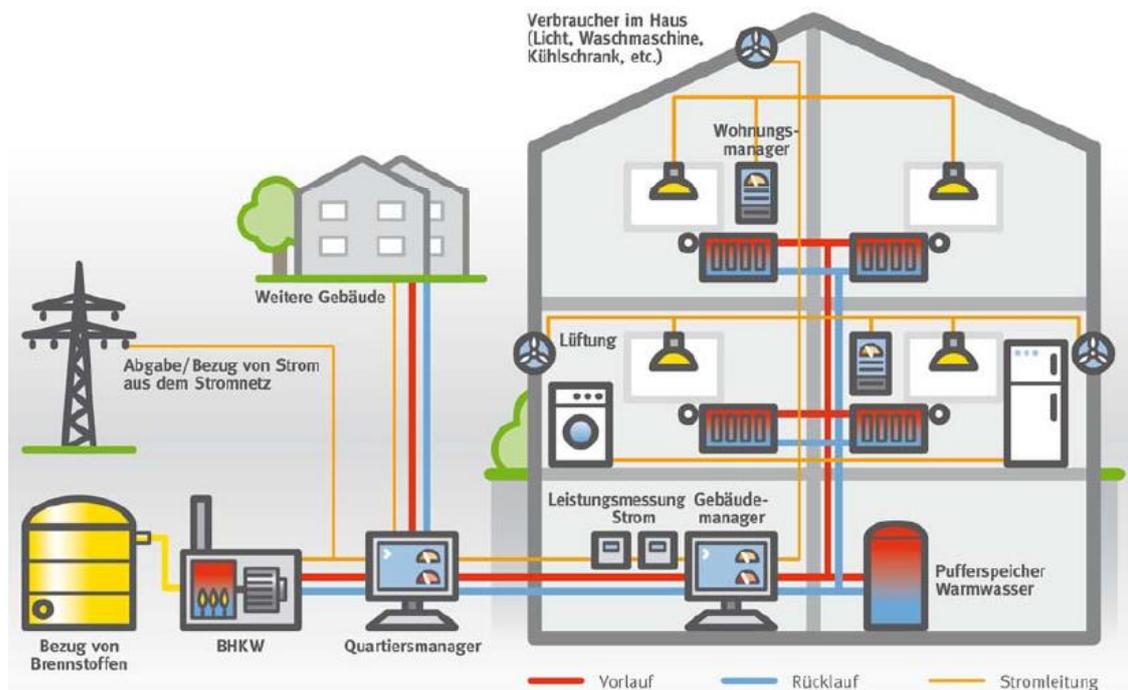


Abbildung 6-17: Schematischer Überblick eines vernetzten Quartiers, Quelle: [104] (Original: Berliner Netzwerke)

Neben einer optimierten Strom- und Wärmeversorgung können auch temporär unterschiedliche Fahrweisen dezentraler Energieerzeugungsanlagen umgesetzt werden. Durch die Nutzung unterschiedlicher Energiequellen (bspw. BHKW, Wärmepumpe, PV-Anlage mit Batteriespeicher) kann auf unterschiedliche Situationen reagiert werden. Ändert sich bspw. das Wetter, der Strompreis oder der Wärmebedarf, können einzelne Systeme abgeschaltet oder zugeschaltet werden. So kann jederzeit die kosten- oder energieeffizienteste Betriebsstrategie gefahren werden. Voraussetzung ist allerdings eine intelligente Vernetzung der Systeme untereinander sowie eine intelligente Steuerung der Anlagen, um selbstständig reagieren zu können.

6.5.2 Wirtschaftliche Aspekte

Die Wirtschaftlichkeit von Quartierskonzepten ist von unterschiedlichen Faktoren abhängig. Je nach Ausgangssituation, lokalen Gegebenheiten (Infrastruktur, demografische Faktoren, sozialer Status), Neu- oder Altbau und der vorhandenen Heiz- und Anlagentechnik, unterscheiden sich die Investitionen in Planung, Technik und Ausführung. Oftmals werden im Zuge der energetischen Optimierung auch Sanierungs- und Modernisierungsmaßnahmen durchgeführt, wodurch eine eindeutige Zuteilung der Kosten erschwert wird. Ebenfalls hängt die Wirtschaftlichkeit von dem angestrebten Geschäftsmodell ab, dass je nach Auslegung und Betriebsführung der Anlagen unterschiedlich ausfällt. Zu beachten ist allerdings, dass sich die Quartiersentwicklung nicht nur auf die energetische Versorgung beschränkt, sondern vielmehr eine ganzheitliche Betrachtung erfordert. Dazu gehören auch rechtliche und regulatorische Fragen, die bspw. die Netznutzung, Durchleitung, Abrechnung und Speicherung von EE-Strom betreffen.

Viele innovative Quartiersprojekte sind Teil von Forschungsvorhaben oder haben zurzeit noch Pioniercharakter. Zukünftig sollen diese Konzepte aber auch auf andere Quartiere angewendet werden können. Hinderlich sind zum Teil die anfallenden Kosten, die vor allem bei Sanierungen im Gebäudebestand schwierig umzusetzen sind. Für Kommunen und kommunale Unternehmen gibt es allerdings auch Fördermöglichkeiten, z. B. das KfW-Programm 432: Energetische Stadtsanierung, wodurch solche Projekte bzw. Konzepte in Höhe von 65 % der förderfähigen Kosten bezuschusst werden. Die Zuschüsse können auch an privatwirtschaftliche oder

gemeinnützige Akteure weitergegeben werden, z. B. an Stadtwerke, Wohnungsunternehmen, Wohnungsgenossenschaften oder Eigentümer von Wohngebäuden einschließlich Wohneigentümergeinschaften.

6.5.3 Tätigkeitsfelder für Stadtwerke

Für Stadtwerke bieten sich viele Ansätze bei der Entwicklung von Neubau- oder Bestandsquartieren aktiv zu werden und so weitere Geschäftsfelder für sich zu erschließen. Stadtwerke können beispielsweise als Betreiber von Energieerzeugungs- und -versorgungsanlagen auftreten, indem Energiekonzepte für das Gesamtquartier entwickelt werden, statt nur Einzelgebäude zu betrachten. Darüber besteht die Möglichkeit, zukünftig weitere Dienstleistungen im Quartier anzubieten. Neben Energiemengenlieferungen in den Bereichen Strom, Gas, Kälte und/oder Wärme sind beispielsweise Angebote in den Bereichen Mobilität, Telekommunikation, Smart Home, etc. als weitere potenzielle Tätigkeitsbereiche denkbar.

Durch das große Portfolio ergeben sich unterschiedliche Tätigkeitsfelder in denen Stadtwerke aktiv werden können und als zentraler Ansprechpartner für Projekte in Erscheinung treten können [102]:

1. Planung
 - Konzeptentwicklung
 - Quartiersentwicklung
2. Infrastruktur und Anlagenbau
 - Beleuchtungskonzepte
 - Leitungsbau
 - Mobilitätskonzepte, Ladeinfrastruktur
 - Bau (Installation) von Erzeugungsanlagen, Speichermöglichkeiten
3. Energieversorgung
 - Belieferung der Haushalte mit Strom, Gas, Wärme/Kälte
 - Strom-, Wärmemengen- und Frischwasser-Abrechnung
 - Anbieten von Mieterstrommodellen (z. B. Mieterstrom aus BHKW, PV-Anlagen)
 - Anbieten von Energietarifen nur für das Quartier
 - Sektorenkopplung (Speichertechnologien, E-Mobilität, Power-to-X, usw.)
4. Contracting
 - PV-Anlagencontracting
 - Heizungscontracting
5. Betrieb
 - Abfallwirtschaft
 - Betrieb und Wartung von Anlagen
 - Betrieb von intelligenten Stromzählern und weiteren Smart-Technologien
 - Betrieb von Nahwärmenetzen (und Kälte)
 - Glasfaserprodukte (Telekommunikation)
 - Energiespar- und Energieeffizienzmaßnahmen (z. B. angepasstes Nutzerverhalten, Demand Side Management, usw)

Beispiel eines Quartierkonzepts in Köln (Viertel Sürther Feld)

Das Viertel Sürther Feld in Köln ist ein Neubaugebiet und bietet Wohnraum für rund 220 Haushalte auf 30.000 Quadratmetern. Die Wärmeversorgung erfolgt über ein Biomethan-BHKW mit 250 kW elektrischer und 270 kW thermischer Leistung, das in einem unterirdischen Heizwerkgebäude untergebracht ist. Zusätzlich gibt es eine moderne Brennwert-Kesselanlage. Die Verteilung zu den Haushalten erfolgt über ein Nahwärmenetz und der produzierte Strom wird in das öffentliche Netz eingespeist. Das Biomethan-BHKW ist das Ergebnis einer engen Zusammenarbeit zwischen der Stadt Köln, der GAG Immobilien AG sowie der RheinEnergie und wurde im Rahmen der Klimaschutz- und Energiewende-initiative SmartCity Cologne realisiert. Neben der Nahwärmeversorgung bietet die RheinEnergie im neuen Quartier Photovoltaikanlagen, SmartHome-Lösungen und Ladestationen für Elektroautos an [105].

Für die Mieter ergeben sich in Bezug auf die energetische Versorgung zum einen Komfortgewinne, da Heizungsanlage und Schornstein entfallen und zum anderen finanzielle Vorteile in Form von geringen Wartungs- und Instandhaltungskosten sowie Investitionskosten. Der Energieversorger bietet damit ein Rundum-Sorglos-Paket in Form einer zuverlässigen Wärmeversorgung über Contracting-Lösungen, Wartung, Instandhaltung und Abrechnung an. Darüber hinaus können, wie oben beschrieben, weitere Dienstleistungen und Produkte dem Kunden angeboten werden.

6.5.4 Chancen und Herausforderungen für Stadtwerke

Das Know-how für die Energieerzeugung und -verteilung in den Städten liegt bereits bei den Stadtwerken. Dieses Wissen bildet die Grundlage für die Entwicklung neuer Konzepte für die Energieversorgung von Quartieren, die eine verlässlichere Einnahmequelle innerhalb der sich ändernden Rahmenbedingungen bilden. Durch das Angebot von ganzheitlichen Quartierslösungen bleiben die Stadtwerke auf lokaler Ebene stark präsent und profitieren weiterhin durch das ihnen entgegengebrachte Vertrauen.

Die Entwicklung von Quartierskonzepten ist allerdings mit einem hohen Aufwand verbunden, zumal ein Konzept in der Regel nicht vollständig von einem Quartier auf das andere übertragbar ist. Für die einzelnen Komponenten eines Vorhabens gibt es zumeist bereits einen spezialisierten Konkurrenten am Markt. So treten die Stadtwerke nicht nur mit einem Wettbewerber auf einem Markt, sondern direkt mit vielen einzelnen Wettbewerbern auf unterschiedlichen Märkten in Konkurrenz. Aktuelle Quartiersprojekte sind zumeist in Forschungsvorhaben eingebettet und somit zumindest teilweise finanziert. Es gibt kaum Erfahrung mit diesem Geschäftsmodell außerhalb des Forschungskontextes. Die Herausforderung von Stadtwerken ist somit, analog zu der im Mieterstrommodell, ein Konzept zu entwickeln, für dessen Einzelkomponenten die Expertise vorhanden ist bzw. mit angemessenem finanziellen Budget zu erreichen ist, und welches sich zu einem großen Anteil auf weitere Quartiere übertragen lässt.

7 Technologische Lösungsansätze und modellbasierte Bewertung

Für die Bewertung möglicher Transformationspfade spielt die Bewertung verschiedener Technologieoptionen eine entscheidende Rolle. Mithilfe von zeitlich aufgelösten Modellen kann es Stadtwerken ermöglicht werden, durch Variation der Konzepte, Auslegung, Parameter und Rahmenbedingungen zu einer fundierten Aussage über mögliche zukünftige Geschäftsmodelle zu kommen und dabei auch die für die Energiewende vorteilhaften Optionen zu sehen. Im Folgenden werden nach kurzer Darstellung der Methodik zunächst die bewerteten Technologieoptionen und Szenarien vorgestellt. Anschließend erfolgt die Darstellung ausgewählter Ergebnisse der verschiedenen Szenariorechnungen.

7.1 Methodik

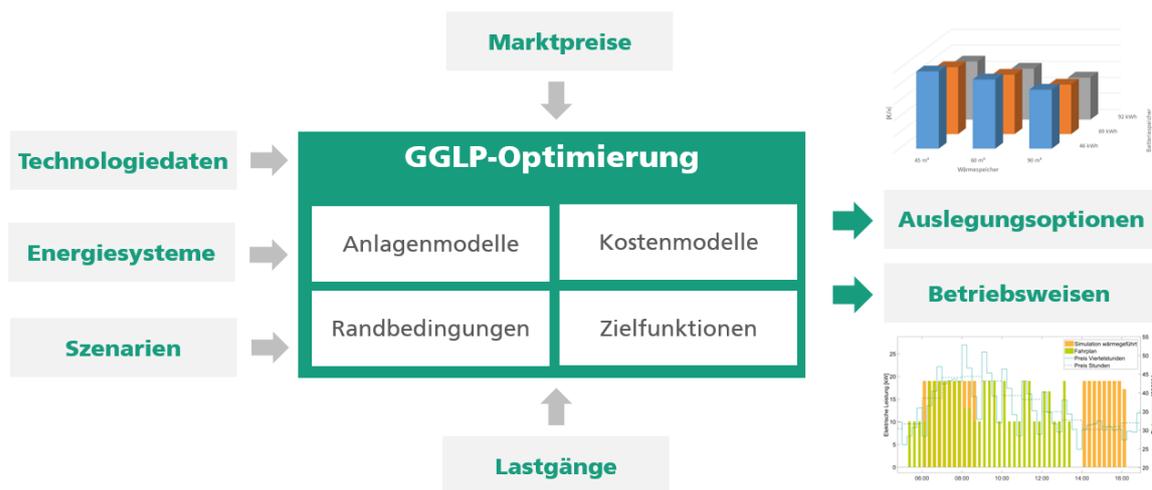


Abbildung 7-1: Übersichtsschema der modellbasierten Optimierung

Zur Bewertung der verschiedenen Technologie-, Auslegungs- und Betriebsoptionen wird der Ansatz der mathematischen Modellierung und Optimierung in Form einer Gemischt-Ganzzahligen-Linear-Programmierung (GGLP) herangezogen. Die Umsetzung erfolgt unter Einsatz der frei verfügbaren Optimierungsbibliothek oemof in Python. Wie in Abbildung 7-1 dargestellt wird, besteht das Gesamtmodell neben den notwendigen Anlagenmodellen auch aus der Abbildung der jeweiligen Versorgungssituationen als Energiesystem sowie festgelegten Zielfunktionen. Neben der Eigenverbrauchs- und Spotmarktoptimierung wird auch eine Residuallastooptimierung zur Minimierung der Netzleistungen implementiert. Ein besonderer Fokus liegt auf der Berücksichtigung der verschiedenen Kostenbestandteile. Durch die verschiedenen Entgelte, Umlagen und Steuern sowie Ausnahmeregelungen entsteht ein komplexes System an Kostenfunktionen, was besonders am Beispiel eines Batteriespeichers im Quartier deutlich wird. Weiterhin sind neben den Marktpreisen (sowohl für die Gegenwart als auch in Form einer Prognose für die Zukunft) auch möglichst realistische Lastgänge zu berücksichtigen, um die jeweiligen Szenariorechnungen berechnen zu können.

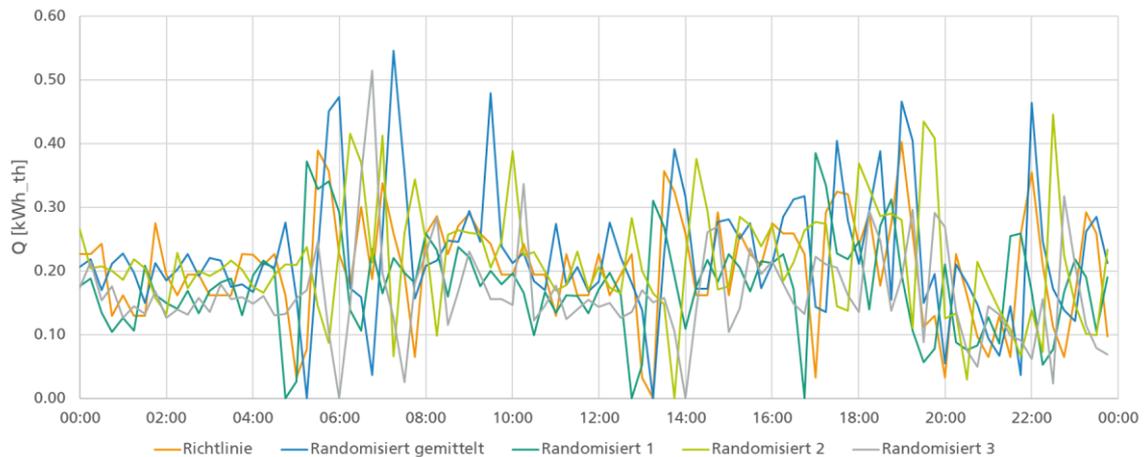


Abbildung 7-2: Synthetisch erzeugte Wärmelastgänge

Vor Beginn der eigentlichen Berechnungen war zunächst eine intensive Phase der Datenbeschaffung bzw. Generierung notwendig. Die beteiligten Stadtwerke lieferten möglichst viele Daten zu Verbräuchen, Preisen, Anlagendaten und weiteren Parametern der Modellierungen. Dennoch zeigte sich, dass für die notwendige Auflösung von 15-Minuten-Werten für eine Marktoptimierung meist keine Datensätze vorliegen. Für das neu geplante Quartier gab es zum aktuellen Zeitpunkt nur Abschätzungen zum möglichen Wärmebedarf durch ein beteiligtes Planungsbüro. Auf Basis gültiger Effizienzstandards und VDI-Normen wurden daher beispielsweise synthetische Wärmelastgänge erzeugt, um ein flexibles Verhalten der Erzeugungsanlagen in der Optimierung zu ermöglichen. Gerade im Quartier ist dabei die Unabhängigkeit der Lastprofile der verschiedenen Haushalte sicherzustellen, die in der notwendigen Ausprägung in vielen bisherigen Modellierungsansätzen nicht vorhanden ist. Daher wurde eine Randomisierungsfunktion entwickelt, die sowohl eine zeitliche als auch leistungsbezogene Variation der Lastgänge ermöglicht.

7.2 Szenarienentwicklung für drei Technologieoptionen

Für die modellbasierte Bewertung verschiedener Technologieoptionen ist zunächst eine Festlegung von Betrachtungsszenarien notwendig. Um eine möglichst hohe Praxisrelevanz zu erreichen, werden drei der aktuellen Fokustrends von Stadtwerken als Grundlage der Szenariodefinition verwendet. Die Szenarien dienen als beispielhafte Anwendung einer modellbasierten Betrachtung zukünftiger Technologieoptionen, wobei ein besonderer Schwerpunkt auf der Variation möglicher Parameter und Rahmenbedingungen liegt.

7.2.1 Modellierungskonzept PV-Batteriespeicher

Als erstes Fokusthema wurde das Technologiekonzept „PV-Batteriespeicher“ gewählt, da es einen hohen Praxisbezug zu aktuellen und zukünftigen Geschäftsmodelle besitzt. Während bisher PV-Anlagen üblicherweise ohne Speicher installiert wurden, erfährt das Thema in letzter Zeit durch die sinkenden Batteriekosten und gleichzeitig fallende Einspeisevergütungen in der Wahrnehmung potenzieller Kunden eine zunehmende Aufmerksamkeit. Wie in Abbildung 7-3 gezeigt, werden drei Konzepte betrachtet: In Konzept 1 werden Einfamilienhäuser mit einer PV-Anlage mit 6,9 kWp modelliert. Dabei werden vier Batteriespeichergrößen mit Leistungen von 3 bis 12 kWh mit dem Referenzfall ohne Speicher verglichen. In Konzept 2 wird das System um ein ungesteuertes E-Auto erweitert, die übrigen Parameter bleiben identisch. Die Möglichkeit eines gemeinsamen Quartiersspeichers wird in Konzept 3 untersucht.

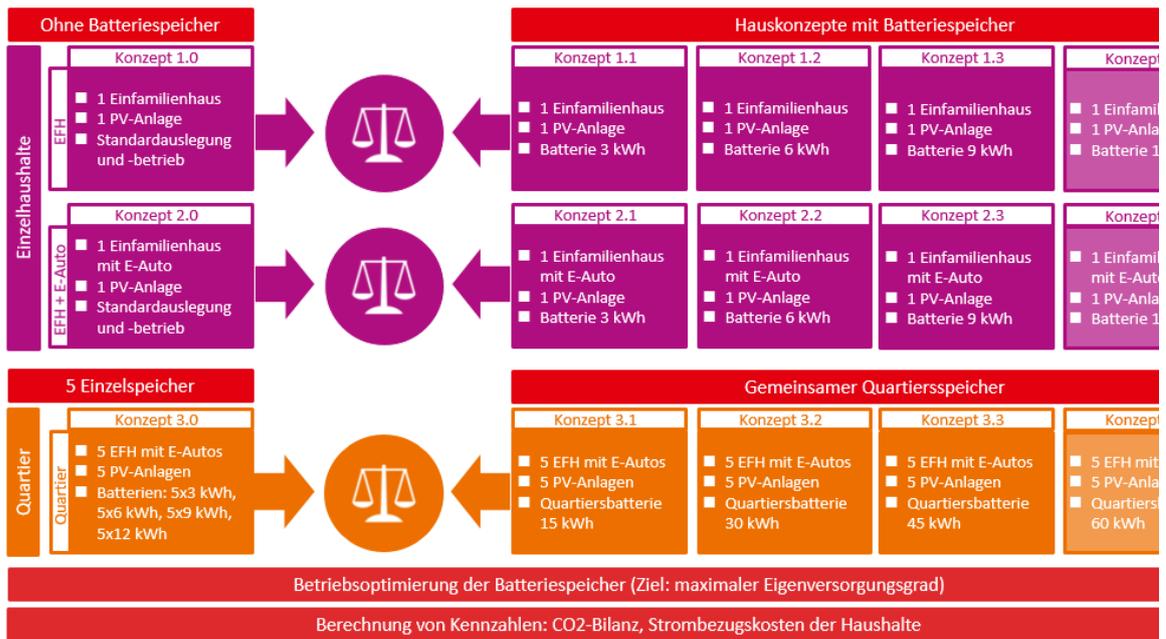


Abbildung 7-3: Übersicht der Modellierungen von PV-Batteriespeicher-Systemen

Hierzu werden als Referenz fünf Einfamilienhäuser mit PV-Anlage und E-Auto herangezogen. Jedes Haus wird mit je Betrachtung identischen Batteriespeichern von 3 bis 12 kWh ausgestattet. Im Vergleich dazu wird ein Quartiersspeicher angenommen, der mit der Summenkapazität aller Einzelspeicher des jeweiligen Betrachtungsfalls modelliert wird. Für alle Konzepte wird eine Betriebsoptimierung in viertelstündiger Auflösung durchgeführt mit dem Ziel einer Maximierung des Eigenversorgungsgrads. Dabei werden die Strombezugskosten der Haushalte und die CO₂-Bilanz als Kennzahlen ausgewiesen.

7.2.2 Modellierungskonzept für Quartiersprojekte

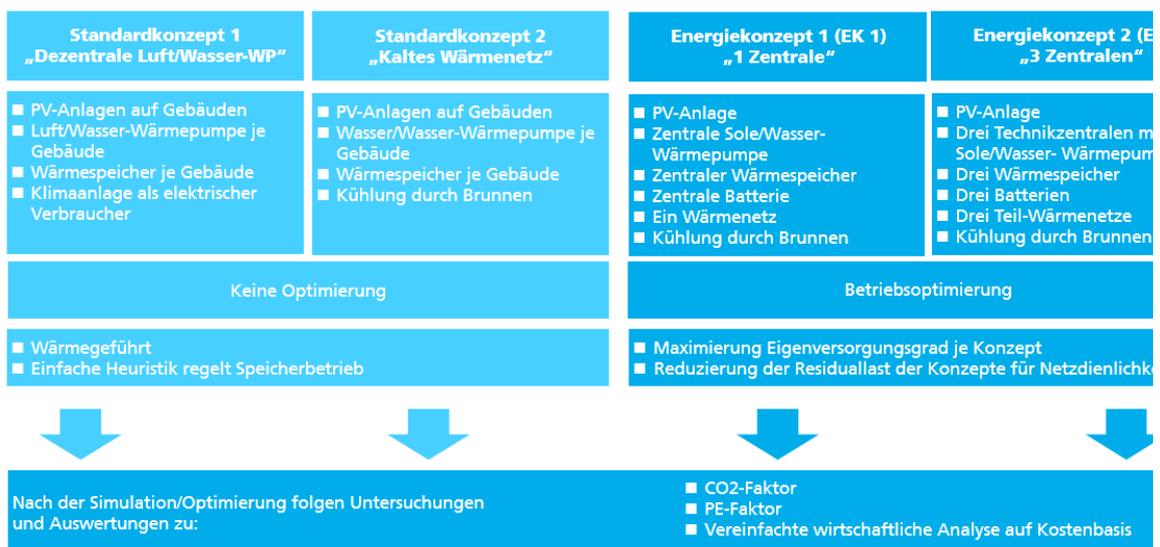


Abbildung 7-4: Übersicht der Modellierungen für ein Neubauquartier

Das Fokusthema „Quartiersprojekte“ wurde auf Basis eines in Planung befindlichen Neubauquartiers entwickelt. Für Stadtwerke ergeben sich bei Quartiersprojekten häufig eine

Vielzahl an möglichen Versorgungsoptionen und Dimensionierungen. Für das konkrete Quartier stellte sich insbesondere die Frage, ob eine zentrale oder dezentrale Versorgung mit Wärme vorteilhaft ist. Bei der zentralen Versorgung ist zudem zu klären, ob eine oder mehrere Energiezentralen in Bezug auf die Untersuchungskriterien CO₂, Primärenergie und Kosten zur errichten wären. Neben der Wärme wurde auch das Angebot von Kühlung als mögliches Produkt für das Quartier eingestuft. In vielen Neubausiedlungen werden bisher dezentrale Luft-Wärmepumpen eingesetzt, die in den Betrachtungen das Standardkonzept 1 darstellen. Dabei wird pro Gebäude neben der Wärmepumpe eine PV-Anlage, ein Wärmespeicher für das Abfangen von Leistungsspitzen sowie eine elektrische Klimanlage eingesetzt. Als zweites dezentrales Konzept (Standardkonzept 2) wurde ein kaltes Nahwärmenetz angenommen, bei denen Wasser-Wärmepumpen in den Haushalten eingesetzt würden, die von einem zentralen Brunnen mit kalter Nahwärme versorgt würden. Im Sommer könnte bei diesem Konzept eine Kühlung durch das Netz erfolgen, so dass keine elektrischen Klimaanlage notwendig wären. Im Vergleich dazu wurden zwei Energiekonzepte gebildet, die eine (Energiekonzept 1) bzw. drei Energiezentralen (Energiekonzept 2) im Quartier vorsehen. Die Energiezentralen verfügen jeweils über eine PV-Anlage, eine Sole-Wärmepumpe, einen zentralen Wärmespeicher sowie eine zentrale Batterie zur besseren Nutzung der PV-Einspeisung. Es wird angenommen, dass ein Sommerbetrieb mit einer Kühlung durch den Brunnen möglich ist. Eine Bereitstellung von Warmwasser erfolgt jeweils dezentral durch entsprechende Hausstationen. Im Vergleich zu den dezentralen Standardkonzepten, die durch eine einfache Betriebs-Heuristik abgebildet werden, bieten die Energiekonzepte die Möglichkeit einer Betriebsoptimierung. Optimierungsziel ist einerseits die Maximierung des Eigenversorgungsgrads und als Alternativszenario die Reduzierung der Residualleistung im netzdienlichen Betrieb.

7.2.3 Modellierungskonzept virtuelles Kraftwerk

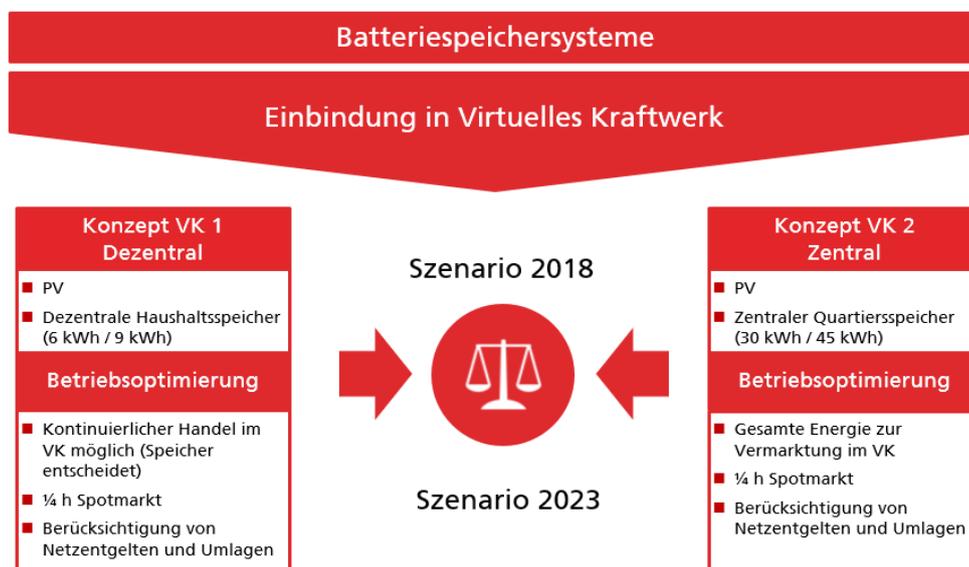


Abbildung 7-5: Übersicht der Modellierungen zur Einbindung von PV und Batteriespeichern in ein virtuelles Kraftwerk

Die Modellierungen für das Fokusthema „virtuelles Kraftwerk“ integrieren die beiden in den vorhergehenden Betrachtungen analysierten Fokusthemen „PV-Batteriespeicher“ und „Quartiersprojekte“. In beiden Fällen werden flexible Energietechnologien betrachtet, die auch in virtuellen Kraftwerken aggregiert am Markt agieren können. Am Beispiel des virtuellen Kraftwerks gilt es zu beurteilen, welche Flexibilitäts- und Erlöspotenziale eine informationstechnische

Einbindung der Flexibilitäten bieten würde. Dabei spielen Rahmenbedingungen wie Netzentgelte und Marktpreise eine entscheidende Rolle. Die Reaktion der Systeme auf veränderte Rahmenbindung wird beispielhaft durch zwei unterschiedliche Betrachtungsjahre für die Einbindung der Modellierungen für das Fokusthema „Batteriespeicher“ in das virtuelle Kraftwerk gezeigt. Dabei wird das Referenzjahr 2018 mit dem Zukunftsszenario 2023 verglichen, das auf Preis- und Entgeltprognosen basiert, die von den projektassoziierten Stadtwerken bereitgestellt wurden. Die Modellierungsannahmen für die Einbindung der Batteriespeicher in das virtuelle Kraftwerk sind in Abbildung 7-5 dargestellt. In beiden Konzepten wird eine viertelstündliche Vermarktungsoption am Beispiel der Intraday-Eröffnungsauktion angenommen. Dabei wird in Konzept VK 1 die Aggregation dezentraler Haushalts-Batteriespeichern der Größen 6 bzw. 9 kWh betrachtet, wobei der Algorithmus die Energiemengen zum Eigenverbrauch und zur Vermarktung frei festlegen kann. Um mögliche Gleichzeitigkeits- und Skaleneffekte zu untersuchen, wird in Konzept VK 2 ein zentraler Quartierspeicher angenommen, wobei die Kapazität je nach Szenario 30 bzw. 45 kWh beträgt.



Abbildung 7-6: Übersicht der Modellierungen zur Einbindung eines Quartiers in ein virtuelles Kraftwerk

Die Übersicht der Modellierungen für die Einbindung des Neubau-Quartiers ist in Abbildung 7-6 dargestellt. Dabei wird nur die zentrale Variante der Energiezentrale betrachtet, da diese das größte Flexibilisierungspotenzial bei gleichzeitig geringen IKT-Kosten bietet. Variiert werden zwei Größen der Wärmepumpe und jeweils drei Kapazitäten von Wärme- bzw. Batteriespeichern. Dabei stellt die klassische Auslegungsgröße jeweils die Basisvariante dar. Bei einer geplanten Einbindung eines Neubauquartiers in ein virtuelles Kraftwerk ist die Dimensionierung der Energietechnologien und Speicher von entscheidender Bedeutung. Nur durch freie Kapazitäten kann eine flexible Fahrweise der Anlagen im Sinne der Vermarktung realisiert werden. Am Beispiel des Neubauquartiers wäre aus dieser Sichtweise eine möglichst große Dimensionierung von Wärmepumpe, Wärmespeicher und Batterie zu bevorzugen. Demgegenüber stehen höhere Investitionskosten, die durch einen flexiblen Betrieb bzw. die Nutzung optimaler Strompreise zumindest kompensiert werden müssten. Auch in diesem Fall ist die Entwicklung der Rahmenbedingungen und des Strommarktes im Speziellen von großer Bedeutung für die Wirtschaftlichkeit verschiedener Technologieoptionen. Da es sich um ein projektiertes Neubauquartier handelt, wird für die Preiszeitreihen das Zukunftsszenario 2023 verwendet, das auf Prognosen der assoziierten Stadtwerke basiert.

7.3 Modellierungsergebnisse

Im Folgenden werden beispielhafte Ergebnisse der Modellierungen für die drei Fokusthemen vorgestellt. Erste Vorergebnisse wurden mit den Projektpartnern frühzeitig diskutiert, um Anpassungen der Modelle sowie der angesetzten Rahmenbedingungen vorzunehmen. Die Ergebnisse zeigen insgesamt eine sehr große Abhängigkeit von der Wahl der Netzentgelte und Umlagen, was insbesondere bei der doppelten Belastung der Batteriespeicher deutlich wird. Über die Wirtschaftlichkeit und damit Umsetzbarkeit technisch und systemisch sinnvoller Versorgungslösungen entscheiden nicht nur die Marktpreise und Investitionskosten, sondern mit oft entscheidendem Einfluss auch die Entgelte und Umlagen.

7.3.1 PV-Batteriespeicher

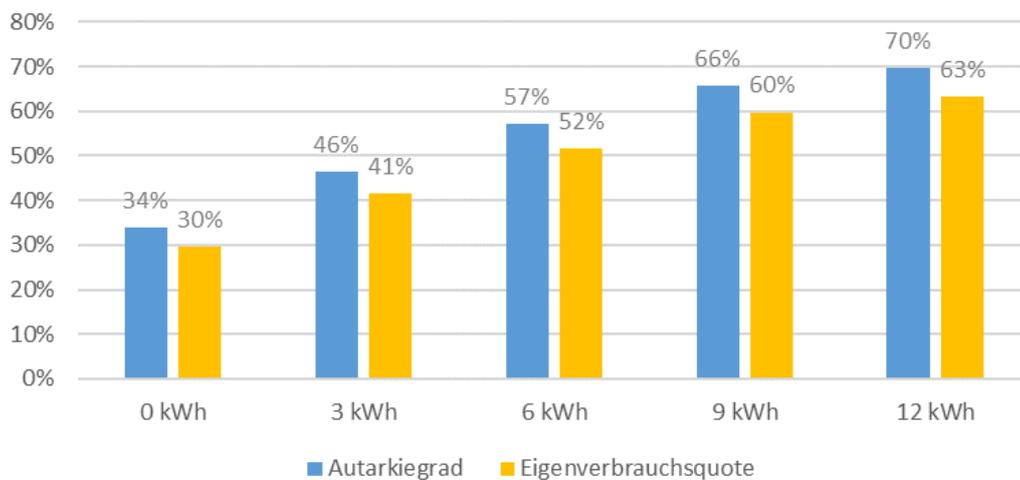


Abbildung 7-7: Autarkiegrad und Eigenverbrauchsquote für ein EFH in Abhängigkeit der Batteriespeichergöße

Die im Folgenden gezeigten Ergebnisse in Bezug auf Eigenverbrauchsquote und den Autarkiegrad der Batteriespeicher können beim Vertrieb von PV-Batteriespeicherlösungen eine wichtige Rolle spielen. Der Autarkiegrad ist dabei definiert als das Verhältnis von selbst verbrauchtem PV-Strom zum gesamten Strombedarf und die Eigenverbrauchsquote als das Verhältnis von selbst verbrauchtem zum erzeugten PV-Strom. Abbildung 7-7 zeigt den Effekt unterschiedlicher Batteriekapazitäten auf diese Werte für die vergleichsweise groß dimensionierte PV-Anlage. Im Vergleich zum Referenzfall wird bei Einsatz eines 9 kWh Batteriespeichers nahezu eine Verdopplung des Autarkiegrads auf 66 % bzw. der Eigenverbrauchsquote auf 60 % erreicht. Gleichzeitig zeigt die Grafik, dass eine weitere Erhöhung der Kapazität im Verhältnis zu den höheren Investitionskosten nur noch geringe Steigerungen der Werte ermöglicht. Die weiteren Auswertungen zeigten, dass ein E-Auto einen deutlichen Effekt auf die Ergebnisse haben kann und höhere Eigenverbrauchswerte ermöglicht. Gleichzeitig sinken jedoch die durchschnittlichen Autarkiegrade. Für den 12 kWh Speicher ergeben sich für den gleichen Haushalt mit E-Auto bspw. ein Autarkiegrad von 52 % und eine Eigenverbrauchsquote von 72 %. Insgesamt ist die Wahl der richtigen Batteriegröße stark von der Anlagengröße, dem Profil des Stromverbrauchs und der möglichen Ladung eines E-Autos abhängig und muss pro Gebäude individuell bestimmt werden. In dieser Betrachtung der Jahreswerte wird der starke Einfluss der Einstrahlungsbedingungen in den unterschiedlichen Jahreszeiten nicht deutlich. In Abbildung 7-8 sind daher die Monatswerte für Autarkiegrad und Eigenverbrauchsquote beispielhaft für den Batteriespeicher mit einer Kapazität von 9 kWh dargestellt. Zum Jahreswechsel ist ein sehr geringer Autarkiegrad von unter 20 % und ein nahezu vollständiger Verbrauch der erzeugten PV-Energie zu verzeichnen.

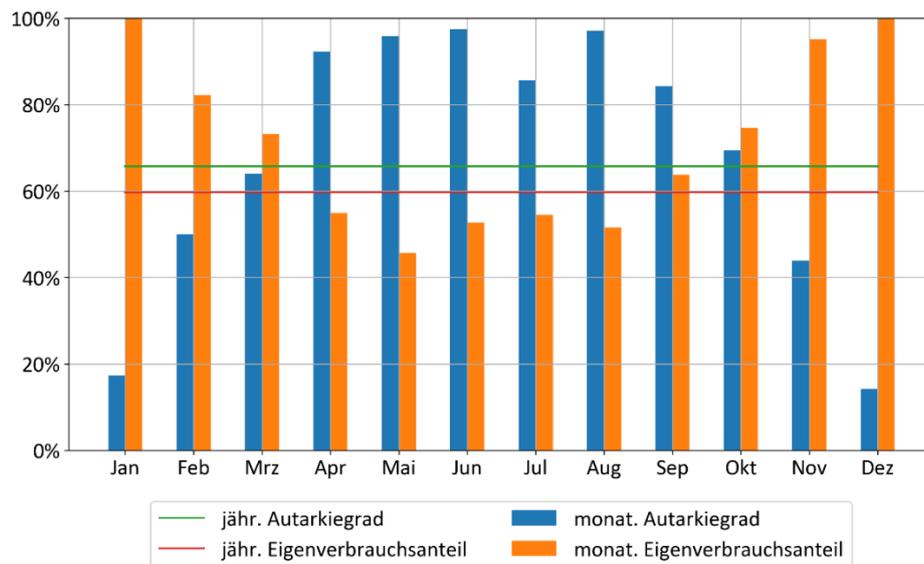


Abbildung 7-8: Monatswerte von Autarkiegrad und Eigenverbrauchsquote für einen 9 kWh Batteriespeicher

In den Sommermonaten wird dagegen der Großteil des Verbrauchs durch die PV-Anlage gedeckt und nahezu 50 % der erzeugten Energie zusätzlich ins Netz eingespeist. Insbesondere für den optionalen Betrieb einer Wärmepumpe sind die niedrigeren Autarkiegrade in den Wintermonaten zu beachten, so dass nur ein geringer Teil des zusätzlichen Strombedarfs aus der Photovoltaik-Anlage gedeckt werden könnte.

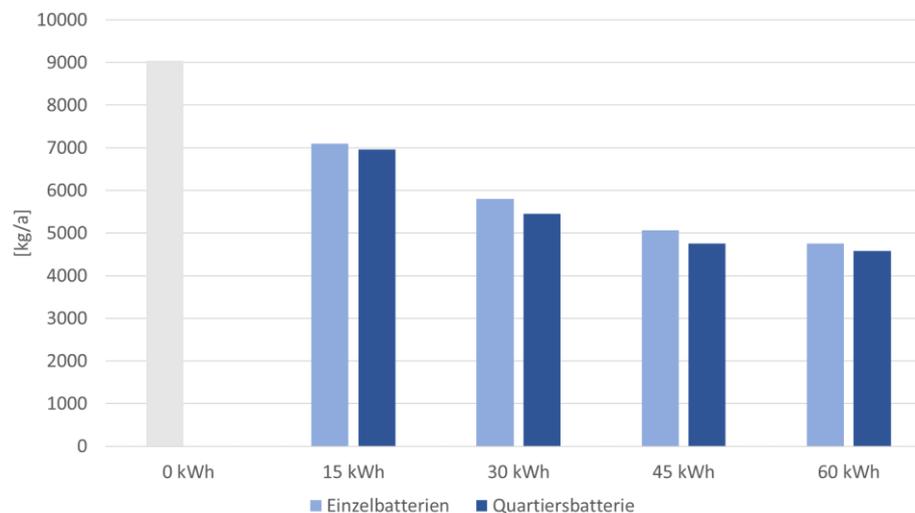


Abbildung 7-9: CO₂-Emissionen für verschiedene Batteriespeichergößen

Die Auswertungen für den Quartierspeicher konnten insgesamt nur geringe Vorteile in Bezug auf den erreichbaren Autarkiegrad und die Eigenverbrauchsquote im Vergleich zu Einzelspeichern aufzeigen. In Abbildung 7-9 ist die Auswertung der CO₂-Emissionen für verschiedene Batteriegrößen im Vergleich zwischen Einzelbatterien und Quartiersbatterie dargestellt. Insgesamt wird deutlich, dass die Quartiersbatterie zwar gewisse Gleichzeitigs- und Durchmischungseffekte nutzen kann, diese im Endergebnis aber nur eine geringe Ergebnisverbesserung bewirken. Deutlich ist dagegen die mögliche Reduktion der CO₂-Emissionen im Vergleich zum Betrieb ohne Batteriespeicher zu erkennen. Da produktionsbedingte Umwelteffekte in dieser Auswertung nicht berücksichtigt werden, bezieht sich das Ergebnis nur auf die betriebsgebundenen CO₂-Emissionen.

7.3.2 Energiekonzepte im Neubauquartier

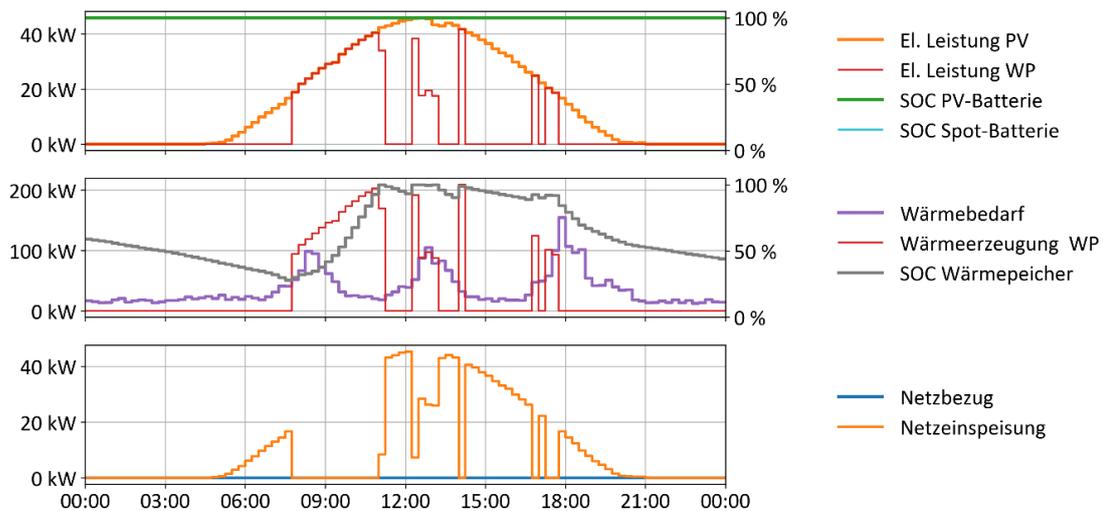


Abbildung 7-10: Tagesverlauf der Eigenverbrauchsoptimierung an einem Sommertag für Energiekonzept 1

Die Auswertung eines beispielhaften Sommertages ist für das Energiekonzept 1 mit einer Technikzentrale in Abbildung 7-10 dargestellt. Wie im oberen Subplot zu erkennen ist, wird der PV-Batteriespeicher vom Vortrag bereits voll übergeben und auch im Tagesverlauf höchstens durch geringe Bereitschaftsverluste entladen. Die Optimierung der Technikzentrale kann die Einspeisung der PV-Anlage dennoch speichern, indem der Wärmespeicher durch Betrieb der Wärmepumpe im Laufe des Vormittags gefüllt wird. Doch auch mit Nutzung dieser zusätzlichen Speicheroption muss ein Großteil der PV-Energie an diesem Tag ins Netz eingespeist werden, während ein Netzbezug unterdessen komplett vermieden werden kann.

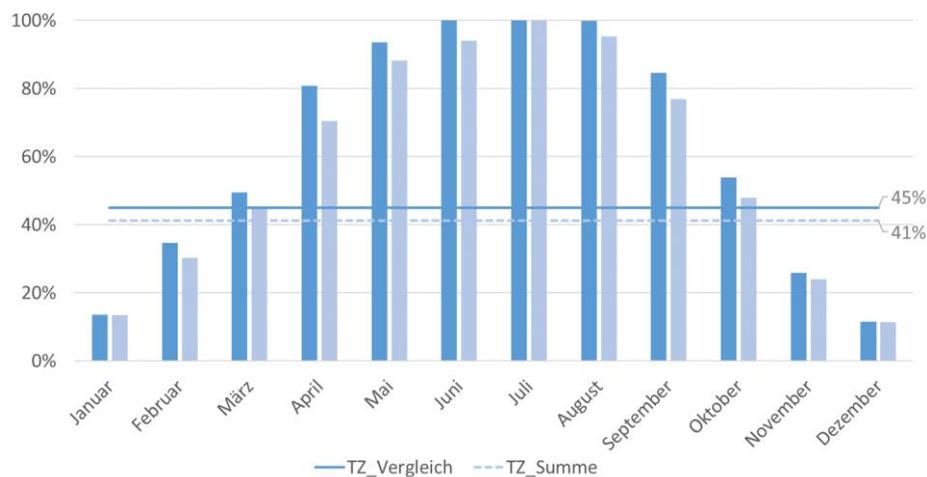


Abbildung 7-11: Monatliche Autarkiegrade einer und drei aggregierter kleiner Energiezentralen im Vergleich

Der Vergleich der verschiedenen Varianten zeigte sowohl beim Konzept mit einer Technikzentrale (EK1) als auch drei Technikzentralen (EK2) deutliche energetische Vorteile im Vergleich zur Referenzvariante mit dezentralen Luft-Wärmepumpen und elektrischen Klimaanlage. Die Variante mit einem kalten Nahwärmenetz konnte einen ähnlichen Strombedarf pro Quadratmeter und Jahr wie die optimierten Energiekonzepte erreichen. Diese wiederum unterschieden sich vor allem durch die erreichbaren Eigenverbrauchsquoten und Autarkiegrade durch unterschiedlich große Dachflächen, die für eine PV-Anlage zur Verfügung standen. In Abbildung 7-11 ist daher ein

normierter Vergleich der beiden Energiekonzepte dargestellt. Die im dunkleren Farbton gezeigte Variante TZ_Vergleich stellt ein Konzept mit einer Technikzentrale (TZ) dar, allerdings mit identischer PV-Leistung wie die Summe aller drei Zentralen des alternativen Konzeptes. Die aggregierten Autarkiegrade der drei einzelnen Technikzentralen (TZ_Summe) liegen leicht unter den Werten der zum Vergleich berechneten zentralen Lösung, die Durchmischungseffekte im Quartier in der Betriebsoptimierung besser nutzen kann. Auch die weiteren Auswertungen zeigen keine großen energetischen Unterschiede zwischen den zwei Energiekonzepten, wenn die Photovoltaikleistung entsprechend gleich gewählt wird. In der Realität ist die Entscheidung hier also in Abhängigkeit der verfügbaren Bau- und Dachflächen zu wählen, wobei auch die Wärmenetze mit einer Berechnung der Verluste durch unterschiedliche Leitungslängen mit in die Betrachtungen einbezogen werden sollte. Durch die Gegebenheiten des konkreten Beispielquartiers waren die Leitungslängen hier im Vergleich der verschiedenen Varianten insgesamt sehr ähnlich. Auch das kalte Nahwärmenetz kann eine technisch interessante Möglichkeit darstellen, bietet jedoch keine zentralen Flexibilisierungsmöglichkeiten der elektrischen Leistung der Wärmepumpen.,

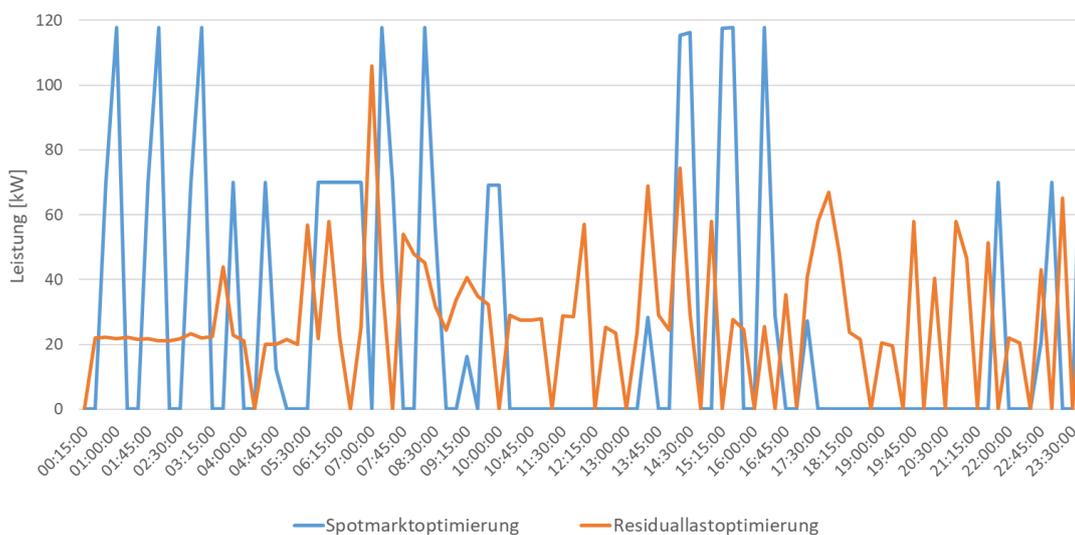


Abbildung 7-12: Vergleich Spotmarkt- und Residuallastoptimierung

Der in Abbildung 7-12 dargestellte Vergleich der Leistung am Netzübergabepunkt zeigt die Effekte einer Spot- bzw. Residuallastoptimierung. Der Netzbezug wird bei der Spotmarktoptimierung in Abhängigkeit der verfügbaren Flexibilität in Zeiten niedrigerer Marktpreise verschoben. Dabei wird für mehrere Viertelstunden am Tag die Maximalleistung der Anlagen eingeplant, um möglichst viel Energie zu günstigen Preisen zu beziehen. Dies gilt analog auch für die Netzeinspeisung zu Zeiten hoher Marktpreise. Die Residuallastoptimierung dagegen verfolgt das Ziel, die Netzleistung in jeder Viertelstunde möglichst gering zu halten. Wie die Darstellung zeigt, ist mit Ausnahme einer Leistungsspitze über 100 kW eine deutliche Reduzierung der Lastspitzen für den dargestellten Beispieltag erreicht worden. Die hohe Leistung kann durch den hohen Wärmebedarf in den Morgenstunden erklärt werden, der durch den Betrieb der Wärmepumpe gedeckt werden muss. Gleichzeitig steht zu diesem Zeitpunkt nur wenig PV-Leistung zur Verfügung. Über eine größere Dimensionierung von Wärme- oder Batteriespeicher könnte diese Leistungsspitze weiter gesenkt werden. Auch die Auswertung der Jahresbilanz zeigte eine deutliche Verringerung der Viertelstunden mit hohen Leistungen am Netzübergabepunkt und eine gleichmäßigere Netznutzung mit geringen Leistungen. Die Darstellung zeigt die Extrema der Markt- und netzdienlichen Fahrweisen auf. Zukünftig sind auch kombinierte Optimierungen denkbar, sofern durch variable Netzentgelte der Wert einer Leistungsverringerung für die Betriebsführung bestimmbar wird.

7.3.3 Einbindung in das Virtuelle Kraftwerk

PV - Batteriespeicher

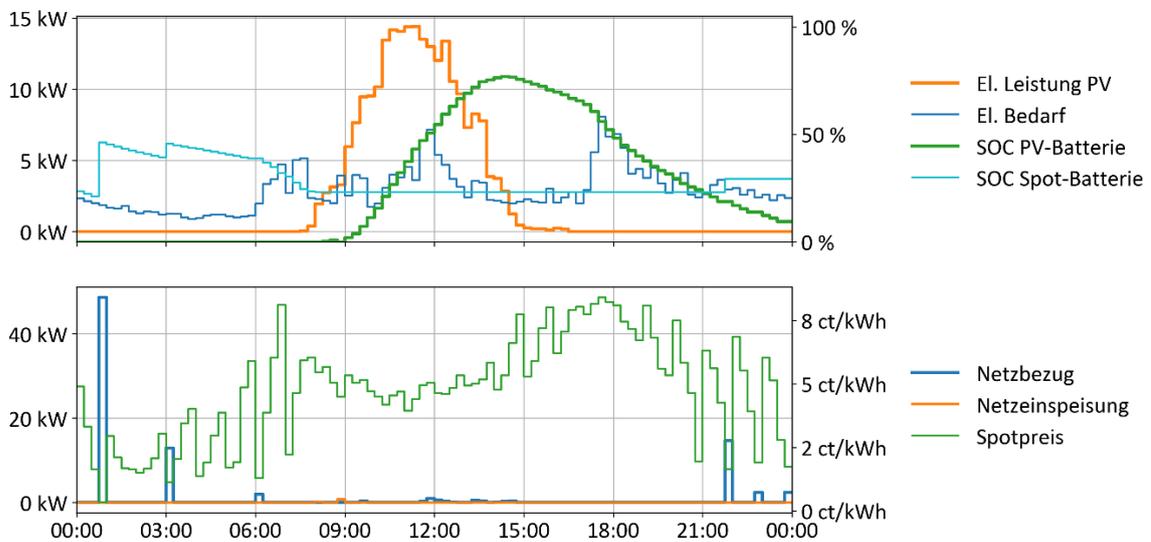


Abbildung 7-13: Spotmarktoptimierung des Quartiersspeichers an einem Beispieltag im Herbst

Im Folgenden werden zunächst ausgewählte Ergebnisse der Einbindung der PV-Batteriespeicher in das Virtuelle Kraftwerk vorgestellt. Eine Auswertung für den Betrieb des Quartiersspeichers ist in Abbildung 7-13 für einen Beispieltag mit hoher solarer Einstrahlung dargestellt. Der Speicher wurde in der Modellbildung zur Berücksichtigung der unterschiedlichen Entgelte und Umlagen in jeweils eine virtuelle Batterie für den Solar- und Netzstrom unterteilt. Besonders in den Nachtstunden bezieht die Batterie günstigen Strom aus dem Netz, der in der folgenden Zeit zur Bedarfsdeckung verwendet wird. Im Tagesverlauf wird der Bezug vom Spotmarkt dagegen vermieden und die restliche Kapazität zur Speicherung des Solarstroms verwendet.

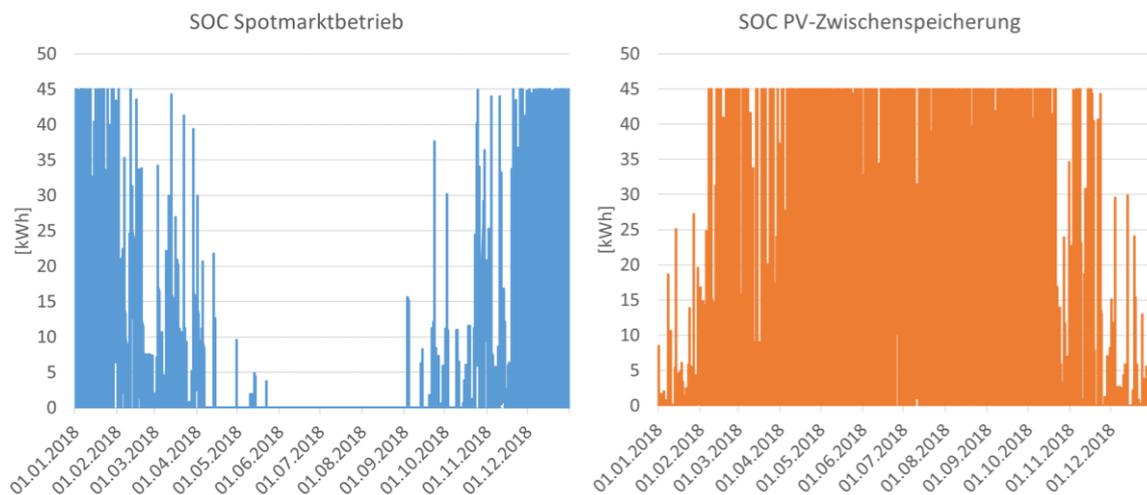


Abbildung 7-14: Nutzung des Quartiersspeichers für Spotmarkt- und Eigenverbrauchsoptimierung

Abbildung 7-14 werden die Füllstände der virtuellen Batterien des Quartiersspeichers im Jahresverlauf verglichen. Links dargestellt ist die Nutzung für eine Spotmarktoptimierung (im

überwiegenden Fall in Form einer Bezugsoptimierung), während in der rechten Grafik die Nutzung zur Eigenverbrauchsoptimierung gezeigt wird. Der Optimierer hat dabei stets die freie Wahl, welche virtuelle Batterie genutzt wird, solange die Maximalkapazität der realen Batterie insgesamt nicht überschritten wird. In den Sommermonaten wird die Batterie fast ausschließlich zur Zwischenspeicherung des PV-Stroms und somit zur Maximierung des Eigenverbrauchs eingesetzt, während in den Wintermonaten die Bezugsoptimierung im Spotmarktbetrieb dominiert. In der Realität ist die abrechnungstechnische Einbindung einer Quartiersbatterie für beide Anwendungsfälle so komplex, dass wahrscheinlich zwei separate Systeme betrieben werden müssten. Wie die Auswertung zeigt, ist eine jahreszeitlich abhängige alternative Betriebsweise ebenfalls nahezu optimal möglich und könnte für eine reale Umsetzung in Betracht gezogen werden. In der wirtschaftlichen Auswertung der Batteriespeichersysteme zeigte sich insgesamt, dass die über eine Spotmarktoptimierung erzielbaren Erlöse momentan im Verhältnis zu den notwendigen Investitions- und Betriebskosten zur Einbindung in ein Virtuelles Kraftwerk zu niedrig sind. Insbesondere der Quartierspeicher wird dabei durch die verschiedenen Entgelte und Umlagen teils doppelt belastet, so dass dieser trotz technischer Vorteile unter den aktuell gültigen Randbedingungen zumindest bei einer reinen Spotmarktoptimierung keine wirtschaftliche Option zu den Einzelspeichern darstellt.

Technikzentrale Neubauquartier

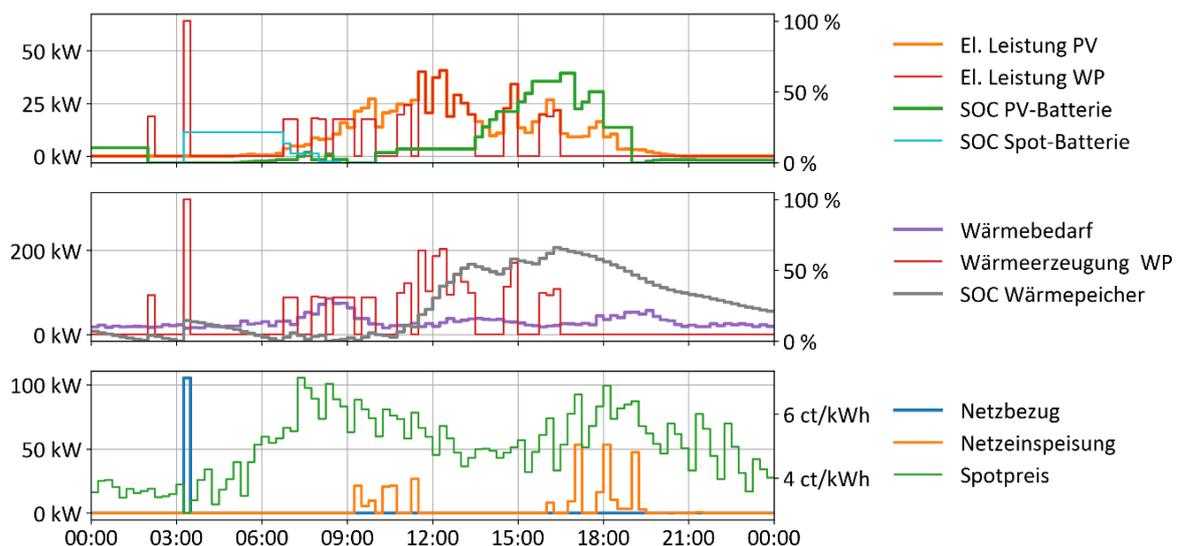


Abbildung 7-15: Spotmarktoptimierung der Technikzentrale für eine kleine Dimensionierung

Die folgenden Auswertungen zeigen die Einbindung der Technikzentrale des Neubauquartiers in das Virtuelle Kraftwerk. Dabei sind viele Effekte des Zusammenspiels der verschiedenen Technologien besonders im Zeitverlauf zu erkennen, wie Abbildung 7-15 für einen Beispieltag Anfang Juni verdeutlicht. Der Batteriespeicher ist zur Berücksichtigung der unterschiedlichen Netzentgelte und Umlagen von PV- und Netzstrom im Modell wie zuvor ebenfalls in zwei virtuelle Batterien unterteilt worden. Die Optimierung minimiert die Bezugskosten und maximiert die Einspeiserlöse unter Berücksichtigung der Spotpreise, die im unteren Subplot dargestellt sind. So ist in der Nacht der einzige Netzbezug des Tages durch die Wärmepumpe zu einem sehr günstigen Zeitpunkt zu verzeichnen. Im gleichen Zeitraum wird zudem die virtuelle Spotmarkt-Batterie geladen, um die Wärmepumpe zur Bedarfsdeckung in den Morgenstunden zu betreiben. Der in der PV-Batterie gespeicherte Solarstrom wird am frühen Abend zu hohen Spotpreisen ins Netz eingespeist. Der Wärmebedarf wird zu diesen Zeiten aus dem zuvor geladenen Wärmespeicher bedient. Der Wärmespeicher erfüllt mehrfache Funktionen, indem dieser einerseits zur

Versorgung von Leistungsspitzen dient und andererseits durch zeitliche Entkopplung der Wärmeerzeugung und Bedarfsdeckung den Betrieb der Wärmepumpe zu günstigen Zeitpunkten erlaubt. Wie bereits die Auswertung der Eigenverbrauchsoptimierung gezeigt hat, kann der Wärmespeicher den maximal beladenen PV-Batteriespeicher an Sommertagen ergänzen, so dass insgesamt eine höhere Kapazität zur Speicherung des PV-Stroms zur Verfügung steht.

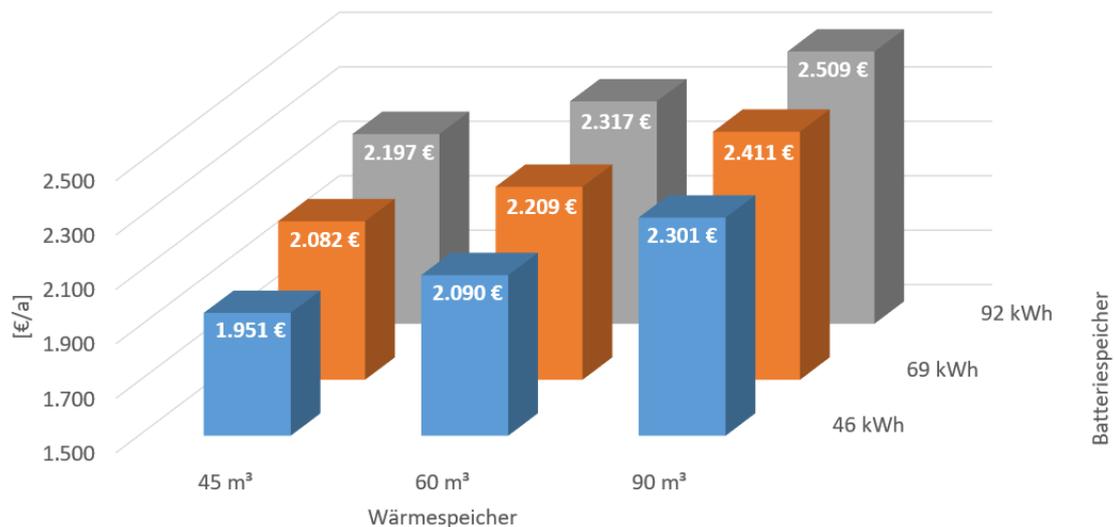


Abbildung 7-16: Kosteneinsparungen im Vergleich zum nicht-optimierten Referenzfall je Dimensionierung

Bei der Planung einer Technikzentrale in Quartieren werden Wärmespeicher bisher hauptsächlich zur Deckung des Wärmebedarfs bei möglichst gleichmäßiger Betriebsweise des Wärmeerzeugers ausgelegt, während Batteriespeicher vornehmlich zur Erhöhung des Eigenverbrauchs eingesetzt werden. Wie die vorherige Auswertung im Zeitbereich bereits verdeutlicht hat, können die Speichermöglichkeiten bei einer Spotmarktoptimierung jedoch auch zur Nutzung günstiger Strombezugszeiten eingesetzt werden und sich gegenseitig ergänzen. Dabei sind in Abhängigkeit der Dimensionierung unterschiedliche Kosteneinsparungen im Vergleich zu einem nicht-optimierten Betrieb der Wärmepumpe möglich, wie Abbildung 7-16 zeigt. Neben den steigenden Kosteneinsparungen mit steigender Flexibilität wird vor allem deutlich, dass ein Wärmespeicher zur Flexibilisierung in diesem Anwendungsfall im Vergleich zu einem Batteriespeicher mindestens gleichwertig ist, wobei noch keine Investitionskosten berücksichtigt sind. Für die Auslegung zukünftiger Quartiersenergiesysteme ist dennoch die Flexibilität eines Batteriespeichers für verschiedene Eigenverbrauchs-, Markt- und Netzanwendungen in Betracht zu ziehen.

8 Aktivierung von Stadtwerken

Neben der Situationsanalyse und der Bewertung einzelner Lösungsansätze ist die Aktivierung von Stadtwerken ein wichtiger Bestandteil des Projekts. Stadtwerke sollen motiviert werden, eine tragende Rolle bei der Umsetzung der Energiewende zu übernehmen und damit wirtschaftlich im Markt bestehen können. Unterschieden wird zwischen den direkt am Projekt beteiligten Stadtwerken, anhand deren Beispiel die technologischen Lösungsansätze (Kapitel 7) erarbeitet und berechnet wurden („innerer Kreis“) und weiteren, nicht direkt am Projekt beteiligten Stadtwerken („erweiterter Kreis“). Die im Rahmen der Aktivierung durchgeführten Veranstaltungen sowie die daraus abgeleiteten Erfahrungen werden in den folgenden Abschnitten vorgestellt.

8.1 Innerer Kreis

Die Aktivierung der im Projekt TrafoSW beteiligten Partner erfolgte in mehreren Phasen, um eine ziel- und bedarfsorientierte Vorgehensweise zu erzielen. Zunächst wurden die Rechercheergebnisse mit den Projektpartnern diskutiert und dabei Erkenntnisse aus anderen Studien vorgestellt. Ausgehend von den Veränderungen, die sich durch die Energiewende für die Stadtwerke ergeben, wurde aufgezeigt, welche Wege es gibt, diesen Entwicklungen zu begegnen. Neben einer Übersicht zukünftiger Geschäftsfelder und -modelle wurden Treiber für Veränderungen der Geschäftsmodelle sowie bereits verfolgte Strategien und Innovationsaktivitäten von Stadtwerken aufgezeigt. Weiterhin wurden Wege zur Kooperation sowie aktuelle Risiken und Hemmnisse aus Sicht von Stadtwerken vorgestellt und diskutiert.

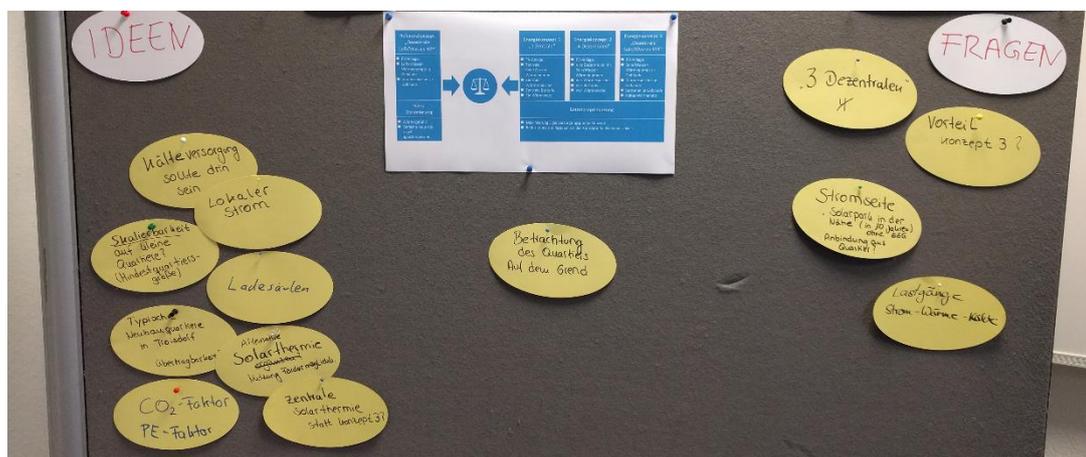


Abbildung 8-1: Erarbeitung der Szenarien für die Energieversorgung im Neubaugebiet

Aufgrund der Komplexität der Randbedingungen und zukünftigen Szenarien sowie aufgrund der Vielzahl an Technologien und Konzeptvarianten inklusive der Dimensionierung und Betriebsweise von Versorgungsanlagen ist zur Bewertung von erfolgversprechenden Lösungsansätzen eine modellbasierte Betrachtungsweise notwendig. Im nächsten Schritt der Aktivierung der in TrafoSW beteiligten Partner wurden daher vorhandene Energiemodelle und bisher durchgeführte Modellierungsarbeiten von Fraunhofer UMSICHT in Bezug zu den für die Partner interessanten Technologiefelder vorgestellt und hinsichtlich der Anwendbarkeit und der zu erwartenden

Ergebnisse diskutiert. Die Projektpartner ihrerseits haben ihre aktuell verfolgten und für die Untersuchung favorisierten Themen vorgestellt. Anschließend wurden in weiteren Workshops Ziele und Inhalte der Modellierung festgelegt sowie die zu untersuchenden Konzepte und Lösungsansätze ausgewählt. In einem Fall wurde z. B. eine aktuelle Quartiersentwicklung begleitet, um die Modellierung auf den aktuellen Planungsstand auszurichten und somit einen direkten Nutzen zu erzielen.

Nach der Festlegung der Konzepte und der Modellierungsziele (siehe Kapitel 7) wurden in fortlaufender Abstimmung mit den Projektpartnern Modelle entwickelt und die Datenbasis abgestimmt. In weiteren Workshops wurden die Modellierungsergebnisse vorgestellt und für die weiteren Berechnungen Ansätze zur Weiterentwicklung identifiziert. Durch die mehrstufige Modellierung sollten die Ergebnisse weiter auf eine mögliche Umsetzung der Konzepte ausgerichtet werden. Abschließend wurden die Ergebnisse der Optimierungsrechnungen mit den Partnern in einem gemeinsamen Workshop abschließend bewertet und diskutiert.

Die Diskussion der Modellierungsergebnisse zeigte dabei vor allem die technischen Möglichkeiten der Flexibilisierung auf. So wurde etwa die deutliche Erhöhung der Eigenverbrauchsquoten und Autarkiegrade gerade in der Kombination mit E-Autos diskutiert. In der Praxis spielen diese Werte bisher vor allem als Basis von Marketing-Informationen eine größere Rolle. Auch der Nutzen eines groß dimensionierten Wärmespeichers zur besseren Ausnutzung lokaler PV-Erzeugung wurde hervorgehoben. Dieser stellt eine interessante Option zur Eigenverbrauchssteigerung im Vergleich zum Batteriespeicher dar. In zukünftige Planungen der Stadtwerke soll diese Option nun mit einbezogen werden, auch wenn die Wirtschaftlichkeit im Einzelfall zu prüfen ist und auch der Aufwand für eine Steuerungstechnik zu betrachten ist. Die technischen Möglichkeiten zur Einbindung in ein virtuelles Kraftwerk sind gegeben, eine Umsetzung scheitert aber momentan an den zu geringen wirtschaftlichen Vorteilen. Wie die Modellrechnungen zeigten, spielen die verschiedenen Netzentgelte und Umlagen dabei eine entscheidende Rolle. Bis zu einer Änderung der Marktbedingungen wird eine Kooperation also eher auf eine Vermarktung vorhandener Produkte, wie das Angebot lokal erzeugten Stroms, fokussiert bleiben.

8.2 Erweiterter Kreis

Es wurden verschiedene Formate zur Aktivierung von weiteren Stadtwerken durchgeführt, die in den folgenden Abschnitten vorgestellt werden. Ziel war es, verschiedene Formate auszutesten und Kooperationen zu fördern. Anhand der vorgestellten Projektergebnisse, ergänzt durch die Erfahrungen der Teilnehmer, sollten Risiken und Hemmnisse identifiziert, erforderliche Hilfsmittel definiert und erfolversprechende Projektansätze aufgezeigt werden.

8.2.1 Workshop «Energieforschung trifft Stadtwerke – Auf dem Weg zu einer zukunftsfähigen Energieversorgung»

„Energieforschung trifft Stadtwerke“ - unter diesem Motto wurde am 24. Oktober 2017 vom Projektträger Jülich in Zusammenarbeit mit Fraunhofer UMSICHT ein Workshop organisiert und durchgeführt. Ziel der Veranstaltung war es, in einer Diskussion zwischen Stadtwerken, dem BMWi, dem Projektträger und Forschungseinrichtungen herauszufinden, welche Hemmnisse Stadtwerke derzeit bei der Umsetzung der Energiewende sehen und welche Rolle geförderte Forschungsprojekte dabei spielen können. Darüber hinaus wurden Ansätze für neue Geschäftsmodelle sowie neue Ansätze aus Sicht von Start-ups diskutiert.

Kernproblem aus Sicht der Stadtwerke bei der Umsetzung der Energiewende sind die Regularien, die die erforderliche Transformation der Energiesysteme befördern müssten. Neue Technologien und Lösungsansätze können von Stadtwerken nur verfolgt und umgesetzt werden, wenn sie sich wirtschaftlich rentieren. Daher haben viele Stadtwerke weniger Interesse an Forschung und

Entwicklung als an neuen Geschäftsmodellen. Demgegenüber entwickeln sich viele Start-ups aus erfolversprechenden Forschungs- und Entwicklungsarbeiten und bringen diese Aktivitäten in die Praxis. Ein weiterer entscheidender Faktor bei der Umsetzung der Energiewende ist die Bevölkerung, die bei konkreten Maßnahmen einbezogen und mitgenommen werden muss. Hier können Energiegenossenschaften eine wichtige Rolle spielen, da sie engagierte Bürger in Projekte einbeziehen und sie an den Erfolgen beteiligen.

Sowohl die Kooperation mit Energiegenossenschaften als auch mit Start-ups bietet Stadtwerken daher neue Ansätze, um vorhandene Hemmnisse zu überwinden und sich neue wirtschaftliche Geschäftsmodelle zu erschließen. Eine weitere Möglichkeit, neue Lösungsansätze aus der Forschung in die Praxis zu bringen, könnte aus Sicht von Stadtwerken die Förderung von Reallaboren sein. Dort könnten Konzepte und Technologien unabhängig von aktuellen Regularien in der Praxis getestet und somit direkt in die Umsetzung gebracht werden.

ENERGIEFORSCHUNG TRIFFT STADTWERKE – AUF DEM WEG ZU EINER ZUKUNFTSFÄHIGEN ENERGIEVERSORGUNG 24. Oktober 2017 Projektträger Jülich, Zimmerstraße 26–27, 10969 Berlin		ENERGIEFORSCHUNG TRIFFT STADTWERKE – AUF DEM WEG ZU EINER ZUKUNFTSFÄHIGEN ENERGIEVERSORGUNG 24. Oktober 2017 Projektträger Jülich, Zimmerstraße 26–27, 10969 Berlin	
ab 10:30 Uhr	Anreise	15:00 bis 15:15 Uhr	Diskussion Publikumsfragen zu den Impulsvorträgen
11:00 bis 11:15 Uhr	Begrüßung Markus Kratz, Projektträger Jülich (PTJ), Geschäftsbereichsleiter Energiesystem: Nutzung	15:30 bis 17:00 Uhr	Workshop 1: Wind von vorne - Stadtwerke im Wettbewerb Moderation: N.N.
11:15 bis 11:30 Uhr	Grüßwort Dr. Frank Heidrich, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Unterabteilungsleiter Energiepolitik Wärme und Effizienz		Workshop 2: Schritt voraus – Erfolgsfaktor Technologieentwicklung Moderation: Katja Tschetschorke, Projektträger Jülich (PTJ), Fachbereichsleiterin Wärmeeffizienz für Quartiere
11:30 bis 11:45 Uhr	Impulsvortrag: Energiewende trifft Stadtwerke Carsten Beier, Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT, Abteilungsleiter Energiesysteme	17:10 bis 17:30 Uhr	Zusammenfassung Workshops Katja Tschetschorke und N.N.
11:45 bis 12:45 Uhr	Arena: Energiewende trifft Stadtwerke Teilnehmer: Akteure aus Stadtwerken, Start-ups, Bürgerenergie (N.N.) Moderation: Carsten Beier	17:30 bis 18:30 Uhr	7. Energieforschungsprogramm Dialog Energieforschung mit Akteuren der Energiewende Dr. Rodoula Tryfonidou, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Referatsleiterin Energiepolitik Wärme und Effizienz
12:45 bis 13:30 Uhr	Diskussion Publikumsfragen zur Arena und Resümee	ab 19:00 Uhr	Get-together
13:30 bis 14:30 Uhr	Mittagsimbiss		
14:30 bis 14:40 Uhr	Impulsvortrag: Zukünftige Geschäftsmodelle und Marktrollen Dr. Helmut Edelmann, Ernst & Young, Direktor Bereich Power & Utilities		
14:40 bis 14:50 Uhr	Impulsvortrag: Stadtwerke – Gestalter der Energiewende vor Ort Carsten Liedtke, Stadtwerke Krefeld Energie, Geschäftsführer		
14:50 bis 15:00 Uhr	Impulsvortrag: Start-ups und die Energiewende Thorsten Seipp, Voltairion, Geschäftsführer		

Abbildung 8-2: Programm des Workshops «Energieforschung trifft Stadtwerke»

8.2.2 Veranstaltung «UMSICHT: Zur Sache! - Stadtwerke als Säule für die lokale Energiewende »

In der Reihe «UMSICHT: zur Sache!» hat Fraunhofer UMSICHT zusammen mit seinen TrafoSW-Projektpartnern am 26. September 2019 die Ergebnisse aus TrafoSW vorgestellt und mit den Teilnehmern diskutiert. Im Vergleich zu anderen Veranstaltungen dieser Reihe ist der Workshop mit 21 Teilnehmern auf weniger Interesse gestoßen. In der Einführung wurden ausgehend von den Rechercharbeiten des Projektes die aktuelle Situation der Stadtwerke beleuchtet und die Konzepte und Modelle aus TrafoSW zur Neuausrichtung der Geschäftsmodelle von Stadtwerken skizziert. In den weiteren Vorträgen wurden das *Strommodul* vorgestellt, dass die Stadtwerke Soest als neues Werkzeug zur Vermarktung von Regionalstrom anbietet. Außerdem zeigten die Stadtwerke Troisdorf die Chancen auf, die Quartierskonzepte auf Basis einer zentralen Geothermieversorgung Stadtwerken bieten. Als dritten Lösungsansatz stellte der Energieversorger Rheinenergie aus Köln seine Aktivitäten im Bereich Virtuelle Kraftwerke vor und welche Rolle diese für Stadtwerke einnehmen können.



FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR UMWELT-,
SICHERHEITS- UND ENERGIETECHNIK UMSICHT

WORKSHOP AM 26. SEPTEMBER 2019, OBERHAUSEN

UMSICHT: ZUR SACHE!
STADTWERKE ALS SÄULE FÜR
DIE LOKALE ENERGIEWENDE
Neue Rollen und Herausforderungen





PROGRAMM | 26. SEPTEMBER 2019

**STADTWERKE ALS SÄULE FÜR DIE
LOKALE ENERGIEWENDE**
Neue Rollen und Herausforderungen

14:00 Uhr Mit UMSICHT zur Sache kommen
Joachim Krassowski
Fraunhofer UMSICHT, Oberhausen

14:15 Uhr Transformation von Stadtwerken
Carsten Beier
Fraunhofer UMSICHT, Oberhausen

14:40 Uhr Die Rolle Virtueller Kraftwerke für Stadtwerke
Andreas Schmitt
RheinEnergie Trading GmbH, Köln

15:05 Uhr Diskussion

15:15 Uhr Kaffeepause und Imbiss

**16:00 Uhr Strommodul – ein Werkzeug zur Vermarktung
von Regionalstrom**
Jörg Kuhlmann
Stadtwerke Soest

**16:25 Uhr Chance Quartiersentwicklung – Zentrale
Geothermieversorgung durch Stadtwerke**
André Baade
Stadtwerke Troisdorf

16:50 Uhr Diskussion

17:00 Uhr Ausklang der Veranstaltung

Abbildung 8-3: Programm der Veranstaltung «UMSICHT: Zur Sache!»

In der Diskussion zeigten viele Teilnehmer Interesse an der Umsetzung von lokalen Stromangeboten. Dabei spielte insbesondere die Kennzeichnung bzw. Nachweis von regionalem Strom eine wesentliche Rolle. Auch die technische Umsetzung wurde in Bezug auf abrechnungstechnische und energiewirtschaftliche Aspekte, wie mögliche Abweichungen vom Fahrplan bzw. Bilanzkreis diskutiert. Bei den gezeigten Quartierskonzepten wurden in der Diskussion insbesondere der notwendige Anschlusszwang bei verschiedenen Varianten sowie die Möglichkeiten und Grenzen der kalten Nahwärme hervorgehoben. Die technischen Möglichkeiten einer Einbindung in virtuelle Kraftwerke sind bereits heute gegeben, wie der Vortrag der Rheinenergie zeigte. Die Wirtschaftlichkeit hängt jedoch nicht nur von den Marktpreisen, sondern insbesondere auch von der weiteren Entwicklung der Entgelte und Umlagen ab.

8.2.3 Aktivierungs-Workshops

»Energiewende, Wärmewende – Stadtwerkewende!«

Im Rahmen von TrafoSW wurden Workshop-Konzepte entwickelt, um auf Basis der Projektergebnisse aktuelle und zukünftige Herausforderungen für Stadtwerke im Rahmen der Energiewende zu diskutieren sowie gemeinsam Wege und Ansätze zu entwickeln, wie sich Stadtwerke strategisch neu ausrichten können, um diesen Herausforderungen zu begegnen.

Eine wesentliche Erkenntnis des Projektes TrafoSW ist die Tatsache, dass die Transformation des Energiesystems und die damit verbundene Transformation der Stadtwerke durch die Komplexität

des Themas, die Unsicherheit über die zukünftigen Rahmenbedingungen und die fehlende Datengrundlage erschwert und behindert wird. Daher wurde der Workshop so konzipiert, dass gemeinsam mit den Teilnehmern Wege skizziert wurden, wie der Transformationsprozess gestärkt und vorgebracht werden kann. Dies geschah anhand konkreter Lösungsansätze und Erfahrungen aus dem Projekt und auf die jeweilige Situation des Stadtwerks bezogen. Im Rahmen des Workshops sollten Antworten auf folgende Fragen erarbeitet werden:

- Wie ist die aktuelle Situation der Stadtwerke?
- Welche Herausforderungen gibt es und wie können diese überwunden werden?
- Wie können sich Stadtwerke weiterentwickeln, um auch in Zukunft erfolgreich agieren zu können und die Energiewende voranzutreiben?
- Wie können Förderprojekte Chancen bieten, innovative erfolgversprechende Geschäftsbereiche zu erproben?

Ziel des Workshop-Konzeptes war es, möglichst konkret mit den Teilnehmern gemeinsame Handlungsbedarfe und umsetzbare Maßnahmen und Schritte zu erarbeiten. Weiterhin sollte die Sensibilität der Teilnehmer für die Notwendigkeit der Maßnahmen geweckt werden. Dabei sollten die Workshopinhalte und -ergebnisse auf die individuelle Situation und Bedürfnisse der Teilnehmer ausgerichtet werden, um einen möglichst großen praktischen Nutzen zu erzielen.



Abbildung 8-4: Programm des Workshops «Energiewende, Wärmewende – Stadtwerkewende!»

Geplant war eine Workshopreihe mit insgesamt drei Terminen. Die Einladungen wurden an 300 Stadtwerke verschickt, 40 davon wurden aufgrund bisheriger gemeinsamer Aktivitäten persönlich eingeladen. Die Anmeldezahlen waren dennoch so gering, dass nur ein Workshoptermin stattfinden konnte.

Im Workshop selbst zeigte sich, dass die Teilnahme am Workshop insbesondere in der Motivation begründet war, die Zukunftssicherung von Stadtwerken zu ermöglichen, Energielösungen zum Klimaschutz bei gleichzeitig wirtschaftlichem Betrieb zu finden und zudem die Lebensbedingungen der Bürger zu verbessern. Die Erwartungen an den Workshop lagen dementsprechend im Erfahrungsaustausch, dem Wunsch, sich über neue Technologien und Technologiekombinationen zu informieren, Hilfe zu Umsetzungsmöglichkeiten zu erhalten und Erkenntnisse über die Entwicklung der Energiewende zu gewinnen.

Aktuelle Probleme wurden unter anderem gesehen in den Zwängen durch die kommunale Bindung und den aktuellen Strukturen der Stadtwerke, die eine Entwicklung neuer, innovativer Dienstleistungen erschweren. Vorstellungen für die Rolle und Aufgaben der Stadtwerke im Jahr 2030 waren dennoch vorhanden, wobei ein Fokus auf Digitalisierungsthemen lag.

Anhand eines konkreten Beispiels konnte anschaulich vermittelt werden, dass für die Einführung eines neuen Produktes viele Entwicklungsschritte und die Aneignung von spezifischem Wissen nötig ist. Dies unterstreicht die Notwendigkeit, bereits frühzeitig mit der Entwicklung neuer Produkte zu beginnen, wenn diese in den kommenden Jahren bei passenden Rahmenbedingungen durch das Fortschreiten der Energiewende zur Verfügung stehen sollen.

Insgesamt konnte der Workshop somit einzelne Stadtwerkevertreter für das Thema der Energiewende und die Notwendigkeit des Handelns sensibilisieren. Auch die Möglichkeit, einen solchen Workshop als internen Workshop mit einem Stadtwerk durchzuführen, um mit verschiedenen Abteilungen mögliche Lösungen und nächste Schritte zu erarbeiten, wurde grundsätzlich als interessant angesehen.

Die geringen Teilnehmerzahlen bestätigen jedoch das grundlegend geringe Interesse der Branche an den Themen der Energiewende, das sich auch im übrigen Projektverlauf zeigte. Hier ist eine fortlaufende Ansprache und Aktivierung über weitere Formate nötig.

9 Fazit

Das Vorhaben TrafoSW bestand aus sechs Arbeitsschwerpunkten. Im Rahmen der **Typisierung und Charakterisierung von Stadtwerken** wurde der aktuelle Status quo der deutschen Stadtwerkebranche erfasst. Dies beinhaltete die Analyse der Struktur von Stadtwerken sowie der aktuell verfolgten bzw. favorisierten technologischen Ansätze, Produkte und Dienstleistungen sowie F&E-Aktivitäten. Es hat sich gezeigt, dass es unter den rund 1.000 Stadtwerken in Deutschland nicht das „typische“ Stadtwerk gibt. Stattdessen ist die Stadtwerklandschaft äußerst heterogen. Stadtwerke unterscheiden sich beispielsweise hinsichtlich ihrer Struktur und Unternehmensgröße: Die Bandbreite reicht von kleinen Stadtwerken mit weniger als 100 Mitarbeitern bis hin zu Großunternehmen mit mehreren hundert Beschäftigten. Die Unternehmensgröße bestimmt maßgeblich mit, welche finanziellen und personellen Ressourcen für eine Neuausrichtung und Transformation auf Seiten der Stadtwerke zur Verfügung stehen.

Viele Stadtwerke sind mittlerweile auf der Suche nach neuen Geschäftsbereichen und Aktivitäten. Bisherige Bereiche wie der Verkauf von Energie und der Betrieb von Netzen stellen kurz- und mittelfristig weiter wichtige Bereiche dar, geraten aber immer mehr unter Druck, beispielsweise durch die erhöhte Wechselbereitschaft von Kunden und durch neue Anbieter auf dem Markt. Sie können den Fortbestand der Unternehmen zukünftig nicht mehr wie bisher sichern. Ein wirkliches Umdenken hat die Branche jedoch bisher nicht flächendeckend erfasst. Bei vielen Stadtwerken besteht aufgrund der bisher immer noch umsatzstarken traditionellen Geschäftsbereiche kein akuter Handlungsdruck, geschweige denn die Erkenntnis, dass grundsätzlich neue Herangehensweisen und Strukturen zur Produktentwicklung erforderlich sind.

Einige Stadtwerke engagieren sich in F&E-Projekten, allerdings liefern diese Aktivitäten nur punktuell einen Beitrag zur Transformation der Stadtwerke. Strategien für die zukünftige Ausrichtung bestehen derzeit darin, bestehende Prozesse zu digitalisieren, die Kundenansprache zu verbessern oder EE-Erzeugungsanlagen zu bauen. Grundlegend neue Geschäftsmodelle befinden sich im Entwicklungs- und Erprobungsstadium und sind weit davon entfernt, bisherige Geschäftsbereiche ersetzen zu können. Darüber hinaus liegen Stadtwerken meist nur wenige Informationen vor, um informationsbasierte Entscheidungen für oder gegen neue Technologien treffen zu können.

Zur Bewertung der aktuellen Situation der Stadtwerke und zukünftig erfolgversprechender Lösungsansätze wurde bei der Untersuchung der **Rahmenbedingungen und Trends mit Einfluss auf die Stadtwerke-Strategien** relevante Einflüsse ermittelt, die sich im Zuge der Energiewende abzeichnen, und anschließend hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf Stadtwerke hin analysiert. Der Blick auf die Energieziele der Bundesregierung zeigt, dass sich das Energiesystem noch deutlich wandeln muss, um die Klimaziele zu erreichen. Stadtwerke müssen also den Blick nach vorne wagen und sich abzeichnende Entwicklungen für ihre Planungen aufgreifen, um die Energiewende aktiv gestalten zu können, statt bei vergangenen und aktuellen Entwicklungen zu verharren. Der Monitoringbericht der Bundesregierung zur Energiewende zeigt auf, dass die Transformation des Energiesystems gerade erst begonnen hat. Dabei sind jeweils sowohl der Strom als auch der Wärme- und Verkehrssektor im Fokus. Dies verdeutlicht das enorme Potenzial, welches alleine in den Bereichen „Ausbau Erneuerbarer Erzeugungsanlagen“ und „Energieeinsparungen durch Effizienzmaßnahmen“ durch die Energieziele besteht und als Aktivität für Stadtwerke in Frage kommt.

Hinsichtlich der rechtlich-regulatorischen sowie wirtschaftlichen Rahmenbedingungen befinden sich Stadtwerke in einem äußerst komplexen und dynamischen Umfeld. Viele Stadtwerkeaktivitäten sind von rechtlich-regulatorischen Rahmenbedingungen anhängig oder werden durch diese vorgegeben. Neue Technologien und Aktivitäten sind hingegen häufig noch nicht ausreichend von den aktuellen Rahmenbedingungen unterstützt. Durch die in den letzten Jahren von vielen Veränderungen betroffenen Energiemärkte sind Investitionen in neue Anlagen mit hohen Risiken verbunden, so dass aufgrund mangelnder Planungssicherheiten Investitionen nicht oder nur zögerlich getätigt werden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Energiebranche aus der Vergangenheit hohe Planungssicherheiten und Rentabilitätsaussichten gewohnt ist und wenig Bereitschaft besteht, in Risikobereiche zu investieren und neue Geschäftsmodelle zu entwickeln. Zudem ist die Auseinandersetzung mit der Vielzahl an Rahmenbedingungen sehr ressourcenintensiv, so dass gerade kleinere Stadtwerke in diesem Bereich schnell überfordert sind. Vielen Stadtwerken fällt es schwer, strategische Entscheidungen im Hinblick auf zukünftige Energieszenarien und Entwicklungen zu treffen. Sie sind darauf ausgerichtet, etablierte Geschäftsmodelle zu übernehmen und längerfristig anzubieten, statt sie weiterzuentwickeln oder durch neue zu ersetzen. Dies ist jedoch schon heute vermehrt erforderlich, da sich gesetzliche wie wirtschaftliche Rahmenbedingungen dynamisch ändern (siehe z.B. EEG-Änderungen der letzten Jahre sowie Änderungen der Marktpreise an den Strombörsen und in der Regelleistungsbeschaffung).

Aus einer Metastudie zu **Risiken und Erfolgsfaktoren von Stadtwerken** wurde abermals ersichtlich, dass die Ableitung grundsätzlicher Empfehlungen bzw. allgemeiner Erfolgs- und Risikofaktoren schwerfällt, da Stadtwerke individuelle Lösungen benötigen und sich in einem dynamischen und gleichzeitig unsicheren Investitionsklima bewegen. In den Studien gibt es i.d.R. keine eindeutigen Empfehlungen bzw. konkrete Lösungsvorschläge dazu, vielmehr werden das Umfeld von Stadtwerken beschrieben und allgemeine Empfehlungen ausgesprochen. Die Bewertung einzelner Technologien oder Themen erfordert den Blick ins Detail unter Berücksichtigung der individuellen Stadtwerkesituation, den die übergeordneten Studien nicht leisten können.

Stadtwerke befinden sich in einem Spannungsfeld zwischen Gewinn- und Gemeinwohlorientierung und sind aus der Vergangenheit heraus nicht gewohnt neue Produkte zu entwickeln, sondern eher gegebene Rahmenbedingungen und Regularien umzusetzen und fremdentwickelte Lösungen zu nutzen. Als Stärken von Stadtwerken werden vor allem die Kundennähe, die lokale Verankerung und der Vertrauensvorsprung sowie die Chancen, die sich durch die Energiewende ergeben, genannt. Als Risiken und Hemmnisse für die Transformation von Stadtwerken gelten unklare Rentabilitätsaussichten und hohe Investitionsrisiken, mangelnde personelle Ressourcen, unklare regulatorische Rahmenbedingungen, mangelnde Risikobereitschaft sowie fehlende Finanzierungsmöglichkeiten für Investitionen in neue Geschäftsfelder. Der technologische Wandel in einem komplexen System wie dem Energieversorgungssystem hat zudem in der Vergangenheit unerwartete Dynamiken und Überraschungen mit sich gebracht, die den erforderlichen institutionellen Wandel hemmen.

Allgemeine Empfehlungen umfassen beispielsweise die professionelle Auseinandersetzung mit dem eigenen Status quo und der eigenen Strategie sowie die Beachtung von Megatrends wie der Digitalisierung. Gerade mittlere und kleinere Stadtwerke sind jedoch i.d.R. vor allem mit der Umsetzung der regulatorischen Rahmenbedingungen beschäftigt und mit einer fundierten Analyse und Weiterentwicklung der eigenen Geschäftsbereiche überfordert. Daraus wird ersichtlich, wie schwierig es derzeit für Stadtwerke ist, Zukunftsthemen zu entwickeln und zu verfolgen bzw. ihre Rolle im Rahmen der Energiewende zu definieren. Stadtwerke müssen sich derzeit mit unterschiedlichsten neuen Geschäftsmodellen beschäftigen und sich als Lösungsanbieter im Bereich Energieversorgung positionieren. Auf der anderen Seite sind die personellen und finanziellen Ressourcen jedoch nicht darauf ausgelegt. Zudem besteht eine Diskrepanz zwischen

der eigenen Wahrnehmung vieler Stadtwerke und der Außenwahrnehmung. Während Stadtwerke von vielen Seiten (Unternehmensberatungen, Politik und Forschung) dazu angehalten werden, sich mit der eigenen Transformation auseinanderzusetzen und diese anzugehen, spüren viele Verantwortliche auf Seiten der Stadtwerke keine Dringlichkeit bzw. keine Verantwortung, eine Vorreiterrolle einzunehmen. Um mögliche zukünftige Rollen beispielsweise als Koordinator regionaler Projekte, als Umsetzer der Energiewende vor Ort, als regionale Plattform, als Infrastrukturanbieter, als Rund-um-Sorglos-Paket-Anbieter oder als Energiedienstleister zu finden und auszufüllen, sind jedoch enorme Anstrengungen erforderlich.

Für die **Entwicklung eines Transformationskonzepts und technisch-wirtschaftlicher Lösungsansätze** wurden Optionen, mit denen Stadtwerke auf die erkennbaren Trends und Herausforderungen reagieren können, analysiert. Dazu erfolgte eine Recherche aktuell diskutierter technologischer Lösungsansätze, aus denen nach einer Kategorisierung erfolgsversprechende Lösungsansätze für Detailuntersuchungen und Berechnungen ausgewählt und modellbasiert technisch-wirtschaftlich bewertet werden. Anhand der Detailuntersuchungen werden Konzepte erstellt, die aufzeigen, wie sich Stadtwerke mittels neuer Technologien und Aktivitäten transformieren können und welche Voraussetzungen sie hierzu erfüllen müssen.

In Kooperation mit den assoziierten Stadtwerken wurden konkrete Lösungsansätze betrachtet und anhand dieser ein Transformationskonzept entwickelt. Dabei ging es zum einen darum, Stadtwerke in die Lage zu versetzen, die betrachtete Technologie für sich zu bewerten, und zum anderen konkrete Problemstellungen, die für eine Umsetzung relevant sind, zu betrachten und durch modellbasierte Berechnungen zu unterstützen. Aufgrund der Vielzahl an Lösungsoptionen und Rahmenbedingungen wurde der Fokus auf die drei Einzeltechnologien gelegt, um die Anzahl der Varianten zu begrenzen und in den drei Bereichen zu konkreten Lösungen zu kommen. Die Recherche aktuell verfolgter Lösungsoptionen hat ergeben, dass das mögliche Themenspektrum für Stadtwerke sehr breit ist und eine intensive Auseinandersetzung erfordert.

Bei den ausgewählten technologischen Themenbereichen handelt es sich um „PV und Batteriespeicher“, „Quartierskonzepte“ und „virtuelle Kraftwerke“. Innerhalb dieser Themenbereiche werden verschiedene Konzepte für ausgewählte Szenarien betrachtet. Die Untersuchungen zeigten, dass die Komplexität und die Dynamik der neuen Themenfelder mit den derzeit verfügbaren Möglichkeiten von Stadtwerken kaum beherrschbar sind und optimierte Konzepte in Anbetracht des Aufwandes, den ihre Entwicklung erfordert, bei den aktuellen Rahmenbedingungen vergleichsweise geringe Mehrerlöse generieren. Darüber hinaus erfolgt die Entscheidung für einen Lösungsansatz häufig nicht ganzheitlich in Bezug auf eine Gesamtstrategie, sondern spontan und zufallsbasiert in Abhängigkeit von individuellen Präferenzen und Prägnanzen.

Zur **Aktivierung der Stadtwerke** wurde untersucht, mit welche Maßnahmen Stadtwerke dazu motiviert werden können, eine tragende Rolle bei der Umsetzung der Energiewende übernehmen zu können und neue Geschäftsbereiche für sich zu erschließen. Dazu wurden Formate zur Aktivierung und zur Übertragung der Ergebnisse entwickelt. Ein Element waren dabei Workshops zur Diskussion der Ergebnisse aus den Detailuntersuchungen, zur Erfassung der aktuellen Situation und Wahrnehmung der Stadtwerke, zu Risiken und Hemmnissen sowie zur Ermittlung der aus Sicht der Stadtwerke erforderlichen Hilfsmittel.

Es zeigte sich, dass sich die Aktivierung von Stadtwerken als schwierig erweist, da viele Stadtwerke selbst keinen ausreichenden Überblick über zukünftige, nicht direkt mit den bisherigen Geschäftsbereichen verbundene Themen haben und das Tagesgeschäft fast die gesamten verfügbaren personellen Ressourcen bindet. Zudem kommen konkrete Aktivitäten bzw. Investitionen nur in Frage, wenn sich ein direktes Geschäftsmodell ergibt oder zumindest in naher Zukunft erwartet wird. Inwieweit neue Aktivitäten zur zukünftigen Gesamtstrategie eines Stadtwerks passen oder diese vorbereiten, bleibt i.d.R. unberücksichtigt und gilt nicht als Investitionsbegründung. Zudem sehen viele Stadtwerke derzeit noch keinen Handlungsdruck bzw.

warten ab, welche Geschäftsmodelle sich zukünftig durchsetzen, um dann erst in diesen Bereichen aktiv zu werden. Ein Problem besteht zusätzlich in der großen Unsicherheit der Branche hinsichtlich zukünftig erfolgversprechender Aktivitäten sowie des erforderlichen Know-hows, welches in der Vergangenheit im Kerngeschäft vieler Stadtwerke nicht erforderlich war. Aus Stadtwerkesicht haben Themen Priorität, die ihre Kunden bzw. die Ansprache der Kunden und das Marketing sowie die Umsetzung regulatorischer Rahmenbedingungen (z.B. Smart-Meter) betreffen. Auch neue Aktivitäten beschränken sich häufig ausschließlich auf diese Bereiche.

Die **vergleichende Bewertung und Analyse des Entwicklungsbedarfs** hat gezeigt, dass Stadtwerke trotz der bereits seit einigen Jahren bekannten Zukunftsherausforderungen weiterhin vor dem Problem stehen, ihr Kerngeschäft weg vom reinen Vertrieb von Strom, Wärme und Gas hin zu neuen Produkten zu entwickeln. Hauptproblem stellt dabei die Komplexität dar, die sich aus der Vielzahl an technologischen Lösungsansätzen im Wechselspiel mit den lokalen Randbedingungen sowie den zukünftigen Randbedingungen in den Energiemärkten und im Energiesystem ergeben. Aufgrund der Vielzahl möglicher Lösungsansätze und der beschränkten Möglichkeiten und Ressourcen der Stadtwerke ist eine Auswahl geeigneter Technologien erforderlich, die die bisherigen Geschäftsmodelle ersetzen können. Für diesen Entscheidungs- und Auswahlprozess zur strategischen Neuausrichtung der Stadtwerke fehlt es bislang an geeigneten Datengrundlagen, Methoden und Modellen. In diesem Zusammenhang fehlt es insbesondere an einer breiten Darstellung relevanter Technologien und Konzepte sowie einer detaillierten Charakterisierung. Darüber hinaus ist es im Rahmen der Entwicklung eines Produktportfolios und der strategischen Ausrichtung erforderlich, einzelne Lösungsansätze zu kombinieren und im Verhältnis zu den lokalen Gegebenheiten des Versorgungsgebiets (z.B. der Kundenstruktur und des bisherigen Anlagenportfolios) zu bewerten und etwaige Potenziale zu ermitteln. Es konnte gezeigt werden, dass einzelne Technologien bestehen, die einen erfolgversprechenden Lösungsansatz für ein Stadtwerk im Rahmen der Energiewende darstellen können. Ein integraler Ansatz für eine strategische Neuausrichtung und auch eine Bereitschaft, nennenswert in die Entwicklung einer solchen Strategieentwicklung zu investieren, ist bisher kaum erkennbar.

Literaturverzeichnis

- [1] N. Dautzenberg, B. Dennerlein, V. Bertsch, I. Proeller und T. Krause, „Versorgungsbetriebe“ in *Gabler Wirtschaftslexikon*, Springer Gabler. [Online]. Verfügbar unter: <https://wirtschaftslexikon.gabler.de/definition/versorgungsbetriebe-50533/version-273752>
- [2] K. Berlo und O. Wagner, „Stadtwerke - Neugründungen und Rekommunalisierungen: Energieversorgung in kommunaler Verantwortung“. Bewertung der 10 wichtigsten Ziele und deren Erreichbarkeit, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie, Wuppertal, Sep. 2013.
- [3] PwC, Hg., „Kooperation von Stadtwerken – heute noch ein Erfolgsmodell?: Ergebnisse einer Befragung von Stadtwerke-Geschäftsführern“, PwC, 2011.
- [4] H. Edelmann, „Stadtwerkstudie 2016: Digitale Geschäftsmodelle. Digitalisierung in der Energiewirtschaft“, Juni 2016.
- [5] G. Erdmann *et al.*, „Stadtwerke im Zeitalter der Sektorenkopplung: Chancen, Möglichkeiten und Rahmenbedingungen“, 2018. [Online]. Verfügbar unter: <https://new.siemens.com/global/de/unternehmen/messen-events/digitalisierungsevents/studie-stadtwerke-sektorkopplung.html#JetztStudiedownloaden>. Zugriff am: 23. September 2020.
- [6] PricewaterhouseCoopers GmbH, Hg., „Kooperation von Stadtwerken – heute noch ein Erfolgsmodell?“, Nov. 2011. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.pwc.de/de/energiewirtschaft/assets/kooperation-von-stadtwerken-heute-noch-ein-erfolgsmodell.pdf>. Zugriff am: 24. September 2020.
- [7] H. Lütjen, F. Tietze und T. Nuske, *Innovationskooperationen von Stadtwerken: Eine empirische Untersuchung von Treibern und Barrieren*. Norderstedt: BoD - Books on Demand, 2014.
- [8] Der Neue Kämmerer, Hg., „Stadtwerke - fit für die Zukunft?“, Jan. 2017. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.parlament-berlin.de/ados/18/WiEnBe/vorgang/web18-0007-DNK-Stadtwerke-Studie.pdf>. Zugriff am: 23. September 2019.
- [9] B. Burger, *Stromerzeugung in Deutschland im Jahr 2017*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/date-n-zu-erneuerbaren-energien/Stromerzeugung_2017.pdf. Zugriff am: 24. September 2020.
- [10] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Hg., „Die Energie der Zukunft: Sechster Monitoring-Bericht zur Energiewende, Berichtsjahr 2016“, Juni 2018. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/sechster-monitoring-bericht-zur-energiewende.pdf?__blob=publicationFile&v=27. Zugriff am: 2. Oktober 2018.
- [11] S. Jenner und F. Schmitz-Grethlein, „Das Stadtwerk der Zukunft: Progressive Ansätze für Stadtwerke und Politik“. Discussion Paper, Das Progressive Zentrum; Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU), Okt. 2017. [Online]. Verfügbar unter: http://www.progressiveszentrum.org/wp-content/uploads/2017/10/Discussion-Paper-Das-Stadtwerk-der-Zukunft_DPZ_VKU.pdf. Zugriff am: 23. September 2020.
- [12] K. Berlo und O. Wagner, „Die kommunale Kraft-Wärme-Kopplung im Spannungsfeld zwischen Strommarkt und Energiewende: Eine Analyse der Rahmenbedingungen für Stadtwerke zum Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung“, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie, Wuppertal, Wuppertal Papers 188, Feb. 2015. [Online]. Verfügbar unter: <http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:wup4-opus-58018>. Zugriff am: 18. Juni 2018.
- [13] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, *Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf>. Zugriff am: 23. September 2020.

- [14] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), „Genehmigung des Szenariorahmens 2019--2030“, 15. Juni 2018. [Online]. Verfügbar unter: https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/2030_V19/SR/Szenariorahmen_2019-2030_Genehmigung.pdf;jsessionid=A96551D9435582BF008667D8143055E2?__blob=publicationFile. Zugriff am: 2. Juli 2018.
- [15] ASUE Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V., Hg., „Das KWK-Gesetz 2017: zur weiteren Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung“, Feb. 2017.
- [16] IKZ.de Gebäude- und Energietechnik, *Energetische Anforderungen werden verschärft: 2. Stufe der EnEV 2014 tritt Anfang 2016 in Kraft*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ikz.de/nc/detail/news/detail/energetische-anforderungen-werden-verschaerft/>. Zugriff am: 15. Januar 2019.
- [17] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Hg., „Nationaler Energieeffizienz-Aktionsplan (NEEAP) 2017 der Bundesrepublik Deutschland: gemäß der Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2012 zur Energieeffizienz (2012/27/EU)“, März 2017.
- [18] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Hg., „Mehr aus Energie machen: Nationaler Aktionsplan für Energieeffizienz“, Dez. 2014.
- [19] Trianel, *Mindestanforderungen an den Energiehandel betreffen alle Energieversorger: Trianel bietet Lösungen zur Umsetzung von REMIT, MiFID und Co. vor Ort*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.presseportal.de/pm/67884/2411061>. Zugriff am: 23. September 2020.
- [20] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, *REMIT*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/markttransparenz-remit.html>. Zugriff am: 23. September 2020.
- [21] A. Lange, J. Seitz, K. Liebrich und M. Gippert, *Auswirkungen der Europäischen Derivateregulierung auf Unternehmen*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.lexology.com/library/detail.aspx?g=fb7c3d01-6ed2-489f-9bb9-1b00e2a79814>. Zugriff am: 23. September 2020.
- [22] Trianel, *MiFID II - Auswirkungen auf Stadtwerke*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.trianel.com/blog/aktuell/post/mifid-ii-auswirkungen-auf-stadtwerke/>. Zugriff am: 23. September 2020.
- [23] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Hg., „BDEW-Strompreisanalyse Mai 2018: Haushalte und Industrie“, Mai 2018.
- [24] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Hg., „BDEW-Gaspreisanalyse Mai 2018: Haushalte“, Mai 2018.
- [25] PricewaterhouseCoopers GmbH, *Bevölkerungsbefragung Stromanbieter*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.pwc.de/de/energiewirtschaft/assets/pwc-umfrage-energie.pdf>. Zugriff am: 24. September 2020.
- [26] H. Fischer, *Annäherung oder Abgrenzung? Wie Stadtwerke mit der billigeren Konkurrenz umgehen*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.energieverbraucherportal.de/energie-magazin/politik/politik-detail/strom-discounter-wie-stadtwerke-mit-der-billigeren-konkurrenz-umgehen>. Zugriff am: 23. September 2020.
- [27] Gasvergleich, *Gaspreisentwicklung 2019: Trendwende auf dem Gasmarkt*. [Online]. Verfügbar unter: <https://1-gasvergleich.de/>. Zugriff am: 16. Januar 2019.
- [28] Energie und Wasser Potsdam, *EWP erhöht Preise für Strom, Gas und Fernwärme zum 01. Januar 2019: Steigende Kosten für den Einkauf von Strom und Erdgas*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.info-potsdam.de/ewp-erhoeht-preise-fuer-strom-gas-und-fernwaerme-zum-01-januar-2019-17232n.html>. Zugriff am: 23. September 2020.

- [29] Bruhn und Kathrin, „Entwicklung der Brennstoffpreise von 2008 bis 2018: Biogene Brennstoffe“, Juli 2018. [Online]. Verfügbar unter: http://www.tfz.bayern.de/mam/cms08/festbrennstoffe/dateien/merkblatt_entwicklung_der_brennstoffpreise.pdf. Zugriff am: 23. September 2020.
- [30] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Hg., „Energiedaten: Gesamtausgabe – Zahlen und Fakten Energiedaten – Nationale und Internationale Entwicklung“, 4. Okt. 2017. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html>. Zugriff am: 21. Dezember 2017.
- [31] H. Edelmann, „Stadtwerkstudie 2018: Digitalisierung in der Energiewirtschaft - quo vadis?“, Juni 2018.
- [32] Heinrich-Böll-Stiftung, Green European Foundation, European Renewable Energies Federation und Le Monde diplomatique, Hg., „Energieatlas: Daten und Fakten über die Erneuerbaren in Europa“, Apr. 2018.
- [33] Bundesverband Energiespeicher Systeme e.V., „*Tear down this wall*“ ... *Sektorgrenzen jetzt öffnen! Sektorenkopplung als unverzichtbarer Baustein für eine erfolgreiche Energiewende und das Erreichen der Klimaziele*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bves.de/wp-content/uploads/2018/09/BVES_Strategie-PTX_TearDownThisWall.pdf. Zugriff am: 23. September 2020.
- [34] H. Edelmann, „Stadtwerkstudie 2017: Der Verteilnetzbetreiber der Zukunft – Enabler der Energiewende“, Juni 2017.
- [35] Becker Büttner Held Consulting AG, Hg., „Verteilnetzbetreiber 2030: Aufgaben, Herausforderungen, Strategien“, Mai 2018.
- [36] D. Setton, I. Matuschke und O. Renn, „Das Soziale Nachhaltigkeitsbarometer der Energiewende 2017“ in *Symposium: Soziale Nachhaltigkeit: Beiträge für das „Symposium: Soziale Nachhaltigkeit“ am 2.11.2017, Potsdam (IASS)*, M. Opielka und O. Renn, Hg., Norderstedt: BoD - Books on Demand, 2017, S. 90–109.
- [37] F. Kahla, L. Holstenkamp, J. Müller und H. Degenhardt, „Entwicklung und Stand von Bürgerenergiegesellschaften und Energiegenossenschaften in Deutschland“, Leuphana Universität Lüneburg, Mai 2017. [Online]. Verfügbar unter: https://www.buendnis-buergerenergie.de/fileadmin/user_upload/wpbl27_BEG-Stand_Entwicklungen.pdf. Zugriff am: 23. September 2020.
- [38] Verband kommunaler Unternehmen e.V., Hg., „Stadtwerke und Bürgerbeteiligungen: Energieprojekte gemeinsam umsetzen“, Juni 2016.
- [39] Umweltbundesamt, Hg., „Verbrauchersicht auf Ökostrom: Ergebnisse aus einer repräsentativen Verbraucherbefragung im Rahmen des Forschungsvorhabens "Marktanalyse Ökostrom und Herkunftsnachweis"", Okt. 2018.
- [40] K. Berlo und O. Wagner, „Zukunftsperspektiven kommunaler Energiewirtschaft“, *RaumPlanung*, 158/159, S. 236–242, 2011. [Online]. Verfügbar unter: https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/3991/file/3991_Berlo.pdf
- [41] Rödl & Partner GbR, Hg., „Fundamente schaffen: Kursbuch Stadtwerke“, Sep. 2016. [Online]. Verfügbar unter: https://www.roedl.de/de/de/medien/publikationen/newsletter/kursbuch-stadtwerke/documents/1209_kursbuch_int.pdf. Zugriff am: 24. September 2020.
- [42] G. Erdmann, M. Graebig, A. Pyka und M. Yadack, „SW-Agent"-Die Rolle von Stadtwerken in der Energiewende: Eine agentenbasierte Simulation der Interaktion und Akzeptanz der kommunalen Akteure“, Technische Universität Berlin; Universität Hohenheim, 2016. [Online]. Verfügbar unter: http://www.transformation-des-energiesystems.de/sites/default/files/SW-Agent_Abschlussbericht.pdf. Zugriff am: 24. September 2020.

- [43] C. Schultz, J. Kroh und H. Lütjen, „Innovationen in der Energiewirtschaft sind machbar!: Innovationsmanagement als Erfolgsfaktor von Energieversorgern“, Universität zu Kiel, Mai 2017. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.techman.uni-kiel.de/de/downloads/files/innovationen-in-der-energiewirtschaft-sind-machbar-innovationsmanagement-als-erfolgsfaktor-von-energieversorgern>. Zugriff am: 14. Juni 2018.
- [44] H. Luetjen und C. Schultz, „Stadtwerke auf dem Weg zum Lösungsanbieter - Strategien und Barrieren“, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Jg. 66, Nr. 4, S. 66–70, 2016.
- [45] M. Winter *et al.*, „Elektromobilität: Was uns jetzt und künftig antreibt: Batterie-, Brennstoffzellen- und Hybridantrieb“, 2017.
- [46] Horváth & Partners, *Fakten-Check Mobilität 3.0.* [Online]. Verfügbar unter: <https://www.horvath-partners.com/de/media-center/studien/detail/fakten-check-mobilitaet-30-3/>. Zugriff am: 16. Januar 2019.
- [47] Bender GmbH & Co. KG, *Ladetechnologie für Elektro- und Hybridfahrzeuge.* [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bender.de/loesungen/emobility/ladetechnologie-ladecontroller>. Zugriff am: 23. September 2020.
- [48] BDEW, DKE, ZVEH und ZVEI, Hg., „Der Technische Leitfaden: Ladeinfrastruktur Elektromobilität, Version 2“, Juli 2016.
- [49] ADAC e.V., Hg., „Elektromobilität: Informationen der ADAC Fahrzeugtechnik“, Aug. 2017.
- [50] ADAC e.V., Hg., „Was kosten die neuen Antriebsformen?: Kostenvergleich E-Fahrzeuge + Plug-In Hybride gegen Benziner und Diesel“, Jan. 2019.
- [51] ADAC e.V., *Elektroautos 2019: Das sind die Neuen.* [Online]. Verfügbar unter: <https://www.adac.de/rund-ums-fahrzeug/elektromobilitaet/kaufen/neue-elektroautos/>. Zugriff am: 16. Januar 2019.
- [52] BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, Hg., „Geschäftsmodelle für Stadtwerke im Themenfeld Elektromobilität: Hintergrund - Überblick - Projektvorgehen“, Juli 2018.
- [53] PricewaterhouseCoopers GmbH, *Elektromobilität: Ein zukunftsfähiges Geschäftsmodell für Energieversorger?* [Online]. Verfügbar unter: https://www.pwc.at/de/publikationen/branchen-und-wirtschaftsstudien/e-mobilitaet_studie_2018.pdf. Zugriff am: 24. September 2020.
- [54] S. Seier und S. Patzack, „Elektromobilität: Die Welle surfen: Innovationen umsetzen“, *ew Magazin für die Energiewirtschaft*, Nr. 11, S. 14–16, 2018.
- [55] N. Schleiffer und H. Proff, „Geschäftsmodelle für die Ladeinfrastruktur“, Universität Duisburg-Essen, Okt. 2015. [Online]. Verfügbar unter: https://www.uni-due.de/imperia/md/content/automotive/endbericht_gesch%C3%A4ftsmodelle_ladeinfrastruktur.pdf. Zugriff am: 24. September 2020.
- [56] C. Friedrich und C. Hahn, „Geschäftsmodell Elektromobilität durch einfaches Bezahlsystem: Bequem und sauber mobil in der Stadt“, *ew-Spezial Magazin für die Energiewirtschaft*, Nr. 1, S. 16–17, 2015.
- [57] Bundesverband CarSharing e.V., *CarSharing-Statistik 2019: CarSharing in Deutschland weiter auf Wachstumskurs.* Berlin, 2019. [Online]. Verfügbar unter: <https://carsharing.de/presse/pressemitteilungen/carsharing-statistik-2019-carsharing-deutschland-weiter-auf-wachstumskurs>
- [58] T. Schoormann, D. Behrens und R. Knackstedt, „Carsharing Geschäftsmodelle - Entwicklung eines bausteinbasierten Modellierungsansatzes“ in *Smart Service Engineering: Konzepte und Anwendungsszenarien für die digitale Transformation*, O. Thomas, M. Nüttgens und M. Fellmann, Hg., Wiesbaden: Springer Gabler, 2017, S. 303–325.
- [59] VDV Das Magazin, *Elektrobusse sind im Kommen.* [Online]. Verfügbar unter: https://www.vdv-dasmagazin.de/story_07_2017-05-03_15-20-24.aspx. Zugriff am: 23. September 2020.

- [60] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit, *Richtlinien zur Förderung der Anschaffung von Elektrobussen im öffentlichen Personennahverkehr*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Verkehr/elektrobusse_foerderung_richtlinie_bf.pdf. Zugriff am: 23. September 2020.
- [61] BSW – Bundesverband Solarwirtschaft e. V., *Statistische Zahlen der deutschen Solarstrombranche (Photovoltaik)*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/user_upload/bsw_faktenblatt_pv_2019_3.pdf. Zugriff am: 23. September 2020.
- [62] BSW – Bundesverband Solarwirtschaft e. V., *Wie man den richtigen Stromspeicher findet*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.solarwirtschaft.de/2019/02/12/wie-man-den-richtigen-solarstromspeicher-findet/>. Zugriff am: 23. September 2020.
- [63] J. Figgenger *et al.*, „Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0: Jahresbericht 2018“, Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe RWTH Aachen, 2018.
- [64] Solaranlage.eu, *Photovoltaik Modulwirkungsgrad im Vergleich*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.solaranlage.eu/photovoltaik/technik-komponenten/solarmodule/modulwirkungsgrad-vergleich>. Zugriff am: 23. September 2020.
- [65] Photovoltaik.org, *Dünnschichtmodule*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.photovoltaik.org/wissen/duennschichtmodule>. Zugriff am: 24. September 2020.
- [66] Verbraucherzentrale NRW, Hg., „Solarstrom und Batteriespeicher: Planung und Kauf einer Photovoltaikanlage“, März 2018.
- [67] K. Kiefer, D. Dirnberger, B. Müller, W. Heydenreich und A. Kröger-Vodde, „A Degradation Analysis of PV Power Plants“, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Sep. 2010. [Online]. Verfügbar unter: https://www.researchgate.net/publication/256080349_A_Degradation_Analysis_of_PV_Power_Plants. Zugriff am: 24. September 2020.
- [68] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, *Was sind eigentlich "benachteiligte Gebiete"?* [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2017/11/Meldung/direkt-erklaert.html>. Zugriff am: 24. September 2020.
- [69] T. Kelm *et al.*, „Untersuchung zur Wirkung veränderter Flächenrestriktionen für PV-Freiflächenanlagen: Kurzstudie im Auftrag der innogy SE“, Jan. 2019.
- [70] Clearingstelle EEG|KWKG, *Welche technischen Vorgaben für das Einspeisemanagement sind für PV-Anlagen zu beachten?* [Online]. Verfügbar unter: <https://www.clearingstelle-ee-gkwkg.de/haeufige-rechtsfrage/70>. Zugriff am: 23. September 2020.
- [71] D. U. Sauer, „Marktanreizprogramm für dezentrale Speicher insbesondere für PV-Strom: Kurztgutachten“, Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe RWTH Aachen, 27. März 2013. [Online]. Verfügbar unter: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Gutachten/kurztgutachten_marktanreizprogramm_bf.pdf?__blob=publicationFile&v=2. Zugriff am: 24. September 2020.
- [72] EuPD Research und E3/DC GmbH, *Auswahlkriterien für Batteriespeicher*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.e3dc.com/fileadmin/mediacenter/downloads-fuer-kunden/EuPD_2014.pdf. Zugriff am: 23. September 2020.
- [73] J. Weniger *et al.*, „Stromspeicher-Inspektion 2018“, Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, Nov. 2018. [Online]. Verfügbar unter: <https://pvspeicher.htw-berlin.de/wp-content/uploads/Stromspeicher-Inspektion-2018.pdf>. Zugriff am: 23. September 2020.
- [74] BSW – Bundesverband Solarwirtschaft e. V., *Auf die richtige Speicherung kommt es an: Sonnenstrom zeitversetzt nutzen entlastet Stromnetze*. [Online]. Verfügbar unter:

- https://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/Grafiken/pdf/PV-netzoptimierter_Betrieb_130124-G.pdf. Zugriff am: 23. September 2020.
- [75] PhotovoltaikSolarstrom.com, *Welcher Modultyp ist besser für ihr Dach geeignet?*. [Online]. Verfügbar unter: <https://photovoltaiksolarstrom.com/aufbau-photovoltaik/photovoltaikmodule/vergleich/>. Zugriff am: 24. September 2020.
- [76] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, *Was ist eigentlich ein "atmender Deckel"?* [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2017/03/Meldung/direkt-erklaert.html>. Zugriff am: 24. September 2020.
- [77] S. Finke, *Die Vergütung für eingespeisten Solarstrom 2019*. [Online]. Verfügbar unter: <https://photovoltaiksolarstrom.com/einspeiseverguetung/>. Zugriff am: 24. Juni 2019.
- [78] S. Enkhardt, *Energiesammelgesetz endgültigverabschiedet – Das ändert sich 2019 für die Photovoltaik*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.pv-magazine.de/2018/12/14/energiesammelgesetz-endgueltig-verabschiedet-das-aendert-sich-2019-fuer-die-photovoltaik/>. Zugriff am: 23. September 2020.
- [79] BSW – Bundesverband Solarwirtschaft e. V., *Bundesregierung steuert auf Ausbaustopp der Solarenergie zu*, 2018.
- [80] J.-U. Fischer, *Auswirkungen des Energiesammelgesetzes auf EE-Projekte/ -Finanzierungen*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.fch-gruppe.de/Beitrag/1035/auswirkungen-des-energiesammelgesetzes-auf-ee-projekte-finanzierungen>. Zugriff am: 23. September 2020.
- [81] P. Litz, S. Ropenus und G. Rosenkranz, „Stromnetz für 65 Prozent Erneuerbare bis 2030: Zwölf Maßnahmen für den synchronen Ausbau von Netzen und Erneuerbaren Energien“, Juli 2018.
- [82] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, *Bekanntmachung zur Förderung von stationären und dezentralen Batteriespeichersystemen zur Nutzung in Verbindung mit Photovoltaikanlagen vom 17. Februar 2016*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/F/foerderbekanntmachung-pv-batteriespeicherprogramm.pdf?__blob=publicationFile&v=4. Zugriff am: 23. September 2020.
- [83] C. Grundner, C. Urbschat, S. Rieseberg und C. Wörlen, „Investorleitfaden Photovoltaik: Marktübersicht und Praxishilfe zu PV-Geschäftsmodellen in Deutschland“, Jan. 2014. [Online]. Verfügbar unter: https://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/Sammel_Teaser_neu_klein.pdf. Zugriff am: 23. September 2020.
- [84] M. Dehli, *Energieeffizienz in Industrie, Dienstleistung und Gewerbe: Energietechnische Optimierungskonzepte für Unternehmen*. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2020.
- [85] P. Büchner, „Vom lokalen Stromerzeuger zum virtuellen Kraftwerk - eine Strategie zum Ausbau von Elektroenergiesystemen“, *Wissenschaftliche Zeitschrift der Universität Dresden*, Jg. 56, 3-4, S. 105–110, 2007.
- [86] S. Löbbe und A. Hackbarth, „Geschäftsmodelle in der Energiewirtschaft: Ein Kompendium von der Methodik bis zur Anwendung“ (de), *Reutlinger Diskussionsbeiträge zu Marketing & Management*, Nr. 3, 2017, doi: 10.15496/PUBLIKATION-17713.
- [87] S. Spieker, J. Kopsiske und G. Tsatsaronis, „Flexibilität aus Wind- und Photovoltaikanlagen im Regelenergiemarkt 2035“ in *14. Symposium Energieinnovation*, Graz, Österreich, Februar 2016.
- [88] J. Schmidt, S. Pelz und B. Thomas, „Geschäftsmodelle für virtuelle Kraftwerke“ (ger), *horizonte*, Nr. 47, 2016. [Online]. Verfügbar unter: <https://publikationen.reutlingen-university.de/frontdoor/deliver/index/docId/795/file/795.pdf>
- [89] J. Fleer, S. Birk, T. Schneiders und W. Kuckshinrichs, „Geschäftsmodelle und Aggregationskonzepte zur Einbindung von Haushalten in Regionale Virtuelle Kraftwerke“ in *16. Symposium Energieinnovation*, Graz, Österreich, Februar 2020.

- [90] J. Schwill und C. Wenger, „Wie Stadtwerke von virtuellen Kraftwerken profitieren: Große Wachstumspotenziale durch dezentrale Energieanlagen im eigenen Versorgungsgebiet“, *e I m I w Energie. Markt. Wettbewerb.*, Nr. 3, 2016.
- [91] M. Loßner, D. Böttger und T. Bruckner, „Economic assessment of virtual power plants in the German energy market — A scenario-based and model-supported analysis“, *Energy Economics*, Jg. 62, S. 125–138, 2017, doi: 10.1016/j.eneco.2016.12.008.
- [92] B. Reif und A. Fox, „Eine Analyse zur Wirtschaftlichkeit von virtuellen Kraftwerken“, *Technische Universität Ilmenau Schriften zur Finanzwirtschaft*, Nr. 12, 2014.
- [93] P. Asmus, „Microgrids, Virtual Power Plants and Our Distributed Energy Future“, *The Electricity Journal*, Jg. 23, Nr. 10, S. 72–82, 2010, doi: 10.1016/j.tej.2010.11.001.
- [94] J. Hanusch, „Direktvermarktung von dezentral erzeugtem Strom mit dem Konzept Mieterstrom“, Ritterwald Unternehmensberatung GmbH, Okt. 2018.
- [95] M. Schäfer, „Akzeptanzstudie "Mieterstrom aus Mietersicht": Eine Untersuchung verschiedener Mieterstromprojekte in NRW“, *Wuppertaler Studienarbeiten zur nachhaltigen Entwicklung*, Nr. 17, 2019.
- [96] Boos Hummel & Wegerich und Prognos AG, Hg., „Mieterstrom: Rechtliche Einordnung, Organisationsformen, Potenziale und Wirtschaftlichkeit von Mieterstrommodellen (MSM)“, Berlin, 2017. [Online]. Verfügbar unter: https://www.prognos.com/uploads/tx_atwpubdb/20170124_Prognos_Schlussbericht_Mieterstrom.pdf. Zugriff am: 23. September 2020.
- [97] *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2017): EEG.*
- [98] J. F. Giehl et al., *Vollaufnahme und Klassifikation von Geschäftsmodellen der Energiewende*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.er.tu-berlin.de/fileadmin/a38331300/Dateien/Data_Documentation_Vollaufnahme_und_Klassifikation_von_Geschaeftsmodellen_der_Energiewende.pdf. Zugriff am: 23. September 2020.
- [99] R. Heinze, *Erfolgskriterien und Restriktionen einer nachhaltigen Quartiersentwicklung: Kongress des Ministeriums für Bauen, Wohnen, Stadtentwicklung und Verkehr des Landes NRW: „Wir im Quartier – Heimat vor der Haustür“*. [Online]. Verfügbar unter: <https://docplayer.org/44479237-Erfolgskriterien-und-restriktionen-einer-nachhaltigen-quartiersentwicklung.html>. Zugriff am: 23. September 2020.
- [100] Verband kommunaler Unternehmen e.V., Hg., „Kommunale Wärmewende: Die Lösung liegt vor Ort!“, Juli 2018.
- [101] J. Wullenweber, „Chancen für Stadtwerke: Quartiere entwickeln statt Einzelgebäude optimieren“ in *VKU-Infotag "Energetische Quartiersentwicklung durch Stadtwerke"*, Düsseldorf, 19.02.2019, Verband kommunaler Unternehmen e.V., Hg., 2019, S. 2–31.
- [102] S. Löbbe und A. Hackbarth, *Kundenbedürfnisse, Potentiale und Geschäftsmodelle dezentraler Versorgung in Gebäuden und Quartieren: Beitrag zur 4. VDI-Fachtagung "Dezentrale und Hybride Energiesysteme für Gebäude und Quartiere"*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.researchgate.net/publication/316917610_Kundenbedürfnisse_Potentiale_und_Geschäftsmodelle_dezentraler_Versorgung_in_Gebauden_Quartieren. Zugriff am: 23. September 2020.
- [103] Ministerium für Infrastruktur und Landesplanung des Landes Brandenburg, Hg., „Leitfaden Energetischer Umbau im Quartier“, Nov. 2016.
- [104] S. Beucker und S. Hinterholzer, „Finanzierungs- und Geschäftsmodelle für das Dezentrale Energiemanagement in Quartieren“, Borderstep Institut für Innovation und Nachhaltigkeit gemeinnützige GmbH, Juli 2017. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.borderstep.de/wp-content/uploads/2017/09/ProShape-D-4.1.pdf>. Zugriff am: 23. September 2020.

- [105] RheinEnergie AG, Hg., „Wärmeversorgung für das Sürther Feld.“. [Online]. Verfügbar unter:
https://www.rheinenergie.com/media/portale/downloads_4/rheinenergie_1/infoblatt/Waermeversorgung-SuertherFeld.pdf. Zugriff am: 24. September 2020.