

Forschungsbericht BWPLUS

Werkzeuge zur Potentialanalyse und Strukturoptimierung von Speichern in regionalen Energiesystemen

von

Sebastian Herkel, Andreas Bachmaier, Sattaya Narmsara, Jan-Bleicke Eggers
Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme, ISE

Bernd Resch, Tobias Törnros, Günther Sagl
Universität Heidelberg, Geographisches Institut – GIScience

Hartmut Gündra, Matthias Rupp, Bernd Tyrna
geomer GmbH

Förderkennzeichen: BWE 13003 - BWE 13005

Die Arbeiten des Programms Lebensgrundlage Umwelt und ihre Sicherung werden mit
Mitteln des Landes Baden-Württemberg gefördert

März 2017

GISOPT

Abschlussbericht

Sebastian Herkel, Andreas Bachmaier, Sattaya Narmsara, Jan-Bleicke Eggers

Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme, ISE

Bernd Resch, Tobias Törnros, Günther Sagl

Universität Heidelberg, Geographisches Institut – GIScience

Hartmut Gündra, Matthias Rupp, Bernd Tyrna

geomer GmbH

Freiburg und Heidelberg, den 14.03.2017

Förderkennzeichen: BWE13003,BWE13004,BWE13005

Projektnehmer: Fraunhofer ISE, Universität Heidelberg, Geomer GmbH

Unterauftragnehmer Fraunhofer ISE:

GEF Ingenieure

AVR Sinsheim

Badenova Wärmeplus

KIT, Institut für Entrepreneurship

Inhalt

Kurzfassung	5
1 Werkzeuge für die Strukturoptimierung von regionalen Energiesystemen	6
1.1 Fragestellungen.....	6
1.2 Energiesystemanalyse.....	7
1.3 Strukturoptimierung vs. reale Betriebsoptimierung.....	9
2 Geoinformation für die Energiesystemanalyse.....	11
2.1 Ausgangssituation und Ziele	11
2.2 Beschaffenheit von Geodatensätzen	12
2.2.1 Geographische Grunddaten	12
2.2.2 Amtliche Daten	12
2.2.3 Kommerzielle Daten.....	14
2.2.4 Statistische Basisdaten	15
2.3 Daten zu regionalen Energiesystemen.....	15
2.3.1 Energielasten	16
2.3.2 Energiewandler	17
2.3.3 Energiespeicher.....	18
2.3.4 Energienetze	19
2.3.5 Energieträger	19
2.4 Methoden zur Aufbereitung von georeferenzierten Energiedaten für die Energiesystemanalyse	19
2.4.1 Ermittlung von Jahreswärmebedarfen in Gebäuden	20
2.4.2 Berechnung stündlicher Lastzeitreihen Wärme und Strom.....	22
2.4.3 Entwicklung von Regionalisierungsverfahren.....	24
2.4.4 Gruppierungsanalysen zur Ermittlung des Ausbau-Potentials zentraler Wärmespeicher	24
2.5 Räumliche Ausprägung des Energiesystems in Baden-Württemberg.....	25
2.5.1 Energieträger	25
2.5.2 Energiewandler.....	26
2.5.3 Energielasten: Wärme- und Strombedarf.....	30
2.5.4 Wärmespeicher	34
2.6 Datengewinnung durch Partizipationsansätze und Crowd Sourcing	39
2.6.1 Erwartungen und Anforderungen an Kommunikation und Beteiligung	39
2.6.2 Web-basierte GIS-gestützten Informations- und Partizipationsplattform.....	40
3 Erstellung eines Planungswerkzeugs.....	43
3.1 Entwurf eines Datenmodells.....	43
3.1.1 Ziele und Designüberlegungen.....	43
3.1.2 Datenmodell in Postgres-SQL	45
3.2 Kopplung Datenmodell und Energiesystemanalyse.....	48
3.2.1 Allgemeiner Workflow	48
3.2.2 Definition von Schnittstellen GIS – Analysemodul.....	49
3.3 Aufbau eines Geographischen Informationssystems zur Ergebnisvisualisierung.....	51
3.3.1 Publish & Serve	51
3.3.2 Portalumgebung	51
4 Planungswerkzeuge in der Praxis.....	54
4.1 Strukturoptimierung Energiesystem: Speicher in Quartieren	54
4.1.1 Fallbeispiel Freiburg Weingarten/ Rieselfeld	54
4.1.2 Minimierung des Primärenergieeinsatzes.....	55
4.1.3 Minimierung der Gesamtkosten	57

4.1.4	Verteilte zentrale Quartierspeicher	57
4.2	Dezentrale Speicher – lokale Akteure	60
4.2.1	Fallbeispiel Freiburg Haslach	60
4.2.2	Emulation von räumlichen Betreiberstrukturen	61
4.2.3	Szenarien mit variierenden räumlichen Betreiberstrukturen	62
4.2.4	Vergleich der Optimierungsergebnisse	63
4.3	Erstellung eines Masterplans Wärme	66
4.3.1	Aufgabenstellungen	66
4.3.2	Methodisches Vorgehen	66
4.3.3	Digitaler Wärmeatlas	67
4.3.4	Weiteres Vorgehen	69
4.3.5	Wichtige Erkenntnisse	69
5	Geschäftsmodelle und Wertschöpfung	71
5.1	Ausgangslage	71
5.2	Methodisches Vorgehen	71
5.3	Zusammenfassung der Ergebnisse	76
5.4	Vorbereitung und Planung eines Kreativworkshops	77
5.4.1	Ergebnisse der Onlineumfrage	77
5.4.2	Überblick und allgemeine Kernaussagen	77
5.5	Workshop im Rahmen der Netzwerkkonferenz	83
6	Diskussion der Ergebnisse	85
6.1	Energiewandler	85
6.2	Wärmebedarf	85
6.3	Strombedarf	87
6.4	Speicherbedarf und -potential	87
7	Anhang	90
7.1	Abkürzungen	90
7.2	Übersicht Geographische Daten	90
7.3	Literatur	100

Kurzfassung

In Folge des schnellen Ausbaus erneuerbarer Energien und insbesondere der dezentralen, zeitlich fluktuierenden Erzeugung von Strom aus Photovoltaik und Windkraftanlagen spielt die Speicherung von Energie eine zunehmend wichtige Rolle. Neue Planungsaufgaben kommen dadurch auf regionale und kommunale Akteure wie Gemeindeverwaltungen, Regionalplaner und Energieversorger zu. Durch die Dezentralisierung und Regionalisierung der Energieversorgung wird die räumliche Ausprägung der Energiesysteme ein wichtiger Bestandteil von Planungswerkzeugen, die Langfriststrategien für die Transformation des Energiesystems unterstützen und begleiten können.

Im Vorhaben *Werkzeuge zur Potentialanalyse und Strukturoptimierung von Speichern in regionalen Energiesystemen (GISOPT)* wurde eine auf einem energiesystemanalytischen Ansatz beruhende Methode zur Optimierung von regionalen Energiesystemen entwickelt. Die hierfür notwendigen Datengrundlagen in Form von zeitlich und örtlich aufgelösten Daten der Energieerzeugung, -wandlung, -verteilung und -Speicherung sowie der Energielasten in Form von Wärme- und Strombedarf von Gebäuden wurden exemplarisch für die Stadt Freiburg und den Landkreis Rhein-Neckar erhoben und in einer georeferenzierten Datenbank abgelegt. Insbesondere für thermische und elektrische Speicher wurden Ansätze zur Ableitung des Potentials entwickelt und angegeben. Die entwickelten Datenbankschemata bilden systematisiert und sektor übergreifend regionale Energiesysteme ab. Mit zunehmender öffentlicher Datenverfügbarkeit können für das Land Baden-Württemberg georeferenzierte Datengrundlagen eingepflegt werden.

Das in GISOPT mit der georeferenzierten Datenbank gekoppelte Energiesystemmodell KomMod ist ein Werkzeug für die strategische Strukturanalyse und -optimierung. Die Beschreibung der Energiesystemstruktur, der Komponenten und deren Betriebsführung erfolgt innerhalb eines einzigen, simultan gelösten, Gleichungssystems. Zielfunktion der Optimierung ist die Minimierung der systemweiten Gesamtkosten und liefert so als Planungsinstrument für unterschiedliche Szenarien optimale Strukturen des Energiesystems, die als Ziel einer Transformation und Entwicklung genutzt werden können. Damit können so notwendige kostenoptimale Größen und Aufstellorte für Speicher – sowohl thermische im Kontext von KWK-Anlagen als auch elektrische Speicher identifiziert werden. Die entwickelten Werkzeuge wurden beispielhaft für ein Quartier in Freiburg angewandt und Speicherpotentiale identifiziert.

1 Werkzeuge für die Strukturoptimierung von regionalen Energiesystemen

1.1 Fragestellungen

In Folge des schnellen Ausbaus erneuerbarer Energien und insbesondere der dezentralen, zeitlich fluktuierenden Erzeugung von Strom aus Photovoltaik und Windkraftanlagen spielt die Speicherung von Energie eine zunehmend wichtige Rolle. Energiewirtschaftlich ist es sinnvoll, die Nachfrage und das Angebot von Energiedienstleistungen möglichst auf lokaler oder regionaler Ebene zu decken, da dies zu einer höheren Akzeptanz der mit der Energiewende einhergehenden Transformation unseres Energiesystems führt.

Neue Planungsaufgaben kommen dadurch auf regionale und kommunale Akteure wie Gemeindeverwaltungen, Regionalplaner und Energieversorger zu. Durch die Dezentralisierung und Regionalisierung der Energieversorgung wird die räumliche Ausprägung der Energiesysteme ein wichtiger Bestandteil von Planungswerkzeugen, die Langfriststrategien für die Transformation des Energiesystems unterstützen und begleiten können. Folgende Fragen treten damit beispielhaft im Rahmen der strategischen Planung auf:

- Wie kann eine zuverlässige Energieversorgung einer Kommune oder Region mit einem möglichst hohen Anteil erneuerbarer Energien aussehen? (Motive: Klimaschutz, Unabhängigkeit, lokale Wertschöpfung)
- Wie sieht die (kosten- / emissions- / transformations-) optimale Energieversorgung einer Kommune oder Region mit einem möglichst hohen Anteil erneuerbarer Energien aus?
- Wie wäre solch eine Energieversorgung im Detail, d.h. auf Stadtteil- bzw. Quartiersebene ausgestaltet?
- Wie viel Speicher- und Reservekapazität für elektrische und oder thermische Energie muss vorgehalten werden, um ein stabiles (Insel-)System zu betreiben?
- Wie könnte ein Weg hin zu solch einer Energieversorgung aussehen?
- Was wäre eine sinnvolle / optimale Entwicklung der Energieversorgung und welche Auswirkungen hätte sie bzw. wie sähe sie im Detail aus?
- Welche Maßnahmen müssten ergriffen werden bzw. wären sinnvoll, um gesetzte Energieziele zu erreichen?
- Lastverschiebung und Demand Side Management: Wie müssen thermische Speicherkapazitäten ausgebaut und bewirtschaftet werden, um Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) so zu flexibilisieren, dass fehlende Strommengen im Netz zur Verfügung gestellt werden, während überschüssige thermische Energiemengen zwischengespeichert werden?
- Verteilte Speicher: Inwiefern kann in Räumen mit knappen und teuren Flächen durch eine räumliche Verteilung die Kapazität und die Flexibilisierung zentraler Kraftwerke mit thermischen Speichern erhöht werden und wo sind insbesondere Engpässe zu erwarten?

Zur Beantwortung der Fragen ist die ganzheitliche Betrachtung des Energiesystems notwendig, d.h. die modellseitige Verknüpfung der Sektoren Strom und Wärme, sowie eine räumliche Ausdifferenzierung dieser Sektoren. Als Ansatz für ein Planungswerkzeug wird die Verknüpfung einer energiesystemanalytischen Optimierung mit einer georeferenzierten Datenbank gewählt, der im Folgenden erläutert wird.

1.2 Energiesystemanalyse

Das in GISOPT weiterentwickelte Energiesystemmodell KomMod ist ein Werkzeug für die strategische Strukturanalyse und -optimierung. Gewählt wurde ein homogener Modellierungsansatz, d.h. die Umsetzung aller Komponenten erfolgt in der gleichen Modellierungsumgebung (AMPL). Die Beschreibung der Energiesystemstruktur, der Komponenten und deren Betriebsführung erfolgt innerhalb eines einzigen, simultan gelösten, Gleichungssystems. Aus Gründen der Rechenzeit ist die Problemformulierung innerhalb des Optimierungsteils des Modells auf quadratische Funktionen beschränkt, so dass sie von Gleichungslösern für lineare Probleme (LP) wie SIMPLEX oder Gurobi bearbeitet werden können. Zielfunktion der Optimierung ist die Minimierung der systemweiten Gesamtkosten:

$$\text{Minimiere } \sum_z \sum_u \sum_g \sum_i \sum_t C_{invest,i} + C_{maintain,i} + C_{operation,i,t} + C_{import,t[el,th]} - C_{export,t[el,th]}$$

Die ersten drei Summanden stellen die drei räumlichen Kategorien Zone, Unterzone und Gebäude dar. Der Index i steht für die unterschiedliche wählbaren thermischen und elektrischen Energiewandlungskomponenten. Stündliche variierende Kosten werden über die zeitliche Laufvariable t minimiert.

Aufgrund der strategischen Zielsetzung optimiert das Modell dynamisch gleichzeitig über den gesamten Zeithorizont eines Jahres. Dynamisch bedeutet hier, dass zum einen ein vollständiges Jahr in der Regel in Stundenschritten gerechnet wird. Zum anderen werden die Anforderungen für kostenoptimale Entscheidungen in zukünftigen Zeitschritten in Bezug auf den aktuellen Zeitschritt bereits berücksichtigt. In jedem Zeitschritt wird ein stationärer Betrieb angenommen, wobei Teillastwirkungsgrade der Komponenten berücksichtigt werden können. Des Weiteren werden bei Speichern zum Beispiel minimale Ladezustände (Verringerung der Nettokapazität eines Speichers) und die Selbstentladung der gespeicherten Energie berücksichtigt.

Technologien werden in Komponenten mit ähnlichen physikalischen Verhalten gruppiert, die mit identischen Gleichungen beschrieben werden können. Die Unterschiede werden durch Änderungen in den Parametersätzen beschrieben.

Räumlich wird das Modell in Zonen, Unterzonen und Gebäudetypen unterteilt. Die strukturelle Aggregation der Wärme- und Stromlasten der Gebäude einer Region in ähnlichen Gebäudetypen sichert die Lösbarkeit der vorliegenden Problemstellung anstelle einer ortsscharfen und damit wesentlich größeren Lösungsmatrixe.

KomMod liefert für eine gegebene Kostenfunktion die Kapazität und die Anzahl der installierten Anlagen, sowie die entsprechenden Zeitreihen für deren kostenoptimalen Betrieb. Abb. 01 stellt das Modell KomMod schematisch dar. Regenerative und fossile Energieträger werden in Windenergieanlagen (WEA), Photovoltaikkraftwerken (PV), Blockheizkraftwerken (BHKW), Heizkraftwerken (HKW) in Strom und/oder Wärme gewandelt. Überschüssige Strom- Wärmeenergiemengen können in Batteriespeichersystemen und sensiblen zentralen und dezentralen Wärmespeichern zwischengespeichert werden. Energiespeicher ermöglichen eine flexible Erzeugung der Strom- und Wärmeenergiemengen und können bei Bedarf an die Verbraucher der Sektoren Haushalte (HH), Industrie (IND) und Gewerbe, Handel und Dienstleistung (GHD) abgegeben werden. Fehlende Energiemengen können zudem über Strom- und Wärmenetze zur Verfügung gestellt werden.

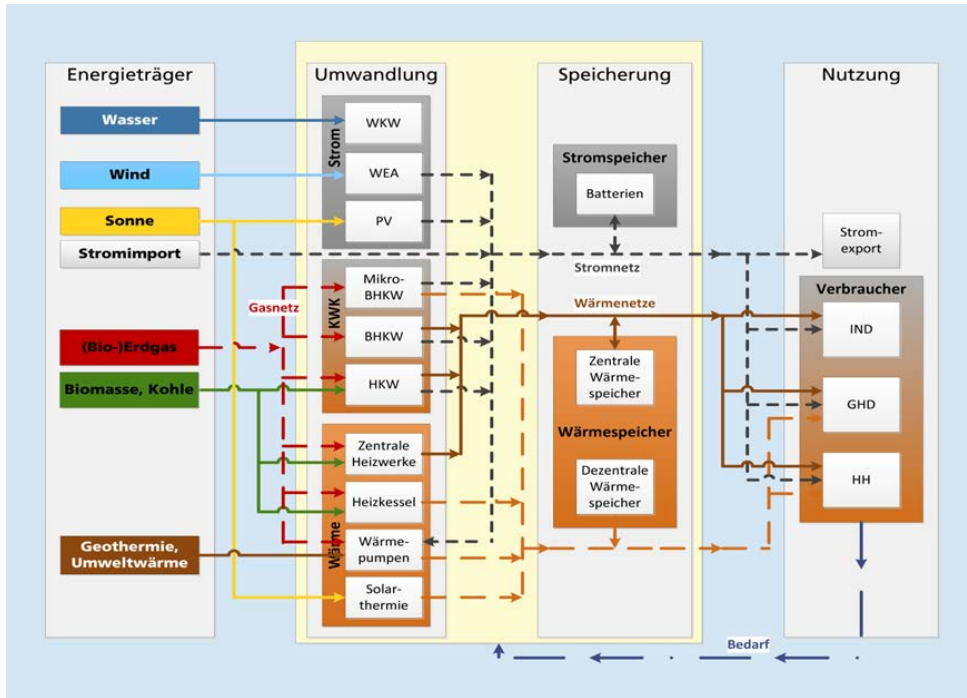


Abb. 01 Systematische Darstellung des Energiesystemmodells KomMod. Gelb hinterlegt sind die optimierbaren Größen.

Räumliche Auflösung

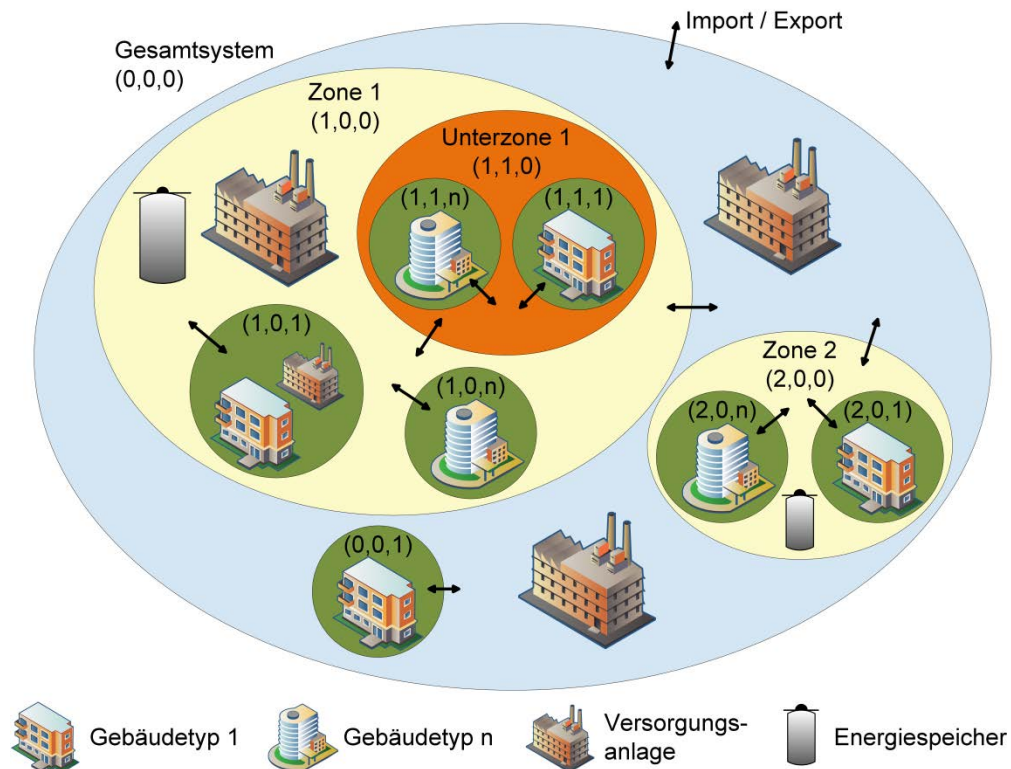


Abb. 02 Systematische Darstellung des räumlichen Ansatzes des Energiesystemmodells KomMod.

1.3

Strukturoptimierung vs. reale Betriebsoptimierung

Fragestellungen nach der kostenoptimalen Struktur des Energiesystems bedingen die Betrachtung des zeitlich dynamischen Betriebs bzw. des Wechselspiels von Erzeugung und Verbrauch von Strom und Wärme im Energiesystem. Wie bereits analysiert, spielen Energiespeicher hierbei eine zentrale Rolle. Sie ermöglichen die zeitliche Entkopplung von Angebot und Bedarf, indem sie Energiemengen, die in vorherigen Zeitschritten als Überschuss zwischengespeichert wurden, in nachfolgenden Zeitschritten bereitstellen. Um diesbezüglich mögliche und typische Effekte abzubilden, muss der unterjährige Verlauf sowohl der Energiebereitstellung als auch des Bedarfs abgebildet werden. Sofern keine spezifischen Messdaten verfügbar sind, bieten sich zur Abbildung der Bedarfsseite standardisierte oder mithilfe von Modellen¹ berechnete Lastzeitreihen für den Strom- und Wärmebedarf privater Haushalte an. Für den Bedarf von Gewerbe und Industrie sind diese Verfahren allerdings, aufgrund der größeren Inhomogenität, schlechter anwendbar.

Die Vorgabe des elektrischen und thermischen Energiebedarfs ermöglicht dann, wiederum modellbasiert, eine präzise Auslegung der optimalen Energieversorgungsstruktur unter Berücksichtigung des kostenoptimalen Betriebs von Kraftwerken über einen prädiertes fiktives Jahr. Die Strukturentscheidungen werden üblicherweise für einen längeren Zeitraum, d.h. Jahrzehnte, getroffen, sie haben daher strategischen Charakter. Die enthaltene Betriebsoptimierung orientiert sich deswegen nicht an den Anforderungen des heutigen Tagesgeschäfts und der unmittelbaren Umsetzbarkeit. Da die Berücksichtigung von zwischen verschiedenen Anlagentypen auftretenden Wechselwirkungen ein wesentliches Merkmal der Strukturoptimierung darstellt, erfolgt diese außerdem sinnvollerweise für das betrachtete Gesamtsystem, also über Betreibergrenzen hinweg. Ökonomisch ist diese strategische Strukturoptimierung mit einem gesamtwirtschaftlichen Blickwinkel verbunden, der das Kostenminimum der Strom- und Wärmeversorgung des gesamten Untersuchungsgebiets zum Ziel hat. Im Modell umgesetzt wird es über die Minimierung der nivellierten jährlichen Gesamtkosten des Untersuchungsgebiets. Diese beinhalten Investitionen, Betriebs- und Wartungskosten sowie, sofern vorhanden, Brennstoffkosten. Es handelt sich also um eine als Vollkostenbetrachtung. Bedingt durch das gesamtwirtschaftliche Optimierungsziel kann das Rechenergebnis für eine einzelne im System vorhandene Anlage deutlich von den Ergebnissen einer betriebswirtschaftlichen Optimierung derselben Einzelanlage abweichen, was bei der Deutung der Ergebnisse bedacht werden muss.

Eine betriebswirtschaftliche Optimierung spiegelt demgegenüber die Betreibersicht wider und entspricht in der Regel, anstelle der Kostenminimierung, einer Gewinnmaximierung, die auch Erlöse und Gewinne umfasst. Auch aus Betreibersicht ist eine Strukturoptimierung des eigenen Anlagenparks bzw. eine Abwägung der bestgeeigneten Investitionsalternative natürlich von Interesse. Das Gewicht liegt im Tagesgeschäft aber auf der Betriebsoptimierung der vorhandenen Anlagen unter Einbezug aktueller rechtlicher und ökonomischer Randbedingungen, von denen ein Teil durch Wettbewerb mit den übrigen Anbietern gekennzeichnet ist. Diese Rahmenbedingungen, ein Beispiel sind die jeweiligen Börsenstrompreise, sind großen kurzfristigen Schwankungen und Unsicherheiten unterworfen. Der Planungs- und damit Optimierungshorizont der Betriebsoptimierung liegt deshalb im Bereich von

¹ Beispielsweise Simply Hourly Method -Modell nach ISO 13790 zur Ermittlung des Heizwärmebedarfs.

Stunden bis Wochen, gegenüber den Jahren bis Jahrzehnten der Strukturoptimierung. Grundsätzlich ist mit dem Modellansatz von KomMod eine Optimierung des realen Betriebs von Kraftwerken möglich, allerdings sind dabei einige grundsätzliche Änderungen vorzunehmen:

- Für eine reine Betriebsoptimierung muss die Struktur vollständig vorgegeben werden. Dies betrifft beispielsweise installierte Leistungen und Speicherkapazitäten und Netzstrukturen.
- Im Rahmen der oben beschriebenen Strukturoptimierung findet modellintern auch eine Betriebsoptimierung statt, die allerdings auf Vollkosten basiert. Bei einem betriebswirtschaftlichen Ansatz wird für den unmittelbar bevorstehenden Planungszeitraum demgegenüber häufig ein Grenzkostenansatz gewählt, in den nur die variablen Betriebskosten einfließen, um so eine Merit Order der vorhandenen Anlagen zu erstellen. Für einen betriebswirtschaftlichen Einsatz müssen demzufolge die Investitionen in der Optimierung vernachlässigt werden.
- Gegenüber einer Strukturoptimierung muss bei einer Betriebs- oder energiewirtschaftlichen Optimierung, wie beschrieben, der Zeithorizont der Optimierung auf Stunden oder Tage verkürzt werden. Er wird von abgeschlossenen Verträgen für Lieferung und Bezug von Energieträgern und ggf. einer Prognose der zu erwartenden Preise bestimmt (Day-Ahead-, Intra-Day-Börsenpreise). Dies gilt auch, wenn z.B. die Brennstoffkosten durch langfristige Lieferverträge definiert sind, da sich die Erlösseite kurzfristig ändern kann.
- Im Gegensatz zur gesamtsystemischen Strukturoptimierung dürfen in die Betriebsoptimierung nur Anlagen eines Betreibers einfließen.
- Durch den tagesaktuellen Bezug müssen alle heutigen Einflüsse detailliert berücksichtigt werden. Dies betrifft auch rechtliche Rahmenbedingungen wie Steuern, Abgaben und eventuelle Förderungen.

Das Fazit aus diesen Überlegungen ist, dass die Modellstruktur zur Ermittlung des Energiebedarfs und der Lastzeitreihen sowie ein Teil der Datengrundlagen für die Betriebsoptimierung verwendet werden kann – die Zielfunktion der Optimierung jedoch angepasst werden müsste. Der Ansatz einer lokalen Betriebsoptimierung wurde deshalb im Rahmen des Vorhabens nicht weiterverfolgt.

Aufgrund des Ansatzes eines Mehrknotenmodelles mit Hierarchisierung bietet das Modell neben der Möglichkeit einer räumlichen Zonierung auch die Möglichkeit unterschiedliche Erzeuger und Energiedienstleister wie Speicher abzubilden. Anhand des Beispiels eines lokalen Gebietes ohne Konzessionsabgabe wird deren Auswirkung auf den Bau von dezentralen Speichern in Gebäuden vs. zentralen Speichern am Fall Freiburg im Kapitel »Dezentrale Speicher – lokale Akteure« dargestellt und diskutiert.

2 Geoinformation für die Energiesystemanalyse

2.1 Ausgangssituation und Ziele

Im Folgenden werden Daten unterschiedlicher Quellen, sowohl freie, amtliche und kommerzielle Daten, für die Abbildung eines lokalen Energiesystems in einem geographischen Informationssystem (GIS) aufgeführt, strukturiert und erläutert.

Die Bestandsanalyse gibt Antwort auf die Frage, welche Daten für die Modellbildung und das Strukturoptimierungstool KomMod zur Verfügung stehen. Die notwendigen Informationen werden in Tab. 01 dargestellt. Zudem liefert sie sowohl benötigte Informationen für die Entwicklung des Datenmodells und des Geographischen Informationssystem als auch Hinweise und Handlungsempfehlungen für künftige Datenstrategien des Landes Baden-Württemberg.

Tab. 01 Erforderliche Informationen für die Energiesystemanalyse (erforderlich x, teilweise erforderlich ((x)))

Räumliche Analyse von	unterschiedlichen Energieträgern	Energieproduktio n	Energielasten Wärme	Energielasten Strom	Thermischen Speichern	Energienetzen
Gebäudedaten		(x)	x	x		
Grundfläche (Geodatensatz als Polygon)			((x))			
Adresse (Geodatensatz als Punktinformation)			x			
Personen je Gebäude			x	x	((x))	
Haushalte je Gebäude			x	x	((x))	
Energiebezugsfläche je Gebäude			x			
Gebäudenutzung			x	x	x	
Gebäudetyp			x	x	((x))	
Gebäudealter			x			
Anzahl Geschosse je Gebäude			((x))			
Räumliche Quellen zur Energieerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern	x					
Anlagenstammdaten erneuerbarer Energien		x				
Anlagenstammdaten konventioneller Energien		x				
Stromlastprofile / durchschnittlicher Strombedarf je Gebäude / Haushalt / Person				x		
Statistiken Wärmebedarf Gebäude			x			
Statistiken Warmwasserbedarf Gebäude			x			
Informationen zu thermischen Speichern					x	
Netz(Geo-)daten						x
Administrative Grenzen und Raumeinheiten	x	x	x	x	x	((x))

2.2 Beschaffenheit von Geodatensätzen

Geodaten sind zwei- bis vierdimensionale, digitale Informationen, denen eine räumliche Lage zugewiesen wird. Hierbei kann es sich um Primär- oder Sekundärdaten handeln. Geodaten werden in unterschiedlichen Datenformaten verarbeitet, wobei es in der Anwendung standardisierte Dateiformate (z.B. Shapefile) gibt, die aus einer geometrischen Form und den zugehörigen Sachdaten (Attribute) bestehen. Zur Geometrie gehören Linien-, Punkt- oder Flächeninformationen. Die vierte Dimension wird über die Zeit ermöglicht, z.B. unterschiedliche Erfassungsstände eines Datensatzes. Die zu jedem Geodatensatz gehörenden Metadaten beschreiben Inhalt, Zeitbezug und Entstehung der jeweiligen Daten.

Im Weiteren werden die für eine räumliche Energiesystemanalyse notwendigen Datensätze vorgestellt. Dabei wird zwischen geographischen Grunddaten, statistischen Basisdaten sowie Daten zu regionalen Energiesystemen unterschieden, die für eine räumliche Analyse verwendet und kombiniert werden.

2.2.1

Geographische Grunddaten

Die geographischen Grunddaten für die Energiesystemanalyse umfassen im Wesentlichen Gebäudedaten, Adressdaten und demographische Daten, die auf räumlicher Ebene ausgewertet und verarbeitet werden.

Administrative Grenzen stellen Datengrundlagen dar, die nicht unmittelbar mit dem Thema Energie zu tun haben, aber Rahmenbedingungen und Randinformationen darstellen. In erster Linie werden hierunter administrative und nicht-administrative Einheiten und Grenzen verstanden.

Im Rahmen von GISOPT wurden die frei verfügbaren Gemeindegrenzen des Bundesamtes für Kartographie und Geodäsie herangezogen. Diese beinhalten u. a. die Gemeindegrenzen als auch die amtlichen Gemeinde- und Regionalschlüssel, die deutschlandweit standardisiert und eindeutig sind.

Häufig verwendete administrativ-statistische Raumeinheiten sind Bundesländer, Regierungsbezirke, Kreise, Gemeinden, statistische Bezirke, Gemarkungen, Baublöcke oder das standardisierte INSPIRE-Grid (Hektarraster). Während administrative Grenzen oder Bezirke als räumlich vergleichbare (Aggregierungs-)Ebenen dienen, bilden Gebäudedaten die wesentliche Geodatenbasis, auf alle weiteren Analysen und Berechnungen der Energiesystemanalyse aufgebaut sind.

Die Gebäudedaten werden für unterschiedliche Analysen verwendet. Neben der statistischen Auswertung des Gebäudebestandes dienen sie der Berechnung der Energielasten für die Umsetzung eines Bottom-Up Ansatzes, der die gebäudescharfe Abbildung der Verbräuche von Strom und Wärme eines Energiesystems ermöglicht. Unter den Eingangsdaten finden sich Adressverzeichnisse sowohl zu Gebäudetypen und Baujahren als auch zur Demographie, beispielsweise die Anzahl von Personen bzw. Haushalten je geführter Adresse. Eine sogenannte Geokodierung ermöglicht die Zuweisung einer Raum(Punkt-)information zu einer Adresse.

2.2.2

Amtliche Daten

Es gibt unterschiedliche Geodatenquellen für Gebäudedaten. Deutschlandweit einheitlich erfasst und qualitativ hochwertig sind amtliche Daten (z.B. ALKIS), die von den jeweiligen Landesämtern verwaltet werden. Erhältlich sind beispielsweise Hausumringe (Gebäudeflächen), Nutzungsklassen, Adresskoordinaten oder Gebäudehöhen.

Im Rahmen der amtlichen Daten wurden von der Stadt Freiburg i. Br. zudem die amtlichen Hauskoordinaten zur Verfügung gestellt, welche Adressinformationen enthalten und als Referenz zur Geokodierung der Adressdaten von casaGeo und

NEXIGA – diese kommerziellen Datensätze werden im nächsten Abschnitt beschrieben - verwendet werden können.

Die amtlichen Hauskoordinaten bilden eine geometrische Punktinformation und enthalten wie die ALKIS-Gebäudepolygone Nutzungsinformationen eines Gebäudes, die im weiteren Sinne der Nutzung aus dem ALKIS entsprechen. Für Freiburg im Breisgau sind 29.123 Adresskoordinaten verzeichnet (im Vergleich führt NEXIGA 30.728 Adressen). Besitzt ein Gebäude keine amtliche Adresse bzw. ist es noch nicht digital erfasst, wird es in den amtlichen Hauskoordinaten nicht geführt. Sowohl Ämter als auch kommerzielle Datenanbieter erfassen ihre Daten mit unterschiedlichen Verfahren, so dass hier Abweichungen in der Anzahl von Adressen die Folge sein können.

Die Daten aus dem amtlichen Liegenschaftskatasterinformationssystem werden vom Landesamt für Geoinformation und Landentwicklung Baden-Württemberg (LGL) für die Stadt Freiburg zur Verfügung gestellt und enthalten im Wesentlichen Informationen über die Gebäudenutzung. Die ALKIS-Gebäudepolygone bilden die Geodatenbasis für das in GISOpt zu entwickelnde Energiemodell. Allerdings müssen die Gebäudedaten mit weiteren Attributen aus zusätzlichen Daten angereichert und bei Bedarf durch verschiedene Verfahren (bottom-up/top-down) auf die Gebäudeebene abgeleitet werden.

Die ALKIS-Daten weisen eine hohe Differenzierung in der Gebäudenutzung auf. Insgesamt ergeben sich bei der Auswertung 68 verschiedene Nutzungstypen für die Stadt Freiburg im Breisgau, bei einer Gesamtpolygonzahl von 50.182. Die ALKIS-Daten beinhalten nicht nur Gebäude, sondern auch Schuppen, Garagen und ähnliche Nutzungsformen.

Die Gebäudehöhen für Freiburg werden aus den amtlichen LoD1- und LoD2-Daten (LoD1 / LoD2-Level of Detail) abgeleitet, die vom Landesamt für Geoinformation und Landentwicklung bereitgestellt werden. LoD1 stellen die Gebäudeblöcke mit hochgezogener Grundfläche dar, während LoD2 bereits ein 3D-Modell der Gebäudeaußenhülle und die Dachstrukturen beinhaltet. Je nach Detailgrad und Datenqualität werden die Datensätze für die Stadt Freiburg kombiniert. Die LoD1-Gebäudehöhe ermittelt sich aus der Differenz von maximaler und minimaler Höhe (ü. NN). Da es sich hier um die Höhe inkl. Dachstuhl handelt, ist dieser Wert nicht optimal, um die Anzahl der Stockwerke abzuleiten. Die Höheninformationen aus dem LoD2-Datensatz sind genauer. Dieser liegt jedoch nicht flächendeckend vor. Basierend auf den Höhendaten konnten für die Stadt Freiburg Gebäudehöhen, und unter Annahme von Geschosshöhen je nach Gebäudenutzen, Geschoszzahlen berechnet werden. Diese Informationen werden zur Berechnung der Energielasten (Wärme) benötigt.

Die LoD-Daten werden als Polygone bereitgestellt und zunächst in Punkt-Shapefiles (Polygon-Mittelpunkt) umgewandelt. Es gibt innerhalb eines ALKIS-Gebäudes teilweise mehrere Höhenpunkte. Bei ALKIS-Polygonen mit mehreren LoD2-Mittelpunkten kann auf Grund komplexer Gebäudestrukturen keine eindeutige Höheninformation ermittelt werden. Liegen für ein ALKIS-Polygon mehrere LoD1-Höheninformationen vor, wird die höchste LoD1-Höhe übernommen. LoD2-Höheninformationen werden nur übernommen, wenn innerhalb eines ALKIS-Polygons nur ein LoD2-Mittelpunkt vorhanden ist.

Für 94% der oberirdisch liegenden ALKIS-Gebäude (48.879) liegen LoD1-Höhenangaben vor, lediglich 25 % der Gebäude konnte die LoD2-Gebäudehöhe eindeutig zugeordnet werden. Alternativ wird die LoD1-Höhe übertragen.

Die beschränkte Zugänglichkeit der (amtlichen) Geobasisdaten ist bereits in der Antragsphase als Problem identifiziert worden. Die Beschaffung proprietärer Daten des Landesamtes für Geoinformation und Landentwicklung (LGL) war bereits zu Beginn des Vorhabens forciert und auf Wunsch des LGL an den Forschungspartner Uni Heidelberg übertragen worden. Im dritten Projektjahr werden lediglich amtliche Daten für die Stadt Sinsheim genehmigt. Die These der eingeschränkten Zugänglichkeit von Geobasisdaten, selbst für Forschungszwecke, wird hier bestätigt. Die potenziell

verfügbaren Daten werden ausführlich dokumentiert und finden sich in Tab. 02 des Dokuments. Während amtliche Daten für Freiburg verfügbar waren, konnten für das Untersuchungsgebiet des Rhein-Neckar-Kreises, mit Ausnahme der Stadt Sinsheim, keine amtlichen Geodatenbestände für das Projekt bereitgestellt werden.

Für die Energiesystemanalyse sind weitere Daten notwendig, wie beispielsweise Baualtersklassen von Gebäuden oder demographische Informationen zu Haushalten oder Personen. Solche Daten können (eingeschränkt) durch kommerzielle Anbieter erworben werden. Des Weiteren können räumliche Statistiken, z. B. von Bund und Ländern (z.B. Zensusdaten), einbezogen und durch spezielle Verfahren (z.B. Downscaling) auf kleinere Raumeinheiten wie Gebäude heruntergerechnet werden. Generell gilt, dass jeder Datensatz je nach Anwendung Vor- und Nachteile mit sich bringt, sei es die Aktualität der Daten, regelmäßige Updates, Dokumentation der Entstehung, Qualität sowie die quantitative Erfassung und nicht zuletzt die individuellen Kosten und Lizenzen.

2.2.3

Kommerzielle Daten

Zur Ergänzung der Gebäudegrundlagendaten, die im Projekt teilweise durch amtliche Daten abgedeckt werden (Freiburg), werden zur Abdeckung des Rhein-Neckar-Kreises und für den Erhalt weiterer, notwendiger Daten, kommerzielle Datenquellen hinzugezogen. Dies betrifft im Wesentlichen Daten zu *Adressen* (Gebäudekoordinaten als Punktinformation), *Baualtersklassen*, *Gebäudetypen* und *demographische Informationen*.

Von der NEXIGA GmbH werden Adressendaten von Gebäuden und die dazugehörigen Gebäudetypen und Baualtersklassen erworben. Die NEXIGA-Adressdaten basieren auf unterschiedlichen Quellen: Schober, Kataster, Telekom und Post. Die operative Datenbank von NEXIGA umfasst (Stand März 2015) 22.323.410 Adressen in Deutschland. Hierbei werden 775.043 Gebäude nur 1-fach bestätigt (Schober), 1.034.653 Gebäude sind in zwei Quellen bestätigt, 1.663.481 Gebäude sind in drei Quellen bestätigt und 18.850.199 Gebäude sind in allen vier Quellen bestätigt. Angesichts dieser Angaben können eine hohe Qualität und Zuverlässigkeit angenommen werden.

In Summe ergeben sich für Freiburg im Breisgau 30.728 geführte Adressen in NEXIGA. Diese umfassen Ein- oder Zweifamilienhäuser, Reihen- oder Doppelhäuser, Mehrfamilienhäuser, Wohnblöcke und Wohnhochhäuser, Terrassen- und Bauernhäuser, Büro- und sonstige Gebäude sowie Fabrik- und Lagergebäude. Die Baualtersklassen entsprechen den Zeiträumen *vor 1900*, *1900 bis 1945*, *1946 bis 1960*, *1961 bis 1970*, *1971 bis 1980*, *1981 bis 1985*, *1986 bis 1995*, *1996 bis 2000*, *2001 bis 2005*, *2006 bis 2010*, *nach 2010*.

Die Anzahl der Wohngebäude lässt sich näherungsweise ermitteln, wenn die Büro- und sonstigen Gebäude sowie Fabrik- und Lagergebäude von der Auszählung ausgeschlossen werden. Somit ergeben sich 29.368 Wohngebäude in Freiburg im Breisgau. Lediglich 1.360 Gebäude werden als Büro- oder Fabrikgebäude geführt.

Die *soziodemographischen Daten* der casaGeo Data + Services GmbH enthalten auf Adressbasis Werte zur Haushaltszahl, sowie zur Anzahl der Personen je Adresse.

Räumliche Datengrundlage zur *Geokodierung* sind die amtlichen Hauskoordinaten der Stadt Freiburg für das Untersuchungsgebiet Freiburg i. Br. Für das Untersuchungsgebiet des Rhein-Neckar-Kreises liegen keine amtlichen Hauskoordinaten vor, weshalb zur Geokodierung die HERE Punktsadressen (Stand 2014 Q3) lizenziert werden.

Über die übereinstimmenden Adressen werden dem Punkt-Shapefile der Hauskoordinaten die Attribute von NEXIGA und casaGeo angehängt. Dies betrifft Informationen zur Baujahresklasse und Gebäudetyp (NEXIGA) sowie zur Anzahl von Personen je Haushalt und Anzahl der Haushalte je Gebäude (casaGeo). Für das Untersuchungsgebiet Freiburg i. Br. konnten von den casaGeo-Daten 28.787 hausgenau geokodiert werden (91,8 %), 2.588 konnten nicht geokodiert werden. Die

NEXIGA-Daten werden mit 28.606 zu 93,1 % hausgenau geokodiert, 2.122 konnten nicht verortet werden. Die casaGeo-Daten werden mit den ALKIS-Gebäudepolygonen, basierend auf den Hauskoordinaten, verknüpft. Im Falle mehrfacher Adressen je Polygon, werden die Werte aufsummiert: Enthält ein Polygon zwei Adressen mit jeweils 4 und 5 Personen sowie 1,5 und 2,0 Haushalten, enthält das Polygon eine Gesamt-Personenanzahl von 9 und eine Haushaltszahl von 3,5.

Die casaGeo-Daten konnten für den Landkreis Rhein-Neckar mit 163.255 von 163.909 Adressen geokodiert werden, davon sind 134.798 hausgenau.

2.2.4 Statistische Basisdaten

Im Zensus 2011 werden zahlreiche Gebäudemerkmale der Wohngebäude erfasst. Die Statistiken sind auf Gemeindeebene frei verfügbar, so dass die Anzahl der im Zensus erfassten Wohngebäude zum Vergleich für Freiburg i. Br. herangezogen werden können. Insgesamt werden im Zensus 26.618 (Wohn-)Gebäude erfasst. Die Daten ermöglichen im GISOpt-Projekt insbesondere Plausibilitätsprüfungen der erworbenen, kommerziellen Daten. Darüber hinaus dienen die Statistiken landesweiten Berechnungen auf dem Hektarraster, für die auf Grund erheblicher Lizenzkosten für mehrere Millionen Gebäude in Baden-Württemberg keine gebäudescharfen Daten erworben werden konnten.

Aus den Hektarrasterdaten des Zensus 2011 werden u.a. Statistiken zur Anzahl von Haushalten je Haushaltgröße verwendet (s. Abb. 03), um den Strombedarf der Wohngebäude in Baden-Württemberg näherungsweise zu berechnen.

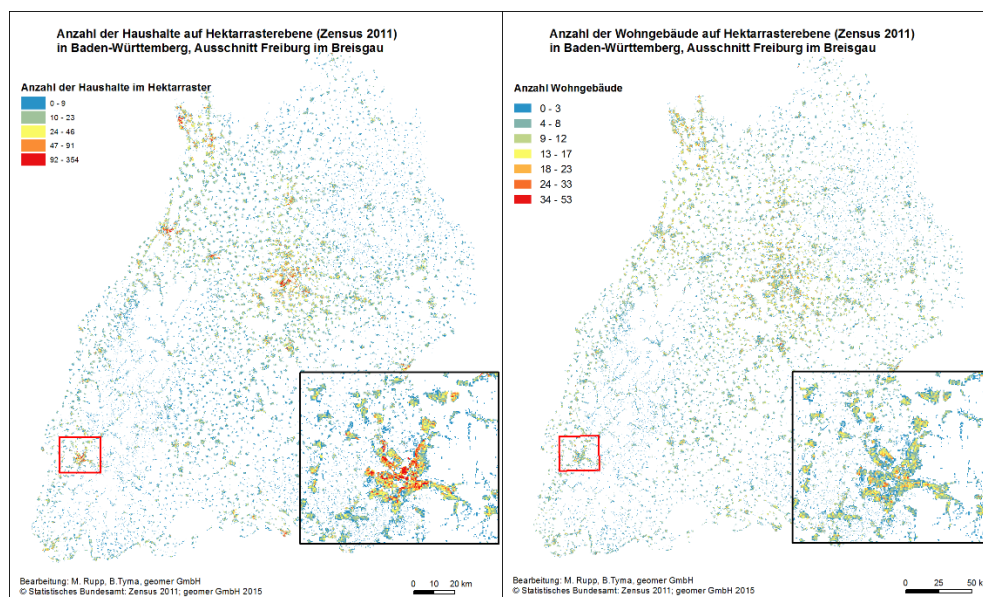


Abb. 03 Anzahl der Haushalte auf Hektarrasterdaten

Im Folgenden Kapitel wird beschrieben, aus welchen Bausteinen sich ein regionales Energiesystem zusammensetzt. Die zuvor erläuterten Grundlegendaten werden für die räumlichen Analysen des Energiesystems herangezogen.

2.3 Daten zu regionalen Energiesystemen

Ein regionales Energiesystem kann vom Energiefluss aus betrachtet in fünf Kategorien eingeteilt werden: Energieträger, Energiewandler, Energielasten, Energienetze und Energiespeicher. Tab. 02 zeigt eine Übersicht der verfügbaren Daten zu den einzelnen Kategorien.

Tab. 02 Verfügbare Daten für die Energiesystemanalyse

Kategorie	Verfügbare Daten
Energieträger: Quelle für Energieerzeugung	Auswertung vorhandener Daten der Übertragungsnetzbetreiber und prozessierter Datensätze (u.a. LUBW)
Energiewandler: Wandlungseinheit zur Strom- und Wärmeerzeugung	Verortung von Anlagen basierend auf Daten der Übertragungsnetzbetreiber zur räumlichen Darstellung der Energieproduktion
Energielasten: Verbräuche in Gebäuden	Keine Daten vorhanden; Berechnung von Wärme- und Strombedarf basierend auf Gebäudedaten und statistischen Daten
Energiespeicher: Ausgleich fluktuierender erneuerbarer Energien	Keine Daten zu thermischen Speichern vorhanden; Berechnung dezentraler thermischer Speicherpotenziale basierend auf Gebäudedaten und statistischen Daten
Energienetze: Transportmittel der Energieeinheiten	Daten liegen bei Energieversorgern vor, sind jedoch aus Datenschutzgründen nicht frei verfügbar

Alle verwendeten Daten wurden auf unterschiedliche Open-Data Merkmalen hin geprüft. Zusätzliche, projektrelevante Bemerkungen geben Hinweise auf die Übertragbarkeit und Verfügbarkeit über die Untersuchungsgebiete hinaus. Zusammenfassend erfüllen nur wenige Eingangsdaten Open-Data-Merkmale. Amtliche Daten sind nur bedingt frei verfügbar. Administrative Grenzen und bundesweite Statistiken auf Gemeindeebene sind frei verfügbar, während Gebäudedaten kommerziell zu erwerben und mit Lizenzen verbunden sind. Werden spezielle Statistiken angefragt, sind die Daten selbst kostenfrei, allerdings wird die Dienstleistung zur individuellen Datenaufbereitung in Rechnung gestellt. In 0 im Anhang werden die Daten thematisch gelistet sowie Angaben zu Verfügbarkeit und Zugänglichkeit, zu Quellen und Betrachtungsebenen sowie zur Aktualisierung gemacht.

2.3.1 Energielasten

Im Folgenden wird die Verfügbarkeit von sogenannten Verbrauchs- oder Bedarfsdaten auf unterschiedlichen räumlichen Ebenen zu dokumentiert. Verbrauchsdaten auch über Hilfsdaten abgeleitet werden, werden diese bei der Bestandsanalyse ebenfalls berücksichtigt. Nicht berücksichtigt werden Verbrauchsdaten aus dem Bereich Verkehr. Kleinste zu betrachtende räumliche Einheit ist das Gebäude. Im Projekt werden die Wärmelasten von Wohngebäuden (Nettoheizwärme und Warmwasser) sowie der Strombedarf auf Gebäudeebene ermittelt.

Relevante Datensätze Energielasten sind:

- Wärmeverbrauch (Heizwärme u.a.)
- Stromverbrauch
- Prozessenergie (Industrie und Gewerbe)
- Relevante Datensätze »Hilfsdaten«:
- Gebäudegeometrie
- Gebäudetyp
- Anzahl Haushalte je Gebäude
- Anzahl Personen je Gebäude
- Art der Gebäudenutzung

- Statistische Daten zu Energielasten auf aggregierten Ebenen
- Statistiken zum Strombedarf von Haushalten (Referenz-Standardlastprofile für Haushalte h0)

2.3.2 Energiewandler

Die Energiewandler dienen der Umwandlung einer Energieform (teilweise wissenschaftlich unkorrekt auch als Energieerzeugung oder Energieproduktion bezeichnet) in eine andere Energieform, welche durch ein Leitungsnetz transportierbar ist, d.h. die »Erzeugung« von Elektrizität oder/und Wärme.

Relevante Datensätze der Energiewandler / Energieerzeugungsanlagen sind Standort- und Ausbaudaten zu Photovoltaikanlagen, solarthermische Anlagen, Biomasseheizkraftanlagen, Biogasanlagen, Windkraftanlagen, Geothermiekraftwerke, konventionelle Kraftwerke, Kraft-Wärme-Kopplung Anlagen sowie statistische Daten zu Energiewandlern auf aggregierten Ebenen. Das jahreszeitliche Dargebot von Wind und Sonne auf stündlicher Basis spielt für die Ermittlung des Solar- bzw. Windpotentials einer Region eine signifikante Rolle und kann bei den in diesem Projekt entwickelten Werkzeugen zur Energiesystemoptimierung regional bzw. standortabhängig berücksichtigt werden (siehe Abschnitte 1.3 und 2.3.3)

Daten der Übertragungsnetzbetreiber und regionalen Energieversorger

Um einen Überblick über die erneuerbaren Energiewandler in Baden-Württemberg zu erhalten, werden Daten der Übertragungsnetzbetreiber aufbereitet und soweit möglich verortet bzw. aggregiert. Die Bundesrepublik Deutschland wird im Wesentlichen von vier Übertragungsnetzbetreibern versorgt: TransnetBW, Amprion, Tennet und 50Hertz. Freiburg i. Br. liegt, ebenso wie der Rhein-Neckar-Kreis, im Bereich von TransnetBW. Teilweise liefern regionale Anbieter wie die bnNETZE GmbH detailliertere Informationen mit Adressdaten für Freiburg und werden somit miteinbezogen.

Die Daten von TransnetBW (2014) enthalten aus datenschutzrechtlichen Gründen keine Adressdaten zu den Energiewandlern in Baden-Württemberg. Lediglich die Postleitzahl und der Ort sind als räumliche Information verfügbar. Daher müssen die in den Untersuchungsgebieten befindlichen Anlagen räumlich verortet werden. Eine geringe Anzahl von Anlagen lässt sich ggf. durch frei zugängliche Informationen bzw. durch Luftbildinterpretationen verorten. Alle in den EEG-Stammdaten geführten Energiewandler werden entsprechend verortet: Biomasse, Gas, Geothermie, Wind, Wasser und Photovoltaik. Von den PV-Anlagen abgesehen, konnten die übrigen Energiewandler auf Grund fehlender räumlicher Information lediglich auf PLZ-Ortsteilebene verortet werden.

In 0 wird die Anzahl aller aufgeführten Energiewandler je Übertragungsnetzbetreiber und Untersuchungsgebiet dargestellt. Stillgelegte Energiewandler werden nicht berücksichtigt. Die Daten regenerativer Energieträger der Bundesnetzagentur (BNA) wurden ebenfalls ausgewertet, allerdings sind für die Untersuchungsgebiete kaum Anlagen verzeichnet, lediglich photovoltaische Energiewandler werden gelistet, die über die Bezeichnung »Solare Strahlungsenergie« hinaus nicht weiter differenziert sind. Für Freiburg verzeichnet die BNA 983 Solaranlagen, TransnetBW hingegen listet über 2000 Anlagen. zeigt die Zahlen konventioneller Energiewandler, basierend auf Daten der BNA.

Die Daten werden mit den Bewegungsdaten der Netzbetreiber aus dem Jahr 2013 (aktuellster Datensatz, Stand 2014) versehen, um die Solaranlagen zwischen Freiflächen und Gebäudeanlagen unterscheiden zu können. Die Bewegungsdaten enthalten u.a. die Vergütungskategorien von Anlagen, die auf Gebäude- und Freiflächenanlagen schließen lassen. Die Vergütung orientiert sich im Wesentlichen an der Menge der eingespeisten Leistung (kWh). Die Vollständigkeit der Daten kann nicht gewährleistet werden und es zeigen sich einige Lücken sowie fehlerhafte Einträge.

Verortung von Wandlern mit Adressinformation

Das Untersuchungsgebiet Freiburg i. Br. betreffend erfolgte die Verortung der Energiewandler überwiegend durch die Adressen der Badenova Anlagestammdaten (2013). Enthalten sind Anlagen, die von der bnNETZE GmbH und der EnBW AG geführt werden, inklusive Straße bzw. Flurstücksbezeichnung. Diese werden mit den aktuellen Daten aus TransnetBW per Anlageschlüssel verknüpft und mit den Adressinformationen ergänzt. Von 2.015 Solaranlagen in Freiburg konnten 81 Anlagen mit keinem Schlüssel versehen werden. Zwei Anlagen gelten als Freiflächenanlagen, 1.932 Anlagen sind als Gebäudeanlagen identifiziert. Die übrigen 81 Anlagen werden anhand ihrer Leistung zugeordnet: Anlagen mit einer Leistung von ≥ 100 kW werden als Freifläche, Anlagen mit weniger als 100 kW werden als Gebäudeanlagen angenommen. Mit Hilfe der EEG-Adressdaten der bnNETZE GmbH können für die Stadt Freiburg i. Br. zwei Freiflächenanlagen und 1624 Gebäudeanlagen hausgenau verortet werden.

Im Rhein-Neckar-Kreis sind unter TransnetBW 10.333 Solaranlagen geführt. 13 Anlagen sind als Freiflächenanlagen ausgewiesen, 9.962 als Gebäudeanlagen. 358 Anlagen kann kein Bewegungsschlüssel zugeordnet werden. Diese werden wie oben beschrieben nach der Leistung klassifiziert. So ergeben sich 23 Freiflächenanlagen und 10.310 Gebäudeanlagen.

Verortung von Wandlern ohne Adressinformation

Eine hohe Anzahl von Anlagen konnte nicht über eine Adresse verortet werden. Soweit bei einer geringen Anzahl möglich, werden große Anlagen über eine Luftbild Interpretation oder Online-Recherche ermittelt und manuell verortet. Lediglich für die Verortung von PV-Gebäudeanlagen konnte ein automatisiertes Verfahren entwickelt werden, um die registrierten Anlagen auf die Wohngebäude zu verteilen. Die Zuordnung folgt dem Prinzip, dass die Anlagen auf Hausdächern verortet werden, deren Solarpotential bzw. Eignung nach den Ergebnissen des LUBW als günstig klassifiziert sind. Die Solarpotentialdaten werden von der LUBW bereitgestellt¹ Gleichzeitig werden Annahmen getroffen, dass ein Zusammenhang zwischen der individuellen Nennleistung einer Anlage und der Dachform bzw. Dachgröße eines entsprechenden Gebäudes besteht. So konnten PV-Anlagen innerhalb der bekannten Postleitzahlgebiete auf die vorhandenen Gebäude verteilt werden.

2.3.3

Energiespeicher

Im Fokus der Werkzeugentwicklung in GISOPT steht die Untersuchung des flexiblen Einsatzes von thermischen Energiespeichern zum Ausgleich erzeugter und angeforderter Energiemengen unter Berücksichtigung des lokalen Ausbaus von erneuerbaren Energieversorgungsanlagen, z.B. Photovoltaikanlagen auf Hausdächern. Der kostenoptimale Ausbau und Einsatz von Energiespeichern kann mit dem in Abschnitt 1.2 beschriebenen Strukturoptimierungswerkzeug »KomMod« untersucht werden. Als Eingangsdaten für die Optimierungsrechnung müssen die Ausbaupotentiale bzw. die vorhandenen Potentiale von Wärmespeichern in Gebäuden und auf Freiflächen in zentralen Fernwärmenetzen ermittelt werden. Mittels einer geobasierten Strukturanalyse werden statistische Daten erhoben über die vorhandenen Speicherkapazitäten in Wohngebäuden. Zentrale Speicherkapazitäten an der Heizzentrale von Fernwärmenetzen werden bei den jeweiligen Energieversorgern manuell abgefragt. In einem weiteren Analyseschritt werden geeignete Freiflächen zur Aufstellung zentraler Speicher im Fernwärmenetz, abseits der Heizzentrale, ermittelt und in Struktur-

¹ <http://rips-app.lubw.baden-wuerttemberg.de/maps/?lang=de&app=potenzialatlas>, 06.11.2015

optimierungsrechnungen im Folgekapitel berücksichtigt und den zentralen Speichern an der Heizzentrale gegenübergestellt. Zusätzlich zu thermischen Energiespeichern wird der gebäudeinterne Ausbau elektrischer Energiespeicher im räumlich aufgelösten Optimierungsansatz untersucht. Hierfür werden keine real vorhandenen Ausbaupotentiale im Sinne einer hausscharfen Ermittlung des Speicherpotentials ermittelt. Pro aggregierten Gebäudetyp werden in der Optimierungsrechnung optimale Ausbaukapazitäten berechnet, die im Nachhinein wieder auf die einzelnen Gebäude disaggregiert werden müssen. Darüber hinaus sei erwähnt, dass der Optimierungsansatz prinzipiell die Untersuchung unterschiedlichster Energiespeichertypen zulässt. Im Rahmen der Entwicklung der Untersuchungswerkzeuge werden jedoch nur thermische und elektrische Energiespeicher untersucht. Im Rahmen dieses Kapitels werden geobasiert die maximalen Ausbaupotentiale zentraler und dezentraler thermischer Energiespeicher ermittelt (siehe Abschnitt 2.3.3).

- Wärmespeicher: Ermittlung der maximalen Ausbaupotentiale
 - zentraler und dezentraler Fernwärmespeicher
 - gebäudeinterne thermische Speicher
- Stromspeicher: Ermittlung der theoretische optimalen Ausbaukapazitäten in Kapitel 4

2.3.4 Energienetze

Für eine Energiesystemanalyse können folgende Netze in Betracht gezogen werden:

- Fernwärmenetze (Räumliche Ausprägung, Temperaturniveaus, Isolierungsdicken und -material)
- Stromnetz
- Gasnetz

Im Rahmen der Untersuchungen des Ausbaupotentials von thermischen Energiespeichern werden können die Fernwärmenetzverluste berücksichtigt werden. Hierzu muss die räumliche Ausprägung des Fernwärmenetzes beim jeweiligen Netzbetreiber abgefragt werden. Anhand einer shp-Datei können Netzlängen abgefragt werden. Zusatzinformationen zur unterjährig variablen Vorlauftemperatur und schwankenden Bodentemperaturen sowie unterschiedlichen Isolierungsdicken und -Materialien der Rohrstücke ermöglichen die Berechnung der Fernwärmenetzverluste.

2.3.5 Energieträger

Die Bestandsanalyse untersucht hier in erster Linie die Verfügbarkeit von Potenzialdaten für erneuerbare (endogene und exogene) Energieträger. Relevante Datensätze für erneuerbare Energien sind beispielsweise das Solarpotential (Solarthermisch, Photovoltaik), Windpotential, Biomassepotential, Geothermiepotential und die Wasserkraft. Die freie Datenverfügbarkeit für die Untersuchungsgebiete ist unzureichend. Die räumliche Ausprägung wird in Kapitel 2.5.1 beschrieben.

2.4 Methoden zur Aufbereitung von georeferenzierten Energiedaten für die Energiesystemanalyse

Die Analyse der vorhandenen georeferenzierten Daten zeigt, dass diese nicht in allen Fällen in einer Form vorliegen, die eine direkte Nutzung zulassen. Dies bezieht sich zum einen auf die notwendige räumliche und zeitliche Auflösung, zum anderen auf die Ableitung von sekundären Information mit Hilfe von Modellannahmen. Die Aufbereitung von Daten sowie unterschiedlichen methodischen Ansätzen werden im die im Folgenden beschrieben. Ebenso werden Methoden zur Ermittlung von Potentialen beschrieben.

2.4.1

Ermittlung von Jahreswärmebedarfen in Gebäuden

Die Energielasten werden durch eine Wärmebedarfsberechnung auf Gebäudeebene berechnet. Das Verfahren basiert auf der Gebäudetypmethode: Anhand gebäudespezifischer Merkmale werden verschiedene Gebäudetypen definiert und in einer Gebäudetypologie zusammengefasst. Mit spezifischen Energiekennwerten, die sich aus den charakteristischen thermischen Eigenschaften eines Gebäudetyps ergeben, und einer Energiebezugsfläche wird der Wärmebedarf für einzelne Gebäude ermittelt. Die Wärmebedarfsrechnung folgt den Energiekennwerten der deutschen Gebäudetypologie des Instituts für Wohnen und Umwelt (IWU) (Stand der Arbeiten: Freiburg: 2014, Rhein-Neckar-Kreis: 2015) (Loga et al. 2015).

Die Berechnung erlaubt eine Abschätzung des zu erwartenden Wärmebedarfs für Einzelgebäude, basierend auf der Nutzwärme, die sich aus Netto-Heizwärme und Warmwasser ergibt. Die vorliegenden Bedarfswerte geben allerdings keinen Aufschluss auf das Nutzerverhalten und den daraus resultierenden tatsächlichen Wärmeverbrauch. Die in NEXIGA enthaltenen Gebäudealtersklassen und Gebäudetypen sind vergleichbar mit der Klassifizierung in TABULA. Der folgende Abgleich der jeweiligen Attribute ermöglicht die Verknüpfung der TABULA Gebäude-Codes mit den NEXIGA Daten. Über die Gebäudecodes von TABULA können den ALKIS-Gebäudepolygonen (bei vorhandenen NEXIGA-Attributen) anschließend spezifische Nutzenergiewerte (kWh/(m²a)) zugeordnet werden. Für Freiburg sind im Gegensatz zum Rhein-Neckar-Kreis amtliche Daten verfügbar. Daher wurden im Falle Freiburgs sowohl die ALKIS-Daten bzw. LoD-Daten als auch, wie auch im Falle des Rhein-Neckar-Kreises, die NEXIGA-Punkt-Geometrien als Berechnungsgrundlage verwendet.

Tab. 03 Gebäudetypen nach NEXIGA und TABULA.

ID	Bedeutung	LCGCHAR (Gebäudetyp NEXIGA)	TABULA (Gebäudetyp TABULA)
1	Ein- oder Zweifamilienhaus	SFH	SFH
2	Reihen- oder Doppelhaus	RH	SFH
3	Mehrfamilienhaus	MFH	MFH
4	Wohnblock	AB	AB
5	Wohnhochhaus	HH	AB
6	Terrassenhaus	TH	TH
7	Bauernhaus	SFHF	SFH
8	Büro - oder sonstiges Gebäude	GHD	nicht vorhanden
9	Fabrik, Lagergebäude	IND	nicht vorhanden

Jedem Gebäude lässt sich über die Verknüpfung von Baualtersklasse und Gebäudetyp ein eindeutiger TABULA Gebäudecode zuweisen. Diese erlaubt Rückschlüsse über die spezifische Nutzenergie pro Quadratmeter pro Jahr (kWh/(m²a)). Die Werte zur spezifischen Nutzenergie aus TABULA sind im Anhang in Tab. 15 aufgeführt, gelten nur für Wohngebäude und sind daher nicht auf gewerblich genutzte Bebauung übertragbar.

Tab. 04 Baualtersklassen in NEXIGA / TABULA.

NEXIGA-ID	Baualtersklasse	TABULA CODE (Stand 2015)	Baualtersklasse
-	-	DE.01	Vor 1859
1	vor 1900	DE.02	1860-1918
2	1900 bis 1945	DE.03	1919-1948
3	1946 bis 1960	DE.04	1949-1957
4	1961 bis 1970	DE.05	1958-1968
5	1971 bis 1980	DE.06	1969-1978
6	1981 bis 1985	DE.07	1979-1983
7	1986 bis 1995	DE.08	1984-1994
8	1996 bis 2000	DE.09	1995-2001
9	2001 bis 2005	DE.10	2002-2009
10	2006 bis 2010	-	-
11	ab 2011	DE.11	2010-2015
-	-	DE.12	2016...

Berechnung der Geschossanzahl je Gebäude

Die Berechnung der Geschosse erfolgt über die jeweilige Gebäudehöhe. Liegt diese vor, wird sie durch die von der EnEV festgelegten, durchschnittlichen Etagenhöhe dividiert. Alternativ kann die Geschossanzahl aus vorliegenden, Gebäudehöhen und Gebäudenutzungen abgeleitet für das Untersuchungsgebiet Freiburg .

Berechnung der Energiebezugsfläche

Die Energiebezugsfläche muss auf Grund der unterschiedlichen Datenverfügbarkeit mit abweichenden Verfahren berechnet werden. Im Falle der Stadt Freiburg wird die Energiebezugsfläche in Anlehnung an die Energieeinsparverordnung (EnEV) berechnet und erfolgt über die Multiplikation des Gebäudevolumens und einer durchschnittlichen Geschosshöhe, die von der EnEV als Standard vorgegeben wird. Alternativ kann die Energiebezugsfläche als Produkt von Grundfläche und Geschosszahl berechnet werden. [EnEV 2014].

Für Gebäude mit Höhenwerten:

$$(([\text{Shape_Area}] * [\text{Hoehe}]) / 3.125) * 0.8$$

Orientierend an der EnEV wird für Wohngebäude ein Abschlag von 20 % vorgenommen, um nicht beheizte Bereiche der Gebäude (Flur, Keller, Abstellräume, Balkon,...) abzuziehen.

Für den Rhein-Neckar-Kreis liegen keine Flächen-Geometrien vor, weshalb hier ein anderes Verfahren zur Berechnung gewählt wird. Die Energiebezugsfläche errechnet sich aus einem gebäudespezifischen Flächenindikator, der die mittlere beheizte Wohnfläche in Abhängigkeit der Gebäudegröße und des Gebäudetyps angibt. Dieser Flächenindikator (s. Tab. 16) wird in einem mehrstufigen Verfahren auf Basis statistisch verfügbarer Daten (DESTATIS 2011) abgeleitet und zusätzlich an das gebäudetypische Verhältnis von beheizter zu unbeheizter Fläche (LOGA 2001) angepasst. Durch Multiplikation des Flächenindikators mit der Haushaltszahl pro Gebäude lässt sich die Energiebezugsfläche berechnen. Die Haushaltszahl aus casaGeo wird als die Anzahl der Wohnungen im Gebäude gleichgesetzt (HESPELER 2013).

Jahres-Nutzenergiebedarf in kWh/a, Gebäudeebene

Die Berechnung des Jahres-Nutzenergiebedarf ergibt sich aus dem Produkt des flächenspezifischen Kennwerts für Nutzenergie in kWh/m²a aus TABULA und der

Energiebezugsfläche (*EBF*), als die gebäudespezifische tatsächlich genutzte (beheizte) Fläche. Diese Werte lassen sich gebäudescharf darstellen und auf unterschiedliche Betrachtungsebenen, z.B. das Hektarraster, durch Upscaling-Verfahren aufsummieren. Letzteres dient insbesondere dem Datenschutz bei der Veröffentlichung der Ergebnisse.

2.4.2

Berechnung stündlicher Lastzeitreihen Wärme und Strom

Die gewählte Methodik zur Ermittlung der Speicherpotentiale erfordert die Bereitstellung von örtlich aufgelösten Lastzeitreihen mit mindestens stündlicher Auflösung. Sofern diese nicht als gemessene Wärme- oder Stromlast vorliegen können diese basierend auf anderen sekundären Merkmalen generiert werden. Insbesondere für Wohngebäude erlauben standardisierte Lastprofile des Haushaltsstrombedarfs, des Warmwasserbedarfs und Kenntnisse des Jahreswärmebedarfs die Generierung von Zeitreihen.

Stromlast von Haushalten

Die elektrischen Lastprofile wurden mit dem Werkzeug synPRO erstellt [Fischer 2015]. Das am Fraunhofer ISE entwickelte Modell zur Erstellung zeitlich hochaufgelöster synthetischer Lastprofile basiert auf einem Bottom-Up-Ansatz. Das Modell ermöglicht die repräsentative Beschreibung des elektrischen Energieverbrauchs deutscher Haushalte. Die Grundannahme beruht darauf, dass der Stromverbrauch im Haushaltsbereich fast ausschließlich durch das Verhalten und die Energiekonsumgewohnheiten der Bewohner sowie der technischen Ausstattung bestimmt wird. Hierbei wird davon ausgegangen, dass die Aktivitäten eines Bewohners einen spezifischen elektrischen Verbrauch mit sich bringen. Dieser Verbrauch elektrischer Energie hängt von der Art der Aktivität, der Dauer und dem benutzten Gerät ab. Zur Bestimmung der jeweiligen Aktivitäten sowie der verwendeten Geräte werden in synPRO stochastische Methoden verwendet.

Durch die Anwendung von synPRO ist es möglich, Lastprofile verschiedener Zielgruppen zu erstellen. Als Grundlage für die Gruppenbildung ermitteln wir die Haupteinflussfaktoren auf das charakteristische Lastprofil in Privathaushalten. Darunter fallen: „ „

- Haushaltsgröße: Die Anzahl der Bewohner in einem Haushalt beeinflusst den Energieverbrauch
- Arbeitsstruktur: Die Tagesabläufe von Vollzeit-, Teilzeit- sowie Nichterwerbstätigen werden bei der Profilbildung berücksichtigt. „ „
- Altersstruktur: Arbeits- und Freizeitabläufe unterscheiden sich innerhalb verschiedener Generationen. Daraus ergeben sich Unterschiede im Strombedarfsprofil.

Die für synPRO verwendete Datenbasis wurde durch die Auswertung einer Vielzahl qualitativ hochwertiger Datenbanken erzeugt.



Warmwasserbedarf und Heizwärmebedarf

Die Berechnung des Jahresverlaufs des Heizwärmebedarfs basiert auf dem Kapazitäten-Widerstandsmodell der DIN EN ISO 13790 und wurde ebenfalls in die Werkzeugumgebung SynPro integriert [Fischer 2016]. Auf Basis der TABULA Gebäudetypologie (siehe Tab. 03 und 0) wurden je Gebäude 100 stochastisch verteilte Profile generiert. Diese Lastprofile wurden je Gebäudetyp in einem abgegrenzten räumlichen Gebiet so aggregiert, dass eine statistische Verteilung des Nutzerverhaltens (Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Heizung, unterschiedliches Lüftungsverhalten) berücksichtigt wird. Je mehr Gebäude aggregiert sind, desto homogener und gleichmäßiger verlaufen die Zeitreihen. Anschließend wurden der Wärmebedarf auf die

für die jeweilige Baualtersklasse und Typ vorliegenden, Jahreswärmebedarf klimabereinigt normiert.

Vorgehensweise

Folgende Größe in der Tabula Berechnung werden durch die Werte von Testreferenzjahren TRY ersetzt: Tagesmitteltemperatur, Heiztage und Solare Einstrahlung 90°, Nord, Ost, Süd und West.

Tab. 05 Eingangsgroßen für die Anpassung an ein anderes Referenzklima

		Tabula orig. Referenzklima Deutschland	Tabula an TRY12
Heiztage	d/a	222	241
Mitt. Tagesmitteltemperatur	°C	4.4	7
Einstrahlung Nord	kWh/m2a	160	299
Einstrahlung Ost	kWh/m2a	271	395
Einstrahlung Süd	kWh/m2a	362	550
Einstrahlung West	kWh/m2a	271	436

Vergleich TABULA und SynPRO

Die folgende Abbildung zeigt den Vergleich der originalen Werte aus Tabula, klimabereinigt mit TRY 12 und mit synPRO berechnet.

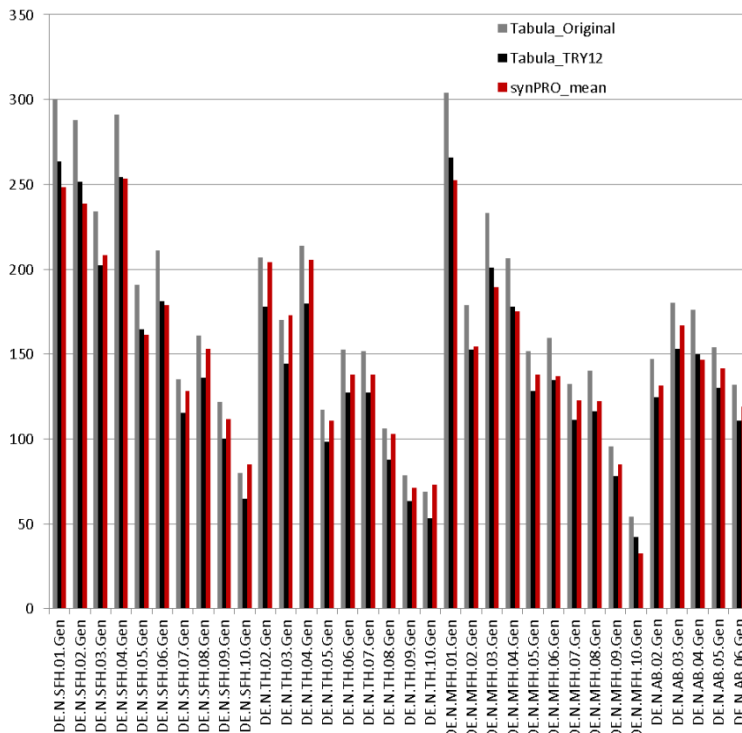


Abb. 04 Vergleich des jährlichen Heizwärmebedarfes für unterschiedliche Gebäudetypen berechnet mit unterschiedlichen Testreferenzjahren und mit dem stochastischen Verfahren synPRO

2.4.3 Entwicklung von Regionalisierungsverfahren

Regionalisierungsverfahren erlauben es, Datenlücken innerhalb einer definierten Maßstabsebene zu füllen (horizontale Verfahren) und Daten von einer Maßstabsebene in die andere zu überführen (vertikale Verfahren: Downscaling, Upscaling, Aggregation, Disaggregation). Geostatistische Interpolationsverfahren erlauben es z.B. anhand von Gebäudeeigenschaften (Grundriss, Höhe, Gebäudealter, etc.) den Wärmebedarf von Einzelgebäuden abzuschätzen. Upscaling-Verfahren (z.B. die Aggregation von Verbrauchsdaten auf Baublockebene) sind in der Lage datenschutz- und wettbewerbsrelevante Hemmnisse abzumildern. Statistische Downscaling-Verfahren erlauben es, statistische Informationen auf Gemeinde und Landkreisebene auf eine darunterliegende Maßstabsebene (Gebäude oder Baublock) zu disaggregieren.

Im Projekt werden solche Verfahren vielfach angewendet. Ein Beispiel sind die Zensusdaten, welche dem Statistischen Bundesamt adressgenau vorliegen. Diese werden aus Gründen des Datenschutzes nur aggregiert, z. B. auf Gemeindeebene, veröffentlicht.

Die Ergebnisse der Wärmebedarfsrechnung werden ebenfalls auf das Hektarraster aufsummiert (Upscaling/bottom-up), da adressgenaue Ergebnisse aus Datenschutzgründen nicht veröffentlicht werden dürfen. Zudem gibt das Hektarraster auf Stadtebene einen rascheren Überblick über die Verteilung eines hohen oder niedrigen Wärmebedarfs gegenüber der disaggregierten Betrachtungsweise der Wärmeverbräuche auf Gebäudeebene. Möglich ist auch die Aggregation von Ergebnissen auf Gebäude- bzw. Wohnblöcke. So lassen sich Wohnblöcke mit vergleichbaren energetischen Eigenschaften identifizieren und räumlich unterscheiden.

Die Daten der Energiewandler (Nennleistung, produzierte Energie) werden für jede Anlage eindeutig veröffentlicht. Aus Datenschutzgründen sind die Adressen jedoch nur noch eingeschränkt bzw. gar nicht mehr verfügbar. Unter Angabe von Postleitzahl und Ort können die Anlagen räumlich nur noch durch die Aggregation auf eine höhere, administrative Ebene dargestellt werden. So werden die Daten für Baden-Württemberg auf Gemeindeebene zusammengefasst (Upscaling), um die räumliche Variabilität zu untersuchen.

2.4.4 Gruppierungsanalysen zur Ermittlung des Ausbau-Potentials zentraler Wärmespeicher

Das Ausbaupotential zentraler Wärmespeicher in geplanten Fernwärmenetzen dicht bebauter Siedlungsstrukturen kann durch geobasierte Gruppierungsanalysen ermittelt werden. Zunächst wird die Struktur des Analysestadtteils analysiert und notwendige Kriterien bzw. Attribute für eine Zonierung zur Ermittlung möglicher Speicheraufstellorte werden ermittelt. Je konkreter die Attribute in eine definierte Gruppierungsanalyse einfließen, desto präziser können beispielsweise Standorte für die Aufstellung zentraler thermischer Quartierspeicher zur Kraftwerksflexibilisierung in der Heizzentrale getroffen werden. Weiterführende Hinweise zur Methodik, Datenaufbereitung, Wahl der Gruppierungsmerkmale und –algorithmik sind in RÜHL, I. (2015) dargestellt.

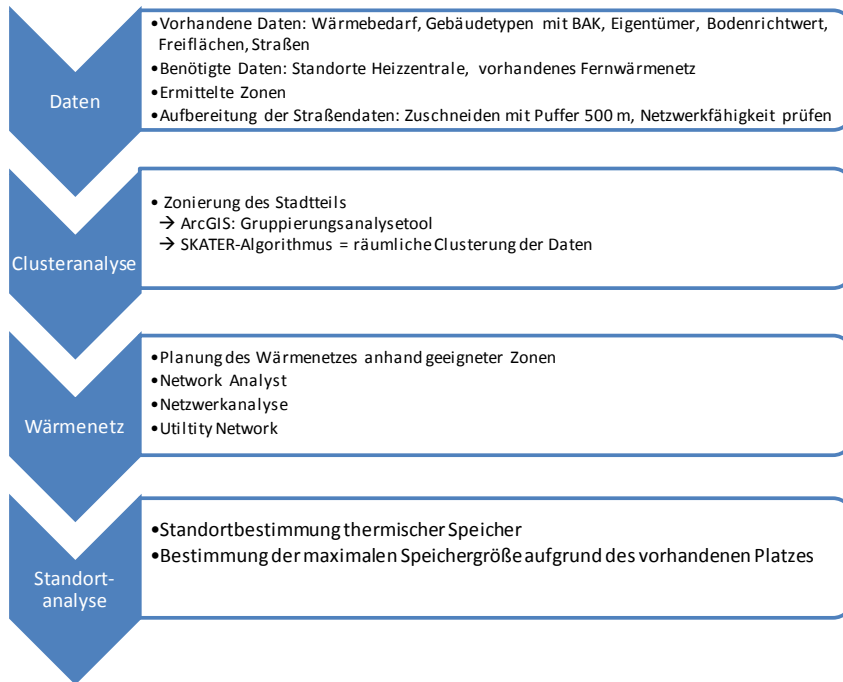


Abb. 05 Ablauf der multikriteriellen Gruppierungsanalyse

2.5 Räumliche Ausprägung des Energiesystems in Baden-Württemberg

2.5.1 Energieträger

Die Landesanstalt für Umwelt, Messungen und Naturschutz Baden-Württemberg (LUBW) führt den Energieatlas Baden-Württemberg (zuvor Potentialatlas Erneuerbare Energien). Dieser umfasst Potentialanalysen zur Windkraft, zu solaren Dach- und Freiflächen sowie zur Wasserkraft. Im November 2015 werden zudem Karten zur Biomasse veröffentlicht, die bestehende Biomassefeuerungsanlagen enthalten. Die Karten zu bestehenden Biogas- und Biomethaneinspeiseanlagen sind derzeit in Arbeit. Die webbasierte Kartenanwendung wird derzeit aktualisiert, erweitert und unter <http://www.energieatlas-bw.de> veröffentlicht (Stand: 16. November 2015). Das Windpotential ergibt sich aus einer Analyse der Flächennutzung sowie der Windgeschwindigkeiten in einer Höhe von 140 m. Auf Gemeindeebene wird die potentielle, d.h. mögliche Jahresarbeit in GWh/a berechnet, die auf in bzgl. Wind und Nutzung (bedingt) geeigneter Fläche erreichbar wäre. Nach Angaben der LUBW sei das Ziel der Landesregierung, den Anteil der Windkraft an der Stromerzeugung in BW bis 2020 auf mindestens 10% zu steigern. Hierfür sind rund 1.000 bis 1.200 neue Anlagen mit einer mittleren Leistung von 2,5 bis 3,0 MW erforderlich.

Die Solarpotenzialanalyse bezieht sich auf Standortfaktoren wie Neigung, Ausrichtung, Verschattung und solare Einstrahlung. Die Berechnung dieser Faktoren erfolgt über ein digitales Oberflächenmodell auf der Basis von Laserscandaten aus einer Befliegung von 2000 - 2005 mit ca. 1 Pkt/m² Aufnahmedichte (LUBW). Aus dem first pulse der Laserscandaten erfolgt die Interpolation des Digitalen Oberflächenmodells (DOM) im 1 m² Raster. Die Dächer aller Gebäude erhalten einen Wert für solare Eignung. Des Weiteren werden die gegenwärtigen Standorte (2014) der Solar-Dachflächenanlagen und Solar-Freiflächenanlagen verortet. Potenzielle Flächen mit EEG-Vergütung werden ebenso wie die mittlere jährliche Sonneneinstrahlung kartographisch dargestellt.

Nach Angaben des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg (2012) ist die Wasserkraft derzeit die bedeutendste erneuerbare Energiequelle in Baden-Württemberg (2011: 6,8 % der Bruttostromerzeugung). Aufgabe des Landes ist es, den Ausbau der erneuerbaren Energien einerseits und gewässerökologische Verbesserungen im Sinne der WRRL andererseits so weit wie möglich in Einklang zu bringen. Im Potenzialatlas werden momentan die für das Neckar-Einzugsgebiet gewonnenen Ergebnisse dargestellt. Eine Ausdehnung der Potenzialabschätzungen auf die gesamte Landesfläche mit den Flusseinzugsgebieten Donau und Rhein ist für 2015 geplant. Dabei werden einerseits Ausbaupotenziale an bereits für die Wasserkraft genutzten Standorten berechnet. Zudem werden Neubaupotenziale an noch nicht genutzten Querbauwerken ermittelt. Bei der Bewertung der einzelnen Standorte werden gewässer- und fischökologische Gesichtspunkte mit berücksichtigt, insbesondere die Durchgängigkeit und die Abflussverhältnisse sowie Fischwanderungen und -migrationen (LUBW, <http://www.lubw.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/224351/>, 16. November 2015).

2.5.2

Energiewandler

Aus Datenschutzgründen werden adressgenaue Ergebnisse, sofern vorhanden, nicht veröffentlicht. Dies betrifft insbesondere die PV-Anlagen, die auf Wohngebäuden verortet sind. Die Leistungssummen werden auf Hektarraster- und Gemeindeebene aufsummiert. Dies betrifft sowohl die Summen der potentiellen Nennleistungen als auch die tatsächlich produzierte Energie.

Photovoltaik

Die Schwerpunkte der PV-Energie liegen hier wie zu erwarten in den Agglomerationsräumen bzw. Städten mit der höchsten Bebauungsdichte (s. Abb. 07). Diese sind Freiburg im Breisgau, Mannheim, Karlsruhe, Ehingen (Donau), Stuttgart, Wertheim, Rottenacker, Teile des Kreises Ravensburg, Alb-Donau-Kreis, Teile des Main-Tauber-Kreises sowie des Kreises Schwäbisch Hall. Auffällig sind einige Datenlücken nordöstlich von Stuttgart aufgrund fehlender Daten in dem Datensatz des Übertragungsnetzbetreibers. Die Ursache für die fehlenden Daten konnte nicht geklärt werden. Die Bundesnetzagentur (BNA) führt abweichende Anlagennummern, sodass kein Datenabgleich und somit keine fehlerfreie Kombinationen und Ergänzungen der Daten möglich sind.

Die Auswertung der eingespeisten Energie aus Photovoltaikanlagen korreliert mit den Nennleistungssummen, wie auch aus der Abb. 06 ersichtlich ist.

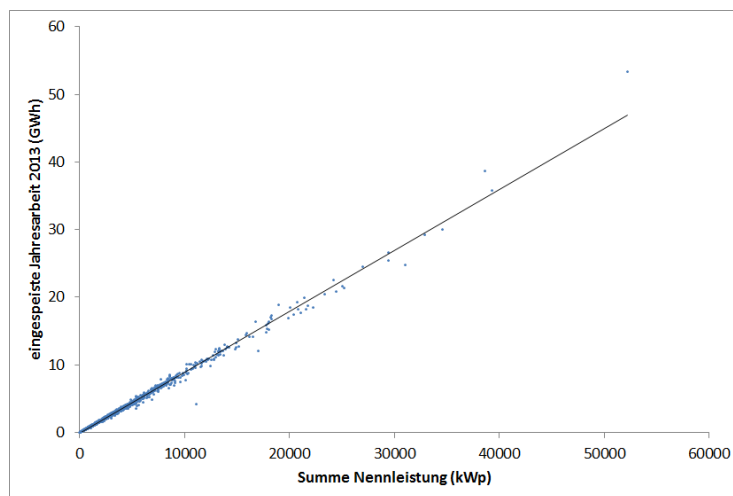


Abb. 06 Streudiagramm zur Nennleistung und eingespeisten Energie von Photovoltaik-Anlagen, Auswertung basierend auf Daten von TransnetBW (2013: Bewegungsdaten, 2014: installierte Nennleistung, Anzahl Anlagen)

Unter Berücksichtigung des Solarpotentialatlas der LUBW ergeben sich nur bedingt signifikante Übereinstimmungen in den Regionen mit hoher, mittlerer jährlicher Sonneneinstrahlung und den Ergebnissen der eingespeisten Energie. Dies betrifft insbesondere den Kreis Ravensburg. Im Kreis Lörrach scheint das Potential höher zu sein als die tatsächlich gewonnene Energie. Auffallend sind jedoch die im Schwarzwald gelegenen Gemeinden, die geringere Summen aufweisen und bei der mittleren jährlichen Sonneneinstrahlung topographiebedingt ein schlechteres Solarpotential aufweisen. Laut BNA wurden im Jahr 2014 für Baden-Württemberg eine Nennleistung von 4.984,5 MW und eine Einspeisung von 4.464,1 GWh verzeichnet. Dabei lag der Anteil der Einspeisung zu 91,3 % bei Gebäudeanlagen und nur zu 8,7 % bei Freiflächenanlagen (siehe auch Abb. 58). Die in GISOPT analysierten Daten ergeben für Baden-Württemberg 4.256,97 GWh Einspeisung bei einer Nennleistung von 4.846,5 MW. Die Abweichungen ergeben sich möglicherweise aus den Datenlücken nordöstlich von Stuttgart sowie aus der Tatsache, dass im Projekt lediglich die Bewegungsdaten aus 2013 ausgewertet werden konnten. Die BNA führt für 2014 277.034 PV-Anlagen, die Auswertungen der Daten des Übertragungsnetzbetreibers innerhalb des Projekts ergeben 270.061 Anlagen. Die Differenz beträgt demnach 6.973 bzw. 2,5 %.

Nach Angaben der BNA gab es Ende 2014 1459 Biomasseanlagen in Baden-Württemberg, die Nennleistung beträgt 656.2 MW, die Jahresarbeit 3668.7 GWh. Die Auswertung der Bewegungsdaten von 2013 ergab 3.720,2 GWh eingespeiste Energie, sowie eine Gesamtnennleistung von 624,9 MW. Ausgewertet wurden 1.431 Anlagen.

Biomasse

Die Auswertung der eingespeisten Energie durch Biomasse auf Gemeindeebene ergibt signifikante Unterschiede in der räumlichen Variabilität (s. Abb. 08). Von Freiburg i. Br. abgesehen ergibt sich entlang des Oberrheingrabens nur eine geringe Energieeinspeisung. Die Kreise Waldshut, Schwarzwald-Baar-Kreis, Sigmaringen, Rottweil, Ravensburg sowie der Main-Tauber-Kreis weisen relativ betrachtet die höchsten Summenwerte auf. Auffallend sind flächendeckende Lücken entlang des Oberrheingrabens sowie in den Kreisen Esslingen, Rems-Murr-Kreis und Teile des Landkreises Heilbronn. Dies deckt sich auch weitgehend mit der Verortung der Bioenergieanlagen der LUBW. Im Potenzialatlas Bioenergie in den Bundesländern (AGENTUR FÜR ERNEUERBARE ENERGIEN 2011) wird sowohl die installierte Nennleistung, als auch die Zahl der unterschiedlichen Bioenergieanlagen-Typen aufgelistet und auf Kreisebene für BW dargestellt. Die Bioenergieanlagen in BW umfassen u.a. 47 Holz(heiz)kraftwerke (164 MW Nennleistung), 796 Biogasanlagen (+7 Biomethan-Aufbereitungsanlagen, 256 MW Nennleistung), Pflanzenöl-BHKW (keine Angaben zu Anzahl und Leistung möglich), sowie 121 Klär- und Deponiegas-BHKW (35 MW Nennleistung). Ein Schwerpunkt der Anlagen liegt im Südosten Baden-Württembergs, was sich mit den Auswertungen der Bewegungsdaten des Übertragungsnetzbetreibers deckt.

Windkraftanlagen und Wasserkraft

Die installierten Windkraftanlagen erstrecken sich insbesondere über Gemeinden des Schwarzwaldes sowie im Nordosten Baden-Württembergs (s. Abb. 09). Laut Bundesnetzagentur stehen in Baden-Württemberg 363 Anlagen mit einer Nennleistung von 577,7 MW und einer eingespeisten Energie von 664,3 GWh. Basierend auf den Zahlen von TransnetBW werden durch 380 installierte Anlagen mit 597,8 MW Nennleistung 716,7 GWh eingespeiste Energie auf Gemeindeebene bereit gestellt.

Die Wasserkraftanlagen erstrecken sich insbesondere entlang der bedeutenden Flussläufe des Rheins, des Neckars, der Donau sowie der jeweiligen Zuflüsse (Abb. 10). Bezüglich der eingespeisten Energie sind die Gemeinden Forbach, Stuttgart, Heilbronn, Heidelberg, Mannheim, Rottenburg am Neckar hervorzuheben, bei denen die Einspeisung größer als 10 GWh ist.

Geothermie, Deponie-, Klär- und Grubengas

Die Geothermie spielt in Baden-Württemberg, nicht zuletzt durch die weitreichenden Folgen der Geländehebungen in Staufeu i. Br., eine untergeordnete Rolle und beschränkt sich mit 1,2 GWh eingespeister Energie auf Bruchsal (Abb. 11). Die Nennleistung und eingespeiste Energie durch die Gewinnung von Deponie-, Gruben- und Klärgas weisen keine besondere räumliche Variabilität auf. Von über 1.100 Gemeinden verteilen sich lediglich 91 Anlagen auf 80 Gemeinden (Abb. 12).

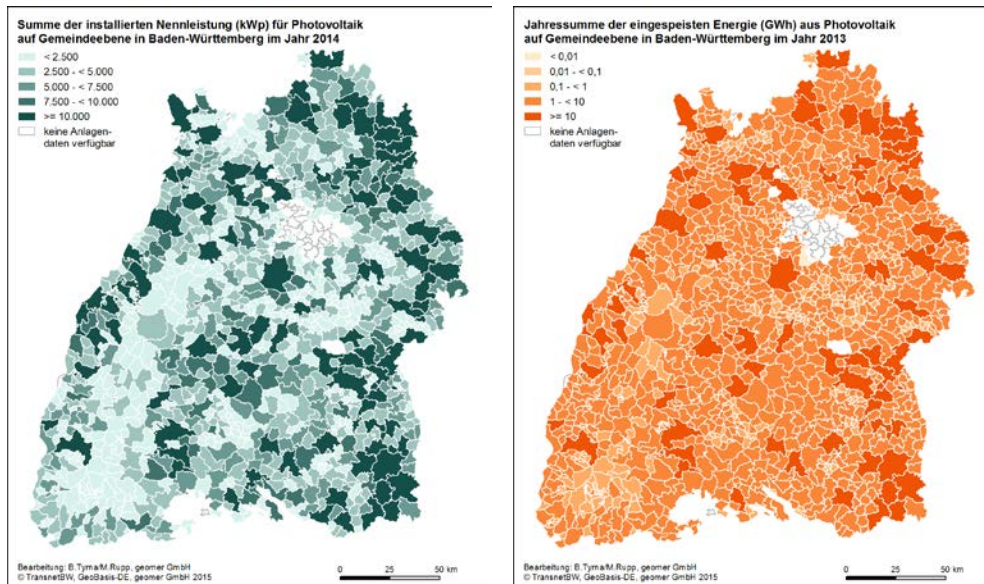


Abb. 07 Auswertungen der Nennleistungen und Einspeisungen der Photovoltaik-Anlagen (Gebäude- und Freiflächenanlagen) in Baden-Württemberg. Datenquelle: TransnetBW (Nennleistung: 2014, Einspeisung: 2013).

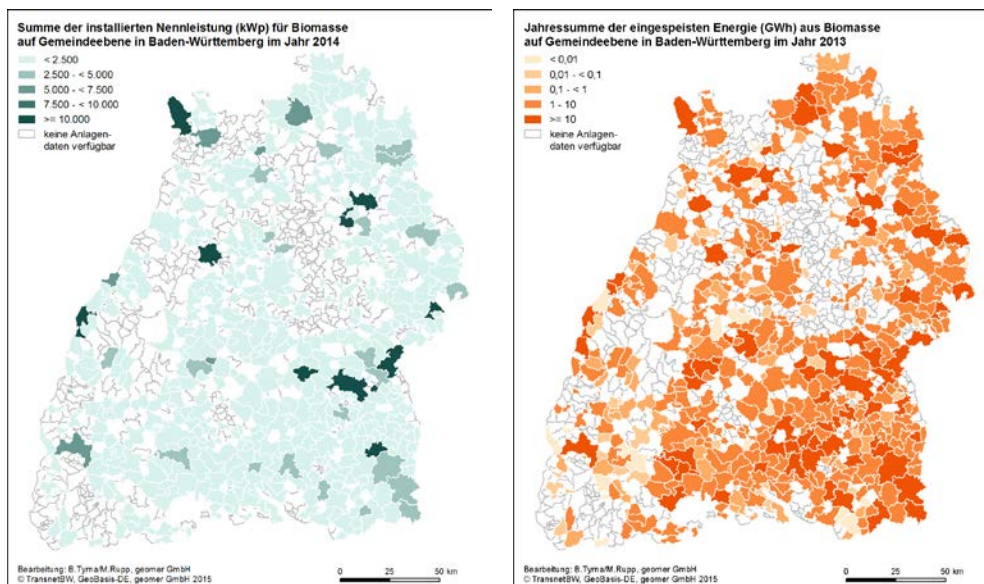


Abb. 08 Auswertungen der Nennleistungen und Einspeisungen der Biomasse-Anlagen in Baden-Württemberg. Datenquelle: TransnetBW (Nennleistung: 2014, Einspeisung: 2013).

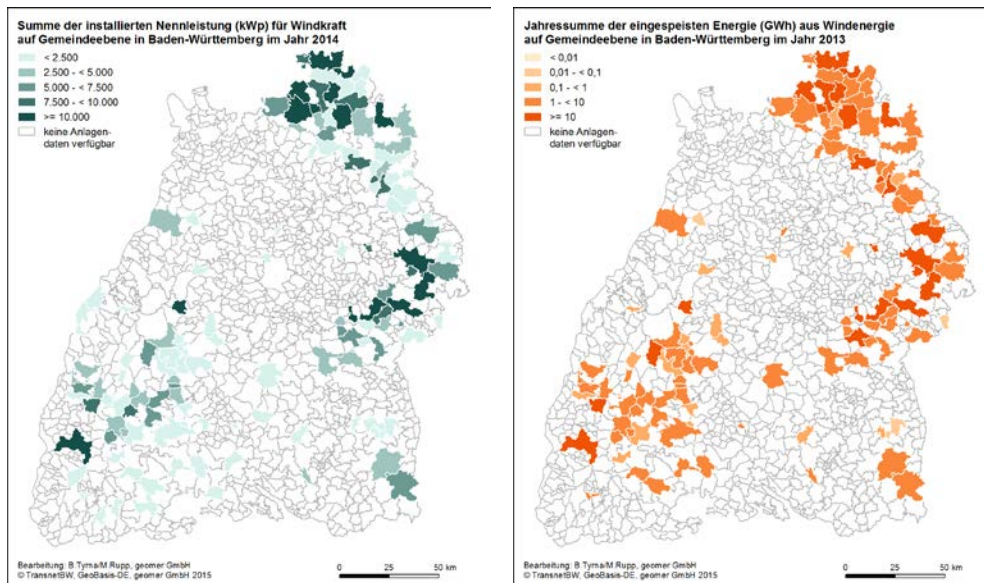


Abb. 09 Auswertungen der Nennleistungen und Einspeisungen der Windkraft-Anlagen in Baden-Württemberg. Datenquelle: TransnetBW (Nennleistung: 2014, Einspeisung: 2013).

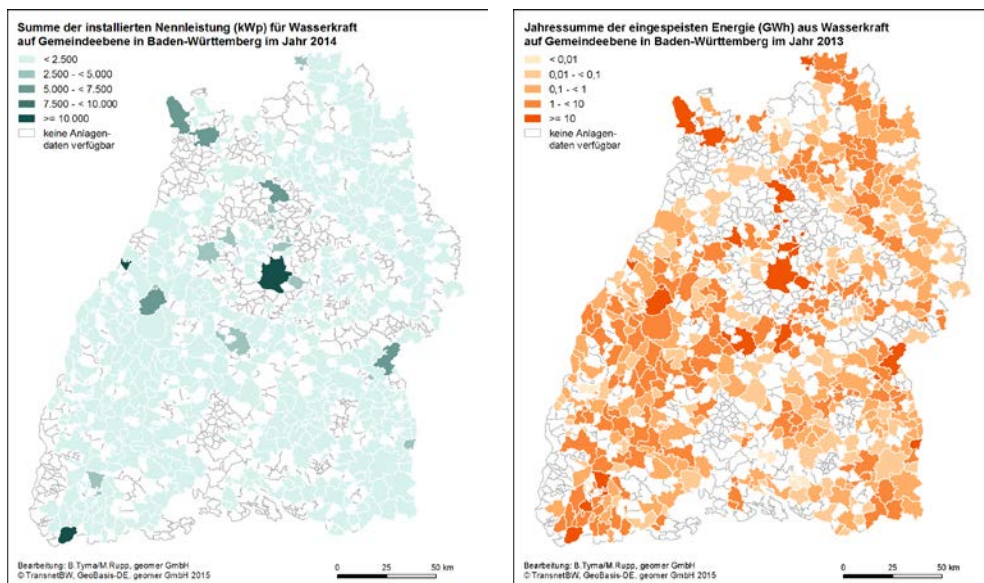


Abb. 10 Auswertungen der Nennleistungen und Einspeisungen der Wasserkraft-Anlagen in Baden-Württemberg. Datenquelle: TransnetBW (Nennleistung: 2014, Einspeisung: 2013).

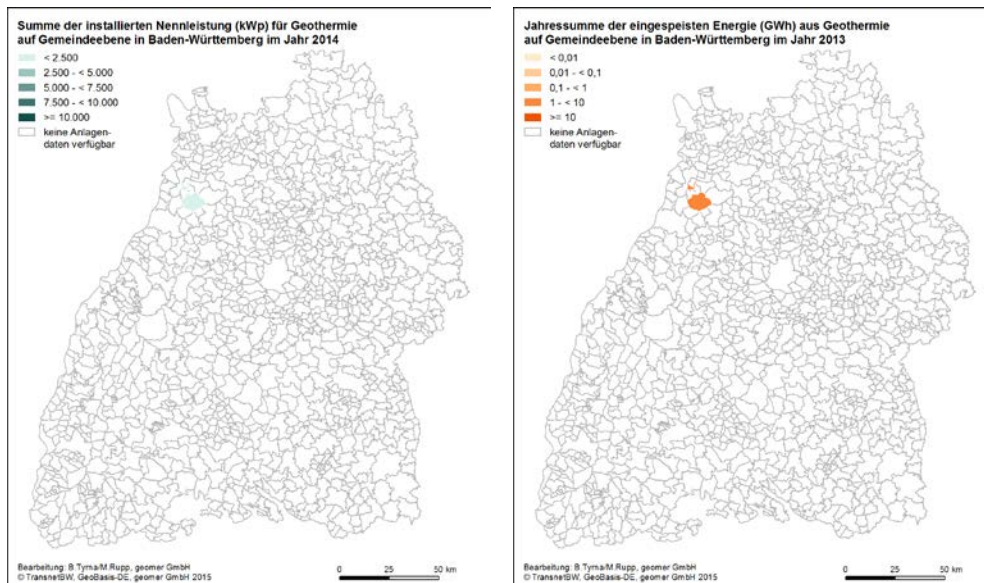


Abb. 11 Auswertungen der Nennleistungen und Einspeisungen der Geothermie-Anlagen in Baden-Württemberg. Datenquelle: TransnetBW (Nennleistung: 2014, Einspeisung: 2013).

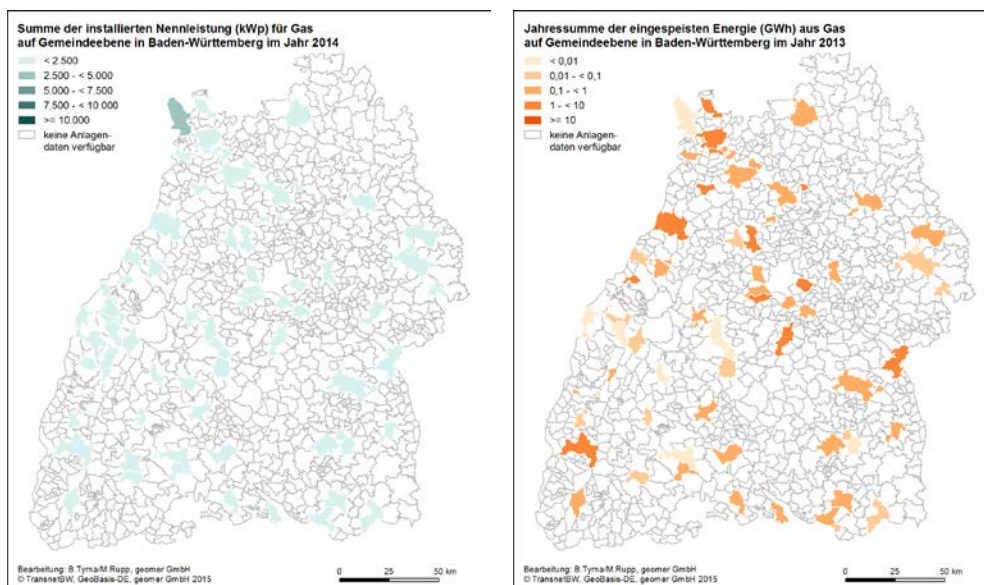


Abb. 12 Auswertungen der Nennleistungen und Einspeisungen der Gas-Anlagen in Baden-Württemberg. Datenquelle: TransnetBW (Nennleistung: 2014, Einspeisung: 2013).

2.5.3

Energielasten: Wärme- und Strombedarf

Wärmebedarf

Die Ergebnisse werden sowohl auf Gebäudeebene als auch auf dem Hektarraster dargestellt (Abb. 13). Im Fallbeispiel Freiburg liegt der Jahresnutzenergiebedarf pro Gebäude bei maximal 1.480.000 kWh. Das arithmetische Mittel liegt bei 47.501 kWh, die Standardabweichung bei 45.897 kWh. Auf dem Hektarraster in Abb. 13 liegen die Werte je nach Bebauungsdichte bei maximal 2.580.000 kWh. Das arithmetische Mittel liegt bei 386.589 kWh, die Standardabweichung bei 373.464 kWh. Die Berechnung wird gleichermaßen für den Rhein-Neckar-Kreis durchgeführt, allerdings erfolgte die

Berechnung im Jahr 2015 unter Berücksichtigung der aktualisierten Energiekennwerte, die vom IWU veröffentlicht wurden.

Hinsichtlich der flächenspezifischen Nutzwärme aus TABULA ist der Wärmebedarf pro Quadratmeter bei Einfamilienhäusern bei gleichzeitig großer Energiebezugsfläche am höchsten. Mehrfamilienhäuser weisen in der Summe niedrigere flächenspezifische Wärmebedarfswerte auf, da in solchen Gebäuden im Verhältnis mehr Personen pro Quadratmeter leben, als es bei Einfamilienhäusern der Fall ist. Nicht zuletzt spielen die Baualterklasse und die zur jeweiligen Zeit verwendeten Baumaterialien und Bauweisen eine erhebliche Rolle. Generell sinkt der Energiebedarf bei Gebäuden mit neuerem Baujahr, allerdings gibt es laut der TABULA-Studie einen erneuten Anstieg des Energiebedarfs pro Quadratmeter zwischen 1984 und 1994, der bei allen Gebäudetypen festgestellt wurde.

Unter Einbezug der räumlichen Analyse des Gebäudealters wird somit insbesondere die Bedeutung des Baualters für die Berechnung des Jahres-Nutzenergiebedarfs deutlich und kartographisch darstellbar. Die räumliche Variabilität zeigt wie vermutet einen erhöhten Nutzwärmebedarf im alten Stadtkern Freiburgs mit hohem Altbau-Anteil. Diese Erkenntnisse gelten analog für den Rhein-Neckar-Kreis bzw. für die Stadt Heidelberg. Auf Grund von Lizenzbestimmungen amtlicher Eingangsdaten dürfen die Ergebnisse weder auf Gebäudeebene, noch auf dem Hektarraster veröffentlicht werden. In dem Geoportal des Projekts werden die Ergebnisse als PDF-Karte bereitgestellt (<http://map.gisopt.de/documents/?limit=100&offset=0>).

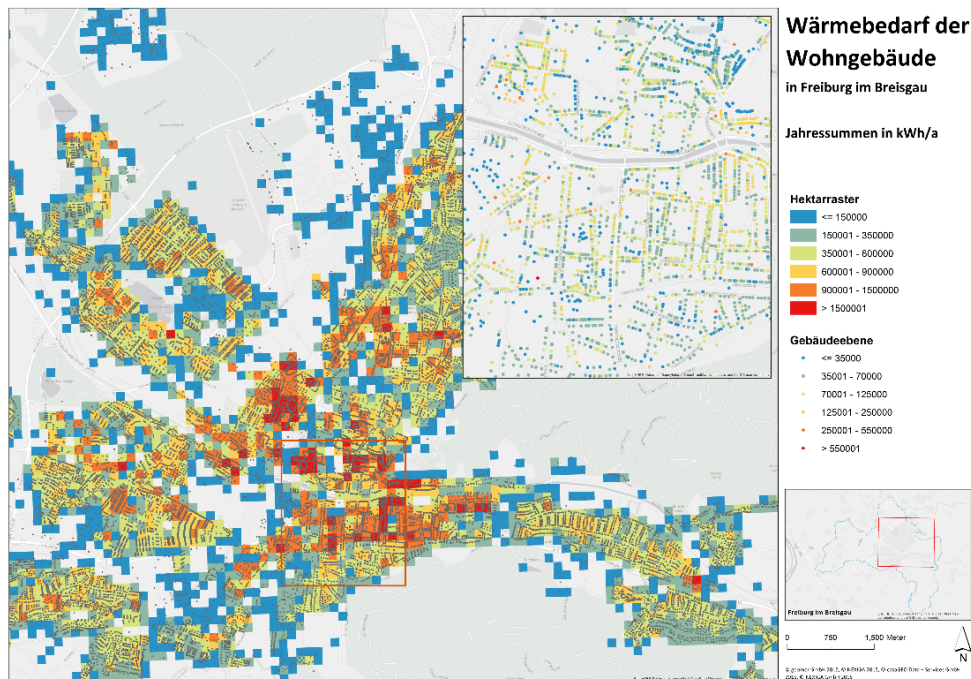


Abb. 13 Wärmebedarf der Wohngebäude (Jahresnutzenergie) in Freiburg im Breisgau (in kWh/a)

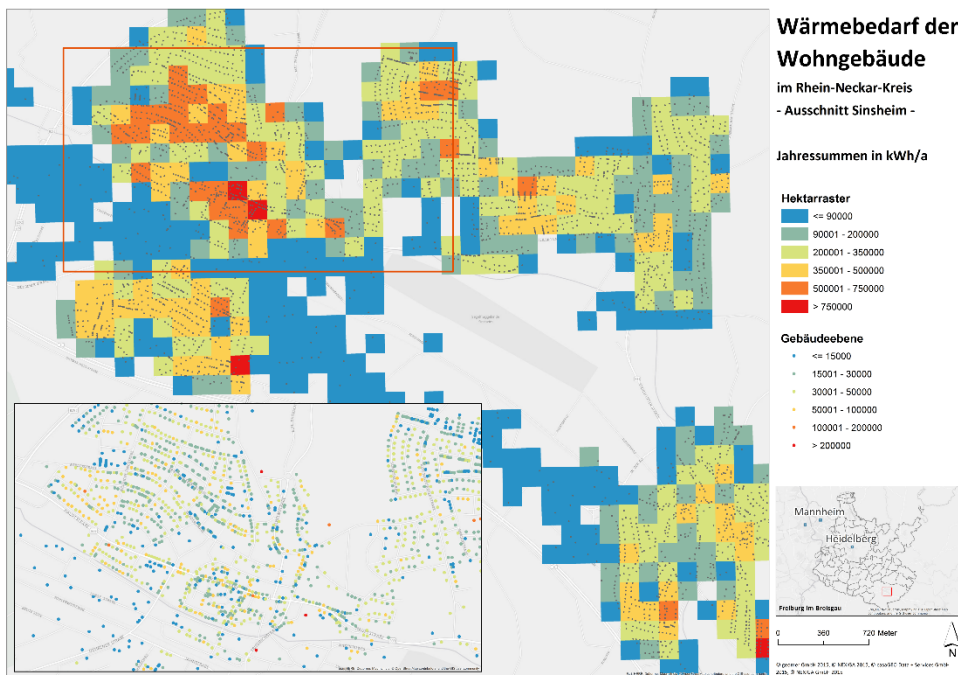


Abb. 14 Wärmebedarf der Wohngebäude (Jahresnutzenergie) im Rhein-Neckar-Kreis, Ausschnitt Sinsheim

Im November 2015 wurde von der LUBW eine vorläufige Wärmebedarfsanalyse für Baden-Württemberg veröffentlicht, die den Wärmebedarf in kWh/m²a bis auf Baublockebene darstellt. Die Berechnung basiert auf Daten des Zensus 2011 (<http://www.energieatlas-bw.de/waerme/spezifischer-waermebedarf-von-wohngebaeuden>, 17. November 2015) und wird bei der Bewertung der Ergebnisse der im Projekt durchgeführten Wärmebedarfsberechnungen für einen Vergleich herangezogen.

Strombedarf

Zur Ermittlung des Strombedarfs werden durchschnittliche Verbrauchswerte in Abhängigkeit der Haushaltsgröße angenommen, die auf Angaben des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW 2013) basieren. Auf Grund der vorhandenen Datenlage zu den Haushalten auf Adressebene ist die Berechnung auf Gebäudeebene möglich. Neben der Stadt Freiburg wird der Strombedarf ebenfalls für den Rhein-Neckar-Kreis gebäudescharf ermittelt. Die gebäudescharfen Ergebnisse liegen als PDF-Karte vor (<http://map.gisopt.de/documents/?limit=100&offset=0>), die Ergebnisse auf dem Hektarraster sind unter <http://map.gisopt.de/maps/47> & <http://map.gisopt.de/maps/48> veröffentlicht.

Tab. 06 Jährlicher Strombedarf je Haushaltsgröße in kWh. Quelle: BDEW.

Anzahl Personen je Haushalt / Strombedarf				
1	2	3	4	≥ 5
2050 kWh	3440 kWh	4050 kWh	4750 kWh	5370 kWh

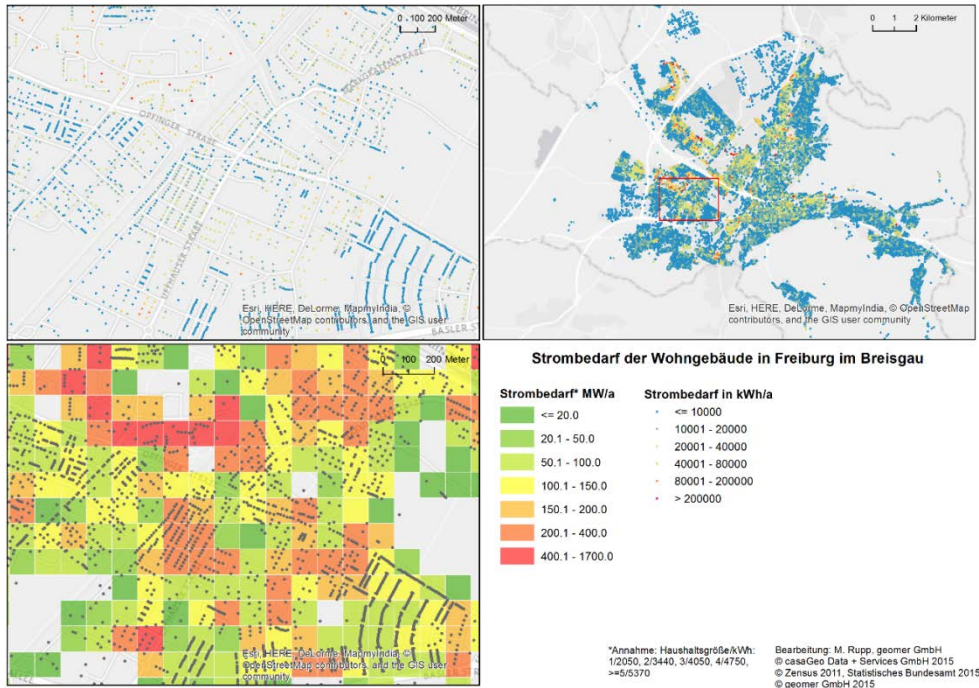


Abb. 15 Strombedarf der Wohngebäude in Freiburg im Breisgau, Ausschnitt Haslach.

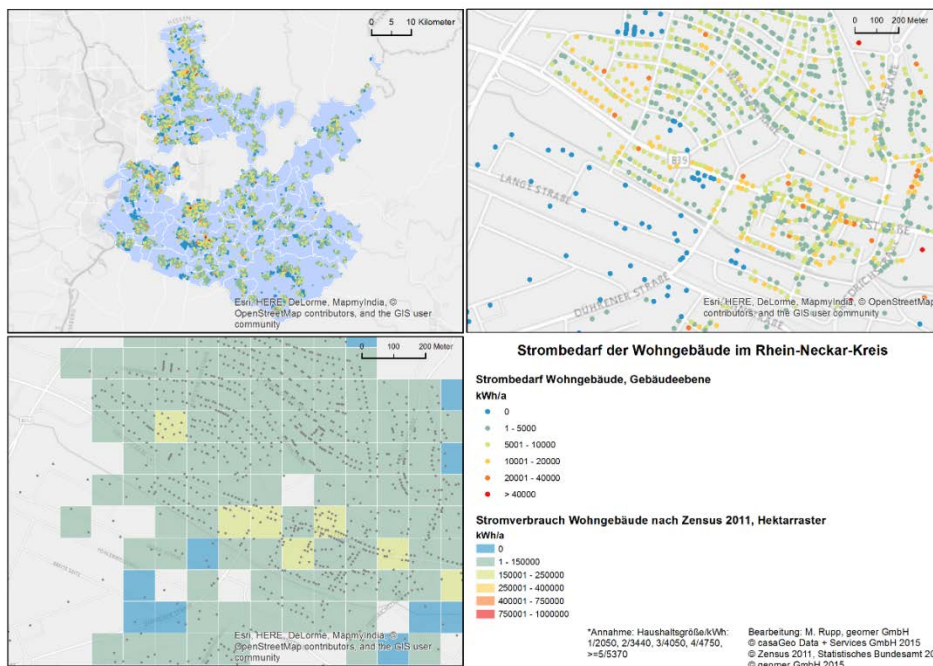


Abb. 16 Strombedarf der Wohngebäude im Rhein-Neckar-Kreis. Die Berechnung basiert auf einer Verhältnisannahme: Haushaltsgröße/kWh: 1/2050, 2/3440, 3/4050, 4/4750, >=5/5370.

Für Baden-Württemberg wird der Strombedarf der Wohngebäude auf der Hektarraster- sowie auf Gemeindeebene berechnet und kartographisch dargestellt. Die Berechnung erfolgte unter Berücksichtigung der Zensusdaten von 2011 (Anzahl Haushalte nach Haushaltsgröße auf dem Hektarraster). Die Daten werden in einer PostgreSQL-Datenbank ausgewertet und neben der Darstellung auf dem Hektarraster auch auf

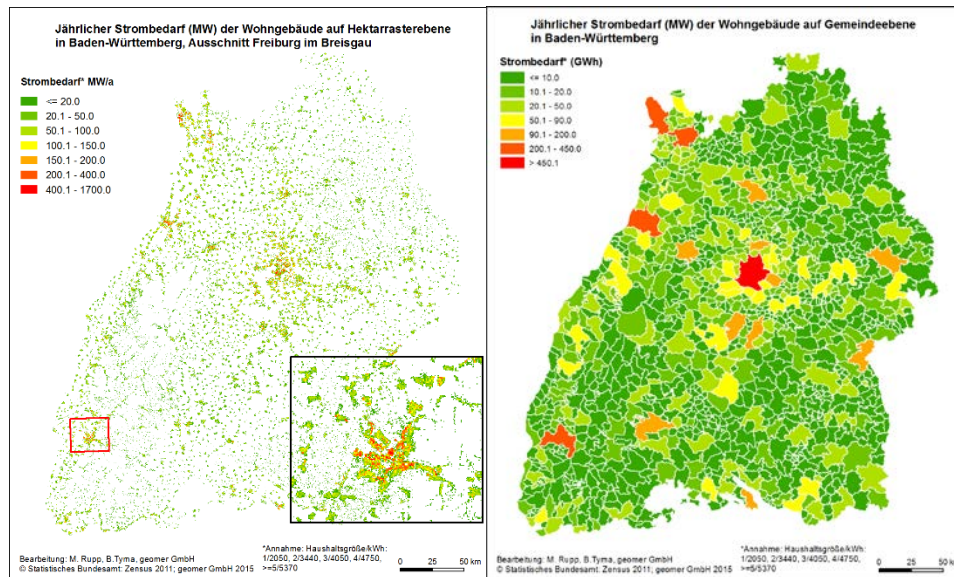


Abb. 17 Jährlicher Strombedarf der Wohngebäude in Baden-Württemberg auf Hektarrasterebene (links) und Gemeindeebene (rechts)

Wie zu erwarten ist der Strombedarf in den Ballungszentren der großen Städte am höchsten. In Stuttgart leben etwa 600.000 Menschen, darunter gibt es laut Zensus 2011 knapp 130.000 1-Personen-Haushalte, die im Verhältnis den höchsten Strombedarf aufweisen (BDWE 2013). Nach Angaben des Statistischen Bundesamtes steigt die Zahl dieses Haushaltstyps seit zehn Jahren kontinuierlich an, während die Zahl größerer Haushalte sinkt (DESTATIS 2015). Der Strombedarf deckt sich mit der räumlichen Variabilität der Haushaltsstrukturen.

2.5.4 Wärmespeicher

Ausbau-Potenzial dezentraler Wärmespeicher

Der Warmwasser-Wärmebedarf ist durch zeitliche und mengenmäßige Schwankungen gekennzeichnet. Zur Ermittlung des Warmwasser-Wärmebedarfes können verschiedene DIN bzw. VDI-Richtlinien, statistische Zapfprofile oder stochastische Modelle herangezogen werden. Im Rahmen des Projektes wird der Warmwasser-Wärmebedarf für Wohngebäude basierend auf der Vorgehensweise in DIN 4708 ermittelt, da sie die Berechnung des Warmwasser-Wärmebedarfes für verschiedene Bedarfszeiträume ermöglicht. Der für einen bestimmten Bedarfszeitraum ermittelte Warmwasser-Wärmebedarf stellt gleichzeitig einen Speicherbedarf für Wärmeenergie dar.

DIN 4708 ermöglicht die Berechnung einer Bedarfskennzahl N für jedes Wohngebäude. Diese berücksichtigt die Anzahl der Wohnungen im Gebäude (hier gleichgesetzt mit der Anzahl der Haushalte), die Anzahl der Bewohner pro Wohnung, die Anzahl von Zapfstellen für Warmwasser und die Wärmemenge für die Entnahme von Warmwasser aus einer Zapfstelle. Die Bedarfskennzahl entspricht der Zahl der Einheitswohnungen, d.h. die Zahl und Ausstattung der tatsächlich vorhandenen Wohnungen wird in die Zahl der Einheitswohnungen umgerechnet. Eine Einheitswohnung besitzt nach DIN 4708 folgende Kennzeichen:

- Belegungszahl: 3,5 Personen
- Wohnungsgröße: 4 Räume
- Eine Badewanne (140 l) und 2 Zapfstellen

- Warmwasserbedarf somit 5,82 kWh

Der Hersteller Buderus veröffentlichte 2002 die Planungsunterlage »Größenbestimmung und Auswahl von Speicher-Wassererwärmern«. Darin sind die Speicher-Wassererwärmer mit ihrer jeweiligen Leistungskennzahl aufgelistet, die in Tab. 07 zusammengefasst sind. Die Leistungskennzahl N_L muss dabei mindestens so groß wie die Bedarfskennzahl N sein: $N_L \geq N$ (Bedingung 1 nach DIN 4708). Anhand der für jedes Gebäude ermittelten Bedarfskennzahl kann somit die passende Speichergröße zugeordnet werden. Die Größenordnungen stimmen ungefähr mit den Angaben typischer Speichergrößen nach Burger & Rogatty (2004) überein (Tab. 08), fallen jedoch für größere Mehrfamilienhäuser etwas geringer aus: Bedarfskennzahl/Zahl der Einheitswohnungen $N=10,1$ bis $<14,5$ ergeben 400 l Speichergröße, Burger & Rogatty (2004) geben für ein 12-Familien-Haus 500 l als typische Speichergröße an.

DIN 4708 beruht auf der Annahme, dass die Wassererwärmung im Gebäude zentral erfolgt. Tatsächlich gibt es neben der zentralen Wassererwärmung auch Fern- und Nahwärmeheizungen und Gas-Durchlauferhitzer (Gas-Warmwasserthermen). Diese arbeiten nicht mit zentralen Trinkwarmwasserspeichern, sondern mit Wärmetauschsystemen bzw. einer direkten Erwärmung des benötigten Trinkwassers ohne Speicherung.

Räumliche Informationen zu den Heizungstypen und Energieträgern liegen leider nicht auf Gebäudeebene vor. Jedoch können Informationen zu den Heizungstypen aus den Zensusdaten auf Hektarrasterebene herangezogen werden, um auf das Vorhandensein von Warmwasserspeichern in Wohngebäuden zu schließen. In den Zensusdaten sind sechs verschiedene Heizungstypen ausgewiesen: Fernheizung (Fernwärme), Etagenheizung, Blockheizung, Zentralheizung, Einzel-/Mehrraumöfen (auch Nachtspeicherheizungen), sowie keine Heizung. Es wird die Annahme getroffen, dass nur bei Zentralheizung und Blockheizung davon ausgegangen werden kann, dass ein Warmwasserspeicher im Gebäude vorhanden ist. Der Anteil dieser beiden Heizungstypen an der Gesamtheit der Heizungstypen repräsentiert somit die Wahrscheinlichkeit für das Vorhandensein von Warmwasserspeichern in einer Hektarrasterzelle. Auf Hektarrasterebene werden die Speichergrößen aufsummiert und mit der Speicherwahrscheinlichkeit multipliziert um potenziell vorhandene Speicherpotenziale zu berechnen.

In Tab. 07 ist die Speichergröße nach Buderus (2002) der Leistungskennzahl gegenübergestellt. Abb. 18 zeigt die räumliche Ausprägung der ermittelten Speichergrößen auf Gebäudeebene für Freiburg-Haslach.

Tab. 07 Wahl des passenden Speichersystems basierend auf der Leistungskennzahl N_L (Annahmen: Beheizung mit Heizkessel bei hohem Heizwasserbedarf, Heizwasser-Vorlauftemperatur 80°C, Speichertemperatur 60°C) nach Buderus (2002).

Bedarfskennzahl N (dimensionslos)	Leistungskennzahl N_L (dimensionslos)	Buderus- Speichersystem	Speichergröße (Liter)
0 bis < 2,9	2,9	ST150 (stehend)	150
2,9 bis < 5,3	5,3	ST200 (stehend)	200
5,3 bis < 10,1	10,1	ST300 (stehend)	300
10,1 bis < 14,5	14,5	SU400 (stehend)	400
14,5 bis < 17,8	17,8	SU500 (stehend)	500
17,8 bis < 27,4	27,4	SU750 (stehend)	750
27,4 bis < 34,8	34,8	SU1000 (stehend)	1000
34,8 bis < 94,0	94,0	LTN1500 (liegend)	1500

94,0 bis < 134,0	134,0	LTN2000 (liegend)	2000
134,0 bis < 199,0	199,0	LTN2500 (liegend)	2500
199,0 bis 210,0	210,0	LTN3000 (liegend)	3000

Tab. 08 Typische Speichergrößen für die Trinkwassererwärmung (Burger & Rogatty 2004).

Gebäude	Mögliche Speichergröße (l)
1-Familienhaus-Standard	160
1-Familienhaus-gehoben	200
2-Familienhaus	200
6-Familienhaus	350
12-Familienhaus	500

Für die Berechnung des Speicherpotenzials wird die Annahme getroffen, dass die normale Speichertemperatur eines Warmwasserspeichers von 60°C auf maximal 95°C erhöht werden kann ($\Delta T = 35\text{K}$). Für die Berechnung des daraus resultierenden Speicherpotenzials wird die spezifische Wärmekapazität c von Wasser verwendet:

$$c = \frac{\Delta Q}{m \cdot \Delta T} \approx 4,19 \frac{\text{kJ}}{\text{kg} \cdot \text{K}}$$

Dabei ist ΔQ = zugeführte/entzogene Wärmeenergie in kWh, m = Masse in kg und ΔT = Differenz zwischen Ausgangs- und Endtemperatur in K. Für diesen Ansatz wird die Masse (in kg) der erwärmten Wassermenge (in Liter) gleichgesetzt. Die gesamte erwärmte Wassermenge entspricht somit dem Inhalt des Speichers, also der Speichergröße in Liter. Das Speicherpotenzial entspricht der zugeführten/entzogenen Wärmeenergie ΔQ und wird durch Umstellung mit folgender Formel berechnet, die zusätzlich den Umrechnungsfaktor 3600 zur Umrechnung der Einheiten enthält:

$$\Delta Q = \frac{m \cdot c \cdot \Delta T}{3600}$$

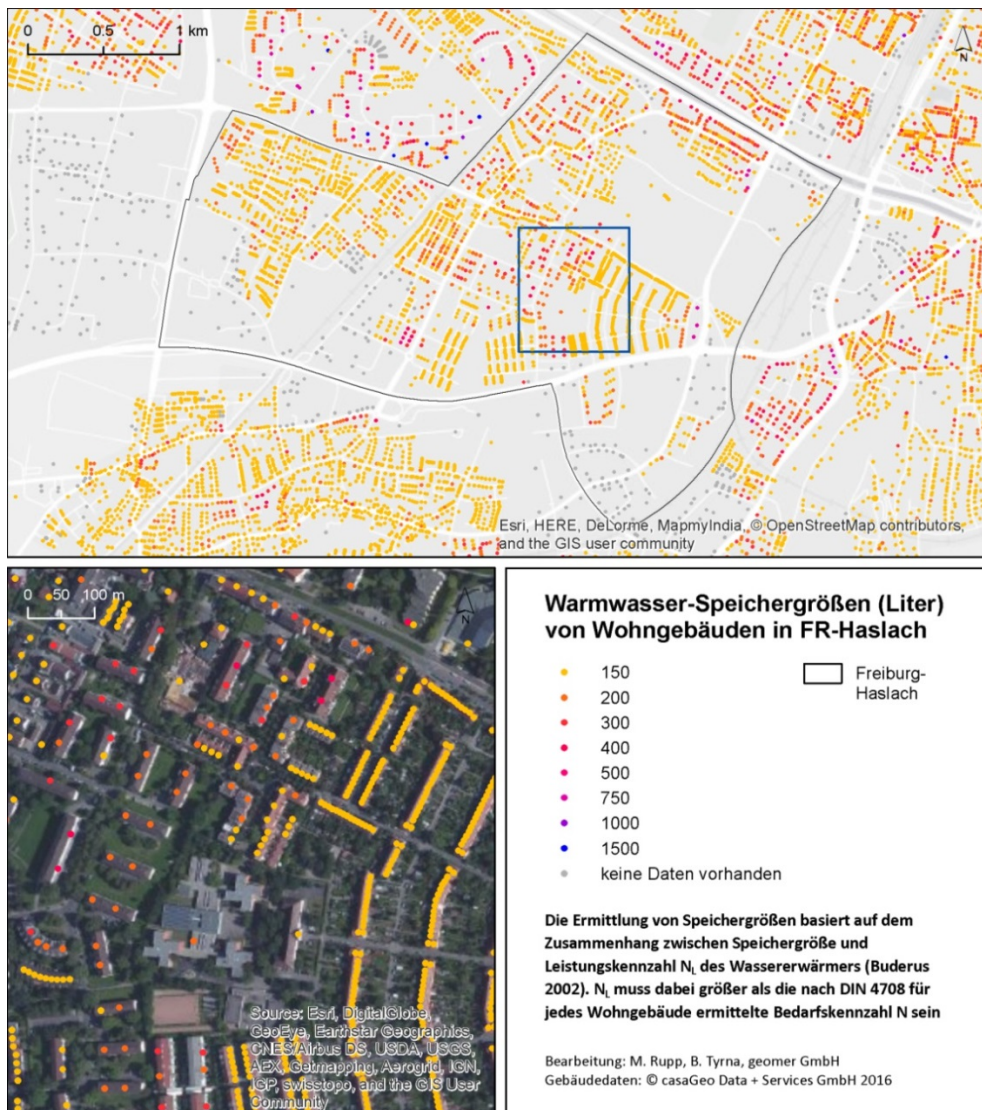


Abb. 18 Ermittelte Speichergößen potenziell vorhandener dezentraler thermischer Speicher in den Wohngebäuden von Freiburg-Haslach.

Thermische Energiespeicher in Freiburg Haslach

Im Folgenden werden die Ausbaupotentiale dezentraler und zentraler thermischer Energiespeicher für den Analysestadtteil Freiburg Haslach ermittelt. Der Ausbaubedarf dezentraler Energiespeicher erfolgt auf Basis normativer Vorgaben und der Gewährleistung der Deckung von Spitzenbedarfen zusätzlich aus thermischen Energiespeichern. Bei der Ermittlung des Ausbaupotentials zentraler Wärmespeicher in Fernwärmenetzen werden sowohl Leistungsdichten der Wärmeabnahme in den Baublöcken berücksichtigt als auch Standortfaktoren, wie beispielsweise Freiflächen und Bodenrichtwerte in den Baublöcken des Versorgungsgebietes. Optimale Speicheraufstellorte bzw. Ausbaupotentiale werden dabei mit den in Kapitel 2.4.4 erläuterten Gruppierungsalgorithmen berechnet.

Im Folgenden wird auf Basis des Freiflächenanteils (%), des Bodenrichtwerts (€/m^2) und der Leistungsdichte (kW/ha) aller Gebäude in einem Baublock eine Gruppierungsanalyse mit dem Gruppierungswerkzeug in ArcGIS durchgeführt. Dabei werden räumlich zusammenhängende und in ihren Merkmalen möglichst homogene Baublöcke als Zonen gruppiert. Die Zonierungsergebnisse und die Charakteristika der berechneten Zonen sind in Abb. 19 dargestellt und beschrieben. Für die Gruppierung wurde eine Gruppenanzahl von 8 gewählt, wobei eine hohe Güte der gebildeten

Gruppen bzw. Zonen durch jeweilige Prüfung des Bestimmtheitsmaßes (R^2) gewährleistet werden kann. Der in Abb. 19 dargestellte Fernwärmenetzverlauf ist das Ergebnis einer Netzwerkanalyse mit dem Netzwerkanalysewerkzeug in ArcGIS und dieser wird für die folgende Interpretation des optimalen Aufstellortes eines zentralen thermischen Speichers herangezogen. Kriterien wie Umsetzbarkeit aufgrund von Eigentumsverhältnissen wurden dabei nicht berücksichtigt

Aufgrund des hohen Nutzflächenanteils und der dichten Bebauung können in den Zonen 2, 3, 4, 7 und 8 keine großen thermischen Energiespeicher installiert werden. Zone 1 bietet zwar einen hohen Freiflächenanteil und niedrige Bodenrichtwerte. Die geringe Anschlussquote in dieser Zone von bis zu 16 kW/ha zeigt jedoch, dass die Errichtung eines zentralen Speichers in dieser Zone nahezu kein Potential bietet für die flexible Strom- und Wärmeproduktion mit KWK-Anlagen in der Heizzentrale. Mehr Potential bietet die Installation einer zentralen thermischen Speicherkapazität in Zone 5. Die Anschlussdichte liegt in dieser Zone bei 214 kW/ha. Wird der Speicher nur in dieser Zone genutzt bzw. erfolgt ein Anschluss des Speichers nur für diese Zone im Fernwärmenetz, wird nur ca. 1% der gesamten Anschlussdichte (ca. 20 MW) im Gebiet zur Kraftwerksflexibilisierung genutzt. Würde der dort installierte Speicher an einer anderen, zentraleren Stelle im Fernwärmenetz eingebunden - durch Verlegung von Zuleitungen z.B. vom Netzanschlusspunkt zwischen Zone 1 und 6 - könnte das Flexibilisierungspotential für die Anlagen in der Heizzentrale erhöht werden, da mehr Haushalte, als in Zone 5 vorhanden, mit Wärme versorgt werden können. Zone 5 bieten mit einem Freiflächenanteil von 31% (3000 m²) genügend Fläche, um beispielsweise einen 800 m³ großen thermischen Speicher zu installieren, der eine Aufstellfläche von ca. 120 m² benötigt. Nachteilig erweisen sich die hohen Bodenrichtwerte in Zone 5 für die Errichtung eines Zentralspeichers. Gruppe 6 vereint alle notwendigen Kriterien zur Speicheraufstellung: Freie Flächen, günstiger Boden, hohe Anschlussquote und die nahe Anbindung an die Heizzentrale erlauben eine monetär günstige und technisch ideale Platzierung des Zentralspeichers im Fernwärmenetz.

Der optimale Standort des zentralen thermischen Energiespeichers kann im räumlichen Energiesystemoptimierungsansatz von KomMod implementiert werden (siehe Abschnitt 4.2). Anhand der Minimierung von jährlichen Fixkosten für Invest und Betrieb sowie der stündlichen Minimierung von Brennstoffkosten bei gleichzeitiger Stromführung von KWK-Anlagen zur Maximierung der Erlöse kann die optimale Ausbaukapazität für den gewählten Speicherstandort bestimmt werden.

Zusammengefasst sei betont, dass auf Basis von Geoinformation anhand von Gruppierungsanalysen Analysegebiete in kleinere Flächeneinheiten mit ähnlichen Eigenschaften gruppiert werden können. Gruppierungsergebnisse wie im eben diskutierten Beispiel zur Ermittlung optimaler Speicheraufstellorte bilden eine wichtige Grundlage im fachlichen Austausch zwischen Energiefachplanern und kommunalen Akteuren.



Abb. 19 Multikriterielle Gruppierungsanalyse des Stadtteils Freiburg Haslach zur Ermittlung des idealen Standortes für einen zentralen Wärmespeicher im Fernwärmenetz.

2.6

Datengewinnung durch Partizipationsansätze und Crowd Sourcing

2.6.1 Erwartungen und Anforderungen an Kommunikation und Beteiligung

Die Energiewende erfordert bekanntermaßen einen massiven Umbau der Energieinfrastruktur in Deutschland, der den Ausbau des Stromnetzes, den Neubau von Kraftwerksanlagen und Stromspeichern (SRU 2011) mit sich bringt. Diese massiven dezentralen Infrastrukturerweiterungen führen dazu, dass viele Bürgerinnen und Bürger sich besser in entsprechende Entscheidungsprozesse eingebunden fühlen und sich auch eine Form der proaktiven Beteiligung wünschen.

Vor dem Hintergrund dieser Entwicklungen wurde im gegenständlichen Projekt eine Bedarfserhebung für GIS-gestützte Online-Bürgerbeteiligung im Kontext der Planung und Genehmigung von Energieinfrastrukturvorhaben durchgeführt. Insgesamt wurden 377 Testpersonen befragt: 149 Bürger/-innen, 153 Vertreter/-innen der öffentlichen Verwaltung und 75 Vertreter/-innen der Energiewirtschaft (EW), was bei Vertreter/-innen von Verwaltungseinrichtungen einer Rücklaufquote von 50,5 % und bei Vertreter/-innen der Energiewirtschaft von 21,13 % entspricht. In einem Fragebogen wurden anwendungsbezogene und projektbezogene Anforderungen sowie Einschätzungen an eine Anwendung zur GIS-gestützten Online-Bürgerbeteiligung im Kontext der Planung von Energieinfrastrukturvorhaben abgefragt.

Die folgenden beiden Abbildungen zeigen zwei exemplarische Ergebnisse, nämlich die Erwartung der Befragten an kartengestützte Bürgerbeteiligung (Abb. 20) und die Anforderungen an die Kommunikation einer Anwendung zur GIS-gestützten Online-Bürgerbeteiligung (Abb. 21). Aus den Einschätzungen der Testpersonen kann abgeleitet werden, dass kartengestützte Bürgerbeteiligung ein potenziell wichtiges Instrument zur Kommunikation von Information über ein Ausbauprojekt dienen kann und auch die Möglichkeit bieten soll, aktiv zu diskutieren und Meinungen zu kanalisieren.

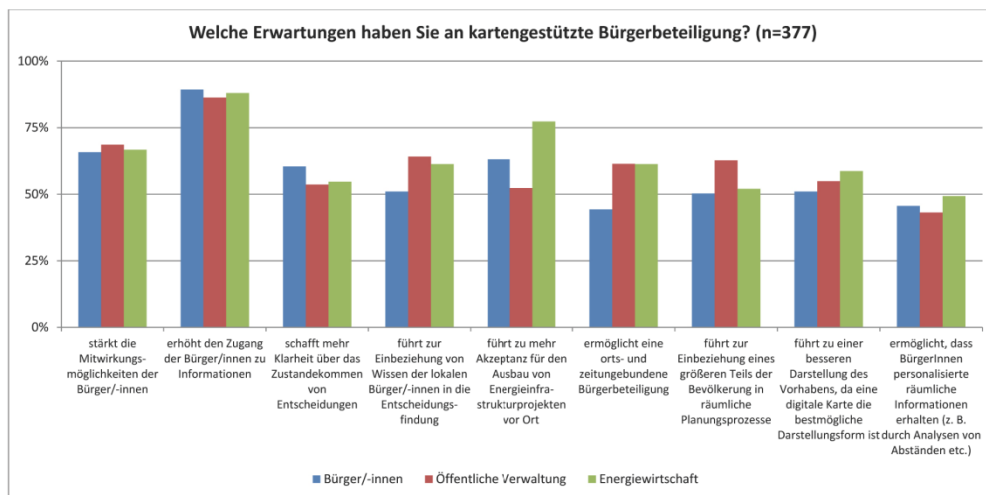


Abb. 20 Erwartungen an Bürgerbeteiligungsplattformen.

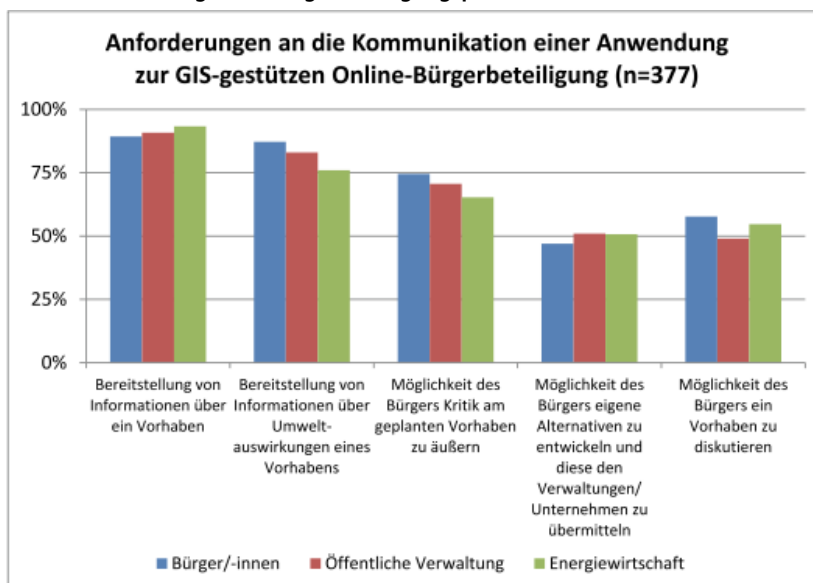


Abb. 21 Anforderungen an GIS-gestützte Bürgerbeteiligung.

2.6.2 Web-basierte GIS-gestützten Informations- und Partizipationsplattform

Auf Basis der durchgeführten Umfrage wurde eine Anwendung zur web-basierten GIS-gestützten Informations- und Partizipationsplattform konzipiert. In diesem Task werden also zwei Ziele adressiert: 1.) die Erstellung eines Informationsportals über Planungsfortschritte, Förderinitiativen und bauliche Maßnahmen; 2.) die Entwicklung eines Partizipationsportals zur proaktiven Einbindung von Bürgerinitiativen und der breiteren Öffentlichkeit. Mit diesen neodemokratischen Ansätzen (Public Participation, »Government 2.0«) können verschiedene Interessensgruppen kanalisiert ihre Informationen eingeben, die dann auch direkt in weitere Planungsprozesse einfließen. Konkret wird ein System entwickelt, das über eine mobile App die Eingabe von Daten über thermische Solaranlagen erlaubt (da diese nicht über das EEG erfasst sind), das diese Daten in einem Webportal kartografisch visualisiert, und das ein Web-Interface bereitstellt, über das Bürger Daten ihrer Energiespeicheranlagen in ihren Privathaushalten eintragen können.

Bei der Entwicklung der Informations- und Partizipationstools wird besonderes Augenmerk auf das Design einer intuitiven Benutzeroberfläche gelegt (Kompatibilität mit ISO 9241 Standard), um Einstiegshürden in der Bedienung zu minimieren und breite Nutzbarkeit zu garantieren. Die Umsetzung der Plattform stützt sich auf weit verbreitete Web-Technologien (OpenLayers, HTML5, AJAX, JavaScript), um weitgehende Systemkompatibilität zu gewährleisten. Außerdem soll die Applikation so generisch konzipiert werden, dass verschiedenste Energiesystemmodelle über einen zentralen Datenkonverter eingebunden werden können.

Die Plattform besteht aus vier Komponenten: 1.) einer Web-Applikation für die Visualisierung und Aufnahme der Daten 2.) einem mobilen Client für die Übertragung von thermischen Solaranlagen, 3.) einer Serverkomponente, die sowohl Daten von mobilen Clients als auch Webclients entgegen nimmt, und 4.) einer räumlichen Datenbank für die Speicherung der Daten.

Abb. 22 zeigt das Web-Interface für Aufnahme und Visualisierung der Daten. Mit Hilfe der Web-App können sowohl verschiedene Parameter von Solaranlagen (Anlagentyp, Größe, Anzahl der Kollektoren, Foto der Anlage, etc.) erfasst, als auch visualisiert und abgefragt werden.

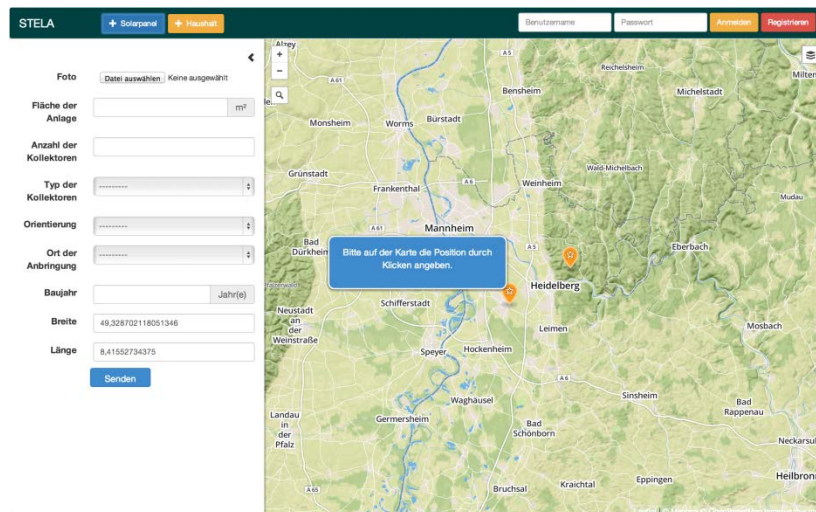


Abb. 22 Web-App zur Erfassung und Visualisierung von Solaranlagendaten

Abb. 23 zeigt das User-Interface der mobile App, die ebenso zur Datenerfassung dient und prinzipiell die gleichen Funktionalitäten bietet wie die Web-App, allerdings in einer Wizard-basierten Funktionsweise.

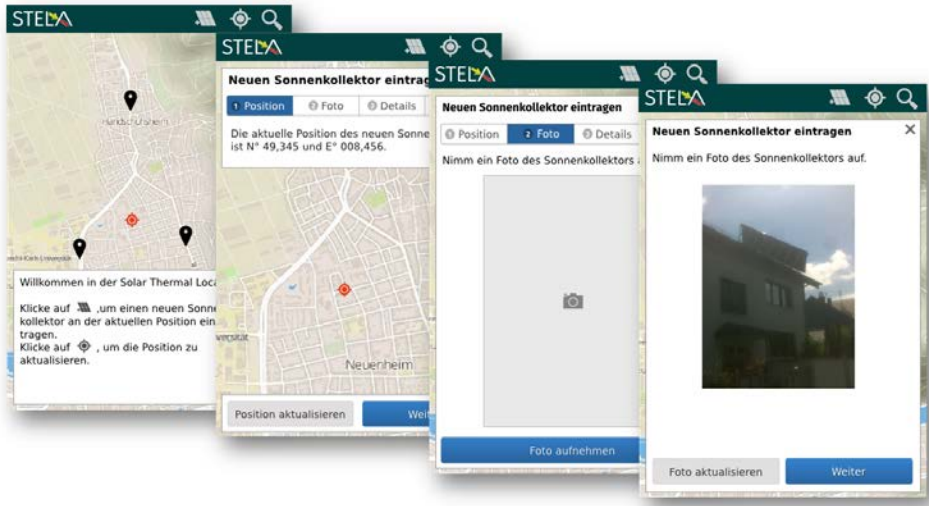


Abb. 23 Mobile App zur Erfassung von Solaranlagen

3 Erstellung eines Planungswerkzeugs

3.1 Entwurf eines Datenmodells

3.1.1 Ziele und Designüberlegungen

Die fünf Säulen eines räumlich aufgelösten Energiesystems – Energiewandler, Energiespeicher, Verteilnetze, Energielasten in Gebäuden und räumliche Gebiete bilden die Grundlage für die Erstellung eines georeferenzierten Datenbankmodells für die Energiesystemanalyse. In einer Datenbank für die Analyse von Energiesystemen müssen sowohl Daten mit räumlicher als auch mit zeitlicher Ausprägung gespeichert werden wegen des zeitlich varianten Energiebedarfs in den Gebäuden einer urbanen Siedlungsstruktur (Bachmaier & Rühl et. al., 2015).

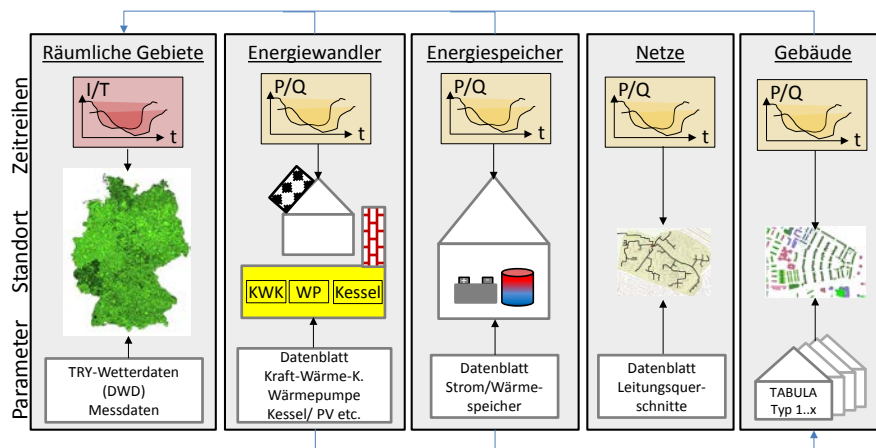


Abb. 24 Die fünf Säulen des georeferenzierten Datenbankmodells im Projekt GISOPT als Grundlage für die Energiesystemanalyse, Speicherung georeferenzierter Daten des Energiesystems in Form von technischen Parametern der Komponenten des Energiesystems und zeitlich varianten Energieverbrauchs-, Erzeugungs- und Bewirtschaftungsdaten von Energiespeichern

Das entwickelte Datenmodell beschreibt eine generische Struktur um die für eine Energiemodellierung benötigten räumlichen und zeitlichen Daten effektiv abzubilden; es stellt eine auf technischer Ebene abstrahierte Zwischenschicht zwischen den aus Task 1.2 als notwendig definierten Eingangsdaten und einem Energiemodell dar und sichert so eine transparente Zuordnung von Rohdaten aus verschiedensten Quellen zu energiemodell-relevanten Eingangsdaten.

Die **Anforderungen** an ein möglichst generisches Datenmodell sind neben technischer – wie z.B. hohe Performance und Skalierbarkeit – auch methodischer Natur, z.B.:

- Effiziente Abbildung räumlicher und zeitlicher Daten mit verschiedener Auflösung und Variabilität (z.B. Wetterdaten versus Gebäudedaten)
- Speicherung der Geometrietypen Punkt, Linie und Polygon
- Flexible Suche und Verknüpfbarkeit von Daten über räumliche und zeitliche Ausprägungen (neben attributiven Eigenschaften) auf Datenbankebene

- Einfache und effiziente räumliche, zeitliche und attributive Abfragemechanismen, insbesondere für lesende Datenzugriffe (Verbesserung der Wartbarkeit von Abfragen)
- Unterstützung heterogener räumlicher und zeitlicher Maßstabsebenen
- Optimierung für einen unidirektionalen Datenfluss in Richtung Energiemodell (Optimierung auf lesenden Zugriff)
- Zwischen- bzw. Endergebnisse der Modellierung werden in separaten Tabellen verwaltet.

Maßgebliche **Designüberlegungen** entstammen den beiden im Rahmen von Task 1.2 abgehaltenen Workshops zum Thema Daten und der durchgeführten Anforderungsanalyse. Zusammengefasst bedeutet dies:

»Eingangsdaten« und »Eingangsparameter« sind, aus Energiemodell-Sicht, sowohl aufbereitete, berechnete bzw. vor-prozessierte (z.B. Solarpotential) als auch Rohdaten (z.B. Temperaturmessungen) – die Entstehungsgeschichte ist nicht ausschlaggebend. Es sollte jedoch vermerkt werden inwiefern eine Vorverarbeitung (preprocessing) stattgefunden hat.

Die Tabellen des Datenmodells stellen eine thematisch gegliederte Sammlung von Eingangsdaten und Eingangsparameter für die Energiemodellierung zur Verfügung; der Datenfluss innerhalb von Tabellen ist unidirektional, d.h. es werden keine Berechnungs- bzw. Zwischenergebnisse in Tabellen mit Eingangsdaten geschrieben.

Relevante Berechnungs- bzw. Zwischenergebnisse werden in separaten Tabellen innerhalb der Eingangsdatenbank gespeichert, um so eine relationale Verbindung zwischen Eingangsdaten und Berechnungsergebnissen zulassen zu können.

Extraction Transform Load (ETL) Prozesse sind notwendig um relevante Daten aus umfangreicheren, zum Teil höchst unterschiedlichen Datenbeständen zu extrahieren.

Zusammenführung von thematisch und inhaltlich zusammengehörigen Eingangsdaten (typischerweise liegen diese in separaten Datenbeständen) in kompakte logische Blöcke bzw. in in-Beziehung-stehende physische Tabellen.

Jeder logische Block (Tabelle) – und somit jeder einzelne Datensatz – muss einen zeitlichen oder einen räumlichen Bezug haben um räumliche bzw. zeitliche Analysen auch auf Datenbankebene zu ermöglichen.

Um die Performance der Datenhaltung zu erhöhen und die Komplexität der DB Abfragen zu verringern wird bewusst die zweite Normalform angestrebt. Folglich wird somit explizit Redundanz im Datenbestand toleriert. Eine konsistente Datenhaltung muss jedoch in jedem Fall sichergestellt werden – dies wird gegebenenfalls in die Anwendungslogik ausgelagert.

Es sollte eine kostenfreie Software Tool für die Modellierung als auch für die Datenhaltung (Datenbankmanagementsystem) verwendet werden.

Sprechende Bezeichnung von Spalten und Attributen, z.B.:

- Alle Bezeichner in Englischer Sprache anführen.
- Besteht die Bezeichnung, dh der Tabellen- bzw. Attributname, aus mehreren Wörtern so werden diese mit einem Unterstrich »_« getrennt.
- Wenn ein Attribut eine Einheit aufweist, dann wird diese mit »__« (zwei Unterstriche) der Bezeichnung nachstehend angefügt (z.B. air_temperature__degC)
- Bruchstriche in Einheiten werden mit einem Unterstrich »_« dargestellt (z.B. wind_speed__km_h)
- Exponenten werden als Zahl dargestellt (z.B. W_m2)
- Die Verwendung von SI-Präfixe wird angestrebt (z.B. m = milli; M = Mega)

3.1.2 Datenmodell in Postgres-SQL

Die wesentlichen Bereiche des Eingangsdatenmodells (Abb. 25) decken sich mit denen einer generischen Energiesystemstruktur (wie in Abb. 01 dargestellt) ab. Sämtliche Tabellen und deren attributive Beziehungen sind im Datenmodell explizit abgebildet. Räumliche Beziehungen sind implizit vorhanden: direkt zwischen Haupttabellen mit Geometrie als Attribut; indirekt über die attributiven Beziehungen der Nebentabellen zu den Haupttabellen. Auf die Attribute der einzelnen Tabellen und deren wird hier nicht im Detail eingegangen.

»Geographische Grunddaten« bildet Daten ab die nicht unmittelbar mit dem Thema Energie zusammenhängen, aber Rahmenbedingungen und Randinformationen darstellen, z.B. administrative Grenzen (NUTS Daten), ökonomische Faktoren (z.B. Inflations- und Zinsrate), und die Grenzen von Flurstücken als Entscheidungskriterien für die Standortwahl- u. Optimierung von Energiespeichern.

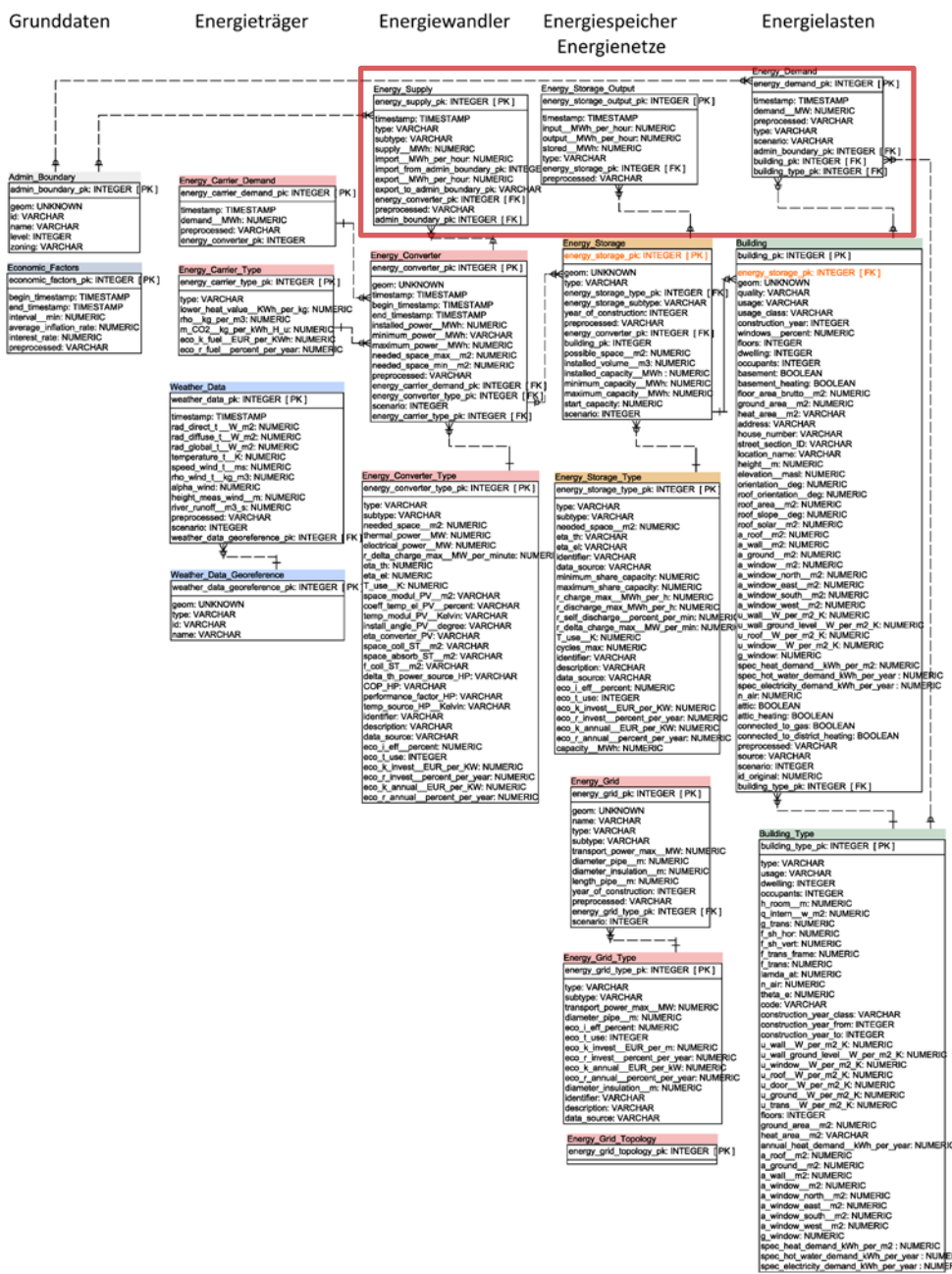


Abb. 25 Übersicht Eingangsdatenmodell (roter Rahmen: Bereich für Ausgangsdaten)

Energieträger bildet exogene oder endogene Energieträger wie z.B. Solarstrahlung oder Geothermie ab; hier wird auch Energieimport und Energieexport berücksichtigt.

- Energy Carrier (mit Energy Carrier Type): bildet transportfähige Energieträger ab, dh. Energieträger wie Wärme, Gas oder Strom welche durch ein Leitungsnetz transportiert werden können.
- Weather Data (mit Weather Data Georeference): bildet für die Energiemodellierung wichtige meteorologische Parameter räumlich und zeitlich ab (z.B. Solarstrahlung). Im Unterschied zu den anderen Haupttabellen mit den dazugehörigen Type-Tabellen werden hier zur jeweiligen Geometrie der Zeitreihen von meteorologischen Wetterdaten in einer separaten Tabelle gespeichert da die Geometrien sonst eine hohe Redundanz aufweisen würden.

Energiewandler betrifft die Umwandlung einer Energieform in eine andere Energieform welche durch ein Leitungsnetz transportierbar ist, dh. die »Erzeugung« von Elektrizität oder/und Wärme.

- Energy Converter (mit Energy Converter Type): bildet die Energiewandler wie z.B. Photovoltaikanlagen oder auch Blockheizkraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) räumlich ab.
- Energy Supply: diese Tabelle liegt im Ausgangsdatenbereich (Abb. 25, roter Rahmen) und dient der Abbildung von berechneten Zeitreihen der jeweiligen Energiewandler mit Berücksichtigung administrativer Grenzen.

Energiespeicher und Energienetze: dies ist der zentrale Bereich des Datenmodells in dem die zu optimierenden Energiespeicher und verfügbaren Energienetze abgebildet werden.

- Energy Storage (mit Energy Storage Type): bildet die jeweiligen Energiespeicher mit entsprechender Typologie räumlich ab, in diesem Projekt hauptsächlich Wärmespeicher.
- Energy Grid (mit Energy Grid Type): bildet das Energieleitungsnetz räumlich ab, in diesem Projekt hauptsächlich das Fernwärmenetz.
- Energy Grid Topology: in dieser Tabelle werden die topologischen Eigenschaften des Energienetzes abgebildet (z.B. die miteinander verbundenen Leitungssegmente).
- Energy Storage Output: diese Tabelle liegt im Ausgangsdatenbereich Abb. 25, roter Rahmen) und dient der Abbildung von berechneten Zeitreihen der jeweiligen Energiespeicher mit Berücksichtigung administrativer Grenzen.

Energielasten: hier werden in Wesentlichen Gebäude als Energielasten abgebildet.

- Building (mit Building Type): bildet sämtliche Gebäude mit energierelevanten Attributen räumlich ab; Standards zu Gebäudetypologien werden berücksichtigt.
- Energy Demand: diese Tabelle liegt im Ausgangsdatenbereich (Abb. 25, roter Rahmen) und dient der Abbildung von berechneten Zeitreihen des jeweiligen Energiebedarfs mit Berücksichtigung administrativer Grenzen.

Verwendete Software: Für die Erstellung des Datenmodells wird die kostenfreie Lizenz der Software SQL Power Architect Community Edition¹ verwendet. Dieses Tool erlaubt sowohl Forward- als auch Reverse-Engineering und bietet darüber hinaus eine grafische Benutzeroberfläche. Diese Eigenschaften ermöglichen einerseits eine konsistente Haltung des Datenmodells auf logischer und physischer Ebene und andererseits eine klare Kommunikation als auch Backup und Restore der Modell- und Tabellenstruktur auch unter Nicht-Technikern.

Als Datenbank Management System (DBMS) wird das etablierte Open Source DBMS PostgreSQL² mit der räumlichen Erweiterung PostGIS³ verwendet da 1) die verwendeten räumlichen Datentypen den Status eines de-facto Standards aufweisen und 2) eine weitgehend unkomplizierte Querintegration in die teils proprietären Daten-Infrastrukturen der Projektpartner erlauben.

Erstellung eines
Planungswerkzeugs

¹ http://www.sqlpower.ca/page/architect_download_os

² <http://www.postgresql.org>

³ <http://postgis.net>

3.2.1

Allgemeiner Workflow

Die entwickelten Schnittstellen sorgen für einen Datenaustausch zwischen der Datenbank und der Optimierungsrechnung (KomMod). Die in der Datenbank gespeicherten Daten werden ausgelesen und als Eingangsdaten für das Energiesystemoptimierungstool (KomMod) aufbereitet. Der Workflow hierzu wird im Folgenden erläutert: (siehe Abb. 26):

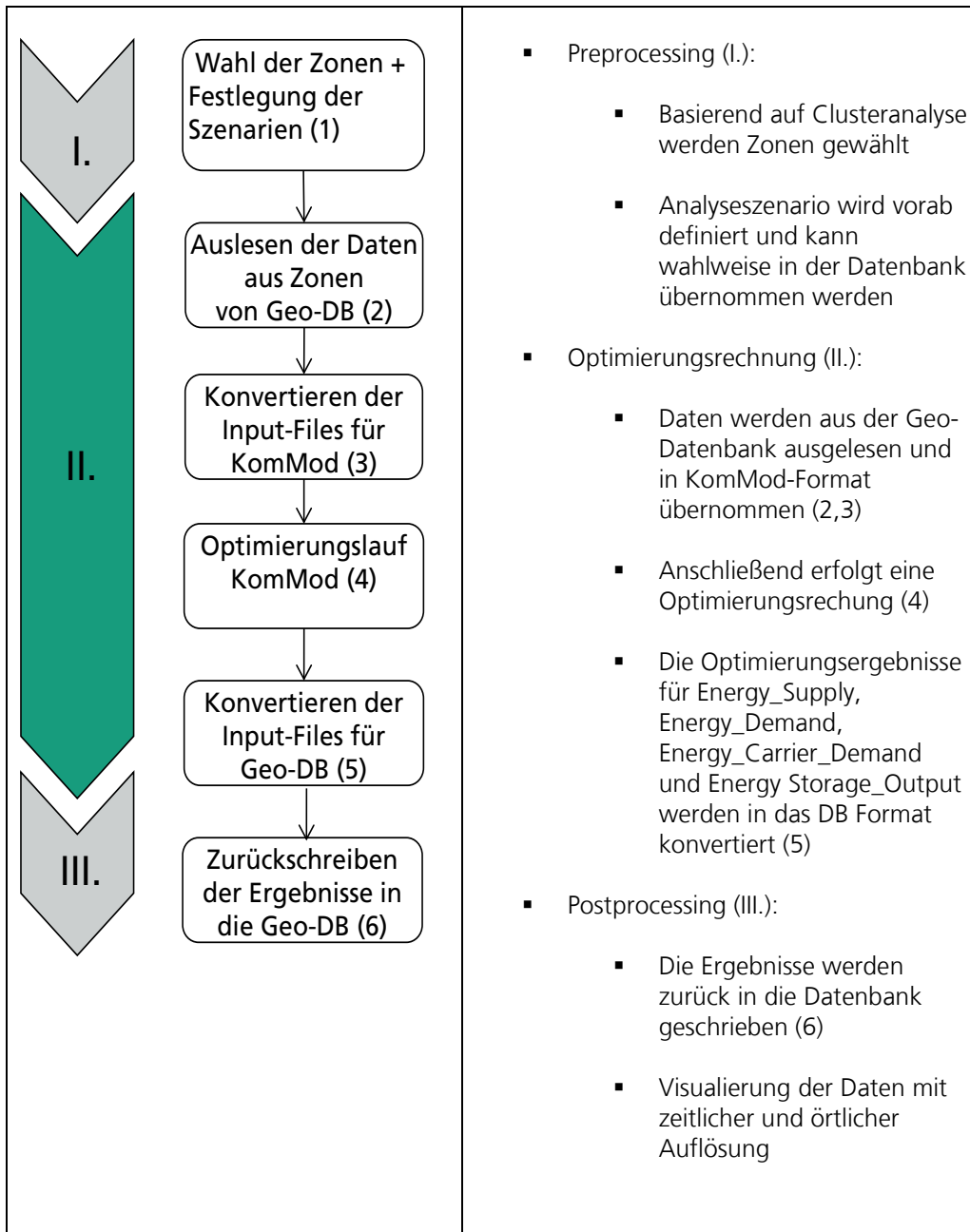


Abb. 26 Workflow

Jeder Optimierungsrechnung liegt ein bestimmtes Szenario zugrunde. Dabei werden beispielsweise geographisch Grenzen, Technologien und weitere Randbedingungen

definiert. Die entsprechenden Daten werden aus der Datenbank ausgelesen und in einer Excel-Tabelle zwischengespeichert. Diese Lösung bietet den Vorteil, dass eine Zwischenkontrolle der ausgelesenen Daten ohne großen Aufwand erfolgen kann. Mittels Skripten werden die Daten aus der Excel-Tabelle zusammen mit weiteren Daten aus der Datenbank (z.B. Zeitreihen) als Eingangsdaten für KomMod bereitgestellt. Danach wird die Optimierungsrechnung durchgeführt.

Ist eine Optimierungsberechnung abgeschlossen, werden die Ergebnisse wieder zurück in die Datenbank geschrieben. Die Eingangsdaten und die Ergebnisse jedes Szenarios können eindeutig nachvollzogen werden.

Erstellung eines
Planungswerkzeugs

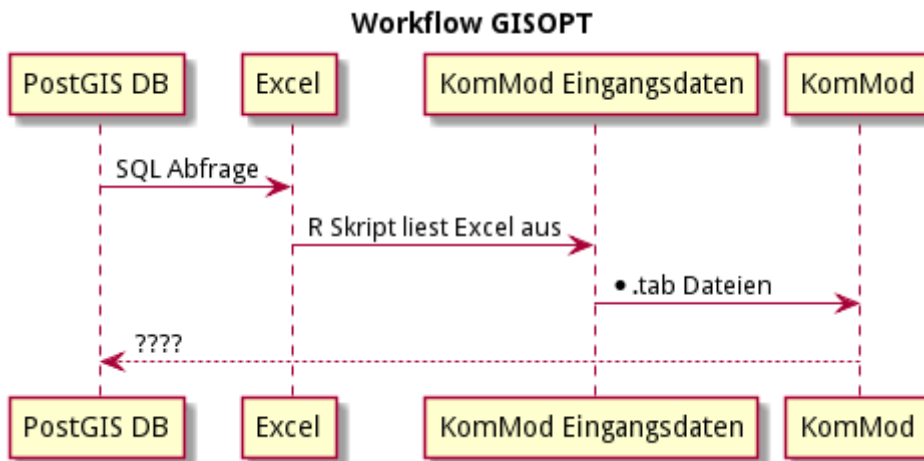


Abb. 1
Schematische Darstellung des Workflows

Mithilfe eines Basisskriptes in der Programmiersprache R wird der gesamte Workflow gesteuert. Eine zentrale Schnittstellenbibliothek (R Basisskript) stellt alle notwendigen Ein-, Auslese- Weiterverarbeitungsroutinen (API) zur Verfügung.

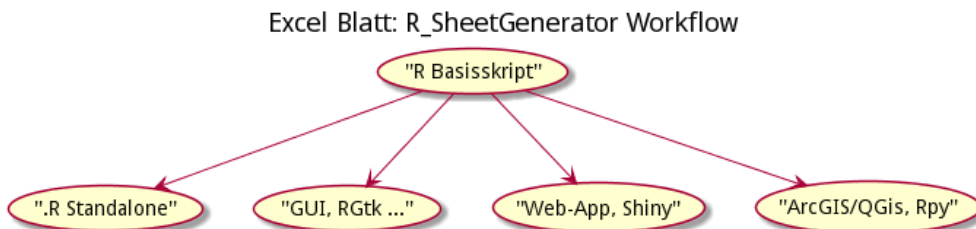
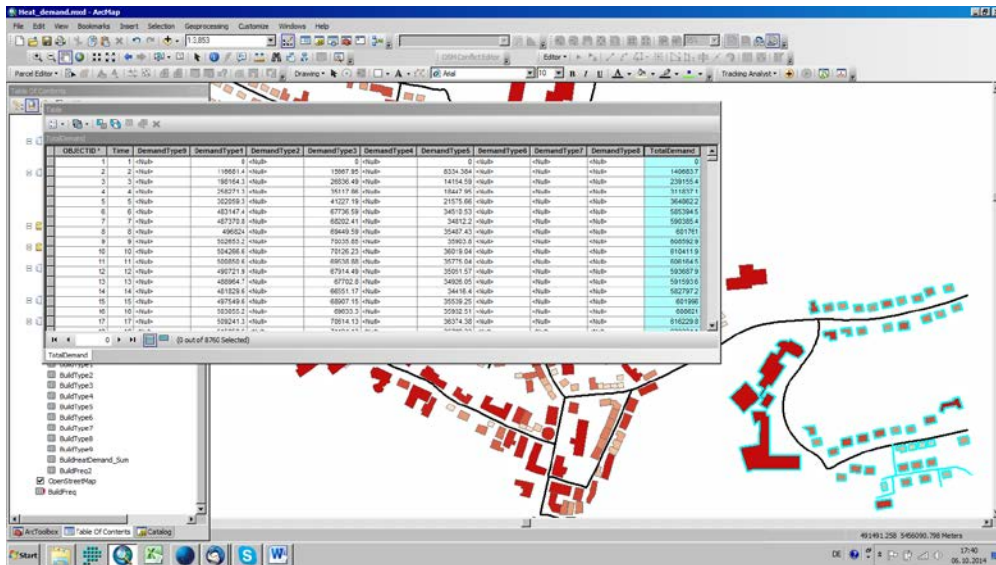


Abb. 2
Schematische Darstellung der Programmierschnittstelle

3.2.2 Definition von Schnittstellen GIS – Analysemodul

Attributive Datenabfrage der Optimierungsergebnisse in ArcGIS (Postprocessing III. siehe Flussdiagramm 1 – 2 Seiten weiter oben)

Eine Verbindung zwischen der Datenbank und dem GIS wurde mit dem ArcGIS –Tool Add Query Layer geschaffen. Dies erlaubt sowohl eine visuelle Darstellung als auch eine räumliche Erforschung der Energiedaten. Anhand einem Entwickelten Tool und dem Link zwischen Datenbank und GIS kann man auch den Wärmebedarf für individuelle Fernwärmenetzwerksegmente ableiten und räumlich darstellen (Abb. 27).



Erstellung eines
Planungswerkzeugs

Abb. 27 Ein Beispiel von einer Aggregierten Zeitreihe basierend auf manuell ausgewählten Gebäuden.

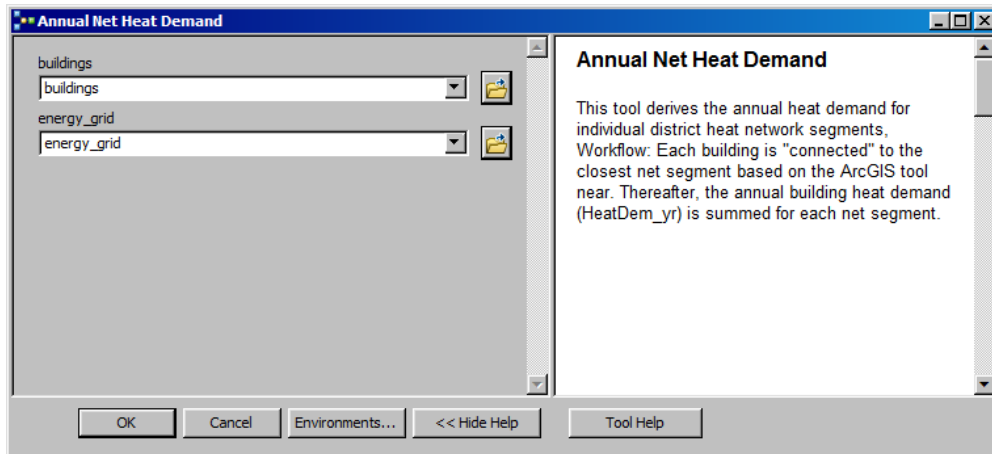


Abb. 28 Die Benutzeroberfläche eines GIS-Tools. Anhand zugrundeliegender Daten über Gebäudeumrisse-, Energiebedarf- (KomMod Ergebnis) und Fernwärmenetze wird der jährliche Wärmebedarf jedes Netzsegments hergeleitet.

3.3 Aufbau eines Geographischen Informationssystems zur Ergebnisvisualisierung

3.3.1 Publish & Serve

Die Ergebnisse aus GISOpt werden in eine PostgreSQL-Datenbank (Version 9.3.11) importiert, die durch die PostGIS-Erweiterung (Version 2.1.2) auch Geodaten und räumliche Informationen verarbeiten kann. Die Datenbank wird auf einem für das Projekt angemieteten Server installiert. Zudem wurde die freie Software GeoServer installiert. Aus Gründen der beschränkten Projektmittel musste hier von der ESRI-Software ArcGIS Server abgesehen und eine Alternative gefunden werden. Der GeoServer stellt im Backend OGC-konforme (Open Geospatial Consortium) Webdienste (WMS, WFS, WMTS,...) bereit und ermöglicht die schnelle Visualisierung von Geodaten. Diese Dienste können von jedem beliebigen OGC-konformen Client konsumiert werden, sei es ein Desktop-GIS oder eine webbasierte GIS-Lösung. Der Client bildet in diesem Fall die ebenfalls freie Software GeoNode, die gleichermaßen auf dem Server installiert wurde. GeoNode ist eine webbasierte Anwendung und Plattform für Geographische Informationssysteme zur Bereitstellung von Geodaten bzw. komplexen Geodateninfrastrukturen.

3.3.2 Portalumgebung

GeoNode dient im Frontend als Visualisierungsplattform von Geodaten und den zugehörigen Metadaten. Neben der Darstellung einzelner Ergebnislayer wird das Erstellen von thematischen Karten mit einer Vielzahl von Layern ermöglicht. Zudem können Angaben zu Lizenzen, Copyrights, Themenfeldern, Schlagwörter und viele weitere Informationen hinzugefügt werden. Die Seite ist unter <http://map.gisopt.de/> erreichbar.

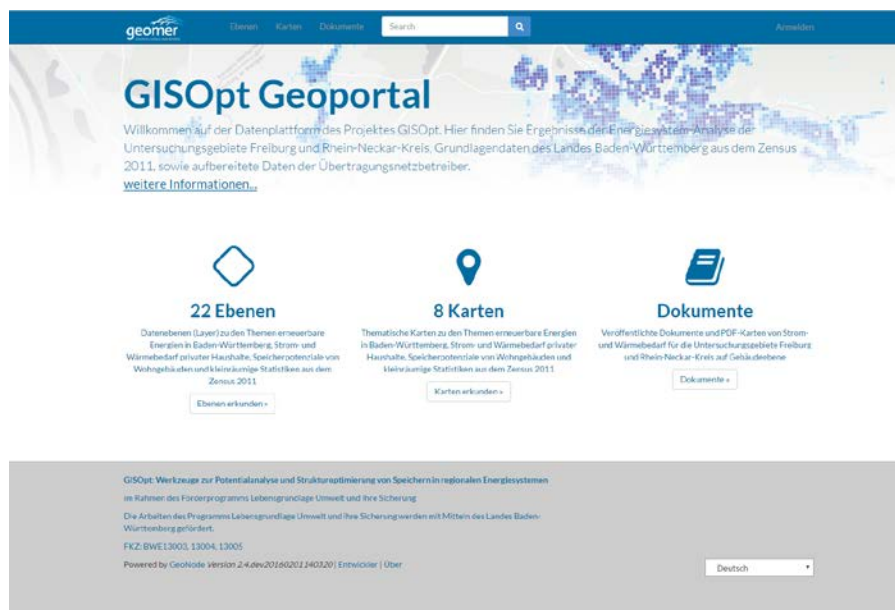
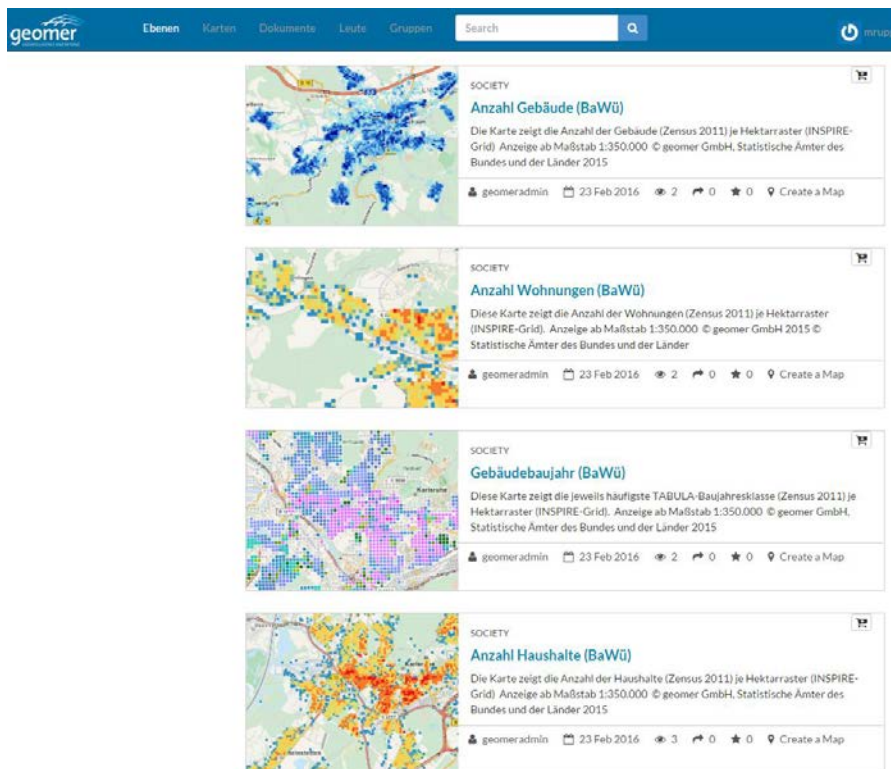


Abb. 29 Startseite des Geoportals unter Verwendung der Open Source Lösung GeoNode.



Erstellung eines
Planungswerkzeugs

Abb. 30 GeoNode bietet die Möglichkeit zur Kartenerstellung und den Download von Karten, Layern und Dokumenten.

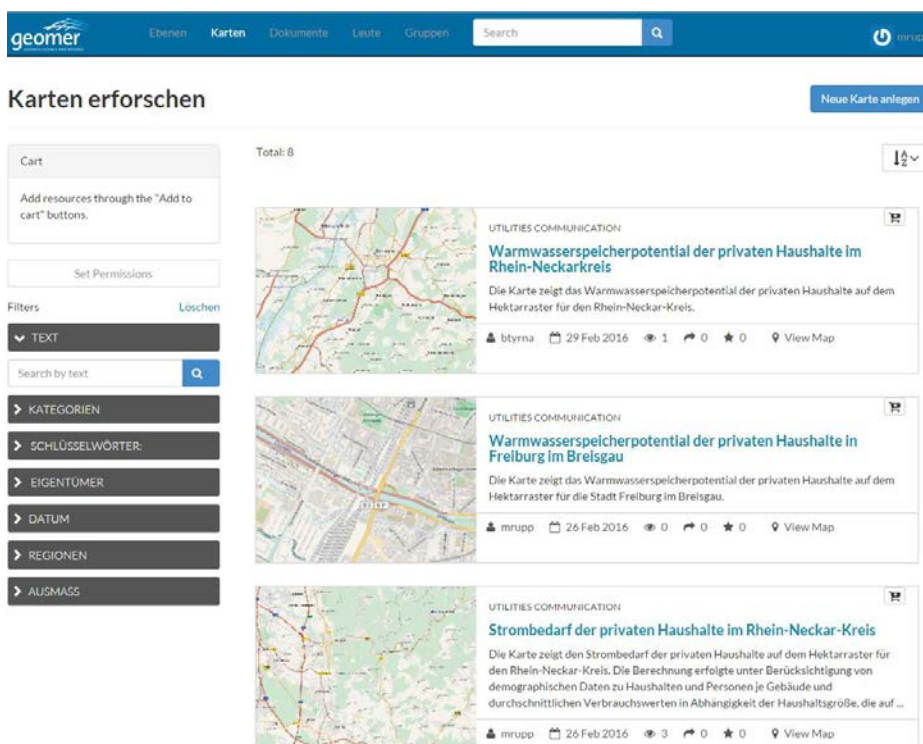
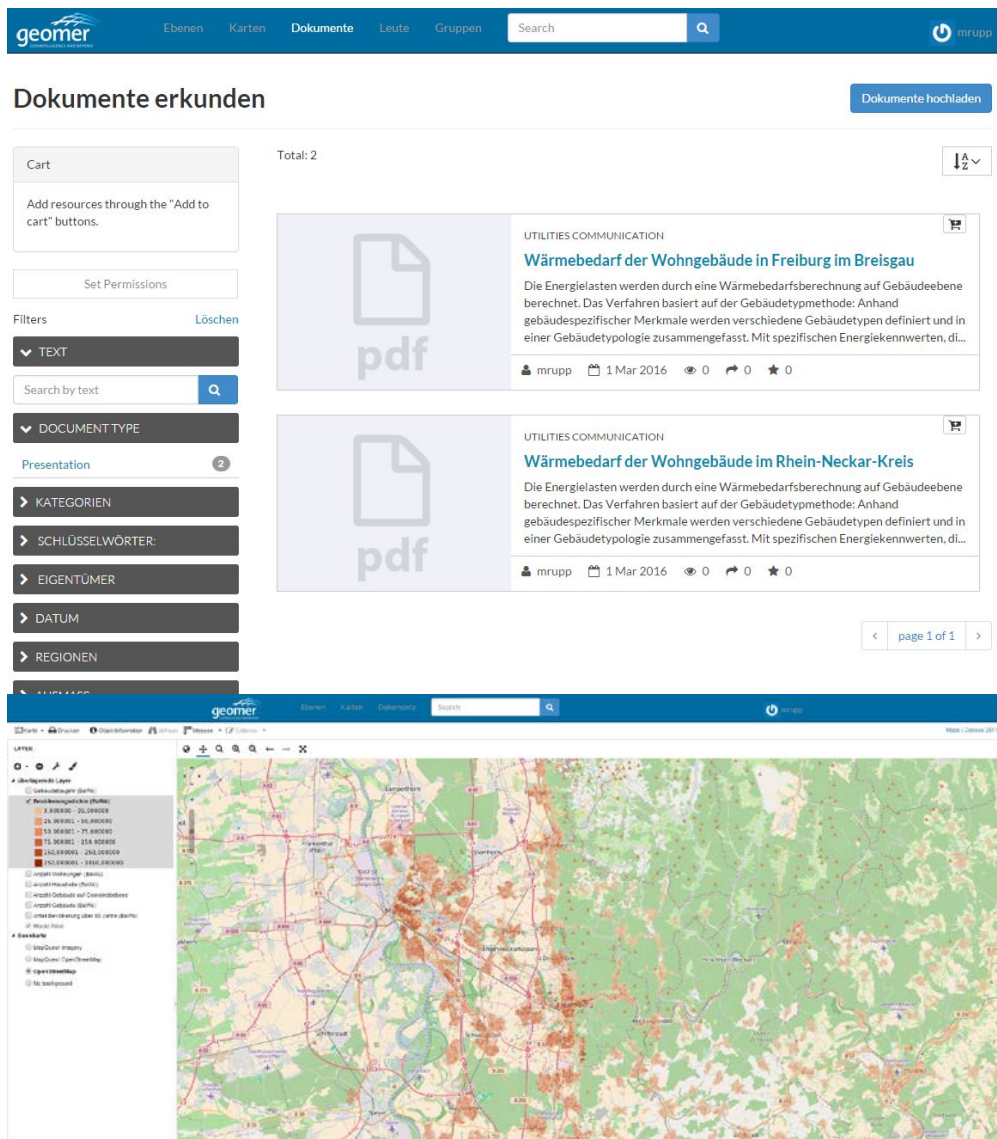


Abb. 31 Thematische Layer lassen sich als Web Mapping Dienste integrieren und visualisieren. Zusätzliche Metadaten können hinzugefügt werden.



Erstellung eines
Planungswerkzeugs

Abb. 32 GeoNode ermöglicht neben der kartographischen Bereitstellung von Geodaten auch den Upload bzw. Download von Dateien. Auf diese Weise können datenschutzbedenkliche Ergebnisse zumindest als PDF-Karte veröffentlicht werden.

4 Planungswerkzeuge in der Praxis

4.1 Strukturoptimierung Energiesystem: Speicher in Quartieren

Im Folgenden werden zwei Optimierungsvarianten vorgestellt, die mit dem Analysetool KomMod untersucht wurden. Durch die Vorgabe zweier unterschiedlicher Zielfunktionen wird der Nutzen des Ausbaus thermischer Energiespeicher einerseits anhand der Minimierung des Primärenergieeinsatzes untersucht. Diesem sehr theoretischen Analyseansatz steht eine realere Strukturoptimierungsvariante gegenüber, sodass andererseits über die Minimierung der Gesamtkosten der Ausbau zentraler thermischer Energiespeicher unter Vorgabe variierender technischer und ökonomischer Randbedingungen diskutiert werden kann.

Die Fragestellung von verteilten Speichern in Fernwärmenetzen in urbanen Strukturen soll am Beispiel Freiburg, Stadtteil Weingarten-West untersucht werden. Die Fernwärmeversorgung des Stadtteils soll durch den Ausbau der thermischen Speicherkapazität einen stromgeführten Betrieb der Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen ermöglichen. Aufgrund der häufigen Limitierung der lokal verfügbaren Aufstellorte thermischer Speicher wird eine räumliche Verteilung zentraler Wärmespeicher im Fernwärmenetz untersucht.

4.1.1 Fallbeispiel Freiburg Weingarten/ Rieselfeld

Für die im folgenden Abschnitt betrachtete Minimierung des Primärenergieeinsatzes wird aufgrund der bis dahin im Projektfortschritt vorhandenen Datenbasis nur ein Teilgebiet von Weingarten betrachtet (Abb. 33). Das Analysegebiet hat einen jährlichen Wärmebedarf von 14,8 GWh (analysierte Fläche) im Vergleich zu 67,4 GWh (ganz "Weingarten", Abb. 33). Die Wärmeversorgung der Gebäude erfolgt über ein Fernwärmenetz, das über KWK-Anlagen und Gaskessel in einer Heizzentrale versorgt wird. Die Heizzentrale erzeugt mit 6 BHKW à $1.5\text{MW}_{\text{th}} = 9\text{MW}_{\text{th}}$ eine Wärmeenergie von $60\text{GWh}_{\text{th}}/\text{a}$, was einem Faktor von $0.15\text{MW}_{\text{th}} / \text{GWh}_{\text{th}}$ entspricht. Das simulierte Quartier hat im Jahr 2012 einen Gesamtwärmebedarf von 14,8GWh, was linear skaliert einer BHKW-Leistung von 2.2MW_{th} entspricht und entsprechend berücksichtigt wird.

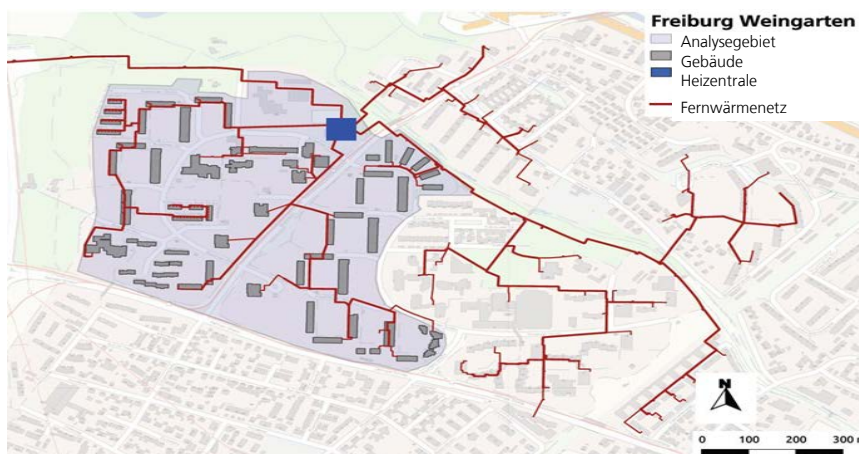


Abb. 33 Teilgebiet des Energieversorgungsgebietes Freiburg Weingarten (grau hinterlegt) zur Untersuchung des minimalen Primärenergieeinsatzes im Analysegebiet unter Berücksichtigung von drei unterschiedlichen Speichergrößen bei fest definierten Erzeugerkapazitäten und Wärmeverbräuchen im Analysegebiet

4.1.2 Minimierung des Primärenergieeinsatzes

Mit Hilfe des Energiesystemmodells KomMod wurde eine erste Fallstudie durchgeführt (BACHMAIER et al. 2013). Ziel war, den Primärenergieeinsatz aus nicht-erneuerbaren Quellen ($PE_{\text{nicht erneuerbar}}$) zu minimieren. Die Kapazitäten der Heizzentrale wurden dazu auf die untersuchte Fläche von etwa 25% des Gesamtgebietes skaliert. Es wurde eine Variationsrechnung mit drei Speichergrößen (50, 500 und 5000 m³) für unterschiedliche Betrachtungsjahre (2011 und 2030) durchgeführt. Das Betrachtungsjahr 2030 berücksichtigt den Ausbau der Photovoltaik auf Gebäudedächern und die Reduktion des Wärmebedarfs in Gebäuden durch Sanierungsmaßnahmen. Die gedämmten zylindrischen Speicher sind mit konstanten Verlusten behaftet. Als zeitabhängige Daten wurden die Lastkurven für Raumheizung, Warmwasser und Wärmeverluste der Fernwärme eingelesen. Der Strombedarf und lokal erzeugter Strom aus Photovoltaik (PV) wurde ebenfalls vorgegeben. Die Daten wurden durch den Projektpartner badenova WärmePlus zur Verfügung gestellt. Hierzu wurde folgende Zielfunktion implementiert:

Minimiere $PE_{\text{nicht erneuerbar}}$:

$$\sum_{t=8760} P_{\text{el,Residual}}(t) * PEF_{\text{Netz}}(t) + \left(Q_{\text{BHKW}}(t) * \frac{1}{\eta_{\text{BHKW,el}}} + Q_{\text{Kessel}}(t) * \frac{1}{\eta_{\text{Kessel}}} \right) * PEF_{\text{Gas}}$$

mit

$$PEF_{\text{Netz}}(t) = \frac{PE_{\text{nicht erneuerbar}}(t)}{PE_{\text{total}}(t)}; PEF_{\text{Gas}} = 1.1$$

mit $P_{\text{el,Residual}}(t)$: elektrische Residuallast; $PEF_{\text{Netz}}(t)$: Primärenergiefaktor der elektrischen Leistung im Netz ohne BHKW und Kessel; $Q_{\text{BHKW}}(t)$: elektrische Leistung der BHKW; $\eta_{\text{BHKW,el}}$: elektrischer Wirkungsgrad der BHKW; $Q_{\text{Kessel}}(t)$: thermische Leistung der Kessel; η_{Kessel} : thermischer Wirkungsgrad der Kessel; PEF_{Gas} : Primärenergiefaktor von Erdgas; PE: Primärenergieeinsatz

Der erste Summand der Gleichung repräsentiert den Energiebezug aus dem elektrischen Netz ($P_{\text{el,Residual}}$), der je nach Anteil erneuerbarer Energien im Netz einem schwankenden Primärenergiefaktor (PEF_{Netz}) unterliegt. Je höher der Anteil fossiler Energieerzeuger mit Netz, desto höher ist der Primärenergieeinsatz der elektrischen Energieerzeugungsanlagen im Stromnetz. Dieser Primärenergiefaktor wird zunächst auf stündlicher Basis für das Jahr 2011 ermittelt, indem die produzierten Strommengen jeder Technologie – Daten der europäischen Strombörse (EEX) - mit ihren entsprechenden Primärenergiefaktoren verrechnet und gewichtet werden, sodass sich ein mittlerer PEF für jeden Stundenschritt ergibt. Für das Jahr 2030 werden die Ausbauziele erneuerbarer Energieerzeugungsanlagen in die Kalkulation mit einbezogen (Bundesleitstudie), sodass sich in jedem Stundenschritt ein niedrigerer PEF ergibt als im Vergleich zum Bezugsjahr 2011. Diese für das Jahr 2030 prognostizierten niedrigeren PEF im Netz nehmen Einfluss auf die Speicherbewirtschaftung und sind Grundlage der folgend diskutierten Optimierungsergebnisse. Anhand des zweiten Summanden der Zielfunktion wird der Gasbezug in der Heizzentrale primärenergetisch bewertet.

In Abb. 34 werden die produzierten Wärmemengen und ausgetauschten Strommengen für die Szenarien der Analysejahre 2011 (linkes Diagramm) und 2030 (rechtes Diagramm) gegenübergestellt. Werden nur die Ergebnisse des Analysejahres 2011 betrachtet, kann festgestellt werden, dass ein Großteil der thermischen Energie aus den KWK-Anlagen zur Verfügung gestellt wird und elektrische Energie im Stromnetz zur Verfügung gestellt werden kann (negative Importe elektrischer Energie).

Je größer der thermische Energiespeicher an der Heizzentrale dimensioniert wird, desto höher ist der Anteil der gekoppelten Produktion von Strom und Wärme. Entsprechend mehr überschüssige Energiemengen können im Wärmespeicher mit größerer Speicherkapazität zwischengespeichert werden. Diese sog. Flexibilitätssteigerung in der gekoppelten Produktion von Strom und Wärme mit zentralen TES-Systemen zunehmender Kapazität ist auch in den Jahresenergiemengen für das Analyseszenario in 2030 ersichtlich. Im Gegensatz zu den Ergebnissen aus 2011 zeigt sich jedoch, dass ein überwiegender Anteil des zu deckenden Wärmebedarfs aus den Gaskesseln erfolgt. Die Abnahme des im Stromnetz prognostizierten PE-Faktors, mit dem das vorliegende Energiesystem bewertet wird, hat zur Folge, dass elektrische Energie aus dem Stromnetz an vielen Stunden eines Jahres mit weniger Schadstoffemissionen belastet ist, als die Stromproduktion über interne KWK-Anlagen. Mit zunehmender Speicherkapazität liegt der Wärmedurchsatz durch den thermischen Speicher etwas höher als im Referenzszenario von 2012.

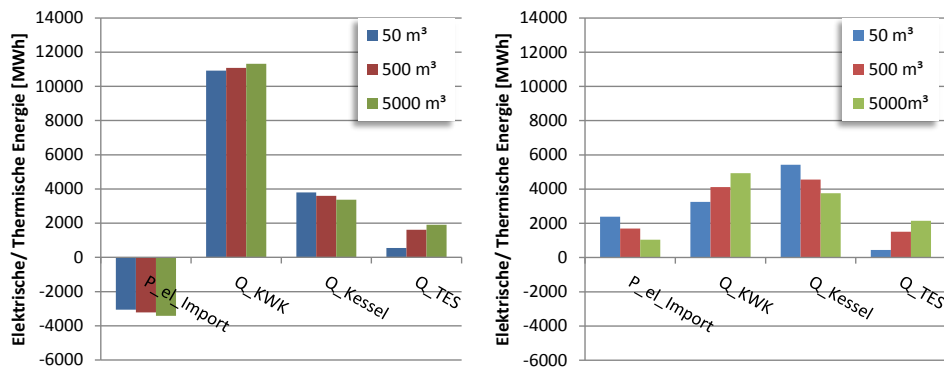


Abb. 34 Optimierungsergebnisse für Referenzszenario 2012 (links) mit netzseitigem Primärenergiefaktor von 2.5 und Jahresenergiemengen für Szenario 2030 (rechts) mit Wärmebedarfsreduktion durch Sanierung (2%/Jahr), Ausbau der PV (572 kWp bis 2030) und Abnahme des Primärenergiefaktors von 2.5 im Jahr 2011 auf 1 im Jahr 2030 durch Erneuerbare

Anhand des über den Zeitraum eines Jahres stündlich ermittelten schwankenden Primärenergieeinsatzes bzw. -faktors wird der thermische Energiespeicher unterschiedlich bewirtschaftet. Bei niedrigem Primärenergiefaktor im Netz wird die verbleibende elektrische Residuallast im Quartier vom Netz gedeckt (Abb. 35, links). Je nach Speichergröße (s.o.) kann zeitgleich der Wärmebedarf aus dem Speicher gedeckt werden ohne dass KWK-Anlagen zusätzlich in Betrieb gehen müssen (Abb. 35, rechts). Demgegenüber erfolgt die Beladung des Speichers und interne Deckung der elektrischen Residuallast mit den KWK-Anlagen der Heizzentrale zusätzlich zur Wärmebedarfsdeckung im Energieversorgungsgebiet bei hohem Primärenergiefaktor im Stromnetz.

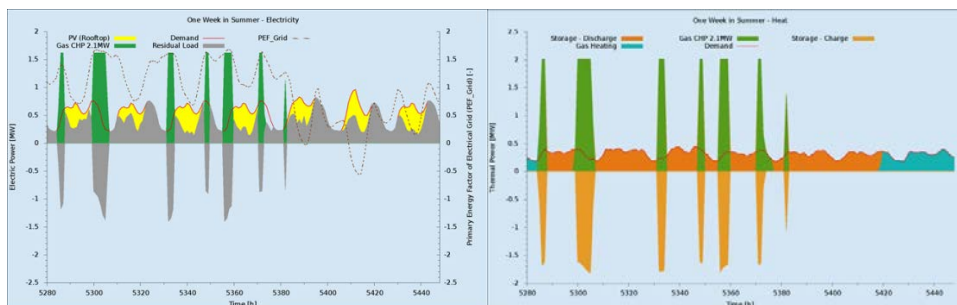


Abb. 35 Stündliche Strom- (links) und Wärmeproduktion (rechts) einer Sommerwoche im Analyseszenario 2030 bei einer Speichergröße von 500 m³. Die Berechnungen erfolgten mit dem Energiesystemmodell KomMod

4.1.3 Minimierung der Gesamtkosten

Aspekte der Invest- und Betriebskosten spielen eine wesentliche Rolle bei der Planung von Energieversorgungssystemen und blieben in den Analysen des vorherigen Abschnitts bisweilen unberücksichtigt. Der zunehmende Ausbau erneuerbarer Energien muss sowohl betriebstechnisch als auch monetär umsetzbar bleiben. In Fernwärmeversorgungsgebieten können zentrale Kraftwerke einen wesentlichen Beitrag leisten, um das fluktuierende Energiedargebot von Wind- und PV-Anlagen auszugleichen. Der Ausbau der Speicherkapazitäten zur Kraftwerksflexibilisierung muss in einem technisch und ökonomisch sinnvollen Verhältnis zueinander stehen und wird anhand von KomMod untersucht.

Im Berichtszeitraum 2014 erfolgte eine Weiterentwicklung des Optimierungsmodells hin zu einer Minimierung der Gesamtkosten. Dabei werden sowohl die Annuitäten von Invest- und Wartungskosten der Energiewandlungs- und Speicherkomponenten »i« ($C_{invest,i}$ und $C_{maintain,i}$) berücksichtigt als auch die stündlich »t« entstehenden Brennstoffkosten $C_{operation,i,t}$ fossiler Kraftwerke. Neben der reinen Kostenminimierung bietet das Optimierungsmodell die Möglichkeit einer orts aufgelösten Betrachtung des Energiesystemmodells. Eine aggregierte Betrachtungsweise von Gebäudetypen g in gewählten Gebieten, sog. Zonen z und Unterzonen u , wird möglich und der Austausch von Wärmeenergie über Fernwärmeleitungen ($C_{import,t[el,th]}$, $C_{export,t[el,th]}$) kann unter Berücksichtigung von maximalen Transportkapazitäten betrachtet werden. Mit folgender Zielfunktion (siehe Abschnitt 1.2) werden die Gesamtkosten für das geplante Energiesystem mit Fernwärmeversorgung minimiert:

Minimierung der Gesamtkosten in Zone z , Unterzone u , Gebäude g mit Erzeugungsanlage i im Zeitschritt t :

$$\sum_z \sum_u \sum_g \sum_i \sum_t C_{invest,i} + C_{maintain,i} + C_{operation,i,t} + C_{import,t[el,th]} - C_{export,t[el,th]}$$

4.1.4 Verteilte zentrale Quartiersspeicher

In einem Szenario mit Betrachtung eines zentralen thermischen Quartiersspeichers in Freiburg Weingarten ergibt sich ein vielfach höheres Speicherpotential zur Flexibilisierung der gleichzeitigen Produktion von Strom und Wärme in KWK-Anlagen als momentan vorhanden. Dies geht aus den folgenden Ergebnissen hervor und hierzu sei auf einen Konferenzbeitrag im Jahr 2015 verwiesen (BACHMAIER et al. 2015). Ergänzend zu Abb. 39 zeigt die folgende thematische Karte die beiden Wohnquartiere Freiburg Weingarten und Rieselfeld in deren Gesamtheit. Gegenstand der folgenden Analysen bildet die Strukturoptimierung des Energieversorgungssystems im Analysegebiet mit der zentralen Wärmeversorgung im Fokus. Insbesondere soll die Möglichkeit der zusätzlichen Installation eines zentralen thermischen Speichers im Fernwärmenetz des Energieversorgungsgebiets in Betracht gezogen werden.

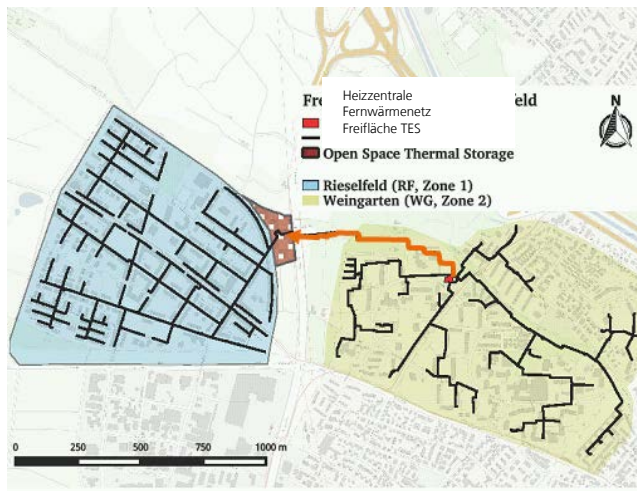


Abb. 36 Fernwärmeversorgungsgebiet Freiburg Weingarten/Rieselfeld, zentraler thermischer Speicher an Heizzentrale, zusätzliche Installationsmöglichkeit eines Speichers am Randgebiet von Freiburg Rieselfeld (rot) an Hauptversorgungsleitung (orange)

Zur Untersuchung unterschiedlicher Ausbaustandorte von thermischen Energiespeichern werden im Folgenden sukzessive aufeinander aufbauende Speicherszenarien entworfen (Tab. 09). Im Szenario 0 wird der Status Quo des momentan installierten Kraftwerksparks abgebildet. Die real vorhandenen Kraftwerksgrößen werden als fixe Eingangsparameter in KomMod gesetzt (x). Anhand eines Optimierungslaufs soll die Plausibilität des Optimierungswerkzeuges geprüft werden, indem tatsächliche und simulierte bereitgestellte Jahreswärmemengen der Erzeuger miteinander verglichen werden. In Szenario 1 wird anhand der Optimierungsrechnung der optimale Ausbau von Kraftwerks- und Speicherkapazitäten ermittelt (o). In Szenario 2 wird die real vorhandene Speicherkapazität in Weingarten berücksichtigt, während Kraftwerksleistungen und ein Ausbau eines zentralen Speichers in Rieselfeld berücksichtigt werden kann. In Szenario 3 wird aufbauend auf Szenario 2 die maximale Übertragungskapazität der Fernwärmeleitung zwischen Freiburg Weingarten und Rieselfeld mit berücksichtigt. In Szenario 4 wird darüber hinaus vorgegeben, dass der Bau einer Heizzentrale in Rieselfeld nicht gestattet wird. Im realen Fall würde nur der Kraftwerkspark in der Heizzentrale in Weingarten adaptiert werden.

Tab. 09 Festlegung der Analyseszenarien in Freiburg Weingarten (WG)/ Rieselfeld (RF) mit festen Eingangsparametern x oder frei optimierbaren Variablen o zur Strukturoptimierung des Energieversorgungssystems anhand impliziter Betriebsoptimierung für jede Stunde eines Jahres

Szenario (SZ)		SZ 0	SZ 1	SZ 2	SZ 3	SZ 4
Zone	Beschreibung/ Randbedingung	Status Quo/	Freie Opt./	/ Fixer TES WG	/ Fixes FW-Rohr	/ Nur TES in RF
Weingarten (WG)	KWK	x	o	o	o	o
	Kessel	x	o	o	o	o
	TES	x	o	x	x	x
Fernwärme	WG => RF	x	o	o	x	x
Rieselfeld (RF)	KWK	x(0)	o	o	o	x(0)
	Kessel	x(0)	o	o	o	x(0)
	TES	x(0)	o	o	o	o

In Abb. 37 werden die ökonomischen (links) und technischen (rechts) Optimierungsergebnisse der Szenarien (Tab. 09) vergleichend gegenübergestellt. In Szenario 0 fallen sowohl die Kosten als auch die Einnahmen geringer aus als in den übrigen Szenarien. Werden die Differenzen aus Einnahmen und Kosten, die sog. Überschüsse, der Szenarien 0 und 1 miteinander verglichen, können Mehreinnahmen von 700 T€ im Szenario mit frei optimierbaren Anlagengrößen (SZ 1) festgestellt

werden. Die zusätzliche Installation eines großen zentralen Speicher (siehe Abb. 37, rechts) zur Kraftwerksflexibilisierung bietet somit monetäre Vorteile, indem besonders in Zeiten höher Börsenpreise Elektrizität aus den KWK-Anlagen der Heizzentrale zur Verfügung gestellt werden kann (siehe Abb. 38Abb. 58).

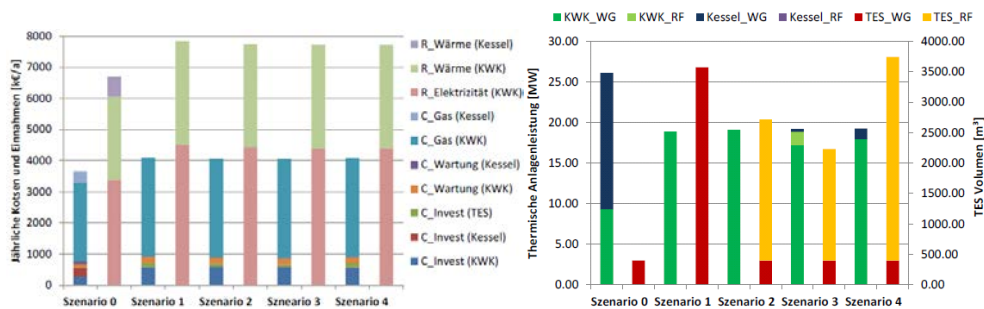


Abb. 37 Ökonomische (links: Ausgaben C und Einnahmen R) und technische (rechts: Installierte Kraftwerks- und Speicherkapazitäten) Optimierungsergebnisse der gewählten Analyseszenarien in Freiburg Weingarten/ Rieselfeld.

In Szenario 2 ist die Größe der thermischen Speicherkapazität in Freiburg Weingarten festgelegt. Zusätzliche Flexibilität wird durch Installation eines thermischen Speichers im Rieselfeld erlangt. Allerdings ist die thermische Gesamtkapazität in Szenario 2 nicht so hoch als in Szenario 1 (Abb. 37, rechts). Ein Vergleich der Einnahmen und Ausgaben zeigt, dass auch die Flexibilität eines rein zentralen Speichers höher ist aufgrund der höheren Einnahmen als in Szenario 2 mit einem im Rieselfeld platzierten Speicher. Die Ergebnisse aus Szenario 3 zeigen, dass die Einschränkung der Übertragungsleistung der Fernwärmeleitung zusätzlich die Flexibilität des Energiesystems bzw. des zentralen Speichers im Rieselfeld einschränkt. Zusätzliche Flexibilität wird durch die Installation von KWK-Anlagen im Rieselfeld erzielt. Wird, wie in Szenario 4, die zusätzliche Installation von Energiewandlungstechnologien in Freiburg Rieselfeld untersagt, wird eine noch größere Speicherkapazität installiert als in Szenario 1, zur Erreichung eines Kostenoptimums ähnlich den Vorgängerszenarien.

Die implizite Betriebsoptimierung in Abhängigkeit der stündlichen Börsenstrompreise wird in Abb. 38 am Beispiel einer Winterwoche für Szenario 4 gezeigt. Die große Speicherkapazität im Rieselfeld ermöglicht einen flexiblen Kraftwerksbetrieb. So kann bei hohen Börsenstrompreisen Strom zu guten Konditionen ins Netz veräußert werden (Abb. 38Abb. 58, links) während überschüssige thermische Energie in den zentralen Speicher nach Freiburg Rieselfeld exportiert und zwischengespeichert wird (Abb. 38Abb. 58, rechts). Trotz des hohen Wärmebedarfs im Winter, kann bei niedrigen Börsenstrompreisen der Wärmebedarf im Rieselfeld anteilig aus dem Speicher gedeckt werden und nur ein Teil der KWK-Einheiten in der Heizzentrale in Weingarten muss die in den Gebäuden benötigte Wärmeenergie zur Verfügung stellen.

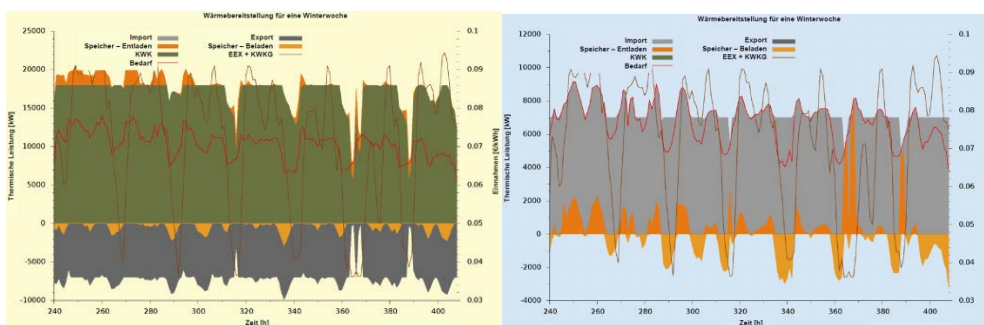


Abb. 38 Stündliche Wärmebereitstellung in der Heizzentrale (links) und Wärmeversorgung bzw. Speicherbewirtschaftung in Freiburg Rieselfeld (rechts) für eine Winterwoche in Abhängigkeit des Börsenstrompreises

4.2

Dezentrale Speicher – lokale Akteure

Im Folgenden wird der Ausbau elektrischer Energiespeicher in den Wohngebäuden eines Freiburger Stadtquartiers untersucht. Verbunden mit Aufdach-PV-Anlagen kann überschüssig produzierter Strom zwischengespeichert werden und bei Bedarf an die Verbraucher im Gebäude wieder abgegeben werden. Der räumliche Modellansatz ermöglicht die Berechnung der optimalen Größen und die Verteilung der Energiespeichersysteme in den Gebäuden eines städtischen Energieversorgungsgebietes. Gemäß den vorherigen Optimierungsrechnungen zur optimalen Auslegung thermischer Energiespeicher, erfolgt auch die Auslegung der Batteriespeichersysteme über die implizite Betriebsoptimierung anhand der niedrigsten Kosten für den Energiebezug. Der räumliche Modellansatz ermöglicht die Annahme unterschiedlicher Kosten für den örtlichen Energieaustausch zwischen den Gebäuden oder mit dem Stromnetz. Unter diesem Aspekt können unterschiedliche räumliche Betreiberstrukturen emuliert werden (BACHMAIER et al. 2016).

4.2.1

Fallbeispiel Freiburg Haslach

Am fiktiven Beispiel eines Ausschnitts des Stadtteils Freiburg Haslach (Abb. 39) wird zusätzlich zur zentralen Wärmeversorgung der Effekt unterschiedlicher Preisstrukturen auf den Umfang des Ausbaus elektrischer Energiespeicher im räumlichen Modell von KomMod untersucht. Die Wahl des Analysegebietes und die Unterteilung in die entsprechenden drei Zonen mittels geobasierter Gruppierungsanalysen erfolgte in einer projektbegleitenden Masterarbeit (Rühl I., 2015). Die Auswahl des Standortes eines zentralen TES an der Heizzentrale und der Verlauf des schematisch dargestellten Fernwärmenetzes erfolgte gemäß der Gruppierungs- und Netzwerkanalysen in Abschnitt 2.5.4. Die nachfolgenden Szenarien beziehen sich auf das Analysejahr 2030. Die Annahme einer jährlichen Sanierungsrate von 1,2 % führt zu einem Jahreswärmebedarf von 12,7 GWh_{th}. Für den jährlichen Strombedarf werden keine Steigerungsraten erwartet und es wird ein konstanter jährlicher Bedarf von 5,8 GWh_{el} angenommen, der teilweise mit Aufdach-PV-Anlagen gedeckt werden kann.

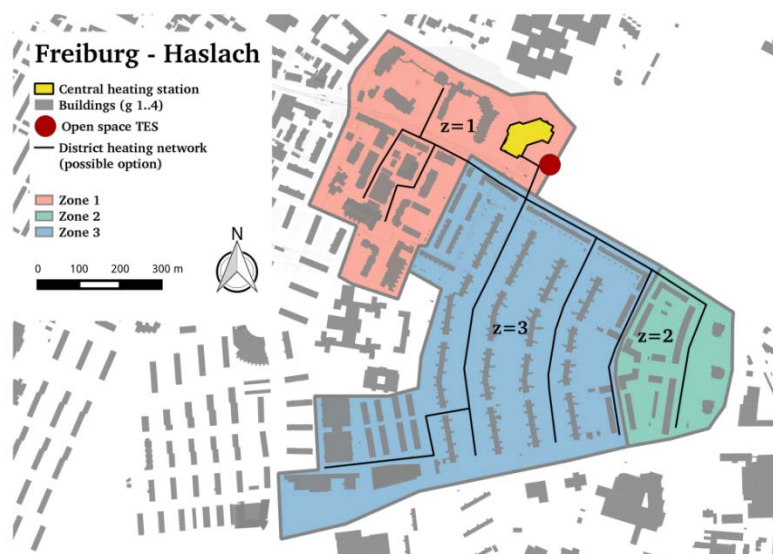


Abb. 39 Analysegebiet in Freiburg Haslach, unterteilt in 3 Zonen mit unterschiedlichem Energiebedarf bzw. Gebäudetypologie, zentrale Wärmeversorgung aus Heizzentrale über Fernwärmenetz, Kraftwerksflexibilisierung mit Aufstellmöglichkeit eines großen zentralen TES auf vorhandener Freifläche

4.2.2

Emulation von räumlichen Betreiberstrukturen

Elektrische Energiespeicher tragen dazu bei, dass überschüssig generierte elektrische Energie aus den PV-Anlagen während des Tages zwischengespeichert werden kann und abends wieder an die Verbraucher in den Gebäuden abgegeben wird. Im räumlich aufgelösten Optimierungsmodell von KomMod soll dieser Effekt mittels Simulationsrechnungen quantifiziert werden. Ergänzend zur bisher untersuchten zentralen Wärmeversorgung mittels Szenarienvariation in KomMod, wird in den folgenden Analysen die Strombedarfsdeckung im Quartier mit dezentralen PV-Anlagen und Batteriespeichersystemen in Gebäuden untersucht. Der techno-ökonomische Modellansatz in KomMod ermöglicht die Berechnung der optimalen Energieversorgungsstruktur zu minimalen Kosten für Invest und Betrieb. Die räumliche Ausprägung des Modellansatzes erlaubt zusätzlich die Emulation unterschiedlicher Betreiberstrukturen durch die Variation der Bepreisung für den Einkauf und Verkauf von Elektrizität an den räumlichen Übergangsstellen, z.B. vom Gebäude ins Niederspannungsnetz oder einem Verbund von Gebäuden ins Verteilnetz.

Abb. 40 zeigt schematisch das in KomMod umgesetzte räumliche Modell. Die Zonen des betrachteten Analysestadtteils Freiburg Haslach werden gemäß des Schemata an den Netzebenen so bepreist, dass im Folgenden drei wesentliche Betreibermodelle analysiert werden können:

- Gebäude-PV-Betreiber
- Zonale Betreibergesellschaft
- Inter-Zonale Betreibergesellschaft

Der Unterschied der Modelle eines Gebäude-PV-Betreibers und einer zonalen Betreibergesellschaft in Abb. 40 liegt im Wesentlichen in der Platzierung der Kosten für den Energieaustausch am Gebäude oder entsprechend über den Gebäuden einer Zone. Die hohen Kosten für den Bezug von Strom am Gebäude (Gebäude-PV-Betreiber) sorgen für einen hohen Anteil an eigen erzeugtem PV-Strom. Niedrige Investitionskosten für Batteriespeichersysteme begünstigen diesen Effekt. Jeder Gebäude-PV-Betreiber ist allerdings auch beim Verkauf des Stroms auf seinen eigenen Vorteil bedacht und verkauft zu hohen EEX-Preisen überschüssigen Strom in das Stromnetz. Eine Abnahme dieses Stroms vom Nachbarn erfolgt nur dann, falls dieser von außen Strom vom Netz beziehen muss.

Anders verhält es sich bei der zonalen Betreibergesellschaft. Die Preisstruktur zeigt deutlich, dass der Austausch der elektrischen Energie von PV-Anlagen zwischen den Gebäuden einer Zone wesentlich günstiger ist, als der Bezug vom übergeordneten Netz. Beim Bezug der elektrischen Energie aus überschüssigem PV-Strom vom Nachbargebäude fallen lediglich die Stromgestehungskosten der PV-Anlage an und eine geringe Gebühr für die Nutzung des Niederspannungsnetzes. Im Gegensatz zum Gebäude-PV-Betreiber wird der Austausch elektrischen Strom zwischen den Gebäuden monetär begünstigt.

Der mit »<*>« angedeutete Zusammenschluss von Zonen steht repräsentativ für die Inter-Zonale Betreibergesellschaft, die Stromhandelsgebühren den drei betrachteten Zonen überordnet und neben dem lukrativsten Energietausch zwischen Gebäuden auch den Tausch zwischen örtlich benachbarten Zonen fördert bevor Strom aus dem Mittelspannungsnetz bezogen wird.

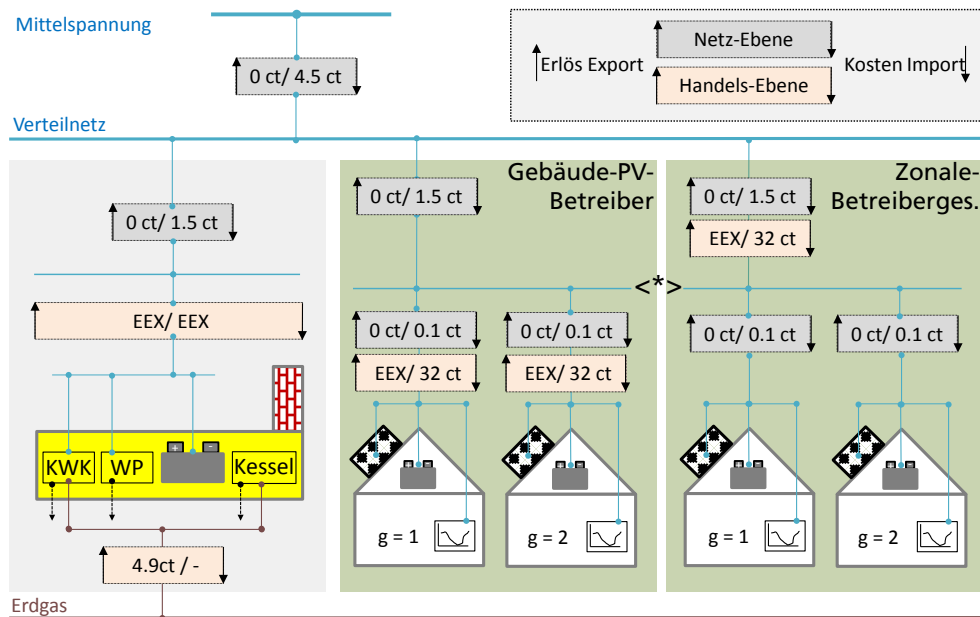


Abb. 40 Modell eines elektrischen Energieversorgungssystems mit Kosten beaufschlagten Energieflüssen auf Netz- und Handelsebene für den Verkauf und den Bezug von Strom zwischen den Netzen eines Stadtquartiers; örtliche Variation der Kosten bzw. Erlöse für den elektrischen Energieaustausch zur Emulation von Gebäude-PV-Betreibern, Zonalen Betreibergesellschaften und Inter-Zonalen Betreibergesellschaften (durch preisliche Verknüpfung der Zonen, siehe <*>)

4.2.3

Szenarien mit variierenden räumlichen Betreiberstrukturen

Die Untersuchung der diskutierten räumlichen Betreiberstrukturen erfolgt auf Basis von Analyseszenarien, die im Folgenden präsentiert werden:

Eine Klasse von Szenarien wird durch die Festlegung homogener Betreiberstrukturen in den Zonen des Analysegebietes festgelegt. Beispielsweise werden in Szenarienkategorie 1 alle Gebäude der Zonen als Gebäude-PV-Betreiber festgelegt, während in Szenarienkategorie 2 allen Zonen eine Zonale Betreibergesellschaft zugeordnet wird. Szenarienkategorie 3 repräsentiert die Inter-Zonale Betreibergesellschaft, die alle drei Zonen zu einer Stromhandelszone zusammenfasst für den intern erzeugten PV-Strom. Jede Klasse besitzt einen Heizzentralenbetreiber, deren Optimierungsergebnisse in (BACHMAIER et al. 2016) vorgestellt werden. Für jede Klasse werden die gleichen technischen Szenarien etabliert, d.h. alle berücksichtigten Energieversorgungskomponenten sind frei optimierbar mit Ausnahme der PV-Anlagen deren Ausbaubegrenzung durch die Größe der Dachfläche begrenzt ist. Da es sich um Zukunftsszenarien handelt spielt die künftige Entwicklung von Preisen eine wesentliche Rolle. Bei den bisher sehr teuren Batteriespeichersystemen (EES) sind enorme Kostenreduktionspotentiale gegeben, deren Entwicklung in den Szenarien durch unterschiedliche Kosten für das Investment berücksichtigt wird. Die jüngsten politischen Entwicklungen zeigen eine enorme Schwankung der Preise für den Bezug fossiler Energieträger, dessen Entwicklung ebenfalls durch unterschiedliche Preise in den Klassen mit berücksichtigt werden soll.

Tab. 10 Festlegung der Analyseszenarien (Szenarienklassen) durch Definition homogener räumlicher Betreiberstrukturen in den Zonen (ökonomische Szenarien, s.o.), der räumlichen Verteilung mit frei optimierbaren und fest gesetzten bzw. eingeschränkt optimierbaren Energieerzeugungsanlagen (technischen Szenarien) sowie Berücksichtigung der Variation künftig sensibler Preise für den Bezug von Gas und Investment in Batteriespeichersysteme (Sensitivitäten)

	Bestandteile des Energiesystems	Technische Komponenten	Heizzentrale	Zone 1	Zone 2	Zone 3	Sensitivitäten (ökonomisch)
				(z =1)	(z =2)	(z = 2)	
Technische Szenarien	Wandler	KWK	o	-	-	-	Gaspreis
		WP	o	-	-	-	
		Kessel	o	-	-	-	
		PV	-	x	x	x	
	Speicher	TES	o	-	-	-	Investment
		EES	-	o	o	o	
Netze	Fernwärme	o	o	o	o		
	Stromnetz	o	o	o	o		
Ökonomisch/	Betreiberstruktur	Heizzentralenbetreiber +					Szenarienkategorie
		Privateigentümer PV					
		Zonale Betreibergesellschaft					
		Inter-Zonale Betreibergesellschaft					
							1
							2
							3

4.2.4

Vergleich der Optimierungsergebnisse

Erste Analysen zeigen, dass bei den gewählten Randbedingungen die Energieversorgungskosten bei lokaler Kooperation leicht sinken und gleichzeitig der Austausch mit dem übergeordneten Stromnetz reduziert wird.

Bei Betrachtung der jährlichen Energieaustauschmengen für einen Gebäude-PV-Betreiber wandelt sich das stark exportorientierte Energiesystem bei niedrigen Gaspreisen hin zu einem niedrig-importorientierten System bei hohen Gaspreisen (Abb. 41, links). Dies lässt sich darauf zurückführen, dass in der Heizzentrale bei steigenden Gaspreisen zunehmend Wärmepumpensysteme installiert werden und KWK Systeme die Strombereitstellung dafür übernehmen. Die Veräußerung des KWK-Stroms an der Strombörse sinkt mit zunehmendem Gaspreis, siehe (BACHMAIER et al. 2016).

Je größer das Gebiet einer ortsbezogenen Stromhandelszone ist, desto mehr elektrische Energie, die von internen Gebäude-PV-Anlagen produziert wird, kann im Energieversorgungsgebiet konsumiert werden (Abb. 41, rechts). Mit Blick auf jede einzelne Betreiberstruktur sinkt der Energieaustausch mit dem übergeordneten Stromnetz zudem mit sinkenden Batteriesystempreisen mit Ausnahme der Szenarien mit dem günstigsten Batteriespeichersystem (100 €/ kWh).

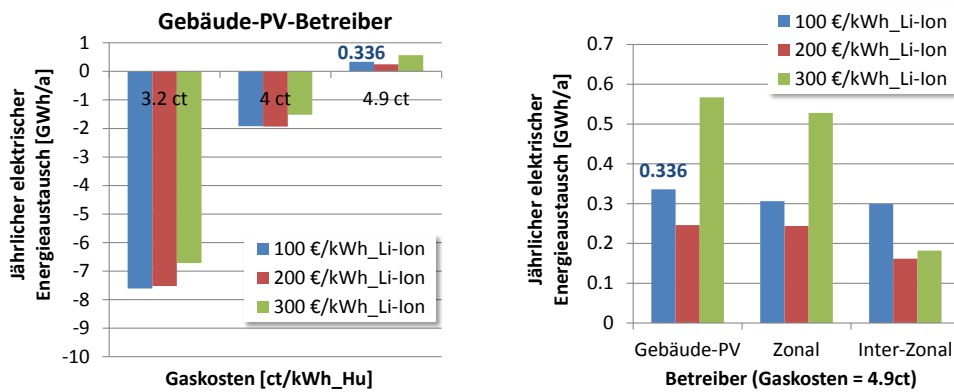


Abb. 41 Jährlicher Energieaustausch mit der höchsten Netzebene für das Analysegebiet mit Gebäude-PV-Betreibern bei unterschiedlichen Gaspreisen und Systempreisen für Batteriesysteme (links); jährlicher Energieaustausch für Gebäude-PV, Zonale und Inter-Zonale Betreiber bei fixem Gaspreis (4.9 ct) und variierenden Investitionskosten für Li-Ion Batteriesysteme (rechts)

In Abb. 42 (links) sind die installierten PV-Anlagenleistungen und Speicherkapazitäten illustriert. In jeder der Betreiberformen werden die maximal installierbaren PV-Anlagenleistungen voll ausgeschöpft. Je nach Betreiberstruktur variiert der Ausbau der Speicher. Bei der Inter-Zonalen Betreiberform erfolgt ein deutlich stärkerer Ausbau der Energiespeicher gegenüber den anderen beiden Varianten. Bei der zonalen Betreiberform wird in Zone 1 ein wesentlich kleinerer Energiespeicher installiert. Dies lässt sich auf die Beschaffenheit der zeitlichen Lastprofile in Zone 1 zurückführen. Der Anreiz des direkten Energieaustauschs zwischen den Gebäuden bei der zonalen Variante gegenüber der Gebäude-PV-Betreiberform hält die optimale Ausbaupkapazität in Zone 1 gering. Der Blick in die Lastprofile erfolgt nicht im Rahmen des Abschlussberichtes. Abb. 42 (rechts) zeigt die produzierten und gespeicherten Jahresstrommengen komplementär zu den installierten Anlagengrößen. Die kleinere installierte Speicherkapazität in Zone 2 der zonalen Betreiberform führt entsprechend auch zu einem niedrigeren Energiedurchsatz gegenüber Gebäude-PV und Inter-Zonaler Betreiberform. Zudem steigt der Eigenversorgungsanteil mit PV-Strom auf 46% bei Inter-Zonaler Betreiberstruktur gegenüber 42% und 43% für Gebäude-PV- respektive Zonaler Betreiber durch die Ausweitung der Stromhandelszone.

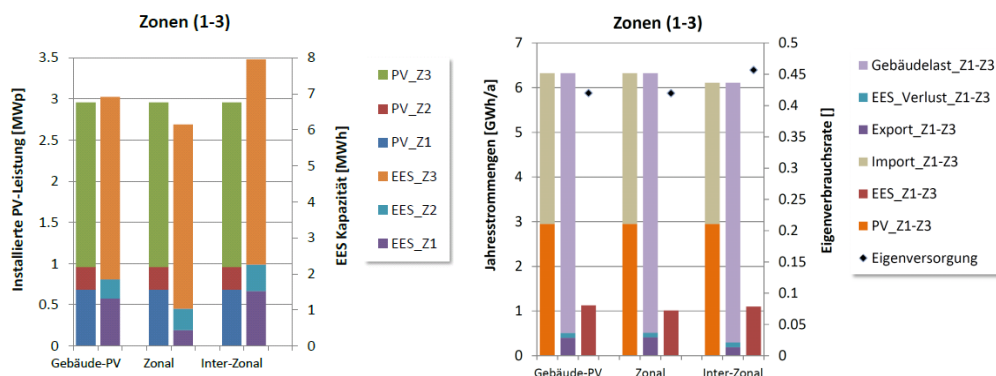


Abb. 42 Installierte PV Anlagenleistungen und Speicherkapazitäten (links) sowie produzierte und zwischengespeicherte Jahresstrommengen mit Ausgabe des Eigenverbrauchsanteils im Versorgungsgebiet (rechts) für Gebäude-PV-, Zonale- und Inter-Zonale Betreibergesellschaften für Speicherinvestkosten von 100 €/kWh und Gaskosten 4.9 ct/ kWh

Im Folgenden werden die Speicherladezustände für die Gesamtheit der Speicher in Zone 3 dargestellt (Abb. 43). Die täglichen Speicherladezustände zeigen, dass v.a. im Sommer die Speicher während des Tages aufgeladen werden. An einigen Tagen im Jahr sind die Speicher schon gegen 14 Uhr voll beladen und Erreichen ihren tiefsten Ladezustand in den frühen Morgenstunden, da sie während der Dunkelphase ihre elektrische Energie wieder an die Verbraucher im Gebäude abgeben. Beim Vergleich der drei Betreiberformen wird deutlich, dass die Speicher bei der inter-zonalen Betreiberstruktur tageszeitlich später entladen werden als bei den anderen beiden Betreiberformen. Dies lässt darauf deuten, dass der übermäßige PV-Ausbau den Bedarf in Zone 3 auch während den Nachmittagsstunden noch deckt und zudem in die anderen Zonen transportiert wird, bevor zu späteren Tagesstunden die befüllten zoneninternen Speicher in Zone 3 entladen werden.

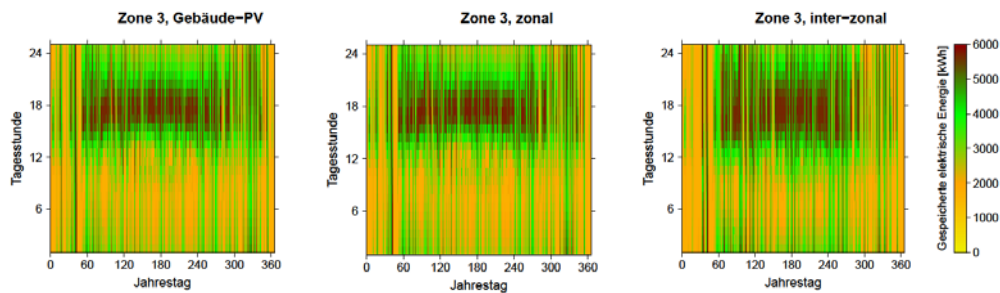


Abb. 43 Stündliche gespeicherte Energiemengen über einen Tag und eines Jahres für Gebäude-PV-, Zonale- und Inter-Zonale Betreibergesellschaften (Speicherinvest 100 €/ kWh)

Das Fallbeispiel erläutert, dass mit dem gewählten Ansatz auch Fragen von Betreibermodellen analysiert werden können. Für vertiefte Aussagen lohnt sich der Blick in die gebäudespezifischen Lastprofile. Weiterführende Informationen zum Wärmepumpenbetrieb in der Heizzentrale können im Konferenzbeitrag (BACHMAIER et al. 2015, Beijing) eingesehen werden.

4.3 Erstellung eines Masterplans Wärme

4.3.1 Aufgabenstellungen

Am Beispiel der Entwicklung einer langfristig ausgelegten Zielnetzplanung für eine städtische Wärmeversorgung wurden die zukünftigen vorrangigen Versorgungsarten und die darin enthaltenen Handlungsfeldern identifiziert. Dabei wurden konkrete Maßnahmen auf Quartiersebene (für die vorrangigen Versorgungsarten) erarbeitet unter Berücksichtigung der Interessen von Kunde, Ökologie und Versorger

Folgende Leitfragen sind zu beantworten:

- Wie stellt sich die aktuelle Situation des lokalen Wärmemarktes dar?
- Räumliche Verteilung Wärmequellen und -senken → Wo sind große Senken, wo kleine
- Welche Versorgungsarten liegen vor?
- Wie hoch ist der Anteil leitungsgebundener Versorgung?
- Wie entwickelt sich der Wärmebedarf bis 2020, 2030 bzw. 2050?
- Welche Entwicklungen sollen durch den Versorger/ durch die Stadt forciert werden?
- Welche Akteure spielen eine Rolle?
- Welche Potentiale gibt es? Wie können sie genutzt werden?
- Was sind Handlungsfelder? Welche Maßnahmen ergeben sich in diesen Handlungsfeldern?

Auf diesem Anforderungsprofil basierend wird im Folgenden das methodische Vorgehen beschrieben.

4.3.2 Methodisches Vorgehen

Die methodische Vorgehensweise der Masterplanerstellung wurde nach Definition der Zielsetzung und Prüfung der Eingangsdaten gemeinsam mit den Akteuren abgestimmt. In Abb. 44 sind die Kernelemente der Konzepterstellung schematisch dargestellt.

Mit dem Ziel, einen mittel- bis langfristig ausgelegten, umsetzungsorientierten Maßnahmenfahrplan zu entwickeln, bedarf es in einem ersten Schritt einer umfassenden **Bestands- und Potenzialanalyse** sowie der Darstellung aktueller und zukünftiger Randbedingungen. Im Rahmen dieser Grundlagenerarbeitung wird der Mainzer Wärmemarkt aus verschiedenen Blickwinkeln betrachtet und analysiert. Ziel ist es, ausgehend von einem theoretisch vorhandenen Potenzial über ein Abschichtungsverfahren, zu einem realistisch umsetzbaren Potenzial zu gelangen.

In einem ersten Schritt wird in der **Marktanalyse** eine umfassende Untersuchung der Wärmebedarfs- und -verteilinfrastruktur durchgeführt. Weitere Bestandteile der Grundlagenerarbeitung sind die wirtschaftliche und technische Bewertung unterschiedlicher Wärmeversorgungsvarianten (**Technologieanalyse**) sowie die Analyse der Kundenstruktur (**Kundenanalyse**). Darüber hinaus werden in der **SWOT-Analyse** unternehmensspezifische Faktoren, die in Bezug auf die Maßnahmenumsetzung eventuelle Risiken und Chancen bergen, identifiziert.

Aus den Erkenntnissen der Grundlagenerarbeitung werden strategische Handlungsfelder für den Mainzer Wärmemarkt abgeleitet. Ein weiterer Schwerpunkt auf der Entwicklung konkreter Maßnahmen für die Wärmeversorgung. Alle

Maßnahmen werden anhand unterschiedlicher Kriterien bewertet und auf einem Fahrplan nach ihrer Umsetzungsrelevanz zeitlich eingeordnet.

Die Maßnahmenentwicklung erfolgt dabei in zwei Stufen: in der ersten Stufe werden für die Areale mit hohem Entscheidungsdruck kurzfristig umsetzbare Maßnahmen, so genannte "no-regret-Maßnahmen" erarbeitet und darauf aufbauend, in einer zweiten Stufe, ein mittel- bis langfristiger Wärmemasterplan erstellt. Beide Stufen sind in der Erarbeitung miteinander verknüpft und werden in enger Abstimmung mit dem Auftraggeber sowie weiteren relevanten Akteuren (Umweltamt Stadt, Klimaschutzbeirat) erarbeitet.

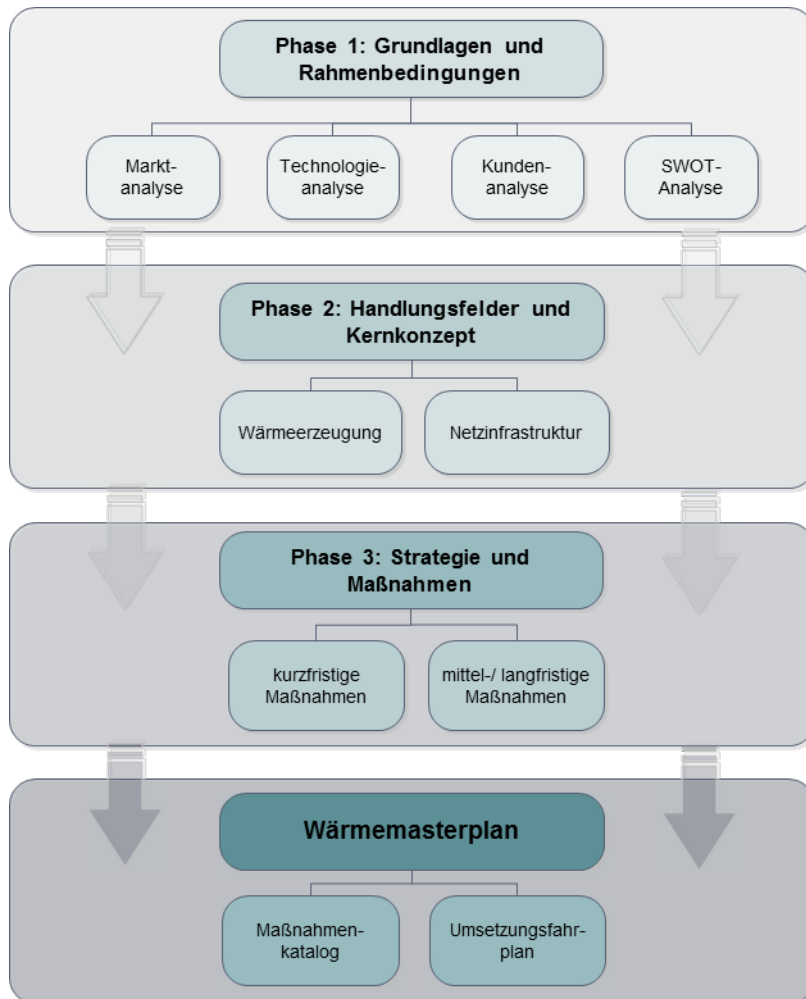


Abb. 44 Methodisches Vorgehen der Masterplanerstellung

4.3.3

Digitaler Wärmeatlas

Datengrundlage

Die Mindestanforderungen zur Erstellung eines digitalen Wärmeatlas sind:

- Geographische Grunddaten (Gebäude, Adresse, Straßen)
- Verbräuche
- Energieträger
- Gebäudeinformationen (Nutzung, Fläche, Baualter etc.)

Zur Verortung des Wärmebedarfs z. B. auf Gebäudeebene, wird eine digitale Grundkarte benötigt. Im besten Fall besteht diese aus den Gebäudegrundrissen sowie der Adresse (Straße und Hausnummer).

Die Nutzung von realen Verbrauchswerten vom Versorger bietet den Vorteil einer hohen Exaktheit, ist jedoch an die Einhaltung der zahlreichen rechtlichen Rahmenbedingungen gebunden und nicht oft gegeben.

Zur Ableitung von Gebäudetypen sind weitere Gebäudeinformationen wie Nutzung und Baualter notwendig.

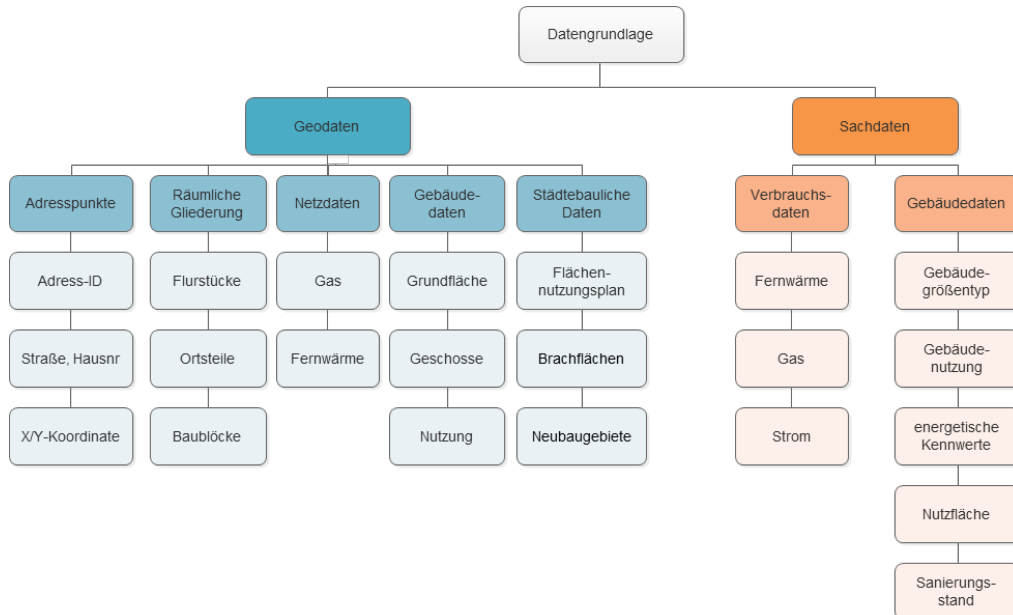


Abb. 45 Datengrundlage

Datenaufbereitung und Erstellung Wärmeatlas

Ziel: GIS-fähige Gebäude- und Energiedatenbank (Masterdatenbank) Dazu werden folgende Schritte bearbeitet:

- Verknüpfung der Daten, die aus unterschiedlichen Quellen stammen und in unterschiedlichen Formaten vorliegen
- Bedarfswerte:
 - Umrechnung auf Nutzenergie unter Verwendung von Anlagenwirkungsgraden
 - Umrechnung von Brennwert auf Heizwert bei Gasverbrauchswerten
 - Bereinigung mitversorgter Gebäude
- Verschneidung von Gebäude- und Bedarfswerten
- Definition von Typgebäuden
 - Zuweisung Nutzungsklassen
 - Ermittlung beheizter Flächen (BGF)
 - Ermittlung spez. Energiekennwerte für jedes Typgebäude anhand vorliegender Bedarfswerten
- Abschätzung des Wärmebedarfs anhand der Typgebäude (EFH, MFH etc.)
- Definition Sanierungsszenarien (Sanierungstiefe und -rate)
- Bilanzierung CO₂-Emissionen

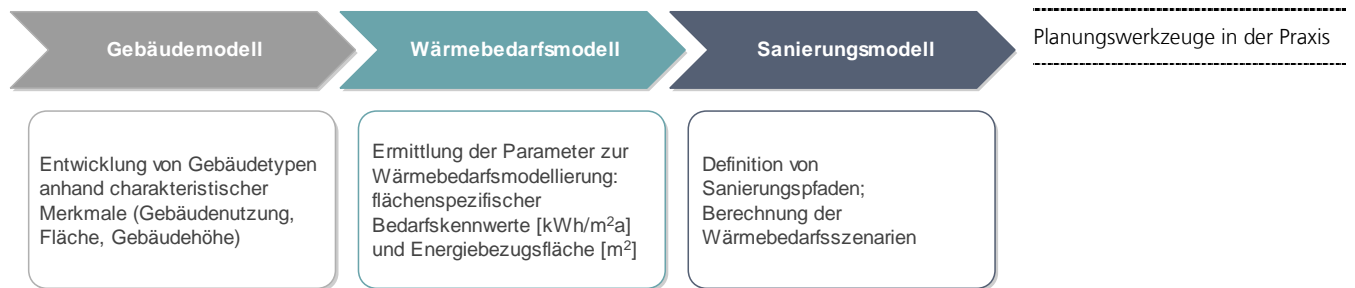


Abb. 46 Erstellung Gebäude- und Sanierungsmodell

Die Gebäude- und Energiedatenbank bildet die Grundlage für alle weiteren Analysen. Aus rechtlichen Gründen werden nur die abgeleiteten Bedarfskennwerte je Gebäudetyp verwendet. Als Ergebnis lassen sich Energie- und Emissionsbilanzen auf unterschiedlicher Ebene ableiten. Graphische Darstellungen erfolgen als Wärmedichtekarte (Rastergröße 400m x 400m), in Randgebieten oder bei sehr großen Gebäude müssen Rasterzellen zusammengefasst werden, da sonst Rückschlüsse auf Einzelobjekte gezogen werden können. Anhand der Wärmedichtekarte lassen sich Gebiete mit hohem Wärmebedarf identifizieren

4.3.4

Weiteres Vorgehen

Auf Basis der Marktanalyse (Wärmedichtekarte, Energiebilanz etc.) werden Quartiere ausgewählt, die für eine zukünftige leitungsgebundene Wärmeversorgung in Frage kommen können

In einem Abschichtungsverfahren werden diese Quartiere (Fokusgebiete) nach demselben Schema bewertet (Wirtschaftlichkeit, Ökologie etc.) und somit eine geeignete Wärmeversorgungsart herausgearbeitet

Für jedes Quartier ergeben sich somit konkrete Maßnahmen, die priorisiert auf einem Maßnahmenfahrplan dargestellt werden.

4.3.5

Wichtige Erkenntnisse

Methodisches Vorgehen

Das methodische Vorgehen wurde zu Projektbeginn grob skizziert und im Projektablauf den neuen Ergebnissen / Erkenntnissen angepasst. Eine Interaktion mit den beteiligten Akteuren ist auch in Bezug auf die Methode wichtig.

Daten

In Bezug auf die Daten ergaben sich folgende wichtige Ergebnisse:

- Qualität des Ergebnisses hängt maßgeblich von den Eingangsdaten ab
- Bei der Verwendung von Verbrauchsdaten sind die damit verbundenen rechtlichen Rahmenbedingungen (Datenschutz, Unbundling etc.) von großer Relevanz und stets einzuhalten
- Die Datenaufbereitung ist ein wichtiger Bestandteil; die Dauer hängt von der Anzahl der Daten(quellen) und -qualität ab
- Trotz automatisierter Bearbeitungsschritte, gibt es einen hohen Anteil manueller Nachbereitung (Überprüfung der Daten, Qualitätssicherung etc.)

Einbindung Akteure

Je mehr Akteure eingebunden werden, desto komplexer wird die Bearbeitung. Dabei gibt es oftmals Zielkonflikte durch unterschiedliche Interessen der Akteure, z.B. Wirtschaftlichkeit vs. Ökologie.

Kommunikation / Außendarstellung

Bei der Kommunikation nach außen gilt es folgende Aspekte zu beachten:

- Datenschutz
 - Bei personenbezogenen Daten: Darstellung gerastert oder geschwärzt
 - Bei Industriekunden: je nach Rastergröße lassen sich Rückschlüsse auf Einzelkunden ziehen → Interessenskonflikt Energieversorgungsunternehmen
- Strategisch relevante Informationen
 - Was möchte / kann der Versorger Preis geben?
- Politischer Rahmen
 - Aktuelle politische Themen sind bei der Darstellung der Ergebnisse / Kommunikation zu beachten (Nachhaltigkeit, Klimaschutz, Feinstaub, ...)
 - Bevölkerung
 - Darstellung der Ergebnisse kann Fragen aufwerfen: Wird meine Versorgung umgestellt? Was bedeutet das für mich? Wird meine Energie in Zukunft teurer?

5 Geschäftsmodelle und Wertschöpfung

5.1 Ausgangslage

Zur systematischen Entwicklung eines Geschäftsmodells wurde seitens des KIT der nutzerzentrierte Design Thinking Ansatz mit den Schritten „Verstehen“, „Beobachten“, „Synthese“, „Ideen“, „Prototypen“ und „Testen“ als Methodik vorgeschlagen und den Projektteilnehmern vorgestellt¹. Zuvor wurden möglich Ausgangsszenarien identifiziert, aus denen jeweils eine Strategie zur Geschäftsmodellierung resultierte. Tab. 11 zeigt eine Übersicht der Szenarien und die damit verbundenen Aktivitäten:

Tab. 11 Projektstatus und Handlungsoptionen

	Option 1	Option 2	Option 3	Option 4
Status	Produkt definiert, Zielgruppe unbekannt	Produkt unscharf, Zielgruppe bekannt	Produkt unscharf, Zielgruppe unbekannt	Produkt undefiniert, Zielgruppe bekannt
Aktion	Erarbeitung einer Markteintrittsstrategie	Produktdefinition und Wettbewerbsbetrachtung	Kreativworkshop: Design Challenge	Produktdefinition, Analyse der Kundenanforderungen
Beteiligte	KIT	KIT+ Projektpartner	KIT+ Projektpartner	KIT+ Projektpartner
Ergebnis	Bericht zur Geschäftsmodellierung	Anforderungsprofil des Produktes/ der Dienstleistung+ Marktanalyse	Anforderungsprofil des Produktes/der Dienstleistung+ Marktanalyse (grob)	Anforderungsprofil des Produktes/der Dienstleistung seitens der Zielgruppe

Innerhalb des Projektteams wurde der Kenntnisstand um die Produktschärfe sowie die Definition der Zielgruppen diskutiert. Die Gespräche zeigten ein heterogenes Bild, sodass eine Mischung aus Option 2 und Option 3 gewählt wurde. Das Produkt und die damit verbundene Dienstleistung kann im Kern bereits zu einem ausreichenden Maße definiert werden. Es zeigte sich allerdings der Bedarf nach einer strukturierten Auseinandersetzung mit den möglichen Zielgruppen des Produktes.

5.2 Methodisches Vorgehen

Definition und Eingrenzung von möglichen Kundengruppen:

Zunächst wurden potentielle Kunden auf Grundlage des Wertversprechens identifiziert:

- Energieversorgungsunternehmen

¹ <http://sociallab.ch/design-thinking/>

- Stadtplanungsbüros
- Stadtwerke

Neben der Analyse und Definition von Zielgruppen ist der Aufbau eines fundierten Verständnisses des Branchenumfeldes eines Kunden erforderlich. Zur Erfassung der Bedürfnisse und Anforderungen seitens der Nutzergruppen wurden somit Interviews mit potentiellen Kunden des Produktes durchgeführt. Zur systematischen Erfassung und Einordnung der Ergebnisse wurde im Vorfeld ein Fragebogen erstellt, der wesentliche Punkte zur Anforderung, Preissensibilität und Funktionsumfang abdeckt. Dieser diente als Leitfaden und legte die Grundlage der Informationsaufnahme zur weiteren Analyse des Marktumfeldes und der Akzeptanz des Produktes.

Damit bewegt sich der erste Analyseschritt iterativ zwischen den beiden Bereichen »verstehen« und »beobachten«. Die Ergebnisse der Analyse werden gebündelt und fließen idealerweise in die Umsetzungsphase zur Erstellung eines Prototypen ein. Auch wenn das Projekt bereits erste deutliche Produktspezifikationen und Ergebnisse erzeugt hat, empfiehlt sich der frühe und stetige Abgleich mit den Anforderungen der Zielgruppe und der potentiellen Kunden, um frühzeitig die Produktspezifikationen auf deren Bedürfnisse anpassen zu können.

Auswertung der Interviews

Die semi-strukturierten Interviews wurden mithilfe eines zuvor entwickelten Fragebogens mit den potentiellen Kunden geführt. Die gewonnenen Erkenntnisse der Interviews reicherten den Fragebogenkatalog iterativ mit neuen Erkenntnissen an und verfeinerten die Kategorien mit jedem Interviewschritt. Die Ergebnisse umfassen die Produkthanforderungen, absehbare Markttendenzen sowie die Nutzungs- und Preismodelle.

Die Interviews wurden im April 2015 mit potentiellen Kunden des Produktes durchgeführt. Im Einzelnen waren es die Unternehmen:

- AVR UmweltService GmbH, Thimeo Westphal, (Assistenz Geschäftsleitung)
- GEF Ingenieur AG, Dr. Stephan Richter, (Vorstand)
- Stadtwerke Karlsruhe, Thomas Hofmann, (Innovationsmanagement)

Im Folgenden werden die generierten Erkenntnisse zusammenfassend dargestellt und mit weiteren zur Erarbeitung eines nachhaltigen Geschäftsmodells notwendigen Hintergrundinformationen angereichert.

Ermittelte Produkthanforderungen

Die Gespräche haben ergeben, dass die Infrastruktur zur Planung von Speichern einen entscheidend Faktor darstellt. Neben geologischen, geographischen und topologischen Faktoren sind Informationen wie die Überschneidung mit bestehenden Leitungsnetzen (Strom, Daten und Kommunikation, Gas etc.) zu berücksichtigen. So dürfen Leitungen mit flüssigen Medien nur in bestimmten Abständen zu Daten-Leitungen geführt werden!?. Darüber hinaus muss beachtet werden, dass bestehende Wege- und Leitungsrechte von Grundstückbesitzern (z.B. Naturschutzgebiet, militärisches Sperrgebiet etc.) einen wesentlichen Einfluss auf die Planung haben können.

Regelfähigkeit, Kommunikation und Flexibilität

Der Einsatz von Speichern soll nicht nur überschüssige Energiemengen zwischenlagern, sondern kann durch kombinierte Steuerung mit dem Energieerzeuger (in der Regel Kraftwerke) zu einem optimierten Betriebsverhalten des Kraftwerks führen. Das setzt die Regelfähigkeit des Speichers (Zugriff auf Zu- und Abfluss aus dem Speicher) sowie kurze Distanzen voraus, damit Energie in großen Mengen schnell bewegt werden kann. Daher müssen zur optimalen Planung der Netze das Betriebsverhalten der Kraftwerke mit einbezogen werden. Idealerweise lässt die Software eine Simulation verschiedener

Betriebszustände und regelverhalten zu, um die optimale Auslegung von Netzen und Speichern zu berechnen.

Sicherstellung der Datenqualität

Ferner müssen die Daten der Energieverbraucher bekannt und belastbar sein. Diese variieren in Bezug auf Tageszeit und Saison, was bei der Berechnung der Speicher mit in das Datenmodell einfließen muss. Sofern die Daten nicht aus anderen Daten-quellen importiert werden können, müssen diese durch Vor-Ort-Ermittlungen ergänzt werden (universelle Schnittstelle zum Datenimport erforderlich). Da die Rücklaufquote bei Befragung von Bürgern zwischen 5-20% beträgt, sind diese allerdings nur bedingt belastbar, sodass einzelne Begehungen/Schätzungen erforderlich sind. Die Unzuverlässigkeit der Daten sowie der fehlende Zugriff auf standardisierte, belastbare Daten erfordert somit einen großen Aufwand zur manuellen Anpassung und Anreicherung der fehlenden Informationen. Auch klimatische Veränderungen sowie die saisonale Schwankungen müssen bei der Planung von Netzen und Speichern berücksichtigt werden können und sollten Bestandteil der Modellierung sein.

Ferner müssen die Daten für die zu planende Netze folgende Parameter für die bestehende Infrastruktur sowie für die neuen Netze und Speicher nachweisen:

- Energiemenge (Transport- und Speicherkapazität),
- Temperatur-Niveau (»ist« und »max«),
- Druck-Niveau (»ist« und »max«),
- Alter und Wartungszustand bestehender Komponenten,
- Verfügbarkeit (an welchem Tag und zu welcher Zeit kann welche Menge eingespeist, abgerufen und/oder transportiert werden).

Darüber hinaus sind die Energieverluste bei Transport und Speicherung anzugeben (z.B. Wärmeabstrahlung). Diese Daten müssen die Berechnung der Zufuhr von Energie ermöglichen, um z.B. einen Zuheizter am Speicher planen und installieren zu können.

Wirtschaftlichkeitsanalyse als Grundlage für Szenarien

Durch das Produkt durchgeführten Berechnungen müssen ferner im Kontext zur Wirtschaftlichkeit stehen. Kosten und Nutzen müssen durch die Berechnungen ausgewiesen werden. Der Nutzer möchte Indikatoren wie »Ertrag/Wärmeleitung« ableiten können. Hierzu sollten unterschiedliche Szenarien berechnet und abgespeichert werden können.

Akzeptanz bei der oberirdischen Installation von Speichermedien

Auf Grund von Kostengesichtspunkten werden thermische Speicher meist überirdisch gebaut. In Wohngebieten und Gebieten mit optischer Sensibilität (Parklandschaften, etc.) könnte die Aufstellung großer und optisch auffälliger Speicherbauten auf Akzeptanzprobleme stoßen. Fraglich ist, ob solche soziale und immanente Faktoren durch eine Planungssoftware abgedeckt und/oder berücksichtigt werden können. Für die erfolgreiche Umsetzung von Planungs- und Installationsprojekten scheint die Berücksichtigung dieser Faktoren wertvoll zu sein.

Markttendenzen

Marktentwicklung und Marktgröße

Nach Einschätzung der Energieversorgungsunternehmen (EVU) ist der Wärmemarkt eher rückläufig. Zum Einen nimmt der Bedarf an Wärme im privaten Bereich ab. Gesetze zur Eigenenergieerzeugung bei Neubauten, strengere Auflagen zur

Energieeinsparung bei Bestandsimmobilien (z.B. schärfere Heizkesselverordnung), staatliche Anreize zur Energieeinsparung wie z.B. Wärmedämmung reduzieren den Wärmebedarf. Zum Anderen steigt die Effizienz auf Erzeugerseite (Kraftwerke, Industrieprozesse), sodass die Menge und das Temperatur-Niveau von Wärmeüberschuss abnehmen. Durch den steigenden Anteil erneuerbarer Energien bei der Stromerzeugung, die weniger Wärme bei der Stromerzeugung produzieren (z.B. Strom aus Sonnen-, Wasser- und Wind-Energie), nimmt das Wärmeangebot weiter ab.

Wärmenetze werden dezentral im unmittelbaren Umkreis von Biogas-Anlagen oder Biomasse-Kraftwerken aufgebaut. Der Aufwand zur Planung der lokalen Netze mit integrierten Speichern ist eher gering, sodass dies meist von Planern im Gesamtkonzept mit erarbeitet wird. Hier ist zu prüfen, inwieweit Gis-Opt auch zur Verknüpfung bestehender Insel-Lösungen heran gezogen werden kann, um das Gesamtkonzept zu optimieren.

Nutzungs- und Preismodelle

Grundsätzlich lassen sich 2 Nutzungsarten und 2 Benutzergruppen erkennen:

a) Unregelmäßiger Einsatz – große zeitliche Abstände

Stadtwerke, Energieversorger, Netzbetreiber, die unregelmäßig und meist mit großen zeitlichen Abständen Planungen von Energie-Netzen durchführen:

Diese Anwender würden die Software temporär nutzen. Da die Nutzung eher informativen Charakter hat (die eigentliche Planung macht Ingenieurbüro), wird ein niedriges Preisniveau erwartet (keine eindeutige Preisnennung).

b) Regelmäßiger Einsatz – flexible Datennutzung

Wenige Planungsbüros und die großen Energieversorger (z.B. EnBW, Steag, Vattenfall, EON) führen solche Planungen regelmäßiger durch. Auf Grund der ständigen Nutzung der Software ist erforderlich, dass diese dem Anwender direkt zur Verfügung stehen. Eine flexible Nutzung der Daten ist erforderlich (z.B. zur Simulation und Berechnung unterschiedlicher Szenarien). Daher wird der Einkauf von Ergebnissen von einem Dienstleister nicht akzeptiert. Zudem spielt die Frage der Haftung für das technische Konzept eine wichtige Rolle. Da die Abrechnungen der Leistungen der Planungsbüros meist auf Grund von Vorgaben der HOAI (Honorarordnung für Architekten und Ingenieure) erfolgen, wird es schwierig sein eine weitere Wertschöpfung zu generieren (»das Tool eine deutliche Entlastung bei den Projekten bringen, sodass eigene Personalkapazitäten eingespart werden.«).

Als grobe Planungsgröße gilt, dass die Planungskosten max. 15%, meist nur 10% der Gesamtkosten des Projektes betragen dürfen. Als weitere Ziel-Anwendungen wurden die Berechnung von Strom- und Gas-Speichern genannt. Diese könnten z.B. bei Preisschwankungen zu wirtschaftlichen Optimierung genutzt werden.

c) Die Anforderungen der Hersteller/Anbieter von Speichersystemen ist noch zu untersuchen.

Die für das Produkt relevanten regionalen Zielgruppen können ferner sein: Städte und stadtnahe Kreise mit mindestens 250T Einwohnern sowie Hersteller und Anbieter von Speichersystemen. Darüber hinaus können über 900 Stromnetzbetreiber und knapp 800 Stadtwerke¹ in Deutschland zu dem näheren Kundenkreis gehören. Nach eingehender Recherche lassen sich deutschlandweit zwischen 136² und 201³ Unternehmen aus dem Segment der (Fern-)Wärmespeicher finden.

Auftraggeber zur Planung von Energienetzen sind meist Kommunen, lokale Energieversorger (z.B. Stadtwerke) sowie die Betreiber von Energie-Netzen. Diese haben allerdings nicht die Kompetenz und Ressourcen, um diese Planungen selbstständig durchführen zu können.

Wettbewerbssituation

Folgende Organisationen konnten als potentielle Wettbewerber auf dem Wärmemarktsegment und Ausbau von Speichermedien identifiziert werden. Dabei handelt es sich sowohl um Akteure aus dem Energieberatungsgeschäft (rechtliche und strukturelle Fragestellungen) als auch um Anbieter technischer Speicherlösungen.

Organisation	Kurzprofil	Internetpräsenz
Trend:Research. Institut für Trend- und Marktforschung	<p>trend:research zeigt in verschiedenen Multi-Client-Studien Themen entlang der Wertschöpfungskette der Energiewirtschaft auf und geht auf die damit verbundenen Trends, Chancen und Risiken sowie Handlungsoptionen ein.</p> <p>Aufbauend auf den vorhandenen Datenbanken und der Branchenkompetenz in der Energiewirtschaft bietet trend:research mit energie:geodaten ein umfassendes Dienstleistungsportfolio im GIS-Bereich – von der Beratung über Datenbeschaffung und -aufnahme bis hin zur Standortsuche und -analyse.</p>	http://www.trendresearch.de
Steag Fernwärme	<p>STEAG ist bereits seit über 75 Jahren in der Energieerzeugung tätig und bietet ihren Kunden integrierte Lösungen im Bereich der Strom- und Wärmeerzeugung sowie technische Dienstleistungen an. Zu unseren Kernkompetenzen gehören Planung, Realisierung und Betrieb sowohl von Großkraftwerken als auch von dezentralen Anlagen sowie die kraftwerksbasierte Stromvermarktung. Grundlage für die Energieerzeugung sind sowohl fossile Brennstoffe als auch – seit bereits über einem Jahrzehnt – erneuerbare Energien</p>	http://www.steag.com/steag_home.html

¹ <http://www.strom-magazin.de/stadtwerke/>

² <http://www.industrystock.de/html/Waermespeicher/product-result-de-42617-0.html>

³ <https://www.wlw.de/treffer/pufferspeicher-waermespeicher.html>

FPS. Ihre Kanzlei.
Ihre Partner

Im Bereich des Energiewirtschaftsrechts betreuen wir Mandanten aus sämtlichen Sektoren der Energiewirtschaft, insbesondere aus den Bereichen Strom, Gas und (Fern-)Wärme. Wir beraten Energieversorgungsunternehmen, Projektentwickler und Kraftwerksbetreiber, Industrieunternehmen und Kommunen in allen energiewirtschaftlichen Fragestellungen. Unsere Anwälte arbeiten fachübergreifend zusammen und bieten eine umfassende Beratung, die auch gesellschafts-, kartell-, vergabe- sowie zivil- und arbeitsrechtliche Aspekte berücksichtigt. Bei Bedarf ziehen wir energiewirtschaftliche Berater als Kooperationspartner hinzu.

<http://www.fps-law.de>

LichtBlick.
Generation reine
Energie

Basis für SchwarmEnergie ist der von LichtBlick entwickelte SchwarmDirigent – eine einzigartige IT-Plattform im Energiemarkt. Auf dieser Plattform bündeln wir die Prozesse einer immer komplexeren Energiewelt zu kundenfreundlichen Produkten und Dienstleistungen für Privat- und Geschäftskunden. Unsere Kunden profitieren vom Schwarm, denn wir optimieren ihre lokalen Kraftwerke und Speicher.

SchwarmEnergie ermöglicht ein sinnvolles Zusammenwirken dezentraler und erneuerbarer Energien. So erschafft LichtBlick das Herzstück der Energiewelt.

<http://www.lichtblick.de/privatkunden/schwarm-energie>

Sonnenbatterie.
Viel mehr als ein
Stromspeicher

Die Sonnenbatterie GmbH ist ein international operierender Hersteller von intelligenten Energiespeichersystemen für private und kommerzielle Anwendungen. Ziel des Unternehmens ist es, Menschen überall auf der Welt und zu jeder Tageszeit zuverlässig und kostengünstig mit erneuerbaren Energien zu versorgen.

<http://www.sonnenbatterie.de/unternehmen/>

BET. Die Berater
der Energie- und
Wasserwirtschaft

BET ist ein führendes Beratungsunternehmen der Energie- und Wasserwirtschaft mit Sitz in Aachen, Büros in Leipzig und Hamm sowie einer Tochtergesellschaft in der Schweiz, der BET Dynamo Suisse AG. BET unterstützt Energieversorger, Stadtwerke und neue Marktteilnehmer in allen Fragen des liberalisierten Energiemarktes und leistet hoch qualifizierte Beratung über die gesamte Wertschöpfungskette.

<http://www.bet-aachen.de/unternehmen.html>

5.3 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die durchgeführten Interviews haben verschiedene sensible Aspekte offengelegt, die für die Entscheidungsgrundlage zur Verwendung und Inanspruchnahme des Produktes herangezogen von maßgeblicher Bedeutung sind. Neben der Ausgestaltung der Preismodelle spielt die Sicherstellung der Datenqualität eine entscheidende Rolle. Die Vielzahl der notwendigen Variablen (lokale Wärmeerzeugungsmenge, lokaler Wärmebedarf, Außentemperatur samt saisonalen Projektionen, Länge, Kapazität und

Zustand der lokalen Leitungen etc.) zur Berechnung des tatsächlichen lokalen Wärmeangebots und Wärmebedarfs erhöht das Komplexitätsmaß des Modells deutlich.

Zudem haben Ergebnisse der potentiellen Nutzungs- und Preismodelle mögliche Herausforderungen aufgezeigt. Unregelmäßiger Einsatz der Software sowie die gesetzlich auf 15% gedeckelten Planungskosten der Großprojekte können die Basis für die Vermarktung des Produktes deutlich erschweren.

5.4

Vorbereitung und Planung eines Kreativworkshops

Das Arbeitspaket Nr. 5 des KIT sieht die Konzeption, Durchführung und Auswertung eines Verwertungsworkshops vor. Auf Grundlage der bisher gewonnenen Ergebnisse wurde in Abstimmung und Zusammenarbeit mit den Projektpartnern zunächst eine Online-Befragung potentieller Nutzer des Produktes/der Dienstleistung durchgeführt. Diese Ergebnisse, sowie weitere Inhalte des Produktes, wurden auf der Netzwerkkonferenz des Clusters GeoNet.MRN »Fachaustausch Geoinformation« am 25. November 2015 in Heidelberg vorgestellt und diskutiert, um weitere Hintergrundinformationen aus der wissenschaftlichen und praxisorientierten Community der Geoinformationstechnologien zu erhalten und mit in die Entwicklung der Dienstleistung einfließen zu lassen.

5.4.1 Ergebnisse der Onlineumfrage

Die Deskriptive Onlineumfrage startete zunächst am 17. November und schloss am 24. November 2015 zum Auftakt der Fachtagung. Aufgrund der begrenzten Anzahl der Teilnehmer ist die Umfrage als nicht repräsentativ zu betrachten, war jedoch als Diskussionsgrundlage für die Netzwerkkonferenz geeignet.

Die folgende Auswertung fasst wesentliche Ergebnisse der Umfrage zusammen.

5.4.2 Überblick und allgemeine Kernaussagen

Im Rücklauf von 34 Fragebögen standen 19 vollständige Antworten sowie 15 nur teilweise ausgefüllte Fragebögen zur Verfügung.

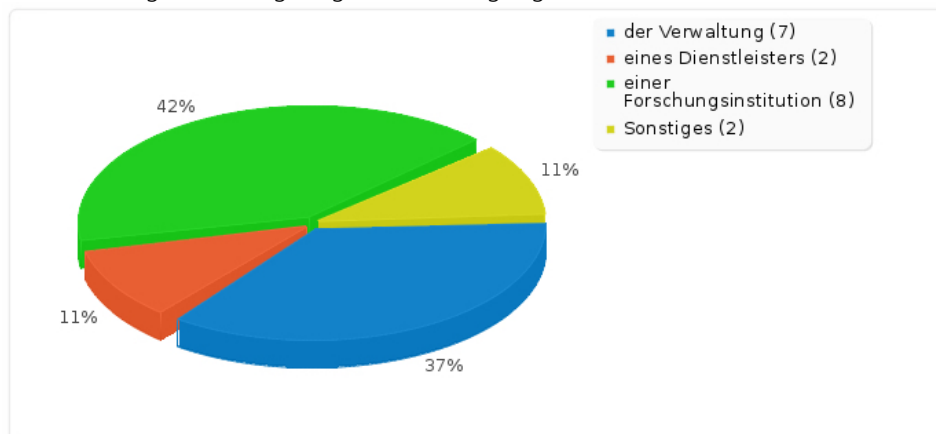


Abb. 47 Nutzergruppen

Von den Teilnehmern wurde bestätigt, dass Geoinformationen eine wichtige Rolle spielen, und schon jetzt in der Maßnahmenplanung und Strategische Planung eingesetzt. Dabei haben Energie- und Klimaschutzkonzepte sowie der Ausbau erneuerbarer Energien eine hohe Relevanz. Bei bisherigen Werkzeugen ist die Datenverfügbarkeit und Qualität verbesserungsfähig.

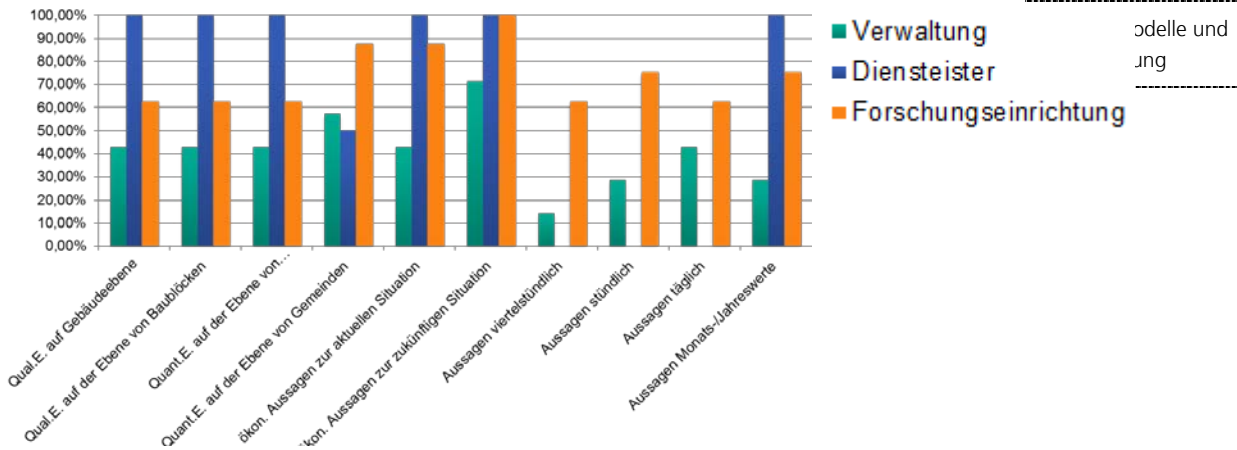


Abb. 48 Anforderungen aus Sicht der Akteure

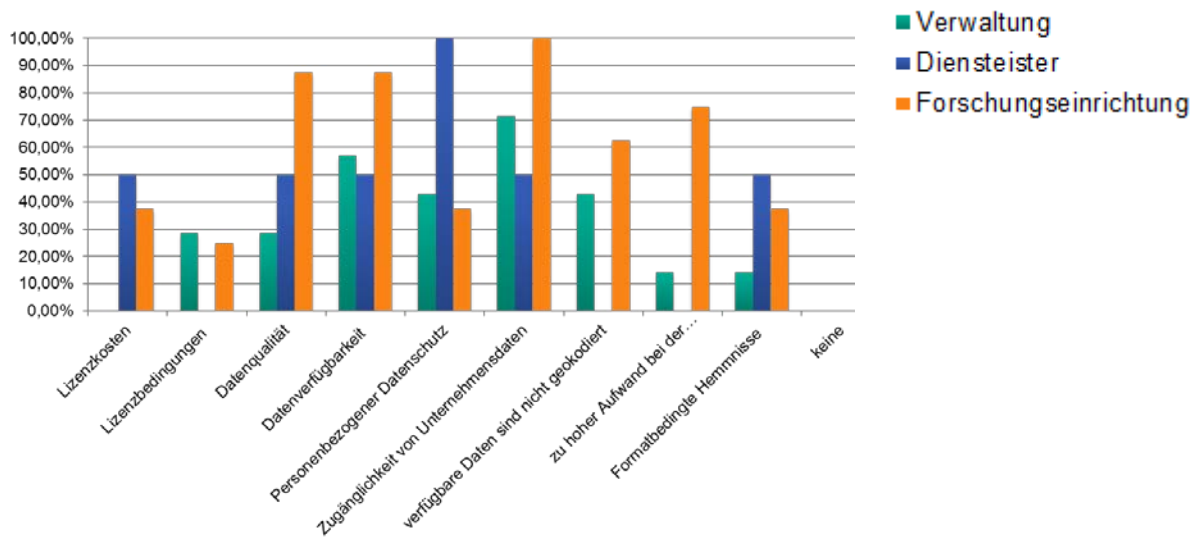


Abb. 49 Nutzungshemmnisse aus Sicht der Akteure

Welche Maßnahmen im Zuge von Energiewende und Klimaschutz haben für Sie aktuell welche Bedeutung?

Ausbau von Nah- und Fernwärme

Von den befragten Personen stufen 47% die Bedeutung der Nah- und Fernwärme als aktuelle Maßnahme zur Umsetzung der Energiewende als hoch ein. Eine nur mittlere oder geringe Bedeutung ordneten 23% bzw. 27% der Rückmeldungen zu.

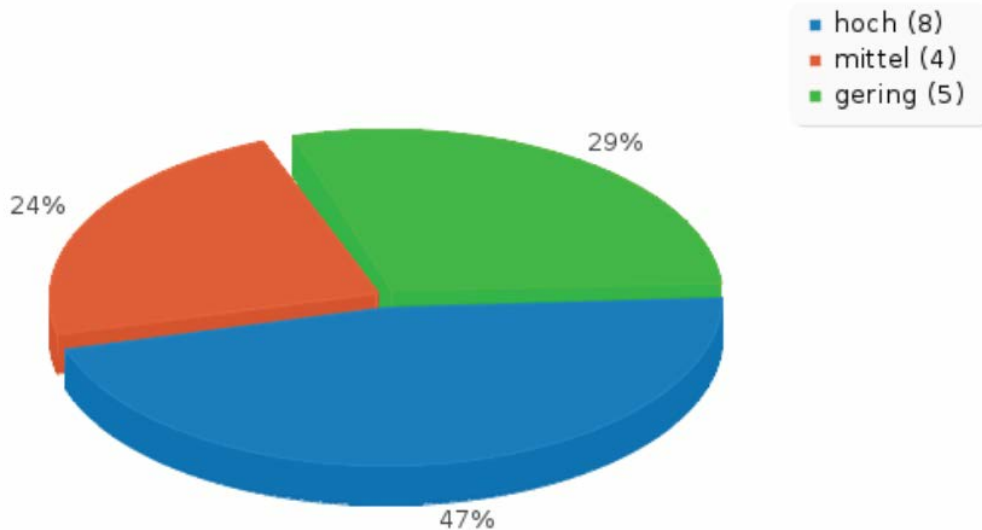


Abb. 50 Ausbau von Nah- und Fernwärme

Intelligente Stromnetze

Bei der Fragestellung hinsichtlich intelligenter Stromnetze sehen 94% der Befragten eine hohe bis mittlere Wichtigkeit.

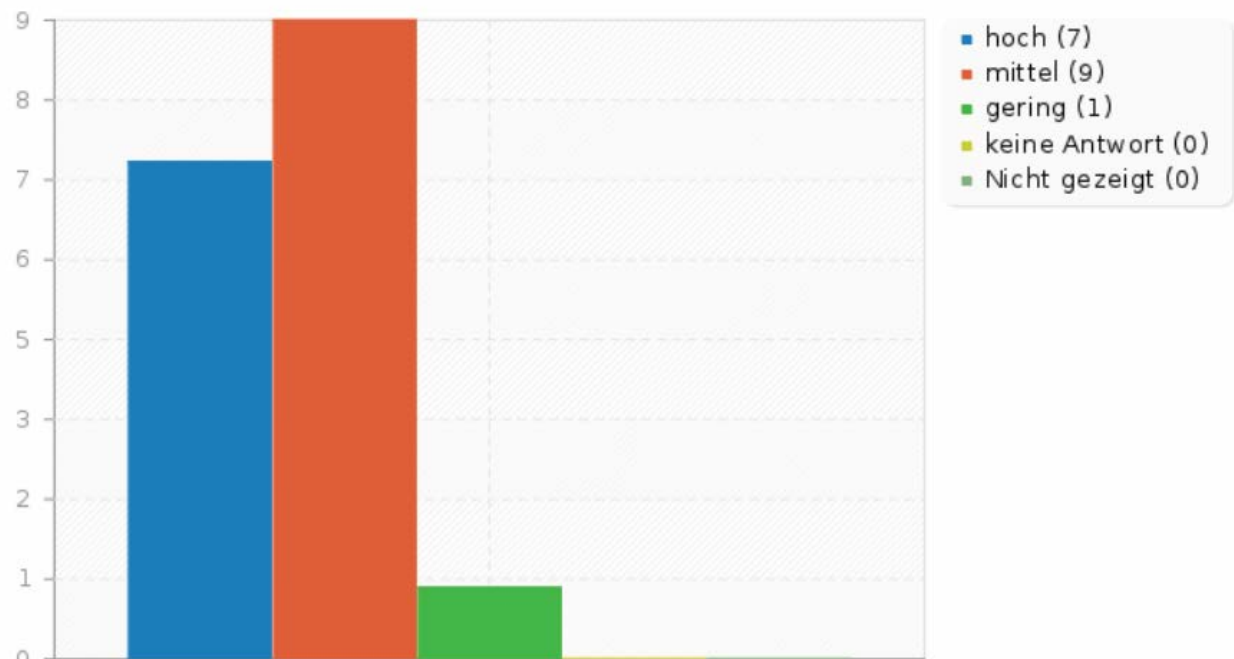


Abb. 51 Intelligente Stromnetze

Energieeffizienzmaßnahmen am Gebäude

Als wichtiges Handlungsfeld wird dabei die Energie-Effizienz in Gebäuden betrachtet, hier sehen 65% der Befragten einen Handlungsbedarf.

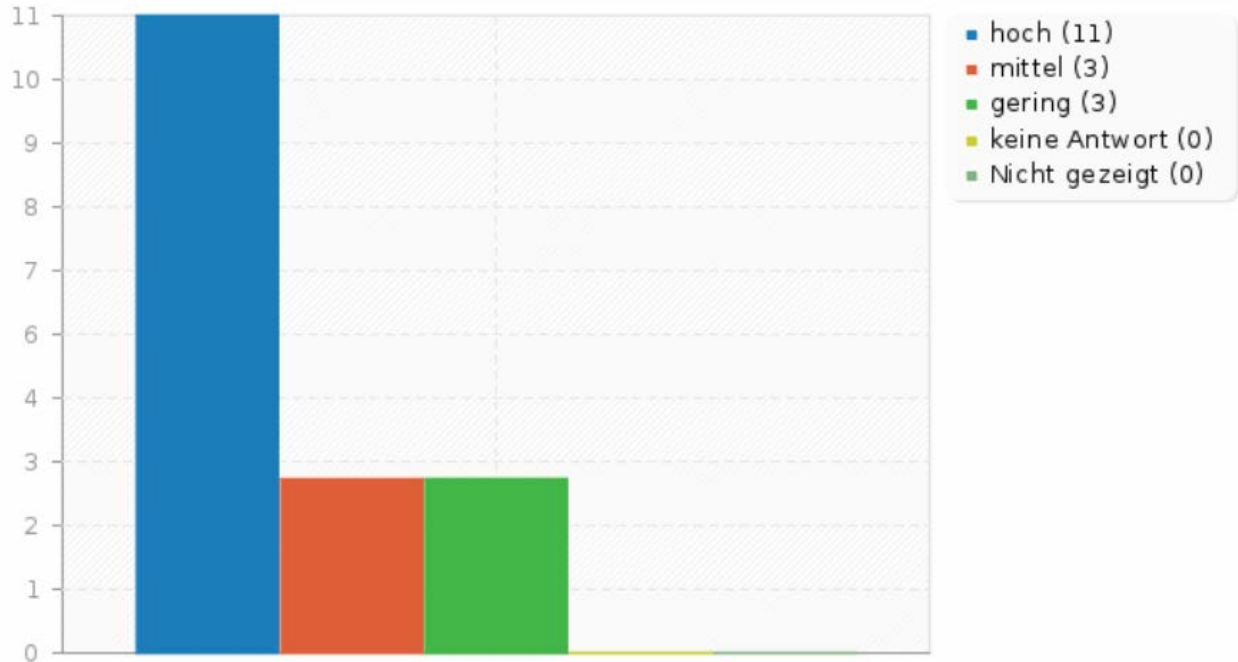


Abb. 52 Energieeffizienzmaßnahmen am Gebäude

Ausbau erneuerbarer Energien

Die dominierende Rolle bei der Erzeugung von Energie spielen erneuerbare Energieträger, so sehen das fast 95% der befragten Unternehmen und Institutionen.

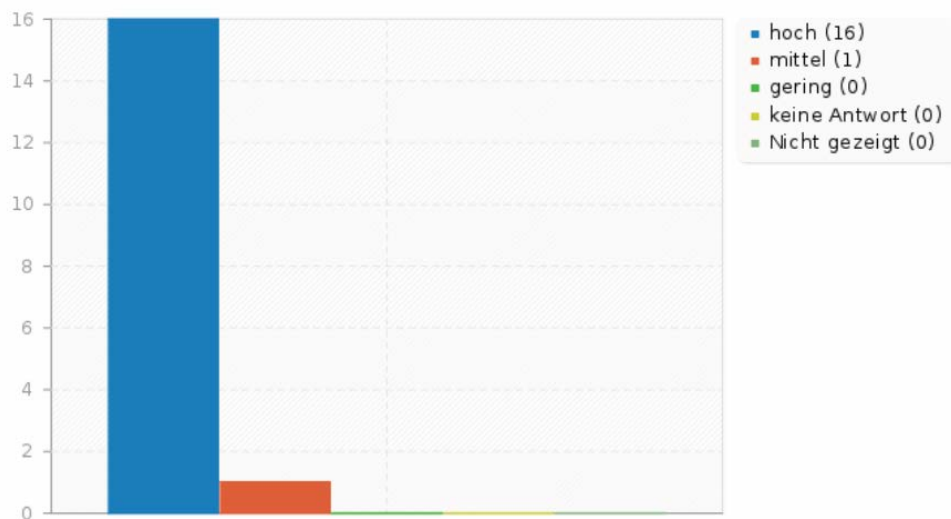


Abb. 53 Ausbau erneuerbarer Energien

Ausbau und Integration von Energiespeichertechnologien

Hinsichtlich der Bedeutung von Energiespeichern in diesem Zusammenhang sieht zwar eine Mehrheit von 47% hierin eine wichtige Bedeutung, 53% der befragten sehen die Priorität dieser Maßnahme jedoch eher mittel oder gar nicht wichtig an.

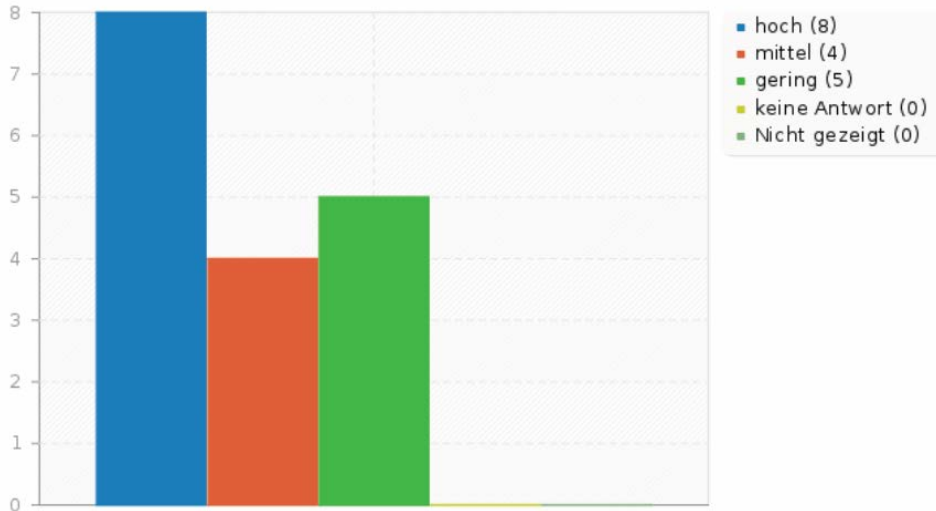


Abb. 54 Ausbau und Integration von Energiespeichertechnologien

Mit welchen Energiespeichertechnologien befasst sich Ihre Organisation

Mit Speichertechnologien arbeiten die meisten der Teilnehmer an der Online-Umfrage an thermischen sowie elektrischen Speichern. Rund jeweils die Hälfte der Unternehmen ist auch mit der Umwandlung von Strom in andere Energieformen beschäftigt (Power2Gas, Power2Heat).

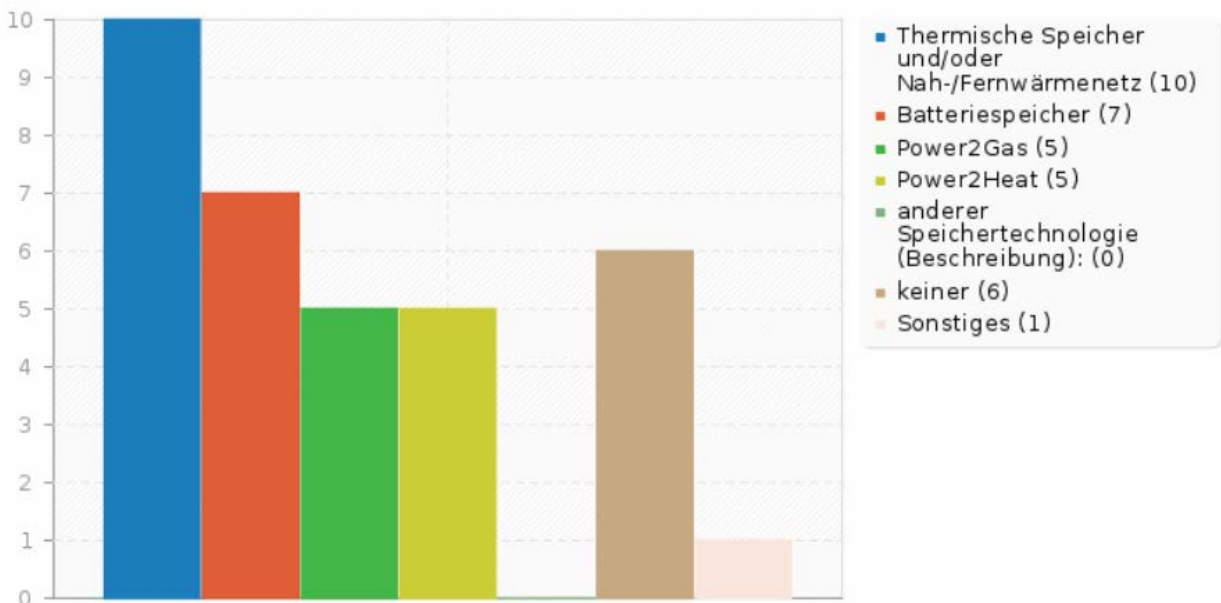
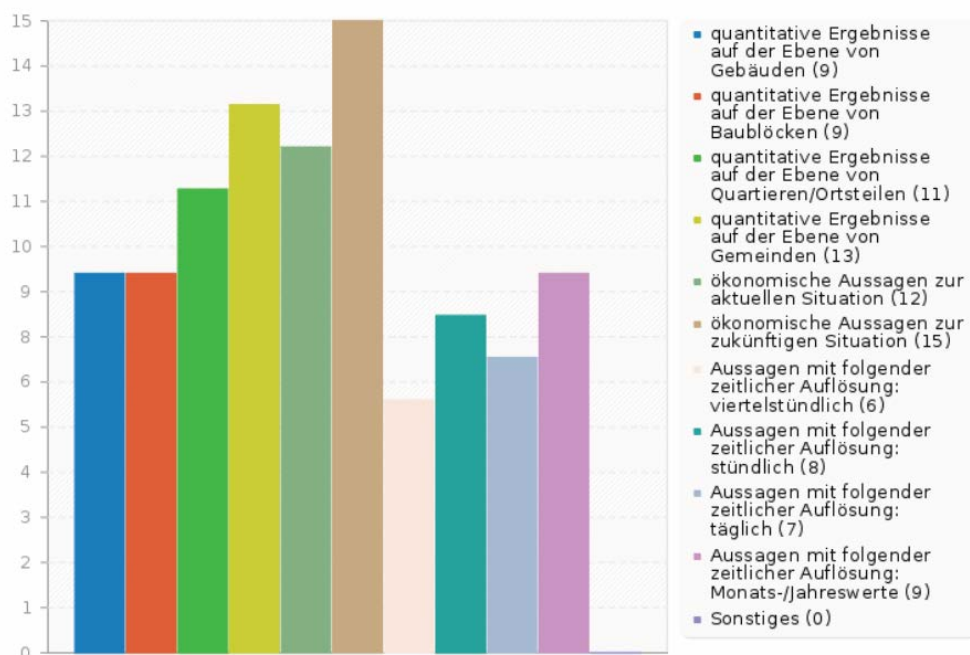


Abb. 55 Mit welchen Energiespeichertechnologien befasst sich Ihre Organisation

Fragen zur Quantität und Qualität der Daten

Bei der Fragestellung eines Handlungsbedarfs zur Verbesserung von Datenqualität oder Datenverfügbarkeit wurden mehrere Maßnahmen benannt:

- Installation digitaler Zählersysteme
- Personal für Datenaufbereitung
- Erweiterung der Standards mit zusätzlichen Daten für die Energiesystemanalyse für eine umfassende Umsetzung der Energiewende
- flächendeckende Erfassung von Gebäudebaujahr, -typ, -Nutzung, Wohnfläche, Gebäudehöhe / Anzahl der Stockwerke
- Standardisierung der Datenerfassung und deren Auswertung
- Zentrale Plattform zur Zusammenführung der Daten und Möglichkeit zur übergreifenden Auswertung
- Geokodierung der Daten
- Vollständigkeit der Anlagenstammdaten
- Einspeisedaten für erneuerbare Energien zentral erfassen und Verfügbar machen (15 min)
- Metadaten, Aktualisierung, Bereitstellung im Internet, Kostenfreiheit oder geringes Entgelt, Datenschutz in puncto personenbeziehbarer Daten prüfen



Erwartung potentieller Kunden hinsichtlich der Zuständigkeit der Datenbearbeitung

Ein großer Teil der Befragten möchte, dass die Daten intern bearbeitet werden. Weitere Befragungen in Vor-Ort-Terminen zeigen jedoch, dass gerade in kleineren Betrieben und Abteilungen, auf Grund des nur temporären Erfordernisses entsprechendes Wissen und Werkzeuge zur Bearbeitung und Auswertung der Daten fehlen.

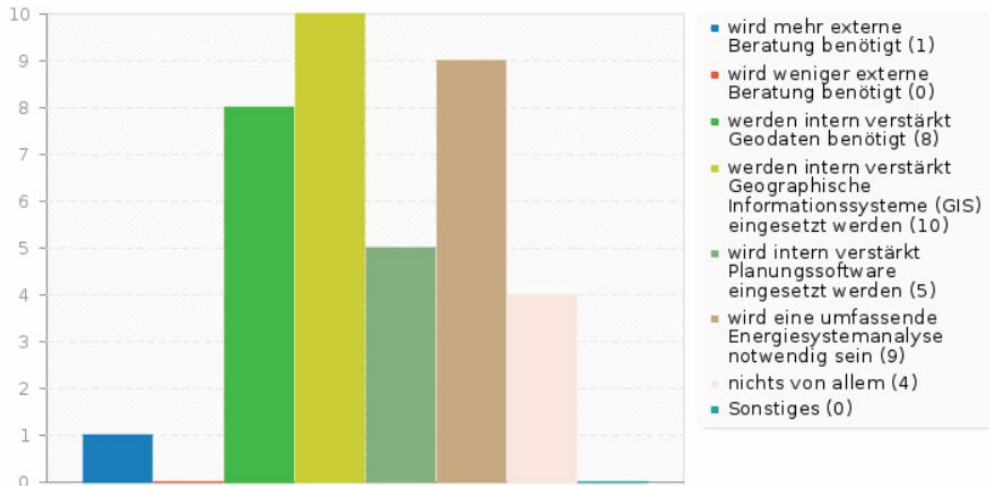


Abb. 56 Erwartung potentieller Kunden hinsichtlich der Zuständigkeit der Datenbearbeitung

Kosten einer Energiesystemanalyse

Ergänzend zu der vorstehenden Aussage sind die potentiellen Kunden bereit, max. 10% der gesamten Projektkosten für eine Energiesystemanalyse zu investieren. Insbesondere die Geoinformationen eine führende Bedeutung einnehmen, wobei jeweils 82% der Teilnehmer angeben, dass deren Verfügbarkeit und Qualität »verbesserungsfähig« ist.

Bezogen werden die Daten maßgeblich durch amtliche Quellen (70%), und dann durch eigene Recherchen, kommerzielle Produkte oder externe Dienstleister.

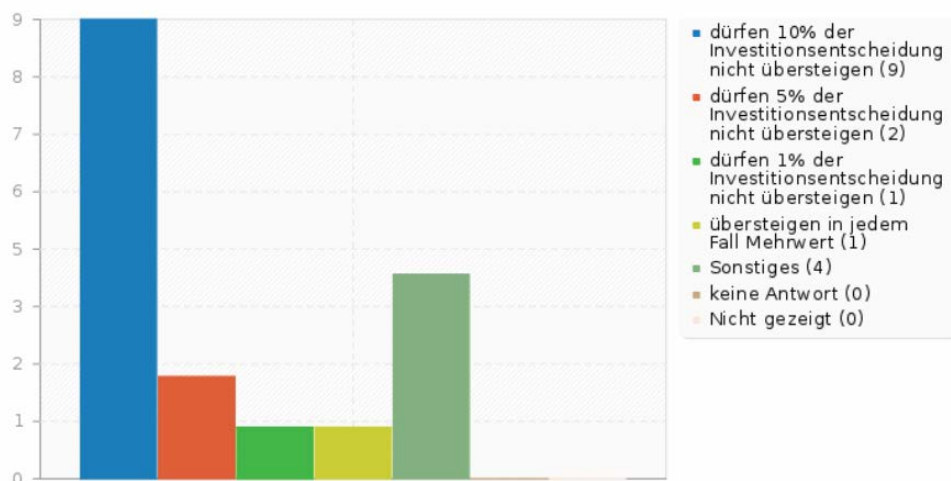


Abb. 57 Kosten einer Energiesystemanalyse

5.5

Workshop im Rahmen der Netzwerkkonferenz

»Fachaustausch Geoinformation«

In Zusammenarbeit und Abstimmung mit den Projektpartnern von Fa. Geomer und dem Fraunhofer ISE wurden die Rückläufer ausgewertet, im Rahmen der Fachtagung präsentiert und die Teilnehmerinnen und Teilnehmer zur Diskussion eingeladen.

Weitere Erwartungen potentieller Nutzer und Anwender der Zielgruppen sollten identifiziert, sowie die Eignung des Produkts hinsichtlich einer Verwertungsmöglichkeit überprüft werden.

Ablauf und Rahmenbedingungen

Der Workshop wurde in das bestehende Programm der Fachtagung eingegliedert. Die Präsentation der Ergebnisse war als letzter Tagespunkt eingeplant. Aufgrund der intensiven Diskussion in den vorhergehenden Programmpunkten verblieben von 30 vorgesehenen Minuten nur 15 Minuten zur Vorstellung der bisherigen Ergebnisse sowie zur Diskussion darüber.

Die Diskussion konzentrierte sich zunächst auf bereits geschilderte Erwartung hinsichtlich der Datenqualität und Datenverfügbarkeit. Aufgrund der geringen Zeit war es jedoch nicht möglich auf weitere Punkte einzugehen.

Bewertung der Ergebnisse

Das im Rahmen des GisOpt Projektes entwickelte Analysewerkzeug wird bereits von den Projektpartnern zu Analysen (per Software) und als Dienstleistung zur Energiesystemanalyse an Kommunen und Energieversorger angeboten. Die Erfahrungen der Anwender und Nutzer der Lösung sind noch nicht abschließend erhoben und bewertet.

Auf Basis der bisher erhaltenen Rückmeldung lässt sich folgern, dass ein hoher und zugleich zunehmender Bedarf an Werkzeugen zur Potentialanalyse von Speichersystemen besteht. Auf Grund der steigenden Ansprüche an Quantität und Qualität der Daten, sind Experten mit entsprechendem Wissen über die Erhebung, Verarbeitung und Auswertung der Daten gefragt. Hierzu ist wichtig, dass sich in kontinuierlicher Arbeit mit den erforderlichen Daten und Prozessen, die Methoden verbessert werden, um die Konkretisierung der Aussagen zu steigern.

Der Bedarf und das Wissen über die Bedeutung solcher Werkzeuge und Dienstleistungen ist gegeben, allerdings ist der Kunde nur bedingt bereit, eine entsprechende Vergütung zu investieren. Deren Höhe wird in der Regel in Bezug auf die gesamten Projektkosten bewertet.

6 Diskussion der Ergebnisse

6.1 Energiewandler

Die Verortung der Energiewandler ist essentiell, um die räumliche Variabilität zu analysieren und darzustellen. Wo wird welche Energie in welchen Mengen produziert und in das Netz eingespeist? So lassen sich die Energieproduktion sowie der ebenfalls räumlich variierende Energiebedarf gegenüberstellen und Disparitäten aufzeigen.

Eine adressgenaue Verortung der Anlagen ist ohne Adressdaten nicht möglich. Die Übertragungsnetzbetreiber wie beispielsweise Amprion veröffentlichten bis einschließlich 2013 noch zu jeder Anlage die zugehörige Adresse. Dies wurde im Folgejahr eingestellt und auf die Angabe von Postleitzahl und Ortsteil bzw. Gemeinde reduziert. Dies erschwert die Verortung und die Qualität derselben erheblich. Die regionalen Netzbetreiber verfügen über die Daten der in ihrem Netzgebiet installierten Anlagen, jedoch werden diese i.d.R. aus Datenschutzgründen auch auf Anfrage nicht herausgegeben.

Neben der Problematik fehlender Adressinformation weisen die Datenbanken zahlreiche Fehler auf, so dass ungültige Postleitzahlen, fehlerhafte Kombinationen aus Postleitzahl und Ort zu Schwierigkeiten und Folgefehlern in der Geokodierung der Anlagen führen. Im November 2014 wurden die Anlagenstammdaten erneut veröffentlicht (TransnetBW betreffend): die bisherigen Anlagenschlüssel sind entfernt und durch neue Betriebsnummern ersetzt. Somit sind keine Vergleiche und Zusammenhänge mit Datensätzen aus vorangegangenen Jahren mehr möglich. Darüber hinaus wurde die Postleitzahl auf drei Zeichen reduziert, so dass fortan auch keine zuverlässige Verortung und räumliche Analyse der Anlagen – durch externe Untersuchungen außerhalb der Netzbetreiber – mehr durchgeführt werden kann. Handlungsbedarf bestünde hier in einer Verbesserung der Zugänglichkeit sowie in einer bundesweit einheitlichen Erfassung der Anlagendaten. Die Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. (DGS) bemängelt nach eigenen Angaben bereits seit Jahren die mangelhafte Umsetzung der EEG-Meldepflicht und die nicht standardisierten Datenformate (<http://www.energymap.info/download.html>, 13.11.2015).

6.2 Wärmebedarf

Die Methode zur Berechnung des Nutzenergiebedarfs basiert auf aktuellen Studien zum flächenspezifischen Nutzenergiebedarf des Instituts für Wohnen und Umwelt. Die Ergebnisse beruhen auf einer Auswahl realer Gebäude, deren Nutzenergieverbräuche zu Studienzwecken dokumentiert und anschließend für Gebäudetypen und Baujahresklassen gemittelt wurden. Diese Werte werden zur Berechnung verwendet. Bei Betrachtung einzelner Objekte ist die Abweichung zwischen Modellrechnung und Realität ggf. größer. Je größer die Grundgesamtheit ist, desto eher wird von einer Übereinstimmung der ermittelten Statistiken und berechneten Werte ausgegangen.

Die berechneten Werte stellen den potentiellen Nutzenergiebedarf dar und erlauben keine direkte Aussage auf den tatsächlichen Energieverbrauch eines Wohngebäudes.

Die Methodik umfasst mehrere Eingangsdaten. Die Genauigkeit kann ggf. durch adressgenaue Informationen (z.B. Personen- oder Haushaltsanzahlen) erhöht werden,

allerdings führt dies ebenfalls zu größeren Datenlücken: Ist nur einer der eingehenden Parameter nicht verfügbar, so ist keine Wärmebedarfsberechnung möglich. Solche Lücken wurden in verschiedenen Berechnungsszenarien geprüft und umfassen durchschnittlich 12 bis 15 % der Wohngebäude. Der Mehrwert an Berechnungsgenauigkeit durch zusätzliche Parameter wie Personen- oder Haushaltszahlen übersteigen den Verlust von Ergebnissen an Einzelgebäuden.

Die Plausibilitätsprüfungen der Eingangsdaten zeigten wiederholte Fälle von fehlerhaften Attributen bei Gebäudetyp oder Haushaltszahlen. Die Mehrheit der Daten lässt sich nur bedingt prüfen, doch sind durch Luftbildinterpretationen einzelne Gebäude auf ihre Plausibilität hin überprüfbar. Diese Ungenauigkeiten wirken sich entsprechend auf das Endergebnis aus.

Amtliche Daten wie LoD1 bzw. LoD2 erlauben durch die Gebäudehöhe eine genauere bzw. gebäudescharfe Berechnung der Energiebezugsfläche als wichtigen Berechnungsparameter. Solche Daten wurden im Rahmen des Projekts leider nur für Freiburg zur Verfügung gestellt. Aus Kostengründen war der Erwerb der Daten für den Rhein-Neckar-Kreis nicht möglich, so dass hier auf statistische Flächenindikatoren zurückgegriffen wurde und Ungenauigkeiten in der Ermittlung der Energiebezugsfläche die Folge sind. Die Landesämter für Geoinformation verfügen über unterschiedliche Vertriebsrechte und Preismodelle, was den Erwerb der Geodaten erschwert und die Kosten erhöht. Zur Förderung und Unterstützung von Forschungsvorhaben oder der Arbeit von Gemeinden und Kommunen sollten amtliche Daten des Bundes frei zur Verfügung gestellt werden. Auf diese Weise könnten weitaus mehr Projekte realisiert werden, die auf allen administrativen Ebenen Vorteile schaffen.

Die TABULA-Studie des Instituts für Wohnen und Umwelt beinhaltet lediglich Werte zu Wohngebäuden. Somit ist die Modellierung des Nutzenergiebedarfs von Gewerbe- und Industriegebäuden nicht möglich, da hierfür die erforderlichen Berechnungsparameter fehlen. Auf Grund des hohen Energiebedarfs von Gewerbe und Produktion wären hier Studien notwendig, um vergleichbare Werte zu erhalten. Die Datengrundlage der Geodaten würde gegenwärtig, mit Einschränkungen in der Genauigkeit (Baualtersklasse und Gebäudetyp betreffend), die Berechnung für solche Gebäude erlauben. Eine vergleichbare Problematik in der Datenverfügbarkeit von Energiewerten ergibt sich bei Gebäuden mit Mischnutzung, also Wohnnutzung in den meist oberen Etagen in Kombination mit Dienstleistungsgewerbe im Erdgeschoss.

Die Wärmebedarfsrechnung ist durch die Datenverfügbarkeit eingeschränkt. Unter Einbezug von Sanierungsdaten ließen sich die flächenspezifischen Kennwerte entsprechend korrigieren: ein sanierter Altbau hat somit ggf. einen niedrigeren Energiebedarf als Gebäude neueren Baualters, die u.U. nicht nach energiesparenden Standards errichtet wurden. Einschränkungen ergeben sich v.a. aus Gründen des Datenschutzes (adressgenaue Daten), generell fehlenden Daten, dezentralen Verwaltungen und nicht einheitlicher Erfassung von Daten (z.B. Heizungstyp oder Sanierungszustand bei Schornsteinfegerinnungen).

Die Landesanstalt für Umwelt, Messungen und Naturschutz (LUBW) führte unterschiedliche Wärmebedarfsberechnungen für exemplarische Orte durch, die eine stark abweichende Methodik aufweisen. Die entwickelten Methoden wurden exemplarisch an vier Beispielmunicipalitäten (Heilbronn, Rottweil, Schwendi und Immendingen-Mauenheim) aus unterschiedlichen Größenkategorien angewandt. Im November 2015 veröffentlichte die LUBW eine vorläufige, landesweite Analyse des Wärmebedarfs, die den Wärmebedarf in kWh/m²a bis auf Baublockebene darstellt. Die spezifischen Nutzenergiewerte (klassifiziert von < 150 bis >= 350 kWh/m²a) entsprechen weitgehend den Werten, die in GISOpt auf Basis der Studien des IWU verwendet wurden (absolut zwischen etwa 60 und 320 kWh/m²a). Bei einer näheren

Betrachtung der Stadt Freiburg fällt allerdings auf, dass sich im Gegensatz zum Umland zumindest kartographisch keine signifikanten Unterschiede ergeben. In der Freiburger Altstadt wären bei vorhandener und vermutlich größtenteils denkmalgeschützter Bausubstanz höhere Werte zu vermuten. Jedoch wären hier gebäudescharfe Daten erforderlich, um genaue Aussagen treffen zu können. In der aktuellen Berechnung im Projekt weisen die Innenstädte mit altem Baubestand höhere Wärmebedarfswerte auf. Werden die durchschnittlichen Werte der Baublöcke seitens LUBW mit den gebäudescharfen Werten aus den Berechnungen im Projekt stichprobenartig verglichen, weisen diese sowohl Übereinstimmungen als auch Abweichungen von über 30 kWh/m²a auf. Die Baublöcke, die innerhalb des Projekts von der Stadt Freiburg zur Verfügung gestellt wurden, weichen von den Baublöcken auf der Wärmebedarfskarte der LUBW ab. Daher ist kein direkter Vergleich möglich. Gleichmaßen wurden keine Berechnungen zur Jahresnutzenenergie veröffentlicht, so dass auch diese Ergebnisse nicht durch einen Vergleich auf ihre Plausibilität hin geprüft werden können. Auf dem Fachaustausch Geoinformation wurde Kontakt zur LUBW geknüpft, um die Ergebnisse miteinander zu vergleichen und validieren zu können. Nach Auskunft der LUBW fehlt es gleichermaßen an Möglichkeiten, die eigenen Berechnungen auf ihre Plausibilität hin zu prüfen. Es ist ein weiterer Austausch geplant, um sich auf eine gemeinsame Bezugsebene (Hektarraster, Baublöcke) zu einigen und die Ergebnisse auszutauschen.

6.3

Strombedarf

Nach Angaben der LUBW wird der Gesamtbruttostromverbrauch für Baden-Württemberg mit 81 TWh angenommen, auf Basis der Personenzahl (<http://www.lubw.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/225188/>, 23. November 2015). Das Statistische Landesamt Baden-Württemberg (STALA) gibt den Verbrauch der Haushaltskunden mit 22,7 % des Gesamtbruttostromverbrauchs an. Demnach läge der Verbrauch der privaten Haushalte annäherungsweise bei 18,4 TWh. Für 2011 gibt das STALA für das Bundesland einen Stromabsatz für private Haushalte von 17.451,1 Millionen kWh an (2013: 16.990,8 Mio. kWh) (STALA 2013). Die Auswertung der Bewegungsdaten (2013) ergab einen Strombedarf von 14,5 TWh. Fehler in den Anlagenstammdaten könnten die Werte verzerren. Datenschutzbedingte Sperrungen von Rasterzellen verringern den Wert, was durch das Upscaling-Verfahren auf Gemeindeebene noch deutlicher wird. Die Berechnung nach Haushaltsgröße erscheint plausibler als auf Basis der Personenzahl, da der Strombedarf pro Person bei wachsender Haushaltsgröße sinkt. Unter Berücksichtigung der möglichen Fehler innerhalb der Anlagenstammdaten, der aus Datenschutz gesperrten Rasterzellen aus dem Zensus, den angenommenen Verbrauchswerten nach Haushaltsgröße erscheint der ermittelte Wert plausibel.

6.4

Speicherbedarf und -potential

Die Methode zur Ermittlung des thermischen Speicherbedarfs anhand der Bedarfskennzahl basiert auf der DIN 4708 und folgt damit einer gängigen Vorgehensweise zur Ermittlung des Warmwasser-Wärmebedarfs und der Auslegung von Speichersystemen anhand der Leistungskennzahl. Die Methodik setzt unter anderem die Kenntnis über die Zahl der Wohnungen je Gebäude, sowie die Anzahl der Bewohner pro Wohnung (Belegungszahl) voraus. Die Anzahl der Wohnungen für jedes Gebäude ist nicht bekannt, kann jedoch näherungsweise mit der Anzahl der Haushalte gleichgesetzt werden, die in den casageo-Daten vorliegen. Da die Belegungszahl p für die einzelnen Haushalte bzw. Wohnungen nicht bekannt ist, wird die durchschnittliche Belegungszahl pro Haushalt bzw. Wohnung berechnet. Diese liegt bei durchschnittlich ca. 2 Personen je Wohnung. Die Verwendung der durchschnittlichen Belegungszahl

lässt außer Acht, dass es Wohnungen gibt, die bedingt durch ihre höhere Belegungszahl bzw. Größe der Wohnung unter Umständen auch mehrere Zapfstellen, wie z.B. eine Badewanne und eine räumlich getrennte Dusche aufweisen, die gegebenenfalls gleichzeitig genutzt werden. Andererseits ist es wahrscheinlich, dass Einpersonenhaushalte nur eine Dusche aufweisen, so dass sich die Abweichung insgesamt wieder nivellieren dürfte.

Ein Vergleich der ermittelten Speichergrößen nach DIN 4708 bzw. Buderus (2002) mit Angaben typischer Speichergrößen für die Trinkwassererwärmung nach Burger & Rogatty (2004) zeigt eine weitgehende Übereinstimmung der Größenordnungen. Damit kann davon ausgegangen werden, dass die ermittelten Speichergrößen realistisch sind.

DIN 4708 basiert auf der Annahme einer zentralen Wassererwärmung im Gebäude, die in der Realität jedoch nicht immer gegeben ist. Gerade in Gebieten mit Gasversorgung erfolgt die Wassererwärmung teils über Durchlauferhitzer, die eine Warmwasserspeicherung obsolet machen. In diesen Wohngebäuden sind also in der Realität keine thermischen Speicher installiert.

Unsicherheiten ergeben sich in der Methode somit dadurch, dass Informationen zum Heizungstyp nicht auf Gebäudeebene vorliegen. Der Ansatz konnte jedoch mittels Angaben zum Heizungstyp auf Basis der Zensus Hektarrasterdaten durch Berücksichtigung einer Wahrscheinlichkeit für das Vorhandensein eines Speichers wesentlich verbessert werden. Eine weitere Validierung des Ansatzes wäre sehr wünschenswert und sollte Bestandteil weiterer Forschungen sein. So könnten Angaben zu Heizungssystemen und vorhandenen Warmwasserspeichern auf Gebäudeebene empirisch erhoben und mit den berechneten Werten verglichen werden.

Die Ermittlung potenziell vorhandener Speichergrößen stützt sich auf Angaben des Herstellers Buderus, einem Marktführer im Bereich Heizsysteme und thermische Speicher. Um die Wahl von Speichergrößen anhand der Leistungskennzahl des jeweiligen Systems mit der Vorgabe Leistungskennzahl > Bedarfskennzahl aus DIN 4708 auf eine noch breitere Basis zu stellen, könnten zusätzlich die Systeme weiterer Hersteller berücksichtigt werden. Die Abweichungen zu den im Rahmen dieses Forschungsvorhabens berechneten Werten dürften sich jedoch in Grenzen halten, da sich der Zusammenhang zwischen Leistungskennzahl und Speichergröße zwischen den Herstellern nicht erheblich unterscheidet.

Die Ermittlung der Größen vorhandener Pufferspeicher von Solarthermieanlagen wäre prinzipiell möglich, jedoch fehlen leider gebäudescharfe Informationen oder flächendeckende Statistiken zum Bestand von Solarthermieanlagen. Somit konnten die Speicherpotenziale von vorhandenen Pufferspeichern im Rahmen des Projektes nicht berücksichtigt werden. Es bestünde die Möglichkeit theoretische Pufferspeichergrößen bzw. darauf basierend thermische Speicherpotenziale je Gebäude zu berechnen, unter der Annahme dass das Gebäude über eine Solarthermieanlage verfügt. Für diesen Ansatz fehlen wiederum flächendeckende Informationen zu denkmalgeschützten Gebäuden, da an diesen im Allgemeinen keine Solarthermieanlagen installiert werden dürfen.

Darüber hinaus wird mit Gruppierungs- und Netzwerkanalysen eine Methode zur Ermittlung optimaler Speicherstandorte im Fernwärmenetz ermittelt. Dabei werden mehrere relevante Kriterien (Bodenrichtwerte, Freiflächenanteile, Energieverbräuche, Straßenverläufe etc.) in die Analysen mit einbezogen. Die Anwendung geobasierter Gruppierungsalgorithmen ermöglicht zudem die Auswahl und Bewertung relevanter Gebiete für die Optimierung derer Energiesysteme. Im Verlauf des Projektes GISOPT erfolgte die Weiterentwicklung des techno-ökonomischen

Strukturoptimierungswerkzeuges »KomMod«. Der räumliche Optimierungsansatz ermöglicht die Auslegung optimaler Energieversorgungsstrukturen durch implizite stündliche Betriebsoptimierung unter Einbezug varianter stündlicher Kosten und jährlicher Fixkosten für unterschiedlich lange Abschreibungszeiträume von Energiesystemkomponenten. Die Verknüpfung der Geoanalysen der Energiesysteme und .

Diskussion der Ergebnisse

7 Anhang

7.1 Abkürzungen

GIS: Geoinformationssystem

LGL: Landesamt für Geoinformation und Landentwicklung Baden-Württemberg

LUBW: Landesanstalt für Umwelt, Messungen und Naturschutz Baden-Württemberg

STALA: Statistisches Landesamt Baden-Württemberg

ATKIS: Amtlich Topographisch-Kartographisches Informationssystem

TES: Thermisches Energiespeichersystem

EES: Elektrisches Energiespeichersystem

KWK: Kraft-Wärme-Kopplung

WP: Wärmepumpe

7.2 Übersicht Geographische Daten

Tab. 12 Datenmatrix der verfügbaren Datenbestände

Datensatz	Verfügbarkeit / nicht diskriminierende Bereitstellung	Quelle	Betrachtungsebene	Vorliegend im Arbeitsgebiet BW FR RN	Dauerhaftigkeit	Bemerkungen
Verwaltungsgrenzen	Frei verfügbar / nein	LGL, BKG	Bundesland, Regierungsbezirk, Kreis, Gemeinde	x x x	Jährliches Update	Die Verwaltungsgrenzen können als von den Seiten des LGL heruntergeladen werden (https://www.lgl-bw.de/igi-internet/openrcms/de/07_Producte_und_Dienstleistungen/Open_Data_Initiative/).
Gemeindeteil / Gemarkung	Proprietär / nein	LUBW	Gemarkung	- x -	Nicht bekannt	Die Gemarkungskarte wurde auf Anfrage von der LUBW zur Verfügung gestellt. Die Gemarkungskarte unterscheidet im ländlichen Raum Ortsteile unterhalb der Gemeindeebene. Stadtteile sind nicht enthalten.
Gemeindeteil / Statistischer Proprietär / Bezirk	Proprietär / nein	Stadt Freiburg	Gemeinde	- x -	Jährliches Update	In Städten werden üblicherweise auch Statistiken innerhalb statistischer Bezirke geführt. Eine landes- oder bundeseinheitliche Regelung hierzu gibt es jedoch nicht. Das Vermessungsamt der Stadt Freiburg hat uns auf Anfrage die statistischen Bezirke in Freiburg zur Verfügung gestellt.
(Bau-)Block	Proprietär / nein	casAGE D+S GmbH Stadt Freiburg	Baublock	- x x	Jährliches Update	Baublocke bilden die räumliche Basisstruktur zur Erfassung statistischer Daten, z.B. der Bevölkerungsstruktur.
INSPIRE GRID	Frei verfügbar / nein	Geomer (INSPIRE Standard)	Hektarraster	x x x	Unverändert	Europaweites Hektarraster nach INSPIRE Vorgaben
Gebäudemodell LoD1/LoD2	Proprietär / nein	Stadt Freiburg, LGL	Gebäudeebene	- x (x)	Jährliches Update	LoD1 & LoD2 liegen für die Kernstadt von Freiburg vor. LoD2 liegt für Sinsheim vor. LoD1 ist seit 2016 deutschlandweit flächendeckend verfügbar.
ALKIS	Proprietär / nein	Stadt Freiburg	Gebäudeebene	- x -	Jährliches Update	Beinhaltet Daten zur Landnutzung, Infrastruktur und Gebäudegrundrisse, die als Referenzdatensatz für Gebäude verwendet werden. ALKIS-Daten sind bundesweit verfügbar.
Gebäudegrundriss	Proprietär / nein	Stadt Freiburg	Gebäudeebene	- x x	Jährliches Update	Liegen dreifach vor: Teil des LoD1 und LoD2 sowie Teil von ALKIS.
Adress-/Hauskoordinaten	Proprietär / nein	Stadt Freiburg	Gebäudeebene	- x -	Jährliches Update	Adressreferenz mit Nutzungsschlüssel, amtliche Hauskoordinaten sind deutschlandweit verfügbar
Anzahl Haushalte, Anzahl Personen, Adressebene	Proprietär / nein	casAGE Data + Services GmbH	Gebäudeebene	- x x	Jährliches Update	Adressverzeichnis, deutschlandweiter Datenbestand
Gebäudetyp und -baualter	Proprietär / nein	NEXIGA GmbH	Gebäudeebene	- x x	Jährliches Update	Adressverzeichnis, deutschlandweiter Datenbestand
Adresskoordinaten	Proprietär / nein	HERE	Gebäudeebene	- x x	Jährliches Update	Adresskoordinaten zur Geokodierung der Adressdaten, überwiegend weltweit verfügbar
Gebäudestatistik, Demographie, INSPIRE Gridnein	Frei, teilweise proprietär / nein	STALA, Statistisches Bundesamt	Gemeindeebene, Hektarraster	x x x	unbekannt	Zensus 2011 und amtliche Statistik, deutschlandweite Statistiken auf Gemeindeebene und Hektarraster
Digitales Höhenmodell	Proprietär / nein	Stadt Freiburg	1-Meter-Raster	- x -	unbekannt	1-Meter-Raster vorhanden als Oberflächenmodell, Geländemodell und Punktwolke (LIDAR, Ausgansdaten liegen ebenfalls vor). Optionaler Datenbestand zur Berechnung von Tscheipertenzialen.
TRY-Klimaregionen	Frei verfügbar / nein	Deutscher Wetterdienst (DWD)	Polygone, überregionale Klimaregionen	x x x	Update erwartet im Jahr 2016	Ableitung von Heiztagen/stunden für Modellierung der Gebäudeheizlasten; Wmd und Solarpotential für erneuerbare Wandler,

Datensatz	Verfügbarkeit / nicht diskriminierende Bereitstellung	Quelle	Betrachtungsebene	Vorliegend im Arbeitsgebiet BW FR RN	Dauerhaftigkeit	Bemerkungen
Solare Effizienz	WMS-Dienst / nein	LUBW	Gebäudeebene	x x x	unbekannt	Auf Gebäudeebene verfügbar
Wasserkraft (PLZ / adressgenau)	Frei verfügbar / nein	Amprion	Gebäudeebene, Gemeindeebene	x x x	Jährliches Update	Adressen teilweise vorhanden aus Daten von 2013 Verwendbarkeit der Daten ist auf Grund zunehmender Anonymisierung seit 2014 nur noch eingeschränkt bis gar nicht mehr möglich
Windkraft (PLZ-Ortsangabe, teilweise adressgenau)	Frei verfügbar / nein	Amprion	Gebäudeebene, Gemeindeebene	x x x	Jährliches Update	Adressen teilweise vorhanden aus Daten von 2013 Verwendbarkeit der Daten ist auf Grund zunehmender Anonymisierung seit 2014 nur noch eingeschränkt bis gar nicht mehr möglich
Biomasse (PLZ-Ortsangabe, teilweise adressgenau)	Frei verfügbar / nein	Amprion	Gebäudeebene, Gemeindeebene	x x x	Jährliches Update	Adressen teilweise vorhanden aus Daten von 2013 Verwendbarkeit der Daten ist auf Grund zunehmender Anonymisierung seit 2014 nur noch eingeschränkt bis gar nicht mehr möglich
Gas (Klärgas, Deponiegas) (PLZ-Ortsangabe, teilweise adressgenau)	Frei verfügbar / nein	Amprion	Gebäudeebene, Gemeindeebene	x x x	Jährliches Update	Adressen teilweise vorhanden aus Daten von 2013 Verwendbarkeit der Daten ist auf Grund zunehmender Anonymisierung seit 2014 nur noch eingeschränkt bis gar nicht mehr möglich
Photovoltaik (PLZ-Ortsangabe)	Frei verfügbar / nein	TransnetBW	PLZ-Ortsebene	x x x	Jährliches Update	Keine Adressen vorhanden, Verortung der Anlagen nur auf PLZ-Ortsangabe Verwendbarkeit der Daten ist auf Grund zunehmender Anonymisierung seit 2014 nur noch eingeschränkt bis gar nicht mehr möglich
Wasserkraft (PLZ-Ortsangabe)	Frei verfügbar / nein	TransnetBW	PLZ-Ortsebene	x x x	Jährliches Update	Keine Adressen vorhanden, Verortung der Anlagen nur auf PLZ-Ortsangabe Verwendbarkeit der Daten ist auf Grund zunehmender Anonymisierung seit 2014 nur noch eingeschränkt bis gar nicht mehr möglich
Windkraft (PLZ-Ortsangabe)	Frei verfügbar / nein	TransnetBW	PLZ-Ortsebene	x x x	Jährliches Update	Keine Adressen vorhanden, Verortung der Anlagen nur auf PLZ-Ortsangabe Verwendbarkeit der Daten ist auf Grund zunehmender Anonymisierung seit 2014 nur noch eingeschränkt bis gar nicht mehr möglich
Biomasse (PLZ-Ortsangabe)	Frei verfügbar / nein	TransnetBW	PLZ-Ortsebene	x x x	Jährliches Update	Keine Adressen vorhanden, Verortung der Anlagen nur auf PLZ-Ortsangabe Verwendbarkeit der Daten ist auf Grund zunehmender Anonymisierung seit 2014 nur noch eingeschränkt bis gar nicht mehr möglich
Gas (PLZ-Ortsangabe)	Frei verfügbar / nein	TransnetBW	PLZ-Ortsebene	x x x	Jährliches Update	Keine Adressen vorhanden, Verortung der Anlagen nur auf PLZ-Ortsangabe Verwendbarkeit der Daten ist auf Grund zunehmender Anonymisierung seit 2014 nur noch eingeschränkt bis gar nicht mehr möglich
Geothermie (PLZ-Ortsangabe)	Frei verfügbar / nein	TransnetBW	PLZ-Ortsebene	x x x	Jährliches Update	Keine Adressen vorhanden, Verortung der Anlagen nur auf PLZ-Ortsangabe Verwendbarkeit der Daten ist auf Grund zunehmender Anonymisierung seit 2014 nur noch eingeschränkt bis gar nicht mehr möglich
Erds gas, Steinkohle (Gemeindeebene, PLZ- Ebene)	Frei verfügbar / nein	Bundesnetzagentur (BNA)	Gebäudeebene	- x x	Jährliches Update	Teilweise Adressen vorhanden, mussten überwiegend manuell digitalisiert werden. Verwendbarkeit der Daten ist auf Grund zunehmender Anonymisierung seit 2014 nur noch eingeschränkt bis gar nicht mehr möglich

Energiewandler

Datensatz	Verfügbarkeit / nicht diskriminierende Bereitstellung	Quelle	Betrachtungsebene	Vorliegend im Arbeitsgebiet BW FR RN	Dauerhaftigkeit	Bemerkungen
Energetische netze	Fernwärmenetz	Regionale Energieversorger		-	-	
	Stromnetz	Regionale Energieversorger		-	-	
	Gasnetz	Regionale Energieversorger		-	-	
	Thermische Speicher Wohngebäude WAD v2 (v2 eigenes Produkt unter Vorbehalt, zunächst basierend auf NEXIGA Gebäudedaten)	geomer	Gebäudeebene, Hektaraster	(x) x x	Auf Anfrage Änderungen ergeben sich aus den jährlichen Updates der Eingangsdaten	Für Baden-Württemberg ist der WADv1 verfügbar, für die anderen Gebiete sind weiterentwickelte (bessere Gebäudedaten) Versionen verfügbar
Energiespeicher	El. Speicher Lagespeicher, Pumpspeicher					
	Energetischen	Thermisch (Heizlast) TABULA Wärmeverbrauchsdaten		x x x	Unbekannt, letztes Update 2015	u.a. empirische Wärmeverbrauchsweite, die auf Gebäudetyp und Baujahresklasse beruhen
Elektrisch (Stromverbrauch Gebäudeebene, basierend auf Gebäudedaten von casaGeo und Statistiken der BDWE)		geomer	Gebäudeebene, Hektaraster	(x) x x	Jährliches Update möglich Änderungen ergeben sich aus den jährlichen Updates der Eingangsdaten	Für Baden-Württemberg auf Hektarasterebene verfügbar, für FR und RN sind Ergebnisse auf Gebäudeebene verfügbar. Ansatz ist bundesweit übertragbar.

Tab. 13 Verzeichnete Energieträger in den Übergangsnetzbetreibern

	Wind		Wasser			Solar		Geothermie			Gas			Biomasse	
	Wind undifferenziert	Sonstige	Offshore	Repowering	Onshore	Solar undifferenziert	Solar Gebäude	Solar (Freifläche)	Gas undifferenziert	Klärgas	Deponiegas	Grubengas			
TransnetBW	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Amprion	<input checked="" type="checkbox"/>					<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Tennet	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
50Hertz	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

Tab. 14 Anzahl Anlagen je Untersuchungsgebiet

Wind	Wind undifferenziert	-	-	0	-	0	0
	Sonstige	2	-	2	0	0	0
	Repowering	-	-	0	-	0	0
	Onshore	-	-	0	-	0	0
Wasser		9	(9)*	9	25	3	28
Solar	Solar undifferenziert	-	-	0	-	-	-
	Solar Gebäude	2007 (inkl. undifferenzierte Anlagen > 100 kW)	(1625)*	2007	10310 (inkl. undifferenzierte Anlagen > 100 kW)	28 (inkl. undifferenzierte Anlagen > 100 kW)	10338
	Solar Freifläche	8 (inkl. undifferenzierte Anlagen > 100 kW)	(2)*	8	23 (inkl. undifferenzierte Anlagen > 100 kW)	0 (inkl. undifferenzierte Anlagen > 100 kW)	23
Geothermie		-	-	0	-	0	0
Gas	Gas undifferenziert	(3)	-	0	10	0	10
	Klärgas	-	-	0	-	0	0
	Deponiegas	-	3	3	-	0	0
	Grubengas	-	-	0	-	0	0
Biomasse		26	-	26	42	0	42
	Freiburg im Breisgau (TransnetBW)						
	Freiburg im Breisgau (Badenova)**						
	Freiburg im Breisgau (gesamt)						
	Rhein-Neckar-Kreis (TransnetBW)						
	Rhein-Neckar-Kreis (Amprion)						
	Rhein-Neckar-Kreis (gesamt)						

* sind in TransnetBW enthalten. Badenova enthält zusätzlich eine Adressinformation

** Freiburg: Badenova (bnNETZE GmbH) enthält Adressinformationen (Stand 2013). Über den Anlagenschlüssel lassen sich diese mit TransnetBW verknüpfen, da letztere von einem aktuelleren Stand sind. Diejenigen mit Adresse aus Badenova (1624) werden geokodiert, die übrigen (383) werden räumlich verteilt (Dokumentation des Regionalisierungsverfahren in der folgenden Beschreibung) // Rhein-Neckar-Kreis: 28 Anlagen fallen in die Daten von Amprion, von denen 27 mit Hilfe der Amprion-Adressdaten von 2013 verknüpft werden können.

Tab. 15 Verknüpfung von NEXIGA-Gebäudetyp, –baujahresklasse und IWU-Klassifikation zur Anbindung des spezifischen Energiekennwertes NE_SPEZ (Netto-Heizwärme und Warmwasser)

Anhang

Gebäudetyp basierend auf ALKIS, NEXIGA, casaGeo, Gebäudevolumen	Gebäud etyp- Abkürz ung	Baualtersklasse NEXIGA	Gebäude Typ (Verknüpfung von Baualtersklasse und Gebäudetyp)	TABULA Code Building- Type	kWh/(m²a) (2014)
1 - Ein- oder Zweifamilienhaus	SFH	1 - vor 1900	1_1	DE.N.SFH.02.Gen	308.6
1 - Ein- oder Zweifamilienhaus	SFH	2 - 1900 bis 1945	2_1	DE.N.SFH.03.Gen	250.2
1 - Ein- oder Zweifamilienhaus	SFH	3 - 1946 bis 1960	3_1	DE.N.SFH.04.Gen	312.5
1 - Ein- oder Zweifamilienhaus	SFH	4 - 1961 bis 1970	4_1	DE.N.SFH.05.Gen	303.2
1 - Ein- oder Zweifamilienhaus	SFH	5 - 1971 bis 1980	5_1	DE.N.SFH.06.Gen	223.6
1 - Ein- oder Zweifamilienhaus	SFH	6 - 1981 bis 1985	6_1	DE.N.SFH.07.Gen	149.3
1 - Ein- oder Zweifamilienhaus	SFH	7 - 1986 bis 1995	7_1	DE.N.SFH.08.Gen	173.7
1 - Ein- oder Zweifamilienhaus	SFH	8 - 1996 bis 2000	8_1	DE.N.SFH.09.Gen	134.9
1 - Ein- oder Zweifamilienhaus	SFH	9 - 2001 bis 2005	9_1	DE.N.SFH.10.Gen	89
1 - Ein- oder Zweifamilienhaus	SFH	10 - 2006 bis 2010	10_1	DE.N.SFH.10.Gen	89
1 - Ein- oder Zweifamilienhaus	SFH	11 - ab 2011	11_1	DE.N.SFH.10.Gen	89
2 - Reihen- oder Doppelhaus	RH	1 - vor 1900	1_2	DE.N.TH.02.Gen	228.2
2 - Reihen- oder Doppelhaus	RH	2 - 1900 bis 1945	2_2	DE.N.TH.03.Gen	178.6
2 - Reihen- oder Doppelhaus	RH	3 - 1946 bis 1960	3_2	DE.N.TH.04.Gen	221.3
2 - Reihen- oder Doppelhaus	RH	4 - 1961 bis 1970	4_2	DE.N.TH.05.Gen	122.5
2 - Reihen- oder Doppelhaus	RH	5 - 1971 bis 1980	5_2	DE.N.TH.06.Gen	156.7
2 - Reihen- oder Doppelhaus	RH	6 - 1981 bis 1985	6_2	DE.N.TH.07.Gen	157.6
2 - Reihen- oder Doppelhaus	RH	7 - 1986 bis 1995	7_2	DE.N.TH.08.Gen	108.7
2 - Reihen- oder Doppelhaus	RH	8 - 1996 bis 2000	8_2	DE.N.TH.09.Gen	89.1
2 - Reihen- oder Doppelhaus	RH	9 - 2001 bis 2005	9_2	DE.N.TH.10.Gen	78.1
2 - Reihen- oder Doppelhaus	RH	10 - 2006 bis 2010	10_2	DE.N.TH.10.Gen	78.1
2 - Reihen- oder Doppelhaus	RH	11 - ab 2011	11_2	DE.N.TH.10.Gen	78.1
3 - Mehrfamilienhaus	MFH / GMH	1 - vor 1900	1_3	DE.N.MFH.02.Gen	196.8
3 - Mehrfamilienhaus	MFH / GMH	2 - 1900 bis 1945	2_3	DE.N.MFH.03.Gen	250.2
3 - Mehrfamilienhaus	MFH / GMH	3 - 1946 bis 1960	3_3	DE.N.MFH.04.Gen	221.3
3 - Mehrfamilienhaus	MFH / GMH	4 - 1961 bis 1970	4_3	DE.N.MFH.05.Gen	160.5
3 - Mehrfamilienhaus	MFH / GMH	5 - 1971 bis 1980	5_3	DE.N.MFH.06.Gen	168.6
3 - Mehrfamilienhaus	MFH / GMH	6 - 1981 bis 1985	6_3	DE.N.MFH.07.Gen	139.8
3 - Mehrfamilienhaus	MFH / GMH	7 - 1986 bis 1995	7_3	DE.N.MFH.08.Gen	146.1
3 - Mehrfamilienhaus	MFH / GMH	8 - 1996 bis 2000	8_3	DE.N.MFH.09.Gen	105.4
3 - Mehrfamilienhaus	MFH / GMH	9 - 2001 bis 2005	9_3	DE.N.MFH.10.Gen	63.2
3 - Mehrfamilienhaus	MFH / GMH	10 - 2006 bis 2010	10_3	DE.N.MFH.10.Gen	63.2

3 - Mehrfamilienhaus	MFH / GMH	11 - ab 2011	11_3	DE.N.MFH.10.Gen	63.2
5 - Wohnhochhaus	HH	1 - vor 1900	1_5	DE.N.AB.02.Gen	153.3
5 - Wohnhochhaus	HH	2 - 1900 bis 1945	2_5	DE.N.AB.03.Gen	191.1
5 - Wohnhochhaus	HH	3 - 1946 bis 1960	3_5	DE.N.AB.04.Gen	187.3
5 - Wohnhochhaus	HH	4 - 1961 bis 1970	4_5	DE.N.AB.05.Gen	163.4
5 - Wohnhochhaus	HH	5 - 1971 bis 1980	5_5	DE.N.AB.06.Gen	138.8
5 - Wohnhochhaus	HH	6 - 1981 bis 1985	6_5	DE.N.MFH.07.Gen	139.8
5 - Wohnhochhaus	HH	7 - 1986 bis 1995	7_5	DE.N.MFH.08.Gen	146.1
5 - Wohnhochhaus	HH	8 - 1996 bis 2000	8_5	DE.N.MFH.09.Gen	105.4
5 - Wohnhochhaus	HH	9 - 2001 bis 2005	9_5	DE.N.MFH.10.Gen	63.2
5 - Wohnhochhaus	HH	10 - 2006 bis 2010	10_5	DE.N.MFH.10.Gen	63.2
5 - Wohnhochhaus	HH	11 - ab 2011	11_5	DE.N.MFH.10.Gen	63.2

Tab. 16 Flächenindikatoren zur Berechnung der Energiebezugsfläche in m², basierend auf Auswertungen aus DESTATIS 2010 und LOGA 2001. Quelle: HESPELER 2013.

Bundesland	1 Whg	2 Whg	3 bis 6 Whg	7 bis 12 Whg	13 bis 20 Whg	>=21 Whg
Schleswig-Holstein	90.1	75.5	65.4	61.4	59.8	53.8
Hamburg	79.8	67.6	58.5	51.9	49.4	44.4
Niedersachsen	92.7	79.8	68.7	64.4	62.7	58.8
Bremen	82.9	69.9	61.1	55.1	52.5	47.2
Nordrhein-Westfalen	88.6	74.2	64.4	60.5	58.2	52.3
Hessen	91.4	77.7	67.1	62.9	61.3	56.3
Rheinland-Pfalz	93.7	81.4	70.0	65.5	63.8	60.4
Baden-Württemberg	91.6	77.9	67.3	63.1	61.5	56.7
Freistaat Bayern	91.9	78.5	67.7	63.5	61.8	57.3
Saarland	93.3	80.7	69.5	65.0	63.3	60.0
Berlin	80.4	70.0	61.4	57.3	55.6	51.5
Brandenburg	86.3	74.6	65.1	62.0	61.0	57.5
Mecklenburg-Vorpommern	82.3	71.5	62.7	59.5	57.7	53.5
Freistaat Sachsen	80.1	69.8	61.3	57.0	55.2	51.2
Sachsen-Anhalt	83.8	72.7	63.5	60.6	59.3	55.0
Freistaat Thüringen	85.3	73.8	64.5	61.4	60.5	56.5

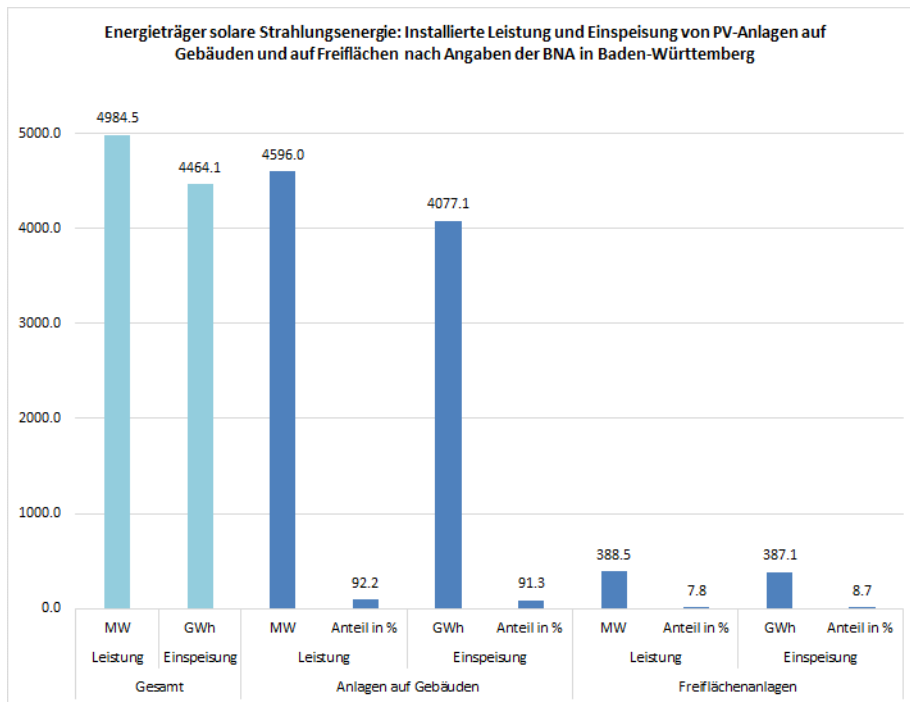


Abb. 58 Installierte Leistung und Einspeisung durch PV-Anlagen in Baden-Württemberg. Quelle: Bundesnetzagentur 2014.

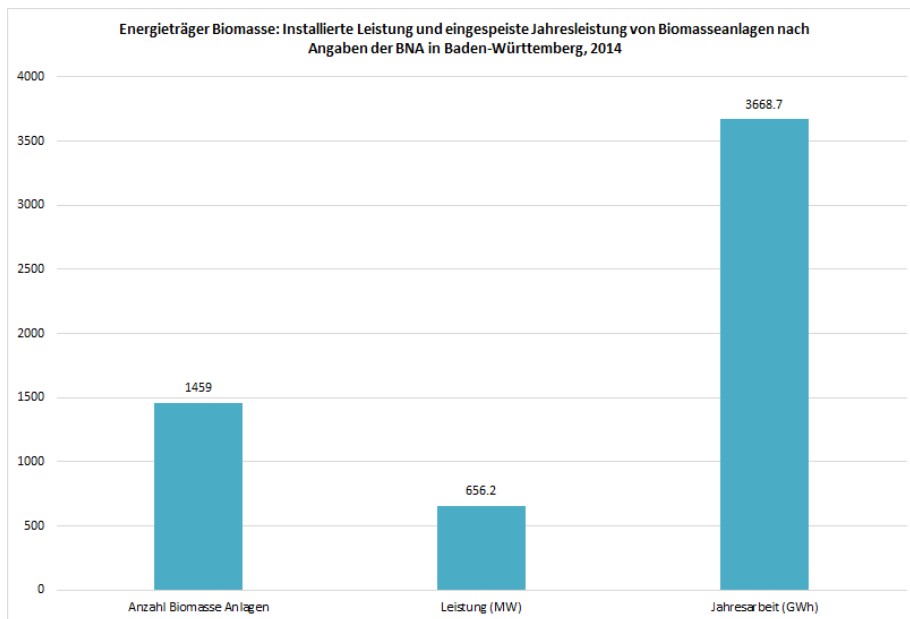


Abb. 59 Installierte Leistung und Einspeisung durch Biomasseanlagen in Baden-Württemberg. Quelle: Bundesnetzagentur 2014.

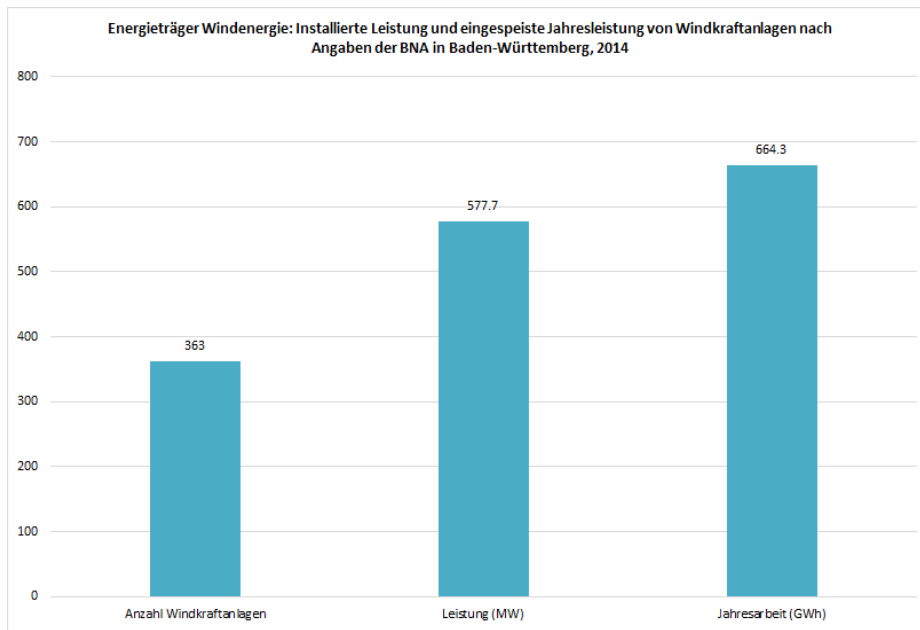


Abb. 60 Installierte Leistung und Einspeisung durch Windkraftanlagen in Baden-Württemberg.
 Quelle: Bundesnetzagentur 2014.

7.3 Literatur

* Veröffentlichungen und Abschlussarbeiten im Rahmen von GISOPT:

AGENTUR FÜR ERNEUERBARE ENERGIEN (2011): Potenzialatlas Bioenergie in den Bundesländern, Teilkapitel: Baden-Württemberg. Online unter: http://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/234.AEE_Potenzialatlas_Bioenergie_Baden-Wuerttemberg_jan13.pdf (16.12.2015)

AUER, J. & KEIL, J. (2012): Moderne Stromspeicher – Unverzichtbare Bausteine der Energiewende http://www.dbresearch.de/MAIL/DBR_INTERNET_DE-PROD/PROD000000000284196.pdf (letzter Zugriff am 23.11.2015)

BDWE BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V. (2013): Stromverbrauch im Haushalt. Online unter: http://www.statistik-bw.de/Veroeffentl/Statistische_Berichte/3528_13001.pdf, 23.11.2015.

*BACHMAIER, A., KAGERER, F., EGGERS, J.-B. & HERKEL S. (2013): Thermal Energy Storages Combined with Heat and Power Plants for Load Management, Proc. of IRES Conference, Berlin.

*BACHMAIER A., NARMSARA S., EGGERS J.-B., HERKEL S. (2015): Spatial Distribution of Thermal Energy Storage Systems in Urban Areas Connected to District Heating for Grid Balancing, Proc. of IRES Conference, Düsseldorf.

*BACHMAIER A., NARMSARA S., EGGERS J.-B., HERKEL S. (2015): Spatial Distribution and Operation of TES and EES Systems in District Heating Networks and Building-Integrated PV Systems in Urban Districts – A Case Study, Proc. of IEA Greenstock Conf., Beijing.

*BACHMAIER A., NARMSARA S., EGGERS J.-B., HERKEL S. (2016): Influence of spatially varying costs on structure and operation of energy storages and supply facilities in a local energy system, Proc. of IRES Conference, Düsseldorf.

*BACHMAIER A., RÜHL I., HERKEL S., NAMSARA S., GÜNDRA H., RUPP M., TYRNA B., TORNRÖS T., RESCH B. (2015): Die Energiewende umsetzen, arcAKTUELL 4/2015.

BURGER, H. & ROGATTY, W. (2004): Überschlägige Ermittlung der erforderlichen Kesselleistung. – IKZ-Haustechnik 18, S. 44 ff. (<http://www.ikz.de/1996-2005/2004/18/0418044.php>)

BUNDESNETZAGENTUR (2015): EEG in Zahlen 2014 http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEGINZahlen_2014_BF.pdf;jsessionid=3BF57C3983A1665130CF1BA53C852480?_blob=publicationFile&v=4 (letzter Zugriff am 11.11.2015)

DESTATIS – STATISTISCHES BUNDESAMT DEUTSCHLAND (2011): Statistisches Jahrbuch 2011 Online unter: https://www.destatis.de/DE/Publikationen/StatistischesJahrbuch/StatistischesJahrbuch2011.pdf?_blob=publicationFile (10.09.2015).

DREIER, F. (2010): Elektroautos und ihre Rolle im Stromnetz. Fachseminar Verteilte Systeme »Smart Energy«, ETH Zürich.

DIN 4708-1, April 1994: Zentrale Wassererwärmungsanlagen, Teil 1: Begriffe und Berechnungsgrundlagen

DIN 4708-2, April 1994: Zentrale Wassererwärmungsanlagen, Teil 2: Regeln zur Ermittlung des Wärmebedarfs zur Erwärmung von Trinkwasser in Wohngebäuden

DIN 4708-3, April 1994: Zentrale Wassererwärmungsanlagen, Teil 3: Regeln zur Leistungsüberprüfung von Wassererwärmern für Wohngebäude

DIN V 18599-8, Dezember 2011: Energetische Bewertung von Gebäuden – Berechnung des Nutz-, End- und Primärenergiebedarfs für Heizung, Kühlung, Lüftung, Trinkwarmwasser und Beleuchtung – Teil 8: Nutz- und Endenergiebedarf von Warmwasserbereitungssystemen

ENKHARDT, S. (2015): Bundesnetzagentur veröffentlicht EEG-Statistik für 2014
[http://www.pv-magazine.de/index.php?id=9&tx_ttnews\[tt_news\]=21081&noMobile=1&cHash=d8c23be46e4064d2a5cc406358fecfb6](http://www.pv-magazine.de/index.php?id=9&tx_ttnews[tt_news]=21081&noMobile=1&cHash=d8c23be46e4064d2a5cc406358fecfb6) (letzter Zugriff am 11.11.2015)

ELTROP, L. ET AL. (2010): Speicherkraftwerke und Elektroautos – Zukunftstechnologien zur Integration fluktuierender Windstromerzeugung. In: Themenheft Forschung No. 6: Erneuerbare Energien, Universität Stuttgart.

EON (2015): Elektroautos als Energiespeicher.
<https://www.eon.de/pk/de/energiezukunft/erneuerbare-energien/technologie/energiespeicherung/elektroautos-speicher.html> (letzter Zugriff am 05.10.2015)

EC (2002): Mandate for the elaboration and adoption of measurement standards for household appliances: water-heaters, hot water storage appliances and water heating systems. Mandate M/324, Brussels.

FISCHER D., HÄRTL A., WILLE-HAUSSMANN B. (2015): Model for electric load profiles with high time resolution for German households, Energy and Buildings 92 (2015) 170–179

FISCHER D., WOLF T., SCHERER J., WILLE-HAUSSMANN B. (2016), A stochastic bottom-up model for space heating and domestic hot water load profiles for German households, Energy and Buildings, Volume 124, 15 July 2016, Pages 120–128

HESPELER, S. (2013): Digitaler Wärmeatlas der Bundesrepublik Deutschland. Eine GIS-basierte Wärmebedarfsmodellierung für den deutschen Wohngebäudebestand. Masterarbeit, Ruprecht-Karls-Universität Heidelberg, Fakultät für Chemie und Geowissenschaften, Geographisches Institut.

KRUCK, C. (2008): Integration einer Stromerzeugung aus Windenergie und Speichersystemen unter besonderer Berücksichtigung von Druckluft-Speicherkraftwerken. Dissertation, Universität Stuttgart.

LOGA, T., STEIN, B., DIFENBACH, N., BORN, R. (2015): Deutsche Gebäudetypologie. Beispielhafte Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz von typischen Wohngebäuden. Zweite erweiterte Auflage, Darmstadt.

LOGA, T. (2001): Energiepass und Gebäudetypologie: Besonderheiten bei der energetischen Bilanzierung von Gebäuden. Online unter:

http://www.iwu.de/fileadmin/user_upload/dateien/energie/werkzeuge/IWU_Loga_Gebt_yp_Okt_2001.pdf (10.09.2015).

Anhang

QUASCHNING, V. (2015): Pumpspeicher oder Batterien: Welche Technologie eignet sich besser als Ökostrom-Speicher? In: Energiewende direkt Newsletter 18/2015 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie BMWi am 20.10.2015
<http://www.volker-quaschning.de/artikel/2015-10-Pumpspeicher-vs-Batterien/index.php>
(letzter Zugriff am 23.11.2015)

QUASCHNING, V., WENIGER, J. & TJADEN, T. (2014): Photovoltaische Eigenverbrauchsanlagen als Schlüssel für eine neue Dynamik beim Klimaschutz. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 8, S. 49-51. <http://www.volker-quaschning.de/artikel/2014-08-PV-Eigenverbrauch/index.php>

SCHMID, S. & ACHATZ, R. (2013): Potenziale für Pumpspeicherkraftwerke: Studien für Thüringen und Baden-Württemberg. In: WasserWirtschaft 05/2013, S. 16-19.

MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG (2015a): Speicherkapazitäten für Erneuerbare
<https://um.baden-wuerttemberg.de/de/energie/versorgungssicherheit/energiespeicher/>

MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG (2015b):
<http://energiewende.baden-wuerttemberg.de/de/e-und-die-wirtschaft/best-practice/etogas/>

*RESCH B., SAGL G., TORNRÖS T., BACHMAIER A., EGGERS J.-B., HERKEL S., NARMSARA S., GÜNDRA H. (2014): Review: GIS-Based Planning and Modeling for Renewable Energy: Challenges and Future Research Avenues, ISPRS International Journal of Geo-Information, doi:10.3390/ijgi3020662.

*RÜHL, I. (2015): Geoinformationsbasierte multikriterielle Zonierung urbaner Gebiete zur energetischen Quartiersplanung – Masterarbeit. Fraunhofer ISE, Uni Heidelberg.

SIEG, M. (2014): Speicher regeln Netze [http://www.pv-magazine.de/archiv/artikel-pvd/beitrag/speicher-regeln-netze_100016614/720?tx_ttnews\[backCat\]=319&cHash=e1e61cc27845070387dc9229ca369492](http://www.pv-magazine.de/archiv/artikel-pvd/beitrag/speicher-regeln-netze_100016614/720?tx_ttnews[backCat]=319&cHash=e1e61cc27845070387dc9229ca369492)

STATISTISCHES LANDESAMT BADEN-WÜRTTEMBERG (STALA) (2013): Statistische Berichte Baden-Württemberg. Strom- und Gasabsatz sowie die daraus erwirtschafteten Erlöse in Baden-Württemberg 2013. Online unter:

http://www.statistik-bw.de/Veroeffentl/Statistische_Berichte/3528_13001.pdf
(23.11.2015)

*TÖRNROS, T., RESCH, B., RUPP, M. & GÜNDRA, H. (2016). Geospatial Analysis of the Building Heat Demand and Distribution Losses in a District Heating Network. ISPRS International Journal of Geo-Information, 5(12), pp. 12. DOI: 10.3390/ijgi5120219

*TÖRNROS, T., SAGL, G. & RESCH, B. (2014): EIN GIS-BASIERTER ANSATZ ZUR OPTIMALEN STANDORTFINDUNG FÜR DEZENTRALE SPEICHER IN ENERGIENETZEN. In: Strobl, J., Blaschke, T., Griesebner, G. & Zagel, B.: Angewandte Geoinformatik 2014. Beiträge zum 26. AGIT-Symposium Salzburg, pp 169-174, Wichmann/VDE Verlag, Heidelberg.

VDI 2067 Blatt 12, Entwurf November 1998, Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen, Nutzenergiebedarf für die Trinkwassererwärmung

WENIGER, J., QUASCHNING, V. & TJADEN, T. (2013): Optimale Dimensionierung von PV-Speichersystemen. In: PV magazine 01/2013, S. 70-75. <http://www.volker-quaschning.de/artikel/2013-06-Dimensionierung-PV-Speicher/index.php>

WENIGER, J. ET AL. (2015a): Dezentrale Solarstromspeicher für die Energiewende – Studie, HTW Berlin, 81 S., ISBN 978-3-8305-3548-5.

WENIGER, J. ET AL. (2015b): Einfluss verschiedener Betriebsstrategien auf die Netzeinspeisung räumlich verteilter PV-Speichersysteme. 30. Symposium Solarenergie, Kloster Banz, Bad Staffelstein, 4.-6. März 2015.

WIEMKEN ET AL. (2008): Bestimmung der Kollektorfläche von Solarthermieanlagen nach dem Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz – Schlussbericht. Fraunhofer ISE, Freiburg, 114 S.