



RUHR
UNIVERSITÄT
BOCHUM

RUB

Fakultät Maschinenbau

Institut für Thermo- und Fluidodynamik

Lehrstuhl Cross Energy Systems

Prof. Dr. Christian Doetsch

Masterarbeit

Optimierung und multikriterielle Bewertung
dezentraler Energieversorgungskonzepte für Quartiere und Gebäude

Verfasser: Dominik Maximilian Rödder

Matrikelnummer: 1080 1423 0603

Studiengang: Maschinebau (MB)

Prüfer:

Betreuerin:

1. Prof. Dr. Christian Doetsch

M. Sc. Jana Schneeloch

2. Dr. Anna Grevé

Abgabe im November 2021

Masterarbeit

Für Herrn Dominik Rödder

Matr.-Nr.: 1080 1423 0603

Thema

Optimierung und multikriterielle Bewertung dezentraler Energieversorgungskonzepte für Quartiere und Gebäude

Aufgabenstellung

Bei der Umsetzungsgestaltung der Energiewende bieten sich viele Möglichkeiten für lokale Energieversorger. Dezentrale Quartierslösungen spielen dabei eine immer größer werdende Rolle. Um sich der Auslegung von Energiesystemen in Quartieren und Gebäuden über eine modellgestützte Betriebsoptimierung zu nähern, sind im Rahmen des Forschungsprojektes *SW.Developer* mit dieser Arbeit ökonomisch-ökologische Kriterien für Quartiers- und Gebäudeenergiesysteme zu erarbeiten. Hinsichtlich dieser Kriterien sind Zielfunktionen für die Optimierungsrechnungen zu bestimmen. Für die Berechnung der modellierten Systeme sind geeignete Eingangsdaten zu recherchieren. Die Optimierungen sind mit dem oemof-basierten Energiesystemoptimierungstool ESyOpT durchzuführen und die Ergebnisse auf Basis der Zielfunktionen auszuwerten.

Ziel

Ziel der Arbeit ist es, sich der Auslegung von Energiesystemen für Quartiere und Gebäude über eine modellgestützte Betriebsoptimierung zu nähern. Im Rahmen der Arbeit sollen Erkenntnisse darüber gewonnen werden, wie sich verschiedene Energieversorgungskonzepte auf Quartiers- und Gebäudeebene hinsichtlich ökonomisch-ökologischer Kriterien verhalten. Anhand eines exemplarischen Versorgungsgebietes sollen verschiedene Energieversorgungskonzepte gegenübergestellt und mittels eines geeigneten Verfahrens hinsichtlich ökonomisch-ökologischer Kriterien bewertet werden. Ferner sollen Erkenntnisse über Quartiers- und Energiespeichereffekte für die unterschiedlichen Versorgungskonzepte in verschiedenen Betriebsweisen gewonnen werden.

Vorgehen

- Definition eines exemplarischen Versorgungsgebietes
- Konzipierung verschiedener nachhaltiger Energieversorgungskonzepte
- Definition ökonomisch-ökologischer Bewertungskriterien
- Bewertung der Energieversorgungskonzepte durch multikriterielle Entscheidungsanalyse unter Verwendung einer geeigneten Methodik zur Kriteriengewichtung
- Untersuchung der Versorgungskonzepte auf konzeptspezifische ökonomisch-ökologische Quartiereffekte durch Gegenüberstellung von Quartierslösungen und Einzelgebäudelösungen
- Untersuchung der Versorgungskonzepte auf ökonomisch-ökologische Energiespeichereffekte durch den Einsatz von Wärme- und Stromspeichern

Beginn der Arbeit: 28.05.2021

Abgabe der Arbeit: 28.11.2021

Prüfer: Prof. Dr. Christian Doetsch (Fraunhofer UMSICHT, Ruhr-Universität Bochum)

Dr. Anna Grevé (Fraunhofer UMSICHT)

Betreuerin: Jana Schneeloch (Fraunhofer UMSICHT)

Eidesstattliche Erklärung

Ich erkläre, dass ich keine Arbeit in gleicher oder ähnlicher Fassung bereits für eine andere Prüfung an der Ruhr-Universität Bochum oder einer anderen Hochschule eingereicht habe.

Ich versichere, dass ich diese Arbeit selbständig verfasst und keine anderen als die angegebenen Quellen benutzt habe. Die Stellen, die anderen Quellen dem Wortlaut oder dem Sinn nach entnommen sind, habe ich unter Angabe der Quellen kenntlich gemacht. Dies gilt sinngemäß auch für verwendete Zeichnungen, Skizzen, bildliche Darstellungen und dergleichen.

Ich versichere auch, dass die von mir eingereichte schriftliche Version mit der digitalen Version übereinstimmt. Ich erkläre mich damit einverstanden, dass die digitale Version dieser Arbeit zwecks Plagiatsprüfung verwendet wird.

Official Declaration

Hereby I declare, that I have not submitted this thesis in this or similar form to any other examination at the Ruhr-Universität Bochum or any other Institution of High School.

I officially ensure, that this paper has been written solely on my own. I herewith officially ensure, that I have not used any other sources but those stated by me. Any and every parts of the text which constitute quotes in original wording or in its essence have been explicitly referred by me by using official marking and proper quotation. This is also valid for used drafts, pictures and similar formats.

I also officially ensure, that the printed version as submitted by me fully confirms with my digital version. I agree that the digital version will be used to subject the paper to plagiarism examination.

Not this English translation, but only the official version in German is legally binding.

28.11.2021

Datum / Date

Dominik Rödder

Unterschrift / Signature

Kurzfassung

Vor dem Hintergrund der Dekarbonisierung des Gebäudesektors bieten systemische Ansätze zur Interaktion einzelner Energiesysteme große Emissionsminderungspotenziale. Durch Sektorenkopplung können speziell Quartierslösungen wirtschaftliche und ökologische Vorteile gegenüber Einzelgebäuelösungen bieten. Dabei spielt die Optimierung der Energiekonzepte eine entscheidende Rolle. Die vorliegende Arbeit thematisiert die Gegenüberstellung verschiedener ökonomisch und ökologisch nachhaltiger Energieversorgungskonzepte für ein repräsentatives Versorgungsgebiet basierend auf modellgestützter Energiesystemoptimierung. Unterschiedliche Energieversorgungskonzepte werden modelliert und hinsichtlich ökonomischer und ökologischer Zielgrößen optimiert. Mittels multikriterieller Entscheidungsanalyse wird für das exemplarische Energieversorgungsgebiet ein hinsichtlich ökonomischer, ökologischer und sozioökonomischer Kriterien geeignetes Energieversorgungskonzept ermittelt. Auf Basis der Optimierungsergebnisse werden ferner konzeptspezifische ökonomisch-ökologische Effekte einer Quartiers- gegenüber einer Einzelgebäudeversorgung herausgearbeitet. Weiterhin werden ökonomisch-ökologische Effekte des Einsatzes von Wärme- und Stromspeichern innerhalb der verschiedenen betrachteten Energieversorgungskonzepte ermittelt.

Abstract

Against the background of decarbonization of the building sector, systemic approaches for the interaction of individual energy systems offer great potential for reducing emissions. Through sector coupling, district solutions in particular can offer economic and ecological advantages compared to individual building solutions. The optimization of energy concepts plays a decisive role in this context. The present work deals with the comparison of different economically and ecologically sustainable energy supply concepts for a representative supply area based on model-based energy system optimization. Different energy supply concepts are modelled and optimized with respect to economic and ecological target values. By means of multi-criteria decision analysis, a suitable energy supply concept with regard to economic, ecological and socio-economic criteria is determined for the exemplary energy supply area. On the basis of the optimization results, concept-specific economic-ecological effects of a district versus a single-building supply are worked out. Furthermore, the economic-ecological effects of the use of heat and electricity storages within the different energy supply concepts considered are determined.

Inhaltsverzeichnis

I	Abbildungsverzeichnis	x
II	Tabellenverzeichnis	xii
III	Abkürzungsverzeichnis und Formelzeichen	xiii
1	Einleitung.....	1
2	Nachhaltige Energieversorgung.....	3
2.1	Dezentrale Energiesysteme.....	3
2.2	Quartiersenergieversorgung.....	4
2.2.1	Definition „Quartier“	4
2.2.2	Energetische Quartiere	5
2.2.3	Energiequartiere in der Realität.....	7
2.3	Das Projekt „SW.Developer“	8
2.4	Herleitung Forschungsfragen	9
3	Grundlagen der Modellierung und Optimierung	11
3.1	Gemischt-ganzzahlige lineare Optimierung	11
3.2	Open Energy Modelling Framework.....	12
3.3	Übertragung physikalischer Energiesysteme in ESyOpT-Optimierungsmodelle	13
4	Multikriterielle Entscheidungsanalyse.....	17
4.1	Das Problem der Entscheidungsfindung.....	17
4.2	Multi-Criteria Decision Analysis als rationaler Ansatz zur Entscheidungsfindung	18
4.3	Die SWING-Methode zur Kriteriengewichtung.....	21
4.4	Bestimmung der Overall Performance Scores durch additive Aggregation.....	23
5	Berechnung der Energieversorgungskonzepte.....	25
5.1	Energieversorgungsgebiet und Versorgungsstrukturen	25
5.1.1	Definition des Versorgungsgebiets	25
5.1.2	Unterschiedliche Versorgungsstrukturen zur Ermittlung von Quartierseffekten.....	26
5.2	Konzeptionierung der zu berechnenden Energieversorgungskonzepte	28
5.2.1	Dezentrale Energieversorgungskonzepte	29
5.2.2	Konventionelles, zentrales Referenzversorgungskonzept	39
5.2.3	Lastgänge	40
5.2.4	Auslegung und Parametrierung der verwendeten Komponenten.....	42
5.2.5	Energiepreise, Vergütungen und Emissionen	52
5.2.6	Wetterdaten	55
5.3	Energiesystemoptimierung	56
6	Ergebnisbewertung der Optimierungsberechnungen	59
6.1	Berechnung der Zielgrößen	59
6.2	Optimierungsergebnisse	61

6.3	Multikriterielle Bewertung der Energieversorgungskonzepte	62
6.3.1	Kriteriengewichtung nach SWING-Methode.....	63
6.3.2	Ranking	66
6.3.3	Sensitivitätsanalyse	69
6.4	Quartiers- und Energiespeichereffekte	74
6.4.1	Konzept 1 „PV“.....	75
6.4.2	Konzept 2 „Solarthermie“	77
6.4.3	Konzept 3 „Wärmepumpe“	80
6.4.4	Konzept 4 „PV + Wärmepumpe“.....	82
6.4.5	Konzept 5 „BHKW“	86
6.4.6	Konzept 6 „iKWK“	90
6.4.7	Konzeptübergreifende Betrachtung.....	95
7	Diskussion der Ergebnisse.....	96
8	Zusammenfassung und Ausblick.....	101
9	Literaturverzeichnis.....	104
Anhang	109

I Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Attribute eines Quartiers	5
Abbildung 2: Quartier in Bochum (links: versorgte Wohnsiedlung; rechts: Energiezentrale).....	7
Abbildung 3: oemof-solph-Klassen und beispielhaftes Energiesystem	13
Abbildung 4: verwendete ESyOpT-Komponenten	13
Abbildung 5: Fünf Grundschritte der Multi-Criteria Decision Analysis.....	18
Abbildung 6: Attribute-Baum zur Problemstrukturierung	19
Abbildung 7: Versorgungsstruktur "Einzelgebäudeversorgung"	27
Abbildung 8: Versorgungsstruktur "Zentrale Quartiersversorgung"	27
Abbildung 9: Versorgungsstruktur "Dezentrale Quartiersversorgung"	28
Abbildung 10: Flow-Charts zu Konzept 1.0 und Konzept 1.2 – Einzelgebäudeversorgung.....	31
Abbildung 11: Flow-Chart zu Konzept 1.2 - zentrale Quartiersversorgung	32
Abbildung 12: Flow-Chart zu Konzept 1.2 - dezentrale Quartiersversorgung.....	32
Abbildung 13: Flow-Chart zu Konzept 2.1 - dezentrale Quartiersversorgung.....	33
Abbildung 14: Flow-Chart zu Konzept 3.3 - dezentrale Quartiersversorgung.....	35
Abbildung 15: Flow-Chart zu Konzept 4.3 - dezentrale Quartiersversorgung.....	36
Abbildung 16: Flow-Chart zu Konzept 5.3 - zentrale Quartiersversorgung	37
Abbildung 17: Flow-Chart zu Konzept 6.3 - dezentrale Quartiersversorgung.....	39
Abbildung 18: Flow-Chart zum Referenzversorgungskonzept	40
Abbildung 19: Synthetischer Wärmelastgang für einen Beispieltag.....	41
Abbildung 20: Synthetischer Stromlastgang für einen Beispieltag.....	41
Abbildung 21: Einfluss der Kriteriengewichtungen auf den Overall Performance Score.....	65
Abbildung 22: Sensitivitätsanalyse Verbrauchskostenreduktion	70
Abbildung 23: Sensitivitätsanalyse CO ₂ -Emissionsreduktion.....	72
Abbildung 24: Sensitivitätsanalyse Autarkiegraderhöhung	73
Abbildung 25:Konzeptspezifische OPS zu Konzept 1	75
Abbildung 26: Batteriespeichereffekte Konzept 1 Einzelgebäudeversorgung.....	76
Abbildung 27: Quartierseffekte Konzept 1.1 (VK).....	77
Abbildung 28: Konzeptspezifische OPS zu Konzept 2.....	78
Abbildung 29: Quartierseffekte Konzept 2.1	79
Abbildung 30: Wärmespeichereffekte Konzept 2 Einzelgebäudeversorgung.....	79
Abbildung 31: Konzeptspezifische OPS zu Konzept 3	80
Abbildung 32: Quartierseffekte Konzept 3.1	81
Abbildung 33: Speichereffekte Konzept 3 Einzelgebäudeversorgung.....	82
Abbildung 34: Konzeptspezifische OPS zu Konzept 4.....	83
Abbildung 35: Quartierseffekte Konzept 4.3 (CO ₂)	84
Abbildung 36: Speichereffekte Konzept 4 Einzelgebäudeversorgung (CO ₂).....	85

Abbildung 37: Konzeptspezifische OPS zu Konzept 5	87
Abbildung 38: Quartierseffekte Konzept 5.2 (CO2)	88
Abbildung 39: Speichereffekte Konzept 5 Einzelgebäudeversorgung (CO2).....	89
Abbildung 40: Konzeptspezifische OPS zu Konzept 6.....	91
Abbildung 41: Quartierseffekte 6.1 (CO2).....	92
Abbildung 42: Energieströme je Systemkomponente zu Konzept 6.1 (CO2).....	92
Abbildung 43: Speichereffekte Konzept 6 zentrale Quartiersversorgung (CO2).....	94

II Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übersicht Energieversorgungskonzepte	29
Tabelle 2: Lastgangrandomisierung	42
Tabelle 3: Parametrierung PV-Anlage	44
Tabelle 4: Parametrierung Solarthermieanlage	45
Tabelle 5: Parametrierung Batteriespeicher	46
Tabelle 6: Parametrierung Wärmespeicher	47
Tabelle 7: Parametrierung Wärmepumpen.....	49
Tabelle 8: COP-Kennfeld Vitocal 350-G 351.B42 (S/W).....	49
Tabelle 9: COP-Kennfeld Vitocal 300-G Pro BW302.D180 (S/W)	49
Tabelle 10: Parametrierung Blockheizkraftwerke.....	50
Tabelle 11: Parametrierung Gaskessel	51
Tabelle 12: Parametrierung elektrischer Wärmeerzeuger	52
Tabelle 13: Parametrierung Nahwärmenetz.....	52
Tabelle 14: Angenommene Energiepreise, Vergütungen und Emissionen	55
Tabelle 15: Übersicht Optimierungsergebnisse zu Konzept 1	62
Tabelle 16: Übersicht Performance Scores zu Konzept 1	64
Tabelle 17: Übersicht Values zu Konzept 1	66
Tabelle 18: Übersicht Overall Performance Scores zu Konzept 1	66
Tabelle 19: Ausschnitt des Rankings	67

III Abkürzungsverzeichnis und Formelzeichen

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Beschreibung
BBSR	Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
COP	Coefficient of Performance
DWD	Deutscher Wetterdienst
ESyOpT	Energy Systems Optimization Tool
iKWK	Innovative Kraft-Wärme-Kopplung
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
MCDA	Multi-Criteria Decision Analysis
PV	Photovoltaik
SLP	Standardlastprofil

Formelzeichen

Formelzeichen	Einheit	Beschreibung
a	-	Alternative
a^-	-	Schlechtestmögliche Alternative
a^+	-	Bestmögliche Alternative
A	%	Autarkiegrad
AG	%	Autarkiegraderhöhung gegenüber Referenzsystem
b	-	Künstliche SWING-Alternative
b_i	-	Künstliche SWING-Alternative für Kriterium i
B_{Strom}	kWh	Aus öffentlichem Netz bezogene Strommenge
B_{Gas}	kg	Aus öffentlichem Netz bezogene Gasmenge
c_p	kJ/kgK	Wärmekapazität
CO_2	kg	CO ₂ -Emissionen
CO_2E	%	CO ₂ -Emissionsreduktion gegenüber Referenzsystem
e_{Strom}	kgCO ₂ /kWh	Spezifische CO ₂ -Emissionen Strom
e_{Gas}	kgCO ₂ /kgGas	Spezifische CO ₂ -Emissionen Gas
D	kW	Energiebedarf

E	kWh	Eingespeiste Strommenge
EV	€	Einspeisevergütung
f	-	Einspeisende Systemkomponente
g	-	Energieträger
h	-	Leistungsbereitstellende Systemkomponente
K	€	Verbrauchskosten
k_{Strom}	€/kWh	Spezifische Energiekosten Strom
k_{Gas}	€/kgGas	Spezifische Energiekosten Gas
Mf	kg/s	Massenstrom
p	€/kWh	Spezifische Stromeinspeisevergütung
P	kWh	Strommenge
PV_{Eigen}	kWh	PV-Eigenverbrauch
Q	kg	Gasmenge
Qf	kW	Wärmestrom
Qf_MAX_IN	kW	Maximal eingespeicherter Wärmestrom
Qf_MAX_OUT	kW	Maximal ausgespeicherter Wärmestrom
s_i	-	Performance Score zu Kriterium i
$s_{i,max}$	-	Maximaler Performance Score zu Kriterium i
$s_{i,min}$	-	Minimaler Performance Score zu Kriterium i
ST	kWh	Eigenerzeugter Solarthermiewärmeanteil
ST_{out}	kWh	Wärme-Output Solarthermieanlage
ST_{in}	kWh	Energieverbrauch Solarthermieanlage
t	-	Zeitschritt
T	K	Temperatur
v_i	-	Value des Performance Scores zu Kriterium i
V	-	Overall Performance Score
VK	%	Verbrauchskostenreduktion gegenüber Referenzsystem
w_r	-	SWING-Wert/Gewichtung für Kriterium r
$w_{i,sens}$	-	Sensitivitätsgewichtung für Kriterium i
x_n	-	Kriterium n
x_n^-	-	Schlechtesmögliche Ausprägung aller Kriterien n
x_n^+	-	Bestmögliche Ausprägung aller Kriterien n
Z	kW	Verfügbare Leistung

1 Einleitung

Der Klimaschutz ist eine zentrale Herausforderung unserer Zeit. Durch den Ausstoß von CO₂ tragen wir entscheidend zur Erderwärmung bei. 2015 einigten sich auf der UN-Klimakonferenz in Paris 197 Staaten auf ein globales Klimaschutzabkommen mit dem Ziel, die Erderwärmung im Vergleich zum vorindustriellen Zeitalter auf unter 2°C, möglichst auf maximal 1,5°C zu begrenzen. Auch die EU und Deutschland haben das Abkommen ratifiziert. (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2021e)

Im Einklang mit dem Pariser Klimaschutzabkommen entwickelte Deutschland 2016 den *Klimaschutzplan 2050* sowie 2019 das *Klimaschutzprogramm 2030*, in denen die klimaschutzpolitischen Grundsätze und Ziele der Bundesregierung zusammengefasst werden. Das darin formulierte Ziel, bis 2050 klimaneutral zu sein, wurde 2021 durch das *Bundes-Klimaschutzgesetz* verschärft und Klimaneutralität bis 2045 gesetzlich verbindlich gemacht. (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit 2021)

Mit 21,7 Mio Wohn- und Nichtwohngebäuden zeichnet der Gebäudesektor für etwa 30 % der deutschen Treibhausgasemissionen verantwortlich (Müller 2020, S. 119). Zur Dekarbonisierung des Gebäudesektors setzt Deutschland auf die Integration erneuerbarer Energien und auf Energieeffizienzsteigerungen (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2021d).

Im 7. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung wurde dazu ein Förderschwerpunkt auf den Forschungsbereich energieoptimierte Gebäude und Quartiere gelegt. Dabei steht neben der Entwicklung einzelner Technologien auch der systemische Ansatz zur Interaktion einzelner Energiesysteme untereinander im Mittelpunkt der Forschungsaktivitäten. Durch Kopplung der Sektoren Strom, Wärme und Mobilität besitzen speziell Quartiersansätze großes Dekarbonisierungspotenzial. (Müller 2020, S. 156) Dabei spielt besonders die Optimierung von Quartiersenergiekonzepten eine entscheidende Rolle bei der Nutzbarmachung von Quartierspotenzialen (Erhorn et al. 2010, S. 8). Ein Forschungsprojekt, das sich mit Gebäude- und Quartiersenergieversorgung unter Verwendung modellgestützter Energiesystemoptimierung befasst ist das Gemeinschaftsprojekt *SW.Developer* von Fraunhofer UMSICHT und den Stadtwerken Düsseldorf.

Als Energieversorger von über 600.000 Kunden stehen die Stadtwerke Düsseldorf durch die zunehmende Dezentralisierung des deutschen Energiesystems vor großen Herausforderungen hinsichtlich ihrer Strategie- und Portfolioausrichtung. *SW.Developer* hat zum Ziel, ein Bewertungstool für dezentrale Energieversorgungskonzepte zu entwickeln. Dazu sollen verschiedenste Energiekonzepte auf Gebäude- und Quartiersebene erarbeitet und optimiert werden. Durch ein Ranking-Verfahren soll dann aus einer Auswahl geeigneter Konzepte für ein individuelles Gebäude- oder Quartiersversorgungsgebiet der optimale Ansatz zur Energieversorgung bestimmt werden. Durch Analyse des gesamten Düsseldorfer Versorgungsgebietes sollen dann auf Basis von Vorkommenshäufigkeiten die Einsatzwahrscheinlichkeiten

der verschiedenen Versorgungskonzepte aggregiert werden, sodass sich Rückschlüsse im Hinblick auf eine Strategie-Neuausrichtung und Portfolioentwicklung der Stadtwerke Düsseldorf ergeben. (Fraunhofer UMSICHT 2021)

Die vorliegende Arbeit ist in *SW.Developer* eingebettet und stellt einen Teil der Projektentwicklungsarbeit dar. Sie gibt einen Einblick in die im Projekt zu entwickelnden Tools und Vorgehensweisen. Sie befasst sich mit dem Projektschwerpunkt der Optimierungsberechnungen und der anschließenden Bewertung von Gebäude- und Quartiersenergieversorgungskonzepten. Sie hat zum Ziel verschiedene Energieversorgungskonzepte hinsichtlich ihrer Betriebsweise zu optimieren und die berechneten Ergebnisse einer multikriteriellen Bewertung zu unterziehen. Die Optimierungsergebnisse sollen zusätzlich Aufschluss über Quartiereffekte gegenüber einer Einzelgebäudebetrachtung sowie über Effekte des Einsatzes von Wärme- und Stromspeichern liefern. Weiterhin sollen verschiedene Betriebsweisen der Energiesysteme analysiert und gegenübergestellt werden.

Nachfolgend wird die Gliederung und Vorgehensweise dieser Arbeit vorgestellt.

Zunächst erfolgt eine eingehende Erläuterung der grundlegenden Themen und Hintergründe dieser Arbeit. Darauf aufbauend wird in einem ersten Schritt ein beispielhaftes Versorgungsgebiet mit festgelegtem Wärme- und Strombedarf definiert. Für das definierte Versorgungsgebiet werden in einem zweiten Schritt sechs verschiedene nachhaltige Energieversorgungskonzepte konzipiert und modelliert. Jedes Konzept wird dabei, sofern es das jeweilige Konzept zulässt, in vier verschiedenen Varianten modelliert: ohne Energiespeicher, mit Wärmespeicher, mit Stromspeicher, mit Wärme- und Stromspeicher. Die erstellten Energiesysteme werden weiterhin für drei unterschiedliche Versorgungsstrukturen modelliert: Einzelgebäudeversorgung, zentrale Quartiersversorgung, dezentrale Quartiersversorgung. Jede Kombination einer Konzeptvariante mit einer Versorgungsstruktur stellt somit ein eigenes Energiesystem dar. Jedes modellierte Energiesystem wird in einem nächsten Schritt zwei Betriebsoptimierungsrechnungen unterzogen: einer Verbrauchskostenminimierung und einer CO₂-Emissionsminimierung. Somit ergeben sich für jedes modellierte Energiesystem zwei verschiedene Betriebsweisen.

Die optimierten Versorgungskonzepte werden dann unter Verwendung einer multikriteriellen Entscheidungsanalyse bewertet. Dazu sind geeignete Bewertungskriterien zu definieren und diese anhand einer geeigneten Methodik zu gewichten. Unter Berücksichtigung der Kriteriengewichtung wird ein Ranking der Energieversorgungskonzepte erstellt, sodass erkennbar ist, welches Konzept in welcher Variante sich für das definierte Versorgungsgebiet hinsichtlich der definierten Bewertungskriterien am besten eignet. Weiterhin werden die sechs Grundkonzepte einer Einzelanalyse unterzogen, in der konzeptspezifische Quartiers- und Speichereffekte ermittelt und die jeweiligen beiden unterschiedlichen Betriebsweisen konzeptindividuell gegenübergestellt werden.

2 Nachhaltige Energieversorgung

Die durch die Pariser Klimakonferenz ausgerufenen (United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) 2016, S. 4 ff.) und durch den Klimaschutzplan 2050 der Bundesrepublik Deutschland (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit 2019, S. 6 ff.) spezifischer definierten Klimaschutzziele erfordern zur Senkung der Treibhausgasemissionen die Umstrukturierung bestehender Energiesysteme.

Wichtigster Hebel ist hierbei die Umstellung der Energiewirtschaft weg von fossilen Energieträgern hin zu erneuerbaren Energien. Neben der Umstellung auf regenerative Energiequellen ist die Steigerung der Energieeffizienz als weiterer essenzieller Ansatzpunkt für eine nachhaltige Energiewirtschaft anzusehen. Besonders der *Sektorenkopplung* kommt hierbei eine entscheidende Rolle zu. (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2021f)

Die Umgestaltung der Energiewirtschaft von konventionellen, zentralen Energiesystemen hin zu kleinskaligen, dezentralen Energiesystemen bietet dabei einen bedeutsamen Ansatz.

2.1 Dezentrale Energiesysteme

Konventionelle Energieversorgung basiert auf zentralen, zumeist fossil betriebenen Versorgungseinheiten, die große Energiemengen in Form von Strom produzieren und dem Verbraucher über öffentliche Transmissions- und Verteilnetze zur Verfügung stellen. Ebenso wie die Stromversorgung wird auch die Wärmeversorgung klassischerweise über Gastransport- und -verteilnetze hin zum Endverbraucher sichergestellt. Typischerweise wird somit eine große Anzahl von Verbrauchern verteilt über ein großes Versorgungsgebiet mit zentral erzeugter Energie versorgt (Alanne und Saari 2006, S. 3).

In der heutigen, modernen Energieversorgung spielen neben zentralen Versorgungsstrategien zunehmend auch dezentrale Energieversorgungskonzepte eine wichtige Rolle (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2018). In den kommenden Jahren erfordert die Dekarbonisierung des Energiesektors eine Verdopplung der erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten, während gleichzeitig eine relevante Anzahl fossiler Großkraftwerke abzuschalten ist. Die Integration großer Mengen erneuerbarer Stromerzeugung in unser Energiesystem stellt daher neue Anforderungen an die Umsetzung der Energiewende. Zentrale, fossile Großkraftwerke werden künftig durch dezentrale Energiesysteme ersetzt. Dabei ist nicht nur der Versorgungssicherheit Rechnung zu tragen, sondern auch die mit erneuerbaren Energien einhergehende, stark zunehmende Dynamik in den Stromnetzen auszugleichen. (Müller 2020, S. 156)

Die Definition dezentraler Energiesysteme ist dabei nicht eindeutig festgelegt. Wichtige Indikatoren zur Unterscheidung zwischen zentralen und dezentralen Energiesystemen sind der Standort, die installierte Leistung, die Technologie, die Betriebsart sowie die Eigentumsverhältnisse einer Erzeugungsanlage

(Alanne und Saari 2006, S. 3). Dezentrale Energieerzeugung bezieht sich demnach auf kleine Erzeugungseinheiten (beispielsweise unter 200 kWe – hier werden in der Literatur verschiedene Referenzwerte angeführt), die sich am Ort des Verbrauchers befinden und die nur eine kleine Anzahl an Endverbrauchern versorgen (Alanne und Saari 2006, S. 3). Ein weiterer Ansatz zur Definition dezentraler Energieversorgung ist die Frage nach der Anbindung ans öffentlich Netz. Horenkamp et al. bestimmen dezentrale Energiesysteme daher als „Anlagen und Systeme, die an das Verteilungsnetz angebunden werden“ (Horenkamp et al. 2007, S. 11), nicht jedoch an das Transmissionsnetz. Dezentrale Versorgung kann daher als örtliche, verbrauchernahe Energieversorgungsform verstanden werden, die die zentrale Energieversorgung ergänzt und ggf. ersetzt. (Horenkamp et al. 2007, S. 11)

Die Vorteile dezentraler Energiesysteme sind dabei vielfältig. Sie reichen von technischen Aspekten (z. B. erhöhte Systemflexibilität) über wirtschaftliche Aspekte (z. B. geringe Betriebskosten) bis zu sozialen Aspekten (z. B. erhöhte Versorgungsunabhängigkeit). Durch die Einbindung und Kombination einer Vielzahl auf regenerativer Energieerzeugung basierender Technologien sorgen dezentrale Systeme für sektoregekoppelte Energieversorgung und somit für erhöhte Systemwirkungsgrade sowie für eine erhöhte Ausnutzung erneuerbarer Energiequellen (Fonseca et al. 2019, S. 5). Durch kurze Transportwege innerhalb eines dezentralen Energiesystems werden zudem Leitungsverluste reduziert und somit höhere Energieeffizienzen erreicht (Fonseca et al. 2019, S. 2).

2.2 Quartiersenergieversorgung

Dezentrale Energieversorgung lässt sich in der Praxis unter anderem in Form von Gebäude- oder Quartiersansätzen umsetzen und wird staatlich im Rahmen des 7. Energieforschungsprogrammes des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie gefördert (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2021a). Der Förderschwerpunkt „Gebäude und Quartiere“ fördert die Forschung und Entwicklung sowohl zu einzelnen Technologien als auch zum systemischen Zusammenwirken dieser Technologien untereinander (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2018).

Während die Gebäudeversorgung bereits implizit die Energieversorgung eines einzelnen Gebäudes beschreibt, ist der Begriff der Quartiersversorgung zunächst eine unscharfe Formulierung und bedarf einer genaueren Definition.

2.2.1 Definition „Quartier“

Dem Begriff „Quartier“ ist zunächst ohne Fokussierung auf den Bereich Energie zu begegnen. Der Begriff Quartier ist bereits seit einigen hundert Jahren gebräuchlich und wird vor allem verwendet, um administrative Bezeichnungen wie Bezirk, Distrikt oder Stadtteil zu vermeiden, die mit Blick auf reale, dem Alltag entwachsene Strukturen spalterische Wirkung haben können. Auch eine synonyme Verwendung des Quartiers-Begriffes für die Termini Gemeinde, Gemeinschaft oder Nachbarschaft findet praktische Anwendung (Schnur 2014, S. 37 f.).

Nach Schnur existieren zehn Attribute, durch die ein Quartier beschreibbar wird (Schnur 2014, S. 39) – dargestellt in Abbildung 1. Dies verdeutlicht die Komplexität der Begriffsdefinition für ein Quartier.



Abbildung 1: Attribute eines Quartiers
(eigene Darstellung in Anlehnung an (Schnur 2014, S. 39))

Eine tatsächliche, umfassende Definition für den Begriff Quartier findet sich aufgrund seiner Komplexität in der Literatur zwar kaum, jedoch finden sich einige Ansätze, die vor allem die Aspekte der „überschaubaren Wohnumgebung“ (Kremer-Preiß und Stolarz 2005, S. 11) und der „Sozialität des Raumes“ (Alisch 2002, S. 97) hervorheben. Schnur liefert auf Basis dessen mit folgendem Vorschlag einen umfassenderen Ansatz:

„Ein Quartier ist ein kontextuell eingebetteter, durch externe und interne Handlungen sozial konstruierter, jedoch unscharf konturierter Mittelpunkt-Ort alltäglicher Lebenswelten und individueller sozialer Sphären, deren Schnittmengen sich im räumlich-identifikatorischen Zusammenhang eines überschaubaren Wohnumfelds abbilden.“ (Schnur 2014, S. 43)

Die gegebenen Definitionen können unter anderem den Aspekt einer gemeinsamen (Quartiers-)Energieversorgung beinhalten.

2.2.2 Energetische Quartiere

Da im Rahmen dieser Arbeit ausschließlich energetische Aspekte fokussiert werden, eignet sich der Ansatz von (Dettmar et al. 2020, S. 11), der anstelle des „energetischen Quartieres“ den Begriff des „energetischen Stadtraumes“ verwendet und in diesem Zusammenhang verschiedene Stadtraumtypen definiert, die sich in ihren energetischen und baustrukturellen Eigenschaften voneinander unterscheiden.

Ergänzt werden die energetischen Stadträume um energetische Einzelgebäude wie beispielsweise Schulen oder Schwimmbäder (Dettmar et al. 2020, S. 14). Ein energetischer Stadtraumtyp ist dabei nicht anhand seiner Größe, sondern lediglich anhand seiner stadtmorphologischen und energetischen Kennwerte zu bestimmen (Dettmar et al. 2020, S. 14). Demzufolge kann ein energetisches Quartier beispielsweise aus nur zwei Einfamilienhäusern bestehen, es kann aber auch aus hunderten von Mehrfamilienhäusern bestehen.

Die Betrachtung eines energetischen Quartieres verspricht gegenüber der Einzelgebäude-Betrachtung Skalierungsvorteile. Viele energetische Maßnahmen zur Erreichung ausgerufenen Dekarbonisierungsziele, wie etwa Kraft-Wärme-Kopplung, lassen sich auf Gebäudeebene aufgrund hoher Kosten nur begrenzt umsetzen, können aber infolge der Kostendegression auf Quartiersebene in Kombination mit der Optimierung des Gesamtsystems wirtschaftlich werden und somit zu einer schnelleren und effizienteren Dekarbonisierung des Gebäudesektors beitragen (Erhorn et al. 2010, S. 7 f.). Hierbei kommt der Umstand zum Tragen, dass ein energetisches Quartier als eine energetische Einheit zu betrachten ist, wodurch sich größere Optimierungspotenziale als auf Gebäudeebene ergeben und somit ansonsten ungenutzte Effizienzpotenziale erkannt und genutzt werden können (Erhorn et al. 2010, S. 8).

Dabei ist anzumerken, dass ein entwickeltes Quartierskonzept nicht im Sinne einer Standardlösung eins zu eins auf ein anderes Quartier übertragbar ist, sondern für jedes Quartier anhand seiner individuellen energetischen Eigenschaften und Anforderungen ein individuelles Quartierskonzept zu entwickeln ist. Weiterhin sind Quartierslösungen aufgrund der Vielzahl zu berücksichtigender Stakeholder – beispielsweise Eigentümer, Bewohner, Netzbetreiber, Anlagenbetreiber, etc. – in ihrer Konzeption komplizierter und langwieriger als Einzelgebäudelösungen. (Erhorn et al. 2010, S. 8)

Da der Gebäudesektor deutschlandweit für 40 %, EU-weit für 36 % der CO₂-Emissionen verantwortlich zeichnet, hat die EU das Ziel, die Energieeffizienz des Gebäudebestandes sowie den Anteil erneuerbarer Energiequellen zu erhöhen. Im Einklang damit strebt Deutschland bis zum Jahr 2050 Klimaneutralität im Gebäudesektor an. (Müller 2020, S. 156)

Hierzu werden in Quartierslösungen große Dekarbonisierungspotenziale gesehen, weshalb in diesem Bereich großer Forschungsbedarf besteht. Demonstrationsprojekten kommt hierbei besondere Bedeutung zu, um einerseits Erkenntnisse über die Wechselwirkung zwischen einzelnen Systemkomponenten zu gewinnen und andererseits Potenziale integraler Lösungsansätze zu identifizieren. Zudem liefern Demonstrationsprojekte praktische Beispiele für die Konzeptionierung und Umsetzung von Quartierslösungen. (Müller 2020, S. 156)

Die Untersuchung und Quantifizierung möglicher Quartiereffekte für verschiedene Energieversorgungskonzepte auf Quartiersebene kombiniert mit optimierten Betriebsweisen der Anlagen sind ein Themenschwerpunkt dieser Arbeit und werden im Verlauf dieser Arbeit ausführlicher beleuchtet.

2.2.3 Energiequartiere in der Realität

In Kapitel 2.2.2 wurde die Wichtigkeit von Demonstrationsprojekten im Bereich energetischer Quartierslösungen bereits hervorgehoben. Eine Querauswertung der durch die Förderinitiative „Energiewendebauen“ geförderten Quartiersprojekte zeigt deutschlandweit 18 Quartiersprojekte auf, die insgesamt 29 Quartiere umfassen. Hinzu kommen weitere Quartiersprojekte, die sich mit Universitäts- und Forschungscampus beschäftigen, die innerhalb dieser Auswertung nicht berücksichtigt werden. (Müller 2020, S. 160)

Eine genauere Auswertung von 14 dieser Projekte ergab, dass innerhalb der Quartiersprojekte vor allem die Themengebiete Optimierung, Monitoring, integrale Planung, Sektorenkopplung sowie dezentrale Energieerzeugung und Einspeisung schwerpunktmäßig behandelt werden. Dabei werden die Quartiersprojekte überwiegend in Wohnsiedlungen umgesetzt, die sowohl aus Zeilenbebauungen mit Mehrfamilienhäusern, als auch aus Einfamilienhaus- und Doppelhaussiedlungen bestehen können. Zumeist liegt der Forschungsschwerpunkt dabei auf der kombinierten Betrachtung des Strom- und des Wärmesektors. Technologisch werden vor allem PV-Anlagen, Solarthermieanlagen, Wärmepumpen, BHKWs und Heizkessel in verschiedenen Kombinationen eingesetzt, die durch Wärme- und Stromspeicher ergänzt werden. (Müller 2020, S. 166)

Beispielquartier in Bochum-Weitmar: Projekt „ODH@Bochum-Weitmar“

Das Quartiersprojekt „ODH@Bochum-Weitmar“ (s. Abbildung 2, links) hat das Ziel einer „energieeffizienten und CO₂-minimierten Strom- und Wärmeversorgung“ einer aus mehreren Mehrfamilienhäusern bestehenden Wohnsiedlung (Fraunhofer UMSICHT 2020).



Abbildung 2: Quartier in Bochum (links: versorgte Wohnsiedlung; rechts: Energiezentrale)
(Vonovia 2021)

„ODH“ ist die Abkürzung für *Open District Hub*, einem gemeinnützigen Verein unter Führung mehrerer Fraunhofer Institute, der sich in Quartiersprojekten engagiert (van Laak 2021). Insgesamt werden durch

die Kombination von PV-Anlagen, Wärmepumpen, Wärme- und Stromspeichern, Spitzenlastkessel, Wasserstoff-Elektrolyseur und -Brennstoffzelle sowie Ladestationen für E-Mobilität 81 Wohnungen mit CO₂-neutraler Energie versorgt. Somit werden 60 % des Quartierswärmebedarfes über dezentral erzeugte, CO₂-freie Wärme abgedeckt. 25 % des benötigten Quartiersstrombedarfes werden über die auf den Gebäudedächern montierten Photovoltaikanlagen gewonnen (Vonovia 2021). Um eine wirtschaftlich und ökologisch optimierte Betriebsweise zu erreichen, wird in der neu errichteten Energiezentrale (s. Abbildung 2, rechts) ein selbstlernendes Energiemanagementsystem eingesetzt, das viertelstündlich die Prognosen beispielsweise für den Energiebedarf und die Stromerzeugung durch die PV-Anlagen aktualisiert. Auf Basis dieser Prognosen ergibt sich die optimale Betriebsführung des Energiesystems (Euro Heat&Power 2021). Gefördert wird das Projekt mit 6,2 Mio. Euro vom Land Nordrhein-Westfalen (Fraunhofer UMSICHT 2020).

2.3 Das Projekt „SW.Developer“

Wichtiger Hebel für die Erreichung der bundesweiten Klimaziele sind Deutschlands Städte und Kommunen. Viele von ihnen haben bereits eigene Klimaziele und Nachhaltigkeitsstrategien formuliert. Zur Bewältigung der damit einhergehenden wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Herausforderungen stehen ihnen dabei die lokal verwurzelten Stadtwerke als kommunale Energieversorger zur Seite. (Ernst & Young GmbH 2021, S. 6)

Die Stadt Düsseldorf hat sich im Jahr 2019 das Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2035 Klimaneutralität zu erreichen (Landeshauptstadt Düsseldorf 2021). Mit ihren über 600.000 Kunden in Düsseldorf versorgen die Stadtwerke Düsseldorf dabei einen großen Teil der örtlichen Energieverbraucher. (Stadtwerke Düsseldorf 2021)

Da sich das zukünftige Energiesystem zunehmend durch Dezentralität sowie durch starke Komplexität und Dynamik auszeichnet, sind Energieversorgungsunternehmen wie die Stadtwerke Düsseldorf gefordert, diesen neuen Gegebenheiten mit einer strategischen Neuausrichtung zu begegnen. Zu diesem Zweck und mit dem Ziel, das Stadtwerke-Produktportfolio an den „Zielen der Energiewende und der Entwicklung des energiewirtschaftlichen Umfeldes“ auszurichten, kooperieren Fraunhofer UMSICHT und die Stadtwerke Düsseldorf seit Januar 2020 in dem Projekt *SW.Developer*.

In *SW.Developer* entsteht ein auf Optimierungsberechnungen basierendes Technologiebewertungstool. Unter Verwendung des Bewertungstools lassen sich für Gebäude und Quartiere auf Grundlage ihrer individuellen Gegebenheiten geeignete nachhaltige Energieversorgungskonzepte für den jeweiligen Anwendungsfall identifizieren. Ausgehend von der Gebäude- oder Quartiersebene können diese Lösungsansätze in einem weiteren Schritt auf ganze Stadtbezirke hochskaliert werden, um die Konzeptionierung nachhaltiger städtischer Energiesysteme zu ermöglichen.

Ferner wird das Projekt so gestaltet, dass das geschaffene Bewertungstool letztendlich nicht nur für die Stadtwerke Düsseldorf, sondern bundesweit für sämtliche Stadtwerke und kommunale Energieversorger von Nutzen ist und Anwendung finden kann. (Fraunhofer UMSICHT 2021)

Diese Arbeit wird im Rahmen des Projektes *SW.Developer* erstellt und befasst sich mit dem Projektschwerpunkt der Optimierungsberechnungen und anschließenden Konzeptbewertung auf Gebäude- und Quartiersebene. Daher ist neben der in Kapitel 2.2.2 genannten Untersuchung und Quantifizierung von Quartiereffekten auch die multikriterielle Bewertung optimierter Energieversorgungskonzepte ein Themenschwerpunkt dieser Arbeit.

2.4 Herleitung Forschungsfragen

Um die gewaltigen Herausforderungen der Dekarbonisierung des Gebäudesektors bewältigen zu können, rücken zunehmend Quartiersenergiekonzepte in den Fokus der Aufmerksamkeit. Es besteht großer Forschungsbedarf hinsichtlich integraler Lösungsansätze. Speziell der Sektorenkopplung wird ein großes Dekarbonisierungspotenzial und gleichzeitig großer Forschungsbedarf zugeschrieben. (Müller 2020, S. 156)

Im Rahmen dieser Arbeit sollen daher anhand eines beispielhaften, repräsentativen Versorgungsgebietes Aussagen über mögliche Energieversorgungskonzepte sowie über denkbare Versorgungsstrukturen gewonnen werden.

Aufgrund vieler denkbarer Kombinationen verschiedener Technologien und Versorgungsstrukturen, die für die Versorgung eines definierten Versorgungsgebietes eingesetzt werden können, stellt sich stets die Frage, welches Versorgungskonzept aus einer Auswahl von Konzepten sich am besten für den vorliegenden Versorgungsfall eignet. Auf Basis des definierten Versorgungsgebietes sowie einer definierten Auswahl an in Frage kommenden Energieversorgungskonzepten lautet die erste Forschungsfrage daher:

1. Welches der definierten Energieversorgungskonzepte eignet sich hinsichtlich ökonomischer, ökologischer und sozioökonomischer Kriterien für das vorliegende Energieversorgungsgebiet am besten?

Da jedes Versorgungskonzept jeweils in unterschiedlichen Versorgungsstrukturen ausgeführt werden kann, gilt es zu beurteilen, welche Versorgungsstruktur sich wie auf das jeweilige Versorgungskonzept auswirkt. Die zweite im Rahmen dieser Arbeit zu beantwortende Forschungsfrage lautet daher:

2. Welche ökonomisch-ökologischen Effekte bringen Quartierslösungen verglichen mit konventionellen Einzelgebäudelösungen für die betrachteten Energieversorgungskonzepte mit sich?

Weiterhin kann jedes der betrachteten Energieversorgungskonzepte im Sinne einer erhöhten Energieausnutzung mit Wärme- oder Stromspeichern kombiniert werden. Bei der Konzeptionierung der Systeme gilt es zu klären, welche Energiespeichermöglichkeit für das jeweilige Konzept am geeignetsten ist. Die dritte Forschungsfrage lautet daher:

3. Welche ökonomisch-ökologischen Effekte hat der Einsatz von Wärme- und Stromspeichern auf die betrachteten Energieversorgungskonzepte?

Jedes der Energieversorgungskonzepte lässt sich in unterschiedlichen Betriebsweisen betreiben, die jeweils unterschiedliche Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit und die Umweltverträglichkeit mit sich bringen. Die Auswirkungen der verschiedenen Betriebsweisen gilt es daher zu quantifizieren. Als vierte Forschungsfrage gilt demnach zu beantworten:

4. Welche ökonomisch-ökologischen Effekte haben unterschiedliche Betriebsweisen auf die betrachteten Energieversorgungskonzepte?

Zur Beantwortung der Forschungsfragen werden sechs verschiedene Energieversorgungskonzepte konzipiert, über die der gesamte Energiebedarf des definierten Versorgungsgebietes zu decken ist. Die konzipierten Energieversorgungskonzepte werden für verschiedene Versorgungsstrukturen und in verschiedenen Varianten modelliert und hinsichtlich unterschiedlicher Zielgrößen betriebsoptimiert. Unter Verwendung einer Bewertungsmethodik werden die berechneten Ergebnisse hinsichtlich ihrer Eignung für das definierte Versorgungsgebiet bewertet, sodass sich eine Entscheidungsempfehlung ableiten lässt. Die Berechnungsergebnisse werden unter Berücksichtigung unterschiedlicher Betriebsweisen zur Quantifizierung von Quartierseffekten sowie von Energiespeichereffekten analysiert. Die zur Beantwortung der Forschungsfragen gewählte Vorgehensweise wird in den nachfolgenden Kapiteln eingehend erläutert.

3 Grundlagen der Modellierung und Optimierung

Das in Kapitel 2.2.2 beschriebene Potenzial energetischer Quartierslösungen zur Dekarbonisierung des Gebäudesektors basiert neben Skalierungseffekten infolge von Kostendegression vor allem auf Optimierungseffekten des Energiesystems (Erhorn et al. 2010, S. 8).

Die Ergebnisse der innerhalb dieser Arbeit durchzuführenden Optimierungsberechnungen der betrachteten Energieversorgungskonzepte liefern einerseits die Grundlage für die Bestimmung von Quartiers- und Speichereffekten und stellen andererseits die Entscheidungsalternativen für die in Kapitel 4 beschriebene multikriterielle Bewertung und Entscheidungsanalyse dar.

Nachfolgend wird die im Rahmen dieser Arbeit Anwendung findende Optimierungsart beschrieben, bevor die für die Modellierung und Optimierung verwendeten Frameworks und Modelle vorgestellt werden.

3.1 Gemischt-ganzzahlige lineare Optimierung

Das methodische Vorgehen zur Lösung praktischer Probleme hoher Komplexitätsgrade besteht darin, ein gegebenes praktisches Problem in einem mathematischen Modell abzubilden, also unter Verwendung von Variablen und Abhängigkeiten zu formulieren. Gelöst wird das formulierte Modell von einem Solver. (Kallrath 2013, S. 3)

Bei den im Rahmen dieser Arbeit aufgestellten Energiesystemmodellen handelt es sich um *gemischt-ganzzahlige lineare Optimierungsprobleme* (engl.: mixed integer linear programming; Abk. „MILP“). Ganzzahlige bzw. gemischt-ganzzahlige Optimierungsprobleme zeichnen sich durch die Tatsache aus, dass bei ganzzahligen Problemen alle, bei gemischt-ganzzahligen Problemen zumindest einige Variablen ganzzahlig oder diskret sein müssen. (Kallrath 2013, S. 1 f.) Weiterhin sind bei der gemischt-ganzzahligen linearen Optimierung (engl.: Mixed Integer Linear Programming, Abk.: „MILP“) die Zielfunktionen und die Beschränkungen – als Alternativbezeichnung findet auch der englische Begriff „Constraints“ in deutscher Literatur Anwendung – in linearer Form gegeben. Der durch die Constraints definierte Lösungsraum entspricht dabei einem Polyeder, dessen optimale Lösung sich in einem seiner Eckpunkte befindet. Der Solver wendet ein Verfahren an, z. B. das Simplexverfahren zur Lösung linearer Optimierungsprobleme, um die der Zielfunktion(en) entsprechende optimale Lösung zu finden, indem es die Ecken des Polyeders iterativ nach der besten Lösung absucht. (Kallrath 2013, S. 4)

Eine Beschreibung der in dieser Arbeit durchgeführten Optimierungen anhand der verwendeten Zielfunktionen und Constraints erfolgt in Kapitel 5.3.

3.2 Open Energy Modelling Framework

Die Modellierung der Energieversorgungskonzepte – jedes Konzept ist ein zu modellierendes Energiesystem – geschieht über das UMSICHT-eigene *Energy Systems Optimization Tool* („ESyOpT“), welches auf dem *Open Energy Modelling Framework* („oemof“) basiert. Mit *ESyOpT* lassen sich ausschließlich Betriebsoptimierungen durchführen, weshalb im Rahmen dieser Arbeit keine Kapazitätsoptimierung der Anlagen eines Energiesystems, auch Strukturoptimierung genannt, in die Betrachtung miteinfließt. Das Open-Source-Framework *oemof* basiert auf der Python-Bibliothek *pyomo* („Python Optimization Modelling Objects“), welche die Formulierung von Optimierungsproblemen durch algebraische Gleichungen zulässt und dabei gängige Solver für gemischt-ganzzahlige lineare Optimierungsprobleme unterstützt – insbesondere die beiden im Rahmen dieser Arbeit verwendeten Solver *CPLEX* und *Gurobi* (Nagel 2019, S. 55).

Oemof bietet eine Zusammenstellung von Python-Bibliotheken für die Modellierung von Energiesystemen. Ursprünglich als einzelne Bibliothek für die Modellierung von Wärme- und Stromsystemen entwickelt, ist es heute in verschiedene Pakete unterteilt, die sich jeweils für unterschiedliche Arten der Energiesystemmodellierung eignen. Die bekannteste und auch in dieser Arbeit genutzte *oemof*-Bibliothek *oemof-solph* wird für die Modellierung linearer und gemischt-ganzzahlig linearer Optimierungsprobleme verwendet. (oemof developer group 2021a)

Für die Modellierung eines definierten Energiesystems bietet *ESyOpT* bzw. *oemof-solph* die Klassen *Bus*, *Source*, *Sink*, *Transformer* und *Storage*, auf deren Basis wiederum einzelne Objekte erstellt werden können, die in der Modellierung als Komponenten des Energiesystems genutzt werden. Abbildung 3 zeigt ein beispielhaftes Energiesystem, das aus einzelnen Komponenten dieser Klassen erstellt ist.

Ein *Bus*-Objekt stellt einen Übertragungsweg, beispielsweise ein Stromnetz dar. Per se ist ein *Bus* nicht verlustbehaftet, sodass Input und Output eines *Bus*-Objektes in jedem Zeitschritt ausgeglichen sind. Ein *Source*-Objekt dient als Energiequelle, kann also nur Energie abgeben, jedoch nicht aufnehmen. Eine *Source* kann beispielsweise eine PV-Anlage oder bei der Betrachtung eines Gebäudes oder Quartiers auch das öffentliche Stromnetz sein. Ein *Sink*-Objekt ist das Gegenteil einer *Source*, also ein Objekt, das Energie nicht abgeben, sondern nur aufnehmen kann. Ein *Sink* ist eine Energiesenke, also beispielsweise ein Energieverbraucher oder ein Ablass für Überschussenergie. Ein *Transformer*-Objekt stellt einen Energiewandler dar, der mehrere Input- und Output-Energieströme haben kann und Verluste, Wirkungsgrade und Umwandlungsfaktoren berücksichtigt. Ein Beispiel für einen *Transformer* ist eine Wärmepumpe, die elektrische Energie aufnimmt und diese Energie unter Berücksichtigung von Verlusten als Wärmeenergie wieder abgibt. Ein *Storage*-Objekt kann Energie in jedem Zeitschritt unter Berücksichtigung von Wirkungsgraden entweder ein- oder ausspeichern. Hinzu kommt die Klasse *Flow*, worüber Energieströme zwischen den einzelnen Komponenten abgebildet werden. (oemof-developer-group 2021b)

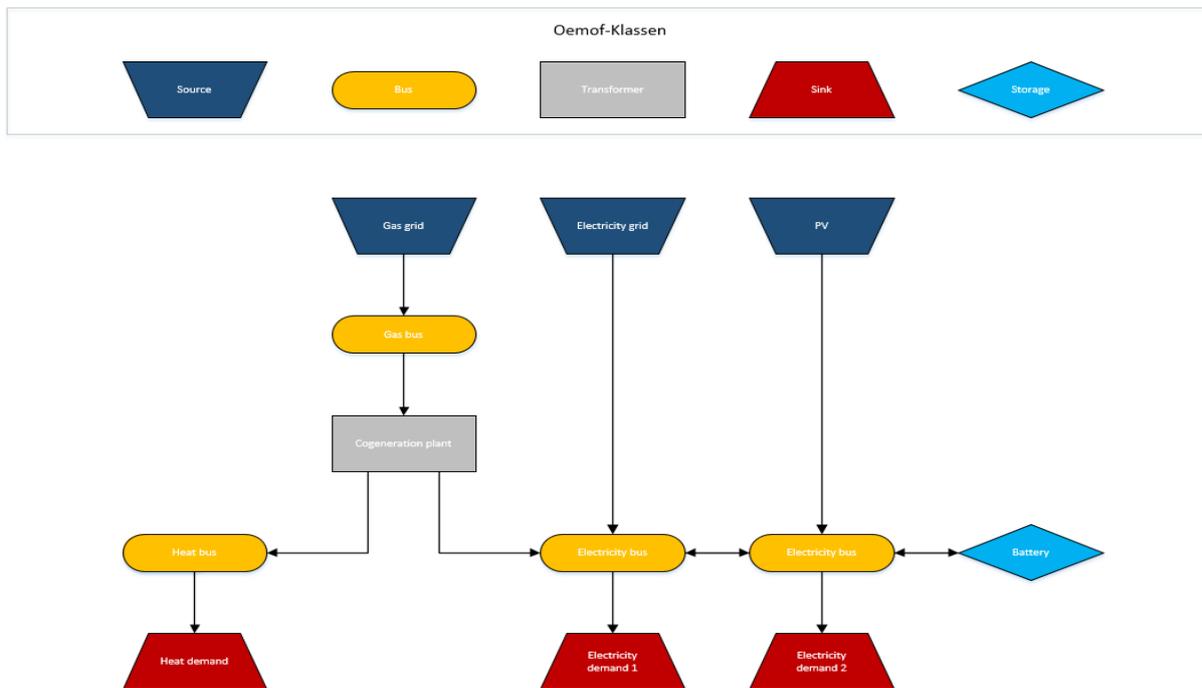


Abbildung 3: oemof-solph-Klassen und beispielhaftes Energiesystem (oemof-developer-group 2021b)

3.3 Übertragung physikalischer Energiesysteme in ESyOpT-Optimierungsmodelle

Ein Modell ist eine spezielle Abbildung der Realität. Da nur die Realität selbst sich selbst verlustfrei darstellt, ist jede Form von Modellbildung mit Informationsverlust behaftet (Kallrath 2013, S. 7). Dieser Informationsverlust entsteht beispielsweise durch gewisse Vereinfachungen oder Annahmen, die zu treffen sind, um ein Modell lösbar zu machen. Je größer der Realitätsgrad eines Modells, desto mehr Variablen und Constraints enthält dieses Modell und desto höher ist somit der Rechenaufwand zur Lösung des Modells. (Kallrath 2013, S. 9 ff.). Die vorhandenen Komponenten zur Erstellung von Energiesystemen innerhalb des UMSICHT-eigenen Optimierungstools *ESyOpT* enthalten daher ebenfalls gewisse Annahmen und Vereinfachungen, die nachfolgend komponentenweise erläutert werden.

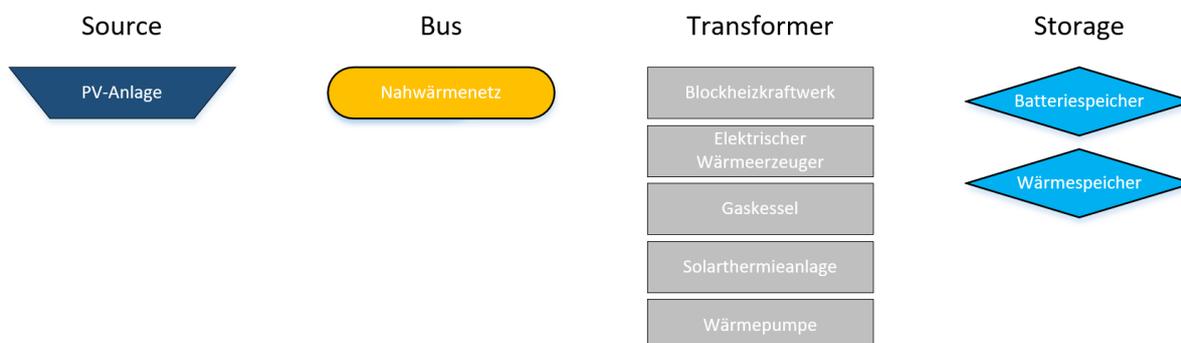


Abbildung 4: verwendete ESyOpT-Komponenten (eigene Darstellung)

Die im Rahmen dieser Arbeit verwendeten ESyOpT-Modellkomponenten finden sich in Abbildung 4.

Batteriespeicher:

Das verwendete ESyOpT-Batteriespeichermodell „BatteryStorage“ ist, obwohl es als Speicher fungiert, ein Objekt der oemof-Klasse *Transformer*. Der Batteriespeicher kann in jedem Zeitschritt begrenzte Energieströme in Form von elektrischer Leistung aufnehmen und abgeben. Die Ein- und Ausspeicherung erfolgt unter Berücksichtigung von Verlusten, die durch die konstanten Wirkungsgrade η_{in} bzw. η_{out} quantifiziert werden. Außerdem werden Bereitschaftsverluste pro Zeitschritt speicherstandsunabhängig über den Wirkungsgrad η_{sto} berücksichtigt. Über den Faktor SOC_{max} wird weiterhin der maximal nutzbare Anteil der Gesamtspeicherkapazität angegeben. Elektrischer Eigeneverbrauch wird nicht berücksichtigt.

Blockheizkraftwerk:

Das eingesetzte ESyOpT-BHKW-Modell „LoadDependentCHP“ ist ein Objekt der oemof-Klasse *Transformer*. Es wandelt chemische, durch einen Kraftstoff zugeführte Energie in elektrische Energie und Wärmeenergie um. Dem Kraftstoff ist dabei ein konstanter Heizwert zuzuordnen. Es existiert nur ein Freiheitsgrad, d. h. elektrischer und Wärmeoutput sind aneinandergeschaltet. Es werden zwei Grenzbetriebspunkte, ein oberer Betriebspunkt P_{nom} und ein unterer Betriebspunkt P_{par} , des Blockheizkraftwerkes definiert, die sich jeweils auf den elektrischen Output beziehen. Für beide Grenzbetriebspunkte sind jeweils ein elektrischer Wirkungsgrad und Wärmewirkungsgrad zu definieren. Der Betrieb ist variabel zwischen diesen beiden Grenzbetriebspunkten möglich, wobei für jeden Betriebspunkt zwischen oberem und unterem Grenzbetriebspunkt die jeweiligen Umwandlungsfaktoren linear interpoliert werden. Weiterhin wird angenommen, dass keine minimale Uptime oder Downtime bestehen, sprich das BHKW kann für beliebig kleine Zeitschritte eingeschaltet oder heruntergefahren werden. Außerdem wird keine maximale Anzahl an Anfahrvorgängen berücksichtigt, das BHKW kann also beliebig oft eingeschaltet werden. Ebenfalls vernachlässigt wird ein Leistungsgradient, weshalb die Leistung von einem Zeitschritt zum nächsten beliebig stark variieren kann, es also keine maximale Lastrampe gibt, weder positiv noch negativ.

Elektrischer Wärmeerzeuger:

Das verwendete ESyOpT-Modell des elektrischen Wärmeerzeugers „ElectricBoiler“ ist ein Objekt der oemof-Klasse *Transformer*. Es wandelt elektrische Energie unter Berücksichtigung eines konstanten thermischen Wirkungsgrades η_{th} in Wärmeenergie um. Hilfsleistungen von Pumpen, Sensoren o. ä. werden vernachlässigt. Die Wärmeleistung des elektrischen Wärmeerzeugers ist variabel zwischen 0 und 100 % der definierten Nennwärmeleistung. Weiterhin kann der Wärmeerzeuger in jedem Zeitschritt anfahren oder herunterfahren und es gibt keine maximale Anzahl an Anfahrvorgängen. Da auch kein

maximaler positiver oder negativer Leistungsgradient berücksichtigt wird, kann die Leistung des elektrischen Wärmeerzeugers zwischen zwei Zeitschritten beliebig variieren.

Gaskessel:

Das eingesetzte ESyOpT-Gaskesselmodell „GasBoiler“ ist ein Objekt der oemof-Klasse *Transformer*. Es wandelt chemische Energie, zugeführt über den Kraftstoff Gas, unter Berücksichtigung eines konstanten thermischen Wirkungsgrades η_{th} und eines konstanten Heizwertes in Wärmeenergie um. Ferner sind die minimale sowie die maximale Wärmeleistung des Gaskessels als obere und untere Leistungsgrenzen anzugeben. Hilfsleistungen für Pumpen, Sensoren, o. ä. werden ebenso vernachlässigt wie die thermische Trägheit des Systems. Die Wärmeleistung des Gaskessels kann frei zwischen 0 und 100 % der definierten Nennleistung variieren, wobei der Gaskessel jederzeit und beliebig oft an- und herunterfahren kann und keine maximalen Lastrampen, weder positive noch negative, existieren.

Nahwärmenetz:

Das eingesetzte ESyOpT-Nahwärmenetzmodell „SimpleHeatGrid“ ist ein Objekt der Klasse *Bus*. Das Nahwärmenetz transportiert Wärmeenergie verlustbehaftet von einer vorgelagerten zu einer nachgelagerten Komponente des Energiesystems. Es ist charakterisiert durch einen konstanten, temperatur- und wärmestromunabhängigen Verlustfaktor.

Photovoltaikanlage:

Die verwendete ESyOpT-Photovoltaikanlage „PVPlant“ ist ein Objekt der oemof-Klasse *Source*. Es nimmt Energie in Form von direkter und diffuser Strahlung auf und wandelt diese unter Berücksichtigung der Umgebungstemperatur, der Windgeschwindigkeit, des Albedo-Wertes, sowie der Lokalität und Ausrichtung der Anlage in elektrische Energie um und stellt sie dem Energiesystem zur Verfügung. Als Nennleistung ist eine maximal mögliche elektrische Leistung der PV-Anlage zu definieren. Vernachlässigt werden Verschattungs- und Alterungseffekte.

Solarthermieanlage:

Das ESyOpT-Modell „SolarThermalCollector“ ist ein Objekt der oemof-Klasse *Transformer*. Es nimmt Sonnenenergie in Form von Strahlung auf und wandelt diese unter Verwendung elektrischer Energie in Wärmeenergie um. Aufgrund des berücksichtigten elektrischen Eigenenergieverbrauches für Pumpen und Messeinrichtungen ist die Solarthermieanlage nicht als *Source*, sondern als *Transformer* implementiert. Der Eigenverbrauch der Anlage wird dabei als konstanter Anteil der Output-Leistung angegeben. Die Berechnung des Wärmeoutputs basiert auf der Kollektorfläche, der Lokalität, der Ausrichtung, dem optischen Wirkungsgrad, dem linearen und dem quadratischen Wärmedurchgangskoeffizienten als Verlustbeiwerte sowie der Kollektoreintritts- und austrittstemperatur. Durch die Festlegung einer konstante

Kollektorein- und –austrittstemperatur wird ein statischer Betrieb der Anlage angenommen. Die Möglichkeit eines Hoch- und Runterfahrens der Anlage wird nicht berücksichtigt. Überschüssig produzierte Wärmeenergie, die nicht durch Verbraucher abgenommen wird, wird in dem Modell über eine integrierte Wärmesenke abgeführt, um die Energiebilanz auszugleichen. Dies ist der Tatsache geschuldet, dass eine Abschaltung der Anlage zur Vermeidung von Überschusswärmeproduktion nicht möglich ist.

Wärmepumpe:

Das verwendete ESyOpT-Wärmepumpenmodell „VariableCOPHeatPump“ ist ein Objekt der oemof-Klasse *Transformer*. Es nutzt elektrische Energie zur Bereitstellung von Wärmeenergie. Die anzugebende minimale und maximale elektrische Aufnahmeleistung definieren den Arbeitsbereich der Wärmepumpe. Zur Berechnung der Relation zwischen Elektrizitäts-Input und Wärmeenergie-Output ist ein COP-Kennfeld (COP = Coefficient of Performance) zu definieren, welches mehrere COP-Werte abbildet, die jeweils von der Umgebungs- (T_{source}) und der zu leistenden Vorlauftemperatur (T_{supply}) abhängen. Auf Basis dieses COP-Kennfeldes berechnet sich je nach vorherrschender Umgebungs- und Vorlauftemperatur im jeweiligen Zeitschritt über lineare Interpolation der jeweilige Coefficient of Performance der Wärmepumpe. Das Wärmepumpenmodell enthält keine Lastrampenbeschränkung, wodurch die Leistung zwischen zwei Zeitschritten innerhalb der festgelegten Arbeitsbereich beliebig variieren kann.

Wärmespeicher:

Das eingesetzte ESyOpT-Wärmespeichermodell „ThermalStorage“ ist – analog zum Batteriespeichermodell – obwohl es als Speicher fungiert, ein Objekt der oemof-Klasse *Transformer*. Der Wärmespeicher kann in jedem Zeitschritt Energieströme in Form von Wärmeenergie aufnehmen und abgeben. Die maximalen Ein- und Ausspeicherleistungen begrenzen dabei die Aufnahme- und Abgabefähigkeit des Speichers. Über das Volumen, die Dichte, die Wärmekapazität sowie die minimale und maximale Betriebstemperatur des Speichers berechnet sich die maximale Speicherkapazität. Weiterhin wird die Umgebungstemperatur sowie der volumenbezogene Wärmedurchgangskoeffizient U_{sto} herangezogen, um die jeweiligen Bereitschaftsverluste je Zeitschritt zu berechnen. Nicht berücksichtigt werden die Temperaturniveaus der ein- und ausgespeicherten Wärme sowie die Betriebstemperatur des Wärmespeichers im jeweiligen Zeitschritt. Dies liegt darin begründet, dass oemof bzw. ESyOpT Wärmeenergie nur anhand ihrer Gesamtenergieströme bilanziert, jedoch nicht in der Lage ist, Wärmeenergie anhand ihres Temperaturniveaus in Bezug zur Umgebungstemperatur zu bilanzieren. Ebenfalls nicht berücksichtigt werden daher Schicht- und Vermischungseffekte des eingespeicherten Warmwassers, der Wärmespeicher wird als homogen angenommen.

4 Multikriterielle Entscheidungsanalyse

Die in Kapitel 3 beschriebene Energiesystemoptimierung liefert für jedes berechnete Energieversorgungskonzept betrieboptimierte Berechnungsergebnisse. Jedes berechnete Energieversorgungskonzept stellt somit eine (Handlungs-)Alternative dar. Auf Grundlage der erzeugten Alternativen ist eine analytische Bewertung durchzuführen, um Konsequenzen in Form von Handlungsempfehlungen aus den gewonnenen Ergebnissen ziehen zu können. Die multikriterielle Entscheidungsanalyse (engl.: Multi-Criteria Decision Analysis; Abk.: „MCDA“) dient dabei als Methodik zur Erstellung eines Rankings der Alternativen und unterstützt somit bei der finalen Entscheidungsfindung.

4.1 Das Problem der Entscheidungsfindung

Entscheidungsprobleme sind oftmals zu komplex, um sie allein mit menschlichem Sachverstand lösen zu können. Ihre Komplexität lässt sich anhand folgender möglicher Charakteristiken darstellen (Eisenführ et al. 2010, S. 1 f.):

- Zukunftsunsicherheiten, z. B. Preisentwicklungen oder Technologiefortschritte
- Zielkonflikte, z. B. durch Berücksichtigung unterschiedlicher Interessenslagen oder durch divergierende Zielkriterien wie zu minimierende Kosten und zu minimierende CO₂-Emissionen
- Anzahl an Alternativen: zu wenige Alternativen führen zu keiner zufriedenstellenden Option, zu viele Alternativen zu Unübersichtlichkeit und Überforderung bei der Entscheidungsfindung

Zunehmende Komplexität in der Bewertung von Alternativen und in der Entscheidungsfindung verlangt daher nach integrierten Verfahren (Bertsch 2021a, S. 2) zur systematischen und konsistenten Verarbeitung relevanter Informationen. So werden unscharfe und widersprüchliche Erwartungen und Ziele quantifiziert und zusammengeführt (Bertsch 2021a, S. 18), um die vorhandenen Alternativen konsistent bewerten zu können (Eisenführ et al. 2010, S. 3).

In der Entscheidungsfindung kommt dem Begriff der Rationalität dabei eine wesentliche Rolle zu. Ein strukturierter, rationaler Prozess kann die Entscheidungsfindung unterstützen und die Chancen auf gute Entscheidungsergebnisse erhöhen (Bertsch 2021a, S. 10). Gleichzeitig gilt es jedoch immer, zwischen Rationalität und Erfolg in der Entscheidungsfindung zu unterscheiden. Eine stark rational getroffene Entscheidung ist nicht gleichbedeutend mit einer erfolgreichen Entscheidung, sie erhöht lediglich die Chancen auf diese. Dennoch sollte es in einem komplexen Entscheidungsprozess immer das Ziel sein, die Entscheidung so rational wie möglich zu treffen. (Eisenführ et al. 2010, S. 4 f.)

4.2 Multi-Criteria Decision Analysis als rationaler Ansatz zur Entscheidungsfindung

Um möglichst rationale Lösungen für komplexe Entscheidungsprobleme zu erhalten, sollte eine gut strukturierte, transparente und verlässliche Vorgehensweise gewählt werden (Cinelli et al. 2014, S. 3). Hierzu eignet sich die Methodik der Entscheidungsanalyse (englisch: Decision Analysis; Abk.: „DA“) als unterstützendes Element (Bertsch 2021a, S. 13). Decision Analysis basiert auf probabilistischen Rahmenbedingungen und –vorgaben, die eine qualitativ hochwertige und logische Diskussion eines Entscheidungsproblems ermöglichen und dem Entscheider somit zu einer klaren und überzeugten Entscheidungsfindung verhelfen (Bertsch 2021a, S. 7). Dabei zielt DA darauf ab, Bewertungen möglichst objektiv zu bestimmen und gleichzeitig die stets vorhandene Subjektivität innerhalb einer Entscheidungsfindung zu verdeutlichen, um diese so gut wie möglich steuern zu können (Bertsch 2021a, S. 9). Da Entscheidungen letztendlich immer auf Subjektivität beruhen – beispielsweise auf subjektiven Erwartungen, Zielen oder Präferenzen – kann es auch unter Zuhilfenahme von Entscheidungsanalysetools niemals eine *objektiv richtige* Entscheidung geben (Bertsch 2021a, S. 11).

Eine zunehmend verbreitete Methodik zur Entscheidungsfindung ist die multikriterielle Entscheidungsanalyse (Linkov 2021, S. 4). Multi-Criteria Decision Analysis eignet sich in unterschiedlichsten Kontexten als Entscheidungsanalysetool und wird unter anderem häufig zur Lösung ökonomisch-ökologischer Entscheidungsprobleme verwendet (Linkov 2021, S. 5). Dabei unterstützt es Entscheider dabei, ein Entscheidungsproblem mit mehreren zueinander in Konflikt stehenden Entscheidungskriterien, beispielsweise zu minimierenden Kosten und zu minimierenden Emissionen, anhand ihrer Präferenzen lösen zu können (Ehrgott et al. 2010, S. 40). Eine Auswertung von Eisenführ zeigt, dass der Bereich Energiewirtschaft einer der Hauptanwendungsbereiche der Entscheidungsanalysemethodik ist (Eisenführ et al. 2010, S. 13). Anwendungsgebiete innerhalb der Energiebranche sind dabei beispielsweise die Planung erneuerbarer Energien, die Ausnutzungsplanung von Energieressourcen, das Gebäudeenergiemanagement, das Transportenergiemanagement, Planungen von Elektrizitätswerken oder Planungen weiterer Energieprojekte (Ehrgott et al. 2010, S. 42).

Nach Linkov (2021, S. 4) lässt sich die MCDA in die in Abbildung 5 dargestellten fünf Grundschritte unterteilen. Bertsch (2021a, S. 18) wählt eine sehr ähnliche, jedoch leicht abgewandelte Einteilung in vier Grundschritte. Die inhaltliche Vorgehensweise ist bei beiden Ansätzen gleich. Nachfolgend werden die fünf Grundschritte nach Linkov (2021) eingehender beleuchtet.



Abbildung 5: Fünf Grundschritte der Multi-Criteria Decision Analysis
(eigene Darstellung)

Der erste Schritt der multikriteriellen Entscheidungsanalyse ist die **Problemidentifizierung**. Das Problem wird unter Berücksichtigung aller Stakeholder in seiner Struktur definiert, ohne es quantitativ zu beschreiben.

Der zweite Schritt, die **Problemstrukturierung**, beinhaltet die Erarbeitung und Definition der Alternativen, zwischen denen eine Entscheidung zu treffen ist, und der Kriterien, durch die die Alternativen zu beschreiben und anhand derer sie letztendlich zu bewerten sind. Die Kriterienauswahl ist somit die wichtigste Grundlage für die spätere Entscheidungsfindung. Bei der Bestimmung der Alternativen gilt es, wie in Kapitel 4.1 beschrieben, zu beachten, weder zu viele, noch zu wenige Alternativen zu definieren, um einerseits keine Unübersichtlichkeit und keine zu hohe Komplexität zu erzeugen und andererseits die Möglichkeit auf eine zufriedenstellende Lösungsalternative zu erhalten. Hinsichtlich der Bestimmung der Kriterien ist zu beachten, dass die Kriterien direkt mess- oder bestimmbar, unmissverständlich sowie eindeutig sind und das zu lösende Entscheidungsproblem umfassend abbilden (Bertsch 2021a, S. 26). Zur Strukturierung des Entscheidungsproblems eignet sich die Anfertigung eines Attribute-Baums – beispielhaft dargestellt in Abbildung 6.

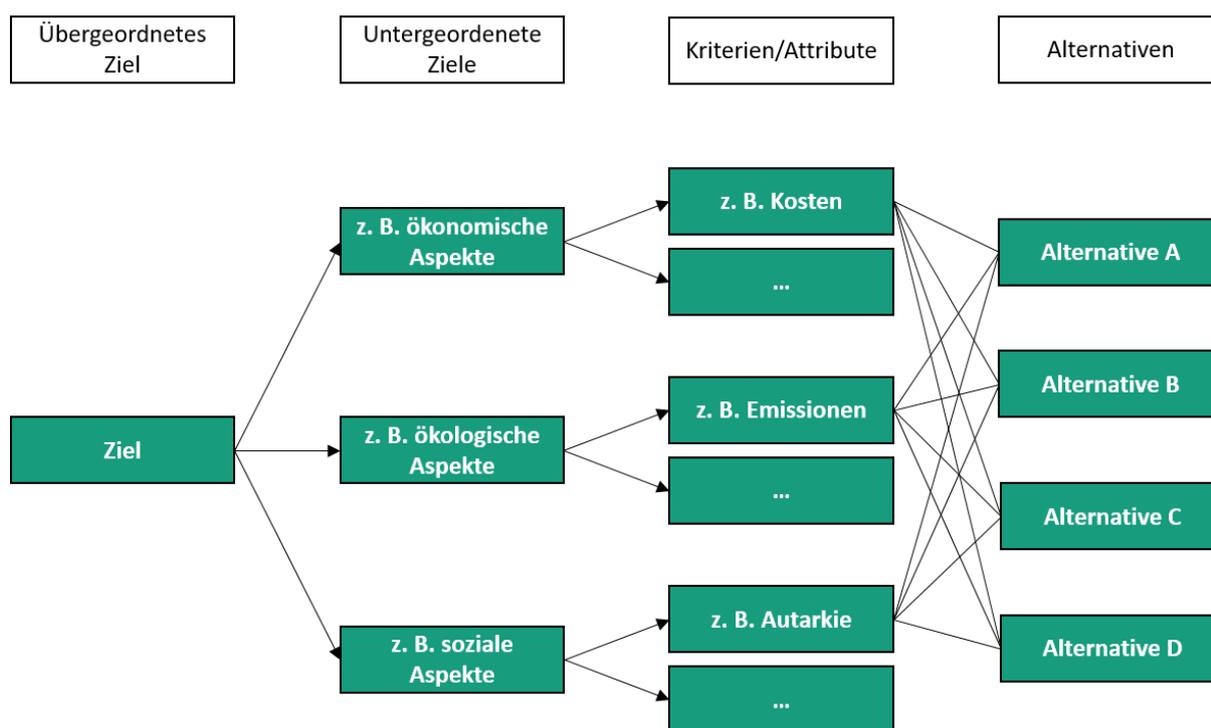


Abbildung 6: Attribute-Baum zur Problemstrukturierung
(eigene Darstellung in Anlehnung an (Bertsch 2021a, S. 3))

Im dritten Schritt, **Modellaufbau und Präferenzbestimmung**, sind die Alternativen und Kriterien mit konkreten Werten zu belegen. Beispielsweise kostet Alternative A 2.000 €, emittiert 150 t CO₂ und gewährleistet einen Autarkiegrad von 20 %, weshalb für Alternative A das Kriterium „Kosten“ mit einem Wert von „2.000 €“, das Kriterium „Emissionen“ mit einem Wert von „150 t CO₂“ und das Kriterium

„Autarkie“ mit einem Wert von „20 %“ zu belegen ist. Mit den übrigen Alternativen ist analog vorzugehen, sodass letztendlich jeder Alternative jedes Kriterium mit einem bestimmten Wert zugeordnet ist. Die den Alternativen zugeordneten Werte werden nach Ishizaka (2013, S. 138) und Bertsch (2021a, S. 27) als *Performance Scores* bezeichnet und stellen *Attribute* der Alternativen dar. Die Bestimmung der Attribute kann dabei entweder wie im angeführten Beispiel beschrieben quantitativ oder alternativ qualitativ erfolgen, beispielsweise mit Werten wie „hoch“ oder „niedrig“. Ob Kriterien quantitativ oder qualitativ belegt werden sollten, ist ziel- und methodenabhängig (Linkov 2021, S. 4). Im Rahmen dieser Arbeit wird mit quantitativer Attributsbestimmung gearbeitet und daher nicht näher auf qualitative Vorgehensweisen eingegangen.

Neben der Belegung der Alternativen mit quantifizierten Attributen umfasst Schritt 3 weiterhin auch die Gewichtung der Kriterien. Die Kriteriengewichtung stellt den essenziellen Part der multikriteriellen Entscheidungsanalyse dar, da die Gewichtungen direkt in die Aggregation einfließen, über die die finale Gesamtbewertung der Alternativen bestimmt wird. Nach Ishizaka (2013, S. 8 f.) lassen sich die Methoden zur Kriteriengewichtung in die nachfolgend aufgeführten drei Gruppen einteilen.

1. Vollaggregationsansatz (engl.: Full Aggregation Approach)
2. Outranking-Ansatz (engl.: Outranking Approach)
3. Ziel-, Anspruchs- oder Referenzniveau-Ansatz (engl.: Goal, Aspiration or Reference-Level Approach)

Dabei unterscheiden sich die drei Gruppen wie folgt voneinander: Der *Full Aggregation Approach* – meist basierend auf aufwendig zu erstellenden *utility functions* – erlaubt die Erstellung eines vollständigen Rankings unter Berücksichtigung aller Alternativen. Dabei kann ein als schlecht bewerteter Score eines Kriteriums durch einen als gut bewerteten Score eines anderen Kriteriums kompensiert werden. Es entsteht stets für jede Alternative ein „Overall Performance Score“ (Bertsch 2021b, S. 29), anhand dessen sich alle Alternativen vergleichen lassen.

Der *Outranking Approach* hingegen basiert auf paarweisen Vergleichen der Alternativen. Der paarweise Vergleich zweier Alternativen kann zu Schwierigkeiten führen, etwa weil Alternative A mit Blick auf Kriterium 1 als vorteilhaft gegenüber Alternative B bewertet wird, mit Blick auf Kriterium 2 jedoch Alternative B als vorteilhaft gegenüber Alternative A bewertet wird. Aufgrund dieser Nichtvergleichbarkeit kann ein vollständiges Ranking, wie es durch einen *Full Aggregation Approach* gewährleistet wird, durch einen *Outranking Approach* nicht immer sichergestellt werden. (Ishizaka 2013, S. 23)

Die Gruppe der *Goal, Aspiration and Reference-Level Approaches* basiert auf der Definition eines Ziel- oder Referenzwertes für jedes Kriterium und bewertet anschließend den Abstand der Attribute der Alternativen zu den jeweiligen Ziel- oder Referenzwerten (Ishizaka 2013, S. 213 f.).

Bertsch, der sich speziell mit Ranking-Problemen in der Energiewirtschaft befasst, führt außerdem die folgenden drei Methoden zur Kriteriengewichtung an (Bertsch 2021b, S. 11).

- Trade-off-Methode
- SWING-Methode
- Direct-Ratio-Methode

Die Trade-off- sowie die SWING-Methode lassen sich aufgrund ihrer Charakteristika – sie liefern jeweils einen Overall Performance Score für jede Alternative – in die Gruppe der *Full Aggregation Approaches* nach Ishizaka einordnen. Die Direct-Ratio-Methode ist keiner der drei Gruppen zuteilbar. Sie basiert auf einem einfachen, subjektiven Ranking der Kriterien durch den Entscheider nach absteigender Wichtigkeit. In einem beispielhaften Anwendungsfall mit den Kriterien „Kosten“ und „Emissionen“ könnte exemplarisch das Kriterium „Kosten“ als wichtigstes Kriterium und das Kriterium „Emissionen“ als zweitwichtigstes Kriterium gerankt werden. Gäbe es eine Alternative A mit den Attributen „Kosten = 5.000 €“ und „Emissionen = 30.000 t CO₂“ und eine Alternative B mit den Attributen „Kosten = 5.001 €“ und „Emissionen = 5.000 t CO₂“, so würde aufgrund des Kriterienrankings Alternative A als die vorteilhafte Alternative ausgewählt werden. Zwar ist diese Methode in der Praxis weit verbreitet, Bertsch (2021b, S. 17) rät jedoch aufgrund ihrer Irrationalität von der Verwendung der Direct-Ratio-Methode ab.

4.3 Die SWING-Methode zur Kriteriengewichtung

Für das Gegenüberstellen von Energieversorgungskonzepten ist ein vollständiges Ranking auf Basis eines Overall Performance Scores für jede Alternative erforderlich. Die ist lässt sich durch Methoden, die auf dem Full Aggregation Approach basieren gewährleisten. Methoden auf Grundlage eines Outranking Approaches eignen sich aufgrund ihrer Idee, Alternativen anhand von paarweisen Vergleichen zu ranken, nicht für das Ranken von Energieversorgungskonzepten, da die mitunter gegenläufigen Ziele von Kostenminimierung, Emissionsminimierung und Autarkiemaximierung gegebenenfalls zu Nichtvergleichbarkeit verschiedener Alternativen führen können.

Innerhalb der Klasse der Full Aggregation Approaches nennt Ishizaka verschiedene Gewichtungsmethoden, die sich jeweils für unterschiedliche Anwendungszwecke eignen (Ishizaka 2013, S. 8 f.). Ne spielsweise könnte die MAUT-Methodik (Multi-Attribute Utility Theory“) im Kontext dieser Arbeit Anwendung finden. Sie basiert jedoch auf der mitunter sehr aufwändigen Konstruktion von *utility functions*, die jeweils für jedes Kriterium zu erstellen sind (Ishizaka 2013, S. 81). Aufgrund ihrer etwas geringeren Komplexität – es müssen keine utility functions gebildet werden – gegenüber der MAUT-Methodik eignet sich im Rahmen dieser Arbeit vor allem die SWING-Methode für das Ranking der optimierten Energieversorgungskonzepte.

Bei der SWING-Methode wird zunächst eine künstliche, schlechtestmögliche Alternative erzeugt, die sich aus den jeweils schlechtesten Attributen aller Alternativen zusammensetzt. Werden die Kriterien x_1, x_2, \dots, x_n betrachtet, so lassen sich die jeweils schlechtesten Ausprägungen dieser Kriterien als $x_1^-, x_2^-, \dots, x_n^-$ betiteln. Die somit geschaffene Alternative a^- ist daher definiert als

$$a^- = a(x_1^-, x_2^-, \dots, x_n^-). \quad (1)$$

Im nächsten Schritt werden weitere künstliche Alternativen erzeugt, in dem immer jeweils für eines der Kriterien der bestmögliche Wert aller Alternativen angenommen wird, während alle anderen Kriterien weiterhin den jeweils schlechtesten Werten entsprechen. Somit entstehen n imaginäre Alternativen b_r der Form

$$b_r = b(x_1^-, x_2^-, \dots, x_{r-1}^-, x_r^+, x_{r+1}^-, \dots, x_n^-), \quad (2)$$

wobei $r \in [1; n]$.

Die erzeugten künstlichen Alternativen b_r werden nun anhand der Präferenz des Entscheiders absteigend gerankt. In einem beispielhaften Fall von drei zu betrachtenden Kriterien, also auch drei erzeugten künstlichen Alternativen, könnte der Entscheider exemplarisch Alternative b_3 präferieren. Als zweitbeste Alternative könnte beispielhaft b_1 gerankt werden, sodass b_2 auf dem dritten Platz des Rankings der künstlichen Alternativen landen würde.

Im nächsten Schritt, dem eigentlichen Gewichtungsschritt, sind die sogenannten *SWING-Werte* zu vergeben. Der künstlichen, schlechtestmöglichen Alternative a^- wird dabei ein SWING-Wert von 0 zugewiesen. Der am besten gerankten künstlichen Alternative – um beim oben angeführten Beispielfall zu bleiben also der Alternative b_3 – wird ein SWING-Wert von 100 zugewiesen. Den übrigen künstlichen Alternativen b_r sind Werte zwischen 0 und 100 entsprechend zuzuweisen. Beispielhaft könnte das Ranking der künstlichen Alternativen mit SWING-Werten wie folgt aussehen:

$$b_3 = 100$$

$$b_1 = 70$$

$$b_2 = 50$$

$$a^- = 0$$

Dabei steht jede Alternative b_r stellvertretend für das jeweilige Kriterium x_r , wodurch die Kriteriengewichtung bereits stattgefunden hat.

Abschließend sind die Gewichtungen zu normieren, also auf Werte zwischen 0 und 1 umzurechnen, sodass die Summe aller normierten Gewichte 1 ergibt. Die Normierung der SWING-Werte führt zu den finalen Gewichtungen w_r der Kriterien und erfolgt anhand der Formel

$$w_r = \frac{b_r}{\sum_{i=1}^n b_i} \quad (3)$$

wobei $w_r \in [0; 1]$.

Für das angeführte Beispiel würden sich mit den genannten beispielhaften SWING-Werten somit die Gewichtungen

$$w_1 = \frac{70}{70 + 50 + 100} = 0,318 \quad (4)$$

$$w_2 = \frac{50}{70 + 50 + 100} = 0,227 \quad (5)$$

$$w_3 = \frac{100}{70 + 50 + 100} = 0,455 \quad (6)$$

ergeben, wobei die erhaltenen Gewichtungen abschließend auf Konsistenz zu überprüfen sind. (Bertsch 2021b, S. 13 ff.)

4.4 Bestimmung der Overall Performance Scores durch additive Aggregation

Um die Alternativen anhand ihrer Performance Scores durch Nutzung der durch die SWING-Methode bestimmten Kriteriengewichtungen zu ranken, ist für jede Alternative der *Overall Performance Score* zu ermitteln. Dafür sind zunächst sind die Performance Scores s_i aller Alternativen a_n in die Values v_i umzurechnen. Dies geschieht unter Verwendung der Formel

$$v_i(s_i(a)) = \frac{s_{i,max} - s_i(a)}{s_{i,max} - s_{i,min}}, \quad (7)$$

wenn $s_{i,min}$ der vorteilhafteste Wert ist – sprich bei zu minimierenden Variablen wie beispielsweise den Kosten – oder unter Verwendung der Formel

$$v_i(s_i(a)) = \frac{s_i(a) - s_{i,min}}{s_{i,max} - s_{i,min}}, \quad (8)$$

wenn $s_{i,max}$ der vorteilhafteste Wert ist – sprich bei zu maximierenden Variablen wie beispielsweise der Energieautarkie. Dabei entspricht $s_{i,max}$ dem maximalen Performance Score aller Alternativen zu Kriterium i , $s_{i,min}$ dem minimalen Performance Score aller Alternativen zu Kriterium i und $s_i(a)$ dem Performance Score der Alternative a zu Kriterium i .

Die Änderung eines Values v eines Kriteriums i wird somit als linear angenommen und verhält sich direkt proportional zur Änderung des zugrundeliegenden Performance Scores s_i . Voraussetzung für die

Verwendung dieser Methodik ist das Nichtvorhandensein gegenseitiger Abhängigkeiten der Kriterien voneinander (Bertsch 2021b, S. 25 f.).

Der Overall Performance Score V einer Alternative a ist anschließend per additiver Aggregation des Produktes der Kriteriengewichtung w_i und des Values $v_i(a)$ zu bestimmen und berechnet sich anhand der Formel

$$V(a) = \sum_{i=1}^n w_i \cdot v_i(s_i(a)). \quad (9)$$

Nachdem für jede Alternative der jeweilige Overall Performance Score bestimmt wurde, können die Alternativen nach absteigendem Overall Performance Score gerankt werden, sodass sich das finale Ranking der Alternativen ergibt. (Bertsch 2021b, S. 29)

5 Berechnung der Energieversorgungskonzepte

Die Ziele dieser Arbeit bestehen darin, auf Basis multikriterieller Entscheidungsanalyse eine Entscheidungsempfehlung zu Gunsten eines der in Frage kommenden Energieversorgungskonzepte für ein definiertes Versorgungsgebiet geben zu können, sowie ökonomisch-ökologische Quartiers- und Speichereffekte zu quantifizieren. Hierzu werden verschiedene, sich für den Versorgungsfall eignende Energieversorgungskonzepte konzipiert und betriebsoptimiert. Die Berechnungsergebnisse werden anschließend untereinander sowie mit einem konventionellen Referenzversorgungskonzept verglichen.

Nachfolgend wird zunächst das zu untersuchende Versorgungsgebiet definiert, anschließend die Konzeptionierung der Energieversorgungskonzepte erläutert und letztlich die durchzuführende Optimierung anhand ihrer Charakteristika beschrieben.

5.1 Energieversorgungsgebiet und Versorgungsstrukturen

Das im Rahmen dieser Arbeit betrachtete Versorgungsgebiet ist auf Basis projektinterner Absprachen frei gewählt und repräsentiert kein in exakt dieser Form praktisch bestehendes oder geplantes Versorgungsgebiet. Es dient als beispielhaftes Versorgungsgebiet anhand dessen das innerhalb des Projektes *SW.Developer* zu entwickelnde Technologiebewertungstool schemenhaft angewendet werden kann. Dennoch charakterisiert sich das Versorgungsgebiet durch Eigenschaften, die sich auf einen Teil des deutschen Gebäudebestandes beziehen lassen, und verfügt somit über einen gewissen Repräsentationswert.

5.1.1 Definition des Versorgungsgebiets

Das betrachtete Energieversorgungsgebiet umfasst vier Mehrfamilienhäuser à sechs Wohneinheiten durchschnittlicher Wohnfläche – etwa 70 m² je Wohneinheit. Bei den Gebäuden handelt es sich nicht um Neubauten, sondern um Bestandsgebäude mit durchschnittlichem Energiebedarf. Auf Basis der Wohnfläche wird daher pro Wohneinheit ein Wärmebedarf von 15.000 kWh und ein Strombedarf von 3.000 kWh als Berechnungsgrundlage angenommen. Hochskaliert auf ein Mehrfamilienhaus ergibt sich somit ein Wärmebedarf von 90.000 kWh und ein Strombedarf von 18.000 kWh. Umgerechnet auf das betrachtete Versorgungsgebiet entspricht dies einem Gesamtwärmebedarf von 360.000 kWh und einem Gesamtstrombedarf von 72.000 kWh.

Als bereitzustellende Vorlauftemperatur zur Deckung des Wärmebedarfes, der sich aus Heiz- und Brauchwasserwärmebedarf zusammensetzt, werden entsprechend eines durchschnittlichen Modernisierungsgrades der Gebäude 60 °C angenommen. Weiterhin werden einige infrastrukturelle Annahmen getroffen. So wird angenommen, dass die Möglichkeit der Integration von Sole-Wasser-Wärmepumpen, beispielsweise in zu den Häusern gehörenden Gartenanlagen, sowie der Verlegung eines Nahwärmenet-

zes zwischen den Gebäuden gegeben ist. Zudem können für die Errichtung von Photovoltaik- oder Solarthermieranlagen die Gebäudedächer zur Verfügung stehen. Pro Mehrfamilienhaus wird für diesen Zweck eine maximal verfügbare Dachfläche von 150 m² angenommen. Ferner wird angenommen, dass beispielsweise im Keller der Gebäude ausreichend Platz verfügbar ist, um jeweils ein Blockheizkraftwerk, einen Wärmespeicher und einen Batteriespeicher zu installieren.

5.1.2 Unterschiedliche Versorgungsstrukturen zur Ermittlung von Quartierseffekten

Um in der Lage zu sein, Quartiers- und Energiespeichereffekte ermitteln zu können, wird das definierte Versorgungsgebiet in drei unterschiedlichen Versorgungsstrukturen modelliert.

Grundsätzlich wird zwischen einer Einzelgebäude- und einer Quartiersversorgung unterschieden. Bei der Einzelgebäudeversorgung stellt jedes Mehrfamilienhaus ein eigenes Energiesystem dar, sodass zwischen den einzelnen Gebäuden keinerlei energetische Interaktion stattfindet. Jedes Haus deckt seinen Energiebedarf über die zum Haus gehörenden Technologien. Im Gegensatz dazu definiert sich ein Quartier als ein zusammengefasstes Energiesystem bestehend aus allen vier Häusern, in dem gemeinsame Quartierstechnologien zur Deckung des Gesamtquartiersenergiebedarfes eingesetzt werden. Die integrierte Versorgung aller Gebäude geschieht über ein Quartierswärme- und ein Quartiersstromnetz.

Auf Quartiersebene lässt sich weiterhin zwischen zwei verschiedenen Ansätzen unterscheiden: dem zentralen Quartiersansatz und dem dezentralen Quartiersansatz. Der zentrale Quartiersansatz charakterisiert sich über das Vorhandensein einer zentralen Quartierstechnologie, die die Versorgung aller Quartiersgebäude gewährleistet, wie beispielsweise einer zentralen Großwärmepumpe, über die der Gesamtwärmebedarf aller Mehrfamilienhäuser gedeckt wird. Im Gegensatz dazu stellt der dezentrale Quartiersansatz eine Mischung aus dem Konzept der Einzelgebäudeversorgung und der zentralen Quartiersversorgung dar. Hier wird – genau wie bei der Einzelgebäudeversorgung – jedes Haus mit eigener Technologie ausgestattet, beispielsweise jedes Haus mit einer Wärmepumpe. Diese dezentral angeordneten Technologien sind dabei allerdings nicht für die Bedarfsdeckung der jeweiligen Einzelgebäude zuständig, sondern für die integrierte Deckung des gesamten Quartiersenergiebedarfes. Die Bedarfsdeckung des Quartiers erfolgt daher genau wie beim zentralen Quartiersansatz über ein Quartierswärme- und ein Quartiersstromnetz. Der essenzielle Unterschied zwischen zentralem und dezentralem Ansatz besteht somit in der Anlagengröße der einzelnen eingesetzten Technologien.

Somit werden im Rahmen dieser Arbeit drei Versorgungsstrukturen miteinander verglichen, die nachfolgend in Abbildung 7, Abbildung 8 und Abbildung 9 grafisch anhand einer beispielhaften Energieversorgung auf BHKW-Basis dargestellt sind.

1. Einzelgebäudeversorgung

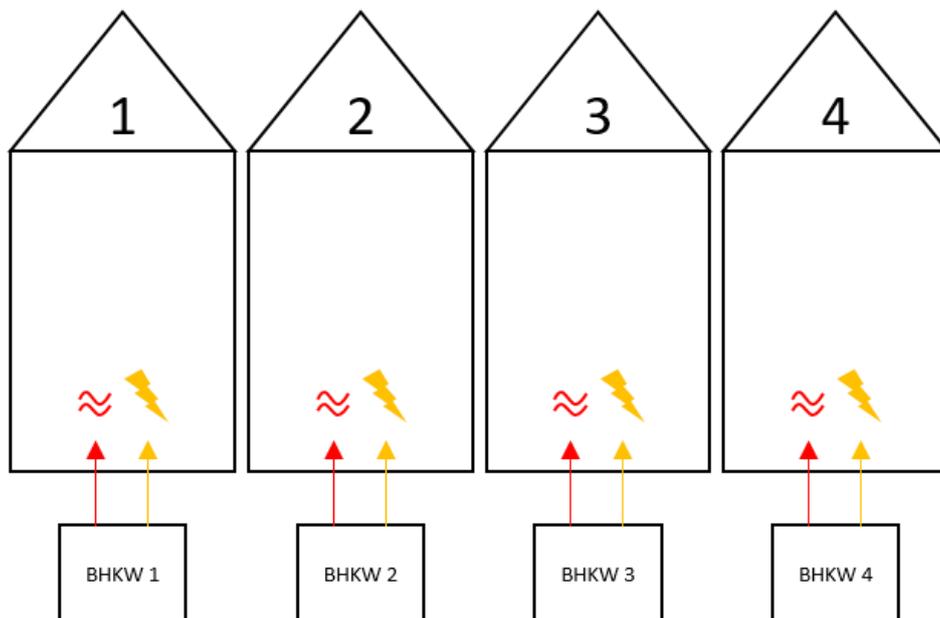


Abbildung 7: Versorgungsstruktur "Einzelgebäudeversorgung"
(eigene Darstellung)

2. Zentrale Quartiersversorgung

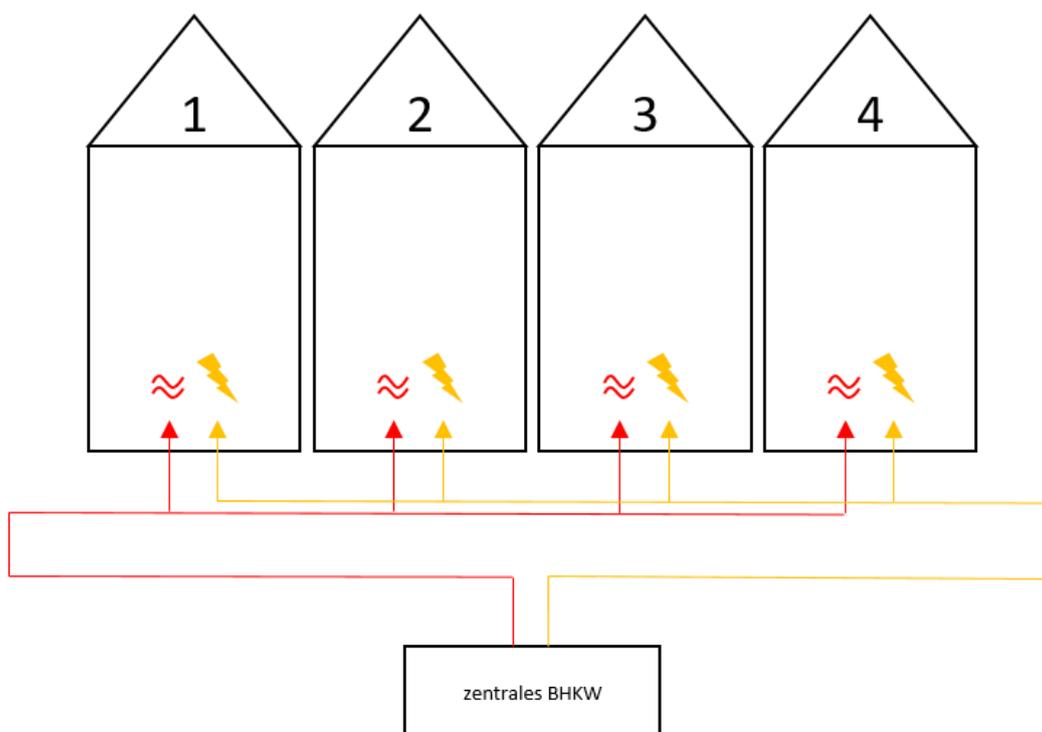


Abbildung 8: Versorgungsstruktur "Zentrale Quartiersversorgung"
(eigene Darstellung)

3. Dezentrale Quartiersversorgung

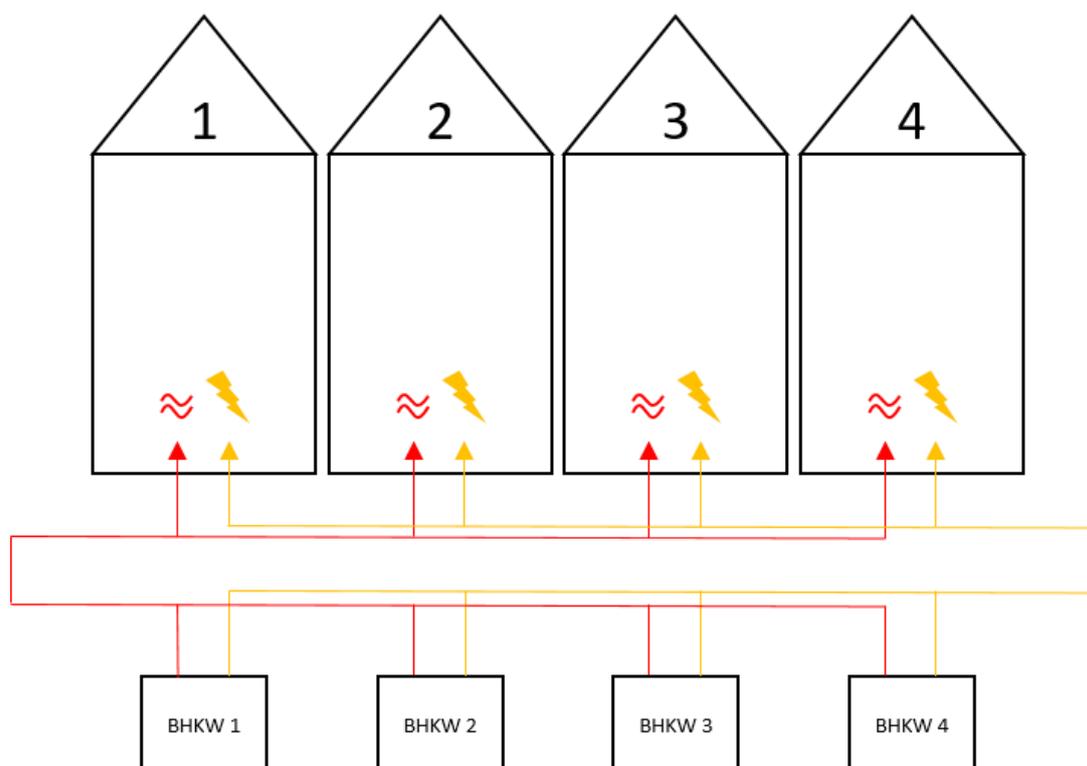


Abbildung 9: Versorgungsstruktur "Dezentrale Quartiersversorgung"
(eigene Darstellung)

5.2 Konzeptionierung der zu berechnenden Energieversorgungskonzepte

Die zu vergleichenden Energieversorgungskonzepte basieren auf einem umfangreichen Konzeptportfolio, welches innerhalb des Projektes *SW.Developer* erarbeitet wurde. Aus diesem Konzeptportfolio werden sechs Energieversorgungskonzepte ausgewählt, die im Rahmen dieser Arbeit modelliert, optimiert und ausgewertet werden. Jedes Konzept dient dabei dazu, den Strom- und Wärmebedarf des betrachteten Versorgungsgebietes zu decken. Ein Versorgungskonzept besteht immer aus einer oder mehrerer Technologien zur Energieerzeugung und –umwandlung.

Da im Rahmen dieser Arbeit keine Struktur-, sondern eine reine Betriebsoptimierung durchgeführt wird, werden die Konzepte unabhängig von ihren jeweiligen Investitionskosten ausgewählt. Lediglich die Wärme- und Strombedarfsdeckung des Versorgungsgebietes ist als zu erfüllendes Kriterium eines Energieversorgungskonzeptes einzuhalten und in der Anlagendimensionierung zu berücksichtigen.

Die ausgewählten Konzepte beruhen im Sinne der in Kapitel 2 beschriebenen Emissionsreduktionsziele auf nachhaltigen, CO₂-freien oder -armen Technologien. Neben diesen sechs nachhaltigen Energieversorgungskonzepten wird außerdem ein Referenzversorgungskonzept definiert, welches auf konventio-

ner, zentraler Energieversorgung basiert. Über den Vergleich mit einem konventionellen Energieversorgungskonzept lassen sich Aussagen über mögliche Mehrwerte der nachhaltigen Energieversorgungskonzepte treffen.

Nachfolgend wird eine Übersicht und Erläuterung der sechs ausgewählten nachhaltigen Energieversorgungskonzepte samt ihrer Untervarianten gegeben. Ferner wird auf das auf konventioneller Energieversorgung basierende Referenzkonzept eingegangen, mit dem die nachhaltigen Energieversorgungskonzepte verglichen werden. Außerdem wird eine sinnvolle Parametrierung aller Komponenten der verschiedenen Energiesysteme hergeleitet und die den Bedarfen zugrundeliegenden, angenommenen Lastgänge erläutert.

5.2.1 Dezentrale Energieversorgungskonzepte

Um die ökonomisch-ökologischen Effekte von Wärme- und Stromspeichern quantifizieren zu können, werden zu den sechs im Rahmen dieser Arbeit zu untersuchenden Energieversorgungskonzepten weitere Untervarianten („V0“, „V1“, „V2“, „V3“) erstellt. Tabelle 1 gibt einen Überblick über die in den verschiedenen Versorgungskonzepten verwendeten Technologien und zeigt auf, für welches Konzept welche Untervarianten modelliert und berechnet werden. Dabei entspricht Variante 0 („V0“) der Basisvariante ohne Speicher. Variante 1 („V1“) stellt eine Konzeptvariante mit Wärmespeicher dar. Variante 2 („V2“) entspricht einer Konzeptausführung mit Stromspeicher. Variante 3 („V3“) impliziert den kombinierten Einsatz von Wärme- und Stromspeicher.

Tabelle 1: Übersicht Energieversorgungskonzepte

Abkürzung	Technologien	V0	V1	V2	V3
Konzept 1: „PV“	<ul style="list-style-type: none"> PV-Anlage Gaskessel 	x		x	
Konzept 2: „Solarthermie“	<ul style="list-style-type: none"> Solarthermieanlage Gaskessel 	x	x		
Konzept 3: „Wärmepumpe“	<ul style="list-style-type: none"> Wärmepumpe 	x	x	x	x
Konzept 4: „PV + Wärmepumpe“	<ul style="list-style-type: none"> PV-Anlage Wärmepumpe 	x	x	x	x
Konzept 5: „BHKW“	<ul style="list-style-type: none"> BHKW 	x	x	x	x
Konzept 6: „iKWK“	<ul style="list-style-type: none"> BHKW Solarthermie Elektrischer Wärmeerzeuger 	x	x	x	x

Bei Strom-Wärme-gekoppelten Versorgungskonzepten werden die Untervarianten „ohne Speicher“, „mit Wärmespeicher“, „mit Stromspeicher“ und „mit Wärme- und Stromspeicher“ berechnet. Die Strom-Wärme-gekoppelten Konzepte machen vier (Konzept 3, Konzept 4, Konzept 5, Konzept 6) der sechs ausgewählten Konzepte aus.

Konzept 1 ist nicht Strom-Wärme-gekoppelt. Es basiert auf nachhaltiger Strom-, aber konventioneller Wärmeversorgung, sodass in diesem Fall die Integration eines Wärmespeichers keine Berücksichtigung findet. Somit werden hier nur die Untervarianten „ohne Speicher“ und „mit Stromspeicher“ untersucht. Bei Konzept 2 tritt der umgekehrte Fall auf. Dieses Konzept basiert auf nachhaltiger Wärme-, aber konventioneller Stromversorgung. In diesem Fall besteht keine sinnvolle Möglichkeit der Integration eines Stromspeichers. Es existieren daher für dieses Versorgungskonzept nur die Untervarianten „ohne Speicher“ und „mit Wärmespeicher“.

Unter Berücksichtigung aller zu berechnenden Konzeptvarianten liegen somit in Summe 20 Energieversorgungskonzepte vor. Da jedes dieser 20 Konzepte jeweils für die drei in Kapitel 5.1.2 beschriebenen Versorgungsstrukturen *Einzelgebäudeversorgung*, *zentrale Quartiersversorgung* und *dezentrale Quartiersversorgung* zu optimieren ist, sind insgesamt 60 verschiedene Energieversorgungskonzepte zu modellieren. Da jedes Konzept als eigenes Energiesystem zu implementieren und zu optimieren ist, sind somit 60 verschiedene Energiesysteme in ESyOpT zu modellieren.

Konzept 1: „PV“

Konzept 1 („PV“) basiert auf nachhaltiger Strom- und konventioneller Wärmeversorgung. Über eine auf den Gebäudedächern angebrachte PV-Anlage wird klimaneutral Strom erzeugt. Der produzierte Strom wird lediglich zur Deckung des Strombedarfes genutzt. Überschüssig produzierter Strom wird gegen Vergütung ins öffentliche Stromnetz eingespeist. Die Wärmeversorgung wird konventionell über einen Gaskessel gewährleistet. Das zu beziehende Gas stammt aus dem öffentlichen Gasnetz.

Da die Wärmeversorgung über das öffentliche Gasnetz zu jeder Zeit gewährleistet ist, bietet die Integration eines Wärmespeichers keinen Mehrwert und wird nicht berücksichtigt. Die mögliche Integration eines Stromspeichers bietet aufgrund der Volatilität der Sonnenenergie hingegen großes Potenzial zur Betriebsoptimierung, da die PV-Stromproduktion und der Strombedarf zeitlich nicht aufeinander abstimmbare sind. Diesem Unterschied zwischen Stromproduktions- und Bedarfszeiten kann durch einen Batteriespeicher entgegengesteuert werden, da überschüssig produzierter, ungenutzter Strom eingespeichert und zu Bedarfszeiten, zu denen keine Sonnenenergie verfügbar ist, ausgespeichert und genutzt werden kann. Für Konzept 1 werden somit die Konzeptvarianten V0 (ohne Speicher) und V2 (mit Stromspeicher) modelliert.

Abbildung 10 zeigt die zu „Konzept 1, Variante 0“ (kurz: Konzept 1.0) und zu „Konzept 1, Variante 2“ (kurz: Konzept 1.2) gehörenden Modellierungs-Flow-Charts für die Versorgungsstruktur *Einzelgebäudeversorgung*. Dabei ist im Falle der Einzelgebäudeversorgung auf jedem Hausdach eine PV-Anlage installiert, die ausschließlich das jeweilige Haus mit Strom versorgt. Analog geschieht die Wärmeversorgung auch über individuelle Gaskessel je Haus. Da bei der Einzelgebäudeversorgung jedes Haus unabhängig von den anderen zum Versorgungsgebiet gehörenden Häusern versorgt wird, ist in den Flow-Charts jeweils nur die Versorgung eines Mehrfamilienhauses abgebildet.

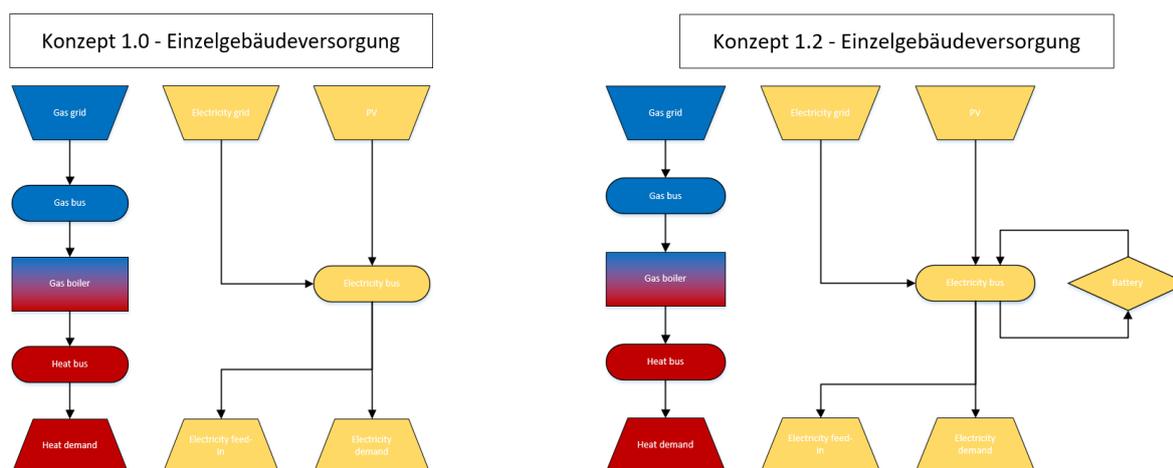


Abbildung 10: Flow-Charts zu Konzept 1.0 und Konzept 1.2 – Einzelgebäudeversorgung
(eigene Darstellung)

Auf Quartiersebene sind die vier Mehrfamilienhäuser durch ein Quartierswärme- und ein Quartiersstromnetz miteinander verbunden. Durch die Verbindung der Gebäude zu einem Quartiersenergiesystem kann beispielsweise die auf Haus 1 installierte PV-Anlage auch den Strombedarf der Häuser 2, 3 und 4 decken. Für den Fall der Stromspeicherintegration (Konzept 1.2) gibt es bei der *zentralen Quartiersversorgung* einen großen, zentralen Batteriespeicher, der durch alle PV-Anlagen gespeist werden und über das Quartiersstromnetz alle Häuser versorgen kann (s. Abbildung 11).

Bei der *dezentralen Quartiersversorgung* werden vier kleine Batteriespeicher eingesetzt, die jeweils über das Quartiersstromnetz alle Häuser versorgen können (s. Abbildung 12) und die in ihrer Dimensionierung mit den Batteriespeichern der *Einzelgebäudeversorgung* übereinstimmen. Gespeist werden können die dezentralen Batteriespeicher in diesem Falle nur durch die jeweils zugehörige PV-Anlage. Beispielsweise kann Batterie 1 nur Strom von PV-Anlage 1 einspeichern.

Die Wärmeversorgung geschieht im Falle der *zentralen Quartiersversorgung* über einen großen, zentralen Gaskessel (s. Abbildung 11). Im Falle der *dezentralen Quartiersversorgung* erfolgt die Wärmeversorgung über kleinere Gaskessel, die in ihrer Dimensionierung genau den Gaskesseln der *Einzelgebäudeversorgung* entsprechen (s. Abbildung 12). Die erzeugte Wärme wird sowohl bei der *zentralen* als auch bei der *dezentralen* Quartiersversorgung über das Quartierswärmenetz in die Häuser geleitet.

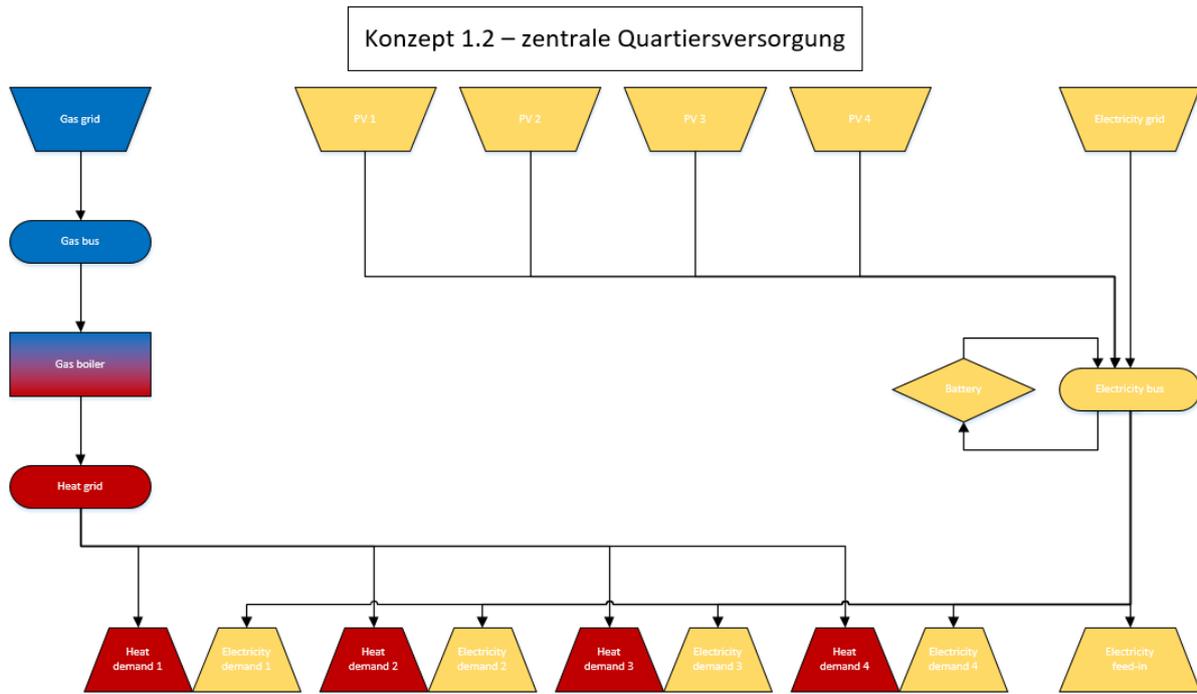


Abbildung 11: Flow-Chart zu Konzept 1.2 - zentrale Quartiersversorgung
(eigene Darstellung)

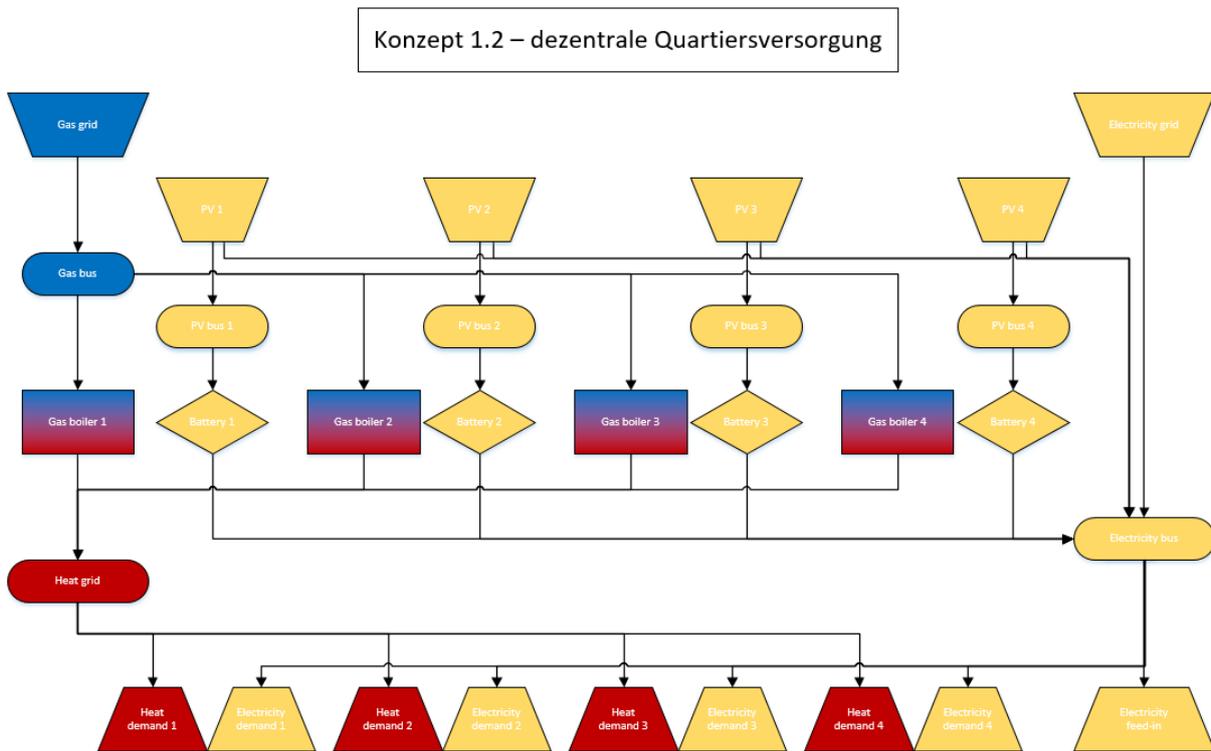


Abbildung 12: Flow-Chart zu Konzept 1.2 - dezentrale Quartiersversorgung
(eigene Darstellung)

Die Modellierungs-Flow-Charts zu Konzept 1.2 für die *zentrale* als auch für die *dezentrale* Versorgungsstruktur sind in Abbildung 11 und Abbildung 12 dargestellt. Die Modellierungs-Flow-Charts zu

Konzept 1.0, sowohl für die *zentrale* als auch die *dezentrale* Versorgungsstruktur, sind in Anhang A einzusehen.

Konzept 2: „Solarthermie“

Konzept 2 („Solarthermie“) basiert auf konventioneller Stromversorgung über das öffentliche Stromnetz sowie auf Solarthermie-unterstützter Wärmeversorgung. Um ganzjährig die Wärmebedarfsdeckung sicherzustellen, sprich auch zu Zeiten, zu denen keine Solarenergie zur Verfügung steht, ist ein Gaskessel als zusätzliche Heizkomponente unverzichtbar. Die Integration eines Wärmespeichers (Konzept 2.1) kann zudem zu einer höheren Ausnutzung der Solarthermie führen, indem er die überschüssig erzeugte Wärmeenergie einspeichert und für spätere Zeitpunkte, zu denen keine Sonnenstrahlung zur Verfügung steht, nutzbar macht. Die Solarthermiewärme wird dabei sowohl für die Brauchwasser- als auch für die Heizwassererwärmung genutzt.

Analog zu den PV-Kollektoren in Konzept 1 sind die Solarthermiekollektoren auf den Dächern der Gebäude installiert. Die Anbindung der Wärmespeicher erfolgt ebenfalls analog zur Anbindung der Batteriespeicher in Konzept 1. Für den Fall der zentralen Quartiersversorgung bedeutet dies die Versorgung des großen, zentralen Wärmespeichers über alle vier Solarthermieanlagen und die Verteilung der Wärme über das Quartierswärmenetz an alle vier Häuser. Im dezentralen Quartiersversorgungsfall werden die vier Wärmespeicher nur von der jeweils zugehörigen Solarthermieanlage gespeist, können die Wärme aber über das Quartierswärmenetz an alle vier Gebäude ausspeichern (s. Abbildung 13).

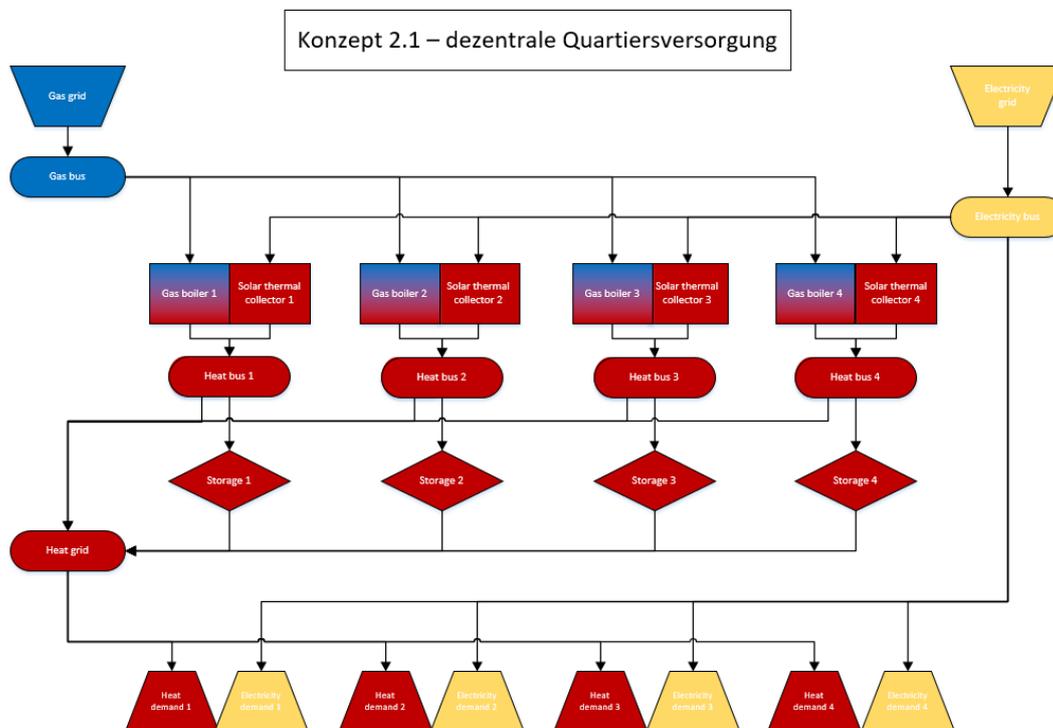


Abbildung 13: Flow-Chart zu Konzept 2.1 - dezentrale Quartiersversorgung
(eigene Darstellung)

In Abbildung 13 ist beispielhaft das Modellierungs-Flow-Chart zu Konzept 2.1 für die Versorgungsstruktur *dezentrale Quartiersversorgung* dargestellt. Die Flow-Charts aller anderen zu Konzept 2 gehörenden Konzeptvarianten und Versorgungsstrukturen finden sich in Anhang B.

Konzept 3: „Wärmepumpe“

Konzept 3 („Wärmepumpe“) basiert ausschließlich auf Stromversorgung über das öffentliche Stromnetz. Der Wärmebedarf wird über eine Wärmepumpe gedeckt. Eine Einbindung von Strom- oder Wärmespeicher erscheint auf den ersten Blick nicht sinnvoll, da sowohl die Strom- als auch die Wärmeversorgung zu jeder Zeit gewährleistet ist. Im Falle einer Wärmeversorgung über Wärmepumpen besteht für den Verbraucher allerdings die Möglichkeit, über den Stromversorger einen gesonderten Wärmepumpenstromtarif abzuschließen. Der durch die Wärmepumpe verbrauchte Strom ist dabei für den Endverbraucher deutlich günstiger als der übliche Haushaltsstrom. Bedingung des Wärmepumpenstromtarifs ist, dass der Stromversorger die Versorgung mit Wärmestrom dreimal täglich für je zwei Stunden unterbrechen kann. Für den Stromversorger lohnt sich dieses Modell im Sinne der Lastverschiebung. Da zu Zeiten hoher Stromnachfrage die Strompreise am Spotmarkt am höchsten sind, ist es für den Versorger lohnenswert, Strom zu Zeiten niedrigerer Nachfrage zu beziehen und zu verkaufen. Durch die Möglichkeit, die Wärmestromversorgung zu Spitzenlastzeiten zu unterbrechen und die Stromversorgung auf Zeiten geringerer Nachfrage und somit niedrigerer Strompreise zu verschieben, kann sich der Versorger dies zu Nutze machen.

Damit eine Wärmebedarfsdeckung auch zu Zeiten unterbrochener Wärmestromversorgung gewährleistet ist, ist der Einsatz von Energiespeichern erforderlich. Dabei besteht entweder die Möglichkeit, die erforderliche Wärme über die Wärmepumpe vorzuproduzieren und in einem Wärmespeicher einzuspeichern oder den für den Betrieb der Wärmepumpe erforderlichen Strom schon vor Versorgungsunterbrechung zu beziehen und in einem Stromspeicher einzuspeichern. Auch eine Kombination aus Wärme- und Stromspeicher ist demnach möglich. Vor diesem Hintergrund wird Konzept 3 für alle Untervarianten, sprich „ohne Speicher“, „mit Wärmespeicher“, „mit Stromspeicher“ und „mit Wärme- und Stromspeicher“ modelliert.

Analog zu Konzept 1 und Konzept 2 steht für die Versorgungsstruktur *Einzelgebäudeversorgung* für jedes Haus jeweils eine eigene Wärmepumpe zur Verfügung. Für die *zentrale Quartiersversorgung* geschieht die Wärmebereitstellung für das Quartier über eine Großwärmepumpe. Im Falle der *dezentralen Quartiersversorgung* erfolgt die Wärmeversorgung über vier kleinere Wärmepumpen, die in ihrer Dimensionierung exakt denen der *Einzelgebäudeversorgung* entsprechen. Die Quartierswärmeversorgung sowie die Integration der Wärmespeicher erfolgen analog zu Konzept 1 und 2, indem die Wärmespeicher jeweils durch eine Wärmepumpe geladen werden können und über das Quartierswärmenetz die Versor-

gung aller Häuser ermöglichen. Die dezentralen Batteriespeicher können im Falle der *dezentralen Quartiersversorgung* über das Quartiersstromnetz jeweils alle vier Wärmepumpen mit Strom versorgen (s. Abbildung 14).

Abbildung 14 zeigt beispielhaft das Modellierungs-Flow-Chart zu Konzept 3.3 (mit Wärme- und Stromspeichern) der *dezentralen Quartiersversorgung*. Die Modellierungs-Flow-Charts aller übrigen Varianten zu Konzept 3 der verschiedenen Versorgungsstrukturen sind in Anhang C einzusehen.

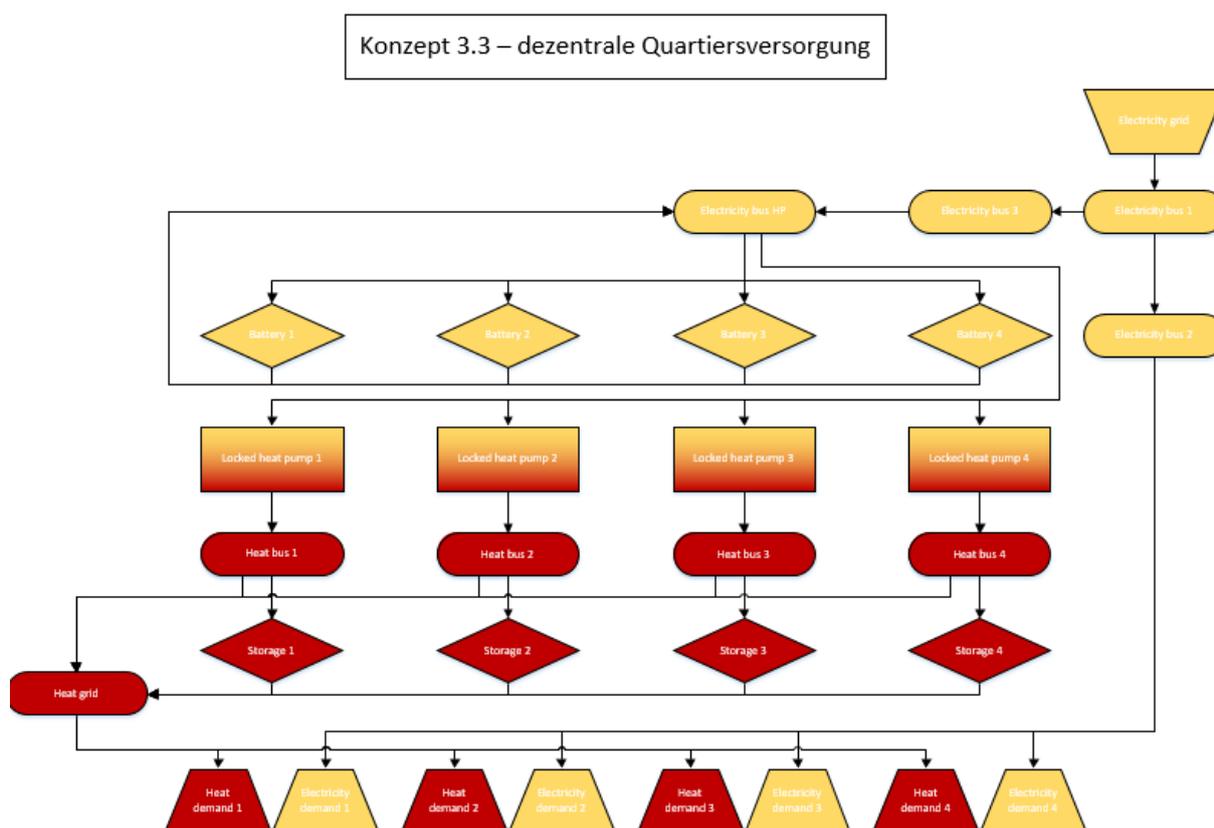


Abbildung 14: Flow-Chart zu Konzept 3.3 - dezentrale Quartiersversorgung
(eigene Darstellung)

Konzept 4: „PV + Wärmepumpe“

Konzept 4 („PV + Wärmepumpe“) entspricht einer Kombination aus den Konzepten 1 und 3. Die Stromversorgung läuft über auf den Hausdächern installierte PV-Anlagen. Der erzeugte PV-Strom wird dabei sowohl zur Versorgung des Haushaltsstrombedarfes als auch zu Versorgung der Wärmepumpen verwendet. Überschüssig produzierter, ungenutzter PV-Strom wird gegen Vergütung ins öffentlich Stromnetz eingespeist. Zusätzlich zur PV-Stromversorgung ist auch der Strombezug über das öffentliche Netz möglich.

Analog zu Konzept 3 wird auch in Konzept 4 die Möglichkeit des Wärmepumpenstromtarifes berücksichtigt, sodass der über das öffentliche Stromnetz zu beziehende Wärmepumpenstrom günstiger ist als

der zu beziehende Haushaltsstrom. Im Sinne eines Strom-Wärme-gekoppelten Systems ist sowohl der Einsatz eines Wärme- als auch eines Stromspeichers möglich, weshalb für Konzept 4 für alle Versorgungsstrukturen alle möglichen Konzeptuntervarianten („ohne Speicher“, „mit Wärmespeicher“, „mit Stromspeicher“, „mit Wärme- und Stromspeicher“) modelliert werden.

Anders als in Konzept 3 können die Stromspeicher in Konzept 4 nicht über das öffentliche Stromnetz, sondern nur über die PV-Anlagen aufgeladen werden. Somit kann der in den Batterien gespeicherte Strom sowohl für die Wärmepumpen- als auch für die Haushaltsstromversorgung genutzt werden. Die Anordnung der PV-Anlagen, Wärmepumpen, Wärmespeicher und Stromspeicher erfolgt für die unterschiedlichen Versorgungsstrukturen analog zu den in den Konzepten 1, 2 und 3 beschriebenen Anordnungen. Die Quartiersversorgung über ein Quartierswärme- und -stromnetz erfolgt ebenfalls analog zu den bereits beschriebenen Konzepten.

Abbildung 15 zeigt beispielhaft das Modellierungs-Flow-Chart zu Konzept 4.3 für den Fall der *dezentralen Quartiersversorgung*. Die Modellierungs-Flow-Charts zu den übrigen Konzeptvarianten von Konzept 4 für alle Versorgungsstrukturen sind Anhang D zu entnehmen.

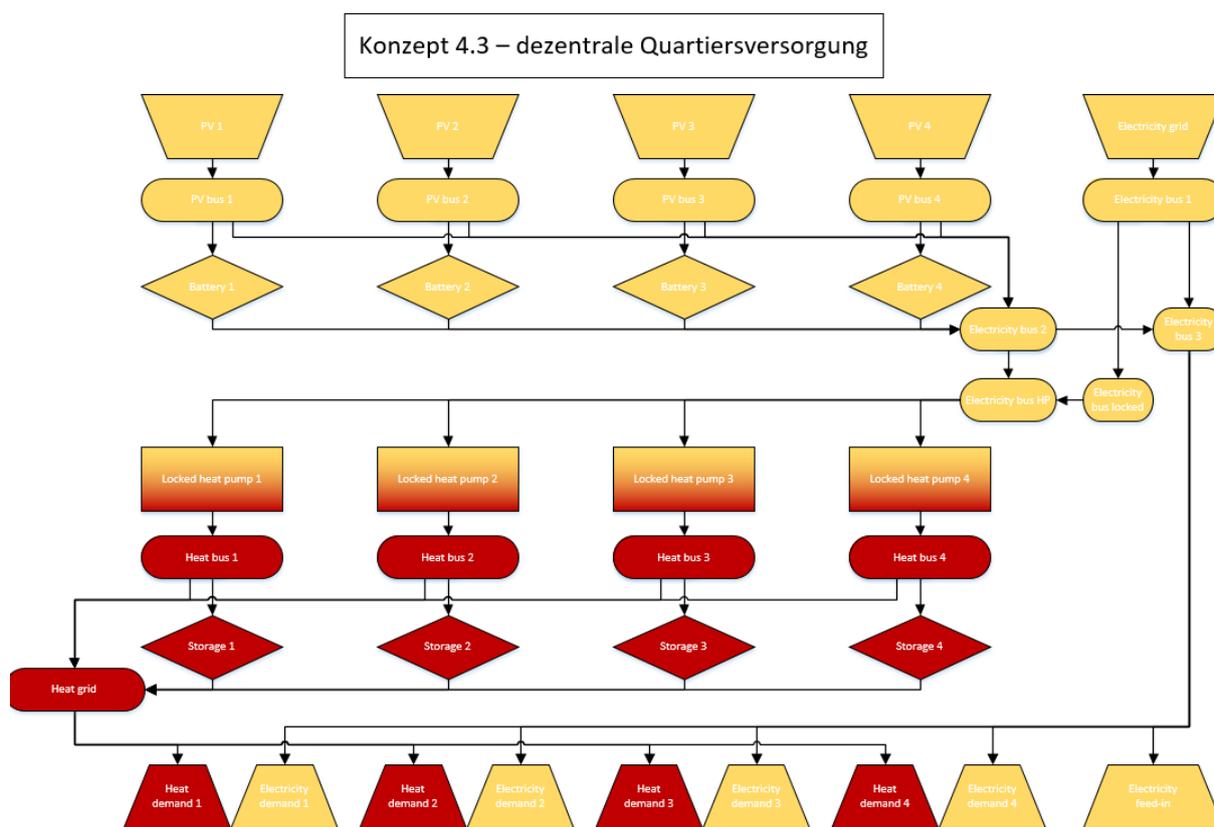


Abbildung 15: Flow-Chart zu Konzept 4.3 - dezentrale Quartiersversorgung
(eigene Darstellung)

Konzept 5: „BHKW“

Konzept 5 („BHKW“) basiert auf der Energieversorgung durch ein Blockheizkraftwerk. Das eingesetzte BHKW wird dabei mit Gas aus dem öffentlichen Gasnetz betrieben. Zusätzlich besteht ein Anschluss ans öffentliche Stromnetz, um Strom nach Bedarf beziehen oder gegen Vergütung einspeisen zu können. Das BHKW wandelt die im Gas enthaltene chemische Energie über einen an einen Gasmotor gekoppelten Generator in Strom um. Die dabei anfallende Abwärme kann ausgekoppelt und somit für die Wärmeversorgung genutzt werden. Da in Konzept 5 keine Heizalternative zur Deckung des Wärmebedarfes vorgesehen ist, wird das BHKW wärmegeführt, das heißt entsprechend des anfallenden Wärmebedarfes, betrieben. Dabei produzierter Überschussstrom kann gegen eine Vergütung ins öffentlich Stromnetz eingespeist werden. Eine Besonderheit beim Betrieb von Blockheizkraftwerken besteht darin, dass nicht nur die Einspeisung des produzierten Stroms ins Stromnetz, sondern auch der Eigenverbrauch des selbsterzeugten Stroms vergütet wird. Die jeweils zum Tragen kommenden Vergütungssätze unterscheiden sich dabei und werden in 5.2.5 eingehender erläutert.

Für das Strom-Wärme-gekoppelte Versorgungskonzept kann sich sowohl ein Wärme- als auch ein Stromspeicher zur Betriebsoptimierung eignen, weshalb für Konzept 5 alle möglichen Untervarianten jeweils für alle Versorgungsstrukturen zu modellieren sind. Die Anordnung der Komponenten erfolgt für die verschiedenen Versorgungsstrukturen analog zu der Komponentenanzordnung in den zuvor beschriebenen Konzepten.

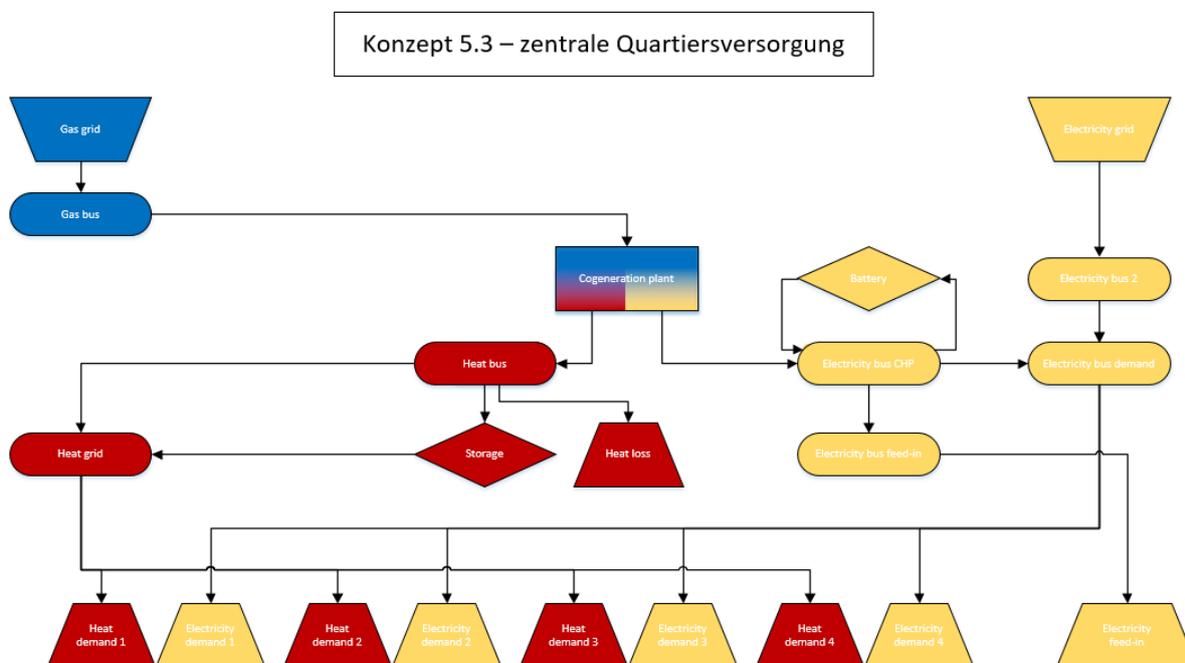


Abbildung 16: Flow-Chart zu Konzept 5.3 - zentrale Quartiersversorgung
(eigene Darstellung)

Abbildung 16 zeigt beispielhaft das Modellierungs-Flow-Chart zu Konzept 4.3 der zentralen Quartiersversorgung. Die Flow-Charts aller anderen modellierten Konzeptvarianten jeweils für alle Versorgungsstrukturen sind in Anhang E einzusehen.

Konzept 6: „iKWK“

Konzept 6 verfolgt den iKWK-Ansatz („innovative Kraft-Wärme-Kopplung“). Ein iKWK-System basiert auf der Energieversorgung durch eine KWK-Anlage, in diesem Fall durch ein Blockheizkraft, kombiniert mit einer erneuerbaren Wärmequelle, in diesem Fall Solarthermie, und einem elektrischen Wärmeerzeuger, beispielsweise einem Durchlauferhitzer. (VK Energie 2021).

Die Gasversorgung des BHKWs erfolgt über einen Anschluss an das öffentliche Gasnetz. Zusätzlich besteht auch ein Anschluss an das öffentliche Stromnetz, um je nach Bedarf Strom beziehen oder BHKW-Strom gegen Vergütung einspeisen zu können. Neben der Vergütung des eingespeisten BHKW-Stromes wird – genau wie in Konzept 5 – auch die Vergütung des Eigenverbrauches von BHKW-Strom berücksichtigt. Im Gegensatz zu Konzept 5 soll Konzept 6 wärmeseitig die Möglichkeit bieten, regenerative Wärme vorrangig zu nutzen, zusätzlich mit dem BHKW die Grundlast abzudecken und Lastspitzen mit dem elektrischen Wärmeerzeuger effizient abfangen zu können.

Als Kraft-Wärme-gekoppeltes System eignen sich für eine Betriebsoptimierung sowohl ein Wärme- als auch ein Stromspeicher. Dementsprechend sind für alle drei Versorgungsstrukturen alle vier Konzeptvarianten von Konzept 6 in ESyOpT zu modellieren. Die Anordnung der Komponenten für die Versorgungsstrukturen *Einzelgebäudeversorgung*, *zentrale Quartiersversorgung* und *dezentrale Quartiersversorgung* erfolgt analog zu den bisher beschriebenen Konzepten und kann den in Anhang F dargestellten Modellierungs-Flow-Charts entnommen werden. Im Falle der dezentralen Quartiersversorgung lässt sich ein Wärmespeicher jeweils über die zugehörige Solarthermieanlage, das zugehörige BHKW und den zugehörigen elektrischen Wärmeerzeuger erhitzen. Die ausgespeicherte Wärme kann über das Quartierswärmenetz allen Häusern bereitgestellt werden. Analog verhält es sich mit den dezentralen Batteriespeichern, die über die jeweils dezentral angeordneten, ihnen zugehörigen BHKWs geladen werden können und den eingespeicherten Strom über das Quartiersstromnetz dem gesamten Quartier zur Verfügung stellen können (s. Abbildung 17).

Abbildung 17 zeigt beispielhaft das Modellierungs-Flow-Chart für Konzept 6.3 der Versorgungsstruktur *dezentrale Quartiersversorgung*, welches das komplexeste aller zu Konzept 6 gehörender Energiesysteme darstellt.

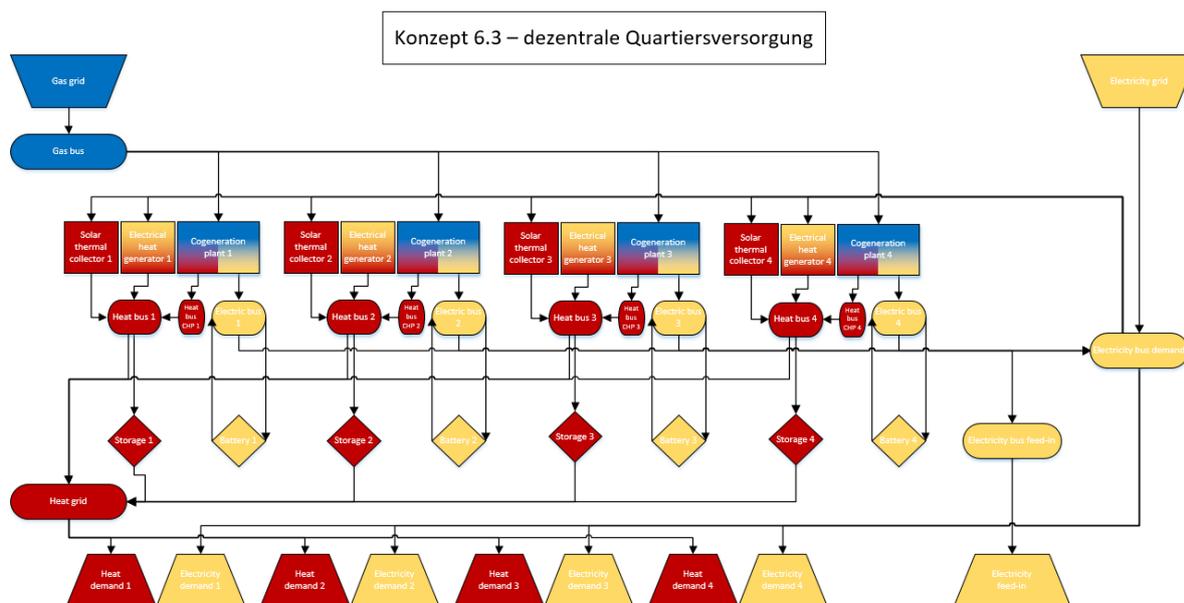


Abbildung 17: Flow-Chart zu Konzept 6.3 - dezentrale Quartiersversorgung
(eigene Darstellung)

5.2.2 Konventionelles, zentrales Referenzversorgungskonzept

Um die sechs beschriebenen, nachhaltigen Energieversorgungskonzepte mit der Möglichkeit einer konventionellen Energieversorgung vergleichen und mögliche Vorteile identifizieren zu können, bedarf es einem Referenzenergieversorgungskonzept.

Das im Rahmen dieser Arbeit als Referenz gewählte Konzept zur Deckung des Strom- und Wärmebedarfes besteht aus konventioneller Stromversorgung über das öffentliche Stromnetz sowie aus Wärmeversorgung über einen Gaskessel, der an das öffentliche Gasnetz angeschlossen ist. Entsprechend der in Kapitel 2.1 angeführten Erläuterungen handelt es sich somit bei dem Referenzkonzept nicht um dezentrale, sondern um zentrale Energieversorgung. Da konventionelle Energieversorgung keiner Volatilität unterliegt, sondern just-in-time stattfindet, also Energie jeweils zum Bedarfszeitpunkt bezogen wird, bieten Energiespeicher keinen Mehrwert und finden daher im zentralen Referenzkonzept keine Berücksichtigung. Das Modellierungs-Flow-Chart zum Referenzversorgungskonzept ist in Abbildung 18 dargestellt.

Das Referenzenergiesystem entspricht einer *Einzelgebäudeversorgung*, da dies die klassische, weitverbreitete Art der Energieversorgung darstellt.

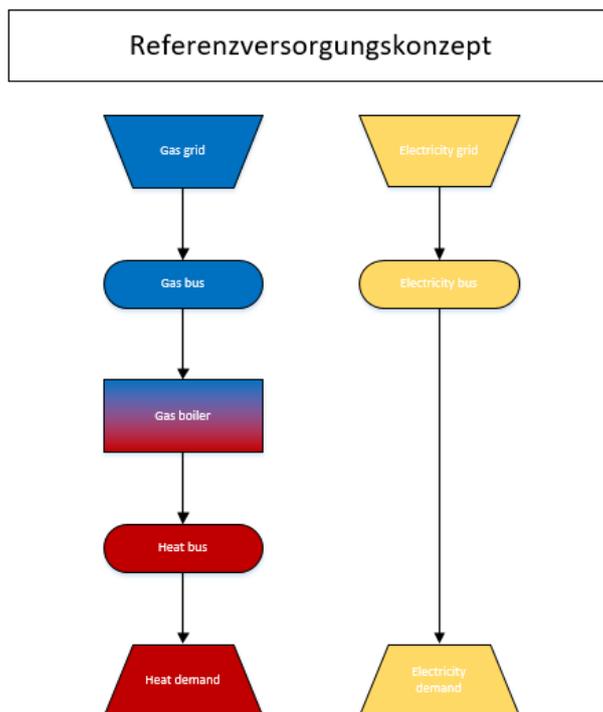


Abbildung 18: Flow-Chart zum Referenzversorgungskonzept
(eigene Darstellung)

5.2.3 Lastgänge

Die der Optimierung zugrundeliegenden Wärme- und Stromlastgänge sind synthetisch erzeugte Lastgänge. Sie werden mit Lastganggeneratoren von Fraunhofer UMSICHT erzeugt. Der erzeugte Wärmelastgang basiert dabei auf dem *Standardlastprofil Gas* (SLP Gas), der erzeugte Stromlastgang basiert auf dem *Standardlastprofil Strom* (SLP Strom). Da der erzeugte Wärmelastgang in stündlicher Auflösung vorliegt, wird er zur Erreichung der in der Optimierung gewollten 15-minütigen Auflösungen linear interpoliert. Der Stromlastgang muss nicht interpoliert werden, da er nach Erzeugung bereits in 15-minütiger Auflösung vorliegt. Sowohl der erzeugte Wärme- als auch der erzeugte Stromlastgang entsprechen bereits geglätteten Lastgängen, weshalb sie sich für die Anwendung als Lastprofile für Mehrfamilienhäuser (MFH) eignen.

Zur Erzeugung der Lastgänge ist jeweils der jährliche Gesamtenergiebedarf anzugeben. Als Wärmebedarf wird pro Wohneinheit ein Bedarf von 15.000 kWh angenommen, was einem Bedarf pro Mehrfamilienhaus von 90.000 kWh entspricht. Stromseitig wird pro Wohneinheit ein Bedarf von 3.000 kWh angenommen, was einem Strombedarf von 18.000 kWh pro Mehrfamilienhaus entspricht. Der erzeugte Wärmelastgang ist in Abbildung 19 abgebildet, der erzeugte Stromlastgang in Abbildung 20. Dabei sind Lastgänge jeweils für einen beispielhaften Frühlingstag, den 15. April, dargestellt.

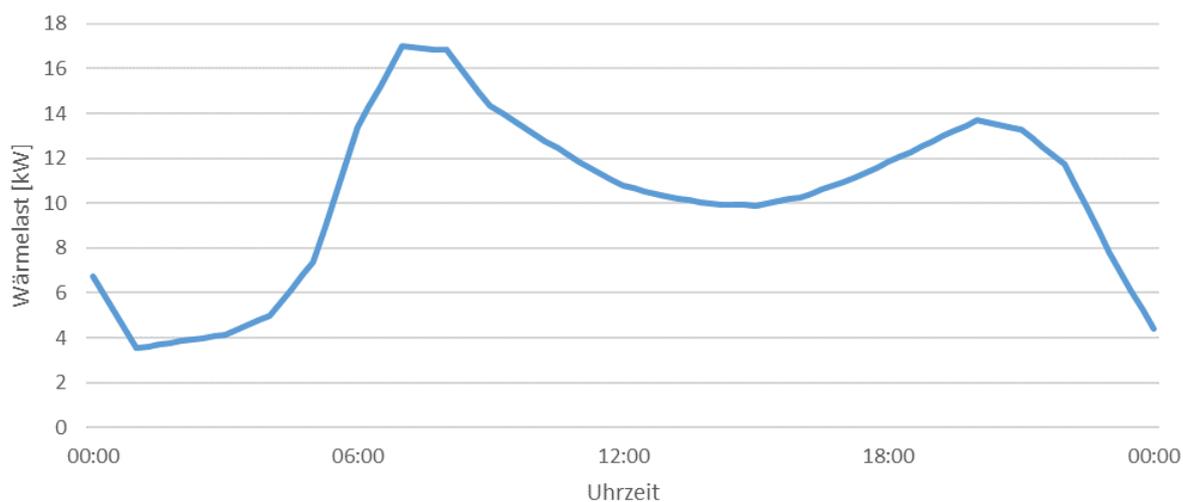


Abbildung 19: Synthetischer Wärmelastgang für einen Beispieltag
(eigene Darstellung)

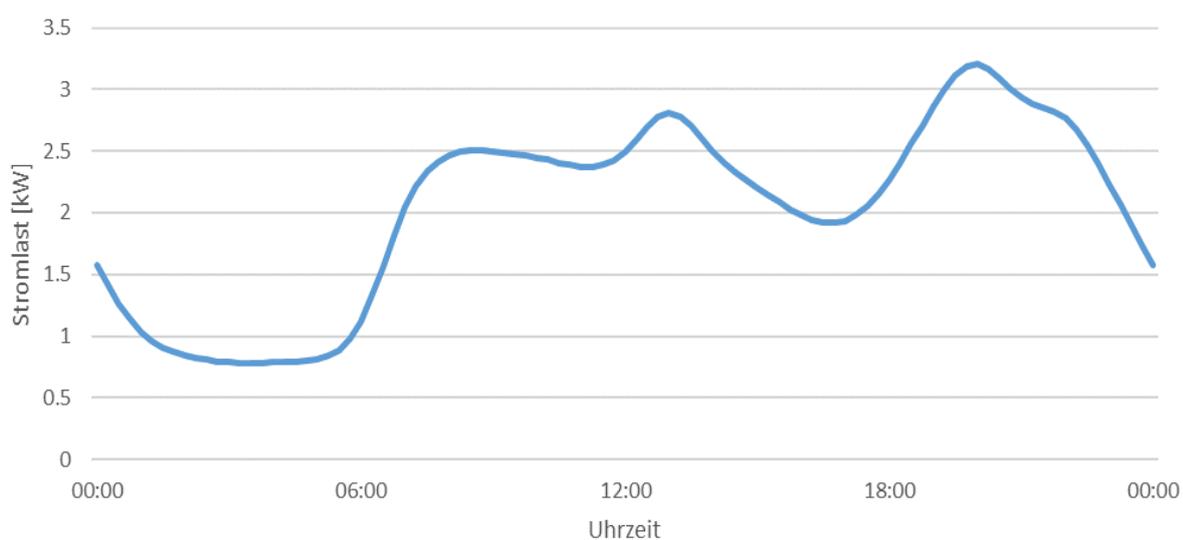


Abbildung 20: Synthetischer Stromlastgang für einen Beispieltag
(eigene Darstellung)

Da eine exakte Übereinstimmung der Lastprofile von vier Mehrfamilienhäusern unwahrscheinlich ist, wird zudem ausgehend von dem jeweils erzeugten Lastprofil folgende triviale Lastgangrandomisierung vorgenommen (s. Tabelle 2).

Die Randomisierung basiert auf einer Zeitverschiebung sowie einer Gesamtbedarfsvariation. Hierzu werden sowohl wärme- als auch stromseitig jeweils zwei Lastgänge unverändert gelassen (MFH 2 und MFH 3). Wärmeseitig wird ein Lastgang (MFH 1) um +15 Minuten zeitverschoben und der Wärmebedarf mit dem Faktor 1,05 beaufschlagt, was einem Bedarf von $1,05 \cdot 90.000 \text{ kWh} = 94.500 \text{ kWh}$ entspricht. Ein weiterer Lastgang (MFH 4) wird um -15 Minuten zeitverschoben und mit dem Faktor 0,95 multipliziert.

Tabelle 2: Lastgangrandomisierung

	Wärmelastgang	Stromlastgang
MFH 1	<ul style="list-style-type: none"> • + 15 min • Faktor 1,05 	<ul style="list-style-type: none"> • - 15 min • Faktor 0,95
MFH 1	<ul style="list-style-type: none"> • +/- 0 min • Faktor 1 	<ul style="list-style-type: none"> • +/- 0 min • Faktor 1
MFH 1	<ul style="list-style-type: none"> • +/- 0 min • Faktor 1 	<ul style="list-style-type: none"> • +/- 0 min • Faktor 1
MFH 1	<ul style="list-style-type: none"> • - 15 min • Faktor 0,95 	<ul style="list-style-type: none"> • + 15 min • Faktor 1,05

Stromseitig wird die Lastgangverschiebung und Faktorbeaufschlagung umgekehrt durchgeführt, sodass der Stromlastgang zu MFH 1 um -15 Minuten zeitverschoben und mit dem Faktor 0,95 multipliziert wird und der Stromlastgang zu MFH 4 um +15 Minuten zeitverschoben und mit einem Faktor von 1,05 beaufschlagt wird.

5.2.4 Auslegung und Parametrierung der verwendeten Komponenten

Die für die Berechnungen gewählte Parametrierung der Energiesystemkomponenten beruht auf einer Kombination aus Heuristiken und praktischer Anwendbarkeit für das gegebene Versorgungsgebiet. Infrastrukturelle Voraussetzungen, wie beispielsweise die verfügbare Dachfläche zur Installation von PV- oder Solarthermieanlagen, die erforderliche Vorlauftemperatur oder der begrenzte Platz zum Aufstellen von Anlagen wie BHKWs oder Wärmespeichern stellen dabei die Grundlage für die Auslegung der Energiesysteme dar. Auf dieser Grundlage ist unter Verwendung von Heuristiken eine geeignete Abstimmung der Systemkomponenten aufeinander vorzunehmen. Auf Basis dieser Heuristiken werden schließlich reale Anlagen recherchiert, die den identifizierten Anforderungen und Auslegungen entsprechen und tatsächlich am Markt verfügbar sind.

Um die verschiedenen auszulegenden Energiesysteme vergleichbar zu halten, werden einige Anlagengrößen, beispielsweise die Speicherkapazitäten, über die unterschiedlichen Systeme hinweg nicht variiert. Dies resultiert möglicherweise in einer der Heuristik nach nicht optimalen Auslegung einiger Energiesysteme. Da diese Arbeit nicht den Anspruch erhebt, eine optimale Energiesystemauslegung zu gewährleisten, sondern die Vergleichbarkeit verschiedener Energieversorgungskonzepte für das gewählte Versorgungsgebiet im Vordergrund steht, wird dies in Kauf genommen und bei der abschließenden Bewertung berücksichtigt.

Weiterhin beruht die Parametrierung der Komponenten auf der Grundüberlegung, die Versorgungsstrukturen *Einzelgebäudeversorgung* und *dezentrale Quartiersversorgung* mit gleichen Anlagengrößen auszulegen, da für beide Strukturen jeweils die gleiche Anzahl an Komponenten verwendet wird. Durch

die Auslegung der Energiesysteme dieser beiden Versorgungsstrukturen mit der gleichen Anzahl und der gleichen Größe der einzelnen Systemkomponenten lassen sich durch den Vergleich dieser beiden Versorgungsstrukturen reine Quartierseffekte, die nicht auf unterschiedliche Anlagenparameter zurückzuführen sind, identifizieren.

Für die Versorgungsstruktur *zentrale Quartiersversorgung* werden große, zentrale Anlagen verwendet. Diese sind entsprechend der erforderlichen Gesamtbedarfsdeckung größer zu dimensionieren als die Anlagen der *Einzelgebäudeversorgung* oder der *dezentralen Quartiersversorgung*. Während die Anlagen bei der *Einzelgebäudeversorgung* und der *dezentralen Quartiersversorgung* je Haus vorliegen, müssen die Anlagen bei der *zentralen Quartiersversorgung* je Quartier vorliegen. Da das betrachtete Quartier aus vier Einzelhäusern besteht, wird die Dimensionierung einiger Anlagen der zentralen Quartiersversorgung linear über den Skalierungsfaktor 4 realisiert.

Beispiel: Die Nennleistung einer Wärmepumpe für die *Einzelgebäudeversorgung/dezentrale Quartiersversorgung* beträgt 10 kW. Je Haus gibt es eine Wärmepumpe. Bei der *zentralen Quartiersversorgung* gibt es insgesamt eine Wärmepumpe für die Versorgung aller vier Häuser. Über den Skalierungsfaktor 4 wird die Wärmepumpenleistung daher auf 40 kW hochskaliert.

Durch die andere Dimensionierung treten in den Anlagen andere Betriebspunkte, Verlusteigenschaften und Wirkungsgrade auf. Die Quartierseffekte der *zentralen Quartiersversorgung* werden demnach nicht nur auf die Zusammenfassung des Versorgungsgebietes zu einem gemeinsamen Energiesystem zurückzuführen sein, sondern auch auf die abweichenden Anlagenparameter.

Nachfolgend wird die Parametrierung der verwendeten, in Kapitel 3.3 beschriebenen Energiesystemkomponenten für die zwei unterschiedlichen Parametrierungen der *Einzelgebäude-/dezentralen Quartiersversorgung* und der *zentralen Quartiersversorgung* komponentenweise dargestellt und erläutert.

Photovoltaikanlage:

Die Parametrierung der PV-Anlage (s. Tabelle 3) basiert auf der verfügbaren Dachfläche. Für die betrachteten Mehrfamilienhäuser wird jeweils eine nutzbare Dachfläche von 7,5 m x 20 m, also 150 m² angenommen.

Als beispielhafte, am Markt verfügbare PV-Anlagen können die „E.ON Aura FM300“ (techn. Datenblatt s. Anhang G) sowie die „aleo S_19 - SL19L265/S19J265“ (techn. Datenblatt s. Anhang H) angeführt werden. Aus den jeweiligen technischen Datenblättern der Anlagen können Nennleistungen von 0,182 kWp/m² (E.ON Energie Deutschland GmbH 2018) bzw. 0,162 kWp/m² (aleo solar AG 2021) errechnet werden. Als Berechnungsparameter wird auf dieser Grundlage ein mittlerer Wert von 0,1667 kWp/m² gewählt. Umgerechnet auf die betrachtete Dachfläche eines Hauses von 150 m² ergibt dies eine Nennleistung von 25 kWp pro Haus. Auf das gesamte Versorgungsgebiet bezogen entspricht

dies einer Nennleistung von 100 kW_p. Da die vier PV-Anlagen für alle Versorgungsstrukturen einzeln modelliert werden und somit keine Unterscheidung der Anlagengrößen für die verschiedenen Versorgungsstrukturen notwendig ist, wird der Wert von 25 kW_p pro PV-Anlage verwendet.

Tabelle 3: Parametrierung PV-Anlage

Parameter PV-Anlage	Einzelgebäude-/Dezentrale Quartiersversorgung	Zentrale Quartiersversorgung
P_PEAK [kW _p]	25	25
Irradiance_DIF_HOR	entspr. Wetterdaten	entspr. Wetterdaten
Irradiance_DIR_HOR	entspr. Wetterdaten	entspr. Wetterdaten
T_AMB	entspr. Wetterdaten	entspr. Wetterdaten
WIND_SPEED	entspr. Wetterdaten	entspr. Wetterdaten
PVMODULE_LAT	51,228	51,228
PVMODULE_LON	6,774	6,774
PVMODULE_SURFTILT [°]	30	30
PVMODULE_SURFAZI [°]	180	180
ALBEDO_AMB	0,2	0,2

Neben den im weiteren Verlauf dieses Kapitels näher beleuchteten Wetterdaten (diffuse Sonneneinstrahlung, direkte Sonneneinstrahlung, Umgebungstemperatur und Windgeschwindigkeit) sind weiterhin die Lokation und Ausrichtung der PV-Module anzugeben. Nach projektinterner Rücksprache wurde für das Projekt *SW.Developer* und somit auch für diese Arbeit der Standort *Düsseldorf Zentrum* mit seinen entsprechenden Längen- (PVMODULE_LON) und Breitengraden (PVMODULE_LAT) als Referenzort gewählt. Dabei wird für die PV-Module eine südazimutale Ausrichtung (PVMODULE_SURFAZI) sowie eine Neigung (PVMODULE_SURFTILT) von 30° angenommen. Als Albedo-Wert wird für das betrachtete Versorgungsgebiet ein Wert von 0,2 angenommen.

Solarthermieanlage:

Analog zur PV-Anlage wird auch die Solarthermieanlage unabhängig von der jeweiligen Versorgungsstruktur für jedes Haus einzeln modelliert. Die Parameter der Anlage sind somit für alle Versorgungsstrukturen gleich (s. Tabelle 4).

Der elektrische Verbrauch (electrical_consumption) einer Solarthermieanlage ergibt sich über den Verbrauch von Pumpen und Steuerungstechnik. Da die Verbrauchswerte in der Praxis je nach verbauter Technik stark variieren, wird vereinfachend ein Mittelwert von 2 % bezogen auf den Energieertrag der Anlage angenommen. Periphere Verluste in Form von Leitungsverlusten werden vernachlässigt. Die erforderliche Größe der Anlage ist verbrauchsabhängig und auch mit einem möglichen angebundenen Wärmespeicher in Einklang zu bringen. Da die Solarthermie zur Heiz- und Brauchwassererwärmung

genutzt wird und sich für diesen Zweck eine Wärmespeichergröße von 1000 l pro 10 m² Kollektorfläche eignet (Acker 2021a), wird für die angenommene Speichergröße von 4000 l (s. Wärmespeicherparameter in Tabelle 6) eine Kollektorfläche von 40 m² angenommen. Ähnliche Werte finden sich für Mehrfamilienhäuser auch in der Literatur (Schabbach 2021, S. 126 ff.).

Tabelle 4: Parametrierung Solarthermieanlage

Parameter Solarthermieanlage	Einzelgebäude-/Dezentrale Quartiersversorgung	Zentrale Quartiersversorgung
electrical_consumption [-]	0,02	0,02
peripheral_losses	0	0
aperture_area [m ²]	40	40
lat	51,228	51,228
long	6,774	6,774
collector_tilt [°]	40	40
collector_azimuth [°]	180	180
eta_0 [-]	0,8	0,8
a_1 [W/m ² K]	3,7	3,7
a_2 [W/m ² K ²]	0,014	0,014
temp_collector_inlet [°C]	60	60
delta_temp_n [K]	10	10
irradiance_global	entspr. Wetterdaten	entspr. Wetterdaten
irradiance_diffuse	entspr. Wetterdaten	entspr. Wetterdaten
temp_amb	entspr. Wetterdaten	entspr. Wetterdaten

Die Kollektorausrichtung nach Süden wird aufgrund optimaler Erträge mit einer Neigung von 40° angenommen (Schabbach 2021, S. 67). Die Kollektoreintrittstemperatur (temp_collector_inlet) wird entsprechend der bereitzustellenden Heiz- und Brauchwasser-Vorlauftemperatur mit 60 °C angenommen. Die Vorlauftemperatur der Solarthermieanlage wird über den Parameter delta_temp_n berücksichtigt. Sie ist betriebsabhängig und wird für die Berechnung mit 80 °C angenommen, sodass sich $delta_temp_n = (T_{Vorlauf} - T_{Rücklauf})/2 = 10$ ergibt. Der optische Wirkungsgrad (eta_0) sowie der lineare (a_1) und der quadratische Verlustfaktor (a_2) sind anlagenabhängig. Beispielhaft können hierzu die beiden am Markt verfügbaren Solarthermieanlagen „SUNSET BWK 90/1“ (techn. Datenblatt s. Anhang I) und „Vitosol 200-F SV2D“ (techn. Datenblatt s. Anhang J) angeführt werden. Der optische Wirkungsgrad beläuft sich bei diesen Anlagen auf 0,781 (SUNSET Energietechnik GmbH 2015) bzw. 0,82 (Viessmann 2019), sodass für die Optimierung mit einem Wert von 0,8 gerechnet wird. Für die Verlustbeiwerte werden die Werte $a_1 = 3,7 \text{ W/m}^2\text{K}$ bzw. $a_2 = 0,014 \text{ W/m}^2\text{K}^2$ (SUNSET Energietechnik GmbH 2015) für die Berechnungen verwendet.

Batteriespeicher:

Die Auslegung der Batteriespeicher (s. Tabelle 5) erfolgt auf Basis des zu deckenden Strombedarfes. Dabei gilt es, zwischen AC- (Wechselstrom) und DC-Systemen (Gleichstrom) zu unterscheiden. PV-Anlagen erzeugen grundsätzlich Gleichstrom, welcher über einen Wechselrichter zur Nutzung im Haushalt in Wechselstrom umgewandelt wird. Die beiden Systeme unterscheiden sich leicht in ihrer Umwandlungswirkungsgraden. Die Auslegung der Batteriespeicher basiert auf der Annahme der Verwendung eines AC-Systems. Die Stromspeicherinspektion 2021 der HTW Berlin zeigt eine Auswertung der in Deutschland eingesetzten Stromspeicher, die sich als Auslegungsgrundlage eignet. Demnach sollten Speichersysteme über 1,5 kWh nutzbare Speicherkapazität pro 1000 kWh jährlichem Strombedarf verfügen (Weniger et al. 2021, S. 25). Bei einem jährlichen Strombedarf von 18.000 kWh pro Haus entspricht dies einer nutzbaren Speicherkapazität von 27 kWh. Die nutzbare Speicherkapazität (E_{Nutz}) errechnet sich über den Faktor soc_MAX von der Bruttokapazität ($E_{\text{Nutz}} = E_{\text{MAX}} \cdot \text{soc_MAX}$). Für einen Durchschnittswert von $\text{soc_MAX} = 0,95$ (Weniger et al. 2021, S. 10) ergibt sich somit eine Bruttokapazität von 28,4 kWh. Auf Grundlage dieser Überlegungen wird für den Fall der *Einzelgebäude-/dezentralen Quartiersversorgung* mit einer Bruttokapazität von 28 kWh gerechnet.

Die Nennleistung ($P_{\text{MAX_OUT}}$) wird über das Verhältnis zur Nutzkapazität festgelegt. Dieses Verhältnis liegt der Stromspeicherinspektion 2021 zufolge für Systeme bis 20 kWh im Bundesdurchschnitt bei 0,59 (Weniger et al. 2021). Eine genauere Auswertung zeigt jedoch, dass ein Verhältnis von 0,5 ein besseres Kosten-Nutzen-Verhältnis darstellt (Weniger et al. 2021, S. 20). Demnach wird für die Nennleistung der dezentralen Speicher ein Wert von $P_{\text{MAX}} = 0,5 \cdot E_{\text{Nutz}} = 0,5 \cdot 27 = 13,5$ kW angenommen.

Tabelle 5: Parametrierung Batteriespeicher

Parameter Batteriespeicher	Einzelgebäude-/Dezentrale Quartiersversorgung	Zentrale Quartiersversorgung
$P_{\text{MAX_IN}}$ [kW]	13,5	54
$P_{\text{MAX_OUT}}$ [kW]	13,5	54
E_0 [kWh]	0	40
E_{MAX} [kWh]	28	112
soc_MAX [-]	0,95	0,95
eta_STO [-]	0	0
eta_IN [-]	0,95	0,95
eta_OUT [-]	0,95	0,95

Für den zentralen Batteriespeicher werden die Parameter über den Skalierungsfaktor 4 bestimmt. Die Ein- und Ausspeicherwirkungsgrade eta_IN und eta_OUT von jeweils 0,95 entsprechen abgeschätzten

Durchschnittswerten der in der Stromspeicherinspektion 2021 untersuchten Systeme (Weniger et al. 2021, S. 12). Weiterhin werden Bereitschaftsverluste für jeden Zeitschritt über den Parameter η_{STO} abgebildet. Da diese Bereitschaftsverluste für die eingesetzten Lithium-Ionen-Batteriespeicher jedoch nur zwischen Werten von 0,008 und 0,04 pro Tag liegen, werden sie in der Optimierung vernachlässigt.

Wärmespeicher:

Die Auslegung der Wärmespeicher (s. Tabelle 6) basiert auf der Annahme der Verwendung eines zentralen Pufferspeichers pro Haus bzw. im Falle der zentralen Quartiersversorgung eines zentralen Pufferspeichers für das gesamte Quartier. Über dieses Speichersystem kann sowohl für den Heiz- als auch für den Brauchwasserwärmebedarf Energie bereitgestellt werden (Bollin 2016, S. 135).

Die Auslegung des Speichervolumens kann je nach Ziel der Speichernutzung bedarfsseitig oder erzeugungsseitig erfolgen. Oft wird für ein durchschnittliches Einfamilienhaus ein Volumen von etwa 1000 l empfohlen (Thermondo GmbH 2021). Nimmt man als durchschnittliches Einfamilienhaus ein Haus mit 140 m² Wohnfläche für 3-4 Personen an, lässt sich diese Speicherauslegung auf ein 6-Parteien-Mehrfamilienhaus mit je 70 m² Wohnfläche pro Wohnung für jeweils 2 Personen hochskalieren, sodass sich eine Speichergröße von 3000 l pro Mehrfamilienhaus ergibt. In der Literatur wird auf Beispielprojekte mit ähnlichen Speichergrößen verwiesen (Schabbach 2021, S. 126). Um die Ausnutzung des Speichers zu erhöhen, wird für die Optimierung eine Speichergröße von 4000 l pro dezentralem Hausspeicher verwendet. Die Skalierung für den zentralen Quartierspeicher erfolgt wie zuvor beschrieben über den Skalierungsfaktor 4 und führt somit zu einem Speichervolumen von 16.000 l.

Tabelle 6: Parametrierung Wärmespeicher

Parameter Wärmespeicher	Einzelgebäude-/Dezentrale Quartiersversorgung	Zentrale Quartiersversorgung
Qf_MAX_IN [kW]	140	560
Qf_MAX_OUT [kW]	140	560
Q_0 [kWh]	0	0
V_STO [m ³]	4	4
rho_FLUID [kg/m ³]	1000	1000
cp_FLUID [kJ/kg*K]	4,2	4,2
U_STO [W/m ³ K]	4,0	3,8
T_MAX [°C]	60	60
T_MIN [°C]	20	20
T_AMB [°C]	20	20

Die Fluidichte [rho_FLUID] des Speichermediums Wasser wird mit 1000 kg/m³ angenommen, die

Wärmekapazität [c_{p_FLUID}] mit 4,2 kJ/kgK. Der initiale Speicherstand (Q_0) beträgt 0 kWh. Die maximal ein- ($Q_{f_MAX_IN}$) und ausspeicherbaren Wärmeströme ($Q_{f_MAX_OUT}$) hängen von den Temperaturen und Massenströmen der Erzeugungs- und Heizungssysteme ab. Die Einspeicherleistung kann über einen angenommenen Massenstrom der Solarthermieanlage ($M_{f_{max,Vorlauf}}$) von 0,5556 kg/s (Acker 2021b), einer Wärmekapazität des Wärmeüberträgermediums (c_p) von 4,2 kJ/kgK, sowie einer maximalen Vorlauftemperatur der Solarthermieanlage ($T_{max,Vorlauf}$) von 80°C und einer minimalen Speichertemperatur ($T_{min,Speicher}$) von 20°C berechnet werden zu

$$\begin{aligned} Q_{f_MAX_IN} &= M_{f_{max,Vorlauf}} \cdot c_p \cdot (T_{max,Vorlauf} - T_{min,Speicher}) \\ &= 0,5556 \frac{kg}{s} * 4,2 \frac{kJ}{kgK} * (80 - 20)K = 140 kW. \end{aligned} \quad (10)$$

Die maximale Ausspeicherleistung wird vereinfachend gleich der maximalen Einspeicherleistung angenommen. Somit werden die maximalen Wärmeströme mit jeweils 140 kW pro dezentralem Hausspeicher angenommen. Über den Faktor 4 zur Skalierung für den zentralen Wärmespeicher ergibt sich ein Wert von 560 kW. Der volumetrische Wärmeübergangskoeffizient des Speichermediums (U_{STO}) ist abhängig vom Speichervolumen. Er ist der Literatur zu entnehmen und beläuft sich für die verwendeten dezentralen Wärmespeicher auf 4,0 bzw. für die verwendeten zentralen Wärmespeicher auf 3,8 (Kippelt 2017, S. 36). Die Umgebungstemperatur wird vereinfachend als konstant 20°C angenommen und der Arbeitsbereich des Speichers (T_{MIN} , T_{MAX}) soll zwischen der Umgebungstemperatur von 20°C und der durch die Wärmepumpe bereitstellbare Vorlauftemperatur von 60°C liegen.

Wärmepumpe:

Die Auslegung der Wärmepumpen (s. Tabelle 7) orientiert sich am Wärmebedarf und ist so gewählt, dass sich dieser allein durch die Wärmepumpen decken lässt. Dabei sollen Sole-Wasser-Wärmepumpen zum Einsatz kommen, die in der Regel höhere Arbeitszahlen (engl. Coefficient of Performance; kurz: COP) erreichen als Luft-Wasser-Wärmepumpen.

Die Marktrecherche nach geeigneten Modellen führt beispielsweise zu Wärmepumpen der Firma Viessmann. Das Modell „Vitocal 350-G 351.B42 (S/W)“ (techn. Datenblatt s. Anhang K) mit einer maximalen Leistungsaufnahme von 20 kW (Viessmann Werke GmbH & Co. KG 2019, S. 48) eignet sich für die *Einzelgebäude-* bzw. *dezentrale Quartiersversorgung*, das Modell „Vitocal 300-G Pro BW302.D180 (S/W)“ (techn. Datenblatt s. Anhang L) mit einer maximalen Leistungsaufnahme von 90 kW (Viessmann Werke GmbH & Co. KG 2018, S. 7) kann als *zentrale Quartierslösung* verwendet werden. Als minimale Leistungsaufnahme wurde vereinfachend jeweils der Wert 0 angenommen. Die bereitzustellende Vorlauftemperatur (T_{SUPPLY}) soll 60°C betragen. Als Quelltemperatur (T_{SRC}) wird ganzjährig eine konstante Bodentemperatur von 12°C angenommen (Greenhouse Media 2021).

Tabelle 7: Parametrierung Wärmepumpen

Parameter Wärmepumpe	Einzelgebäude-/Dezentrale Quartiersversorgung	Zentrale Quartiersversorgung
P_MAX [kW]	20	90
P_MIN [kW]	0	0
T_SRC [°C]	12	12
T_SUPPLY [°C]	60	60
cop_TABLE	s. COP-Kennfeld (Tabelle 8)	s. COP-Kennfeld (Tabelle 9)

Die Arbeitszahl der Wärmepumpe ist abhängig von der Quell- sowie der bereitzustellenden Vorlauftemperatur und wird in der Optimierung für jeden Zeitschritt berechnet. Zur Berechnung ist ein COP-Kennfeld aus mehreren Quell- und Vorlauftemperaturen anzugeben, aus welchem im Optimierungsmodell über lineare Inter- und Extrapolation die jeweiligen Arbeitszahlen berechnet werden. Für die verwendeten Wärmepumpen ergeben sich folgende COP-Kennfelder:

Tabelle 8: COP-Kennfeld Vitocal 350-G 351.B42 (S/W)

Vitocal 350-G 351.B42 (S/W)	Quelltemperatur [°C]		
Vorlauftemperatur [°C]	5	10	15
35	5.20	5.80	6.00
45	4.30	4.70	4.80
55	3.60	3.90	4.10

Datenquelle: s. Anhang K (Viessmann Werke GmbH & Co. KG 2019, S. 55)

Tabelle 9: COP-Kennfeld Vitocal 300-G Pro BW302.D180 (S/W)

Vitocal 300-G Pro BW302.D180 (S/W)	Quelltemperatur [°C]		
Vorlauftemperatur [°C]	5	10	15
45	4.07	4.60	5.12
60	2.90	3.25	3.63

Datenquelle: s. Anhang L (Viessmann Werke GmbH & Co. KG 2018, S. 18)

Um die in Kapitel 5.2.1 beschriebene Möglichkeit eines Wärmepumpenstromtarifes abbilden zu können, sind zusätzlich die Zeiten für eine Sperre des Wärmestrombezuges zu definieren. Hierzu werden für jeden Tag des modellierten Jahres entsprechend der sich im synthetischen Stromlastgang abzeichnenden Lastspitzen (s. Abbildung 20) folgende drei Zeitblöcke à zwei Stunden ausgewählt: 8:00 – 10:00 Uhr, 12:00 – 14:00 Uhr und 18:00 – 20:00 Uhr. Die Implementierung dieser Strombezugssperre für Wärmepumpen erfolgt über einen *oemof-bus*, welcher die Constraint enthält, zu den genannten Zeiten keine Energie übertragen zu können. Beispielsweise ist in dem in Abbildung 15 dargestellten Modellierungs-Flow-Chart zu Konzept 4.3 der dezentralen Quartiersversorgung ein solcher *bus* unter der Bezeichnung „Locked electricity bus“ zu finden.

Blockheizkraftwerk:

Die Auslegung der BHKWs (s. Tabelle 10) ist ebenfalls so zu wählen, dass sie dem Wärmebedarf des gesamten Versorgungsquartiers gerecht werden können. In Konzept 5 ist dies per se erforderlich, da außer dem Blockheizkraftwerk keine weiteren Technologien zur Deckung des Wärmebedarfes zum Einsatz kommen. Zwar werden in Konzept 6 zusätzlich Solarthermie und elektrische Wärmeerzeuger eingesetzt, im Sinne der Optimierungsfreiheitsgrade soll dennoch eine Bedarfsdeckung rein über das BHKW möglich sein.

Die Marktrecherche führt für die *Einzelgebäude-/dezentrale Quartiersversorgung* auf das Modell „neoTower 25.0“ der Firma RMB Energie (techn. Datenblatt s. Anhang M) sowie für die *zentrale Quartierslösung* auf das Modell „Vitobloc 200 EM-100/167“ der Firma Viessmann (techn. Datenblatt s. Anhang N).

Tabelle 10: Parametrierung Blockheizkraftwerke

Parameter BHKW	Einzelgebäude-/Dezentrale Quartiersversorgung	Zentrale Quartiersversorgung
eta_TH_NOM [-]	0,611	0,596
eta_TH_PAR [-]	0,714	0,607
eta_EL_NOM [-]	0,325	0,354
eta_EL_PAR [-]	0,222	0,289
P_NOM [kW]	25	99
P_PAR [kW]	12,5	50
HI_FUEL [kWh/kg]	12,95	12,95

Angetrieben werden die BHKWs über Gas aus dem öffentlichen Gasnetz. Der Heizwert des Gases wird dabei mit 12,95 kWh/kg angenommen (Dortmunder Wasser- und Energieversorgung GmbH (DEW21) 2021). Das BHKW-Modell erlaubt eine Betriebsweise des Blockheizkraftwerkes zwischen einem unteren (P_PAR) und einem oberen (P_NOM) Betriebspunkt bezogen auf die elektrische Leistung. Über die elektrischen Wirkungsgrade eta_EL_NOM und eta_EL_PAR werden für beiden Betriebspunkte jeweils die Verhältnisse zwischen eingesetztem Gas und elektrischem Output bestimmt. Über die thermischen Wirkungsgrade eta_TH_NOM und eta_TH_PAR werden die entsprechenden thermischen Leistungen berechnet. Für alle zwischen unterem und oberem gelegenen Betriebspunkte werden die Wirkungsgrade linear interpoliert. Das Modell „neoTower 25.0“ bietet dabei eine maximale elektrische Leistung von 25 kW sowie eine minimale elektrische Leistung von 12,5 kW (RMB\ENERGIE GmbH 2021). Das Modell „Vitobloc 200 EM-100/167“ entspricht der vierfachen Leistungsstärke und weist eine maximale elektrische Leistung von 99 kW sowie eine minimale elektrische Leistung von 50 kW auf (Viessmann Werke GmbH&Co KG 2021). Die jeweiligen entsprechenden elektrischen und thermischen Wirkungsgrade sind Tabelle 10 zu entnehmen.

Da es beim wärmegeführten Betrieb der Blockheizkraftwerke zur Produktion von Überschussstrom kommen kann, wird die Möglichkeit der Stromeinspeisung ins öffentlich Stromnetz berücksichtigt, worauf in Kapitel 5.2.5 näher eingegangen wird. Aufgrund des definierten unteren Betriebspunktes wird beim Betrieb des BHKWs stets eine Mindestwärmeleistung erzeugt. Da diese Mindestwärmeleistung oberhalb des zum jeweiligen Zeitpunkt vorliegenden Wärmebedarfes liegen kann, wird in der Modellierung eine zusätzliche Wärmesenke berücksichtigt, über die überschüssig produzierte Wärmeenergie abgeführt werden kann. Diese Wärmesenke ist beispielsweise im Modellierungs-Flow-Chart zu Konzept 5.3 der dezentralen Quartiersenergieversorgung (s. Abbildung 16) unter der Bezeichnung „Heat loss“ zu erkennen.

Gaskessel:

Die Auslegung der Gaskessel hat lediglich die Anforderung, die Wärmebedarfsdeckung jederzeit sicherzustellen. Die Gaskessel werden dabei als Brennwertgerät angenommen.

Dazu werden die Gaskessel in ihrer Leistung ausreichend groß dimensioniert (s. Tabelle 11), sodass Nennleistungen von 90 kW bzw. 360 kW für die *Einzelgebäude-/dezentrale Quartiersversorgung* bzw. die *zentrale Quartiersversorgung* angenommen wurden. Als Heizwert für das aus dem öffentlichen Netz bezogene Gas wird ein Wert von 12,95 kWh/kg angenommen (Dortmunder Wasser- und Energieversorgung GmbH (DEW21) 2021). Für den auf den Heizwert bezogenen Nutzungsgrad (η_{TH}) eines Brennwertgerätes finden sich in der Literatur Werte zwischen 87 % (Janssen, S. 10) und 96 % (Energiesparhaus.at 2021), sodass mit einem angenommenen Wert von 90 % gerechnet wird.

Tabelle 11: Parametrierung Gaskessel

Parameter Gaskessel	Einzelgebäude-/Dezentrale Quartiersversorgung	Zentrale Quartiersversorgung
eta_TH [-]	0,9	0,9
Qf_MAX [kW]	90	360
Qf_MIN [kW]	0	0
HI_FUEL [kWh/kg]	12,95	12,95

Elektrischer Wärmeerzeuger:

Die Auslegung der für Spitzenlasten gedachten elektrischen Wärmeerzeuger (s. Tabelle 12) dient ebenfalls nur dem Zweck der vollständigen Bedarfsdeckung. Im Sinne der Optimierungsfreiheitsgrade sollte die Dimensionierung dennoch so groß erfolgen, dass auch eine reine Wärmeversorgung über die elektrischen Wärmeerzeuger möglich ist. Hierzu werden Leistungen von 50 kW für die dezentral angeord-

neten bzw. von 360 kW für den zentral angeordneten elektrischen Wärmeerzeuger angenommen. Weiterhin beträgt der thermische Wirkungsgrad elektrischer Heizelemente (η_{TH}) stets 1 (Paschotta 2015).

Tabelle 12: Parametrierung elektrischer Wärmeerzeuger

Parameter Elektr. Wärmeerzeuger	Einzelgebäude-/Dezentrale Quartiersversorgung	Zentrale Quartiersversorgung
η_{TH} [-]	1	1
Q_{f_MAX} [kW]	50	360

Nahwärmenetz:

Das als *oemof-bus* modellierte Nahwärmenetz berücksichtigt für die Energieübertragung einen konstanten Verlustfaktor (s. Tabelle 13). In der Realität ist dieser Verlustfaktor von den verwendeten Leitungsmaterialien, der Leitungsdicke, der Leitungslänge und der anliegenden Temperaturdifferenz zur Umgebung abhängig. Für das stark vereinfachte Nahwärmenetz-Modell kann ein Verlustwert von 5 % für die Wärmebereitstellung in Mehrfamilienhäusern angenommen werden. (Dötsch et al. 1998, S. 47)

Tabelle 13: Parametrierung Nahwärmenetz

Parameter Nahwärmenetz	Einzelgebäudeversorgung	Zentrale/ Dezentrale Quartiersversorgung
η_{LOSS} [-]	-	0,95

Das Nahwärmenetz wird nur für die Optimierungen der Quartierslösungen eingesetzt.

5.2.5 Energiepreise, Vergütungen und Emissionen

Für die Optimierungen werden die nachfolgend erläuterten Energiepreise, Vergütungen und CO₂-Emissionen angenommen. Tabelle 14 am Ende dieses Unterkapitels liefert eine Übersicht über die getroffenen Annahmen.

Strompreis:

Der angenommene Strompreis orientiert sich am jährlichen Stromverbrauch des jeweiligen Mieters einer angenommenen Wohneinheit von 3000 kWh pro Jahr und basiert daher auf dem bundesweiten Durchschnittstarif für private Endkunden mit einem jährlichen Verbrauch von 2500 – 5000 kWh pro Jahr. Nach Angaben des BMWi liegt dieser durchschnittliche Preis für das zurückliegende Jahr 2020 bei 32,05 ct/kWh (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2021c). Dieser Durchschnittspreis kann als Basis für Stromtarife für das Jahr 2021 verwendet werden und wird deshalb für die im Rahmen

dieser Arbeit durchgeführte Modellierung des Jahres 2021 angenommen. Der Strompreis wird als konstant angenommen. Preisschwankungen an der Strombörse werden nicht berücksichtigt.

Zusätzlich wird in den auf Wärmepumpen basierenden Energieversorgungskonzepten der Sonderfall eines Wärmepumpenstromtarifes berücksichtigt. Heizstrom wird von Energieversorgern günstiger angeboten als Haushaltsstrom, da es ihnen die Möglichkeit der Lastverschiebung bietet, wodurch der benötigte Strom günstiger an der Strombörse eingekauft werden kann. Als Sperrzeiten werden täglich die Intervalle von 8:00 bis 10:00 Uhr, von 12:00 bis 14:00 Uhr und von 18:00 bis 20:00 Uhr angenommen. Als Wärmepumpenstromtarif wird der aktuelle Durchschnittspreis von 22,5 ct/kWh (Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e.V. 2021) angenommen.

Gaspreis:

Mit einem angenommenen jährlichen Wärmebedarf von 15.000 kWh fallen die betrachteten Wohneinheiten in das Bedarfsintervall 5.556 - 55.556 kWh Gas pro Jahr. Der angenommene Gaspreis orientiert sich am bundesdurchschnittlichen Preis für Haushaltskunden und liegt bei 6,31 ct/kWh (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2021b), was nach Multiplikation mit dem angenommenen Heizwert des Gases von 12,9 kWh/kg zu einem Preis von 81,71 ct/kg führt.

PV-Einspeisevergütung:

Die Einspeisevergütung von PV-Strom ist abhängig von der PV-Anlagengröße sowie ihrer Inbetriebnahme. Mit einer Nennleistung von 25 kWp pro Anlage fallen die betrachteten PV-Anlagen in die Vergütungsgruppe „11 – 40 kWp“. Aufgrund konstanter Degressionsraten der Einspeisevergütungen von 0,5 % pro Monat für die Monate Januar bis Oktober bzw. 1,4 % pro Monat für die Monate November und Dezember lässt sich für das Jahr 2021 ein durchschnittlicher Vergütungsbetrag von 7,31 ct/kWh bestimmen. (Kümpel 2021).

BHKW-Einspeisevergütung:

Die Einspeisevergütung des KWK-Stromes setzt sich aus folgenden drei Teilen zusammen (Frahm 2021):

1. KWK-Index basierend auf Strompreis an der Leipziger Strombörse
2. KWK-Bonus nach KWKG (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz) 2020
3. Vergütung für vermiedene Netznutzung

Über die Summe der Anteile ergibt sich die angenommene BHKW-Einspeisevergütung.

Der KWK-Index unterlag aufgrund seiner Kopplung an den Börsenstrompreis im Jahr 2021 massiven Schwankungen verbunden mit einem starken Anstieg ab Mitte des Jahres. Aus diesem Grund ist die Mittelwertbildung über das Gesamtjahr wenig aussagekräftig. Stattdessen wird der KWK-Index für das dritte Quartal des Jahres 2021 für die Berechnungen verwendet. Somit wird ein Wert von 97,14 €/MWh (European Energy Exchange AG 2021), was einem Wert von 9,714 ct/kWh entspricht, als KWK-Index angenommen.

Der KWK-Bonus ist abhängig von der KWK-Anlagengröße, weshalb sich für die dezentralen, kleineren BHKWs ein anderer KWK-Bonus ergibt als für das zentrale, große BHKW. Entsprechend KWKG 2020 beläuft sich die Vergütung für Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu 50 kW zu 8 ct/kWh. Für Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung bis 100 kW wird der Leistungsanteil 0 – 50 kW mit 8 ct/kWh vergütet, der Leistungsanteil darüber mit 6 ct/kWh (Clearingstelle EEG|KWKG 2021). Für die angenommenen BHKW-Anlagengrößen von 25 kW bzw. 99 kW ergeben sich somit KWK-Boni von 8 ct/kWh bzw. 7,01 ct/kWh.

Der Vergütungsanteil für vermiedene Netznutzung liegt für das Jahr 2021 zwischen 0,3 und 1,5 ct/kWh (Frahm 2021). Als Durchschnittswert wird daher ein Wert von 0,9 ct/kWh für die Berechnungen angenommen.

Somit ergibt sich die Einspeisevergütung EV des BHKW-Stroms für die dezentralen BHKWs zu

$$EV = 9,714 \frac{ct}{kWh} + 8 \frac{ct}{kWh} + 0,9 \frac{ct}{kWh} = 18,61 \frac{ct}{kWh} \quad (11)$$

und für das zentrale BHKW zu

$$EV = 9,714 \frac{ct}{kWh} + 7,01 \frac{ct}{kWh} + 0,9 \frac{ct}{kWh} = 17,62 \frac{ct}{kWh}. \quad (12)$$

BHKW-Eigenverbrauchsvergütung:

Nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz 2020 wird bei Betrieb einer KWK-Anlage nicht nur der ins öffentliche Stromnetz eingespeiste, sondern auch der erzeugte und selbstverbrauchte Strom vergütet. Ebenso wie der KWK-Bonus ist auch die Eigenverbrauchsvergütung abhängig von der Anlagengröße. Der Leistungsanteil bis 50 kWel wird dabei mit 4 ct/kWh vergütet, der Leistungsanteil von 50 bis 100 kWel mit 3 ct/kWh (Clearingstelle EEG|KWKG 2021). Somit ergeben sich Vergütungen von 4 ct/kWh für die dezentralen BHKWs mit 25 kW elektrischer Leistung sowie von 3,51 ct/kWh für das zentrale BHKW mit 99 kW elektrischer Leistung.

CO₂-Emissionen Strom:

Die angenommenen Emissionen für den aus dem öffentlichen Netz bezogenen Strom basieren auf vorläufigen Angaben des Umweltbundesamtes für das Jahr 2020 und belaufen sich auf 366 gCO₂/kWh (Umweltbundesamt 2021).

CO₂-Emissionen Gas:

Der für die Berechnungen verwendete, spezifische CO₂-Emissionswert von Erdgas beläuft sich nach Angaben des Umweltbundesamtes auf 203,85 gCO₂/kWh (Juhrich 2016), was unter Berücksichtigung des Heizwertes von 12,95 kWh/kg einem Wert von 2,6399 kgCO₂/kg entspricht.

Tabelle 14: Angenommene Energiepreise, Vergütungen und Emissionen

Parameter	Einzelgebäude-/Dezentrale Quartiersversorgung	Zentrale Quartiersversorgung
Strompreis [ct/kWh]	32,05	32,05
Wärmepumpen-Strompreis [ct/kWh]	22,5	22,5
Gaspreis [ct/kg]	81,71	81,71
PV-Einspeisevergütung [ct/kWh]	7,31	7,31
BHKW-Einspeisevergütung [ct/kWh]	18,61	17,62
BHKW-Eigenverbrauchsvergütung [ct/kWh]	4	3,51
CO ₂ -Faktor Strom [kgCO ₂ /kWh]	0,366	0,366
CO ₂ -Faktor Gas [kgCO ₂ /kgGas]	2,6399	2,6399

5.2.6 Wetterdaten

Für die Berechnung der durch Photovoltaik und Solarthermie erzeugten Energie sind Zeitreihen verschiedener Wetterdaten erforderlich. Hierzu gehören Strahlungsdaten wie direkte Solarstrahlung, diffuse Solarstrahlung, globale Solarstrahlung, Lufttemperatur und Windgeschwindigkeit. Die im Rahmen dieser Arbeit verwendeten Wetterdaten stammen aus dem Gemeinschaftsprojekt „Ortsgenaue Testreferenzjahre (TRY) von Deutschland für mittlere und extreme Witterungsverhältnisse“ des Bundesamtes für Bauwesen und Raumordnung (BBSR) und des Deutschen Wetterdienstes (DWD). BBSR und DWD veröffentlichten im Rahmen dieses Projektes die sogenannten *TRY*-Datensätze (Test Reference Year). Diese Testreferenzjahre bilden typische Wetterdaten-Zeitreihen ab, die einen mittleren, aber dennoch jahrestypischen Witterungsverlauf wiedergeben (Deutscher Wetterdienst 2021). Die Datenbasis, auf die sich die Testreferenzjahre beziehen, umfasst den Zeitraum von 1995 bis 2012 (Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung 2021).

Die vom BBSR zur Verfügung gestellten Daten sind frei verfügbar. (Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung 2021). Sie sind deutschlandweit in frei wählbaren Rastern mit einer Fläche von jeweils 1 km² abrufbar und sind stündlich aufgelöst. Als Referenzstandort wird *Düsseldorf Stadtmitte* gewählt. Um die gewünschte 15-minütige Auflösung der Daten zu erhalten, werden die ursprünglich stündlich aufgelösten Daten linear interpoliert.

5.3 Energiesystemoptimierung

Das in Kapitel 2.2.2 beschriebene Potenzial energetischer Quartierslösungen zur Dekarbonisierung des Gebäudesektors basiert neben Skalierungseffekten infolge von Kostendegression vor allem auf Optimierungseffekten des Energiesystems. Zu diesem Zweck und zur Schaffung von Entscheidungsalternativen für die multikriterielle Entscheidungsanalyse werden die beschriebenen Energieversorgungskonzepte unter Verwendung des UMSICHT-eigenen Optimierungstools ESyOpT betriebsoptimiert.

Die Betriebsoptimierung wird dabei für alle erstellten Untervarianten (ohne Speicher, mit Stromspeicher, mit Wärmespeicher, mit Wärme- und Stromspeicher) der Versorgungskonzepte für alle Versorgungsstrukturen (Einzelgebäudeversorgung, zentrale Quartiersversorgung dezentrale Quartiersversorgung) durchgeführt.

Dabei wird jeweils mit zwei unterschiedlichen Zielfunktionen optimiert, die in Formel 13 und 14 dargestellt sind. Das erste Optimierungsziel sind zu minimierende Verbrauchskosten. Die Verbrauchskosten berechnen sich über die über alle genutzten Energieträger und alle Zeitschritte aufsummierten Energiebezugskosten für die aus dem öffentlichen Netz bezogene Energie abzüglich der über alle einspeisenden Komponenten und alle Zeitschritte aufsummierten Erlöse durch Stromeinspeisungen ins öffentliche Stromnetz.

1. Verbrauchskostenminimierung

$$\min \left(\sum_g \sum_t k_g \cdot B_{g,t} - \sum_f \sum_t p_f \cdot E_{f,t} \right) \quad (13)$$

k : energieträgerspezifische Energiekosten

B : aus öffentlichem Netz bezogene Energiemenge

p : spezifische Stromeinspeisevergütung

E : eingespeiste Strommenge

g : Energieträger

f : einspeisende Systemkomponente

t : Zeitschritt

Das zweite Optimierungsziel sind zu minimierende CO₂-Emissionen. Die erzeugten CO₂-Emissionen berechnen sich über die über alle genutzten Energieträger und alle Zeitschritte aufsummierten verursachten CO₂-Emissionen, die sich aus dem Produkt der energieträgerspezifischen CO₂-Emissionen mit der je Energieträger bezogenen Energiemenge aus dem öffentlichen Netz ergeben.

2. CO₂-Emissionsminimierung

$$\min \left(\sum_g \sum_t e_g \cdot B_{g,t} \right) \quad (14)$$

e : spezifische CO₂-Emissionen

B : Aus öffentlichem Netz bezogene Energiemenge

g : Energieträger

t : Zeitschritt

Neben den komponentenspezifischen Constraints und der in jedem Zeitschritt einzuhaltenden Energiebilanz des Gesamtsystems gilt weiterhin für die Berechnung der Energiesysteme stets die übergeordnete Constraint, dass in jedem Zeitschritt die Bedarfsdeckung durch die verfügbare Leistung – bereitgestellt durch Eigenerzeugungsanlagen und Netzanbindung – möglich sein muss (s. Formel 15).

$$\sum_h Z_{h,t} = D_t \quad , \forall t \quad (15)$$

Z : verfügbare Leistung

D : Energiebedarf

h : leistungsbereitstellende Systemkomponente

t : Zeitschritt

Die Optimierungsrechnungen werden für den Zeitraum eines gesamten Jahres vom 01. Januar 2021 00:00:00 bis 31. Dezember 2021 23:59:59 durchgeführt. Dabei wird eine viertelstündliche Auflösung gewählt, sodass sich das Optimierungsproblem in insgesamt 35.040 Zeitschritte aufteilt. Innerhalb dieser Zeitschritte nehmen die jeweiligen Entscheidungsvariablen der in Kapitel 3.3 beschriebenen Komponenten unter Berücksichtigung ihrer jeweiligen Constraints ihren optimalen Wert im Sinne der jeweils definierten Zielfunktion an.

Der Betrieb der Energiesysteme wird somit zum einen hinsichtlich der geringsten möglichen Verbrauchskosten und zum anderen hinsichtlich der geringsten möglichen CO₂-Emissionen optimiert. Da, wie in Kapitel 5.2.1 beschrieben, unter Berücksichtigung aller Varianten insgesamt 60 verschiedene Energieversorgungskonzepte zu optimieren sind und dabei jedes Versorgungskonzept jeweils hinsichtlich beider genannter Zielfunktionen zu optimieren ist, ergeben sich in Summe **120** zu optimierende Energiesysteme.

Zum Lösen der Optimierungsprobleme werden die für gemischt-ganzzahlige lineare Optimierungsprobleme geeigneten Solver *CPLEX* und *Gurobi* eingesetzt. Die Ergebnisse der beiden Solver zeigen bei komplexen Proberechnungen keine zueinander abweichenden Ergebnisse.

Als Güteparameter für die erhaltenen Berechnungsergebnisse dient die in der Optimierung erreichte Mipgap. Der Mipgap-Grenzwert von 0 % besagt, dass das bestmögliche Optimierungsergebnis erreicht ist. Die zu erreichende Mipgap wird dabei im Sinne einer hohen Optimierungsgenauigkeit auf 0,01 % festgelegt. Gerechnet wird mit 64 GB Rechenpeicher. Im Laufe der Optimierungsberechnungen offenbart sich das Problem, dass aufgrund zu hoher Komplexität einiger der zu lösenden Optimierungsprobleme die erforderliche Mipgap von 0,01 % nicht immer erreicht werden kann. Selbst nach 24-stündigen Rechnungen wird teilweise keine ausreichend hohe Genauigkeit erzielt. In anderen Fällen reicht der Rechenpeicher von 64 GB nicht aus, um die erforderliche Mipgap zu erreichen. Die nachfolgende Auflistung zeigt alle Optimierungsprobleme auf, bei denen keine Mipgap von unter 1 % erreicht werden kann.

- Konzept 5.1, dezentrale Quartiersversorgung, Verbrauchskostenminimierung (1,03 %)
- Konzept 5.1, dezentrale Quartiersversorgung, CO₂-Emissionsminimierung (50,22 %)
- Konzept 5.3, zentrale Quartiersversorgung, CO₂-Emissionsminimierung (3,42 %)
- Konzept 5.3, dezentrale Quartiersversorgung, Verbrauchskostenminimierung (4,12 %)
- Konzept 5.3, dezentrale Quartiersversorgung, CO₂-Emissionsminimierung (25,80 %)
- Konzept 6.1, dezentrale Quartiersversorgung, Verbrauchskostenminimierung (6,23 %)
- Konzept 6.2, dezentrale Quartiersversorgung, CO₂-Emissionsminimierung (5,32 %)
- Konzept 6.3, Einzelgebäudeversorgung, CO₂-Emissionsminimierung (6,50 %)
- Konzept 6.3, zentrale Quartiersversorgung, Verbrauchskostenminimierung (4,40 %)
- Konzept 6.3, dezentrale Quartiersversorgung, CO₂-Emissionsminimierung (1,41 %)

Die Ungenauigkeiten werden in der Auswertung der Ergebnisse berücksichtigt.

6 Ergebnisauswertung der Optimierungsberechnungen

Insgesamt werden 120 unterschiedliche Energiesysteme berechnet. Jedes Energiesystem entspricht dabei einem Energieversorgungskonzept. Die erhaltenen Ergebnisse werden nachfolgend miteinander verglichen. Dazu werden zunächst die Vergleichszielgrößen erläutert und bestimmt. Auf Basis dieser Zielgrößen wird dann eine multikriterielle Bewertung der 120 Energieversorgungskonzepte durchgeführt, anhand der sich eine Entscheidungsempfehlung für das bestgeeignete Versorgungskonzept ableiten lässt. Ferner werden entstandene ökonomisch-ökologische Quartiers- und Speichereffekte ermittelt und durch Gegenüberstellung verschiedener Konzeptvarianten eingehend beleuchtet.

6.1 Berechnung der Zielgrößen

Die für die Ergebnisauswertung zu bestimmenden Zielgrößen sollen eine Bewertung der Ergebnisse auf ökonomischer, ökologischer und sozioökonomischer Ebene erlauben. Nach Erhorn et al. eignen sich für diesen Zweck folgende drei Zielgrößen zur Ergebnisauswertung (Erhorn et al. 2010, S. 104) und werden daher nachfolgend bestimmt:

1. Ökonomische Zielgröße: Verbrauchskosten
2. Ökologische Zielgröße: CO₂-Emissionen
3. Sozioökonomische Zielgröße: Autarkiegrad

Dabei berechnen sich die **Verbrauchskosten** K aus der Summe der Produkte der spezifischen Strom- und Gaskosten k mit der jeweiligen über den Betrachtungszeitraum aufsummierten Menge des aus dem öffentlichen Netz bezogenen Stromes (P) und Gases (Q) abzüglich des Produktes aus spezifischer Einspeisevergütung p und über den Betrachtungszeitraum aufsummierter, eingespeister Strommenge zu

$$K = k_{Strom} \cdot \left(\sum P_{Netz} \right) + k_{Gas} \cdot \left(\sum Q_{Netz} \right) - p_{Strom} \cdot \left(\sum P_{ein} \right). \quad (16)$$

Beispielhaft ergeben sich auf Basis der verbrauchskostenoptimierten Berechnungsergebnisse für Konzept 1.0 der Versorgungsstruktur *Einzelgebäudeversorgung* Verbrauchskosten in Höhe von

$$\begin{aligned} K_{1.0} &= 0,3205 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \cdot 46.042,36 \text{ kWh} + 0,8171 \frac{\text{€}}{\text{kg}} \cdot 30.889,66 \text{ kg} - 0,0731 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \cdot 53.873,71 \text{ kWh} \\ &= 36.131,45 \text{ €}. \end{aligned} \quad (17)$$

Die **CO₂-Emissionen** CO_2 berechnen sich aus der Summe der Produkte der spezifischen CO₂-Emissionen e von Strom und Gas mit der jeweiligen über den Betrachtungszeitraum aufsummierten Menge des aus dem öffentlichen Netz bezogenen Stromes (P) und Gases (Q) zu

$$CO2 = e_{Strom} \cdot \left(\sum P_{Netz} \right) + e_{Gas} \cdot \left(\sum Q_{Netz} \right). \quad (18)$$

Beispielhaft ergeben sich auf Basis der verbrauchskostenoptimierten Berechnungsergebnisse für Konzept 1.0 der Versorgungsstruktur *Einzelgebäudeversorgung* CO₂-Emissionen in Höhe von

$$\begin{aligned} CO2_{1,0} &= 0,366 \frac{g \text{ CO}_2}{kWh} \cdot 46.042,36 \text{ kWh} + 2,6399 \frac{g \text{ CO}_2}{kg} \cdot 30.889,66 \text{ kg} \\ &= 98.397,12 \text{ g CO}_2 = 98,397 \text{ kg CO}_2. \end{aligned} \quad (19)$$

Der **Autarkiegrad** beschreibt die Netzunabhängigkeit. Er gibt an, welcher Anteil der insgesamt verbrauchten Energie aus Eigenerzeugung stammt, also nicht aus dem öffentlichen Strom- oder Gasnetz bezogen werden muss. Dabei wird nur der Energieanteil, der zur Eigenbedarfsdeckung nötig ist, berücksichtigt (McKenna et al. 2015, S. 7). Der betrachtete Energiebedarf ergibt sich somit aus der Summe aller benötigten Energie zur Bedarfsdeckung. Von PV-Anlagen erzeugter, ins Netz eingespeister Strom wird dabei nicht berücksichtigt. Der von BHKW-Anlagen erzeugte und ins Netz eingespeiste Strom wird hingegen mit in die Autarkieberechnungen einbezogen, da aufgrund fester Betriebspunkte und der simultanen Erzeugung von Strom und Wärme der Blockheizkraftwerke auch der Überschussstrom als bedarfsdeckend im Hinblick auf die Wärmeseite betrachtet werden muss.

Ferner ist zu beachten, dass sich die von Solarthermieanlagen eigenproduzierte Wärme ST aus der in Formel 20 dargestellten Energiebilanz um die Solarthermieanlage zusammensetzt. Dies ist der Tatsache geschuldet, dass die Solarthermieanlage einen elektrischen Eigenverbrauch aufweist, dessen Energie ebenfalls im Wärmeoutput enthalten ist. Die tatsächliche Energieeigenerzeugung der Anlage ergibt sich somit aus der Differenz von Wärme-Output und Strom-Input und bildet die in Wärme umgewandelte Solarenergie ab.

$$ST = ST_{Wärme,out} - ST_{Strom,in} \quad (20)$$

Der Autarkiegrad A berechnet sich somit im Allgemeinen zu:

$$A = \left(\frac{\text{eigenerzeugte Energie}}{\text{Energiebedarf}} \right) * 100\% = \left(1 - \frac{\text{netzbezogene Energie}}{\text{Energiebedarf}} \right) * 100\% \quad (21)$$

Für die verschiedenen Versorgungskonzepte sind die Autarkiegrade A somit wie folgt zu berechnen:

Konzept 1 „PV“:

$$A = \left(1 - \frac{\sum P_{Netz} + \sum Q_{Netz}}{\sum P_{Netz} + \sum Q_{Netz} + \sum PV_{Eigen}} \right) * 100\% \quad (22)$$

Konzept 2 „Solarthermie“:

$$A = \left(1 - \frac{\sum P_{Netz} + \sum Q_{Netz}}{\sum P_{Netz} + \sum Q_{Netz} + \sum ST} \right) * 100\% \quad (23)$$

Konzept 3 „Wärmepumpe“:

$$A = \left(1 - \frac{\sum P_{Netz}}{\sum P_{Netz}} \right) * 100\% = 0 \quad (24)$$

Konzept 4 „PV + Wärmepumpe“:

$$A = \left(1 - \frac{\sum P_{Netz}}{\sum P_{Netz} + \sum PV_{Eigen}} \right) * 100\% \quad (25)$$

Konzept 5 „BHKW“:

$$A = \left(1 - \frac{\sum P_{Netz} + \sum Q_{Netz}}{\sum P_{Netz} + \sum Q_{Netz}} \right) * 100\% = 0 \quad (26)$$

Konzept 6 „iKWK“:

$$A = \left(1 - \frac{\sum P_{Netz} + \sum Q_{Netz}}{\sum P_{Netz} + \sum Q_{Netz} + \sum ST} \right) * 100\% \quad (27)$$

Beispielhaft ergibt sich auf Basis der verbrauchskostenoptimierten Berechnungsergebnisse für Konzept 1.0 der Versorgungsstruktur *Einzelgebäudeversorgung* ein Autarkiegrad von

$$\begin{aligned} A_{1.0} &= \left(1 - \frac{\sum P_{Netz} + \sum Q_{Netz}}{\sum P_{Netz} + \sum Q_{Netz} + \sum PV_{Eigen}} \right) * 100\% \\ &= \left(1 - \frac{46.042,36 \text{ kWh} + 400.021,15 \text{ kWh}}{46.042,36 \text{ kWh} + 400.021,15 \text{ kWh} + 25.746,80 \text{ kWh}} \right) * 100\% \\ &= 5.46\% \end{aligned} \quad (28)$$

6.2 Optimierungsergebnisse

Aus den durchgeführten Optimierungsberechnungen lassen sich für alle 120 berechneten Energieversorgungskonzepte die beschriebenen Zielgrößen *Verbrauchskosten* (K) (s. Formel 16), *CO₂-Emissionen* (CO_2) (s. Formel 18) und *Autarkiegrad* (A) (s. Formeln 22 - 27) berechnen. Tabelle 15 zeigt beispielhaft eine Ergebnisübersicht für die betrieboptimierten Varianten von Konzept 1. Die Gesamtergebnisübersicht aller berechneten Konzepte ist Anhang O zu entnehmen.

Tabelle 15: Übersicht Optimierungsergebnisse zu Konzept 1

Nr	Vers.-Struktur	Konzept	Optimierung	K [€]	CO2 [kg]	A [%]
0	Einzelgeb.	Referenz	-	48,248.37	107,820.46	0.00
1	Einzelgeb.	1.0	Verbr.-Kosten	36,131.45	98,397.13	5.46
2	Einzelgeb.	1.1	Verbr.-Kosten	31,319.94	91,044.34	10.13
3	Quart. zentr.	1.0	Verbr.-Kosten	37,460.36	102,689.73	5.22
4	Quart. zentr.	1.1	Verbr.-Kosten	32,648.37	95,336.20	9.70
5	Quart. dez.	1.0	Verbr.-Kosten	37,460.36	102,689.73	5.22
6	Quart. dez.	1.1	Verbr.-Kosten	32,648.37	95,336.20	9.70
7	Einzelgeb.	1.0	CO2	36,131.45	98,397.13	5.46
8	Einzelgeb.	1.1	CO2	31,436.38	91,044.34	10.43
9	Quart. zentr.	1.0	CO2	37,460.36	102,689.73	5.22
10	Quart. zentr.	1.1	CO2	32,788.20	95,336.20	10.05
11	Quart. dez.	1.0	CO2	37,460.36	102,689.73	5.22
12	Quart. dez.	1.1	CO2	32,648.49	95,336.20	9.70

Wie in Kapitel 5.3 beschrieben, ist bei der Betrachtung der Ergebnisse zu beachten, dass einige der berechneten Energiesysteme aufgrund ihrer Mipgap ggf. keine hinreichend hohe Genauigkeit aufweisen und somit die erzielten Ergebnisse nicht der tatsächlich optimalen Lösung entsprechen. Weiterhin ist zu berücksichtigen, dass alle Systeme, in denen eine Wärmepumpe als Heiztechnologie dient, mit einem Wärmepumpenstromtarif optimiert werden. Da dies eine Heizsperrzeit von dreimal täglich à zwei Stunden beinhaltet, gelingt in einigen Konzepten aufgrund mangelnder Speicherkapazität keine vollständige Wärmebedarfsdeckung. Da die Bedarfsdeckung jedoch oberste Priorität bei der Optimierung hat, werden die betroffenen Systeme schließlich ohne Wärmepumpenstromtarif berechnet, was sich in erhöhten Verbrauchskosten niederschlägt. Neben den ohnehin ohne Speicher ausgelegten Konzeptvarianten 3.0 und 4.0 betraf dies weiterhin Konzept 4.2 für alle zu berechnenden Versorgungsstrukturen.

Nachfolgend erfolgt eine genauere Beleuchtung und Analyse der Berechnungsergebnisse.

6.3 Multikriterielle Bewertung der Energieversorgungskonzepte

Um eine möglichst rationale Entscheidung darüber treffen zu können, welches der 120 berechneten Energieversorgungskonzepte am besten für das betrachtete Versorgungsgebiet geeignet ist, eignet sich die *multikriterielle Entscheidungsanalyse*.

Entsprechend der in Kapitel 4 beschriebenen Vorgehensweise wird nachfolgend eine multikriterielle Entscheidungsanalyse (MCDA) für die Energieversorgungskonzepte auf Basis der erhaltenen Optimierungsergebnisse durchgeführt. Dabei ist zunächst die Anzahl der in Frage kommenden Entscheidungsalternativen zu reduzieren, indem zu erfüllende Bedingungen aufgestellt werden. Auf Basis der in Frage kommenden Alternativen sind weiterhin in Anlehnung an die zuvor beschriebenen Zielgrößen die Ent-

scheidungskriterien für die MCDA zu bestimmen und zu berechnen. Anschließend wird eine auf Subjektivität beruhende Kriteriengewichtung mittels SWING-Methode vorgenommen. Über eine Normierung der einzelnen Performance Scores jeder Alternative werden dann die jeweils zugehörigen Values bestimmt. Durch additive Aggregation sind schließlich die Overall Performance Scores der Alternativen zu berechnen, anhand derer sich das finale Ranking der Energieversorgungskonzepte aufstellen und sich somit eine Entscheidungsempfehlung ableiten lässt. Abschließend wird zur genaueren Untersuchung der Rankingergebnisse eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt, um Aussagen darüber treffen zu können, welchen Einfluss die subjektiv gewählte Kriteriengewichtung auf das Ranking hat und um aufzuzeigen, wie sich das Ranking unter Berücksichtigung anders gewählter Gewichtungen darstellen würde.

6.3.1 Kriteriengewichtung nach SWING-Methode

Um die Anzahl der Entscheidungsalternativen zu reduzieren, sind einzuhaltende Bedingungen aufzustellen. Im Rahmen dieser Arbeit dient hierzu die Vorgabe, dass nur Energieversorgungskonzepte als Alternativen in Frage kommen, die sowohl geringere jährliche Verbrauchskosten als auch geringere jährliche CO₂-Emissionen aufweisen als das betrachtete Referenzsystem.

Durch Anwendung dieser Bedingung reduziert sich die Anzahl der Entscheidungsalternativen von 120 auf 68 Energieversorgungskonzepte. Dies liegt darin begründet, dass Verbrauchskosten und CO₂-Emissionen mitunter negative Korrelation aufweisen, weshalb viele Systeme zwar hinsichtlich der zu optimierenden Zielgröße einen besseren Wert aufweisen als das Referenzsystem, die jeweils andere Zielgröße jedoch schlechter als der entsprechende Referenzwert ist. Erst durch eine gemeinsame Betrachtung beider zu minimierender Zielgrößen reduziert sich die Anzahl in Frage kommender Versorgungskonzepte daher deutlich.

Für die übriggebliebenen 68 Entscheidungsalternativen – darunter 30 verbrauchskosten- und 38 CO₂-emissionsoptimierte Systeme – sind folglich die Bewertungskriterien zu bestimmen. In Anlehnung an die zuvor genannten Zielgrößen *Verbrauchskosten* (V), *CO₂-Emissionen* (CO_2) und *Autarkiegrad* (A) werden als Bewertungskriterien für die MCDA die Attribute *Verbrauchskostenreduktion* (VK), *CO₂-Emissionsreduktion* (CO_2E) und *Autarkiegraderhöhung* (AG) eingeführt, die sich jeweils auf den entsprechenden Wert des konventionellen Referenzversorgungskonzeptes beziehen und sich wie folgt berechnen:

1. Verbrauchskostenreduktion VK :

$$VK = \left(1 - \frac{V_{opt}}{V_{ref}}\right) * 100\% \quad (29)$$

2. CO₂-Emissionsreduktion CO_2E :

$$CO_2E = \left(1 - \frac{CO_{2opt}}{CO_{2ref}}\right) * 100\% \quad (30)$$

3. Autarkiegraderhöhung AG :

$$AG = A_{opt} \quad (31)$$

Der Index opt beschreibt dabei den jeweiligen Wert des optimierten Energiesystems, der Index ref den Wert des Referenzsystems. Da der Autarkiegrad des Referenzsystems 0 % beträgt, entspricht der Autarkiegrad der optimierten Energiesysteme automatisch der relativen Autarkiegraderhöhung.

Die mit Werten belegten Kriterien sind die *Performance Scores* der Entscheidungsalternativen. Tabelle 16 zeigt die berechneten Performance Scores beispielhaft für alle optimierten Varianten von Konzept 1. Die Gesamtübersicht der Performance Scores aller berechneten Konzepte ist in Anhang P einzusehen.

Tabelle 16: Übersicht Performance Scores zu Konzept 1

Nr.	Vers.-Struktur	Konzept	Optimierung	VK	CO _{2E}	AG
0	Referenz	-	-	0.00%	0.00%	0.00%
1	Einzelgeb.	1.0	Verbr.-Kosten	25.11%	8.74%	5.46%
2	Einzelgeb.	1.1	Verbr.-Kosten	35.09%	15.56%	10.13%
3	Quart. zentr.	1.0	Verbr.-Kosten	22.36%	4.76%	5.22%
4	Quart. zentr.	1.1	Verbr.-Kosten	32.33%	11.58%	9.70%
5	Quart. dez.	1.0	Verbr.-Kosten	22.36%	4.76%	5.22%
6	Quart. dez.	1.1	Verbr.-Kosten	32.33%	11.58%	9.70%
7	Einzelgeb.	1.0	CO ₂	25.11%	8.74%	5.46%
8	Einzelgeb.	1.1	CO ₂	34.84%	15.56%	10.43%
9	Quart. zentr.	1.0	CO ₂	22.36%	4.76%	5.22%
10	Quart. zentr.	1.1	CO ₂	32.04%	11.58%	10.05%
11	Quart. dez.	1.0	CO ₂	22.36%	4.76%	5.22%
12	Quart. dez.	1.1	CO ₂	32.33%	11.58%	9.70%

Auf Basis der Performance Scores ergeben sich für die in Kapitel 4.3 schrittweise erläuterte SWING-Methode zur Kriteriengewichtung die künstlichen Alternativen

$$a^- (VK = 0,30\%; CO_2E = 0,33\%; A = 0,00\%)$$

$$b_{VK} (VK = 52,80\%; CO_2E = 0,33\%; A = 0,00\%)$$

$$b_{CO_2E} (VK = 0,30\%; CO_2E = 65,90\%; A = 0,00\%)$$

$$b_{AG} \text{ (VK = 0,30\%; CO2E = 0,33\%; A = 39,37\%)}$$

Das subjektive Ranking dieser künstlichen Alternativen führt zu der Präferenz-Reihenfolge b_2, b_3, b_1, a . Durch die Zuweisung von SWING-Werten erfolgt anschließend die Kriteriengewichtung. Die subjektiv zugewiesenen SWING-Werte für jede Alternative belaufen sich auf

$$b_{CO2E} = 100$$

$$b_{AG} = 90$$

$$b_{VK} = 70$$

$$a^- = 0$$

Somit ergibt sich nach Formel 3 eine normierte Gewichtung der Kriterien von

$$w_{VK} = 0,269$$

$$w_{CO2E} = 0,385$$

$$w_{AG} = 0,346$$

Demnach hat die CO2-Emissionsreduktion den größten Einfluss auf den Overall Performance Score. Zweitwichtigstes Kriterium ist die Autarkiegraderhöhung. Die Verbrauchskostenreduktion hat den geringsten Einfluss. Dabei liegen die Gewichtungen jedoch nicht weit auseinander, sodass alle drei Kriterien einen ähnlich hohen Einfluss auf die Bewertung der Alternativen haben. Der Einfluss der Kriterien auf den für das Ranking zu berechnenden Overall Performance Score ist grafisch in Abbildung 21 dargestellt.

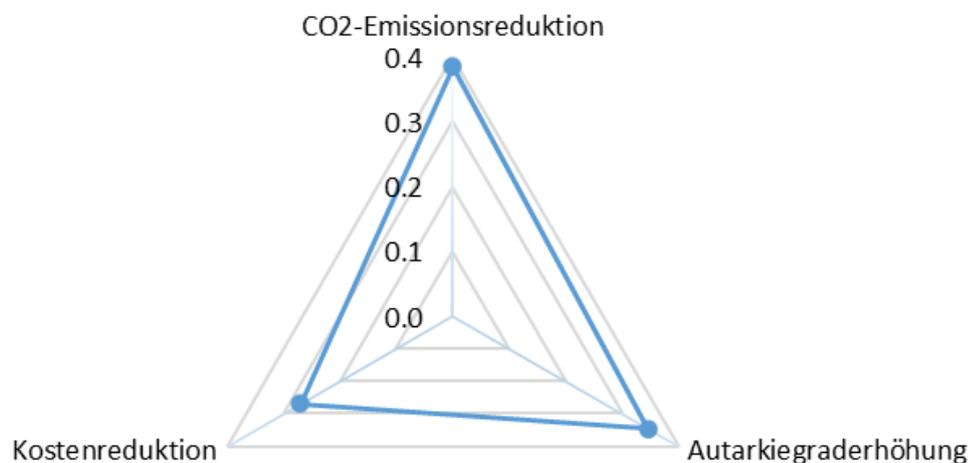


Abbildung 21: Einfluss der Kriteriengewichtungen auf den Overall Performance Score

6.3.2 Ranking

Um die für das Ranking erforderlichen Overall Performance Scores (OPS) der Alternativen bestimmen zu können, sind zunächst nach Formel 8 für jedes Attribut die Values (v) der einzelnen Performance Scores zu bestimmen. Tabelle 17 zeigt exemplarisch die errechneten Values für Konzept 1. Die Gesamtübersicht aller Values ist Anhang Q zu entnehmen.

Tabelle 17: Übersicht Values zu Konzept 1

Nr.	Vers.-Struktur	Konzept	Optimierung	v(VK)	v(CO2E)	v(AG)
0	Referenz	-	-	-0.01	0.00	0.00
1	Einzelgeb.	1.0	Verbr.-Kosten	0.48	0.13	0.14
2	Einzelgeb.	1.1	Verbr.-Kosten	0.67	0.23	0.26
3	Quart. zentr.	1.0	Verbr.-Kosten	0.42	0.07	0.13
4	Quart. zentr.	1.1	Verbr.-Kosten	0.62	0.17	0.25
5	Quart. dez.	1.0	Verbr.-Kosten	0.42	0.07	0.13
6	Quart. dez.	1.1	Verbr.-Kosten	0.62	0.17	0.25
7	Einzelgeb.	1.0	CO2	0.48	0.13	0.14
8	Einzelgeb.	1.1	CO2	0.66	0.23	0.26
9	Quart. zentr.	1.0	CO2	0.42	0.07	0.13
10	Quart. zentr.	1.1	CO2	0.61	0.17	0.26
11	Quart. dez.	1.0	CO2	0.42	0.07	0.13
12	Quart. dez.	1.1	CO2	0.62	0.17	0.25

Durch additive Aggregation der Values mit den zuvor ermittelten Gewichtungen ergeben sich schließlich nach Formel 9 die Overall Performance Scores.

Tabelle 18: Übersicht Overall Performance Scores zu Konzept 1

Nr.	Vers.-Struktur	Konzept	Optimierung	OPS
0	Referenz	-	-	-0.003
1	Einzelgeb.	1.0	Verbr.-Kosten	0.23
2	Einzelgeb.	1.1	Verbr.-Kosten	0.36
3	Quart. zentr.	1.0	Verbr.-Kosten	0.19
4	Quart. zentr.	1.1	Verbr.-Kosten	0.32
5	Quart. dez.	1.0	Verbr.-Kosten	0.19
6	Quart. dez.	1.1	Verbr.-Kosten	0.32
7	Einzelgeb.	1.0	CO2	0.23
8	Einzelgeb.	1.1	CO2	0.36
9	Quart. zentr.	1.0	CO2	0.19
10	Quart. zentr.	1.1	CO2	0.32
11	Quart. dez.	1.0	CO2	0.19
12	Quart. dez.	1.1	CO2	0.32

Tabelle 18 zeigt beispielhaft die OPS für Konzept 1. Eine Gesamtübersicht über alle berechneten OPS findet sich in Anhang R.

Anhand der OPS ist das abschließende Ranken der Entscheidungsalternativen möglich. Das Rankingergebnis ist ausschnitthaft in Tabelle 19 dargestellt. Das gesamte Rankingergebnis ist Anhang S zu entnehmen.

Tabelle 19: Ausschnitt des Rankings

Ranking-Platz	Vers.-Struktur	Konzept	Optimierung	OPS
1	Einzelgeb.	4.3	Verbr.-Kosten	0,980
2	Einzelgeb.	4.3	CO2	0,976
3	Quart. dez.	4.3	CO2	0,955
...
25	Quart. dez.	6.1	CO2	0,576
26	Quart. zentr.	4.0	Verbr.-Kosten	0,543
...
67	Einzelgeb.	2.0	Verbr.-Kosten	0,061
68	Einzelgeb.	2.0	CO2	0,061
69	Referenz.	-	-	-0,003

Der negative OPS des Referenzsystems liegt darin begründet, dass die vorangehende Berechnung der Performance Scores nur die betrachteten Energieversorgungskonzepte zueinander in Relation setzt. Da alle betrachteten Versorgungskonzepte von vornherein die Bedingung erfüllt haben, hinsichtlich Verbrauchskosten, CO2-Emissionen und Autarkiegrad gleichwertige oder bessere Werte als das Referenzsystem aufzuweisen, impliziert dies, dass das Referenzsystem einen schlechteren OPS erhält als die künstliche Alternative a^- und somit per se einen negativen OPS annimmt.

Die Betrachtung der Rankingergebnisse offenbart, dass sich für die gewählte Kriteriengewichtung vor allem Konzept 4 „PV + Wärmepumpe“ sehr gut für den angenommenen Versorgungsfall eignet, da die ersten 22 Plätze des Rankings allesamt durch Varianten von Konzept 4 belegt sind. Wie zu erwarten, gilt für jedes der sechs Konzepte, dass die Konzeptvarianten mit Energiespeichern aufgrund effektiverer Energieausnutzung höhere OPS erreichen als die jeweiligen speicherlosen Varianten. Auffällig ist, dass Konzept 4 auch ohne die Verwendung von Energiespeichern höhere OPS erreicht als alle anderen Konzepte mit Speichern. Die am besten geeignete Alternative stellt demnach mit einem OPS von 0,980 eine verbrauchskostenoptimierte Betriebsweise des Konzeptes 4.3 „PV + Wärmepumpe + Wärmespeicher + Stromspeicher“ in Form einer Einzelgebäudeversorgung dar. Eine theoretische, künstliche Alternative a^+ , die sich aus den bestmöglichen vorhandenen Performance Scores zusammensetzt, also die geringsten Verbrauchskosten, die geringsten CO2-Emissionen und die größte Autarkiegraderhöhung aufweist, hätte einen OPS von 1. Damit wird deutlich, dass die genannte Variante von Konzept 4.3 nahezu die

besten Werte aller untersuchten Versorgungskonzepte hinsichtlich aller drei Bewertungskriterien aufweist.

Auf Platz 23 des Rankings folgt die CO₂-emissionsoptimierte Betriebsweise von Konzept 6.3 („iKWK + Wärme- + Stromspeicher“) als zentrale Quartiersversorgung mit einem OPS von 0,613. Weiterhin werden die Rankingplätze 24 bis 30 von Varianten der Konzepte 4 und 6 belegt. Konzept 6 weist also nach Konzept 4 die zweitbeste Eignung für das betrachtete Versorgungsgebiet auf. Es fällt auf, dass Konzept 4 vor allem in der Einzelgebäudeversorgung die höchsten OPS erreicht, während bei Konzept 6 die Quartierslösungen vorteilhaft erscheinen. Genauere Analysen zu den Quartiers- und Energiespeichereffekten der einzelnen Konzepte folgen in Kapitel 6.4.

Auf den Plätzen 31 bis 36 folgen die sechs Varianten von Konzept 2 („Solarthermie“) mit Wärmespeicher, wobei die erreichten OPS zwischen 0,436 und 0,404 liegen. Dabei ist erkennbar, dass sich die verbrauchskostenoptimierten Betriebsweisen gegenüber den CO₂-emissionsoptimierten als vorteilhaft erweisen und sich jeweils die Einzelgebäudeversorgung am besten eignet, gefolgt von dezentraler und schließlich zentraler Quartiersversorgung.

Die Plätze 37 bis 42 werden von sechs mit Stromspeichern ausgeführten Varianten von Konzept 1 („PV“) belegt, wobei Overall Performance Scores von 0,360 bis 0,317 erreicht werden. Es ist erkennbar, dass CO₂-optimierte Betriebsweisen von Konzept 1 tendenziell höhere OPS aufweisen als verbrauchskostenoptimierte Betriebsweisen und dass die Einzelgebäudeversorgung am besten geeignet ist, gefolgt von zentraler und schließlich dezentraler Quartiersversorgung.

Die Plätze 43 bis 54 werden von Varianten von Konzept 3 („Wärmepumpe“) mit Wärme- und/oder Stromspeichern mit OPS zwischen 0,312 und 0,278 belegt. Dabei ist zu erkennen, dass es kaum einen Unterschied macht, ob das Konzept mit Wärmespeicher oder Stromspeicher oder Wärme- und Stromspeicher betrieben wird. Außerdem gibt es keinen Unterschied zwischen verbrauchskostenoptimierter und CO₂-optimierter Betriebsweise, da sämtliche benötigte Energie aus dem öffentlichen Stromnetz bezogen wird. Auffällig ist hierbei, dass die Einzelgebäudeversorgung sich als vorteilhafteste Versorgungsstruktur herausstellt, gefolgt von der dezentralen Quartiersversorgung. Die Varianten zentraler Quartiersversorgung erreichen geringere OPS von 0,220 bis 0,186 und finden sich im Ranking auf den Plätzen 58 bis 61 wieder, wobei hier keine Varianten nur mit Stromspeicher (Konzept 3.1) enthalten sind, sondern nur Varianten mit Wärmespeicher oder mit Wärme- und Stromspeicher.

Die einzige gerankte Variante von Konzept 5 („BHKW“) findet sich in CO₂-optimierter Betriebsweise in der Form „BHKW + Wärmespeicher + Stromspeicher“ als Einzelgebäudeversorgungskonzept auf Platz 55 mit einem OPS von 0,269 wieder.

Am schlechtesten unter den gerankten Versorgungskonzepten schneiden die speicherlosen Varianten von Konzept 2 („Solarthermie“) ab, die OPS von 0,061 erreichen und somit nahezu hinsichtlich aller drei Bewertungskriterien die schlechtesten Performance Scores der betrachteten Alternativen aufweisen.

Betrachtet man die Gesamtheit der Rankingergebnisse, fällt auf, dass für die meisten Konzepte die Versorgungsstruktur der Einzelgebäudeversorgung einen höheren OPS erreicht als die Quartiersversorgung. Ferner sind in den meisten Fällen dezentrale gegenüber zentralen Quartiersversorgungskonzepten vorteilhaft. Zwischen verbrauchskosten- und CO₂-optimierten Betriebsweisen zeichnen sich lediglich leichte Tendenzen hinsichtlich einer Vorteilhaftigkeit ab. So sind unter den 68 in Frage kommenden Alternativen 38 CO₂-optimierte (56 %) und 30 verbrauchskostenoptimierte (44 %) Betriebsweisen zu finden. Für jedes Konzept gilt, dass jeweils der höchste OPS entweder durch eine CO₂-optimierte Betriebsweise erreicht wird oder CO₂- und verbrauchskostenoptimierter Betrieb zum gleichen Ergebnis führen. Die verbrauchskostenoptimierte Betriebsweise stellt jedoch für kein Konzept die beste Alternative dar. Dieser Umstand kann der Kriteriengewichtung geschuldet sein, die einen größeren Einfluss der CO₂-Emissionsreduktion als der Verbrauchskostenreduktion auf den OPS bewirkt.

Um den subjektiven Aspekt der Kriteriengewichtung relativieren zu können, wird nachfolgend eine Gewichtungssensitivitätsanalyse durchgeführt.

6.3.3 Sensitivitätsanalyse

Die Kriteriengewichtung nimmt maßgeblichen Einfluss auf den Overall Performance Score einer Alternative und somit auf das finale Ranking der Entscheidungsalternativen. Da die Gewichtung der Kriterien auf subjektivem Empfinden des Entscheiders beruht, lässt sich aus dem Rankingergebnis keine *objektiv beste Entscheidung* ableiten. Durch Sensitivitätsanalysen lässt sich veranschaulichen, wie sich die OPS der betrachteten Alternativen für unterschiedliche Kriteriengewichtungen verhalten.

Eine Sensitivitätsanalyse wird jeweils für ein Kriterium i durchgeführt. Dabei wird die Gewichtung dieses Kriteriums in 0,1er-Schritten von 0 auf 1 erhöht. Die jeweils beiden anderen Kriterien j und k verringern sich dabei anteilig, wobei sie stets im selben Verhältnis zueinander stehen, das sich durch die SWING-Kriteriengewichtung in Kapitel 6.3.1 ergab. Demnach berechnen sich die Sensitivitätsgewichtungen nach den Formeln

$$w_{i,sens} = x \quad (32)$$

$$w_{j,sens} = (1 - w_{i,sens}) \cdot \frac{w_j}{1 - w_i} \quad (33)$$

$$w_{k,sens} = (1 - w_{i,sens}) \cdot \frac{w_k}{1 - w_i} \quad (34)$$

Somit ergeben sich auf Basis der zuvor ermittelten SWING-Gewichtungen beispielsweise für eine Sensitivitätsgewichtung von $w_{VK,sens} = 0,5$ die beiden anderen Kriterien Gewichtungen von $w_{CO_2E,sens} = 0,263$ und $w_{AG,sens} = 0,237$, worüber sich wiederum die entsprechenden Sensitivitäts-OPS bestimmen lassen.

Da die Sensitivitätsanalysen für jedes Kriterium einzeln durchzuführen sind, sind für die Untersuchung der Sensitivität aller drei Kriterien drei Sensitivitätsanalysen erforderlich. Nachfolgend werden die Ergebnisse aller drei durchgeführten Sensitivitätsanalysen untersucht.

Da eine Betrachtung aller 68 gerankter Energieversorgungskonzepte zu Unübersichtlichkeit in der Analyse führt, wurde repräsentativ das Verhalten der zuvor jeweils bestgerankten Variante eines Konzeptes betrachtet. Die Analyse erfolgt somit für folgende Versorgungskonzepte:

- Konzept 1.1 CO₂-optimierte Betriebsweise in Einzelgebäudeversorgung
- Konzept 2.1 verbrauchskostenoptimierte Betriebsweise in Einzelgebäudeversorgung
- Konzept 3.1 verbrauchskostenoptimierte Betriebsweise in Einzelgebäudeversorgung
- Konzept 4.3 verbrauchskostenoptimierte Betriebsweise in Einzelgebäudeversorgung
- Konzept 5.3 CO₂-optimierte Betriebsweise in Einzelgebäudeversorgung
- Konzept 6.3 CO₂-optimierte Betriebsweise in zentraler Quartiersversorgung

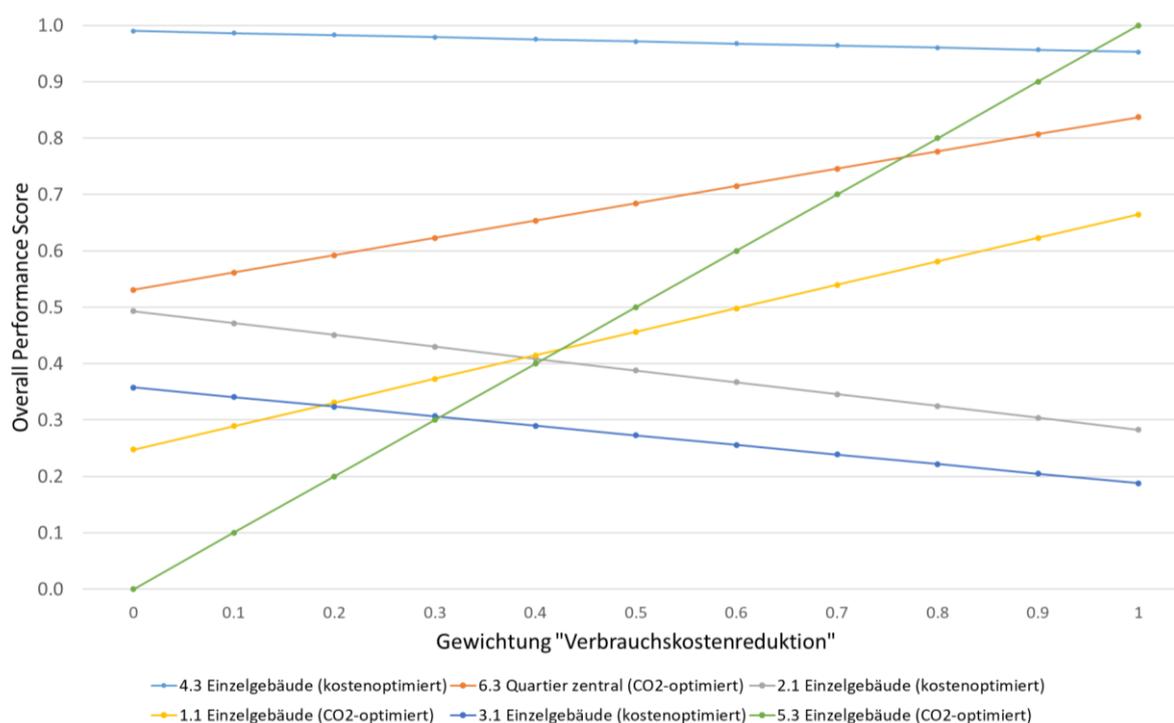


Abbildung 22: Sensitivitätsanalyse Verbrauchskostenreduktion
(eigene Darstellung)

Abbildung 22 stellt die Ergebnisse der Verbrauchskosten-Sensitivitätsanalyse dar.

Mit zunehmendem Einfluss der Verbrauchskostenreduktion auf den OPS der Konzepte zeigt sich bei den Konzepten 1.1, 5.3 und 6.3 eine OPS-Verbesserung. Diese Konzepte zeichnen sich demnach verglichen mit den anderen Konzepten durch überdurchschnittlich hohe Verbrauchskostenreduktionen aus. Speziell Konzept 5.3 („BHKW + Wärmespeicher + Stromspeicher“), welches für $w_{VK,sens} = 1$ einen OPS von 1 annimmt, sticht hierbei hervor, zumal es für $w_{VK,sens} = 0$ einen OPS von 0 annimmt. Es zeichnet sich demnach durch die geringsten Verbrauchskosten und gleichzeitig durch die höchsten CO₂-Emissionen sowie den geringsten Autarkiegrad aller betrachteten Alternativen aus.

Eine Verschlechterung des OPS ist hingegen für die Konzepte 4.3, 2.1 und 3.3 erkennbar. Während Konzept 2.1 sowie Konzept 3.3 für $w_{VK,sens} = 0$ noch auf Platz 2 und 3 der betrachteten Konzepte gerankt sind, also vergleichsweise geringe CO₂-Emissionen und Autarkiegrade aufweisen, entwickeln sie sich mit zunehmendem Einfluss der Verbrauchskosten zu den schlechtesten Alternativen, sodass sie für $w_{VK,sens} = 1$ auf den beiden letzten Plätzen gerankt werden. Die Verbrauchskosten dieser beiden Konzepte sind demnach vergleichsweise hoch. Konzept 4.3 stellt für fast jede Gewichtung des Kriteriums Verbrauchskostenreduktion mit Abstand den besten aller betrachteten OPS dar. Der OPS von Konzept 4.3 verringert sich zwar auch mit zunehmendem $w_{VK,sens}$, bleibt jedoch selbst für $w_{VK,sens} = 1$ noch immer bei über 0,95 und wird an dieser Stelle nur durch Konzept 5.3 überboten. Konzept 4.3 weist demnach nicht nur eine sehr hohe CO₂-Emissionsreduktion und Autarkiegraderhöhung auf, sondern liefert zudem verglichen mit den anderen Alternativen auch eine sehr hohe Verbrauchskostenreduktion.

Genauere Rückschlüsse über das Verhalten der Alternativen für eine Veränderung der Gewichtung der CO₂-Emissionsreduktion lässt die zweite Sensitivitätsanalyse zu. Eine grafische Darstellung der Ergebnisse der CO₂-Sensitivitätsanalyse liefert Abbildung 23.

Bei Betrachtung der Ergebnisse fällt auf, dass die Konzepte 1.1, 2.1, 5.3 und 6.3 mit zunehmender Gewichtung der CO₂-Reduktion schlechter werdende Overall Performance Scores aufweisen. Dies spricht dafür, dass diese Konzepte verglichen mit den anderen beiden Kriterien hinsichtlich ihrer CO₂-Emissionen unterdurchschnittliche Werte aufweisen.

Dementgegen stehen die Konzepte 4.3 („PV + Wärmepumpe + Wärmespeicher + Stromspeicher“) und 3.1 („Wärmepumpe + Wärmespeicher“), die mit zunehmender Gewichtung der CO₂-Emissionen höhere OPS aufweisen. Während Konzept 4.3, wie bereits beschrieben, hinsichtlich aller Kriterien nahezu die besten Werte aller Konzepte aufweist, offenbart die Entwicklung von Konzept 3.1 mit zunehmendem $w_{CO2E,sens}$ eine klare Verbesserung des OPS. Für $w_{CO2E,sens} = 0$ noch mit einem OPS von ca. 0,1 als schlechtestes Konzept gerankt, wäre Konzept 3.1 für $w_{CO2E,sens} = 1$ das zweitbeste Konzept. Dieses Konzept kompensiert seine schwachen Performance Scores der Kriterien Verbrauchskostenreduktion und

Autarkiegraderhöhung also durch einen überdurchschnittlich guten Wert hinsichtlich seiner Emissionsreduktion. Begründen lässt sich dieser Effekt mit der Tatsache, dass Konzept 3 auf reiner Netzstromversorgung basiert. Es liegt somit ein Autarkiegrad von 0 sowie hohe Verbrauchskosten in Relation zu den anderen Konzepten vor. Durch die eingesetzte Wärmepumpe wird im Gegenzug eine vergleichsweise gute CO₂-Bilanz erreicht, die lediglich von Konzept 4.3, also durch die Kombination der Wärmepumpe mit PV-Strom, noch übertroffen wird.

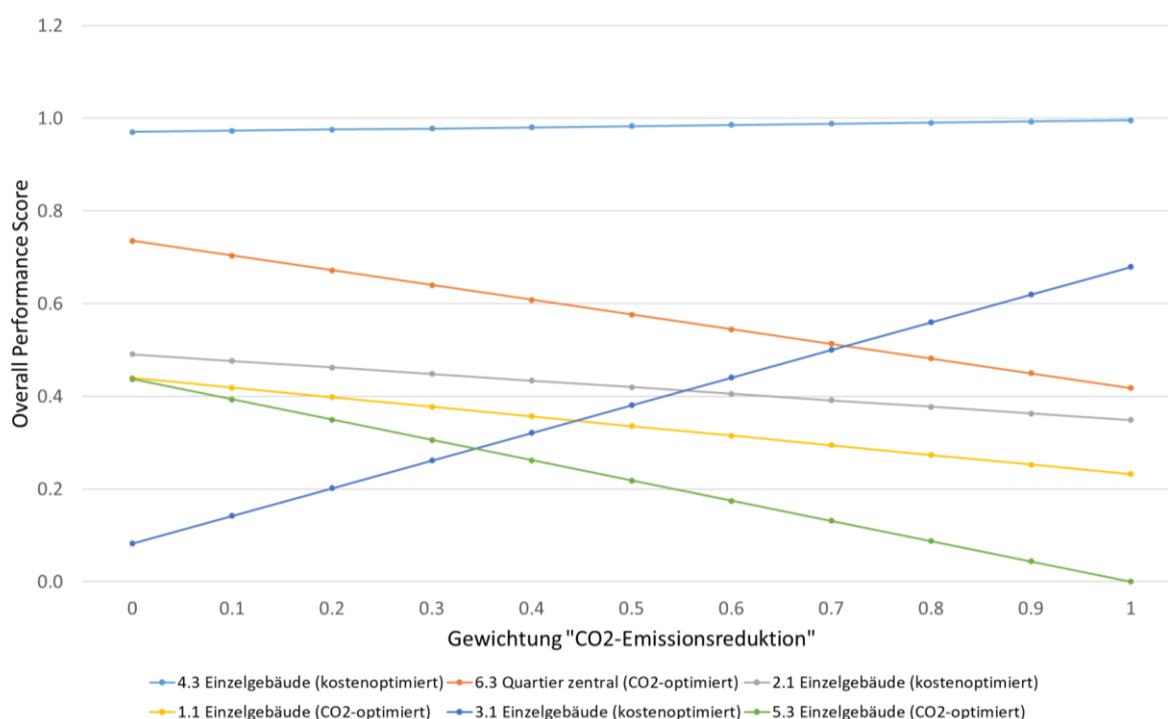


Abbildung 23: Sensitivitätsanalyse CO₂-Emissionsreduktion
(eigene Darstellung)

Als letzte zu analysierende Kriteriengewichtung bleibt die Autarkiegraderhöhung. Die Ergebnisse der entsprechenden Sensitivitätsanalyse sind in Abbildung 24 grafisch dargestellt.

Die Analyse der Kriteriengewichtung der Autarkiegraderhöhung zeigt, wie bereits zuvor beschrieben, nahezu keinen Einfluss auf den konstant hohen OPS von Konzept 4.3, welcher durchgehend etwa 0,98 beträgt.

Die Analyse der übrigen fünf Konzepte zeigt auf, dass die Konzepte 2.1 („Solarthermie + Wärmespeicher“) und 6.3 („iKWK + Wärmespeicher + Stromspeicher“) hinsichtlich ihres OPS von ihrer vergleichsweise hohen Autarkiegraderhöhung profitieren. Mit zunehmender Gewichtung steigt ihr OPS, sodass er für beide Konzepte für $w_{AG,sens} = 1$ einen Wert von 0,65 annimmt. Die Konzepte 1.1, 3.1 und 5.1 weisen hingegen eine vergleichsweise schwache Autarkie auf. Für die auf Energie aus öffentlichen Netzen basierenden Konzepte 3.1 („Wärmepumpe + Wärmespeicher“) und 5.3 („BHKW + Wärmespeicher + Stromspeicher“) ist dies trivial, da sie einen Autarkiegrad von 0 aufweisen. Für Konzept 1.1

(„PV+ Stromspeicher“) hingegen ist die Erkenntnis darüber, dass ein geringerer Autarkiegrad im Vergleich zu anderen Konzepten erreicht wird, nicht offensichtlich. Der OPS von Konzept 1.1 wird durch den vergleichsweise geringen Autarkiegrad also heruntergezogen.

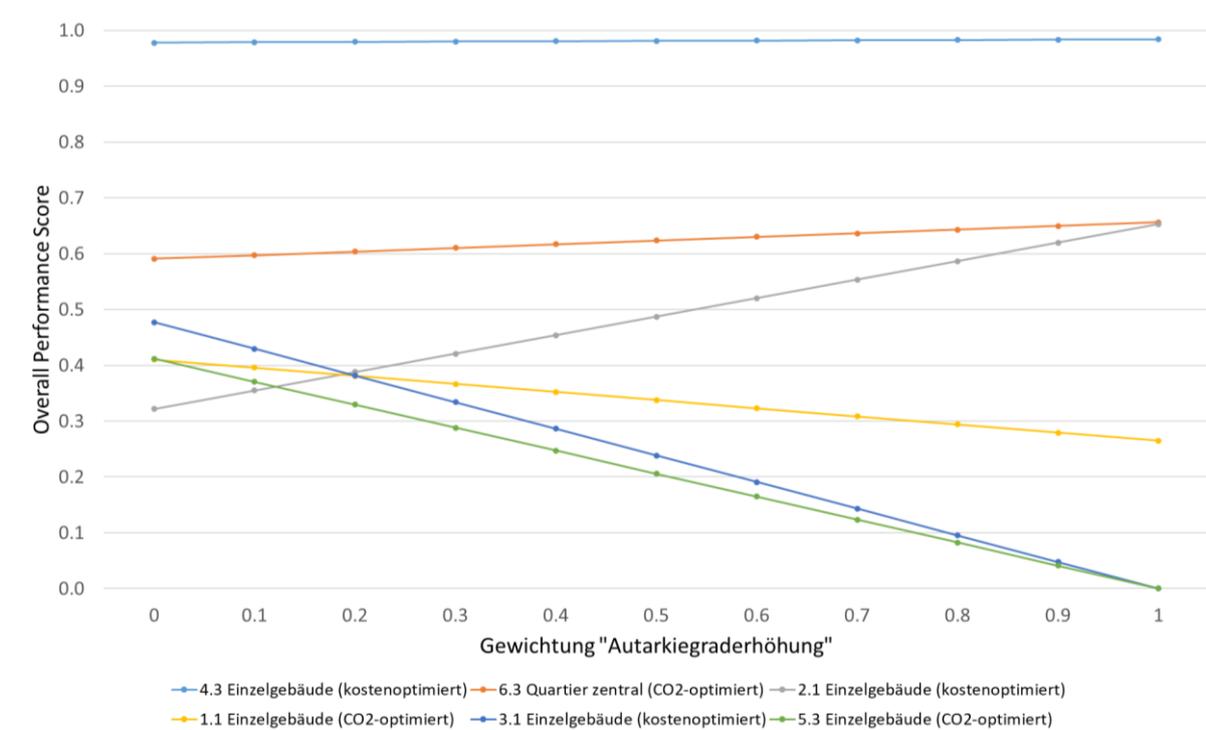


Abbildung 24: Sensitivitätsanalyse Autarkiegraderhöhung
(eigene Darstellung)

Handlungsempfehlung:

Ungeachtet der subjektiv zu bestimmenden Kriteriengewichtungen bleibt festzuhalten, dass auf Basis der durchgeführten Berechnungen für das untersuchte Versorgungsgebiet eine Entscheidungsempfehlung zu Gunsten von Konzept 4.3 auszusprechen ist. Dabei hat die Kriteriengewichtung keinen Einfluss auf die Entscheidungsempfehlung, da Konzept 4.3 nahezu hinsichtlich aller Kriterien die besten Performance Scores aller Alternativen aufweist. Lediglich bei gänzlicher Missachtung der Kriterien *CO₂-Emissionsreduktion* und *Autarkiegraderhöhung* wäre eine Entscheidungsempfehlung für Konzept 5.3 auszusprechen, da es die geringsten Verbrauchskosten aller betrachteter Konzepte aufweist. Da eine extrem hohe Kriteriengewichtung eines der drei Kriterien bei gleichzeitiger sehr geringer Gewichtung der jeweils anderen beiden Kriterien in der Praxis nicht sehr wahrscheinlich ist, ist vor allem die Betrachtung der mittleren Gewichtungsbereiche innerhalb der Sensitivitätsanalysen zwischen 0,2 und 0,8 von hoher Aussagekraft. In diesem Bereich zeichnet sich Konzept 6.3 nahezu durchgehend als zweitbe-

ste Alternative ab. Die anderen vier Versorgungskonzepte sind stark gewichtungsabhängig zu beurteilen, sodass sich keine generelle Vor- oder Nachteilhaftigkeit eines der Versorgungskonzepte gegenüber den jeweils anderen bestimmen lässt.

6.4 Quartiers- und Energiespeichereffekte

Die Overall Performance Scores der multikriteriellen Entscheidungsanalyse zeigen für nahezu jede Konzeptvariante unterschiedliche Ergebnisse für die drei verschiedenen Versorgungsstrukturen *Einzelgebäudeversorgung*, *zentrale Quartiersversorgung* und *dezentrale Quartiersversorgung*. Diese herausgestellten Unterschiede zwischen den Quartiers- und Einzelgebäudeansätzen werden im Rahmen dieser Arbeit als *Quartierseffekte* bezeichnet. Ebenso ist zu erkennen, dass der Einsatz von Wärme- oder Stromspeichern unterschiedlichen Einfluss auf die verschiedenen Konzepte hat. Diese Unterschiede werden im Rahmen dieser Arbeit als *Energiespeichereffekte* bezeichnet. Nachdem der Auswertungsfokus zuvor auf der Herleitung einer Handlungsempfehlung im Sinne der für das betrachtete Versorgungsgebiet bestgeeigneten Entscheidungsalternative unter Berücksichtigung aller Versorgungskonzepte lag, werden nachfolgend die einzelnen Konzepte genauer beleuchtet, um Rückschlüsse darüber ziehen zu können, wie die jeweiligen OPS zustande kommen und welchen Effekt die jeweilige Versorgungsstruktur sowie die jeweilige Speichervariante dabei auf den OPS hat. Weiterhin werden die verbrauchskostenoptimierte und die CO₂-optimierte Betriebsweise gegenübergestellt.

Hierzu wird jedes Konzept einzeln beleuchtet, wobei jeweils alle berechneten Varianten mit in die Analyse einbezogen werden. Im Gegensatz zur MCDA, in der aufgrund einer Vorauswahl nur 68 der 120 berechneten Versorgungskonzepte betrachtet werden, werden nachfolgend wieder alle 120 Konzeptvarianten zur Ermittlung ihrer jeweiligen konzeptspezifischen Quartiers- und Speichereffekte betrachtet.

Als zentrale Vergleichsgröße der einzelnen Konzeptvarianten dient dabei der Overall Performance Score, der die drei Zielgrößen *Verbrauchskosten*, *CO₂-Emissionen* und *Autarkiegrad* gemeinsam in einer Kennzahl abbildet. Dabei werden für die Einzelkonzeptanalyse zur Ermittlung der Quartierseffekte nicht die in Kapitel 6.3 berechneten OPS verwendet, sondern es werden für jedes Konzept individuell neue OPS berechnet. Dies dient einer höheren Aussagekraft und Anschaulichkeit, da die Berechnung der OPS immer auf den betrachteten Alternativen basiert. Da zuvor eine Auswahl von 68 Alternativen aller sechs Konzepte betrachtet wurde, wären die berechneten OPS für die folgende Einzelkonzeptbetrachtung zwar verwendbar, jedoch wären sie nicht sonderlich anschaulich und ihr Wert wäre nicht intuitiv zu interpretieren. Durch die konzeptspezifische Neuberechnung der OPS werden je Konzept nur die jeweiligen konzeptspezifischen Untervarianten mit in die OPS-Berechnung einbezogen, wodurch die OPS-Werte an Aussagekraft gewinnen.

Die Berechnungsweise der OPS ist dabei dieselbe wie in Kapitel 6.3 beschrieben. Die Neuberechnung der konzeptspezifischen OPS basiert dabei weiterhin auf derselben Kriteriengewichtung wie zuvor. Folgende Gewichtungen wurden zuvor berechnet:

$$w_{VK} = 0,269$$

$$w_{CO2E} = 0,385$$

$$w_{AG} = 0,346$$

Lediglich die Berechnung der Values erfolgt konzeptspezifisch nach Formel 8, indem $s_{i,min}$ und $s_{i,max}$ konzeptspezifisch festgelegt werden. Die additive Aggregation der Kriteriengewichtungen mit den konzeptspezifischen Values führt somit zu den konzeptspezifischen Overall Performance Scores.

Zur Quantifizierung der Quartiers- und Speichereffekte wird das konventionelle Referenzsystem als Vergleichswert herangezogen. Für das Referenzsystem belaufen sich die jährlichen Verbrauchskosten auf 48.248 €, die jährlichen CO₂-Emissionen auf 107.820 kg und der Autarkiegrad auf 0 %, es liegt also eine Netzabhängigkeit von 100 % vor. Die Netzabhängigkeit berechnet sich aus der Differenz von 100 % und Autarkiegrad.

6.4.1 Konzept 1 „PV“

Die spezifisch für Konzept 1 „PV“ neu berechneten Overall Performance Scores sind in Abbildung 25 grafisch dargestellt.

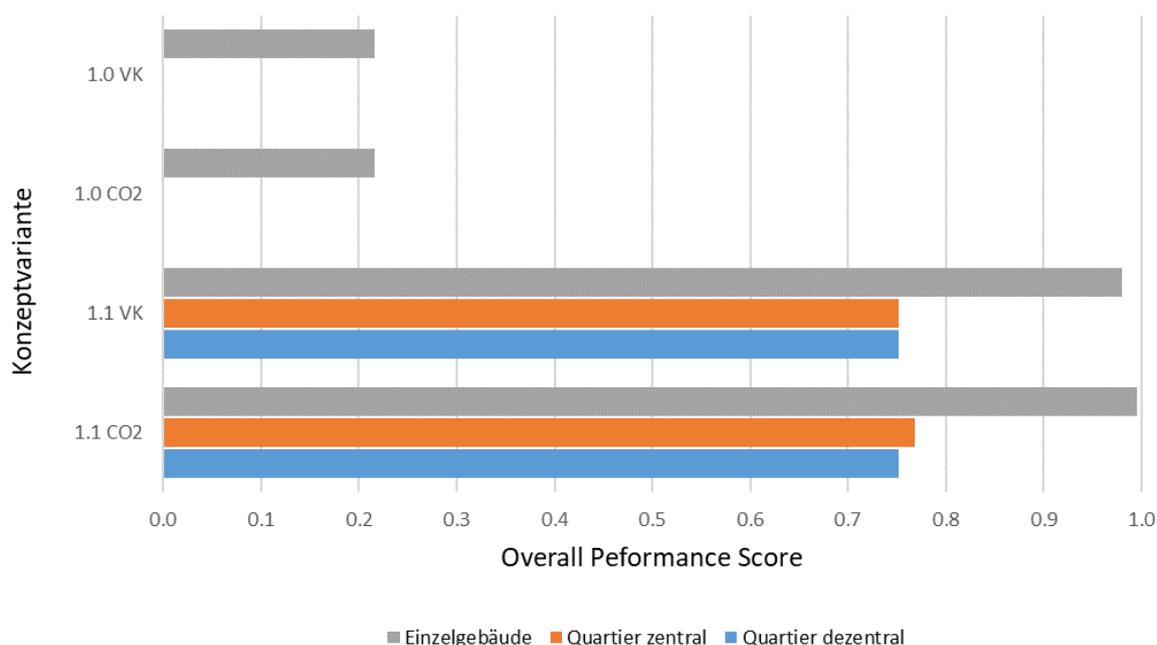


Abbildung 25:Konzeptspezifische OPS zu Konzept 1

Die Abkürzung CO₂ steht dabei für die CO₂-optimierte Betriebsweise, die Abkürzung VK für die verbrauchskostenoptimierte Betriebsweise. Da die Varianten „1.0 VK“ und „1.0 CO₂“ („ohne Energiespeicher“) für die Versorgungsstrukturen *Quartier zentral* und *Quartier dezentral* hinsichtlich der drei Kriterien Verbrauchskosten, CO₂-Emissionen, Autarkiegrad die schlechtesten Werte aller Varianten von Konzept 1 aufweisen, berechnet sich ihr OPS jeweils zu 0.

Umgekehrt beläuft sich der OPS von Konzept „1.1 CO₂“ für die Einzelgebäudeversorgung auf 0,99, da diese Konzeptvariante hinsichtlich aller drei Kriterien die nahezu besten Werte aller Konzept-1-Varianten aufweist.

Es wird deutlich, dass der eingesetzte Stromspeicher (1.1) für einen höheren OPS sorgt. Dies liegt an der besseren PV-Strom-Ausnutzung, die im Hinblick auf Verbrauchskosten, CO₂-Emissionen und Autarkiegrad des Systems Verbesserungen einbringt. Am Beispiel der verbrauchskostenoptimierten (VK) Einzelgebäudeversorgung ergeben sich für Konzept 1.0 („ohne Speicher“) und Konzept 1.1 („mit Stromspeicher“) die in Abbildung 26 dargestellten Verbesserungen gegenüber dem Referenzsystem.

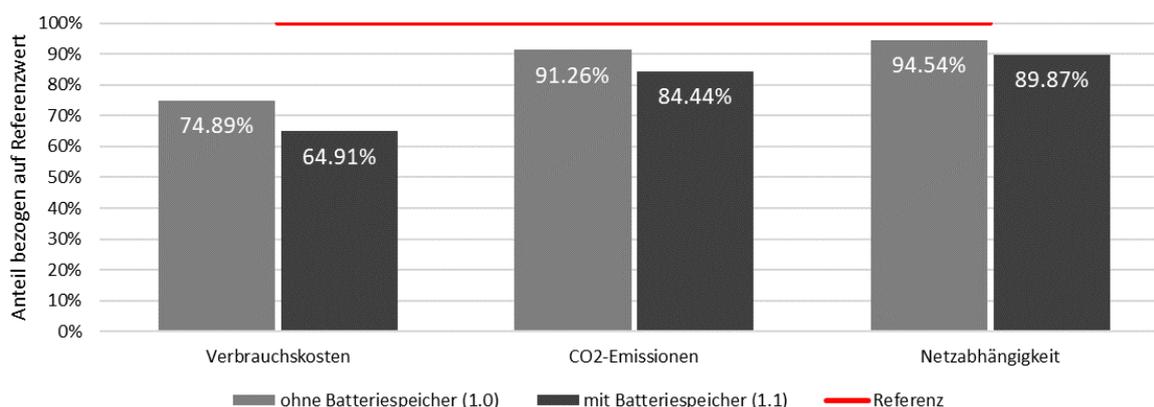


Abbildung 26: Batteriespeichereffekte Konzept 1 Einzelgebäudeversorgung

Weiterhin fällt auf, dass sowohl die Versorgungsstruktur der zentralen als auch der dezentralen Quartiersversorgung schlechtere Overall Performance Scores aufweisen als die Einzelgebäudeversorgung. Aus den Berechnungsdaten geht hervor, dass die PV-Stromerzeugung für alle Versorgungsstrukturen gleich ist. Ferner sind auch die eingespeisten Strommengen sowie die in den Batteriespeichern umgesetzten Energiemengen für die unterschiedlichen Versorgungsstrukturen nahezu identisch. Die schlechteren OPS liegen demnach einzig in den Wärmeverlusten durch das Quartiersnahwärmenetz begründet. Die Einzelgebäudeversorgung berücksichtigt aufgrund des fehlenden Nahwärmenetzes keine Wärmetransportverluste. Die verlorene Wärmeenergie wird durch zusätzlichen Gasbezug aus dem Gasnetz kompensiert, wodurch sich höhere Verbrauchskosten, höhere CO₂-Emissionen und ein geringerer Autarkiegrad ergibt.

Für die Einzelgebäudeversorgung durch Konzept 1.1 VK lassen sich jährliche Verbrauchskosten in Höhe von 35,1 % gegenüber dem Referenzsystem einsparen. Mit einer Quartiersversorgung liegen die Einsparungen bei 32,3 %. Mit Blick auf die CO₂-Emissionen bedeutet dies jährliche Einsparungen von 15,6 % für die Einzelgebäude- und 11,6 % für die Quartiersversorgung. Der Autarkiegrad erhöht sich mit 10,1 % ebenfalls für die Einzelgebäudeversorgung mehr als für die Quartiersversorgung mit 9,7 %. Bezogen auf die Einzelgebäudeversorgung bedeutet dies für die Quartiersversorgung Zusatzkosten in Höhe von 4,24 %, zusätzliche CO₂-Emissionen in Höhe von 4,71 % sowie eine Autarkiegradverringern um 4,25 %.

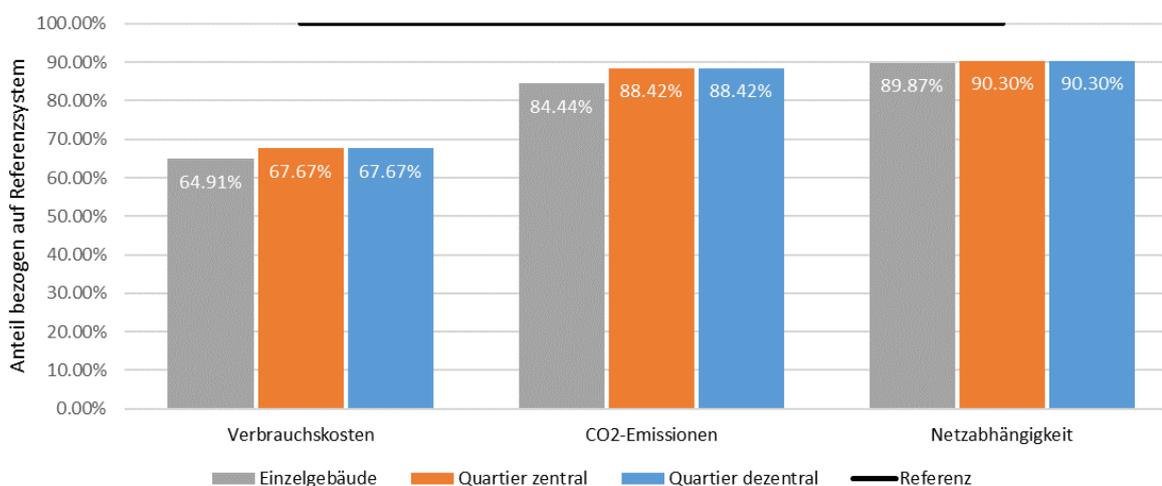


Abbildung 27: Quartierseffekte Konzept 1.1 (VK)

Die CO₂-optimierten Varianten von Konzept 1 weisen jeweils dieselben Werte auf wie die verbrauchskostenoptimierten Systeme. Einzige Ausnahme ist Konzeptvariante 1.1, wo die CO₂-optimierte Variante für die zentrale, aber vor allem für die dezentrale Versorgungsstruktur höhere Verbrauchskosten aufweist, was sich auch im jeweiligen OPS widerspiegelt (s. Abbildung 25). Aus den Berechnungsdaten geht hervor, dass dies auf abweichende Einspeisemengen ins öffentliche Stromnetz zurückzuführen ist. Die Modelle erlauben die Einspeisung von zuvor eingespeichertem PV-Strom. Während bei der Verbrauchskostenoptimierung der einzuspeisende PV-Strom im Sinne maximaler Erträge nie in der Batterie zwischengespeichert wird, sieht die CO₂-optimierte Lösung in einigen Zeitschritten eine kurze Zwischenspeicherung des Stromes im Batteriespeicher vor. Dies führt zu Ein- und Ausspeicherverlusten, die wiederum zu geringeren Einspeiserträgen führen.

6.4.2 Konzept 2 „Solarthermie“

Konzept 2 („Solarthermie“) verhält sich analog zu Konzept 1. Die Konzeptvarianten mit Wärmespeicher (2.1) erreichen hohe, diejenigen ohne Speicher (2.0) niedrige OPS (s. Abbildung 28), was an der sehr geringen Wärmeausnutzung eines Solarthermiesystems ohne Wärmespeicher bzw. an der deutlich ver-

besserten Wärmeausnutzung mit Wärmespeicher liegt. Zwischen verbrauchskosten- und CO₂-optimierter Betriebsweise liegen keine Unterschiede vor, da eine maximal mögliche Solarwärmenutzung sowohl hinsichtlich der Verbrauchskosten als auch hinsichtlich der CO₂-Emissionen die beste Systembetriebsweise darstellt.

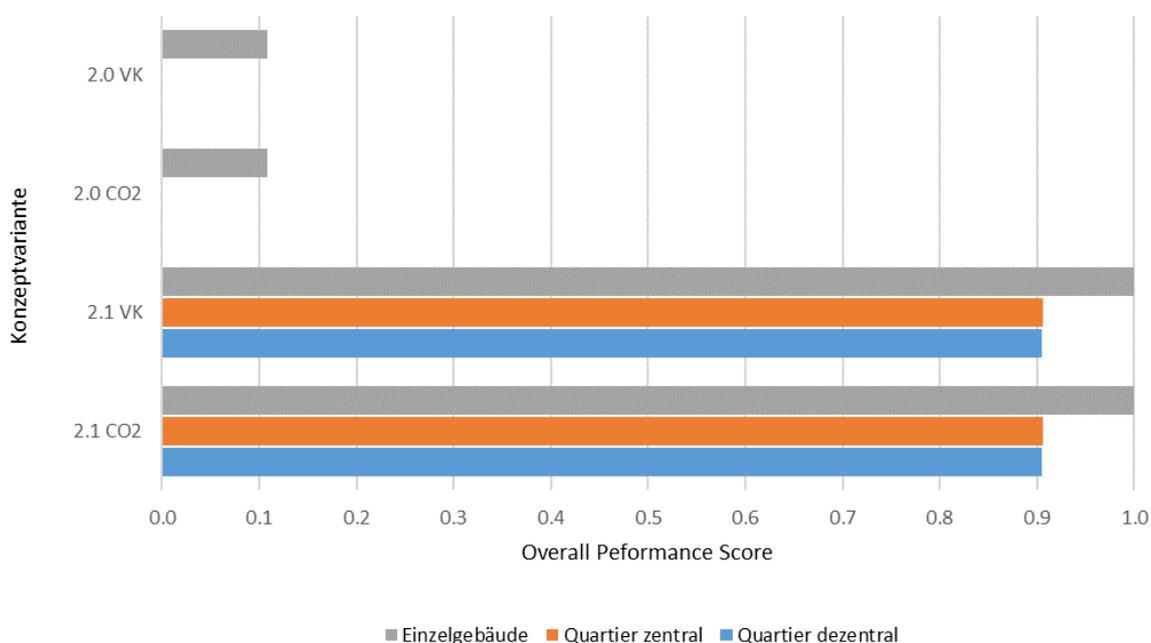


Abbildung 28: Konzeptspezifische OPS zu Konzept 2

Analog zu Konzept 1 führen auch für Konzept 2 die Einzelgebäudelösungen zu besseren Ergebnissen als die Quartierslösungen, was wiederum auf die Wärmeverluste im Quartiersnahwärmenetz zurückzuführen ist. Zwischen zentralem und dezentralem Quartiersversorgungsansatz treten nur geringe Unterschiede zugunsten der zentralen Quartierslösung auf, die in den Wärmespeicherverlusten begründet liegen. Aufgrund des größeren Verhältnisses von Oberfläche zu Speichervolumen treten für die kleineren dezentralen Wärmespeicher größere Wärmeverluste auf als für den großen zentralen Wärmespeicher, was durch zusätzlichen Wärmebezug zu kompensieren ist. Für die Einzelgebäudeversorgung ergeben sich für die Konzeptvariante mit Wärmespeicher jährliche Verbrauchskosteneinsparungen von 15 % gegenüber dem Referenzsystem, während sich die Einsparungen der Quartiersansätze auf etwa 12,8 % belaufen. Hinsichtlich der CO₂-Emissionen belaufen sich die Einsparungen durch eine Einzelgebäudeversorgung auf 13,2 %, die der Quartierslösungen auf etwa 10,1 %. Hinsichtlich der Netzabhängigkeit ergeben sich nur geringe Unterschiede zwischen Einzelgebäude- und Quartiersversorgung, sodass sich die Netzabhängigkeit um 26,7 % (Einzelgebäude) bzw. 25,4 % (Quartier) verringert. Eine grafische Darstellung dieser Quartiereffekte findet sich in Abbildung 29.

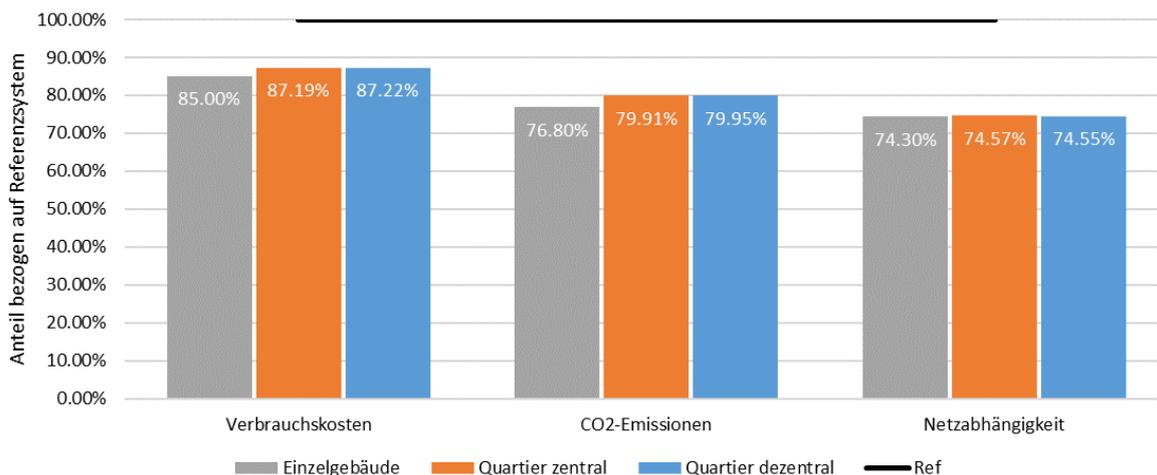


Abbildung 29: Quartierseffekte Konzept 2.1

Die Effekte der Wärmespeicher sind in Abbildung 30 beispielhaft für die vorteilhafte Versorgungsstruktur der Einzelgebäudeversorgung dargestellt. Es ist zu erkennen, dass das Solarthermie-Versorgungskonzept ohne Wärmespeicher nur geringfügige Verbesserungen gegenüber dem konventionellen Referenzsystem einbringt. Die jährlichen Verbrauchskosten lassen sich lediglich um 2,3 %, die jährlichen CO2-Emissionen um 3,5 % senken. Der Autarkiegrad steigt von 0 auf 3,5 %. Mit Wärmespeicher ergeben sich deutlich größere Effekte. Durch die Zwischenspeicherung der solarthermisch gewonnenen Wärme lassen sich Verbrauchskosten- und CO2-Emissionsreduktionen von 15 % bzw. 24,2 % gegenüber dem Referenzsystem erreichen sowie eine Autarkiegraderhöhung um 25,7 %. Begründet liegt dies in der Tatsache, dass die solare Wärmeerzeugung vor allem mittags und im Sommer zu großen Erträgen führt. Die Wärmebedarfsspitzen liegen hingegen morgens und abends und vor allem im Winter vor. Die Wärmespeicher können die tägliche Zeitdifferenz zwischen Erzeugung und Bedarf zu einem gewissen Grad ausgleichen, für einen saisonalen Ausgleich wäre eine deutlich größere Dimensionierung des Speichers erforderlich.

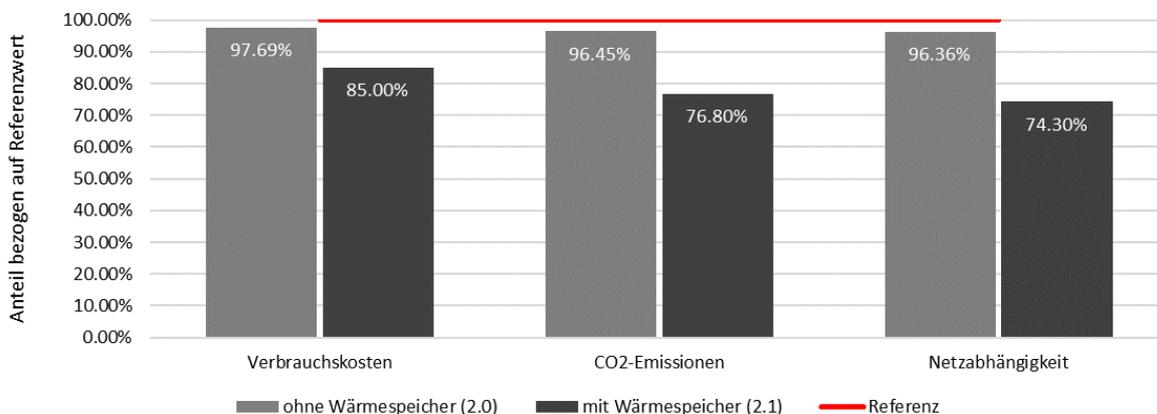


Abbildung 30: Wärmespeichereffekte Konzept 2 Einzelgebäudeversorgung

6.4.3 Konzept 3 „Wärmepumpe“

Konzept 3 „Wärmepumpe“ wurde für die Varianten 3.1, 3.2 und 3.3 mit Wärmepumpenstromtarif berechnet. Anhand der für Konzept 3 spezifisch berechneten Overall Performance Scores der Konzeptvarianten (s. Abbildung 31) zeigt sich, dass die Einzelgebäudekonzepte bessere OPS erzielen als die Quartiersversorgungskonzepte.

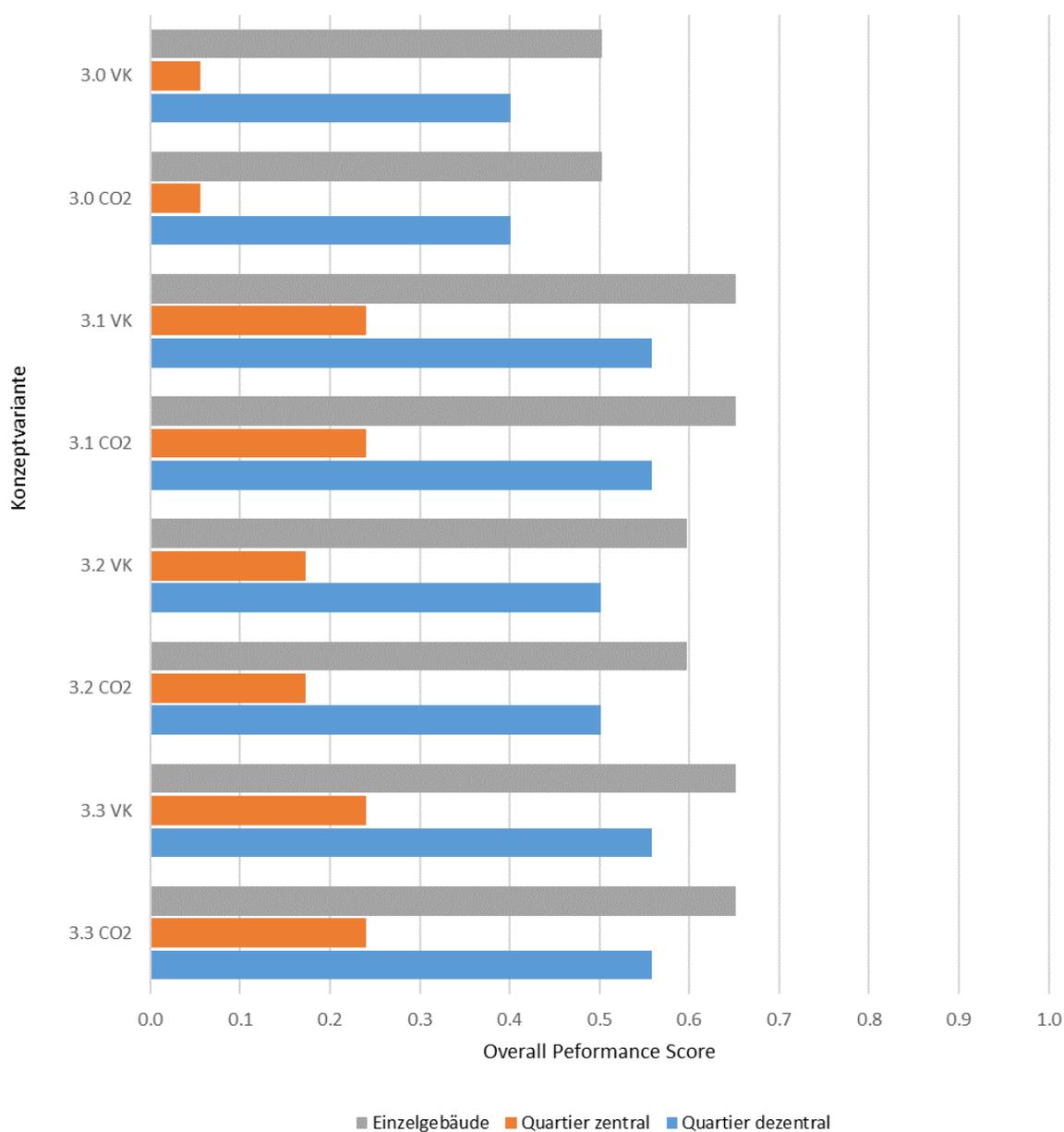


Abbildung 31: Konzeptspezifische OPS zu Konzept 3

Während die Werte der dezentralen Quartiersversorgung nur geringfügig schlechter sind als die der Einzelgebäudeversorgung, sind die Werte der zentralen Quartiersversorgung deutlich schlechter als die

der Einzelgebäude- und der dezentralen Quartiersversorgung. Des Weiteren ist zu erkennen, dass Konzeptvarianten mit Wärmespeicher (3.1) gegenüber Konzeptvarianten mit Stromspeicher (3.2) vorteilhafter sind. Eine Kombination von Wärme- und Stromspeicher (3.3) bringt keinen zusätzlichen Nutzen, da der Wärmespeicher eine effizientere Energiebereitstellung gewährleistet als der Stromspeicher, weshalb im optimierten Betrieb lediglich der Wärmespeicher genutzt wird. Zwischen verbrauchskosten-optimierter und CO₂-optimierter Betriebsweise bestehen keine Unterschiede, die jeweiligen Werte sind für alle Konzeptvarianten gleich. Dies ist auf die Tatsache zurückzuführen, dass sowohl minimale Kosten als auch minimale CO₂-Emissionen für Konzept 3 durch minimalen Netzstrombezug erreicht werden.

Die Quartierseffekte lassen sich anhand von Konzeptvariante 3.1 verdeutlichen und sind in Abbildung 32 grafisch dargestellt. Hinsichtlich der Verbrauchskosten ergeben sich für die Einzelgebäudeversorgung Einsparungen in Höhe von 10,1 % gegenüber dem Referenzsystem. Die zentrale Quartiersversorgung führt zu Einsparungen von lediglich 0,3 %, die dezentrale Quartiersversorgung zu 7,9 %. Hinsichtlich der CO₂-Emissionen werden größere Effekte erzielt. Die Wärmepumpen bringen gegenüber einer konventionellen Gaskesselversorgung CO₂-Einsparungen von 44,9 %, für die Einzelgebäudeversorgung, 37,8 % für die zentrale und 43,3 % für die dezentrale Quartiersversorgung ein.

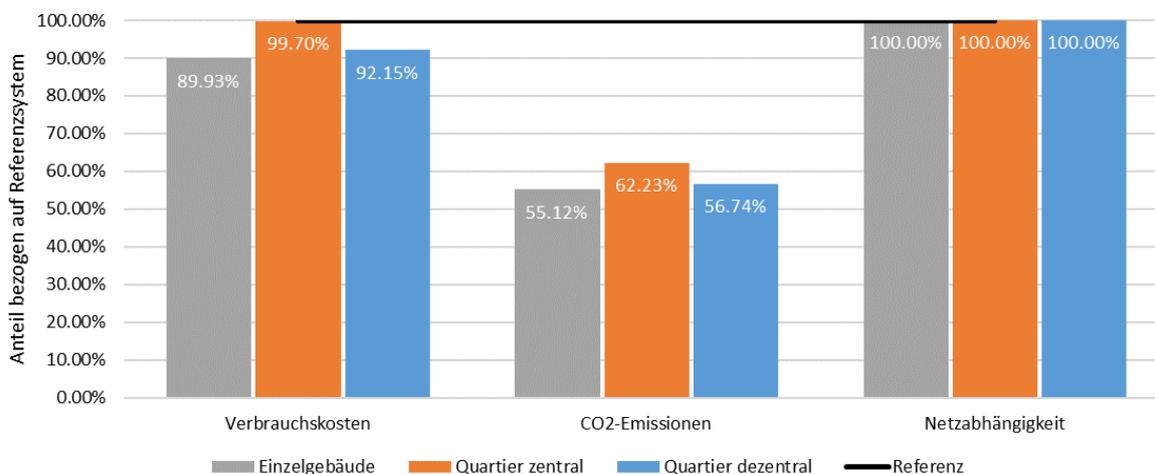


Abbildung 32: Quartierseffekte Konzept 3.1

Der Unterschied zwischen Einzelgebäude- und Quartiersversorgung liegt erneut im Quartierswärmenetz begründet, wodurch im Quartier mehr Wärmeenergie aufzubringen ist. Die Unterschiede zwischen zentraler und dezentraler Quartiersversorgung kommen durch die unterschiedlichen Arbeitszahlen der Wärmepumpen zustande. Die kleineren dezentralen Wärmepumpen weisen höhere COPs auf als die große zentrale Wärmepumpe und verbrauchen somit weniger Energie.

Die Effekte der Wärme- und Stromspeicher sind in Abbildung 33 für die vorteilhafte Einzelgebäudeversorgung dargestellt. Es ist zu erkennen, dass das Wärmepumpen-Konzept ohne Speicher zu einer

Verbrauchskostenerhöhung von 7,8 % verglichen mit dem Referenzsystem führt. Mit Wärmespeicher hingegen gelingt eine Verbrauchskostenreduktion um 10,1 %. Wird anstatt eines Wärmespeichers ein Stromspeicher eingesetzt, so verringern sich die Kosten lediglich um 8,8 %. Eine Kombination aus Wärme- und Stromspeicher bringt, wie bereits beschrieben, keinen weiteren Zusatznutzen. Die beschriebenen Effekte sind auf den Wärmepumpenstromtarif zurückzuführen. Nur unter Verwendung eines Speichers kann trotz Strombezugssperre jederzeit die Deckung des Wärmebedarfes gewährleistet werden. Dabei entpuppt sich der Wärmespeicher als weniger verlustbehaftet als der Stromspeicher. Hinsichtlich der CO₂-Emissionen lässt sich festhalten, dass zwar alle Konzeptvarianten einen deutlichen Vorteil gegenüber dem Referenzsystem einbringen, eine Konzeptvariante ohne Speicher dabei allerdings die größten CO₂-Reduktionen einbringt, wobei der Unterschied zu den Varianten mit Speicher nur marginal ist. Dieser Effekt ist damit zu begründen, dass durch die Einspeicherung der Energie Bereitschafts- bzw. Ein- und Ausspeicherverluste entstehen. Diese Verluste werden durch zusätzlichen Strombezug kompensiert, wodurch die CO₂-Emissionen steigen.

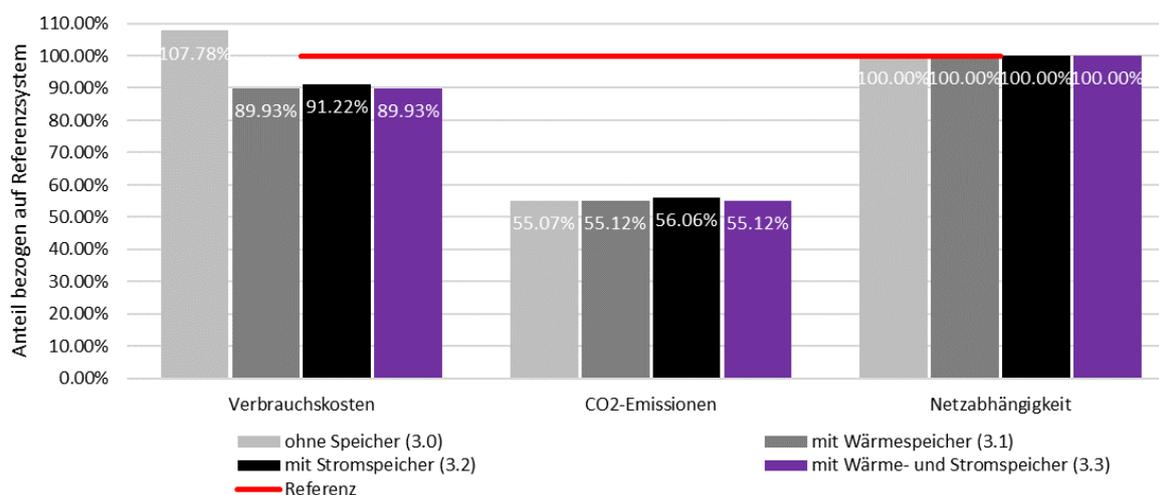


Abbildung 33: Speichereffekte Konzept 3 Einzelgebäudeversorgung

Der Autarkiegrad liegt für alle Konzeptvarianten bei 0 %, da keinerlei Eigenerzeugung erfolgt.

6.4.4 Konzept 4 „PV + Wärmepumpe“

Konzept 4 („PV + Wärmepumpe“) wurde für die Varianten 4.1 („mit Wärmespeicher“) und 4.3 (mit Wärme- und Stromspeicher“) mit Wärmepumpenstromtarif berechnet. Für Variante 4.2 („mit Stromspeicher“) war eine Berechnung mit Wärmepumpenstromtarif nicht möglich, da die Batteriespeicherkapazität nicht ausreicht, um die mit dem Wärmepumpenstromtarif einhergehenden Strombezugssperren zu überbrücken, sodass keine vollständige Wärmebedarfsdeckung möglich ist. Dies ist bei der Auswertung der Ergebnisse zu berücksichtigen.

Bei Betrachtung der konzeptspezifisch berechneten OPS (s. Abbildung 34) fällt auf, dass für alle Konzeptvarianten die Einzelgebäudeversorgung gegenüber den Quartiersansätzen zu besseren OPS führt. Ein Vergleich zwischen zentraler und dezentraler Quartiersversorgung zeigt, dass für jede Konzeptvariante die dezentrale Lösung zu höheren OPS führt. Weiterhin ist festzuhalten, dass die Konzeptvarianten mit Speicher deutlich höhere OPS aufweisen als die Konzeptvarianten ohne Speicher. Dabei zeigt sich, dass sich durch Nutzung eines Stromspeichers höhere OPS als durch Nutzung eines Wärmespeichers ergeben. Die höchsten OPS erreichen alle Konzeptvarianten durch eine Kombination von Wärme- und Stromspeichern.

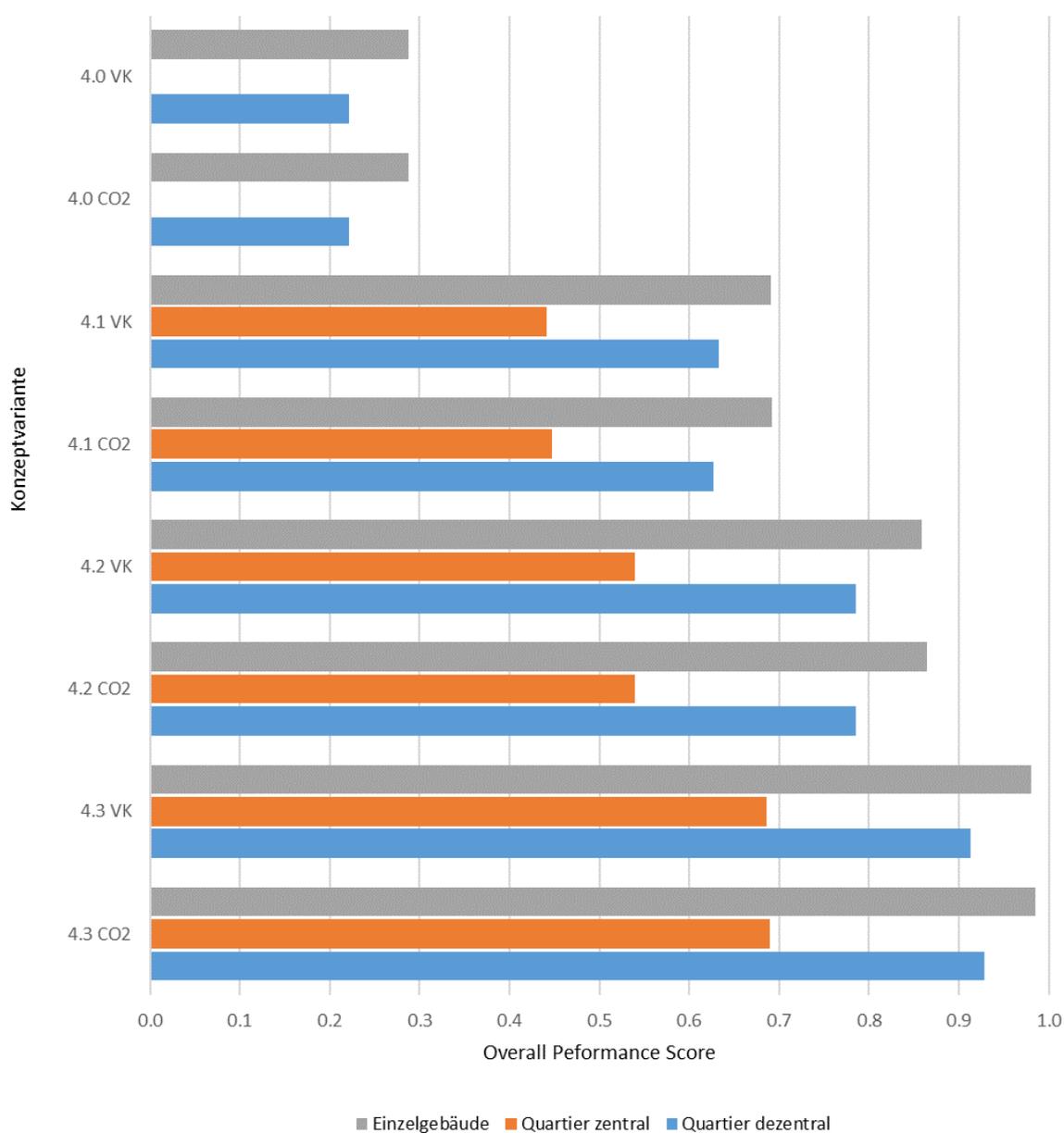


Abbildung 34: Konzeptspezifische OPS zu Konzept 4

Zwischen verbrauchskosten- und CO₂-optimierter Betriebsweise bestehen hinsichtlich des OPS je Konzeptvariante entweder gar keine oder nur marginale Unterschiede zu Gunsten der CO₂-optimierten Betriebsweise. Den höchsten OPS aller Varianten von Konzept 4 erreicht die CO₂-optimierte Betriebsweise von Variante 4.3 („mit Wärme- und Stromspeicher“) als Einzelgebäudeversorgung mit einem Wert von 0,985.

Die Quartierseffekte sind anhand der vorteilhaftesten Konzeptvariante, der CO₂-optimierten Betriebsweise mit Kombination aus Wärme- und Stromspeicher, grafisch in Abbildung 35 dargestellt. Mit Blick auf die Verbrauchskosten ist festzuhalten, dass diese durch die Einzelgebäudeversorgung im Vergleich zum Referenzsystem um 47,6 % reduziert werden. Der dezentrale Quartiersansatz führt so einer ähnlich hohen Verbrauchskostenreduktion von 45,4 %. Zwar führt auch die zentrale Quartierslösung zu einer beachtenswerten Verbrauchskostenreduktion von 39,3 %, jedoch sind die Verbrauchskosten der zentralen Quartiersversorgung bezogen auf die Werte der Einzelgebäudeversorgung um 17,8 % höher als die Verbrauchskosten der Einzelgebäudeversorgung. Hinsichtlich der CO₂-Emissionen kann durch die Einzelgebäudeversorgung eine Reduktion um 65,9 % gegenüber dem Referenzsystem erfolgen. Eine ähnlich hohe CO₂-Reduktion erfolgt durch den dezentralen Quartiersansatz, durch welchen sich die CO₂-Emissionen um 64,5 % senken lassen. Über die zentrale Quartiersversorgung gelingt eine CO₂-Reduktion um 59,5 %. Bezieht man sich auf die Einzelgebäudeversorgung, liegen die CO₂-Emissionen der zentralen Quartiersvariante somit 18,7 % höher als die CO₂-Emissionen der Einzelgebäudeversorgung.

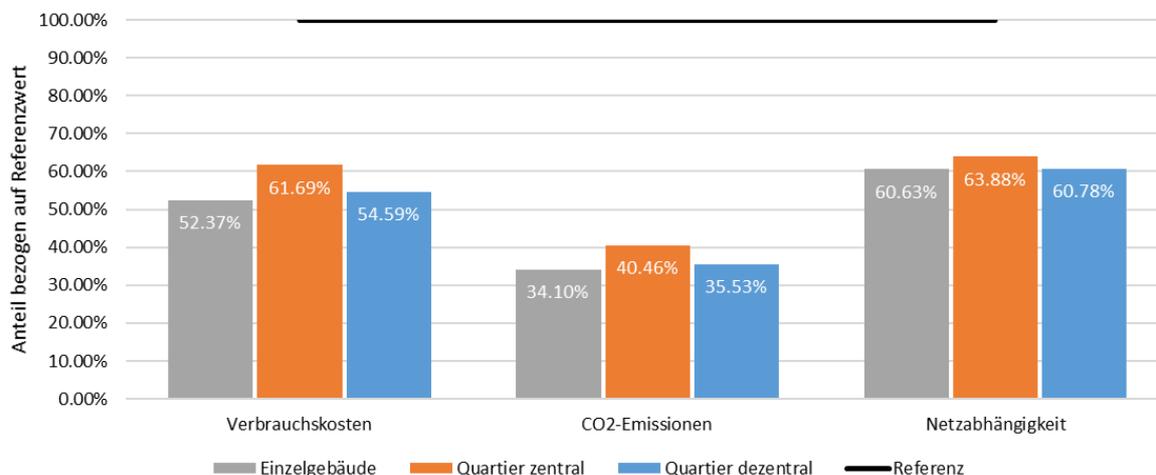


Abbildung 35: Quartierseffekte Konzept 4.3 (CO₂)

Bei Betrachtung der Netzabhängigkeit ist zu erkennen, dass die Einzelgebäudeversorgung eine Netzabhängigkeit von 60,6 % aufweist und somit einen Autarkiegrad von 39,4 % erreicht. Die dezentrale Quartierslösung kommt auf einen Autarkiegrad von 39,2 %, der zentrale Quartiersansatz auf 36,1 %. Die Unterschiede zwischen Einzelgebäude- und dezentraler Quartiersversorgung sind auf die Wärmeverluste im Quartiersnahwärmenetz zurückzuführen, die für die Einzelgebäudeversorgung nicht anfallen. Diese Wärmeverluste lassen sich durch den geglätteten Lastgang des Quartieres im Vergleich zu den

Lastgängen der Einzelgebäude nicht kompensieren. Die Unterschiede zwischen zentraler und dezentraler Quartiersversorgung sind auf die besseren COPs der kleineren, dezentralen Wärmepumpen gegenüber der großen, zentralen Wärmepumpe zurückzuführen. Zwar bewirkt der große, zentrale Wärmespeicher weniger Wärmeverluste als vier kleine, dezentrale Wärmespeicher, jedoch gelingt die Betriebsoptimierung des Konzeptes hauptsächlich über die Energiespeicherung des PV-Stromes im Batteriespeicher und weniger über die Wärmespeicherung im Wärmespeicher. Da die Batteriespeicher für zentralen und dezentralen Ansatz die gleichen spezifischen Verluste aufweisen, verpufft der Vorteil der zentralen Speicherung gegenüber der dezentralen Speicherung weitestgehend. Die Batteriespeicher werden wann immer möglich mit PV-Strom geladen. Eine zusätzliche Ladung der Wärmespeicher erfolgt nur dann, wenn die Heizstrombezugssperren zu überbrücken sind. Dies liegt darin begründet, dass analog zu Konzept 3 für die Speicherung der Wärmeenergie eines Wärmepumpen-Systems die Energiespeicherung im Wärmespeicher effizienter ist als die Energiespeicherung im Batteriespeicher.

Die Auswirkung dieser Speicherbetriebsweisen auf die Verbrauchskosten, die CO₂-Emissionen und die Netzabhängigkeit sind beispielhaft anhand der vorteilhaften Einzelgebäudeversorgung in CO₂-optimierter Betriebsweise in Abbildung 36 dargestellt.

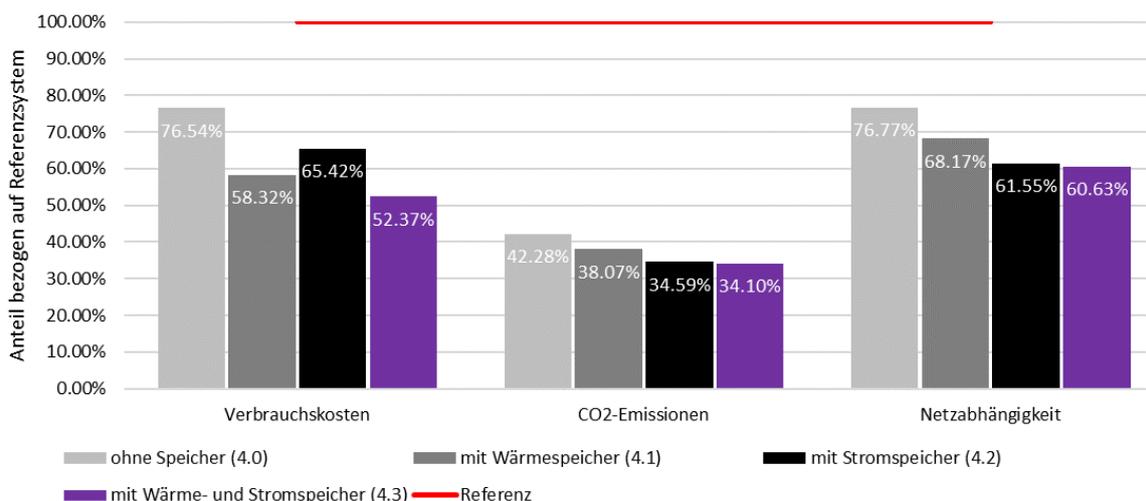


Abbildung 36: Speichereffekte Konzept 4 Einzelgebäudeversorgung (CO₂)

Es wird deutlich, dass hinsichtlich aller drei Zielgrößen die Kombination aus Wärme- und Stromspeicher die beste Konzeptvariante darstellt. Die zweitbeste Variante stellt – außer mit Bezug auf die Verbrauchskosten – Variante 4.2 („mit Stromspeicher“) dar, gefolgt von Variante 4.1 („mit Wärmespeicher“) und Variante 4.0 („ohne Speicher“). Lediglich bei Betrachtung der Verbrauchskosten fällt auf, dass Konzept 4.2 schlechter abschneidet als Konzept 4.1. Dies liegt darin begründet, dass Konzept 4.2 im Gegensatz zu Konzept 4.1 nicht mit einem Wärmepumpen-Stromtarif berechnet wurde. Die Strombezugsmenge lässt sich über die korrelierenden Werte der CO₂-Emissionen und der Netzabhängigkeit abbilden. Für Konzept 4.2 wird demnach weniger Strom bezogen als für Konzept 4.1, was belegt, dass

die erhöhten Verbrauchskosten des Systems mit Stromspeicher allein auf den abweichenden Strompreis zurückzuführen sind. Während die Energieversorgung durch Konzept 4.0 zu Verbrauchskosten in Höhe von 76,5 % der Referenzverbrauchskosten führen, belaufen sich die Verbrauchskosten unter Verwendung einer Kombination aus Strom- und Wärmespeichern lediglich auf 52,4 % der Referenzkosten. Mit Blick auf die CO₂-Emissionen lässt sich bereits ohne Speicher ein großer Teil der im Referenzsystem erzeugten CO₂-Menge einsparen, es werden nur noch 42,3 % der CO₂-Referenzmenge erzeugt. Unter Verwendung einer Kombination von Strom- und Wärmespeichern werden sogar nur 34,1 % der Referenz-CO₂-Menge emittiert. Während ohne Speicher eine Netzabhängigkeit von 76,8 % vorliegt, reduziert die Verwendung von Strom- und Wärmespeichern diese auf 60,6 %.

6.4.5 Konzept 5 „BHKW“

Bei den Optimierungsrechnungen zu Konzept 5 („BHKW“) konnte für einige Konzeptvarianten keine hinreichende Optimierungsgenauigkeit erzielt werden. Alle Systeme, deren Berechnung eine Mipgap von über 1 % aufweist, sind in der konzeptspezifischen OPS-Übersicht (s. Abbildung 37) mit einer roten Umrandung dargestellt. Weiterhin sind die Berechnungen zu Konzeptvariante 5.1 CO₂, sowie zu Konzeptvariante 5.3 VK so ungenau, dass eine Kombination aus Wärme- und Stromspeicher zu schlechteren Ergebnissen führte als eine jeweilige Einzelverwendung von Strom- oder Wärmespeicher. Da die Kombination aus Wärme- und Stromspeicher im Grenzfall zu den gleichen Ergebnissen, keineswegs aber zu schlechteren Ergebnissen führen kann als die Nutzung eines einzelnen Wärme- oder Stromspeichers, verlieren diese Ergebnisse für die Konzeptvarianten 5.1 CO₂ und 5.3 VK gänzlich an Aussagekraft. Sie sind in Abbildung 37 schraffiert dargestellt und werden bei der Auswertung nicht mitberücksichtigt.

Im Gegensatz zu den Konzepten 1 bis 4 lässt sich für Konzept 5 kein eindeutiges Muster einer generellen Vorteilhaftigkeit einer bestimmten Versorgungsstruktur, Konzeptvariante oder Betriebsweise erkennen.

Es ist zu erkennen, dass für alle Versorgungsstrukturen die Konzeptvariante ohne Speicher den schlechtesten OPS aufweist. Weiterhin ist festzuhalten, dass die Verwendung von Wärmespeichern hinsichtlich des OPS größere Vorteile einbringt als die Verwendung von Stromspeichern. Eine Kombination beider Speicherarten führt zu den besten Overall Performance Scores. Während für die Konzeptvarianten „ohne Speicher“ (5.0), „mit Wärmespeicher“ (5.1 VK) und „mit Stromspeicher“ (5.2) jeweils die dezentrale Quartiersversorgung die höchsten OPS aufweist – wobei zu Konzept 5.1 CO₂ aufgrund unzureichender Berechnungsgenauigkeit keine Aussage getroffen werden kann – erzielen für die Variante mit Kombination aus Wärme- und Stromspeicher (5.3) in verbrauchskostenoptimierter Betriebsweise die Einzelgebäudeversorgung und in CO₂-optimierter Betriebsweise die zentrale Quartiersversorgung die höchsten OPS.

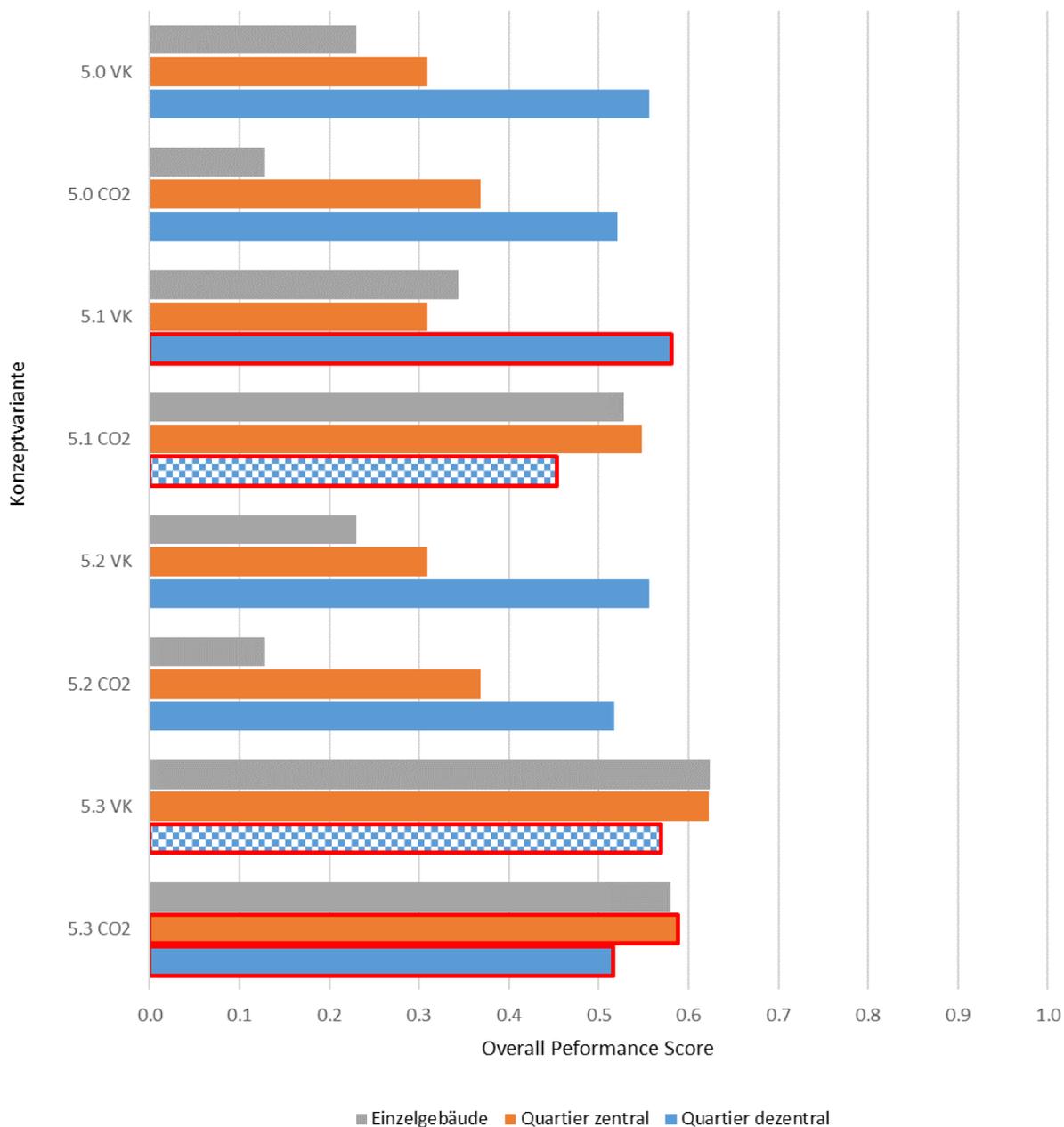


Abbildung 37: Konzeptspezifische OPS zu Konzept 5

Die stark unterschiedlichen Ergebnisse kommen in erster Linie durch die verschiedenen BHKW-Betriebsweisen in Abhängigkeit von der Kombination aus den zu deckenden Bedarfen, den unterschiedlichen thermischen und elektrischen Wirkungsgraden der kleinen dezentralen und großen zentralen BHKWs für die unterschiedlichen Betriebspunkte, der Überschussproduktion und den KWK-Einspeise- und Eigenverbrauchsvergütungen zustande.

Die Quartierseffekte sind beispielhaft für Konzeptvariante 5.2 CO2 in Abbildung 38 dargestellt. Da die benötigte Energie vollständig vom BHKW oder über das öffentliche Stromnetz bereitgestellt wird, liegt vollkommene Gas- und Stromnetzabhängigkeit vor, sodass die Netzabhängigkeit für alle Versorgungsstrukturen 100 % beträgt. Es zeigt sich, dass die Einzelgebäudelösung hinsichtlich Verbrauchskosten

und CO₂-Emissionen schlechtere Werte aufweist als das Referenzsystem. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die dezentralen BHKWs allein für die Wärmebedarfsdeckung zuständig sind und daher für die maximal erforderlichen Lasten ausgelegt sind. Da der minimale Betriebspunkt bei 50 % der elektrischen Nennleistung liegt, wird das BHKW zur stetigen Bedarfsdeckung durchgehend mit 50 % Nennlast betrieben. Dabei wird sehr viel Gas aus dem öffentlichen Netz bezogen, weshalb die CO₂-Emissionen 373 % des Referenzsystems betragen. Die Verbrauchskosten bleiben aufgrund der geringen Gaskosten und gleichzeitig hohen KWK-Einspeise- und Eigenverbrauchsvergütung jedoch vergleichsweise niedrig und belaufen sich auf 110,8 % des Referenzwertes.

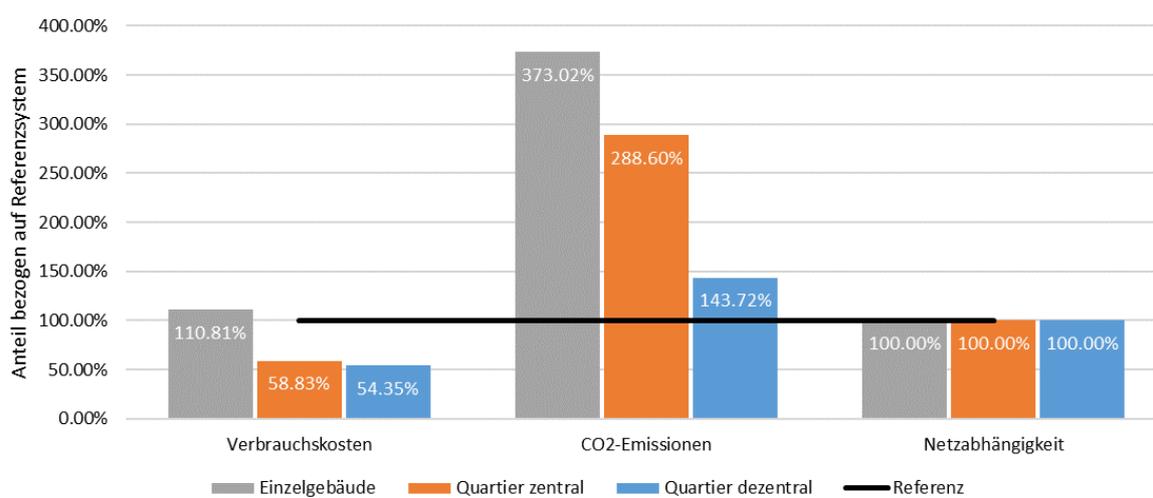


Abbildung 38: Quartierseffekte Konzept 5.2 (CO₂)

Für den Fall einer dezentralen Quartiersversorgung nehmen die Verbrauchskosten sowie die CO₂-Emissionen die besten Werte an. Dies liegt daran, dass zu Zeiten geringen Bedarfes der Quartiersgesamtbedarf beispielsweise über ein einzelnes dezentrales BHKW gedeckt werden kann und nicht wie bei der Einzelgebäudeversorgung permanent alle vier dezentralen BHKWs auf Mindestlast laufen. Somit belaufen sich die Verbrauchskosten auf 54,4 % und die CO₂-Emissionen auf 143,7 % des Referenzsystems.

Für die zentrale Quartiersversorgung liegen sowohl die Verbrauchskosten als auch die CO₂-Emissionen zwischen den Werten der Einzelgebäude- und der dezentralen Quartiersversorgung. Die Verbrauchskosten belaufen sich auf 58,8 % der Referenzkosten, die CO₂-Emissionen auf 288,6 % der Referenzemissionen. Diese Effekte sind darauf zurückzuführen, dass wie im Falle der Einzelgebäudeversorgung auch bei der zentralen Quartiersversorgung ein einzelnes BHKW je einen einzelnen Wärme- und Stromlastgang bedienen muss. Dabei erfolgte die Auslegung des BHKWs auf Basis der maximal zu deckenden Last. Um jederzeit Wärmebedarfsdeckung zu gewährleisten, muss das BHKW dauerhaft laufen, wobei es in vielen Zeitschritten nur auf Minimallast läuft. Dabei erzeugt das BHKW im minimalen Betriebs-

punkt deutlich mehr Energie als nachgefragt. Demzufolge kommt es zu deutlicher Überschussproduktion. Während die überschüssige Wärmeenergie an die Umgebung abgegeben wird, wird der überschüssige Strom ins Netz eingespeist. Der deutliche Unterschied zwischen Einzelgebäudeversorgung und zentraler Quartiersversorgung liegt darin begründet, dass die elektrischen Wirkungsgrade im minimalen Betriebspunkt des großen zentralen BHKW deutlich höher sind als die Wirkungsgrade der kleinen dezentralen BHKWs im minimalen Betriebspunkt. Durch die höheren elektrischen Wirkungsgrade wird einerseits weniger Gas benötigt, um den Strombedarf zu decken, andererseits kann bei Überschussproduktion mehr Strom ins öffentliche Netz eingespeist und vergütet werden.

Die Effekte der Wärme- und Stromspeicherintegration sind in Abbildung 39 exemplarisch für die CO₂-optimierte Betriebsweise der Einzelgebäudeversorgung dargestellt. Auffällig ist, dass die Ergebnisse für die Konzeptvarianten 5.0 („ohne Speicher“) und 5.2 („mit Batteriespeicher“) übereinstimmen. Beide erzielen Verbrauchskosten in Höhe von 110,8 % des Referenzsystems sowie CO₂-Emissionen in Höhe von 373,0 % des Referenzsystems. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die BHKWs ohnehin zu jeder Zeit in einem Betriebspunkt laufen, der den Strombedarf mindestens abdeckt, wodurch der Stromspeicher überflüssig wird.

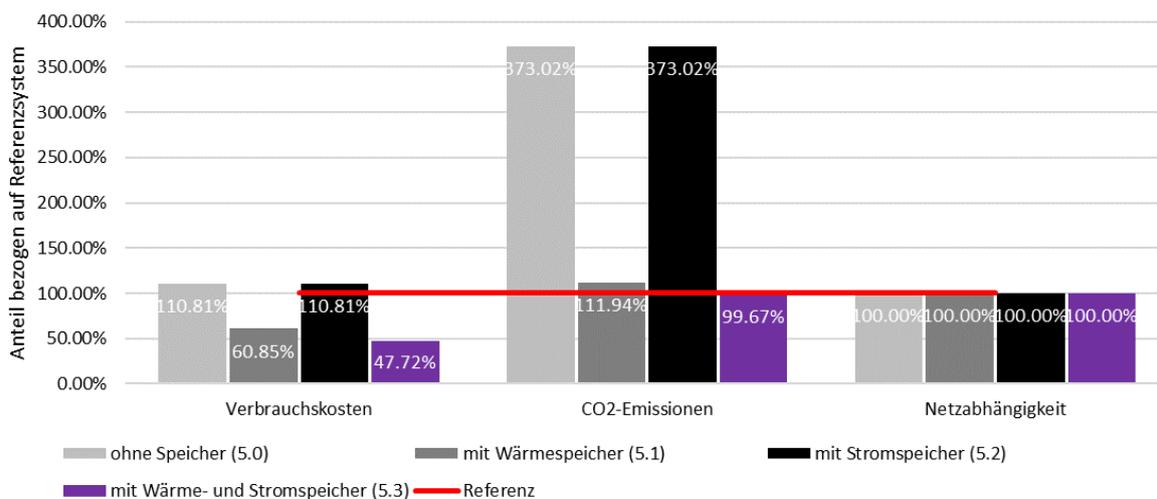


Abbildung 39: Speichereffekte Konzept 5 Einzelgebäudeversorgung (CO₂)

Weiterhin lässt sich festhalten, dass die Nutzung von Wärmespeichern (5.1) eine deutliche Verbesserung sowohl hinsichtlich der Verbrauchskosten als auch hinsichtlich der CO₂-Emissionen gegenüber der Variante ohne Speicher bewirkt, sodass sich die Verbrauchskosten auf 60,9 % und die CO₂-Emissionen auf 112,0 % der jeweiligen Referenzwerte belaufen. Der Wärmespeicher bewirkt, dass die BHKWs nicht durchgängig in Betrieb sein müssen, um die Wärmebedarfe zu decken. Zu Zeiten, in denen das BHKW nicht in Betrieb ist, wird die Stromversorgung über das öffentliche Stromnetz gedeckt. Durch eine Kombination von Wärme- und Stromspeicher werden noch geringere Verbrauchskosten und CO₂-Emissionen erreicht. Diese belaufen sich auf 47,7 % bzw. 99,7 % der jeweiligen Werte des Referenzsystems.

stems. Die Verbrauchskosten- und CO₂-Reduktion gegenüber Konzeptvariante 5.1 ist darauf zurückzuführen, dass zu Zeiten, in denen der Wärmebedarf über den Wärmespeicher gedeckt wird und das BHKW ausgeschaltet ist, die Stromversorgung zum Teil über den Stromspeicher erfolgt und demnach weniger Netzstrom bezogen werden muss. Dies wirkt sich positiv auf die Verbrauchskosten und die CO₂-Emissionen aus.

6.4.6 Konzept 6 „iKWK“

Konzept 6 („iKWK“) entspricht einer Erweiterung von Konzept 5 um eine Solarthermieanlage und einen elektrischen Wärmeerzeuger. Bei den Optimierungsberechnungen kam es aufgrund unzureichender erreichter Mipgaps für einige Konzeptvarianten zu Ungenauigkeiten. Alle Varianten, bei denen die Mipgap über 1 % beträgt, sind in der Darstellung der konzeptspezifischen Overall Performance Scores (s. Abbildung 40) rot eingerahmt. Für die Konzeptvarianten „6.3 VK Quartier dezentral“ und „6.3 CO₂ Einzelgebäude“ (jeweils mit Wärme- und Stromspeicher) ergibt sich zudem aufgrund der Berechnungungenauigkeiten eine Unplausibilität der errechneten Ergebnisse, da sie hinsichtlich der drei Zielgrößen schlechtere Werte aufweisen als die entsprechenden Konzeptvarianten, in denen lediglich ein Wärme- jedoch kein Stromspeicher verwendet wird. Da die Ergebnisse der Konzepte 6.3 im Grenzfall gleich den Ergebnissen der Konzepte 6.1 sein müssen, können die berechneten Ergebnisse aufgrund ihrer Ungenauigkeit nicht stimmen und verlieren ihre Aussagekraft. Sie werden daher in der Auswertung nicht berücksichtigt und sind in Abbildung 40 schraffiert dargestellt.

Bei Betrachtung der OPS fällt auf, dass für alle berechneten Varianten ein Quartiersansatz die jeweils beste Lösung darstellt. Dabei stellt die dezentrale Quartiersversorgung mit Ausnahme einer Konzeptvariante immer die geeignetste Versorgungsstruktur dar. Lediglich für die CO₂-optimierte Betriebsweise von Konzeptvariante 6.3 führt die zentrale Quartierslösung zu besseren Ergebnissen als der dezentrale Ansatz und weist zugleich mit einem Wert von 0,960 den höchsten OPS aller zu Konzept 6 gehöriger Varianten auf. Die Tatsache, dass die dezentrale Quartiersversorgung für diese Konzeptvariante einen schlechteren OPS als die zentrale Quartiersversorgung aufweist, kann auf die vorhandene Mipgap von 1,4 % zurückzuführen sein. Zwischen Einzelgebäude- und Quartiersversorgung ist die Vorteilhaftigkeit einer gegenüber der jeweils anderen Versorgungsstruktur abhängig von der Konzeptvariante.

Ob sich ein Wärme- oder ein Stromspeicher zur Betriebsoptimierung besser eignet, ist ebenfalls von der jeweiligen Konzeptvariante und Versorgungsstruktur abhängig und lässt sich nicht pauschal zusammenfassen. Es ist lediglich erkennbar, dass eine Kombination aus Wärme- und Stromspeicher einen deutlichen Zusatznutzen gegenüber der Nutzung nur einer der beiden Speicherarten aufweist.

Ferner ist zu erkennen, dass die OPS der CO₂-optimierten Betriebsweise für jede Konzeptvariante bessere Werte annehmen als die entsprechenden verbrauchskostenoptimierten Betriebsweise. Mit Werten

zwischen 0,94 und 0,96 weisen die CO₂-optimierten Betriebsweisen von Konzeptvariante 6.1 und 6.3 die mit Abstand höchsten OPS aller Konzeptvarianten auf.

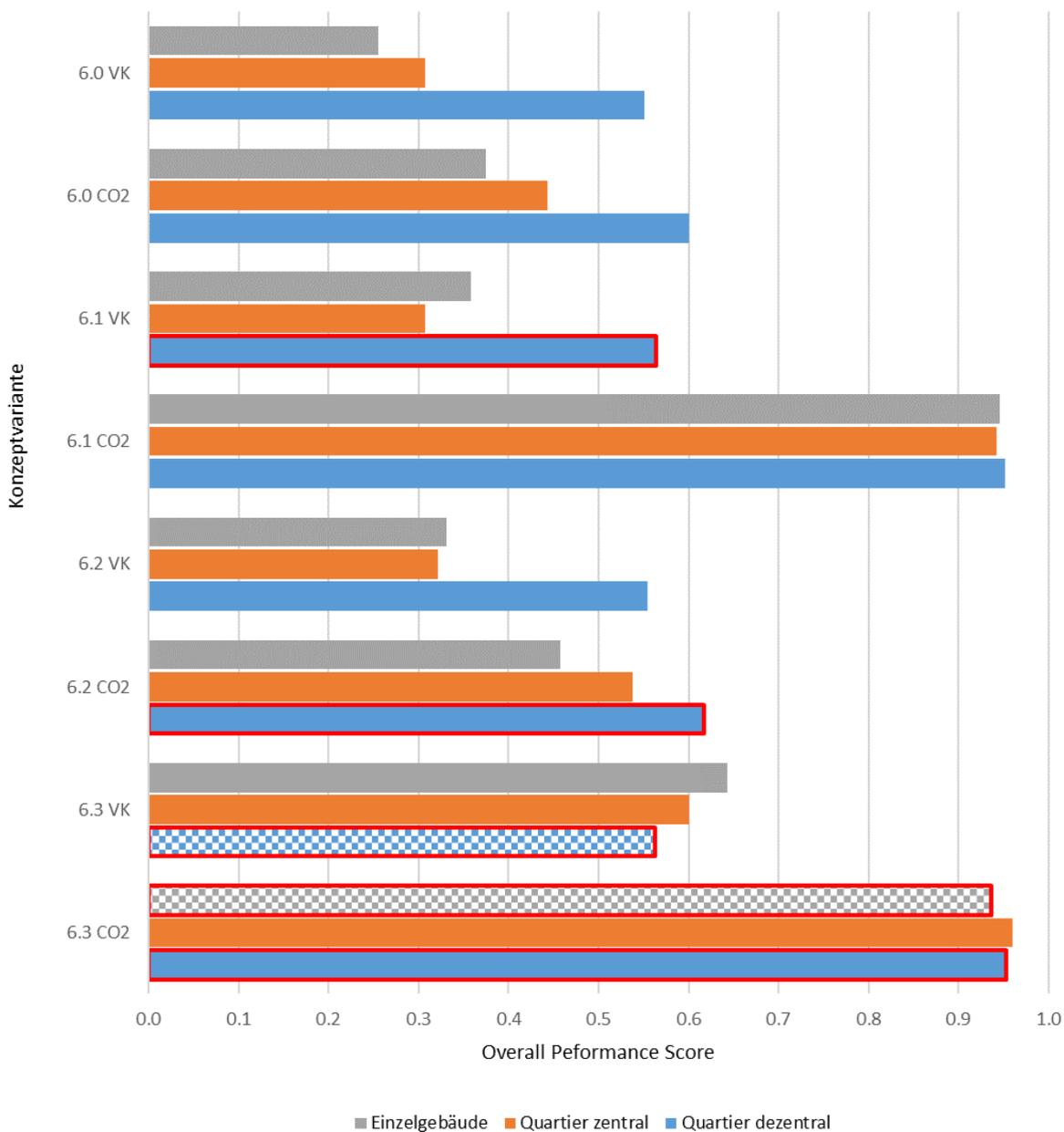


Abbildung 40: Konzeptspezifische OPS zu Konzept 6

Die Quartierseffekte sind in Abbildung 41 beispielhaft für die CO₂-optimierte Betriebsweise von Konzeptvariante 6.1 dargestellt. Die Ergebnisse zeigen, dass alle Versorgungsstrukturen hinsichtlich aller drei Zielgrößen sehr ähnliche Werte aufweisen. Die Netzabhängigkeit beträgt für alle Versorgungsstrukturen etwa 74 %. Die CO₂-Emissionen liegen für die Einzelgebäudeversorgung bei 73,1 % des Referenzsystems, für die zentrale Quartiersversorgung bei 75,7 % und für den dezentralen Quartiersansatz bei 73,6 %. Lediglich bei den Verbrauchskosten stellt sich die dezentrale Quartiersversorgung deutlich vorteilhafter gegenüber den beiden anderen Versorgungsstrukturen dar. Während die Verbrauchskosten

der Einzelgebäudeversorgung bei 70,8 % und die der zentralen Quartiersversorgung bei 71,3 % der Referenzkosten liegen, belaufen sich die Verbrauchskosten der dezentralen Quartiersversorgung nur auf 61,9 % des Referenzwertes.

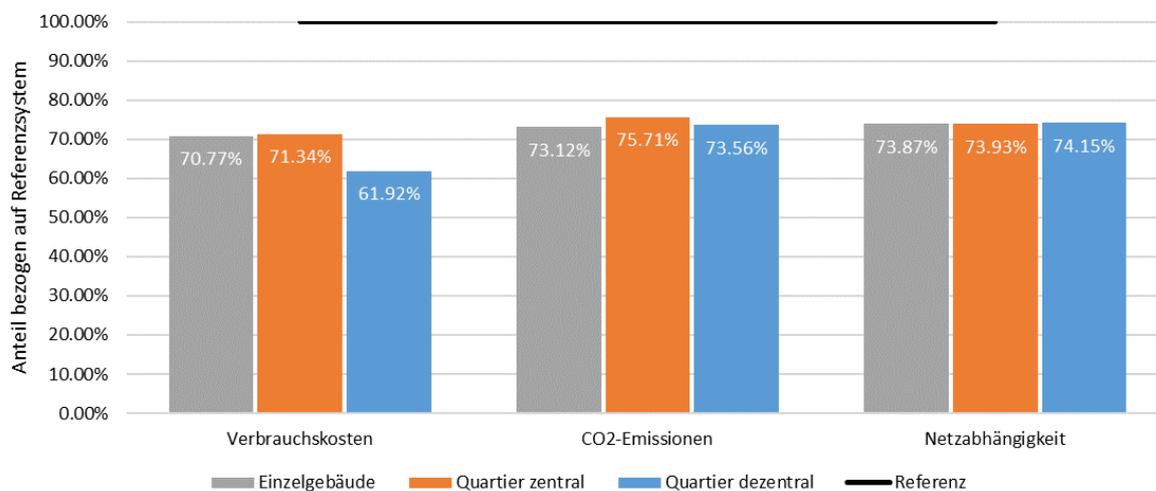


Abbildung 41: Quartierseffekte 6.1 (CO2)

Zwar sind die Quartierseffekte auf die Verbrauchskosten, CO2-Emissionen und Netzabhängigkeit relativ gering, dennoch empfiehlt sich eine Betrachtung der Betriebsweisen der einzelnen Komponenten. Im Gegensatz zu den Konzepten 1 bis 5 lassen sich die beschriebenen Ergebnisse nicht pauschal erläutern, sondern es ergeben sich deutlich abweichende Betriebsweisen für die einzelnen Versorgungsstrukturen. Abbildung 42 zeigt dazu die über das Jahr aufsummierten Energieströme für die einzelnen Systemkomponenten für Konzept „6.1 CO2“ auf.

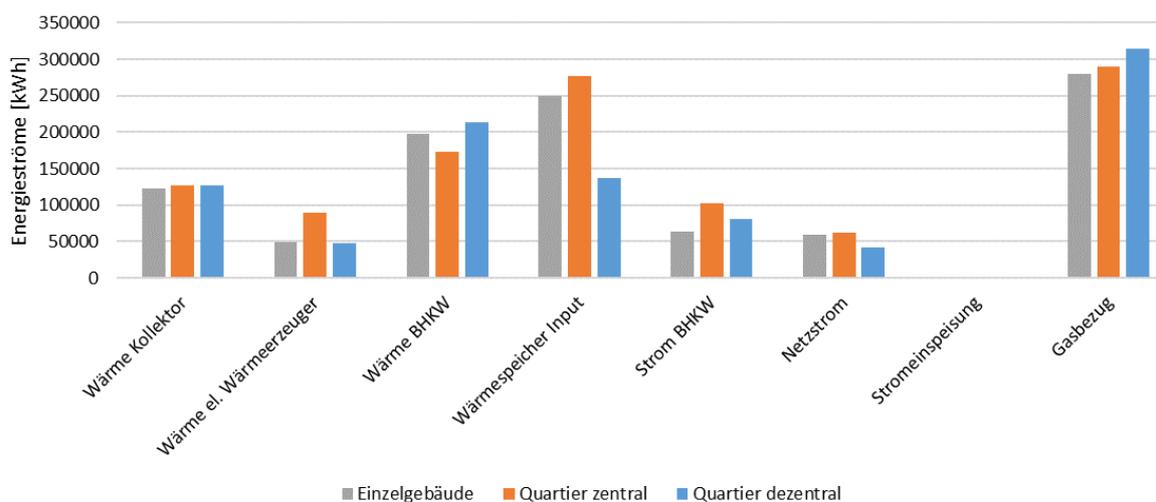


Abbildung 42: Energieströme je Systemkomponente zu Konzept 6.1 (CO2)

Die Optimierungen sehen hinsichtlich Verbrauchskosten und CO2-Emissionen die maximal mögliche

Ausnutzung der Solarthermie vor. Diese liegt für alle drei Versorgungsansätze auf etwa gleich hohem Niveau zwischen 122.500 kWh bei der Einzelgebäudeversorgung und 126.500 kWh bei den Quartiersansätzen. Über den Gasbezug lässt sich grob die BHKW-Aktivität abbilden. Hier zeigt sich für die Einzelgebäudelösung ein Gasbedarf von 280.000 kWh, für die zentrale Quartiersversorgung von 290.000 kWh und für die dezentrale Quartiersversorgung von 315.000 kWh. Für genauere Aussagen hinsichtlich des BHKW-Betriebes müssten für jeden Zeitschritt die Betriebspunkte und die entsprechenden thermischen und elektrischen Wirkungsgrade ausgewertet werden. Der Gasbezug hat dabei einen geringeren Einfluss auf die Verbrauchskosten als der Netzstrombezug, welcher für den Einzelgebäudeansatz bei 59.400 kWh, für die zentrale Quartierslösung bei 61.500 kWh und für den dezentralen Quartiersansatz bei einem deutlich geringeren Wert von 41.400 kWh liegt. Aus Kombination der Strom- und Gasbezüge ergeben sich die deutlich geringeren Verbrauchskosten der dezentralen Quartiersversorgung gegenüber der Einzelgebäude- und der zentralen Quartiersversorgung.

Zwar wird für den dezentralen Quartiersansatz weniger Strom bezogen, gleichzeitig wird allerdings auch weniger Strom zum Heizen verbraucht. Stattdessen läuft die Wärmeversorgung vornehmlich über das gasbetriebene BHKW und nur zu geringen Teilen über den elektrischen Wärmeerzeuger. Das Verhältnis BHKW zu elektrischer Wärme liegt bei etwa 4,5 zu 1. Für die zentrale Quartiersversorgung stellt sich das Verhältnis der Wärmeerzeugung über das BHKW gegenüber elektrischem Wärmeerzeuger anders dar und beläuft sich auf etwa 2 zu 1. Hier wird also anteilig mehr Wärme über den elektrischen Wärmeerzeuger erzeugt und ein entsprechend geringerer Anteil über das BHKW. Durch den deutlich erhöhten Betrieb des elektrischen Wärmeerzeugers bei der zentralen Quartiersversorgung fällt ein entsprechend höherer Gesamtstrombedarf an, wodurch eine erhöhte BHKW-Stromproduktion und ein erhöhter Netzstrombezug im zentralen Quartiersansatz gegenüber Einzelgebäude- und dezentraler Quartiersversorgung zustande kommen.

Insgesamt kann durch die dezentrale Quartiersversorgung eine deutlich bessere BHKW-Steuerung erfolgen, da, wie bereits in der Analyse zu Konzept 5 beschrieben, vier dezentrale BHKWs zur Bedarfsdeckung eines Lastganges deutlich effizienter betrieben werden können als ein großes zentrales BHKW zu Quartiersbedarfsdeckung bzw. als vier einzelne BHKWs zur Deckung von vier einzelnen Gebäudebedarfen. Dies spiegelt sich auch in der Wärmespeichernutzung wieder. Aufgrund der höheren Betriebsflexibilität werden die dezentralen Quartierswärmespeicher deutlich weniger genutzt als die Einzelgebäudespeicher oder der zentrale Quartierspeicher.

Die Beurteilung der ökonomischen und ökologischen Wärme- und Stromspeichereffekte lässt sich exemplarisch für die CO₂-optimierte Betriebsweise der Einzelgebäudeversorgung durchführen. Eine grafische Darstellung dieser Effekte findet sich in Abbildung 43.

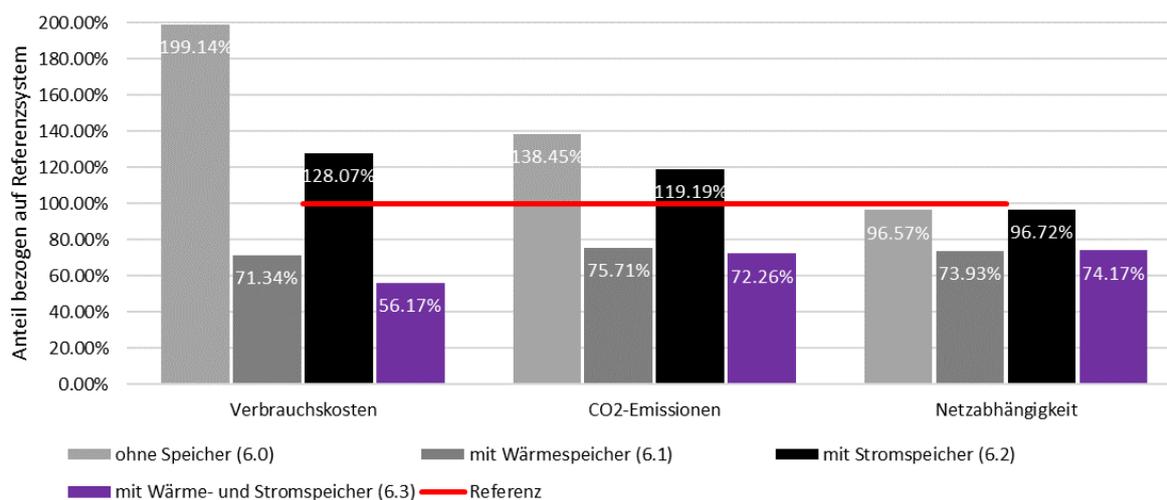


Abbildung 43: Speichereffekte Konzept 6 zentrale Quartiersversorgung (CO₂)

Zu erkennen ist, dass ohne Speicher sowohl die Verbrauchskosten mit 199,1 % als auch die CO₂-Emissionen mit 138,5 % bezogen auf das Referenzsystem deutlich über den Referenzwerten liegen. Durch die geringe Solarthermieausnutzung ohne Wärmespeicher stellt sich ein geringer Energieeigenerzeugungsanteil dar, sodass sich die Netzabhängigkeit auf 96,6 % beläuft. Durch den Einsatz eines Batteriespeichers wird demgegenüber schon eine deutliche Verbesserung erzielt. Durch die Stromspeicherung gelingt eine effizientere Wärmebereitstellung über den elektrischen Wärmeerzeuger, sodass zur Bedarfsdeckung weniger BHKW- und Netzstrom erforderlich ist. Die Verbrauchskosten sinken demnach gegenüber der Variante ohne Speicher auf 128,1 % des Referenzwertes, die CO₂-Emissionen auf 119,2 %. Aufgrund der zusätzlich zu kompensierenden Batterieverluste steigt die Netzabhängigkeit leicht auf 96,72 %.

Wird anstelle des Stromspeichers ein Wärmespeicher eingesetzt (6.1), so verringern sich Verbrauchskosten, CO₂-Emissionen und Netzabhängigkeit deutlich gegenüber der speicherlosen Systemlösung und auch gegenüber dem Referenzsystem. Durch die Integration des Wärmespeichers erhöht sich die Ausnutzung der Solarthermie deutlich, wie bereits in der Analyse zu Konzept 2 gezeigt. Demnach ist weniger BHKW- und elektrische Wärme erforderlich, wodurch Verbrauchskosten, CO₂-Emissionen und Netzabhängigkeit deutlich sinken. Sie belaufen sich in der genannten Reihenfolge auf 71,3 %, 75,7 % und 73,9 % der Referenzwerte.

Durch eine Kombination von Wärme- und Stromspeicher lassen sich die beschriebenen Effekte kombinieren. Höhere Solarthermieausnutzung sowie Stromspeicherung zur bedarfsgerechten Wärmeerzeugung ohne zusätzlichen Strombezug und ohne zusätzliche BHKW-Stromproduktion führen zu minimierten Verbrauchskosten von 56,2 %, CO₂-Emissionen von 72,3 % und zu einer Netzabhängigkeit von 74,2 % verglichen mit den Referenzwerten. Lediglich die Netzabhängigkeit verschlechtert sich durch

die Kombination beider Speichertypen gegenüber der Variante nur mit Wärmespeicher, da die anfallenden Batterieverluste über das öffentliche Strom- und Gasnetz kompensiert werden.

6.4.7 Konzeptübergreifende Betrachtung

Nach Analyse der einzelnen Energieversorgungskonzepte ist festzuhalten, dass in vielen Fällen die Einzelgebäudeversorgung gegenüber der Quartiersansätze zu besseren Ergebnissen führt. Die Quartiersansätze zeigen sich mit zunehmender Systemkomplexität zunehmend vorteilhaft. Zwischen dezentralem und zentralem Quartiersansatz stellt sich zumeist der dezentrale Ansatz als besser geeignet heraus, was zum Teil auf bessere Wirkungsgrade kleiner Anlagen gegenüber einer großen zentralen Anlage zurückzuführen ist. Außerdem wirkt sich die höhere Flexibilität in der Bedarfsdeckung durch mehrere kleine Anlagen im Vergleich zu einer großen Anlage positiv für die dezentralen Quartiersansätze aus. Die besseren Wirkungsgrade zeigen sich vor allem in Form der besseren COPs der kleinen gegenüber der Großwärmepumpe. Die höhere Flexibilität der dezentralen Anlagen zeigt sich vor allem bei BHKW-basierten Systemen, indem die dezentralen BHKWs durch geringere Mindestleistungen in Summe weniger Überschussenergie erzeugen als ein zentrales BHKW. Ob sich für die verschiedenen Versorgungskonzepte ein Wärme- oder ein Stromspeicher besser eignet, ist nicht pauschal zu sagen. Während bei PV-Wärmepumpen-Systemen die Stromspeicher größere Vorteile einbringen, nützt bei BHKW-Systemen der Wärmespeicher mehr. Eine Kombination beider Speicherarten führt vor allem bei komplexeren Systemen meist zu einer Kombination der Speichereffekte und weist daher die besten Ergebnisse auf. Mit Blick auf die zwei verschiedenen Betriebsweisen – verbrauchskosten- oder CO₂-optimiert – ist ebenfalls kein konzeptübergreifendes Ergebnis hinsichtlich besserer Eignung festzuhalten, wobei die CO₂-optimierte Betriebsweise tendenziell häufiger zu höheren OPS führt als die verbrauchskostenoptimierte Betriebsweise. Dabei gilt es zu berücksichtigen, die Beantwortung der Frage nach der optimalen Betriebsweise immer von der gewählten Kriteriengewichtung abhängt, die im vorliegenden Fall einen größeren Einfluss der CO₂-Emissionsreduktion als der Verbrauchskostenreduktion auf den OPS bewirkt.

7 Diskussion der Ergebnisse

In diesem Kapitel erfolgt eine Diskussion der Ergebnisse der vorliegenden Arbeit. Dazu werden die gewählte Vorgehensweise sowie die getroffenen Annahmen und ihre Auswirkungen auf die Ergebnisse diskutiert und Optimierungspotenziale der Arbeit herausgestellt. Abschließend werden unter Berücksichtigung der diskutierten Aspekte die Forschungsfragen beantwortet.

Zur Beantwortung der Forschungsfragen wurden alle konzipierten Energieversorgungskonzepte mittels multikriterieller Entscheidungsanalyse miteinander verglichen. Die Wahl der Bewertungskriterien deckt dabei ökonomische, ökologische und sozioökonomische Faktoren ab, sodass eine facettenreiche Bewertung der Konzepte ermöglicht wird. Der für jedes Konzept auf Basis der SWING-Methode gebildete Overall Performance Score dient dabei aufgrund seiner auf der Kriteriengewichtung basierenden Ergebnisse als individuelle, einer jeweiligen Situation anpassbare Vergleichsmöglichkeit.

Die Wahl der Entscheidungskriterien orientiert sich an den sich durch ESyOpT bietenden Berechnungsmöglichkeiten. Da mit ESyOpT bislang nur Betriebs- und keine Strukturoptimierungen von Energiesystemen möglich sind, müssen reine betriebsabhängige Parameter als Kriterien gewählt werden. Somit beläuft sich die Kriterienauswahl auf *Verbrauchskostenreduktion*, *CO₂-Emissionsreduktion* und *Autarkiegraderhöhung*, wobei sich die Werte jeweils auf die entsprechenden Werte eines konventionellen Referenzsystems beziehen. Während die CO₂-Emissionen und der Autarkiegrad hohe Aussagekraft hinsichtlich der Umweltverträglichkeit und der Eigenversorgung besitzen, decken die Verbrauchskosten nur einen kleinen Anteil der Wirtschaftlichkeit eines Systems ab. Aussagekräftigere Ergebnisse könnten einerseits unter zusätzlicher Berücksichtigung verbrauchsunabhängiger Betriebskosten wie beispielsweise Reparatur- und Wartungskosten, Mietkosten, Versicherungskosten oder Leistungspreisen in Energietarifen entstehen. Andererseits würde sich die Aussagekraft durch die zusätzliche Berücksichtigung von Investitionskosten noch einmal deutlich erhöhen. Die gewonnenen Ergebnisse geben lediglich Rückschluss über verbrauchsabhängige Größen, wodurch sie eingeschränkte Aussagekraft besitzen.

Die Wahl der SWING-Methode zur Gewichtung der gewählten Kriterien hat Vor- und Nachteile. Einerseits ermöglicht sie als Full Aggregation Approach ohne potenziell problematische Paarvergleiche der Attribute das Berechnen eines Overall Performance Scores für jede Konzeptalternative, wodurch ein vollumfassendes Ranking aller Alternativen ermöglicht wird. Andererseits gibt es Methoden, beispielsweise die MAUT-Methode, mit denen die Kriteriengewichtung auf Basis nichtlinearer Wertefunktionen geschieht, wodurch realitätsgetreuere Kriteriengewichtungen entstehen. Die SWING-Methodik impliziert hingegen einen linearen Verlauf der Attributbewertung, wodurch mögliche quadratische oder kubische Verläufe der Bewertungsfunktionen nicht berücksichtigt werden. Die SWING-Methodik stellt somit eine effiziente und zugleich zielführende Möglichkeit zur Kriteriengewichtung dar, die zugleich zu etwas weniger aussagekräftigen Ergebnissen führt als komplexere Gewichtungsmethoden. Auch eine

Kombination mehrerer verschiedener Gewichtungsmethoden und eine anschließende Mittelung der erhaltenen Gewichtungen ist möglich und würde zu noch detaillierterer Abbildung subjektiver Standpunkte führen. Durch die Verwendung einer anderen Gewichtungsmethodik könnte es zu anderen Gewichtungen und somit zu anderen Rankingergebnissen kommen.

Weiterhin ist es wichtig zu berücksichtigen, dass die multikriterielle Entscheidungsanalyse stets der Subjektivität des Entscheiders zugrunde liegt. Um die Subjektivität bei der Kriteriengewichtung ein wenig zu neutralisieren, wurden Gewichtungs-Sensitivitätsanalysen für alle drei Kriterien durchgeführt. Da sich jedoch stets die zwei anderen Kriterien im selben Verhältnis zueinander befinden, lässt sich auch durch Sensitivitätsanalysen die Subjektivität der MCDA nicht vollständig eliminieren. Die gewonnenen Ergebnisse lassen sich somit immer nur auf den betrachteten Anwendungsfall beziehen und sind nicht auf andere Anwendungsfälle mit anderen Voraussetzungen und anderen Entscheidern übertragbar. Es gilt daher: Andere Kriteriengewichtungen würden zu anderen Ergebnissen führen. Eine höhere Gewichtung der Verbrauchskostenreduktion hätte beispielsweise ein besseres Ranking der Konzepte 5 und 6 zur Folge, während die Overall Performance Scores von Konzept 4 sinken würden.

Neben der gewählten Methodik spielen auch die getroffenen Annahmen eine wichtige Rolle bei der Ergebnisinterpretation.

Angefangen bei der Definition des Energieversorgungsgebietes gilt es zu berücksichtigen, dass das gewählte Versorgungsgebiet im Sinne nicht zu komplex werdender Optimierungsberechnung relativ klein zu halten ist. Die Beschränkung auf vier Mehrfamilienhäuser stellt einen Kompromiss aus Berechnungskomplexität und möglichst hoher Abbildung von Quartierseffekten dar. Es gilt: je größer das gewählte Versorgungsgebiet, desto glatter wird der zu deckende Wärme- und Stromlastgang und desto mehr Flexibilität bieten Strom-Wärme-gekoppelte Versorgungskonzepte im Hinblick auf die Anlagenbetriebsweisen. Mit Blick auf die Ergebnisse ist festzuhalten, dass das gewählte Versorgungsgebiet einerseits zu groß gewählt ist und daher teilweise zu sehr komplexen Optimierungsproblemen führt, sodass nicht alle Versorgungskonzepte mit hinreichender Genauigkeit berechnet werden können. Andererseits ist das Versorgungsgebiet zu klein gewählt, um mögliche Vorteile der Quartiersversorgung deutlich abbilden zu können. Die Quartiersvorteile liegen vor allem in der größeren Lastverteilung und der damit einhergehenden Systemflexibilität begründet. Die gewählte Lastgangrandomisierung kann diesen Effekt nur geringfügig abbilden, sodass sie keinen großen Einfluss auf die Energiesysteme hat. So entsteht aufgrund des klein gewählten Quartiers der Effekt, dass der Wärmeverlust durch das Quartiersnahwärmenetz die vermeintlichen Quartiersvorteile im negativen Sinne überkompensiert, wodurch sich die Einzelgebäuelösungen oftmals als beste Lösung herausstellen. Die Wahl eines größeren Versorgungsgebietes hätte zunehmend positive Quartierseffekte zur Folge, sodass für ein größer gewähltes Quartier die Quartiersversorgungskonzepte gegenüber der Einzelgebäudeversorgung vorteilhaft würden.

Bei der Beantwortung aller Forschungsfragen gilt es zu berücksichtigen, dass alle Anlagenmodelle in ESyOpT auf Basis gewisser Vereinfachungen und Vernachlässigungen implementiert sind. Diese Vereinfachungen ermöglichen einerseits die Reduktion der Rechenkomplexität, bewirken jedoch andererseits eine Reduktion der Realitätstreue.

Weiterhin sind die Ergebnisse abhängig von den verwendeten Lastgängen und Wetterdaten. Der auf dem SLP Gas basierende Wärmelastgang ist nicht an die Wetterdaten gekoppelt, sodass Inkonsistenzen möglich sind. Beispielsweise können die Wetterdaten einen warmen Frühjahrstag aufweisen, der synthetische Wärmelastgang für diesen Tag jedoch einen hohen Wärmebedarf vorsehen. Über den Betrachtungszeitraum eines ganzen Jahres sollten sich diese Effekte ausgleichen, eine tagesgenaue Betrachtung sollte jedoch kritisch hinterfragt werden. Die auf dem SLP Gas und SLP Strom basierenden synthetischen Lastgänge stellen dabei kein Abbild der Realität dar, sondern fungieren als vereinfachte Lastgangsabschätzungen basierend auf durchschnittlichen Verbrauchsdaten und beinhalten bereits eine Glättung. Da jeder Lastgang nur einem Mehrfamilienhaus zugeordnet wird, könnte die enthaltene Lastgangglättung zu stark sein, sodass Verbrauchsspitzen nicht abgebildet werden. Weniger geglättete Lastgänge hätten aufgrund der abzudeckenden Lastspitzen eine andere Systemauslegung und somit abweichende Ergebnisse zur Folge. Die trivial vorgenommene Lastgangrandomisierung ist ebenfalls rein exemplarisch gewählt und spiegelt keine realen Lastgangverschiebungen mehrerer Verbraucher wieder. Andere Lastgangverschiebungen führen ebenfalls zu einer anderen Ausprägung des Quartierslastganges und können daher ebenfalls zu abweichenden Ergebnissen führen. Die verwendeten Wetterdaten stammen aus einem gemeinsamen Forschungsprojekt des DWD und des BBSR und liefern konsistente Daten. Durch die Verwendung anderer Wetterdaten sind abweichende Ergebnisse möglich, beispielsweise hätten höher angenommene Strahlungsparameter höhere PV- und Solarthermieerträge zur Folge.

Auch die verwendeten Anlagenparameter, Energiepreise, Emissionsfaktoren und Heizwerte nehmen Einfluss auf die Ergebnisse. Eine Veränderung dieser Parameter kann zu abweichenden Ergebnissen führen. Speziell die Parametrierung der Anlagen stellt eine große Herausforderung dar. Da keine Struktur-, sondern eine reine Betriebsoptimierung stattfindet, erfolgt die Dimensionierung der Anlagen einerseits auf Basis von Heuristiken aus der Literatur und andererseits auf Basis tatsächlich am Markt verfügbarer Komponenten. Aufgrund der Vielzahl der zu konzipierenden Energiesysteme wird die Auslegung und Parametrierung überschlägig durchgeführt. Dabei wird die Vergleichbarkeit der unterschiedlichen Konzepte gewährleistet, indem gleiche Komponenten in verschiedenen Konzepten jeweils gleich groß dimensioniert, anstatt konzeptspezifisch ausgelegt werden. Somit wird zugunsten der Vergleichbarkeit der Konzepte Realitätstreue eingebüßt, was eine geringere Aussagekraft der Ergebnisse zur Folge hat. Eine detaillierte, konzeptspezifische Auslegung der Energiesysteme könnte daher zu anderen Berechnungsparametern und somit zu abweichenden Ergebnissen führen.

Neben den durchgeführten Auswertungen ergeben sich auf Basis der Berechnungsergebnisse viele weitere Auswertungsmöglichkeiten.

Beispielsweise kann die genaue Betriebsweise der einzelnen Versorgungskonzepte hinsichtlich der Speicherfüllstände oder der gefahrenen Anlagenleistungen erfolgen. Weiterhin könnten typische Sommer- oder Wintertage analysiert werden. Auch Szenariorechnungen mit unterschiedlichen Anlagengrößen, verschiedenen Wetterdaten, abweichenden Brennstoffzusammensetzungen, anderen Emissionsfaktoren oder anderen Energiepreisen sind möglich. Die Auswertungspotenziale der vorliegenden Berechnungsergebnisse sind enorm. Entsprechend der Forschungsfragen wird für die vorliegende Arbeit jedoch der Fokus auf die (sozio-)ökonomisch-ökologische Betrachtung gelegt. In der Einzelkonzeptanalyse erfolgt zudem beispielhaft die Erläuterung von Quartiers- und Speichereffekten anhand der variierenden Betriebsweisen der Systeme auf Basis der jährlich aufsummierten Energieströme. Da die jährlichen Betrachtungen lediglich die Jahressummen wiedergeben, ist nur eine grobe Abschätzung der Komponentenbetriebsweisen möglich. Für eine genaue Betriebsanalyse ist eine tagesgenaue Betrachtung erforderlich, die zu aussagekräftigeren Erkenntnissen führen würde.

Beantwortung der Forschungsfragen:

1. Welches der definierten Energieversorgungskonzepte eignet sich hinsichtlich ökonomischer, ökologischer und sozioökonomischer Kriterien für das vorliegende Energieversorgungsgebiet am besten?

Mittels MCDA wird ein Ranking der zu untersuchenden Konzepte durchgeführt. Mit der gewählten Vorgehensweise stellt sich das Energieversorgungskonzept „PV+ Wärmepumpe mit Wärme- und Stromspeicher in verbrauchskostenoptimierter Betriebsweise als Einzelgebäudelösung“ („Konzept 4.3 Einzelgebäude VK“) als am geeignetsten für das definierte Versorgungsgebiet heraus.

2. Welche ökonomisch-ökologischen Effekte bringen Quartierslösungen verglichen mit konventionellen Einzelgebäudelösungen für die betrachteten Energieversorgungskonzepte mit sich?

Zur Beantwortung dieser Frage wurde jedes Energieversorgungskonzept in den Varianten *Einzelgebäudeversorgung*, *zentrale Quartiersversorgung* und *dezentrale Quartiersversorgung* berechnet. Da sich für jedes Konzept unterschiedliche Erkenntnisse ergeben, ist die Beantwortung der Frage konzeptspezifisch vorzunehmen und erfolgt unter Bezugnahme auf die berechneten Werte der Zielgrößen *Verbrauchskosten*, *CO₂-Emissionen* und *Autarkiegrad*. Für Konzept 1 („PV“) stellt sich heraus, dass die Quartierslösungen schlechtere Ergebnisse erzielen als die Einzelgebäudelösung, wobei zwischen zentraler und dezentraler Quartiersversorgung keine Unterschiede bestehen und somit keine Vorteilhaftigkeit zu identifizieren ist. Für Konzept 2 („Solarthermie“) stellt sich ebenfalls die Einzelgebäudeversorgung gegenüber den Quartiersansätzen als vorteilhaft heraus, wobei der zentrale Quartiersansatz zu minimal besseren Ergebnissen als der dezentrale Ansatz führt. Für Konzept 3 („Wärmepumpe“) stellt sich auch die Einzelgebäudeversorgung als vorteilhaft gegenüber den Quartierslösungen heraus, wobei der dezentrale Quartiersansatz vorteilhaft gegenüber der zentralen Quartierslösung ist. Dieselbe Erkenntnis

ist für Konzept 4 („PV + Wärmepumpe“) festzuhalten. Für Konzept 5 („BHKW“) ist die Antwort sowohl zielgrößen- als auch konzeptvariantenabhängig und ist der Ergebnisauswertung zu entnehmen. Für Konzept 6 („iKWK“) zeigt sich hinsichtlich Verbrauchskosten und CO₂-Emissionen eine Vorteilhaftigkeit der zentralen Quartiersversorgung, während der höchste Autarkiegrad durch eine Einzelgebäudeversorgung erreicht wird. Konzeptübergreifend ist erkennbar, dass je komplexer ein Strom-Wärmegekoppeltes System ist, die Vorteilhaftigkeit von Quartierslösungen zunimmt.

3. Welche ökonomisch-ökologischen Effekte hat der Einsatz von Wärme- und Stromspeichern auf die betrachteten Energieversorgungskonzepte?

Zur Beantwortung dieser Frage wurde jedes Konzept in den Varianten *mit Wärmespeicher*, *mit Stromspeicher* und *mit Wärme- und Stromspeicher* berechnet. Pro Mehrfamilienhaus wurde dabei eine Wärmespeicherkapazität von 4000 l sowie eine Stromspeicherkapazität 28 kWh angenommen. Für die zentrale Quartiersversorgung wurden die Speicher zur Abdeckung des 4-fachen Energiebedarfes mit dem Faktor 4 hochskaliert. Andere Dimensionierungen der Speicher hätten andere Ergebnisse zur Folge. Es zeigt sich für alle Konzepte, dass die Integration von Energiespeichern zu einer Verbrauchskosten- und CO₂-Verringerung sowie zu in den meisten Fällen zu einer Autarkieerhöhung führen. Lediglich die Einspeisung von Netzstrom in Batteriespeichern führt zu einer Erhöhung der angesprochenen Werte, da entstehende Speicherverluste zu kompensieren sind. Eine Kombination beider Speicherarten führt meistens, jedoch nicht immer, zu einer Kombination der Speichereffekte, sodass die besten Ergebnisse aus Betriebsweisen mit Wärme- und Stromspeicher entstehen. Es zeigt sich, dass für das Konzept „PV + Wärmepumpe“ die Stromspeichernutzung größere Effekte als die Wärmespeichernutzung mit sich bringt, während für die BHKW-basierten Konzepte vor allem durch die Verwendung von Wärmespeichern große Effekte bewirkt.

4. Welche ökonomisch-ökologischen Effekte haben unterschiedliche Betriebsweisen auf die betrachteten Energieversorgungskonzepte?

Zur Beantwortung dieser Frage wurde jedes Konzept einmal verbrauchskostenoptimiert und einmal CO₂-optimiert berechnet. Die unterschiedlichen Betriebsweisen haben für einige Konzepte gar keinen Einfluss, für andere sehr großen Einfluss auf die ökonomischen und ökologischen Zielgrößen. Generell ist festzuhalten: Je komplexer und flexibler das Energiesystem, desto größer die Unterschiede zwischen wirtschaftlich und ökologisch optimierter Betriebsweise, was sich anhand von Konzept 5 und 6 zeigt, die im Vergleich zu den simpleren bzw. weniger variablen Konzepten 1 bis 4 durch unterschiedliche Betriebsweisen deutlich größere Unterschiede hinsichtlich der Zielgrößen erfahren. Zwar lässt sich anhand der Overall Performance Scores eine vorteilhafte Betriebsweise gegenüber der jeweils anderen Betriebsweise bestimmen, eine *optimale* Betriebsweise hinsichtlich beider Optimierungszielfunktionen wäre jedoch nur durch multikriterielle Optimierung bestimmbar, die aktuell mit ESyOpT noch nicht möglich ist.

8 Zusammenfassung und Ausblick

Eingebettet in das Forschungsprojekt *SW.Developer* stellt die vorliegende Arbeit einen Teil der Forschungsentwicklungen zum Thema der Strategie- und Portfolioentwicklung von Stadtwerken und kommunalen Energieversorgern dar und präsentiert in vereinfachter Form Ansätze und Möglichkeiten der im Projekt zu entwickelnden Lösungen.

Im Fokus dieser Arbeit steht die multikriterielle Bewertung nachhaltiger, dezentraler Energieversorgungskonzepte anhand der ökonomischen, ökologischen und sozioökonomischen Kennzahlen *Verbrauchskosten*, *CO₂-Emissionen* und *Autarkiegrad*. Dazu werden für ein definiertes Versorgungsgebiet sechs Energieversorgungskonzepte in Varianten *ohne Energiespeicher*, *mit Wärmespeicher*, *mit Stromspeicher* und *mit Wärme- und Stromspeicher* konzipiert. Jedes Versorgungskonzept wird mit seinen Varianten jeweils für die drei Versorgungsstrukturen *Einzelgebäudeversorgung*, *zentrale Quartiersversorgung* und *dezentrale Quartiersversorgung* im UMSICHT-eigenen Energiesystemmodellierungstool *ESyOpT* modelliert, wodurch sich 60 Energiesystemmodelle ergeben. Die Modelle werden jeweils hinsichtlich *zu minimierender Verbrauchskosten* und *zu minimierender CO₂-Emissionen* betrieboptimiert, sodass pro Modell zwei unterschiedliche Betriebsweisen vorliegen. Unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Betriebsweisen ergeben sich somit 120 unterschiedliche Versorgungskonzepte, deren Ergebnisse zunächst auf Basis der SWING-Methode zur multikriteriellen Entscheidungsanalyse miteinander verglichen werden, um Aufschluss darüber zu erhalten, welches Versorgungskonzept sich hinsichtlich seiner Betriebsparameter am besten für das definierte Versorgungsgebiet eignet. Eine tiefergehende, individuelle Analyse der sechs Grundkonzepte führt weiterhin zu genaueren Rückschlüssen über die entstehenden Quartiers- und Energiespeichereffekte je Konzept sowie über die Effekte der verschiedenen Betriebsweisen.

Als vereinfachte Umsetzung des im Projekt *SW.Developer* zu entwickelnden Technologiebewertungstools gibt die vorliegende Arbeit einen Einblick in die Fähigkeiten des entstehenden Tools. Das Ranken verschiedener in Frage kommender Energieversorgungskonzepte für einen speziellen Anwendungsfall ermöglicht eine aussagekräftige Möglichkeit zur Entscheidungsfindung, woraus sich für die Stadtwerke Düsseldorf Geschäftsmodelle ableiten lassen. Parallele Auswertungen der berechneten Energiesysteme geben zudem genauere Einblicke in die Betriebsweisen der Komponenten und führen somit zur Identifikation von Optimierungspotenzialen.

Aufbauend auf der vorliegenden Arbeit kann in *SW.Developer* eine Verfeinerung der MCDA-Methodik vorgenommen werden. Anstelle der effizienten, aber nicht hochgradig detaillierten SWING-Methode zur Kriteriengewichtung können verschiedene Gewichtungsmethoden auf Basis von Wertefunktionen angewandt und die erhaltenen Gewichtungen gemittelt werden, um den Standpunkt des Entscheiders genauer abbilden zu können.

Hinsichtlich der Optimierungsberechnungen empfiehlt es sich für *SW.Developer*, nicht nur auf reine Betriebsoptimierung, sondern auf Strukturoptimierung zurückzugreifen. Die Entwicklung der Möglichkeit zur Strukturoptimierung in ESyOpT findet am Fraunhofer UMSICHT derzeit bereits statt. Sie offenbart große Potenziale, indem sie nicht nur die optimale Betriebsweise der Anlagen ermittelt, sondern zugleich auch die dazu passende, optimale Dimensionierung der einzelnen Komponenten berechnet. Dabei werden neben den Betriebskosten auch die mit der Anlagendimensionierung zusammenhängenden Investitionskosten der Anlagen berücksichtigt, wodurch sich hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit des Systems deutlich aussagekräftigere Ergebnisse erzielen lassen. Der aufwändige und mit Unsicherheiten behaftete Prozess der Energiesystemauslegung lässt sich somit teilweise umgehen und es lassen sich optimierte Anlagengrößen mit zugehöriger optimaler Betriebsweise für ein Versorgungskonzept bestimmen. Ferner bietet auch die Möglichkeit der multikriteriellen Optimierung große Potenziale durch die Berücksichtigung mehrerer Zielfunktionen in einer Optimierungsrechnung. So könnten die in der vorliegenden Arbeit modellierten Energiesysteme beispielsweise innerhalb einer Berechnung hinsichtlich zu minimierender Kosten und gleichzeitig zu minimierender CO₂-Emissionen optimiert werden. Durch eine multikriterielle Strukturoptimierung kann folglich eine umfänglichere Abbildung des zu optimierenden Systems entstehen und eine ganzheitlich optimale Lösung ermittelt werden.

Weiterhin sollte auch die Möglichkeit der Szenarienbildung Anwendung finden. Die durchgeführten Berechnungen liefern optimierte Ergebnisse auf Basis heutiger Daten. Da sich im Laufe der Zeit jedoch beispielsweise Technologien, Klimaverhältnisse, politische Rahmenbedingungen, u. v. m. verändern, verlieren die aus den Berechnungen gewonnenen Erkenntnisse für zukünftige Anwendungen mit fortschreitender Zeit zunehmend an Aussagekraft. Szenarioanalysen dienen dazu, unterschiedliche mögliche Zukunftsentwicklungen abzubilden und anhand der berechneten Ergebnisse Strategien- und Lösungsansätze für verschiedene Eventualitäten vorzubereiten. Speziell vor dem Hintergrund der in *SW.Developer* avisierten Strategie- und Portfolioentwicklung der Stadtwerke Düsseldorf, sollten Szenarioanalysen durchgeführt und ihnen eine gewichtige Bedeutung zugewiesen werden.

Für die Optimierung energetischer Quartierssysteme sollte neben den in dieser Arbeit betrachteten Energieversorgungskonzepten viele weitere, komplexere Systeme untersucht werden. Speziell das Thema E-Mobilität sollte aufgegriffen werden, da durch E-Ladesäulen zusätzliche Lastgänge sowie zusätzliche Stromspeicherkapazitäten entstehen. Sie können großen Einfluss auf die Flexibilität und somit auf die Betriebsweise eines Energiesystems nehmen und somit die positiven Effekte der Quartiersversorgung ausnutzen und weiter verstärken.

In *SW.Developer* ist weiterhin geplant, die Optimierungs- und Konzeptrankingergebnisse von einem speziellen Versorgungsgebiet, der sogenannten Mikroebene, über Vorkommenshäufigkeiten auf weitläufigere Gebiete, der Makroebene, hoch zu aggregieren und darauf aufbauend Absatzwahrscheinlichkeiten einzelner Produkte abzuleiten. Über die ermittelten Wahrscheinlichkeiten kann folglich eine fun-

dierte Strategie- und Portfolioentwicklung erfolgen. Die innerhalb des Projekts entwickelten Tools sollen letztendlich deutschlandweit auch für andere Stadtwerke und kommunale Energieversorger Anwendung finden, um somit einen Beitrag zur Dekarbonisierung des Gebäudesektors in ganz Deutschland zu leisten.

9 Literaturverzeichnis

Acker, Ursula (2021a): Auslegung der Solarthermianlage. Online verfügbar unter <https://www.solaranlage.eu/solarthermie/planung/auslegung>, zuletzt geprüft am 13.11.2021.

Acker, Ursula (2021b): Solarthermie - Volumenstrom & Durchflussmenge. Hg. v. solarthermie.net. Online verfügbar unter <https://www.solarthermie.net/wissen/volumenstrom-durchflussmenge>, zuletzt geprüft am 13.11.2021.

Alanne, Kari; Saari, Arto (2006): Distributed energy generation and sustainable development. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 10 (6), S. 539–558. DOI: 10.1016/j.rser.2004.11.004.

aleo solar AG (2021): Solarmodul aleo S_19. Hg. v. aleo solar AG. Online verfügbar unter https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKEwiW9cbe6aPzAhXqg_0HHWT7BNcQFnoECAwQAQ&url=https%3A%2F%2Fwww.photovoltaike4all.de%2Fmedia%2Fpdf%2F8%2F31%2F56%2Fs_19-265-280-de-de-de-53-43.pdf&usq=AOvVaw1yWcB3eAcWToYZy4UrMmbZ, zuletzt geprüft am 29.09.2021.

Alisch, Monika (2002): Soziale Stadtentwicklung. Widersprüche, Kausalitäten und Lösungen. Wiesbaden, s.l.: VS Verlag für Sozialwissenschaften.

Bertsch, Valentin (2021a): Energy Systems Analysis - Decision Analysis and Assessment of Strategies. I, II. Energy Systems Analysis. Ruhr-Universität Bochum. Bochum, 02/2021, zuletzt geprüft am 22.10.2021.

Bertsch, Valentin (2021b): Energy Systems Analysis - Decision Analysis and Assessment of Strategies. III, IV. Energy Systems Analysis. Ruhr-Universität Bochum. Bochum, 02/2021, zuletzt geprüft am 25.10.2021.

Bollin, Elmar (Hg.) (2016): Regenerative Energien im Gebäude nutzen. Wärme- und Kälteversorgung, Automation, Ausgeführte Beispiele. 2. Aufl. 2016. Wiesbaden: Springer Vieweg (SpringerLink Bücher). Online verfügbar unter <http://swbplus.bsz-bw.de/bsz468157069cov.htm>.

Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung (2021): Forschungsprojekt Ortsgenaue Testreferenzjahre (TRY) von Deutschland für mittlere und extreme Witterungsverhältnisse. Hg. v. Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung. Online verfügbar unter <https://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/forschung/programme/zb/Auftragsforschung/5EnergieKlimaBauen/2013/testreferenzjahre/01-start.html;jsessionid=5D9912D230EB887C1F831671303A8A0F.live21304?nn=2544408&pos=2>, zuletzt geprüft am 15.11.2021.

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (2019): Klimaschutzplan 2050. Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. 2. Aufl. Hg. v. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit. Berlin, zuletzt geprüft am 29.10.2021.

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (2021): Bundes-Klimaschutzgesetz. Hg. v. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit. Online verfügbar unter <https://www.bmu.de/themen/klimaschutz-anpassung/klimaschutz/bundes-klimaschutzgesetz>, zuletzt geprüft am 25.11.2021.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2018): Die Forschungsförderung im 7. Energieforschungsprogramm: Innovationen für das Energiesystem von Morgen. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Online verfügbar unter <https://www.energieforschung.de/energieforschungspolitik/energieforschungsprogramm/foerderschwerpunkte>, zuletzt geprüft am 02.11.2021.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2021a): 7. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung. Innovationen für die Energiewende. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Online verfügbar unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/Energieforschung/energieforschung-7-energieforschungsprogramm.html>, zuletzt aktualisiert am 2021, zuletzt geprüft am 02.11.2021.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2021b): Der Gaspreis. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Online verfügbar unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/gaspreise-bestandteile.html>, zuletzt geprüft am 15.11.2021.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2021c): Der Strompreis. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Online verfügbar unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/strompreise-bestandteile.html>, zuletzt geprüft am 15.11.2021.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2021d): Energieeffizienzstrategie Gebäude. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Online verfügbar unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energieeffizienzstrategie-gebäude.html>, zuletzt aktualisiert am 25.11.2021.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2021e): Klimaschutz. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Online verfügbar unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Textsammlungen/Industrie/klimaschutz.html>, zuletzt geprüft am 25.11.2021.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2021f): Klimaschutzplan 2050. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Online verfügbar unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Industrie/klimaschutz-klimaschutzplan-2050.html>, zuletzt geprüft am 29.10.2021.

Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e.V. (2021): Energiepreise. Hg. v. Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e.V. Online verfügbar unter <https://www.waermepumpe.de/politik/energiepreise/>, zuletzt geprüft am 15.11.2021.

Cinelli, Marco; Coles, Stuart R.; Kirwan, Kerry (2014): Analysis of the potentials of multi criteria decision analysis methods to conduct sustainability assessment. In: *Ecological Indicators* 46, S. 138–148. DOI: 10.1016/j.ecolind.2014.06.011.

Clearingstelle EEG|KWKG (2021): Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz – KWKG 2020). Arbeitsausgabe der Clearingstelle EEG|KWKG Gesetzesfassung vom 16. Juli 2021 In Kraft ab 27. Juli 2021. Hg. v. Clearingstelle EEG|KWKG. Online verfügbar unter <https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/sites/default/files/2021-08/EEG-0000-0000-web.pdf>, zuletzt geprüft am 15.11.2021.

Dettmar, Jörg; Drebes, Christoph; Sieber, Sandra (2020): Energetische Stadtraumtypen. Strukturelle und energetische Kennwerte von Stadträumen. 2., überarbeitete und erweiterte Auflage. Stuttgart: Fraunhofer IRB Verlag.

Deutscher Wetterdienst (2021): Testreferenzjahre (TRY). Hg. v. Deutscher Wetterdienst. Online verfügbar unter <https://www.dwd.de/DE/leistungen/testreferenzjahre/testreferenzjahre.html>, zuletzt geprüft am 15.11.2021.

Dortmunder Wasser- und Energieversorgung GmbH (DEW21) (2021): Erdgaskennwerte 2020. Hg. v. Dortmunder Wasser- und Energieversorgung GmbH. Online verfügbar unter https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKEwi07bPp5rDzAhVw_7sIHRCeBWIQFnoEAsQAQ&url=https%3A%2F%2Fwww.dew21.de%2Ffileadmin%2FDokumente%2FProdukte%2FErdgas%2FErdgaskennwerte.pdf&usq=AOvVaw2Ufb-ojDriKbWICLayY8va, zuletzt geprüft am 14.11.2021.

Dötsch, Christian; Taschenberger, Jan; Schönberg, Ingo (1998): Leitfaden Nahwärme. Online verfügbar unter <http://publica.fraunhofer.de/dokumente/PX-52182.html>, zuletzt geprüft am 14.11.2021.

E.ON Energie Deutschland GmbH (2018): Das leistungsstarke Solarmodul von E.ON - E.ON Aura FM300. Technische Daten. Hg. v. E.ON Energie Deutschland GmbH. Online verfügbar unter <https://www.eon.de/content/dam/eon/eon-de-zwei/documents/Privatkunden/solar/180803-datenblatt-pv-modul-FM300.pdf>, zuletzt geprüft am 29.09.2021.

Ehrgott, Matthias; Naujoks, Boris; Stewart, Theodor J.; Wallenius, Jyrki (Hg.) (2010): Multiple Criteria Decision Making for Sustainable Energy and Transportation Systems. Proceedings of the 19th International Conference on Multiple Criteria Decision Making, Auckland, New Zealand, 7th - 12th January 2008. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg (SpringerLink Bücher, 634).

Eisenführ, Franz; Weber, Martin; Langer, Thomas (2010): Rational decision making. Berlin: Springer. Online verfügbar unter <http://www.gbv.de/dms/zbw/601994868.pdf>.

Energiesparhaus.at (2021): Nutzungsgrad und Wirkungsgrad. Hg. v. Internetagentur Gudrun Stoiber. Online verfügbar unter <https://www.energiesparhaus.at/fachbegriffe/nutzungsgrad.htm>, zuletzt geprüft am 14.11.2021.

Erhorn, Hans; Erhorn-Kluttig, Heike; Sager, Christina; Schmidt, Dietrich; Schrader, Johannes; Beier, Carsten et al. (2010): Energetische Quartiersplanung in Deutschland. Wissenschaftliche Begleitung der Förderaktivität "Energieeffiziente Stadt" - Schlussbericht Phase 1. Fraunhofer IBP; Fraunhofer UMSICHT. Stuttgart, zuletzt geprüft am 19.05.2021.

Ernst & Young GmbH (2021): Zusammen in die Zukunft. Stadtwerkstudie 2021 von EY und BDEW. Hg. v. Ernst & Young GmbH, BDEW Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V. Online verfügbar unter https://www.ey.com/de_de/stadtwerkstudie.

Euro Heat&Power (2021): Energiezentrale der Zukunft versorgt Bochumer Quartier mit klimaneutraler Energie. Hg. v. VDE Verlag GmbH. Online verfügbar unter <https://www.energie.de/euroheatpower/news-detailansicht/nsctrl/detail/News/energiezentrale-der-zukunft-versorgt-bochumer-quartier-mit-klimaneutraler-energie>, zuletzt geprüft am 04.11.2021.

European Energy Exchange AG (2021): KWK Index. Hg. v. European Energy Exchange AG. Online verfügbar unter <https://www.eex.com/de/marktdaten/strom/kwk-index>, zuletzt geprüft am 15.11.2021.

Fonseca, Juan D.; Camargo, Mauricio; Commenge, Jean-Marc; Falk, Laurent; Gil, Iván D. (2019): Trends in design of distributed energy systems using hydrogen as energy vector: A systematic literature review. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 44 (19), S. 9486–9504. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2018.09.177.

Frahm, Thorben (2021): Einspeisevergütung für BHKW: Höhe, Zuschlagsdauer und Zusammensetzung. Hg. v. DAA GmbH. Online verfügbar unter <https://www.heizungsfinder.de/bhkw/wirtschaftlichkeit/einspeiseverguetung>, zuletzt aktualisiert am 21.10.2021, zuletzt geprüft am 15.11.2021.

Fraunhofer UMSICHT (2020): Sektorenkopplung im Quartier. Hg. v. Fraunhofer UMSICHT. Fraunhofer UMSICHT. Oberhausen. Online verfügbar unter <https://www.umsicht.fraunhofer.de/de/presse-medien/pressemitteilungen/2020/ohd-bochum-weitmar.html>, zuletzt geprüft am 03.11.2021.

Fraunhofer UMSICHT (2021): SW.Developer: Neue Strategien für Stadtwerke. Hg. v. Fraunhofer UMSICHT. Online verfügbar unter <https://www.umsicht.fraunhofer.de/de/projekte/neue-strategien-fuer-stadtwerke.html>, zuletzt geprüft am 04.11.2021.

Greenhouse Media (2021): Optimierung der Quellentemperatur zur Steigerung der Arbeitszahl. Hg. v. energie-experten.org. Online verfügbar unter <https://www.energie-experten.org/heizung/waermepumpe/leistung/quellentemperatur>, zuletzt geprüft am 14.11.2021.

Horenkamp, Willi; Hube, Wilfried; Jäger, Johann; Kleimaier, Martin; Kühn, Walter; Nestle, David et al. (2007): VDE-Studie Dezentrale Energieversorgung 2020 - Gesamttext. Hg. v. Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG). Frankfurt, zuletzt geprüft am 29.10.2021.

Ishizaka, Alessio (2013): Multi-criteria decision analysis. Methods and software. Chichester, West Sussex, United Kingdom: Wiley.

Janssen, Heinz P.: Heizungs-Ratgeber. Welches Heizungssystem ist das richtige für mich? Hg. v. casando.de. Lindlar. Online verfügbar unter <https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKEwiDkMO-oJ0AhXI7rsIHahICR4QFnoECAwQAQ&url=https%3A%2F%2Fwww.casando.de%2Fheizungs-ratgeber%2Fheizungs-ratgeber.pdf&usg=AOvVaw1Cs7QQBaEgQWPkLsSpy3AC>, zuletzt geprüft am 14.11.2021.

Juhrich, Kristina (2016): CO₂-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe. Hg. v. Umweltbundesamt. Online verfügbar unter <http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/>, zuletzt geprüft am 15.11.2021.

Kallrath, Josef (2013): Gemischt-ganzzahlige Optimierung. Modellierung in der Praxis ; mit Fallstudien aus Chemie, Energiewirtschaft, Papierindustrie, Metallgewerbe, Produktion und Logistik. 2., überarb. u. erw. Aufl. 2013. Wiesbaden: Springer.

Kippelt, Stefan (2017): Dezentrale Flexibilitätsoptionen und ihr Beitrag zum Ausgleich der fluktuierenden Stromerzeugung Erneuerbarer Energien. Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik. Dortmund, zuletzt geprüft am 02.09.2021.

Kremer-Preiß, Ursula; Stolarz, Holger (2005): Werkstatt-Wettbewerb Quartier ; Bedarfsgerechte Wohnmodelle für die Zukunft ; Dokumentation der ausgezeichneten Beiträge. Gütersloh, Köln: Bertelsmann-Stiftung; KDA.

Kümpel, Nadine (2021): Die Photovoltaik Einspeisevergütung 2021. Selbst erzeugten Solarstrom sicher vergüten lassen. Hg. v. Wegatech. Online verfügbar unter <https://www.wegatech.de/ratgeber/photovoltaik/foerderung-finanzierung/einspeiseverguetung/>, zuletzt aktualisiert am 14.09.2021, zuletzt geprüft am 15.11.2021.

Landeshauptstadt Düsseldorf (2021): Klimaschutz in Düsseldorf. Hg. v. Landeshauptstadt Düsseldorf. Landeshauptstadt Düsseldorf. Online verfügbar unter <https://www.duesseldorf.de/umweltamt/umwelt-und-verbraucherthemen-von-a-z/klimaschutz.html>, zuletzt geprüft am 04.11.2021.

Linkov, Igor (2021): Multi-criteria decision analysis. Case studies in engineering and the environment. Second edition. Boca Raton, FL: CRC Press (Environmental assessment and management).

McKenna, Russell; Herbes, Carsten; Fichtner, Wolf (2015): Energieautarkie: Definitionen, Für- bzw. Gegenargumente, und entstehende Forschungsbedarfe. Karlsruher Institut für Technologie. Karlsruhe. Online verfügbar unter <https://publikationen.bibliothek.kit.edu/1000047347>, zuletzt geprüft am 27.11.2021.

Müller, Dirk (2020): Energiewendebauen. Forschungserkenntnisse von der Komponente bis zum Quartier. Stuttgart: Fraunhofer IRB Verlag.

Nagel, Janet (2019): Optimization of Energy Supply Systems. Modelling, Programming and Analysis. Cham: Springer International Publishing (Lecture Notes in Energy, 69).

oemof developer group (2021a): Open Energy Modelling Framework (oemof) — oemof documentation. Hg. v. oemof developer group. Online verfügbar unter <https://oemof.readthedocs.io/en/latest/>, zuletzt geprüft am 05.11.2021.

oemof-developer-group (2021b): User's guide. Hg. v. oemof-developer-group. Online verfügbar unter <https://oemof-solph.readthedocs.io/en/latest/usage.html#mixed-integer-linear-problems>, zuletzt geprüft am 05.11.2021.

Paschotta, Rüdiger (2015): Tauchsieder. Energieeffizienz. Hg. v. energie-lexikon.info. Online verfügbar unter <https://www.energie-lexikon.info/tauchsieder.html>, zuletzt aktualisiert am 21.02.2021, zuletzt geprüft am 14.11.2021.

RMB\ENERGIE GmbH (2021): Technisches Datenblatt neoTower® 25.0 - 30.0. Saterland. Online verfügbar unter https://www.rmbenergie.com/downloadbereich/10_neoTower_25.0/technisches_datenblatt_neotower_25.0_30.0.pdf, zuletzt geprüft am 14.11.2021.

Schabbach, Thomas (2021): Solarthermie. Wie Sonne Zu Wärme Wird. Unter Mitarbeit von Pascal Leibbrandt. 2nd ed. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin / Heidelberg (Technik Im Fokus Ser). Online verfügbar unter <https://ebookcentral.proquest.com/lib/kxp/detail.action?docID=6691904>.

Schnur, Olaf (2014): Quartiersforschung. Zwischen Theorie und Praxis. 2. Auflage. Dordrecht: Springer. Online verfügbar unter <http://swb.ebib.com/patron/FullRecord.aspx?p=1636554>.

Stadtwerke Düsseldorf (2021): Stadtwerke Düsseldorf. Hg. v. Stadtwerke Düsseldorf. Online verfügbar unter <https://www.swd-ag.de/>, zuletzt geprüft am 04.11.2021.

SUNSET Energietechnik GmbH (2015): Hochleistungs- Solarkollektoren. Hg. v. SUNSET Energietechnik GmbH. Online verfügbar unter https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKEwjeoO76wODyAh-WYHuwKHfkQDxYQFnoECAQQAQ&url=https%3A%2F%2Fmedia.bahag.cloud%2Fm%2F567914%2F1.pdf&usg=AOvVaw0Nb_2iHfmYvv-SfCczXgp6, zuletzt geprüft am 23.08.2021.

Thermondo GmbH (2021): Kombispeicher – wichtiger Wärmespeicher für nachhaltiges Heizen. Hg. v. Thermondo GmbH. Online verfügbar unter <https://www.thermondo.de/info/rat/vergleich/kombispeicher/>, zuletzt geprüft am 13.11.2021.

Umweltbundesamt (2021): Strom- und Wärmeversorgung in Zahlen. Wie viel CO2 verursacht eine Kilowattstunde Strom im deutschen Strommix? Hg. v. Umweltbundesamt. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/energieversorgung/strom-waermeversorgung-in-zahlen#Kraftwerke>, zuletzt aktualisiert am 20.07.2021, zuletzt geprüft am 15.11.2021.

United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) (2016): The Paris Agreement. New York, zuletzt geprüft am 29.10.2021.

van Laak, Claudia (2021): Willkommen im Netzwerk der Zukunft. Energiewende durch Sektorenkopplung im Quartier. Hg. v. Open District Hub e. V. Online verfügbar unter <https://opendistricthub.de/>, zuletzt geprüft am 03.11.2021.

Viessmann (2019): VITOSOL 200-FM/-F. Datenblatt. Online verfügbar unter <https://www.viessmann.de/de/wohngebaeude/solarthermie/flachkollektoren/vitosol-200-fm.html>, zuletzt geprüft am 30.09.2021.

Viessmann Werke GmbH & Co. KG (2018): Technical Guide. VITOCAL 300-G PRO. Hg. v. Viessmann. Online verfügbar unter https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKEwjIIMStp7DzAhVP_7sIHUBWDGIQFnoE-CAYQAQ&url=https%3A%2F%2Fcdn0.scrvt.com%2F2828ebc457efab95be01dd36047e3b52%2F04394dd499bd19e8%2F8d9c1ff0f4ec%2Fvitocal-300-G-Pro-Technical-Guide.PDF&usg=AOvVaw1rUGqpeF63QSoRiGqjmboy, zuletzt geprüft am 14.11.2021.

Viessmann Werke GmbH & Co. KG (2019): Technical Guide. Vitocal. Hg. v. Viessmann. Online verfügbar unter https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKEwiKhcS0rLDzAhXZgv0HHQkHDWEQFnoECAMQAQ&url=https%3A%2F%2Fviessmann-direct.co.uk%2Ffiles%2F%2F7724d06-9f12-4589-9fec-abdc00e649c9%2FDownload%2520-%2520Technical%2520Guide.pdf&usg=AOvVaw0eqiU61sLJS1REvJ_5EvEN, zuletzt geprüft am 14.11.2021.

Viessmann Werke GmbH&Co KG (2021): Datenblatt. VITOCBLOC 200. Hg. v. Viessmann. Allendorf. Online verfügbar unter https://www.viessmann.de/content/dam/vi-brands/DE/Produkte/Kraft-Waerme-Kopplung/Blockheizkraftwerke/Vitobloc_200_EM-100-173/DB-6178431_Vitobloc_200_EM-100-173.pdf/_jcr_content/renditions/original.media_file.download_attachment.file/DB-6178431_Vitobloc_200_EM-100-173.pdf, zuletzt geprüft am 14.11.2021.

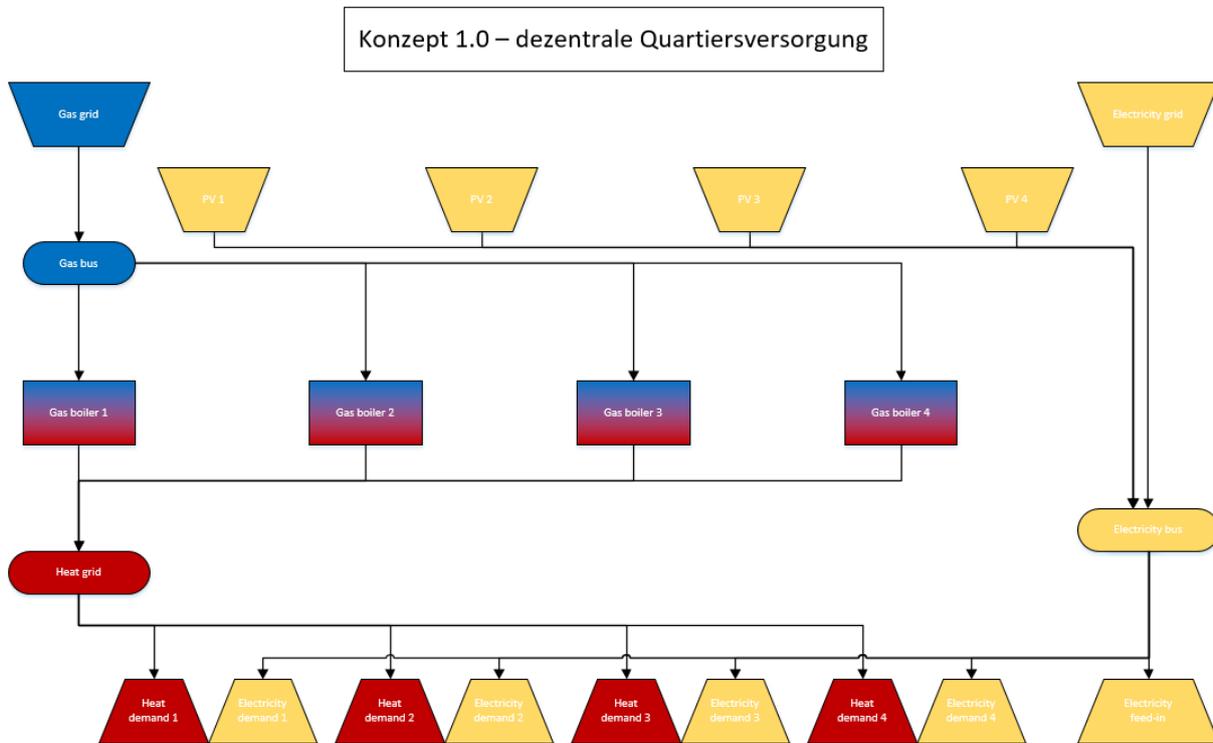
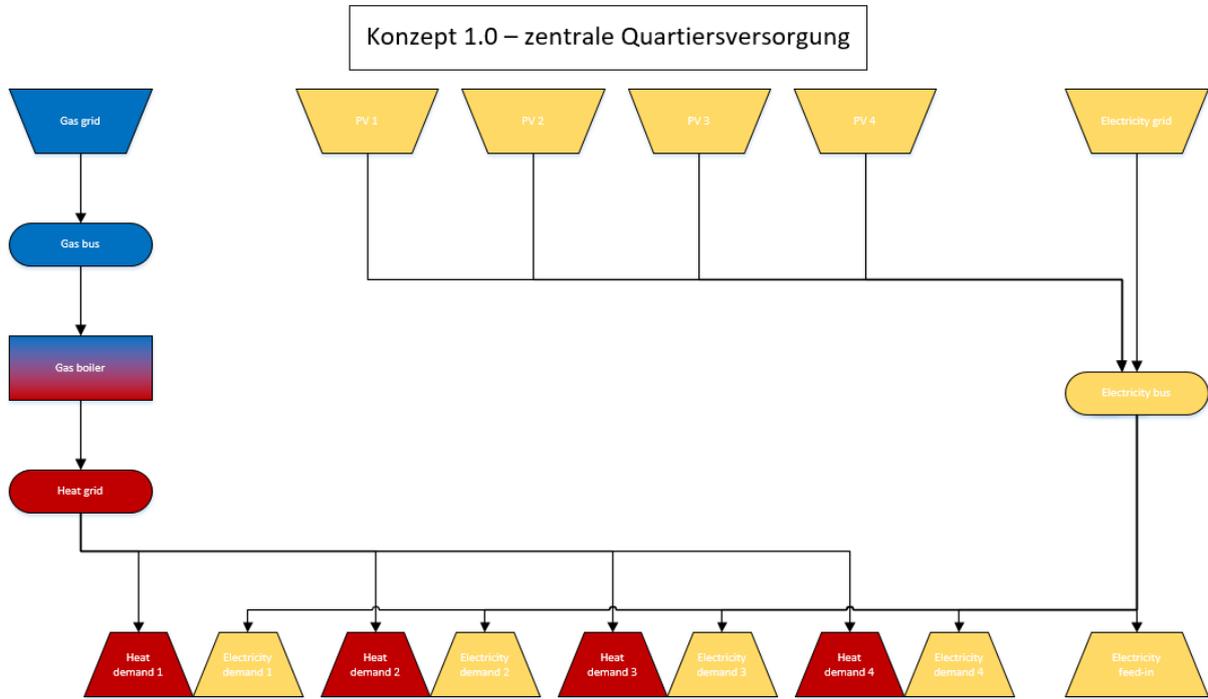
VK Energie (2021): iKWK. Woraus besteht ein innovatives KWK-System? Hg. v. VK Energie. Online verfügbar unter <https://www.vk-energie.de/ikwk/>, zuletzt geprüft am 12.11.2021.

Vonovia (2021): Energiezentrale der Zukunft. Bild- und Videomaterial zur Energie Zentrale der Zukunft in Bochum-Weitmar. Hg. v. Vonovia. Bochum. Online verfügbar unter <https://presse.vonovia.de/de-de/media-thek/energiezentrale-der-zukunft/>, zuletzt geprüft am 03.11.2021.

Weniger, Johannes; Orth, Nico; Lawaczeck, Isabel; Meissner, Lucas; Quaschnig, Volker; Forschungsgruppe Solarspeichersysteme, H. BerlinT.W. (2021): Stromspeicherinspektion 2021. HTW Berlin. Online verfügbar unter www.stromspeicher-inspektion.de, zuletzt geprüft am 14.11.2021.

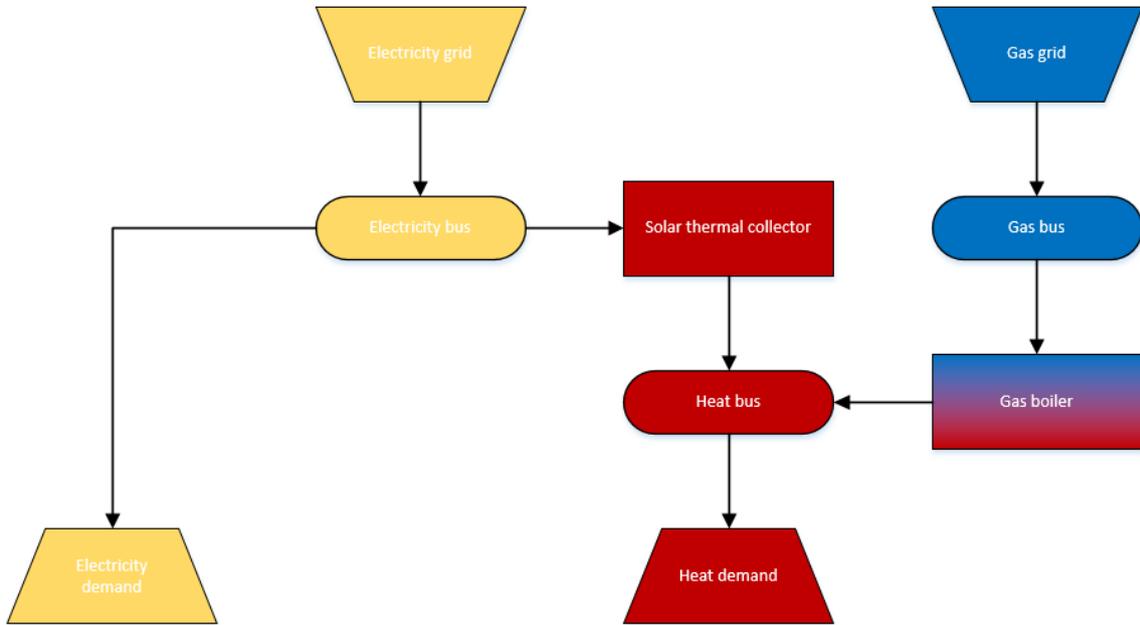
Anhang

A Flow-Charts zu Konzept 1.0 – zentrale und dezentrale Quartiersversorgung

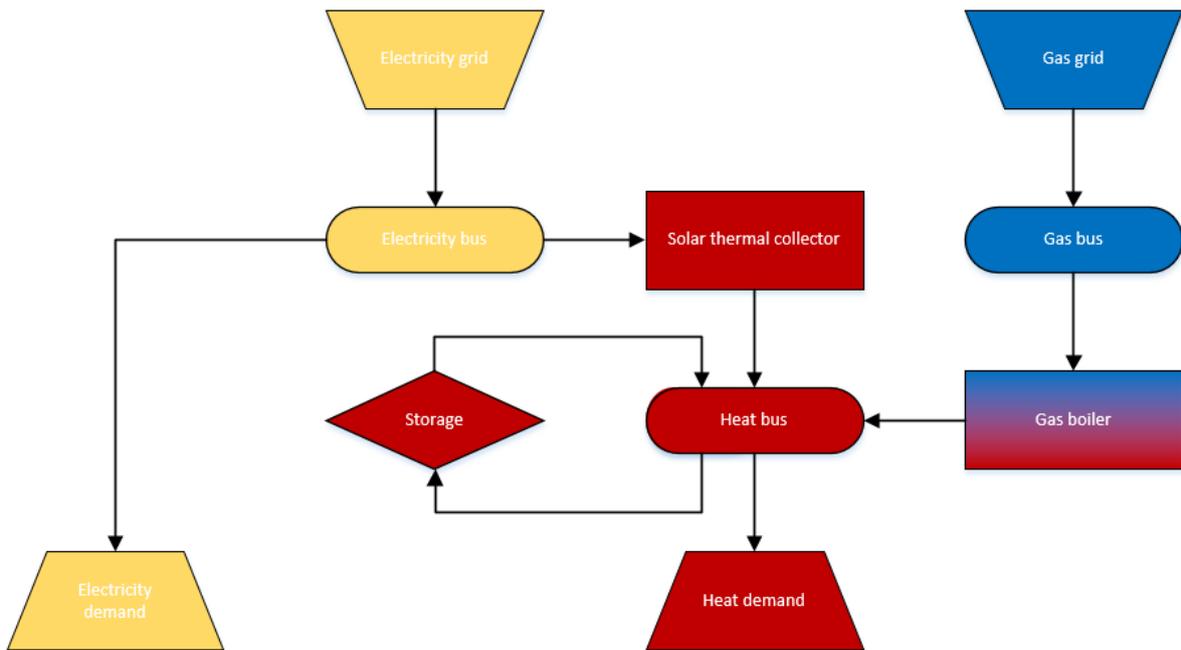


B Flow-Charts der Untervarianten aller Versorgungsstrukturen zu Konzept 2

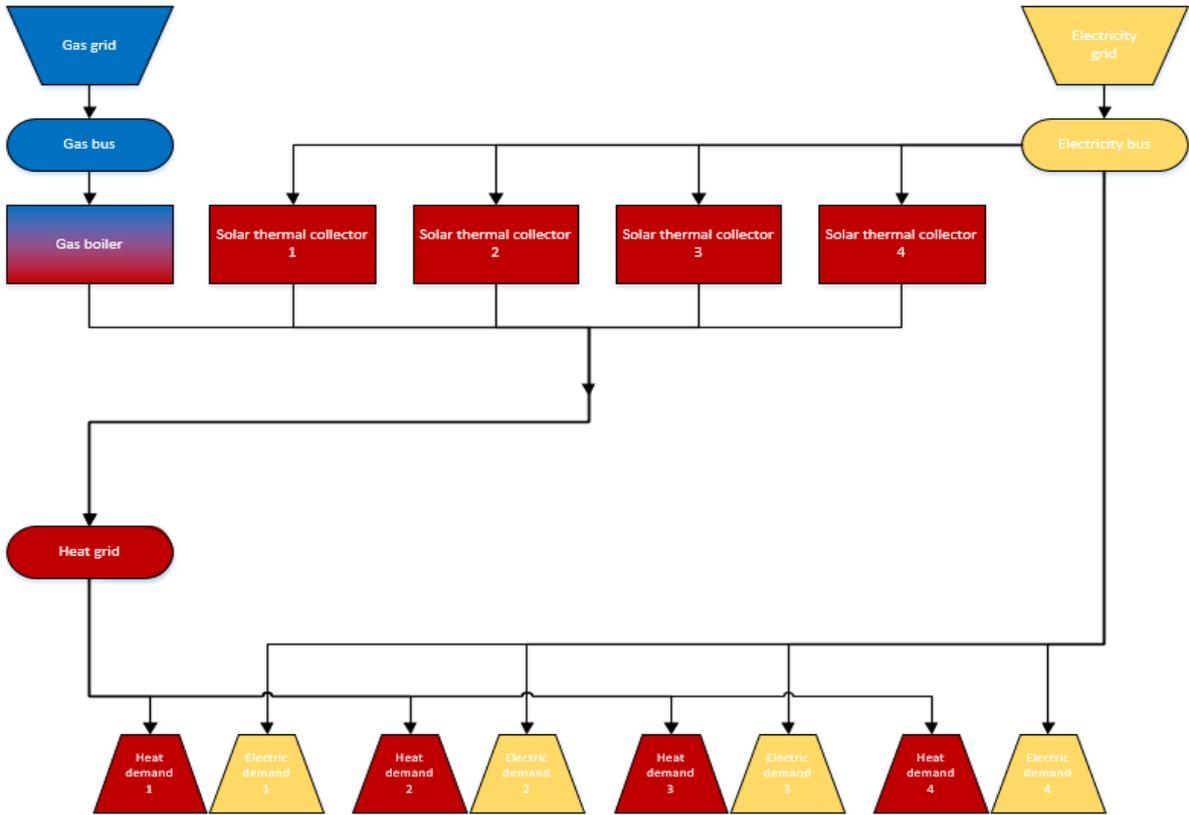
Konzept 2.0 – Einzelgebäudeversorgung



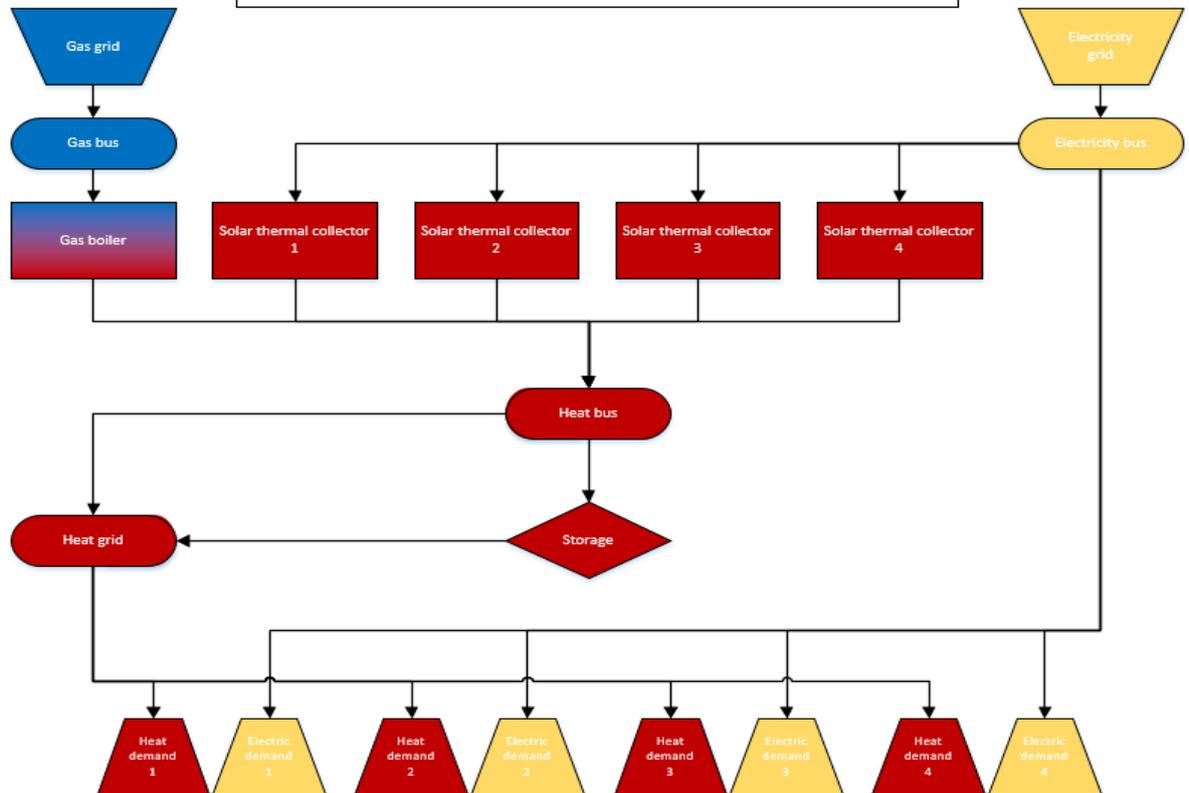
Konzept 2.1 – Einzelgebäudeversorgung



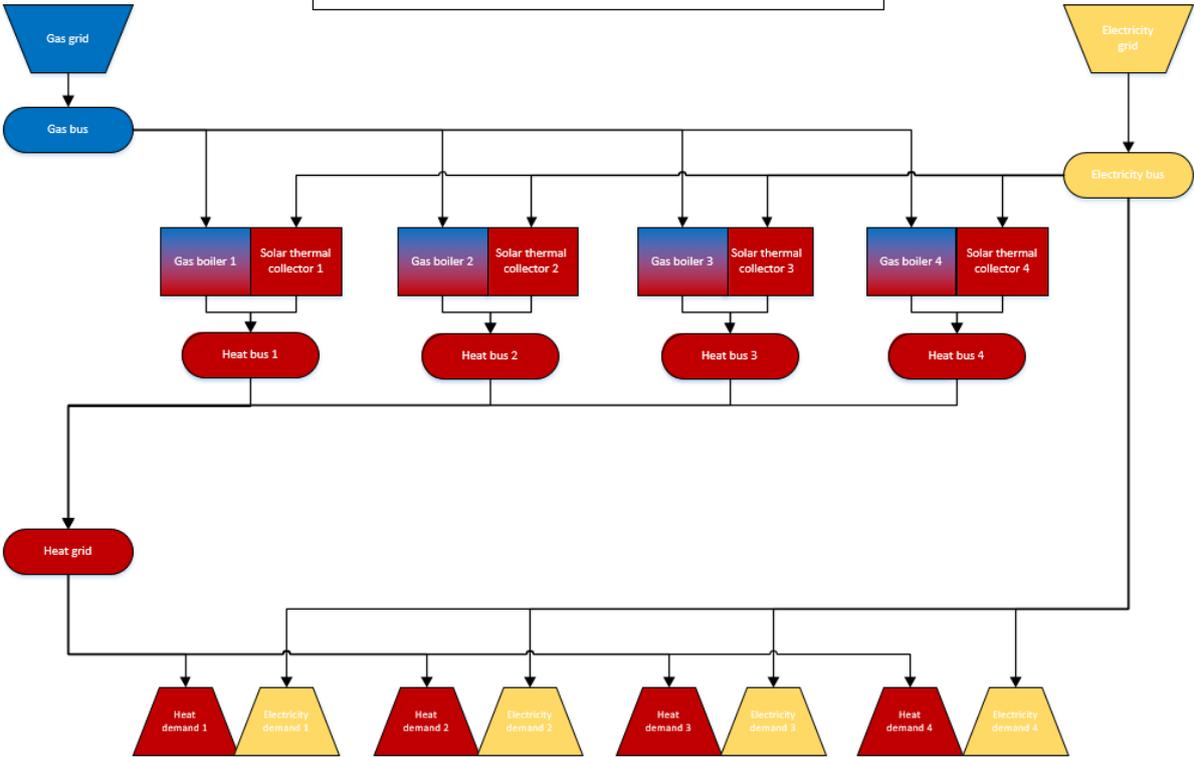
Konzept 2.0 – zentrale Quartiersversorgung



Konzept 2.1 – zentrale Quartiersversorgung

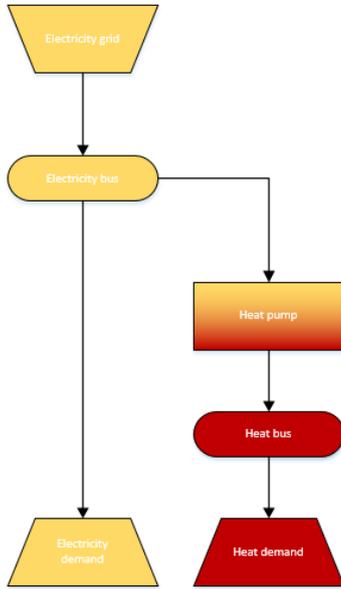


Konzept 2.0 – dezentrale Quartiersversorgung

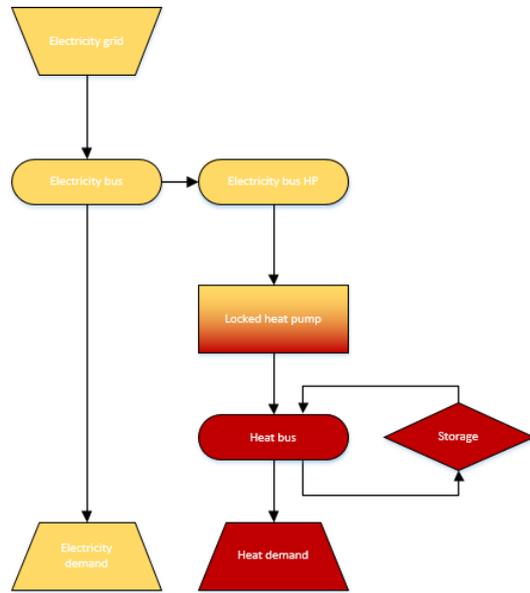


C Flow-Charts der Untervarianten aller Versorgungsstrukturen zu Konzept 3

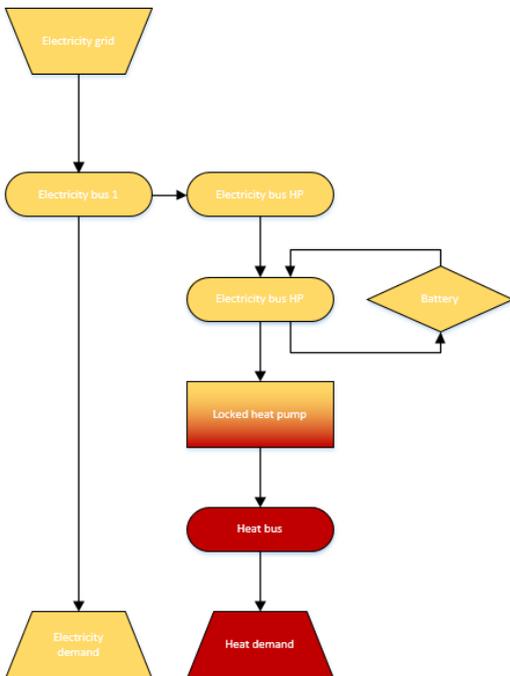
Konzept 3.0 – Einzelgebäudeversorgung



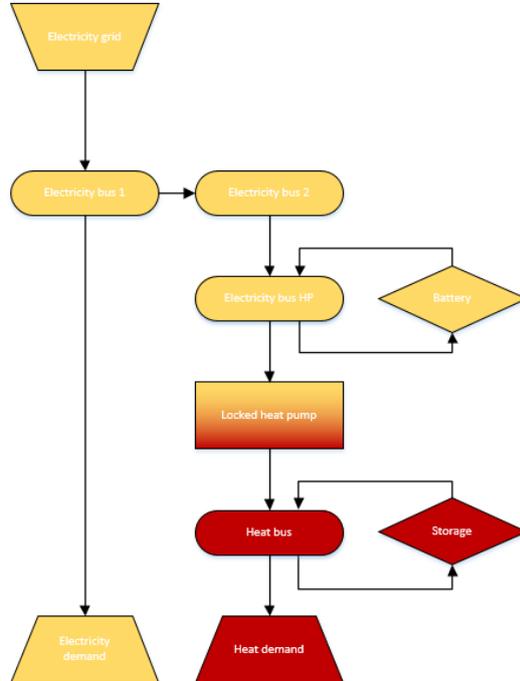
Konzept 3.1 – Einzelgebäudeversorgung



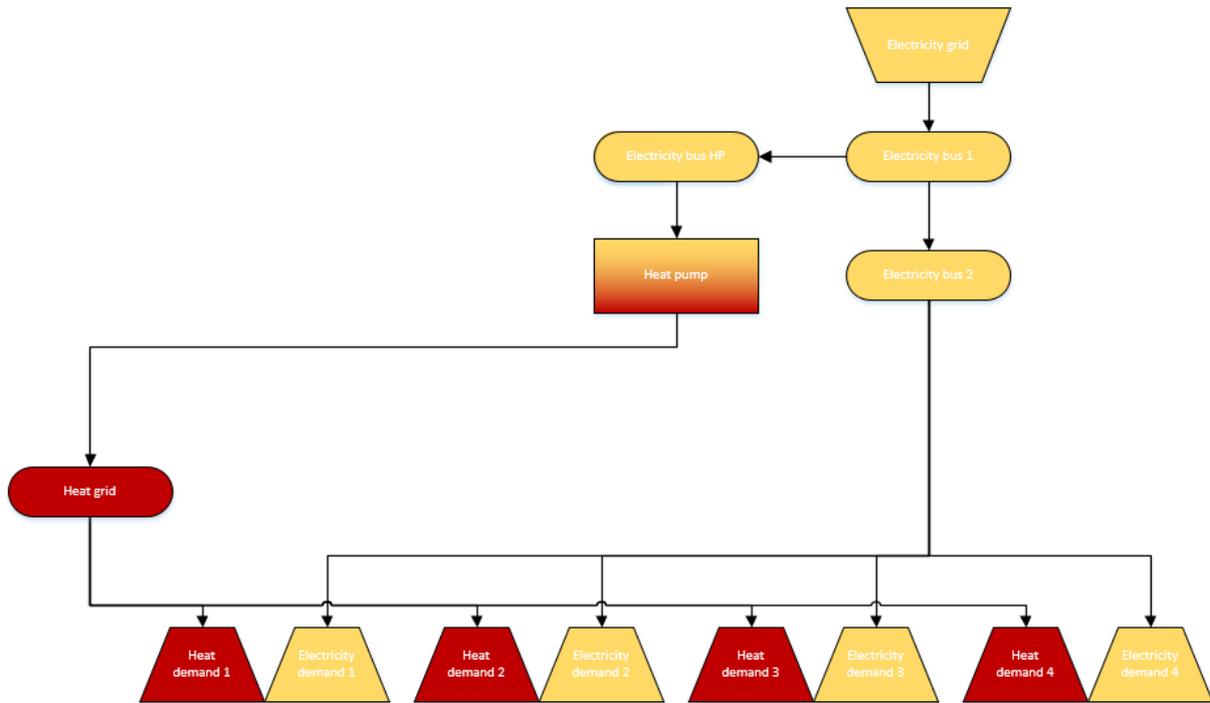
Konzept 3.2 – Einzelgebäudeversorgung



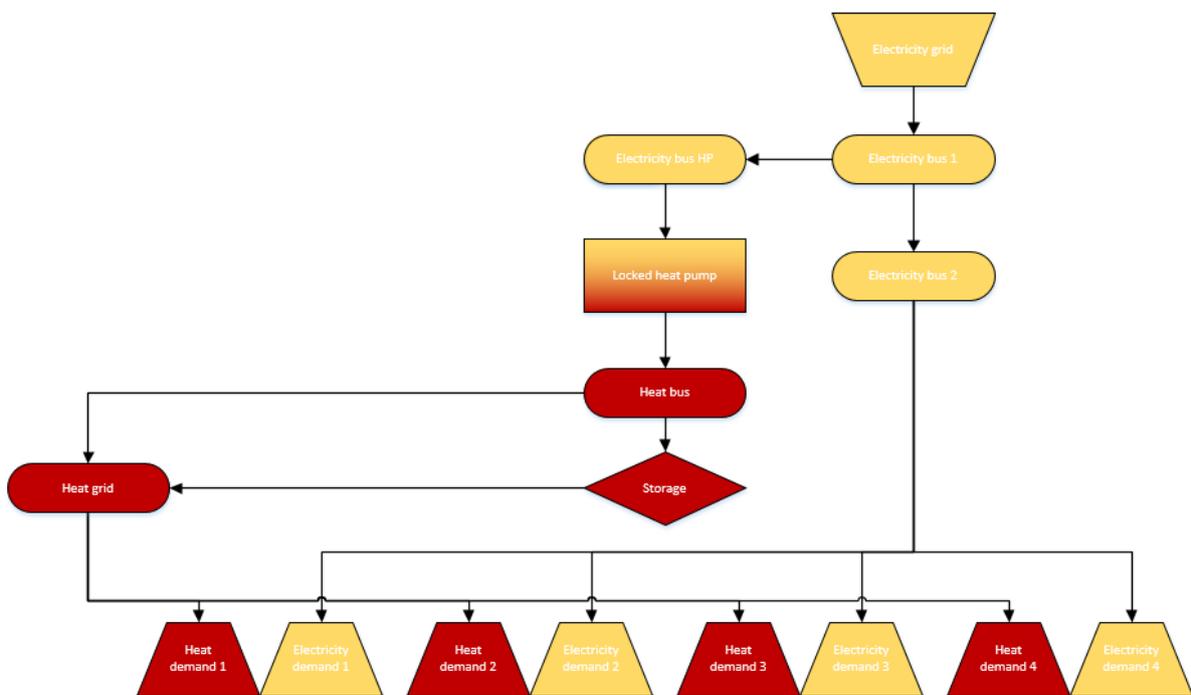
Konzept 3.3 – Einzelgebäudeversorgung



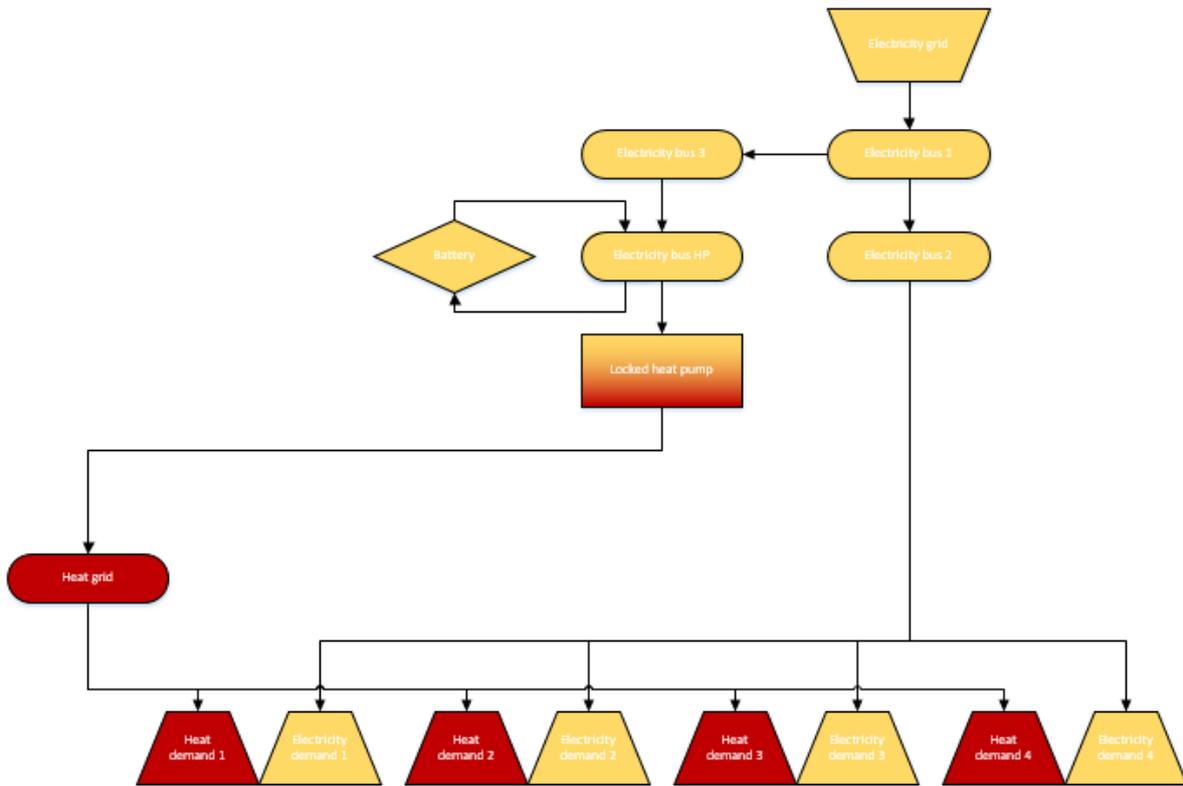
Konzept 3.0 – zentrale Quartiersversorgung



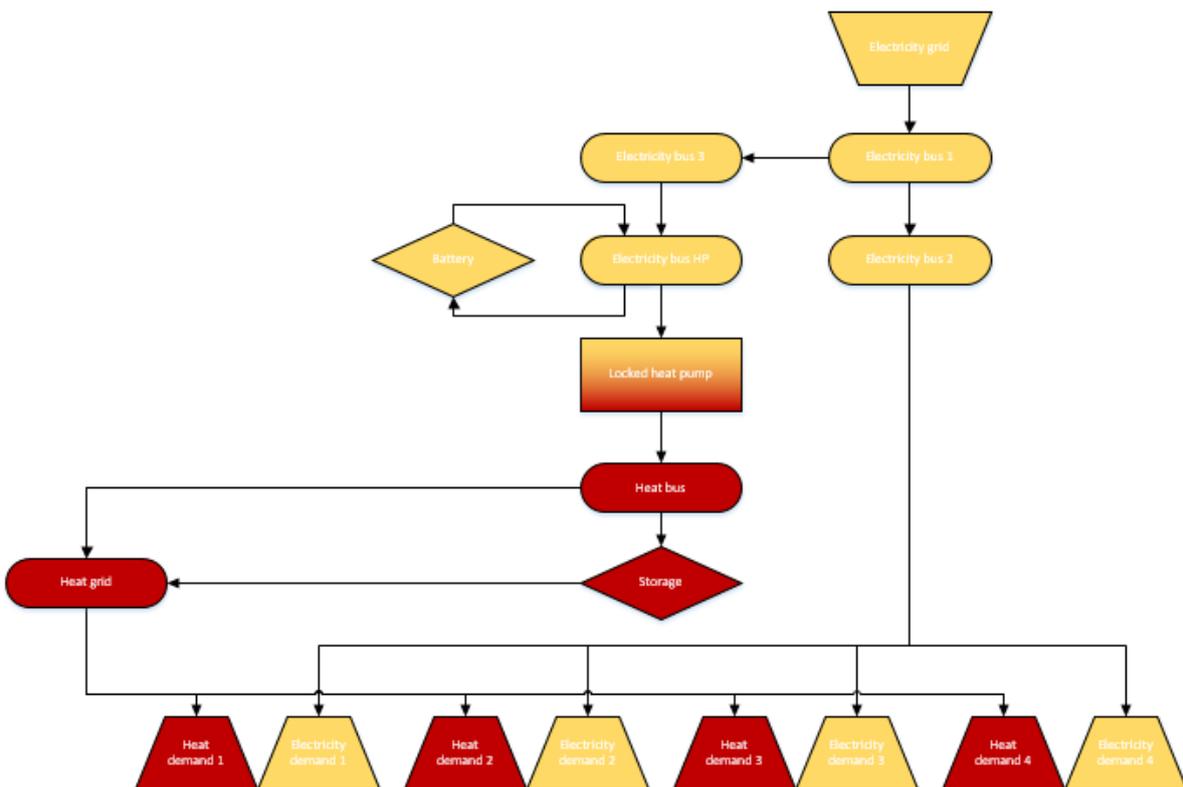
Konzept 3.1 – zentrale Quartiersversorgung



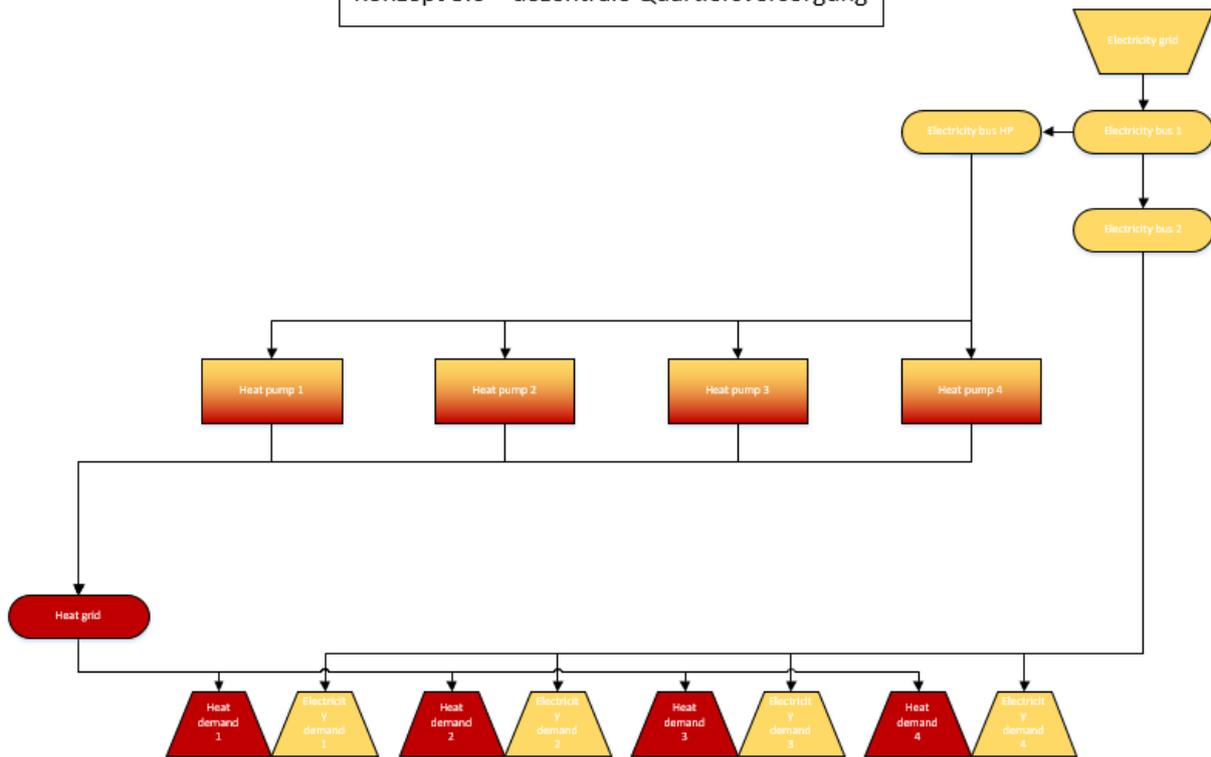
Konzept 3.2 – zentrale Quartiersversorgung



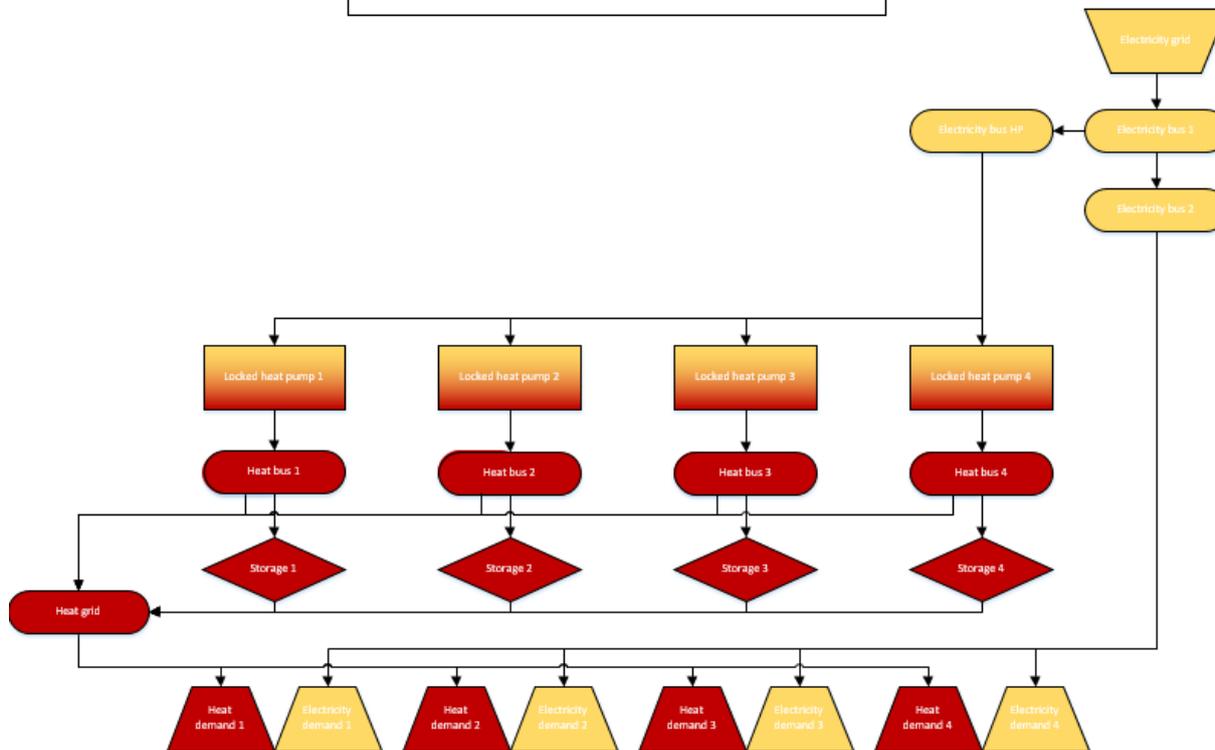
Konzept 3.3 – zentrale Quartiersversorgung



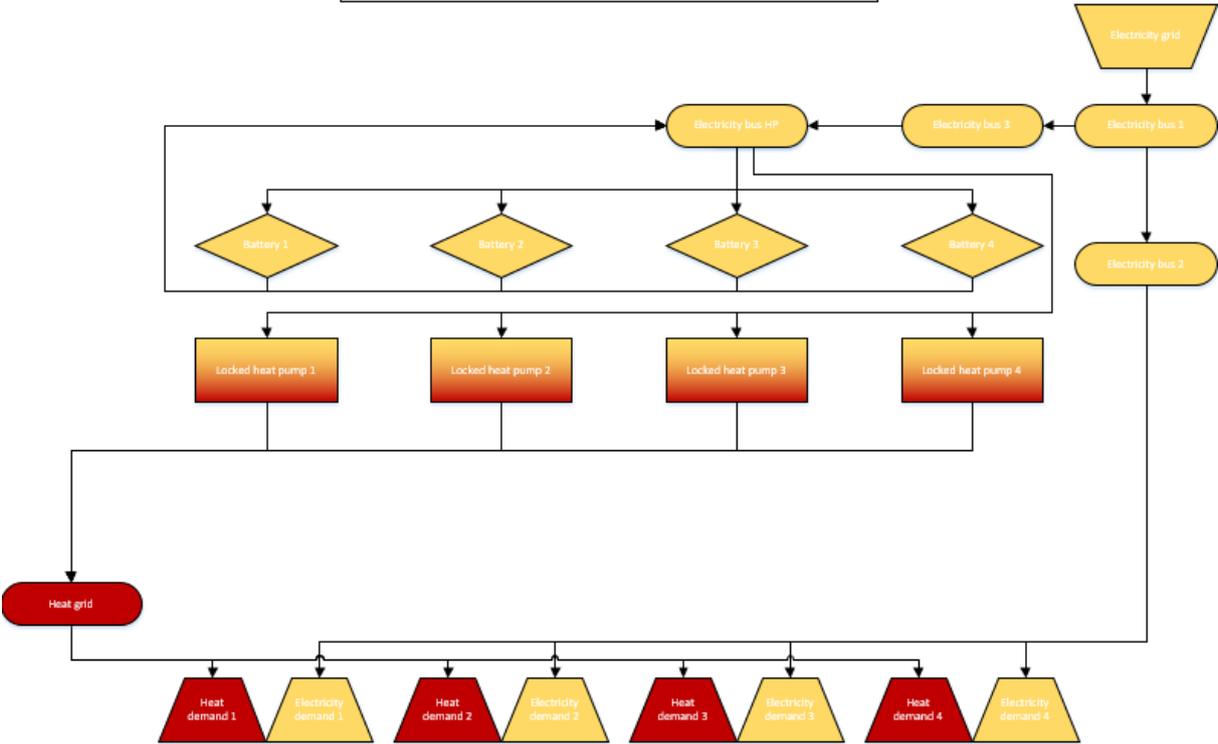
Konzept 3.0 – dezentrale Quartiersversorgung



Konzept 3.1 – dezentrale Quartiersversorgung

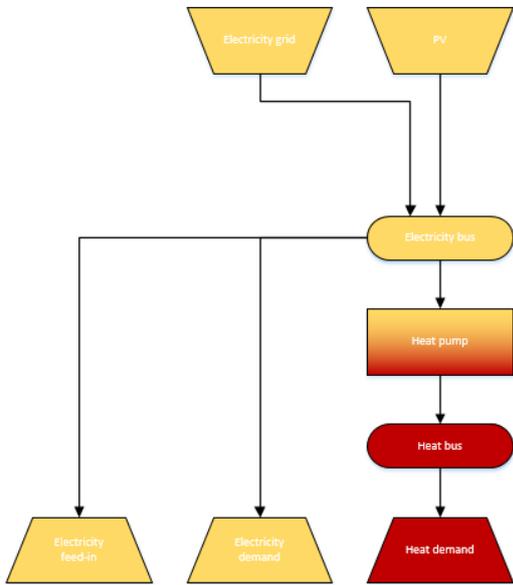


Konzept 3.2 – dezentrale Quartiersversorgung

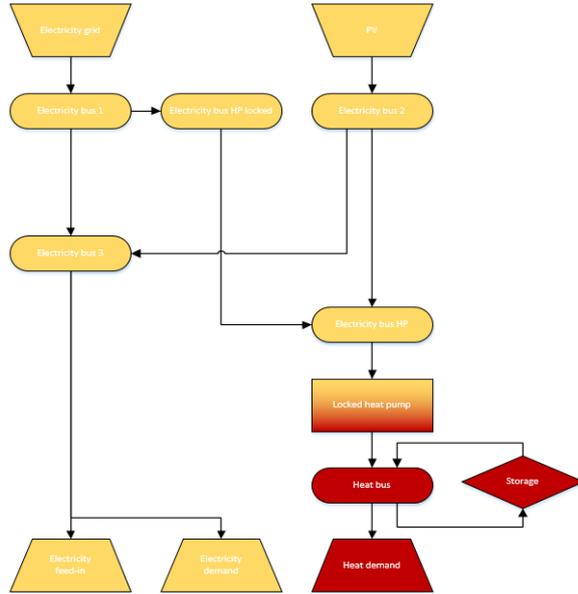


D Flow-Charts der Untervarianten aller Versorgungsstrukturen zu Konzept 4

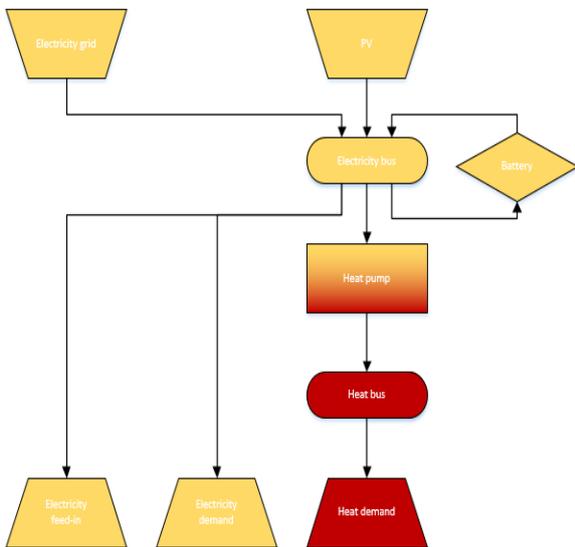
Konzept 4.0 – Einzelgebäudeversorgung



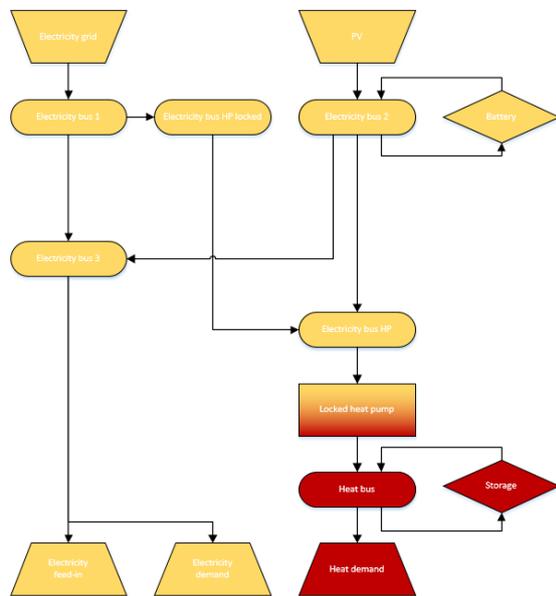
Konzept 4.1 – Einzelgebäudeversorgung

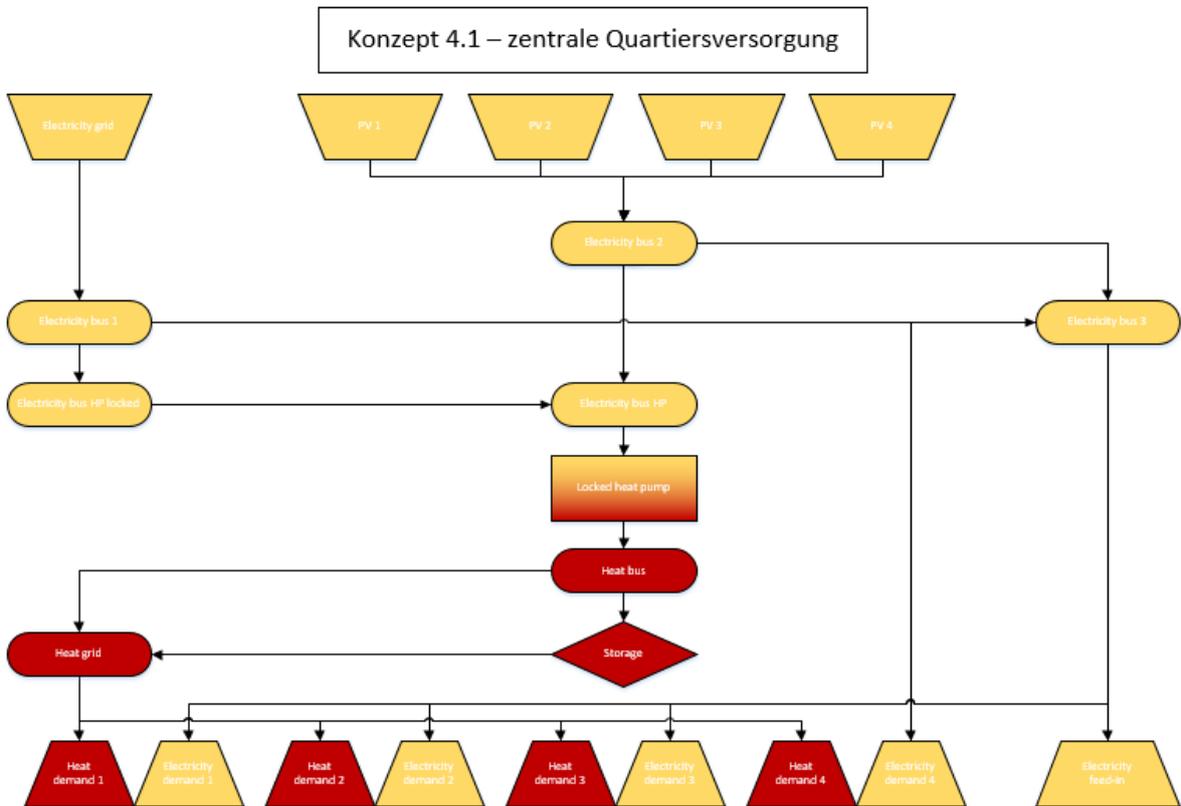
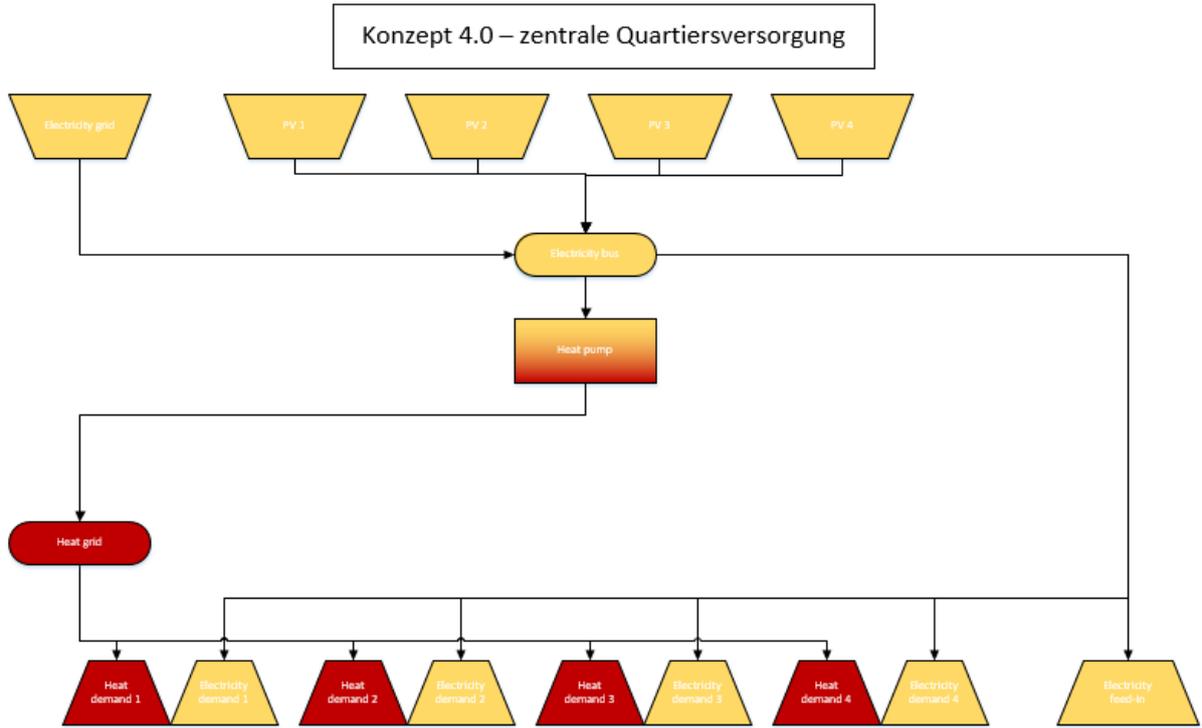


Konzept 4.2 – Einzelgebäudeversorgung

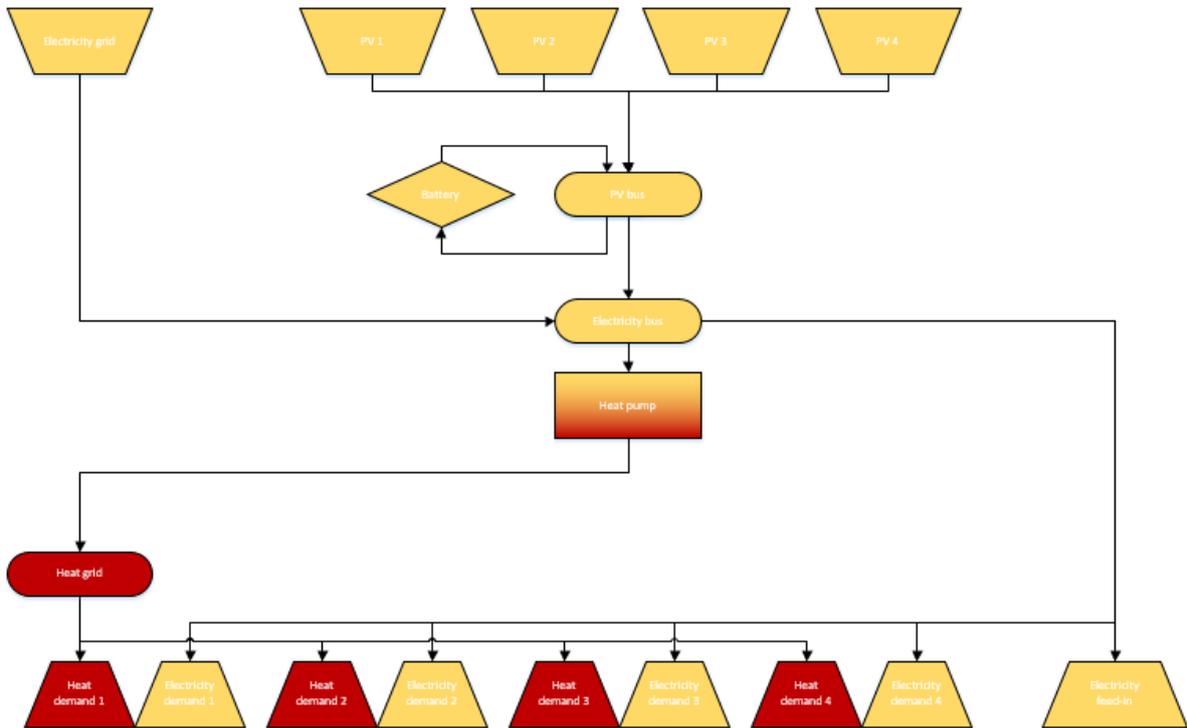


Konzept 4.0 – Einzelgebäudeversorgung

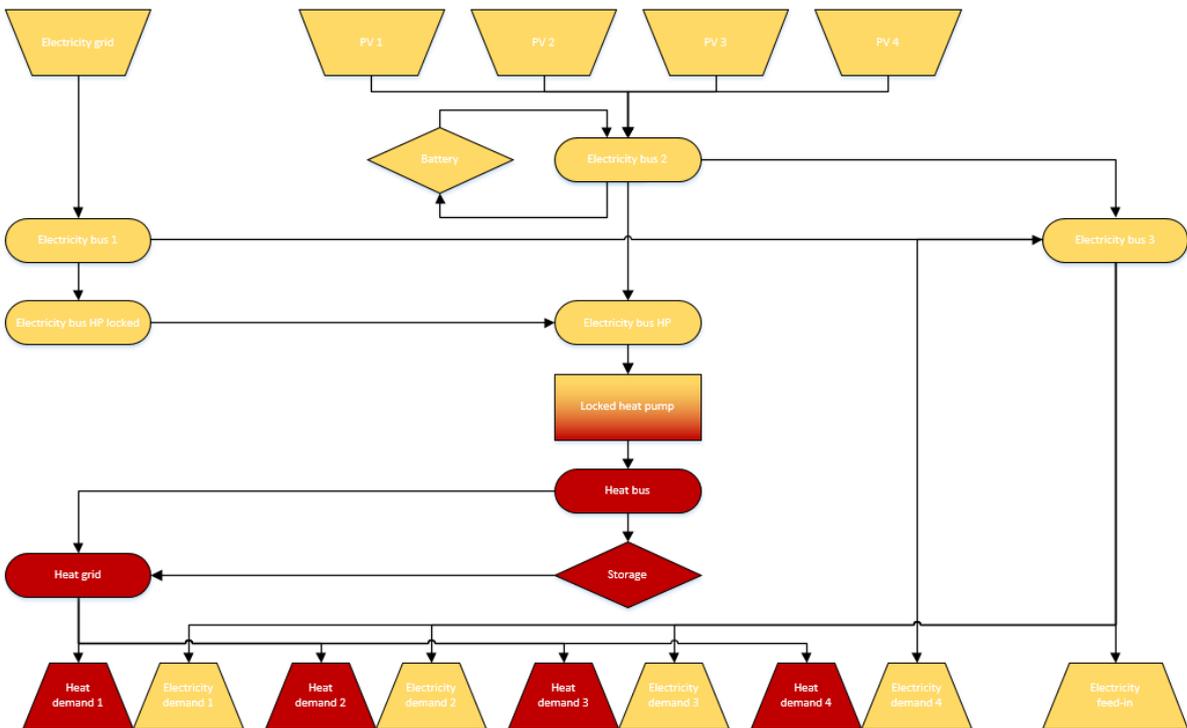




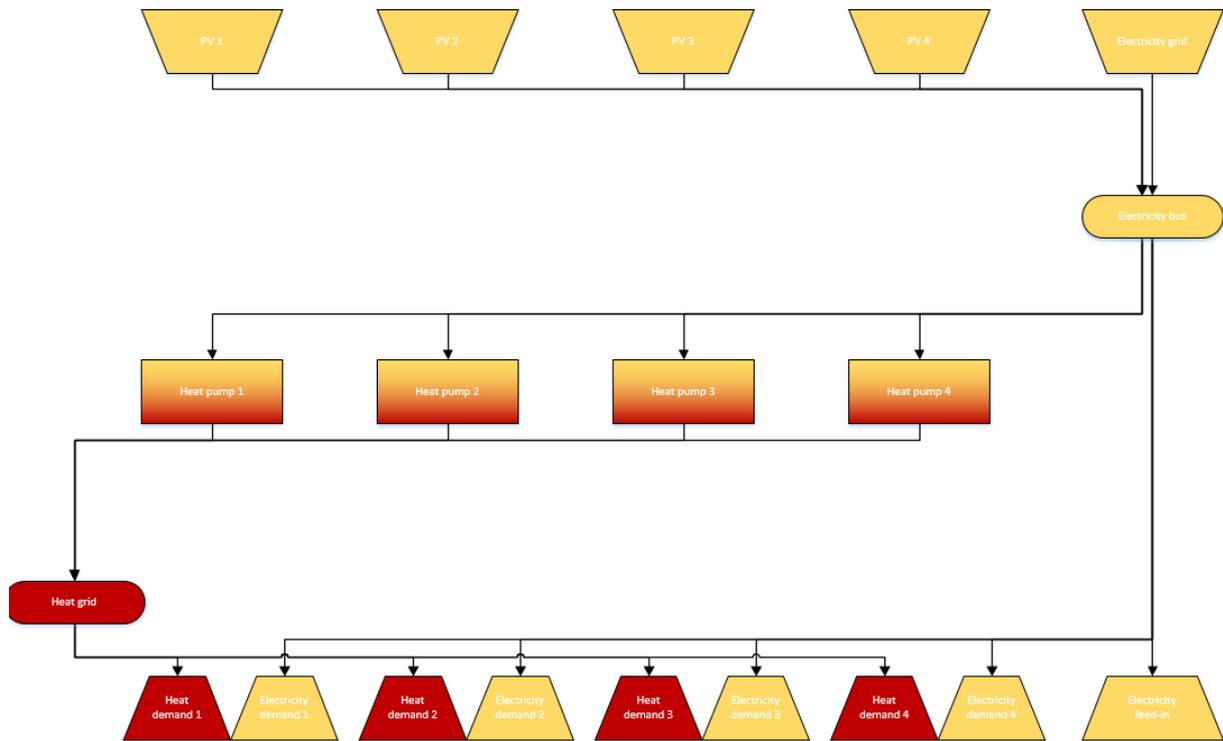
Konzept 4.2 – zentrale Quartiersversorgung



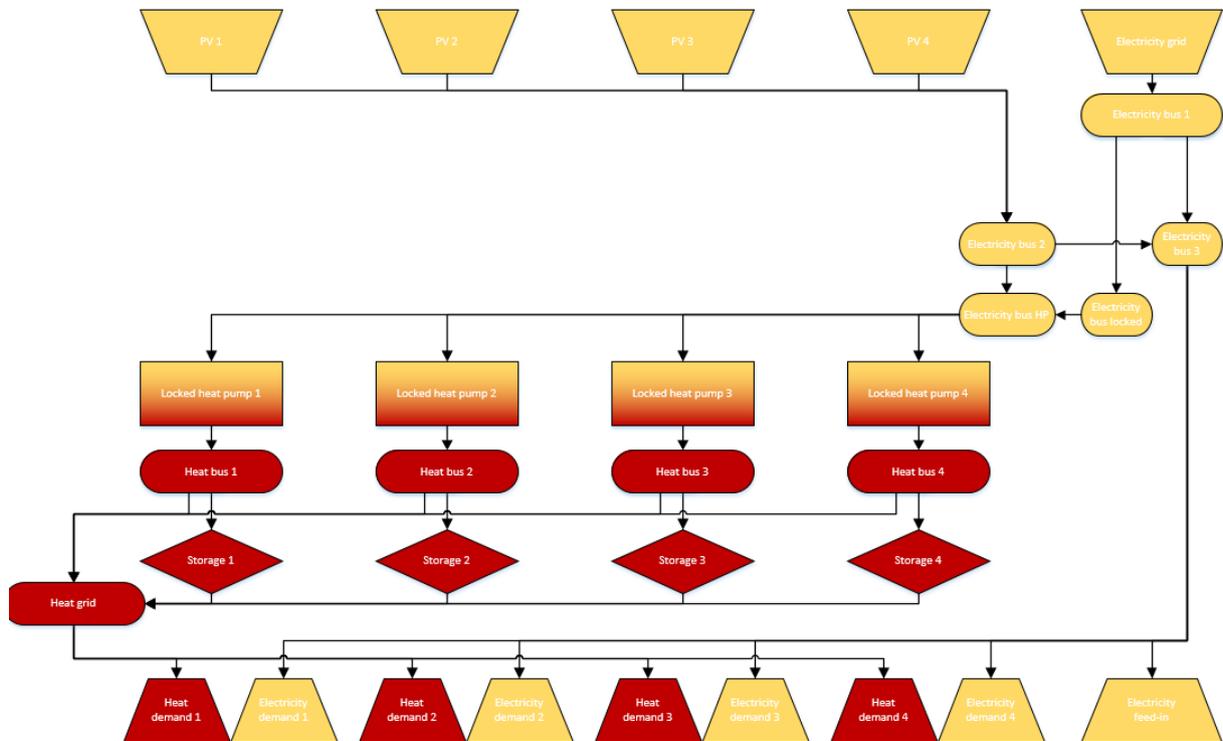
Konzept 4.3 – zentrale Quartiersversorgung



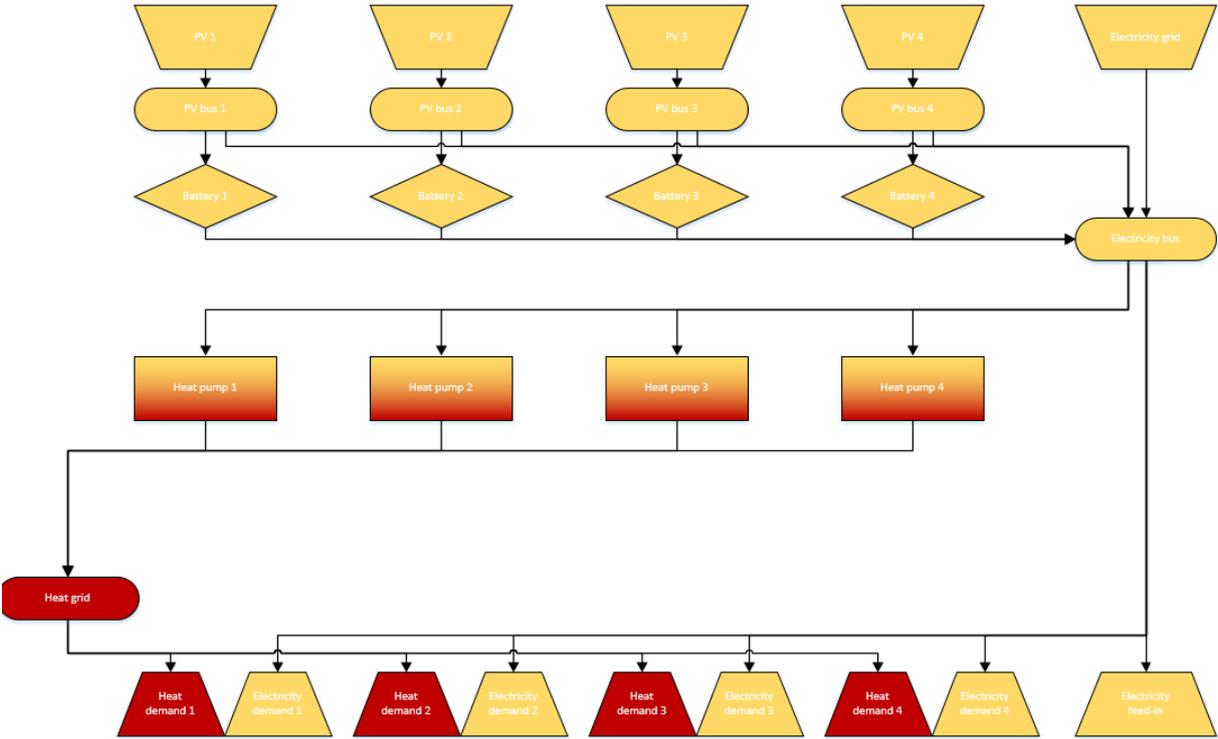
Konzept 4.0 – dezentrale Quartiersversorgung



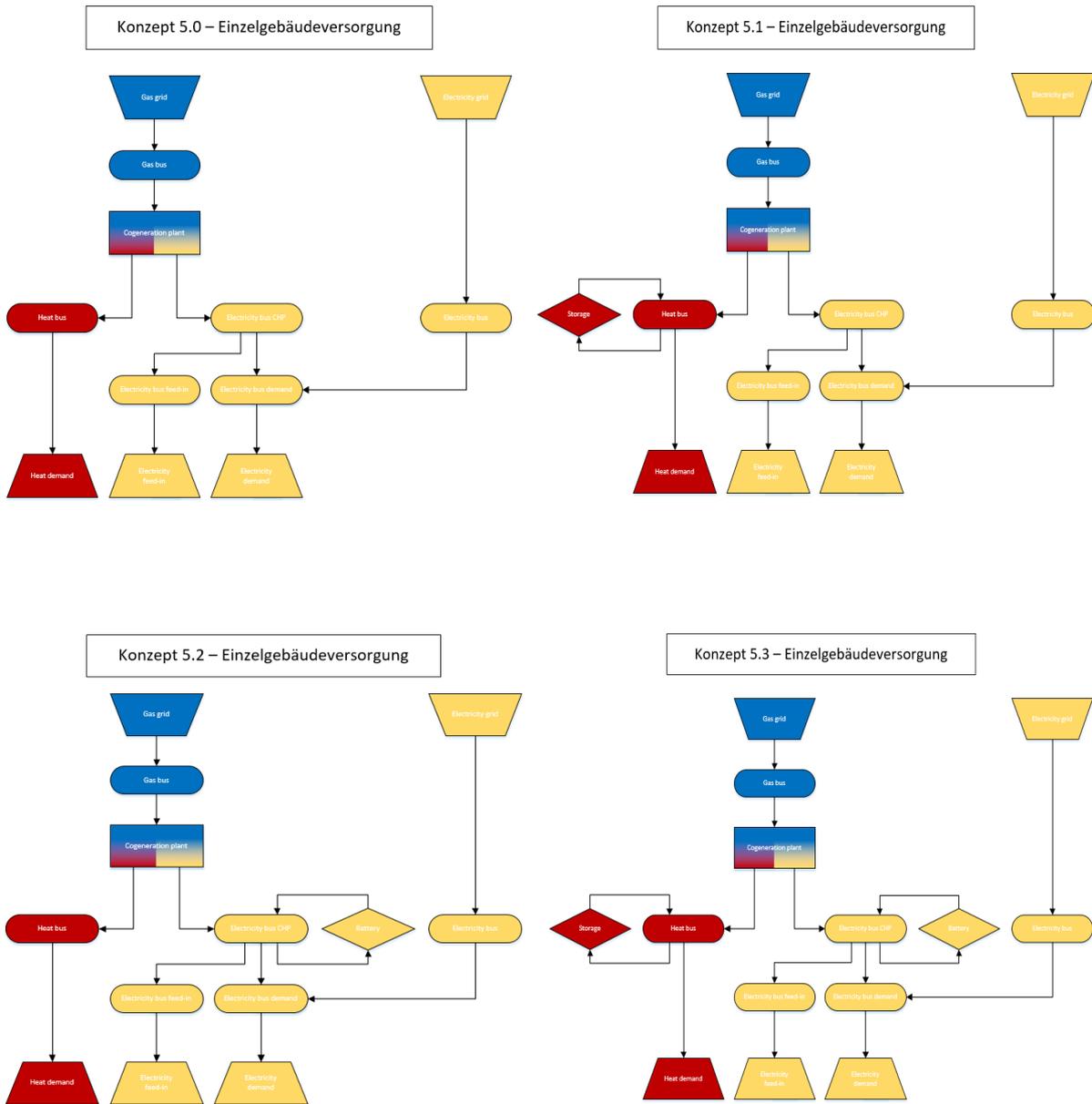
Konzept 4.1 – dezentrale Quartiersversorgung



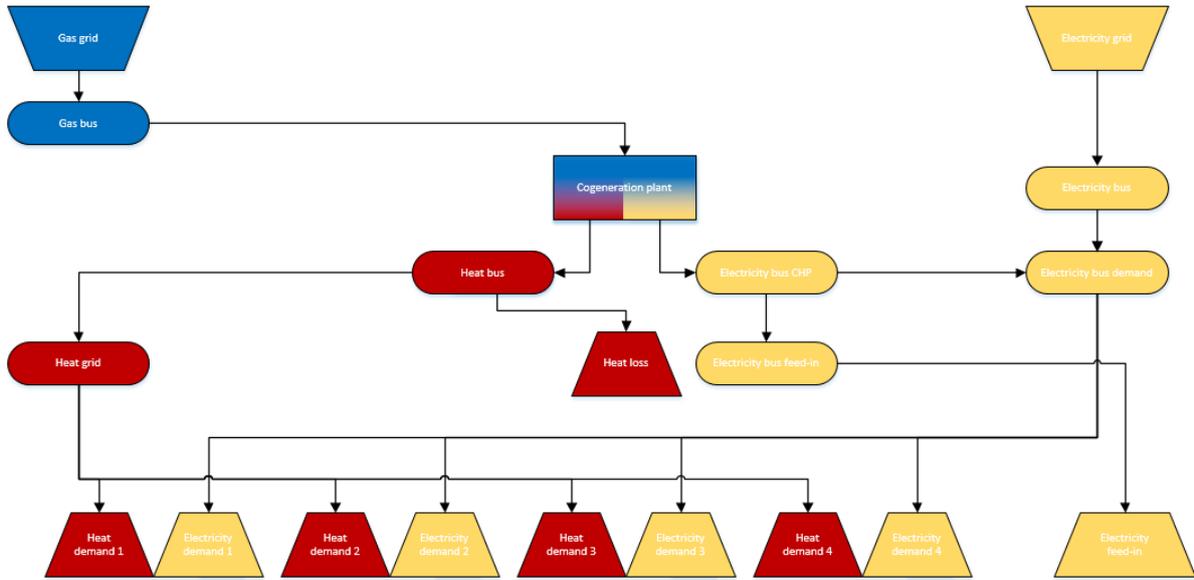
Konzept 4.2 – dezentrale Quartiersversorgung



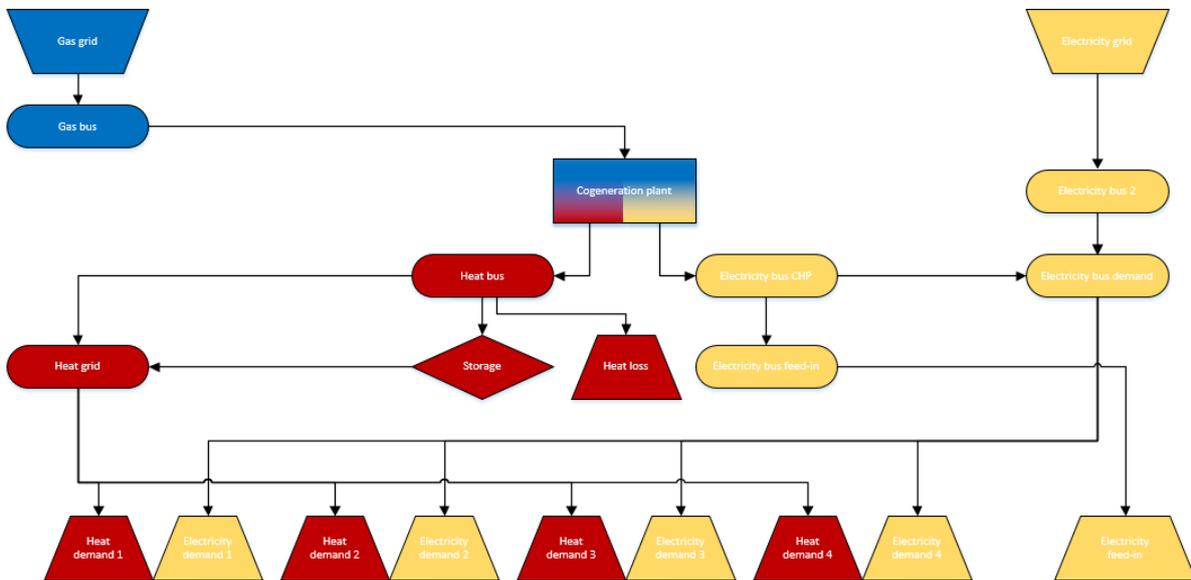
E Flow-Charts der Untervarianten aller Versorgungsstrukturen zu Konzept 5



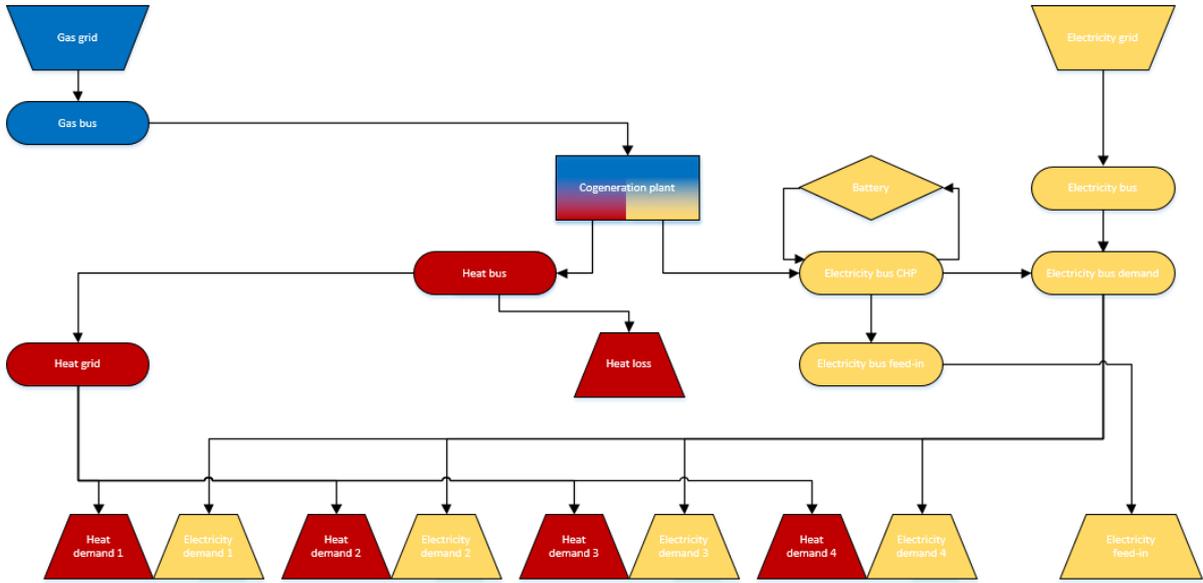
Konzept 5.0 – zentrale Quartiersversorgung



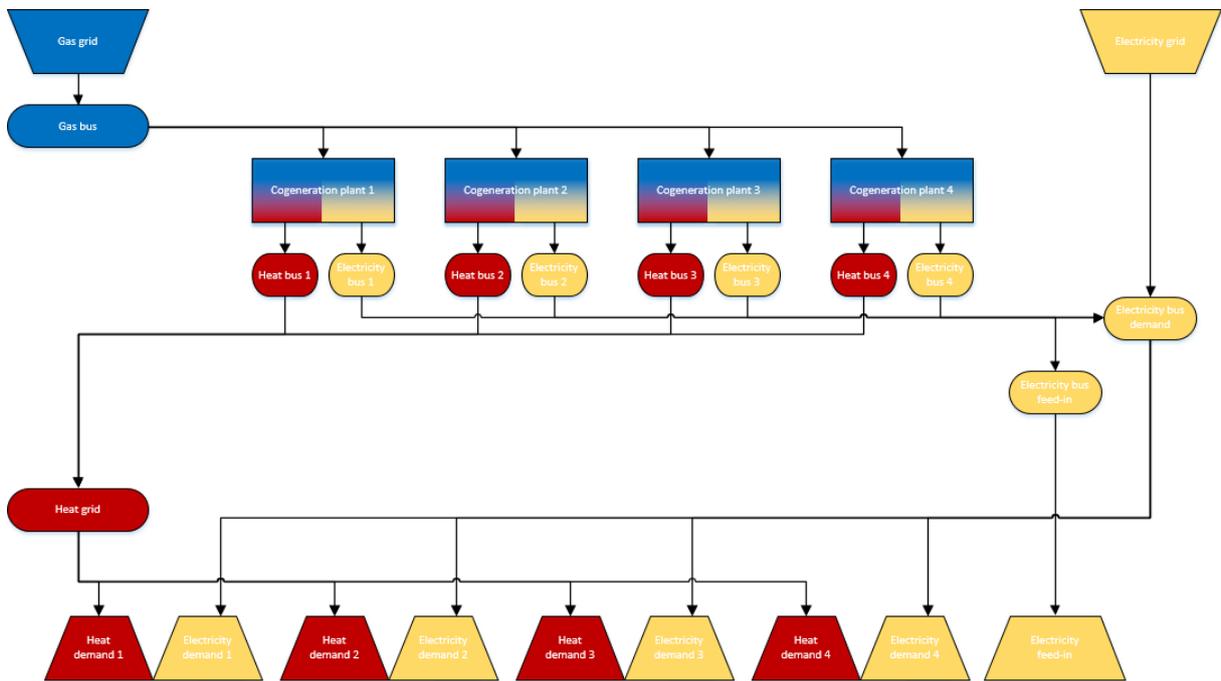
Konzept 5.1 – zentrale Quartiersversorgung



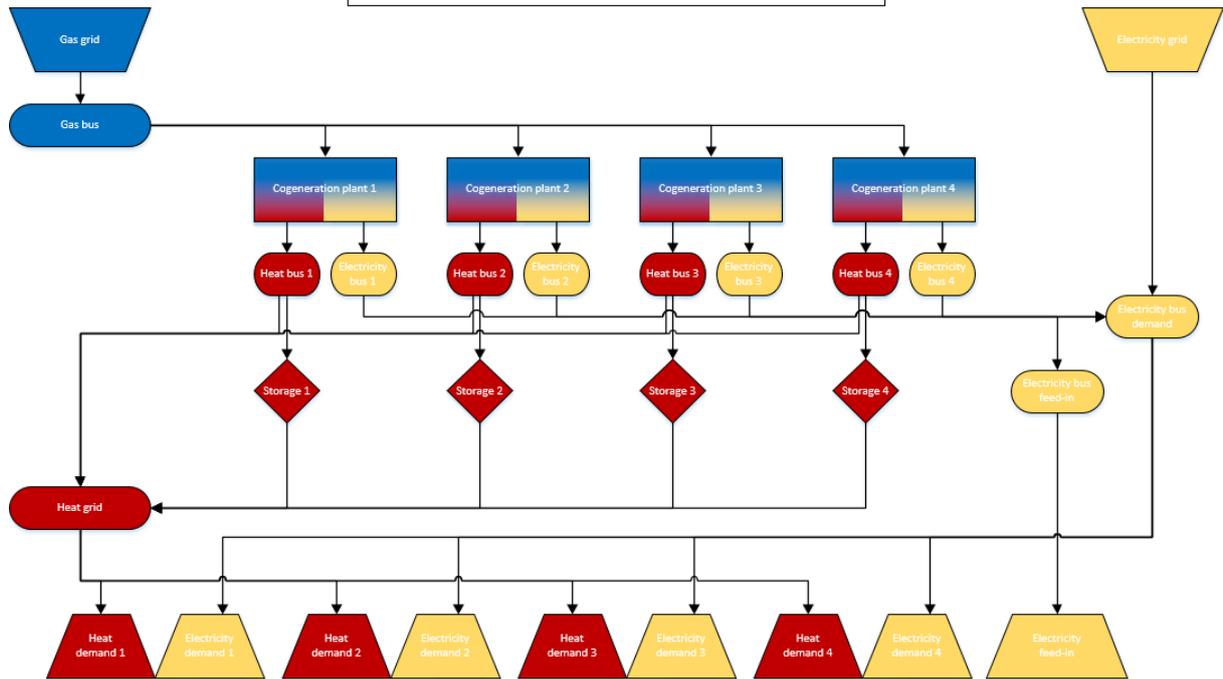
Konzept 5.2 – zentrale Quartiersversorgung



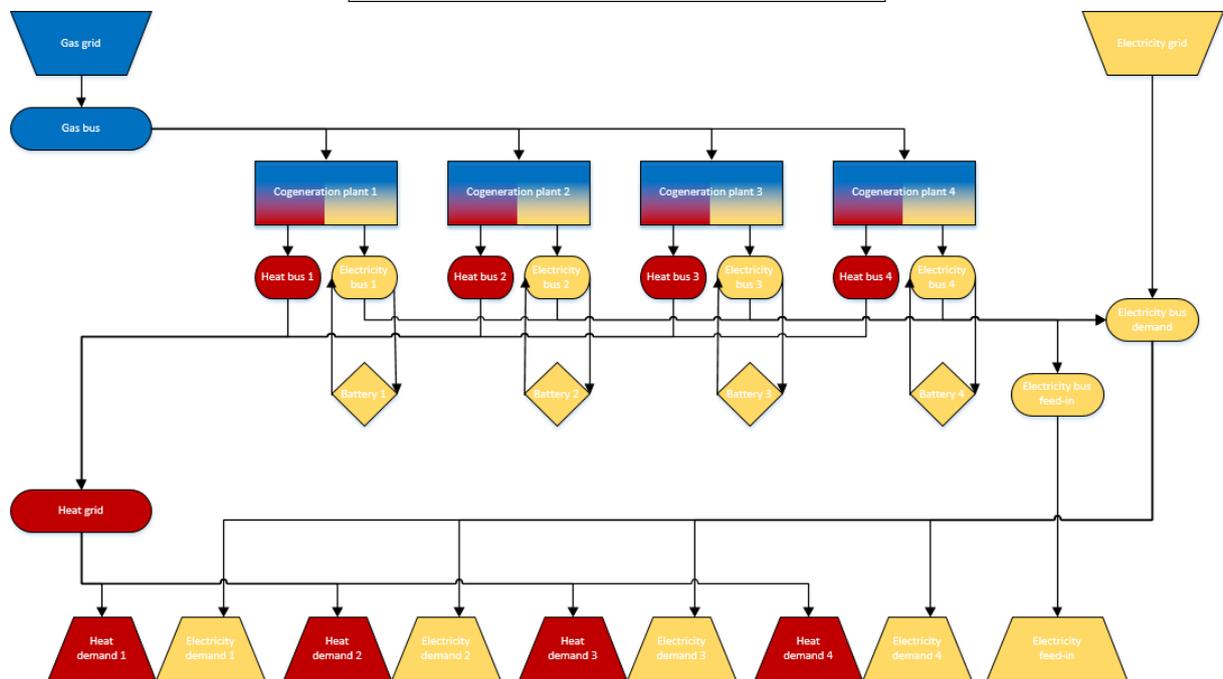
Konzept 5.0 – dezentrale Quartiersversorgung



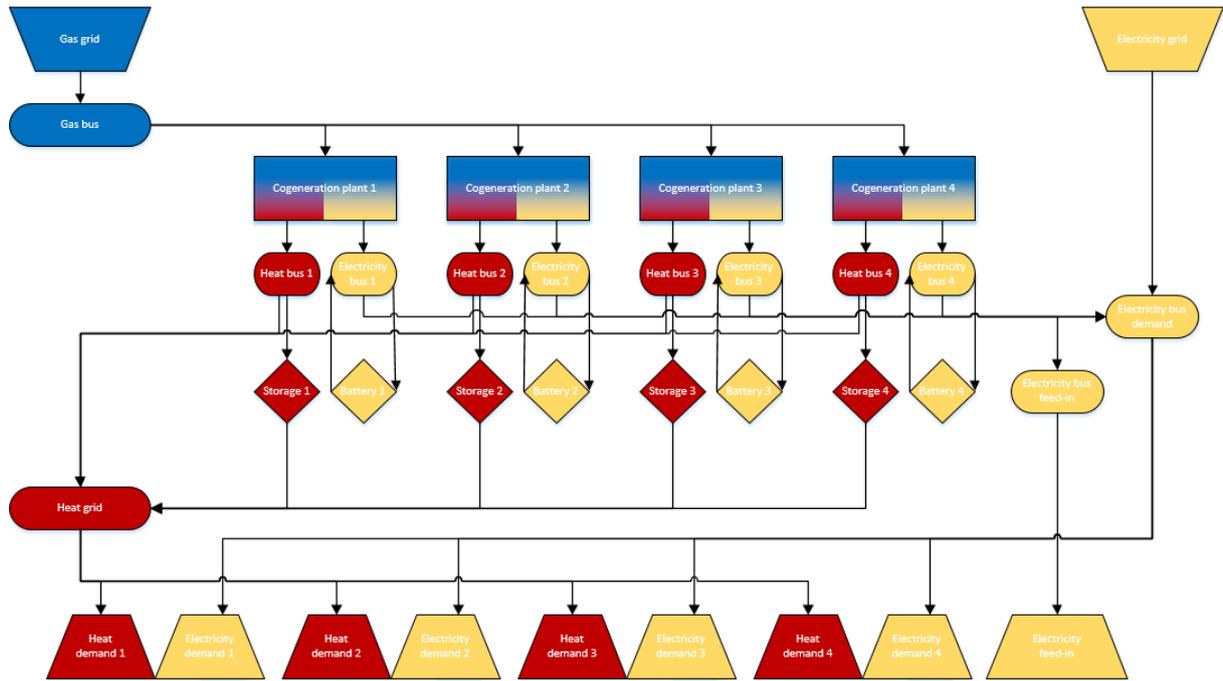
Konzept 5.1 – dezentrale Quartiersversorgung



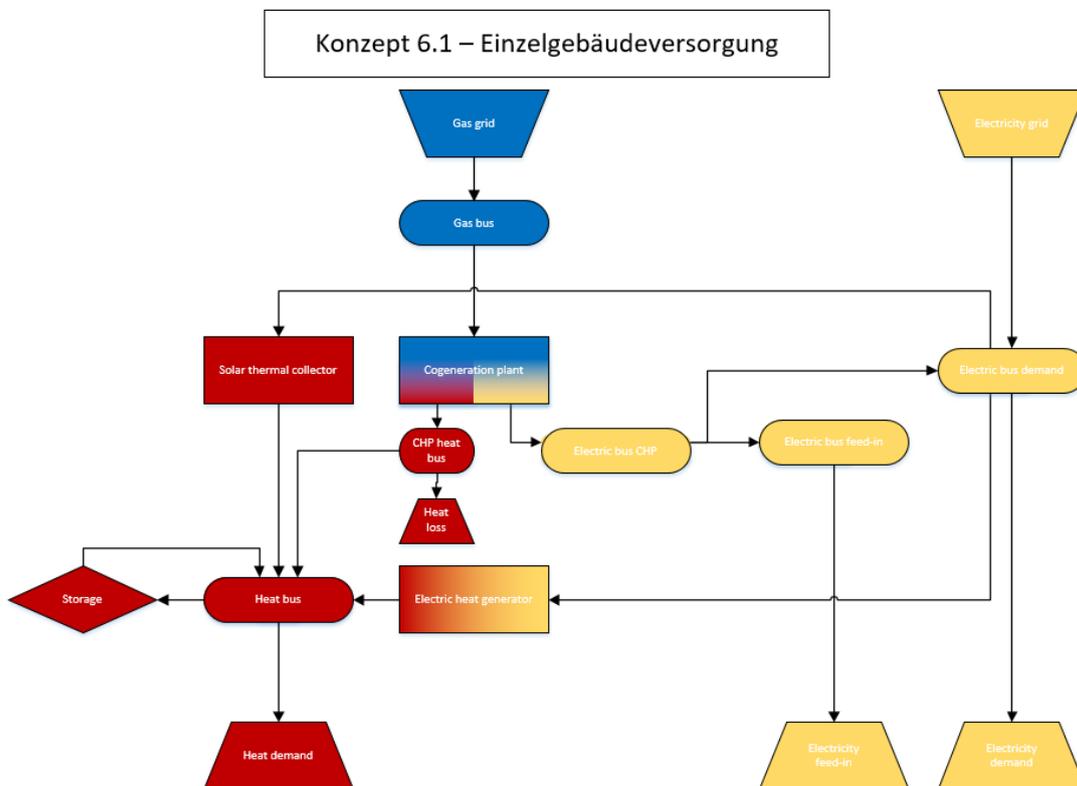
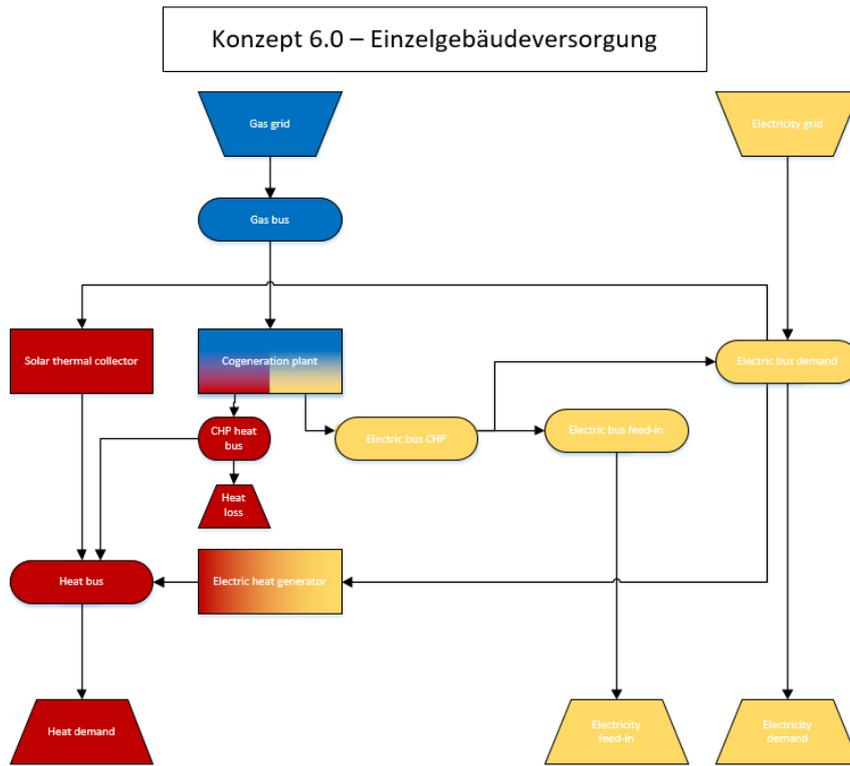
Konzept 5.2 – dezentrale Quartiersversorgung

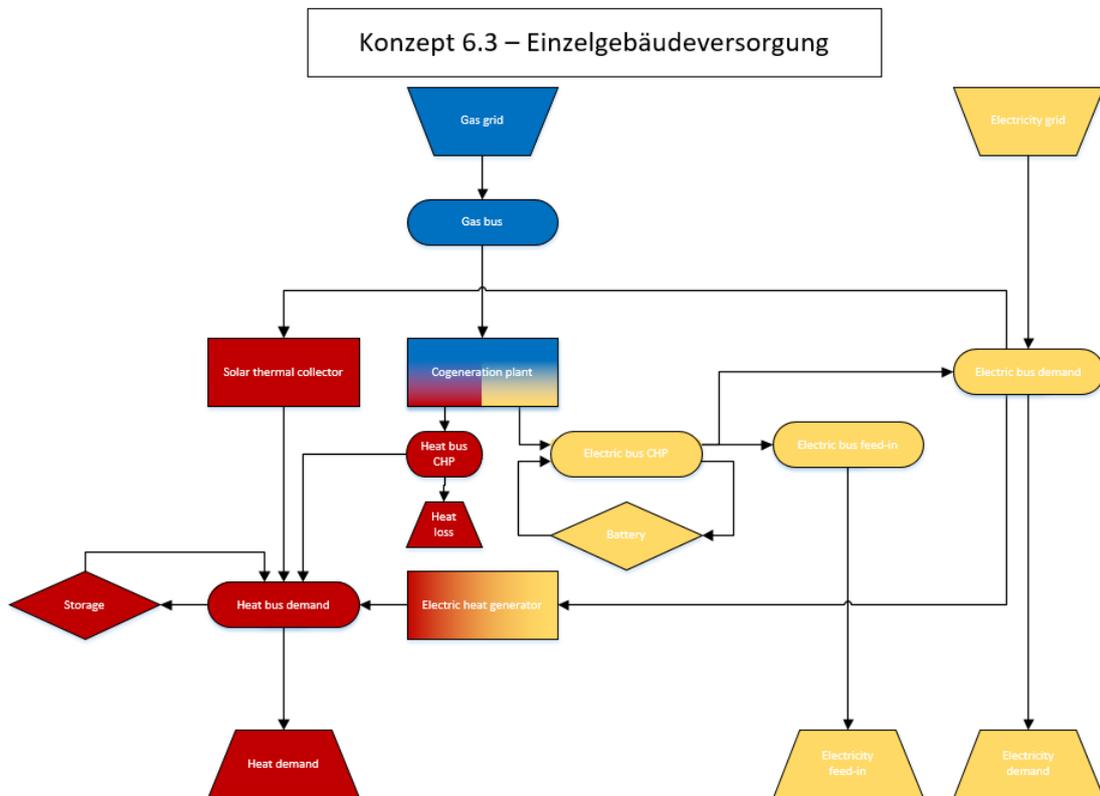
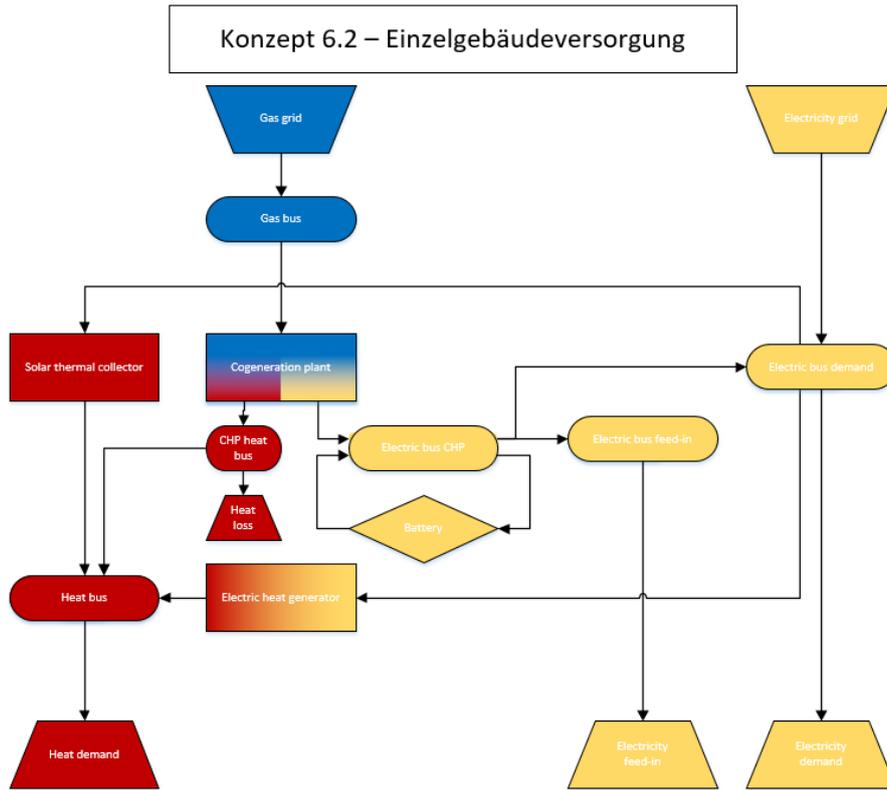


Konzept 5.3 – dezentrale Quartiersversorgung

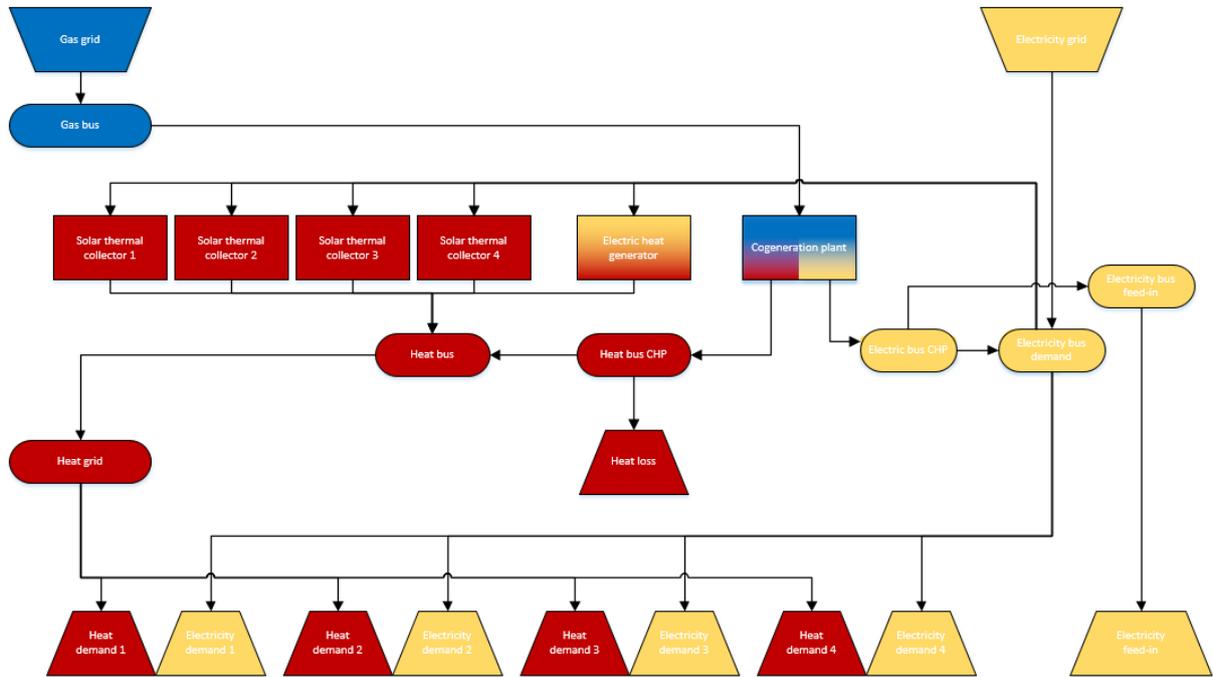


F Flow-Charts der Untervarianten aller Versorgungsstrukturen zu Konzept 6

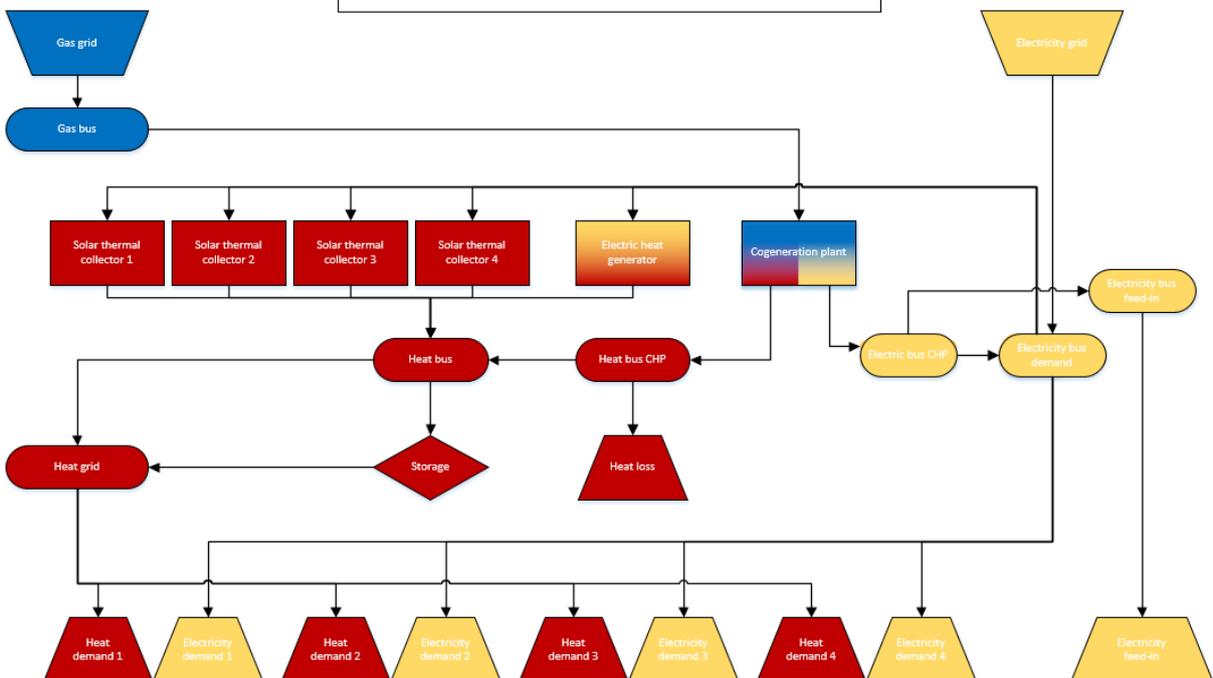




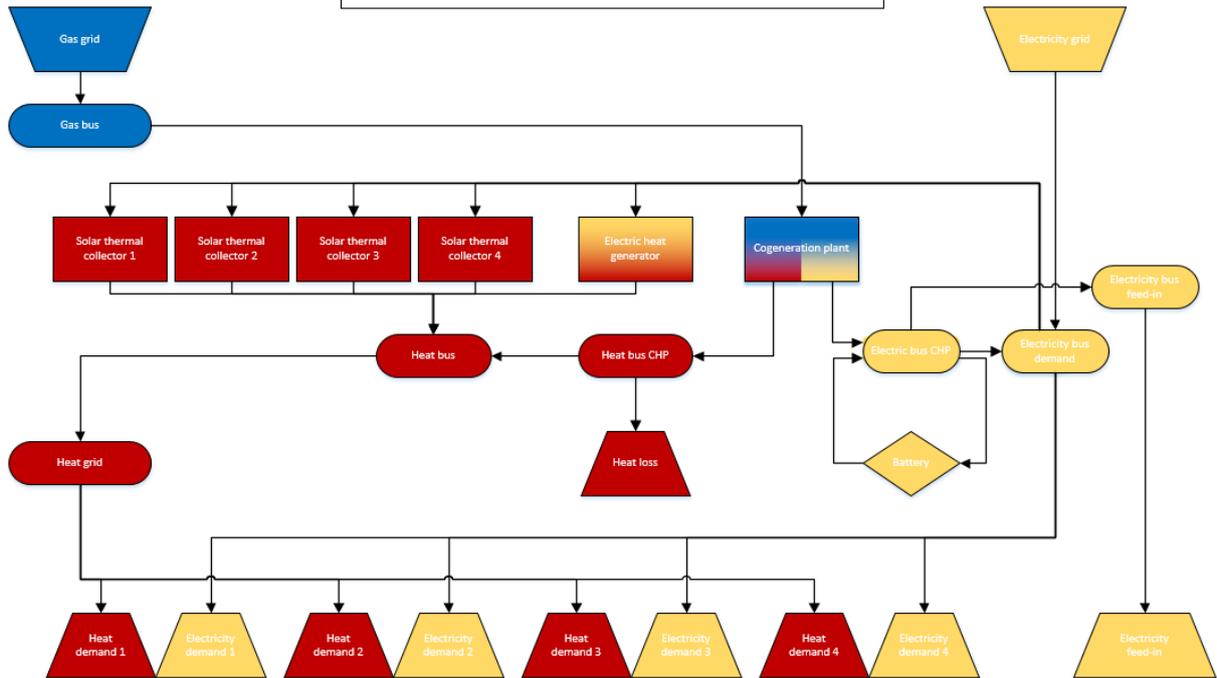
Konzept 6.0 – zentrale Quartiersversorgung



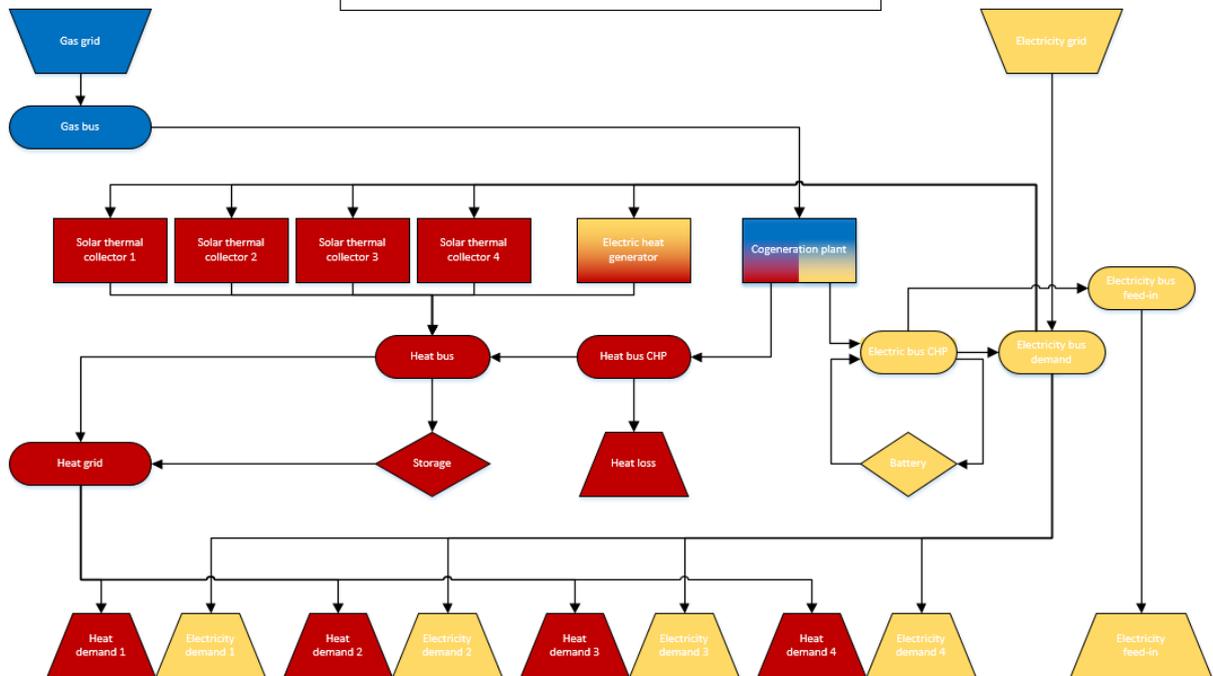
Konzept 6.1 – zentrale Quartiersversorgung



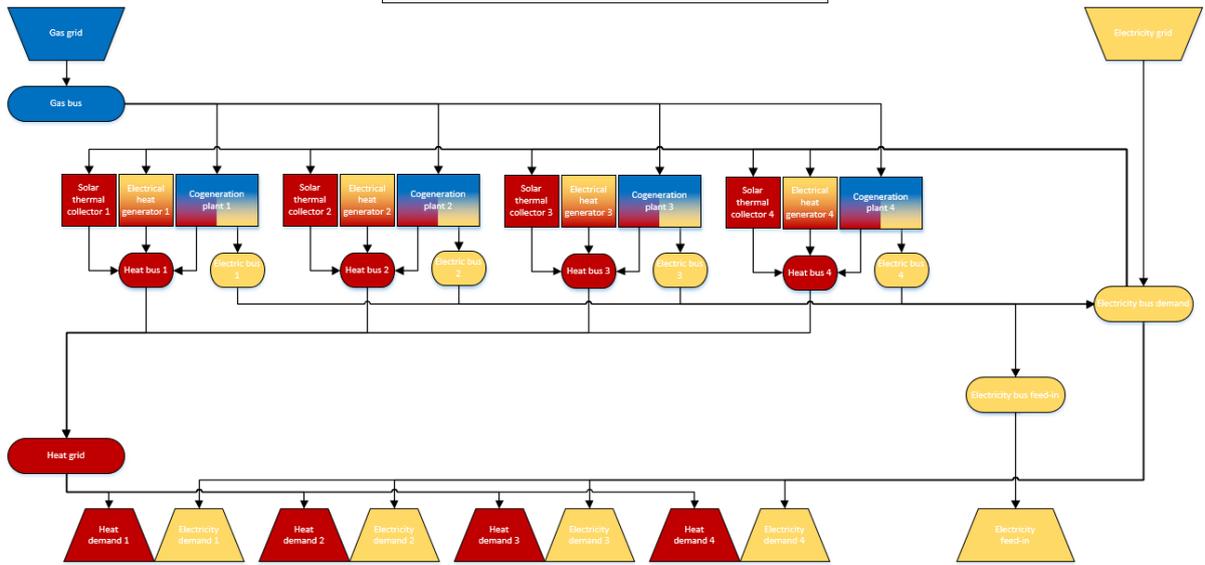
Konzept 6.2 – zentrale Quartiersversorgung



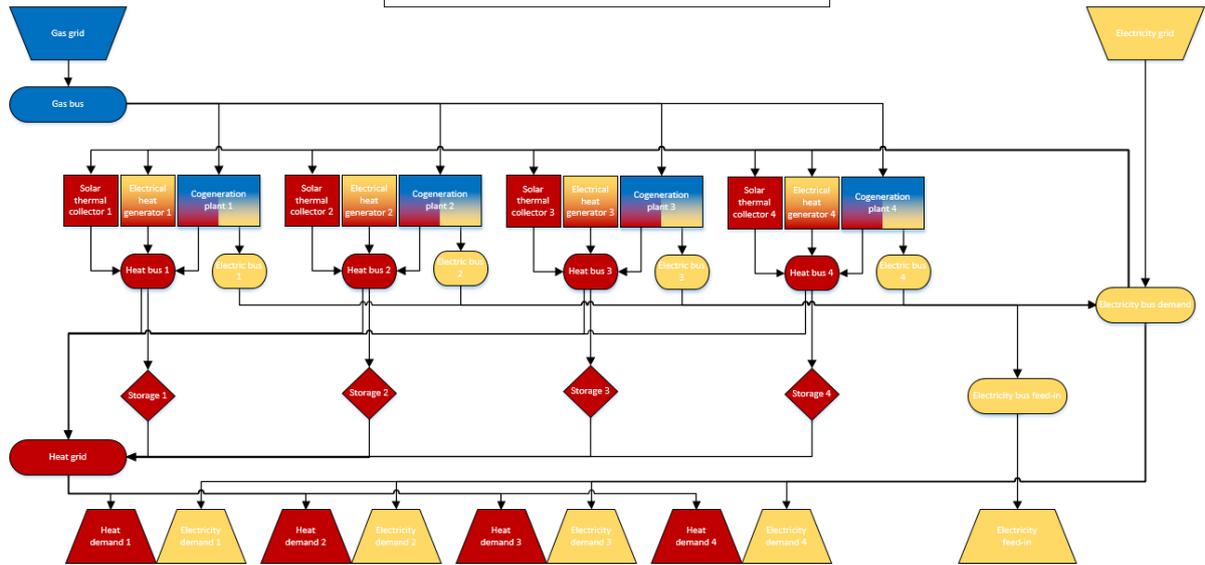
Konzept 6.3 – zentrale Quartiersversorgung



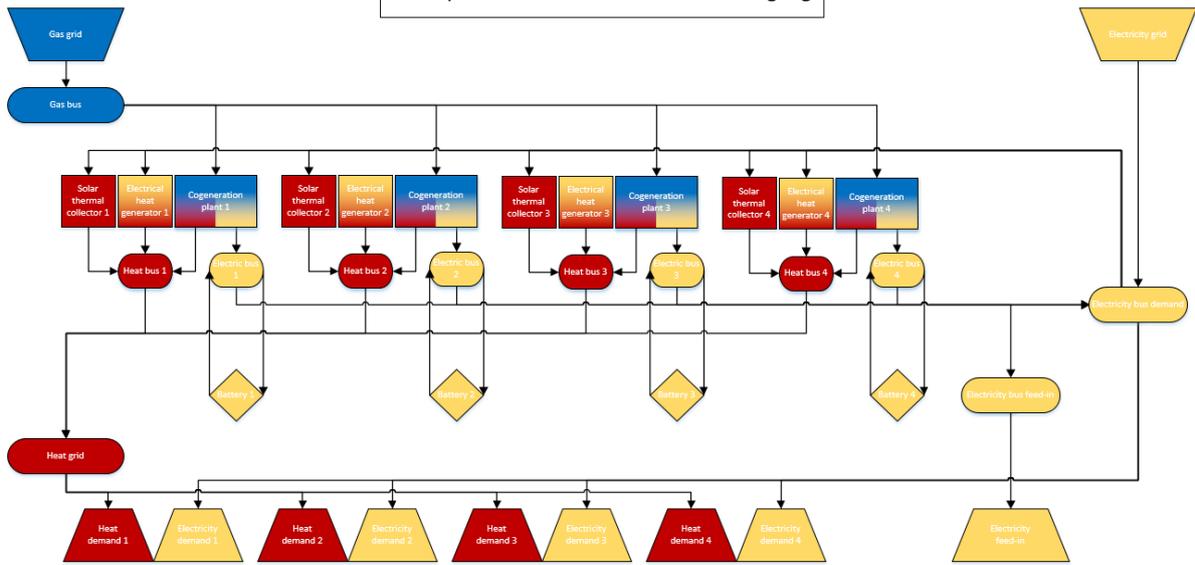
Konzept 6.0 – dezentrale Quartiersversorgung



Konzept 6.1 – dezentrale Quartiersversorgung



Konzept 6.2 – dezentrale Quartiersversorgung



G Technisches Datenblatt E.ON Aura FM300

Technische Daten

Allgemeine Daten

E.ON Aura FM300	
Nennleistung P _{max} (Wp)*	300
Toleranzgrenzen von P _{max}	0 bis + 3%
Modulwirkungsgrad	18,3%
Nennspannung U _{mpp} (V)	32,9
Nennstrom I _{mpp} (A)	9,12
Leerlaufspannung U _{oc} (V)	39,7
Kurzschlussstrom I _{sc} (A)	9,58
Relative Wirkungsgradreduktion bei 200W/m ²	3,21

Temperaturkoeffizienten

NOCT	45 ± 2 °C
Temperaturkoeffizient von P _{max}	-0,39 %/K
Temperaturkoeffizient von U _{oc}	-0,30 %/K
Temperaturkoeffizient von I _{sc}	+0,05 %/K

Mechanische Daten

Solarzellen	6 x 10, mono-kristallines Silizium, PERC
Gewicht	18,5 kg
Modulgröße	1650 x 992 x 35mm
Kabellänge	115 cm
Vorderseite	3,2 mm Sicherheitsglas
Rückseite	Folie, weiß
Anzahl Bypassdioden	3
Rahmen	Eloxierte Aluminium-Legierung
Rahmenfarbe	Schwarz
Anschlußdose	Schutzklasse IP67
Steckerverbinder	MC 4 Original

Betriebsbedingungen

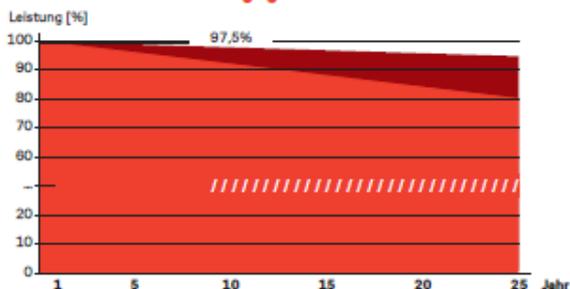
Maximale Systemspannung DC	1000 V
Betriebstemperatur	-40°C bis +85°C
Rückstrombelastbarkeit	15 A
Mechanische Belastbarkeit	5400 Pa
Schutzklasse	II

Verpackungsinformationen

Anzahl der Module pro Box	30
Transportgröße (LxBxH in mm)	1695 x 1160 x 1105
Bruttogewicht inkl. Palette	599 kg
Stapelbarkeit pro Palette	2-fach

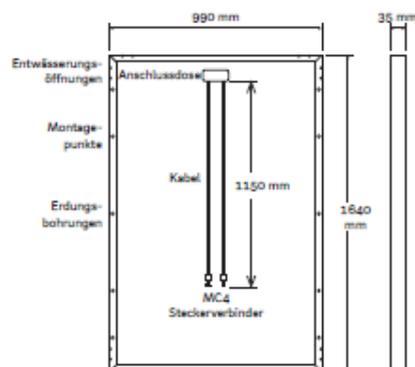
*unter Standardbedingungen 1000 W/m², 25°C, AM 1,5

25 Jahre E.ON Leistungsgarantie



Die E.ON Modulgarantie umfasst 10 Jahre Garantie auf Materialien und Verarbeitung und 25 Jahre auf die Leistung. Die Leistungsgarantie gilt für Installationen in Deutschland, Österreich und der Schweiz. Sie bezieht sich auf die Nennleistung unter Standard-Testbedingungen 1000 W/m², 25°C, AM 1,5. Bei der Montage ist die Installationsanleitung zu beachten. Es gelten die Bedingungen der E.ON Garantieverklärung in ihrer jeweils gültigen Fassung.

E.ON Energie Deutschland GmbH, Arnulfstraße 203, 80634 München, solar@eon.de, www.eon-solar.de



2018-08 v2

H Technisches Datenblatt aleo S₁₉ - SL19L265/S19J265

Solarmodul aleo S₁₉

Elektrische Daten (STC)			S19L265/S19J265	S19L270/S19J270	S19L275/S19J275	S19L280/S19J280
Nennleistung	P_{MPP}	[W]	265	270	275	280
Nennspannung	U_{MPP}	[V]	31,4	31,5	31,6	31,6
Nennstrom	I_{MPP}	[A]	8,44	8,57	8,71	8,85
Leerlaufspannung	U_{OC}	[V]	38,3	38,3	38,4	38,5
Kurzschlussstrom	I_{SC}	[A]	8,91	9,05	9,20	9,34
Wirkungsgrad	η	[%]	16,1	16,4	16,7	17,0

Elektrische Werte bei Standard-Testbedingungen (STC): 1000 W/m²; 25°C; AM 1,5

Elektrische Daten (NOCT)			S19L265/S19J265	S19L270/S19J270	S19L275/S19J275	S19L280/S19J280
Leistung	P_{MPP}	[W]	193	196	200	203
Spannung	U_{MPP}	[V]	28,5	28,5	28,6	28,7
Strom	I_{MPP}	[A]	6,76	6,88	6,99	7,10
Leerlaufspannung	U_{OC}	[V]	35,2	35,3	35,3	35,4
Kurzschlussstrom	I_{SC}	[A]	7,17	7,29	7,41	7,52
Wirkungsgrad	η	[%]	14,6	14,9	15,2	15,5

Elektrische Werte bei Zellen-Nennbetriebsbedingungen: 800 W/m²; 20°C; AM 1,5; Wind 1 m/s

NOCT: 48°C (Zellen-Nennbetriebstemperatur)

Weitere elektrische Daten		
Reduktion des STC-Wirkungsgrades von 1000 W/m ² auf 200 W/m ²	[%] rel.	< 4
Klassenbreite (positive Klassifizierung)	[W]	0/+4,99

Belastungen		
Max. Modulbelastung Druck	[Pa]	5400
Max. Modulbelastung Sog	[Pa]	5400
Max. Systemspannung	[V _{OC}]	1000
Rückstrombelastbarkeit	I_{β} [A]	15

Mechanische Belastung nach IEC/EN 61215

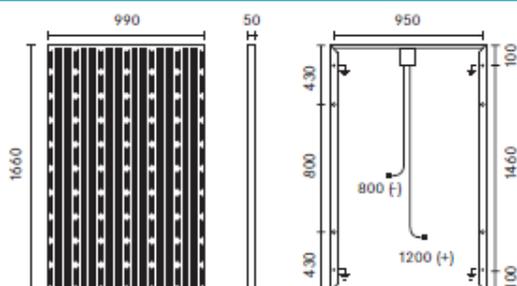
Temperaturkoeffizienten		
Temperaturkoeffizient I_{SC}	$\alpha (I_{SC})$ [%/K]	+0,05
Temperaturkoeffizient U_{OC}	$\beta (U_{OC})$ [%/K]	-0,30
Temperaturkoeffizient P_{MPP}	$\gamma (P_{MPP})$ [%/K]	-0,43

Messgenauigkeit P_{MPP} bei STC -3/+3% | Toleranz übrige elektrische Werte -10/+10% | Wirkungsgrade bezogen auf die gesamte Modulfläche

Grunddaten Modul		
Länge x Breite x Höhe	[mm ³]	1660 x 990 x 50
Gewicht	[kg]	20
Zellanzahl		60
Zellgröße	[mm ²]	156 x 156
Zellmaterial		Monokristallines Si
Frontabdeckung		Solarglas (ESG)
Rückabdeckung		Polymere folie
Rahmencmaterial		Al-Legierung

Grunddaten Anschlussdose		S19L	S19J
Länge x Breite x Höhe	[mm ³]	132 x 107 x 27	148 x 123 x 27
IP-Klasse		IP65	IP65
Kabellänge	[mm]	1200 (+), 800 (-)	1200 (+), 800 (-)
Stecker		MC4	PV-JM601
Bypass-Dioden		3	3

Maße [mm]



Ihr autorisierter aleo Fachhändler

Die Garantiebedingungen sind online abrufbar | Irrtümer und Aktualisierungen vorbehalten | DE | DE | DE | 01/2014 | S_19.53/43 265-280 W
© aleo solar AG | Gewerbegebiet Nord | Marius-Eriksen-Straße 1 | 17291 Prenzlau | Deutschland

I Technisches Datenblatt SUNSET BWK 90/1

Gehäuse

Das selbsttragende Gehäuse besteht aus profiliertem Aluminium und ist Silber pulverbeschichtet. Die Rückwand wird durch strukturiertes Aluminiumblech optimal gegen mechanische Beschädigungen geschützt.

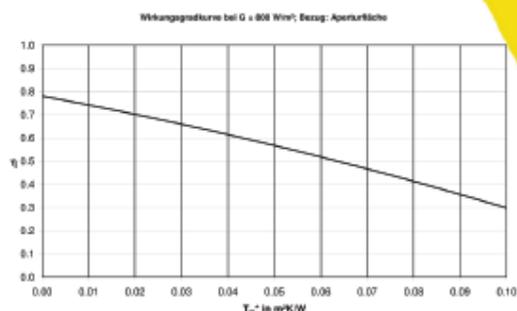
Glas

Zum Einsatz kommt ein 3,2 mm starkes Solar-Sicherheitsglas. Durch seinen geringen Eisengehalt von nur 0,03 % hat es eine Lichtdurchlässigkeit von 92 %. Die Innenprismierung verhindert eine Leistungsmin- derung durch Reflexion der Wärmestrahlung. Zur Gewährleistung einer hohen Bruchfestigkeit und Stabilität ist das Glas wärmebehandelt und hält einer Windbelastung von 250 km/h stand.

Isolierung

Die Isolierung besteht aus 50 mm starker umweltfreundlicher Mineralwolle. Der Rand ist um- laufend und wärmebrückenfrei isoliert.

Wirkungsgradkurve



Technische Daten

Kollektortyp	BWK 90/1	BWK 90/2
Kollektorfläche	2,18 m ²	2,51 m ²
Absorberfläche	1,98 m ²	2,3 m ²
Länge	1.870 mm	2.160 mm
Breite	1.150 mm	1.150 mm
Höhe	95 mm	95 mm
Leergewicht	34 kg	39 kg
Wasserinhalt	1,13 l	1,3 l
Max. Betriebsdruck	10 bar	10 bar
Max. Stillstandtemperatur	203°C	203°C
Max. Betriebsdruck	10 bar	10 bar
Kollektorwirkungsgrad	61 %	61 %
optischer Wirkungsgrad η_0	0,781	0,781
linearer Wärmedurchgangskoeffizient a_1	3,70 W/(m ² K)	3,70 W/(m ² K)
quadratischer Wärmedurchgangskoeffizient a_2	0,014 W/(m ² K ²)	0,014 W/(m ² K ²)
Einfallswinkel-Korrekturfaktor IAM	0,94	0,94
Empf. Durchfluss	50 l/h pro m ² (low flow: 20 l/h)	50 l/h pro m ² (low flow: 20 l/h)
Spez. Druckverlust	10 mbar	10 mbar
Funktionsgarantie (ausgenommen Glas)	10 Jahre	10 Jahre

SUNSET Hochleistungs-Solarkollektoren:

- bundesweit förderfähig
- Zertifizierung nach DIN/ISO 9001 (Qualitätsmanagement)
- Zertifizierung nach DIN/ISO 14001 (Umweltmanagement)
- voll recycelbar
- hervorragendes Preis-Leistungs-Verhältnis

Irrtum sowie technische Änderungen
ohne Ankündigung vorbehalten.
Stand: 10.09.2015

J Technisches Datenblatt Vitosol 200-F SV2D

Technische Angaben

Die Kollektoren gibt es mit 2 unterschiedlichen Absorberbeschichtungen. Typ SV2D hat eine Spezial-Absorberbeschichtung, die den Einsatz der Kollektoren in küstennahen Regionen ermöglicht.

Hinweis

Bei Einsatz von Vitosol 200-FM, Typ SV2F/SH2F in diesen Regionen übernimmt Viessmann keine Haftung.

Abstand zur Küste:

- Bis 100 m:
Ausschließlich Typ SV2D einsetzen
- 100 bis 1000 m:
Einsatz von Typ SV2D empfehlenswert

Technische Daten

Typ		SV2F	SH2F	SV2D
Bruttofläche (für die Beantragung von Fördermitteln erforderlich)	m ²	2,51	2,51	2,51
Absorberfläche	m ²	2,31	2,31	2,32
Aperturfläche	m ²	2,33	2,33	2,33
Abstand zwischen Kollektoren	mm	21	21	21
Abmessungen				
Breite	mm	1056	2380	1056
Höhe	mm	2380	1056	2380
Tiefe	mm	90	90	90
Leistungswerte Arbeitsbereich Kollektor				
Optischer Wirkungsgrad				
– Absorberfläche	%	82,3	82,6	
– Bruttofläche		75,7	76,0	
Wärmeverlustbeiwert k_1				
– Absorberfläche	W/(m ² · K)	4,421	4,380	
– Bruttofläche		4,069	4,031	
Wärmeverlustbeiwert k_2				
– Absorberfläche	W/(m ² · K ²)	0,022	0,037	
– Bruttofläche		0,020	0,034	
Theoretische Leistungswerte über den gesamten Temperaturbereich				
Optischer Wirkungsgrad				
– Absorberfläche	%	82,7	82,9	82,0
– Bruttofläche		76,1	76,3	75,7
Wärmeverlustbeiwert k_1				
– Absorberfläche	W/(m ² · K)	4,791	4,907	3,553
– Bruttofläche		4,410	4,516	3,280
Wärmeverlustbeiwert k_2				
– Absorberfläche	W/(m ² · K ²)	0,025	0,029	0,023
– Bruttofläche		0,023	0,026	0,021
Wärmekapazität	kJ/(m ² · K)	4,89	5,96	5,47
Gewicht	kg	39	40	41
Inhalt Flüssigkeit (Wärmeträgermedium)	Liter	1,83	2,4	1,83
Zul. Betriebsdruck	bar/MPa	6/0,6	6/0,6	6/0,6
Bei Einbau eines 8 bar Sicherheitsventils (Zubehör)	bar/MPa	8/0,8	8/0,8	8/0,8
Max. Stillstandtemperatur im Kollektor	°C	145	145	205
Dampfproduktionsleistung				
– Günstige Einbaulage	W/m ²	0	0	60
– Ungünstige Einbaulage	W/m ²	0	0	100
Anschluss	Ø mm	22	22	22

Technische Daten zur Bestimmung der Energieeffizienzklasse (ErP-Label)

Typ		SV2F	SH2F	SV2D
Aperturfläche	m ²	2,33	2,33	2,33
Folgende Werte beziehen sich auf die Aperturfläche:				
– Kollektorstandortwirkungsgrad η_{col} , bei Temperaturdifferenz von 40 K	%	59	58	63,9
– Optischer Wirkungsgrad	%	82	82	81,7
– Wärmeverlustbeiwert k_1	W/(m ² · K)	4,75	4,86	3,538
– Wärmeverlustbeiwert k_2	W/(m ² · K ²)	0,024	0,028	0,023
Winkelkorrekturfaktor IAM		0,89	0,89	0,91

K Technisches Datenblatt Vitocal 350-G 351.B42 (S/W)

Vitocal 350-G, type BW 351.B20 to B42, BWS 351.B20 to B42 (cont.)

5.2 Specification

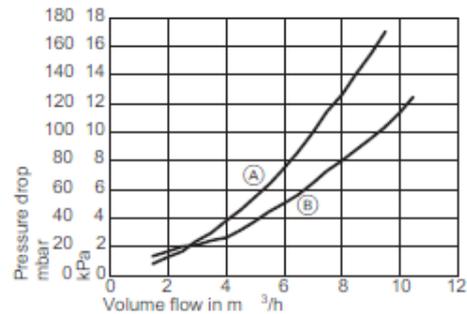
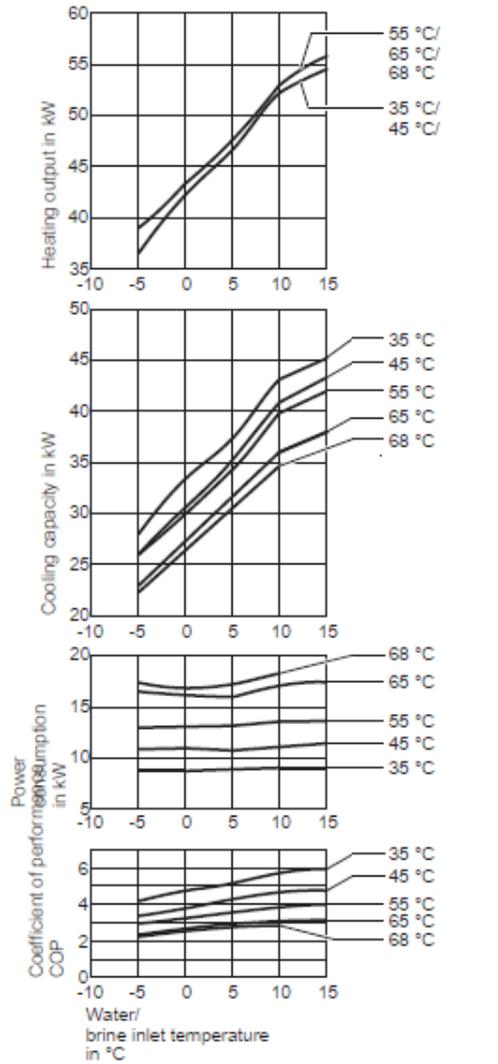
Specification for brine/water heat pumps

Type BW/BWS		351.B20	351.B27	351.B33	351.B42
Performance data to EN 14511 (B0/W35, 5 K spread)					
Rated heating output	kW	20.5	28.7	32.7	42.3
Cooling capacity	kW	16.4	23.0	26.3	33.6
Power consumption	kW	4.30	5.90	6.80	8.70
Coefficient of performance (COP)		4.80	4.90	5.00	4.80
Brine (primary circuit)					
Capacity	l	9	11	14	14
Nominal flow rate (3 K spread)	l/h	5350	7200	8300	10500
Pressure drop at nominal flow rate	mbar	100	50	84	124
	kPa	10.0	5.0	8.4	12.4
Minimum flow rate (4 K spread)	l/h	4000	5400	6200	7900
Pressure drop at minimum flow rate	mbar	63	30	52	78
	kPa	6.3	3.0	5.2	7.8
Max. flow temperature (brine inlet)	°C	25	25	25	25
Min. flow temperature (brine inlet)	°C	-10	-10	-10	-10
Heating water (secondary circuit)					
Capacity	l	8	9	13	13
Nominal flow rate (5 K spread)	l/h	3500	4900	5650	7000
Pressure drop at nominal flow rate	mbar	42	40	65	99
	kPa	4.2	4.0	6.5	9.9
Minimum flow rate (12 K spread)	l/h	1500	2050	2400	3000
Pressure drop at minimum flow rate	mbar	7	10	16	23
	kPa	0.7	1.0	1.6	2.3
Max. flow temperature (6 K spread)	°C	65	68	68	68
Electrical values, heat pump					
Rated voltage, compressor	V		3/PE 400 V/50 Hz		
Rated current, compressor	A	13.2	21	26	33
cos φ		0.8	0.8	0.8	0.8
Starting current, compressor (with starting current limiter)	A	36	39	43	59
Starting current, compressor with stalled armature	A	101	118	140	174
Compressor MCB/fuse protection	A	1 x C25A	1 x C32A	1 x C32A	1 x C40A
		3-pole	3-pole	3-pole	3-pole
		l	l	l	l
Protection class					
Electrical values, heat pump control unit					
Rated voltage, heat pump control unit/PCB	V		1/N/PE 230 V/50 Hz		
Fuse rating, heat pump control unit/PCB			1 x B16A		
Fuse, heat pump control unit/PCB	A		6.3 A (slow)/250 V		
IP rating		IP 20	IP 20	IP 20	IP 20
Power consumption					
Max. power consumption, heat pump control unit/PCB, heat pump stage 1 (type BW 351.B)	W	25	25	25	25
Max. power consumption, PCB, heat pump stage 2 (type BWS 351.B)		20	20	20	20
Power consumption, heat pump control unit/PCB, stages 1 and 2	W	45	45	45	45
Refrigerant circuit					
Refrigerant		R410A	R410A	R410A	R410A
- Refrigerant charge	kg	5.3	7.0	8.6	8.7
- Global warming potential (GWP) ¹⁶		1924	1924	1924	1924
- CO ₂ equivalent	t	10.2	13.5	16.5	16.7
Permiss. operating pressure, high pressure side	bar	45	45	45	45
	MPa	4.5	4.5	4.5	4.5
Permiss. operating pressure, low pressure side	bar	28	28	28	28
	MPa	2.8	2.8	2.8	2.8
Compressor	Type	Hermetically sealed scroll compressor			
Oil in compressor	Type	Emkarate RL32 3MAF			
Quantity of oil in compressor	l	1.9	3.4	3.4	3.4
Permiss. operating pressure					
Primary circuit	bar	3	3	3	3
	MPa	0.3	0.3	0.3	0.3
Secondary circuit	bar	3	3	3	3
	MPa	0.3	0.3	0.3	0.3

¹⁶ Based on the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC).

Vitocal 350-G, type BW 351.B20 to B42, BWS 351.B20 to B42 (cont.)

Type BW 351.B42, BWS 351.B42



(A) Secondary circuit
(B) Primary circuit

Performance data

Operating point	W B	°C	35				
			-5	0	5	10	15
Heating output	kW		36.7	42.3	46.4	52.3	54.4
Cooling capacity	kW		28.0	33.8	37.5	43.3	45.3
Power consumption	kW		8.70	8.70	8.90	9.00	9.10
Coefficient of performance (COP)			4.20	4.80	5.20	5.80	6.00

Operating point	W B	°C	45				
			-5	0	5	10	15
Heating output	kW		37.0	41.5	46.1	52.1	54.8
Cooling capacity	kW		26.1	30.6	35.4	41.0	43.4
Power consumption	kW		10.90	10.90	10.70	11.10	11.40
Coefficient of performance (COP)			3.40	3.80	4.30	4.70	4.80

Operating point	W B	°C	55				
			-5	0	5	10	15
Heating output	kW		39.0	43.1	47.4	52.9	55.7
Cooling capacity	kW		26.0	30.0	34.2	39.9	42.1
Power consumption	kW		13.00	13.10	13.20	13.60	13.60
Coefficient of performance (COP)			3.00	3.30	3.60	3.90	4.10

Operating point	W B	°C	65				
			-5	0	5	10	15
Heating output	kW		39.5	43.6	47.8	53.2	55.9
Cooling capacity	kW		23.0	27.4	31.5	36.0	38.0
Power consumption	kW		16.50	16.20	15.90	17.20	17.50
Coefficient of performance (COP)			2.40	2.70	3.00	3.10	3.20

Operating point	W B	°C	68			
			-5	0	5	10
Heating output	kW		39.7	43.4	48.1	53.0
Cooling capacity	kW		22.4	26.6	30.9	34.7
Power consumption	kW		17.30	16.80	17.20	18.30
Coefficient of performance (COP)			2.30	2.60	2.80	2.90

Note

COP calculated with reference to EN 14511.

Performance characteristics are determined under the following conditions:

- New appliances with clean plate heat exchangers
- With high efficiency circulation pumps
- Primary circuit with Tyfocon heat transfer medium, 30 % by vol.
- Secondary circuit with water

5822541

L Technisches Datenblatt Vitocal 300-G Pro BW302.D180 (S/W)

Vitocal 300-G Pro, type BW 302.D (cont.)

Operation: Water/water with intermediate circuit (B8/W35)

Type BW 302.		D090	D110	D140	D180	D230
Performance data to EN 14511 (3 K/5 K spread)						
Rated heating output	kW	107.2	139.8	175	227	283
Cooling capacity	kW	89.6	116.8	146	189.6	235
Power consumption	kW	18.7	24.2	30.5	38.9	50.2
Rated current of compressors (total)	A	41	45.6	57.88	71.28	89.8
Coefficient of performance ϵ (COP)		5.74	5.78	5.74	5.84	5.64
Primary circuit (water with brine intermediate circuit)						
Spread	K	3	3	3	3	3
Frost protection/freezing point (recommended refrigerant Tyfooor)	°C	-9	-9	-9	-9	-9
Heat exchanger capacity	l	10.5	13.1	17.4	23	52.4
Nominal flow rate (for sizing recommended value)	m ³ /h	26.5	34.5	43.1	56	69.4
Minimum flow rate	m ³ /h	15.9	20.7	25.9	33.6	41.6
Pressure drop at nominal flow rate (total pressure drop, condenser plus connections)	kPa	38.1	42.9	42.2	46.5	37.4
Pressure drop at minimum flow rate	kPa	14	15	15	17	13
Secondary circuit (water)						
Spread	K	5	5	5	5	5
Heat exchanger capacity	l	15.2	19.2	23.2	28.3	53.6
Nominal flow rate (for sizing recommended value)	m ³ /h	18.6	24.2	30.3	39.3	49
Minimum flow rate	m ³ /h	11	14.5	18.2	23.6	29.4
Pressure drop at nominal flow rate (total pressure drop, condenser plus connections)	kPa	8.7	10.2	12.1	15.9	16.7
Pressure drop at minimum flow rate	kPa	3	4	4	6	6
Max. flow temperature at primary inlet B +8 °C	°C	60	60	60	60	60

Note

Output data to EN 14511 corresponds to a temperature spread of 3 K at a brine inlet temperature of 8 °C and brine outlet of 5 °C.

Note

A reduced flow rate results in a lower heat pump output. (This also applies in partial load operation)

Note

The specifications in the datasheets and the product description describe purely physical characteristics. Additional assurances or guarantees require a separate contractual agreement.

Note

Operation as water/water heat pump with intermediate circuit:
If the brine temperature of the intermediate circuit is reduced to 6 °C instead of 8 °C, the output and efficiency of the heat pump are reduced by approx. 5 %.

Note

The specified pressure drop refers only to the integral heat exchangers in the heat pump and the connecting flange.

Note

Failure to achieve the minimum frost protection may cause damage and thus malfunction of the heat pump.

Note

Using too much antifreeze or selecting excessive frost protection will reduce heating output.

Type BW 302.		D090	D110	D140	D180	D230
Electrical values						
Rated voltage		3LNPE/400 V/50 Hz				
Starting system		Soft start				
Starting current per compressor	A	87	112.5	136	155	204
Total starting current	A	145	177	215	249	312
Maximum power consumption	kW	48	60	73	90	108
Cos Phi compressor at max. output at B20/W35		0.77	0.9	0.89	0.88	0.88
Heat pump MCB/fuse protection	A	100	125	125	160	200
Max. operating current	A	90	101	124	153	182
IP rating		IP 20	IP 20	IP 20	IP 20	IP 20

Vitocal 300-G Pro, type BW 302.D (cont.)

1

Operating point	W B	°C °C	35						
			-10	-5	0	5	10	15	20
Heating output		kW	131.2	152.8	174.8	208	235	267	298
Cooling capacity		kW	95.8	117.2	138.8	168.8	197.8	229	260
Power consumption ¹⁴		kW	37.3	37.45	37.85	38.95	39.15	39.75	40.45
Heating output/power consumption ¹⁴			3.52	4.08	4.62	5.29	6.00	6.72	7.37

Operating point	W B	°C °C	45						
			-10	-5	0	5	10	15	20
Heating output		kW	127.8	147.2	169	194	220	247	270
Cooling capacity		kW	83.6	103	124.6	148.8	174.6	201	225
Power consumption ¹⁴		kW	46.7	46.45	46.65	47.65	47.85	48.25	49.05
Heating output/power consumption ¹⁴			2.74	3.17	3.62	4.07	4.60	5.12	5.50

Operating point	W B	°C °C	55				
			0	5	10	15	20
Heating output		kW	166.4	187.2	212	239	256
Cooling capacity		kW	112.2	132.8	156.8	184.4	201
Power consumption ¹⁴		kW	57.25	57.45	57.65	57.85	58.05
Heating output/power consumption ¹⁴			2.91	3.26	3.68	4.15	4.41

Note

At flow temperatures ≥ 55 °C, the outputs are determined with a secondary side spread of 8 K with reference to EN 14511.

Note

The specifications in the datasheets and the product description describe purely physical characteristics. Additional assurances or guarantees require a separate contractual agreement.

Operating point	W B	°C °C	60			
			5	10	15	20
Heating output		kW	195	207	232	255
Cooling capacity		kW	124.4	146.6	171.4	193
Power consumption ¹⁴		kW	63.85	63.65	63.85	65.65
Heating output/power consumption ¹⁴			2.90	3.25	3.63	3.88

¹⁴ for compressor and controller

M Technisches Datenblatt neoTower 25.0



Technisches Datenblatt neoTower® 25.0 - 30.0

Produktbezeichnung	25.0	30.0
Technische Daten		
Nennleistung elektrisch ⁽¹⁾ [kW _e]	25,0	30,0
Nennleistung thermisch ⁽²⁾ [kW _{th}]	54,9	63,1
Leistungsmodulation elektrisch [kW _e]	12,5 - 25,0	15,0 - 30,0
Leistungsmodulation thermisch [kW _{th}]	34,8 - 54,9	40,9 - 63,1
Energieeinsatz [kWh _{el}]	76,92	89,55
Flüssiggaseinsatz [kg/h]	n.a.	n.a.
Flüssiggaseinsatz [l/h]	n.a.	n.a.
Stromkennzahl	0,46	0,48
f Primärenergiefaktor ⁽⁷⁾	0,266	0,229
PEE [%]	32,8	33,3
ErP Energieeffizienzlabel ⁽⁸⁾	A++	A++
Schalldruckpegel L _{PA} ⁽³⁾ [dB(A)]	57	59
Schalleistungspegel L _{WA} [dB(A)]	72	75
Wartungsintervall [Bh]	8.000	8.000
Wirkungsgrade		
Wirkungsgrad elektrisch η _{el} [%]	32,5	33,5
Wirkungsgrad thermisch η _{th} [%]	71,4	70,5
Wirkungsgrad gesamt η _{ges} [%]	103,9	104,0
Wärmeauskopplung		
Vorlauftemperatur ± 5 [°C]	80	80
Rücklauftemperatur ± 5 [°C]	25-65	25-65
Min./Max. Umgebungstemperatur [°C]	5/30 °C	5/30 °C
Druckstufe wasserseitig [PN]	3	3
Elektrische Energieerzeugung		
Nennspannung [V]	400	400
Frequenz [Hz]	50	50
Nennwirkleistung P _{nG} [kW]	25,0	30,0
Scheinleistung S _{ε max} [kVA]	31,3	37,5
Nennspannung UnG [V]	400	400
Netzfrequenz [Hz]	50	50
Cos φ unkompensiert	0,80	0,80
Blindleistungskompensation [kVar] ⁽⁹⁾	13,87	13,87
Anzahl Stufen	1	1
Verdrosselungsgrad bzw. Resonanzfrequenz	-	-
Cos φ gem. VDE-AR-N 4105 Quadranten II, III ⁽⁸⁾	0,95	0,95
Bemessungswechselstrom I _r [A]	45,1	54,1
Bemessungswechselstrom I _{r cos φ 1} [A]	36,1	43,3
Bemessungsscheinleistung S _{rE} [kVA]	26,3	31,6
Kurzschlusswechselstrom Generator I _k [A]	358,1	358,1
Netzkurzschlussleistung bei UnG S _k [kVA]	185,0	185,0
Anlaufstrom I _k [A] ca.	59	59
Motor		
Motorhersteller	YANMAR	YANMAR
Anzahl Zylinder	4	4
Hubraum [l]	3,3	3,3
Betriebsweise: Luftzahl λ	1,0	1,0
Motoröl	RMB/Engine Oil	
Motoröl [l]	90	90

N Technisches Datenblatt Vitobloc 200 EM-100/167

Technische Daten

Leistungsdaten und Wirkungsgrade

Dauerleistung im Netzparallelbetrieb ¹² entsprechend ISO 3048 Teil 1		
Bei Luftdruck 1000 mbar, Lufttemperatur 25 °C, relativer Luftfeuchtigkeit 30 % und $\cos \varphi = 1$		
Elektrische Leistung ¹³ (nicht überlastbar)		
- 100 % Last	kW	99
- 75 % Last	kW	75
- 50 % Last	kW	50
Wärmeleistung (Toleranz 7 %)		
- 100 % Last	kW	167
- 75 % Last	kW	135
- 50 % Last	kW	105
Kraftstoffeinsatz bei $H_i = 10 \text{ kWh/m}^3$ (Toleranz 5 %)		
- 100 % Last	kW	280
- 75 % Last	kW	227
- 50 % Last	kW	173
Stromkennzahl nach AGFW FW308 (elektrische Leistung/thermische Leistung)		
		0,581
Primärenergiefaktor f_{PE} gemäß DIN V 18599-9 ¹⁴		
		0,216
Primärenergieersparnis PEE gemäß Richtlinie 2012/27/EU (Hocheffizienznachweis)		
	%	28,9
Nutzungsgrad nach EnergieStV ¹⁵		
	%	97,1
Wirkungsgrad im Netzparallelbetrieb		
Elektrischer Wirkungsgrad		
- 100 % Last	%	35,4
- 75 % Last	%	33,0
- 50 % Last	%	28,9
Wärmewirkungsgrad		
- 100 % Last	%	59,6
- 75 % Last	%	59,5
- 50 % Last	%	60,7
Gesamtwirkungsgrad		
- 100 % Last	%	95,0
- 75 % Last	%	92,5
- 50 % Last	%	89,6

Betriebsparameter Energie

Wärmeerzeugung (Heizung)		
Rücklauftemperatur vor dem Blockheizkraftwerk		
- Min.	°C	60
- Optimal	°C	70
- Max.	°C	75
Standard-Temperaturdifferenz Rücklauf/Vorlauf		
	K	20
Vorlauftemperatur max.		
	°C	94
Heizwasser-Volumenstrom bei Standard-Temperaturdifferenz		
	m ³ /h	7,5
Höchstzulässiger Betriebsdruck		
	bar	10
Druckverlust bei Standarddurchfluss und Standard-Temperaturdifferenz im Modul (ohne Anschlussverbinder, ohne Ventile)		
	mbar	80
Elektroenergie (Erzeugungseinheit)		
Bemessungsspannung		
	V	400
Nennstrom I_n , bei $\cos \varphi = 1$		
	A	143
Frequenz		
	Hz	50
Elektrische Leistung bei		
- $\cos \varphi = 1$ und U_n	kW	99
- $\cos \varphi = 0,95$ und U_n	kW	99
- $\cos \varphi = 1$ und $U_n - 10 \%$	kW	99
- $\cos \varphi = 0,95$ und $U_n - 10 \%$	kW	99
Energiezufuhr (Brennstoff Erdgas)		
Gasanschlussdruck ¹⁶		
	mbar	20 - 50

¹² Daten für andere Aufstellbedingungen auf Anfrage

¹³ Die Leistungsanzeige im Display orientiert sich am Erzeugerzählpfeilsystem, nicht am Verbraucherzählpfeilsystem. Bei Leistungsabgabe (Einspeisung) wird die Leistung im Display mit positivem Vorzeichen angezeigt!

¹⁴ Berechnung gemäß DIN V 18599-9 mit Primärenergiefaktor Erdgas/Flüssiggas 1,1 und Strom 2,8 (EnEV 2014), der KWK-Deckungsanteil ist mit 1,0 angenommen.

¹⁵ Der Nutzungsgrad nach EnergieStV ist definiert als Quotient aus Summe erzeugter thermischer und mechanischer Leistung zur Summe der eingesetzten Energien und der eingesetzten Hilfsenergien.

¹⁶ Gasanschlussdruck ist entsprechend DVGW-TRGI 1986/96 der Gasfließdruck am Beginn der Gasregelstrecke.

O Übersicht Optimierungsergebnisse

Nr	Vers.-Struktur	Variante	Optimierung	Kosten [€]	CO2-Emissionen [kg]	Autarkie
0	Einzelgeb.	Referenz	-	48,248.37	107,820.46	0.00%
1	Einzelgeb.	1.0	Verbr.-Kosten	36,131.45	98,397.13	5.46%
2	Einzelgeb.	1.1	Verbr.-Kosten	31,319.94	91,044.34	10.13%
3	Quart. zentr.	1.0	Verbr.-Kosten	37,460.36	102,689.73	5.22%
4	Quart. zentr.	1.1	Verbr.-Kosten	32,648.37	95,336.20	9.70%
5	Quart. dez.	1.0	Verbr.-Kosten	37,460.36	102,689.73	5.22%
6	Quart. dez.	1.1	Verbr.-Kosten	32,648.37	95,336.20	9.70%
7	Einzelgeb.	1.0	CO2	36,131.45	98,397.13	5.46%
8	Einzelgeb.	1.1	CO2	31,436.38	91,044.34	10.43%
9	Quart. zentr.	1.0	CO2	37,460.36	102,689.73	5.22%
10	Quart. zentr.	1.1	CO2	32,788.20	95,336.20	10.05%
11	Quart. dez.	1.0	CO2	37,460.36	102,689.73	5.22%
12	Quart. dez.	1.1	CO2	32,648.49	95,336.20	9.70%
13	Einzelgeb.	2.0	Verbr.-Kosten	47,135.92	103,992.50	3.64%
14	Einzelgeb.	2.1	Verbr.-Kosten	41,013.29	82,804.40	25.70%
15	Quart. zentr.	2.0	Verbr.-Kosten	48,405.01	108,080.20	3.67%
16	Quart. zentr.	2.1	Verbr.-Kosten	42,068.92	86,162.28	25.43%
17	Quart. dez.	2.0	Verbr.-Kosten	48,405.01	108,080.20	3.67%
18	Quart. dez.	2.1	Verbr.-Kosten	42,081.93	86,201.12	25.45%
19	Einzelgeb.	2.0	CO2	47,135.92	103,992.50	3.64%
20	Einzelgeb.	2.1	CO2	41,013.29	82,804.40	25.70%
21	Quart. zentr.	2.0	CO2	48,405.01	108,080.20	3.67%
22	Quart. zentr.	2.1	CO2	42,068.92	86,162.28	25.43%
23	Quart. dez.	2.0	CO2	48,405.01	108,080.20	3.67%
24	Quart. dez.	2.1	CO2	42,081.93	86,201.12	25.45%
25	Einzelgeb.	3.0	Verbr.-Kosten	51,999.91	59,382.11	0.00%
26	Einzelgeb.	3.1	Verbr.-Kosten	43,388.69	59,426.74	0.00%
27	Einzelgeb.	3.2	Verbr.-Kosten	44,011.89	60,440.47	0.00%
28	Einzelgeb.	3.3	Verbr.-Kosten	43,388.69	59,426.74	0.00%
29	Quart. zentr.	3.0	Verbr.-Kosten	58,710.68	67,045.58	0.00%
30	Quart. zentr.	3.1	Verbr.-Kosten	48,105.55	67,099.49	0.00%
31	Quart. zentr.	3.2	Verbr.-Kosten	48,873.83	68,349.22	0.00%
32	Quart. zentr.	3.3	Verbr.-Kosten	48,105.55	67,099.49	0.00%
33	Quart. dez.	3.0	Verbr.-Kosten	53,525.78	61,124.60	0.00%
34	Quart. dez.	3.1	Verbr.-Kosten	44,461.86	61,172.41	0.00%
35	Quart. dez.	3.2	Verbr.-Kosten	45,117.50	62,238.92	0.00%
36	Quart. dez.	3.3	Verbr.-Kosten	44,461.86	61,172.42	0.00%
37	Einzelgeb.	3.0	CO2	51,999.91	59,382.11	0.00%
38	Einzelgeb.	3.1	CO2	43,388.69	59,426.74	0.00%
39	Einzelgeb.	3.2	CO2	44,011.89	60,440.47	0.00%
40	Einzelgeb.	3.3	CO2	43,388.70	59,426.74	0.00%
41	Quart. zentr.	3.0	CO2	58,710.68	67,045.58	0.00%
42	Quart. zentr.	3.1	CO2	48,105.55	67,099.49	0.00%
43	Quart. zentr.	3.2	CO2	48,873.83	68,349.22	0.00%
44	Quart. zentr.	3.3	CO2	48,105.55	67,099.49	0.00%

45	Quart. dez.	3.0	CO2	53,525.78	61,124.60	0.00%
46	Quart. dez.	3.1	CO2	44,461.86	61,172.41	0.00%
47	Quart. dez.	3.2	CO2	45,117.50	62,238.92	0.00%
48	Quart. dez.	3.3	CO2	44,461.87	61,172.44	0.00%
49	Einzelgeb.	4.0	Verbr.-Kosten	36,929.93	45,590.06	23.23%
50	Einzelgeb.	4.1	Verbr.-Kosten	27,653.20	41,057.17	31.46%
51	Einzelgeb.	4.2	Verbr.-Kosten	31,500.41	37,292.86	38.13%
52	Einzelgeb.	4.3	Verbr.-Kosten	24,207.43	37,075.23	38.75%
53	Quart. zentr.	4.0	Verbr.-Kosten	43,137.86	52,509.64	21.68%
54	Quart. zentr.	4.1	Verbr.-Kosten	31,870.61	47,496.47	29.77%
55	Quart. zentr.	4.2	Verbr.-Kosten	37,702.06	44,202.83	34.94%
56	Quart. zentr.	4.3	Verbr.-Kosten	28,607.79	43,981.04	35.52%
57	Quart. dez.	4.0	Verbr.-Kosten	38,336.99	47,156.79	22.85%
58	Quart. dez.	4.1	Verbr.-Kosten	28,612.69	42,527.07	31.02%
59	Quart. dez.	4.2	Verbr.-Kosten	32,902.57	38,852.10	37.36%
60	Quart. dez.	4.3	Verbr.-Kosten	25,201.09	38,628.22	37.97%
61	Einzelgeb.	4.0	CO2	36,929.93	45,590.06	23.23%
62	Einzelgeb.	4.1	CO2	28,140.42	41,052.51	31.83%
63	Einzelgeb.	4.2	CO2	31,563.46	37,292.86	38.45%
64	Einzelgeb.	4.3	CO2	25,268.86	36,767.97	39.37%
65	Quart. zentr.	4.0	CO2	43,137.86	52,509.64	21.68%
66	Quart. zentr.	4.1	CO2	32,485.37	47,460.33	30.50%
67	Quart. zentr.	4.2	CO2	37,702.06	44,202.83	34.94%
68	Quart. zentr.	4.3	CO2	29,762.14	43,625.70	36.12%
69	Quart. dez.	4.0	CO2	38,336.99	47,156.79	22.85%
70	Quart. dez.	4.1	CO2	29,037.94	42,521.51	31.02%
71	Quart. dez.	4.2	CO2	32,902.70	38,852.10	37.36%
72	Quart. dez.	4.3	CO2	26,337.37	38,313.26	39.22%
73	Einzelgeb.	5.0	Verbr.-Kosten	17,534.20	549,463.00	0.00%
74	Einzelgeb.	5.1	Verbr.-Kosten	17,094.69	423,065.61	0.00%
75	Einzelgeb.	5.2	Verbr.-Kosten	17,534.20	549,463.00	0.00%
76	Einzelgeb.	5.3	Verbr.-Kosten	13,087.77	130,205.03	0.00%
77	Quart. zentr.	5.0	Verbr.-Kosten	11,897.56	499,405.99	0.00%
78	Quart. zentr.	5.1	Verbr.-Kosten	11,897.56	499,405.99	0.00%
79	Quart. zentr.	5.2	Verbr.-Kosten	11,897.56	499,405.99	0.00%
80	Quart. zentr.	5.3	Verbr.-Kosten	11,421.70	143,550.72	0.00%
81	Quart. dez.	5.0	Verbr.-Kosten	13,137.36	206,577.86	0.00%
82	Quart. dez.	5.1	Verbr.-Kosten	12,806.18	180,751.22	0.00%
83	Quart. dez.	5.2	Verbr.-Kosten	13,137.36	206,577.86	0.00%
84	Quart. dez.	5.3	Verbr.-Kosten	12,968.30	193,331.32	0.00%
85	Einzelgeb.	5.0	CO2	53,464.34	402,197.02	0.00%
86	Einzelgeb.	5.1	CO2	29,359.74	120,691.79	0.00%
87	Einzelgeb.	5.2	CO2	53,464.34	402,197.02	0.00%
88	Einzelgeb.	5.3	CO2	23,025.21	107,468.13	0.00%
89	Quart. zentr.	5.0	CO2	28,386.63	311,174.16	0.00%
90	Quart. zentr.	5.1	CO2	23,570.17	140,172.91	0.00%
91	Quart. zentr.	5.2	CO2	28,386.63	311,174.16	0.00%
92	Quart. zentr.	5.3	CO2	18,205.97	132,841.65	0.00%
93	Quart. dez.	5.0	CO2	25,741.66	154,982.92	0.00%

94	Quart. dez.	5.1	CO2	25,657.39	232,852.69	0.00%
95	Quart. dez.	5.2	CO2	26,222.35	154,960.80	0.00%
96	Quart. dez.	5.3	CO2	27,328.58	149,254.27	0.00%
97	Einzelgeb.	6.0	Verbr.-Kosten	17,533.26	547,928.67	0.00%
98	Einzelgeb.	6.1	Verbr.-Kosten	17,094.83	423,096.13	0.00%
99	Einzelgeb.	6.2	Verbr.-Kosten	16,947.68	468,878.23	0.74%
100	Einzelgeb.	6.3	Verbr.-Kosten	13,118.25	127,565.95	2.56%
101	Quart. zentr.	6.0	Verbr.-Kosten	11,897.56	499,405.99	0.00%
102	Quart. zentr.	6.1	Verbr.-Kosten	11,897.56	499,405.99	0.00%
103	Quart. zentr.	6.2	Verbr.-Kosten	11,892.03	483,813.80	0.11%
104	Quart. zentr.	6.3	Verbr.-Kosten	11,421.87	143,508.34	0.00%
105	Quart. dez.	6.0	Verbr.-Kosten	13,107.22	202,669.36	0.21%
106	Quart. dez.	6.1	Verbr.-Kosten	12,942.51	190,414.65	0.43%
107	Quart. dez.	6.2	Verbr.-Kosten	13,105.19	200,035.13	0.37%
108	Quart. dez.	6.3	Verbr.-Kosten	12,987.98	193,370.89	0.53%
109	Einzelgeb.	6.0	CO2	126,728.10	151,237.07	3.82%
110	Einzelgeb.	6.1	CO2	34,144.04	78,841.63	26.13%
111	Einzelgeb.	6.2	CO2	90,952.56	143,055.50	3.22%
112	Einzelgeb.	6.3	CO2	35,388.10	80,726.27	25.72%
113	Quart. zentr.	6.0	CO2	96,083.82	149,275.64	3.43%
114	Quart. zentr.	6.1	CO2	34,421.31	81,628.75	26.07%
115	Quart. zentr.	6.2	CO2	61,790.21	128,508.24	3.28%
116	Quart. zentr.	6.3	CO2	27,103.27	77,914.21	25.83%
117	Quart. dez.	6.0	CO2	43,759.66	109,453.65	3.61%
118	Quart. dez.	6.1	CO2	29,876.48	79,311.47	25.85%
119	Quart. dez.	6.2	CO2	36,756.04	107,325.22	3.51%
120	Quart. dez.	6.3	CO2	29,466.36	79,126.92	25.82%

P Übersicht Performance Scores

Nr.	Vers.-Struktur	Variante	Optimierung	VK	CO2E	AG
0				0.00%	0.00%	0.00%
1	Einzelgeb.	1.0	Verbr.-Kosten	25.11%	8.74%	5.46%
2	Einzelgeb.	1.1	Verbr.-Kosten	35.09%	15.56%	10.13%
3	Quart. zentr.	1.0	Verbr.-Kosten	22.36%	4.76%	5.22%
4	Quart. zentr.	1.1	Verbr.-Kosten	32.33%	11.58%	9.70%
5	Quart. dez.	1.0	Verbr.-Kosten	22.36%	4.76%	5.22%
6	Quart. dez.	1.1	Verbr.-Kosten	32.33%	11.58%	9.70%
7	Einzelgeb.	1.0	CO2	25.11%	8.74%	5.46%
8	Einzelgeb.	1.1	CO2	34.84%	15.56%	10.43%
9	Quart. zentr.	1.0	CO2	22.36%	4.76%	5.22%
10	Quart. zentr.	1.1	CO2	32.04%	11.58%	10.05%
11	Quart. dez.	1.0	CO2	22.36%	4.76%	5.22%
12	Quart. dez.	1.1	CO2	32.33%	11.58%	9.70%
13	Einzelgeb.	2.0	Verbr.-Kosten	2.31%	3.55%	3.64%
14	Einzelgeb.	2.1	Verbr.-Kosten	15.00%	23.20%	25.70%
15	Quart. zentr.	2.1	Verbr.-Kosten	12.81%	20.09%	25.43%
16	Quart. dez.	2.1	Verbr.-Kosten	12.78%	20.05%	25.45%
17	Einzelgeb.	2.0	CO2	2.31%	3.55%	3.64%
18	Einzelgeb.	2.1	CO2	15.00%	23.20%	25.70%
19	Quart. zentr.	2.1	CO2	12.81%	20.09%	25.43%
20	Quart. dez.	2.1	CO2	12.78%	20.05%	25.45%
21	Einzelgeb.	3.1	Verbr.-Kosten	10.07%	44.88%	0.00%
22	Einzelgeb.	3.2	Verbr.-Kosten	8.78%	43.94%	0.00%
23	Einzelgeb.	3.3	Verbr.-Kosten	10.07%	44.88%	0.00%
24	Quart. zentr.	3.1	Verbr.-Kosten	0.30%	37.77%	0.00%
25	Quart. zentr.	3.3	Verbr.-Kosten	0.30%	37.77%	0.00%
26	Quart. dez.	3.1	Verbr.-Kosten	7.85%	43.26%	0.00%
27	Quart. dez.	3.2	Verbr.-Kosten	6.49%	42.28%	0.00%
28	Quart. dez.	3.3	Verbr.-Kosten	7.85%	43.26%	0.00%
29	Einzelgeb.	3.1	CO2	10.07%	44.88%	0.00%
30	Einzelgeb.	3.2	CO2	8.78%	43.94%	0.00%
31	Einzelgeb.	3.3	CO2	10.07%	44.88%	0.00%
32	Quart. zentr.	3.1	CO2	0.30%	37.77%	0.00%
33	Quart. zentr.	3.3	CO2	0.30%	37.77%	0.00%
34	Quart. dez.	3.1	CO2	7.85%	43.26%	0.00%
35	Quart. dez.	3.2	CO2	6.49%	42.28%	0.00%
36	Quart. dez.	3.3	CO2	7.85%	43.26%	0.00%
37	Einzelgeb.	4.0	Verbr.-Kosten	23.46%	57.72%	23.23%
38	Einzelgeb.	4.1	Verbr.-Kosten	42.69%	61.92%	31.46%
39	Einzelgeb.	4.2	Verbr.-Kosten	34.71%	65.41%	38.13%

40	Einzelgeb.	4.3	Verbr.-Kosten	49.83%	65.61%	38.75%
41	Quart. zentr.	4.0	Verbr.-Kosten	10.59%	51.30%	21.68%
42	Quart. zentr.	4.1	Verbr.-Kosten	33.94%	55.95%	29.77%
43	Quart. zentr.	4.2	Verbr.-Kosten	21.86%	59.00%	34.94%
44	Quart. zentr.	4.3	Verbr.-Kosten	40.71%	59.21%	35.52%
45	Quart. dez.	4.0	Verbr.-Kosten	20.54%	56.26%	22.85%
46	Quart. dez.	4.1	Verbr.-Kosten	40.70%	60.56%	31.02%
47	Quart. dez.	4.2	Verbr.-Kosten	31.81%	63.97%	37.36%
48	Quart. dez.	4.3	Verbr.-Kosten	47.77%	64.17%	37.97%
49	Einzelgeb.	4.0	CO2	23.46%	57.72%	23.23%
50	Einzelgeb.	4.1	CO2	41.68%	61.93%	31.83%
51	Einzelgeb.	4.2	CO2	34.58%	65.41%	38.45%
52	Einzelgeb.	4.3	CO2	47.63%	65.90%	39.37%
53	Quart. zentr.	4.0	CO2	10.59%	51.30%	21.68%
54	Quart. zentr.	4.1	CO2	32.67%	55.98%	30.50%
55	Quart. zentr.	4.2	CO2	21.86%	59.00%	34.94%
56	Quart. zentr.	4.3	CO2	38.31%	59.54%	36.12%
57	Quart. dez.	4.0	CO2	20.54%	56.26%	22.85%
58	Quart. dez.	4.1	CO2	39.82%	60.56%	31.02%
59	Quart. dez.	4.2	CO2	31.81%	63.97%	37.36%
60	Quart. dez.	4.3	CO2	45.41%	64.47%	39.22%
61	Einzelgeb.	5.3	CO2	52.28%	0.33%	0.00%
62	Einzelgeb.	6.1	CO2	29.23%	26.88%	26.13%
63	Einzelgeb.	6.3	CO2	26.65%	25.13%	25.72%
64	Quart. zentr.	6.1	CO2	28.66%	24.29%	26.07%
65	Quart. zentr.	6.3	CO2	43.83%	27.74%	25.83%
66	Quart. dez.	6.1	CO2	38.08%	26.44%	25.85%
67	Quart. dez.	6.2	CO2	23.82%	0.46%	3.51%
68	Quart. dez.	6.3	CO2	38.93%	26.61%	25.82%

Q Übersicht Values

Nr.	Vers.-Struktur	Variante	Optimierung	v(VK)	v(CO2E)	v(AG)
0	Referenz	-	-	-0.01	0.00	0.00
1	Einzelgeb.	1.0	Verbr.-Kosten	0.48	0.13	0.14
2	Einzelgeb.	1.1	Verbr.-Kosten	0.67	0.23	0.26
3	Quart. zentr.	1.0	Verbr.-Kosten	0.42	0.07	0.13
4	Quart. zentr.	1.1	Verbr.-Kosten	0.62	0.17	0.25
5	Quart. dez.	1.0	Verbr.-Kosten	0.42	0.07	0.13
6	Quart. dez.	1.1	Verbr.-Kosten	0.62	0.17	0.25
7	Einzelgeb.	1.0	CO2	0.48	0.13	0.14
8	Einzelgeb.	1.1	CO2	0.66	0.23	0.26
9	Quart. zentr.	1.0	CO2	0.42	0.07	0.13
10	Quart. zentr.	1.1	CO2	0.61	0.17	0.26
11	Quart. dez.	1.0	CO2	0.42	0.07	0.13
12	Quart. dez.	1.1	CO2	0.62	0.17	0.25
13	Einzelgeb.	2.0	Verbr.-Kosten	0.04	0.05	0.09
14	Einzelgeb.	2.1	Verbr.-Kosten	0.28	0.35	0.65
15	Quart. zentr.	2.1	Verbr.-Kosten	0.24	0.30	0.65
16	Quart. dez.	2.1	Verbr.-Kosten	0.24	0.30	0.65
17	Einzelgeb.	2.0	CO2	0.04	0.05	0.09
18	Einzelgeb.	2.1	CO2	0.28	0.35	0.65
19	Quart. zentr.	2.1	CO2	0.24	0.30	0.65
20	Quart. dez.	2.1	CO2	0.24	0.30	0.65
21	Einzelgeb.	3.1	Verbr.-Kosten	0.19	0.68	0.00
22	Einzelgeb.	3.2	Verbr.-Kosten	0.16	0.67	0.00
23	Einzelgeb.	3.3	Verbr.-Kosten	0.19	0.68	0.00
24	Quart. zentr.	3.1	Verbr.-Kosten	0.00	0.57	0.00
25	Quart. zentr.	3.3	Verbr.-Kosten	0.00	0.57	0.00
26	Quart. dez.	3.1	Verbr.-Kosten	0.15	0.65	0.00
27	Quart. dez.	3.2	Verbr.-Kosten	0.12	0.64	0.00
28	Quart. dez.	3.3	Verbr.-Kosten	0.15	0.65	0.00
29	Einzelgeb.	3.1	CO2	0.19	0.68	0.00
30	Einzelgeb.	3.2	CO2	0.16	0.67	0.00
31	Einzelgeb.	3.3	CO2	0.19	0.68	0.00
32	Quart. zentr.	3.1	CO2	0.00	0.57	0.00
33	Quart. zentr.	3.3	CO2	0.00	0.57	0.00
34	Quart. dez.	3.1	CO2	0.15	0.65	0.00
35	Quart. dez.	3.2	CO2	0.12	0.64	0.00
36	Quart. dez.	3.3	CO2	0.15	0.65	0.00
37	Einzelgeb.	4.0	Verbr.-Kosten	0.45	0.88	0.59
38	Einzelgeb.	4.1	Verbr.-Kosten	0.82	0.94	0.80
39	Einzelgeb.	4.2	Verbr.-Kosten	0.66	0.99	0.97
40	Einzelgeb.	4.3	Verbr.-Kosten	0.95	1.00	0.98

41	Quart. zentr.	4.0	Verbr.-Kosten	0.20	0.78	0.55
42	Quart. zentr.	4.1	Verbr.-Kosten	0.65	0.85	0.76
43	Quart. zentr.	4.2	Verbr.-Kosten	0.41	0.89	0.89
44	Quart. zentr.	4.3	Verbr.-Kosten	0.78	0.90	0.90
45	Quart. dez.	4.0	Verbr.-Kosten	0.39	0.85	0.58
46	Quart. dez.	4.1	Verbr.-Kosten	0.78	0.92	0.79
47	Quart. dez.	4.2	Verbr.-Kosten	0.61	0.97	0.95
48	Quart. dez.	4.3	Verbr.-Kosten	0.91	0.97	0.96
49	Einzelgeb.	4.0	CO2	0.45	0.88	0.59
50	Einzelgeb.	4.1	CO2	0.80	0.94	0.81
51	Einzelgeb.	4.2	CO2	0.66	0.99	0.98
52	Einzelgeb.	4.3	CO2	0.91	1.00	1.00
53	Quart. zentr.	4.0	CO2	0.20	0.78	0.55
54	Quart. zentr.	4.1	CO2	0.62	0.85	0.77
55	Quart. zentr.	4.2	CO2	0.41	0.89	0.89
56	Quart. zentr.	4.3	CO2	0.73	0.90	0.92
57	Quart. dez.	4.0	CO2	0.39	0.85	0.58
58	Quart. dez.	4.1	CO2	0.76	0.92	0.79
59	Quart. dez.	4.2	CO2	0.61	0.97	0.95
60	Quart. dez.	4.3	CO2	0.87	0.98	1.00
61	Einzelgeb.	5.3	CO2	1.00	0.00	0.00
62	Einzelgeb.	6.1	CO2	0.56	0.40	0.66
63	Einzelgeb.	6.3	CO2	0.51	0.38	0.65
64	Quart. zentr.	6.1	CO2	0.55	0.37	0.66
65	Quart. zentr.	6.3	CO2	0.84	0.42	0.66
66	Quart. dez.	6.1	CO2	0.73	0.40	0.66
67	Quart. dez.	6.2	CO2	0.45	0.00	0.09
68	Quart. dez.	6.3	CO2	0.74	0.40	0.66

R Übersicht Overall Performance Scores

Nr.	Vers.-Struktur	Variante	Optimierung	OPS
0	Referenz	-	-	0.00
1	Einzelgeb.	1.0	Verbr.-Kosten	0.23
2	Einzelgeb.	1.1	Verbr.-Kosten	0.36
3	Quart. zentr.	1.0	Verbr.-Kosten	0.19
4	Quart. zentr.	1.1	Verbr.-Kosten	0.32
5	Quart. dez.	1.0	Verbr.-Kosten	0.19
6	Quart. dez.	1.1	Verbr.-Kosten	0.32
7	Einzelgeb.	1.0	CO2	0.23
8	Einzelgeb.	1.1	CO2	0.36
9	Quart. zentr.	1.0	CO2	0.19
10	Quart. zentr.	1.1	CO2	0.32
11	Quart. dez.	1.0	CO2	0.19
12	Quart. dez.	1.1	CO2	0.32
13	Einzelgeb.	2.0	Verbr.-Kosten	0.06
14	Einzelgeb.	2.1	Verbr.-Kosten	0.44
15	Quart. zentr.	2.1	Verbr.-Kosten	0.40
16	Quart. dez.	2.1	Verbr.-Kosten	0.40
17	Einzelgeb.	2.0	CO2	0.06
18	Einzelgeb.	2.1	CO2	0.44
19	Quart. zentr.	2.1	CO2	0.40
20	Quart. dez.	2.1	CO2	0.40
21	Einzelgeb.	3.1	Verbr.-Kosten	0.31
22	Einzelgeb.	3.2	Verbr.-Kosten	0.30
23	Einzelgeb.	3.3	Verbr.-Kosten	0.31
24	Quart. zentr.	3.1	Verbr.-Kosten	0.22
25	Quart. zentr.	3.3	Verbr.-Kosten	0.22
26	Quart. dez.	3.1	Verbr.-Kosten	0.29
27	Quart. dez.	3.2	Verbr.-Kosten	0.28
28	Quart. dez.	3.3	Verbr.-Kosten	0.29
29	Einzelgeb.	3.1	CO2	0.31
30	Einzelgeb.	3.2	CO2	0.30
31	Einzelgeb.	3.3	CO2	0.31
32	Quart. zentr.	3.1	CO2	0.22
33	Quart. zentr.	3.3	CO2	0.22
34	Quart. dez.	3.1	CO2	0.29
35	Quart. dez.	3.2	CO2	0.28
36	Quart. dez.	3.3	CO2	0.29
37	Einzelgeb.	4.0	Verbr.-Kosten	0.66
38	Einzelgeb.	4.1	Verbr.-Kosten	0.86
39	Einzelgeb.	4.2	Verbr.-Kosten	0.90
40	Einzelgeb.	4.3	Verbr.-Kosten	0.98
41	Quart. zentr.	4.0	Verbr.-Kosten	0.54

42	Quart. zentr.	4.1	Verbr.-Kosten	0.76
43	Quart. zentr.	4.2	Verbr.-Kosten	0.76
44	Quart. zentr.	4.3	Verbr.-Kosten	0.87
45	Quart. dez.	4.0	Verbr.-Kosten	0.63
46	Quart. dez.	4.1	Verbr.-Kosten	0.84
47	Quart. dez.	4.2	Verbr.-Kosten	0.86
48	Quart. dez.	4.3	Verbr.-Kosten	0.95
49	Einzelgeb.	4.0	CO2	0.66
50	Einzelgeb.	4.1	CO2	0.86
51	Einzelgeb.	4.2	CO2	0.90
52	Einzelgeb.	4.3	CO2	0.98
53	Quart. zentr.	4.0	CO2	0.54
54	Quart. zentr.	4.1	CO2	0.76
55	Quart. zentr.	4.2	CO2	0.76
56	Quart. zentr.	4.3	CO2	0.86
57	Quart. dez.	4.0	CO2	0.63
58	Quart. dez.	4.1	CO2	0.83
59	Quart. dez.	4.2	CO2	0.86
60	Quart. dez.	4.3	CO2	0.95
61	Einzelgeb.	5.3	CO2	0.27
62	Einzelgeb.	6.1	CO2	0.54
63	Einzelgeb.	6.3	CO2	0.51
64	Quart. zentr.	6.1	CO2	0.52
65	Quart. zentr.	6.3	CO2	0.61
66	Quart. dez.	6.1	CO2	0.58
67	Quart. dez.	6.2	CO2	0.15
68	Quart. dez.	6.3	CO2	0.58

S Ranking der Energieversorgungskonzepte

Ranking-Platz	Vers.-Struktur	Variante	Optimierung	OPS
1	Einzelgebäude	4.3	Betriebskosten	0.980
2	Einzelgebäude	4.3	CO2	0.976
3	Quart. dez.	4.3	CO2	0.955
4	Quart. dez.	4.3	Betriebskosten	0.954
5	Einzelgebäude	4.2	CO2	0.897
6	Einzelgebäude	4.2	Betriebskosten	0.895
7	Quart. zentr.	4.3	Betriebskosten	0.867
8	Quart. dez.	4.2	CO2	0.865
9	Quart. dez.	4.2	Betriebskosten	0.865
10	Quart. zentr.	4.3	CO2	0.862
11	Einzelgebäude	4.1	Betriebskosten	0.857
12	Einzelgebäude	4.1	CO2	0.855
13	Quart. dez.	4.1	Betriebskosten	0.835
14	Quart. dez.	4.1	CO2	0.831
15	Quart. zentr.	4.2	Betriebskosten	0.763
16	Quart. zentr.	4.2	CO2	0.763
17	Quart. zentr.	4.1	Betriebskosten	0.762
18	Quart. zentr.	4.1	CO2	0.762
19	Einzelgebäude	4.0	Betriebskosten	0.661
20	Einzelgebäude	4.0	CO2	0.661
21	Quart. dez.	4.0	Betriebskosten	0.634
22	Quart. dez.	4.0	CO2	0.634
23	Quart. zentr.	6.3	CO2	0.613
24	Quart. dez.	6.3	CO2	0.581
25	Quart. dez.	6.1	CO2	0.576
26	Quart. zentr.	4.0	Betriebskosten	0.543
27	Quart. zentr.	4.0	CO2	0.543
28	Einzelgebäude	6.1	CO2	0.535
29	Quart. zentr.	6.1	CO2	0.517
30	Einzelgebäude	6.3	CO2	0.508
31	Einzelgebäude	2.1	Betriebskosten	0.436
32	Einzelgebäude	2.1	CO2	0.436
33	Quart. zentr.	2.1	Betriebskosten	0.404
34	Quart. zentr.	2.1	CO2	0.404
35	Quart. dez.	2.1	Betriebskosten	0.404
36	Quart. dez.	2.1	CO2	0.404
37	Einzelgebäude	1.1	CO2	0.360
38	Einzelgebäude	1.1	Betriebskosten	0.359
39	Quart. zentr.	1.1	CO2	0.319
40	Quart. dez.	1.1	CO2	0.317
41	Quart. zentr.	1.1	Betriebskosten	0.317
42	Quart. dez.	1.1	Betriebskosten	0.317

43	Einzelgebäude	3.1	Betriebskosten	0.312
44	Einzelgebäude	3.1	CO2	0.312
45	Einzelgebäude	3.3	Betriebskosten	0.312
46	Einzelgebäude	3.3	CO2	0.312
47	Einzelgebäude	3.2	Betriebskosten	0.300
48	Einzelgebäude	3.2	CO2	0.300
49	Quart. dez.	3.1	Betriebskosten	0.291
50	Quart. dez.	3.1	CO2	0.291
51	Quart. dez.	3.3	Betriebskosten	0.291
52	Quart. dez.	3.3	CO2	0.291
53	Quart. dez.	3.2	Betriebskosten	0.278
54	Quart. dez.	3.2	CO2	0.278
55	Einzelgebäude	5.3	CO2	0.269
56	Einzelgebäude	1.0	Betriebskosten	0.226
57	Einzelgebäude	1.0	CO2	0.226
58	Quart. zentr.	3.1	Betriebskosten	0.220
59	Quart. zentr.	3.3	Betriebskosten	0.220
60	Quart. zentr.	3.1	CO2	0.220
61	Quart. zentr.	3.3	CO2	0.220
62	Quart. zentr.	1.0	Betriebskosten	0.186
63	Quart. dez.	1.0	Betriebskosten	0.186
64	Quart. zentr.	1.0	CO2	0.186
65	Quart. dez.	1.0	CO2	0.186
66	Quart. dez.	6.2	CO2	0.153
67	Einzelgebäude	2.0	Betriebskosten	0.061
68	Einzelgebäude	2.0	CO2	0.061
69	Referenz	-	-	-0.003