

Abschlussbericht zum Verbundprojekt

4D Energie – Nachhaltige Erhöhung der Energieeffizienz in Quartieren durch Digitalisierung und selbstlernende Steuerung der Energieinfrastruktur

Akronym: 4D-Energie

Förderkennzeichen: 03EN3035 A-D

Laufzeit: 01.03.2021 – 31.07.2023

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt beim Autor

Projektkonsortium:

- Tilia GmbH FKZ 03EN3035A
- PAL Prozessautomation Leipzig GmbH & Co. KG FKZ 03EN3035B
- KET Kirpal Energietechnik GmbH Anlagenbau & Co. KG FKZ 03EN3035C
- Hochschule für Technik, Wirtschaft und Kultur Leipzig FKZ 03EN3035D

HTWK Hochschule für Technik,
Wirtschaft und Kultur Leipzig

KET Kirpal Energietechnik
GmbH Anlagenbau & Co.KG

PAL
Prozessautomation Leipzig GmbH & Co. KG

tilia

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	I
Abkürzungsverzeichnis.....	I
Abbildungsverzeichnis.....	III
Tabellenverzeichnis.....	V
I. Kurzfassung.....	6
1 Aufgabenstellung und Stand der Wissenschaft und Technik	6
2 Ablauf des Vorhabens.....	6
3 Ergebnisse.....	7
II. Darstellung	8
4 Aufgabenstellung.....	8
5 Voraussetzungen zu Projektbeginn	9
6 Planung und Ablauf des Vorhabens	10
6.1 Projektstruktur	10
6.2 Demonstrationsquartier Schkeuditz.....	12
7 Stand von Wissenschaft und Technik bei Projektbeginn.....	13
III. Eingehende Darstellung.....	16
8 Projektergebnis und Abgleich mit den Zielen	16
8.1 Übersicht über Projektziele und Meilensteine.....	16
8.2 Teilprojekt PROZESS.....	16
8.2.1 Analyse, Beschreibung und Systematisierung der komplexen sektorübergreifenden Quartiersversorgungssysteme.....	17
8.2.2 Wirkung und Reaktionen des Abnahme-/Einspeiseverhalten.....	19
8.2.3 Mathematische Beschreibung der technisch-wirtschaftlichen Zusammenhänge.	22
8.2.4 Ableitung geeigneter Vertrags- und Abrechnungsmodelle	22
8.2.5 Technische Auslegung der Erzeuger- und Verbrauchereinheiten, die für die Einbindung in das Gesamtsystem erforderlich sind.	22
8.3 Teilprojekt BRAIN.....	23
8.3.1 Grobkonzeptionierung der energetischen Modelle	23
8.3.2 Methoden für die intelligente Steuerung.....	24
8.3.3 Grundlagen der Wärmeprognose	24
8.3.4 Mathematische Betrachtung des Wärmespeichers	28
8.3.5 Ermittlung der Nodes.....	33

8.3.6	Gewinnermittlung der Wärmeerzeugung.....	35
8.3.6.1	Kosten und Erlöse des Aggregattyps BHKW.....	36
8.3.6.2	Kosten und Erlöse des Aggregattyps Kessel.....	38
8.3.6.3	Gesamtgewinn	39
8.3.7	Ermittlung des Steuerungskerns und der KI-Infrastruktur	41
8.3.7.1	PredictedDemand	41
8.3.7.2	ChangePattern.....	43
8.3.7.3	EconomyPattern.....	45
8.3.7.4	PerformancePattern.....	48
8.4	Teilprojekt SICHERHEIT	50
8.4.1	Zielstellung.....	50
8.4.2	Konzeption, Einkauf, Entwicklung/Bau, Inbetriebnahme.....	51
8.4.2.1	Anlagentechnik	51
8.4.2.2	IT-Infrastruktur	52
8.4.3	Einspielen und Tests und Analyse der entwickelten Software	54
8.4.4	Zusammenfassung und Ausblick.....	55
8.5	Teilprojekt SCHNITTSTELLEN	55
8.5.1	Zielstellung.....	55
8.5.2	Anforderungen der Systemschnittstellen	56
8.5.3	Entwicklung MSR-Konzept.....	58
8.5.3.1	Schnittstelle Feldebene – Steuerungsebene.....	58
8.5.3.2	Schnittstelle SPS – Leitsystem	59
8.5.3.3	Schnittstelle Leitsystem – KI.....	60
8.5.4	Implementierung der automatischen Schnittstellenauswahl	60
8.5.5	Implementierung der automatischen Zustandsüberwachung	61
8.6	Teilprojekt Datenbank/Mensch-Maschinen-Interface	63
8.6.1	Zielstellung.....	63
8.6.2	Entwicklung von Datenbankmodellen	63
8.6.3	Entwicklung Kommunikation und das Mensch-Maschine-Interface zur Interaktion mit den Nutzern.....	64
9	Auswertungsergebnisse für das Referenzobjekt in Schkeuditz.....	66
9.1	Regression der standortspezifischen SigLinDe-Profile	66
9.2	Wirkungsgradermittlung	70
9.3	Leistungskombinationen	76

9.4	Energieabhängige Gewinne.....	77
9.5	Fahrweisengeneration.....	81
9.6	Speicherverhalten	87
9.7	Einfluss Start- und Stoppkosten auf die generierten Fahrweisen	90
9.8	Gewinne bei Parametervariation	93
10	Zahlenmäßiger Nachweis.....	101
11	Verwertbarkeit.....	103
11.1	Wissenschaftliche Verwertbarkeit.....	103
11.2	Wirtschaftliche Verwertbarkeit	103
12	Fortschritte auf dem Gebiet des Vorhabens.....	104
13	Veröffentlichungen	104
	Literaturverzeichnis	VI

Abkürzungsverzeichnis

AP	Arbeitspaket
BA	Bachelorarbeit
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BHKW	Blockheizkraftwerk
CO. KG	Compagnie Kommanditgesellschaft
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
CP	ChangePattern
CSV	comma-separates-values
DB	Datenbank
DDoS	Distributed Denial of Service (dt.: dezentralisierte Verweigerung des Dienstes)
DENU	Digitale Energienutzung zur Erhöhung der Energieeffizienz durch interaktive Vernetzung
DWD	Deutscher Wetterdienst
EP	EconomyPattern
EZ	Energiezentrale
EZE	Energiezentraleinheit
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
HS	Brennwert
HTWK	Hochschule für Technik, Wirtschaft und Kultur Leipzig
ID	Identifikationsnummer
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologien
IoT	Internet of Things
IPC	Industrie-PC
IT	Informationstechnik/Informationstechnologie
KET	Kirpal Energietechnik GmbH Anlagenbau & Co. KG
KI	Künstliche Intelligenz
KNN	Künstliche Neuronale Netze
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MA	Masterarbeit

MKQ	Methode der kleinsten Quadrate
MMI	Mensch-Maschine-Interface
MOS	Model-Output-Statistics
MOSMIX	Statistisch optimierte Wettervorhersagen
MS	Meilenstein
MSR	Mess-, Steuerungs- und Regelungstechnik
OTC	Over the Counter
PAL	Prozessautomation Leipzig GmbH & Co. KG
PD	Predicted Demand
PEGAS	Pan-Europäisches Angebot für Gasprodukte
PP	PerformancePattern
PV	Photovoltaik
RAID	Redundant Array of Independent Disks (dt.: redundante Anordnung unabhängiger Festplatten)
RL	Rücklauf
RTU	Remote Terminal Unit (dt.: entfernte Terminaleinheit)
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition (dt.: Konzept zur Überwachung und Steuerung techn. Prozesse)
SigLinDe	Sigmoid-Funktion mit linearer Degression (nach BDEW)
SPS	Speicherprogrammierbare Steuerung
TCP	Transmission Control Protocol (dt.: Übertragungssteuerungsprotokoll)
TP	Teilprojekt
VL	Vorlauf
VNG	Verbundnetz Gas
VPN	Virtual Private Network (dt.: virtuelles privates Kommunikationsnetz)

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Projektlogo	8
Abbildung 2: Übersicht der Arbeitspakete	11
Abbildung 3: Lean Development Cycle.....	12
Abbildung 4: Meilensteinplan.	16
Abbildung 5: Technologien dezentraler Energiesysteme	18
Abbildung 6: Energiebilanzmodell.....	19
Abbildung 7: Grobkonzept der Steuerung.....	23
Abbildung 8: Darstellung der linearen und sigmoidalen Profilkfunktionen.....	26
Abbildung 9: Darstellung der objektspezifischen wochenstündlichen Korrekturfaktoren	28
Abbildung 10: Berechnetes Temperaturprofil des Wärmespeichers	32
Abbildung 11: Änderung des Speicherfüllstands	34
Abbildung 12: Speicherhüllkurve	35
Abbildung 13: Aktivitätendiagramm „Wärmebedarf prognostizieren“ im PredictedDemand.	42
Abbildung 14: Aktivitätendiagramm „Wärmemessdaten aufbereiten“ im PredictedDemand.	43
Abbildung 15: Aktivitätendiagramm „Nodes berechnen“ im ChangePattern.....	44
Abbildung 16: Aktivitätendiagramm "wirtschaftlichste Nodes finden" im EconomyPattern ..	46
Abbildung 17: Aktivitätendiagramm „Fahrweise generieren“ im PerformancePattern.....	49
Abbildung 18: Einbindungskonzept für Neu- und Bestandssysteme	53
Abbildung 19: Schematischer Aufbau des Gesamtsystems mit Verteilung der sicherheitsrelevanten Aufgaben.....	54
Abbildung 20: Automatisierungspyramide für den Aufbau des Steuersystems der Bestandsanlage Schkeuditz	56
Abbildung 21: Eventbasierte Datenaufzeichnung und Reduzierung in feste Zeitscheiben.....	60
Abbildung 22: Auszug aus der Wärmespeicherbetrachtung des Monitoring Dashboards	61
Abbildung 23: Ishikawa-Diagramm industrieller Warmwasserkessel	62
Abbildung 24: Prinzipschema Betriebsdatenübergabe und Fahrplanübernahme	64
Abbildung 25: Vervielfältigung von Panelvorlagen	65
Abbildung 26: Basispanel für die Grunddarstellung eines Kessels.....	65
Abbildung 27: Aufbereitete Messdaten der gelieferten normierten Wärmemenge	67
Abbildung 28: SigLinDe-Profil für die Messdaten der gelieferten normierten Wärmemenge	68
Abbildung 29: Gegenüberstellung der SigLinDe-Profile nach Einführung des zusätzlichen Normierungsfaktors.....	69
Abbildung 30: Streuung der Residuenquadrate zwischen den SigLinDe-Profilen.....	70
Abbildung 31: Thermischer Wirkungsgrad von BHKW1	72
Abbildung 32: Elektrischer Wirkungsgrad von BHKW1	73
Abbildung 33: Thermischer Wirkungsgrad von BHKW2	73
Abbildung 34: Elektrischer Wirkungsgrad von BHKW2	74
Abbildung 35: Thermischer Wirkungsgrad von Kessel1	75
Abbildung 36: Gewinne der BHKWs in Abhängigkeit der thermischen Leistung	79
Abbildung 37: Gewinne des Kessels in Abhängigkeit der thermischen Leistung	79
Abbildung 38: Maximaler Profit in Abhängigkeit der thermischen Leistung	81
Abbildung 39: Übersicht der initialen Nodes	82
Abbildung 40: Fahrweisenzusammensetzung mit Node-Kandidaten	83

Abbildung 41: Übersicht der ermittelten Fahrweisenkandidaten.....	84
Abbildung 42: Übersicht der Gesamtprofite der Fahrweisenkandidaten	85
Abbildung 43: Darstellung der ökonomischsten Fahrweise als Aggregat-Sollleistungen.....	86
Abbildung 44: Resultierendes Speicherverhalten über den Prognosehorizont.....	89
Abbildung 45: Fahrweise der Aggregate ohne Start- und Stoppkosten	92
Abbildung 46: Fahrweise der Aggregate mit Start- und Stoppkosten	92
Abbildung 47: Maximaler Profit bei Abschaltkosten von 30€ für BHKW1	94
Abbildung 48: Maximaler Profit bei Abschaltkosten von 30€ für BHKW2	95
Abbildung 49: Maximaler Profit bei Abschaltkosten von 30€ für beide BHKW's.....	96
Abbildung 50: Maximaler Profit ohne Abschaltkosten.....	97
Abbildung 51: Maximaler relativer Profit bei doppelten Wärmeerlösen.	97
Abbildung 52: Maximaler Profit bei doppelten KWK-Index	98
Abbildung 53: Maximaler relativer Profit bei doppelten KWK-Index.....	99
Abbildung 54: Maximaler relativer Profit bei variierten Inputparametern.....	100

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Relevante Kosten- und Erlöspositionen pro Aggregattyp	36
Tabelle 2: Auswertung der Fehler- bzw. Residuenquadrate der Messdaten zum erzeugten SigLinDe-Profil bei Normierung des Wärmebedarfs über den Referenzwärmebedarf bei 8°C Allokationstemperatur.....	68
Tabelle 3: Auswertung der Fehler- bzw. Residuenquadrate der Messdaten zum erzeugten SigLinDe-Profil bei Normierung des Wärmebedarfs über die Anzahl der versorgten Wohneinheiten und den Referenzwärmebedarf bei 8°C Allokationstemperatur.	69
Tabelle 4: Aggregatspezifikationen des Projektes	71
Tabelle 5: Datenblattangaben für Wirkungsgradfunktionen je Aggregat.....	71
Tabelle 6: Vergleich der Wirkungsgrade bei Berechnung mittels Polynom 1. oder 2. Ordnung und 63 kW thermischer Leistung.	74
Tabelle 7: Minimale und maximale thermische Leistung der vorliegenden Wärmeerzeuger aus dem jeweiligen Datenblatt.	76
Tabelle 8: Ausschnitt der resultierenden Leistungskombinationen aus Schritt 1.2	77
Tabelle 9: Ökonomische Inputwerte zur Gewinnermittlung sowie ihre Einheit	77
Tabelle 10: Ausschnitt aus den resultierenden zeitabhängigen Profiten als Erweiterung der Leistungskombinationsmatrix für das Beispiel 150 kW thermische Leistung.	78
Tabelle 11: Ökonomischste Fahrweise in ihre Aggregat-Sollleistungen übersetzt.....	87
Tabelle 12: Ausschnitt der Leistungsänderungsmatrix von BHKW1 mit pauschalen Kosten für das Ausschalten des BHKWs in €.	90
Tabelle 13: Ausschnitt der Leistungsänderungsmatrix von Kessel1 mit pauschalen Kosten für das Anschalten des Kessels in €.	91

I. Kurzfassung

1 Aufgabenstellung und Stand der Wissenschaft und Technik

Ziel des Projektes war die nachhaltige Erhöhung der Energieeffizienz in städtischen Quartieren (insbesondere auch im Bestand) durch Optimierung der Einsatzsteuerung, Vernetzung sowie der Wartung und Instandhaltung von Erzeugungs-, Verbraucher- und Speichereinheiten. Die Basis dazu sollen intelligente, selbstlernende Algorithmen bilden, die in Abhängigkeit von volatilen Einflussgrößen wie bspw. dem Wetter oder den Energiemarkt prädiktiv agieren und sich selbstständig an sich langfristig ändernde Randbedingungen wie bspw. dem nutzerspezifischen Verbrauchsverhalten adaptieren.

Für die in der Zielsetzung beschriebene übergreifende Systematik war zu Projektbeginn weltweit keine technische Basis vorhanden. Die bisher bekannten Lösungen für das beschriebene Anwendungsziel waren entweder zu kleinteilig (nur ein Gebäude bzw. eine homogene Gebäude-/Wohnungsgruppe umfassend), betrachteten isoliert nur einzelne oder wenige Sektoren des Energiesystems, oder waren proprietär nur auf einzelne Anbieter/Versorger bzw. zentrale Gebäudeeigner/Vermieter zugeschnitten. Das angestrebte System sollte demgegenüber für Quartiere mit heterogenem Gebäudebestand geeignet sein, sektorkoppeld-funktional integriert und zugleich herstellerübergreifend offen sein.

Softwareseitig wurde der Ansatz der Mikrodienstinfrastruktur verfolgt, um ein hohes Maß an Ausfall- und damit Versorgungssicherheit, Skalierbarkeit und funktionaler Erweiterbarkeit zu gewährleisten. Zur Vorhersage des Wärmebedarfs wurde auf dem aus der Gasallokation stammende Standardlastprofilverfahren aufgebaut. Dabei wurde ein Algorithmus entwickelt, anhand dessen aus Messdaten der Wärmemenge objektspezifische Aussagen zur zukünftigen Wärmenachfrage getroffen werden können. Seitens der Datenkommunikation waren auf der betrachteten Leistungsebene branchenspezifisch standardisierte Übertragungsprotokolle für den objektübergreifenden Datenaustausch bis dato nicht vorgeschrieben und auch nicht als Quasi-Standard etabliert. Damit boten sich als zu definierende Schnittstelle ein offener Lösungsraum internetbasierter Datenübertragungsprotokolle an.

2 Ablauf des Vorhabens

Das Forschungsvorhaben teilt sich inhaltlich in die fünf Teilprojekte BRAIN, PROZESS, SICHERHEIT, SCHNITTSTELLEN und DATENBANK/MMI auf, die von den verschiedenen Projektpartnern bearbeitet wurden.

Für die Projektumsetzung wurde das Projekt in drei Phasen eingeteilt. Zunächst wurde im Rahmen der Konzeptionsphase mittels klassischer Projektmanagementmethoden die Grundlagendefinition und Konzeption vorangetrieben. Im Anschluss an die Konzeptionsphase wurde in der Phase der Softwareentwicklung auf agile Scrum-Methoden zurückgegriffen. Diese Phase endete im Dezember 2022 mit dem ersten Testbetrieb der Software in der Pilotanlage. Das Team vereinbarte für den Testbetrieb eine Mindestlaufzeit von 48 Stunden,

welcher erfolgreich durchlaufen werden konnte und als Proof-of-Concept für das Gesamtsystem diente. Ab dem Zeitpunkt des Testbetriebs wurde auf Methoden des Lean Development zurückgegriffen. Ziel dieser Methode ist es die Software in kurzen Zyklen zu testen, um Daten zu sammeln. Die gesammelten Daten wurden im zweiwöchentlichen Rhythmus anschließend im Team ausgewertet, Verbesserungsmöglichkeiten identifiziert und umgesetzt, so dass der nächste Testzyklus beginnen konnte.

3 Ergebnisse

Im Rahmen des Vorhabens wurden mehrere Ergebnisse erzielt. Zum einen ist es gelungen, eine Methode zur Vorhersage des Wärmebedarfs eines Bestandsgebäudes anhand von automatisiert erzeugten, individualisierten Lastprofilen zu entwickeln. Über verschiedene Testbetriebe konnte der viertelstündliche Wärmebedarf mit einem mittleren Fehler von etwa 3,5 % bzw. 11 kW bei einer Standardabweichung von rund 44 % bzw. 33,6 kW vorhergesagt werden.

Zum anderen wurden Algorithmen zur wirtschaftlichen Bewertung der Energieerzeuger entwickelt, anhand derer Analysen über die erwarteten Gewinne in Abhängigkeit des Einsatzes verschiedener Erzeugerkombinationen unter Berücksichtigung von betreiber- und marktspezifischen Rahmenbedingungen durchgeführt werden können. Die daraus gewonnenen Erkenntnisse können in der Einsatzplanung und zukünftigen Ausbauentscheidungen verwertet werden.

Sowohl die technische als auch die wirtschaftliche Bewertung sind innerhalb eines Gesamtsystems zusammengefasst, mit dessen Hilfe die Ermittlung aller möglichen Betriebsweisen von Energieerzeugern innerhalb eines Prognosezeitraums durchgeführt und eine informierte Auswahl der betriebswirtschaftlich attraktivsten Fahrweise getroffen werden kann. Das System bietet dabei durch den Ansatz der Mikrodienstarchitektur ein hohes Maß an Ausfallsicherheit, Skalierbarkeit und eine dezentralisierte Berechnung.

Weiterhin ist es gelungen, eine Datenschnittstelle zu integrieren, mit deren Hilfe die ermittelten Fahrpläne als SOLL-Leistungen in das Leitsystem der Energiezentrale übertragen und im realen Betrieb angesteuert werden können. Dadurch konnten mehrere Testbetriebe zur Validierung des Gesamtkonzepts durchgeführt, etwaige Softwarefehler behoben und die Quartiere erfolgreich mit Wärme versorgt werden.

II. Darstellung

4 Aufgabenstellung

Während bisher die Stromwende im Fokus eines nachhaltigen Energiesystems stand, rückt nun die Wärmewende stärker in den Vordergrund. Dies macht insofern Sinn, da der Anteil des Stroms am Gesamtenergieverbrauch lediglich etwa 25 % beträgt. Die Wärme macht jedoch etwa 50 % aus. Somit sind hierfür der Primärenergiebedarf und die CO₂-Emissionen deutlich größer, genauso wie immense Einsparpotenziale, welche zum großen Teil noch nicht erschlossen sind. Bisher fand die Optimierung hauptsächlich auf Einzelgebäudeebene statt, sodass die Potenziale, die in einer Vernetzung vieler Gebäude mit unterschiedlichsten Bedarfs-, Speicher- und Erzeugungsprofilen nutzbar sind bislang so gut wie noch nicht erschlossen wurden.

Ziel des Projektes war die Entwicklung einer Systematik für intelligentes Datenmanagement, die erhebliche Energieeffizienzpotenziale in städtischen Quartieren erschließt. Hierzu sollte eine selbststeuernde Vernetzung unterschiedlicher Verbrauchsprofile genutzt werden. Darunter öffentliche Liegenschaften, Wohngebäude, Gewerbe und Industrie, sowie diverse Erzeugungsmöglichkeiten von Strom und Wärme, kombiniert mit geeigneten Speichern, und der Mobilitätssektor.

Um alle Bedarfe und Erzeugungsmöglichkeiten unter Nutzung geeigneter Speichertechnologien effektiv auf Quartiersebene in Übereinstimmung zu bringen, bedarf es einer selbstlernenden und intelligenten Steuerungssystematik, die im Rahmen dieses Projektes zu entwickeln war.



Abbildung 1 : „Im Energiemarkt stehen die Zeichen auf Veränderung. Dekarbonisierung, Dezentralisierung, Demokratisierung und Digitalisierung entfalten ihre Kräfte.“ [1]

Wie der Titel des Projekts **4D-Energie** zum Ausdruck bringt, widmete sich der Projektansatz der notwendigen technischen und methodischen Basis, um den drei Makrotrends der

Energiebranche **Dezentralisierung**, **Dekarbonisierung** und **Digitalisierung** die zusätzliche Dimension der **Demokratisierung** praxisgerecht hinzuzufügen. Die einer permanent koordinierten Steuerung unterliegende Sphäre des Energiesystems wird von den etablierten Energieversorgern auf die Ebene der Betreiber von dezentralen Anlagen ausgedehnt. [2, 3] Dieses Potenzial lässt sich nur wirtschaftlich erschließen, indem die Koordination durch selbstlernende Methoden der künstlichen Intelligenz (KI) automatisiert wird.

Ziel des Projektes war die nachhaltige Erhöhung der Energieeffizienz in städtischen Quartieren (insbesondere auch im Bestand) durch Optimierung der Einsatzsteuerung, Vernetzung sowie der Wartung und Instandhaltung von Erzeugungs-, Verbraucher- und Speichereinheiten. Die Basis bilden intelligente, selbstlernende Algorithmen, die sich an ändernde Randbedingungen selbstständig adaptieren.

Hierfür wurde ein modularer Steuerungskern entwickelt, welcher den Wärmebedarf prognostiziert, die im Energiesystem verbauten Erzeugungsanlagen und Speicher anhand derer Sensordaten analysiert. Daraufhin wird eine 15-Minuten scharfe Fahrweise für 24 Stunden generiert, nach welcher die Erzeugungsanlagen gesteuert werden. Alle Algorithmen laufen dezentral ab und werden jede Viertelstunde wiederholt, um auf veränderte Variablen reagieren zu können. Im Projekt wurde die Funktionalität der 4D-Steuerung anhand einer Liegenschaft erprobt.

5 Voraussetzungen zu Projektbeginn

Vor Projektstart war am Markt kein System verfügbar, welches angebots- und bedarfsabhängig unterschiedliche Energiequellen unter Berücksichtigung von Kosten und Erlösen sowie einer optimierten Speicherauslastung kostenreduziert einsetzt. Bisher werden bei Verfügbarkeit mehrerer Energiequellen lokale, reaktive Steuerungen eingesetzt. Diese einfachen Steuerungen sind i. A. jedoch weder auf das aktuelle und prognostizierte Angebot der einzelnen Energieträger noch den aktuellen bzw. prognostizierten Bedarf angepasst. Zudem sind heute verfügbare Lösungen zum Teil beschränkt auf geschlossene Systeme einzelner Hersteller und i. d. R. nur auf das Management von Wärmepumpen in Verbindung mit PV-Anlagen zur Maximierung der Eigenstromnutzung bezogen. Fortschrittliche Energiesysteme v. a. in der Altbausanierung werden aber zunehmend aus mehreren Wärmeerzeugern – z. B. Wärmepumpe plus Spitzenlastbrennwertkessel, ergänzt mit Solarthermie und/oder Solarstrom – kombiniert. Eine herstellerübergreifende Steuerung, die einen kostenoptimierten und sicheren Betrieb sicherstellt, ist hierfür am Markt nicht verfügbar.

Die Projektpartner brachten folgende Kompetenzen und Vorarbeiten in das Projekt ein:

Tilia GmbH

Tilia war mit Beratungs- und Planungsleistungen in den Teilprojekten BRAIN, PROZESS und SCHNITTSTELLEN involviert. Gleichzeitig fungierte Tilia und deren Tochtergesellschaften mit eigenen Anlagen als Anwender und Nutzer der neu entwickelten Systematik. Auch Akquise und Sales gehörten zu den Aufgaben im Projekt.

PAL Prozessautomation Leipzig GmbH & Co. KG

PAL war in den Teilprojekten SICHERHEIT und DATENBANK/MMI für die technische Planung und Ausstattung der Zentrale, die technische Ausstattung der Mandanten und den sicheren technischen Betrieb des Projektes zuständig. Im Bereich der Softwareentwicklung wurde die HTWK unterstützt.

KET Kirpal Energietechnik GmbH Anlagenbau & Co. KG

KET hat viele technische Aufgaben in den Teilprojekten PROZESS und SCHNITTSTELLEN durchgeführt. Dazu gehören sowohl die technische Ausstattung der Mandanten als auch notwendige technische Anpassungen. Auch Speicher-Installationen oder Installationen von Ergänzungs-Produktion (Bsp. Solar/BHKW/...) wurden durch KET realisiert.

HTWK Hochschule für Technik, Wirtschaft und Kultur Leipzig

Die HTWK als beteiligter Forschungspartner stellte zum einen Wissenschaftler und Studierende für das Projekt bereit und hielt zum anderen für das Konsortium relevante Ressourcen im Forschungsbereich vor. Vorrangig IKT- und technische Entwicklungen für die Teilprojekte BRAIN, SICHERHEIT und DATENBANK/MMI wurden durch die HTWK realisiert.

6 Planung und Ablauf des Vorhabens

6.1 Projektstruktur

Projektstart war der 01.03.2020.

Für die Gesamtprojektplanung wurde das Projekt in fünf Teilprojekte untergliedert, welche sich unter den Projektpartnern wie folgt aufteilen:

- TP BRAIN *Tilia*, HTWK
- TP PROZESSE *Tilia*, KET
- TP SICHERHEIT PAL, HTWK
- TP SCHNITTSTELLEN *Tilia*, KET
- TP DATENBANK/MMI PAL, HTWK

Auf Basis dieser Teilprojekte wurde der Projektstrukturplan mit den folgenden Inhalten entwickelt:

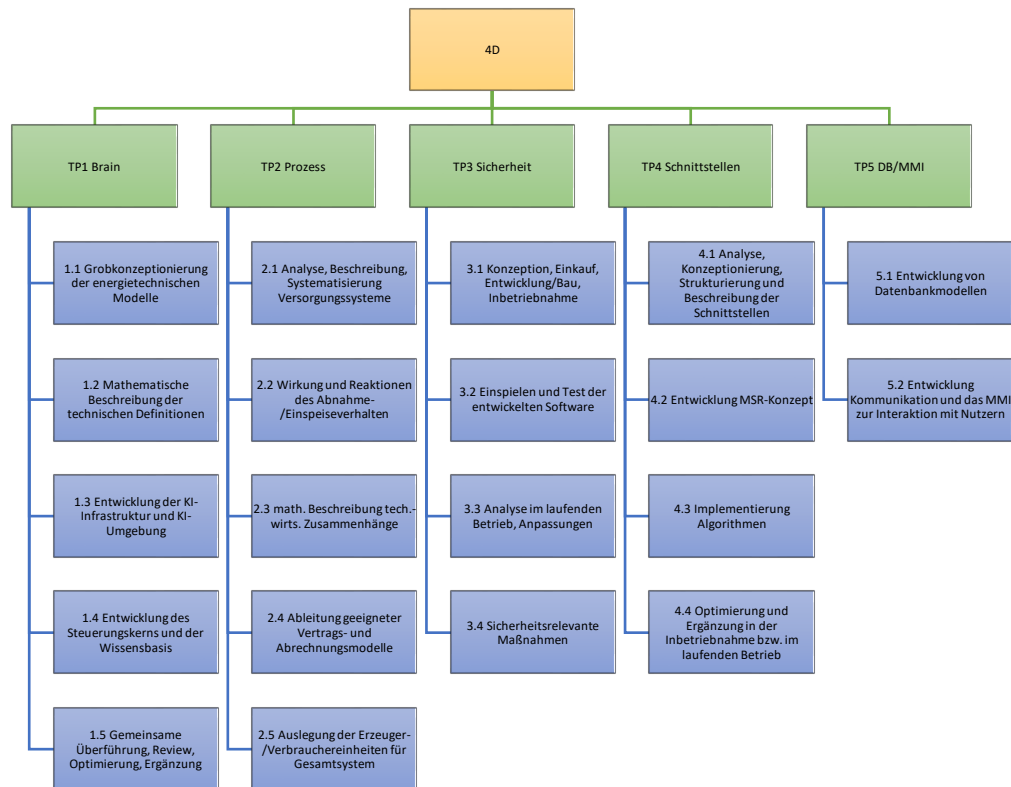


Abbildung 2: Übersicht der Arbeitspakete

Für die Projektumsetzung wurde das Projekt in drei Phasen eingeteilt. Zunächst wurde im Rahmen der Konzeptionsphase mittels klassischer Projektmanagementmethoden die Grundlagendefinition und Konzeption vorangetrieben.

Im Anschluss an die Konzeptionsphase wurde in der Phase der Softwareentwicklung auf agile Methoden zurückgegriffen. So wurde beispielsweise die Scrum Methodik eingesetzt und innerhalb von vier Wochen Sprints, in einem iterativen Vorgehen, die Software entwickelt. Diese Phase endete im Dezember 2022 mit dem ersten Testbetrieb der Software in der Pilotanlage. Das Team vereinbarte für den Testbetrieb eine Mindestlaufzeit von 48 Stunden, Ziel war es ein Mindestset an Daten zu generieren und zwei 24 Stunden-Zyklen zu durchlaufen. Zusätzlich wurden Abschaltkriterien definiert, welche zum sofortigen Abschalten der KI-Software führten, wie beispielsweise Gefährdung der Anlagen- und der Versorgungssicherheit. Als Fallbackoption für die KI-Software diente konventionelle Steuerung durch das Leitsystem (SPS).

Ab dem Zeitpunkt des Testbetriebs wurde auf Methoden des Lean Development zurückgegriffen. Ziel dieser Methode ist es die Software in kurzen Zyklen zu testen, um Daten zu sammeln. Die gesammelten Daten wurden im zweiwöchentlichen Rhythmus anschließend im Team ausgewertet und es wurden Hypothesen aufgestellt. Diese wurden im Team priorisiert und umgesetzt, so dass der nächste Testzyklus beginnen konnte.

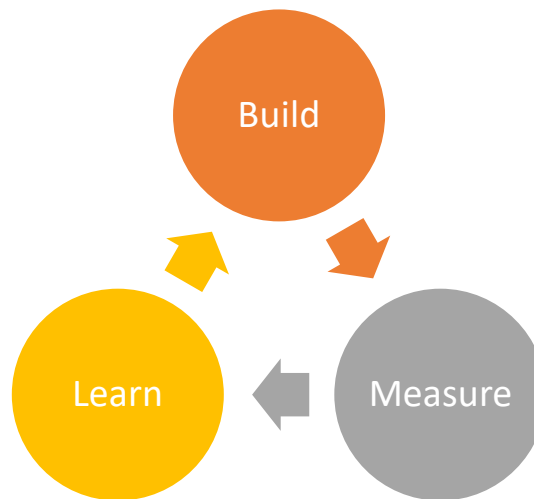


Abbildung 3: „Lean Development Cycle“

6.2 Demonstrationsquartier Schkeuditz

Das Demonstrationsquartier Schkeuditz befindet sich in Schkeuditz „an der Sandgrube“. Die Das Quartier wurde aus mehreren Aspekten gewählt. Zum einen ist es mit unmittelbarer Nähe zu den Standorten der Projektpartner logistisch gut zu erreichen. Des Weiteren waren mehrere Projektpartner an der Planung, Konzeptionierung und Errichtung der Energieerzeugung und -versorgung beteiligt. Die Anlage befindet sich in den Eigentumsverhältnissen der Tilia Group und bietet damit uneingeschränkten Zugang zu den Anlagen und den Daten der Anlage. Durch die vergleichsweise geringe Komplexität sollte das Demonstrationsquartier Schkeuditz einen einfachen Einstieg in die Entwicklung und Implementierung einer 4D-Lösung liefern.

Die strategische Planung und Betriebsführung des Demonstrationsquartiers Schkeuditz wurden von der Tilia GmbH übernommen. Die Bauarbeiten für die mechanischen Komponenten wurden von KET Kirpal durchgeführt, während PAL für die Elektronik und die lokale Steuerung verantwortlich war. Das Quartier ist so ausgelegt, dass es im Endausbau insgesamt 115 Einfamilien- und Reihenhäuser über vier Netzstränge mit Wärme versorgt. Der Überschussstrom aus den BHKW's dient der ökonomischen Kompensation, indem der Strom an den Netzbetreiber verkauft wird.

Die Energiezentrale des Quartiers verfügt im Endausbau über zwei Blockheizkraftwerke mit jeweils 50 kW elektrischer Leistung und 85 kW thermischer Leistung. Zusätzlich ist ein Gaskessel mit einer thermischen Leistung von 450 kW installiert, der für Spitzenlasten eingesetzt wird. Zur Optimierung des Energieflusses ist ein Pufferspeicher in Form von zwei Schichtspeichern mit jeweils 7 m² und sieben Temperatursensoren integriert.

Im Detail war eine der Herausforderungen und Chancen dieses Projekts, dass sich das Quartier während der Projektlaufzeit fast ausschließlich im Bau befand. Zu Beginn des Projekts waren die Bauabschnitte 1 und 2 bereits abgeschlossen, und die Energiezentrale verfügte über ein BHKW und den Gaskessel. Somit konnten die ersten Daten bereits erfasst und analysiert

werden. Während des Projektverlaufs wurden die Bauabschnitte 3 und 4 fertiggestellt, einschließlich der dazugehörigen Netzstränge. Nach Inbetriebnahme der einzelnen Netzstränge wurden nach und nach weitere Teilnehmer an das Versorgungsnetz angeschlossen. Im Frühjahr 2022 wurde die Energiezentrale durch ein zweites BHKW erweitert, um der steigenden Wärmenachfrage nachzukommen und die Energieeffizienz des Quartiers weiter zu steigern. Der Endausbau wurde Anfang 2023 erreicht.

7 Stand von Wissenschaft und Technik bei Projektbeginn

Zu Projektbeginn war weltweit keine technische Basis für eine übergreifende Systematik vorhanden, welche das sektorübergreifende Zusammenspiel von Strom, Wärme und Mobilität betrachtet oder miteinander vereint. Daher muss Energieverbrauch und Energiespeicherung als auch eigene Energieerzeugung ganzer Quartiere unabhängig ihrer Zusammensetzung, d. h. mit jedweden Erzeuger-, Speicher-, Mobilitäts- und Verbrauchcharakteristika, zuverlässig effizient und intelligent mit selbstlernenden Algorithmen anhand ökonomischer und ökologischer Faktoren optimiert und gesteuert werden.

Erste Projekte zur Digitalisierung von Heizungsanlagen größerer Gewerbeeinheiten haben - aufgrund der geringeren Komplexität ohne den Einsatz prädiktiver Steuerungen - bereits Reduzierungen des Primärenergieeinsatzes von 15 % bis 30 % erbracht. Im Oktober 2017 wurde bei der Decor Druck Leipzig GmbH ein entsprechendes System durch Tilia installiert. Bis 2019 wurden im Durchschnitt 28 % des Erdgaseinsatzes eingespart und die Lastspitze um 800 kW reduziert.

Der Markt von der ganzheitlichen und erst recht selbstlernenden Steuerung und Optimierung ganzer (Wohn-)Quartiere war derzeit noch weit davon entfernt. Die bisher bekannten Lösungen für das beschriebene Anwendungsziel waren entweder zu kleinteilig (nur ein Gebäude bzw. eine homogene Gebäude-/Wohnungsgruppe umfassend), betrachteten isoliert nur einzelne oder wenige Sektoren des Energiesystems, oder waren proprietär nur auf einzelne Anbieter/Versorger bzw. zentrale Gebäudeeigner/Vermieter zugeschnitten. Das angestrebte System sollte demgegenüber für Quartiere mit heterogenem Gebäudebestand geeignet sein, Sektorkopplung funktional integriert und zugleich herstellerübergreifend offen sein.

Derzeitige Projekte beschäftigten sich mit Fragestellungen zu solchen oder ähnlichen Thematiken, so u. a. mit der Vernetzung von Strom, Wärme und Kälte bezüglich Erzeugung, Verbrauch und Verteilung. Grundlage hierfür ist die Verbindung von Energie- und Gebäudeeffizienz-Managementsystemen. Weitere aktuelle Themen sind bspw. die regenerative Energieerzeugung und Speicherung durch ein verbundenes Energiesystem mit übergeordneter Steuerungslogik im Bereich der Gebäudesanierung oder ein vernetztes Energiesystem für Wärme, Kälte und Strom auf der Grundlage eines Kälteverbundsystems mit medienübergreifendem Energiemanagementsystem. In den bekannten Projekten wurde zu diesem Zeitpunkt das Potential der Verbindung von Digitalisierung und künstlicher Intelligenz kaum genutzt, um z. B. durch Simulationen und lernfähige Algorithmen selbstlernende

sektorübergreifende Energieeffizienzsysteme zu schaffen, die sowohl auf der Energieträger- als auch der Datenseite eine enge Verknüpfung beinhalten. Treiber dieser Projekte waren zumeist Bedürfnisse der Kommunal- und Regionalversorger in ihren Bestrebungen nach neuen/erweiterten Geschäftsmodellen. Das 4D-Energie-Projekt sollte dieses Anwendungsgebiet für private/mittelständische Errichter bzw. Betreiber vernetzter Infrastruktursysteme in einem marktoffenen Umfeld erschließen.

Mit dem 4D-Energie-Projekt wurde das Kundenmodell des Energie-Prosumenten (zugleich Verbraucher und Produzent) im Konzept mit integriert, was bei kommunalen Konzepten auch mit hohem Selbstversorgungsgrad wie bspw. der Stadtwerk Wunsiedel („Wunsiedler Weg“) noch nicht berücksichtigt wurde. Der Mehrwert dieser dezentralen Erweiterungen bestand in erwarteten Wirtschaftlichkeitsvorteilen, indem private Investitionen in Speicher-/Hybridergänzungen an kundeneigenen Anlagen optimal in den Betrieb als Gesamtanlage integriert werden konnten.

Auf der betrachteten Leistungsebene waren branchenspezifisch standardisierte Übertragungsprotokolle für den objektübergreifenden Datenaustausch bis dato nicht vorgeschrieben und auch nicht als Quasi-Standard etabliert. Damit boten sich als zu definierende Schnittstelle ein offener Lösungsraum internetbasierter Datenübertragungsprotokolle an. Im Sinne der Akzeptanz und Marktchancen musste das zu spezifizierende Protokoll Anforderungen an Sicherheit, Verfügbarkeit und Interoperabilität gewährleisten.

Auf die Gestaltung der Datenschnittstelle hatte auch die Anbindung der Datenbanken zur Aggregation der Betriebsdaten und deren Speicherung als Wissensbasis erheblichen Einfluss. Für die konzeptionelle Aufteilung zwischen Cloud Computing (Konzentration in seitens Dritter bereitgestellter IT-Infrastruktur) und Edge Computing (Konzentration am Rand des Netzwerks vor Ort) gab es ebenfalls kein verbindliches Regelwerk. Die zu definierende Lösung wurde bei der Sicherheitskonzeption berücksichtigt.

Lernfähige Algorithmen als Element von Systemen mit künstlicher Intelligenz gewannen zunehmend an Bedeutung. Dies betrifft insbesondere Anwendungsfälle, in denen hohe Rechen- und Speicherleistung sowie moderne Algorithmen wie Deep Learning mit großen Datenmengen umgehen. In Relation zur erwarteten Komplexität waren aber im betrachteten Anwendungsfall eher nur geringe Datenumfänge verfügbar. Deshalb waren Lösungen erforderlich, die bereits vor einigen Jahren im Kontext weniger Lerndaten die Verknüpfung von Lernalgorithmen für Künstliche Neuronale Netze (KNN) mit Expertenwissen erlaubten, das in Form analytischer Modelle vorlag. Erst durch die digitale Verknüpfung und Modellierung einerseits und zunehmende Steuerungsfreiheitsgrade durch verknüpfte Speicher und Hybridanlagen andererseits rückten Anwendungsfälle automatisierter Entscheidungsfindung in gekoppelten dezentralen Energieanlagen in den Blick, sobald deren Betriebsdaten zunehmend zentralisiert verarbeitet werden konnten.

Das FlexGeber-Projekt (Demonstration von Flexibilitätsoptionen im Gebäudesektor und deren Interaktion mit dem Energiesystem Deutschlands - Förderkennzeichen 03EGB0001) war ein typisches Vorläuferprojekt für die Entwicklungsziele, die mit 4D-Energie verfolgt wurden. In einem gewerblichen Kontext (Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) und Industrie)

wurden durch ein lokales Verbundsystem (Wärme und Kälte) die Voraussetzungen für mehr Effizienz und Integration neuartiger Wärmeerzeugungstechnologien geschaffen. Auch hier war das Ziel Betreiber- und Geschäftsmodelle zu entwickeln, die für eine Wirtschaftlichkeit der Investition sorgen. 4D-Energie geht deutlich über FlexGeber hinaus, indem es wohnungswirtschaftliche und kommunale Nutzungsarten mit integriert – hier erweist sich das Verbrauchsverhalten als weniger plan- bzw. vorhersehbar und die Spreizung der Verbrauchereinheiten hinsichtlich der Abnahme- und auch Einspeisekapazität steigt deutlich. Die Anforderungen an das Steuerungssystem veränderten sich in diesem Zusammenhang hin zu höherer Robustheit, weil größere Reaktionsmöglichkeiten erforderlich sind und eine vorhersagetaugliche Modellierung aller Einzelverbraucher technisch und formal stark eingeschränkt ist.

Das DENU-Projekt (Digitale Energienutzung zur Erhöhung der Energieeffizienz durch interaktive Vernetzung - Förderkennzeichen 03ET1585) war ein von 2019 bis 2022 laufendes Projekt, das vergleichbar zu 4D-Energie bezogen auf kommunale Liegenschaften eine Verknüpfung mit industriellen Abwärmequellen anstrebte und für diesen Systemverbund eine integrierte Steuerung zum Ziel hatte. In dieser Konstellation war der Projektansatz mit Anwendungsfällen vergleichbar, die der Projektpartner Tilia bereits im Rahmen des bestehenden Produktportfolios entwickelte und zur Umsetzung brachte. Im Mittelpunkt des Projektes DENU standen IT- und Digitalisierungstechnologien, die für eine Effektivierung des Engineeringprozesses geeignet sind. Damit sollten im Anlagenverbund zusätzliche Energieeinsparpotenziale erschlossen werden, indem durch präzise Anlagenmodellierung und Wetterprognose eine prädiktive Gebäudeautomation möglich wird. Dieses Projekt sollte damit wichtige methodische Impulse in Bezug auf die Modellierung vernetzter Gebäudeenergie-Verbundsysteme liefern. 4D-Energie verfolgte ebenfalls einen integrierten Ansatz, jedoch konsequent bezogen auf eine bestehende Anlagenhierarchie, deren dezentrale Elemente weiterhin prozess- und steuerungstechnisch lauffähig sind. Durch Ergänzung eines übergeordneten Steuerungssystems begleitend zur Integration der emissionsreduzierenden technischen Erweiterungen (lokale Wärmevernetzung, Wärmespeicher und alternative Wärmequellen) sollten insbesondere die dezentralen Steuerungen die erweiterten Konfigurations- und Reaktionsspielräume optimal ausgeschöpft werden.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass das in 4D-Energie entwickelte, prädiktive, modulare Steuerungskonzept völlig neu am Markt ist.

III. Eingehende Darstellung

8 Projektergebnis und Abgleich mit den Zielen

8.1 Übersicht über Projektziele und Meilensteine

Folgende Meilensteine wurden zur Projektkontrolle definiert:

- MS1 Definition Steuerungskonzept und Anlagensystematik
- MS2 Simulations- und Testumgebungen
- MS3 Funktionsmodell und Datengrundlage
- MS4 Erstmalige prototypische Inbetriebnahme von Teilsystemkomponenten
- MS5 Inbetriebnahme der selbstlernenden Steuerung

Geplante Zeitpunkte zum Erreichen der Meilensteine:

Projektmonat	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
MS1																									
MS2																									
MS3																									
MS4																									
MS5																									

Abbildung 4: Meilensteinplan.

8.2 Teilprojekt PROZESS

Der vorliegende Abschnitt widmet sich eingehend der Arbeit im Teilprojekt PROZESS. Ziel dieses Teilprojekts ist die quantitative und qualitative Beschreibung, Definition und Analyse von dezentralen Energiesystemen zur Überführung in ein generisches System. Um dieses Ziel zu erreichen, wurden vier detaillierte Arbeitspakete (AP) definiert. Diese Arbeitspakete erstrecken sich über die Analyse, Beschreibung und Systematisierung komplexer sektorübergreifender Quartiersversorgungssysteme (AP1), die mathematische Beschreibung der technisch-wirtschaftlichen Zusammenhänge unter Berücksichtigung relevanter Marktrahmenbedingungen (AP2), die Ableitung geeigneter Vertrags- und Abrechnungsmodelle (AP3) sowie die technische Auslegung der Erzeuger- und Verbrauchereinheiten für die nahtlose Einbindung in das Gesamtsystem (AP4). Auf diese wird in diesem Kapitel nur oberflächlich eingegangen, da die Ergebnisse der Arbeitspakete des Teilprojektes PROZESS in den Ergebnissen des Teilprojektes BRAIN widergespiegelt werden.

8.2.1 Analyse, Beschreibung und Systematisierung der komplexen sektorübergreifenden Quartiersversorgungssysteme

Die dezentrale Energiewende steht vor einer Vielzahl komplexer Herausforderungen, da sie verschiedene essenzielle Ziele wie Gerechtigkeit, Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umweltschutz in einen sensiblen Balanceakt verwickelt. Zielkonflikte, die aus diesen vielfältigen Zielen resultieren, können nicht nur die Effektivität, sondern auch die reibungslose Umsetzung der Energiewende erheblich beeinträchtigen. In diesem Kontext gewinnt eine tiefgehende wissenschaftliche Analyse an Bedeutung, um nicht nur die Zielkonflikte zu identifizieren, sondern auch konkrete Lösungsansätze zu entwickeln.

Das vorliegende Forschungsprojekt strebt die Entwicklung einer intelligenten Steuerung an, die nicht nur die Versorgungssicherheit gewährleistet, sondern auch eine ganzheitliche Berücksichtigung weiterer Zieldimensionen ermöglicht. Diese innovative Steuerung soll nicht nur technologische Aspekte berücksichtigen, sondern auch soziale und ökologische Anforderungen integrieren, um einen ausgewogenen Energiemix zu gewährleisten.

Die technische Heterogenität dezentraler Energieversorgungssysteme stellt eine zusätzliche Ebene der Komplexität dar. Quartiere unterscheiden sich nicht nur in ihrer Größe und Kapazität, sondern auch im Vernetzungsgrad verschiedener Sektoren und der Volatilität ihrer Umgebungsfaktoren. Bei der Analyse dieser Systeme müssen daher nicht nur die Vielfalt der Erzeugungstechnologien für Wärme, Strom und Kälte berücksichtigt werden, sondern auch die Netze und Speichertechnologien, die eine entscheidende Rolle für die Effizienz des Gesamtsystems spielen.

Das Zusammenspiel dieser unterschiedlichen Technologien bedingt sich gegenseitig und beeinflusst relevante Performancekennzahlen. Eine umfassende Übersicht über aktuelle und zukünftige Technologien ist unerlässlich, um die Wechselwirkungen zu verstehen und fundierte Entscheidungen im Rahmen der Energiewende zu treffen. Die nachfolgende Grafik veranschaulicht nicht nur die Vielfalt der verfügbaren Technologien, sondern bietet auch Einblicke in deren Entwicklungsperspektiven.



Abbildung 5: Technologien dezentraler Energiesysteme

Dabei ist nicht zu vernachlässigen, dass die einzelnen Energieträger wie Gas oder Wasserstoff die Diversität zusätzlich erhöhen und Einfluss auf Wirkungsgrade und CO₂-Emissionen haben.

Durch technische Redundanzen wie zusätzliche Erzeugungseinheiten, größere Pufferspeicher oder eine Überdimensionierung der Erzeuger kann die Versorgungssicherheit erhöht werden. Dies erfolgt aber auf Kosten der Wirtschaftlichkeit. Fossile Energieträger stellen eine wetterunabhängige Versorgungssicherheit und Regelbarkeit, beispielsweise durch ein Gasnetz, sicher. Solange sich Wasserstoffnetze nicht etabliert haben, sind volatile Energieerzeuger wie Wind- oder Solarenergie, nur in Kombination mit entsprechenden Speichertechnologien eine Alternative. Um auch in den Wintermonaten genügend Energie bereitstellen zu können, bedarf es großer Speicher. Hier scheitert es heute an der Wirtschaftlichkeit.

Um die hohe Komplexität zu abstrahieren, wurde ein iterativer Prozess gewählt. Beschreibung und Systematisierung der sektorübergreifenden Zusammenhänge und Wechselwirkungen innerhalb von Quartiersversorgungssystemen soll zunächst an einem weniger komplexen Quartier beginnen, welches zusätzlich eine hohe Transparenz und klare Eigentumsverhältnisse

bietet. Hierfür wurde das Demonstrationsquartier „an der Sandgrube“ in Schkeuditz gewählt. Dieses wurde in Kapitel 6.2 beschrieben.

8.2.2 Wirkung und Reaktionen des Abnahme-/Einspeiseverhalten

Anhand der technischen Prozessanalysen erfolgt eine grundsätzliche Prozesskonzeption.

Prozessbeschreibung:

Das System berechnet den Bedarf an notwendiger Energie unter Berücksichtigung historischer Daten, aktueller Wetter- und Umweltdaten, den Anlagendaten und den Kundendaten. Basierend auf dieser Bedarfsprognose wird ein Fahrplan für die zur Verfügung stehenden Anlagen erzeugt, welcher ein Zeitfenster von 25 Stunden abdeckt. Dieser Fahrplan kann nach ökonomischen, technischen und oder ökologischen Aspekten optimiert werden. Anschließend werden die Sollwerte im 15 Minuten Raster für die Erzeugungseinheiten festgeschrieben.

Die Planung startet an einem fest definierten Punkt: Zeitpunkt 0, Leistungsstufen und Speicherzustand der Anlage sind bekannt (t_0 hat keine Unbekannten).

Als Richtgröße wird die Residuallast für ein definierter Zeitintervall hinzugezogen. Diese Last muss durch die steuerbaren Erzeuger und den Pufferspeicher gedeckt werden (Versorgungssicherheit). Damit das Energiesystem nicht über- oder unterlastet wird, muss die Energiebilanz aufgehen. Wie in der Nachfolgenden Abbildung dargestellt, werden hier Differenzen zwischen Erzeugung und Verbrauch durch Speicherkompensation ausgeglichen. Prognose und Planung dieser Bilanz unter Berücksichtigung der Zielparameter soll den Fokus der Arbeit darstellen.

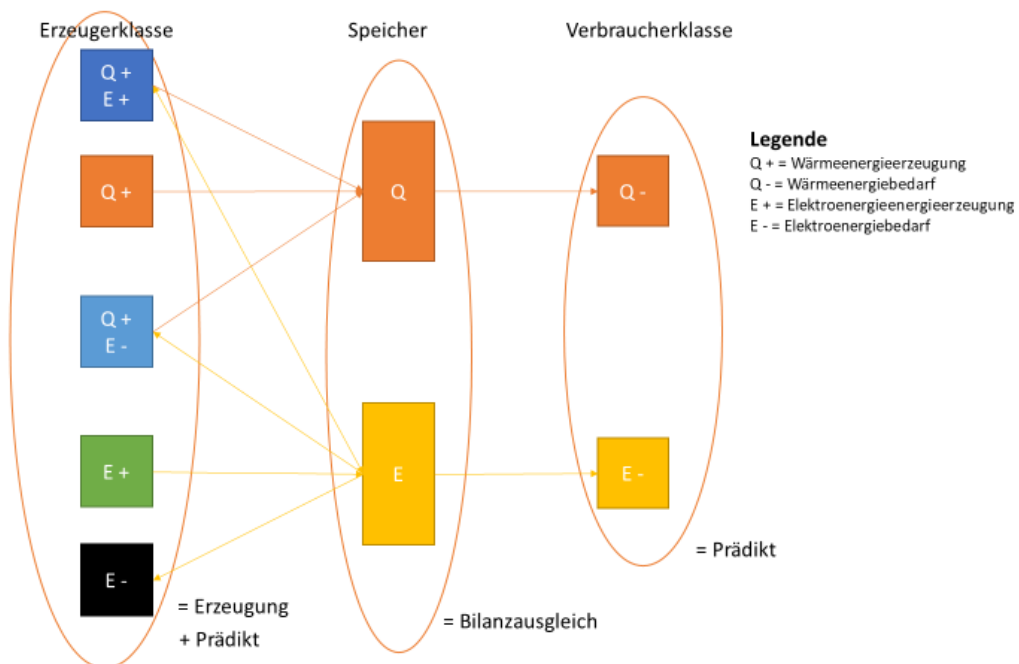


Abbildung 6: Bilanzmodell verschiedener Energieformen.

Sondersituation: Ist eine Deckung technisch nicht möglich, muss zur Kompensation die maximale Leistung zur Verfügung gestellt werden.

Normalfall: Die Residuallast kann durch die installierte Technik gedeckt werden. Dafür gibt es technisch gesehen eine Vielzahl an Varianten/Möglichkeiten/Variationen. Um sich für eine Variante entscheiden zu können, muss ein Bewertungsmaßstab eingeführt werden. Dieser richtet sich nach den Zielen des Kunden. Unter Einhaltung der Versorgungssicherheit kann das Ziel maximale Ökonomie, maximale Ökologie oder ein Zwitter daraus sein, wobei bei einem Zwitter ein Ziel Vorrang haben muss. (minimaler oder maximaler Zielwert). Hierfür müssen konstante Leistungsniveaus (Leistung fix, Zeit variabel) und Leistungsveränderungen (insb. Anfahren und Abfahren von Aggregaten) berücksichtigt werden.

Nachdem ein kundenspezifischer Bewertungsmaßstab eingeführt wurde, soll eine Fahrweise gefunden werden, die die Kundenanforderungen am besten erfüllt.

Dafür muss der Zustand der Erzeugeraggregate und des Speichers zum Zeitpunkt t_0 sowie im betrachteten Zeitintervall überprüft werden. Hierfür müssen Erreichbarkeit, Datenverfügbarkeit, Störungen und geplante Wartungen für die Variantenerstellung von Fahrweisen berücksichtigt werden.

Der Speicher dient der temporären Manipulation von Erzeugung und Bedarf und erhöht damit die Anzahl der möglichen Fahrweisen enorm und verbessert damit die Chance auf eine wirtschaftliche Fahrweise.

Der anschließende Algorithmus muss die optimale Fahrweise von einem festen Startpunkt zu einem variablen Endpunkt (in einem technischen Korridor) identifiziert und nach einem gewissen Zeitintervall wieder überprüfen sowie bei Bedarf überschreiben. Perspektivisch muss sich der Algorithmus durch maximale Modularität und Flexibilität auszeichnen, um eine leicht implementierbare Steuerungslogik für eine Vielzahl dezentraler, heterogener Energiesysteme abbilden zu können (Plug-and-Play).

Prognose:

Die Aktivität "Prognostizierung Bedarf" ist ein wesentlicher Bestandteil des Prozesses zur Bereitstellung von Wärme und zielt darauf ab, den Bedarf an Wärme in der Zukunft für eine definierbaren Zeitraum so genau wie möglich vorherzusagen. Bei der Prognose werden verschiedene Parameter berücksichtigt, um eine genaue Vorhersage des Bedarfs zu gewährleisten. Diese Parameter umfassen derzeit:

- volatile Erzeuger
- nicht volatile Erzeuger
- Wetter- und Umweltdaten
- historische Daten
- Kundenprofile

Die Prognose beginnt mit der Analyse der vergangenen Daten und der Erstellung von Trendanalysen, um vergangene Muster und Entwicklungen zu identifizieren. Dies ermöglicht es, den Bedarf an Wärme in der Zukunft abzuschätzen, indem historische Daten als Grundlage für die Vorhersage verwendet werden.

Planung:

Der Prozess der Planung setzt auf der Bedarfsprognose auf und prüft für alle verfügbaren Energieerzeugungseinheiten und Speicher die möglichen Varianten zur Bedarfsdeckung. Basierend auf diesen Daten wird die optimale Fahrweise, gemäß der vorgegebenen Rahmenparameter (ökologisch, ökonomisch, technisch), berechnet. Dabei wird ein Fahrplan für die Anlagen erstellt welcher einen definierbaren Zeitraum (Standardfall 25h) abdecken muss. Für die Aggregate müssen jeweils im 15 Minuten Raster Sollwerte vorgegeben werden. Es ist notwendig den Speicher zu simulieren, um zu ermitteln, wie viel Energie über diesen zur Verfügung gestellt werden kann. Für jedes 15 Minuten Raster kann es dabei zu einer Überdeckung, Unterdeckung oder reinen Deckung kommen.

- Überdeckung: Es wird mehr Wärme produziert als von den Verbrauchern gebraucht wird, überschüssige Wärme geht in die Speicher oder das Netz
- Unterdeckung: Es wird weniger Wärme produziert als von den Verbrauchern gebraucht wird, notwendige Wärme kommt aus dem Speicher oder ist nicht lieferbar, es kommt zu einer Temperatursenkung im Netz.
- Reine Deckung: Es wird genau so viel Wärme produziert wie von den Verbrauchern benötigt wird, Speicher- und Netzniveau bleiben konstant.

Umsetzung:

In dieser Aktivität werden die Soll-Werte für die Fahrweisen an die Erzeugungsanlagen übergeben, dies geschieht über Schnittstellen. gemäß den Soll-Werten fahren die Anlagen das vorgegebene Programm ab.

Überwachung und Monitoring:

In einem gesonderten Prozess muss kontinuierlich der Prozess der Umsetzung überwacht werden. Dabei kann es zu einer Änderung der äußeren Rahmenparameter kommen, wie einer Wetteränderung oder einer Preisänderung. Hierauf hin ist der Prozess der Bedarfsplanung anzustoßen. Zudem kann es durch Anlagenausfall oder nicht Erreichen der Soll-Werte dazu kommen das der vorgegebene Fahrplan nicht eingehalten werden kann. Hier ist der Prozess der Planung anzustoßen um neue Fahrweisen, basierend auf den neuen Rahmenparametern, zu erstellen.

Es müssen Grenzen für die Größe der Abweichungen einstellbar sein, worauf hin das System die Prozesse erneut anstößt und die Nutzenden informiert.

Abgrenzung operative Technik

Die operative Technik besteht aus Energieversorgungsgeräten und Nebenanlagen, Verteilanlagen sowie dazugehörige Mess-, Steuer- und Regelungstechnik. Die lokalen Daten werden an ein zentrales Leitsystem übergeben und in einer Betriebsdatenbank anlagenweise aufgezeichnet. Über das Leitsystem können Fernwirkaufgaben realisiert werden. Die Optimierungsvorschläge der „KI“ werden aus einer „Fahrweisen-Datenbank“ ausgelesen und innerhalb der Anlagenspezifikationen aufbereitet an die lokale Erzeugungstechnik übertragen.

8.2.3 Mathematische Beschreibung der technisch-wirtschaftlichen Zusammenhänge.

Die mathematische Beschreibung der technisch-wirtschaftlichen Zusammenhänge bildete die Grundlage für die Funktionalitäten in Kapitel 8.3.6, weswegen aus Gründen der Nachvollziehbarkeit auf dieses verwiesen wird.

8.2.4 Ableitung geeigneter Vertrags- und Abrechnungsmodelle

Die Ableitung geeigneter Vertrags- und Abrechnungsmodelle wurde zurückgestellt, da die Konzeption der Steuerungssoftware noch nicht finalisiert werden konnte. Da es heute nur exemplarisch durch verschiedene Testläufe Wissen darüber gibt, was die KI leisten kann, konnte bis Projektende kein Abrechnungsmodell entwickelt werden. Der Fokus lag darauf Impulse für Anforderungen an die Steuerung und an die EMSR-Technik ableiten zu können. Darauf wird detailliert in Kapitel 8.4 eingegangen.

8.2.5 Technische Auslegung der Erzeuger- und Verbrauchereinheiten, die für die Einbindung in das Gesamtsystem erforderlich sind.

Im Pilotbetrieb soll eine Energiezentrale in Schkeuditz (bei Leipzig) zu 100 % durch die intelligente Steuerung betrieben werden.

Das Reallabor Schkeuditz versorgt das Neubauquartier „An der Sandgrube“ in 04435 Schkeuditz. Für die Energieversorgung und kaufmännische Betriebsführung der Kunden ist die Quartiersenergie GmbH, eine Tochter der Tilia GmbH, beauftragt. Die technische Betriebsführung wird durch die PAL Prozessautomation Leipzig GmbH & Co. KG realisiert. Die Energieversorgung der Haushalte umfasst nur die Versorgung mit Wärmeenergie. Die erzeugte elektrische Energie wird zu einem sehr geringen Teil in der Energiezentrale verbraucht, der Großteil in das Verteilnetz des Netzbetreibers eingespeist. Die Einspeisung wird vom Netzbetreiber vergütet, was sich positiv auf die Wirtschaftlichkeit der Wärmebereitstellung auswirkt.

Die Energiezentrale bezieht Gas vom Netzbetreiber und wandelt diesen mithilfe von 2 BHKWs (Blockheizkraftwärme) und eines Gaskessels in Wärmeenergie um. Der von den BHKWs als „Abfall“ produzierte Strom, wird wie beschrieben eingespeist. In der Auslegung dienen die BHKWs der Grundbedarfsdeckung zum Heizen und der Warmwasserbereitstellung. Der Kessel ist als sogenannter Spitzenlastkessel geplant, der erst bei niedrigeren Temperaturen zum Einsatz kommen soll. Die Erzeuger sind mit Mess- und Steuertechnik ausgestattet. Jeder Input und jeder Output wird durch einen Sensor gemessen, die Steuerung kann Soll-Werte vorgeben. Darüber hinaus gibt es noch weitere Sensoren, die für die Zustandsüberwachung notwendig sind.

Alle drei Erzeugungsaggregate sind mit dem thermischen Speicher verbunden. Dieser setzt sich aus zwei Behältnissen mit jeweils sieben gleich angeordneten Temperaturfühlern zusammen. Beide Behältnisse sind „in Reihe“ gebaut wodurch sie als 1 Speicher mit 14 Temperaturschichten angesehen werden können. Jede Temperaturschicht umfasst ca. 1 000 Liter Wasser.

Zusätzlich ist an der Außenhülle der Energiezentrale eine Wetterstation angebracht, die neben der Temperatur auch Niederschlag, Sonnenstunden, Windgeschwindigkeiten und diverse

weitere Wetterdaten erfasst. Ebenso gibt es Sensorik in der Energiezentrale, die deren Zustand überwacht, beispielsweise eine Zuluftfilter-Überwachung.

Im Rahmen der Anforderungsdefinition wurde festgelegt, dass die zu entwickelnde Steuerung die Erzeuger- und Verbraucherstruktur als feste Rahmenparameter ansieht. Die Steuerung soll im Rahmen des Forschungsprojektes das Verbraucherverhalten nicht aktiv beeinflussen. Vielmehr wird über Analytiken ein individuelles Verbrauchsprofil der Abnahmestruktur erarbeitet, was Aufschlüsse über versorgungskritische Phasen liefert und zur Prädiktion des zukünftigen Energiebedarfs genutzt wird. Im Detail wird darauf im Kapitel 8.3.3 eingegangen.

Auf der Erzeugerseite wird die vorhandene Infrastruktur ebenso als unveränderlich angesehen. Ziel ist, mit dem Wissen aus den einzelnen Teilmodulen ChangePattern und EconomyPattern, auf die ab Kapitel 8.3.4 ff. eingegangen wird, eine Betriebsoptimierung zu erwirken. Durch diesen investitionskostenarmen Ansatz sollen schnelle Erfolge erzielt werden.

In Folge der Optimierung mehrere Quartiere können Rückschlüsse zur Optimierung der Anlagenauslegung getroffen werden. Dies konnte im Rahmen des Projektes jedoch nicht erforscht werden.

8.3 Teilprojekt BRAIN

8.3.1 Grobkonzeptionierung der energetischen Modelle

In Abschnitt 8.1 wurden die Meilensteine zur Entwicklung einer selbstlernenden Steuerung aufgeführt. Im folgenden Abschnitt wird das Grobkonzept zur Entwicklung der Steuerung erläutert, welches den darauffolgenden Ausführungen zugrunde liegt und in Abbildung 7 übergeordnet schematisch dargestellt ist.

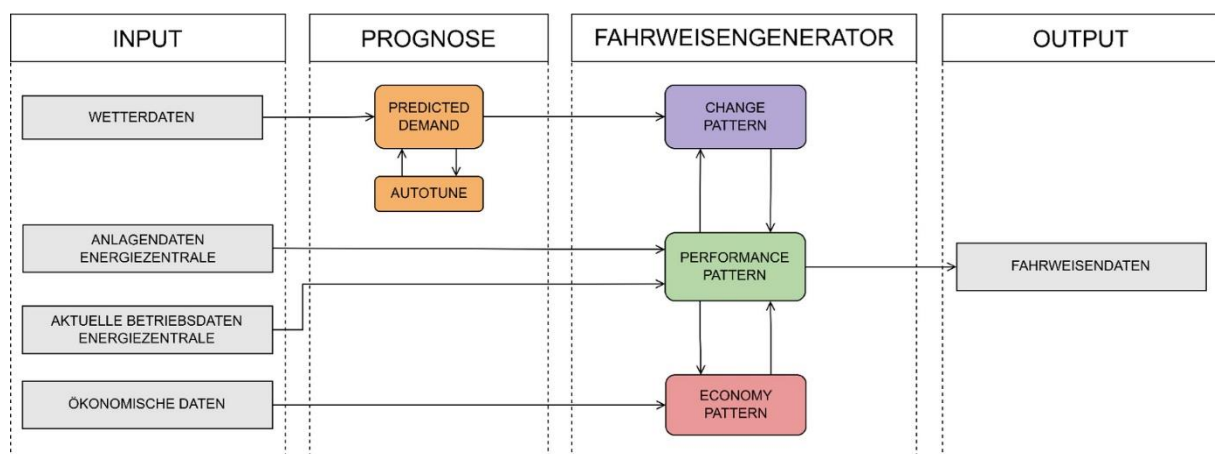


Abbildung 7: Grobkonzept der Steuerung. Auf Basis verschiedener Input-Daten wird der Wärmebedarf des Quartiers für ein variables Zeitintervall prognostiziert und anhand von technischen und ökonomischen Randbedingungen eine wirtschaftlich optimierte Fahrweise für die Wärmeerzeuger der Energiezentrale erstellt und an eine Datenbank übermittelt.

Die Grundlage für die Ermittlung der Fahrweisen stellt die Kenntnis über den zu erwartenden Wärmebedarf dar. Dieser wird anhand von historischen Messdaten des Wärmebedarfs des Quartiers und den zu erwartenden Wetterverhältnissen prognostiziert. Anschließend wird

geprüft, wie der zu erwartenden Wärmebedarf mit der verfügbaren Anlagentechnik gedeckt werden kann. Mithilfe des Wärmespeichers kann der Bedarf von der Erzeugung zeitlich getrennt werden und es wird ein Raum für eine Optimierung des Energiezentralenbetriebs ermöglicht. Um das Potenzial dieses Optimierungsraums möglichst vollständig auszunutzen, wird das Verhalten des Speichers bei allen technisch umsetzbaren Betriebsweisen der Wärmeerzeuger in der Energiezentrale ermittelt und anhand von ökonomischen Rahmenbedingungen bewertet. Anhand der Bewertung können die besten Betriebsweisen der Wärmeerzeuger der Energiezentrale ausgewählt und als SOLL-Werte in einer Fahrweise überführt werden. Abschließend werden die Fahrweisendaten per Datenbank an die Anlagentechnik der Energiezentrale übergeben und abgefahren.

Gemäß Abbildung 7 wird der Gesamtprozess der intelligenten Steuerung in vier funktionale Bereiche unterteilt, die jeweils innerhalb eines Softwaremodul umgesetzt werden. Die Prognose des Energiebedarfs findet im PredictedDemand-Modul statt. Als Erweiterung des PredictedDemand ist außerdem ein Autotune-Modul vorgesehen, welches den Wärmebedarf stetig neu analysiert und die Prognose an neue Messwerte adaptiert. Die energietechnische Betrachtung des Wärmespeichers und der Wärmeversorgung wird im ChangePattern-Modul umgesetzt. Das EconomyPattern-Modul führt die wirtschaftliche Bewertung der Betriebsweisen durch und das PerformancePattern-Modul koordiniert die einzelnen Prozesse und ermittelt die Fahrweisendaten. Auf die konkreten Funktionalitäten der einzelnen Softwaremodule wird im Abschnitt 8.3.7 eingegangen.

8.3.2 Methoden für die intelligente Steuerung

Für die nachhaltige Erhöhung der Energieeffizienz in Quartieren durch Digitalisierung und selbstlernende Steuerung der Energieinfrastruktur werden mathematische Modelle und Algorithmen benötigt.

Dadurch, dass das Konzept aus Abschnitt 8.3.1 mehrere spezifische Themengebiete identifiziert, unterteilen sich die mathematischen Beschreibungen und Modelle in folgende vier Bereiche:

- Wärmeprognose
- Speicherbewertung
- Ökonomische Bewertung und
- Algorithmus zur Ermittlung der Anlagenfahrweisen.

Dazu wurden umfangreiche Rechercharbeiten durchgeführt, um bestehende Algorithmen zu identifizieren und auf die Anforderungen des Forschungsvorhabens anzupassen. Darüber hinaus wurde das grundlegende Modell des Steuerungskerns neu entwickelt. Die Umsetzung des Modells inklusive der Ergebnisse für den konkreten Anwendungsfall Schkeuditz werden in einem späteren Arbeitspaket beschrieben.

8.3.3 Grundlagen der Wärmeprognose

Grundlage zur Vorhersage des Wärmebedarfs für ein spezifisches Untersuchungsobjekt bilden die aus der Gasallokation bekannten Standardlastprofilverfahren [4]. Bei den angesprochenen Verfahren wird in analytische oder synthetische Verfahren unterschieden, wobei letztere als

Basis für die Ableitung der Berechnungsmethodik verwendet wurden. Auf Basis von repräsentativen Lastprofilen und spezifischen Kundenwerten kann in Abhängigkeit der sogenannten Allokationstemperatur die auszuspeisende Tagesgasmenge ermittelt werden. Die Allokationstemperatur steht dabei für eine Außenlufttemperatur am betrachteten Standort, die nach einer geometrischen Reihe über mehrere Tage gewichtet wird. Es gilt nach [4] folgende Gleichung:

$$Q_{Tag} = KW \cdot h(\vartheta_{Allo}) \cdot F_{WT} \quad (1)$$

Dabei sind:

- Q_{Tag} die Tagesmenge Gas,
- KW der individuelle Kundenwert,
- $h(\vartheta_{Allo})$ der h-Wert gemäß Profilfunktion des gewählten Lastprofils,
- ϑ_{Allo} die Allokationstemperatur am Standort und
- F_{WT} der Wochentagskorrekturfaktor.

Die genaue Definition und die Bestimmung des individuellen Kundenwerts, der Allokationstemperatur und des Wochentagskorrekturfaktors sind in [4] beschrieben.

Als Profilfunktion kommt eine linearisierte Sigmoidfunktion, das sogenannte SigLinDe-Profil, zur Anwendung [5]. Diese stellt den normierten Gasbedarf als sogenannten h-Wert für die Versorgung mit Heizwärme und Warmwasser über die Allokationstemperatur dar (vgl. Abbildung 8). Der sigmoidale Anteil der Funktion beschreibt den Gasbedarf zum Heizen im Bereich der üblichen Außenlufttemperaturen wie folgt:

$$f(\vartheta_{Allo})_{sigmoid} = \frac{A}{1 + \left(\frac{B}{\vartheta_{Allo} - \vartheta_0}\right)^C} + D \quad (2)$$

Dabei sind:

- A, B, C, D die Koeffizienten der sigmoiden Funktion und
- ϑ_0 die Referenztemperatur. Für Standardlastprofile gilt $\vartheta_0 = 40 \text{ }^\circ\text{C}$.

Durch die linearen Anteile wird die Genauigkeit der Darstellung des Gasbedarfs für die Warmwasserbereitung bei hohen und des Gasbedarfs zum Heizen bei sehr niedrigen Außenlufttemperaturen erhöht. Es gilt:

$$f(\vartheta_{Allo})_{Linear} = \max \left\{ \begin{array}{l} m_H \cdot \vartheta_{Allo} + b_H \\ m_W \cdot \vartheta_{Allo} + b_W \end{array} \right\} \quad (3)$$

Dabei sind:

m_H, m_W die Steigung der Heiz- bzw. Warmwassergerade und
 b_H, b_W der Aufsatzpunkt der jeweiligen Geraden bei 0°C.

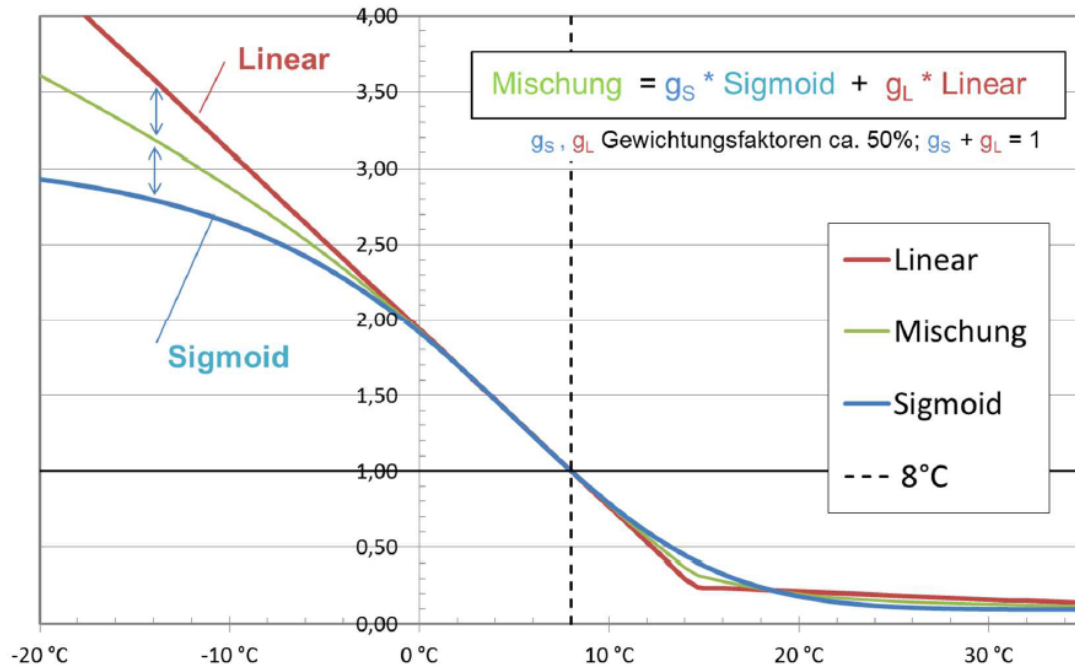


Abbildung 8: Darstellung der linearen und sigmoidalen Profilfunktionen zur Ermittlung des bei 8°C normierten Gasbedarfs über die Allokationstemperatur, sowie des kombinierten SigLinDe-Profiles [4].

Ziel der Wärmeprognose ist, den stündlichen Wärmebedarf für das spezifisch untersuchte Quartier zu ermitteln. Dazu wird ausgehend von Gleichung (1) gemäß Standardlastprofilverfahren nach [4] eine stundenbezogene Gleichung abgeleitet. Es gilt:

$$Q_{Stunde} = KW \cdot h(\vartheta_{Allo}) \cdot F_{WTS} \quad (4)$$

Dabei sind:

- Q_{Stunde} die stündliche Wärmenachfrage,
- KW der individuelle Kundenwert ermittelt auf Stundenbasis,
- $h(\vartheta_{Allo})$ der h-Wert gemäß Profilfunktion des gewählten Lastprofils auf Stundenbasis,
- ϑ_{Allo} die Allokationstemperatur am Standort auf Stundenbasis und
- F_{WTS} der Wochentagesstundenkorrekturfaktor.

Die Wochentagesstundenkorrekturfaktoren F_{WTS} werden dabei für jeden Wochentag i und jeder Tagesstunde j anhand der aufbereiteten Messdaten K der gelieferten Wärmemenge abgeleitet. Es gelten:

$$F_{i,j} = \overline{f_{i,j,k}} , \quad \forall k \mid i, j \in I, J \quad (5)$$

$$f_k = \frac{Q_{HH,k}}{Q_{ref} \cdot Q_{norm,k}} - 1 , \quad k \in K \quad (6)$$

$$Q_{HH,k} = \frac{Q_k}{HH_k} \quad (7)$$

$$Q_{ref} = \overline{Q_{Stunde}(8^\circ C)} \equiv \frac{\sum_{k=1}^n Q_{Stunde,k}(8^\circ C)}{n} , \quad k \in K \quad (8)$$

$$Q_{norm,k} = \left(\frac{\sum_{k-24}^k Q_{HH,k}}{24} \right) \cdot \frac{1}{Q_{ref}} , \quad k \in K \quad (9)$$

Dabei sind:

$F_{i,j}$ der Wochentagsstundenkorrekturfaktor des Tages i zur Stunde j ,

f_k der spezifische Korrekturfaktor des Datenpunkts k ,

$Q_{HH,k}$ der über die Anzahl der versorgten Wohneinheiten normierte Wärmebedarf des Datenpunkts k ,

Q_{ref} der Referenzwärmebedarf des Datensatzes bei einer Allokationstemperatur von $8^\circ C$

$Q_{norm,k}$ der mittlere, über die Anzahl der versorgten Wohneinheiten normierten Wärmebedarfe der letzten 24h und über den Referenzwärmebedarf normierte Wärmebedarf des Datenpunkts k und

HH_k Anzahl der mit Wärme versorgten Wohneinheiten des Datenpunkts k .

Für einen Messdatensatz mit aufbereiteten, normierten Wärmebedarfen ergeben sich nach den Gleichungen (5) bis (9) die Profile der Korrekturfaktoren aus Abbildung 9. Darin ist über alle Tage ein deutlicher Peak um 4 Uhr Lokalzeit zu erkennen. Dieser ist auf die lokale Anlagensteuerung der Wohneinheiten zurückzuführen. Zudem zeigen die Tagesprofile eine Doppelhöcker-Funktion, die für weitere Morgen- und Abendpeaks verantwortlich ist.

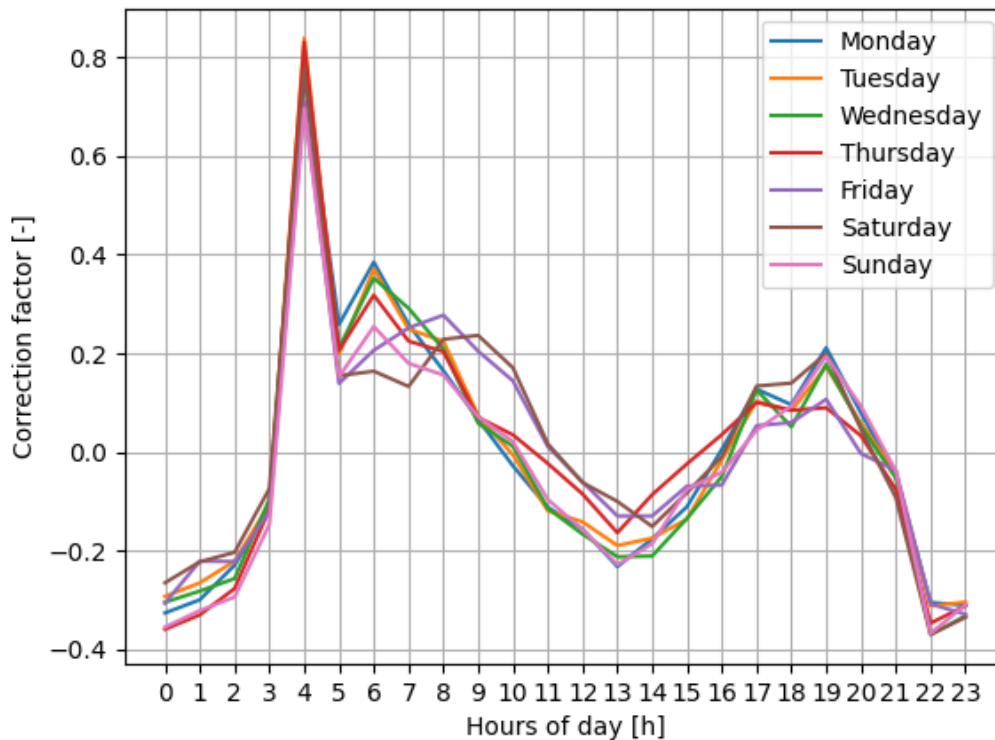


Abbildung 9: Darstellung der objektspezifischen wochenstündlichen Korrekturfaktoren. Die Tagesstunden sind in Lokalzeit zu interpretieren. Es ist ein deutliches 4-Uhr-Peak über alle Tage zu erkennen, welches auf die lokale Steuerung der Anlagentechnik der Wohneinheiten zurückzuführen ist. Zudem sind weitere Morgen- und Abendpeaks zu beobachten. Auffallend dabei ist, dass das Morgenpeak des Samstagsprofils später als bei den restlichen Profilen auftritt.

8.3.4 Mathematische Betrachtung des Wärmespeichers

Die Ermittlung des Zustands des Wärmespeichers ist eine Hauptaufgabe bei der Generierung der möglichen Anlagenfahrweisen. Er stellt einen zeitlichen Freiheitsgrad für die Kostenoptimierung der Wärmeversorgung dar, indem er die Nachfrage vom Angebot in begrenztem Maße entkoppelt.

Bei der Ermittlung des Wärmespeicherzustands werden folgende Annahmen getroffen:

1. Der Wärmespeicher ist mit einem Wärmeträgermedium mit homogenen physikalischen und stofflichen Eigenschaften gefüllt.
2. Der Wärmespeicher arbeitet innerhalb eines geschlossenen Systems. Das im Speicher enthaltene Volumen bleibt auch bei Durchströmung des Wärmespeichers konstant.
3. Der Wärmespeicher kann in Schichten mit gleichmäßig aufgeteiltem Volumen/Masse eingeteilt werden. Jede Schicht verfügt über die gleichen homogenen stofflichen und physikalischen Eigenschaften.

Die Berechnung der maximal im Speicher enthaltenen Wärme erfolgt auf Grundlage folgender Formel:

$$Q = m \cdot c_v \cdot \Delta T \quad (10)$$

Dabei sind:

- Q der Wärmemenge in kWh,
 m der Masse der Wärmeträgermediums in kg,
 c_v der spezifischen, isochoren Wärmespeicherkapazität des Wärmeträgermediums in kJ/(kg*K) und
 ΔT der Temperaturdifferenz in K.

Angewandt auf den Schichtspeicher mit i Schichten, ergibt sich die Wärmemenge des Speichers durch das Aufsummieren der Wärmemengen der einzelnen Schichten nach der Gleichung:

$$Q_{\text{Speicher}} = \sum_{i=1}^{14} m_i \cdot c_{v,i} \cdot \Delta T_i \quad (11)$$

Dabei sind:

- Q_{Speicher} der Wärmemenge des Speichers in kWh,
 m_i der Masse des Wärmeträgermediums der i-ten Schicht in kg,
 $c_{v,i}$ der spezifischen, isochoren Wärmespeicherkapazität des Wärmeträgermediums der i-ten Schicht in kJ/(kg*K) und
 ΔT_i der Temperaturdifferenz der i-ten Schicht in K.

Da es sich bei der Masse m_i und der Wärmespeicherkapazität des Wärmeträgermediums $c_{v,i}$ der Schichten nach den aufgelisteten Annahmen um Konstanten handelt, leitet sich die maximal in einer Schicht gespeicherten Wärmemenge aus der maximalen Temperaturdifferenz ΔT_i der Schicht ab. Diese berechnet sich wie folgt:

$$\Delta T_{i,max} = T_{i,max} - T_{i,min} \quad (12)$$

Dabei sind:

- $T_{i,max}$ der maximalen Schichttemperatur in °C und
 $T_{i,min}$ der minimalen Schichttemperatur in °C.

Der Wärmespeicher ist ein transientes System und seine maximale Wärmespeicherkapazität ist von Vorlauf- und Rücklauftemperaturen abhängig. Weil nicht alle Temperatursensoren des Speichers als Schaltpunkte für die Anlage dienen und somit als Referenzwerte für maximale oder minimale Schichttemperaturen herangezogen werden können, müssen die sich im

Speicher einstellenden Temperaturen mathematisch modelliert werden. Als eine Vereinfachung wird davon ausgegangen, dass sich die Profile der minimalen und maximalen Temperaturen des Wärmespeichers zwischen den Temperatursensoren als linear betrachten lassen. Dadurch ist es ausreichend, mindestens zwei Minimal- bzw. Maximaltemperaturen bestimmen zu können, um auf die restlichen Schichten des Speichers schließen zu können. Mittels linearer Inter- bzw. Extrapolation gilt:

$$T_{i,extrem} = T_{m,extrem} + \frac{T_{n,extrem} - T_{m,extrem}}{n - m} (i - m) \quad (13)$$

Dabei sind:

- $T_{m,extrem}$ der minimalen bzw. maximalen Schichttemperatur der obersten Schicht mit bekannter Minimal- bzw. Maximaltemperatur in °C,
- $T_{n,extrem}$ der minimalen bzw. maximalen Schichttemperatur der darauffolgenden Schicht mit bekannter Minimal- bzw. Maximaltemperatur in °C,
- m der Schichtnummer der obersten Schicht mit bekannter Minimal- bzw. Maximaltemperatur und
- n der Schichtnummer der darauffolgenden Schicht mit bekannter Minimal- bzw. Maximaltemperatur.

Existieren mehr als zwei Schichten mit bekannter minimaler bzw. maximaler Schichttemperatur, wird Gleichung (13) zwischen den jeweiligen Schichten analog angewandt.

Anhand der konventionellen Anlagensteuerung der Energiezentrale können einige Punkte mit bekannten minimalen bzw. maximalen Temperaturen definiert werden. Diese sind die Ein- und Ausschalttemperaturen der einzelnen EZE bezogen auf eine Referenzschicht. Die minimalen Schichttemperaturen der Referenzschichten ergeben sich anhand der höchsten Einschalttemperatur einer EZE dieser Schicht. Es gilt:

$$T_{i,min} = T_{ref,min} = \max(T_{EZE,Ein}) \quad (14)$$

Dabei sind:

- $T_{ref,min}$ der minimalen Temperatur einer Referenzschicht in °C und
- $T_{EZE,Ein}$ der Einschalttemperatur der EZE in °C.

Die maximalen Schichttemperaturen der Referenzschichten ergeben sich anhand der niedrigsten Ausschalttemperatur einer EZE dieser Schicht. Es gilt:

$$T_{i,max} = T_{ref,max} = \min(T_{EZE,Aus}) \quad (15)$$

mit:

$T_{ref,max}$ der maximalen Temperatur einer Referenzschicht in °C und

$T_{EZE,Aus}$ der Ausschalttemperatur der EZE in °C.

Zusätzlich können die maximale Schichttemperatur der Schicht, die an den Vorlauf der EZE und die minimale Schichttemperatur der Schicht, die an den Rücklauf des Netes angeschlossen ist, berechnet werden. Im Fall der im Projekt betrachteten Energiezentrale, setzt sich der EZE-Vorlauf aus den Vorläufen aller Wärmeerzeuger zusammen. Die resultierende Temperatur des EZE-Vorlaufs ergibt sich aus den Temperaturen der anteiligen Volumenströmen der Vorläufe. Es gilt:

$$T_{EZE,VL} = \frac{\sum T_{a,VL} \cdot V_{a,VL}}{\sum V_{a,VL}}, \quad a \in A = \{Aggregat1, Aggregat2, \dots\} \quad (16)$$

Dabei sind:

$T_{EZE,VL}$ der Temperatur des Vorlaufs der EZE in °C,

$T_{a,VL}$ der Temperatur des Vorlaufs des Aggregats a in °C und

$V_{a,VL}$ dem Volumenstrom des Vorlaufs des Aggregats a in m³/h.

Der Netz-Rücklauf ergibt sich, aus den Rückläufen aller Wärmenetzstränge. Die resultierende Temperatur des Netz-Rücklaufs ergibt sich aus den Temperaturen der anteiligen Volumenströme der Rückläufe. Es gilt analog zu Gleichung (16):

$$T_{Netz,RL} = \frac{\sum T_{n,RL} \cdot V_{n,RL}}{\sum V_{n,RL}}, \quad n \in N = \{Netz1, Netz2, \dots\} \quad (17)$$

Dabei sind:

$T_{Netz,RL}$ der Temperatur des Rücklaufs des Netzes in °C,

$T_{n,RL}$ der Temperatur des Rücklaufs des Netzstrangs n in °C und

$V_{n,RL}$ dem Volumenstrom des Rücklaufs des Netzstrangs n in m³/h.

Um nicht-repräsentative Werte für die resultierenden Temperaturen aufgrund von technischen Störungen oder Ähnlichen auszuschließen, werden die Temperaturen anhand von Messwerten der letzten zwei Wochen gebildet, von Ausreißern bereinigt und aus den sortierten Ergebnissen anhand von Perzentilen ausgewählt. Im Falle der Vorlauftemperatur der EZE wird das 99. Perzentil zur Auswahl der Maximaltemperatur ausgewählt. Im Falle der Rücklauftemperatur der Netze wird das 1. Perzentil zur Auswahl der Minimaltemperatur ausgewählt.

Je nach Anschlusssituation von EZE-VL bzw. Netz-RL am Wärmespeicher, können die maximale und die minimale Temperatur der entsprechend angeschlossenen Wärmeschicht mit der Temperatur des EZE-VL und Netz-RL gleichgesetzt werden. Es gelten:

$$T_{i,max} = T_{EZE,VL,99} \quad (18)$$

und

$$T_{j,min} = T_{Netz,RL,1} \quad (19)$$

mit

$T_{EZE,VL,99}$ das 99. Perzentil der Vorlauftemperatur der EZE in °C und

$T_{Netz,RL,1}$ das 1. Perzentil der Rücklauftemperatur der Netze in °C.

Ermittelt man die vorgegebenen maximalen und minimalen Schichttemperaturen nach den Gleichungen (14) bis (19) und berechnet nach Gleichung (13) die restlichen Schichttemperaturen, erhält man das vollständige Temperaturprofil des Wärmespeichers (vgl. Abbildung 10).

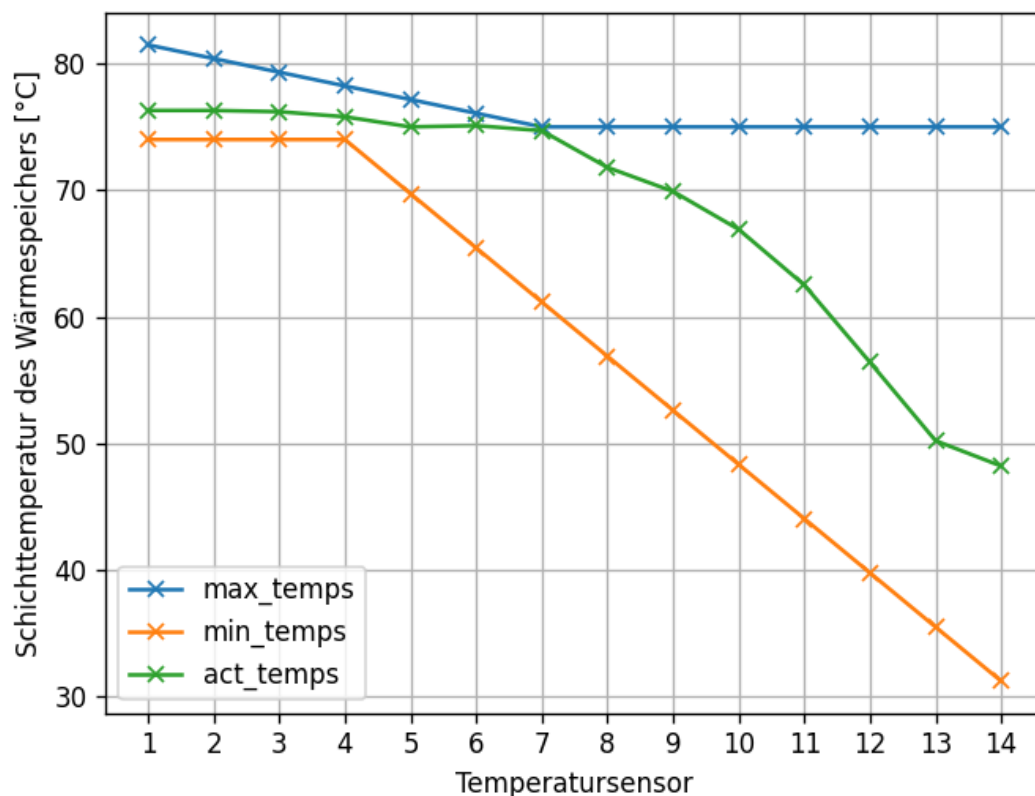


Abbildung 10: Berechnetes Temperaturprofil des Wärmespeichers gemäß der untersuchten Anlagenkonfiguration. Jede Schicht des Wärmespeichers wird durch einen Temperatursensor gekennzeichnet. Die maximalen Schichttemperaturen werden blau, die minimalen in orange dargestellt. Die aktuellen Schichttemperaturen zur Ermittlung des Wärmespeicherzustands sind in grün gekennzeichnet.

Abschließend kann man gemäß den Formeln (11) und (12) die vom Wärmespeicher maximal technisch nutzbare Wärmemenge berechnen.

Zusätzlich können Sicherheitszuschläge für die Wärmespeicherkapazität im Wärmespeicher angesetzt werden, um zu verhindern, dass kritische Speicherzustände von der Steuerung angefahren werden. Dazu wird die ermittelte maximale Wärmespeicherkapazität mit einem prozentualen Wert für die jeweils obere bzw. untere Sicherheitsgrenze multipliziert. Es ergibt sich die zulässige minimale bzw. maximale Wärmespeicherkapazität:

$$Q_{zul} = Q_{Speicher} \cdot S \quad (20)$$

Dabei sind:

- Q_{zul} die zulässige minimale bzw. maximale Wärmespeicherladung in Wh,
- $Q_{Speicher}$ die maximale Wärmespeicherkapazität in Wh und
- S dem Sicherheitszuschlag für die minimal bzw. maximal zulässige Wärmespeicherladung in %.

8.3.5 Ermittlung der Nodes

Eine Kernfunktion der intelligenten Steuerung ist die Ermittlung der Nodes, aus denen die Fahrweise für die Energiezentrale abgeleitet wird. Dabei wird folgende Definition aufgestellt:

Ein Node beschreibt denjenigen Speicherfüllstand, der sich bei konstanter Wärmeerzeugerleistung der Energiezentrale, unter Berücksichtigung der prognostizierten Wärmenachfrage nach einer bestimmten Zeit im Wärmespeicher einstellt.

$$Node(\dot{Q}, t) = Q_{Speicher,t} - \dot{Q}_{residual,\dot{Q},t} \cdot \tau \quad (21)$$

Dabei sind:

- $Q_{Speicher,t}$ die zum Zeitpunkt t im Wärmespeicher gespeicherte Wärme,
- $\dot{Q}_{residual,\dot{Q},t}$ die Residuallast bei der Anlagenleistung \dot{Q} zum Zeitpunkt t und
- τ das Zeitinkrement zwischen den einzelnen Zeitpunkten.

Die Berechnung der Nodes einer Wärmeerzeugerleistung wird nach (21) so lange fortgesetzt, bis ein Abbruchkriterium erfüllt wird. Um verschiedene Betriebsweisen der Energiezentrale zu ermöglichen, unterscheiden sich die konkreten Kriterien in Abhängigkeit des initialen Wärmespeicherzustands. Grundsätzlich wird der Wärmespeicher in drei Bereiche unterteilt. Diese sind:

1. **Arbeitsbereich:** Der Bereich zwischen zwei Speicherzuständen, in dem die Nodes bevorzugt generiert werden sollen. Er erlaubt dabei eine größtmögliche Speichernutzung bei der Fahrweisengeneration, ohne Sicherheitsgrenzen zu verletzen.

2. **Obere Sicherheitsbereich:** Der Bereich zwischen maximaler Speichergrenze und Arbeitsbereich. Er dient als Puffer und soll Prognoseungenauigkeiten und unvorhergesehene Fahrweisenabweichungen, bspw. durch den Ausfall eines Wärmeerzeugers, abdämpfen, ohne den Speicher über die maximale technische Grenze zu laden.
3. **Unterer Sicherheitsbereich:** Der Bereich zwischen minimaler Speichergrenze und Arbeitsbereich. Er dient wie der obere Sicherheitsbereich als Puffer, um Prognoseungenauigkeiten und Fahrweisenabweichungen abzdämpfen.

Ziel sind bei der Node-Ermittlung möglichst lange Laufzeiten der einzelnen Nodes. Im Idealfall läuft ein Node über den gesamten Prognosehorizont. Ein Abbruchkriterium ist daher, über alle Speicherbereiche, dass der betrachtete Node das Ende des Prognosehorizonts erreicht. Zusätzlich gibt es im Arbeitsbereich noch die Bedingungen, dass der Node nicht oberhalb der oberen Sicherheitsgrenze bzw. unterhalb der unteren Sicherheitsgrenze liegen darf.

Für die Sicherheitsbereiche gilt neben dem Erreichen des Endes des Prognosehorizonts zusätzlich, dass die Anlagenfahrweise möglichst zeitnah wieder im Arbeitsbereich des Speichers liegt. Deswegen werden Nodes, die die maximale bzw. minimale Speicherladung überschreiten, verworfen. Gleiches gilt für die Nodes, die nach einer bestimmten Laufzeit, den Sicherheitsbereich noch nicht verlassen haben.

Abbildung 11 zeigt exemplarisch den Verlauf des Speicherfüllstands bei der Node-Ermittlung innerhalb des Arbeitsbereichs des Wärmespeichers für eine Wärmeprognose.

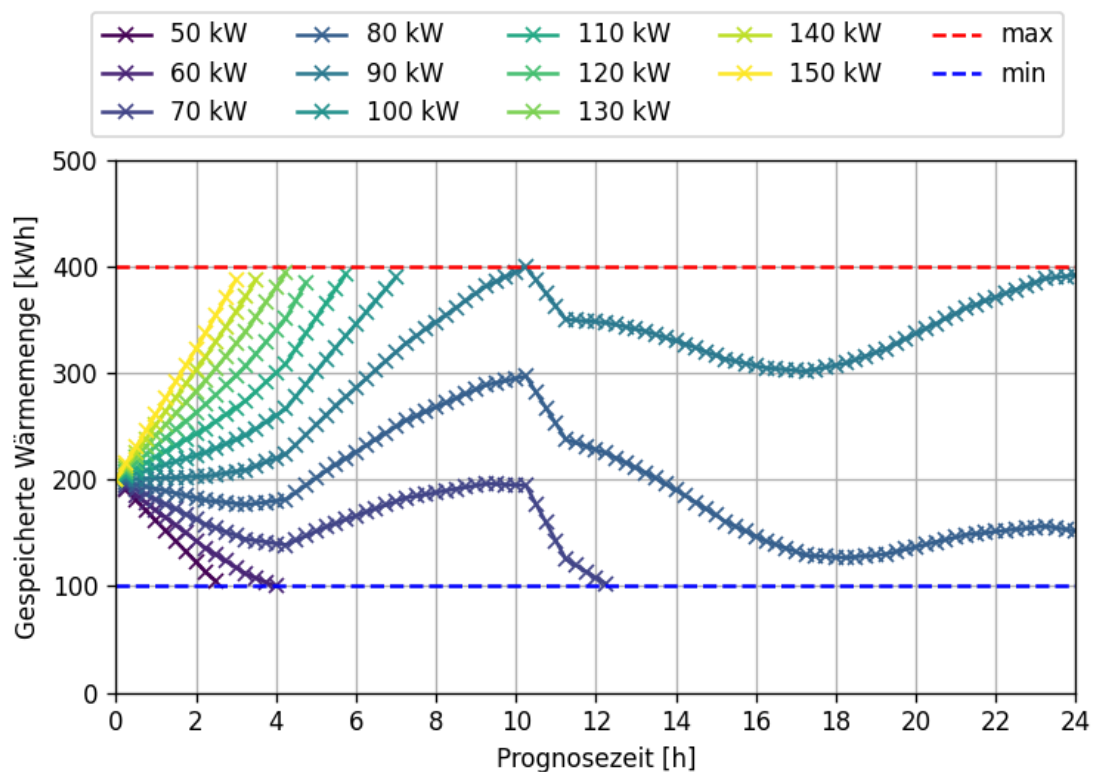


Abbildung 11: Veränderung des Speicherfüllstands innerhalb des Arbeitsbereichs des Wärmespeichers über die Prognosedauer für verschiedene Wärmeerzeugerleistungen bei einem prognostizierten Wärmebedarf. Die Grenze zum unteren Sicherheitsbereich ist in Blau, die zum oberen in Rot dargestellt.

Für die Ermittlung der Fahrweisen werden nur die Nodes mit der längsten Laufzeit bei einer Wärmeerzeugerleistung verwendet. Stellt man diese Nodes bei jeder Wärmeerzeugerleistung über die Prognosezeit dar, ergibt sich die sogenannte Speicherhüllkurve aus Abbildung 12.

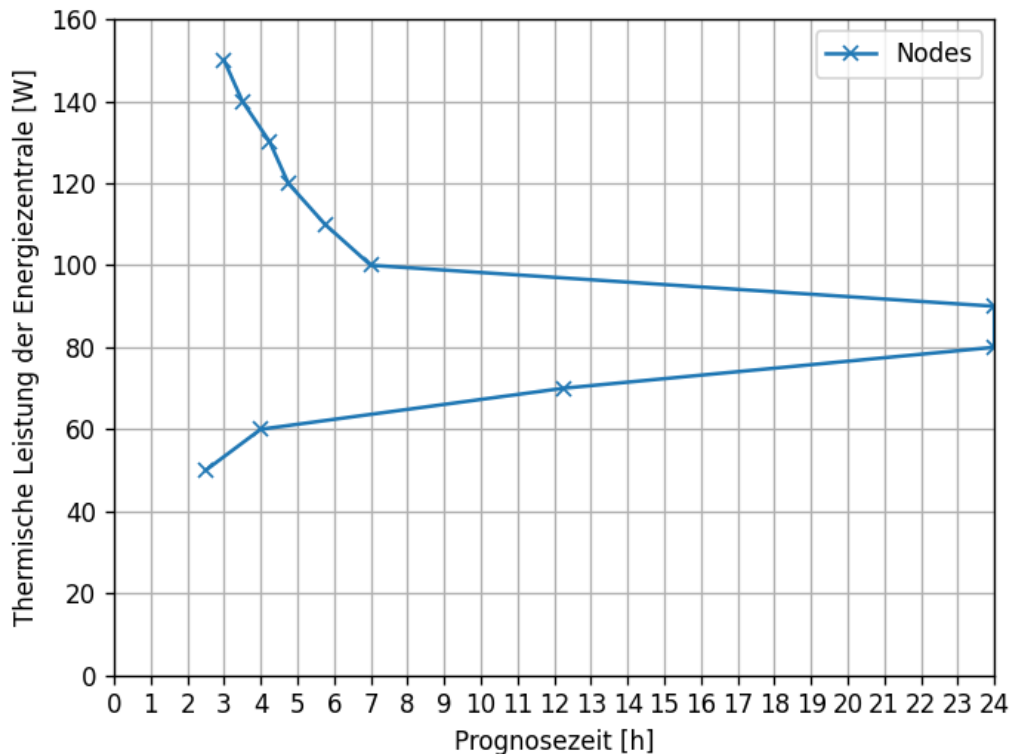


Abbildung 12: Speicherhüllkurve der Nodes mit der längsten Laufzeit aus Abbildung 11. Der Bereich über der Hüllkurve kann als vollständig geladener Speicher interpretiert werden. Der Bereich unter der Kurve stellt einen vollständig geleerten Speicher dar

8.3.6 Gewinnermittlung der Wärmeerzeugung

Um die ökonomische Bewertung von Anlagenfahrweisen zu tätigen, muss ermittelt werden, welche Anlagenfahrweisen überhaupt existieren. Eine Fahrweise ist dabei eine Gesamtleistung der Energiezentrale, die durch die Kombination der thermischen Leistungen der einzelnen Wärmeerzeuger bzw. Aggregate erreicht werden kann. Zum Erhalt jeglicher Kombinationen aus den Leistungsmengen der Aggregate ist das kartesische Produkt anwendbar.

$$A \times B = \{(a, b) \mid (a \in A) \wedge (b \in B)\} \quad (22)$$

Weiterhin werden die Zusammenhänge von Input und Output je Aggregat benötigt. Dazu ist ein Regelwerk notwendig, das jegliche Erlöse und Kosten aufschlüsselt. Die in der Projektlaufzeit identifizierten und berücksichtigten Kosten sind in Tabelle 1 dargestellt. Die Unterscheidung in der Formelsammlung erfolgt je Wärmeerzeugertyp, hier in Gas-Brennwertkessel und BHKW, da Unterschiede hinsichtlich Kosten und Erlöspositionen vorliegen. Beispielsweise ist der KWK-Index für einen reinen Wärmeerzeuger wie den Gas-Brennwertkessel nicht relevant. Neben dem Wärmeerzeugertyp hängen die Kosten- und Erlöspositionen von der angesetzten Leistung sowie der Dauer zum Aufrechterhalten dieser

Leistung ab. Daher werden jegliche Positionen pro Leistung und Zeit für jedes Aggregat ermittelt.

Tabelle 1: Relevante Kosten- und Erlöspositionen pro Aggregattyp

	Kosten	Erlöse
BHKW	<ul style="list-style-type: none"> • Erdgasbezug • Instandhaltung • Start/Stopp 	<ul style="list-style-type: none"> • KWK-Zuschlag Einspeisung • KWK-Zuschlag Eigenverbrauch • KWK-Index • Vermiedene Netznutzungsentgelte • Energiesteuerrückerstattung • Wärme
Kessel	<ul style="list-style-type: none"> • Erdgasbezug • Strom • Start/Stopp 	<ul style="list-style-type: none"> • Wärme

8.3.6.1 Kosten und Erlöse des Aggregattyps BHKW

Der Hauptpunkt der Kosten bei Aggregaten des Typs BHKW wird durch die Erdgaskosten verursacht. Es gilt folgende Gleichung:

$$K_{CH_4} = \frac{\dot{Q}_{th_BHKW}}{\eta_{th_BHKW}} \cdot H_{is} \cdot t_{cp} \cdot k_{ch_4} \quad (23)$$

Dabei sind:

\dot{Q}_{th_BHKW}	die thermische Leistung des BHKW in W,
η_{th_BHKW}	der thermische Wirkungsgrad des BHKW bei vorliegender thermischer Leistung,
H_{is}	der Erdgas-Umrechnungsfaktor von Heizwert zu Brennwert,
t_{cp}	die Node-Dauer in h,
k_{ch_4}	der Erdgaskostensatz in €/kWh _{HS}

Weiterhin müssen Kosten für die Instandhaltung betrachtet werden. Diese ergeben sich gemäß Gleichung (24):

$$K_{inst} = t_{BHKW} \cdot k_{bh} \quad (24)$$

Dabei sind:

t_{BHKW}	der Zeitraum in h, währenddessen das BHKW angefordert wird,
k_{bh}	der Instandhaltungskostensatz, der pro Betriebsstunde anfällt.

Dabei erfolgt keine direkte Anrechnung von Kosten durch Verschleiß. Da der größte Verschleiß in Start/Stop-Vorgängen der BHKWs vermutet wird, wird er in den empirisch ermittelten Start/Stopkosten inbegriffen. Darüber hinaus werden für die BHKWs keine Stromkosten für Elektronik, Pumpen o. Ä. berücksichtigt.

Auf Seiten der Erlöse spielt der KWK-Zuschlag für die Einspeisung von Strom in das Verteilnetz eine Rolle. Es gilt:

$$E_{KWK_Ein} = \frac{\dot{Q}_{th}}{\eta_{th_BHKW}} \cdot t_{cp} \cdot \eta_{el_BHKW} \cdot e_{kww_Ein} \cdot p_{Ein} \quad (25)$$

Dabei sind:

η_{el_BHKW} der elektrische Wirkungsgrad bei anliegender thermischer Leistung,
 e_{kww_Ein} der KWK-Erlös pro kWh_{el} und
 p_{Ein} der Anteil des eingespeisten Stroms des Gesamtstromertrags.

Darüber hinaus wird der eigenverbrauchte Strom des BHKWs gemäß Formel (26) vergütet.

$$E_{KWK_EV} = \frac{\dot{Q}_{th}}{\eta_{th_bhw}} \cdot t_{cp} \cdot \eta_{el_BHKW} \cdot e_{kww_EV} \cdot p_{EV} \quad (26)$$

Dabei sind:

e_{kww_EV} der KWK-Erlös pro kWh_{el} eigenverbrauchten Stroms,
 p_{EV} der Anteil des eigenverbrauchten Stroms der Gesamtstromerzeugung

Anders als in Formel (25) wird der Anteil des eigenverbrauchten Stroms mit der Erlösposition für den eigenverbrauchten Strom verrechnet. Ferner lässt sich eine weitere Erlösposition mittels Formel (27) berechnen: der KWK-Index.

$$E_{KWK_EEX} = \left(\left(\frac{\dot{Q}_{th}}{\eta_{th}} \cdot t_{CP} \cdot \eta_{el} \right) - \left(\frac{\dot{Q}_{th}}{\eta_{th}} \cdot t_{CP} \cdot \eta_{el} \cdot p_{EV} \right) \right) \cdot e_{kww_eex} \quad (27)$$

Dabei ist:

e_{kww_eex} der Erlös pro kWh_{el} für den eingespeisten Strom

Dabei wird vom gesamten erzeugten Strom der Eigenverbrauchanteil subtrahiert und die resultierende Strommenge mit dem Erlössatz für den KWK-Index verrechnet. Es handelt sich um den erzielten durchschnittlichen Baseload-Preis des jeweils vorangegangenen Quartals [6].

Der Erlös aus den vermiedenen Netznutzungsentgelten wird gemäß Formel (28) bestimmt. Anders als bei der Berechnung des KWK-Index wird der eingespeiste Strom mit dem Erlössatz für die vermiedenen Netznutzungsentgelte multipliziert. Dieser Erlössatz wird jährlich vom Netzbetreiber ermittelt [7, 8].

$$E_{verm_{NNE}} = (1 - p_{EV}) \cdot \left(\frac{\dot{Q}_{th}}{\eta_{th_{bhkw}}} \cdot t_{CP} \cdot \eta_{el_{bhkw}} \right) \cdot e_{verm_{NNE}} \quad (28)$$

Dabei ist:

$e_{verm_{NNE}}$ Erlös für vermiedene Netznutzungsentgelte in €/kWh_{el}

Eine weitere Erlösposition für den Aggregattyp BHKW ist die Energiesteuerrückerstattung, die gemäß Formel (29) bestimmt wird. Die Höhe der Erlösposition hängt von der genutzten Erdgasmenge sowie von der auf den Brennstoff erhobenen Energiesteuer ab.

$$E_{EnerSt_{RE}} = \frac{\dot{Q}_{th}}{\eta_{th_{BHKW}}} \cdot H_{is} \cdot t_{cp} \cdot e_{EnerSt_{RE}} \quad (29)$$

Dabei ist:

$e_{EnerSt_{RE}}$ der Erlös für die Energiesteuerrückerstattung.

Abschließend lässt sich der Erlös für die gelieferte Wärme wie folgt berechnen:

$$E_{Wärme} = \dot{Q}_{th} \cdot t_{CP} \cdot e_{Wärme} \quad (30)$$

Dabei ist:

$e_{Wärme}$ der Erlös für die gelieferte Wärme, die vom Endnutzer gezahlt wird.

Es sei angemerkt, dass keinerlei Wärmeverluste durch die Verteilung im Netz berücksichtigt wurden. Es wird angenommen, dass die erzeugte Wärme verlustfrei beim Endverbraucher ankommt.

8.3.6.2 Kosten und Erlöse des Aggregattyps Kessel

Die Berechnung der Erdgaskosten für den Gas-Brennwertkessel erfolgt analog zur Berechnung der Erdgaskosten von den BHKWs:

$$K_{CH4} = \frac{\dot{Q}_{th_{Kessel}}}{\eta_{th_{Kessel}}} \cdot H_{is} \cdot t_{cp} \cdot k_{ch4} \quad (31)$$

Dabei sind:

\dot{Q}_{th_Kessel}	die thermische Leistung des Gas-Brennwertkessels,
η_{th_Kessel}	der thermische Wirkungsgrad in Abhängigkeit von der anliegenden thermischen Leistung,
k_{ch4}	der Kostenfaktor für den Erdgasbezug bezogen auf den Brennwert.

In Formel (31) zeigen sich die Unterschiede lediglich in den aggregatspezifischen Parametern wie der thermischen Leistung, dem thermischen Wirkungsgrad sowie ggf. in einem abweichenden Kostensatz für das bezogene Erdgas.

Eine weitere Kostenposition für die Bestimmung der Wirtschaftlichkeit des Gas-Brennwertkessels sind die Stromkosten für den Betrieb des Wärmeerzeugers:

$$K_{Strom} = \dot{Q}_{th} \cdot t_{cp} \cdot p_{S_W} \cdot k_{Strom} \quad (32)$$

Dabei sind:

p_{S_W}	der Anteil des produzierten Stroms zu produzierter Wärme,
k_{Strom}	die Stromkosten für den Betrieb des Kessels

Die Berechnung des Wärmeerlöses erfolgt analog gemäß Formel (30).

8.3.6.3 Gesamtgewinn

Der Gewinn wird als führende Größe zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit von Fahrweisen dieses Projektes angesetzt. Zunächst wird der Gewinn für jedes Aggregat ermittelt. Dabei werden für die Gewinnberechnung alle Erlös- und Kostenpositionen aufsummiert, die für den jeweiligen Aggregattyp hinterlegt wurden. Es gilt:

$$G_{Aggr} = \sum E - \sum K \quad (33)$$

Im Anschluss an die Gewinnermittlung je Aggregat erfolgt die Bestimmung der Start-/Stoppkosten, um diese von dem Gewinn je Aggregat zu subtrahieren. Startkosten werden für ein Aggregat erhoben, wenn die Ist-Leistung dieses Aggregats 0 W beträgt und auf eine Soll-Leistung innerhalb des Leistungsspektrums angefordert wird, also ein Anfahrvorgang vorliegt. Stoppkosten werden hingegen erhoben, wenn die Ist-Leistung aus dem Feld innerhalb der Leistungsspektren des Aggregats liegen und die Soll-Leistung 0 W beträgt, also ein Abschaltvorgang vorliegt. Leistungsänderungen innerhalb der Betriebsspektren werden aus Zeitgründen innerhalb des Projektes nicht bepreist, wenngleich deren Analyse und Erhebung in weiteren Projekten vorgenommen werden sollte.

Bei der Bestimmung der Start- bzw. Stoppkosten handelt es sich um einen Sonderfall innerhalb des Projektes, da keine mathematisch definierbaren An- und Abfahrvorgänge bestimmt werden konnten, die sich zur Bepreisung der technischen Vorgänge eignen. Eine derartige Definition ist mit hohem Aufwand und zahlreichen Prognosen von beispielsweise Temperaturen innerhalb der Anlagentechnik verbunden und variiert von Aggregat zu Aggregat. Aus diesem Grund wurden auf Basis von Erfahrungswerten zur Anlagensteuerung und erwünschtem Betriebsverhalten sowie zur Einhaltung der Wartungsverträge, die maximal vier Starts am Tag fordern, derartige Kosten empirisch ermittelt. Generell ist eine stetige Betriebsweise der BHKWs sowie ein Unterstützen des Kessels bei Bedarfsspitzen erwünscht.

Die empirische Ermittlung der Kostenfaktoren erfolgt zunächst mit Startkosten von 1 € für die BHKWs auf später 30 € Stoppkosten, um die oben genannten Wirkungen zu erzielen. In Praxistests hatte der erste Kostenfaktor zu wenig Einfluss auf das Taktverhalten der BHKWs. Zudem erwies sich die Einführung von Stoppkosten als zielführender, weil somit das Abschalten anstatt des Anschaltens der Anlagen gehemmt wird. Da der Kessel zunächst keinerlei Kosten zugewiesen bekommen hatte, wurden im zweiten Iterationsschritt Kosten in Höhe von 5 € für das Anfahren angesetzt, um das Anschalten des Kessels zusätzlich zu hemmen. Bislang zeigten sich derartige Werte innerhalb von Tests als zielführend. Die Verrechnung des Gesamtgewinns je Aggregat ist in Gleichung (34) dargelegt.

$$G_{ges_Aggr} = G_{Aggr} - K_{Start/Stop} \quad (34)$$

Schließlich erfolgt die Berechnung des Gesamtgewinns der Energiezentrale gemäß Formel (35). Dabei wird der Gesamtgewinn jedes Aggregats addiert.

$$G_{ges} = \sum G_{ges_Aggr} \quad (35)$$

Im Laufe der Projektlaufzeit wurde ein Konzept eingeführt, dass den erzielten Gewinn von Nodes auf die gelieferte Wärmemenge normiert. Ziel dieser Einführung war es, die Vergleichbarkeit zwischen Nodes mit verschiedenen Dauern und Energiemengen bei der Auswahl zu schaffen. Folgende Gewinnformel wurde hierzu verwendet:

$$g_Q = \sum \frac{r_{g,\dot{Q}}}{\dot{Q}_{Aggr,soll}} - \frac{\sum K_{Start,Stopp,Aggr}}{\dot{Q}_{node} \cdot t_{cp}} \quad (36)$$

Dabei ist:

$r_{g,\dot{Q}}$ der relative Gewinn je gelieferter Wärmemenge in €/kWh.

Es wird ersichtlich, dass der vordere Teil der Gleichung nur von der thermischen Leistung abhängt. Im zweiten Teil werden die Start- und Stoppkosten summiert und durch die Energie des Nodes dividiert. Dies bedeutet, dass der Einfluss der Start- und Stoppkosten immer geringer wird, je größer die Node-Dauer und Leistung ist.

8.3.7 Ermittlung des Steuerungskerns und der KI-Infrastruktur

Aufgrund der softwaretechnischen Trennung von Funktionalitäten im Sinne der Mikrodienstinfrastruktur erfolgt innerhalb des Steuerungskern analog eine inhaltliche Trennung. So werden jegliche Funktionalitäten, die mit der Prognose des Wärmebedarfs einhergehen im Modul PredictedDemand aufgeführt. Die Modellierung des Wärmespeichers erfolgt im ChangePattern, die wirtschaftliche Bewertung des Anlagenparks im EconomyPattern und die Erstellung der Fahrweisen durch die Vermittlung der genannten Module erfolgt im PerformancePattern. Innerhalb der folgenden Abschnitte werden die Steuerungslogiken und Abläufe innerhalb der genannten Module erläutert.

8.3.7.1 PredictedDemand

Das PredictedDemand-Modul ist für die Prognose des Wärmebedarfs zuständig und dient als Grundlage für die Ermittlung der Nodes im ChangePattern. Der grundlegende Ablauf des PredictedDemand ist als Aktivitätendiagramm in Abbildung 13 dargestellt.

Die Prognose des Wärmebedarfs wird durch eine Anfrage des PerformancePatterns ausgelöst. Zunächst wird, aus den bei der Anfrage übermittelten Zeitstempels, der Prognosehorizont ermittelt. Anhand des Prognosehorizonts können mit historischen und prognostizierten Wetterdaten des DWD Allokationstemperaturen und anschließend der tagesspezifische h-Wert ermittelt werden. Parallel werden aus aufbereiteten Messdaten der jeweils spezifische Kundenwert sowie wochenstündliche Korrekturfaktoren für den Wärmebedarf ermittelt. Anschließend können zunächst die täglichen und danach die stündlichen Wärmebedarfe für den Prognosezeitraum ermittelt werden. Um eine viertelstündliche Ansteuerung der Wärmeerzeuger zu ermöglichen, werden aus den stündlichen Wärmebedarfen zusätzlich die viertelstündlichen Bedarfe abgeleitet und anschließend an dem ChangePattern zur Verfügung gestellt.

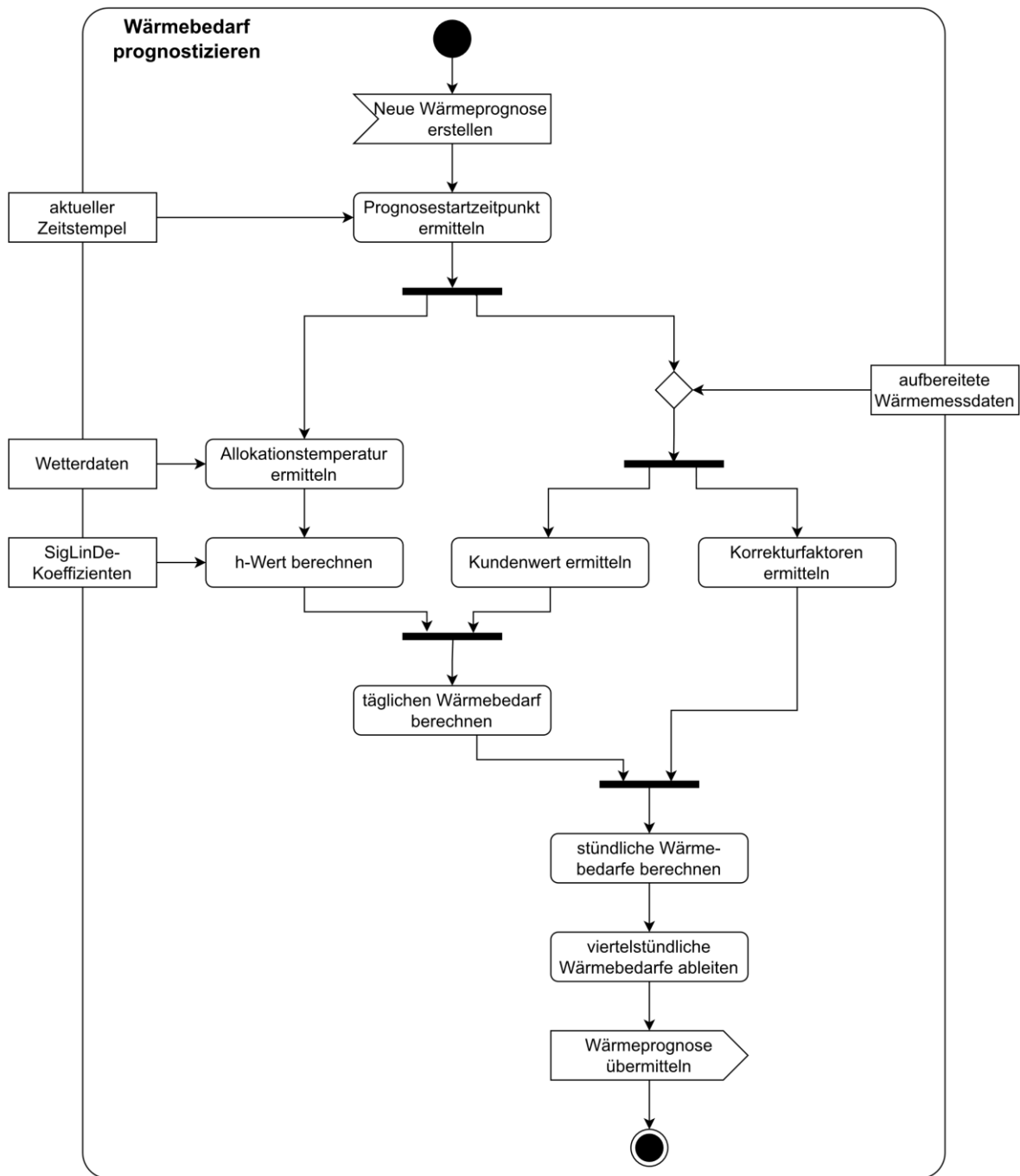


Abbildung 13: Aktivitätendiagramm der Hauptfunktionalität „Wärmebedarf prognostizieren“ des PredictedDemand.

Neben dem Hauptprozess zur Wärmeverhersage, werden im PredictedDemand zusätzlich Messdaten über die stündlich gelieferten Wärmemengen für die spätere Weiterverarbeitung aufbereitet. Das entsprechende Aktivitätendiagramm ist in Abbildung 14 dargestellt. Im ersten Schritt werden die Messdaten der gelieferten Wärmemengen, die zum entsprechenden Zeitpunkt gemessenen Außenlufttemperaturen verknüpft. Daraus lassen sich Allokationstemperaturen für jede Stunde im Messzeitraum ermitteln. Anschließend werden verschiedene Fehler aus den Messdatensatz bereinigt. Sollten aufgrund von Messausfällen Zeitstempel mit leeren Werten für die Wärmemengen vorliegen, werden diese Zeitstempel entfernt. Zusätzlich werden Messreihen mit konstanter gelieferter Wärmemenge entfernt, da hier Messfehler vorliegen. Abschließend werden Zeitstempel, für die keine Allokationstemperaturen ermittelt werden können, ebenfalls entfernt. Daraus resultiert ein

Datensatz, der mit der Anzahl der versorgten Wohneinheiten zu den jeweiligen Zeitstempeln normiert wird. Die Hintergründe zu diesem Aufbereitungsschritt sind im Abschnitt 9.1 erläutert. Um die Daten für eine weitere Verarbeitung im SigLinDe-Verfahren vorzubereiten, wird aus dem Datensatz der Referenzwärmebedarf des spezifischen Untersuchungsobjekts bei einer Allokationstemperatur von 8 °C ermittelt. Er dient als weitere Normierungsgrundlage für die gelieferten Wärmemengen.

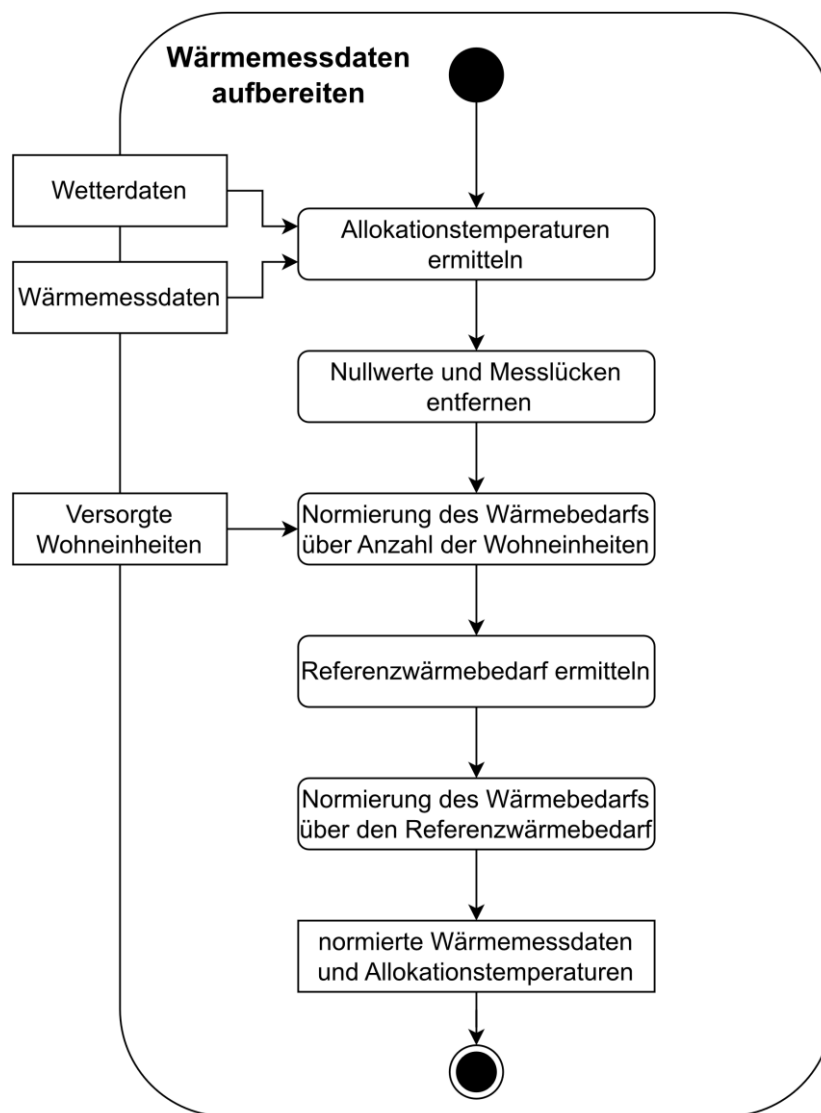


Abbildung 14: Aktivitätendiagramm der Nebenfunktionalität „Wärmemessdaten aufbereiten“ im PredictedDemand.

8.3.7.2 ChangePattern

Im ChangePattern wird das Verhalten des Wärmespeichers über den Prognosehorizont ermittelt und die Nodes für die Fahrweisengeneration ermittelt. Das Pattern verknüpft die Wärmeprognose des PredictedDemand mit der Ermittlung der Fahrweisen im PerformancePattern. Das Aktivitätendiagramm in Abbildung 15 stellt die Hauptfunktionalität des ChangePatterns dar.

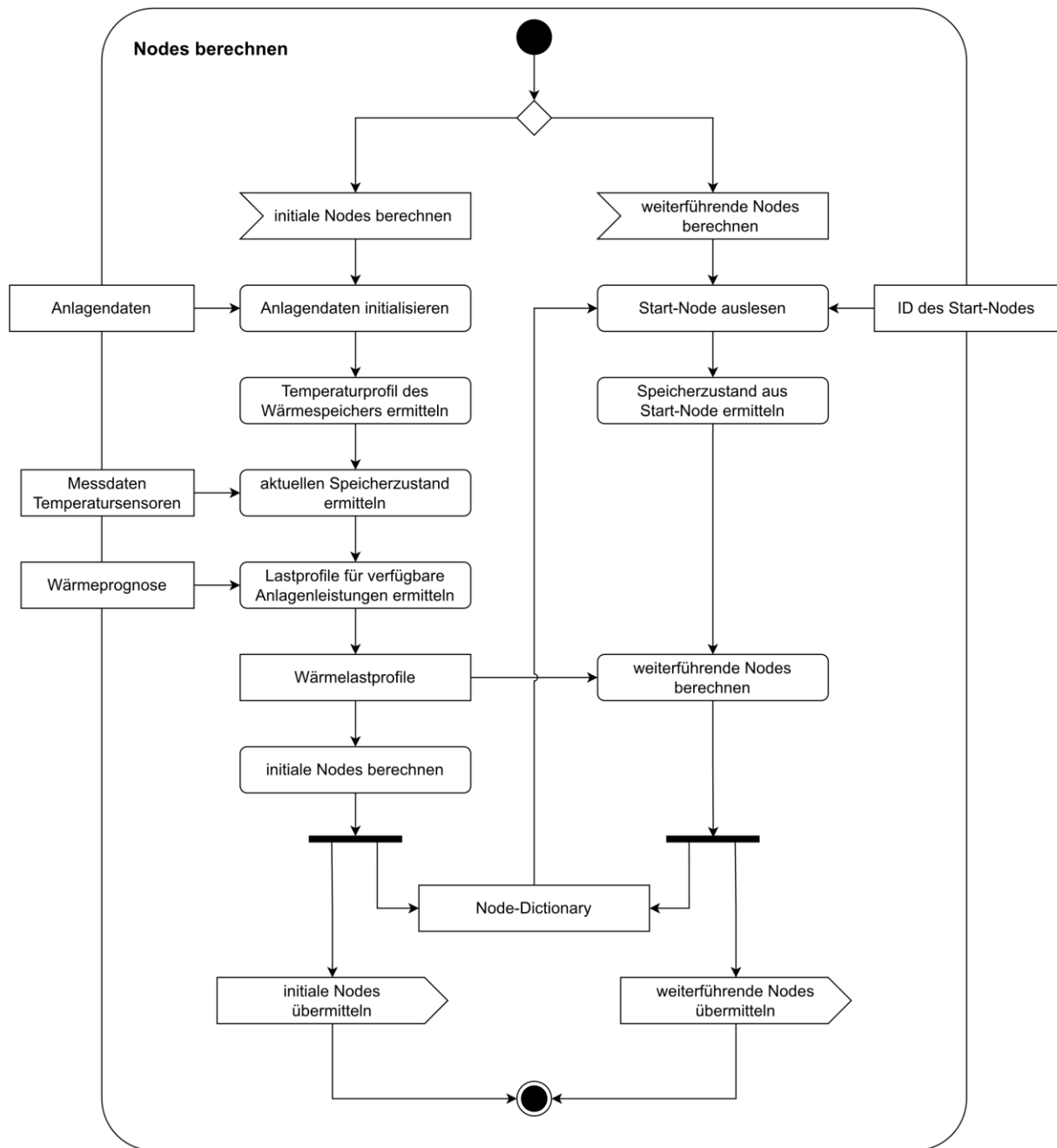


Abbildung 15: Aktivitätendiagramm der Hauptfunktionalität „Nodes berechnen“ des ChangePatterns.

Die Node-Ermittlung wird durch eine Anfrage des EconomyPatterns ausgelöst und teilt sich in die Prozesse der initialen und der weiterführenden Node-Ermittlung. Beide unterscheiden sich darin, dass bei der initialen Node-Ermittlung der aktuelle Wärmespeicherzustand anhand von Messdaten berechnet wird und der Ausgangspunkt von der Berechnung immer eine Prognosezeit von null Stunden ist. Die weiterführende Node-Ermittlung verwendet als Ausgangspunkt für die Berechnungen einen anderen Node. Von diesem werden der erwartete Wärmespeicherzustand und der Endpunkt der Node-Laufzeit ausgelesen und für die weiteren Prozessschritte verwendet.

Bei der Anfrage der initialen Nodes werden zunächst die Anlagendaten initialisiert, um Informationen über die fahrbare thermische Leistung der Wärmeerzeuger zu generieren. Das dabei ermittelte Leistungsspektrum wird in gleichgroße Leistungsinkremente geteilt, die für

die Berechnung der Residuallastprofile verwendet werden. Zusätzlich werden aktuelle Mess- und Anlagendaten über den Wärmespeicher verarbeitet, um, wie unter Abschnitt 8.3.4 beschrieben, den aktuellen Wärmespeicherzustand zu berechnen. Aus den Residuallastprofilen und den Speicherzustand können die Nodes ermittelt, abgespeichert und abschließend dem PerformancePattern zur Verfügung gestellt werden.

Die weiterführende Node-Berechnung verwendet dieselben Algorithmen für die Berechnung der Nodes. Im Gegensatz zur initialen Berechnung wird auf die bereits ermittelten Residuallastprofile für den Wärmebedarf zurückgegriffen und der Ladezustand des Wärmespeichers sowie die Startzeit aus bereits berechneten Nodes ausgelesen.

8.3.7.3 EconomyPattern

Das EconomyPattern ist der Teil des Steuerungskerns, der die wirtschaftliche Bewertung der eingehenden Nodes aus dem ChangePattern sowie für die Aussortierung technisch nicht möglicher Nodes durchführt. Letztere Maßnahme ist relevant, wenn minimale oder maximale Leistungen der Aggregate von den angefragten Leistungen unter- oder überschritten werden. In diesem Abschnitt wird der funktionelle Ablauf des EconomyPattern gemäß dem Aktivitätendiagramm in Abbildung 16 erläutert.

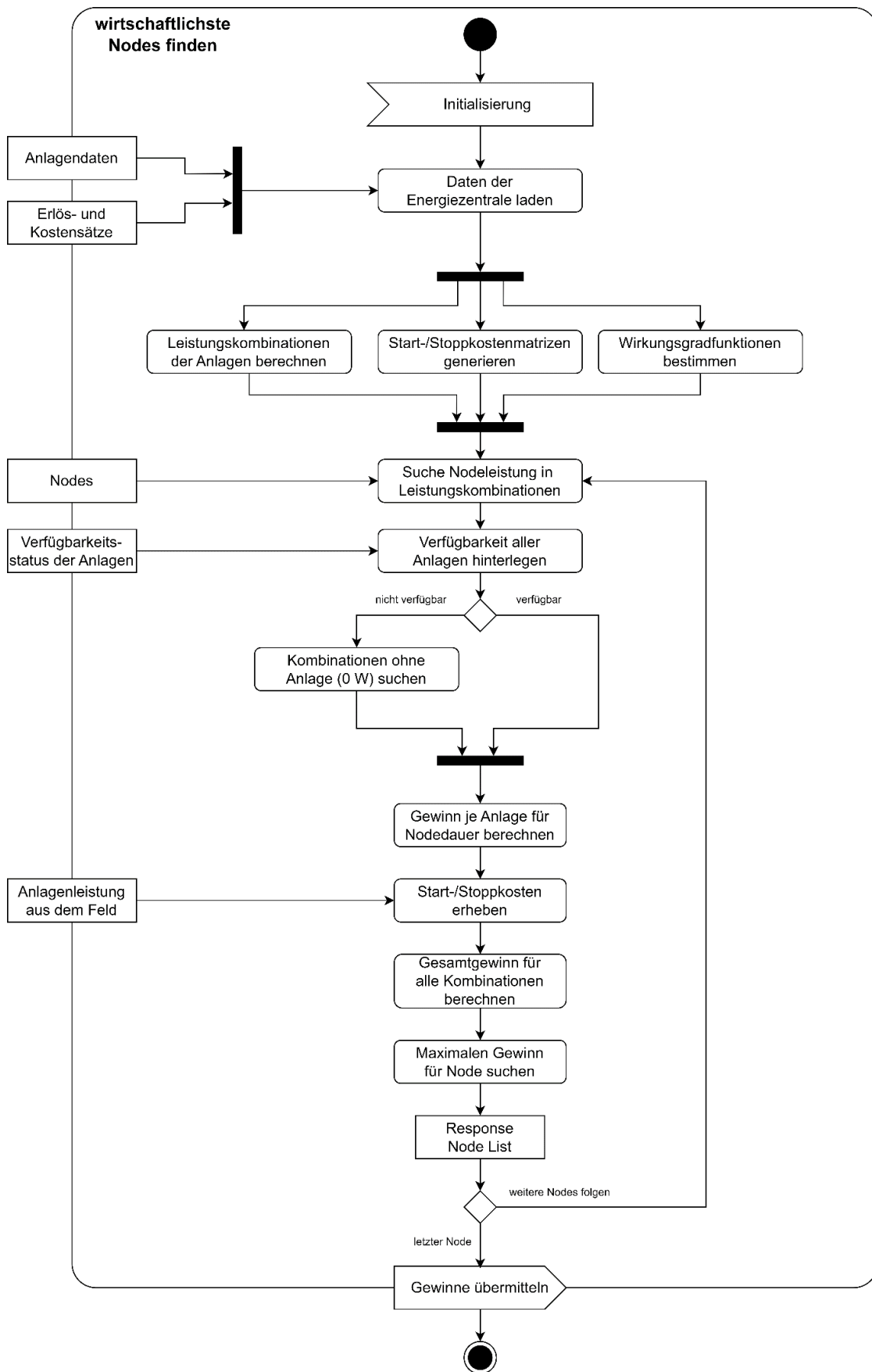


Abbildung 16: Aktivitätendiagramm des EconomyPattern. Nach einer Initialisierung erfolgt die wirtschaftliche Bewertung der Nodes. Unter allen Kombinationsmöglichkeiten der Anlagen wird die wirtschaftlichste Kombination ausgewählt und nach Bewertung aller Nodes an das zuständige Modul übermittelt.