

Analyse der Kombination von Solarthermie und Kraft-Wärme-Kopplung für eine CO₂-arme Bereitstellung von industrieller Prozesswärme

Abschlussbericht des Verbundprojekts für den Berichtszeitraum
01.06.2019 bis 31.10.2023

Autoren:

F. Pag, M. Jesper, K. Vajen,
T. Nennmann, L. Martin, P. Krawiec, M. Junge
S. Güntner, M. Gailfuß
R. Heinzen, K. Zass

Kassel, Rastatt, April 2024



S O L A R .
U N I - K A S S E L . D E



Analyse der Kombination von Solarthermie und Kraft-Wärme-Kopplung für eine CO2-arme Bereitstellung von industrieller Prozesswärme

Verbundvorhaben

Projektpartner

Universität Kassel

Fachgebiet Solar- und Anlagentechnik
Institut für thermische Energietechnik
www.solar.uni-kassel.de

Limón GmbH

Kassel
www.limon-gmbh.de

enertracting GmbH

Kassel
www.enertracting.de

BHKW Infozentrum GbR

Rastatt
www.bhkw-infozentrum.de

Gefördert vom:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den AutorInnen.

Förderkennzeichen: 03ETW014A-D

Laufzeit

06/2019 bis 10/2023



Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	3
Abbildungsverzeichnis	6
Tabellenverzeichnis	10
Zusammenfassung	12
Kurzbeschreibung Verbundprojekt AnanaS	13
1. Einleitung	14
2. BHKW-Markt – Status Quo und Entwicklungen	16
2.1. Entwicklung der installierten KWK-Leistung	16
2.2. Gesetzliche Rahmenbedingungen	17
2.2.1. Änderungen Gebäudeenergiegesetz	17
2.2.2. Änderungen Energie- und Stromsteuergesetz	18
2.2.3. Änderungen KWK-Gesetz	19
2.2.4. Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG)	19
3. Datenerhebung BHKWs	20
3.1. Thermische und elektrische Wirkungsgrade BHKW	20
3.2. Kostenanalyse BHKW	22
3.3. Wirtschaftlichkeit von BHKWs im aktuellen Marktumfeld	23
3.4. CO ₂ -Bilanz von Erdgas-BHKWs	25
3.5. Startverhalten BHKW	27
4. Lastprofilanalyse	31
4.1. Datengrundlage	31
4.2. Clusteranalyse der Außentemperaturabhängigkeit	33
4.2.1. Methodik	34
4.2.2. Ergebnisse	34
4.3. Korrelation von Wärme- und Strombedarf	35
4.3.1. Methodik	36
4.3.2. Ergebnisse	36
4.4. Prognose des Wärmebedarfs auf Basis der Außentemperaturabhängigkeit	36
4.4.1. Methodik	37

4.4.2. Ergebnisse	37
4.5. Prognose des Wärmebedarfs auf Basis der Außentemperaturabhängigkeit und der Korrelation von Strom- und Gasverbrauch	38
4.5.1. Methodik	39
4.5.2. Ergebnisse	39
4.6. Stromeigenverbrauch	40
4.7. Zusammenfassung Lastprofilanalyse	43
4.8. Anomalieerkennung	44
5. Verfügbarkeit von Dachflächen	51
5.1. Methodik zur Bestimmung der Dachflächen	51
5.2. Vergleich vorhandene Dachfläche und potenzielle Kollektorfläche	51
5.3. Limitation der solaren Deckungsrate durch Lastprofil und Dachflächenverfügbarkeit	53
6. Simulationsstudie zu kombinierten Solar-BHKW-Systemen	56
6.1. Festlegung der untersuchten Wärmelastprofile	56
6.2. Vorauslegungsmethodik für Solarthermie und BHKW	57
6.3. Hydrauliken	58
6.4. Modellierung des BHKWs	60
6.5. Ergebnisse der Simulationsstudie	60
6.5.1. Ergebnisse eines kombinierten Solar-BHKW-Systems mit einem gemeinsam genutzten Speicher	61
6.5.2. Vergleich von Ein- und Zwei-Speichersystem	62
6.5.3. Zwischenfazit	64
6.5.4. Variation von Speichervolumen und für das BHKW freigegebenem Speichervolumen	64
6.5.5. Regelung des BHKWs	68
6.5.6. Überdimensionierung Solarthermie	69
6.5.1. Wirtschaftliche Bewertung von Solar-BHKW-Systemen	75
6.5.1.1. Szenario A: Strom wird vollständig im Unternehmen verbraucht	76
6.5.1.2. Szenario B: 50 % des Stroms wird im Unternehmen verbraucht	78
6.5.1.3. Szenario C: Abnehmender Eigenverbrauch bei zunehmender BHKW-Leistung	79
7. Korrelation der Stromerzeugung von Solar-BHKW-Systemen auf die Residuallast	82
7.1. Residuallast im Stromnetz	82
7.2. Korrelationsanalyse	83
8. Zusammenfassung und Fazit	88
9. Literaturverzeichnis	90



Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Übersicht der Projektstruktur von ANANAS.....	13
Abbildung 2: Verteilung der BHKW-Motoren in der Datenbank, unterschieden nach Art des Motors	20
Abbildung 3: Elektrischer Wirkungsgrad als Funktion der elektrischen Nennleistung für Saug- und Turbomotoren für verschiedene Teillastgrad.....	21
Abbildung 4: Thermischer Wirkungsgrad als Funktion der Thermischen Nennleistung für Saug- und Turbomotoren für verschiedene Teillastgrad.....	22
Abbildung 5: Spezifische Investitionskosten in €/kW _{el}	23
Abbildung 6: Spezifische Wartungskosten in €-Ct/kWh _{el}	23
Abbildung 7: Betriebskostenbilanz des BHKWs ohne Berücksichtigung der Investitionskosten	24
Abbildung 8: Betriebskostenbilanz des BHKWs unter Berücksichtigung der Investitionskosten	25
Abbildung 9: Entwicklung des CO ₂ -Faktors im deutschen Strommix eigene Darstellung mit Daten von Icha und Lauf (2023) und BMWK (2023).....	25
Abbildung 10: CO ₂ -Bilanz von Erdgas-BHKWs, gestrichelt: CO ₂ -Faktor im Strommix im Jahr 2022	26
Abbildung 11: CO ₂ -Faktor im deutschen Stromnetz im Jahresverlauf für das Jahr 2019, , eigene Darstellung mit Daten von FfE (2022)	27
Abbildung 12: Zusammenhang zwischen elektrischer Nennleistung und Modulgewicht bei motorischen BHKWs basierend auf Daten von ASUE (2014)	28
Abbildung 13: Sprungantwort eines PT1-Glieds, mit dem die verzögerte Wärme- und Strombereitstellung der BHKWs näherungsweise bewertet wird	29
Abbildung 14: Kosten eines BHKW-Starts durch anfänglich reduzierte Wärme- und Strombereitstellung als Funktion der Betriebsstunden je Start und für verschiedene Gas- und Strompreise	30
Abbildung 15: Verteilung des jährlichen Erdgasverbrauch in GWh in logarithmischer Skalierung. Die vertikale Linie bei 1,5 GWh stellt die übliche Schwelle für die registrierende Leistungsmessung dar....	32
Abbildung 16: Verteilung des jährlichen Erdgas- und Stromverbrauchs sortiert nach Industriezweigen in logarithmischer Skala. Die vertikalen Linien bei 0,1 GWh/a und 1,5 GWh/a stellen die Schwelle dar, ab der eine registrierende Leistungsmessung üblich ist.....	33
Abbildung 17: Ergebnisse der k-means-Clusterung des Erdgasverbrauchs für Werkstage.....	34
Abbildung 18: Anteile von der Cluster im Industriesektor.....	35
Abbildung 19: Histogramme des Pearson-Korrelationskoeffizienten zwischen Strom- und Gasverbrauch getrennt dargestellt für jedes Cluster.	36
Abbildung 20: Cluster-Regressionsfunktionen für Werkstage (a) und Wochenenden (b).	37
Abbildung 21: σ und R ² der Lastprofilprognose für jedes der 566 geclusterten Lastprofile bei Nutzung der Clusterregressionen.....	38
Abbildung 22: Verteilung von R ² für die Lastprofilprognose durch die Clusterregressionen.....	38
Abbildung 23: Verteilung von R ² für die Lastprofilprognose durch das LSTM-Modell.	39
Abbildung 24: Veränderung von σ und R ² der Lastprofilprognose durch das LSTM-Modell im Vergleich zu den linearen Clusterregressionen.	40
Abbildung 25: Beispielhafte Auslegung eines BHKWs auf eine reales thermisches Lastprofil	41

Abbildung 26: Elektrischer Eigenverbrauch aller Unternehmen in Abhängigkeit von der Auslegung des BHKWs, jede Linie stellt das Ergebnis für ein Unternehmen dar, auf die nummerierten Verläufe wird im Folgenden genauer eingegangen	43
Abbildung 27: Vergleich der Vorhersagegüte vor und nach der Integration des LSTM-Modells für 13 Unternehmen (U)	47
Abbildung 28: Auszug aus einer Sharepoint-Liste mit jeweiligen Informationen zu den Lastgängen (z.T. anonymisiert)	48
Abbildung 29: Anomalie-erkennung & -auswertung in MeinBericht.....	49
Abbildung 30: DIN EN ISO 50006 MeinBericht – Stand 2023.....	50
Abbildung 31: Unternehmensspezifischer Vergleich von der vorhandenen Dachfläche (x-Achse) und der möglichen Kollektorfläche nach VDI 3988 und dem jeweiligen sommerlichen Wärmebedarf (y-Achse)	52
Abbildung 32: Absolute Anzahl der Unternehmen und kumulierter Anteil der Unternehmen mit ausreichender Dachfläche als Funktion des Verhältnisses von möglicher Kollektorfläche nach VDI 3988 und der vorhandenen Dachfläche	53
Abbildung 33: Mögliche solare Deckungsraten als Funktion von dem Verhältnis von der möglichen Kollektorfläche nach VDI 3988 und der vorhandenen Dachfläche der Unternehmen, (a) Die Kollektorfläche ist nach VDI 3988 ausgelegt und Einschränkungen durch die Dachfläche werden nicht berücksichtigt, (b): Die Kollektorfläche beträgt maximal ein Drittel der Dachfläche, was eine realistische Abschätzung ist, wenn Abstände zwischen den Kollektorreihen zur Vermeidung von Eigenverschattung und weitere Einschränkungen berücksichtigt werden, die gestichelte Linie zeigt die Grenze, aber der die Dachfläche nicht ausreichend ist	54
Abbildung 34: Mögliche solare Deckungsraten in den verschiedenen Sektoren unter Berücksichtigung der vorhandenen Dachfläche und einer realistischen Dachflächenausnutzung	55
Abbildung 35: Kombination von Cluster für Produktionstage (wd) und produktionsfreie Tage (wknd) (Jesper et al. 2021a)	56
Abbildung 36: Täglicher Lastgang (oben) und Jahresdauerlinie (unten) für die gewählten Wärmelastprofile am Beispiel von einem Jahreswärmebedarf von 3 GWh/a.....	57
Abbildung 37: Hydraulik für ein Solar-BHKW-System mit gemeinsamem Speicher	59
Abbildung 38: Hydraulik für ein Solar-BHKW-System mit zwei getrennten Speichern	60
Abbildung 39: Simulationsergebnisse für den spez. Solarertrag mit einem gemeinsam genutzten Speicher bei Variation von Lastprofil und BHKW-Auslegung	61
Abbildung 40: Simulationsergebnisse für Anzahl der BHKW-Startzyklen mit einem gemeinsam genutzten Speicher bei Variation von Lastprofil und BHKW-Auslegung	62
Abbildung 41: Vergleich der Simulationsergebnisse (Spezifischer Solarertrag, vom BHKW bereitgestellte Wärme und Speicherverluste) des Zwei- und Ein-Speichersystem, Ergebnisse dargestellt als Verhältnis	63
Abbildung 42: Vergleich der BHKW-Startzyklen im Zwei- und Ein-Speichersystem, Ergebnisse dargestellt als Verhältnis	64
Abbildung 43: Simulationsergebnisse für den spez. Solarertrag mit einem gemeinsam genutzten Speicher bei Variation von Lastprofil, Speichergröße, BHKW-Auslegung und Speichernutzung des BHKWs	65
Abbildung 44: Prozentualer Speicheranteil, der für das BHKW zur Beheizung freigegeben in Abhängigkeit von der Auslegung des BHKWs und der freigegebenen BHKW-Laufzeit, Spez. Speichervolumen 100 l/m ²	66

Abbildung 45: Simulierter spezifischer Solarertrag in Abhängigkeit des Anteils des Speichers, der für die BHKW-Beheizung freigegeben ist für verschiedene Lastprofile und Speicherauslegungen	67
Abbildung 46: Simulationsergebnisse für Anzahl der BHKW-Startzyklen mit einem gemeinsam genutzten Speicher bei Variation von Lastprofil, Speichergröße, BHKW-Auslegung und Speichernutzung des BHKWs	68
Abbildung 47: Simulationsergebnisse für Anzahl der BHKW Startzyklen mit einem gemeinsam genutzten Speicher bei Variation von Lastprofil, BHKW-Auslegung und BHKW-Regelung	69
Abbildung 48: Elektrischer Nutzungsgrad bei Freigabe der BHKW-Modulation in Abhängigkeit der vorgegebenen BHKW Volllaststunden	69
Abbildung 49: Simulationsergebnisse für den spezifischen Solarertrag in Abhängigkeit der varierten Parameter	70
Abbildung 50: Veränderung der spezifischen Solarerträge als Funktion der Kollektorflächenauslegung im Verhältnis zur Auslegung auf die sommerliche Wärmelast für verschiedene Lastprofile bei einer spezifischen Speichergröße von 100 l/m ² ; Linie symbolisiert den Mittelwert, Fläche die Bandbreite der Ergebnisse zwischen Minimal- und Maximalwert.....	71
Abbildung 51: Vergleich der monatlichen Energiebilanz für zwei verschiedene Lastprofile (oben: (0,0), unten: (1,2)) und zwei verschiedene Auslegungen der Kollektorfläche bei einem spezifischen Speichervolumen von 100 l/m ²	72
Abbildung 52: Simulationsergebnisse für die Anzahl der BHKW-Starts in Abhängigkeit der varierten Parameter	73
Abbildung 53: Veränderung der erreichten solaren Deckungsrate als Funktion der Kollektorfeldauslegung im Vergleich zum Referenzfall für verschiedene Lastprofile bei einer spezifischen Speichergröße von 100 l/m ² ; Linie symbolisiert den Mittelwert, Fläche die Bandbreite der Ergebnisse zwischen Minimal- und Maximalwert.....	74
Abbildung 54: Solare Wärmegestehungskosten bei solarer Überdimensionierung im Vergleich zur VDI, Ergebnisse getrennt nach Cluster und mit Variation von BHKW-Auslegung und spez. Speichervolumen, Jahreswärmeverbrauch von 3 GWh/a.....	75
Abbildung 55: Darstellung der economies of scale der solaren Wärmegestehungskosten, spezifischer Ertrag als Funktion der spezifischen Investitionskosten, Auslegung des BHKWs auf 5000 VLS und spez. Speichervolumen von 100 l/m ²	75
Abbildung 56: Wärmegestehungskosten für das Solar-BHKW-System in Abhängigkeit von dem Lastprofil und der Auslegung des BHKWs, Wärmebedarf 3 GWh/a, 100 % Eigenverbrauch des BHKW-Stroms ..	77
Abbildung 57: Amortisationszeit für das Solar-BHKW-System in Abhängigkeit von dem Lastprofil und der Auslegung des BHKWs, Wärmebedarf 3 GWh/a, 100 % Eigenverbrauch des BHKW-Stroms	78
Abbildung 58: Wärmegestehungskosten für das Solar-BHKW-System in Abhängigkeit von dem Lastprofil und der Auslegung des BHKWs, Wärmebedarf 3 GWh/a, 50 % Eigenverbrauch des BHKW-Stroms ...	79
Abbildung 59: Amortisationszeit für das Solar-BHKW-System in Abhängigkeit von dem Lastprofil und der Auslegung des BHKWs, Wärmebedarf 3 GWh/a, 50 % Eigenverbrauch des BHKW-Stroms	79
Abbildung 60: Wärmegestehungskosten für das Solar-BHKW-System in Abhängigkeit von dem Lastprofil und der Auslegung des BHKWs, Wärmebedarf 3 GWh/a, 100 % Eigenverbrauch des BHKW-Stroms bei 7000 VLS, 50 % Eigenverbrauch bei 3000 VLS.....	80

Abbildung 61: Amortisationszeit für das Solar-BHKW-System in Abhängigkeit von dem Lastprofil und der Auslegung des BHKWs, Wärmebedarf 3 GWh/a, 100 % Eigenverbrauch des BHKW-Stroms bei 7000 VLS, 50 % Eigenverbrauch bei 3000 VLS.....	81
Abbildung 62: Residuallast im Stromnetz, eigene Darstellung mit Daten von FfE (2022)	82
Abbildung 63: Korrelation von Day-Ahead-Price und Residuallast.....	83
Abbildung 64: links: Cluster (0,0), 3000 VLS, rechts (1,2), 3000 VLS	83
Abbildung 65: Ergebnisse der Korrelationsanalyse zwischen BHKW-Stromerzeugung und Residuallast im Stromnetz.....	84
Abbildung 66: Netzgebiet der vier Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland (Übertragungsnetzbetreiber 2023).....	85
Abbildung 67: Jahresverlauf der Residuallast im Stromnetz im Jahr 2030 bei Skalierung mittels geplanter Ausbauziele	86
Abbildung 68: Bestimmtheitsmaß der linearen Korrelation zwischen erzeugtem BHKW-Strom und Residuallast im Stromnetz auf Jahresbasis	87
Abbildung 69: Verwendete Kostenkurve für die Solaranlage aus der VDI 3988 nach entsprechender Korrektur mittels Verbraucherpreisindex	95



Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Anzahl der im jeweiligen Kalenderjahr in Betrieb genommene Modulanzahl der jeweiligen Leistungsgröße - Auszug aus „Zulassung von KWK-Anlagen nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz“ (Stand: 31.12.2023) (BAFA 2023).....	17
Tabelle 2: Statistische Auswertung der Strom- und Gaslastprofilpaare	32
Tabelle 3: EWE Daten.....	45
Tabelle 4: Verhältnis der installierten Leistungen von Photovoltaik und Windkraft in den einzelnen Netzgebieten.....	85
Tabelle 5: Vergleich der installierten Erzeugungskapazitäten und des Strombedarf für die Jahr 2019 und 2030 (Pläne nach dem aktuellen Koalitionsvertrag)	86
Tabelle 6: Annahmen für die Wirtschaftlichkeitsberechnung.....	94



Zusammenfassung

Die Dekarbonisierung der industriellen Wärmeversorgung spielt eine entscheidende Rolle für die Energiewende. Insbesondere für die industrielle Wärmeversorgung galten BHKWs aufgrund ihrer im Vergleich zur gekoppelten Stromerzeugung besseren CO2-Bilanz lange Zeit als wichtige Brückentechnologie, die durch die Nutzung des BHKW-Stroms auch wirtschaftliche Vorteile bietet. Um BHKWs unter den stark schwankenden Rahmenbedingungen bewerten zu können, wurden elektrische und thermische Wirkungsgrade sowie Investitions- und Wartungskosten bei den Herstellern abgefragt und für die Erstellung entsprechender Modelle verwendet. Während der öffentliche Fokus häufig auf der Prozesswärmeversorgung auf hohem Temperaturniveau liegt, gibt es eine deutlich größere Anzahl von Unternehmen, die ihre Niedertemperaturwärmeversorgung dekarbonisieren müssen. Im Rahmen von AnanaS wurde eine Datenbank mit mehr als 800 Gaslastprofilen aus Industrie und Gewerbe aufgebaut. Die Auswertung zeigt, dass bei ca. 2/3 der Unternehmen das Lastprofil eine Außentemperaturabhängigkeit aufweist und somit Raumwärme einen relevanten Anteil des Wärmebedarfs darstellt. Während die Auswertung der GIS-Daten zeigt, dass die Dachfläche in vielen Fällen die Auslegung der Solaranlage nach VDI 3988 nicht begrenzt, wird deutlich, dass der häufig hohe Anteil des Raumwärmebedarfs das absolute Potenzial für solare Prozesswärme stark begrenzt und somit häufig nur einstellige oder niedrige zweistellige Deckungsraten möglich sind. Die Simulationsstudie zeigt jedoch, dass aufgrund der möglichen Skaleneffekte eine entsprechende Überdimensionierung des Kollektorfeldes bei stabilen Wärmegestehungskosten möglich ist.

Darüber hinaus zeigt die Simulationsstudie, für die ein Auslegungstool für Solar-BHKW-Systeme erstellt wurde, das unter <https://www.solare-prozesswärme.info/solar-bhkw-systeme/> zur Verfügung steht, dass bei Solar-BHKW-Systemen in der Regel ein gemeinsamer Speicher statt zwei getrennter Speicher geplant werden sollte. Während die obere Hälfte des Speichers für das BHKW genutzt werden kann, um die Anzahl der Taktzyklen zu reduzieren, sollte die untere Hälfte für die Solaranlage reserviert werden. In diesem Fall ist nur mit einer geringen Minderung des spezifischen Solarertrags durch das BHKW zu rechnen.



Kurzbeschreibung Verbundprojekt AnanaS

Die Dekarbonisierung des industriellen und gewerblichen Prozesswärmeverbedarfs bis 150 °C ist ein wichtiger Baustein der Wärmewende. Es gibt diverse marktreife Technologien wie Wärmepumpen, Kraft-Wärme-Kopplungssysteme und thermische Solaranlagen, die hierzu einen wichtigen Beitrag leisten können. Bislang werden diese Technologien jedoch einzeln betrachtet und realisiert. Doch gerade die Kombination verschiedener regenerativer bzw. hocheffizienter Wärmeerzeuger bietet die Möglichkeit, einen deutlich größeren Anteil des Wärmebedarfs zu dekarbonisieren. Während schon die Marktdurchdringung der einzelnen Technologien noch deutlich hinter den Möglichkeiten liegt, sind realisierte ProzesswärmeverSORGUNGSSYSTEME, die mehrere dieser Technologien kombinieren, quasi nicht zu finden. Daher sollen im Rahmen des Projekts **ANANAS** wichtige Aspekte zur Kombination dieser Wärmeerzeuger erforscht und entsprechende Implementierungsrichtlinien abgeleitet werden. Unter Berücksichtigung der jeweiligen Anforderungen beider Wärmeerzeugungstechnologien soll ein geeignetes Simulationsmodell zur detaillierten Untersuchung dieser Kombination erstellt werden. In Abhängigkeit der relevanten Parameter werden entsprechende Simulationsstudien durchgeführt, um spezifische Auslegungs- und Integrationsempfehlungen ableiten zu können. Die innerhalb des Projekts **ANANAS** entwickelten Auslegungsempfehlungen ermöglichen perspektivisch einen deutlich größeren Anteil regenerativ bzw. effizient bereitgestellter ProzesswärmE.

Weiterhin soll eine Vielzahl industrieller Lastprofile unterschiedlichster Branchen und Betriebsgrößen mit Hilfe verschiedener statistischer und Machine-Learning-Methoden untersucht werden. So sollen Referenzlastprofile für verbreitete Wärmesenken sowie erste Ansätze zur Generierung von synthetischen Prozesswärmelastprofilen erarbeitet werden. Perspektivisch kann so das Problem fehlender thermischer Lastprofile für industrielle Anwendungen umgangen werden.

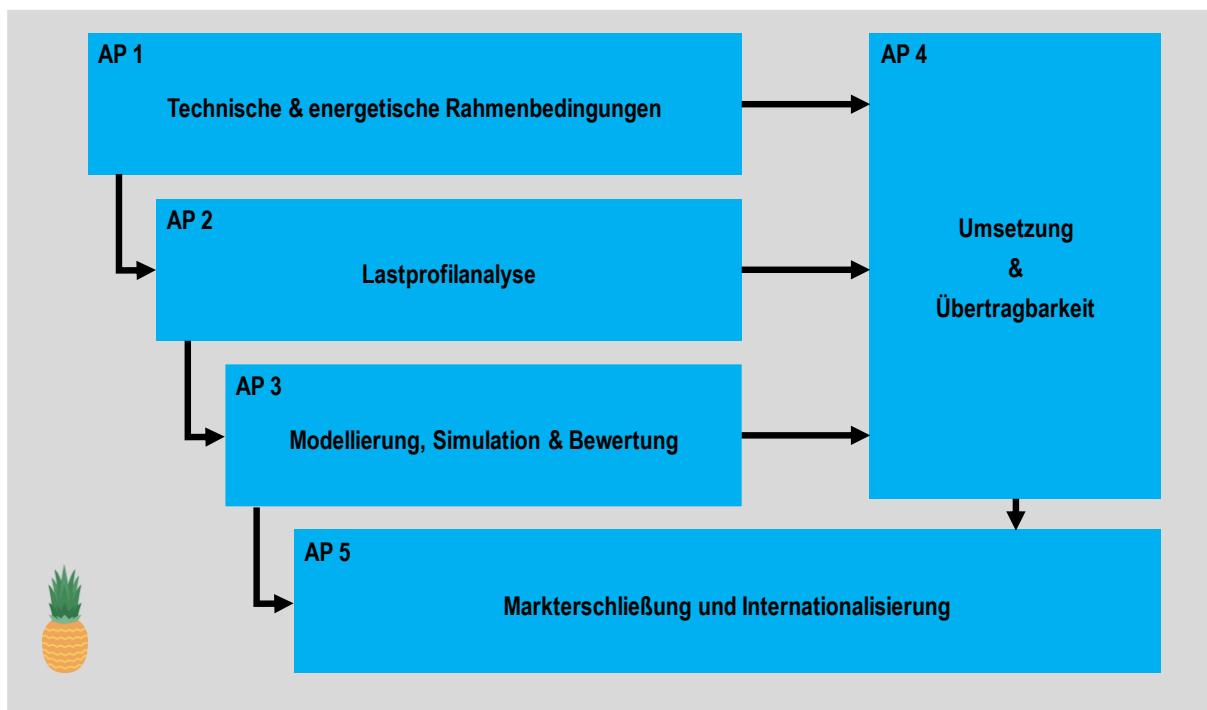


Abbildung 1: Übersicht der Projektstruktur von ANANAS



1. Einleitung

Aufgabenstellung und Ziele

Der Prozesswärmeverbrauch hat mit 21 % einen signifikanten Anteil am gesamtdeutschen Endenergieverbrauch (BMWi 2018). Insbesondere der Niedertemperaturbereich bis 150 °C lässt sich dabei verhältnismäßig einfach mit erneuerbaren und CO₂-armen Wärmebereitstellungstechnologien wie Kraft-Wärme-Kopplung, Wärmepumpen und Solarthermie dekarbonisieren. Mit Blick auf den geplanten Umbau der deutschen Energieversorgung und der damit einhergehenden Sektorkopplung braucht es zukünftig ganzheitliche Lösungskonzepte für die Wärme- und Stromversorgung, die neben den Anforderungen des direkt zu versorgenden Unternehmens auch Anforderungen bspw. von Energieversorgungsnetzen berücksichtigen. Nur so können die anspruchsvollen Ziele eines Anteils erneuerbarer Energien von 80 % am Stromverbrauch und einer Reduktion der Treibhausgasemissionen um 80..95 % bis 2050 im Vergleich zu 1990 (BMUB 2016) erreicht werden.

Motorische Erdgas-BHKWs galten lange und auch noch zu Beginn des Projekts als Übergangstechnologie in der Wärmewende. Insbesondere in der Industrie findet sich ein breites Anwendungsfeld, welches durch die Erzeugung von Strom bei gleichzeitig niedrigen Kosten für Erdgas häufig auch ein ökonomisch interessantes Geschäftsmodell war. Durch den Krieg in der Ukraine, der Gasmangellage mit hohen Erdgaspreisen und dem forcierten Ausstieg aus Erdgas hat dieses Bild jedoch stark gelitten.

Für die Nutzung von Solarthermie in industriellen Anwendungen im Temperaturbereich bis 150 °C bietet sich ein breites Anwendungsfeld. Trotz der umfangreichen Förderung im Marktanreizprogramm kann bisher aber nicht von einer erfolgreichen Marktdurchdringung gesprochen werden. Eine bisher dabei nicht überwundene Hürde ist, dass Solarthermie oder auch andere effiziente Technologien wie Wärmepumpen oder KWK-Anlagen als Einzeltechnologien betrachtet werden, da es Konzepten fehlt, diese Technologien zu einem ganzheitlichen System zu kombinieren. Ein derartiger systemorientierter Ansatz würde bei einer Modernisierung des Wärmeversorgungssystems eines Unternehmens jedoch eine wesentlich größere Energieeinsparung ermöglichen und ist daher deutlich attraktiver. So kann z.B. eine Solarthermieanlage immer nur als Fuel Saver eingesetzt werden. Um einen möglichst großen Anteil des Wärmebedarfs ökologisch und ökonomisch vorteilhaft zu decken, ist es jedoch zwingend notwendig, auch das Backup-Wärmeversorgungssystem möglichst effizient, z.B. mit BHKW, auszuführen. In vorangegangenen Projekten wurde ein großer Fokus auf die Integration von solaren Prozesswärmeanlagen in industrielle Wärmeversorgungssysteme gelegt und entsprechende Auslegungstools entwickelt. Der Kombination mit anderen Erzeugern, die gemeinsame Auslegung mit diesen und die Regelung der Komponenten wurde jedoch bisher weniger in den Fokus gesetzt.

Das Vorhaben AnanaS untersucht die Kombination der beiden Technologien BHKW und Solarthermie zur Bereitstellung von Wärme in Industrie und Gewerbe und verfolgt dabei die folgenden Ziele.

- Entwicklung von Referenzwärmelastprofilen für ausgewählte Branchen und Wärmesenken
- Entwicklung von Ansätzen zur Generierung synthetischer Prozesswärmelastprofile
- Entwicklung und Bewertung von Hydraulikkonzepten für die Kombination von Solarthermie und KWK in Industrie und Gewerbe



- Ableitung von Auslegungsempfehlungen für die Kombination aus KWK- und Solaranlagen zur Maximierung einer CO₂-armen Prozesswärmebereitstellung bis 150 °C
- Analyse der notwendigen Rahmenbedingungen für einen wirtschaftlichen Einsatz und Verbreitung solarer KWK-Systeme

Der folgende Abschlussbericht gliedert sich wie folgt. Eingangs wird auf den aktuellen BHKW-Markt und zukünftige Entwicklungen eingegangen (Kapitel 2). In Kapitel 3 werden die Ergebnisse der Datenerhebung zu BHKWs zu Wirkungsgraden, Startverhalten und Kosten vorgestellt. Darüber hinaus wird auf die Wirtschaftlichkeit bei stark schwankenden Strom- und Erdgaspreisen sowie die CO₂-Bilanz eines BHKWs in einem zunehmenden erneuerbaren Stromsektor eingegangen. Dank der Zusammenarbeit mit mehreren Netzbetreibern in Deutschland wurde im Rahmen des Projekts eine große Datenbank von industriellen Gaslastgängen aufgebaut werden. Die Ergebnisse der darauf aufbauenden Lastprofilanalyse sind in Kapitel 4 dargestellt. Ebenfalls auf Basis dieser Datenbank konnten die Limitationen von solarer Prozesswärme durch außentemperaturabhängige Lastprofile sowie diese durch Dachflächen mittels GIS-Daten analysiert werden (Kapitel 5). Diese Vorarbeiten münden in der Simulationsstudie von Solar-BHKW-Systemen für die industrielle NiedertemperaturwärmeverSORGUNG, deren Ergebnisse in Kapitel 6 diskutiert werden. Abschließend wird untersucht, ob von einer Gleichzeitigkeit des produzierten BHKW-Stroms und der Residuallast im Stromnetz ausgegangen werden kann (Kapitel 7).

Zusammenarbeit mit Dritten:

Im Rahmen des Projekts hat das Fachgebiet Solar- und Anlagentechnik die Subtaskleitung des Subtask A „Integrated Energy Systems“ des IEA SHC Task 64 „Solar Process Heat“ übernommen. Der thematische Fokus des Subtasks lag auf der Kombination von Solarer Prozesswärme mit anderen Technologien. Die Ergebnisse des Vorhabens sind ebenfalls in die Arbeit des Subtask eingeflossen. Ergebnisse und Deliverables finden sich unter <https://task64.iea-shc.org/>.



2. BHKW-Markt – Status Quo und Entwicklungen

Seit der Ukraine-Krise ist die Politik insbesondere darauf bedacht, den Einsatz von Erdgas zu minimieren und die Verwendung russischen Erdgases auszuschließen. Hinzu kommen verstärkte Bemühungen, den Einsatz fossiler Brennstoffe aus Klimaschutzgründen insbesondere in der Energieversorgung schnell zu reduzieren.

Die Neuausrichtung der europäischen und deutschen Energiepolitik zeigt erhebliche Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit und die Einsatzmöglichkeiten von BHKW-Anlagen. Hinzu kamen in den letzten beiden Jahren Unsicherheiten aufgrund der Marktverwerfungen beim Strom- und Brennstoffpreis sowie den vielen energiewirtschaftlichen Gesetzesinitiativen.

All dies hat dazu geführt, dass fossil-betriebene BHKW-Anlagen in der öffentlichen Wahrnehmung ihren positiven Aspekt (Brückentechnologie) verloren haben und der Einsatz von BHKW-Anlagen auch im industriellen Bereich schwieriger realisierbar war.

Zwar sind zeitgleich die Themenfelder einer Zumischung von (grünem) Wasserstoff oder Biomethan in das Erdgasnetz sowie der Aufbau eines Wasserstoffnetzes in den Fokus geraten, doch die in diesem Zusammenhang realisierten Projekte stehen noch ganz am Anfang einer Entwicklung, die hinsichtlich der Verfügbarkeit und der Wirtschaftlichkeit dieser grünen Gase noch erhebliche Unsicherheiten aufweist.

Zur Unsicherheit trug im Jahr 2023 auch die Insolvenz des größten deutschen Biomethan-Händlers bmp Greengas GmbH bei. Im Mai 2023 hatte bmp Greengas GmbH ein Schutzschirmverfahren beantragt. Inzwischen wurde das Insolvenzverfahren in Eigenverwaltung der bmp greengas GmbH durch das Amtsgericht Karlsruhe mit Wirkung zum 14. März 2024 aufgehoben.

2.1. Entwicklung der installierten KWK-Leistung

Der im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) erstellte Bericht „Evaluation der Kraft-Wärme-Kopplung - Analysen zur Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung in einem Energiesystem mit hohem Anteil erneuerbarer Energien“ mit Sachstand April 2023 wurde leider noch nicht veröffentlicht. Als aktuelle Veröffentlichungen der Marktsituation stehen daher nur die Statistiken der für das KWK-Gesetz zuständigen Behörde (BAFA) sowie die als BHKW-Ranking veröffentlichte Herstellerumfrage des Ökoinstituts zur Verfügung.

Eine Übersicht der Anzahl der im jeweiligen Kalenderjahr (2015-2023) in Dauerbetrieb genommenen und dem Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) gemeldeten KWK-Module im elektrischen Leistungsbereich bis 500 kW vermittelt die nachfolgende Tabelle 1. Hierbei ist anzumerken, dass sich insbesondere die Zahlen der Kalenderjahre 2022 und 2023 aufgrund von Nachmeldungen noch verändern werden. Dies wird erfahrungsgemäß zu einer Annäherung der 2023er Daten an die Daten der vorherigen Jahre führen. Die signifikanten Einbrüche im Leistungsbereich über 50 kW bis 500 kW werden sich dadurch ggf. leicht abschwächen. Ein klar erkennbarer Einbruch wird aber bestehen bleiben.



Tabelle 1: Anzahl der im jeweiligen Kalenderjahr in Betrieb genommene Modulanzahl der jeweiligen Leistungsgröße - Auszug aus „Zulassung von KWK-Anlagen nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz“ (Stand: 31.12.2023) (BAFA 2023)

Aufnahme Dauerbetrieb	2023	2022	2021	2020	2019	2018	2017	2016	2015
> 10 kW _{el} ≤ 20 kW _{el}	455	635	655	705	635	577	772	945	974
> 20 kW _{el} ≤ 50 kW _{el}	698	886	758	697	558	540	619	789	640
> 50 kW _{el} ≤ 250 kW _{el}	54	112	125	165	124	161	228	481	424
> 250 kW _{el} ≤ 500 kW _{el}	14	42	36	34	33	40	59	149	105

Auch die von der Fachzeitschrift Energie & Management in der Ausgabe vom 1. November 2023 veröffentlichte und vom Ökoinstitut durchgeführte Herstellerumfrage (BHKW-Ranking) weist eine Reduzierung des Absatzes an motorisch betriebenen BHKW-Anlagen auf. Die Leistung der in Deutschland abgesetzten Motoren-BHKW im fossilen Bereich hat sich in den Jahren 2021 von ursprünglich 522 MW auf 425 MW im Jahr 2022 und 358 MW im Jahr 2023 reduziert. Auch im biogenen BHKW-Bereich ergab sich eine Reduzierung von 207 MW im Jahr 2021 auf 202 MW im Jahr 2022 und 177 MW im Jahr 2023. Bei den Daten für 2023 handelt es sich um Prognosen. Es ist zu erwarten, dass sich diese Daten in der finalen Feststellung (November 2024) aufgrund der Verschärfung der Marktlage im letzten Quartal 2023 noch einmal reduzieren werden. Die Marktsituation hat bei einigen BHKW-Herstellern im letzten Quartal 2023 bzw. im ersten Quartal 2024 zu Kurzarbeit geführt.

Inzwischen haben sich die Preise für Strom und Erdgas an den Börsen weitgehend normalisiert und bieten KWK-Anlagen wieder ähnliche wirtschaftliche Bedingungen wie vor der Ukraine-Krise. Dennoch wirken die Verwerfungen weiterhin auch hinsichtlich potenzieller Investitionsentscheidungen für eine mit fossilem Brennstoff betriebene Technologie nach.

Eine Erholung der Nachfrage bei den BHKW-Herstellern zeigte sich in den ersten vier Monaten des Jahres 2024 nicht. Inwieweit sich diese Situation in den nächsten Monaten ändern wird, hängt auch entscheidend von den politischen und gesetzlichen Rahmenbedingungen ab.

2.2. Gesetzliche Rahmenbedingungen

Hinsichtlich der gesetzlichen Rahmenbedingungen für einen BHKW-Einsatz kam es 2024 zu einigen Veränderungen. Außerdem sind für das Jahr 2025 bereits weitere Veränderungen absehbar.

2.2.1. Änderungen Gebäudeenergiegesetz

Das Gebäudeenergiegesetz trat zum 1.1.2024 in Kraft. Auswirkungen auf BHKW-Anlagen haben dabei insbesondere die §§ 71 ff. GEG, welche den Einsatz der Wärmeerzeuger regeln.



Seit dem 1.1.2024 müssen im Neubau in Neubaugebieten 65% EE-Anteil bei neuen Wärmeerzeugern eingehalten werden. Dies kann dazu führen, dass die Laufzeiten neuer fossil betriebener BHKW-Anlagen deutlich verringert werden müssen, um den oben genannten Anteil an erneuerbaren Energien einhalten zu können. Alternativ bedarf es einer Zumischung erneuerbarer Gase wie Biomethan oder (grünen) Wasserstoffs.

Im Gebäudebestand sowie im Neubau bei Lückenschluss müssen erdgasbetriebene Wärmeerzeuger, die in der Übergangszeit zwischen dem 1.1.2024 und dem Inkrafttreten der kommunalen Wärmepläne in den Kommunen in Betrieb gehen, gemäß §71 Abs. 8 GEG ab dem Jahr 2029 eine 15%-ige Zumischung grüner Gase nachweisen. Ab 2035 muss die Zumischung 30% betragen.

Ab dem Zeitpunkt des Inkrafttretens der jeweiligen Kommunalen Wärmeplanung – spätestens aber bei Kommunen über 100.000 Einwohnerinnen und Einwohnern zum 30. Juni 2026 bzw. bei Kommunen bis 100.000 Einwohnerinnen und Einwohnern bis zum 30. Juni 2028 – muss für bei in Betrieb gesetzten Wärmeerzeugern ein Erneuerbare-Energien-Anteil (EE-Anteil) in Höhe von mindestens 65% eingehalten werden.

Das führt entweder zu einer erhöhten EE-Zumischung bei der KWK-Anlage oder zu einer reduzierten KWK-Laufzeit bei einer Primär-Wärmequelle auf EE-Basis (Wärmepumpe, Solarthermie, Biomasse) statt KWK.

Die Regelungen des Gebäudeenergiegesetzes gelten für den Bereich der teilweisen oder vollständigen Bereitstellung von Raumwärme und/oder Trinkwarmwasser. Eine ausschließliche Prozesswärmeerzeugung unterliegt nicht den Regelungen des Gebäudeenergiegesetzes.

2.2.2. Änderungen Energie- und Stromsteuergesetz

Bisher konnten Betreiberinnen und Betreiber von KWK-Anlagen die Energiesteuer auf Antrag komplett zurückerstattet bekommen. Die vollständige Steuerentlastung gemäß § 53a Abs. 6 EnergieStG war daran geknüpft, dass die KWK-Anlage einen Monats- oder Jahresnutzungsgrad von mindestens 70% erreicht und das Hocheffizienzkriterium im Sinne der einschlägigen EU-Richtlinien erfüllt. Zudem gab es eine Förderhöchstdauer, welche sich an der einkommenssteuerlichen Abschreibedauer orientierte. Eine vollständige Energiesteuerentlastung konnte aber nicht mit einer Investitionsförderung der öffentlichen Hand kombiniert werden bzw. musste darauf angerechnet werden.

Eine vollständige Steuerentlastung gemäß § 53a Abs. 6 EnergieStG für den in KWK-Anlagen eingesetzten Brenn- bzw. Kraftstoff **ist zum 31.12.2023 ausgelaufen** und kann demnach seit dem 01.01.2024 nicht mehr gewährt werden. Diese Einschränkung teilte das Bundesministerium der Finanzen im Bundesgesetzblatt 2023 I Nr. 361 mit. Ursache für die Neuregelung war das Auslaufen der Freistellungsanzeige für die vollständige Steuerentlastung für den Brennstoff-/Kraftstoffeinsatz in KWK-Anlagen. Die Betreiber von KWK-Anlagen haben lediglich noch die Möglichkeit, die teilweise Steuerentlastung gemäß § 53a Abs. 1 bis 5 EnergieStG in Anspruch zu nehmen.

Während der Unterschied zwischen einer teilweisen und einer vollständigen Energiesteuerentlastung bei Erdgaseinsatz (80-90% einer vollständigen Entlastung) nur gering ist, kann dies bei anderen Brenn-/Kraftstoffen erheblich sein. Bei Heizöl sinkt die Erstattungshöhe der teilweisen Entlastung bereits auf rund



66% einer vollständigen Steuerentlastung. Betreiber flüssiggasbetriebener Verbrennungsmotoren erhalten zukünftig nur noch rund 32% der Energiesteuer zurück. Das stellt eine deutliche Reduzierung dar.

Der Wegfall der vollständigen Steuerentlastung gilt nicht nur für Betreiberinnen und Betreiber von KWK-Anlagen, deren Anlagen ab dem 1.1.2024 in Betrieb gehen. Diese Regelung gilt auch für alle bestehenden KWK-Anlagen, die bereits vor dem 1.1.2024 in Betrieb genommen wurden.

Der am 8. April 2024 veröffentlichte Referentenentwurf eines Gesetzes zur Modernisierung und zum Bürokratieabbau im Strom- und Energiesteuerrecht, der zum 1.1.2025 in Kraft treten soll, manifestiert den Entfall der vollständigen Energiesteuerentlastung im Gesetzestext.

2.2.3. Änderungen KWK-Gesetz

Das Gericht der Europäischen Union (EuG) hat am 24. Januar 2024 entschieden, dass die deutsche KWKG-Förderung keine staatliche Beihilfe darstelle und deshalb auch nicht von der EU-Kommission genehmigt werden müsse. Die EU-Kommission hatte die Rechtsauffassung einer Genehmigungspflicht durch die EU-Kommission im Juni 2021 vertreten. Gegen diesen Beschluss hat Deutschland geklagt und eine Nichtigkeitserklärung beantragt und schließlich erhalten.

Durch den Wegfall einer Pflicht zur beihilferechtlichen Genehmigung hätte der deutsche Gesetzgeber deutlich an inhaltlichem und zeitlichem Spielraum bei der Neugestaltung des KWK-Gesetzes gewonnen. Demnach hatten nach dem Urteil viele Verbände eine Novelle und insbesondere eine längerfristige Ausgestaltung des KWK-Gesetzes gefordert.

Die Wettbewerbsabteilung der EU-Kommission (GD COMP) hat aber am 3. April 2024 gegen das jüngste KWK-Urteil des Gerichts der Europäischen Union (EuG) zur Kraft-Wärme-Kopplung Berufung beim Europäischen Gerichtshof (EuGH) eingelegt.

Erfahrungsgemäß dauert ein derartiger Einspruch mehrere Monate. Es ist daher fraglich, ob eine Novelle des bis Ende 2025 geltenden KWKG in naher Zukunft erfolgen wird.

2.2.4. Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG)

Seit dem 1. Januar 2024 liegt der CO₂-Preis pro Tonne ausgestoßenem CO₂ bei 45,- Euro. Nach dem Aussetzen der CO₂-Preiserhöhung in den letzten Jahren wird nun wieder auf den ursprünglich für das Jahr 2024 vorgesehenen CO₂-Preis umgestellt. Im Jahr 2025 soll der Preis auf 55,- Euro steigen. Ab 2027 soll für die CO₂-Emissionen von Verkehr und Gebäudewärme ein europäisches Emissionshandelssystem eingeführt werden.

Durch die Erhöhung des CO₂-Preises wird sich auch der Brennstoffpreis für fossil betriebene KWK-Anlagen erhöhen.



3. Datenerhebung BHKWs

3.1. Thermische und elektrische Wirkungsgrade BHKW

Im Zuge der Datenerhebung wurden Wirkungsgrade von 138 verfügbaren motorischen Erdgas-BHKWs erfasst. Neben der elektrischen und thermischen Leistung wurden die Art des Motors (Lambda-1 Motor vs. Magermotor), die elektrischen und thermischen Teillastwirkungsgrade bei 75 % und 50 % der Nennleistung sowie die üblichen Kosten erfasst. In dem Bereich von 50 kW_{el} bis 1000 kW_{el}, auf dem in dieser Arbeit der Fokus liegt, sind für alle Leistungsbereiche Daten verfügbar (siehe Abbildung 2). Gleichzeitig wird deutlich, dass im unteren Leistungsbereich bis ca. 200 kW_{el} nahezu ausschließlich BHKWs mit Lambda-1 Motoren angeboten werden. Mit zunehmender Leistung gewinnen Magermotoren die Oberhand bis ab einer elektrischen Leistung von ca. 500 kW_{el} ausschließlich diese Motortechnologie verwendet wird.

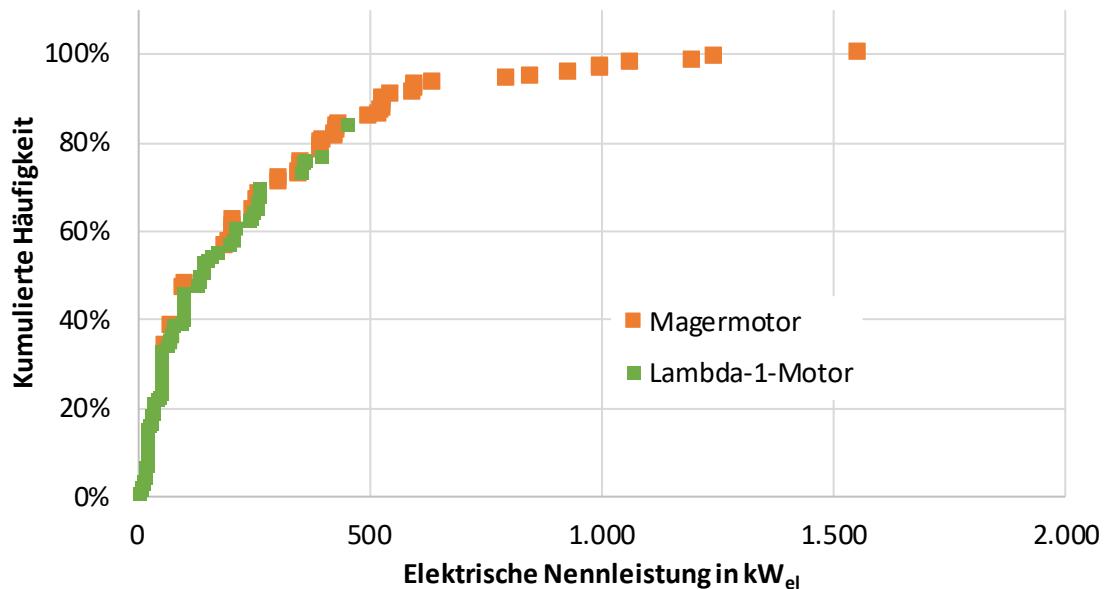


Abbildung 2: Verteilung der BHKW-Motoren in der Datenbank, unterschieden nach Art des Motors

Abbildung 3 zeigt die ermittelten Regressionskurve für den elektrischen Wirkungsgrade in Abhängigkeit der elektrischen Nennleistung des BHKWs für verschiedene Teillastgrade (Strichart). Für alle Korrelationen wurde ein logarithmischer Ansatz nach Gleichung 1 verwendet.

$$y = a \cdot \ln(x) + b$$

Gl. 1

Im Gegensatz zu anderen Publikationen wie ASUE (2014) wird die Regression nicht für einzelne Leistungsklassen sondern getrennt nach Art des Motoraufbaus (Lambda-1 Motoren (orange) und Magermotoren (grün)) durchgeführt, da so eine höhere Genauigkeit der Regressionsfunktionen erreicht werden kann. Mit steigender Nennleistung steigt der elektrische Wirkungsgrad. Insbesondere bei kleinen BHKW-Modulen werden deutlich niedrigere elektrische Wirkungsgrade erreicht. Mit der Regressionskurve für die Magermotoren werden bis auf den Bereich oberhalb von 300 kW_{el} höhere elektrische Wirkungsgrade dargestellt als bei den Lambda-1 Motoren. Wie bereits oben gezeigt, überwiegt in diesem Leistungsbereich jedoch bereits die Verfügbarkeit von Magermotoren. Die Ergebnisse decken sich größten Teils auch



mit den in drei Leistungsklassen definierten Regressionskurven aus ASUE (2014). Im kleinen wie ganz großen Leistungsbereich liegen die Kurven nahezu exakt übereinander. Im Leistungsbereich von 100 bis 600 kW_{el} kommt es zu Abweichungen von ca. 1 Prozentpunkt. Für die Simulationsstudie ist es wünschenswert eine stetige Funktion über den gesamten Leistungsbereich nutzen zu können, um „Sprünge“ in den Ergebnissen an den Rändern der Regressionskurven zu vermeiden. Bei einer Regression über den gesamten Leistungsbereich und beide Motortechnologien (blau) wird im kleinen Leistungsbereich der elektrische Wirkungsgrad zwar gut abgeschätzt, jedoch kommt es im großen Leistungsbereich zu einem Überschätzen der elektrischen Effizienz um ca. 2 Prozentpunkte. Dafür werden die beiden getrennten Kurven für Lambda-1 Motoren und Magermotoren zusammengeführt. Hierfür werden die Ergebnisse der Verfügbarkeit der Motoren nach Abbildung 2 genutzt. Unterhalb von 150 kW_{el} wird allein die Regression für Lambda-1 Motoren und oberhalb von 500 kW_{el} ausschließlich die Regression für Magermotoren verwendet. Dazwischen wird durch eine lineare Gewichtung beider Kurven ein fließender Übergang von der einen zu der anderen Kurve erreicht. Die sich dadurch ergebene Kurve ist ebenfalls in der Abbildung angedeutet (■).

Neben dem Zusammenhang zwischen Leistungsklasse und elektrischem Wirkungsgrad wird ebenso deutlich, wie sich die elektrische Effizienz mit zunehmendem Teillastverhalten verschlechtert. Hierbei reagieren die Lambda-1 Motoren sensitiver als die Magermotoren. Während letztere im Mittel nur 1 (75 % Teillast) bzw. 3 Prozentpunkte (50 % Teillast) elektrische Effizienz verlieren, sind es im kleinen Leistungsbereich bei den Lambda-1 Motoren 2 bzw. bis zu 5 Prozentpunkte.

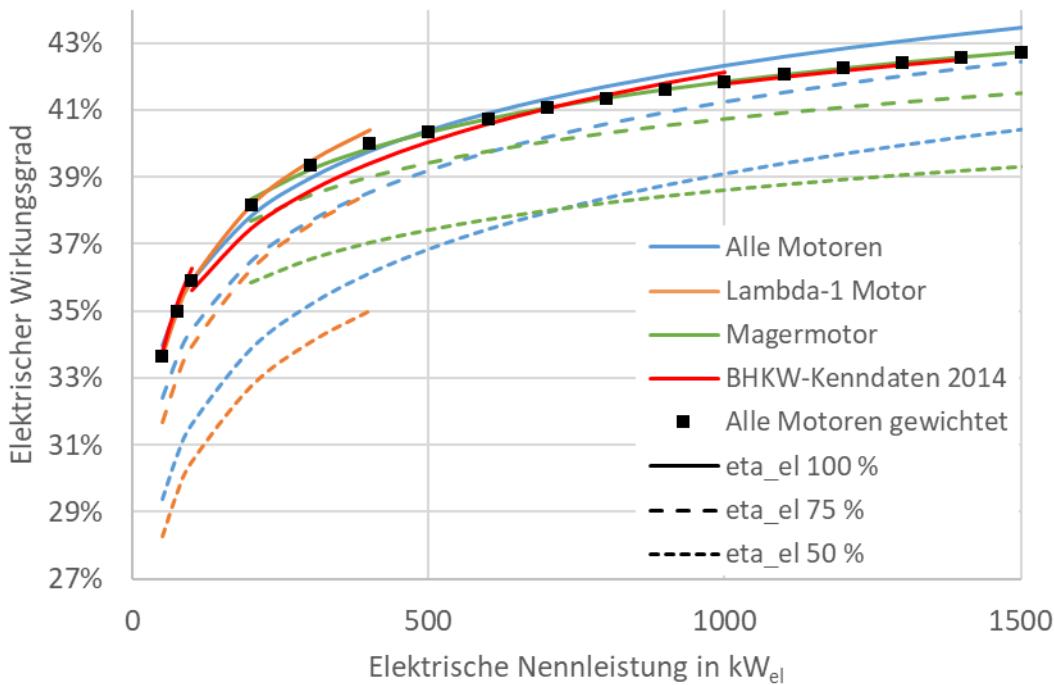


Abbildung 3: Elektrischer Wirkungsgrad als Funktion der elektrischen Nennleistung für Saug- und Turbomotoren für verschiedene Teillastgrad

Ein umgekehrtes Bild zeigt sich bei der Analyse des thermischen Wirkungsgrads des BHKWs (Abbildung 4). Hier sinkt die thermische Effizienz mit zunehmender Leistung und Module aus dem kleinen Leistungsbereich weisen einen höheren thermischen Wirkungsgrad auf. Zudem steigt der thermische Wirkungsgrad mit zunehmendem Teillastverhalten. Der absolute Unterschied zwischen Lambda-1 und



Magermotoren hinsichtlich der Verschlechterung der thermischen Effizienz mit zunehmendem Teillastverhalten ist hier nicht so ausgeprägt. In beiden Fällen sinkt diese um 1 (75 %) bzw. 2..3 Prozentpunkte (50 %), wobei eine leicht zunehmende Tendenz mit steigender thermischer Nennleistung zu erkennen ist.

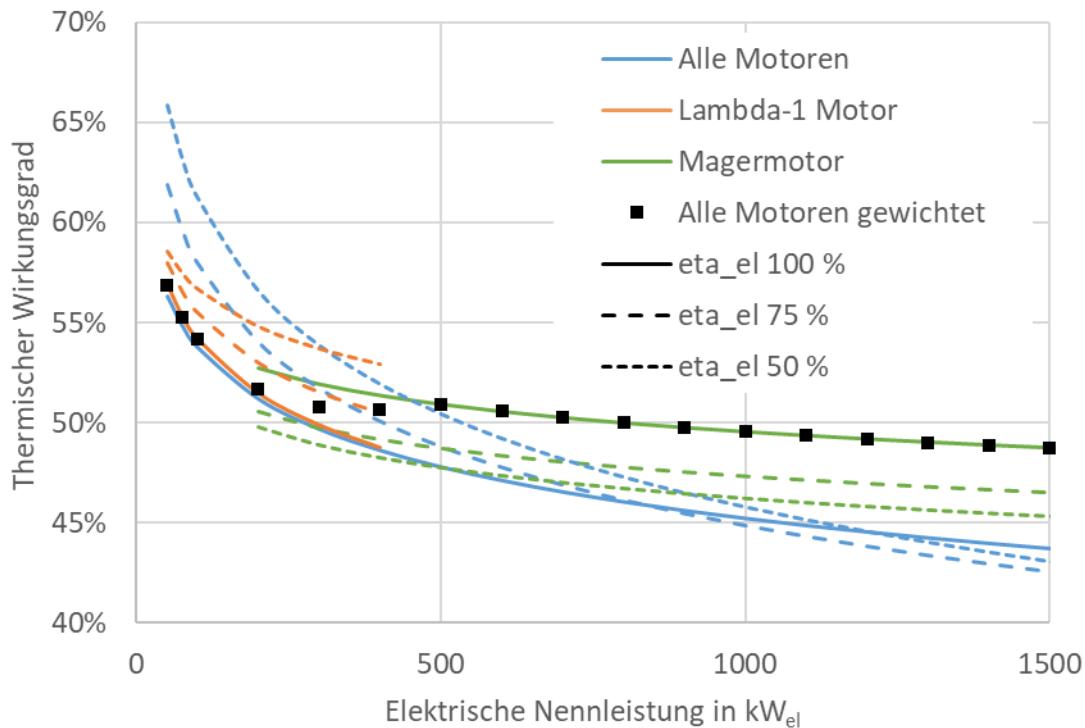
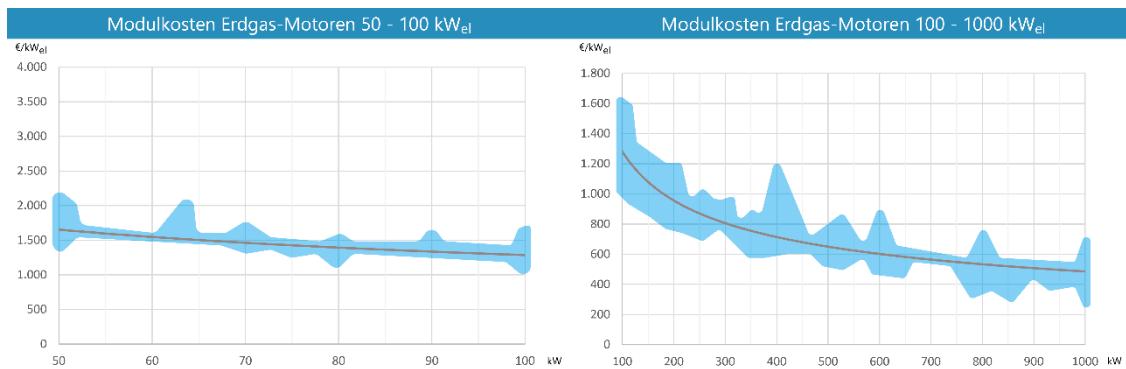


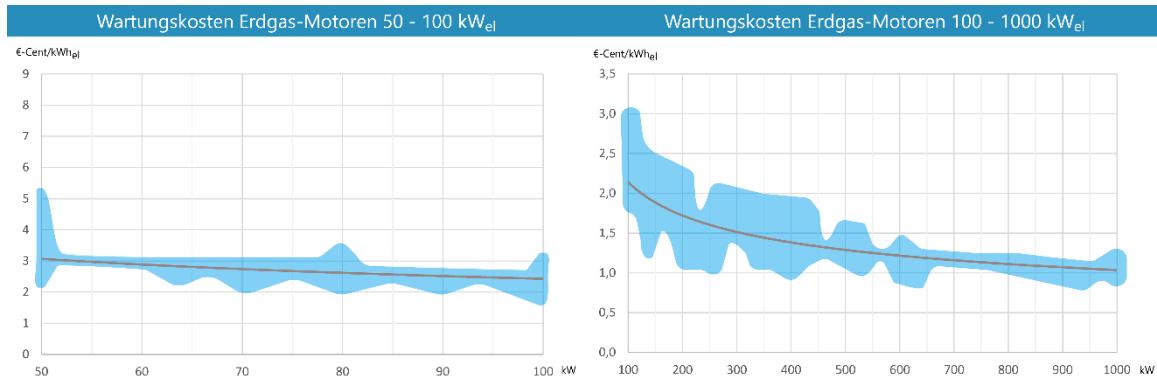
Abbildung 4: Thermischer Wirkungsgrad als Funktion der Thermischen Nennleistung für Saug- und Turbomotoren für verschiedene Teillastgrad

3.2. Kostenanalyse BHKW

Die Kosten einer BHKW-Umsetzung setzen sich zusammen aus den Modulkosten, Einbindung, Inbetriebnahme, Peripherie (Speicher, Abgasführung, etc.) sowie Planung und Montage. Eine Aufschlüsselung auf einzelne Positionen ist nicht möglich und kann projektspezifisch stark variieren. Abbildung 5 zeigt die im Jahr 2021 ermittelten spezifischen Modul-Investitionskosten bezogen auf die elektrische Nennleistung. Hierbei wird differenziert zwischen der Leistungsklasse bis 100 kW_{el} und darüber hinaus. Es zeigen sich deutliche Skaleneffekte, sodass bei größerer Nennleistung die spezifischen Kosten massiv sinken. Während ein BHKW-Modul mit 50 kW_{el} noch 1.700 €/kW kostet, sinken diese Kosten bei sehr großen Anlagen im MW-Bereich auf unter 500 €/kW. Um Unstetigkeiten zu vermeiden, wird eine gemittelte Kostenfunktion verwendet.

Abbildung 5: Spezifische Investitionskosten in €/kW_{el}

Ein analoges Bild zeigt sich bei der Betrachtung der spezifischen Wartungskosten, die bezogen auf die erzeugte elektrische Energie berechnet werden. Auch in diesem Fall sind die Skaleneffekte deutlich sichtbar (50 kW_{el}: 3 €-Ct/kWh_{el}, 1 MW_{el}: 1 €-Ct/kWh_{el}).

Abbildung 6: Spezifische Wartungskosten in €-Ct/kWh_{el}

3.3. Wirtschaftlichkeit von BHKWs im aktuellen Marktumfeld

Aufgrund der Verwerfungen auf den Energiemarkten im Zuge des russischen Angriffskriegs in der Ukraine, stellt sich zunehmend die Frage, unter welchen Rahmenbedingungen ein BHKW wirtschaftlich betrieben werden kann. Dank der umfassenden Datenerhebung von thermischen und elektrischen Wirkungsgraden sowie der spezifischen Wartungs- und Investitionskosten kann diese Fragestellung umfassend mithilfe der Abbildung 7 und Abbildung 8 beantworten werden.

Abbildung 7 soll Hilfestellungen bei der Frage geben, ob ein bereits umgesetztes BHKW derzeit wirtschaftlich betrieben werden kann und zeigt dazu die Betriebskostenbilanz eines BHKWs im Vergleich mit einem Erdgaskessel unter der Annahme verschiedener Gas- und Strompreise. Hierbei wird unterstellt, dass der produzierte Strom vollständig selbst genutzt wird und der Erdgaskessel im Referenzfall einen Jahresnutzungsgrad von 80 % erreicht. Die Wartungskosten werden entsprechend Abbildung 6 berücksichtigt. Es ist deutlich zu erkennen, dass auch bei sehr hohen Gaspreisen noch ein positives Betriebsergebnis erreicht werden kann, wenn entsprechend hohe Strompreise gezahlt werden müssen. Im Jahr 2023 musste ein Unternehmen mit einem moderaten Energieverbrauch (< 3 GWh/a jeweils für Strom und Erdgas) im Mittel rund 85 €/MWh für Erdgas (Destatis 2024a) und 210 €/MWh für Strom (Destatis 2024b) bezahlen (beide Angaben inkl. Umlagen und Abgaben, ohne Umsatzsteuer). Mit steigender Leistung wird ein besseres Ergebnis erreicht, was auf die höhere Stromkennzahl und die Höherwertigkeit des Stroms



zurückzuführen ist. Das kleine BHKW mit 50 kW_{el} steht diesem Trend etwas entgegen. Dies ist auf den KWK-Zuschlag bei eigenverbrauchtem Strom von 3 Ct/kWh zurückzuführen, der für Anlagen bis 100 kW_{el} gezahlt wird.

Abbildung 8 berücksichtigt darüber hinaus die Investitionskosten für das BHKW in der Betriebskostenbilanz. Damit gibt es Hilfestellung bei der Frage, ob die Investition in ein neues BHKW wirtschaftlich ist. Hierfür werden 50.000 Vollbenutzungsstunden über die Lebensdauer angenommen, die auf die produzierte Wärmemenge umgelegt werden. Durch diese Berücksichtigung verschieben sich die Kurven mehr in den Bereich einer negativen Kostenbilanz. Dennoch zeigt sich, dass das BHKW bei den derzeit üblichen Gaspreisen von unter 80 €/MWh und den herrschenden Strompreisen von häufig größer als 200 €/MWh das BHKW eine wirtschaftliche Option gegenüber einem Erdgaskessel darstellt. Die Skaleneffekte, die sich durch die Stromkennzahl ergeben, werden nun überlagert durch die economies of scale (sinkende spezifische Kosten bei steigender Leistung). Dadurch wird auch der Vorteil des 50 kW_{el}-Moduls ausgeglichen.

Ein möglicher Anstieg des CO₂-Preises kann indirekt berücksichtigt werden, in dem dieser bei der Berechnung des Gaspreises einbezogen wird. So führt ein CO₂-Preis von 50 €/t zu einem Anstieg des Gaspreises um 10 €/MWh. Dies zeigt, dass ein CO₂-Preis in der aktuellen Größenordnung nur eine nachrangige Bedeutung für die Wirtschaftlichkeit von BHKWs hat. Bei den zu erwartenden Steigerungen auf bis zu 160 €/MWh bis 2030 (Pahle et al. 2023) und einem entsprechend damit verbundenen Gaspreisanstieg von 32 €/MWh ist die Wirtschaftlichkeit ohne einen analogen Anstieg der Strompreise nicht immer gesichert.

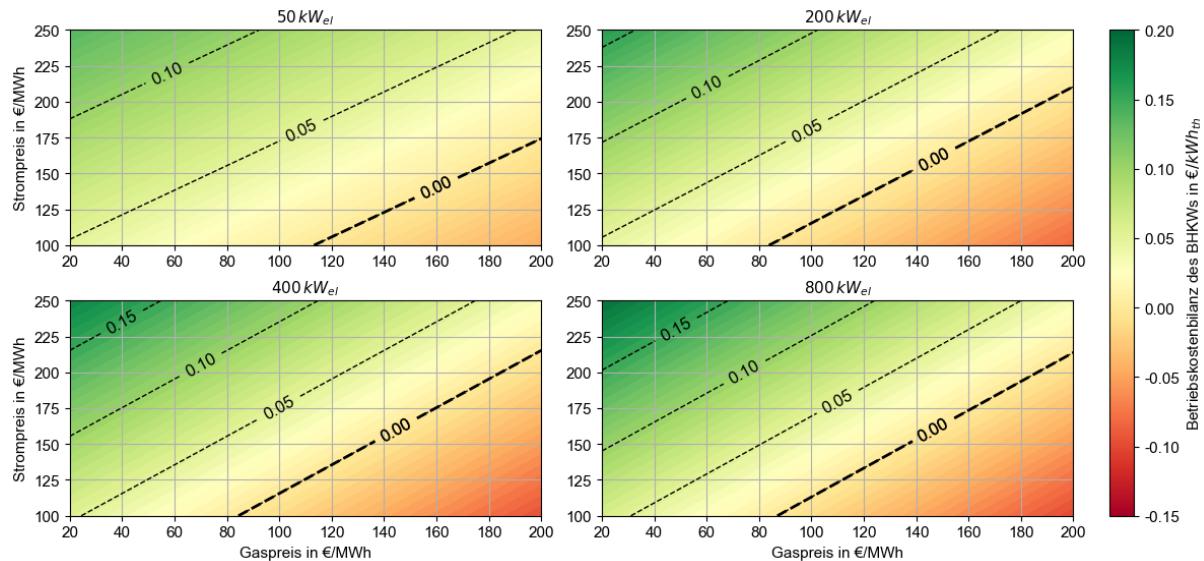


Abbildung 7: Betriebskostenbilanz des BHKWs ohne Berücksichtigung der Investitionskosten

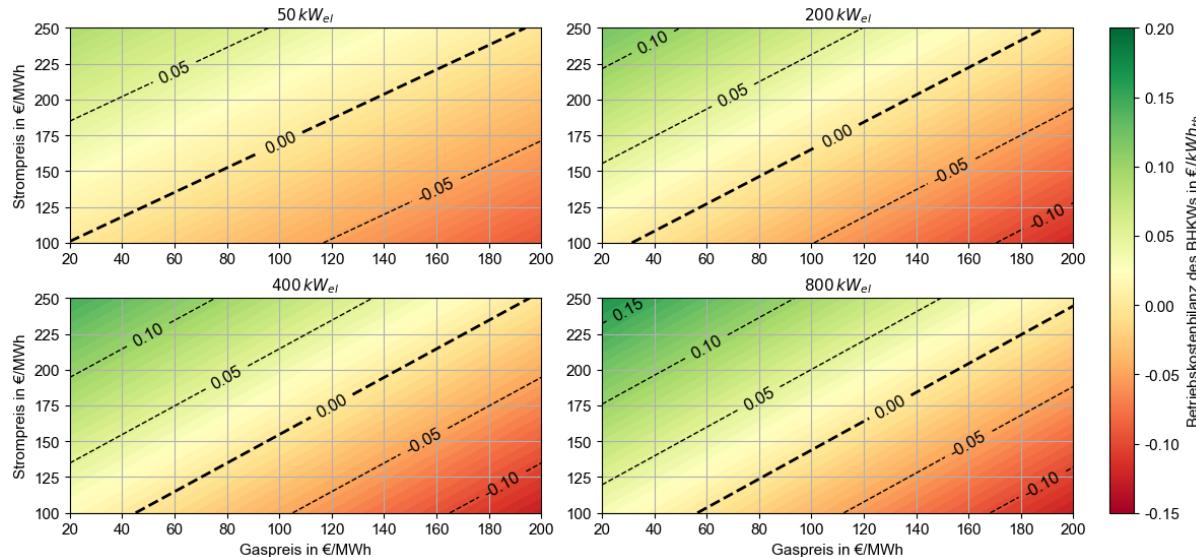


Abbildung 8: Betriebskostenbilanz des BHKWs unter Berücksichtigung der Investitionskosten

3.4. CO₂-Bilanz von Erdgas-BHKWs

Ein Erdgas-BHKW spart gegenüber der ungekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme im Wesentlichen dadurch Strom ein, dass die Abwärme bei der Stromerzeugung genutzt werden kann. Aufgrund des hohen Anteils von Strom aus Kohlekraftwerken in Deutschland, bei denen die Wärme häufig nicht genutzt wurde, konnten durch ein BHKW die CO₂-Emissionen signifikant reduziert werden. Aufgrund der fortschreitenden Dekarbonisierung des Stromsektors durch den Ausbau von Photovoltaik und Windkraft, sinkt der CO₂-Faktor des Strommixes kontinuierlich. Wie Abbildung 9 zeigt, hat sich dadurch der CO₂-Faktor seit 1990 von 764 g/kWh auf 434 g/kWh (2022) reduziert. Mit dem Ziel der Bundesregierung bis 2030 einen Anteil von 80 % zu erreichen, kann bei entsprechender Extrapolation davon ausgegangen, dass der CO₂-Faktor dann bei unter 200 g/kWh liegt.

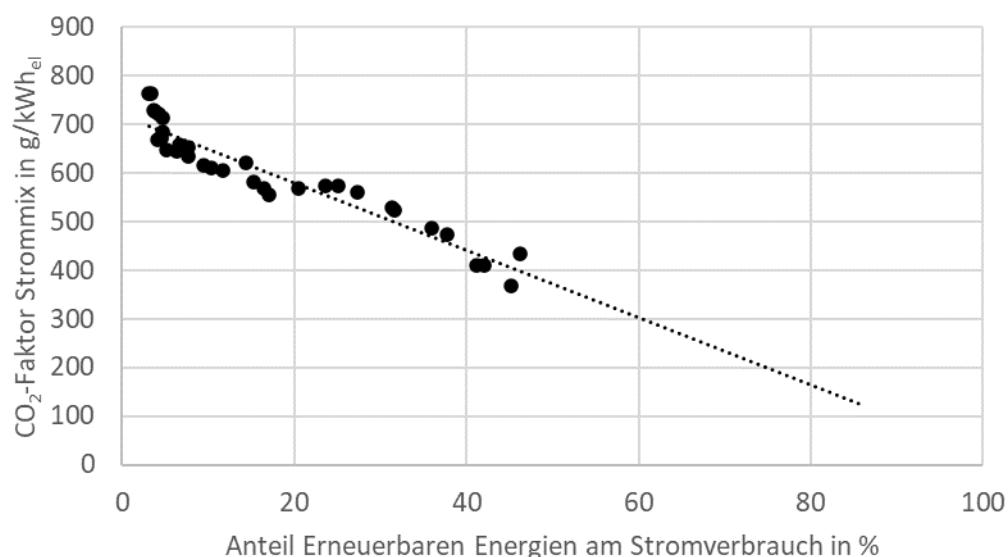
Abbildung 9: Entwicklung des CO₂-Faktors im deutschen Strommix eigene Darstellung mit Daten von Icha und Lauf (2023) und BMWK (2023)



Abbildung 10 zeigt die CO₂-Bilanz von Erdgas-BHKWs unterschiedlicher Leistungsklassen bei Verwendung der Stromgutschriftsmethode, links (a) bezogen auf eine Betriebsstunde, rechts (b) bezogen auf die bereitgestellte Kilowattstunde Strom. Aufgrund des schlechteren elektrischen Wirkungsgrads fällt die CO₂-Bilanz bezogen auf die Strommenge bei kleinerer Leistung schlechter aus. Es zeigt sich, dass bei dem derzeitigen CO₂-Faktor (gestrichelt) ein BHKW 220..270 g/kWh_{el} einsparen kann. Bei fortschreitender Dekarbonisierung des Stromnetzes fällt dieser Vorteil jedoch immer geringer aus. Ab einem CO₂-Faktor von ca. 200 g/kWh im Strommix bietet ein mit Erdgas betriebenes BHKW gegenüber der ungekoppelten Erzeugung im Jahresmittel keinen ökologischen Vorteil mehr.

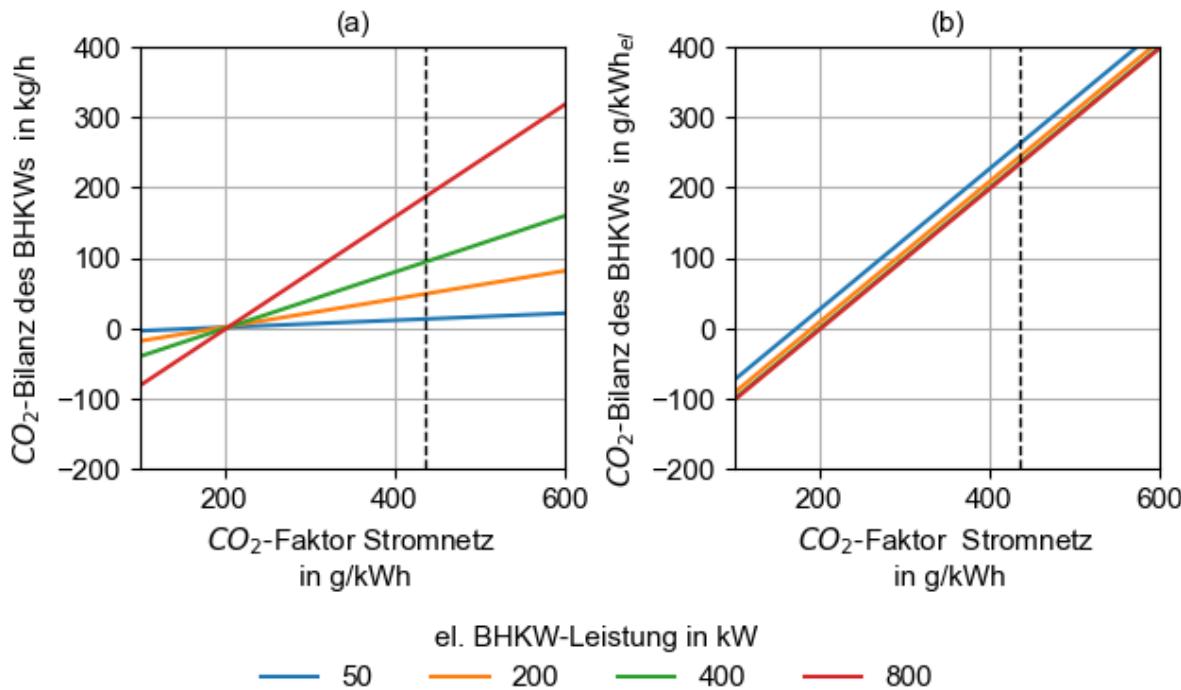


Abbildung 10: CO₂-Bilanz von Erdgas-BHKWs, gestrichelt: CO₂-Faktor im Strommix im Jahr 2022

Wie Abbildung 11 zeigt, schwankt der CO₂-Faktor im Jahresverlauf aber deutlich. Während in den sommerlichen Tagesstunden der CO₂-Faktor durch die hohe PV-Erzeugung massiv sinkt, ist der Faktor in den Morgen- und Abendstunden sowie auch an vielen Tagen im Winter deutlich höher. Windreiche Tage zeigen sich durch niedrige Werte an einzelnen Wintertagen. Die Darstellung verdeutlicht, dass bei einer Kopplung von Solarthermie und BHKW zumindest zum Teil automatisch von einer verbesserten CO₂-Bilanz des BHKWs auszugehen ist, da die Solaranlage insbesondere dann Wärme bereitstellen und damit den Betrieb des BHKWs vermeiden wird, wenn auch eine entsprechende PV-Erzeugung vorhanden ist.

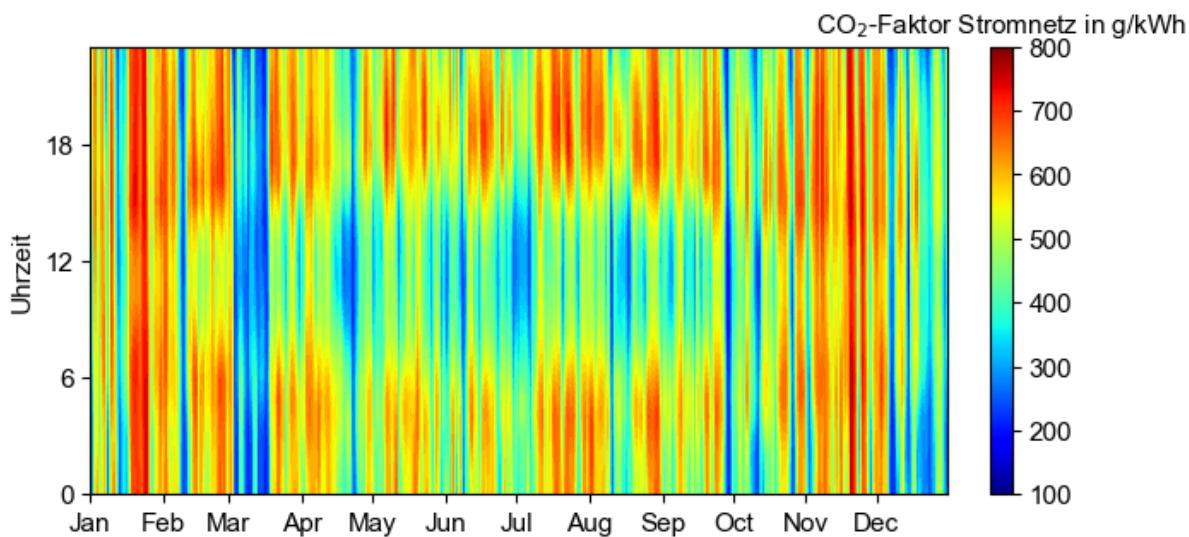


Abbildung 11: CO₂-Faktor im deutschen Stromnetz im Jahresverlauf für das Jahr 2019, , eigene Darstellung mit Daten von FfE (2022)

3.5. Startverhalten BHKW

Im Gegensatz zu einem Erdgaskessel, bei dem eine direkte Wärmeübergabe erfolgt, handelt es sich bei einem motorischen BHKW um eine indirekte Wärmeübergabe. Daher ist, ähnlich wie bei einer Heizung im (Verbrenner-) PKW, mit einer verzögerten Wärmeabgabe auszugehen.

Bei dem Start eines motorischen BHKWs wird also erst nach einer gewissen Zeit thermische und elektrische Energie bereitgestellt, wobei vorab bereits Erdgas benötigt wird, um die Anlage in einen stabilen Betriebszustand zu fahren. Zu großen BHKWs finden sich in der Literatur keine detaillierten Daten zu dem Startverhalten, wie dem zeitlichen Verlauf von Brennstoffbedarf, thermischer wie elektrischer Leistung oder von Temperaturen. Aufgrund des Mangels an Daten wird das Startverhalten in bisherigen Studien zu BHKWs daher kaum berücksichtigt. Da in dieser Arbeit jedoch auch sehr große BHKWs mit entsprechend geringer Laufzeit und vielen Start-Stopp-Zyklen betrachtet und auch entsprechend quantitativ bewertet werden sollen, wird das Startverhalten im Folgenden genauer analysiert. In der Regel wird zwischen Kalt- und Warmstart unterschieden, womit differenziert wird, welche Temperatur das BHKW vor dem Start aufgewiesen hat. Die Begriffe sind jedoch nicht scharf voneinander getrennt.

Haga et al. (2012) geben als typischen Startablauf (Warmstart) bei motorischen BHKWs im MW-Bereich den folgenden Ablauf an.

- Startbefehl und Systemcheck ($t = 0$)
- Hochfahren der elektrischen Leistung ($t = 2..3$ Minuten)
- Erreichen der elektrischen Nennleistung ($t = 3..6$ Minuten)
- Hochfahren der thermischen Leistung ($t = 5..15$ Minuten)
- Erreichen der thermischen Nennleistung ($t = 15$ Minuten)

Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass dieses Startverhalten unabhängig von der Größe des BHKWs ist. Um diese Annahme zu unterstützen, wurde das Gewicht von motorischen BHKWs, das zumindest für das thermische Aufheizverhalten als bestimmender Parameter anzusehen ist, analysiert. Wie Abbildung 12 zeigt, steht das Gewicht in einem linearen Zusammenhang mit der elektrischen Nennleistung steht.



Drei Anlagen eines Herstellers bilden hierbei eine Ausnahme, die im Vergleich deutlich schwerer sind, in sich aber auch einen linearen Zusammenhang zeigen. In Kombination mit den wenigen Informationen, die zu sehr großen BHKWs zur Verfügung stehen, wird daher davon ausgegangen, dass die in der Literatur dargestellte Charakteristik des Startverhaltens von kleinen BHKWs aus der vorgestellten Literatur auch auf große Aggregate übertragen werden kann.

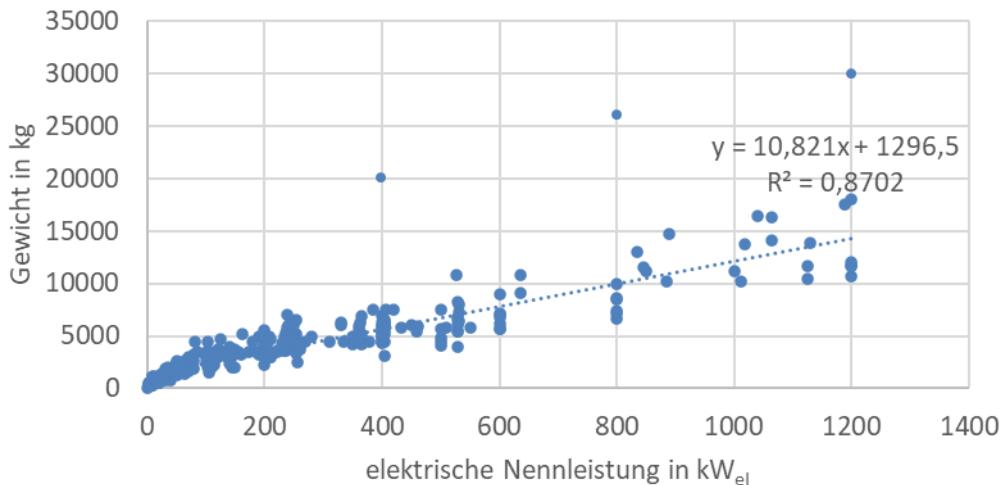


Abbildung 12: Zusammenhang zwischen elektrischer Nennleistung und Modulgewicht bei motorischen BHKWs basierend auf Daten von ASUE (2014)

Aufgrund fehlender Daten zu einzelnen BHKWs wurde darauf verzichtet, das Startverhalten in der Simulation abzubilden. Stattdessen werden über eine Straffunktion die Kosten eines BHWK-Starts zu berechnen, die auf den zusätzlichen Erdgasbedarf während der Startphase zurückzuführen sind. Das oben erläuterte Startverhalten eines motorischen BHKWs in Bezug auf die thermische und elektrische Leistungsbereitstellung kann vereinfacht wie durch Hidalgo Rodriguez et al. (2012) gezeigt durch eine Funktion nach Gleichung 2 approximiert werden, wie sie auch in Abbildung 13 dargestellt ist.

$$y(t) = y_{soll} - y_{soll} \cdot e^{-\frac{t}{\tau}} \quad \text{Gl. 2}$$

Hierbei ist y_{soll} der Zielwert der untersuchten Größe, der nach der entsprechenden Aufheizzeit erreicht wird und τ die Zeitkonstante, welche den Verlauf der Sprungantwort bestimmt. Zum Zeitpunkt 4τ sind 98 % des Sollwertes erreicht, womit nach Beier und Wurl (2022) davon ausgegangen werden kann, dass ein stationärer Zustand erreicht wurde. Für die Definition der Straffunktion wird mit Bezug zu den oben erläuterten Literaturwerten angenommen, dass ein motorisches BHKW im Mittel nach drei Minuten die elektrische Nennleistung und nach 15 Minuten die thermische Nennleistung erreicht, wobei die ersten vier Minuten keinerlei Wärme ausgekoppelt wird. Gleichzeitig wird bereits kurz nach dem Startsignal die maximale Brennstoffleistung erreicht.

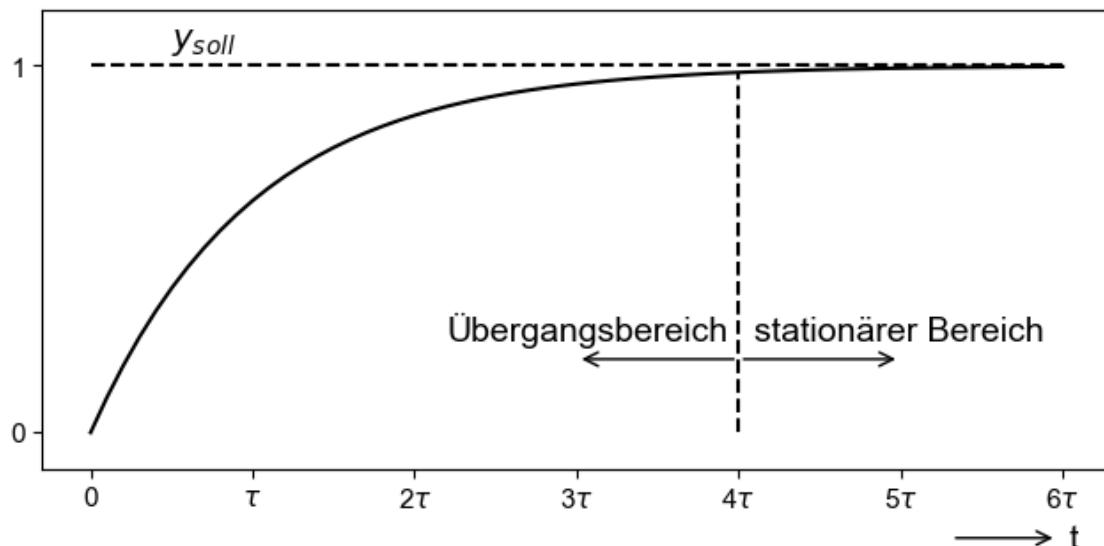


Abbildung 13: Sprungantwort eines PT1-Glieds, mit dem die verzögerte Wärme- und Strombereitstellung der BHKWs näherungsweise bewertet wird

Unter den gewählten Annahmen (3 Minuten bis zur Stromerzeugung und 15 Minuten bis zur Wärmeabgabe unter Nennlast) zu dem Startbetrieb wird somit die Strommenge in der Stunde des Starts um 1,2 % und die Wärmemenge um 6,1 % überschätzt, wenn das Startverhalten nicht berücksichtigt und davon ausgegangen wird, dass direkt mit dem Startsignal die vollständige thermische wie elektrische Nennleistung zur Verfügung steht.

Die tatsächlichen Wartungskosten, die durch einen zusätzlichen Start entstehen, sind schwer zu quantifizieren und Literaturwerte sind nicht vorhanden. Jedoch lässt sich die schlechtere Effizienz des BHKWs ökonomisch in Abhängigkeit von den Gas- sowie der Strombezugskosten berechnen. Für die Berechnung wird angenommen, dass die durch das BHKW nicht bereitgestellte Wärme durch einen Erdgaskessel bereitgestellt und der nicht produzierte Strom aus dem öffentlichen Netz bezogen wird. Abbildung 14 zeigt nun diese spezifischen Mehrkosten in Abhängigkeit der Betriebsstunden je Start. Je häufiger die Starts im Vergleich zur bereitgestellten Energie sind, desto größer ist ihr Einfluss auf die spezifischen Strom- und Wärmeerzeugungskosten. Gleichzeitig sinken die Kosten anfänglich sehr schnell, sodass diese bei rund drei bis vier Stunden Laufzeit pro Start nahezu vernachlässigt werden können. In der Praxis bedeutet dies z.B., dass bei einem BHKW mit 3000-4000 VLS pro Jahr, die Anzahl der Starts auf unter 1000 pro Jahr zu begrenzen, um keine signifikanten wirtschaftlichen Nachteile in Kauf nehmen zu müssen.

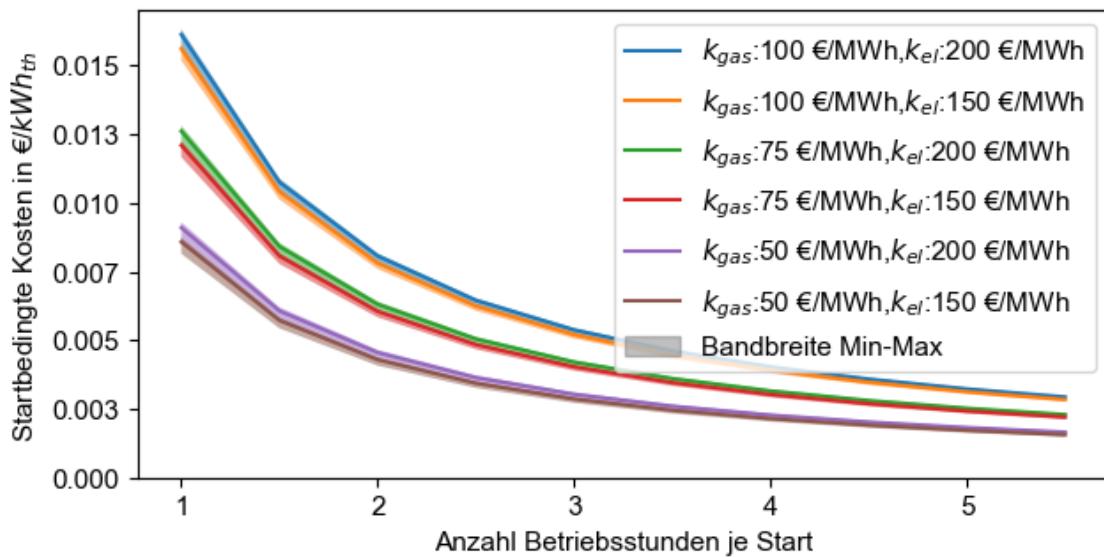


Abbildung 14: Kosten eines BHKW-Starts durch anfänglich reduzierte Wärme- und Strombereitstellung als Funktion der Betriebsstunden je Start und für verschiedene Gas- und Strompreise

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die startbedingten Kosten bei einer guten Betriebsweise mit einer hohen Anzahl von Betriebsstunden je Betriebsstart im Vergleich mit der Betriebskostenbilanz gering ausfallen und daher nur einen geringen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit eines BHKWs haben. Nicht berücksichtigt in dieser Betrachtung sind allerdings der erhöhte Verschleiß der Bauteile und entsprechend höhere Wartungskosten



4. Lastprofilanalyse

Die Machbarkeitsabschätzung und (Vor-)Planung von regenerativen Energiesystemen ist i.d.R. deutlich aufwendiger als bei konventionellen Wärmeversorgungssystemen. Da fossile Energiesysteme auf Basis von Gas oder Öl i.d.R. kontinuierlich mit ihrer Nennleistung betrieben werden können, reicht es aus, diese Systeme auf die maximale Last auszulegen. Im Gegensatz dazu sind viele regenerative Energiequellen wie Solarstrahlung oder Umweltwärme volatil. Ein wesentlicher Teil der Planung regenerativer Energiesysteme besteht daher in der Optimierung der Erzeugerleistung und Speicherkapazität mit individuell gewichteten Zielvorgaben wie bspw. Minimierung der Wärmegestehungskosten, Minimierung der Treibhausgasemissionen, oder Maximierung des regenerativen Deckungsgrades. Um eine solche Optimierung durchführen zu können, ist eine möglichst genaue Vorhersage des zeitlichen Verlaufs des Energieangebots und -bedarfs notwendig. Während das Energieangebot vieler regenerativer Energiequellen wie Solarstrahlung oder Umweltwärme häufig auf Basis allgemein verfügbarer meteorologischer Daten abgeschätzt werden kann, sind Lastprofile des Energiebedarfs individuell für die jeweilige Anwendung zu ermitteln. Eine bspw. im Rahmen einer Machbarkeitsabschätzung oder Vorplanung von Wärmeversorgungssystemen einfach anzuwendende Methode zur Prognose des Wärmebedarfs existiert bisher nur für Wohngebäude oder kleinere Nichtwohngesäude. Für Großverbraucher in Industrie, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen oder dem öffentlichen Sektor existiert bislang keine solche Methodik.

Im Rahmen des AnanaS Projekts wurde eine Datenbank aufgebaut, die 797 Gaslastprofile und 82 Gas- und Stromlastprofilpaare von Großverbrauchern aus dem industriellen, gewerblichen und öffentlichen Sektor umfasst (4.1). Diese Lastprofildatenbank wurde zunächst einer umfassenden Analyse unterzogen, die eine Clusteranalyse (4.2) und eine Korrelationsanalyse zwischen Strom- und Gaslastprofilen (4.3) umfasste. In den weiteren Schritten wurden auf Basis der Ergebnisse der vorangegangenen Analyse zwei Methoden zur Prognose des Wärmebedarfs von Großverbrauchern aus Industrie, Gewerbe und dem öffentlichen Sektor entwickelt. Die erste Methode basiert auf den Ergebnissen der Clusteranalyse, ist in der Praxis einfach anzuwenden und benötigt nur wenige, in der Regel vorhandene oder leicht zu beschaffende Informationen wie Branche, Prozess- und Produktinformationen sowie ein Außentemperaturprofil. Auf dieser Basis kann ein Lastprofil mit täglicher Auflösung und ausreichender Genauigkeit z.B. für eine Machbarkeitsabschätzung oder Vorplanung prognostiziert werden (4.4). Die zweite Methode nutzt zusätzlich das Stromlastprofil eines Unternehmens, um den Wärmebedarf zu prognostizieren und erreicht so eine deutlich gesteigerte Genauigkeit. Gleichzeitig ist die zweite Methode jedoch deutlich komplexer in der Anwendung, da sie ein KI-Algorithmus nutzt, der mit individuellen historischen Daten trainiert werden muss (4.5).

Die Ergebnisse der Lastprofilanalyse wurden in zwei Artikeln in wissenschaftlichen Zeitschriften (Jesper et al. 2021b, Jesper et al. 2022) umfassend beschrieben. Die Methodik und Ergebnisse werden daher im Folgenden nur gekürzt dargestellt. Auf eine Literaturrecherche wird im Folgenden verzichtet und auf die jeweiligen Artikel verwiesen.

4.1. Datengrundlage

Die Clusteranalyse und Prognose des Wärmebedarfs auf Basis der Außentemperaturabhängigkeit (4.2 und 4.4) basiert auf den Messungen des Erdgasverbrauchs von 797 Großverbrauchern in Deutschland. Die Daten umfassen stündliche Durchschnittswerte der Leistung des Erdgasverbrauchs. Die Verbraucher



bleiben anonym, da keine Unternehmensnamen veröffentlicht werden dürfen. Für die meisten der von der Datenbank erfassten Großverbraucher (90 %) sind Erdgaslastprofile aus den Jahren 2017 und 2018 vorhanden. 10 % der Lastprofile stammen aus dem Jahr 2016. Die Verbraucher sind in Deutschland, hauptsächlich im Großraum Stuttgart und Nordhessen, ansässig.

Abbildung 15 zeigt die Verteilung der jährlichen Erdgasverbräuche je nach Branche. Nur Branchen mit mindestens zehn Verbrauchern werden separat dargestellt, alle anderen werden in „Others“ zusammengefasst. Die Grafik zeigt eine breite Spanne der Verbräuche, besonders in der verarbeitenden Industrie.

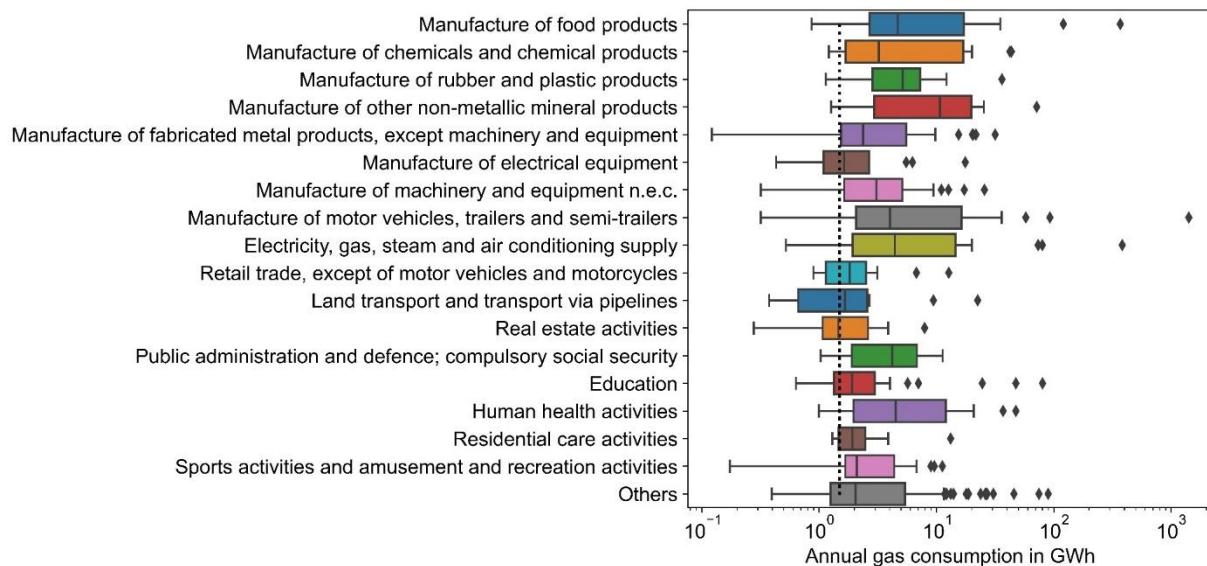


Abbildung 15: Verteilung des jährlichen Erdgasverbrauch in GWh in logarithmischer Skalierung. Die vertikale Linie bei 1,5 GWh stellt die übliche Schwelle für die registrierende Leistungsmessung dar.

Für insgesamt 82 weitere Verbraucher:innen aus Industrie und dem Dienstleistungssektor sind sowohl Strom- als auch Gaslastprofile für die Jahre 2018 und 2019 vorhanden. Diese Verbraucher:innen sind in den deutschen Postleitzahlregionen 34 bis 37 ansässig, was den mittleren und nördlichen Teil von Hessen und angrenzende Gebiete abdeckt. Diese Profile wurden von den Erdgas- und Stromversorgungsunternehmen, die die Profile bereitgestellt haben, anonymisiert. Die einzigen verfügbaren Informationen zu diesen Verbraucher:innen sind der Industriesektor und die ungefähre räumliche Lage (die ersten zwei Ziffern der Postleitzahl).

Tabelle 2 und Abbildung 16 zeigen statistische Auswertungen der Strom- und Gaslastprofilpaardatenbank. Der Energieverbrauch variiert stark zwischen den Unternehmen der einzelnen Branchen. Insgesamt zeigen die Branchen der verarbeitenden Industrie den höchsten Verbrauch. Bei 61 der 82 Verbraucher:innen ist der Gasverbrauch höher als der Stromverbrauch.

Tabelle 2: Statistische Auswertung der Strom- und Gaslastprofilpaare

	Erdgas	Elektrischer Strom
Auflösung	1 Mittelwert pro Stunde	1 Mittelwert pro 15 min
Median	4.0 GWh/a	2.1 GWh/a
Mittelwert	11.8 GWh/a	9.9 GWh/a
Max.	152.8 GWh/a	319.8 GWh/a

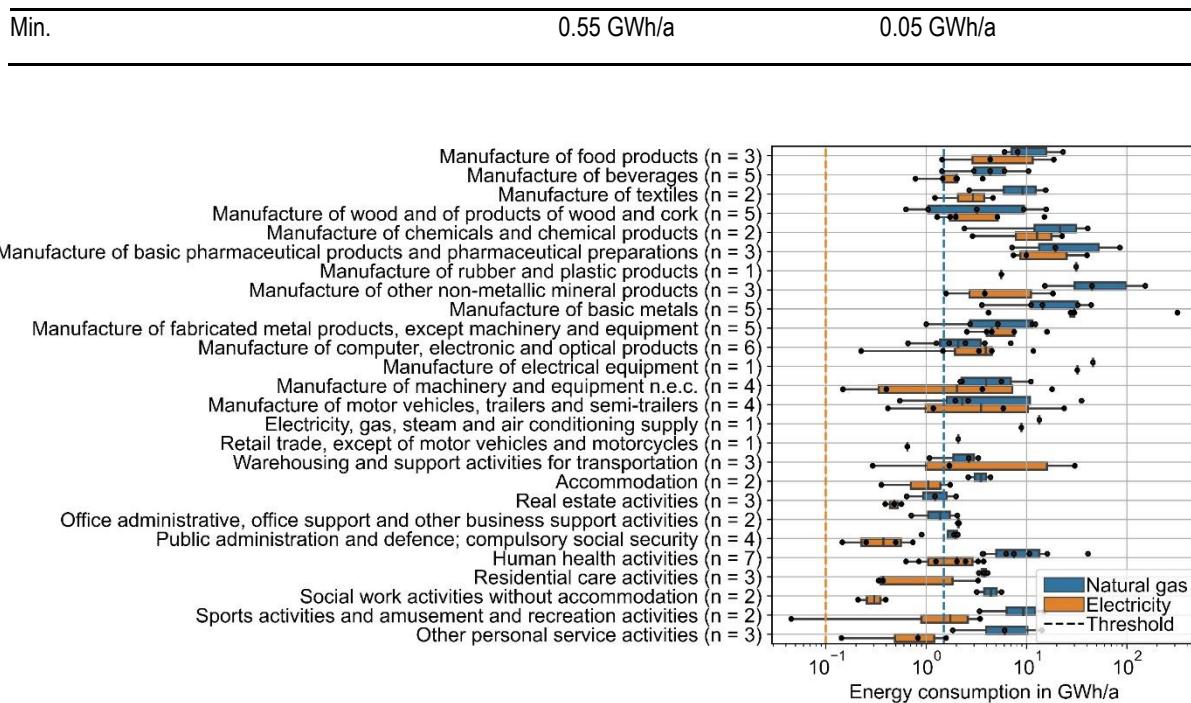


Abbildung 16: Verteilung des jährlichen Erdgas- und Stromverbrauchs sortiert nach Industriezweigen in logarithmischer Skala. Die vertikalen Linien bei 0,1 GWh/a und 1,5 GWh/a stellen die Schwelle dar, ab der eine registrierende Leistungsmessung üblich ist.

4.2. Clusteranalyse der Außentemperaturabhängigkeit

Im Wohngebäudebereich existieren diverse Verfahren, um den Wärmebedarf einzelner Verbraucher:innen (VDI 2019) oder von einer Gruppe von Verbraucher:innen (Hellwig 2003; BDEW 2020) vorherzusagen. Dabei stellen Trinkwassererwärmung und die Raumheizung die wesentlichen Wärmesensen dar, aus denen sich der Gesamtwärmeverbrauch zusammensetzt. Der Warmwasserverbrauch auf Tagesebene ist in der Regel das ganze Jahr konstant und weist nur geringe Schwankungen auf, bspw. zwischen Wochenenden und Werktagen oder in den Ferien. Bei Unterschreitung einer bestimmten mittleren täglichen Außentemperatur, der sogenannten Heizgrenztemperatur, wird von den Bewohner:innen eines Hauses zusätzlich die Raumheizung angeschaltet. Die Wert der Heizgrenztemperatur wird von verschiedenen Faktoren (bspw. Gebäudestandard, Nutzer:innenverhalten, Einstrahlung) bestimmt, liegt aber i.d.R. in einem Bereich zwischen 10 °C und 15 °C. Unterhalb der Heizgrenztemperatur korreliert der Raumwärmebedarf annähernd linear mit der mittleren täglichen Außentemperatur.

Bei Verbraucher:innen aus Industrie und Gewerbe ist die Bandbreite an möglichen Wärmesensen deutlich größer als im Wohngebäudebereich. Nichtsdestotrotz setzt sich auch hier der Gesamtwärmebedarf aus dem Raumwärmebedarf und dem Wärmebedarf der verschiedenen Prozesse zusammen. Der Prozesswärmebedarf kann dabei sowohl außentemperaturunabhängig (bspw. Kochen) oder außentemperaturabhängig (bspw. Trocknen) sein. Je größer der Anteil der außentemperaturunabhängigen Prozesse am Gesamtwärmebedarf ist, desto weniger saisonal ist das resultierende Gesamtlastprofil. Da nicht alle Unternehmen außentemperaturabhängige Prozesse betreiben, ist anzunehmen, dass ihr Wärmebedarf starke saisonale Schwankungen aufweist. In der Vergangenheit wurde jedoch häufig pauschal für alle Industrieunternehmen angenommen, dass ihr Wärmebedarf über das Jahr hinweg konstant ist. Ziel dieses Kapitels ist es, diese Annahme zu überprüfen.



4.2.1. Methodik

Um die Lastprofile der verschiedenen Unternehmen miteinander vergleichen zu können, werden diese zunächst auf den mittleren Wärmebedarf an Werktagen mit einer mittleren täglichen Außentemperatur von 8 °C normiert. Die Lastprofildatenbank wird nach dem Grad der Außentemperaturabhängigkeit geclustert. Aufgrund der großen thermischen Trägheit von Gebäuden wird eine Auflösung von einem Tag verwendet. Für das Clustering von Lastprofilen kommt die Python-Softwarebibliothek Scikit-learn zum Einsatz. Der verwendete k-Means-Algorithmus ist ein vielseitiger Algorithmus, der bereits in der Literatur für das Clustering von Lastprofilen im Wohngebäudebereich verwendet wurde (Giannou et al. 2018; do Carmo und Christensen 2016; Le Ray und Pinson 2019). Das Hauptziel dieses Algorithmus besteht darin, Clusterzentren (Cluster-Mittelwerte) so auszuwählen, dass die Summe der quadrierten euklidischen Abstände jedes Lastprofiles zu dem ihm zugewiesenen Clusterzentrum minimiert wird.

4.2.2. Ergebnisse

Abbildung 17 zeigt alle Lastprofile, die den ermittelten Clustern zugeordnet sind. Um den allgemeinen Trend innerhalb jedes Clusters klar darzustellen, werden gewichtete gleitende Mittelwerte (± 15 Perioden) verwendet. Zusätzlich sind zwei lineare Regressionslinien dargestellt, um den Vergleich der Clustertrends zu erleichtern.

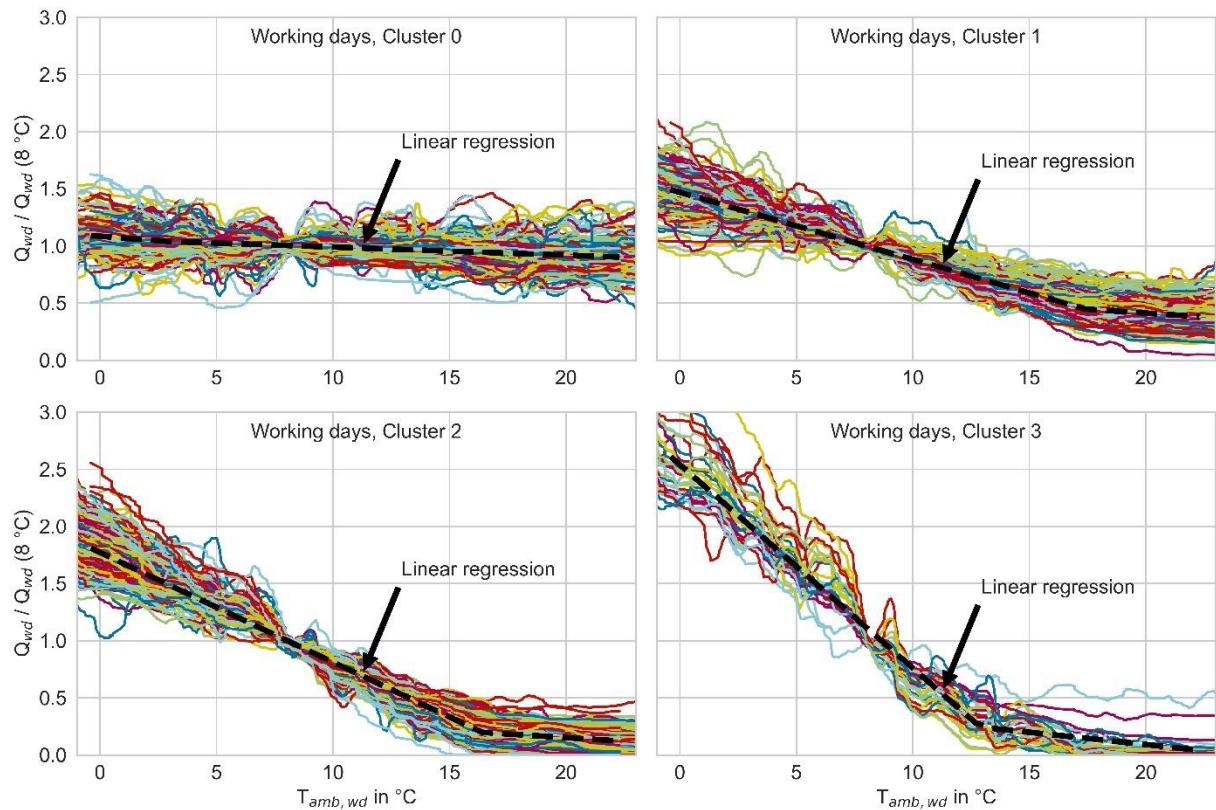


Abbildung 17: Ergebnisse der k-means-Clusterung des Erdgasverbrauchs für Werkstage.

Von Cluster 0 bis Cluster 3 nimmt die Abhängigkeit des Erdgasverbrauchs von der mittleren täglichen Umgebungstemperatur zu. Die Steigung der linken Regressionslinie dient als Indikator für diese Abhängigkeit. Für alle Verbraucher in Cluster 0 bleibt der Erdgasverbrauch an Werktagen abgesehen von zufälligen Schwankungen nahezu konstant. Die rechte Regressionsgerade verläuft bei allen Clustern



nahezu horizontal und stellt die sommerliche Grundlast dar, die bspw. durch die Warmwasserbereitung, andere außentemperaturunabhängige Prozesse oder konstante Verluste verursacht wird.

Verbraucher:innen, die eine KWK-Anlage (CHP) betreiben wurden vor der Clusteranalyse aussortiert, da bei diesen Verbraucher:innen in vielen Fällen kein direkter Zusammenhang zwischen Gasverbrauch und Wärmebedarf besteht. In den meisten Branchen des sekundären Sektors hat mehr als ein Cluster einen relevanten Anteil (Abbildung 18). So haben bspw. bei der Herstellung von Möbeln die sehr unterschiedlichen Cluster 0 und 2 fast den gleichen Anteil. Im Gegensatz dazu werden nur wenige Branchen wie bspw. die Herstellung von Nahrungsmitteln eindeutig von einem Cluster dominiert. Dennoch lässt sich für die meisten Branchen eine Tendenz zu einem der Cluster feststellen. Insgesamt zeigt sich, dass im gesamten Industriesektor nur rund ein Drittel der Unternehmen Cluster 0 zugeordnet werden und somit einen von der Außentemperatur unabhängigen Wärmebedarf aufweisen.

Um die Ergebnisse der Clusterbildung auf Plausibilität zu prüfen, wurden Informationen über Produkte und Prozesse den jeweiligen Internetseiten der Verbraucher entnommen. Für den Großteil der Verbraucher konnte die jeweilige Clusterzuordnung so logisch erklärt werden. Ein einfach zu erklärendes Beispiel ist die Branche Herstellung von Möbeln („Manufacture of furniture“). Unternehmen in dieser Branche, die Cluster 0 zugeordnet wurden, stellen überwiegend Metallmöbel her und betreiben bspw. Prozessbäder zur Oberflächenbehandlung, welche einen außentemperaturunabhängigen Wärmebedarf haben. Im Gegensatz dazu handelt es sich bei den Unternehmen dieser Branche, die Cluster 2 zugeordnet wurden, um industrielle Tischlereien, die Holzmöbel herstellen und keinen relevanten Prozesswärmeverbrauch, sondern überwiegend Raumwärmeverbrauch haben.

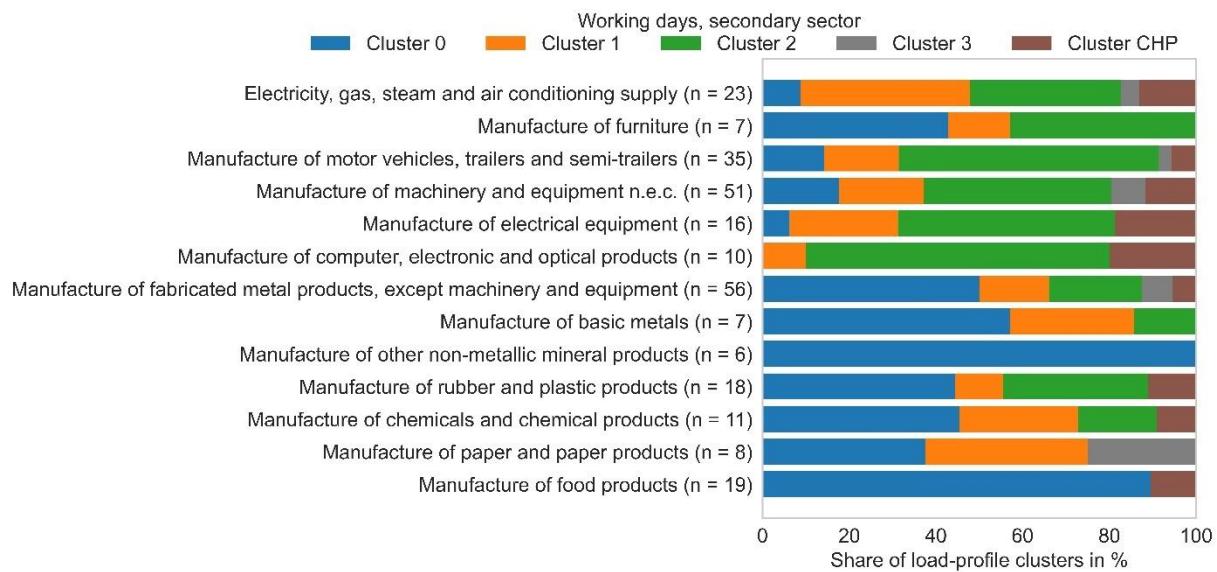


Abbildung 18: Anteile von der Cluster im Industriesektor.

4.3. Korrelation von Wärme- und Strombedarf

Erfahrungen einer Vielzahl von durchgeföhrten Fallstudien haben gezeigt, dass bei den meisten Unternehmen bereits die wichtigsten Stromverbraucher einzeln von Energiemonitoringsystemen erfasst werden. Im Gegensatz dazu wird der Gas- oder Wärmeverbrauch i.d.R. nur einmal zentral für das ganze Unternehmen erfasst. Daher wurde im AnanaS-Projekt untersucht, ob Stromlastprofile zur Verbesserung



der Vorhersage von Heizlastprofilen genutzt werden können. Zunächst wurde dazu die Korrelation zwischen Strom- und Gasverbrauch untersucht.

4.3.1. Methodik

Für jedes der 82 Unternehmen, für die sowohl Lastprofile des Gas- und Stromverbrauchs vorliegen, wird der Pearson-Korrelationskoeffizient (R) berechnet. Ein Korrelationskoeffizient von +1 oder -1 zeigt an, dass zwischen den betrachteten Merkmalen eine vollständig positive bzw. negative lineare Beziehung besteht. Ein Korrelationskoeffizient von 0 bedeutet, dass es keine lineare Abhängigkeit zwischen den beiden Merkmalen gibt.

4.3.2. Ergebnisse

Die Korrelation zwischen Strom- und Wärmeverbrauch variiert stark zwischen den analysierten Verbrauchern (Abbildung 19). Insgesamt zeigt sich bei etwas mehr als der Hälfte der Verbraucher (55 %) keine Korrelation zwischen Gas- und Stromverbrauch. In 41 % der Fälle zeigt sich eine positive Korrelation ($R > 0,5$). Lediglich 4 % der Verbraucher weisen eine negative Korrelation auf ($R < -0,5$). Während der Strom- und Gasverbrauch für einen Großteil der Verbraucher in Cluster 0 korreliert, zeigen die meisten Verbraucher aus den Clustern 1 bis 3 keine Korrelation.

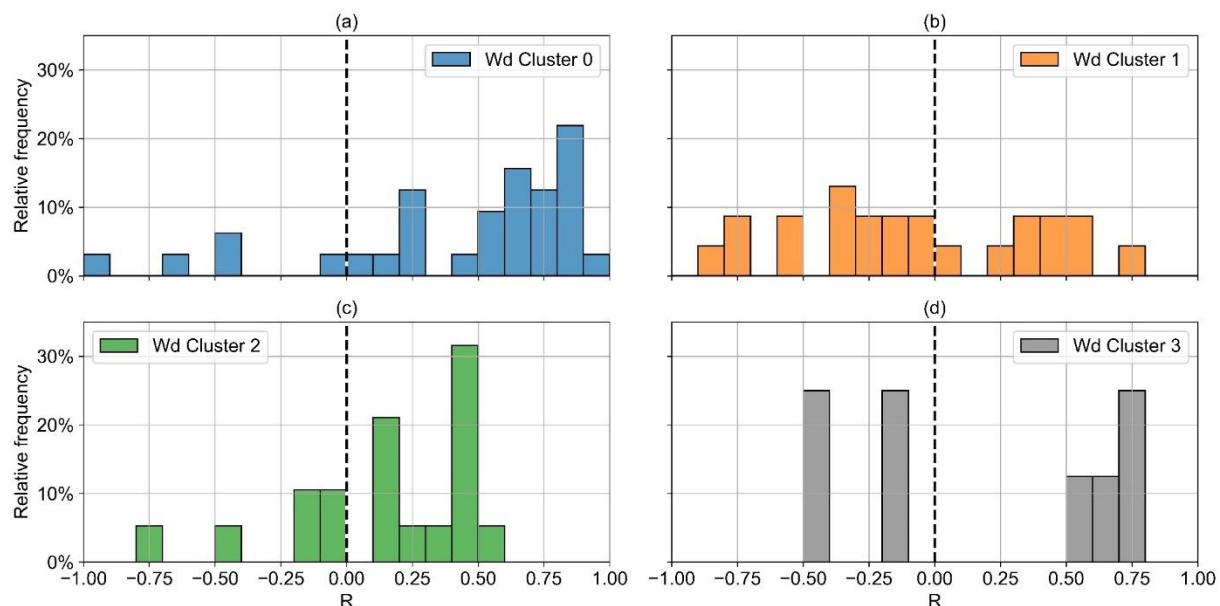


Abbildung 19: Histogramme des Pearson-Korrelationskoeffizienten zwischen Strom- und Gasverbrauch getrennt dargestellt für jedes Cluster.

4.4. Prognose des Wärmebedarfs auf Basis der Außentemperaturabhängigkeit

In diesem Kapitel werden Regressionsfunktionen für jedes Cluster entwickelt. Ziel ist es, eine einfache Methode zu entwickeln, um ein Wärmelastprofil für ein spezifisches Unternehmen auf Basis eines Außentemperaturprofils zu vorherzusagen. Dazu muss zunächst jeweils ein Werktag- und Wochenendcluster auf Basis der Ergebnisse der Clusteranalyse zugewiesen werden. Im Anschluss kann dann mit Hilfe der jeweiligen Clusterregressionsfunktionen ein Wärmelastprofil vorhergesagt werden.



4.4.1. Methodik

Mit Hilfe der Methode der kleinsten Quadrate werden Regressionsfunktionen an jedes einzelne Lastprofil sowie an alle Lastprofile in jedem der identifizierten Cluster gefüttet. Die Qualität dieser Anpassungen wird anhand von R^2 (Bestimmtheitsmaß) bewertet. R^2 ist ein übliches Maß für die Anpassungsgüte einer Regression und liegt im Bereich von 0 (keine Anpassung) bis 1 (perfekte Anpassung). Im Fall eines horizontalen Trends der Ursprungsdaten resultiert jedoch selbst dann ein Wert von 0, wenn die Daten und die Regressionskurve perfekt übereinanderliegen. Um solche Trends dennoch bewerten zu können, wird die Standardabweichung der Residuen (σ) als zusätzliches Maß verwendet.

Das Hauptziel der Regressionsanalyse besteht darin, Einzel- und Clusterregressionen zur Vorhersage von Lastprofilen basierend auf der Umgebungstemperatur zu entwickeln. Es wird untersucht, welcher Genauigkeitsverlust in Kauf genommen werden muss, wenn Clusterregressionen anstelle von Einzelregressionen verwendet werden. Wie die Clusteranalyse wird die Regressionsanalyse getrennt für Werktagen und Wochenenden durchgeführt. In Anlehnung an das Standardlastprofilverfahren (SLP) für Wohngebäude und kleine Gewerbebetriebe (Hellwig 2003; BDEW 2020) werden drei Funktionen untersucht: zwei Geraden (lin), Sigmoid-Funktion (sig) und linearisierte Sigmoid-Funktion (siglin).

4.4.2. Ergebnisse

Abbildung 20 zeigt die Ergebnisse der Cluster-Regressionsanalyse. Die Unterschiede zwischen den drei untersuchten Funktionen sind sehr gering und zeigen sich hauptsächlich bei Außentemperaturen unter -5 °C. Die Clusteranalyse an Werktagen und Wochenenden zeigt ähnliche Ergebnisse, da in beiden Fällen die Wärmelast in Abhängigkeit von der Umgebungstemperatur vom niedrigsten bis zum höchsten Cluster ansteigt. Der qualitative Verlauf der Werktagscluster 0 bis 3 ist sehr ähnlich zu den Wochenendclustern 0 und 2 bis 4. Das Wochenendcluster 1 enthält Verbraucher:innen mit einem gegenüber Werktagen deutlich reduziertem Wärmebedarf.

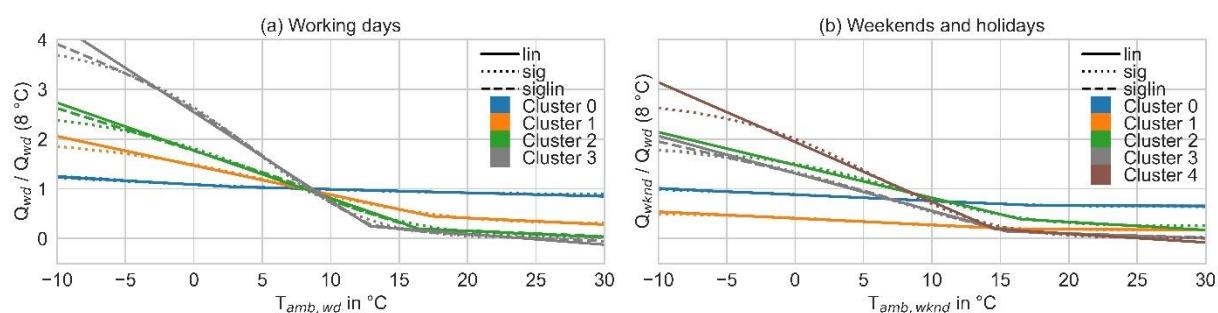


Abbildung 20: Cluster-Regressionsfunktionen für Werkstage (a) und Wochenenden (b).

Um die Genauigkeit der Clusterregression für jedes der 566 geclusterten Lastprofile zu bewerten, zeigt Abbildung 21 die Verteilung von σ und R^2 in Histogrammen und Boxplots. Unabhängig von der Art der Regressionsfunktion (sig, lin oder siglin) liegt der Mittelwert von σ bei 0,24 und der Mittelwert von R^2 bei 0,71. Werden die Regressionsfunktionen nicht für alle Verbraucher eines Clusters gemeinsam, sondern für jeden Verbraucher einzeln gefüttet, kann die Genauigkeit der Lastprofilprognose leicht erhöht werden. Für alle drei Funktionen (lin, sig, siglin) beträgt der Mittelwert von σ 0,21 und der Mittelwert von R^2 0,79.

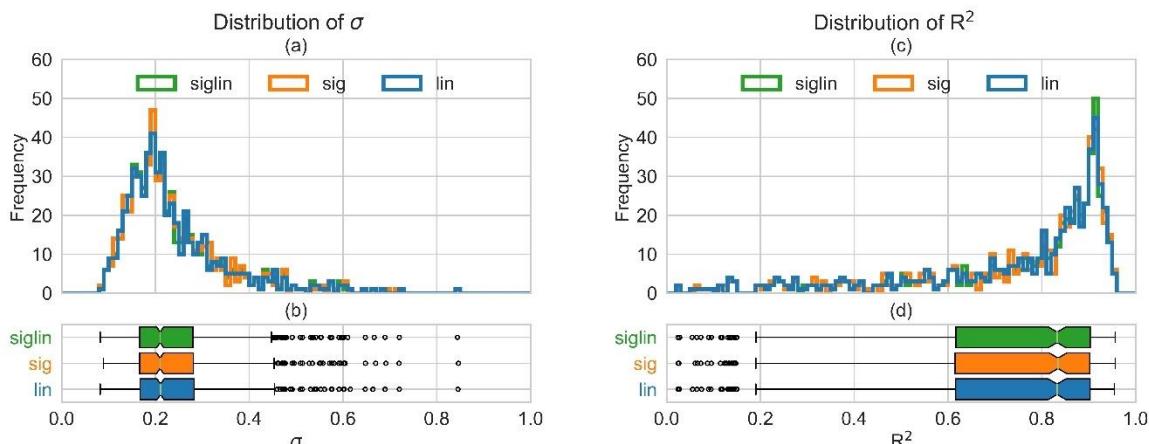


Abbildung 21: σ und R^2 der Lastprofilprognose für jedes der 566 geclusterten Lastprofile bei Nutzung der Clusterregressionen.

Abbildung 22 zeigt die Verteilung von R^2 für die Lastprofilprognose auf Basis der linearen Clusterregressionen. Um eine Vergleichbarkeit mit der Lastprofilprognose durch das LSTM Modell (siehe Kapitel 4.5) zu schaffen, sind in Abbildung 22 die 82 Verbraucher:innen dargestellt, für die Strom- und Gaslastprofile vorliegen. Die Prognose eines Lastprofils auf Basis der Clusterregressionen berücksichtigt keine weiteren Inputparameter außer dem Tag (Werktag oder Wochenende) und der mittleren täglichen Außentemperatur. Verbraucher:innen, die Cluster 0 zugeordnet werden, zeichnen sich dadurch aus, dass ihr Wärmebedarf nicht von der Außentemperatur abhängt, so dass die Clusterregressionen für diese Verbraucher:innen zu deutlich schlechteren Ergebnissen führt, als für die weiteren drei Cluster. Für Cluster 2 und 3 besteht eine starke Abhängigkeit des Wärmebedarfs von der Außentemperatur, so dass die Clusterregressionen hier die besten Ergebnisse erzielen.

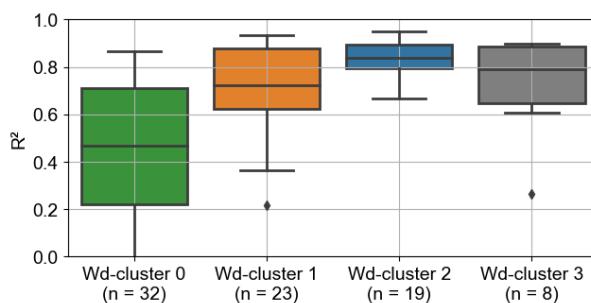


Abbildung 22: Verteilung von R^2 für die Lastprofilprognose durch die Clusterregressionen.

4.5. Prognose des Wärmebedarfs auf Basis der Außentemperaturabhängigkeit und der Korrelation von Strom- und Gasverbrauch

Die Clusterregressionen sind bei Verbraucher:innen mit einem großen Anteil außentemperaturunabhängiger (Prozess-)Wärme (Cluster 0) weniger genau als bei Verbraucher:innen mit einem von der Außentemperatur abhängigem Wärmebedarf (Cluster 1, 2 und 3). Gleichzeitig zeigen viele der Verbraucher:innen aus Cluster 0 eine hohe Korrelation zwischen dem Wärme- und Stromverbrauch. Im AnanaS-Projekt wurde untersucht, ob die Genauigkeit der Lastprofilprognose durch die Nutzung von Stromverbrauchsdaten verbessert werden kann.



4.5.1. Methodik

Das Muster der Korrelation zwischen Strom- und Gasverbrauch ist sehr individuell, so dass kein allgemein gültiges Modell auf Basis dieser Korrelation entwickelt werden kann. Daher müssen die Modellparameter individuell an jede:n Verbraucher:in angepasst werden. Den Kern dieses Modells bildet der LSTM-Algorithmus. Der LSTM Algorithmus ist ein neuronales Netz, das in der Literatur schon häufig erfolgreich zur Lastprofilprognose für verschiedene Anwendungen außerhalb des Industriesektors eingesetzt wurde (Elsworth und Güttel 2020; Heidari und Khovaly 2020; Wang et al. 2020; Liu et al. 2020).

Wie bei den oben vorgestellten Clusterregressionen nutzt das entwickelte Modell eine Auflösung von einem Tag. Die Eingangsmerkmale, auf deren Basis der Wärmebedarf an einem bestimmten Tag prognostiziert wird, sind der Stromverbrauch und die Außentemperatur des gleichen Tages sowie der Wärmebedarf der vorangegangenen sieben Tage.

Im Rahmen des AnanaS-Projekts wurde die Umsetzung des LSTM-Algorithmus aus der Python-Softwarebibliothek Auto-Keras (Jin et al. 2019) genutzt. Auto-Keras erlaubt es, gleichzeitig die Modellparameter zu fitten und zusätzlich einen Teil der Modellarchitektur durch die Optimierung von gewissen Hyperparametern wie bspw. der Anzahl der Schichten des neuronales Netzes für jede:n Verbraucher:in individuell zu optimieren.

4.5.2. Ergebnisse

Abbildung 23 zeigt die Verteilung von R^2 für die Lastprofilprognose des LSTM-Modells. Für alle Cluster und insbesondere Cluster 0 ist eine deutliche Zunahme der Prognosequalität gegenüber den Clusterregressionen zu erkennen. Während sich bei der Nutzung der Clusterregression für mehr als die Hälfte der Verbraucher:innen in Cluster 0 ein R^2 von weniger als 0,5 ergibt, liegt R^2 im Fall des LSTM-Modells für nur ein:e Verbraucher:in unter 0,5.

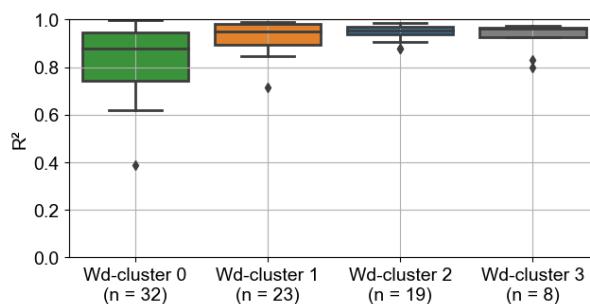


Abbildung 23: Verteilung von R^2 für die Lastprofilprognose durch das LSTM-Modell.

Abbildung 24 stellt die Veränderung von σ und R^2 der Lastprofilprognose durch das LSTM-Modell im Vergleich zur Prognose durch die Clusterregressionen dar. Nur für eine:n Verbraucher:in ergibt sich durch das LSTM-Modell ein geringfügig schlechteres Prognoseergebnis als durch die Prognose auf Basis der Clusterregressionen. Für die restlichen 81 von 82 Verbraucher:innen wird die Prognosequalität durch das LSTM-Modell verbessert.

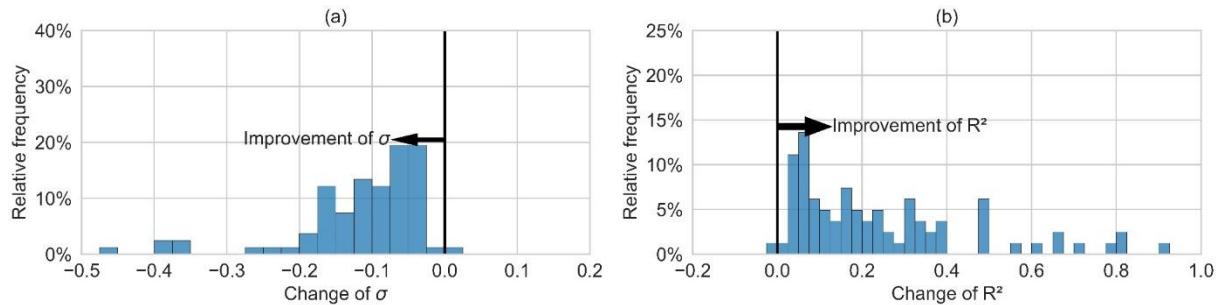


Abbildung 24: Veränderung von σ und R^2 der Lastprofilprognose durch das LSTM-Modell im Vergleich zu den linearen Clusterregressionen.

4.6. Stromeigenverbrauch

Der Eigenverbrauchsanteil des produzierten Stroms stellt bei BHKWs in der Industrie einen zentralen Parameter für die Wirtschaftlichkeit dar. Wird ein BHKW wärmegeführt betrieben, wird der Eigenverbrauchsanteil maßgeblich von dem Zusammenhängen zwischen den Wärme- und Strombedarfsprofilen bestimmt. Zusätzlich nimmt mit zunehmender KWK-Leistung das Verhältnis von Stromerzeugung zu Wärmeabgabe (Stromkennzahl) zu. Aufgrund der höheren Wertigkeit von Strom gegenüber Wärme ist daher davon auszugehen, dass sich bei vollständigem Eigenverbrauch die höhere Stromerzeugung auch positiv auf die wirtschaftliche Bewertung niederschlägt. Zwar gibt es entsprechend der aktuellen Regelung des KWKG (Stand Juni 2023) auch für KWK-Anlagen eine Einspeisevergütung, jedoch liegt diese in der Regel deutlich unterhalb des Einkaufspreises von Strom. Die Quantifizierung des Eigenverbrauchsanteils erfolgt in der Regel projektspezifisch, da bisher keine großen Datensätze über gekoppelte Strom- und Gas- bzw. Wärmelastgänge öffentlich verfügbar sind. Wie in Abschnitt 4.1 dargelegt wurde, stehen im Rahmen des Projekts für 82 Unternehmen gekoppelte Strom- und Gastlastgänge zur Verfügung. Diese Datenbank wurde genutzt, um zu bewerten, wie sich bei unterschiedlichen Unternehmen mit ihren jeweiligen Wärme- und Stromlastprofilen sowie zunehmender KWK-Leistung und dementsprechend auch höherer Stromkennzahl der Eigenverbrauch des produzierten KWK-Stroms verändert.

Im Folgenden werden für jedes Unternehmen bzw. für jedes gekoppelte Lastprofil verschiedene BHKW-Auslegungen, wie beispielhaft in Abbildung 25 dargestellt, analysiert. Durch den Vergleich von stündlicher BHKW-Stromerzeugung und tatsächlichem Stromlastgang kann für jedes der Profilepaare für verschiedene Auslegungen der mögliche Eigenstromverbrauch berechnet werden. Die Eigenverbrauchsrate wird zunächst für jede Stunde und dann als gewichteter Mittelwert über den gesamten Zeitraum berechnet.

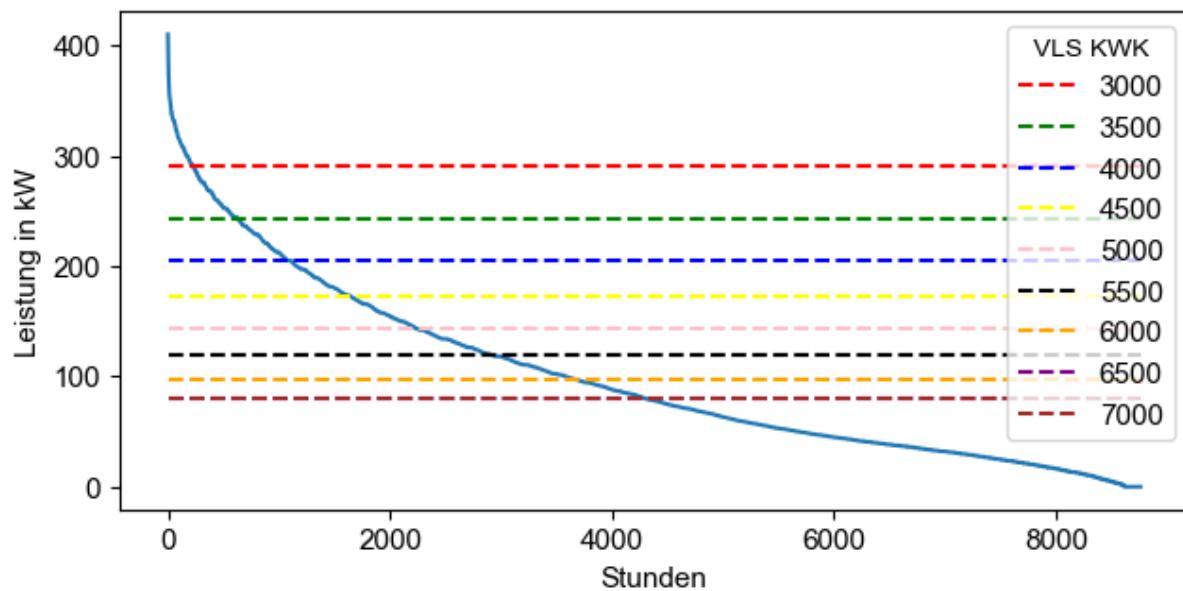


Abbildung 25: Beispielhafte Auslegung eines BHKWs auf eine reales thermisches Lastprofil

Abbildung 26 zeigt das Ergebnis dieser Berechnungen für alle 82 Unternehmen, für die gekoppelte Strom- und Gaslastprofile vorhanden sind. Es wird deutlich, dass keine allgemeingültige Aussage möglich ist, da sich für jedes Unternehmen sehr unterschiedliche Ergebnisse ergeben. Auch andere Darstellungen, bspw. die Auftragung des Anteils des Eigenverbrauchs über das Verhältnis von thermischen BHKW-Nennleistung zu thermischem Spitzenlast, über die absolute thermische Nennleistung des BHKWs sowie über die Stromkennzahl des BHKWs, erlauben keine eindeutigen Schlüsse. Bei näherer Betrachtung zeigen sich jedoch gewisse Charakteristika, die sich auf die jeweiligen Verläufe von Strom- und Gastlastgang zurückführen lassen, welche im Folgenden anhand der nummerierten Beispiele erläutert werden.

Die Unternehmen 9, 50 und 75 zeigen einen vergleichsweise konstanten elektrischen Eigenverbrauch, der unabhängig von der Dimensionierung des BHKWs ist. Das Unternehmen 9 weist einen sehr hohen elektrischen Eigenverbrauch auf, der nur geringfügig abnimmt, wenn eine sehr große BHKW-Auslegung erfolgt. Für große Teile des Jahres ist der Stromverbrauch deutlich größer als der Wärmeverbrauch, so dass der erzeugte Strom auch bei einem größeren BHKW fast immer vollständig selbst verbraucht werden kann. Demgegenüber steht das Unternehmen 50, das einen konstant niedrigen Eigenverbrauchsanteil aufweist. Der Wärmeverbrauch liegt das gesamte Jahr über dem Stromverbrauch, wodurch bei einem größeren BHKW mit weniger VLS der Eigenverbrauch tendenziell sinkt. Unternehmen 75 weist einen Eigenverbrauchsanteil auf, der unabhängig von der BHKW-Auslegung ist. In diesem Fall sind Strom- und Wärmebedarf nicht nur ungefähr auf dem gleichen Niveau, sondern auch zeitlich miteinander gekoppelt. Durch die gleiche absolute Höhe und hohe Gleichzeitigkeit von Wärme- und Stromlastgang steigt der absolute Eigenverbrauch bei größeren BHKW-Leistungen, der Anteil ist jedoch nahezu konstant.

Neben den Unternehmen, bei denen der Eigenverbrauchsanteil relativ unabhängig von der BHKW-Auslegung ist, zeigen die Verläufe in Abbildung 26 für einige Unternehmen auch die (erwartbare) Reduzierung des elektrischen Eigenverbrauchs durch eine veränderte BHKW-Auslegung. Die Unternehmen 5 und 12 weisen bei kleinen BHKW-Auslegungen einen nahezu parallel verschobenen Verlauf des Eigenverbrauchsanteil auf, bis die Verläufe bei ca. 5.000 VLS weiter divergieren. Während Unternehmen 5 bei einer sehr kleinen BHKW-Dimensionierung nahezu den gesamten Strom selbstständig nutzen könnte und bei sehr großen BHKWs-Leistungen der Eigenverbrauchsanteil immer noch knapp 80 % betragen würde,



liegen die Anteile für das Unternehmen 12 bei 80 % bzw. gut 40 %. Bei Unternehmen 9 ist dies so nicht zu erkennen, da es zum einen zu deutlich größeren absoluten Schwankungen des Stromverbrauchs kommt und zum anderen das Niveau des Strombedarfs deutlich höher liegt. Das Unternehmen 46 zeigt einen vergleichbaren Verlauf des Eigenverbrauchsanteils wie Unternehmen 5, jedoch liegt dieser aufgrund des deutlich geringeren Strombedarfs mit min. 24 % und max. 41 % deutlich niedriger. Unternehmen 46 und 50 zeigen ähnliche Bedarfsprofile, jedoch steigt bei Unternehmen 46 bei sehr kleinen BHKW-Auslegungen der Eigenverbrauchsanteil in relevantem Maße an während er für das Unternehmen 50 auf niedrigem Niveau stagniert. Während in beiden Fällen der Wärmebedarf massiv gegenüber dem Strombedarf dominiert, zeigt sich der Unterschied bei genauerer Betrachtung ab ca. 6.000 VLS, wo für Unternehmen 46 Strom- und Wärmebedarf auf nahezu gleichem Niveau liegen und es somit zu einem Anstieg des Eigenverbrauchs kommt. In Unternehmen 50 liegt der Wärmebedarf dagegen nahezu ganzjährig deutlich über dem Strombedarf. Für Unternehmen 57 zeigt sich die signifikanteste Verringerung des Eigenverbrauchsanteils mit größeren BHKW-Auslegungen. Bei klein dimensionierten BHKWs kann der Strom nahezu ganzjährig vollständig abgenommen werden, da es Zeiten gibt, in denen der Strombedarf oberhalb des Wärmebedarfs liegt. Die Saisonalität des Wärmebedarfs ist jedoch deutlich stärker ausgeprägt als die des Strombedarfs. Daher sinkt ab einer Auslegung auf 5.000 VLS der Anteil des elektrischen Eigenverbrauchs, da ab hier die thermische Nennleistung dauerhaft oberhalb des Strombedarfs liegt und bei entsprechender Wärmenachfrage dann auch Stromüberschüsse produziert werden. Bei sehr großen BHKW-Leistungen bei wenigen VLS sinkt der Eigenverbrauchsanteil auf unter 40 %.

Die Auswertung der 82 gekoppelten Strom- und Gaslastgänge zeigt, dass eine allgemeine Aussage über den Anteil des Eigenverbrauchs bei größer oder kleiner ausgelegten BHKWs nicht möglich ist. Daher werden für die wirtschaftliche Bewertung der Simulationsfälle verschiedene Szenarien untersucht.

- Fall A: 100 % Eigenverbrauch des produzierten Stroms, unabhängig von der BHKW-Auslegung, gilt für Unternehmen mit sehr großem Strombedarf im Vergleich zum Wärmebedarf oder für Unternehmen mit hoher Gleichzeitigkeit von Strom- und Wärmebedarf bei vergleichbarem absolutem Niveau
- Fall B: 50 % Eigenverbrauch des produzierten Stroms, unabhängig von der BHKW-Auslegung, gilt für Unternehmen mit sehr großem Wärmebedarf im Vergleich zum Strombedarf
- Fall C: 100 % Eigenverbrauch des produzierten Stroms bei einer BHKW-Auslegung auf 7.000 VLS und 50 % Eigenverbrauch des produzierten Stroms bei einer BHKW-Auslegung auf 3.000 VLS, dazwischen wird ein linearer Verlauf angenommen.

Der idealisierte Verlauf von Fall C steht beispielhaft für Unternehmen, bei denen die Jahressdauerlinie des Wärmebedarfs in Schwachlastzeiten unterhalb des Strombedarfs liegt, ab dem Mittellastbereich jedoch überwiegend der Wärmebedarf überwiegt, um die Effekte auf die Wirtschaftlichkeit eines sich durch unterschiedliche BHKW-Auslegungen verändernden Eigenverbrauchsanteil verdeutlichen zu können.

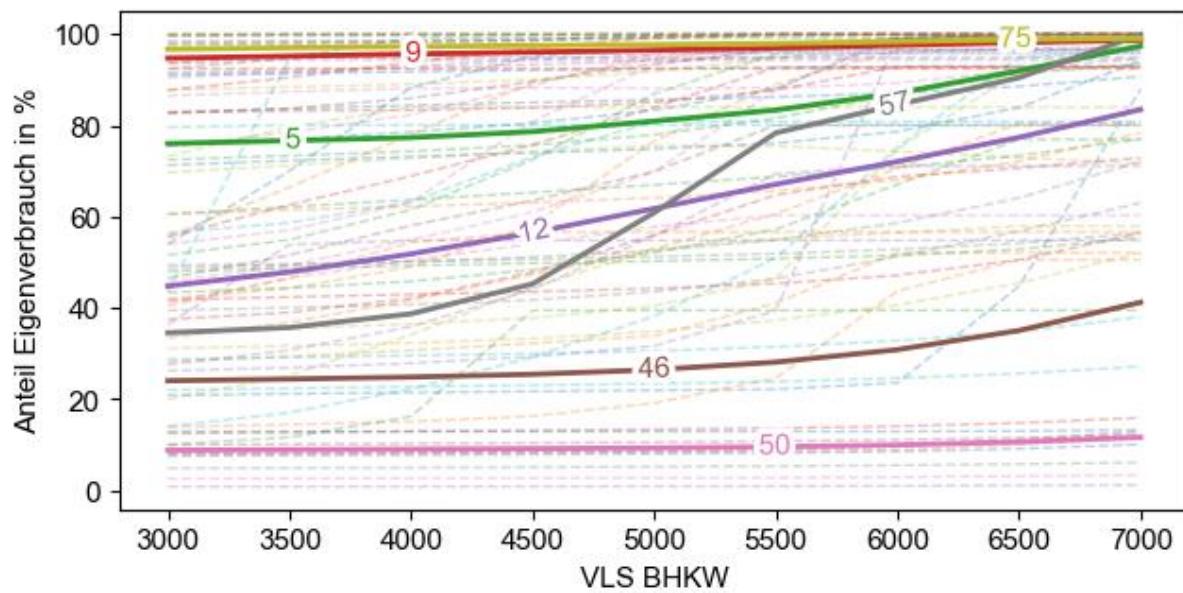


Abbildung 26: Elektrischer Eigenverbrauch aller Unternehmen in Abhängigkeit von der Auslegung des BHKWs, jede Linie stellt das Ergebnis für ein Unternehmen dar, auf die nummerierten Verläufe wird im Folgenden genauer eingegangen

4.7. Zusammenfassung Lastprofilanalyse

Eine genaue Vorhersage von Wärmelastprofilen ist für viele Anwendungen im Kontext der Energiewende wie bspw. der Vorplanung und Machbarkeitsabschätzung von regenerativen Wärmeversorgungssystemen von entscheidender Bedeutung. Da eine Methode für die Prognose von Wärmelastprofilen für die Industrie bisher nicht existiert, wurde im AnanaS-Projekt eine umfangreiche Lastprofilanalyse durchgeführt. Zunächst wurden 797 Gaslastprofile nach der Stärke der Korrelation zwischen Wärmebedarf und Außentemperatur geclustert. Im nächsten Schritt wurde die Stärke der Korrelation zwischen Strom- und Wärmebedarf untersucht. Auf Basis der beiden Analyseschritte wurden dann zwei Modelle zur Lastprofilprognose entwickelt. Beide Methoden arbeiten mit einer Auflösung von einem Tag

Die Plausibilität der Clusterergebnisse konnte durch die Vergleich von Informationen zu den jeweiligen Wärmesenken und der Clusterzuordnung bestätigt werden. Bei 1/3 der untersuchten Industrieunternehmen dominiert Cluster 0, da hier viele Prozesse betrieben werden, deren Wärmebedarf unabhängig von der Umgebungstemperatur ist. Besonders häufig ist Cluster 0 in den Unternehmen, die Metallerzeugnisse, keramische Produkte oder Lebensmittel herstellen. Insgesamt machen. Die restlichen 2/3 der geclusterten Industrieunternehmen zeigen einen außentemperaturabhängigen Wärmebedarf.

Auf Basis der Ergebnisse der Clusteranalyse wurde ein Wärmelastprofilmodell entwickelt. Dieses Modell erfasst den saisonalen Trend des Wärmebedarfs der meisten Unternehmen mit einer hinreichenden Genauigkeit für Anwendungen wie Vorplanung oder Potenzialstudien. Der Median des Bestimmtheitsmaßes liegt bei 75 %. Die Clusterregressionen erreichen die schlechteste Genauigkeit für Unternehmen, deren Wärmebedarf nicht mit der Außentemperatur korreliert. Diese Unternehmen zeigen hingegen in meisten Fällen eine deutliche Korrelation des Wärme- und Strombedarfs. Im Gegensatz zu der Korrelation von Wärmebedarf und Außentemperatur zeigt die Korrelation zwischen Strom- und Wärmebedarf jedoch kein einheitliches Muster. Um diese Korrelation trotzdem für ein Modell nutzen zu können, wurde ein KI-Modell entwickelt, das an jede:n Verbraucher:in individuell angepasst werden muss. Mit einem Median des



Bestimmtheitsmaßes von 94 % erreicht das entwickelte KI-Modell für alle Verbraucher:innen eine sehr hohe Genauigkeit.

Die entwickelte KI-Modellarchitektur stellt nur einen ersten Vorschlag dar, um das Potenzial der KI-basierten Vorhersage von Wärmelastprofilen auf der Grundlage allgemein verfügbarer Informationen wie Stromverbrauch zu bewerten. Aufgrund der gewählten Architektur erlaubt das Modell nur eine Prognose des Wärmebedarfs für Tage in der Vergangenheit, was die möglichen Anwendungen einschränkt. Eine mögliche Anwendung des KI-Modells ist bspw. die automatische Anomalieerkennung in Energiemonitoringsystemen. Abhängig von der beabsichtigten Anwendung sollte die optimale Kombination von Modellinputs und maschinellem Lernalgorithmus genauer untersucht werden, um das Modell an die jeweilige Anwendung anzupassen. So könnte das Modell bspw. so angepasst werden, dass auf Basis einer Wettervorhersage und des Strom- und Wärmeverbrauchs der letzten Tage eine ex-ante Vorhersage des Wärmebedarfs und damit bspw. eine Anwendung für eine modellprädiktive Regelung möglich ist.

In Bezug auf die Gleichzeitigkeit von Strom- und Wärmebedarf bzw. auf den dadurch möglichen Eigenverbrauch des produzierten BHKW-Stroms lässt sich auf Basis der verfügbaren Daten keine verallgemeinerte Aussage ableiten. Für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung im Rahmen der Simulationsstudie werden daher drei beispielhafte Fälle abgebildet, anhand deren sich die Effekte erläutern lassen.

4.8. Anomalieerkennung

I. Sammlung und Auswertung von Lastgängen

Mit Projektbeginn wurde daran gearbeitet, mit den assoziierten Partnern entsprechende Kooperationsverträge bzw. Geheimhaltungsvereinbarungen zu treffen, um eine zügige Datenherausgabe zu erreichen. Es konnten entsprechende Vereinbarungen mit der EWE Vertrieb GmbH, mit der Netze BW GmbH sowie der EAM GmbH & Co. KG geschlossen werden. Das Interesse an einer assoziierten Projektpartnerschaft bei der Avacon Netz GmbH ist aufgrund eines Wechsels in den Zuständigkeiten leider abgeflaut, sodass keine Datenbereitstellung erfolgte.

Es wurde eine Datenbankstruktur zur Archivierung von Stammdaten und Lastgangdaten aufgebaut. Zudem wurden Methoden entwickelt zum Einlesen, Verarbeiten und Verwalten der Lastgangdaten. Es wurde sich zwischen den Projektpartnern auf die Darstellung eines Branchenschlüssels und weiterer Merkmale geeinigt.

Die im Folgenden beschriebenen Lastgangdaten wurde durch das Mitwirken der Limón GmbH bereitgestellt. Aus dem Kundenportfolio der Limón konnten bis zu 50 Lastgangpaare (anonymisiert) sowie 5 Gas-/Strompaare (mit Klarnamen und Adresse) aus dem Jahr 2018 und Gebiet Deutschland bereitgestellt werden. Aus dem Kundenspektrum der Limón Lastgänge konnte ein gewisser Anteil von Unternehmen genutzt werden, die nachweislich ein BHKW betreiben.

Die EWE hat eine Vielzahl an Lastgangdaten bereitgestellt. Es wurden Brancheninformationen sowie der Einsatz eines BHKW oder eine PV-Anlage abgefragt. Zum Teil liegen auch die Standorte der jeweiligen Unternehmen vor. Als explizite Lastgangpaar liegen 7 Datensätze aus dem Jahr 2018 und weitere 40 Datensätze aus dem Jahr 2019 vor, so dass insgesamt 47 Lastgangpaare mit allen notwendigen weiteren Informationen im Projekt verarbeitet werden können.

In der folgenden Tabelle 3 ist der Stand der Daten der EWE dargestellt, die mit in die Analyse einfließen:



Tabelle 3: EWE Daten

Medium	Jahr	Auflösung	Anzahl Lastgänge	der Häufigste Branchen
Erdgas	2018	stündlich	11	Gießerei, Automotiv, Chemie
Strom	2018	viertel-stündlich	8	Chemie, Beton/Gips, Molkerei, Gießerei
Erdgas	2019	stündlich	51	Stärkeverarbeitung, Baugewerbe, Lebensmittelindustrie, Ziegelei, Verpackungen, etc.
Strom	2019	viertel-stündlich	112	Kunststoffverarbeiter, Metallverarbeiter, Blech-/Spannende Verarbeitung, Krankenhäuser, Chemie, Ziegelei, Fahrzeughherstellung, Papierverarbeitung, etc.
Erdgas	2020	stündlich	2	Metallverarbeiter, Isolierstoffe
Strom	2020	viertel-stündlich	2	Maschinenbau, Schlachtbetrieb

Die Lastgänge wurden alle in einheitliches Format transformiert und zur weiteren Nutzung in die Gesamtdatenbank geladen

II. Untersuchung zur Anomalieerkennung

Testweise wurden zwei Strategien zur Anomalieerkennung in Lastgängen ausgewertet. Dazu nutzt Strategie 1 das künstliche neuronale Netzwerk LSTM (Long Short-Term Memory) mit Datenzeitraum von einem Monat (1M) bzw. drei Monaten (3M) und Strategie 2 das Glättungsverfahren PEWMA (Probabilistic Exponential Weighted Moving Average) zur Schätzung des zu untersuchenden Lastgangmonats.

Es wurde ein multivariates LSTM (Long Short Term Memory) Model (Hochreiter und Schmidhuber 1997) mit multiplen gestapelten künstlich neuronalen Schichten zur Lastgangvorhersage in die erstellten Analysetools integriert. LSTM Netzwerke gehören zur Gruppe der Recurrent neural networks (RNNs, dt.: rekurrente bzw. rückgekoppelte neuronale Netze). Im Gegensatz zu „vorwärtsbetriebenen“ künstlichen neuronalen Netzten (engl. feed forward networks), bei welchen die Informationsweitergabe vom Eingabeneuron bis hin zum Ausgabeneuron nur in eine Richtung realisiert ist, werden in RNNs Informationen, durch Verknüpfungen von Neuronen mit Neuronen der gleichen oder einer vorangegangenen Neuronschicht je nach Verknüpfungsstruktur zum Teil rückgekoppelt. LSTM Netzwerke besitzen die Eigenschaft bei sequentiellen Daten (Zeitreihendaten) effektiv langfristige Abhängigkeiten zu berücksichtigen und zu erlernen, um eine verbesserte Vorhersage zu ermöglichen.

Das PEWMA (Proportionally Weighted Moving Average) Verfahren ist eine Glättungsmethode, die häufig in der Zeitreihenanalyse verwendet wird, um Schätzungen durchzuführen (Carter und Streilein 2012). Bei diesem Verfahren werden vergangene Beobachtungen in der Zeitreihe verwendet, um eine prognostizierte Schätzung für die aktuelle Periode zu generieren. Im Gegensatz zu einfachen gleitenden Durchschnittsmethoden verwendet PEWMA ein gewichtetes Mittel, bei dem den jüngsten Beobachtungen ein höheres Gewicht zugewiesen wird, während ältere Beobachtungen weniger Einfluss haben.



Das PEWMA-Verfahren bietet eine flexible Methode zur Anpassung an Trends und Muster in den Daten, da es eine exponentielle Gewichtung verwendet. Durch die Anpassung der Glättungskonstante kann die Empfindlichkeit des PEWMA-Verfahrens an verschiedene Muster in den Daten angepasst werden. Eine höhere Glättungskonstante führt zu einer stärkeren Gewichtung der aktuellen Beobachtungen und damit zu einer schnelleren Reaktion auf kurzfristige Schwankungen, während eine niedrigere Glättungskonstante zu einer stärkeren Berücksichtigung älterer Daten und damit zu einer glatteren Schätzung führt.

Durch den Vergleich mit Originallastgangdaten werden Residuen bzw. summierte Residuen der Sequenzlängen zwei, vier, sechs und acht Stunden durch Überschreitung eines vordefinierten Schwellenwertes als Anomalien identifiziert. Die Schwellenwerte werden zum einen durch den Z-Score Test definiert, d.h. Residuenwerte größer als 2, 2,5 oder 3 Standardabweichungen gelten als anomale. Zum anderen werden mittels ESD (Extreme Studentized Deviate) Test durch drei Signifikanzniveauwerte von 0,05, 0,10 und 0,15, bei maximal $k = 40$ Iterationen, Schwellenwerte gesetzt. Es werden verschiedene Lastgänge untersucht, welche sich durch das Clusterverfahren k-Means als repräsentative Stichprobe aus allen verfügbaren Datensätzen der Limón GmbH ergeben haben.

Die identifizierten Anomalien lassen sich anhand drei Metriken Genauigkeit (P), Trefferquote (R) und harmonischem Mittel daraus (F1) auswerten. Sie stellen Kriterien zum Vergleich von Anomalieerkennungsverfahren dar.

Die Genauigkeit P ist definiert als die Anzahl der richtig positiven (tp, engl. true positive) Ergebnisse geteilt durch die Summe aus tp und der Anzahl an falsch positiven (fp, engl. false positive) Ergebnissen und in Gl. 3 beschrieben.

$$P = \frac{tp}{tp + fp} \quad \text{Gl. 3}$$

Die Trefferquote R beschreibt das Verhältnis von tp zur Summe aus tp und falsch negativer (fn, engl. false negative) Ergebnisse und ist in Gl. 4 dargestellt.

$$R = \frac{tp}{tp + fn} \quad \text{Gl. 4}$$

Das F1-Maß, berücksichtigt sowohl Genauigkeit als auch Trefferquote und bildet das harmonische Mittel beider vorhergehender Metriken, siehe Gl. 5.

$$F_1 = 2 \cdot \frac{P \cdot R}{P + R} \quad \text{Gl. 5}$$

Alle Metriken geben Zahlenwert zwischen 0 und 1 aus. Um diese anwenden zu können, ist es notwendig die Anzahl an Datenpunkten zu kennen, welche von der Anomalieerkennungsmethode als anomale oder normale klassifiziert wurden. Des Weiteren muss die Grundgesamtheit an vorhandenen Anomalien im Datensatz bekannt sein.

Die Auswertung zeigt, dass für Strategie 1 ein maximales F1-Maß von 0,4 (1M) und für alle untersuchten Unternehmen ein durchschnittliches F1-Maß von maximal 0,24, SD = 0,09 (1M) für die Untersuchung auf Einzelresiduen erreicht werden konnte. In der Variante 3M konnte mit einem durchschnittlichen F1-Maß von 0,21, SD = 0,06 (3M) für summierte Residuen der Teilsequenzlänge von vier Stunden das höchste F1-Maß erzielt werden. Die auf PEWMA basierende Strategie 2 konnte im Vergleich zu Strategie 1 in keinem untersuchten Unternehmen eine höhere Anomalieerkennungsgüte aufweisen, so dass im



weiteren Projekt die Strategie 1 (LSTM) weiter genutzt wird. Im weiteren Schritt werden die Analysen für Lastgangpaare fortgesetzt.

Auf Basis der im Jahr 2020 durchgeführten Analysen wurden eine Reihe von Versuchsläufen und ein Vergleich zwischen einem angepassten LSTM-Algorithmus und den vorher verwendeten Algorithmen durchgeführt.

Bei MeinBericht werden während einer Berichtserstellung für Unternehmen diverse Machine Learning Algorithmen getestet und das Modell mit der höchsten Vorhersagegüte ausgewählt. Die folgende Abbildung 27 vergleicht die R^2 -Werte vor & nach der Integration, wobei nach der Integration im Allgemeinen größtenteils bei allen verfügbaren bzw. im speziellen bei den gezeigten Unternehmen U1 bis U13 immer das LSTM Netzwerk als bevorzugter Algorithmus ausgewählt wird. In dem dargestellten Fall werden Lastgänge mit einem Datenzeitraum von 1 Jahr für das Training der Algorithmen verwendet. Es zeigt sich, dass durch die Integration des LSTM Modells die Bestimmtheitsmaße entscheidend verbessert werden. Die durchschnittlichen R^2 -Werte erhöhen sich durch die Auswahl des LSTM Netzwerkes von 79.59% auf 96.84%.

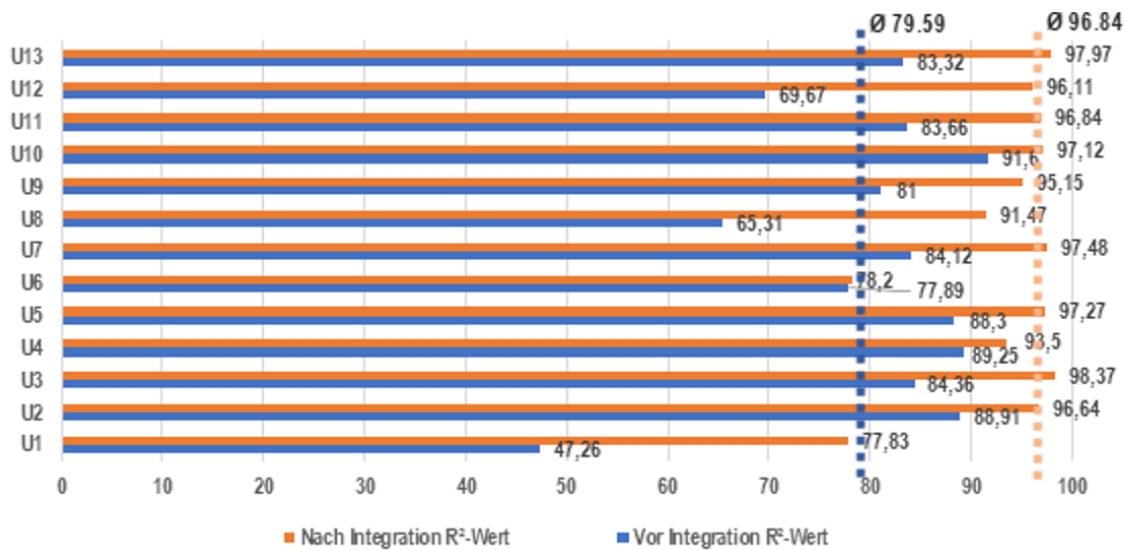


Abbildung 27: Vergleich der Vorhersagegüte vor und nach der Integration des LSTM-Modells für 13 Unternehmen (U)

III. Entwicklung eines automatischen Datenabruf zur Witterungsbereinigung

Im Rahmen des Projekts wurde der automatisierte Abruf von Wetterdaten zur Witterungsbereinigung und zur Normalisierung erstellt. Diese Daten sind zur Bestimmung der passenden Wärmeleistung eines Wärmeerzeugers notwendig. Zu den jeweiligen Lastgängen liegen die zugehörigen Postleitzahlen der Standorte vor.

Ausgewählt wurde der Deutscher Wetterdienst als Quelle der Wetterstation und -daten zum Einsatz für diesen Teil des Projekts. Anhand der Postleitzahl, des Längen- und des Breitengrades wird zuerst über eine automatisierte Anfrage mit einem Python-Skript die jeweilig nächste Wetterstation automatisch ermittelt. Die ID der Wetterstation und dazu der Klarname der Wetterstation werden in einer eigenen Tabelle einer Datenbank abgelegt. Die Wetterdaten werden automatisiert jede Woche aktualisiert und werden in Verbindung mit dem jeweiligen Lastgängen zur Normalisierung an dem Standort genutzt. Da es durchaus



passieren kann, dass eine Wetterstation aus verschiedenen Gründen keine Daten mehr liefert, kann ebenfalls ohne viel Aufwand nach der zweiten nächstgelegenen Wetterstation gesucht werden, die neuen Wetterdaten geladen und angewendet werden. Neue Lastgänge können so ohne Rechercheaufwand hinzugefügt werden. In einer firmeninternen SharePoint Liste können relevanten Daten zur Witterungsbereinigung eingesehen werden, siehe Abbildung 28.

Unternehmen	Standort	Netzbetreiber...	WetterstationID	WetterstationN...	Letzte Aktualisi...
Metallverarbeitung	76275 Ettlingen	SWE Netz GmbH (Ettlingen)	04177	Rheinstetten	09.02.2022 10:52:53
Metallverarbeitung	91220 Odmühlbach	N-ERGIE Netz GmbH	01721	Grafenberg-Kasberg	09.02.2022 10:58:54
Metallverarbeitung	35066 Frankenberg	EGF Frankenberg, Gv EGF Frankenberg	00817	Burgwald-Bottendorf	09.02.2022 11:09:15
Kunststoffverarbeitung	63657 Nidda	ovag Netz GmbH	04560	Schotten	09.02.2022 11:16:07
Metallverarbeitung	99958 Tonna	TEN Thüringer Energiennetze GmbH & Co. KG	00896	Dachwig	09.02.2022 11:22:42

Abbildung 28: Auszug aus einer Sharepoint-Liste mit jeweiligen Informationen zu den Lastgängen (z.T. anonymisiert)

Dazu wurde eine weitere automatisierte Abfrage eingefügt, die die jeweiligen Netzbetreiber ermittelt. Über diesen Weg können zum Beispiel für die BHKW-Wirtschaftlichkeitsberechnung eine automatische Zuordnung von vermiedenen Netznutzungsentgelten durchgeführt werden bzw. die jeweiligen Leistungspreise ermittelt werden. Auch dies ist automatisiert denkbar.

Auf der Basis der Wetterdatendaten besteht jetzt die Möglichkeit eine Witterungsbereinigung der Lastgänge durchzuführen. Diese Daten werden als Einflussvariable bei der Vorhersage von Energieverbräuchen und der Anomalieerkennung mitberücksichtigt.

IV. Entwicklung von Standardberichten zur Auswertung (é.VISOR MeinBericht)

Das Produkt é.VISOR MeinBericht erstellt aus Lastgangdaten eines Unternehmens (Kunden) PDF Berichte. Die Berichte werden vollautomatisch erzeugt und können dem Nutzer zur Verfügung gestellt und für die Planung und Auslegung genutzt werden. Diese Berichte beinhalten beispielsweise: Darstellung von Lastgangdaten im Monats- und Jahresverlauf, Vergleich von Jahres/Monatsverbräuchen, Heatmap-Darstellung, Dauerlinie Vergleich von Unternehmen spez. Branchen, Vorhersage von Lastgangdaten, DIN EN ISO 50006, usw..

Es wurden vier Standardberichte auf Basis einer HTML-Auswertung von Lastgängen im Rahmen der Projektzeit erarbeitet, jeweils zwei für Strom und zwei für Erdgas. Des Weiteren wurden neue Bestandteile wie der Vorhersagealgorithmus LSTM, die detaillierte Anomalie-erkennung & -auswertung, die Witterungsbereinigung und eine „Lite“-Version mit einfachen Auswertungen (Summen und Lastgängen) und



ein modernes Layout entwickelt. Diese stehen dadurch aus Arbeiten aus dem Projekt é.VISOR MeinBericht dem Kunden zur Verfügung.

Die detaillierte Anomalie-erkennung & -auswertung wird für den Kunden in einer Exceldatei als Zusatzdatei ausgegeben und ist in Abbildung 29 dargestellt.

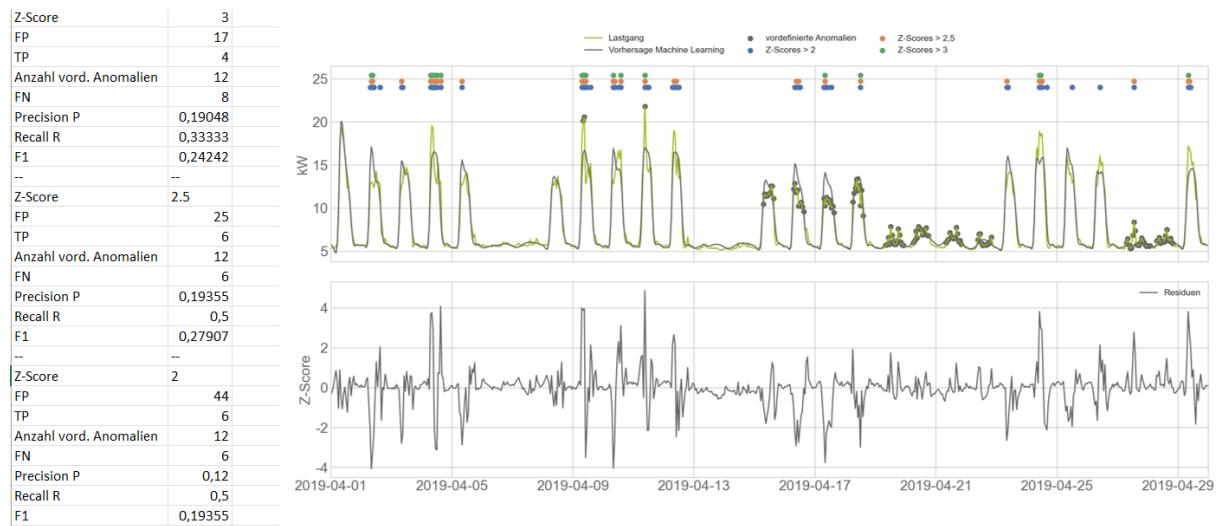


Abbildung 29: Anomalie-erkennung & -auswertung in MeinBericht

Die Auswertung zeigt die Ergebnisse der Metriken zur Anomalieerkennungsgüten (links) für 3 verschiedene Schwellenwerte (Z-Score: 2, 2.5, 3) und zwei Diagramme (rechts oben & unten) mit Darstellung des Lastganges, der Vorhersage und des Residuenplots.

Des Weiteren konnte durch die Witterungsbereinigung eine Erhöhung des Bestimmtheitsmaß der Baseline entsprechend der DIN EN ISO 50006 bei einigen Berichten beobachtet werden. Auf Basis eines Referenzjahrs und unter Aufnahme der Wetterdaten als weitere Einflussgröße, können die prognostizierten Energieverbräuche somit genauer vorhergesagt werden.

Eine detaillierte Einsparung zwischen der Baseline und des Verbrauchs über die Monate im aktuellen Jahr sowie die jährliche Einsparung über die maximal 5 darauffolgenden Jahre nach dem Referenz Jahr werden dem Kunden in einem Abschnitt bei der Pro Variante im Produkt é.VISOR MeinBericht zur Verfügung gestellt.

Als Beispiel wird hier eine DIN EN ISO 50006 Auswertung aus einem MeinBericht Bericht im Folgenden aufgeführt. Bei einem Kunden mit dem Referenzjahr 2019 die zur Bildung einer Baseline herangezogen wurde, zeigt die Abbildung 30 die unterschiedlichen Einsparung in den jeweiligen Folgejahren. Aus dem Vergleich von alten Berichten ohne integrierten Witterungsbereinigung zeigt sich, dass das Bestimmtheitsmaß der Baseline sich durch die Einbeziehung der Temperatur (Wetterdaten) als Einflussgröße von 87% auf 89% erhöhen konnte.

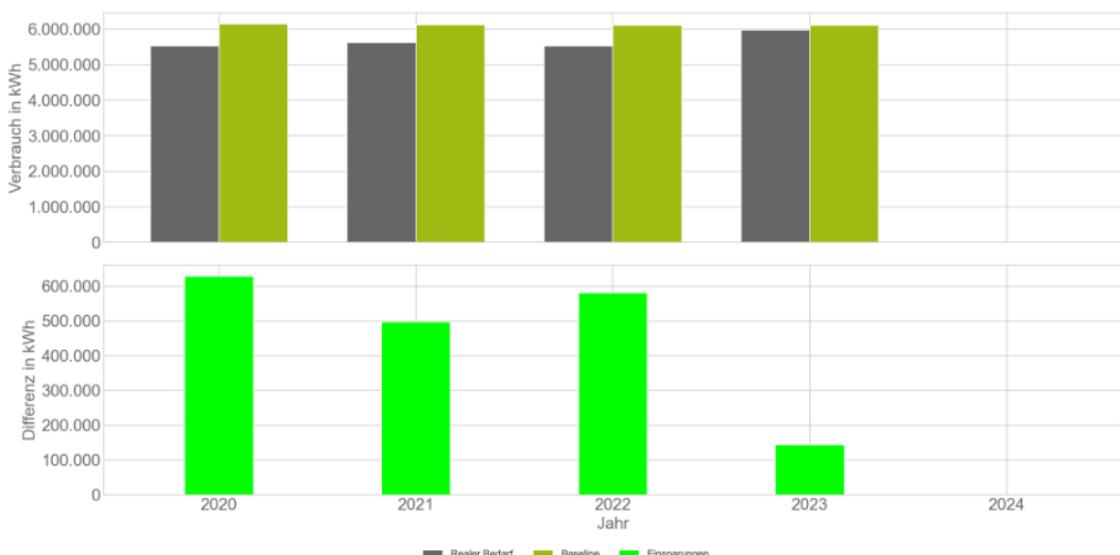


Abbildung 30: DIN EN ISO 50006 MeinBericht – Stand 2023



5. Verfügbarkeit von Dachflächen

Eine ausführliche Beschreibung der Methodik und der Ergebnisse ist in Pag et al. (2022) enthalten. In diesem Kapitel wird daher nur auf die wichtigsten Aspekte der Methodik und Ergebnisse eingegangen.

Für die 798 Unternehmen aus der in Kapitel 4 vorgestellten Gaslastprofildatenbank soll beispielhaft analysiert werden, ob die in der Praxis tatsächlich vorhandenen Dachflächen ausreichen, um eine Umsetzung einer Solarthermieanlage nach VDI 3988 zu ermöglichen. Hierfür wurden die verfügbaren Dachflächen, die anhand von OpenStreetMap (OpenStreetMap contributors 2017) ermittelt wurden, mit der Kollektorfläche, die für jedes Unternehmen entsprechend der Methodik der VDI 3988 auf den Wärmebedarf an Werktagen im Sommer ausgelegt wurde, verglichen.

5.1. Methodik zur Bestimmung der Dachflächen

Für die in der erläuterten Gaslastprofildatenbank (Kapitel 3.4) enthaltenen Unternehmen, steht neben den Gaslastgängen auch die Adresse des Objekts zur Verfügung. Zur näherungsweisen Schätzung der Dachflächen werden frei verfügbare Daten des OpenStreetMap (OSM) Projekts verwendet. Jede Adresse lässt sich mittels OSM einer eindeutigen Koordinate zuweisen. Somit kann jeder Adresse in der Regel auch einem Gebäude zugeordnet werden, dessen Grundriss in OSM abgebildet ist und die diese Koordinate enthält. Dies Fläche dieses Grundrisses wird der Dachfläche gleichgesetzt, was in erster Näherung ausreichend genau erscheint. Falls das Gebäude über die Eigenschaft Landuse (Industrial) einem größeren Industriekomplex zugeordnet ist, werden die Flächen aller verbundenen Gebäude berücksichtigt. Eventuell bereits vorhandene Dachnutzungen (bspw. Photovoltaik), die Form des Daches und die (statische) Eignung werden aufgrund hierzu fehlender Informationen nicht ausgewertet. Um zu berücksichtigen, dass nicht die gesamte Dachfläche genutzt werden kann, weil zum einen Abstände eingehalten werden müssen, um Eigenverschattung zu vermeiden und zum anderen ggf. andere Aufbauten bereits vorhanden sind, wird ein Dachflächenausnutzungsfaktor nach Gleichung 6 eingeführt. Dieser setzt die Brutto-Kollektorfläche (A_{col}) mit der Dachfläche (A_{roof}) ins Verhältnis.

$$f_{exploitation} = \frac{A_{col}}{A_{roof}} \quad \text{GI. 6}$$

5.2. Vergleich vorhandene Dachfläche und potenzielle Kollektorfläche

Die mögliche Kollektorfläche („required collector area“) wird mittels der VDI 3988 bestimmt. Hierfür wird der sommerliche Wärmebedarf als der Median des Wärmebedarfs an Produktionstagen in den Monaten Juni bis August als Auslegungsgröße verwendet. Für das Temperaturniveau wird im Referenzfall eine Vorlauftemperatur von 80 °C und eine Rücklauftemperatur von 60 °C festgelegt.

Abbildung 31 zeigt den Vergleich der Kollektorfläche (y-Achse), die sich nach der Auslegung für das entsprechende Lastprofil ergibt, und der tatsächlich vorhandenen Dachfläche (x-Achse). Der Einfluss der möglichen Dachausnutzung wird durch die drei beispielhaften gestrichelten Linien dargestellt. Ein Ausnutzungsfaktor ("exploitation factor") von 1 würde bedeuten, dass die Kollektorfläche exakt der Dachfläche entspricht, was wegen Verrohrungen, Verschattungen und sonstigen Dachaufbauten (Schornsteine, Lüftungen, Schrägen etc.) in der Praxis nicht umsetzbar ist. Ein Ausnutzungsfaktor von 0,33 erscheint



hingegen als realistisch erreichbar, wenn bei Flachdächern die gegenseitige Verschattung der Kollektorenreihen minimiert wird und entsprechende Abstände eingehalten werden. Neben den Ausnutzungsfaktoren 1 und 0,33 ist in Abbildung 31 ein Auslegungsfaktor von 0,5 dargestellt, um bspw. Heat-Pipe-Vakuumröhrenkollektoren zu berücksichtigen, die bei geringer Kollektorneigung durch Drehen der Röhren im Sammler auch bei engstehenden Kollektorenreihen verschattungsfrei installiert werden können. Für die Punkte oberhalb einer der drei Linien bedeutet dies, dass die zur Verfügung stehende Dachfläche nicht ausreichend für die ausgelegte Kollektorfläche ist. Umgekehrt steht jeder Punkt unterhalb der gestrichelten Linien für ein Unternehmen mit ausreichender Dachfläche.

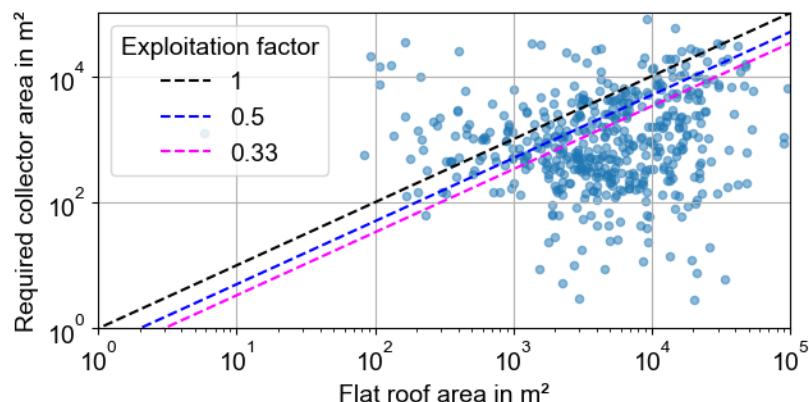


Abbildung 31: Unternehmensspezifischer Vergleich von der vorhandenen Dachfläche (x-Achse) und der möglichen Kollektorfläche nach VDI 3988 und dem jeweiligen sommerlichen Wärmebedarf (y-Achse)

Abbildung 32 zeigt die Anzahl der Unternehmen in Abhängigkeit von dem Verhältnis von der möglichen Kollektorfläche zur Dachfläche. Dies ermöglicht es, die Anzahl der Unternehmen zu quantifizieren, die in Abhängigkeit vom Ausnutzungsfaktor nicht über genügend Dachfläche verfügen. Die Unternehmen, die sich jeweils links von der entsprechenden senkrechten Linie, die den jeweiligen Ausnutzungsfaktor repräsentiert, wiederfinden, verfügen über ausreichend Dachfläche, um ihren sommerlichen Wärmebedarf entsprechend der Auslegung nach VDI 3988 zu decken. Der sommerliche Wärmebedarf der anderen Unternehmen ist im Vergleich zu der vorhandenen Dachfläche zu groß, um allein mittels Solarkollektoren auf dem Dach gedeckt zu werden.

Unter der Annahme einer idealen Dachausnutzung ($f_{exploitation} = 1$) haben mehr als 75 % der Unternehmen ausreichend Fläche zur Verfügung. Bei einem Ausnutzungsfaktor von 0,33 haben immer noch mehr als 50 % der Unternehmen eine ausreichende Dachfläche zur Verfügung.

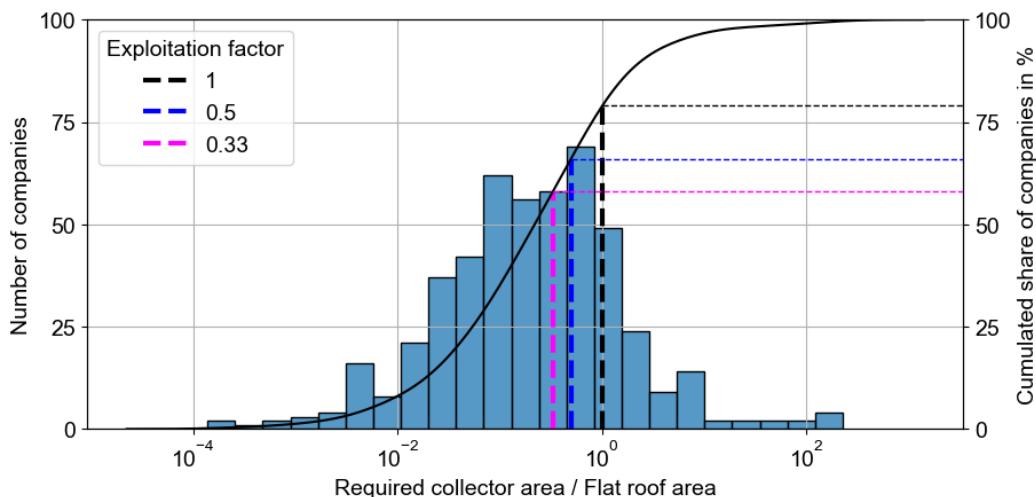


Abbildung 32: Absolute Anzahl der Unternehmen und kumulierter Anteil der Unternehmen mit ausreichender Dachfläche als Funktion des Verhältnisses von möglicher Kollektorfläche nach VDI 3988 und der vorhandenen Dachfläche

5.3. Limitation der solaren Deckungsrate durch Lastprofil und Dachflächenverfügbarkeit

Wie oben gezeigt, erlaubt es die verfügbare Dachfläche bei rund 50 % der untersuchten Unternehmen nicht, eine Solaranlage umzusetzen, die nach VDI 3988 auf den Wärmebedarf an Werktagen im Sommer ausgelegt ist. Bei dieser Dimensionierungsstrategie hat die Saisonalität des Lastprofils einen großen Einfluss auf die erzielte solare Deckungsrate. Je saisonaler ein Lastprofil ist, also je größer der Unterschied zwischen sommerlichem und winterlichem Wärmebedarf ist, desto kleiner ist der erreichte Deckungsrate. Um diesen Effekt quantitativ für die Unternehmen in der Gaslastprofildatenbank zu bewerten, wurde jedem der Unternehmen ein Produktionstagcluster (wd-Cluster) entsprechend Kapitel 4.2 zugeordnet. Anschließend wurde der erzielbare Solarertrag und die solare Deckungsrate bestimmt (Methodik siehe Kapitel 6.2). Hierbei handelt es sich um eine stark vereinfachte Betrachtung, bei der die tatsächlich benötigten Temperaturen unberücksichtigt bleiben und für alle Unternehmen eine Vor- und Rücklauftemperatur von 80 °C bzw. 60 °C angenommen wird. Insbesondere für Unternehmen aus Cluster 0, bei denen Hochtemperaturprozesse häufig sind, sind die tatsächlich realisierbaren Deckungsraten in der Realität daher vermutlich häufig noch deutlich kleiner.

Abbildung 33 zeigt die potenziellen solaren Deckungsraten, die von jedem Unternehmen werden können. Die unterschiedlichen Lastprofil-Cluster sind dabei farblich gekennzeichnet. Abbildung 33 (a) berücksichtigt hierbei allein das Lastprofil und das Potenzial bei einer Auslegung nach VDI 3988. Abbildung 33 (b) zeigt die gleichen solaren Deckungsgrade jedoch ebenfalls unter Berücksichtigung der verfügbaren Dachfläche bei eines Ausnutzungsfaktors von 0;33. In beiden Fällen lassen sich die Cluster hinsichtlich der potenziellen solaren Deckungsraten klar differenzieren. Die Unternehmen in Cluster 3 mit einer hohen Saisonalität des Lastprofils erreichen selten solare Deckungsraten über 10 %, schon ohne Berücksichtigung der verfügbaren Dachfläche. Aufgrund der geringen sommerlichen Wärmelast ist die ausgelegte Kollektorfläche eher klein und der absolute Solarertrag im Verhältnis zum Jahreswärmeverbrauch gering. Unternehmen aus Cluster 2 erreichen überwiegend solare Deckungsraten im Bereich von 5 bis 15 %. Unter Berücksichtigung des Ausnutzungsfaktors ist die verfügbare Dachfläche bei einigen von ihnen kleiner als die benötigte Kollektorfläche (rechts der gestrichelten Linie), so dass die mögliche solare Deckungsrate deutlich reduziert wird. Im Cluster 1 können bei unbegrenzter Dachfläche und einer Auslegung



nach VDI 3988 eine solare Deckung zwischen 10 und 25 % realisiert werden. Der Anteil der Unternehmen mit begrenzter Dachfläche und folglich begrenzten potenziellen solaren Deckungsanteilen nimmt jedoch zu. Unternehmen aus Cluster 0 sind aufgrund ihrer verfügbaren Dachfläche bei der Nutzung von Solarwärmeanlagen deutlich eingeschränkt. Bei unbegrenzter Dachfläche erreichen sie solare Deckungsraten in der Größenordnung von 20 bis 45 %. Unter Berücksichtigung der zur Verfügung stehenden Dachfläche und der Annahme eines Ausnutzungsfaktors von 0,33 reduzieren sich die solare Deckung deutlich, teilweise von über 40 % auf unter 5 %. Wie oben beschrieben, ist anzunehmen, dass aufgrund von weiteren Einschränkungen, wie bspw. Temperaturen, die erreichbaren Deckungsgrade insbesondere in Cluster 0 in der Praxis vielfach noch kleiner sind.

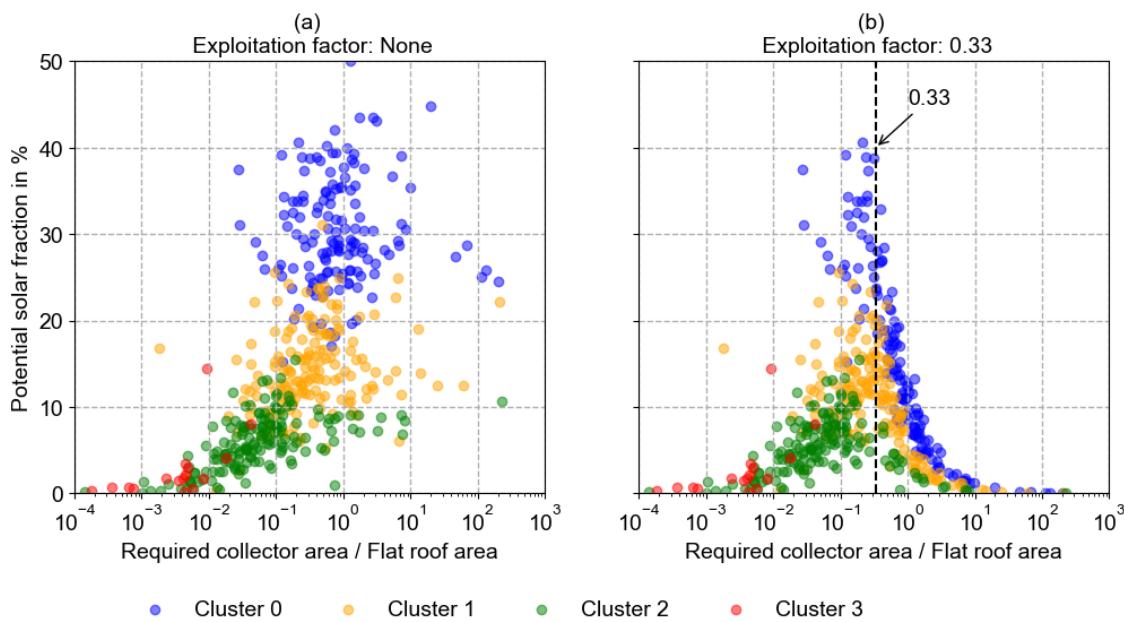


Abbildung 33: Mögliche solare Deckungsraten als Funktion von dem Verhältnis von der möglichen Kollektorfläche nach VDI 3988 und der vorhandenen Dachfläche der Unternehmen, (a) Die Kollektorfläche ist nach VDI 3988 ausgelegt und Einschränkungen durch die Dachfläche werden nicht berücksichtigt, (b): Die Kollektorfläche beträgt maximal ein Drittel der Dachfläche, was eine realistische Abschätzung ist, wenn Abstände zwischen den Kollektorreihen zur Vermeidung von Eigenverschattung und weitere Einschränkungen berücksichtigt werden, die gestrichelte Linie zeigt die Grenze, aber der Dachfläche nicht ausreichend ist

Der Vergleich der potenziellen solaren Deckungsraten in den verschiedenen Branchen zeigt deutliche Unterschiede, wie in Abbildung 34 dargestellt. Die oberen aufgeführten Branchen weisen im Durchschnitt höhere solare Anteile auf. Die höchste Konsistenz innerhalb einer Branche weist die Nahrungsmittelindustrie auf. Dies liegt daran, dass fast alle Unternehmen in der Datenbank dem Cluster 0 zugeordnet werden können, was aufgrund über das Jahr konstanterer Lastprofile eine höhere solare Deckungsrate ermöglicht. Im Gegensatz dazu weist die z.B. chemische Industrie geringere potenzielle solare Anteile auf, obwohl auch diese Unternehmen keine (wd-Cluster 0) oder geringe saisonale Lastprofile (wd-Cluster 1) aufweisen. Somit erweist sich die Dachfläche für diese Unternehmen als limitierender Faktor. In den Branchen, in denen von einem relevanten Raumwärmeanteil ausgegangen werden kann (wd-Cluster 2 oder 3, z.B. Kraftfahrzeugbau), werden vergleichsweise geringe solare Anteile im Bereich von 10 % oder darunter erreicht, die sich vor allem auf den Verlauf des Lastprofils im Jahresverlauf zurückführen lassen.

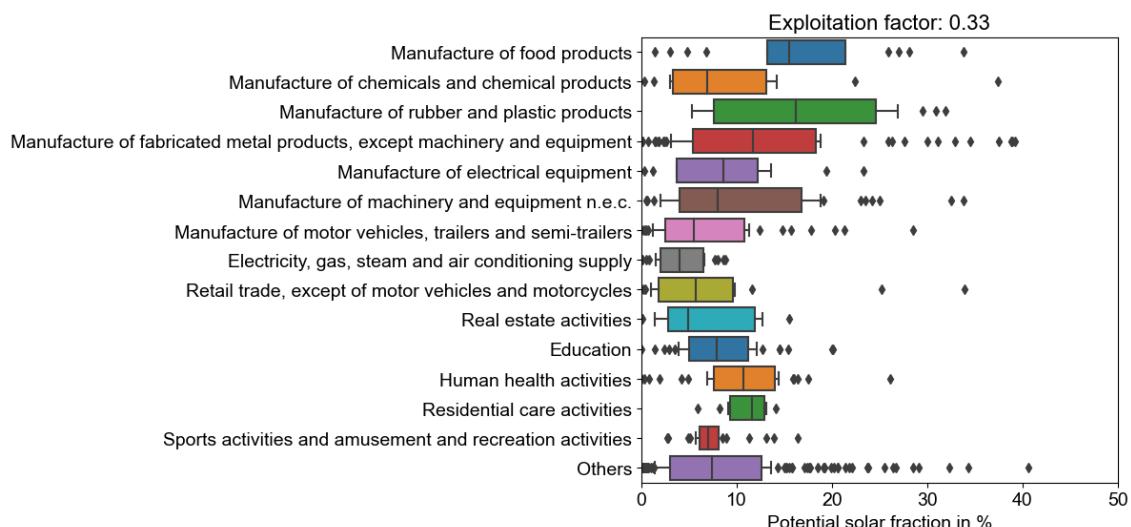


Abbildung 34: Mögliche solare Deckungsraten in den verschiedenen Sektoren unter Berücksichtigung der vorhandenen Dachfläche und einer realistischen Dachflächenausnutzung



6. Simulationsstudie zu kombinierten Solar-BHKW-Systemen

6.1. Festlegung der untersuchten Wärmelastprofile

Im Rahmen des Projekts wurde eine Vielzahl an Lastprofilen untersucht und entsprechende Clusterregressionen gebildet. Im Rahmen der Simulationsstudie werden nun die häufigsten Kombinationen von wd- und wknd-Cluster als Grundlage für die Simulationen verwendet.

Abbildung 35 zeigt, dass einige Clusterkombinationen deutlich häufiger auftreten als andere und somit für die Übertragbarkeit eine höhere Relevanz aufweisen. Da für das wd-Cluster die beiden Wochenend-Cluster 0 und 1 nahezu in derselben Häufigkeit auftreten und sich auch ein relevanter Unterschied in der Lastprofilausprägung ergibt, wurden hier beide Kombinationen zur weiteren Analyse ausgewählt. Somit ergeben sich für die weitere Betrachtung fünf Clusterkombinationen für die Wärmelastprofile: (0,0), (0,1), (1,2), (2,3) und (3,4).

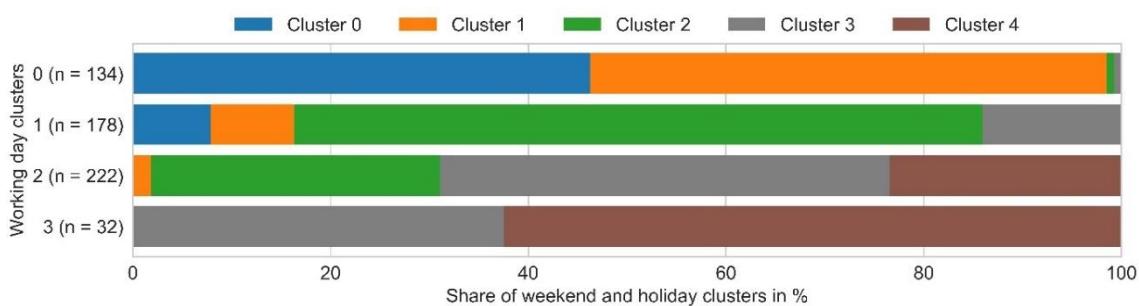


Abbildung 35: Kombination von Cluster für Produktionstage (wd) und produktionsfreie Tage (wknd)
(Jesper et al. 2021a)

Abbildung 36 zeigt den Jahreslastgang auf Tagesbasis (oben) sowie die geordnete Jahresdauerlinie (unten) der gewählten Clusterkombinationen am Beispiel eines Gesamtjahreswärmebedarfs von 3 GWh. Für die Wetterdaten ist das Testreferenzjahr für den Standort Potsdam zu Grunde gelegt. Deutlich zu erkennen ist der Einfluss der Standardabweichung, die zu relevanten Schwankungen über den Jahresverlauf führt, die bei (0,0) und (0,1) aufgrund der kaum vorhandenen Außentemperaturabhängigkeit einen besonders großen Einfluss hat. So treten durch die Berücksichtigung der Standardabweichung auch einige Tage auf, denen kein Wärmebedarf vorhanden ist. Zudem wird die unterschiedliche Saisonalität in den Profilen sichtbar. Auffällig ist der Vergleich der Profile sowie der Jahresdauerlinien von (0,1) und (1,2). Während die Jahresdauerlinien nahezu vollständig übereinander liegen, unterscheiden sich die Verläufe über das Jahr stark. Dies macht deutlich, dass die Jahresdauerlinie ausreicht, um ein BHKW auszulegen, da dieses durch den speicherbaren Endenergieträger Erdgas zu jedem Zeitpunkt des Jahres seine volle Leistung bereitstellen kann. Für kombinierte Solar-BHKW-Systeme reicht die Dimensionierung auf Basis der Jahresdauerlinie jedoch nicht aus, da die Jahresdauerlinie die Volatilität der Einstrahlung nicht berücksichtigen kann.

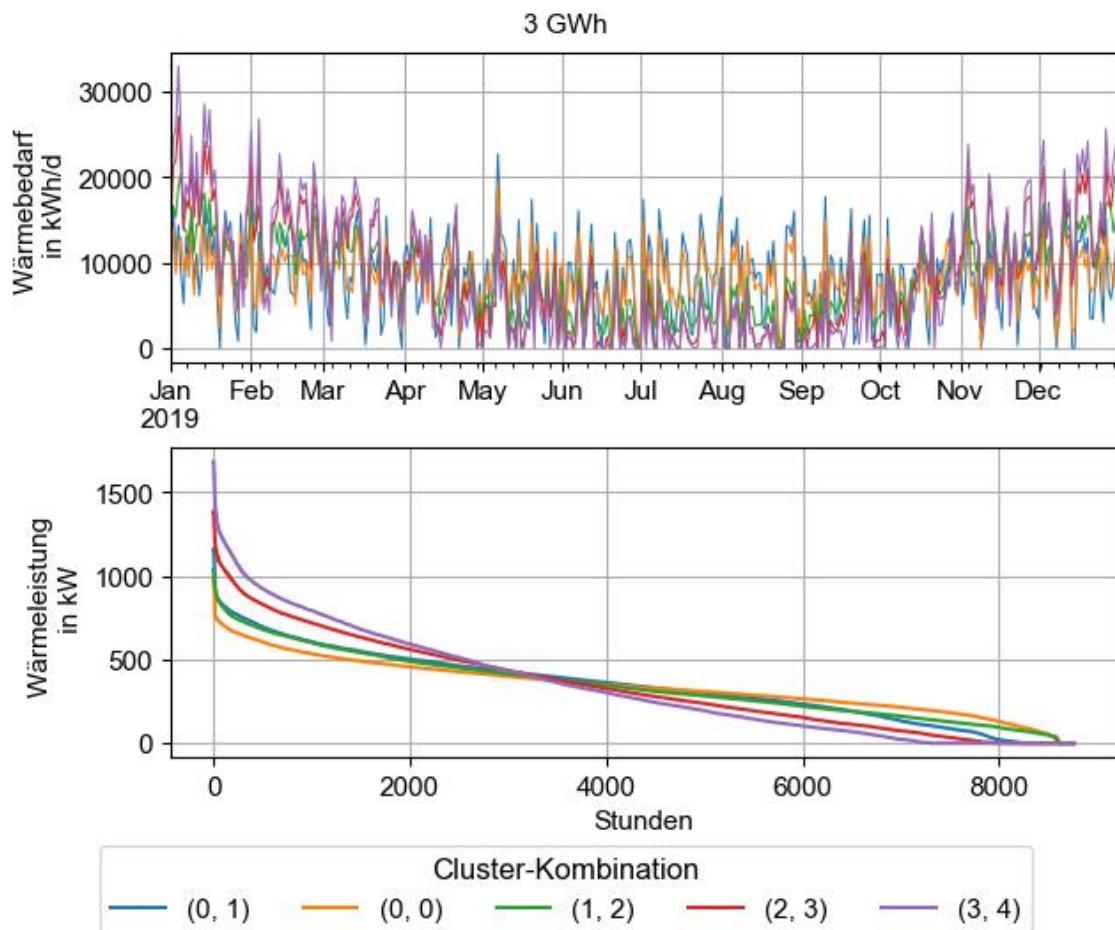


Abbildung 36: Täglicher Lastgang (oben) und Jahresdauerlinie (unten) für die gewählten Wärmelastprofile am Beispiel von einem Jahreswärmebedarf von 3 GWh/a

Für das Temperaturniveau wird eine konstante Vorlauftemperatur von 80 °C und eine Rücklauftemperatur von 60 °C angenommen, was ein typisches Temperaturniveau für die industrielle und gewerbliche Niedertemperaturwärmeversorgung ist. Um Skaleneffekte bei einem unterschiedlichen Gesamtwärmebedarf zu untersuchen, werden neben dem dargestellten Gesamtwärmebedarf von 3 GWh/a auch die Fälle 1 GWh/a und 5 GWh/a untersucht.

6.2. Vorauslegungsmethodik für Solarthermie und BHKW

Für solarthermische Anlagen ist die VDI 3988 (VDI Richtlinie 3988), eine etablierte Methodik zur Vorauslegung von Kollektorfeld und Speichervolumen. Zudem ermöglicht sie eine Ertragsabschätzung auf Jahresebene. BHKWs werden dagegen üblicherweise über eine geordnete Jahresdauerlinie und die Vorgabe einer zu erreichenden Vollaststundenanzahl ausgelegt (Schaumann und Schmitz 2010; Suttor 2014). Das BHKW und seine Laufzeit sollte jedoch nicht auf das Profil der Gesamtwärmelast, sondern auf den Wärmebedarf ausgelegt werden, der verbleibt, nachdem die Solaranlage so viel Wärme wie möglich bereitgestellt hat. Für kombinierte Solar-BHKW-Systeme ergibt sich daher die Herausforderung, dass für die Auslegung des BHKW eine jährliche Ertragsabschätzung für die Solaranlage nicht ausreichend ist, da die Jahresdauerlinie in stündlicher Auflösung vorliegen muss.

Daher wird für die Vorauslegung der Systeme zunächst eine Jahresdauerlinie nach der Nutzung der Solarwärme erzeugt und mithilfe dieser das BHKW ausgelegt. Dafür wird zunächst die VDI 3988 auf das



entsprechende Lastprofil angewendet, um die Kollektorfläche zu dimensionieren und den spezifischen Ertrag abzuschätzen. Der Jahresertrag wird anhand von den stündlichen Umgebungsbedingungen (Einstrahlung, Umgebungstemperatur) sowie gewählten Kollektorparametern ($\eta_0 = 0,483$, $a_1 = 0,63 \frac{W}{m^2 K}$, $a_2 = 0 \frac{W}{m^2 K^2}$) stundenweise auf das Jahr verteilt. Die Kollektormitteltemperatur wird entsprechend der definierten Vor- und Rücklauftemperaturen der Wärmesenke ebenfalls als konstant angenommen. Dazu wird ein idealer, homogener Speicher berücksichtigt, um solare Überschüsse zwischenspeichern. Der Solarspeicher kann beliebige Leistungen aufnehmen und bereitstellen und wird gegenüber dem BHKW stets prioritär verwendet. Nach Nutzung aller Solarwärme (direkt und aus dem Speicher) kann das BHKW die verbleibende Last decken. Es wird auf die sich daraus ergebene Jahresdauerlinie durch Vorgabe einer Anzahl von Vollaststunden ausgelegt. Das im Rahmen des Vorhabens erstellte Vorauslegungstool steht unter <https://www.solare-prozesswärme.info/solar-bhkw-systeme> zum Download zur Verfügung.

6.3. Hydrauliken

Im Rahmen des Projekts wurden zwei Hydrauliken für die Kombination von Solarthermie und BHKW erstellt und mittels Simulation abgebildet. Ein System mit einem gemeinsamen Speicher (Abbildung 37) bietet eine einfache Möglichkeit, beide Technologien in ein Wärmeversorgungssystem zu integrieren.

Bei dem System mit einem gemeinsamen Speicher entnehmen sowohl Solaranlage als auch BHKW aus dem unteren Speicherteil, um beiden Technologien möglichst niedrige Rücklauftemperaturen zu ermöglichen. Die Solaranlage belädt den Speicher je nach sekundärer Vorlauftemperatur auf zwei verschiedenen Speicherhöhen (90 % / 60 %). Der Volumenstrom im Kollektorkreis wird mittels Zieltemperaturregelung auf eine Austrittstemperatur von 85 °C ($T_{pro, set} + 5$ K) geregelt.

Das BHKW wird eingeschaltet, sobald die vorgegebene Solltemperatur ($T_{pro, set}$) in der obersten Speicherschicht nicht mehr eingehalten werden kann. Um den Ertrag der Solaranlage nicht negativ zu beeinträchtigen, darf das BHKW den Speicher daher nicht vollständig beladen, sondern nur das freigegebene Speichervolumen nach Gleichung 7, welches ein Vielfaches des notwendigen Speichervolumens ist, um die BHKW-Wärme einer Stunde Vollastbetrieb aufzunehmen.

$$V_{Sp,nutz,BHKW} = \frac{\dot{Q}_{BHKW}}{c_p \cdot 20K} \cdot f_{BHKW,VLS} \quad GI.7$$

Der Faktor $f_{BHKW,VLS}$ gibt an, für wie viele Stunden Vollastbetrieb das freigegebene Speichervolumen Kapazität („freigegebenes äquivalentes Speichervolumen in VLS“) bieten muss. Sofern nicht anders angegeben, ist dieser Wert stets auf eine Stunde festgelegt. Das Ausschaltsignal für das BHKW erfolgt dementsprechend, sobald der Speicher bis zu dieser definierten Höhe ($T_{Sp,BHKW-aus}$) beladen ist, wobei mindestens die obersten 10 % des Speichervolumens für das BHKW freigegeben sind. Zusätzlich ist eine Mindestbetriebsdauer von einer Stunde vorgegeben, die auch bei Überschreiten der Temperaturvorgabe eingehalten werden muss. Nach dem Ausschalten ist eine Mindest-Standby-Zeit von einer halben Stunde vorgegeben, um ein zu häufiges An- und Ausschalten zu vermeiden.

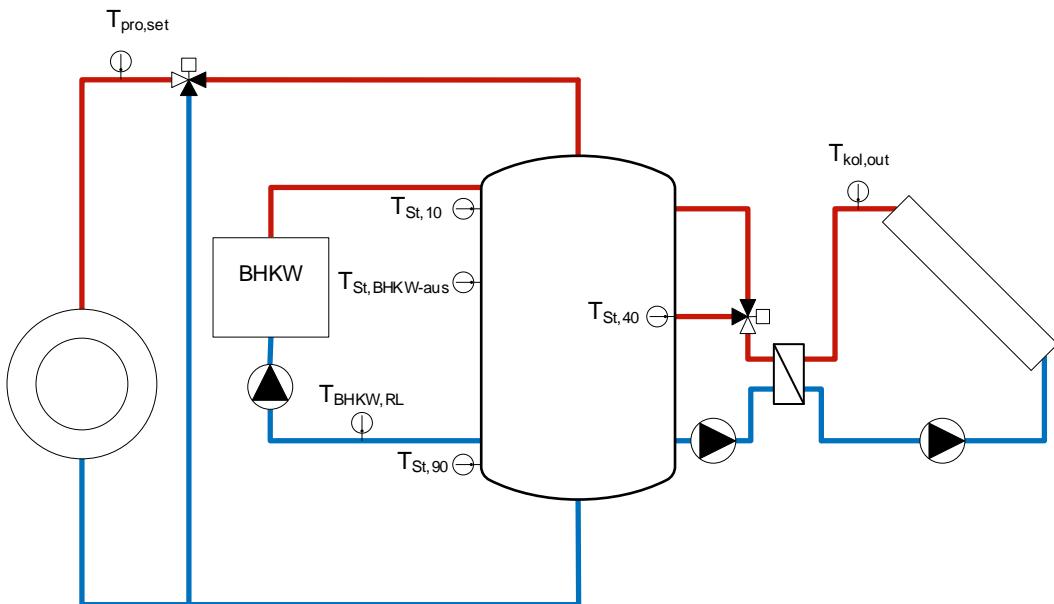


Abbildung 37: Hydraulik für ein Solar-BHKW-System mit gemeinsamem Speicher

Demgegenüber steht das Konzept mit zwei getrennten Wärmespeichern (Abbildung 38). Hier bietet sich die Möglichkeit, beide Technologien unabhängig von betreiben zu können, ohne dass negative Auswirkungen durch den Betrieb der einen Anlage auf die andere zu befürchten sind. Bei dem System mit einem Speicher könnte es hingegen dazu kommen, dass bei einer zu starken Aufheizung des Speichers durch das BHKW der spezifische Solarertrag reduziert wird. Bei dem System mit zwei Speichern ergeben sich dagegen zwei relevante Nachteile. Zum einen muss der BHKW-Speicher ohne komplexe Regelung dauerhaft auf Solltemperatur gehalten werden, um bei einer nicht ausreichenden Wärmeinhalt des Solarspeichers die Zieltemperatur sichern zu können. Zum anderen fallen die Speicherverluste durch einen zweiten Speicher größer aus als mit einem gemeinsamen Speicher. Im Zuge der Simulationsstudie werden beide Systeme miteinander verglichen, um die Relevanz der Vor- und Nachteile in Abhängigkeit von den Rahmenbedingungen zu quantifizieren.

In diesem Konzept wird das BHKW klassisch anhand der Temperaturen in dem eigenen Speicher geregelt. Sofern auf einer Höhe von 90 %, die Solltemperatur zzgl. einer Hysterese 2 K nicht mehr eingehalten wird, erhält das BHKW die Freigabe. Die Freigabe bleibt so lange bestehen bis 70 % des Speichervolumens auf Solltemperatur aufgeheizt wurden.

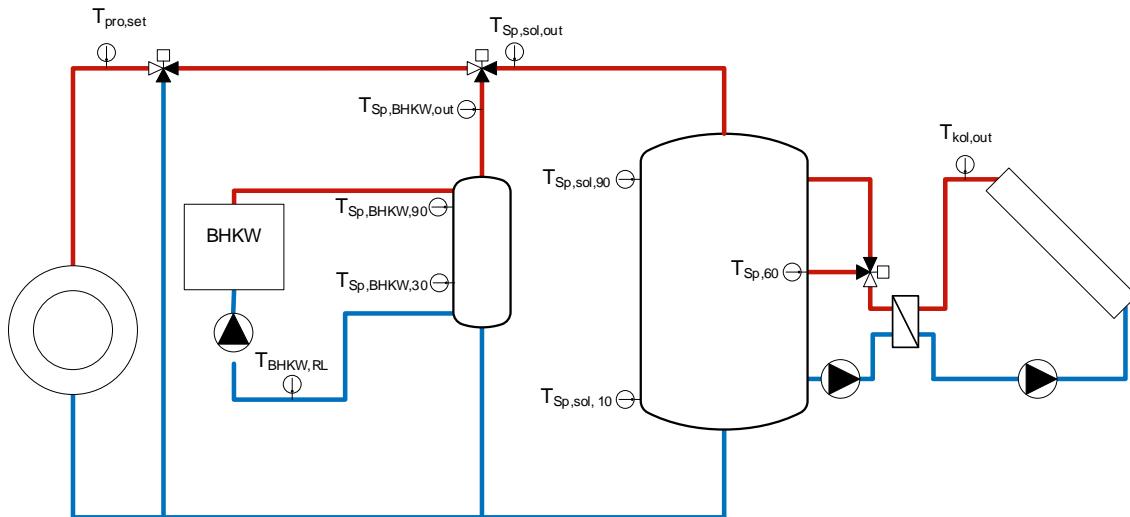


Abbildung 38: Hydraulik für ein Solar-BHKW-System mit zwei getrennten Speichern

6.4. Modellierung des BHKWs

Für die Simulation wird ein vereinfachtes Kennlinienmodell verwendet, das den thermischen und elektrischen Wirkungsgrad in Abhängigkeit von der Nennleistung und dem Teillastgrad bestimmt. Über die Vorauslegung wird die thermische Nennleistung festgelegt, die als Eingangsparameter für die Simulation verwendet wird. Der Massenstrom durch das BHKW wird stets so geregelt, dass sich eine Spreizung von 20 K über das BHKW ergibt.

Sofern nicht anders angegeben, wird das BHKW ausschließlich in Volllast betrieben. Falls ein modulierender Betrieb freigegeben ist, richtet sich der Modulationsgrad im Ein-Speichersystem an der Speicher-temperatur auf der Höhe des freigegebenen Speichervolumens. Im Gegensatz zum Zweispeichersystem ist es hier nicht zielführend die Rücklauftemperatur des BHKW zu verwenden. Die Rücklauftemperatur steigt im Regelfall deutlich später an, da es länger dauert, bis der Speicher vollständig durchgeheizt ist. Während bei einer Temperatur von 60 °C das BHKW unter Volllast betrieben wird, ist die maximale Modulation auf 50 % der thermischen Nennleistung begrenzt, die bei einer Temperatur von 70 °C vorgegeben wird. Dazwischen findet eine lineare Interpolation statt.

6.5. Ergebnisse der Simulationsstudie

In dem folgenden Kapitel wird im Detail auf die Ergebnisse der Simulationsstudie zu kombinierten Solar- und BHKW-Systemen eingegangen. Hierfür wird zunächst auf die Ergebnisse des Ein-Speichersystems bei Variation von Lastprofil und BHKW-Auslegung eingegangen. Im Anschluss werden die Ergebnisse mit dem Zwei-Speichersystem verglichen. Des Weiteren wird auf die Ergebnisse weiterer Variationen wie Speicherauslegung, BHKW-Regelung und Auslegung des Kollektorfeldes im Ein-Speichersystem eingegangen. Der Fokus der Analysen liegt hierbei stets auf den Auswirkungen der verschiedenen Variationen auf den Solarertrag sowie die Anzahl der BHKW-Starts, um Empfehlungen für kombinierte Solar-BHKW-Systeme abzuleiten. Nach der technischen Bewertung der Simulationsergebnisse erfolgt abschließend eine wirtschaftliche Bewertung.



6.5.1. Ergebnisse eines kombinierten Solar-BHKW-Systems mit einem gemeinsam genutzten Speicher

Im Folgenden werden die Ergebnisse der dynamischen Simulationsrechnung für ein Solar-BHKW-System mit einem gemeinsam genutzten Speicher vorgestellt. Abbildung 39 visualisiert die Ergebnisse für den spezifischen Solarertrag in den simulierten Systemen bei jeweiliger Variation des Lastprofils und der Auslegung des BHKWs.

In Bezug auf den Einfluss des Lastprofils (Abbildung 39 (a)) zeigt sich, dass die Solaranlage insbesondere bei den Lastprofilen (0,0) und (1,2) höhere spezifische Erträge liefern kann. Für das Lastprofil (0,1) ist der Ertrag im Mittel um 5 %, für die Profile (2,3) und (3,4) sogar um 15 % geringer. Dies lässt sich im Wesentlichen auf zwei Effekte zurückführen. Zum einen handelt es sich bei diesen Profilen um diejenigen, bei denen die Wärmelast am Wochenende deutlich niedriger im Vergleich zu den Produktionstagen ausfällt, was einen wesentlichen Einfluss auf den spezifischen Solarertrag hat, wie bereits von Lauterbach (2014) für über das Jahr konstante Profile gezeigt wurde. Zum anderen kommt es insbesondere bei den Profilen (2,3) und (3,4) mit niedriger Sommerlast zusammen mit der eingefügten zusätzlichen zufälligen Schwankung in der Wärmelast (vgl. Abbildung 36) zu Tagen im Sommer ohne jeglichen Wärmebedarf. Dies verstärkt den Effekt zusätzlich.

Die Auslegung des BHKW (Abbildung 39 (b)) zeigt ebenfalls einen kleinen Einfluss auf den spezifischen Ertrag der Solaranlage. Je weniger VLS das BHKW hat, d.h. je größer es ausgelegt wird, desto geringer fällt der Solarertrag aus. Je größer das BHKW ausgelegt ist, desto größer ist auch der für das BHKW freigegebene Speichervolumen, wodurch sich in der Folge der spezifische Ertrag geringfügig verringert. Einen deutlich größeren Einfluss weist jedoch das Lastprofil auf.

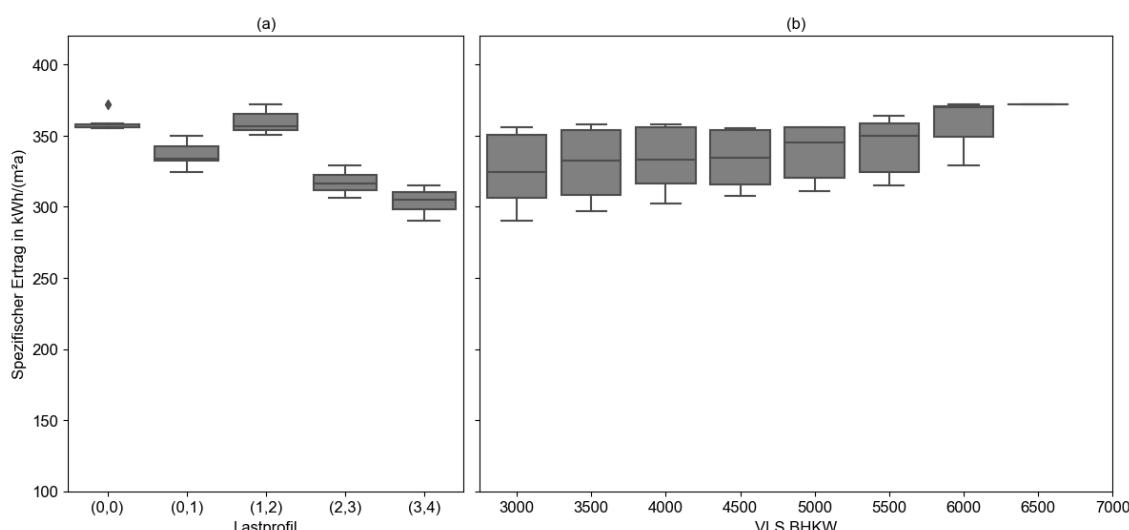


Abbildung 39: Simulationsergebnisse für den spez. Solarertrag mit einem gemeinsam genutzten Speicher bei Variation von Lastprofil und BHKW-Auslegung

In Bezug auf die Anzahl der BHKW-Startzyklen zeigen sich bei Variation des Lastprofils nur bei (0,1) signifikant abweichende Ergebnisse (Abbildung 40 (a)). In diesem Fall benötigt das BHKW im Mittel nur rund 300 Starts, während es bei den anderen Profilen zwischen 470 und mehr als 700 Mal pro Jahr gestartet wird. Im Falle von (0,1) lässt sich die niedrigere Anzahl von BHKW-Starts darauf zurückführen, dass die Wochenendlast deutlich geringer ausfällt und diese im Sommerfall häufiger vollständig durch die



Solaranlage gedeckt werden kann. Bei den anderen Profilen reicht der Solarertrag nicht aus, sodass das BHKW häufiger in Betrieb gehen muss. Einen deutlich größeren Einfluss auf die Anzahl der BHKW-Startzyklen hat jedoch die Auslegung des BHKWs wie Abbildung 40 (b) zeigt. Wird dieses auf wenige Vollbetriebsstunden und mit größerer Leistung dimensioniert, steigt die Anzahl der Startzyklen von weniger als 150 im Falle von Dauerläufern bis hin zu fast 1000 Starts im Mittel bei einer Auslegung auf 3000 VLS. Im Extremfall kommt es sogar zu mehr als 1.300 Starts im Jahr, was dann im Mittel bereits weniger als drei Betriebsstunden je Start bedeutet. Je nach den Bezugskosten von Erdgas und Strom beginnen die startbedingten Kosten unterhalb dieses Verhältnisses eine relevante Rolle zu spielen (vgl. Abschnitt 3.4.)

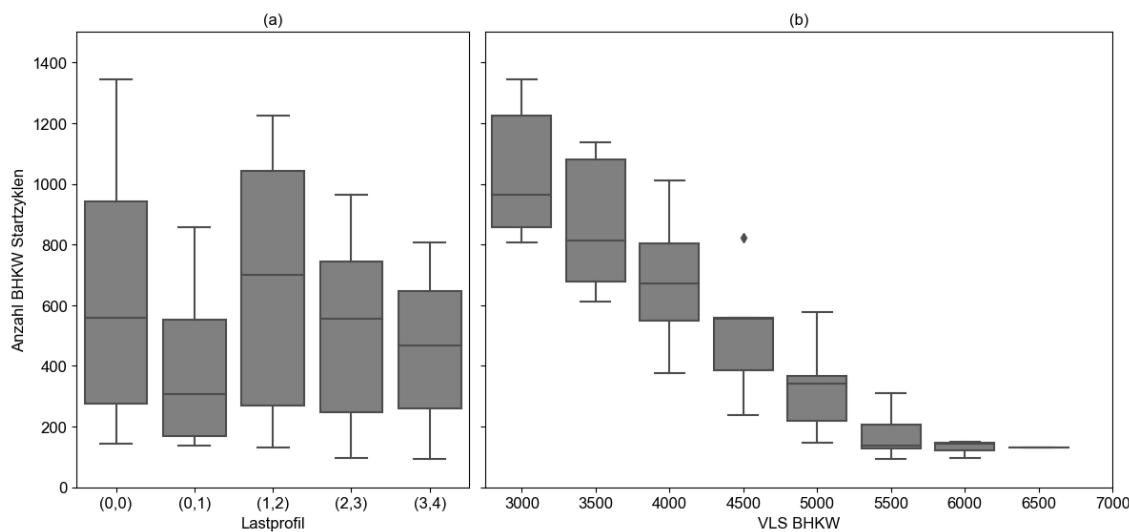


Abbildung 40: Simulationsergebnisse für Anzahl der BHKW-Startzyklen mit einem gemeinsam genutzten Speicher bei Variation von Lastprofil und BHKW-Auslegung

6.5.2. Vergleich von Ein- und Zwei-Speichersystem

In dem Zwei-Speichersystem arbeiten die Solaranlage sowie das BHKW jeweils auf einen eigenen Speicher, sodass der jeweilige Betrieb der einen Technologie nur geringfügigen Einfluss auf die andere Technologie haben sollte. Darüber hinaus wird der Solarspeicher prioritätär entladen. Abbildung 41 zeigt den Vergleich von spezifischem Solarertrag (blau), bereitgestellter Solarwärme (orange) und der Speicher-verluste (grün) jeweils als Verhältnis der Ergebnisse vom dem Zwei-Speichersystem zu dem Ein-Speichersystem dar. Liegen die Werte also jeweils oberhalb der gestrichelten Linie, sind die simulierten Werte in dem Zwei-Speichersystem größer und umgekehrt.

Wie zu erwarten, fällt der spezifische Solarertrag in den Systemen mit getrennten Speichern durchgehend höher aus. Während der Ertrag bei den über das Jahr konstanten Lastprofilen im Mittel 4-6 % höher ausfällt, sind es bei den stark saisonalen Profilen im Ausnahmefall sogar mehr als 10 %. Zudem sind die Unterschiede bei groß ausgelegten BHKWs größer als bei kleinen Dauerläufern. Dies ist darauf zurückzuführen, dass bei einem gemeinsamen Speicher der Betrieb des BHKWs stets auch zu leicht höheren Betriebstemperaturen im Solarkollektor führt. Je größer das BHKW dimensioniert ist, desto größer ist der Speicherbereich, der dem BHKW zur Verfügung steht. Darüber hinaus ist, fällt bei den saisonal geprägten Lastprofilen das Solarkollektorfeld und damit auch das Speichervolumen kleiner aus, worauf die genannten Unterschiede zurückzuführen sind.



In der Folge muss das BHKW im Ein-Speichersystem mehr Wärme zur Verfügung stellen, um den solaren Minderertrag auszugleichen. Aufgrund des zweiten Speichers sind die Speicherverluste bei zwei getrennten Speichern deutlich größer. Im Maximalfall zeigt sich eine Steigerung um knapp 40 %. Die Speicherverluste steigen sowohl bei stärker durch den Heizwärmebedarf geprägten Lastprofilen als auch bei einer kleineren Anzahl an Vollaststunden an. In beiden Fällen ist dies darauf zurückzuführen, dass hier die BHKWs auf Basis der Vorauslegung eine größere Nennleistung aufweisen und dementsprechend auch einen größeren Speicher benötigen.

In Bezug auf die dargestellten Ergebnisse ist zu berücksichtigen, dass für den Vergleich jeweils berücksichtigt wurde, wieviel Wärme die beiden Technologien in den Speicher einbringen. Es kann also insbesondere in dem Zwei-Speichersystem dazu kommen, dass die Solaranlage den Speicher belädt, die Entladung jedoch stoppt, sobald die Speichertemperatur unter 65 °C fällt. Die verbleibende Restwärme wird nicht genutzt und erhöht die Speicherverluste, solange durch die Solaranlage den Speicher nicht wieder mit höheren Temperaturen belädt. In der Folge kann dies zumindest geringfügig den Anstieg der Speicherverluste erklären.

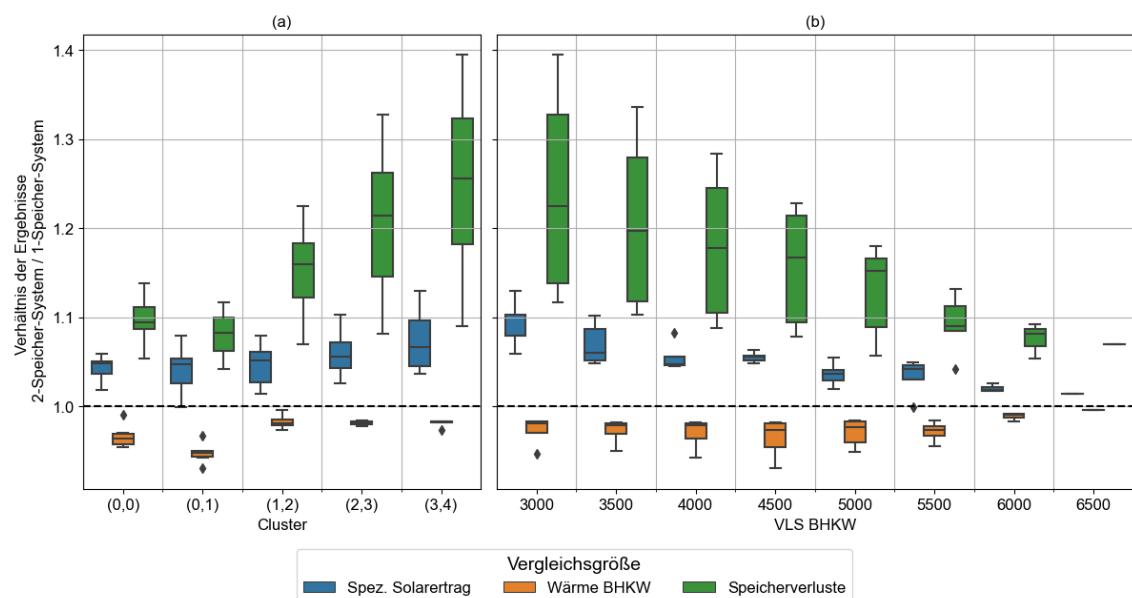


Abbildung 41: Vergleich der Simulationsergebnisse (Spezifischer Solarertrag, vom BHKW bereitgestellte Wärme und Speicherverluste) des Zwei- und Ein-Speichersystem, Ergebnisse dargestellt als Verhältnis

Abbildung 42 macht einen wesentlichen Nachteil des Zwei-Speichersystems sichtbar. Durch den nur kleinen Speicher, den das BHKW beheizen kann, der dauerhaft auf Zieltemperatur gehalten werden muss und gleichzeitig bei Temperaturen im Solarspeicher knapp unterhalb der Solltemperatur nur geringfügig entladen wird, kommt es zu einem deutlichen Anstieg der Startzyklen. Insbesondere bei sehr großen BHKWs kommt es zu einer Steigerung von teilweise über 50 % und somit im Extremfall zu mehr als 1.700 Starts im Jahr. Selbst im „besten“ Fall eines sehr großen BHKWs (3.000 VLS) kommt es zu rund 1.300 Starts im Jahr, was dann sowohl eine ökonomische als auch durch deutlich erhöhten Verschleiß technische Relevanz mit sich bringt. Bei kleinen Dauerläufern kommt es erwartungsgemäß nur zu geringfügigen Abweichungen.

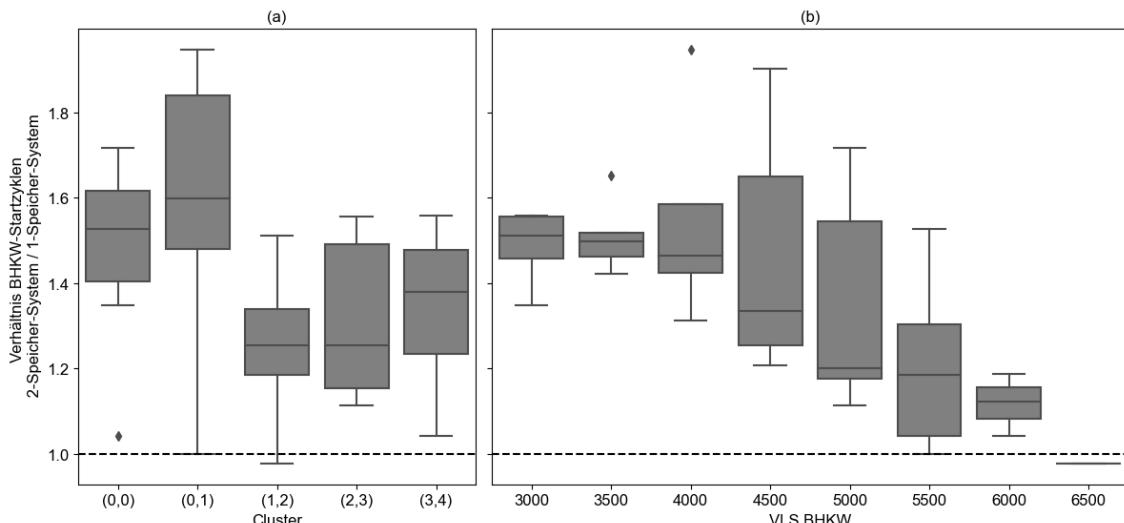


Abbildung 42: Vergleich der BHKW-Startzyklen im Zwei- und Ein-Speichersystem, Ergebnisse dargestellt als Verhältnis

6.5.3. Zwischenfazit

Der Vergleich der Simulationsergebnisse von Ein- und Zwei-Speichersystem macht die Vor- und Nachteile der beiden Konzepte sichtbar. Das Zwei-Speichersystem ermöglicht grundsätzlich höhere Solarerträge, da es zu keiner negativen Beeinflussung durch das BHKW kommen kann. Gleichzeitig steigen die Speicherverluste jedoch deutlich an. Dazu kommt, dass durch das kleine Speichervolumen, das dem BHKW zur Verfügung steht, die Anzahl der BHKW-Startzyklen signifikant ansteigt, was sich in höheren Wartungskosten und höheren Verschleißerscheinungen der Komponenten zeigen kann. Das Zwei-Speichersystem bietet in der Praxis ein deutlich höheres Potenzial für eine Fehleranfälligkeit in der Umsetzung. Bei einer nicht ausreichenden Temperatur im Solarspeicher muss der Massenstrom zwischen den beiden Speichern aufgeteilt und auf die Zieltemperatur gemischt werden. Abschließend können bei getrennten Speichern keine Synergien zwischen den beiden Technologien erschlossen werden. Der eigentlich in großer Größe vorhandene Solarspeicher, der ein großes Flexibilitätspotenzial für das BHKW bietet, kann nicht genutzt werden.

Unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten ist davon auszugehen, dass das Zwei-Speichersystem höhere Investitionskosten erfordert. So sind ein zweiter Speicher mit entsprechenden Sensoren und zusätzliche Ventile notwendig, wodurch die Vorteile des höheren spezifischen Solarertrags wieder kompensiert werden können.

Da das System mit zwei Speichern nur geringfügige technische Vorteile bei höherer Komplexität und voraussichtlich höheren Kosten bietet, wird im weiteren Verlauf der Arbeit der Fokus auf die Systeme mit einem gemeinsamen Speicher gelegt und diese mit weiteren Parametervariationen untersucht.

6.5.4. Variation von Speichervolumen und für das BHKW freigegebenem Speichervolumen

In einem ersten Schritt wird untersucht, welchen Einfluss die Speicherdimensionierung und ein größerer für das BHKW freigegebener Anteil des Speichervolumens auf die Simulationsergebnisse hat. Abbildung 43 visualisiert die Ergebnisse für den spezifischen Solarertrag in den simulierten Systemen bei jeweiliger



Variation einer der variierten Parameter Lastprofil, Volumen des gemeinsam genutzten Speichers, Auslegung des BHKWs und zur Nutzung durch das BHKW freigegebenes Speichervolumen.

Durch ein insgesamt größeres Speichervolumen kann der Solarertrag deutlich gesteigert werden. Während es bei kleinen Speichern mit einem spezifischen Volumen von 50 l/m² deutliche Ausreißer gibt, in denen der spezifische Solarertrag unter 200 kWh/(m²a) liegt, erreichen alle Systeme mit einem deutlich größeren Speicher (200 l/m²) mindestens rund 300 kWh/(m²a).

Besonders signifikant wird diese Reduktion bei sehr großen BHKWs mit weniger als 4000 Vollaststunden. Wie weit das BHKW den Solarspeicher mitnutzen kann, hat dagegen in den meisten Fällen nur einen geringen Einfluss. Dies ist darauf zurückzuführen, dass das BHKW durch die implementierte Regelung ausgeschaltet wird, wenn der freigegebene Speicherbereich auf Solltemperatur aufgeheizt wurde, gleichzeitig jedoch eine Mindestlaufzeit von einer Stunde für das BHKW vorgesehen ist. Innerhalb dieser Mindestlaufzeit läuft das BHKW weiter im Normalbetrieb, unabhängig von den Temperaturen im Speicher. Insbesondere bei durch Heizwärme geprägten Lastprofilen und dementsprechend klein dimensionierter Solaranlage und entsprechend kleinem absoluten Speichervolumen kann es zu einer deutlich schlechteren Effizienz oder gar Stagnation der Solaranlage kommen.

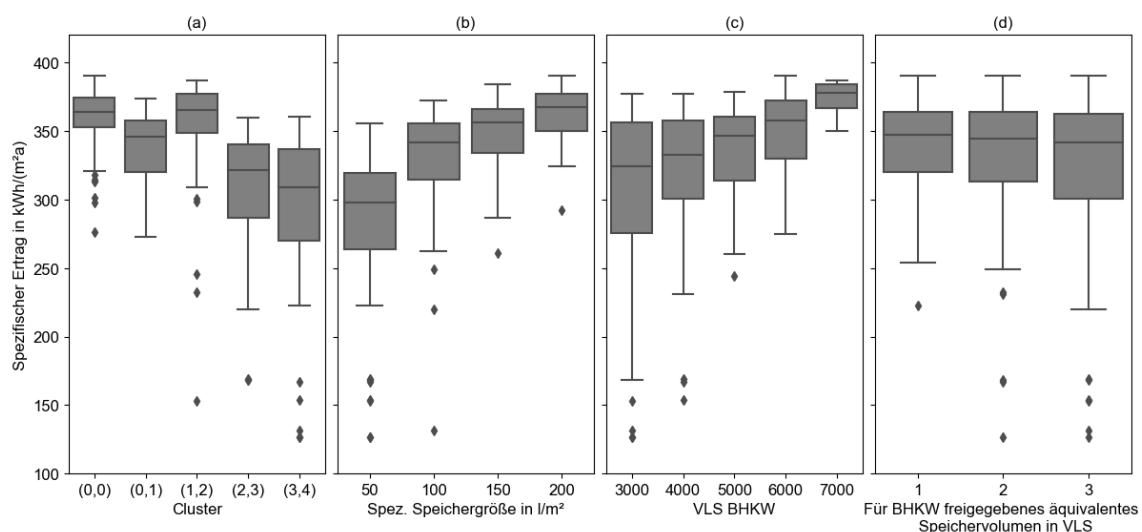


Abbildung 43: Simulationsergebnisse für den spez. Solarertrag mit einem gemeinsam genutzten Speicher bei Variation von Lastprofil, Speichergröße, BHKW-Auslegung und Speichernutzung des BHKW

Abbildung 44 stellt beispielhaft für ein spezifisches Speichervolumen von 100 l/m² den für das BHKW zur Beheizung freigegebenen Speicheranteil in Abhängigkeit von der BHKW-Auslegung dar. Jeder Punkt stellt hierbei eine Auslegung dar. Jeweils vertikal übereinander sind die fünf verschiedenen Lastprofile dargestellt. Es zeigt sich, dass bei sehr großen BHKW-Auslegungen und einer BHKW Freigabe von drei Stunden nahezu der vollständige Speicher zur BHKW-Beladung freigegeben ist. In der Konsequenz bedeutet dies, dass der Betrieb des BHKWs erst stoppt, wenn der Speicher nahezu vollständig aufgeheizt ist. Dies hat zur Folge, dass bei entsprechender Einstrahlung zu einer späteren Tageszeit, höhere Vorlauftemperaturen durch die Solaranlage bereitgestellt werden müssen, wodurch sich Effizienz und Ertrag verringert. Im schlechtesten Fall kann es dazu kommen, dass die Anlage in Stagnation gerät, weil sie ihre Wärme nicht an den Speicher abgeben kann. Da ein Solarspeicher aber ab einer Auslegung auf 4000 Vollaststunden in allen Fällen mindestens eine Größenordnung größer ist als der Standard-BHKW-



Speicher mit einer Stunde Laufzeit, kommt es bei diesen BHKW-Leistungen nicht zu einer derart relevanten Aufheizung des Speichers.

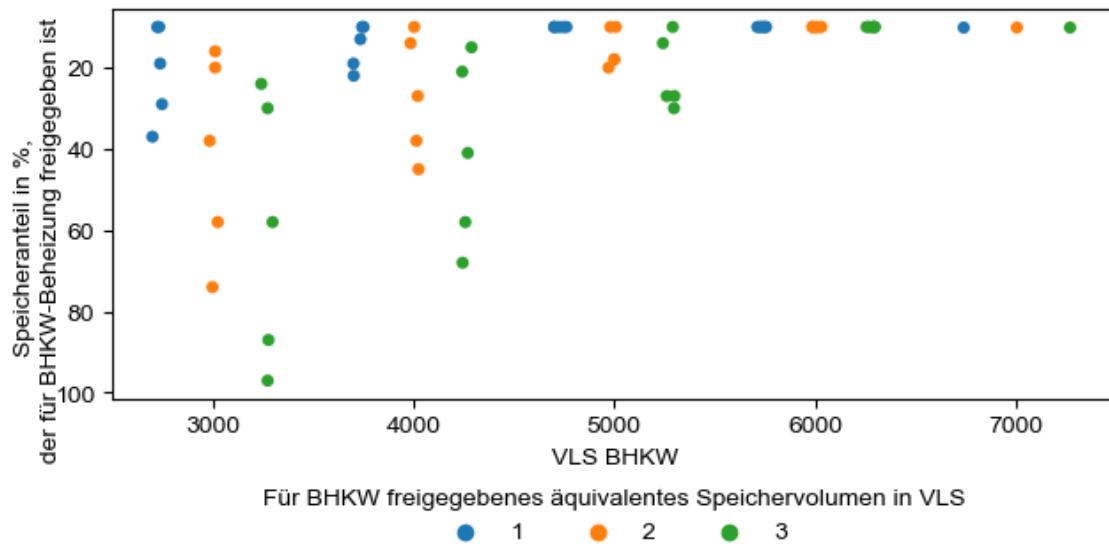


Abbildung 44: Prozentualer Speicheranteil, der für das BHKW zur Beheizung freigegeben in Abhängigkeit von der Auslegung des BHKW und der freigegebenen BHKW-Laufzeit, Spez. Speichervolumen 100 l/m²

Nachfolgend stellt sich also die Frage, wie weit das BHKW den Solarspeicher aufheizen darf, sodass es nicht zu einer substanziellem Reduzierung des Solarertrags kommt. Dieser Zusammenhang von Lastprofil, Speicherdimensionierung und BHKW-Regelung wird durch Abbildung 45 dargestellt. Jeder Punkt zeigt hierbei ein Simulationsergebnis, wobei die Farbe das jeweilige Lastprofil und die Art des Markers das spezifische Speichervolumen widerspiegelt. Je weiter rechts sich die Punkte befinden, desto größer ist die entsprechende BHKW-Leistung. Es zeigt sich, dass so lange das BHKW nur die obere Hälfte des Speichers beladen darf, nur eine leichte Reduzierung des Solarertrags beobachtet werden kann. Sobald jedoch mehr als 50 % des Speichers durch das BHKW aufgeheizt werden, weil entweder die BHKW-Leistung so groß ist oder der Temperatursensor, der die Abschaltung des BHKW reguliert, entsprechend weit unten im Speicher ist, kommt es zu einer relevanten Absenkung des Solarertrags. Unterschiede, die sich durch das Lastprofil ergeben, zeigen sich hierbei nicht. Es ist jedoch zu erwähnen, dass bei den über das Jahr konstanten Lastprofilen das Kollektorfeld und damit auch der Speicher so groß sind, dass es nicht dazu kommt, dass mehr als die Hälfte des Speichers für die BHKW-Beheizung freigegeben ist.

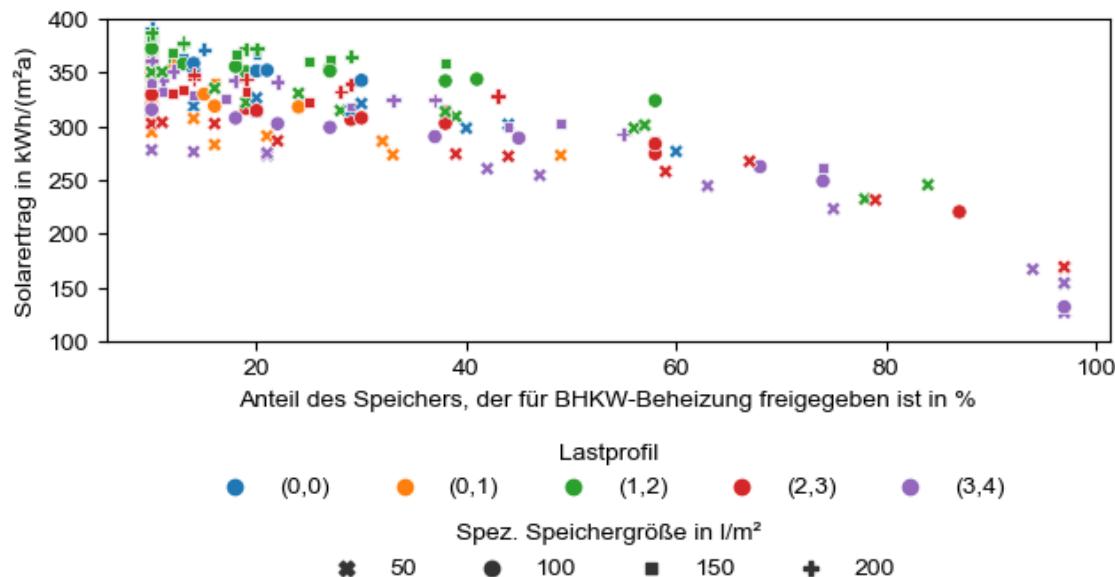


Abbildung 45: Simulierter spezifischer Solarertrag in Abhängigkeit des Anteils des Speichers, der für die BHKW-Beheizung freigegeben ist für verschiedene Lastprofile und Speicherauslegungen

Es kann somit festgestellt werden, dass eine Freigabe der oberen Speicherhälfte für das BHKW für den spezifischen Solarertrag unschädlich ist. Gleichzeitig können dadurch positive Synergie-Effekte für das BHKW gewonnen werden, wie Abbildung 46 veranschaulicht. Je größer das absolute Speichervolumen ausfällt, desto stärker kann die Anzahl der BHKW-Starts reduziert werden. Wie oben gezeigt wurde, steigt der Solarertrag mit größerem Speichervolumen. Dadurch können längere einstrahlungsärmere Zeiträume überbrückt werden, ohne dass das BHKW in Betrieb gehen muss. Dieser Effekt ist jedoch verhältnismäßig klein im Vergleich zu einem größeren für das BHKW freigegebenem Speichervolumen.

Sobald das BHKW einen größeren Anteil des Speichers mitnutzen kann, d.h. je weiter unten im Speicher sich der Temperatursensor zur Abschaltung des BHKW befindet, desto weiter können die Anzahl der BHKW-Starts reduziert werden. Bereits bei einer Verdopplung des freigegebenen Volumens können die max. Systemstarts von mehr als 1.300 auf weniger als 800 Systemstarts reduziert werden (-38 %). Im Mittel kommt es bei einer Verdopplung des Speichervolumens zu einer Reduzierung der Starts von mehr als 30 %. Wird das freigegebene Speichervolumen verdreifacht, so kann die Anzahl der Startzyklen weiter reduziert werden, jedoch müssen, wie oben erläutert, je nach Verhältnis der Auslegungsleistung und Speichervolumina Reduktionen im spezifischen Solarertrag in Kauf genommen werden.

Zusammenfassend lässt sich also festhalten, dass eine Freigabe von rund 50 % des Speichervolumens für die Beheizung durch BHKW unkritisch mit Blick auf den Ertrag der Solaranlage angesehen werden kann. Im Gegenzug kann je nach benötigtem Speichervolumen für das BHKW und vorhandenem Volumen im Solarspeicher ein BHKW-Betrieb mit deutlich reduzierten Startzyklen ermöglicht werden.

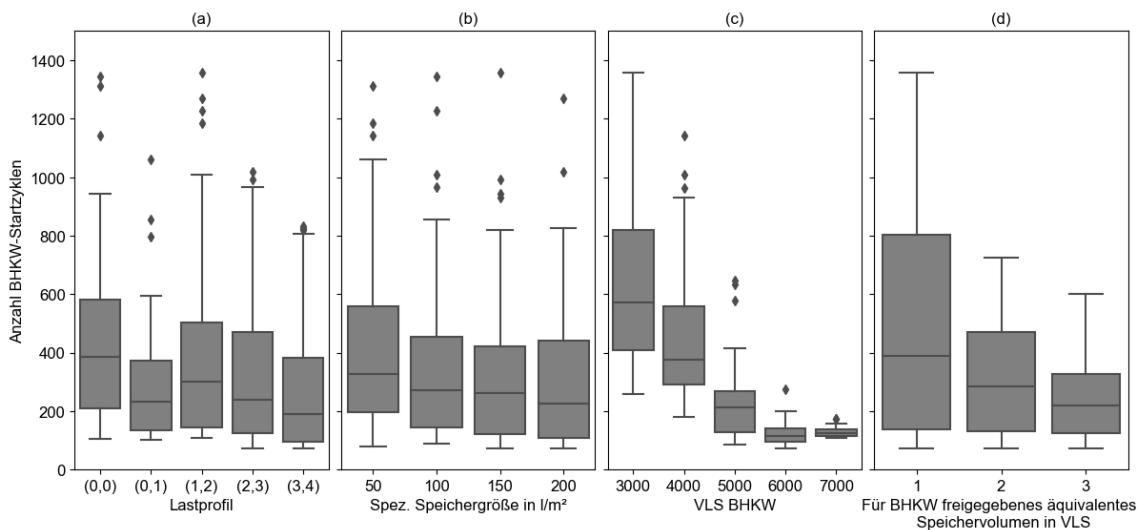


Abbildung 46: Simulationsergebnisse für Anzahl der BHKW-Startzyklen mit einem gemeinsam genutzten Speicher bei Variation von Lastprofil, Speichergröße, BHKW-Auslegung und Speichernutzung des BHKW

6.5.5. Regelung des BHKWs

Wie oben gezeigt wurde, kann bei einer gezielten Freigabe des Solarspeichervolumens für das BHKW die Anzahl der Startzyklen deutlich reduziert werden. Gleichzeitig wird in den bisher dargestellten Simulationsergebnissen das BHKW stets nur ein- und ausgeschaltet, d.h. unter Volllast mit Nennleistung oder gar nicht betrieben. Eine Modulation des BHKWs wurde entsprechend nicht berücksichtigt. Wie in Abschnitt 3.1 dargestellt, können BHKWs häufig mit bis zu 50 % der Nennleistung betrieben werden. Im Folgenden wird untersucht, wie sich eine Freigabe des Modulationsbetriebs auf die Simulationsergebnisse auswirkt und insbesondere der Frage nachgegangen, ob die Anzahl der Startzyklen in signifikantem Ausmaß reduziert werden kann. Sonstige Regelparameter werden nicht angepasst, sodass stets nur die oberen 10 % des Speichers für die Beladung durch das BHKW freigegeben sind.

Wie daher grundsätzlich zu erwarten ist, zeigen sich keine relevanten Unterschiede für den spezifischen Solarertrag (max. +2 % mit Modulationsbetrieb). Diese geringfügigen Unterschiede können sich ergeben, wenn das BHKW im reinen Vollastbetrieb bereits wieder den oberen Speicherteil beladen hat und daher im Regelfall ausgeschaltet wird, dies jedoch nicht geschieht, da die Mindestlaufzeit von einer Stunde noch nicht erreicht ist. In der Folge kann es zu leicht erhöhten Temperaturen im Kollektorkreis kommen, die sich nachteilig auf den Solarertrag auswirken. Bei Freigabe des Modulationsbetriebs beginnt die Leistung des BHKWs zu sinken, sobald auf der entsprechenden Speicherhöhe Temperaturen von mehr als 60 °C erreicht werden. Somit erhöht sich die Wahrscheinlichkeit, dass zuerst die Mindestlaufzeit überschritten wird, bevor das freigegebene Speichervolumen auf Solltemperatur aufgeheizt wurde.

Wie Abbildung 47 zeigt, kann dafür jedoch die Anzahl der Startzyklen durch den Modulationsbetrieb im Mittel um mehr als 50 % reduziert werden. Hiervon profitieren insbesondere groß ausgelegte BHKWs, bei denen im Maximalfall die jährlichen Startzyklen von 1345 auf 548 reduziert werden. Zudem zeigt sich, dass über das konstantere Lastprofile und ohne deutlich reduzierte Wochenendlast stärker von dem Modulationsbetrieb profitieren.

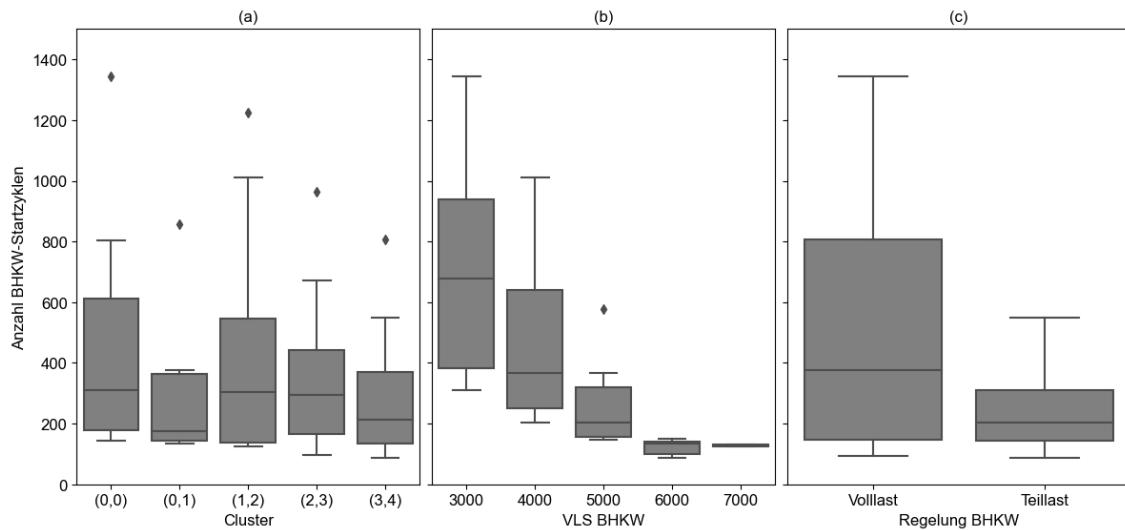


Abbildung 47: Simulationsergebnisse für Anzahl der BHKW Startzyklen mit einem gemeinsam genutzten Speicher bei Variation von Lastprofil, BHKW-Auslegung und BHKW-Regelung

Die Reduktion der Startzyklen durch Modulation führt jedoch zu einem deutlichen Absinken des elektrischen Nutzungsgrades. Abbildung 48 zeigt den jährlichen elektrischen Nutzungsgrad des BHKWs in Abhängigkeit der BHKW-Auslegung jeweils getrennt für Simulationen mit (blau) und ohne (orange) freigegebenen Modulationsbetrieb. Zunächst fällt der Anstieg des Nutzungsgrads mit kleinerer Anzahl von Vollaststunden auf, der sich durch auf die grundsätzlich steigenden elektrischen Wirkungsgrade bei größerer Nennleistung zurückführen lassen. Darüber hinaus zeigt sich jedoch, dass der jährliche elektrische Nutzungsgrad bei freigegebenem Modulationsbetrieb im Mittel rund 2 Prozentpunkte kleiner ausfällt.

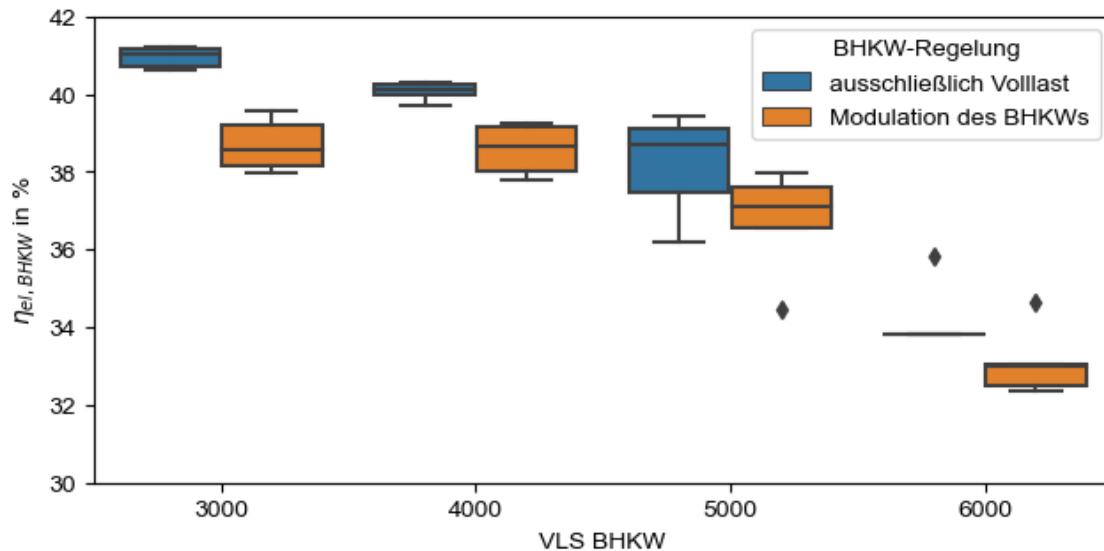


Abbildung 48: Elektrischer Nutzungsgrad bei Freigabe der BHKW-Modulation in Abhängigkeit der vorgegebenen BHKW Vollaststunden

6.5.6. Überdimensionierung Solarthermie

Die Auswertung der Dachflächenverfügbarkeit zeigt, dass die solare Deckungsrate bei einer Auslegung auf den sommerlichen Wärmebedarf nach oben begrenzt ($10..< 40\%$) ist. Die Auslegung zielt darauf ab, an einem sonnigen Sommertag ($> 7\text{ kWh/m}^2\text{d}$) die Wärmelast vollständig zu decken. Folglich wird nur an wenigen Tagen im Sommer der Wärmebedarf mittels der Solaranlage vollständig gedeckt. An vielen



Tagen in Sommer oder auch in der Übergangszeit könnte dagegen die Solaranlage noch deutlich mehr Wärme bereitstellen, wenn diese entsprechend größer dimensioniert wäre.

Um die Einflüsse auf den spezifischen Ertrag, das Zusammenspiel von Solarthermie und BHKW sowie auf die Wirtschaftlichkeit zu untersuchen, werden weitere Simulationen durchgeführt, bei denen die Solaranlage entsprechend größer ausgelegt wird. Zu diesem Zweck wird der Überdimensionierungsfaktor $f_{sol, dim}$ eingeführt, der nach Gleichung 8 definiert wird und das Verhältnis von der ausgelegten Kollektorfäche zu der Kollektorfäche nach einer Auslegung auf dem sommerlichen Wärmebedarf wiedergibt.

$$f_{sol, dim} = \frac{A_{col}}{A_{col,req}} \quad \text{Gl. 8}$$

Abbildung 49 visualisiert die Simulationsergebnisse für den spezifischen Solarertrag bei entsprechender Überdimensionierung. Analog zu den bisherigen Simulationen wird das Lastprofil, die Auslegung des BHKWs sowie das spezifische Speichervolumen variiert. Mit Blick auf die Lastprofile zeigt sich zunächst kein klares Bild. Die Auslegung des BHKWs spielt aus den in 6.5.1 diskutierten Gründen auch hier nur eine untergeordnete Rolle. Zwar ist auch bei entsprechender Überdimensionierung zu erkennen, dass ein größerer Speicher höhere Erträge ermöglicht, jedoch ist die signifikanteste Steigerung zwischen einem spezifischen Speichervolumen von 50 auf 100 l/m² zu erkennen. Darüber hinaus sind nur geringfügige Ertragssteigerungen zu erwarten. Je saisonaler das Lastprofil ausgeprägt ist, desto eher kann bei sehr großer Überdimensionierung ($f_{sol, dim} > 2,5$) der spezifische Ertrag durch noch größere spezifische Speichervolumina gesteigert werden.

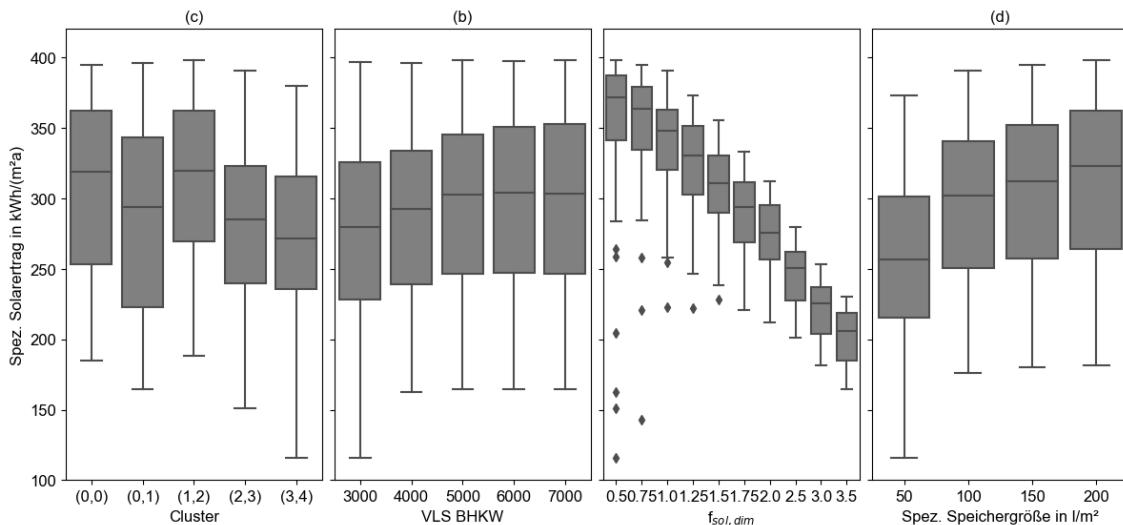


Abbildung 49: Simulationsergebnisse für den spezifischen Solarertrag in Abhängigkeit der varierten Parameter

Die Reduktion des spezifischen Solarertrags in Abhängigkeit von der Dimensionierung des Kollektorfeldes ist in Abbildung 50 auch noch einmal getrennt für die einzelnen Lastprofile bei einer beispielhaften festgelegten spezifischen Speichergröße von 100 l/m² dargestellt. Die durchgezogene Linie stellt den Mittelwert der Ergebnisse dar. Aus der kleinen Bandbreite zwischen dem minimalen und maximalen spezifischen Ertrag kann auf den vergleichsweise kleinen Einfluss verschiedener BHKW-Auslegungen geschlossen werden. Je größer das Kollektorfeld dimensioniert und je mehr Wärme durch die Solaranlage bereitgestellt wird, desto kleiner wird die Leistung des BHKWs ausgelegt (bei gleichen VLS), da weniger Wärme erzeugt werden muss. Mit zunehmender Größe des Kollektorfeldes kommt es insbesondere bei



den außentemperaturunabhängigen Profilen dazu, dass die für diese Arbeit definierte untere Auslegungsgrenze der BHKWs ($50 \text{ kW}_{\text{el}}$) erreicht wird. In der Folge wurden für das jeweilige Lastprofil weniger Simulationen durchgeführt (keine Variation der BHKW VLS), wodurch sich in der Konsequenz die Bandbreite der Ergebnisse verringert oder auf ein Simulationsergebnis reduziert. Während sich bis zu einer Überdimensionierung von 25 % die Ergebnisse für den spezifischen Ertrag nur leicht unterscheiden und der spezifische Ertrag bei allen Profilen ungefähr mit der gleichen Steigung linear sinkt, ergeben sich für größere Kollektorfeldauslegungen stärkere Abweichungen. Zunächst beginnt der Ertrag des außentemperaturunabhängigen Profils mit deutlich reduzierter Wochenendlast (Cluster (0,1)) schneller zu sinken. Ab einer doppelt so großen Auslegung gegenüber der Referenzauslegung beginnt auch der Ertrag des zweiten außentemperaturunabhängigen Clusters (0,0) im Vergleich zu den Profilen mit Außentemperaturabhängigkeit schneller zu sinken.

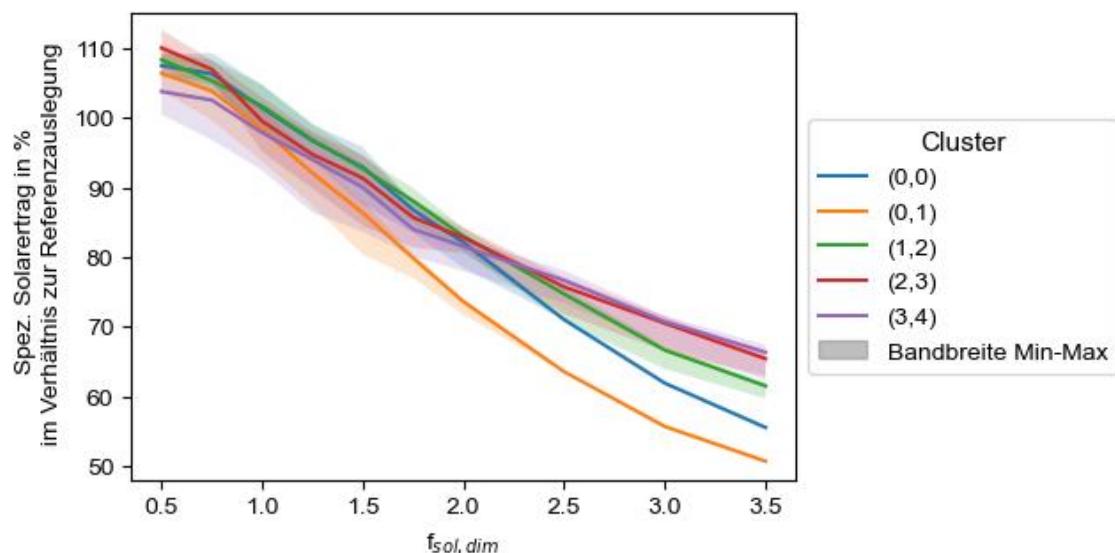


Abbildung 50: Veränderung der spezifischen Solarerträge als Funktion der Kollektorfächenauslegung im Verhältnis zur Auslegung auf die sommerliche Wärmelast für verschiedene Lastprofile bei einer spezifischen Speichergröße von 100 l/m^2 ; Linie symbolisiert den Mittelwert, Fläche die Bandbreite der Ergebnisse zwischen Minimal- und Maximalwert

Der Einfluss zweier verschiedener Auslegungen des Kollektorfeldes in Abhängigkeit des vorgegebenen Lastprofils ist in Abbildung 51 über jeweils ein Jahr in monatlichen Bilanzen dargestellt. Auch diese Abbildung verdeutlicht noch einmal, dass bei einer Auslegung auf die sommerliche Wärmelast der Wärmebedarf durch die Solaranlage nicht vollständig gedeckt werden kann (Abbildung 51 links). Das BHKW liefert für die beiden dargestellten Cluster weiterhin 30..40 % des sommerlichen Wärmebedarfs. Im Gegensatz dazu stellt bei einer doppelt so großen Auslegung die Solaranlage nahezu vollständig den Wärmebedarf zur Verfügung (Abbildung 51 rechts). Für Cluster (0,0) und solarer Überdimensionierung ist zudem zu sehen, dass durch die deutlich größere Solaranlage der Anteil des BHKWs überproportional reduziert wird. Dies ist darauf zurückzuführen, dass das BHKW bei gleicher Vorgabe der VLS deutlich kleiner ausfallen muss, um noch auf die geforderten Betriebsstunden zu kommen. In diesem Beispiel reduziert sich die Leistung auf die festgelegte Untergrenze von $50 \text{ kW}_{\text{el}}$. In der Folge wird durch die größere Solaranlage zwar deutlich mehr Wärme bereitgestellt, gleichzeitig jedoch der Gesamtanteil von der Kombination Solarthermie und BHKW an der Gesamtlast reduziert. Bei Erzeugern deren Investitionskosten bei niedrigen jährlichen Vollaststunden einen relevanten Anteil an den Wärmegestehungskosten aufweisen, kann diese Auslegung selbst bei sehr niedrigen solaren



Wärmegestehungskosten zu einer Erhöhung der Gesamtwärmegestehungskosten führen. Für Cluster (1,2) zeigt sich, dass bei einer größeren Auslegung der Kollektorfläche in der Übergangszeit teilweise sogar mehr Wärme bereitgestellt werden kann als im Sommer, weil die Wärmeabgabe im Sommer durch die niedrige Last begrenzt ist.

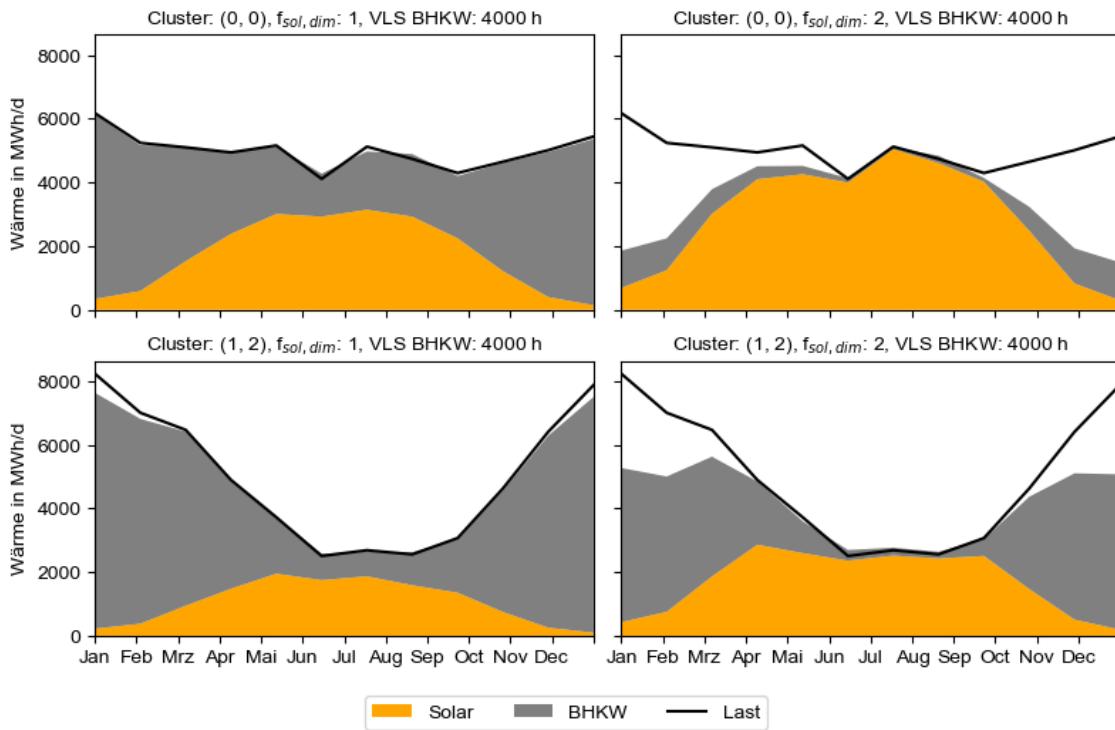


Abbildung 51: Vergleich der monatlichen Energiebilanz für zwei verschiedene Lastprofile (oben: (0,0), unten: (1,2)) und zwei verschiedene Auslegungen der Kollektorfläche bei einem spezifischen Speichervolumen von 100 l/m²

Die Auslegung der Solaranlage hat jedoch auch signifikante Auswirkungen auf die die Betriebsweise des BHKWs (Abbildung 52). Mit zunehmender Größe der Kollektorfläche nimmt die Anzahl der BHKW-Starts signifikant ab. Im Gegensatz zu dem vorangegangenen Vergleich bei festgelegter Auslegung auf dem sommerlichen Wärmebedarf zeigen sich hier deutlichere Unterschiede zwischen den verschiedenen Lastprofilen. So kommt es insbesondere bei den außentemperaturunabhängigen Profilen zu einem signifikanten Anstieg der Starts, wenn die Kollektorfläche kleiner ausgelegt wird. Im Mittel kommt es zu einer nahezu zu einer Verdreifachung der Starts, wenn die Kollektorfläche nur halb so groß ausgelegt wird im Vergleich zur Referenzauslegung. Gleichzeitig ermöglicht nur eine geringfügige Überdimensionierung gegenüber der Referenzauslegung ($f_{sol, dim} = 1,25$) eine weitere deutliche Reduktion von rund 275 auf 160 Starts pro Jahr. Eine weitere Steigerung der Kollektorfläche führt zu einer kontinuerlichen jedoch nicht mehr so sprunghaften Reduktion auf deutlich unter 100 Starts im Jahr. Neben der Tatsache, dass eine größere Solaranlage mehr Wärme zur Verfügung stellt und das BHKW dadurch seltener in Betrieb gehen muss, spielt hierbei auch der oeben erläuterte Effekt mit herein, dass die Leistung des BHKWs zum Teil signifikant kleiner ausfällt und somit die verbleibende Last mit vergleichsweise wenigen BHKW-Startzyklen bereitgestellt werden kann. Darüber hinaus ist erkennbar, dass auch die Dimensionierung des Speichers bei größerer Auslegung nun einen deutlicheren Einfluss als bei VDI 3988-Referenzauslegung zeigt. Durch den größeren Speicher können bei einer größeren



Auslegung der Solaranlage längere Zeiträume rein solar versorgt werden, sodass das BHKW nicht in Betrieb gehen muss, um die anfallende Wärmelast zu decken.

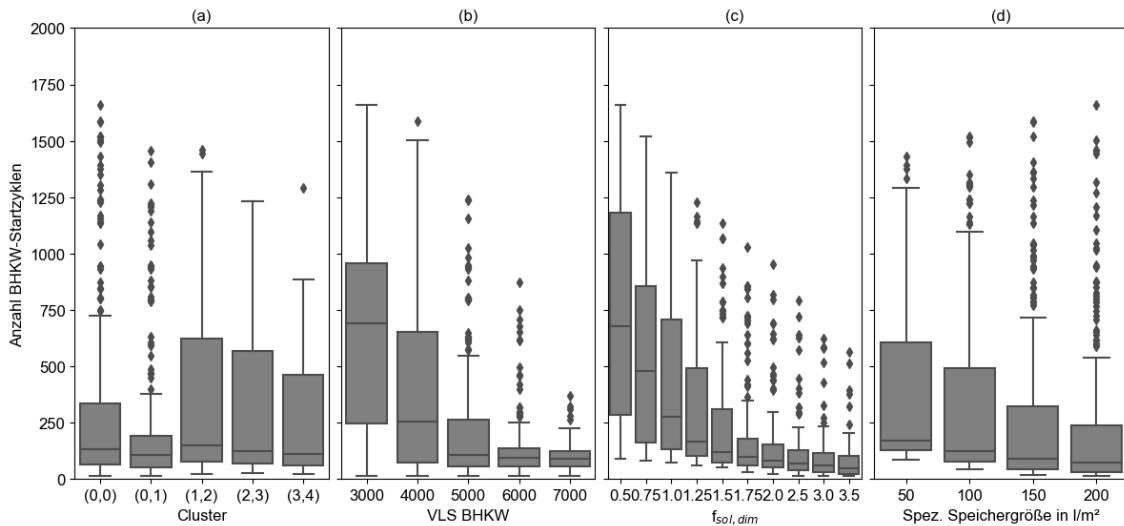


Abbildung 52: Simulationsergebnisse für die Anzahl der BHKW-Starts in Abhängigkeit der variierten Parameter

Zwar sinkt der spezifische Solarertrag bei einer größeren Auslegung der Kollektorfläche, absolut wird jedoch mehr Wärme zur Verfügung gestellt. Abbildung 53 stellt die prozentuale solaren Deckungsanteil (f_{sol}) am Gesamtwärmebedarf dar. Analog zu Abbildung 50 sind die Mittelwerte jeweils als durchgezogene Linie und die Bandbreite der Ergebnisse als semitransparente Fläche visualisiert. Da bei dem Ein-Speichersystem Solarthermie und BHKW gemeinsam einen Speicher beheizen, lässt sich der Deckungsanteil allein durch die Beladung und nicht durch die Entladung des Speichers berechnen. Die Speicherverluste werden nach Gleichung 9 vollständig der Solaranlage zugerechnet, da ein reiner BHKW-Speicher und damit auch die entsprechenden Wärmeverluste deutlich kleiner ausfallen würden.

$$f_{sol} = \frac{Q_{sol,Sp,ein} - Q_{Sp,Verl}}{Q_{Last}} \quad \text{Gl. 9}$$

Der Vergleich mit den berechneten solaren Deckungsraten bei Auslegung auf die sommerliche Wärmelast zeigt eine hohe Übereinstimmung, was die Anwendbarkeit der VDI 3988 auf hybride Wärmeerzeugerkonzepte unterstreicht. Anhand der Abbildung lässt sich ablesen, welche solaren Deckungsarten sich durch eine entsprechend kleinere bzw. größere Dimensionierung als die Referenzauslegung auf die sommerliche Wärmelast erreichen lassen. Während im Bereich einer kleineren Auslegung die solare Deckungsrate proportional zur Kollektorfläche steigt, nimmt diese ab einem Wert von $f_{sol,dim} > 1$ als direkte Folge des degressiven spezifischen Ertrags nur noch unterproportional zu. Bei einer Überdimensionierung um den Faktor 1,5 steigt die solare Deckungsrate um 31 % (Cluster (0,0)) bis 38 % (Cluster (3,4)). Wird mit Kollektorfläche doppelt so groß auslegt, liegt die Steigerung der solaren Deckungsrate nur noch im Bereich von 50 % (Cluster (0,0)) bis 66 % (Cluster (3,4)). Während alle Cluster qualitativ einen vergleichbaren Verlauf zeigen, zeigt sich, dass bei den saisonalen Clustern selbst bei einer sehr großen Dimensionierung des Kollektorfeldes die Deckungsrate absolut gesehen stark nach oben beschränkt ist. Unter Berücksichtigung von Flächenverfügbarkeit und Wirtschaftlichkeit ($f_{sol,dim} = 2$) ist nicht davon auszugehen, dass in der Praxis saisonale Deckungsraten von mehr als 20 % (Cluster (2,3) und (3,4)) bzw. 35 % (Cluster (1,2)) erreicht werden können. Bei den über das Jahr konstanten Clustern können zwar theoretisch deutlich höhere solare Deckungsanteile (>50 %) erreicht werden, jedoch sind hierfür



je nach Gesamtwärmebedarf sehr große Freiflächen nötig, da nach den Dachflächenauswertungen (Kapitel 5) die verfügbare Dachflächen in den seltensten Fällen verfügbar sind.

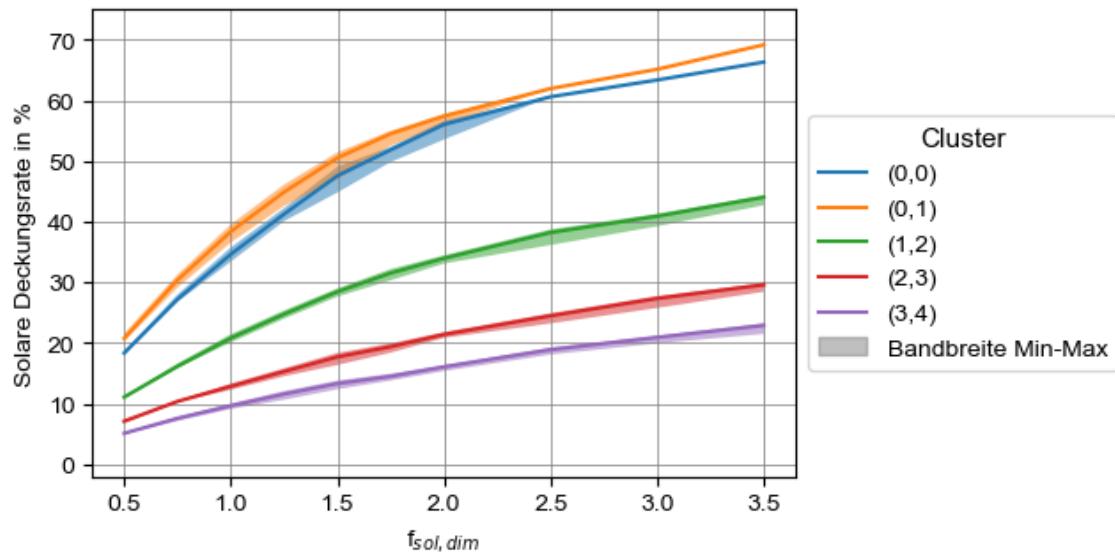


Abbildung 53: Veränderung der erreichten solaren Deckungsrate als Funktion der Kollektorfeldauslegung im Vergleich zum Referenzfall für verschiedene Lastprofile bei einer spezifischen Speichergröße von 100 l/m^2 ; Linie symbolisiert den Mittelwert, Fläche die Bandbreite der Ergebnisse zwischen Minimal- und Maximalwert

Nachdem oben erläutert wurde, wie sich der spezifische solare Ertrag bei einer Überdimensionierung verringert, stellt sich die Frage, wie sich dies auf die solaren Wärmegestehungskosten auswirkt. Abbildung 54 zeigt die solaren Wärmegestehungskosten unter den getroffenen Annahmen in Tabelle 6 in Anhang A. Die spezifischen solaren Investitionskosten werden mithilfe der Kostenkurven für Vakuumröhrenkollektoren in der VDI 3988 abgeschätzt, wobei diese mittels des Verbrauchpreisindex für die Jahre 2021-2023 korrigiert wurden (Destatis 2024c). Wie Abbildung 54 zeigt, ergibt sich ein Optimum der Wärmegestehungskosten bei der Auslegung entsprechend der VDI 3988. Das Optimum bei $f_{sol, dim}$ gleich 1 ist jedoch relativ flach ausgeprägt. Eine kleinere Auslegung mit einem höheren spezifischen Ertrag führt zu steigenden Wärmegestehungskosten. Jedoch führt auch eine solare Überdimensionierung nicht sofort zu einem deutlichen Anstieg der solaren Wärmegestehungskosten. Bis zu einer Überdimensionierung um den Faktor 1,5 kommt es nur zu einem geringfügigen Anstieg der Wärmegestehungskosten. Beim Cluster (0,1) mit einer geringen Wochenendlast steigen die solaren Wärmegestehungskosten etwas früher an als bei den anderen Lastprofilen. Dies ist auf den stärker sinkenden spezifischen Ertrag zurückzuführen. Je stärker saisonal das Profil ist, desto stärker kann bei relativ konstanten Wärmegestehungskosten überdimensioniert werden.

Beide Effekte sind auf die economies of scale in der Kostenkurve zurückzuführen wie Abbildung 55 verdeutlicht. Der Übersichtlichkeit halber sind beispielhaft nur die Ergebnisse bei einer BHKW-Auslegung auf 5.000 VLS und mit einem spezifischen Speichervolumen von 100 l/m^2 dargestellt. Von rechts nach links steigt der Auslegungsfaktor von 0,5 auf 3,5 (bis $f_{sol, dim}=2$ in 0,25-Schritten, danach in 0,5-Schritten). Entsprechend sinken die spezifischen Kosten und der spezifische Ertrag. Während anfänglich die Erträge relativ konstant sind, sinken die spezifischen Investitionskosten kontinuierlich. Einschränkend sei an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass diese Ergebnisse sehr stark von der tatsächlich erreichbaren Senkung der spezifischen Kosten bei einer größeren Auslegung abhängen. Bei sehr großen Anlagen ist der Effekt der economies of scale nicht mehr so stark ausgeprägt, weshalb die Ergebnisse nicht beliebig auf



andere Größenordnungen übertragen werden können. Dennoch soll diese Untersuchung aufzeigen, dass eine entsprechende Prüfung in einem konkreten Projekt bei ausreichender Flächenverfügbarkeit zielführend sein kann, um bei vergleichbaren Wärmegestehungskosten, die solare Deckungsrate signifikant zu steigern.

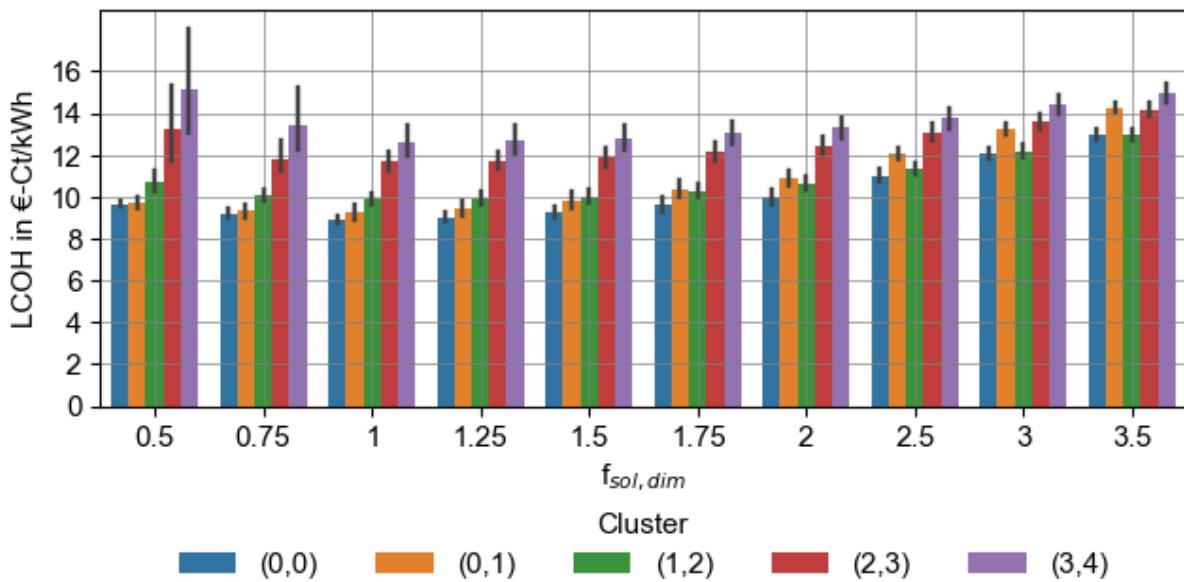


Abbildung 54: Solare Wärmegestehungskosten bei solarer Überdimensionierung im Vergleich zur VDI, Ergebnisse getrennt nach Cluster und mit Variation von BHKW-Auslegung und spez. Speichervolumen, Jahreswärmeverbrauch von 3 GWh/a

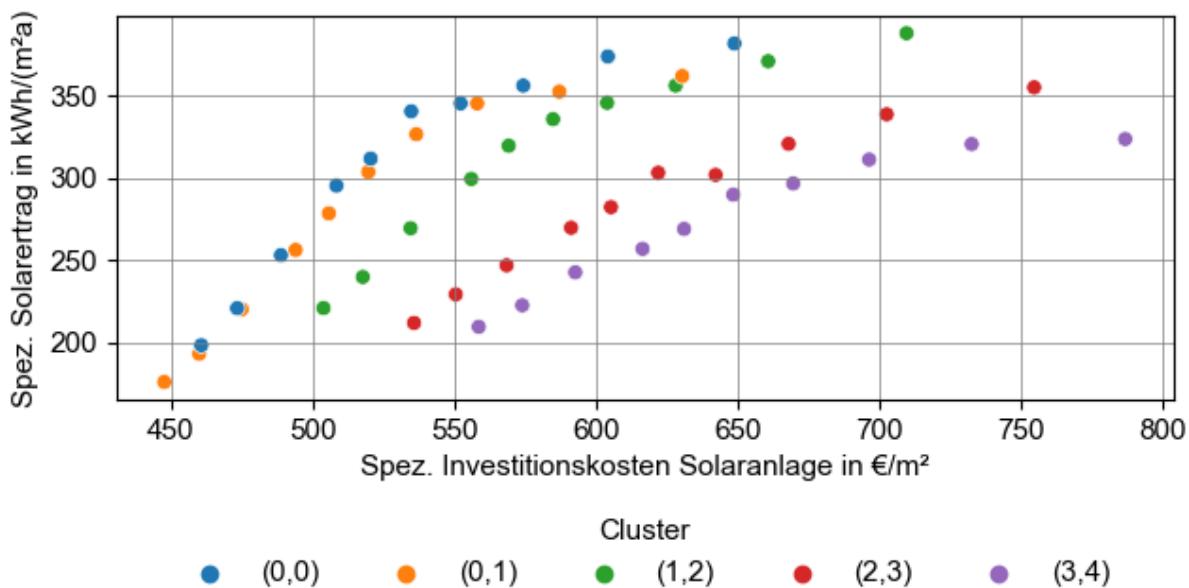


Abbildung 55: Darstellung der economies of scale der solaren Wärmegestehungskosten, spezifischer Ertrag als Funktion der spezifischen Investitionskosten, Auslegung des BHKW auf 5000 VLS und spez. Speichervolumen von 100 l/m²

6.5.1. Wirtschaftliche Bewertung von Solar-BHKW-Systemen

Die wirtschaftliche Bewertung erfolgt mittels der Kapitalwertmethode. Für das BHKW wird eine Lebensdauer von 45.000 Vollaststunden angenommen. Falls diese im Laufe der Betrachtungszeit von 20 Jahren erreicht wird, wird eine Ersatzinvestition berücksichtigt. Für den Fall, dass zum Ende des



Betrachtungszeitraums noch eine Restlebensdauer vorhanden ist, wird der Restwert dem Kapitelwert gutgeschrieben. Für die folgende Wirtschaftlichkeitsbewertung werden die Investitions- und Wartungskosten für BHKWs, wie in Abschnitt 3.2 dargestellt, verwendet. Für Strom- und Erdgaspreis werden die für das 2. Halbjahr 2023 von Unternehmen mit einem moderaten Energieverbrauch (< 3 GWh/a jeweils für Strom und Erdgas) zu bezahlenden Preise angesetzt (Erdgas: 85 €/MWh (Destatis 2024a); Strom: 210 €/MWh (Destatis 2024b). Weitere Annahmen finden sich in Anhang A. Von der Vielzahl der dargestellten Simulationsergebnisse werden die Werte der Ein-Speichersimulation mit einer Speicherfreigabe für das BHKW von einer VLS und einem spezifischen Speichervolumen von 100 l/m² dargestellt. Das BHKW moduliert nicht. Die Darstellung erfolgt getrennt nach den definierten Szenarien für den Eigenverbrauch (siehe Abschnitt 4.3). Die Balken zeigen jeweils das Ergebnis für die Simulation und Auslegung auf 3 GWh/a. Der Fehlerbalken spiegelt die Ergebnisse für 1 GWh/a (höhere Wärmegestehungskosten und Amortisationszeit) und 5 GWh/a (niedrigere Wärmegestehungskosten und Amortisationszeit) wieder.

6.5.1.1. Szenario A: Strom wird vollständig im Unternehmen verbraucht

Sofern der BHKW-Strom vollständig in dem Unternehmen verbraucht wird, kann das BHKW sehr wirtschaftlich betrieben werden. Während die solaren Wärmegestehungskosten je nach Lastprofil zwischen 8,5 und 13,5 €-Ct/MWh liegen (vgl. Abbildung 54), liegen die BHKW-Wärmegestehungskosten durch die hohen vermiedenen Stromkosten in allen Auslegungsfällen darunter, sodass sich die Wärmegestehungskosten in allen Systemen von weniger als 8 €-Ct/MWh ergeben. Die LCOH des Gaskessels liegen über den Betrachtungszeitraum von 20 Jahren bei 10,6 €-Ct/kWh. Es wird deutlich, dass bei einer größeren Auslegung höhere Wärmegestehungskosten in Kauf genommen werden müssen, wobei die Unterschiede bei den saisonal geprägten Lastprofilen deutlich größer ausfallen. In diesen Fällen ist jedoch auch die größere Spannbreite in der BHKW-Nennleistung wiederzufinden. Signifikante Unterschiede zeigen sich insbesondere bei größeren Auslegungen durch die Skaleneffekte. Während bei einer kleinen Auslegung in vielen Fällen die elektrische Nennleistung im Bereich von 50 kW_{el} liegt und somit die Ergebnisse sich nicht signifikant unterscheiden, weicht die Nennleistung bei einer Auslegung auf 3.000 VLS bei den unterschiedlichen Jahreswärmebedarfen erheblich voneinander ab.

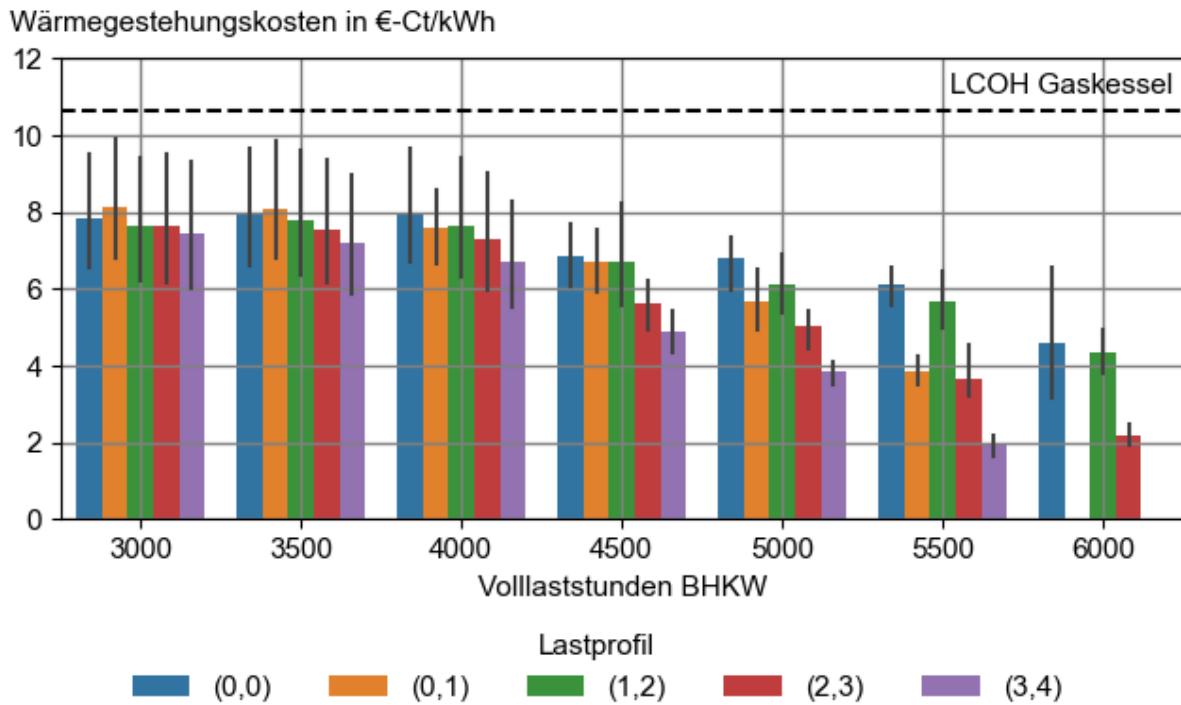


Abbildung 56: Wärmegestehungskosten für das Solar-BHKW-System in Abhängigkeit von dem Lastprofil und der Auslegung des BHKWs, Wärmebedarf 3 GWh/a, 100 % Eigenverbrauch des BHKW-Stroms

Ein anderes Bild zeigt sich jedoch bei der Betrachtung der Amortisationszeit des Solar-BHKW-Systems. Hier zeigt sich ein schwach ausgeprägtes Optimum für alle Lastprofile bei einer Auslegung des BHKWs auf 4.000 VLS bis 4.500 VLS. Dies ist auf die niedrigeren spezifischen Investitionskosten zurückzuführen, die sich positiv auf die Amortisationszeit auswirken. Das etwas widersprüchliche Bild zwischen Wärmegestehungskosten und Amortisationszeit lässt sich auf die Steigerung des CO₂-Preises (siehe Tabelle 6 in Anhang A) zurückführen, die sich erst in der zweiten Hälfte der Betrachtungsdauer signifikant auswirkt und sich somit nicht in der Wirtschaftlichkeit widerspiegelt. Die Amortisationszeit liegt im Fall von 5 GWh/a im Mittel um ein Jahr niedriger. Die Amortisationszeiten liegen jedoch in den meisten Fällen im Bereich von sechs bis sieben Jahren und damit in einem vertretbaren Bereich für langfristig investierende Unternehmen.

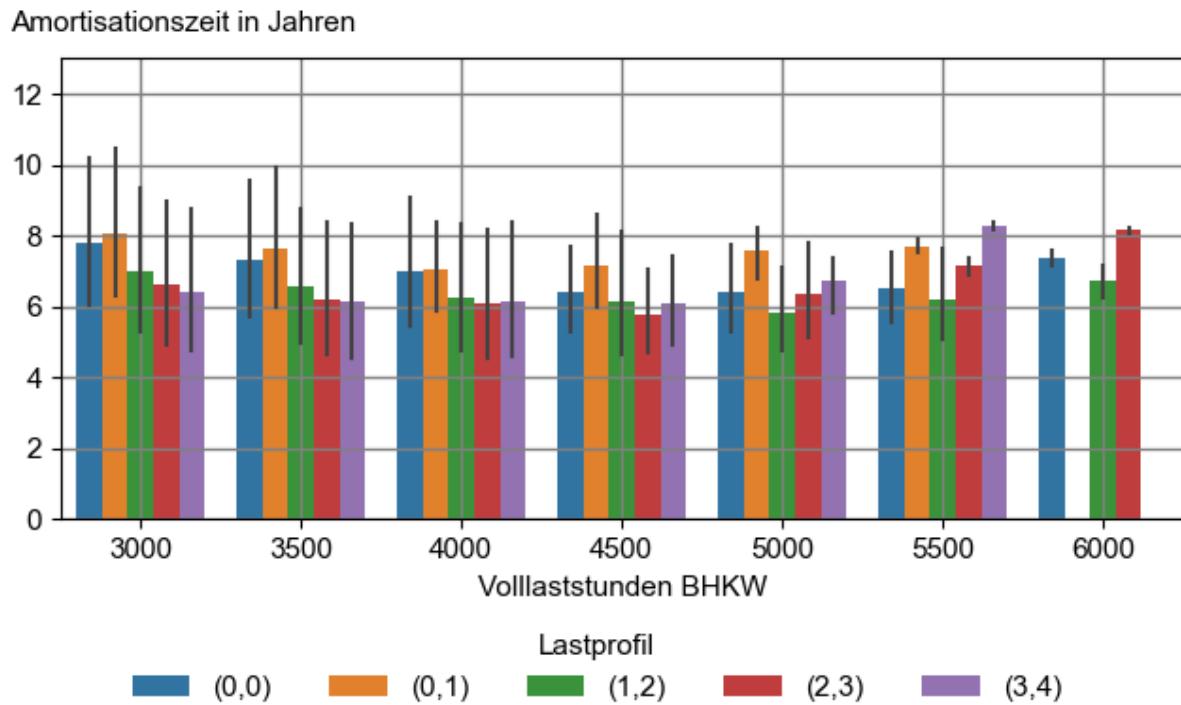


Abbildung 57: Amortisationszeit für das Solar-BHKW-System in Abhängigkeit von dem Lastprofil und der Auslegung des BHKWs, Wärmebedarf 3 GWh/a, 100 % Eigenverbrauch des BHKW-Stroms

6.5.1.2. Szenario B: 50 % des Stroms wird im Unternehmen verbraucht

In Szenario B wird nur die Hälfte des vom BHKW produzierten Stroms in dem Unternehmen verbraucht, während die andere Hälfte mit der Höhe des KWK-Index vergütet wird. Dies bewirkt eine deutliche Steigerung der Gesamtwärmegestehungskosten, sodass bei den größer ausgelegten BHKWs die solaren Wärmegestehungskosten kleiner als die BHKW-Wärmegestehungskosten sind (3.000-4.000 VLS). Deutliche Unterschiede zwischen den einzelnen Profilen zeigen sich vor allem bei einer kleineren BHKW-Auslegung, wo bei den saisonal geprägten Lastprofilen niedrigere Wärmegestehungskosten erreicht werden können. Bei einem Jahreswärmebedarf von 1 GWh/a liegen die Wärmegestehungskosten des Solar-BHKW-Systems zum Teil sogar oberhalb von den vergleichbaren Referenzkosten des Gaskessels. Ein grundsätzlich vergleichbares Bild zu Szenario A zeigt die Auswertung der Amortisationszeiten. Auch hier zeigt sich ein Optimum im Bereich von 4.000..4.500 VLS für alle Profile. Bei einer sehr großen Auslegung des BHKWs auf 3.000 VLS erhöht sich jedoch im Vergleich zur Auslegung auf 4.500 VLS die Amortisationszeit im Mittel um ein Jahr, was im industriellen Bereich eine große Hürde darstellt. Die Amortisationszeit für die Fälle mit einem Jahreswärmebedarf von 1 GWh/a liegt überwiegend im Bereich von 9..10 Jahren, womit es im Regelfall nicht zur einer Umsetzung kommen wird.

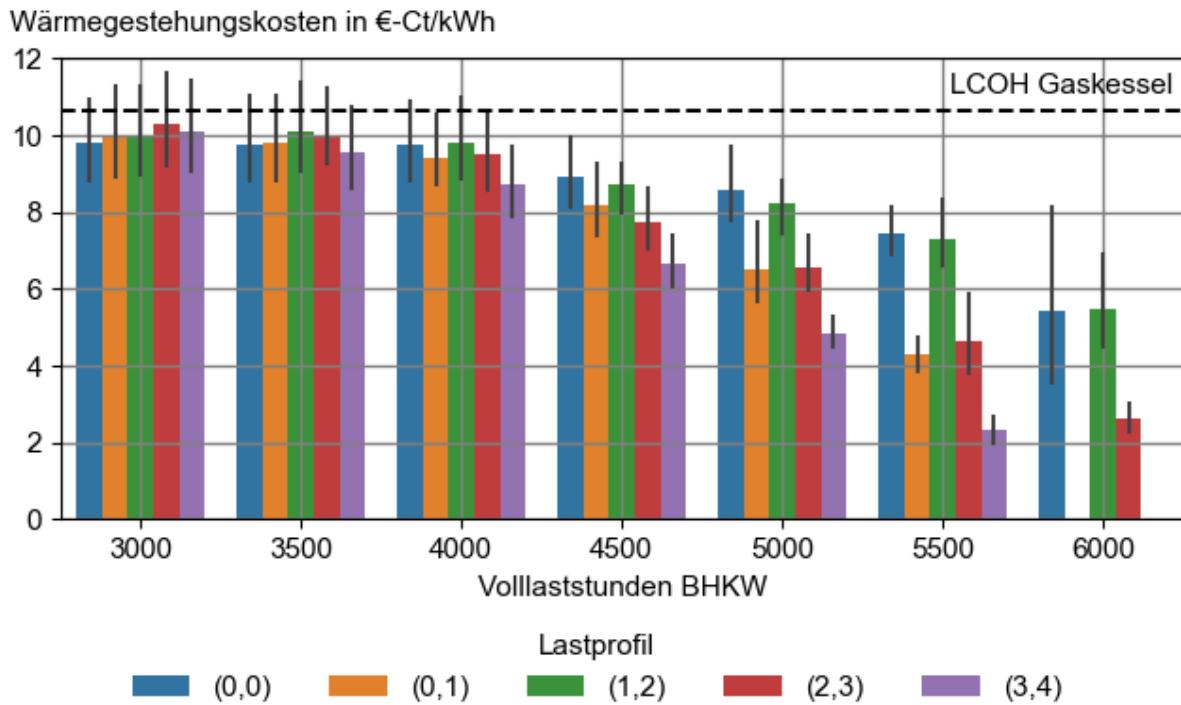


Abbildung 58: Wärmegestehungskosten für das Solar-BHKW-System in Abhängigkeit von dem Lastprofil und der Auslegung des BHKWs, Wärmebedarf 3 GWh/a, 50 % Eigenverbrauch des BHKW-Stroms

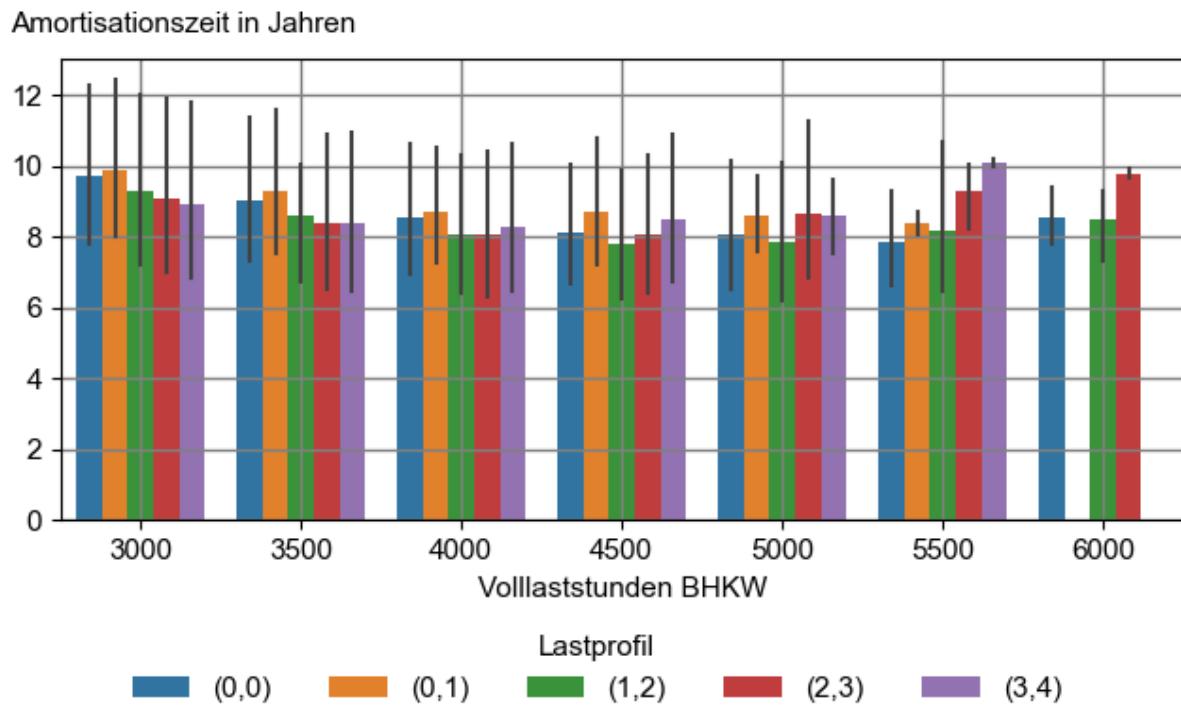


Abbildung 59: Amortisationszeit für das Solar-BHKW-System in Abhängigkeit von dem Lastprofil und der Auslegung des BHKWs, Wärmebedarf 3 GWh/a, 50 % Eigenverbrauch des BHKW-Stroms

6.5.1.3. Szenario C: Abnehmender Eigenverbrauch bei zunehmender BHKW-Leistung

In diesem Szenario sinkt der Eigenverbrauch mit zunehmender Anlagenleistung. Während an den Auslegungsextremen die Ergebnisse folglich denen aus Szenario A und B gleichen, zeigt sich dazwischen



eine kontinuierliche Reduzierung der Wärmegestehungskosten. In dem Auslegungsbereich von 3.000..4.000 VLS, wo nur knapp 50..60 % des Stroms selber verbraucht werden, erreicht die Solaranlage konkurrenzfähige Wärmegestehungskosten zum BHKW.

Wärmegestehungskosten in €-Ct/kWh

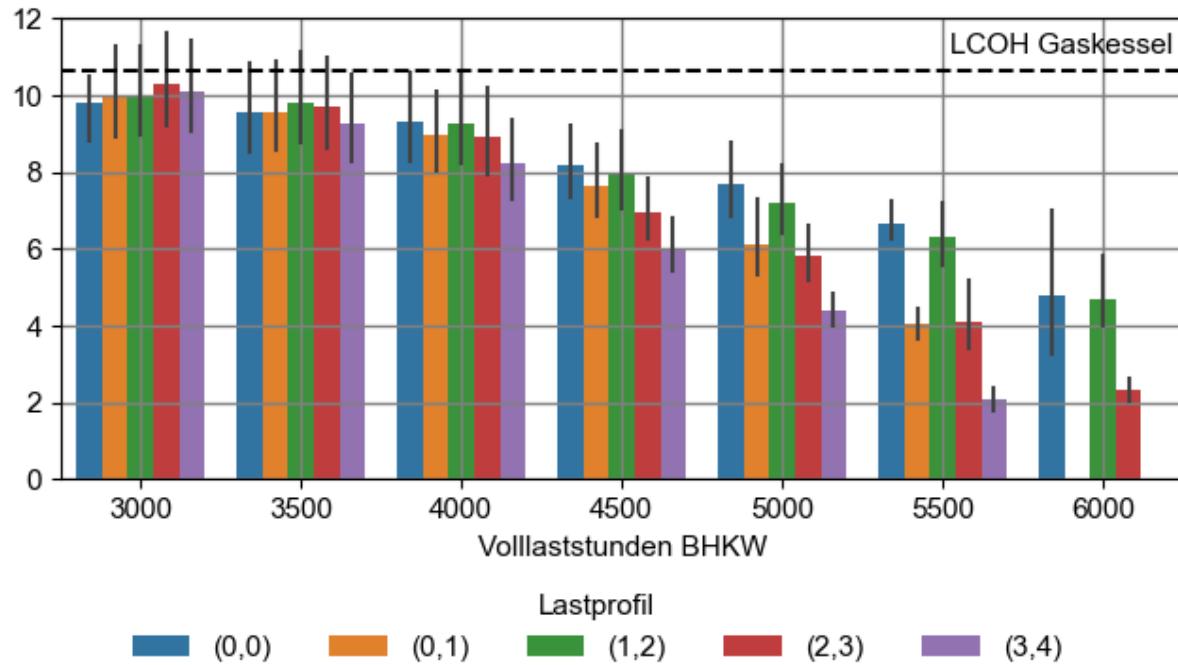


Abbildung 60: Wärmegestehungskosten für das Solar-BHKW-System in Abhängigkeit von dem Lastprofil und der Auslegung des BHKWs, Wärmebedarf 3 GWh/a, 100 % Eigenverbrauch des BHKW-Stroms bei 7000 VLS, 50 % Eigenverbrauch bei 3000 VLS

In Bezug auf die Amortisationszeit zeigt sich erneut das Optimum bei 4.000..4.500 VLS. Durch deutlich steigende Amortisationszeit und die höheren Wärmegestehungskosten bei sehr großen Auslegungen durch den reduzierten Eigenverbrauch fehlt in diesem Fällen der wirtschaftliche Anreiz, um in derartige Systeme zu investieren,

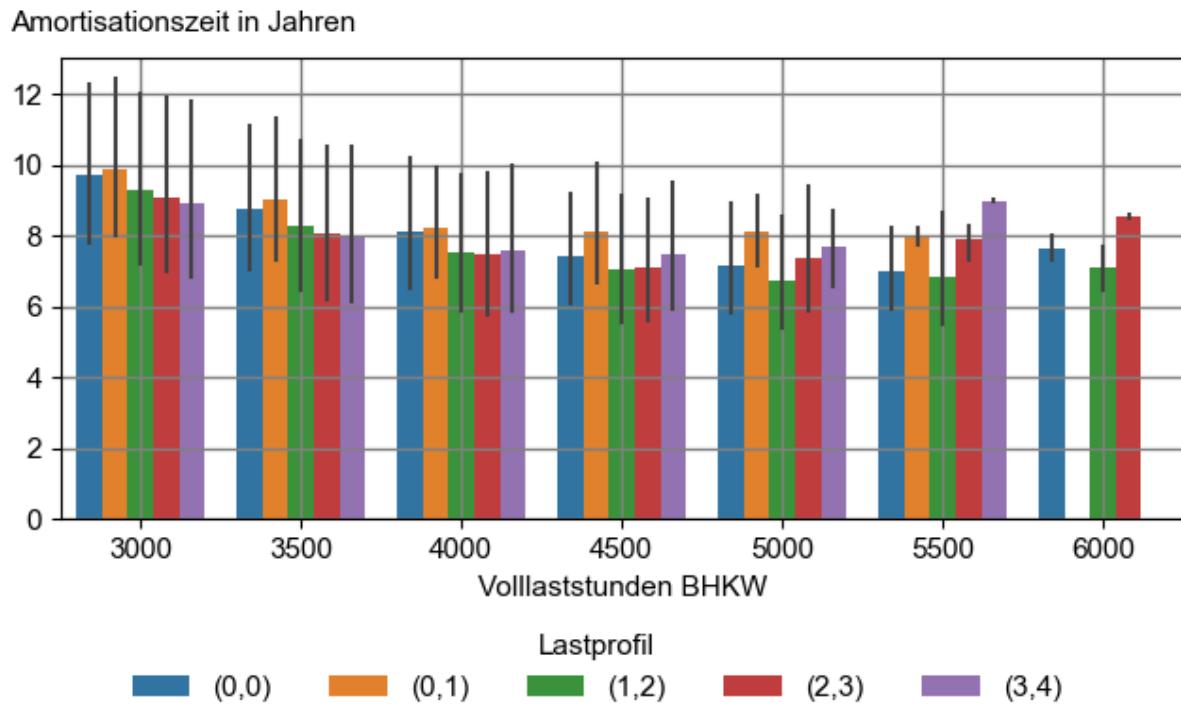


Abbildung 61: Amortisationszeit für das Solar-BHKW-System in Abhängigkeit von dem Lastprofil und der Auslegung des BHKWs, Wärmebedarf 3 GWh/a, 100 % Eigenverbrauch des BHKW-Stroms bei 7000 VLS, 50 % Eigenverbrauch bei 3000 VLS



7. Korrelation der Stromerzeugung von Solar-BHKW-Systemen auf die Residuallast

In dem folgenden Abschnitt wird untersucht, ob in einem Solar-BHKW-System die Erzeugung des BHKW-Stroms „automatisch“ in der Zeit zur Verfügung gestellt wird, in der dieser im Stromnetz benötigt wird. Hierfür wird das Profil der elektrische Leistung des BHKWs über das Jahr mit dem der Residuallast verglichen, wobei im Folgenden die Residuallast stets als die Stromlast abzüglich aller erneuerbaren Erzeuger definiert wird. Um den Vergleich sinnvoll ziehen zu können, wurden die Solar-BHKW-Simulationen für diese Betrachtung nicht mit den Wetterdaten des Testreferenzjahres, sondern den tatsächlichen Wetterdaten für das Jahr 2019 durchgeführt, für die auch die Daten des Stromnetzes vorliegen. Das BHKW wird nicht gezielt auf die Residuallast geregelt, sodass die ermittelten Potenziale für eine Netzentlastung im Allgemeinen als sehr konservativ angesehen werden können.

7.1. Residuallast im Stromnetz

Wie bereits eingangs in Abbildung 11 dargestellt, schwankt der CO2-Faktor über das Jahr sehr stark durch den volatilen Einfluss von Stromerzeugung aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen. Ein Vergleich mit der Darstellung des Verlaufs der Residuallast im Netz, zeigt einen vergleichbaren Verlauf.

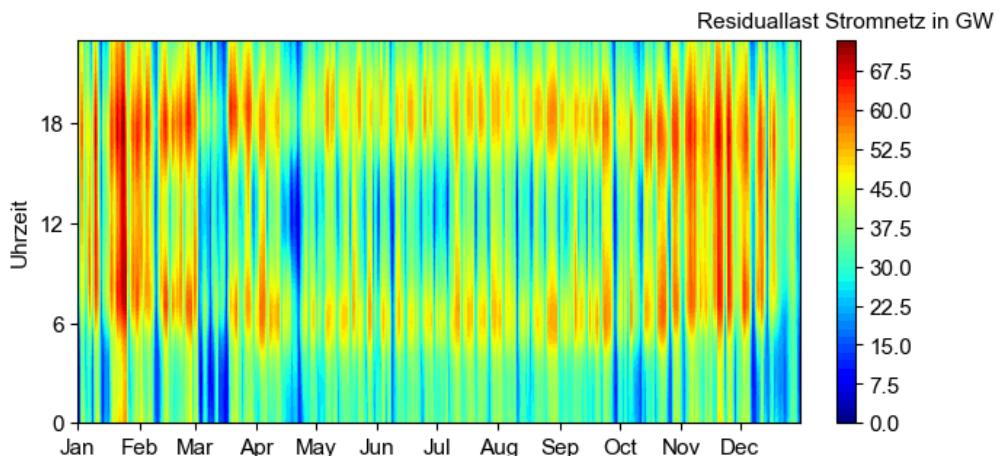


Abbildung 62: Residuallast im Stromnetz, eigene Darstellung mit Daten von FfE (2022)

Zudem verdeutlicht Abbildung 63 den direkten Zusammenhang zwischen dem Börsenstrompreis und der Residuallast im Netz beispielhaft für das Jahr 2019. Es ist deutlich zu erkennen, dass die Strompreise bei einer sehr sinkenden Residuallast bis in den negativen Bereich absinken. Dagegen steigt der Strompreis bei einer sehr geringen EE-Erzeugung mit einer Residuallast von über 70 GW auf mehr als 100 €/MWh, wodurch bei einer hohen Gleichzeitigkeit von BHKW-Stromerzeugung und Residuallast grundsätzlich eine verbesserte Wirtschaftlichkeit erreicht werden kann, wenn der Eigenstromverbrauch nur gering ausfällt.

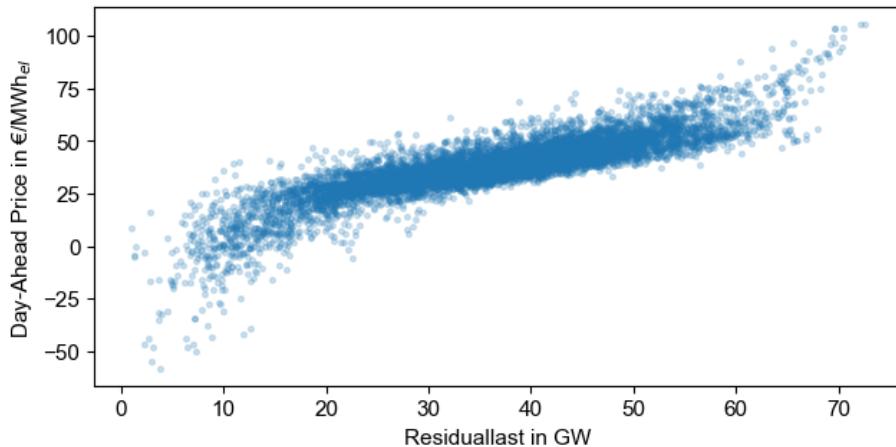


Abbildung 63: Korrelation von Day-Ahead-Price und Residuallast

7.2. Korrelationsanalyse

Im Folgenden wird geprüft, ob von einer positiven linearen Korrelation zwischen Residuallast im Netz und der Stromerzeugung des BHKWs ausgegangen werden kann. Hierfür zeigt Abbildung 64 zunächst analog zu der Darstellung der Residuallast über das Jahr die BHKW-Stromerzeugung für zwei Simulationsfälle. Links ist eine Simulation für das Cluster (0,0) bei einer BHKW-Auslegung auf 3000 VLS und einer Solarauslegung entsprechend der VDI 3988 dargestellt, rechts analog für das Ergebnis für das Cluster (1,2). Auf den ersten Blick zeigt sich ein grundsätzlich vergleichbares Bild. Durch die solare Wärme ist das BHKW in den Sommermonaten nur sehr wenig im Einsatz. In den Abendstunden fällt die Erzeugung im Vergleich den Morgenstunden noch geringer aus, da hier durch den aufgeheizten Speicher noch an mehr Stunden das BHKW nicht angefordert werden muss. Im Gegensatz zu der Residuallast ist die BHKW-Erzeugung aber noch oben durch die elektrische Nennleistung begrenzt. Zudem zeigt sich bereits in dieser Darstellung der fehlende Einfluss der Windstromerzeugung, wie er sich bei der Residuallast zeigt, sodass das BHKW im Winter fast durchgehend in Betrieb ist und nicht einzelne Tage mit einer sehr geringen Erzeugung herausfallen.

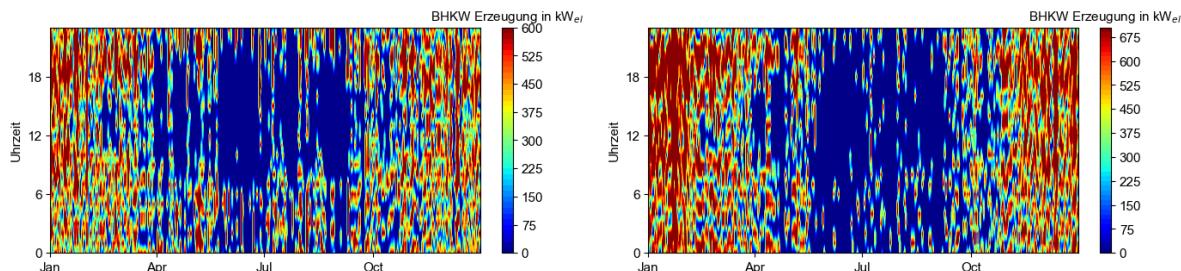


Abbildung 64: links: Cluster (0,0), 3000 VLS, rechts (1,2), 3000 VLS

Bei einer Korrelationsanalyse mit stündlichen Werten zeigt sich nahezu in keinem Fall eine signifikante Korrelation. Die Solaranlage hat einen größeren Einfluss auf die BHKW-Stromerzeugung als die Photovoltaik-Stromerzeugung im Netz, da im letzteren Fall die installierte Leistung im Vergleich zum Bedarf zu gering ist. Zusätzlich befindet sich im Stromnetz kein derart großer Speicher, der das Pendant zum Wärmespeicher in den Solar-BHKW-Systemen darstellen kann. Daher werden im Folgenden die Ergebnisse der Korrelationsanalyse dargestellt, die auf den summierten Tageswerten basiert (siehe Abbildung 65). Dadurch kann zumindest der Effekt des Wärmespeichers zu großen Teilen eliminiert werden. Zudem ist



davon auszugehen, dass im zukünftigen Stromnetz auch die elektrischen Speicher eine größere Rolle einnehmen werden. Die Ergebnisse zeigen jedoch auch für die Tageswerte, dass es auch auf Tagesbasis keine signifikante lineare Korrelation gibt und somit nicht davon auszugehen ist, dass in einem Solar-BHKW-System automatisch dann Strom produziert wird, wenn dies im Stromnetz auch benötigt wird. Für das gesamte deutsche Stromnetz liegt das Bestimmtheitsmaß einer linearen Korrelation max. bei 0,18. Das höchste Bestimmtheitsmaß zeigt sich bei den Simulationen mit dem Cluster (0,1) (konstanter Wärmebedarf über das Jahr, verringelter Wärmebedarf am Wochenende). Zudem erhöht sich das Bestimmtheitsmaß auf niedrigem Niveau mit zunehmender BHKW-Leistung. Deutliche Unterschiede zeigen sich bei der Auswertung für die einzelnen Netzgebiete der Übertragungsnetzbetreiber, deren Gebiete in Abbildung 66 dargestellt sind. Hierbei ist insbesondere in dem Netzgebiet von Transnet das Bestimmtheitsmaß vergleichsweise hoch mit Werten von bis 0,45. Tabelle 4 zeigt, dass dieses Netzgebiet sich durch die installierten Erzeugungskapazitäten signifikant von den anderen Netzgebieten unterscheidet. Während im Netzgebiet von Transnet eine fast viermal so hohe Photovoltaik-Leistung im Vergleich zu (On- und Offshore-) -Windkraft installiert ist, ist in den anderen Gebieten das Verhältnis ausgeglichen. Für das Gebiet von Tennet und 50 Hertz überwiegt sogar die Windkraft-Leistung deutlich.

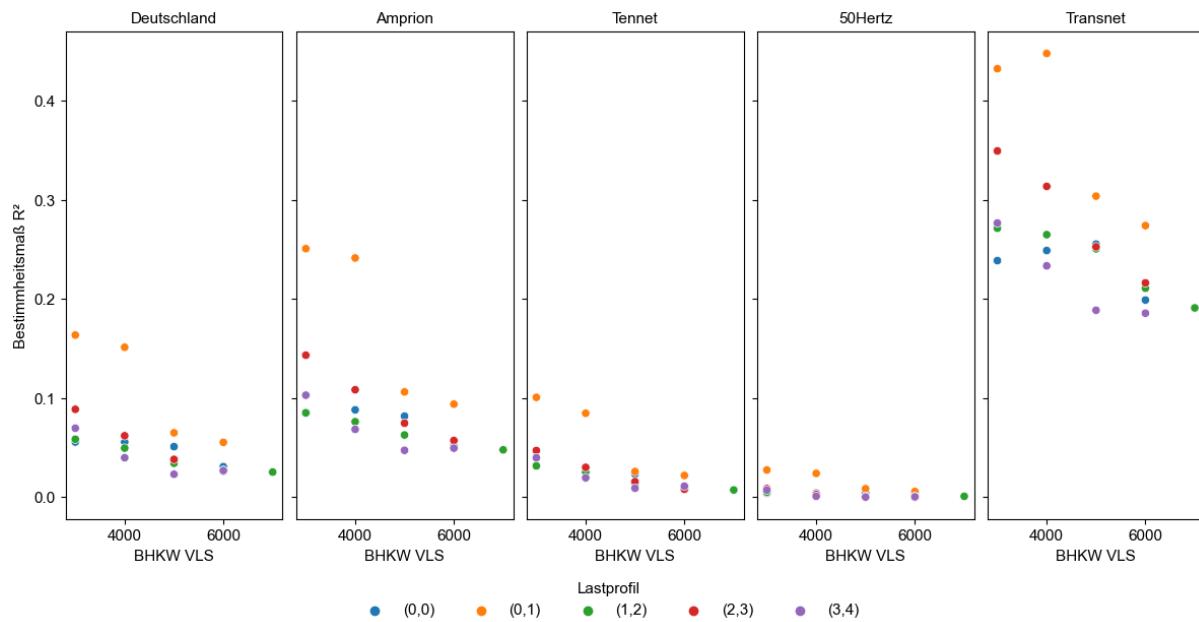


Abbildung 65: Ergebnisse der Korrelationsanalyse zwischen BHKW-Stromerzeugung und Residuallast im Stromnetz

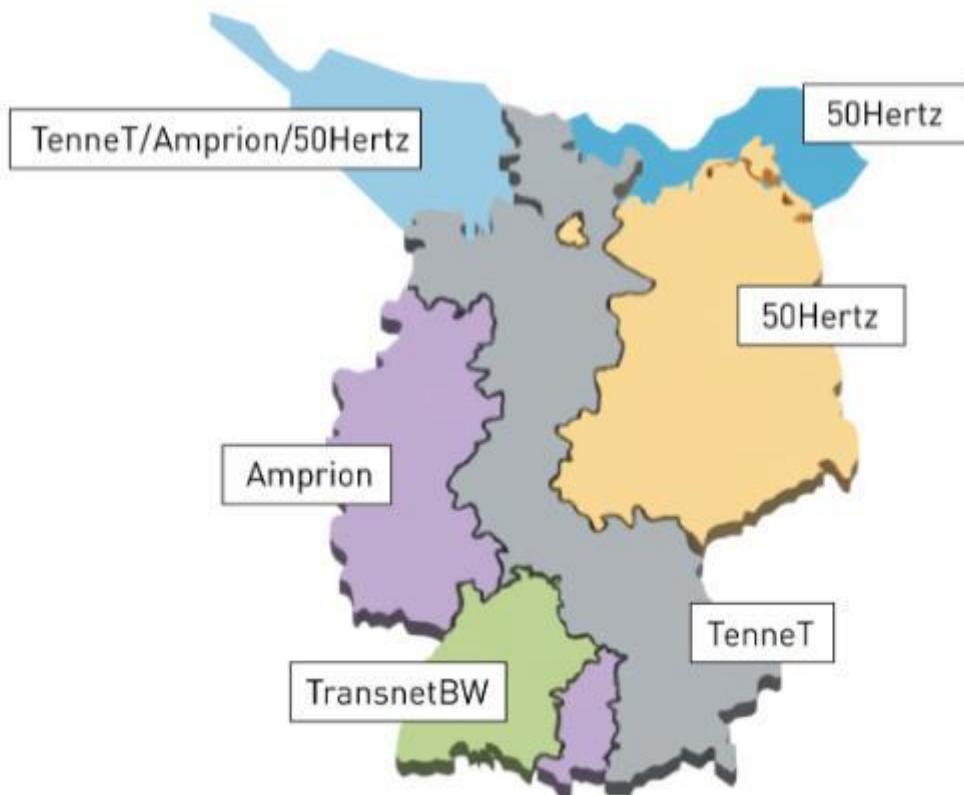


Abbildung 66: Netzgebiet der vier Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland (Übertragungsnetzbetreiber 2023)

Tabelle 4: Verhältnis der installierten Leistungen von Photovoltaik und Windkraft in den einzelnen Netzgebieten

Netzgebiet	Verhältnis installierter Leistung PV / Windkraft
Deutschland	0,86
Amprion	1,02
Tennet	0,62
50 Hertz	0,59
Transnet	3,70

Während es für das Jahr 2019 nur an sehr geringen Tagen bzw. Stunden im Jahr zu einer negativen oder zumindest sehr niedrigen Residuallast kommt, wird sich dies zukünftig durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien im Stromsektor massiv verändern. Tabelle 5 zeigt die installierten Erzeugungskapazitäten und den Strombedarf für das Jahr 2019 sowie die entsprechend dem Koalitionsvertrag der Ampelregierung geplanten Werte für das Jahr 2030. Durch eine Skalierung der entsprechenden Profile ergibt sich für ein Jahresverlauf der Residuallast für das Jahr 2030 wie in Abbildung 67 gezeigt. Für die Bewertung muss berücksichtigt werden, dass dieser Ansatz eine starke Vereinfachung darstellt, da sich durch den zunehmenden Ausbau von elektrischen Speichern insbesondere die Erzeugung von Solarstrom nicht mehr so deutlich in den Mittagsstunden niederschlagen wird. Zudem ist davon auszugehen, dass bei Photovoltaikanlagen vermehrt PV-Anlagen in Ost-West-Richtung aufgestellt werden, um den



Eigenverbrauch zu erhöhen bzw. Mittagsspitzen zu vermeiden. Bei der Korrelationsanalyse auf Tagesbasis spielen diese Effekte jedoch eine untergeordnete Rolle.

Tabelle 5: Vergleich der installierten Erzeugungskapazitäten und des Strombedarf für die Jahr 2019 und 2030 (Pläne nach dem aktuellen Koalitionsvertrag)

	2019	2030
Installierte Leistung Photovoltaik	45,4 GW	215 GW
Installierte Leistung Wind Onshore	53,9 GW	115 GW
Installierte Leistung Wind Offshore	6,3 GW	30 GW
Last im Stromnetz	497 TWh/a	750 TWh/a

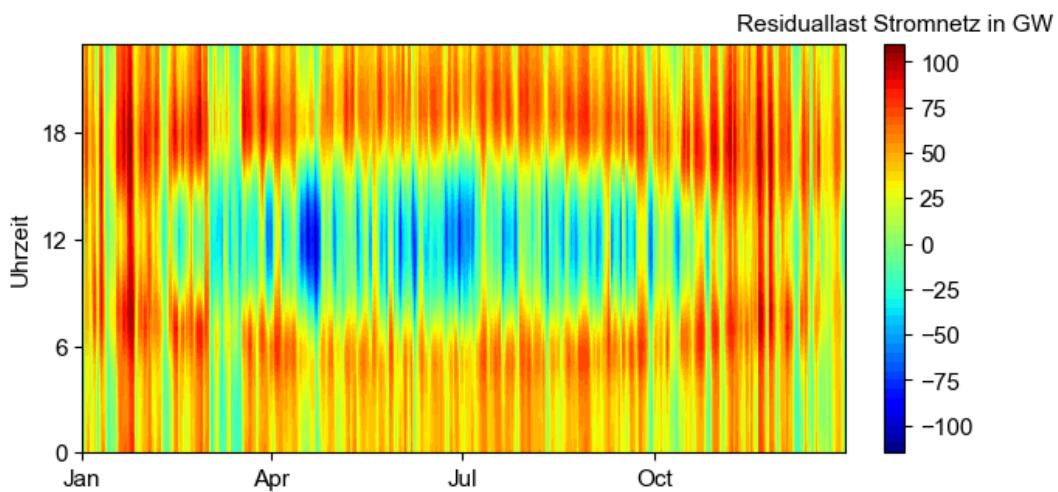


Abbildung 67: Jahresverlauf der Residuallast im Stromnetz im Jahr 2030 bei Skalierung mittels geplanter Ausbauziele

Durch die zunehmende Elektrifizierung des Wärmesektors durch den Ausbau von Wärmepumpen ist nicht davon auszugehen, dass von einer einfachen Skalierung der stündlichen Last im Stromnetz ausgegangen werden kann. Um diesen Einfluss ebenso zu berücksichtigen, wurden drei Szenarien für den Jahresverlauf des Strombedarfs berechnet. Hierfür wurde der zusätzliche Strombedarf in einen über das Jahr konstanten Anteil (z.B. E-Mobilität) und einen außentemperaturabhängigen Anteil aufgeteilt. Letzterer wird mittels dem zu erwarteten Strombedarf durch eine Luftwärmepumpe und der Tagesmitteltemperatur über das Jahr. Abbildung 68 zeigt die Ergebnisse für das Bestimmtheitsmaß für eine lineare Korrelation für das Jahr 2019 und die drei Szenarien für das Jahr 2030. Während bei einer über das Jahr konstanten Zunahme des Strombedarfs nicht davon ausgegangen werden kann, dass Residuallast und BHKW-Stromerzeugung eine höhere lineare Korrelation aufweisen, zeigt sich eine deutliche Steigerung des Bestimmtheitsmaßes je saisonaler das Strombedarfsprofil für das Jahr 2030 ausfällt. Im Mittel bleibt es bei der Erkenntnis, dass bei größeren BHKWs von einer höheren Korrelation ausgegangen werden kann, da die Erzeugung in diesen Fällen stärker saisonal geprägt ist. Insgesamt fällt das Bestimmtheitsmaß mit Werten von im Regelfall weniger als 0,3 immer noch sehr klein aus, sodass nicht im Allgemeinen davon ausgegangen werden kann, dass eine zufällige lineare Korrelation zwischen dem Strombedarfsprofil und der BHKW-Stromerzeugung vorliegt.

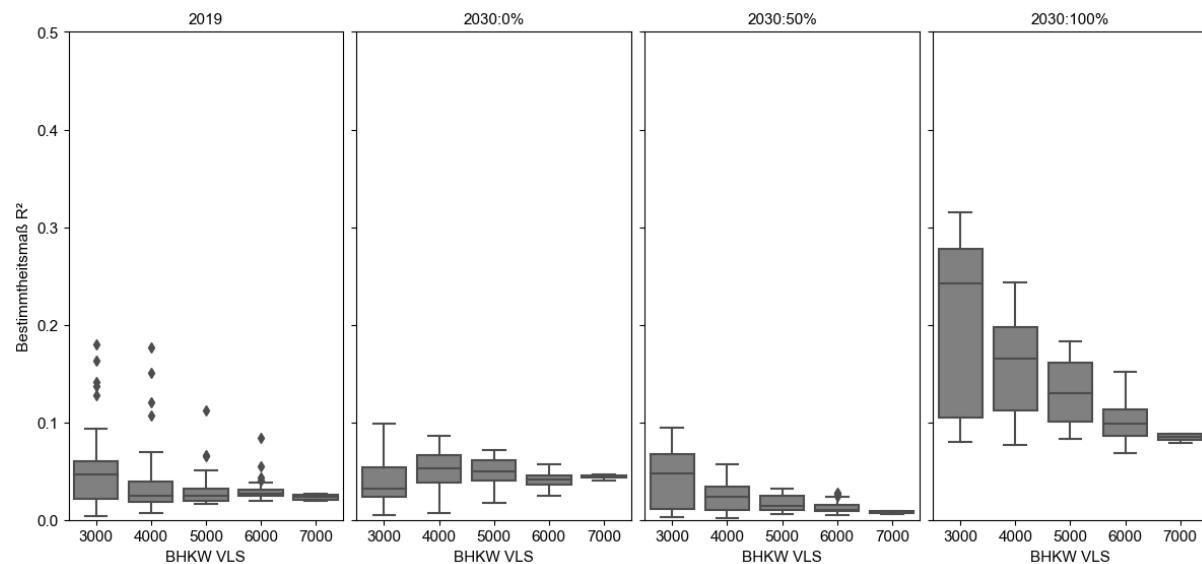


Abbildung 68: Bestimmtheitsmaß der linearen Korrelation zwischen erzeugtem BHKW-Strom und Residuallast im Stromnetz auf Jahresbasis



8. Zusammenfassung und Fazit

Im Rahmen des Verbundprojekts AnanaS wurde die Kombination von Solaranlage und BHKW zur Bereitstellung von Niedertemperaturprozesswärme intensiv untersucht. Das Projekt basierte auf zwei groß angelegten Datenerhebungen. So wurden durch Abfragen bei Datenherstellern BHKW Wirkungsgraden für verschiedene Leitungsklassen und Modulationsgrade abgefragt und entsprechende Regressionsfunktionen erstellt. Bisher standen über vergleichbare Auswertungen stets nur der elektrische Wirkungsgrad unter Vollast zur Verfügung. Darüber hinaus konnte durch die Auswertung der Daten in Verbindung mit Literaturrecherche aufgezeigt werden, dass BHKWs in den ersten Minuten nach dem Start eine deutlich verringerte Effizienz aufweisen. Zwar kann der erhöhte zusätzliche Wartungsaufwand durch einen taktenden Betrieb nicht quantifiziert und bewertet werden, aber bereits die verringerte Effizienz bei den Startvorgängen erfordert eine Betriebsweise mit einer möglichst geringen Anzahl von Starts.

Durch die Zusammenarbeit mit Netzbetreibern konnten mehr als 800 Gaslastgänge von Industrie, Gewerbe und Großverbrauchern aufgebaut werden. Die Auswertung der Lastgänge hat gezeigt, dass der Raumwärmebedarf in einer Großzahl der Industriebetriebe eine signifikante und bisher möglicherweise unterschätzte Rolle spielt. So überwiegt bei mehr als 2/3 der Unternehmen der außentemperaturabhängige Wärmebedarf, was einen großen Einfluss auf die Auslegung des WärmeverSORGungssystem hat. Zwar können die Rohdaten aufgrund entsprechender Geheimhaltungsvereinbarungen nicht veröffentlicht werden, jedoch wurden die Ergebnisse der Lastprofilanalyse in das Auslegungstool für Solar-BHKW-Systeme integriert, sodass mit diesem mittels weniger Eingaben entsprechende Wärmelastprofile für auf Tagesbasis für die definierten Cluster erstellt werden können.

Dass die Saisonalität des Wärmebedarfs einen bedeutenden Einfluss auf das Potenzial von solarer Prozesswärme hat, zeigen die Auswertungen in Kapitel 5. Zwar ist eine verringerte solare Deckungsrate bei der Auslegung auf die Sommerlast und unterschiedlichen Anteilen des Heizwärmebedarfs trivial, jedoch wurde die Relevanz des Heizwärmebedarfs in Industrie und Gewerbe in der Vergangenheit wenig berücksichtigt, wie auch die Auswertung der bisherigen Potenzialstudien gezeigt hat. Weniger als die Hälfte der Unternehmen sind in ihrem Potenzial für solare Prozesswärme durch die verfügbare Dachfläche beschränkt. Jedoch insbesondere bei den Unternehmen, die eine hohe Sommerlast bzw. einen hohen "echten" Prozesswärmebedarf aufweisen, sind die Dachflächen nicht ausreichend für eine Auslegung nach der VDI 3988.

Mittels der Simulationsstudie konnten einige Synergien und Empfehlungen für Solar-BHKW-Systeme abgeleitet werden. So hat der Vergleich zwischen einem System mit je einem Speicher für BHKW und Solaranlage und einem System mit kombiniertem Speicher für beide Technologien gezeigt, dass der spezifische Solarertrag im letzteren System zwar etwas geringer ausfällt, dies jedoch bei geeignetem Speichermanagement im Regelfall minimiert werden kann. So sollte in einem System mit gemeinsamem Speicher höchstens die Hälfte des Speichers für das BHKW freigegeben werden, der untere Speicherteil jedoch allein der Solaranlage zur Verfügung stehen. Dies stellt jedoch keine Einschränkung für das BHKW dar. Da der Solarspeicher im Regelfall deutlich größer dimensioniert wird als ein Speicher allein für das BHKW steht dem BHKW dadurch in den meisten Auslegungsfällen ein größeres Volumen zur Verfügung, wodurch die Anzahl der BHKW-Starts deutlich reduziert werden kann. Um niedrigen solaren Deckungs-raten bei Lastprofilen, die durch Heizwärmebedarf dominiert werden, entgegenzuwirken, sollte im Rah-men der Auslegung geprüft werden, ob die Solaranlage größer ausgelegt werden kann. Zwar reduziert



sich folglich der spezifische Ertrag durch steigende solare Überschüsse und Stagnationszeiten, jedoch konnte gezeigt werden, dass die Skaleneffekte bei einer deutlich Überdimensionierung dem entgegenwirken können, sodass die solaren Wärmegestehungskosten nicht oder nur leicht ansteigen. Diese Erkenntnis ist natürlich stark abhängig von der hinterlegten Kostenkurve, bei den verwendeten Daten ist jedoch eine Verdoppelung der Kollektorfläche im Vergleich zur VDI 3988 vertretbar.

Im Gegensatz zu einer Solaranlage sind die Wärmegestehungskosten eines BHKWS über den Betriebszeitraum nur sehr schwer zu prognostizieren, weil diese wesentlich durch das Verhältnis von Strom- und Gaspreis bestimmt werden. Aus diesem Grund ist die Amortisationszeit als Risikokennzahl daneben eine durchaus relevante Größe. Die wirtschaftliche Bewertung der Simulationsfälle unter den aktuellen Energiepreisen zeigt, dass BHKW-Dauerläufer aufgrund der hohen Auslastung deutlich niedrigere Wärmegestehungskosten aufweisen als groß ausgelegte BHKWs. Dagegen zeigt sich aufgrund der Skaleneffekte für die Amortisationszeit kein so klares Bild. Im Gegensatz zum Fernwärmebereich gibt es jedoch derzeit keinen wirtschaftlichen Anreiz das BHKW nicht als Dauerläufer zu betreiben. Durch dynamische Strompreise, bei denen in Zeiten hoher PV-Stromproduktion und entsprechend niedrigeren Börsenstrompreisen auch der Eigenverbrauch wirtschaftlich weniger interessant ist, könnte hier gegengesteuert werden. Letztendlich zeigt sich jedoch mit Blick auf die vorgestellten Berechnungen zur CO₂-Bilanz von BHKWs, dass sich bei entsprechendem Ausbau der EE-Stromerzeugung der Vorteil der gekoppelten Stromerzeugung stetig verringert. In der Konsequenz müssen BHKWs zukünftig mit erhöhten Anteilen von Biogas oder Wasserstoff betrieben werden, deren Einsatz in der Niedertemperaturwärmeerzeugung aufgrund der Kosten und dem Bedarf der Brennstoffe für andere Zwecke bezweifelt werden muss, oder allein zur Deckung der Residuallast im Stromnetz zum Einsatz kommen. Bisher gibt es jedoch hierfür keinerlei Anreize und die Auswertung zur Gleichzeitigkeit der simulierten BHKW-Stromerzeugung und der Residuallast im Netz haben gezeigt, dass im Allgemeinen nicht von einer zufälligen Gleichzeitig auszugehen ist. Zudem ist anzuzweifeln, ob diese Aufgabe durch Unternehmen übernommen werden sollte oder dies eher in den Aufgabenbereich von Wärmenetzbetreibern fällt, die schon heute den Strommarkt mehr im Blick haben.

q



9. Literaturverzeichnis

ASUE (2014): BHKW-Kenndaten 2014/2015. Module, Anbieter Kosten. Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. Berlin.

BAFA (2023): Zulassung von KWK-Anlagen nach dem Kraft-Wärme-Kooplungsgesetz. Stand: 31.12.2023. Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle. Online verfügbar unter https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/kwk_statistik_zulassungen_kwk_anlagen.pdf?__blob=publicationFile&v=3.

BDEW (2020): Processing of Standard Load Profiles Gas. Berlin, 2020. Online verfügbar unter https://www.bdew.de/media/documents/20200331_KoV_XI_LF_SLP_Gas_clean_final.pdf, zuletzt geprüft am 13.11.2020 (in German).

Beier, T.; Wurl, P. (2022): Regelungstechnik. Basiswissen, Grundlagen, Beispiele. 3., aktualisierte Auflage. München: Carl Hanser.

BHKW-Infozentrum (2024): Üblicher Preis – Höhe der Stromvergütung für eingespeisten KWK-Strom. Hg. v. BHKW-Infozentrum GbR. Online verfügbar unter https://www.bhkw-infozentrum.de/images/eex_base-loadpreis_diagramm.png, zuletzt geprüft am 05.04.2024.

BMUB (2016): Klimaschutzplan 2050 – Klimapolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. Hg. v. BMUB. Berlin. Online verfügbar unter https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Industrie/klimaschutzplan-2050.pdf?__blob=publicationFile&v=1.

BMWi (2018): Energiedaten: Gesamtausgabe. Hg. v. BMWi. Berlin. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html>.

BMWK (2023): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. Berlin. Online verfügbar unter https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-1990-2022-excel.xlsx?__blob=publicationFile&v=5, zuletzt geprüft am 06.10.2023.

Carter, Kevin M.; Strelein, William W. (2012): 2012 IEEE Statistical Signal Processing Workshop (SSP). IEEE. Ann Arbor, MI, USA.

Destatis (2024a): Erdgaspreise für Nicht-Haushalte: Deutschland, Halbjahre, Jahresverbrauchsklassen, Preisarten. Statistisches Bundesamt (Destatis). Online verfügbar unter <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online?sequenz=tabelleErgebnis&selectionname=61243-0014&language=de#ab-readcrumb>, zuletzt geprüft am 05.04.2024.

Destatis (2024b): Strompreise für Nicht-Haushalte: Deutschland, Halbjahre, Jahresverbrauchsklassen, Preisarten. Statistisches Bundesamt (Destatis). Online verfügbar unter <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online?sequenz=tabelleErgebnis&selectionname=61243-0005&language=de#ab-readcrumb>, zuletzt geprüft am 05.04.2024.

Destatis (2024c): Verbraucherpreisindex: Deutschland, Jahre. Statistisches Bundesamt (Destatis). Online verfügbar unter <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online?sequenz=tabelleErgebnis&selectionname=61243-0005&language=de#ab-readcrumb>



genesis.destatis.de/genesis/online?operation=abruftabelleBearbeiten&levelindex=1&levelid=1712133940441&auswahloperation=abruftabelleAuspraegungAuswaehlen&auswahlverzeichnis=ordnungsstruktur&auswahlziel=werteabruf&code=61111-0001&auswahltext=&werteabruf=Werte-abruf#abreadcrumb, zuletzt geprüft am 03.04.2024.

Deutscher Bundestag (2015): Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz - KWKG 2023). KWKG, vom 22.12.2015. Online verfügbar unter https://www.gesetze-im-internet.de/kwkg_2016/KWKG_2023.pdf, zuletzt geprüft am 05.04.2024.

do Carmo, Carolina Madeira R.; Christensen, Toke Haunstrup (2016): Cluster analysis of residential heat load profiles and the role of technical and household characteristics. In: *Energy and Buildings* 125, S. 171–180. DOI: 10.1016/j.enbuild.2016.04.079.

Elsworth, Steven; Gütter, Stefan (2020): Time Series Forecasting Using LSTM Networks: A Symbolic Approach. Online verfügbar unter <http://arxiv.org/pdf/2003.05672v1.pdf>.

FfE (2022): Daily updated Specific Greenhouse Gas Emissions of the German Electricity Mix. FfE München. München. Online verfügbar unter <https://opendata.ffe.de/dataset/specific-greenhouse-gas-emissions-of-the-electricity-mix/>, zuletzt geprüft am 05.10.2023.

Giannou, Panagiota; Liu, Xiufeng; Heller, Alfred; Nielsen, Per Sieverts; Rode, Carsten (2018): Clustering-based analysis for residential district heating data. In: *Energy Conversion and Management* 165, S. 840–850. DOI: 10.1016/j.enconman.2018.03.015.

Haga, Niklas; Kortela, Veikko; Ahnger, Anders (2012): Smart Power Generation - District heating solution. Wärtsilä. Vaasa, Finland. Online verfügbar unter <https://cdn.wartsila.com/docs/default-source/smart-powergeneration/content-center/spg-district-heating-solutions-2012.pdf>, zuletzt geprüft am 11.01.2023.

Heidari, Amirreza; Khovalyg, Dolaana (2020): Short-term energy use prediction of solar-assisted water heating system: Application case of combined attention-based LSTM and time-series decomposition. In: *Solar Energy* 207, S. 626–639. DOI: 10.1016/j.solener.2020.07.008.

Hellwig, M. (2003): Development and application of parameterised standard load profiles. Dissertation. TU Munich, Munich (in German).

Hidalgo Rodriguez, Diego I.; Spitalny, Lukas; Myrzik, Johanna; Braun, Martin (2012): Development of a control strategy for mini CHP plants for an active voltage management in low voltage networks. In: 2012 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe). 2012 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe). Berlin, Germany, 14.10.2012 - 17.10.2012: IEEE, S. 1–8.

Hochreiter, S.; Schmidhuber, J. (1997): Long short-term memory. In: *Neural computation* 9 (8), S. 1735–1780. DOI: 10.1162/neco.1997.9.8.1735.

Ichá, P.; Lauf, T. (2023): Entwicklung der spezifischen Treibhausgas-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 - 2022. Hg. v. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2023_05_23_climate_change_20-2023_strommix_bf.pdf, zuletzt geprüft am 06.10.2023.



Jesper, Mateo; Pag, Felix; Vajen, Klaus; Jordan, Ulrike (2021a): Annual Industrial and Commercial Heat Load Profiles. Modeling Based on k-Means Clustering and Regression Analysis. In: *Energy Conversion and Management*: X 10 (3), S. 100085. DOI: 10.1016/j.ecmx.2021.100085.

Jesper, Mateo; Pag, Felix; Vajen, Klaus; Jordan, Ulrike (2021b): Annual Industrial and Commercial Heat Load Profiles: Modeling Based on k-Means Clustering and Regression Analysis. In: *Energy Conversion and Management*: X 10, S. 100085. DOI: 10.1016/j.ecmx.2021.100085.

Jesper, Mateo; Pag, Felix; Vajen, Klaus; Jordan, Ulrike (2022): Heat Load Profiles in Industry and the Tertiary Sector: Correlation with Electricity Consumption and Ex Post Modeling. In: *Sustainability* 14 (7), S. 4033. DOI: 10.3390/su14074033.

Jin, Haifeng; Song, Qingquan; Hu, Xia (2019): Auto-Keras: An Efficient Neural Architecture Search System. In: Proceedings of the 25th ACM SIGKDD International Conference on Knowledge Discovery & Data Mining. ACM, S. 1946–1956.

Lauterbach, Christoph (2014): Potential, System Analysis and Preliminary Design of Low-Temperature Solar Process Heat Systems. Zugl.: Kassel, Univ., Diss., 2014. Kassel University Press, Kassel.

Le Ray, G.; Pinson, P. (2019): Online adaptive clustering algorithm for load profiling. In: *Sustainable Energy, Grids and Networks* 17, S. 100181. DOI: 10.1016/j.segan.2018.100181.

Liu, Junyu; Wang, Xiao; Zhao, Yan; Dong, Bin; Lu, Kuan; Wang, Ranran (2020): Heating Load Forecasting for Combined Heat and Power Plants Via Strand-Based LSTM. In: *IEEE Access* 8, S. 33360–33369. DOI: 10.1109/ACCESS.2020.2972303.

OpenStreetMap contributors (2017): Planet dump retrieved from <https://planet.osm.org>. Online verfügbar unter <https://www.openstreetmap.org>.

Pag, Felix; Jesper, Mateo; Kusyy, Oleg; Vajen, Klaus; Jordan, Ulrike (2022): Solar fractions of SHIP plants considering the availability of roof area based on OpenStreetMap data. In: *Solar Energy Advances*, S. 100017. DOI: 10.1016/j.seja.2022.100017.

Pahle, M.; Günther, C.; Osorio, S.; Quemin, S. (2023): The Emerging Endgame: The EU ETS on the Road Towards Climate Neutrality. In: *SSRN Journal*. DOI: 10.2139/ssrn.4373443.

Schaumann, Gunter; Schmitz, Karl W. (2010): Kraft-Wärme-Kopplung. 4., vollständig bearbeitete und erweiterte Aufl. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag Berlin Heidelberg (VDI-Buch).

VDI Richtlinie 3988, April 2020: Solarthermische Prozesswärme.

Suttor, Wolfgang (2014): Blockheizkraftwerke. Ein Leitfaden für den Anwender. 8., überarb. Aufl. Stuttgart: Fraunhofer IRB-Verl. (BINE-Fachbuch).

UBA (2023): Gesellschaftliche Kosten von Umweltbelastungen. Hg. v. Umweltbundesamt. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/daten/umwelt-wirtschaft/gesellschaftliche-kosten-von-umweltbelastungen#gesamtwirtschaftliche-bedeutung-der-umweltkosten>, zuletzt aktualisiert am 10.05.2023, zuletzt geprüft am 05.04.2024.

VDI (2019): Load profiles for residential buildings and commerce. For electricity, heating, cooling and domestic hot water. Unter Mitarbeit von Eleni Konstantinidou. Düsseldorf, 2019. Online verfügbar unter



<https://www.vdi.de/ueber-uns/presse/publikationen/details/vdi-agenda-lastprofile>, zuletzt geprüft am 06.06.2023 (in German).

Wang, Zhe; Hong, Tianzhen; Piette, Mary Ann (2020): Building thermal load prediction through shallow machine learning and deep learning. In: *Applied Energy* 263, S. 114683. DOI: 10.1016/j.apenergy.2020.114683.



Anhang A

Annahmen für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen

Tabelle 6: Annahmen für die Wirtschaftlichkeitsberechnung

Betrachtungszeitraum	20 Jahre
Inflation	2 %/a
Jahresarbeitszahl Solaranlage	100
Wartungskosten Solaranlage	0,7 %/a ^a
Förderung Solaranlage	45 %
WACC	6 %/a
Gas- /Strompreissteigerung	0 %/a
Lebensdauer BHKW	45.000 Vollaststunden
CO2-Preis	1. Jahr: 45 €/t, danach linearer Anstieg auf 237 €/t bis 2045 entsprechend der Zielwertempfehlung des UBA (2023) ^b
Förderung des BHKWs	Entsprechend KWKG 2023 (Deutscher Bundestag 2015)
KWK-Index	82,27 €/MWh (Wert für IV/2023) (BHKW-Infozentrum 2024)
Nutzungsgrad Gaskessel	80 %

^a Bezug auf die Investitionskosten

^b Entspricht einer jährlichen Steigerung von 8,2 %/a

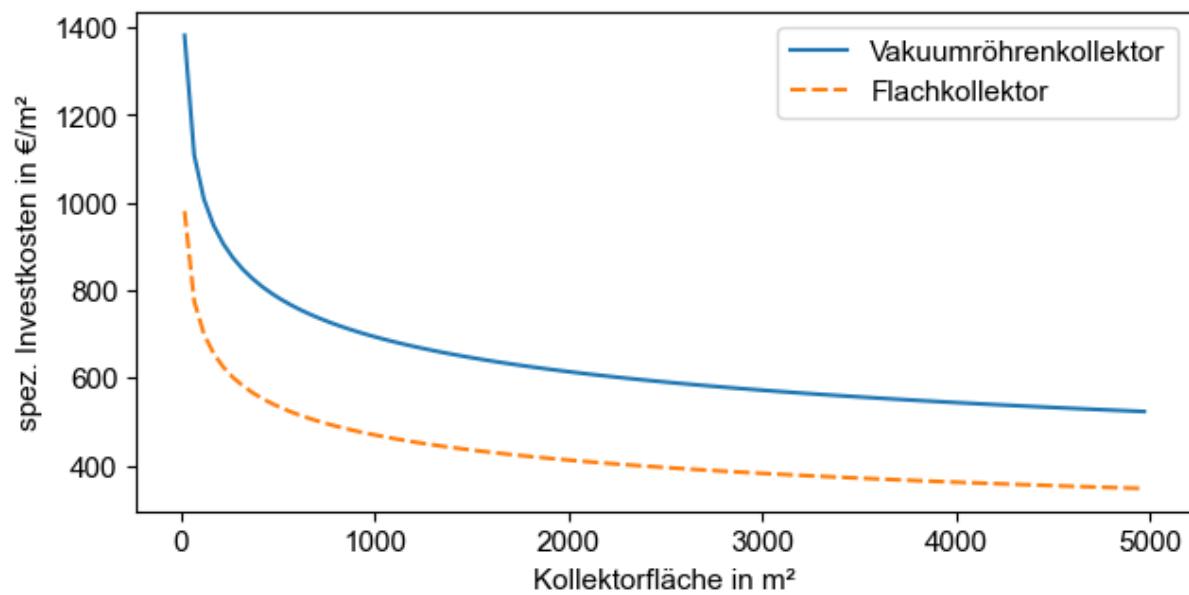


Abbildung 69: Verwendete Kostenkurve für die Solaranlage aus der VDI 3988 nach entsprechender Korrektur mittels Verbraucherpreisindex