



AxIOME BAR
Anwendungsorientierte InfOrMationen für Moderne
hEizsysteme im neuBau für pLANung und betRieb

Klimadatenanalyse



Gefördert mit Mitteln der Solarstiftung Ulm/Neu-Ulm



Unterstützt mit Daten des ProjektHaus Ulm

Autoren: Dr.-Ing. Holger Ruf
Ingenieurbüro Holger Ruf, Dornstadter Straße 15, 89081 Ulm
ruf@holger-ruf.de

Patrick Kober
Robert-Bosch-Schule Ulm, Egginger Weg 30, 89077 Ulm
patrick.kober@rbs-ulm.de

Version: 1.0

Datum: 19.12.2017

I Inhaltsverzeichnis

I	Inhaltsverzeichnis	I
II	Abkürzungsverzeichnis	III
1	Einleitung	1
2	Datengrundlage	4
2.1	Klimadaten	4
2.1.1	Temperatur Ulm	4
2.1.2	Globalstrahlung Ulm	4
2.1.3	Treibhauseffekt und Klimawandel	5
2.1.4	Klimaprojektionen	5
2.1.5	Klimaszenarien	6
2.2	Projekthaus Ulm	7
2.2.1	Energiebedarf	8
2.2.2	Wärmepumpe	8
2.2.3	Photovoltaik-Anlage	10
3	Methoden	11
3.1	Meteorologische Parameter	11
3.1.1	Interpolation der Zeitreihen	11
3.1.2	Bestimmung des Urbanen Wärmeinsel-Effekts	11
3.1.3	Bestimmung von lebensbedrohliche Temperaturen	12
3.1.4	Globalstrahlung	12
3.2	Gebäudetechnik	13
3.2.1	Wärmepumpen Modell	13
3.2.2	Photovoltaik-Anlagen Modell	15
3.2.3	Berechnung des Reduktionsfaktors für die Spitzenkappung	15
4	Ergebnisse der Zeitreihenanalyse	18
4.1	Lufttemperatur	18
4.2	Globalstrahlung	21
4.3	Wärmebedarf	24
4.4	Photovoltaik-Ertrag	26
4.5	Wärmepumpen Strombedarf	26
5	Branchenspezifische Fragestellungen	32
5.1	Branche für Heizungs- und Klimatechnik	32
5.1.1	Veränderung des Bedarfs an Heizung und Kühlung	32
5.1.2	Auswirkung auf die Heizungsanlagendimensionierung	35
5.1.3	Auswirkung auf die Auslegung von Lüftungstechnischen Anlagen	36
5.2	Energieversorgungsunternehmen und Verteilnetzbetreiber	38
5.2.1	Auswirkungen auf die Spitzenkappung	38
5.2.2	Auswirkungen auf den Strompreis	40

6	Zusammenfassung	42
7	Quellenverzeichnis	46
	Anhang	I
A	Glossar	I
	A.1 Begriffe zu Niederschlag	I
	A.2 Begriffe zur Temperatur	I

II Abkürzungsverzeichnis

AxIOME BAR	Anwendungsorientierte InfOrmationen für Moderne hEizsysteme im neuBau für pLAnung und betRieb
AZ	Arbeitszahl
CAMS	Copernicus Atmosphere Monitoring Service
CDC	Climate Data Center
CO₂	Kohlendioxid
COP	Coefficient of Performance, Leistungszahl
COSMO-CLM	Consortium for Small-Scale Modelling - Climate Limited-area Modelling
DKRZ	Deutschen Klimarechenzentrums
DWD	Deutscher Wetterdienst
HSU	Hochschule Ulm
JAZ	Jahresarbeitszahl
PV	Photovoltaik
RBS	Robert-Bosch-Schule Ulm
RCP	Representative Concentration Pathways
SRES	Special Report on Emissions Scenarios
SWU	Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm Netze GmbH
TUM	Technische Universität München
WDCC	World Data Center for Climate
WMO	World Meteorological Organization
UHI	Urban Heat Island, urbane Wärmeinsel

1 Einleitung

Das Wetter, und damit auch der Klimawandel, haben einen großen Einfluss auf eine Vielzahl an Wirtschaftsbereichen der Menschen weltweit. Seit 1980 sind z.B. allein durch Wetterkatastrophen weltweit Schäden im Wert von 3277 Milliarden \$ (im Mittel 88 Mrd. \$/a) entstanden [1]. Für den Zeitraum von 1970 bis 2014 entfiel auf Deutschland ein volkswirtschaftlicher Schaden von 91 Milliarden € (etwa 2 Milliarden €/a). Davon waren 60 % durch Stürme und Unwetter, 33 % durch Überschwemmungen und Massenbewegungen und 6 % durch Temperatur-Extreme, Dürren, Waldbrände verursacht [2].

Es gilt als wissenschaftlich gesichert und gut belegt, dass der Mensch Hauptverursacher der bereits laufenden globalen Erwärmung ist. Verschiedene Studien zeigen, dass die wissenschaftliche Gemeinde zu mehr als 90 % diesem Konsens zustimmt [z.B. 3, 4, 5].

Die Auswirkungen des Klimawandel sind global wie auch regional zu bemerken. Anlässlich des G20-Gipfels im Juli 2017 in Hamburg wurden die wichtigsten Forschungsergebnisse von Klimaexperten zusammengefasst [6] und im Folgenden kurz erläutert.

Die Luft an der Erdoberfläche hat sich bereits deutlich erwärmt und es zeigt sich seit mehreren Jahrzehnten ein Aufwärtstrend. Dies zeigt sich u.a. in der höchst ungewöhnlichen Häufung von Temperaturrekorden in den vergangenen Jahren. Der Kohlendioxid (CO₂)-Gehalt der Atmosphäre nimmt weiterhin zu. Die Ozeane haben sich deutlich erwärmt und die Meere speichern den größten Teil der globalen Erwärmung. Durch die Lösung von CO₂ im Wasser versauern die Ozeane zusätzlich. Das Meereis rund um den Nordpol wird stetig weniger und Grönland verliert massiv an Eis. Auch verschwinden Gletscher und Schnee und der Meeresspiegel steigt.

Jedoch ist der Klimawandel bereits auch in Deutschland unübersehbar. So haben Hitzeereignisse und das Risiko von Hochwasser markant zugenommen. In den vergangenen Jahren haben schwere Gewitter größere Schäden angerichtet. Ebenfalls steigt auch der Meeresspiegel an den deutschen Küsten. Pflanzen und Tiere reagieren auf die allgemeine Erwärmung und breiten sich in anderen Bereichen aus oder verändern ihr Verhalten. Auch spüren die Land- und Forstwirtschaft bereits deutlich Folgen des Klimawandels durch veränderte Blütezeiten, schwere Frostschäden, Trockenstress durch weniger Sommerniederschläge oder die beschleunigte Entwicklung von Schadinsekten [6].

Die zusammengefassten Aussagen werden von verschiedenen Institutionen¹ mitgetragen.

Trotz dieser Erkenntnisse und dem Übereinkommen von Paris, bei dem 195 Nationen

¹Deutsche IPCC-Koordinierungsstelle (de-IPCC), Deutsche Meteorologische Gesellschaft (DMG), Deutscher Wetterdienst (DWD), Deutsches Klima-Konsortium (DKK), Freie und Hansestadt Hamburg (Behörde für Umwelt und Energie), International Association of Broadcast Meteorology (IABM), Institut für Wetter- und Klimakommunikation (IWK), klimafakten.de und Münchener Rückversicherungs-Gesellschaft AG (Münchener Rück)

die Begrenzung der menschengemachten globalen Erwärmung auf deutlich unter 2 °C gegenüber vorindustriellen Werten verabschiedeten, sind die Maßnahmen nicht ausreichend. Laut einer UN-Studie [7] wird bei den derzeitigen Aktivitäten das 2 °C-Ziel deutlich verfehlt. Bei Einhaltung der bisher vorgelegten Klimaschutzzusagen wird sich die Erdtemperatur um mindestens 3 °C erhöhen.

Dies hat natürlich auch Auswirkungen auf den Alltag in der Region Ulm/Neu-Ulm. Die Untersuchung der möglichen, lokalen Änderungen als Folge des Klimawandels auf die Energiesysteme in Gebäuden (Neubau und Bestand), insbesondere des Wärmebedarfs und der lokalen Stromerzeugung, sind Teil des Förderprojekts Anwendungsorientierte InfOrmationen für Moderne hEizsysteme im neuBau für plAnung und betRieb (AxIOME BAR). Diese Analyse kann nur auf lokaler Ebene realisiert werden, da sich der Klimawandel unterschiedlich auf die verschiedenen Regionen in Deutschland auswirkt.

Ziel des Projekts AxIOME BAR ist es, objektive und unabhängige Informationen über den Betrieb von Heizungssystemen in modernen Wohngebäuden (z.B. Kombination von Photovoltaik (PV)-Anlagen, Wärmepumpen und Smart-Home-Technologien) für verschiedene Zielgruppen² und deren Fragestellungen aufzubereiten und zur freien Verfügung zu stellen.

Der vorliegende Bericht fasst die Ergebnisse der Klimaanalyse auf die Kombination von lokaler Stromerzeugung aus PV-Systemen und dessen Nutzung zur Wärmeerzeugung mittels Wärmepumpen zusammen. Dabei werden die meteorologischen Daten der Klimaszenarien in Simulationen genutzt, die auf Messdaten eines Gebäudes in Ulm basieren.

Kapitel 2 beschreibt die Grundlage der genutzten Daten und deren Herkunft. Dabei wird zwischen meteorologischen Messdaten für einen definierten Referenzzeitraum, den Klimaprojektionen und den energietechnischen Daten des Wohnhauses unterschieden.

Die Methoden zur Aufbereitung und Weiterverarbeitung der Daten sind in Kapitel 3 näher beschrieben. Hier wird ebenfalls zwischen Methoden für die meteorologischen Parameter und der Gebäudetechnik unterschieden. Die Modelle der Gebäudetechnik basieren auf Messwerten am Projekthaus Ulm bzw. in der Region Ulm/Neu-Ulm.

Kapitel 4 stellt die reinen Ergebnisse der Analyse, sortiert nach den einzelnen Parametern, dar. Hierbei wird nur eine Klimaprojektion im Detail diskutiert. Die Ergebnisse zeigen die mögliche Entwicklung der Lufttemperatur und solaren Globalstrahlung in Ulm und deren Auswirkungen auf den Wärmebedarf, die lokale Stromerzeugung sowie den Strombedarf von Luftwärmepumpen.

Eine zusätzliche Interpretation der Ergebnisse für die Beantwortung von Fragen unterschiedlicher Branchen sind in Kapitel 5 ausgeführt. Hierbei werden Fragen einerseits aus

²Bauherren, breite Öffentlichkeit, Energieberater, Handwerker, Schüler und Studenten

der Branche der Heizungs- und Klimatechnik und andererseits aus der Energiewirtschaft beantwortet.

Die Ergebnisse und Schlussfolgerungen aus den Simulationen werden in Kapitel 6 nochmals zusammengefasst.

Zunächst werden einige Begrifflichkeiten, die in diesem Bericht benutzt werden, festgelegt und definiert.

Den Ausführungen in [2] folgend, wird in diesem Bericht von *Klimaprojektionen* und nicht von Klimaprognosen oder Klimavorhersagen gesprochen. Bei Prognosen und Vorhersagen erwartet man eine exakte Übereinstimmung der zeitlichen Entwicklung zwischen Simulationen und Beobachtungen. Aufgrund der hohen Unsicherheiten in den Aussagen über die zukünftige Entwicklung des Klimas kann dies eine Klimasimulation nicht leisten. Beispielsweise kann die Simulation für Samstag, den 24. Februar 2079, zwar Sonnenschein vorhersagen, jedoch wäre eine Übereinstimmung der Simulation und Messung über einen Zeitraum von mehr als 60 Jahren nur Zufall.

Klimasimulationen bieten jedoch Übereinstimmung der statistischen Klimaeigenschaften zwischen Modell und Beobachtung. Daher werden meist auch nur Tages-, Monats- oder Jahresmittelwerte verwendet. Wenn im Folgenden nun von Extremwerten bei Temperaturen o.ä. gesprochen wird, sind dies nur mit Unsicherheiten behaftete Möglichkeiten, die eintreten **können**, jedoch keine definitiven Notwendigkeiten, die eintreten **müssen**.

Üblicherweise werden *Temperaturdifferenzen* in der Einheit Kelvin angegeben. In DIN 1345 [8] wird hierzu jedoch ergänzt: "Nach dem Beschluss der 13. Generalkonferenz für Maß und Gewicht (1967–1968) darf die Differenz zweier Celsius-Temperaturen auch in der Einheit Grad Celsius ($^{\circ}\text{C}$) angegeben werden.". Um die Lesbarkeit dieses Berichtes zu verbessern werden die Temperaturdifferenzen daher entsprechend der DIN 1345 [8] in Grad Celsius ($^{\circ}\text{C}$) angegeben.

2 Datengrundlage

2.1 Klimadaten

In dieser Sektion werden die meteorologischen Daten aus den Messkampagnen und Klimaprojektionen kurz beschrieben. Weitere Informationen, insbesondere zu den Hintergründen und Entwicklungen im Bereich der Klimamodellierung, sind in [2] zu finden.

2.1.1 Temperatur Ulm

Der Deutsche Wetterdienst (DWD) betreibt seit Jahrzehnten eine hauptamtliche Wetterstation seines Messnetzes in Ulm. Diese Station ist nach den internationalen Richtlinien der World Meteorological Organization (WMO) errichtet und misst verschiedene meteorologische Daten (z.B. Lufttemperatur und -feuchtigkeit, Windgeschwindigkeit) entsprechend den hohen Qualitätsstandards [9]. Seit dem Juli 2014 stehen eine Vielzahl der gemessenen historischen und aktuellen Daten im Climate Data Center (CDC) kostenfrei zur Verfügung [10].

Die historische Temperaturentwicklung für die Region Ulm / Neu-Ulm sind anhand der Messungen an der Wetterstation Ulm ermittelt. Für den Vergleich der klimatologischen Veränderung werden die Jahre 1961 bis 1990 als Referenzzeitraum definiert. Darüber hinaus werden in den folgenden Kapiteln die Trends aus dem Zeitraum 1961 bis 2015 als Vergleiche für die Klimaentwicklung herangezogen.

2.1.2 Globalstrahlung Ulm

Die jährlichen Einstrahlungssummen können um 10-15% vom langjährigen Mittelwert der Globalstrahlung abweichen. Gründe hierfür liegen in Änderungen des Wetters und der atmosphärischen Bedingungen. Daher genügt es nicht, mit einer mittleren Einstrahlungsreihe zu rechnen.

Die notwendigen historischen solare Globalstrahlung wurde auf Basis von satellitengestützten Messdaten für den Standort Ulm ermittelt. Als Messverfahren dient der Radiation Service (Version 2.7) des Copernicus Atmosphere Monitoring Service (CAMS) der Europäischen Kommission [11].

Dieses Verfahren basiert auf der Heliosat-Methode, die z.B. in [12] beschrieben wird: *"Die Heliosat-Methode ist ein Verfahren zur Bestimmung der Globalstrahlung am Boden aus Satellitenbeobachtungen. Die Methode beruht auf einem einfachen Prinzip: Die von der Erde und der Atmosphäre zurückgestreute und am Satelliten gemessene Solarstrahlung verhält sich im sichtbaren Spektralbereich proportional zur atmosphärischen Reflexion, die wiederum überwiegend vom Bewölkungsgrad abhängt. Als wichtigste Größe wird daher aus*

dem Rückstreuwert am Satelliten ein Maß für die [...] vorhandene Bewölkung abgeleitet. Aus dieser wird auf die Transmissionseigenschaft der Atmosphäre und die sich daraus ergebende Globalstrahlung am Boden geschlossen."

Die Datengrundlage umfasst die 15-Minuten Globalstrahlungsmessreihe für die Jahre 2005 bis 2016 am Standort Ulm.

2.1.3 Treibhauseffekt und Klimawandel

Der Begriff "Treibhauseffekt" wird heutzutage automatisch mit dem Klimawandel und der Erderwärmung in Verbindung gebracht. Dieser Effekt ist jedoch nicht erst durch die Emission von Treibhausgasen entstanden, sondern hat erst das Leben auf der Erde ermöglicht. Der Ausstoß von Treibhausgasen in der Vergangenheit hat eher den Treibhauseffekt verstärkt.

Der grundlegende und entscheidende Antrieb des Klimasystems ist die Sonneneinstrahlung. Ein Großteil der solaren Strahlung wird von der Erdoberfläche (Ozeane und Land) und von den Wolken und Spurenstoffen (Gase und Mikropartikeln, sog. Aerosole) in die Atmosphäre aufgenommen und führt zu deren Erwärmung.

Diese aufgenommene Strahlungsenergie der Sonne wird sowohl vom Boden als auch von Substanzen in der Atmosphäre über Wärmestrahlung in den Weltraum geschickt. Diese sind vor allem die Treibhausgase sowie feste und flüssige Partikel wie Wolkentropfen, Eiskristalle oder Aerosole. Langfristig besteht ein Gleichgewicht zwischen einfallender und ausgehender Strahlung.

Diese Wärmeausstrahlung gelangt jedoch zu einem großen Teil nicht direkt in den Weltraum, sondern wird von den Treibhausgasen (z.B. Wasserdampf, CO₂, Methan, usw.) absorbiert und in alle Richtungen freigesetzt. Dies ist der sogenannte Treibhauseffekt, der dafür sorgt, dass in Bodennähe Temperaturen herrschen, die in den meisten Regionen der Erde Leben ermöglichen.

Der Mensch greift in das Klimasystem ein, indem er u.a. zusätzliche Spurenstoffe bzw. Treibhausgase freisetzt. Insbesondere durch Nutzung fossiler Brennstoffe hat sich der atmosphärische Volumenanteil des CO₂ stark erhöht. Diese erhöhte Treibhausgaskonzentration verstärkt den Treibhauseffekt und führt zur Erderwärmung.

2.1.4 Klimaprojektionen

Die meisten Klimaprojektionen basieren auf Szenarien, wie die Entwicklung der Menge an Treibhausgasen in Zukunft aussehen könnte.

Die aktuellsten [13] Szenarien sind die Repräsentativen Konzentrationspfade (Representative

Concentration Pathways (RCP)), die verschiedene Entwicklungspfade der Treibhausgaskonzentrationen und zugehöriger Emissionen wiedergeben. Die Auswirkung der Klimaprojektion, die den RCP folgen, werden im Detail z.B. in [2] diskutiert.

Im vorliegenden Bericht werden die etwas älteren Special Report on Emissions Scenarios (SRES)-Szenarien genutzt. Der Grund für die Nutzung dieser älteren Szenarien ist, neben der freien Datenzugänglichkeit, insbesondere die hohe zeitliche Auflösung. Eine Betrachtung von Mittelwerten auf z.B. Monatsbasis kann zu Fehlinterpretationen führen und vernachlässigt auch die Herausforderungen, die sich aufgrund von Extremwerten ergeben.

Mittelwerte sind stets mit einem Informationsverlust verbunden. So kann die z.B. die Information einer mittleren Geschwindigkeit von 100 km/h auf der Strecke von Stuttgart nach Ulm bedeuten, dass man den Weg in etwa einer Stunde gefahren ist, oder eben auch dass man eine halbe Stunde im Stau stand und die restliche Zeit mit 200 km/h über die Autobahn gefahren ist.

2.1.5 Klimaszenarien

Die SRES-Szenarien sind vielfach als Basis für Klimaprojektionen verwendet worden. Sie stellen verschiedene plausible Entwicklungen der Emissionen von Treibhausgasen und Aerosolen in die Atmosphäre dar und basieren auf Annahmen zur globalen demografischen, sozioökonomischen und technologischen Entwicklung und deren Beziehungen zueinander. Sie sind mit den aktuellen RCPs vergleichbar, decken jedoch nur einen geringeren Anteil der möglichen Entwicklung ab [2].

Die verschiedenen Szenarien berücksichtigen die vielfältigen Ursachen für die Emissionen von Treibhausgasen sowie demografische Entwicklungen und mögliche technologische und ökonomische Veränderungen. Von den ursprünglichen sechs Szenarien werden zwei näher betrachtet.

Das A1B-Szenario geht von starkem Wirtschaftswachstum, rascher Entwicklung neuer Technologien sowie einem ausgewogenen Energiemix aus. Das B1-Szenario geht von einer raschen Konvergenz der Volkswirtschaften aus und unterstellt einen schnellen Übergang zur Dienstleistungs- und Informationsgesellschaft. Der Ressourcenverbrauch wird reduziert. Die Treibhausgasemissionen sind niedriger als im A1B-Szenario.

Das B1-Szenario geht von einem mittleren globalen Temperaturanstieg von 1,8 °C bis zum Ende des Jahrhunderts aus, die projektionsbedingte Unsicherheit reicht von 1,1 °C bis 2,9 °C [14]. Die A1B-Szenarien erwartet einen mittleren globalen Temperaturanstieg von 2,8 °C, die projektionsbedingte Unsicherheit reicht von 1,7 °C bis 4,4 °C [14]. Dies ist einem Verfehlen der globalen Klimaziele und der Festlegungen des Paris-Abkommens

gleichzusetzen.

Als Teil einer internationalen Initiative betreibt das Deutsche Klimarechenzentrum (DKRZ) das World Data Center for Climate (WDCC), über das Klimadaten gesammelt, archiviert und weltweit verfügbar gemacht werden. In dieser Arbeit werden für Vergleiche und zur Beantwortung konkreter Fragestellungen zwei Consortium for Small-Scale Modelling - Climate Limited-area Modelling (COSMO-CLM)-Modellläufe des B1-Szenario (bezeichnet als B1₁ und B1₂) und zwei Modellläufe des A1B-Szenario (bezeichnet als A1B₁ und A1B₂) genutzt [15, 16, 17, 18]. Eine detaillierte Untersuchung und Diskussion wird aufgrund der Übersichtlichkeit nur anhand des A1B₂-Laufs durchgeführt. Dieser Lauf dient quasi als ungünstigster anzunehmender Fall.

2.2 Projekthaus Ulm

Das „Projekthaus Ulm“, ein seit Anfang 2014 bewohnter Einfamilienhausneubau, bietet die Chance, hochaufgelöste Verbrauchsdaten im Strom- und Wärmebereich für die verschiedenen Zwecke zu erheben. Durch Unterstützung der Technische Universität München (TUM) und der Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm Netze GmbH (SWU) wurde dieses Niedrigenergiehaus mit Messtechnik und Datenaufzeichnungsequipment ausgestattet. Der Einbau und die Inbetriebnahme erfolgten im Jahr 2014 ehrenamtlich durch Mitarbeiter der Hochschule Ulm (HSU) und Robert-Bosch-Schule Ulm (RBS).

Die Gebäudetechnik umfasst eine 9 kW PV-Anlage, einen 4 kWh Batteriespeicher, eine Luftwärmepumpe mit Direktkondensation, eine Pellet-Heizung und eine Lüftung mit Wärme- und Feuchterückgewinnung. Aufgrund der Nutzung des Wohnhauses durch eine vierköpfige Familie lassen sich reale Daten hoher Qualität generieren und untersuchen. Für das Projekt AxIOME BAR wird diese Infrastruktur zur Verfügung gestellt (Abbildung 1).

Die PV-Anlage als lokaler Erzeuger und das Heizungssystem (Wärmepumpe, Pelletofen und elektrischer Heizstab) als steuerbarer Verbraucher sind an ein übergeordnetes Energiemanagementsystem angeschlossen. Dieses Energiemanagementsystem sorgt für eine zentrale Steuerung und Optimierung der Betriebsweise nach den Wünschen der Bewohner.

Ein Hauptfokus des Projekthaus Ulm liegt in der Kombination aus PV-Anlage und Luftwärmepumpe zur Deckung des jährlichen Wärmebedarfs. Im vorangegangenen Projekt NETCHEK-PV zeigt sich, dass sich das Optimierungsziel eines möglichst hohen Eigenverbrauchs des Solarstroms für die Wärmepumpe nachteilig auf deren Arbeitszahl auswirkt. Die Gründe hierfür liegen einerseits in den hier einfließenden Energiebedarf der Steuerung und Pumpen bei gleichzeitig geringem Wärmebedarf, und andererseits in der ineffizienteren Betriebsweise bei der Einmal-Ladung des Wärmespeichers [19].

Das Ziel der Einmal-Ladung ist, eine möglichst hohe Energiemenge als Wärme zu speichern, solange ausreichend Energie von der PV-Anlage bereitgestellt wird. Um dieses Ziel zu erreichen, bedarf es einer Steuerung der Wärmepumpe durch die PV-Anlage. Das notwendige Energiemanagementsystem wurde mittels Hausautomation realisiert. Diese Lösung stellt die größte Flexibilität für die Ansteuerung bereit und kann ebenfalls andere Prämissen durch Systeme (z.B. Batteriespeicher) berücksichtigen.

Im Projekthaus Ulm steht der Pelletofen als weiterer Wärmeerzeuger zur Verfügung. Die Steuerung des Pelletofens und der Wärmepumpe erfolgt als sog. bivalenter, alternativer Betrieb. Bivalent bedeutet, dass mit dem Pelletofen steht ein zweiter, unterschiedlicher Wärmeerzeuger zur Verfügung. Oberhalb einer festgelegten Abschalttemperatur erfolgt die Wärmebereitstellung ausschließlich über die Wärmepumpe. Unterhalb der Abschalttemperatur wird der Pelletofen betrieben, der die gesamte Heizwärme bereitstellen. Das bedeutet, an kalten Tagen wird die Wärmepumpe nicht betrieben.

2.2.1 Energiebedarf

Der gesamte Strombedarf des Projekthauses, inklusive der Energie für die Wärmepumpe, lag im Jahr 2016 bei etwa 9300 kWh. Davon entfielen etwa 2900 kWh auf die Wärmepumpe. Der Jahreswärmebedarf lag 2016 bei etwa 13600 kWh.

Zur besseren Beschreibung und Vergleiche des Gebäudes werden zusätzliche Kennzahlen genutzt. Die Eigenverbrauchsquote ist definiert als die Summe der direkt verbrauchten elektrischen Arbeit und der elektrischen Arbeit, die in den Batteriespeicher gespeichert wird, bezogen auf die elektrische Arbeit, welche von der PV-Anlage bereitgestellt wird. Der Autarkiegrad ist definiert als die Summe der direkt verbrauchten elektrischen Arbeit und der elektrischen Arbeit aus der Entladung des Batteriespeichers bezogen auf die gesamte, benötigte elektrische Arbeit.

Durch das Energiemanagementsystem und die installierten Speichertechnologien liegt die Eigenverbrauchsquote bei etwa 50,3 % und das Projekthaus Ulm hat einen Autarkiegrad von etwa 48,4 %.

2.2.2 Wärmepumpe

Der Haupterzeuger des Heizungssystems ist eine Luftwärmepumpe mit Direktkondensation im Wärmespeicher und Frischwassersystem. Hauptvorteil sind die energiesparende Direktkondensation, da keine zusätzliche Pumpe zwischen Wärmepumpe und Speicher mehr benötigt wird, sowie der reduzierte Raumbedarf des Speichers. Ergänzt wird das Heizsystem noch durch einen Pelletofen, da der Wirkungsgrad der Luftwärmepumpe stark von der Außenlufttemperatur abhängt. Hierdurch kann die Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems im Betrieb verbessert werden und bietet einen erhöhten Wohnkomfort durch die

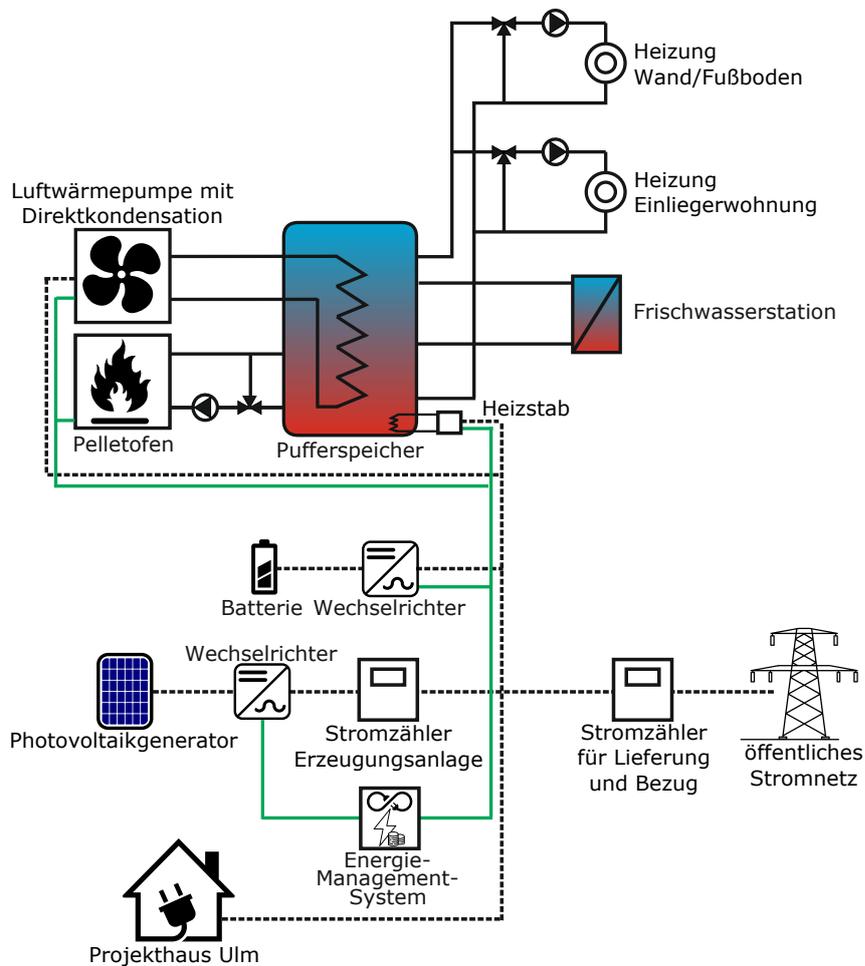


Abbildung 1: Schematische Darstellung der installierten Technologien im Projekthaus Ulm. Die schwarzen Linien stellen die Verbindungen der Energiesysteme dar (Wärme als durchgezogene Linie und elektrischer Strom als gestrichelte Linie). Die grüne Linie sind die Kommunikationsverbindungen der einzelnen Geräte zum Energiemanagementsystem

Feuerstelle im Wohnraum sowie eine erhöhte Versorgungssicherheit durch den redundanten Wärmeerzeuger. Das Heizsystem erzeugt die Raumwärme und eine direkt angeschlossene Frischwasserstation das benötigte Warmwasser.

Als Kennzahl für die Untersuchungen eignet sich die Arbeitszahl (AZ) der Wärmepumpe. Allgemein bezeichnet die AZ das Verhältnis der erzeugten Energie in Form von Heizarbeit und der eingesetzten elektrischen Arbeit (beides in kWh) über einen definierten Zeitraum wie z.B. ein Jahr. Diese Kennzahl wird als Jahresarbeitszahl bezeichnet.

Die AZ ist nicht zu verwechseln mit der Leistungszahl (Coefficient of Performance, Leistungszahl (COP)), welche nur einen Momentanwert darstellt. Beide Kennzahlen sind abhängig von dem Temperaturhub zwischen Wärmequelle und Heizsystem. Eine hohe Temperatur der Wärmequelle und eine niedrige Vorlauftemperatur steigert die AZ. Weitere Einflussgrößen sind die Abstimmung der Heizsystemkomponenten aufeinander, der Anteil der Warmwasserbereitung sowie auch das Nutzerverhalten.

Die Messtechnik im Projekthaus Ulm, die für die Berechnung der AZ genutzt wird, berücksichtigt den Verdichter, die Steuerung der Wärmepumpe, den Ventilator die elektrischen Zusatzheizung (Heizstab) und die Ladepumpen. Die Jahresarbeitszahl (JAZ) lag 2016 bei 2,7 und entspricht dadurch der mittleren JAZ für Luftwärmepumpen in der Literatur [20].

2.2.3 Photovoltaik-Anlage

Die Nennleistung der PV-Anlage im Projekthaus Ulm beträgt 9 kW und dient zur Deckung des eigentlichen Stromverbrauch des Hauses sowie auch für Raumheizung und Warmwasserbereitung mit Hilfe der Wärmepumpe³. Darüber hinaus wird der Batteriespeicher ebenfalls durch die PV-Anlage geladen. Überschüsse, die nicht lokal benötigt werden, werden über den Hausanschluss in das öffentliche Netz eingespeist.

Die PV-Anlage ist mit einer Ausrichtung von 195° um 15° nach Westen gedreht und hat eine Neigung von nur 15°. Trotz dieser nicht optimalen Ausrichtung lag der mittlere Jahresertrag aus den Jahren 2015 und 2016 bei 9180 kWh. Das entspricht einem spezifischen Ertrag von 1020 kWh/kW. Die optimale, d.h. ertragsmaximierte, Anlagenausrichtung liegt bei 180° und einer Neigung von 33°.

³auch als Power-to-Heat bezeichnet

3 Methoden

3.1 Meteorologische Parameter

3.1.1 Interpolation der Zeitreihen

Die meisten meteorologischen Parameter aus dem COSMO-CLM-Modell liegen in einer dreistündigen Auflösung vor. Die Klimadaten werden zur besseren Nutzung mit den messdatenbasierten Modellen des Projekthaus Ulm eine Auflösung von einer Stunde interpoliert.

Anstelle einer linearen ist eine kubische Interpolation genutzt worden, da diese bei meteorologischen Daten geringere Fehlerwerte aufweist [21].

3.1.2 Bestimmung des Urbanen Wärmeinsel-Effekts

Meteorologischen Modelle und Ergebnisse werden normalerweise mit Messdaten auf ihre Richtigkeit getestet. Diese Messdaten stammen üblicherweise von WMO-konformen Wetterstationen, d.h. diese Stationen befinden sich außerhalb von Städten und werden nicht vom städtischen Mikroklima beeinflusst.

Ein solches Mikroklima wird u.a. durch sehr dichte Bebauung, fehlende Vegetation sowie der Emission von Luftschadstoffen und Abwärme verursacht und weist häufig eine positive Temperaturdifferenz zwischen der Stadt und ihrem Umland auf. Dieses Mikroklima wird als urbaner Wärmeinsel-Effekt (Urban Heat Island, urbane Wärmeinsel (UHI)-Effekt) bezeichnet.

Die Intensität des UHI-Effekt variiert von Stadt zu Stadt, ist jedoch auch innerhalb einer bestimmten Stadt verschieden stark ausgeprägt. Die Intensität des UHI-Effekt ist abhängig von der Größe der Stadt, der Stadtstruktur (Baudichte, Bauhöhen, Grünflächenanteil, usw.) aber auch von den topografischen und den allgemeinen klimatischen Gegebenheiten (Klimazone, Wetterlagen, atmosphärische Strömungen). Die Temperaturdifferenz hat ihr Maximum während sonnenscheinreicher sowie windschwacher Wetterlagen und kann bis zu 10 °C betragen. Anders ausgedrückt, eine gemessene Temperatur von einer Wetterstation kann um bis zu 10 °C geringer sein, als die Temperatur im Zentrum einer Stadt.

Um diesem Effekt Rechnung zu tragen wird der UHI-Effekt anhand der Daten aus der Klimaprojektion für die Region Ulm/Neu-Ulm bestimmt. In [22] wird eine einfache Methode zur Berechnung des UHI-Effekts vorgestellt. Die empirische Methode berücksichtigt die Einwohnerzahl einer Stadt zur Abschätzung der Stadtgröße, den Wolkenbedeckungsgrad, die Windgeschwindigkeit sowie eine Verteilungsfunktion der Lufttemperatur nach der Tageszeit.

Die Abschätzung des maximalen UHI-Effekt anhand der historischen Messdaten liegt bei

6,5 °C für die Region Ulm/Neu-Ulm. Das bedeutet, dass die Lufttemperatur in der Stadtmitte um bis zu 6,5 °C höher sein kann, als von der Wetterstation oder Wetterprognosen angegeben ist.

3.1.3 Bestimmung von lebensbedrohliche Temperaturen

Medizinische Untersuchungen belegen, dass für ältere Menschen (Personen älter 60 Jahre) ein erhöhtes, durch Hitze verursachtes Erkrankungs- bzw. Sterberisiko besteht [23, 24]. Die prognostizierte Zunahme an älteren Menschen aufgrund der demografischen Entwicklung führt somit automatisch auch zu einer größer werdenden Risikogruppe, die während Hitzeperioden gefährdet ist.

Ausgehend von statistischen und meteorologischen Daten für Baden-Württemberg aus den Jahren 1968 bis 2003 zeigt sich ebenfalls eine erhöhte Sterberate bei mäßiger und starker Wärmebelastung. Eine mäßige (starke) Wärmebelastung liegt vor, wenn die gefühlte Temperatur bei 26 - 32 °C (32 - 38 °C) liegt. Die Sterberate ist durchschnittlich um 6 % bzw. 13 % erhöht, wenn eine mäßige bzw. starke Wärmebelastung vorliegt. Diese Werte sind für die Altersgruppe über 75 Jahre noch höher und liegen bei 7 % bzw 17 % [25].

In [26] wird eine globale Analyse von dokumentierten, tödlichen Hitzewellen durchgeführt, um die klimatischen Bedingungen zu bestimmen, welche zur Erhöhung der hitzebedingten Todesfällen führen. Die Autoren begutachten Studien aus den Jahren 1980 bis 2014, in denen 783 Fällen (aus 164 Städten in 36 Ländern) von erhöhten, hitzebedingten Todesfällen untersucht werden. Basierend auf den dort herrschenden Bedingungen definieren sie einen Grenzwert hinter der die Kombination aus mittlerer Tagestemperatur und relativer Luftfeuchtigkeit zu einer Zunahme von tödlichen Auswirkungen führen kann.

Abbildung 2 zeigt Schwellwerte zur Häufung von hitzebedingten Todesfällen nach [26]. Über die Abszisse ist die mittlere Tagestemperatur aufgetragen und die Ordinate zeigt die mittlere relative Luftfeuchtigkeit. Die strichgepunktete Linie markiert die Grenze, die zwischen nicht-tödlichen und tödlichen Ereignisse unterscheidet. Die durchgezogene Linie ist die 95-%-Schwelle der tödlichen Ereignisse.

Um das Risiko für die Region Ulm/Neu-Ulm abzuleiten, werden die Ergebnisse der Klimaprojektionen mit dieser Schwelle verglichen. Die Erkrankungs- und Sterberisiken lassen sich durch aktives, vorsorgliches Gebäudekühlen senken [23].

3.1.4 Globalstrahlung

Das COSMO-CLM-Modell enthält keine horizontale Globalstrahlung auf der Erdoberfläche als separaten Ausgabewert. Es wird vielmehr nur die kurzweilige Strahlungsbilanz

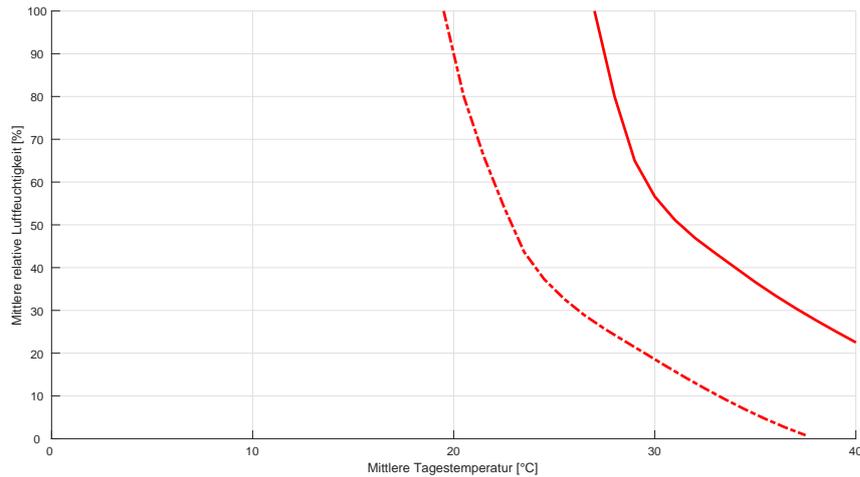


Abbildung 2: Schwellwerte zur Häufung von hitzebedingten Todesfällen nach [26]. Die strichgepunktete Linie markiert die Grenze, die zwischen nicht-tödlichen und tödlichen Ereignissen unterscheidet. Die durchgezogene Linie ist die 95%-Schwelle der tödlichen Ereignisse.

(d.h. die zugeführte und zurückgestrahlte kurzwellige Strahlung) an der Oberfläche angegeben. Zusammen mit dem Albedo des Bodens, als Maßzahl für das Rückstrahlvermögen der Oberfläche, kann aus der Strahlungsbilanz die Globalstrahlung berechnet werden.

Es gilt der Zusammenhang

$$Q_K = GHI \cdot (1 - a)$$

mit Q_K als kurzwellige Strahlungsbilanz an der Oberfläche, GHI als horizontale Globalstrahlung und a als Oberflächenalbedo [27].

Für die weiteren Berechnungen wird die Globalstrahlung in den direkten und diffusen Strahlungsanteil aufgeteilt. Die Ermittlung der Direktstrahlung wird anhand eines empirischen Modells durchgeführt [28]. Die Differenz der Globalstrahlung und der auf die horizontale umgerechneten Direktstrahlung ergibt die Diffusstrahlung.

3.2 Gebäudetechnik

Die technischen Systeme innerhalb des Gebäudes, die Gegenstand dieser Untersuchung sind, werden mittels Modellen in einer Simulation nachgebildet. Die Beschreibung dieser Modelle ist im Folgenden aufgeführt.

3.2.1 Wärmepumpen Modell

Das Modell der Wärmepumpe ist anhand von mittleren täglichen Verbrauchs- und Erzeugungswerten sowie der mittleren Tagestemperatur aus dem Jahr 2015 erstellt. Für das Modell wird die Heizgrenze normgerecht bei 15 °C [29] definiert.

Das erste Teilmodell beschreibt den Zusammenhang der mittleren Tagestemperatur und des Wärmebedarfs des Projekthaus Ulm, der durch die Wärmepumpe gedeckt wird. Hierzu werden die Messdaten aufgetragen und eine Funktion durch ein Polynom zweiten Grades angenähert. Die Messdaten und die Funktion sind in Abbildung 3, links, dargestellt. Die Parameter des Polynoms sind ebenfalls angegeben. Mit diesem Modell lässt sich bei gegebener mittlerer Tagestemperatur der Wärmebedarf abschätzen.

Man sieht eine große Streuung des Wärmebedarfs bei Tagen gleicher Temperatur. Ursachen hierfür sind u.a. die Speicherfähigkeit des Gebäudes, Speicherstand des Wärmepuffers, Nutzerverhalten sowie solare Gewinne. Weiterhin zeigt sich der Einsatz des Pelletofens zur Deckung des Wärmebedarfs als wirtschaftlicher Ersatz zur Wärmepumpe insbesondere im Bereich bei Temperaturen unter 0 °C. Die geringe Anzahl an Messwerten der Wärmepumpe resultiert aus dem verstärkten Einsatz des Pelletofens.

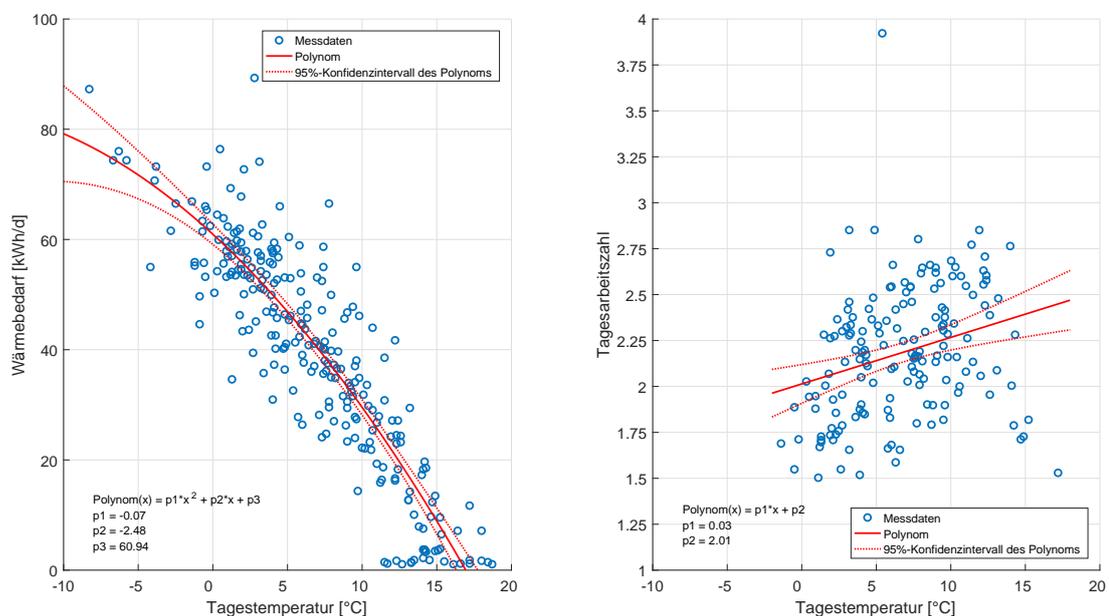


Abbildung 3: Modell zur Berechnung des täglichen Wärmebedarfs anhand der Außentemperatur (links) und der täglichen Arbeitszahl der Wärmepumpe (rechts). Die einzelnen Messdaten sind durch die blauen Kreise dargestellt. Die Modellkennlinie durch die rote durchgezogene Linie.

Ein weiteres Modell ist notwendig, um den Wärmebedarf in die notwendige elektrische Energie der Wärmepumpe umzurechnen. Hierzu werden aus den Messwerten eine lineare Funktion zur Bestimmung der täglichen Arbeitszahl ermittelt (Abbildung 3, rechts). Diese Funktion ist bei Luftwärmepumpen von der Lufttemperatur abhängig. Der Quotient aus dem täglichen Wärmebedarf und der täglichen Arbeitszahl ergibt näherungsweise den Bedarf an elektrischer Energie für die Wärmepumpe.

Zur Verfeinerung des Simulationsmodells wird eine Nachtabenkung im Zeitraum von

21:00 bis 5:00 Uhr berücksichtigt. Weiterhin erfolgt eine Umschaltung auf den Pelletofen als Primärheizung wenn die mittlere Tagestemperatur 0°C oder weniger beträgt.

3.2.2 Photovoltaik-Anlagen Modell

Die PV-Anlage des Projekthauses ist nach [30] modelliert. Es basiert auf einem empirischen Modell anhand von Messdaten einer Vielzahl von PV-Systemen. Dieses empirische Modell ist anhand typischer Technologien, wie sie in Deutschland zum Einsatz kommen, parametrisiert und in der Region Ulm validiert.

Die korrekte Anlagenausrichtung und -neigung sowie die Nennleistung sind berücksichtigt. Als Eingangsdaten der Simulation sind die horizontale Global- und Diffusstrahlung sowie die Lufttemperatur aus den Klimaprojektionen genutzt.

Das Modell zur Berechnung der Einspeiseleistung der PV-Anlage wird im Detail in [30] beschrieben und validiert. Die Erzeugungsleistung wird über das PV-Modell auf Basis dieser Einstrahlungsdaten und der Umgebungstemperatur mit einer Auflösung von einer Stunde ermittelt.

Die Modellierung erfolgte in der Simulationsumgebung Matlab unter Zuhilfenahme der PV-Lib [31]. Darin sind die PV-Modul- und PV-Wechselrichtermodelle der Sandia Laboratories enthalten [32, 33]. Die modellierte PV-Anlage basiert auf einer Referenzanlage, welche die anlagenspezifische Ausrichtung abbildet, und der Nennleistung. Als Modul für die Referenzanlage wurde ein polykristallines Yingli Solar YL230-29b ausgewählt. Der Wechselrichter wurde als Kaco Blueplanet 6400xi supreme festgelegt. Die berechnete Einspeiseleistung dieser Referenzanlage wird auf die jeweilige anlagenspezifische Nennleistung skaliert.

PV-Anlagen unterliegen ebenfalls Alterungsprozessen. Die Alterungsraten liegen bei kristallinen Modulen, die den Hauptteil der Anlagen in Deutschland ausmachen, im Bereich von 0,1 bis 0,5 % der Nennleistung pro Jahr [34, 35]. Die Alterung wird jedoch in den folgenden Analysen vernachlässigt, um den Einfluss des Klimawandels nicht zu überlagern.

3.2.3 Berechnung des Reduktionsfaktors für die Spitzenkappung

Durch das Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes [36], das 2016 in Kraft getreten ist, wurde die Spitzenkappung in die Planung für Stromnetze eingeführt. Die Verteilnetzbetreiber haben nun die Möglichkeit erhalten, ihr Netz so auszulegen, dass sie bei den Berechnungen für ihre Netzplanung eine Reduzierung der prognostizierten jährlichen Stromerzeugung aus Windenergie- und PV-Anlagen um maximal drei Prozent simulieren können. Damit sollen die Kosten für den Netzausbau auf ein volkswirtschaftlich effizientes Maß minimiert und die Netzplanung an die Herausforderungen der Energiewende ange-

passt werden. Das bedeutet, dass das Stromnetz nicht mehr für die Aufnahme der letzten erzeugten kWh Strom ausgelegt werden muss.

Die Berechnung des Reduktionsfaktors basiert auf [37]. Es gibt einfache und komplexere Verfahren zur Anwendung der Spitzenkappung. Je höher der Aufwand für die Berechnungen und die Bereitstellung der notwendigen Daten ist, desto mehr Netzausbau kann theoretisch eingespart werden.

Der bundeseinheitliche Reduktionsfaktor für PV-Anlagen beträgt 70 % bezogen auf installierte PV-Modulleistung. Der anlagenindividuelle Reduktionsfaktor kann mittels Zeitreihenanalyse von Einspeisemessdaten, einer Berechnung des Primärenergiedargebots und Anlagenkennlinie oder auf Basis von Volllaststunden erfolgen. Der Reduktionsfaktor bezieht sich auf die installierte elektrische Leistung der Erzeugungsanlage, bei PV-Anlagen auf die Modulleistung.

Wie schon erwähnt, können die einzelnen jährlichen Einstrahlungssummen um 10-15 % vom langjährigen Mittelwert der Globalstrahlung abweichen. Gründe hierfür liegen in Änderungen des Wetters und der atmosphärischen Bedingungen. Daher genügt es nicht, mit einer mittleren Einstrahlungsreihe zu rechnen sondern der Reduktionsfaktor wird für jedes Jahr berechnet.

Die Anlagenkennlinie basiert auf dem nichtlinearen Simulationsmodell. Lokale Verschattung und schneebedeckte Module im Winter werden nicht berücksichtigt. Ebenso wird die Alterung der PV-Module vernachlässigt. Ein möglicher Eigenverbrauch vor dem Stromzähler am Hausanschlusspunkt wird ebenfalls nicht berücksichtigt. Somit ergibt sich bei der Berechnung die größte anzunehmende Einspeiseleistung. Aus dieser wird dann der Reduktionsfaktor auf 3 % der Jahresenergie berechnet.

Abbildung 4 zeigt einen Ausschnitt aus der sortierten Jahresdauerlinie (blau) der mittleren Erzeugung der PV-Anlage des Projekthaus Ulm in den Jahren 2005 bis 2016. Die Leistungsangabe ist auf die Nennleistung normiert. Es ist zu sehen, dass nur etwa 970 Stunden eines Jahres die Anlage mit 50 % oder mehr ihrer Nennleistung arbeitet. Die rote Linie zeigt den mittleren Reduktionsfaktor von 0,85, bei dem im Mittel 3 % der erzeugten Jahresenergie nicht ins öffentliche Verteilnetz eingespeist wird. In der Abbildung entspricht die der Fläche zwischen der Jahresdauerlinie und der Linie des Reduktionsfaktors der gekappten Jahresenergie. Bei der PV-Anlage des Projekthaus bedeutet eine Kappung um 3 % der Jahreslinie eine reduzierte Einspeiseleistung von 10 %. Die grünen Linien zeigen den minimalen und maximalen Reduktionsfaktor, die innerhalb des Betrachtungszeitraums 2005 bis 2016 ermittelt wurden.

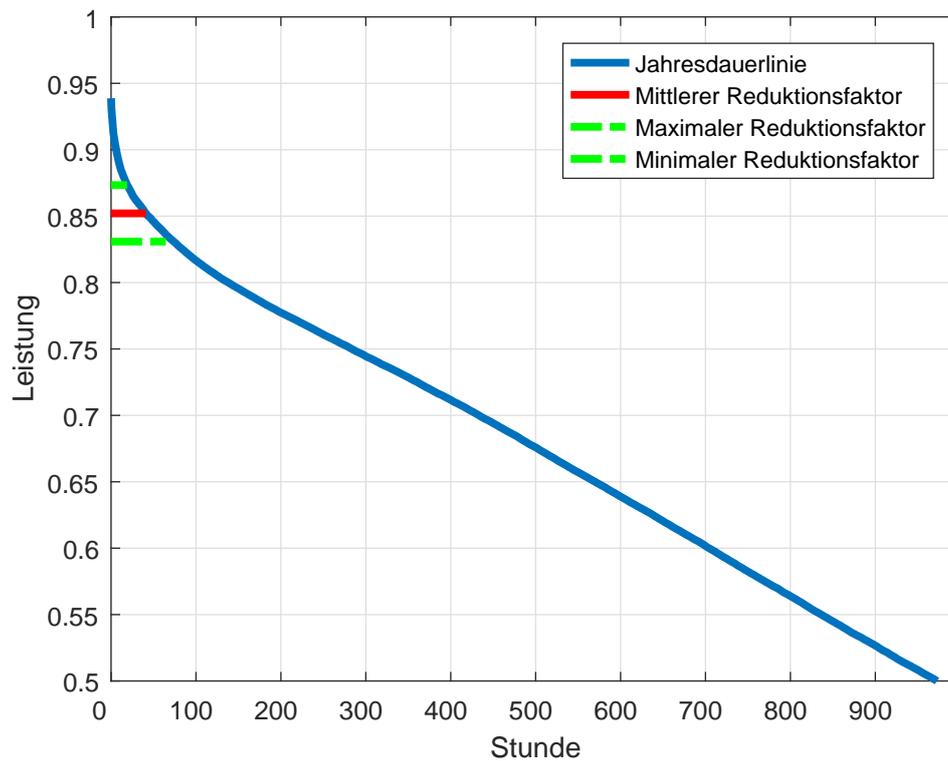


Abbildung 4: Ausschnitt der sortierten Jahresdauerlinie (blau) der mittleren Erzeugung der PV-Anlage des Projekthaus Ulm in den Jahren 2005 bis 2016, sowie der mittlerer (rot), minimaler und maximaler Reduktionsfaktor (grün) für die Spitzenkappung nach [36].

4 Ergebnisse der Zeitreihenanalyse

Diese Kapitel beschreibt die grundlegenden Ergebnisse des Klimaszenarios A1B₂ auf die lokalen meteorologischen Größen und die damit einhergehenden Verbrauchs- und Erzeugungsgrößen am Projektthaus Ulm. Das A1B₂-Szenario wird hierbei als schlimmster Fall angenommen, bei dem das Ziel der Begrenzung der menschenverursachten, globalen Erwärmung auf deutlich unter 2 °C gegenüber vorindustriellen Werten verfehlt wird. Unter der Beachtung, dass es sich hierbei nur um eine mögliche Zukunft handelt, sind diese Ergebnisse grundsätzlich auf andere Anlagen in der Region Ulm/Neu-Ulm übertragbar.

4.1 Lufttemperatur

Eine wichtige meteorologische Größe für Menschen und Technik ist die Lufttemperatur. Von ihr hängen u.a. das Verhalten sowie auch der Energiebedarf und die Möglichkeit zur Energieerzeugung ab.

Die Studie des Umweltbundesamts zur Verwundbarkeit relevanter Sektoren gegenüber den Folgen des Klimawandel [38] sieht Schäden durch ansteigende Hitzebelastung in Verdichtungsräumen als einen von sechs Schwerpunkten: *"Klimawirkungen wie die direkte Hitzebelastung von Personen und die Beeinträchtigung des Stadtklimas und der Luftqualität sowie des Innenraumklimas in Gebäuden haben in der nahen Zukunft, je nach Geschwindigkeit des Klimawandels, eine hohe Bedeutung für Deutschland. Aber auch Hitzeschäden an Straßen, Schieneninfrastrukturen und Startbahnen oder Beeinträchtigungen der Kühlwasserverfügbarkeit für thermische Kraftwerke können in naher Zukunft eine mittlere Bedeutung erreichen."*

In Abbildung 5 sind die Häufigkeitsverteilung der mittleren Tagestemperatur im Jahresverlauf aus den Perioden 1961-2015 (links) sowie für das Klimaszenarios A1B₂ (rechts) für die Region Ulm/Neu-Ulm dargestellt. Die roten Schattierungen zeigen die verschiedenen 10-%-Quantile und beschreibt an wie vielen Tagen die Tagestemperatur unterhalb oder oberhalb des Quantils lag. So gibt die obere rote Fläche das 90-%-Quantil an, dass in 90 % aller Fälle an diesem Tag des Jahres die Temperatur unter dieser Grenze lag. Die schwarze, durchgezogene Linie kennzeichnet das 50-%-Quantil, den sog. Median, an. An der Hälfte aller Tage lag die Tagestemperatur über diesem Wert, an der anderen Hälfte unter diesem Wert. Die gepunkteten, schwarzen Linien zeigen die absolute minimale bzw. maximale mittlere Tagestemperatur.

Es zeigt sich in den historischen Messungen eine normale Temperaturverteilung mit niedrigen Temperaturen (im Mittel knapp unter 0 °C; Maximal 12 °C und minimal -20 °C) im Winter und hohen Temperaturen (im Mittel knapp etwa 18 °C; Maximal 27 °C und

minimal 10°C) im Sommer. In der Klimaprojektion stellt sich ebenfalls eine solche Temperaturverteilung ein. Die niedrigen Temperaturen (im Mittel knapp über 0°C ; Maximal 11°C und minimal -15°C) sind ebenfalls im Winter und hohen Temperaturen (im Mittel knapp etwa 21°C ; Maximal 34°C und minimal 10°C) im Sommer. Jedoch zeigt sich eine geringere Streuung innerhalb der Quantile im Winter, dafür eine größere und asymmetrische Streuung der Quantile im Sommer. Die Wintertemperaturen werden höher, was ein milderer Winter bedeutet, während der Sommer Extremereignisse mit höheren Temperaturen aufweist.

Insbesondere gilt zu beachten, dass es sich dabei um die mittlere Tagestemperatur handelt und nicht um die absoluten Werte im Tagesgang. Eine mittlere Tagestemperatur von 34°C kann z.B. Temperaturen von 28°C in der Nacht und 40°C am Tag bedeuten.

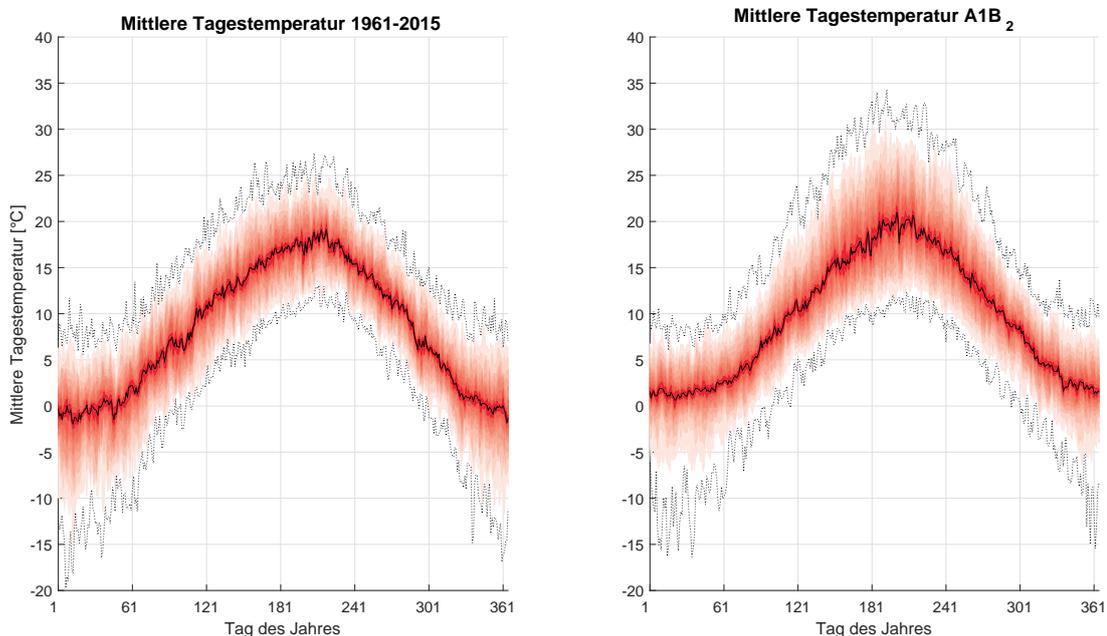


Abbildung 5: Verteilung der mittleren Tagestemperatur im Jahresverlauf für die Jahre 1961-2015 (links) und für die Klimaprojektion A1B₂ (rechts). Die roten Schattierungen zeigen die 10-%-Quantile. Die schwarze, durchgezogene Linie kennzeichnet das 50-%-Quantil. Die gepunkteten, schwarzen Linien zeigen die absolute minimale bzw. maximale mittlere Tagestemperatur.

Abbildung 6 zeigt die zeitliche Änderung der mittleren Tagestemperatur während des Zeitraums von 1961 bis 2015 basierend auf den Messwerten der Wetterstation Ulm. Über die Abszisse sind die Jahre aufgetragen und die Ordinate zeigt die Tage eines Jahres. Die mittlere Tagestemperatur ist farblich wiedergegeben von kalt (blau) bis heiß (rot). Deutlich sind die höheren Temperaturen in der Mitte der Jahre von den kalten Perioden in den Wintermonaten zu unterscheiden. Vereinzelt sind im Winter Kälteperioden mit mittleren Tagestemperaturen unter -10°C zu erkennen. Andererseits sind auch eine Zunahme der

Tage mit mittleren Temperaturen von über 20 °C in den Jahren ab 2000 zu sehen.

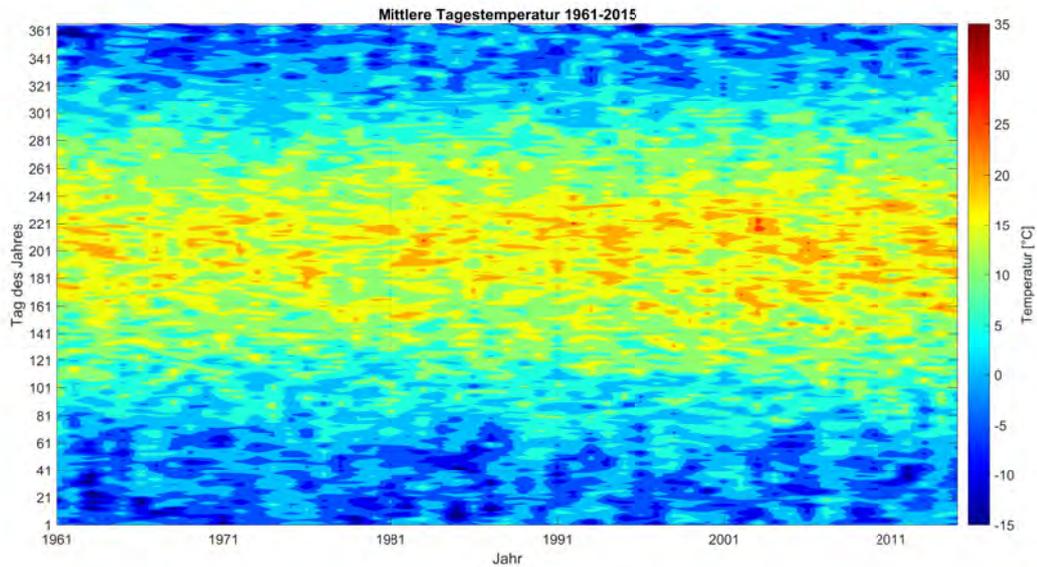


Abbildung 6: Gemessene mittlere Tagestemperatur der Periode 1961 bis 2015 für den Standort Ulm. Die mittlere Tagestemperatur ist farblich wiedergegeben von kalt (blau) bis heiß (rot).

In der selben Darstellungsform sind in Abbildung 7 die mittleren Tagestemperaturen der A1B₂-Klimaprojektion gezeigt. Die Farbskala ist identisch mit Abbildung 6. Hier zeigt sich deutlich eine Zunahme der Anzahl an warmen und heißen Tagen in der zweiten Hälfte des Betrachtungszeitraums. Gleichzeitig zeigen sich mildere Winter mit der Abnahme an Tagen mit mittleren Temperaturen unterhalb des Gefrierpunkts.

Die Messdaten der DWD-Wetterstation und den Ergebnissen der A1B₂-Klimaprojektion sind in das empirische Schema eingeordnet um die Gefahr von ggf. lebensgefährlichen Hitzewellen für die Region Ulm/Neu-Ulm abzuschätzen [26, siehe Kapitel 3.1.3]. In Abbildung 8 sind die mittlere Tagestemperatur und die mittlere relative Luftfeuchtigkeit für jeden Tag des Untersuchungszeitraums dargestellt. Die linke Grafik zeigt dabei die Messdaten der Jahre 1961-2015, die rechte Grafik die A1B₂-Klimaprojektion für die Jahre 2001-2080. Die strichgepunktete, rote Linie markiert die Grenze, die zwischen nicht-tödlichen und tödlichen Ereignissen unterscheidet. Die durchgezogene Linie ist die 95-%-Schwelle der tödlichen Ereignisse.

Es zeigt sich, dass es in der Vergangenheit einzelne Tage gab, an denen die Gefahr einer Häufung von hitzebedingter Todesfälle bestand. Die angenommene Erwärmung in der A1B₂-Klimaprojektion zeigt eine Zunahme dieser Tage in der möglichen Zukunft. Einzelne Tage überschreiten sogar die 95-%-Wahrscheinlichkeitsschwelle für die Zunah-

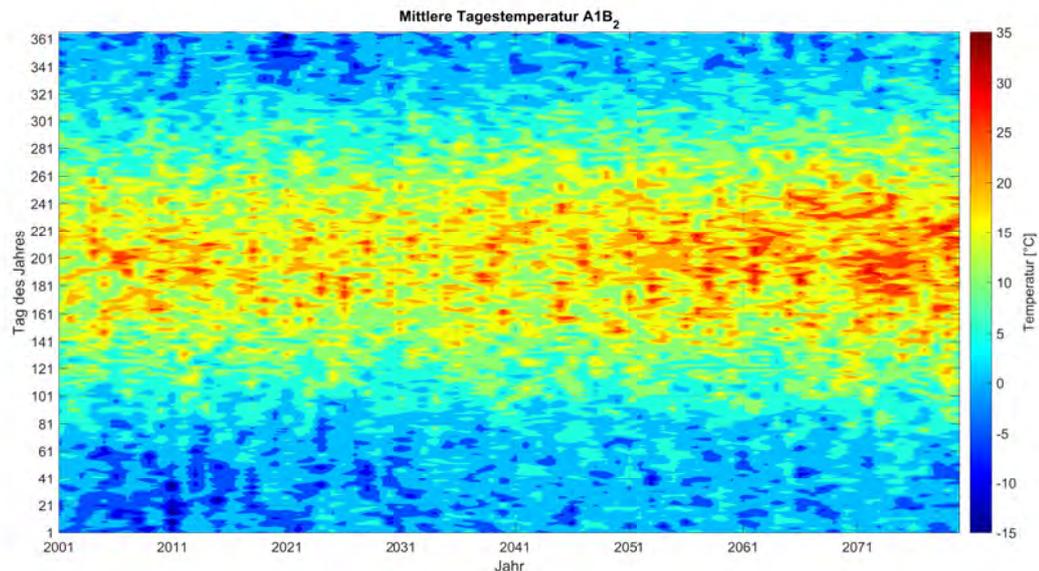


Abbildung 7: Mittlere Tagestemperatur der Periode 2001 bis 2080 anhand der A1B₂-Szenario-Klimaprojektion für den Standort Ulm. Die mittlere Tagestemperatur ist farblich wiedergegeben von kalt (blau) bis heiß (rot).

me hitzebedingter Todesfälle. Mögliche Gegenmaßnahmen wie ein aktives, vorsorgliches Gebäudekühlen sind hierbei nicht berücksichtigt.

4.2 Globalstrahlung

Die Globalstrahlung ist für die PV der entscheidende Parameter, der den möglichen Ertrag maßgeblich beeinflusst. Sie ist weiterhin für solarthermische Anlagen und solare Gewinne durch Fenster wichtig.

Die Häufigkeitsverteilung der Tagessumme der Globalstrahlung im Jahresverlauf für das Klimaszenarios A1B₂ ist in Abbildung 9 dargestellt. Die roten Schattierungen zeigen die verschiedenen 10-%-Quantile und beschreiben, an wie vielen Tagen die Globalstrahlung unterhalb oder oberhalb des Quantils lag. So gibt die obere rote Fläche, das 90-%-Quantil an, dass in 90 % aller Fälle an diesem Tag des Jahres die Globalstrahlungstagesumme unter dieser Grenze lag. Die schwarze, durchgezogene Linie kennzeichnet das 50-%-Quantil. An der Hälfte aller Tage lag die Tagessumme der Globalstrahlung über diesem Wert, an der anderen Hälfte unter diesem Wert. Die gepunkteten, schwarzen Linien zeigen die absolute minimale bzw. maximale Tagessumme der Globalstrahlung. Wie zu erwarten zeigt sich eine hohe Globalstrahlung in den Sommermonaten und nur geringe Einstrahlung im Winter. In den Sommermonaten werden maximale tägliche Einstrahlungssummen von 8,1 kWh/m² erreicht. In den Wintermonaten liegt das Maximum bei etwa 1,2 kWh/m².

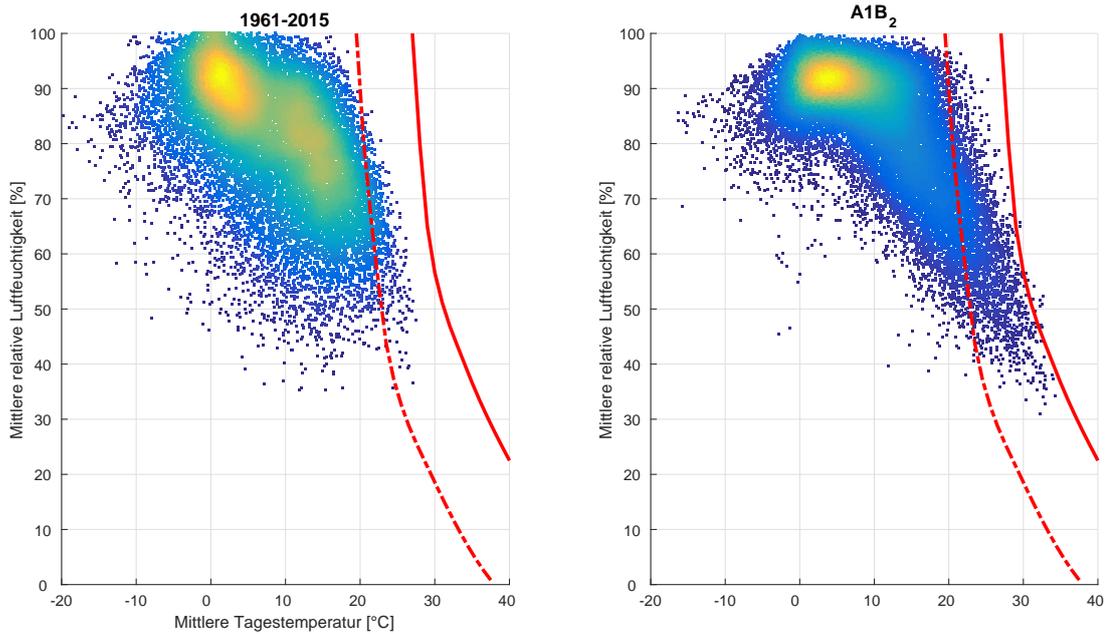


Abbildung 8: Schwellwerte zur Häufung von hitzebedingten Todesfällen für die Region Ulm/Neu-Ulm nach [26]. Die strichgepunktete Linie markiert die Grenze, die zwischen nicht-tödlichen und tödlichen Ereignisse unterscheidet. Die durchgezogene Linie ist die 95-%-Schwelle der tödlichen Ereignisse. Dargestellt sind die Messwerte der Periode 1961-2015 (links) und die Klimaprojektionswerte des A1B₂-Szenario für 2001-2080 (rechts).

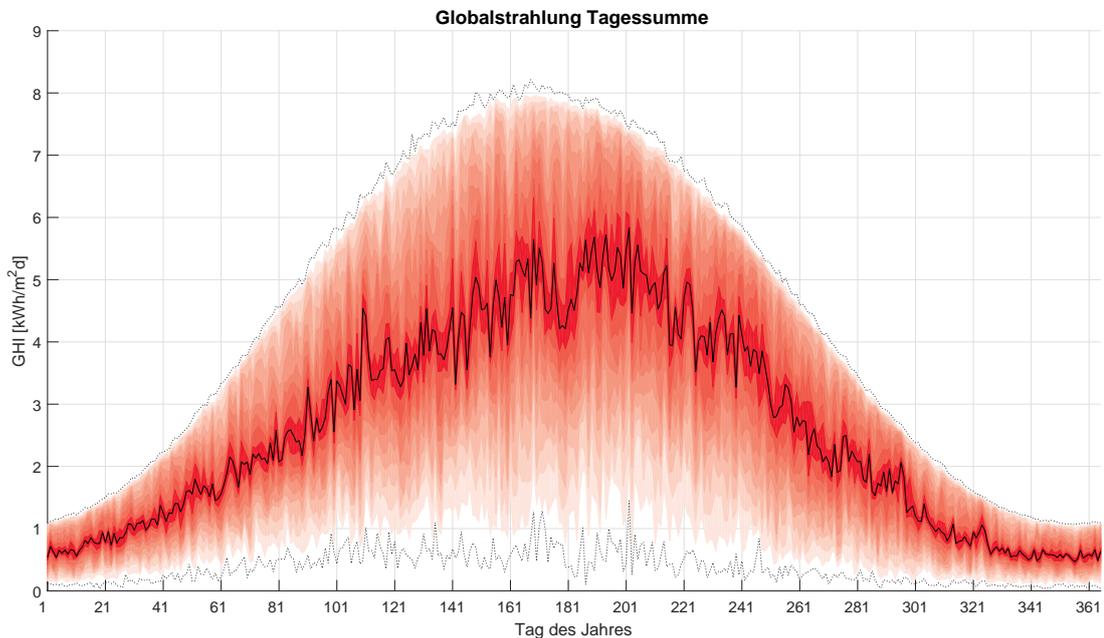


Abbildung 9: Verteilung der Tagessumme der horizontalen Globalstrahlung im Jahresverlauf für die Klimaprojektion A1B₂ für den Standort Ulm/Neu-Ulm. Die roten Schattierungen zeigen die 10-%-Quantile. Die schwarze, durchgezogene Linie kennzeichnet das 50-%-Quantil. Die gepunkteten, schwarzen Linien zeigen die absolute minimale bzw. maximale tägliche Einstrahlungssumme.

Im Vergleich hierzu ist in Abbildung 10 die Verteilung der gemessenen Einstrahlung für Ulm dargestellt. Die Einstrahlungszeitreihen umfassen die Jahre 2005 bis 2016 und basieren auf dem Heliosat-4 Verfahren, dass die Globalstrahlung an der Oberfläche anhand von Satellitenbildern berechnet [11]. Einzelne Maximalwerte der täglichen Einstrahlungssumme im Sommer liegen bei etwa $8,1 \text{ kWh/m}^2$ erreicht. In den Wintermonaten wurden Maxima von etwa $1,1 \text{ kWh/m}^2$ gemessen. Der Median weist eine höhere Variabilität im Vergleich zur Klimaprojektion auf, da eine geringere Anzahl an Jahren berücksichtigt wird.

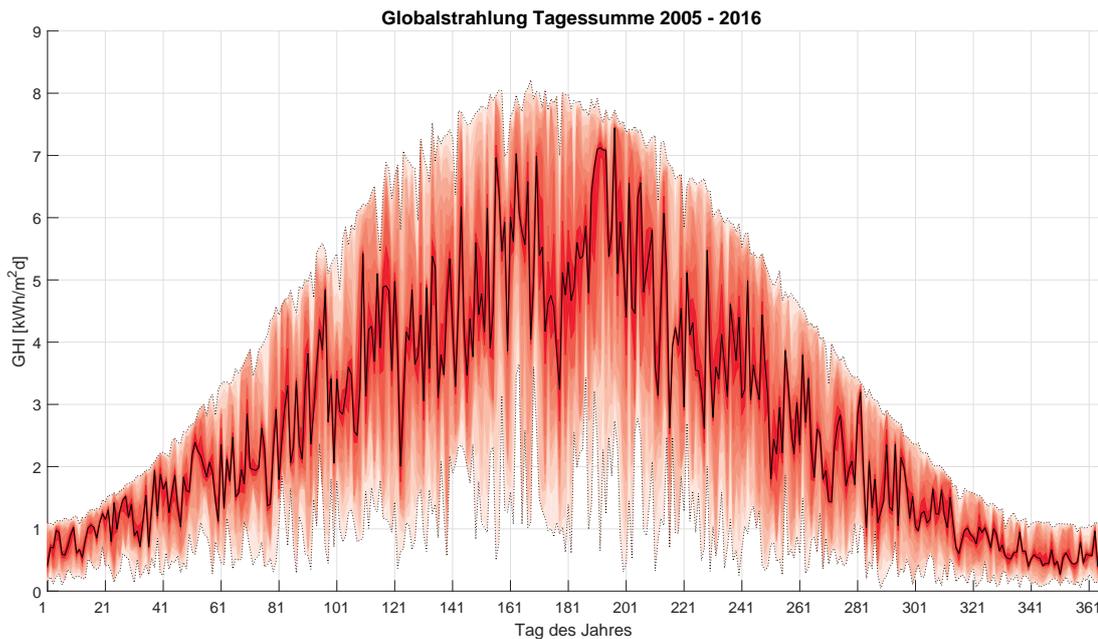


Abbildung 10: Verteilung der Tagessumme der horizontalen Globalstrahlung im Jahresverlauf für die Jahre 2005 bis 2016 anhand von Satellitenmessungen für den Standort Ulm. Die roten Schattierungen zeigen die 10-%-Quantile. Die schwarze, durchgezogene Linie kennzeichnet das 50-%-Quantil. Die gepunkteten, schwarzen Linien zeigen die absolute minimale bzw. maximale tägliche Einstrahlungssumme.

Die zeitliche Entwicklung der Globalstrahlung ist in Abbildung 11 dargestellt. Der langjährige Mittelwert liegt bei 980 kWh/m^2 . Dieser Mittelwert ist um 14 % niedriger als die gemessene mittlere Jahressumme von 1139 kWh/m^2 [39, 40]. Als Ursache wird die im COSMO-Modell verwendete Aerosol-Klimatologie vermutet. Aerosole sind feste und/oder flüssige Teilchen, die in der Luft schweben und das Sonnenlicht absorbieren oder streuen können. Im operationellen Modell für die tägliche Wettervorhersage (COSMO-DE) werden die Aerosole als zu dick angenommen, was zu einer Unterschätzung der Einstrahlung führt [41].

Der untere Teil der Abbildung 11 zeigt die tägliche Globalstrahlung als Rasterdiagramm.

Über die Abszisse sind die Jahre aufgetragen und die Ordinate zeigt die Tage eines Jahres. Die tägliche Globalstrahlung ist farblich wiedergegeben von gering (blau) bis hoch (rot). Die Klimaprojektion zeigt eine mögliche Zunahme der täglichen Globalstrahlungssumme gegen Ende der Untersuchungsperiode. Dies kann jedoch auch nur eine zufällige Häufung von überdurchschnittlichen Jahren sein.

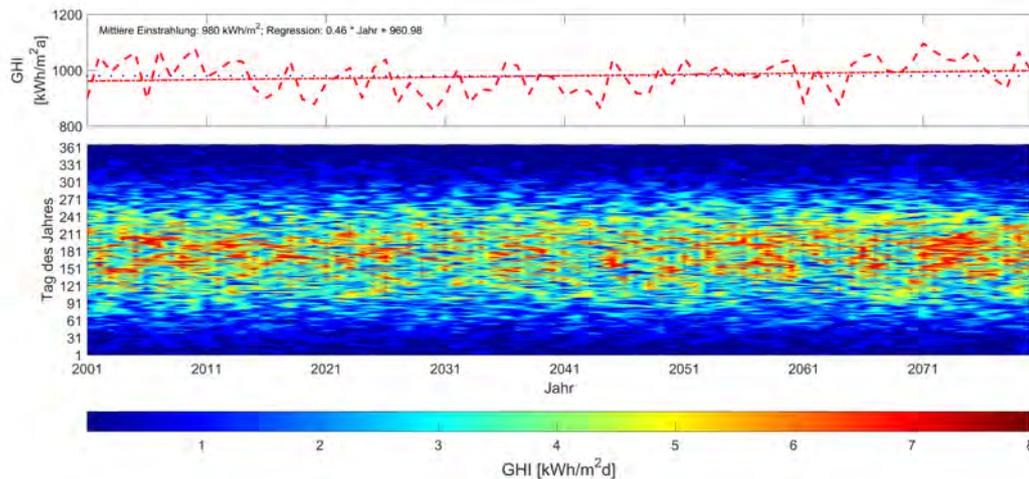


Abbildung 11: Jahressumme (oben) und Tagessumme (unten) der Globalstrahlung für die Periode 2001 bis 2080 anhand der A1B₂-Klimaprojektion für den Standort Ulm. Die langjährige mittlere Einstrahlung ist als blaue gepunktete Linie dargestellt. Die Ausgleichsgerade als rote Strich-Punkt-Linie. Die mittlere Tagestemperatur ist farblich wiedergegeben von geringer Tagessumme (blau) bis hoher Tagessumme (rot).

4.3 Wärmebedarf

Der Wärmebedarf des Gebäudes hängt von verschiedenen Faktoren ab und wird normalerweise durch das Heizungssystem gedeckt. Der wichtigste und variabelste Faktor ist die Außentemperatur. Von ihr hängen die Wärmeverluste über die Außenhülle des Gebäudes (Dach, Fassade, Keller und Fenster) ab. Der Wärmebedarf eines Gebäudes hängt außerdem noch von der geografischen Lage, der Gebäudegeometrie, Gebäudealter und Gebäudegröße ab. Die Gebäudegeometrie (Gebäudehöhe, -kubatur und -nutzfläche) beeinflusst den Wärmeverlust über Außenwände, Fenster, Dach und Boden. Das Gebäudealter und die Gebäudegröße sind wichtig, da der geometrische Anteil der einzelnen Gebäudebauteilflächen (Dach, Außenwand, Fußboden) nicht nur von der Gebäudegröße (Gebäudekubatur), sondern auch vom Gebäudealter abhängt. Außerdem beeinflussen die eingesetzten Baumaterialien, die sich im Verlauf der Bauepochen verändert haben, die wärmetechnischen

Eigenschaften der Gebäudehülle [42]. Der Wärmebedarf zur Bereitstellung von Warmwasser wird nicht berücksichtigt. Dieser ist üblicherweise annähernd konstant über den Jahresverlauf.

Abbildung 12 zeigt die zeitliche Änderung der Wärmebedarfs während des Zeitraums 2001 bis 2080 für die A1B₂-Klimaprojektion für das Projekthaus Ulm. Über die Abszisse sind die Jahre aufgetragen und die Ordinate zeigt die Tage eines Jahres. Der obere Teil der Abbildung zeigt die Entwicklung der Jahressumme des Wärmebedarfs. Der langjährige Mittelwert liegt bei etwa 11.400 kWh/a. Die Ausgleichsgerade zeigt eine mittlere, jährliche Abnahme von 400 kWh/a, beginnend bei ca. 13.000 kWh/a im Jahr 2001 bis zu etwa 10.000 kWh/a im Jahr 2080. Der tägliche Wärmebedarf ist farblich wiedergegeben von gering (blau) bis hoch (rot). Weiße Flächen markieren Tage an den kein Wärmebedarf für Raumwärme besteht.

Aufgrund der Zunahme der milderen Winter mit der Abnahme an Tagen mit niedriger Tagesmitteltemperatur (siehe Kapitel 4.1) reduziert sich ebenfalls der Bedarf an Wärme.

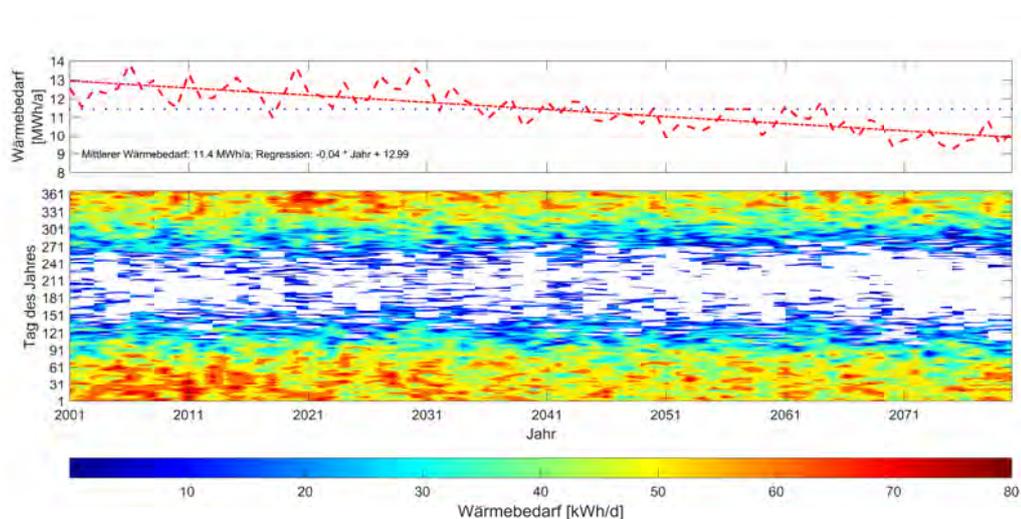


Abbildung 12: Jahressumme (oben) und Tagessumme (unten) des Wärmebedarfs des Projekthauses Ulm für die Periode 2001 bis 2080 anhand der A1B₂-Klimaprojektion für das Projekthaus Ulm. Der langjährige mittlere Wärmebedarf ist als blaue gepunktete Linie dargestellt. Die Ausgleichsgerade als rote Strich-Punkt-Linie. Der tägliche Wärmebedarf ist farblich wiedergegeben von geringer Tagessumme (blau) bis hoher Tagessumme (rot). Weiße Flächen markieren Tage an den kein Wärmebedarf für die Raumwärme besteht.

Bezogen auf das Projekthaus Ulm liegt der mittlere, spezifische Heizenergiebedarf für die

Klimaprojektion A1B₂ bei 39 kWh/(m²*a). Er reduziert sich im Mittel von 44 kWh/(m²*a) zu Anfang des Untersuchungszeitraums auf 34 kWh/(m²*a) aufgrund des klimabedingten Temperaturanstiegs.

Für die Abschätzung des Wärmebedarfs und der Heizungsauslegung wurden in der Vergangenheit, und z.T. auch heute noch, die Vollbenutzungsstunden von Heizungsanlagen nach der Norm VDI 2067-2 [43] herangezogen. Diese Norm gibt für Einfamilienhäuser in der Region Ulm 2243 h/a Vollbenutzungsstunden an. Anhand der Verbrauchswerte der vergangenen Jahre lagen die Vollbenutzungsstunden des Projekthauses Ulm bei 2034 h/a. Anhand der Simulation der verschiedenen Klimaprojektionen können diese Vollbenutzungsstunden von etwa 1950 h/a auf 1340 h/a sinken.

4.4 Photovoltaik-Ertrag

Neben den meist konstanten standort- und anlagenspezifischen Gegebenheiten wie Ausrichtung und Neigung, Verschattung, Modul und Wechselrichtertechnologie, sind die wechselhafte Einstrahlung und Temperatur die größten Einflussgrößen auf den Ertrag einer PV-Anlage. Während sich eine hohe Einstrahlung positiv auf den Anlagenenertrag auswirken kann, sind hohe Außentemperaturen leistungsmindernd.

Abbildung 13 zeigt die mögliche Entwicklung der Erträge der PV-Anlage unter Vernachlässigung einer Anlagenalterung oder Zunahme von Verschmutzung und Verschattung für die A1B₂-Klimaprojektion. Über die Abszisse sind die Jahre aufgetragen und die Ordinate zeigt die Tage eines Jahres. Der obere Teil der Abbildung zeigt die Entwicklung des spezifischen PV-Jahresertrags. Der langjährige Mittelwert für den spezifischen Anlagenenertrag liegt bei etwa 921 kWh/(kW*a). Die Ausgleichsgerade zeigt eine geringe Zunahme. Die geringe Zunahme der Globalstrahlung im Modell wird z.T. durch die Zunahme der Lufttemperatur kompensiert. Der tägliche spezifische PV-Ertrag ist farblich wiedergegeben von 0 kWh/(kW*d) (blau) bis zu 7 kWh/(kW*d) (rot).

4.5 Wärmepumpen Strombedarf

Die Entwicklung des Strombedarfs der Wärmepumpe und dessen Deckung durch die PV-Anlage hängen ebenfalls stark von der Klimaentwicklung ab. Vor allem die Änderung der Außentemperatur beeinflusst den Wärmebedarf und damit den Betrieb und die Effizienz der Wärmepumpe.

Abbildung 14 zeigt den Strombedarf der Wärmepumpe zur Deckung des Raumwärmebedarfs anhand der A1B₂-Klimaprojektion. Über die Abszisse sind die Jahre aufgetragen und die Ordinate zeigt die Tage eines Jahres. Der obere Teil der Abbildung zeigt die

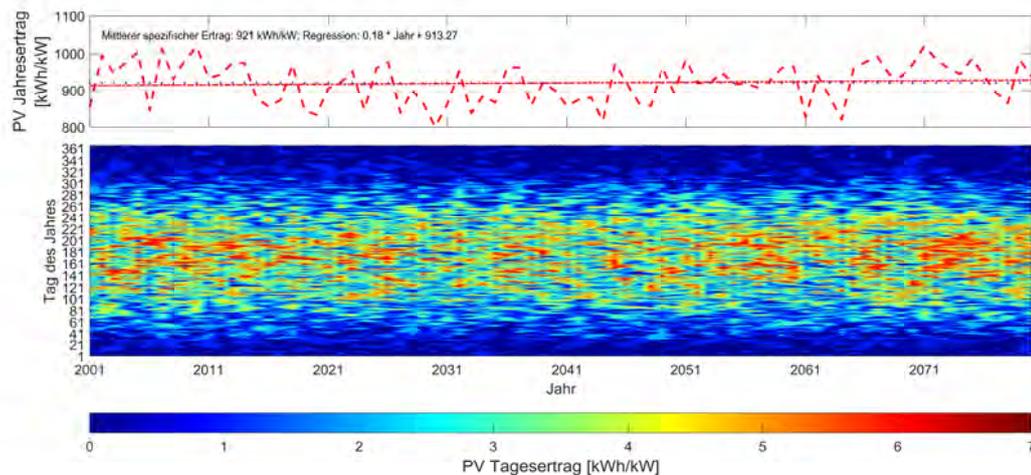


Abbildung 13: Jahressumme (oben) und Tagessumme (unten) des spezifischen PV-Ertrags des Projekthauses Ulm für die Periode 2001 bis 2080 anhand der A1B₂-Klimaprojektion. Der langjährige spezifische Ertrag ist als blaugepunktete Linie dargestellt. Die Ausgleichsgerade als rote Strich-Punkt-Linie. Der tägliche spezifische Ertrag ist farblich wiedergegeben von geringer Tagessumme (blau) bis hoher Tagessumme (rot).

Entwicklung des Strombedarfs. Der langjährige Mittelwert für den Strombedarf liegt bei etwa 5.400 kWh/a. Die Ausgleichsgerade zeigt die Abnahme des Jahresstrombedarfs aufgrund des reduzierten Heizungsbedarfs in Folge des Temperaturanstiegs. Die mittlere, jährliche Abnahme beträgt etwa 20 kWh/a, beginnend bei ca. 6.200 kWh/a im Jahr 2001 bis zu etwa 4.800 kWh/a im Jahr 2080. Der untere Teil der Abbildung 14 zeigt den täglichen Strombedarf der Wärmepumpe als Rasterdiagramm. Der tägliche Strombedarf ist farblich wiedergegeben von 0 kWh/kWd (blau) bis zu 50 kWh/kWd (rot). Weiße Flächen kennzeichnen Tage, an denen keine Heizung benötigt wird.

Ein Teil des Strombedarfs der Wärmepumpe kann direkt durch die Erzeugungsleistung der PV-Anlage gedeckt werden. Diese Bedarfsdeckung ist in Abbildung 15 dargestellt. Über die Abszisse sind die Jahre aufgetragen und die Ordinate zeigt die Tage eines Jahres. Das Rasterdiagramm zeigt, wie viel des täglichen Strombedarfs der Luftwärmepumpe direkt durch den PV-Strom gedeckt werden kann. Negative Zahlen bedeuten, dass der PV-Strom zur vollständigen Deckung nicht ausreicht und zusätzlicher Strom aus dem öffentlichen Netz bezogen werden muss. Positive Zahlen drücken einen Überschuss des PV-Stroms aus, der im Haus für andere Verbraucher genutzt, in Batterien gespeichert oder ins Stromnetz eingespeist werden kann. Die tägliche Deckung des Strombedarf ist farblich wiedergegeben

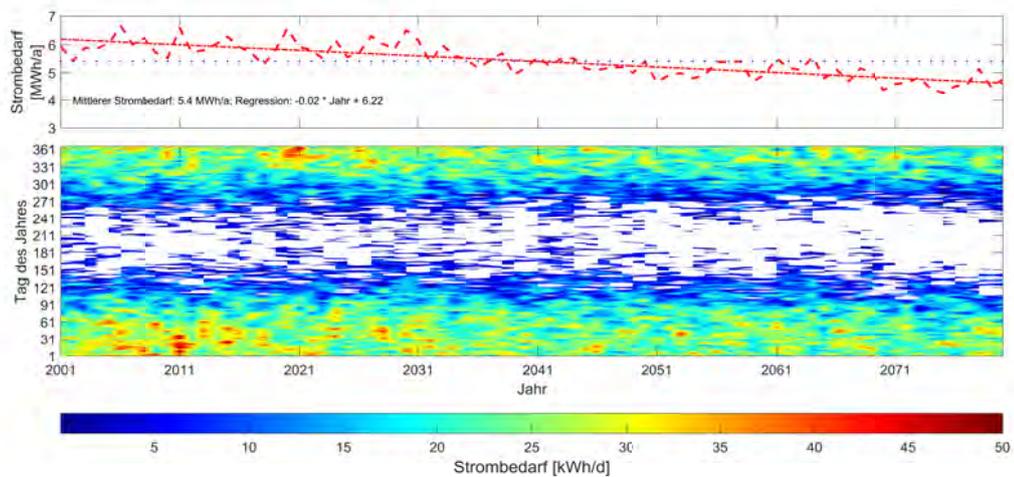


Abbildung 14: Jahressumme (oben) und Tagessumme (unten) des Strombedarfs der Wärmepumpe für Raumwärme des Projekthauses Ulm für die Periode 2001 bis 2080 anhand der A1B₂-Klimaprojektion. Der langjährige Strombedarf ist als blaue gepunktete Linie dargestellt. Die Ausgleichsgerade als rote Strich-Punkt-Linie. Der tägliche Strombedarf ist farblich wiedergegeben von geringem Bedarf (blau) bis hohem Bedarf (rot). Weiße Flächen kennzeichnen Tage, an denen keine Heizung benötigt wird.

von -60 kWh (blau) bis zu 60 kWh (rot). Weiße Flächen kennzeichnen Tage, an denen keine Heizung benötigt wird und der Strom der PV-Anlage vollständig für andere Zwecke genutzt werden kann. In den Wintermonaten ist deutlich zu erkennen, dass der Strom der PV-Anlage nicht ausreicht um den Strombedarf der Wärmepumpe zu decken. Es muss zusätzliche Energie aus dem öffentlichen Netz entnommen werden. Die Periode mit annähernder Deckung im Frühjahr ist länger als im Herbst. Im Frühjahr treten häufiger Tage mit Wärmebedarf und hohen Erzeugungsleistungen durch die PV-Anlage auf.

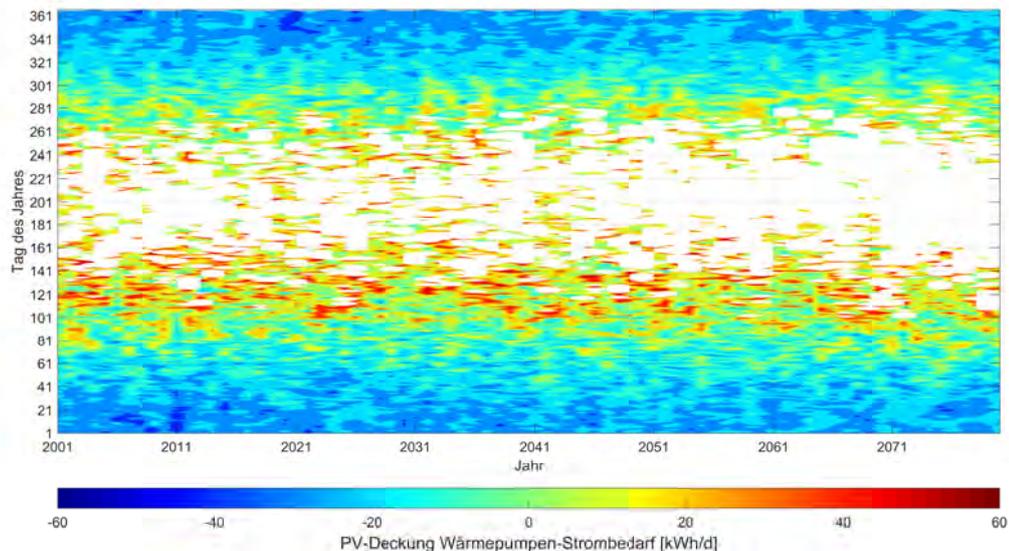


Abbildung 15: Deckung des Strombedarfs der Wärmepumpe für Raumwärme des Projekthauses Ulm für die Periode 2001 bis 2080 anhand der A1B₂-Klimaprojektion. Die tägliche Deckung des Strombedarfs ist farblich wiedergegeben von geringem Bedarf (blau) bis hohem Bedarf (rot). Weiße Flächen kennzeichnen Tage, an denen keine Heizung benötigt wird.

Im Projekthaus Ulm steht der Pelletofen als weiterer Wärmeerzeuger zur Verfügung. Die Steuerung des Pelletofens und der Wärmepumpe erfolgt als bivalenter, alternativer Betrieb. Oberhalb einer festgelegten Abschalttemperatur erfolgt die Wärmebereitstellung ausschließlich über die Wärmepumpe. Unterhalb der Abschalttemperatur wird der Pelletofen betrieben, der die gesamte Heizwärme bereitstellt. Das bedeutet, an kalten Tagen wird die Wärmepumpe nicht betrieben.

Die Deckung des Strombedarfs der Wärmepumpe bei bivalentem Betrieb ist in Abbildung 16 dargestellt. Über die Abszisse sind die Jahre aufgetragen und die Ordinate zeigt die Tage eines Jahres. Das Rasterdiagramm zeigt, wie viel des täglichen Strombedarfs der Luftwärmepumpe direkt durch den PV-Strom gedeckt werden kann. Negative Zahlen bedeuten, dass der PV-Strom zur vollständigen Deckung nicht ausreicht und zusätzlicher

Strom aus dem öffentlichen Netz bezogen werden muss. Positive Zahlen drücken einen Überschuss des PV-Stroms aus, der im Haus für andere Verbraucher genutzt, in Batterien gespeichert oder ins Stromnetz eingespeist werden kann. Die tägliche Deckung des Strombedarfs ist farblich wiedergegeben von -60 kWh/d (blau) bis zu 60 kWh/d (rot). Weiße Flächen kennzeichnen Tage, an denen entweder keine Raumwärme benötigt wird oder diese durch den Pelletofen bereitgestellt wird. In den Wintermonaten ist deutlich zu erkennen, dass der Strom der PV-Anlage nicht ausreicht um den Strombedarf der Wärmepumpe zu decken. Es muss zusätzliche Energie aus dem öffentlichen Netz entnommen werden. Zu Beginn des Simulationszeitraums wird auch viel Wärme durch den Pelletofen bereitgestellt. Dieser Anteil nimmt mit der Zeit, und mit den steigenden Temperaturen (vgl. Kapitel 4.1) ab. Die Periode mit annähernder Deckung ist unverändert zum monovalenten Betrieb ohne Pelletofen.

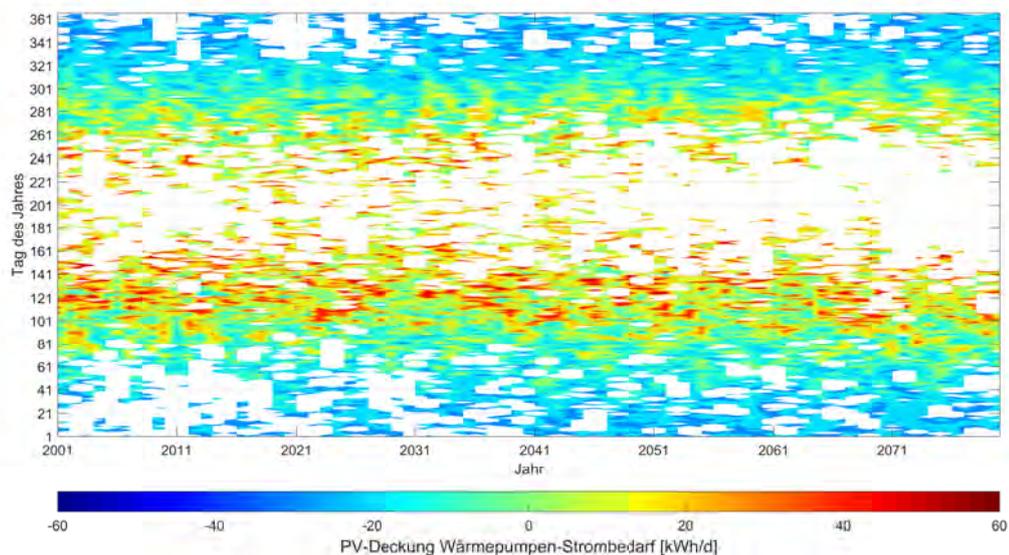


Abbildung 16: Deckung des Strombedarfs der Wärmepumpe für Raumwärme des Projekthauses Ulm für die Periode 2001 bis 2080 anhand der A1B₂-Klimaprojektion. Ein Pelletofen dient als weiterer Wärmeerzeuger bei niedrigen Außenlufttemperaturen. Die tägliche Deckung des Strombedarfs ist farblich wiedergegeben von geringem Bedarf (blau) bis hohem Bedarf (rot). Weiße Flächen kennzeichnen Tage, an denen keine Wärme von der Wärmepumpe benötigt wird. Negative Zahlen bedeuten, dass der PV-Strom zur vollständigen Deckung nicht ausreicht. Positive Zahlen drücken einen Überschuss des PV-Stroms aus.

Abbildung 17 zeigt die Anteile des Jahressaldo zu Deckung des Stromverbrauchs der Wärmepumpe für die A1B₂-Klimaprojektion. Positive Zahlen drücken einen Stromüberschuss aus, während negative Zahlen einen Bezug aus dem öffentlichen Netz zeigen. Die durchge-

zogenen Linien sind die Jahreswerte, die strich-gepunkteten Linien die Ausgleichsgeraden. Die blaue Linien zeigen den Überschuss der PV-Anlage, der in der Übergangszeit und im Sommer auftritt und innerhalb des Hauses verwendet oder ins öffentliche Netz eingespeist werden kann. Die grünen Linien zeigen den Bezug aus dem Stromnetz zur Deckung des Strombedarfs der Wärmepumpe im monovalentem Betrieb ohne Pelletofen. Die roten Linien zeigen den Bezug unter Berücksichtigung des bivalenten Betriebs mit dem Pelletofen. Es zeigt sich, dass der PV-Überschuss im Verlauf der Klimaprojektion geringer wird. Dies erklärt sich in der vermehrten Nutzung der Wärmepumpe in den kälteren Monaten und auch in den längeren Perioden ohne Wärmebedarf im Sommer. Die milderen Winter und die längeren Sommer reduzieren den Wärmebedarf insgesamt und der notwendige Strombezug aus dem öffentlichen Netz wird geringer. Die höheren Außentemperaturen sorgen ebenfalls für höhere Leistungszahlen der Wärmepumpe und daher für einen geringen Strombedarf. Der Strombezug aus dem öffentlichen Netz für die Deckung des Strombedarfs der Wärmepumpe im Bivalenzbetrieb ist geringer, da die Wärme z.T. aus Pellets gedeckt wird. Durch die Zunahme der milderen Winter wird die Abschalttemperatur der Wärmepumpe seltener unterschritten und der Pelletofen weniger genutzt. Gleichzeitig steigen die Betriebsdauer der Wärmepumpe. Daher nimmt der Strombedarf aus dem Netz über den Betrachtungszeitraum sogar leicht zu.

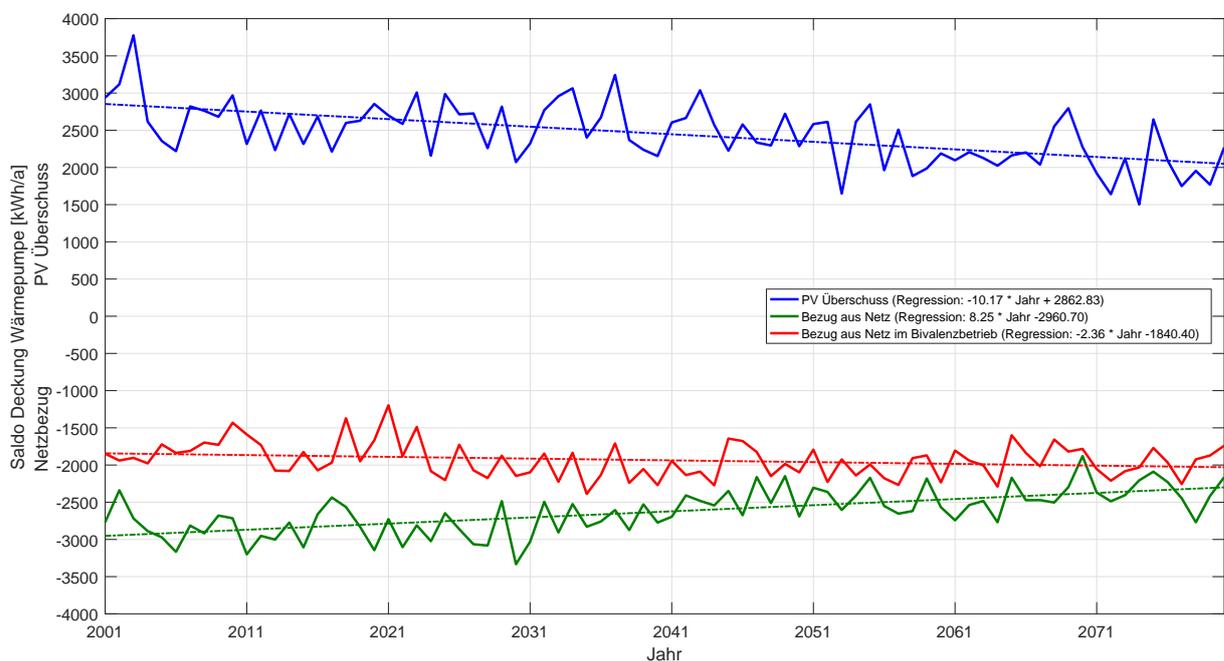


Abbildung 17: Jahressaldo der Deckung des Strombedarfs der Wärmepumpe aus der PV-Anlage (blau) sowie dem öffentlichen Netz ohne (grün) und mit (rot) Nutzung des Pelletofens. Die durchgezogenen Linien sind die Jahreswerte, die strich-gepunkteten Linien die Ausgleichsgeraden.

5 Branchenspezifische Fragestellungen

Neben dem allgemeinen Interesse an den möglichen lokalen Effekten des Klimawandels wurden durch regionale Branchenvertreter noch spezielle Fragestellungen gestellt. Diese werden in diesem Kapitel, soweit möglich, beantwortet.

5.1 Branche für Heizungs- und Klimatechnik

Durch die Änderung der Temperatur stellen sich insbesondere für die Branche der Heizungs- und Klimatechnik verschiedene Fragen. Eine Auswahl dieser wird im folgenden Abschnitt für die Region Ulm beantwortet.

5.1.1 Veränderung des Bedarfs an Heizung und Kühlung

Die projizierte Veränderung in der Lufttemperatur hat grundsätzliche Auswirkungen auf die Anforderungen an Heizung und Kühlung.

Eine erste Kenngröße für die Beurteilung der Änderung im Bedarf an Heizungs- und Kühlungseinrichtungen sind die Heiztage und Kühltage.

Die Anzahl der Heiztage, d.h. Tage mit einer mittleren Tagestemperatur kleiner wie die Heizgrenze ($15\text{ }^{\circ}\text{C}$) [43], lag in den vergangenen Jahrzehnten für die Region Ulm bei etwa 280. An diesen Tagen muss die Heizungsanlage betrieben werden, um die Innentemperatur auf einem gewünschten Wert zu halten. Der Kühltage ist definiert, wenn die Tagesmitteltemperatur $18,3\text{ }^{\circ}\text{C}$ überschreitet [44]. In Ulm lag die mittlere Anzahl bei 35 Kühltagen, jedoch mit steigender Tendenz. Die historischen Messreihen der Heiz- und Kühltage sind in Abbildung 18 dargestellt.

Die Klimaprojektion des A1B₂-Szenarios zeigt eine Abnahme der Heiztage und eine Zunahme der Kühltage für Ulm, siehe Abbildung 19. Zu Beginn des Betrachtungszeitraums liegt die Anzahl der Heiztage bei etwa 300 während sie im Jahr 2080 auf 250 gesunken ist. Durchschnittlich sinkt die Anzahl der Heiztage um etwa sechs Tage pro Dekade. Umgekehrt steigt die Anzahl an Kühltagen ebenfalls um knapp sechs Tage pro Dekade, von etwa 30 Kühltagen im Jahr 2001 auf etwa 75 Kühltage im Jahr 2080.

Für die Berechnung des Heizwärmebedarfs eines Gebäudes während der Heizperiode werden die sog. Heizgradtage herangezogen. Die Heizgradtage bilden den Zusammenhang zwischen Raumtemperatur (hier $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ nach [45]) und der Außenlufttemperatur für die Heiztage eines Bemessungszeitraums. Sie sind ein grobes Hilfsmittel zur Bestimmung der Heizkosten und des Heizstoffbedarfs, da sich auch noch Wind, Luftfeuchtigkeit und Sonnenstrahlung auf die zum Heizen benötigte Energie auswirken. Heizgradtage werden als die Summe aus den Differenzen einer angenommenen Rauminnentemperatur von $20\text{ }^{\circ}\text{C}$

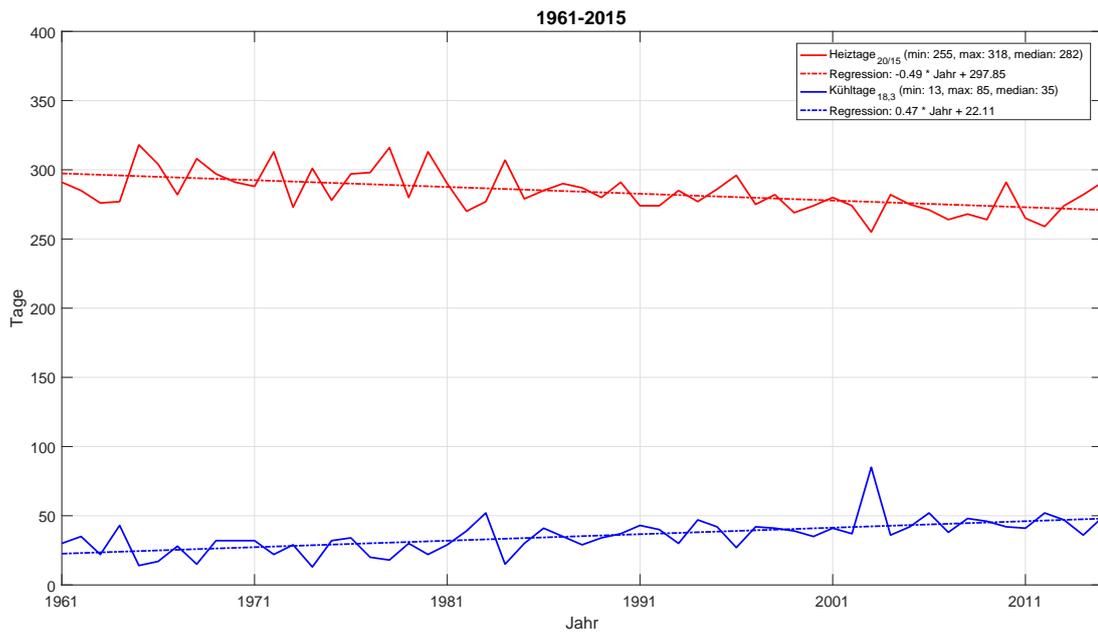


Abbildung 18: Entwicklung der Heiz- und Kühltage in Ulm für die Jahre 1961 bis 2015 gemessen mit Daten des DWD [10].

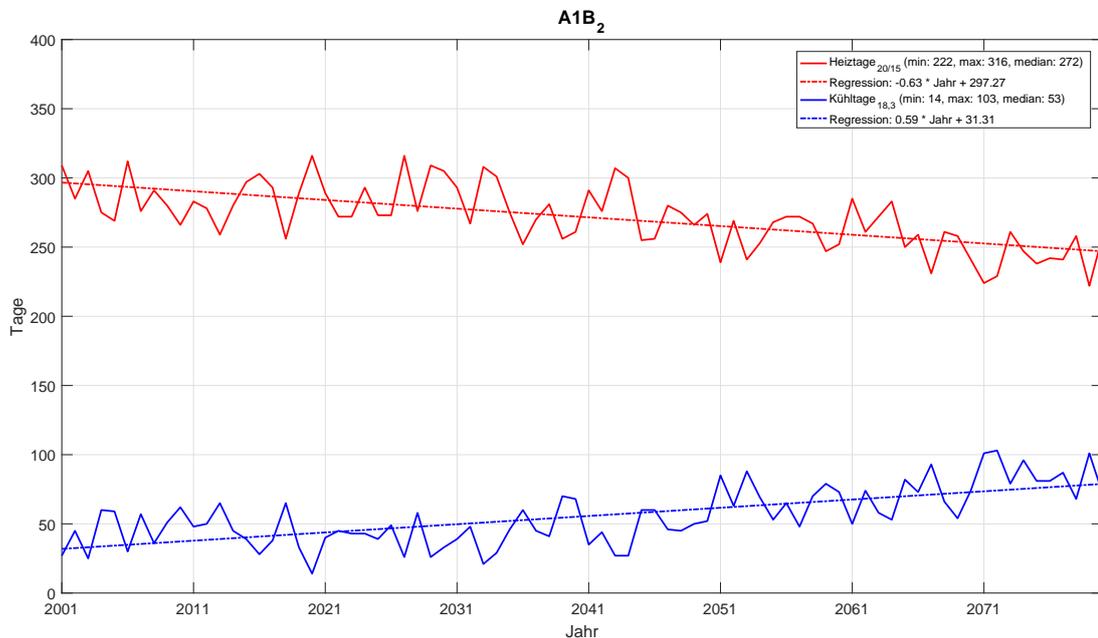


Abbildung 19: Klimaprojektion der Heiz- und Kühltage in Ulm für die Jahre 2001 bis 2080 basierend auf den Szenario A1B₂.

und dem jeweiligen Tagesmittelwert der Außentemperatur über alle Tage eines Zeitraums, an denen dieser unter der Heizgrenztemperatur (hier $15\text{ }^{\circ}\text{C}$) liegt, berechnet. Als Wärmesumme werden sie mit der Einheit in Kd bzw. $^{\circ}\text{Cd}$ (Gradtagen) angegeben.

In diesem Schema lassen sich ebenfalls Kühlgradtage herleiten, bei denen die Wärmesummen von Tagen gebildet werden, wenn die Tagesmitteltemperatur über $18,3\text{ }^{\circ}\text{C}$ liegen und als Hilfsmittel für die Bestimmung des Kühlbedarfs genutzt werden können.

Abbildung 20 zeigt die Entwicklung der Heiz- (oben) und Kühlgradtage (unten) pro Jahr für das A1B₂-Szenario. Zusätzlich sind jeweils die Regressionsgeraden als Strich-Punkt-Linien abgebildet. Der Klimaprojektion folgend sinkt die Anzahl der Heizgradttage jährlich um etwa 10 Kd, ausgehend von ca 2800 Kd im Jahr 2001 bis zu knapp 2000 Kd im Jahr 2080. Umgekehrt steigt die Anzahl der Kühlgradtage jährlich um etwa 0,6 Kd. Im Jahr 2001 liegen die Kühlgradtage bei etwa 30 Kd und steigen bis zum Ende der Simulationsperiode auf etwa 75 Kd.

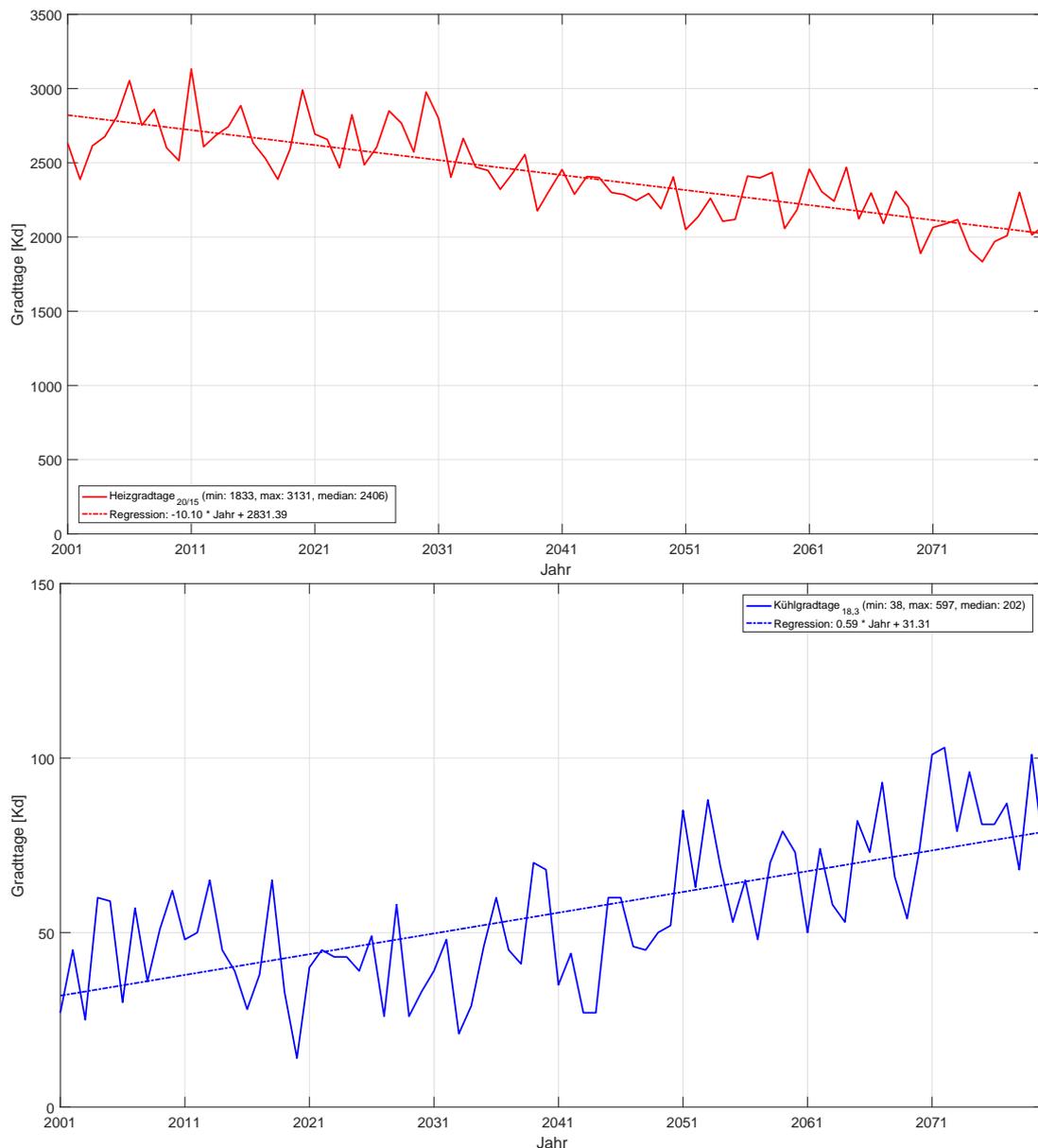


Abbildung 20: Entwicklung der Heizgrad und Kühlgradtage in Ulm für die Jahre 2001 bis 2080 basierend auf den Szenario A1B₂.

5.1.2 Auswirkung auf die Heizungsanlagendimensionierung

Ein klimabedingte Änderung in der Außenlufttemperatur kann sich auf die Dimensionierung von Heizungsanlagen auswirken. In Deutschland erfolgt die Auslegung nach der Norm DIN EN 12831 [46]. In dieser Norm ist die Auslegungstemperatur als Zwei-Tagesmittelwert der Außenlufttemperatur, der mindestens 10-mal in einer Periode von 20 Jahren auftritt, definiert. Im nationalen Anhang sind diese Außentemperaturen für Städte mit über 20.000 Einwohnern aufgeführt. Für Ulm ist dies eine Außentemperatur von -14 °C [45].

In der Norm findet sich keine Angabe des konkreten Messzeitraums, jedoch kann vermutet

werden, dass sich dieser in der Periode von 1951 bis 1970 befindet [47]. Dieser Zeitraum wurde in der Norm DIN 4710 [48] verwendet, auf die das Beiblatt 1 der DIN EN 12831 ebenfalls referenziert. Das heißt, die Auswirkung des Klimawandels sind in der Datenbasis nicht berücksichtigt.

In Tabelle 1 sind die Außenlufttemperatur und mittlere Jahrestemperatur für Ulm nach DIN EN 12831 aufgeführt. Weiterhin sind diese Temperaturen auch für die Messperioden 1961-1980, 1981-2000 und 1996-2015 anhand von Messdaten der Wetterstation des DWD ermittelt. Es zeigt sich, dass sich in der jüngsten Vergangenheit (Messperiode 1996-2015) die Auslegungslufttemperatur und mittlere Jahrestemperatur erhöht haben.

Tabelle 1: Außenlufttemperatur zur Heizlastberechnung für den Standort Ulm nach DIN EN 12831 sowie aus Messungen der lokalen Wetterstation des DWD für verschiedene Messperioden

	DIN EN 12831	1961-1980	1981-2000	1996-2015
θ'_e (°C)	-14	-14	-14	-12
$\theta'_{m,e}$ (°C)	7,9	7,5	8,2	8,7

Die mögliche Entwicklung der Norm-Außentemperaturen aus den Klimaprojektionen sind in der Tabelle 2 aufgeführt. In beiden Klimaszenarien erkennt man eine weitere Abnahme der Norm-Außentemperaturen. Im B1-Klimaszenario steigt die Norm-Außentemperaturen auf maximal -10 bis -8 °C, im A1B-Klimaszenario sogar auf -6 °C. Wird die UHI-Effekt noch mit berücksichtigt (siehe Tabelle 3) steigt die Norm-Außentemperatur nochmals um etwa 1 °C in jedem Klimaszenario.

Nach [47] bewirkt bei der Berechnung nach DIN EN 12831 eine Erhöhung der Auslegungstemperatur um 1 °C eine Absenkung der Heizlast um 3%. Anhand der bisherigen Messdaten (Tabelle 1) kann daher schon jetzt eine Reduzierung der Heizungsanlagenleistung um 6% begründet und mit dem Bauherr eines Gebäudes vereinbart werden. In Zusammenhang mit den Außentemperaturwerten der Klimaszenarien und der Berücksichtigung des UHI-Effekts kann dies zu einer Reduktion der notwendigen Heizleistung von 18% im B1 Szenario und 27% im A1B Szenario führen.

5.1.3 Auswirkung auf die Auslegung von Lüftungstechnischen Anlagen

Lüftungstechnische Anlagen, auch als raumlufttechnische Anlagen (RLT-Anlage) bezeichnet, dienen dem kontinuierlichen Zuführen von Außenluft und Abführen verunreinigter oder verbrauchter Luft. Lüftungstechnische Anlagen stellen Atemluft zur Verfügung, die

Tabelle 2: Klimaprojektion der Außentemperatur zur Heizlastberechnung für den Standort Ulm für verschiedene Klimaperioden

		2021-2040	2041-2060	2061-2080
B1 ₁	θ'_e (°C)	-11	-11	-10
	$\theta'_{m,e}$ (°C)	8,6	9,1	9,9
B1 ₂	θ'_e (°C)	-9	-11	-8
	$\theta'_{m,e}$ (°C)	9,0	9,2	10,0
A1B ₁	θ'_e (°C)	-13	-8	-6
	$\theta'_{m,e}$ (°C)	9,0	9,7	10,9
A1B ₂	θ'_e (°C)	-9	-7	-6
	$\theta'_{m,e}$ (°C)	8,9	10,0	11,0

Tabelle 3: Klimaprojektion der Außentemperatur zur Heizlastberechnung für den Standort Ulm für verschiedene Klimaperioden unter Berücksichtigung des UHI-Effekts

		2021-2040	2041-2060	2061-2080
B1 ₁	θ'_e (°C)	-9	-9	-9
	$\theta'_{m,e}$ (°C)	9,2	9,7	10,5
B1 ₂	θ'_e (°C)	-8	-10	-8
	$\theta'_{m,e}$ (°C)	9,7	9,8	10,6
A1B ₁	θ'_e (°C)	-12	-7	-5
	$\theta'_{m,e}$ (°C)	9,7	10,3	11,7
A1B ₂	θ'_e (°C)	-8	-6	-5
	$\theta'_{m,e}$ (°C)	9,5	10,7	11,7

frei von schädlichen Gefahrstoffkonzentrationen ist und über ausreichend Sauerstoff verfügt.

Für die Auslegung im Sommerfall wird eine Außenlufttemperatur von 32 °C angenommen. Diese Auslegungstemperatur basiert auf mittleren Extremwerttemperaturen der 40 wärmsten Tage in einem 20-Jahres-Zeitraum [49]. In [50] konnte die Herkunft dieser Auslegungstemperatur anhand einer Literaturrecherche bis ins Jahr 1930 verfolgt werden. Ein Einfluss des Klimawandels ist daher nicht berücksichtigt.

Die mittleren Extremtemperaturen für die Auslegung, gemessen und aus den Klimaprojektionen, sind in Tabelle 4 aufgeführt. Bisher wurden in der Region Ulm die Auslegungstemperatur unterschritten oder erreicht. Die Klimaprojektionen zeigen jedoch eine mögliche Zunahme um 6 bis 9 °C. Diese Werte sind um 1 °C höher wenn der UHI-Effekt miteinbezogen wird.

Tabelle 4: Klimaprojektion der Außentemperatur zur Auslegung von raumlufttechnischen Anlagen nach VDI 2078 für den Standort Ulm für verschiedene Klimaperioden

Szenario	Jahre	Mittlere Extremtemperatur (°C)
Messung	1961-1980	30
	1981-2000	31
	1996-2015	32
B1	2021-2040	38
	2041-2060	38
	2061-2081	40
A1B	2021-2040	38
	2041-2060	39
	2061-208	41

5.2 Energieversorgungsunternehmen und Verteilnetzbetreiber

Die Integration von wetterabhängigen, erneuerbaren Energien in die Infrastruktur ist eine Herausforderung für die Netzbetreiber und Energieversorgungsunternehmen, national sowie regional. Durch den Klimawandel kann sich die Wetterabhängigkeit der Erzeugungsanlagen noch verändern. Wird der Einfluss des Wetters auf den Verbrauch auch noch berücksichtigt, verstärkt sich die Wetterabhängigkeit nochmals. Im folgenden Abschnitt werden Fragestellungen aus der Energiewirtschaft beantwortet.

5.2.1 Auswirkungen auf die Spitzenkappung

Verteilnetzbetreiber dürfen für die Netzplanung die Kappung der Einspeisespitzen von Erzeugungsanlagen, die sog. Spitzenkappung, berücksichtigen. Dies ist durch die Änderung des §11 Energiewirtschaftsgesetz durch das Strommarktgesetz möglich. Nach §11

Energiewirtschaftsgesetz, Absatz 2, darf die prognostizierte jährliche Stromerzeugung aus Erzeugungsanlagen aus Windenergie an Land oder solarer Strahlungsenergie um bis zu 3 % reduziert werden [51]. Die Spitzenkappung soll helfen, die vorhandene Netzinfrastruktur besser zu nutzen und mögliche unwirtschaftliche Überkapazitäten zu vermeiden. Dadurch wird die Aufnahmekapazität für dezentrale Erzeugungsanlagen erhöht. Die Spitzenkappung wird dabei in der Planung berücksichtigt, im Betrieb werden entstehende Netzengpässe durch das bisherige Einspeisemanagement behoben.

Abbildung 21 zeigt die gekappte Energiemenge der PV-Anlage des Projekthaus Ulm die 3 % der erzeugten Jahresenergie entspricht. Der langjährige Mittelwert liegt bei etwa 27 kWh/kW. Im Vergleich hierzu liegt der mittlere spezifische PV-Ertrag bei 921 kWh/kW (siehe Abschnitt 4.4). Zu beachten ist hierbei auch die modellbedingte zu geringe Globalstrahlung (siehe Abschnitt 4.2). Die Ausgleichsgerade zeigt eine unmerkliche Abnahme. Der untere Teil der Abbildung 21 zeigt die täglich gekappte Energiemenge im Jahresverlauf als Rasterdiagramm. Über die Abszisse sind die Jahre aufgetragen und die Ordinate zeigt die Tage eines Jahres. Der tägliche spezifische PV-Ertrag ist farblich wiedergegeben von 0 kWh/d (blau) bis zu 3,5 kWh/d (rot). Es zeigt sich eine höhere Schwankungsbreite, die der wechselnden Jahreseinstrahlung folgt. Ein langfristiger Trend aufgrund des Klimawandels ist jedoch nicht zu erkennen.

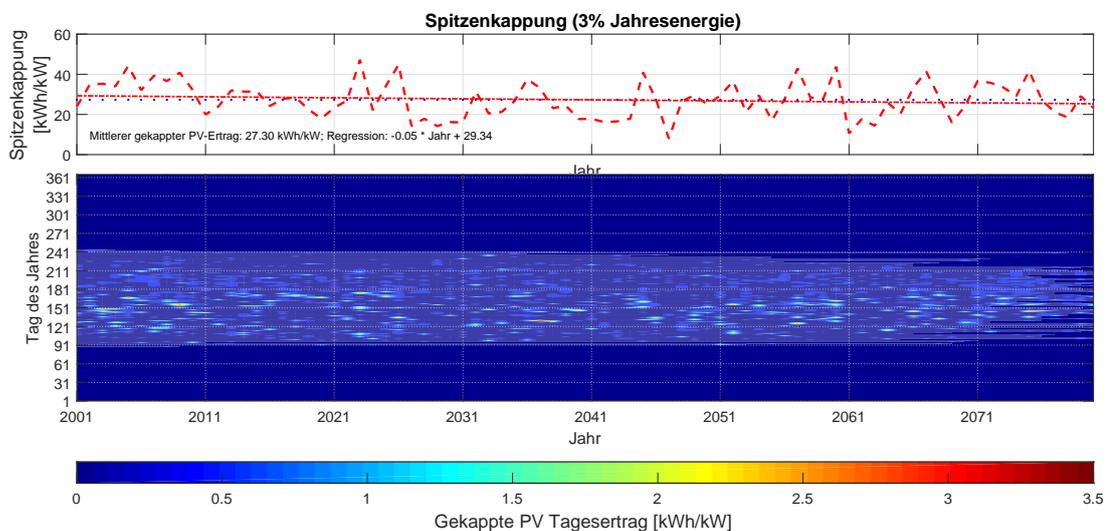


Abbildung 21: Jahressumme (oben) und Tagessumme (unten) der gekappten PV-Energie zur Umsetzung der Spitzenkappung für die Periode 2001 bis 2080 anhand der A1B₂-Klimaprojektion für die PV-Anlage des Projekthaus Ulm. Die 3 % der Jahreserzeugung ist als blaugepunktete Linie dargestellt. Die Ausgleichsgerade als rote Strich-Punkt-Linie. Die gekappte tägliche Energiemenge ist farblich wiedergegeben von 0 kWh/d (blau) bis zu 3,5 kWh/d (rot).

Die Schwankungsbreite des Reduktionsfaktors der Spitzenkappung für die PV-Anlage des Projekthaus ist in Abbildung 22 gezeigt. Der Vergleich zeigt die berechneten Reduktionsfaktoren anhand der Einstrahlung aus den Jahren 2005 bis 2016 sowie für die vier verschiedenen Klimaprojektionen. Jede Box zeigt den Median, d.h. die Grenze unter und über der 50 % aller Werte liegen, als rote Linie an. Die horizontalen Kanten der blauen Boxen zeigen die 25 % bzw. 75 % Quantile, unter denen 25 % bzw. 75 % aller Werte liegen. Die schwarzen Linien markieren den Bereich, in dem sich 99,3 % aller Werte befinden. Statistische Ausreißer sind als rote Kreuze markiert.

Der Median der Klimaprojektionen liegt einheitlich unterhalb der Messung. Ursache hierfür kann die o.g. Unterschätzung der Globalstrahlung des COSMO-CLM Modells sein. Die unteren 25 % Quantile weichen ebenfalls ab während die oberen 75 % Quantile etwa in einem Bereich liegen. Auch ist die Streuung der Klimaprojektionen deutlich größer. Der Grund hierfür kann jedoch in dem größeren Betrachtungszeitraum liegen. Zusammenfassend lässt sich kein deutlicher, klimawandelbedingter Trend des Reduktionsfaktors belegen.

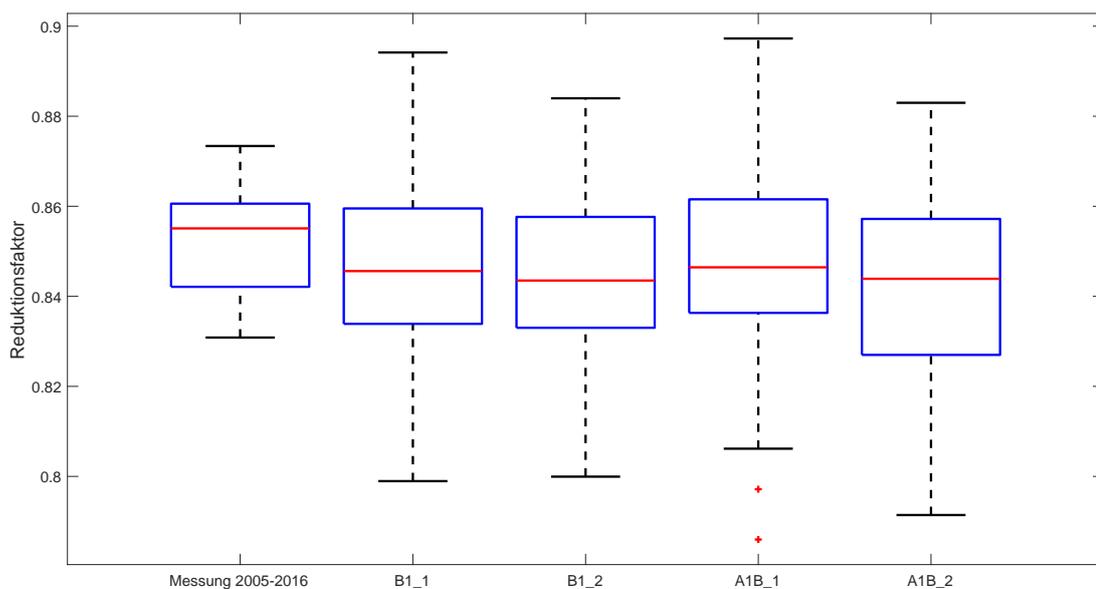


Abbildung 22: Schwankungsbreite des Reduktionsfaktors der Spitzenkappung für die PV-Anlage des Projekthaus. Der Median ist als rote Linie angegeben. Die horizontalen Kanten der Boxen zeigen die 25 % bzw. 75 % Quantile. Die schwarzen Linien markieren den Bereich, in dem sich 99,3 % aller Werte befinden. Statistische Ausreißer sind als rote Kreuze markiert.

5.2.2 Auswirkungen auf den Strompreis

Mit steigenden Temperaturen stellt sich Kunden die Frage, ob es in Zukunft wieder verstärkt zeitvariable Stromtarife geben wird um die Kosten für die Gebäudekühlung o.ä.

zu reduzieren. In der Vergangenheit gab es verstärkt Zweitarif-Systeme mit Hochtarifen untertags und Nebentarifen in der Nacht und an Wochenenden. Damit wurden z.B. die elektrischen Nachtspeicherheizungen betrieben oder auch die speziellen Wärmepumpentarife. Eine Antwort auf diese Frage kann nur anhand der Analyse der Klimaprojektionen nicht gegeben werden. Dazu sind zu viele Faktoren zu berücksichtigen, die den Strompreis beeinflussen können.

Aus Kundensicht setzt sich der Preis für Strom aus einem jährlichen Grundpreis (z.B. für Messstellenbetrieb) und einem verbrauchsbedingten Arbeitspreis (ct/kWh) zusammen. Aus Sicht des Energiemarktes setzt sich der Strompreis der Endkunden aus 55 % staatlich veranlassten Steuern, Abgaben und Umlagen, 26 % Nutzungsentgelte für die Stromnetze und nur 19 % für Stromerzeugung und Vertrieb zusammen [52]. Die Steuern, Umlagen und Entgelte sind regulatorisch bedingt und nicht direkt von einer Änderung des lokalen Klimas abhängig. Ob und wie die Regulierung zur Vermeidung von Klimafolgen angepasst wird, kann nicht abgeschätzt werden. Dies hängt von den zukünftigen politischen Entscheidungen in Deutschland und Europa ab.

Die Kosten für die Stromerzeugung und -vertrieb folgen den Grundprinzip (Angebot und Nachfrage) des Marktes. Beides, Angebot und Nachfrage, sind mehr oder weniger stark von der Klimaänderung abhängig. Aufgrund des internationalen Strommarktes und des europäischen Verbundnetzes jedoch mehr von der Änderung des europäischen Klimas. Ein Energiesystem mit hohen Anteilen an wetterabhängigen Anlagen (z.B. Wind und PV-Anlagen) ist unmittelbar vom Klimawandel betroffen.

Es gibt jedoch auch einen Einfluss des Klimawandels auf den Bedarf an elektrischer Energie (siehe z.B. Kapitel 4.5). In [53] wird untersucht, wie sich der Klimawandel auf den Strombedarf in Europa auswirken kann. Die Autoren unterstellen dabei, dass wärmere europäische Länder als Vorbild für kühlere Länder dienen können. Dies erlaubt eine projizierte Nordverschiebung der Klimazonen zu bewerten. Eine weitere Annahme der Autoren ist, dass alle Europäer die gleiche Hitzeverträglichkeit haben. Nicht betrachtet wird der Einfluss von Bevölkerungswachstum und wirtschaftlichem Wachstum (Komfort) auf den Stromverbrauch, sowie Änderungen im Strompreis, Effizienzgewinne und neue Technologien. Die Autoren bestätigen die Temperaturabhängigkeit des Strombedarfs. Unter einer Grenztemperatur steigt der Strombedarf mit sinkender Außentemperatur bzw. oberhalb der Grenztemperatur steigt der Strombedarf mit steigender Außentemperatur. Die Grenztemperatur für Deutschland wurde bei etwa 22 °C bestimmt. In einer Zukunft mit steigender Temperatur würde die Jahreshöchstlast nicht mehr im Winter sondern im Sommer auftreten.

6 Zusammenfassung

Der Klimawandel betrifft die unterschiedlichsten Regionen und Bereiche. Obwohl sich die wissenschaftliche Gemeinschaft sicher ist, dass der Mensch ein Hauptverursacher der bereits laufenden globalen Erwärmung ist [z.B. 3, 4, 5], sind die bisher beschlossenen voraussichtlich Maßnahmen nicht ausreichend um die globale Erwärmung auf deutlich unter 2 °C gegenüber vorindustriellen Werten zu begrenzen [7]. Bei Einhaltung der bisher vorgelegten Klimaschutzzusagen wird sich die Erdtemperatur um mindestens 3 °C erhöhen. Die globale Erwärmung hat Auswirkungen auf den Alltag in der Region Ulm/Neu-Ulm und die Untersuchung der möglichen, lokalen Änderungen als Folge des Klimawandels auf die Energiesysteme in Gebäuden (Neubau und Bestand) werden u.a. im Förderprojekt AxIOME BAR betrachtet. Der Grundidee des Projektes folgend, sind die Ergebnisse für die Allgemeinheit frei zugänglich.

Der vorliegende Bericht fasst die Ergebnisse der Klimaaanalyse auf die Kombination von lokaler Stromerzeugung aus PV-Systemen und dessen Nutzung zur Wärmeerzeugung mittels Wärmepumpen zusammen. Dabei werden die meteorologischen Daten der Klimaszenarien in Simulationen genutzt, die auf Messdaten eines Gebäudes in Ulm basieren.

Eine Erwärmung um 2 °C im Mittel hört sich nicht sehr dramatisch an. Dies liegt daran, dass es sich bei diesem Wert um die Änderung der langjährigen Mitteltemperatur handelt. Eine Betrachtung von Mittelwerten auf z.B. Monatsbasis kann zu Fehlinterpretationen führen und vernachlässigt auch die Herausforderungen, die sich aufgrund von Extremwerten ergeben. Um dieser möglichen Fehlinterpretation zu begegnen werden die zeitlich hochaufgelösten Daten der SRES-Szenarien genutzt.

Die SRES-Szenarien wurden vielfach als Basis für Klimaprojektionen verwendet. Sie stellen verschiedene plausible Entwicklungen der Emissionen von Treibhausgasen und Aerosolen in die Atmosphäre dar und basieren auf Annahmen zur globalen demografischen, sozioökonomischen und technologischen Entwicklung und deren Beziehungen zueinander. Es werden zwei Szenarien für die Klimaprojektionen betrachtet. Das sog. A1B-Szenario geht von starkem Wirtschaftswachstum, rascher Entwicklung neuer Technologien sowie einem ausgewogenen Energiemix aus. Dennoch wird ein mittlerer globaler Temperaturanstieg von 2,8 °C erwartet.

Das B1-Szenario geht von einer raschen Konvergenz der Volkswirtschaften und einem schnellen Übergang zur Dienstleistungs- und Informationsgesellschaft aus. Der Ressourcenverbrauch wird reduziert. Die Treibhausgasemissionen sind niedriger als im A1B-Szenario der mittlere globale Temperaturanstieg liegt bei 1,8 °C.

Für Vergleiche der Klimaprojektionen zu heutigen Daten werden die Messdaten der haupt-

amtliche Wetterstation des DWD in Ulm genutzt. Da an dieser Station die Globalstrahlung, als wichtigster Parameter für die PV-Anlage, nicht gemessen wird, werden hierfür satellitengestützte Messwerte herangezogen.

Die globale Erwärmung ist in Ulm schon spür- und messbar und wird sich im Rahmen des Klimawandels fortsetzen. Von der Temperatur hängen das Verhalten der Menschen sowie auch der Energiebedarf und die Möglichkeit zur Energieerzeugung ab.

In der Klimaprojektion werden die Winter meist milder, jedoch wird es auch in Zukunft noch Kälteperioden geben. Die mittleren Tagestemperatur im Sommer können, den Klimaprojektionen der A1B-Szenarios folgend, durchaus 34°C erreichen. Insbesondere gilt zu Beachten, dass es sich dabei um die mittlere Tagestemperatur handelt und nicht um die absoluten Werte im Tagesgang. Eine mittlere Tagestemperatur von 34°C kann z.B. Temperaturen von 28°C in der Nacht und 40°C am Tag bedeuten.

Für die PV ist die Globalstrahlung bedeutend. Die im Detail betrachtete Klimaprojektion zeigt eine mögliche, geringe Zunahme der täglichen Globalstrahlungssumme gegen Ende der Untersuchungsperiode. Dies kann jedoch auch nur eine zufällige Häufung von überdurchschnittlichen Jahren sein.

Die Einstrahlung und die Temperatur sind die Haupteinflussgrößen für den Ertrag von PV-Anlagen. Während sich eine hohe Einstrahlung positiv auf den Anlagenertrag auswirken kann, sind hohe Außentemperaturen leistungsmindernd. Die Ausgleichsgerade in der Klimaprojektion zeigt eine unmerkliche Zunahme. Die geringe Zunahme der Globalstrahlung im Modell wird z.T. durch die Zunahme der Lufttemperatur kompensiert. Die standort- und anlagenspezifischen Gegebenheiten wie Ausrichtung und Neigung, Verschattung, Modul und Wechselrichtertechnologie sind als konstant angenommen, um nur den Einfluss des Klimawandels zu erfassen.

Der Wärmebedarf des Projekthaus hängt insbesondere von der Außentemperatur ab und deshalb hat die globale Erwärmung einen großen Einfluss darauf. Die zeitliche Änderung der Wärmebedarfs während des Zeitraums 2001 bis 2080 für die A1B₂-Klimaprojektion zeigt eine mittlere, jährliche Abnahme von 400 kWh/a , beginnend bei ca. 13.000 kWh/a im Jahr 2001 bis zu etwa 10.000 kWh/a im Jahr 2080. Bezogen auf das Projekthaus Ulm liegt somit der mittlere, spezifische Heizenergiebedarf für die Klimaprojektion A1B₂ bei $39\text{ kWh}/(\text{m}^2\cdot\text{a})$. Er reduziert sich im Mittel von $44\text{ kWh}/(\text{m}^2\cdot\text{a})$ zu Anfang des Untersuchungszeitraums auf $34\text{ kWh}/(\text{m}^2\cdot\text{a})$ aufgrund des klimabedingten Temperaturanstiegs. Durch den geänderten Wärmebedarf ändert sich auch der Strombedarf der Luftwärmepumpe und die Deckung durch die PV-Anlage. Die mittlere, jährliche Abnahme des Strombedarfs beträgt etwa 20 kWh/a , beginnend bei ca. 6.200 kWh/a im Jahr 2001 bis zu etwa 4.800 kWh/a im Jahr 2080. Ein Teil des Strombedarfs der Wärmepumpe kann direkt durch

die Erzeugungsleistung der PV-Anlage gedeckt werden. In den Wintermonaten reicht der Strom der PV-Anlage nicht aus um den Strombedarf der Wärmepumpe zu decken. Es muss zusätzliche Energie aus dem öffentlichen Netz entnommen werden. Die Perioden mit annähernder Deckung sind im Frühjahr und im Herbst.

Im Projekthaus Ulm steht ein Pelletofen als weiterer, bivalenter Wärmeerzeuger zur Verfügung. Dies hat Einfluss auf den Strombedarf. Die milderen Winter und die längeren Sommer reduzieren den Wärmebedarf insgesamt und der notwendige Strombezug für die Wärmepumpe aus dem öffentlichen Netz wird geringer. Die höheren Außentemperaturen sorgen ebenfalls für höhere Leistungszahlen der Wärmepumpe und daher für einen geringen Strombedarf. Der Strombezug aus dem öffentlichen Netz für die Deckung des Strombedarfs der Wärmepumpe im Bivalenzbetrieb ist geringer, da die Wärme z.T. aus Pellets gedeckt wird. Durch die Zunahme der milderen Winter wird die Abschalttemperatur der Wärmepumpe seltener unterschritten und der Pelletofen weniger genutzt. Gleichzeitig steigen die Betriebsdauer der Wärmepumpe.

Der Klimawandel und insbesondere die globale Erwärmung haben Auswirkungen auf die Branche der Heizungs- und Klimatechnik sowie die Energieversorgung.

Die Klimaprojektionen zeigen eine Abnahme der Heiztage und eine Zunahme der Kühltage für Ulm. Zu Beginn des Betrachtungszeitraum liegt die Anzahl der Heiztage bei etwa 300 während sie im Jahr 2080 auf 250 gesunken ist. Umgekehrt steigt die Anzahl an Kühltagen ebenfalls um knapp sechs Tage pro Dekade, von etwa 30 Kühltagen im Jahr 2001 auf etwa 75 Kühltage im Jahr 2080.

Ein klimabedingte Änderung in der Außenlufttemperatur kann sich auf die Dimensionierung von Heizungsanlagen auswirken. In Deutschland erfolgt die Auslegung nach der Norm DIN EN 12831 [46], die die Auslegungstemperatur auf einen Zwei-Tagesmittelwert, der mindestens 10-mal in einer Periode von 20 Jahren auftritt, zurückführt. Da die genutzten Daten wahrscheinlich auf eine Periode von 1951 bis 1970 basieren, ist natürlich noch keinen Einfluss des Klimawandels berücksichtigt. Die Klimaprojektionen zeigen eine deutlich höhere Auslegungstemperatur in der Zukunft für Ulm.

Auch die Auslegungstemperatur für Lüftungstechnische Anlagen ändert sich. Diese Auslegungstemperatur von 32 °C basiert auf mittleren Extremwerttemperaturen der 40 wärmsten Tage in einem 20-Jahres-Zeitraum und lässt sich bis ins Jahr 1930 zurückverfolgen .

Die Integration von wetterabhängigen, erneuerbaren Energien in die Infrastruktur ist eine Herausforderung für die Netzbetreiber und Energieversorgungsunternehmen, national sowie regional. Seit 2016 dürfen Verteilnetzbetreiber für die Netzplanung die Kappung der Einspeisespitzen von Erzeugungsanlagen, die sog. Spitzenkappung, berücksichtigen.

Ein langfristiger Trend aufgrund des Klimawandels ist bei der Spitzenkämpfung nicht zu erkennen.

Aus Sicht des Energiemarktes setzt sich der Strompreis der Endkunden aus staatlich veranlassten Steuern, Abgaben und Umlagen, Nutzungsentgelte für die Stromnetze und nur zu etwa einem Fünftel Stromerzeugung und Vertrieb zusammen. Die Steuern, Umlagen und Entgelte sind regulatorisch bedingt und nicht direkt von einer Änderung des lokalen Klimas abhängig. Ob und wie die Regulierung zur Vermeidung von Klimafolgen angepasst wird, kann nicht abgeschätzt werden. Dies hängt von den zukünftigen politischen Entscheidungen in Deutschland und Europa ab.

Zusammengefasst hat der Klimawandel auch in Ulm schon begonnen und wird den Betrieb von Gebäuden und Anlagen beeinflussen. Je nach System sind die Auswirkungen unterschiedlich stark. Neben den Bemühungen, eine Verstärkung des Klimawandels durch die Emission von Treibhausgasen zu verhindern, sollten auch die z.T. Jahrzehnte alten Regeln und Vorschriften an die jetzt schon messbare globale Erwärmung angepasst werden.

7 Quellenverzeichnis

- [1] Joachim Wenning. Klimawandel - Die verdrängte Herausforderung, 2017.
- [2] Guy Brasseur, Daniela Jacob, and Susanne Schuck-Zöller, editors. *Klimawandel in Deutschland: Entwicklung, Folgen, Risiken und Perspektiven*. Springer Verlag, 1 edition, 2016.
- [3] Peter T. Doran and Maggie Kendall Zimmerman. Examining the scientific consensus on climate change. *Eos, Transactions American Geophysical Union*, 90(3):22, 2009.
- [4] John Cook, Dana Nuccitelli, Sarah A. Green, Mark Richardson, Bärbel Winkler, Rob Painting, Robert Way, Peter Jacobs, and Andrew Skuce. Quantifying the consensus on anthropogenic global warming in the scientific literature. *Environmental Research Letters*, 8(2):024024, 2013.
- [5] Bart Verheggen, Bart Strengers, John Cook, Rob van Dorland, Kees Vringer, Jeroen Peters, Hans Visser, and Leo Meyer. Scientists' views about attribution of global warming. *Environmental science & technology*, 48(16):8963–8971, 2014.
- [6] Smart Energy for Europe Platform gGmbH. Klimawandel – eine Faktenliste: Faktenliste zum Stand der Forschung - Pressekonferenz in Hamburg - 6. Juli 2017, 2017.
- [7] *The Emissions Gap Report 2017: A UN Environment Synthesis report*. United Nations Environment Program (UNEP), Nairobi, Kenia, 2017.
- [8] DIN 1345. Thermodynamik; Grundbegriffe, 01.12.1993.
- [9] World Meteorological Organization WMO. *Guide to meteorological instruments and methods of observation*, volume no. 8 of *WMO*. World Meteorological Organization, Geneva, Switzerland, 7th ed edition, 2008. <https://www.wmo.int/pages/prog/www/IMOP/CIMO-Guide.html>.
- [10] Deutscher Wetterdienst. Climate Data Center (CDC): Monatswerte Lufttemperatur, 2015. <ftp://ftp-cdc.dwd.de/pub/CDC/>.
- [11] Zhipeng Qu, Armel Oumbe, Philippe Blanc, Bella Espinar, Gerhard Gesell, Benoît Gschwind, Lars Klüser, Mireille Lefèvre, Laurent Saboret, Marion Schroedter-Homscheidt, and Lucien Wald. Fast radiative transfer parameterisation for assessing the surface solar irradiance: The Heliosat-4 method. *Meteorologische Zeitschrift*, 26(1):33–57, 2016.
- [12] Annette Hammer. *Anwendungsspezifische Solarstrahlungsinformationen aus Meteosat-Daten*. PhD thesis, Universität Oldenburg, Oldenburg, 2001.

- [13] Thomas Stocker, Lisa Alexander, and Myles Allen. *Climate change 2013: The physical science basis : final draft underlying scientific-technical assessment : Working Group I contribution to the IPCC fifth assessment report*. WMO, IPCC Secretariat, Geneva, 2013.
- [14] Lenny Bernstein and Rajendra K. Pachauri. *Klimaänderung 2007: Synthesebericht*. Berlin, 2008.
- [15] Michael Lautenschlager, Klaus Keuler, Claudia Wunram, Elke Keup-Thiel, Martina Schubert, Andreas Will, Burkhardt Rockel, and Uwe Boehm. Climate Simulation with CLM, Scenario A1B run no.1, Data Stream 3: European region MPI-M/MaD: CLM_A1B_1_D3, 2009.
- [16] Michael Lautenschlager, Klaus Keuler, Claudia Wunram, Elke Keup-Thiel, Martina Schubert, Andreas Will, Burkhardt Rockel, and Uwe Boehm. Climate Simulation with CLM, Scenario A1B run no.2, Data Stream 3: European region MPI-M/MaD: CLM_A1B_2_D3, 2009.
- [17] Michael Lautenschlager, Klaus Keuler, Claudia Wunram, Elke Keup-Thiel, Martina Schubert, Andreas Will, Burkhardt Rockel, and Uwe Boehm. Climate Simulation with CLM, Scenario B1 run no.1, Data Stream 3: European region MPI-M/MaD: CLM_B1_1_D3, 2009.
- [18] Michael Lautenschlager, Klaus Keuler, Claudia Wunram, Elke Keup-Thiel, Martina Schubert, Andreas Will, Burkhardt Rockel, and Uwe Boehm. Climate Simulation with CLM, Scenario B1 run no.2, Data Stream 3: European region MPI-M/MaD: CLM_B1_2_D3, 2009.
- [19] Holger Ruf and Patrick Kober. NETCHEK-PV: NETzverträgliChes HEizen und Kühlen mit Photovoltaik-Strom: Abschlussbericht. Online, 2017.
- [20] Miara, Marek and Günther, Danny and Kramer, Thomas and Oltersdorf, Thore and Wapler, Jeanette. Wärmepumpen Effizienz: Messtechnische Untersuchung von Wärmepumpenanlagen zur Analyse und Bewertung der Effizienz im realen Betrieb. Online, 2011. http://wp-effizienz.ise.fraunhofer.de/download/wp_effizienz_endbericht_langfassung.pdf.
- [21] Walter Miller. Short-term hourly temperature interpolation. Online, 1990.
- [22] Uwe Wienert, Frank Kreienkamp, Arne Spekat, and Wolfgang Enke. A simple method to estimate the urban heat island intensity in data sets used for the simulation

- of the thermal behaviour of buildings. *Meteorologische Zeitschrift*, 22(2):179–185, 2013.
- [23] Glen P. Kenny, Jane Yardley, Candice Brown, Ronald J. Sigal, and Ollie Jay. Heat stress in older individuals and patients with common chronic diseases. *CMAJ : Canadian Medical Association journal = journal de l'Association medicale canadienne*, 182(10):1053–1060, 2010.
- [24] Jonathan A. Becker and Lynsey K. Stewart. Heat-related illness. *American family physician*, 83(11):1325–1330, 2011.
- [25] Christina Koppe. *Gesundheitsrelevante Bewertung von thermischer Belastung unter Berücksichtigung der kurzfristigen Anpassung der Bevölkerung an die lokalen Witterungsverhältnisse*, volume 226 of *Berichte des Deutschen Wetterdienstes*. Selbstverl. des Deutschen Wetterdienstes, Offenbach am Main, 2005. <https://www.freidok.uni-freiburg.de/data/1802>.
- [26] Camilo Mora, Bénédicte Dousset, Iain R. Caldwell, Farrah E. Powell, Rollan C. Geronimo, Coral R. Bielecki, Counsell, Chelsie W. W., Bonnie S. Dietrich, Emily T. Johnston, Leo V. Louis, Matthew P. Lucas, Marie M. McKenzie, Alessandra G. Shea, Han Tseng, Thomas W. Giambelluca, Lisa R. Leon, Ed Hawkins, and Clay Trauernicht. Global risk of deadly heat. *Nature Climate Change*, 438:310, 2017.
- [27] V. Ramanathan, R. D. Cess, E. F. Harrison, P. Minnis, B. R. Barkstrom, E. Ahmad, and D. Hartmann. Cloud-radiative forcing and climate: results from the earth radiation budget experiment. *Science (New York, N.Y.)*, 243(4887):57–63, 1989.
- [28] D.T Reindl, W.A Beckman, and J.A Duffie. Diffuse fraction correlations. *Solar Energy*, 45(1):1–7, 1990.
- [29] VDI 2067. Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen, 2010.
- [30] Holger Ruf, Marion Schroedter-Homscheidt, Gerd Heilscher, and Hans Georg Beyer. Quantifying residential PV feed-in power in low voltage grids based on satellite-derived irradiance data with application to power flow calculations. *Solar Energy*, 135:692–702, 2016.
- [31] Joshua S. Stein. The photovoltaic performance modeling collaborative (pvpmc). In *Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 2012 38th IEEE*, pages 003048–003052. IEEE, 2012.
- [32] David L. King, William E. Boyson, and Jay A. Kratochvill. Photovoltaic array performance model. Albuquerque, 2004.

- [33] David L. King, Sigifredo Gonzalez, Gary M. Galbraith, and William E. Boyson. Performance model for grid-connected photovoltaic inverters. Albuquerque, September 2007.
- [34] Walter Albrecht and Wolfgang Schröder. *Ausführungshandbuch für Photovoltaik-Anlagen: Normengerechte Planung, Montage, Installation, Inbetriebnahme und Wartung*. Forum, Merching, stand märz 2013 edition, 2013.
- [35] Johannes Gutnik, Gerd Heilscher, and Holger Ruf. Langzeitdegradation kristalliner und amorpher Si-Module und Vergleich mit neueren Modulen. In OTTI, editor, *27. Symposium Photovoltaische Solarenergie*. OTTI, Ostbayerisches Technologie-Transfer-Inst., 2012.
- [36] Deutscher Bundestag. Gesetz zur weiterentwicklung des strommarktes: Strommarktgesetz, 2016.
- [37] Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE. Spitzenkappung – ein neuer planerischer Freiheitsgrad: Möglichkeiten zur Berücksichtigung der Spitzenkappung bei der Netzplanung in Verteilnetzen. Online, 2017.
- [38] Mareike Buth, Walter Kahlenborn, Jonas Savelsberg, Nina Becker, Philip Bubeck, Sibylle Kabisch, Christian Kind, Annkathrin Tempel, Franziska Tucci, Stefan Greiving, Mark Fleischhauer, Christian Lindner, Johannes Lückenkötter, Marcel Schonlau, Hanna Schmitt, Florian Hurth, Felix Othmer, René Augustin, Dennis Becker, Marlena Abel, Tjark Bornemann, Helene Steiner, Marc Zebisch, Stefan Schneiderbauer, and Christian Kofler. Vulnerabilität Deutschlands gegenüber dem Klimawandel: Sektorenübergreifende Analyse des Netzwerks Vulnerabilität. Online, 2015.
- [39] European Commission Joint Research Centre. PVGIS: Version 5, 2017.
- [40] Thomas Huld, Richard Müller, and Attilio Gambardella. A new solar radiation database for estimating PV performance in Europe and Africa. *Solar Energy*, 86(6):1803–1815, 2012.
- [41] Andrea Steiner, Carmen Köhler, and Bodo Ritter. Optimierung der Modellphysik des NWV-Modells COSMO im Rahmen des Forschungsprojekts EWeLiNE, 2016.
- [42] Tobias Loga, Britta Stein, Nikolaus Diefenbach, and Rolf Born. *Deutsche Wohng Gebäudetypologie: Beispielhafte Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz von typischen Wohngebäuden*. Wohnen und Umwelt, Darmstadt, neue ausg edition, 2015.
- [43] Verein Deutscher Ingenieure e.V. Berechnung der Kosten von Wärmeversorgungsanlagen - Raumheizung, 1993.

-
- [44] David J. Sailor. Relating residential and commercial sector electricity loads to climate—evaluating state level sensitivities and vulnerabilities. *Energy*, 26(7):645–657, 2001.
- [45] DIN EN 12831 Beiblatt 1. Heizsysteme in Gebäuden - Verfahren zur Berechnung der Norm-Heizlast - Nationaler Anhang NA, 01.07.2008.
- [46] DIN EN 12831. Heizungsanlagen in Gebäuden - Verfahren zur Berechnung der Norm-Heizlast, 01.08.2003.
- [47] Norbert Nadler. Neue Außenlufttemperaturen für die Heizlast. *Gesundheits Ingenieur*, 133(1):1–12, 2012.
- [48] DIN 4710. Statistiken meteorologischer Daten zur Berechnung des Energiebedarfs von heiz- und raumlufttechnischen Anlagen in Deutschland, 01.01.2003.
- [49] VDI 2078. Berechnung der Kühllast klimatisierter Räume (VDI-Kühllastregeln), 01.07.1996.
- [50] Albers, Karl-Josef and Eyrich, Nicole. Neue sommerliche Auslegungswerte für den Außenluftzustand. *TAB Technik am Bau*, 37(3):62–67, 2006.
- [51] EnWG. Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 21. Februar 2013 (BGBl. I S. 346) geändert worden ist, 2013.
- [52] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. BDEW-Strompreisanalyse Mai 2017: Haushalte, 2017.
- [53] Wenz, Leonie and Levermann, Anders and Auffhammer, Maximilian. North-south polarization of European electricity consumption under future warming. *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America*, 2017.
- [54] Hans Schirmer, Karl-Heinz Ahlheim, and Gerd Grill. *Meyers kleines Lexikon: Meteorologie*. Meyers kleine Lexika. Meyers Lexikonverlag, Mannheim, 1987.
- [55] VDI 3807-1. Verbrauchskennwerte für Gebäude - Grundlagen, Juni 2013.

Anhang

A Glossar

Im Umgang und in der Interpretation von meteorologischen Zahlen und Kenngrößen gibt es eine Vielzahl an Begriffen, die zwar eine sehr genaue Definition besitzen, im allgemeinen Sprachgebrauch aber häufig falsch verwendet werden. Dieser Glossar soll dem Leser bei der Interpretation einiger dieser Begriffe helfen.

A.1 Begriffe zu Niederschlag

Im Folgenden wird eine Übersicht und Definition von niederschlagsbezogener Begriffe gegeben. Die Definitionen entstammen aus [54].

- **Nebel:** Kondensierter Wasserdampf in der bodennahen Luftschicht, dessen mikroskopisch kleinen Wassertröpfchen die Sichtweite verringern. Sinkt die Sichtweite in Bodennähe unter einen Kilometer, bei die relative Luftfeuchte nahe der Sättigung (100 %), wird von Nebel gesprochen.
- **Nebeltag:** Auftreten von Nebel zwischen 00.00 und 24.00 Uhr gesetzlicher Zeit.
- **Niederschlag:** Ausscheidung von Wasser aus der Atmosphäre im flüssigen und/oder festen Aggregatzustand (d.h. als Regen oder Schnee), die man am Erdboden messen oder beobachten kann.
- **Starkregen:** Große Niederschlagsmengen in kurzer Zeit. Amtliche Warnungen durch den DWD werden ab Regenmengen von 15 bis 25 l/m² in einer Stunde oder ab 20 bis 35 l/m² in sechs Stunden veröffentlicht.

A.2 Begriffe zur Temperatur

Im Folgenden wird eine Übersicht und Definition von temperaturbezogener Begriffe gegeben. Die Definitionen entstammen aus [2, 43, 44, 55].

- **Cold spell duration index (CSDI, Kältewellenindex):** Anzahl aufeinanderfolgender Tage (mindestens 6), an denen die Tiefsttemperatur des Tages in den Bereich der 10 % kältesten Werte aller für den jeweiligen Tag des Jahres vorliegenden Werte einer beliebigen, aber fixen Bezugsperiode fällt.
- **CSDI Anzahl:** Anzahl der CSDI Perioden in einem Jahr
- **CSDI Tage:** Anzahl der Tage die zu allen CSDI Perioden eines Jahres gehören
- **Eistag:** Die Tageshöchsttemperatur bleibt unterhalb von 0 °C.

- Frosttag: Die Tiefsttemperatur des Tages (24 h) liegt unter 0°C .
- Gradtagzahl: Kennzahl zur Abschätzung des Heizbedarfs. Die Gradtagzahl eines Jahres ist die Summe der Differenzen zwischen den mittleren Raumtemperaturen (z.B. 20°C) und der mittleren Tagestemperatur. Die Einheit ist Kelvin-Tage (Kd).
- Heizgradtage: Kennzahl zur Abschätzung des Heizbedarfs eines konkreten Gebäudes. Die Heizgradtage eines Jahres ist die Summe der Differenzen zwischen der gebäudespezifischen Heizgrenztemperatur (z.B. 12°C) und der mittleren Tagestemperatur. Die Einheit ist Kelvin-Tage (Kd).
- Heiztage: Anzahl der Tage, an denen die mittlere Tagestemperatur unter einer definierten Heizgrenze (z.B. 15°C) liegt.
- Hitzetag: Die Tageshöchsttemperatur erreicht mindestens 30°C (im klimatologischen Sprachgebrauch häufig auch als sogenannter „Heißer Tag“ bezeichnet).
- Hitzewelle: eine Episode von mehr als 3 aufeinanderfolgenden Tagen, an denen die Tageshöchsttemperatur in den Bereich der 1 % wärmsten Werte aller vorliegenden Werte einer beliebigen, aber fixen Bezugsperiode fällt.
- Hitzewelle Anzahl: Anzahl der Hitzewellen in einem Jahr
- Hitzewelle Tage: Anzahl der Tage die zu aller Hitzeperioden Perioden eines Jahres gehören
- Kalte Nächte: Zahl der Tage, an denen die tägliche Minimumtemperatur unter das 10 %-Quantil der täglichen Minimumtemperaturen einer beliebigen, aber fixen Bezugsperiode fällt.
- Kalte Tage: Zahl der Tage, an denen die tägliche Maximumtemperatur unter das 10 %-Quantil der täglichen Maximumtemperaturen einer beliebigen, aber fixen Bezugsperiode fällt.
- Kühltage: Anzahl der Tage, an denen die mittlere Tagestemperatur über einer definierten Kühlgrenze (z.B. $18,3^{\circ}\text{C}$ nach [44]) liegt.
- Kühlgradtage: Kennzahl zur Abschätzung des Kühlbedarfs eines konkreten Gebäudes. Die Kühlgradtage eines Jahres ist die Summe der Differenzen zwischen der mittleren Tagestemperatur und der gebäudespezifischen Kühlgrenztemperatur (z.B. $18,3^{\circ}\text{C}$). Die Einheit ist Kelvin-Tage (Kd).
- Mittlere Tagestemperatur: Mittelwert aller Temperaturmesswerte innerhalb eines Tages (i.d.R. zwischen 00:00 und 24:00 Uhr gesetzlicher Zeit).

- Sehr warme Tage: Zahl der Tage, an denen die tägliche Maximumtemperatur über dem 95 %-Quantil der täglichen Maximumtemperaturen einer beliebigen, aber fixen Bezugsperiode liegt.
- Sommertag: Die Tageshöchsttemperatur erreicht mindestens 25 °C.
- Tropennacht: Die Tiefsttemperatur des Tages (24 h) fällt nicht unter 20 °C.
- Warme Nächte: Zahl der Tage, an denen die tägliche Minimumtemperatur über dem 90 %-Quantil der täglichen Minimumtemperaturen einer beliebigen, aber fixen Bezugsperiode liegt.
- Warm spell duration index (WSDI, Wärmeellenindex): Anzahl aufeinanderfolgender Tage (mindestens 6), an denen die Tageshöchsttemperatur in den Bereich der 10 % wärmsten Werte aller für den jeweiligen Tag des Jahres vorliegenden Werte einer beliebigen, aber fixen Bezugsperiode fällt.
- WSDI Anzahl: Anzahl der WSDI Perioden in einem Jahr
- WSDI Tage: Anzahl der Tage die zu allen WSDI Perioden eines Jahres gehören
- Warme Tage: Zahl der Tage, an denen die tägliche Maximumtemperatur über dem 90 %-Quantil der täglichen Maximumtemperaturen einer beliebigen, aber fixen Bezugsperiode liegt.