



Technische Hochschule
Ingolstadt

Institut für
neue Energie-Systeme

Abschlussbericht des Forschungsvorhabens

Entwicklung eines Reglers zur optimierten solarunterstützten
Energieversorgung im Einfamilienhaus

(Kurztitel: *PVSol*)

gefördert unter dem Az: 32001 von der
Deutschen Bundesstiftung Umwelt (DBU)

Verfasser: Thomas Duschner, M.Sc. (THI)
Dr.-Ing. Michael Klärner (THI)
Sebastian Sommer, M.Sc. (THI)
Dr. Christoph Trinkl (THI)
Prof. Dr.-Ing. Wilfried Zörner (THI)
Dipl. Phys. Michael Müller (Steca)

Verbundpartner: Technische Hochschule Ingolstadt
Institut für neue Energie-Systeme
Esplanade 10, D-85049 Ingolstadt

Steca Elektronik GmbH
Mammostraße 1, D-87700 Memmingen

Datum: 17.08.2017

Projektkennblatt
der
Deutschen Bundesstiftung Umwelt



Az	32001	Referat	24/2	Fördersumme	124.188 €
Antragstitel	Entwicklung eines Reglers zur optimierten solarbasierten Energieversorgung im Einfamilienhaus (PVSol)				
Stichworte	Solar, Photovoltaik, Solarthermie, Regelung				
Laufzeit	Projektbeginn	Projektende	Projektphase(n)		
27 Monate	12.2.2015	31.05.2017	1		
Bewilligungsempfänger	Technische Hochschule Ingolstadt Institut für neue Energie-Systeme (InES) Esplanade 10 85049 Ingolstadt			Tel	0841/9348-2270
				Fax	
				Projektleitung	Prof. Dr.-Ing. Wilfried Zörner
				Bearbeiter	Thomas Duschner M.Sc.
Kooperationspartner	Steca Elektronik GmbH Mammostraße 1 87700 Memmingen				

Zielsetzung und Anlass des Vorhabens

Neben den stetig steigenden Kosten für fossile Energieträger erhöhen sich auch die Kosten für Strom zunehmend. Daneben sinken die Installationskosten für Photovoltaikanlagen. Die Vergütung des PV-Stroms nimmt zusätzlich von Jahr zu Jahr ab. Ab dem Zeitpunkt der Netzparität ist es aus wirtschaftlicher Sicht sinnvoll, den PV-Eigenverbrauch zu erhöhen. Da allerdings reiner Eigenverbrauch ohne Speicher nur für geringe Leistungen möglich ist, kann eine thermische Nutzung des PV-Stroms wirtschaftlich wettbewerbsfähig zur herkömmlichen Wärmeerzeugung werden. Damit tritt die Photovoltaik allerdings in Konkurrenz zur Solarthermie. Ziel des Vorhabens ist daher die Entwicklung einer intelligenten Regelung für verschiedene Kombinationen von solaren Energieerzeugern, Speichern und Verbrauchern elektrischer und thermischer Energie. Von wesentlicher Bedeutung ist hierbei die Frage, wie sich Photovoltaik und Solarthermie mit Hilfe einer gemeinsamen Regelung in einem Einfamilienhaus energetisch ergänzen können.

Darstellung der Arbeitsschritte und der angewandten Methoden

Da Einfamilienhäuser unterschiedlicher Effizienzklassen untersucht werden sollen, müssen für diese zunächst entsprechende Gebäudeparameter definiert werden. Zudem weisen sie häufig unterschiedliche Lastprofile für Strom und Wärme auf, welche ebenfalls ermittelt werden müssen. Für eine Abschätzung der Wirtschaftlichkeit sind die Strom- und Wärmegestehungskosten sowie ihre künftige Entwicklung relevant. In einem weiteren Schritt werden unterschiedliche Anlagenkonfigurationen bezüglich Energieerzeugern, Energiespeichern und Verbrauchern thermischer und elektrischer Energie erarbeitet und mittels detaillierter Simulation miteinander verglichen. Unter ökologischen und ökonomischen Gesichtspunkten werden auf dieser Grundlage Anlagentypen herausgearbeitet, für welche der geplante Regleransatz sinnvoll ist. Für diese Anlagentypen werden angepasste Regelungsstrategien herausgearbeitet. Die Konzipierung der Strategien erfolgt hierbei mit Blick auf geringe CO₂-Emissionen und Energiekosten sowie in Hinblick auf eine erhöhte Autarkie des Gebäudes. Neben der Erstellung von Konzepten wird zeitgleich eine einjährige Messdatenerfassung an realen Objekten durchgeführt.

Ergebnisse und Diskussion

Mit elektrischen Heizsystemen (Wärmepumpe, Heizstab) in Kombination mit Photovoltaikanlagen lässt sich der Eigenverbrauch steigern, um 6 % ohne Batteriespeicher und um 9 % mit Batteriespeicher. Sobald in das System eine Solarthermieanlage integriert wird, bewegt sich die Erhöhung des Eigenverbrauchs nur noch im Bereich von 1-2 %. Unter einer gemeinsamen Regelung lässt sich dies etwas erhöhen, jedoch nur um weitere 2-3 % und auch nur mit einer Wärmepumpe. Daraus wird erkenntlich, dass die Solarthermie einen Einfluss ausübt, dieser aber über eine intelligente Regelung nur sehr bedingt abgemildert werden kann. Bei Wärmepumpensystemen entsteht die Eigenverbrauchssteigerung vorrangig durch die ineffizientere Betriebsweise. Mit einem Heizstab ist es hingegen möglich, die Erträge der Solarthermieanlage zu erhöhen. Der Deckungsgrad steigt demzufolge. Je geringer die Zusatzenergie ist, welche das Backup-System aufbringen muss, desto geringer wird der Vorteil der Wärmepumpe, der sich aus der besseren Effizienz gegenüber dem Heizstab ergibt.

Wirtschaftlich haben Systeme mit Solarthermie aufgrund der aktuell höheren Anschaffungskosten das Nachsehen. Aufgrund des unterschiedlichen Strombezugs sind optimierte Systeme mit Wärmepumpe unwirtschaftlicher als mit Standardsystemen, wohingegen Systeme mit Heizstab durch den höheren solarthermischen Deckungsanteil ökonomischer sind. Systeme mit Batteriespeicher sind in den meisten Fällen wirtschaftlicher als Systeme ohne elektrischen Speicher bzw. liegen nahezu gleich auf.

Aus ökologischer Sicht ist es hingegen sinnvoller, Systeme mit Solarthermie zu verwenden. Da die aktuelle deutsche Stromerzeugung mit einem hohen CO₂-Ausstoss verbunden ist, sowie noch hoher Primärenergiebedarf vorherrscht, sind aktuell nur Wärmepumpensysteme vorteilhaft. Bereits kleine Solarthermieflächen können zudem einen positiven Einfluss bewirken und sind konkurrenzfähig zu konventionellen Systemen, auch in Verbindung mit Photovoltaikanlage und Wärmepumpe.

Öffentlichkeitsarbeit und Präsentation

Duschner, T.; Klärner, M.; Trinkl, C.; Zörner, W. (2016): *Simulationsbasierter Vergleich von solarenergetischer Energieversorgung für Einfamilienhäuser mit unterschiedlichen Effizienzklassen*. In: Ostbayerisches Technologie-Transfer-Institut e.V. (OTTI) (Hrsg.): 26. Symposium Thermische Solarenergie. Kloster Banz, Bad Staffelstein, 20.-22.04.2016.

Duschner, T.; Klärner, M.; Zörner, W. (2016): *Gegenüberstellung von Energiekonzepten für Einfamilienhäuser mit solarthermischen als auch solarelektrischen Komponenten*. In: Gleisdorf Solar 2016. 12. Internationale Konferenz für Solares Heizen und Kühlen. Gleisdorf Solar 2016 - 12. Internationale Konferenz für Solares Heizen und Kühlen. Gleisdorf (A), 08.-10.06.2016.

Duschner, T.; Klärner, M.; Zörner, W. (2016): *Energetic and economic comparison of different energy concepts based on solar energy for residential buildings*. In: International Solar Energy Society (ISES) (Ed.): Proceedings of the EuroSun 2016. EuroSun 2016. Palma (Esp), 11.-14.10.2016.

Duschner, T.; Klärner, M.; Zörner, W. (2017): *Heuristisch-prädiktive Regelung von p2h-Systemen in Verbindung mit solarthermischen und solarelektrischen Kollektoren*. In: Ostbayerisches Technologie-Transfer-Institut e.V. (OTTI) (Hrsg.): 27. Symposium Thermische Solarenergie. Kloster Banz, Bad Staffelstein, 10.-12.5.2017.

Duschner, Thomas (in Bearbeitung): *Gestaltung und Analyse der kombinierten solaren Strom- und Wärmeversorgung von Einfamilienhäuser und Siedlungen (Arbeitstitel)*. Dissertation. Technische Universität München.

Fazit

Es zeigt sich, dass die angedachte energetische Konkurrenz weniger stark ausgeprägt ist als vermutet. Die untersuchten Konzepte zeigen, dass es trotz eines elektrischen Heizsystems ausreichend Potential für die Solarthermie gibt und die Erträge dadurch nicht wesentlich gemindert werden. Zudem birgt dies hinsichtlich des Eigenverbrauchs in diesem Fall keinen Nachteil. Die solarthermische Energieversorgung ist zudem ökologischer. Den Nachteil, den die Solarthermie aktuell noch hat, sind die höheren Anschaffungskosten, weshalb ein stetiger Zubau derzeit gebremst wird.

Inhalt

Abbildungsverzeichnis	iii
Tabellenverzeichnis	iii
Abkürzungsverzeichnis.....	iv
Symbolverzeichnis	v
1. Einleitung und Zielsetzung.....	1
2. Technische Grundlagen und Stand von Wissenschaft und Technik	4
2.1. Das Smart Home als Element des intelligenten Energiesystems	4
2.2. Komponenten eines Smart Homes	5
2.3. Wissenschaftliche Ansätze solarer Energiemanagementsysteme	6
2.3.1. Energiemanagement mit solarelektrischer Energieerzeugung	6
2.3.2. Energiemanagement mit solarthermischer Energieerzeugung.....	7
2.3.3. Energiemanagement mit solarelektrischer als auch solarthermischer Energieerzeugung	8
3. Aufzeichnung realer Strom- und Wärme- verbrauchsprofile im Feldtestgebäude	10
3.1. Auswahl der Feldversuchsgebäude.....	10
3.2. Definition der Datenaufzeichnung	10
3.2.1. Thermische Datenerfassung.....	10
3.2.2. Elektrische Datenerfassung	11
3.3. Beschreibung der Gebäude	11
3.4. Beschreibung der Systemtechnik	12
3.5. Datenauswertung und Zusammenfassung	12
4. Datengrundlage und Anlagenkonzepte	14
4.1. Datengrundlage, Parameter und Profile.....	14
4.1.1. Elektrische Lastprofile	14
4.1.2. Thermische Lastprofile mittels Parametermodell	17
4.1.3. Brauchwarmwasser	18
4.1.4. Verwendete Lastprofile und Energiemengen	18
4.2. Anlagenkonzepte	19
4.2.1. Mögliche Nutzung der Dachfläche	20
4.2.2. Untersuchte Energiekonzepte und deren Betriebsweise	20
5. Entwicklung einer angepassten Regelstrategie	22
5.1. Simulationsumgebung und Simulation der Gebäudeenergiesysteme	22
5.2. Einbindung und Entwicklung einer angepassten Regelstrategie	22
5.2.1. Aufgaben eines Energiemanagementsystems.....	22
5.2.2. Aufbau der Optimierungsumgebung	24

5.2.3. Prädiktive Regelungsstrategie	25
6. Techno-ökonomische und ökologische Bewertung der angepassten Regelstrategie	35
6.1. Energetische Bewertung	35
6.1.1. Ausgewählte Kennzahlen	35
6.1.2. Erörterung der Kennzahlen anhand eines Basisfalls	36
6.1.3. Energetische Bewertung der Versorgungskonzepte	38
6.2. Ökonomische Bewertung	41
6.3. Ökologische Bewertung	44
6.3.1. Primärenergetische Bewertung	44
6.3.2. Bewertung hinsichtlich der Treibhausgasemissionen	46
7. Schlussfolgerungen und Ausblick	48
Auswertung der Messdaten aus den Feldtestgebäuden	50
A.1. Schaltpläne der Gebäude	50
A.1.1. Schaltplan Gebäude 1	50
A.1.2. Schaltplan Gebäude 1	51
A.2. Analyse der Messdaten	52
A.2.1. Gebäude 1 elektrische Messdaten	52
A.2.2. Gebäude 1 thermische Messdaten	53
A.2.3. Gebäude 2 elektrische Messdaten	54
A.2.4. Gebäude 2 thermische Messdaten	55
Veröffentlichungen	I
Literaturverzeichnis	II

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Einspeisevergütung für Photovoltaik-Anlagen mit Leistungen kleiner 10 kW im Vergleich zum Haushaltsstrompreis (Daten aus [2] und [4]).	1
Abbildung 2: Einspeisevergütung für Photovoltaik-Anlagen mit Leistungen kleiner 10 kW im Vergleich zum Heizölpreis (Daten aus [2] und [4]).	1
Abbildung 3: Markttreibende Faktoren der Smart-Home-Technologie (nach [8]).	4
Abbildung 4: Marktsegmente der Smart-Home Anwendungen (nach [6]).	5
Abbildung 5: Außenansicht Gebäude 1. Vorne links: Garage mit Elektroinstallation. Hinten rechts: Wohngebäude mit PV-Anlage	11
Abbildung 6: Außenansicht Gebäude 2. Links: Wohngebäude mit PV-Anlage und Solarthermie. Rechts: Garage mit PV-Anlage	12
Abbildung 5: Datenbasisstruktur zur Lastprofilerzeugung für Haushalt [22]	15
Abbildung 6: Datenbasisstruktur zur Lastprofilerzeugung für Gebäude [22]	15
Abbildung 7: Darstellung der Generierung von Verlangen und deren Befriedigung (nach [22])	15
Abbildung 9: Vergleich von Tageslastprofilen verschiedener Tools	17
Abbildung 10: Schematische Darstellung des untersuchten Projektgegenstandes	19
Abbildung 13: Hauptbestandteile der Simulationsumgebung	25
Abbildung 14: Prinzipdarstellung der energiebasierten Regelung	26
Abbildung 15: Struktur eines neuronalen Netzes am Beispiel eines Gebäudemodells	27
Abbildung 16: Prognostizierte Heizlast mit neuronalem Netz für verschiedene Trainingszeiträume	28
Abbildung 17: Klassifikation von Prognoseverfahren (nach [51])	29
Abbildung 18: Vorhersage-Zeitreihe der Temperatur in 2 m Höhe für den Standort Essen mit dem Globalmodell des European Centre for Medium-Range Weather Forecasts-ECMWF [56]	29
Abbildung 19: Kennlinienfeld einer Wärmepumpe [57]	30
Abbildung 20: Exemplarische Darstellung einer Regressionsgeraden	32
Abbildung 21: Vergleich von prognostizierter und tatsächlicher Speichertemperatur für den Zeitraum einer Woche (05.-13.04.2016)	33
Abbildung 22: Elektrische Last und PV-Erzeugung mit den beiden Steuersignalen für den 5. Januar	34
Abbildung 23: Monatsdaten der Strom-/Wärmeerzeugung und des -verbrauchs für den Basisfall mit 40 m ² Photovoltaikanlage und 10 m ² Solarthermieanlage mit Standardregelung	36
Abbildung 24: Monatsdaten der Strom-/Wärmeerzeugung und des -verbrauchs für den Basisfall mit 40 m ² Photovoltaikanlage und 10 m ² Solarthermieanlage mit prädiktiver Regelung	37
Abbildung 25: Primärenergieverbrauch der untersuchten Konzepte und Varianten	45
Abbildung 26: Treibhausgasemissionen der untersuchten Konzepte und Varianten	47

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Kategorisierung der Typtage [23]	16
Tabelle 2: Jahresenergiemengen der Referenzgebäude SFH15 und SFH45	19
Tabelle 3: Unterschiedliche Systemdefinition für die Untersuchung	21
Tabelle 4: Ermittelte Kennzahlen der untersuchten Systeme für den Gebäudestandard SFH15	38
Tabelle 5: Ermittelte Kennzahlen der untersuchten Systeme für den Gebäudestandard SFH45	40
Tabelle 6: Annahmen zur Wirtschaftlichkeitsberechnung	42
Tabelle 7: Investitionskosten für die unterschiedlichen Flächenverhältnisse	43
Tabelle 8: Annuitäten der untersuchten Konzepte und Varianten	43
Tabelle 9: Primärenergiefaktoren der verschiedenen Energieträger [63]	45
Tabelle 10: Treibhausgasemissionsfaktoren der verschiedenen Energieträger [64]	46

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Beschreibung
ALN	Adaptive Logische Netze
ARX	Autoregressive Zeitreihenmodelle
COP	Coefficient-of-Performance
d	Tag
EA	Evolutionäre Algorithmen
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
el	elektrisch
EEWärmeG	Erneuerbare- Energien-WärmeGesetz
HH	Haushalt
HZ	Heizung
IKT	Informations-und Kommunikationstechnik
IEA	Internationale Energieagentur
KNN	Künstliche Neuronale Netze
LPG	LoadProfileGenerator
mBatt	mit Batteriespeicher
mOpt	mit prognosebasierter Regelung
ne	nicht erneuerbar
oBatt	ohne Batteriespeicher
mOpt	ohne prognosebasierter Regelung
p2h	power-to-heat
PV	Photovoltaik
SFH	Single Family House
Sp	Speicher
ST	Solarthermie
therm	thermisch
TWW	Trinkwarmwasser
VDI	Verein Deutscher Ingenieure
WP	Wärmepumpe
WW	Warmwasser

Symbolverzeichnis

Symbol	Einheit	Beschreibung
a	[-]	Absorptionskoeffizient Absorber/Annuitätenfaktor
a ₁	[W/(m ² K)]	Linearer Verlustbeiwert
a ₂	[W/(m ² K ²)]	Quadratischer Verlustbeiwert
A	[m ²]	Fläche, Bruttokollektorfläche
A ₀ / A _n	[€]	Investitionsbetrag/ Ersatzinvestition
A _N	[€]	Gesamtannuität
A _{N,K}	[€]	Annuität der kapitalgebundenen Kosten
A _{N,V}	[€]	Annuität der bedarfsgebundenen Kosten
A _{N,B}	[€]	Annuität der betriebsgebundenen Kosten
A _{N,E}	[€]	Annuität der Einnahmen
A _{Sp}	[m ²]	Speicherquerschnittsfläche
b	[-]	preisdynamischer Barwertfaktor
b ₀	[-]	Konstantes Glied
b ₁	[-]	Regressionskoeffizient
COP _{WP}	[-]	Leistungszahl der Wärmepumpe
c _p , C	[J/(kg K)]	Spezifische Wärmekapazität
D	[-]	Deckungsgrad
D _{el_el}	[-]	elektrischer Deckungsgrad
D _{el_therm}	[-]	Deckungsgrad der PV an Wärmeerzeugung
D _{therm}	[-]	solarthermischer Deckungsgrad
e	[-]	Eigenverbrauch
e _k	[-]	Werte der Residualgröße (k=1,2,...,K)
e _{el}	[-]	prozentualer Eigenverbrauch
E	[Wh]	Energie
E _{el}	[kWh]	Elektrischer Energiebedarf
E _{HH}	[kWh]	Haushaltsstrombedarf
E _{HZ_{el}}	[kWh]	Elektrischer Energiebedarf der p2h-Technologie
EST	[kWh]	Energieerzeugung der Solarthermieanlage
EPV	[kWh]	Erzeugte Photovoltaikenergie
E _{HZ_{therm}}	[kWh]	Energieerzeugung der p2h-Technologie
f _{HH}	[-]	Anteil des Energieverbrauchs am Haushaltsstrom
f _{HZ}	[-]	Anteil des Energieverbrauchs am Heizstrom
f _{THG}	[kg/kWh]	Treibhausgasemissionsfaktor
G	[W/m ²]	Globalstrahlung
h	[m]	Höhe
h _{Sp}	[m]	Höhe des Speichers
heating _{power}	[kW]	Heizleistung
internal _{gain}	[kW]	Interne Gewinne/Lasten
J	[-]	Zahl der unabhängigen Variablen

K	[-]	Zahl der Beobachtungen
$looses_{to_ambient}$	[kW]	Wärmeverluste an die Umgebung
$looses_{to_neighbour}$	[kW]	Wärmeverluste an angrenzende Wohneinheiten
m	[kg]	Masse
P	[W]	Leistung
PEF	[-]	Primärenergiefaktor
PPV	[kW]	Photovoltaikleistung
PPV_{ein}	[kW]	Einspeiseleistung
\dot{Q}	[W]	Wärmeleistung des Backup-Wärmeerzeugers
Q_E	[kWh]	Endenergie
Q_P	[Wh]	Primärenergiebedarf
\dot{Q}_{Backup}	[kW]	Wärmeleistung
Q_{Bedarf}	[kWh]	Notwendige Energiebereitstellung Backup-System
$\dot{Q}_{Heiz,max}$	[kW]	Maximale Wärmeleistung
$Q_{TWW,d}$	[kWh]	Tages-Warmwasserbedarf
R_W	[€]	Restwert
$solar_{gain}$	[kW]	Solare Gewinne
T	[°C]	Temperatur
T_a	[°C]	Außentemperatur
T_{Heiz}	[°C]	Heizkreisvorlauftemperatur
T_m	[°C]	Mittlere Absorbtemperatur
T_{Sp}	[°C]	Speichertemperatur
T_{TWW}	[°C]	Vorlauftemperatur des Brauchwarmwassers
THG	[kg]	Treibhausgasemissionen
x	[-]	Unabhängige Variable
x_{jk}	[-]	Werte der unabhängigen Variablen (j=1,2,...,J; k=1,2,...,K)
y	[-]	Schätzung der unabhängigen Variable
y_k	[-]	Werte der abhängigen Variablen (k=1,2,...,K)
ρ	[kg/m ³]	Dichte
η	[-]	Wirkungsgrad
η_0	[-]	Konversionsfaktor (optischer Wirkungsgrad)

Kurzfassung

Im Rahmen dieses Fördervorhabens stehen die Untersuchung der Konkurrenz von Photovoltaik und Solarthermie in der zukünftigen Wärmeversorgung sowie die Entwicklung einer gemeinsamen Regelstrategie für eine solare Strom- und Wärmeversorgung für Einfamilienhäuser im Vordergrund.

Für die Untersuchung werden mehrere Versorgungskonzepte für verschiedene Randbedingungen in der Simulationsumgebung Simulink modelliert, um so eine dynamische Untersuchung durchführen zu können. Die Regelung wird dabei in MATLAB umgesetzt. Die angepasste Regelstrategie unterscheidet sich dabei von der gängigen Praxis durch eine energiebasierte Regelgröße sowie die Berücksichtigung von Last- und Erzeugungsprognosen. Dazu werden unterschiedliche Verfahren basierend auf maschinellem Lernen wie Künstliche Neuronale Netze und Regressionsanalysen herangezogen. Mit Hilfe der Simulationsergebnisse wird aufgezeigt, dass die solaren Erträge steigen bzw. sich die Nutzung dieser Erträge steigern lassen. Diese sind jedoch nur geringfügig. Der Eigenverbrauch lässt sich mit elektrischen Heizsystemen gegenüber konventionellen Systemen steigern. Sobald zusätzlich eine Solarthermieanlage in das Konzept integriert wird, ist der Vorteil jedoch nur noch sehr gering. Ökonomisch sind elektrische Heizsysteme aufgrund der deutlich höheren Betriebskosten im Nachteil. Dort erbringt auch die Solarthermie durch die höheren Investitionskosten keinen Vorteil. Einen Vorteil ergibt die Solarthermie jedoch hinsichtlich der ökologischen Bilanz, da somit sowohl der Primärenergiebedarf als auch die Treibhausgasemissionen gesenkt werden können. Als vorteilhaft mit Blick auf den ökologischen Aspekt erweisen sich auch Wärmepumpensysteme.

Die Untersuchung wurde mit einer Messaufzeichnung in zwei Feldtestobjekten begleitet, wobei bei einem Gebäude das gesamte Dach mit einer Photovoltaikanlage belegt ist, und das zweite Objekt sowohl mit einer Photovoltaikanlage als auch mit einer Solarthermieanlage ausgestattet ist.

Der im Antrag angedachte Hardwaretest wurde aufgrund des geringen Potentials für einen Business Case für den industriellen Projektpartner nicht durchgeführt. Das fehlende Potential ist auch der Grund, weshalb keine Variation des Stromlastgangs untersucht wurde. Die verwendeten Energiemengen befanden sich bereits im oberen Bereich, weshalb eine Minderung der Energiemengen keine Verbesserung mit sich gebracht hätte.



Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde mit Mitteln der Deutschen Bundesstiftung Umwelt unter dem Aktenzeichen 32001 gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Kapitel 1

Einleitung und Zielsetzung

Im Jahr 2000 trat auf Grundlage seines Vorläufers (dem Stromeinspeisegesetz aus dem Jahr 1991) das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) in Kraft. Ziel dieses Gesetzes war es, den Anreiz zur Investition in Photovoltaik (PV)-Anlagen durch eine feste Einspeisevergütung des selbst erzeugten Stromes zu erhöhen. Lag der Anteil von PV-Anlagen am Nettostromverbrauch im Jahr 2000 noch bei nahezu null, so erlebte die Photovoltaik den stärksten Zuwachs aller regenerativen Energiequellen und liegt nun bei ca. 7,4% (Stand: Januar 2017) [1]. Begleitet und verstärkt wurde diese Entwicklung durch das 100.000 Dächer-Programm und der damit verbundenen Förderung von PV-Anlagen.

Im Jahr 2012 wurde für die Einspeisevergütung eine gleitende Degression eingeführt (atmen-der Deckel), was eine stetige Abnahme der Vergütung für Neuanlagen zur Folge hat. Wurde bei Verabschiedung des Gesetzes im Jahr 2000 eine Kilowattstunde noch mit 0,50 € vergütet, liegt sie, nach einem zwischenzeitlichen Maximum von 0,57 € im Jahr 2004, im Juni 2017 bei 12,31 Cent/kWh, mit einer weiteren monatlichen Absenkung in Abhängigkeit der Zubau- rate [2].

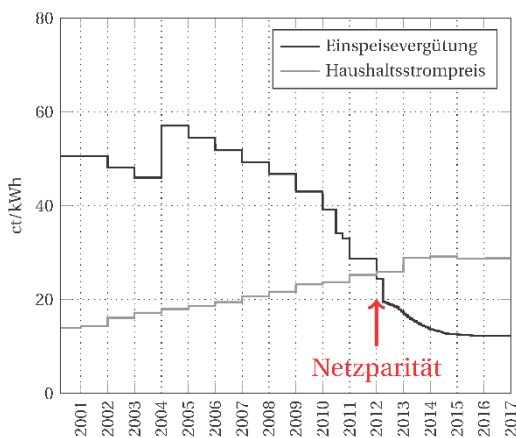


Abbildung 1: Einspeisevergütung für Photovoltaik-Anlagen mit Leistungen kleiner 10 kW im Vergleich zum Haushaltsstrompreis (Daten aus [2] und [4]).

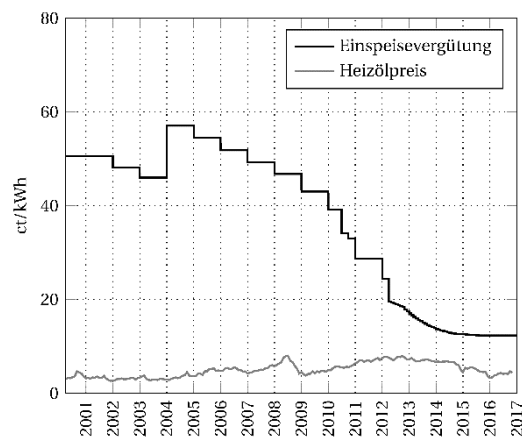


Abbildung 2: Einspeisevergütung für Photovoltaik-Anlagen mit Leistungen kleiner 10 kW im Vergleich zum Heizölpreis (Daten aus [2] und [4]).

Einen gegenläufigen Trend beschreibt hingegen der durchschnittliche Strompreis in Deutschland. Dieser ist in den letzten Jahren stetig angestiegen. Angesichts dieser Entwicklung wurde bei Einfamilienhäusern bereits im Jahr 2012 die sogenannte Netzparität (engl. grid-parity) erreicht (siehe Abbildung 1) [3]. Diese tritt ein, wenn der Vergütungssatz, wie z.B. eine Einspeisevergütung oder einer direkten Stromvermarktung, für Photovoltaik-Strom unter den Be-

zugspreis des Haushaltsstroms sinkt. Ab diesem Zeitpunkt ist es für Besitzer von Photovoltaikanlagen aus wirtschaftlicher Sicht lohnenswert, den PV-Strom selbst zu verbrauchen. Hohe Eigenverbrauchsanteile sind dabei allerdings nur für sehr kleine Anlagen-Leistungen oder mit einem zusätzlichen Batteriespeicher möglich. Eine weitere Möglichkeit der Eigenverbrauchssteigerung liegt in einer thermischen Nutzung von Photovoltaikstrom. Ökonomisch wird dies ab der Öl- bzw. Gasparität attraktiv. Diese Paritäten sind erreicht, wenn die jeweiligen Brennstoffeinsparungen durch die thermische Nutzung über der Einspeisevergütung liegen. Die im Jahr 2012 von Quaschnig [3] prognostizierte Ölparität zwischen 2015 und 2016 ist aufgrund derzeitig sinkender Heizölpreise jedoch noch nicht eingetreten (siehe Abbildung 2).

Mit einer thermischen Nutzung von PV-Strom tritt das System Photovoltaik indes in Konkurrenz zur Solarthermie (ST), welche mit den sinkenden Investitionskosten von PV-Anlagen noch zunimmt. So sanken die Kosten für PV-Anlagen seit 2006 im Mittel um ca. 13% pro Jahr ab [1]. Diese Lernkurve hat die Solarthermie nicht beschritten, die Investitionskosten für Solarthermie-Anlagen sind über die letzten Jahre nahezu konstant geblieben.

Begründet durch die obige einleitende Darstellung, liegt das Ziel dieser Arbeit in der Analyse und Entwicklung einer kombinierten solaren Strom- und Wärmeversorgung. Eine Betrachtung kombinierter solarer Energieversorgung bedeutet in dieser Untersuchung ein gemeinsames energetisches System aus Photovoltaik und Solarthermie und die Beantwortung der Frage, wann eine Kombination beider Systeme unter Anwendung einer gemeinsamen Regelung vorteilhaft ist und inwiefern die Erhöhung des solaren Deckungsanteils an der Wärmeversorgung durch Verwendung von PV-Strom unter Einbezug solarthermischer Anlagen als sinnvoll zu betrachten ist. Dabei werden zunächst Systemkonzepte für ein optimales Management zur kombinierten solaren Strom- und Wärmeversorgung auf der Basis detaillierter Simulationen untersucht und bewertet. Um diesen Herausforderungen ganzheitlich zu begegnen, wurde im Forschungsvorhaben angestrebt, eine Regelstrategie zu entwickeln, welche ein kombiniertes Energiemanagement von Strom und Wärme ermöglicht. Von Bedeutung ist hier die Frage, ob und wie sich Photovoltaik und Solarthermie in einem gemeinsamen System energetisch ergänzen können.

Neben der Ableitung optimierter Systemkonfigurationen für neu installierte Anlagen wird der (sanierte) Gebäudebestand in die Betrachtung mit einbezogen. Viele in Deutschland bewohnte Einfamilienhäuser sind bereits mit PV oder Solarthermie - und häufig auch mit Kombinationen dieser Systeme - ausgestattet. Bei diesen Anlagen findet üblicherweise eine Einspeisung des PV-Stroms und eine direkte Vorort Nutzung der solaren Wärme statt.

Der Ansatz der in diesem Forschungsvorhaben zu entwickelnden Regelung für derartige Anlagen sieht daher wie folgt aus:

- Zunächst soll der Eigenstrombedarf des Gebäudes gedeckt werden.
- Darüber hinaus gehende Erträge könnten in einem evtl. vorhandenen Batteriespeicher gepuffert werden.

- Falls unter Einbezug sämtlicher vorhandener elektrischer Verbraucher und -speicher im Gebäude noch immer genug Strom vorhanden ist, um einen Heizstab bzw. eine Wärmepumpe zu betreiben, wird der überschüssige Strom in Wärme gewandelt.
- Unter Einbezug einer solarthermischen Anlage hat das System eine weitere Regelungsaufgabe zu erfüllen. Falls genug Wärme solarthermisch erzeugt werden kann (ermittelt auf Basis von Wetterprognose und Wärmemengenerfassung), wird der Überschussstrom nicht der Wärmeerzeugung zugeführt, sondern ins Stromnetz eingespeist.

Da sowohl im Gebäudebestand als auch bei Neubauobjekten ein breites Spektrum an unterschiedlichen Anlagenkonfigurationen und -dimensionierungen zu finden ist, stellt die Beurteilung der Sinnhaftigkeit dieses Ansatzes unter verschiedenen Randbedingungen eine weitere Herausforderung dar. Deshalb werden im Projekt zur Potentialabschätzung Systemsimulationen durchgeführt. Diese ermöglichen eine Abschätzung der Effizienz des Ansatzes im Zusammenspiel mit unterschiedlichsten Wärmeerzeugern oder auch unterschiedlichen Nutzerprofilen und Bewohnern. Durch eine Messdatenaufzeichnung in zwei Feldtestobjekten kann überprüft werden, ob der gewonnene Optimierungsansatz auf reale Gegebenheiten übertragbar ist.

Durch Nutzung der angestrebten Regelung ergibt sich die Chance, unter Einbezug von PV-Anlagen den solaren Deckungsanteil in der Wärmeversorgung zu erhöhen. An Tagen, an denen die Einstrahlung nicht ausreicht, um den Wärmebedarf über Solarthermie zu decken, kann eine Unterstützung über einen Elektroheizstab sinnvoller sein. Eine größer dimensionierte Solarthermie-Anlage hingegen würde zu erhöhten Stagnationszeiten an sonnenreicheren Tagen führen. Hier kann sich zeigen, dass eine angepasste Größe beider solaren Erzeuger zu einer optimalen Systemdimensionierung und zu einem ökologisch sinnvollen Gesamtkonzept führt.

Ein Verzicht auf Solarthermie bei gleichzeitig größerer Dimensionierung der PV-Anlage würde auf der anderen Seite die für den Endkunden relevante Wirtschaftlichkeit gefährden. Gerade für kleine PV-Anlagen werden noch Kosten von ca. 1.300 €/kW_p angesetzt. Zusätzlich müsste zu einer PV-Anlage zur Wärmenutzung ebenfalls ein Warmwasserspeicher eingerechnet werden, welcher für ein typisches Einfamilienhaus in der Größenordnung von 800 € inklusive Heizstab liegt. Eine typische Solarthermie-Anlage zur Warmwasserbereitung mit Speicher kostet bei 3 x 2 m² Kollektoren (ca. 4,2 kW_{thermisch}) etwa 3.300 € und eröffnet dabei geringere solare Wärmegegostehungskosten als die PV-Anlage.

Kapitel 2

Technische Grundlagen und Stand von Wissenschaft und Technik

2.1. Das Smart Home als Element des intelligenten Energiesystems

Aufgrund der unterschiedlichen Definitionen des Begriffes *Smart Home* bzw. der oftmaligen Gleichsetzung mit Energiemanagementsystemen erfolgt für ein einheitliches Verständnis zuerst eine schlüssige Definition in Anlehnung an [5] und [6]: Smart Home sind privat genutzte Gebäude wie beispielsweise Eigenheim oder Mietwohnungen, dessen Komponenten der Energieversorgung (thermisch und/oder elektrisch), Haushaltstechnik (Waschmaschine, Kühlschrank), Konsumelektronik und Kommunikationseinrichtung intelligent vernetzt sind. Die Vielzahl an Komponenten wird dabei zentral überwacht und gesteuert. Der eigentliche Mehrwert liegt dabei im intelligenten Zusammenspiel der Komponenten und nicht in der Ansteuerung der einzelnen Hardware.

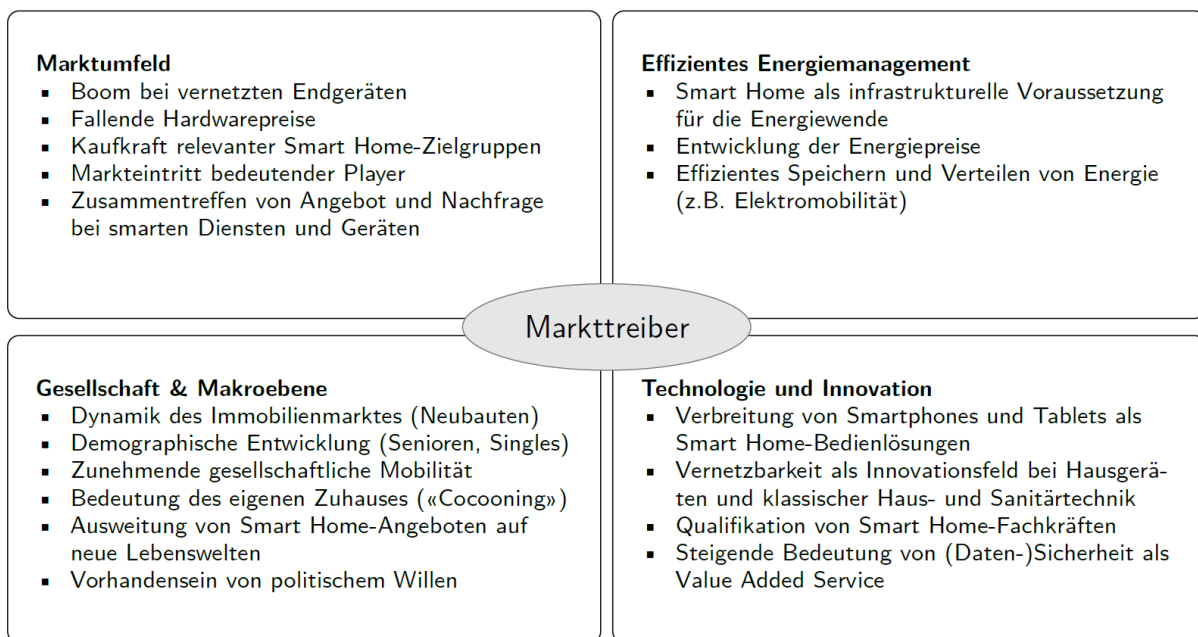


Abbildung 3: Markttreibende Faktoren der Smart-Home-Technologie (nach [8])

Aus oben beschriebenen Gründen rücken Smart-Home-Anwendungen immer mehr in den Fokus von Industrie und Forschung. Smart Homes bieten nicht nur Potential für Unternehmen der Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) oder der Elektroinstallationsbranche, sondern auch immer mehr Haushaltsgerätehersteller dringen mit vernetzbaren Geräten auf den Markt. Auch Energieversorgungsunternehmen sehen darin die Chance für verbesserte Versorgungsleistungen, beispielsweise durch eine Teilnahme am Regelenergiemarkt (durch Elektrofahrzeuge oder Batteriespeicher). Konservative Schätzungen von BITKOM [7] prognostizieren, dass im Jahr 2020 in ca. einer Million Haushalte intelligente und vernetzte Sensoren

und Geräte eingesetzt werden. Dazu ist eine Verdreifachung der aktuellen Anzahl an Smart Home-Systemen nötig, da nach einer Marktprognose des Prüfungs- und Beratungsunternehmens Deloitte Ende 2013 gerade einmal 315.000 Häuser intelligent vernetzt waren [7]. Im Wesentlichen existieren dabei vier Smart Home-Marktanteile (siehe Abbildung 3).

Smart Home kann dabei in verschiedenen Segmenten des Hauses angewandt werden, wobei sich diese Segmente mit Blick auf die Komplexität und Marktreife unterscheiden (siehe Abbildung 4). Smart Energy Systeme zeichnen sich dabei durch hohe Komplexität aus und sind auch noch sehr weit von einer breiten Umsetzung entfernt, weshalb hier der höchste Handlungsbedarf besteht.

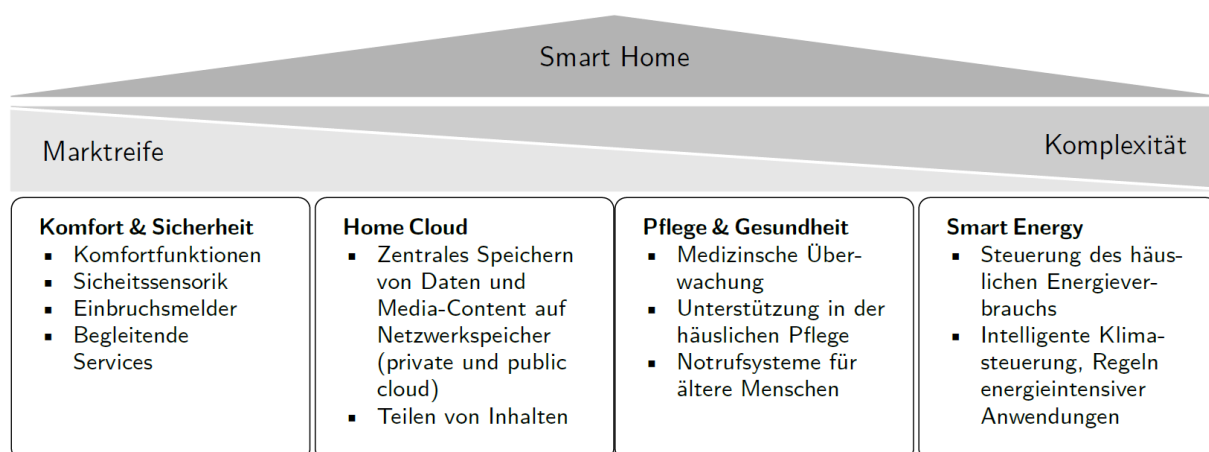


Abbildung 4: Marktsegmente der Smart-Home Anwendungen (nach [6])

2.2. Komponenten eines Smart Homes

Ein Smart Home setzt sich aus einer Vielzahl an Komponenten zusammen. Diese bewältigen dabei unterschiedliche Aufgaben. Es kann auf Grundlage ihrer Aufgaben eine Einteilung in drei Gruppen erfolgen: Sensorik, Aktorik und Steuerungslogik [9].

Die Sensorik übernimmt die Aufgabe der Zustandsermittlung aller beteiligten und vernetzten Komponenten. Sensoren können dabei ihren aktuellen Zustand selbst in einem gewissen zeitlichen Intervall übermitteln oder bei einer Anfrage der übergeordneten Logik ihre Werte an diese weitergeben. Die Komplexität des Smart Homes steigt entsprechend mit der Anzahl an interagierenden Sensoren. Einfachere Systeme erfassen z. B. die aktuelle Heizleistung und die Stellung der Fenster und sind somit in der Lage, bei geöffnetem Fenster die Leistung zu reduzieren. Wenn zudem auch die Raumbelegung Berücksichtigung findet, steigt die Komplexität des Systems. Diese nimmt weiter deutlich zu, wenn ein stromnetzdienlicher Betrieb des Gebäudes erfolgen soll. Neben der Erfassung der aktuellen Stromnetzsituation muss auch dem zuständigen Netzbetreiber eine Möglichkeit eingeräumt werden, in das Smart-Home-System einzugreifen. Kommt es künftig des Weiteren zu einem variablen Stromtarif, muss dieser ebenfalls erfassbar gemacht werden. Hohe Anforderungen an die Sensorik stellen auch solche Komponenten, die nur schwer erfassbar sind, wie die Nutzung eines Kachelofens oder die thermische Abwärme von Geräten.

Die Aufgabe der Aktoren ist die Informationsverarbeitung eines Befehls in ein Steuersignal. Sie stellen die Verbindung der Steuerungslogik mit den ausführenden Komponenten dar und bewirken damit eine Ansteuerung von elektrischen Schaltern oder initiieren eine mechanische Bewegung. Ein simpler Aktor ist der Lichtschalter, welcher nach der Bedienung die Deckenleuchte aktiviert. Bei komplexeren Systemen mit netzdienlichen Eigenschaften erhöht sich die Anzahl an Aktoren und es ergibt sich eine stärkere Gleichzeitigkeit verschiedener Aktoren. Mögliche Aktoren sind in diesem Fall Waschmaschinen, Geschirrspülmaschinen oder Kühl- und Gefrierschränke. In den zukünftigen Systemen sind verstärkt auch Wechselrichter von Photovoltaikanlagen oder, falls vorhanden, auch das Lademanagement von Batteriespeichern und Elektrofahrzeugen eingebunden, um gegebenenfalls überschüssige Energie zu speichern oder bei Bedarf auch mit erhöhter Leistung auszuspeisen. Die Vielschichtigkeit von Smart Home Anwendungen verstärkt sich weiter, wenn neben dem elektrischen auch der thermische Aspekt integriert wird. Erweitert sich die Struktur auf Siedlungsebene, multipliziert sich die Anzahl an Aktoren mit der Gebäudeanzahl.

Vor allem für Systeme höherer Komplexität ist eine intelligente Steuerungslogik ein entscheidender Faktor. Die Steuerungslogik übernimmt die Verknüpfung von Sensorik und Aktorik. Bei einfachen Systemen ist der Weg über die übergeordnete Steuerung nicht notwendig, wie z. B. bei dem vorher erwähnten Lichtschalter. Wird das Licht hingegen Bestandteil des Smart Home und soll sich z.B. automatisch mit dem Wecker aktivieren, ist eine Einbindung unabdingbar. Smart-Home-Systeme der Zukunft werden zu weitaus mehr fähig sein und bieten auch deutlich mehr Potential. Neben der Erfassung von Sensordaten, Verarbeitung zu einem Steuersignal und Weiterleitung des Signals an die Aktoren, kann ein solches System mit einer künstlichen Intelligenz ausgestattet werden. So kann die Logik beispielsweise auch auf Grundlage von Messdaten eine Abschätzung der Last und der dezentralen Erzeugung ermitteln, sowie auch das Nutzerverhalten der Hausbewohner berücksichtigen und sich auch durch selbstlernende Algorithmen anpassen.

2.3. Wissenschaftliche Ansätze solarer Energiemanagementsysteme

Die Verwendung elektrischer Energie für thermische Zwecke wird in der Forschung derzeit kontrovers diskutiert, auch bedingt dadurch, dass hohe Eigenverbrauchsquoten von elektrischer Energie nur für kleine Leistungsbereiche erreicht werden können bzw. ein mit hohen Investitionskosten verbundener elektrischer Speicher installiert werden muss [10]. Der Fokus vieler Untersuchungen liegt dabei in einer Kopplung der Photovoltaikanlage mit Power-to-Heat-Systemen (p2h-Systemen), vorrangig Wärmepumpen. Aber auch die effektive Nutzung von Solarthermieanlagen ist ein aktuelles Thema in der Forschung.

2.3.1. Energiemanagement mit solarelektrischer Energieerzeugung

Aufgrund der mittlerweile erreichten Netzparität ist es aktuell wirtschaftlicher, den erzeugten Solarstrom selbst zu verbrauchen. Wegen des geringen Eigenverbrauchspotentials bei der rei-

nen Verwendung für elektrische Zwecke, werden immer neue Ansätze zur Steigerung des Eigenverbrauchs untersucht. Eine wesentliche Möglichkeit ist die Anbindung der Photovoltaikanlage an die Wärmepumpe und der damit verbundenen Kopplung von Strom und Wärme.

Ikegami [11] untersuchte in seiner Arbeit die optimale Fahrweise von Wärmepumpen mit Photovoltaikanlagen unter Berücksichtigung verschiedenen Optimierungsgrößen. Eine Minimierung der Stromkosten führt durch den günstigen Nachtstrom dazu, dass die Wärmepumpe vorrangig in dieser Zeit läuft und somit die Eigennutzung des Photovoltaikstroms sinkt. Der Wärmepumpenbetrieb ist hingegen nachmittags, wenn als Zielgröße die Minimierung des Strombezugs definiert ist. Zu dieser Zeit ist die Arbeitszahl (COP) bei Luft-Wärmepumpen aufgrund der höheren Außentemperatur besser. Der Ansatz der Minimierung der Einspeisung des Solarstroms ermöglicht tatsächlich deren Halbierung. Die Untersuchung zeigt allerdings, dass es keine allgemeingültige Zielgröße, wie z.B. die Minimierung der Stromkosten oder des Netzbezugs, gibt. Deshalb muss künftig eine Anpassung der verschiedenen Zielgrößen entsprechend der Bedürfnisse der Nutzer erfolgen.

In [12] wird die Kopplung von Photovoltaik und Wärmepumpe hinsichtlich einer Minimierung der Energiekosten unter afrikanischen Randbedingungen durch eine Anpassung der Leistungsflüsse für die einzelnen elektrischen Verbraucher und einen Time-of-Use-Tarif optimiert. Die Nutzung erfolgt dabei in einem Hotel mit 3 Wärmepumpen mit jeweils 16 kW thermischer Leistung. Hierbei können bis zu ca. 40 % der Kosten gegenüber einem herkömmlichen System eingespart werden. Die Erweiterung des Systems um einem Batteriespeicher [13] führt ebenfalls zu einer weiteren Reduzierung der Kosten, das System würde sich bereits nach weniger als 5 Jahren amortisieren.

Neben der Steigerung der Eigennutzung können Wärmepumpen auch netzreaktiv angesteuert werden. Indirekt geschieht dies bereits durch die Eigenverbrauchssteigerung dahingehend, dass die Einspeiseleistung reduziert wird. In [14] werden verschiedene Preisszenarien untersucht und mit einer modellprädiktiven Regelung die Stromkosten minimiert. Neben der Wärmepumpe wird hier zudem explizit ein Heizstab eingesetzt. Durch die Minimierung der Kosten kommt es auch hier in gewissen Fällen zu einem Anstieg des Stromverbrauchs, weil z.B. der Heizstab häufiger zum Einsatz kommt.

2.3.2. Energiemanagement mit solarthermischer Energieerzeugung

Es gibt zwei Möglichkeiten, wie eine Solarthermieanlage in ein System mit Wärmepumpe eingebunden werden kann. Eine Möglichkeit ist ein bivalentes System, das in einem gemeinsamen Speicher auf Nutztemperaturniveau einspeist. Die weitere Möglichkeit ist die Nutzung der Solarwärme als Umweltwärmequelle der Wärmepumpe. Dabei kann die Solarthermieanlage die Luft für den Kondensator vorwärmen oder den Boden für Erdwärmepumpen regenerieren.

Der Einsatz einer Solarthermieanlage in einem bivalenten System bei gleichzeitiger Nutzung von Wärmepumpen hat sowohl positive als auch negative Auswirkungen, vor allem in kleinen

Energienetzen (z.B. Nachbarschaft, Dorf) [15]. Durch die stärkere Flexibilisierung der Solarthermie aufgrund des thermischen Speichers kann der Einfluss des elektrischen Backups auf das Stromnetz minimiert werden. Wärmepumpen sind effizienter mit Blick auf den elektrischen Bezug aber weniger flexibel, um zum Netzmanagement bei laufendem Betrieb beizutragen.

Die Analyse einer solarthermisch unterstützten Erdwärmepumpe mit Rückführung von überschüssiger solarthermischer Energie in das Erdreich zeigt, dass damit die Energieversorgung sichergestellt werden kann [16]. Ein Drittel der dem Erdreich entnommenen Energie kann dabei durch die Solarthermieanlage wieder rückgespeist werden. Durch die Erhöhung der Erdreichtemperatur kommt es zeitweise zu einer Verbesserung des COP der Wärmepumpe. In Summe lag der COP nach einem Jahr wieder nahezu ähnlich hoch wie zu Beginn der Untersuchung, womit auch eine ausreichende Regeneration gewährleistet ist.

Der Fokus einer Kombination von Solarthermiekollektoren mit einer Wärmepumpe liegt in der Effizienzsteigerung der Wärmepumpe und nicht in einem effektiven Energiemanagement. Die Solarthermieanlage dient daher vorrangig als diejenige Komponente, die die Wärme für die Kondensatorseite der Wärmepumpe zur Verfügung stellt und es zudem ermöglicht, die Wärme in (Latent-)Wärmespeichern in die Morgen- und Abendstunden zu verschieben.

2.3.3. Energiemanagement mit solarelektrischer als auch solarthermischer Energieerzeugung

Eine optimierte Einbindung von solarer Energieerzeugung unter Berücksichtigung beider solarer Komponenten wird derzeit nur wenig untersucht. Vorrangig handelt es sich dabei um spezielle Anwendungsfälle, d.h. um keine allgemeingültige Untersuchung. So untersucht Faßnacht in seiner Arbeit [17] eine Regelstrategie für eine netzreaktive Wärmepumpe unter Einbezug von Photovoltaik- und Solarthermieanlage. Jedoch handelt es sich dabei um Luftkollektoren die vorrangig dazu dienen, einen Eisspeicher zu erwärmen, um somit die solare Energie in den Abendstunden für den Verdampfer der Wärmepumpe zur Verfügung zu stellen. Es lassen sich dabei die Betriebskosten des Systems reduzieren, was aber mit zunehmendem Heizbedarf abnimmt. Somit lässt sich keine generalisierte Aussage treffen. Entstehen jedoch Fehler in der Vorhersage von Lasten und Erzeugung sinken die Einsparungen deutlich bzw. kann sogar der gegenteilige Effekt auftreten und die Systeme teurer werden.

Eine Kombination hybrider Technologien untersucht Glück [18] durch die Integration von PV als auch PVT-Kollektoren in ein spezielles Solar-Wärmepumpensystem (SOLAERA). Für das System stehen speziell entwickelte Solarthermiekollektoren zur Verfügung, die Wärme solarthermisch mittels Wasser oder aber auch Luft gewinnen können, welche wiederum als Quelle für die Wärmepumpe dient. Dadurch ist es vorteilhaft, eine gewisse Größe an Solarthermiekollektoren zu installieren, da ansonsten der COP der Wärmepumpe durch den geringeren Wärmeertrag sinkt und somit der Netzbezug stark ansteigt. Eine reine Versorgung des Systems

durch PVT-Kollektoren ist ebenfalls möglich, führt aber durch die geringere thermische Effizienz ebenfalls zu einem höheren Netzbezug. Durch die Einspeisevergütung ist das System mit PVT-Kollektoren dabei jedoch am wirtschaftlichsten.

In [19] wird ein Evolutionärer Algorithmus (EA) genutzt, um die Wärmepumpe in Abhängigkeit eines externen Preissignals sowie der lokalen PV-Erzeugung kostengünstig anzusteuern. Der strukturelle Aufbau der Systems ist ähnlich dem von Faßnacht [17]. Es wird nachgewiesen, dass durch die Optimierung die Wärmepumpe für das Demand Side Management genutzt werden kann. Dabei kann der Speicher überhitzt werden, um so den Eigenverbrauch zu erhöhen und die Erzeugungsspitzen und die variable Erzeugung auszugleichen. Durch die Berücksichtigung von variablen Strompreisen können die Kosten zudem signifikant reduziert werden. Auch hier entsteht wiederum die Problematik eines geringeren COP der Wärmepumpe durch die ineffiziente Nutzung.

Die vorgestellten solarthermischen und solarelektrischen Energiemanagementsysteme sind auf spezielle Systeme ausgelegt oder nutzen die Solarthermie als Umweltwärmequelle für die Wärmepumpe und untersuchen dabei nicht die mögliche Flächenkonkurrenz der beiden solaren Energiewandler.

Kapitel 3

Aufzeichnung realer Strom- und Wärmeverbrauchsprofile im Feldtestgebäude

Gegenstand dieser Untersuchung ist die Generierung von realen Messdaten für die Validierung der Simulationsmodelle. Dazu wurden zwei unterschiedliche Gebäude mit entsprechender Anlagentechnik ausgewählt. Für diese Gebäude wurde ein Messkonzept zur Datenerfassung erstellt, das die gesamte elektrische- und thermische Seite der Gebäude beinhaltet. Auf Basis dieser Messkonzepte wurde für jedes Gebäude eine passende Systemtechnik definiert. Diese Systemtechnik wurde anschließend installiert. Auf dieser Basis konnten reale Nutzungsdaten aufgezeichnet und analysiert werden.

3.1. Auswahl der Feldversuchsgebäude

Ein Feldtestgebäude war zur Aufzeichnung der Daten im vorliegenden Forschungsvorhaben vorgesehen. Im Laufe des Projektes zeigte sich, dass hierdurch keine ausreichende Datengrundlage gegeben gewesen wäre. So wurde im Konsortium beschlossen, die Datenaufzeichnung auf zwei Gebäude auszudehnen. Gleichzeitig konnten so zwei unterschiedliche Haustechnik- und Heizsysteme analysiert werden. Als Kriterien zur Auswahl der Gebäude standen verschiedene Aspekte im Vordergrund. Zum einen musste mindestens ein Gebäude mit Solarthermie- und Photovoltaikanlage ausgestattet sein. Aufgrund der Untersuchung von aktuellen Gebäudestandards war eine gute Dämmung ebenfalls ein wichtiges Kriterium. Ebenso war es wichtig, die zusätzliche System- und Messtechnik einfach integrieren zu können. Dabei musste auch eine gute Zugänglichkeit während der Datensammlung sichergestellt sein. Ausgehend von diesen Kriterien wurden zwei moderne Einfamilienhäuser in der Umgebung von Memmingen ausgewählt. Beide Gebäude gehören Mitarbeitern der Steca Elektronik GmbH und sind somit jederzeit durch die Projektbeteiligten begehbar.

3.2. Definition der Datenaufzeichnung

Grundlage für die Datenaufzeichnung ist die Definition der Messstellen und der zu messenden Parameter. Dies wurde für die thermische als auch die elektrische Seite festgelegt und wird in den folgenden Abschnitten beschrieben.

3.2.1. Thermische Datenerfassung

Es werden alle Wärmemengen für Warmwasser, Heizung und Solarthermie erfasst. So wurden an zentralen Stellen entsprechende Messpunkte definiert. Diese umfassen jeweils die Vor- und Rücklauftemperaturen sowie den Volumenstrom des Mediums. Dadurch lassen sich die Wärmemengen bestimmen. Solche Messstellen wurden am Warmwasserausgang des Brauchwarmwasserspeichers, am Heizungsausgang des Kombispeichers sowie an der Pumpstation der solarthermischen Anlage angebracht.

3.2.2. Elektrische Datenerfassung

Die Messstellen zur Erfassung der elektrischen Seite der Gebäude wurden in zwei Klassen unterteilt. Die oberste Klasse erfasst den Gesamtverbrauch und die gesamte PV-Erzeugung über zwei dreiphasige Zähler. Darunter gibt es eine weitere Ebene, in der einzelne Verbrauchsarten separat über einphasige Zähler erfasst werden. Dazu zählt die Garage, die Ladestation für ein Elektroauto, die Wärmepumpe sowie die Lüftungsanlage.

3.3. Beschreibung der Gebäude

Gebäude 1 wurde 2015 als Passivhaus gebaut und hat eine Wohnfläche von 160 m², verteilt auf zwei Etagen (vgl. Abbildung 5). Einen Keller gibt es nicht. Die Garage ist als Nebengebäude nicht mit dem Haus verbunden. Es gibt eine PV-Anlage auf dem Dach mit ca. 13 kW_p. Die PV-Anlage deckt zunächst den Eigenverbrauch und speist den Überschuss ins Stromnetz ein. Eine zentrale Lüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung stellt den notwendigen Luftwechsel des Gebäudes sicher. Eine integrierte elektrische Heizung stellt im Winter Warmluft für das Gebäude zur Verfügung. Als Backup sind dezentrale Infrarotheizungen vorgesehen, die bei Bedarf zugeschaltet werden können. Eine Luft-Wasser-Wärmepumpe nutzt die Abluft der Lüftungsanlage für die Warmwassererzeugung, für die ein 150 Liter Speicher zur Verfügung steht.



Abbildung 5: Außenansicht Gebäude 1. Vorne links: Garage mit Elektroinstallation.
Hinten rechts: Wohngebäude mit PV-Anlage

Gebäude 2 wurde 2005 erbaut und hat eine Wohnfläche von 137 m² auf zwei Etagen (vgl. Abbildung 6). Es verfügt über einen teilbeheizten Keller und eine Doppelgarage. Es gibt zwei PV-Anlagen, eine auf dem Dach mit ca. 3 kW_p und eine weitere mit ca. 2 kW_p auf der Garage. Auf dem Hausdach ist noch eine Solarthermieanlage mit 6 m² installiert. Die PV-Anlage auf dem Dach speist direkt ins Stromnetz ein, während die PV-Anlage auf der Garage zunächst den Eigenverbrauch deckt und nur die Differenz einspeist. Die Solarthermieanlage speist einen zentralen 300 Liter Pufferspeicher. Mit diesem Speicher wird das Brauchwarmwasser bereitet und die Fußbodenheizung im Keller betrieben. Das Gebäude selbst wird durch eine zentrale

Lüftungsanlage belüftet und im Winter auch beheizt. Allerdings ist diese elektrische Luftheizung im Regelfall nicht aktiv, da im Wohnbereich ein Kachelofen die Hauptlast der Heizung trägt.



Abbildung 6: Außenansicht Gebäude 2. Links: Wohngebäude mit PV-Anlage und Solarthermie. Rechts: Garage mit PV-Anlage

3.4. Beschreibung der Systemtechnik

Zur Datenaufzeichnung der Warmwasserverbräuche werden die Steca TR0603mc+ Regler genutzt. Die Daten werden jeweils auf einer SD-Karte aufgezeichnet und monatlich ausgelesen. Pro Messstelle wurde ein Regler genutzt, da jeweils nur ein Volumenstrom-Messgerät angeschlossen werden kann. Als Temperaturfühler kommen PT1000 zum Einsatz.

Auf der elektrischen Seite kommen einphasige (ALD1) und dreiphasige (ALE3) s0-Zähler von Saia Burgess zum Einsatz. Die einzelnen s0-Zähler senden ihre Daten an einen zentralen Datenlogger. Hier wird der s0-Logger der EMU AG verwendet. Dieser verfügt über 9 s0-Eingänge und einen Ethernet-Ausgang zum Datenabruf.

Im Anhang A1 befinden sich die Schaltdiagramme zur Installation der Messstellen.

3.5. Datenauswertung und Zusammenfassung

Die Messinfrastruktur wurde im Zeitraum von Januar bis März 2016 installiert. Nach einigen Modifikationen im Probezeitraum läuft die Datenerfassung stabil und gleichbleibend seit Mai 2016. Für die Datenauswertung wurde somit der Zeitraum von 01.07.2016 bis 30.06.2017 ausgewählt.

Zur schnellen und übersichtlichen Auswertung der Daten wurde ein standardisiertes Übersichtsblatt erstellt. Dieses beinhaltet dabei die folgenden wesentlichen Diagramme:

- Die Tagesenergiesummen zeigen den Gesamtverbrauch [kWh/d], die gesamte PV-Erzeugung [kWh/d], den Bezug vom Netz (Gesamtverbrauch – Eigenverbrauch) [kWh/d] und die Überschusseinspeisung (PV-Erzeugung – Eigenverbrauch) [kWh/d] über den Tag hinweg auf.
- Maximalverläufe zeigen die maximal aufgetretene PV-Leistung pro Tag [kW/d] und die maximal aufgetretene Verbraucherlast pro Tag [kW/d].
- Weiterhin wird eine tagesaktuelle Eigenverbrauchsquote als Kurve dargestellt.
- Weiterhin wird der Verlauf der Netzbezug- und Einspeiseenergie visualisiert. Dies ermöglicht eine Beurteilung, wie groß eine mögliche Batterie sein müsste, wenn ein Autarkiegrad von 100% erreicht werden soll.
- Als Erweiterung gibt es ein Diagramm, das die notwendige Batteriegröße über die Größe der PV-Anlage aufträgt. Dieses wurde durch eine Simulation und Interpolation der PV-Daten erzeugt.
- Schließlich gibt es noch ein Leistungsdiagramm, das die PV-Erzeugung über den Verbrauch darstellt.

Für die wichtigsten Messwerte wurden zusätzlich Histogramme definiert, die den statistischen Verlauf wiedergeben. Auf der Wärmeseite werden die Temperaturverläufe und entsprechende Histogramme dargestellt. Die Auswertungen über den gesamten definierten Zeitraum befinden sich in Anhang A2.

Mit Hilfe der Messaufzeichnungen war es möglich, einen Abgleich mit den verwendeten Lastprofilen durchzuführen. Es zeigte sich dabei, dass es keine wesentlichen Änderungen in den charakteristischen Verläufen zwischen real aufgezeichneten Messwerten und den Lastprofilen der Norm gibt. So zeigten sich beispielsweise ähnliche Zapfzeiten und Zapfmengen für das Warmwasser. Zudem konnten die Messdaten dazu verwendet werden, die Anlagengrößen zu definieren und eine Abschätzung hinsichtlich der solaren Erträge durchzuführen.

Die Installation der Datenaufzeichnung war deutlich aufwendiger als geplant und hat sich über ein halbes Jahr hingezogen, bis alle Parameter und Messpunkte stabil und korrekt aufgezeichnet werden konnten. Letztendlich konnte dennoch ein ganzes Jahr an Daten aus zwei realen Gebäuden aufgezeichnet werden. Es handelt sich um hochaufgelöste Detaildaten, die eine breite Nutzung, wie z.B. für weitere Simulationsansätze, auch über das Projekt PVSol hinaus ermöglichen. Die weitere Datenaufzeichnung stellt somit eine sehr gute wissenschaftliche Anschlussfähigkeit dar.

Kapitel 4

Datengrundlage und Anlagenkonzepte

4.1. Datengrundlage, Parameter und Profile

Für die Entwicklung einer Regelstrategie sind die zugrunde gelegten Rahmenbedingungen essentiell. Im Einfamilienhaus sind dies die elektrischen und thermischen Lastprofile des Gebäudes, wobei das elektrische Lastprofil vorrangig vom Nutzer abhängig ist und das thermische Verhalten von der Gebäudestruktur.

4.1.1. Elektrische Lastprofile

Wie bereits geschildert, ist das elektrische Lastprofil vorwiegend vom Nutzer abhängig und es ist folglich schwierig, allgemeingültige Profile zu erzeugen. Auch die Energiemengen variieren stark. Daher gibt es verschiedene Tools und Richtlinien, die es ermöglichen, unterschiedliche typische elektrische Lastprofile zu generieren. Diese werden nachfolgend genauer vorgestellt.

Standardlastprofil

Für Gebäude bei denen keine explizite Leistungsmessung durchgeführt wird, wenden die Energieversorger für die Prognose und Bilanzierung der Last sogenannte Standardlastprofile an [20]. Diese gibt es sowohl für den Haushalt, das Gewerbe als auch für die Landwirtschaft. Für den Haushalt handelt es sich dabei um das Lastprofil *H0*, welches auf einen Verbrauch von 1000 kWh/(Person a) normiert ist. Die zeitliche Auflösung dieser Profile beträgt 15 Minuten, wobei Wochentage, Samstage und Sonntage sowie die Jahreszeiten Sommer, Übergangszeit und Winter unterschieden werden. Für die Erzeugung einer Jahreslastkurve werden die Tagesprofile aneinandergereiht. Durch die Notwendigkeit einer hohen Allgemeingültigkeit ist das Standardlastprofil für den Haushalt stark geglättet und es finden sich keine Lastspitzen. Dadurch sind sie für eine genaue Analyse für einen optimierten Eigenverbrauch weniger geeignet, da zudem die Auflösung mit 15 Minuten gering ist.

LoadProfileGenerator

Der LoadProfileGenerator (LPG) [21] ist ein Softwaretool für die Erzeugung von Haushaltslastprofilen für Strom, Wärme und Brauchwarmwasser. Dabei liegt der Fokus nicht auf der Erzeugung eines mittleren Lastprofiles, sondern in der Möglichkeit, eine Vielzahl an unterschiedlichen realistischen und repräsentativen Lastkurven erzeugen zu können. Es besteht dabei die Möglichkeit, einen einzelnen Haushalt, kombinierte Haushalte als auch Gebäude im Gesamten nachzubilden. Die Struktur der beiden relevanten Möglichkeiten (Haushalt und Gebäude) zeigen die Abbildung 7 und Abbildung 8.

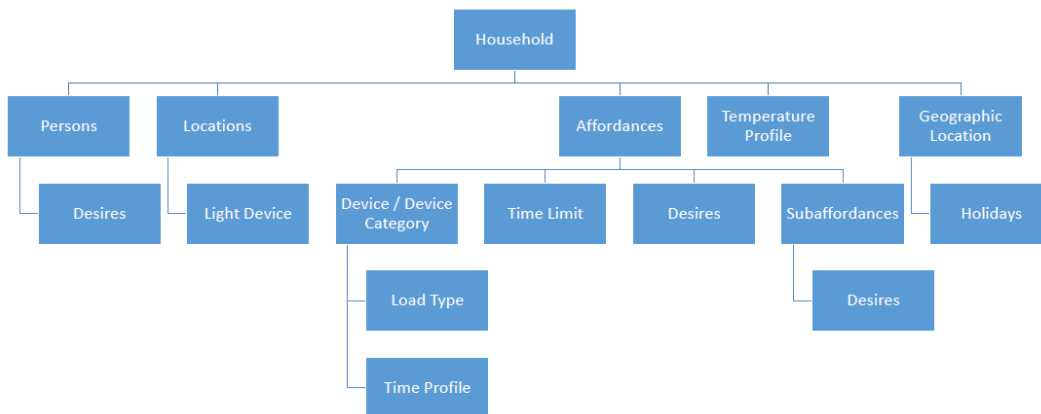


Abbildung 7: Datenbasisstruktur zur Lastprofilerzeugung für Haushalt [22]

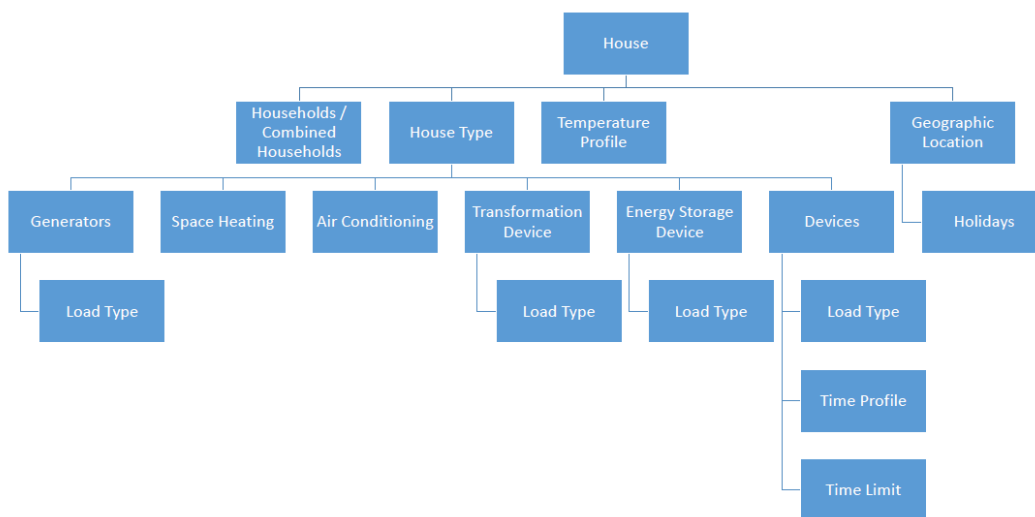


Abbildung 8: Datenbasisstruktur zur Lastprofilerzeugung für Gebäude [22]

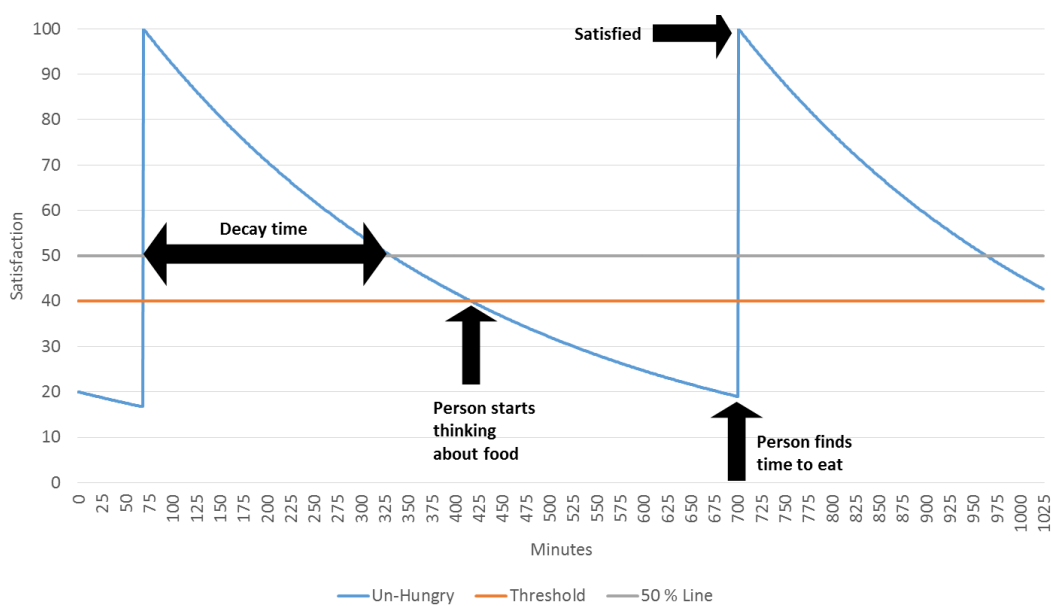


Abbildung 9: Darstellung der Generierung von Verlangen und deren Befriedigung (nach [22])

Die Struktur gibt dabei an, welche Komponenten für die Lasterzeugung relevant sind. Beim Haushalt ist dies beispielsweise die Anzahl der Personen und deren Bedürfnisse, die einzelnen Räume und mit welchen Geräten diese ausgestattet sind. Für die Geräte liegen dabei gemessene Lastkurven in einer Datenbank vor. Die Bedürfnisse der Bewohner sind dabei das wesentliche Element, welche die Aktionen der Bewohner bestimmen. Ab eines gewissen Grades der Unzufriedenheit eines Bedürfnisses wird versucht, dem entgegenzuwirken. Die Abbildung 9 zeigt dies beispielhaft für das Bedürfnis *Essen*.

VDI-Richtlinie 4655

Die Richtlinie 4655 des Vereins Deutscher Ingenieure (VDI) [23] (Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK-Anlagen) beinhaltet normierte Lastprofile für Strom, Wärme und Warmwasser für 10 Typtage für 15 unterschiedliche Klimaregionen, wobei sich diese Typtage in Abhängigkeit des Wochentages (Wochentag/Sonntag), der Temperatur und des Bewölkungsgrades unterscheiden. Mit Hilfe der Tagesmitteltemperatur wird bestimmt, ob es sich um einen Sommertag, Wintertag oder einen Übertag handelt. Hinsichtlich der Bewölkung werden ein heiterer und ein bewölkt Tag unterschieden. Eine Kombination aller Möglichkeiten würde 12 Typtage ergeben, jedoch wird an Sommertypen keine Unterscheidung nach der Bewölkung vorgenommen. Tabelle 1 zeigt die einzelnen Kategorien. Für jeden dieser Typtage ist ein bestimmtes Tagesprofil zugeordnet. Die Profile sind dabei normiert und der Jahresenergiebedarf kann damit frei skaliert werden.

Tabelle 1: Kategorisierung der Typtage [23]

Jahreszeit	Werktag W		Sonntag S	
	Heiter H	Bewölkt B	Heiter H	Bewölkt B
Übergang Ü	ÜWH	ÜWB	ÜSH	ÜSB
Sommer S	SWX		SSX	
Winter W	WWH	WWB	WSH	WSB

Feiertage werden in dieser Richtlinie wie Sonntage gehandhabt. Unter Verwendung der meteorologischen Daten kann ein Profil für die Jahressimulation erzeugt werden. Die Definition der einzelnen Typtage erfolgt dabei wie folgt:

- Heiter: tagesmittlerer Bedeckungsgrad $< 5/8$
- Bewölkt: tagesmittlerer Bedeckungsgrad $\geq 5/8$
- Winter: tagesmittlere Außentemperatur $< 5\text{ °C}$
- Übergang: tagesmittlere Außentemperatur = 5 °C und $< 15\text{ °C}$
- Sommer: tagesmittlere Außentemperatur = 15 °C

Abbildung 10 zeigt Profile, die mit den drei unterschiedlichen Tools für einen Tag erzeugt wurden. Es ist deutlich das geglättete Profil des Standardlastprofils zu erkennen. Die Profile des LoadProfileGenerators und der VDI 4655 zeigen ein deutlich dynamischeres Verhalten, da bei diesen beiden Profilen zudem die zeitliche Auflösung 1 Minute beträgt. Folglich spiegeln diese beiden Lastkurven ein realistischeres Verhalten wider.

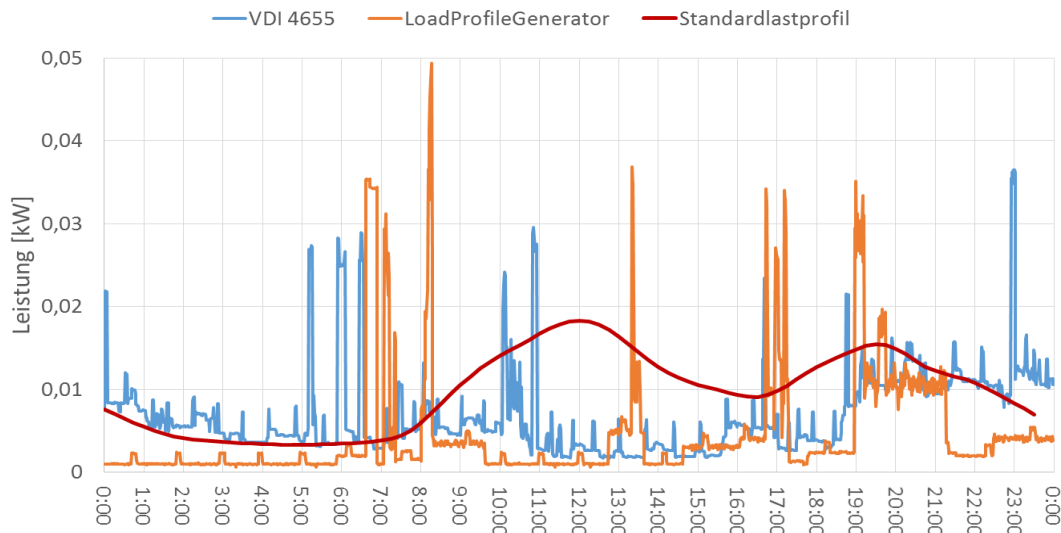


Abbildung 10: Vergleich von Tageslastprofilen verschiedener Tools

4.1.2. Thermische Lastprofile mittels Parametermodell

Die Simulationsuntersuchung soll für verschiedene Gebäudestandards durchgeführt werden. Daher müssen unterschiedliche thermische Lastprofile herangezogen werden. Die thermische Gebäudelast ist dabei nur vom Dämmstandard und den Witterungsbedingungen abhängig.

Sowohl mit dem LoadProfilGenerator als auch mit der VDI 4655 lassen sich neben elektrischen Lastkurven auch thermische Lastkurven erzeugen. Bei diesen Profilen handelt es sich um thermische Lasten, welche aus einem Leistungswert bestehen. Daneben gibt es die Möglichkeit, in der Simulationsumgebung verschiedene gebäudespezifische Parameter in einem Modell zu hinterlegen, welches dann die thermische Last definiert. Das Parametermodell basiert dabei auf folgender Differentialgleichung:

$$(m * c)_{house} \cdot \frac{dT}{dt} = solar_{gain} + internal_{gain} + heating_{power} - loses_{to_{ambient}} - loses_{to_{neighbour}}$$

Damit ist das Modell in der Lage, die Innentemperatur in Abhängigkeit von der Außentemperatur, der Heizleistung sowie der internen und externen Gewinne möglichst genau bei gleichzeitig geringem Rechenaufwand abzubilden. Mit verbessertem Gebäudestandard steigt die Bedeutung von internen und externen Gewinnen zur Bereitstellung der Heizleistung.

Deutsche Gebäudetypologie

In [24] werden die Bestandsgebäude energetisch klassifiziert. Dabei werden die Gebäude in verschiedene Baualtersklassen und Größenklassen eingeordnet. Hierbei wurde eine umfangreiche Analyse über die bestehenden Gebäude und ihre Struktur durchgeführt, um somit typische Kennwerte zu ermitteln. Aus dieser Analyse gingen für die verschiedenen Baualtersklassen repräsentative Datensätze hervor, die in [25] veröffentlicht wurden und als Eingangsparameter für das Gebäudemodell dienen. Damit lassen sich für die einzelnen Gebäudetypen die thermischen Lasten generieren.

IEA-SHC Task 44

Im Rahmen des solaren Heiz- und Kühlprogrammes der Internationalen Energieagentur (IEA) wurden Referenzgebäude für Gebäudesimulationen definiert, um gleiche Randbedingungen in den Simulationen zu gewährleisten und damit die Vergleichbarkeit verschiedener Untersuchungen sicherzustellen [26]. Im IEA-SHC Task 44 / Heat Pump Programme (HPP) Anhang 38 (T44A38) wurden drei Referenzgebäude mit unterschiedlichem Heizwärmebedarf und Wärmeabgabesystemen definiert. Ausgehend von der Geometrie eines Einfamilienhauses, die bereits in der IEA-SHC Task 32 festgelegt wurde, wurden die folgenden drei Gebäude mit unterschiedlichen energetischen Standards definiert. Dabei steht SFH für Single Family House und die Zusätze 15, 45 und 100 für den spezifischen Heizwärmebedarf in kWh/(m² a).

- SFH15: repräsentiert eine aktuelle Gebäudehülle mit sehr hoher energetischer Qualität, es entspricht den deutschen Passivhaus-Anforderungen
- SFH45: enthält Elemente, die so konstruiert sind, dass sie den aktuellen gesetzlichen Anforderungen entsprechen oder ein renoviertes Gebäude mit guter thermischer Qualität der Gebäudehülle darstellen
- SFH100: entspricht einem nicht renovierten Bestandsgebäude

4.1.3. Brauchwarmwasser

Für die Lastprofilgenerierung für Trinkwarmwasser stehen ebenfalls die VDI 4655 als auch der LoadProfileGenerator zur Verfügung (siehe 4.1.1). Ferner gibt es für die Profilerzeugung die Software DHWcalc [27]. Tjarden [28] zeigt dabei in seiner Arbeit auf, dass bei Profilen nach der VDI 4655 die wöchentlichen Energiemengen höher, die Energiemengen am Wochenende niedriger sind. Dabei berücksichtigt die VDI 4655 die Umgebungstemperatur und damit die Jahreszeiten. Zudem ist die Verteilung über den Tag (vor allem an Wochenenden) unterschiedlich, weshalb bei der VDI 4655 die Trinkwarmwasserprofile realitätsnäher sind. Neben den genauen zeitlich aufgelösten Profilen, gibt es auch den Ansatz, die Energiemenge durch drei tägliche Zapfungen zu zwei mal 50 Liter und einmal 100 Liter zu modellieren.

4.1.4. Verwendete Lastprofile und Energiemengen

Für die durchgeführte Untersuchung wurde für das Brauchwarmwasser sowie für das elektrische Lastprofil auf die VDI 4655 zurückgegriffen. Ausgehend von der VDI-Richtlinie, die pro Person einen Brauchwarmwasserenergiebedarf von ca. 500 kWh/a vorsieht, ergibt sich für den zu Grunde gelegten 4-Personen-Haushalt ein Jahresenergiebedarf für Warmwasser von ca. 2.000 kWh/a. Weiter lässt sich mit dieser Richtlinie auch ein elektrisches Lastprofil auf gleicher Weise erzeugen. Entgegen der Annahme von 1.750 kWh/Pers/a in der VDI 4655 wird in dieser Untersuchung von einem Wert von ca. 1.000 kWh/Pers/a ausgegangen. Vor allem in den neueren Gebäuden sind deutlich effizientere Komponenten verbaut. Damit ergibt sich hier für den 4-Personen-Haushalt ein jährlicher Strombedarf von ca. 4.000 kWh/a.

In Tabelle 2 sind die thermischen und elektrischen Jahresenergiemengen aufgelistet, die sich aus dem simulierten Gesamtsystem und den vorgegebenen Lastprofilen ergeben.

Tabelle 2: Jahresenergiemengen¹ der Referenzgebäude SFH15 und SFH45

	SFH15 Werte in kWh/a	SFH45 Werte in kWh/a
Jahresstrombedarf		
Haushalt	4.090	4.090
Jahreswärmebedarf		
Brauchwarmwasser	2.100	2.100
Raumwärme	3.100	8.010

Alle weiteren Jahresmengen variieren mit der Kollektorfläche der Solarthermie, da davon wiederum der Bedarf des Backup-Systems abhängig ist. Aus Tabelle 2 geht hervor, dass sich die spezifischen Wärmebedarfe durch die vorgegebenen Gebäudeparameter (Grundfläche von 140 m²) mit 22 kWh/(m² a) und 57 kWh/(m² a) von den definierten Werten unterscheiden. Dies ist vor allem dem abweichenden Wetterdatensatz für den Standort Ingolstadt geschuldet. Für die Ermittlung der Normwerte wurde der Wetterdatensatz von Straßburg herangezogen. Die jährliche mittlere Außentemperatur liegt in Ingolstadt mit 8,8°C unterhalb der von Straßburg mit 11°C. Auch die eingestrahelte Energie auf die 45° geneigte Fläche ist mit 971 kWh/(m² a) geringer als die des referenzierten Wetterdatensatzes, welche dort bei 1227 kWh/(m² a) liegt. Die Bezeichnungen werden im Folgenden jedoch beibehalten.

4.2. Anlagenkonzepte

Mit dem Ziel einer solaren Energieversorgung werden verschiedene Energiekonzepte für eine Wärme- und Stromversorgung basierend auf Photovoltaik und Solarthermie sowie aktuellem technischen Stand untersucht. Abbildung 11 visualisiert das untersuchte Gesamtkonzept.

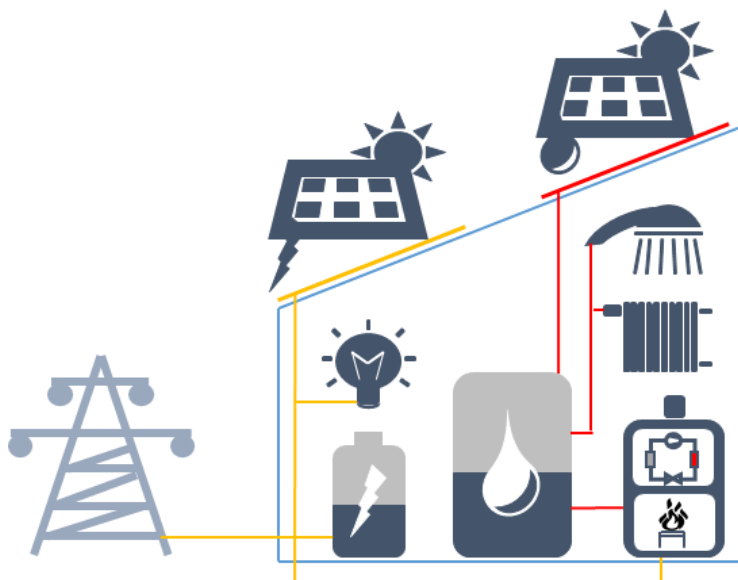


Abbildung 11: Schematische Darstellung des untersuchten Projektgegenstandes

¹ Die Abweichungen der simulierten Werte von der Vorgabe ergeben sich durch die Zusammenstellung der Jahresprofile aus Tageslastgängen und der Anpassung der Normdaten auf das Kalenderjahr 2016 für Bayern.

Neben den beiden solaren Energieerzeugern steht ein Backup-System zur Verfügung, welches die Wärme bereitstellt, die nicht durch die Solarthermieanlage gedeckt werden kann. Die erzeugte Wärme wird für die Deckung des Raumwärmebedarfs und des Brauchwarmwasserbedarfs genutzt. Neben einem thermischen Speicher steht auch optional ein Batteriespeicher zur Verfügung. Die Photovoltaikanlage deckt den Haushaltsstrombedarf und speist überschüssige Energie in das Stromnetz ein, wobei ggfs. der Photovoltaikstrom auch für die Wärmepumpe oder den Heizstab genutzt werden kann.

4.2.1. Mögliche Nutzung der Dachfläche

In einer Studie der IEA wird die nutzbare Dachfläche im Verhältnis zur Grundfläche angegeben [37]. Dieses Verhältnis wird dabei zu 0,4 definiert, was bedeutet, dass bei einem Gebäude mit einer Grundfläche von 100 m² eine Dachfläche von 40 m² für Solaranlagen zur Verfügung steht. Die Gebäude der IEA-SHC Task 44 werden mit einer Nutzfläche von 140 m² angegeben. Damit ergibt sich hier eine nutzbare Dachfläche von 56 m². Da es jedoch oftmals zusätzlich zu Verschattungen oder weiteren Einschränkungen kommen kann, wird bei dieser Untersuchung von einer Nutzfläche von 50 m² ausgegangen.










Diese Fläche soll dabei komplett ausgenutzt werden. Somit wird bei jedem Konzept die gesamte, nutzbare Dachfläche mit solaren Energieerzeugern bedeckt. Dabei wird das Verhältnis der solarthermischen und solarelektrischen Kollektoren zueinander verändert. Dies erfolgt dabei in Schritten von 10 m². Die Fläche der Solarthermieanlage wird dabei auf 30 m² beschränkt, da sich gezeigt hat, dass selbst bei einem hohen thermischen Bedarf eine größere Solarthermieanlage überdimensioniert ist und es dabei häufig zu Stagnation kommt [38].

4.2.2. Untersuchte Energiekonzepte und deren Betriebsweise

Die aktuelle thermische als auch elektrische Situation der Energieversorgung zeigt, dass im thermischen Bereich vorwiegend Gas als Energieträger genutzt wird. Aus diesem Grund ist die Gastherme als Wärmeerzeuger das Referenzsystem. Demgegenüber stehen die Power-to-Heat-Systeme mit einer Wärmepumpe sowie einer reinen elektrischen Heizung mittels Heizstab, da dies die Systeme sind, welche mit der reinen solarthermischen Energieerzeugung konkurrieren. Durch die stark fluktuierende Erzeugung steigt auch der Bedarf an Speichertechnologien. Aus diesem Grund wird jedes Konzept optional mit einem Batteriespeicher ausgestattet. Die Tabelle 3 zeigt die drei untersuchten Versorgungskonzepte.

Ein Biomassekessel wurde in den ersten durchgeführten Simulationen berücksichtigt. Die Ergebnisse zeigen jedoch, dass sich hinsichtlich des Eigennutzungspotentials oder der elektrischen Deckung keine wesentlichen Unterschiede gegenüber der Gastherme ergeben, da beide unabhängig von Strom operieren und folglich dahingehen keinen Einfluss haben [38]. Nur die CO₂-Emissionen unterscheiden sich. Aus diesem Grund wird die angepasste Regelstrategie nur auf Systeme mit Power-to-Heat angewandt.

Tabelle 3: Unterschiedliche Systemdefinition für die Untersuchung

	Variante 1	Variante 2	Variante 3
Erneuerbare Energien			
Heizsystem			
Speicher			

Die Dimensionierung und Parametrisierung der Komponenten erfolgt anhand standardisierter Methoden. So wird die maximal notwendige Leistung für das Backup-System durch die Normlast vorgegeben, wobei zudem der Tagesbedarf für Brauchwarmwasser innerhalb von drei Stunden erwärmt werden muss [28].

$$\dot{Q}_{Backup} = \dot{Q}_{Heiz,max} + \frac{Q_{TWW,d}}{3h}$$

Im Falle der Wärmepumpe muss zusätzlich das Kennlinienfeld beachtet werden. In dieser Untersuchung kommt eine Luft/Wasser-Wärmepumpe zum Einsatz, da diese auch in städtischen Bebauungsgebieten eingesetzt werden kann und keine kostenintensiven Bohrungen notwendig sind. Das Kennlinienfeld beschreibt dabei die Heizleistung sowie die Leistungszahl in Abhängigkeit der Außenlufttemperatur sowie der Brauchwarmwassertemperatur.

Die Parametrisierung des Solarthermiekollektors erfolgt über die optischen Eigenschaften sowie die thermischen Verluste (siehe hierzu Abschnitt 5.2.3.1). Für die Photovoltaikanlage werden lediglich Leistungswerte in Abhängigkeit der genutzten Dachfläche hinterlegt.

Die Speichergrößen (thermisch und elektrisch) werden in Abhängigkeit der zugehörigen Größen der solaren Energieerzeuger dimensioniert. Für den Batteriespeicher wird je 1 kWp PV-Leistung eine nutzbare Speicherkapazität von 1 kWh installiert, da dies aus wirtschaftlich-technischer Sicht am günstigsten ist [39]. Für das Volumen des Warmwasserspeichers wird ein spezifisches Volumen von 0,05 m³ pro m² Solarkollektor vorgegeben [40].

Kapitel 5

Entwicklung einer angepassten Regelstrategie

5.1. Simulationsumgebung und Simulation der Gebäudeenergiesysteme

Für die Untersuchung einer angepassten Regelstrategie ist ein Systemmodell notwendig, welches ein Gebäudeenergiesystem sowie den Bedarf möglichst realitätsnah abbilden kann. Für diese Untersuchung wird die Simulationsumgebung MATLAB/Simulink [41] genutzt. Die weitverbreitete, umfangreiche Software liefert eine eigene Programmiersprache, bietet jedoch auch Schnittstellen zu anderen gängigen Programmiersprachen wie C oder Java. Um die grundlegenden Funktionalitäten von MATLAB zu erweitern, entwickelte Mathworks die Simulationsumgebung Simulink zur grafischen Modellierung und Simulation physikalischer Systeme. Mit Simulink steht eine umfangreiche Bibliothek mit vorgefertigten Blöcken für lineare, nichtlineare, diskrete und hybride Systeme zur Verfügung. Simulink kann auf den MATLAB-Workspace zugreifen und somit Variablen lesen und schreiben [42]. Diese Schnittstelle ist vor allem für die entwickelte Regelstrategie von Bedeutung.

Zusätzlich wird die Toolbox CARNOT (Conventional And Renewable eNergy systems OpTimization Blockset) genutzt [43]. Die Toolbox stellt eine Erweiterung der Simulationsumgebung Simulink dar und wurde ursprünglich vom Solar-Institut Jülich entwickelt und veröffentlicht. Sie enthält vorgefertigte Blöcke aus den Bereichen der Gebäude- und Heizungstechnik und ermöglicht somit die Simulation von thermischen Energiesystemen sowohl mit konventionellen als auch mit regenerativen Komponenten. Die Toolbox wurde entwickelt, um anspruchsvolle Simulationen und Analysen von Heizungsanlagen durchführen zu können. Sie enthält eine breite Palette von Komponenten, die vom Benutzer selbst parametrisiert und abgeändert werden können. Die Modelle enthalten jedoch einige Grundfunktionen, um die Modellierung zu erleichtern. Ferner sind in der CARNOT-Toolbox kommerziell erhältliche Komponenten von Heizungsanlagen enthalten. Auch diese können in den Simulationen verwendet werden, um beispielsweise Heizungsanlagen mit Standard-Komponenten zu analysieren [42, 43].

5.2. Einbindung und Entwicklung einer angepassten Regelstrategie

5.2.1. Aufgaben eines Energiemanagementsystems

Brinkmann [44] stellt in seiner Arbeit eine Grundstruktur für intelligente Energiemanagementsysteme für PV-Hybridsysteme vor, welche ebenso allgemein für die Entwicklung von solar-energetischen Systemen hilfreich sind. Er sieht dabei drei wesentliche Aufgaben für das Energiemanagementsystem: (1) die Prognose, (2) die Optimierung von Energieflüssen und (3) das Lastmanagement.

Prognose

Dieses Modul dient der Prognose der zu erwartenden Leistungserzeugung aus Solaranlagen und der Abschätzung von Lasten. Die Prognose kann nach Brinkmann [44] dabei auf drei Arten erfolgen: (1) auf Grundlage von Leistungsmessungen, (2) auf Grundlage von internen und externen Wettervorhersagen und (3) durch die Kombination der Leistungsmessungen mit den internen und externen Wettervorhersagen. Eine weitere, nicht erwähnte Möglichkeit besteht in einem Abgleich von Wettervorhersagen mit vergangenen Tagen bei ähnlichen Witterungsbedingungen und den dabei gemessenen Leistungen.

Im Bereich der Energiewirtschaft sind elektrische Lastprognosen Standard. Die Energieversorgungsunternehmen müssen eine sichere Versorgung gewährleisten. Dazu ist es nötig, die zu erwartenden eingespeisten und benötigten Energiemengen abzuschätzen. Für die Berücksichtigung der Lasten von Einfamilienhäusern verwenden die Energieversorgungsunternehmen Standardlastprofile. Diese Standardlastprofile beruhen auf real erfassten Daten zahlreicher Gebäude und einer anschließenden Mittelung. Aufgrund der Mittelung ergeben sich stark vereinfachte und geglättete Profile. In einzelnen Gebäuden kann der Leistungsbedarf allerdings deutlich ausgeprägter und sprunghafter ausfallen, weshalb die Standardlastprofile für eine detaillierte Betrachtung von Energiemanagementsystemen im Gebäudesektor nicht geeignet sind. Zudem berücksichtigen diese Profile nicht die dezentrale Einspeisung von Solarstrom. Aus diesem Grund sind die zu erwartenden Lasten nicht anhand einfacher Standardlastprofile modellierbar, sondern müssen zeitlich hoch aufgelöst und detailliert mit geeigneten Tools erzeugt werden.

Optimierung

Ein wichtiger Bestandteil des Energiemanagementsystems ist die Optimierung. Nach Papageorgiou [31] hat jede Optimierungsaufgabe die Struktur, dass das Gesuchte unter der Berücksichtigung des Gegebenen bestimmt werden muss, so dass die Gütefunktion minimiert (oder maximiert) wird. Die Umsetzung des Optimierungsmoduls erfolgt in einer mathematischen Beschreibung des Zustands. Diese sogenannte Kosten- oder Zielfunktion kann sich je nach Zielgröße unterscheiden. Eine Zielgröße kann beispielsweise die Maximierung der Autarkie oder die Minimierung der Emissionen sein. Da die Zielgröße von verschiedenen Faktoren abhängig ist, können in einer Optimierungsaufgabe auch Nebenbedingungen berücksichtigt werden. Diese sind u.a. die Minimierung der Kosten, des Primärenergieverbrauchs oder der Netzbelastung.

Häufig kommt es vor, dass die verschiedenen Zielgrößen im Widerspruch zueinanderstehen. So kann beispielsweise die Autarkie mit einem Batteriespeicher erhöht werden, was jedoch nicht mit einer Kostenminimierung des Systems einhergehen muss. Multikriterielle Entscheidungsanalysen bieten hier die Möglichkeit, eine Vielzahl von Kriterien anstelle einer vorgeordneten Zielgröße zu berücksichtigen. Somit ist die entscheidende Aufgabe bei der Entwicklung des Optimierungsmoduls, einen geeigneten und sinnvollen Zielfunktionsvektor zu finden sowie ein mathematisches Verfahren zur Lösung der Aufgabe zu finden. Dabei muss auf eine akzeptable Berechnungsdauer geachtet werden [44].

Lastmanagement

Die Hauptaufgabe des Lastmanagements besteht in der optimierten zeitlichen Abstimmung von Erzeugung und Last. Brinkmann [44] unterscheidet hier drei Ausführungen des Lastmanagement: (1) unidirektionales, (2) automatisches bidirektionales und (3) interaktives, bidirektionales Lastmanagement. Das unidirektionale Lastmanagement steuert nur die Energieverteilung an die Endgeräte. In Bezug auf den Verbrauch des Gerätes ist das System allerdings „blind“. Bei einem bidirektionalen Lastmanagement erfolgt eine Rückmeldung des Verbrauchs der einzelnen Komponenten. Diese Rückmeldung kann dann für die Optimierung verwendet werden. Die Erweiterung zu einem interaktiven bidirektionalen Lastmodul bietet hierzu noch die Möglichkeit, nutzerspezifische Wünsche zu berücksichtigen. Dies können Zeitfenster sein, zu denen ausgewählte Geräte laufen sollen oder müssen.

Der Verbrauch in einem Gebäude korreliert häufig nicht mit der Erzeugung. Vor allem Solarstrom ist verstärkt zur Mittagszeit vorhanden, wohingegen die hohen Lasten in Wohngebäuden in den Abendstunden liegen. Ein Lastmanagement kann dies intelligent ausgleichen. Durch eine aktive Steuerung von Komponenten des Gebäudes ist das System in der Lage, den Verbrauch der Erzeugung anzupassen oder zumindest anzunähern. Das Ziel dahinter ist zum einen, den Eigenverbrauch bei denjenigen Photovoltaikanlagen zu erhöhen, bei denen es wirtschaftlich sinnvoll ist. Des Weiteren besteht die Möglichkeit, damit die Stromnetzbelastung sowie den nötigen Stromnetzausbau zu reduzieren.

5.2.2. Aufbau der Optimierungsumgebung

Die entwickelte Regelung sieht vor, den von der Photovoltaikanlage erzeugten Strom für thermische Zwecke zu verwenden, wenn die Solarthermieanlage keine ausreichende Wärmeenergie bereitstellen kann und überschüssiger PV-Strom vorhanden ist. In aktuellen Regelungssystemen agieren die beiden Systeme unabhängig voneinander, wobei die Photovoltaikanlage keiner speziellen Regelung bedarf, weil Überschüsse eingespeist werden, und die Solarthermieanlage temperaturbasiert geregelt wird. Das solarthermische System verfügt dabei typischerweise über zwei Temperaturfühler, einer befindet sich im Inneren des Kollektors zur Messung der Kollektortemperatur, ein zweiter misst die Temperatur an einer definierten Höhe im Wärmespeicher. Ein Temperaturdifferenz-Regler vergleicht diese beiden Temperaturen und gibt bei einer ausreichend hohen Temperaturdifferenz zwischen Kollektor- und Speichertemperatur ein entsprechendes Signal an die Solarpumpe.

Diese Standardregelung ist für eine Kombination beider Systeme nicht geeignet, da in diesem Fall nur aktuelle Temperaturen und Zustände berücksichtigt werden. Aus diesem Grund kommt hier eine energiebasierte Regelung zum Einsatz. Ziel dieser Regelung ist es, die Laufzeit des Backup-Systems dahingehend anzupassen, dass die Eigennutzung und somit der Autarkiegrad maximiert wird. Abbildung 12 zeigt die grundlegende Struktur der umgesetzten Regelstrategie. Es erfolgt eine Prognose der Last sowie der Erzeugung. Diese steht in einer Wechselbeziehung zu der Zustandsbestimmung, da die Erzeugung der Solarthermie beispielsweise von der Temperatur des Speichers abhängig ist und gleichzeitig diese auch verändert. Anhand

der Zustände der Komponenten ist es möglich, die Laufzeit des Backup-Systems zu ermitteln und die Zeitreihe dahingehend anzupassen, dass die Eigennutzung erhöht wird.

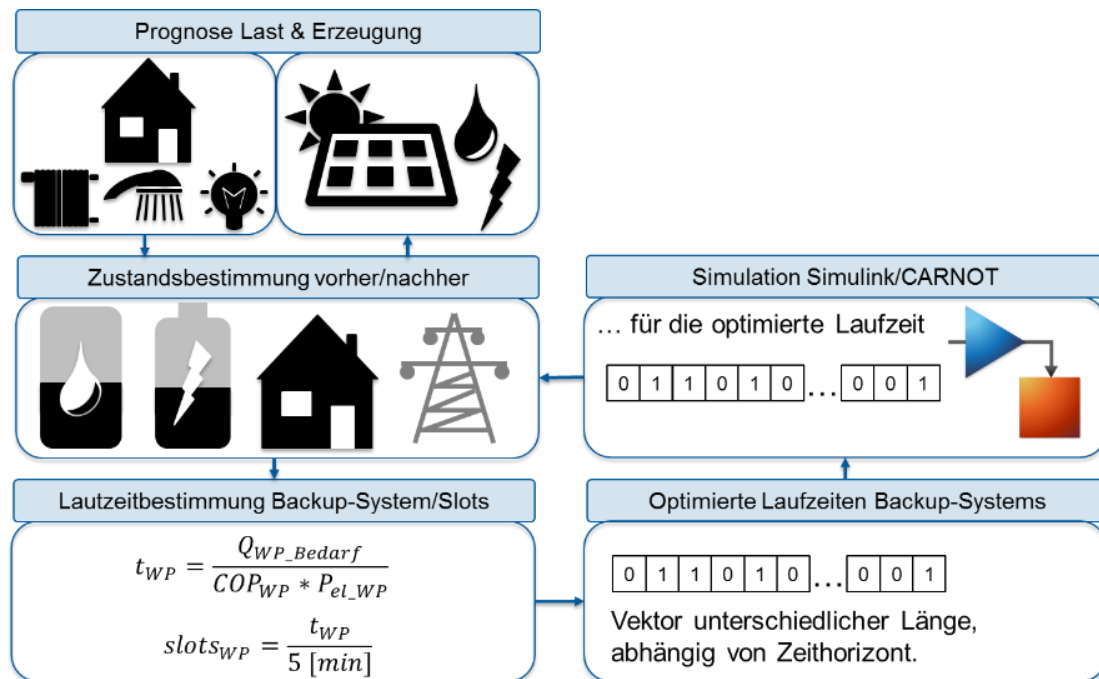


Abbildung 12: Hauptbestandteile der Simulationsumgebung

Das Gebäude und die Anlagentechnik werden hierzu in Simulink simuliert. Die für die Regelung notwendigen Berechnungen werden hingegen in MATLAB durchgeführt. Um die Laufzeit des Backup-Systems zu ermitteln, wird die Simulation in Simulink jeweils pausiert. So stehen die aktuellen Systemwerte, wie z.B. die Speichertemperaturen, für die Berechnung in MATLAB zur Verfügung. Die ermittelten Laufzeiten werden der Simulation in Simulink wieder übergeben und diese für die Dauer des Prognosehorizonts fortgesetzt. Danach wird die Simulation in Simulink erneut pausiert und die Berechnungen in MATLAB durchgeführt. Dies erfolgt für den Zeitraum eines Jahres.

5.2.3. Prädiktive Regelungsstrategie

Mit Hilfe der prädiktiven Regelung sollen die einzelnen Komponenten in einem gemeinsamen Regelungskonzept koordiniert werden. Hierbei handelt es sich bei der Regelung um eine energiebasierte Regelung. Abbildung 13 zeigt das prinzipielle Vorgehen für diese Regelstrategie. Zum Zeitpunkt i wird der Energiegehalt des Speichers ermittelt, der vorhanden sein muss, um den Bedarf der nächsten Stunde (bis $i+1$) zu decken. Im nächsten Schritt erfolgt die Abschätzung des Energiegehalts im Speicher nach einem solarthermischen Energieeintrag. Sollte danach noch eine Abweichung zum Energiebedarf für die darauffolgende Stunde bestehen, ist dies die Energie, welche die Wärmepumpe bzw. das Backup-System bereitstellen muss.

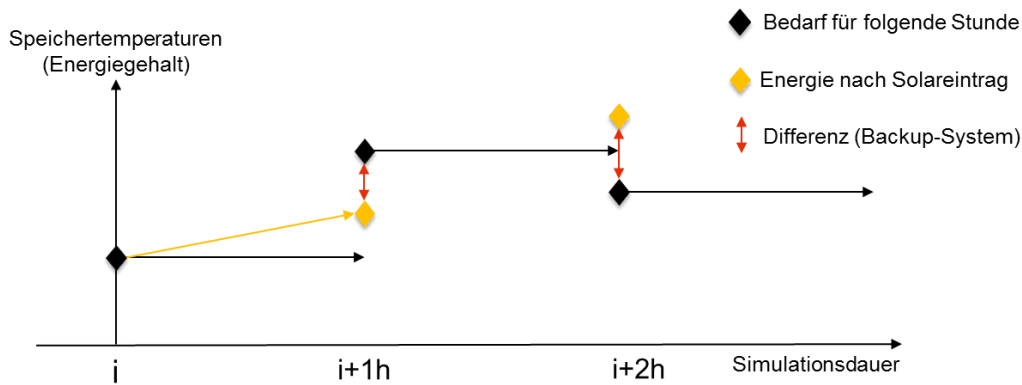


Abbildung 13: Prinzipdarstellung der energiebasierten Regelung

Diese Energie bestimmt die notwendige Laufzeit des Backups-Systems:

$$t = \frac{Q_{\text{Bedarf}}}{COP \cdot E_{el}}$$

Ein wesentlicher Punkt für die energiebasierte Regelung ist daher die Bestimmung des Energiegehalts des thermischen Speichers sowie die Prädiktion der Lasten und der Erzeugung. Dazu stehen verschiedene Möglichkeiten zur Verfügung, die in den nachfolgenden Abschnitten genauer erörtert werden.

5.2.3.1. Prädiktion der Lasten und der Erzeugung

Es gibt verschiedene Ansätze, die sich mit der Vorhersage von Last und Erzeugung beschäftigen. Die häufigsten Methoden und Ansätze fallen unter den Begriff des maschinellen Lernens, wobei es sich um künstliche, intelligente Systeme handelt. Eine der bekanntesten Methoden ist das Künstliche Neuronale Netz (KNN), welches dem menschlichen Gehirn nachempfunden ist. Ein neuronales Netz besteht dabei aus mehreren Neuronen, die sich in drei Arten einteilen lassen [45]:

- Input-Units: Neuronen, die Information in Form von Zahlen von der Außenwelt enthalten.
- Hidden-Units: Neuronen, die sich zwischen Input- und Output-Units befinden und Informationen weitergeben.
- Output-Units: Neuronen, die Informationen in Form von Zahlen an die Außenwelt übertragen.

Die Neuronen untereinander sind dabei verbunden und ergeben so ein Netzwerk, wobei die Verbindungen gewichtet sind und darin die Informationen des Netzes gespeichert sind. Die Bezeichnung Hidden-Units kommt daher, dass diese nicht direkt beeinflusst werden können, sie können nur indirekt durch die Ein- und Ausgangssignale beeinflusst werden. Die Anzahl der versteckten Schichten kann dabei beliebig gewählt werden. Die künstlichen neuronalen Netze gehören der Kategorie der Black Box-Methoden an, da sie nicht auf mathematischen Gleichungen basieren. Die grundsätzliche Struktur für ein neuronales Netz zeigt Abbildung 14 am Bei-

spiel eines Gebäudemodells. Als Eingangsdaten fungieren hier die Uhrzeit, die Außentemperatur, die solare Einstrahlung sowie die internen Gewinne (Belegung). Das Resultat des Netzes ist dann die notwendige thermische Heizleistung des Gebäudes.

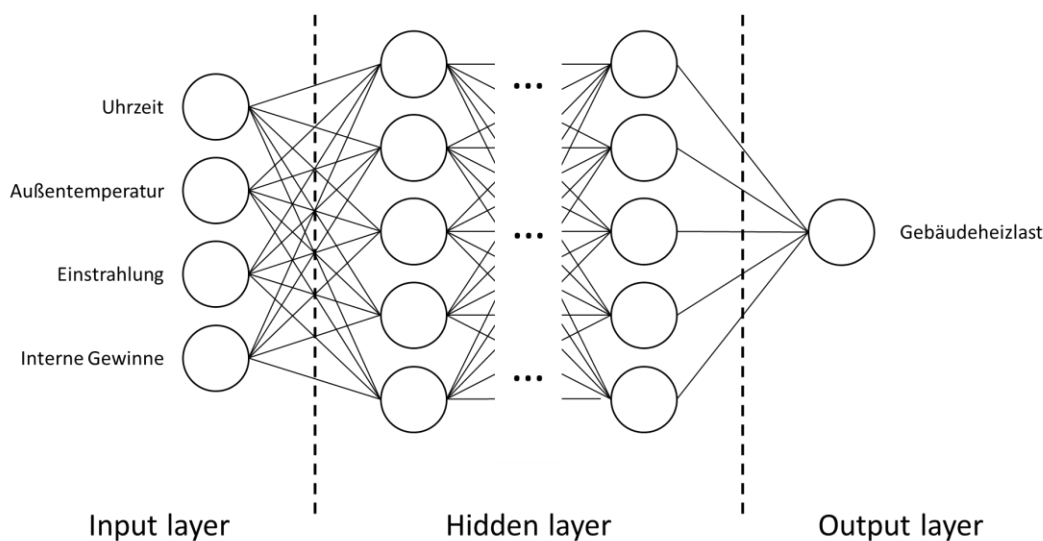


Abbildung 14: Struktur eines neuronalen Netzes am Beispiel eines Gebäudemodells

Während die Anzahl der Eingangs- und Ausgangsneuronen an die Anzahl der Ein- und Ausgänge geknüpft ist, kann die versteckte Schicht in ihrer Anzahl als auch der Anzahl der Neuronen pro Schicht angepasst werden. Untersuchungen zeigen, dass mehr als 2 versteckte Schichten keine wesentliche Verbesserung liefern [46]. Die besten Ergebnisse werden für das obige Beispiel durch eine Topologie von 4-4-1-1 erreicht. Bei variierenden Ein- und Ausgängen kann dies mitskaliert werden, zum Beispiel wäre bei 5 Eingängen und 3 Ausgängen dann die Topologie 5-5-3-3 [46].

Um die Verbindungen zwischen den einzelnen Schichten zu gewichten, muss das Netz mit bereits vorhandenen Daten des Systems trainiert werden. Dabei ist es wichtig, dass möglichst viele Zustände des Systems abgebildet werden. Daher ist vor allem bei jahreszeitabhängigen Systemen wie der Gebäudeheizlast der Zeitraum der Trainingsdaten ausschlaggebend. Für eine zufriedenstellende Güte sind dabei Trainingsdaten von ca. 20 Tagen ausreichend [46]. Wie wichtig der gewählte Zeitraum für das neuronale Netz ist, zeigt Abbildung 15. Dort sind die Jahreslinien der Heizlast für unterschiedliche Zeitbereiche der Trainingsdaten aufgezeigt (Januar, April, Juni mit jeweils 20 Tagen sowie ganzes Jahr). Für den Januar lässt sich erkennen, dass die Leistung zu keinem Zeitpunkt Null wird, weshalb diese Information dem Netz nicht bekannt ist. Dies führt dazu, dass die Sommertage deutlich falsch prognostiziert werden. Wenn als Trainingsbereich der April gewählt wird, ist das Resultat deutlich besser, liegt nahe dem tatsächlichen Wert und zeigt auch nur geringe Abweichungen zur Prognose, die auf Trainingsdaten von einem gesamten Jahr basiert.

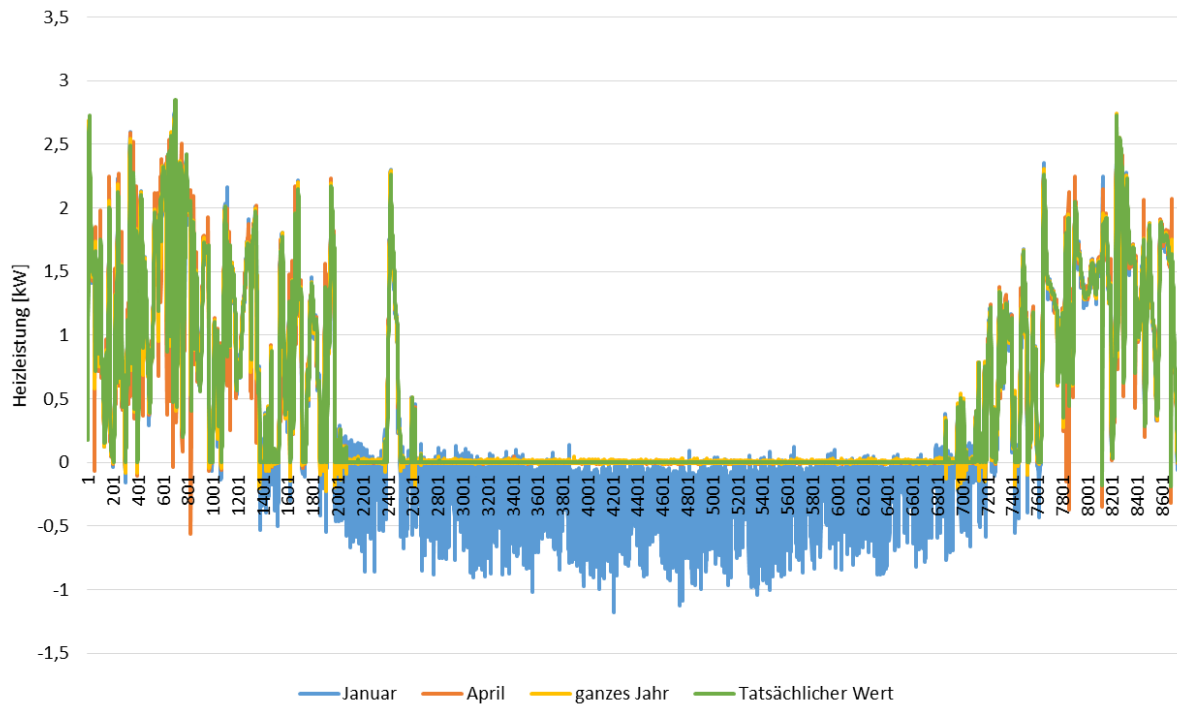


Abbildung 15: Prognostizierte Heizlast mit neuronalem Netz für verschiedene Trainingszeiträume

Prognosen basierend auf maschinellem Lernen liefern sehr gute Resultate für träge Systeme wie z. B. Warmwasserspeicher oder die Raumheizung. Wie aus Abbildung 10 hervorgeht, ist das elektrische Lastprofil stark fluktuierend und mit einem hohen stochastischen Anteil versehen, weshalb sich die Vorhersage solcher Zeitreihen schwieriger gestaltet. Die Problematik dabei ist auch die höhere Abhängigkeit vom Nutzer. So können sich die Profile bei von zwei technisch gleich ausgestatteten Gebäuden aufgrund variierender Nutzung stark unterscheiden.

Für die Prognose von kurzen Zeiträumen mit stark schwankenden Werten stehen verschiedene Möglichkeiten zur Verfügung: Neben einfachen Verfahren, wie z.B. das Vergleichstagesverfahren, bei dem historische Lastgänge mit ähnlichen Charakteristika genutzt werden, oder dem Lastprofilverfahren, welches oft von Energieversorgungsunternehmen genutzt wird und bei dem Standardlastprofile für Kundengruppen mit ähnlichem Verbrauchsverhalten definiert werden, gibt es auch Verfahren, die auf maschinellem Lernen basieren. Dazu zählen neben den bereits erörterten Neuronalen Netzen auch z.B. Autoregressive Zeitreihenmodelle (ARX), Adaptive Logische Netze (ALN), Evolutionäre Algorithmen (EA), Kalman-Filter oder Fuzzy-Methoden [47]. Für eine genaue Beschreibung der einzelnen Verfahren wird auf entsprechende Fachliteratur verwiesen [48–50]. Eine Klassifikation der unterschiedlichen Prognoseverfahren für Lastprofile zeigt Abbildung 16.

Die einzelnen Verfahren unterscheiden sich neben ihrer Komplexität auch in ihrer Anwendbarkeit in Bezug auf Einzelgebäude. Abbildung 10 verdeutlicht, dass eine Nutzung von Standardlastprofilen beispielsweise für Einzelgebäude nicht zielführend ist. Lastprognosen finden aktuell vorrangig in der Energiewirtschaft Anwendung, weshalb es kaum Untersuchungen von

Prognosen auf Einzelgebäude-Ebene gibt [52]. Bereits mit Verfahren geringer Komplexität lassen sich aber gute Vorhersagen für den täglichen Strombedarf treffen [53]. Der Vorteil gegenüber den komplexeren Systemen ist die Möglichkeit, eine geringe zeitliche Differenz zwischen der Prognoseerstellung und dem tatsächlichen Verbrauch zu wählen, da so Einflüsse wie ein unterschiedlicher Tagesrhythmus oder Abwesenheitstage nicht unnötig lange berücksichtigt werden. Aber auch mit komplexen Systemen lassen sich Prognosen mit ausreichender Genauigkeit erstellen. Eine Untersuchung der unterschiedlichen Klassifikationen (vgl. Abbildung 16) zeigt, dass sowohl klassische Verfahren als auch Verfahren mit künstlicher Intelligenz geeignet sind, kurzfristige Lastprognosen zu erstellen, wobei das beste Resultat mit einer Zeitreihenanalyse erreicht wird [51]. Dennoch sind Prognosefehler deutlich höher als bei räumlich aggregierten Lasten und liegen stellenweise zwischen 30 % und 80 % [51].

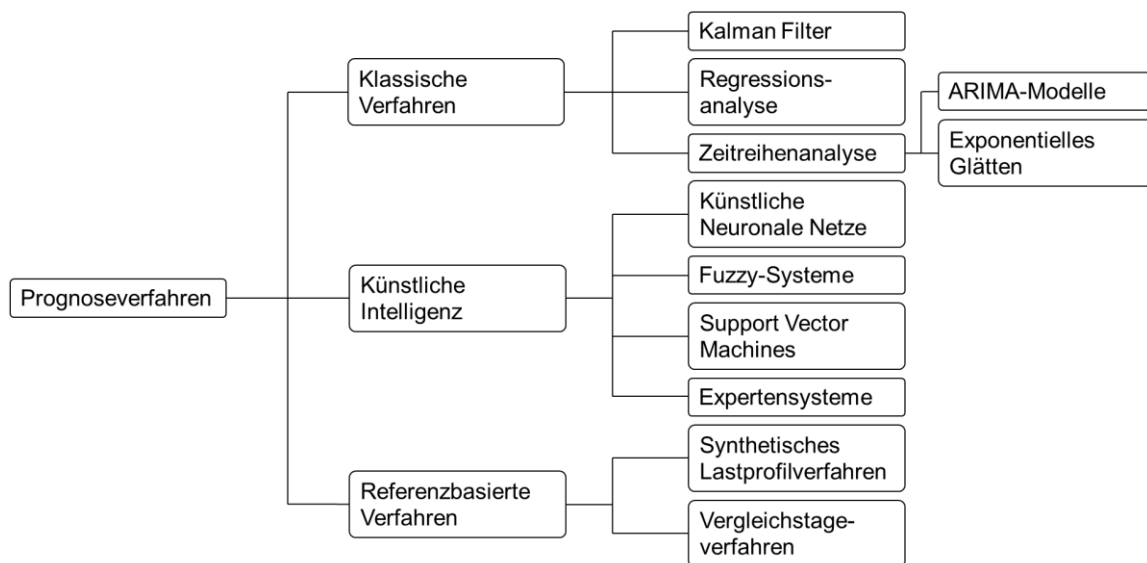


Abbildung 16: Klassifikation von Prognoseverfahren (nach [51])

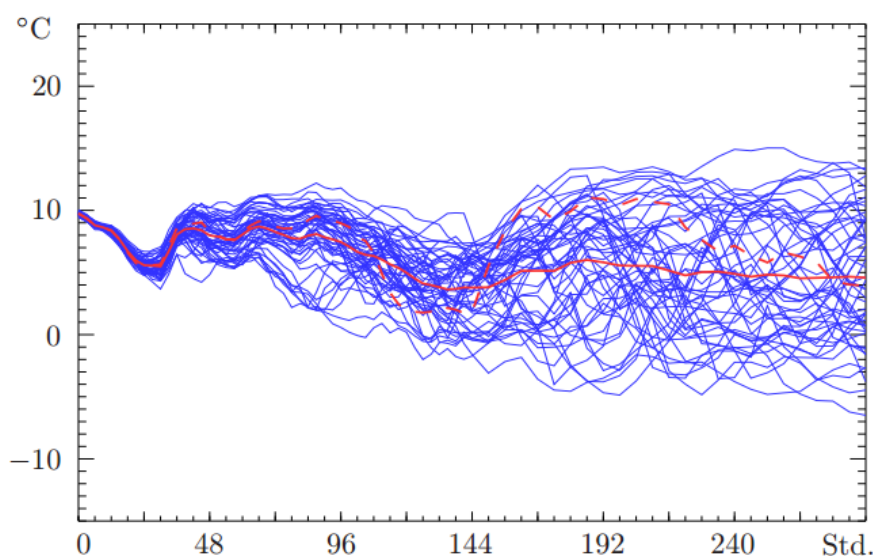


Abbildung 17: Vorhersage-Zeitreihe der Temperatur in 2 m Höhe für den Standort Essen mit dem Globalmodell des European Centre for Medium-Range Weather Forecasts-ECMWF [56]

Die Erzeugungsprognose der solaren Erträge beruht auf der Abschätzung der thermischen und elektrischen Leistung anhand der Einstrahlung. Das Thema „Wettervorhersage“ ist dabei nicht neu. Bereits aus dem Jahr 1954 gibt es hierzu Fachliteratur (z.B. [54]). Aus diesem Grund findet sich hierfür bereits eine Vielzahl an Softwarelösungen unterschiedlicher Anbieter auf dem Markt. Für den Prognosezeitraum von 1 bis 8 Stunden, welcher hier genutzt wird, werden dahingehend sehr gute Genauigkeiten erreicht. Abbildung 17 zeigt die Vorhersage der Temperatur für 50 Einzelsimulationen. Es wird deutlich, dass für Kurzzeitprognosen von bis zu 48 Stunden die Kurven vom tatsächlichen Wert und der Prognose nahe beieinanderliegen. Für die in diesem Projekt durchgeführten Untersuchung kann u.a. auf Wetterprognosen der Firma Meteotest zurückgegriffen werden [55].

Mit Hilfe der Einstrahlung kann die Leistung der Photovoltaikanlage und der Solarthermieanlage ermittelt werden. Während die Prognose der Leistung der Photovoltaikanlage über den temperaturabhängigen Wirkungsgrad relativ einfach möglich ist, ist der Wirkungsgrad der Solarthermieanlage abhängig von Vorlauf- und Außentemperatur und errechnet sich folgendermaßen:

$$\eta = \eta_0 - \frac{a_1 \cdot (T_m - T_a)}{G} - \frac{a_2 \cdot (T_m - T_a)^2}{G}$$

und die Leistung der solarthermischen Anlage somit zu:

$$\dot{Q} = \eta \cdot G \cdot A$$

Demzufolge ist der Solarthermieertrag u.a. abhängig von der Speichertemperatur, die somit ebenfalls ermittelt werden muss.

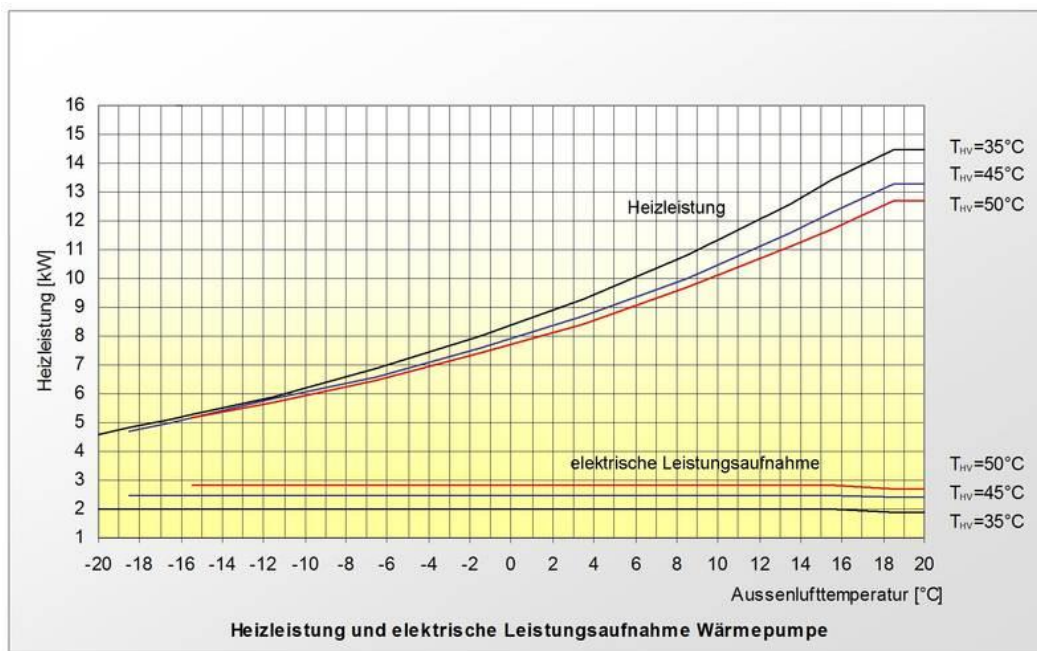


Abbildung 18: Kennlinienfeld einer Wärmepumpe [57]

Neben der Solarthermie wird die Außentemperatur auch für die Berechnung der elektrischen Leistung der Wärmepumpe benötigt. Die temperaturbasierte Regelung liefert die notwendige Laufzeit der Wärmepumpe auf Grundlage des thermischen Bedarfs. Um die Zeitfenster dahingehend zu verschieben, dass der Eigenverbrauch der Photovoltaikanlage erhöht wird, muss der zugehörige elektrische Bedarf der Wärmepumpe ermittelt werden. Diese elektrische Leistungsaufnahme der Wärmepumpe kann über das Kennlinienfeld ermittelt werden. Abbildung 18 zeigt ein solches Kennlinienfeld. Bei diesem Typ ist die elektrische Leistungsaufnahme über weite Bereich konstant, jedoch ändert sich entsprechend der Temperaturen die Heizleistung.

Es zeigt sich im Allgemeinen, dass die Prognose sowohl der Lasten als auch der Erzeugung mit verschiedenen Verfahren möglich ist. Aufgrund des zusätzlichen Zeitaufwands in der Simulation wird jedoch für die Untersuchung der angepassten Regelstrategie von einer hundertprozentigen Güte der prognostizierten Gebäudelasten und der Wetterdaten ausgegangen.

5.2.3.2. Prädiktion des Speichertemperaturverlaufs

Ein wesentlicher Punkt für die energiebasierte Regelung ist die Bestimmung des Energiegehalts des thermischen Speichers. Der Energiegehalt des Speichers ergibt sich aus dem Temperaturverlauf der waagrecht Schichten und der nutzbaren Temperaturdifferenz. Der Energiegehalt des Speichers unterteilt sich in zwei Bereiche, den nutzbaren Speicherinhalt für Brauchwarmwasser und den nutzbaren Speicherinhalt für die Raumheizung, da sich die Vorlauftemperaturen unterscheiden. Die Berechnung des Energieinhalts erfolgt durch die Integration der Speichertemperaturdifferenzen nach der Pufferspeicherhöhe [58]:

$$Q_{Sp_WW} = A_{Sp} \cdot \rho \cdot c_p \cdot \int_0^{h_{Sp}} (T_{Sp} - T_{WW}) dh_{Sp} \quad \text{für alle } T_{Sp} \geq T_{WW}$$

$$Q_{Sp_Heiz} = A_{Sp} \cdot \rho \cdot c_p \cdot \int_0^{h_{Sp}} (T_{Sp} - T_{Heiz}) dh_{Sp} \quad \text{für alle } T_{Sp} \geq T_{Heiz}$$

Die Bestimmung des Speicherinhalts ist auch über die Aufsummierung der einzelnen Höhen-segmente möglich, wobei geringe Einbußen in der Genauigkeit hinzunehmen sind [58]. Die Nutzung von neuronalen Netzen ist häufig mit hohen Rechenleistungen verbunden. Zudem werden Daten für die Trainingsphase benötigt. Vor allem für träge Systeme sind auch alternative Verfahren geeignet. Zudem sind neuronale Netze schwierig in vertriebsfähigen Reglern umzusetzen, da eine genaue Funktionsüberprüfung bei der Herstellung (Qualitätssicherung) und im Betrieb (Inspektion) schwer zu bewerkstelligen ist. Es gibt keine definierten Betriebszustände, welche bei der Herstellung und im Betrieb getestet werden könnten. Deshalb wird für die Ermittlung der Speichertemperatur das Regressionsverfahren genutzt, welches ein Verfahren ohne künstliche Intelligenz ist. Für ein Regressionsverfahren sind keine Kenntnisse über physikalische Gesetzmäßigkeiten notwendig. Ein Regressionsmodell reduziert eine Ursache-Wirkungs-Beziehung auf wenige wesentliche Faktoren und ist somit ein vereinfachtes Abbild des realen Systems, wobei das System so genau wie nötig aber so einfach wie möglich gestaltet werden sollte [59]. Bei einer Regression werden die Eingänge und Ausgänge durch eine mathematische Funktionsgleichung beschrieben. Die einfachste Methode ist der lineare Ansatz:

$$y = b_0 + b_1 \cdot x$$

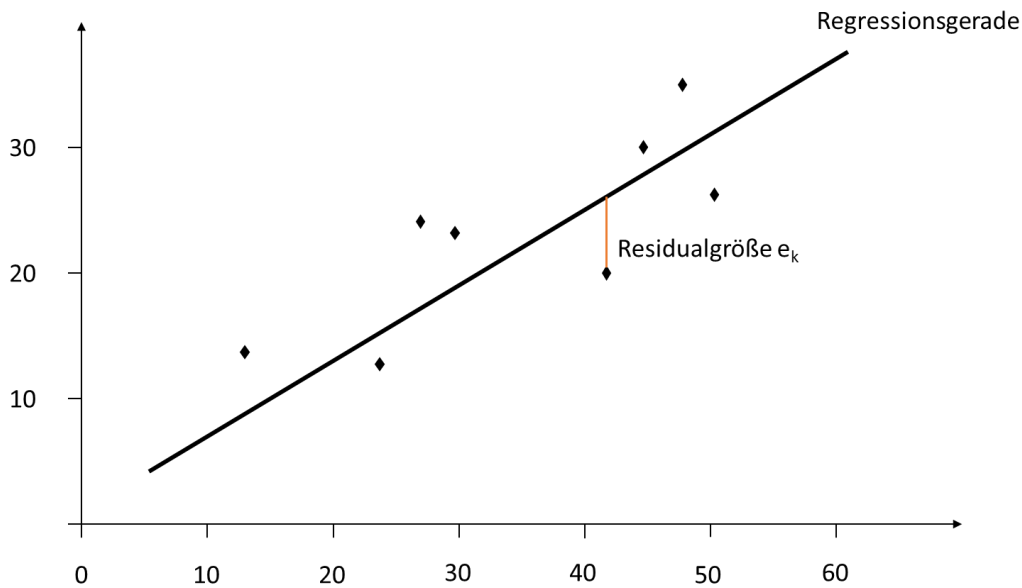


Abbildung 19: Exemplarische Darstellung einer Regressionsgeraden

Hier wird ein Zusammenhang zwischen der Größe x und dem Ausgang y mit Hilfe einer Geraden abgebildet. Abbildung 19 veranschaulicht die Regressionsgerade. Ebenfalls ersichtlich ist die Residualgröße e_k . Sie ist der senkrechte Abstand des Wertes zur Regressionsgeraden. Sie ist die entscheidende Größe für die Bestimmung der Parameter. Es gibt dabei verschiedene Kriterien zur Optimierung der Regressionsgeraden, wobei das Kleinst-Quadrate-Kriterium, kurz KQ-Kriterium, am häufigsten angewendet wird [60]:

$$\sum_{k=1}^K e_k^2 = \sum_{k=1}^K [y_k - (b_0 + b_1 \cdot x_1)]^2 \rightarrow \min!$$

Die Summe ist eine Funktion der unbekanntenen Regressionsparameter b_0 und b_1 . Gesucht werden also diejenigen Werte der Parameter, für die die Summe der quadrierten Residuen minimal wird und damit die Regressionsgerade eine optimale Anpassung an die Beobachtungswerte erhält [60]. Häufig ist ein Parameter nicht ausreichend, weshalb der einfache Ansatz der linearen Regression auf eine multiple Regression erweitert werden muss:

$$y = b_0 + b_1 \cdot x_1 + b_2 \cdot x_2 + \dots + b_j \cdot x_j + \dots + b_J \cdot x_J$$

Durch den multiplen Ansatz ergibt sich die Optimierungsfunktion zu:

$$\sum_{k=1}^K e_k^2 = \sum_{k=1}^K [y_k - (b_0 + b_1 \cdot x_{1k} + b_2 \cdot x_{2k} + \dots + b_j \cdot x_{jk} + \dots + b_J \cdot x_{Jk})]^2 \rightarrow \min!$$

Im Projekt wurde die Methode der multiplen linearen Regression genutzt, wobei die Speichertemperatur die abhängige Variable darstellt. Als unabhängige Variablen fungieren die entnommenen Energiemengen für Brauchwarmwasser und Raumwärme, die eingespeicherten Energiemengen der Wärmepumpe für Brauchwarmwasser und Raumwärme sowie die Energie der Solarthermie. Die Regressionsgerade wird in jedem Prognosezeitraum neu ermittelt. Da

der Datensatz, welcher für die Ermittlung der Regressionsgeraden gewählt wird, angepasst werden kann, muss zuerst die delay-Zeit ermittelt werden. Diese beschreibt, wie viel Stunden rückwirkend die Daten für die Berechnung herangezogen werden. Dabei darf die Zeit nicht zu kurz gewählt werden, wodurch keine Veränderungen registriert werden, aber sie darf auch nicht zu lange gewählt werden, weil ansonsten die Möglichkeit besteht, dass eine zu starke Mittelung der Werte erfolgt. Die besten Resultate wurden mit einer delay-Zeit von 4 Stunden erreicht. Abbildung 20 zeigt beispielhaft den prognostizierten sowie den tatsächlichen Verlauf der Speichertemperatur für den Zeitraum einer Woche. Dargestellt sind dabei die drei wesentlichen Speicherhöhen. Zum einen die Vorlauftemperatur der Solarthermieanlage (Knoten 2). Dort werden die Temperaturanstiege aufgrund des solaren Energieeintrags nahezu ideal abgeschätzt. Bei der Prognose der Heizkreisvorlauftemperatur (Knoten 5) werden die schnellen Anstiege der Hystereseregulierung etwas geglättet. Die prognostizierten Temperaturen liegen dabei jedoch immer im Mittel, weshalb der Fehler in der Ermittlung des Speicherenergiegehalts gering ist. Gleiches gilt für die Brauchwarmwasservorlauftemperatur (Knoten 9). Hier verursachen die schnellen und großen Energiemengen, welche bei der Brauchwarmwasserzapfung entnommen werden, für Abweichungen. Diese sind dabei allerdings nur von geringer Dauer, weshalb auch hierbei nur ein geringer Fehler gemacht wird. Im Gesamten zeigt sich, dass mit Hilfe der Regression eine gute Prognose hinsichtlich der Speichertemperatur erzielt werden kann.

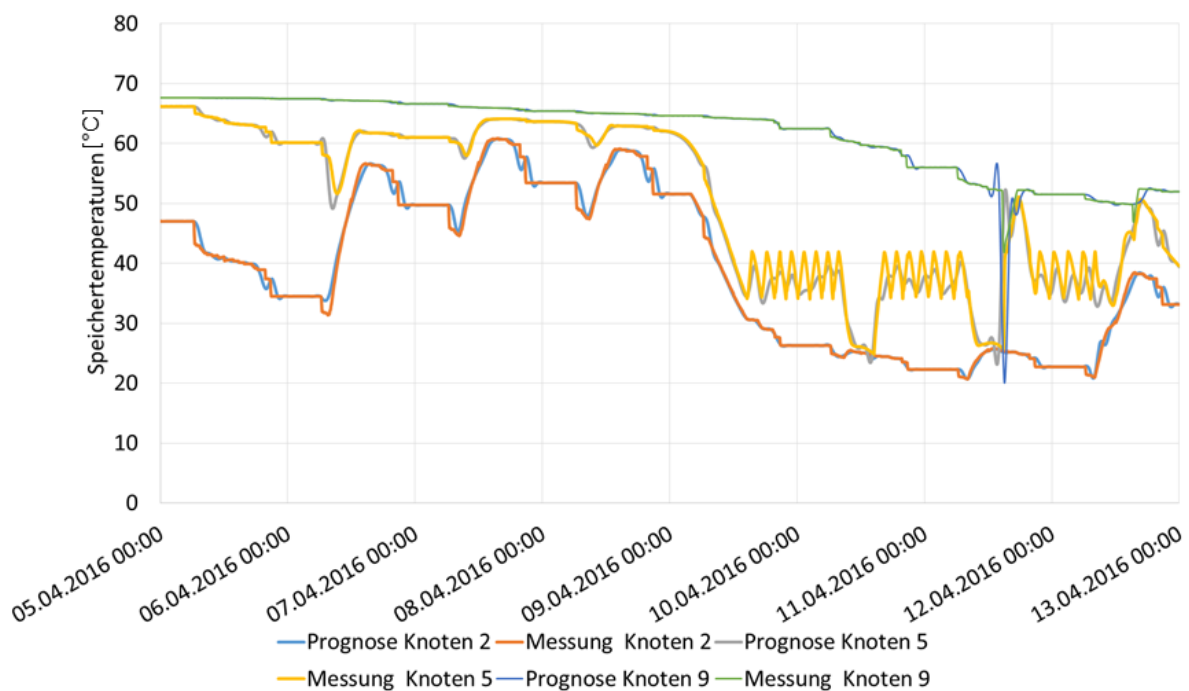


Abbildung 20: Vergleich von prognostizierter und tatsächlicher Speichertemperatur für den Zeitraum einer Woche (05.-13.04.2016)

5.2.3.3. Validierung der Regelstrategie

Eine genauere Funktionsuntersuchung und Beschreibung hinsichtlich der Änderung in der Regelung wird exemplarisch für den 5. Januar einer Simulation durchgeführt. Es handelt sich da-

bei um einen durchgängig sonnigen Tag. Abbildung 21 zeigt im oberen Bereich den Leistungsverlauf für den Haushaltsstrom (blaue Linie) sowie die Leistung der Photovoltaikanlage (orange Linie). Im unteren Bereich sind die Steuersignale für eine Wärmepumpe mit Standardregelung (gelbe Linie) und mit prognosebasierter Regelung (graue Linie) gegenübergestellt. Es zeigt sich, dass zu Beginn des Tages beide Systeme ähnlich betrieben werden, da hier die gleiche Wärme für die Deckung des Heizwärmebedarfs und des Brauchwarmwasserbedarfs benötigt und erzeugt wird. Ein größerer Unterschied lässt sich ab den Zeitpunkt der Einstrahlung feststellen. Die prädiktive Regelung aktiviert hier die Wärmepumpe, da somit eine deutliche Eigenverbrauchssteigerung möglich ist, wohingegen die Standardregelung keine Aktivierung vornimmt, weil hier die Speichertemperaturen ausreichend hoch sind. Die Wärmepumpe der Standardregelung wird erst wieder zu dem Zeitpunkt aktiv, wenn die Leistung der Photovoltaikanlage deutlich abgenommen hat (ca. 15:30 Uhr). Zudem ist dies der Zeitpunkt, zu dem mit die höchste elektrische Last im Haushalt vorliegt. Somit ist der Netzbezug hier nochmals deutlich höher. Dies lässt sich auch an der Einspeisung erkennen: Werden bei Standardregelung an diesem Tag 7,47 kWh elektrische Energie eingespeist, so sind es bei prognosebasierter Regelung nur 1,81 kWh. Damit konnte die Einspeisung also um 75 % verringert werden.

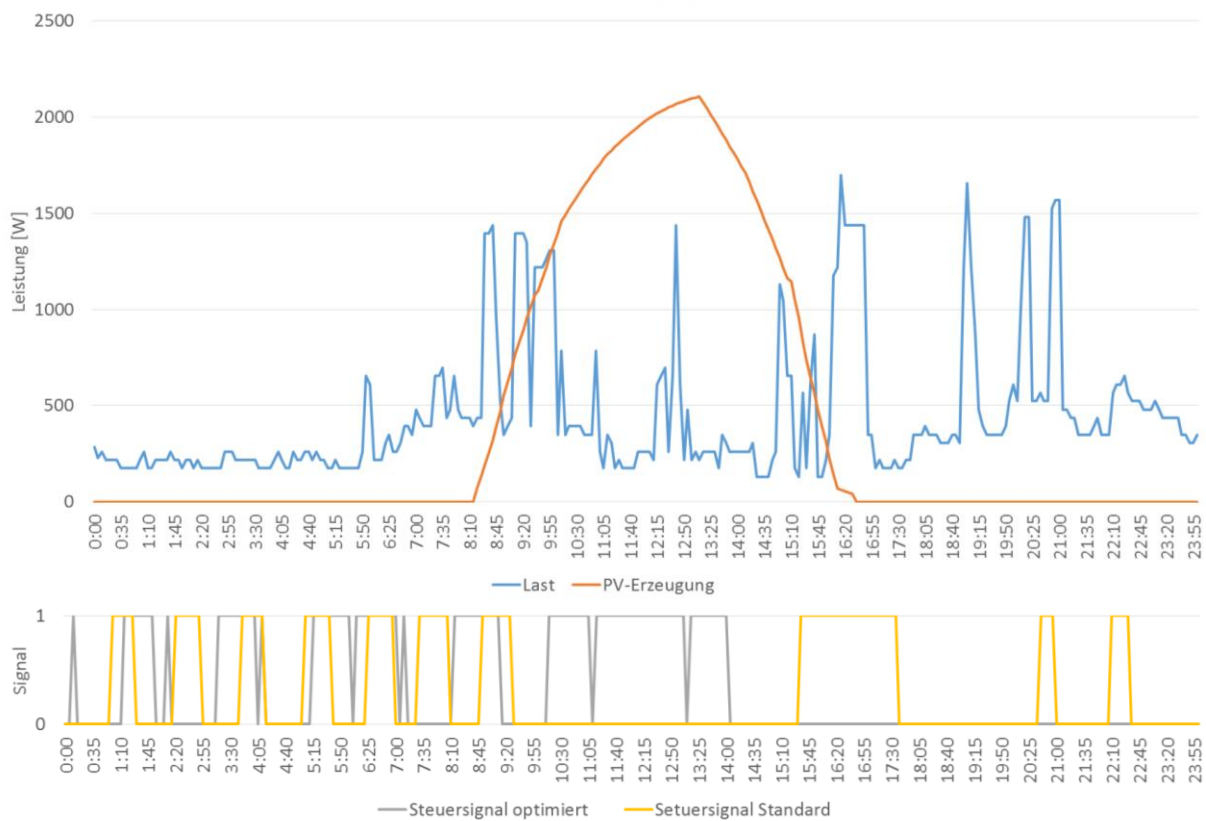


Abbildung 21: Elektrische Last und PV-Erzeugung mit den beiden Steuersignalen für den 5. Januar

Kapitel 6

Techno-ökonomische und ökologische Bewertung der angepassten Regelstrategie

6.1. Energetische Bewertung

Die Bewertung der Simulationsergebnisse soll einen Aufschluss darüber geben, inwiefern sich der Eigenverbrauch einer Photovoltaikanlage in Verbindung mit einer Solarthermieanlage, p2h-Technologie (Wärmepumpe, Heizstab) und einem optionalen Batteriespeicher mithilfe einer prädiktiven Regelung steigern lässt. Dazu wird eine Reihe von Kennzahlen verwendet.

6.1.1. Ausgewählte Kennzahlen

Mit der prädiktiven Regelung wird das Ziel verfolgt, einen möglichst hohen Eigenverbrauch des Photovoltaikstroms zu generieren. Aus diesem Grund ist eine zentrale Größe dieser prozentuale Eigenverbrauch e_{el} :

$$e_{el} = \frac{(E_{PV} - E_{PV,Ein})}{E_{PV}}$$

Mit dieser Kennzahl ist jedoch keine Aussage über den eingesparten Energiebezug bzw. den Grad der Eigenversorgung möglich. Eine wesentliche Bewertung der energetischen Leistungsfähigkeit des Gesamtsystems ist der Deckungsanteil, was wiederum Rückschlüsse auf den Autarkiegrad ermöglicht. Durch eine Kopplung der Wärmeversorgung mit der elektrischen Energie, bedarf es hier einer Unterscheidung hinsichtlich der elektrischen Deckung. Für die genaue Aufteilung des Stromflusses werden noch zwei Faktoren eingeführt. Die Faktoren f_{HH} und f_{HZ} beschreiben den prozentualen Anteil des Energieverbrauchs für die beiden Verbraucher Haushalt (HH) und Heizstrom (HZ_el) für den Fall, dass beide Strom beziehen, die Leistung der Photovoltaikanlage jedoch nicht ausreichend hoch ist, um den gesamten Energiebedarf zu decken.

$$f_{HH}(t) = \begin{cases} 1, & \text{für } E_{HH}(t) > 0 \text{ und } E_{HZ_el}(t) = 0 \\ \frac{E_{HH}(t)}{E_{HH}(t) + E_{HZ_el}(t)}, & \text{für } E_{HH}(t) > 0 \text{ und } E_{HZ_el}(t) > 0 \end{cases}$$

$$f_{WP}(t) = \begin{cases} 1, & \text{für } E_{HH}(t) = 0 \text{ und } E_{HZ_el}(t) > 0 \\ 1 - f_{HH}(t), & \text{für } E_{HH}(t) > 0 \text{ und } E_{HZ_el}(t) > 0 \end{cases}$$

Die nächste Bewertungsgröße ist der Deckungsgrad D_{el_el} , er beschreibt den Deckungsanteil der Photovoltaikanlage am Haushaltsstrombedarf. Dazu wird zuerst der anteilige Leistungsbezug P_{PV_el} für die erfassten Zeitschritte errechnet:

$$P_{P_el}(t) = \begin{cases} P_{PV}(t) - P_{PV,Ein}(t), & \text{für } P_{HH}(t) > 0 \text{ und } P_{HZ_el}(t) = 0 \\ ((P_{PV}(t) - P_{PV,Ein}(t)) \cdot f_{HH}(t)), & \text{für } P_{HH}(t) > 0 \text{ und } P_{HZ_el}(t) > 0 \end{cases}$$

Durch die Summe der Leistungen über der Zeit, bezogen auf den gesamten elektrischen Energiebedarf, ergibt sich der Deckungsgrad D_{el_el} :

$$D_{el_el} = \frac{\sum P_{PV_el}(t)}{E_{HH} + E_{HZ_el}}$$

Der Deckungsgrad der Photovoltaikanlage am Wärmepumpenstrom/Heizstab D_{el_therm} errechnet sich in simultaner Weise mit der anteiligen Leistung P_{PV_therm} und beschreibt, welchen Beitrag die Photovoltaikanlage für die thermische Energiebereitstellung leistet:

$$P_{PV_therm}(t) = \begin{cases} (P_{PV}(t) - P_{PV, Ein}(t)), & \text{für } P_{HH}(t) = 0 \text{ und } P_{HZ_el}(t) > 0 \\ (P_{PV}(t) - P_{PV, Ein}(t)) \cdot f_{HZ_el}(t), & \text{für } P_{HH}(t) > 0 \text{ und } P_{HZ_el}(t) > 0 \end{cases}$$

$$D_{el_therm} = \frac{\sum P_{PV_therm}(t)}{E_{HH} + E_{HZ_el}}$$

Der solarthermische Deckungsgrad D_{therm} gibt an, wie hoch die anteilige Energieerzeugung der Solarthermieanlage ist:

$$D_{therm} = \frac{E_{ST}}{E_{HZ_therm} + E_{WW}}$$

6.1.2. Erörterung der Kennzahlen anhand eines Basisfalls

Mit Hilfe eines Basisfalls werden die wesentlichen Kennzahlen beschrieben und das Systemverhalten erörtert. Der Basisfall ist dabei ein Wärmepumpensystem mit Photovoltaikanlage und Solarthermieanlage. Es wird dabei die Standardregelung der prädiktiven Regelung gegenübergestellt. Die Beschreibung erfolgt anhand einer monatlichen Aufschlüsselung. Abbildung 22 zeigt die Monatsdaten für den Strom- und Wärmeverbrauch sowie deren Erzeugung im Gebäude.

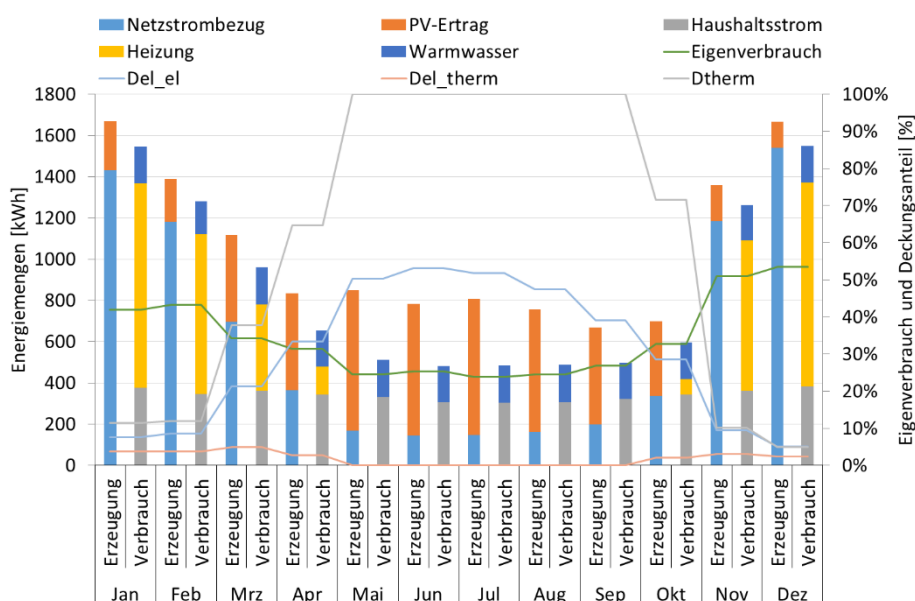


Abbildung 22: Monatsdaten der Strom-/Wärmeerzeugung und des -verbrauchs für den Basisfall mit 40 m² Photovoltaikanlage und 10 m² Solarthermieanlage mit Standardregelung

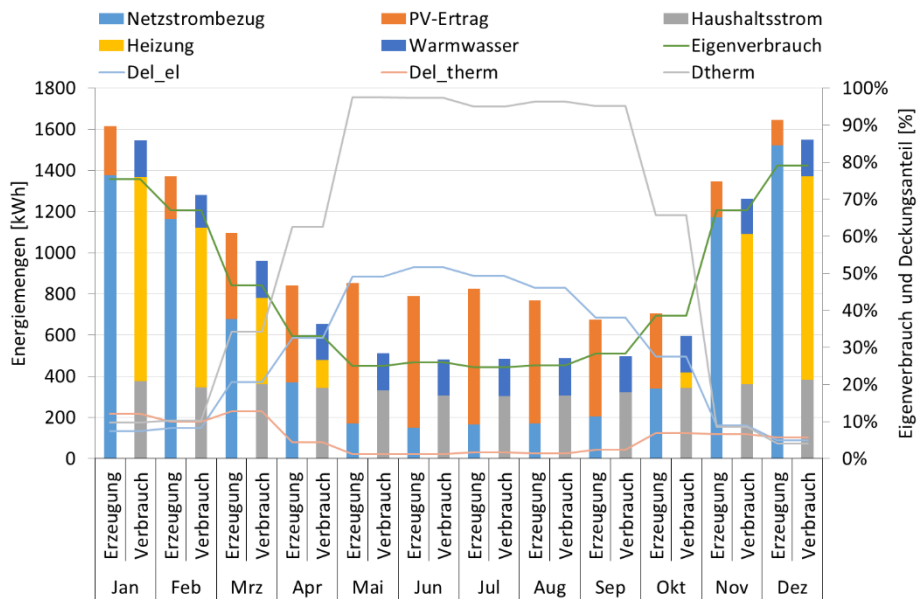


Abbildung 23: Monatsdaten der Strom-/Wärmeerzeugung und des -verbrauchs für den Basisfall mit 40 m² Photovoltaikanlage und 10 m² Solarthermieanlage mit prädiktiver Regelung

Dabei werden die Erzeugung und der Verbrauch gesondert aufgezeigt, wobei der Netzbezug unter dem Aspekt der Erzeugung betrachtet wird. Abbildung 23 zeigt die Monatsdaten für die prädiktive Regelung.

Beide Diagramme zeigen dabei den typischen Jahresverlauf. Der Haushaltsstrombedarf und der Brauchwarmwasserbedarf variieren nur sehr gering über das Jahr. Der Gesamtverbrauch liegt in den Wintermonaten durch den Heizwärmebedarf deutlich über dem der Sommermonate. Entsprechend verhält sich der Eigenverbrauch: Durch den höheren elektrischen Bedarf kann in den Wintermonaten ein höherer Eigenverbrauch erreicht werden, auch weil in dieser Zeit die Solarerträge der Photovoltaikanlage geringer sind. Vor allem in dieser Zeit ist es durch die prädiktive Regelung möglich, die Eigenverbrauchsquoten deutlich zu steigern. Liegen diese im Mittel bei der Standardregelung bei etwa 40 %, werden mit prädiktiver Regelung Werte von ca. 65 % erreicht. In den Sommermonaten sind sie nahezu identisch, weshalb der jährliche Gesamtanstieg des Eigenverbrauchs mit bis zu 4 % relativ gering ausfällt. Der geringe Verbrauch in den Sommermonaten führt dazu, dass hier der Wärmebedarf über die Solarthermieanlage gedeckt werden kann. Für den Eigenverbrauch kann es dennoch sinnvoll sein, die Wärmepumpe in den Sommermonaten zu betreiben, weshalb bei einer prädiktiven Regelung auch die Wärmepumpe geringfügig eingesetzt wird. Dies bewirkt, dass mit einer prädiktiven Regelung die Photovoltaikanlage einen Beitrag zur Wärmedeckung im Sommer leistet (D_{el_therm}). Im Allgemeinen ist die Deckung des Wärmepumpenstroms durch die Photovoltaikanlage mit einer prädiktiven Regelung höher. Diese kann von 5 % auf 10 % angehoben werden und übersteigt sogar die Deckung des Haushaltsstrombedarfs. Vorrangig während der Heizperiode kann hier ein deutlicher Anstieg verzeichnet werden. Hinsichtlich der Deckung des Haushaltstrombedarfs (D_{el_el}) gibt es nur marginale Unterschiede, die sich im Bereich von 1-2 % bewegen. Diese Abweichungen sind im Sommer zu erkennen, wo ein Deckungsgrad von über 50 % erreicht wird.

Es zeigt sich, dass sich vor allem Unterschiede in der thermischen Deckung durch die Photovoltaikanlage ergeben. Die prädiktive Regelung hat dabei nur einen geringen Einfluss auf die thermische Deckung durch die Solarthermieanlage. Dieser Einfluss nimmt je nach Größe der solarthermischen Anlage sowohl positive als auch negative Werte an, er liegt aber nur maximal bei nur 1 %.

6.1.3. Energetische Bewertung der Versorgungskonzepte

Die Bewertung der Systeme erfolgt aufgrund der Vielzahl an verschiedenen Konfigurationen anhand der Jahreswerte der definierten Kennzahlen. Tabelle 4 zeigt die Resultate für den Gebäudestandard SFH15. Dabei werden die unterschiedlichen Flächenverhältnisse mit verschiedenen Systemkonfigurationen verglichen.

Tabelle 4: Ermittelte Kennzahlen der untersuchten Systeme für den Gebäudestandard SFH15

			e _{el}		D _{el_el}		D _{el_therm}		D _{therm}	
			oBat	mBat	oBat	mBat	oBat	mBat	oBat	mBat
0 m ² ST 50 m ² PV	Gaskessel		0,24	0,49	0,37	0,76	--	--	--	--
	Wärmepumpe	Std.-Rgl	0,30	0,55	0,22	0,46	0,07	0,09	--	--
		Progn.Rgl	0,31	0,56	0,21	0,42	0,08	0,11	--	--
	Heizstab	Std.-Rgl	0,31	0,58	0,13	0,30	0,06	0,06	--	--
		Progn.Rgl	0,31	0,58	0,13	0,31	0,05	0,05	--	--
10 m ² ST 40 m ² PV	Gaskessel		0,29	0,54	0,35	0,67	--	--	0,32	0,32
	Wärmepumpe	Std.-Rgl	0,29	0,55	0,24	0,47	0,02	0,02	0,32	0,32
		Progn.Rgl	0,32	0,56	0,24	0,45	0,04	0,05	0,32	0,32
	Heizstab	Std.-Rgl	0,29	0,55	0,16	0,31	0,02	0,02	0,30	0,30
		Progn.Rgl	0,30	0,55	0,17	0,32	0,01	0,01	0,32	0,32
20 m ² ST 30 m ² PV	Gaskessel		0,35	0,60	0,33	0,57	--	--	0,40	0,40
	Wärmepumpe	Std.-Rgl	0,35	0,60	0,23	0,41	0,01	0,01	0,40	0,40
		Progn.Rgl	0,37	0,61	0,23	0,40	0,02	0,03	0,41	0,41
	Heizstab	Std.-Rgl	0,35	0,60	0,16	0,28	0,01	0,01	0,36	0,36
		Progn.Rgl	0,35	0,60	0,16	0,29	0,01	0,01	0,39	0,39
30 m ² ST 20 m ² PV	Gaskessel		0,45	0,72	0,28	0,44	--	--	0,45	0,45
	Wärmepumpe	Std.-Rgl	0,46	0,72	0,21	0,33	0,01	0,01	0,45	0,45
		Progn.Rgl	0,47	0,72	0,20	0,32	0,01	0,01	0,47	0,47
	Heizstab	Std.-Rgl	0,46	0,71	0,14	0,23	0,01	0,01	0,41	0,41
		Progn.Rgl	0,46	0,71	0,15	0,23	0,00	0,00	0,43	0,43

Es lässt sich feststellen, dass bei der prognosebasierten Regelung mit einer Wärmepumpe der Haushaltsstrom prozentual geringer gedeckt wird, dafür jedoch ein höherer Anteil für thermische Zwecke genutzt wird. Wird keine Solarthermieanlage eingesetzt, führt dies dazu, dass die gesamte elektrische Deckung abnimmt, wohingegen die Deckung des Wärmebedarfs aus Photovoltaikstrom geringfügig erhöht werden kann. Die geringere elektrische Deckung lässt sich damit erklären, dass die Wärmepumpe aufgrund der erwünschten Eigenverbrauchssteigerung ggfs. auch bei einem schlechteren COP betrieben wird und damit der jährliche gesamte Strom-

bedarf der Wärmepumpe steigt (z.B. um ca. 300 kWh bei 50 m² PV / 0 m² ST). Mit einer Solarthermieanlage sinkt der zusätzliche Strombedarf der Wärmepumpe, weshalb dieses Phänomen nicht mehr so deutlich ins Gewicht fällt. Bei 30 m² Solarthermie ist die zusätzliche Wärmebereitstellung durch die Wärmepumpe gering, weshalb nur noch eine marginale Steigerung der thermischen Deckung durch eine Nutzung des eigenerzeugten Photovoltaikstrom möglich ist und hier folglich die gesamte elektrische Deckung etwas geringer ist. Trotz einer Solarthermieanlage wird bei der Prognoseregulierung eine höhere thermische Deckung durch elektrische Energie erreicht, wobei keine Einbußen in der solarthermischen Deckung auftreten. Bei großen Solarthermieanlagen kann zudem diese thermische Deckung gesteigert werden.

Ein Batteriespeicher hat keinen Einfluss auf die prozentuale Deckung der Solarthermieanlage. Trotz des Batteriespeichers zeigt sich jedoch das Problem, dass bei reiner Photovoltaikanlage und Prognoseregulierung der Strombezug mit einer Wärmepumpe insgesamt ansteigt. Da der Batteriespeicher zudem einen Ausgleich zwischen Erzeugung und Last ermöglicht, sind die Verbesserungen in den Deckungen bei der Prognoseregulierung geringer. Die Deckung des thermischen Bedarfs durch die Photovoltaikanlage kann auch hier gesteigert werden, führt aber dazu, dass die Deckung des Haushaltstroms abnimmt. Bei der Standardregelung wird dieser überschüssige Strom in der Batterie gespeichert und steht für einen späteren Zeitpunkt für die Haushaltsstrom-Nutzung zur Verfügung. Die wesentliche Steigerung der elektrischen Deckung erfolgt durch den Batteriespeicher unabhängig von der Regelung im Bereich der Haushaltsstromdeckung, wohingegen in der Deckung des thermischen Bereiches nur geringe Verbesserungen gegenüber einem System ohne Batteriespeicher erreicht werden.

Mit einem Heizstab verhält sich dies etwas anders. Durch einen deutlich erhöhten elektrischen Bedarf ist hier nur noch ein geringer Anteil an der thermischen Bedarfsdeckung durch die Photovoltaikanlage möglich. Dadurch lässt sich auch der Eigenverbrauch nicht durch eine prognosebasierte Regelung verbessern. Der Grund hierfür liegt darin, dass die wesentliche Eigenverbrauchssteigerung mit der Wärmepumpe daher rührt, dass der Betrieb in Zeiten mit höheren elektrischen Leistungsbezug verschoben wird, bei einem schlechteren COP. Deshalb kommt es auch zu dem erhöhten elektrischen Gesamtbedarf. Diese Verschiebung ist mit einem Heizstab nicht möglich. Die Zunahme des elektrischen Bedarfs durch den Heizstab ermöglicht auch keine grundlegende Steigerung des Eigenverbrauchs im Vergleich zur Wärmepumpe. Diese fehlende Steigerung, trotz einer zusätzlichen elektrischen Heizlast von ca. 60 %, zeigt bereits, dass das Potential einer geringen zeitlichen Lastverlagerung durch Prognose nur marginal ist. Auch ein Batteriespeicher bietet in dieser Hinsicht keinen Vorteil. Der Nutzen, den hier die prognosebasierte Regelung aufweist, liegt darin, dass eine leichte Erhöhung der solarthermischen Deckung um bis zu 3 % erreicht wird. Dies liegt daran, dass bei der Beladung des Speichers bei einem prognostizierten, solarthermischen Ertrag das Backup-System entsprechend den Speicher weniger belädt; hierdurch sind die Vorlauftemperaturen für die Solarthermie niedriger, was zu höheren Wirkungsgraden führt.

Die Zahlen zeigen deutlich den Einfluss der Solarthermieanlage bei einem p2h-System. Der PV-Eigenverbrauch bei Systemen ohne Solarthermie können um 6 % bzw. 7 % gegenüber einem Kesselsystem gesteigert werden, sowohl ohne als auch mit Batteriespeicher. Sobald eine Solarthermieanlage hinzukommt, ist kein Unterschied im PV-Eigenverbrauch zwischen den Systemen und Standardregelung zu erkennen. Dies verdeutlicht, dass es wenige Zeiten gibt, zu denen die Leistung der Solarthermieanlage nicht ausreichend ist, jedoch Photovoltaikstrom vorhanden ist.

Ein geringerer Energiestandard ändert nur unwesentlich die Erkenntnisse (vgl. Tabelle 5). Beim Gebäudestandard SFH45 sind entsprechend des höheren thermischen und damit verbundenen elektrischen Bedarfs für p2h-Systeme die Deckungsgrade geringer. Auch hier zeigt sich wieder der höhere elektrische Gesamtbedarf bei reiner Photovoltaikversorgung und bei großen Solarthermieanlagen und folglich die geringeren elektrischen Deckungsgrade. Bei sehr großen Solarthermieanlagen zeigt sich zudem, dass die thermische Deckung erhöht werden kann, die Fläche der Photovoltaikanlage jedoch zu gering ist, als dass die thermische Deckung durch die PV-Anlage mit Wärmepumpen eine wesentliche Steigerung der thermischen Deckung ermöglicht.

Tabelle 5: Ermittelte Kennzahlen der untersuchten Systeme für den Gebäudestandard SFH45

		e _{el}		D _{el_el}		D _{el_therm}		D _{therm}		
		oBat	mBat	oBat	mBat	oBat	mBat	oBat	mBat	
0 m ² ST 50 m ² PV	Gaskessel	0,24	0,49	0,37	0,76	--	--	--	--	
	Wärmepumpe	Std.-Rgl	0,33	0,57	0,17	0,35	0,09	0,12	--	--
		Progn.Rgl	0,34	0,58	0,17	0,32	0,10	0,13	--	--
	Heizstab	Std.-Rgl	0,37	0,63	0,08	0,20	0,07	0,07	--	--
		Progn.Rgl	0,38	0,63	0,09	0,20	0,07	0,07	--	--
	10 m ² ST 40 m ² PV	Gaskessel	0,29	0,54	0,35	0,67	--	--	0,24	0,24
Wärmepumpe		Std.-Rgl	0,30	0,55	0,19	0,37	0,02	0,02	0,24	0,24
		Progn.Rgl	0,34	0,58	0,18	0,34	0,05	0,07	0,23	0,23
Heizstab		Std.-Rgl	0,30	0,55	0,10	0,20	0,02	0,02	0,22	0,22
		Progn.Rgl	0,30	0,55	0,11	0,21	0,01	0,01	0,23	0,23
20 m ² ST 30 m ² PV		Gaskessel	0,35	0,60	0,33	0,57	--	--	0,31	0,31
	Wärmepumpe	Std.-Rgl	0,35	0,61	0,19	0,33	0,02	0,02	0,31	0,31
		Progn.Rgl	0,39	0,62	0,18	0,31	0,04	0,04	0,31	0,31
	Heizstab	Std.-Rgl	0,36	0,60	0,10	0,18	0,01	0,01	0,28	0,28
		Progn.Rgl	0,36	0,60	0,11	0,20	0,01	0,01	0,31	0,31
	30 m ² ST 20 m ² PV	Gaskessel	0,45	0,72	0,28	0,44	--	--	0,37	0,37
Wärmepumpe		Std.-Rgl	0,46	0,72	0,17	0,27	0,01	0,01	0,36	0,36
		Progn.Rgl	0,48	0,72	0,16	0,25	0,02	0,02	0,37	0,37
Heizstab		Std.-Rgl	0,46	0,72	0,09	0,15	0,01	0,01	0,32	0,32
		Progn.Rgl	0,46	0,72	0,10	0,16	0,01	0,01	0,34	0,34

Die Wärmepumpe bietet wiederum gegenüber dem Heizstab durch den deutlich besseren COP die Möglichkeit des unterschiedlichen Leistungsbezuges. Dadurch ist hier die prognosebasierte Regelung hinsichtlich der Eigenverbrauchssteigerung vorteilhaft. Der zusätzliche Wärmebedarf bei diesem Gebäudestandard trägt hier ebenfalls zu dieser Steigerung bei. Das beste Resultat durch die Prognoseregulung und damit in der Verbesserung des Eigenverbrauchs wird bei einem Flächenverhältnis von Solarthermie zu Photovoltaik von 10/40 erreicht. Es zeigt sich aber wieder, dass trotz des deutlich schlechteren Gebäudestandards nur eine unwesentliche Steigerung des Eigenverbrauchs erreicht werden kann. Diese werden wiederum mit der Hinzunahme einer Solarthermieanlage noch weiter verringert.

Eine deutliche Eigenverbrauchssteigerung mit einem Heizstab ist nicht möglich, was aber auch daran liegt, dass mit der prognosebasierten Regelung die aufzubringende Backup-Heizenergie um bis zu 10 % gesenkt werden kann (SFH45), sowohl mit Solarthermieanlage als auch ohne. Dies spiegelt sich auch in der ökologischen Bewertung wider.

Ein Vergleich der beiden Gebäudestandards zeigt deutlich den geringen Einfluss der Heizung auf den Eigenverbrauch des erzeugten PV-Stroms. Die Werte bei Systemen mit einer Solarthermieanlage und Standardregelung sind identisch. Selbst ohne Solarthermieanlage weichen die Werte nur um 3 % (Wärmepumpe) bzw. 6 % (Heizstab) ab.

Aufgrund der geringen Eigenverbrauchssteigerungen mit der prognosebasierten Regelung, sowohl für einen Prognosehorizont von einer Stunde als auch acht Stunden, wurde davon abgesehen, eine detaillierte Variantenprüfung anhand verschiedener elektrischer Lastprofile durchzuführen. Der elektrische Energiebedarf für den Haushaltsstrom ist mit ca. 4.000 kWh bereits hoch angesetzt. Die vorliegenden Messungen zeigen, dass vor allem in modernen Häusern jedoch weniger Energiebedarf besteht. Daher ist hier das Potential noch geringer.

Es sei zudem erwähnt, dass der zunächst geplante Hardwaretest aufgrund des geringen Steigerungspotenzials sowie auch des zu geringen Messzeitraums im Projekt nicht durchgeführt wurde.

6.2. Ökonomische Bewertung

Eine ökonomische Bewertung der Gesamtsysteme erfolgt mittels der Annuitätenmethode. Diese Bewertungsmethode eignet sich für den Einsatz von solarthermischen und solarelektrischen Systemen und wird in der VDI-Richtlinie 2067 beschrieben [61]. Die VDI 2067 ist für die Bewertung von gebäudetechnischen Anlagen konzipiert. Die Methode erlaubt es, die über den Betrachtungszeitraum anfallenden einmaligen Investitionskosten und die jährlich anfallenden Kosten in gleichbleibende, jährliche Zahlungen zusammenzufassen. Die gleichbleibenden, jährlichen Zahlungen werden als Annuitäten bezeichnet. Die Gesamtannuität A_N setzt sich dabei folgendermaßen zusammen:

$$A_N = (A_{N,K} + A_{N,V} + A_{N,B}) - A_{N,E}$$

Unter die kapitalgebundenen Kosten fallen Aufwendungen wie die Anschaffung oder die Montage, aber auch Finanzierungskosten für Eigen- oder Fremdkapital. Ist die rechnerische Nutzungsdauer einer Komponente kleiner der in der VDI 2067 definierte Betrachtungszeitraum, werden entsprechend die Ersatzbeschaffungen berücksichtigt. Der Restwert vorhandener Komponenten wird mit Hilfe von linearen Abschreibungen und Abzinsung ermittelt. Mit Hilfe des Annuitätenfaktors a werden diese Kosten entsprechend in Annuitäten umgerechnet:

$$A_{N,K} = (A_0 + A_1 + \dots + A_n - R_W) \cdot a$$

Die bedarfsgebundenen Kosten beschreiben Kosten, welche im direkten Zusammenhang mit dem Betrieb stehen. Dabei handelt es sich um Kosten für die Energieträger, hier um Strom- und Gaskosten. Aus den Kosten für das erste Jahr wird mithilfe des preisdynamischen Barwertfaktors die Annuität berechnet. Durch den preisdynamischen Barwertfaktor b werden Preisänderungen im Betrachtungszeitraum berücksichtigt:

$$A_{N,V} = A_{V,1} \cdot a \cdot b$$

Mit den betriebsgebundenen Kosten werden Aufwendungen erfasst, die für die Bedienung und Instandhaltung der Systeme anfallen. Auch hier werden über den preisdynamischen Faktor Lohn- und Preissteigerungen berücksichtigt:

$$A_{N,B} = A_{B,1} \cdot a \cdot b + A_{I,N} \cdot a \cdot b$$

Für eine Minderung der jährlichen Kosten sorgt die Annuität der Erlöse unter Berücksichtigung von Preisänderungen. Erlöse können dabei beispielsweise Einnahmen aus der Vergütung der Photovoltaikstromspeisung sein:

$$A_{N,E} = A_{E,1} \cdot a \cdot b$$

Um die Annuitäten zu ermitteln, ist es notwendig, Annahmen und Prognosen zu treffen. Die Annahmen für die finanzmathematischen Parameter und die Energiekosten sind in Tabelle 6 zusammengefasst.

Tabelle 6: Annahmen zur Wirtschaftlichkeitsberechnung

Parameter	Wert	Quelle
Betrachtungszeitraum	20 Jahre	VDI 2067
Zinssatz	3 %	-
Preisänderungsfaktor	2 %	-
Gaspreis	6,99 ct/kWh	statista, 2017
Strompreis	29,16 ct/kWh	BMWi, 2016
Einspeisevergütung	12,31 ct/kWh	Bundesnetzagentur, 2016

Die Investitionskosten der unterschiedlichen Systeme sind in Tabelle 7 zu sehen. Die Kosten stammen dabei aus Mittelwerten aus verschiedenen Marktübersichten. Für die Komponenten mit variabler Größe (Solarthermie-System, Photovoltaikanlage, Speichertechnologien) werden Kostenfunktionen verwendet.

Tabelle 7: Investitionskosten für die unterschiedlichen Flächenverhältnisse

	Flächenverhältnis PV/ST			
	0/5	1/4	2/3	3/2
Gastherme		5.000 €		
Wärmepumpe		6.000 €		
Heizstab		250 €		
Solarthermie		2.800 €	5.600 €	8.100 €
Thermischer Speicher	1.000 €	1.400 €	2.000 €	2.500 €
Photovoltaik	6.750 €	5.400 €	4.050 €	2.700 €
Elektrischer Speicher	4.165 €	3.332 €	2.499 €	1.666 €

Die Systeme mit Gastherme weisen die geringste Annuität auf (vgl. Tabelle 8). Dies liegt zum einen an den niedrigeren Investitionskosten, zum anderen an den aktuell günstigen Gaspreisen. Die hohen Investitionskosten der Solarthermie gegenüber der Photovoltaikanlage führen zu einer höheren Annuität bei Hinzunahme einer Solarthermieanlage. Die Unterschiede zu Systemen ohne Solarthermie fallen dabei bei höheren Wärmebedarf geringer aus, da hier höhere Erträge erreicht werden können. Aufgrund der geringeren elektrischen Deckung des Haushaltstroms bei Wärmepumpensystemen durch die Prognoseregulierung bzw. dem damit verbundenen höheren elektrischen Bedarf, ist die Wirtschaftlichkeit dieser Systeme geringer.

Tabelle 8: Annuitäten der untersuchten Konzepte und Varianten

			SFH15		SFH45	
			oBat	mBat	oBat	mBat
0 m ² ST 50 m ² PV	Gaskessel		1.752 €	1.766 €	2.143 €	2.157 €
	Wärmepumpe	Std.-Rgl	2.121 €	2.133 €	2.591 €	2.615 €
		Progn.Rgl	2.216 €	2.228 €	2.683 €	2.708 €
	Heizstab	Std.-Rgl	2.829 €	2.810 €	4.367 €	4.364 €
		Progn.Rgl	2.813 €	2.809 €	4.304 €	4.321 €
10 m ² ST 40 m ² PV	Gaskessel		1.968 €	1.977 €	2.305 €	2.314 €
	Wärmepumpe	Std.-Rgl	2.311 €	2.166 €	2.765 €	2.622 €
		Progn.Rgl	2.325 €	2.186 €	2.779 €	2.650 €
	Heizstab	Std.-Rgl	2.641 €	2.496 €	4.083 €	3.942 €
		Progn.Rgl	2.605 €	2.461 €	4.000 €	3.862 €
20 m ² ST 30 m ² PV	Gaskessel		2.358 €	2.123 €	2.669 €	2.433 €
	Wärmepumpe	Std.-Rgl	2.683 €	2.331 €	3.113 €	2.760 €
		Progn.Rgl	2.703 €	2.357 €	3.133 €	2.793 €
	Heizstab	Std.-Rgl	2.951 €	2.600 €	4.304 €	3.956 €
		Progn.Rgl	2.903 €	2.553 €	4.125 €	3.775 €
30 m ² ST 20 m ² PV	Gaskessel		2.780 €	2.332 €	3.072 €	2.624 €
	Wärmepumpe	Std.-Rgl	3.088 €	2.562 €	3.499 €	2.974 €
		Progn.Rgl	3.117 €	2.594 €	3.533 €	3.013 €
	Heizstab	Std.-Rgl	3.304 €	2.779 €	4.594 €	4.070 €
		Progn.Rgl	3.257 €	2.730 €	4.515 €	3.990 €

Die kapitalgebundenen Kosten bleiben unverändert, jedoch steigen die bedarfsgebundenen Kosten bei gleichzeitiger Minderung der Erlöse durch die Einspeisevergütung. Bei einem Heizstab hingegen ist es möglich, durch die Prognoseregung die jährlichen Kosten zu senken. Dies entsteht dabei vorrangig durch die besseren Erträge der Solarthermieanlage, weshalb die höchsten Unterschiede bei großen Solarthermieanlagen auftreten. Mit zunehmendem Wärmebedarf wird der Heizstab immer unwirtschaftlicher. Vor allem bei reinen Photovoltaiksystemen ist die Effizienz der Wärmepumpe vorteilhaft. Wenn das Backup-System aufgrund der Solarthermie nur noch einen geringen Anteil an Wärme decken muss, wird hier der Vorteil der Wärmepumpe gegenüber dem Heizstab geringer.

Systeme mit Batteriespeicher sind in den meisten Fällen wirtschaftlicher als Systeme ohne elektrischem Speicher bzw. liegen nahezu gleich auf. Bei dieser Untersuchung wird von Speicherpreisen ausgegangen, die sich im unteren Bereich befinden, wie sie aktuell schon vereinzelt vorzufinden sind und wie sie in den nächsten Jahren zu erwarten sind. Seit 2013 sinkt der Batteriepreis in €/kWh um etwa 18 % pro Jahr [62], weshalb die angenommenen zukünftigen Speicherpreise konservative Preise sind. Die größten Unterschiede werden bei kleinen Systemgrößen erreicht, da die Auslastung höher ist.

Bei einem Wegfall der Einspeisevergütung wären die Systeme mit 10 m² bzw. 20 m² Solarthermieanlage, Wärmepumpe und Batteriespeicher wirtschaftlicher als Systeme ohne Solarthermie. Bei Verwendung eines Heizstabes sind zudem auch die Systeme ohne Batteriespeicher ökonomischer.

6.3. Ökologische Bewertung

Häufig steht bei einer Bewertung von Energiesystemen die Wirtschaftlichkeit im Vordergrund, der Umweltaspekt bleibt oftmals unbeachtet. Für die Einhaltung der Klimaschutzziele ist es jedoch essentiell, eine ökologische Bewertung vorzunehmen. Dabei können Systeme mit Blick auf ihren Primärenergiebedarf und/oder auf die Emissionen von Treibhausgasen untersucht werden.

6.3.1. Primärenergetische Bewertung

Für die Bestimmung des Jahresenergiebedarfs von Gebäuden wurde in einer Studie des Wuppertal Instituts für Klima, Umwelt, Energie GmbH der dimensionslose Primärenergiefaktor eingeführt, er dient der Ermittlung der Energiebilanzen von Gebäuden [63]. Der Primärenergiefaktor umfasst den Energiebedarf der Gewinnung, Umwandlung und Lagerung der eingesetzten Energieträger. Der Primärenergiefaktor kann in drei Bestandteile aufgeteilt werden [63]:

- Gesamt-Primärenergiefaktor PEF_{ges}
- Faktor der nicht-erneuerbaren Primärenergie PEF_{ne}
- Faktor der erneuerbaren Primärenergie PEF_e

Tabelle 9 zeigt die wesentlichen Primärenergiefaktoren für diese Untersuchung.

Tabelle 9: Primärenergiefaktoren der verschiedenen Energieträger [63]

Energieträger	Primärenergiefaktor	
	Insgesamt	Nicht-erneuerbarer Anteil
Erdgas	1,1	1,1
Allgemeiner Strommix	2,8	1,8
Solarenergie	1,0	0
Umgebungswärme	1,0	0

Der Primärenergiebedarf ergibt sich als Produkt aus der Endenergie und dem jeweiligen Primärenergiefaktor:

$$Q_P = Q_E \cdot PE_{ne}$$

Der Primärenergiebedarf der untersuchten Konzepte ist in Abbildung 24 dargestellt. Es zeigt sich, dass ein besserer Dämmstandard entsprechend zu einem niedrigeren Primärenergiebedarfs führt. Mit einem zusätzlichen Batteriespeicher kann der gesamte Energiebedarf nochmals verringert werden. Aus primärenergetischer Sicht sind Systeme mit Wärmepumpen besser als die Systeme mit Gaskessel, wohingegen Systeme mit Heizstab schlechter sind.

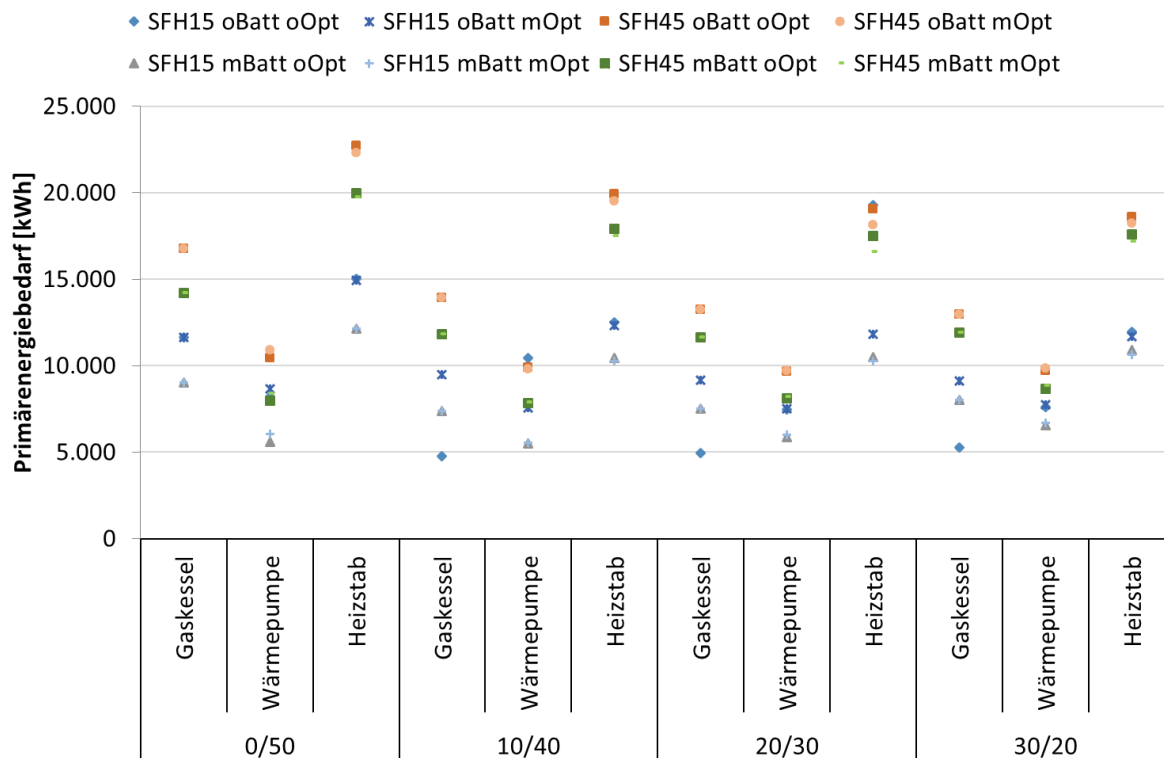


Abbildung 24: Primärenergieverbrauch der untersuchten Konzepte und Varianten

Dies liegt am vergleichsweise hohen nicht-erneuerbaren Anteil des Strommixes. Mit einer Wärmepumpe wird dies durch eine hohe Effizienz ausgeglichen. Für die Bereitstellung der gleichen Wärme ist nur ein geringerer Primärenergiebedarf notwendig. Der Strombezug beim Heizstab steigt in dem Maße an, dass selbst der erzeugte Strom der Photovoltaikanlage dies

nicht ausgleichen kann, trotz der Tatsache, dass sowohl die Solarenergie als auch die Umweltwärme keinen nicht-erneuerbaren Anteil besitzen. Bedingt durch den nicht-erneuerbaren Anteil der Solarsysteme sinkt der Primärenergiebedarf mit einer Zunahme der Solarthermiefläche. Die Auswirkungen bei einem hohen thermischen Bedarf (SFH45) sind dabei entsprechend höher.

Auch hier spiegelt sich der erhöhte Strombedarf der Wärmepumpe bei der prognosebasierten Regelung in den Zahlen des Primärenergiebedarfs wider. So liegen die Werte diese Systeme geringfügig über den Systemen mit Standardregelung. Aufgrund des wetterunabhängigen Leistungsbezuges des Heizstabes hat die Verschiebung der Laufzeiten keinen Einfluss auf den gesamten Energiebezug, weshalb sich hier die Steigerung des Eigenverbrauchs auch auf den Primärenergiebedarf auswirkt. Mithilfe der prognosebasierten Regelung kann hier der Bedarf aber nur geringfügig gesenkt werden. Insgesamt zeigt sich, dass Energieversorgungssysteme, die auf elektrischer Energie basieren, nur im Falle einer Wärmepumpe gegenüber konventionellen Systeme mit Gaskessel besser abschneiden. Unter dem Gesichtspunkt der Primärenergie ist es sinnvoll, eine Solarthermieanlage mit 10 m² Kollektorfläche in das Versorgungskonzept aufzunehmen, da somit der Primärenergiebedarf um mindestens 2.000 kWh gesenkt werden kann. Eine zu große Dimensionierung ist aufgrund der fehlenden Energieabnahme im Sommer aber nicht mehr zielführend. Bereits eine Hinzunahme von 10 m² Solarthermie führt dazu, dass das Wärmepumpensystem einen deutlich geringeren Primärenergiebedarf (ca. 20 %) als ein System mit Gaskessel ohne Solarthermie und auch bessere Werte als ein Gaskessel mit Batteriespeicher aufweist.

6.3.2. Bewertung hinsichtlich der Treibhausgasemissionen

Analog zur Bewertung des primärenergetischen Verbrauchs existieren für die Bestimmung der Treibhausgasemissionen Umrechnungsfaktoren. Mithilfe dieser Faktoren kann anhand des Endenergieverbrauchs auf die CO₂-Äquivalente geschlossen werden:

$$THG = Q_E \cdot f_{THG}$$

Die relevanten Treibhausgasfaktoren sind in Tabelle 10 aufgelistet. Die Faktoren der Treibhausgasemissionen für Photovoltaik und Solarthermie beinhalten die Herstellung und deren vorgelagerten Prozessschritte. Es ist erkennbar, dass die Herstellung von Photovoltaikanlagen mit mehr Energieaufwand verbunden ist, wobei hier vor allem die Herstellung des Halbleitermaterials von Bedeutung ist.

Tabelle 10: Treibhausgasemissionsfaktoren der verschiedenen Energieträger [64]

Energieträger	Treibhausgasemissionsfaktor [kg/kWh]
Erdgas	0,248
Allgemeiner Strommix	0,621
Photovoltaik	0,0552
Solarthermie	0,0218

Hinsichtlich der Treibhausgasemissionen zeigt sich ein ähnliches Bild wie beim Primärenergiebedarf (siehe Abbildung 25). Bedingt durch die Tatsache, dass der Emissionsfaktor für Strom das etwa 2,5-fache beträgt, sind bei den p2h-Systemen auch hier nur Wärmepumpensysteme im Vorteil. So liegen die Emissionen bei einem System mit Photovoltaikanlage und Gaskessel um ca. 800 kg_{CO2-Aq.} über dem Wärmepumpensystem, jedoch um ca. 3.000 kg_{CO2-Aq.} unterhalb dem System mit einem Heizstab. Demzufolge sind Systeme mit Heizstab mit Blick auf die Treibhausgasemissionen zu vermeiden. Der Einfluss der Solarthermieanlage auf die Umwelt ist in jedem Fall positiv. Bereits eine geringe Fläche führt zu einer Reduzierung der Treibhausgasemissionen. Was sich an der Abbildung ebenfalls zeigt, sind die Unterschiede, welche ein Batteriespeicher hervorrufen kann, vor allem, wenn ein hoher Strombedarf vorliegt. Dies verdeutlicht die Notwendigkeit hoher Eigenverbrauchsquoten.

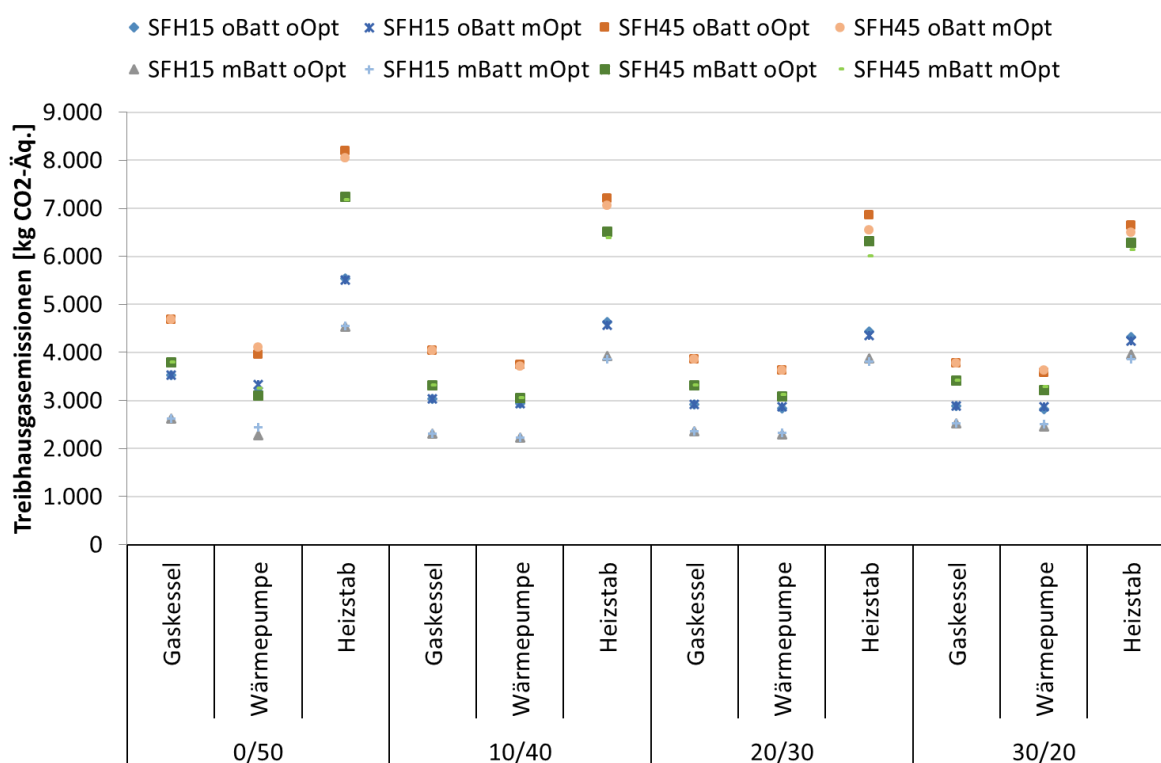


Abbildung 25: Treibhausgasemissionen der untersuchten Konzepte und Varianten

Kapitel 7

Schlussfolgerungen und Ausblick

Mit der aktuellen Entwicklung kommt es in der solaren Energieversorgung zu einer immer stärker werdenden Konkurrenz zwischen Photovoltaik, in Kombination mit Wärmepumpen, und Solarthermie. Ziel dieses Projekts ist es daher, diese Konkurrenz sowie eine Kombination beider Systeme genauer zu untersuchen sowie eine Regelung zu implementieren, welche beide Systeme gleichermaßen regelt und dabei den Eigenverbrauch des erzeugten Stroms steigert.

Für die Untersuchung müssen verschiedenen Randbedingungen und Annahmen getroffen werden. Dafür stehen unterschiedliche Richtlinien und Softwarelösungen zur Verfügung. Eine wesentliche Grundlage bietet hier die VDI-Richtlinie 4655. Es werden unterschiedliche Systemkonzepte verglichen, welche mithilfe des Simulationstools MATLAB/Simulink modelliert werden. Das Referenzsystem ist dabei ein Heizungssystem mit Gastherme. Als alternative Systeme werden Systeme mit Wärmepumpe und Heizstab analysiert. Dabei werden Systemkonzepte in der Simulation umgesetzt, bei denen die gesamte nutzbare Dachfläche mit solaren Energieerzeugungskomponenten ausgestattet ist. Die Flächenverhältnisse aus thermischer Solaranlage und PV-Anlage werden dabei variiert. Der Einfluss eines optionalen Batteriespeichers wird ebenfalls untersucht.

Die umgesetzte gemeinsame Regelung basiert auf einer Prädiktion der Lasten und der Erzeugung, wobei hier von einer korrekten Vorhersage ausgegangen wird. Bei der Solarthermie muss die Regelung auf Grundlage von Temperaturen und den zugehörigen Energiemengen erfolgen, da nur so die Leistung der Solarthermieanlage abgeschätzt werden kann. Die Speichertemperaturen werden dabei mittels Regressionsverfahren ermittelt. Der Energiegehalt kann über die Addition der Energiegehalte der einzelnen Höhensegmente des Wärmespeichers bestimmt werden. Ein Abgleich der Ergebnisse der Regressionsanalyse mit den simulierten Werten zeigt eine hohe Übereinstimmung. Die fehlende Energie, nach Eintrag der solarthermisch erzeugten Energie, bestimmt die Laufzeiten des Backup-Systems. Diese werden dahingehend verschoben, dass der Eigenverbrauch erhöht wird. Ein Batteriespeicher hat in dieser Hinsicht nur einen geringen Einfluss auf die prozentualen Anstiege mithilfe der prognosebasierter Regelung.

Eine Bewertung erfolgt anhand der Eigenverbrauchsquoten und der Deckungsanteile. Die Ergebnisse zeigen, dass grundsätzlich mit einer Wärmepumpe eine Eigenverbrauchssteigerung möglich ist. Diese geht jedoch auf die Kosten eines zusätzlichen Energiebezugs, da die Laufzeiten u.a. auch in Zeiten einer schlechteren Effizienz der Wärmepumpe verschoben werden. Da dies mit einem Heizstab nicht möglich ist, sind hier keine Eigenverbrauchssteigerungen vorhanden. Bei einem Heizstab ist es hingegen möglich, die Erträge der Solarthermie zu erhöhen,

da hier die Effizienz der Solarthermie besser genutzt werden kann. Die Steigerung der Eigenverbrauchsquote mit einer prognosebasierten Regelung ist gering.

Neben einer energetischen Bewertung erfolgt zudem eine wirtschaftliche Analyse. Für die wirtschaftliche Bewertung wird die Annuitätenmethode der VDI-Richtlinie 2067 verwendet. Systeme mit Gaskessel sind aufgrund der aktuellen günstigen Preise am wirtschaftlichsten. Aktuell sind die Kosten der Solarthermieanlage zu hoch, als dass sie die Wirtschaftlichkeit positiv beeinflussen können. Der erhöhte Energieverbrauch der Wärmepumpe mit prognosebasierter Regelung führt zu einer geringeren Wirtschaftlichkeit. Der Heizstab ist ähnlich ökonomisch wie die Wärmepumpe, jedoch nur für den Fall, dass es als Backup-System eingesetzt wird und nur wenig Energie bereitstellen muss. Sobald die Solarthermiefläche abnimmt bzw. der Wärmebedarf deutlich zunimmt, ist der Heizstab deutlich im Nachteil. Dann lohnt sich die Investition in eine Wärmepumpe. Sinken die Investitionskosten der Batteriespeicher weiterhin, so werden diese zu einer lohnenswerten Anschaffung.

Die ökologische Bewertung anhand des Primärenergiebedarfs und der Treibhausgasemissionen verdeutlicht, dass aktuell bei strombasierter Wärmeversorgung nur Wärmepumpensysteme leichte Vorteile haben. Wärmepumpensysteme können sowohl den Primärenergiebedarf als auch die Treibhausgasemissionen aufgrund der besseren Effizienz senken. Erst wenn ein Großteil des Stroms in Form von regenerativen Energien bereitgestellt wird, wird auch der Heizstab ökologisch. Eine Solarthermieanlage führt in jeder Konfiguration zu ökologischen Vorteilen. Bereits eine geringe Solarthermiefläche führt dazu, dass bei Systemen mit Wärmepumpe und Photovoltaikanlage der Primärenergiebedarf deutlich gesenkt werden kann. Aus diesem Grund ist die Solarthermieanlage aus Umweltgründen immer empfehlenswert.

Die Untersuchung zeigt, dass es ratsam ist, Solarthermieanlagen, Photovoltaikanlagen und p2h-Systeme zu kombinieren, da sich diese Systeme nur geringfügig beeinflussen bzw. mit einer gemeinsamen, übergeordneten Regelung beeinflusst werden können. Diese geringe Beeinflussungsmöglichkeit führt aber auch dazu, dass eine intelligente Regelung nur eine geringe Eigenverbrauchssteigerung herbeiführen kann. Eine verstärkende Wirkung kann hier eine Verknüpfung mit der Elektromobilität bringen.

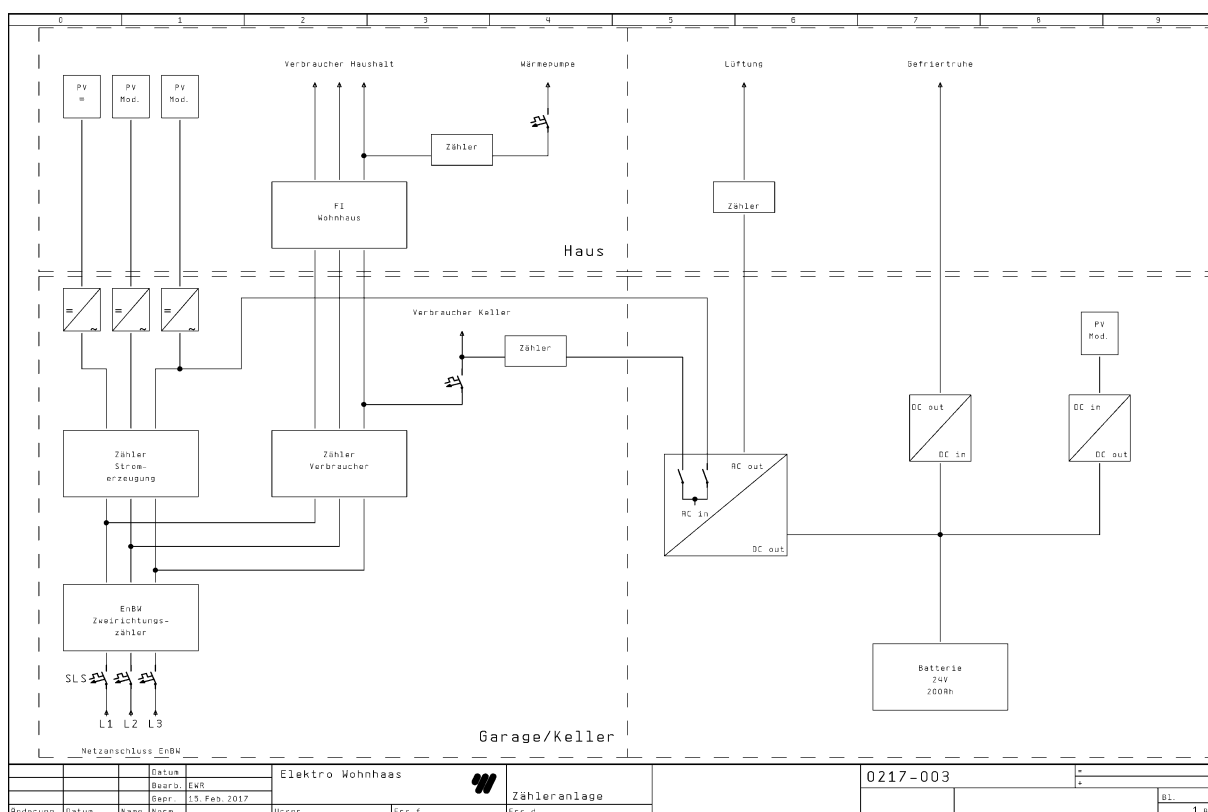
Die Konkurrenz zwischen Solarthermie und Photovoltaik wird aber weiter erhöht, wenn es zu einem Einsatz von variablen Strompreisen kommt und zudem vermehrt Batteriespeicher eingesetzt werden. Hier sollten noch weitere Untersuchungen durchgeführt werden, wie sich diese Entwicklung auf die solare Energieversorgung in Gebäuden auswirkt.

Anhang A

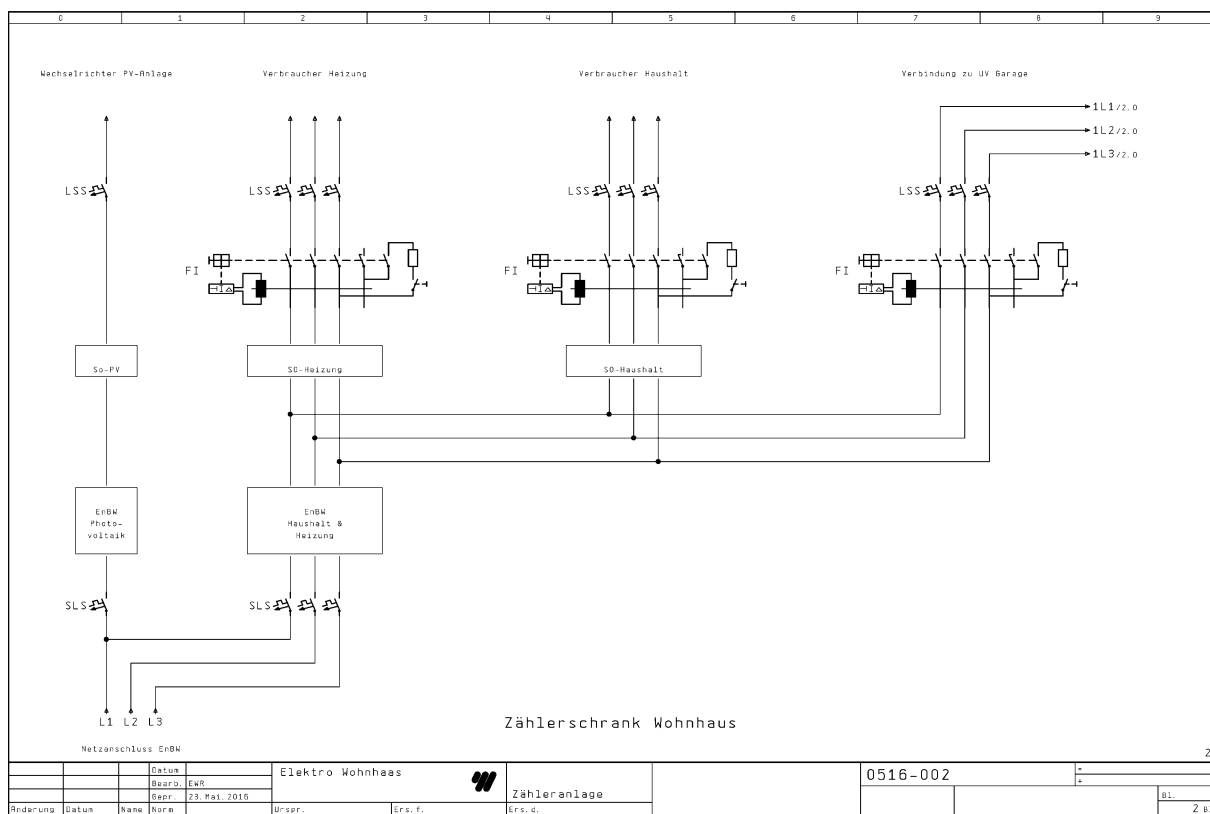
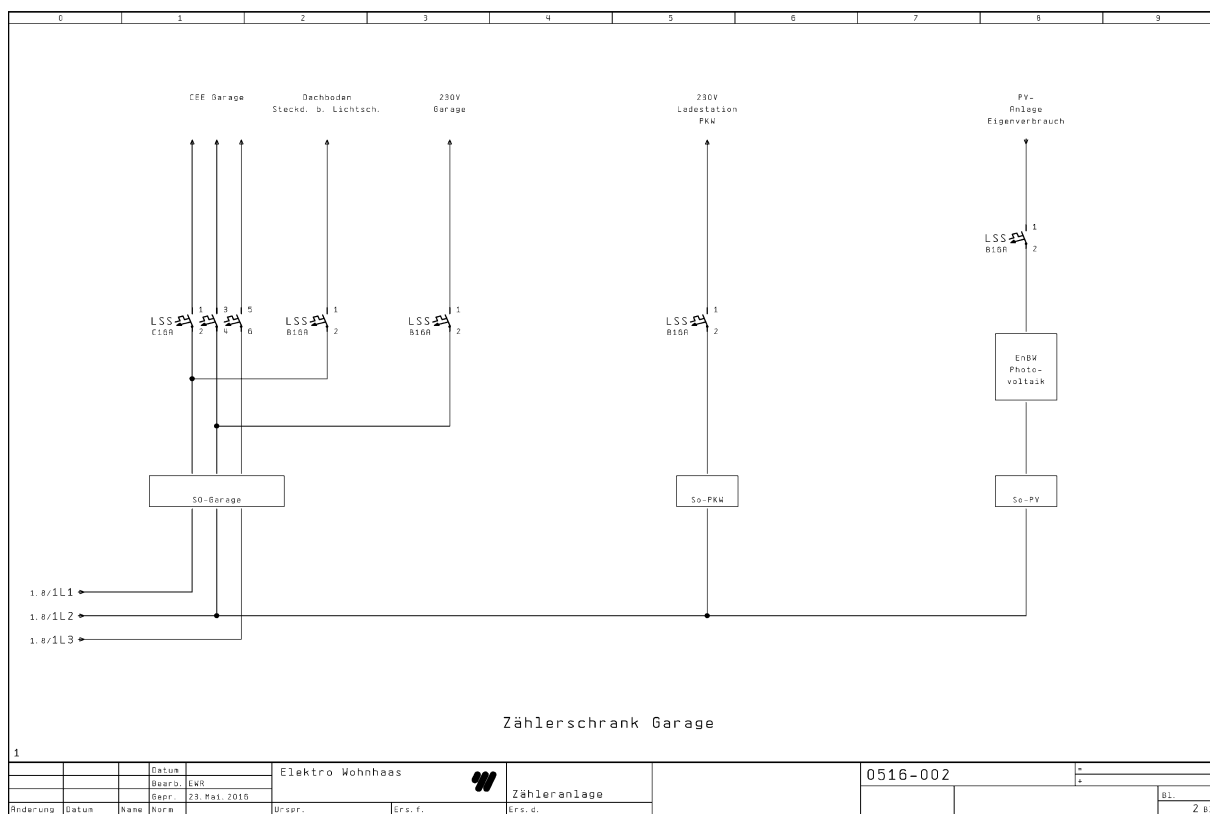
Auswertung der Messdaten aus den Feldtestgebäuden

A.1. Schaltpläne der Gebäude

A.1.1. Schaltplan Gebäude 1

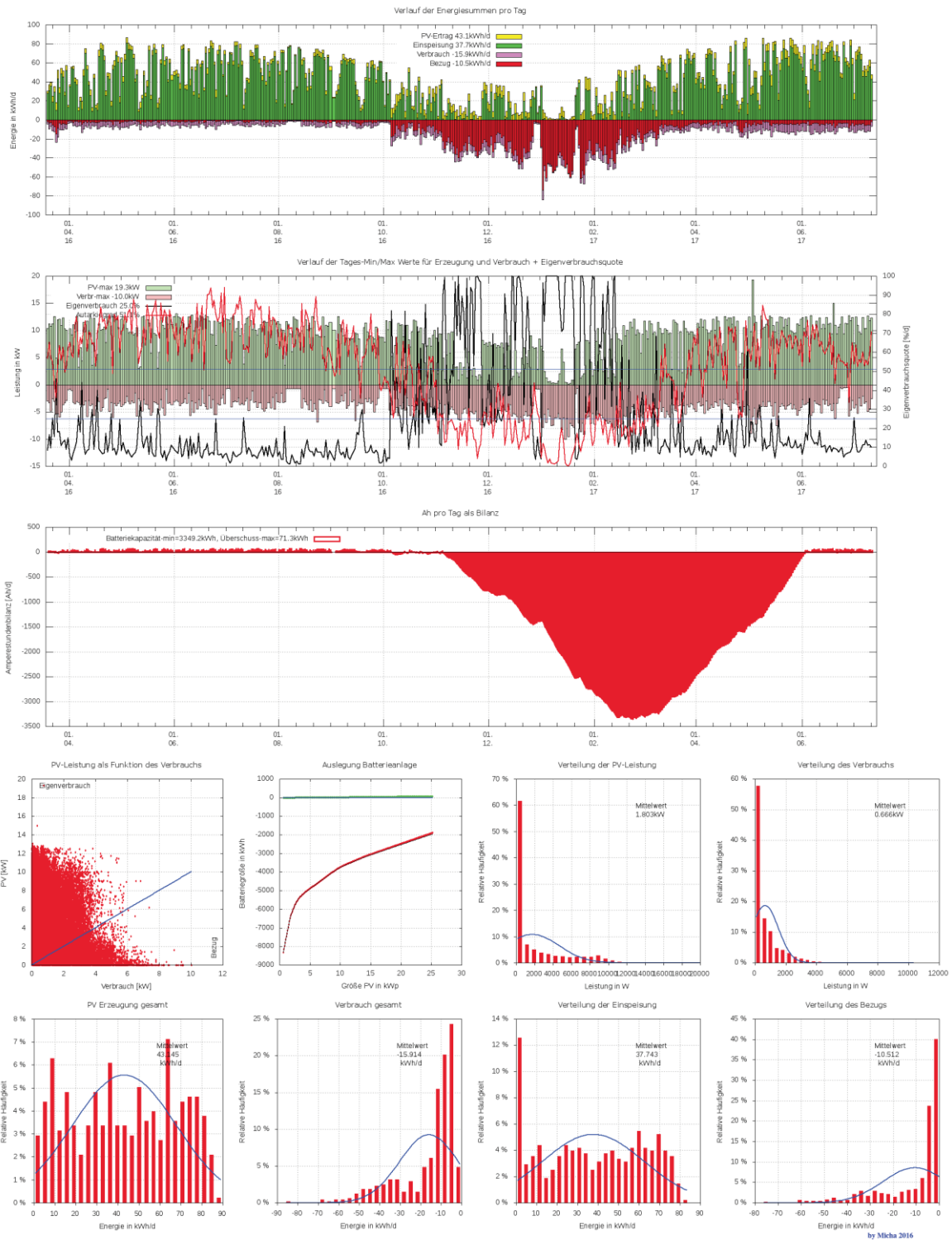


A.1.2. Schaltplan Gebäude 1

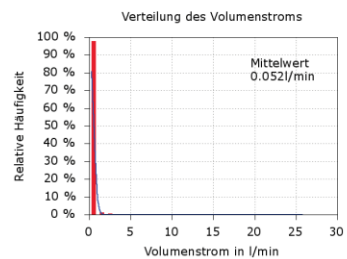
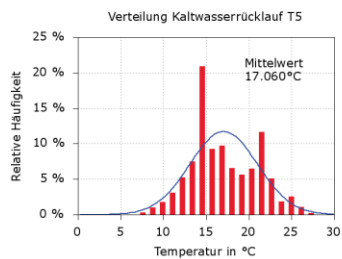
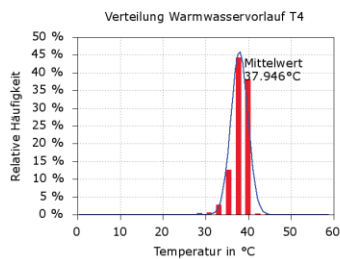
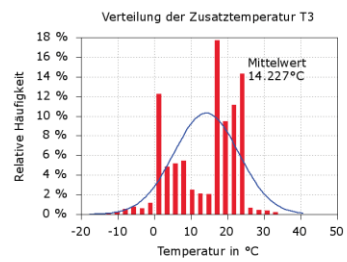
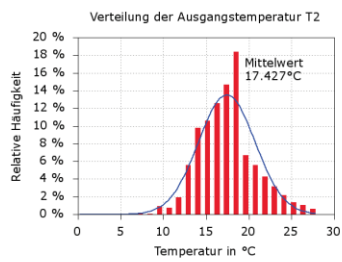
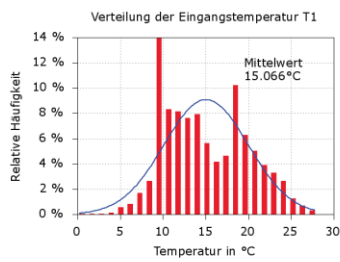
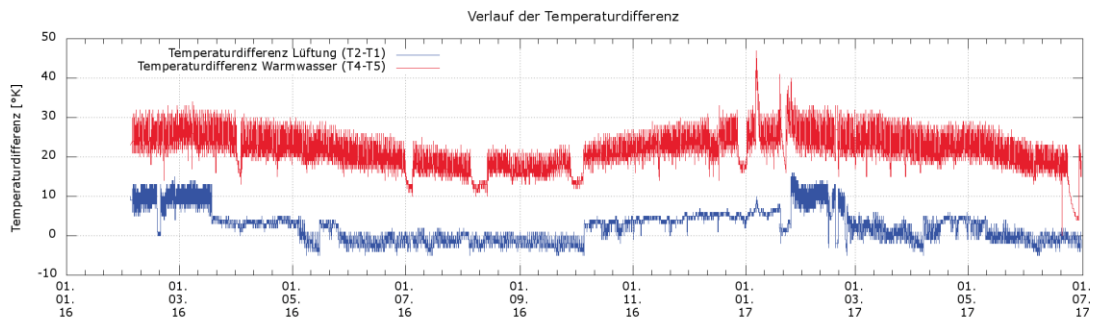
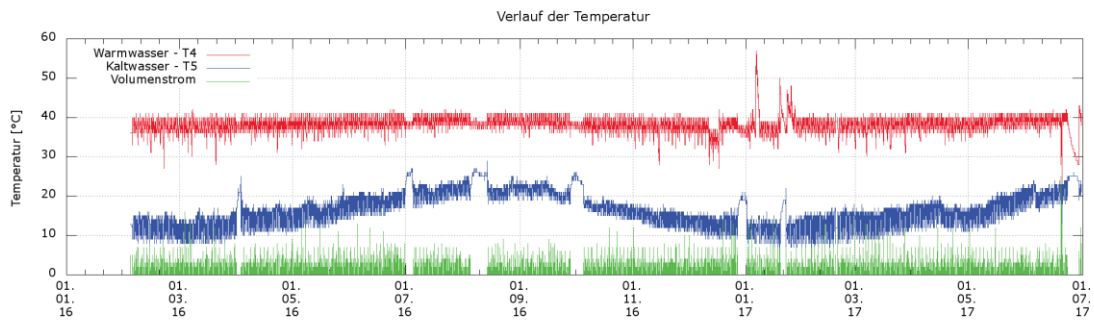
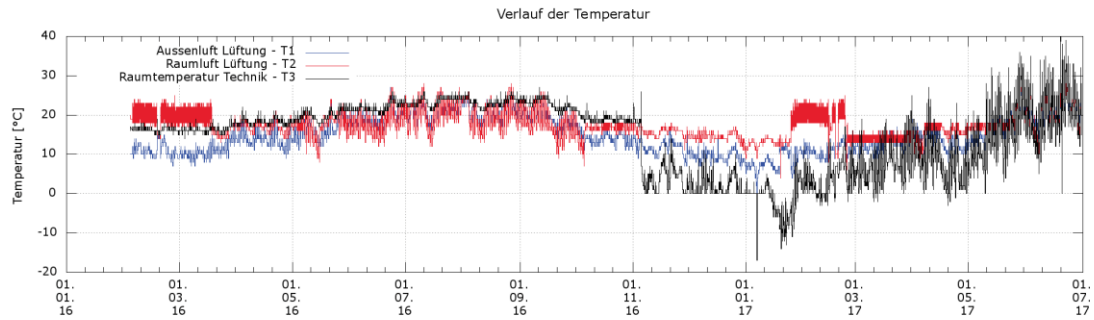


A.2. Analyse der Messdaten

A.2.1. Gebäude 1 elektrische Messdaten

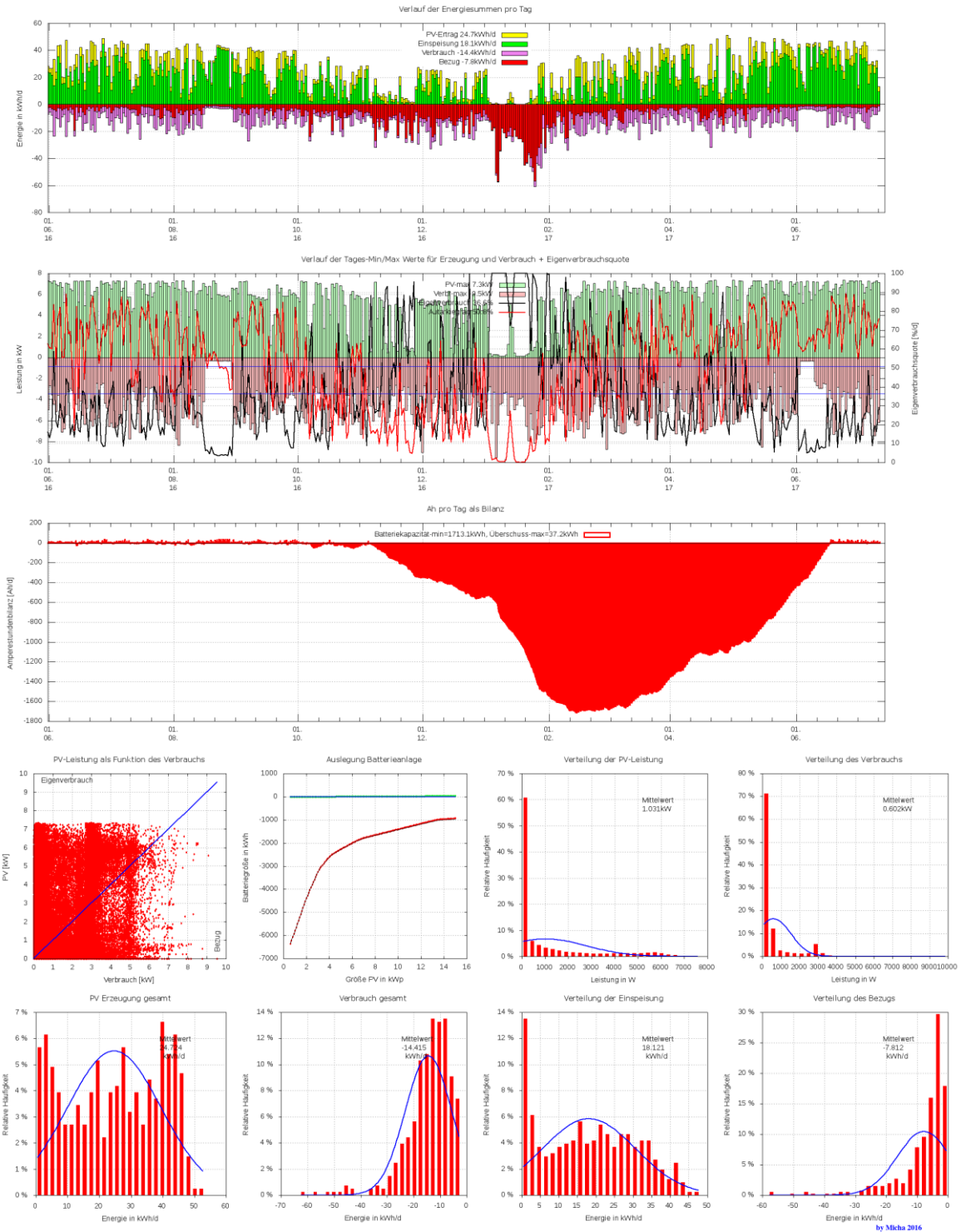


A.2.2. Gebäude 1 thermische Messdaten



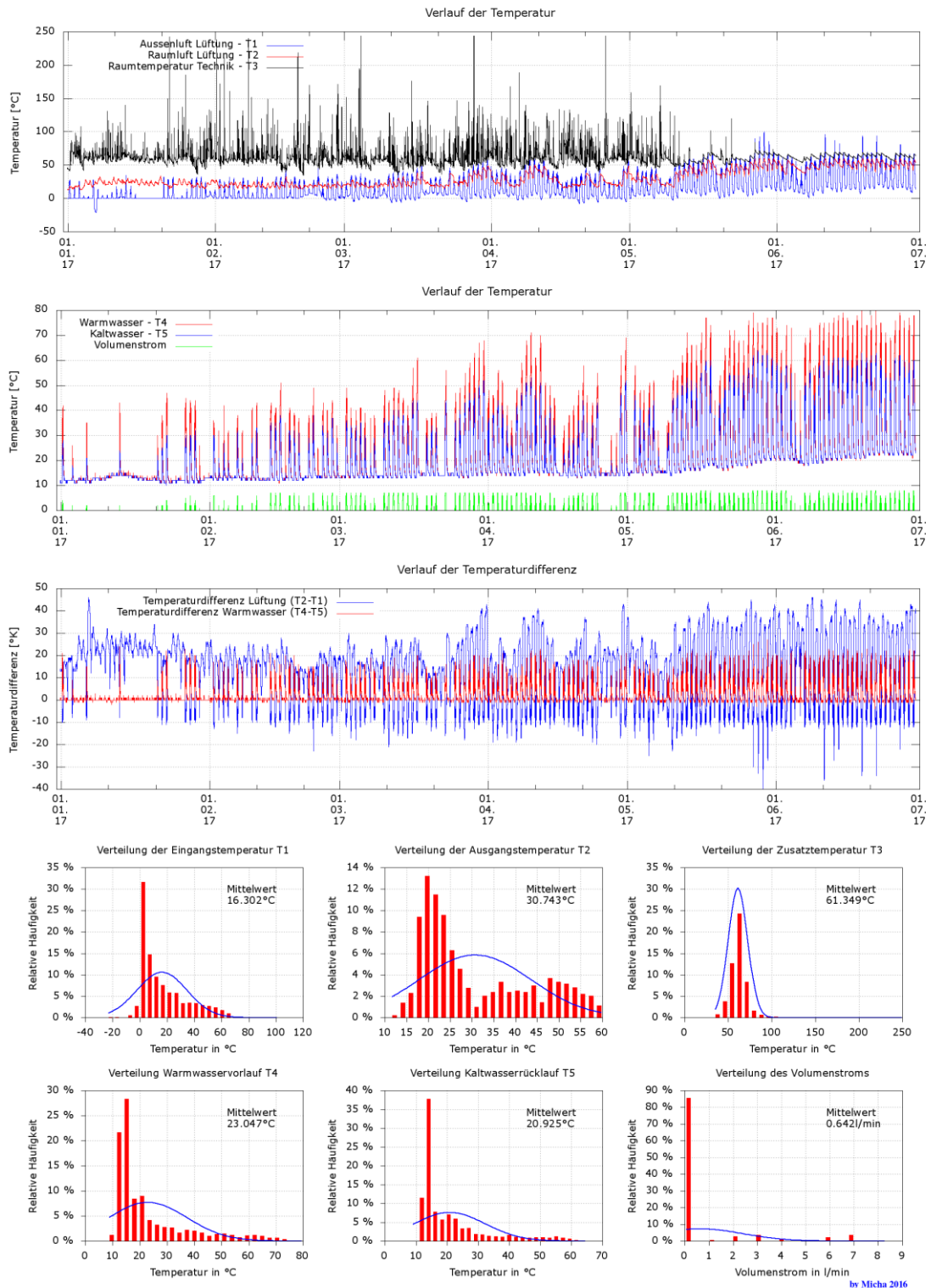
by Micha 2016

A.2.3. Gebäude 2 elektrische Messdaten

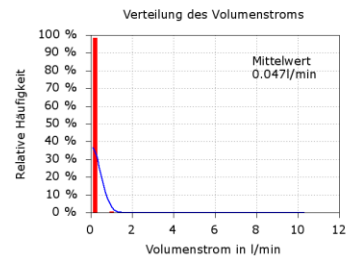
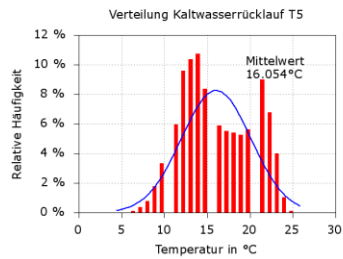
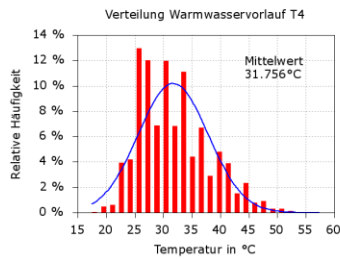
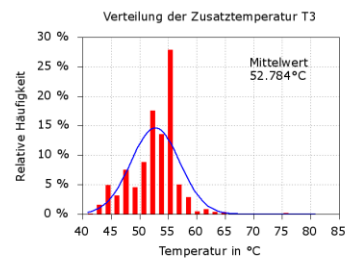
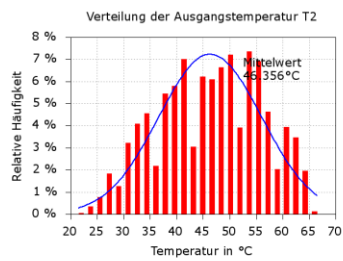
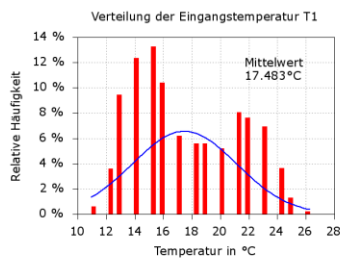
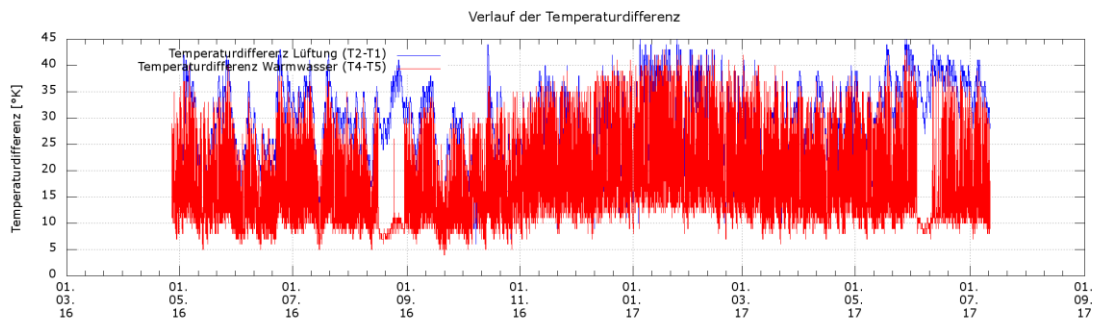
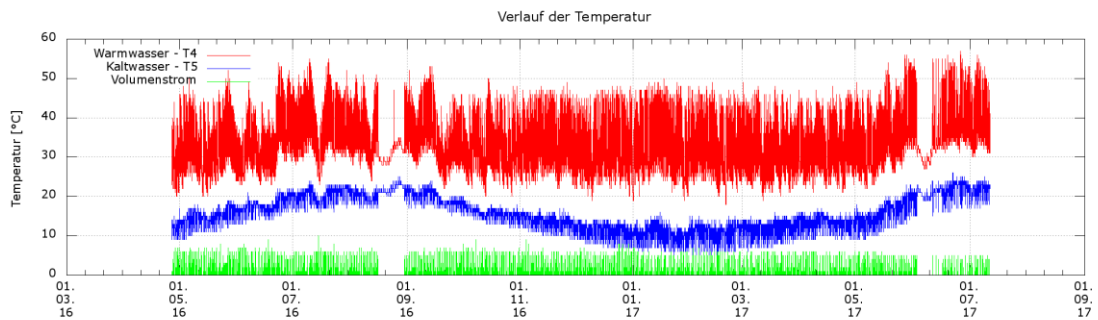
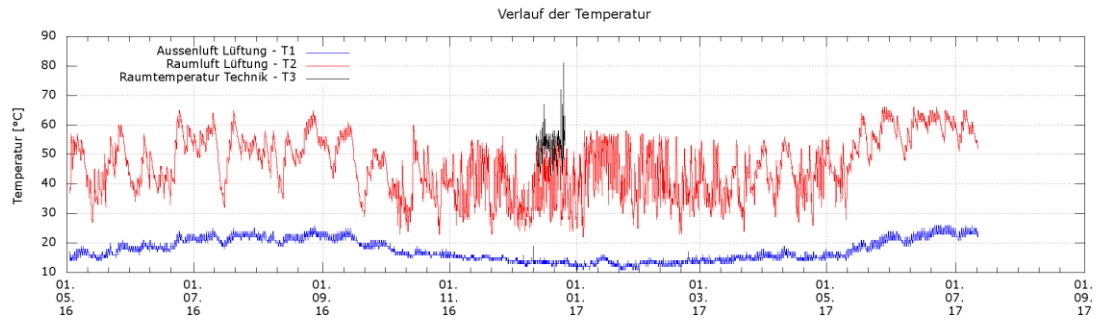


A.2.4. Gebäude 2 thermische Messdaten

A.2.4.1. Thermische Erzeugung



A.2.4.2. Thermischer Verbrauch



by Micha 2016

Veröffentlichungen

Im Rahmen dieses Projektes sind folgende Veröffentlichungen entstanden:

Duschner, Thomas; Klärner, Michael; Trinkl, Christoph; Zörner, Wilfried (2016): *Simulations-basierter Vergleich von solarenergetischer Energieversorgung für Einfamilienhäuser mit unterschiedlichen Effizienzklassen*. In: Ostbayerisches Technologie-Transfer-Institut e.V. (OTTI) (Hg.): 26. Symposium Thermische Solarenergie. Kloster Banz, Bad Staffelstein, 20.-22.04.2016. Regensburg: Ostbayerisches Technologie-Transfer-Institut e.V. (OTTI).

Duschner, Thomas; Klärner, Michael; Zörner, Wilfried (2016): *Gegenüberstellung von Energiekonzepten für Einfamilienhäuser mit solarthermischen als auch solarelektrischen Komponenten*. In: Gleisdorf Solar 2016. 12. Internationale Konferenz für Solares Heizen und Kühlen. Gleisdorf Solar 2016 - 12. Internationale Konferenz für Solares Heizen und Kühlen. Gleisdorf (A), 08.-10.06.2016. AEE INTEC. Gleisdorf: AEE INTEC.

Duschner, Thomas; Klärner, Michael; Zörner, Wilfried (2016): *Energetic and economic comparison of different energy concepts based on solar energy for residential buildings*. In: International Solar Energy Society (ISES) (Hg.): Proceedings of the EuroSun 2016. EuroSun 2016. Palma (Esp), 11.-14.10.2016.

Duschner, Thomas; Klärner, Michael; Zörner, Wilfried (2017): *Heuristisch-prädiktive Regelung von p2h-Systemen in Verbindung mit solarthermischen und solarelektrischen Kollektoren*. In: Ostbayerisches Technologie-Transfer-Institut e.V. (OTTI) (Hg.): 27. Symposium Thermische Solarenergie. Kloster Banz, Bad Staffelstein, 10.-12.5.2017. Regensburg: Ostbayerisches Technologie-Transfer-Inst. e.V. (OTTI).

Duschner, Thomas (in Bearbeitung): *Gestaltung und Analyse der kombinierten solaren Strom- und Wärmeversorgung von Einfamilienhäuser und Siedlungen (Arbeitstitel)*. Dissertation. Technische Universität München.

Literaturverzeichnis

- [1] WIRTH, Harry ; SCHNEIDER, Karin: *Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland*. Fraunhofer ISE. Freiburg, 09.01.2017.
- [2] SOLARENERGIE-FÖRDERVEREIN DEUTSCHLAND: *Solarstrom-Vergütungen im Überblick*. URL <http://www.sfv.de/lokal/mails/sj/verguetu.htm> – Überprüfungsdatum 18.01.2017.
- [3] QUASCHNING, Volker ; WENIGER, Johannes ; TJADEN, Tjarko: *Der unterschätzte Markt*. In: *BWK* (2012), Bd. 64 Nr. 7/8, S. 25–28. URL <http://www.volker-quaschning.de/artikel/2012-08-Der-unterschaetzte-Markt/index.php>.
- [4] STATISTISCHES BUNDESAMT: *Daten zur Energiepreisentwicklung : Lange Reihen von Januar 2000 bis November 2016*. Statistisches Bundesamt. Wiesbaden, 22.12.2016.
- [5] STRESE, Hartmut ; SEIDEL, Uwe ; KNAPE, THORSTEN, BOTTHOF, ALFONS: *Smart Home in Deutschland : Untersuchung im Rahmen der wissenschaftlichen Begleitung zum Programm Next Generation Media (NGM) des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie*. Institut für Innovation und Technik (iit). Berlin, Mai 2010.
- [6] ESSER, Ralf ; KUM, Menes ; MATERZOK, Christoph ; SONNENSCHMIDT, Falk ; WAGNER, Gunther: *Licht ins Dunkel Erfolgsfaktoren für das Smart Home : Studienreihe "Intelligente Netze"*. Deloitte. 2013.
- [7] BUNDESVERBAND INFORMATIONSWIRTSCHAFT, TELEKOMMUNIKATION UND NEUE MEDIEN E.V.: *Eine Million Smart Homes bis 2020*. Berlin, 23. Oktober 2014.
- [8] BUNDESVERBAND INFORMATIONSWIRTSCHAFT, TELEKOMMUNIKATION UND NEUE MEDIEN E.V. ; DELOITTE: *Vor dem Boom – Marktaussichten für Smart Home : Fokusgruppe Connected Home des Nationalen IT-Gipfels*. BITKOM.
- [9] SÖLLNER, Christoph: *Konzeption eines universellen Kommunikationsprotokolls zur Realisierung von Anwendungen im Smart Home*. München, Technische Universität München. Dissertation. 2013-11-21
- [10] QUASCHNING, Volker: *Solare Unabhängigkeitserklärung*. In: *Photo-voltaik 2012*, Nr. 10, S. 50–54. URL <http://www.volker-quaschning.de/artikel/2012-10-solare-unabhaengigkeit/index.php> – Überprüfungsdatum 07.08.2015.
- [11] IKEGAMI, T. ; KATAOKA, K. ; IWAFUNE, Y. ; OGIMOTO, K.: Optimal demand controls for a heat pump water heater under different objective functions. In: *2012 IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON 2012)*, S. 1–6.
- [12] SICHILALU, S. ; XIA, X. ; ZHANG, J.: *Optimal Scheduling Strategy for a Grid-connected Photovoltaic System for Heat Pump Water Heaters*. In: *Energy Procedia* 61 (2014), S. 1511–1514.
- [13] SICHILALU, Sam M. ; XIA, Xiaohua: *Optimal power dispatch of a grid tied-battery-photovoltaic system supplying heat pump water heaters*. In: *Energy Conversion and Management* 102 (2015), S. 81–91.
- [14] VRETTOS, Evangelos ; LAI, KuanLin ; OLDEWURTEL, Frauke ; ANDERSSON, Göran: Predictive Control of Buildings for Demand Response with Dynamic Day-ahead and Real-time Prices. In: *European Control Conference (ECC), 2013 : 17 - 19 July 2013, ETH Zurich, Zurich, Switzerland*. Piscataway, NJ : IEEE, 2013
- [15] NEVES, Diana ; SILVA, Carlos A.: *Modeling the impact of integrating solar thermal systems and heat pumps for domestic hot water in electric systems – The case study of Corvo Island*. In: *Renewable Energy* 72 (2014), S. 113–124.

- [16] TRILLAT-BERDAL, V. ; SOUYRI, B. ; FRAISSE, G.: *Experimental study of a ground-coupled heat pump combined with thermal solar collectors*. In: *Energy and Buildings* 38 (2006), Nr. 12, S. 1477–1484.
- [17] FABNACHT, Tillman ; LOESCH, Manuel ; WAGNER, Andreas: *Simulation Study of a Heuristic Predictive Optimization Scheme for Grid-Reactive Heat Pump Operation*. In: DZELZITIS, Egils (Hrsg.): *Advanced HVAC and Natural Gas Technologies*, S. 132.
- [18] GLÜCK, C. ; FABNACHT, T. ; LEIBFRIED, U.: *Simulationsstudie zur Integration von PV-Modulen und PVT-Kollektoren in ein Solar-Wärmepumpensystem*. In: Ostbayerische Technologie Transfer-Institut (OTTI) (Hrsg.): *24. Otti Symposium Thermische Solarenergie*, 2014
- [19] LOESCH, Manuel ; HUFNAGEL, Dominik ; STEUER, Sebastian ; FABNACHT, Tillman ; SCHMECK, Hartmut: *Demand side management in smart buildings by intelligent scheduling of heat pumps*. In: *2014 IEEE International Conference on Intelligent Energy and Power Systems (IEPS)*, S. 1–6.
- [20] TIMETOACT SOFTWARE & CONSULTING GMBH: *Standardlastprofile Strom*. URL https://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_Standartlastprofile. – Aktualisierungsdatum: 2016-05-10 – Überprüfungsdatum 15.03.2017.
- [21] PFLUGRADT, Noah: *LoadProfileGenerator*, 2017. URL <http://www.loadprofilegenerator.de/download/>.
- [22] PFLUGRADT, Noah: *Load Profile Generator User Manual : By Noah Pflugradt*.
- [23] VDI-Richtlinie 4655. 2008. *Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilien-häusern für den Einsatz von KWK-Anlagen*
- [24] LOGA, Tobias ; STEIN, Britta ; DIEFENBACH, Nikolaus ; BORN, Rolf: *Deutsche Wohngebäudetypologie : Beispielhafte Maßnahmen Beispielhafte Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz von typischen Wohngebäuden*. Darmstadt, 10.02.2015.
- [25] *Deutsche Gebäudetypologie : Systematik und Datensätze*. Institut für Wohnen und Umwelt.
- [26] DOTT, Ralf ; HALLER, Michel Y. ; RUSCHENBURG, Jörn ; OCHS, Fabian ; BONY, Jacques: *The Reference Framework for System Simulations of the IEA SHC Task 44 / HPP Annex 38 Part B: Buildings and Space Heat Load : A technical report of subtask C Report C1 Part B*. 06.09.2013.
- [27] JORDAN, Ulrike ; VAJEN, Klaus: *DHWcalc: Program to generate domestic hot water profiles with statistical means for user defined conditions*, 2005
- [28] TJADEN, Tjarko: *Techno-ökonomischer Vergleich von Solarthermieanlagen mit Photovoltaik-Wärmepumpen-Systemen mittels dynamischer Simulation*. 22.04.2013.
- [29] QUASCHNING, Volker: *Sektorkopplung durch die Energiewende : Anforderungen an den Ausbau erneuerbarer Energien zum Erreichen der Pariser Klimaschutzziele unter Berücksichtigung der Sektorkopplung*. Berlin, 20.06.2016.
- [30] UMWELTBUNDESAMT: *Ausbauziele der erneuerbaren Energien*. URL <http://www.umweltbundesamt.de/daten/energiebereitstellung-verbrauch/ausbauziele-der-erneuerbaren-energien>. – Aktualisierungsdatum: 2015-08-12 – Überprüfungsdatum 12.08.2015.
- [31] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE: *Erneuerbare Energien im Jahr 2014 : Erste Daten zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland auf Grundlage der Angaben der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik*. BMWi. Berlin, 27. Februar 2015.
- [32] GESTHUIZEN, Jan: *Anteil erneuerbare Wärme stagniert 2014*. In: *Sonne, Wind & Wärme 2015* (2015), 07-08. URL <http://www.sonnewindwaerme.de/solarthermie/bioenergie/waerme-pumpe/anteil-erneuerbare-waerme-stagniert-2014> – Überprüfungsdatum 12.08.2015.

- [33] STATISTA: *Anteil der Wärmepumpen im Neubau in Deutschland bis 2015 | Statistik*. URL <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/237364/umfrage/bedeutung-der-waermepumpen-im-neubau-in-deutschland/> – Überprüfungsdatum 04.04.2017.
- [34] STATISTA: *Anteil am Stromverbrauch nach Sektoren in Deutschland 2015 | Statistik*. URL <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/236757/umfrage/stromverbrauch-nach-sektoren-in-deutschland/> – Überprüfungsdatum 05.04.2017.
- [35] STATISTA: *Stromverbrauch in Deutschland bis 2015 | Statista*. URL <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/164149/umfrage/netto-stromverbrauch-in-deutschland-seit-1999/> – Überprüfungsdatum 05.04.2017.
- [36] QUASCHNING, Volker ; WENIGER, Johannes ; BERGNER, Joseph ; TJADEN, Tjarko: Sektorkopplung durch die Energiewende: Warum wir weit mehr als 200 GW Photovoltaik für die deutsche Energiewende brauchen. In: Ostbayerische Technologie Transfer-Institut (OTTI) (Hrsg.): *32. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, 2017
- [37] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY: *Potential for Building Integrated Photovoltaics : Achievable levels of electricity from photovoltaic roofs and façades: methodology, case studies, rules of thumb and determination of the potential of building integrated photovoltaics for selected countries*. Photovoltaic power systems programme. Schweiz, 2002.
- [38] DUSCHNER, Thomas ; KLÄRNER, Michael ; ZÖRNER, Wilfried: Gegenüberstellung von Energiekonzepten für Einfamilienhäuser mit solarthermischen als auch solarelektrischen Komponenten. In: *Gleisdorf Solar 2016 : 12. Internationale Konferenz für Solares Heizen und Kühlen*. Gleisdorf : AEE INTEC, 2016
- [39] QUASCHNING, Volker ; WENIGER, Johannes ; TJADEN, Tjarko: *Optimale Dimensionierung von PV-Speichersystemen*. In: *pv magazine* (2013), 01/2013, S. 70–75.
- [40] EICKER, Ursula: *Solare Technologien für Gebäude : Grundlagen und Praxisbeispiele*. 2., vollständig überarbeitete Auflage. Wiesbaden : Vieweg+Teubner Verlag / Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH Wiesbaden, 2012 (Studium)
- [41] *MATLAB/Simulink* : The MathWork Inc. URL <http://de.mathworks.com/help/simulink/index.html>.
- [42] LOHMANN, Sarah: *Einführung in die Software MATLAB® - Simulink® und die Toolboxen CARNOT und Stateflow® zur Simulation von Gebäude- und Heizungstechnik*. Fachhochschule Düsseldorf. Oktober 2013.
- [43] HAFNER, Bernd ; PLETTNER, Johannes ; WENHÖNER, Carsten ; WENZEL, Thomas: *CARNOT Blockset Version 1.0 : Conventional And Renewable eNergy systems OpTimization Blockset User's Guide*. Solar-Institut Juelich. Juelich.
- [44] BRINKMANN, Klaus: Energiemanagementsysteme für PV-Hybridsysteme : Klassifizierung und Systematisierung. In: Ostbayerische Technologie Transfer-Institut (OTTI) (Hrsg.): *23. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, 2008
- [45] REY, Günter Daniel ; WENDER, Karl F.: *Neuronale Netze : Eine Einführung in die Grundlagen, Anwendungen und Datenauswertung*. 2., vollst. überarb. und erw. Aufl. Bern : Huber, 2011
- [46] JUNGWIRTH, Johannes: *Lastmanagement in Gebäuden : Entwicklung einer modellprädiktiven Regelung mit einem adaptiven Gebäudemodell zur Flexibilisierung der Wärme- und Kälteversorgung von Gebäuden*. München, Technische Universität München. Dissertation

- [47] BRIEGEL, Ramón ; FILZEK, Dirk ; RITTER, Peter: *RegModHarz Regenerative Modellregion Harz - Stromlastprognose*. 24.05.2012.
- [48] VOGEL, Jürgen: *Prognose von Zeitreihen : Eine Einführung für Wirtschaftswissenschaftler*. Wiesbaden : Springer Gabler, 2015
- [49] MERTENS, Peter ; RÄSSLER, Susanne: *Prognoserechnung (German Edition)*. Dordrecht : Springer, 2005
- [50] MARCHTHALER, Reiner ; DINGLER, Sebastian: *Kalman-Filter : Einführung in die Zustandsschätzung und ihre Anwendung für eingebettete Systeme*. 1. Auflage 2017. Wiesbaden, s.l. : Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH, 2017
- [51] HIRSCH, Christian: *Fahrplanbasiertes Energiemanagement in Smart Grids*. Dissertation. 2015. URL <http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:0072-564973>.
- [52] GERWIG, Carola: Short Term Load Forecasting for Residential Buildings—An Extensive Literature Review, Bd. 39. In: NEVES-SILVA, Rui; JAIN, Lakhmi C.; HOWLETT, Robert J. (Hrsg.): *Intelligent Decision Technologies*. Cham : Springer International Publishing, 2015 (Smart Innovation, Systems and Technologies), S. 181–193.
- [53] SCHNORR, Felix ; HINZE, Heinrich: *Erstellung von Lastprognosen für den elektrischen Strombedarf von Einfamilienhäuser*. Berlin, Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin. Projektarbeit
- [54] REUTER, Heinz: *Methoden und Probleme der Wettervorhersage*. Berlin, Heidelberg, s.l. : Springer Berlin Heidelberg, 1954
- [55] *Wetterprognosen | Meteotest : Meteotest*. URL <https://meteotest.ch/geschaeftsbereich/wetterprognose> – Überprüfungsdatum 03.05.2017.
- [56] BOTT, Andreas: *Synoptische Meteorologie : Methoden der Wetteranalyse und -prognose*. 2. Auflage 2016. Berlin, Heidelberg : Springer Spektrum, 2016
- [57] *Effiziento: Leistungsdiagramme - Luft/Wasser-Wärmepumpe – Heizung und Brauchwasser bis 8 kW*. URL http://www.effiziento.de/leistungsdiagramme_luft-wasser-waermepumpe_heizung_brauchwasser_8kw.html – Überprüfungsdatum 29.05.2017.
- [58] WEHMHÖRNER, Urs: *Multikriterielle Regelung mit temperaturbasierten Speicherzustandsbestimmung für Mini-KWK-Anlagen*. München, Technische Universität. Dissertation. 2011
- [59] SCHELLONG, Wolfgang: *Analyse und Optimierung von Energieverbundsystemen*. Berlin, Heidelberg : Springer Vieweg, 2016
- [60] BACKHAUS, Klaus ; ERICHSON, Bernd ; PLINKE, Wulff ; WEIBER, Rolf: *Multivariate Analysemethoden : Eine anwendungsorientierte Einführung*. 14., überarbeitete und aktualisierte Auflage. Berlin, Heidelberg : Springer Gabler, 2016
- [61] VDI 2067 - Blatt 1. 2012. *Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen*
- [62] HEGNER, Miriam: *Energiespeicher - Eine entscheidende Säule der Energiewende (Stationäre Energiespeicher und deren Netzintegration)*. Regensburg, 20. Februar 2017.
- [63] DEUTSCHER BUNDESTAG - WISSENSCHAFTLICHEN DIENSTE: *Sachstand Primärenergiefaktoren, WD 5 - 3000 - 103/16*. 2016-12-09
- [64] MEMMLER, Michael ; SCHREMPF, Ludger ; HERMANN, Sebastian ; SCHNEIDER, Sven ; PABST, Jeannette ; DREHER, Marion: *Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger*. Umweltbundesamt. Berlin, 2014.