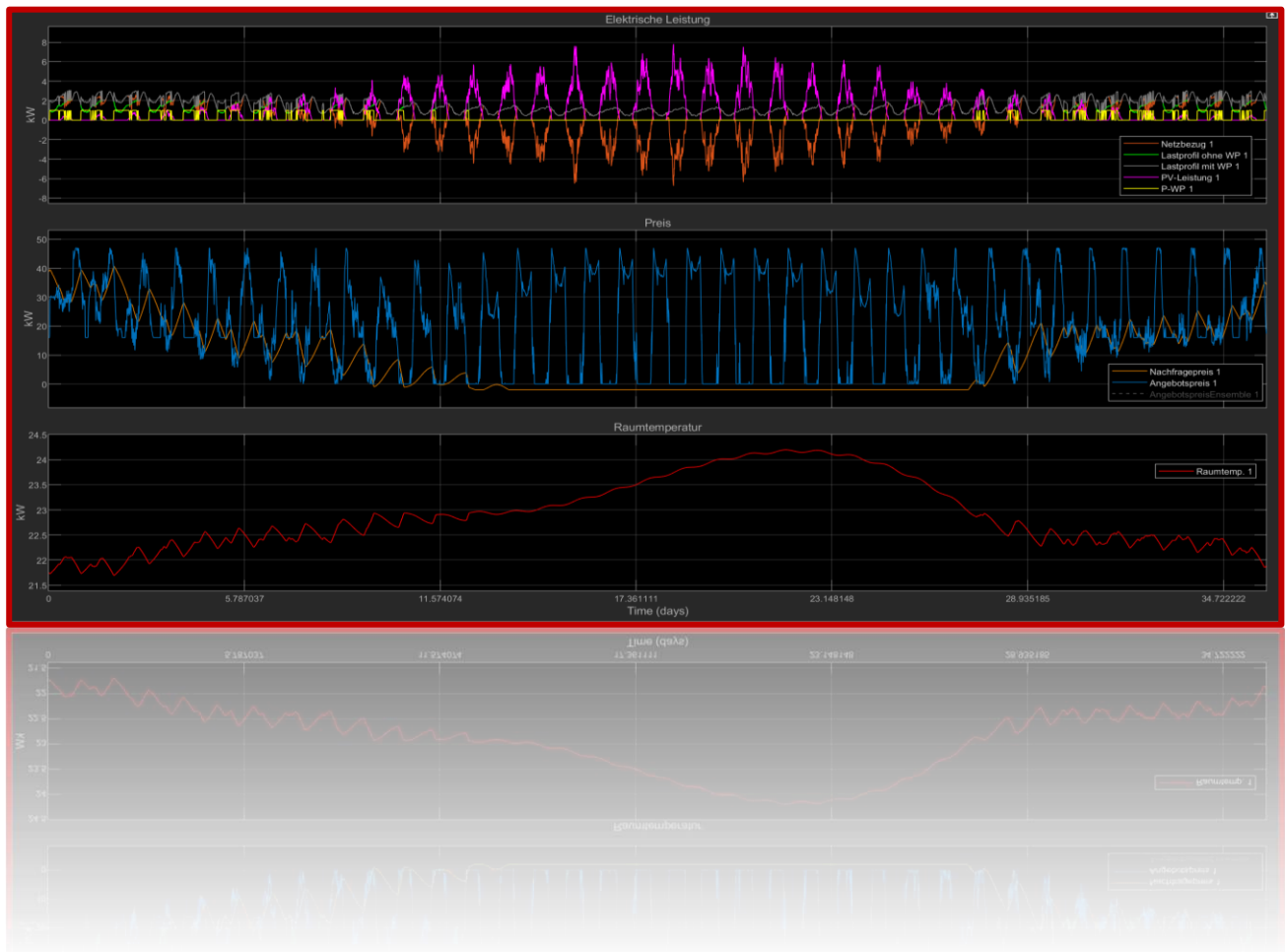


Simulationstechnische Untersuchung dynamischer Stromtarife und Schwarmverhalten von Prosumern

Bachelor-Thesis



Titelbild: Ausschnitt aus den Simulationsergebnissen

Projektnummer: **EUT-P6-25HS/26FS**

Auftraggeber: **Prof. Dr. David Zogg**
(Smart Energy Engineering GmbH)

Projektcoach: **Prof. Dr. Thomas Besselmann**
(Institut für Automation FHNW)

Industrieexperte: **Herr Ramon Dätwyler**

Student: **Dorje Latshang**
(Energie- und Umwelttechnik)

Abstract

Im Zuge der Energiewende gewinnen flexible Verbrauchsstrategien im Niederspannungsnetz zunehmend an Bedeutung. Insbesondere elektrisch betriebene Wärmepumpen in Kombination mit der thermischen Speicherwirkung von Gebäuden bieten ein relevantes Potenzial zur zeitlichen Verschiebung elektrischer Lasten. Gleichzeitig schaffen dynamische Stromtarife ökonomische Anreize, welche das Betriebsverhalten von Haushalten und Prosumern gezielt beeinflussen können.

Ziel dieser Bachelorarbeit ist die Entwicklung und Untersuchung einer parametrierbaren Simulationsumgebung in MATLAB/Simulink zur Analyse preisbasierter Wärmepumpenregelung unter zeitvariablen Stromtarifen. Im Zentrum steht ein vereinfachtes thermisches Einzonenmodell eines Gebäudes, das mit einem Wärmepumpenmodell, Photovoltaikerzeugung, Haushaltslastprofilen sowie verschiedenen Tarifmodellen gekoppelt wird. Die thermische Speicherwirkung der Gebäudemasse wird als lineares System erster Ordnung abgebildet. Untersucht werden die Auswirkungen auf Netzdienlichkeit, Stromenergiekosten, thermischen Komfort und mögliches Schwarmverhalten mehrerer Prosumer.

Die Simulationsergebnisse zeigen, dass eine preisbasierte Ansteuerung der Wärmepumpe grundsätzlich zur Lastverschiebung beitragen kann. Der Betrieb der Wärmepumpe wird vermehrt in Zeitfenster mit tieferen Strompreisen verlagert, wodurch in den untersuchten Szenarien Stromenergiekosten reduziert werden können. Gleichzeitig bleibt der definierte thermische Komfortbereich im Modell eingehalten. Die Resultate zeigen jedoch auch, dass die Wirksamkeit stark von der Tarifstruktur, der thermischen Trägheit des Gebäudes sowie dem aggregierten Verhalten mehrerer Haushalte abhängt.

Hinsichtlich des Schwarmverhaltens deuten die Ergebnisse darauf hin, dass dynamische Tarife kollektive Effekte auslösen können. Im untersuchten Simulationskollektiv wurde beim dynamischen Echtzeittarif jedoch keine ausgeprägte neue Gleichzeitigkeit beobachtet. Aufgrund der begrenzten Anzahl simulierter Haushalte sind diese Ergebnisse als Tendenzen zu interpretieren. Die entwickelte Simulationsumgebung bildet damit eine methodische Grundlage für weiterführende Untersuchungen zur netz- und tarifgekoppelten Betriebsoptimierung dezentraler Energiesysteme.

Management Summary

Der Umbau des Energiesystems führt zunehmend zu einer dezentralen und wetterabhängigen Stromerzeugung. Insbesondere Photovoltaik- und Windenergie verursachen zeitlich schwankende Einspeisungen, während gleichzeitig flexible elektrische Verbraucher wie Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge und Haushaltsgeräte an Bedeutung gewinnen. Dadurch entstehen neue Anforderungen an das Stromnetz. Neben dem klassischen Netzausbau rückt deshalb die zeitliche Anpassung des Stromverbrauchs an die verfügbare Erzeugung stärker in den Fokus. Dynamische Stromtarife können dabei als Schnittstelle zwischen Netzbetreiber und Haushalt wirken, indem sie finanzielle Anreize zur Lastverschiebung setzen.

Ziel dieser Bachelorarbeit ist die Entwicklung und Untersuchung einer parametrierbaren Simulationsumgebung in MATLAB/Simulink. Damit soll analysiert werden, wie sich Haushalte mit Wärmepumpe, Photovoltaikanlage und thermischer Gebäudemasse unter verschiedenen Stromtarifen verhalten. Im Zentrum steht die Frage, ob eine preisbasierte Regelung der Wärmepumpe zur Reduktion von Lastspitzen beitragen kann, ob daraus ein wirtschaftlicher Anreiz für Prosumer entsteht und ob der thermische Komfort eingehalten wird. Zusätzlich wird untersucht, ob bei mehreren ähnlich geregelten Haushalten ein problematisches Schwarmverhalten auftreten kann. Die Untersuchung erfolgt anhand der Bewertungsperspektiven Netzdienlichkeit, wirtschaftlicher Anreiz, thermischer Komfort und Schwarmverhalten.

Als methodische Grundlage wurde zunächst eine Literatur- und Projektrecherche durchgeführt. Dabei wurden dynamische Stromtarife, Energiemanagementsysteme, thermische Speicherwirkung von Gebäuden sowie das Referenzprojekt Möriken-Wildegg betrachtet. Anschliessend wurde ein modulares Simulationsmodell aufgebaut. Das Gebäude wird als vereinfachtes thermisches Einzonenmodell erster Ordnung abgebildet. Die Gebäudemasse dient dabei als thermischer Speicher. Ergänzend wurden eine Wärmepumpe, Haushaltslasten, Photovoltaikerzeugung, verschiedene Tarifmodelle sowie eine preisabhängige Regelungslogik nach Vorbild des Möriken-Wildegg Projekts implementiert.

Die Ergebnisse zeigen, dass eine preisbasierte Ansteuerung der Wärmepumpe grundsätzlich zur Lastverschiebung beitragen kann. Die Wärmepumpe wird vermehrt in Zeiträume mit tieferen Strompreisen verlagert, während der Betrieb in teuren Zeitfenstern reduziert oder verzögert wird. Dadurch kann die Gebäudemasse als vorhandener thermischer Speicher genutzt werden, ohne dass zusätzliche Batteriespeicher erforderlich sind. Die Wirksamkeit hängt jedoch stark von der Tarifstruktur, der thermischen Trägheit des Gebäudes und dem aggregierten Verhalten mehrerer Haushalte ab.

Auch aus wirtschaftlicher Sicht zeigt die Simulation einen Anreiz zur preisbasierten Betriebsweise. In allen betrachteten Gebäudetypen liegen die plausibilisierten Stromenergiekosten der preisgeregelten Varianten unter denjenigen der konventionell geregelten Vergleichsvarianten. Beim Gebäudetyp «Altbau, schwer» sinken die modellbasiert skalierten Stromenergiekosten von rund 2'898 CHF auf rund 2'558 CHF. Dies entspricht einer Einsparung von rund 340 CHF beziehungsweise 11.7 %. Beim Gebäudetyp «Neubau, schwer» beträgt die Einsparung rund 48.50 CHF beziehungsweise 4.2 %, beim Gebäudetyp «Neubau, leicht» rund 39.80 CHF beziehungsweise 3.3 %. Die grösste Einsparung tritt somit beim Altbau auf, ist jedoch vor allem auf den hohen Wärmebedarf und die höheren Ausgangskosten zurückzuführen. Die energetische Sanierung der Gebäudehülle bleibt daher insbesondere bei Altbauten der wichtigere langfristige Hebel, während die dynamische Preisregelung primär den Zeitpunkt des Strombezugs optimiert. Die berechneten Einsparungen stellen modellbasierte Vergleichswerte dar und sind nicht als exakte Prognose realer Jahresstromkosten zu interpretieren. Sie zeigen den relativen wirtschaftlichen Vorteil der preisbasierten Regelung innerhalb der gewählten Simulationsannahmen.

Hinsichtlich des thermischen Komforts zeigen die Ergebnisse, dass der definierte Komfortbereich in den untersuchten Szenarien nicht verlassen wird. Die Nutzung der Gebäudemasse als Speicher wirkt direkt auf die Raumtemperatur und ist deshalb regelungstechnisch anspruchsvoller als die Nutzung technischer Speicher wie Batterien oder Warmwasserspeicher. Die beobachteten Temperaturschwankungen bleiben jedoch gering und bewegen sich im Bereich von etwa 0.6 bis 0.7 K. Damit treten im Modell keine relevanten Komforteinbussen auf. Ein möglicher Mehrverbrauch durch zeitweise erhöhte Raumtemperaturen wurde jedoch nicht gesondert untersucht und bleibt ein weiterführender Untersuchungsbedarf.

Die Betrachtung des Schwarmverhaltens zeigt, dass dynamische Tarife auch kollektive Effekte zwischen mehreren Prosumern auslösen können. In der vorliegenden Simulation wurde beim dynamischen Echtzeittarif jedoch keine ausgeprägte neue Gleichzeitigkeit der Wärmepumpen beobachtet. Der Vergleich mit dem Day-Ahead-Tarif deutet darauf hin, dass fest vorgegebene günstige Preisfenster eher zu höheren Lastspitzen und stärkerer Gleichzeitigkeit führen können. Aufgrund des kleinen Simulationskollektivs von zwölf Haushalten ist diese Beobachtung jedoch nur als Tendenz zu bewerten. Belastbare Aussagen zum Schwarmverhalten grösserer Prosumer-Gruppen erfordern weiterführende Simulationen mit grösseren und heterogeneren Kollektiven.

Zusammenfassend zeigt die Arbeit, dass dynamische Stromtarife in Kombination mit automatisierter Wärmepumpenregelung und thermischer Gebäudemasse ein wirksames Instrument zur Aktivierung von Flexibilität im Haushaltsbereich sein können. Sie ermöglichen Lastverschiebung, können Stromkosten reduzieren und lassen sich im Modell ohne Komfortverletzung umsetzen. Gleichzeitig zeigen die Ergebnisse klar die Grenzen des Ansatzes: Die Modellresultate sind nicht als exakte Prognose realer Stromkosten zu verstehen, und die kollektive Dynamik vieler Prosumer muss gezielt berücksichtigt und weiter untersucht werden. Die entwickelte Simulationsumgebung bildet damit eine methodische Grundlage für weiterführende Untersuchungen zur netz- und tarifgekoppelten Betriebsoptimierung dezentraler Energiesysteme.

Inhaltsverzeichnis

Abstract	iii
Management Summary.....	iv
Teil I: Energiewende und die Rolle dynamischer Stromtarife im Stromsystem	8
1 Einleitung und Problemstellung	9
1.1 Energiewende und Systemtransformation	9
1.2 Problemstellung	10
2 Untersuchungsziel und Motivation	11
3 Modellierungsansatz und Simulationsmethodik	12
3.1 Simulationsumgebung MATLAB/Simulink	12
3.2 Forschungs- und Arbeitsmethodik.....	12
4 Dynamischer Stromtarif im Strommarkt.....	13
4.1 Begrifflichkeit des Dynamischen Stromtarifs	13
4.2 Wie kommt der dynamische Stromtarif zustande?	14
5 Rolle von Energiemanagementsystemen in Haushalten	18
6 Flexible Haushaltslasten und Energiespeicher	18
6.1 Vergleich von Energiespeichertechnologien	20
Teil II: Preisbasierte Regelstrategien und Referenzsystem dynamischer Stromtarife	23
7 Referenzprojekt Überbauung Möriken-Wildegg	24
8 Wechselwirkungen zwischen Netzdienlichkeit und Eigenoptimierung	25
Teil III: Aufbau und Implementierung des Simulationsmodells.....	26
9 Aufbau des Simulationsmodells	27
9.1 Modellierungsansatz und Architektur	27
9.2 Gebäudemodell.....	27
9.3 Vereinfachende Annahmen der Simulation	40
9.4 Übersicht des Simulationsmodells	42
9.5 Bibliothek der entwickelten Simulink-Blöcke.....	43
9.6 Struktur des Simulink-Modells	44
9.7 Technische Komponenten.....	51
9.8 Umgebungsparameter.....	61
9.9 Haushaltslasten.....	63
9.10 Modellierung des Netzgrundlastgenerators.....	69
9.11 Tarif- und Preisbildung	72
9.12 Raumtemperaturgeführter Regler (konventionell).....	84
9.13 Simulink-Block zur Berechnung der Stromenergiekosten	85
Teil IV: Durchführung der Untersuchung, Analyse der Ergebnisse und Schlussdiskussion.....	88
10 Simulationsuntersuchung.....	89

10.1	Zielsetzung und Bewertungsperspektiven	89
10.2	Parametrierung der Simulation	89
10.3	Simulationsszenarien.....	91
10.4	Ergebnisse der Simulationsuntersuchung	92
10.5	Diskussion der Ergebnisse.....	106
10.6	Fazit.....	115
Quellenverzeichnis		117
Eigenständigkeitserklärung.....		119
Hilfsmittelverzeichnis		120
Anhang A:	<i>Stromtarife des Elektrizitätswerks EKZ – gültig ab 1. Januar 2026</i>	121
Anhang B:	<i>Simulationsergebnisse.....</i>	125
	Ergebnis auf Ensembleebene	125
	Ergebnisse der Hausmodule.....	127
	Lastspitzen pro Tag über die 36-tägige Simulation	133
	Negative Lastspitzen durch PV-Einspeisung	137

Teil I: Energiewende und die Rolle dynamischer Stromtarife im Stromsystem

1 Einleitung und Problemstellung

1.1 Energiewende und Systemtransformation

Im Zuge der Energiewende und mit der Annahme des Stromgesetzes «Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien» wurden die regulatorischen und gesetzlichen Rahmenbedingungen geschaffen, um den Ausbau erneuerbarer Energien zu erleichtern und zu beschleunigen [1]. Das Gesetz ist ein zentraler Bestandteil der energiepolitischen Strategie zur Umsetzung der Energiestrategie 2050 und leistet einen wichtigen Beitrag zur Stärkung der inländischen Stromproduktion aus nachhaltigen Energiequellen wie Wasser-, Solar- und Windkraft [1].

Energiedashboard Schweiz (BFE)

Bruttoenergieverbrauch

Jährliche Aktualisierung - Stand Juli 2025

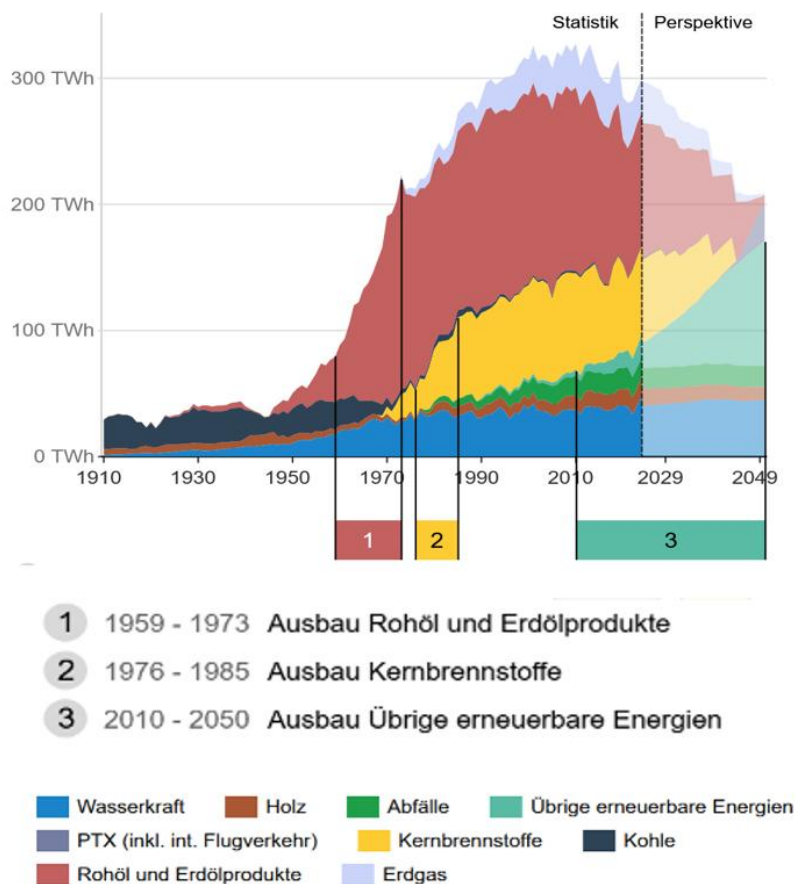


Abbildung 1, Energiedashboard des BFE [2]

Die dargestellte Entwicklung des Bruttoenergieverbrauchs (siehe Abbildung 1) zeigt einen grundlegenden Strukturwandel des Energiesystems. Während fossile Energieträger und Kernenergie den historischen Energieverbrauch prägen, nimmt ihr Anteil langfristig ab. Gleichzeitig werden erneuerbare Energien seit 2010 kontinuierlich ausgebaut und gewinnen in der Perspektive bis 2050 weiter an Bedeutung, wodurch sich neue Anforderungen an Energieversorgung, Systemintegration und Netzinfrastruktur ergeben.

1.2 Problemstellung

Der fortschreitende Ausbau erneuerbarer Energiequellen führt zu stärkeren zeitlichen Schwankungen der Stromerzeugung. Insbesondere die Solar- und Windstromerzeugung ist in hohem Masse wetterabhängig und weist daher eine geringere Vorhersehbarkeit auf. Gleichzeitig geht der Ausbau erneuerbarer Energien mit einer zunehmend dezentralen Erzeugungsstruktur einher, wodurch Strom vermehrt nicht nur zentral eingespeist, sondern auch auf unteren Netzebenen erzeugt und verbraucht wird. Dies führt zu bidirektionalen Stromflüssen, die in dieser Form im traditionellen, hierarchisch aufgebauten Stromnetz nicht vorgesehen waren.

Diese zunehmende Variabilität und Dezentralität beeinflussen die Stabilität des Stromsystems wesentlich. Gleichzeitig fallen im Zuge der Energiewende gesicherte und steuerbare Erzeugungsleistungen weg, etwa durch den langfristigen Ausstieg aus der Kernenergie sowie auf EU-Ebene aus der Kohleverstromung [3]. Die daraus resultierende Zunahme der Volatilität und Richtungswechsel der Stromflüsse stellt das Stromnetz vor erhebliche technische und systemische Herausforderungen, insbesondere im Hinblick auf Versorgungssicherheit, Netzfrequenzstabilität und die Deckung der Last. Vor diesem Hintergrund rückt die Anpassung des Stromverbrauchs an die verfügbare Erzeugung zunehmend in den Fokus.

Zeitliche Variabilität der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

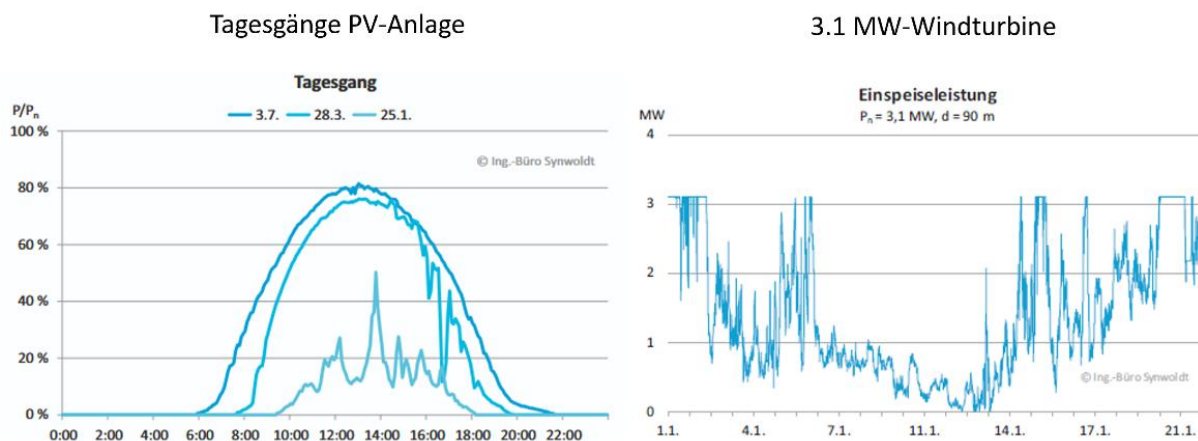


Abbildung 2, Fluktuierende Stromerzeugung aus Photovoltaik (links) und Windenergie (rechts) [4]

Die Grafiken (siehe Abbildung 2) veranschaulichen die fluktuierende Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien anhand von Photovoltaik und Windenergie. Links sind die Tagesgänge einer Photovoltaikanlage für drei exemplarische Tage dargestellt, die einen Sommertag, einen Tag in der Übergangszeit sowie einen Wintertag repräsentieren. Dabei zeigen sich deutliche saisonale Unterschiede sowohl in der maximalen Einspeiseleistung als auch in der Tageslänge. Rechts verdeutlicht das Beispiel einer Windturbine die starke zeitliche Variabilität der Einspeiseleistung über mehrere Tage hinweg, exemplarisch dargestellt für den Zeitraum vom 1. bis zum 22. Januar.

Smart Grid

Neben verschiedenen Massnahmen im Rahmen des Netzentwicklungsbedarfs 2040 von SwissGrid [5] gibt es aus Sicht des Netzbetreibers Bestrebungen, mithilfe moderner Kommunikationstechnologien eine gezielte Abstimmung zwischen dezentraler Stromerzeugung und Verbrauch zu ermöglichen. Diese intelligenten Stromnetze (Smart Grids) sollen durch zusätzliche Datenerhebung die Chance bieten, die Stromversorgung zuverlässiger und effizienter zu machen. Verschiedene Herausforderungen sind dabei zu klären, wie die Frage nach Datensicherheit sowie nach finanziellen Anreizen [6]. Bei verschiedenen Studien wurde erkannt, dass eine lokale Optimierung im Gebäude selbst durchaus einen zusätzlichen Beitrag zur Netzstabilisierung leisten kann [7, S. 77].

Mit dem Ausbau von PV-Anlagen in privaten Haushalten entwickeln sich klassische Konsumenten zunehmend zu zugleich produzierenden Akteuren, den sogenannten **Prosumern**. Die daraus resultierende Dezentralisierung der Stromerzeugung ermöglicht eine lokale Optimierung des Verbrauchs und damit einen erhöhten Eigenverbrauch des erzeugten PV-Stroms, was zu einer Entlastung des Stromnetzes beitragen kann.

Dadurch rücken private Haushalte als aktiver Bestandteil der Transformation des Stromnetzes zunehmend in den Fokus. In diesem Zusammenhang betont die AXPO die Bedeutung einer intelligenten Vernetzung von Erzeugung, Verbrauch und Netzinfrastruktur:

«Wenn wir Transformatoren, Produktion und Verbrauch clever steuern, machen wir weitere Effizienzgewinne möglich. Plötzlich spielen Geräte, Elektroautos und Häuser zusammen und werden zu Smart Applications und Smart Home und kommunizieren mit dem Smart Grid. Smart Metering, intelligente Messgeräte im Haus, liefern wichtige Informationen für Verbraucher und Netzbetreiber» [8].

Das Zitat verdeutlicht, dass die AXPO als Vertreterin der Energieunternehmen ein koordiniertes Zusammenspiel zwischen intelligenten Haushalten und einem intelligenten Stromnetz anstrebt. Durch die Nutzung von Smart Home Technologien, Smart Metering und einer verbesserten Datenverfügbarkeit soll eine effizientere Steuerung von Erzeugung und Verbrauch ermöglicht werden. Ein zentrales Ziel dieses Ansatzes besteht darin, Effizienzpotenziale zu heben und den Umfang des erforderlichen Netzausbaus sowie die damit verbundenen Kosten zu reduzieren.

Dynamischer Tarif

Problemstellung

Mit der Einführung des „Dynamischen Stromtarifs“ soll ein Anreiz geschaffen werden, Privathaushalte stärker in ein smartes Netz einzubinden. Dadurch sollen sowohl die Interessen der Netzbetreiber berücksichtigt werden, die eine bessere Anpassung der Netzlast an die Stromflüsse anstreben, als auch jene der Haushalte, die von günstigeren Strompreisen profitieren möchten. Die Schweizerische Energie-Stiftung (SES) weist in diesem Zusammenhang darauf hin, dass die bisherigen statischen Stromtarife (Hoch- und Niedertarif) „innerhalb der Netzgebiete sowohl Energie- wie auch Netznutzungstarife räumlich und zeitlich nicht stark differenziert“ seien und dies „aus Sicht des Energieverbrauchs einen Fehlanreiz darstellt“ [9]. Die bisherige Praxis, flexible Verbraucher durch günstige Nachtstrompreise in die Nacht zu verlagern, wird zunehmend kritisch bewertet.

Digitalisierung

Die zunehmende Digitalisierung ermöglicht eine zeitliche Flexibilisierung des Stromverbrauchs, sodass sich die Last an die aktuellen Stromflüsse anpassen kann. Damit werden Anreize geschaffen, Konsumenten und Prosumer zur Verschiebung ihrer flexiblen Verbraucher in günstige Tarifzeiten zu motivieren.

Forschungsstand

Aus dem Projekt OPTeG (Bundesamt für Energie) für die Optimierung des Eigenverbrauchs von Gebäuden aus dem Jahr 2016 geht hervor «Zur gezielten Optimierung der Energiekosten unter Berücksichtigung des Eigenverbrauchs wird als Neuheit ein variabler Energiepreis definiert. Im variablen Energiepreis werden der externe Stromtarif vom Elektrizitätswerk sowie die lokale PV-Produktion berücksichtigt.» [7, S. 29]. Das Beispiel des Pilotprojekts Möriken-Wildegg (2020) (siehe Kapitel 7), zeigt, dass der Anreiz zur Eigenoptimierung für Prosumer mit den klassischen Tarifmodellen nicht ausreichend ausgeprägt ist. Insbesondere konkurriert der nächtliche Niedertarif preislich mit dem tagsüber anfallenden Solartarif. Dieser Fehlanreiz wurde erkannt und spiegelt sich in der Weiterentwicklung des klassischen Netztarifs hin zu alternativen Tarifmodellen, wie dem dynamischen Stromtarif, wider.

Aktuelle Entwicklungen

Seit dem 1. Januar 2024 bietet die Groupe E, ein Energieunternehmen aus dem Kanton Freiburg, in der Schweiz für Kleinverbraucher mit einem Jahresverbrauch unter 100 MWh den dynamischen Stromtarif «Vario» an [10]. Verschiedene weitere Anbieter haben seit 1. Januar 2026 Pilotversuche gestartet. Zudem erhöhen niedrigere Einspeisevergütungen die Attraktivität des Eigenverbrauchs und tragen somit zur Reduktion der Einspeisefluktuationen von Seiten der Prosumer bei.

2 Untersuchungsziel und Motivation

Im Rahmen dieser Bachelorarbeit wird im Auftrag der Smart Energy Engineering GmbH ein Simulationsmodell entwickelt, das die Funktionsweise eines dynamischen Stromtarifs in Echtzeit abbildet.

Die im Jahr 2020 gegründete Firma ist auf Beratung, Schulung und die Durchführung von Pilotprojekten im Bereich intelligenter Energiesysteme spezialisiert.

Ziel der Simulation ist es, Erkenntnisse über das Verhalten eines zunehmend komplexen und dezentral organisierten Energiesystems zu gewinnen. Untersucht wird, wie sich ein Energiesystem mit zahlreichen Prosumern und flexibel steuerbaren Verbrauchern unter einem dynamischen Stromtarif verhält. Von besonderem Interesse ist dabei die Systemdynamik, die durch einen in Echtzeit gebildeten Tarif entsteht.

Daraus ergibt sich folgende zentrale Forschungsfrage:

In welchem Ausmass kann eine preisbasierte Wärmepumpenregelung unter dynamischen Stromtarifen Lastspitzen reduzieren, Stromkosten senken und den thermischen Komfort einhalten, ohne problematisches Schwarmverhalten mehrerer Prosumer auszulösen?

Als Grundlage für die Modellierung dient das Bundesamt für Energie (BFE) Pilotprojekt «Intelligente Strombörse im Areal Möriken-Wildeggen» [11]. Die dort verwendete Regelstrategie ist an die Studie OPTEG – Regelstrategien für die Optimierung des Eigenverbrauchs von Gebäuden [7] angelehnt.

Das Simulationsmodell soll aufzeigen, wie sich ein solches Energiesystem unter verschiedenen Randbedingungen und Wechselwirkungen verhält. Die Untersuchung erfolgt anhand der Bewertungsperspektiven Netzdienlichkeit, wirtschaftlicher Anreiz, thermischer Komfort und Schwarmverhalten.

3 Modellierungsansatz und Simulationsmethodik

Dieses Kapitel beschreibt die methodische Grundlage der Arbeit. Dazu werden zunächst die verwendete Simulationsumgebung MATLAB/Simulink und anschliessend das Vorgehen bei Recherche, Modellbildung und simulationsgestützter Auswertung erläutert.

3.1 Simulationsumgebung MATLAB/Simulink

Zur Modellierung und Simulation wurde das modellbasierte System Simulink, eine grafische Erweiterung von MATLAB, verwendet. Simulink ermöglicht die Erstellung dynamischer Systeme auf Basis von Blockdiagrammen. Das Institut FHNW verfügt über eine entsprechende Campuslizenz, wodurch MATLAB und Simulink über Studierendenzugänge genutzt werden können.

Die Modellierung erfolgte durch das Zusammenstellen verschiedener Blöcke aus der Simulink-Bibliothek, die über Leitungen miteinander verbunden wurden. Parameter wie Verstärkungsfaktoren, Zeitkonstanten oder Anfangsbedingungen konnten direkt in den Blockdialogen angepasst, in Masken vordefiniert oder aus dem MATLAB-Workspace übernommen werden. Durch diese grafische Blockstruktur gestaltet sich die Handhabung gegenüber dem ausschliesslichen Arbeiten mit einer Skript-Programmiersprache deutlich intuitiver, da Zusammenhänge visuell nachvollzogen und Änderungen unmittelbar überprüft werden können.

Zur Untersuchung des Systemverhaltens bei dynamischen Stromtarifen wurden eigene Blöcke als Subsysteme modelliert und in einer eigenen Bibliothek organisiert. Die so erstellten Subsysteme wurden anschliessend zu grösseren Gesamtsystemen zusammengeführt, welche die Grundlage der Simulationsuntersuchungen bilden. Simulink erweist sich damit als geeignete, übersichtliche und flexible Plattform zur Modellierung, Analyse und Simulation der in dieser Arbeit untersuchten Systeme.

3.2 Forschungs- und Arbeitsmethodik

Die methodische Vorgehensweise dieser Arbeit stützt sich auf mehrere sich ergänzende Quellen und Hilfsmittel. Die Recherche erfolgte überwiegend online und diente der fachlichen Einordnung des Themenfeldes sowie der fundierten Herleitung der zugrunde liegenden Fragestellung. Hierbei wurden insbesondere Veröffentlichungen von Fachstellen, einschlägige Studien sowie technische Dokumentationen herangezogen (siehe Quellenangaben).

Als zentrale Hilfsmittel dienten die Support-Webseite von «MathWorks», insbesondere die dort bereitgestellte Dokumentation und die Anwendungsbeispiele zu MATLAB/Simulink. Ergänzend wurden KI-gestützte Werkzeuge unterstützend eingesetzt. Die Nutzung beschränkte sich auf sprachliche Überarbeitung, Strukturierung einzelner Textabschnitte, Unterstützung bei Formulierungen sowie kritische Rückmeldungen zu Verständlichkeit, Aufbau und Argumentation. Fachliche Entscheidungen, Modellannahmen, Simulationen, Berechnungen, Auswertungen und Schlussfolgerungen wurden durch den Verfasser eigenständig erarbeitet und verantwortet.

Zur Sicherstellung der fachlichen Korrektheit und Praxisrelevanz erfolgte eine kontinuierliche fachliche Abstimmung im Rahmen von Coachings sowie mit dem Auftraggeber. Diese Rückkopplung diente der Validierung der methodischen Vorgehensweise sowie der Überprüfung und Schärfung der hergeleiteten Fragestellung.

4 Dynamischer Stromtarif im Strommarkt

In diesem Kapitel wird der dynamische Stromtarif als Bestandteil eines flexiblen Strommarkts betrachtet. Dabei werden zunächst die grundlegenden Begriffe erläutert und anschliessend aufgezeigt, wie dynamische Strompreise entstehen. Zudem wird dargestellt, welche Bedeutung diese Tarife für das Energiemanagement eines Haushalts haben.

4.1 Begrifflichkeit des Dynamischen Stromtarifs

An dieser Stelle ist anzumerken, dass die im Zusammenhang mit zeitvariablen Strompreisen verwendeten Begrifflichkeiten uneinheitlich sind und zu Beginn Verwirrung stiften können. In diesem Bericht wird der Begriff «dynamischer Stromtarif» verwendet. In anderen Projekten oder Quellen finden sich jedoch auch die Bezeichnungen «variabler Stromtarif» oder «variabler Energiepreis». Beide Begriffe beziehen sich auf Stromtarife, bei denen sich der Preis im Tagesverlauf, beispielsweise stündlich oder viertelstündlich, ändert.

Grundsätzlich könnte auch der klassische «Hoch- und Niedertarif» als zeitlich variierend betrachtet werden, da zwischen zwei Preisniveaus gewechselt wird. Diese Tarifform wird in diesem Bericht jedoch nicht als dynamisch oder variabel eingeordnet, da die Preisstruktur statisch und langfristig festgelegt ist.

Beim sogenannten «Vario-Tarif» der Groupe E wird der Preisverlauf jeweils einen Tag im Voraus auf Basis einer Prognose festgelegt; seit Beginn 2026 bieten zudem weitere Elektrizitätswerke vergleichbare dynamische Tarife an. Im Projekt der Überbauung Möriken-Wildeggen hingegen wird der Begriff «variabler Echtzeit-Tarif» beziehungsweise «Real Time Pricing» verwendet (siehe Kapitel 7). Die Ergänzung um die Komponente „Echtzeit“ bezeichnet eine tatsächlich zeitaktuelle Preisbildung, beispielsweise in viertelstündlicher Auflösung, ohne eine vorgängige Tagesprognose.

Vergleich des Hoch- / Niedertarif mit dem dynamischen Tarif Groupe E (ein Tag in 11.2025)

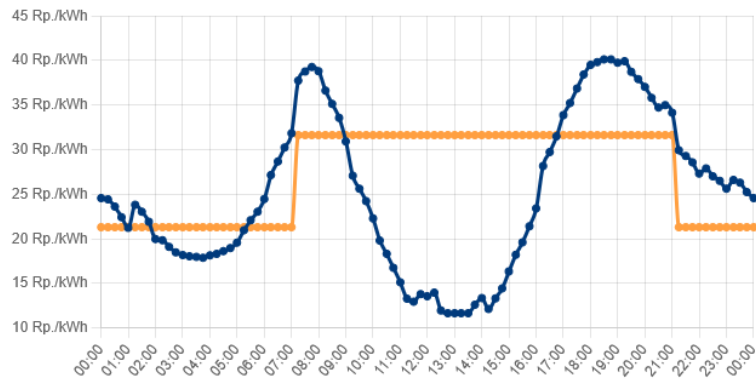


Abbildung 3, Tagesverlauf der Tarife Vario und Double (Groupe E)

In Abbildung 3 ist zu sehen, wie sich die beiden Kurven – sowohl der Vario-(dynamische) in Blau als auch der Double-Tarif (Hoch- und Niedertarif) der Groupe E in Gelb – zueinander verhalten. Es ist klar erkennbar, dass der dynamische Tarif morgens und abends den Hochtarif deutlich übertrifft, während er über Mittag, bei hohem PV-Stromangebot, deutlich unter dem Niedertarif liegt. Die erhöhten Tarifwerte am Morgen und Abend lassen sich dadurch erklären, dass in diesen Zeiträumen der Stromverbrauch in den Haushalten typischerweise ansteigt – beispielsweise durch Kochen, Beleuchtung und den vermehrten Einsatz von Elektrogeräten.

4.2 Wie kommt der dynamische Stromtarif zustande?

Grundsätzlich beschreibt der dynamische Stromtarif ein Preismodell, bei dem sich der Strompreis in kurzen Zeitintervallen, im Beispiel der Groupe E viertelstündlich, ändert. Zur Herleitung des Tarifs wird der Strompreis zunächst in seine Komponenten zerlegt.

Der Strompreis setzt sich aus drei Hauptkomponenten zusammen [12]:

- Energietarif
- Netznutzungstarif
- Abgaben an das Gemeinwesen

Komponenten des Strompreises

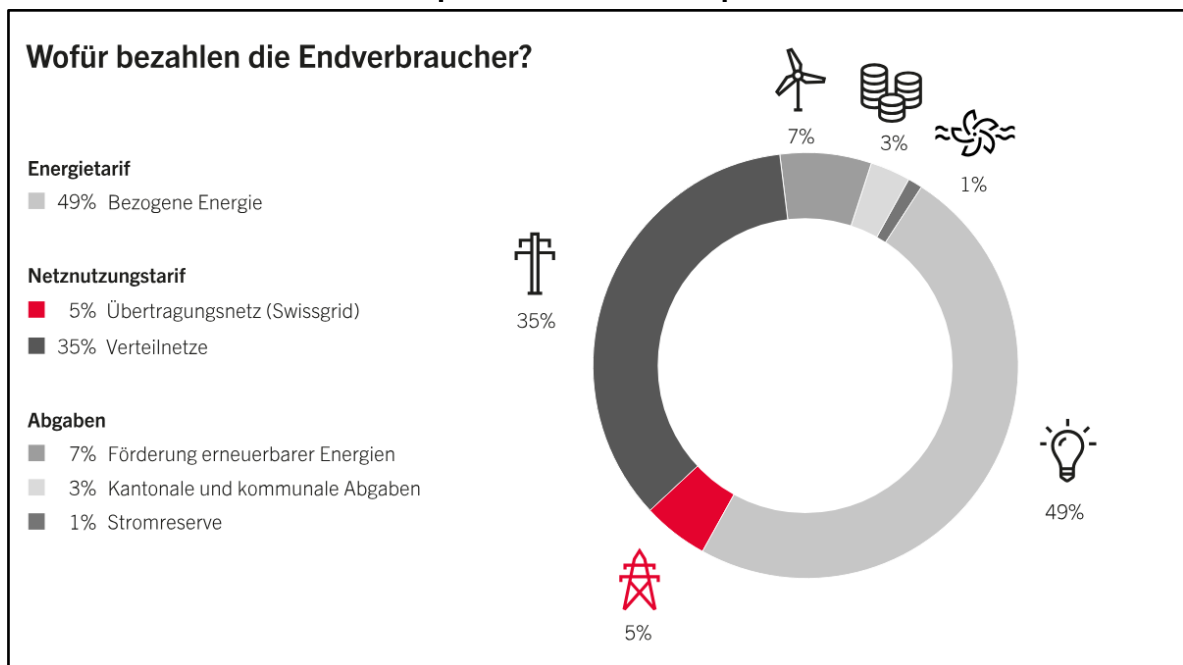


Abbildung 4, Swissgrid Strompreis [13]

Energietarif

Der Energiepreis beziehungsweise Energietarif ist der Hauptbestandteil des Stromtarifs und umfasst die Kosten für die Beschaffung und Bereitstellung der elektrischen Energie. Diese wird entweder in eigenen Kraftwerken produziert (z.B. BKW, Axpo, Alpiq, Repower sowie viele weitere kleinere Werke) oder am Markt, entweder an der Börse oder im Over-the-Counter-Handel (OTC-Handel), bezogen. Der Energiepreis setzt sich insgesamt aus dem Handel am Terminmarkt und am Spotmarkt oder aus dem OTC-Handel und Spotmarkt zusammen. Massgebend für die Strompreisschwankungen ist der Spotmarkt der Strombörse EPEX SPOT (European Power Exchange).

Der Terminmarkt bzw. der OTC-Handel bildet dabei einen festen Preis, der über einen bestimmten Zeitraum – etwa im Rahmen von Monats-, Quartals- oder Jahresverträgen – gilt. Im Gegensatz dazu erfolgt der Handel am Spotmarkt kurzfristig: meist für den Folgetag (Day-Ahead-Handel) oder sogar am selben Tag (Intraday-Handel). Die Preise richten sich dort unmittelbar nach der aktuellen Angebots- und Nachfragesituation [11]. Dabei spielen Wetterbedingungen (z. B. für Photovoltaik- und Windstromproduktion), Verbrauchsspitzen, Kraftwerksverfügbarkeit und weitere Faktoren eine wesentliche Rolle. Entsprechend weist der Spotmarktpreis eine hohe Volatilität auf. Wie hoch die jeweiligen Marktanteile von Termin- und Spotmarkt bei der Energiepreisbildung ausfallen, hängt von der Handelsstrategie der einzelnen Energieversorgungsunternehmen ab. Der längerfristig geplante Anteil aus Terminmarkt oder OTC-Handel ist in der Regel grösser, da er den Unternehmen eine höhere Planungssicherheit bietet. Der Spotmarkt dient primär dazu, kurzfristige Ungleichgewichte zwischen Angebot und Nachfrage auszugleichen: Steigt die Nachfrage, erhöht sich der Preis, sinkt sie, fällt der Preis. Grossverbraucher können seit der Teilliberalisierung im Jahr 2009 in der Schweiz ihren Stromlieferanten frei wählen [14]. Dabei verfolgen diese unterschiedliche Beschaffungs- und Preisstrategien.

Netzkosten

Als zweiter grosser Preisfaktor sind die Netznutzungstarife für den Transport des Stroms zu nennen. Dabei spielt das Konsumverhalten der Endkunden eine wesentliche Rolle: Je höher der Stromverbrauch ist, desto höher ist die Netzlast. Durch die zeitliche Variabilität der Stromflüsse im Zuge der Energiewende liegt es nahe, die Netznutzungskosten variabel zu gestalten. In Zeiten mit hoher Netzauslastung sollten die Netznutzungstarife hoch und in Zeiten mit geringer Netzauslastung niedrig sein. Dadurch sollen die richtigen Anreize gesetzt werden, um die Nachfrage dem Angebot anzupassen [15].

Vario-Tarif von Groupe E

Seit dem 1. Januar 2024 bietet Groupe E in der Schweiz als erster Energieversorger einen dynamischen Stromtarif für Kleinverbraucher an. Dieser Tarif steht Haushalten mit einem Jahresverbrauch von unter 100 000 kWh als Wahlmöglichkeit zur Verfügung.

Der Tarif stellt ein Beispiel für einen dynamischen Stromtarif dar, bei dem der Preisverlauf gemäss Angaben von Groupe E mit dem Spotmarkt korreliert. Der gesamte Tarif orientiert sich an der aktuellen Netzbelastung im Versorgungsgebiet von Groupe E. Die Struktur dieses Tarifs ist in Abbildung 5 dargestellt.

Die Korrelation des Energiepreises mit dem Spotmarkt ergibt sich aus ähnlichen Angebots- und Nachfragebedingungen, die sowohl auf europäischer Ebene als auch im Schweizer Stromsystem wirken. Laut Groupe E könnte sich diese Kopplung künftig verändern, da der weitere Ausbau der Windenergie in Europa im Vergleich zur Schweiz zu abweichenden Marktbedingungen führen wird.

Groupe E, Visualisierung der Preise der Vortage

☒ Tarif Vario PLUS
 ☒ Tarif Vario (grid)
 ☒ Tarif Double PLUS

< 11. Nov. 2025 >

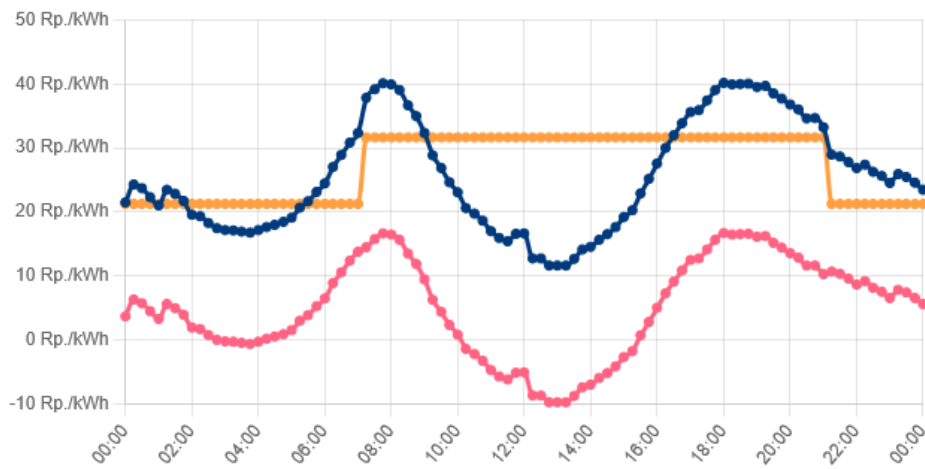


Abbildung 5, Visualisierung der Groupe E [10]

Die blaue und die orange Kurve veranschaulichen die wählbaren Hoch- und Niedertarife (Double PLUS) sowie den dynamischen Tarif (Vario PLUS). Die rote Kurve zeigt den reinen Netztarif, der in diesem Beispiel über die Mittagszeit negativ wird. Dies ist auf den erhöhten Anteil der Photovoltaikeinspeisung in diesem Zeitraum zurückzuführen.

Formel des dynamischen Tarifs Vario von Groupe E

$$CHF_Vario_{i,j} = (GL_{i,j} - GL_{avg,j} + F_j) \times \frac{\sum_{i=15min}^{24h} GL_{i,j} \times CHF_DT_i}{\sum_{i=15min}^{24h} GL_{i,j} \times (GL_{i,j} - GL_{avg,j} + F_j)}$$

Form der Preiskurve
Skalierung auf reguliertes Preisniveau des Doppeltarifs

$$F_j = \min(F_{j1}; F_{j2}) \quad F_{j1} = 55 - 20 \times \frac{\max(GL_{max,j} - 350; 0)}{200} \quad F_{j2} = 55 - 20 \times \frac{\max(250 - GL_{min,j}; 0)}{280}$$

$CHF_Vario_{i,j}$ = Preis des Tarifs Vario während der Viertelstunde i am Tag j
 $GL_{i,j}$ = Netzlast in der Viertelstunde i am Tag j
 $GL_{avg,j}$ = durchschnittliche Netzlast am Tag j
 CHF_DT_i = Doppeltarif in der Viertelstunde i
 F_j = Variabilitätsfaktor für den Tag j
 $GL_{max,j}$ et $GL_{min,j}$ = maximale und minimale Netzlast am Tag j

Abbildung 6, Formel zur Berechnung des Vario-Tarifs im Jahr 2025 [16]

Anhand der in Abbildung 6 dargestellten Formel zur Berechnung des dynamischen Stromtarifs, die von Groupe E offengelegt wird, ist erkennbar, dass sich der Vario-Tarif primär an der aktuellen Netzlast orientiert. Der erste Term der Formel ergibt sich aus der Differenz zwischen der momentanen Netzlast eines Tages und der durchschnittlichen täglichen Netzlast und bestimmt damit die Form des zeitlichen Preisverlaufs. Um sicherzustellen, dass der Vario-Tarif im Vergleich zum klassischen Doppeltarif keine systematischen Ungleichbehandlungen erzeugt, bezieht sich der zweite Term der Formel auf den Doppeltarif. Dabei wird der Doppelpreistarif als Skalierungsfaktor im Zähler berücksichtigt.

Durch die konsequente Orientierung des Tarifs an der Netzlast werden gezielte Preissignale gesetzt, die Verbraucher und Prosumer dazu anregen, ihren Energiebezug zeitlich flexibler an die Preisentwicklung anzupassen und dadurch zur Netzstabilität beizutragen.

5 Rolle von Energiemanagementsystemen in Haushalten

Die digitale Transformation des Energiesektors schreitet rasant voran, wodurch auch der Markt für Energiemanagementsysteme (EMS) zunehmend an Bedeutung gewinnt. Diese Systeme ermöglichen die Überwachung und Steuerung verschiedener Energieverbraucher sowie dezentraler Erzeugungsanlagen innerhalb von Gebäuden. Auf diese Weise lassen sich Energieverbräuche optimieren, der Eigenverbrauch erhöhen, Energieflüsse transparent darstellen und Energiekosten reduzieren.

Mit dem fortschreitenden Ausbau von Photovoltaikanlagen, Wärmepumpen und Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge wird die Bedeutung von EMS künftig weiter zunehmen [17]. Parallel dazu gewinnt die Fähigkeit, den Energieverbrauch flexibel an zeitlich variierende Strompreise anzupassen, an Relevanz, insbesondere im Kontext dynamischer Stromtarife.

Damit sich der Stromverbrauch eines Haushalts effizient an dynamischen Tarifen ausrichten lässt, ist ein EMS erforderlich, das den Betrieb flexibler Verbraucher automatisiert steuert. Voraussetzung hierfür ist die Verfügbarkeit zeitnaher Verbrauchs- und Preisdaten. Diese werden durch sogenannte Smart Meter bereitgestellt, die als bidirektionale digitale Stromzähler in der Regel alle 15 Minuten Messwerte erfassen und übermitteln. Gemäss Stromversorgungsgesetz (StromVG) sind Energieversorgungsunternehmen verpflichtet, bis Ende 2027 mindestens 80 % der konventionellen Stromzähler durch Smart Meter zu ersetzen [18]. Die von Smart Metern der Netzbetreiber erfassten Messdaten lassen sich über geeignete Adapter in Energiemanagementsysteme integrieren, was das Implementieren von EMS vereinfacht.

Die vom Bundesamt für Energie im Rahmen des Programms Energie Schweiz unterstützte EMS-Marktübersicht bietet einen umfassenden Überblick über die derzeit auf dem Markt verfügbaren Systeme: <https://www.ems-vergleich.ch/de/welcome>

6 Flexible Haushaltslasten und Energiespeicher

Ein zentraler flexibilitätsrelevanter Verbraucher sowohl zur Optimierung des PV-Eigenverbrauchs als auch im Kontext dynamischer Stromtarife ist die Wärmepumpe (WP). Sie ermöglicht eine zeitliche Verschiebung des Strombezugs, indem sie bevorzugt in Phasen niedriger Strompreise betrieben wird. Dabei kann entweder eigener PV-Strom genutzt oder Strom zu günstigen Netztarifen bezogen werden, um thermische Speicher für Raumheizung und Warmwasser zu laden. In Perioden hoher Strompreise wird der Betrieb hingegen auf das notwendige Minimum reduziert.

Eine wesentliche Rolle spielt dabei die Gebäudemasse, die als thermischer Energiespeicher fungiert. Die zugrunde liegende Strategie besteht darin, die Temperatur der Gebäudestruktur bei Neubauten überwiegend aus Beton und bei älteren Gebäuden häufig aus Ziegelmauerwerk innerhalb des zulässigen Komfortbereichs gezielt anzuheben, sodass Wärme in der Gebäudemasse gespeichert wird.

Die SIA 180 definiert den thermischen Komfort nicht über einen festen Temperaturwert, sondern als Ergebnis mehrerer Einflussgrössen, darunter Heiztemperatur, Wärmestrahlung, Luftfeuchte, Bekleidung und Aktivität der Nutzer. Die Festlegung eines eindeutigen numerischen Komfortbereichs ist daher kontextabhängig und nicht trivial. Ergänzend dazu nennt das Staatssekretariat für Wirtschaft SECO in einem Merkblatt für Büroräume während der Heizperiode einen empfohlenen Komfortbereich zwischen 20 und 24 °C, der in dieser Arbeit als Orientierungsrahmen herangezogen wird (siehe Abbildung 7) [19, S. 6].

Komfortbereich der Raumtemperatur

Aussenbedingungen	Auslegungskriterien nach SNR 592 024	Berechnungsgrundlage
	Raumlufttemperatur (°C)	
Winter (Heizperiode)	20 ... 24	Luftgeschwindigkeit max. 0.13 m/s Rel. Feuchte 30 % clo-Wert 1.0 / met-Wert 1.2
Sommer (Kühlperiode)	23.5 ... 26.5	Luftgeschwindigkeit max. 0.18 m/s Rel. Feuchte 60 % clo-Wert 0.5 / met-Wert 1.2 Gilt nur für maschinell gekühlte Räume!

Abbildung 7, Wegleitung zum Arbeitsgesetz, Artikel 16 [19]

In der im Rahmen dieses Projekts durchgeführten Simulation wird eine Temperaturanhebung von 3 °C zugelassen, um im System deutlich sichtbare Effekte der thermischen Speicherung und der Lastgänge zu erzeugen. Auf diese Weise können Stromüberschüsse aus der PV-Anlage oder Phasen niedriger Strompreise genutzt werden, um Energie in Form von Wärme in der Gebäudemasse zu speichern.

In Zeiten hoher Strompreise kann die Heizleistung entsprechend reduziert werden. Das Gebäude kühlt anschliessend abhängig von der Qualität der Gebäudehülle unterschiedlich schnell bis zur unteren Komfortgrenze Raumtemperatur von 20 Grad Celsius ab und gibt dabei die zuvor gespeicherte Wärme an die Umgebung ab. Dadurch lassen sich die Preissignale dynamischer Stromtarife effizient nutzen, ohne den thermischen Komfort der Nutzer wesentlich zu beeinträchtigen.

Ergänzend zur Wärmepumpe kann auch die Batterie eines Elektrofahrzeugs in tarifgünstigen Zeitfenstern geladen werden, um den Energiebedarf kosteneffizient zu decken. Ebenso besteht die Möglichkeit, bestimmte Haushaltsgeräte zeitlich gesteuert zu betreiben. Im Gegensatz zur Gebäudemasse ist die Verfügbarkeit dieser Flexibilitätsoptionen jedoch eingeschränkt. Elektrofahrzeuge stehen nutzungsbedingt nicht kontinuierlich zur Verfügung, und die zeitliche Verschiebung der Nutzung einzelner Haushaltsgeräte kann im Alltag als unpraktisch empfunden werden. Darüber hinaus können stationäre Batteriespeicher zur weiteren Flexibilisierung des Energieverbrauchs eingesetzt werden, wobei zusätzliche Investitionskosten sowie der damit verbundene Ressourceneinsatz zu berücksichtigen sind.

Im Rahmen der in dieser Arbeit durchgeführten Simulation steht die Gebäudemasse im Mittelpunkt der Betrachtung. Sie stellt eine gegebene Systemgrösse dar, die ohne zusätzliche Investitionen genutzt werden kann und keine Einschränkungen hinsichtlich der Verfügbarkeit aufweist.

6.1 Vergleich von Energiespeichertechnologien

Im folgenden Abschnitt werden verschiedene Speichertechnologien hinsichtlich ihrer nutzbaren Speicherkapazität und ihrer Eignung für flexible Lastverschiebung im Haushalt verglichen. Der Schwerpunkt liegt dabei auf der Gebäudemasse als thermischem Speicher, da diese im Simulationsmodell als zentrale Flexibilitätsoption betrachtet wird.

Gebäudemasse als thermischer Speicher

In diesem Zusammenhang stützen wir uns auf die Angaben der SIA 380/1 siehe Abbildung 8. Diese Angaben wurden für die Annahmen zur Speicherkapazität der Gebäudemasse im Simulationsmodell verwendet.

Wärmespeicherfähigkeit pro Energiebezugsfläche

Bauweise	Beispiele	C_R/A_E
schwer	Die Nutzungszone weist folgende thermisch aktiven Elemente auf: Boden Plattenbelag oder Belag mit hoher Wärmeleitfähigkeit auf Zement- oder Anhydritestrich von mindestens 6 cm Dicke Aussenwände Massivbau (Stahlbeton, Mauerwerk) mit aussenliegender Wärmedämmung, Fensteranteil kleiner als 50 % Innenwände Massivbau, Stahlbeton und Mauerwerk, in der Regel verputzt Decke Stahlbeton, in der Regel verputzt, min. 80 % frei (keine Abdeckung mit Akustikelementen oder Ähnlichem)	0,15 kWh/(m ² ·K)
mittel	Die thermisch aktiven Elemente weichen teilweise von der Bauweise «schwer» ab. Boden Bodenbeläge mit Wärmedurchlasswiderstand R von maximal 0,1 m ² ·K/W auf Zement- oder Anhydritestrich von min. 6 cm Dicke Aussen- und Innenwände Bekleidung mit Gipskarton- oder Gipsfaserplatten von min. 25 mm Dicke oder Bekleidung mit gleichwertiger Wärmespeicherfähigkeit, direkt an den Raum gekoppelt Decke Bekleidung mit Gipskarton- oder Gipsfaserplatten von min. 25 mm Dicke oder Bekleidung mit gleichwertiger Wärmespeicherfähigkeit, min. zu 80 % frei (keine Abdeckung mit Akustikelementen oder Ähnlichem)	0,08 kWh/(m ² ·K)
leicht	Alle thermisch aktiven Elemente weichen von der Bauweise «schwer» ab. Boden Massivholz- und Teppichbeläge auf Trockenbodensystemen Aussenwände Bekleidung mit dünnen Holzwerkstoffplatten, Holztäfer-Akustikplatten und Ähnlichem Innenwände analog Aussenwände Decke analog Aussenwände	0,03 kWh/(m ² ·K)
sehr leicht	Industrie-Stahlbau	0,01 kWh/(m ² ·K)

Abbildung 8, SIA 380/1 [20]

Für das Modell wird vereinfachend angenommen, dass es sich um ein Einfamilienhaus (EFH) mit einem Vier-Personen-Haushalt handelt. Aus der SIA 380/1 «Heizwärmebedarf», Tabelle 27 «Standardnutzungswerte», geht hervor, dass die Personenfläche für ein EFH 60 m² pro Person beträgt [20].

An dieser Stelle werden die Annahmen aus dem später folgenden Kapitel 9.2.2 übernommen.

Energiebezugsfläche EBF	240 m ²
Energiespeicherkapazität C_g	Siehe Abbildung 8
Temperaturbereich ΔT	3 Kelvin

Tabelle 1, Annahmen aus Kapitel 9.2.2

Daraus ergibt sich:

Bauart	EBF	$C_R/A_E = C_g \text{ (kWh/m}^2 \cdot \text{K)}$	$\Delta T \text{ (K)}$	Q (kWh)
schwer	240 m ²	0.15	3	108
mittel	240 m ²	0.08	3	57.6
leicht	240 m ²	0.03	3	21.6

Tabelle 2, Vergleich der thermischen Kapazität nach Gebäudetyp

Daraus ist ersichtlich, dass die Wärmespeicherkapazität mit zunehmender Bauart von leicht über mittel bis schwer deutlich zunimmt. Schwere Bauweisen können aufgrund ihres höheren Materialanteils mehr thermische Energie speichern, was sich direkt in höheren Speicherkapazitäten zeigt.

Auto Batterie als chemischer Speicher (bei bidirektionalem Betrieb)

Eine Studie von Zafar und Ben Slama (2022), in der ein kombiniertes Energiesystem aus Solarstrom, einem Elektrofahrzeug mit Vehicle to Home Technologie (V2H) sowie einem Energy Management System (EMS) untersucht wird, zeigt, dass ein solches System den Energieverbrauch in Haushalten deutlich optimieren kann. Insgesamt verdeutlicht die Studie, dass die Einbindung von Elektrofahrzeugen und erneuerbaren Energien zu einer effizienteren Energieversorgung im Haushalt beiträgt. Laut der Studie liegt der für den V2H Betrieb nutzbare Ladezustandsbereich der Batterie State of Charge (SoC) je nach täglicher Fahrzeugnutzung zwischen 30 und 80 Prozent [21].

Auf Basis dieser Studie werden im Folgenden zur Veranschaulichung Beispiele mit unterschiedlichen Fahrzeugtypen gegeben, dabei werden die 30 % und 80 % der Batteriekapazität berechnet.

Beispiel nach Fahrzeug (Bidirektionale Nutzung)

Marke und Bauart [22]	Batteriekapazität (kWh)	Reichweite Herstellerangabe (km)	Verfügbare für Gebäude (kWh)	Mögliche Nutzung täglich (km)
Mercedes-Benz EQS SUV Maybach 680	118	490	35 - 94	98 - 343
Lexus RZ 550e F SPORT (MY26)	72	395	22 - 58	79 - 276
Toyota Proace City Verso L2	50	230	15 - 40	46 - 161
Fiat 500e 3+1	37	235	11 - 30	47 - 165

Tabelle 3, Vergleich bidirektionaler Elektrofahrzeuge. Eigene Darstellung nach [22]

Beim Referenzprojekt Möriken-Wildeggen (siehe Kapitel 7) ist die Nutzung der Fahrzeugbatterie auf unidirektionales Laden beschränkt, das heisst, es erfolgt keine Rückspeisung von Energie aus der Batterie in das Gebäude. Aus diesem Grund wird die nutzbare Speicherkapazität der Fahrzeugbatterie unter Abzug einer fixen Fahrreichweite berechnet, die dem Fahrzeug jederzeit zur Verfügung stehen muss. Für die Berechnung der in Tabelle 4 dargestellten Werte werden exemplarisch erforderliche Fahrreichweiten von 40 Kilometern und 100 Kilometern angenommen.

Beispiel nach Fahrzeugen (unidirektionales Laden)

Marke und Bauart [22]	Batteriekapazität (kWh)	Reichweite Herstellerangabe (km)	Sperreichweite (km)	Verfügbare Kapazität (kWh)
Mercedes-Benz EQS SUV Maybach 680	118	490	40 und 100	108 - 94
Lexus RZ 550e F SPORT (MY26)	72	395	40 und 100	64 - 53
Toyota Proace City Verso L2	50	230	40 und 100	41 - 28
Fiat 500e 3+1	37	235	40 und 100	30 - 21

Tabelle 4, Vergleich unidirektionale Elektrofahrzeuge. Eigene Darstellung nach [22]

Anmerkung:

Beim unidirektionalen Laden kann eine Fahrzeugbatterie nur dann erneut elektrische Energie aufnehmen, wenn zuvor gespeicherte Energie durch den Fahrbetrieb verbraucht wurde. Die in Tabelle 4 berechnete Speicherkapazität steht somit erst wieder zur Energieaufnahme zur Verfügung, nachdem die gespeicherte Energie durch Fahrten genutzt wurde. Abhängig vom individuellen Nutzungsverhalten kann sich dieser Zeitraum über mehrere Tage erstrecken.

Thermische Speicher im Gebäude

Hierzu wird die Studie OPTEG „Regelstrategien für die Optimierung des Eigenverbrauchs von Gebäuden“ herangezogen. In Abbildung 9 werden die Größenordnung der Speicher Brauchwarmwasser, Pufferspeicher und Gebäudemasse für ein Einfamilienhaus (EFH) mit Annahme Wohnfläche 140 m² sowie Temperaturerhöhung ΔT 3K dargestellt.

Potentialabschätzung thermischer Speicherkapazitäten

Speicher	Annahmen	Täglich speicherbare Energiemenge
Brauchwarmwasserspeicher	300..400 Liter Inhalt 4.2 kJ/Liter 30 K Temperaturerhöhung	ca. 10..15 kWh
Pufferspeicher	500 Liter Inhalt 4.2 kJ/Liter 10 K Temperaturerhöhung	ca. 6 kWh
Gebäudemasse	0.5 MJ/m ² K Wärmekapazität Massivbau nach SIA 380/1 140 m ² Wohnfläche (EFH) 3 K Temperaturerhöhung	ca. 20 kWh/K ca. 60 kWh

Abbildung 9, OPTEG, [7, S. 11]

Anhand der Potenzialabschätzung lässt sich erkennen, dass die Speicherefähigkeit der Gebäudemasse mit etwa 60 kWh bei einer Temperaturerhöhung von 3 K deutlich grösser ist als die Speicherkapazität der Wasserspeicher, die maximal rund 15 kWh und 30 K Temperaturerhöhung erreicht. Allerdings wirkt sich die Nutzung der Gebäudemasse, wie bereits in Kapitel 6 erwähnt wurde, direkt auf den Komfort der Bewohner aus und ist daher regelungstechnisch wesentlich anspruchsvoller.

Teil II: Preisbasierte Regelstrategien und Referenzsystem dynamischer Stromtarife

7 Referenzprojekt Überbauung Möriken-Wildegg

Im Rahmen der Überbauung Möriken-Wildegg wurde als Pilotprojekt eine im Projekt OPTeG [7] entwickelte Regelstrategie zur Optimierung des Eigenverbrauchs implementiert. Die Überbauung umfasst vier Mehrfamilienhäuser mit insgesamt 35 Wohnungen und einer installierten Photovoltaikleistung von 160 kWp. Umgesetzt wird die Maximierung des lokalen Eigenverbrauchs mittels einer lokalen Strombörse.

Der Netztarif ist konventionell mit Hoch- und Niedertarif strukturiert, da zum Zeitpunkt der Implementierung kein dynamischer Tarif seitens des Netzbetreibers verfügbar war. Die Preisdynamik innerhalb der Überbauung wird im Rahmen eines Zusammenschlusses zum Eigenverbrauch (ZEV) realisiert. Dabei kommt ein Real-Time-Pricing-Ansatz (RTP) zum Einsatz, bei dem der Strompreis kontinuierlich in Abhängigkeit von der lokalen PV-Erzeugung und dem zeitgleichen Verbrauch im Areal berechnet wird. Eine hohe Deckung des Verbrauchs durch PV-Strom führt zu niedrigeren Preisen, während eine reduzierte PV-Verfügbarkeit – beispielsweise infolge ungünstiger meteorologischer Bedingungen – höhere Preise aufgrund zusätzlichen Netzbezugs verursacht.

Wie bereits in Kapitel 1 unter «Forschungsstand» beschrieben, war der ökonomische Anreiz zur Nutzung von PV-Strom hier nicht vollständig gegeben, da der Niedertarif preislich im gleichen Bereich wie der interne PV-Tarif lag. Um eine Priorisierung des lokal erzeugten PV-Stroms sicherzustellen, wurde dieser regelungstechnisch mit einem Preis von 0 Rp. bewertet. Dadurch wurde PV-Strom gegenüber Netzstrom bevorzugt, was zugleich die Amortisation der Photovoltaikanlage unterstützt.

Das Preissignal fungiert als Anreizmechanismus zur zeitlichen Lastverschiebung. Ziel ist es, elektrische Verbraucher – einschliesslich Haushaltsgeräte – bevorzugt in Zeiten hoher PV-Erzeugung zu betreiben, beispielsweise den Betrieb eines Geschirrspülers während der Mittagsstunden anstatt am Abend [11].

Regler und Optimierungskriterien der Überbauung Möriken-Wildegg

In Abbildung 10 ist ein Tagesverlauf im Rahmen der angewendeten Regellogik dargestellt. Die blaue Kurve zeigt den Angebotspreis, welcher sich aus dem Anteil von Solarstrom und Netzstrom zusammensetzt. Über den Tagesverlauf sinkt der Angebotspreis insbesondere während der Mittagsstunden deutlich ab, was auf die erhöhte Verfügbarkeit von PV-Strom zurückzuführen ist. In Phasen hoher PV-Erzeugung fällt der Angebotspreis in der dargestellten Regellogik bis auf null Rappen pro Kilowattstunde ab, da der Solarstrom in diesem Fall mit einem Preis von null Rappen pro Kilowattstunde definiert ist und den gesamten elektrischen Bedarf deckt. In den Morgen- und Abendstunden sind hingegen erhöhte Angebotspreise erkennbar, die dem Hochtarif entsprechen. Während der Nachtstunden zeigt sich ein vergleichsweise niedriger Angebotspreis, der dem Niedertarif des Netzstroms zuzuordnen ist.

Die grüne Kurve stellt den Nachfragepreis dar, der in Abhängigkeit von der mittleren Raumtemperatur im Gebäude definiert ist. Dabei ist in der Nachfragekurve die nächtliche Abkühlung des Gebäudes erkennbar, die sich in einem Anstieg des Nachfragepreises widerspiegelt. Dieser Anstieg signalisiert einen erhöhten Heizbedarf in den frühen Morgenstunden und führt innerhalb der Regellogik zu einer entsprechenden Anpassung der Solltemperatur.

Die dargestellte Regellogik basiert auf dem Vergleich zwischen Angebots- und Nachfragepreis. Übersteigt der Nachfrage- den Angebotspreis, wird die Solltemperatur im Gebäude bis zum oberen Komfortwert angehoben. In diesem Fall ist zusätzliche thermische Energie aus energetischer und wirtschaftlicher Sicht vorteilhaft verfügbar, sodass Wärme gezielt in der Gebäudemasse gespeichert wird.

Liegt der Nachfragepreis hingegen unter dem Angebotspreis, wird die Solltemperatur bis zum unteren Komfortwert abgesenkt. Dadurch wird der Heizbetrieb reduziert, und das Gebäude gibt zuvor gespeicherte Wärme ab. Auf diese Weise passt sich der thermische Betrieb des Gebäudes kontinuierlich an die zeitlich variierenden Preisverhältnisse an.

Diese Regellogik ermöglicht eine wirkungsvolle Nutzung dynamischer Strompreise zur thermischen Flexibilisierung des Gebäudes, ohne den zulässigen Komfortbereich zu verlassen.

Preisbasierte Heizregelung

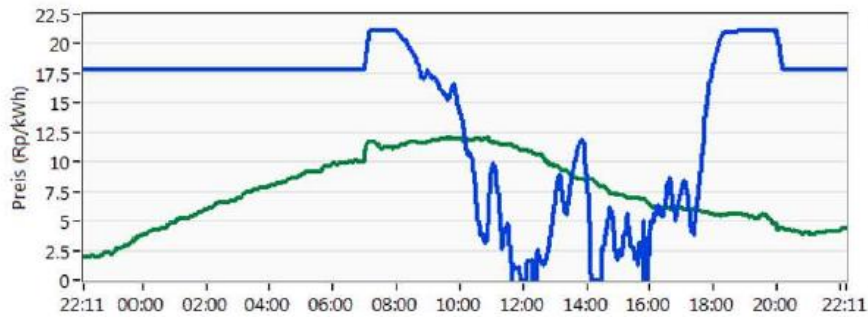


Abbildung 10, [11, S. 24]

Legende:

Blau Angebotspreis (Dieser ergibt sich aus Solar- und Netzstromanteil.)

Grün Nachfragepreis (Dieser ist abhängig von der mittleren Raumtemperatur im Gebäude.)

Die Regellogik:

Differenz (grün > blau) Die Solltemperatur wird angehoben. (*Komfort Maximum*)

Differenz (grün < blau) Die Solltemperatur wird abgesenkt. (*Komfort Minimum*)

8 Wechselwirkungen zwischen Netzdienlichkeit und Eigenoptimierung

Der zunehmende Ausbau dezentraler Photovoltaikanlagen führt zu einer erhöhten zeitlichen Variabilität der Stromflüsse und stellt neue Anforderungen an den Betrieb von Verteilnetzen. Wie in den vorhergehenden Kapiteln gezeigt, verfügen Haushalte mit Wärmepumpen, thermischen Speichern und Energiemanagementsystemen über erhebliche Flexibilitätspotenziale, die sowohl zur Eigenverbrauchsoptimierung als auch zur Anpassung an dynamische Strompreise genutzt werden können. Ohne geeignete Anreizmechanismen besteht jedoch die Gefahr, dass individuelle Optimierungsstrategien nicht mit den Anforderungen des Netzbetriebs übereinstimmen.

Dynamische Stromtarife bilden die Schnittstelle zwischen netzbetrieblichen Anforderungen und der im Haushalt verfügbaren Flexibilität. Die in den vorhergehenden Kapiteln vorgestellte Regellogik zeigt, dass durch zeitvariable Preissignale Lastverschiebungen gezielt angeregt und Lastspitzen reduziert werden können. Haushalte reagieren auf diese Preissignale, indem sie den Betrieb flexibler Verbraucher wie Wärmepumpen in tarifgünstige Zeitfenster verlagern und den Eigenverbrauch von PV-Strom erhöhen. Netzdienliches Verhalten ergibt sich dabei als direkte Folge der individuellen Kostenoptimierung.

Werden tarifliche Anreizmechanismen und die im Haushalt umgesetzten Optimierungsstrategien aufeinander abgestimmt, entstehen wechselseitige Vorteile. Haushalte profitieren von geringeren Stromkosten und einer verbesserten Wirtschaftlichkeit ihrer Energieinfrastruktur, während Netzbetreiber von reduzierten Lastspitzen, einer geringeren Netzbelastung und einem verminderten Netzausbaubedarf profitieren. Das Referenzprojekt Möriken-Wildegg bestätigt, dass diese Effekte nur dann vollständig wirksam werden, wenn die tariflichen Anreize konsistent ausgestaltet sind und keine Fehlanreize entstehen.

Teil III: Aufbau und Implementierung des Simulationsmodells

9 Aufbau des Simulationsmodells

Im folgenden Kapitel wird der Aufbau des entwickelten Simulationsmodells beschrieben. Dabei werden zunächst der Modellierungsansatz sowie die grundlegenden Modellannahmen erläutert. Anschliessend werden die einzelnen Subsysteme und deren Kopplung innerhalb der Simulationsumgebung dargestellt.

9.1 Modellierungsansatz und Architektur

Zur Untersuchung der Wechselwirkungen zwischen Gebäudeverhalten, Wärmepumpe, Photovoltaikerzeugung und dynamischen Stromtarifen wurde ein vereinfachtes, physikalisch motiviertes Simulationsmodell entwickelt. Der Modellierungsansatz zielt darauf ab, die wesentlichen energetischen und regelungstechnischen Zusammenhänge abzubilden, ohne eine detaillierte bauphysikalische Modellierung anzustreben.

Modellphilosophie

Ziel des Simulationsmodells ist die funktionale Abbildung des thermischen Gebäudeverhaltens in Kombination mit Wärmepumpe, Photovoltaik sowie einer preis- und regelbasierten Ansteuerung. Der Fokus liegt dabei nicht auf einer detaillierten bauphysikalischen Auslegung, sondern auf der Analyse systemischer Zusammenhänge und Wirkmechanismen unter variierenden Randbedingungen.

Das Modell ist modular aufgebaut. Die wesentlichen Komponenten – Gebäude, Wärmepumpe, PV-Erzeugung, Preisbildung und Regler – sind als eigenständige Subsysteme implementiert und über klar definierte physikalische Signalgrössen wie Temperatur, thermische und elektrische Leistung sowie Preisindikatoren miteinander gekoppelt. Dadurch können einzelne Module unabhängig parametrisiert, ausgetauscht oder erweitert werden.

Parametrierung und Simulation

Die Parametrierung erfolgt über die Masken der jeweiligen Subsysteme. Während blockinterne Einstellungen (z. B. Hysterese oder Totzeiten) direkt in den Masken definiert werden, werden szenarioabhängige Modellparameter zentral über den MATLAB-Workspace eingelesen. Die Maskenparameter sind dabei grösstenteils mit Variablen aus dem Workspace verknüpft. Dadurch können unterschiedliche Szenarien – etwa Varianten bezüglich Gebäudegrösse, U-Wert, thermischer Speicherkapazität oder PV-Auslegung – zentral definiert und konsistent auf das Gesamtmodell angewendet werden, ohne einzelne Masken manuell anpassen zu müssen.

Die Simulation erfolgt diskret mit einer zeitlichen Auflösung von 1 s. Ein Basisszenario umfasst eine Simulationsdauer von 24 h (Stop Time = 86 400 s) und kann durch Multiplikation mit einem Faktor auf mehrere Tage erweitert werden.

9.2 Gebäudemodell

Das Gebäudemodell bildet das thermische Verhalten eines Wohngebäudes in vereinfachter Form ab. Grundlage bilden Annahmen zur Gebäudegeometrie, zur Gebäudehülle sowie zur thermischen Speichermasse.

9.2.1 Modellannahmen

Die gewählten Parameter basieren auf statistischen Angaben des Bundesamts für Statistik (BFS), Normwerten der SIA-Normen sowie Literaturquellen.

Das thermische Verhalten des Gebäudes wird durch ein vereinfachtes thermisches Ersatzmodell erster Ordnung beschrieben. Dieses bildet Wärmeaufnahme, Wärmespeicherung und Wärmeverluste über die Gebäudehülle ab. Die Raumtemperatur stellt dabei die Zustands- und Ausgangsgrösse des Systems dar. Die hergeleitete Differentialgleichung wird anschliessend in ein blockorientiertes Modell in MATLAB/Simulink überführt. Unter Kapitel 9.2.2 erfolgt eine Zusammenfassung der Annahmewerte aus Kapitel 9.2.1.

9.2.1.1 Gebäudegeometrie

Die Gebäudegeometrie dient als Grundlage zur Bestimmung der wärmeübertragenden Gebäudehülle sowie der Energiebezugsfläche.

Wohnfläche oder Energiebezugsfläche EBF

Die durchschnittliche Wohnfläche pro Person beträgt in der Schweiz gemäss Bundesamt für Statistik etwa 40 m² [23]. Für einen Vierpersonenhaushalt ergibt sich daraus eine Energiebezugsfläche (EBF) von rund 160 m².

Gemäss SIA-Normen wird für Einfamilienhäuser häufig eine Energiebezugsfläche von etwa 60 m² pro Person angesetzt, was einer Gesamtfläche von rund 240 m² entspricht. Beide Flächenansätze werden im Rahmen der Simulationsuntersuchung als Varianten berücksichtigt.

Gebäudehöhe

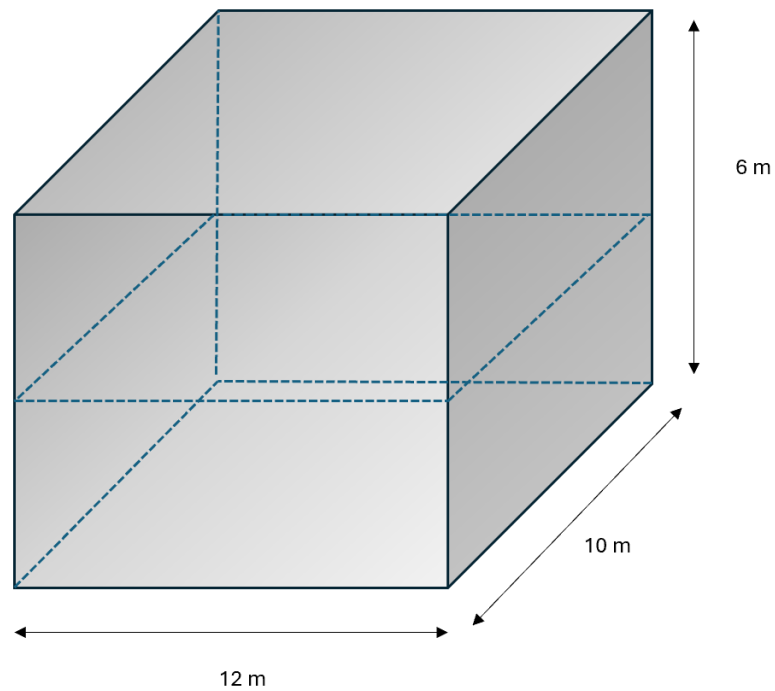
Für die Modellierung wird ein Gebäude mit zwei Geschossen angenommen. Laut Bundesamt für Statistik verfügen rund 88 % der Einfamilienhäuser in der Schweiz über zwei oder drei Geschosse [24].

Die lichte Raumhöhe beträgt typischerweise zwischen 2.30 m und 2.50 m. Für das Modell wird eine Raumhöhe von 2.50 m angenommen. Unter Berücksichtigung von Deckenaufbau und Sockel ergibt sich eine gesamte Gebäudehöhe von rund 6 m. Dachaufbauten oder Dachneigungen werden im Modell nicht berücksichtigt, da der Dachraum im betrachteten Beispiel nicht beheizt ist.

Mit den angenommenen Dimensionen werden folgende Kennwerte abgeleitet.

Die folgende Abbildung zeigt die angenommene Geometrie des grösseren Referenzgebäudes.

Gebäudegeometrie gross



Gebäudehöhe und Anzahl Geschosse

Geschosse	2
Lichte Raumhöhe	2.50 m
Gebäudehöhe	6 m
Die Temperaturbandbreite für die therm. Speicherung ΔT	3 K

Aussenfläche Gebäude (A_g)

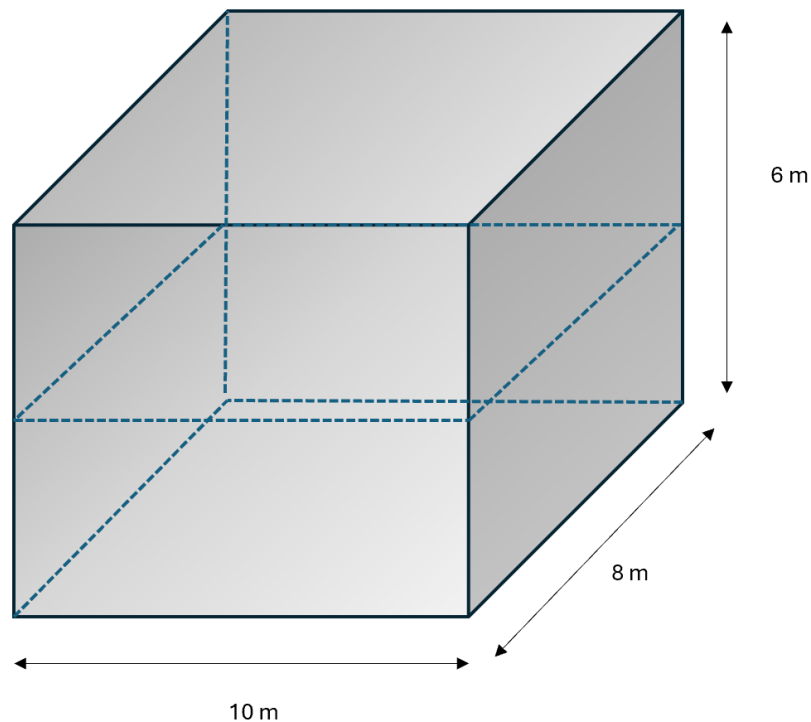
Wandaussenfläche	$(12 \text{ m} \cdot 6 \text{ m}) \cdot 2 + (10 \cdot 6) \cdot 2$	$\approx 264 \text{ m}^2$
Deckenfläche	$(12 \text{ m} \cdot 10 \text{ m})$	$\approx 240 \text{ m}^2$
Bodenfläche gegen Erdreich wird vernachlässigt		
Aussenfläche berechnet A		$\approx 504 \text{ m}^2$
Aussenfläche A_g	Der Wert wird gerundet	$\approx \textbf{500 m}^2$

Energiebezugsfläche (EBF)

Fläche pro Kopf (nach SIA 380/1)	$\approx 60 \text{ m}^2$
Anzahl Personen	≈ 4
Wohnfläche / Energiebezugsfläche EBF	$\approx \textbf{240 m}^2$

Die folgende Abbildung zeigt die angenommene Geometrie des kleineren Referenzgebäudes.

Gebäudegeometrie klein



Gebäudehöhe und Anzahl Geschosse

Geschosse	2
Lichte Raumhöhe	2.50 m
Gebäudehöhe	6 m
Temperaturbandbreite für die thermische Speicherung ΔT	3 K

Aussenfläche Gebäude (A_g)

Wandaussenfläche	$(10 \text{ m} \cdot 6 \text{ m}) \cdot 2 + (8 \cdot 6) \cdot 2$	$\approx 216 \text{ m}^2$
Deckenfläche	$(10 \text{ m} \cdot 8 \text{ m})$	$\approx 80 \text{ m}^2$
Bodenfläche gegen Erdreich wird vernachlässigt		
Aussenfläche berechnet A		$\approx 296 \text{ m}^2$
Aussenfläche A_g gerundet	Wir runden grosszügig auf	$\approx \textbf{300 m}^2$

Energiebezugsfläche (EBF)

Fläche pro Kopf (Bundesamt für Statistik)	$\approx 40 \text{ m}^2$
Anzahl Personen	≈ 4
Wohnfläche / Energiebezugsfläche EBF	$\approx \textbf{160 m}^2$

9.2.1.2 Wärmeverlust über die Gebäudehülle

Der Wärmedurchgangskoeffizient bzw. U-Wert in Watt pro Quadratmeter und Kelvin ($\text{W/m}^2\text{K}$) spielt eine wesentliche Rolle bei den Wärmeverlusten über die Gebäudehülle. Dabei besitzen die einzelnen Bauteile jeweils unterschiedliche U-Werte. Hinzu kommt, dass je nach Bauweise und Baujahr verschiedene Materialien mit unterschiedlichen U-Werten verbaut wurden. Um die Modellierung zu vereinfachen, wird für das gesamte Gebäude ein einheitlicher effektiver Wärmedurchgangskoeffizient (U-Wert) angenommen.

Im Rahmen der Modellierung einfacher Gebäudemodelle werden drei Gebäudearten definiert: **Altbau**, **sanierter Bau** sowie **Neubau**. Hierfür wird Bezug genommen auf die Veröffentlichung von Christoph Sibold, Suissetec «Baukonstruktionen - Gebäude-Bauteile der Baujahre 1900 bis heute» [25]. Festzustellen ist, dass die U-Werte von Dach und Aussenwand jeweils nur geringfügig voneinander abweichen. Der U-Wert des Bodens ist zwar höher, dieser grenzt jedoch an unbeheizte Bereiche oder an das Erdreich an. Da das Erdreich und die unbeheizten Bereiche während der Heizperiode eine höhere Temperatur als die Aussenluft aufweisen, wird diese Gegebenheit vernachlässigt. Für die gesamte Aussenfläche des Kubus werden daher einheitliche der Aussenwand entsprechende Randbedingungen angenommen.

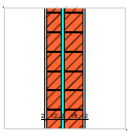
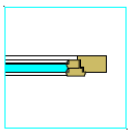
Gebäudebauteile			
Bauteile			1920 bis 1960
 Estrichboden	 Flachdach		Dach Wärmedämmung 3 cm $U_k \approx 0.80 \text{ W/m}^2\text{K}$
 Backsteinmauerwerk	 ... mit Luftspalt		Aussenwand Wärmedämmung 0 cm $U_f \approx 1.00 \text{ W/m}^2\text{K}$
 Holzfenster / Doppelverglasung			Fenster Glas: $U_g \approx 2.80 \text{ W/m}^2\text{K}$ Fenster: $U_w \approx 2.60 \text{ W/m}^2\text{K}$
 Boden			Boden Wärmedämmung bis 1 cm $U_f \approx 1.40 \text{ W/m}^2\text{K}$

Abbildung 11, U-Werte 1920-1960

Für Gebäude, die zwischen 1920 bis 1960 ohne Dämmung errichtet wurden, ist allgemein ein U-Wert von **1.0 $\text{W/m}^2\text{K}$** für die Aussenwand angegeben (siehe Abbildung 11). Dieser Wert wird für die Kategorie **«Altbau»** angenommen.

Gebäudebauteile

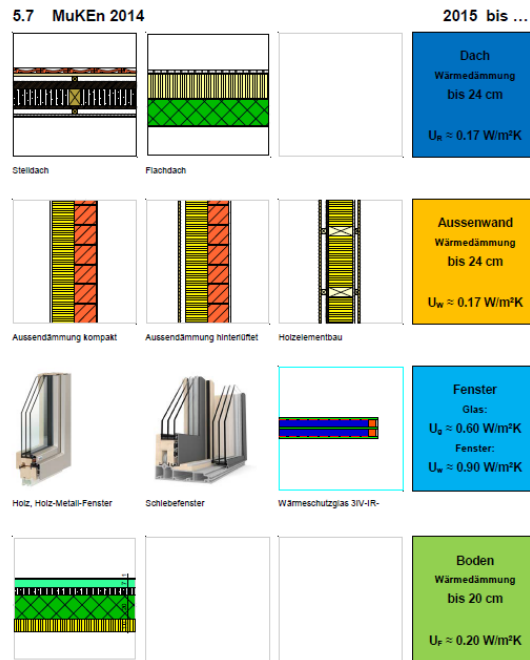


Abbildung 12, U-Werte ab 2015

Für Bauten ab 2015 ist allgemein ein U-Wert von **0.17 W/m²K** für die Aussenwand angegeben, (siehe Abbildung 12). Dieser Wert wird für die Kategorie «Neubau» angenommen.

Für Gebäudesanierungen ist laut SIA 380/1 für Umbauten ein maximaler U-Wert von 0.25 W/m²K vorgegeben [20] (siehe Abbildung 13).

Grenzwerte für U-Werte bei Umbauten

Bauteile gegen	Grenzwerte $U_{li, re}$ in W/(m ² ·K)	
	Aussenklima oder weniger als 2 m im Erdreich	unbeheizte Räume oder mehr als 2 m im Erdreich
opake Bauteile (Dach, Decke, Wand, Boden)	0,25	0,28
Fenster, Fenstertüren	1,0	1,3
Türen	1,2	1,5
Tore (gemäss SIA 343)	1,7	2,0
Storenkasten	0,50	0,50

Abbildung 13, Tabelle SIA 380/1

In der Praxis wird ein U-Wert von 0.20 W/m²K angestrebt, weil nur bei Erreichen dieses Grenzwerts Fördergelder ausbezahlt werden [26].

Förderungen von Massnahmen Kanton Aargau

Massnahme	Bedingungen	Förderbeiträge
Wärmedämmung Dach sowie Wand und Boden gegen Erdreich	Dach: U-Wert $\leq 0.20 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$ Wand und Boden mehr als 2 m im Erdreich: U-Wert $\leq 0.25 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$	Fr. 40.– pro m^2
Wärmedämmung Wand gegen Aussenklima	U-Wert $\leq 0.20 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$	Fr. 60.– pro m^2
Bonus Dach/Fassade bei gleichzeitiger Installation einer Photovoltaikanlage	Anlage auf Flachdach mit Begrünung	+ Fr. 20.– pro m^2
	Schrägdach Aufdach-Anlage	+ Fr. 30.– pro m^2
	Schrägdach Indach- oder Fassaden-Anlage	+ Fr. 100.– pro m^2

Abbildung 14, Wärmedämmung Fassade [26]

Für die Kategorie «**sanierte Gebäude**» wird aufgrund der oben genannten Gründe ein U-Wert von **0.20 W/m²K** angenommen.

Die Differenz zwischen saniertem Bau und Neubau beträgt lediglich 0.03 W/m²K und ist damit im Verhältnis zur Differenz zwischen Altbau und Neubau von 0.83 W/m²K vernachlässigbar klein. Bei einer Aussenfläche von 400 m² entspricht dies einem Unterschied von rund 12 W/K. Multipliziert mit einer Temperaturdifferenz von 15 K ergibt sich eine Leistung von lediglich 180 W. Die gleiche Berechnung für die Differenz zwischen Altbau und Neubau führt hingegen zu etwa 1'980 W. Aus diesem Grund wird der sanierte Bau in der Simulation nicht weiter berücksichtigt, da er im Ergebnis praktisch identisch zum Neubau ist.

9.2.1.3 Thermische Speicherkapazität der Gebäudemasse

Gebäudemasse

Beim einfachen Gebäudemodell steht die Gebäudemasse als Energiespeicher im Mittelpunkt. Die nutzbare thermische Speicherkapazität des Gebäudes wird durch den zulässigen Komforttemperaturbereich im Gebäude begrenzt. Diese ist im unteren Bereich durch die nicht angehobene Solltemperatur und im oberen Bereich durch die durch die Regellogik angehobene Solltemperatur definiert.

Im Rahmen dieser Arbeit wird für das Simulationsmodell ein Raumtemperaturbereich von 20.5 °C bis 23.5 °C angesetzt. Die betrachtete Temperaturerhöhung beträgt damit maximal 3 K. Wie in Kapitel 6 erläutert, liegt dieser Bereich näherungsweise innerhalb des üblichen Komfortbereichs.

Physikalisches Prinzip der Gebäudemasse (Wärmekapazität):

- Q = Wärmemenge in (Wh)
- c = spezifische Wärmekapazität des Materials (Wh/(kg·K))
- ΔT = Temperaturdifferenz (K)
- M = Masse (kg)

$$Q = M c \Delta T \quad (1)$$

Wärmespeicherfähigkeit von Gebäuden bezogen auf die Energiebezugsfläche nach SIA 380/1

Die Wärmespeicherfähigkeit von Gebäuden wird nach SIA 380/1 bezogen auf die Energiebezugsfläche angegeben. Die Gebäudemasse wird dabei über die wirksame Wärmekapazität pro Energiebezugsfläche in kWh/m²K beschrieben. Je nach Bauweise wird zwischen schwerer, mittlerer und leichter Bauweise unterschieden.

Die in Abbildung 15 dargestellten Werte zeigen die speicherbare Wärmemenge in Abhängigkeit der Energiebezugsfläche, der Bauweise sowie der angesetzten Temperaturerhöhung

Thermische Speicherfähigkeit der Gebäudemasse

Thermische Speicherfähigkeit Gebäude						
D. Zogg, 19.01.2022						
gemäss SIA 380/1, 2016, Abschnitt B.9						
Bauweise "schwer"						
Wärmekapazität/EBF			0.15 kWh/m²K		540 kJ/m²K	
Speicherfähigkeit (kWh)	Energiebezugsfläche (m²)		MFH		MFH	MFH
Temperaturerhöhung (K)	100	140	200	1000	1500	2000
1	15	21	30	150	225	300
2	30	42	60	300	450	600
3	45	63	90	450	675	900
Bauweise "mittel"						
Wärmekapazität/EBF			0.08 kWh/m²K		288 kJ/m²K	
Speicherfähigkeit (kWh)	Energiebezugsfläche (m²)		MFH		MFH	MFH
Temperaturerhöhung (K)	100	140	200	1000	1500	2000
1	8	11	16	80	120	160
2	16	22	32	160	240	320
3	24	34	48	240	360	480
Bauweise "leicht"						
Wärmekapazität/EBF			0.03 kWh/m²K		108 kJ/m²K	
Speicherfähigkeit (kWh)	Energiebezugsfläche (m²)		MFH		MFH	MFH
Temperaturerhöhung (K)	100	140	200	1000	1500	2000
1	3	4	6	30	45	60
2	6	8	12	60	90	120
3	9	13	18	90	135	180

Abbildung 15, Von der Auftraggeberschaft erhaltene Tabelle [20]

9.2.2 Zusammenfassung der verwendeten Werte für das Gebäudemodell

Im Rahmen des einfachen Gebäudemodells wurden die wesentlichen geometrischen, bauphysikalischen und nutzungsbezogenen Parameter zusammengefasst, die als Grundlage für die Modellierung in MATLAB/Simulink dienen. Die folgenden Annahmewerte stellen Grössen dar, welche basierend auf statistischen Angaben, Normwerten (SIA), Literatur und plausiblen Vereinfachungen gewählt wurden siehe dazu die Kapitel 9.2.1:

Gebäudegeometrie gross und klein

Gebäude gross

Geschosse	2
Lichte Raumhöhe	2.50 m
Gebäudehöhe	6 m
Energiebezugsfläche (EBF)	240 m ²
Aussenfläche (A _g)	500 m ²

Gebäude klein

Geschosse	2
Lichte Raumhöhe	2.50 m
Gebäudehöhe	6 m
Energiebezugsfläche (EBF)	160 m ²
Aussenfläche (A _g)	300 m ²

Wärmedurchgangskoeffizienten (U-Wert)

Altbau	1 W/m ² K
Sanierter Bau (nicht berücksichtigt)	0.20 W/m ² K
Neubau	0.17 W/m ² K

Thermische Speicherfähigkeit der Gebäudemasse (C_{th}) nach Bauart

Schwer	0.15 kWh/m ² K
Mittel	0.08 kWh/m ² K
Leicht	0.03 kWh/m ² K

9.2.3 Differentialgleichung des thermischen Gebäudemodells

Nachdem die geeigneten Annahmen, Vereinfachungen und Normen festgelegt wurden, wird der physikalische Ablauf mathematisch beschrieben. Dabei wird die thermische Speicherwirkung der Gebäudemasse in Form einer Differentialgleichung (DGL) beschrieben, welche die zeitliche Änderung relevanter Größen beschreibt. Anschliessend wird diese Differentialgleichung in ein blockorientiertes Simulink-Modell überführt. Dazu werden die mathematischen Ausdrücke durch entsprechende Simulink-Blöcke abgebildet, sodass das Systemverhalten unter verschiedenen Bedingungen simulativ analysiert werden kann.

DGL Einfaches Gebäudemodell

Damit ein Block für die Wärmespeicherkapazität eines einfachen Gebäudemodells erstellt werden kann, wird ein DGL 1. Ordnung wie folgt definiert.

Mit:

$$H_A = U_{Wert} \cdot A_g / 1000$$

$$C_g = C_{th} \cdot EBF$$

Daraus die Differentialgleichung 1.Ordnung für den Wärmeeintrag in ein Gebäude:

$$\frac{dT_{Raum}}{dt} = \frac{\dot{Q}_{wp} - H_A \cdot (T_{Raum} - T_{aussen})}{C_g \cdot 3600} \quad (2)$$

Dabei gilt:

• C_{th}	=	Wärmekapazität des Gebäudes (kWh/m ² K)
• EBF	=	Energiebezugsfläche (m ²)
• $\dot{Q}_{wp}$	=	Heizleistung (kW)
• U_{Wert}	=	Wärmedurchgangskoeffizient (W/m ² K)
• A_g	=	Aussenfläche (m ²)
• H_A	=	Wärmeverlustkoeffizient (kW/K)
• C_g	=	Wärmespeicher (kWh/K)
• T_{aussen}	=	Temperatur aussen (°C)
• T_{Raum}	=	Temperatur innen (°C)
• 1000	=	Umrechnungsfaktor (W/kW)
• 3600	=	Umrechnungsfaktor (s/h)

9.2.4 Plausibilitätsprüfung

Im nächsten Schritt wird zur Plausibilitätsprüfung die Zeitkonstante hergeleitet, dabei stellt die Ausgangsgleichung die Formel 3 dar.

Umformen zur Standardform eines PT1-Glieds:

$$C_g \cdot \frac{dT_{Raum}}{dt} = \dot{Q}_{wp} - H_A \cdot (T_{Raum} - T_{aussen})$$

$$C_g \cdot \frac{dT_{Raum}}{dt} + H_A \cdot T_{Raum} = \dot{Q}_{wp} + H_A \cdot T_{aussen}$$

$$\frac{C_g}{H_A} \cdot \frac{dT_{Raum}}{dt} + T_{Raum} = \frac{\dot{Q}_{wp}}{H_A} + T_{aussen}$$

$$\frac{C_g}{H_A} \cdot \frac{dT_{Raum}}{dt} + (T_{Raum} - T_{aussen}) = \frac{1}{H_A} \cdot \dot{Q}_{wp}$$

Ein PT1-Glied wird durch die lineare Differentialgleichung 1. Ordnung wie folgt beschrieben:

$$t \cdot \dot{y}(t) + y(t) = K \cdot u(t) \quad (3)$$

Dabei ist T die Zeitkonstante und K die Übertragungskonstante.

Daraus geht hervor:

$$t = \frac{C_g}{H_A}$$

und

$$K = \frac{1}{H_A}$$

Wir rechnen mit Gebäudemodell schwer Neubau:

$$t = \frac{C_g}{H_A} = \frac{0.15 \left(\frac{kWh}{m^2 \cdot K} \right) \cdot 140 (m^2)}{\frac{0.17 \left(\frac{W}{m^2 \cdot K} \right) \cdot 400 (m^2)}{1000 \left(\frac{W}{kW} \right)}} = \mathbf{308.8h}$$

Daraus folgt, dass ohne Wärmezufuhr nach 308,8 Stunden erst 63 % der Temperaturdifferenz zwischen T_{Raum} und T_{aussen} abgebaut sind – das Gebäude kühlt also entsprechend aus.

Nun rechnen wir zum Vergleich mit Gebäudemodell leicht Altbau:

$$t = \frac{C_g}{H_A} = \frac{0.03 \left(\frac{kWh}{m^2 \cdot K} \right) \cdot 140 (m^2)}{\frac{1 \left(\frac{W}{m^2 \cdot K} \right) \cdot 400 (m^2)}{1000 \left(\frac{W}{kW} \right)}} = \mathbf{10.5h}$$

Die berechnete Zeitkonstante von rund 13 Tagen erscheint im Vergleich zu den 10.5 Stunden des leichten Altbaus hoch, ist jedoch physikalisch plausibel. Dies lässt sich dadurch erklären, dass mit abnehmendem Temperaturunterschied ΔT , welcher als Faktor in der Differentialgleichung der Formel 2 eingeht, auch der Wärmeverlust und damit die Geschwindigkeit des Temperatursausgleichs abnimmt. Zudem verursacht der wesentliche Unterschied in den angenommenen U_{Wert} , beim Neubau $0,17 \text{ W/(m}^2 \cdot \text{K)}$ gegenüber $1 \text{ W/(m}^2 \cdot \text{K)}$ beim Altbau, den entscheidenden zeitlichen Unterschied. Es ist zu beachten, dass es sich um einen theoretischen Wert handelt. In der Praxis beeinflussen zusätzliche Faktoren die Wärmeverluste, wie etwa geöffnete Türen und Fenster, Leitungen, die die Gebäudehülle durchdringen, sowie Wärmebrücken. Auch die Effizienz des Wärmeeintrags mittels Wärmepumpe sowie die Wärmeverluste in den Leitungen und die Qualität der Wärmeabgabe, beispielsweise über die Fussbodenheizung, tragen zu Abweichungen bei. Diese Einflüsse können in der vorliegenden Modellierung durch entsprechende Korrekturfaktoren (k) sowie den Korrekturfaktor für Verluste (k_v) berücksichtigt werden (siehe Kapitel 9.2.5), um das Verhalten des Gebäudemodells der realen Situation besser anzunähern. Dabei werden die Faktoren rein empirisch, also durch Ausprobieren, festgelegt falls nötig.

Validierung des Gebäudemodells mittels Zeitkonstante

Das in Simulink implementierte Gebäudemodell wurde anhand der Zeitkonstante überprüft. Ziel dieser Untersuchung war die Validierung des thermischen Systemverhaltens durch Vergleich des simulierten Temperaturverlaufs mit der analytisch bestimmten Zeitkonstante des zugrunde liegenden Differentialgleichungsmodells. Wie in Abbildung 16 dargestellt, zeigt der Temperaturverlauf nach einer Simulationszeit von 10.5 h (entspricht 37'800 s) eine Abnahme auf 37 % der ursprünglichen Temperaturdifferenz. Dies entspricht der Definition der Zeitkonstante eines linearen Systems erster Ordnung, bei welcher nach einer Zeitkonstante 63 % der Ausgangsdifferenz abgebaut sind.

Ausgehend von einer Anfangstemperatur von 20 °C ergibt sich:

- T = *Ergebnis (°C)*
- T_{Basis} = *Anfangstemperatur (°C)*
- k = *Restbetrag 100% – 63 % = 37% (%)*
- τ = *Zeit in Sekunden (s)*

$$T = T_{Basis} \cdot k \quad (4)$$

$$\implies T = 20\text{ °C} \cdot 0.37 = 7.4\text{ °C}$$

Und:

$$\tau = 10.5\text{ h} \cdot 3600 \frac{s}{h} = 37'800s \text{ oder } 3.7 \cdot 10^4 \text{ (Sample Time = s)}$$

Raumtemperaturverlauf

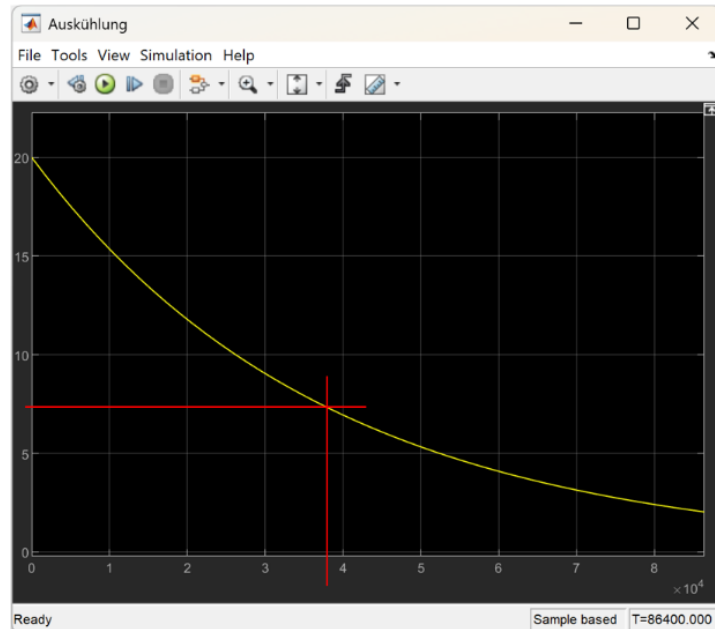


Abbildung 16, Temperaturverhalten eines einfachen Gebäudemodells (leichter Altbau)

Die Ergebnisse legen nahe, dass die Berechnung des Temperaturverlaufs in Zusammenhang mit der Gebäudemasse plausibel ist.

9.2.5 Gebäudemodell als Simulink-Block

Das hergeleitete Gebäudemodell wird in MATLAB/Simulink als eigenständiger, parametrierbarer Subsystemblock umgesetzt. Der Block bildet das thermische Verhalten des Gebäudes gemäss der in Kapitel 9.2.3 beschriebenen Differentialgleichung ab. Im Mittelpunkt steht dabei die thermische Speicherfähigkeit der Gebäudemasse.

Als Eingangssignal dient die thermische Leistung der Wärmepumpe $\dot{Q}_{wp}$. Als Ausgangsgrösse wird die Raumtemperatur T_{Raum} berechnet. Diese stellt gleichzeitig die Zustandsgrösse des thermischen Gebäudemodells dar und wird in den nachfolgenden Modellteilen, insbesondere für die Regelung der Wärmepumpe sowie für die Bestimmung des Nachfragepreises, weiterverwendet.

Die zentralen Modellparameter sind in dem Simulink-Gebäude-Block parametrisiert insbesondere der U_{Wert} der Gebäudehülle sowie die thermische Speicherfähigkeit C_{th} . Diese Werte definieren die Bauart des Gebäudes, beispielsweise Altbau oder Neubau sowie leichte oder schwere Bauweise. Hingegen sind die Dimensionen Aussenfläche A_g sowie die Energiebezugsfläche EBF über Workspace definiert und können nach Bedarf angepasst werden.

Aus diesen Grössen werden im Modell die gesamte Wärmekapazität C_g sowie der Wärmeverlustkoeffizient H_A bestimmt. Durch diese Parametrierung lassen sich unterschiedliche Gebäudevarianten konsistent abbilden.

Abbildung 17 zeigt die interne Umsetzung des Gebäudemodells in Simulink. Die eingebrachte Wärmeleistung der Wärmepumpe wird mit den Wärmeverlusten über die Gebäudehülle verrechnet. Die Wärmeverluste ergeben sich aus dem Wärmeverlustkoeffizienten H_A und der Temperaturdifferenz zwischen Raumtemperatur und Aussentemperatur. Die resultierende Energiebilanz wird anschliessend über die effektive Wärmekapazität C_g skaliert und zeitlich integriert. Daraus ergibt sich der Verlauf der Raumtemperatur.

Simulink-Block Gebäudemodell

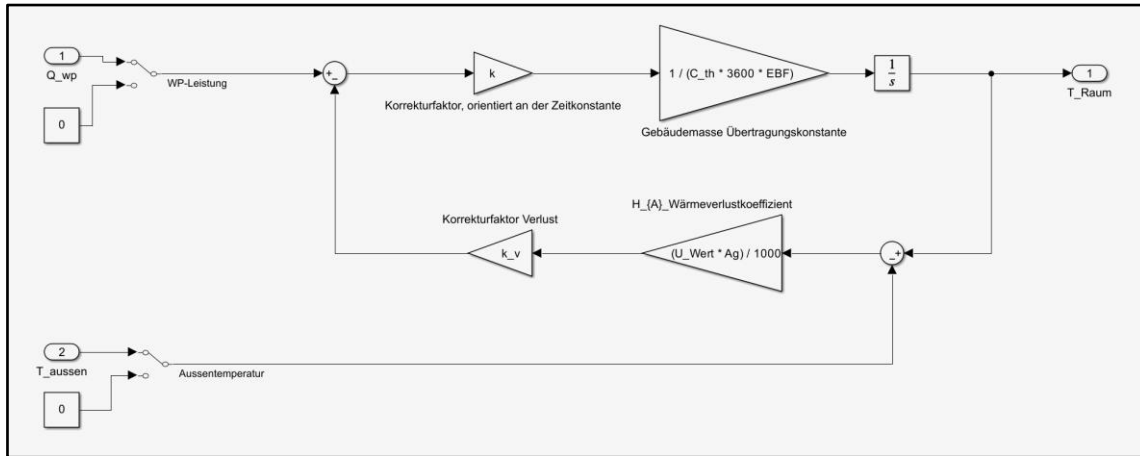


Abbildung 17, Grafische Logik des Gebäudemodells

Die implementierte Struktur entspricht damit einem thermischen System erster Ordnung. Eine hohe Wärmekapazität führt zu einer trägeren Temperaturänderung, während ein hoher U_{Wert} oder eine grosse Aussenfläche zu höheren Wärmeverlusten und damit zu einer schnelleren Auskühlung führen.

Zusätzlich sind im Block die Korrekturfaktoren k und k_v vorgesehen. Diese dienen zur vereinfachten Berücksichtigung zusätzlicher thermischer Einflüsse, beispielsweise interner Gewinne, Lüftungsverluste, Wärmebrücken oder solarer Gewinne. In der vorliegenden Modellkonfiguration sind diese Faktoren deaktiviert beziehungsweise so parametrisiert, dass sie keinen Einfluss auf das Simulationsergebnis haben. Die Implementierung ermöglicht jedoch, solche Effekte bei Bedarf nachträglich einzubeziehen, ohne die Grundstruktur des Gebäudemodells verändern zu müssen.

9.3 Vereinfachende Annahmen der Simulation

Zur Reduktion der Modellkomplexität werden im Rahmen der Simulation mehrere vereinfachende Annahmen getroffen. Ziel der Simulation ist nicht die exakte Prognose realer Stromkosten, Netzbelastungen oder Raumtemperaturverläufe, sondern die vergleichende Untersuchung verschiedener Regelungs- und Tarifvarianten. Die folgenden Annahmen grenzen daher den Aussagebereich der Simulation ein.

9.3.1 Wärmepumpe

Die Wärmepumpe wird ohne Teillastbetrieb modelliert und arbeitet somit ausschliesslich im Ein-/Ausschaltbetrieb. Zudem wird für die Wärmepumpe ein konstanter Coefficient of Performance (COP) angenommen. Temperaturabhängige Effekte, wie eine Veränderung der Effizienz in Abhängigkeit von Aussentemperatur, Vorlauftemperatur oder Betriebszustand, werden dadurch nicht berücksichtigt.

Diese Vereinfachung ermöglicht eine übersichtliche Abbildung des Wärmepumpenbetriebs und der resultierenden elektrischen Last. Die Simulation eignet sich damit zur Untersuchung grundsätzlicher Lastverschiebungseffekte, jedoch nicht zur detaillierten Bewertung realer Wärmepumpeneffizienzen.

9.3.2 Photovoltaikerzeugung

Alle Hausmodelle verfügen über eine identische installierte Photovoltaikleistung. Die Photovoltaikerzeugung wird vereinfacht modelliert, wobei ein saisonaler Verlauf der Einstrahlung berücksichtigt wird. Zusätzlich wird eine zufällige Verschattung zur Abbildung kurzfristiger Wolkenereignisse simuliert. Diese Verschattung wird sowohl im preisgeregelten als auch im konventionell geregelten Vergleichsmodell identisch verwendet, um die Vergleichbarkeit sicherzustellen.

Die PV-Erzeugung wird als vereinfachtes Modell abgebildet. Ziel ist nicht die exakte Nachbildung einer konkreten Anlage, sondern die Untersuchung grundsätzlicher Wechselwirkungen zwischen Erzeugung, Verbrauch und Tarifmodell.

9.3.3 Haushaltslasten und Nutzerverhalten

Die elektrischen Lastprofile der Haushalte können aus vier Varianten ausgewählt werden. Als Grundlage dienen durchschnittliche Lastprofile ohne Heizanteil. Zur Abbildung realitätsnaher Verbrauchsschwankungen wird zusätzlich eine zufällige Variation implementiert. Darüber hinaus wird ein saisonaler Einfluss berücksichtigt, um jahreszeitliche Veränderungen im Stromverbrauch abzubilden.

Individuelles Nutzerverhalten wird jedoch nur vereinfacht berücksichtigt. Manuelle Eingriffe in die Heizungsregelung, Fensterlüftung, Anwesenheitsprofile, unterschiedliche Komfortpräferenzen sowie konkrete Nutzungszeiten einzelner Geräte werden nicht detailliert modelliert. Die Lastprofile stellen daher typische Verbrauchsverläufe dar und keine exakte Abbildung einzelner realer Haushalte.

9.3.4 Netzgrundlast und Netzdienlichkeit

Zusätzlich wird ein vereinfachtes Netzgrundlastprofil als Testsignal modelliert, um den Einfluss der Wärmepumpen auf die Netzlast untersuchen zu können. Das elektrische Verteilnetz wird jedoch nicht als detailliertes Netzmodell mit Leitungen, Transformatoren, Spannungsbändern und Lastflussberechnung abgebildet.

Die Bewertung der Netzdienlichkeit erfolgt deshalb indirekt über Lastgänge, Lastspitzen und Gleichzeitigkeit. Aussagen zur konkreten Belastung einzelner Netzbetriebsmittel oder zu lokalen Spannungsproblemen sind auf dieser Modellbasis nicht möglich.

9.3.5 Tarif- und Kostenmodell

Die Tarifmodelle werden vereinfacht in die Simulation integriert, um die Wirkung unterschiedlicher Preissignale auf das Betriebsverhalten der Wärmepumpe zu untersuchen. Die berechneten Stromenergiekosten dienen primär dem Vergleich der untersuchten Regelungsvarianten.

Die Kosten sind daher nicht als exakte Prognose realer Jahreskosten zu verstehen. Reale Stromkosten können zusätzlich durch Abgaben, Netznutzungstarife, Grundgebühren, Messkosten, Rundungseffekte, Anbieterbedingungen und individuelle Verbrauchsprofile beeinflusst werden.

9.3.6 Komfortbewertung

Der thermische Komfort wird im Modell über die Raumtemperatur bewertet. Weitere Komfortgrößen wie Strahlungstemperatur, Luftfeuchtigkeit, Luftgeschwindigkeit, Bekleidung oder Aktivitätsgrad werden nicht separat berücksichtigt.

Die Komfortbewertung ist daher als vereinfachte technische Näherung zu verstehen. Sie erlaubt eine Aussage darüber, ob der definierte Temperaturbereich im Modell eingehalten wird, ersetzt jedoch keine vollständige Komfortanalyse nach allen relevanten bauphysikalischen Einflussgrößen.

9.3.7 Schwarmverhalten

Die Untersuchung des Schwarmverhaltens erfolgt anhand eines begrenzten Simulationskollektivs. Die Ergebnisse zeigen deshalb Tendenzen im aggregierten Verhalten mehrerer Prosumer, erlauben jedoch keine abschliessenden Aussagen über grosse reale Prosumergruppen.

Für belastbare Aussagen zum Verhalten grösserer Kollektive wären weiterführende Simulationen mit einer höheren Anzahl an Haushalten sowie einer grösseren Heterogenität hinsichtlich Gebäude, Wärmepumpen, PV-Anlagen, Lastprofilen und Regelparametern erforderlich.

9.4 Übersicht des Simulationsmodells

Das entwickelte Simulationsmodell dient der Analyse des Zusammenspiels zwischen dem thermischen Gebäudeverhalten, dem Betrieb der Wärmepumpen, der Photovoltaikerzeugung, den Haushaltslasten sowie der dynamischen Strompreisbildung. Ziel der Simulation ist es, die möglichen Auswirkungen preisbasierter Regelstrategien auf die Kosten des elektrischen Energiebezugs, die Dienstlichkeit für die Verteilnetzlast sowie den thermischen Komfort innerhalb eines Gebäudeensembles zu bewerten.

Das Simulationsmodell ist hierarchisch aufgebaut und besteht grob aus zwei Ebenen: der Hausmodellebene und der Ensembleebene. Auf der Hausmodellebene wird das Verhalten eines einzelnen Gebäudes mit seinen technischen und energetischen Komponenten abgebildet. Dazu zählen insbesondere thermische Gebäudemodelle mit und ohne Photovoltaikanlage, die Wärmepumpe, ein wählbares elektrisches Haushaltslastprofil sowie zum Vergleich eine preisbasierte und eine einfach temperaturgeführte Betriebsweise. Die einzelnen Komponenten sind über physikalische Grössen wie Raumtemperatur, thermische Leistung, elektrische Leistung und Strompreis miteinander gekoppelt.

Für das Gebäudemodell werden drei unterschiedliche Typen berücksichtigt (siehe Auflistung unten unter «Berücksichtigte Gebäudetypen»). Dabei bilden die drei Typen jeweils vier unterschiedliche Varianten der Technischen Ausstattung (siehe Abbildung 18). Auf der übergeordneten Ensembleebene ergeben sich somit insgesamt zwölf Gebäude (Hausmodule) aus der Kombination von drei Gebäudetypen mit jeweils unterschiedlicher Ausstattung.

Berücksichtigte Gebäudetypen:

- Neubau in schwerer Bauweise
- Altbau in schwerer Bauweise
- Neubau in leichter Bauweise

Technische Varianten je Gebäudetyp:

- mit Photovoltaikanlage und preisbasierter Regelung
- ohne Photovoltaikanlage mit preisbasierter Regelung
- mit Photovoltaikanlage und ohne preisbasierte Regelung
- ohne Photovoltaikanlage und ohne preisbasierte Regelung

Dies bildet die Grundlage, um sowohl die Netzdienstlichkeit der preisbasierten Regelung als auch die daraus entstehenden Kostenunterschiede zu untersuchen.

An dieser Stelle ist anzumerken, dass die klassischen Hausmodelle ohne preisbasierte Regelung und ohne Photovoltaikanlage im Modell optional deaktiviert werden können. Dies wurde so umgesetzt, um den Einfluss der preisbasierten Regelung über die Wärmepumpenleistung gezielt auf die Netzdienstlichkeit hin untersuchen zu können.

Durch diese Struktur lassen sich sowohl Unterschiede in den thermischen Eigenschaften der Gebäude als auch Unterschiede im Regelverhalten und in der technischen Ausstattung analysieren. Gleichzeitig ermöglicht die Ensembleebene die Untersuchung aggregierter Effekte, insbesondere hinsichtlich der resultierenden Netzlast sowie der Wechselwirkungen zwischen Preisbildung und Lastverschiebung.

Die elektrischen Leistungen der Wärmepumpen werden bei der Berechnung der aggregierten Netzlast berücksichtigt. Auf Basis dieser aggregierten Last wird ein dynamischer Ensemblepreis berechnet, der anschliessend an die einzelnen Hausmodelle zurückgeführt wird. Dadurch entsteht ein geschlossener Regelkreis zwischen individuellem Verbrauchsverhalten, aggregierter Netzlast und Preisbildung.

Zusätzlich wird ein synthetisch generiertes Test-Grundlastprofil berücksichtigt (siehe Kapitel 9.10). Damit kann das Verhalten der Wärmepumpenleistung in Relation zu einem definierten Grundlastverlauf analysiert und mit diesem verglichen werden.

Die Simulation liefert als zentrale Untersuchungsgrößen insbesondere den Verlauf der aggregierten Netzlast sowie die Entwicklung des dynamischen Strompreises auf Ensembleebene. Auf Ebene der Hausmodelle werden die elektrischen Leistungsverläufe der Wärmepumpen, die Raumtemperaturen zur Beurteilung des thermischen Komforts sowie die entstehenden Stromkosten betrachtet.

Struktur des Simulationsmodells: Ensemble- und Hausmodulebene

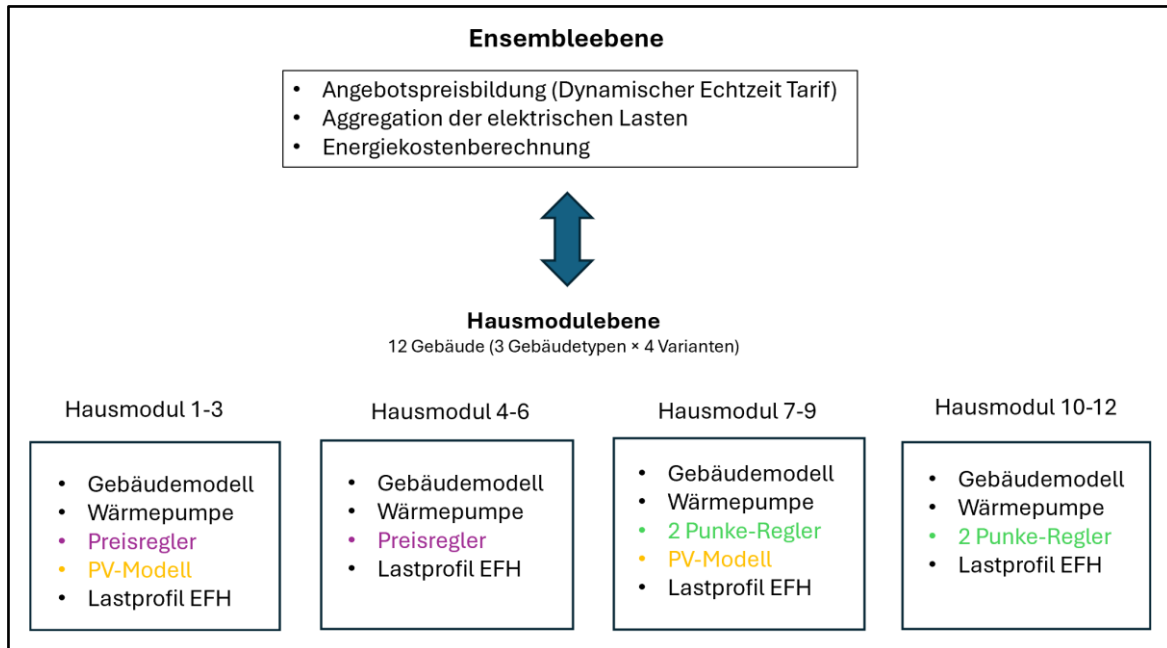


Abbildung 18, Konzeptioneller Aufbau des Simulationsmodells mit Ensembleebene und Hausmodulebene

9.5 Bibliothek der entwickelten Simulink-Blöcke

Zur strukturierten Umsetzung des Simulationsmodells wurde eine projektspezifische Bibliothek in Simulink erstellt. Diese umfasst eigens entwickelte Funktionsblöcke, die speziell für die Anforderungen der vorliegenden Simulation konzipiert und implementiert wurden.

Die Bibliothek bildet die Grundlage für die in Kapitel 9.6 beschriebene Aggregation der elektrischen Leistungen sowie für die Umsetzung der verschiedenen Lastvarianten. Alle zentralen Modellkomponenten wurden als eigenständige, wiederverwendbare Simulink-Blöcke realisiert.

Ein wesentlicher Vorteil der Bibliotheksstruktur besteht darin, dass Änderungen an den entwickelten Blöcken zentral in der Bibliothek vorgenommen werden können. Dadurch werden diese Änderungen konsistent auf alle im Simulationsmodell verwendeten Instanzen übertragen. Dies stellt sicher, dass Anpassungen ohne manuellen Aufwand in der gesamten Modellstruktur wirksam werden. Insbesondere bei zunehmendem Modellumfang mit vielen identischen Komponenten ergibt sich daraus ein entscheidender Vorteil hinsichtlich Wartbarkeit und Effizienz. Ergänzend dazu ermöglichen die Masken der Bibliotheksblöcke, deren Parameter über den Workspace gesteuert werden, eine zentrale und einheitliche Parametrierung.

Die Bibliothek mit der Bezeichnung «DynTarif» ist in den Simulink Library Browser integriert und ermöglicht eine modulare und übersichtliche Modellstruktur. Dadurch können die entwickelten Blöcke unabhängig voneinander getestet, validiert und in unterschiedlichen Simulationen wiederverwendet werden.

Bibliothek in Simulink

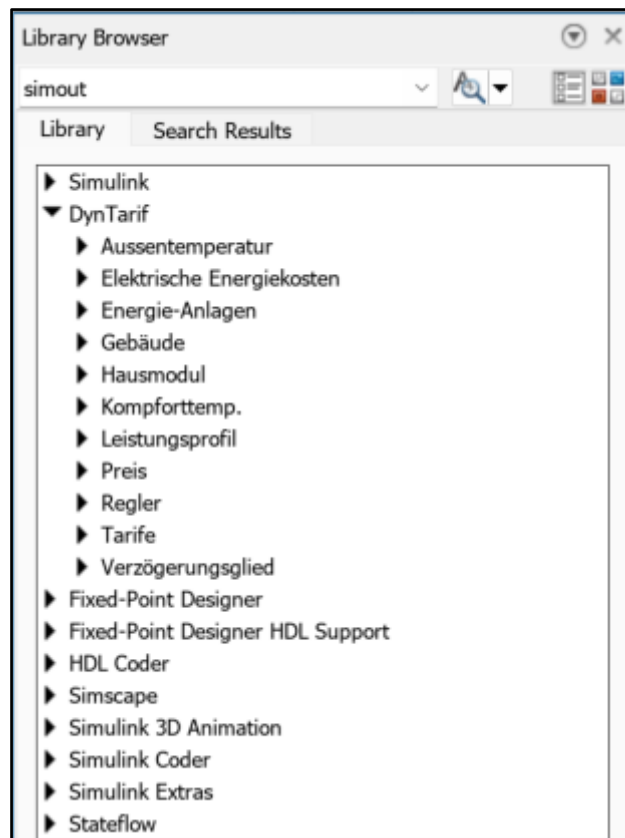


Abbildung 19, Bibliotheksbrowser mit Dropdown-Menü zur Auswahl von Kategorien für Simulationsblöcke

Die entwickelten Blöcke sind einheitlich aufgebaut und parametrierbar gestaltet. Die Parametrierung erfolgt über Variablen im Workspace, wodurch eine zentrale Anpassung der Modellparameter ermöglicht wird. Dies ist insbesondere für die Durchführung von Szenarienanalysen und Vergleichsuntersuchungen von Bedeutung.

Die beschriebenen Bibliotheksblöcke bilden die Grundlage für den modularen Aufbau der Hausmodule sowie für deren Integration auf Ensembleebene. Damit stellt die Bibliothek ein zentrales Element für die strukturierte Umsetzung der Aggregation der elektrischen Leistungen und der verschiedenen Lastvarianten dar.

In den Kapiteln 9.7 bis 9.11 werden die einzelnen entwickelten Blöcke sowie deren Funktionsweise detailliert beschrieben.

9.6 Struktur des Simulink-Modells

In diesem Abschnitt wird die konkrete Umsetzung des zuvor beschriebenen konzeptionellen Modells (siehe Kapitel 9.4) in der Simulationsumgebung MATLAB/Simulink erläutert. Aufbauend auf den in Kapitel 9.5 eingeführten Bibliotheksblöcken liegt der Fokus dabei auf der blockorientierten Implementierung der Modellstruktur.

Das Gesamtmodell ist hierarchisch aufgebaut und folgt dem Prinzip der funktionalen Modularisierung. Die einzelnen Systemkomponenten sind als Subsysteme implementiert und über definierte Signalverbindungen miteinander gekoppelt.

Die oberste Ebene des Simulink-Modells bildet die Gebäudeensembleebene. Auf dieser Ebene werden mehrere Hausmodule zusammengeführt. Deren elektrische Leistungen werden aggregiert und anschließend für die zentrale Preisbildung verwendet.

Schematische Darstellung der Funktion der Ensembleebene

Hausmodul 1 Ensembleebene

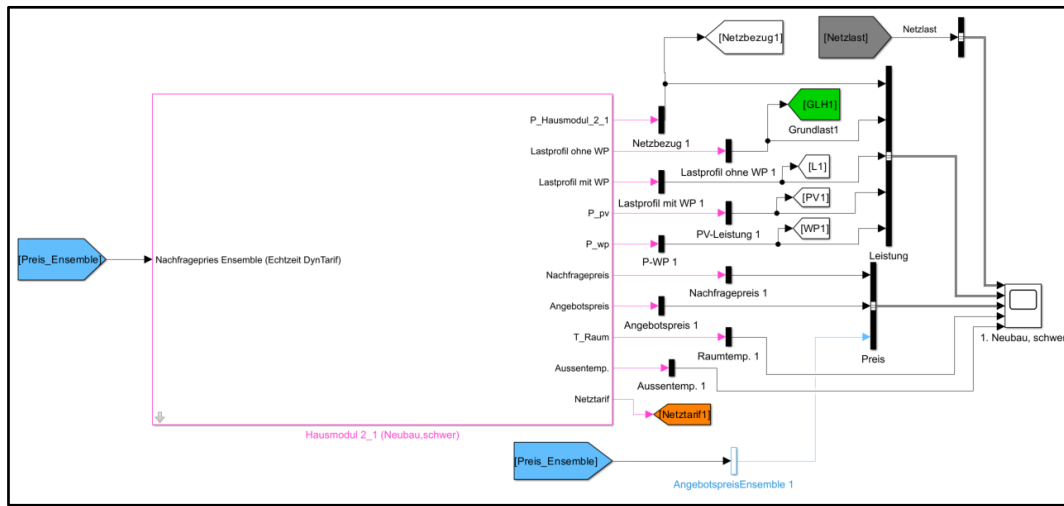


Abbildung 21, Hausmodul 1 – Neubau in schwerer Bauweise mit Photovoltaikanlage (Beispiel)

Die Abbildung 20 („Schematische Darstellung der Ensembleebene“) sowie Abbildung 27 (Simulink-Modell) zeigen die Gesamtanordnung der Ensembleebene. Dabei befindet sich oben links die Anordnung der preisgeregelten Hausmodule mit PV-Anlage (1–3). Darunter ist die identische Anordnung der preisgeregelten Hausmodule (4–6) dargestellt, jedoch ohne PV-Anlage. Auf der gegenüberliegenden Seite sind die Hausmodule (7–9) identisch zur rechten Anordnung der Hausmodule (1–6) aufgebaut, jedoch ohne Preisregelung.

Struktur eines einzelnen Hausmoduls

Die innere Struktur eines einzelnen Hausmoduls ist in Abbildung 22 schematisch in Simulink dargestellt und gliedert sich in vier Hauptkomponenten, die als modellierte Blöcke umgesetzt sind: PV-Anlage (ein- oder ausgeschaltet), Netztarif mit drei wählbaren Varianten, Regelungsmodell (entweder preisregelt oder rein raumtemperaturregelt) sowie das Gebäude mit Wärmepumpe und Gebäudemasse. Die einzelnen Komponenten werden in den Kapiteln 9.6 bis 9.11 näher beschrieben.

Simulink-Modell des Hausmoduls

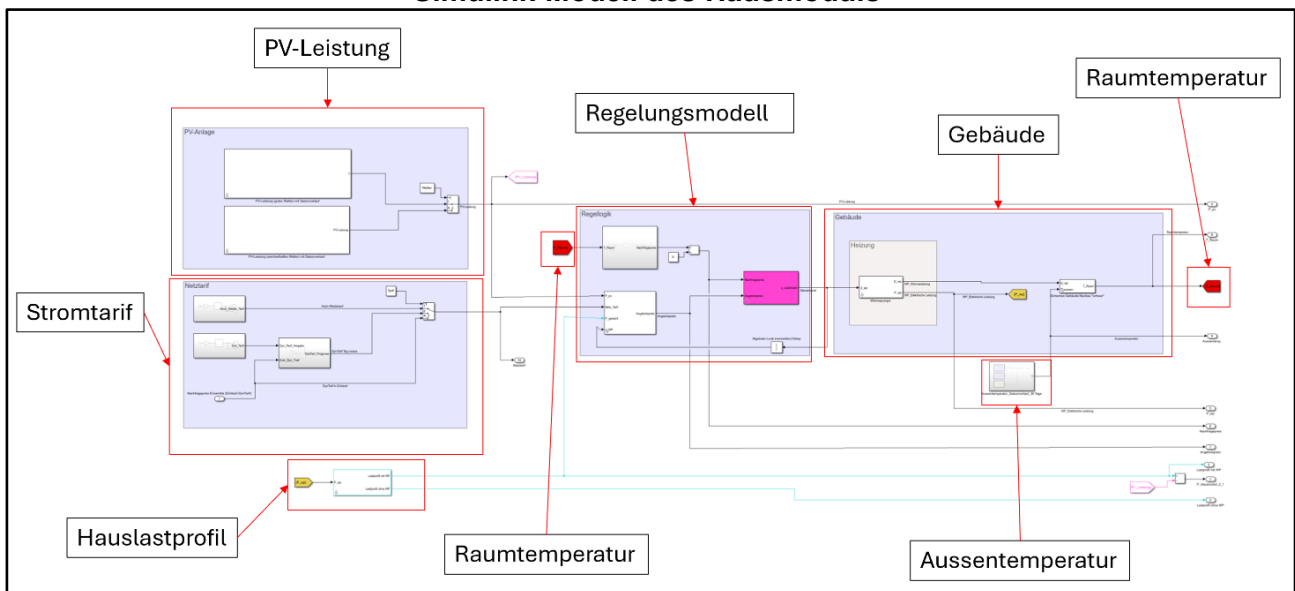


Abbildung 22, Komponenten des Hausmoduls

9.6.2 Aggregation der elektrischen Leistungen

Bei der Aggregation der elektrischen Leistungen werden die einzelnen Lastanteile zur Gesamtnetzlast zusammengeführt. Dabei kann zwischen drei Lastkombinationsvarianten unterschieden werden.

Die Auswahl der jeweiligen Variante erfolgt über einen Lastvarianten-Switch auf der Ensembleebene mit drei wählbaren Positionen.

Position 1

In dieser Stellung werden alle in der Simulation implementierten Lasten berücksichtigt. Dazu zählen die modellierte Netzgrundlast (siehe Kapitel 9.10), sowie die Lasten der Wärmepumpen und die preisgeregelten sowie nicht preisgeregelten Grundlastprofile der Hausmodule.

Position 2

Hier werden ausschliesslich die Netzgrundlast sowie die Lasten der preisgeregelten Hausmodule berücksichtigt. Die Lasten der nicht preisgeregelten Hausmodule bleiben unberücksichtigt.

Position 3

In dieser Position werden die Netzgrundlast sowie die Lasten der nicht preisgeregelten Hausmodule berücksichtigt. Die Lasten der preisgeregelten Hausmodule werden hier nicht einbezogen.

Die Lasten der Hausmodule setzen sich jeweils aus Grundlasten und den elektrischen Leistungen der Wärmepumpen zusammen (siehe Abbildung 23). In der Abbildung ist die Aggregation der preisgeregelten Lasten der Hausmodule mittels «From- und Goto-Blöcken» zu sehen. Die Photovoltaikleistung reduziert die Hausmodullasten und kann auf Netzebene zu negativen Lasten (Einspeisung) führen.

Grundlasten sowie Wärmepumpen der Preisgeregelten Hausmodullasten

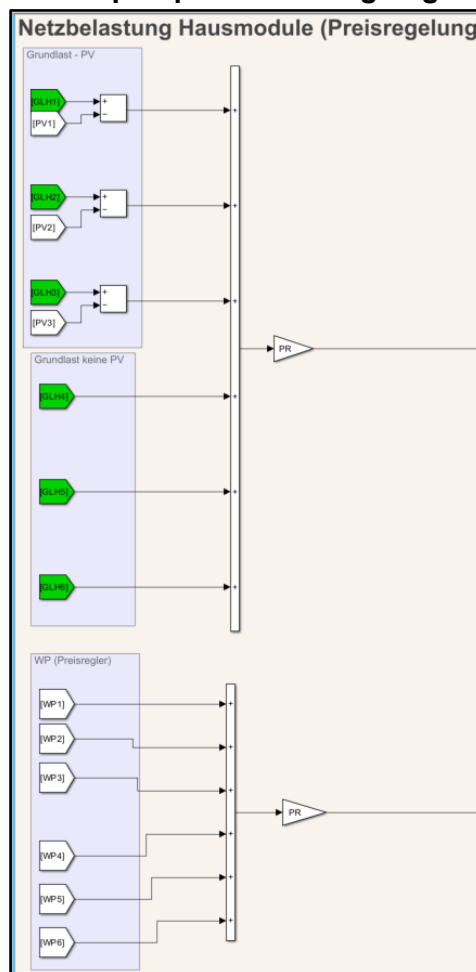


Abbildung 23, Aggregation Hausmodullasten

Für die nicht preisgeregelten Hausmodule ist eine spiegelbildlich identische Struktur implementiert.

(siehe Abbildung 25). An dieser Stelle muss erwähnt werden, dass die Hausmodule der preisgeregelten Variante im Vergleich zu den nicht preisgeregelten bis einschliesslich der PV-Erzeugung für die Simulationsuntersuchung identisch parametrisiert sind. Im Workspace können die Parameter bei Bedarf beliebig geändert werden. Sowohl die preisgeregelten als auch die nicht preisgeregelten Hausmodule werden über den Varianten-Switch wahlweise berücksichtigt oder deaktiviert, sodass die gewünschte Konfiguration über die entsprechende Schalterstellung ausgewählt werden kann (siehe Abbildung 24).

Die verwendeten «Gain-Blöcke» in Abbildung 23 und Abbildung 24 mit den Variablenbezeichnungen *PR* (preisgeregelt) und *NPR* (nicht preisgeregelt) dienen als binäre Aktivierungselemente. Im Workspace-Skript sind die entsprechenden Schalterpositionen für die Variantenstellung vordefiniert, sodass diese zusätzlichen Schalter in der jeweiligen Position entsprechend ausgewählt werden. Ein Wert von 1 aktiviert den jeweiligen Lastanteil, während ein Wert von 0 diesen deaktiviert.

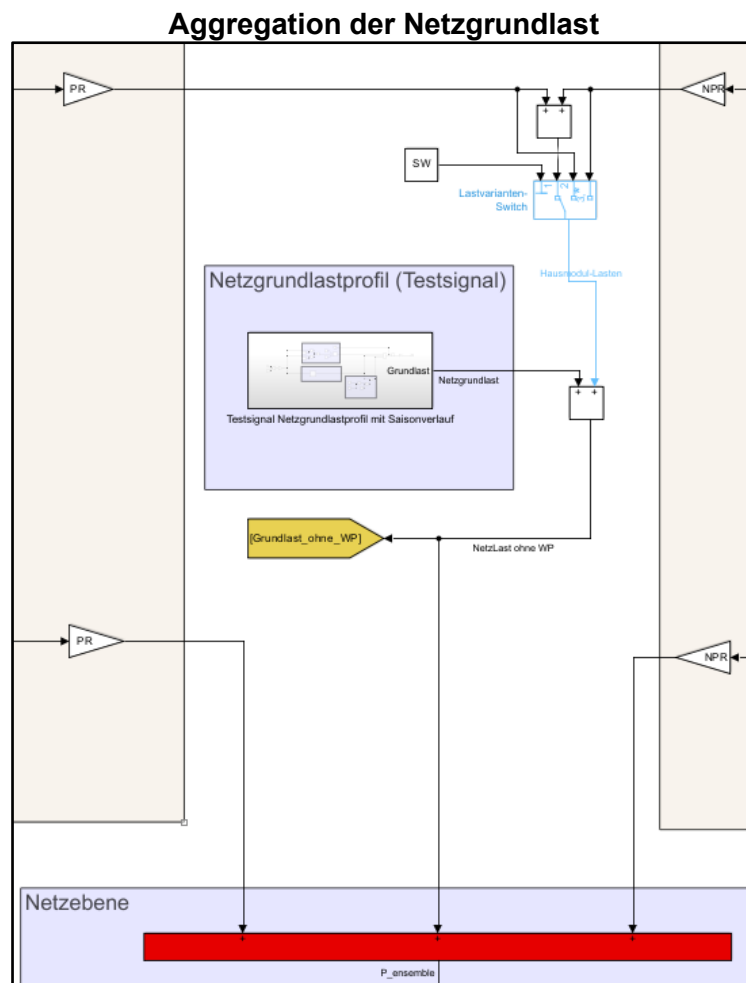


Abbildung 24, Varianten-Switch sowie Netzgrundlast und die Netzaggregation

Die Struktur in Abbildung 24 beinhaltet einen Varianten-Switch sowie einen Netzgrundlast-Block. Darüber hinaus wird ein «From-Block» («Grundlast ohne WP») gelb verwendet, um die Netzlast ohne Wärmepumpen abzuzweigen. Dies dient dazu, die Netzlast ohne Wärmepumpe dem gesamten Netzlastgang gegenüberzustellen (siehe Abbildung 26).

Diese Anordnung ermöglicht einen direkten Vergleich zwischen preisgeregelter Wärmepumpensteuerung und nicht preisgeregelter Wärmepumpensteuerung. Dadurch kann die Netzdienlichkeit der Preisregelung untersucht werden.

Übersicht der Lastgänge und Netzlastbildung

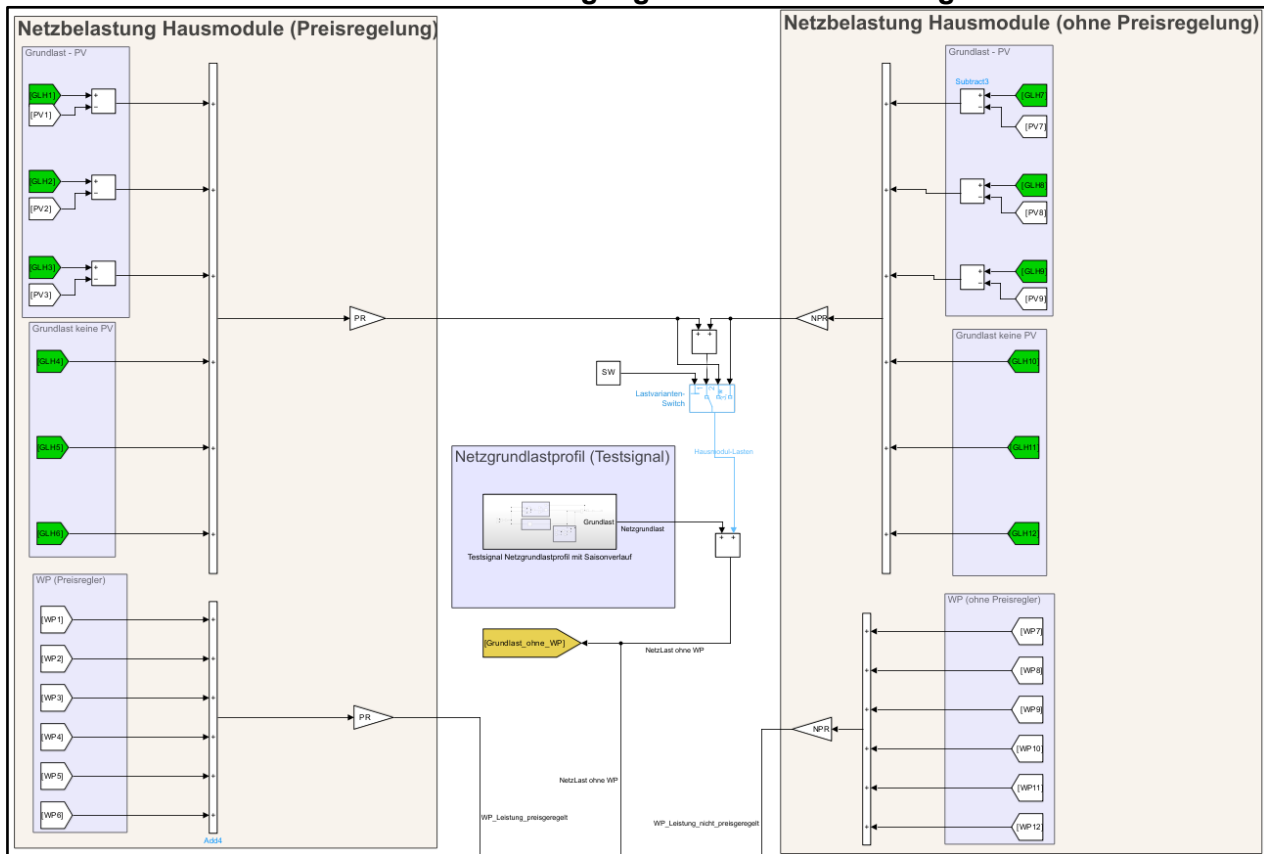


Abbildung 25, Grund- und Wärmepumpenlasten sowie Photovoltaikleistung

Abbildung 25 zeigt, dass die Wärmepumpenlasten separat von den aggregierten Grundlasten abgegriffen und, wie in Abbildung 24 und Abbildung 25 ersichtlich, im Summenblock (rot) auf der Netzebene zur Gesamtnetzlast «P ensemble» aufsummiert werden.

Abbildung 26 zeigt, wie aus der Netzlast (P ensemble) über den «Angebotspreis-Block» der echtdynamische Stromtarif «Preis Ensemble» ermittelt wird (siehe Kapitel 9.11.4). Dieser wird über einen «From-Block» (blau dargestellt) zu den Hausmodulen geführt und dort mittels eines «GoTo-Blocks» weitergeleitet. In den Hausmodulen dient er neben anderen Tarifen als wählbarer dynamischer Tarif für die Preisregelung (siehe auch Abbildung 27).

Simulationsaufbau der Netzebene

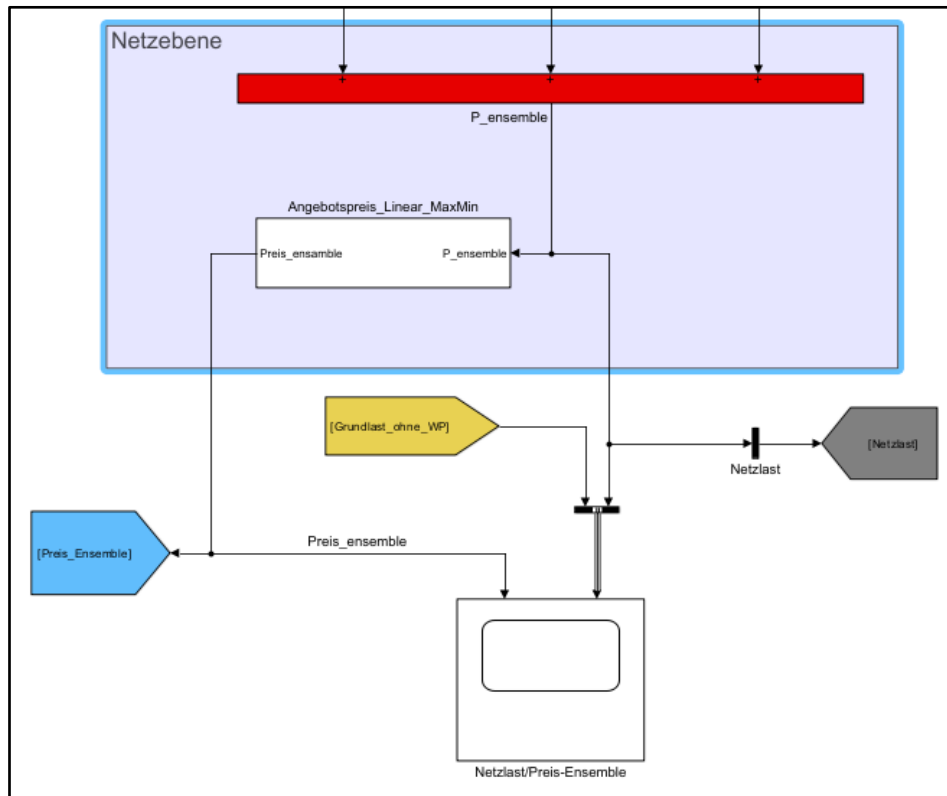


Abbildung 26, Netzebene mit Angebotspreisermittlung auf Basis der Netzlaut

Zur gemeinsamen Darstellung werden die über den gelb markierten «GoTo-Block» übermittelte Grundlast ohne WP-Lasten, P ensemble sowie die Werte des Stromtarifs «Preis Ensemble» in einen Scope geführt. Dadurch können die zeitlichen Verläufe aller drei Größen direkt miteinander verglichen werden. Im Rahmen dieser Untersuchung ist insbesondere von Interesse, wie sich die WP-Last im Verhältnis zum Verlauf der Grundlast beziehungsweise der allgemeinen Last verhält. Des Weiteren wird die Netzlaut über einen grau markierten «From-Block» zu den Hausmodulen geführt, um auf Hausmodulebene die Netzlaut ebenfalls in einem Scope darzustellen und so einen Vergleich zu ermöglichen.

Nachfolgend ist ein Überblick über die gesamte Ensembleebene dargestellt; einzelne Bereiche sowie Komponenten sind beschriftet.

Häuserensembleebene

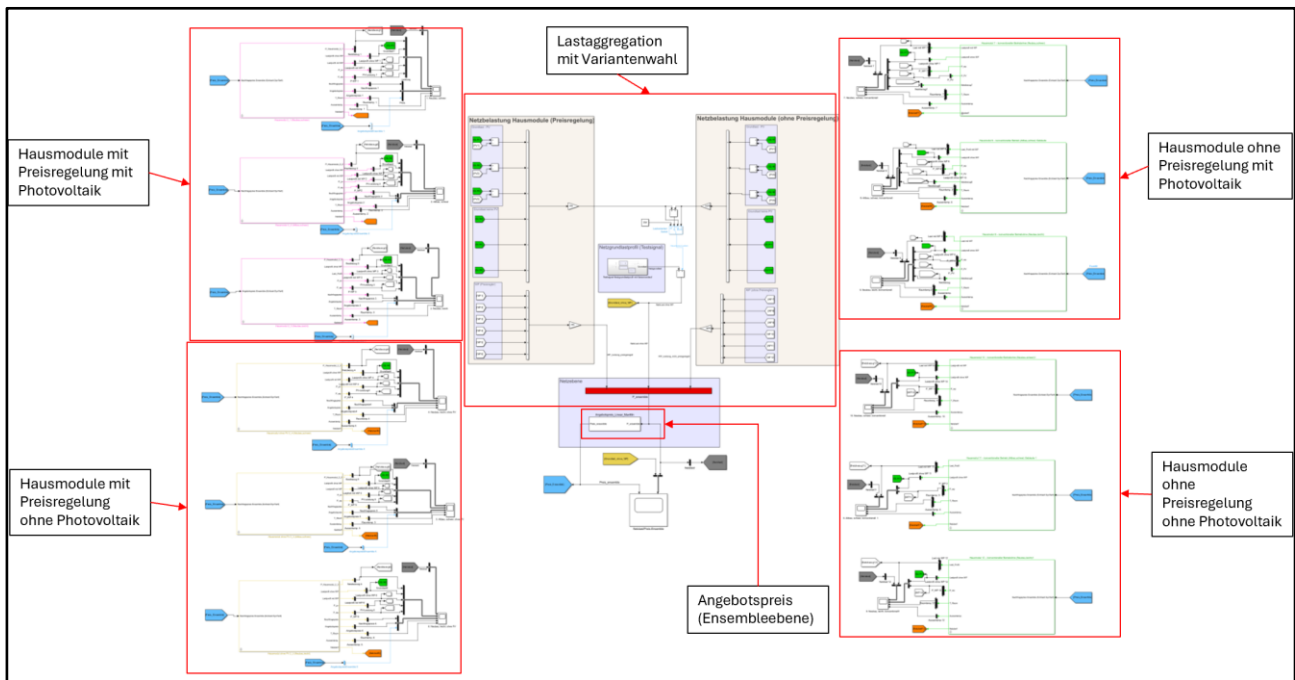


Abbildung 27, Schematische Gesamtübersicht der Ensembleebene im Simulink-Modell

9.7 Technische Komponenten

In diesem Abschnitt werden die im Modell berücksichtigten technischen Komponenten sowie deren vereinfachte Modellierung beschrieben. Dazu gehören insbesondere die Wärmepumpe und die Photovoltaikanlage.

9.7.1 Wärmepumpenmodell

Das Wärmepumpenmodell beschreibt den Zusammenhang zwischen der elektrischen Leistungsaufnahme und dem resultierenden Wärmefluss (thermische Leistung), der als Ausgangswert für das Gebäudemodell dient.

Der Leistungskoeffizienten «Coefficient of Performance (*COP*)» wird im Modell als konstant angenommen. Diese Annahme stellt eine zulässige Vereinfachung dar, da die vorliegende Untersuchung primär das Verhalten des Systems unter dynamischen Strompreisen analysiert. Eine temperaturabhängige Modellierung der Wärmepumpe würde die Modellkomplexität erhöhen, ohne den Fokus der Untersuchung wesentlich zu verändern.

Wärmepumpen-Block

Abbildung 28 zeigt das Simulink-Subsystem zur Simulation einer Wärmepumpe. Das Eingangssignal U_{wp} stellt eine binäre Zweipunktansteuerung dar (0 = aus, 1 = ein). Ein Teillast- oder Stufenbetrieb wird nicht berücksichtigt. Als Ausgangsgrößen liefert das Subsystem die thermische Leistung $\dot{Q}_{wp}$ sowie die elektrische Leistungsaufnahme P_{wp} .

Bei aktiviertem Eingangssignal ($U_{wp} = 1$) wird eine konstante thermische Nennleistung $\dot{Q}_{wp}$ bereitgestellt. Unter Annahme eines konstanten Leistungskoeffizienten (COP) ergibt sich die elektrische Leistungsaufnahme folgendermassen:

$$P_{wp} = \frac{\dot{Q}_{wp}}{COP} \quad (5)$$

Dabei gilt:

- P_{wp} = Wärmepumpenleistung (kW)
- $\dot{Q}_{wp}$ = Wärmeleistung (kW)
- COP = Leistungskoeffizient

Die thermische Nennleistung der Wärmepumpe sowie der **COP** sind als Parameter im MATLAB-Workspace definiert. Dadurch können unterschiedliche Wärmepumpenvarianten oder Szenarien zentral angepasst werden.

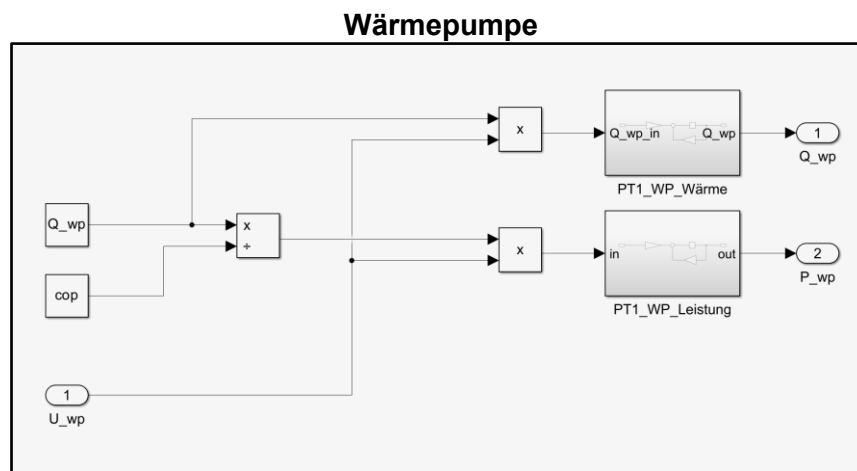


Abbildung 28, grafische Logik der Wärmepumpe

Die Ein- und Ausschaltverzögerungen werden jeweils durch PT1-Glieder dargestellt. Die Zeitkonstanten sind standardmässig in der Maske der Wärmepumpe für Wärmeleistung auf 900s und für die elektrische Leistung auf 180s vordefiniert. Bei Bedarf können die Parameter in der Maske angepasst werden (siehe Abbildung 29).

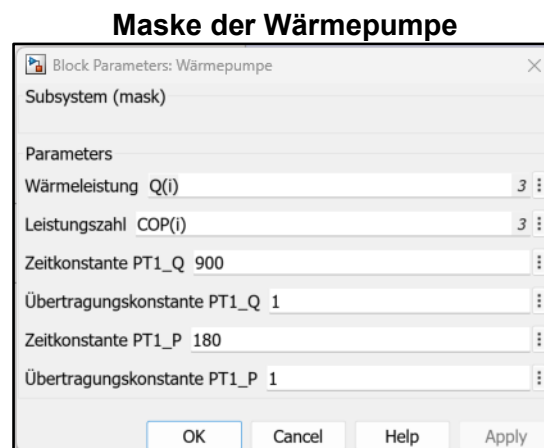


Abbildung 29, Parameter der Wärmepumpe

Dadurch wird das reale Anlauf- und Abklingverhalten der Wärmepumpe an das Verhalten einer realen Wärmepumpe approximiert, während die Leistungsstufe selbst binär bleibt.

Das Subsystem stellt somit ein vereinfachtes Ein/Aus-Modell einer Wärmepumpe mit parametrierbarer Nennleistung und dynamischer Leistungsantwort dar.

Dimensionierung der Wärmepumpe

Die Dimensionierung der Wärmepumpe erfolgt auf Basis des angenommenen Heizleistungsbedarfs des betrachteten Haushalts. Die maximale thermische Leistung bestimmt dabei die erforderliche elektrische Leistungsaufnahme der Wärmepumpe unter Berücksichtigung des angenommenen COP.

Dimensionierung der Wärmepumpe

In der Schweiz erfolgt die Auslegung von Heizungsanlagen auf Grundlage normativer Randbedingungen gemäss SIA 2024 «Raumnutzungsdaten für die Energie- und Gebäudetechnik» [27]. Für Standorte im Schweizer Mittelland wird dabei eine Norm-Aussentemperatur von $T_{\text{aussein}} = -8^\circ\text{C}$ angesetzt. Die Raum-Solltemperatur beträgt $T_{\text{Raum}} = 21^\circ\text{C}$.

In der Simulation werden die Wärmepumpen so dimensioniert, dass ihre Nennwärmeleistung dem Heizleistungsbedarf im Auslegungspunkt entspricht. Abweichend von der normativen Raum-Solltemperatur von 21°C wird im Modell eine Temperatur von 20°C verwendet, um eine konservative Dimensionierung im unteren Leistungsbereich zu gewährleisten. Zudem wird die Warmwassererzeugung nicht berücksichtigt, da sich die Simulation im Rahmen dieser Arbeit auf das Heizsystem bzw. das Gebäudemodell beschränkt. Lüftungswärmeverluste werden in dieser vereinfachten Betrachtung ebenfalls nicht berücksichtigt.

Die verwendeten Parameter, insbesondere U_{Wert} und A_{aussein} , sind in Kapitel 9.2.2 zusammengefasst.

Die Auslegung erfolgt auf Basis des Transmissionswärmeverlustes:

$$\dot{Q}_{wp,nom} = U_{\text{Wert}} \cdot A_{\text{aussein}} \cdot (T_{\text{Raum}} - (T_{\text{aussein}})) \quad (6)$$

Dabei gilt:

- $\dot{Q}_{wp,nom}$ = Nennwärmeleistung der Wärmepumpe (W)
- U_{Wert} = Wärmedurchgangskoeffizient ($\text{W}/(\text{m}^2\text{K})$)
- A_{aussein} = Aussenfläche der Gebäudehülle (m^2)
- T_{Raum} = Raum-Solltemperatur ($^\circ\text{C}$)
- T_{aussein} = Norm-Auslegungs-Aussentemperatur ($^\circ\text{C}$)

Dabei beschreibt ($U_{\text{Wert}} \cdot A_{\text{aussein}}$) den Transmissionswärmeverlust des Gebäudes.

bzw. für die eingesetzten Randbedingungen ergibt sich somit:

$$\dot{Q}_{wp,nom} = \dot{Q}_{\text{Voll}}(-8^\circ\text{C}) = U_{\text{Wert}} \cdot A_{\text{aussein}} \cdot (20^\circ\text{C} - (-8^\circ\text{C}))$$

WP-Dimensionen

Gebäude	A _{ausßen} (m ²)	U _{Wert}	Heizleistungsbedarf (kW)	WP-Leistung (kW)
Alt, schwer	500	1.00	14.00	14
Neu, leicht	500	0.17	2.38	3
Neu, schwer	500	0.17	2.38	3
Alt, schwer	300	1.00	8.40	9
Neu, leicht	300	1.00	1.43	2
Neu, schwer	300	0.17	1.43	2

Tabelle 5, Abgeleitete Wärmepumpenleistungen

Einordnung der Ergebnisse

Die Resultate zeigen deutlich den Einfluss des Gebäudezustands auf den Heizleistungsbedarf. Insbesondere weisen Altbauten aufgrund höherer Transmissionsverluste über die Gebäudehülle eine deutlich grössere erforderliche Wärmepumpenleistung auf als Neubauten.

Die gewählten Wärmepumpengrößen liegen teilweise über dem berechneten Heizleistungsbedarf, was auf eine diskrete Abstufung verfügbarer Geräteleistungen zurückzuführen ist, und eine konservative Auslegung sicherstellt.

9.7.2 Photovoltaikmodell

Das vorliegende Modell bildet keine reale Einstrahlungsdynamik ab, sondern basiert auf einer idealisierten Tagescharakteristik der Photovoltaik (PV)-Leistung. Dadurch wird eine vereinfachte und reproduzierbare Darstellung der PV-Erzeugung erreicht, ohne zusätzliche Komplexität durch meteorologische oder physikalische Modelle einzuführen. Die Photovoltaikleistung wird durch sinusförmige Verläufe approximiert, die den tageszeitlichen Verlauf der Sonneneinstrahlung vereinfacht nachbilden.

Zur Berücksichtigung von Wettereinflüssen wird ein Zufallsgenerator eingesetzt, der den Photovoltaikleistungsverlauf mittels stochastischer Faktoren variiert. Dadurch können kurzzeitige Abschattungen durch Wolken, sogenannte Schattengänge, modelliert werden.

Dieser Ansatz ermöglicht es, die preisbasierte Regelstrategie im Zusammenspiel mit einem dynamischen Stromtarif sowie deren Auswirkungen auf das Netzverhalten gezielt und unter kontrollierten Bedingungen zu untersuchen.

PV-Block – Modellierung der Photovoltaikleistung

Nachfolgend werden der Aufbau sowie die Funktionsweise des implementierten PV-Modells erläutert. Im Modell sind zwei Betriebsvarianten implementiert, die im Workspace parametrisiert werden und über einen Switch ausgewählt werden können: ein Modell mit idealisiertem Wetter sowie ein Modell unter Berücksichtigung von Wettereinflüssen (siehe Abbildung 30).

Die Parametrierung umfasst unter anderem die Grösse in Kilowattpeak sowie die Eigenschaften des Zufallsgenerators (Random), dessen Seed-Wert in Simulink als Parameter frei wählbar ist. Dieser bestimmt den Zufallsverlauf und damit die konkrete Ausprägung der simulierten Abschattungen.

PV-Anlagen

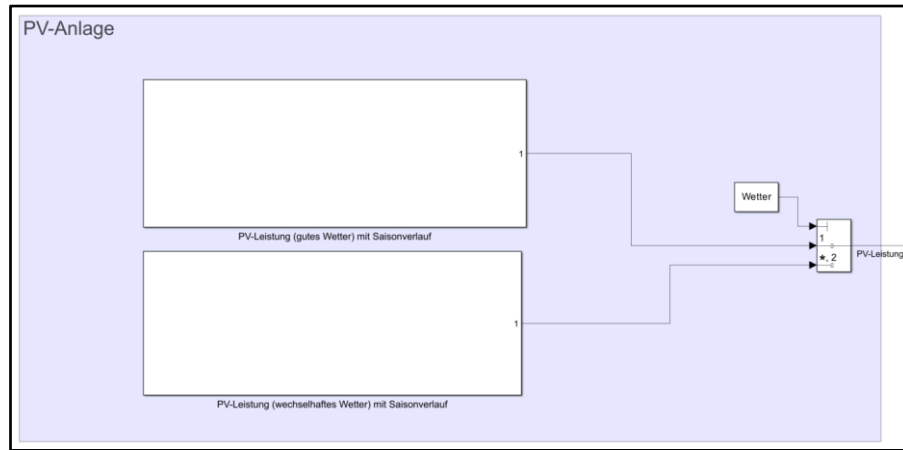


Abbildung 30, Photovoltaikleistungsblöcke

Photovoltaikleistungskurve

Das Simulink-Blockdiagramm wird hier von innen nach aussen betrachtet, beginnend bei Abbildung 31, die den täglichen Tageslichtverlauf bildet.

Aus dem sich ändernden Wert für die Sonnenaufgangszeit und Sonnenuntergangszeit wird zunächst die Tageslänge berechnet und in Sekunden umgerechnet. Anschliessend wird die normierte Tageszeitlänge mit π skaliert, sodass ein halber Sinusverlauf im Intervall zwischen Sonnenaufgang und Sonnenuntergang entsteht.

Sonnenverlauf

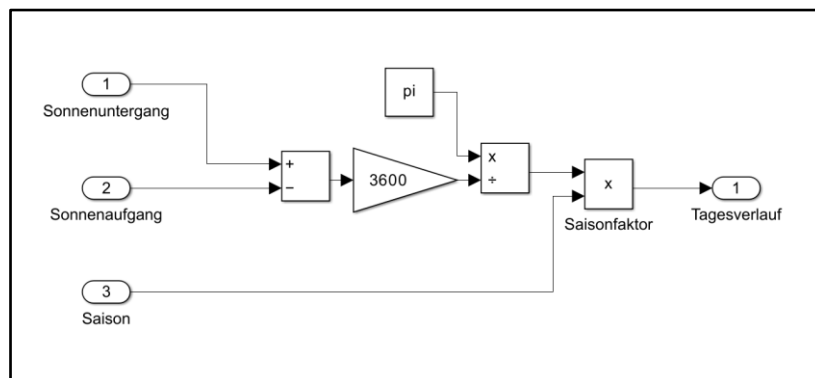


Abbildung 31, Tageslichtverlauf in Abhängigkeit von Sonnenauf- und Sonnenuntergang

Anschliessend wird die saisonale Variation des Tagesverlaufs durch einen dimensionslosen Saisonfaktor berücksichtigt.

Sinus-Tagesverlauf

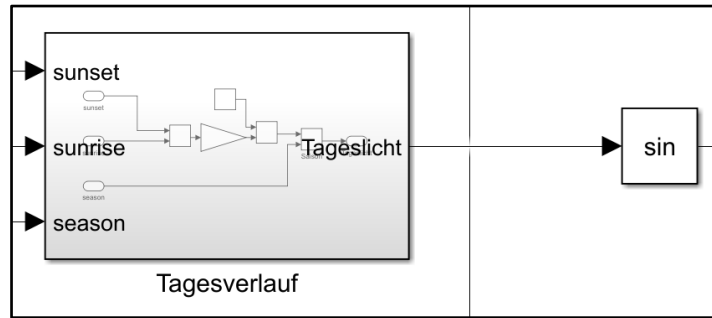


Abbildung 32, Sinusförmige Modellierung des Tagesverlauf

Der resultierende Sinus beschreibt einen idealisierten tageszeitlichen Verlauf der Sonneneinstrahlung mit einem Maximum zur Mittagszeit.

Die dargestellten Zusammenhänge lassen sich mathematisch wie folgt beschreiben (t) in Sekunden:

$$f_{PV,Tag}(t) = \sin \left(\frac{(t_{Tag} - t_{auf}) \cdot \pi}{t_{unter} - t_{auf}} \right) \quad (7)$$

Dabei gilt:

- $f_{PV,Tag}$ = Normierter Tagesgang der Photovoltaikleistung
- t_{Tag} = Tageszeit (nach Abbildung 33 ersichtlich)
- t_{auf} = Sonnenaufgangszeit (nach Abbildung 35 ersichtlich)
- t_{unter} = Sonnenuntergangszeit (nach Abbildung 35 ersichtlich)

Der sinusförmige Verlauf stellt eine vereinfachte Approximation der solaren Einstrahlung dar, da diese im Tagesverlauf näherungsweise einem glatten, symmetrischen Verlauf folgt.

Dabei beschreibt t_{Tag} die aktuelle Tageszeit innerhalb eines Tageszyklus, während t_{auf} und t_{unter} die Zeiten von Sonnenaufgang und Sonnenuntergang darstellen. Der Ausdruck $t_{unter} - t_{auf}$ gibt die seit Sonnenaufgang verstrichene Zeit an.

PV-Lastkurve Täglich

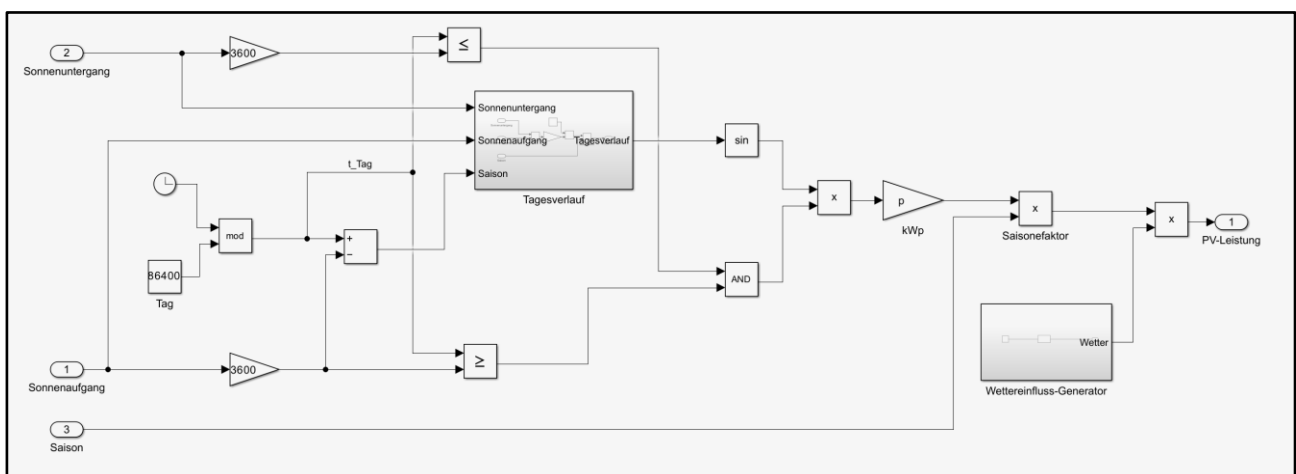


Abbildung 33, Modellierung der Lastkurve von Tag zu Tag

t_{Tag} beschreibt die auf einen Tag normierte Zeit und ergibt sich aus der Simulationszeit t durch Modulo-Operation mit 86400 s, wodurch die Zeit zyklisch im Intervall $[0,86400)$ abgebildet wird.

Tagesverlauf zyklisch

$$t_{Tag} = t \bmod 86400$$

Dabei gilt:

- t = Zeit
- $\bmod$ = Modulo-Operator (liefert den Rest einer ganzzahligen Division)
- 86400 = Anzahl der Sekunden pro Tag

Tageslicht-Eingrenzung

$$f_{Tag}(t) = \begin{cases} 1, & t_{auf} \leq t_{Tag} \leq t_{unter} \\ 0, & \text{sonst} \end{cases}$$

Diese Funktion stellt sicher, dass ausserhalb der Tageslichtperiode keine Photovoltaikleistung erzeugt wird.

Die Photovoltaikleistung ergibt sich damit wie folgt:

$$P_{PV}(t) = P_{kWp} \cdot f_{Saison}(t) \cdot f_{Wetter}(t) \cdot f_{Tag}(t) \cdot f_{PV,Tag}(t) \quad (8)$$

Dabei gilt:

- P_{PV} = Photovoltaikleistung
- P_{kWp} = installierte Spitzenleistung der Photovoltaikanlage in Kilowattpeak
- f_{Saison} = Saisonfaktor (nach Abbildung 35 ersichtlich)
- f_{Wetter} = Wetterfaktor (nach Abbildung 34 ersichtlich)
- f_{Tag} = Tageslicht-Eingrenzung
- $f_{PV,Tag}$ = Normierter Tagesgang der Photovoltaikleistung

Die Photovoltaikleistung ergibt sich somit als Produkt aller Einflussfaktoren, wodurch sowohl tageszeitliche, saisonale als auch wetterbedingte Effekte kombiniert berücksichtigt werden.

Modellierung wechselhafter Wetterbedingungen

Zur Simulation wechselhafter Wetterverhältnisse wird ein Zufallssignal verwendet, das zwischen einem Minimalwert von 0 und einem Maximalwert von 1 definiert ist. Das resultierende Signal „Wetter“ beschreibt den zeitlich variierenden Einfluss der Bewölkung auf die Photovoltaikleistung, indem es als Multiplikationsfaktor auf diese wirkt.

(Abbildung 34) zeigt die Generierung eines Wettersignals auf Basis eines gleichverteilten Zufallszahlengenerators (Number Uniform Random) in Simulink. Das resultierende Signal wird anschliessend durch ein diskretes Übertragungsglied (Discrete Transfer Fcn) gefiltert. Ziel dieser Filterung ist die zeitliche Glättung, wodurch das sprunghafte Zufallssignal in einen stetigeren, realitätsnäheren Verlauf überführt wird.

Das resultierende Ausgangssignal «Wetter» beschreibt somit einen zeitlich variierenden, geglätteten Zufallsprozess, der reale Wetterschwankungen näherungsweise und in vereinfachter Form abbildet.

Der im Workspace änderbare Seed-Wert des Zufallszahlengenerators ermöglicht es, sowohl identische als auch unterschiedliche Wetterverläufe reproduzierbar zu erzeugen. Dadurch können gleiche Wetterbedingungen für mehrere Hausmodule konsistent abgebildet oder gezielt variierte Wetterbedingungen simuliert werden. Dies ist insbesondere für die Simulationsuntersuchungen von Bedeutung, bei dem vergleichbare Randbedingungen erforderlich sind, um den Einfluss preisgeregelter Strategien im Vergleich zu konventionellen Ansätzen bewerten zu können.

Zufallsgenerator

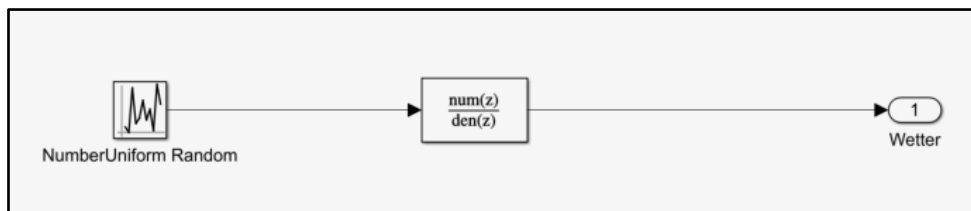


Abbildung 34, Modellierung des zufallsbasierten Wettereinflusses auf die Photovoltaikleistung

Wetterfaktor

$$f_{Wetter}(t) = G(z) \cdot u(t) \quad (9)$$

Das Übertragungsglied $G(z)$ wirkt dabei als Tiefpassfilter, der hochfrequente Schwankungen reduziert und somit einen realistischeren zeitlichen Verlauf erzeugt.

Dabei gilt:

- f_{Wetter} = realistischer Wetterverlauf
- u = weisses (keine Korrelation) Zufallssignal (Wetter-Rohsignal)
- G = Filter (glättet das Signal)

Durch die Filterung wird aus einem unkorrelierten Zufallssignal ein zeitlich korrelierter Prozess erzeugt, der realistischere Wetterschwankungen abbildet.

Neben der tageszeitlichen Dynamik zeigt die Photovoltaikleistung eine signifikante saisonale Variation, die im Modell berücksichtigt werden muss. Im Folgenden wird ein saisonaler Verlauf implementiert, der einen *Vier-Saison-Zyklus* auf eine Gesamtdauer von 36 Tagen (3 110 400 s) abbildet (siehe Abbildung 33 und Abbildung 35). Diese zeitliche Kompression ermöglicht die Analyse saisonaler Effekte bei reduziertem Simulationsaufwand. Sie beeinflusst nicht die qualitative Dynamik des Systems, sondern dient ausschliesslich der Reduktion der Simulationsdauer.

Ausgehend von einem *Vier-Saisons-Zyklus* (36 Tage) werden drei zentrale Grössen generiert: Sonnenaufgang, Sonnenuntergang sowie ein Saisonfaktor (siehe Abbildung 35). Die in Grün dargestellten Subsysteme «Sonnenaufgang» und «Sonnenuntergang» berechnen die tagesabhängigen Zeiten auf Basis eines mittleren Ausgangswerts (6 Uhr) und einer sinusförmigen Variation. Der mittlere Sonnenuntergangswert wird zusätzlich durch einen konstanten Offset (Bias) angepasst. Auf diese Weise wird der jahreszeitlich veränderliche Tageslichtverlauf modelliert.

Parallel dazu wird in einem weiteren grün dargestellten Subsystem („Saisonfaktor der Photovoltaikleistung“) ein sinusförmiges Signal generiert, das als Multiplikationsfaktor die saisonale Variation der Photovoltaikleistung modelliert

Die drei Signale (Sonnenaufgang, Sonnenuntergang und Saison) werden anschliessend in einem zentralen Subsystem (PV_Leistung_täglich_wechselhaftes_Wetter), welches in Abbildung 33 beschrieben wird, zusammengeführt. Dort erfolgt die Berechnung der Photovoltaikleistung unter Berücksichtigung des Tagesverlaufs sowie optionaler Wettereinflüsse.

Simulink-Modell der saisonalen Photovoltaikleistung

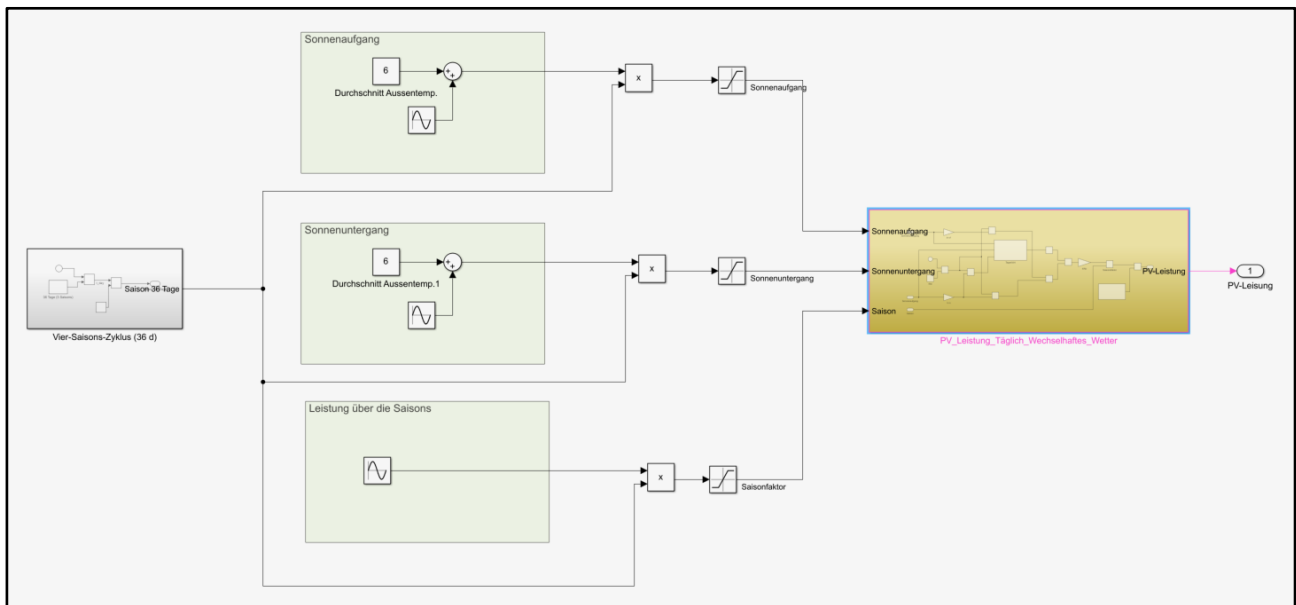


Abbildung 35, Simulation der Photovoltaikleistung mit saisonalen und wetterbedingten Einflüssen

Der saisonale Jahresverlauf wird mittels einer Modulo-Operation periodisch auf eine Zykluslänge von 36 Tagen abgebildet.

$$t_{Saison} = t \bmod (36 \cdot 86400)$$

Die zeitliche Skalierung verändert dabei ausschliesslich die Zeitbasis, nicht jedoch die Struktur der modellierten Zusammenhänge.

Dabei gilt:

- t = Zeit
- $\bmod$ = Modulo-Operator

Sonnenaufgang

t_{auf} beschreibt die Sonnenaufgangszeit in Abhängigkeit mit der saisonalen Veränderung über die Zeit.

$$t_{auf} = t_{auf,0} + A \sin(\omega \cdot t_{Saison}) \quad (10)$$

Die sinusförmige Variation von Sonnenaufgang und Sonnenuntergang bildet die jahreszeitlich bedingte Veränderung der Tageslänge ab.

Dabei gilt:

- $t_{auf,0}$ = Konstanter Wert 6 h
- A = Multiplikation mit Amplitude 1
- ω = Kreisfrequenz $\frac{2\pi}{36 \cdot 86400}$

Sonnenuntergang

t_{unter} beschreibt die Sonnenuntergangszeit in Abhängigkeit von der saisonalen Veränderung über die Zeit.

$$t_{\text{unter}} = t_{\text{auf},0} + \Delta t + A \cdot \sin(\omega \cdot t_{\text{Saison}}) \quad (11)$$

Dabei gilt:

• $t_{\text{auf},0}$	=	Ausgangswert	6 h
• A	=	Multiplikation mit Amplitude	2
• Δt	=	Offset Sonnenuntergang	13 h
• ω	=	Kreisfrequenz	$\frac{2\pi}{36 \cdot 86400}$

Saisonfaktor

$$f_{\text{Saison}}(t) = A_s \cdot \sin(\omega \cdot t_{\text{Saison}}) \quad (12)$$

Dabei gilt:

• A_s	=	Multiplikation mit Amplitude	0.45
• Δt	=	Offset Sonnenuntergang	0.525
• ω	=	Kreisfrequenz	$\frac{2\pi}{36 \cdot 86400}$

Die Abbildung 36 veranschaulicht den Unterschied zwischen einer idealen PV-Lastkurve und einer durch Wettereinflüsse beeinflussten Lastkurve.

Photovoltaikleistungskurven

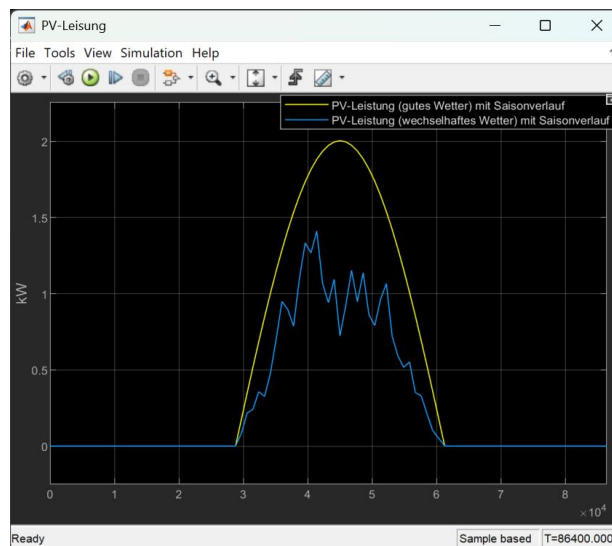


Abbildung 36, Simulierter Tagesverlauf der Photovoltaikleistung klares Wetter (gelb) und wechselhaftes Wetter (blau)

In Abbildung 37 sind die simulierten Photovoltaikleistungsverläufe über die Saison dargestellt, sowohl für einen idealisierten Fall (gelb) als auch unter Berücksichtigung von Wettereinflüssen (blau). Es ist erkennbar, dass das Leistungsmaximum in der Zyklusmitte auf die Sommerperiode hinweist. Zusätzlich ist erkennbar, dass die Leistung im Winter deutlich reduziert ist, was sowohl durch die verkürzte Tageslänge als auch durch den saisonalen Faktor verursacht wird.

Saisonale Variation

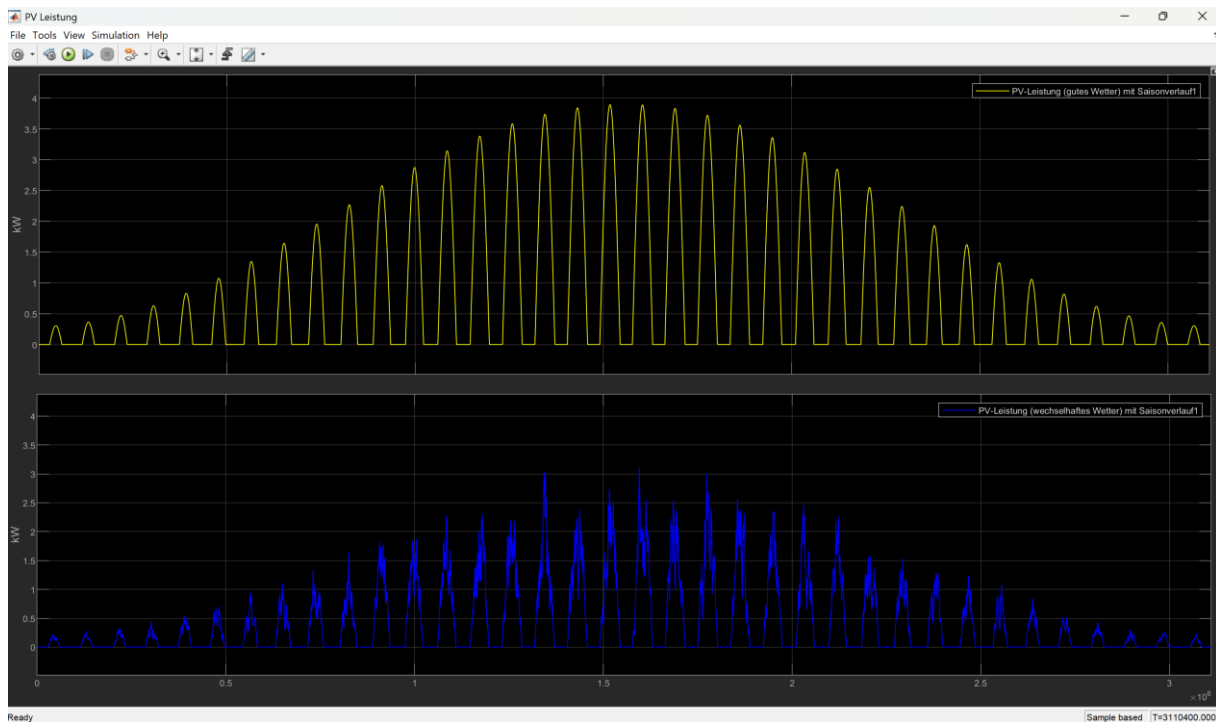


Abbildung 37 Simulierter Saisonverlauf der Photovoltaikleistung klares Wetter (gelb) und wechselhaftem Wetter (blau)

Das entwickelte Modell bildet die wesentlichen Einflussgrößen der Photovoltaikleistung in vereinfachter Form ab. Es ermöglicht eine reproduzierbare und kontrollierte Analyse des Systemverhaltens unter variierenden Betriebsbedingungen.

9.8 Umgebungsparameter

In diesem Abschnitt wird die im Modell verwendete Aussentemperatur als Umgebungsparameter beschrieben. Weitere Umgebungs- und Einflussgrößen, wie beispielsweise Wetterbedingungen bei der PV-Erzeugung oder das Nutzverhalten der Bewohner, werden innerhalb der jeweiligen Modellblöcke berücksichtigt.

Modellierung der Aussentemperatur

Die Aussentemperatur wird im Modell als zeitabhängige Grösse berücksichtigt. Der Aussentemperaturverlauf orientiert sich an den saisonalen Charakteristiken und dient als Eingangsgrösse für die Berechnung der Wärmeverluste über die Gebäudehülle sowie zur Abbildung der Heiz- und Nichtheizperioden.

Aussentemperatur-Block

Zur Abbildung des Umgebungseinflusses wird die Aussentemperatur $T_{aussern}$ vereinfacht als Überlagerung mehrerer periodischer Signale modelliert. Ziel ist es, sowohl den Tagesgang als auch die jahreszeitliche Variation des Aussentemperaturverlaufs sowie der täglichen Temperaturamplitude abzubilden.

Für die Simulation wird das Jahr auf 36 Tage verkürzt, wodurch eine beschleunigte saisonale Dynamik erzeugt wird. Ein Simulationsjahr entspricht somit 36 Tage mit jeweils 24 h, wobei der Tag in 86400 s simuliert wird.

Aussentemperatur-Block

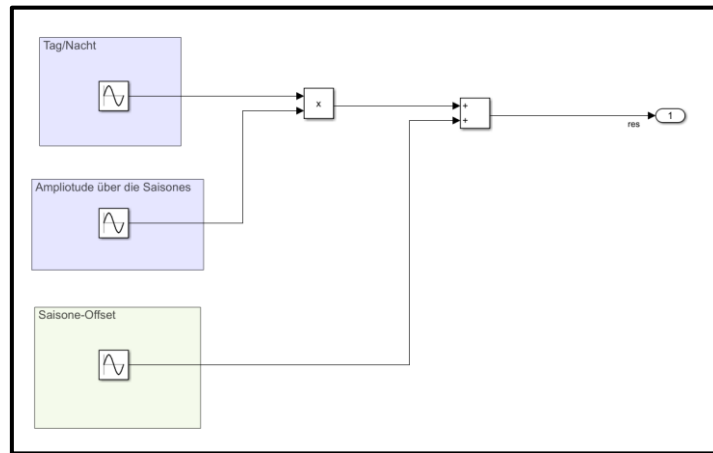


Abbildung 38, grafische Logik mit den drei Sinusverläufen

Die Aussentemperatur setzt sich aus drei Sinusanteilen zusammen.

Der erste Sinus beschreibt die Tages- und Nachttemperatur über 24 h

$$T_{24h}(t) = A \sin(\omega t + \varphi) + B \quad (13)$$

Dabei gilt:

• A	=	(Amplitude)	5 K
• ω	=	(Frequenz)	$\frac{2\pi}{86400}$
• φ	=	(Phasenverschiebung)	$-1.55 \cdot \frac{\pi}{3} \approx -\frac{1}{3}$
• B	=	(mittlere Aussentemperatur)	19

Der zweite Sinus beschreibt die Tagesamplitude über 36 Tage als Faktor zum Tagesverlauf

$$f_{36Tage}(t) = A \sin(\omega t + \varphi) + B \quad (14)$$

Dabei gilt:

• f_{36Tage}	=	Tagesfaktor über 36Tage	
• A	=	(Amplitude)	0.22
• ω	=	(Frequenz)	$\frac{2\pi}{36 \cdot 86400}$
• φ	=	(Phasenverschiebung)	$\frac{\pi}{2}$
• B	=	(mittlere Aussentemperatur)	0.775

Der dritte Sinus bestimmt das saisonale Temperaturniveau über 36 Tage als Summand zum Produkt der beiden vorhergegangenen Sinuswerte

$$T_{saisonal}(t) = A \sin(\omega t + \varphi) + B \quad (15)$$

Dabei gilt:

• A	=	(Amplitude)	16.5
• ω	=	(Frequenz)	$\frac{2\pi}{36 \cdot 86400}$

- φ = (Phasenverschiebung) $-\frac{\pi}{2}$
- B = (mittlere Aussentemperatur) 0.2

Der Verlauf der Aussentemperatur über 36 Tage (siehe Abbildung 39) ergibt sich aus der Überlagerung der drei beschriebenen Sinusanteile.

$$T_{\text{aussen}} = T_{24\text{h}} \cdot f_{36 \text{ Tage}} + T_{\text{saisonal}} \quad (16)$$

Temperaturverlauf über 36 Tage

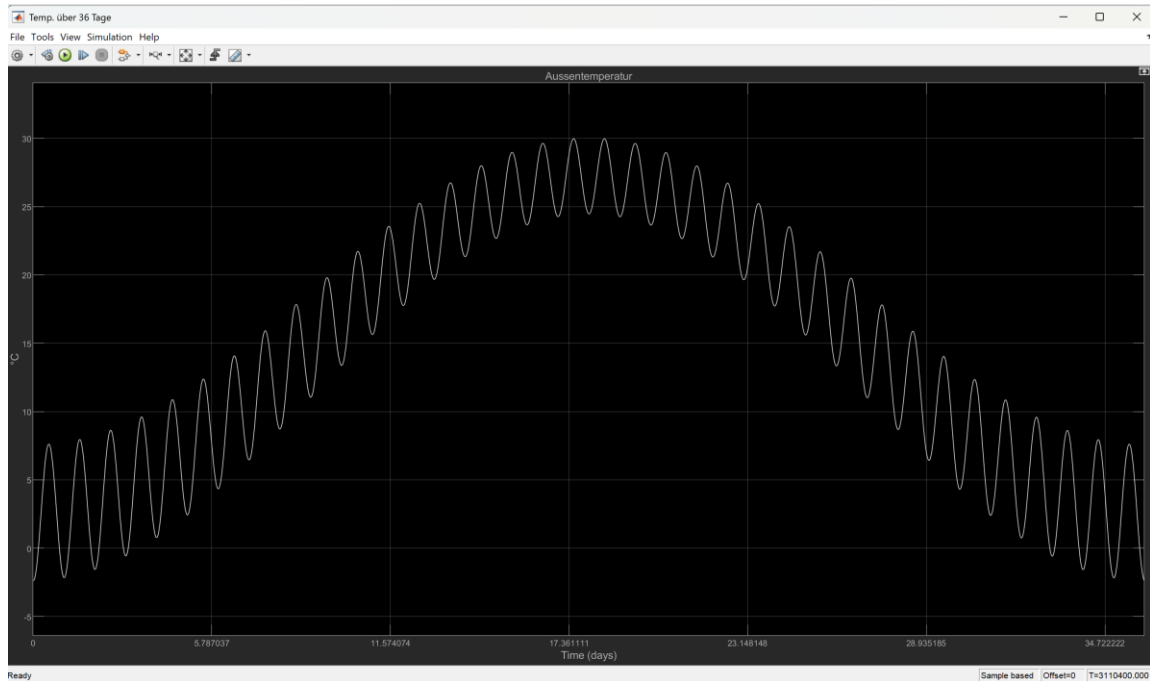


Abbildung 39, Verkürzter saisonaler Temperaturverlauf

Die gewählte Implementierung ermöglicht die Simulation der Wechselwirkungen zwischen Aussentemperatur, Raumtemperatur, Wärmepumpenbetrieb und dem daraus resultierenden elektrischen Lastverlauf innerhalb der Gesamtarchitektur.

9.9 Haushaltslasten

Die elektrischen Haushaltslasten stellen eine zentrale Eingangsgrösse der Systemsimulation dar und hängen massgeblich vom Nutzerprofil ab. Zusammen mit der Wärmepumpenleistung bilden sie das Lastprofil auf Hausmodulebene und beeinflussen damit indirekt die Netzlast auf Ensembleebene.

Im Modell wird die Haushaltslast bewusst separat von steuerbaren flexiblen Verbrauchern modelliert; in dieser Arbeit betrifft dies insbesondere die Wärmepumpe. Dadurch können regelungsbaasierte Eingriffe gezielt analysiert und die Wärmepumpenlast isoliert bewertet werden.

Zur Abbildung des zeitlichen Lastverlaufs werden synthetische, repräsentative Lastprofile ohne Heizleistung verwendet. Diese basieren auf typischen Verbrauchsstrukturen und werden parametrisiert eingesetzt.

9.9.1 Lastprofilgenerator

Das elektrische Haushaltslastprofil wird durch ein Simulink-basiertes Subsystem („Lastprofil-Block“) erzeugt (siehe Abbildung 40). Dieses generiert zeitabhängige Lastprofile für unterschiedliche Haushaltstypen und ist eine wesentliche Eingangsgrösse der Systemsimulation.

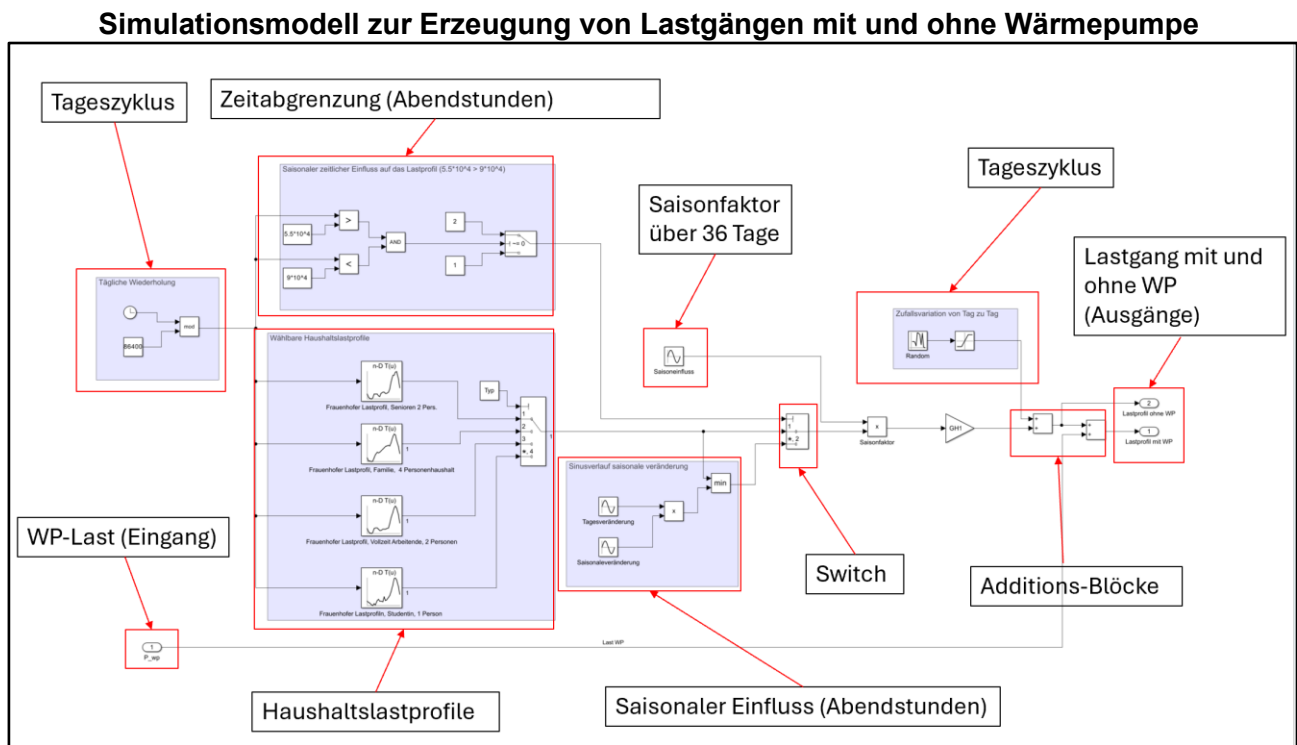


Abbildung 40, Simulation eines Haushaltslastprofils mit zeitlicher und saisonaler Abhängigkeit

Zeitliche Abbildung (Tageszyklus)

Die zeitliche Grundlage bildet ein periodischer Tageszyklus, der mittels Modulo-Operator auf 24 Stunden normiert wird:

$$t_{Tag} = t \bmod 86400$$

Dabei gilt:

- t_{Tag} = Zeit innerhalb eines Tageszyklus [0,86400] s
- t = Absolute Simulationszeit in Sekunden
- $\bmod$ = Modulo-Operator (liefert den Rest einer ganzzahligen Division)
- 86400 = Anzahl der Sekunden pro Tag

Dadurch wird ein periodischer Tagesverlauf erzeugt, sodass sich das Lastprofil alle 24 Stunden wiederholt.

Täglicher Zeitzyklus

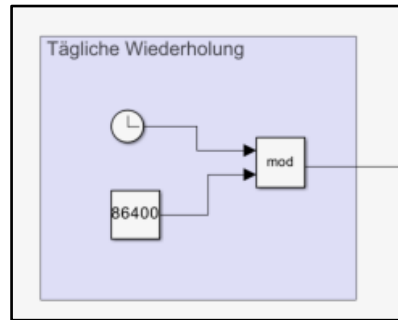


Abbildung 41, Täglicher Zeitzyklus durch Modulo-Operation

Auswahl der Haushaltslastprofile

Das Signal t_{Tag} dient als Eingangsgrösse für mehrere Lookup-Tabellen („Haushaltslastprofile“), welche typische Tageslastgänge verschiedener Haushaltstypen abbilden.

Die Auswahl erfolgt über einen Multiport-Switch in Abhängigkeit des Parameters Typ, wobei der Parameter Typ im Workspace wählbar ist:

$$P_{Basis}(t_{Tag})$$

Das Basislastprofil P_{Basis} wird aus Lookup-Tabellen in Abhängigkeit des Haushaltstyps ausgewählt.

Haushaltslastprofile

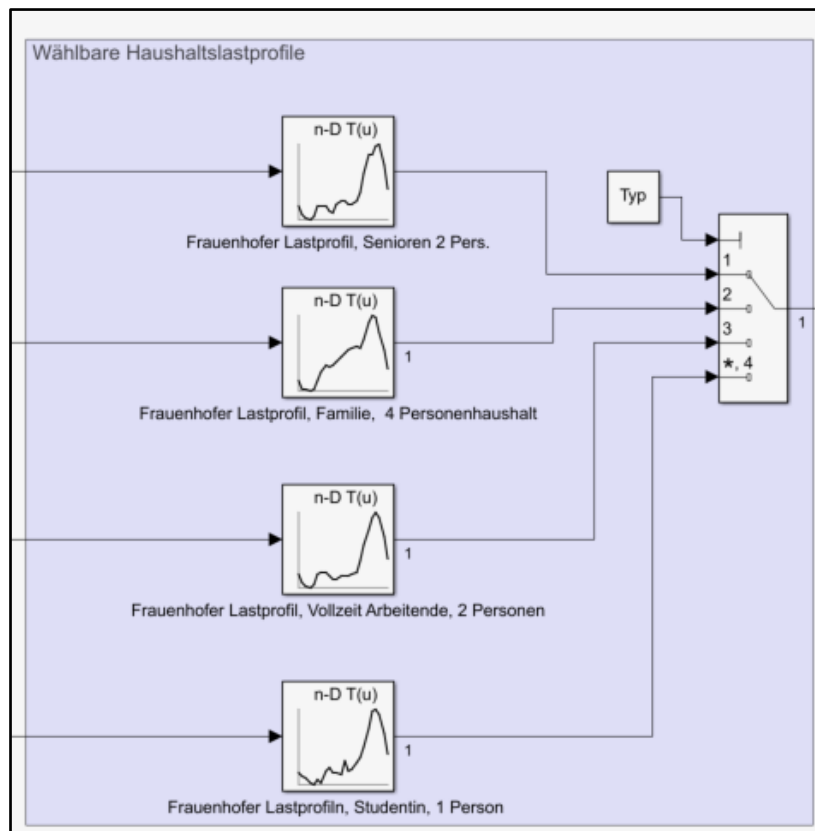


Abbildung 42, Wählbare Haushaltslastprofile

Tageszeitabhängige Verstärkung in den kalten Saisonzeiten (Abendstunden)

Zur Modellierung erhöhter Lasten in den Abendstunden, während der kalten Saison wird eine zeitliche Aktivierungsfunktion implementiert „Zeitfenster (Abendstunden)“:

$$S_{Tag} = \begin{cases} 2, & 5.5 \cdot 10^4 \leq t_{Tag} \leq 9 \cdot 10^4 \\ 1, & \text{sonst} \end{cases}$$

Dabei gilt:

- S = Aktivierungsparameter (Switch)
- t_{Tag} = Zeit innerhalb eines Tageszyklus $[0, 86400]$ s

Diese Bedingung wird im Modell mittels Vergleichsblöcken und einer logischen UND-Verknüpfung realisiert. Innerhalb des definierten Zeitfensters wird die Last verstärkt, ausserhalb bleibt sie unverändert.

Zeit- und saisonabhängiger Einfluss des Lastprofils

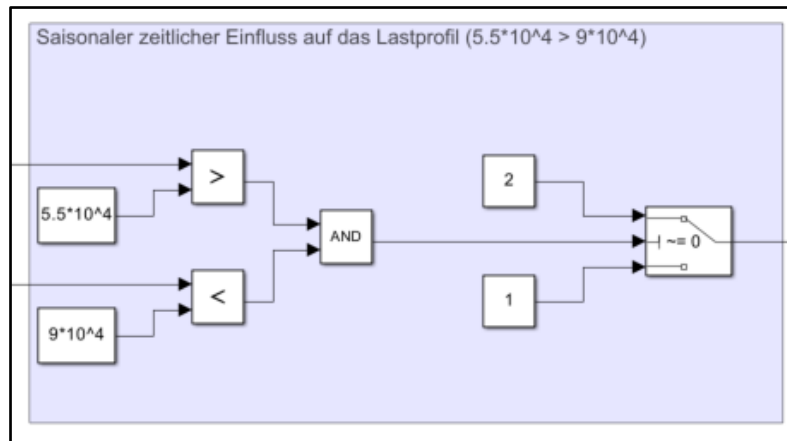


Abbildung 43, Simulink-Implementierung eines tageszeitabhängigen Einflusses.

Saisonaler Einfluss in den Abendstunden

Der saisonale Einfluss basiert auf der Kombination zweier periodischer Signale:

- einer tageszeitlichen Variation „Tagesgang“
- einer saisonalen Veränderung „saisonale Variation“

$$P_{Tag} = A \cdot \sin(\omega t + \varphi) + B \quad (17)$$

Dabei gilt:

- P_{Tag} = Tagesveränderung
- A = Amplitude 0.65
- B = Verschiebung 0.5
- ω = Frequenz $\frac{2\pi}{86400}$
- φ = Phase π

$$f_{Saison1} = A \cdot \sin(\omega t + \varphi) + B \quad (18)$$

Es gilt:

- $f_{Saison1}$ = Saisonale Einfluss in der Tagesveränderung
- A = Amplitude 0.18
- B = Verschiebung 0.8
- ω = Frequenz $\frac{2\pi}{36 \cdot 86400}$
- φ = Phase $\frac{\pi}{2}$

Die beiden Signale im Modell werden zunächst multipliziert und anschliessend wird der Wert im Vergleich zum Lastprofil verglichen und der kleinere Wert wird in der zeitlichen Begrenzung verwendet. Dies dient dazu, unrealistisch hohe Lastwerte zu begrenzen.

$$P_{Abend} = \min(P_{Basis}, P_{Tag} \cdot P_{Saison}) \quad (19)$$

Dabei gilt:

- P_{Abend} = zeitlich eingegrenzter Lastgang

Zusammen mit dem Saisonfaktor wird eine qualitative Annäherung an die Veränderung des Grundlastprofils über die Saisons erzeugt.

$$f_{Saison2} = P_{Abend} \cdot (A \cdot \sin(\omega t + \varphi) + B) \quad (20)$$

Dabei bezeichnet:

- $f_{Saison2}$ = Saisonaler Faktor für den gesamten Lastgang
- A = Amplitude 0.2
- B = Verschiebung 0.7
- ω = Frequenz $\frac{2\pi}{36 \cdot 86400}$
- φ = Phase $\frac{\pi}{2}$

Zur Berücksichtigung zufälliger Schwankungen wird ein stochastischer Faktor $R(t)$ eingeführt, der kurzfristige, spontane Nutzungsänderungen der Bewohner modelliert. Um unrealistische Abweichungen zu vermeiden, wird das zugrunde liegende Zufallssignal auf einen begrenzten Wertebereich eingeschränkt:

$$-0.04 \leq R(t) \leq 0.05$$

Der Faktor beschreibt eine relative, zeitabhängige Abweichung vom deterministischen Lastprofil und wird als multiplikativer Störterm berücksichtigt (siehe Abbildung 44).

$$R = \text{sat}_{[-0.04, 0.05]}(R'(t)) \quad (21)$$

Damit ergibt sich die Haushaltslast ohne Wärmepumpenlast zu:

$$P_{ohne WP} = P_{eff}(t) \cdot (1 + R(t)) \quad (22)$$

Die Gesamtlast ergibt sich durch Addition der Wärmepumpenlast:

$$P_{mit WP} = P_{ohne WP}(t) + P_{WP}(t) \quad (23)$$

Teilausschnitt des Simulationsmodells zur Erzeugung von Lastgängen

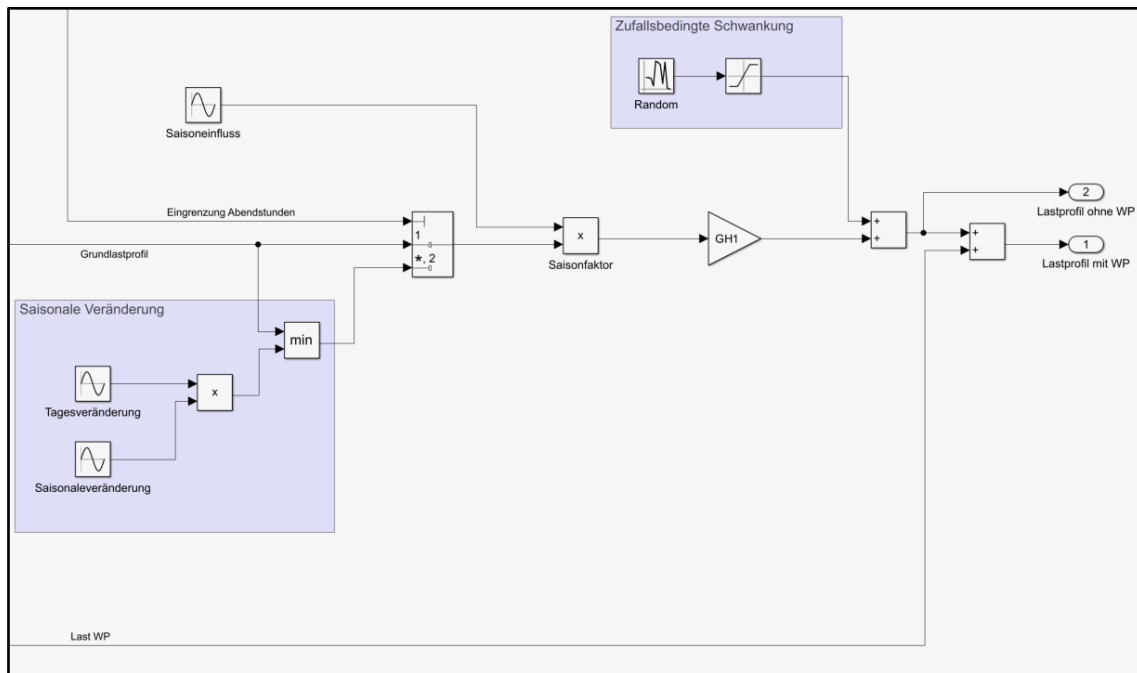


Abbildung 44, Darstellung der Lastgangerzeugung mit saisonaler Variation, Zufallseinflüssen und Wärmepumpenlast.

Die getrennte Betrachtung ermöglicht eine differenzierte Analyse des Einflusses von Haushalts- und Wärmepumpenlast auf das Gesamtsystem.

9.9.2 Datengrundlage und Limitationen

Die verwendeten Grundlastprofile basieren auf frei zugänglichen Daten des Fraunhofer ISE, und zwar von der Plattform SynPRO [28]. Es werden vier unterschiedliche Haushaltstypen berücksichtigt:

- Familie (4 Personen, Eltern mit Kindern)
- Senioren (2 Personen, über 65 Jahre)
- Vollzeitarbeitende (2 Personen)
- Studentin (1 Person unter 30 Jahren)

Die Profile bilden jahresgemittelte Tagesgänge mit charakteristischen Lastspitzen ab. Sie dienen im Simulationsmodell als Basislastprofile $P_{Basis}(t_{Tag})$, welche durch zeitliche und saisonale Modulationen sowie durch einen stochastischen Faktor erweitert werden. Dadurch wird eine realitätsnahe Abbildung typischer Verbrauchsverläufe erreicht, ohne die Modellkomplexität wesentlich zu erhöhen.

Die Modellierung erfolgt auf Basis vereinfachter Annahmen, wobei individuelles Nutzerverhalten aggregiert, saisonale Effekte durch analytische Funktionen beschrieben und kurzfristige Schwankungen stochastisch approximiert werden. Dadurch wird eine konsistente und recheneffiziente Untersuchung der Systemdynamik ermöglicht.

Diese Modellannahmen ermöglichen eine zielgerichtete Analyse der Wechselwirkungen zwischen Haushaltslast, Wärmepumpenbetrieb, Regelungsstrategie und Stromtarifen auf Systemebene.

9.10 Modellierung des Netzgrundlastgenerators

Für die Simulationsuntersuchung wird ein Netzgrundlastprofil verwendet, um eine bestehende Grundbelastung des elektrischen Netzes abzubilden, die ausserhalb der betrachteten Hausmodule liegt. Dieses Profil beschreibt zusammen mit den Grundlasten der Hausmodule den allgemeinen Verbrauch im Netz, der unabhängig von den in dieser Arbeit betrachteten Wärmepumpenlasten auftritt. Die gesamte Netzlast setzt sich somit aus der übergeordneten Netzgrundlast, den Grundlasten der Hausmodule sowie der regelbaren Wärmepumpenlast zusammen.

Das Netzgrundlastprofil stellt kein real gemessenes Lastprofil eines konkreten Verteilnetzes dar, sondern ein synthetisches, plausibilisiertes Modellprofil. Die in Abbildung 45 dargestellten Lastprofile dienen dabei als qualitative Vergleichsgrundlage zur Plausibilisierung des im Modell verwendeten Verlaufs. Das im Modell verwendete Profil ist nicht ausschliesslich auf private Haushalte ausgerichtet, sondern orientiert sich qualitativ an unterschiedlichen zeitlichen Lastverläufen verschiedener Verbrauchergruppen. Die Ausgestaltung des verwendeten Grundlastprofils erfolgte qualitativ auf Grundlage einer vergleichenden Betrachtung bestehender Lastprofile sowie eigener Modellannahmen. Ziel ist somit nicht die exakte Abbildung eines spezifischen realen Netzes, sondern die Bereitstellung eines plausiblen, beispielhaften Grundlastverlaufs für die Simulationsuntersuchung.

Im Profil werden unter anderem geringere Lastwerte während der Nacht, ein Lastanstieg in den Morgenstunden sowie erhöhte Verbrauchswerte in den Abendstunden berücksichtigt. Dadurch entsteht ein charakteristischer Tagesverlauf, der als Basis für die anschliessende Überlagerung mit den Lasten der Hausmodule und der Wärmepumpen dient.

Beispiele unterschiedlicher Lastprofile

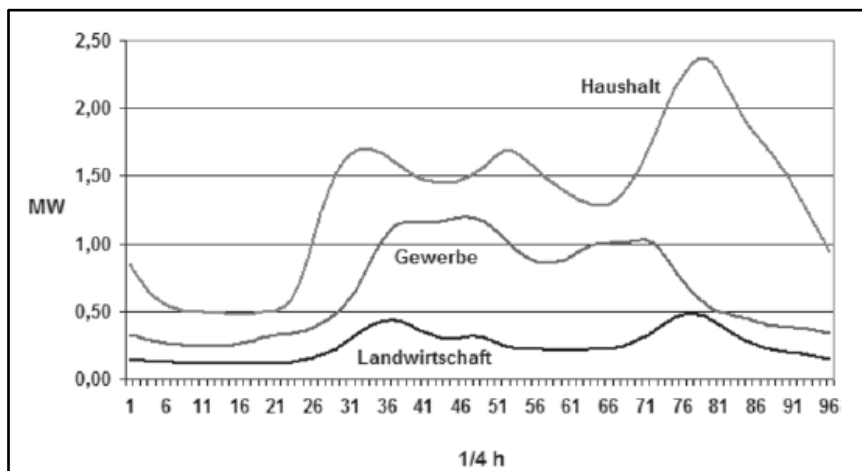


Abbildung 45, Vergleich unterschiedlicher Lastprofile verschiedener Verbrauchergruppen [27], S. 397

Tagesprofil der Grundlast auf Ensembleebene

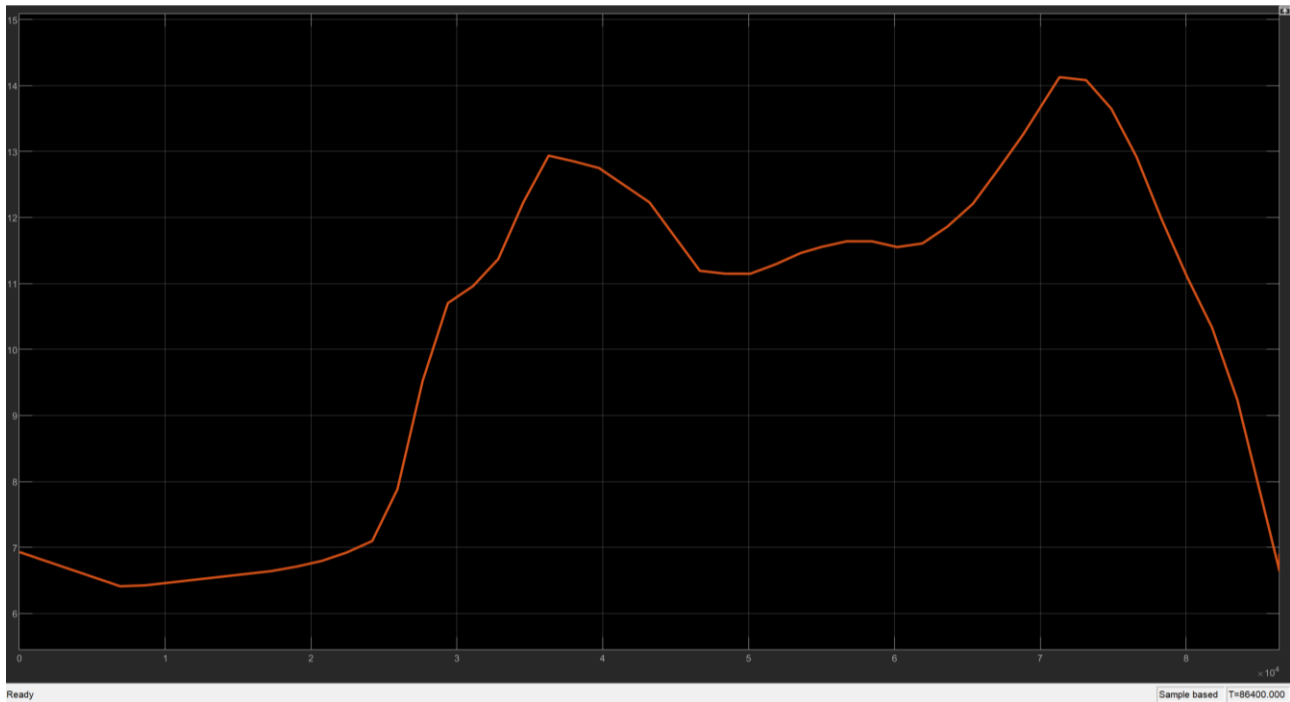


Abbildung 46; Synthetisches Grundlastprofil

Die technische Umsetzung des Netzgrundlastprofils im Simulink-Modell ist in Abbildung 47 dargestellt. Zunächst wird mithilfe einer zeitabhängigen Modulo-Funktion der aktuelle Zeitpunkt innerhalb eines Tages bestimmt. Dadurch wird erreicht, dass sich das hinterlegte Tageslastprofil nach jeweils 24 Stunden periodisch wiederholt. Der berechnete Tageszeitpunkt dient anschliessend als Eingang für eine eindimensionale Lookup-Tabelle, welche den jeweiligen Grundlastwert ausgibt.

Neben dem Tagesverlauf wird zusätzlich ein saisonaler Einflussfaktor berücksichtigt. Dieser bildet die Veränderung der Grundlast über den Simulationszeitraum ab. In kälteren Perioden werden beispielsweise höhere Verbrauchswerte angenommen, während in wärmeren Perioden geringere Grundlastwerte auftreten. Die saisonale Anpassung erfolgt über sinusförmige Funktionen mit Offset. Dadurch wird das Tageslastprofil zeitabhängig beziehungsweise saisonal skaliert. Gleichzeitig wird sichergestellt, dass der Skalierungsfaktor in einem plausiblen Wertebereich bleibt. Das resultierende Ausgangssignal beschreibt damit die zeit- und saisonabhängige Netzgrundlast, welche im weiteren Modell als übergeordnete Basislast verwendet wird.

Netzgrundlastprofil

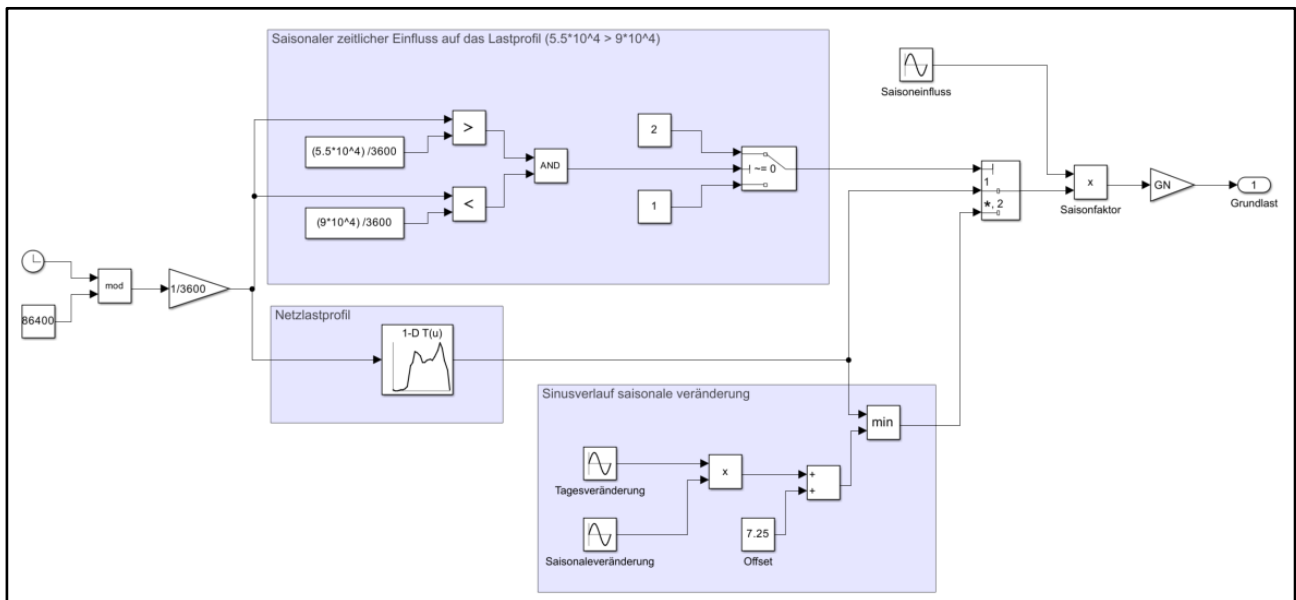


Abbildung 47, Umsetzung des Netzgrundlastprofils im Simulink-Modell mit Tageslastprofil und saisonalem Einflussfaktor

Der Aufbau entspricht grundsätzlich dem Prinzip des Lastprofil-Blocks der Hausmodule. Ein wesentlicher Unterschied besteht jedoch darin, dass beim Netzgrundlastgenerator keine Auswahl zwischen unterschiedlichen Profilen und keine zufällige Variation von Tag zu Tag vorkommt.

Die Werte der Modellparameter können, mit Ausnahme der Parameter der Sinusfunktionsblöcke, aus Abbildung 47 entnommen werden.

Im Folgenden werden die Sinusfunktionen für die saisonalen Variationen beschrieben.

Saisonale Einfluss in den Abendstunden:

$$P_{Tag} = A \cdot \sin(\omega t + \varphi) + B \quad (24)$$

Dabei gilt:

• P_{Tag}	=	<i>Tagesveränderung</i>	
• A	=	<i>Amplitude</i>	0.6
• B	=	<i>Verschiebung</i>	0.5
• ω	=	<i>Frequenz</i>	$\frac{2\pi}{86400}$
• φ	=	<i>Phase</i>	$\frac{2\pi}{2}$

$$f_{Saison1} = A \cdot \sin(\omega t + \varphi) + B \quad (25)$$

Es gilt:

• $f_{Saison1}$	=	<i>Saisonale Einfluss in der Tagesveränderung</i>	
• A	=	<i>Amplitude</i>	0.35
• B	=	<i>Verschiebung</i>	0.25
• ω	=	<i>Frequenz</i>	$\frac{2\pi}{36 \cdot 86400}$
• φ	=	<i>Phase</i>	$\frac{\pi}{2}$

Für den Saisonfaktor:

$$f_{\text{Saison2}} = A \cdot \sin(\omega t + \varphi) + B \quad (26)$$

Dabei gilt:

• f_{Saison2}	=	Saisonaler Faktor für den gesamten Lastgang	
• A	=	Amplitude	0.2
• B	=	Verschiebung	0.7
• ω	=	Frequenz	$\frac{2\pi}{36 \cdot 86400}$
• φ	=	Phase	$\frac{\pi}{2}$

9.11 Tarif- und Preisbildung

Die Tarif- und Preisbildung bildet die Grundlage der preisabhängigen Laststeuerung im Simulationsmodell. Der Stromtarif wird entweder dynamisch in Abhängigkeit der aggregierten elektrischen Netzlast oder konventionell mittels Hoch- und Niedertarif nach Vorbild eines Verteilnetzbetreibers, in dieser Untersuchung der Groupe E, vorgegeben.

Im Untersuchungsmodell werden drei unterschiedliche Tarifmodelle berücksichtigt. Dazu zählen ein dynamischer Echtzeittarif auf Ensembleebene, ein Day-Ahead-Tarif angelehnt an heutige dynamische Stromtarife sowie ein klassischer Hoch- und Niedertarif. Der Day-Ahead-Tarif wird vereinfacht als um 24 Stunden verzögerter Echtzeittarif modelliert.

Durch die preisabhängige Kopplung von Angebot und Nachfrage entsteht auf Ebene der Haushaltsmodule ein gekoppeltes Systemverhalten, bei dem mehrere Haushalte innerhalb eines Ensembles gleichzeitig auf Preisänderungen reagieren können.

In der vorliegenden Untersuchung werden zwei unterschiedliche Regelstrategien betrachtet und miteinander verglichen. Neben einer konventionellen raumtemperaturgeführten Regelung wird zusätzlich eine preisbasierte Regelung mittels Preisregler nach dem Vorbild des Projekts Möriken-Wildegg (siehe Kapitel 7) umgesetzt.

Für die preisbasierte Regelung wird auf Ebene der einzelnen Haushalte ein Angebotspreis bestimmt. Dieser basiert auf dem aktuellen Netztarif, dem verfügbaren PV-Stromanteil sowie dem elektrischen Leistungsbedarf des Haushalts. Der Nachfragepreis wird in Abhängigkeit der Raumtemperatur ermittelt. Der Vergleich von Angebots- und Nachfragepreis bildet die Grundlage der Regellogik des Preisreglers. Durch diese vereinfachte Modellierung können die Dynamik sowie das Regelverhalten des preisabhängig geregelten Systems gezielt untersucht werden.

Im Fokus der Simulationsuntersuchung steht insbesondere der Preisregler. Die nachfolgenden Abschnitte erläutern die verwendeten Simulink-Blöcke zur Umsetzung der Preisbildung und Regelung.

9.11.1 Preisregler

Der Preisregler steuert in der Simulation die Wärmepumpe. Als Grundlage dienen dabei der Nachfrage- und der Angebotspreis. Da die thermische Leistung der Wärmepumpe die Raumtemperatur beeinflusst und diese wiederum in die Berechnung des Nachfragepreises eingeht (siehe Kapitel 9.11.3), entstand ein geschlossener Regelkreis. In Kombination mit der vorhandenen Regellogik führte dies zu einem oszillierenden Schaltverhalten der Wärmepumpe.

Zur Stabilisierung des Regelverhaltens wurde eine zeitbasierte Hysterese modelliert. Im Folgenden wird der Aufbau der Simulink-Blöcke beschrieben.

Preisregler-Block

Der Block „**Preis Regler mit Zeithysterese**“ simuliert einen Zweipunktregler zur Ansteuerung der Wärmepumpe. Die Regelentscheidung basiert auf dem Vergleich zwischen Angebots- und Nachfragepreis.

Liegt der Angebotspreis unter dem Nachfragepreis, wird ein Einschaltsignal für die Wärmepumpe erzeugt. Die Wärmepumpe wird aktiviert und die Gebäudemasse als thermischer Speicher genutzt. Ist der Angebotspreis grösser als der Nachfragepreis, wird kein Schaltsignal erzeugt und die Wärmepumpe bleibt abgeschaltet. Bei geeigneter Parametrierung der Regelgrenzen bewegt sich die Raumtemperatur innerhalb des definierten Bereichs. Die Schaltlogik orientiert sich wie bereits erwähnt am Pilotprojekt Möriken-Wildegg (siehe Kapitel 7).

Zur Stabilisierung des Schaltverhaltens ist eine Hysterese implementiert. Ein- und Ausschaltgrenzen sind getrennt definiert, wodurch häufiges Schalten bei kleinen Preisschwankungen vermieden wird.

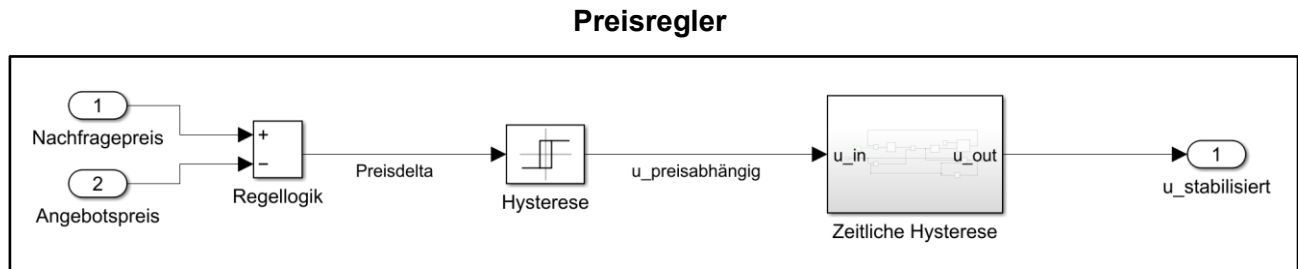


Abbildung 48, Funktionslogik des Preisreglers

Die Regelentscheidung erfolgt über das Preisdelta $\Delta p(t)$. Dieses beschreibt die Differenz zwischen Nachfragepreis und Angebotspreis:

$$\Delta p(t) = p_N(t) - p_A(t) \quad (27)$$

Dabei gilt:

- Δp = Preisdelta
- p_N = Nachfragepreis
- p_A = Angebotspreis

Die Hysterese mit den Schaltschwellen 0.5 und -0.5 liefert:

$$u_p(t) = \begin{cases} 1, & \Delta_p(t) > 0.5 \\ 0, & \Delta_p(t) < -0.5 \\ u_p(t^-), & -0.5 \leq \Delta_p(t) \leq 0.5 \end{cases} \quad (28)$$

Es gilt:

- u_p = $u_{\text{preisabhängig}}$
- $u_p(t^-)$ = Haltezustand

Die zeitliche Hysterese

Zusätzlich verfügt der Regler über eine zeitliche Hysterese. Nach jedem Schaltvorgang wird ein erneutes Umschalten für eine definierte Zeitdauer t (in Sekunden) unterdrückt. Während dieser Zeit bleibt der aktuelle Schaltzustand unverändert (siehe Abbildung 49 und Abbildung 50).

Stabilisierung mittels zeitlicher Hysterese

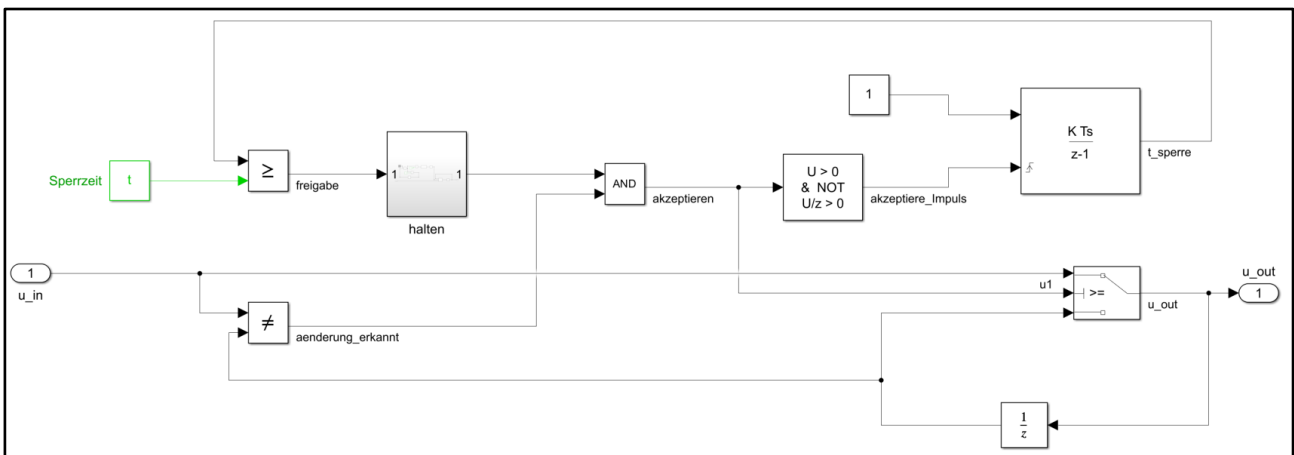


Abbildung 49, Funktionslogik der zeitlichen Hysterese

Der Halteblock

Solange die Bedingung für ein Umschalten nicht erfüllt ist, wird der zuletzt gültige Schaltzustand für die definierte Zeitdauer t beibehalten. (siehe Abbildung 50).

Halten

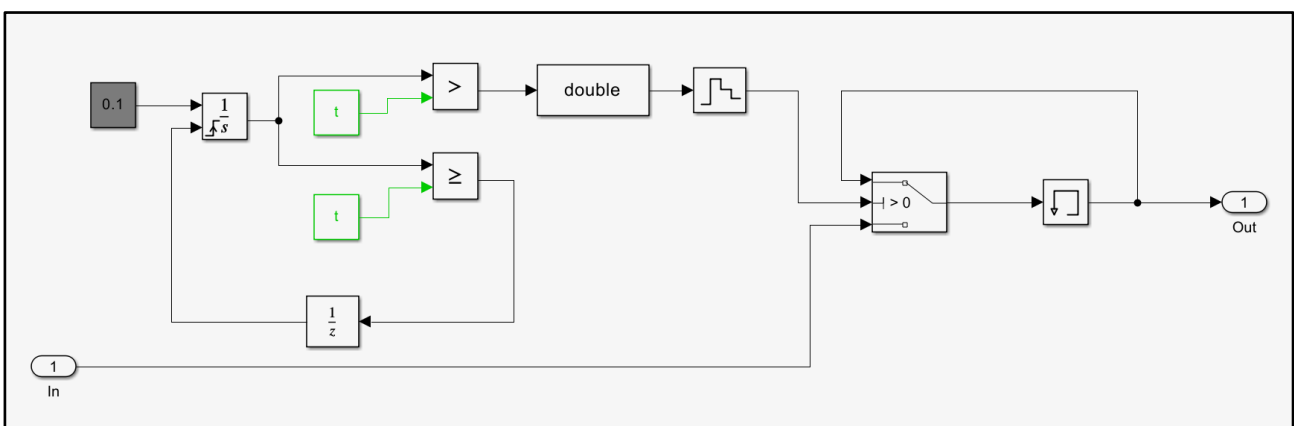


Abbildung 50, Funktionslogik des Halten-Blocks im Zeithysterese-Block

Die zeitliche Hysterese bewirkt, dass nach einem Ein- oder Ausschaltvorgang für eine definierte Zeitspanne t kein erneutes Schalten erfolgt, selbst wenn sich die Schaltbedingungen zwischenzeitlich ändern.

Erst nach Ablauf der definierten Zeitspanne wird ein Zustandswechsel wieder zugelassen. Bleiben die Schaltbedingungen unverändert, bleibt der aktuelle Schaltzustand bestehen. Nach jedem Zustandswechsel wird die zeitliche Hysterese erneut gestartet.

Für die zeitbasierte Hysterese stehen drei vordefinierte Zeitparameter «t» (grün) zur Verfügung:

- 900 s
- 1800 s
- 3600 s

Für die Simulationen wurde eine Zeitdauer von 1800 s verwendet.

Die Kombination aus Preisvergleich, Hysterese und zeitlicher Hysterese reduziert das Takten der Wärmepumpe und führt zu einem stabilen Regelverhalten.

9.11.2 Angebotspreismodell

Der Angebotspreis ergibt sich aus dem netzbezogenen Anteil der Gesamtlast multipliziert mit dem jeweils aktiven Netztarif. Der Netzstromanteil wird dabei aus der Differenz zwischen der Gesamtlast und der Photovoltaikleistung des Hausmoduls bestimmt.

Angebotspreis-Block

Abbildung 51 zeigt den Simulink-Block „Angebotspreis“ mit den Eingangsgrößen P_pv, Netz_Tarif und P_gesamt sowie dem Ausgangssignal Angebotspreis.

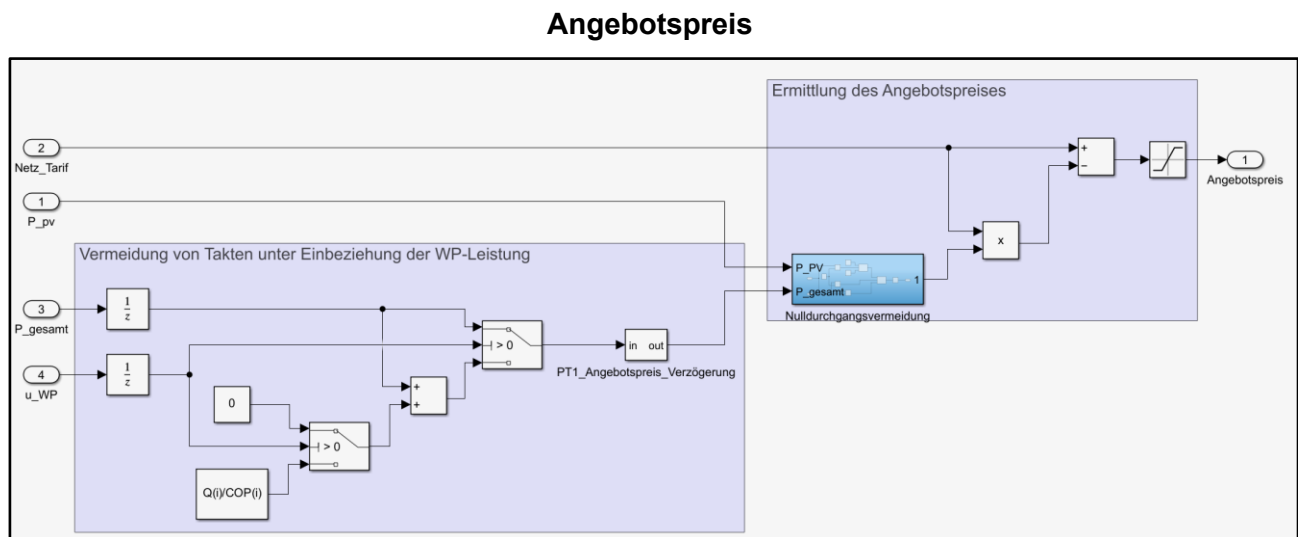


Abbildung 51, Angebotspreis-Block

Der Block berechnet den Angebotspreis in Abhängigkeit vom aktuellen Netztarif sowie vom netzbezogenen Anteil der Hauslast (siehe Abbildung 51, markierter Bereich „Ermittlung des Angebotspreises“).

Sofern im entsprechenden Hausmodul eine Photovoltaikanlage vorhanden ist, wird zunächst der Anteil der Photovoltaikleistung an der gesamten Hauslast bestimmt. Der Photovoltaikanteil wird vom Gesamtlastanteil subtrahiert, sodass sich der netzbezogene Anteil der Hauslast ergibt. Dieser wird anschliessend mit dem aktuellen Netztarif multipliziert. Daraus ergibt sich der Angebotspreis.

Der resultierende Angebotspreis wird nach unten auf den Mindestwert 0 begrenzt. Eine obere Begrenzung wird nicht vorgesehen.

Die zentrale Berechnung des Angebotspreises ist in Gleichung (29) dargestellt. Dabei wird aus dem Verhältnis zwischen Photovoltaikleistung und Gesamtlast der netzbezogene Anteil bestimmt und mit dem aktuellen Netztarif multipliziert.

$$p_{\text{Angebot}} = \left(1 - \frac{P_{\text{pv}}}{P_{\text{gesamt}}}\right) \cdot \text{Netztarif} \quad (29)$$

Dabei gilt:

- p_{Angebot} = Angebotspreis
- P_{pv} = Photovoltaikleistung
- P_{gesamt} = Gesamtlast Hausmodul
- Netztarif = aktueller Netztarif

Eine besondere Herausforderung bestand darin, dass der Angebotspreis als eine Eingangsgröße in den Preisregler eingeht und dadurch indirekt das Schaltverhalten der Wärmepumpe beeinflusst.

Gleichzeitig beeinflusst die elektrische Leistungsaufnahme der Wärmepumpe die Gesamtlast des Hausmoduls und wirkt somit wiederum auf den Angebotspreis. Da die Wärmepumpe durch den preisabhängigen Regler selbst geschaltet wird, entstand eine rückgekoppelte Dynamik, welche zu einem oszillierenden Schaltverhalten der Wärmepumpe führte.

Zur Stabilisierung des Regelverhaltens wurde die Wärmepumpenlast deshalb auch im ausgeschalteten Zustand weiterhin bei der Berechnung des Angebotspreises berücksichtigt (siehe Abbildung 51, markierter Bereich „Vermeidung von Takten unter Einbeziehung der WP-Leistung“). Dadurch wurde das Schaltverhalten der Wärmepumpe stabilisiert und häufiges Takten reduziert.

Eine weitere Herausforderung ergab sich aus dem PT1-Verhalten der Wärmepumpe. Ohne dessen Berücksichtigung würde die Einbeziehung der Wärmepumpenlast zu abrupten Änderungen der elektrischen Leistungsaufnahme der Wärmepumpe und damit auch des Angebotspreises führen. Dies könnte zusätzliche Schwingungen infolge häufiger Laständerungen und Schaltvorgänge verursachen. Daher wurde die zur Preisberechnung herangezogene Wärmepumpenlast ebenfalls durch ein PT1-Glied mit einer Zeitkonstante von 900 s gefiltert. Die Parametrierung des PT1-Glieds erfolgte empirisch anhand des beobachteten Systemverhaltens mit dem Ziel, ein möglichst stabiles Gesamtsystem zu erreichen.

Durch die Filterung kann das dynamische Verhalten der Wärmepumpe angenähert und das Gesamtsystem zusätzlich stabilisiert werden. Eine vollständige Unterdrückung der Schwingungen konnte jedoch nicht erreicht werden, sodass weiterhin eine gewisse Restschwingung im System vorhanden ist.

Nulldurchgangsvermeidung

Die Nulldurchgangsvermeidung (in Abbildung 51 blau markiert und in Abbildung 52 dargestellt) stellt sicher, dass die Division zur Berechnung des Verhältnisses zwischen Photovoltaikleistung und Gesamtlast nicht durch 0 erfolgt. Dadurch wird verhindert, dass in der Simulation numerische Instabilitäten entstehen. Zusätzlich wird der maximale Photovoltaikanteil auf 1 begrenzt, da physikalisch keine Solardeckung von mehr als 100 % möglich ist.

Unterschreitet die Gesamtlast den Grenzwert 10^{-3} , wird mittels einer Switch-Logik ein definierter Ersatzwert ausgegeben. Über einen weiteren Switch wird der Wert 1 ausgegeben, wenn die Photovoltaikleistung ebenfalls grösser als 10^{-3} ist; andernfalls wird der Wert 0 verwendet. Liegt die Gesamtlast oberhalb des Grenzwerts, wird das Verhältnis zwischen Photovoltaikleistung und Gesamtlast ausgegeben. Dadurch werden Divisionen durch 0 vermieden und eine numerisch stabile Simulation sichergestellt.

Nulldurchgangsvermeidung

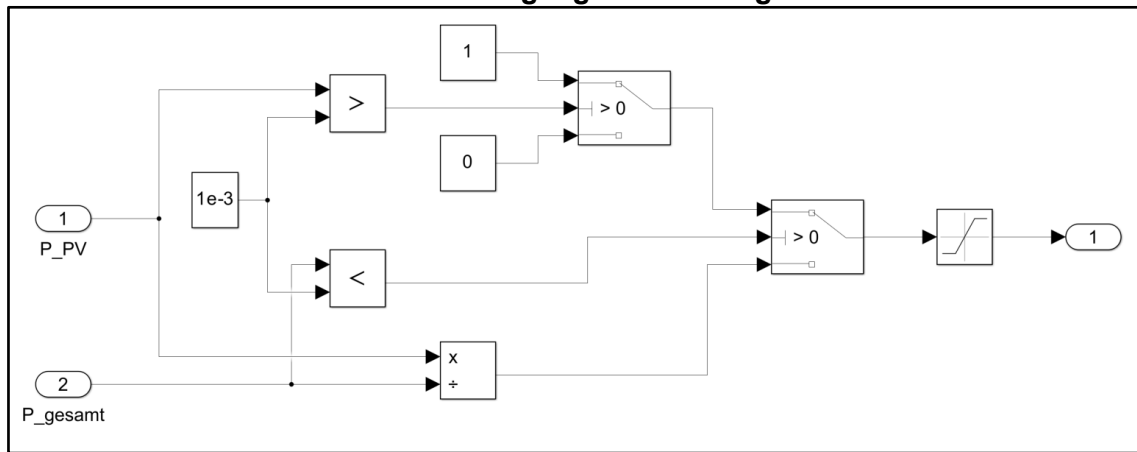


Abbildung 52, Vermeidung einer Division durch null bei der Berechnung des Photovoltaikanteils

Die in Abbildung 49 dargestellte Logik realisiert die Nulldurchgangsvermeidung zur stabilen Berechnung des Verhältnisses zwischen Photovoltaikleistung und Gesamtlast.

9.11.3 Nachfragepreismodell

Das Nachfragepreismodell beschreibt die temperaturabhängige Bildung des Nachfragepreises in Abhängigkeit von der aktuellen Raumtemperatur. Ziel des Modells ist die Abbildung der thermischen Nachfrage des Gebäudes innerhalb eines definierten Komfortbereichs.

Nachfragepreis-Block

Der Nachfragepreis-Block bildet die temperaturabhängige Zahlungsbereitschaft des Gebäudes mithilfe einer linearen Preiskennlinie ab. Als Eingangsgrösse dient die aktuelle Raumtemperatur T_{Raum} . Zusätzlich werden die minimale Komforttemperatur T_{min} , die maximale Preisgrenze $\text{Preis}_{\text{max}}$ sowie die Temperaturbandbreite T_{Bereich} berücksichtigt.

Die untere Grenze des Komfortbereichs wird durch die Solltemperatur T_{min} definiert. Sie beschreibt die untere zulässige Raumtemperatur, bei deren Unterschreitung ein hoher thermischer Bedarf des Gebäudes angenommen wird. Je näher sich die aktuelle Raumtemperatur an der unteren Komfortgrenze befindet, desto höher fällt der Nachfragepreis aus, wodurch die Zuschaltung der Wärmepumpe bei tiefen Raumtemperaturen bevorzugt wird. Idealerweise befindet sich die Raumtemperatur während der Heizperiode innerhalb des definierten Komfortbereichs.

Abbildung 50 zeigt das implementierte Simulink-Subsystem zur Berechnung des Nachfragepreises. Innerhalb des Subsystems wird zunächst die Differenz zwischen der aktuellen Raumtemperatur und der minimalen Komforttemperatur bestimmt. Anschliessend erfolgt die lineare Skalierung über die Temperatur- und Preisbandbreite, wodurch sich die temperaturabhängige Preiskennlinie ergibt.

Zunächst wird die Temperaturabweichung zwischen aktueller Raumtemperatur und minimaler Komforttemperatur berechnet:

$$\Delta T = (T_{\text{Raum}} - T_{\text{min}}) \quad (30)$$

Die Steigung der Preiskennlinie lautet:

$$m = - \frac{\text{Preis}_{\text{max}} - \text{Preis}_{\text{min}}}{T_{\text{Bereich}}} \quad (31)$$

Der Nachfragepreis ergibt sich damit zu:

$$\text{Nachfragepreis} = \text{Preis}_{\max} + m \cdot \Delta T \quad (32)$$

Durch Einsetzen der Steigung resultiert die vollständige lineare Preisfunktion:

$$\text{Nachfragepreis} = \text{Preis}_{\max} - \frac{\text{Preis}_{\max} - \text{Preis}_{\min}}{T_{\text{Bereich}}} \cdot (T_{\text{Raum}} - T_{\min}) \quad (33)$$

Dabei gilt:

• $T_{\min}$	=	Unterer Sollwert der Raumtemperatur	21.0 °C
• T_{Bereich}	=	Temperaturbandbreite	2.2 °C
• $\text{Preis}_{\min}$	=	Preisuntergrenze	-10 Rp.
• $\text{Preis}_{\max}$	=	Preisobergrenze	64 Rp.
• sat	=	Sättigungsgrenzen des Simulink-Blocks	obere 44.6 Rp., untere (-2) Rp.

Der Nachfragepreis steigt bei sinkender Raumtemperatur kontinuierlich an und nähert sich im Bereich tiefer Temperaturen der oberen Preisgrenze $\text{Preis}_{\max}$. Dadurch wird die thermische Nachfrage des Gebäudes innerhalb des definierten Komfortbereichs abgebildet.

Zur Einhaltung der zulässigen Preisgrenzen wird das Ausgangssignal mithilfe eines Begrenzungsblocks auf die definierte Preisbandbreite beschränkt.

$$\text{Nachfragepreis} = \text{sat} \left(\text{Preis}_{\max} - \frac{\text{Preis}_{\max} - \text{Preis}_{\min}}{T_{\text{Bereich}}} \cdot (T_{\text{Raum}} - T_{\min}) \right) \quad (34)$$

Es gilt:

$$\text{Preis}_{\min} \leq \text{Nachfragepreis} \leq \text{Preis}_{\max}$$

Die implementierte Kennlinie führt bei hohen Raumtemperaturen innerhalb des Komfortbereichs zu einem niedrigen Nachfragepreis. Liegt dieser unter dem aktuellen Angebotspreis, erfolgt gemäss der übergeordneten Regellogik keine Zuschaltung der Wärmepumpe. Dadurch wird ein unnötiges Erwärmen des Gebäudes vermieden.

Nachfragepreis

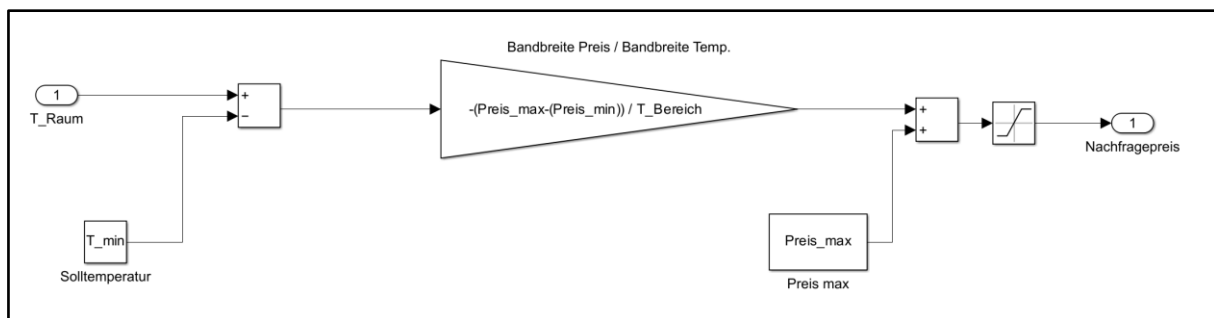


Abbildung 53, Temperaturabhängige Preiskennlinie des Nachfragepreises

Das resultierende Preissignal dient im weiteren Simulationsmodell als Vergleichsgrösse innerhalb der Preisregelung.

9.11.4 Ensemble-Preisbildung

Die Ensemble-Preisbildung beschreibt die Kombination verschiedener Preisfunktionen zu einem dynamischen Strompreis. Dabei werden Angebots- und Nachfragekomponenten gemeinsam berücksichtigt, um den resultierenden Strompreis für die Simulation zu bestimmen.

Angebotspreis-Ensemble-Block

Der Angebotspreis-Ensemble-Block transformiert den aufsummierten elektrischen Netzleistungsbezug der Hausmodule P_{ensemble} in einen dynamischen Angebotspreis auf Ensembleebene $\text{Preis}_{\text{ensemble}}$. Der resultierende Preis fungiert als dynamischer Echtzeittarif. Die lineare Skalierung erfolgt zunächst im Bereich zwischen 0 und $\text{Preis}_{\text{max}}$, um eine höhere Preissensitivität gegenüber Änderungen der Netzlast zu erreichen. Eine direkte Skalierung innerhalb des begrenzten Preisbandes zwischen $\text{Preis}_{\text{min}}$ und $\text{Preis}_{\text{max}}$ führte in den Simulationen zu vergleichsweise geringen Preisänderungen und damit zu einem zu schwachen tariflichen Anreizsignal.

Anschliessend wird der berechnete Preis auf den zulässigen Tarifbereich zwischen 16 Rp./kWh und 47 Rp./kWh begrenzt. Der verwendete Preisbereich wurde näherungsweise anhand öffentlich verfügbarer Tarifinformationen der Elektrizitätswerke des Kantons Zürich (EKZ) abgeleitet (siehe Anhang).

Die strukturelle Implementierung des Blocks ist in Abbildung 54 dargestellt. Dadurch wird eine direkte Kopplung zwischen der aktuellen Netzbelastung und dem tariflichen Anreizsignal realisiert.

Eine zentrale Herausforderung stellt die zeitlich variierende Bandbreite des Netzlastgangs dar, welche insbesondere durch saisonale Veränderungen beeinflusst wird. Um diese Dynamik abzubilden, werden die minimalen und maximalen Netzlastwerte kontinuierlich ermittelt und zur Normierung der aktuellen Netzleistung verwendet. Die Anfangswerte werden im Workspace vordefiniert und in die Simulation eingebracht. Die verwendeten Initialwerte unterscheiden sich abhängig von der gewählten Lastkonfiguration gemäss Tabelle 6.

Folgende Initialwerte werden je nach Einstellungsposition der Lastkonfiguration (Pos. 1–3) verwendet:

Verwendete Initialwerte der Netzlastnormierung

Lastenkonfiguration	Berücksichtigte Lasten	P_{min} (kW)	P_{max} (kW)
Pos. 1	Grundlasten, WP-Lasten aller Hausmodule sowie das Netzgrundlastprofil	20	60
Pos. 2	Grundlasten, WP-Lasten der preisgeregelten Hausmodule sowie das Netzgrundlastprofil	10	38
Pos. 3	Grundlasten, WP-Lasten der nicht preisgeregelten Hausmodule sowie das Netzgrundlastprofil	10	43

Tabelle 6, Quelle: Eigene Darstellung

Die Initialwerte wurden empirisch anhand vorangegangener Simulationsläufe bestimmt.

Während der Simulation werden die Extremwerte alle 24 Stunden angepasst. Dabei wird der Wertebereich gezielt verengt, indem der Minimalwert um 2.5 kW erhöht und der Maximalwert um 2.5 kW reduziert wird. Dadurch können saisonale Veränderungen der Netzlast berücksichtigt und eine stabile Normierung des Preisbands gewährleistet werden. Dies ist erforderlich, um eine angemessene Sensitivität der Preisänderung gegenüber Änderungen der Netzlast sicherzustellen.

Angebotspreis-Ensemble

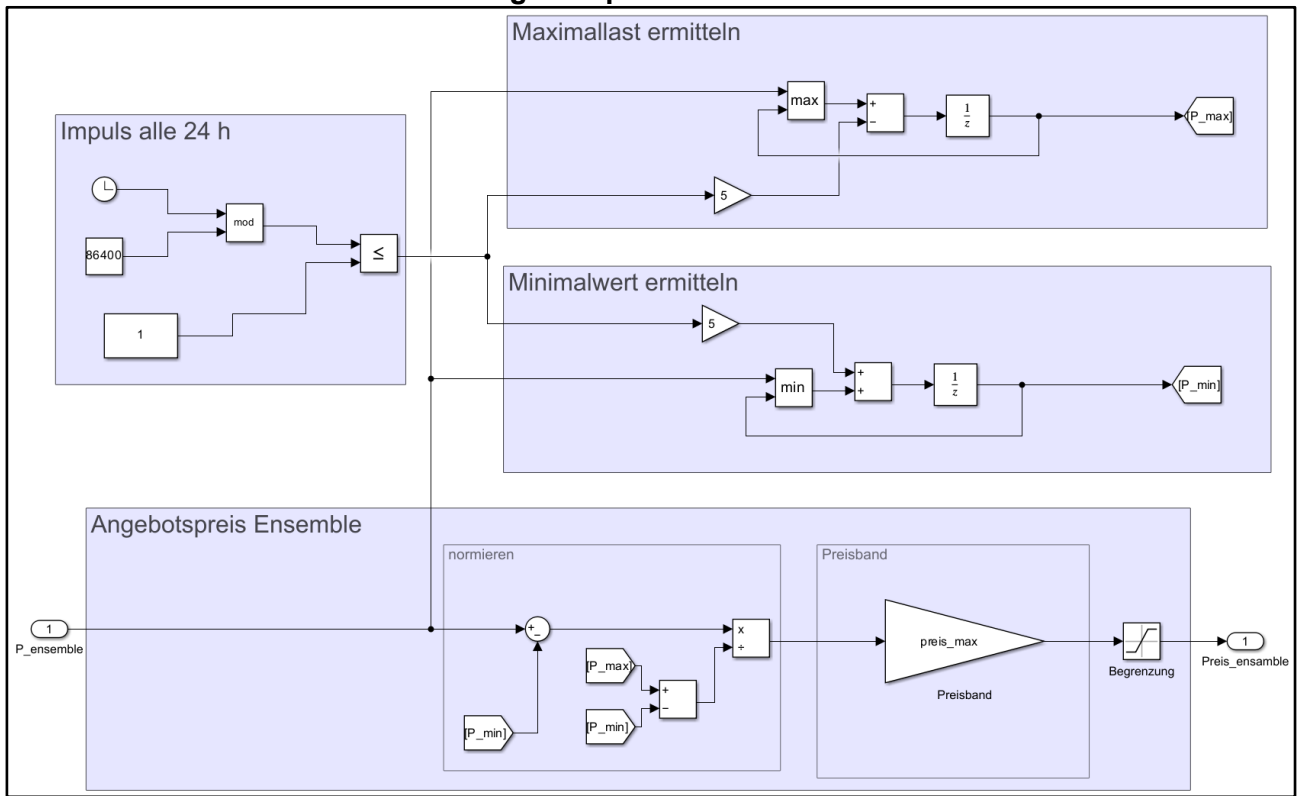


Abbildung 54, Grafische Logik des Angebotspreis-Ensembles

Der resultierende Angebotspreis auf Ensembleebene ist als dynamischer Echtzeittarif von einem Day-Ahead-Tarif abzugrenzen. Bei einem Day-Ahead-Tarif im Sinne der derzeit von Energieversorgern angebotenen dynamischen Stromtarife wird der Strompreis im Voraus festgelegt. Grundlage hierfür bilden prognostizierte Last- und Marktwerte auf Basis historischer Daten (siehe Kapitel 4).

Zur Berechnung des dynamischen Angebotspreises wird die aggregierte Netzleistung des Ensembles auf einen dimensionslosen Wertebereich normiert. Dadurch kann die aktuelle Netzbelastung unabhängig von absoluten Lastspitzen bewertet werden.

Die normierte Leistung wird anschliessend linear auf den Wertebereich zwischen 0 und $\text{Preis}_{\max}$ skaliert. Der resultierende Wert wird danach auf den zulässigen Preisbereich zwischen $\text{Preis}_{\min}$ und $\text{Preis}_{\max}$ begrenzt. Dadurch verändert sich der Strompreis proportional zur normierten Netzbelastung, während gleichzeitig unzulässige Preiswerte verhindert werden.

Der mathematische Zusammenhang zur Berechnung des Angebotspreises ergibt sich aus der Normierung der aggregierten Ensembleleistung und der anschliessenden linearen Skalierung.

Der resultierende Angebotspreis ergibt sich wie folgt:

Die Normierung der Ensembleleistung

$$P_{\text{norm}} = \frac{P_{\text{ensemble}} - P_{\min}}{P_{\max} - P_{\min}} \quad (35)$$

Dabei gilt:

- P_{norm} = normierte Leistung
- P_{ensemble} = aufsummierte Leistung der Hausmodule (kW)
- $P_{\max}$ = maximale Last (kW)
- $P_{\min}$ = minimale Last (kW)

Angebotspreis auf Ensembleebene

$$\mathbf{Preis}_{ensemble} = Preis_{max} \cdot P_{norm} \quad (36)$$

mit anschliessender Begrenzung auf den zulässigen Preisbereich:

$$Preis_{min} \leq \mathbf{Preis}_{ensemble} \leq Preis_{max} \quad (37)$$

Es gilt:

- $\mathbf{Preis}_{ensemble}$ = Angebotspreis-Ensemble (Rp.)
- $\mathbf{Preis}_{max}$ = maximaler Preis (Rp.)

In der Simulation wird der berechnete dynamische Echtzeittarif mit einer Verzögerung von 24 Stunden zusätzlich als Day-Ahead-Tarif angewendet (siehe Kapitel 9.11.4)

9.11.5 Tarifmodelle

In diesem Abschnitt werden die in der Simulation betrachteten Tarifmodelle beschrieben. Diese stellen unterschiedliche Strompreisvarianten dar, welche innerhalb der Simulationsumgebung als wirtschaftliche Eingangssignale verwendet werden.

Berücksichtigt werden drei verschiedene Tarifarten. Zum einen ein klassischer Hoch- und Niedertarif mit festen Preiszeiten. Zum anderen ein dynamischer Tarif, bei dem der Strompreis auf einer prognostizierten Netzlast des Folgetages basiert. Zusätzlich wird ein echtzeitdynamischer Tarif betrachtet, dessen Preisbildung direkt von der aktuellen Netzlast abhängt.

Die Tarifmodelle unterscheiden sich hinsichtlich ihrer zeitlichen Preisvariabilität sowie der zugrunde liegenden Preisbildungsmechanismen. Während der Hoch- und Niedertarif festen Zeitfenstern folgt, orientieren sich die dynamischen Tarife an netzlastabhängigen Preisverläufen.

Innerhalb der Simulation kann eines der drei Tarifmodelle über den Workspace ausgewählt und als Eingangssignal für die weiteren Simulationsblöcke verwendet werden.

Modellierung der Tarif-Blöcke

Die Tarif-Blöcke stellen innerhalb der Simulationsumgebung das zeitabhängige Strompreissignal $Preis_{Netz}$ bereit. Dieses dient unter anderem als Entscheidungsgrösse für die regelbasierte Betriebsstrategie und bildet zugleich die Grundlage für den finanziellen Vergleich zwischen dem Wärmepumpenbetrieb mit preisbasierter Regelstrategie und dem konventionellen Betrieb.

Berücksichtigt werden ein klassischer Hoch- und Niedertarif sowie ein Day-Ahead-Tarif, welche auf der Tarifstruktur der Groupe E aus dem Jahr 2025 basieren. Ergänzend wird ein dynamischer Echtzeittarif innerhalb der Simulation modelliert (siehe Kapitel 9.11.4).

Simulink-Modell der Tarifauswahl

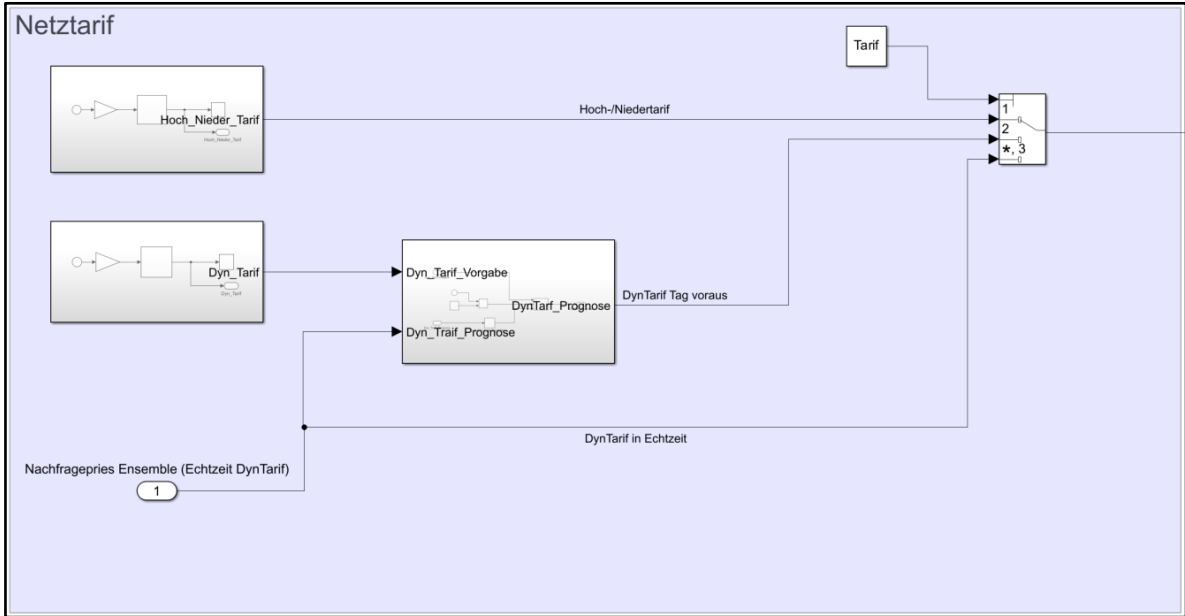


Abbildung 55, Auswahl zwischen Hoch-/Niedertarif, Day-Ahead-Tarif und Echtzeittarif

Der Hoch- und Niedertarif

Der Hoch- und Niedertarif stellen ein deterministisches Zweistufenmodell dar. Der Strompreis wechselt dabei zu fest definierten Tageszeiten zwischen dem hohen Preisniveau $Preis_{HT}$ und dem reduzierten Preisniveau $Preis_{NT}$.

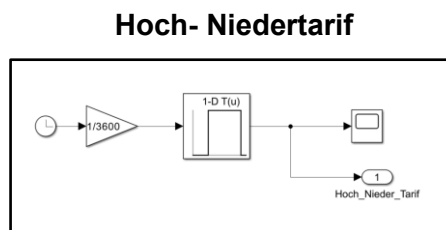


Abbildung 56, Hoch- Niedertarif-Block nach (Groupe E, 5. November 2025)

Innerhalb des Blocks wird die Simulationszeit von Sekunden in Stunden umgerechnet (Faktor 1/3600) und anschliessend einer eindimensionalen Lookup-Tabelle zugeführt. Diese bildet eine konstante Tageskennlinie ab und weist abhängig von der Uhrzeit den entsprechenden Tarif zu.

Die mathematische Beschreibung lautet:

$$Preis_{HT/NT}(t) = \begin{cases} Preis_{HT}, & 07:00 \leq t < 22:00 \\ Preis_{NT}, & \text{sonst} \end{cases} \quad (38)$$

Dabei gilt:

- $Preis_{HT/NT}$ = Hoch-/Niedertarif (Rp./kWh)
- $Preis_{HT}$ = Hochtarif (32 Rp./kWh)
- $Preis_{NT}$ = Niedertarif (21 Rp./kWh)

Dynamischer Stromtarif

Beim dynamischen Tarif handelt es sich um einen Day-Ahead-Tarif, dessen Preisverlauf auf einer prognostizierten Netzlast basiert. In der vorliegenden Simulation werden dabei ausschliesslich die prognostizierten Netzlasten berücksichtigt, während Markteinflüsse unberücksichtigt bleiben.

Hierzu wird in der Simulation der Tarifverlauf des Angebotspreis-Ensembles um 24 Stunden zeitlich verzögert übernommen. Ab dem zweiten Simulationstag steht innerhalb der Simulation der am Vortag ermittelte Tarif als Prognosegrösse zur Verfügung.

Für den ersten Simulationstag wird ein vordefinierter dynamischer Tarifverlauf nach Vorbild von Groupe E vom 5. November 2025 verwendet (siehe Abbildung 57).

Vorgabe Dynamischer Tarif

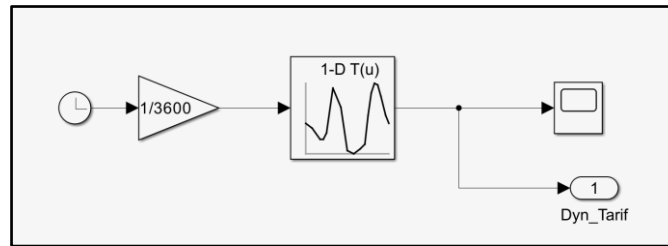


Abbildung 57 Initialer Tarifverlauf für den ersten Simulationstag

Während der Simulation wird die Simulationszeit kontinuierlich erfasst. Nach Ablauf von 86 400 Sekunden (entspricht 24 Stunden) erfolgt die Umschaltung von **Dyn_Tarif_Vorgabe** auf **Dyn_Tarif_Prognose** (siehe Abbildung 58). Ab diesem Zeitpunkt dient der Tarifverlauf des Vortages als Prognosewert für den aktuellen Simulationstag.

Dynamischer Tarif

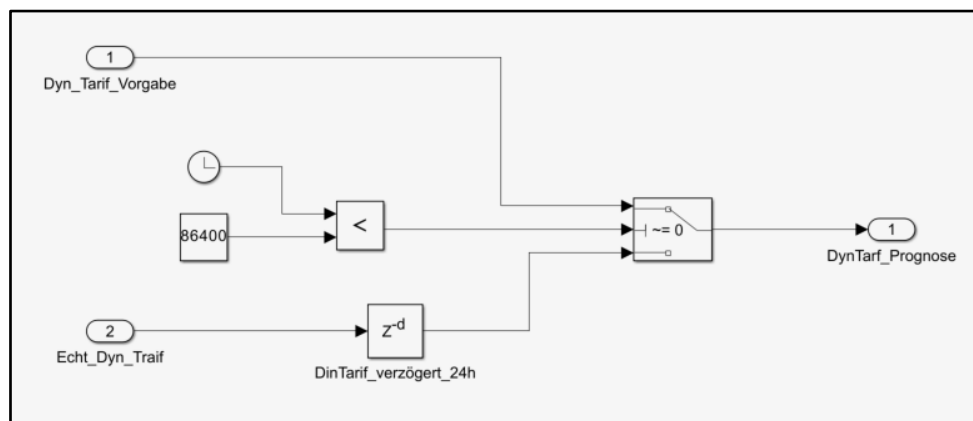


Abbildung 58, Dynamischer Tarif auf Basis des Day-Ahead-Prinzips

Der prognosebasierte Tarif wird über ein Verzögerungselement z^{-d} realisiert, indem das dynamische Echtzeit-Tarifsignal um 24 Stunden verzögert wird. Nach Ablauf der ersten 24 Stunden wird im Modellbetrieb der am Vortag ermittelte Tarif als Prognosewert für den aktuellen Simulationstag verwendet.

Die mathematische Beschreibung lautet:

$$\text{DynTarif}_{\text{Prognose}}(t) = \begin{cases} \text{DynTarif}_{\text{Vorgabe}}(t), & 0 \leq t < 24h \\ \text{EchtDynTarif}(t - 24h), & t \geq 24h \end{cases} \quad (39)$$

Dabei gilt:

- $\text{DynTarif}_{\text{Prognose}}(t)$ = Dynamischer Stromtarif
- EchtDynTarif = Echter Dynamischer Stromtarif
- $\text{DynTarif}_{\text{Vorgabe}}$ = Vorgabe für den ersten Tag
- $24h$ = 86400 s

Der dynamische Echtzeit-Tarif

Der dynamische Echtzeittarif basiert direkt auf dem Angebotspreis-Ensemble (siehe Kapitel 9.11.4 und Abbildung 54)

9.12 Raumtemperaturgeführter Regler (konventionell)

Zum Vergleich mit den preisabhängigen Regelstrategien wurde zusätzlich eine konventionelle temperaturbasierte Regelung implementiert. Diese orientiert sich ausschliesslich an der gemessenen Raumtemperatur und arbeitet unabhängig von zeitvariablen Stromtarifen.

Die Regelung basiert auf zwei definierten Temperaturschwellenwerten. Sinkt die Raumtemperatur unter den unteren Grenzwert von 20.5 °C, wird die Wärmepumpe aktiviert. Überschreitet die Raumtemperatur hingegen den oberen Grenzwert von 21.5 °C, wird die Wärmepumpe deaktiviert. Die Umsetzung erfolgt mittels einer Hysterese mit den Temperaturgrenzwerten von 20.5 °C und 21.5 °C.

Die Abbildung 59 zeigt die Implementierung der konventionellen Regelstrategie in Form eines Heizregler-Blocks innerhalb der Simulationsumgebung. Die Raumtemperatur dient dabei als Eingangsgrösse und wird mit den definierten Grenzwerten verglichen. Die daraus resultierenden logischen Verknüpfungen erzeugen das Schaltsignal für den Betrieb der Wärmepumpe.

Heizregler-Block

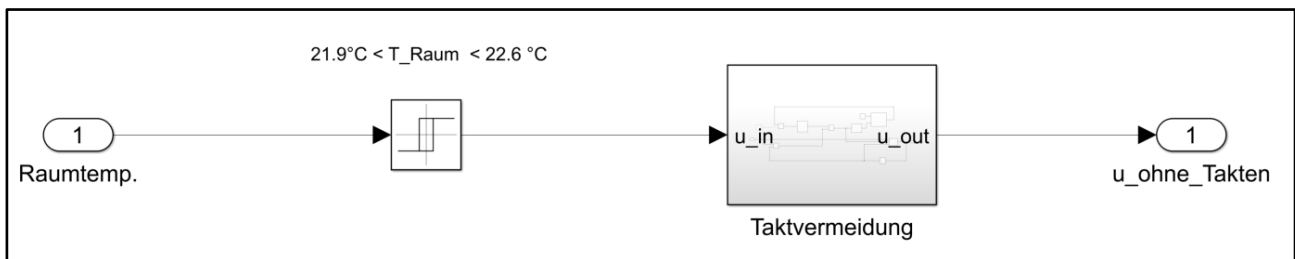


Abbildung 59, Konventionelle temperaturbasierte Regelung mit Hysterese und Taktvermeidung

Zusätzlich wird das Ausgangssignal an einen Taktvermeidungs-Block übergeben. Dieser reduziert kurze Schaltzyklen und verhindert ein übermässiges Takten der Wärmepumpe. Dadurch wird ein stabilerer Anlagenbetrieb erreicht.

Die mathematische Beschreibung der Regelstrategie lautet:

$$u(t) = \begin{cases} 1, & T_{Raum}(t) < 21.9\text{ }^{\circ}\text{C} \\ 0, & T_{Raum}(t) > 22.6\text{ }^{\circ}\text{C} \end{cases} \quad (40)$$

Dabei gilt:

- $u(t)$ = Schaltsignal (1 / 0)
- T_{Raum} = Raumtemperatur ($^{\circ}\text{C}$)

Dabei beschreibt $u(t)$ den Schaltzustand der Wärmepumpe. Innerhalb des Hysteresebereichs zwischen $20.5\text{ }^{\circ}\text{C}$ und $21.5\text{ }^{\circ}\text{C}$ bleibt der vorherige Schaltzustand erhalten.

9.13 Simulink-Block zur Berechnung der Stromenergiekosten

Zur Bewertung des wirtschaftlichen Potenzials der Preisregelung wird innerhalb der Simulation ein Modell zur Berechnung der Stromenergiekosten implementiert. Ziel ist die quantitative Untersuchung, ob durch einen preisgeregelten Betrieb der Wärmepumpe gegenüber einem konventionellen Betrieb finanzielle Vorteile erzielt werden können.

Bei der Abbildung der Stromkosten besteht die Schwierigkeit darin, dass im Modell die Lastverläufe für den Netzbezug, das Lastprofil mit Wärmepumpe sowie die PV-Leistung als Leistungsverläufe dargestellt werden. Auch das Preissignal für den Netzstrom liegen als Zeitprofile in Sekundenauflösung vor. Die Einspeisevergütung hingegen wird üblicherweise als Preis pro Energiemenge, also in Rp./kWh, angegeben.

Aus Gründen der Vereinfachung wurde die Einspeisevergütung daher von Rp./kWh in die für das Simulationsmodell geeignete Einheit Rp./kWs umgerechnet. Dadurch ist es möglich, den eingespeisten beziehungsweise bezogenen Strom über die zeitabhängigen Leistungsverläufe direkt in einen Geldbetrag umzurechnen.

Die Kostenberechnungen in der Simulation sind rein qualitativ zu betrachten und erlauben keine belastbaren Rückschlüsse auf mögliche reale Heizkostenszenarien. Im Rahmen dieser Simulation sind sie jedoch als Vergleichswerte relevant, insbesondere im Zusammenhang mit der Dynamik der Preissignale und dem daraus resultierenden Heizbetrieb. Die Werte dienen innerhalb der Simulation dazu, die Auswirkungen der erzeugten Dynamik vergleichend darzustellen.

Abbildung 60 zeigt das implementierte Simulink-Subsystem zur Berechnung der Kostenentwicklung.

Modellierung der Stromenergiekosten

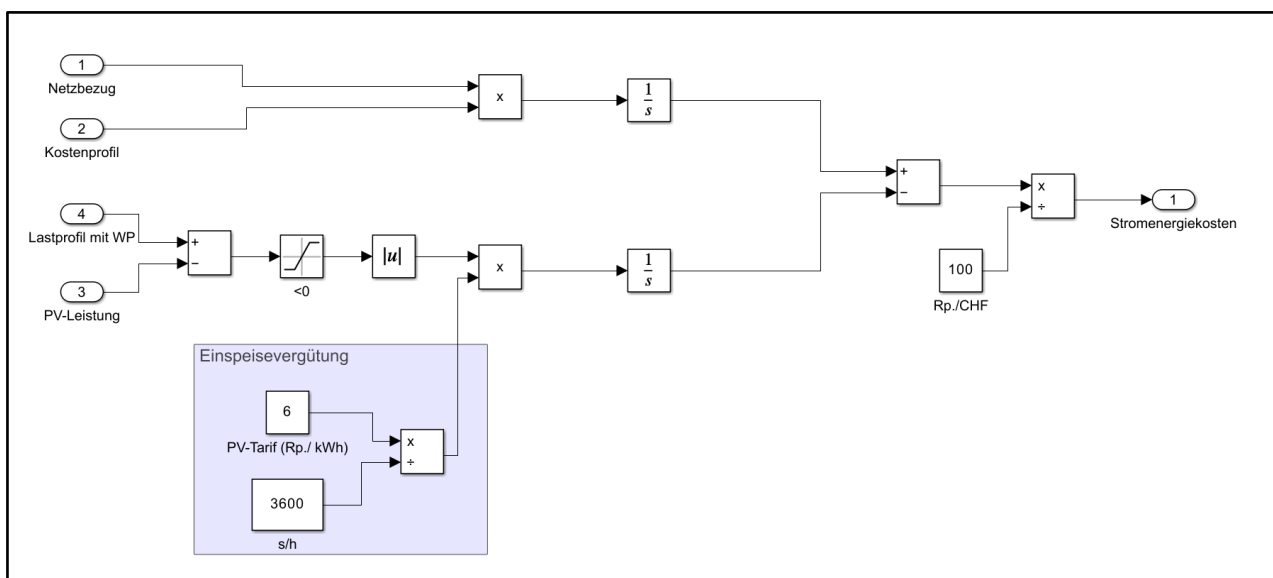


Abbildung 60, Berechnung der Stromenergiekosten.

Im oberen Pfad der Abbildung werden die Kosten des elektrischen Netzbezugs bestimmt. Hierzu wird die aktuell bezogene elektrische Leistung P_{Netz} mit dem jeweiligen zeitabhängigen Stromtarif $Preis_{Netz}$ multipliziert und anschliessend über die Simulationszeit integriert.

$$Kosten_{Netz}(t) = \int P_{Netz}(t) \times Preis_{Netz}(t) dt \quad (41)$$

Im unteren Pfad der Abbildung wird der wirtschaftliche Beitrag der Photovoltaikanlage berücksichtigt. Dazu wird zunächst die Differenz zwischen dem elektrischen Lastprofil des Gebäudes inklusive Wärmepumpe P_{Gesamt} und der aktuell verfügbaren Photovoltaikleistung P_{PV} gebildet. Ist die Photovoltaikleistung grösser als die Last, entsteht ein PV-Überschuss, der ins Netz eingespeist wird. Nur dieser Überschuss wird im Modell berücksichtigt, zeitlich integriert und mit dem Photovoltaik-Tarif bewertet.

Der wirtschaftliche Beitrag der Photovoltaik-Anlage ergibt sich zu:

$$Gutschrift_{PV}(t) = \int \max(0, P_{PV}(t) - P_{Gesamt}(t)) \cdot Preis_{PV} dt \quad (42)$$

Es gilt die funktionelle Umrechnung:

$$Preis_{PV} = \frac{6 \frac{Rp.}{kWh}}{3600 \frac{s}{h}}$$

P_{Gesamt} beschreibt das elektrische Lastprofil des Gebäudes inklusive Wärmepumpe und P_{PV} die erzeugte Photovoltaikleistung.

Die gesamte Kostenentwicklung ergibt sich anschliessend aus der Differenz zwischen Netzbezugskosten und Photovoltaik-Gutschrift. Zur Ausgabe in Schweizer Franken erfolgt abschliessend eine Division durch den Faktor 100.

$$Energiekosten_{CHF}(t) = \frac{Kosten_{Netz}(t) - Gutschrift_{PV}(t)}{100} \quad (43)$$

Dabei gelten:

- $Energiekosten_{CHF}$ = resultierende Stromenergiekosten (CHF)
- P_{Netz} = Netzbezugsleistung (kW)
- $Preis_{Netz}$ = Stromtarif (Rp./kWs)
- P_{PV} = PV-Leistung (kW)
- $Preis_{PV}$ = Einspeisevergütung für Photovoltaikenergie (Rp./kWs)
- 100 = Umrechnung in CHF (Rp./CHF)

Für die Simulation wird eine Einspeisevergütung von 6 Rp./kWh angenommen. Dieser Wert entspricht der ab 2026 geltenden Minimalvergütung für Photovoltaikanlagen bis 30 kWp gemäss Energiegesetz (EnG) Art. 15 und Energieverordnung [29]. In der Praxis vergüten Elektrizitätswerke eingespeiste Photovoltaikenergie häufig mit höheren Tarifen. Für die vorliegende Simulationsuntersuchung spielt die absolute Höhe der Einspeisevergütung jedoch keine entscheidende Rolle, da der Fokus auf dem Vergleich der unterschiedlichen Regelstrategien liegt. Da für alle untersuchten Betriebsfälle derselbe Einspeisetarif verwendet wird, bleibt die Vergleichbarkeit der Ergebnisse gewährleistet.

Das Modell ermöglicht den direkten Vergleich zwischen einem konventionellen und einem preisregulierten Betrieb der Wärmepumpe. Dadurch kann untersucht werden, ob die tarifabhängige Betriebsstrategie zu einer Reduktion der Stromenergiekosten führt und somit ein finanzieller Anreiz für die Preisregelung entsteht.

Da die in der Simulation berechneten Kosten aufgrund der vereinfachten Modellannahmen nicht direkt als reale Jahreskosten interpretiert werden können, erfolgt eine Plausibilisierung über einen Referenzwert. Die Simulation bildet die saisonale Veränderung eines Jahres verkürzt über 36 Tage

ab; die berechneten Kostenwerte dienen daher primär dem Vergleich unterschiedlicher Betriebsstrategien.

Als Referenz wird ein unsaniertes Gebäude mit Wärmepumpenbetrieb herangezogen, dessen jährlicher Stromverbrauch in der Literatur mit bis zu 14'000 kWh angegeben wird [30]. Dieser Gebäudetyp ist näherungsweise mit der Modellkategorie «Altbau» vergleichbar, da für Gebäude ohne Dämmung ein hoher U-Wert angesetzt wird. Im Simulationsmodell wird für den Altbau ein U-Wert von 1.0 W/m²K verwendet.

Das Modell «Altbau schwer» wird daher als Referenzfall verwendet und mithilfe eines Skalierungsfaktors auf jährliche Stromkosten in der Grössenordnung von rund 3'920 CHF gebracht (siehe Kapitel 10.4.3). Der Skalierungsfaktor dient ausschliesslich der Plausibilisierung der Kostenwerte.

Für die Auswertung steht nicht der absolute Kostenbetrag im Vordergrund, sondern die prozentuale Differenz zwischen konventionellem und preisgeregeltem Betrieb. Die konventionelle Regelung bildet jeweils die Ausgangslage. Die preisgeregelten Varianten werden relativ dazu bewertet, um den finanziellen Anreiz der dynamischen Tarifregelung vergleichbar darzustellen.

Teil IV: Durchführung der Untersuchung, Analyse der Ergebnisse und Schlussdiskussion

10 Simulationsuntersuchung

In diesem Kapitel werden die mit dem entwickelten Simulationsmodell durchgeführten Untersuchungen dargestellt und ausgewertet. Ziel ist es, das Verhalten der preisbasierten Wärmepumpenregelung unter verschiedenen Tarifmodellen und Gebäudetypen zu analysieren. Dabei werden sowohl technische als auch wirtschaftliche Auswirkungen betrachtet. Im Fokus stehen insbesondere die Veränderung der Lastgänge, mögliche Kosteneinsparungen, die Einhaltung des thermischen Komforts sowie das aggregierte Verhalten mehrerer Prosumer.

10.1 Zielsetzung und Bewertungsperspektiven

Die Simulationsuntersuchung wird anhand von vier Bewertungsperspektiven durchgeführt: Netzdienlichkeit, wirtschaftlicher Anreiz, thermischer Komfort sowie Schwarmverhalten. Diese Kriterien bilden die Grundlage zur Einordnung der untersuchten Regelstrategie und des dynamischen Tarifmodells.

Unter Netzdienlichkeit wird bewertet, inwiefern durch die preisbasierte Ansteuerung der Wärmepumpe eine Reduktion oder zeitliche Verschiebung elektrischer Lastspitzen erreicht werden kann. Zur Beurteilung wird die maximale elektrische Leistung, der Zeitpunkt der auftretenden Lastspitzen sowie der zeitliche Verlauf des aggregierten Netzbezugs als zentrale Auswertungsgrößen herangezogen.

Der wirtschaftliche Anreiz wird anhand der resultierenden Stromenergiekosten der einzelnen Gebäudetypen beurteilt. Dabei wird untersucht, ob eine preisorientierte Regelung gegenüber einer konventionellen Regelung unter Berücksichtigung der Preissignale eines dynamischen Tarifs zu einer Kostenreduktion für den Haushalt führen kann.

Der thermische Komfort wird anhand des Raumtemperaturverlaufs bewertet. Dabei wird geprüft, ob die Raumtemperatur innerhalb des definierten Komfortbereichs bleibt oder ob durch die tarifabhängige Betriebsweise Komfortverletzungen entstehen.

Ergänzend wird das Schwarmverhalten mehrerer Prosumer betrachtet. Dabei steht die Frage im Vordergrund, ob gleichartige Regelstrategien bei identischen oder ähnlichen Preissignalen zu synchronisiertem Verhalten führen und dadurch neue Lastspitzen im aggregierten Leistungsprofil entstehen.

Bei der Interpretation der Simulationsergebnisse sind die in Kapitel 9.3 beschriebenen vereinfachenden Annahmen zu berücksichtigen. Die Ergebnisse werden daher als vergleichende Simulationsergebnisse verstanden und nicht als exakte Prognose realer Betriebs-, Netz- oder Kostendaten.

10.2 Parametrierung der Simulation

Für die Simulationsuntersuchung wurden die Parameter so gewählt, dass die untersuchten Regelstrategien unter vergleichbaren Randbedingungen bewertet werden können. Im Mittelpunkt steht nicht die möglichst detaillierte Abbildung eines einzelnen realen Gebäudes, sondern der systematische Vergleich zwischen preisbasierter und nicht preisbasierter Wärmepumpenregelung.

Für alle Hausmodule werden die Gebäudeparameter des grossen Referenzgebäudes verwendet. Damit gelten für sämtliche Häuser eine Energiebezugsfläche von 240 m² sowie eine Aussenfläche der Gebäudehülle von rund 500 m². Die Herleitung dieser Werte erfolgt in Kapitel 9.2.1 zur Gebäudegeometrie und wird in Kapitel 9.2.2 bei den verwendeten Annahmewerten des Gebäudemodells zusammengefasst.

Die untersuchten Gebäude unterscheiden sich gezielt durch den Gebäudezustand und die thermische Speicherfähigkeit. Für Altbauten wird ein U-Wert von 1.0 W/m²K angesetzt, für Neubauten ein U-Wert von 0.17 W/m²K. Die thermische Speicherfähigkeit wird über die wirksame Wärmekapazität pro Energiebezugsfläche beschrieben. Die entsprechenden Werte für schwere, mittlere und leichte Bauweise sind in Kapitel 9.2.2 aufgeführt.

Die Wärmepumpen werden entsprechend dem Heizleistungsbedarf der jeweiligen Gebäudevariante dimensioniert. Grundlage dafür bilden der U-Wert, die Aussenfläche der Gebäudehülle sowie die

Temperaturdifferenz zwischen einer Raumtemperatur von 20 °C und einer Norm-Aussentemperatur von -8 °C. Die Herleitung der Wärmepumpenleistung ist in Kapitel 9.7 beschrieben. Die Wärmepumpe wird als vereinfachtes Ein-/Aus-System ohne Teillastbetrieb modelliert.

Für alle Hausmodule wird dasselbe Haushaltslastprofil einer vierköpfigen Familie verwendet. Durch diese einheitliche Wahl werden Unterschiede durch verschiedenes Nutzerverhalten bewusst ausgeschlossen. Bei Hausmodulen mit Photovoltaikanlage wird jeweils eine identische installierte Photovoltaikleistung von 10 kWp angenommen. Die Photovoltaikerzeugung wird über tageszeitliche, saisonale und wetterabhängige Faktoren modelliert (siehe Kapitel 9.7.2).

Insgesamt werden zwölf Hausmodule betrachtet. Die Häuser 1 bis 6 bilden die Gruppe mit preisbasierter Regelung, während die Häuser 7 bis 12 als Vergleichsgruppe ohne preisbasierte Regelung dienen. Beide Gruppen sind hinsichtlich Gebäudegeometrie, Gebäudetyp, Wärmepumpenauslegung, Photovoltaikausstattung und Haushaltslastprofil vergleichbar parametrisiert. Der wesentliche Unterschied zwischen den Gruppen liegt somit in der angewendeten Regelstrategie.

Von den im Simulationsmodell auswählbaren Tarifmodellen (siehe Kapitel 9.11.5) wird für die Simulationsuntersuchung ausschliesslich das des echt dynamischen Tarifs verwendet. Dadurch wird sichergestellt, dass die preisgeregelten Hausmodule direkt auf zeitlich veränderliche Strompreise reagieren und die Wirkung eines real dynamischen Preissignals untersucht werden kann. Andere verfügbare Tarifmodelle werden in dieser Untersuchung nur teilweise als Vergleich herangezogen, insbesondere im Zusammenhang mit dem Schwarmverhalten. Der Fokus liegt vor allem auf dem Vergleich zwischen einer konventionellen temperaturbasierten Regelung und einer preissensitiven Regelung unter einem dynamischen Tarif.

Für die Vergleichbarkeit der Gebäudemodelle sind neben den baulichen und anlagentechnischen Parametern auch die temperaturbezogenen Vorgaben relevant. Da die Gebäudemasse als thermischer Speicher genutzt wird, beeinflusst die gespeicherte Wärmemenge sowohl den Raumtemperaturverlauf als auch den Betrieb der Wärmepumpe. Die Anfangstemperatur stellt daher eine wichtige Randbedingung für den Vergleich der beiden Regelstrategien dar.

Die Temperaturverläufe der preisgeregelten und der nicht preisgeregelten Gruppe unterscheiden sich aufgrund der jeweiligen Regelstrategie. Bei der preisgeregelten Gruppe reagiert die Wärmepumpe auf den dynamischen Stromtarif. Dadurch kann sich ein stärker variierender Raumtemperaturverlauf ergeben, da der Heizbetrieb zeitlich in Phasen mit günstigeren beziehungsweise netzdienlicheren Preissignalen verschoben wird. Die nicht preisgeregelte Gruppe wird dagegen rein temperaturgeführt betrieben und orientiert sich an einer festen Solltemperatur.

Für beide Gruppen wird zu Beginn der Simulation dieselbe Ausgangstemperatur von 21.75 °C festgelegt. Bei der nicht preisgeregelten, temperaturgeführten Gruppe entspricht dieser Wert zugleich der Solltemperatur. Bei der preisgeregelten Gruppe dient die Ausgangstemperatur hingegen als einheitlicher Startwert, während der weitere Temperaturverlauf durch die Reaktion auf den dynamischen Stromtarif beeinflusst wird.

Dieser Unterschied im Temperaturverhalten muss bei der Interpretation der Simulationsergebnisse berücksichtigt werden. Abweichungen zwischen den Temperaturverläufen der beiden Gruppen sind nicht als unterschiedliche Anfangsbedingungen zu verstehen, sondern ergeben sich aus der jeweiligen Regelstrategie. Die identisch gewählte Ausgangstemperatur stellt sicher, dass beide Gruppen unter vergleichbaren thermischen Anfangsbedingungen starten.

Dadurch wird eine möglichst einheitliche Ausgangsbasis für den Vergleich der Regelstrategien geschaffen. Diese vergleichbare Parametrierung ist methodisch entscheidend. Nur wenn die baulichen, anlagentechnischen und temperaturbezogenen Randbedingungen der Hausgruppen weitgehend identisch sind, lassen sich Unterschiede in Netzlast, Kostenentwicklung, Wärmepumpenbetrieb und Raumtemperatur nachvollziehbar auf die preisbasierte Regelung zurückführen.

Die zuvor beschriebenen Randbedingungen und Modellparameter werden zur besseren Nachvollziehbarkeit in Tabelle 7 zusammengefasst. Die Tabelle dient als Übersicht der einheitlich verwendeten sowie gezielt variierten Parameter der Simulationsuntersuchung.

Übersicht der Simulationsparameter

Parameter	Wert / Festlegung	Beschreibung
Anzahl Hausmodule	12	6 preisgeregelt, 6 nicht preisgeregelt
Energiebezugsfläche	240 m ²	Für alle Hausmodule identisch
Gebäudehüllfläche	500 m ²	Für alle Hausmodule identisch
U-Wert Altbau	1.00 W/(m ² K)	schlecht gedämmter Gebäudezustand
U-Wert Neubau	0.17 W/(m ² K)	gut gedämmter Gebäudezustand
PV-Leistung	10 kWp	bei Hausmodulen mit PV
Haushaltslastprofil	vierköpfige Familie	für alle Hausmodule identisch
Tarifmodell	Echtzeit-basierter dynamischer Stromtarif	vorwiegend betrachtetes Tarifmodell
Initialwert	21.75 °C	preisgeregelter Gruppe
Initialwert und Referenzwert	21.75 °C	nicht preisgeregelter Gruppe

Tabelle 7, Grundeinstellungen der Simulationsparameter

10.3 Simulationsszenarien

Zur Bewertung der preisbasierten Wärmepumpenregelung werden die untersuchten Hausmodule paarweise gegenübergestellt. Dabei wird jeweils ein preisgeregelter Hausmodul mit einem konventionell raumtemperaturgeregelten Hausmodul verglichen. Die verglichenen Hausmodule weisen jeweils dieselben baulichen und anlagentechnischen Eigenschaften auf. Dadurch können Unterschiede im Lastverhalten, in den Stromkosten und im Raumtemperaturverlauf im Wesentlichen auf die unterschiedliche Regelstrategie zurückgeführt werden.

Alle Hausmodule werden mit dem echt dynamischen Tarif betrieben. Die Hausmodule 1 bis 6 sind preisgeregelt und reagieren aktiv auf die zeitvariablen Preissignale. Die Hausmodule 7 bis 12 dienen als Vergleichsgruppe und werden konventionell raumtemperaturgeführt geregelt, wobei der dynamische Tarif zwar für die Kostenberechnung angewendet wird, jedoch keinen Einfluss auf die Regelung hat. Beide Gruppen enthalten dieselben Gebäudetypen mit und ohne Photovoltaikanlage. Die untersuchten Vergleichspaare sind in Tabelle 8 dargestellt.

Untersuchte Vergleichspaare der Simulationsszenarien

Vergleich	Preisgeregelt	Konventionell	Gebäudetyp
1	Hausmodul 1	Hausmodul 7	Neubau, schwer, mit PV
2	Hausmodul 2	Hausmodul 8	Altbau, schwer, mit PV
3	Hausmodul 3	Hausmodul 9	Neubau, leicht, mit PV
4	Hausmodul 4	Hausmodul 10	Neubau, schwer, ohne PV
5	Hausmodul 5	Hausmodul 11	Altbau, schwer, ohne PV
6	Hausmodul 6	Hausmodul 12	Neubau, leicht, ohne PV

Tabelle 8, Vergleichspaare der Simulationsszenarien mit preisgeregelter und konventioneller Wärmepumpenregelung

Neben der paarweisen Betrachtung der Hausmodule wird zusätzlich die Ensembleebene ausgewertet. Auf dieser Ebene werden die elektrischen Leistungen der einzelnen Hausmodule zusammengeführt. Dadurch kann beurteilt werden, wie sich die unterschiedlichen Regelstrategien gemeinsam auf die resultierende Netzlast auswirken.

Für die Simulationsuntersuchung wird ausschliesslich die Lastkombination Position 1 verwendet. In dieser Position werden sämtliche relevanten Lastanteile berücksichtigt: die übergeordnete Netzgrundlast sowie die Lasten aller Hausmodule, einschliesslich der preisgeregelter und der konventionell geregelten Hausmodule. Damit bildet Position 1 die vollständige Wirkung des betrachteten Ensembles auf die resultierende Netzlast ab.

Die weiteren in der Simulation möglichen Lastkombinationen werden nicht separat ausgewertet. Position 2 berücksichtigt ausschliesslich die preisgeregelten Hausmodule zusammen mit der Netzgrundlast, während Position 3 ausschliesslich die konventionell geregelten Hausmodule zusammen mit der Netzgrundlast abbildet. Für die Zielsetzung dieser Arbeit ist jedoch die gemeinsame Betrachtung beider Regelungsarten massgebend, da nur dadurch die Wechselwirkung zwischen Netzlast, dynamischem Tarif und kollektivem Betriebsverhalten der Hausmodule umfassend beurteilt werden kann.

Durch diese Szenarienauswahl können sowohl die Auswirkungen einzelner Regelstrategien auf Gebäudeebene als auch deren aggregierte Wirkung auf die Netzebene untersucht werden. Die Auswertung erfolgt daher in den folgenden Abschnitten zunächst auf Ensembleebene und anschliessend anhand der paarweisen Gegenüberstellung der Hausmodule.

10.4 Ergebnisse der Simulationsuntersuchung

Die Simulationsergebnisse werden anhand der zeitlichen Verläufe der Netzlast, der auftretenden Lastspitzen, des dynamischen Strompreises, der Wärmepumpenleistung, der Raumtemperatur sowie der Stromenergiekosten ausgewertet. Im Mittelpunkt steht der Vergleich zwischen den preisgeregelten und den nicht preisgeregelten Hausmodulen.

Die Auswertung erfolgt sowohl auf Ensembleebene als auch auf Ebene der einzelnen Hausmodule. Grundlage der Analyse bilden die Signalverläufe aus den Scope-Fenstern des Simulink-Modells. Ergänzend werden die Lastspitzen mithilfe von MATLAB-Plots und die Stromenergiekosten anhand von Excel-Diagrammen dargestellt und ausgewertet.

Auf Ensembleebene werden die aggregierten Last- und Preisverläufe grafisch dargestellt und beurteilt. Dadurch können insbesondere die Gesamlast des betrachteten Verteilnetzes, auftretende Lastspitzen sowie zeitweise negative Netzlasten infolge von Photovoltaikeinspeisung nachvollzogen werden. Diese Darstellung bildet die Grundlage für die Bewertung der netzdienlichen Wirkung der preisbasierten Regelstrategie.

Auf Hausmodulebene werden die jeweiligen Signalverläufe der einzelnen Module betrachtet. Neben Raumtemperatur und Wärmepumpenleistung werden dabei auch die gebäudespezifische Grundlast ohne Wärmepumpe, die Photovoltaikerzeugung beziehungsweise Photovoltaikeinspeisung, der Netzbezug sowie die resultierende Gesamlast dargestellt. Dadurch kann untersucht werden, wie sich die jeweilige Regelstrategie auf den Betrieb der Wärmepumpe, die Lastzusammensetzung und den Netzbezug des einzelnen Hausmoduls auswirkt. Zudem wird überprüft, ob die Raumtemperatur innerhalb des definierten Komfortbereichs bleibt.

Die grafische Auswertung ermöglicht somit sowohl eine Beurteilung der übergeordneten Wirkung auf die Netzlast als auch eine detaillierte Betrachtung des Regelverhaltens und der Lastzusammensetzung einzelner Hausmodule. Eine weiterführende statistische Auswertung der vollständigen Rohdaten wird in dieser Untersuchung nicht vertieft. Die wesentlichen Aussagen werden stattdessen aus den dargestellten Zeitverläufen und deren Vergleich abgeleitet.

Sämtliche Signalverläufe der einzelnen Hausmodule sind im Anhang dargestellt.

10.4.1 Ensembleebene: Netzlast, Preisbildung und Lastspitzen

In diesem Unterkapitel werden die Simulationsergebnisse auf Ensembleebene ausgewertet. Letztere stellt im entwickelten Simulationsmodell die aggregierte Netzebene des betrachteten Verteilnetzes dar. Auf dieser Ebene werden die elektrischen Leistungen der einzelnen Hausmodule zusammengeführt. Dadurch können die Auswirkungen der preisgeregelten Wärmepumpen hinsichtlich ihrer Wirkung auf die Verteilnetzlast untersucht werden.

Abbildung 61 zeigt für die gesamte Simulationsperiode den simulierten Ensemblepreis im oberen Diagrammbereich sowie die zugehörigen elektrischen Lastverläufe im unteren Diagrammbereich. Im unteren Abschnitt sind die Netzlast ohne Wärmepumpen, die preisgeregelte Wärmepumpenleistung sowie die daraus resultierende Gesamtleistung des Ensembles dargestellt.

Die Netzlast ohne Wärmepumpen entspricht dabei jenem Lastanteil, der nicht durch den Heizbetrieb beeinflusst wird. Die separate Darstellung der preisgeregelten Wärmepumpenleistung ermöglicht es, das Betriebsverhalten dieser Regelungsstrategie zeitlich nachzuvollziehen. Die Gesamtleistung des Ensembles ergibt sich aus der Überlagerung der Netzlast ohne Wärmepumpen und der Wärmepumpenleistungen.

Der Ensemblepreis wird im Modell aus der aggregierten Netzlast abgeleitet und an die Hausmodule zurückgeführt. Dadurch entsteht ein geschlossener Wirkzusammenhang zwischen der Netzlast, dem dynamischen Preis und dem Betriebsverhalten der Wärmepumpen in den preisgeregelten Hausmodulen.

Ensembleebene: Netzlast und Preisbildung

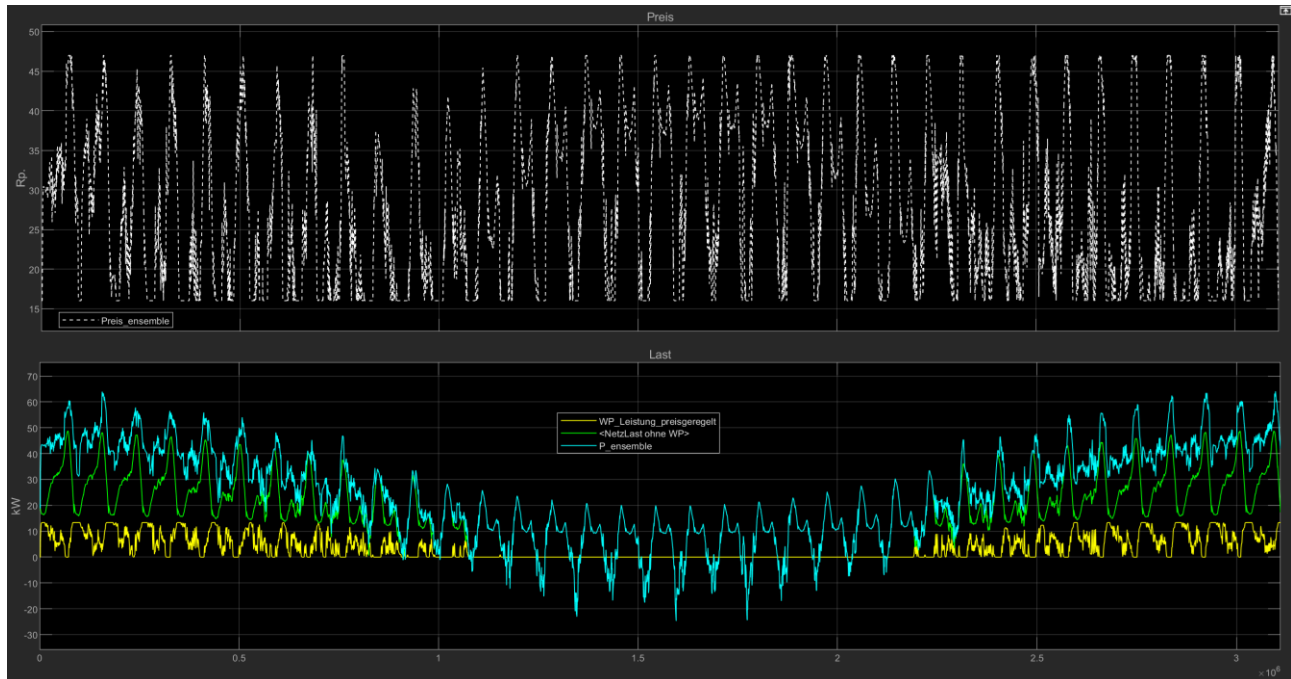


Abbildung 61, Darstellung aus Simulink über 36 Simulationstage mit jeweils 86'400 s pro Tag.

Über die gesamte Simulationsperiode zeigt sich, dass die Gesamtlast, also die Netzlast einschliesslich der Wärmepumpen, während der Heizperiode deutlich über der Netzlast ohne Wärmepumpen liegt. Die preisgeregelt betriebenen Wärmepumpen werden nicht gleichmässig über die Zeit zugeschaltet, sondern konzentrieren ihre Leistungsaufnahme auf einzelne Zeitfenster. Dabei ist erkennbar, dass diese Aktivierung überwiegend in Phasen niedriger Netzlast erfolgt.

Ausserhalb der Heizperiode treten zeitweise negative Gesamtlasten auf. Diese entstehen, wenn die Einspeisung aus Photovoltaikanlagen die gleichzeitig auftretenden Verbrauchslasten übersteigt. Die maximale negative Leistung liegt mit etwa -25 kW betragsmässig deutlich unter der maximalen positiven Gesamtlast von etwa 65 kW. Damit dominieren die Lastspitzen während der Heizperiode weiterhin die Dimensionierungsperspektive des Netzes.

Ausschnitt der Heizperiode auf Ensembleebene

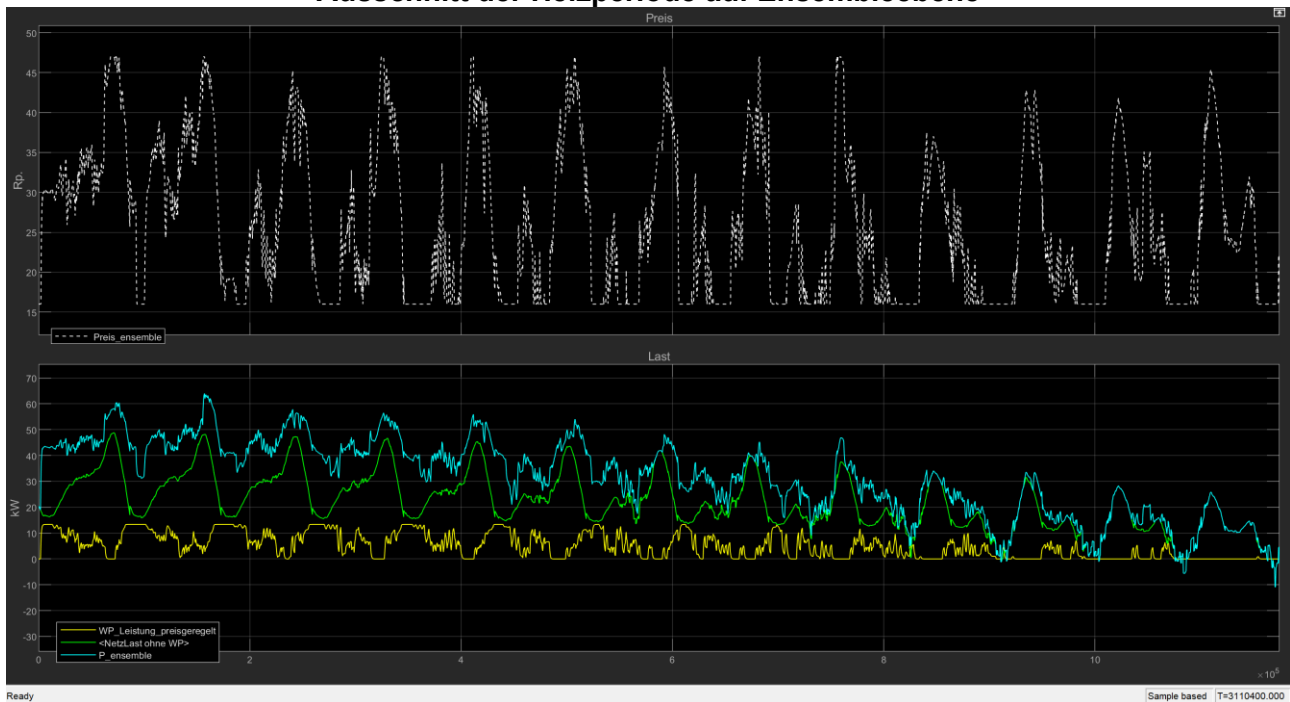


Abbildung 62, Teilsausschnitt der Heizperiode auf Ensembleebene mit dynamischem Preisverlauf, Netzlast und preis geregelter Wärmepumpenleistung

Das deutlich tiefere Maximum der Preis-Ensemble-Kurve um Tag 10 ist auf die Skalierung des dynamischen Tarifs im Simulationsmodell zurückzuführen. Während an anderen Tagen Maximalwerte von rund 47 Rp./kWh erreicht werden, liegt das Maximum an Tag 10 nur bei etwa 37.5 Rp./kWh. Der für die Preisbildung verwendete Lastbereich wird im Modell täglich nur schrittweise angepasst. In der Übergangszeit sinkt die Wärmepumpenlast infolge des abnehmenden Heizbedarfs jedoch schneller, als der Skalierungsbereich nachgeführt wird. Dadurch wird der Preis kurzfristig über einen zu grossen Lastbereich berechnet, wodurch das Tagesmaximum tiefer ausfällt. Nach mehreren Simulationstagen passt sich der Skalierungsbereich wieder stärker an das entsprechende Lastniveau an.

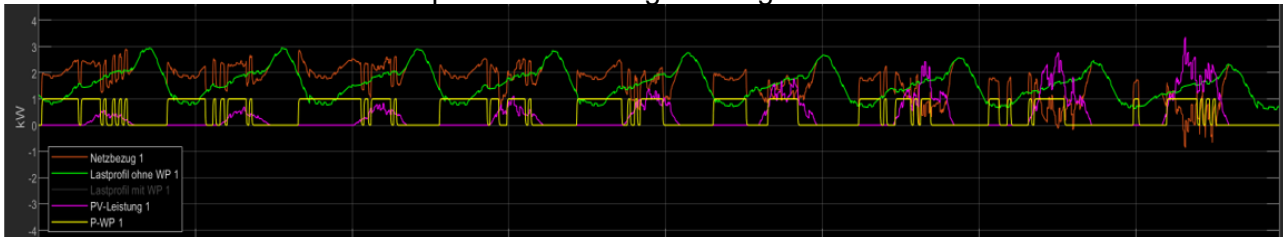
10.4.2 Hausmodule: elektrische Lastverläufe und Wärmepumpenbetrieb

Für die Auswertung auf Gebäudeebene werden die preisgeregelten Hausmodule den jeweils konventionell geregelten Vergleichsmodulen gegenübergestellt. Die verglichenen Hausmodule weisen jeweils denselben Gebäudetyp, dieselbe Bauweise sowie dieselbe Photovoltaikausstattung auf. Dadurch können Unterschiede im elektrischen Lastverlauf und im Wärmepumpenbetrieb im Wesentlichen auf die jeweilige Regelstrategie zurückgeführt werden.

Die folgenden Abbildungen zeigen Ausschnitte aus der Heizperiode. Im Fokus steht dabei, ob die Wärmepumpenleistung mit bestehenden Lastspitzen zusammenfällt oder zeitlich in andere Bereiche verschoben wird. Zusätzlich wird bei den Varianten mit Photovoltaikanlage betrachtet, ob sich eine zeitliche Überlagerung zwischen Photovoltaikerzeugung und Wärmepumpenbetrieb ergibt.

Ausschnitte der Heizperioden Neubau, schwer mit PV

Lastverläufe von Hausmodul 1 – preisbasierte Regelstrategie



Lastverläufe von Hausmodul 7 – konventionelle Regelstrategie

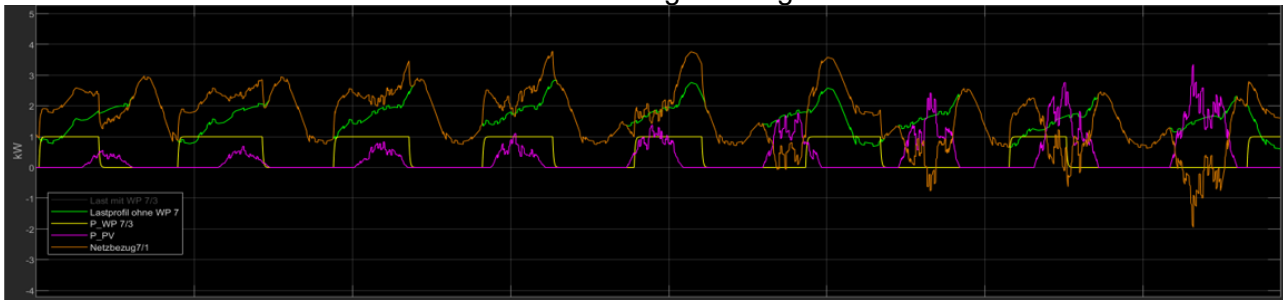
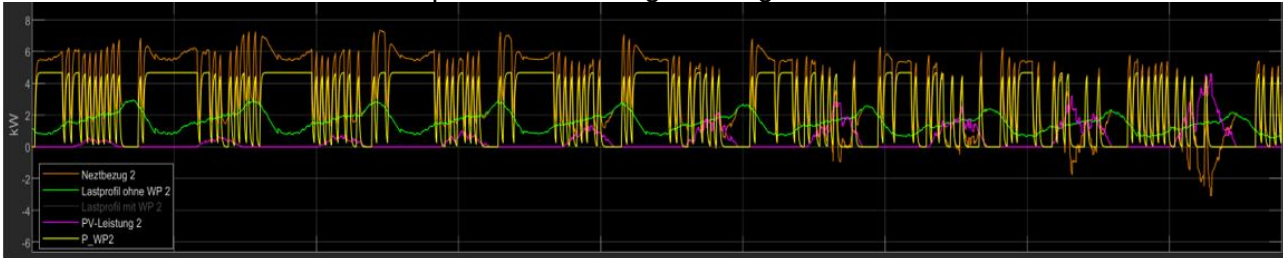


Abbildung 63, Vergleich zwischen preisgeregelter und konventioneller Regelung Modul 1 und 7

Abbildung 63 zeigt den Vergleich zwischen dem preisgeregelten Hausmodul 1 und dem konventionell geregelten Hausmodul 7 für den Gebäudetyp «Neubau, schwer, mit PV». Beim preisgeregelten Hausmodul tritt die Wärmepumpenlast überwiegend ausserhalb der bestehenden Lastspitzen auf. Bei der konventionellen Regelung fällt der Wärmepumpenbetrieb hingegen teilweise mit bereits vorhandenen Lastspitzen zusammen. Dadurch erhöht sich die Gesamtlast in diesen Zeitbereichen zusätzlich um den Leistungsbezug der Wärmepumpe von 1 kW. Im rechten Abschnitt der Abbildung ist zudem erkennbar, dass sich die Wärmepumpenleistung des preisgeregelten Hausmoduls zeitweise mit der Photovoltaikerzeugung überlagert.

Ausschnitte der Heizperioden Altbau, schwer mit PV

Lastverläufe von Hausmodul 2 – preisbasierte Regelstrategie



Lastverläufe von Hausmodul 8 – konventionelle Regelstrategie

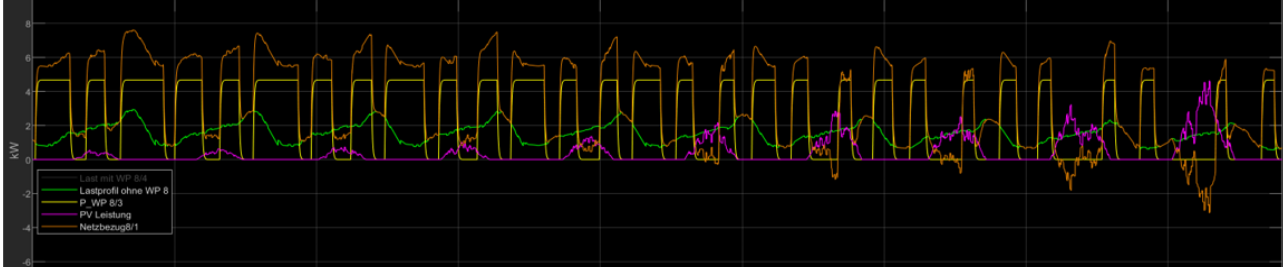
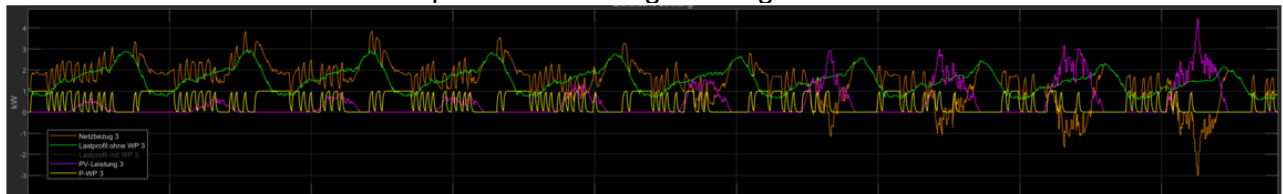


Abbildung 64, Vergleich zwischen preisgeregelter und konventioneller Regelung Modul 2 und 8

Abbildung 64 zeigt den Vergleich zwischen dem preisgeregelten Hausmodul 2 und dem konventionell geregelten Hausmodul 8 für den Gebäudetyp «Altbau, schwer, mit PV». Auch in diesem Vergleich ist erkennbar, dass die Wärmepumpenlast des preisgeregelten Hausmoduls überwiegend ausserhalb der ausgeprägten Grundlastspitzen der Gesamtlast auftritt. Im Vergleich zum schweren Neubau in Abbildung 63 ist diese zeitliche Verschiebung jedoch weniger stark ausgeprägt. Zudem weist der Wärmepumpenbetrieb des preisgeregelten Hausmoduls 2 häufigere Schaltvorgänge auf. Bei der konventionellen Regelung fällt der Wärmepumpenbetrieb teilweise mit bestehenden Grundlastspitzen zusammen. Zusätzlich zeigt sich, dass die Wärmepumpe im Altbau aufgrund des höheren Wärmebedarfs mit einer höheren Leistung betrieben wird als im Neubau.

Ausschnitte der Heizperioden Neubau, leicht mit PV

Lastverläufe von Hausmodul 3 – preisbasierte Regelstrategie



Lastverläufe von Hausmodul 9 – konventionelle Regelstrategie

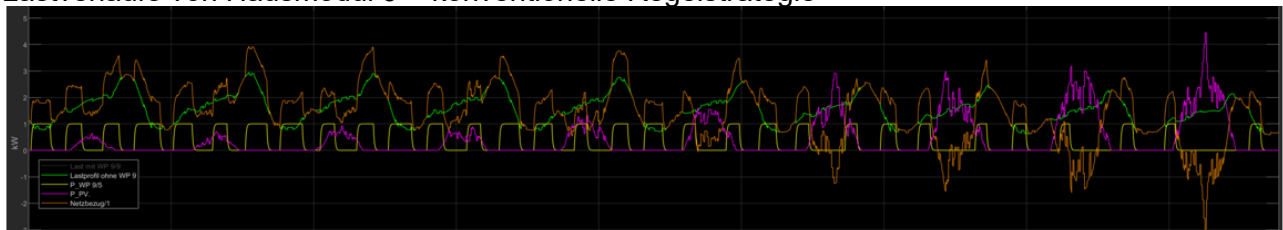
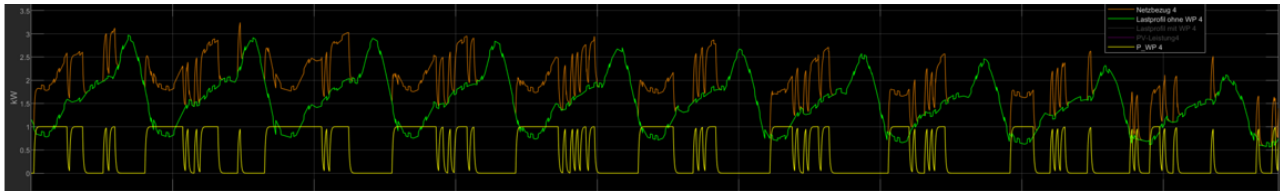


Abbildung 65, Vergleich zwischen preisgeregelter und konventioneller Regelung Modul 3 und 9

Abbildung 65 zeigt den Vergleich zwischen dem preisgeregelten Hausmodul 3 und dem konventionell geregelten Hausmodul 9 für den Gebäudetyp «Neubau, leicht, mit PV». Auch hier liegt die Wärmepumpenlast des preisgeregelten Hausmoduls tendenziell ausserhalb bestehender Grundlastspitzen. Es gibt jedoch einzelne Zeitpunkte, an denen die Wärmepumpenlast zeitgleich mit einer Grundlastspitze auftritt; diese Überlagerungen sind jedoch kürzer als beim Vergleichsmodell 9. Im Vergleich zum schweren Neubau zeigt das preisgeregelte Hausmodul ein dynamischeres Betriebsverhalten. Bei der konventionellen Regelung fällt der Wärmepumpenbetrieb teilweise deutlich mit bereits vorhandenen Grundlastspitzen zusammen.

Ausschnitte der Heizperioden Neubau, schwer ohne PV

Lastverläufe von Hausmodul 4 – preisbasierte Regelstrategie



Lastverläufe von Hausmodul 10 – konventionelle Regelstrategie

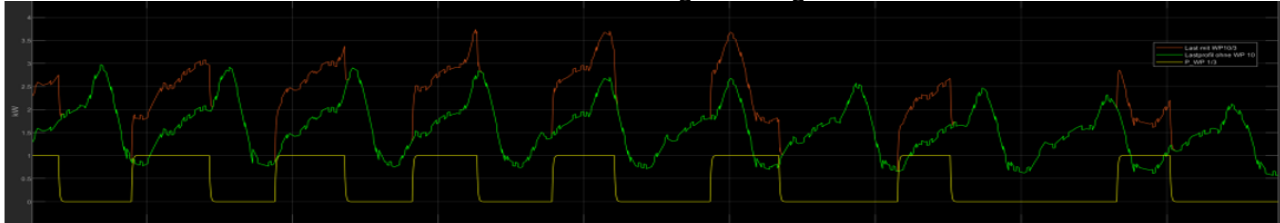
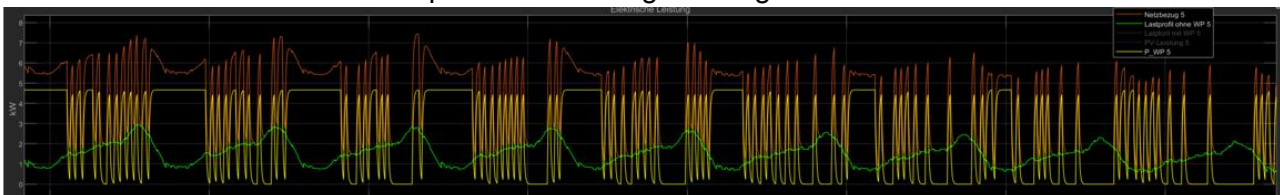


Abbildung 66, Vergleich zwischen preisgeregelter und konventioneller Regelung Modul 4 und 10

Abbildung 66 zeigt den Vergleich zwischen dem preisgeregelter Hausmodul 4 und dem konventionell geregelten Hausmodul 10 für den Gebäudetyp «Neubau, schwer, ohne PV». Das grundsätzliche Verhalten entspricht weitgehend dem Vergleich des schweren Neubaus mit Photovoltaik in Abbildung 63. Beim preisgeregelter Hausmodul wird die Wärmepumpenleistung überwiegend in Zeitbereiche ausserhalb bestehender Grundlastspitzen verschoben. Der Unterschied zur Variante mit Photovoltaik besteht darin, dass keine Photovoltaikerzeugung zur Reduktion des Netzbezugs beiträgt.

Ausschnitte der Heizperioden Altbau, schwer ohne PV

Lastverläufe von Hausmodul 5 – preisbasierte Regelstrategie



Lastverläufe von Hausmodul 11 – konventionelle Regelstrategie

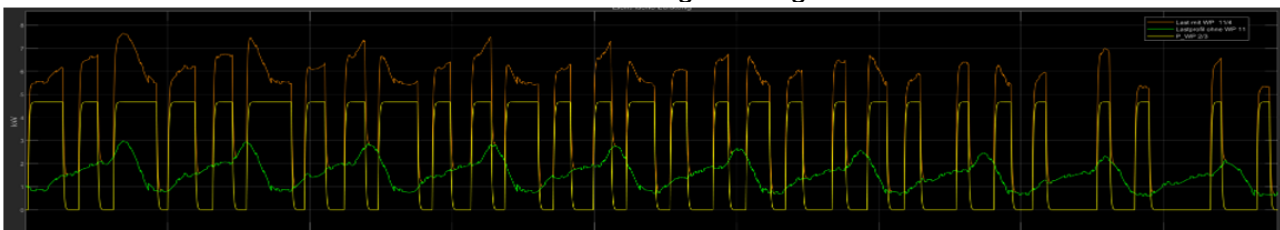
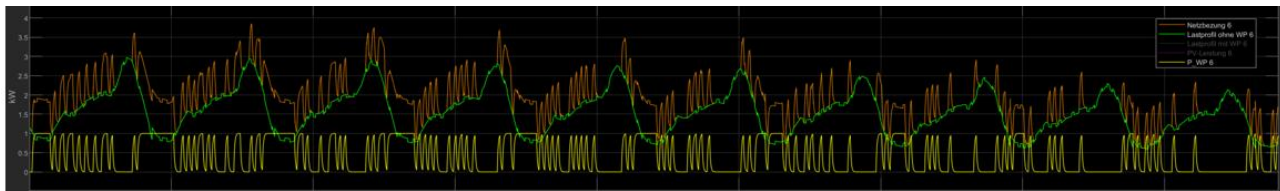


Abbildung 67, Vergleich zwischen preisgeregelter und konventioneller Regelung Modul 5 und 11

Abbildung 67 zeigt den Vergleich zwischen dem preisgeregelter Hausmodul 5 und dem konventionell geregelten Hausmodul 11 für den Gebäudetyp «Altbau, schwer, ohne PV». Das Verhalten ist grundsätzlich mit dem Altbau mit Photovoltaik in Abbildung 64 vergleichbar. Beim preisgeregelter Hausmodul ist eine zeitliche Verschiebung der Wärmepumpenlast in Zeiten ausserhalb bestehender Grundlastspitzen erkennbar. Teilweise fallen die Wärmepumpenlasten jedoch trotzdem mit diesen Grundlastspitzen zusammen. Auch hier zeigt das preisgeregelter Hausmodul ein dynamischeres Betriebsverhalten. Die konventionelle Regelung führt hingegen teilweise deutlich zu einer Überlagerung mit bestehenden Grundlastspitzen. Da keine Photovoltaikanlage vorhanden ist, entfällt der Einfluss der Photovoltaikerzeugung auf den Netzbezug.

Ausschnitte der Heizperioden Neubau, leicht ohne PV

Lastverläufe von Hausmodul 5 – preisbasierte Regelstrategie



Lastverläufe von Hausmodul 11 – konventionelle Regelstrategie

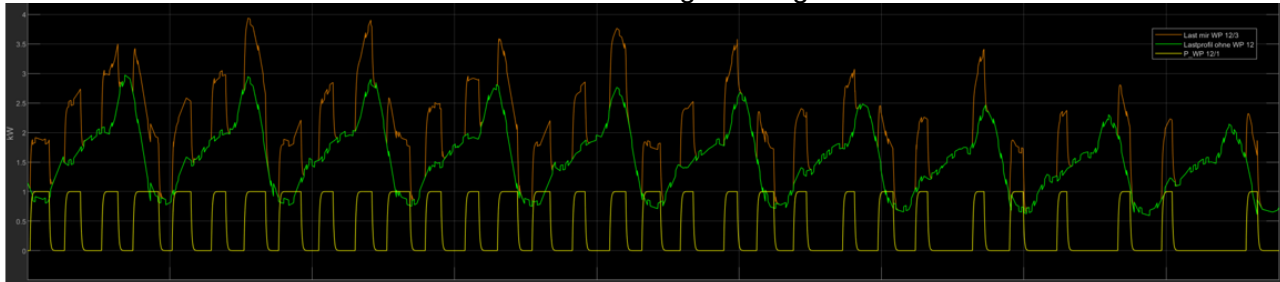


Abbildung 68, Vergleich zwischen preisgeregelter und konventioneller Regelung Modul 6 und 12

Abbildung 68 zeigt den Vergleich zwischen dem preisgeregelter Hausmodul 6 und dem konventionell geregelten Hausmodul 12 für den Gebäudetyp «Neubau, leicht, ohne PV». Auch hier zeigt sich beim preisgeregelter Hausmodul eine tendenzielle Verschiebung der Wärmepumpenleistung in Zeitbereiche ausserhalb bestehender Grundlastspitzen. Das Betriebsverhalten ist ähnlich dynamisch wie bei der leichten Neubauvariante mit Photovoltaik in Abbildung 65. Der Unterschied zur Photovoltaikvariante liegt darin, dass keine lokale Erzeugung zur zeitweisen Reduktion des Netzbezugs beiträgt.

Zusammenfassend zeigen die dargestellten Hausmodulvergleiche, dass die preisgeregelter Wärmepumpen ihre Leistungsaufnahme häufiger in Zeitbereiche ausserhalb bestehender Grundlastspitzen verlagern als die konventionell geregelten Wärmepumpen. Bei den konventionellen Vergleichsmodulen fällt der Wärmepumpenbetrieb dagegen teilweise mit bestehenden Grundlastspitzen zusammen. Zudem zeigen die Varianten ohne Photovoltaikanlage ein vergleichbares Regelverhalten, jedoch ohne den zusätzlichen Effekt einer zeitweisen Reduktion des Netzbezugs durch lokale Photovoltaikerzeugung, wie er bei den Varianten mit Photovoltaik auftritt.

10.4.2.1 Lastspitze über die gesamte Simulationszeit (36 Tage)

In diesem Abschnitt werden die globalen Lastspitzen der einzelnen Hausmodule über die gesamte Simulationsdauer von 36 Tagen gegenübergestellt. Die Ergebnisse sind in Tabelle 9 sowie in Abbildung 69 dargestellt.

Globale Lastspitze

Bautyp	Hausmodule Vergleich	Preisgeregelt (kW)	Konventionell (kW)	Reduktion
Neubau, schwer, PV	1 und 2	2.979	3.922	24%
Altbau, schwer, PV	2 und 8	7.396	7.631	3%
Neubau, leicht, PV	3 und 9	3.910	3.979	2%
Neubau, schwer	4 und 10	3.244	3.922	17%
Altbau, schwer	5 und 11	7.440	7.640	3%
Neubau, leicht	6 und 12	3.896	3.967	2%

Tabelle 9, Simulationsergebnisse der globalen Lastspitzen

Aus Tabelle 9 ist ersichtlich, dass der preisgeregelter Betrieb bei allen untersuchten Vergleichspaa- ren zu einer geringeren globalen Lastspitze führt als der konventionell geregelte Betrieb. Die grösste prozentuale Reduktion tritt beim Gebäudetyp «Neubau, schwer, PV» auf. Dort sinkt die globale Last- spitze von 3.922 kW auf 2.979 kW, was einer Reduktion von 24 % entspricht.

Beim Gebäudetyp «Neubau, schwer» ohne PV reduziert sich die globale Lastspitze von 3.922 kW auf 3.244 kW. Dies entspricht einer Reduktion von 17 %. Bei den Altbauvarianten fällt die Reduktion geringer aus. Beim «Altbau, schwer, PV» sinkt die globale Lastspitze von 7.631 kW auf 7.396 kW, beim «Altbau, schwer» ohne PV von 7.64 kW auf 7.44 kW. In beiden Fällen beträgt die Reduktion rund 3 %.

Die geringsten prozentualen Reduktionen zeigen die leichten Neubauvarianten. Beim Gebäudetyp «Neubau, leicht, PV» reduziert sich die globale Lastspitze von 3.979 kW auf 3.91 kW. Beim «Neubau, leicht» ohne PV sinkt sie von 3.967 kW auf 3.896 kW. Dies entspricht jeweils einer Reduktion von rund 2 %.

Maximale Lastspitzen und prozentuale Reduktion nach Gebäudetyp

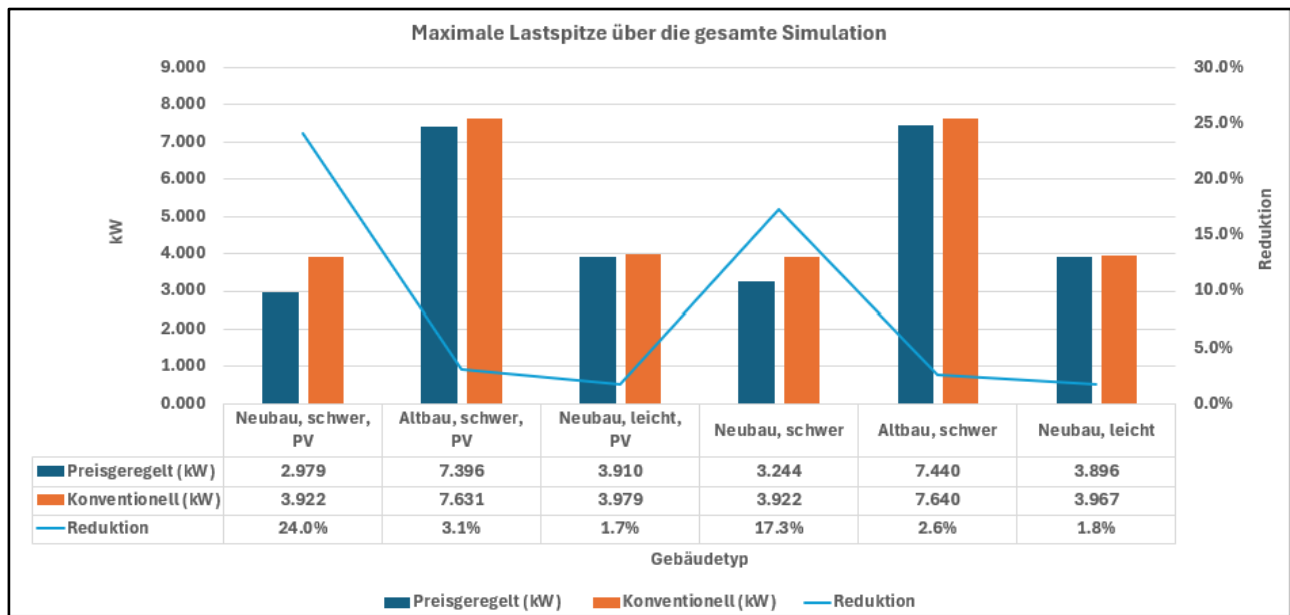


Abbildung 69, Gegenüberstellung der globalen Lastspitzen sämtlicher 12 Hausmodule

Abbildung 69 stellt die globalen Lastspitzen der zwölf Hausmodule grafisch gegenüber. Dabei zeigen die preisgeregelter Hausmodule jeweils niedrigere Spitzenwerte als die zugehörigen konventionell geregelten Vergleichsmodule. Der Unterschied zwischen preisgeregelterm und konventionellem Betrieb ist beim schweren Neubau am deutlichsten sichtbar.

Zusätzlich zeigt die Gegenüberstellung, dass die Photovoltaikausstattung in den betrachteten Fällen nur beim Gebäudetyp «Neubau, schwer» mit einer deutlich erkennbaren zusätzlichen Reduktion der globalen Lastspitze verbunden ist. Bei den Gebäudetypen «Altbau, schwer» und «Neubau, leicht» unterscheiden sich die Reduktionswerte mit und ohne PV nur geringfügig.

10.4.2.2 Lastspitze pro Tag

In diesem Abschnitt werden die täglichen Lastspitzen über den gesamten Simulationsverlauf betrachtet. Exemplarisch wird der Gebäudetyp «Neubau, schwer, mit PV» ausgewertet. Die Signalnummerierung entspricht dabei den jeweiligen Hausmodulen. Signal 1 steht für das preisgeregelte Hausmodul 1, Signal 7 für das konventionell geregelte Hausmodul 7.

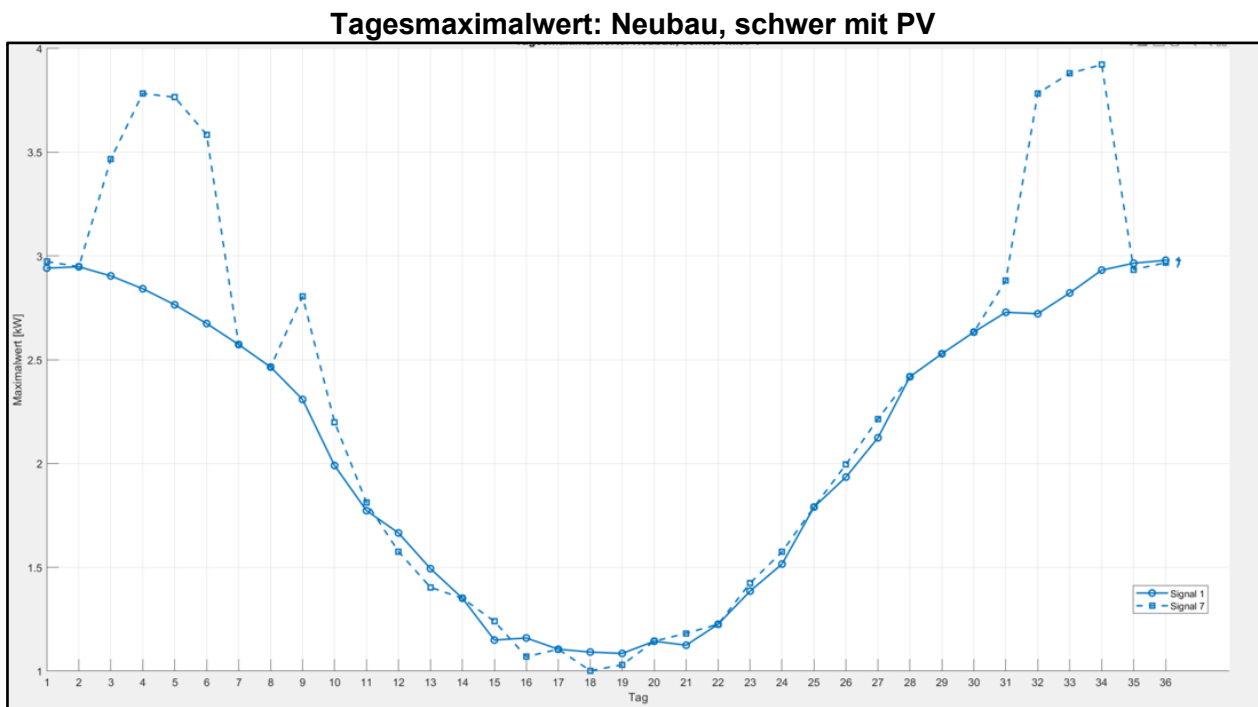


Abbildung 70, MATLAB-Plot des Gebäudemodells «Neubau, schwer mit PV» mit preisgeregelterm und konventionellem Betrieb

Abbildung 70 zeigt die täglichen Lastspitzen des preisgeregelterten Hausmoduls 1 und des konventionell geregelten Hausmoduls 7 über die gesamte Simulationsdauer. Während der Heizperiode liegen die Tagesmaximalwerte des preisgeregelterten Hausmoduls überwiegend unterhalb der Werte des konventionell geregelten Vergleichsmoduls.

Besonders deutlich ist der Unterschied zu Beginn und gegen Ende der simulierten Heizperiode erkennbar. Am Tag 34 beträgt die Tageslastspitze des konventionell geregelten Hausmoduls rund 3.9 kW, während das preisgeregelte Hausmodul eine Tageslastspitze von etwa 2.9 kW aufweist. Daraus ergibt sich an diesem Tag eine Reduktion von rund 1 kW, was in diesem Fall der elektrischen Leistung der Wärmepumpe entspricht.

In der mittleren Phase der Simulation liegen die Tagesmaximalwerte beider Regelstrategien deutlich näher beieinander. In einzelnen Zeitabschnitten treten nur geringe Unterschiede zwischen dem preisgeregelterten und dem konventionell geregelten Betrieb auf.

Ausserhalb der Heizperiode treten trotz ausgeschalteter Wärmepumpe geringe Abweichungen zwischen den beiden Hausmodulen auf. Diese Unterschiede sind auf das im Simulationsmodell implementierte Zufallssignal zurückzuführen, mit dem spontanes Nutzerverhalten abgebildet wird. Da dieses Zufallssignal für das preisgeregelte und das konventionell geregelte Hausmodul unterschiedlich ist, ergeben sich auch ausserhalb des Wärmepumpenbetriebs kleinere Unterschiede in den täglichen Lastspitzen.

Die Ergebnisse der übrigen Gebäudetypen zeigen ein vergleichbares Grundverhalten, jedoch mit unterschiedlich stark ausgeprägten Differenzen zwischen preisgeregelterm und konventionellem Betrieb. Die entsprechenden Darstellungen der täglichen Lastspitzen für die weiteren Gebäudetypen sind im Anhang dokumentiert und werden an dieser Stelle nicht nochmals gesondert aufgeführt.

10.4.2.3 Negative Lastspitzen durch die Photovoltaikeinspeisung

In diesem Abschnitt werden die täglichen minimalen Lastwerte betrachtet. Diese negativen Lastspitzen entstehen, wenn die Photovoltaikeinspeisung die gleichzeitig auftretenden Verbrauchslasten

übersteigt. Exemplarisch wird wiederum der Gebäudetyp «Neubau, schwer mit PV» ausgewertet. Die Signalnummerierung entspricht dabei den jeweiligen Hausmodulen. Signal 1 steht für das preisgeregelte Hausmodul 1, Signal 7 für das konventionell geregelte Hausmodul 7.

Tägliche minimale Lastspitzen: Neubau, schwer mit PV

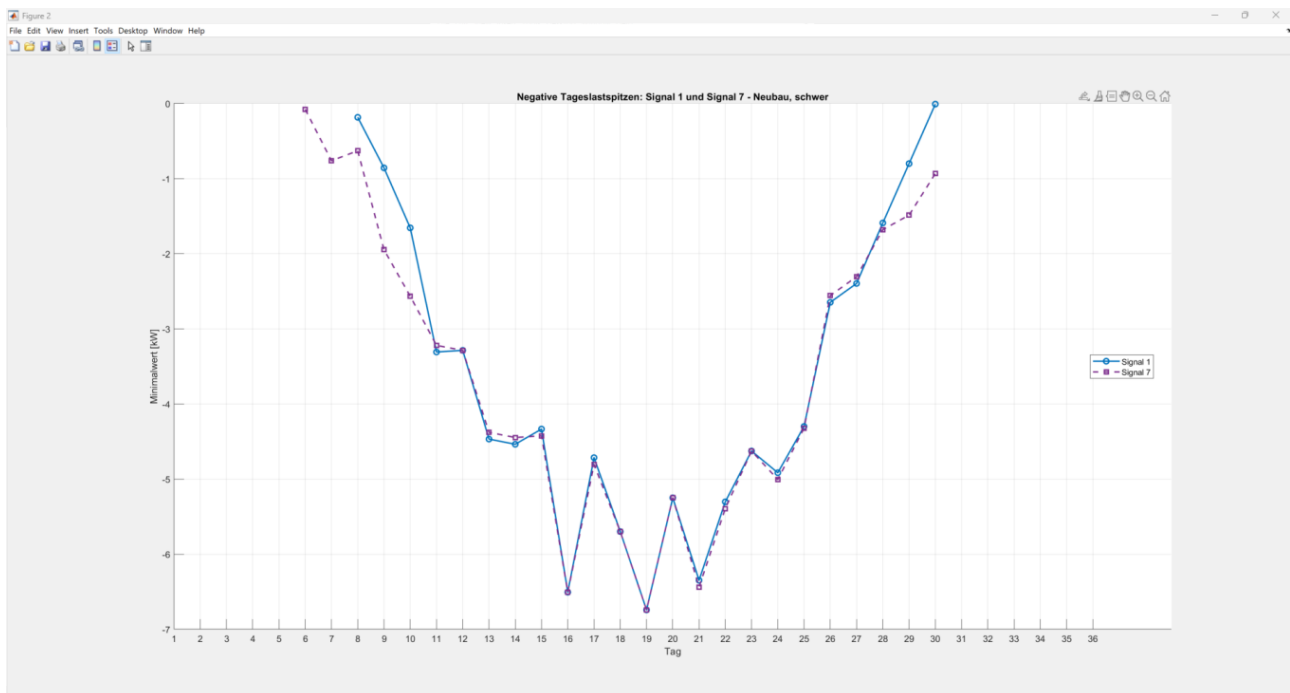


Abbildung 71, MATLAB-Plot des Gebäudemodells «Neubau, schwer mit PV» mit preisgeregelter und konventionellem Betrieb

Abbildung 71 zeigt die täglichen minimalen Lastwerte des preisgeregelter Hausmoduls 1 und des konventionell geregelten Hausmoduls 7 über die gesamte Simulationsdauer. Zu Beginn der Simulation liegen die Minimalwerte beider Hausmodule zunächst bei 0 kW. Ab etwa Tag 8 treten negative Lastwerte auf. Die stärksten negativen Lastspitzen werden im mittleren Abschnitt der Simulation erreicht, der ausserhalb der Heizperiode liegt. Sie betragen etwa -6.5 kW bis -6.8 kW.

Zwischen Tag 8 und Tag 11 sowie gegen Ende der negativen Lastphase ab etwa Tag 28 sind Unterschiede zwischen den beiden Regelstrategien erkennbar. Diese Zeitbereiche entsprechen der Übergangszeit. In diesen Abschnitten weist das preisgeregelter Hausmodul teilweise weniger stark ausgeprägte negative Lastspitzen auf als das konventionell geregelte Vergleichsmodul. Im mittleren Bereich der Simulation, ausserhalb der Heizperiode, verlaufen die Minimalwerte der beiden Signale hingegen weitgehend deckungsgleich.

Ab etwa Tag 32 liegen die täglichen Minimalwerte beider Hausmodule wieder nahe 0 kW. Damit treten in diesem Zeitraum keine relevanten negativen Lastspitzen mehr auf.

Die Ergebnisse der übrigen Gebäudetypen zeigen ein vergleichbares Grundverhalten, jedoch mit geringerer Ausprägung. Die entsprechenden Darstellungen der täglichen negativen Lastspitzen sind im Anhang dokumentiert.

10.4.3 Stromkosten der Regelstrategien

In diesem Abschnitt werden die simulierten Stromkosten der untersuchten Hausmodule dargestellt und miteinander verglichen. Dabei werden jeweils die preisgeregelten Hausmodule den entsprechenden konventionell geregelten Hausmodulen gegenübergestellt. Der thermische Komfort wird an dieser Stelle nicht betrachtet, da dieser in einem separaten Abschnitt ausgewertet wird.

Zunächst werden die entstandenen Simulationskosten dargestellt. Anschliessend werden diese anhand eines Referenzwertes plausibilisiert und hochskaliert, um eine bessere Einordnung der Ergebnisse zu ermöglichen.

Simulationsbasierte Kostendaten nach Gebäudetyp

Simulationsergebnisse						
Gebäudetyp	Neubau, schwer mit PV	Altbau, schwer mit PV	Neubau, leicht mit PV	Neubau, schwer	Altbau, schwer	Neubau, leicht
Preisregler	CHF 191.30	CHF 436.30	CHF 197.80	CHF 368.60	CHF 615.00	CHF 379.30
Regler konventionell	CHF 199.60	CHF 494.30	CHF 204.60	CHF 377.60	CHF 668.60	CHF 385.10
Differenz	CHF 8.30	CHF 58.00	CHF 6.80	CHF 9.00	CHF 53.60	CHF 5.80

Abbildung 72, Ausschnitt der Kostendaten aus dem Tabellenkalkulationsprogramm

In Abbildung 72 sind die direkt aus der Simulation resultierenden Kostendaten dargestellt. Abbildung 73 zeigt die simulationsbasierten Kosten der preisgeregelten und konventionell geregelten Hausmodule im direkten Vergleich.

Simulationsbasierte Kostenentwicklung der untersuchten Hausmodule

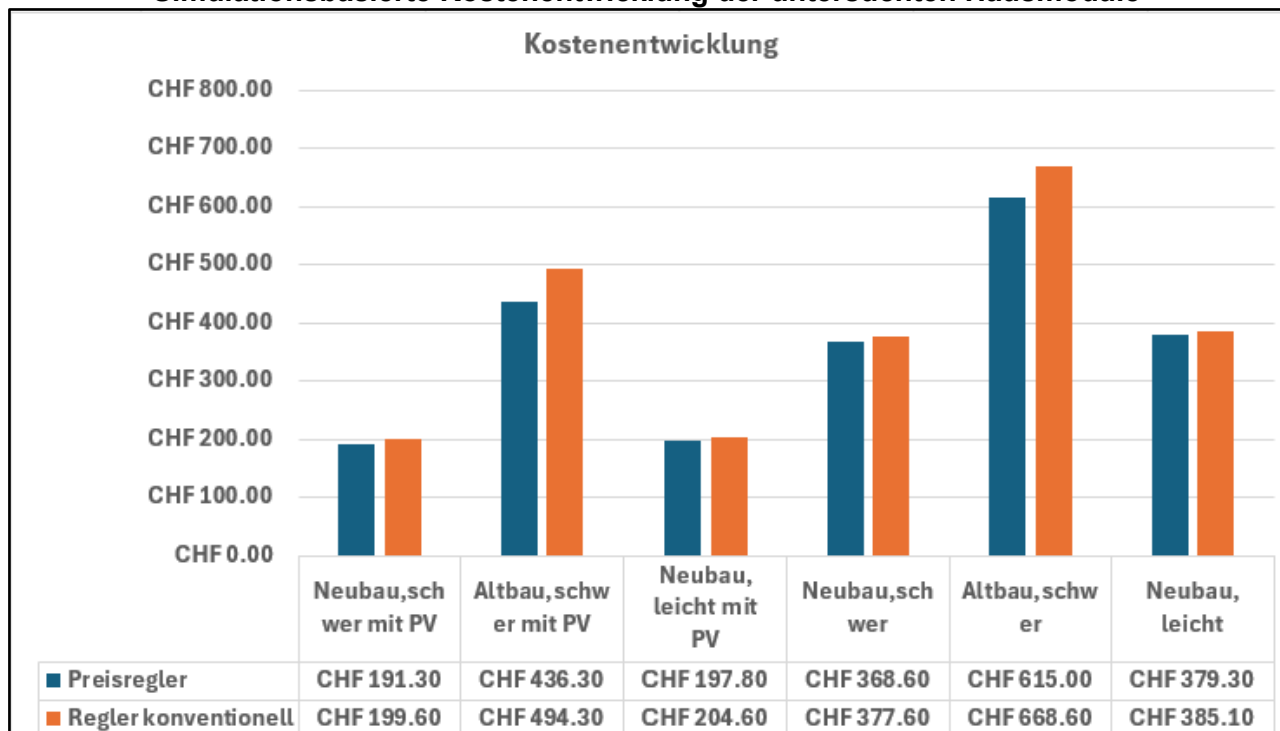


Abbildung 73, Eigene Darstellung auf Grundlage der Simulationsergebnisse.

10.4.3.1 Plausibilisierung der simulierten Stromkosten

Die skalierten Kosten sind nicht als exakte Jahreskosten zu interpretieren, sondern dienen als plausibilisierte Vergleichsgrössen zwischen den Gebäudemodellen und Regelstrategien. Da die Simulation nicht ein vollständiges Kalenderjahr abbildet, sondern die saisonale Änderung eines Jahres verkürzt über 36 Simulationstage berücksichtigt, können die berechneten Stromkosten nicht direkt als reale Jahreskosten interpretiert werden. Zusätzlich erfolgt die Kostenberechnung auf Grundlage zeitlich variierender Tarifwerte. Aus diesem Grund werden die resultierenden Stromkosten anhand eines Referenzwertes plausibilisiert.

Im Rahmen einer Literaturrecherche wurde ermittelt, dass ein Altbau mit Wärmepumpenbetrieb einen jährlichen Stromverbrauch von bis zu 14'000 kWh aufweisen kann [30]. Bei Verrechnung mit einem durchschnittlichen Stromtarif von rund 28 Rp. [31] ergeben sich daraus jährliche Stromkosten von rund 3'920 CHF. Das Gebäudemodell Altbau schwer wird als Referenzmodell verwendet.

Zur Plausibilisierung der simulierten Kosten wird für dieses Referenzmodell ein Skalierungsfaktor f_K ermittelt. Dieser Faktor wird so bestimmt, dass die simulierten Kosten des Referenzmodells näherungsweise dem genannten Jahreskostenwert entsprechen. Anschliessend wird derselbe Skalierungsansatz auf die weiteren Gebäudemodelle angewendet. Dadurch wird erreicht, dass die berechneten Kosten nicht als absolute reale Messwerte, sondern als plausibilisierte Vergleichswerte interpretiert werden können.

$$f_K = \frac{K_{Ref}}{K_{sim,Ref}}$$

Die plausibilisierten Kosten ergeben sich anschliessend zu:

$$K_{plaus} = K_{sim} \cdot f_K$$

Dabei gilt:

- K_{plaus} = plausibilisierte Kosten
- f_K = Skalierungsfaktor
- K_{Ref} = recherchierte jährliche Referenzkosten, hier ca. 3'920 CHF/a
- K_{sim} = simulierte Stromkosten des jeweiligen Hausmodells
- $K_{sim,Ref}$ = simulierte Stromkosten des Referenzmodells Altbau schwer

Für die Bewertung der Regelstrategien steht nicht der absolute Kostenbetrag im Vordergrund, sondern der relative Unterschied zwischen vergleichbaren Hausmodellen. Die Kosten der preisgeregelten Hausmodule werden deshalb jeweils mit den entsprechenden konventionell geregelten Hausmodellen verglichen. Die konventionellen Hausmodelle bilden dabei die Referenz beziehungsweise Ausgangslage. Die Kostendifferenz wird als prozentuale Kostenreduktion berechnet.

$$\Delta K = \frac{K_{preisgeregelt} - K_{konventionell}}{K_{konventionell}} \cdot 100$$

Dabei gilt:

- ΔK = prozentuale Kostenreduktion
- $K_{preisgeregelt}$ = plausibilisierte Kosten des preisgeregelten Hausmodells
- $K_{konventionell}$ = plausibilisierte Kosten des vergleichbaren konventionell geregelten Hausmodells

Hochskalierte Kostendaten

Skalierte Ergebnisse						
Gebäudetyp	Neubau, schwer mit PV	Altbau, schwer mit PV	Neubau, leicht mit PV	Neubau, schwer	Altbau, schwer	Neubau, leicht
Preisregler	CHF 1'122	CHF 2'558	CHF 1'160	CHF 2'161	CHF 3'606	CHF 2'224
Konventioneller Regler	CHF 1'170	CHF 2'898	CHF 1'200	CHF 2'214	CHF 3'920	CHF 2'258
Differenz	CHF 49	CHF 340	CHF 40	CHF 53	CHF 314	CHF 34
Differenz in %	4.2%	11.7%	3.3%	2.4%	8.0%	1.5%

Abbildung 74, Ausschnitt der hochskalierten Kostendaten aus dem Tabellenkalkulationsprogramm

Abbildung 74 zeigt die hochskalierten Kostendaten der untersuchten Hausmodule.

Plausibilisierte Hochskalierung der simulierten Kostenentwicklung

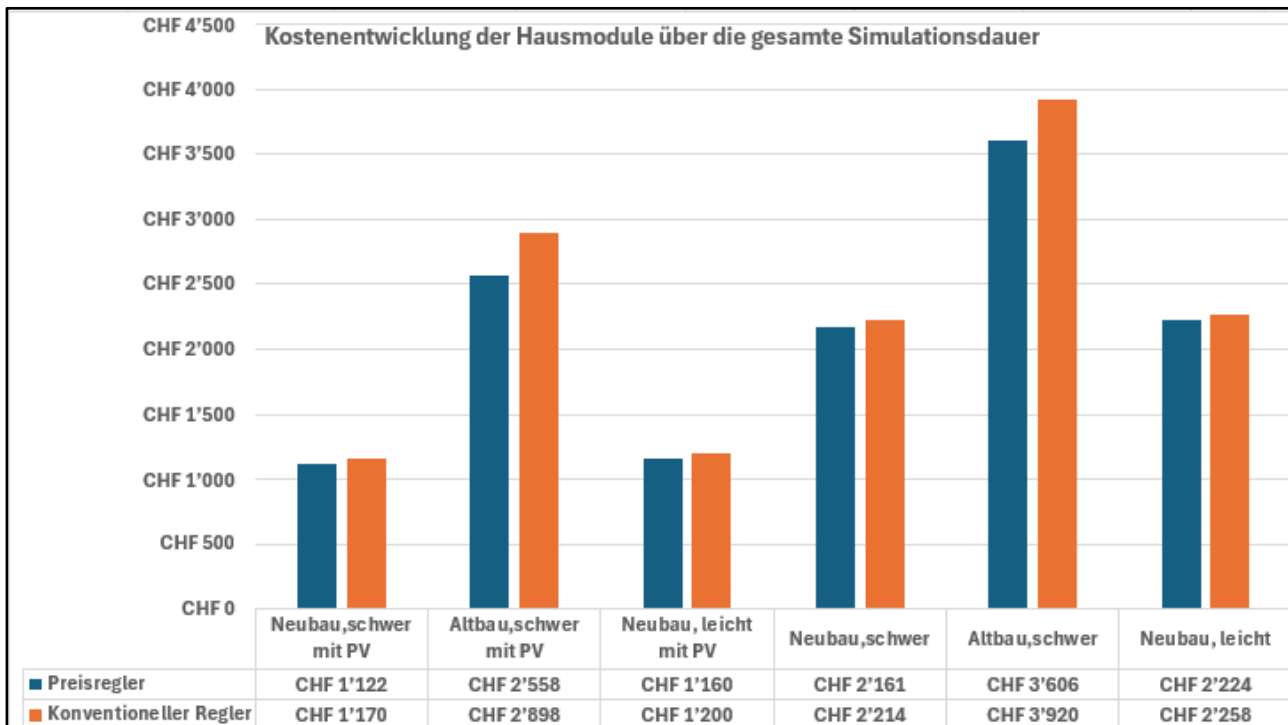


Abbildung 75, Eigene Darstellung auf Grundlage der Simulationsergebnisse.

In Abbildung 75 werden die plausibilisierten Kosten der preisgeregelten und konventionell geregelten Hausmodule gegenübergestellt. Dabei liegen die Kosten der preisgeregelten Hausmodule bei allen untersuchten Gebäudetypen unterhalb der Kosten der konventionell geregelten Vergleichsmodule.

Absolute und prozentuale Kostenreduktion nach Gebäudetyp

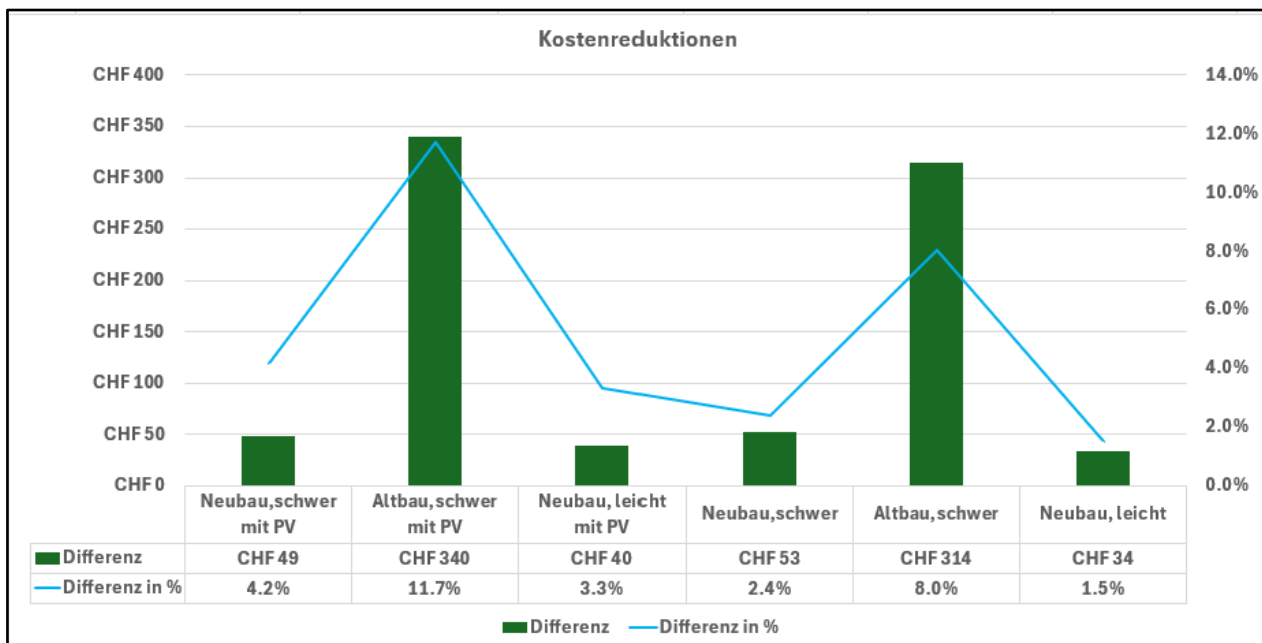


Abbildung 76, Eigene Darstellung auf Grundlage der Simulationsergebnisse.

Abbildung 76 zeigt die absolute und prozentuale Kostenreduktion nach Gebäudetyp. Die grösste absolute Kostenreduktion tritt bei den Altbauvarianten auf. Bei den Neubauvarianten fallen die absoluten Einsparungen geringer aus. Auffallend ist, dass beim Gebäudetyp «Neubau, schwer» die Variante mit Photovoltaik im Vergleich zur Variante ohne Photovoltaik eine geringere absolute Kostenreduktion aufweist. Bei den anderen Gebäudetypen fällt die absolute Kostenreduktion bei der Variante mit Photovoltaik hingegen höher aus als bei der Variante ohne Photovoltaik. Dieser Unterschied wird in der Diskussion näher eingeordnet.

10.4.4 Thermischer Komfort

In Bezug auf den Komfort wird untersucht, wie häufig die Raumtemperatur den festgelegten Komfortbereich verlässt. Dazu werden die Temperaturverläufe der betrachteten Regelstrategien ausgewertet und mit dem definierten Komfortbereich verglichen.

Für die Bewertung wird ein zulässiger Bereich der Raumlufttemperatur von 20.5 °C bis 23.5 °C angenommen. Dieser Bereich basiert auf den in Kapitel 6, Abbildung 7 dargestellten Auslegungskriterien nach SNR 592024. Dort wird für den Winter eine Raumlufttemperatur im Bereich von 20 °C bis 24 °C angegeben. Da sich diese Angabe auf Büroräumlichkeiten bezieht, wird der Bereich für die vorliegende Simulationsuntersuchung leicht eingeschränkt.

Die Auswertung zeigt, ob die Räume über den betrachteten Zeitraum innerhalb des gewünschten Temperaturbereichs bleiben oder ob einzelne Bereiche kritisch sind. Häufige Überschreitungen weisen auf mögliche Überhitzung hin, während Unterschreitungen auf zu niedrige Raumtemperaturen oder erhöhte Wärmeverluste hindeuten können.

Damit lässt sich beurteilen, in welchen Bereichen der thermische Komfort eingehalten wird und wo Optimierungsbedarf besteht.

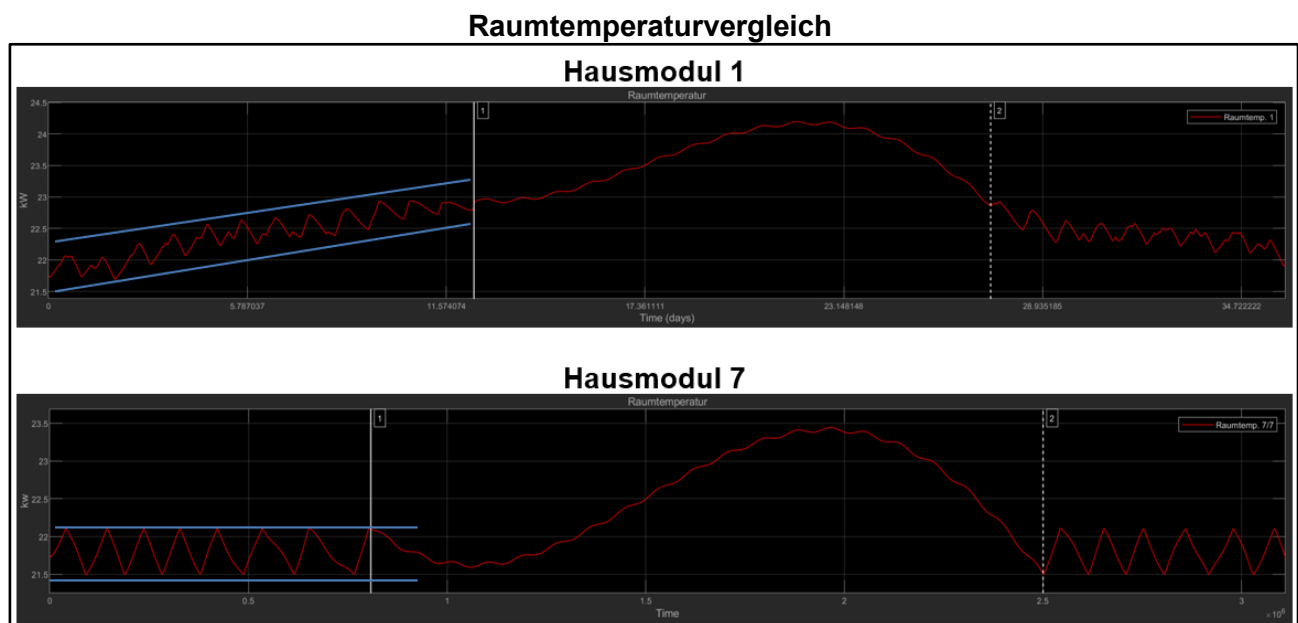


Abbildung 77, Vergleich des Raumtemperaturverlaufs den Gebäudetyps «Neubau, schwer, mit PV»

Abbildung 77 zeigt exemplarisch den Raumtemperaturverlauf des preisgeregelten Hausmoduls 1 und des konventionell geregelten Hausmoduls 7 für den Gebäudetyp «Neubau, schwer, mit PV». Beide Temperaturverläufe bleiben über die gesamte Simulationsdauer innerhalb des definierten Komfortbereichs. Damit treten bei beiden Regelstrategien keine Komfortverletzungen auf.

Beim preisgeregelten Hausmodul 1 sind tägliche Temperaturschwankungen erkennbar. Diese liegen gemäss den eingezeichneten blauen Begrenzungslinien in einer Grössenordnung von etwas mehr als 0.6 K. Auch beim konventionell geregelten Hausmodul 7 sind Temperaturschwankungen sichtbar. Diese verlaufen jedoch regelmässiger und liegen in einer Grössenordnung von rund 0.7 K. Anhand der vertikalen Markierungen ist zudem ersichtlich, dass die Heizperiode beim preisgeregelten Hausmodul 1 länger andauert als beim konventionell geregelten Hausmodul 7. Die Markierungen kennzeichnen jeweils das Ende beziehungsweise den Beginn der Heizperiode. Beim Hausmodul 1 endet die Heizperiode später und beginnt früher als beim konventionell geregelten Vergleichsmodul.

10.4.5 Zusammenfassende Einordnung

Zusammenfassend zeigen die Ergebnisse, dass die preisgeregelten Hausmodule in den betrachteten Szenarien geringere Lastspitzen und niedrigere plausibilisierte Stromkosten aufweisen als die konventionell geregelten Vergleichsmodule. Gleichzeitig bleiben die Raumtemperaturen innerhalb des definierten Komfortbereichs. Die Unterschiede zwischen den Gebäudetypen fallen jedoch unterschiedlich stark aus.

10.5 Diskussion der Ergebnisse

Die Simulationsergebnisse zeigen, dass die preisbasierte Regelung grundsätzlich geeignet ist, den Betrieb flexibler Verbraucher zeitlich zu verlagern. Dabei kann die thermische Speicherkapazität der Gebäudemasse in Verbindung mit dem Wärmepumpenbetrieb genutzt werden, indem Wärme bevorzugt in Zeiträumen mit niedrigen Strompreisen eingebracht wird. Der Strombezug der Wärmepumpe wird somit nicht mehr ausschliesslich durch den aktuellen Heizbedarf bestimmt, sondern zusätzlich durch das verfügbare Preissignal beeinflusst.

10.5.1 Netzdienlichkeit

Aus Sicht der Netzdienlichkeit steht in der vorliegenden Untersuchung insbesondere die Frage im Vordergrund, ob die preisbasierte Regelung der Wärmepumpen zu einer Entlastung des simulierten Netzes beitragen kann. Relevant ist dabei, ob elektrische Lasten aus Zeitbereichen mit hoher Netzbelastung in günstigere beziehungsweise netzverträglichere Betriebsphasen verschoben werden können. Die Beurteilung erfolgt daher primär anhand der Lastverläufe auf Ensemble- beziehungsweise Netzebene sowie anhand der Frage, ob bestehende Lastspitzen durch die preisgeregelten Wärmepumpen verstärkt oder reduziert werden können.

Im untersuchten Szenario (Pos. 1: Netzgrundlast und sämtliche Hausmodule sowie dem dynamischem Echtzeittarif) zeigt die preisbasierte Regelung insgesamt ein netzdienliches Verhalten. Die preisgeregelten Wärmepumpen verlagern ihre Leistungsaufnahme überwiegend in Zeitbereiche mit niedrigerer Netzlast. Dadurch tragen sie nur begrenzt zur Erhöhung bestehender Lastspitzen bei. Die beobachtete Zunahme der Gesamlast gegenüber der Netzgrundlast ist differenziert zu betrachten, da in der Simulation sowohl konventionell geregelte als auch preisgeregelt betriebene Wärmepumpen berücksichtigt werden.

Die Auswertung der Lastkurven zeigt, dass die Erhöhung der Lastspitzen zwischen der Netzlast ohne Wärmepumpen und der Gesamlast des Ensembles überwiegend auf die konventionell geregelten Wärmepumpen zurückzuführen ist. Diese orientieren sich primär am aktuellen Wärmebedarf beziehungsweise an lokalen Betriebszuständen und können daher auch in Zeitfenstern mit bereits hoher Netzlast zugeschaltet werden. Die preisgeführte Regelung reagiert hingegen auf das dynamische Preissignal und verschiebt den Wärmepumpenbetrieb tendenziell in netzverträglichere Zeitbereiche.

Diese Einschätzung wird anhand der Lastkurven auf Ensembleebene vertieft. Abbildung 78 zeigt die Ensembleleistung im Vergleich zur Netzgrundlast. Die vertikalen Markierungen kennzeichnen die täglichen Maximalwerte der Grundlast auf Ensembleebene. Dadurch wird ersichtlich, zu welchen Zeitpunkten die höchsten Netzbelastungen auftreten und ob diese mit der Leistungsaufnahme der preisgeregelten Wärmepumpen zusammenfallen.

Heizperiode zu Beginn der Simulation auf Ensembleebene

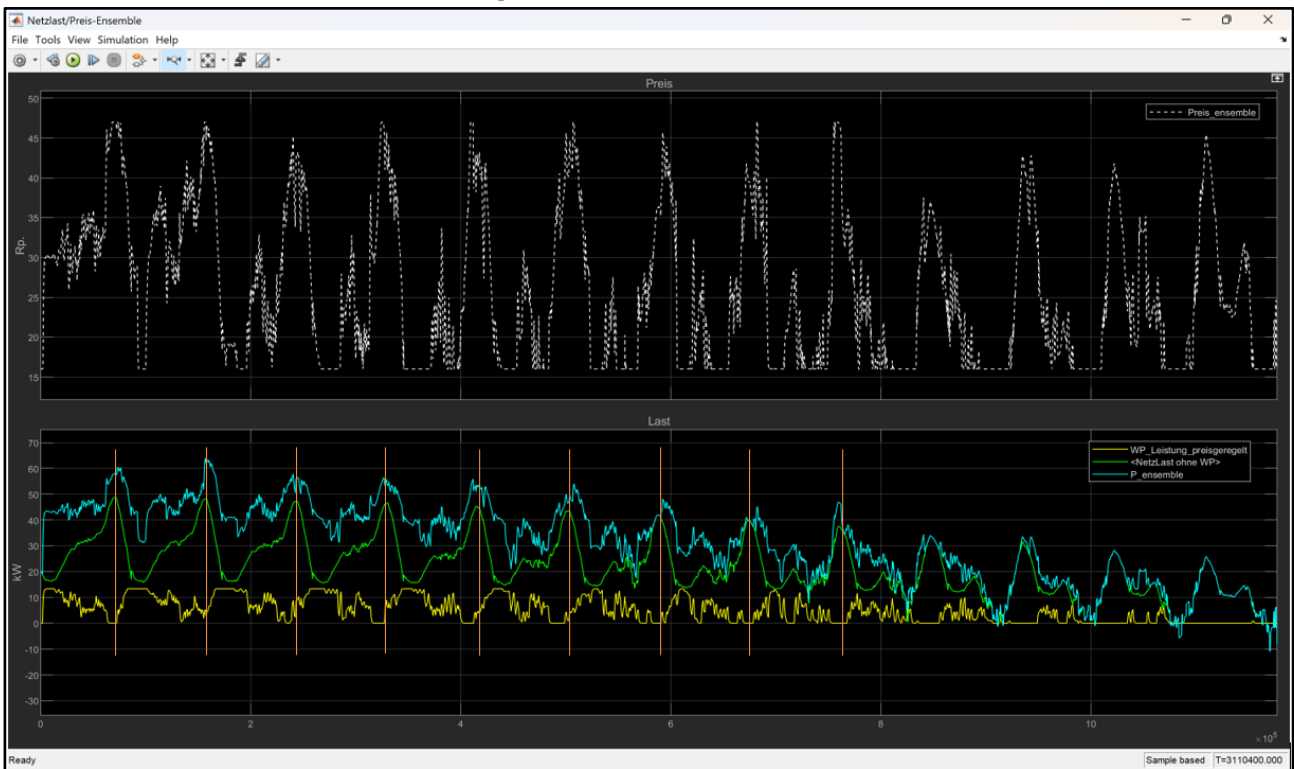


Abbildung 78, Darstellung aus Simulink über 13 Simulationstage mit jeweils 86'400 s pro Tag.

Die maximale aufsummierte Wärmepumpenleistung beträgt in der Simulation rund 26.6 kW, sofern alle Wärmepumpen gleichzeitig in Betrieb sind. Davon entfallen jeweils rund 13.3 kW auf die preisgeregelten und 13.3 kW auf die konventionell geregelten Wärmepumpen. Da die beobachtete Erhöhung der Lastspitzen deutlich unterhalb der maximal möglichen gleichzeitigen Wärmepumpenleistung liegt und die preisgeregelte Wärmepumpenlast nicht systematisch mit den Maximalwerten der Grundlast zusammenfällt, stützt dies die Interpretation, dass die preisbasierte Regelung im untersuchten Szenario nicht massgeblich zur Ausbildung zusätzlicher Lastspitzen beiträgt.

Für das untersuchte Szenario deutet die Simulation somit darauf hin, dass der dynamische Echtzeit-tarif in Kombination mit der preisbasierten Wärmepumpenregelung eine netzdienliche Lastverschiebung ermöglichen kann. Die Lastaufnahme der preisgeregelten Wärmepumpen wird tendenziell in Zeitbereiche mit geringerer Netzbelastung verlagert, während bestehende Lastspitzen nicht wesentlich verstärkt werden.

Mögliche Gleichzeitigkeitseffekte beziehungsweise Synchronisationseffekte mehrerer preisgeregelter Wärmepumpen stellen eine eigenständige Fragestellung dar. Sie werden daher im folgenden Kapitel 10.5.2 separat betrachtet. Dies ist insbesondere deshalb sinnvoll, weil Aussagen zum Schwarmverhalten stark von der Anzahl der teilnehmenden Haushalte, der Heterogenität der Gebäudetyps sowie den verwendeten Regelparametern abhängen.

Hausmodulebene

Auf Hausmodulebene betrachten wir die täglichen Lastspitzen, exemplarisch den Vergleich des Preisgeregelter mit dem konventionell geregelten Hausmodul des «Neubau, schwer mit PV»

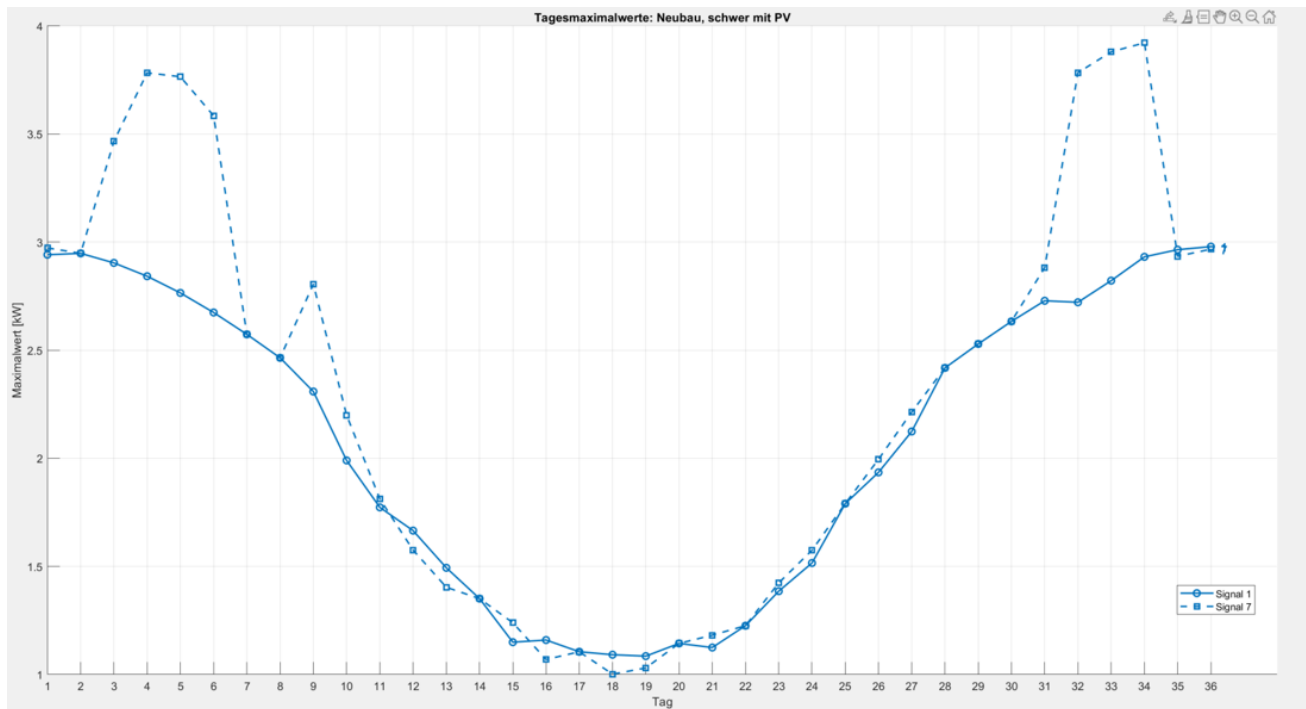


Abbildung 79, Tagesmaximalwerte des Hausmoduls Neubau, schwer mit PV über 36 Simulationstage.

Die tagesbezogenen Lastspitzen zeigen, dass die preisgeregelte Betriebsstrategie insbesondere während der Heizperiode zu einer Reduktion einzelner Spitzenlasten führen kann. Am Beispiel des Gebäudemodells «Neubau, schwer mit PV» ist erkennbar, dass die Lastspitzen des preisgeregelter Hausmoduls in mehreren Heiztagen unterhalb der konventionell geregelten Variante liegen. Besonders deutlich zeigt sich dies gegen Ende der simulierten Heizperiode, beispielsweise um Tag 34, wo die Lastspitze um rund 1 kW reduziert wird, was genau der Wärmepumpenleistung bei diesem Gebäudemodell entspricht.

Dieses Verhalten deutet darauf hin, dass die preisbasierte Regelung den Betrieb der Wärmepumpe teilweise in günstigere Zeitbereiche verschiebt und dadurch kurzfristige Lastspitzen abschwächt. Die Wirkung ist jedoch nicht über den gesamten Simulationszeitraum gleich stark ausgeprägt. Während der wärmeren Phase in der Mitte der Simulation, ausserhalb der Heizperiode, sind die Lastspitzen beider Betriebsstrategien deutlich niedriger und liegen nahe beieinander. In diesem Zeitraum ist die Wärmepumpe nicht in Betrieb, weshalb die Heizregelung keinen Einfluss auf die auftretenden Lastspitzen hat. Die in diesem Bereich beobachteten Differenzen sind daher nicht auf die Regelstrategie zurückzuführen, sondern auf die im Simulationsmodell implementierte Abbildung spontanen Verbraucherverhaltens. Da dieses Verhalten über ein Zufallssignal modelliert wird, können auch ohne Wärmepumpenbetrieb geringe Unterschiede zwischen den Hausmodulen auftreten.

Auffällig ist zudem, dass auch die im Anhang aufgeführten Vergleichsgrafiken an mehreren Tagen höhere Lastspitzen bei der konventionellen Regelung zeigen. Dies weist darauf hin, dass die preisgeregelter Varianten den Wärmepumpenbetrieb tendenziell gleichmässiger auf geeignete Zeitfenster verteilen. Dadurch können Lastspitzen reduziert werden, ohne dass der Heizbetrieb beeinträchtigt wird.

Gleichzeitig zeigen die Abbildungen, dass beim Gebäudetyp «Neubau, schwer, mit PV» die grösste maximale Reduktion der Lastspitzen zwischen den Vergleichsmodulen auftritt. Dies weist darauf hin, dass sowohl die thermische Speicherfähigkeit der Gebäudemasse als auch die Wärmeverluste über die Gebäudehülle und die vorhandene Photovoltaikanlage wesentliche Einflussgrössen für die Wirksamkeit der preisorientierten Regelung darstellen.

Insgesamt bestätigt die Betrachtung der täglichen Lastspitzen, dass die preisgeregelte Betriebsstrategie netzdienliches Potenzial besitzt. Die Reduktion zeigt sich vor allem in Phasen mit relevantem Heizbedarf, während in Perioden mit geringem Wärmebedarf nur geringe Unterschiede zwischen den Betriebsstrategien auftreten.

Die grafische Darstellung der weiteren Hausmodule ist im Anhang zu finden.

Globalbetrachtete Lastspitzen

Dazu werden die Maximalwerte herangezogen, die über Display-Blöcken des Simulink-Modells entnommen wurden.

Die Ergebnisse zeigen, dass die preisgeregelte Betriebsweise bei allen untersuchten Gebäudetypen zu einer Reduktion der Lastspitzen beitragen kann. Zusätzlich ist erkennbar, dass die Kombination aus Preisregelung und Photovoltaik bei mehreren Gebäudetypen eine weitere Verringerung der Lastspitzen bewirkt. Eine Ausnahme bildet der Gebäudetyp «Neubau, leicht», bei dem die Lastspitzenreduktion mit Photovoltaik geringer ausfällt als ohne Photovoltaik. Dies deutet darauf hin, dass die Wechselwirkungen zwischen Wärmepumpenbetrieb, Photovoltaikerzeugung, preisbasierter Regelung und Gebäudetyp unterschiedlich ausgeprägt sind. Dabei scheint die geringe thermische Masse dazu zu führen, dass die preisbasierte Regelung die vorhandene Photovoltaikerzeugung weniger effektiv nutzen kann als die konventionelle Regelung.

Maximale Lastspitzenreduktion

Bautyp	Hausmodule Vergleich	Preisgeregelt (kW)	Konventionell (kW)	Reduktion
Neubau, schwer, PV	1 und 2	2.979	3.922	24.0%
Altbau, schwer, PV	2 und 8	7.396	7.631	3.1%
Neubau, leicht, PV	3 und 9	3.910	3.979	1.7%
Neubau, schwer	4 und 10	3.244	3.922	17.3%
Altbau, schwer	5 und 11	7.440	7.640	2.6%
Neubau, leicht	6 und 12	3.896	3.967	1.8%

Tabelle 10, Ausschnitt der globalen Maximalwerte der Lastspitzen aus dem Tabellenkalkulationsprogramm

Deutlicher zeigt sich die zusätzliche Reduktion durch die Photovoltaik bei Gebäuden mit höherer thermischer Speicherkapazität. Insbesondere die schweren Gebäudetypen können mehr eingebrachte Wärme speichern und den Wärmepumpenbetrieb dadurch besser in geeignete Zeitfenster verschieben. Zusätzlich spielt beim Neubau der geringere Wärmeverlust eine wichtige Rolle. Durch die bessere Gebäudehülle bleibt die gespeicherte Wärme länger im Gebäude erhalten, wodurch die zeitliche Verschiebung des Wärmepumpenbetriebs wirksamer genutzt werden kann.

Vergleich der maximalen Lastspitzen

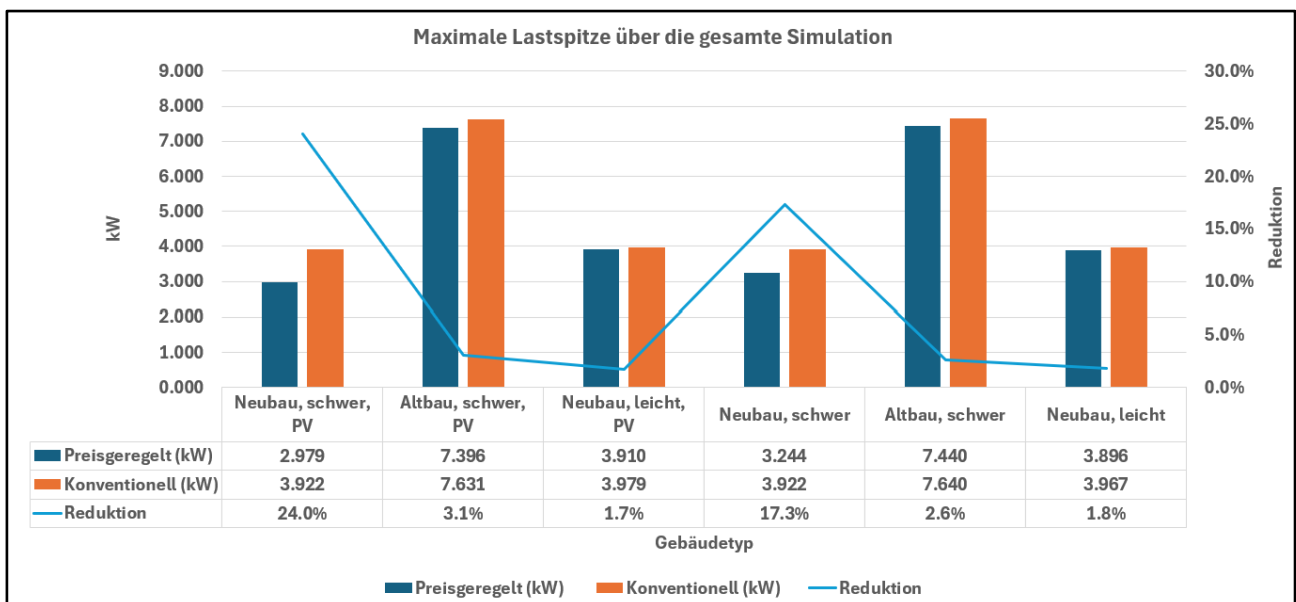


Abbildung 80, Vergleich der maximalen Lastspitzen nach Gebäudetyp und Regelstrategie

Damit ergibt sich die stärkste zusätzliche Reduktion der globalen Spitzenlast bei Gebäuden, die eine preisgeregelte Betriebsweise, Photovoltaikerzeugung, hohe thermische Trägheit und geringe Wärmeverluste kombinieren. Die Ergebnisse zeigen somit, dass die Reduktionswirkung auf die globalen Lastspitzen neben der Preisregelung wesentlich von den thermischen Eigenschaften des Gebäudes abhängt.

Negative Lastspitzen

Die Ergebnisse deuten darauf hin, dass die Wirkung des preisgeregelten Hausmoduls stark vom jahreszeitlichen Betriebszustand des Gebäudes abhängt. Eine Reduktion der negativen Lastspitzen zeigt sich vor allem in den Übergangszeiten zwischen der kalten Heizperiode und der Nicht-Heizperiode. In diesen Phasen ist einerseits noch ein Wärmebedarf vorhanden, andererseits steht bereits ausreichend Photovoltaikleistung zur Verfügung. Dadurch besteht genügend thermische Flexibilität, um Lasten zeitlich zu verschieben und überschüssige Photovoltaikleistung gezielter zu nutzen.

Während der kalten Heizperiode ist der Wärmebedarf zwar hoch, die Photovoltaikproduktion jedoch sehr gering. Aus diesem Grund treten in dieser Phase kaum negative Lastspitzen auf, da nur wenig überschüssige Photovoltaikleistung vorhanden ist. Ausserhalb der Heizperiode zeigen sich ebenfalls keine relevanten Abweichungen, da der Heizbetrieb dort keine Rolle spielt und somit keine Optimierung der Photovoltaiknutzung über den Wärmepumpenbetrieb erfolgen kann.

Damit wird deutlich, dass der preisgeregelte Ansatz nicht über den gesamten Simulationszeitraum gleich wirksam ist. Sein Potenzial zur Reduktion negativer Lastspitzen zeigt sich insbesondere in Zeiträumen, in denen gleichzeitig Wärmebedarf und ein Photovoltaikleistungsüberschuss vorhanden sind.

Diese Bewertung wird durch die Beobachtung gestützt, dass beim Gebäudetyp «Neubau, schwer mit PV» eine deutlich grössere prozentuale Reduktion erreicht wird als beim gleichen Bautyp ohne Photovoltaik. Die zusätzliche Reduktion beträgt hier 6.7 %. Im Vergleich dazu zeigt der Gebäudetyp «Altbau, schwer» durch die Photovoltaikanlage lediglich eine zusätzliche Reduktion von 0.5 %. Dies weist darauf hin, dass die Wirkung der Photovoltaik insbesondere dann stärker zum Tragen kommt, wenn neben Photovoltaiküberschüssen auch eine ausreichende thermische Speicherkapazität und geringe Wärmeverluste vorhanden sind.

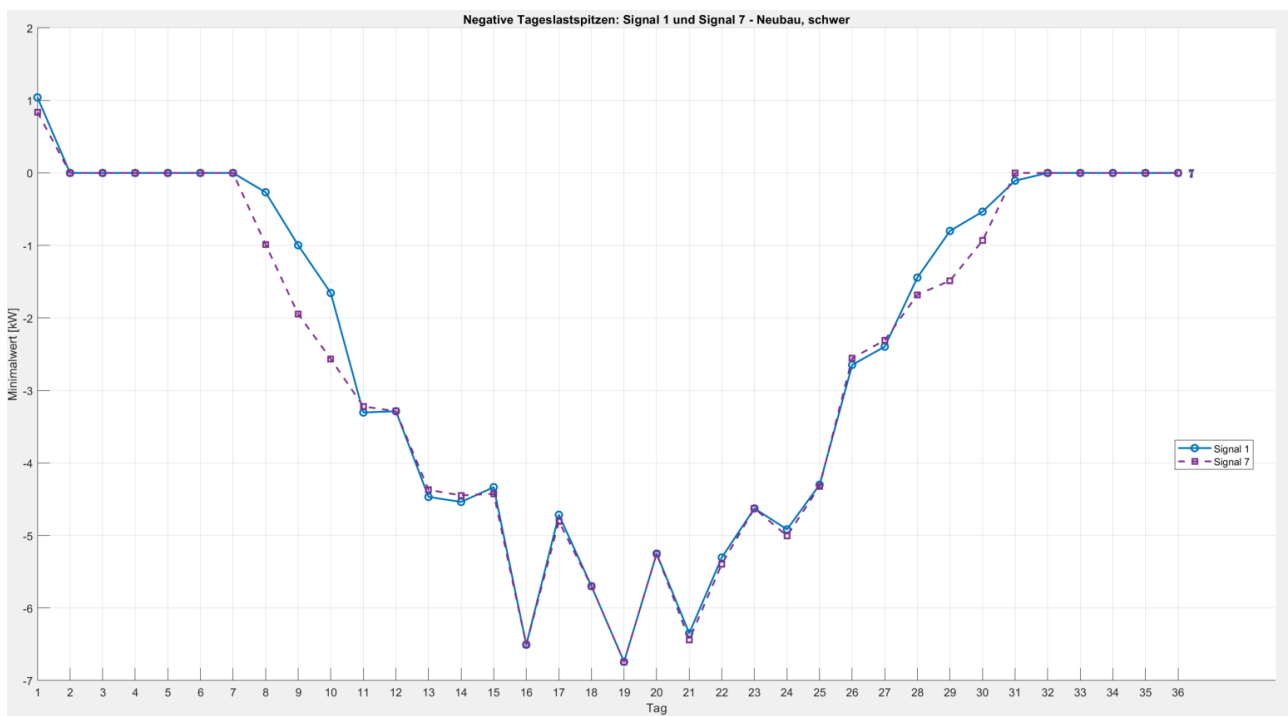


Abbildung 81, Tägliche negative Maximalwerte des Hausmoduls Neubau, schwer mit PV über 36 Simulationstage

Aus dieser Beobachtung lässt sich ableiten, dass die Preisregelung ausserhalb der Heizperiode («Sommer») keinen wirksamen Beitrag zur Reduktion negativer Lastspitzen leisten kann. Da die

Wärmepumpe in diesem Zeitraum nicht im Heizbetrieb ist, werden die vorwiegend durch Photovoltaikeinspeisung verursachten negativen Lastspitzen nicht durch die Heizregelung beeinflusst.

10.5.2 Schwarmverhalten

Eine relevante Fragestellung dieser Arbeit bestand darin zu untersuchen, ob mehrere preisgeregelter Haushalte durch gleichartige Reaktionen auf ein gemeinsames Preissignal Hinweise auf ein mögliches Schwarmverhalten zeigen. Ein solches Verhalten wäre aus Netzsicht kritisch, wenn viele Wärmepumpen gleichzeitig eingeschaltet werden und dadurch neue Lastspitzen entstehen.

In der vorliegenden Simulation wurde keine ausgeprägte Gleichzeitigkeit beobachtet. Die preisgeregelter Hausmodule reagierten zwar auf dasselbe Preissignal, dennoch entstand keine relevante sekundäre Lastspitze. Dies lässt sich insbesondere durch die Rückkopplung des Echtzeit-Tarifs erklären. Sobald mehrere Verbraucher gleichzeitig zusätzliche Leistung beziehen, verändert sich die Netzlast. Dadurch steigt auch der Angebotspreis, wodurch der Anreiz zum weiteren Zuschalten reduziert wird. Das Preissignal wirkt somit nicht nur als Anreiz zur Lastverschiebung, sondern gleichzeitig als dämpfender Regelmechanismus.

Dieses Verhalten unterscheidet sich deutlich von statischen Hoch- und Niedertarifen oder Day-Ahead-Tarifen. Bei solchen Tarifen sind günstige Zeitfenster im Voraus festgelegt. Wenn viele Haushalte dieselben günstigen Zeiträume nutzen, kann die Last kollektiv in diese Zeitfenster verschoben werden. Dadurch besteht die Gefahr, dass eine ursprüngliche Lastspitze lediglich zeitlich verlagert wird. Beim echt dynamischen Tarif ist dieses Risiko geringer, da der Preis unmittelbar auf die aggregierte Last reagiert.

Aus diesem Grund wurde ein weiterer Simulationsdurchgang mit Parameter dynamischer Tarif (Day-Ahead) durchgeführt. Folgend werden die Grafiken der beiden Tarife miteinander verglichen.

Tarifvergleich (Echt mit Day-Ahead)

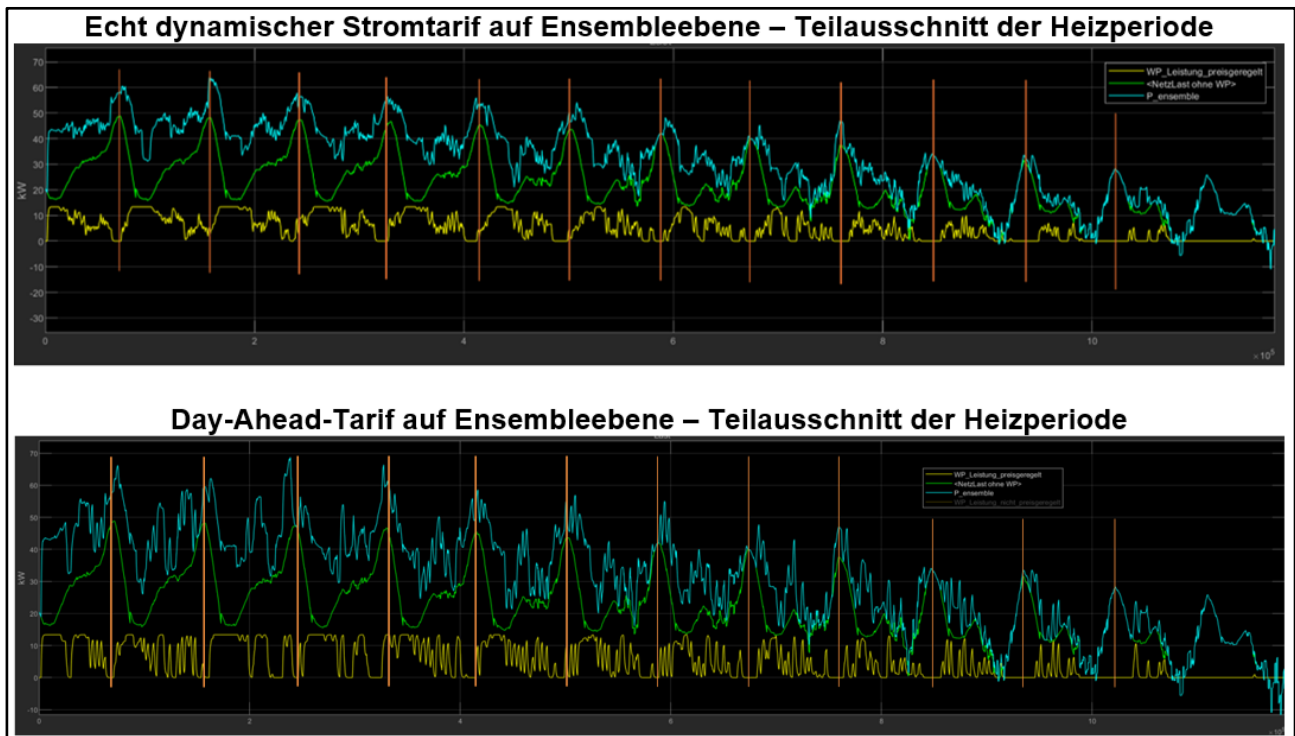


Abbildung 82, Tarifvergleich auf Ensembleebene während der Heizperiode.

Beim Day-Ahead-Tarif ist zu beobachten, dass ausserhalb der ursprünglichen Grundlastspitzen zusätzliche Lastspitzen entstehen. Zudem liegen einzelne Spitzenwerte höher als beim Echtzeittarif. Dies deutet darauf hin, dass beim Day-Ahead-Tarif eine Tendenz zu stärkerer Gleichzeitigkeit besteht. Aufgrund des kleinen Simulationskollektivs ist diese Beobachtung jedoch nur als Hinweis und nicht als belastbarer Nachweis zu bewerten.

Trotzdem darf das Ergebnis nicht verallgemeinert werden. Der untersuchte Schwarm umfasst nur eine begrenzte Anzahl von Hausmodulen. Obwohl die Modellparameter teilweise homogen gewählt wurden, sind die Gebäudetypen unterschiedlich. In einem realen Verteilnetz wäre mit einer deutlich grösseren Anzahl von Haushalten, unterschiedlichen Gebäudetypen, verschiedenen Wärmepumpenleistungen, abweichenden Nutzerprofilen und unterschiedlichen Regelverhalten zu rechnen. Diese Heterogenität könnte das Schwarmverhalten sowohl stabilisieren als auch neue Wechselwirkungen erzeugen.

Zudem ist zu berücksichtigen, dass ein im Voraus bekannter Tarifverlauf eine tagesbezogene Prei-optimierung der Regelstrategie ermöglicht. Dies kann dazu führen, dass elektrische Verbraucher gezielt in günstige Tarifphasen verschoben werden und sich dadurch konzentrierte Lasten in diesen Zeitfenstern ausbilden. Dieser Effekt wurde in der vorliegenden Untersuchung nicht berücksichtigt.

Die Ergebnisse zeigen daher kein grundsätzliches Instabilitätsproblem, liefern aber auch keinen abschliessenden Nachweis für beliebig grosse Systeme. Das beobachtete Verhalten auf Basis des Vergleichs der Simulationen, deutet darauf hin, dass ein echt dynamischer Stromtarif ein geeignetes Instrument sein kann, um kollektive Gleichzeitigkeit zu reduzieren. Für eine belastbare Aussage wären jedoch Simulationen mit grösseren Schwärmen, variierenden Regelparametern und realitätsnäheren Lastprofilen erforderlich.

10.5.3 Finanzieller Anreiz und Einfluss des Gebäudetyps

Die Auswertung der skalierten Stromenergiekosten (siehe 10.4.3.1) zeigt, dass durch die preisbasierte Regelung der Wärmepumpe grundsätzlich ein finanzieller Anreiz entstehen kann. In allen untersuchten Gebäudetypen liegen die plausibilisierten Stromkosten der preisgeregelten Hausmodule unter denjenigen der konventionell geregelten Vergleichsmodule. Der Kostenvorteil entsteht vor allem dadurch, dass der Wärmepumpenbetrieb teilweise in Phasen mit niedrigeren Strompreisen verschoben wird. Die Gebäudemasse wirkt dabei als thermischer Speicher, sodass der Betrieb in teuren Tarifzeiten reduziert oder verzögert werden kann.

Hochskalierte Kostendaten

Skalierte Ergebnisse						
Gebäudetyp	Neubau, schwer mit PV	Altbau, schwer mit PV	Neubau, leicht mit PV	Neubau, schwer	Altbau, schwer	Neubau, leicht
Preisregler	CHF 1'122	CHF 2'558	CHF 1'160	CHF 2'161	CHF 3'606	CHF 2'224
Konventioneller Regler	CHF 1'170	CHF 2'898	CHF 1'200	CHF 2'214	CHF 3'920	CHF 2'258
Differenz	CHF 49	CHF 340	CHF 40	CHF 53	CHF 314	CHF 34
Differenz in %	4.2%	11.7%	3.3%	2.4%	8.0%	1.5%

Abbildung 83, Ausschnitt der hochskalierten Kostendaten aus dem Tabellenkalkulationsprogramm

Beim Gebäudetyp «Altbau, schwer» sinken die skalierten Stromenergiekosten von rund 2'898 CHF auf rund 2'558 CHF. Dies entspricht einer Einsparung von rund 340 CHF beziehungsweise 11.7 %. Damit weist dieser Gebäudetyp den grössten Kostenvorteil auf. Dieser entsteht jedoch vor allem aufgrund des hohen Wärmebedarfs und der entsprechend hohen Ausgangskosten. Die preisbasierte Regelung reduziert den Energiebedarf nicht grundsätzlich, sondern verschiebt den Strombezug primär in kostengünstigere Zeitfenster.

Beim Gebäudetyp «Neubau, schwer» sinken die skalierten Stromenergiekosten von rund 1'170 CHF auf rund 1'122 CHF. Daraus ergibt sich eine Einsparung von rund 49 CHF beziehungsweise 4.2 %. Beim Gebäudetyp «Neubau, leicht» sinken die Kosten von rund 1'200 CHF auf rund 1'160 CHF, was einer Einsparung von rund 40 CHF beziehungsweise 3.3 % entspricht. Der etwas höhere Kostenvorteil des schweren Neubaus zeigt, dass die thermische Speichermasse die Wirksamkeit der preisbasierten Regelung unterstützt. Eine grössere Speichermasse ermöglicht eine bessere zeitliche Verschiebung des Wärmepumpenbetriebs.

Der Vergleich zwischen den Gebäudetypen «Altbau, schwer» und «Neubau, schwer» zeigt zudem den grossen Einfluss der Gebäudehülle. Obwohl beide Varianten über eine hohe thermische Speichermasse verfügen, liegen die preisgeregelten Stromenergiekosten beim Altbau mit rund 2'558 CHF deutlich über jenen des Neubaus mit rund 1'122 CHF. Die Differenz von rund 1'436 CHF verdeutlicht, dass die Reduktion der Wärmeverluste über die Gebäudehülle einen wesentlich stärkeren Einfluss auf die Gesamtkosten hat als die reine zeitliche Optimierung des Wärmepumpenbetriebs.

Für den Gebäudetyp «Altbau, schwer» bedeutet dies, dass eine dynamische Preisregelung zwar kurzfristig Stromkosten reduzieren kann, der wichtigere langfristige Hebel bleibt jedoch die energetische Sanierung der Gebäudehülle. Eine verbesserte Gebäudehülle reduziert den Wärmebedarf direkt, während die Preisregelung lediglich den Zeitpunkt des Strombezugs optimiert. Beide Massnahmen sind daher als ergänzende Optimierungsansätze zu verstehen.

Weiterhin wurde ein möglicher Mehrverbrauch durch erhöhte Raumtemperaturen nicht gesondert untersucht. Gerade bei Altbauten könnten höhere Raumtemperaturen zusätzliche Wärmeverluste verursachen und dadurch einen Teil der Kosteneinsparungen relativieren.

Zusammenfassend zeigen die Ergebnisse, dass dynamische Stromtarife in Kombination mit einer automatisierten Wärmepumpenregelung einen wirtschaftlichen Anreiz zur Lastverschiebung schaffen können. Die Höhe dieses Anreizes hängt jedoch wesentlich vom Wärmebedarf, von der thermischen Speichermasse und von der Qualität der Gebäudehülle ab. Die skalierten Stromenergiekosten sind als Vergleichsgrösse zur Bewertung der untersuchten Regelstrategie zu verstehen und nicht als exakte Prognose realer Stromkosten.

10.5.4 Methodische Einschränkung der Kostenbewertung bei Photovoltaikvarianten

Bei der Interpretation der Photovoltaikvarianten ist eine methodische Einschränkung der Kostenbewertung zu berücksichtigen. In der Simulation wurde direkt genutzter Photovoltaikstrom mit 0 Rp./kWh bewertet, während für eingespeisten Photovoltaikstrom eine Gutschrift von 6 Rp./kWh angesetzt wurde. Diese Bewertungslogik führt dazu, dass eingespeiste Strommengen unmittelbar kostenmindernd in die Gesamtkosten eingehen, während der Eigenverbrauch von Photovoltaikstrom lediglich kostenneutral behandelt wird.

Die durch den Eigenverbrauch vermiedenen Netzstrombezugskosten werden folglich nicht explizit als Einsparung ausgewiesen. Dadurch bildet die Kostenbewertung nicht den vollständigen ökonomischen Nutzen des direkt genutzten Photovoltaikstroms ab. Wirtschaftlich betrachtet müsste selbst genutzter Photovoltaikstrom über die vermiedenen Netzstromkosten ebenfalls kostenmindernd berücksichtigt werden. Andernfalls kann in der Kostenbewertung fälschlicherweise der Eindruck entstehen, dass die Einspeisung finanziell attraktiver sei als die direkte Eigennutzung.

Diese Modellierungsannahme beeinflusst insbesondere den Vergleich der Regelstrategien bei Gebäuden mit Photovoltaikanlagen. Die Beobachtung, dass beim Gebäudetyp «Neubau, schwer, mit PV» die zusätzliche absolute Einsparung der preisgeregelten Betriebsweise geringer ausfällt als ohne PV, ist deshalb nicht als belastbares wirtschaftliches Ergebnis zu interpretieren. Sie ist vielmehr als Artefakt der gewählten Kostenlogik einzuordnen.

Für die Bewertung der dynamischen Regelstrategie sind daher insbesondere Vergleiche innerhalb konsistent bewerteter Gebäudetypen aussagekräftig. Für eine weiterführende wirtschaftliche Bewertung des Photovoltaikeinflusses müssten die vermiedenen Netzstromkosten in die Kostenberechnung integriert werden. Dadurch könnte selbst genutzter Photovoltaikstrom über die vermiedenen Bezugskosten und eingespeister Photovoltaikstrom über die Einspeisevergütung bewertet werden.

10.5.5 Einfluss der Raumtemperatur auf den Komfort

Der thermische Komfort stellt eine zentrale Randbedingung der preisgeregelten Betriebsweise dar. Eine Lastverschiebung ist nur dann sinnvoll, wenn sie nicht zu unzulässigen oder deutlich störenden Raumtemperaturschwankungen führt. In der Simulation wurde ein Komfortbereich von 20.5 °C bis 23.5 °C definiert. Daraus ergibt sich eine zulässige Temperaturbandbreite von 3 K. Die Ergebnisse zeigen, dass dieser Bereich in den betrachteten Szenarien nicht verlassen wird. Damit treten im untersuchten Modell keine formalen Komfortverletzungen auf (siehe Abbildung 77).

Die Temperaturverläufe der preisgeregelten und der konventionell geregelten Hausmodule weisen hinsichtlich der Schwankungsbreite ein ähnliches Verhalten auf. Die auftretenden Schwankungen liegen in beiden Fällen lediglich im Bereich von etwa 0.6 bis 0.7 K. Diese Größenordnung ist gering und kann aus Komfortsicht als unkritisch betrachtet werden. Der wesentliche Unterschied zwischen den Regelstrategien liegt somit nicht in stärkeren Temperaturschwankungen, sondern im allgemeinen Temperaturniveau.

Bei den preisgeregelten Hausmodulen steigt die Raumtemperatur mit zunehmender Aussentemperatur gegen Ende der Heizperiode insgesamt an. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die preisbasierte Regelung günstige Tarifphasen gezielt nutzt, um zusätzliche Wärme in der Gebäudemasse zu speichern. Solange der definierte Komfortbereich eingehalten wird, führt dieses Verhalten im untersuchten Modell zu keiner Einschränkung des thermischen Komforts.

Die Gebäudemasse unterscheidet sich jedoch von technischen Speichern wie Warmwasserspeichern oder Batterien, da die gespeicherte Energie direkt auf den Aufenthaltsbereich wirkt. Die Regelung darf deshalb nicht ausschliesslich kostenorientiert erfolgen, sondern muss den Komfortbereich zuverlässig einhalten und überwachen.

Aus energetischer Sicht ist eine zeitweise erhöhte Raumtemperatur kritisch zu betrachten. Höhere Raumtemperaturen können zusätzliche Wärmeverluste verursachen, da diese von der Temperaturdifferenz zwischen Innenraum und Aussenluft abhängen. Dies ist insbesondere bei Altbauten relevant. Da gegen Ende der Heizperiode jedoch auch die Aussentemperaturen steigen, vergrößert sich diese Temperaturdifferenz nicht im gleichen Mass wie die Raumtemperatur selbst. Ein möglicher Mehrverbrauch durch die erhöhte Raumtemperatur wurde in der Simulation nicht gesondert untersucht und stellt daher einen weiterführenden Untersuchungsbedarf dar.

Zusammenfassend zeigen die Ergebnisse, dass die preisgeregeltere Betriebsweise die Gebäudemasse als thermischen Speicher nutzen kann, ohne den definierten Komfortbereich zu verlassen. Die beobachteten Temperaturschwankungen von etwa 0.6 bis 0.7 K sind gering und aus Komfortsicht unkritisch. Für eine reale Anwendung bleibt dennoch sicherzustellen, dass die Regelung neben der Kostenoptimierung auch den thermischen Komfort dauerhaft berücksichtigt.

10.5.6 Zusammenfassende Einordnung

Im Rahmen der methodischen Untersuchung der grundlegenden Wirkzusammenhänge zwischen dynamischem Tarif, Wärmepumpenregelung und thermischer Gebäudespeicherung zeigen die Simulationsergebnisse insgesamt, dass die preisbasierte Regelung der Wärmepumpe im untersuchten Modell aus netzdienlicher Sicht ein vorteilhaftes Verhalten aufweist. Die Lastverschiebung erfolgt ohne beobachtbare sekundäre Lastspitzen, und der definierte Komfortbereich wird eingehalten. Zudem zeigen die plausibilisierten Stromenergiekosten eine Reduktion, wobei die wirtschaftliche Interpretation aufgrund der gewählten Kostenlogik, insbesondere bei Photovoltaikvarianten, eingeschränkt ist.

10.6 Fazit

Die Simulationsuntersuchung zeigt, dass dynamische Stromtarife in Kombination mit einer preisgeregelteren Wärmepumpensteuerung grundsätzlich ein relevantes Potenzial zur Aktivierung von Flexibilität im Haushaltsbereich besitzen. Sowohl der untersuchte Day-Ahead-Tarif als auch der dynamische Echtzeittarif ermöglichen im Modell eine zeitliche Verschiebung des Wärmepumpenbetriebs in günstigere Tarifphasen. Dadurch kann die Gebäudemasse als thermischer Speicher genutzt werden, ohne dass zusätzliche technische Speicher erforderlich sind. Die berechneten Kosteneinsparungen sind dabei als modellbasierte Vergleichswerte innerhalb der gewählten Simulationsannahmen zu verstehen und nicht als exakte Prognose realer Stromkosten.

Aus Sicht der Netzdienlichkeit zeigen die Ergebnisse, dass die preisbasierte Regelung elektrische Lasten zeitlich beeinflussen und Lastspitzen reduzieren kann. Eine ausgeprägte neue Gleichzeitigkeit der Wärmepumpen wurde im untersuchten Simulationsszenario nicht beobachtet; lediglich beim Day-Ahead-Tarif zeigten sich ansatzweise entsprechende Tendenzen. Aufgrund des kleinen Kollektivs von zwölf Haushalten lassen sich daraus jedoch keine belastbaren Aussagen zum Schwarmverhalten bei einer grösseren Anzahl teilnehmender Haushalte ableiten.

Aus wirtschaftlicher Sicht zeigen die Simulationsergebnisse grundsätzlich einen finanziellen Anreiz für die Endkundschaft. Die preisgeregeltere Betriebsweise reduziert in allen untersuchten Gebäudetypen die plausibilisierten Stromenergiekosten gegenüber dem konventionellen Regler. Die Einsparungen liegen je nach Gebäudetyp zwischen rund 1.5 % und 11.7 %. Dabei zeigt sich, dass der Gebäudetyp einen wesentlichen Einfluss auf die absoluten Kosten und Einsparpotenziale hat. Altbauten weisen aufgrund ihres höheren Heizwärmebedarfs höhere Ausgangskosten auf und verfügen dadurch über einen grösseren absoluten finanziellen Hebel, bleiben jedoch insgesamt kostenintensiver als Neubauten.

Die Vergleiche der Photovoltaikauswirkungen sind aufgrund der gewählten Kostenbewertung nur eingeschränkt wirtschaftlich interpretierbar. Da die durch Eigenverbrauch vermiedenen Netzstromkosten nicht explizit als Einsparung berücksichtigt wurden, ist das zusätzliche Einsparpotenzial der dynamischen Regelung bei Gebäuden mit Photovoltaikanlagen nur begrenzt aussagekräftig. Für eine weiterführende wirtschaftliche Bewertung müsste nebst der Einspeisevergütung zudem auch selbst genutzter Photovoltaikstrom über die vermiedenen Netzstrombezugskosten bewertet werden.

Zusammenfassend zeigt die Arbeit, dass dynamische Stromtarife und preisbasierte Wärmepumpenregelungen einen vielversprechenden Ansatz für die Flexibilisierung dezentraler Energiesysteme darstellen. Sie können finanzielle Anreize für Haushalte schaffen und gleichzeitig zur netzdienlichen Lastverschiebung beitragen. Der tatsächliche Nutzen hängt jedoch wesentlich von der Tarifgestaltung, der Gebäudecharakteristik und dem kollektiven Verhalten preisgeregelter Wärmepumpen ab. Die vorliegende Simulation ist daher als methodische Untersuchung grundlegender Wirkzusammenhänge und nicht als direkte Prognose realer Verteilnetze zu verstehen.

Für weiterführende Untersuchungen sollten insbesondere grössere und heterogenere Prosumer-Kollektive sowie unterschiedliche Regelparameter betrachtet werden. Darüber hinaus könnten zusätzliche, bereits vorhandene Speichermöglichkeiten in Haushalten berücksichtigt werden, beispielsweise Warmwasserspeicher, Pufferspeicher sowie stationäre Batteriespeicher in Gebäuden mit Photovoltaikanlagen.

Quellenverzeichnis

- [1] „AS 2024 679 - Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien (Änderung des Energiegesetzes und des Stromversorgungsgesetzes) | Fedlex“. Zugegriffen: 7. Oktober 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.fedlex.admin.ch/eli/oc/2024/679/de>.
- [2] „Energie-Dashboard Bundesamt für Energie“. Zugegriffen: 27. Januar 2026. [Online]. Verfügbar unter: <https://energiedashboard.admin.ch/dashboard>.
- [3] „Netz der Zukunft“. Zugegriffen: 2. November 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.swiss-grid.ch/de/home/projects/future-grid.html>.
- [4] C. Synwoldt, *Dezentrale Energieversorgung mit regenerativen Energien: Technik, Märkte, kommunale Perspektiven*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2021. doi: 10.1007/978-3-658-33733-9.
- [5] „Netzentwicklungsbedarf“. Zugegriffen: 2. November 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.swissgrid.ch/de/home/projects/future-grid/grid-development-requirements.html>.
- [6] „Intelligente Stromnetze sind Teil der Energiezukunft“. Zugegriffen: 2. November 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.swissgrid.ch/de/home/newsroom/blog/2023/intelligente-stromnetze-sind-teil-der-energiezukunft.html>.
- [7] „Simulationsszenarien für Gebäude mit intelligenter Steuerung und lokalem Netzmanagement“, Bundesamt für Energie BFE, Schlussbericht, Feb. 2016. [Online]. Verfügbar unter: https://smart-energy-engineering.ch/wp-content/uploads/2020/08/2016_OPTEG_BFE.pdf.
- [8] „Das Netz der Zukunft ist smart“. Zugegriffen: 2. November 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.axpo.com/ch/de/wissen/magazin/innovationsmanagement/das-netz-der-zukunft-ist-smart.html>.
- [9] L. Lanz, „Fehlansreize beim Energieverbrauch: Analyse der Bundesgesetzgebung“, Schweizerische Energie-Stiftung SES, 2024-01, Analyse der Bundesgesetzgebung.
- [10] „Vario, der neue dynamische Tarif“. Zugegriffen: 27. Oktober 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.groupe-e.ch/de/blog/vario-dynamische-tarif>.
- [11] D. Zogg, „Innovative Eigenverbrauchsoptimierung für Mehrfamilien-Arealüberbauung mit lokaler Strombörse in Möriken-Wildegg“, Bundesamt für Energie BFE, Schlussbericht, Nov. 2020. [Online]. Verfügbar unter: https://smart-energy-engineering.ch/wp-content/uploads/2020/12/81692020.08.27_AREAL_MOERIKEN-WILDEGG_Schlussbericht_d_EC-BFE-final.pdf.
- [12] „Strompreise | VSE“. Zugegriffen: 25. November 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.strom.ch/de/wissen/strompreise>.
- [13] „Alles rund um den Strompreis“. Zugegriffen: 26. November 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.swissgrid.ch/de/home/about-us/company/electricity-price.html>.
- [14] E. E. ElCom, „Strompreise“. Zugegriffen: 10. November 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.elcom.admin.ch/elcom/de/home/themen/strompreise.html>.
- [15] „Dynamische Tarife für ein effizientes Stromsystem | VSE“. Zugegriffen: 11. November 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.strom.ch/de/perspective/dynamische-tarife-fuer-ein-effizientes-stromsystem>.
- [16] P. Cuony, „Dynamischer Tarif in der Praxis“, Nr. 3, 2025, [Online]. Verfügbar unter: https://bulletin.ch/sites/default/files/2025-04/2025_3_Cuony_Dynamischer_Tarif_in_der_Praxis.pdf.
- [17] B. für E. BFE, „Marktübersicht Energiemanagementsysteme (EMS)“. Zugegriffen: 24. November 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/digitalisierung/digitale-applikationen/ems-marktuebersicht.html>.
- [18] „Smart Meter Rollout: Tipps für störungsfreie Datenübertragung im PLC-Netzwerk | VSE“. Zugegriffen: 24. November 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.strom.ch/de/perspective/smart-meter-rollout-tipps-fuer-stoerungsfreie-datenuebertragung-im-plc-netzwerk>.
- [19] SECO, „Artikel 16 - Raumklima“, 2020.

- [20] Schweizerischer Ingenieur- und Architektenverein SIA, *SIA 380/1: Heizwärmebedarf*, Norm, 2016.
- [21] B. Zafar und S. A. B. Slama, „PV-EV integrated home energy management using vehicle-to-home (V2H) technology and household occupant behaviors“, *Energy Strategy Rev.*, Bd. 44, S. 101001, Nov. 2022, doi: 10.1016/j.esr.2022.101001.
- [22] „EV Database“, EV Database. Zugriffen: 3. Dezember 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://ev-database.org/de/cheatsheet/useable-battery-capacity-electric-car>.
- [23] „Durchschnittliche Wohnfläche pro Person“. Zugriffen: 12. November 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bfs.admin.ch/content/bfs/de/home/statistiken/bevoelkerung/migration-integration/integrationindikatoren/lebensbedingungen-armut/durchschnittliche-wohnflaeche.html>.
- [24] „Size of the building“. Zugriffen: 5. November 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bfs.admin.ch/content/bfs/en/home/statistics/construction-housing/buildings/size.html>.
- [25] C. Sibold, „Gebäude-Bauteile der Baujahre 1900 bis heute“, 2023.
- [26] Kanton Aargau, „Förderung von Massnahmen“, Förderinformation, Juni 2025. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ag.ch/media/kanton-aargau/bvu/energie/foerderungen/gebaeudehuelle-foerderprogramm.pdf>.
- [27] W. Schellong, *Analyse und Optimierung von Energieverbundsystemen*. Köln: Springer Fachmedien, 2016.
- [28] F. ISE, „Gratis Profile“. Zugriffen: 5. Mai 2026. [Online]. Verfügbar unter: <https://synpro-last-profile.de/gratis-profile/>.
- [29] Der Bundesrat, „Bundesrat setzt zweites Paket des Bundesgesetzes für eine sichere Stromversorgung in Kraft“, Der Bundesrat – Das Portal der Schweizer Regierung. Zugriffen: 15. Mai 2026. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.admin.ch/de/nsb?id=104172>.
- [30] „Wie viel Strom braucht eine Wärmepumpe?“ Zugriffen: 24. Mai 2026. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ekz.ch/de/blue/wissen/2021/wie-viel-strom-braucht-eine-waermepumpe.html>.
- [31] Der Bundesrat, „Leicht sinkende Strompreise 2026“, Der Bundesrat – Das Portal der Schweizer Regierung. Zugriffen: 24. Mai 2026. [Online]. Verfügbar unter: https://www.admin.ch/de/newsb/8nuE_fwvnfqCu8OHNOwKu.

Eigenständigkeitserklärung

Ich erkläre hiermit, dass ich den vorliegenden Leistungsnachweis selbständig und in eigener Verantwortung verfasst habe.

Weiter erkläre ich,

- dass ich sämtliche Textstellen, Abbildungen, Grafiken, Daten und sonstigen Quellen, die nicht von mir selbst stammen, gemäss den geltenden wissenschaftlichen Zitierregeln nach IEEE korrekt zitiert und die verwendeten Quellen klar ausgewiesen habe;
- dass ich alle verwendeten Hilfsmittel, insbesondere KI-Assistenzsysteme wie Chatbots, Übersetzungsprogramme, Paraphrasierwerkzeuge oder Programmierapplikationen, in einer Fussnote oder in einem Hilfsmittelverzeichnis deklariert und deren Verwendung an den entsprechenden Stellen kenntlich gemacht habe;
- dass ich für alle von mir verwendeten Materialien, insbesondere Bilder, Grafiken und vergleichbare Inhalte, über die erforderlichen Nutzungsrechte verfüge oder diese selbst erstellt habe;
- dass das Thema, die Arbeit oder Teile davon nicht bereits für einen Leistungsnachweis in einem anderen Modul verwendet wurden, sofern dies nicht vorgängig ausdrücklich mit der zuständigen Dozentin oder dem zuständigen Dozenten vereinbart und in der Arbeit entsprechend ausgewiesen wurde;
- dass mir bewusst ist, dass meine Arbeit auf Plagiate sowie auf Drittautorschaft menschlichen oder technischen Ursprungs, insbesondere durch Künstliche Intelligenz, überprüft werden kann;
- dass mir bewusst ist, dass die Hochschule für Technik und Umwelt FHNW beziehungsweise die zuständige Hochschule der FHNW einen Verstoss gegen diese Eigenständigkeitserklärung sowie gegen die zugrunde liegenden Studierendenpflichten gemäss Studien- und Prüfungsordnung verfolgen kann und daraus disziplinarische Folgen, wie ein Verweis oder der Ausschluss aus dem Studiengang, resultieren können

Windisch, 17. Juni 2026



Dorje Latshang

Hilfsmittelverzeichnis

Hilfsmittel	Verwendungszweck
Zotero	Verwaltung der Literaturquellen, Erstellung der Quellenangaben sowie Unterstützung bei der Zitierung im IEEE-Stil.
Microsoft Word	Erstellung, Strukturierung und Formatierung des Berichts.
Microsoft Excel	Aufbereitung, Berechnung und Darstellung von Simulations- und Ergebnisdaten in Tabellen und Diagrammen.
MATLAB / Simulink	Erstellung, Parametrierung und Durchführung der Simulationsmodelle sowie Auswertung der simulierten Verläufe.
MathWorks Documentation	Nachschlagen von MATLAB-/Simulink-Funktionen, Blockparametern und Anwendungsbeispielen zur Modellimplementierung.
ChatGPT	Sprachliche Überarbeitung, Strukturierung einzelner Textabschnitte, Unterstützung bei Formulierungen sowie kritische Rückmeldung zu Aufbau, Verständlichkeit und Argumentation.

Anhang A: Stromtarife des Elektrizitätswerks EKZ – gültig ab 1. Januar 2026

EKZ-Energietarife 2026

EKZ Energie Dynamisch

1. Produktbeschreibung

Wahltarif für die Energielieferung an Privat- und Geschäftskunden mit einem jährlichen Energiekonsum von weniger als 100 000 kWh pro Messstelle. Dieser Tarif ist ausschliesslich in Kombination mit EKZ Netz 400D und nur bei Endkunden mit einem intelligenten Messsystem (IMS) nach Art. 8a^{decies} ff. der StromVV erhältlich. Es besteht kein Anrecht auf die Wahl dieses Tarifs, wenn die Voraussetzungen betreffend IMS am Ort des Kunden noch nicht erfüllt sind.

Ökologischer Mehrwert

Mit der Lieferung dieses Produkts erhält der Kunde die Gewissheit, dass der gesamte Bezug (Vollversorgung) seiner verbrauchten elektrischen Energie zu 100 Prozent aus erneuerbaren Ressourcen stammt, mehrheitlich aus Wasserkraft.

2. Tarifinformationen

Der Energietarif setzt sich aus den folgenden Komponenten zusammen:

a) Grundtarif

	inkl. MWST	exkl. MWST
Je Messstelle, pro Monat	CHF 3.24	CHF 3.00

b) Energietarif

Der dynamische Energietarif kann für jedes 15-Minuten-Intervall eines Tages unterschiedlich sein. EKZ berechnet dabei täglich im Voraus den Tarif für den nächsten Tag und publiziert den Tarif jeweils bis 18.00 Uhr für den Folgetag. Die Publikation erfolgt auf der Website von EKZ und ist über eine Online-Schnittstelle (WEB-API) abrufbar. Dadurch ist die Möglichkeit gegeben, dass Energiemanagementsysteme die Tarife über diese Schnittstelle abrufen und Geräte des Kunden automatisch steuern. Der dynamische Energietarif hat über einen Tag betrachtet, mengengewichtet mit dem Absatz des Standardlastprofils der Basiskundengruppe, den gleichen Durchschnittstarif wie der Standardtarif (EKZ Energie Erneuerbar). Der Tarif verändert sich in Abhängigkeit vom Spotmarkt «Day Ahead Auktion» an der EPEX Spot Schweiz innerhalb einer Grenze von +5 Rp./kWh und –5 Rp./kWh des Standardtarifs.

	inkl. MWST	exkl. MWST
Je verbrauchte kWh	dynamisch Rp./kWh	dynamisch Rp./kWh

Alle Tarife verstehen sich ohne Zuschläge und Abgaben.

3. Gültigkeit

Dieses Tarifblatt tritt am 1. Januar 2026 in Kraft und ist bis 31. Dezember 2026 gültig.

4. Weitere Bestimmungen

Dieser Energieliefertarif ist nur im Zusammenhang mit dem Netznutzungstarif EKZ Netz 400D erhältlich.

Der Kunde kann die Energie für diesen bestimmten Zweck, nicht aber für den Wiederverkauf verwenden.

Im Übrigen gelten die «Allgemeinen Bedingungen der Elektrizitätswerke des Kantons Zürich (EKZ) für Endverbraucher und Produzenten».

Ein Wechsel beim Energieprodukt erfolgt gemäss den Bestimmungen des jeweiligen Netznutzungsprodukts.

Elektrizitätswerke des Kantons Zürich, Dreikönigstrasse 18, Postfach, 8022 Zürich

EKZ Netz 400D

1. Produktbeschreibung

Netznutzung für Endkunden mit einem Übergabepunkt im Niederspannungsnetz ohne Leistungsmessung bis zu einem Bezug von 100 000 kWh pro Jahr. Dieser Tarif ist ausschliesslich in Kombination mit EKZ Energie Dynamisch und nur bei Endkunden mit einem intelligenten Messsystem (iMS) nach Art. 8a^{decies} ff. der StromVV erhältlich. Es besteht kein Anrecht auf die Wahl dieses Tarifs, wenn die Voraussetzungen betreffend iMS am Ort des Kunden noch nicht erfüllt sind.

2. Tariffinformationen

Der Netznutzungstarif beinhaltet die EKZ-Netzkosten inklusive der Kosten für die allgemeinen Systemdienstleistungen.

a) Arbeitstarif

Der dynamische Netznutzungstarif kann für jedes 15-Minuten-Intervall eines Tages unterschiedlich sein. EKZ berechnet dabei täglich im Voraus den Tarif für den nächsten Tag und publiziert den Tarif jeweils bis 18.00 Uhr für den Folgetag. Die Publikation erfolgt auf der Website von EKZ und ist über eine Online-Schnittstelle (WEB-API) abrufbar. Dadurch ist die Möglichkeit gegeben, dass Energiemanagementsysteme die Tarife über diese Schnittstelle abrufen und Geräte des Kunden automatisch steuern.

Der dynamische Netznutzungstarif hat über einen Tag betrachtet, mengengewichtet mit dem Absatz des Standardlastprofils der Basiskundengruppe, den gleichen Durchschnittstarif wie der Standardtarif (EKZ Netz 400ST). Der Tarif verändert sich in Abhängigkeit von der prognostizierten Lastkurve des Verteilnetzes innerhalb einer Grenze von + 15 Rp./kWh und –5 Rp./kWh des Standardtarifs.

	inkl. MWST	exkl. MWST
Je verbrauchte kWh	dynamisch Rp./kWh	dynamisch Rp./kWh

b) Tarife für allgemeine Systemdienstleistungen SDL (Swissgrid)

EKZ erhebt bei den Endkunden die von Swissgrid in Rechnung gestellten Kosten für die allgemeinen Systemdienstleistungen für das Übertragungsnetz. Gemäss Tarifblatt Swissgrid (swissgrid.ch) betragen diese:

	inkl. MWST	exkl. MWST
Je verbrauchte kWh	0,29 Rp./kWh	0,27 Rp./kWh

Alle Tarife verstehen sich ohne Zuschläge und Abgaben.

3. Gültigkeit

Dieses Tarifblatt tritt am 1. Januar 2026 in Kraft und ist bis 31. Dezember 2026 gültig.

4. Weitere Bestimmungen

1. EKZ empfiehlt, diesen Tarif nur für Kunden im Zusammenhang mit einem Energiemanagementsystem (EMS) inklusive verfügbarer Flexibilität zu nutzen.
2. Nur EMS, die das API (Application Programming Interface) mit der Tariffinformation von EKZ eingebunden haben, können den vollen Funktionsumfang von dynamischen Tarifen bei EKZ nutzen. Die Liste der kompatiblen Systeme wird auf der Website von EKZ laufend aktualisiert.
3. Sofern die API von EKZ bis 24.00 Uhr am Vortag nicht verfügbar ist, gilt der Standardtarif. Dies gilt ausschliesslich für den Teil der EKZ-Systeme; für den Empfang und die Verarbeitung der Tariffinformationen sind die Endkunden verantwortlich.

Elektrizitätstarife für Privatkunden

bis 100 000 kWh/a in Niederspannung ohne Leistungsmessung (feste Endverbraucher), inkl. Zuschläge und Abgaben, inkl. 8,1% MWST

Elektrizitätstarif für feste Endverbraucher (Standardtarif)										
Tarifzeitraum	Energieprodukt Rp./kWh	Netzprodukt Rp./kWh	SDL Rp./kWh	Bundes- abgaben Rp./kWh	Strom- reserve Rp./kWh	Solidarisierte Kosten Rp./kWh	Förderung Energieeffizienz Rp./kWh	Konzessions- abgabe Rp./kWh	Total Rp./kWh	Grundtarif CHF/Mt. Messtarif Direkt CHF/Mt.
EKZ Energie Erneuerbar										
Jan.–März	14,38	+							28,80	
Apr.–Juni	9,73	+							24,15	
Juli–Sept.	9,73	+	10,27	0,29	2,49	0,44	0,05	0,17	24,15	3,24
Okt.–Dez.	14,38	+						0,70	28,80	5,41
EKZ Energie Erneuerbar										
Jan.–März	14,38	+							28,37	
Apr.–Juni	9,73	+							23,72	
Juli–Sept.	9,73	+	9,84	0,29	2,49	0,44	0,05	0,17	23,72	3,24
Okt.–Dez.	14,38	+						0,70	28,37	5,41

Elektrizitätstarif für feste Endverbraucher, die die Steuerung ihrer Flexibilität durch die EKZ Einsiedeln AG zulassen

Erläuterung zu den Begriffen: siehe Seite 4

Elektrizitätsstarie für Privatkunden

bis 100 000 kWh/a in Niederspannung ohne Leistungsmessung (feste Endverbraucher),
inkl. Zuschläge und Abgaben, inkl. 8,1% MWST

Elektrizitätsstarif für feste Endverbraucher mit Wärmeanwendung, die die Steuerung ihrer Flexibilität durch die EKZ Einsiedeln AG zulassen

Tarifzeitraum	Energieprodukt Rp./kWh	Netzprodukt Rp./kWh	SDL Rp./kWh	Bundes- abgaben Rp./kWh	Strom- reserve Rp./kWh	Solidarisierte Kosten Rp./kWh	Förderung Energieeffizienz Rp./kWh	Konzessions- abgabe Rp./kWh	Total Rp./kWh	Grundtarif CHF/Mt.	Messtarif Direkt CHF/Mt.								
	EKZ Energie Erneuerbar	EKZ Netz 400WP																	
Jan.–März	14,38	+							27,18										
Apr.–Juni	9,73	+							22,53										
Jul.–Sept.	9,73	+	8,65	+	0,29	+	2,49	+	0,44	+	0,05	+	0,17	+	0,70		22,53	3,24	5,41
Okt.–Dez.	14,38	+															27,18		

Elektrizitätsstarif für feste Endverbraucher mit dynamischer Tarifröhe

Tarifzeitraum	Energieprodukt Rp./kWh	Netzprodukt Rp./kWh	SDL Rp./kWh	Bundes- abgaben Rp./kWh	Strom- reserve Rp./kWh	Solidarisierte Kosten Rp./kWh	Förderung Energieeffizienz Rp./kWh	Konzessions- abgabe Rp./kWh	Total Rp./kWh	Grundtarif CHF/Mt.	Messtarif Direkt CHF/Mt.							
EKZ Energie Dynamisch																		
	dynamisch	+	dynamisch	+	0,29	+	2,49	+	0,44	+	0,05	+	0,17	+	0,70	=	-	3,24

SDL: Tarif für allgemeine Systemdienstleistungen von Swissgrid.

Stromreserve: Tarif von Swissgrid für die Stromreserve zur Finanzierung der Vorhaltung der Wasserkraftreserve, der Notstromgruppen und der Verfügbarkeit von Reservekraftwerken.

Solidarisierte Kosten: Tarif von Swissgrid für solidarisierte Kosten über das Übertragungsnetz. Umfasst die Kosten für Netzverstärkungen nach Art. 15b StromVG (0,04 Rp./kWh) und die Kosten der Unterstützungsmaßnahmen gemäss Art. 14bis StromVG (0,01 Rp./kWh).

Förderung Energieeffizienz: Für vergünstigte Energieberatungsleistungen und Förderprogramme.

Konzessionsabgabe an den Bezirk Einsiedeln: Zur Deckung der vom Bezirk Einsiedeln festgesetzten Konzessionsgebühr wird von jedem Endverbraucher im Versorgungsgebiet eine Konzessionsabgabe in der Höhe von 0,70 Rp./kWh erhoben.

Bundesabgaben: Abgabe zur Förderung erneuerbarer Energien (z. B. KEV) und für die ökologische Sanierung der Wasserkraft (Netzzuschlag gemäss Art. 35 Energiegesetz, der bei jedem Endverbraucher verrechnet wird).

Messtarif: Tarif für die Messung und Bereitstellung der Messdaten. Die Tarifröhe hängt von der Anschlussleistung am Übergabepunkt ab.

Weitere Bestimmungen: Zusätzlich zu den hier dargestellten Tarifen können zur Deckung gemeindespezifischer Konzessionsgebühren «Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen» gemäss Tarifblatt «Zuschläge, Abgaben sowie Gebühren» erhoben werden.

Die Allgemeinen Bestimmungen und die detaillierten, verbindlichen Tarife für die oben aufgeführten Energie-, Netznutzungs- und Messprodukte finden Sie auf den jeweiligen Tarifblättern und unter [ekz.ch/tarife](#).
Die MWST wird im Total auf die Summe der Nettotarife erhoben. Rundungen können in dieser Darstellung dazu führen, dass die Summe der einzelnen Tarifbestandteile inkl. MWST nicht dem Total inkl. MWST entspricht.

Anhang B: Simulationsergebnisse

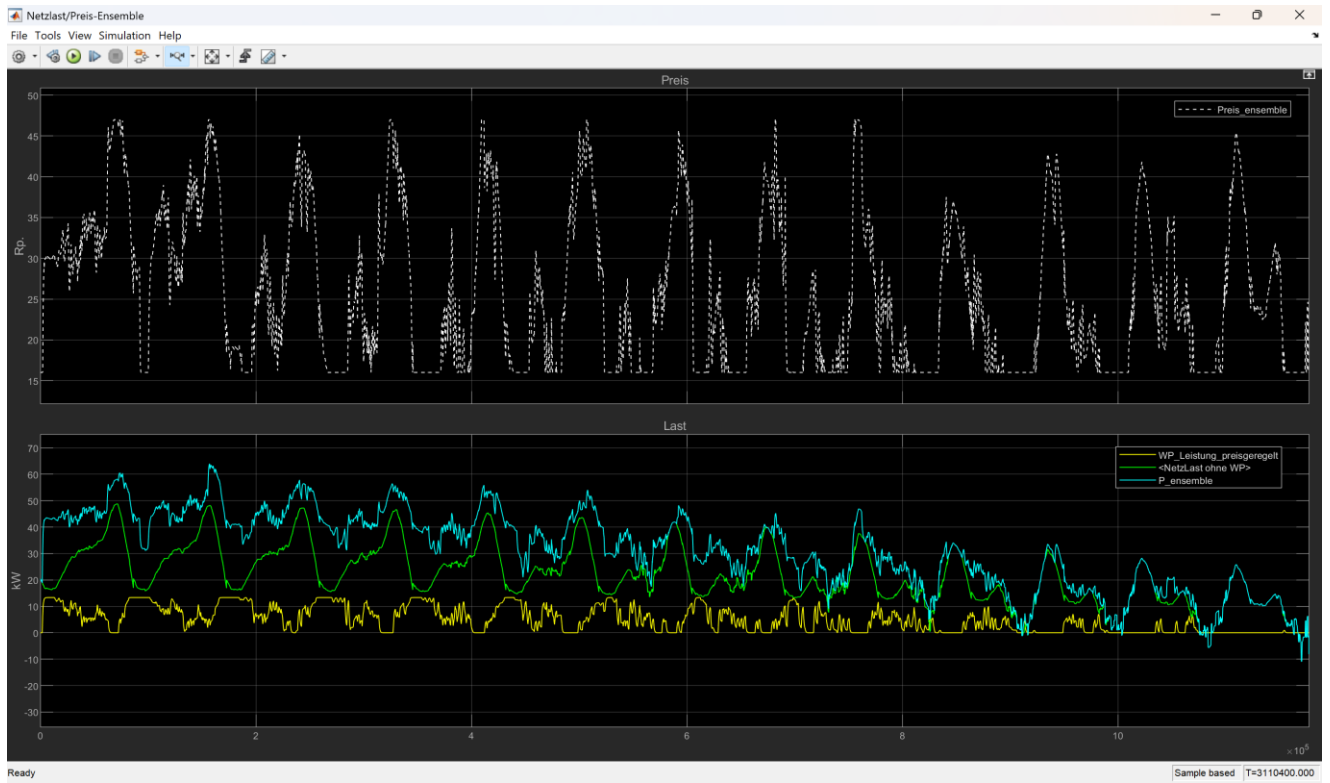
Simulationseinstellung:

- Pos. 1: Grundlast und Lasten aller Hausmodule
- Echt dynamischer Stromtarif
- Lastprofil einer vierköpfigen Familie

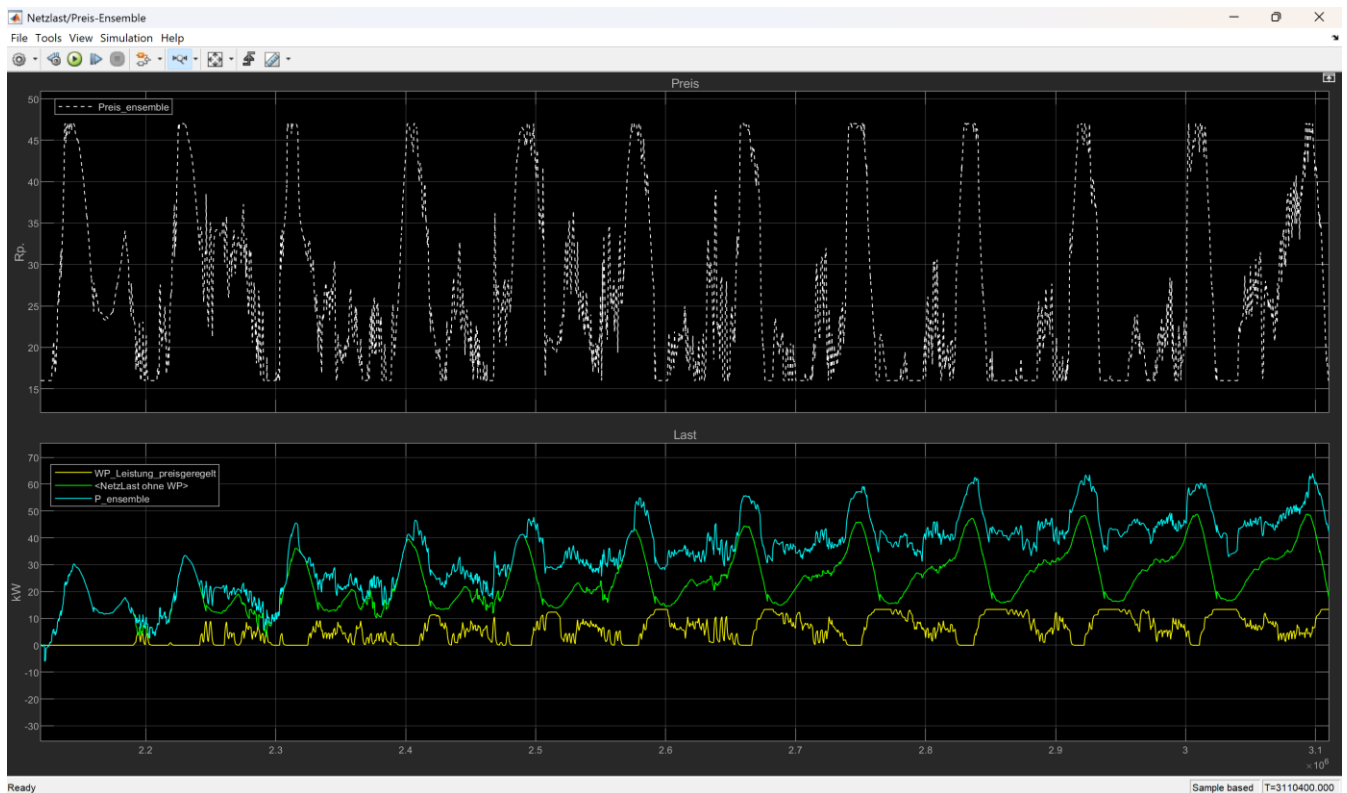
Ergebnis auf Ensembleebene



Darstellung der Heizperiode am Anfang der Simulation

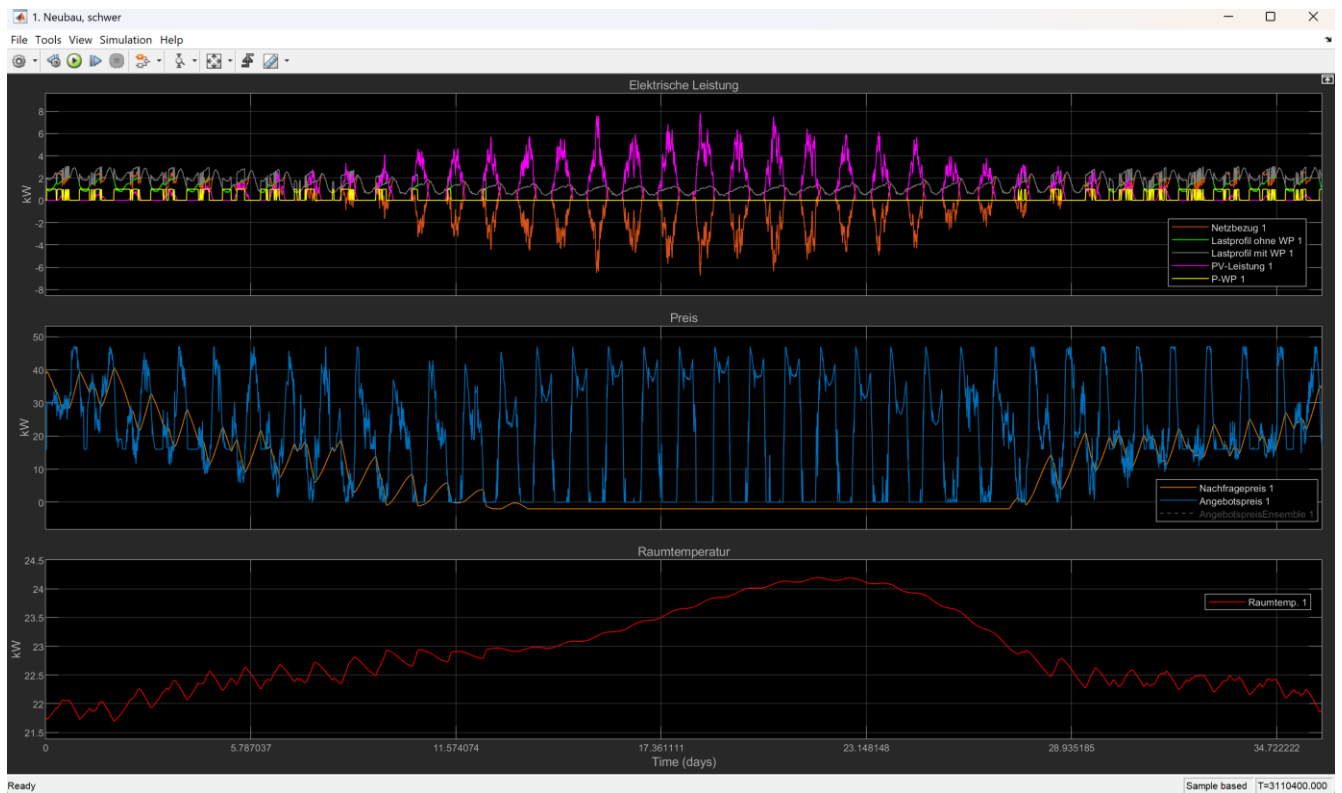


Darstellung der Heizperiode am Ende der Simulation

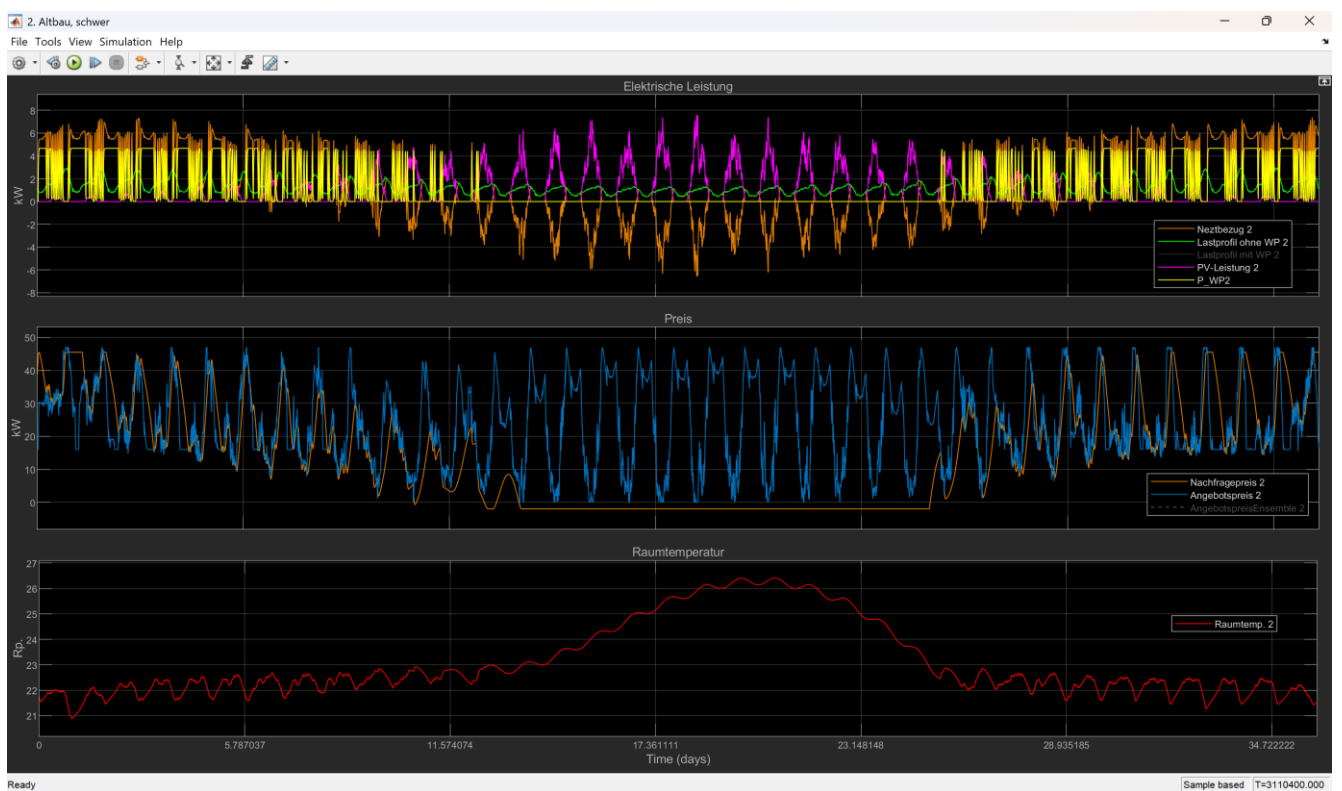


Ergebnisse der Hausmodule

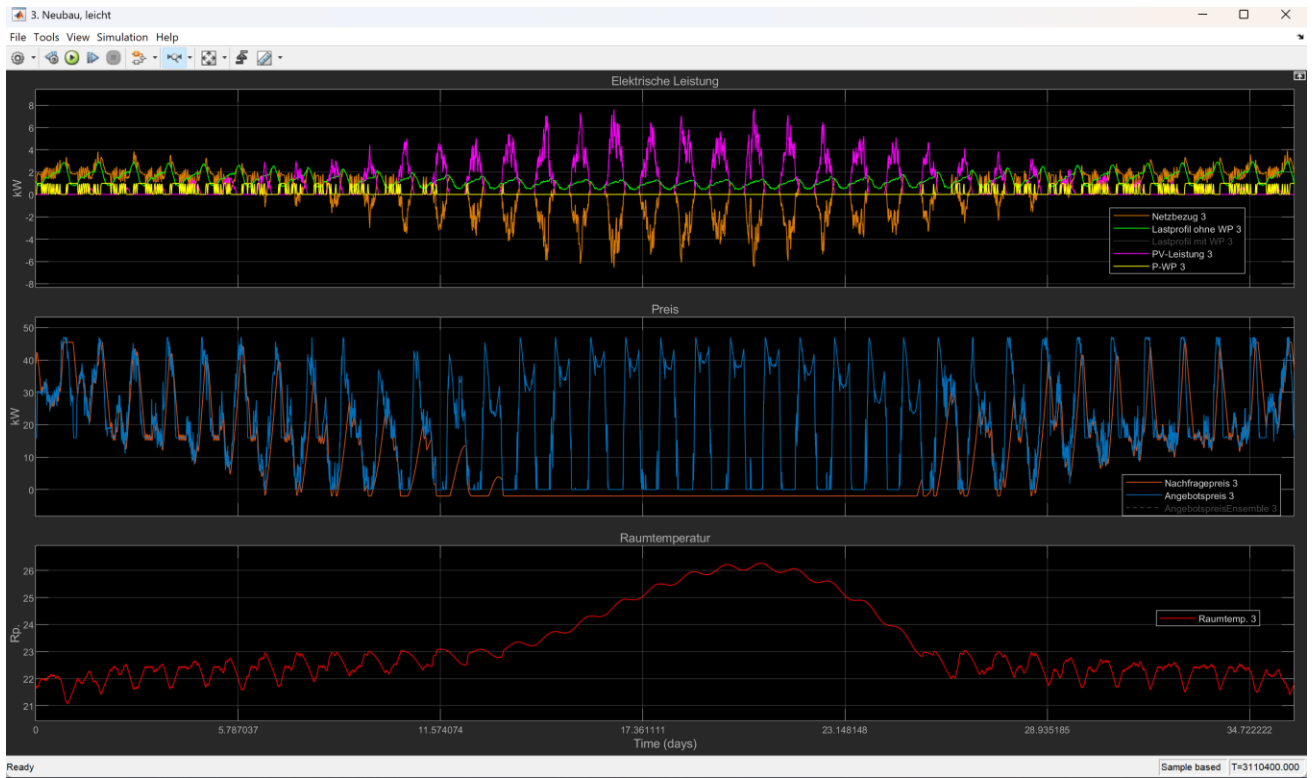
Hausmodul 1



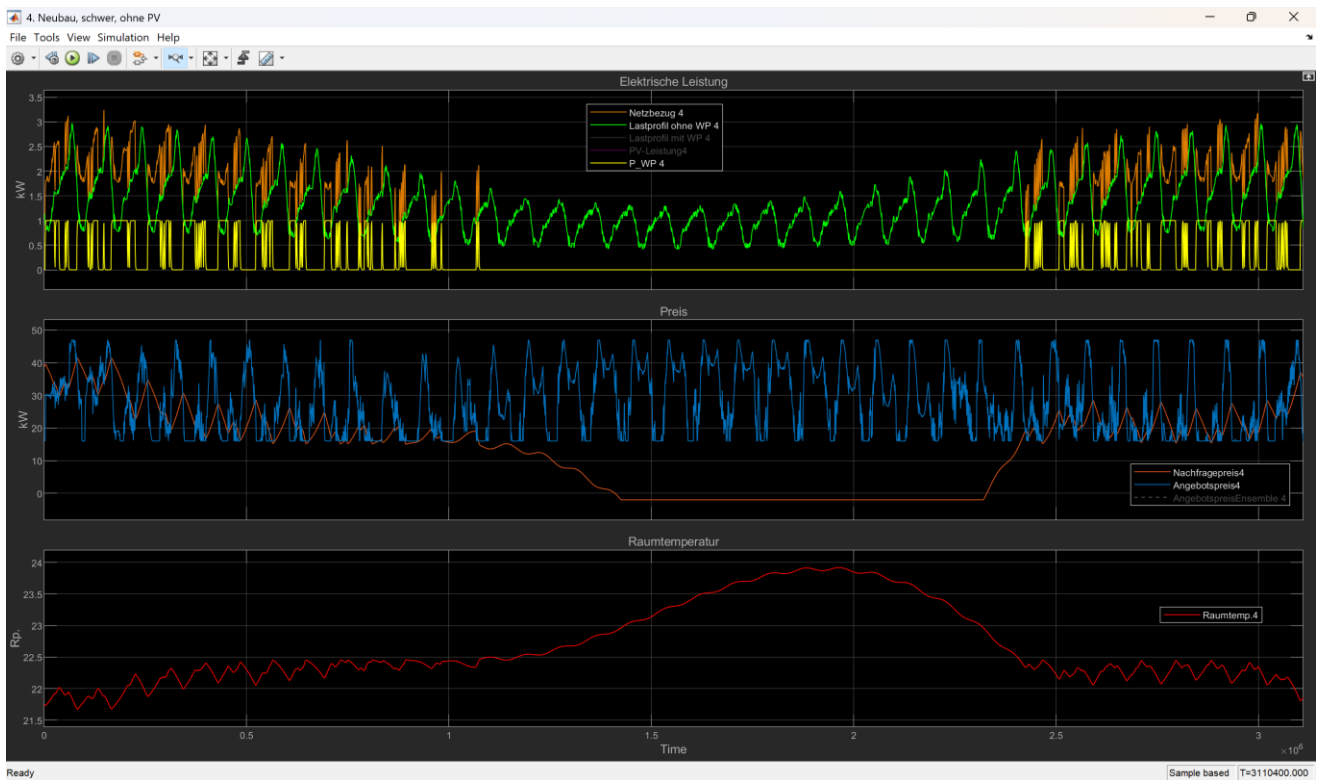
Hausmodul 2



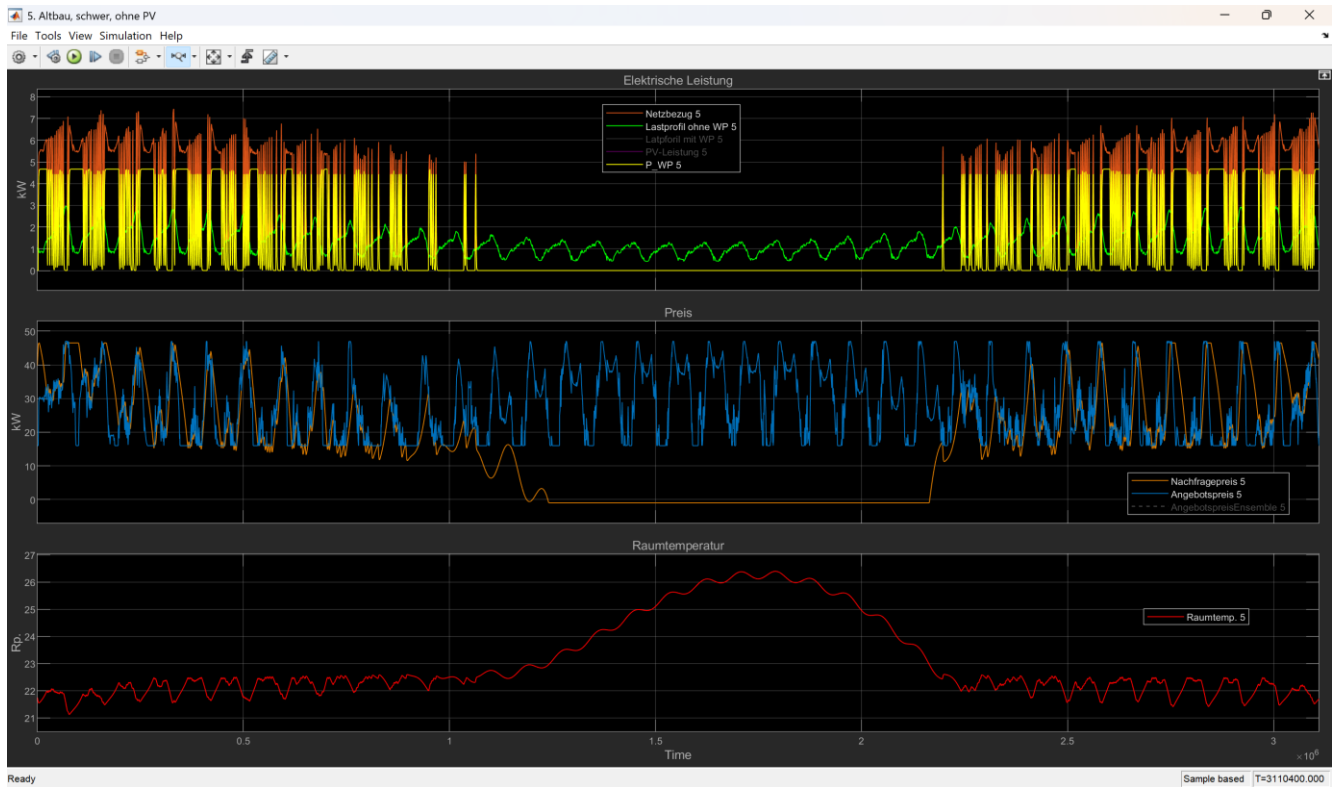
Hausmodul 3



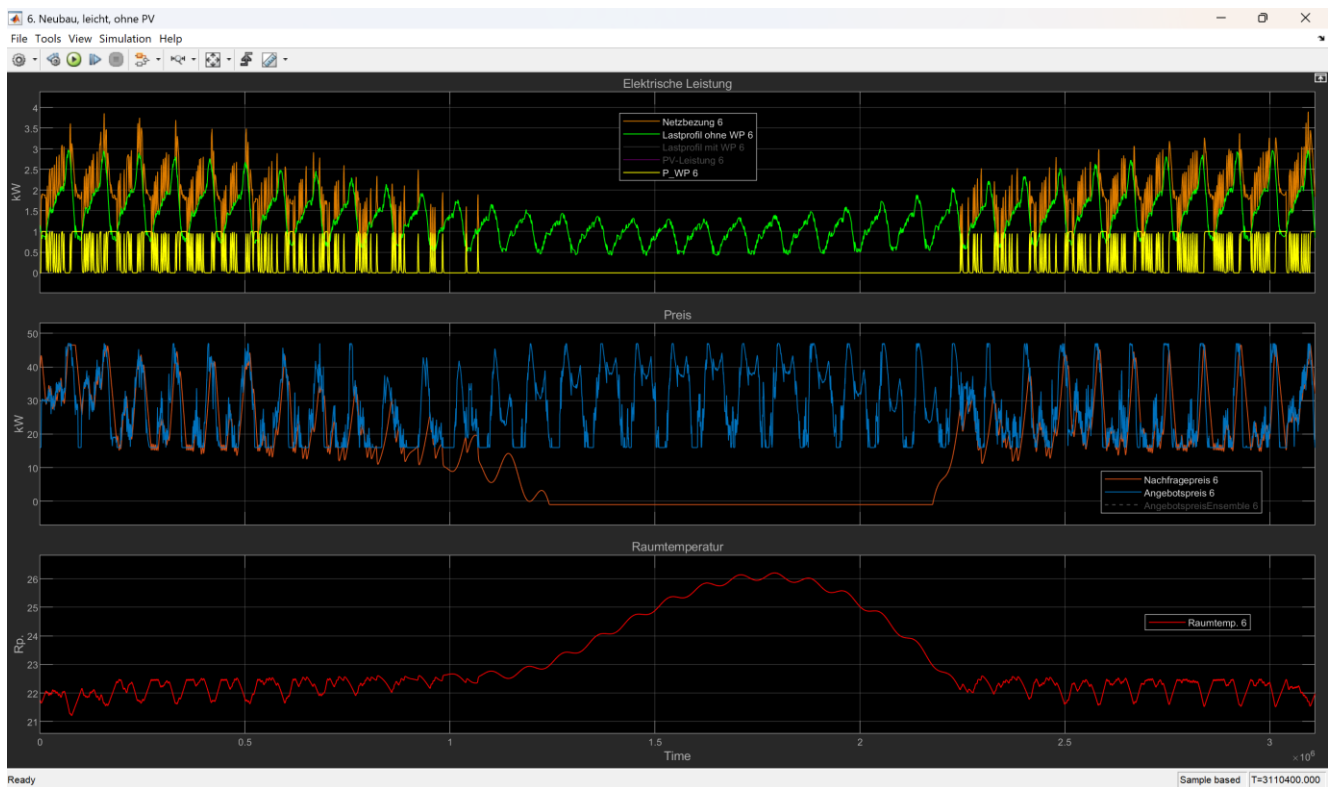
Hausmodul 4



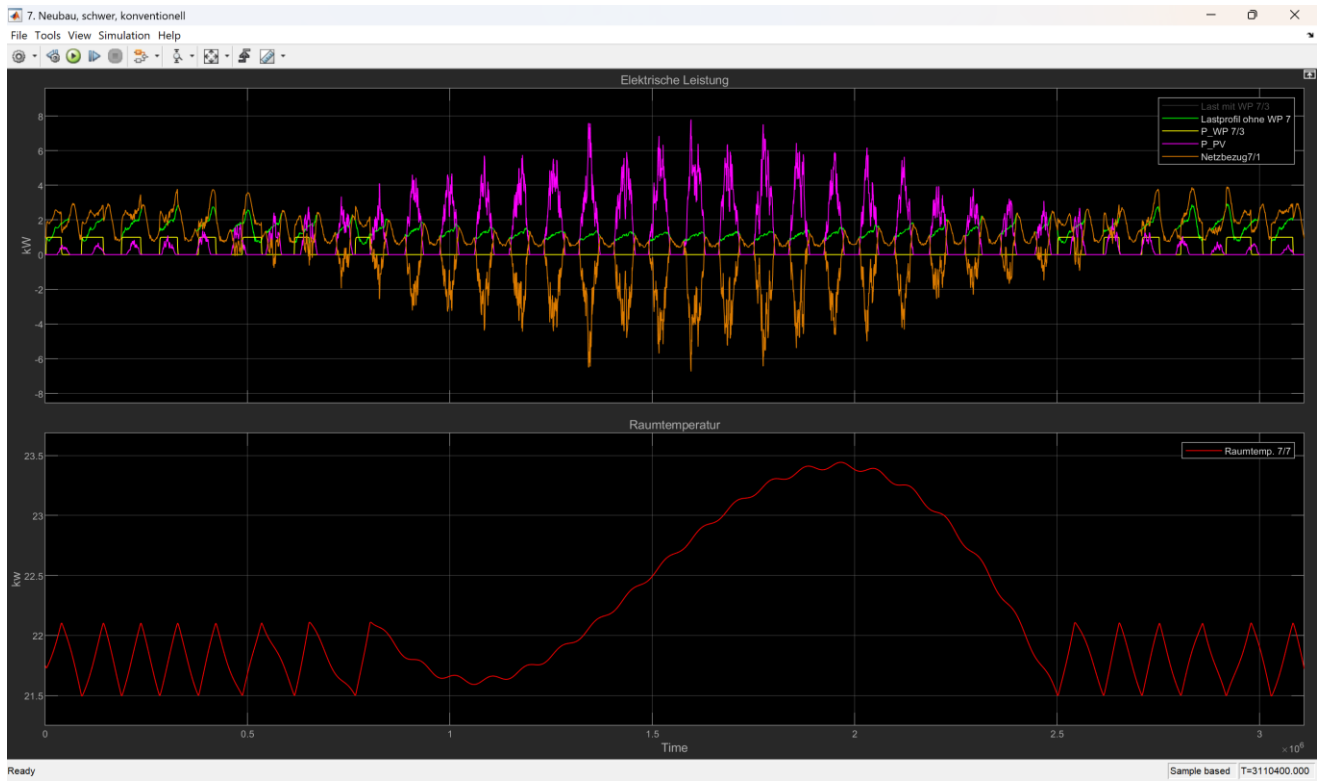
Hausmodul 5



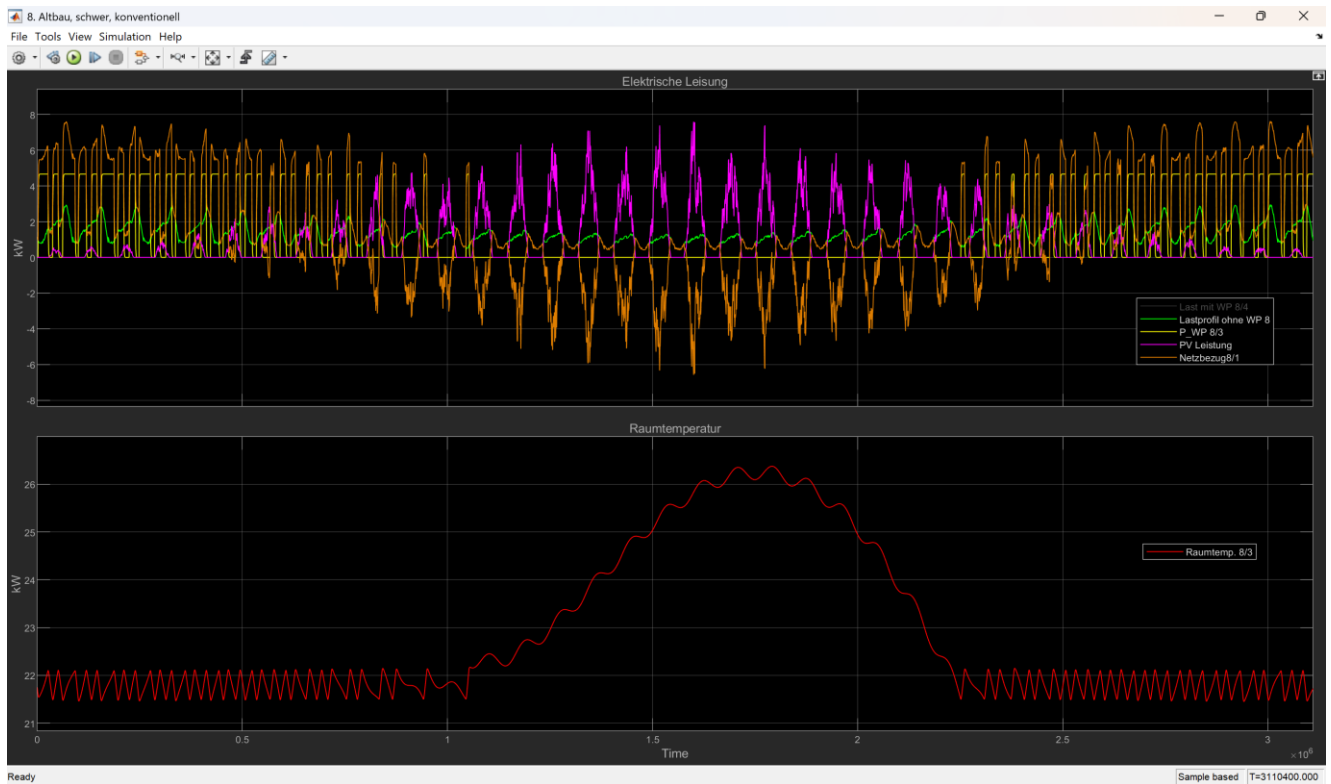
Hausmodul 6



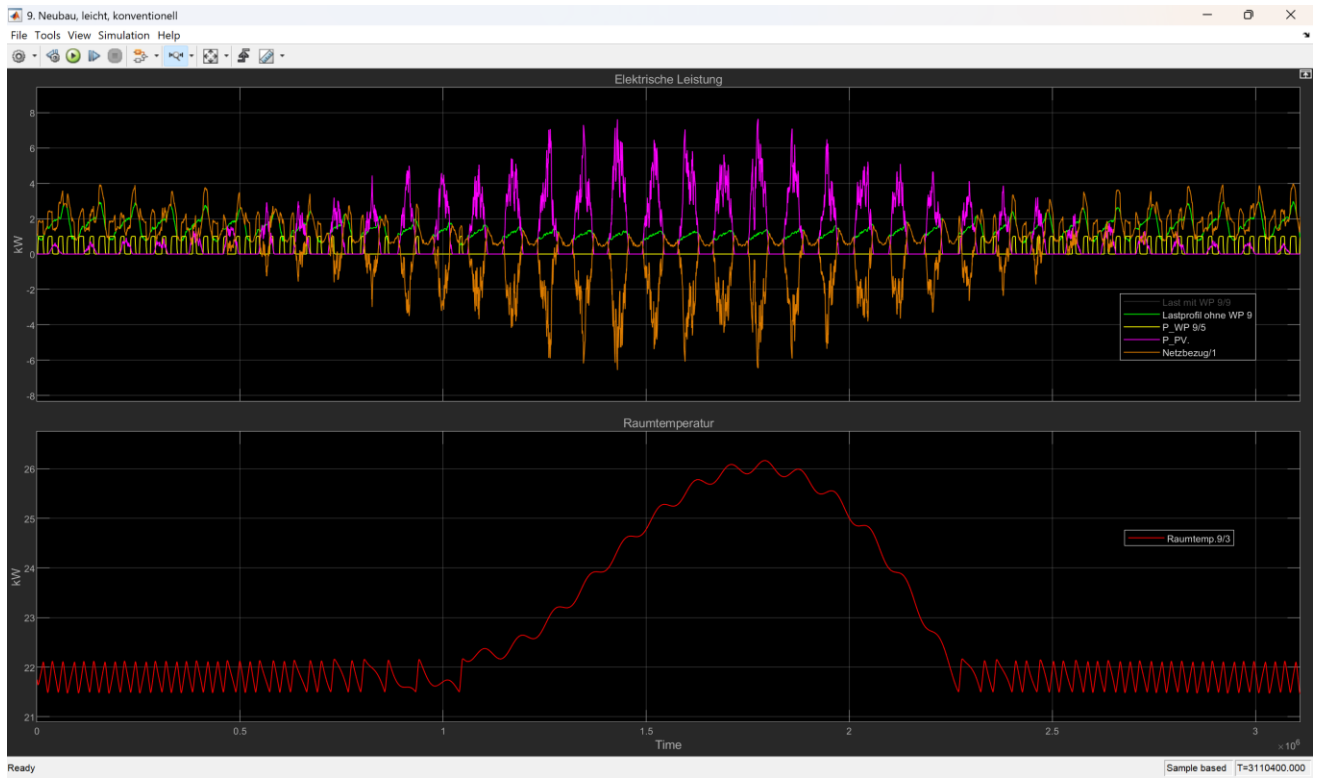
Hausmodul 7



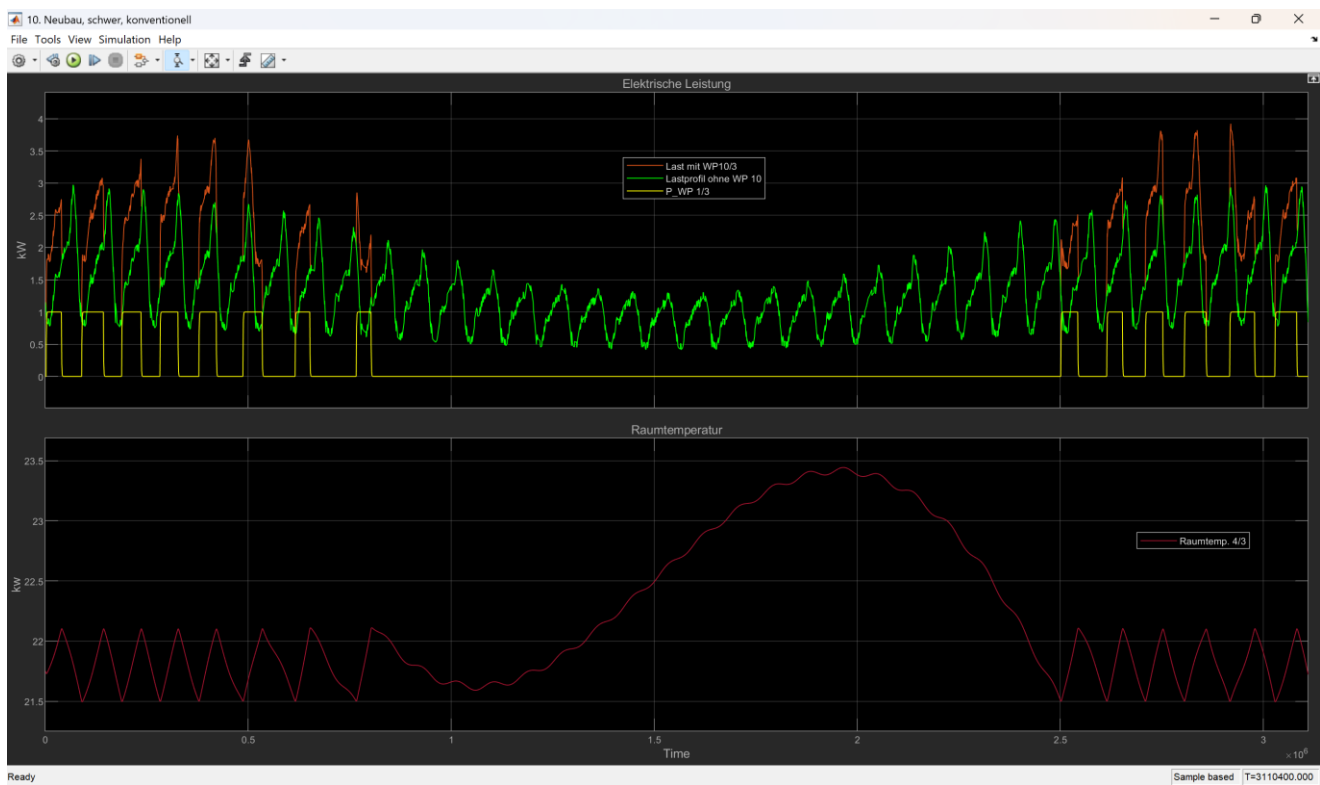
Hausmodul 8



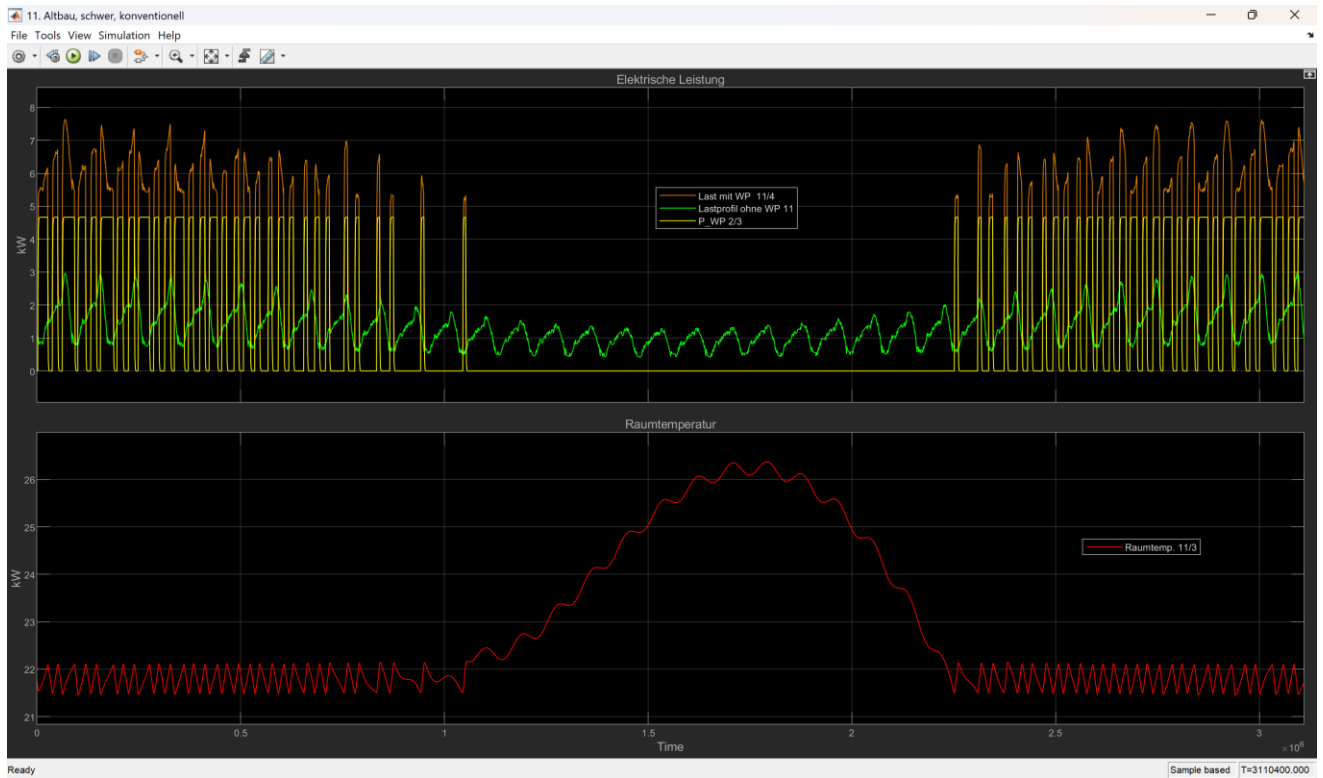
Hausmodul 9



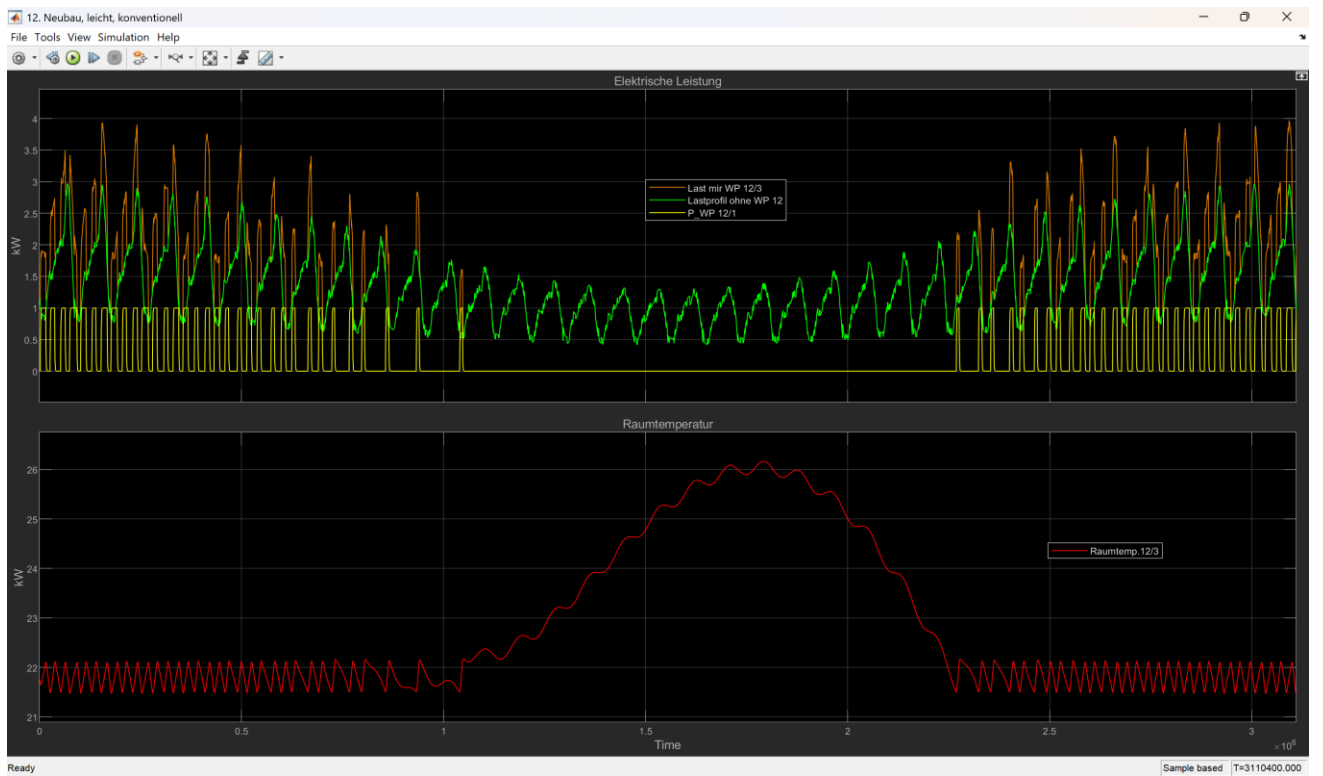
Hausmodul 10



Hausmodul 11



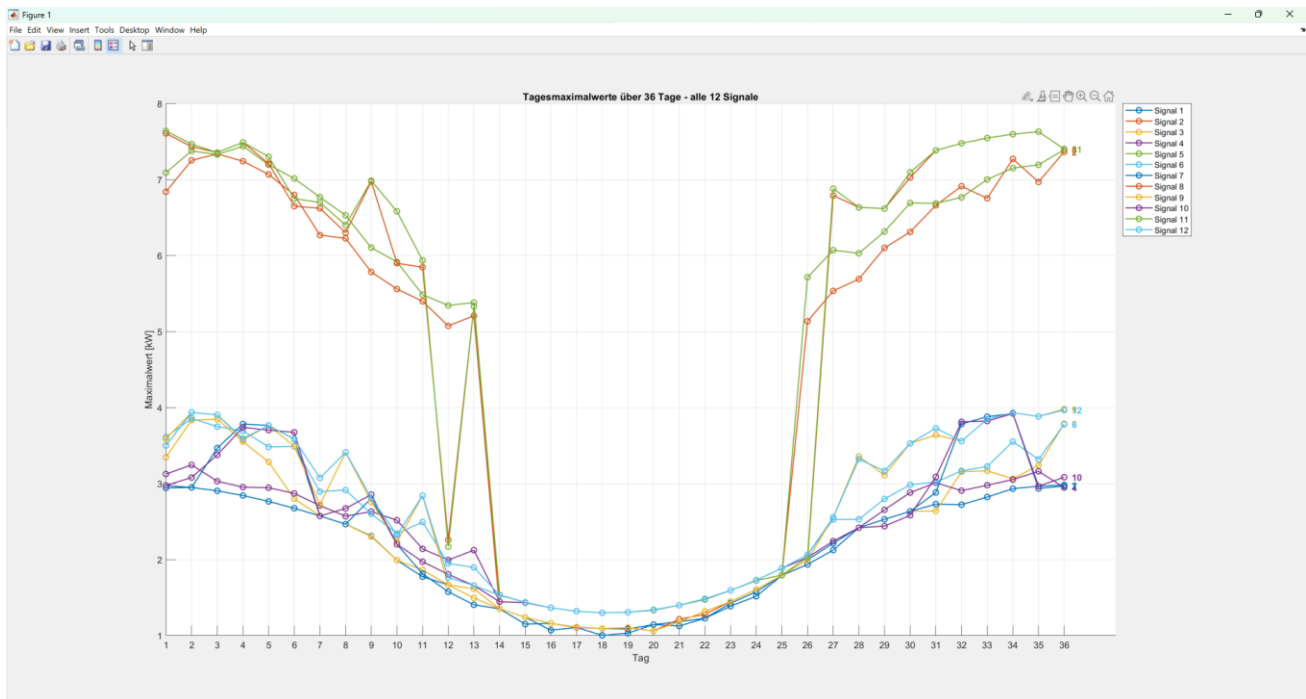
Hausmodul 12



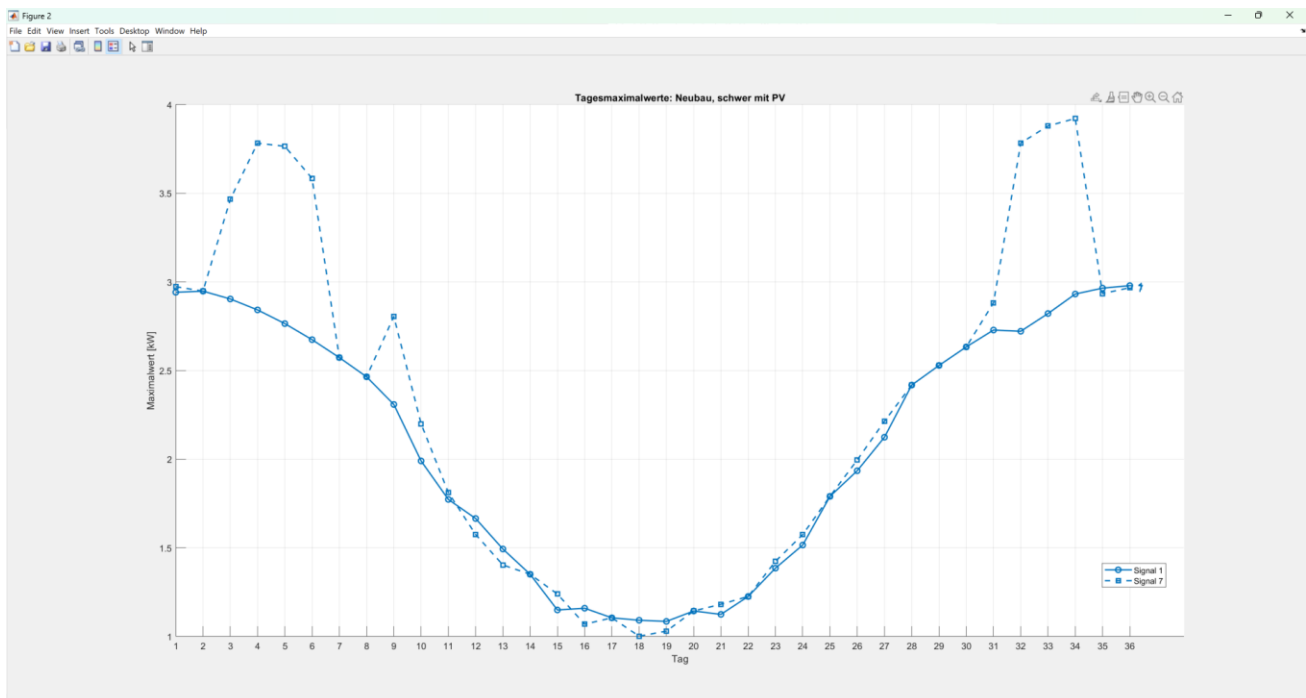
Lastspitzen pro Tag über die 36-tägige Simulation

(Die Farben sind so gewählt, dass die Vergleichsmodule jeweils dieselbe Farbe besitzen.)

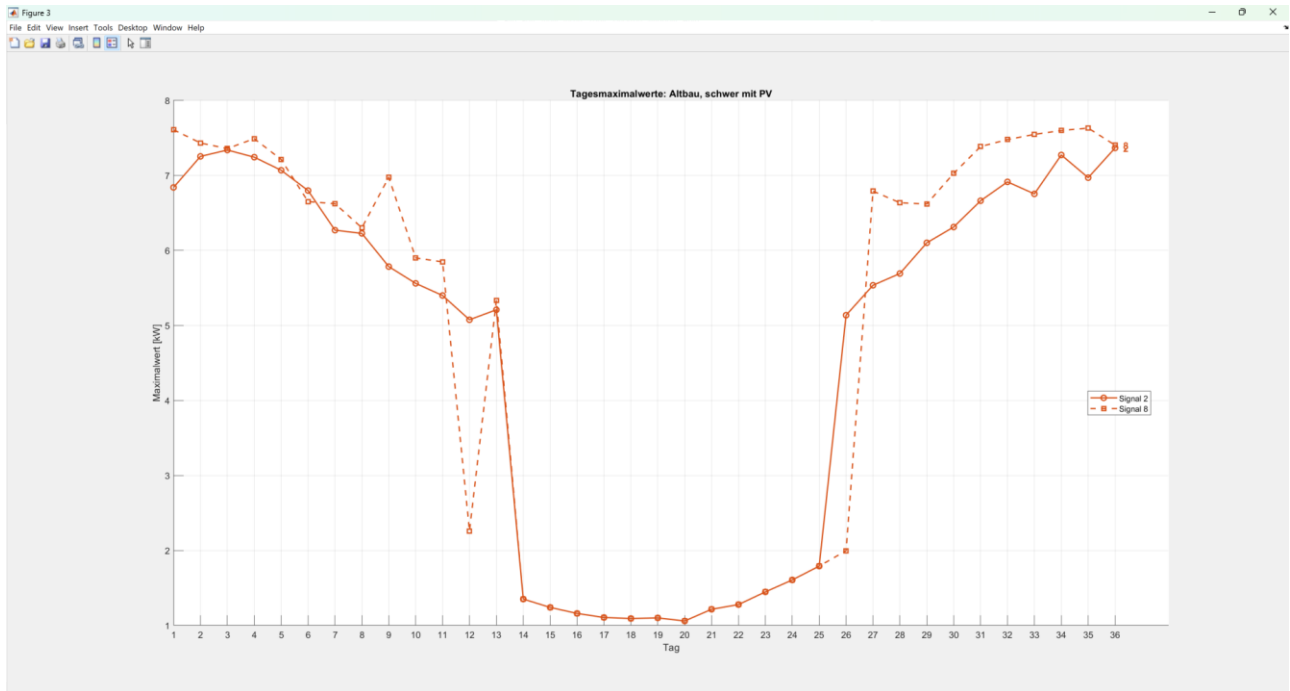
Gesamtübersicht



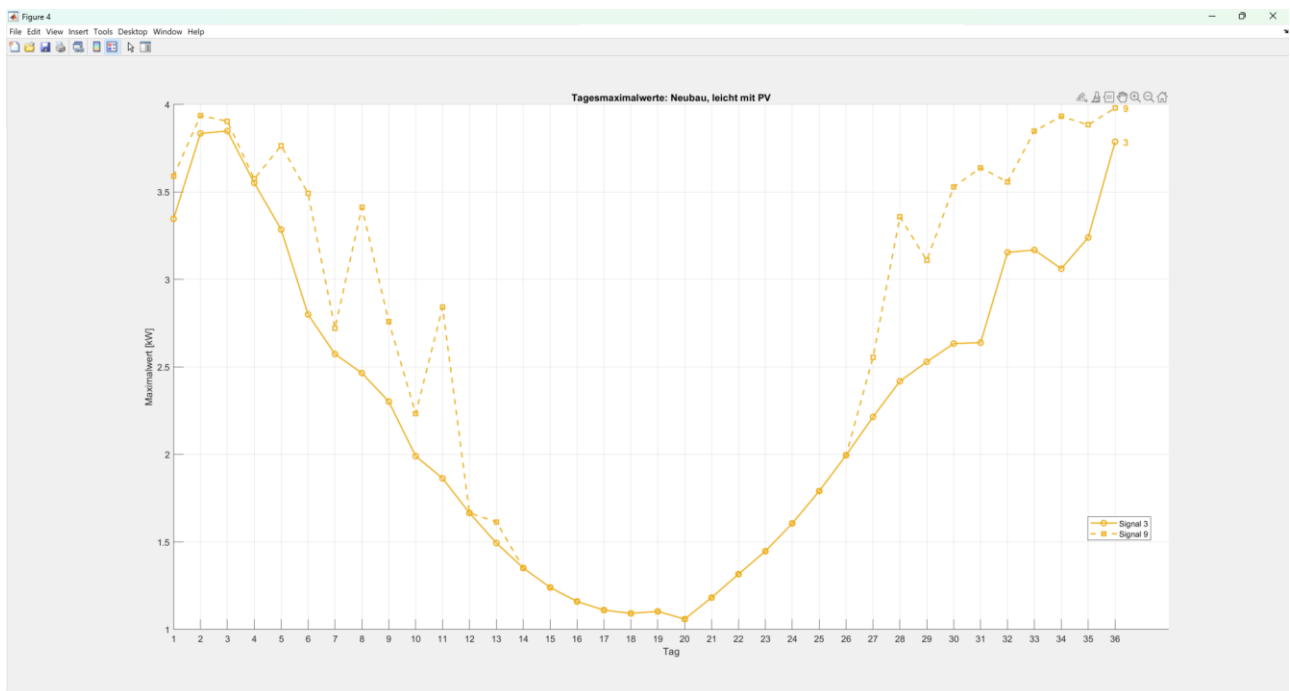
Hausmodul 1 und 7



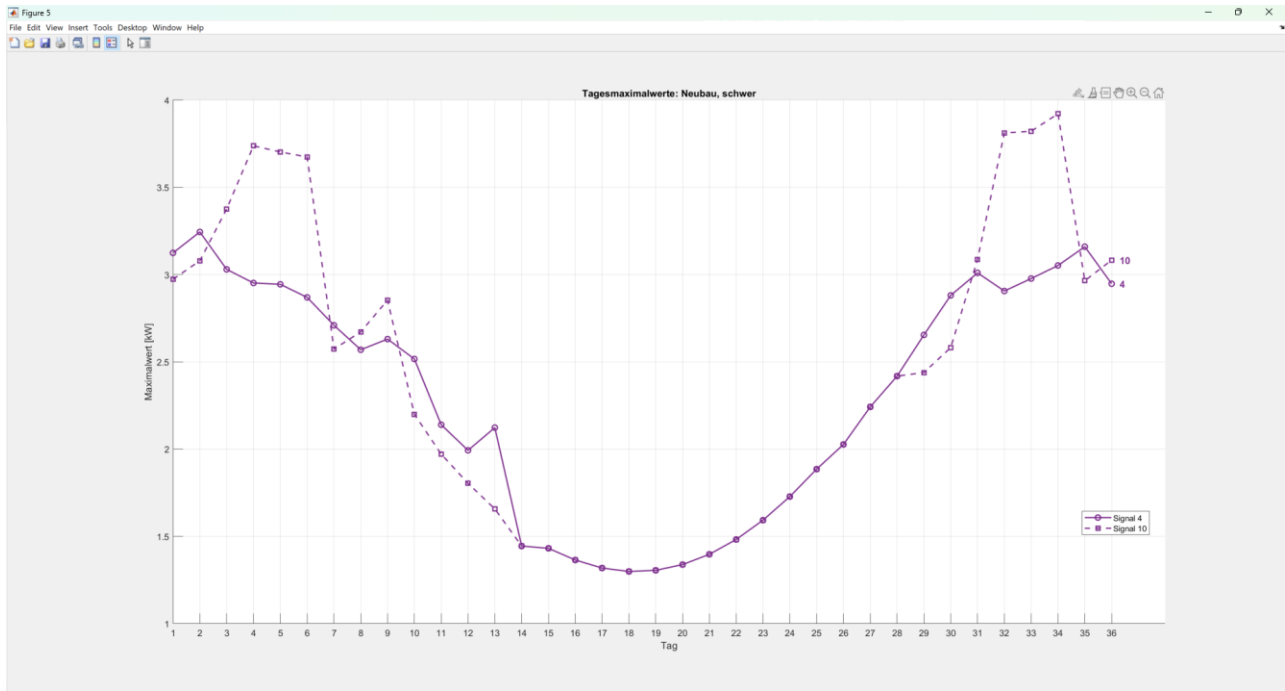
Hausmodul 2 und 8



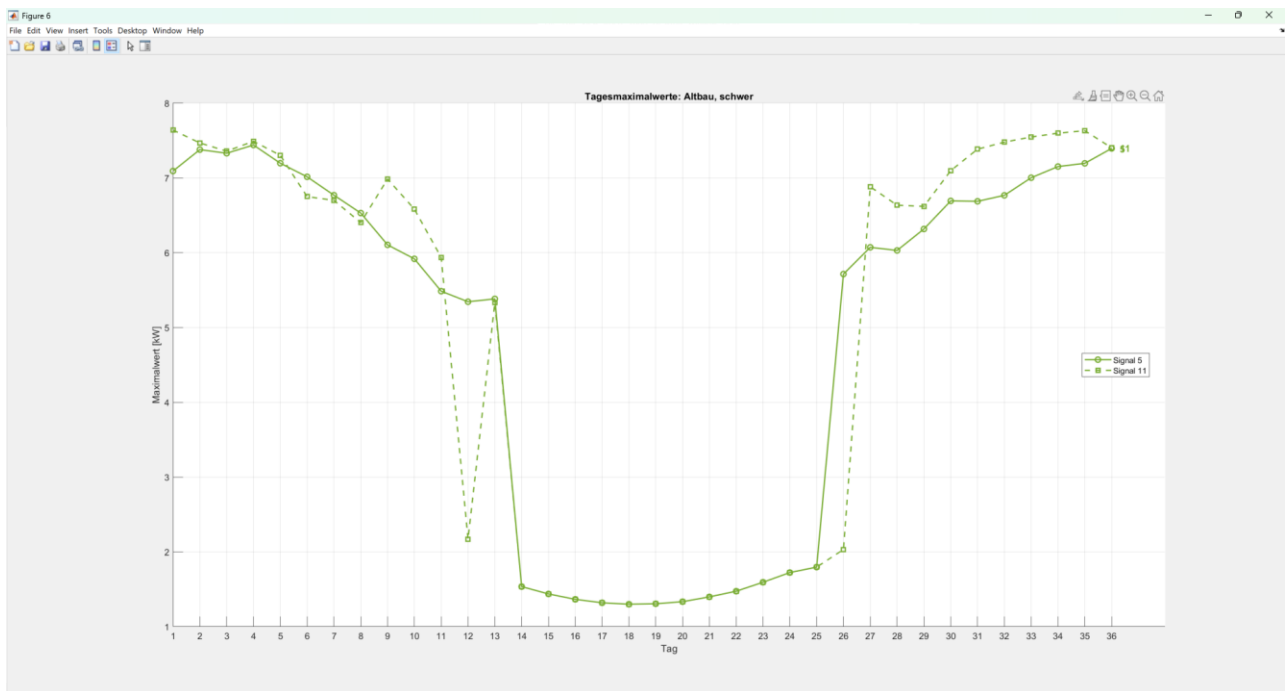
Hausmodul 3 und 9

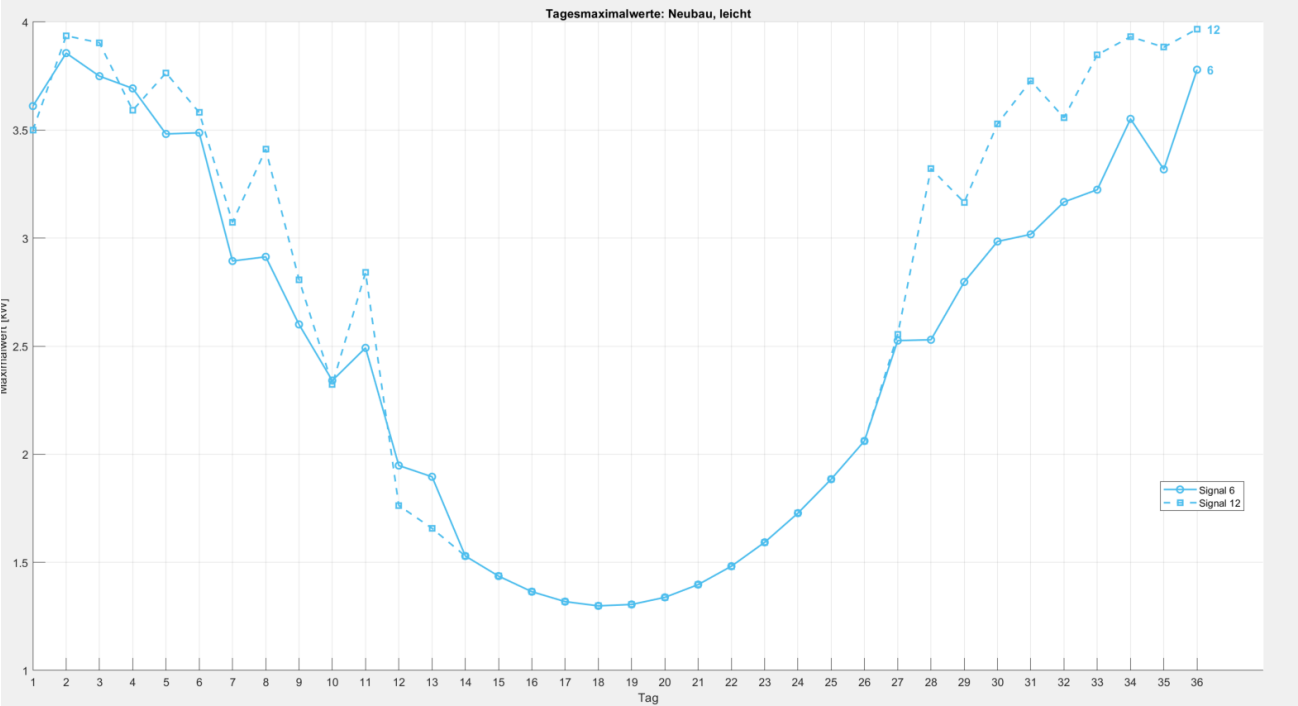


Hausmodul 4 und 10

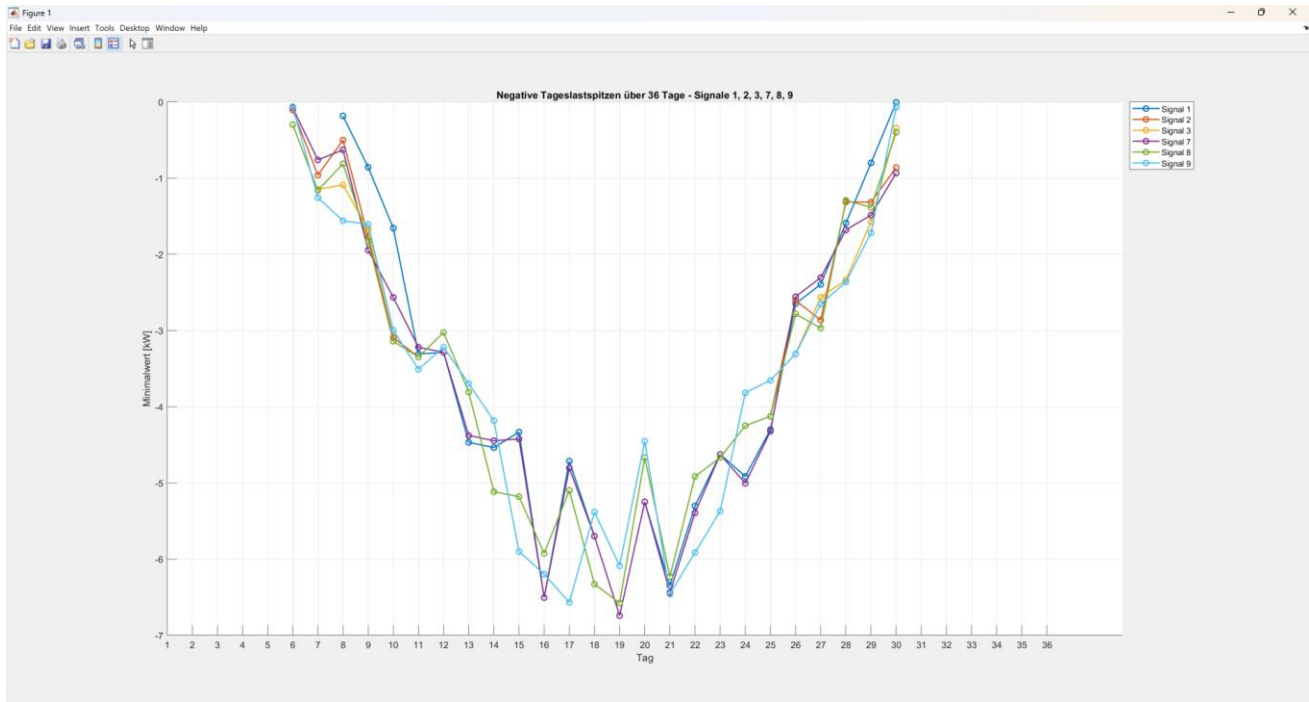


Hausmodul 5 und 11

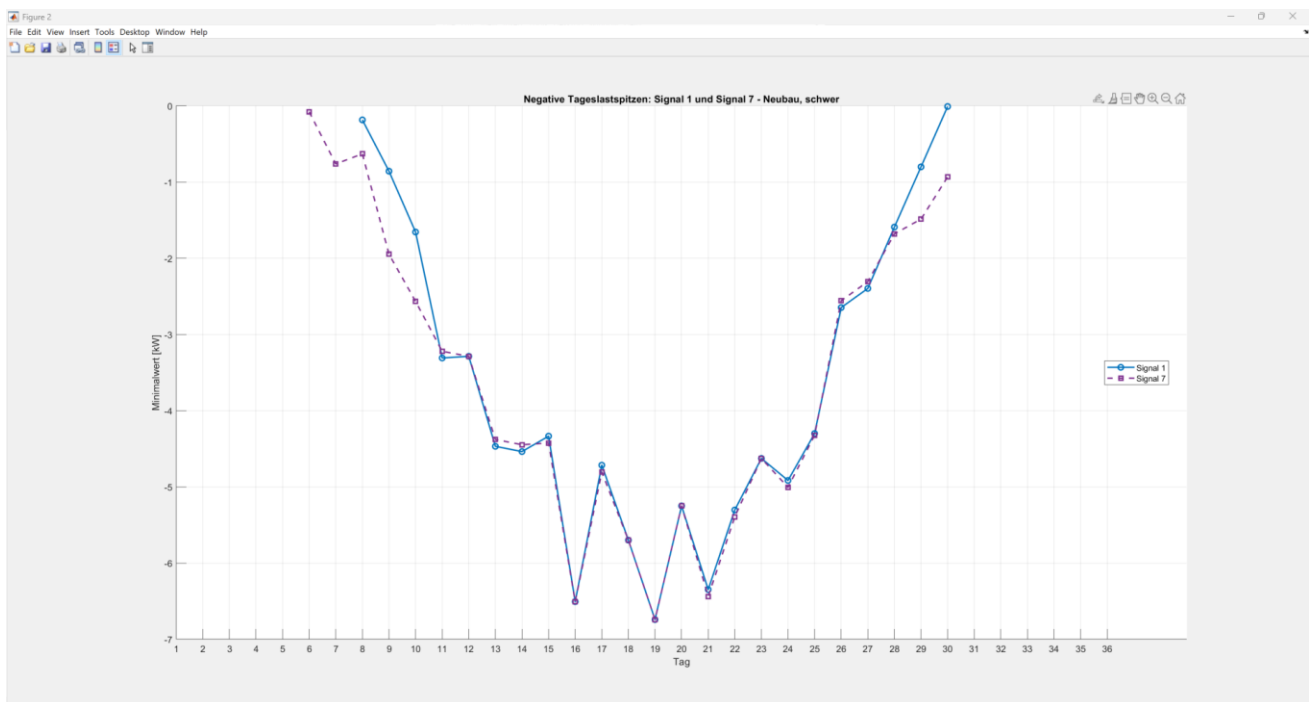




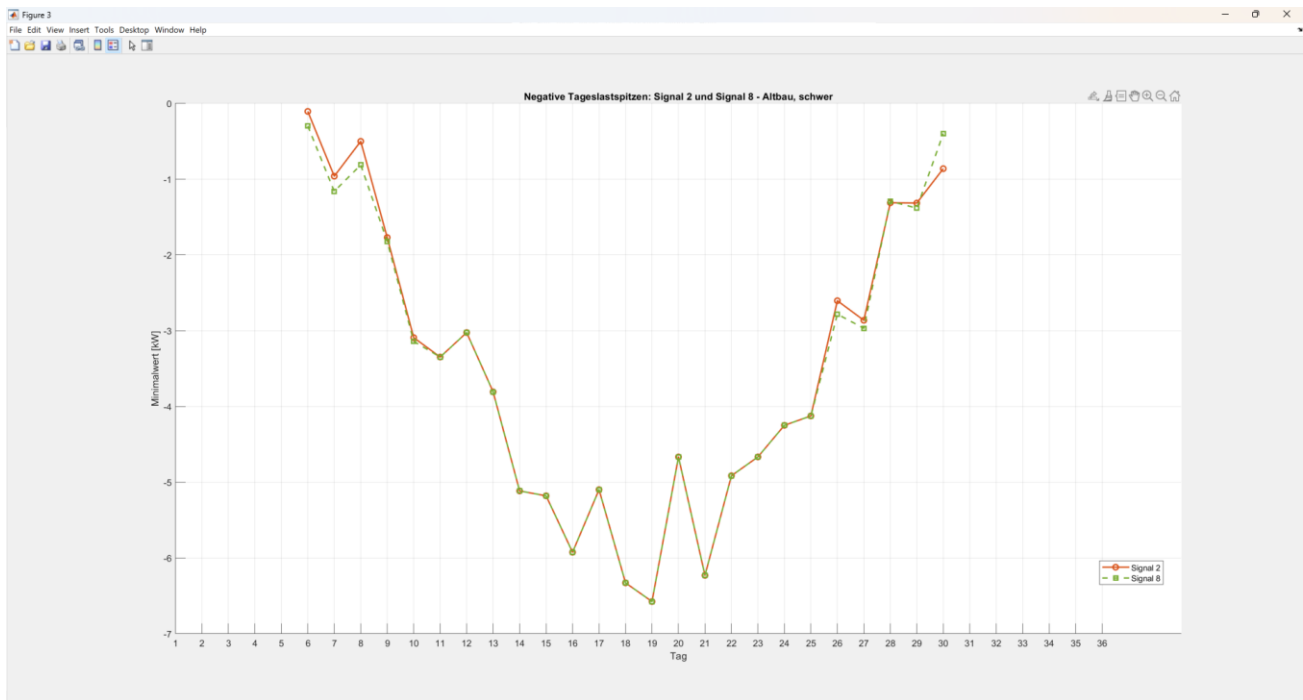
Negative Lastspitzen durch PV-Einspeisung



Hausmodul 1 und 7



Hausmodul 2 und 8



Hausmodul 3 und 9

